

庆城—合水地区长8油层组储层成岩作用及孔隙演化

杨甫^{1,2}, 陈刚³, 李书恒⁴, 雷盼盼⁵, 田涛^{1,2}

(1. 国土资源部煤炭资源勘查与综合利用重点实验室, 陕西 西安 710021; 2. 陕西省煤田地质有限公司, 陕西 西安 710021; 3. 西北大学大陆动力学国家重点实验室/地质学系, 陕西 西安 710069; 4. 中国石油长庆油田分公司, 陕西 西安 710021; 5. 陕西龙门天地技术有限公司, 陕西 西安 710075)

摘要:在钻井岩心观察的基础上,利用砂岩普通薄片、铸体薄片、扫描电镜、黏土矿物分析等多种方法,综合研究了庆城—合水地区长8储层成岩作用及孔隙演化特征。结果表明:①庆城—合水地区长8储层主要为一套三角洲前缘相砂岩,岩石类型为岩屑长石砂岩和少量的长石砂岩。②研究区长8储层砂岩主要经历了压实作用、胶结作用及后期溶蚀作用等成岩作用。③包裹体均一温度、黏土矿物组合、胶结物与孔隙类型特征等多种指标反应的成岩作用阶段已达到中成岩阶段A期。④早期压实作用是造成孔隙空间减少主要因素,平均损失率为21.58%,胶结作用造成的孔隙度平均损失率为6.89%,而后期溶蚀作用是改善砂岩储层的重要因素,平均孔隙度增加3.97%。庆城—合水地区长8段储层砂岩孔隙演化特征和成岩作用阶段的研究对低渗透致密储层的开发具有重要的意义。

关键词:成岩作用;孔隙演化;致密储层;长8油层组

中图分类号:P618.13

文献标志码:A

文章编号:1009-6248(2016)04-0207-12

Diagenesis and Porosity Evolution of Chang 8 Oil Reservoir Group in Qingcheng-Heshui Area

YANG Fu^{1,2}, CHENG Gang³, LI Shuheng⁴, LEI Panpan⁵, TIAN Tao^{1,2}

(1. Key Lab of Coal Resources Exploration and Comprehensive Utilization, MLR, Xi'an 710016, Shaanxi, China; 2. Shaanxi Coal Geology Group Co., LTD, Xi'an 710016, Shaanxi, China; 3. State Key Laboratory of Continental Dynamics, Department of Geology, Northwest University, Xi'an 710069, Shaanxi, China; 4. Changqing Oilfield Company, PetroChina Company Limited, CNPC, Xi'an 710021, Shaanxi, China; 5. Shaanxi Longmen Tiandi Oil & Gas Technology Limited Company, Xi'an 710016, Shaanxi, China;)

Abstract: On the basis of drilling core observation, the diagenesis and porosity evolution characteristics of the Chang 8 reservoir in Qingcheng-Heshui area have been comprehensively studied through using ordinary thin section of sandstone, casting thin sections, scanning electron microscope, clay minerals analysis and other methods. The results show that: ① the Chang 8 reservoir in Qingcheng-Heshui area is mainly a set of sandstones with delta front facies, which are composed by lithic arkose sandstone and a small amount of feldspar sandstone; ② the sandstones of

收稿日期: 2015-08-20; 修回日期: 2016-03-30

基金项目: 国土资源部煤炭勘查与综合利用重点实验室自主科研项目(ZZ2015-2), 中国地质调查局油气资源项目(1212011220761)

作者简介: 杨甫(1986-), 男, 博士, 2015年毕业于西北大学矿产普查与勘探专业, 现从事盆地分析与非常规天然气地质研究。E-mail: Yangpu666@163.com

the Chang 8 reservoir have mainly experienced some diagenesis, such as compaction, cementation and later dissolution; ③the diagenesis stage has reached the the stage of A period, which can be reflected by homogenization temperatures of inclusions, clay minerals content combination, cement, pore types, and other indicators reaction; ④Early compaction is the main factor for the decrease of pore space, with the average loss rate of 21.58%, and the average porosity loss rate caused by cementation is 6.89%. Butthe later dissolution is an important factor for improving the sandstone reservoir, which resulted in an average porosity increasing rate of 3.97%. The research on the pore evolution characteristics and diagenesis stages of Chang 8 sandstone reservoir in Qingcheng-Heshui area plays an importantrole for the development of low permeability tight reservoirs.

Keywords: diagenesis; porosity evolution; tight reservoirs; Chang 8 reservoir

庆城—合水地区构造位置位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡西南部,与天环坳陷南部交叠邻接,西起庆阳驿马、东至合水,南起庆阳肖金、北至庆城三十里铺,面积约 2 700 km²(图 1)。庆城—合水地区晚三叠世延长组长 8 段储层,是以辫状河三角洲前缘亚相为主的陆源碎屑沉积(何自新,2002),多期次三角洲分流河道砂体的交叠关系和展布方向复杂,单砂层厚度多变、成因类型多样。已有勘探结果表明,庆城—合水地区延长组长 8 油层组是该地区

的重要的含油层位,已钻获多口油气井,但砂体厚度变化大,空间分布复杂,非均质性较强,储层发育主要受沉积相带和成岩作用的影响(史基安等,2003;刘自亮等,2005;李凤杰等,2005)。笔者在岩心观察的基础上,采用砂岩普通薄片、铸体薄片、黏土矿物 X 衍射分析等多种测试分析手段,探讨了研究区长 8 油层组的成岩作用类型和孔隙演化特征,为下一步的油气区储层综合评价和有利区预测提供依据。

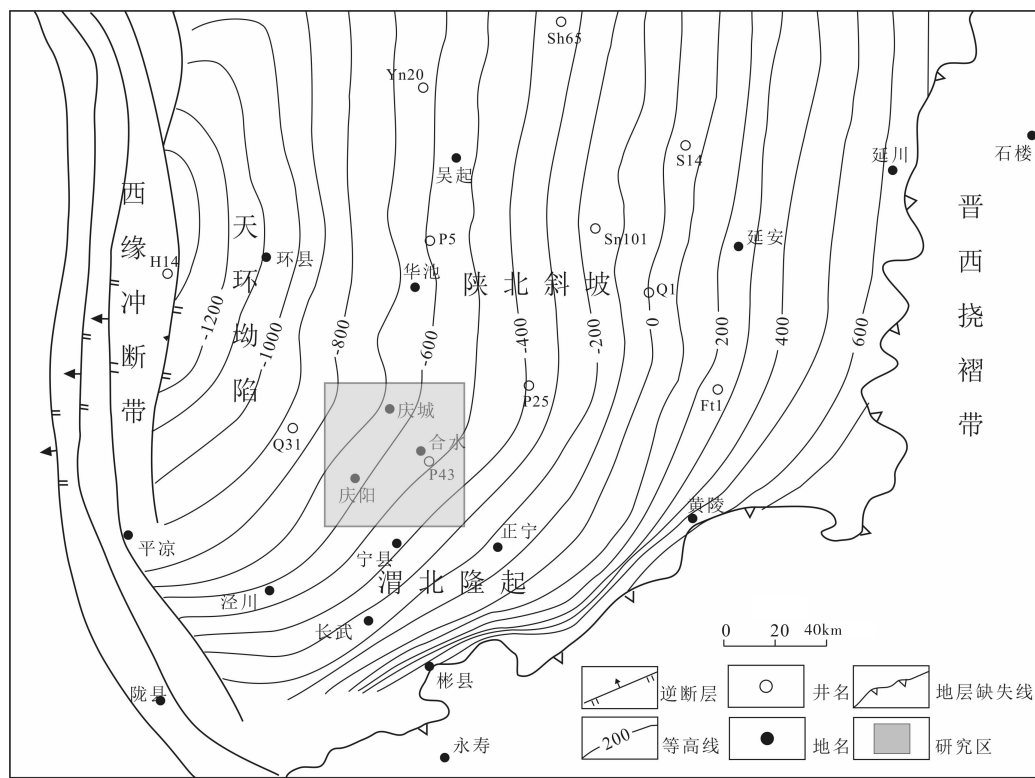


图 1 鄂尔多斯盆地西南部长 8 段顶面构造与研究区位置图

Fig. 1 Chang 8 reservoir top structural and studied area location in Southwest Ordos basin

1 储层特征

1.1 沉积相与储层物性特征

庆城—合水地区发育由西南向北东的三角洲前缘沉积,三角洲前缘水下分流河道微相是三角洲平原分流河道的水下延伸,研究区长8组三角洲前缘沉积骨架相十分发育,砂岩粒序在垂向上多表现为正旋回韵律结构。岩性主要为灰色厚层状中-细砂岩、细砂岩,其次是细-粉砂岩,少量粉砂岩、泥质粉砂岩和粉砂质泥岩。砂质沉积岩中发育槽状交错层理、板状交错层理、平行层理、沙纹层理,底层具有冲刷面及分流河道砂底部含泥砾砂岩。由于水下河流受湖水阻滞,能量降低,携带的沉积物粒度较水上分流河道粒级细,颜色深。水下分流河道沉积的特点多表现为厚层砂体与分流间湾泥岩沉积相互叠置,形成特征的沉积序列。

三角洲前缘水下分流间湾是水下分流河道沉积之间的凹陷滞流沉积区带,其水体多与前三角洲湖

水相通,沉积物为河流携带的细粒碎屑受湖水扩散而形成,岩性主要为深灰色泥岩、灰色粉砂质泥岩、粉砂岩,其次夹有薄层细-粉砂岩,主要发育透镜状层理、水平层理、变形层理。在泥岩沉积中发育碳化植物碎片、生物遗迹及生物扰动构造等。由于水下分流河道的改道和不同期次沉积的叠加,分流间湾沉积在单井剖面上与水下分流河道密切共生,多旋回叠置。

砂岩储层的孔隙度和渗透率是反映储集性能和渗滤条件的2个最基本参数。根据研究区246口取心井近23400余件长8油层组实测孔隙度、渗透率数据统计分析结果表明(图2),孔隙度主值区间为6%~11%(占样品总数80.14%),平均值为8.75%;渗透率分布较为广泛,主值区间为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (占样品总数86.65%),平均接近 $0.63 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,参照中华人民共和国石油天然气行业碎屑岩油储层分类标准(SY/T 6285-1997),研究区长8油层组砂岩的储层物性总体属于低-特低孔、特低-超低渗储层。

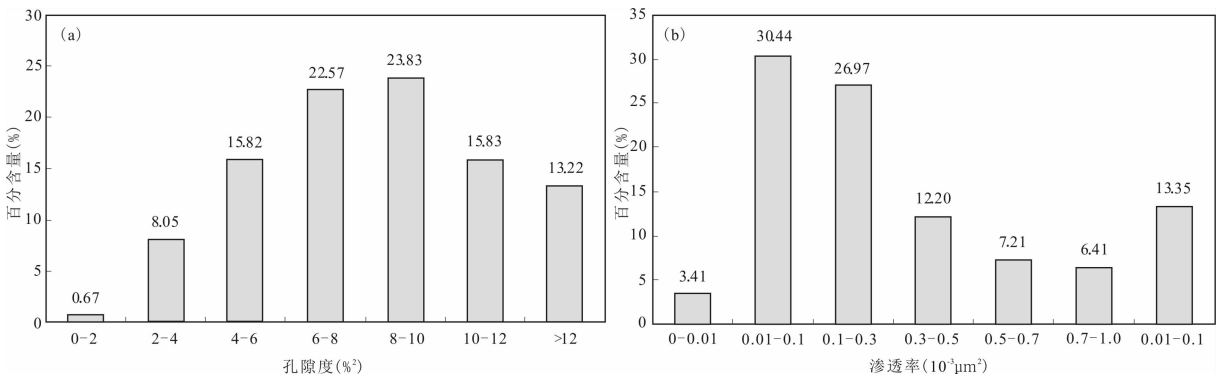


图2 (a)研究区长8油层组砂岩储层实测孔隙度、(b)渗透率统计分布特征图

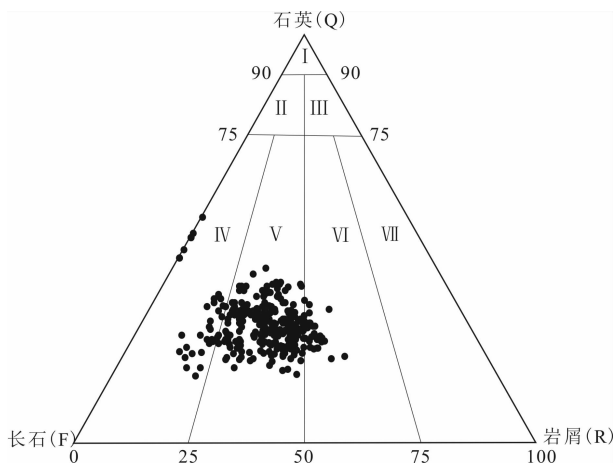
Fig. 2 (a) The frequency histogram of porosity and (b) permeability of Chang 8 formation in study area

1.2 储层岩石学特征

岩石学特征是成岩作用研究的物质基础,也是决定储集层物性及产能好坏的基本条件。目前,国内外砂岩分类普遍采用三角形图解。在本次研究中,主要根据铸体薄片和扫描电镜观察的统计分析,采用三角分类投点图(中国石油天然气行业标准SY/T5368-2000),对研究区延长组长8油层组的砂岩进行了三角图投点分类,其中石英端元(Q)包括石英、燧石、石英岩和其他硅质岩岩屑,长石端元(F)包括长石以及花岗岩和花岗片麻岩类岩屑,岩

屑端元(R)包括火山岩以及其变化产物:板岩、千枚岩、结晶片岩等浅变质岩,粉砂岩及泥质岩、碳酸盐岩沉积岩,碎屑为云母和绿泥石(曾允孚等,1986)。研究区长8油层组均以深灰色、灰色、灰绿色中细砂岩为主,碎屑骨架颗粒成分主要为石英、长石和岩屑,岩石类型主要为岩屑长石砂岩,长石砂岩次之(图3)。其中,石英类平均含量为28.8%,长石类平均含量为31.4%,岩屑类(包含碎屑状云母)平均含量为26%,岩屑组分中变质岩岩屑(片岩、千枚岩、变质砂岩和板岩)占8.9%,岩浆岩岩屑(花岗岩、喷

发岩、隐晶岩和高变岩)占9.5%,沉积岩岩屑(粉砂岩、泥岩、灰岩和白云岩)占0.3%(图4)。砂岩以中-细粒为主,分选磨圆较好,填隙物主要由胶结物组成,多为高岭石、水云母、绿泥石、方解石、铁方解石、铁白云石等自生黏土矿物。



I. 石英砂岩; II. 长石石英砂岩; III. 岩屑石英砂岩; IV. 长石砂岩; V. 岩屑长石砂岩; VI. 长石岩屑砂岩; VII. 岩屑砂岩

图3 研究区长8油层组储集层砂岩类型特征图

Fig. 3 The feature and types of reservoir sandstone of Chang 8 formation in study area

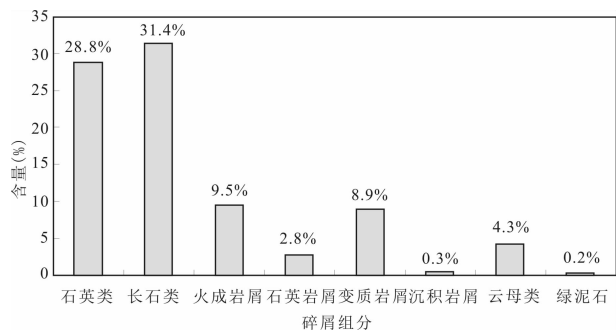


图4 研究区长8油层组储集砂岩碎屑组分特征图

Fig. 4 The characteristics of reservoir sandstone detrital component of Chang 8 formation in the study area

2 储层成岩作用类型及特征

储层成岩作用:根据砂岩普通薄片、铸体薄片及扫描电镜等分析结果显示,研究区成岩作用类型有压实作用、胶结作用、溶蚀作用等。

2.1 压实作用

压实作用是沉积期后渐进式埋藏增压、沉积物固结成岩所经历的主要成岩作用。早期以机械压实

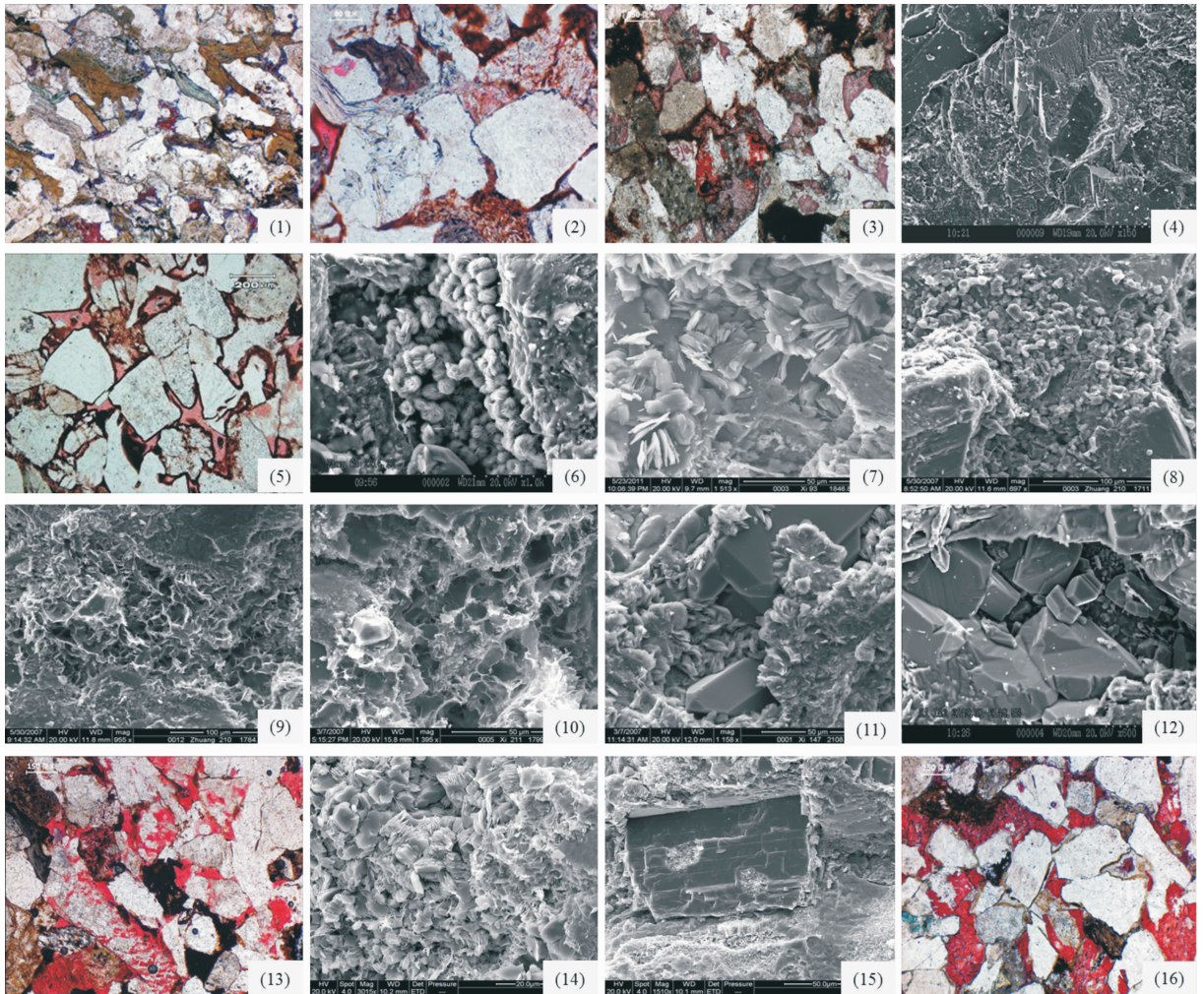
为主,表现为诸如颗粒转动、稳定化排列、软颗粒变形、黏土脱水、硬组分局部破裂等;晚期则以化学压溶为主,通常表现为在深埋藏、较高古地温下,骨架颗粒间发生的物理化学作用,形成颗粒线状、凹凸、缝合线状镶嵌接触,压溶作用通常与自生石英的加大充填相伴生。压实作用愈强,砂岩孔隙度损失愈大,储集性能变差甚至演变为致密储层。

研究区长8油层组砂岩主要为长石砂岩和岩屑长石砂岩,大多井段石英矿物含量较高,长石砂岩埋藏深度小于2000m,砂岩碎屑颗粒之间大多呈线接触状(图5(1)),偶见镶嵌接触,但石英颗粒则少见缝合线接触或镶嵌接触,表明砂岩骨架颗粒结构比较稳定,不易被进一步压实。岩屑长石砂岩的塑性岩屑含量较高时,塑性岩屑容易受力挤压呈假杂基出现,显示出较强的压实作用,并导致岩屑砂岩有效孔隙度和渗透率明显降低。压溶作用往往造成砂岩的碎屑颗粒呈镶嵌式接触(图5(2)),不仅使孔隙度减小,同时也释放出了硅质流体,为石英自生加大硅质胶结提供了物质基础。

2.2 胶结作用

通过薄片观察和扫描电镜分析发现,研究区长8油层组砂岩的自生矿物主要包括碳酸盐类、黏土矿物类、石英和长石类等;相应的矿物胶结作用类型主要有:碳酸盐胶结作用、黏土矿物胶结作用、硅质胶结作用等。

(1)碳酸盐胶结作用:砂岩中碳酸盐胶结与溶解相互关联是影响储层物性的重要因素之一。一方面,碳酸盐胶结作用使原生孔隙大幅度减少,造成储层物性变差,甚至演变成致密储层;另一方面,它的出现可阻碍压实作用的进行,且在合适条件下发生的溶解作用可将占据的孔隙空间释放出来(许书堂等,2005)。方解石是研究区最为常见的碳酸盐胶结物,方解石以充填孔隙状为主,并交代部分碎屑,特别是某些斜长石易被选择交代。通常情况下,早期碳酸盐胶结的方解石常形成钙质砂岩,提高砂岩储层的抗压实能力,并为后期的溶蚀作用提供物质基础(黄思静等,2007)。在砂岩薄片上常见方解石胶结形成的含钙砂岩和钙质致密砂岩(图5(3)、图5(4))。结合岩心观察,泥岩相邻的砂体顶、底和一些具板状交错层理的砂层段,往往发育薄的钙质致密层或含钙比较高的致密砂岩,常见含钙质条带或团块。



(1). 碎屑定向分布与云母顺层富集变形(Z72 井, 2 233. 1m); (2). 塑性岩屑变形与局部压溶(Y23 井, 1 869. 5m); (3). 铁方解石和网状黏土充填孔隙(Z28 井, 1 657. 9m); (4). 方解石胶结致密结构特征(Z63 井, 2 226. 6m); (5). 粒间孔环边的绿泥石薄膜(X119 井, 2 085. 4m); (6). 充填孔隙的绒球状绿泥石(Z63 井, 2 214. 2m); (7). 充填孔隙的书页状高岭石(X93 井, 1 846. 8m); (8). 充填孔隙的蠕虫状高岭石(Z210 井, 1 711. 2m); (9). 充填孔隙的丝片状伊利石(Z210 井, 1 784. 6m); (10). 充填孔隙的片状伊利石形态(X211 井, 1 799. 2m); (11). 充填孔隙的次生加大石英(X147 井, 2 108. 3m); (12). 充填孔隙的次生加大长石(X182 井, 2 149. 4m); (13). 长石溶孔(Z145 井, 1 896. 7m); (14). 高岭石向伊利石的转化(N43 井, 1 749m); (15). 绿泥石交代长石颗粒(B105 井, 1 893. 8m); (16). 方解石充填孔隙并交代长石(Z62 井, 1829. 9m)

图 5 研究区长 8 油层组砂岩储层微观结构图

Fig. 5 Microstructure images of sandstone reservoirs of Chang 8 formation in study area

(2)黏土矿物的胶结作用:黏土矿物分析是成岩作用和成岩阶段划分的一种重要方法(赵杏媛和何东博,2008)。黏土矿物在沉积岩中分布非常广泛,成因复杂多样,它在不同的埋深与成岩阶段,随着成岩流体性质和成岩环境的变化,发生着不同黏土矿物的转化与演变。研究区长 8 油层组砂岩中的黏土矿物类型主要有绿泥石、伊利石、高岭石和伊蒙混层等(表 1),绿泥石是研究区砂岩中含量最高的黏土

矿物,相对含量为 4.2%~96%,平均为 61.9%。

表 1 研究区长 8 油层组砂岩黏土矿物相对含量表(%)
Tab. 1 The clay mineral content of Chang 8 formation in research area (%)

黏土矿物类型	伊利石(I)	伊蒙混层(I/S)	高岭石(K)	绿泥石(C)
最大值	77.97	57.17	43.3	4.2
最小值	4	0.2	4.12	96
平均值	28.1	10.2	18.7	61.9

绿泥石胶结作用:通过薄片观察和扫描电镜分析,发现长8油层组砂岩中多在粒间孔隙环边发育孔隙衬垫式的自生绿泥石薄膜(图5(5)),并在扫描电镜下呈现为针叶状或叶片状形态特征,部分可见砂岩粒间孔隙内呈孔隙充填式的绒球状自生绿泥石集合体(图5(6))。

早期绿泥石胶结对储集层孔隙的影响一直存在争议,一些学者认为孔隙衬垫式的绿泥石环边堵塞孔隙喉道,导致了储集层物性降低,增强了储层的非均质性(曾伟,1996;刘林玉,1998)。而另外一些学者认为绿泥石环边衬垫在一定程度上起到了抗压实和支撑孔隙的作用,有利于砂岩粒间孔隙的保存(柳益群等,1996;黄思静等,2004;田建锋等,2008),主要表现:①绿泥石的沉淀作用多是在成岩阶段早期长石溶解前发生的,压实作用已大致使颗粒间的接触关系达到点接触-线接触,但绿泥石沉淀使得颗粒间相对位置的变化十分有限,从而大大降低了压实作用对岩石粒间孔隙的破坏作用。②绿泥石沉淀后会在埋藏成岩过程中继续生长,并持续到自生石英的沉淀,这会不断增加岩石的抗压强度并平衡埋藏成岩过程中不断增加的上覆载荷,从而使砂岩的粒间孔隙和次生溶蚀孔隙得以保存。③绿泥石的形成有可能通过降低每个砂岩颗粒上单晶生长部位的数量抑制晚成岩阶段的石英胶结作用,绿泥石胶结作用发生的地方,很少有自生石英生长,这是化学作用使砂岩的孔隙得以保存(黄思静等,2004)。

研究表明以孔隙衬垫方式存在绿泥石薄膜的砂岩,其孔隙度会显著高于埋藏深度类似但不发育这类自生绿泥石的砂岩,这类砂岩的储层物性相对较好(罗静兰等,2001;张金亮等,2004)。研究区长8油层组砂岩的绿泥石多呈衬垫式绿泥石薄膜产出,且绿泥石含量与孔隙度、渗透率多呈正相关关系(图6a),表明砂岩绿泥石含量对储层砂岩孔隙度和渗透率的影响是具有积极的建设性作用。

高岭石胶结作用:高岭石是砂岩中常见的富含 Al^{3+} 自生黏土矿物。它是在酸性介质条件下由酸性流体与含 Al^{3+} 的矿物相互反应的产物,且形成高岭石所需要的Al往往与硅酸盐的溶解有关(黄思静等,2004),而高岭石的发育不仅与硅酸盐的含量有关,也与砂岩的渗滤条件密切相关,良好的渗滤条件是高岭石产生或高岭石化反应能持续进行的必要条件(徐同台等,2003)。研究区长8油层组虽然以

富含长石和岩屑的长石砂岩和岩屑长石砂岩为主,砂岩中 Al^{3+} 的来源十分丰富,但是其属于低孔特低渗砂岩储层,因而造成研究区高岭石含量相对较少(表1)。在扫描电镜下多呈书页状(图5(7))、叠层状和蠕虫状(图5(8))等形貌特征。长8油层组砂岩的高岭石含量与孔隙度、渗透率关系表明,砂岩孔隙度和渗透率随着自生高岭石含量的增加而呈现总体减小的趋势(图6b),说明高岭石胶结作用是研究区影响储层物性的不利因素。

伊利石胶结作用:伊利石是砂岩储层中常见的自生黏土矿物之一,对储层物性尤其是渗透率有较大的破坏作用。已有研究表明,自生伊利石是蒙皂石成岩演化的产物,并由伊利石/蒙皂石进一步伊利石化而成。扫描电镜显示,研究区长8油层组砂岩中的伊利石多呈发丝状和片状集合体形貌特征(图5(9)、图5(10))。砂岩的伊利石含量与孔隙度、渗透率关系表明,砂岩孔隙度和渗透率随着自生伊利石含量的增加而呈现总体减小的趋势(图6c),说明伊利石胶结作用是研究区影响储层物性的不利因素。

石英/长石加大胶结作用:石英/长石的次生加大是砂岩中最常见的成岩矿物类型,也是储层演化中充填粒间孔隙、造成孔隙度降低的主要因素。尤其在分选比较好、碎屑石英含量高、其他塑性颗粒少的砂岩中,石英的次生加大现象更为常见。

通过铸体薄片和扫描电镜观察,发现砂岩中的长石、岩屑溶蚀较为普遍,为石英次生加大提供了主要的硅质来源;长8油层组砂岩的石英加大边(图5(11))宽度有限,长石加大现象明显(图5(12))。自生石英呈六方双锥状晶体充填于粒间孔隙中,占据孔隙空间,改变了储层的孔隙结构,储层喉道变成片状、弯片状,降低了储层的孔隙度及其相应的渗透率;但另一方面,由于石英颗粒对储层的抗压实能力强,有利于粒间孔隙的保存,阻止压实作用对粒间孔隙的破坏,对储层物性有可能产生积极的影响(李克永,2010)。

2.3 溶蚀与交代作用

溶解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。研究区内溶解作用普遍发育,主要表现为长石颗粒、岩屑颗粒和黏土质杂基的溶解(图5(13))。溶解作用形成的次生孔隙,可以提

高储层的孔隙度和渗透率,对储层的物性常常能起到明显的改善作用。交代作用是一种矿物被另一种成分不同的矿物替代的作用,实质上是一种溶解和沉淀同时进行的作用,交代前后体积不变,交代的结果往往造成原岩的成分和结构局部或全部发生变化。研究区内交代作用发育,常见黏土矿物间的成岩转化(图 5(14)),黏土矿物对长石颗粒的交代(图 5(15)),方解石对长石和岩屑颗粒的交代(图 5

(16))。从成岩阶段的早期至后期都发生着黏土矿物的交代以及黏土矿物间相互交代转化,交代作用往往使原岩的成分和结构局部或全部发生变化(黑云母部分或完全被绿泥石交代),甚至改变原岩的岩石类型;同时,岩石的孔隙也发生相应的改变,形成少量的溶蚀孔隙、晶间孔隙,但从研究区孔隙分布和发育的情况看,交代作用产生的溶蚀孔隙部分已被碳酸盐胶结作用所破坏(李群等,2008)。

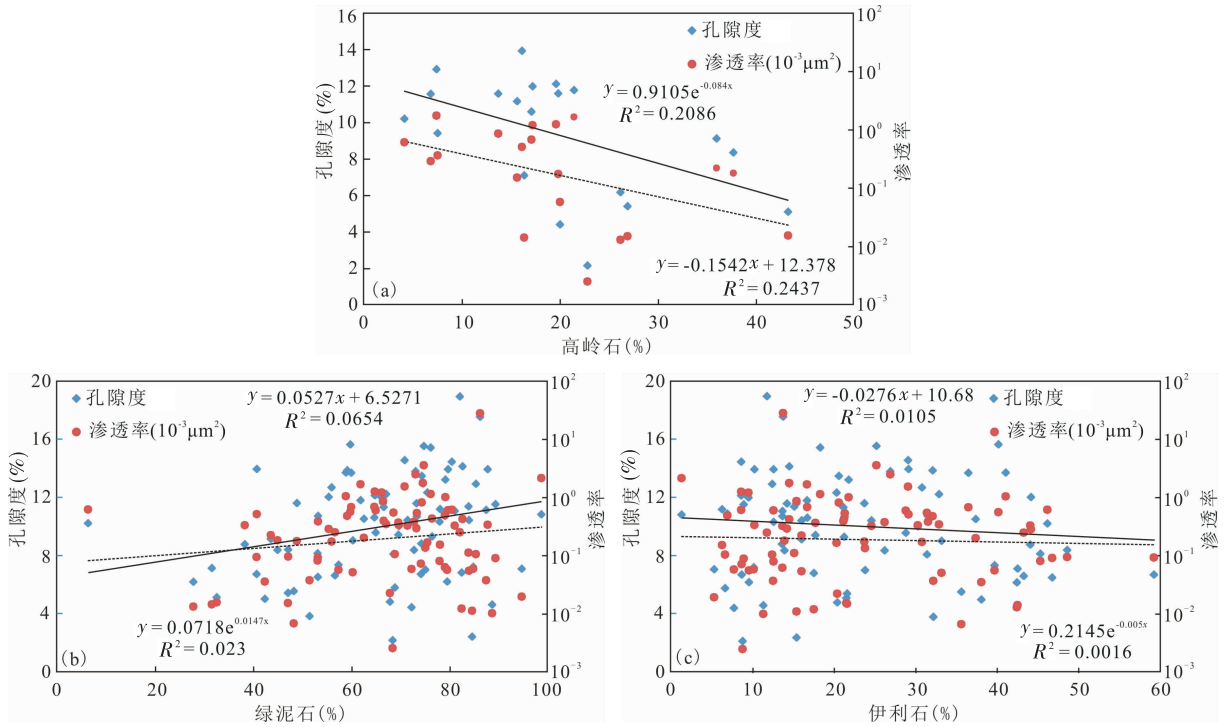


图 6 研究区长 8 油层组砂岩黏土矿物相对含量与储层物性关系图

Fig. 6 The relationship of the clay mineral content and reservoir physical property of Chang 8 formation in study area

3 储层成岩作用阶段及演化序列

3.1 成岩阶段划分

根据我国石油天然气行业《碎屑岩成岩阶段划分规范》(SY/T5477 - 2003),主要根据以下指标对研究区长 8 油层组的成岩阶段进行划分:流体包裹体均一温度、黏土矿物组合及伊/蒙混层矿物的转化程度、砂岩胶结物及孔隙类型、有机质成熟度等。

3.1.1 包裹体均一温度

流体包裹体是成岩矿物生长过程中捕获于矿物晶体的缺陷、窝穴或次生显微裂缝中的液体或气体,

这些包裹体的形成温度总体代表了宿主岩层的成岩温度。研究区长 8 油层组砂岩的流体包裹体均一温度测试分析结果表明,长 8 油层组砂岩的成岩温度主要集中在 100~120℃(图 7),根据我国石油行业标准(2003),这一成岩温度总体落入了中成岩阶段 A。

3.1.2 黏土矿物组合

研究区长 8 油层组砂岩中常见的自生黏土矿物主要包括绿泥石、高岭石、伊利石、伊/蒙混层等。蒙皂石向伊利石的转变程度可以从一侧面反映目的层段的成岩阶段:蒙皂石(S)带→无序至有序伊/蒙混层(I/S)带→伊利石(I)带的转化与有机质的成熟度

具有较好的对应关系。蒙皂石(S)在 I/S 混层中含量分布为 20%~30%，据此判断研究区长 8 油层组砂岩总体处于中成岩阶段 A 期。

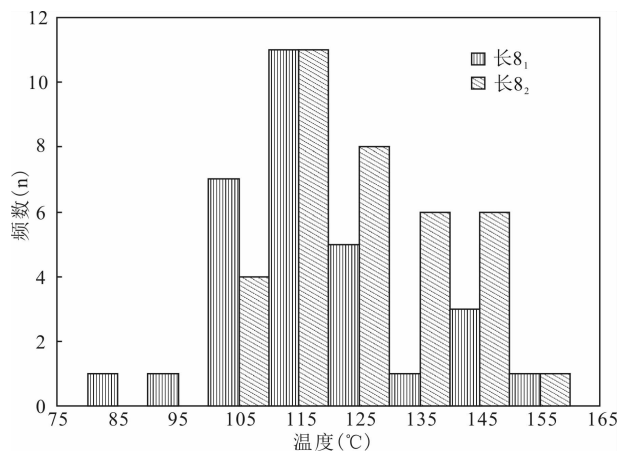


图 7 研究区长 8 油层组砂岩的流体包裹体均一温度分布图
Fig. 7 Histogram of FI temperatures of the Chang 8 formation in study area

3.1.3 胶结物与孔隙类型

对薄片鉴定的结果显示,研究区长 8 油层组砂岩碎屑颗粒多呈点状、线状和镶嵌状接触,也发育少量微裂缝。砂岩中可见晚期含铁碳酸盐类胶结物,特别是铁方解石,以交代、加大或胶结形式出现,还可见其他自生矿物。例如,钠长石等;砂岩黏土矿物中见自生高岭石、伊利石了蒙皂石(I/S)混层黏土矿物,呈丝发状自生伊利石、叶片状或绒球状自生绿泥石矿物等,蒙皂石基本上消失;长石、岩屑等碎屑颗粒及碳酸盐胶结物常被溶解,孔隙类型除部分保留的原生孔隙外,以次生孔隙为主。据此判断研究区长 8 油层组砂岩总体处于中成岩阶段 A 期。

3.1.4 有机质成熟度

有机质成熟度是不可逆的,是划分成岩阶段的主要标志之一。目的层段泥质岩的镜质体反射率(R_o)可以确定其宿主层系的有机质成熟度和其叠置砂岩储层经历的最高成岩温度,结合岩石的最大热解峰值(T_{max}),可以用来综合揭示宿主层系经历的最高成岩阶段。研究区长 8 油层组泥岩镜煤反射率(R_o)主要为 0.84%~1.02%,有机质最大热解峰温(T_{max})一般为 430~469°C。由此认为,长 8 油层组成岩作用总体处于中成岩阶段 A 期。

3.2 成岩演化序列

根据前述对成岩作用类型、阶段及其相伴自生

矿物组合特征,结合薄片观察和扫描电镜下各类成岩现象的观察及其获取的自生矿物或成岩事件出现的相对顺序,综合分析认为,研究区长 8 油层组砂岩总体经历了如下成岩演化序列:机械压实/压溶作用→黏土膜析出→石英加大→长石溶解→高岭石析出→孔隙充填伊利石和绿泥石形成→长石次生加大→溶蚀作用→晚期铁方解石充填。

4 孔隙类型及演化特征

4.1 孔隙类型

孔隙按成因可划分为原生孔隙和次生孔隙。在成岩过程中,经压实、胶结及压溶等作用,原生孔隙将逐渐减少;与此同时,可溶性碎屑颗粒和易溶胶结物随着埋深增加发生的溶解和交代作用,从而促成碎屑岩中次生孔隙的发育。通过对已有取心井的样品进行普通薄片、铸体薄片、阴极发光及扫描电镜等观察和描述,研究区长 8 储层砂岩的孔隙类型以粒间孔、长石溶孔、岩屑溶孔和晶间孔为主(图 8),并见少量的裂缝。面孔率一般为 0.1%~15.1%,平均接近 3.78%,其中以粒间孔和长石溶孔为研究区最主要的孔隙类型。

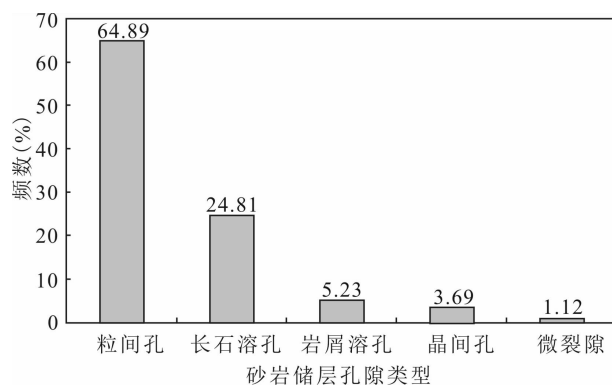


图 8 研究区长 8 油层组砂岩储层孔隙类型图

Fig. 8 Types of porosity of reservoirs of the Chang 8 formation in study area

4.2 孔隙演化特征

砂岩储层的孔隙演化与盆地的构造热演化史、沉降埋藏史、地下流体活动和原始沉积物的结构成熟度、成分成熟度等因素有关(于兴河等,1997)。根据薄片鉴定资料,采用定量计算方法对砂岩孔隙度进行了恢复,初步探索分析了研究区长 8 油层组砂

岩孔隙的演化特征及其主控因素。

4.2.1 原始孔隙度恢复

恢复砂岩初始孔隙度是定量评价不同成岩作用类型对原生孔隙损失和次生孔隙产生影响的基本前提,依据 Beard 和 Weyl(1973)提出的公式计算砂岩初始孔隙度(Φ_1)。

$$\text{初始孔隙度:}(\Phi_1)=20.91+(22.9/S_0) \quad (1)$$

式中: S_0 为特拉斯克分选系数, $S_0=(\text{岩石颗粒粒度概率累计频率 } 25\% \text{ 处的粒度}/\text{岩石颗粒粒度概率累计频率 } 75\% \text{ 处的粒度})^{1/2}$,岩石粒度大小分布由铸体薄片资料统计获得。根据研究区 13 个砂岩样品,并根据上述计算方法进行计算,研究区长 8 油层组砂岩的原始孔隙度为 36.39%~39.19%,平均接近 38.03%。

4.2.2 孔隙演化的定量计算

机械压实作用过程中,原始孔隙一部分被压实损失,另有部分被早期胶结保存起来,还有部分为现今保留下来的残余粒间孔隙。压实后的孔隙度可根据胶结物的含量、残余粒间孔反推计算(王瑞飞,2008)。用以下公式计算压实后砂岩孔隙度 Φ_2 。

$$\Phi_2=W+(P_1 \times PM/PT) \quad (2)$$

式中: W 为胶结物的质量分数(%); P_1 为残余粒间孔面孔率; PM 为实测平均孔隙率; PT 为总面孔率。

压实作用减孔率: $K_1=(\Phi_1-\Phi_2) \times 100\%$ (3)

经计算,研究区长 8 油层组未固结砂岩在机械压实后保留下来的孔隙度最大为 34.7%,最小值为 12.86%,平均接近 21.58%。压实作用减孔率平均为 43.15%,近一半的孔隙被压实损失。

胶结作用过程中,高岭石、石英、碳酸盐等自生矿物的形成,主要是在粒间孔壁和粒内溶孔中结晶沉淀析出,从而使得孔隙度减小,降低储层的储集性能。一般认为胶结作用损失的孔隙度大致等于胶结物的含量,但早期胶结作用能抑制压实作用强度,胶结物的后期溶蚀作用能有效地改善储层物性。因此,砂岩在经历压实、胶结作用后的孔隙度 Φ_3 ,即为现存孔隙中残余粒间孔所具有的孔隙度。

$$\Phi_3=P_1 \times PM/PT \quad (4)$$

胶结作用减孔率: $K_2=(\Phi_2-\Phi_1) \times 100/\Phi_1$ (5)

储层中胶结物的含量越多则受其降低的孔隙度越多,对研究区 13 个砂岩样品胶结物含量统计,结果显示胶结作用后孔隙度最大值为 11.95%,最小

值为 1.73%,平均接近 6.89%。胶结作用的减孔率平均为 39%。

溶蚀作用是孔隙度增加、物性变好的过程,所增加的次生孔隙就等于现今最终保留的次生孔隙度(LÜ Z X. et al., 2015),溶蚀作用增加孔隙度 Φ_4 是指总储集空间中所有溶蚀孔隙所占据空间的孔隙度,计算公式。

$$\Phi_4=(P_1+P_2+P_3) \times PM/PT \quad (6)$$

$$\Phi_5=\Phi_3+\Phi_4 \quad (7)$$

式中: P_2 为长石溶孔率; P_3 为岩屑溶孔率, Φ_5 为孔隙度计算结果。

研究区长 8 油层组基本上以长石颗粒或含长石的碎屑颗粒溶解作用为主,而早期碳酸盐胶结物溶解形成的次生孔隙含量并不高。溶蚀后的孔隙度为 2.04%~6.56%,平均增加孔隙度为 3.88%。经计算长 8 油层组砂岩的最终平均孔隙度达到 10.77%。微裂缝所具有的孔隙在成岩过程中影响甚微,本次计算中没有考虑。在本区选取 13 个样品,通过统计得到恢复孔隙度所需的部分量化参数(表 3),进一步定量计算获得了各成岩阶段的孔隙度(表 4),系统表征了长 8 油层组砂岩的孔隙度演化特征(图 8)。

表 3 研究区长 8 油层组砂岩孔隙量化参数表

Tab. 3 Quantization parameters of porosity evolution Chang 8 sandstone reservoirs in study area

W	P_1	P_2	P_3	P_T	P_M
3.87%	2.65%	1.12%	0.31%	4.15%	10.88%

(1)机械压实作用:由以上计算出砂岩原始孔隙度为 36.39~39.19%,平均值为 38.03%,进一步计算出压实后的孔隙度为 12.86%~34.7%,平均为 21.58%(图 8),得出压实孔隙度损失率为 11%~66%,平均为 43%。由此看出,机械压实是孔隙结构变差的主要因素之一。机械压实作用在成岩早期使碎屑沉积物迅速压实,随着压实作用的增强,颗粒间由点接触变成点线接触和线接触,大大降低了孔隙度。

(2)胶结作用:胶结作用下砂岩孔隙度为 1.73%~11.59%,平均接近 6.89%(图 8),胶结作用孔隙度损失率为 18%~59%,平均为 39%。可见胶结作用是除压实作用外又一大量损失孔隙度的成岩作用。各时期的黏土矿物胶结、碳酸盐胶结及硅

质胶结大量充填粒间孔隙,堵塞喉道,从而使储层物性变差,结构变得致密,非均质性增强。

(3)溶蚀作用:溶蚀作用是胶结作用后改善储层砂岩物性的重要因素,长石颗粒及碎屑颗粒经过溶蚀作用的改造生成大量粒间和粒内容蚀孔隙,增加了砂岩孔隙度。长8储层以长石颗粒或含长石的碎屑颗粒溶解作用为主,而早期碳酸盐胶结物溶解形成的次生孔隙含量并不高。根据砂岩薄片中长石、碎屑溶孔的面孔率计算,溶蚀作用增加孔隙度为2.04%~6.56%,溶蚀作用后孔隙度为7.22%~15.21%,平均接近10.77%(图9),说明溶蚀作用使得储层物性得到了改善。

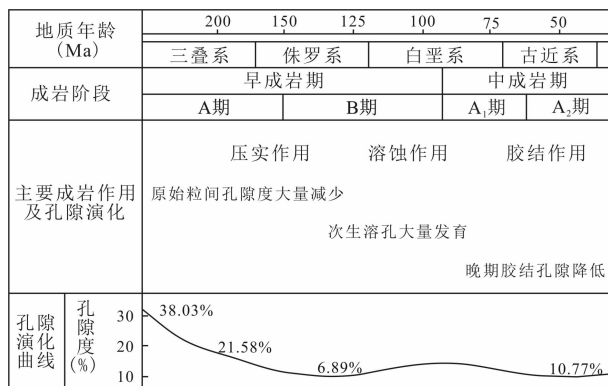


图9 研究区长8油层组砂岩孔隙度定量演化特征图

Fig. 9 Pore evolutionary character of the Chang 8 formation sandstone in Study area

表4 研究区长8油层组砂岩孔隙度演化定量计算结果表(%)

Tab. 4 Quantitative evaluation of porosity evolution Chang 8 sandstone reservoirs in study area

井号	初始孔隙度	压实作用减孔	减孔率	胶结作用减孔	减孔率	溶蚀作用增孔	增孔率	计算孔隙度	实测孔隙度
	Φ_1	Φ_2	K1	Φ_3	K2	Φ_4	K3	Φ_5	
Z166	37.66	26.18	30.47	7.62	49.28	2.77	7.36	10.40	11.51
Z9	38.94	28.27	27.40	9.52	48.15	4.08	10.48	13.60	13.60
X107	38.88	17.95	53.84	2.89	38.73	4.33	11.14	7.22	7.10
X182	37.97	17.30	54.43	1.73	41.02	6.56	17.27	8.28	8.28
X185	37.79	19.67	47.96	6.92	33.73	4.07	10.77	10.99	10.99
X248	36.44	20.08	44.90	6.67	36.79	3.92	10.75	10.59	10.59
Z63	38.26	16.36	57.25	6.90	24.72	3.04	7.94	9.94	10.03
Z151	38.94	26.84	31.07	8.51	47.07	2.06	5.29	10.57	10.54
Z19	37.22	26.77	28.06	6.11	55.53	4.49	12.07	10.60	9.70
Z58	38.69	16.96	56.17	7.87	23.49	4.62	11.94	12.49	12.70
Z211	39.19	34.70	11.47	11.59	58.96	3.62	9.24	15.21	15.21
Z161	36.39	16.66	54.22	7.12	26.20	4.86	13.35	11.98	11.98
X33	38.03	12.86	66.18	6.11	17.75	2.04	5.36	8.15	9.20
最小值	36.39	12.86	11.47	1.73	17.75	2.04	5.29	7.22	7.10
最大值	39.19	34.70	66.18	11.59	58.96	6.56	17.27	15.21	15.21
平均值	38.03	21.58	43.34	6.89	38.57	3.88	10.23	10.77	10.88

5 结论

鄂尔多斯盆地西南缘庆城—合水地区长8油层组储层是在三角洲前缘沉积背景下形成的一套以岩

屑长石砂岩为主和少量长石砂岩为特征的储集体。对多种资料综合分析,庆城—合水地区延长组长8油层组岩屑长石砂岩属于低孔特低渗油气储集层,主要经历了压实作用、胶结作用及后期溶蚀作用等成岩作用阶段,多种指标反映的成岩演化阶段也达到中成岩A期;其中,压实作用和黏土矿物胶结作

用中的伊利石胶结、高岭石胶结对砂岩储层起破坏作用,而溶蚀作用和绿泥石胶结作用是对储层起到建设性作用;早期机械压实和压溶作用是造成孔隙空间减少的主要因素,平均损失率为21.58%,胶结作用造成的孔隙度平均损失率为6.89%;而后期溶蚀作用是改善砂岩储层的重要因素,平均孔隙度增加3.97%。

参考文献(References):

- 曾伟. 张强凹陷上侏罗统成岩作用及储层分布[J]. 西南石油学院学报, 1996, 18(4): 9-14.
- ZENG Wei. Prediction of Formation Fracture Pressure Based on Grey Artificial Neural Network Logging[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 1996, 18(4): 9-14.
- 曾允孚, 夏文杰. 沉积岩石学[M]. 北京:地质出版社, 1986.
- ZENG Yunfu, XIA Wenjie. Sedimentary Petrology[M]. Beijing: Geological Publishing House, 1986.
- 何自新. 鄂尔多斯盆地演化与油气[M]. 北京:石油工业出版社, 2003, 145-187.
- HE Zixin. The Evolution and Oil gas of Ordos Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003. 145-187.
- 黄思静, 黄培培, 王庆东, 等. 胶结作用在深埋藏砂岩孔隙保存中的意义[J]. 岩性油气藏, 2007, 19(3):7-13.
- HUANG Sijing, Huang Peipei, WANG Qingdong, et al. The significance of cementation in porosity preservation in deep-buried sandstones[J]. Lithologic Reservoirs, 2007, 19(3): 7-13.
- 黄思静, 谢连文, 张萌, 等. 中国三叠系陆相砂岩中自生绿泥石的形成机制及其与储层孔隙保存的关系[J]. 成都理工大学学报:自然科学版, 2004, 31(3): 273-281.
- HUANG Sijing, XIE Lianwen, ZHANG Meng. Formation mechanism of authigenic chlorite and relation to preservation of porosity in nonmarine Triassic reservoir sandstones, Ordos Basin and Sichuan Basin, China[J]. Journal Chendu University of Technology (Natural Sciences), 2004, 31: 273-281.
- 李凤杰, 王多云, 徐旭辉. 鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组储层特征及影响因素分析[J]. 石油实验地质, 2005, 27(4): 365-370.
- LI Fengjie, WANG Duoyun, XU Xuhui. The influential factors and characteristics of Triassic Yanchang Formation reservoir in Longdong area, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2005, 27(4): 365.
- 李克永, 李文厚, 陈全红, 等. 鄂尔多斯盆地镰刀湾地区延长组浊沸石分布与油藏关系[J]. 兰州大学学报:自然科学版, 2010, 46(6): 23-28.
- LI Keyong, LI Wenhou, CHEN Quanhong, et al. Relationship between laumontite distribution and reservoir of Yanchang formation in Liandaowan area, Ordos basin [J]. Journal of Lanzhou University (Natural Sciences), 2010, 46(6): 23-28.
- 李群, 郭建华, 郭宇航. 华池油田华152区长3油层组砂岩的成岩作用与孔隙演化[J]. 沉积与特提斯地质, 2008, 28(2): 40-45.
- LI Qun, GUO Jianhua, GUO Yuhang. Diagenesis of the Chang-3 sandstone reservoirs from the Hua-152 block in the Huachi Oil Field [J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 2008, 28(2): 40-45.
- 刘林玉, 曲志浩, 孙卫, 等. 新疆鄯善油田碎屑岩中的黏土矿物特征[J]. 西北大学学报(自然科学版), 1998, 28(5): 443-446.
- LIU Linyu, QU Zhihao, SUN Wei, et al. Properties of clay mineral of clastic rock in Shanshan Oil Field, Xinjiang [J]. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 1998, 28(5): 443-446.
- LIU Linyu, QU Zhihao, SUN Wei, et al. Properties of clay mineral of clastic rock in Shanshan Oil Field, Xinjiang [J]. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 1998, 28(5): 443-446.
- 刘自亮, 王多云, 王峰, 等. 陕甘宁盆地西峰油田主要产层储油砂体沉积微相组合及特征[J]. 沉积学报, 2005, 23(2): 248-254.
- LIU Ziliang, WANG Duoyun, WANG Feng, et al. The microfacies combination and characteristic of main sandbodies in Xifeng oil field, Shan-Gan-Ning Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2005, 23(2): 248-254.
- 柳益群, 李文厚. 陕甘宁盆地东部上三叠统含油长石砂岩的成岩特点及孔隙演化[J]. 沉积学报, 1996, 14(3): 87-96.
- LIU Yiqun, LI Wenhou. Diagenetic Characteristics and Porosity Evolution of the Oil-Bearing Arkoses in the Upper Triassic in the Eastern Shaan Gan Ning Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1996, 14(3): 87-96.
- 罗静兰, 张晓莉, 张云翔. 成岩作用对河流-三角洲相砂岩储层物性演化的影响-以延长油区上三叠统延长组2砂岩为例[J]. 沉积学报, 2001, 19(4): 541-547.
- LUO Jinglan, ZHANG Xiaoli, ZHANG Yunxiang, et al.

- 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[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2001, 19(4): 541-547.
- 史基安,王金鹏,毛明陆,等. 鄂尔多斯盆地西峰油田三叠系延长组长6-长8段储层砂岩成岩作用研究[J]. *沉积学报*, 2003, 21(3): 373-380.
- SHI Jian, WANG Jinpeng, MAO Minglu, et al. Reservoir Sandstone Diagenesis of Member 6 to 8 in Yanchang Formation (Triassic), Xifeng Oilfield, Ordos Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2003, 21(3): 373-380.
- 田建锋,陈振林,杨友运. 自生绿泥石对砂岩储层孔隙的保护机理[J]. *地质科技情报*, 2008, 27(4): 49-54.
- TIAN Jianfeng, CHEN Zhenlin, YANG Youyun. Protection Mechanism of Authigenic Chlorite on Sandstone Reservoir Pores [J]. *Geological Science and Technology Information*, 2008, 27(4): 49-54.
- 王瑞飞,陈明强,孙卫. 鄂尔多斯盆地延长组超低渗透砂岩储层微观孔隙结构特征研究[J]. *地质论评*, 2008, 54(2): 270-277.
- WANG Ruifei, CHEN Mingqiang, SUN Wei. The research of micropore structure in super-low permeability sandstone reservoir of the Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. *Geological Review*, 2008, 54(2): 270-277.
- 徐同台,王行信,张有瑜,等. 中国含油气盆地粘土矿物[M]. 北京:石油工业出版社, 2003, 37-84.
- XU Tongtai, WANG Xingxin, ZHANG Youyu, et al. Clay Minerals in Chinese Petroliferous Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003, 37-84.
- 许书堂,张洪波,张同周,等. 白音查干凹陷储层成岩作用及其纵向分带特征[J]. *大庆石油地质与开发*, 2006, 24(4): 4-7.
- XU Shutang, ZHANG Hongbo, ZHANG Tongzhou. Reservoir Diagenesis and Its Vertical Zoning of Baiyinchan Depression [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2005, 24(4): 4-7.
- 于兴河,张玉明. 断陷盆地三角洲砂体的沉积作用与储层的层内非均质性[J]. *地球科学: 中国地质大学学报*, 1997, 22(1): 51-56.
- YU Xinghe, ZHANG Yuming. Features of depositional processes and permeability heterogeneities in deltaic sandbodies in faulted basins[J]. *Earth Science-Journal of China University of Geosciences*, 1997, 22(1): 51-56.
- 张金亮,司学强,梁杰,等. 陕甘宁盆地庆阳地区长8油层砂岩成岩作用及其对储层性质的影响[J]. *沉积学报*, 2004, 22(2): 225-233.
- ZHANG Jinliang, SI Xueqiang, LIANG Jie, et al. Diagenesis of lacustrine deltaic sandstones and its impact on reservoir quality[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2004, 22: 225-233.
- 赵杏媛,何东博. 粘土矿物分析及其在石油地质应用中的几个问题[J]. *新疆石油地质*, 2008, 29(6): 756-757.
- ZHAO Xingyuan, HE Dongbo. Clay Mineral Analysis and Some Problems of Application in Petroleum Geology [J]. *Xin Jiang Petroleum Geology*, 2008, 29(6): 756-757.
- BEARD DC, WEYL P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated Sand [J]. *AAPG Bulletin*, 1973, 57(2): 349-369.
- LÜ Zhengxiang, YE Sujuan, YANG Xiang, et al. Quantification and timing of porosity evolution in tight sand gas reservoirs: an example from the Middle Jurassic Shaximiao Formation, western Sichuan, China[J]. *Petroleum Science*, 2015, 12(2): 207-217.