

文章编号:1009-3850(2019)03-0073-11

鄂尔多斯盆地马岭油田侏罗系延安组储层特征研究

孟 康^{1,2,3}, 金敏波^{1,2,3}, 吴保祥^{1,2}

(1. 中国科学院西北生态环境资源研究院, 甘肃 兰州 730000; 2. 甘肃省油气资源研究重点实验室/
中国科学院油气资源研究重点实验室, 甘肃 兰州 730000; 3. 中国科学院大学, 北京 100049)

摘要:侏罗系延安组是鄂尔多斯盆地马岭油田的主力油层之一。通过岩心观察、薄片鉴定、扫描电镜观察等,研究马岭油田侏罗系延安组储层特征及其控制因素。结果表明,马岭油田延安组储层纵向上自延10期至延4+5期,其沉积相由辫状河相演化为网状河三角洲相。受沉积相影响,延10至延4+5油层组碎屑岩石英含量逐渐减少、长石含量增加,碎屑岩粒度变细,储层厚度变薄。马岭油田各探区储层物性受物源影响,近物源区如北区、南区、镇原区的储层物性较好。上里塬区位于河流下游区,碎屑岩粒度细,储层物性较差。研究区储层的成岩作用程度较低,压实作用和胶结作用使储层物性变差,溶蚀作用则改善了储层物性。

关键词:鄂尔多斯盆地; 马岭油田; 延安组; 储层特征; 储层影响因素

中图分类号:TE122.2⁺3

文献标识码:A

引言

马岭油田是鄂尔多斯盆地中最早开发的油气田,构造上处于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡构造单元西南部(图1),横跨伊陕斜坡和天环坳陷2个构造单元^[1]。油田所在的构造是由古地貌控制的平缓鼻状背斜带,油藏类型属于构造-岩性油藏。晚三叠世,受印支运动影响,进入中侏罗世延安组早期,盆地古河道逐渐被填平补齐,先充填沉积形成富县组,之后进入内陆拗陷湖盆的完整演化旋回期^[2]。延安组沉积期,马岭油田处于甘陕和庆西两条古河流交汇区。同时,油田地区内发育数条次级分支古河道,形成多样化古地貌并控制储层沉积环境和储层发育,进而对油藏分布产生影响。

一直以来,侏罗系延安组是马岭油田的主力产油层。延安组自下而上可划分为延10至延4+5等

6个油层组^[3]。有关马岭油田的地质研究大部分集中在2000年以后,在马岭油田延安组延10至延8油层组的储层特征^[3-6]、烃源岩地球化学^[7]、沉积相展布^[8-12]、油气运移与成藏^[13-14]等方面取得了很多认识和成果。其中储层研究是马岭油田的一个重要研究内容。目前,前人对于马岭油田延安组储层分布及控制因素的研究仍集中在具体的油层组,缺乏对同一探区不同油层组、不同探区同一油层组差异性对比研究。本文通过岩心观测、薄片鉴定、扫描电镜、物性等资料分析,对马岭油田不同开发区块内侏罗系延安组各油层组储层的岩石学、孔隙特征、储层物性、沉积相类型、成岩作用等进行系统的总结,分析影响延安组储层分布和物性的控制性因素。研究结果可为马岭油田延安组油藏的进一步开发提供数据资料,对鄂尔多斯盆地其它地区延安组同类型油藏储层的研究提供参考。

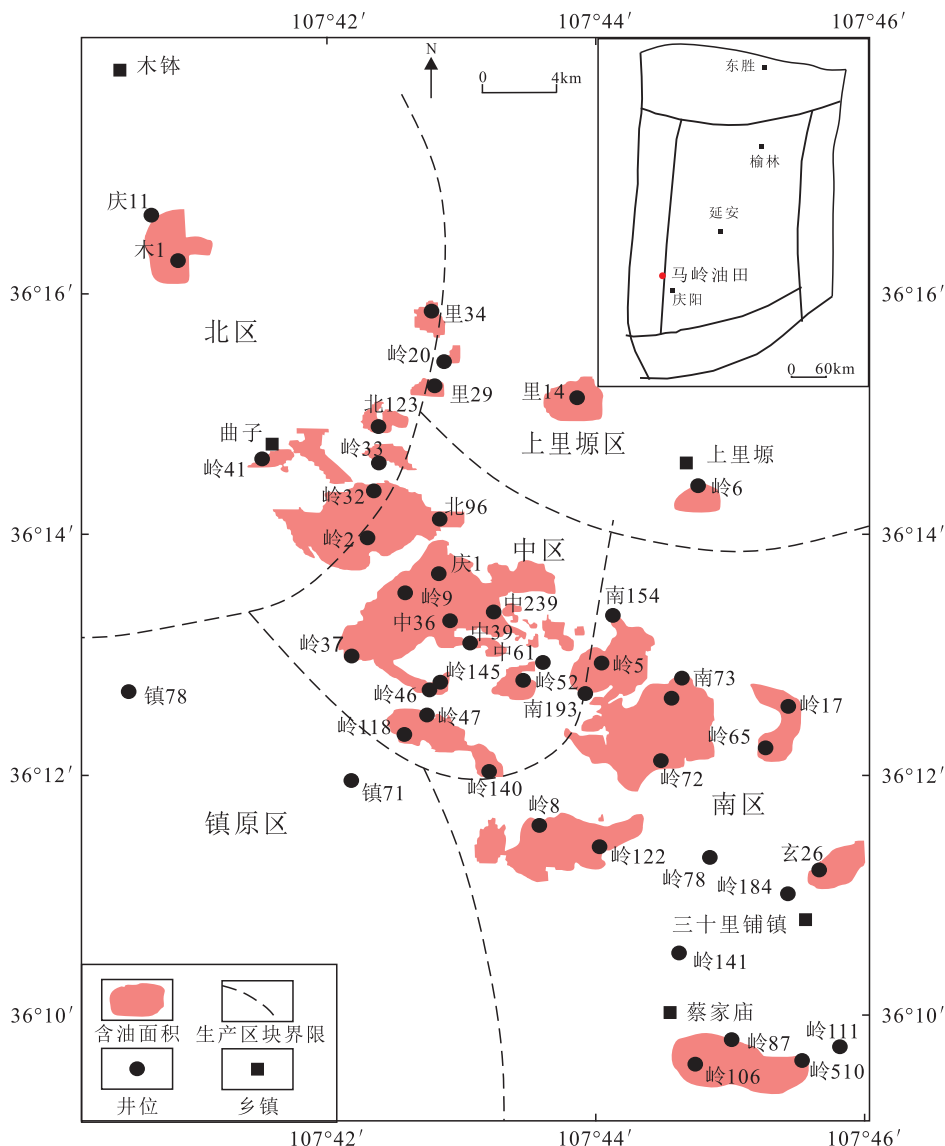


图1 马岭油田构造位置图及含油面积、井位分布图(据长庆油田,2005;修编)

Fig. 1 Tectonic setting, oil-bearing areas and well sites in the Maling oil field, Ordos Basin

1 储层特征

1.1 岩石学特征

观察分析马岭油田延安组碎屑岩薄片及油田统计资料显示,马岭油田延安组碎屑岩粒级分布范围较大,总体油层组呈现自下向上粒级变细的趋势。底部延10油层组以砂砾岩和含砾砂岩为主,延9油层组以中砂岩为主,至延8油层组以中、细粒砂岩为主;延7油层组以细砂、粉砂岩为主,多出现砂岩与泥岩互层现象;延6油层组以泥质砂岩、泥质粉砂岩为主。在油层组内向上变为以厚泥岩为主的煤系地层,其间夹有泥质砂岩,砂岩层薄但层数较

多。就不同探区而言,南区以中、细砂岩为主;镇原区以中、粗砂岩为主;中区的粗、中、细砂岩比例相近;北区以粗、中砂岩为主。

马岭油田延安组储层岩石类型多样。延10、延9油层组以长石石英砂岩、石英砂岩为主;延8至延5+4油层组则以岩屑长石砂岩、长石石英砂岩相对占优(图2A)。从延10至延5+4油层组,碎屑岩颗粒中石英端元的含量整体有减小的趋势,而长石端元的含量有增大的趋势。在南区碎屑岩颗粒中石英端元含量整体较低,以岩屑长石砂岩为主;其它探区都以石英砂岩和长石石英砂岩为主(图2B)。砂岩胶结物类型主要有黏土矿物(图3B、F、G、H)和

碳酸盐胶结物(图 3C、D、H),另有少量硫酸盐胶结物(图 3E)及硅质胶结物,硅质胶结多以石英次生加大方式出现(图 3D)。胶结物含量变化在 15% ~ 30% 之间,以孔隙式-基底式胶结为主,胶结物含量总体上偏高,多在 20% 以上。延安组碎屑岩分选性和磨圆度在不同的探区也有一定的差异。据薄片

观察,南区的分选性、磨圆度差,多为次棱角状,部分为次圆状;镇原区分选差-中等,次圆-次棱角状;北区与镇原区相似,但分选性较差,多为次棱角状;中区碎屑岩分选最好,磨圆度也较好,以次圆状为主,部分为次棱角状。

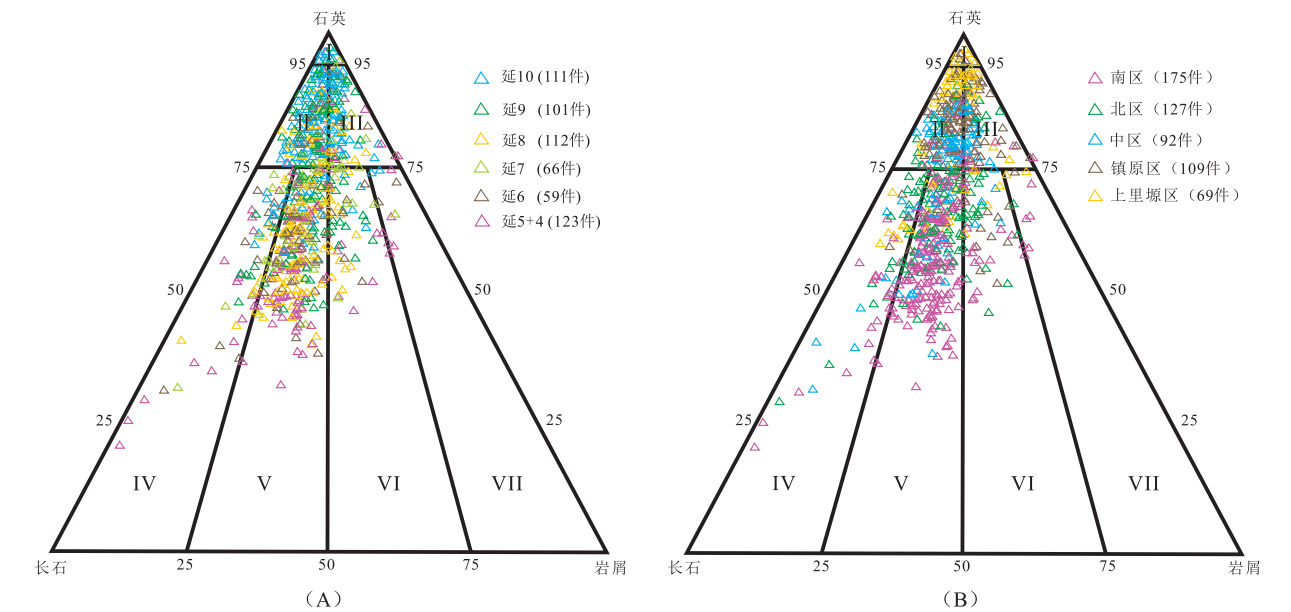


图 2 延安组砂岩分类图
I. 石英砂岩; II. 长石石英砂岩; III. 岩屑石英砂岩; IV. 长石砂岩; V. 岩屑长石砂岩; VI. 长石岩屑砂岩; VII. 岩屑砂岩
Fig. 2 Classification of the sandstones in the Yan'an Formation, Maling oil field

1.2 储层孔隙类型及特征

马岭油田延安组储层砂岩孔隙类型发育有原生和次生两种类型,其中原生粒间孔隙多数难以保存。延安组各油层组内都发育有煤系地层,其下方有延长组富含有机质的页岩。通过有机质生烃产生的有机酸和 CO₂使地层孔隙水酸性增强^[4],容易溶蚀长石、岩屑等不稳定颗粒。且可通过有机酸中的羧酸阴离子对硅和铝的络合,溶蚀硅质填隙物及高岭土胶结物等,形成溶蚀孔隙,类型主要包括层间缝、粒内溶孔、晶间溶孔,以及复合溶蚀孔隙等。层间缝(图 4A)属于常见的次生孔隙,其间多被油侵充填,表明既是重要的储集空间,同时也为良好的运移通道^[15-17]。油田区内普遍存在长石和岩屑颗粒经溶蚀作用形成粒内溶蚀孔隙,并被油侵入呈黑色网状现象(图 4B)。晶间孔隙主要为碳酸盐和硫酸盐胶结物结晶颗粒间的孔隙(图 4C),经溶蚀作用会进一步扩大为次生晶间溶孔(图 4D)。复合

溶蚀孔隙为粒间溶孔、粒内溶孔和晶间溶孔等的复杂组合表现(图 4H),溶孔直径普遍较大,连通性好,对改善储层渗透性极为有利。

1.3 储层物性特征及分布规律

对马岭油田内 136 口井 572 块样品的实测物性资料统计分析表明,在马岭油田延安组储层,从辫状河各微相演化至网状河各微相(即延 10 至延 4 + 5 期),储层平均厚度(表 1)和储层平均孔隙度(表 2)逐渐减小。北区、南区、中区从延 10 至延 4 + 5 期,平均孔隙度变化范围依次为 18.5% ~ 13.14%、16.7% ~ 12.7%、16.1% ~ 12.5%;平均储层厚度变化范围依次为 44.75 ~ 11.4m、35 ~ 12m、37.5 ~ 10.86m。镇原区延 10 至延 9 期平均孔隙度变化范围为 17.2% ~ 16.9%,延 10 至延 4 + 5 期平均储层厚度从 6m 减至 3.8m。上里塬区延 10 至延 7 平均孔隙度变化范围为 15.0% ~ 12.0%,延 10 至延 4 + 5 期平均储层厚度范围为 48 ~ 9.5m。且同一时期内

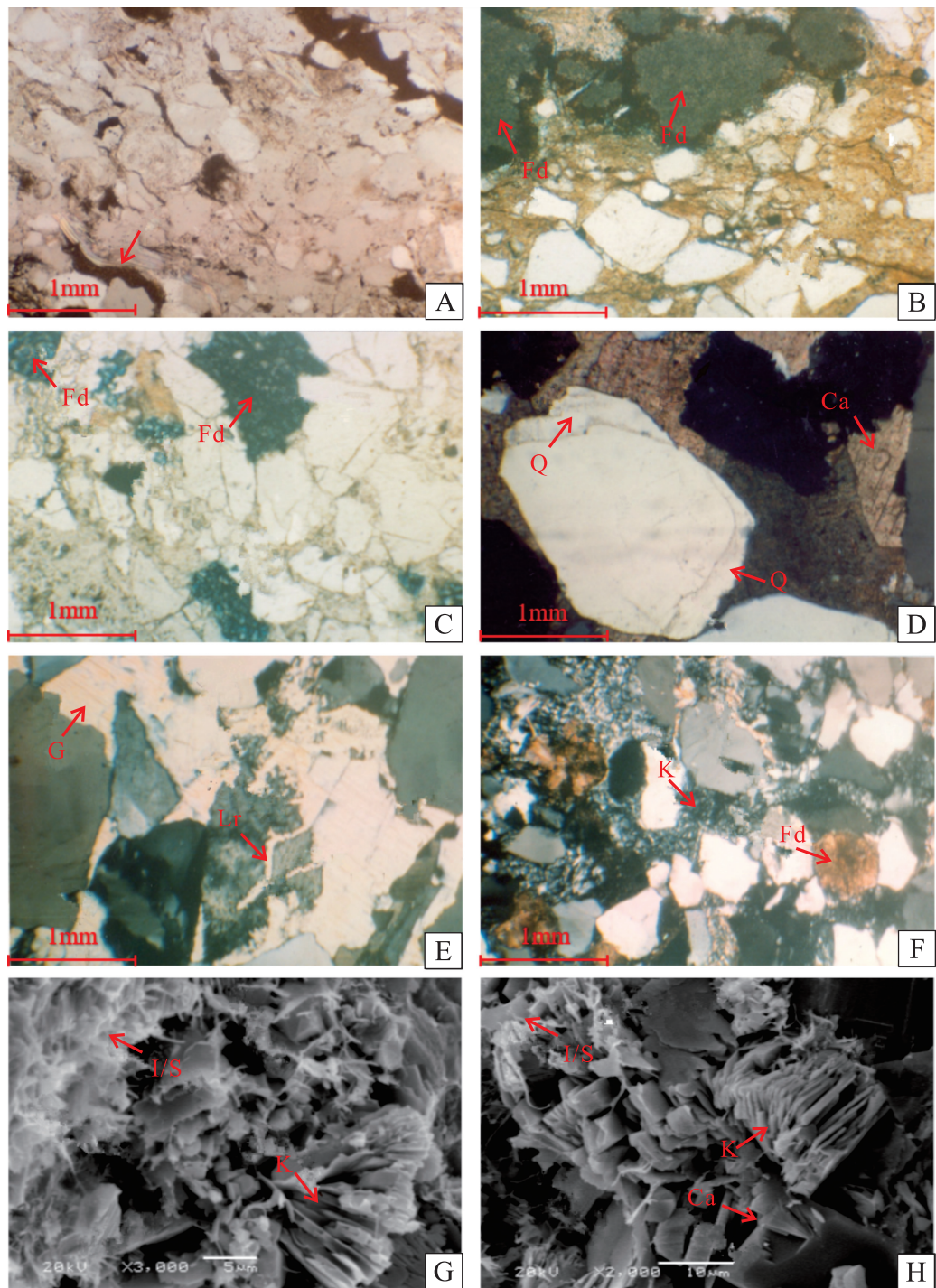


图3 马岭油田延安组砂岩微观特征

A. 单100×,岭78井(1745m),颗粒点-线接触,云母长条形,碳屑压实变形呈弯曲状;B. 单100×,岭120井(1687m),铁白云石(Fd)充填在溶孔中,伊蒙混层呈孔隙→基底式胶结;C. 正交100×,岭96井(1428.5m),点-线接触,铁白云石(Fd)充填在溶孔中;D. 单100×,镇69井(1896m),石英次生加大(Q),连晶方解石胶结;E. 正交100×,岭214井(1321m),岩石经历强溶蚀作用,颗粒环边黏土矿物胶结物被石膏(G)溶蚀交代,部份颗粒被溶蚀形成粒内孔(Lr);F. 正交100×,岭111井(1698m),颗粒点-线接触,高岭石胶结(K);G. 岭184井(1277m),高岭石呈书页状(K),伊蒙混层(I/S)呈片状、毛发状;H. 岭141井(1436.7m),高岭石呈书页状(K),出现伊蒙混层(I/S),方解石胶结物呈菱形晶(Ca)

Fig. 3 Photomicrographs of the sandstones in the Yan'an Formation, Maling oil field

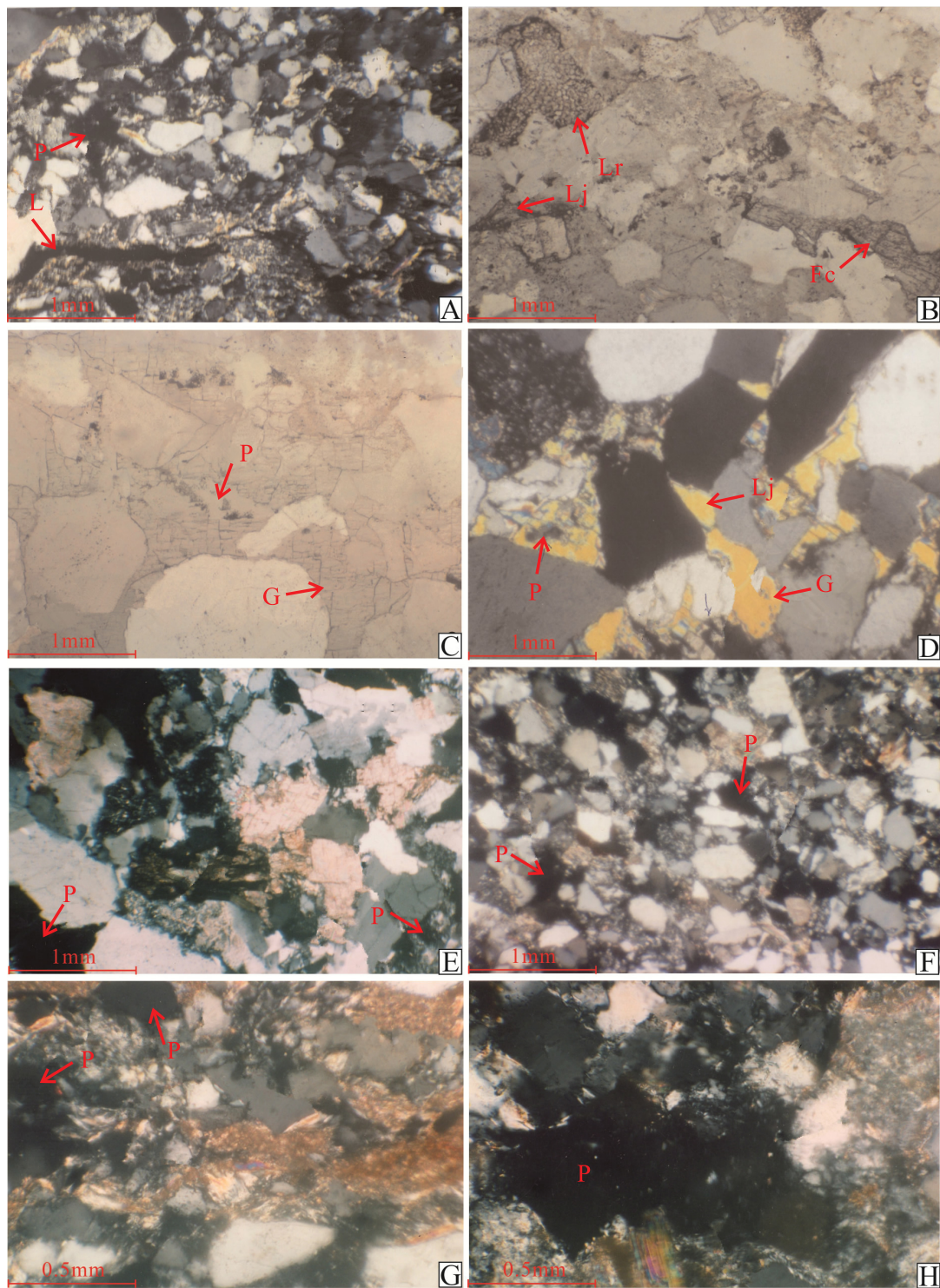


图4 马岭油田延安组储层岩石孔隙类型及特征

A. 正交 100 × , 超大次生溶孔(P)和层间缝(L), 层间缝中油侵; B. 单 100 × , 粒间孔(Lj)已被铁方解石(Fc)充填或石油侵入, 粒内孔(Lr)也被石油侵入, 呈黑色网状分布; C. 单 100 × , 石膏胶结物(G)中的晶间孔; D. 正交 100 × , 次生晶间孔; E. 正交 100 × , 次生粒间溶孔(P)、次生超大溶孔(P); F. 正交 100 × , 次生粒间溶孔和次生粒内溶孔(P); G. 正交 300 × , 高岭石胶结物被溶蚀形成次生粒内溶孔(P); H. 正交 300 × , 次生粒间溶孔(P)

Fig. 4 Porosity types of the reservoir rocks in the Yan'an Formation, Maling oil field

北区、镇原区、南区孔隙度较好,而上里塬区孔隙度较差。但在马岭油田不同时期内,其储层渗透率变化规律复杂,出现了孔隙度低、渗透率高的现象。如北区延7、延6平均渗透率高达 $617\mu\text{m}^2$ 、 $1421.3\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$;中区延10、南区延7平均渗透率分别为 $240.8\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 和 $296.4\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,原因可能是储层发育次生裂隙^[6],致使孔隙的连通性增加,提高了储层渗透性。

2 储层影响因素

2.1 物源及沉积相类型

受陕甘和庆西纵横交错古河谷的控制,研究区古水流方向主要来自北部甘陕古河和东南部庆西古河,此外,区内发育流向为西南方向的两条次级古河流(图5 Y₁₀期)。鄂尔多斯盆地马岭地区在三叠纪末整体抬升,地层遭受风化剥蚀,形成古河道和古残丘纵横分布的古地貌^[8]。侏罗纪时期盆地

整体下降,延安组早期沉积地层沿河谷以填平补齐方式沉积,地层自下而上超覆于古残丘之上,延10期末填平补齐,延9及以上地层广布其上。

通过对马岭油田多口钻井岩心相和油井测井资料综合分析,并在结合前人^[8-12]研究的基础上,将区内延10至延4+5油层组依次划分为不同沉积相(图5)。延10和延9主要为辫状河相,包括河漫滩、河道沉积亚相;延8至延6主要为辫状河三角洲相,发育辫状河三角洲平原亚相、延7和延6发育辫状河三角洲前缘亚相;延4+5为网状河三角洲相,亚相为网状河三角洲平原。

马岭地区延10至延9期发育辫状河相,以河流心滩沉积(图6A、B、D)和河道滞留沉积为主。河道沉积物主要为中粗粒砂岩,砂岩成分以长石和石英为主,颗粒中等磨圆、半棱角状-次圆状、分选中等,沉积砂体的厚度较大。延9期在古河道不断沉积填平的基础上,马岭地区辫状河流的沉积面貌已

表 1 马岭油田各探区储层厚度(m)分布表
Table 1 Distribution of the reservoir thickness in individual exploration areas in the Maling oil field

探区\油层 油区	延 10	延 9	延 8	延 7	延 6	延 4 + 5	总厚度 (m)
北区	4 ~ 134/44.75	6 ~ 60/19.75	3 ~ 29/10.55	2 ~ 21/13.45	2 ~ 30/10.21	1 ~ 38/11.4	241
上里塬区	3 ~ 127/48	3 ~ 73.5/26.5	2 ~ 27/7.8	4 ~ 37/10.2	3 ~ 25.6/9.8	3 ~ 27/9.5	317
中区	2 ~ 144/37.5	2 ~ 76.5/30.6	2 ~ 32/14.5	0 ~ 31/11.6	2 ~ 30/11.37	2 ~ 58/10.86	246
南区	2 ~ 150/35	5 ~ 62/27.9	1 ~ 41/14.7	1 ~ 33/11.85	1 ~ 30/10.7	0 ~ 56/12	298
镇原区	2 ~ 10/6	2 ~ 42/18	2 ~ 24/14.1	0 ~ 8/2.5	2 ~ 16/7.7	2 ~ 12/3.8	112
平均厚度变化	6 ~ 44.75	18 ~ 30.6	7.8 ~ 14.7	2.5 ~ 13.45	7.7 ~ 11.37	3.8 ~ 11.4	

说明:表中4 ~ 134/44.75 为厚度范围/平均厚度

表 2 马岭地区各油层组和区块物性表
Table 2 Physical properties of the reservoir rocks in individual oil reservoirs and blocks in the Maling oil field

层位		延 6		延 7		延 8		延 9		延 10	
物性		Φ (%)	K (μm ²)	Φ (%)	K (μm ²)	Φ (%)	K (μm ²)	Φ (%)	K (μm ²)	Φ (%)	K (μm ²)
北区	变化值	12.7 ~ 22.2	10.1 ~ 5947	11.4 ~ 18.4	1.9 ~ 1670	3.4 ~ 17.3	0.1 ~ 44.8	3.3 ~ 21.2	1.6 ~ 62.7	6.6 ~ 20.3	0.6 ~ 122.5
	平均值	13.14	1421.3	14.1	617	15.4	22.4	17.84	46.8	18.5	53.43
上里塬区	变化值			7.4 ~ 15.3	1.54 ~ 16.2			13.1 ~ 15.7	1.15 ~ 82.6	12 ~ 19.2	1.37 ~ 17.38
	平均值			12.0	6.0			14.4	9.9	15.0	19.1
中区	变化值	10.5 ~ 17.9	1.35 ~ 48.2	11.95 ~ 16.31	10.9 ~ 46	12.7 ~ 15.220.3 ~ 38.34	11.4 ~ 17.2	2.2 ~ 66.4	9.1 ~ 20.9	0.4 ~ 656.5	
	平均值	12.5	3.2	13.5	25	14.9	13.14	15.7	25.0	16.1	240.8
南区	变化值	11.9 ~ 15.95	56 ~ 164.2	12 ~ 18.1	6 ~ 635	14.1 ~ 19.7	5.27 ~ 81	12.56 ~ 17.61	85 ~ 160.55	27 ~ 21.7	0.65 ~ 94.3
	平均值	12.7	46.8	13.9	296.4	15.1	20.1	15.9	26.43	16.7	34.2
镇原区	变化值							10.1 ~ 18.310.22 ~ 216.814.6 ~ 18.5	5.07 ~ 85.6		
	平均值							16.9	37.2	17.2	43.3

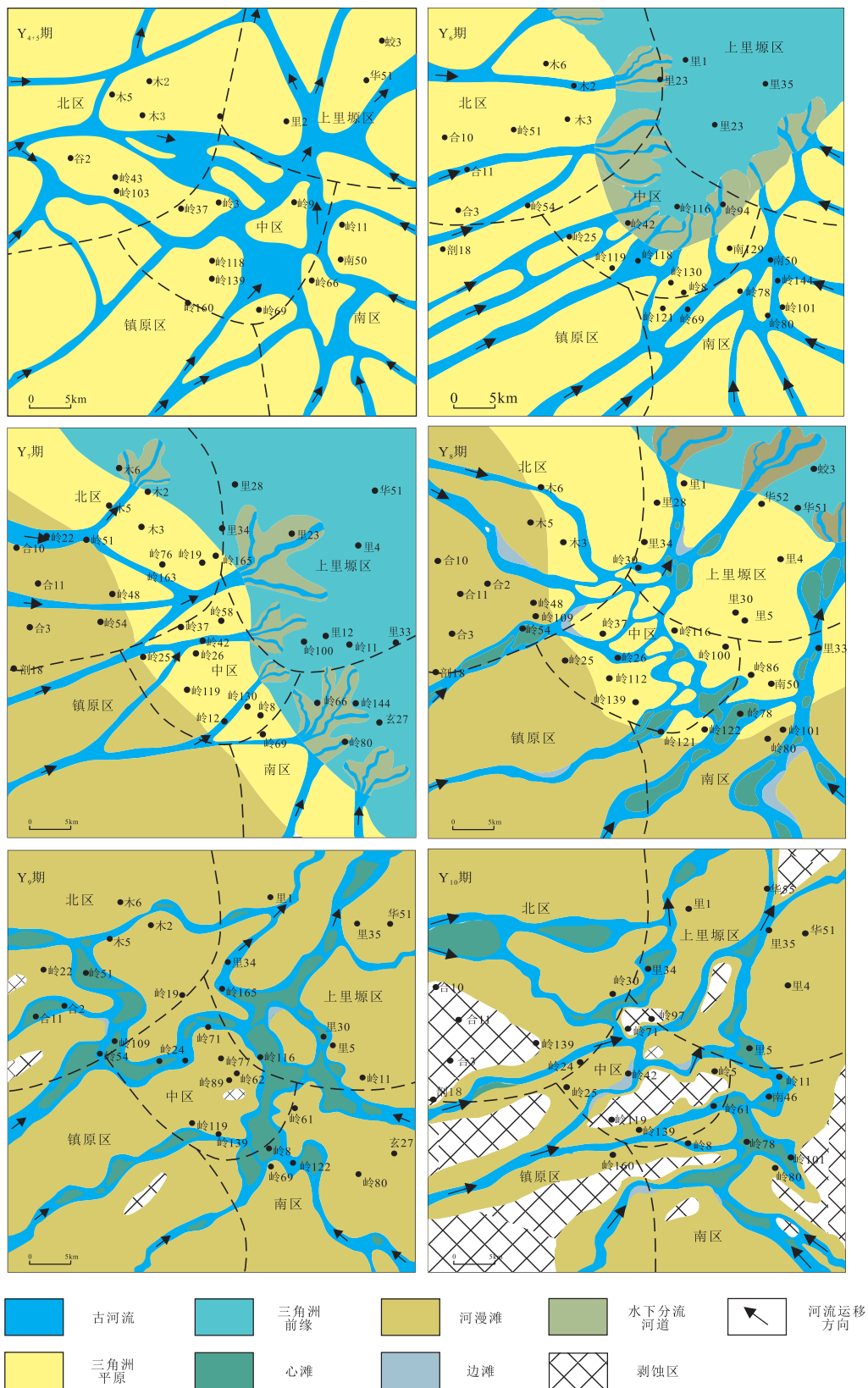


图5 马岭油田延安组各油层组沉积相图

Fig.5 Sedimentary facies in individual oil reservoirs in the Yan'an Formation, Maling oil field

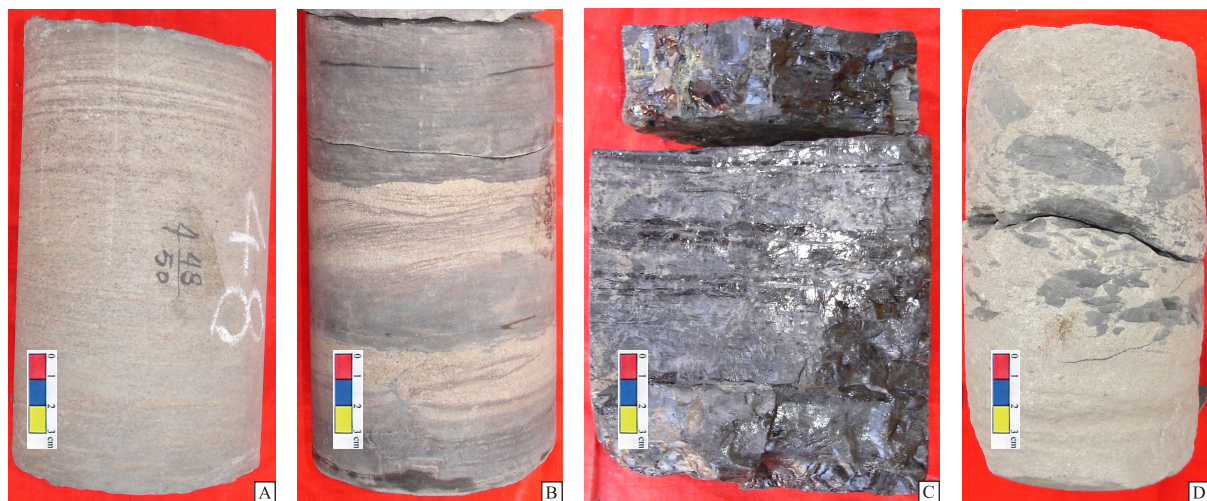


图6 马岭油田延安组岩心样

A. 岭60井, 1533.4m, 延9, 中-细砂岩, 平行层理; B. 岭60井, 1531.4m, 延9, 中-细砂岩, 冲刷构造; C. 镇59井, 1911.5m, 延9, 煤; D. 延16井, 2215.4m, 延9, 含砾砂岩, 透镜状层理

Fig. 6 Core samples collected from the Maling oil field

经大为改变, 普遍的沼泽化开始发育, 出现漫滩沼泽环境, 造成厚层、大范围的煤层和含碳质岩层的发育(图6C)。马岭地区延10至延9期在古地理上处于甘陕古河和庆西古河的交汇区^[8], 北区、南区、镇原区相对位于近物源区, 水动力强, 储层物性好, 其延10期孔隙度、渗透率均值分别为18.5%、16.7%、17.2%和 $53.43\mu\text{m}^2$ 、 $34.2\mu\text{m}^2$ 、 $43.3\mu\text{m}^2$ (表2); 上里源区属河流下游区, 水动力条件比其它地区弱, 因此碎屑岩粒度细, 储层物性较差, 孔隙度、渗透率均值分别为15.0%和 $19.1\mu\text{m}^2$ (表2)。

马岭地区延8至延6期沉积相为辫状河三角洲相, 发育三角洲平原和三角洲前缘亚相。该时期地表基本被夷平、河流强度变弱、河流数量增加、物源区较远, 其特点是发育普遍的泥炭和沼泽化沉积, 富含保存较为完整的高等植物组织化石, 以及丰富的黄铁矿等自生矿物^[6]。三角洲平原亚相分布在北区、南区、镇原区, 主要为分流河道和河道间沉积, 沉积砂体厚度在延8期较厚, 厚度均值分别为10.55m、14.7m、14.1m, 而延7和延6期较薄, 厚度均值分别为11.83m、11.28m、5.1m(表1)。三角洲前缘亚相分布于研究区东北部, 即上里源区和部分中区, 是各条河流在汇聚进入湖泊水体后形成的沉积区, 其沉积主要以水下分流河道和河口坝沉积物为主, 岩性以中-粗粒砂岩为主, 成分主要为长石和石英。颗粒分选和磨圆均中等, 发育大-中型板

状和槽状交错层理。三角洲前缘沉积的砂体孔隙度和渗透率明显小于三角洲平原沉积的砂体。

延4+5期发育网状河三角洲沉积相(图5), 是在地表更进一步夷平的基础上形成的沉积环境, 广泛的平原化使得沼泽环境发育。其特点是河道数量多、形状较为平直、相互连接、形成交织河网系统, 体现水体流态稳定、水流能量较弱的沉积环境。所以, 研究区网状河相具明显细粒-泥质沉积物特征, 砂体厚度小。

2.2 成岩作用

埋深小于2000m时, 压实作用是造成储层孔隙度降低的主要原因, 压实作用的强度主要与储层矿物成分有关^[18]。马岭油田岩石类型多样, 总体以长石石英砂岩、石英砂岩为主。南区主要以庆西古河沉积为主, 物源丰富, 古河流搬运沉积物距离较短。碎屑岩颗粒中石英含量较低, 以岩屑长石砂岩为主, 储层抗压实能力较弱, 颗粒之间以线接触为主(图3A)。南区成岩作用阶段塑性岩屑的发育加速了砂岩的压实^[4], 随沉积物埋深加大, 孔隙度降低幅度相对较大(图7)。而北区、镇原区、中区主要沉积甘陕古河携带的运距较远的碎屑物质, 上里源区位于河流下游区, 都具有较高的成熟度。这4个探区随沉积物埋深加大, 其孔隙度降低幅度较小。一般情况下, 孔隙度会随着压实作用增强(埋深增加)而相应变小。然而若储层成岩过程中易溶组分

被酸性流体溶解形成次生溶孔,储层的孔隙度增大,相应储层的物性也会变好^[19]。这也解释了镇原区在 2000m 埋深左右有孔隙度增大的异常压实存在,可能与次生溶蚀孔隙发育有关(图 7)。

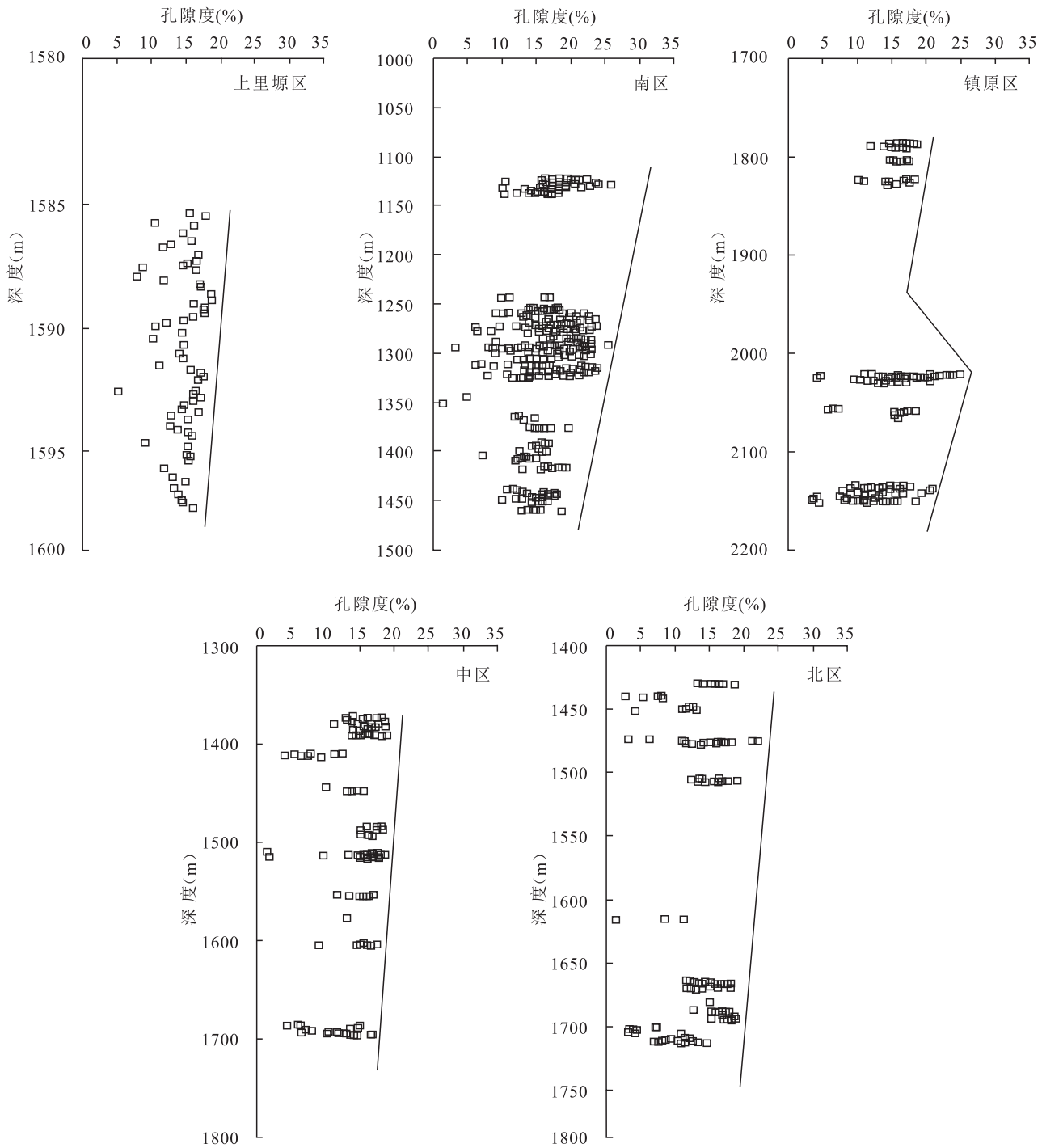


图 7 马岭油田各探区孔隙度与埋深关系图

Fig. 7 Relationship between the porosity and burial depth in individual exploration areas in the Maling oil field

马岭油田区内储层胶结物主要为黏土矿物、白云石、铁方解石、铁白云石、次生石英。根据研究区内胶结物形成次序,可以总结为三种胶结模式。A模式:黏土矿物胶结(高岭石)→溶蚀作用→油侵→隐晶方解石、白云石胶结(图3A)。B模式:黏土矿物胶结(高岭石,伊蒙混层)→溶蚀作用→铁方解石、铁白云石胶结→二次溶蚀作用→硅质胶结(石英加大)(图3B、C)。C模式:黏土矿物胶结(高岭石,伊蒙混层)→溶蚀作用→铁方解石、铁白云石胶结→二次溶蚀作用→连晶方解石(图3D、F)或连晶石膏胶结(图3E)→硅质胶结(石英加大)。黏土矿物胶结物使原生粒间孔缩小,铁方解石、铁白云石、白云石、少量硅质胶结物使原生粒间孔和次生溶孔减小,但仍有未充填的残余溶孔^[20]。C模式总体与B模式相近,主要区别是二次溶蚀作用强,并且溶蚀作用后连晶方解石和连晶石膏胶结作用发生并交代部分颗粒和胶结物,充填原生粒间孔和次生粒内孔,使得孔隙空间缩小。

溶蚀作用主要发育在水动力条件相对较强、岩石组构较好的砂体中^[21]。马岭地区延安组下有三叠系延长组富含有机质的页岩,且各油层组中发育有薄煤层,这些有机质生烃脱羧产生的有机酸和CO₂使地层孔隙水酸性增强^[4]。其中长石、岩屑等不稳定的颗粒及高岭石胶结物、硅质充填物等易被溶蚀形成粒内溶孔、粒间溶孔、晶间溶孔等,有效改善砂岩储层的孔渗条件。

综合分析马岭油田延安组成岩矿物在孔隙中的分布特征以及颗粒之间的关系等表明,溶蚀作用有利于储层物性发育,压实作用和胶结作用^[22-23]则对储层物性起到破坏作用。

3 结论

(1)马岭油田延10、延9油层组岩石类型以长石石英砂岩、石英砂岩为主;延8至延5+4油层组则以岩屑长石砂岩、长石石英砂岩占优。南区以岩屑长石砂岩为主,其它探区以石英砂岩和长石石英砂岩为主。砂岩胶结物主要为黏土矿物和碳酸盐胶结物。储层孔隙类型以发育粒间溶孔、粒内溶孔和晶间溶孔为特征。

(2)研究区内延安组自延10期至延4+5期,储层孔隙度和厚度逐渐减小。同一时期内,北区、镇原区、南区孔隙度较好,而上里塬区孔隙度较差。

在马岭油田不同时期内,其储层渗透率变化无明显规律,部分储层出现孔隙度低、渗透率高的现象,可能与储层次生裂隙发育有关,增加了孔隙的连通性,从而提高了储层渗透率。

(3)延安组储层物性受物源、沉积环境和成岩作用的综合影响。近物源区的北区、南区、镇原区,其储层物性较好,上里塬区位于河流下游区,碎屑岩粒度细,储层物性较差。研究区从延10期至延4+5期具有向准平原化方向发展的河流特点,沉积相由辫状河相演化为网状河三角洲相,控制储层在纵向上自下而上碎屑岩石英含量逐渐减少,长石含量逐渐增加,碎屑岩粒度变细,厚度变薄。研究区储层成岩作用程度较低。压实作用和胶结作用使储层物性变差,溶蚀作用改善储层物性。

参考文献:

- [1] 雷启鸿,高琼瑶,成良丙,等.鄂尔多斯盆地马岭地区长8油层组物源及沉积展布特征[J]. 岩性油气藏,2015,27(2):70-76+91.
- [2] 卜军,李文厚,曾明,等.鄂尔多斯盆地陇东地区中侏罗统延9油层组储层成岩作用及对孔隙的影响[J]. 石油地质与工程,2010,24(3):24-27.
- [3] 何金先,段毅,张晓丽,等.鄂尔多斯盆地林镇地区延安组延9油层组地层对比与沉积微相展布[J]. 天然气地球科学,2012,23(2):291-298.
- [4] 明红霞,孙卫,张龙龙.马岭油田北三区延10₁₂储层特征及其控制因素[J]. 地质与勘探,2015,51(2):395-404.
- [5] 李剑齐,李建廷,王铁平,等.马岭油田北三区延10储层微观特征分析[J]. 石油天然气学报,2007,29(3):377-379.
- [6] 马春林,张君学,王钧科,等.马岭油田P167井区延10油藏特征及有利区预测[J]. 石油天然气学报,2012,34(9):170-172.
- [7] 段毅,张胜斌,郑朝阳,等.鄂尔多斯盆地马岭油田延安组原油成因研究[J]. 地质学报,2007,81(10):1407-1415.
- [8] 郭正权,张立荣,楚美娟,等.鄂尔多斯盆地南部前侏罗纪古地貌对延安组下部油藏的控制作用[J]. 古地理学报,2008,10(1):63-71.
- [9] 何文祥,许雅,刘军锋,等.马岭油田北三区河流相储层构型综合地质研究[J]. 石油学报,2010,31(2):274-279.
- [10] 张吉来,朱广社,陈德平,等.马岭油田北三区延安组Y8~Y10油层沉积微相研究[J]. 石油天然气学报,2006,28(3):185-186.
- [11] 朱世全,周志平,魏红玫.马岭油田延安组延十段小层沉积相研究[J]. 江汉石油学院学报,2003,(S1):6-7+4.
- [12] 王春宇,张志国,李兆明,等.鄂尔多斯盆地马岭油田高分辨率层序地层分析及沉积体系研究[J]. 地质力学学报,2007,

13(1):70–77+96.

[13]

段毅,吴保祥,郑朝阳,等. 鄂尔多斯盆地马岭油田延9油层组油气运移研究[J]. 沉积学报,2008,26(2):349–354.

[14]

段毅,孙涛,吴保祥,等. 鄂尔多斯盆地马岭油田延10油层组油气运移特征与机理[J]. 成都理工大学学报(自然科学版),2009,36(1):1–7.

[15]

李红,柳益群,刘林玉. 鄂尔多斯盆地西峰油田延长组长8₁低渗透储层成岩作用[J]. 石油与天然气地质,2006,27(2):209–217.

[16]

白云云. 马岭北三区延10段沉积相类型及平面展布特征研究[J]. 中国锰业,2018,36(4):98–101.

[17]

任晓霞,李爱芬,王永政,等. 致密砂岩储层孔隙结构及其对渗流的影响—以鄂尔多斯盆地马岭油田长8储层为例[J]. 石油与天然气地质,2015,36(5):774–779.

[18]

胡宗全,周新科,朱建辉. 华北东部地区上古生界生烃潜力分析[J]. 石油勘探与开发,2006,33(6):697–701.

[19]

梁爽,杜社宽. 准噶尔盆地中拐凸起侏罗系三工河组储层特征及控制因素[J/OL]. 沉积学报:1–12[2019–06–24].

[20]

杨永恒,孙国强,王晔桐,等. 柴达木盆地北缘平台地区路乐河组沉积环境与成岩流体特征[J/OL]. 沉积学报:1–11.[2019–06–25].

[21]

付爽,庞雷,许学龙,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷下乌尔禾组储层特征及其控制因素[J]. 天然气地球科学,2019,30(4):468–477.

[22]

杨红梅,汪满福,杨麟科,等. 青西油田下白垩统下沟组泥云岩储集层特征[J]. 石油勘探与开发,2004,31(6):47–50.

[23]

陈国俊,吕成福,王琪,等. 珠江口盆地深水区白云凹陷储层孔隙特征及影响因素[J]. 石油学报,2010,31(4):566–572.

Jurassic Yan’ an Formation reservoir rocks in the Maling oil field, Ordos Basin

MENG Kang^{1, 2, 3}, JIN Minbo^{1, 2, 3}, WU Baoxiang^{1, 2}

(1. Northwest Institute of Eco-Environments and Resources, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000, Gansu, China; 2. Key Laboratory of Petroleum Resources Research, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000, Gansu, China; 3. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China)

Abstract: The Jurassic Yan’ an Formation reservoir rocks occur as one of the main oil reservoirs of the Maling oil field, Ordos Basin. The characteristics and controlling factors are discussed on the basis of core, thin section and SEM analysis. Vertically, the Jurassic Yan’ an Formation reservoir rocks in the Maling oil field are graded from the Yan 10 oil reservoirs upwards into the Yan 4 + 5 oil reservoirs, and the sedimentary facies has witnessed the evolution from the braided stream facies to the anastomosed river-delta facies. From the Yan 10 oil reservoirs to the Yan 4 + 5 oil reservoirs, the quartz contents in the clastic rocks gradually decrease and the feldspar contents gradually increase. Correspondingly, the grain sizes of the clastic rocks become finer, and the reservoir thickness becomes thinner upwards. The physical properties of the reservoir rocks are generally influenced by the source areas. For instance, the North area, South area and Zhenyuan area near the provenances have good physical properties, while the Shangliyuan area located in the lower reaches of the river has relatively poor physical properties. The reservoir rocks in the study area are now in the lower diagenetic degrees, i. e. , from the early diagenetic stage B to the late diagenetic A. The compaction and cementation lead to the poor physical properties, and the dissolution leads to the good physical properties.

Key words: Ordos Basin; Maling oil field; Yan’ an Formation; reservoir rock; controlling factor