

四川盆地侏罗系页岩层系岩相类型及储集特征

——以元坝地区Y2井大安寨段为例

李倩文¹,刘忠宝¹,陈斐然²,刘光祥¹,张殿伟¹,李鹏¹,王鹏威¹

(1. 中国石化石油勘探开发研究院,北京102206; 2. 中国石化勘探分公司,四川成都610041)

摘要:陆相页岩层系岩性复杂、非均质性强,制约了储层甜点优选和探井部署。为查明四川盆地侏罗系页岩层系不同岩相类型的储集特征和含气能力,以元坝地区Y2井自流井组大安寨段为例,采用有机碳含量测定、全岩X射线衍射、岩石薄片鉴定、聚焦离子束扫描电镜、高压压汞—氮气吸附联合测定以及物性分析等手段,划分了大安寨段二亚段(后文简称大二亚段)页岩及夹层的岩相类型,并针对不同岩相类型开展储集物性、孔隙结构、含气性及可压性研究,在此基础上评选了优势岩相和岩相组合。结果表明,Y2井大二亚段页岩层系可划分为3大类6亚类页岩岩相,2大类6小类夹层岩相以及3种宏观岩相组合。页岩孔隙类型以粘土矿物层间孔、方解石溶蚀孔等无机孔为主,为页岩气的赋存提供了储集空间。计算页岩总含气量为 $2.59 \sim 4.38 \text{ m}^3/\text{t}$,游离气平均占比67%,具有较好的勘探潜力,但优势岩相的脆性矿物含量仅为50%,可压性较差。综合评价认为,AB-I型岩相组合中页岩页理和纹理发育,生烃条件好,含气量和游离气比例较高,存在可压性较好的夹层,是元坝地区Y2井大二亚段最有利的勘探储层类型。

关键词:岩相;夹层;页岩;大安寨段;侏罗系;元坝地区;四川盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Lithofacies types and reservoir characteristics of Jurassic shale in the Sichuan Basin revealed by the Da'anzhai Member, Well Y2, Yuanba area

Li Qianwen¹, Liu Zhongbao¹, Chen Feiran², Liu Guangxiang¹, Zhang Dianwei¹, Li Peng¹, Wang Pengwei¹

(1. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China; 2. Exploration Company, SINOPEC, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: The continental shale strata are generally lithologically complicated and highly heterogeneous, making it difficult to pinpoint sweet spots and deploy exploratory wells. To evaluate the reservoir characteristics and gas-bearing capacity of different lithofacies types of Jurassic shale sequences in the Sichuan Basin, the Da'anzhai Member (Well Y2) in the Yuanba area was taken as an example. Experimental methods including TOC content measurement, whole-rock mineral composition analysis, thin section observation, FIB-SEM, mercury injection-N₂ adsorption measurements as well as tests for physical properties were performed to classify the lithofacies types of shale and interlayers in the second sub-member of the Da'anzhai Formation (hereinafter referred to as the J₂da²) and then to single out the lithofacies or lithofacies assemblages with the highest hydrocarbon potential based on physical properties, pore structure, gas content and occurrence as well as fracability. Results show that the shale can be divided into three categories and six sub-categories of lithofacies types, and the interlayers into two categories and six sub-categories for lithofacies types, which can be further grouped into three lithofacies assemblage types from a macro perspective. The shale contains mostly inorganic pores such as interlayer pores within clay minerals and dissolved pores of calcite, providing storage space for gas. The total shale gas content is calculated to be $2.59 \sim 4.38 \text{ m}^3/\text{t}$, in which the free gas accounts for an average of 67%, indicating a good exploration potential. However, the brittle mineral content of shale lithofacies is barely 50%, indicating a poor fracability. It is concluded that type AB-I lithographic assemblages in the sub-member are the most promising exploration targets as they are observed to contain well developed cleavage and lamellation fractures, favorable

收稿日期:2021-12-09;修订日期:2022-07-12。

第一作者简介:李倩文(1992—),女,硕士,助理研究员,非常规油气地质评价及勘探规划。E-mail: liqw2018_sykw@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05036-004);中国石油化工股份有限公司科技部项目(P19017-2)。

hydrocarbon generation conditions, higher gas content and proportion of free gas as well as brittle interlayers, all indicating the most promising exploration targets of all types.

Key words: lithofacies, interlayer, shale, Da'anzhai Member, Jurassic, Yuanba area, Sichuan Basin

引用格式: 李倩文, 刘忠宝, 陈斐然, 等. 四川盆地侏罗系页岩层系岩相类型及储集特征——以元坝地区Y2井大安寨段为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(5): 1127–1140. DOI: 10. 11743/ogg20220510.

Li Qianwen, Liu Zhongbao, Chen Feiran, et al. Lithofacies types and reservoir characteristics of Jurassic shale in the Sichuan Basin revealed by the Da'anzhai Member, Well Y2, Yuanba area[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1127–1140. DOI: 10. 11743/ogg20220510.

在多旋回的构造演化与沉积过程中, 中国陆上发育了海相、海-陆过渡相和陆相多套富有机质页岩层系^[1]。以四川盆地志留系为代表的海相页岩气勘探开发成果显著, 是中国“十三五”页岩气增储上产的主战场^[2]。陆相页岩气资源潜力与海相页岩气基本相当, 其中以四川盆地侏罗系和鄂尔多斯盆地三叠系最为典型。川东复兴地区通过开展老井复测和专探井(FY10井、TY1井)的钻探率先取得陆相页岩油气勘探突破, 在东岳庙段、凉高山组先后获得了工业油气流, 显示出侏罗系的良好勘探前景^[3-4]。前期评价结果显示, 川北元坝地区下侏罗统大安寨段具有较好的页岩气成藏条件, 有机质成熟度较高, 且多口探井获得了丰富的油气显示^[5-6]; 但随后试采和开发评价过程中出现了产量较低或初始产量高、递减快等一系列问题, 尚未实现工业开发^[6-8]。分析认为, 陆相泥页岩层系矿物成分与沉积构造更为复杂, 夹层频繁、岩相时空变化快, 不同类型页岩储集性能和工程改造措施差异大, 因此, 开展页岩岩相类型的精细刻画和优势岩相评价对于页岩甜点层段识别和井位部署意义重大^[1, 7]。

受限于钻井资料, 前期针对元坝地区大安寨段的研究主要集中在该套泥页岩层系作为烃源岩是否具备生烃潜力, 而对单井岩相划分和储层精细描述的研究较少, 对储层孔隙类型和含气性赋存状态等问题缺乏深入探讨。为此, 本文研究选取元坝地区大安寨段最新页岩气专探井——Y2井的岩心资料, 系统开展了页岩岩相和夹层类型划分、不同岩相储集物性、孔隙结构特征研究, 明确了不同岩相含气性和可压性, 为优势页岩岩相和岩相组合选择奠定了基础。

1 地质概况

元坝区块处于四川省东北部广元、南充和巴中市境内, 区域构造上属于米仓山、大巴山弧形构造带与川东弧形褶皱带叠加区块。北为九龙山背斜构造带南端, 南为阆中-平昌低缓构造带, 北东与通南巴背斜构造带相邻^[9-11](图1)。自震旦纪以来, 研究区主要经历

了加里东期、海西期、印支期、燕山期和喜马拉雅期等多期构造运动, 现今地层平缓, 构造简单、稳定, 断裂不发育, 构造-保存条件良好^[12]。元坝地区侏罗系发育完整, 自下而上依次为下侏罗统自流井组、中侏罗统千佛崖组(凉高山组)和沙溪庙组、上侏罗统遂宁组和蓬莱镇组, 其中, 自流井组根据岩性组合特征又可进一步分为珍珠冲段、东岳庙段、马鞍山段和大安寨段(图1)。大安寨段沉积时期, 经历了完整的湖退-湖进过程, 沉积厚度为40~130 m, 由于湖盆水体的频繁震荡和沉积物源的复杂性, 纵向上各个层段表现出明显的非均质性。尤其是大二亚段(大安寨段二亚段), 发育浅湖-半深湖相沉积, 源-储发育条件较好^[6, 13], 是本次研究的主要目的层段。

2 样品与实验

取样井Y2井的构造位置见图1。地球化学分析表明, Y2井大安寨段页岩有机质丰度中等, 总有机碳含量(TOC)为0.52%~3.28%, 其中大二亚段最优, 平均为1.17%; 有机质类型为Ⅱ型, 实测镜质体反射率(R_o)为1.44%~1.83%, 平均为1.67%, 达到成熟-高成熟演化阶段, 现今处于生气高峰期。为进一步分析大二亚段的岩性岩相类型及储集特征, 在岩心观察与描述的基础上, 系统选取岩心样品开展分析测试, 取样深度为3 883~3 925 m, 取样间隔为0.36~1.54 m。选取典型样品开展全岩X射线衍射、粘土矿物X射线衍射、常规岩心分析孔隙度和渗透率、岩石薄片鉴定、聚焦离子束扫描电镜、CT扫描、高压压汞、低温氮气吸附和甲烷等温吸附等实验项目。所有实验测试均在中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所实验研究中心完成, 实验过程和数据分析均按相关标准严格执行。

3 岩相类型划分

岩相是指一定沉积环境中形成的岩石或岩石组合, 是岩石类型及沉积构造的综合, 也是沉积环境在岩

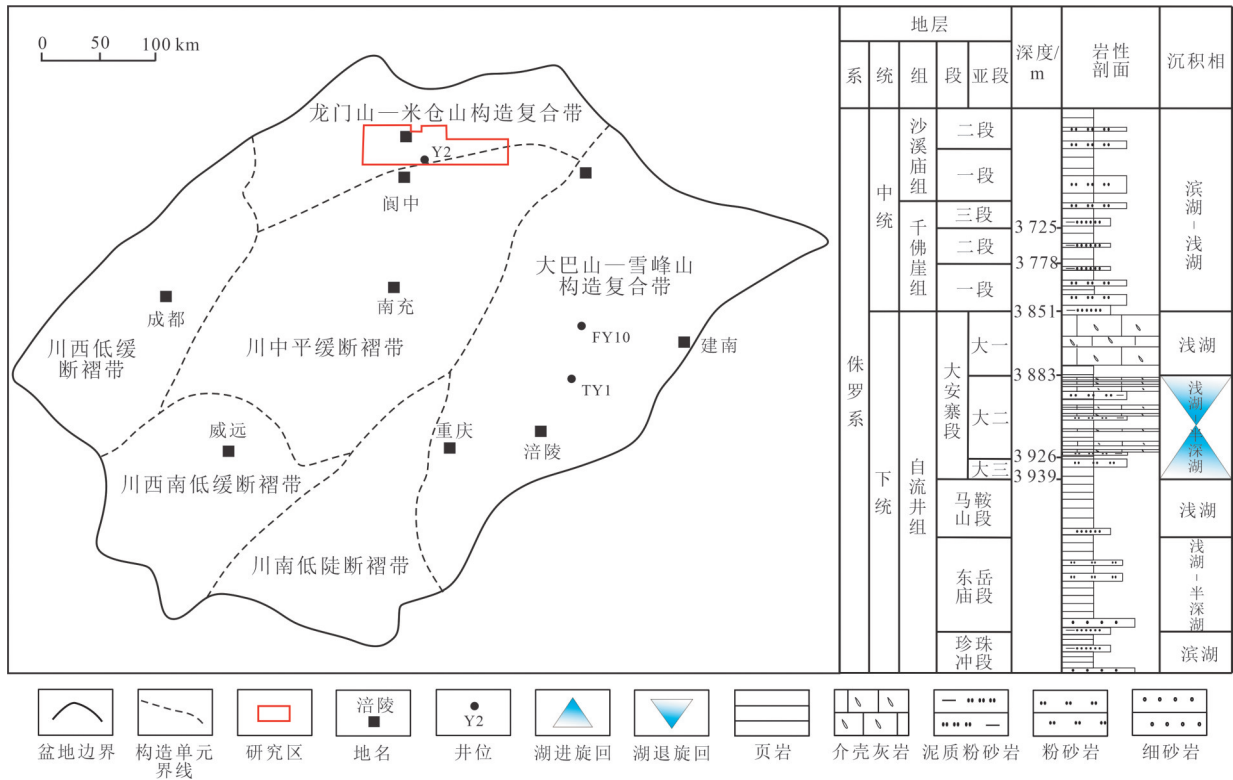


图1 四川盆地元坝地区构造位置及侏罗系综合柱状图

Fig. 1 Sketch map showing the locations of tectonic units in the Yuanba area of Sichuan Basin with a stratigraphic column showing its Jurassic system

性上的综合表现^[7, 13-14]。研究表明,有利岩相是页岩油气富集的基础^[14-15]。

3.1 页岩岩相类型及特征

岩心观察和描述表明,大安寨段为典型的陆相湖盆沉积,整体为一套泥页岩、粉(细)砂岩、碳酸盐岩的混积岩,岩性变化快,夹层较发育。其中,大二亚段在浅湖-半深湖相带主要发育黑灰色泥页岩、深灰色含介壳泥岩、粉砂质泥岩和介壳灰岩等(图2),是最适合页岩气生成和储集的层系^[14, 16]。目前关于陆相页岩的岩相划分尚未形成统一的认识,本文将主要依据刘忠宝等^[7]提出的“全岩矿物分区—有机碳含量(*TOC*)分级—矿物结构与沉积构造校正及完善”的三步岩相划分方法开展研究。选取大二亚段57块页岩样品开展全岩X射线衍射分析,在岩石三端元命名分类方案的基础上,重点考虑泥页岩中*TOC*的重要性以及石英(粒度结构)与方解石(生物介壳)两种非粘土矿物的“环境”意义,在Y2井大二亚段中共识别出粘土质页岩相(A型)、介壳页岩相(B型)、粉砂质页岩相(C型)等3大类页岩岩相类型;进一步细分为中-高碳粘土质页岩相(A₁型),低-中碳粘土质页岩相(A₂型),中碳含介壳页岩相(B₁型),低-中碳介壳灰质页岩相(B₂型),低-中碳含灰质介壳页岩相

(B₃型),低-中碳粉砂质页岩相(C₁型)等6个亚类。Y2井大二亚段各岩相类型在矿物组成、纹层、有机质形态、裂缝和生物化石等方面存在差异(表1)。

3.2 夹层岩相类型及特征

33块夹层岩心样品观察及岩石薄片鉴定分析结果表明,Y2井大二亚段夹层发育介壳灰岩类(I型)和粉砂岩类(II型)2大岩相类型。其中,I型包括介壳灰岩相、泥质介壳灰岩相和含泥介壳灰岩相3个亚类;II型也包括粉砂岩相、泥质粉砂岩相和含泥粉砂岩相3个亚类。介壳灰岩相(I型)在大二亚段广泛分布,主要呈颗粒状杂乱分布,部分富集成带状,颗粒主要由方解石组成,少许充填有机质,介壳通常有不同程度的重结晶,局部粒内见硅化现象。粉砂岩类(II型)主要分布在大二亚段的上部层段,碎屑颗粒主要是石英,可见不规则溶蚀边,细砂-粉砂结构为主,不均匀分布于粘土晶间,部分条带富集,粒间主要是碳酸盐矿物和隐晶质粘土矿物(图2)。

3.3 岩相组合及分布规律

鉴于Y2井大二亚段岩相类型多样、夹层较为发育的特点,需要开展页岩与夹层岩相组合的研究,分析不

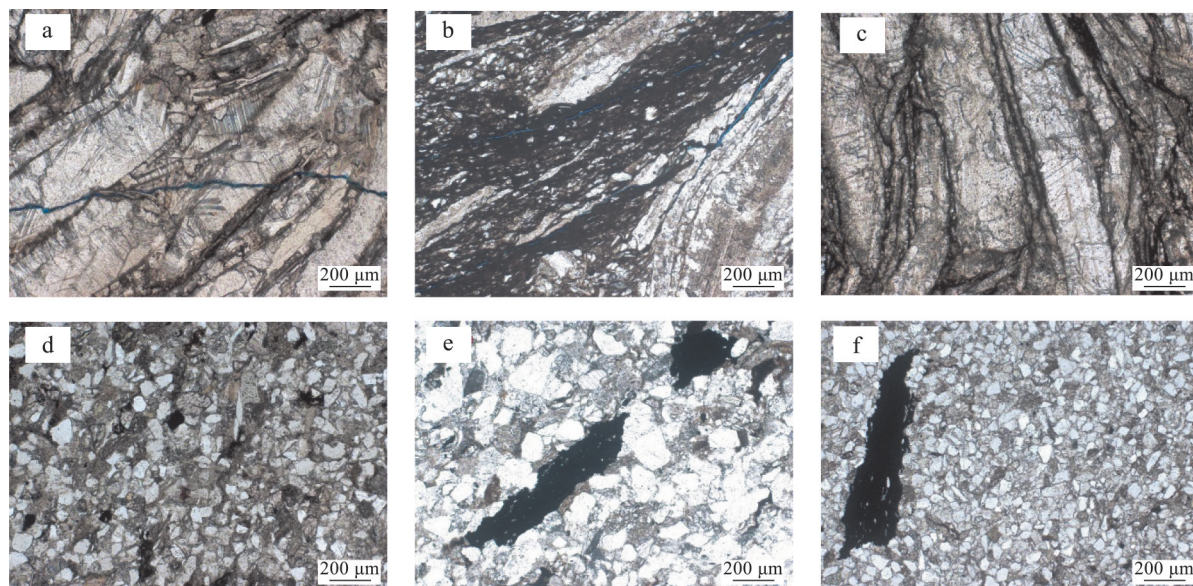


图2 元坝地区Y2井大二亚段页岩层系夹层单偏光镜下岩石学特征照片(铸体薄片)

Fig. 2 Single polarized microscopic images showing the petrological characteristics of interlayers in shale of J_1da^2 , Well Y2, Yuanba area
a. 埋深3 885.99 m,褐灰色介壳灰岩,粒屑结构,主要由似介壳类颗粒组成,发育1条构造-溶蚀裂缝; b. 埋深3 891.66 m,褐灰色介壳灰岩,泥质结构,粘土矿物呈隐晶状,发育数条构造-溶蚀裂缝; c. 埋深3 903.99 m,褐灰色介壳灰岩,粒屑结构,主要由似粒屑组成,粒屑由亮晶方解石组成;
d. 埋深3 893.92 m,灰色含灰细砂岩,细砂-粉砂结构,主要由石英组成,部分颗粒边缘环绕分布粘土膜; e. 埋深3 896.3 m,浅灰色粉砂岩,粉砂-细砂结构为主,有机质呈不规则状零星分布于局部粒间; f. 埋深3 922.59 m,灰色泥质粉砂岩,粉砂结构,主要由粉砂碎屑颗粒组成,颗粒具不同程度溶蚀

同岩相组合的特征与分布规律^[7, 14]。通过对Y2井岩性剖面分析,重点依据夹层类型、厚度、数量等差异,识别出3种宏观岩相组合类型,即灰泥沉积组合(AB-I型, B-I型),泥砂沉积组合(C-II型),泥灰砂混合沉积组合(BC-I型)(图3)。AB-I型岩相组合主要分布在Y2井大二亚段的中下部,厚度约5~6 m,发育生烃条件较好的粘土质页岩相,TOC较高,夹层类型主要是介壳灰岩,处于水体相对较深的半深湖沉积环境,利于有机质富集。由于介壳夹层的广泛发育, B-I型岩相组合在大二亚段最为发育,介壳以断续纹层-纹层状为主,定向性较好,从下至上数量和密度逐渐增加,为典型的碳酸盐岩浅湖沉积。C-II型岩相组合主要分布在上部地层,粉砂岩夹层发育且多为厚层,反映水体相对较浅,为碎屑岩浅湖沉积。BC-I型岩相组合主要分布在顶部和底部层段,介壳灰岩相和粉砂质页岩相为主,页理欠发育,夹层多呈断续状分布,呈现明显的泥、灰、砂“三元混积”特征,反映水体较浅且动荡,物源多样。

4 不同岩相储集特征

不同岩相的储集物性、孔隙类型及结构等特征对明确页岩储层储集性能、气藏富集规律,优选页岩气甜

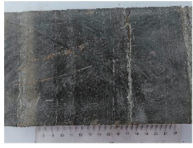
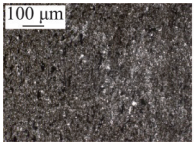
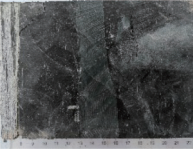
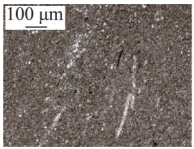
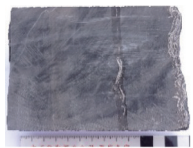
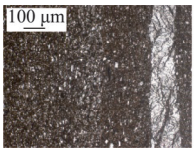
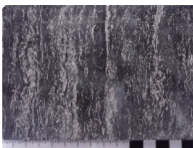
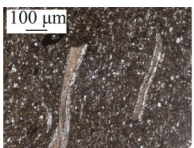
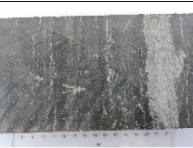
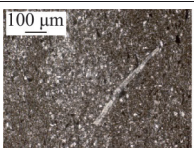
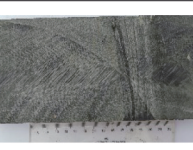
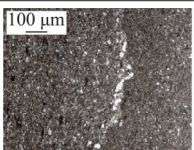
点层段以及后期压裂开发都具有重要意义^[17]。

4.1 储集物性特征

针对大二亚段不同页岩和夹层岩相类型开展常规岩心分析,并进行差异性对比。结果表明,粘土质页岩相、介壳页岩相、粉砂质页岩相3种页岩岩相以及介壳灰岩相和粉砂岩相2种夹层岩相的孔隙度平均值分别为3.78%, 3.15%, 3.18%和1.41%, 1.15%(图4a),渗透率平均值分别为 0.040×10^{-3} , 0.120×10^{-3} , 0.001×10^{-3} 和 0.007×10^{-3} , $0.002 \times 10^{-3} \mu m^2$ (图4b),整体评价为低孔-特低渗储层。与川东龙马溪组海相页岩相比,大二亚段的孔隙度和渗透率均偏低^[18]。从不同岩相对比来看,粘土质页岩相和介壳页岩相具有较好的储集物性,夹层的存在明显降低了页岩储层品质,介壳灰岩夹层略优于粉砂岩夹层。这可能是由于粘土质页岩相的孔隙较发育,且纹层的存在一定程度上也改善了储层品质,介壳页岩相中微裂缝相对发育,而夹层中孔隙和裂缝均欠发育^[1]。因此,在Y2井大二亚段有利层段的优选过程中,要考虑夹层对物性的影响;此外,考虑到参数的可靠程度及其在储层评价中的作用,将孔隙度作为有利储层优选的代表性参数更为合理。因此,从物性来说,粘土质页岩相(A型)或介壳页岩相(B型)储层更优。

表 1 元坝地区 Y2 井大二亚段岩相类型特征

Table 1 Characteristics of different lithofacies types of J₃da², Well Y2, Yuanba area

取样深度/m	岩相类型	岩心特征	微观特征	TOC/%	主要矿物含量/%	矿物结构与沉积构造
3 909. 44	中-高碳粘土质页岩相 (A ₁ 型)			2. 16	粘土矿物:50. 0 石英+长石:41. 2 碳酸盐矿物:6. 9	灰黑色,泥质结构为主,页理发育,少许条带富集,黑色矿物呈斑点状、弯曲短细条状密集分布
3 914. 03	低-中碳粘土质页岩相 (A ₂ 型)			0. 68	粘土矿物:55. 8 石英+长石:6. 6 碳酸盐矿物:0. 7	深灰色,泥质结构为主,针状白云母定向分布其中,碎屑颗粒以粉砂为主,不均匀分布介壳类颗粒
3 885. 00	中碳含介壳页岩相 (B ₁ 型)			1. 56	粘土矿物:48. 9 石英+长石:44. 4 碳酸盐矿物:1. 2	灰黑色,以粘土矿物为主,局部浸染黑色有机质,零星分布少许介壳状、拉长状等颗粒,主要由方解石组成
3 888. 74	低-中碳介壳灰质页岩相 (B ₂ 型)			1. 06	粘土矿物:44. 4 石英+长石:40. 7 碳酸盐矿物:11. 2	深灰色,以粘土矿物为主,偶见黑色有机质呈团粒状零星分布,不均匀分布似腕足状、介壳状颗粒,长轴定向明显
3 901. 54	低-中碳含灰质介壳页岩相 (B ₃ 型)			0. 98	粘土矿物:47. 3 石英+长石:47. 1 碳酸盐矿物:3. 1	深灰色,主要成分为粘土矿物,零星分布似介壳、腕足颗粒,部分颗粒边缘环绕分布碎屑颗粒
3 907. 44	低-中碳粉砂质页岩相 (C ₁ 型)			1. 18	粘土矿物:46. 9 石英+长石:45. 4 碳酸盐矿物:6. 0	深灰色,主要成分为粘土矿物,黑色矿物不均匀分布,可能为炭屑,碎屑颗粒以粉砂为主,不均匀星散分布

4.2 储集空间类型

聚焦离子束扫描电镜观察分析表明,Y2井大二亚段页岩储层空间类型可划分为无机孔、有机孔和微裂缝3类,其中无机孔主要以粘土矿物层间孔和方解石溶蚀孔为主,在不同页岩岩相中均较为发育,是最主要的储集空间类型。

4.2.1 粘土矿物片间孔

大二亚段页岩中广泛发育与粘土矿物相关的线状微孔隙,即粘土矿物片间孔(图5a—c),主要发育于伊利石片层间、伊利石与矿物颗粒间,线状孔隙长度及宽度大小不一,部分被固体沥青充填。研究表明,该类孔隙主要是由早期粘土矿物间原生孔隙因压实、成岩及矿物蚀变作用而形成的,多沿粘土矿物解理方向发育,形成狭缝形或线形,可延伸数微米^[19]。因此,粘土矿物含量越高,粘土矿物片间孔越发育^[20]。粘土矿物含

量统计分析表明,粘土质页岩相的含量总体高于介壳页岩相和粉砂质页岩相,平均值分别为53.9%、43.5%和42.1%(图6)。与海相页岩相比,陆相页岩的粘土矿物含量普遍偏高,这也是造成陆相页岩的无机孔发育程度高于海相页岩的一个主要原因^[7, 21]。

4.2.2 方解石溶蚀孔

Y2井大二亚段页岩层系广泛发育介壳页岩相和介壳灰岩夹层,其主要矿物为方解石,在成岩过程中,局部层段可发育方解石相关溶蚀孔隙(图5d—f)。孔隙形态多样,常见两种形式,一种是粒缘溶蚀孔,形态不规则,常与粘土矿物片间孔伴生,主要见于上部地层局部层段;另一种是粒内容蚀孔,孔隙内可见粘土矿物或溶蚀残余方解石粒,局部放大后,可能存在被暗色有机质或沥青质充填的现象,沥青局部放大后,可见纳米孔隙,但有机孔隙发育差。推测方解石溶蚀孔的形成主要与生烃过程中有机质排酸溶蚀有关,后期被生成

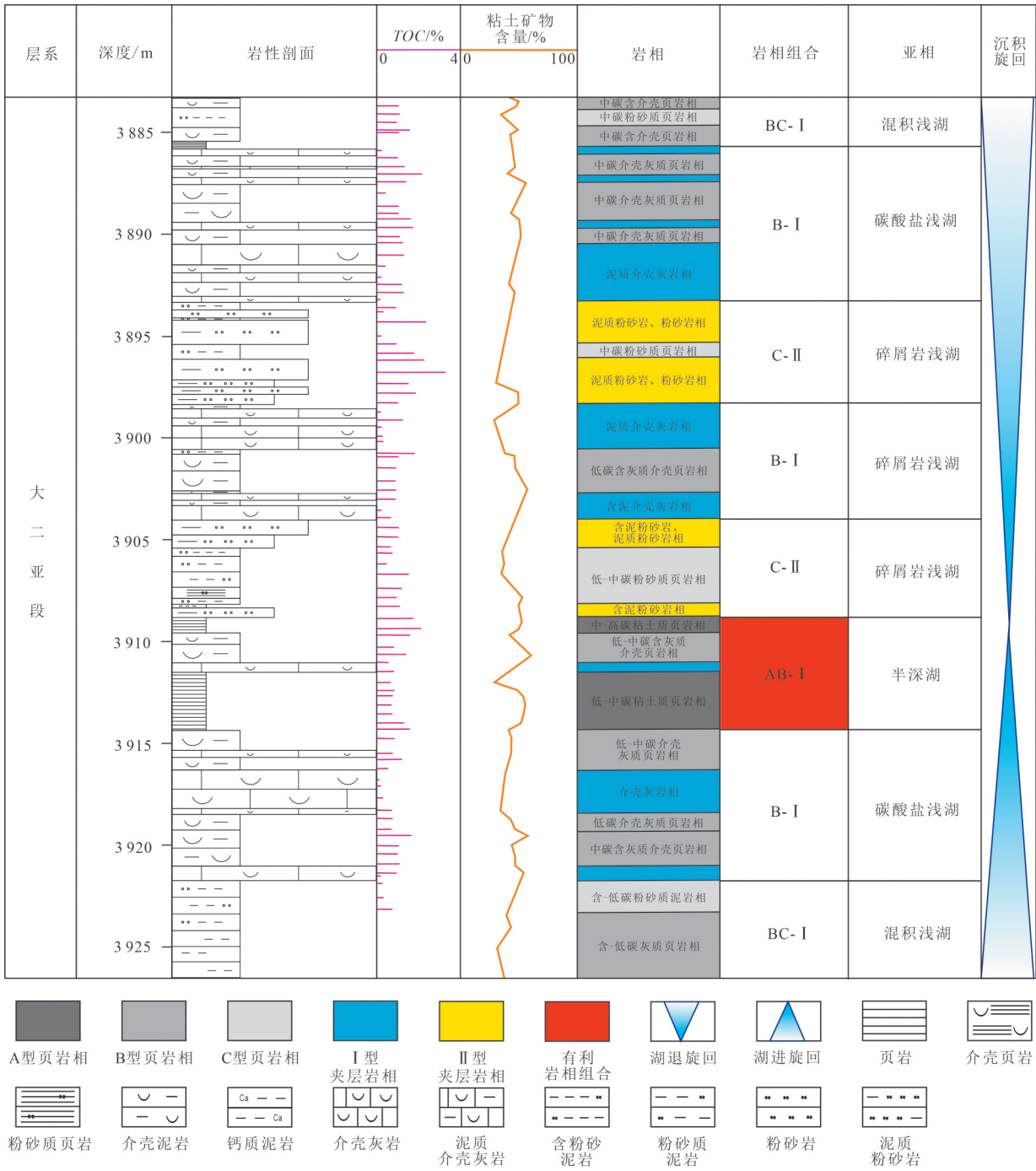


图3 元坝地区Y2井大二亚段页岩层系岩相组合

Fig. 3 Distribution of lithofacies assemblages in J₁da², Well Y2, Yuanba area

的烃类充填。此外,在此过程中,还能在局部样品中观察到少量的白云石晶间溶孔、菱铁矿溶蚀孔等。

4.2.3 有机质孔

研究认为,海相页岩种有机质孔的大量发育是页岩气能够持续稳产的关键^[22]。然而与之相比,陆相页岩中有机质孔普遍欠发育。MAPS定量分析表明,Y2井大二亚段页岩中有机质孔平均占比仅为13%。扫

描电镜显示,有机质孔主要发育于原生有机质、固体沥青及矿物沥青基质内,孔隙形态呈椭圆形、不规则形、狭缝形、蜂窝状等,孔径以纳米级为主,局部可见微米级(图7)。前期研究表明,同一口井的同一层段内,有机质类型对有机质孔的发育程度也有重要影响,这主要是因为页岩有机质主要以镜质体、丝质体为主,其次为固体沥青,只有固体沥青内不同程度地发育有机质孔隙^[8]。结合有机岩石学、有机质类型,可知粘土质页

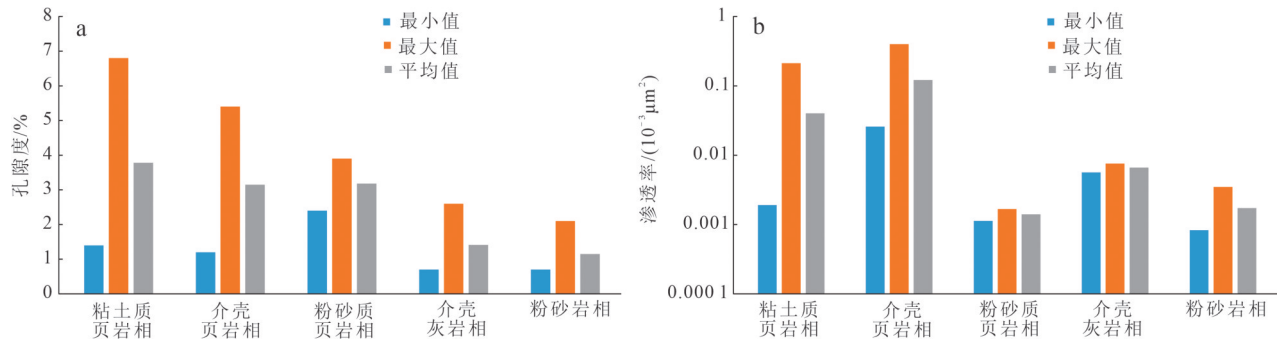


图4 元坝地区Y2井大二亚段不同岩相孔隙度(a)和渗透率分布(b)

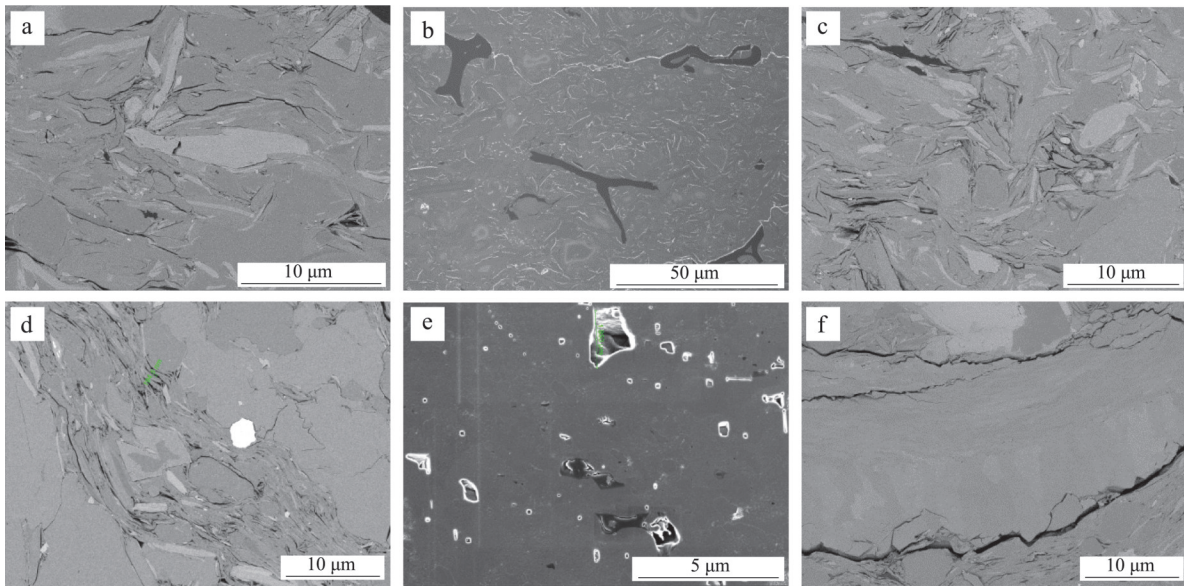
Fig. 4 Distribution of porosity (a) and permeability (b) of different lithofacies J_1da^2 , Well Y2, Yuanba area

图5 元坝地区Y2井大二亚段页岩层系无机孔隙发育特征SEM照片

Fig. 5 SEM images showing the characteristics of inorganic pores in J_1da^2 , Well Y2, Yuanba area

a. 埋深3 908.93 m, 粘土质页岩相, 粘土矿物片间孔为主; b. 埋深3 919.26 m, 介壳页岩相, 基质粘土片间孔为主, 边缘见微缝隙; c. 埋深3 907.44 m, 粉砂质页岩相, 粘土矿物片间孔发育, 碳酸盐颗粒与粉砂颗粒边缘微孔缝发育; d. 埋深3 885.00 m, 含介壳页岩相, 发育粘土矿物片间微孔隙, 方解石粒缘微孔缝; e. 埋深3 890.22 m, 介壳灰质页岩相, 介壳溶孔发育较好, 部分溶孔中充填沥青质; f. 埋深3 915.82 m, 介壳灰岩相, 钙质介壳局部放大, 其边缘发育微裂缝

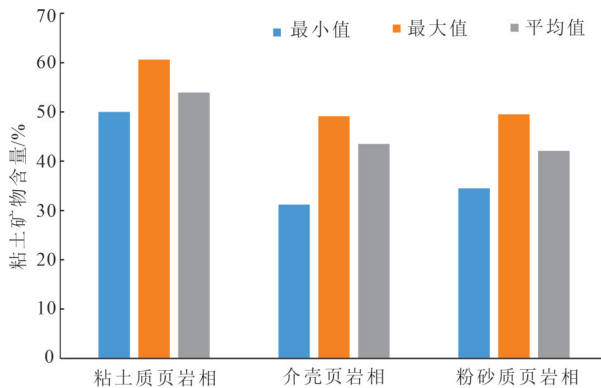


图6 元坝地区Y2井大二亚段不同岩相

粘土矿物含量对比

Fig. 6 Distribution of clay mineral contents of different lithofacies in J_1da^2 , Well Y2, Yuanba area

岩相和介壳灰岩相中有机质类型以Ⅱ型为主, 有机显微组分中固体沥青占比相对较高, 且已进入高成熟演化阶段, 以生气为主, 有利于有机质孔的发育; 而粉砂质页岩相中有机质类型以Ⅲ型为主, 生烃潜力较小, 因此, 粘土质页岩相和介壳灰岩相中有机质孔的发育程度好于粉砂质页岩相(图7)。同一岩相内, 有机质孔发育程度的差异主要受有机质组分的控制, 固体沥青内有机质孔普遍较发育, 而对于镜质体有机质而言, 除少数结构镜质体、正常镜质体经细菌改造作用发育有机质孔外, 绝大部分镜质体有机质内均不发育有机质孔隙^[23-24]。

4.2.4 微裂缝

岩心观察显示, Y2井大二亚段构造裂缝基本不发

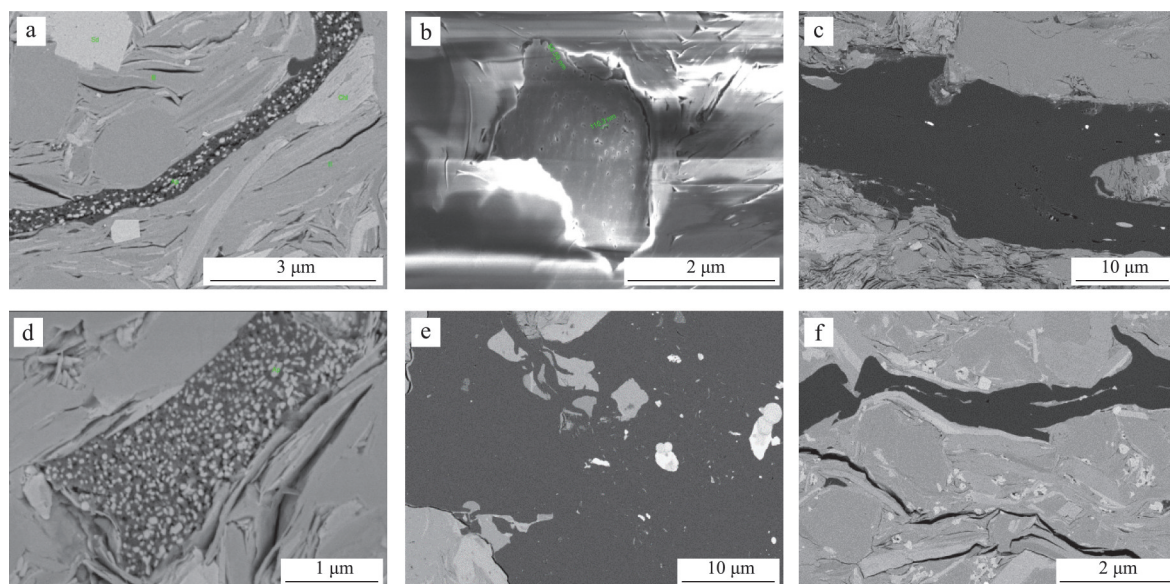


图7 元坝地区Y2井大二亚段页岩岩相有机质孔发育特征SEM照片

Fig. 7 SEM images showing the characteristics of organic matter pores in shale of J_1da^2 , Well Y2, Yuanba area

a. 埋深3 912.70 m, 粘土质页岩相, 见含磷灰石微晶的有机质条带, 有机质条带内发育有机纳米孔隙; b. 埋深3 914.03 m, 粘土质页岩相, 有机质内发育纳米孔隙; c. 埋深3 920.03 m, 介壳页岩相, 有机质条带局部放大, 高等植物碎片, 发育少量微孔隙; d. 埋深3 920.03 m, 介壳页岩相, 含磷灰石微晶的动物碎片局部放大, 其中纳米孔隙较发育; e. 埋深3 884.21 m, 粉砂质页岩相, 部分有机质内发育极少量微孔隙; f. 埋深3 908.35 m, 粉砂质页岩相, 有机质孔隙发育差, 有机质边缘可发育微缝隙

育。扫描电镜表明, 页岩中发育纳米-毫米级的微裂缝, 尤其是在介壳页岩相中最为发育, 从微裂缝与无机矿物颗粒之间切割关系来看, 主要为机械成因, 裂缝形态多呈波状、微齿状, 且不连续, 局部见沥青充填(图8a)。微裂缝除了自身可以作为页岩气储集空间外, 更重要的是它在一定程度上可起到连通各类无机孔与有机孔的作用, 从而使多种微观孔隙类型形成相互连通的储集空间(图8b)。这样有机质生烃后便可以向邻近无机孔隙运移排出, 最终聚集成藏^[25]。此外, 天然

微裂缝的发育, 也有利于后期压裂改造, 进一步形成孔隙系统, 提高页岩气产出能力。

4.3 孔隙结构特征

页岩孔隙结构的表征对于页岩储集性能的评价至关重要^[26]。选取28个页岩样品开展高压压汞—气体吸附法联合测定, 对Y2井大二亚段页岩储层孔隙结构进行多尺度表征, 并分析了孔容、比表面积和平均孔径等定量特征, 以明确不同岩相页岩的储集特征。

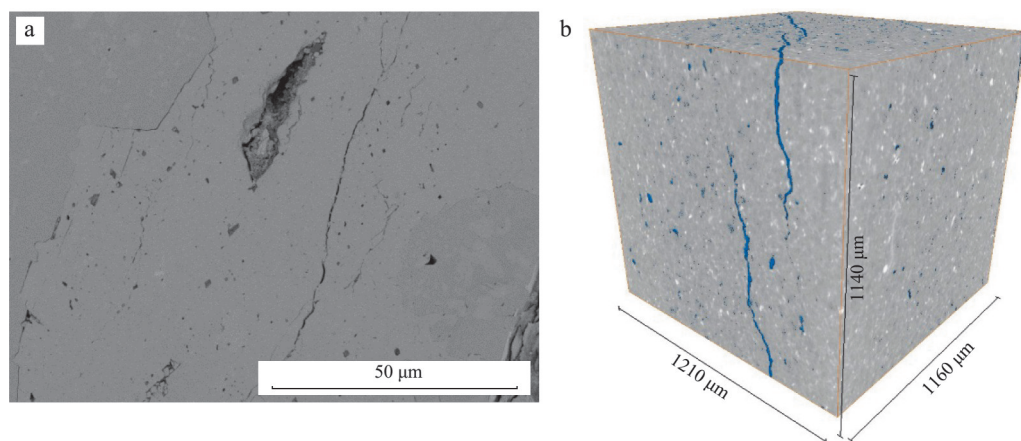


图8 元坝地区Y2井大二亚段页岩层系微裂缝发育特征

Fig. 8 SEM images showing the characteristics of micro-fractures in J_1da^2 shale, Well Y2, Yuanba area

a. 埋深3 900.87 m, SEM, 介壳局部放大, 其中发育溶孔与微裂缝, 并见少量沥青质充填孔隙; b. 埋深3 885.00 m, CT, 结构均质细腻, 略见有机质纹层特征, 微裂缝分布较明显

4.3.1 孔隙结构形态

Y2井大二亚段不同类型页岩样品的氮气吸附-脱附曲线形态相似(图9a),即相对压力(p/p_0)在0~0.01时,吸附量急剧上升,为I型微孔单分子层吸附; p/p_0 在0.01~0.90时,吸附量平稳上升,为IV型介孔多分子层吸附,并产生滞后回环; p/p_0 大于0.90时,吸附量继续上升,且未出现吸附饱和现象,为II型宏孔毛细凝聚吸附^[27]。根据IUPAC的分类方案,大二亚段页岩等温吸附曲线滞后回环大多呈H3型和H2型特征,结合扫描电镜观察结果,表明Y2井大二亚段页岩种普遍发育四面开放的狭缝状孔(粘土矿物层间孔)和细颈广体的墨水瓶状孔(粒/晶内孔),同时还发育一定数量的裂缝型、新月形有机孔,孔隙开放性较低,连通性偏差^[15, 28-29]。

高压压汞曲线特征表明,Y2井大二亚段页岩的毛管压力曲线具有典型的粒间孔隙型曲线特征,大致呈两段式(图9b)。当毛管压力小于10 MPa左右时,曲线斜率较高,毛管压力呈对数式急剧增大,累计进汞饱和度呈线性缓慢增大;当毛管压力进一步增加时,曲线斜率变低,毛管压力对数式缓慢增大,累计进汞饱和度则呈线性迅速增大。页岩的退汞效率整体较低,仅为12%~38%,说明孔喉复杂,喉道较窄,孔隙连通性差^[16]。

4.3.2 页岩全孔径分布

测试数据统计分析表明,Y2井大二亚段不同岩相页岩孔径分布特征整体相似,均以介孔(2~50 nm)为主,平均占比60%以上;其次为微孔(<2 nm),平均占

比约20%;大孔(>50 nm)占比最少,约为16%,表现出介孔占明显主导地位,微孔和大孔含量相当的特点。从不同孔隙大小对比来看,微孔在粘土质页岩相中分布最多,介孔在粉砂质页岩相中占比最多,而大孔在介壳灰岩相中比重最大,推测可能与页岩矿物组成和孔隙类型分布有关(图10a)。与龙马溪组海相页岩相比,大二亚段陆相页岩中大孔占比有所提高,有利于游离气储集^[30]。从页岩孔隙全孔径分布图(图10b)来看,不同岩相孔径均表现为“双峰”特征,主体处于微孔和介孔范围内,A型、B型和C型3种岩相微孔主峰平均孔径分别为1.06,1.06和1.07 nm,微孔主峰处孔容分别为0.000 4,0.000 4和0.000 2 mL/g;介孔主峰平均孔径分别为36.40,36.28和36.86 nm,介孔主峰处孔容分别为0.001 0,0.001 0和0.000 8 mL/g,说明粘土质页岩相和介壳灰岩相比粉砂质页岩相的孔径略小,但孔容偏高,也进一步表明粉砂质页岩相的孔隙欠发育。

4.3.3 孔容和比表面积

采用BET模型计算Y2井大二亚段页岩孔隙的孔容和比表面积分布。统计表明,大二亚段页岩孔隙的比表面积为2.96~12.09 m²/g,平均为6.54 m²/g;总孔容为0.006~0.022 mL/g,平均为0.014 mL/g。从不同岩相对比情况来看,粘土质页岩相的比表面积为2.96~12.09 m²/g,平均为7.04 m²/g;介壳页岩相的比表面积为5.60~6.99 m²/g,平均为6.43 m²/g;粉砂质页岩相的比表面积为3.30~6.16 m²/g,平均为4.21 m²/g,表明粘土质页岩相的吸附能力大于介壳页岩相和粉砂质页岩相,更有利于吸附气赋存,这与有机孔主要发育于粘土质页岩相中一致(图11a)。粘土质页岩相的总孔容介

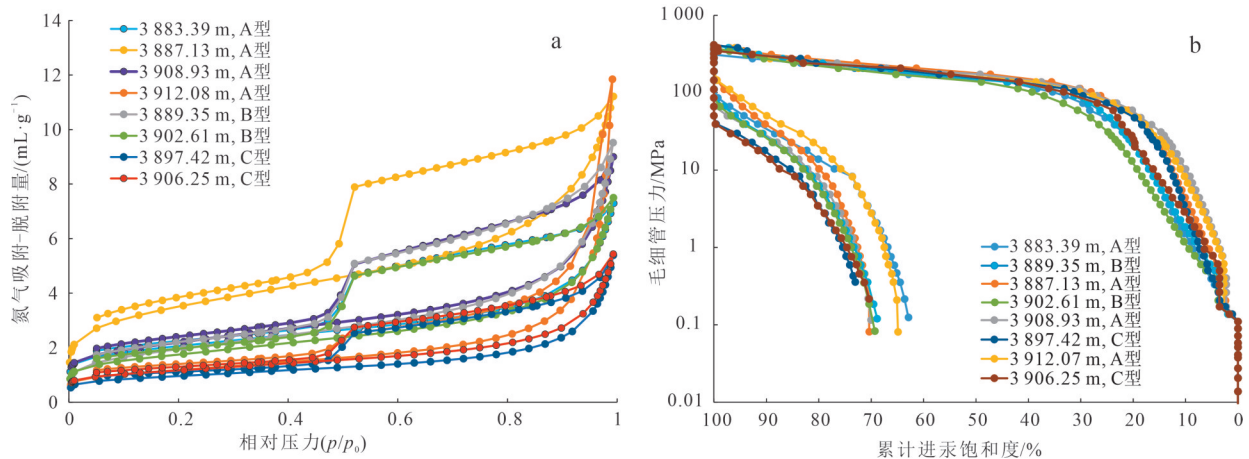


图9 元坝地区Y2井大二亚段不同岩相页岩氮气吸附-脱附曲线(a)和压汞曲线特征(b)

Fig. 9 Characteristics of N₂ adsorption-desorption curves (a) and mercury injection curves (b) of different shale lithofacies in J₁da², Well Y2, Yuanba area

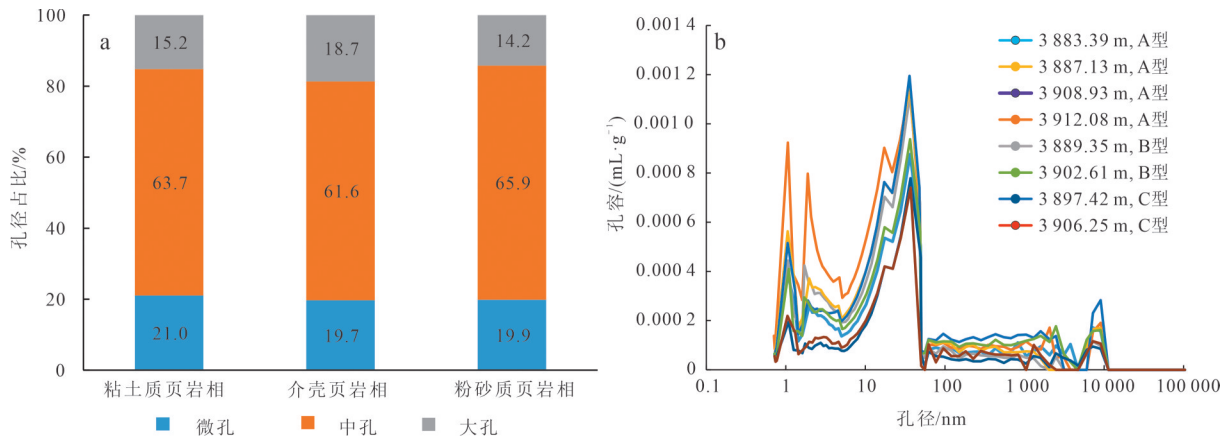


图10 元坝地区Y2井大二亚段不同岩相孔径占比(a)和全孔径分布特征(b)

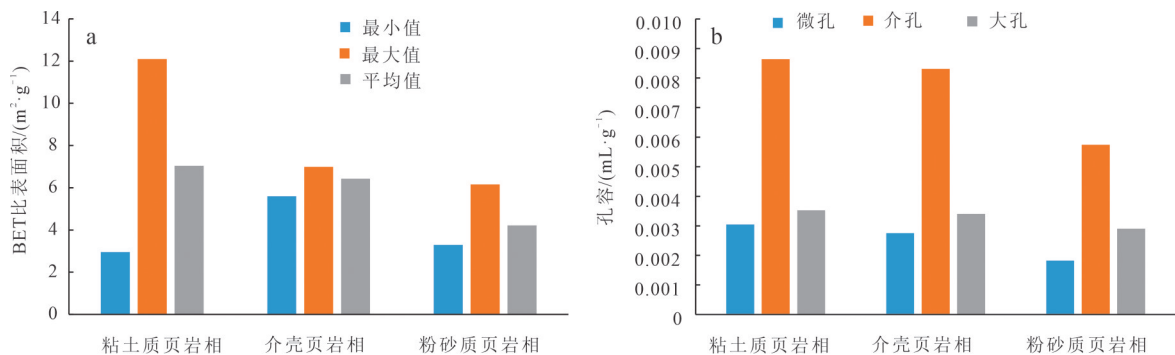
Fig. 10 Distribution characteristics of pore size ratio (a) and total pore size curves (b) of different shale lithofacies in J_1da^2 , Well Y2, Yuanba area

图11 元坝地区Y2井大二亚段不同岩相页岩孔隙比表面积(a)和孔容分布特征(b)

Fig. 11 Distribution of specific surface area (a) and volume (b) of pores in shale of different lithofacies in J_1da^2 , Well Y2, Yuanba area

于0.007~0.022 mL/g,平均为0.014 mL/g;介壳页岩相的总孔容介于0.011~0.016 mL/g,平均为0.014 mL/g;粉砂质页岩相的总孔容介于0.008~0.012 mL/g,平均为0.009 mL/g,这表明粘土质页岩相和介壳页岩相的储气能力大于粉砂质页岩相。图11b表明,不同岩相页岩孔隙均表现为介孔孔容最大,平均为0.008 mL/g左右;其次为微孔和大孔,平均为0.003 mL/g和0.002 mL/g。介孔、大孔和微孔中不同岩相的分布规律与总孔容分布规律相似,说明3种岩相中粘土质页岩相的微观储集性能最好。

5 岩相评价

5.1 岩相含气性评价

页岩气的赋存状态包括吸附态和游离态两种,确定页岩的含气量及相对比例对于计算页岩气资源量和明确开采方式等有重要的意义^[25]。页岩气在地层下的赋存状态受温压条件、有机质特性、无机矿物组

成、含水量以及页岩的孔隙结构和类型等多种因素的共同影响^[30-31]。储层孔隙结构是影响页岩气赋存状态最直接的内部因素^[16, 32]。Y2井大二亚段页岩普遍发育的介孔和大孔占总孔隙体积的80%以上,有利于游离气的赋存,游离气主要储集在粘土矿物片间孔、方解石溶蚀孔和微裂缝等孔隙类型中。此外,粘土质页岩相中发育的微孔和相对较大的比表面积也为吸附气的赋存提供了有利场所,吸附气主要吸附在孔隙及粘土矿物的表面^[25]。根据高压甲烷等温吸附实验数据,利用外推的三元朗格缪尔(Langmuir)方程^[33]和甲烷状态方程^[25]可预测实际地层温压条件下,页岩样品的游离气和吸附气含量。结果表明,Y2井大二亚段页岩总含气量为2.59~4.38 m³/t,平均为3.35 m³/t;其中,吸附气量为0.54~1.63 m³/t,平均为1.09 m³/t,平均占比为33%;游离气量为1.28~2.88 m³/t,平均为2.26 m³/t,平均占比为67%,表明页岩气勘探潜力较大(图12)。对不同岩相类型而言,A型、B型和C型的吸附气量平均值分别为1.25,1.64和0.61 m³/t,吸附气分别占比36.5%,32.8%和22.6%;游离气量

平均值分别为2.26, 2.54和2.11 m³/t, 游离气分别占比63.5%, 67.3%和77.4%。从现有样品分析结果来看, 在3种岩相中, 粘土质页岩相(A型)和介壳页岩相(B型)整体含气量较高, 且游离气含量也较大, 更有利于获得高产。

5.2 岩相可压性评价

分析可知, 粘土质页岩相具有较好的储集物性, 介壳页岩相大孔占比大、游离气含量较高, 二者均是较为有利的储层岩相类型。然而, 有利储层的优选还要考虑工程压裂的可改造性, 即脆性矿物的含量。不同沉积环境下, 页岩的脆性矿物组成类型和岩石力学性质存在较大差异^[1, 34-35]。Y2井大二亚段90块样品的全岩矿物组分分析表明, A型、B型和C型3种页岩相的脆性矿物含量平均仅约为50%, 远低于介壳灰岩相(I型)和粉砂岩相夹层(II型), 这是由岩性所决定的(图13)。朱彤等^[1]研究表明, 川东北下

侏罗统页岩与介壳灰岩不等厚互层脆性指数可达0.67~0.76, 具有较好的可压裂性。从这个角度来看, Y2井大二亚段的灰泥沉积组合(AB-I型、B-I型)均具有较好的可压性。因为该组合页理、纹理发育, 层间岩性差异大, 易形成水平缝, 经改造能获得较大有效压裂改造体积(SRV)和较高产能, 高频互层中的薄层灰岩可压裂性好^[34-35]。然而, 大庆古龙和济阳坳陷页岩油勘探实践表明, 纹层发育的青山口组和沙河街组基质型(纯页岩型)储层也能获得高产^[28, 36]。综合以上分析认为, AB-I型岩相组合是最有利的储层类型。

5.3 优势岩相类型

优势页岩岩相判别是衡量页岩是否具有经济开采价值和进行资源评估的关键指标^[27, 37]。通过对Y2井大二亚段不同页岩及夹层岩相的矿物组分、TOC、储集物性、孔隙结构、含气量和可压性等多种特征进行分析

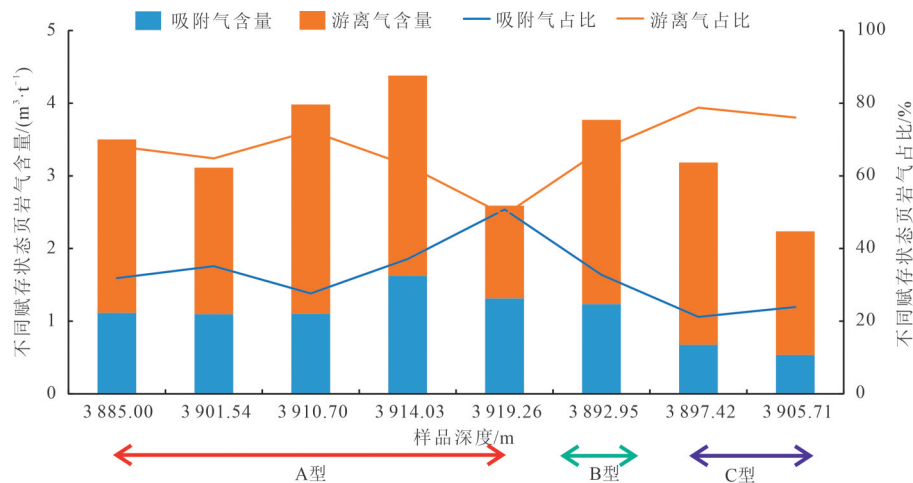


图12 元坝地区Y2井大二亚段不同岩相页岩游离气和吸附气分布特征

Fig. 12 Distribution of free gas and adsorbed gas content in shale of different lithofacies in J₁da², Well Y2, Yuanba area

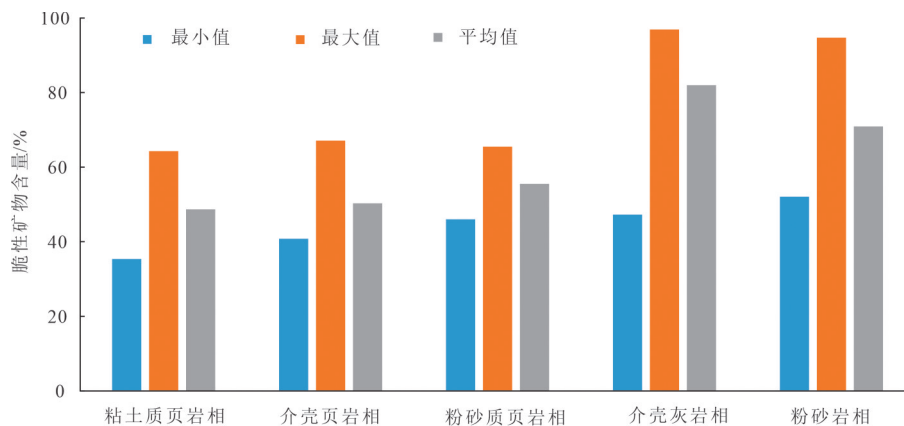


图13 元坝地区Y2井大二亚段不同页岩及夹层岩相脆性矿物含量

Fig. 13 Brittle mineral content of different shale and interlayer lithofacies in J₁da², Well Y2, Yuanba area

和对比,可知介壳灰岩夹层和粉砂岩夹层储集物性较差,明显降低了页岩储层品质,因此纹层发育的页岩岩相层段要优于岩相组合。对不同页岩岩相类型而言,A型具有较高的 TOC ,普遍发育粘土矿物层间孔和有机质孔,具有较高的比表面积和孔体积,以及较高的含气量和游离气比例,是Y2井大二亚段最有潜力的储层类型;B型发育有较多的方解石溶蚀孔和微裂缝,具有较大的孔容和较高的游离气含量,有利于压裂和后期开采,可以作为Y2井大二亚段较有潜力的储层类型;C型有机碳含量偏低,物性较差,孔隙欠发育,比表面积和孔容较小,含气量较低但游离气占比较高,作为页岩储层其勘探潜力最低。从工程压裂性角度来看,AB-I型岩相组合具有较为发育的页理和纹理,普遍发育粘土矿物层间孔、方解石溶蚀孔和有机质孔,具有较大的孔体积和含气量,I型夹层的发育大大增加了可压裂性,是Y2井大二亚段最有利的储层类型。此外,粘土质页岩相也具有较好的生烃条件。综合以上分析认为,AB-I型岩相组合是Y2井大二亚段最优质的岩相类型,对应的深度范围是3 908~3 914 m,是本次研究优选的有利勘探目的层,为后续甜点层优选提供评价依据。

6 结论

1) 元坝地区Y2井大二亚段可划分出3大类6亚类页岩岩相类型,包括粘土质页岩相(A型)、介壳页岩相(B型)和粉砂质页岩相(C型),以及介壳灰岩类(I型)和粉砂岩类(II型)2大夹层岩相类型。识别出灰泥沉积组合(AB-I型、B-I型)、泥砂沉积组合(C-II型)和泥灰砂混合沉积组合(BC-I型)等3种宏观岩相组合类型。

2) 粘土质页岩相(A型)具有较高的有机碳含量,普遍发育粘土矿物层间孔和有机质孔,较高的比表面积和孔体积以及较高的含气量和游离气比例,是Y2井大二亚段最优势的页岩岩相类型。介壳页岩相(B型)发育较多的方解石溶蚀孔和微裂缝,具有较大的孔容和较高的游离气含量,有利于压裂和后期开采,可以作为次有潜力的页岩岩相。

3) 元坝地区Y2井3 908~3 914 m深度范围所对应的AB-I型岩相组合,发育生烃条件较好的粘土质页岩相以及工程可改造性较好的介壳灰岩夹层,有利于有机质富集和储层发育,也有利于工程压裂改造,是最有利的岩相组合类型,也是Y2井大二亚段应优先选择的甜点范围。

参 考 文 献

- [1] 朱彤. 四川盆地陆相页岩油气富集主控因素及类型[J]. 石油实验地质, 2020, 42(3): 345-354.
Zhu Tong. Main controlling factors and types of continental shale oil and gas enrichment in Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(3): 345-354.
- [2] 邹才能, 潘松圻, 荆振华, 等. 页岩油气革命及影响[J]. 石油学报, 2020, 41(1): 1-12.
Zou Caineng, Pan Songqi, Jing Zhenhua, et al. Shale oil and gas revolution and its impact [J]. Acta Petroli Sinica, 2020, 41(1): 1-12.
- [3] 刘皓天, 李雄, 万云强, 等. 陆相页岩气形成条件及勘探开发潜力——以川东涪陵北地区侏罗系东岳庙段为例[J]. 海相油气地质, 2020, 25(2): 148-154.
Liu Haotian, Li Xiong, Wan Yunqiang, et al. Formation conditions and exploration and development potential of continental shale gas: a case of Dongyuemiaomiao Member of the Jurassic in north Fuling area, eastern Sichuan Basin [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2020, 25(2): 148-154.
- [4] 胡东风, 魏志红, 刘若冰, 等. 湖湘页岩油气富集主控因素与勘探潜力——以四川盆地涪陵地区侏罗系为例[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 113-120.
Hu Dongfeng, Wei Zhihong, Liu Ruobing, et al. Enrichment control factors and exploration potential of lacustrine shale oil and gas: A case study of Jurassic in the Fuling area of the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 113-120.
- [5] 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.
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.
- [6] 周德华, 孙川翔, 刘忠宝, 等. 川东北地区大安寨段陆相页岩气藏地质特征[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(5): 32-42.
Zhou Dehua, Sun Chuanxiang, Liu Zhongbao, et al. Geological characteristics of continental shale gas reservoir in the Jurassic Da'anzhai Member in the northeastern Sichuan Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(5): 32-42.
- [7] 刘忠宝, 刘光祥, 胡宗全, 等. 陆相页岩层系岩相类型、组合特征及其油气勘探意义——以四川盆地中下侏罗统为例[J]. 天然气工业, 2019, 39(12): 10-21.
Liu Zhongbao, Liu Guangxiang, Hu Zongquan, et al. Lithofacies types and assemblage features of continental shale strata and their significance for shale gas exploration: A case study of the Middle and Lower Jurassic strata in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(12): 10-21.
- [8] 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 Zhongbao, 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(01): 136-145.
- [9] 郭彤楼, 李宇平, 魏志红. 四川盆地元坝地区自流井组页岩气成藏条件[J]. *天然气地球科学*, 2011, 22(1): 1-7.
- Guo Tonglou, Li Yuping, Wei Zhihong, et al. Reservoir-forming conditions of shale gas in Ziliujing Formation of Yuanba area in Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(1): 1-7.
- [10] 魏祥峰, 黄静, 李宇平, 等. 元坝地区大安寨段陆相页岩气富集高产主控因素[J]. *中国地质*, 2014, 41(3): 970-981.
- Wei Xiangfeng, Huang Jing, Li Yuping, et al. The main factors controlling the enrichment and high production of Da'anzhai member continental shale gas in Yuanba area [J]. *Geology in China*, 2014, 41(3): 970-981.
- [11] 刘苗苗, 付小平. 元坝地区陆相页岩气勘探潜力再评价[J]. *四川地质学报*, 2020, 40(3): 416-421.
- Liu Miaomiao, Fu Xiaoping. Reevaluation of exploration potential of continental shale gas in the Yuanba area [J]. *Acta Geologica Sichuan*, 2020, 40(3): 416-421.
- [12] 刘昭茜, 罗开平, 唐永, 等. 四川盆地元坝—通南巴地区关键构造期构造特征及陆相致密砂岩天然气成藏响应[J]. *地球科学*, 2019, 44(3): 756-772.
- Liu Zhaoqian, Luo Kaiping, Tang Yong, et al. Critical Tectonic Periods and the Response of Gas Accumulation in Non-Marine Tight Sandstone Reservoir in Yuanba-Tongnanba Area, Sichuan Basin [J]. *Earth Science*, 2019, 44(3): 756-772.
- [13] 王玮, 黄东, 易海永, 等. 淡水湖相页岩小层精细划分及地球化学特征——以四川盆地侏罗系大安寨段为例[J]. *石油实验地质*, 2019, 41(5): 724-730.
- Wang Wei, Huang Dong, Yi Haiyong, et al. Stratigraphic division and geochemical characteristics of freshwater lacustrine shale: a case study of Jurassic Da'anzhai Section, Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2019, 41(5): 724-730.
- [14] 胡宗全, 王濡岳, 刘忠宝, 等. 四川盆地侏罗统陆相页岩气源储特征及耦合评价[J]. *地学前缘*, 2021, 28(1): 261-272.
- Hu Zongquan, Wang Ruyue, Liu Zhongbao, et al. Source-reservoir characteristics and coupling evaluations for the Lower Jurassic Lacustrine shale gas reservoir in the Sichuan Basin. *Earth Science Frontiers*, 2021, 28(1): 261-272.
- [15] 王圣柱. 准噶尔盆地博格达地区中二叠统芦草沟组岩相类型及页岩油储集特征[J]. *大庆石油地质与开发*, 2021, 40(1): 1-16.
- Wang Shengzhu. Lithofacies types and shale-oil accumulating characteristics of Middle Permian Lucaogou Formation in Bogeda area of Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2021, 40(1): 1-16.
- [16] 李磊, 李平平, 张正辰, 等. 川北元坝地区大安寨段页岩微观孔隙空间定量表征[J]. *科学技术与工程*, 2020, 20(22): 8923-8932.
- Li Lei, Li Pingping, Zhang Zhengchen, et al. Quantitative characterization of microscopic pore structure of shale in Da'anzhai member in Yuanba Area, Northern Sichuan Basin [J]. *Science Technology and Engineering*, 2020, 20(22): 8923-8932.
- [17] 李进, 张洪安, 王学军, 等. 高演化湖相页岩储层特征及其主控因素——以普光地区中侏罗统千佛崖组一段为例[J]. *断块油气田*, 2021, 28(1): 1-8.
- Li Jin, Zhang Hongan, Wang Xuejun, et al. Reservoir characteristics of high-evolution lacustrine shale and its main controlling factors: a case study of the 1st member of Qianfoya Formation of Middle Jurassic in Puguang area [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2021, 28(1): 1-8.
- [18] 郭旭升, 胡东风, 李宇平, 等. 海相和湖相页岩气富集机理分析与思考: 以四川盆地龙马溪组 and 自流井组大安寨段为例[J]. *地学前缘*, 2016, 23(2): 18-28.
- Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Li Yuping, et al. Analyses and thoughts on accumulation mechanisms of marine and lacustrine shale gas: A case study in shales of Longmaxi Formation and Da'anzhai Section of Ziliujing Formation in Sichuan Basin [J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(2): 18-28.
- [19] 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.
- [20] Camp W K, Diaz E, Wawak B. Electron microscopy of shale hydrocarbon reservoirs [M]. Tulsa: AAPG Memoir, 2013: 153-171.
- [21] 王玉满, 王淑芳, 董大忠, 等. 川南下志留统龙马溪组页岩岩相表征[J]. *地学前缘*, 2016, 23(1): 119-133.
- Wang Yuman, Wang Shufang, Dong Dazhong, et al. Lithofacies characterization of Longmaxi Formation of the Lower Silurian, southern Sichuan [J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(1): 119-133.
- [22] 王鹏飞, 姜振学, 吕鹏, 等. 重庆周缘下志留统龙马溪组和下寒武统牛蹄塘组页岩有机质孔隙发育及演化特征[J]. *天然气地球科学*, 2018, 29(7): 997-1008.
- Wang Pengfei, Jiang Zhenxue, Lv Peng, et al. Organic matter pores and evolution characteristics of shales in the Lower Silurian Longmaxi Formation and the Lower Cambrian Niutitang Formation in periphery of Chongqing [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2018, 29(7): 997-1008.
- [23] Milliken K L, Rudnicki M, Awwiller D N, et al. Organic matter-hosted pore system, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania [J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 97(2): 177-200.
- [24] 焦淑静, 张慧, 薛东川, 等. 泥页岩有机显微组分的扫描电镜形貌特征及识别方法[J]. *电子显微学报*, 2018, 37(2): 137-144.
- Jiao Shujing, Zhang Hui, Xue Dongchuan, et al. Morphological structure and identify method of organic macerals of shale with SEM [J]. *Journal of Chinese Electron Microscopy Society*, 2018, 37(2): 137-144.
- [25] 李倩文, 唐令, 庞雄奇. 页岩气赋存动态演化模式及含气性定量评价[J]. *地质评论*, 2020, 66(2): 457-466.
- Li Qianwen, Tang Ling, Pang Xiongqi. Dynamic evolution model of shale gas occurrence and quantitative evaluation of gas-bearing

- capacity[J]. *Geological Review*, 2020, 66(2): 457–466.
- [26] 付小平, 杨滔. 川东北地区下侏罗统自流井组陆相页岩储层孔隙结构特征[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(4): 589–597.
- Fu Xiaoping, Yang Tao. Pore structure of continental shale reservoirs in Lower Jurassic Ziliujing Formation, northeastern Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2021, 43(4): 589–597.
- [27] 徐立富, 邓纪梅, 杜佳, 等. 鄂尔多斯盆地东缘临兴地区海陆过渡相页岩岩相类型和储层差异研究[J]. *煤炭学报*, 2021, 46(S2): 862–876.
- Xu Lifu, Deng Jimei, Du Jia, et al. Lithofacies types and reservoir differences of marine continental transitional shale in Linxing area, eastern margin of Ordos Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 2021, 46(S2): 862–876.
- [28] 柳波, 石佳欣, 付晓飞, 等. 陆相泥页岩层系岩相特征与页岩油富集条件: 以松辽盆地古龙凹陷白垩系青山口组一段富有机质泥页岩为例[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(5): 828–838.
- Liu Bo, Shi Jiaxin, Fu Xiaofei, et al. Petrological characteristics and shale oil enrichment of lacustrine fine-grained sedimentary system: A case study of organic-rich shale in first member of Cretaceous Qingshankou Formation in Gulong Sag, Songliao Basin, NE China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(5): 828–838.
- [29] 谷一凡, 蔡光银, 李树新, 等. 不同岩相海陆过渡相页岩孔隙结构及控制因素——以鄂东缘地区山西组山₂³亚段为例[J/OL]. *沉积学报*: 1–19 [2022-07-20]. DOI: 10.14027/j.issn.1000-0550.2021.070.
- Gu Yifan, Cai Guangyin, Li Shuxin, et al. Pore structure and controlling factors of different lithofacies in transitional shale: A case study of the Shanxi Formation Shan₂³ submember, Eastern Ordos Basin [J/OL]. *Acta Sedimentologica Sinica*: 1–19 [2022-07-20]. DOI: 10.14027/j.issn.1000-0550.2021.070.
- [30] 霍建峰, 高健, 郭小文, 等. 川东地区龙马溪组页岩不同岩相孔隙结构特征及其主控因素[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(6): 1162–1175.
- Huo Jianfeng, Gao Jian, Guo Xiaowen, et al. Characteristics and controlling factors of pore structures of various lithofacies in shales of Longmaxi Formation, eastern Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(6): 1162–1175.
- [31] Hao F, Zou H, Lu Y. Mechanisms of shale gas storage: implications for shale gas exploration in China [J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 97(8): 1325–1346.
- [32] Zhang T, Ellis G S, Ruppel S C, et al. Effect of organic-matter type and thermal maturity on methane adsorption in shale-gas systems[J]. *Organic Geochemistry*, 2012, 47(6): 120–131.
- [33] 俞凌杰, 范明, 陈红宇, 等. 富有机质页岩高温高压重量法等温吸附实验[J]. *石油学报*, 2015, 36(5): 557–563.
- Yu Lingjie, Fan Ming, Chen Hongyu, et al. Isothermal adsorption experiment of organic-rich shale under high temperature and pressure using gravimetric method [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(5): 557–563.
- [34] 任岚, 林然, 赵金洲, 等. 页岩气水平井增产改造体积评价模型及其应用[J]. *天然气工业*, 2018, 38(8): 47–56.
- Ren Lan, Lin Ran, Zhao Jinzhou, et al. A stimulated reservoir volume (SRV) evaluation model and its application to shale gas well productivity enhancement[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(8): 47–56.
- [35] 赵文韬, 侯贵廷, 张居增, 等. 层厚与岩性控制裂缝发育的力学机理研究: 以鄂尔多斯盆地延长组为例[J]. *北京大学学报(自然科学版)*, 2015, 51(6): 1047–1058.
- Zhao Wentao, Hou Guiting, Zhang Juzeng, et al. Study on the development law of structural fractures of Yanchang Formation in Longdong area, Ordos Basin [J]. *Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis*, 2015, 51(6): 1047–1058.
- [36] 刘雅利, 张顺, 刘惠民, 等. 断陷盆地陡坡带富有机质页岩基本特征及勘探前景——以济阳坳陷为例[J]. *中国矿业大学学报*, 2021, 50(6): 1108–1118.
- Liu Yali, Zhang Shun, Liu Huimin, et al. Basic characteristics and exploration prospect of shale in steep slope belt of continental faulted basin: A case study of Jiyang depression [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2021, 50(6): 1108–1118.
- [37] 吴蓝宇, 胡东风, 陆永潮, 等. 四川盆地涪陵气田五峰组—龙马溪组页岩优势岩相[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(2): 189–197.
- Wu Lanyu, Hu Dongfeng, Lu Yongchao, et al. Advantageous shale lithofacies of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Fuling Gas Field of Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(2): 189–197.

(编辑 董立)