

鄂尔多斯盆地延长世湖盆中部 长6段储层成岩特征

张瑞^{1,2}, 王琪¹, 姚泾利³, 李树同¹, 李小燕⁴, 郝乐伟^{1,2}

(1. 中国科学院油气资源研究重点实验室, 甘肃 兰州 730000;

2. 中国科学院研究生院, 北京 100049;

3. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 陕西 西安 710018;

4. 中国科学院资源环境科学信息中心/中国科学院国家科学图书馆兰州分馆, 甘肃 兰州 730000)

摘要:鄂尔多斯盆地华庆地区延长组长6段储层砂岩属于湖盆中部的砂质碎屑流成因, 主要经历了压实作用、胶结与交代作用、溶蚀作用和烃类侵位等成岩作用, 目前处于中成岩阶段的A期。研究区的主要孔隙类型为粒间溶孔、粒间孔隙和粒内容孔, 以粒间溶孔为主。孔隙演化整体上呈减小趋势, 其中压实作用和胶结作用是孔隙减少的主要成岩作用, 使原始孔隙度损失将近90%, 是研究区长6段储层成为特低孔特低渗储层的主要因素; 溶蚀作用和烃类侵位对孔隙具有建设性作用, 其中溶蚀作用决定了华庆地区长6段优质储层的发育状况, 产生的次生孔隙占原生孔隙的15.9%。

关键词:鄂尔多斯盆地; 华庆地区; 延长组; 成岩作用; 储层评价

中图分类号: TE122.2⁺3

文献标识码: A

文章编号: 1672-1926(2010)06-0890-07

0 引言

华庆地区位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡中西部, 该地区自20世纪90年代末于长6段钻获工业油流以来, 随着油田勘探开发速度的加快, 已成为鄂尔多斯盆地增储上产最重要的地区之一。但该地区长6段钻获的油气井多以中、低产井为主, 主要原因是与砂体粒度细、厚度变化大、空间分布复杂有关, 更与砂体受到较强烈成岩改造等有关^[1]。在埋藏成岩过程中, 各种成岩作用对砂岩孔隙结构的影响较大, 使得长6段砂岩中次生孔隙非常发育。次生孔隙为华庆地区最主要的储集空间之一, 其发育程度直接决定着砂岩的储集能力。开展储集砂岩成岩作用及孔隙演化研究对有效地评价和预测华庆地区的储层特征具有重要意义。

1 区域地质概况

鄂尔多斯盆地晚三叠纪延长期为一大型内陆淡水湖盆, 呈南陡北缓的“准箕状形”拗陷形态, 其沉降中心在吴旗、华池一带, 主要发育延长组。目前认为, 鄂尔多斯盆地三叠系延长组自下而上可划分为10个油层组, 这些油层组反映了延长组沉积是由河流到湖泊的形成、发展、逐渐衰退和消亡的整个过程^[2]。其中长10—长7期为湖盆形成到发展的湖进期, 长7期湖盆进入全盛时期, 沉积了厚度达数百米的暗色烃源岩系。长6—长1期为湖盆三角洲建设发育期, 该期湖水退缩逐渐消亡, 平面上各期湖岸线向湖心收敛^①。

华庆地区位于鄂尔多斯盆地一级构造单元(陕北斜坡)的中西部(图1), 是鄂尔多斯盆地的东北与

收稿日期: 2010-03-29; 修回日期: 2010-08-18.

基金项目: 国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”示范工程项目(编号: 2008ZX05044; 2008ZX05008-003-04; 2008ZX05025-006-01-01)联合资助.

作者简介: 张瑞(1978-), 男, 河南南阳人, 博士研究生, 主要从事储层沉积学与储层地球化学研究. E-mail: zhang_rui_qin@sohu.com.

① 刘池阳, 赵红格. 鄂尔多斯地块西部前陆盆地发育特征与钻探目标预测. 长庆油田公司勘探开发研究院, 西北大学含油气盆地研究所. 内部报告, 2002.

西南 2 大沉积体系交会区,属鄂尔多斯盆地延长世湖盆沉积中心^[1]。

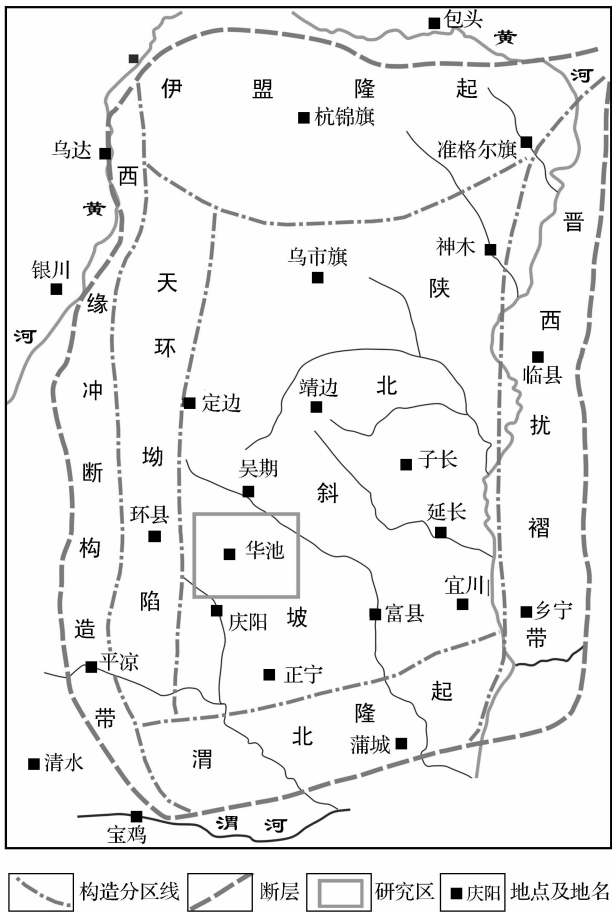


图 1 鄂尔多斯盆地构造单元划分及研究区位置

2 储集砂岩的岩石学特征

邹才能等^[3]研究表明,鄂尔多斯盆地华庆地区延长组长 6 油层组普遍发育砂质碎屑流沉积,浊流沉积较为少见,在研究区的北部和东北部小范围地区有三角洲前缘相沉积。砂质碎屑流最具代表性的岩性为含泥砾砂岩与块状砂岩^[3],含泥砾砂岩的岩性较细,为细砂岩—粉细砂岩,泥砾的粒径差异较大,一般为 3~5 cm,部分泥砾可见层理。块状砂岩是研究区重要的储集层,岩心中可见大量含油块状砂岩^[4],单层厚度为 0.3~1.0 m,属于研究区优质储层。

薄片鉴定资料表明,华庆地区储集砂岩以长石砂岩为主(占 67.3%),其次为岩屑长石砂岩(占 20.4%)和长石岩屑砂岩(占 10.5%)。砂岩成分成熟度普遍较低,石英含量平均为 30.2%,长石含量平均为 61.3%,岩屑含量平均为 12.3%(图 2)。

砂岩的粒度普遍较细,细砂岩的含量为 30%,

粗粉砂岩的含量为 45%,中砂岩的含量不到 5%。长 6 段砂岩的分选性普遍较好,但磨圆度相对较差,绝大多数碎屑颗粒为次棱角状。大多数砂岩的杂基含量为 2%~8%,以陆源为主,主要为泥质杂基,少数样品含有碳酸盐杂基。

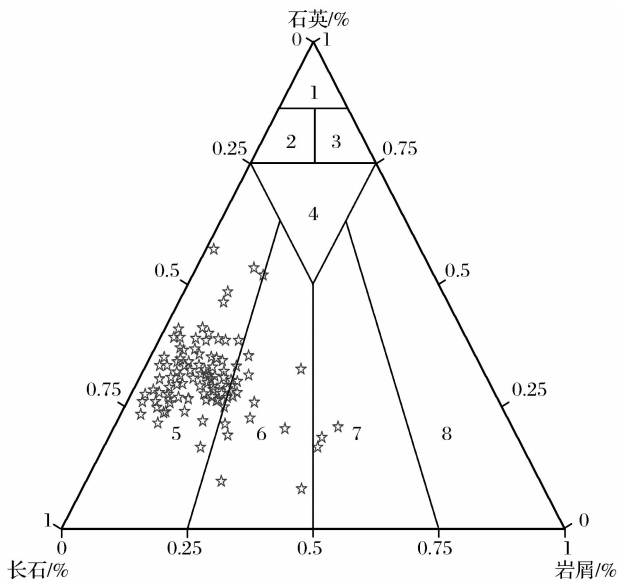


图 2 鄂尔多斯盆地华庆地区长 6 段岩石成分三角投点

- 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

3 储集砂岩的成岩作用特征

3.1 压实作用

成岩作用主要发生在早成岩阶段,包括机械压实作用和化学压溶作用,是储层孔隙度和渗透率衰减的主要因素^[5]。华庆地区延长组长 6 段储层压实作用主要表现形式有:①塑性云母碎片发生绕曲(图 3a);②泥质岩屑假杂基化(图 3b);③火山岩屑压实变形(图 3c)等。砂岩碎屑颗粒间的接触关系以线接触为主,少数为点—线接触。碎屑颗粒经过初期压实后,碎屑颗粒间重新进行相对位置调整,由游离状、点接触状调整为线接触状,颗粒间接触面积增加,颗粒接触紧密,骨架颗粒结构已很稳定,不易被进一步压实。砂岩中基本不发育碎屑颗粒的凸凹接触和缝合线接触。

通常认为,压实作用影响的最大埋藏深度在 2 500 m 左右^[6],华庆地区长 6 段砂岩的现今埋藏深度基本在 1 900~2 000 m 左右。地质历史最大埋深可达 3 500 m 左右。这些成岩现象结合储层埋藏深度说明长 6 段储层砂岩经历了较强的压实作用,但成岩阶段不会超过中成岩 B 期。

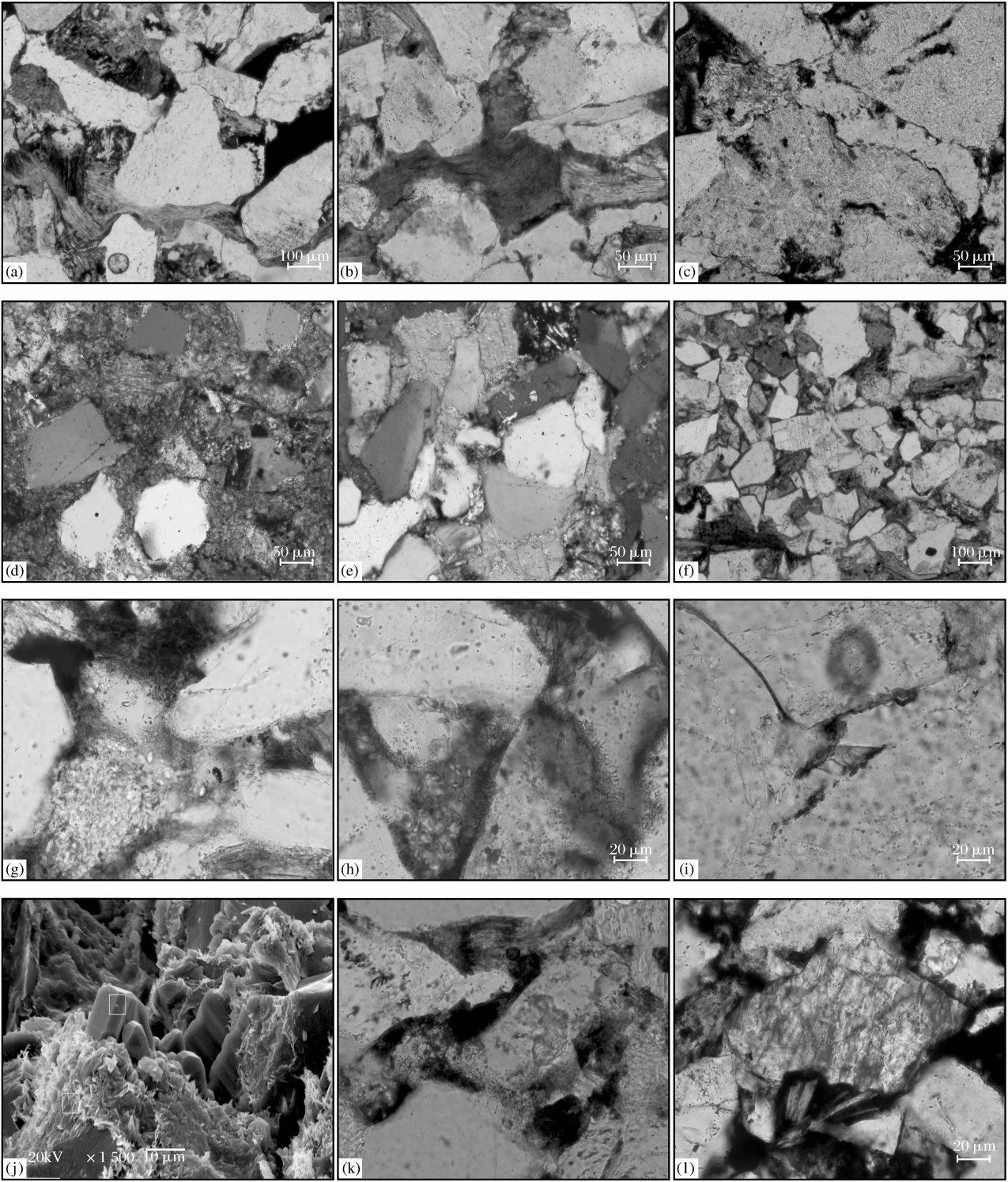


图 3 华庆地区延长组长 6 段储层成岩作用特征

(a)白 269 井,长 63,2 133.33 m,云母被压实变形,颗粒之间线接触,可见沥青,×100(—);(b)白 242 井,长 63,5 号样,泥质岩屑压实变形假杂基化,线接触,×200(+);(c)庄 58 井,长 63,2 022.80 m 火山岩屑压实变形假杂基化,可见沥青,×200(—);(d)午 23 井,长 63,1 609.90 m,早期碳酸盐胶结物,交代石英和岩屑颗粒,×200(+);(e)山 145 井,长 63,2 137.26 m,晚期碳酸盐胶结物交代颗粒,×200(+);(f)白 224 井,长 63,2 260.50 m,颗粒表面发育绿泥石粘土膜,×100(—);(g)白 463 井,长 63,1 957.19 m,球绒状自生绿泥石,×400(—);(h)白 242 井,长 63,5 号样,自生高岭石颗粒充填在孔隙中,以及颗粒表面的自生绿泥石,×200(—);(i)白 269 井,长 63,2 133.13 m,硅质胶结充填孔隙,×400(—);(j)白 142 井,长 63,1 972.40 m 板状自形浊沸石,扫描电镜;(k)山 156 井,长 63,2 071.55 m,颗粒溶蚀孔,×400(—);(l)山 156 井,长 63,2 060.10 m 碳酸盐溶蚀形成的溶蚀孔,以及溶蚀残骸,×400(—)

3.2 胶结作用

3.2.1 碳酸盐胶结物

碳酸盐胶结物在华庆地区长 6 段储层砂岩中非常普遍,但含量变化非常大。主要呈粒间胶结物、交代物或次生孔隙内填充物形式出现。常见微晶状、晶粒状或连晶状产出,成分上主要以方解石、铁方解石、白云石及铁白云石为主,并且有明显的多期次形成特征。早期方解石(图 3d)主要以基质方式出现,其阻止了颗粒压实作用的进一步进行,使得颗粒之间呈现点接触和未接触;晚期方解石(图 3e)基本以孔隙充填的方式出现,是孔隙减少的主要作用。

3.2.2 粘土矿物胶结物

研究区粘土矿物胶结物主要有绿泥石和高岭石。电镜和探针分析表明,延长组长 6 段砂岩中绿泥石最主要的赋存状态是作为孔隙衬里方式产出的粘土膜(图 3f)。绿泥石粘土膜形成于成岩早期,目前的绿泥石粘土膜是不同世代混合的产物。另外一种绿泥石存在方式是以球绒状分布在孔隙中(图 3g)。该区主要的绿泥石存在方式是以绒球状分布在孔隙中,只在研究区的东北部三角洲前缘部分可见到绿泥石粘土膜。

高岭石(图 3h)以孔隙充填方式产出,单个高岭石晶体呈六方板状,集合体呈书页状或蠕虫状,有时与自生石英共生,其成因主要与长石等骨架颗粒的溶蚀有关。由于长 6 段砂岩的成分成熟度较低,颗粒中含有较多的长石成分,在酸性环境下极易发生溶蚀,生成大量自生高岭石矿物。

3.2.3 硅质胶结物

在研究区目的层段,硅质胶结物主要以石英次生加大和自形石英晶体形式产出在碎屑石英颗粒的表面(图 3i)、粒间孔壁和粒内溶孔中,分布普遍,但含量较少(1%~2%左右)。通常认为硅质胶结物中的 SiO_2 主要来自碎屑石英颗粒间的压溶作用^[7],而研究区岩心薄片在显微镜下很少观察到石英颗粒间压溶现象。不稳定矿物如斜长石、钾长石以及由其组成的凝灰岩屑、花岗岩屑在酸性环境中普遍发生溶蚀作用。在该反应中一个单位体积的钾长石可产生 0.43 个单位体积的 SiO_2 ,为硅质胶结物的形成提供了主要物质来源。

3.2.4 浊沸石胶结物

华庆地区长 6 段储层砂岩中浊沸石胶结物不是很发育,主要呈斑状、星点状,以交代矿物颗粒(主要是斜长石)的形式出现,沿斜长石的双晶纹或解理缝分布,或者以微小的板状小晶体形状存在,比如白

142 井(图 3j)。研究区很少见浊沸石胶结物呈连晶状分布。

3.3 溶蚀作用

溶蚀作用是指碎屑组分在成岩过程中,由于成岩环境的变化而发生溶蚀、溶解,以达到新的物理化学平衡的一种作用。据岩石薄片、铸体薄片和扫描电镜观察,研究区溶蚀作用非常普遍,它是储层次生孔隙形成的最主要因素。长石和岩屑(图 3k)碎屑颗粒的溶蚀对次生孔隙的贡献非常大,碳酸盐胶结物(图 3l)和粘土矿物的溶蚀产生的次生孔隙相对有限。

3.4 烃类侵位

长 6 段砂体是该区域的主要产油层段,在烃类进入砂岩孔隙系统中,原来的水—岩二相系统改变为水—油—岩三相系统,导致储层地球化学环境发生较大的变化。在原来的水、岩介质中发生的各种无机成岩反应大多受到抑制,如石英次生加大、伊利石和铁白云石形成作用均趋向于停止,有利于原生孔隙的保存。在该区没有烃类进入的储层一般物性都非常差,这也能从侧面说明烃类侵位对储层孔隙的保存具有一定的积极作用。

4 成岩阶段及成岩序列

4.1 成岩阶段划分

根据岩石镜质体反射率(R_o),自生矿物的成分、形态、生成顺序和组合特征以及岩石颗粒接触特征和孔隙组合类型确定研究区的成岩阶段^[8]。

华庆地区长 6 段碎屑岩镜煤反射率通常为 0.71%~0.8%,碎屑颗粒大都以线接触为主,砂岩中原生孔隙已大量丧失,次生孔隙普遍发育,铁方解石、铁白云石等晚期碳酸盐胶结物大量出现,长石、岩屑以及碳酸盐碎屑等常发生明显的溶蚀作用,高岭石、伊利石以及绿泥石等自生粘土矿物比较常见。说明研究区长 6 段储集砂岩的成岩阶段主要处于中成岩阶段的 A 期。

4.2 成岩序列分析

通过各种成岩现象及其相互关系,可确定各种成岩现象的顺序。碎屑物刚沉积下来时,压实作用较弱,颗粒间以点接触为主,孔隙为原生粒间孔。随着上覆沉积物负荷的不断增大,机械压实作用成为破坏原生粒间孔的主要方式,塑性的云母和岩屑碎片发生挤压变形,颗粒间点—线接触增加,使粒间孔体积缩小,此时发生早期碳酸盐胶结物沉淀。随着埋藏深度增加,温度和压力也不断升高,有机质在成熟过程中产生大量有机酸,使得流体呈酸性,溶蚀长

石和富含长石的火山岩屑以及早期碳酸盐胶结物,形成粒内溶孔和粒间溶孔,被溶蚀后形成高岭石。油气侵入,部分成岩作用停止。晚期压实作用,主要是塑性岩屑的假杂基化。晚期碳酸盐胶结作用以及碳酸盐交代作用是最后的成岩作用。

通过上述分析,确定研究区所经历的成岩序列为:早期机械压实→石英Ⅰ级加大→早期方解石沉淀→有机酸流体进入→长石、岩屑和方解石溶蚀→自生高岭石+石英Ⅱ级加大→烃类侵位→晚期压实(岩屑假杂基化)→晚期铁方解石充填交代(图4)。

成岩阶段		古地温 /℃	有机质				砂岩固结程度	自生矿物组合										溶蚀作用			颗粒接触关系	成岩环境	孔隙类型
阶段	期		R_o /%	T_{max} /℃	成熟阶段	烃类演化		高岭石	伊利石	绿泥石	石英加大级别	方解石	铁白云石	长石加大	浊沸石	钠长石化	长石	岩屑	碳酸盐				
早成岩	A	<65	<0.35	<430	未成熟	生物气	弱固结—半固结	———				泥晶							点状	弱碱性	原生孔为主		
	B	65~85	0.35~0.5	430~435	半成熟		半固结—固结	——— 呈书页状			I	亮晶	泥晶	———								酸性	原生孔及少量次生孔
中成岩	A	85~140	0.5~1.3	435~460	低成熟—成熟	原油为主		——— 状或蠕虫状	——— 呈针状		II			———	———	———	———	———	点—线状		可保留原生孔隙，次生孔隙发育		
	B	140~175	1.3~2.0	460~490	高成熟	凝析油—湿气	固结	———	——— 呈球状、叶片状 呈丝发状		III	含铁	亮晶	———	———	———	———				线—缝合状	碱性	孔隙减少，并出现裂缝
晚成岩		175~200	>2.0~4.0	>490	过成熟	干气				片状		IV											

图4 鄂尔多斯盆地华庆地区区长6段典型成岩序列

5 成岩作用对孔隙度演化的影响

沉积物进入埋藏成岩阶段,其储集孔隙度演化受沉积物本身内在特征以及各种成岩作用控制。通过上述的成岩现象和成岩序列分析可知,研究区对孔隙度影响比较大的成岩作用类型主要有压实作用、胶结作用、交代作用和溶蚀作用。因此本文孔隙度演化史主要分为初始孔隙→压实作用→胶结与交代作用→溶蚀作用等4个演化阶段。孔隙演化的定量计算方法,主要参考王瑞飞等^[9]的恢复方法。

5.1 原始孔隙度计算

根据孔隙类型主要控制因素,笔者对延长组长6段孔隙演化进行定量分析。其中,原始孔隙度的求取利用 Beard 和 Wely^[10]提出的恢复砂岩原始孔隙的计算公式:

$$\Phi_1 = 20.91 + (22.9/S_o)$$

式中: Φ_1 为原始孔隙度,%; S_o 为分选系数。式中 S_o 为特拉斯克分选系数 $[Trask = (Q_1/Q_3)^{1/2}]$; Q_1 为第一四分位数,即相当于25%处的粒径大小; Q_3 为第三四分位数,即相当于75%处的粒径大小。也

可以根据薄片镜下分选特征对分选系数进行估算^[11],其标准为:① $S_o < 2.5$,分选较好;② $S_o = 2.2 \sim 4.0$,分选中等;③ $S_o > 4$,分选较差。

据长庆油田粒度分析资料和薄片镜下观察,华庆地区长6段储层砂岩分选系数在1.45~2.3之间,平均值为1.8。本文计算中分选系数采用比平均值稍微低一些的值,定为1.6。据此计算出的原始孔隙度为35.22%。

5.2 参数的选取

研究区的储层非均质性非常强,选取合适的参数对孔隙度演化史分析就显得尤其重要。

孔隙度差别很大,如果把搜集来的所有孔隙度资料相加再平均,那么所求得的值肯定比现在出油储层的孔隙度低,这不符合生产要求。因此,根据研究区优质储层的孔隙度划分标准,本文计算中将孔隙度定为10%。该区孔隙类型主要以粒间溶孔为主,粒间孔次之,粒内溶孔相对较低,胶结物溶蚀孔最低。因此,在面孔率参数的统计过程中,选择总面孔率为12%,粒间面孔率为4.8%,粒间溶孔面孔率为6.7%,粒内溶孔面孔率为0.5%,胶结物溶蚀孔面孔率为1%(包含在粒间溶孔中)。研究区胶结物类型主要包括碳酸盐胶结物和泥质胶结物,分布非常不均匀,但在优质储层中含量相对较低,其中泥质胶结物通常在2%左右,碳酸盐胶结物通常在3%左右,因此胶结物含量参数定为5%。

5.3 孔隙度演化史

通过设定参数计算后可知,华庆地区长6段砂岩储层的初始孔隙度值为35.22%,现今孔隙度值为9.6%,与实测岩心孔隙度值相比大致相当。具体演化过程见图5。

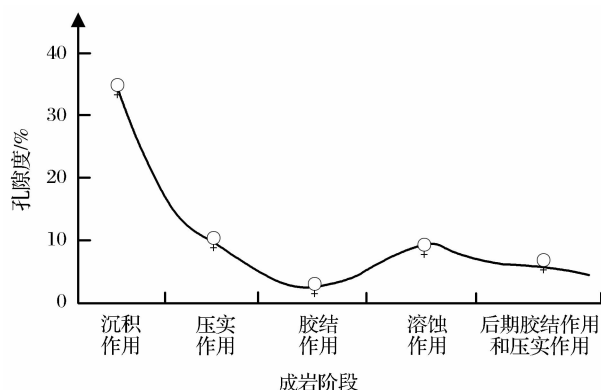


图5 鄂尔多斯盆地华庆地区长6段砂岩储层成岩作用与孔隙度演化关系

其中,早期压实作用损失了约72.1%的孔隙,压实后粒间剩余孔隙度约为9.8%,说明早期压实

作用是造成研究区长6段原生粒间孔大量消亡的主要原因;胶结作用是研究区孔隙减少的第二大重要原因,胶结物为高岭石、绿泥石、碳酸盐及硅质,损失的孔隙占原生孔隙比例约为16.6%左右,孔隙度只有4%;而在早成岩B期至中成岩A期早期之间发生的溶蚀作用,形成的大量的粒内溶孔、粒间溶孔,使得增加的次生孔隙可占到原生孔隙的15.9%,孔隙度可达9.8%。在各类成岩作用共同的影响控制下,研究区长6段储层砂岩孔隙演化整体上呈现前期大幅降低,中期的溶蚀改造使得孔隙得到一定程度的增加,后期又逐渐降低。因此,溶蚀作用对孔隙度的改善作用非常显著,决定着储层物性的好坏,对油层具有重要的建设作用。

6 结论

(1) 华庆地区三叠系延长组长6段储层砂岩属于砂质碎屑流成因,岩性主要为长石砂岩和长石岩屑砂岩,成分成熟度较低。压实作用、胶结作用、溶蚀作用和烃类侵位为研究区长6段储层砂岩主要的成岩作用,目前处于中成岩阶段的A期。

(2) 研究区长6段储层砂岩孔隙演化整体上呈减小趋势。压实作用和胶结作用是孔隙减少的主要成岩作用,使原始孔隙度损失将近90%,其中,早期压实作用是造成研究区长6段原生粒间孔大量消亡的主要原因,而胶结作用与交代作用是研究区孔隙度减少的第二大重要原因。而溶蚀作用决定了华庆地区长6段储层的物性特征。此外,烃类侵位作用也有利于储集砂岩原生孔隙的保存。

参考文献:

- [1] Zheng Rongcai, Wang Changyong, Li Hong, *et al.* Provenance analysis of Chang6 oil-bearing formation of Baibao-Huachi region in Ordos basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2007, 19(1): 32-38. [郑荣才,王昌勇,李虹,等.鄂尔多斯盆地白豹—华池地区长6油层组物源区分析[J].岩性油气藏,2007,19(1): 32-38.]
- [2] Li Youqiang, Wen Zhigang, Li Weifeng, *et al.* Sedimentary microfacies study of Chang3 sand in Hua-152 well block in Huachi oilfield[J]. Natural Gas Geoscience, 2004, 15(2): 201-204. [李友强,文志刚,李维峰,等.华池油田华152井区长3砂组沉积微相研究[J].天然气地球科学,2004,15(2): 201-204.]
- [3] Zou Caineng, Tao Shizhen, Yuan Xuanjun, *et al.* The formation conditions and distribution characteristics of continuous petroleum accumulations[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 324-331. [邹才能,陶士振,袁选俊,等.连续型油气藏形成条件与分布特征[J].石油学报,2009,30(3): 324-331.]

- [4] Fu Qiang, Lv Miaomiao, Liu Yongdou, *et al.* Developmental characteristics of turbidite and its implication on petroleum geology in late-Triassic Ordos basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2008, 26(2): 186-191. [傅强, 吕苗苗, 刘永斗, 等. 鄂尔多斯盆地晚三叠世浊积岩发育特征及地质意义[J]. 沉积学报, 2008, 26(2): 186-19.]
- [5] Liao Jianbo, Liu Huaqing, Lin Weidong, *et al.* Low permeable sandstone reservoir characteristics and diagenesis of Chang 6, Chang 7 and Chang 8 Formation of the Yanchang Formation (Triassic), Shancheng-Yanwu area, Ordos basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2004, 15(2): 201-204. [廖建波, 刘化清, 林卫东, 等. 鄂尔多斯盆地山城—演武地区三叠系延长组长 6—长 8 低渗透层特征及成岩作用研究[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(5): 682-702.]
- [6] Feng Zengzhao. *Sedimentary Petrology* (first volume) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1993: 198-221. [冯增昭. 沉积岩石学(上册) [M]. 北京: 石油工业出版社, 1993: 198-221.]
- [7] Yang Xiaoping, Zhao Wenzhi, Zou Caineng. Origin of low-permeability reservoir and distribution of favorable reservoir[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2007, 28(4): 58-61. [杨晓萍, 赵文智, 邹才能. 低渗透储层成因机理及优质储层形成与分布[J]. 石油学报, 2007, 28(4): 58-61.]
- [8] Hu Zongquan, Zhu Xiaomin. Diageneses and pore evolution of Jurassic reservoir in northwestern edge of Junggar basin[J]. *Journal of the University of Petroleum, China*, 2002, 26(3): 16-19. [胡宗全, 朱筱敏. 准噶尔盆地西北缘侏罗系储层成岩作用及孔隙演化[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2002, 26(3): 16-19.]
- [9] Wang Ruifei, Chen Mingqiang. Quantitative analysis of porosity evolution during the reservoir sedimentation-diagenesis: Taking the Yan25 and Zhuang40 areas in the Ordos basin as examples[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2007, 81(10): 1432-1438. [王瑞飞, 陈明强. 储层沉积成岩过程中孔隙度参数演化的定量分析——以鄂尔多斯盆地沿 25 区块、庄 40 区块为例[J]. 地质学报, 2007, 81(10): 1432-1438.]
- [10] Beard D C, Wely P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand [J]. *AAPG Bulletin*, 1973, 57(2): 349-369.
- [11] Liu Baojun. *Sedimentary Petrology* [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1980: 82-84. [刘宝珺. 沉积岩石学[M]. 北京: 地质出版社, 1980: 82-84.]

Diagenetic Characteristics and Pore Evolution from High-quality Reservoirs of Yanchang Formation in the Middle of Ordos Basin

ZHANG Rui^{1,2}, WANG Qin¹, YAO Jing-li³, LI Shu-tong¹, LI Xiao-yan⁴, HAO Le-wei^{1,2}

(1. Key Laboratory of Petroleum Resources Research, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000, China;

2. Graduate University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China;

3. Research Institute of Exploration and Development, Changqing Oil field Company, PetroChina, Xi'an 710021, China;

4. Scientific Information Center for Resources and Environment /Lanzhou Branch of National Science Library, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000, China)

Abstract: The reservoir sandstones from Chang 6 oil-bearing interval of the Yanchang Formation in Huaqing area, Ordos basin, were the cause of sandy debris flow in the middle basin, which had experienced primarily the compaction, cementation and metasomatism, dissolution and the emplacement of hydrocarbons. And currently the sandstones are in the diagenetic stage of A phase. Pore types of sandstones in the area were mainly intergranular dissolved pore, intergranular pore and intragranular dissolve pore, in which intergranular dissolved pore was primary. Porosity evolution decreasingly trended overall, in which compaction and cementation were major diagenesis reducing the original porosities of nearly 90%, and major factors of the studied area ultra-low permeability. However, dissolution and hydrocarbon emplacement played the constructive role of the porosity. Dissolution determined the development status of Chang 6 high-quality reservoir in Huaqing, which generated secondary porosities for 15.9% of primary porosities.

Key words: Ordos basin; Huaqing area; Yanchang Formation; Diagenesis; Reservoir evaluation.