

# 苏里格气田东二区山<sub>1</sub>段、盒<sub>8</sub>段储层孔隙结构特征

樊爱萍, 赵娟, 杨仁超, 韩作振, 王言龙, 王秀平

(山东省沉积成矿作用与沉积矿产重点实验室, 山东科技大学地质科学与工程学院, 山东 青岛 266510)

**摘要:**鄂尔多斯盆地苏里格气田储层岩性致密, 成为制约天然气勘探开发的主要因素, 因此, 开展储层孔隙结构特征研究对于该区天然气生产具有重要意义。通过薄片鉴定、扫描电镜、铸体薄片、压汞等分析测试方法对苏里格气田东二区二叠系山西组一段和石盒子组八段储层的微观孔隙结构特征进行了深入分析。结果表明: 苏里格气田东二区山<sub>1</sub>段、盒<sub>8</sub>段储层为低孔、低渗储层, 且非均质性很强; 储层孔隙类型主要为岩屑溶孔和晶间孔; 储层孔喉半径普遍较小, 孔喉分选较差, 孔隙喉道分布不均匀, 孔喉连通性差。据储层物性和孔隙结构参数将研究区储层分为4种类型, 但研究区以Ⅲ类储层和Ⅱ类储层为主。研究认为沉积作用和成岩作用是鄂尔多斯盆地苏里格气田东二区砂岩低孔、低渗的主要控制因素。

**关键词:**鄂尔多斯盆地; 苏里格气田; 储层; 孔隙结构; 非均质性

**中图分类号:** TE122.2<sup>+3</sup>

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1672-1926(2011)03-0482-06

**引用格式:** 樊爱萍, 赵娟, 杨仁超, 等. 苏里格气田东二区山<sub>1</sub>段、盒<sub>8</sub>段储层孔隙结构特征[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(3): 482-487.

## 0 引言

鄂尔多斯盆地苏里格气田是我国迄今发现的陆上第一大气田, 是继靖边气田、榆林气田之后鄂尔多斯盆地天然气勘探的又一重大突破, 该特大天然气田的发现引起了国内很多地质学家<sup>[1-3]</sup>的关注和重视。苏里格气田是一个十分复杂的大型气田, 储层低孔、低渗、低丰度且非均质性强, 已成为制约天然气开发的瓶颈<sup>[4-5]</sup>。笔者采用各种岩心分析测试方法对研究区储层孔隙结构进行分析, 并探讨造成这种孔隙结构的影响因素, 以期为该区天然气勘探开发和天然气储层综合评价研究提供理论依据。

## 1 地质背景

苏里格气田东区地处内蒙古自治区鄂尔多斯市乌审旗和陕西省榆林市榆阳区境内, 南接乌审旗和靖边气田, 东邻榆林气田。区域构造位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡中北部, 呈现北东高、南西低的西倾单

斜构造, 其内部发育一系列北东—南西走向鼻隆构造, 局部存在小幅顶面凸起和顶面洼地。苏里格气田东区山<sub>1</sub>段、盒<sub>8</sub>段的物源呈现出双物源混合的特征, 既有来自盆地北部中元古界的石英岩、变质砂岩, 也有来自盆地东部太古界相对贫石英的物源区。研究区上古生界自下而上发育石炭系本溪组、太原组, 二叠系山西组、下石盒子组和石千峰组, 属海陆过渡相—陆相碎屑岩沉积。东二区是苏里格气田主要的新增区块之一, 主要目的层位是二叠系山西组一段及石盒子组八段。

## 2 储层岩石学特征

根据岩心观察、薄片鉴定及粒度分析, 研究区山<sub>1</sub>段、盒<sub>8</sub>段气层岩性主要为岩屑砂岩、岩屑石英砂岩及石英砂岩(图1); 其中盒<sub>8</sub>段岩石类型主要以岩屑砂岩、岩屑石英砂岩为主, 少量石英砂岩; 山<sub>1</sub>段主要以岩屑砂岩和岩屑石英砂岩为主, 无石英砂岩。岩石粒度普遍较粗, 以中—粗砂岩为主, 主要粒径分布在0.2

收稿日期: 2010-10-17; 修回日期: 2010-11-27.

基金项目: 山东省科技发展计划项目(编号: 2009GG20001021-07); 山东省沉积成矿作用与沉积矿产重点实验室开放基金(编号: DMSM 200803)联合资助.

作者简介: 樊爱萍(1978-), 女, 陕西西安人, 副教授, 博士, 主要从事石油天然气地质研究. E-mail: xiaofan781026@sina.com.

~2.0 mm 范围内。颗粒分选中等一较差,磨圆度多呈次棱一次圆状,砂岩填隙物占 10%~26%,平均为 15.7%,填隙物以胶结物和杂基为主,杂基含量较高。胶结物以粘土为主,硅质、钙质胶结次之,粘土矿物尤以伊利石、高岭石最为发育,绿泥石少量,多呈环边状分布。胶结类型以孔隙式和镶嵌式胶结为主,基底式胶结次之,接触式胶结极少。

### 3 储层物性特征

砂岩储层的孔隙度和渗透率是反映储层储集性能和渗滤条件的 2 个最基本参数。根据研究区物性资料分析表明,山<sub>1</sub>段、盒<sub>8</sub>段储层具有典型的低孔、

低渗特点。孔隙度较低,主要分布在 4%~14% 之间(图 2)。其中盒<sub>8</sub>段平均孔隙度为 10.3%,最小为 4.1%,最大可达 17%;山<sub>1</sub>段平均孔隙度为 9.6%,最小为 3%,最大为 17.2%。渗透率主要分布在  $(0.1\sim 2)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$  之间,可以看出,渗透率的分布具有“双峰”特征(图 3),主峰值位于  $(0.3\sim 0.4)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$  范围内,次峰值位于  $1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$  附近。盒<sub>8</sub>段平均渗透率为  $0.57\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,最小为  $0.01\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,最大可达  $3.711\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ;山<sub>1</sub>段平均渗透率为  $0.474\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,最小为  $0.01\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,最大可达  $2.992\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。总体来看,盒<sub>8</sub>段的物性略好于山<sub>1</sub>段的物性。

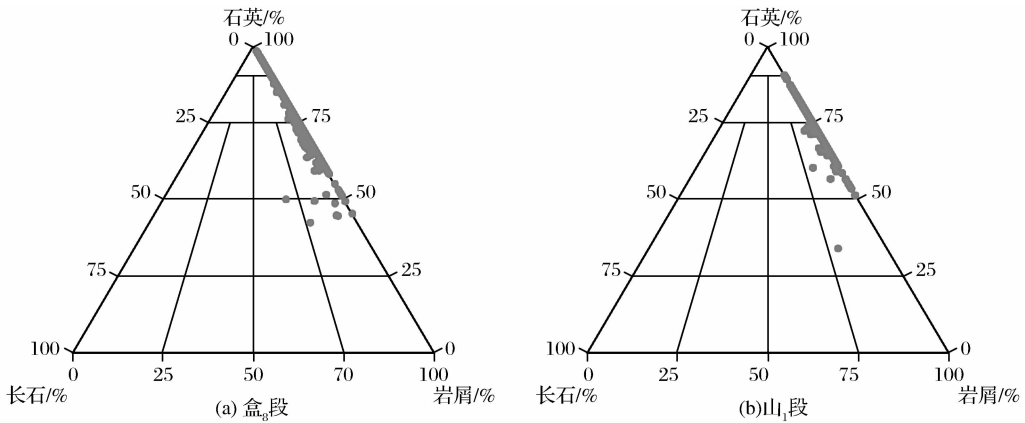


图 1 研究区储层砂岩类型

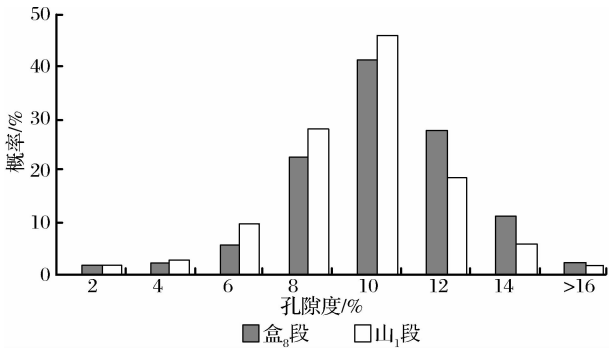


图 2 研究区储层孔隙度分布特征

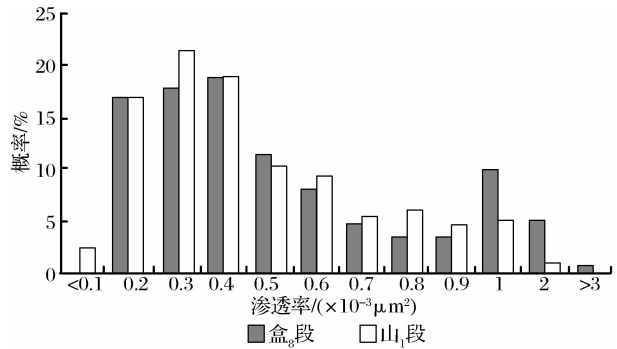


图 3 研究区储层渗透率分布特征

表 1 研究区山<sub>1</sub>段、盒<sub>8</sub>段储层孔隙组成

层位	孔隙类型								
	粒间孔/%	粒间溶孔/%	长石溶孔/%	岩屑溶孔/%	晶间孔/%	杂基溶孔/%	微裂隙/%	面孔率/%	平均孔径/ $\mu\text{m}$
盒 <sub>8</sub> 段	0.193 6	0.248 6	0.074 2	0.882 3	0.534 7	0.102 8	0.043 1	2.079	76.593 4
山 <sub>1</sub> 段	0.030 9	0.161 6	0	0.694 5	0.787 2	0.091 7	0.043 8	1.81	18.616 7

### 4 储层孔隙结构特征

#### 4.1 孔隙结构类型

据砂岩普通薄片和铸体薄片镜下观察并结合扫描电镜分析表明,研究区山<sub>1</sub>段、盒<sub>8</sub>段孔隙类型以

次生孔隙(次生溶孔、晶间孔和裂隙)为主,原生孔隙(残余粒间孔)居次要地位(表 1)。

(1) 残余粒间孔。受压实和胶结作用的影响,研究区大部分原生粒间孔隙已消失殆尽,仅局部发育残余粒间孔(图 4a)。压实作用使原生粒间孔隙

体积直接缩小,胶结作用使得原生粒间孔隙被不同程度地充填一些成岩矿物而造成粒间孔隙缩小,孔隙连通性变差,研究区中充填物常为一些陆源杂基

和自生粘土矿物,充填的结果常常使孔隙呈缝状残留。这类孔隙孔径一般在 $5\sim 50\mu\text{m}$ 之间,在总孔隙中所占比例少。

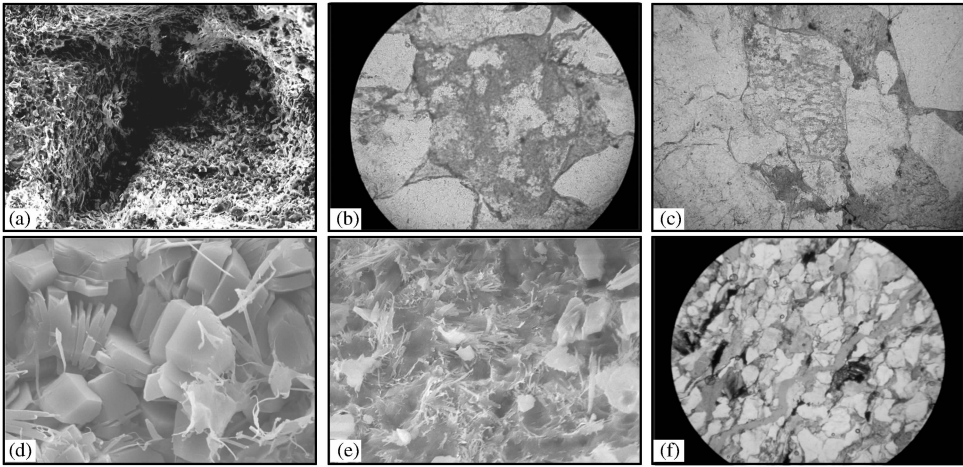


图4 苏里格气田东二区孔隙类型

(a)残余粒间孔,Z49井,3 015.9 m,山<sub>1</sub>段;(b)粒间溶孔,Z73井,2 847.5 m,单,×4;(c)岩屑溶孔,Z23井,3 102.3 m,单,×10;(d)高岭石晶间孔,T32井,2 713.95 m,山<sub>1</sub>段;(e)伊利石晶间孔,Z49井,3 015.9 m,山<sub>1</sub>段;(f)裂缝,Z9井,3 015.4 m,单,×5

(2) 粒间溶孔。研究区砂岩中的粒间溶孔使得被溶蚀的颗粒边缘极不规则,呈港湾状,此类孔隙连通性好,孔径大小不一,多在 $5\sim 50\mu\text{m}$ 之间,是研究区目的层位较好的一类孔隙类型(图4b)。

(3) 粒内溶孔。研究区粒内溶孔主要是岩屑溶孔和长石溶孔,亦可见石英溶孔。其中岩屑溶孔(图4c)是苏里格气田东二区山<sub>1</sub>段、盒<sub>5</sub>段孔隙的重要贡献者之一。岩屑溶孔孔径一般在 $50\sim 150\mu\text{m}$ 之间,局部孔径可达 $500\mu\text{m}$ 以上,所占面孔率一般在 $0.5\%\sim 1\%$ 之间。长石溶孔也较常见,但其发育程度不是很高,对储层有效孔隙度的贡献一般小于 $1\%$ 。

(4) 自生矿物晶间孔隙。研究区自生矿物晶间孔主要是高岭石晶间孔(图4d)、伊利石晶间孔(图4e)、绿泥石晶间孔以及伊/蒙混层晶间孔。此类孔隙半径较小,其中高岭石晶间孔孔径一般在 $5\mu\text{m}$ 左右,但具有一定连通性,且数量较多,可成为有效的孔隙,绿泥石晶间孔孔径很小,一般小于 $1\mu\text{m}$ ,很容易被束缚水饱和成为无效孔隙<sup>[1]</sup>。晶间孔在山<sub>1</sub>段、盒<sub>5</sub>段砂体中都发育,占总孔隙的 $30\%$ 左右,是研究区目的层位孔隙的重要贡献者之一。

(5) 杂基溶孔。在研究区主要是指泥岩杂基发生溶解所形成的溶孔,多为不规则状,其孔径往往很小( $<1\mu\text{m}$ ),在研究区不是很发育,对有效孔隙度贡献值也很小。

(6) 裂隙。对研究区岩心观察过程中,在Z59

井、Z72井、Z66井、Z65井可见到的裂缝长度最大可达 $8\text{ m}$ ,多为高角度裂缝,裂缝宽度为 $2\sim 3\text{ mm}$ ,多为开启性裂缝(图4f),少数见方解石半充填,这种砂岩裂隙可使砂岩的渗透率提高 $1\sim 2$ 倍,在运输油气方面起到很重要的作用<sup>[6]</sup>。这种裂缝在研究区发育较好。镜下所见微裂隙直径主要分布在 $5\sim 50\mu\text{m}$ 之间,其所形成的总孔隙度占 $1\%\sim 2\%$ ,构成的储集空间很小,对孔隙度的影响不大,但正是由于微裂隙的存在,连通了孤立状存在的孔隙,形成了砂岩的渗滤通道,提高了岩石的渗透率。

据研究区大量铸体薄片观察和大量岩石标本的扫描电镜分析,苏里格气田东二区山<sub>1</sub>段、盒<sub>5</sub>段孔隙类型以岩屑溶孔、晶间孔为主。孔隙组合类型主要有晶间孔+溶孔型、溶孔+晶间孔+粒间孔型。盒<sub>5</sub>段面孔率平均为 $2.079\%$ ,平均孔径可达 $76.5934\mu\text{m}$ ,山<sub>1</sub>段面孔率平均为 $1.81\%$ ,平均孔径为 $18.6167\mu\text{m}$ ,可见盒<sub>5</sub>段储层的孔隙发育要比山<sub>1</sub>段储层好些。

#### 4.2 储层孔隙喉道特征

根据铸体薄片和压汞资料提取的特征参数可以定量表征储层微观孔隙结构特征。压汞法是目前研究岩石孔隙结构特征常用的方法,几个重要的特征参数包括:①反映孔喉大小的参数:排驱压力(MPa)、中值压力(MPa)、中值半径( $\mu\text{m}$ )、最大孔喉半径( $\mu\text{m}$ )、孔喉半径平均值( $\mu\text{m}$ );②表征孔喉分选特征的参数:分选系数、变异系数、均质系数;③反

映孔喉连通性及控制流体运动特征: 最大进汞饱和度(%)、退汞效率(%). 根据山<sub>1</sub>段、盒<sub>8</sub>段毛细管压力测定的参数统计结果(表 2), 砂岩的孔隙结构具有如下特征:

(1) 从孔喉大小来看, 研究区山<sub>1</sub>段、盒<sub>8</sub>段储层砂岩具有排驱压力高、中值压力低、中值半径小等特点. 排驱压力在 0.12~3.85 MPa 之间, 平均为 1.145MPa, 中值压力变化范围较大, 在 1.34~35.6MPa 之间均有分布, 表明岩石孔喉分布不均匀. 中值半径分布范围在 0.02~0.85μm 之间, 平均为 0.11μm, 最大孔喉半径范围在 0.37~5.66μm 之间, 平均为 1.915μm, 中值半径基本都小于 0.05μm, 以发育小孔喉为主, 反映出研究区孔喉半径普遍较小的特点.

(2) 从孔喉分选特征来看, 山<sub>1</sub>段、盒<sub>8</sub>段储层

孔喉分选系数分布在 0.98~4.21 之间, 平均为 1.62, 均值系数分布在 0.08~0.52 之间, 平均为 0.155, 变异系数分布在 0.06~0.52 之间, 平均为 0.135, 反映出研究区成岩作用强烈, 孔喉分选较差, 孔隙喉道分布不均匀的特征.

(3) 从孔喉连通性来看, 最大进汞饱和度分布范围较大, 在 17.46%~89.6% 之间均有分布, 平均为 65.21%, 退汞效率一般在 27.98%~67.2% 之间, 平均为 53.525%, 反映出山<sub>1</sub>段、盒<sub>8</sub>段储层孔喉连通性较差的特点.

### 4.3 孔隙结构特征和评价

根据孔隙结构特征和压汞资料统计, 苏里格气田东二区山<sub>1</sub>段、盒<sub>8</sub>段储层可以分为 4 类(图 5, 表 2), 其中 I 类储层、II 类储层是研究区的优质储层, III 类储层是研究区的中等储层, IV 类储层为非储层.

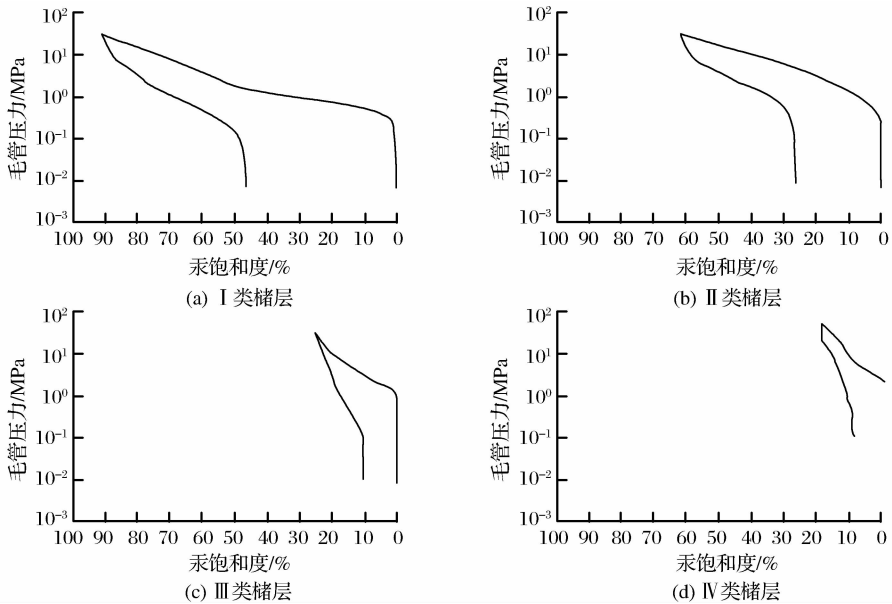


图 5 不同类型储层的毛细管压力曲线特征

(a) Z52 井, 2 731 m, 盒<sub>8</sub><sup>F</sup> 亚段,  $\varphi=14.31\%$ ,  $K=2.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; (b) T31 井, 2 827.2 m, 盒<sub>8</sub><sup>F</sup> 亚段,  $\varphi=10.38\%$ ,  $K=0.952 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; (c) T32 井, 2 663.1 m, 盒<sub>8</sub><sup>F</sup> 亚段,  $\varphi=5.52\%$ ,  $K=0.282 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; (d) Z40 井, 3 244.4 m, 山<sub>1</sub>段,  $\varphi=3.8\%$ ,  $K=0.042 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

表 2 不同类型储层的压汞参数统计

评价参数	类别			
	I 类储层	II 类储层	III 类储层	IV 类储层
物性				
孔隙度 / %	$\geq 12$	12~9	9~5	$< 5$
特征				
渗透率 / ( $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	$\geq 1$	1~0.5	0.5~0.1	$< 0.1$
压汞				
排驱压力 / MPa	$\leq 0.4$	0.4~0.8	0.8~2	$\geq 2$
曲线				
中值半径 / μm	$\geq 0.5$	0.5~0.1	0.1~0.04	$\leq 0.04$
特征				
分选系数	$\leq 1.6$	1.6~2	2~2.6	$\geq 2.6$
退汞效率 / %	$\geq 46$	46~40	40~36	$\leq 36$
孔隙组合	晶间孔+溶孔、溶孔	晶间孔+溶孔+粒间孔、溶孔型	微孔—晶间孔、溶孔—晶间孔	微孔、微孔—晶间孔
评价	好	中—好	中	差

注: 据中国石油长庆油田天然气储层评价标准修改

(1) I类储层。压汞曲线为平台型,孔喉连通性好,粗歪度,排驱压力小,小于0.4MPa,退汞效率高,一般大于46%,孔喉分选系数一般小于1.6。孔隙组合类型主要为晶间孔+溶孔型。储集物性好,孔隙度大于12%,渗透率一般大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,是研究区最好的孔隙结构类型。

(2) II类储层。压汞曲线为具一定斜率的平台型,孔喉分选较好,排驱压力为0.4~0.8MPa,中值半径平均在0.1~0.5 $\mu\text{m}$ 之间,孔隙组合类型为晶间孔+溶孔+粒间孔型、溶孔型。物性较好,孔隙度为9%~12%,渗透率为 $(0.5 \sim 1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,是研究区主要的孔隙结构类型。

(3) III类储层。压汞曲线平台斜率大,孔喉连通性较好,排驱压力一般在0.8~2MPa之间,孔隙组合类型主要为微孔—晶间孔、溶孔—晶间孔,储集物性中等,孔隙度为5%~9%,渗透率为 $(0.1 \sim 0.5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。该类型储集物性中等,在研究区普遍发育。

(4) IV类储层。该类孔隙结构在研究区比较常见,压汞曲线表现为陡坡形,排驱压力大,一般大于2MPa,退汞效率低,小于36%,中值半径小,孔隙组合类型以微孔、微孔—晶间孔为主,储集物性差,基本无储集能力。孔隙度一般小于5%,渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,为研究区差的孔隙结构类型。

据研究区所有孔隙结构压汞参数统计结果分析得出:苏里格气田东二区山<sub>1</sub>段、盒<sub>8</sub>段均以III类储层和II类储层为主,尤其是III类储层分布最广,该类储层在山<sub>1</sub>段的累积面积占总面积的70.23%,在盒<sub>8</sub>段占总面积的64.23%;I类储层在研究区分布十分零星,在山<sub>1</sub>段该类储层面积占总面积的0.28%,在盒<sub>8</sub>段占总面积的0.35%;IV类储层呈分散状分布,分布面积也较小,山<sub>1</sub>段储层累积面积占总面积的5.37%,盒<sub>8</sub>段占5.45%。由此看来苏里格气田东二区为典型的低孔、低渗储层。

## 5 影响孔隙结构的主要因素

苏里格地区二叠系气藏类型为砂岩岩性气藏,气藏的分布主要受储集砂体控制。在综合分析研究区地质背景、沉积微相、成岩作用及孔隙结构特征的基础上,认为研究区砂岩的孔隙结构主要受砂岩的沉积特征和成岩作用2方面因素的控制。

沉积微相对储集岩的空间分布和储集物性特征均有很大影响,不同的沉积微相中,砂岩的岩石类型、粒度、沉积构造、岩相组合及原始物质组分均不相同<sup>[7]</sup>。苏里格气田东区盒<sub>8</sub>段主要形成于以辫状

河为主体的辫状河—三角洲沉积环境,山<sub>1</sub>段主要形成于以曲流河为沉积主体的曲流河—三角洲沉积环境<sup>[8]</sup>,这种以河流为主的沉积环境下沉积的岩性以中—粗砂岩为主,粉细砂岩次之。统计表明,粒度是影响砂岩孔渗性,尤其是孔隙度的一个重要因素,砂岩粒度与面孔率呈线性正相关关系。粗粒岩石的形成往往是在水动力条件比较强的环境,高能环境下泥质充填物多不易随之沉积,而粗粒碎屑格架支撑的岩石也具有较高的原始孔隙空间。研究区砂岩物性与颗粒粒度的关系密切相关,统计结果表明,孔隙度大于8%、渗透率大于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层粒度中值通常都分布于0.50mm以上的粗砂岩中。当然研究区不同沉积微相类型的砂岩特征(岩相类型、颗粒分选性、磨圆度)会有一些差异,这些差异则使得砂岩的储集物性有所不同。

研究区埋藏深度大、时间长,经历了复杂的成岩作用,压实作用的结果使颗粒间的原生粒间孔隙极度缩小。苏里格气田较慢的沉降速率导致早期胶结作用较为发育<sup>[9-10]</sup>,研究区伊利石、高岭石、硅质、碳酸盐等胶结物所占比重大,对储层物性影响更严重,随着胶结物含量的增高,孔渗值下降<sup>[6]</sup>。且后期的溶蚀作用又改善了储层的孔隙度。另外,同沉积期火山作用控制了储层中次生溶孔的形成,河流砂质沉积中的火山喷发碎屑化学性质不稳定,在中晚成岩作用阶段易被溶蚀形成次生孔隙<sup>[1]</sup>,增大了砂岩孔隙度。

## 6 结论

(1)苏里格气田东二区山<sub>1</sub>段储层、盒<sub>8</sub>段储层孔隙度和渗透率都较小,为典型的低孔低渗储层;孔隙类型主要为岩屑溶孔和晶间孔,孔隙组合类型主要以晶间孔+溶孔型、溶孔+晶间孔+粒间孔型为主;总体而言,盒<sub>8</sub>段储层的孔隙发育要比山<sub>1</sub>段储层好。

(2)研究区山<sub>1</sub>段储层、盒<sub>8</sub>段储层孔喉半径普遍较小;孔喉分选较差,孔喉喉道分布不均匀;孔喉连通性差,这也是储层非均质性强的主要原因。

(3)根据储层物性和孔隙结构参数将研究区储层分为4种类型,以III类储层和II类储层为主,属中等储层。

(4)研究区储集砂岩的孔隙结构特征主要是由沉积作用和成岩作用2个因素控制,沉积作用奠定了砂岩的物质组分基础和初始结构特征,并影响早期成岩环境;而成岩作用改造最终塑造了研究区砂岩低孔、低渗的整体特征。

致谢:中国石油长庆油田分公司苏里格气田研究中

心李跃刚总工程师、李进步副总工程师、李义军工程师和赵忠军工程师等为本文提供了很大帮助; 山东省油气勘探开发工程技术研究中心、山东省沉积成矿作用与沉积矿产重点实验室、胜利油田分析测试中心等承担了本文的分析测试工作, 作者谨此致以衷心的感谢!

#### 参考文献:

- [1] Li Yijun, Wang Junjie, Fan Aiping, *et al.* Analysis of main control factors on capacity of gas well in the east area of Sulige gas field, Ordos basin[J]. Journal of Shandong University of Science and Technology: Natural Science Edition, 2010, 29(2): 14-19. [李义军, 王军杰, 樊爱萍, 等. 苏里格气田东区气井产能主控因素分析[J]. 山东科技大学学报: 自然科学版, 2010, 29(2): 14-19.]
- [2] Zhu Xiaomin, Sun Chao, Liu Chenglin, *et al.* Reservoir diagenesis and fluid-rock interaction simulation of the Sulige gas field in the Ordos basin[J]. Geology in China, 2007, 34(2): 276-282. [朱筱敏, 孙超, 刘成林, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田储层成岩作用与模拟[J]. 中国地质, 2007, 34(2): 276-282.]
- [3] Liu Ruie, Sun Fenjin, Bai Wenhua, *et al.* An approach to the generating mechanism of secondary pores and pore evolution model of He 8 gas layer in Suligemiao gas field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(4): 47-49. [刘锐娥, 孙粉锦, 拜文华, 等. 苏里格庙盒<sub>8</sub>气层次生孔隙成因及孔隙演化模式探讨[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(4): 47-49.]
- [4] Chen Fengxi, Wang Yong, Zhang Ji, *et al.* He8 reservoir's favourable development blocks in Sulige gasfield, Ordos basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(1): 94-99. [陈凤喜, 王勇, 张吉, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田盒<sub>8</sub>气藏开发有利区块优选研究[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(1): 94-99.]
- [5] Li Yijun, Fan Aiping, Li Fuping, *et al.* Reservoir properties and control factors of Permian sands in Sulige gas field, Ordos basin[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2009, 16(6): 12-14. [李义军, 樊爱萍, 李浮萍, 等. 苏里格气田二叠系砂体储集性能及其控制因素[J]. 特种油气藏, 2009, 16(6): 12-14.]
- [6] Wei Honghong, Li Wenhou, Shao Lei, *et al.* The effect factors and characteristics of Permian reservoir in Suligemiao region[J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 2002, 22(3): 42-46. [魏红红, 李文厚, 邵磊, 等. 苏里格庙地区二叠系储层特征及影响因素分析[J]. 矿物岩石, 2002, 22(3): 42-46.]
- [7] Zhu Hongquan, Xu Hongjie. Factors affecting reservoir properties of upper Paleozoic in Ordos basin[J]. Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition, 2005, 32(2): 133-137. [朱宏权, 徐宏节. 鄂尔多斯盆地北部上中生界储层物性影响因素[J]. 成都理工大学学报: 自然科学版, 2005, 32(2): 133-137.]
- [8] Shen Yulin, Guo Yinghai, Li Zhuangfu. Sedimentary facies of the Shanxi Formation and Member 8 of Xiashihezi Formation of Permian in Suligemiao area, Ordos basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2006, 8(1): 53-62. [沈玉林, 郭英海, 李壮福. 鄂尔多斯盆地苏里格庙地区二叠系山西组及下石盒子组盒<sub>8</sub>段沉积相[J]. 古地理学报, 2006, 8(1): 53-62.]
- [9] Li Huijun, Wu Tairan, Ma Zongjin, *et al.* Research on the basic characteristics and control factors of high-quality reservoir in Sulige gas field[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(8): 12-16. [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.]
- [10] Zhang Yuqing, Wang Zhizhang, Zhang Na. Research on sand body identification and gas bearing area prediction of He8 Member in Su X well block of Sulige gas field[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(1): 164-170. [张雨晴, 王志章, 张娜. 苏里格气田苏X井区盒<sub>8</sub>段砂体组别及含气性预测研究[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(1): 164-170.]

## Pore Structure of Reservoir Rocks in Shan<sub>1</sub> and He<sub>8</sub> Members, the East II Block of Sulige Gas Field

FAN Ai-ping, ZHAO Juan, YANG Ren-chao, HAN Zuo-zhen, WANG Yan-long, WANG Xiu-ping

(Shandong Provincial Key Laboratory of Depositional Mineralization & Sedimentary Minerals,

College of Geological Sciences & Engineering, Shandong University of Science and Technology, Qingdao 266510, China)

**Abstract:** Compact sandstone reservoirs of Sulige gas field in Ordos basin is becoming the main limitative factor for exploration and exploitation of natural gas. It is significant for output of natural gas in this area to understand the characteristics of pore structure of reservoirs. The micro-pore structure of reservoirs in the first member of Shanxi Formation (Shan<sub>1</sub>) and eighth member of Shihexizi Formation (He<sub>8</sub>) in Permian are conducted by means of slice identification, observation of SEM, casting slice and mercury injection in the east II block of Sulige gas field. Results show that: ① Shan<sub>1</sub> and He<sub>8</sub> reservoir is characterized as low-porosity, low-permeability and strong-heterogeneity; ② pore types of reservoirs are solution pores of debris and intracrystalline pore; ③ small pore-throat radius, poor sorting, poor heterogeneity and poor connectivity. According to physical properties of reservoirs and parameters of pore structure, reservoirs can be divided into four types, and dominated type III and II. So, we consider that sedimentation and diagenesis are main controlling factors for low porosity and low permeability of sandstone reservoirs in the east II block of Sulige gas field, Ordos basin.

**Key words:** Ordos basin; Sulige Gas Field; Reservoir; Pore structure; Heterogeneity.