

文章编号: 1009-3850(2013)03-0040-08

陕北马岭地区延长组长 7_1 储层特征及评价

李威^{1,2}, 文志刚^{1,2}

(1. 长江大学 油气资源与勘探技术教育部重点实验室, 湖北 武汉 430100; 2. 长江大学 地球化学系, 湖北 武汉 430100)

摘要: 综合应用岩心、铸体薄片、扫描电镜、X射线衍射、粒度及压汞曲线等资料,对马岭地区长 7_1 储层的岩石学特征、物性特征、孔喉特征和非均质性等进行了研究。结果表明: 马岭地区长 7_1 储层属于低孔-特低孔、超低渗-特低渗储层,非均质性强;影响储层储集性能的主要因素为沉积环境、骨架颗粒性质及成岩作用。沉积环境是储层物性差的根本原因,后期成岩压实和胶结作用使储层物性变差,溶蚀作用对储层有一定的改造作用。根据储层物性参数及孔隙结构参数,将研究区储层分为4类,马岭地区长 7_1 储层以Ⅲ类为主。

关键词: 马岭地区; 储层特征; 主控因素; 分类评价

中图分类号: TE122.2+3

文献标识码: A

鄂尔多斯盆地是一个稳定沉降、拗陷迁移、扭动明显的多旋回克拉通盆地。盆地内部构造简单,地层平缓,油气资源丰富。马岭地区位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡带上,西部紧邻天环凹陷,为一平缓的西倾单斜构造^[1]。研究区上三叠统延长组长 7_1 属于鄂尔多斯盆地西南源水下浊流沉积体系^[2],主要发育一套半深湖-深湖陆相碎屑岩沉积,浊积岩为主要的储集体。近年来,随着深水沉积研究的完善及勘探开发的深入,长 7_1 油层组已成为下一步增产的主力层。由于长 7_1 的沉积环境差异显著,其储集条件与上三叠统延长组的其它油层组存在明显不同。为了弄清该区域的油气赋存情况,更好地指导油田开发方案的制定,开展长 7_1 储层特征的研究及评价具有重要意义。

1 储层岩石学特征

储层岩石学特征包括岩石的碎屑组成、碎屑组合特征、填隙物特征等,岩石学特征主要受沉积环境和物源区性质影响^[3]。鄂尔多斯盆地延长组长 7_1 油层组发育于晚三叠世陆相湖泊发展的鼎盛时

期^[4],马岭地区长 7_1 油层组属于鄂尔多斯盆地西南半深湖-深湖沉积体系^[5]。依据砂岩分类标准^[6],结合马岭地区长 7_1 亚油层组的沉积环境、岩心观察及薄片鉴定结果,认为研究区长 7_1 亚油层组储层主要为深灰色、灰黑色极细-细粒岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩(图1)。陆源碎屑组分中长石含量为17.2%,石英含量为40.2%,岩屑含量为24.7%,长石、石英、岩屑在碎屑颗粒中的比例接近于1:2:1。岩屑成分复杂,主要为变质岩岩屑、火成岩岩屑及沉积岩岩屑,并含有丰富的云母碎片。

长 7_1 碎屑岩填隙物平均含量达17.9%,主要由粘土矿物(11.32%)、碳酸盐胶结物(5.23%)及硅质胶结物(1.5%)组成,其它成分的填隙物含量较少(0.8%)。粘土矿物以水云母含量最高(9.71%),其次为少量的绿泥石(0.55%)。碳酸盐胶结物主要由铁白云石(3.52%)组成,其次为铁方解石(0.95%),白云石、方解石含量较少。

长 7_1 碎屑岩储层粒度普遍较细,以极细-细粒为主;分选、磨圆中等,以次棱角状为主;接触方式主要为点-线接触、凹凸-线接触,胶结类型以孔隙式

收稿日期: 2013-01-17; 改回日期: 2013-01-30

作者简介: 李威(1988-),男,硕士研究生,研究方向为油气地质地球化学。E-mail: lw630741345@yahoo.cn

为主、加大孔隙式次之。

2 储层物性及孔隙结构特征

2.1 储层物性特征

通过常规物性资料统计,马岭地区长7₁ 储层孔隙度为 1.61% ~16.60%,平均孔隙度为 8.94%;渗透率分布在 0.01 ~ 1.56mD 之间,平均渗透率为 0.17mD。依据石油行业标准^[4],马岭地区长7₁ 储集砂体属于低孔-特低孔、特低渗-超低渗储层。

2.2 储层孔隙结构特征

马岭地区长7₁ 储层孔隙类型多样,通过铸体薄片和扫描电镜分析认为,粒间孔、长石溶孔为主要储集空间,其次为岩屑溶孔(图2)。粒间孔隙属于原生孔隙,其含量高低直接决定砂岩的储集条件;粒间溶孔、长石溶孔及岩屑溶孔等作为次生孔隙,其含量高低反映储层孔隙的发育条件及状况。研究区平均面孔率为 2.88%,以粒间孔隙为主的原生孔隙占面孔率的 33.89%,粒间孔隙以不规则的几何形态在骨架颗粒之间发育;粒间溶孔是在原生孔隙的基础上由后期溶蚀而形成,面孔率不高,为 0.48%,占总面孔率的 16.67%,长石溶孔是长石碎

屑颗粒中可溶物质被溶解而形成,作为主要储集空间之一,其面孔率为 1.00%,占总面孔率的 34.73%;岩屑溶孔在研究区分布较少,面孔率为 0.29%,占总面孔率的 9.98%(表1)。

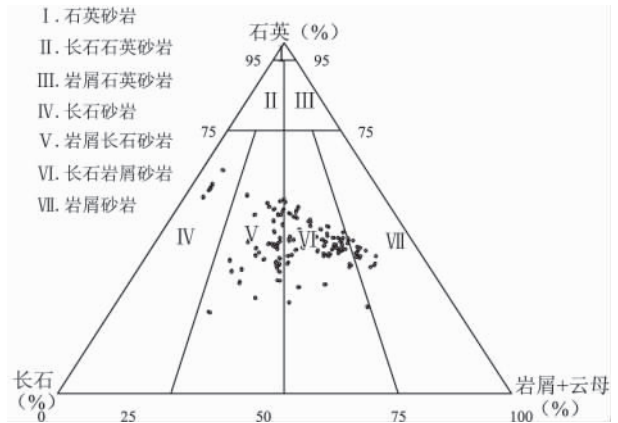


图1 马岭地区长7₁ 储层砂岩分类三角图

Fig. 1 Triangular diagram for the classification of the sandstones from the Chang-7₁ reservoirs in the Maling region
I = quartz sandstone; II = feldspathic quartz sandstone; III = lithic quartz sandstone; IV = arkose; V = lithic arkose; VI = feldspathic lithic sandstone; VII = lithic sandstone

表1 马岭地区长7₁ 砂岩储层孔隙类型构成表

Table 1 Porosity types of the reservoir sandstones from the Chang-7₁ reservoirs in the Maling region

孔隙类型	面孔率最大值/%	面孔率平均值/%	面孔率最小值/%	所占面孔率比例/%
粒间孔	5.50	0.98	0.20	33.89
粒间溶孔	1.00	0.48	0.20	16.67
长石溶孔	4.00	1.00	0.10	34.73
岩屑溶孔	1.20	0.29	0.10	9.98

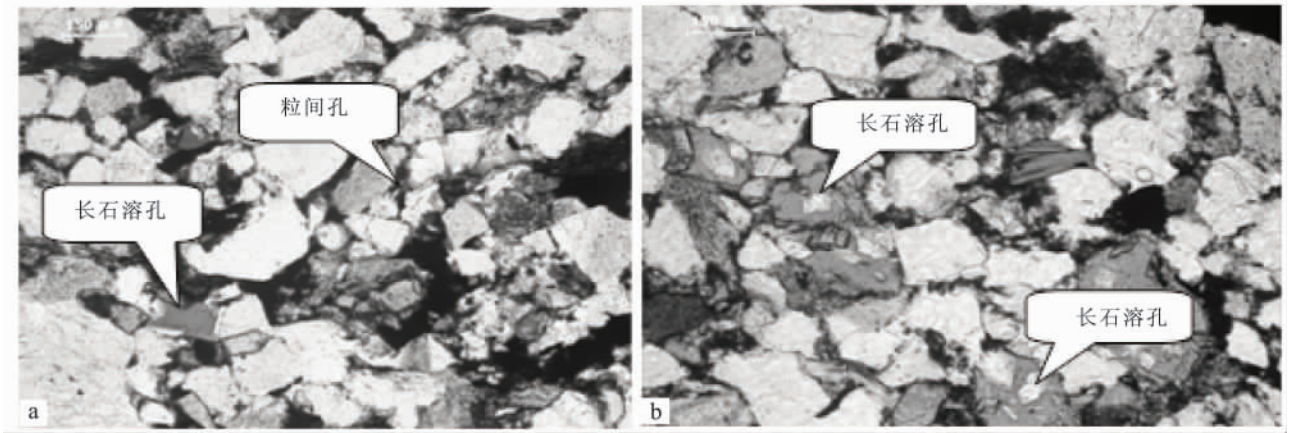


图2 马岭地区长7₁ 储层孔隙类型

a. 粒间孔、长石溶孔,里39井,2223.96m; b. 长石溶孔,木22井,2307.63m

Fig.2 Porosity types of the reservoir sandstones from the Chang-7₁ reservoirs in the Maling region

a. Intergranular pores and feldspar solution openings at the depth of 2223.96 m of the Li-39 well; b. Feldspar solution openings at the depth of 2307.63 m of the Mu-22 well

孔隙结构主要由孔隙和喉道组成,喉道为连通两个孔隙的狭窄通道,影响储层的渗流能力。喉道的大小、形态主要取决于岩石的颗粒接触关系、胶结类型、颗粒的形态及大小^[8]。研究区压实作用强烈,储层以弯片状喉道和管束状喉道为主。压汞曲线特征表明,马岭地区长 7_1 储层平均排驱压力为2.21MPa,平均中值压力8.24MPa,平均最大连通喉道半径 $0.34\mu\text{m}$,平均中值半径 $0.104\mu\text{m}$,最大进汞饱和度76.50%,退汞效率为23.64%;表明马岭地区长 7_1 储层排驱压力大、退汞效率低,喉道半径小,孔喉连通性差;依据前人的分级标准^[8],孔喉结构类型属于小孔隙、微喉道型。压汞曲线平台段不太明显,孔喉分选差,属于特低渗储层压汞曲线(图3)。

3 储层非均质性

马岭地区长 7_1 储层形成时期,由于受到沉积环境、后期成岩作用等的影响,使储层空间分布及内部属性存在不均匀变化,研究区长 7_1 储层存在非均质性。孔喉结构属于小孔-微喉型,且无明显平台段,说明研究区长 7_1 储层微观非均质性强。

层内非均质性是指单砂层内储层性质垂向上变化,是控制和影响砂层组内一个单砂层中注入剂向上波及体积的关键因素^[14]。对于马岭地区长 7_1 储层的非均质性,主要进行了层内非均质性的研究。

3.1 层内韵律性特征

通过对研究区岩心、物性分析资料及电测曲线资料综合研究;马岭地区长 7_1 储层发育正韵律、反

韵律、复合正韵律、复合反韵律、复合正反韵律、复合反正韵律等6种韵律类型,以复合正反韵律和复合反正韵律为主(表2)。

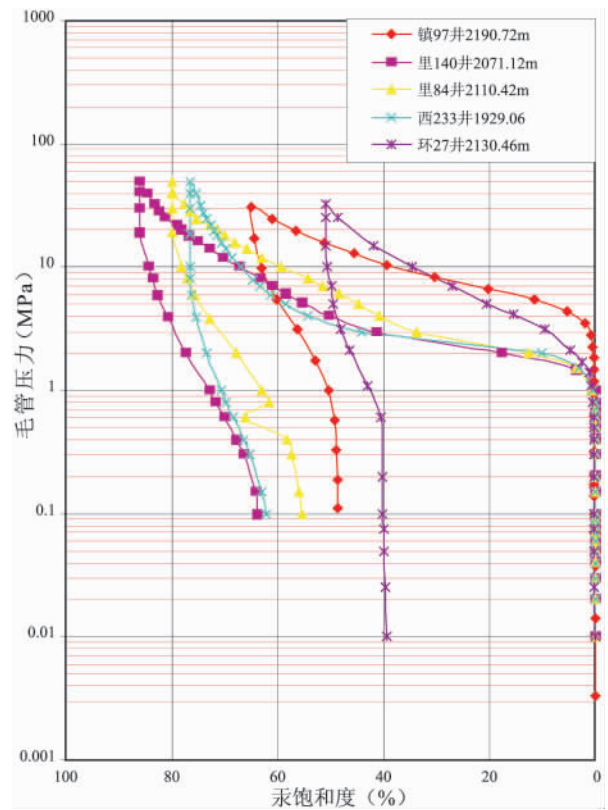


图3 马岭地区长 7_1 储层毛细管压力曲线

Fig.3 Capillary pressure curves for the Chang- 7_1 reservoirs in the Maling region

表2 层内物性非均质数据表

Table 2 The data on the intrastratal heterogeneity of the Chang- 7_1 reservoirs in the Maling region

层位	正韵律/ (个/m)	反韵律/ (个/m)	复合正韵律/ (个/m)	复合反韵律/ (个/m)	复合正反韵律/ (个/m)	复合反正韵律/ (个/m)
长 7_1	0.52	0.20	0.40	0.12	0.64	1.60

正韵律在研究区长 7_1 储层中在较为常见,主要出现在由水下分流河道砂体滑塌而成的浊积沉积中,该类型砂体层内渗透率变异系数大于0.8,级差大于35,突进系数大于3.0,说明正韵律层渗透率非均质性强。研究区长 7_1 储层反韵律及复合反韵律不发育,主要原因在于区域外三角洲河口坝及远砂坝不发育,致使滑塌形成的浊积岩较少见反韵律。研究区复合反正韵律最发育,其次为复合正反韵律。该类韵律层主要发育在由多套中层浊积岩与半深湖-深湖泥组成的砂泥互层中,变异系数大于

0.7,级差大于45,突进系数大于3.6,非均质性较正韵律层强。

3.2 层内夹层分布

据研究区300余口井的测井解释资料统计,马岭地区长 7_1 储层夹层平均厚度为13.1m,平均夹层频率为11层/m,平均夹层密度为37.0%(表3)。夹层在砂层内垂向上随机分布,优势分布位置不明显。由于夹层厚度不稳定,平面延伸长度与宽度一般不大,且其延伸长度与夹层的厚度关系不大,因此井与井之间的可比性差。

表 3 马岭地区长 7₁ 夹层数据统计表

Table 3 Statistics of the interbed numbers of the Chang-7₁ reservoirs in the Maling region

层位	夹层厚度/m			夹层层数/层			地层厚度 /m	夹层密度 /%	夹层频数/ (层/m)
	最大	平均	最小	最大	平均	最小			
长7 ₁	25	13.10	0.8	10.0	4	1.00	35.4	37.0	11

总体上,夹层在储层中的分布范围很广,但连续性差,从夹层厚度、密度和频率来看,长 7₁ 储层由于夹层的广泛存在使层内渗透率变化大,非均质性强^[1]。

4 储层主控因素分析

通过岩心观察、薄片鉴定和物性分析,确定影响研究区储层特征的因素以沉积环境、骨架颗粒性质、成岩作用为主。

4.1 沉积环境

沉积环境是影响储层物性的基本地质因素,不同的沉积环境对应不同的颗粒粒度,导致不同的物性特征,控制了储层储集性能差异^[2]。研究区长 7₁ 沉积期主要为半深湖-深湖浊流沉积。砂体粒度偏细,以极细-细粒砂岩为主,填隙物含量高,平均含量达 17.9%,在颗粒之间充填孔隙,从而导致研究区物性较差。

4.2 沉积相

沉积相是引起储层非均质性的根本原因。不同的沉积环境形成的砂体其横向的连续性及纵向的韵律性都有很大的不同。从岩心及岩样分析来看,研究区发育浊流沉积,水动力变化频繁,砂体由多套浊积岩叠置而成,使得层内韵律层多且变化频率高,层内夹层变化大,井间对比性差,且由于砂体内部的空间配置关系不同,使得储层在结构和构造上具有突出性向异。

4.3 骨架颗粒的性质

马岭地区长 7₁ 储层发育刚性、半塑性和塑性颗粒。以石英为主的刚性颗粒在研究区的含量为 40.2%,由于其硬度大,抗压实能力强,不易发生变形碎裂,起支撑砂岩骨架的作用,使原生粒间孔隙容易保存。以火成岩岩屑为主的半塑性颗粒在研究区内含量为 3.3%,其具有一定的抗压实能力,在早期机械压实过程中不易变形,对原生孔隙具有一定的保护作用;但研究区处于成岩中后期,半塑性颗粒发生明显的变形,使得原生孔隙减少。以粘土矿物为主的岩屑属于塑性颗粒,在研究区达到 20.1%,这类颗粒易压实变形,对原生孔隙的保存极为不利。

4.4 成岩作用

马岭地区长 7₁ 储层主要经历的成岩作用类型为压实-压溶作用、胶结作用及溶蚀作用。根据成岩作用对储层物性的改善和破坏作用,又可分为建设性成岩作用和破坏性成岩作用。

1. 压实-压溶作用

马岭地区长 7₁ 储层埋深约为 1800 ~ 2600m,压实作用较强,局部地区压溶作用明显。主要表现为:碎屑的定向排列,柔性颗粒泥质岩屑等塑性颗粒弯曲变形、云母碎片蚀变变形(图 4a)。压实-压溶作用使得碎屑颗粒由游离态、点接触状变成线接触、点-线接触甚至出现凹凸接触和缝合线接触,造成储层原生孔隙大量减少。

2. 胶结作用

马岭地区长 7₁ 储层胶结作用普遍,研究区发育粘土矿物胶结,硅质胶结、碳酸盐胶结及后期由于溶蚀作用而产生的铁碳酸盐、铁白云石胶结。

(1) 粘土胶结

扫描电镜和 X 射线-衍射分析表明,马岭地区长 7₁ 储层粘土矿物以水云母为主(9.71%),绿泥石含量较少(0.55%)。电镜观察显示,绿泥石表现为两种状态:一种是作为孔隙衬边方式产出的薄膜状,该种绿泥石薄膜阻止了石英、长石的次生加大,有利于原生孔隙的保存^[3];另一种形式主要是绿泥石呈叶片状充填孔隙空间,占据孔隙喉道,降低储层孔隙度和渗透率(图 4b)。研究区粘土矿物构成的储集空间以大量的粘土矿物晶间束缚孔隙为主,有效可渗流孔隙比例不大,孔隙小,连通性不好,因此也造成区内储层物性不好^[4]。

(2) 硅质胶结

硅质胶结物在研究区砂岩中分布普遍,但含量较少(1.5%),主要以石英次生加大边的形式在碎屑石英表面、粒间孔壁和粒内溶孔中产出^[4](图 4c)。

(3) 碳酸盐胶结

研究区内碳酸盐胶结以铁方解石、铁白云石的形式存在。碳酸盐胶结物使孔隙空间大量减少^[3],发生在次生孔隙形成之后,以孔隙充填的形式存在(图 4d)。

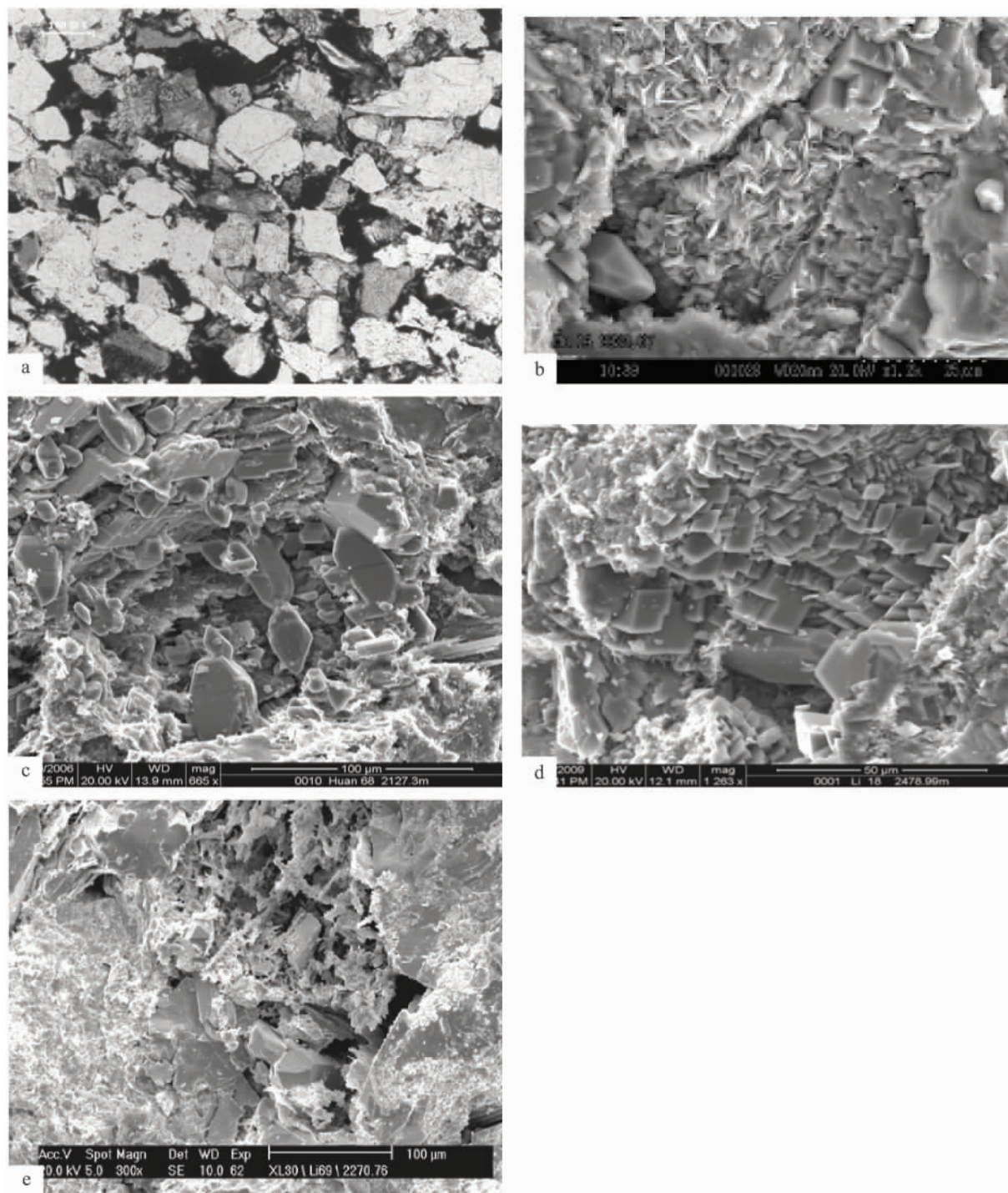


图4 马岭地区长 7_1 储层铸体薄片和电镜扫描照片

a. 环56井, 2373.1m, 碎屑定向排列, 云母蚀变变形, 石英加大常见, 孔隙不发育; b. 木14井, 2033.67m, 粒间孔隙及沿颗粒边缘发育的绿泥石膜; c. 环68井, 2127.3m, 石英充填粒间溶蚀孔喉; d. 里18井, 2478.99m, 铁白云石充填粒间孔隙; e. 里69井, 2270.76m, 长石粒内溶蚀孔隙

Fig. 4 Cast section and SEM microphotographs for the Chang- 7_1 reservoirs in the Maling region

a. Alteration and deformation of the orientedly arranged mica with quartz overgrowths and less developed porosity at the depth of 2373.1 m of the Huan-56 well; b. Intergranular pores and chlorite films along the grains at the depth of 2033.67 m of the Mu-14 well; c. Intergranular dissolution pore throats filled with quartz at the depth of 2127.3 m of the Huan-68 well; d. Intergranular pores filled with ankerite at the depth of 2478.99 m of the Li-18 well; e. Intragranular solution openings of feldspar at the depth of 2270.76 m of the Li-69 well

表4 马岭地区长7₁ 储层综合分类评价表

Table 4 Assessment of the Chang-7₁ reservoirs in the Maling region

参数 \ 分类	I	II	III	IV
砂厚(m)	≥20	15.00 ~ 20.00	10.00 ~ 15.00	5.00 ~ 10.00
砂地比	≥0.50	0.40 ~ 0.50	0.30 ~ 0.40	0.20 ~ 0.30
渗透率(mD)	≥ 1.00	1.00 ~ 0.30	0.30 ~ 0.10	0.10 ~ 0.05
孔隙度(%)	≥ 12.0	12.0 ~ 10.0	10.0 ~ 8.0	8.0 ~ 6.0
含油饱和度(%)	≥50	50 ~ 40	40 ~ 30	30 ~ 20
变异系数	<0.5	0.50 ~ 0.70	>0.70	>0.70
孔隙组合	粒间孔	粒间孔 – 溶孔	溶孔 – 微孔	溶孔 – 微孔
储层评价	优质储层	相对优质储层	较好储层	一般储层

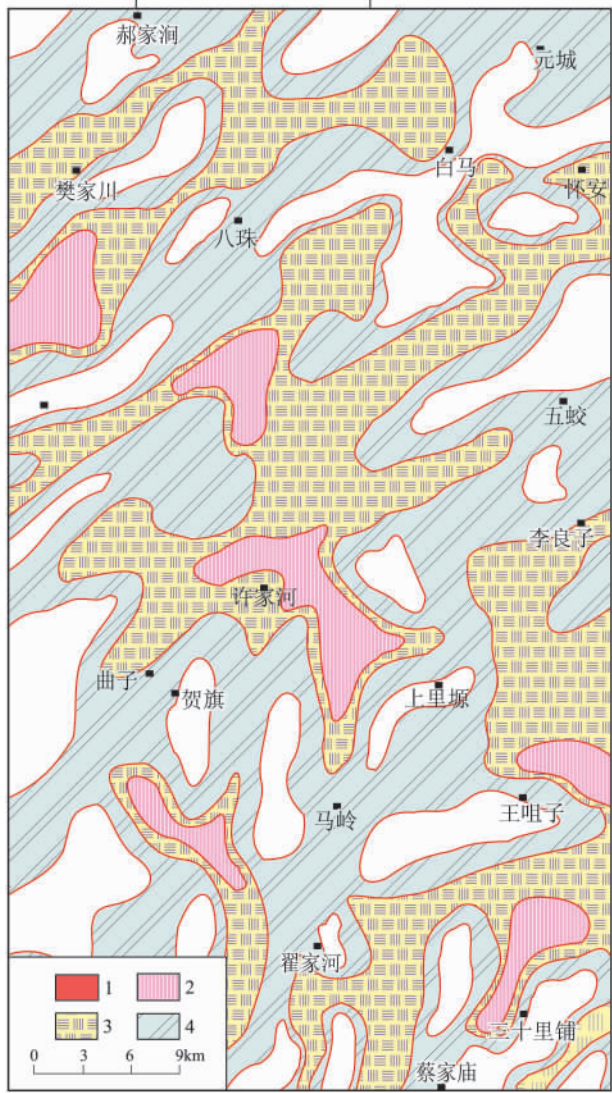


图5 研究区实测长7₁ 储层综合评价图

1. I类储层; 2. II类储层; 3. III类储层; 4. IV类储层

Fig.5 Assessment of the measured Chang-7₁ reservoirs in the Maling region

Reservoir types: I = Type I; 2 = Type II, 3 = Type III; 4 = Type IV

3. 溶蚀作用

溶蚀作用是研究区砂岩储层中普遍发育的一种成岩作用,主要表现为长石及岩屑的溶蚀,形成长石溶孔、岩屑溶孔等次生孔隙。溶蚀作用是储层次生孔隙形成的最主要因素^[14]。马岭地区长7₁ 储层处于晚成岩A期,有机质处于成熟阶段,开始大量脱羧基,释放CO₂进入孔隙流体中,使水介质呈酸性,对易溶颗粒和胶结物进行溶蚀,形成溶蚀性次生孔隙(图4e);伴随该过程的还有一种重要的烃类侵位作用,随着烃类进入孔隙系统,储层的地球化学环境发生变化,抑制了石英次生加大等成岩作用,同时烃类物质取代水介质承载上覆地层压力,使储层原生粒间孔隙得以保存^[17]。溶蚀作用作为一种建设性成岩作用,在研究区虽然普遍存在,所形成的溶蚀型次生孔隙在一定程度上改善了储集性能,但是溶蚀作用不能从区域上根本改变研究区长7₁ 储层物性差的格局。

5 储层综合评价

对于储层的评价,前人已做过大量的研究。对于不同的沉积盆地,学者们所选用的评价参数与评价方法就有所不同^[18-20]。总结前人研究成果^[21],结合研究区实际情况,选取砂厚、砂地比、变异系数、孔隙度、渗透率、含油饱和度、孔隙组合等参数作为储层评价标准(表4)。本次储层评价分类界限的制定,考虑了马岭地区长8-长6储层的发育情况后得出^[22-23]。研究区长7₁ 储层为深湖-深湖浊流沉积砂体,粒度细,储层物性差,因此不发育I类储层。

依据分类评价标准,马岭地区长7₁ 储层以III类储层为主。II类储层在研究区局部发育,处于浊积砂体最发育的区带上,呈孤立的土豆状、条带状展布,分布面积有限(约161.5km²);III类储层在研究

区大面积发育,主要分布在油积砂体主带上,呈南西-北东条带状展布;Ⅳ类储层在研究区发育普遍,主要分布在油流沉积较薄的砂体中,其孔喉连通性差,储层物性差。

6 结论

(1) 马岭地区长 7_1 储层主要为深灰色、灰黑色岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩,粒度以极细-细粒为主,分选、磨圆中等。

(2) 研究区储层的孔隙类型以原生粒间孔和次生长石溶孔为主,还有部分岩屑溶孔,但其分布比较少。孔喉结构属于小孔隙、微喉型,孔喉结构差。研究区压汞曲线排驱压力大、中值压力大、最大连通喉道半径小、退汞效率差、平台段不太明显,表明微观非均质性强。长 7_1 储层以复合反正韵律为主,发育正韵律储层,层内夹层多,厚度大,连续性差。

(3) 影响马岭地区长 7_1 储层储集性能的因素主要为沉积环境、骨架颗粒性质及成岩改造作用。沉积环境是造成储层物性差的根本原因;骨架颗粒在后期成岩作用过程中对物性特征有所影响;成岩作用对储层的建设性和破坏性作用使储层储集性能进一步改变。

(4) 马岭地区长 7_1 储层以Ⅲ类为主。

参考文献:

- [1] 戴亚权,文志刚,余秋华,等. 马岭油田侏罗系Y10油组油气富集规律探讨[J]. 石油天然气学报,2007,29(1):39-41.
- [2] 杨华,刘显阳,张才利,等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组低渗透岩性油藏主控因素及其分布规律[J]. 岩性油气藏,2007,19(3):1-6.
- [3] 何自新. 鄂尔多斯盆地演化与油气[M]. 北京:石油工业出版社,2003.95-105.
- [4] 张文正,杨华,杨奕华,等. 鄂尔多斯盆地长7优质烃源岩的岩石学、元素地球化学特征及发育环境[J]. 地球化学,2008,37(1):59-64.
- [5] 杨华,窦伟坦,刘显阳,等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7沉积相分析[J]. 沉积学报,2010,28(2):254-263.
- [6] 曾允孚,夏文杰. 沉积岩石学[M]. 北京:地质出版社,1986.112-11.
- [7] 赵澄林,胡爱梅,陈碧珏,等. 中华人民共和国石油天然气行业标准:油气储层评价方法(SY/T6285-1997)[S]. 北京:石油工业出版社,1998.16.
- [8] 刁帆,文志刚. 鄂尔多斯盆地胡尖山油田延长组长4+5₂储层特征及综合评价[J]. 岩性油气藏,2011,23(2):53-58.
- [9] 李道品. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京:石油工业出版社,1997.329-332.
- [10] 唐鼎,张春生,肖梦华. 鄂尔多斯盆地盘古梁地区长6₁储层宏观非均质性研究[J]. 石油地质与工程,2011,25(1):32-38.
- [11] 李少华,陈新民,姚凤英,等. 坪北油田延长组长6油组储层层内非均质性研究[J]. 沉积与特提斯地质,2006,26(2):55-58.
- [12] 杨俊杰. 鄂尔多斯盆地构造演化与油气分布规律[M]. 北京:石油工业出版社,2002.131-180.
- [13] 李弘,王芙蓉,戴世立,等. 绿泥石膜对储层孔隙度的影响——以鄂尔多斯盆地M油田延长组2段为例[J]. 岩性油气藏,2008,20(4):71-74.
- [14] 高静乐,宋广寿,高辉,等. 西峰油田庄40区块长6储层特低渗透成因与主控因素[J]. 沉积学报,2008,26(4):640-646.
- [15] ROSSI C, GOLDSTEIN R H, MARFIL R. Pore fluid evolution and quartz diagenesis in the Khatatba Formation, Western Desert, Egypt[J]. Journal of Geochemical Exploration,2000,69(4):91-96.
- [16] 赵澄林,朱筱敏. 沉积岩石学[M]. 北京:石油工业出版社,2005.125-137.
- [17] 王金鹏,彭仕宓,史基安,等. 鄂尔多斯盆地陇东地区长6—长8段储层特征及其主控因素[J]. 新疆地质,2008,26(2):163-166.
- [18] 姚永朝,文志刚. 西峰油田长8油藏地质研究及储层评价[J]. 石油天然气学报,2005,27(3):419-421.
- [19] 赵靖舟,吴少波,武富礼. 论低渗透储层的分类与评价标准——以鄂尔多斯盆地为例[J]. 岩性油气藏,2007,19(3):28-31.
- [20] 杨正明,张英芝,郝明强,等. 低渗透油田储层综合评价方法[J]. 石油学报,2006,27(2):64-67.
- [21] 程启贵,郭少斌,王海红,等. 鄂尔多斯盆地中西部长6油层组储层综合评价[J]. 石油实验地质,2010,32(5):415-419.
- [22] 夏青松,田景春,张锦泉,等. 鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组长6—长8储层评价及有利区带预测[J]. 油气地质与采收率,2003,10(4):11-13.
- [23] 张晓莉,谢正温. 鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组长8储层特征[J]. 矿物岩石,2006,26(4):83-88.

Characteristics and assessment of the Chang- 7_1 reservoirs from the Yanchang Formation in the Maling region, northern Shaanxi

LI Wei^{1,2}, WEN Zhi-gang^{1,2}

(1. Key Laboratory of Oil and Gas Resources and Exploration Technology under the Ministry of Education, Yangtze University, Wuhan 430100, Hubei, China; 2. Department of Geochemistry, Yangtze University, Wuhan 430100, Hubei, China)

Abstract: The petrographic, physical and pore throat characteristics and heterogeneity of the Chang- 7_1 reservoirs from the Yanchang Formation in the Maling region, northern Shaanxi are discussed on the basis of core observation, cast section, scanning electronic microscope, X-ray diffraction analysis, grain-size analysis and mercury-injection curves. The Chang- 7_1 reservoirs in the Maling region are characterized by low to extralow porosity, ultralow to extralow permeability and intense heterogeneity. The main factors influencing the reservoir capacity include sedimentary environments, nature of skeletal grains and diagenesis. The sedimentary environments, paleo-post diagenesis and cementation are responsible for poor physical properties of the reservoirs, and dissolution led to the modification of the reservoirs. In the light of the physical and porosity parameters, the reservoirs in the study area may be classified into four types, and the Chang- 7_1 reservoirs in the Maling region are dominated by the III type.

Key words: Maling region; characteristics of the reservoirs; controlling factor; assessment