

# 鄂尔多斯盆地山2段砂岩储层的 孔隙类型与孔隙结构

张满郎, 李熙喆, 谢武仁

(中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北 廊坊 065007)

**摘要:**在铸体薄片鉴定、粒度分析、压汞曲线及物性分析统计的基础上,对鄂尔多斯盆地山2段砂岩储层的孔隙类型、孔隙结构等微观特征进行了深入分析,结果表明:山2段储集空间主要为粒间溶孔、原生残余粒间孔、岩屑粒内容孔、杂基溶孔和高岭石晶间孔,局部发育微裂隙;渗透率随孔隙度的增大而增大,而孔隙度和渗透率的大小又与砂岩的孔隙结构有关。根据砂岩的压汞参数及物性特征,划分出4类储层:Ⅰ类——优质储层,主要发育粒间溶孔,具有较好的颗粒支撑,孔隙连通性好;Ⅱ类——较好储层,其储集空间为粒间溶孔—粒内容孔—高岭石晶间孔组合;Ⅲ类——较差储层,主要发育残余粒间孔—高岭石晶间孔组合;Ⅳ类——差储层,仅发育孤立微孔。指出粗粒结构与含砾支撑结构的石英砂岩储层物性较好;含砾支撑结构储层具有双众数粒度分布特征,有利于孔隙水的流动,促进填隙物溶蚀和粒间溶孔的形成,使得储层的渗透率得到提高。

**关键词:**鄂尔多斯盆地;山2段;碎屑岩储层;孔隙类型及分布;孔隙结构

**中图分类号:**TE122.2

**文献标识码:**A

**文章编号:**1672-1926(2008)04-0480-07

## 0 引言

鄂尔多斯盆地上古生界煤系烃源岩具有广覆式生烃的特点,河流、三角洲砂体与烃源岩交互出现,在宽缓斜坡背景下,具备大型岩性气藏形成的优越条件<sup>[1]</sup>。山2段是该盆地最重要的天然气产层之一,相继发现了榆林、子洲等大型气田。由于气藏具有低孔、低渗和大面积分布的特点,勘探的关键问题表现为在低孔、低渗砂岩背景下寻找相对高孔渗的优质储层发育区带。

碎屑岩储层物性的控制因素包括物源、沉积相、埋藏史、成岩作用、构造裂缝发育程度等多个方面<sup>[2-3]</sup>,其中,物源和沉积相控制储层的岩性和原始物性,是其一切变化的基础<sup>[4-6]</sup>。

研究表明,鄂尔多斯盆地山2段的有利聚气相带为分流河道、水下分流河道及河口坝微相。优质储层为中粗粒石英砂岩,具有粒度粗、成熟度高的特点,其沉积速率缓慢,沉积水动力较强<sup>[7]</sup>。砂岩储层

的孔隙大小与颗粒粒度呈正相关<sup>[3,8]</sup>。

对鄂尔多斯盆地山2段而言,沉积物源与砂岩的岩性对储层物性的影响甚大<sup>[9-10]</sup>。砂岩的孔隙度与石英含量呈正相关,石英含量大于90%时孔隙度明显变好。元古界沉积变质的石英岩、变质石英砂岩物源区控制了富石英质沉积体系的分布<sup>[11-12]</sup>。同样与物源有关,砂岩中的凝灰质填隙物的溶蚀改善了储层的物性<sup>[13]</sup>。究其原因,石英颗粒为刚性颗粒,其抗压实能力较强,在后期的成岩作用过程中保留了较多残余的原生粒间孔隙,且粒间填隙物中的可溶组分被溶蚀,产生粒间溶孔,从而形成石英砂岩优质储层。

成岩作用研究是碎屑岩储层评价的重要手段之一<sup>[14]</sup>。通过成岩序列与成岩世代研究,划分成岩阶段。明确建设性与破坏性成岩作用类型,建立成岩—孔隙演化模式。通过成岩相的分布特征对碎屑岩储层进行评价预测<sup>[15-16]</sup>。鄂尔多斯盆地山2段为

收稿日期:2008-02-27;修回日期:2008-06-09.

基金项目:中国石油天然气股份有限公司科技创新项目“岩性地层油气藏勘探技术与层序地层、沉积储层评价预测研究”(编号:050101-2)资助。

第一作者 E-mail: zhangmanlang@163.com.

煤系地层,煤岩形成的酸性水和生排烃期形成的有机酸的溶蚀作用是该区山2段砂岩最重要的建设性成岩作用<sup>[17-18]</sup>。破坏性成岩作用主要为压实作用、硅质胶结和碳酸盐胶结作用<sup>[19-21]</sup>。

储层孔隙类型与孔隙结构反映储集岩石物性的微观特征,指岩石所具有的孔隙成因类型、孔隙和喉道的几何形态、大小、分布及其相互连通关系<sup>[22]</sup>。表征孔隙结构的参数较多,既可通过孔隙度与渗透率关系进行间接分析,也可以通过压汞参数进行直接分析<sup>[23-24]</sup>。

从岩石学特征分析入手,通过铸体薄片鉴定、粒度分析、压汞曲线、物性统计等分析测试资料,研究砂岩储层的微观特征,分析储层的孔隙类型与孔隙结构及其所产生的物性差异。

## 1 岩石学特征

鄂尔多斯盆地山2段碎屑颗粒富石英和岩屑,贫长石,填隙物类型多,以高岭石和伊利石为主,粒度偏粗,以中粗粒为主,结构成熟度中等偏低。主要砂岩岩石类型主要包括:

(1)石英砂岩:灰白色、白色,质纯,中粗粒为主,部分为巨砂级及细砾级,石英含量高达90%以上,发育少量硅质岩屑。

(2)岩屑质石英砂岩:以灰绿色、浅绿色为主,中粗砂至细砂级,石英含量在75%以上,而岩屑的含量则位于15%~25%之间,岩屑类型主要为硅质岩屑,有燧石、变质石英岩和脉石英等。石英砂岩与岩屑质石英砂岩是区内山2段的主要储集岩石类型,主要分布于河道及分流河道中。

(3)岩屑砂岩:分布于各个层序的河道中上部及河口坝中,并与石英砂岩交替出现,以灰绿色、浅绿色为主,中粗砂至细砂级,岩屑含量为40%左右。发育2类岩屑:一类为硅质岩屑,有燧石、变质石英岩、脉石英等;另一类为浅变质的泥质岩屑,有板岩、千枚岩等。前者部分可演变成油气储层,后者不利于形成储层。

(4)杂砂岩:主要分布于各个层序的决口扇中及河道间,以细砂岩为主,杂基含量高,压实致密。

山2段优质储层主要为中粗粒石英砂岩,在岩石成分上具有石英含量高,杂基、长石、软岩屑含量低的特点,这种石英砂岩储层形成于较强的水动力环境,碎屑成分在较长距离的搬运中经历了化学分解和机械分选作用<sup>[11-12]</sup>。元古界沉积变质的石英岩、变质石英砂岩物源区控制了富石英质沉积体系

的分布。天然气主要分布于富石英质的东胜—榆林—靖边沉积体系,其次为杭锦旗—乌审旗—安边沉积体系,东部的准格尔—神木沉积体系受控于太古界的片麻岩、大理岩、变质砂岩物源区,主要发育岩屑砂岩及杂砂岩,物性较差。

## 2 孔隙类型及分布

### 2.1 主要孔隙类型

山2段储层成岩作用强,已进入晚成岩期,建设性成岩作用为溶蚀作用、高岭石化和微裂隙化作用,破坏性成岩作用为压实、压溶作用、硅质胶结和碳酸盐胶结作用<sup>[5]</sup>。石英砂岩主要为孔隙型储层,储集空间主要为原生残余粒间孔、次生溶蚀孔(包括岩屑溶孔、杂基溶孔)、高岭石晶间孔等<sup>[7]</sup>,局部发育微裂隙(图1)。

(1)原生残余粒间孔:颗粒之间相互支撑形成粒间孔隙,未被充填也没有受到溶蚀,是较理想的一类储集空间。由于研究区地层经历了强烈的压实压溶、胶结充填等致密化成岩过程,砂岩中原生粒间孔保存较少。这类孔隙的形态规则,多呈三角形、四边形,孔内干净,孔的大小和分布较均匀。

(2)次生溶蚀孔隙:溶蚀孔隙是由粘土杂基、凝灰质等可溶组分溶解形成。对溶解性比较差的硅酸盐和其它矿物,早期可被易溶矿物交代,然后被溶解,产生次生溶蚀孔隙。可溶组分可以是碎屑颗粒、自生矿物胶结物或者交代矿物。本区的溶蚀孔隙有粒间溶孔、岩屑溶孔和长石溶孔。粒间溶孔的形状不规则,大小不等,分布不均,在颗粒边缘常见港湾状的溶蚀残余结构,大多数粒间溶孔是在原生孔隙的基础上溶蚀而形成的,有时形成巨大的铸模孔。颗粒内溶孔包括岩屑溶孔和长石溶孔,岩屑中的易溶物质或早期易溶矿物交代了颗粒后被溶解形成了粒内溶孔,长石粒内溶孔主要见于东部神木地区。

(3)高岭石晶间孔:是研究区一种主要的次生孔隙类型,主要发育于石英砂岩中。面孔率一般占其含量的1/5。高岭石晶形粗大,松散堆积在粒间孔隙中,晶间孔发育,孔径粗,可达5~20  $\mu\text{m}$ ,其孔隙体积是高岭石含量的1/3~1/4。

(4)微裂缝:在砂岩储层中,发育由构造应力和收缩作用形成的微裂缝,它对储层的孔隙度影响小,但由于能起到沟通作用,并且沿裂缝发生溶蚀作用,对储层渗透率有较大的贡献,可以改善储层物性。微裂缝在陕200井区和子洲—清涧地区有少量分布。

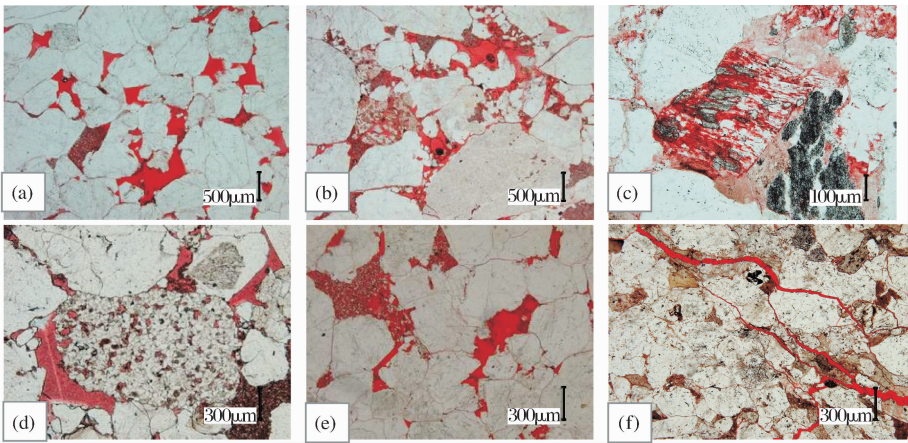


图1 鄂尔多斯盆地山2段砂岩储层的主要孔隙类型

(a)原生残余粒间孔和粒间溶孔,榆37井,2 880.74 m;(b)粒间溶孔及粒内溶孔,榆44-12井,2 768.6 m;(c)岩屑粒内溶孔,神18井,2 168.35 m;(d)岩屑粒内溶孔及粒间溶孔,榆37井,2 878.4 m;(e)高岭石晶间孔及粒间溶孔,陕117井,2 919.53 m;(f)溶缝切穿颗粒,陕210井,3 335.31 m

2.2 孔隙类型的分布

铸体薄片鉴定及统计分析表明,粒间孔是主要的孔隙类型(以粒间溶孔为主,包括少量的原生残余粒间孔,二者在统计中难以区分),其分布频率占79.4%;其次为晶间孔,占12%(图2)。砂岩储层的面孔率变化范围为3.46%~6.58%,平均为5.01%。其中粒间孔单井的面孔率分布范围是3.2%~6.0%,平均为4.23%。晶间孔单井的面孔率分布范围为0.2%~2.3%,平均为0.62%。岩屑溶孔的面孔率分布范围为0~0.9%,平均为0.22%。另外有少量的微裂缝。

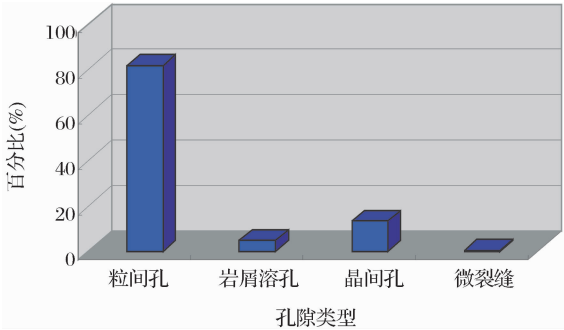


图2 山2段砂岩储层的孔隙类型及其分布特征

2.3 孔隙度—渗透率关系

区内32口井2 095组岩芯分析的物性数据表明:研究区山2段储层孔隙度一般为4%~8%(占整个分布频率的79.74%),平均为6.06%,最高可达15%;渗透率一般为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (占整个分布频率的70.68%),平均为 $4.85 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,最高接近 $600 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,在低孔低渗储层背景下发育相对高孔高渗的储层“甜点”。

从图3可以看出,榆林地区砂岩的储层孔隙度和渗透率较好,神木地区物性最差,渗透率随孔隙度的增大而增大,二者呈正相关关系,而孔渗的大小又与砂岩的孔隙结构有关<sup>[23]</sup>。根据孔隙结构成因和孔渗关系可将孔隙划分为5类:A类——孤立微孔,孔隙度小于4%,渗透率为 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右;B类——残余粒间孔(以原生残余粒间孔为主,含少量粒间溶孔和高岭石晶间孔),孔隙度一般为3%~6%,渗透率为 $0.05 \times 10^{-3} \sim 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右;C类——次生溶孔(发育粒间溶孔和粒内溶孔,孔隙连通性较好),孔隙度6%~15%,渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右;D类——微裂隙(微裂缝将微孔联通,沿裂缝溶蚀扩大),孔隙度小于4%,渗透率可达 $1 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;E类——具含砾支撑结构的粒间溶孔,孔隙度主要位于5%~10%之间,渗透率一般为 $5 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

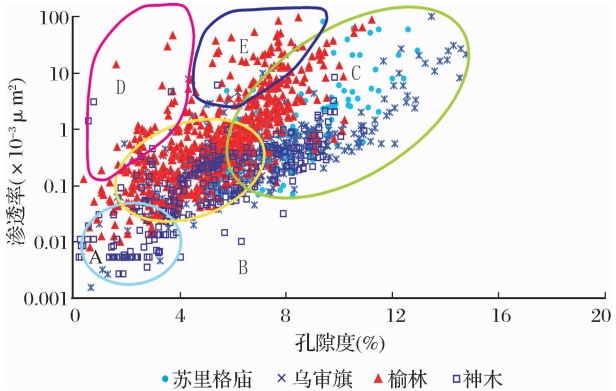


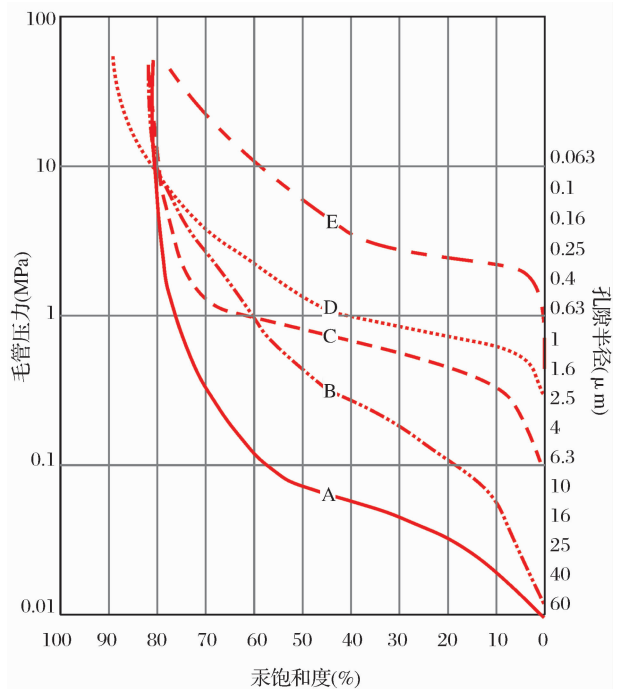
图3 鄂尔多斯盆地不同地区山2段孔隙度—渗透率关系

A 孤立微孔;B 残余粒间孔;C 次生溶孔;  
D 微裂隙;E 具含砾支撑结构的粒间溶孔

### 3 孔隙结构特征

储层的孔隙结构主要根据压汞曲线的形态和定量参数来评价<sup>[24]</sup>。孔隙体系由孔隙和喉道两部分构成。压汞曲线的形态可在一定程度上表征孔喉的分选性、分布歪度以及平均孔喉半径的影响,是孔隙结构的最直观反映。

区内山 2 段砂岩储层的排驱压力( $P_d$ )较高,分布区间为 0.01~2.05 MPa,大多在 0.2~1.0 MPa (表 1)。优质储层(Ⅰ类)粒间溶孔发育,具有较好的颗粒支撑,孔隙连通性好,排驱压力最小,分布在 0.01~0.1 MPa 之间;较好储层(Ⅱ类)的储集空间为粒间溶孔—粒内溶孔—高岭石晶间孔组合,排驱压力主要分布在 0.2~0.5 MPa 之间;较差储层(Ⅲ类)主要发育残余粒间孔—高岭石晶间孔组合,排驱压力分布在 0.5~1.0 MPa 之间;差储层(Ⅳ类)的储集空间以微孔为主,排驱压力在 1.0~2.0 MPa 之间(图 4)。饱和度中值压力( $P_{50}$ )平均值为 1.47 MPa 左右,最大值为 11.42 MPa,最小值为 0.05 MPa。



**图 4 不同孔隙类型砂岩储层的压汞曲线特征**  
A 粒间溶孔, 具含砾支撑结构, 榆 37 井, 2 881.6 m,  $\Phi=10.9\%$ ,  $K=121.9\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ; B 粒间溶孔为主, 榆 41-17 井, 2 745.9 m,  $\Phi=8.0\%$ ,  $K=7.85\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ; C 粒间溶孔与高岭石晶间孔, 榆 44-12 井, 2 770.2 m,  $\Phi=7.8\%$ ,  $K=4.87\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ; D 原生残余粒间孔与高岭石晶间孔, 榆 45-17 井, 2 691.4 m,  $\Phi=5.6\%$ ,  $K=0.364\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ; E 孤立微孔, 榆 45-17 井, 2 688.0 m,  $\Phi=3.0\%$ ,  $K=0.053\times10^{-3}\mu\text{m}^2$

在以粒间孔为主的孔隙类型中,饱和度中值压力较小,多小于 1.0 MPa。储层总体喉道偏细,以毛细管喉道和超毛细管喉道为主,中值半径( $R_{50}$ )多分布在 0.1~1.5  $\mu\text{m}$  左右,最大值为 15.12  $\mu\text{m}$ ,最小值为 0.06  $\mu\text{m}$ 。砂岩的孔喉分选系数较大,均集中于 2.37 左右,分布在 1.13~3.59 之间,反映孔隙大小较均匀。变异系数是分选系数与孔喉均值之比,是观测值相对变化的一种度量,用于描述孔隙均值和分选程度的比较。变异系数越大,孔隙结构越好。区内砂岩储层的变异系数分布在 0.12~2.22 之间,其中Ⅰ类储层的孔隙结构较好,变异系数大于 0.3,Ⅱ类储层的变异系数为 0.2 左右(表 1)。

### 4 颗粒支撑与物性的关系

#### 4.1 刚性石英颗粒的抗压实能力强,可降低砂岩致密化程度

研究表明,区内优质储层为石英砂岩,储层的孔隙度和渗透率与石英含量成正比。由于石英是高成熟度矿物,石英颗粒的抗机械压实能力较强,可以使砂岩的致密化程度降低,得以保存更多的原生残余粒间孔隙。并且石英为刚性矿物,在后期的构造活动中容易产生微裂隙,使得孤立孔隙得以沟通,从而改善储层的渗透性<sup>[12]</sup>。

#### 4.2 具有粗粒结构与含砾支撑结构的砂岩储层物性较好

统计结果显示,在各种砂岩储层中,粗砂岩的孔隙度最高,主要集中在 6%~8% 之间,渗透率主要分布于  $0.1\times10^{-3}\sim10\times10^{-3}\mu\text{m}^2$  之间;砂砾岩、含砾砂岩孔隙度略低,主要为 6% 左右,但其渗透率一般高于粗粒砂岩,主要集中在  $1\times10^{-3}\sim10\times10^{-3}\mu\text{m}^2$  之间;中砂岩的孔隙度主要集中在 4%~6% 之间、渗透率主要集中在  $0.1\times10^{-3}\sim1\times10^{-3}\mu\text{m}^2$  之间;细砂岩孔隙度一般为 2%~4% 左右,渗透率大多小于  $0.1\times10^{-3}\mu\text{m}^2$  (图 5)。

通过大量铸体薄片鉴定及物性分析发现,鄂尔多斯中东部山 2 段优质储层多具有粒度双众数分布的特点,砂岩的概率粒度曲线中,一般有 2 个粒度总体,粒度介于  $-1\sim0\Phi$  和  $1\sim2\Phi$  之间,为双峰不对称曲线,对应岩石类型为砂砾岩、含砾中粗粒砂岩或含砾不等粒砂岩。

粒度双众数分布砂岩的压汞曲线在粗孔喉段略显台阶(图 6),平台部分占进汞饱和度的 65% 以上,粗歪度,分选好—中等,孔隙度一般大于 8%,渗透率大于  $1\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,排驱压力多小于 0.2 MPa。由

表 1 鄂尔多斯盆地山 2 段砂岩储层的压汞特征参数

井号	井深 (m)	孔隙度 (%)	渗透率 ( $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	分选 系数	变异 系数	中值压力 (MPa)	中值半径 ( $\mu\text{m}$ )	排驱压力 (MPa)	最大 SHG (%)	储层 类型
榆 20	2 751.2	6.82		1.48		0.76	0.97	0.26	92.41	II
榆 20	2 759.7	6.33		1.3		1.17	0.63	0.53	86.09	III
榆 44-16	2 721.5	8.1	3.1	2.29	2.22	0.72	1.02	0.29	81.4	I
榆 41-17	2 745.4	10.1	53	3.32	0.43	0.1	7.46	0.02	88.5	I
榆 28-12	2 863.06	9	62.23	3.59	0.41	0.16	4.6	0.03	76.2	I
榆 28-12	2 861.82	8.3	31.28	3.44	0.41	0.12	6.01	0.03	79.4	I
榆 28-12	2 860.77	8.9	34.19	3.18	0.38	0.14	5.15	0.05	81.4	I
榆 28-12	2 859.65	8.5	7.68	2.86	0.29	0.38	1.95	0.11	74.4	I
榆 28-12	2 858.7	8.3	12.11	2.9	0.3	0.35	2.12	0.10	76.9	I
榆 28-12	2 858.08	8.5	7.97	3.01	0.3	0.6	1.23	0.09	71.4	I
榆 28-12	2 853.76	8.9	8.54	2.95	0.32	0.33	2.25	0.07	78	I
榆 28-12	2 852.24	8.3	2.58	1.86	0.2	0.5	1.46	0.21	94.6	I
榆 36-9	2 914.93	8.6	8.42	2.67	0.28	0.34	2.19	0.12	80.8	I
榆 31	2 997.75	12.9	1.9	2.28	0.21	2.04	0.36	0.13	87.7	I
榆 37	2 883.54	12.3	409	3.49	0.5	0.05	15.12	0.02	84.4	I
榆 37	2 881.6	10.9	121	3.57	0.47	0.07	9.93	0.01	81.8	I
台 1	2 648.00	10.40	2.22	2.58	0.28	2.46	0.30	0.29	84.30	I
榆 44-16	2 726.3	6.9	0.68	1.96	0.19	1.02	0.72	0.52	82.6	II
榆 41-17	2 745.5	8.2	4.09	3.03	0.32	0.49	1.49	0.03	84.4	I
榆 36-9	2 913.91	7	2.08	2.61	0.25	0.69	1.07	0.18	73.3	II
榆 44-12	2 769.1	5.8	0.68	2.45	0.24	0.72	1.02	0.21	76.8	II
榆 31	2 997.35	11.2	0.83	1.99	0.18	1.82	0.4	0.53	87.2	II
榆 31	2 998.02	8.3	0.83	2.18	0.2	1.9	0.39	0.34	84.8	II
榆 32	3 045.49	10.6	0.9	1.73	0.14	7.58	0.1	0.63	76.4	II
榆 20	2 761.6	4.48		1.13		2.41	0.31	1.04	80.33	IV
榆 20	2 756	3.08		1.36		3.93	0.19	1.4	93.39	IV
榆 36-9	2 922.85	5	0.74	2.14	0.22	0.53	1.38	0.22	86.8	III
榆 36-9	2 931.68	5.7	0.23	1.59	0.15	1.23	0.6	0.77	91.3	III
榆 45-17	2 691.5	5.6	0.36	1.83	0.17	1.38	0.53	0.52	88.4	III
榆 28-12	2 867.43	3.5	0.17	1.42	0.12	2.95	0.25	1.28	91.6	IV
榆 20	2 750	2.44		1.13		11.42	0.06	2.05	67.4	IV

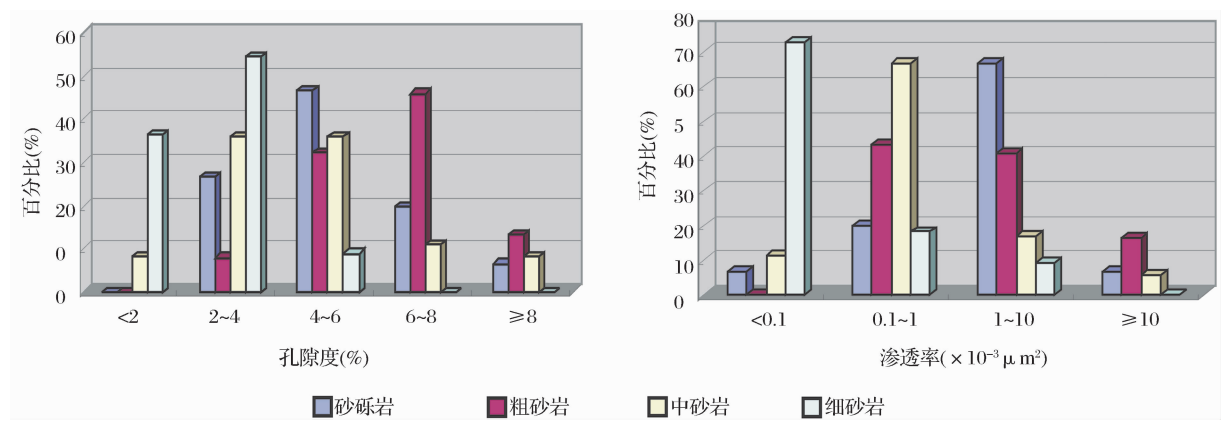


图 5 粒度与孔隙度、渗透率之间的关系



于含部分大孔隙,整体孔喉分选性较差,变异系数较大,孔隙结构好。而非粒度双众数分布的砂岩由于砂岩中大孔隙含量减少,分选中等,压汞曲线斜度小,孔隙平台较发育,排驱压力较高,介于0.2~1 MPa之间。

在强压实背景下的石英砂岩中,压溶—石英次生加大作用极发育,次生加大先在喉道处形成,阻塞孔隙,使本区储层总体渗透率较低。而填隙物(杂基)溶蚀可形成连通性较好的次生孔隙,改善物性。在粒度双众数分布的砂岩中可形成含砾支撑结构,有利于孔隙水的流动,促进溶蚀作用。统计表明,含

砾中粗粒砂岩和中粗粒砂岩在孔隙度相差不大的情况下,前者的渗透率比后者高 $4\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 以上,说明具有含砾支撑结构的砂岩物性较好。具有粒度双众数分布特征的砂岩可能是多方向水流汇聚的结果。如榆37井区位于2个水流的交汇处,除榆林地区的物源外,乌审旗地区河流也有一支汇入,水流的交汇与淘洗,形成砂砾岩和含粒不等粒砂岩,因其砂岩中具有含砾支撑结构,利于孔隙水的流动和填隙物的溶蚀,储层物性较好。榆37井区试气井36口,平均无阻流量 $30.12\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ ,形成天然气高产富集区块。

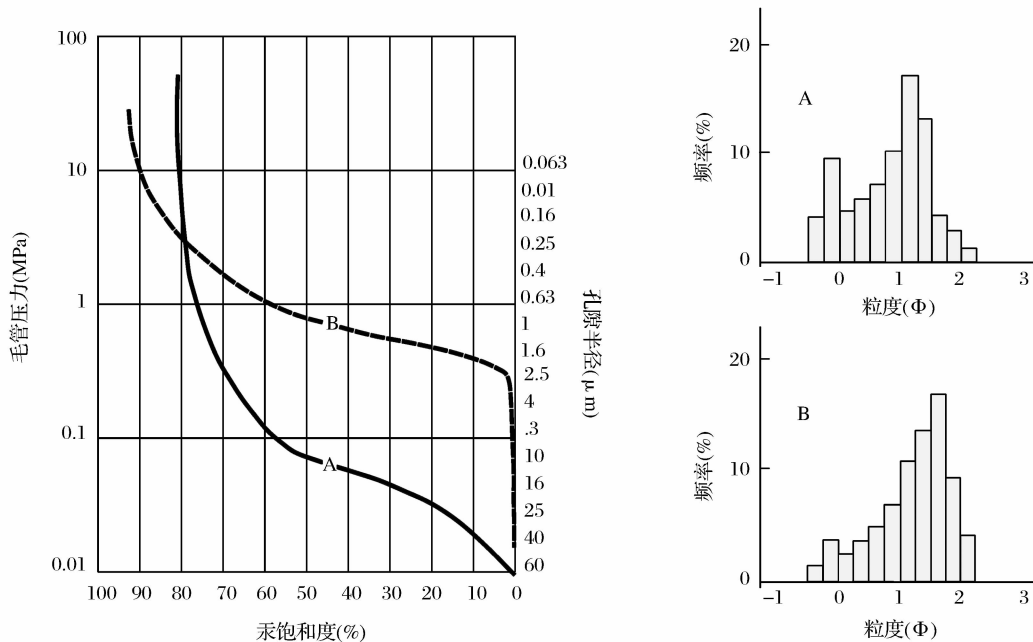


图6 粒度双众数砂岩(具含砾支撑结构)与非粒度双众数砂岩的压汞曲线对比

A 榆37井,含砾粗粒石英砂岩,2 881.6 m, $\Phi=10.9\%$ , $K=121.9\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ;  
B 榆20井,中粒石英砂岩,2 759.7 m, $\Phi=6.33\%$ , $K=0.73\times10^{-3}\mu\text{m}^2$

5 结论

- (1)鄂尔多斯盆地山2段发育石英砂岩、岩屑质石英砂岩、岩屑砂岩和杂砂岩。优质储层主要为中粗粒石英砂岩,具有石英含量高,杂基、长石、软岩屑含量低的特点。
- (2)储集空间主要为粒间溶孔和原生残余粒间孔,其次为高岭石晶间孔、岩屑粒内溶孔及杂基溶孔,局部见微裂隙。
- (3)优质储层具粗粒结构和含砾支撑结构,这种结构有利于孔隙水的流动,促进填隙物溶蚀和粒间溶孔的形成。
- (4)储层质量与孔隙组合类型及孔隙结构有关。

I类储层发育粒间溶孔,具有较好的颗粒支撑,孔隙连通性好;II类储层发育粒间溶孔—粒内溶孔—高岭石晶间孔组合;III类储层发育残余粒间孔—高岭石晶间孔组合;IV类储层仅发育孤立微孔。

参考文献:

- [1] 付金华,魏新善,石晓英.鄂尔多斯盆地榆林气田天然气成藏特征[J].天然气工业,2005,25(4):9-12.
- [2] 李会军,吴泰然,马宗晋,等.苏里格气田优质储层的控制因素[J].天然气工业,2004,24(8):12-16.
- [3] 陈东霞,王兴志,李凌,等.鄂尔多斯盆地佳县—子洲地区上古生界储层特征[J].古地学报,2002,4(3):93-100.
- [4] 史基安,王琪.影响碎屑岩天然气储层物性的主要控制因素[J].沉积学报,1995,13(2):128-139.
- [5] 李凌,王兴志,方少仙,等.鄂尔多斯东部上古生界储层特征及

- 控制因素[J]. 西南石油学院学报, 2002, 24(6): 4-6.
- [6] 于兴河. 碎屑岩系油气储层沉积学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002: 9-32.
- [7] 刘锐娥, 孙粉锦, 卫孝锋, 等. 鄂尔多斯盆地中东部山 2 段储集层岩性微观特征差异性的地质意义[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(5): 56-58.
- [8] 罗明高. 碎屑岩储层结构模态的定量模型[J]. 石油学报, 1991, 12(4): 27-38.
- [9] 席胜利, 王怀广, 秦伯平. 鄂尔多斯盆地北部山西组、下石盒子组物源分析[J]. 天然气工业, 2002, 22(2): 21-24.
- [10] 刘锐娥, 李文厚, 陈孟晋, 等. 鄂尔多斯东部下二叠统山西组 2 段储层评价及勘探前景[J]. 古地理论, 2006, 8(4): 531-538.
- [11] 刘锐娥, 孙粉锦, 张满郎. 鄂尔多斯盆地北部上古生界储集岩的化学分类及储集性评价[J]. 天然气地球科学, 2003, 14(3): 196-199.
- [12] 付金华, 王怀广, 魏新善, 等. 榆林大型气田石英砂岩储集层特征及成因[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(1): 30-32.
- [13] 王建伟, 鲍志东, 陈孟晋, 等. 砂岩中的凝灰质填隙物分异特征及其对油气储集空间影响——以鄂尔多斯盆地西北部二叠系为例[J]. 地质科学, 2005, 40(3): 429-438.
- [14] 郑凌茂, 庞明. 碎屑储集岩的成岩作用研究[M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1988: 121-129.
- [15] 罗明高. 确定沉积岩成岩作用顺序的定量方法[J]. 沉积学报, 1995, 18(1): 88-93.
- [16] 刘孟慧, 赵澄林. 碎屑岩成岩演化模式[M]. 东营: 石油大学出版社, 1992: 8-10.
- [17] 郑凌茂, 应凤祥. 煤系地层(酸性水介质)的砂岩储层特征及成岩模式[J]. 石油学报, 1997, 18(4): 19-24.
- [18] 陈丽华, 赵澄林, 纪友亮, 等. 碎屑岩天然气储层次生孔隙的三种成因机理[J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(5): 77-79.
- [19] 宁宇, 陈孟晋, 刘锐娥, 等. 鄂尔多斯盆地东部上古生界石英砂岩储层成岩作用及孔隙演化[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(3): 334-338.
- [20] 徐北煤, 卢冰. 硅质碎屑岩中碳酸盐胶结物及其对储层的控制作用的研究[J]. 沉积学报, 1994, 12(3): 56-66.
- [21] 胡宗全. 鄂尔多斯盆地上古生界砂岩储层方解石胶结物特征[J]. 石油学报, 2003, 24(4): 40-43.
- [22] 裘亦楠, 薛叔浩. 油气储层评价技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 218-220.
- [23] 陈孟晋, 刘锐娥, 孙粉锦, 等. 鄂尔多斯盆地西北部上古生界碎屑岩储层的孔隙结构特征初探[J]. 沉积学报, 2002, 20(4): 639-643.
- [24] 陈丽华. 储层实验测试技术[M]. 东营: 石油大学出版社, 2001: 32-45.

## Pore Types and Pore Texture of Sandstone Reservoir of 2<sup>nd</sup> Member of Shanxi Formation, Ordos Basin

Zhang Man-lang, Li Xi-zhe, Xie Wu-ren

(Langfang Branch of Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Langfang 065007, China)

**Abstract:** Based on the identification of cast slice, granularity analysis, mercury penetration curves and physical property statistics, microscopic features such as pore types and structure in the sandstone reservoirs of 2<sup>nd</sup> member of Shanxi Formation in Ordos basin are studied. The result shows that the gas reservoir spaces of the 2<sup>nd</sup> member of Shanxi Formation mainly include inter-granular dissolution pores, survived original inter-granular pores, debris intragranular dissolution pores, filling ingredient dissolution pores, kaolinite intercrystalline pores and a few of micro-crevasses. The permeability is correlative with the porosity, but they both are related with the pore structure. Four kinds of reservoirs are identified by the mercury penetration parameters and physical properties of the reservoirs. Class I has high permeability, mainly contains inter-granular dissolution pores, which has good underpropping structure and good communication. Class II is a kind of fair quality reservoir, containing inter-granular dissolution pores, intra-granular dissolution pores and kaolinite intercrystalline pores. Class III is of lower permeability and contains survived original inter-granular pores and kaolinite intercrystalline pores. Class IV only contains isolated micropores. It indicates that quartz-sandstones with coarse granular texture and pebbled underpropping structure are of high permeability. Sandstone reservoir of pebbled underpropping structure is characterized by double-peak ggrain distribution, which could accelerate the pore water flowing and conduce to dissolution of filling ingredients, improving the reservoir permeability.

**Key words:** Ordos basin; 2<sup>nd</sup> member of Shanxi Formation; Clastic reservoir; Pores types and distribution; Pore texture.