

鄂尔多斯盆地华庆地区长6油层组砂岩成岩相及储层质量评价

兰叶芳^{1,2}, 邓秀芹^{3,4}, 程党性^{3,4}, 黄锦绣^{3,4}

(1. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室 成都理工大学, 四川 成都 610059; 2. 成都理工大学 沉积地质研究院, 四川 成都 610059; 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. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西 西安 710018)

摘要: 本文借助于薄片分析、扫描电镜分析、阴极发光分析和物性分析等研究手段, 以鄂尔多斯盆地华庆地区长6油层组低渗透砂岩的形成机制为解剖对象, 通过对砂岩埋藏前组成、化学成岩作用和物理成岩作用的相对重要性、自生矿物组成、孔隙构成、物性与孔隙结构等研究, 明确了主要成岩作用对储层的影响。在此基础上, 结合沉积相的研究, 选择骨架颗粒构成、自生矿物组成、物性、孔隙构成以及粒间体积等有关的15个成岩相定量评价参数, 对华庆地区长6油层组低渗透砂岩进行成岩相的定量评价。结果表明: ① 华庆地区长6油层组砂岩经历了较强的物理成岩作用和较弱的化学成岩作用, 原生孔隙是主要储集空间, 压实作用是孔隙度降低的最主要因素, 其次为方解石的胶结作用; ② 成岩相定量评价表明, 弱胶结、强压实成岩相以及强方解石胶结、中-强压实成岩相的储层质量均较差, 受北部物源区控制的绿泥石胶结、弱-中等压实成岩相具有较好的储层质量, 建议作为今后的优选勘探开发区。

关键词: 鄂尔多斯盆地; 长6油层组; 成岩作用; 成岩相; 储层质量评价

中图分类号: P588.2; P588.21⁺2.3

文献标识码: A

文章编号: 1000-6524(2014)01-0051-13

Diagenetic facies and reservoir quality evaluation of Chang 6 sandstone reservoir in the upper Triassic Yanchang Formation of Huaqing area, Ordos Basin

LAN Ye-fang^{1,2}, DENG Xiu-qin^{3,4}, CHENG Dang-xing^{3,4} and HUANG Jin-xiu^{3,4}

(1. State Key Laboratory of Oil/Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China; 2. Institute of Sedimentary Geology, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China; 3. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018, China; 4. National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low-permeability Oil & Gas Fields, Xi'an 710018, China)

Abstract: Based on thin section analysis, scanning electron microscopy analysis, cathodoluminescence analysis and physical property analysis, the authors studied the sandstone composition, the relative importance of chemical diagenesis and physical diagenesis, authigenic minerals, pores and physical properties to reveal the formation mechanism of Chang 6 sandstone reservoir with low-permeability in the upper Triassic Yanchang Formation of Huaqing area, Ordos Basin. The authors selected 15 diagenetic parameters to quantitatively evaluate and divide the diagenetic facies of Chang 6 sandstones on the basis of an integrated study of sedimentary facies and diagenetic processes. The results show that the Chang 6 sandstones have experienced strong physical diagenesis and weak chemical diagenesis, and hence the primary pores are the most important reservoir space; in addition, it is the compaction and calcite cementation that cause the porosity reduction and poor reservoir quality. The reservoir quality

收稿日期: 2013-05-08; 修订日期: 2013-12-07

基金项目: 国家科技重大专项(2011ZX05001-004)

作者简介: 兰叶芳(1985-), 女, 在读博士研究生, 矿物学、岩石学、矿床学专业, E-mail: wssbdnn@163.com。

of sandstones affected by the northeastern provenance is significantly better than that affected by the southwestern provenance. Furthermore, the southwestern sandstones, showing weak cementation and strong compaction diagenetic facies and strong calcite cementation and moderate-strong diagenetic facies, have poor reservoir quality, whereas the northeastern sandstones, especially the middle sand bodies, which show chlorite cementation and weak-moderate compaction diagenetic facies, have good reservoir quality and are thus recommended as preferred exploration zones.

Key words: Ordos Basin; Chang 6 oil reservoir; diagenesis; diagenetic facies; reservoir quality evaluation

成岩相是一个仍然存在争议而在不断完善中的概念,对于成岩相的定义、成岩相的划分以及利用成岩相进行相应的储层评价等各方面的研究众说纷纭,均未达成统一共识,亦没有统一的分类和命名方案(Peters, 1985; Andrews, 1991; Lee, 1994; Grigsby and Langsford, 1996; 陈彦华等, 1988, 1994; 曾伟等, 1996; 李晓清等, 2001; 应凤祥等, 2004; 邹才能等, 2005, 2008; 郑荣才等, 2007; 吴少波, 2009; 张响响等, 2010; 卢德根等, 2010)。国内学者对成岩相的认识和定义亦具有不同的侧重点和标准,如陈彦华等(1988)把成岩相定义为反映成岩环境的物质表现,即反映成岩环境的岩石学特征、地球化学特征和岩石物理特征的总和;钟广法等(1997)认为成岩岩相是对沉积岩相的引申与扩展,强调的是岩石目前所具有的可观测成岩特征的面貌,以岩石在次生成岩特征(包括胶结物成分与胶结类型、压实和溶蚀结构、孔隙类型及分布等)方面的差异为依据,来划分并定义成岩岩相,与沉积岩相一样,是描述性的而非成因性(或解释性)的,如致密碳酸盐胶结相,斑状胶结相,粒间溶孔发育相,致密压嵌式胶结相;李晓清等(2001)把成岩相定义为影响储集性能的某种或某几种成岩作用综合效应及其分布的储集空间的组合,它是沉积岩在成岩过程中经过一系列的成岩演化后形成的面貌;邹才能等(2005, 2008)认为,成岩相是在成岩与构造等作用下,沉积物经历一定成岩作用和演化阶段的产物,包括岩石颗粒、胶结物、结构、孔洞缝等综合特征,是现今储层特征的直接反映,是表征储层性质、类型和优劣的成因性标志;郑荣才等(2007)将碎屑岩成岩相定义为在特定沉积和成岩物理化学环境中的物质表现和成岩作用组合与演化的总体特征,包括碎屑物沉积时物理化学环境、碎屑沉积物固结成岩方式和成岩过程孔隙水演化历史三方面的内容。笔者建议将成岩相的定义仅限于储层表征范畴,只面对当前岩石的储层质量及与之有关的最主要(或最重要)的

成岩机制,成岩相涉及两个重要的内容:①成岩作用及相应的参数;②储层特征和相应的参数。因此,成岩相的研究必须在成岩作用和储层特征研究的基础上进行。在这两类参数中,成岩作用是成岩相研究最为重要的理论基础,如果没有完整系统的成岩作用研究,成岩相的定量研究将没有根基,似无源之水,无本之木。成岩相的研究需要在对成岩作用的深入研究上进行,因而成岩相的研究在很大程度上依赖于成岩作用的研究的发展,尤其是新的学术理念的产生会直接推动成岩相的研究。

成岩相的定量评价必须要有强烈的针对性,不同的含油气盆地、不同的成岩过程(埋藏前组成、岩石组成与结构、埋藏历史、流体热史等众多因素)的砂岩应采用不同的定量评价参数。本文以鄂尔多斯盆地华庆地区长6油层组砂岩的形成机制作为解剖对象,首先对砂岩成岩过程与储层特征进行了评估与研究,包括埋藏前组成、化学成岩作用(主要是胶结作用和溶解作用)和物理成岩作用(主要是压实作用)相对重要性、自生矿物、孔隙的构成、物性与孔隙结构,明确了主要的成岩作用以及相对高渗储层形成机理,在此基础上,选择相应的成岩相定量评价参数,对华庆地区长6油层组低渗透砂岩进行成岩相的定量评价。

1 地质背景

鄂尔多斯盆地横跨陕、甘、宁、蒙、晋五省区,西为贺兰山山脉,北部有阴山山脉,东部是吕梁山脉,南部为秦岭,平面形态为一南北向展开的近矩形盆地,面积 $37 \times 10^4 \text{ km}^2$,是一个古生代地台及台缘拗陷与中生代内拗陷叠合的克拉通盆地,已知沉积岩累计厚度达 $5 \sim 18 \text{ km}$ (李贤庆等, 2005)。华庆地区位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡带的西南部(图1),该区的勘探开发程度相对较低。

上三叠统延长组是一套以河流和湖泊为主的陆

源碎屑岩,包括5个岩性段,10个油层组。自上而下依次为长1~长10油层组。其中,长7为最主要的烃源层,长4+5和长9为次要烃源层,长2、长6及长8油层组为相对重要的储集层。研究目的层长6油层组位于长4+5和长7两个烃源层之间,是华庆地区重要的含油层,主要岩性为褐灰色块状细砂岩、粉-细砂岩、泥质粉砂岩、灰色或暗色泥岩,夹薄层凝灰岩。

华庆地区三叠系延长组沉积格局和沉积体系的分布受广阔斜坡构造背景的控制(李建明等,2009)。

长6期为坳陷湖盆相对稳定的沉降阶段,在湖盆中心区域延长组长6段广泛发育厚层块状砂体(李相博等,2009),为砂质碎屑流沉积(邹才能等,2009)。华庆地区延长期处于湖盆深水区,三角洲沉积与重力流沉积控制了砂体的展布(赵俊兴等,2008;邓秀芹等,2011),长6沉积砂体呈北东—南西向展布,单层砂体厚10~30m,分布稳定,北部发育三角洲沉积(以三角洲前缘为主),中部为砂质碎屑流沉积,南部为浊流沉积(图1)。

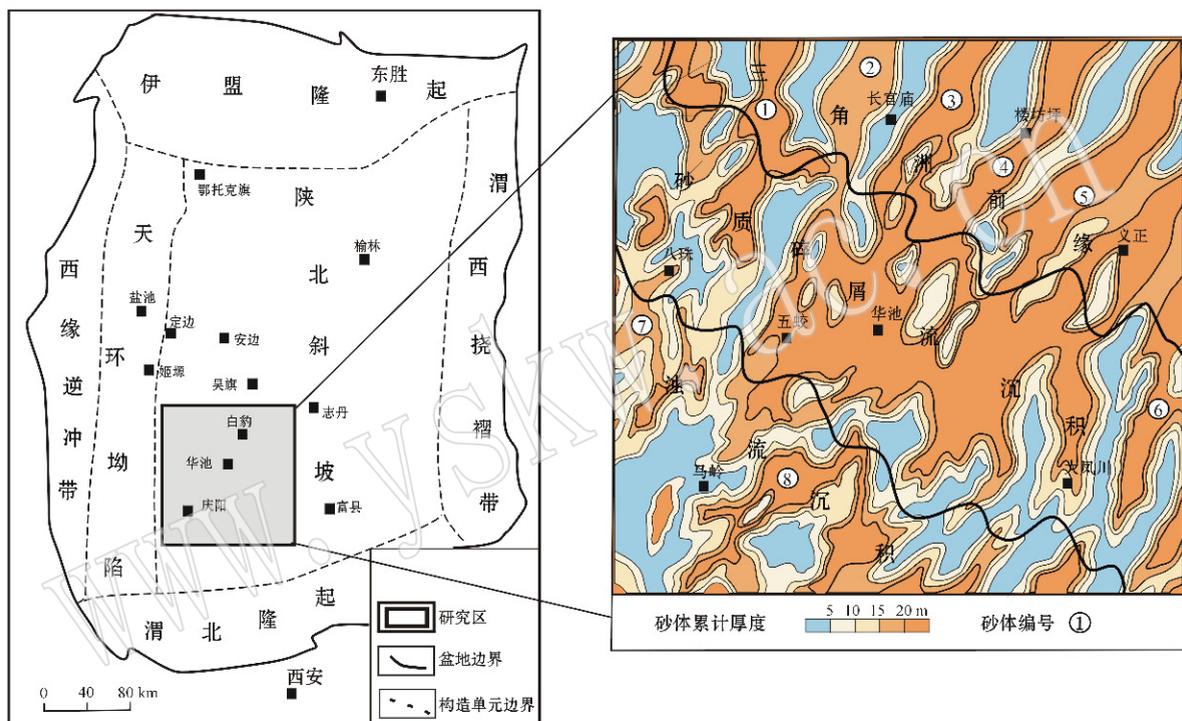


图1 华庆地区位置图以及长6期沉积相展布图[沉积相图综合赵俊兴等(2008),李相博等(2009),刘昊伟等(2010),邓秀芹等(2011)修改]

Fig. 1 Map showing the location and sedimentary facies of Huaqing area during Chang 6 period (modified after Zhao Junxing *et al.*, 2008; Li Xiangbo *et al.*, 2009; Liu Haowei *et al.*, 2010; Deng Xiuqin *et al.*, 2011)

2 华庆地区长6油层组低渗透砂岩的主要成岩条件及控制因素

华庆地区长6油层组砂岩的物性较差,尤其具有很低的渗透率(孔隙度和渗透率平均值分别为9.3%和 $0.19 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),渗透率平均值甚至显著低于鄂尔多斯盆地上古生界,因而是非常典型的低渗透砂岩,这与长6油层组砂岩其独具特色的成岩条件有关,包括独特的埋藏前组成与结构、独特的孔隙构成方式、独特的自生矿物构成方式和独特的自

生矿物地球化学特征,以及独特的化学成岩作用和物理成岩作用等。主要体现在以下几个方面:

(1) 华庆地区长6油层组主要为极细-细粒、次棱角状、分选差的长石岩屑和岩屑长石砂岩,具有较高的长石含量、相对延长组其它油层较低的岩屑含量($Q_{38}F_{40}R_{22}$)和较高的杂基含量(平均值7.41%)。岩屑主要由含量相对较高的碳酸盐岩屑(平均值3.5%,图2a)和平均值11%左右的塑性碎屑含量(包括片岩、千枚岩、板岩、泥板岩、泥岩和云母类碎屑等,图2b)构成。从砂岩埋藏前组成和结构特征对成岩作用的影响来看,高杂基含量和高塑性岩屑含

量将导致压实作用的相对重要性大于胶结作用(图2c、2d)。

(2) 华庆地区长6油层组砂岩骨架颗粒构成与主要结构参数显著受物源控制: a, 长石含量从北东往南西方向逐渐减少(主要受北东物源影响的北部砂体的长石含量大多大于40%, 而主要受南西物源

影响的砂岩中的长石含量则大多小于30%), 越靠近北东物源区, 砂岩中长石含量越高, F1/R1 指数越高, Q1/(F1 + R1) 指数越小; b, 在结构参数上, 主要受北东物源影响的北部砂岩较主要受南西物源影响的南部砂岩具有更细的粒度, 但具有较好的分选性和较低的杂基含量。

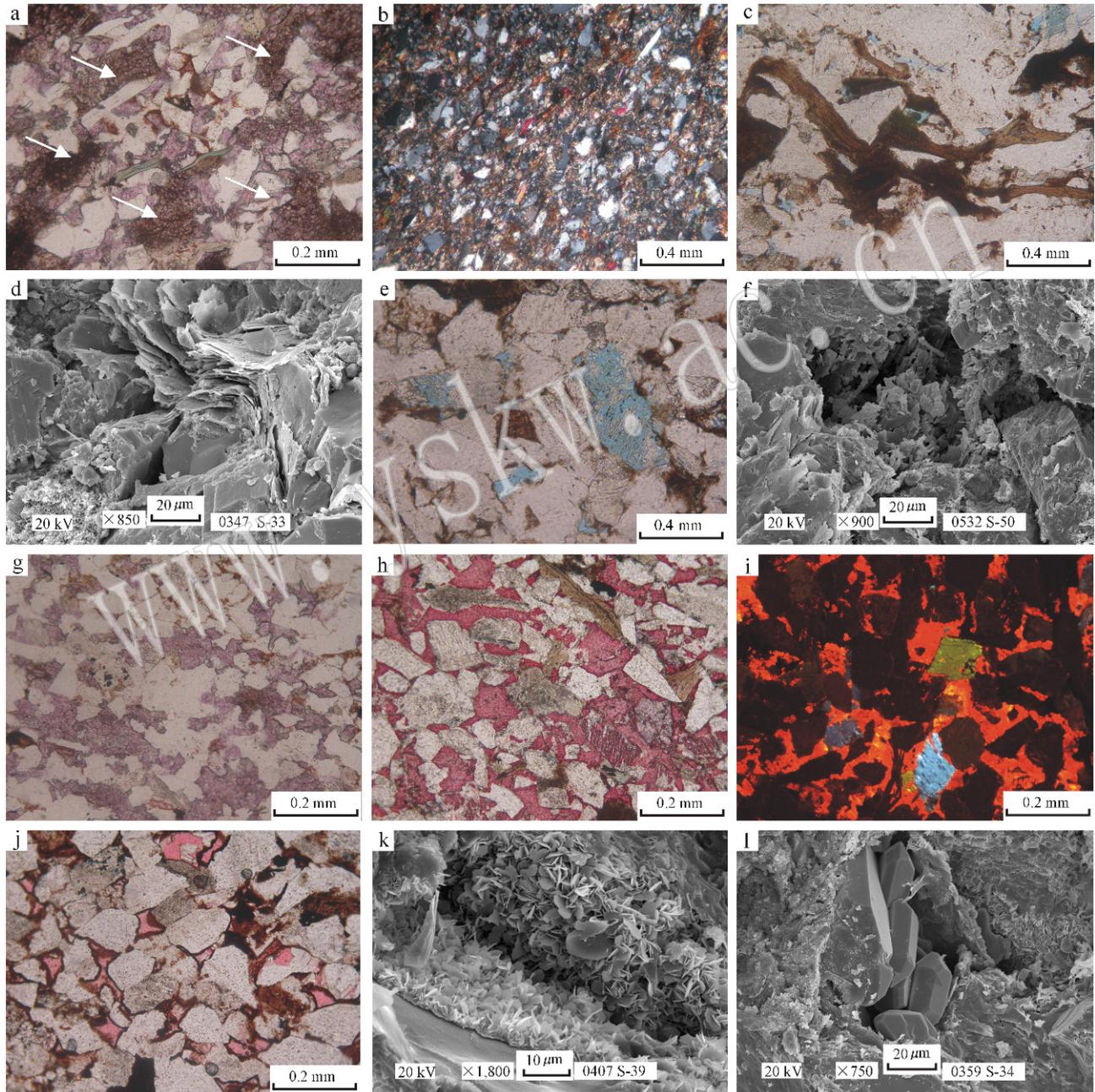


图2 鄂尔多斯盆地华庆地区长6油层组成岩特征

Fig. 2 Photomicrographs showing diagenetic characteristics of Chang 6 sandstones in Huaqing area

a—铁方解石胶结物充填孔隙, 同时存在碳酸盐岩屑(箭头所指)。W26井, 1677.2 m。蓝色铸体薄片, 铁氰化钾染色, 单偏光; b—塑性组分强烈变形, 以假杂基的形式分布于刚性颗粒之间。B191井, 2054.2 m。蓝色铸体薄片, 正交偏光; c—云母变形强烈, 呈假杂基, 颗粒主要为线-凹凸接触, 少量溶蚀孔隙发育。W58井, 1606.39 m。蓝色铸体薄片, 单偏光; d—片状云母受压弯曲呈波浪状, 见层间张开性微缝

及粒间孔隙。W58 井, d 1 606.39 m; e —长石溶蚀孔隙及少量剩余原生粒间孔发育, 颗粒线-凹凸接触。S111 井, d 1 979 m。蓝色铸体薄片, 单偏光; f —长石颗粒沿解理溶蚀淋滤形成次生溶蚀孔隙。Z79 井, e 2 039.4 m; g —铁方解石充填孔隙, 并在局部交代碎屑。W26 井, d 1 677.2 m, 长 6。红色铸体薄片, 铁氰化钾染色, 单偏光; h —方解石充填孔隙, 显示较大的粒间孔隙体积, 长石被方解石交代。B123 井, e 2 107.75 m。蓝色铸体薄片, 茜素红染色, 单偏光; i —碳酸盐胶结物显示橙红色的阴极发光性, 绝大多数石英发棕褐色光, 蓝色和黄绿色颗粒为长石。束电压 12 kV, 束电流 300 μ A。B280 井, e 2 223.64 m; j —以原生粒间孔为主, 绿泥石薄膜发育, 颗粒间的接触关系主要为点接触-线接触。Z65 井, d 1 967.54 m。红色铸体薄片, 单偏光; k —覆盖于颗粒表面的薄膜结构叶片状绿泥石集合体。W72 井, e 2 078.8 m; l —柱状次生石英晶体填充于粒间孔隙中, 粒表附着部分片状绿泥石集合体。W62 井, d 1 788 m

a —ferrocalcite filling the pores, also the distribution of carbonate grains (arrows), well W26, 1 677.2 m, blue epoxy impregnated, stained by Alizarin red S, plainlight; b —strongly deformed plastic components occurring as pseudomatrix between rigid grains, well B191, 2 054.2 m, blue epoxy impregnated, crossed nicols; c —strongly deformed mica occurring as pseudomatrix, and grains being in line-to concave-convex contact, a little dissolution pores, well W58, 1 606.39 m, blue epoxy impregnated, plainlight; d —mica showing curved shape due to compaction, and micro-fracture and intergranular pores well developed, well W58, 1 606.39 m, SEM; e —feldspar-dissolved pores and residual intergranular pores, grains in line-to concave-convex contact, well S111, 1 979 m, blue epoxy impregnated, plainlight; f —feldspars leached along cleavage to form secondary pores, well Z79, 2 039.4 m, SEM; g —ferrocalcite filling the pores and replacing clastic particles, well W26, 1 677.2 m, red epoxy impregnated, stained by Alizarin red S, plainlight; h —clacite filling the pores and replacing feldspar, showing large minus-cement porosity, well B123, 2 107.75 m, blue epoxy impregnated, stained by Alizarin red S, plainlight; i —carbonate cements displaying orange-red cathodoluminescence (CL), and quartz with brown CL and feldspars with blue and green CL, beam voltage of 12 kV and beam current of 300 μ A, well B280, 2 223.64 m; j —pores being mainly primary intergranular pores and pore-lining chlorites well developed with grains in point-to line contact, well Z65, 1 967.54 m, red epoxy impregnated, plainlight; k —chlorite aggregates covering the grain surface, well W72, 2 078.8 m, SEM; l —quartz crystals filling pores and chlorite aggregates covering the grain surface, well W62, 1 788 m, SEM

(3) 华庆地区长 6 油层组砂岩储集空间由原生孔隙、次生孔隙和少量的微孔微裂隙构成, 原生孔隙是主体, 大致占储集空间的 60%, 次生孔隙占 40%, 主要以长石溶孔为主(图 2e、2f), 总体上说, 主要受东北物源影响的北部砂岩的原生孔隙重要性大于主要受南西物源影响的南部砂岩。

(4) 在胶结物数量上, 华庆长 6 油层组砂岩的胶结物含量是延长组各小层中最少的, 平均值在 8% 左右(而化学成岩作用最发育的华庆地区长 1 油层组的胶结物含量高达 13.5%)。同时华庆地区长 6 油层组砂岩的胶结物构成显得非常单调, 在数量上有意义的只有碳酸盐矿物(方解石、白云石)、绿泥石和自生石英(图 2、图 3), 分别占自生矿物总量的 42.1%、21.4%、20.0% 和 12.5%, 它们构成了自生矿物总量的 96%, 其它自生矿物在数量上对储层没有实质性影响(图 3)。华庆地区长 6 油层组砂岩自生矿物具有如下总体特征: a , 碳酸盐是华庆地区长 6 油层组砂岩中含量最高的自生矿物, 方解石和白云石两种自生矿物之和约占胶结物总量的 2/3, 其中方解石胶结物大约是白云石胶结物的 2 倍(图 3)。方解石主要以连生胶结物形式存在(图 2a、2g、2h), 其含量可达 20%、30% 甚至更高, 并构成致密钙质层, 在阴极发光下具暗红色-橙黄色的阴极发光(图 2i); 白云石主要以半自形-自形粒状胶结物形式产出, 主要分布在受南西物源区影响的南部砂岩中, 大多数都因具

有较高的铁含量而不具阴极发光。 b , 华庆地区长 6 油层组砂岩中具有一定数量的自生绿泥石和自生石英的含量。自生绿泥石主要以孔隙衬里的形式产出(图 2j、2k), 平均值 1.7%, 绿泥石的存在使得一部分原生孔隙得以保存, 但是由于其平均含量是延长组所有油层组中最低的, 因而其对储层物性的影响相对有限。华庆地区长 6 油层组砂岩中大多数硅质胶结物以围绕碎屑石英边缘生长的方式存在, 即以所谓的石英次生加大边的方式存在, 加大部分常由多个具相同光性方位的石英组成, 这些石英最终连接成一个大的晶体形成“加大边”并堵塞一部分孔隙(图 2l)。

(5) 华庆地区长 6 油层组砂岩的化学成岩作用不发育, 在鄂尔多斯盆地延长组碎屑岩地层中, 华庆地区长 6 油层组是化学成岩作用最不发育的小层/地区之一。化学成岩作用主要表现在两个方面, 即胶结作用和溶解作用, 根据前面的分析, 华庆地区长 6 油层组砂岩胶结物的含量很低(图 4a), 平均值只有 8% (显著低于华庆地区其它油层组, 如长 1 和长 2 胶结物含量分别为 13.5% 和 12.5%)。溶解作用可以通过与骨架颗粒溶解有关的次生孔隙的含量来评估, 华庆地区长 6 油层组的该数值为 0.92%, 而长 1 和长 2 油层组的该数值分别为 3% 和 2.8%, 是长 6 油层组的 3 倍甚至更高。这使得华庆地区长 6 油层组砂岩缺乏成岩流体对储层的改造作用, 同时也将因为胶结作用不发育而使其更因压实作用而致密

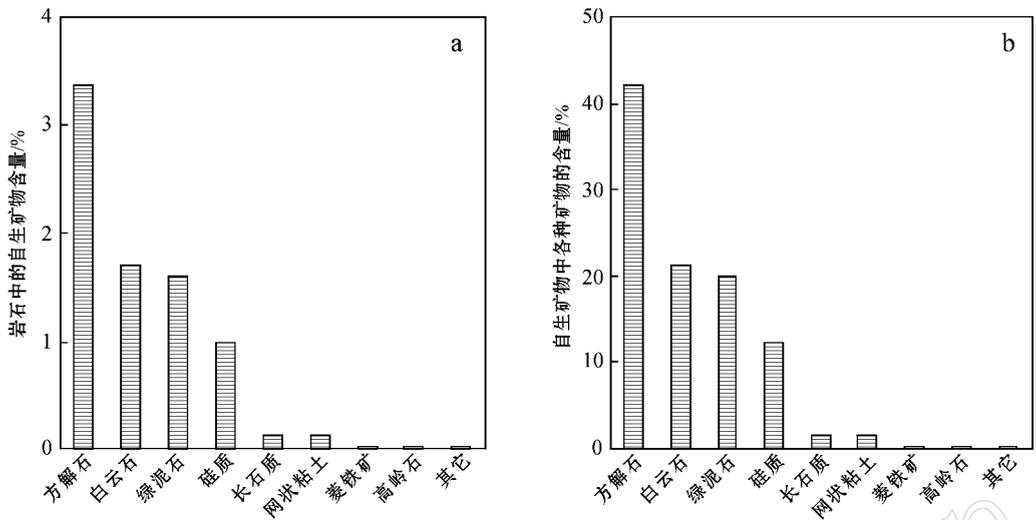


图 3 华庆地区长 6 油层组砂岩自生矿物含量分布直方图

Fig. 3 Histograms of authigenic mineral content of Chang 6 sandstones in Huaqing area

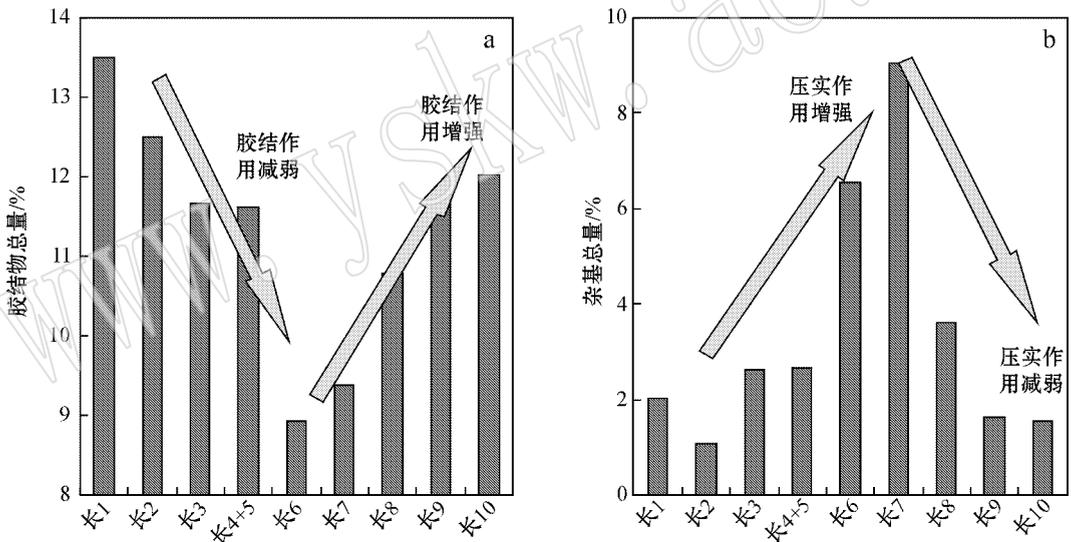


图 4 鄂尔多斯盆地华庆地区延长组不同油层组胶结物总量和杂基总量分布直方图

Fig. 4 Histograms of cements and matrix content of members in Yanchang Formation of Huaqing area

化。华庆地区长 6 油层组化学成岩作用不发育的另一个表现形式是缺乏埋藏成岩过程中的酸性流体，自生矿物中缺乏嗜酸性矿物，在高岭石和石英两种主要的嗜酸性矿物中，高岭石含量接近 0%，自生石英的含量约 1%，而酸性流体最活跃的鄂尔多斯盆地上古生界这两种矿物的含量分别为 4% 和 3%，两者之和为 7%，是华庆地区长 6 油层组的 7 倍。此外，华庆地区长 6 油层组砂岩具有很高的杂基含量(图 4b)，如果再加上 11.5% 的可能作为假杂基的塑性碎屑，两者之和达到 19%，这使得华庆地区长 6 油层组

的砂岩对作为物理成岩过程的压实作用十分敏感，这是除胶结作用不发育以外华庆地区长 6 油层组具有很强压实作用的另一原因。

(6) 由于具有较高的杂基含量，成岩过程中缺乏酸性流体的改造，胶结作用不发育，华庆地区长 6 油层组具有较小的粒间体积(负胶结物孔隙度)，平均值为 9.4%，显著小于埋藏深度更大的华庆地区长 8 油层组(平均值为 12.7%)，更小于平均值为 19.4% 的长 1 油层组和 16.4% 的长 2 油层组，甚至显著小于总体埋藏深度更大的鄂尔多斯盆地上古生

界的碎屑岩地层,这使得华庆地区长 6 油层组的砂岩经历了非常强的物理成岩作用(压实作用)(图 5)。同时,华庆地区长 6 油层组中主要受北东物源影响的北部砂岩的部分样品显示出具有相对较大的负胶

结物孔隙度,这主要是由于它具有相对较高的绿泥石含量和较大的面孔率所致,而主要受南西物源影响的南部砂岩则总体显示出较小的负胶结物孔隙度与较强的压实作用(图 6)。

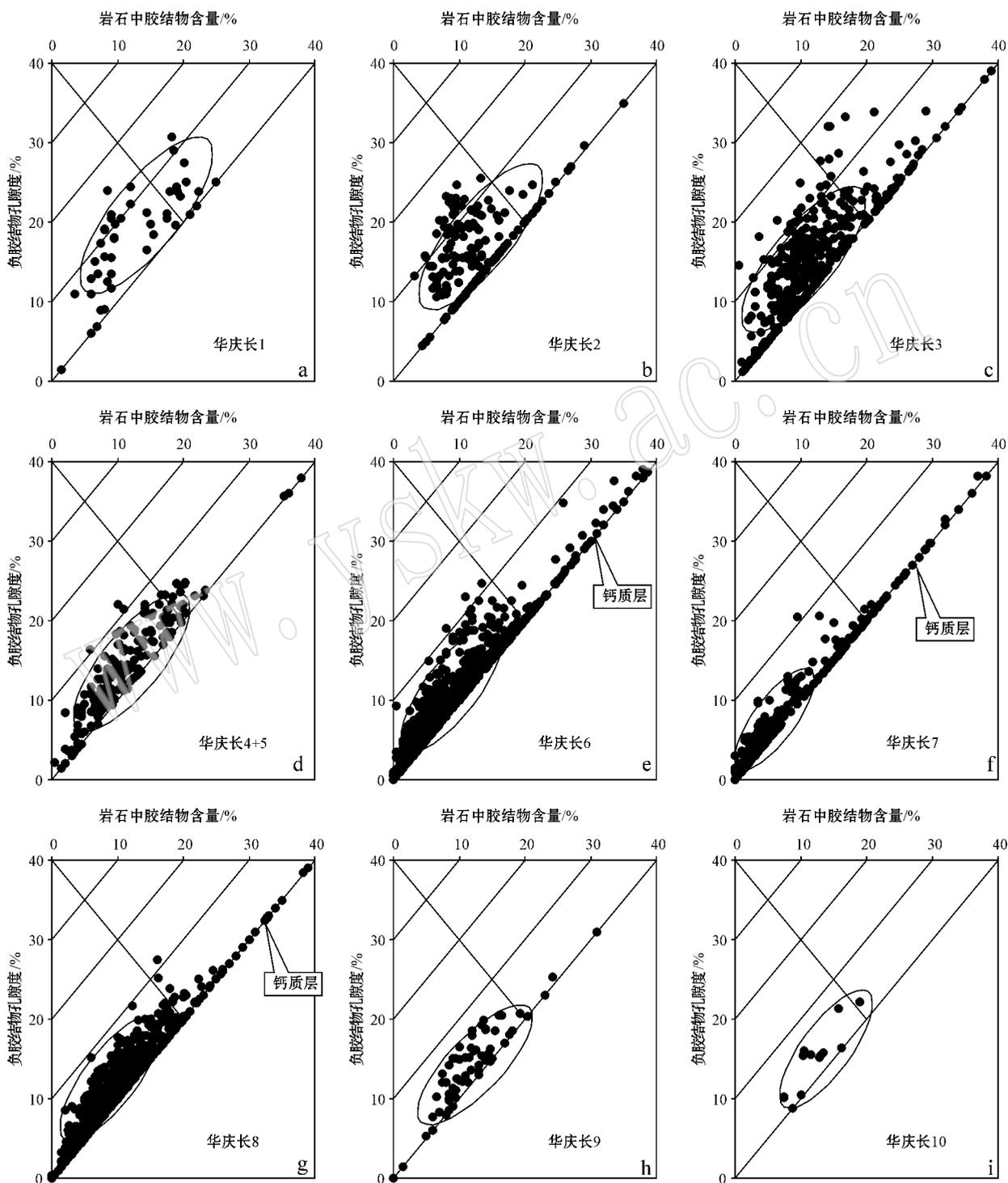


图 5 鄂尔多斯盆地华庆地区延长组长 1~长 10 油层组砂岩负胶结物孔隙度与胶结物含量投点图

Fig. 5 Plots of minus cement porosity and cement content in members from Chang 1 to Chang 10 in Yanchang Formation of Huaqing area, Ordos Basin

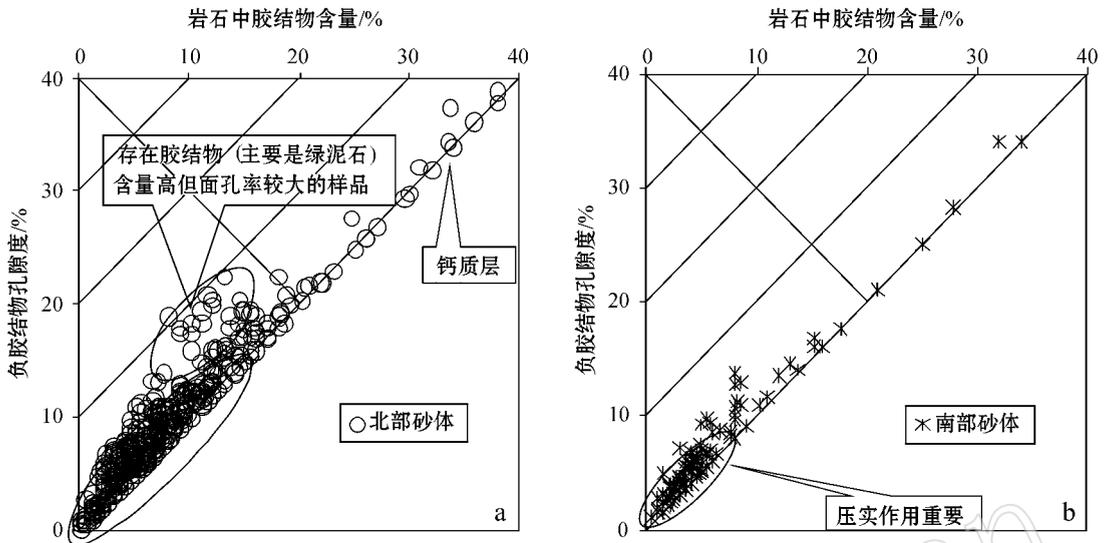


图 6 华庆地区长 6 油层组北部砂体和南部砂体砂岩负胶结物孔隙度与胶结物总量投点图

Fig. 6 Plots of minus cement porosity and cement content of sand bodies of Chang 6 affected by the northeastern and southwestern provenances in Huaqing area, Ordos Basin

3 成岩相定量评价

3.1 华庆地区长 6 储层砂岩成岩相定量评价参数的优选

在对鄂尔多斯盆地华庆地区长 6 储层砂岩成岩作用综合研究的基础上,笔者优选了下面一些成岩条件和成岩相的定量评价参数:

(1) 骨架颗粒的组成评价参数。鄂尔多斯盆地华庆地区长 6 油层组砂岩骨架颗粒组成列于表 1 中(砂体编号见图 1)。选取了两个代表骨架颗粒组成的参数来进行成岩条件评价,即 $(Q1 + F1) / R1$ 和 $F1/R1$ 指数,本文没有采用传统的成分成熟度指数 $Q1/(F1 + R1)$ 来作为评价参数,是因为在传统的成

分成熟度指数 $Q1/(F1 + R1)$ 中, $Q1$ 代表稳定组分, $F1$ 和 $R1$ 代表不稳定组分,但 $F1$ 和 $R1$ 的不稳定性是不一样的,作为长石的 $F1$ 是一种化学上不稳定、但物理上稳定的刚性易溶颗粒,而岩屑则较为复杂,很多岩屑都具有细结构特征(如对华庆地区长 6 储层砂岩来说,含量较高的是泥岩岩屑以及板岩、千枚岩和片岩等低级变质岩岩屑,这些岩屑具有化学上的稳定性和物理上的不稳定性,或者说,它们是难溶塑性碎屑)。华庆地区长 6 储层砂岩化学成岩作用不发育,而物理成岩作用发育,压实作用是储层孔隙度降低最为重要因素。高的刚性颗粒、低的塑性颗粒含量可以为埋藏成岩过程中的保持性成岩作用提供良好的物质基础,因而使用了 $(Q1 + F1) / R1$ 和 $F1/R1$ 指数,两个指数都具有类似意义 ($Q1 + F1) / R1$ 的

表 1 鄂尔多斯盆地华庆地区长 6 油层组砂岩骨架颗粒构成状况

Table 1 Constituents of framework grains of Chang 6 sandstones in Huaqing area, Ordos Basin

层位	砂体号	Q	F	R	Q1	F1	R1	$Q1/(F1 + R1)$	$(Q1 + F1) / R1$	$F1/R1$	碳酸盐岩屑	塑性碎屑	样品数/个
长 6	1 号	30.56	34.99	18.32	36.35	41.65	22.00	0.57	3.55	1.89	4.50	9.92	73
长 6	2 号	27.58	35.61	20.15	33.08	42.46	24.46	0.49	3.09	1.74	4.47	12.57	102
长 6	3 号	27.92	41.69	16.24	32.55	48.48	18.97	0.48	4.27	2.56	2.09	10.71	139
长 6	4 号	29.02	38.47	18.23	33.73	44.81	21.46	0.51	3.66	2.09	2.04	12.58	125
长 6	5 号	28.01	37.33	18.91	33.14	44.22	22.64	0.50	3.42	1.95	3.16	12.20	33
长 6	6 号	31.96	31.54	18.01	38.56	38.80	22.65	0.63	3.42	1.71	4.28	10.53	28
长 6	7 号	48.85	13.82	20.11	59.00	16.69	24.30	1.44	3.11	0.69	4.34	10.76	22
长 6	8 号	45.29	17.29	21.05	54.12	20.66	25.22	1.18	2.97	0.82	6.04	11.10	75

注: Q、F、R 分别为砂岩三角分类图中的石英、长石和岩屑端员,其定义按刘宝琛(1980); Q、F、R 为在岩石中的含量(%), Q1、F1、R1 为在碎屑中的含量(%),全文相同。

分子是刚性颗粒,塑性颗粒都在分母中,另外用 $F1/R1$ 指数而没有用长石含量,是因为 $F1/R1$ 指数比长石含量更为敏感,同时能反映长石与岩屑的相对含量。

(2) 自生矿物评价参数。a, 解石胶结物的含量, 虽然华庆地区长 6 储层砂岩胶结物的含量不高, 但方解石胶结物在岩石中的平均含量仍高达 3.4%, 占胶结物总量的 43%, 是含量最高的自生矿物。少数样品中方解石胶结物的含量可在 20% 以上甚至更高, 并构成致密的钙质层, 降低储层有效厚度; 一些在相对晚成岩阶段沉淀的方解石胶结物占据的粒间体积虽然较小, 但其沉淀时岩石粒间体积本身已经很小(这也是其含量较低的原因之一), 其沉淀所造成的岩石机械强度的增加对岩石抗压实能力的改善没有多少实际意义, 反而占据了十分有限的粒间孔隙, 因而方解石的胶结作用对储层质量来说是一种破坏性成岩作用, 作为负面评价参数; b, 白云石胶结物含量, 白云石胶结物不同于方解石胶结物, 华庆地区长 6 储层白云石胶结物的物质来源与碳酸盐岩屑有关, 平均含量 1.7%, 并占据了一定数量的储集空间, 但根据碳酸盐沉积学的研究, 深埋藏条件下白云石的存在是储集空间得以保存的重要因素之一, 白云石胶结作用具有良好的抵抗上覆载荷的作用, 并具有一定的晶间孔隙, 因此笔者认为华庆地区长 6 储层白云石胶结物是中性的; c, 自生绿泥石含量, 作为重要的保持性成岩作用, 作为正面评价参数; d, 硅质胶结物含量, 自生石英的成因相对复杂, 它可以是长石等铝硅酸盐溶解产物和酸性流体的指示矿物, 早成岩阶段自生石英的沉淀作用也是重要的保持性成岩作用(如长 1、长 2 油层组和鄂尔多斯盆地上古生界), 但对华庆地区长 6 储层来说, 相当数量的自生石英的物质来源与粘土矿物演化有关, 其沉淀时间也相对较晚, 因而认为华庆地区长 6 储层自生石英的沉淀作用是中性的。

(3) 结构评价参数。a, 杂基含量, 华庆地区长 6 储层砂岩杂基含量的增加是初始孔隙度减少和岩石抗压实能力降低的主要原因, 因而是负面评价指标; b, 砂岩的碎屑粒度, 作为正面评价参数。在华庆地区长 6 储层砂岩的粒度范围内, 相对较粗的砂岩, 成岩过程中流体更为活跃, 有利于长石等铝硅酸盐的溶解和次生孔隙的形成, 因而其最终孔隙度也相对较高; c, 砂岩的分选性, 砂岩的分选性显著影响初始孔隙度, 具较好分选性的砂岩具有显著较高的初始

孔隙度, 因而将分选性作为正面评价参数; 另外, 没有把圆度作为评价参数, 因为圆度没有分选性敏感, 同时华庆地区长 6 储层砂岩圆度变化很小, 基本上都是次棱, 因而用其作为评价参数没有实际意义。

(4) 砂岩的物性及其它评价参数。a, 孔隙度和渗透率显然是正面评价的参数; b, 岩石中原生孔隙和次生孔隙的比例, 由于以粒间孔隙为主的原生孔隙具有较好的连通性, 而次生孔隙, 尤其是颗粒内孔和晶间孔的连通性相对较差, 因而以原生粒间孔隙为主要储集空间的砂岩具有更好的孔隙度—渗透率关系, 因而增加了原生孔隙/次生孔隙比值作为正面评价参数; c, 将 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 渗透率所对应的截止孔隙度(截止孔隙度的定义见黄思静等, 2011) 作为评价参数, 该数值实际上可作为孔隙结构的表征(而且具有比孔隙结构分析多得多的数据量), 且能评价自生绿泥石在保护孔隙的同时对渗透率的伤害, 该数值越大, 孔隙的连通性越差, 因而是一个负面评价参数; d, 砂岩的粒间体积, 较大的粒间体积代表了较弱的物理成岩作用和较强的化学成岩作用, 表明这些岩石有较大的水/岩比以及成岩流体对储层的改造, 因而将其作为正面评价参数(方解石胶结物的含量作为负面评价参数可以对该参数进行修正)。

3.2 对鄂尔多斯盆地华庆地区长 6 储层砂岩成岩相的定量评价结果

结合前人的沉积相研究成果以及华庆地区长 6 油层组砂岩的砂体展布特征, 共使用了 $(Q1 + F1)/R1$ 和 $F1/R1$ 指数、塑性碎屑含量、杂基含量、碎屑平均粒径、碎屑分选性、自生绿泥石含量、自生白云石含量、自生石英含量、自生方解石含量、自生高岭石含量、孔隙构成(用原生孔隙/次生孔隙的比值表征)、孔隙度、渗透率、 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 渗透率所对应的孔隙度、砂岩粒间体积等 15 个参数对鄂尔多斯盆地华庆地区长 6 储层砂岩的成岩条件和成岩相进行综合定量评价(表 2)。在具体操作中, 根据前面评价参数的选取以及相对高渗储层形成机理的分析, 综合考量不同参数对储层的影响程度, 需要对有关参数进行必要的权重和归一化处理, 大致对储层影响程度最高以 10 分计算来分别选取各个参数的影响因子, 评价结果用最终的得分量化, 通过不同权重的尝试和考量之后(由于华庆地区长 6 储层砂岩总体为低渗透砂岩, 因而渗透率乘以系数 12 以突出显示不同砂体间的差别), 最终得出如下的计算公式: 得

分 = $(Q1 + F1) / (5 \times R1) + F1 / (5 \times R1) - \text{塑性碎屑} / 10 + (\text{原生孔} / \text{次生孔}) + \text{粒间体积} / 10 - \text{杂基} / 8 + \text{平均粒径} + \text{分选} / 2 + \text{孔隙度} / 5 + \text{渗透率} \times 12 - 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \text{渗透率对应孔隙度} / 10 + \text{绿泥石} - \text{方解石} / 2$ 。

根据获得最终的评价结果,给出了供参考的成岩相命名(表 2),分别有强方解石胶结中-强压实成岩相、强方解石胶结弱压实成岩相、绿泥石胶结中等压实成岩相、绿泥石胶结弱压实成岩相、弱胶结中等-强压实成岩相以及弱胶结强压实成岩相,最终综合绘制华庆地区长 6 油层组成岩相图(图 7)。由于华庆地区长 6 油层组化学成岩作用不发育,而以物理成岩作用(压实作用)为主,因而在进行成岩相命名时,综合考虑了物理成岩作用的相对强度以及主要的化学成岩作用特征(所有的成岩作用相对强弱以及得分和储层质量分级仅仅是针对该华庆地区长 6 油层组而言的)。

成岩参数的计算和评价结果表明,主要受北东物源影响的北部砂体及中部砂体的储层质量显著好

于主要受南西物源影响的南部砂体。因而从沉积相的角度来说,主要受北东物源影响、沉积相主要受三角洲前缘控制的北部砂体北部的储层质量好于沉积相主要受砂质碎屑流控制的北部砂体南部;主要受南西物源影响、沉积相主要受浊流控制的南部砂体储层质量最差。在进行编号的砂体中(见图 1),2 号、3 号和 4 号砂体储层质量较好,得分都在 7 以上,其中 3 号砂体得分超过 9,是其中储层质量最好的(表 2,图 7);其余砂体的得分都在 5 以下,尤其以 8 号砂体储层质量最差,得分在 4 以下。相对较低的杂基含量、相对较高的绿泥石含量(较强的保持性成岩作用)以及较大的粒间体积和较弱的压实作用使得 3 号砂体具有华庆地区长 6 油层组最好的储层质量,其次则为同样具有相对较高绿泥石含量和中等压实作用强度的 2 号和 4 号砂体,这几个编号的砂体相对而言具有更好的勘探潜力和开发前景。而其余编号砂体则总体的储层质量较差,较强的胶结作用或压实作用是其储层质量变差的主要控制因素。

表 2 鄂尔多斯盆地华庆地区长 6 油层组储层砂岩成岩条件和成岩相的综合评价表

Table 2 Parameters of diagenetic facies of Chang 6 sandstones in Huaqing area, Ordos Basin

编号	1 号	2 号	3 号	4 号	5 号	6 号	7 号	8 号	
骨架 颗粒 构成	$(Q1 + F1) / R1$	3.55	3.09	4.27	3.66	3.42	3.42	3.11	2.97
	$F1 / R1$	1.89	1.74	2.56	2.09	1.95	1.71	0.69	0.82
	塑性碎屑	9.92	12.57	10.71	12.58	12.20	10.53	10.76	11.10
砂岩 结构	杂基	9.31	8.41	4.38	5.89	6.24	10.97	8.64	10.46
	平均粒径/mm	0.15	0.13	0.14	0.14	0.14	0.13	0.17	0.16
	分选	4.04	3.92	3.44	3.82	3.45	4.21	2.50	4.79
自生 矿物 构成/%	绿泥石	0.56	1.91	2.92	2.34	0.81	0.56	0.07	0.05
	白云石	1.43	2.37	1.33	0.99	1.92	4.08	3.73	1.54
	硅质	0.94	1.08	0.69	0.86	1.57	1.15	1.97	1.18
	方解石	4.00	2.69	3.66	3.91	4.42	1.46	2.75	3.06
孔隙构成、 物性、孔渗 关系与粒间 体积	孔隙构成	0.68	1.73	2.16	1.81	2.08	0.90	1.68	0.34
	孔隙度/%	10.17	9.50	9.74	9.31	7.82	7.34	8.60	8.61
	渗透率	0.20	0.19	0.25	0.20	0.08	0.10	0.22	0.16
	对应孔隙度	9.86	9.77	9.70	9.38	9.19	8.21	8.85	8.97
	粒间体积/%	8.05	10.34	10.71	10.06	10.72	8.35	10.20	6.92
评价结果	得分	4.6	7.3	9.9	7.7	4.4	4.3	4.9	3.3
	相对储层质量	C	B	A	B	C	C	C	C
成岩相命名	强方解石 胶结中-强 压实成岩 相	绿泥石胶 结中等压 实成岩相	绿泥石胶 结弱压实 成岩相	绿泥石胶 结中等压 实成岩相	强方解石 胶结弱压 实成岩相	弱胶结中- 强压实成 岩相	弱胶结中- 强压实成 岩相	弱胶结强 压实成岩 相	

注:①所列数据均为长 6 油层组各砂体数据的平均值;②渗透率单位为 $10^{-3} \mu\text{m}^2$,对应孔隙度指 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 渗透率所对应的孔隙度,单位为%;③孔隙构成为原生孔面孔率/次生孔面孔率;④得分 = $(Q1 + F1) / (5 \times R1) + F1 / (5 \times R1) - \text{塑性碎屑} / 10 + (\text{原生孔} / \text{次生孔}) + \text{粒间体积} / 10 - \text{杂基} / 8 + \text{平均粒径} + \text{分选} / 2 + \text{孔隙度} / 5 + \text{渗透率} \times 12 - 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \text{渗透率对应孔隙度} / 10 + \text{绿泥石} - \text{方解石} / 2 + \text{白云石} \times 0 + \text{硅质} \times 0$;⑤从 A 到 B 到 C,代表该地区成岩条件和储层质量从相对最好到中等到最差。

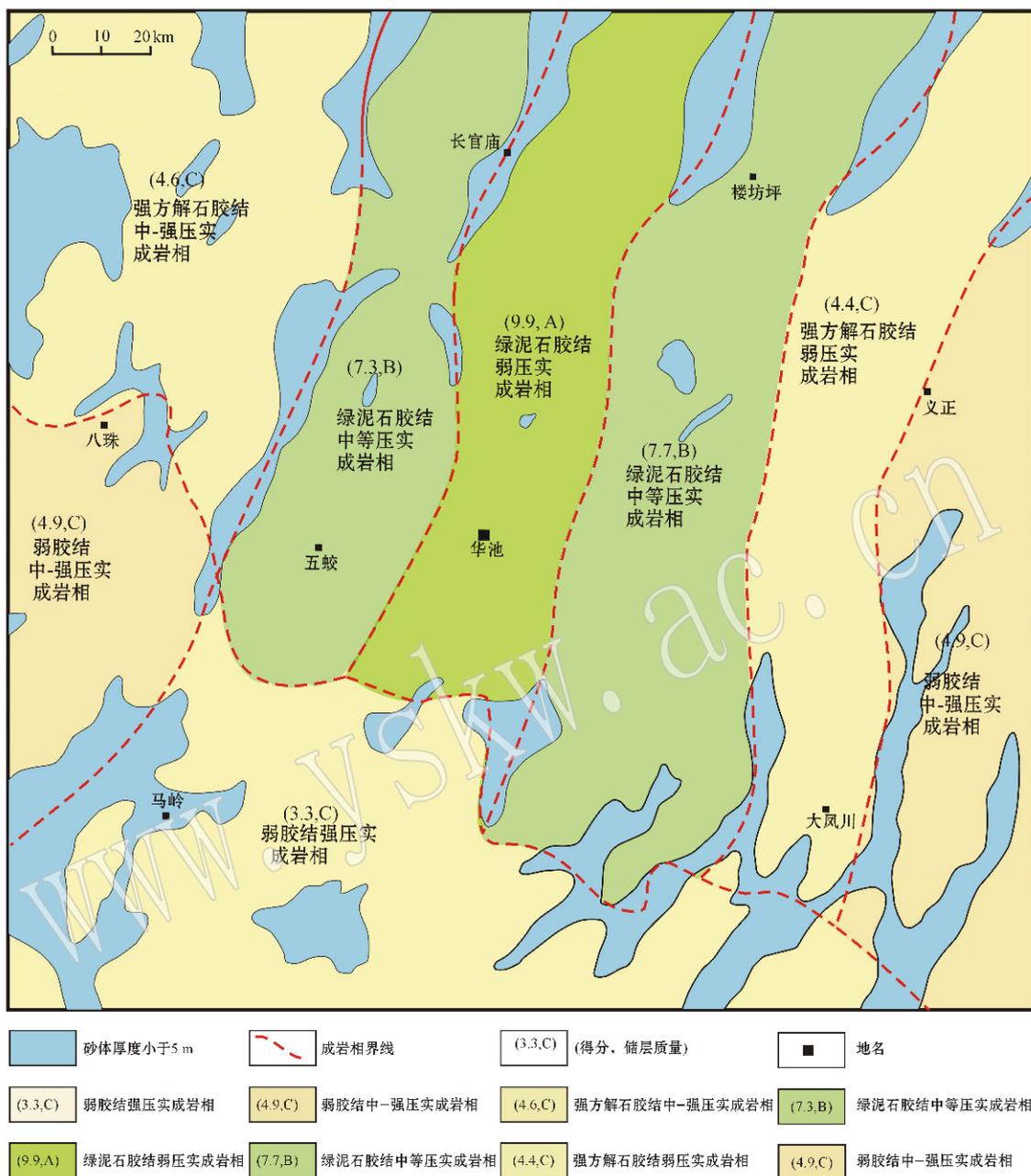


图 7 鄂尔多斯盆地华庆地区长 6 油层组成岩相定量评价图(得分及储层质量分类参考表 2)

Fig. 7 Diagenetic facies of Chang 6 sandstones in Huaqing area, Ordos Basin

4 结论

(1) 鄂尔多斯盆地华庆地区长 6 油层组砂岩总体上具有高长石含量、高塑性碎屑含量、高杂基含量、低初始孔隙度、低胶结物含量和粒度细、分选差的总体特征,这使得华庆地区长 6 油层组砂岩对压实作用十分敏感,并经历了很强的压实作用和较弱

的溶解作用以及胶结物的沉淀作用,原生孔隙是其主要的储集空间。

(2) 华庆地区长 6 油层组砂岩的胶结物主要由碳酸盐矿物(方解石、白云石)、绿泥石和自生石英组成,它们构成了自生矿物总量的 96%,其它自生矿物在数量上对储层没有实质性影响,总体上长 6 油层组砂岩经历了相对较弱的化学成岩作用,主要表现为碳酸盐的胶结作用和少量长石的溶解作用为主。

(3) 埋藏条件下对孔隙具有保护作用的自生绿泥石主要分布在北部砂体,从主要受三角洲前缘砂体控制的北部砂体北部到主要受砂质碎屑流砂体控制的北部砂体南部,再到主要受南西物源影响、并主要受浊流控制的南部砂体,砂岩中自生绿泥石的含量是降低的,在各砂体中,中部的砂体具有较高的自生绿泥石含量。

(4) 使用 $(Q_1 + F_1)/R_1$ 指数和 F_1/R_1 指数、塑性碎屑含量、杂基含量、碎屑平均粒径、碎屑分选性、自生绿泥石含量、自生白云石含量、自生石英含量、自生方解石含量、自生高岭石含量、孔隙构成(用原生孔隙/次生孔隙的比值表征)、孔隙度、渗透率、 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 渗透率所对应的孔隙度、砂岩粒间孔隙体积等 16 个参数对鄂尔多斯盆地华庆地区长 6 油层组储层砂岩的成岩条件和储层质量进行综合评价以及进行相应的成岩相划分。成岩参数的计算和评价结果表明,主要受北东物源影响的北部砂体的储层质量显著好于主要受南西物源影响的南部砂体,华庆地区中部的三个砂体具有相对较高的绿泥石含量和经历中等-弱的压实作用,储层质量较好,其得分都在 7 分以上,命名为绿泥石胶结中等/弱压实作用成岩相,属于该地区好和较好类储层,其余砂体的得分都在 5 分以下,方解石胶结作用或压实作用是造成储层质量变差的主要因素,属于较差类储层。

References

- Andrews J E. 1991. Geochemical indicators of depositional and early diagenetic facies in Holocene carbonate muds and their preservation potential during stabilization [J]. *Chemical Geology*, 93(3~4): 267~289.
- Chen Yanhua and Liu Ying. 1988. Diagenetic facies, Oil and Gas of Cambrian in Lower Yangtze [A]. *New Field of Exploration of Southern China Oil and Gas Exploration Proceedings Series 3* [C]. Beijing : Geological Publishing House (in Chinese).
- Chen Yanhua and Liu Ying. 1994. Diagenetic facies—A new approach to the prediction of reservoir rocks [J]. *Experiment Petroleum Geology*, 16(3): 274~281 (in Chinese with English abstract).
- Deng Xiuqin, Fu Jinhua, Yao Jinli, *et al.* 2011. Sedimentary facies of the Middle-Upper Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin and breakthrough in petroleum exploration [J]. *Journal of Palaeogeography*, 13(4): 443~455 (in Chinese with English abstract).
- Grigsby J D and Langsford R P. 1996. Effects of diagenesis on enhanced-resolution bulk density logs in Tertiary Gulf Coast sandstones : an example from the Lower Vicksburg Formation, McAllen Ranch Field, South Texas [J]. *AAPG Bulletin*, 80 : 1 801~1 809.
- Huang Sijing, Lang Xianguo, Lan Yefang, *et al.* 2011. Porosity cutoff of porosity-permeability curve and the reservoir quality [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 38(6): 593~602 (in Chinese with English abstract).
- Lee M K. 1994. Ground water flow, late cementation and petroleum accumulation in the Permian Lyons sandstone, Denver Basin [J]. *AAPG Bulletin*, 78 : 217~237.
- Li Jianming, Li Pengfei and Xu Lunxun. 2009. Provenance analysis of Chang 6 Period in Huaqing Area of Ordos Basin [J]. *Journal of Yangtze University (Nat. Sci. Edit)*, 6(3): 48~51 (in Chinese with English abstract).
- Li Xiangbo, Liu Huaqing, Wan Yanrong, *et al.* 2009. First discovery of the sandy debris flow from the Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 21(4): 19~21 (in Chinese with English abstract).
- Li Xianqing, Hou Dujie, Hu Guoyi, *et al.* 2005. Formation Fluid and Gas Reservoir in Central Ordos Basin [M]. Beijing : Geological Publishing House (in Chinese with English abstract).
- Li Xiaoqing, Guo Qintao and Qiu Dongzhou. 2001. Diagenesis and division of diagenetic phases of the reservoirs in the North Weifang oil field [J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 21(4): 28~33 (in Chinese with English abstract).
- Liu Haowei, Zheng Xingyuan, Chen Quanhong, *et al.* 2010. Analysis on characteristics of deep-water sedimentary tight sandstone reservoir of Chang 6 in Huaqing area [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 32(1): 21~26 (in Chinese with English abstract).
- Lu Degen, Liu Linyu, Liu Xiuchan, *et al.* 2010. Diagenetic facies of chang 81 sub-member of Triassic Yanchang Formation in Zhenjing block of Ordos Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 22(1): 82~86 (in Chinese with English abstract).
- Peters D. 1985. Recognition of two distinctive diagenesis facies trends as aid to hydrocarbon exploration in deeply buried Jurassic - Smackover carbonates of southern Alabama and southern Mississippi [J]. *AAPG Bulletin*, 69 : 295~296.
- Wu Shaobo, Li liang, Yu Xiaolei, *et al.* 2009. Diagenesis and diagenetic facies of the Upper Triassic Chang 6 reservoir in Dalugou area, Jingan Oilfield [J]. *Journal of Xican Shiyou University (Natural Science Edition)*, 24(1): 8~12 (in Chinese with English abstract).
- Ying Fengxiang, Luo Ping, He Dongbo, *et al.* 2004. Clastic Reservoir Diagenesis and Diagenetic Numerical Simulation of Petroliferous Basins in China [M]. Beijing : Petroleum Industry Press (in Chinese).
- Zeng Wei and Huang Jixiang. 1996. Quantitative evaluation of reservoirs and diagenetic facies of Xingxi Group of upper Triassic in Transi-

- tional zone of middle-southern Sichuan[J]. Mineral Petrol, 16(4): 64~69(in Chinese with English abstract).
- Zhang Xiangxiang, Zou Caineng, Tao Shizhen, et al. 2010. Diagenetic Facies Types and Semiquantitative Evaluation of Low Porosity and Permeability Sandstones of the Fourth Member Xujiache Formation Guang'an Area, Sichuan Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 28(1): 50~57(in Chinese with English abstract).
- Zhao Junxing, Chen Hongde, Shen Xiaoli, et al. 2008. Characteristics and depositional model of the sedimentary system at Chang 6 Stage in the south of Ordos Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition), 35(5): 496~501(in Chinese with English abstract).
- Zheng Rongcai, Geng Wei, Zhou Gang, et al. 2007. Diagenesis and diagenetic facies of Chang 6 sandstone of Yanchang Formation in Baibao area, Ordos Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 19(2): 1~8(in Chinese with English abstract).
- Zhong Guangfa and Wu Ningfen. 1997. Diagenetic lithofacies analysis: A whole new approach to studying diagenetic heterogeneity[J]. Petroleum Exploration and Development, 24(5): 62~66(in Chinese with English abstract).
- Zou Caineng, Tao Shizhen and Xue Shuhao. 2005. Connotation of "Facies Control Theory" and its significance for exploration[J]. Petroleum Exploration and Development, 32(6): 7~12(in Chinese with English abstract).
- Zou Caineng, Tao Shizhen, Zhou Hui, et al. 2008. Genesis, classification and evaluation method of diagenetic facies[J]. Petroleum Exploration and Development, 35(5): 526~540(in Chinese with English abstract).
- Zou Caineng, Zhao Zhengzhang, Yang Hua, et al. 2009. Genetic mechanism and distribution of sandy debris flows in terrestrial lacustrine basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 27(6): 1065~1075(in Chinese with English abstract).
- 455.
- 黄思静,郎咸国,兰叶芳,等. 2011. 储层孔隙度-渗透率关系曲线中的截止孔隙度与储层质量[J]. 成都理工大学(自然科学版), 38(6): 593~602.
- 李建明,李鹏飞,徐论勋. 2009. 鄂尔多斯盆地华庆地区长 6 期物源分析[J]. 长江大学学报(自然科学版), 3(3): 48~51.
- 李贤庆,侯读杰,胡国艺,等. 2005. 鄂尔多斯盆地中部气田地层流体特征与天然气成藏[M]. 北京:地质出版社.
- 李相博,刘化清,完颜容,等. 2009. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组砂质碎屑流储集体的首次发现[J]. 岩性油气藏, 21(4): 19~21.
- 李晓清,郭勤涛,丘东洲. 2001. 淮北油田储层的成岩作用及成岩相划分[J]. 沉积与特提斯地质, 21(4): 28~33.
- 刘宝珺. 1980. 沉积岩石学[M]. 地质出版社.
- 刘昊伟,郑兴远,陈全红,等. 2010. 华庆地区长 6 深水沉积低渗透砂岩储层特征[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 32(1): 21~26.
- 卢德根,刘林玉,刘秀蝉,等. 2010. 鄂尔多斯盆地镇泾区块长 81 亚段成岩相研究[J]. 岩性油气藏, 22(1): 82~86.
- 吴少波,李亮,余小雷,等. 2009. 靖安油田大路沟区长 6 油层组储层成岩作用与成岩相[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 24(1): 8~12.
- 应凤祥,罗平,何东博,等. 2004. 中国含油气盆地碎屑岩储集层成岩作用与成岩数值模拟[M]. 北京:石油工业出版社.
- 曾伟,黄继祥. 1996. 川中-川南过渡带上三叠统香溪群储层成岩作用的定量评价与成岩相[J]. 矿物岩石, 16(4): 64~69.
- 张响响,邹才能,陶士振,等. 2010. 四川盆地广安地区上三叠统须家河组四段低孔渗砂岩成岩相类型划分及半定量评价[J]. 沉积学报, 28(1): 50~57.
- 赵俊兴,陈洪德,申晓莉,等. 2008. 鄂尔多斯盆地南部长 6 时期沉积体系特征及发育模式[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 35(5): 496~501.
- 郑荣才,耿威,周刚,等. 2007. 鄂尔多斯盆地白豹地区长 6 砂岩成岩作用与成岩相研究[J]. 岩性油气藏, 19(2): 1~8.
- 钟广法,邬宁芬. 1997. 成岩岩相分析:一种全新的成岩非均质性研究方法[J]. 石油勘探与开发, 24(5): 62~66.
- 邹才能,陶士振,薛叔浩. 2005. "相控论"的内涵及其勘探意义[J]. 石油勘探与开发, 32(6): 7~12.
- 邹才能,陶士振,周慧,等. 2008. 成岩相的形成、分类与定量评价方法[J]. 石油勘探与开发, 35(5): 526~540.
- 邹才能,赵璋璋,杨华,等. 2009. 陆相湖盆深水砂质碎屑流成因机制与分布特征——以鄂尔多斯盆地为例[J]. 沉积学报, 27(6): 1065~1075.

附中文参考文献

- 陈彦华,刘莺. 1988. 下扬子区寒武系成岩相与油气[A]. 中国南方油气勘查新领域探索论文集第 3 辑[C]. 北京:地质出版社.
- 陈彦华,刘莺. 1994. 成岩相-储集体预测的新途径[J]. 石油实验地质, 16(3): 274~281.
- 邓秀芹,付金华,姚泾利,等. 2011. 鄂尔多斯盆地中及上三叠统延长组沉积相与油气勘探的突破[J]. 古地理学报, 13(4): 443~