

文章编号: 1000-0550(2001)04-0541-07

成岩作用对河流—三角洲相砂岩 储层物性演化的影响^① ——以延长油区上三叠统延长组长2砂岩为例

罗静兰¹ 张晓莉¹ 张云翔¹ 李玉宏² 武富礼²

(¹西北大学大陆动力学教育部重点实验室 西北大学地质系 西安 710069)

(²延长石油管理局 陕西延安 717208)

摘要 延长油区上三叠统长2地层河流相—三角洲相砂岩储层的物性明显受埋藏—成岩作用事件的影响。埋藏压实作用是导致砂岩孔隙丧失的主要原因,造成的平均孔隙度丧失为17.8%。其中黑云母的早期成岩蚀变是造成原生孔隙丧失的一个重要原因。胶结作用造成的平均孔隙度丧失为7.1%。其中碳酸盐胶结物和次生石英加大是造成砂岩物性降低的主要胶结物。碎屑颗粒周围绿泥石薄膜的存在阻止了一部分石英次生加大及碳酸盐胶结物的沉淀,使一部分原生粒间孔隙得以保存。晚期成岩阶段有机质分解形成的酸性流体及表生成岩作用阶段的大气降水是形成次生孔隙的主要原因,从而使长2砂岩的物性得到改善。

关键词 延长油区 上三叠统长2储层 成岩作用 物性演化

第一作者简介 罗静兰 女 1957年出生 副教授 沉积学、石油地质学

中图分类号 P618.130.2 **文献标识码** A

延长油区位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡带,该斜坡带为一向西缓倾的单斜,倾角不足1°。盆内断层极不发育,局部发育一些小型鼻状构造。自七十年代以来分别在陕北永坪、青化砭、安塞、靖边、横山、子长等油田发现了上三叠统长2油层。特别是近几年来在子北、冯庄、劳山等探区有了较大突破,引起了人们对于长2油层组的普遍关注和兴趣。但由于沉积环境、砂岩物质组成、盆地埋藏热演化史以及烃类注入史等因素的影响,成岩作用对砂岩储层的影响比较复杂,致使砂岩的物性在纵向上和横向上表现出较强的非均质性,直接影响了油气勘探开发的效果。本文通过对该区长2油层组砂岩储层成岩作用和储层物性演化规律的研究,探讨了主要成岩作用事件、砂岩的物质组成以及沉积相对其储集物性演化的影响,旨在揭示鄂尔多斯盆地类似的砂岩储层的埋藏—成岩—物性演化规律,为该类型油气藏的勘探与开发实践提供理论依据。

1 沉积相与砂岩的物性

区内长2沉积相的分布由北东向南西,依次为河流相沉积和三角洲相沉积。

河流相河道砂体以灰白色厚层块状中—细粒砂岩为主,少量含砾砂岩和砾岩。砂岩厚度一般为

10~20 m,叠加厚度可达35~40 m。砂体具向上变细的正粒序。发育中—大型槽状交错层、平行层理、波状交错层及块状层理。河道间沉积包括决口扇沉积(泥岩和细粒砂岩的不等厚互层)和漫滩沼泽沉积(粉砂岩和灰色~灰黑色泥岩,含丰富的植物化石碎片)。

三角洲相包括三角洲平原亚相和三角洲前缘亚相。以分流河道和河漫滩的砂、泥岩互层及炭质沼泽沉积为特征。分流河道砂体主要为灰白色厚层块状细砂岩和粉细砂岩,基底具冲刷面,内部具向上变细的沉积序列,发育槽状交错层理、平行层理和前积型交错层理、沙纹交错层理。

长2砂岩的实测平均孔隙度为13.2%(0.9%~22.9%),平均渗透率为 $19.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ($0.001 \times 10^{-3} \sim 1366.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。河道砂体特别是多期河道砂体叠加部位是长2油层的主要富集区。位于主河道部位的砂体,一般粒度粗,物性较好;而位于河道边部的砂体粒度细,物性较差。辫状河河道砂岩和曲流河中细砂岩—细砂岩粒度较大(平均粒径分别为0.2~0.3 mm和0.15~0.25 mm),物性好(孔隙度3.08%~22.9%,平均13.4%;渗透率 $0.001 \times 10^{-3} \sim 1366.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $38.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。曲流河天然堤粉细砂岩(平均粒径0.07~0.2 mm)和细砂岩(平均粒径0.1

① 国家自然科学基金项目(批准号:40172055)资助

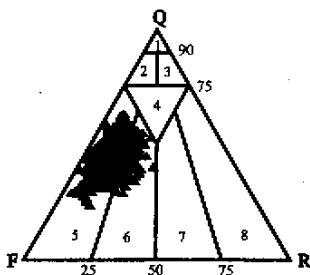
收稿日期 2001-01-04 收修改稿日期 2001-07-10

~0.2 mm)物性较好,孔隙度 0.9%~19.1%(平均 13.2%),渗透率 $0.012 \times 10^{-3} \sim 97.11 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均 $12.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。三角洲相砂岩粒度较细(平均粒径 0.05~0.2 mm),具有较低的孔隙度(2.1%~19.1%,平均 12.8%)和较低的渗透率($0.001 \times 10^{-3} \sim 119.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $6.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。但由于复杂的成岩作用对砂岩物性的改造,沉积相对砂岩物性的控制作用表现的不十分明显。

2 储集砂岩的岩石学特征

储集砂岩包括河流相河道砂体、三角洲平原相分流河道砂体和三角洲前缘相水下分流河道砂体。砂岩主要为长石砂岩,少量岩屑质长石砂岩(图 1),以细砂岩为主(58.2%),少量中细砂岩(18.9%)、粉细砂岩(17.2%)和粉砂岩(5.7%)。砂岩的碎屑成份包括长石(平均 39.5%),石英(平均 37.7%)和岩屑(平均 7.6%)。长石以碱性长石(平均 26.6%)为主,其次为斜长石(平均 13.7%)。岩屑以沉积岩和浅变质岩为主,少量花岗岩及中酸性和酸性火山岩岩屑。黑云母含量在砂岩中变化较大(1.0%~15.0%,平均 3.8%),大多被压弯变形或水化膨胀为假杂基充填于粒间孔隙中。在黑云母富集部位往往出现方解石的嵌晶式胶结,形成钙质胶结致密层。颗粒间多以点—线和线接触为主,部分砂岩颗粒间以线—凹凸或缝合线接触。

胶结物(1.5%~30.0%,平均 7.8%)主要为碳酸盐(0.5%~30.0%,平均 4.2%),少量石英次生加大



- 1. 石英砂岩 2. 长石质石英砂岩 3. 岩屑质石英砂岩;
- 4. 长石岩屑质石英砂岩 5. 长石砂岩; 6. 岩屑质长石砂岩;
- 7. 长石质岩屑砂岩; 8. 岩屑砂岩。

图 1 长 2 砂岩分类图(据 Folk, 1968)^[1]

- 1. quartzarenite 2. subarkose 3. sublitharenite;
- 4. lithic subarkose; 5. arkose 6. lithic arkose 7.
- feldspathic litharenite 8. litharenite

Fig.1 Classification diagram of

the Chang 2 sandstones (After Folk (1968)^[1])

(0~6.0%,平均 2.0%)和粘土矿物(0.5%~3.5%,1.6%)。粘土矿物以绿泥石为主(平均占粘土矿物总

量的 88.8%),其次为伊—蒙混层(7.5%)、伊利石(4.7%)和高岭石(10.3%)。杂基为泥质及铁泥质(0.5%~6.0%,平均 2.4%)。部分泥岩内碎屑(0~3%)和灰泥内碎屑(0~1.5%)、干枚岩、火山岩岩屑呈假杂基充填粒间孔隙中。

3 埋藏史

埋藏热史模拟结果^①表明,延长油区自晚三叠世以来经历了两次明显的抬升剥蚀、一次沉积间断和三次沉降作用过程(图 2)。第一次抬升事件发生于晚三叠世(208~203 Ma),为一次短暂的抬升剥蚀;中侏罗世后,全区出现一次沉积间断(57~138 Ma);第二次抬升剥蚀事件自晚白垩世至第三纪(97~1.64 Ma),历时长达 95Ma。三次沉降过程分别是:1.晚三叠世(225~208 Ma)的快速沉降阶段,使长 2 地层沉降至深度 800~1 250 m;2.早侏罗世—晚侏罗世(203~157 Ma)总体缓慢稳定沉降阶段,长 2 地层沉降至深度 1 600~2 000 m;3.早白垩世—晚白垩世(138~97 Ma)的快速沉降阶段,长 2 地层沉降至深度 3 500~3 900 m。

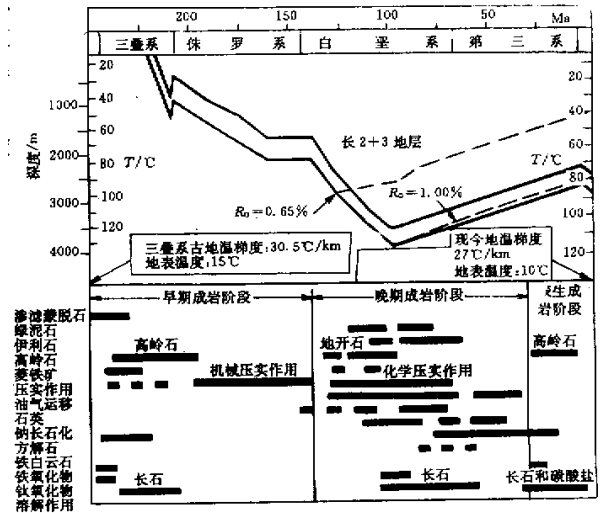


图 2 研究区埋藏—热演化史和与埋藏史相应的成岩共生序列 ($R_0 = 0.65$ 和 $R_0 = 1.00$ 分别为开始生油和生油高峰)

Fig.2 Burial-thermal history and related diagenetic paragenesis of the study area

($R_0 = 0.65$ and $R_0 = 1.00$ are onset of oil generation and peak oil generation, respectively)

4 砂岩的成岩作用特征

4.1 机械和化学压实作用

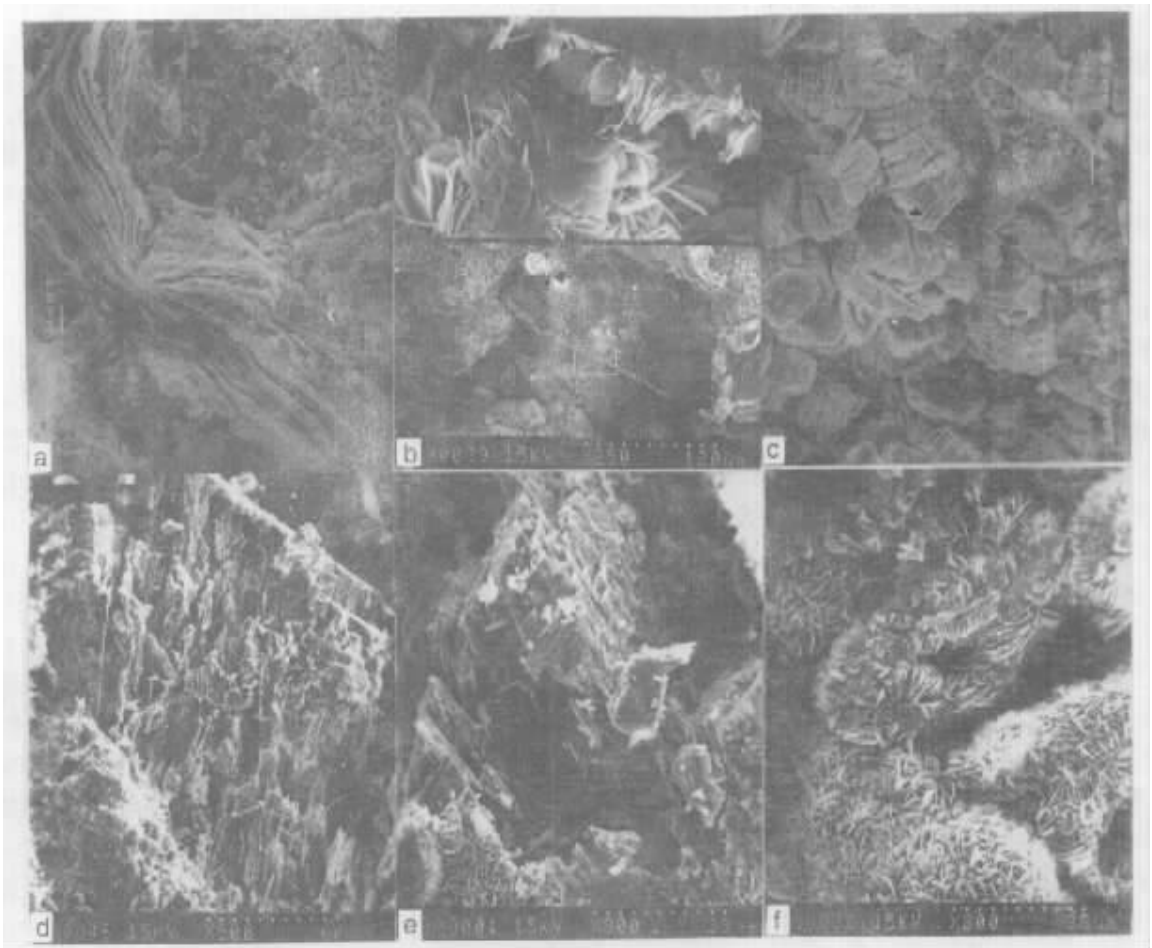
^① 张成立. 延长油区盆地构造模拟及含油气系统分析. 1999. 19~21

机械压实作用表现在:①刚性碎屑(石英、长石和花岗岩岩屑)表面的脆性微裂纹及其位移和重新排列;②塑性颗粒(泥岩岩屑、泥岩及灰泥内碎屑、黑云母和少量火山岩岩屑)的塑性变形、扭曲和假杂基化;③压实定向组构,当砂岩中黑云母含量较高时($>4\%$),黑云母沿长轴方向定向排列形成明显的压实定向组构(图3a);④碎屑颗粒的紧密填集。化学压实作用主要表现为石英碎屑间由于压溶作用而出现的粒间线接触、凹凸接触和缝合线接触,以及次生石英加大的形成。化学压实作用在黑云母含量较高和碳酸盐胶结物以及绿泥石/伊利石薄膜不发育的较粗粒砂岩中最发

育。

4.2 胶结作用和交代作用

碳酸盐胶结物以方解石为主(平均 3.8%)、少量白云石($0\sim 12\%$,平均 3%)和菱铁矿($0\sim 10\%$,平均 1%)。方解石有两种类型,Ⅰ型方解石为微晶(粒径 $10\sim 20\mu\text{m}$)集合体,充填粒间孔隙并交代碎屑及泥质内碎屑和杂基,或充填于水化膨胀的黑云母碎屑内。被Ⅰ型方解石胶结的砂岩具有高的粒间孔隙体积,碎屑颗粒间呈漂浮式接触。为Ⅰ型微晶方解石胶结的区域可见未变形的塑性碎屑黑云母。因此,Ⅰ型方解石



- a. 黑云母的压实定向组构及其塑性变形和膨胀将大部分粒间孔隙堵塞(电镜扫描 $750\times$,正46井1440.8~1440.9 m);
 b. 砂岩中碎屑颗粒边缘具薄的绿泥石衬边,其垂直颗粒边缘生长(电镜扫描 $1500\times$,姚260井455.54~455.65 m);
 c. 粒间页片状高岭石胶结物(电镜扫描 $1000\times$,正63井1454.53 m); d. 由长石碎屑的溶蚀淋滤形成的晶内溶孔。
 溶蚀作用首先沿长石的解理进行(电镜扫描 $500\times$,冯1井414.72~414.86 m); e. 方解石胶结物内次生孔隙
 (电镜扫描 $800\times$,理98井542.26~542.38 m); f. 粒表普遍被绿泥石包裹,从而阻止了后期石英
 次生加大的形成和碳酸盐胶结物的沉淀,使粒间孔得以保存(电镜
 扫描 $800\times$,子100井728.22~728.36 m)

图3 延长油田上三叠统长2砂岩的电镜扫描照片

Fig.3 Scanning electron micrographs of the Chang 2 sandstones in the study area

形成于早期成岩阶段^[2]。Ⅱ型方解石为粒状到嵌晶状(粒径 $100\sim 350\mu\text{m}$),充填粒间孔隙并包裹Ⅰ型方解

石,部分或完全交代碎屑颗粒及绿泥石薄膜和次生石英加大,并充填于次生石英加大之后的剩余粒间孔隙中。在Ⅱ型方解石与铁白云石接触处,可见方解石交代白云石的现象。因此,Ⅱ型方解石形成于自生绿泥石、次生石英加大和伊利石及菱铁矿和晚期成岩铁白云石之后。白云石呈粒状(粒径 $100\sim 350\mu\text{m}$)菱形晶体充填粒间孔隙,交代碎屑石英和少量杂基和/或分布于黑云母的膨胀解理内。白云石包裹高岭石、绿泥石和伊利石薄膜以及次生石英加大。菱铁矿以微小晶体($3\sim 8\mu\text{m}$)沿黑云母解理分布,主要产于云母及杂基含量较高的细粒三角洲相砂岩中。

自生石英胶结物(0.5%~5.5%,平均1.8%)普遍分布于长2砂岩中,通常以石英次生加大(宽度一般 $10\sim 40\mu\text{m}$,个别可达 $100\mu\text{m}$)形式出现,多见于粒度较粗的河道相砂岩和碳酸盐胶结物、绿泥石和伊利石薄膜不发育以及黑云母含量相对较高的砂岩中。自生石英覆盖并包裹绿泥石薄膜和自生伊利石,而本身又为Ⅱ型方解石交代或包围。故其形成早于Ⅱ型方解石而晚于伊利石和绿泥石薄膜。成岩粘土矿物绿泥石(0.3%~6.0%,平均3.2%)以碎屑颗粒的薄膜(宽度 $10\sim 25\mu\text{m}$)产出,呈片状集合体多垂直碎屑颗粒边缘生长(图3b),部分向粒间生长并充填于粒间孔隙中。绿泥石被方解石、次生石英和伊利石所覆盖或交代。伊利石(0.5%~3.5%,平均1.5%)分布于各个沉积微相带,以毡状、纤维状或板条状晶体作为颗粒薄膜产出,少数情况下作为粒间充填胶结物。大部分伊利石为次生石英和方解石包裹。高岭石(0~3%,平均0.6%)呈叠加页片状($10\sim 20\mu\text{m}$)集合体(图3c)局部交代长石、云母、泥岩内碎屑和杂基并充填于长石的次生溶孔中,显然为长石发生次生溶解时再沉淀的产物。

4.3 溶蚀作用

最普遍的溶蚀作用是碎屑颗粒(主要是长石,一部分云母及火山岩碎屑)和胶结物(主要为方解石)的溶蚀,导致颗粒边缘呈不规则状、港湾状,或者形成粒内溶孔(图3d,e)。溶蚀作用强烈时整个颗粒(长石)全部溶蚀形成残余铸模孔或铸模孔。在颗粒紧密接触的砂岩中,颗粒间可见伸长状孔隙和特大孔隙,表明为碎屑颗粒及其胶结物一起被溶解的结果。

5 成岩作用阶段的划分及成岩演化序列

根据袁悱楠等^[3,4]、Alaa等^[5]成岩阶段划分方案及其标志对研究区成岩阶段进行了划分。同时,阶段划分考虑了自生矿物的形成及其生成顺序,粘土矿物组合及I/S混层中S层的混层比,岩石的结构特征,孔

隙类型,有机质的特征、最大热解峰温度以及埋藏—热演化史。将长2砂岩的成岩作用分为三个阶段:早期成岩作用阶段、晚期成岩作用阶段和表生成岩作用阶段。早期成岩阶段包括第一沉降阶段、第一抬升期及第二沉降阶段,深度 $< 2\text{ km}$ 和温度 $< 70\text{ }^\circ\text{C}$;晚期成岩作用包括第三沉降阶段,深度为 $2\sim 3.9\text{ km}$,温度 $70\sim 130\text{ }^\circ\text{C}$;表生成岩作用阶段为第二次抬升阶段后期($25\sim 0\text{ Ma}$),沉积地层埋藏深度 $< 2\text{ km}$,温度 $70\text{ }^\circ\text{C}$ 。根据成岩作用事件的时间顺序及其相互关系,将各成岩演化序列关系总结如图2。本区20个长2砂岩样品的I/S混层粘土含量2.1%~13.6%(平均7.5%),泥、页岩的有机碳含量在1.15%~3.33%(平均2.0%),镜质体反射率为0.55%~0.76%(平均0.68%),最高热解峰温(T_{max})为 $438\sim 446\text{ }^\circ\text{C}$ (平均 $443\text{ }^\circ\text{C}$)。干酪根类型以I型(腐泥型)为主,应属于晚成岩阶段B期(即I/S混层粘土矿物第三迅速转化带)^[3,4],有机质处于高成熟期。

6 成岩作用对砂岩物性的改造

本区长2砂岩的物性除受沉积相的影响外,位于同一相带砂体物性的差异,主要受成岩作用的控制,其中包括:1.机械及化学压实作用;2.胶结物的类型、含量及其分布特征;3.骨架颗粒及方解石胶结物在晚期及表生成岩阶段的溶解作用程度。

6.1 压实作用对储层物性演化的影响

压实作用是导致长2砂岩孔隙丧失的主要原因。经研究,由压实作用造成的平均孔隙度丧失为17.8%(1.2%~34%)(图4)(假定砂岩的原始孔隙度为40%)。大量砂岩粒间孔隙度的埋藏改造作用研究^[6,7]表明,在埋藏至深度1500m时,由碎屑的再分配使砂岩的粒间体积迅速降低至28%;之后随着埋藏深度的加大,粒间体积减小幅度缓慢,至2400m时,粒间体积降为26%。由此可见,早期成岩阶段的压实作用可造成砂岩孔隙的大量丧失。长2砂岩中由于含较多塑性碎屑如黑云母(1%~15%,平均3.8%)和泥岩岩屑及泥岩内碎屑(0.5%~3%,平均1.3%),特别是黑云母在长2地层中分布普遍且非常不均匀,一般倾向于富集在粒度较细的砂岩中,多呈薄层状顺层分布,此种情况下黑云母的含量可高达8%~15%。这些塑性碎屑在埋藏压实过程中发生扭曲、膨胀及塑性变形(见图3a)并挤入粒间孔隙中,从而使相当一部分原生粒间孔隙丧失。早期成岩阶段黑云母在其蚀变为蒙脱石的水化膨胀过程中,其体积增大98.2%^[3],同

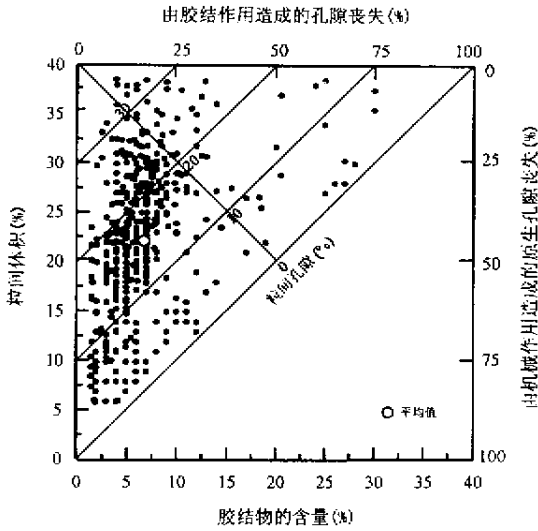


图 4 研究区砂岩的粒间体积 (IGV)—胶结物含量关系图 (假定原始粒间体积为 40% [Houseknecht, 1987]^[8] 压实作用造成的砂岩孔隙丧失比胶结作用造成的砂岩孔隙丧失更大
Fig.4 Plot of intergranular volume versus cement for the Chang 2 sandstones with a depositional intergranular volume of 40% (See Houseknecht, 1987)^[8].
Note the stronger influence of compaction than cementation in the destruction of porosity

时往往形成微晶碳酸盐沿其解理面分布,造成邻近孔隙喉道的堵塞。长 2 砂岩中黑云母含量与砂岩的孔隙度和渗透率呈弱的负相关性,其相关系数分别为 -0.313 和 -0.320; 假杂基和杂基含量与孔隙度和渗透率也呈弱的负相关性,其相关系数分别为 -0.248 和 -0.267。相比而言,黑云母在早期成岩阶段的蚀变是造成砂岩物性变差的一个重要原因。另外,砂岩中较高的长石含量使砂岩堆积更紧密,渗滤及自生粘土矿物薄膜的存在使碎屑的再分配更易发生,从而造成早期成岩阶段砂岩较大孔隙的丧失。

早期成岩作用阶段晚期,部分石英碎屑的压溶作用和由此产生的石英次生加大也导致了一部分孔隙的丧失和渗透率的降低。据研究,压溶作用在富含云母和伊利石薄膜的砂岩中较发育,伊利石和云母在此过程中起催化作用^[9]。因此碎屑黑云母通过膨胀蚀变和通过促进石英颗粒的粒间压溶作用从而使储层的物性进一步变差。

6.2 胶结作用对储层物性演化的影响

长 2 砂岩由胶结作用造成的孔隙度丧失为 1.8% ~ 30%, 平均 7.1% (假定砂岩的原始孔隙度为 40%, 见图 4)。胶结物中,碳酸盐胶结物和石英自生加大是造成砂岩物性变差的主要胶结物。砂岩中碳酸盐胶结物含量与砂岩孔隙度和渗透率呈较明显的负相关性

(图 5)。碳酸盐胶结物发育的砂岩,特别是碳酸盐呈镶嵌状胶结(含量 15% ~ 30%)的砂岩往往呈层状分布,其中黑云母的含量也高,这可能是由于黑云母的层状分布阻碍了孔隙流体向上部砂岩中的运移,致使富含 Ca^{2+} 的孔隙流体沉淀于其中,形成碳酸盐胶结物,从而使砂岩物性变得很差。碳酸盐胶结物在三角洲相砂岩中的含量比在河流相砂岩中高,因此,其对三角洲相砂岩的物性影响更大。三角洲前缘亚相砂体中较高碳酸盐含量(0 ~ 30.0%, 平均为 4.2%)是导致其物性(平均渗透率 $5.6 \times 10^{-3} \mu m^2$)比三角洲平原亚相砂体(碳酸盐胶结物含量 0 ~ 21.9%, 平均为 3.9%)物性(平均渗透率 $14.3 \times 10^{-3} \mu m^2$)较差的一个原因。但是,砂岩中均匀分布的早期成岩碳酸盐和少量自生石英胶结物的形成使机械压实作用减弱,从而使一部分原始孔隙得以保存。石英次生加大含量与砂岩孔隙度和渗透率呈弱的负相关性(其相关系数分别为 -0.1222 和 -0.1238)。但是,碳酸盐胶结物和自生石英胶结物两者与砂岩孔隙度和渗透率的相关系数均超过了 -0.5, 表明这两种胶结物是影响砂岩物性的主要胶结物。

粘土矿物对储层物性的影响各不相同。砂岩中绿泥石薄膜及一部分伊利石薄膜及其片状粒间充填物通过堵塞一部分孔隙喉道及造成粒间微孔隙增加而使砂

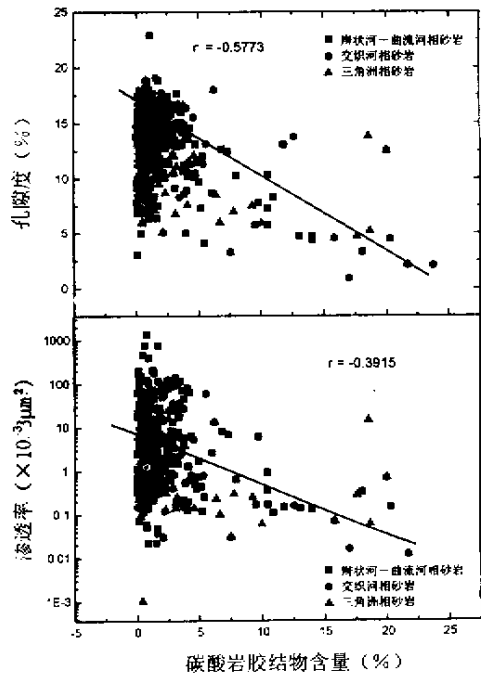


图 5 长 2 砂岩中碳酸盐胶结物含量与孔隙度和渗透率关系图

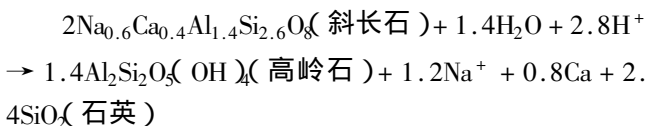
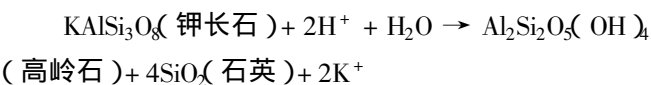
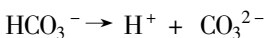
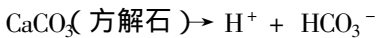
Fig.5 Plot of carbonate cements versus porosity and permeability of the Chang 2 sandstones 岩的渗透率有所降低。但是大量石英颗粒周围的绿泥

石薄膜的存在阻止了次生石英加大的形成以及一部分粒间碳酸盐胶结物的沉淀,从而使相当一部分原生粒间孔隙得以保存(图 3f)。铸体薄片的显微镜下统计结果表明,砂岩中石英次生加大的发育与其中碎屑颗粒的绿泥石衬边呈良好的反消长关系。位于天然堤、河口砂坝及河道边部以及三角洲平原相的砂岩,粒度细、分选好,加之其次棱角状的颗粒外形,使颗粒比表面积相对增大,更易在颗粒表面形成自生粘土薄膜,因而使砂岩的部分原始孔隙得以保存。但是,宽的绿泥石衬边,由于其中微孔隙的发育,往往使砂岩的渗透率降低。由于长 2 砂岩中绿泥石衬边普遍较薄(10~20 μm),由此产生的孔隙度丧失远远小于由此抑制了石英次生加大及部分方解石胶结物的沉淀而保存的原生粒间孔隙。大部分碎屑具薄膜绿泥石的砂岩一般都具有较好的物性。砂岩中绿泥石薄膜含量与其孔隙度和渗透率呈弱的正相关性,其相关系数分别为 0.249 和 0.272。因此,本区绿泥石/伊利石薄膜发育的砂岩其孔隙度较高,且孔隙间的连通性较好,从而使砂岩具有较高的渗透率值。

6.3 溶解作用对储层物性的改善

晚期成岩阶段及表生成岩阶段由碎屑颗粒及碳酸盐胶结物的溶解作用是造成研究区长 2 砂岩物性改善的主要途径。粒度较粗的河流相砂岩中长石(主要是斜长石)的溶解比细粒的三角洲相砂岩更普遍。这是因为经过压实作用和胶结作用改造后保存良好的原生孔隙为大规模溶蚀型次生孔隙的形成提供了空间基础。导致碎屑组分发生溶解的直接因素是孔隙流体性质的成岩改变。

前已述及,本区长 2 砂岩处于晚成岩阶段 B 期,有机质已进入高成熟阶段。在这一时期,延长组三角洲相和河流相河道间暗色泥页岩、碳质泥岩和煤层中丰富的有机质在晚期成岩阶段发生分解使孔隙流体介质呈酸性^[10,11]。这种酸性介质进入砂岩导致孔隙流体 pH 值的大幅度降低,使成岩早期形成的不稳定自生矿物(以方解石胶结物的溶解最显著)及长石碎屑(以斜长石的溶解最显著,少量钾长石)发生较大规模的溶解,这种溶解作用伴随着高岭石的形成:



前人的研究^[12,13]证明,在深度超过数千米时大气降水也能导致矿物的溶解。表生成岩作用阶段,在大气降水的影响下,导致砂岩中碳酸盐胶结物及碎屑长石(以斜长石为主)的溶解和高岭石的沉淀。与早期成岩高岭石相比,晚期—表生成岩高岭石无地开石化或伊利石化现象。晚期—表生成岩高岭石充填斜长石晶内溶孔和方解石胶结物的溶蚀孔,可见伴随方解石的溶解作用发生了高岭石化。

7 结论

(1) 沉积相对砂岩物性的控制主要表现为砂岩的粒度对其孔隙度和渗透率的影响。河流相砂岩粒度较粗(平均粒径 0.1~0.3 mm),一般具有较高的孔隙度(平均 13.2%~13.4%)和较高的渗透率(平均 $12.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 38.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$);三角洲相砂岩粒度较细(平均粒径 0.05~0.2 mm),具有较高的孔隙度(平均 13.3%)和较低的渗透率(平均 $7.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。

(2) 晚期成岩阶段形成的绿泥石与伊利石薄膜导致砂岩的渗透率大大降低,但是同时形成许多粒间微孔隙并通过抑制石英次生加大和碳酸盐胶结物的沉淀从而使大量粒间孔隙得以保存。

(3) 晚期成岩作用阶段与表生成岩作用阶段是本区碎屑岩次生孔隙的主要形成阶段。斜长石的溶解与晚期—表生成岩高岭石同时形成,这种高岭石以不具伊利石化或地开石化而与早期成岩高岭石相区别。

参 考 文 献

- Folk R L. Petrology of sedimentary rocks[M]. Austin, Hemphill, 1968. 107
- Friedman I, O'Neil J R. Compilation of stable isotopic fractionation factors of geochemical interest. US Geol. Surv. Prof. Pap, 1977, 440~12
- 刘宝珺,张锦泉编著. 沉积成岩作用[M]. 北京:科学出版社,1992. 65~92
- 裴悻楠,薛叔浩编著. 油气储层评价技术[M]. 北京:石油工业出版社,1994. 59~64,290
- 裴悻楠,薛叔浩,应凤祥. 中国陆相油气储集层[M]. 北京:石油工业出版社,1997. 149~217
- Alaa M, Salem S, Morad S, Luiz F, Mato, Al-Aasm I S. Diagenesis and reservoir-quality evolution of fluvial sandstones during progressive burial and uplift: evidence from the Upper Jurassic Boipeba Member, Reconcavo Basin, Northeastern Brazil[J]. AAPG Bulletin, 2000, 84(7): 015~1040
- Paxton S T, Szabo J O, Calvert C S, Ajdukiewicz J M. Preservation of primary porosity in deeply buried sandstones: a new play concept from the Cretaceous Tuscaloosa Sandstone of Louisiana[J]. AAPG Annual Convention with DPA/ EMD divisions and SEPM, Technical program with abstracts, AAPG Bulletin, 1990, 74: 737
- Szabo J O, Paxton S T. Intergranular volume (IGV) decline curves for evaluating and predicting compaction and porosity loss in sandstones[J]. AAPG

- 1991 Annual Convention with DPA/ EMD divisions and SEPM , Technical program with abstracts , AAPG Bulletin , 1991 , 75 : 678
- 9 Houseknecht D W. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones[J]. AAPG Bulletin , 1987 , 71 : 633 ~ 642
- 10 Oelkers E H , Bjorkum P A , Murphy W M. A petrographic and computational investigation of quartz cementation and porosity reduction in North Sea sandstones[J]. American Journal of Science , 1996 , 296 : 420 ~ 452
- 11 Surdam R C , Crossey L J , Hagen E S , Heasler H P. Organic-inorganic interaction and sandstone diagenesis[J]. AAPG Bulletin , 1989 , 73(1) : 1 ~ 23
- 12 王琪 , 史基安 , 薛莲花 , 陈国俊. 碎屑储集岩成岩演化过程中流体—岩石相互作用特征[J]. 沉积学报 , 1999 , 17(4) : 584 ~ 590
- 13 Giles M R , DeBoer R B. Origin and significance of redistributional secondary porosity[J]. Marine and Petroleum Geology , 1990 , 6 : 378 ~ 397
- 14 Bloch S , Franks S G. Preservation of shallow plagioclase dissolution porosity during burial : implications for porosity prediction and aluminium mass balance[J]. AAPG Bulletin , 1993 , 77 : 1 488 ~ 1 501

The Diagenetic Impact on Reservoir-quality Evolution of Fluvial-deltaic Sandstones

——Taking an example from the Upper Triassic sandstones of Chang 2 Formation in the Yanchang oil field

LUO Jing-lan¹ ZHANG Xiao-li¹ ZHANG Yun-xiang¹
LI Yu-hong² WU Fu-li²

1(The Key Laboratory of Continental Dynamics , Ministry of Education ;
Department of Geology , Northwest University , Xi ' an 710069)

2(Yanchang Petroleum Administration Bureau , Yanan , Shaanxi 717208)

Abstract

The reservoir quality of the Upper Triassic Chang 2 fluvial-deltaic sandstones of the Yanchang Oil Field in Ordos basin is strongly influenced by the burial history and facies-related diagenetic events. The mechanical compaction in the early diagenetic phase , which resulted in 17.8% porosity loss , is the main factor causing the loss of porosity for the sandstones. The diagenetic alteration of biotite during early diagenetic phase accounts for a part of primary porosity loss in the sandstones. The porosity loss caused by cementation is 7.1% . In the cements , carbonate and quartz overgrowths are the main cements that reduced the reservoir quality of the sandstones. Thin chlorite film around detrital quartz grains prevented part of quartz overgrowth and carbonate cement precipitation , which resulted in a part of primary pore preservation and hence caused a better reservoir quality. The acidic liquid related to decomposition of organic mater during hydrocarbon enrichment in the late diagenesis , and meteoric-waters during epidiagenesis , have resulted in dissolution of detrital feldspars and carbonate cements , and in the formation of kaolinite , contributing a better retention of reservoir quality for the sandstones.

Key words Yanchang Oil Field , Triassic Chang 2 fluvial-deltaic sandstones , diagenesis , reservoir-quality evolution