

引用格式:熊亮,庞河清,赵勇,等.威荣深层页岩气储层微观孔隙结构表征及分类评价[J].油气藏评价与开发,2021,11(2):154-163.

XIONG Liang, PANG Heqing, ZHAO Yong, et al. Micro pore structure characterization and classification evaluation of reservoirs in Weirong Deep Shale Gas Field[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(2): 154-163.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.02.003

## 威荣深层页岩气储层微观孔隙结构表征及分类评价

熊亮<sup>1</sup>,庞河清<sup>1</sup>,赵勇<sup>1</sup>,魏力民<sup>1</sup>,周桦<sup>1</sup>,曹茜<sup>2</sup>

(1.中国石化西南油气分公司勘探开发研究院,四川成都610041;2.四川省科源工程技术测试中心,四川成都610091)

**摘要:**为研究深层页岩储层评价标准,对其储层微观孔隙结构进行了研究。基于“高精度、跨尺度”微观孔隙结构研究思路,利用氮气吸附、高压压汞、扫描电镜以及矿物分析电镜等实验,形成一套全孔径范围的储层微观孔隙结构定量表征技术,建立了深层页岩气储层评价标准。研究结果表明:①孔隙类型为有机孔、粒间孔、粒内孔、微裂缝4类,不同类型孔隙差异大,以有机孔占主导,其面孔占比大于50%,孔隙形态复杂,呈椭圆形、不规则状或扁平状分布,形状系数为0.50~0.90,分形维数( $D$ )为2.72~2.92;②基于全孔径表征技术及分形理论将孔隙结构分为4类,其中I类孔隙结构的有机孔发育(有机孔占比大于等于50%),分选较好(分选系数大于等于0.7),变异系数较大(变异系数大于等于1.1),孔隙半径分布呈多模态分布;③综合孔隙结构分类及储层参数,将页岩储层分为4类,其中I类储层的关键参数为总有机碳含量( $TOC$ )大于等于4%,总含气量大于等于6 m<sup>3</sup>/t,孔隙度大于等于6%,脆性矿物含量大于等于50%,杨氏模量大于等于36 GPa,泊松比小于等于0.225,为I类孔隙结构,该类储层主要分布于2—3<sup>1</sup>小层,为水平井最优靶窗位置。

**关键词:**威荣深层页岩气;五峰组—龙马溪组;微观孔隙结构表征;分形理论;评价标准

中图分类号:TE122

文献标识码:A

### Micro pore structure characterization and classification evaluation of reservoirs in Weirong Deep Shale Gas Field

XIONG Liang<sup>1</sup>, PANG Heqing<sup>1</sup>, ZHAO Yong<sup>1</sup>, WEI Limin<sup>1</sup>, ZHOU Hua<sup>1</sup>, CAO Qian<sup>2</sup>

(1. Research Institute of Exploration and Development, Sinopec Southwest China Oil and Gas Company, Chengdu, Sichuan 610041, China; 2. Keyuan Engineering Technology Testing Center of Sichuan Province, Chengdu, Sichuan 610091, China)

**Abstract:** In order to study the evaluation standard of deep shale reservoirs, their micro pore characteristics have been studied. Based on the ideas of micro pore structure research with “high precision and cross scale”, and by using nitrogen adsorption, high pressure mercury injection, scanning electron microscope and mineral analysis electron microscope experiments, a series of quantitative characterization techniques of reservoir micro pore structure with full pore size range are formed, and the evaluation standard of deep shale gas reservoir is established. The research results show that: ① The pore types include organic pore, intergranular pore, intragranular pore and microfracture, which are of great difference with each other. The organic pores are dominant with the surface porosity more than 50%, the pore morphology is complex with the distribution of elliptic, irregular or flat, the shape coefficient is 0.50~0.90, and the fractal dimension ( $D$ ) is 2.72~2.92. ② Based on the full pore size characterization technology and fractal theory, the pore structure can be divided into four types. The organic pores of type I pore structure are developed (organic pore ratio is greater than or equal to 50%), well sorted (sorting coefficient is greater than or equal to 0.7), large coefficient of variation (variation coefficient is greater than or equal to 1.1), and multi-modal distribution of pore size. ③ According to the classification of pore structure and reservoir parameters, shale reservoirs are divided into four types. The key parameters make up the structure of type I are  $TOC \geq 4\%$ , total gas content is greater than or equal to 6 m<sup>3</sup>/t, porosity is greater than or equal to 6%, brittle mineral content is greater than or equal to 50%, Young's modulus is greater than or equal to 36 GPa, Poisson's ratio is less than or equal to 0.225, and type I pore structure. This kind of reservoir is mainly distributed in 2—3<sup>1</sup> layers, which is the optimal target window position.

**Key words:** Weirong Deep Shale Gas Field, Wufeng-Longmaxi Formation, micro pore structure characterization, fractal theory, evaluation criterion

收稿日期:2020-10-20。

第一作者简介:熊亮(1975—),男,硕士,高级工程师,主要从事非常规油气勘探及生产管理等工作。地址:四川省成都市高新区吉泰路688号,邮政编码:610041。E-mail:xiangliang.xnyq@sinopec.com

通信作者简介:庞河清(1982—),男,博士,副研究员,主要从事非常规地质评价及三维地质建模研究。地址:四川省成都市高新区吉泰路688号,邮政编码:610041。E-mail:phq450303@qq.com

基金项目:中国石化科技部重点科技项目“深层页岩气综合评价及开发技术政策”(P18058-1)。

近十年来,我国页岩气勘探开发取得快速发展,截至目前已探明地质储量约 $2.0 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,产量约为 $154 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,为全球第二大页岩气产区<sup>[1-3]</sup>。随着勘探评价认识的深入,资源占比高的深层页岩气逐步取得突破,如Z202-H1井、H202井、L203井测试分别获产天然气 $45.67 \times 10^4$ 、 $22.37 \times 10^4$ 、 $137.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,展示出深层页岩气巨大的勘探开发潜力<sup>[3-5]</sup>。为了进一步提高深层页岩气单井产能,实现气田高效开发及滚动建产,以加强孔隙特征研究为基础、评价页岩气层为途径、落实地质工程“双甜点”为目的,前人做了大量富有成效的工作<sup>[6]</sup>,并以更加苛刻的评价标准( $\text{TOC} \geq 4\%$ 、总含气量大于等于 $4 \text{ m}^3/\text{t}$ 、孔隙度大于等于 $6\%$ )开展储层精细化研究,做到由粗到细、优中选甜<sup>[7]</sup>。

随着威荣深层页岩气勘探开发进程的推进,明确了以2—3<sup>1</sup>小层为水平井靶窗可实现单层段的最优开发效果,但也明显降低了上部含气层段的储量动用程度。为实现页岩气田可持续发展,焦方正<sup>[4]</sup>在研究川南页岩气时提出了“体积开发”的概念,通过在龙一<sub>1</sub>与龙一<sub>3</sub>部署立体开发井网,追求实现储量动用最大化。从涪陵气田上部气层立体开发探索可知,其上部气层在地质参数稍差的情况下,工程参数较优的气井亦可获得高产。为了进一步评价各气层的动用潜力,落实“甜点层”在纵横向上的分布,前人在岩相、沉积环境、有机地化等研究的基础上,深入挖掘储层微观孔隙结构特征的差异性,以期实现页岩气层差异化评价,为储层分类评价提供支撑<sup>[8-13]</sup>。如王伟明等<sup>[13]</sup>提出了利用储层微观孔隙结构参数及矿物含量的相关性建立页岩储层分级评价标准;卢双舫等<sup>[14]</sup>提出基于进汞曲线及分形理论建立页岩储层分级评价标准;刘树根等<sup>[15]</sup>提出利用孔隙半径大小、形状和孔隙度来表征页岩孔隙结构特征在不同保存条件下的差异性;方志雄<sup>[16]</sup>在研究常压页岩气孔隙结构时,基于液氮吸附和压汞实验进行分形分析,以微孔、小孔含量建立了常压页岩气储层分类评价标准。这些研究成果为页岩气储层分类评价奠定基础,然而对于深层页岩气领域而言,页岩储层在深埋条件下,高温高压环境造成页岩微观孔隙结构演化尤为复杂。本文为了定量化表征微观孔隙结构特征,实现储层精细化评价,基于“高精度、跨尺度”的微观孔隙研究思路,借鉴常规致密气的孔隙结构分类评价方法,形成一套全孔径储层微观孔隙结构定量表征技术,明确各类储层的孔隙结构差异性,建立

适合本气田深层页岩储层的分类评价标准,为本气田各气层潜力评价及川南深层页岩气勘探开发提供指导。

## 1 气田基本地质特征

威荣气田区域构造上位于威远构造东南翼至自流井构造之间的白马镇向斜,呈两凹一凸构造格局。区内构造平缓,断裂不发育,五峰组底埋深为 $3\ 550 \sim 3\ 880 \text{ m}$ ,属深层页岩气田(图1)。区内五峰组—龙马溪组一段主要沉积环境为深水陆棚亚相,地层厚 $80 \sim 85.7 \text{ m}$ ,横向展布稳定,岩性主要为黑色碳质页岩,生烃条件优越,顶底板保存条件好,压力系数高( $1.94 \sim 2.01$ )。自下而上可将五峰组—龙一段地层划分为①—⑨号层,其中开发层系①—④号层又可细化为1<sup>1</sup>、1<sup>2</sup>、2、3<sup>1</sup>、3<sup>2</sup>、3<sup>3</sup>、4共7个开发小层<sup>[13]</sup>。

## 2 储层孔隙类型及特征

### 2.1 孔隙类型

为研究不同孔隙类型的形状,以当量圆直径来表征孔隙大小<sup>[17-21]</sup>,以截面形状与孔隙形状系数之间的关系近似表征孔隙实际形状。本文在此应用图像分析软件以及自动矿物参数定量系统(AMICS),定量统计基于扫描电镜的不同孔隙类型的参数及矿物含量。本区页岩储层孔隙类型主要包括有机孔、粒间孔、粒内孔、微裂缝等(表1)。通过分析4口井样品的面孔占比、形状系数、分形维数等参数,可知不同孔隙类型储层发育特征差异较大,以有机孔占主导,其面孔占比大于 $50\%$ (从图5a可知孔隙度与 $\text{TOC}$ 具有良好的正相关性,当 $\text{TOC}$ 增加1.0个百分点时,孔隙度约增加0.82个百分点),孔隙形态复杂,呈椭圆形、不规则状或扁平状分布,形状系数为 $0.50 \sim 0.90$ ,分形维数为 $2.72 \sim 2.92$ ,以2—3<sup>1</sup>小层为主;其次为粒间孔,面孔占比约为 $25\% \sim 30\%$ ,主要分布在黏土矿物间,呈狭缝状、不规则状,形状系数为 $0.60 \sim 0.70$ ,分形维数为 $2.30 \sim 2.90$ ,以3<sup>3</sup>—4小层最发育;粒内孔的面孔占比约为 $10\%$ ,主要发育在方解石、石英、长石等碎屑颗粒内,孔隙形态简单,多呈圆形/椭圆形、菱形,形状系数为 $0.70 \sim 0.87$ ,分形维数为 $2.22 \sim 2.45$ ,以⑤—⑨号层为主。

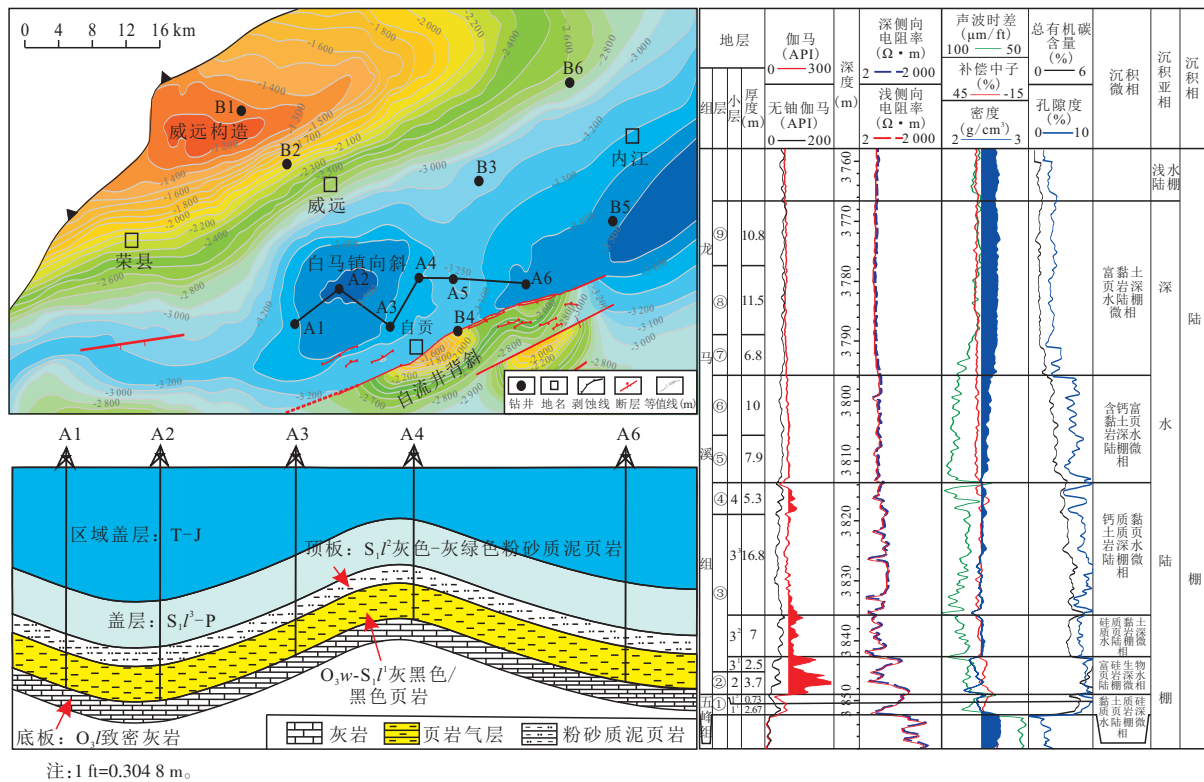


图1 威荣页岩气田构造位置及综合柱状图

Fig. 1 Structural location and comprehensive histogram of Weirong Shale Gas Field

## 2.2 孔隙结构分类及特征

### 2.2.1 基于扫描电镜法的孔隙结构表征

依据孔隙半径频率分布曲线特征可将孔隙结构划分为4类:单峰型(有机孔为主)、双峰型(有机孔、无机孔都较发育)、单斜型(有机孔为主)、单斜型(无机孔为主),详见表2。

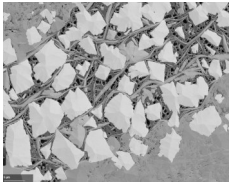
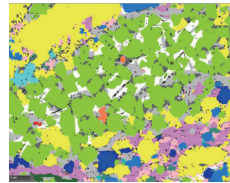
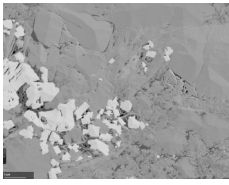
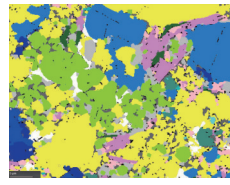
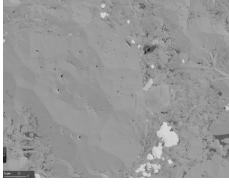

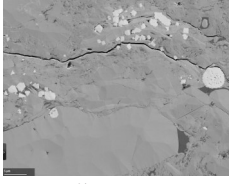
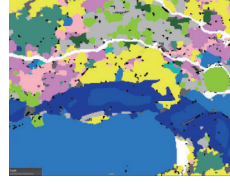
单峰型(有机孔为主)的孔隙半径峰值只有一个,分布较为集中,以微孔(孔径小于2 nm)为主,具有较好的分选性、连通性和物性条件,富含有机质( $TOC \geq 4\%$ ),岩性以钙质-黏土质-硅质混合型页岩为主,孔隙度为4.1%~6.9%,平均为6.1%,有机孔占比高达50%及以上,粒内孔或粒间孔少见,发育黄铁矿纹层、碳酸盐岩弥散型细纹层。从形状系数来看,单峰型的孔隙中,圆形/椭圆形占比在50%左右,不规则状和狭长形、楔长形占比与其他孔隙结构类型相比,塑性有机质发育,以致孔隙抗压性较差。

双峰型(有机孔、无机孔都较发育)的孔隙半径峰值通常为2个,主、次峰值相差较大,主峰值约0.2  $\mu\text{m}$ ,次峰值约10  $\mu\text{m}$ ,反映其非均质性较强,孔隙大小分布跨度大,分选性相对较差,有机孔、无机孔占比基

本相当,表现为高TOC(2%~3%),高钙,碳酸盐岩粗纹层发育,孔隙度为5.1%~6.4%,有机孔占比为40%~50%,以中孔(孔径为2~50 nm)或大孔(孔径大于50 nm)为主,孔隙配置不均匀,连通性略差于单峰型。从形状系数来看,双峰型的孔隙中,圆形/椭圆形占比在70%左右,不规则状和狭长形、楔长形占比较低。由于无机孔发育与刚性颗粒具有良好的正相关关系,孔隙抗压性好,圆形/椭圆形孔隙占比高。

单斜型的孔隙半径为不对称递减,有2种类型:一种以有机孔为主,孔隙半径大于0.05  $\mu\text{m}$ ,以中孔为主,具有良好的分选性,富含有机质( $TOC \geq 4\%$ ),无机孔不发育,岩性主要为生物硅质页岩,发育黄铁矿纹层,不发育碳酸盐岩纹层,孔隙度为5.1%~7.4%,有机孔占比不低于50%,呈圆形/椭圆形的孔隙占比在50%左右,不规则状孔隙和狭长形、楔长形孔隙的占比与其他孔隙结构类型相比较。由于矿物成分存在差异,硅质页岩含量最高,以致发育的有机孔孔隙半径较单峰型要好,有着最优的孔渗组合类型;另一种以无机孔为主,孔隙半径最小,以微孔为主,少了中孔或大孔,具有较好的分选性,但由于孔隙不发育且孔隙半径极小,孔隙连通性极差,贫有机质( $TOC < 2\%$ ),

表1 威荣页岩气田主要孔隙类型及参数特征  
Table 1 Main pore types and parameters in Weirong Shale Gas Field

孔隙类型	赋存环境	扫描电镜典型照片	AmicSCAN矿物分析电镜典型照片	孔隙半径(μm)	形状系数	伸长率(%)	分形维数	有机孔占比(%)	面孔占比(%)
有机孔	有机质中			0.01 ~ 0.20	0.50 ~ 0.90	≤5	2.72 ~ 2.92	≥50	55 ~ 65
粒间孔	黏土矿物间			>0.10	0.60 ~ 0.70	>5	2.30 ~ 2.90	40 ~ 50	25 ~ 30
粒内孔	方解石、石英、长石中			0.01 ~ 0.70	0.70 ~ 0.87	<3	2.22 ~ 2.45	40 ~ 50	10 ~ 15
微裂缝	硅质纹层、碳酸盐岩纹层中发育								

注: 石英 钠长石 方解石 白云石 铁白云石 伊利石 绿泥石 磷灰石 金红石 黄铁矿

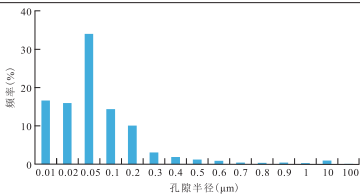
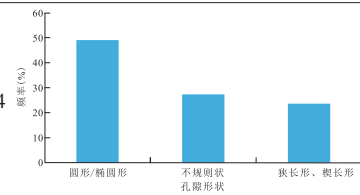
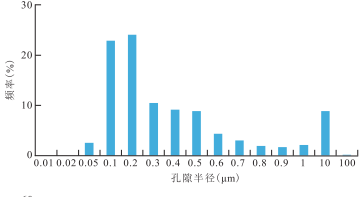
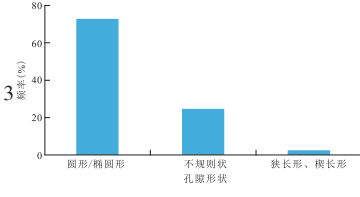
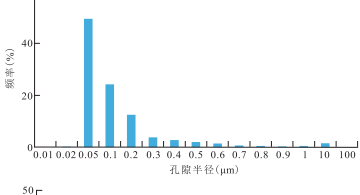
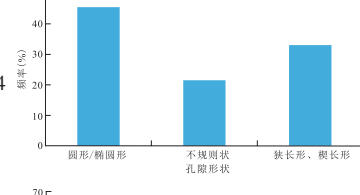
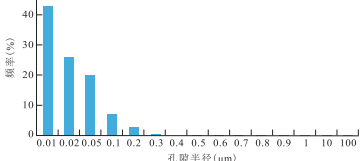
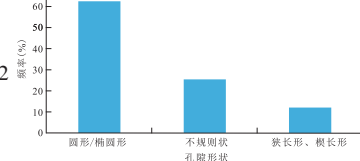
有机孔占比小于25%,以黏土质页岩含量最高,黄铁矿纹层少见,孔隙度为4.2%~5.0%,呈圆形/椭圆形的孔隙占比在60%左右,孔隙连通性较差。

### 2.2.2 基于液氮吸附和高压压汞的全孔径表征

鉴于液氮吸附法只能在孔径小于50 nm的中微孔范围才能形成吸附效应,而高压压汞测试易造成孔隙变形而出现“扩喉”现象,使测定孔径大于50 nm的结果可信。因此,联合液氮吸附及高压压汞方法表征微观孔隙结构,可测定自纳米尺度到微米尺度的孔隙分布<sup>[22-24]</sup>。值得说明的是,此过程涉及测定结果的衔接,需要同时将两者转换为气/液两相条件下的毛管压力及毛管半径等参数,具体做法参考《页岩全孔径分布的测定 压汞—吸附联合法:NB/T 14008—2015》及文献[25]。

对28个样品开展全孔径孔隙结构表征,结果表明,在气/液两相毛管压力饱和曲线中普遍存在3个拐点(Ped1、Ped2、Ped3),计算出3个拐点对应的最大孔隙半径分别为600,250,100 nm。那么,是否能以这3个拐点为界将深层页岩气储层连通孔隙结构划分为I类(最大孔隙半径大于等于600 nm)、II类(最大孔隙半径为250~600 nm)、III类(最大孔隙半径为100~250 nm)、IV类(最大孔隙半径小于等于100 nm)呢?这可以通过分形理论来检验<sup>[18-19]</sup>。卢双舫等<sup>[14]</sup>研究页岩油孔喉分类时,认为一定尺度的孔隙具有自相似性,不同尺度范围的孔隙具有不同的分形维数。图2展示了按照上述拐点划分的4类孔隙结构各自所对应的分形维数,反映出4类孔隙具有不同的孔隙结构特征,说明这是较为合理的孔隙结构划分方法。对于具有3个明显拐点的气/液两相毛管

表2 基于扫描电镜法的孔隙结构分布特征统计  
Table 2 Statistics of pore structure distribution based on SEM

孔隙结构类型	孔隙半径频率分布曲线形态	主要分布小层及岩性	有机孔占比(%)	孔隙半径( $\mu\text{m}$ )	孔隙度(%)	TOC(%)	形状分布
单峰型		2小层, 钙质-黏土质-硅质混合页岩	$\geq 50$	0.01 ~ 0.20	4.1 ~ 6.9	$\geq 4$	
双峰型		3 <sup>3</sup> , 4小层, 硅质-钙质-黏土质页岩	40 ~ 50	0.05 ~ 10.00	5.1 ~ 6.4	2 ~ 3	
单斜型		3 <sup>1</sup> 小层, 生物硅质页岩	$\geq 50$	0.05 ~ 0.20	5.1 ~ 7.4	$\geq 4$	
单斜型		⑤—⑨号层, 黏土质页岩	< 25	< 0.05	4.2 ~ 5.0	< 2	

压力曲线,当气/液两相压力较低时(低于0.2 MPa,未达到第一个拐点 $P_{cd1}$ ),液体率先进入最大孔隙半径大于等于600 nm的喉道内;当气/液两相压力到达第一个拐点压力(对应压汞条件下的1.05 MPa)时,液体进入最大孔隙半径为250~600 nm的喉道内;以此类推,当气/液两相压力大于1.0 MPa(对应压汞条件下的5.25 MPa)时,液体进入最大孔隙半径小于等于100 nm的孔隙中。根据毛管曲线,可以计算在气/液两相条件下各类孔隙结构的进液体积分数。

根据上述划分可知, I类孔隙结构的气/液两相(润湿性)压力尚未达到 $P_{cd1}$ 拐点,其最大孔隙半径大于等于600 nm(可能层理缝较发育),进液饱和度小于50%,但退液效率高(80%左右),孔隙度为5.86%~9.87%,平均为6.7%,分形维数较大,反映孔隙形态复杂,但连通性相对较好; II类孔隙结构的气/液两相压力介于 $P_{cd1}$ 与 $P_{cd2}$ 之间,最大孔隙半径为250~600 nm,进液饱和度为50%~70%,退液效率较高(65%左右),孔隙度为3.2%~11.9%,平均为6.8%,分形维数较低,反映出孔隙形态简单,中微

孔发育,孔隙与喉道配置关系好,连通性总体较好; III类孔隙结构的气/液两相压力介于 $P_{cd2}$ 与 $P_{cd3}$ 之间,最大孔隙半径为100~250 nm,进液饱和度为60%~70%,退液效率中等(45%左右),孔隙度为5.1%~6.4%,平均为5.7%,分形维数中等,反映孔隙的连通性一般; IV类孔隙结构的气/液两相压力超过 $P_{cd3}$ 拐点,最大孔隙半径小于等于100 nm,进液饱和度为60%~70%,退液效率小于20%,孔隙度为4.2%~5.0%,平均为4.6%,分形维数中等,反映孔隙不发育且连通性差。

### 2.2.3 孔隙结构定量判别标准

根据全孔径毛管压力曲线特征,可计算孔体积、分选系数、中值半径及变异系数等特征参数。参考常规气储层孔隙结构分类方法,联合孔隙结构参数、TOC、孔隙度以及渗透率等储层参数将页岩储层孔隙结构分为4类(表3、图3)。深入分析表明,渗透率与TOC、储能评价参数(孔隙度、渗透率和含气饱和度的乘积)存在一定的相关性<sup>[14,26-28]</sup>,并由此建立了孔隙结构的判别标准(图4)。

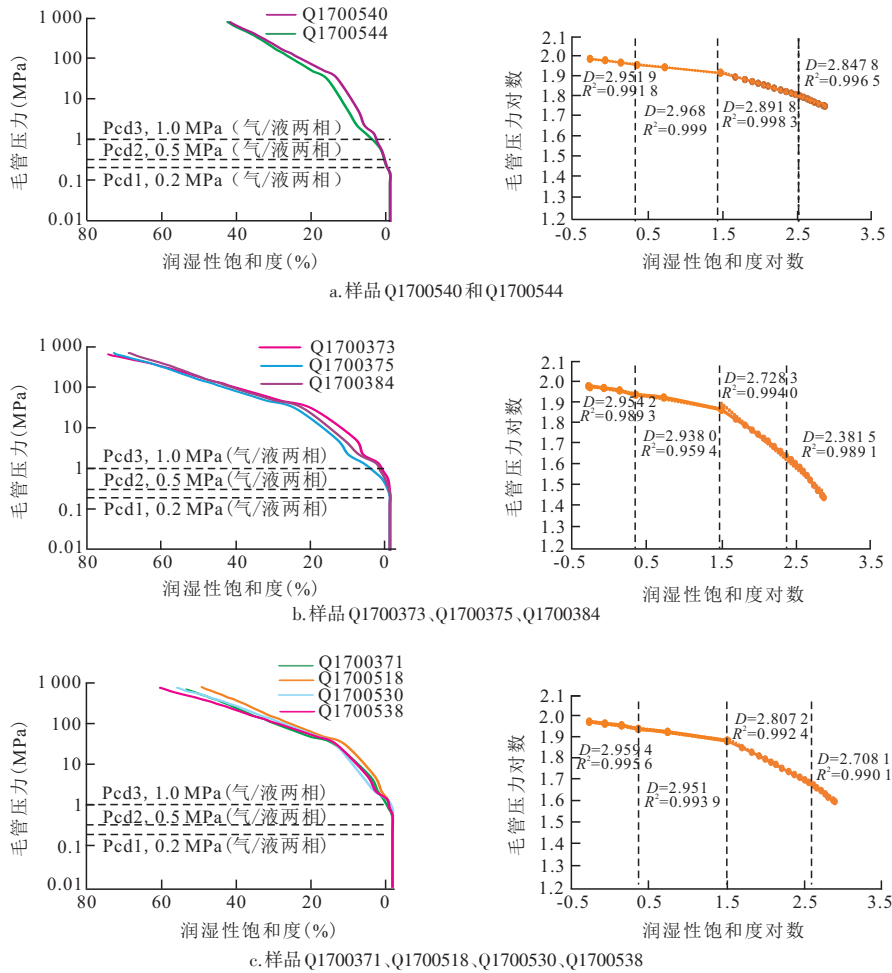


图2 页岩全孔径典型进汞曲线拐点位置及分形特征

Fig. 2 Inflection point location and fractal characteristics of typical mercury injection curve of shale

表3 威荣气田页岩储层孔隙结构参数分类

Table 3 Classification of pore structure parameters of shale reservoir in Weirong Gas Field

孔隙结构分类	TOC (%)	有机孔占比 (%)	渗透率 (mD)	储能评价参数 (10 <sup>-4</sup> mD)	中值半径 (nm)	分选系数	变异系数	孔隙类型	孔隙半径分布形态
I类	≥4	≥50	≥0.120	≥85	≤41.5	≥0.7	≥1.1	有机孔发育,无机孔相对发育,孔隙连通性好,微裂缝发育	多模态 宽广型
II类	3~4	40~50	0.040~0.120	15~85	41.5~43.0	0.6~0.7	0.9~1.1	有机孔相对发育,见部分无机孔、微裂缝	双模态 宽广型
III类	2~3	25~40	0.015~0.040	5~15	43.0~44.5	0.5~0.6	0.7~0.9	有机孔较发育,无机孔相对发育,存在一定量微裂缝	双模态高低 不对称型
IV类	<2	<25	<0.015	<5	>44.5	<0.5	<0.7	无机孔较发育,少量有机孔	单模态 集中型

注:1 mD=0.987×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>。

### 3 深层页岩气储层评价标准

随着深层页岩气勘探开发实践的深入,摸清“甜点层”分布规律,是勘探开发取得成功的关键。通过

表征储层微观结构,判断页岩储层孔隙连通与否,仅属于“地质甜点”范畴,气井能否获得高产则与压裂改造密切相关,即“工程甜点”。焦方正<sup>[4]</sup>在川南页岩气“体积开发”实践中建立了“甜点层”评价标准,新增杨氏模量、泊松比评价指标,阐述了地质工程一体

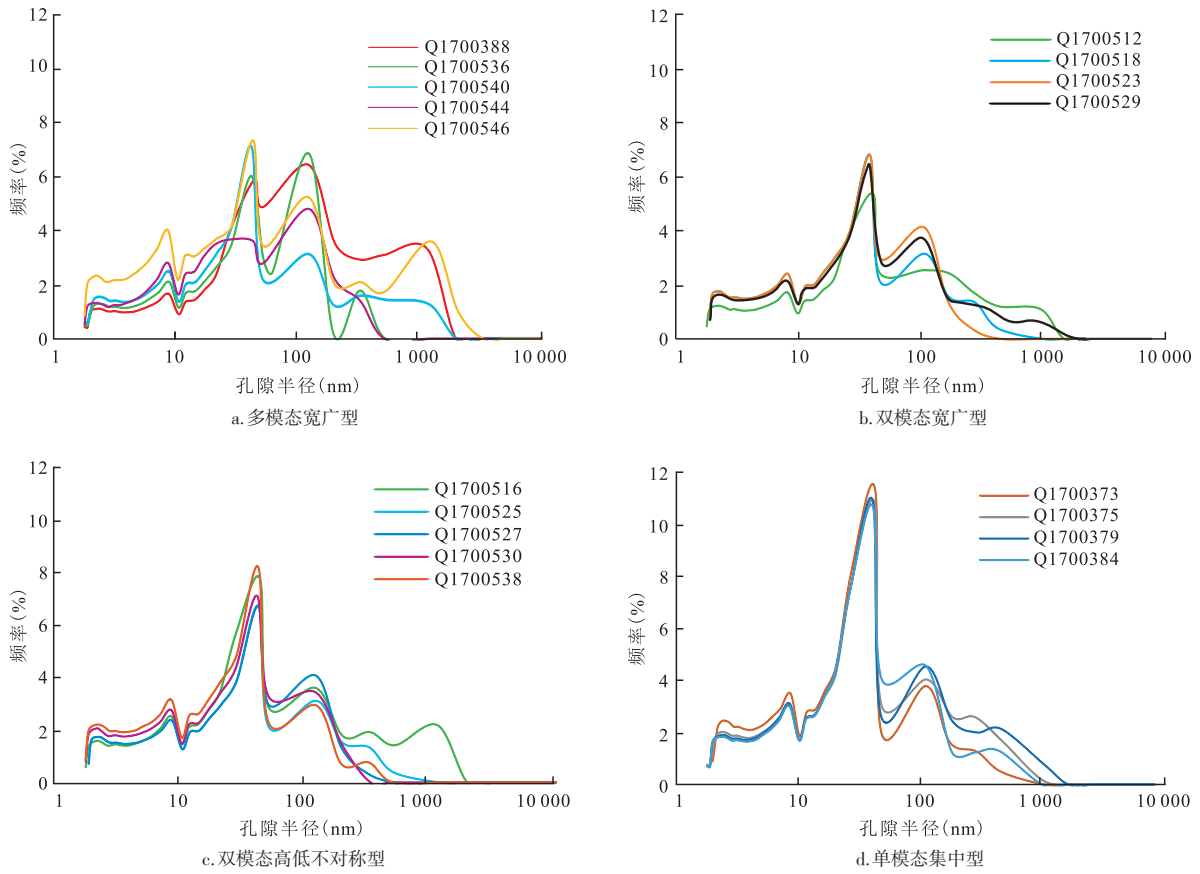
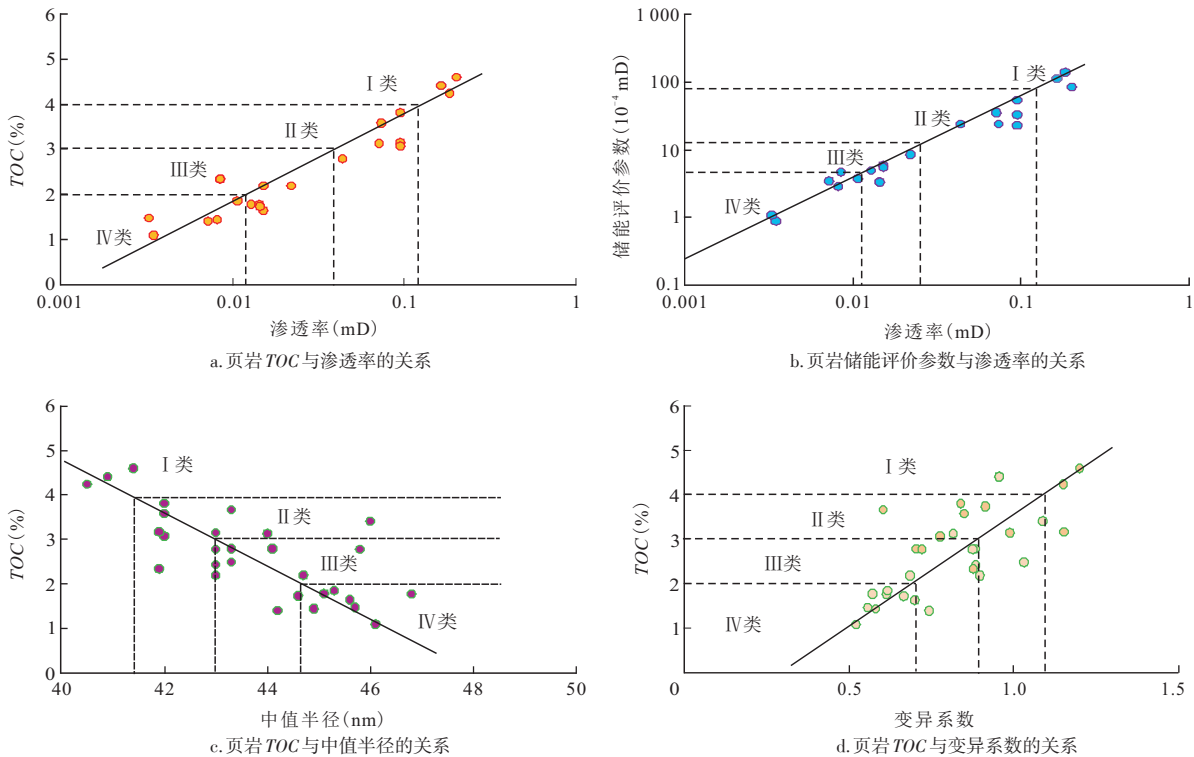


图3 基于全孔径表征的孔隙半径分布曲线

Fig. 3 Distribution curves of pore radius based on full pore diameter characterization



注: 1 mD=0.987×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>.

图4 不同孔隙结构类型与页岩储层静态参数的关系

Fig. 4 Relation between different pore structure types and static parameters of shale reservoir

化评价内涵。方志雄<sup>[16]</sup>在研究常压页岩气储层分级评价标准时,依据孔隙分形特征分析,认为微孔、小孔控制了总含气量,选取了微孔、小孔含量作为常压页岩储层分级评价的重要指标。本文综合前人研究结果,通过深入分析页岩储层微观结构特征,发现TOC与孔隙度、渗透率、中值半径、变异系数等参数具有良好相关性,明确了TOC可作为储层分类评价的基础要素,再以此分析总含气量、孔隙度、孔隙结构、矿物含量、杨氏模量、泊松比以及层理缝等参数的分布规律,寻找这些参数与TOC的匹配关系,完成地质工程“双甜点”评价标准的划分(图5、表4)。

表4为包含地质工程双因素的储层分类评价标准,依据该标准对页岩储层进行了评价。结果表明,区内页岩储层纵向上分段特征明显,以①—④号层为主力产层,尤以2—3<sup>1</sup>小层储层参数最优,为水平井最有利靶窗位置。该层段的岩性为钙质-黏土质-硅质页岩以及生物硅质页岩,厚度为3.7~7.7 m,平

均为5.9 m,发育黄铁矿、斑脱岩纹层,碳酸盐岩弥散型细纹层,含放射虫、笔石,TOC>4%,总含气量高(8.2~9.5 m<sup>3</sup>/t),孔隙度为6.1%,有机孔占比大于等于50%,分选系数大于等于0.7,变异系数大于等于1.1,中值半径小于等于41.5 nm,脆性矿物含量大于等于50%,杨氏模量大于等于36 GPa,泊松比小于等于0.225,为I类储层。

## 4 结论

1) 在扫描电镜及矿物分析电镜研究的基础上,完成了有机孔、粒间孔、粒内孔的定量描述。依据形状系数及分形理论,进一步明确了重点开发小层(2—3<sup>1</sup>小层)以有机孔占主导,孔隙形态复杂,呈椭圆形、不规则状或扁平状分布,形状系数为0.50~0.90,分形维数为2.72~2.92。

2) 依据孔隙半径频率分布曲线特征可将孔隙

表4 威荣深层页岩气储层分类评价标准

Table 4 Classification and evaluation criteria of Weirong deep shale gas reservoir

储层类别	地质参数				工程参数				
	TOC (%)	孔隙度 (%)	总含气量 (m <sup>3</sup> /t)	孔隙结构类型	脆性矿物含量 (%)	黏土矿物含量 (%)	杨氏模量 (GPa)	泊松比	层理及微裂缝
I类	≥4	≥6	≥6	I类	≥50	≤35	≥36	≤0.225	极发育
II类	3~4	5~6	4~6	II类	42~50	35~45	32~36	0.225~0.250	发育
III类	2~3	3~5	2~4	III类	35~42	45~55	28~32	0.250~0.280	较发育
IV类	<2	<3	<2	IV类	<35	>55	<28	>0.280	一般

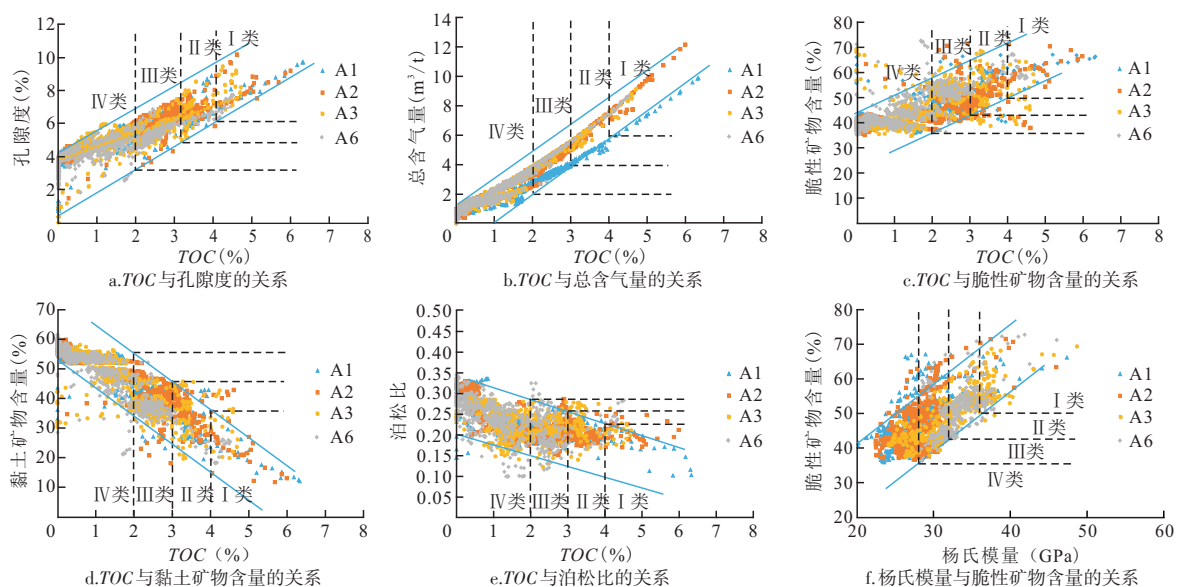


图5 威荣气田五峰组—龙马溪组页岩储层测井参数相关图

Fig. 5 Correlation diagram of logging parameters of shale reservoir in Wufeng-Longmaxi Formation in Weirong Gas Field

结构划分为单峰型、双峰型、单斜型,以单峰型最优。该类型的孔隙分布较为集中,以微孔为主,分选性、物性以及连通性较好,富含有机质( $TOC \geq 4\%$ ),有机孔占比大于等于50%,以圆形/椭圆形孔隙为主,不规则状孔隙和狭长形、楔长形孔隙的占比与其他孔隙结构类型相比较为高。

3) 形成了基于液氮吸附及高压压汞的全孔径表征方法,依据分形理论完成了孔隙结构的划分。统计结果表明,区内页岩储层孔隙半径分布具有多模态宽广型、双模态宽广型、双模态高低不对称型以及单模态集中型4类,再结合 $TOC$ 、储能评价参数、中值半径以及变异系数等参数将孔隙结构划分为4类。

4) 综合孔隙结构分类及储层参数,将页岩储层分为4类,其中I类储层的关键参数为 $TOC \geq 4\%$ 、总含气量大于等于 $6 \text{ m}^3/\text{t}$ 、孔隙度大于等于6%、脆性矿物含量大于等于50%、杨氏模量大于等于36 GPa、泊松比小于等于0.225、I类孔隙结构,该类储层主要分布于2—3<sup>1</sup>小层,为水平井最优靶窗位置。

#### 参考文献

- [1] 马永生,蔡勋育,赵培荣.中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J].石油勘探与开发,2018,45(4):561-574.  
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. China's shale gas exploration and development: Understanding and practice[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 561-574.
- [2] 庞河清,熊亮,魏力民,等.川南深层页岩气富集高产主要地质因素分析——以威荣页岩气田为例[J].天然气工业,2019,39(S1):78-84.  
PANG Heqing, XIONG Liang, WEI Liming, et al. Analysis on main geological factors of deep shale gas enrichment and high yield in South Sichuan Basin: A case study of Weirong shale gas field[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(S1): 78-84.
- [3] 邱振,邹才能,王红岩,等.中国南方五峰组-龙马溪组页岩气差异富集特征与控制因素[J].天然气地球科学,2020,31(2):163-175.  
QIU Zhen, ZOU Caineng, WANG Hongyan, et al. Discussion on characteristics and controlling factors of differential enrichment of Wufeng-Longmaxi formations shale gas in South China[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(2): 163-175.
- [4] 焦方正.页岩气“体积开发”理论认识、核心技术与实践[J].天然气工业,2019,39(5):1-14.  
JIAO Fangzheng. Theoretical insights, core technologies and practices concerning “volume development” of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(5): 1-14.
- [5] 梁兴,徐政语,张朝,等.昭通太阳背斜区浅层页岩气勘探突破及其资源开发意义[J].石油勘探与开发,2020,47(1):11-28.  
LIANG Xing, XU Zhengyu, ZHANG Zhao, et al. Breakthrough of shallow shale gas exploration in Taiyang anticline area and its significance for resource development in Zhaotong, Yunnan Province, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 11-28.
- [6] 雷丹凤,李熙喆,位云生,等.海相页岩有效产气储层特征——以四川盆地五峰组-龙马溪组页岩为例[J].中国矿业大学学报,2019,48(2):333-343.  
LEI Danfeng, LI Xizhe, WEI Yunsheng, et al. Characteristics of effective gas-producing reservoir in marine shale: A case study of the Wufeng-Longmaxi shales in Sichuan basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2019, 48(2): 333-343.
- [7] 武恒志,熊亮,葛忠伟,等.四川盆地威远地区页岩气优质储层精细刻画与靶窗优选[J].天然气工业,2019,39(3):11-25.  
WU Hengzhi, XIONG Liang, GE Zhongwei, et al. Fine characterization and target window optimization of high-quality shale gas reservoirs in the Weiyuan area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(3): 11-25.
- [8] 陈科洛,张廷山,陈晓慧,等.页岩微观孔隙模型构建——以滇黔北地区志留系龙马溪组页岩为例[J].石油勘探与开发,2018,45(3):396-405.  
CHEN Keluo, ZHANG Tingshan, CHEN Xiaohui, et al. Model construction of micro-pores in shale: A case study of Silurian Longmaxi Formation shale in Dianqianbei area, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 396-405.
- [9] 曾秋楠,周新桂,于炳松,等.陆相页岩气储层评价标准探讨——以延长组富有机质页岩为例[J].新疆地质,2015,33(3):409-414.  
ZENG Qiunan, ZHOU Xingui, YU Bingsong, et al. Evaluation criteria of lake facies shale gas reservoir: A case study of the organic rich shale developed in Yanchang Group, Ordos Basin [J]. Xinjiang Geology, 2015, 33(3): 409-414.
- [10] 郭旭升,李宇平,腾格尔,等.四川盆地五峰组—龙马溪组深水陆棚页岩生储机理探讨[J].石油勘探与开发,2020,47(1):193-201.  
GUO Xusheng, LI Yuping, BORJIGEN Tenger, et al. Hydrocarbon generation and storage mechanisms of deep-water shelf shales of Ordovician Wufeng Formation-Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 193-201.
- [11] 腾格尔,申宝剑,俞凌杰,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.  
BORJIGIN Tenger, SHEN Baojian, YU Lingjie, 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.
- [12] 熊亮,魏力民,史洪亮.川南龙马溪组储层分级综合评价技术及应用——以四川盆地威荣页岩气田为例[J].天然气工业,2019,39(S1):60-65.  
XIONG Liang, WEI Limin, SHI Hongliang. Comprehensive evaluation technology and application of reservoir classification in Longmaxi Formation of South Sichuan: A case study of Weirong Shale Gas Field in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(S1): 60-65.
- [13] 王伟明,卢双舫,田伟超,等.利用微观孔隙结构参数对辽河

- 大民屯凹陷页岩储层分级评价[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, 40(4): 12-19.
- WANG Weiming, LU Shuangfang, TIAN Weichao, et al. Liaohe Oilfield shale reservoir quality grading with micropore evaluation parameters in Damintun Depression[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2016, 40(4): 12-19.
- [14] 卢双舫, 李俊乾, 张鹏飞, 等. 页岩油储集层微观孔喉分类与分级评价[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(3): 436-444.
- LU Shuangfang, LI Junqian, ZHANG Pengfei, et al. Classification of microscopic pore-throats and the grading evaluation on shale oil reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 436-444.
- [15] 刘树根, 叶玥豪, 冉波, 等. 差异保存条件下页岩孔隙结构特征演化及其意义[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(5): 1-11.
- LIU Shugen, YE Yuehao, RAN Bo, et al. Evolution and implications of shale pore structure characteristics under different preservation conditions[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(5): 1-11.
- [16] 方志雄. 中国南方常压页岩气勘探开发面临的挑战及对策[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(5): 1-13.
- FANG Zhixiong. Challenges and countermeasures for exploration and development of normal pressure shale gas in southern China [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(5): 1-13.
- [17] 王勇, 杨公训, 路迈西. 图像识别中颗粒形状表征方法的研究[J]. 安徽理工大学学报(自然科学版), 2005, 25(1): 27-29.
- WANG Yong, YANG Gongxun, LU Maixi. The study on the method of signifying the shape coefficient of grain in image recognition[J]. Journal of Anhui University of Science and Technology(Natural Science), 2005, 25(1): 27-29.
- [18] 焦堃, 谢国梁, 裴文明, 等. 四川盆地中生界黑色页岩纳米孔隙形态的影响因素及其地质意义[J]. 高校地质学报, 2019, 25(6): 847-859.
- JIAO Kun, XIE Guoliang, PEI Wenming, et al. The control factors and geological implications of the nano-pore morphology of the Lower Paleozoic black shales in the Sichuan Basin, China[J]. Geological Journal of China Universities, 2019, 25(6): 847-859.
- [19] 孔星星, 肖佃师, 蒋恕, 等. 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[J]. 天然气工业, 2020, 40(3): 38-47.
- KONG Xingxing, XIAO Dianshi, JIANG Shu, et al. 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[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(3): 38-47.
- [20] 王欣, 齐梅, 李武广, 等. 基于分形理论的页岩储层微观孔隙结构评价[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(4): 754-759.
- WANG Xin, QI Mei, LI Wuguang, et al. Micro-structure evaluation of shale gas reservoir based on fractal theory[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(4): 754-759.
- [21] 熊健, 刘向君, 梁利喜. 四川盆地长宁构造地区龙马溪组页岩孔隙结构及其分形特征[J]. 地质科技情报, 2015, 34(4): 70-77.
- XIONG Jian, LIU Xiangjun, LIANG Lixi. Pore structure and fractal characteristics of Longmaxi Formation shale in the Changning Region of Sichuan Basin[J]. Geological Science and Technology Information, 2015, 34(4): 70-77.
- [22] 郑珊珊, 刘洛夫, 汪洋, 等. 川南地区五峰组—龙马溪组页岩微观孔隙结构特征及主控因素[J]. 岩性油气藏, 2019, 31(3): 55-65.
- ZHENG Shanshan, LIU Luofu, WANG Yang, et al. Characteristics of microscopic pore structures and main controlling factors of Wufeng-Longmaxi Formation shale in southern Sichuan Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2019, 31(3): 55-65.
- [23] ZHAO J H, JIN Z J, HU Q H, et al. Mineral composition and seal condition implicated in pore structure development of organic-rich Longmaxi shales, Sichuan Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 98: 507-522.
- [24] BERNARD S, WIRTH R, SCHREIBER A, et al. Formation of nanoporous pyrobitumen residues during maturation of the Barnett Shale (Fort Worth Basin) [J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 103: 3-11.
- [25] 刘尧文, 王进, 张梦吟, 等. 四川盆地涪陵地区五峰—龙马溪组页岩气层孔隙特征及对开发的启示[J]. 石油实验地质, 2018, 40(1): 44-50.
- LIU Yaowen, WANG Jin, ZHANG Mengyin, et al. Pore features of shale gas layer in Wufeng-Longmaxi formations in Fuling area of Sichuan Basin and the application to development[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(1): 44-50.
- [26] 张海杰, 蒋裕强, 周克明, 等. 页岩气储层孔隙连通性及其对页岩气开发的启示——以四川盆地南部下志留统龙马溪组为例[J]. 天然气工业, 2019, 39(12): 22-31.
- ZHANG Haijie, JIANG Yuqiang, ZHOU Keming, et al. Connectivity of pores in shale reservoirs and its implications for the development of shale gas: A case study of the Lower Silurian Longmaxi Formation in the southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(12): 22-31.
- [27] 李伟强, 穆龙新, 赵伦, 等. 滨里海盆地东缘石炭系碳酸盐岩储集层孔喉结构特征及对孔渗关系的影响[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5): 958-971.
- LI Weiqiang, MU Longxin, ZHAO Lun, et al. Pore-throat structure characteristics and their impact on the porosity and permeability relationship of Carboniferous carbonate reservoirs in eastern edge of Pre-Caspian Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(5): 958-971.
- [28] MA Y, ARDAKANI O H, ZHONG N N, et al. Possible pore structure deformation effects on the shale gas enrichment: An example from the Lower Cambrian shales of the Eastern Upper Yangtze Platform, South China[J]. International Journal of Coal Geology, 2020, 217: 103349.

(编辑 王隽)