

# 碳酸盐岩储层微观孔隙结构静态表征与动态评价 ——以鄂尔多斯盆地西北部马五段为例

魏丽<sup>1,2</sup>, 马尚伟<sup>3</sup>, 王震亮<sup>4</sup>, 王一军<sup>5</sup>

1 陕西省地质调查规划研究中心(陕西省地质勘查基金中心); 2 陕西省地质调查院; 3 中国地质调查局西安地质调查中心;  
4 西北大学地质学系; 5 中国石油集团东方地球物理公司研究院长庆分院

**摘要** 在岩心、铸体薄片、扫描电镜观察和物性分析的基础上,应用高压压汞、气水相渗、核磁共振等分析测试方法,对鄂尔多斯盆地西北部下奥陶统马五段储层微观孔隙结构进行了静态表征与动态评价。鄂尔多斯盆地西北部马五段的岩性主要为白云岩,孔隙度、渗透率较低,对油气储集和渗流具有较大意义的储集空间为晶间溶孔、溶蚀孔洞、铸模孔和裂缝。依据压汞参数和毛管压力曲线形态,将马五段储层孔隙结构划分为4种类型。选取孔隙度、渗透率、主流孔喉半径、最大进汞饱和度、等渗点相对渗透率、可动流体饱和度、试气产量和孔喉组合类型等8项参数,建立了研究区马五段碳酸盐岩储层微观孔隙结构分类评价标准。Ⅰ类、Ⅱ类储层的溶蚀孔洞、晶间溶孔、裂缝发育,以中大孔喉为主,孔隙度 $>5.5\%$ ,渗透率 $>0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,最大进汞饱和度 $>70\%$ ,等渗点相对渗透率 $\geq 0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,可动流体饱和度 $>60\%$ ,经压裂改造可获工业气流,是勘探开发的主要目标。

**关键词** 微观孔隙结构;碳酸盐岩储层;马家沟组;奥陶系;鄂尔多斯盆地

**中图分类号**:TE122.2 **文献标识码**:A

## 0 前言

目前全球大约60%的石油和40%的天然气产自碳酸盐岩储层,因此碳酸盐岩储层是国内外油气勘探的热点<sup>[1]</sup>。鄂尔多斯盆地奥陶系碳酸盐岩油气资源丰富<sup>[2]</sup>,诸多学者从沉积微相<sup>[3]</sup>、孔隙类型和演化<sup>[4-5]</sup>、储层特征及成因<sup>[2,6]</sup>、成岩作用<sup>[7]</sup>等方面做了研究。由于复杂的沉积背景和多期次的成岩演化<sup>[8-9]</sup>,碳酸盐岩比碎屑岩有着更为复杂的孔隙系统,更强的非均质性<sup>[10-11]</sup>,因此很难预测碳酸盐岩储层物性的分布规律。储层微观孔隙结构是指孔隙和喉道的几何形状、大小、分布、相互连通情况以及孔隙与喉道间的配置关系等,它直接影响了储层的储集能力和渗流能力,进而决定油气藏的产能。微观孔隙结构定量表征和分类评价是目前致密碳酸盐岩储层研究的难点和热点,开展储层孔隙结构特

征的静态表征和动态评价对碳酸盐岩储层评价和油气藏勘探开发具有重要意义<sup>[12-13]</sup>。

目前碳酸盐岩微观孔隙结构的研究方法较多:廖晓等<sup>[14]</sup>利用聚类分析法对靖边气田西北部下奥陶统马家沟组五段(马五段)白云岩储层进行了分类研究;刘航宇等<sup>[15]</sup>基于分形特征对碳酸盐岩储层孔隙结构进行了定量评价;卢志明等<sup>[16]</sup>采用多元回归方法对孔隙型碳酸盐岩储层进行了分类与质量评价。这些研究方法多单一采用扫描电镜、铸体薄片、压汞等技术手段,并未综合考虑多种因素对碳酸盐岩储层孔隙结构的细微差异进行表征评价。作者以鄂尔多斯盆地西北部马五段为例,在岩心、铸体薄片、扫描电镜观察等静态表征的基础上,针对微观尺度上的孔隙结构,通过更高精度的高压压汞、气水相渗、核磁共振等实验技术进行动态表征,最后基于微观孔隙结构静态表征和动态评价,建立

收稿日期:2020-05-11; 改回日期:2020-07-30; 网络出版日期:2020-12-05

本文受国家自然科学基金项目“延安地区下古生界碳酸盐岩天然气的成藏过程和机理”(编号:41172122)和陕西省地质勘查基金项目“秦岭成矿带地质矿产勘查成果集成与选区研究”(编号:61201506280)联合资助

**第一作者**:魏丽,博士,工程师,现主要从事油气储层评价和天然气成藏规律研究。通信地址:710068 陕西省西安市碑林区友谊西路243号陕西省地质调查规划研究中心; E-mail: lilywei2010@163.com

**通信作者**:马尚伟,博士,工程师,现主要从事石油与天然气地质学研究。通信地址:710054 陕西省西安市碑林区友谊东路438号中国地质调查局西安地质调查中心; E-mail: mashangwei123@163.com

碳酸盐岩储层分类评价标准。这项研究对国内风化壳型碳酸盐岩储层的准确评价具有一定的理论价值和实际意义。

## 1 地质概况

鄂尔多斯盆地在早古生代属于华北地台陆表海的一部分,除了盆地的西缘和南缘有深水沉积外,广大区域为陆表海浅水碳酸盐沉积<sup>[17-19]</sup>。在盆地中东部下奥陶统马家沟组发育一套以海相碳酸盐岩为主夹蒸发岩的地层,期间经历了3次海进-海退旋回,在纵向上构成了马家沟组的6个岩性段,由下到上依次为马一段到马六段。马五段沉积期是马家沟组沉积期的最后一次海退期,广泛发育白云

石化,在盆地北部沉积了一套潮上带云坪相、膏云坪相白云岩和含硬石膏白云岩<sup>[20]</sup>。奥陶纪末晚加里东运动使华北地块整体抬升为陆,盆地经历了超过130 Ma的沉积间断,中上奥陶统至中石炭统缺失,直至晚石炭世才开始接受沉积。因长期暴露地表,马五段发生了强烈的风化淋滤作用,形成了大量的孔隙、裂缝和溶洞<sup>[4,21]</sup>。

研究区位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡中部(图1a),处于靖边气田西北部。马五段碳酸盐岩为靖边气田主力储层,溶蚀孔洞缝最为发育,物性相对较好。根据标志层和沉积旋回,将马五段自上而下划分为10个亚段。本文重点研究马五<sub>3</sub>亚段以上的风化壳储层(图1b)。

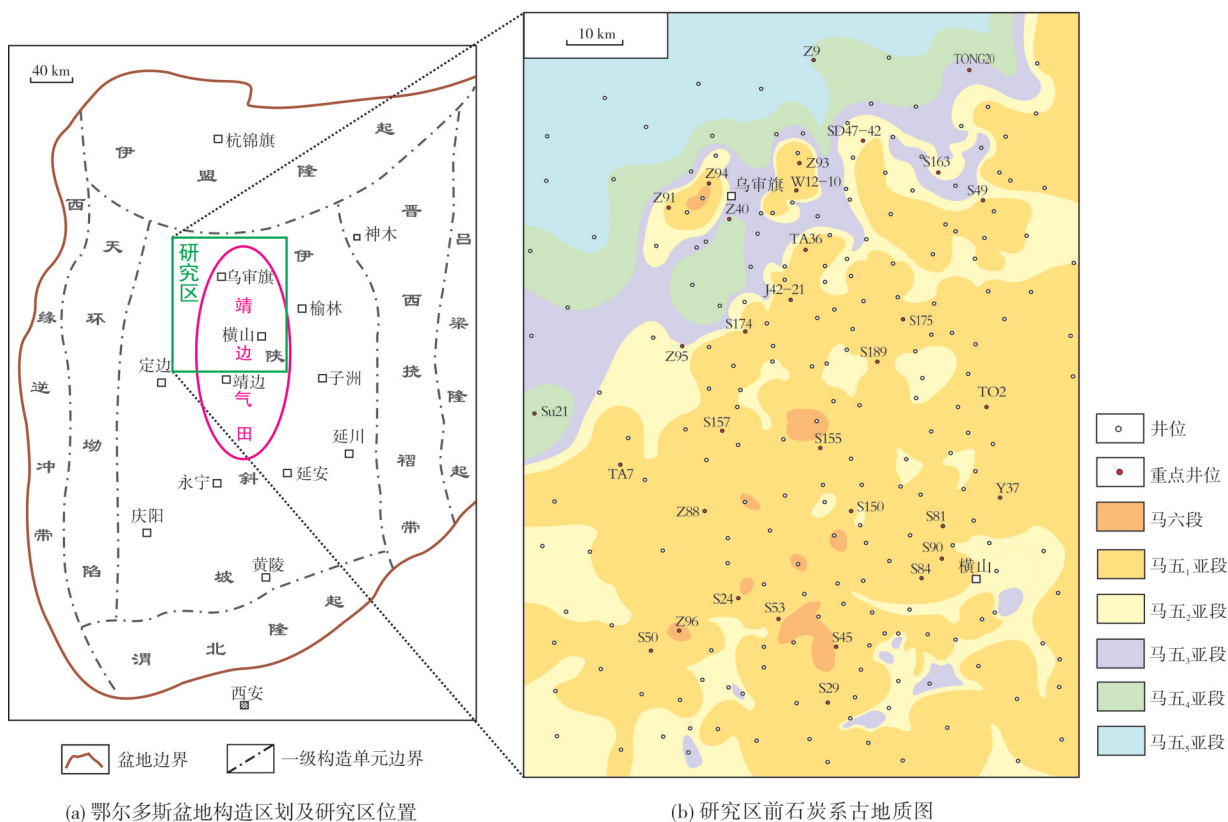


图1 研究区位置和石炭系沉积前古地质图

Fig. 1 The location of the study area and the palaeogeologic map of pre-Carboniferous

对96口井的岩心观察及665块岩心样品的薄片鉴定表明:研究区马五段储层的岩石类型主要为白云岩,占样品总数的75.7%;其次为灰质白云岩和含灰白云岩,分别占样品总数的7.4%和5.5%;还有少量的含泥灰白云岩、含泥白云岩、泥质白云岩、含泥白云质灰岩、含白云质灰岩、白云质灰岩、泥质灰岩和灰岩,含量不足5%。研究区马五段储层岩

石粒径较小,多小于0.1 mm,以泥晶(26.3%)、泥粉晶(19.8%)、粉晶(17.1%)、细粉晶(32.9%)为主,所占比例高达96.1%;粗粉晶及以上粒级的白云岩不发育,所占比例仅为3.9%。

对靖边气田马五段39口井854块岩心样品(含裂缝的样品232块,不含裂缝的样品622块)的物性进行分析。含裂缝样品的孔隙度分布在0.51%~



19.74%之间,平均值为4.23%,主要分布区间为1%~7%(图2a),占样品总数的77.6%;不含裂缝样品的孔隙度分布在0.05%~16.49%之间,平均值为2.97%,主要分布区间为1%~5%(图2a),占样品总数的66.3%。含裂缝样品的渗透率分布在 $(0.08\sim54.4)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间,平均值为 $8.68\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,主要分布区间为 $(1\sim2)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 和大于 $6\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ (图2b),占样品总数的

60.4%;不含裂缝样品的渗透率分布在 $(0.0038\sim11.5)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间,平均值为 $0.35\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,主要分布区间为 $(0.001\sim1)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ (图2b),占样品总数的94.9%。马五段碳酸盐岩储层孔隙度、渗透率较低,含裂缝样品的渗透率远远大于不含裂缝样品,说明碳酸盐岩储层物性整体较差,但后期成岩作用、构造作用产生的裂缝大大改善了储层的渗流能力。

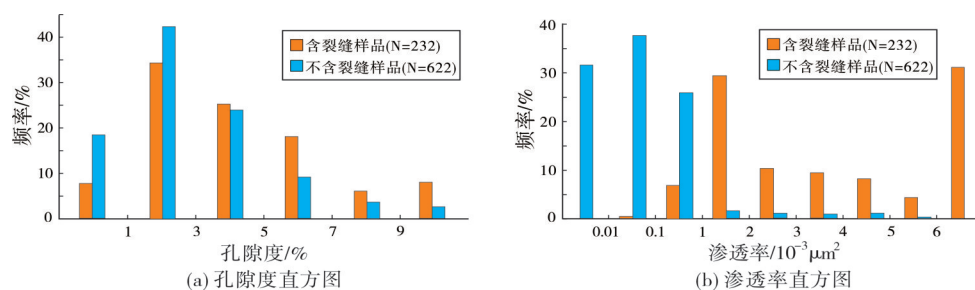


图2 鄂尔多斯盆地西北部马五段碳酸盐岩储层孔隙度和渗透率分布直方图

Fig. 2 Histograms of porosity and permeability of the Majiagou Member 5 in northwestern Ordos Basin

## 2 微观孔隙结构静态表征

### 2.1 孔隙类型及喉道特征

碳酸盐岩储层的储集空间由孔隙和喉道两大部分构成,孔隙的大小决定了储层的存储能力,喉道的几何形状控制了储层的渗流能力,两者相互作用,共同影响了岩石的储集性。

靖边气田马五段碳酸盐岩地质时代老,原生孔隙在后期复杂的成岩环境中难以保存<sup>[22]</sup>,主要发育次生孔隙<sup>[23]</sup>。通过岩心、铸体薄片、扫描电镜等分析,研究区白云岩储集空间包括孔隙和裂缝2大类(图3,表1):孔隙主要包括晶间微孔(图3a)、晶内溶孔(图3b)、晶间溶孔(图3c)、溶蚀孔洞(图3d,3e)、铸膜孔(图3f);裂缝主要包括成岩缝(图3g)和构造缝(图3h)。

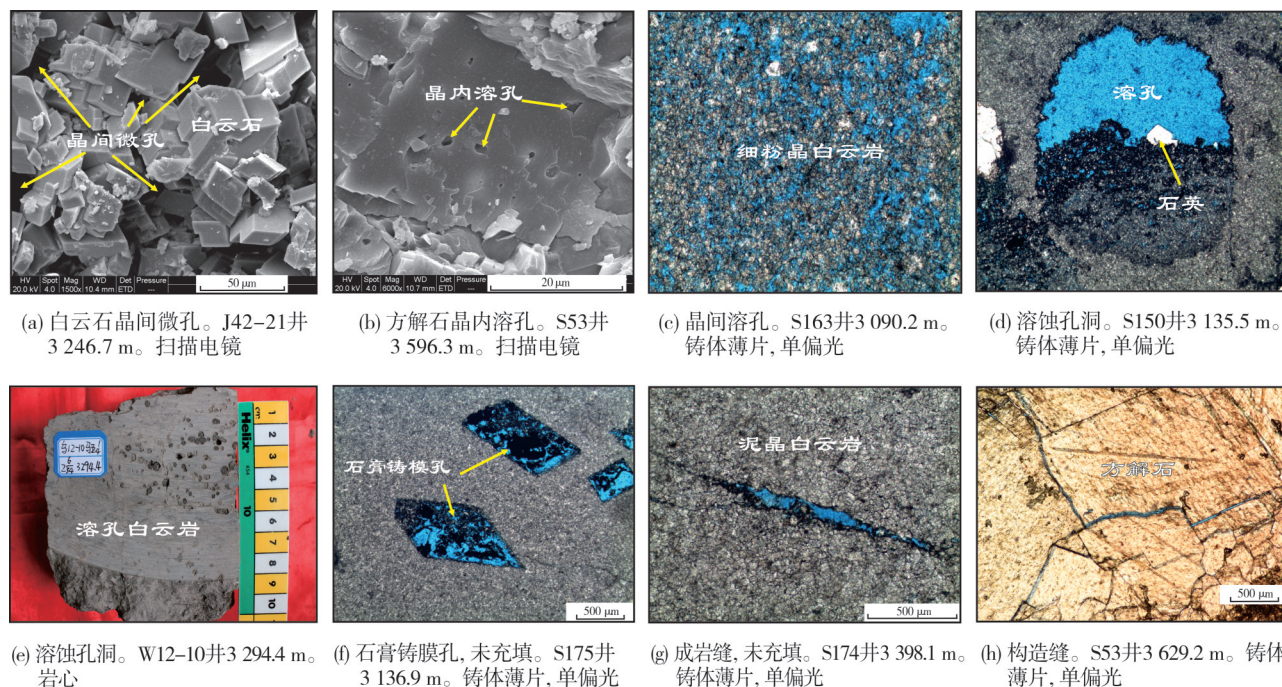


图3 鄂尔多斯盆地西北部马五段碳酸盐岩储集空间类型

Fig. 3 Pore types of the Majiagou Member 5 in northwestern Ordos Basin

表1 鄂尔多斯盆地西北部马五段碳酸盐岩储集空间类型及特征

Table 1 Classification of reservoir space of the Majiagou Member 5 in northwestern Ordos Basin

储集空间类型	孔径/ $\mu\text{m}$	占总孔隙比例/%	面孔率/%	平均面孔率/%	储集意义
孔隙	晶间微孔	1~30	21.3	0.1~9.5	有效孔隙
	晶内溶孔	1~10	1.1	0.5~4.0	意义不大
	晶间溶孔	1~1 000	30.0	0.2~12.5	高孔高渗
	溶蚀孔洞	10~5 000	30.6	0.3~20	主要储集孔隙
	铸膜孔	10~1 000	9.8	0.1~10	充填残余部分有效
裂缝	成岩缝	1~80	7.2	0.09~2.5	未充填或半充填缝有效
	构造缝				未充填或半充填缝有效

通过717个铸体薄片的孔隙半径分析,研究区马五段白云岩储层孔隙半径分布在1~10 000  $\mu\text{m}$ 之间,77%的孔隙半径集中在1~100  $\mu\text{m}$ (图4a)。不同储集空间的孔隙半径各有特点(图4b):晶内溶孔的孔隙半径主要分布在1~10  $\mu\text{m}$ 之间;晶间微孔、晶间溶孔和微裂缝的孔隙半径主要分布在1~100  $\mu\text{m}$ 之间;铸膜孔的孔隙半径主要分布在

10~1 000  $\mu\text{m}$ 之间;溶蚀孔洞的孔隙半径主要分布在100~10 000  $\mu\text{m}$ 之间。其中,对油气储集和渗流具有较大意义的为晶间溶孔、溶蚀孔洞、晶间微孔和裂缝,分别占总孔隙的30.0%、30.6%、21.3%和7.2%,平均面孔率分别为1.00%、1.02%、0.71%和0.24%(表1),它们构成了复杂的溶孔(洞)-裂缝型储层。

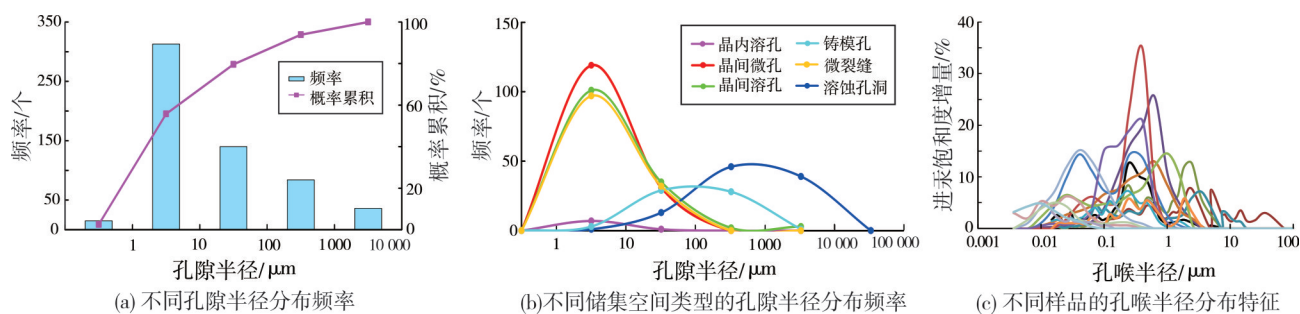


图4 鄂尔多斯盆地西北部马五段碳酸盐岩储层孔隙半径及孔喉半径分布特征

Fig. 4 Distribution characteristics of pore radius and pore throat radius of the Majiagou Member 5 in northwestern Ordos Basin

马五段碳酸盐岩喉道类型主要有3种:一是细而长的管状喉道,其断面近于圆形;二是孔隙的缩小部分组成的喉道,孔喉分界不明显,扩大时成为孔隙,缩小后变成喉道;三是白云石晶体之间形成的片状喉道,半径仅几微米至十几微米,是马五段碳酸盐岩储层中最常见的喉道类型。高压压汞实验分析可以获得储层的孔喉半径分布参数。统计17块样品的高压压汞孔喉半径数据(图4c)可以看出,孔喉半径主要分布在0.01~10  $\mu\text{m}$ 之间,峰值半径集中分布在0.1~1  $\mu\text{m}$ 之间,孔喉半径整体较小。

## 2.2 孔隙结构类型及特征

高压压汞曲线参数可以很好地反映储层孔隙结构特征:排驱压力、中值压力、中值半径、最大孔喉半径反映孔喉大小;最大进汞饱和度和退汞效率反映孔喉连通性。选取54块马五段白云岩样品进

行高压压汞实验,依据压汞参数和毛管压力曲线形态,将马五段储层孔隙结构分为Ⅰ类、Ⅱ类、Ⅲ类和Ⅳ类等4种类型(表2,图5)。

Ⅰ类以溶蚀孔洞-裂缝-中大孔喉为主。毛细管压力曲线位于图的左上方,近直立(图5a)。孔隙度分布在5.5%~16.0%之间(表2),渗透率分布在 $(1.04\sim62.4)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间;排驱压力在0.007~0.561 MPa之间;最大孔喉半径在1.2~100.4  $\mu\text{m}$ 之间,主流孔喉半径在0.73~48.5  $\mu\text{m}$ 之间;最大进汞饱和度在73.8%~94.5%之间,退汞效率在3.2%~31.0%之间。孔喉半径呈多峰型,主要分布在0.1~10  $\mu\text{m}$ 之间(图5b)。该类储层是研究区最优质的储层。

Ⅱ类以晶间溶孔-溶蚀孔洞-中小孔喉为主。毛细管压力曲线形态与Ⅰ类相似(图5a)。孔隙度和渗透率较Ⅰ类低,孔隙度分布在5.5%~8.7%之间(表2),渗透率分布在 $(0.13\sim0.67)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间;排



驱压力在 0.175~1.806 MPa 之间;最大孔喉半径在 0.4~4.7  $\mu\text{m}$  之间,主流孔喉半径在 0.11~4.09  $\mu\text{m}$  之间;最大进汞饱和度在 73.5%~97.5% 之间,退汞效率在 0.7%~23.3% 之间。孔喉半径呈双峰型,主要分布在 0.1~1  $\mu\text{m}$  之间(图 5b)。该类储层是研究区较好的储层。

Ⅲ类以晶间溶孔-微裂缝-微小孔喉为主。毛细管压力曲线斜率减小(图 5a)。孔隙度分布在 3.1%~5.5% 之间(表 2),渗透率分布在  $(0.10\sim0.35)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间;排驱压力增高,在 0.186~3.401 MPa 之间;最大孔喉半径在 0.2~4.0  $\mu\text{m}$  之间,主流孔喉半径在 0.11~1.80  $\mu\text{m}$  之间;最大进汞饱和度明显降低,在

52.5%~69.9% 之间,退汞效率在 1.3%~14.2% 之间。孔喉半径呈单峰型,主要分布在 0.01~0.1  $\mu\text{m}$  之间(图 5b)。该类储层是研究区中等储集层。

Ⅳ类以晶间微孔-微孔喉为主。毛细管压力曲线近水平(图 5a)。孔隙度分布在 1.1%~3.0% 之间(表 2),渗透率分布在  $(0.009\sim0.078)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间;排驱压力增大,在 0.467~18.164 MPa 之间;最大孔喉半径在 0.04~1.6  $\mu\text{m}$  之间,主流孔喉半径在 0.01~1.31  $\mu\text{m}$  之间;最大进汞饱和度很低,在 17.2%~42.9% 之间,退汞效率在 0~52.3% 之间。孔喉半径呈单峰型,主要分布在 0.001~0.01  $\mu\text{m}$  之间(图 5b)。该类储层物性较差,是研究区最差的储层。

表 2 鄂尔多斯盆地西北部马五段不同孔隙结构类型高压压汞参数统计

Table 2 Statistics of pore structural parameters of high pressure mercury injection of the Majiagou Member 5 in northwestern Ordos Basin

孔隙结构类型	孔隙度/%		渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$		最大孔喉半径/ $\mu\text{m}$		主流孔喉半径/ $\mu\text{m}$		排驱压力/ MPa		最大进汞饱和 度/%		退汞效率/ %		样品数
	范围值	平均值	范围值	平均值	范围值	平均值	范围值	平均值	范围值	平均值	范围值	平均值	范围值	平均值	
I 类	5.5~16.0	8.6	1.04~62.4	12.02	1.2~100.4	19.4	0.73~48.5	11.71	0.007~0.561	0.163	73.8~94.5	82.3	3.2~31.0	15.9	21
Ⅱ类	5.5~8.7	7.3	0.13~0.67	0.31	0.4~4.7	2.4	0.11~4.09	1.26	0.175~1.806	0.482	73.5~97.5	84.6	0.7~23.3	11.8	16
Ⅲ类	3.1~5.5	4.1	0.10~0.35	0.25	0.2~4.0	1.4	0.11~1.80	0.85	0.186~3.401	1.140	52.5~69.9	63.5	1.3~14.2	7.2	7
Ⅳ类	1.1~3.0	2.1	0.009~0.078	0.03	0.04~1.6	0.5	0.01~1.31	0.28	0.467~18.164	8.420	17.2~42.9	25.1	0~52.3	11.6	10

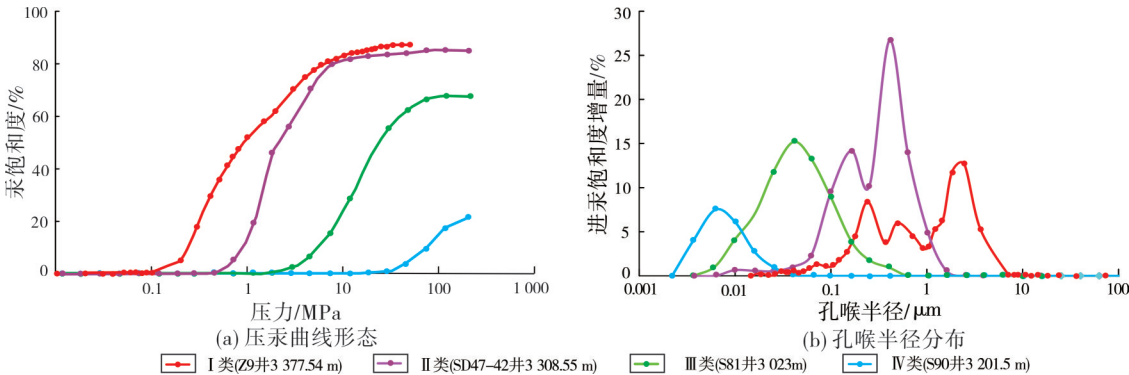


图 5 鄂尔多斯盆地西北部马五段不同孔隙结构类型储层的压汞曲线特征及孔喉半径分布图

Fig. 5 Mercury injection curve and pore throat radius distribution of the Majiagou Member 5 in northwestern Ordos Basin

3 微观孔隙结构动态评价

3.1 气水相渗实验分析

在孔隙结构静态表征的基础上,选取马五段 10 块岩石样品进行气水相对渗透率实验测试,其中 I 类样品 4 块、Ⅱ类样品 3 块、Ⅲ类样品 3 块。由于Ⅳ类样品孔隙度、渗透率极低,气水相渗曲线无法测量,故对Ⅳ类样品的动态特征进行推测。通过分析气水相渗曲线中束缚水饱和度、等渗点含水饱和

度、等渗点气水相对渗透率、残余气饱和度等各项参数(表 3),对 I—Ⅳ类孔隙结构储层进行动态评价。

I 类孔隙结构储层的相对渗透率曲线有两种类型:第一种孔隙类型裂缝不发育,孔隙度、渗透率相对较高,分别在 6%~11% 和  $(3.368\sim18.62)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间(表 3);束缚水饱和度低,在 40.6%~55.9% 之间;等渗点相对渗透率较高,在  $(0.054\sim0.075)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间;残余气饱和度在 2.6%~2.9% 之间;气水同流

区范围大(图6a),气水相互干扰弱。第二种裂缝类型,孔隙度、渗透率高,分别在6.3%~13.1%和 $(13.89\sim15.94)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间;相对渗透率曲线呈近直立形状(图6b);等渗点相对渗透率高,在 $(0.23\sim0.35)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间;残余气饱和度相对较低,在15.8%~25.8%之间。

Ⅱ类孔隙结构储层孔隙度在5.1%~5.7%之间(表3),渗透率在 $(0.108\sim0.453)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间,相对Ⅰ类明显较低;束缚水饱和度较低,在41.5%~55.8%之间;等渗点相对渗透率较高,在 $(0.053\sim0.129)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间;残余气饱和度较低,在2.8%~17.7%之间;气

水同流区范围较大(图6c),气水相互干扰相对较弱。

Ⅲ类孔隙结构储层孔隙度在3.1%~4.1%之间(表3),渗透率在 $(0.157\sim0.401)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间,相对Ⅱ类要低;束缚水饱和度较高,在71.8%~85.3%之间;等渗点相对渗透率较低,在 $(0.001\sim0.018)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间;残余气饱和度低,在6.5%~14.1%之间;气水同流区范围小(图6d),气水相互干扰相对较强。

由于缺少Ⅳ类样品数据,可依据前三类推测,Ⅳ类孔隙结构储层束缚水饱和度很高,等渗点相对渗透率低,残余气饱和度低,气水同流区范围最小。

表3 鄂尔多斯盆地西北部马五段不同孔隙结构类型储层气水相渗参数统计

Table 3 Statistics of gas-water relative permeability test parameters of the Majiagou Member 5 in northwestern Ordos Basin

孔隙结构类型	井名	井深/ m	气测 孔隙度/ %	气测 渗透率/ 10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	束缚水时		等渗点		残余气时		
					含水饱和 度/%	气有效渗透率/ 10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	含水饱和 度/%	气相对渗透率/ 10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	含水饱和 度/%	水相对渗透率/ 10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	
Ⅰ	孔隙型	S29	3 394.6	11.0	18.620	55.9	0.160	71.9	0.075	97.1	0.189
		S84	3 132.8	6.0	3.368	40.6	0.290	64.2	0.054	97.4	0.480
	裂缝型	S49	3 045.0	6.3	13.890	76.3	0.754	83.9	0.350	84.2	0.680
		TA36	3 236.1	13.1	15.940	58.7	0.779	72.3	0.230	74.2	0.420
Ⅱ		Z88	3 327.5	5.7	0.320	55.8	0.580	72.2	0.129	82.3	0.725
	TA36	3 232.3	5.1	0.453	41.5	0.347	72.3	0.089	91.9	0.457	
	Z91	3 385.6	5.7	0.108	47.3	0.240	78.3	0.053	97.2	0.442	
Ⅲ	J42-21	3 239.0	4.1	0.291	71.8	0.011	76.8	0.001	85.9	0.007	
	S189	3 160.5	3.1	0.157	78.4	0.079	86.2	0.017	93.9	0.195	
	S174	3 398.0	3.1	0.401	85.3	0.128	87.5	0.018	93.5	0.121	

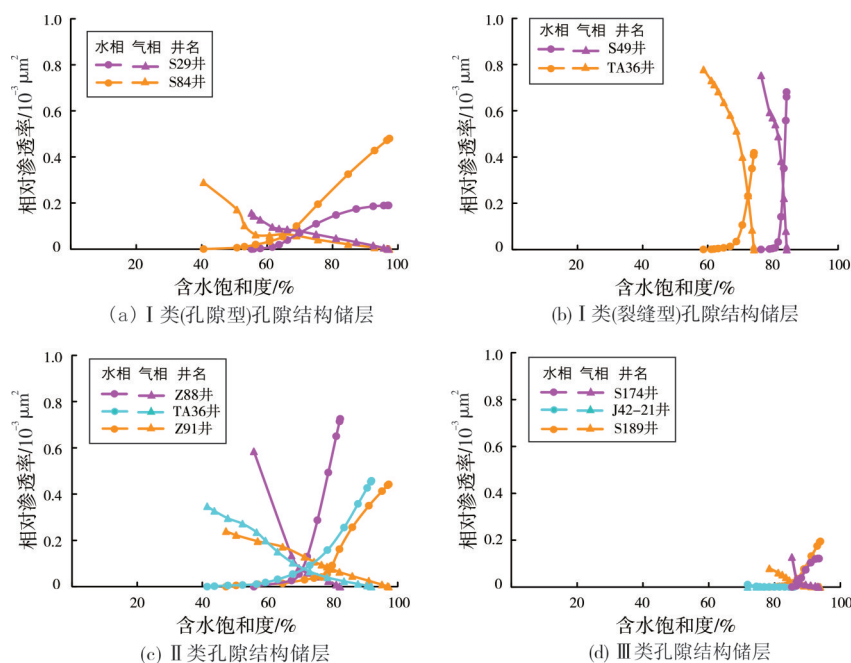


图6 鄂尔多斯盆地西北部马五段不同孔隙结构类型储层气水相渗曲线分布特征

Fig. 6 Characteristics of gas-water relative permeability curves of the Majiagou Member 5 in northwestern Ordos Basin

### 3.2 核磁共振可动流体分析

纵向弛豫时间  $T_1$  和横向弛豫时间  $T_2$  这两个参数可以用来描述核磁共振(NMR)信号的衰减快慢, 因为  $T_2$  测量速度较快, 所以在核磁共振测量中多采用  $T_2$  测量法。前人认为弛豫时间  $T_2$  和毛管压力之间的转化可以反映孔隙的大小, 弛豫时间  $T_2$  与孔隙半径呈正比关系<sup>[24-26]</sup>。何雨丹等<sup>[27]</sup>、闫建平等<sup>[28]</sup>研究认为, 核磁自由流体  $T_2$  谱与压汞孔喉分布曲线有较好的对应关系, 因此可以利用核磁自由流体  $T_2$  谱来评价岩石孔隙大小及孔喉分布。岩石中的束缚水在  $T_2$  谱上存在一个界限值, 称为  $T_2$  截止值, 可以通过测量岩心离心前与离心后的  $T_2$  谱对比获得。 $T_2$  截止值的大小, 直接决定了小孔隙的占比以及束缚

水饱和度和渗透率。在  $T_2$  谱上,  $T_2$  数值越小其对应的孔隙半径越小, 是岩石中的小孔隙或微孔隙的反映;  $T_2$  数值越大其对应的孔隙半径越大, 是岩石中较大孔隙的反映。

选取马五段 13 块岩心样品(直径 2.5 cm、高 3 cm 的圆柱)在西北大学大陆动力学实验室进行了核磁共振实验。先对饱和水样品进行  $T_2$  弛豫时间谱测量, 再在离心机上将水全部离心后进行  $T_2$  弛豫时间谱测量, 把饱和水  $T_2$  谱减去离心后  $T_2$  谱即为自由流体  $T_2$  谱。依据核磁共振曲线中的  $T_2$  截止值、束缚水饱和度、可动流体饱和度等参数以及自由流体  $T_2$  谱分布范围和曲线形态, 对 I—IV 类孔隙结构储层进行动态评价。核磁共振实验分析结果见表 4。

表 4 鄂尔多斯盆地西北部马五段不同类型孔隙结构储层核磁共振测试参数统计  
Table 4 Statistics of NMR test parameters of Majiagou Member 5 in northwestern Ordos Basin

孔隙结构类型	井名	深度/m	亚段	$T_2$ 截止值/ms	束缚水饱和度/%	可动流体饱和度/%
I 类	S157	3 320.0	马五 <sub>1</sub>	28.856	23.13	76.87
	T02	3 095.0	马五 <sub>1</sub>	48.425	25.61	74.39
	S29	3 358.8	马五 <sub>1</sub>	54.128	26.75	73.25
	TA36	3 237.4	马五 <sub>1</sub>	156.493	31.91	68.09
	Z95	3 378.2	马五 <sub>2</sub>	96.710	40.86	59.14
II 类	S163	3 068.2	马五 <sub>2</sub>	3.903	24.84	75.16
	S150	3 214.5	马五 <sub>1</sub>	12.605	28.93	71.07
	S174	3 397.8	马五 <sub>2</sub>	20.036	35.53	64.47
III 类	S50	3 458.2	马五 <sub>2</sub>	29.442	50.66	49.34
	S175	3 132.5	马五 <sub>1</sub>	44.829	53.51	46.49
	TA7	3 453.4	马五 <sub>2</sub>	94.277	57.44	42.56
IV 类	S24	3 374.5	马五 <sub>4</sub>	70.703	64.63	35.37
	W12-10	3 296.2	马五 <sub>4</sub>	124.701	66.49	33.51

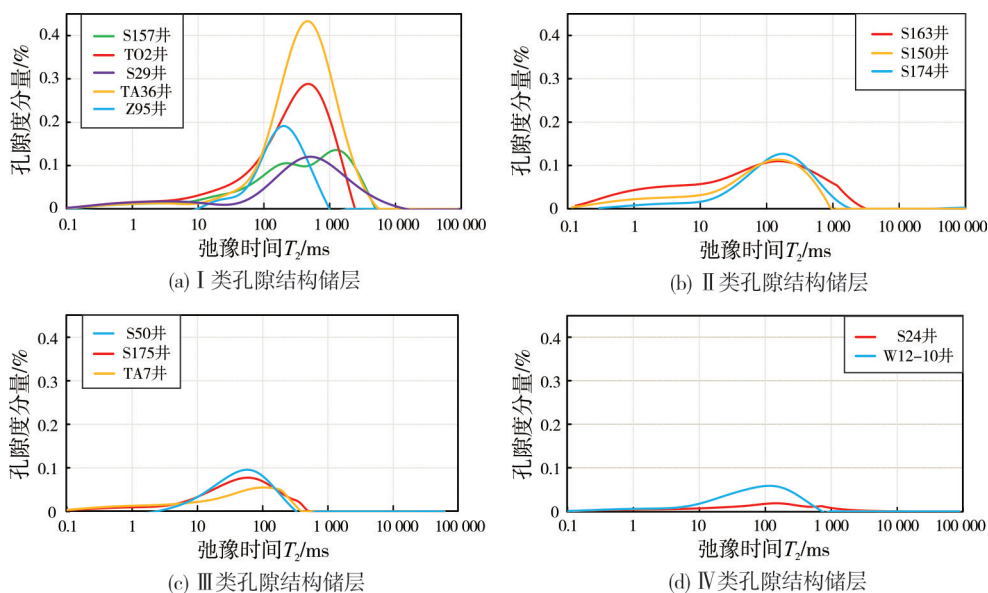
I 类孔隙结构储层的自由流体  $T_2$  谱曲线形态呈双峰或单峰型; 孔隙度分量高(大于 0.2%);  $T_2$  谱曲线集中分布在 100~10 000 ms 的区域(图 7a);  $T_2$  截止值在 25~160 ms 之间,  $T_2$  截止值位于  $T_2$  谱峰值左侧。这表明孔隙半径集中分布在两个区域, 且孔隙主要以溶蚀孔洞等大孔隙为主。样品的束缚水饱和度较低, 小于 40%; 可动流体饱和度较高, 大于 60%。

II 类孔隙结构储层的自由流体  $T_2$  谱曲线呈单峰型; 孔隙度分量较 I 类低, 在 0.1%~0.2% 之间;  $T_2$  谱曲线集中分布在 10~1 000 ms 的区域(图 7b), 且曲线峰值略大于 100 ms;  $T_2$  截止值在 0~20 ms 之间,  $T_2$  截止值位于  $T_2$  谱峰值左侧。这表明孔隙半径分布集中, 且以中一大孔为主。样品的束缚水饱和度较低, 小

于 40%; 可动流体饱和度较高, 大于 60%。

III 类孔隙结构储层的自由流体  $T_2$  谱曲线呈单峰型; 孔隙度分量较小(0.05%~0.1%);  $T_2$  谱曲线集中分布在 10~1 000 ms 的区域(图 7c), 且曲线峰值略小于 100 ms;  $T_2$  截止值在 25~100 ms 之间,  $T_2$  截止值位于  $T_2$  谱峰值右侧。这表明孔隙半径分布较集中, 但以中孔为主。样品的束缚水饱和度相对较高, 在 40%~60% 之间; 可动流体饱和度较低, 在 40%~60% 之间。

IV 类孔隙结构储层的自由流体  $T_2$  谱曲线呈单峰或近直线型;  $T_2$  谱曲线分布范围相对较宽且幅度较低(图 7d);  $T_2$  截止值大于 70 ms, 位于  $T_2$  谱峰值右侧。这表明孔隙半径整体较小。样品的束缚水饱和度较高, 大于 60%; 可动流体饱和度较低, 小于 40%。

图7 鄂尔多斯盆地西北部马五段不同类型孔隙结构储层核磁共振自由流体  $T_2$  谱曲线分布Fig. 7 Characteristics of NMR free fluid  $T_2$  spectrum of Majiagou Member 5 in northwestern Ordos Basin

## 4 分类评价标准的建立

### 4.1 评价参数选取

评价参数主要从高压压汞、气水相渗、核磁共振、试气产能和铸体薄片等实验和测试参数中选取。高压压汞曲线表征微观孔隙结构的参数较多,其中主流孔喉半径、进汞饱和度与渗透率的相关性较好,可作为评价参数。气水相渗实验中的等渗点相对渗透率可以反映储层的渗流能力,核磁共振实验中的可动流体饱和度反映储层的储集能力和渗流性能,试气产能是油气田开发的验证,这3项参数可作为评价参数。孔喉组合类型可以反映储集空

间类型和连通性,可作为评价参数之一。

### 4.2 分类评价标准建立

鉴于碳酸盐岩储层储集空间类型多、孔喉组合类型及渗流特征复杂的特征,建立完善的分类评价标准需要综合考虑多种参数。在前述微观孔隙结构静态表征和动态评价研究的基础上,主要选定8项定量评价参数,包括孔隙度、渗透率、主流孔喉半径、最大进汞饱和度、等渗点相对渗透率、可动流体饱和度、试气产能和孔喉组合类型,建立了鄂尔多斯盆地西北部马家沟组马五段碳酸盐岩储层微观孔隙结构分类评价标准(表5)。

表5 鄂尔多斯盆地西北部马五段碳酸盐岩储层微观孔隙结构分类评价标准

Table 5 Classification and evaluation criteria of micro pore structure of carbonate reservoir of Majiagou Member 5 in northwestern Ordos Basin

孔隙结构类型	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	主流孔喉半径/ $\mu\text{m}$	最大进汞饱和度/%	等渗点相对渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	可动流体饱和度/%	试气产量/ $(10^4\text{m}^3\cdot\text{d}^{-1})$	主要孔喉组合类型	储层品质
I类	>5.5	>1	>1	>70	$\geq 0.05$	>60	>2.0	溶蚀孔洞-裂缝-中大孔喉	有利
II类	>5.5	0.1~1	0.1~5	>70	$\geq 0.05$	>60	>0.5	晶间溶孔-溶蚀孔洞-小中孔喉	较好
III类	3.0~5.5	0.1~1	0.1~2	50~70	<0.05	40~60	>0.1	晶间溶孔-微裂缝-微小孔喉	中等
IV类	<3	<0.1	0.01~1	<50	<0.05	<40	<0.5	晶间微孔-微孔喉	较差

试产数据分析表明:研究区储层产液量与储层渗透率呈正相关(图8a),渗透率越大,产液量越高;产气量与渗透率也具有一定的正相关关系(图8b)。具体到不同孔隙结构类型,其试气产量为:I类储层大于  $2.0\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ (表5),平均为  $6.2\times$

$10^4\text{m}^3/\text{d}$ ; II类储层大于  $0.5\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ,平均为  $3.0\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ; III类储层大于  $0.1\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ,平均为  $1.3\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ; IV类储层小于  $0.5\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ,平均为  $0.4\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。如表5所示, I类、II类孔隙结构储层的溶蚀孔洞、晶间溶孔、裂缝发育,以中大孔喉为主,孔隙度>



5.5%, 渗透率  $>0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 最大进汞饱和度  $>70\%$ , 等渗点相对渗透率  $\geq 0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 可动流体

饱和度  $>60\%$ , 经压裂改造可获工业气流, 是勘探开发的主要目标。

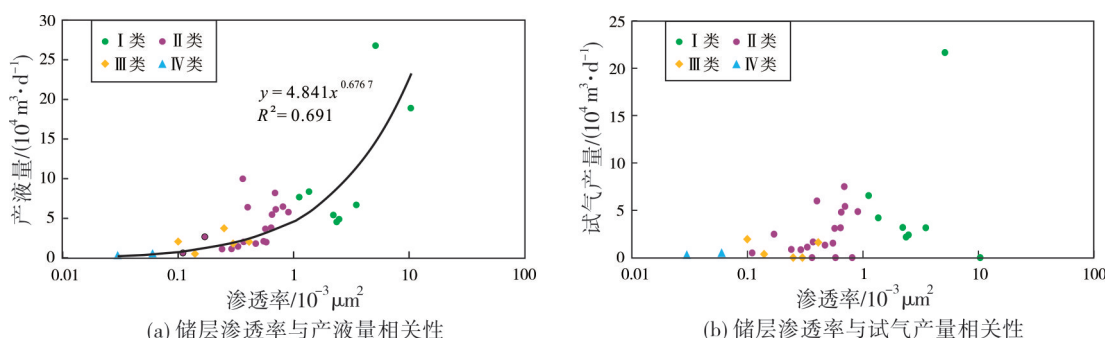


图8 鄂尔多斯盆地西北部马五段不同类型孔隙结构储层的渗透率与试产产量关系

Fig. 8 Relationship between permeability and test production of different types of reservoirs of Majiagou Member 5 in northwestern Ordos Basin

## 5 结论

(1) 鄂尔多斯盆地西北部下奥陶统马五段岩性主要为白云岩, 孔隙度、渗透率较低。孔隙类型主要是后期水-岩作用过程中形成的次生孔隙, 对油气储集和渗流具有较大意义的储集空间为晶间溶孔、溶蚀孔洞、铸模孔和裂缝; 喉道类型主要有3种, 孔喉半径集中分布在  $0.1 \sim 1 \mu\text{m}$  之间, 整体孔喉半径较小。

(2) 依据压汞参数和毛管压力曲线形态, 将马五段储层孔隙结构分为4种类型: I类以溶蚀孔洞-裂缝-中大孔喉为主, II类以晶间溶孔-溶蚀孔洞-小中孔喉为主, III类以晶间溶孔-微裂缝-微小孔喉为主, IV类以晶间微孔-微孔喉为主。

(3) 通过高压压汞、气水相渗、核磁共振等实验分析对4类微观孔隙结构进行静态表征和动态评价, 结合试气产量等分析, 选取孔隙度、渗透率、主流孔喉半径、最大进汞饱和度、等渗点相对渗透率、可动流体饱和度、试气产量和孔喉组合类型等8项参数, 建立了鄂尔多斯盆地西北部马家沟组五段储层微观孔隙结构分类评价标准。I类、II类储层溶蚀孔洞、晶间溶孔、裂缝发育, 以中大孔喉为主, 孔隙度  $>5.5\%$ , 渗透率  $>0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 最大进汞饱和度  $>70\%$ , 等渗点相对渗透率  $\geq 0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 可动流体饱和度  $>60\%$ , 经压裂改造可获工业气流, 是勘探开发的主要目标。

### 参考文献

- [1] 张宁宁, 何登发, 孙衍鹏, 等. 全球碳酸盐岩大油气田分布特征及其控制因素[J]. 中国石油勘探, 2014, 19(6): 54-65.

- [2] 熊鹰, 李凌, 文彩霞, 等. 鄂尔多斯盆地东北部奥陶系马五<sub>1+2</sub>储层特征及成因[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(5): 691-701.
- [3] 马永生, 李启明, 关德师. 鄂尔多斯盆地中部气田奥陶系马五<sub>1-4</sub>碳酸盐岩微相特征与储层不均质性研究[J]. 沉积学报, 1996, 14(1): 22-32.
- [4] 方少仙, 何江, 侯方浩, 等. 鄂尔多斯盆地中部气田区中奥陶统马家沟组马五<sub>5</sub>—马五<sub>1</sub>亚段储层孔隙类型和演化[J]. 岩石学报, 2009, 25(10): 2425-2441.
- [5] 冉新权, 付金华, 魏新善, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系顶部形成演化与储集层发育[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 154-161.
- [6] 苏中堂, 陈洪德, 徐粉燕, 等. 鄂尔多斯盆地马家沟组白云岩成因及其储集性能[J]. 海相油气地质, 2013, 18(2): 15-22.
- [7] 魏丽, 王震亮, 冯强汉, 等. 靖边气田北部奥陶系马五<sub>1</sub>亚段碳酸盐岩成岩作用及其孔隙结构特征[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(12): 2234-2244.
- [8] WILSON M E J, EVANS M J. Sedimentology and diagenesis of Tertiary carbonates on the Mangkalihat Peninsula, Borneo: implications for subsurface reservoir quality [J]. Marine and petroleum geology, 2002, 19(7): 873-900.
- [9] RONG Hui, JIAO Yangquan, WU Liqun, et al. Effects of diagenesis on the acoustic velocity of the Triassic oolitic shoals in the Yudongzi outcrop of Erlangmiao area, Northwest Sichuan Basin [J]. Journal of earth science, 2012, 23(4): 542-558.
- [10] WENBERG O P, CASINI G, JONOU S, et al. The characteristics of open fractures in carbonate reservoirs and their impact on fluid flow: a discussion [J]. Petroleum geoscience, 2016, 22(1): 91-104.
- [11] 秦瑞宝, 李雄炎, 刘春成, 等. 碳酸盐岩储层孔隙结构的影响因素与储层参数的定量评价[J]. 地学前缘, 2015, 22(1): 251-259.
- [12] 孙佩, 崔式涛, 刘佳庆, 等. 基于孔隙结构研究的密闭取心饱和度校正方法[J]. 岩性油气藏, 2012, 24(3): 88-92.
- [13] 陈欢庆, 曹晨, 梁淑贤, 等. 储层孔隙结构研究进展[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(2): 227-237.
- [14] 廖晓, 王震亮, 王爱国, 等. 靖边气田西北部下奥陶统马五

- 段白云岩储层特征及其分类评价[J].地质科技情报, 2015, 34(4): 28-34.
- [15] 刘航宇, 田中元, 徐振永. 基于分形特征的碳酸盐岩储层孔隙结构定量评价[J]. 岩性油气藏, 2017, 29(5): 97-105.
- [16] 卢志明, 张大伟, 徐士鹏, 等. 孔隙型碳酸盐岩储层分类与质量评价: 以哈萨克斯坦北特鲁瓦油田KT-I油层组为例[J]. 新疆石油天然气, 2019, 15(2): 12-17.
- [17] 张锦泉, 耿爱琴, 陈洪德, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组古岩溶天然气储层[J]. 成都地质学院学报, 1992, 19(4): 65-70.
- [18] 包洪平, 杨承运. 鄂尔多斯东部奥陶系马家沟组微相分析[J]. 古地理学报, 2000, 2(1): 31-42.
- [19] 侯方浩, 方少仙, 董兆雄, 等. 鄂尔多斯盆地中奥陶统马家沟组沉积环境与岩相发育特征[J]. 沉积学报, 2003, 21(1): 106-112.
- [20] 郭彦如, 赵振宇, 付金华, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶纪层序岩相古地理[J]. 石油学报, 2012, 33(增刊2): 95-109.
- [21] 邸领军, 杨承运, 杨奕华. 鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组溶斑形成机理[J]. 沉积学报, 2003, 21(2): 260-265.
- [22] 邓虎成, 周文, 郭睿, 等. 伊拉克艾哈代布油田中一下白垩统碳酸盐岩储层孔隙结构及控制因素[J]. 岩石学报, 2014, 30(3): 801-812.
- [23] 魏丽. 靖边潜台西北侧马五段碳酸盐岩古岩溶储层的形成与天然气成藏规律[D]. 西安: 西北大学, 2016.
- [24] TIMUR A. Pulsed nuclear magnetic resonance studies of porosity, movable fluid, and permeability of sandstones [J]. Journal of petroleum technology, 1969, 21(6): 775-786.
- [25] KENYON W E. Nuclear magnetic resonance as a petrophysical measurement [J]. Nuclear geophysics, 1992, 6(2): 153-171.
- [26] VOLOKITIN Y, LOOYESTIJN W J, SLIJKERMAN W F J, et al. A practical approach to obtain primary drainage capillary pressure curves from NMR core and log data [J]. Petrophysics, 2001, 42(4): 334-343.
- [27] 何雨丹, 毛志强, 肖立志, 等. 核磁共振 $T_2$ 分布评价岩石孔径分布的改进方法[J]. 地球物理学报, 2005, 48(2): 373-378.
- [28] 闫建平, 温丹妮, 李尊芝, 等. 基于核磁共振测井的低渗透砂岩孔隙结构定量评价方法: 以东营凹陷南斜坡沙四段为例[J]. 地球物理学报, 2016, 59(4): 1543-1552.

编辑: 董庸

## Static characterization and dynamic evaluation of micro pore structure of carbonate reservoir: a case study of Majiagou Member 5 in northwestern Ordos Basin

WEI Li, MA Shangwei, WANG Zhenliang, WANG Yijun

**Abstract:** Based on the observation of core, casting thin section and scanning electron microscope and analysis of physical property, static characterization and dynamic evaluation of micro pore structure of carbonate reservoir of Majiagou Member 5 in northwestern Ordos Basin are carried out by means of high pressure mercury injection test, gas-water relative permeability test and nuclear magnetic resonance test. The results show that the lithology of Majiagou Member 5 in northwest of Ordos Basin is mainly dolomite with low porosity and low permeability. The reservoir spaces with great significance for oil and gas reservoir and seepage are inter-granular solution pore, solution pore, mold pore and fractures. According to mercury injection parameters and capillary pressure curve shape, the pore structure types of Majiagou Member 5 are divided into four types. Eight parameters, such as porosity, permeability, main pore throat radius, maximum mercury saturation, relative permeability at the same permeability point, movable fluid saturation, gas testing production and types of pore throat assemblage, are selected to establish the classification and evaluation criteria for the micro pore structure of carbonate reservoir of Majiagou Member 5. The solution pores, inter-granular solution pores and fractures of class I and class II reservoirs are well developed, with medium and large pore throat, porosity  $> 5.5\%$ , permeability  $> 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , maximum mercury saturation  $> 70\%$ , relative permeability at the same permeability point  $\geq 0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , movable fluid saturation  $> 60\%$ . Reservoirs of class I and II are the main goals of exploration and development, in which industrial gas flow can be obtained through fracturing transformation.

**Key words:** micro pore structure; carbonate reservoir; Majiagou Formation; Ordovician; Ordos Basin

**WEI Li,** First author: PhD, Engineer, mainly engaged in reservoir geology and natural gas geology. Add: Shaanxi Center of Geological Survey and Planning Research, No. 243 Youyi West Road, Beilin District, Xi'an, Shaanxi 710068, China

**MA Shangwei,** Corresponding author: PhD, Engineer, mainly engaged in research of petroleum geology. Add: Xi'an Center of Geological Survey, China Geological Survey, No. 438 Youyi East Road, Beilin District, Xi'an, Shaanxi 710054, China