

## 靖边气田北部中奥陶统马家沟组五<sub>4</sub><sup>1</sup> 储层 沉积微相组合与储层非均质性控制因素

万梨<sup>1</sup>, 侯明才<sup>2</sup>, 陈洪德<sup>2</sup>

(1 中国石化勘探南方分公司研究院; 2 成都理工大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室)

**摘 要** 中奥陶统马家沟组上部马五<sub>4</sub><sup>1</sup>储层是鄂尔多斯盆地靖边气田主力产气段, 根据该层段的岩石学特征和沉积构造等, 可划分为3个亚相以及9个微相组合。该储层的储集性能具有强烈的非均质性, 微观上表现为低孔低渗, 以微细喉、细喉为主; 纵向上表现为反韵律、随机韵律、均质韵律3种韵律模式, 平面上表现为平均岩心孔隙度、渗透率分布的非均一性。沉积微相及微相组合差异性控制岩石孔隙发育的基础, 成岩作用决定了孔隙发育的程度, 古岩溶地貌类型对储层分布有着明显制约作用, 最终导致该区储集性能在纵横向上的非均质性。

**关键词** 靖边气田; 马家沟组; 岩溶型储集层; 储集层特征; 沉积相; 成岩作用

中图分类号: TE112.23

文献标识码: A

### 1 概 述

研究区位于靖边气田北部, 构造上属于伊陕斜坡北部、伊盟隆起之南, 面积约5 000 km<sup>2</sup> (图1)。区域构造为一平缓西倾单斜, 继承性的微隆起、微构造遍及全区, 为古地貌-岩性复合圈闭的中奥陶统马家沟组海相碳酸盐岩隐蔽性气藏<sup>[1]</sup>。中奥陶世马家沟组经历了三次海侵和海退旋回, 在纵向上自下而上沉积了六个岩性段, 即马家沟组一至六段, 其中马家沟组五段 (以下简称“马五段”) 沉积时为高位体系域, 主要沉积了白云岩夹硬石膏岩, 为靖边气田的重要风化壳岩溶储层<sup>[2]</sup>。根据马五段的岩性组合、沉积相序等特征, 自上而下又划分为马五<sub>1</sub>至马五<sub>10</sub>十个亚段, 上部马五<sub>1</sub>至马五<sub>4</sub>为主要储层, 可进一步细分为12个小层。其中, 马五<sub>4</sub>亚段自上而下划分为3个小层, 即马五<sub>4</sub><sup>1</sup>、马五<sub>4</sub><sup>2</sup>和马五<sub>4</sub><sup>3</sup>层。

前人对鄂尔多斯盆地中奥陶统马家沟组五段已作了大量的研究。侯方浩等<sup>[2]</sup>、雷卞军等<sup>[3]</sup>、方少仙等<sup>[4]</sup>对马五<sub>1</sub>—马五<sub>4</sub>亚段的沉积微相、成岩作用及储集特征方面作了讨论, 马永生等<sup>[5]</sup>、乔琳等<sup>[6]</sup>对靖边潜台及其周边地区马五<sub>1</sub>—马五<sub>4</sub>亚段的储层非均质性作



图1 靖边气田北部研究区位置示意图

了比较详细的论述。随着油田开发进入到中后期, 单井产能低和注水效果差等问题逐渐突出, 因此有必要对其作进一步的精细研究。

以往针对主力产气段马五<sub>4</sub><sup>1</sup>储层的研究多为沉积微相和成岩作用的定性和描述性研究<sup>[7-9]</sup>, 这已很难满足靖边气田油气藏进一步勘探与开发的需求。尤其是在靖边气田北部, 作为风化壳顶部的马五<sub>4</sub><sup>1</sup>储层具有较强的非均质性, 孔渗性分布在垂向上变化较大, 而

收稿日期: 2012-05-08; 改回日期: 2012-07-05

万梨: 女, 1982年生, 工程师。2008年成都理工大学沉积地质研究院硕士毕业, 主要从事沉积学与石油地质工作。通讯地址: 610041 四川省成都市二环南路四段9号高新之心大厦; 电话: (028)85164608

渗透率韵律及孔渗变化规律往往受多重因素控制。这些问题严重制约着该区马五<sub>4</sub>储层的科学评价和优质储层预测,进而成为靖边气田天然气勘探的瓶颈。

储层的非均质性直接关系到储层的含油气性。认识并掌握造成储层非均质性的控制因素,对开发井的部署、储量预测计算及勘探潜力的确定,均具较大的助益<sup>[6]</sup>。本文在靖边气田北部马家沟组五<sub>4</sub>碳酸盐岩储层的研究中,以钻井岩心、铸体薄片、扫描电镜、阴极发光以及岩石孔渗性测定为基础,采用定性和定量相结合的方法,将储集物性与沉积微相、成岩作用、古岩溶地貌紧密结合,对该储层段的非均质性进行了分析,以期为该区今后天然气勘探开发提供理论依据。

## 2 沉积微相

马五<sub>4</sub>层根据产气层标注需要,又分为马五<sub>4</sub><sup>1a</sup>和马五<sub>4</sub><sup>1b</sup>两个小层。

马五<sub>4</sub><sup>1a</sup>层,上部5 m左右为灰色、浅灰色粉晶白云

岩与角砾状白云岩,粉晶白云岩含硬石膏结核溶模孔,斑状溶蚀孔洞及裂缝发育,区域分布稳定,是主要产气岩层,测井特征表现为低自然伽马、低密度。

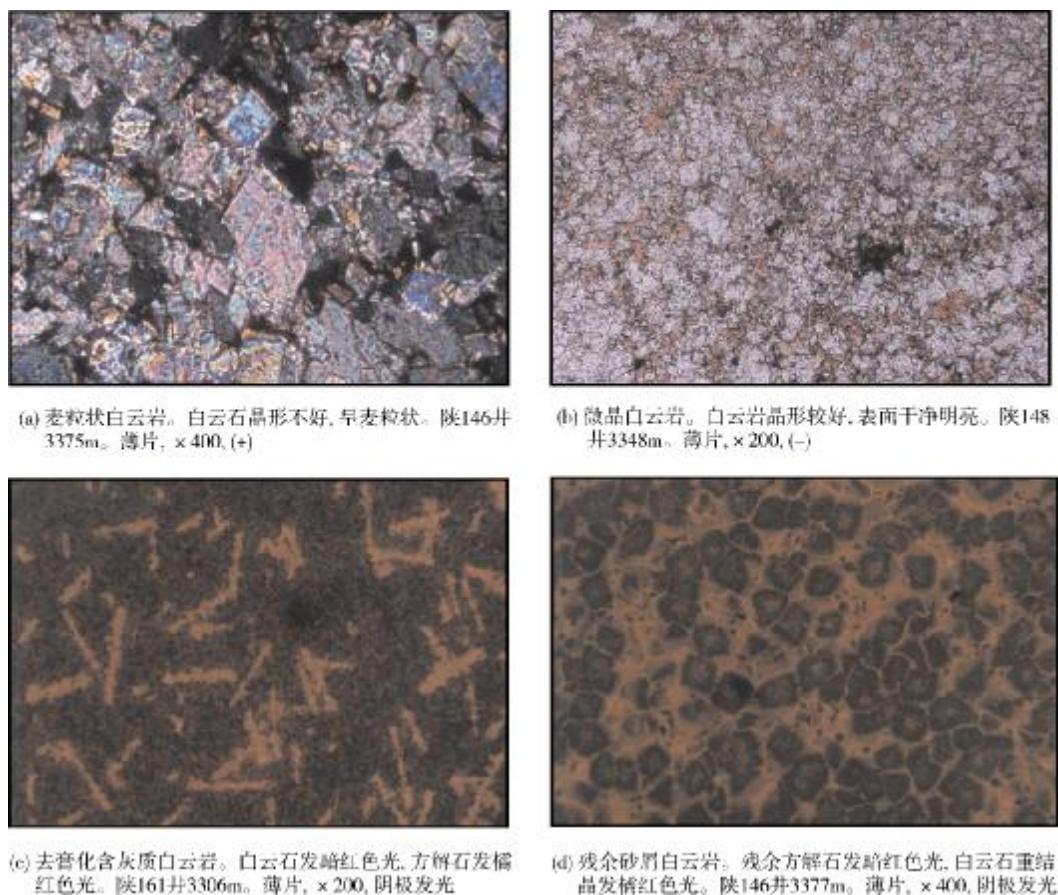
马五<sub>4</sub><sup>1b</sup>层,厚度为9.8~14.2 m,主要岩性为灰色泥晶白云岩与深灰色白云质泥岩、泥质白云岩或硬石膏岩互层,底部1 m左右为绿灰色、浅棕色凝灰岩标志层,测井特征表现为低电阻率、中低密度,自然电位显著偏负。

### 2.1 沉积微相组合

靖边气田北部马五<sub>4</sub><sup>1</sup>层沉积时期,古地理环境为以白云岩、泥质白云岩、含膏白云岩和灰质白云岩为特征的潮坪环境,分布面积大,水体浅,波浪和潮汐流作用均受到限制。在对30余口钻井的岩心观察、薄片观察、阴极发光及扫描电镜分析的基础上,根据成分差异、晶粒大小、沉积构造及成因等的不同,马五<sub>4</sub><sup>1</sup>层可划分为9类沉积微相组合(表1)。

表1 靖边气田北部中奥陶统马五<sub>4</sub><sup>1</sup>层沉积微相组合划分表

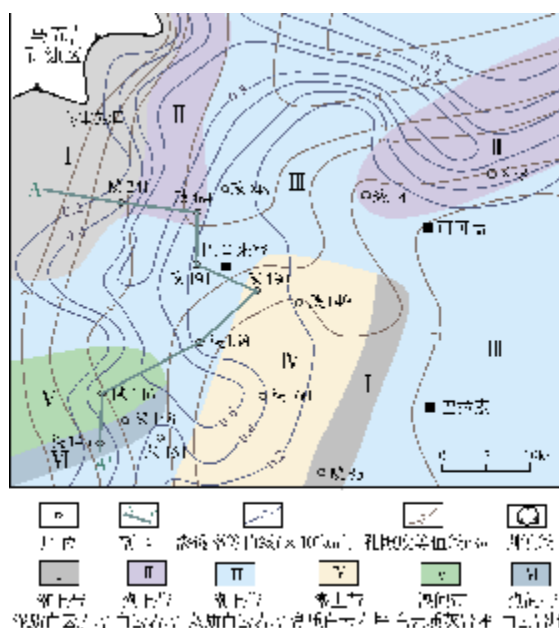
分类	微相组合	成因	镜下特征	沉积构造
	组合岩类			
1	泥微晶白云岩	白云石化作用形成	潮上带白云岩成层性差,普遍含石膏晶体;阴极发光下呈暗紫红色或暗红色,有时可见“麦粒状”白云石,晶形较差(图2a) 潮间带白云岩多呈薄—中层状,晶体他形—半自形,表面干净明亮(图2b)	纹层状构造、鸟眼、干缩缝、交代残余、生物潜穴构造等
	微晶白云岩			
	微粉晶白云岩			
2	粉细晶白云岩	由泥微晶、微粉晶白云岩经重结晶作用形成	晶体介于30~100 μm,自形程度较好,以自形、半自形为主;具环带状结构,成分较纯	块状构造
3	泥质白云岩	泥质物被带入沉积物	泥质含量较高,可达10%~40%。白云石晶粒普遍小于5 μm,他形粒状为主,有序度较差	纹层状构造、条带状构造
	含泥质白云岩			
4	含膏白云岩	白云石化和膏化作用形成。膏岩按成因不同可分为两类:一类为原地型,呈结核状、针状或条带状,缺乏水动力改造的痕迹;另一类为异地型,呈角砾状	主体以微晶、粉晶白云岩为主;他形粒状,晶间孔不发育;缺乏黄铁矿;石膏晶体呈团块、结核、条带状或透镜状产出	纹层状构造、干裂、生物潜穴构造、斑状构造
	膏质白云岩			
	含白云质膏岩			
	白云质膏岩			
5	含灰质白云岩	原岩为泥微晶白云岩或含膏白云岩,经去白云石化作用、去膏化作用形成	常见呈白云石晶形的方解石,也可见石膏部分被方解石交代的现象(图2c);方解石经重结晶后可呈粗晶镶嵌状	纹层状构造、斑状、鸟眼构造
	灰质白云岩			
6	残余砂屑白云岩	由砂屑灰岩、含生物碎屑灰岩经白云石化作用和重结晶作用转化形成	颗粒以砂屑为主,生物碎屑少见,镜下仍能分辨出砂屑的轮廓或阴影(图2d)	残余结构
	残余生物碎屑白云岩			
7	砂屑白云岩	形成于水体能量较强的沉积环境	砂屑一般由微晶方解石或白云石组成,分选、磨圆较差;胶结物以微晶为主,局部有少量亮晶方解石或白云石	砂屑结构
	砾屑白云岩			
8	准同生角砾白云岩	同生期变形作用形成	角砾与基质呈过渡状态;阴极发光下角砾与基质发光相同或相近	角砾状构造
	岩溶角砾岩	岩溶作用形成	角砾大小相差较悬殊,形态不规则,为次棱角状—棱角状,少量次圆状	
	假角砾状白云岩	构造作用形成	呈网状裂缝而似假角砾状	
9	残余砂屑灰岩	由砂屑白云岩经重结晶作用形成	残余砂屑结构,多为椭圆形,扁平状;黏土质含量较高,孔隙不发育	残余结构、角砾状构造
	晶粒结构灰岩	方解石晶体重结晶形成	呈粉—细晶结构,岩性致密少孔	
	角砾状灰岩	岩溶、构造作用切割岩石形成	角砾形态不规则,大小混杂	

图2 靖边气田北部中奥陶统马五<sub>4</sub><sup>1</sup>层沉积微相岩石特征

## 2.2 沉积平面展布

根据潮汐能量, 靖边气田北部可划分出潮上带、潮间带和潮下带三个亚相。马五<sub>4</sub><sup>1</sup>沉积时期整体为一套潮上蒸发环境沉积, 仅在西南角发育有潮间带沉积, 潮下带沉积欠发育(图3)。自西北向东南依次发育潮上带泥质白云岩坪(图3中 I 区域)、潮上带白云岩坪(图3中 II 区域)、潮上带灰质白云岩坪(图3中 III 区域)三个条带状沉积微相(南西—北东向), 潮上带灰质白云岩坪中地势较高处蒸发作用强烈, 发育了以薄层硬石膏、膏质白云岩或含膏白云岩为主的潮上膏质白云岩坪, 在去白云石化作用弱的区域则发育了以准同生白云岩为主的潮上带白云岩坪。

受北面伊盟隆起的影响, 研究区西北角已缺失马五<sub>4</sub><sup>1</sup>地层, 整体表现为西南厚, 东北薄的特点(图3)。





马五<sub>4</sub>层沉积时期,沉积界面总体处于平均高潮线之上,蒸发作用较强,形成大面积的蒸发潮坪环境(图4)。主要特征表现为:

(2) 沉积水体能量较低, 缺乏潮下高能带沉积, 仅在部分钻井中见数层厚度较薄的砂砾屑白云岩与灰岩夹层。

(3) 潮间带为微晶白云岩、微—粉晶白云岩、含泥质白云质灰岩和白云质灰岩组成, 纹层状构造、生物潜穴构造较发育, 但分布较为局限。

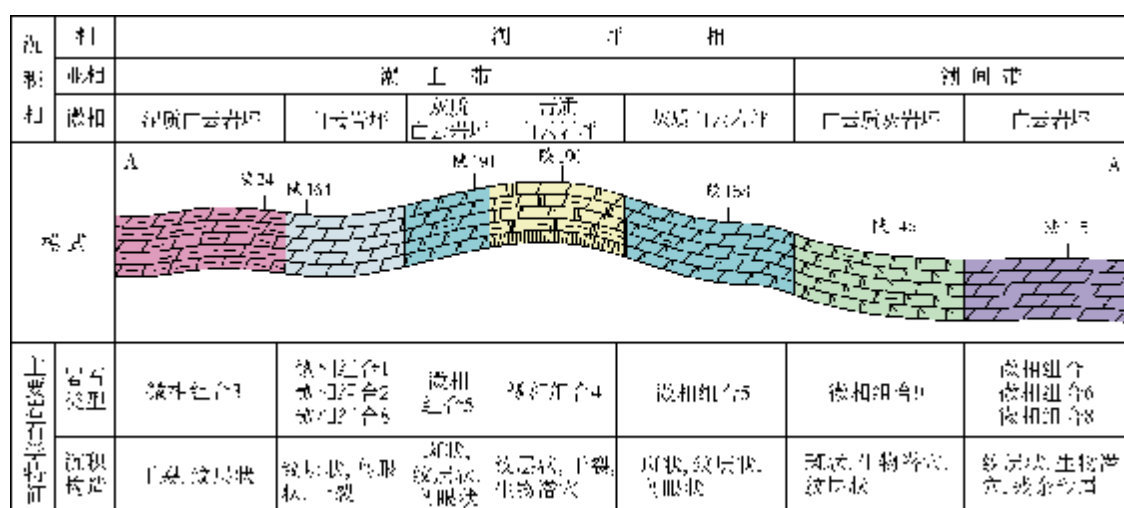
(4)潮上带发育广泛,多鸟眼、干裂等暴露标志。

(5)潮上带泥质白云岩坪沿剥蚀边界发育(图3),石膏结核或晶体较少,但泥质含量高,常混有陆源碎屑物质。

(6)地势稍高的地区往往成为潮上膏质白云岩坪,沉积含膏白云岩或含膏泥岩,偶见生物潜穴构造,有淡水淋滤的情况下,易出现膏溶角砾岩。

(7)总体上去膏化作用和去白云石化作用较为普遍,形成的潮上带灰质白云岩坪占据了研究区大部分区域,主要由灰质白云岩、含灰质白云岩、含泥质灰质白云岩组成,除潮上带常有的沉积构造外,斑状构造也较为发育。

因此靖边气田北部马五<sub>1</sub>层总体上属于蒸发潮坪环境下水体较浅、水动力条件较弱的潮上带沉积(图4)。

图4 靖边气田北部中奥陶统马五<sub>1</sub>层沉积亚相模式图

A—A'剖面位置见图3。微相组合类型见表1

碳酸盐岩储集层的发育过程是极其复杂的,表现为油气储层岩性、沉积相、物性等特征或参数在三维空间上的复杂变化。张抗<sup>[12]</sup>将塔河油田碳酸盐岩的储集体划分为孤立的缝洞储集体,连通的似层状、似块状储集体,缝洞网络储集体三种类型,夏新宇<sup>[13]</sup>认为鄂尔多斯盆地马五<sub>4</sub>层的连通性或非均质性可能相当于张抗所说的第三类储集体。

### 3.1.1 物性特征

对30余口钻井所获上千个岩心样品的物性统计表明,马五<sub>4</sub>储集岩的孔隙度、渗透率偏低;其孔隙度介于0.22%~15.91%之间,平均孔隙度约为4%;渗透率最大值为 $67.216 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,最小值为 $0.0013 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,平均值为 $1.518 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

孔隙度与渗透率呈正相关关系,但相关性在不

同区间差别较大。

一种情况是,马五<sub>4</sub>层的孔隙度小于5%,但渗透率变化较大;一方面在孔隙度相同时渗透率可以相差好几个数量级,甚至在低孔隙度储集空间内渗透率却极高;另一方面在孔隙度相对较高时,渗透率却极低,孔隙多呈孤立分离,连通性较差,此现象说明裂缝对孔隙度的贡献不大,但对渗透率的影响较明显。

另一种情况是,孔隙度大于5%,渗透率几乎都大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,这表明该区间内孔隙间连通性较好,即使无裂缝发育的情况下,大量晶间溶孔、溶蚀孔的发育改善了喉道大小,使得渗透率明显增大,故渗透率总体偏高。

### 3.1.2 孔隙结构特征

据10口钻井压汞分析统计,本区喉道类型以微细喉、细喉为主,其次为粗喉;排驱压力介于0.26~7.41 MPa之间,主要分布于0.1~1.0 MPa;中值压力介于1.11~59.79 MPa之间;最小非饱和孔隙体积百分数介于1.330%~34.574%之间,孔隙结构好—中等。

孔隙结构参数中的最大连通孔喉半径( $R_{10}$ )、平均孔喉半径( $R_{50}$ )、孔喉均值( $X$ )、分选系数与孔隙度的关系分析,具有如下规律:

(1)孔隙度与孔喉半径和孔喉均值的相关性较好,相关系数分别为0.8265和0.8414;孔隙度与最大连通孔喉半径的相关性较差,相关系数仅为0.3408。

(2)岩石孔隙度与分选系数相关性不明显。分析此中原因,可能是孔隙类型的多样性和充填程度的差异性,使得物性参数与孔隙结构参数相关性变

差了。

## 3.2 纵向非均质性

纵向非均质性是指储集层内部在纵向上的性质,包括层内垂向上的渗透率韵律类型、最高渗透率分布位置等发生了变化。渗透率大小在纵向上的变化所构成的韵律性称为渗透率韵律。根据19口井岩心物性资料统计,可识别出反韵律、随机韵律、均质韵律三种韵律模式。

**反韵律型** 最高渗透率位于该储集岩层的顶部,向下逐渐减小。这类韵律较常见(图5a),早期受大气淡水溶解作用,使准同生白云石化形成的白云岩时而暴露于大气淡水环境,受大气淡水的淋溶作用,后期遇加里东运动又遭受长达1.3亿年的风化剥蚀,导致地层再次暴露于大气淡水环境。而顶部受古岩溶作用较强,向下古岩溶的控制减弱,孔隙度、渗透率的大小也随之递减,从而形成分布较广的反韵律型储层。

**随机韵律型** 相对较常见,渗透率在纵向上无明显变化趋势(图5b)。该类储集岩层受破裂作用影响较大。在浅埋藏环境下,泥岩、石膏脱水时形成的微裂缝以及岩溶作用和晚期构造破裂作用形成的裂缝对渗透率影响较大。由于裂缝发育的不规则性及充填程度的差异性,导致了渗透率分布的非均匀性和形成随机韵律型储集岩层。

**均质韵律型** 渗透率相对均质、稳定,总体变化不大。这类韵律较少见(图5c)。这类岩层孔隙主要为含针状石膏白云岩经溶解后形成铸模孔,孔隙多呈孤立状分布,无裂缝发育,部分被白云石、方解石、石英等矿物充填,渗透率总体偏低,连通性较差。

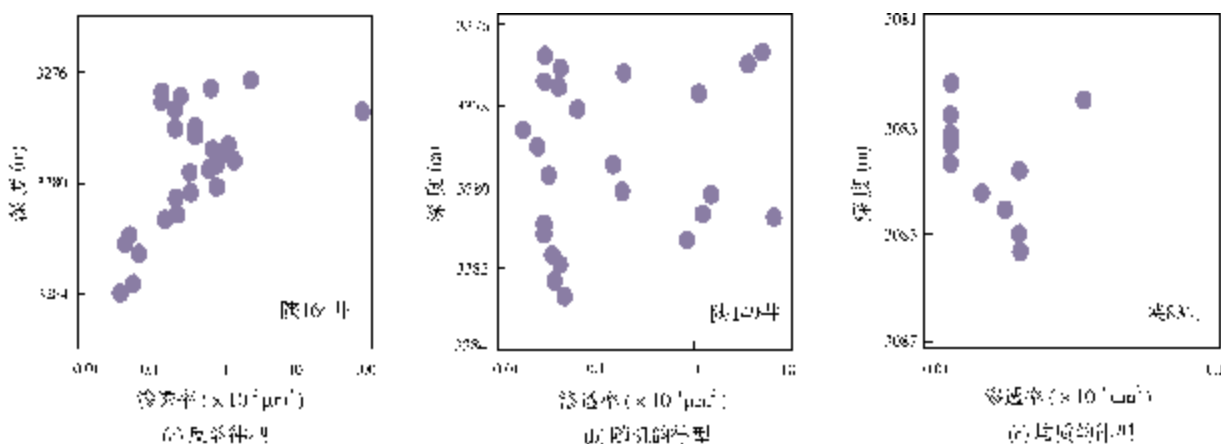


图5 靖边气田北部中奥陶统马五<sub>4</sub>层渗透率纵向分布韵律模式图

### 3.3 平面非均质性

平面非均质性是指储层的几何形态、规模、孔隙度、连通性和渗透率差异引起的横向上的非均质性。由于沉积及成岩作用的期次、强度不同,导致了不同井区储层非均质性程度的不同。

**孔隙度分布的非均质性** 平均孔隙度的变化规律明显受沉积环境、古岩溶作用的控制。总体上看,高孔隙度区域分布在研究区西北部,平面上为潮上带白云岩坪和灰质白云岩坪沉积(图3中的Ⅱ和Ⅲ区域),属岩溶斜坡地貌。原始沉积的白云岩为储层的展布奠定了基础,而后期虽然经过去膏化作用和白云石化作用,但经多期岩溶作用后,溶蚀形成了大量的次生孔隙,储集能力得到大幅度提高。其余地区孔隙度较低,影响其发育的因素众多。其中,西北角为潮上带泥质白云岩坪沉积(图3中的Ⅰ区域),地层中不同程度地含有陆源碎屑物质,泥质含量偏高,阻碍了次生孔隙的形成,加之在古岩溶地貌上属岩溶高地,剥蚀较严重,故孔隙欠发育;西南角为潮间带发育区(图3中的Ⅴ和Ⅵ区域),以潮间带白云岩坪和白云质灰岩坪占优势,岩石较致密,孔隙发育程度低;中南部为潮上带膏质白云岩坪及灰质白云岩坪沉积(图3中的Ⅲ和Ⅳ区域),古地貌上属岩溶斜坡下部,充填作用较强,孔隙也欠发育。

**渗透率分布的非均质性** 对比渗透率等值线与孔隙度等值线的分布形态,二者基本上吻合(图3),这表明孔隙度与渗透率之间存在一定的相关关系。高渗透率区域分布与高孔隙度区域大致相同,主要分布在研究区西北部,该区内孔隙间连通性较好,储渗性能良好;而低渗透率区域位于研究区东南部,又可分出潮上膏质白云岩坪低渗透率区域和潮上灰质白云岩坪低渗透率区域。潮上膏质白云岩坪低渗透率区域因石膏溶解而形成广泛发育的膏溶角砾岩,渗流通道主要为角砾间微裂缝,且大部分被充填,孔隙间连通性差;而潮上灰质白云岩坪低渗透率区域因去白云石化作用和充填作用较强,孔隙度低(图3),孔隙间连通性也比较差。

## 4 储层非均质性的主控因素

### 4.1 沉积环境对储层非均质性的控制

本区马五<sub>4</sub>原生沉积环境对碳酸盐岩储层非均

质性的控制作用主要表现在两个方面:

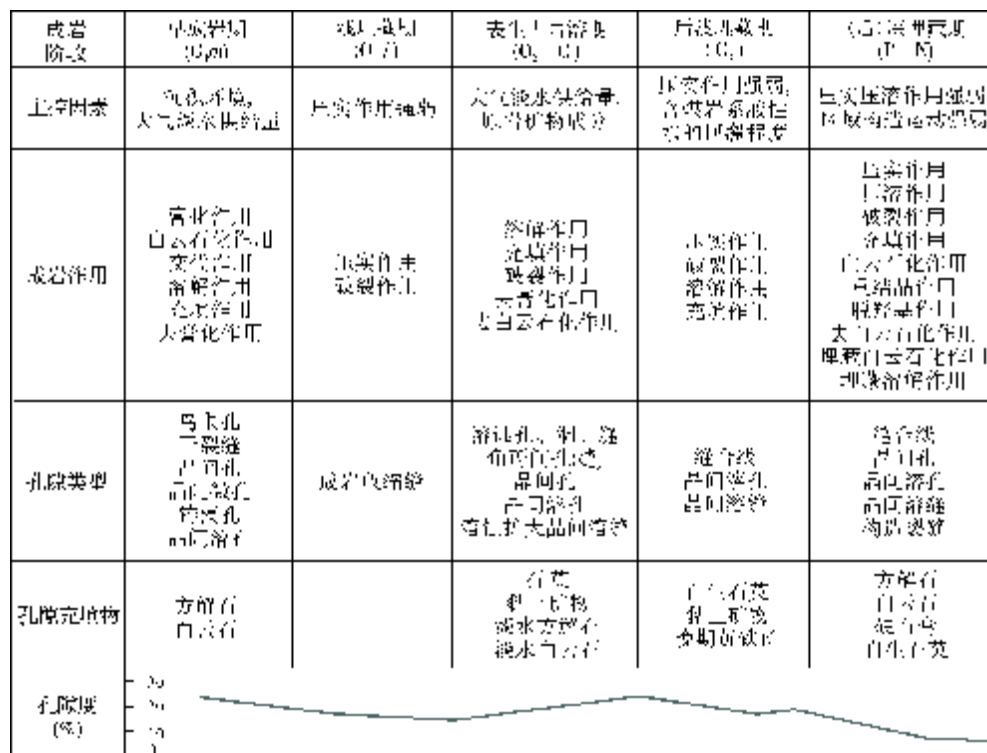
(1)原生沉积环境形成了碳酸盐储集岩的原始面貌,无论之后的成岩后生变化程度是强还是弱,这种面貌或多或少地被保存下来,如原始沉积时水体能量高的砂屑白云岩,后期虽经重结晶作用但仍可见残余砂屑结构。

(2)原生沉积环境形成的岩石是成岩后生作用的物质基础,高孔高渗区展布正好位于潮上带白云岩坪和灰质白云岩坪以及潮间带白云岩坪相区内,说明沉积环境对储层具有控制作用。但是在相同沉积环境区域内,其孔渗值可以相差好几个等级,由此表明,原来物性好的岩石,如果处于不利的成岩环境,其物性也可能变差乃至成为非储集岩;原来物性差的岩石,若处于有利的成岩环境,其物性也可能变好;如果原生沉积物性好的岩石,所处的成岩条件也有利,原生孔、渗性能得到有效的保存,加上成岩作用形成的次生孔隙,则可使储集性能得到进一步的改善。

### 4.2 成岩作用对储层非均质性的控制

成岩作用是沉积环境的继承性发展,它对储集岩改造的程度取决于原生沉积岩本身的物理化学性质和成岩作用的期次、时间、强度等。马五<sub>4</sub>储层在纵向上和横向上的非均质性都较为突出,特别是表现在孔隙度、渗透率在垂向上和平面上的变化,这与孔隙的类型及其演化明显有关。通过对储层岩石学特征、成岩作用的详细解剖,认为马五<sub>4</sub>储层的孔隙演化共经历了以下五期成岩阶段(图6)。

**早成岩期( $O_1m$ )** 该成岩期,海水静止或弱动荡,潮上带强烈的蒸发使水体咸化而有利于准同生白云石化作用的进行,形成了大量的泥—微晶白云石,并伴生有石膏晶体或石膏结核的产出,其次为灰泥沉积物在渗透回流白云石化作用下形成微晶白云石、微—粉晶白云石。此阶段形成的白云石,发育大量的原生晶间微孔,并可见干裂缝和鸟眼孔等原生孔隙。同时由于地壳和海平面的频繁振荡运动,又使准同生期形成的白云石沉积物经常处于地表大气淡水成岩环境,首先表现为白云石对石膏的交代作用,其次为膏质选择性的溶解。早表生期溶解作用由于暴露时间短、淡水供给有限,未能形成大规模的溶蚀孔洞体系,仅形成溶蚀孔洞的雏形,同时大气淡水环境下的充填作用又使该环境下形成的溶蚀孔洞被方

图6 靖边气田北部中奥陶统马五<sub>4</sub>层成岩演化与孔隙演化示意图O<sub>1</sub>m 马家沟期; O<sub>1</sub>f 峰峰期

解石、白云石和成岩黄铁矿部分充填。

浅埋藏期(O<sub>1</sub>f) 在上覆沉积物的不断加积下,早期形成的白云石沉积物进入近地表浅埋藏成岩阶段。随着埋深的增加,温度、压力的不断加大,沉积物固结成岩作用逐渐加强。同时压实作用使白云石晶间孔和晶间微孔急剧减少,但还是保存了相当数量的原生白云石晶间孔。沉积物脱水收缩和石膏脱水转化为硬石膏,形成少量成岩收缩缝。

表生古岩溶期(O<sub>2</sub>—C<sub>1</sub>) 由于风化剥蚀和大气淡水淋滤作用,地下水沿先期形成的微裂缝、晶间孔、膏模孔等孔隙溶蚀扩大,形成毫米级或厘米级蜂窝状孔洞、晶间溶孔、溶缝等储集空间,并随着溶蚀作用的加强,形成一系列的岩溶、膏溶角砾岩,角砾间发育大量的孔隙和微裂缝。与此同时,淡水方解石、淡水白云石、石英、黏土矿物等物质对孔隙的充填、交代,去白云石化作用和去石膏化作用又使储集性能逐渐变差。但总体看来,此阶段的溶解作用强度远大于充填、去白云石化和去石膏化的作用强度,这是储集空间最重要的建设时期,造就了储层的基本骨架。

后浅埋藏期(C<sub>2</sub>) 海西早期由于区域性地壳沉降,鄂尔多斯盆地开始接受石炭纪—二叠纪沉积。在奥陶系风化壳之上沉积了数百米的煤系地层,压释出的酸性水向下运移进入马五<sub>4</sub>储层中,产生强度不同的溶蚀作用。另一方面,由于地温及压力的增强,压实作用和充填作用对孔隙的破坏性作用也是不容忽视的,自生石英、晚期黄铁矿及黏土矿物充填了部分溶蚀孔隙。

(后)深埋藏期(P—N) 该成岩期埋藏深度已大于2 000 m,地层处于高温高压的成岩环境中,以深埋藏次生孔隙体系占主导作用。压溶作用、埋藏白云石化作用、埋藏去白云石化作用、埋藏溶解作用、重结晶作用以及充填作用等成为该成岩阶段的主要作用。孔隙度进一步降低,虽经多期构造运动,形成了多期构造裂缝,但经充填作用后仅有少量晚期形成的构造裂缝能成为有效裂缝,它们对渗透率的影响较小。

### 4.3 古岩溶对储层非均质性的控制

受加里东运动的影响,鄂尔多斯盆地整体抬升,



使奥陶纪的地层遭受强烈的风化、淋滤、剥蚀作用,进入表生古岩溶期。由于这些作用时间长,大气淡水不断补充,加之风化破裂、岩溶坍塌等作用,形成了大面积多层发育的层状、蜂窝状溶蚀孔洞缝体系。这一时期为靖边气田北部储层形成的重要时期。

本区古地貌总体上具有西高东低的基本特征,其发育规律受到地层分布、岩性、构造和地下水分布规律的控制。前人研究表明,奥陶系岩溶地表与下伏地层中的储集体发育程度密切相关<sup>[14-15]</sup>。

选取石炭系分布比较稳定的 8 号煤层作标志层,统计了石炭系 8 号煤层底至奥陶系顶部的厚度,结合古地理环境、古水动力分析,将本区划分为岩溶台地、岩溶斜坡和岩溶盆地三类地貌类型(图 7)。

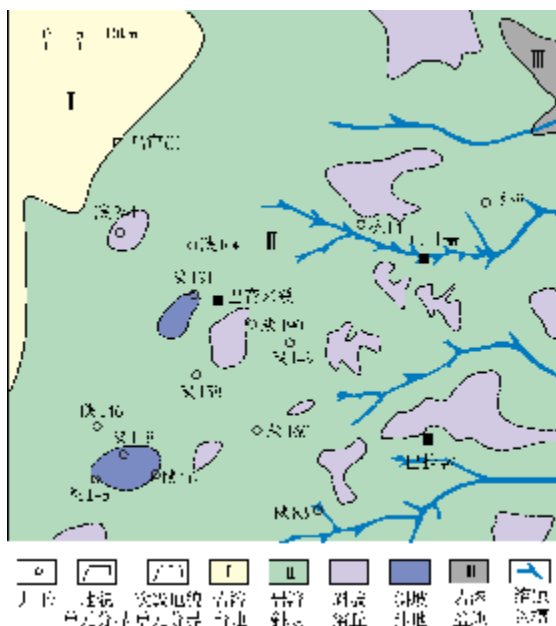


图 7 靖边气田北部奥陶统马家沟组岩溶地貌单元图  
(据文献[16]修改)

**岩溶台地** 仅在西北角发育,系鄂托克旗—城川岩溶台地位于乌审旗的一角,向东逐渐过渡为岩溶斜坡地貌单元。裸露风化期,该区为地下水的补给区,岩溶作用以垂向渗滤为主,形成垂向溶蚀带、落水洞等岩溶形态,其分布具有非均一性,侵蚀作用最强烈,储集性能较差。

**岩溶斜坡** 为全区主要地貌单元,是主要钻遇

气层的部位。由于处于台地与盆地的过渡位置,地下水以径流状态为主,加之强烈的溶蚀作用,形成了良好的溶蚀孔洞储集体,为气藏的形成提供了有利储集空间。

**岩溶盆地** 研究区中欠发育,但其次级地貌溶蚀沟槽在本区却较为发育,是排水通道,根源于岩溶坡地,向东进入岩溶盆地,充填作用最强,储集性能最差。

靖边气田北部的岩溶地貌类型为台地、斜坡和盆地三者兼具,岩溶斜坡占据大部分面积,岩溶台地和岩溶盆地局限发育,岩溶形态组合与发育具有以下特征。

(1)溶蚀孔洞+溶蚀裂缝(图 8a) 主要岩溶发育段处于地下水的水平潜流带中,溶蚀孔洞呈层状产出,发育的溶洞管道连通各溶蚀孔洞,溶蚀孔洞大小为 1~2 mm 不等,被方解石、灰泥、黄铁矿、白云石等物质充填—半充填,具有良好的储集物性。

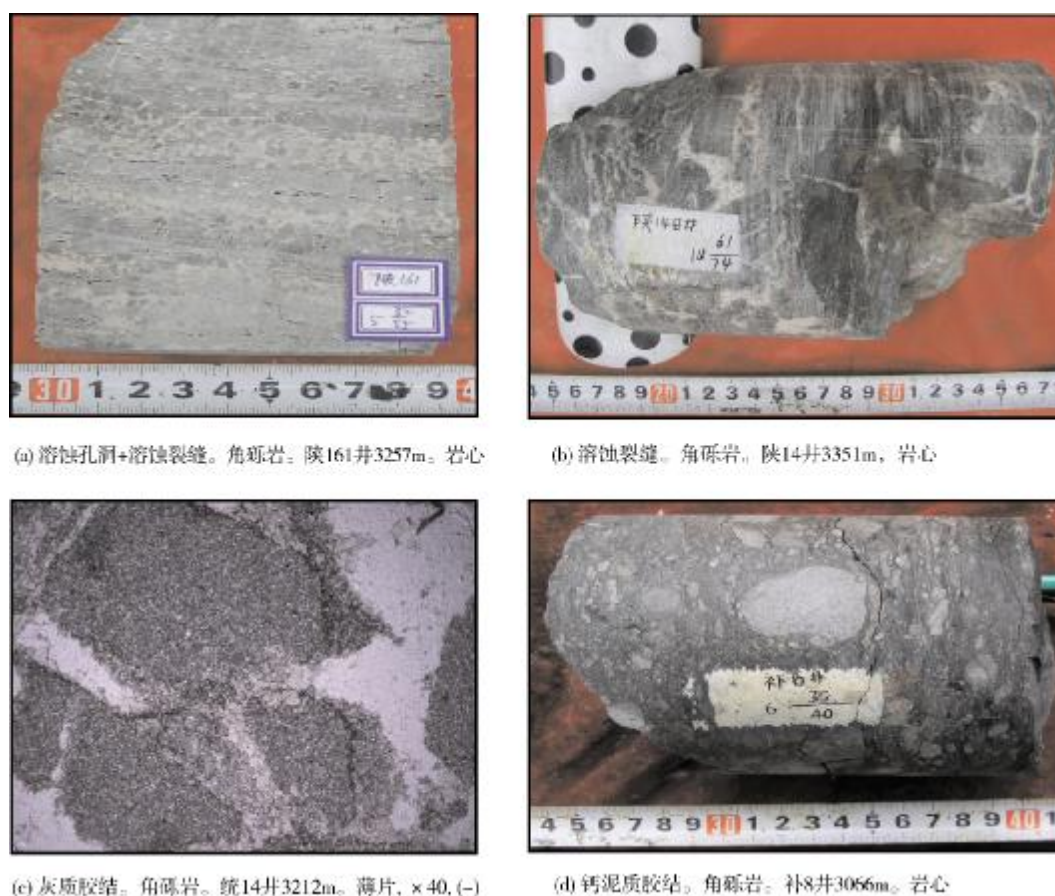
(2)溶蚀裂缝(图 8b) 具有多期岩溶叠加迹象,岩心观察时可见裂缝呈网状分布而使岩石呈角砾状,溶蚀裂缝后期可被亮晶方解石充填,发育少量小溶孔,储集物性较好。

(3)白云质、灰质胶结(图 8c) 在石膏层与白云岩接触带顺层岩溶化常形成较大的溶蚀空间,引起白云岩胀裂、卸荷破裂、崩塌,产生膏溶、岩溶角砾岩。白云岩中石膏结核的膏溶作用不仅造成了岩石的孔洞化,而且增强了微裂隙的发育。在实际观察中发现,白云质、灰质胶结的角砾岩储集物性变化较大,一些样品中角砾间溶蚀孔洞及晶间孔极其发育,而另一些样品中,角砾间孔隙被亮晶方解石充填,孔隙欠发育。角砾间孔隙发育程度的差异性原因甚多,所处岩溶地貌的差异、所处位置的不同、岩石学特征的差别以及所经历的成岩事件等,都可能造成角砾间孔隙发育程度的非均质性。

(4)钙泥质胶结(图 8d) 角砾成分多样,大小悬殊,角砾间多为泥质、钙泥质充填,裂缝及溶蚀孔洞不发育,储集物性较差。

因此,沉积环境、成岩作用、古岩溶作用共同决定了本区碳酸盐岩储层结构和物性的复杂性及强烈的非均质性。



图8 靖边气田北部马五<sub>4</sub><sup>1</sup>储层岩溶形态组合特征

## 5 结 论

(1)靖边气田北部马五<sub>4</sub><sup>1</sup>沉积时期总体处于潮坪沉积环境,根据岩石学特征、沉积构造以及成因可划分出潮上带、潮间带和潮下带3个亚相,并可细分为9类微相组合。

(2)储集岩层具强烈的非均质性,微观上表现为储集岩层孔隙度和渗透率偏低,各物性参数相关性较好,喉道类型以微细喉、细喉为主,其次为粗喉,孔隙结构好—中等。除岩石孔隙度与分选系数相关性不明显,其余孔隙结构参数与孔隙度相关性较好。纵向上表现为渗透率韵律模式的多样性,可识别出反韵律、随机韵律、均质韵律三种韵律模式,分别反映出古岩溶、裂缝及沉积环境对渗透率的控制作用;平面上则表现为孔隙度、渗透率分布的非均一性,但孔隙度和渗透率的分布趋势基本相吻合,呈西北高、东南低的格局。

(3)沉积环境、成岩作用、古岩溶作用共同决定了本区马五<sub>4</sub><sup>1</sup>碳酸盐岩储层的非均质性。潮上带白云岩坪为形成良好储层最有利的相带,潮间带白云岩坪、潮上带灰质白云岩坪次之,潮上带膏质白云岩坪储集性能中等,潮上带泥质白云岩坪、潮间带白云质灰岩坪储集性能较差,潮间带石灰岩坪、潮下带白云岩坪在研究区欠发育。原始沉积之后,经历五期成岩阶段,其中早成岩阶段、表生古岩溶阶段属孔隙形成的有利阶段,浅埋藏阶段、后浅埋藏阶段以及(后)深埋藏阶段为孔隙度降低阶段。

(4)古岩溶地貌类型对储层的分布有着明显制约作用。岩溶台地侵蚀作用强烈,储集性能较差;岩溶斜坡溶蚀作用强烈,是天然气富集的最有利区;岩溶盆地充填作用强,储集性能最差。

## 参 考 文 献

- [1] 郭刚. 长庆中部气田陕155井区下奥陶统马家沟组马五<sub>4</sub><sup>1</sup>储

- 层特征研究[J]. 天然气勘探与开发, 2006, 29(3): 26-29.
- [2] 侯方浩, 方少仙, 何江, 等. 鄂尔多斯盆地靖边气田区中奥陶统马家沟组五<sub>1-4</sub>亚段古岩溶型储层分布特征及综合评价[J]. 海相油气地质, 2011, 16(1): 1-13.
- [3] 雷卞军, 卢涛, 王东旭, 等. 靖边气田马五<sub>1-4</sub>亚段沉积微相和成岩作用研究[J]. 沉积学报, 2010, 28(6): 1153-1164.
- [4] 方少仙, 何江, 侯方浩, 等. 鄂尔多斯盆地中部气田中奥陶统马家沟组马五<sub>1-4</sub>亚段储层孔隙类型和演化[J]. 岩石学报, 2009, 25(10): 2425-2441.
- [5] 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.
- [6] 乔琳, 沈昭国, 方少仙, 等. 鄂尔多斯盆地靖边潜台及其周边地区中奥陶统马家沟组马五<sub>1-4</sub>亚段储层非均质性主要控制因素[J]. 海相油气地质, 2007, 12(1): 12-20.
- [7] 陈小炜, 陈洪德. 鄂尔多斯盆地靖边北部地区马五<sub>4</sub><sup>1</sup>层段沉积微相研究[J]. 新疆石油天然气, 2009, 5(3): 5-9.
- [8] 苏中堂, 陈洪德, 林良彪, 等. 靖边气田北部下奥陶统马五<sub>4</sub><sup>1</sup>段古岩溶储层特征及其控制因素[J]. 矿物岩石, 2012, 31(1): 89-96.
- [9] 庞林, 万梨, 陈洪德, 等. 靖边气田北部下奥陶统马五<sub>4</sub><sup>1</sup>层孔隙特征[J]. 天然气工业, 2008, 28(6): 73-77.
- [10] 何自新, 杨奕华. 鄂尔多斯盆地奥陶系储层图册[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004.
- [11] 赵锡文. 古气候学概论[M]. 北京: 地质出版社, 1992.
- [12] 张抗. 塔河油田奥陶系油气藏性质探讨[J]. 海相油气地质, 2000, 5(3-4): 47-53.
- [13] 夏新宇. 碳酸盐岩生烃与长庆气田气源[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000.
- [14] 郑聪斌, 章贵松, 王飞雁. 鄂尔多斯盆地奥陶系热水岩溶特征[J]. 沉积学报, 2001, 19(4): 524-529.
- [15] 李振宏, 郑聪斌. 古岩溶演化过程及对油气储集空间的影响——以鄂尔多斯盆地奥陶系为例[J]. 天然气地球科学, 2004, 15(3): 247-252.
- [16] 夏日元, 唐建生, 邹胜章, 等. 碳酸盐岩油气田古岩溶研究及其在油气勘探开发中的应用[J]. 地球学报, 2006, 27(5): 503-509.

编辑: 赵国宪

## Sedimentary Microfacies Assemblages and Heterogeneity Controlling of Middle Ordovician Majiagou 5<sub>4</sub><sup>1</sup> Submember Reservoir in the North Part of Jingbian Gas Field, Ordos Basin

Wan Li, Hou Mingcai, Chen Hongde

**Abstract:** Middle Ordovician Majiagou 5<sub>4</sub><sup>1</sup> Submember is one of the main nature gas pay horizons in Jingbian Gas Field, Ordos Basin. 3 subfacies and 8 microfacies assemblages have been recognizes according to the petrologic characteristics and Sedimentary Structures. By analysis of physical data, it is considered that the structures and properties of the reservoir rock show intensive heterogeneity. Microcosmically, it mainly shows microfine throats and fine throats with low porosity and low permeability. Longitudinally, it shows abnormal rhythm, random rhythm and homogeneous rhythm modes. Horizontally, it shows nonuniformity in average porosity and permeability presented in lateral development. The difference of sedimentary microfacies and microfacies assemblages is the basis for controlling rock pore development. Diagenesis determines the extent of pore development. Karst palaeo-landform styles obviously restrains to the reservoir distribution. All of these common processes eventually lead to the lateral heterogeneity in reservoirs.

**Key words:** Middle Ordovician; Majiagou Formation; Karst reservoir; Reservoir characteristics; Sedimentary facies; Diagenesis; Jingbian Gas Field; Ordos Basin

Wan Li; female, Master, Geology Engineer. Add: Research Institute of South Company, SINOPEC, 9 Fourth Duan, Erhuang Nan Rd., Chengdu, 610041, China