鄂尔多斯盆地南部上古生界低孔低渗砂岩储层成岩作用特征研究

闫建萍[1,2)],刘池洋[1)],张卫刚[3)],李彪[4)]

1) 西北大学大陆动力学国家重点实验室,西北大学含油气盆地研究所,西安,710069;

2) 兰州大学资源环境学院,兰州,730000;

3) 长庆油田分公司长中石油勘探开发项目经理部,西安,710021;

4) 辽河石油勘探局长城钻探国内市场部,辽宁盘锦,124010

内容提要:对鄂尔多斯盆地南部山西组二段—下石盒子组八段储层砂岩的岩石学特征、孔隙类型与物性特征、胶结物种类及成岩作用特点的详细研究表明:山西组二段—下石盒子组八段砂岩的主要孔隙类型大部分是与胶结物和泥质杂基有关的微孔隙,也是造成研究区砂岩储层低孔低渗的内在原因之一。砂岩主要的成岩作用包括机械压实作用、胶结作用、溶蚀溶解作用。压实作用是成岩早期导致砂岩储层质量变差的主要原因之一;胶结作用包括硅质胶结、钙质胶结和粘土矿物胶结,硅质胶结对储层物性的贡献大于其他胶结类型,方解石是造成储层物性降低的主要胶结物;煤系地层埋藏后提供的酸性孔隙流体造成早期长石和方解石的溶蚀溶解,形成次生孔隙,对早期储层物性起到了一定的改善作用,但由于后期强烈的方解石胶结作用而消失殆尽。

关键词:鄂尔多斯盆地南部;山西组二段—下石盒子组八段;低孔低渗;成岩作用

鄂尔多斯盆地晚古生代地层分布广,含油气层位多,具有丰富的天然气资源和巨大的潜力。近年来,对盆地中北部的上古生界从生烃、沉积、储层、构造及成藏等方面进行了较为系统的研究,显示有利储层主要发育于山西组和下石盒子组三角洲平原分流河道和三角洲前缘水下分流河道砂体,沉积相带控制着气藏分布,气田主要是大型的岩性气藏(何自新,2003;王怀厂等,2005;林雄等,2005;汪泽成等,2005)。但全盆地古生界天然气勘探很不均衡,目前所发现的大气田主要分布在盆地中北部,盆地南部地区尚无重大突破。其原因除了盆地南部构造相对复杂之外,沉积特征和成岩作用的影响也不容忽视。朱宏权等(2005)认为储层物性北好南差的原因,主要是由于沉积相和成岩作用差异所致。储集砂体的宏观分布明显受沉积相带的控制,成岩作用对储集层发育的控制则是多方面的,其中有些会受沉积因素的继承性影响,如由于砂岩原始沉积组分不同而造成后期成岩作用差异明显,致密化程度不一致(杨奕华等,2008)。在盆地北部以成分成熟度高而结构成熟度中等的岩石类型为主的储层中,主体发育次生溶孔和高岭石晶间孔(王峰等,2009),东部地区则以残余原生粒间孔和溶蚀孔隙为主(季汉成等,2008),以上两地区的硅质胶结对储集空间的影响都是弊大于利,溶蚀作用对改善储层物性起着决定性作用。杨县超等(2009)认为,苏里格气田储层渗透性差的主要原因是由于孔隙结构非均质性强、孔隙类型多样、粒间孔百分比低造成的。

本文通过对盆地南部山西组二段—下石盒子组八段储层砂岩的岩石学特征、孔隙类型与物性特征、胶结物种类及成岩作用特点的详细研究,分析了主要的成岩作用事件对致密储层物性的影响。该研究对鄂尔多斯盆地南部地区的油气成藏与油气勘探开发具有重要的理论意义和实际意义。

1 石油地质背景

鄂尔多斯盆地为四盆三重叠合(中生代/晚古生

注:本文为国家重点基础研究发展计划项目(编号2003CB214607)、教育部长江学者和创新团队发展计划"能源盆地油气地质"项目(编号IRT0559)资助成果。

收稿日期:2009-04-06;改回日期:2009-08-03;责任编辑:周健。

作者简介:闫建萍,女,1974年生。博士研究生,讲师。主要从事盆地流体与成岩作用、油气地质地球化学和层序地层学方面的教学与研究工作。Email:yanjp@lzu.edu.cn。通讯作者:刘池阳,笔名刘池洋,男,1953年生。教授,博士生导师,国家"973"项目首席科学家。主要从事盆地动力学、油气地质与勘探、构造地质、能源地质方面的教学与科研工作。Email:lcy@nwu.edu.cn。

代/早古生代/元古宙)盆地(刘池洋,2007),其中晚古生代属于大华北克拉通盆地的一部分(赵重远,1990;刘池洋等,2006)。晚古生代地层从下往上依次为上石炭统本溪组、下二叠统太原组和山西组、中二叠统下石盒子组和上石盒子组、上二叠统石千峰组。其中石炭纪—早二叠世早期主要为海陆交互相沉积环境,形成了盆地内广泛分布的煤系烃源岩沉积和砂岩储集层,早二叠世晚期开始盆地演变为克拉通内陆盆地,主要沉积了一套三角洲砂体和湖泊砂体(翟爱军等,1999;胡江奈等,2001;刘锐娥等,2002)。广覆型的煤系烃源岩、大面积展布的砂岩储集层和平缓西倾的区域构造背景,使盆地上古生界广泛发育大型的砂岩岩性气藏(付金华等,2008)。因此,寻找渗透性砂岩储集层就成为上古生界岩性气藏勘探的关键。

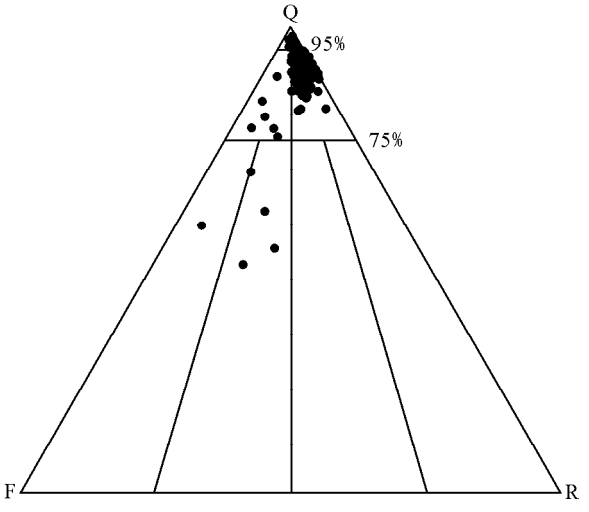


图 1 山西组二段—下石盒子组八段砂岩成分三角图

Fig. 1 Triangular diagram showing classification of sandstones from the 2nd Member of Shanxi Formation to the 8th Member of Lower Shihezi Formation

2 砂岩的岩石学特征

根据 233 个砂岩薄片的显微镜下定量统计结果显示:山西组二段—下石盒子组八段砂岩中的石英含量为 7.9%～96.7%,平均值为 73%;长石的含量为 0%～23.4%,平均值为 1.7%;岩屑的含量为 0%～11%,平均值为 7.8%。胶结物以钙质和硅质为主,其中,钙质胶结物以方解石为主,含量为 0%～41.8%,平均值为 3.4%。菱铁矿次之,含量为 0%～5%,平均值为 0.9%,含少量白云石。方解石胶结物分布极不均匀,局部富集含量可达 23%以上,形成嵌晶式胶结。硅质胶结物发育较普遍,以石英次生加大边和自生石英的形式存在,含量为 0%～15%,平均值为 4.3%。杂基主要为粘土矿物,含量为 0%～41.5%,平均值为 12%,但杂基含量变化范围较大,最高可达 40%以上。其中粘土矿物以伊利石最发育,其次是绿泥石和高岭石。

研究区上古生界山西组二段—下石盒子组八段岩石类型以岩屑石英砂岩为主,其次为石英砂岩,少量长石石英砂岩和岩屑长石砂岩(图 1)。

3 砂岩孔隙类型及物性特征

孔隙按成因可划分为原生孔隙和次生孔隙。原生孔隙会随着压实、胶结、压溶等成岩作用的加强逐渐减少,同时,部分可溶性的碎屑颗粒或易溶解胶结物将随埋深加大发生溶解和迁移,形成次生孔隙。通过普通薄片、铸体薄片显微镜下观察和扫描电镜观察,并依据次生孔隙的识别标准(Shanmugam,1985)和碎屑岩储层次生孔隙的分类方法(邸世祥等,1991)表明:杂基间的微孔隙、颗粒边缘孔隙、残余粒间孔等原生孔隙和次生晶间孔是研究区山西组二段—下石盒子组八段砂岩的主要孔隙类型(表 1),其次是次生的溶蚀微孔隙,另外还有少量的粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔和压溶缝及其极少量的云母片间微孔隙、溶蚀铸模孔、溶蚀扩大孔和裂缝孔。由表 1 可见,山西组二段—下石盒子组八段砂岩的主要孔隙类型大部分是与胶结物和泥质杂基有关的微孔隙,孔隙个体大的粒间孔隙占孔隙总体积的比例较小,这是造成研究区砂岩储层低孔低渗的内在原因之一。原生孔隙中,杂基间的微孔隙虽然单体较小,但数量众多造成总体孔隙体积大的优势,同时由于天然气对储层的渗透性要求相对宽松,所以是重要的储集空间。颗粒边缘孔隙作为重要的渗滤通道,也具有较大的空间。残余粒间孔孔径大、所占比例相对较多,也具有重要意义。次生孔隙中,碳酸盐胶结物、硅质胶结物和自生泥质胶结物在充填粒间时,因经历多次沉淀停顿造成晶间缺陷而形成的晶间孔是主要的孔隙类型。溶蚀作用总体强度不够大,形成最多的是小规模的溶蚀粘土矿物形成的微孔隙,在数量上对储集空间起了比较积极的作用。

田波等(2003)对研究区储层物性分析资料统计结果表明,下石盒子组八段砂岩储层孔隙度平均值 6.7%,渗透率平均值 0.5×10^{-3} μm²,山西组一段砂岩孔隙度平均值4.8%,渗透率平均值 0.27×10^{-3} μm²,山西组二段砂岩孔隙度平均值 4.2%,渗透率平均值 0.2×10^{-3} μm²。下石盒子组八段储层

表 1　山西组二段—下石盒子组八段砂岩的主要孔隙类型

Table 1　The main pore types of sandstones from the 2nd Member of Shanxi Formation to the 8th Member of Lower Shihezi Formation

孔隙类型		孔隙特征及成因	所占比例	孔隙大小	有效性	重要性
原生孔隙	杂基间微孔隙	原始沉积杂基之间的微孔隙	20	小	一般	3
	颗粒边缘孔隙	分布于线状颗粒的边缘	15	较大	好	2
	残余粒间孔	粒间部分被充填后残余的孔隙	15	大	很好	1
	粒间孔	粒间未被胶结物充填的孔隙	5	大	很好	6
次生孔隙	晶间孔	泥质、硅质胶结物晶间发育	15	小	较好	4
	溶蚀微孔隙	胶结物和泥质杂基被溶蚀	10	较小	较好	5
	粒内溶孔	长石、岩屑粒内被溶蚀	5	较大	较差	9
	粒间溶孔	粒间胶结物被溶蚀	5	较大	较好	7
	压溶缝	在富泥质条带中脱水溶蚀形成	5	中等	较好	8

物性明显好于山西组储层,其中平均孔隙度绝对值高出将近 2%,平均渗透率则是山西组的 2 倍,山西组一段和山西组二段砂岩的物性相当。各个层段孔隙度和渗透率之间有一定的正相关关系(图 2),其中下石盒子组八段和山西组一段砂岩孔隙度和渗透率对数之间的相关系数超过0.5,说明这两个层段可能以球形孔隙为主,连通性较好,而山西组二段相关性较差,相关系数为 0.36,说明孔隙类型及大小分选性不好,发育的孔隙类型较多。

4　成岩作用及其对储层物性的影响

4.1　成岩共生序列与成岩阶段

按照自生矿物或成岩事件首次出现的相对顺序、自生矿物种类及组合,结合储层埋藏史、包裹体均一温度、镜质组反射率,参照碎屑岩成岩作用阶段划分和不同成岩阶段、不同地层水介质条件下的成岩作用模式,将研究区的成岩演化序列、成岩阶段划分及孔隙演化曲线归纳如图 3。

研究区山西组二段—下石盒子组八段储层最大埋深可达 5000 m,所测镜质组反射率 R_o 很高,介于 1.93%～3.85%之间,普遍大于 2.25%。包裹体均一温度分析结果显示(胡宗全,2003),方解石包裹体均一温度主要分布区间为 105～130℃,硅质胶结物包裹体均一温度主要分布区间为 90 ～150℃,下石盒子组八段—山西组二段储层主要处于晚成岩阶段 A_2 期和 B 期。

早成岩阶段深度小于 2000 m,R_o<0.5%,伊蒙混层比>50%,古地温<77℃,有机质热演化处于生化甲烷阶段,孔隙水性质偏酸性到酸性,主要的成岩作用过程包括机械压实作用、颗粒边缘粘土膜形成到向伊利石转化、部分自生伊利石和绿泥石生成、长石的早期高岭石化和轻微的溶蚀、少量硅质胶结物沉淀。到该阶段末期,孔隙度降至 18%左右。晚成岩 A_1 阶段,岩石进入深埋藏(2000～3000 m),0.5%<R_o<0.7%,伊蒙混层比介于 50%～35%之间,古地温可达 108℃,有机质热演化处于裂解烃阶段,孔隙水性质呈酸性,主要的成岩作用过程有压溶作用、自生粘土矿物的继续生成和铝硅酸盐类的溶蚀作用及少量油气注入。

晚成岩 A_2 阶段,深度大于 3900 m,0.7%<R_o<1.3%,伊蒙混层比介于 35%～15%之间,最高古地温 135℃,有机质热演化处于凝析油—湿气阶段,孔隙水性质呈酸性,成岩作用过程包括普遍的硅质胶结作用、压溶作用的继续、轻微的溶蚀作用和烃类的

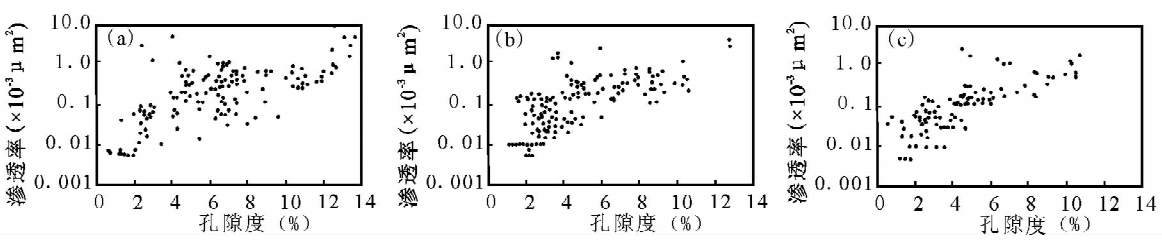


图 2　山西组二段—下石盒子组八段实测孔隙度与渗透率关系图

Fig. 2　The relationship between porosity and permeability of sandstones from the 2nd Member of Shanxi Formation to the 8th Member of Lower Shihezi Formation

(a)—下石盒子组八段;(b)—山西组一段;(c)—山西组二段

(a)—The 8th Member of Lower Shihezi Formation;(b)—the 1st Member of Shanxi Formation;(c)—the 2nd Member of Shanxi Formation

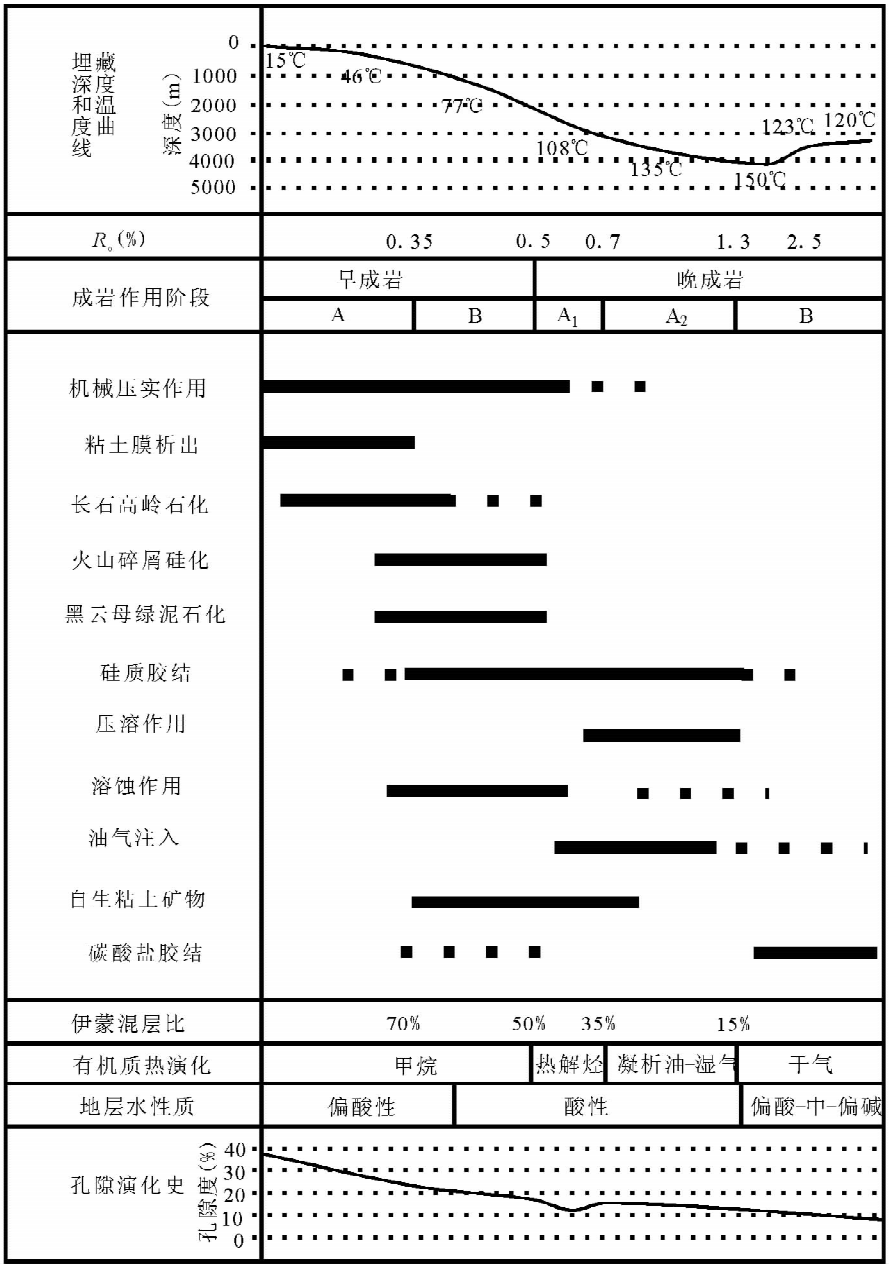


图 3 山西组二段—下石盒子组八段储层成岩共生序列及孔隙演化

Fig. 3 Diagenetic paragenesis and pore evolution of sandstone from the 2nd Member of Shanxi Formation to the 8th Member of Lower Shihezi Formation

大量生成。到该阶段末期,孔隙度降至 10%左右。晚成岩阶段 B 期,深度大于 4100 m,R_o>1.3%,伊蒙混层比<15%,古地温>150℃,有机质热演化处于干气阶段,孔隙水性质呈碱性,主要成岩作用包括方解石胶结作用、天然气注入及轻微的硅质胶结作用。到该期末,平均孔隙度小于 10%。

4.2 压实作用对储层物性的影响

压实作用是除基质以外导致砂岩储层质量变差的主要成岩作用类型。鄂尔多斯盆地山西组二段—下石盒子组八段属于软质的煤系地层,而且岩石中的岩屑也主要为软质的千枚岩岩屑和泥质岩屑,抵御压实作用的能力较差,因此压实作用是成岩早中期使储集物性变差的主要作用。根据薄片观察,随着压实作用的增强,碎屑颗粒之间由点接触变成线接触和凸凹接触;千枚岩屑、泥质岩屑等软质岩屑被压扁和碎屑颗粒的定向排列;泥质填隙物围绕碎屑颗粒顺层流动;石英颗粒内具波状消光和应力纹;在局部泥质富集条件下,岩屑和长石被压裂,裂缝被硅质和泥质胶结物充填。早期压实形成的以微孔隙为特征的致密储层,严重影响了储层的孔渗性。随着

埋深的增大,压实作用对储集物性的影响逐渐减弱。

4.3　胶结作用对储层物性的影响

根据 158 个砂岩薄片显微镜下鉴定和配套的 X-射线衍射分析结果表明(表 2),研究区砂岩中的胶结物主要为次生加大石英、孔隙充填石英和方解石,其次是粘土矿物伊利石和绿泥石,高岭石和伊/蒙混层也是普遍存在的胶结物。部分砂岩中还可见白云石、菱铁矿等。

表 2　山西组二段—下石盒子组八段砂岩中平均胶结物含量(%)统计表

Table 2　Quantitative statistics (%) of the cements of sandstones from the 2nd Member of Shanxi Formation to the 8th Member of Lower Shihezi Formation

层位	样品个数	深度(m)	方解石	粘土矿物				硅质	白云石	菱铁矿	胶结物总量
				伊利石	绿泥石	高岭石	伊蒙混层				
山西组二段—下石盒子组八段	158	395.6～5137.9	3.4	7.1	2.3	1.9	0.7	4.3	0.47	0.9	20.07

砂岩中硅质胶结物有 4 种类型,分别是次生加大石英、孔隙充填石英、裂隙愈合石英和粘土矿物的硅化作用形成的石英。次生加大石英的加大方式与岩石中石英颗粒的含量有关。当石英颗粒含量较高、分选性较好,原生粒间孔发育的情况下,多个碎屑石英颗粒周边几乎都发育次生加大边。当岩石中岩屑、长石及泥质含量较高时,则只在靠近石英颗粒一侧加大边发育,且延长有限,形状也不规则。石英次生加大胶结物的最高含量为 3.1%左右,加大边的宽度为 0.013～0.033 mm。孔隙充填石英以微晶自形石英晶体充填于粒间孔、溶蚀孔和裂缝等剩余孔隙空间,呈六方锥和六方双锥状产出(图 4a)。裂隙愈合石英是指石英颗粒破裂后,在上覆地层压力或构造应力作用下,沿裂隙同时发生石英颗粒的压溶和硅质胶结物的沉淀,从而使破裂的石英颗粒重新愈合为一个整体。粘土矿物的硅化作用偶见。

硅质胶结物的形成时间跨度较长(图 3),从早成岩 A 期就已有形成,一直持续到晚成岩 B 期。硅质胶结发育的岩石一般粒度都较粗,分选好,且以石英为主。由于硅质胶结物质地坚硬,形成加大镶嵌致密结构,从而使岩石抗压实作用的能力增强,所以原生的残余粒间孔和颗粒边缘孔隙比较发育,部分粒间孔被多期硅质胶结物分割形成晶间孔。同时,在压实作用对孔隙的破坏减弱之后,这些原生的大孔隙抵御胶结物充填的能力也较强,常形成残余粒间孔。这些孔隙的有效性都比较好,对储层物性起到了积极的作用。下石盒子组八段硅质胶结较为发育,所以储层物性较好。

粘土矿物胶结物以伊利石发育较普遍,主要以蜂巢状和搭桥状形貌产出于碎屑颗粒的边缘或向粒间生长充填于粒间孔隙中(图 4b)。绿泥石包括黑云母的绿泥石化和自生绿泥石。砂岩中的黑云母大多数发生了强烈的绿泥石化,但仍保留了黑云母的形状和解理样式。自生绿泥石晶体呈板片状、纤维状和柳叶状分布于剩余粒间孔内、自生石英晶体之上或碎屑颗粒的边缘(图 4c)。高岭石呈书页状集合体赋存于孔隙壁为贴附状伊利石的孔隙之间或强烈交代长石颗粒,呈现长石假象(图 4d)

粘土矿物对储层物性的影响各不相同。在以泥质胶结为主,且胶结物总量相近的情况下,伊利石、绿泥石和高岭石对有效孔隙的贡献依次增大,这由它们的结构差异决定:贴附状碎屑伊利石通过堵塞孔隙喉道和减少粒间孔隙使砂岩的渗透率降低;当颗粒边缘有绿泥石薄膜时,一方面降低了岩石的孔隙度,但在一定程度上增强了岩石的抗压实能力,使一部分粒间孔隙得以保存;高岭石以分散颗粒状存在于粒间孔隙中,其晶间微孔隙是有效的天然气储集空间。但整体由于泥质含量过高,颗粒含量较少,导致岩石的抗压实能力很差,虽然晶间微孔隙发育,但孔隙和喉道半径太小而有效性差,所以物性较差。在以硅质胶结和泥质胶结为主的储层中,孔隙以残余粒间孔、颗粒边缘孔隙和泥质晶间微孔隙为主,由于硅质胶结物和较高的石英颗粒含量保证了岩石具有一定的抗压实能力,从而使粒间的粘土矿物不至于受压实脱水而完全失去孔隙。这种胶结类型在山西组一段较发育。

方解石是研究区的主要胶结物之一,可分为早晚两期。早期方解石胶结物含量很少,镜下识别相对困难,主要以较高的 $\delta^{18}O$ 异常、较低的包裹体均一温度为特征(胡宗全,2003),与晚期方解石胶结物相区别。早期方解石胶结物的数量少,一方面因为山西组二段—下石盒子组八段属于煤系地层,在埋藏初期其中的水生和陆生植物会产生大量腐殖酸,使地层水介质呈酸性,这种有机酸氢离子供给能力比碳酸的氢离子供给能力大 6～350 倍(Indu,1986)。正是这种有机酸的存在抑制了早期方解石

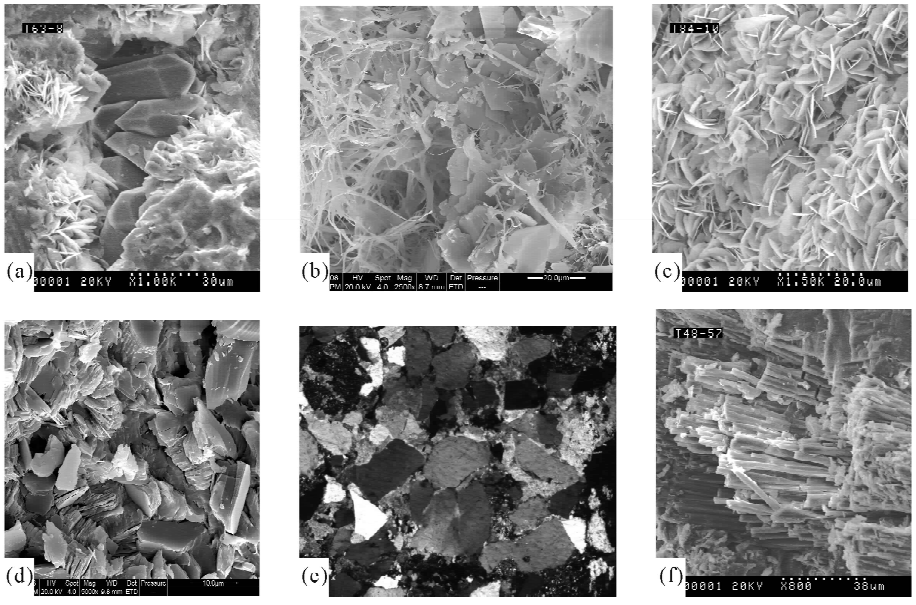


图 4 山西组二段—下石盒子组八段砂岩显微照片

Fig. 4 Micrographys of sandstone from the 2nd Member of Shanxi Formation to the 8th Member of Lower Shihezi Formation

(a)—粒间孔隙中生长的自生石英,陕 273 井,3310.5 m,山西组一段(扫描电镜,×1000);(b)—粒间孔隙中搭桥状伊利石,延 112 井,3163.4 m,下石盒子组八段(扫描电镜,×2500);(c)—板片状自生绿泥石,青 1 井,2899.31 m,下石盒子组八段(扫描电镜,×1500);(d)—书页状高岭石,延 109 井,2108.4 m,下石盒子组八段(扫描电镜,×5000);(e)—方解石胶结物,镇探 2 井,5048.43 m,下石盒子组八段(正交偏光,5×10);(f)—长石溶蚀粒内孔,富探 1 井,2644.38 m,下石盒子组八段(扫描电镜,×800)

(a)—Authigenetic quartz in inter-grain porosity, well Shan-273, 3310.5 m, 1st Member of Shanxi Formation (SEM, ×1000); (b)—bridge-shaped illite in inter-grain porosity, well Yan-112, 3163.4 m, 8th Member of Lower Shihezi Formation (SEM, ×2500); (c)—sheet-like authigenetic chlorite, well Qing-1, 2899.31 m, 8th Member of Lower Shihezi Formation (SEM, ×1500); (d)—page-shaped kaolinite, well Yan-109, 2108.4 m, 8th Member of Lower Shihezi Formation (SEM, ×5000); (e)—calcite cements, well Zhentan-2, 5048.43 m, 8th Member of Lower Shihezi Formation (cross polarized light, 5×10); (f)—intra-grain melting porosity of feldspar, well Futan-1, 2644.38 m, 8th Member of Lower Shihezi Formation (SEM, ×800)

的沉淀。另一方面可能还与后期的溶蚀作用有关,因为在储层埋深很大时,较高温度和压力条件下,由于地层热液的对流作用(钱峥等,1994),方解石不易沉淀,以遭受溶蚀为主。如果存在较多的早期方解石胶结物,则可能形成有意义的溶蚀孔隙(梁卫等,1994;穆曙光等,1994;张希明,1994;王安发等,1995)。同时早期方解石的存在一定程度上抑制了机械压实作用,使一部分原生孔隙得以保存。

晚期方解石胶结物以孔隙式胶结为主,由颗粒向孔隙中央依次分布粘土膜、石英次生加大边和方解石,说明晚期方解石形成于泥质和硅质胶结以后。方解石胶结物空间分布的差异性,造成了储层物性较强的非均质性(图 4e)。不同层段的孔隙度与方解石相对含量明显呈反比关系表明(图 5),方解石胶结物对储集物性有明显控制作用。当碳酸盐在胶结物中的含量小于 5%时,孔隙度可大可小,一般为 2%～15%;一旦方解石含量高于 5%时,孔隙度一般小于 6%,这是由于碳酸盐胶结物形成时间晚于泥质胶结物和硅质胶结物,充填成岩晚期仅存的剩余孔隙。这种胶结类型主要发育于山西组煤系地层砂岩中。方解石胶结物对碎屑岩储层孔隙的破坏作用在其他地区也可见(徐龙等,1994;纪友亮等,1995)。

4.4 溶蚀溶解作用对储层物性的影响

溶蚀溶解作用是形成次生孔隙、改善砂岩储层物性的主要成岩作用方式,尤其是有机酸溶蚀机理被提出之后(Surdam et al.,1989),对碎屑岩储层溶蚀溶解作用及其意义有了更为深刻的认识。总体上,山西组二段—下石盒子组八段储层经历的溶蚀溶解作用相对较弱,形成最多的次生孔隙是小规模的溶蚀粘土矿物形成的微孔隙,只在数量上对储集空间起了比较积极的作用。铸体薄片观察发现,早成岩阶段有部分早期方解石胶结物被溶解,长石被溶蚀的现象(图 4f),同时有早期高岭石生成。长石的溶蚀与煤系地层埋藏早期形成的酸性地层水有关。酸性地层水的存在抑制了早期方解石的沉淀,使岩石的抗压实能力没有明显的改善,导致长石溶

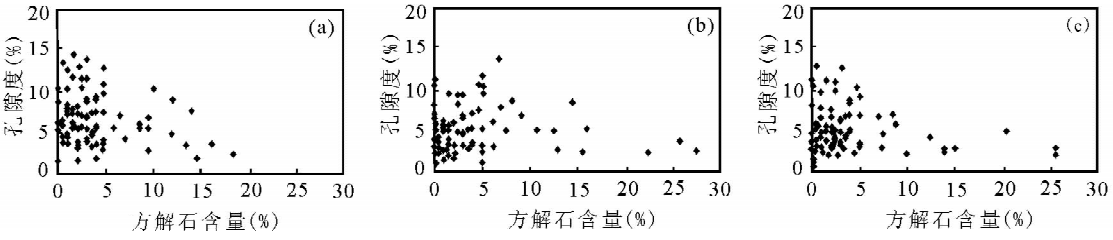


图 5　山西组二段—下石盒子组八段方解石胶结物含量与孔隙度关系图

Fig. 5　The relationship between calcite cements and porosity of sandstones from the 2nd Member of Shanxi Formation to the 8th Member of Lower Shihezi Formation

(a)—下石盒子组八段;(b)—山西组一段;(c)—山西组二段

(a)—The 8th Member of Lower Shihezi Formation;(b)—the 1st Member of Shanxi Formation;(c)—the 2nd Member of Shanxi Formation

解和自生高岭石形成,同时提供了具有较好活性的硅质作为硅质胶结物的来源。由于研究区砂岩中长石含量相对较少,形成的次生孔隙也较少。在长石含量高的地区,由长石溶蚀形成的次生孔隙可以成为主要的孔隙类型,对储层物性有显著的改善作用(赵国泉等,2005)。

山西组二段—下石盒子组八段储层至少经历了两次溶蚀溶解作用,早期溶蚀作用主要表现为对长石等易溶颗粒的溶解,形成的溶蚀孔隙较大,但由于发生时间较早,形成的次生孔隙被后期形成的胶结物充填而成为无效孔隙,后期溶蚀作用只是对一些泥质填隙物和少量胶结物溶蚀形成微孔隙,虽然总体数量较多,但溶蚀强度总体较差,对储层物性的贡献不是很大。

5　结论

综上所述认为:

(1) 鄂尔多斯盆地南部山西组二段—下石盒子组八段储层砂岩类型主要以含岩屑石英砂岩和岩屑石英砂岩为主,其次为石英砂岩。

(2) 杂基间的微孔隙、颗粒边缘孔隙、残余粒间孔等原生孔隙和次生晶间孔是研究区山西组二段—下石盒子组八段砂岩的主要孔隙类型,其次是次生的溶蚀微孔隙和少量的粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔和压溶缝。主要孔隙类型大部分是与胶结物和泥质杂基有关的微孔隙,孔隙个体大的粒间孔隙占孔隙总体积的比例较小,这是造成研究区砂岩储层低孔低渗的内在原因之一。

(3) 砂岩主要的成岩作用包括机械压实作用、胶结作用、溶蚀溶解作用。压实作用和胶结作用是造成砂岩孔隙度降低的主要原因。方解石是造成砂岩孔隙度降低的主要胶结物,其次是自生粘土矿物,硅质胶结在某种程度上对储集物性具有积极的作用。

(4) 煤系地层埋藏后提供的酸性孔隙流体造成早期长石和方解石的溶蚀溶解,形成次生孔隙,对早期储层物性起到一定的改善作用,但由于后期强烈的方解石胶结作用而消失殆尽。

参　考　文　献

邸世祥,祝总祺,柳益群,卢焕勇. 1991. 中国碎屑岩储集层的孔隙结构. 西安:西北大学出版社.

付金华,魏新善,任军峰. 2008. 伊陕斜坡上古生界大面积岩性气藏分布与成因. 石油勘探与开发,35(6):664～667.

何自新. 2003. 鄂尔多斯盆地演化与油气. 北京:石油工业出版社.

胡江奈,张哨楠,李德敏. 2001. 鄂尔多斯盆地北部下石盒子组—山西组成岩作用与储层的关系. 成都理工学院学报,28 (2):169～173.

胡宗全. 2003. 鄂尔多斯盆地上古生界砂岩储层方解石胶结物特征. 石油学报,24(4):40～43.

季汉成,杨潇. 2008. 鄂尔多斯盆地东部山西组山 2 段储层孔隙类型及成因分析. 高校地质学报,14(2):181～190.

纪友亮,赵澄林,刘孟慧. 1995. 东濮凹陷沙河街组碎屑岩成岩作用与有机质演化的关系. 石油与天然气地质,16 (2):148～154.

梁卫,张晓宇. 1994. 铁峰-昌图盆地上侏罗统砂岩储层次生孔隙形成机制研究. 矿物岩石,14 (3):62～67.

林雄,徐小蓉,侯中健,田景春,陈洪德,李君文,刘文均. 2005. 鄂尔多斯盆地北部山西期—下石盒子期盆地演化与天然气富集规律. 成都理工大学学报(自然科学版),32(2):138～141.

刘池洋,赵红格,桂小军,岳乐平,赵俊峰,王建强. 2006. 鄂尔多斯盆地演化-改造的时空坐标及其成藏(矿)响应. 地质学报,80(5):617～638.

刘池洋. 2007. 叠合盆地特征及油气赋存条件. 石油学报,28(1):2～7.

刘锐娥,孙粉锦,拜文华,马成华,黄月明. 2002. 苏里格庙盒 8 气层次生孔隙成因及孔隙演化模式探讨. 石油勘探与开发,29(4):47～49.

穆曙光,张以明. 1994. 成岩作用及阶段对碎屑岩储层孔隙演化的控制. 西南石油学院学报,16(3):22～27.

钱峥,赵澄林,刘孟慧. 1994. 济阳坳陷深层天然气致密砂岩储集空间成因. 石油大学学报(自然科学版),18(6):21～25.

田波,陈方鸿,胡宗全. 2003. 岩性控制下的测井储集层参数评价与预

测——以鄂尔多斯盆地南部上古生界碎屑岩储集层为例. 石油勘探与开发,30(6): 75～77.

王安发,游章隆. 1995. 川东北香溪群影响砂岩孔隙发育成岩作用因素. 成都理工学院学报,22 (2): 79～83.

王峰,田景春,陈蓉,李明瑞,肖玲. 2009. 鄂尔多斯盆地北部上古生界盒 8 储层特征及控制因素分析. 沉积学报,27(2): 238～245.

王怀厂,魏新善,白海峰. 2005. 鄂尔多斯盆地榆林地区山西组 2 段高效储集层形成的地质条件. 天然气地球科学,16(3): 319～323.

汪泽成,赵文智,门相勇,郑红菊,李熙喆. 2005. 基底断裂"隐性活动"对鄂尔多斯盆地上古生界天然气成藏的作用. 石油勘探与开发,32(1): 9～13.

徐龙,王振奇,张昌民. 1994. 南堡凹陷下第三系储层特征及其影响因素. 江汉石油学院学报,16 (2): 21～26.

杨县超,张林,李江,吴健. 2009. 鄂尔多斯盆地苏里格气田储层微观孔隙结构特征. 地质科技情报,28(3): 73～76.

杨奕华,包洪平,贾亚妮,于忠平. 2008. 鄂尔多斯盆地上古生界砂岩储集层控制因素分析. 古地理学报,10(1): 25～32.

翟爱军,邓宏文,邓祖佑. 1999. 鄂尔多斯盆地上古生界层序地层与储层预测. 石油与天然气地质,20(4): 336～340.

张希明. 1994. 塔里木盆地雅克拉地区卡普沙良群一段储油砂岩体沉积与孔隙发育特征. 石油实验地质, 16(4): 389～396.

赵国泉,李凯明,赵海玲,刘锐娥,孙粉锦,狄永军,李永涛. 2005. 鄂尔多斯盆地上古生界天然气储集层长石的溶蚀与次生孔隙的形成. 石油勘探与开发,32(1): 53～55.

赵重远. 1990. 鄂尔多斯盆地的演化历史、形成机制和含油气有利地区. 见:赵重远等主编. 华北克拉通沉积盆地形成与演化及其油气赋存. 西安:西北大学出版社.

朱宏权,徐宏节. 2005. 鄂尔多斯盆地北部上古生界储层物性影响因素. 成都理工大学学报(自然科学版), 32(2): 133～137.

Indu D M. 1986. Roles of organic matter in sediment diagenesis. SEPM,38:123～128.

Shanmugam G. 1985. Significance of secondary porosity in interpreting standstone composition. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin,69(3): 378～384.

Surdam R C, Crossey L J, Hagen E S. 1989. Organic-inorganic interaction and sandstone diagenesis. AAPG Bulletin,73(1): 1～23.

Diagenetic Characteristics of the Lower Porosity and Permeability Sandstones of the Upper Paleozoic in the South of Ordos Basin

YAN Jianping[1,2], LIU Chiyang[1], ZHANG Weigang[3], LI Biao[4]

1) *State Key Laboratory of Continental Dynamics (Northwest University), Institute of Oil and Gas of Northwest University, Xi'an*, 710069;

2) *College of Earth & Environmental Sciences, Lanzhou University, Lanzhou*, 730000;

3) *Changzhong Petroleum Exploration and Development Project, Changqing Oilfield Company, Xi'an*, 710021;

4) *Department of Western Market Manegement of Prospect Department, Liaohe Oil Field, Panjin, Liaoning*, 124010

Abstract

Detailed study on the rock property, pore types, measured porosity and permeability, cement and diagenesis of sandstones of the 2nd Member of Shanxi Formation to the 8th Member of Lower Shihezi Formation in the South of Ordos Basin indicates that the major pore types are micropores related to cement and clay mineral, which is the master factor leading to lower porosity and permeability. The main diagenesis types of sandstones are the mechanical compression, cementation and dissolution. Compression is one of the main factors that reduced the reservoir quality in early diagenetic stage. Cementation plays the most important role on the loss of porosity, especially the calcic cement, and the major cements include calcites, quartz overgrowths and clay minerals. The feldspar and calcite were dissolved by the organic acid liquids produced from the buried coal strata, which resulted in lots of secondary porosity in early diagenetic phase and contributed retention of reservoir quality of the sandstones, but the intense calcite cementation lately made the porosity loss.

Key words: the South of Ordos Basin; the 2nd Member of Shanxi Formation—the 8th Member of lower Shihezi Formation; lower porosity and permeability; diagenesis