

鄂尔多斯盆地镇泾地区延长组8段致密砂岩储层特征及主控因素

徐梦龙^{1,2}, 何治亮², 尹伟², 王瑞³, 刘春燕²

(1. 中国地质大学 能源学院, 北京 100083; 2. 中国石化 石油勘探开发研究院, 北京 100083;

3. 中国石化 胜利油田分公司 地质科学研究院, 山东 东营 257061)

摘要:鄂尔多斯盆地西南部镇泾地区延长组8油层组是典型的致密砂岩储层, 具有低孔低渗的特点。通过对其20余口井的岩心观测、测井和录井分析, 结合显微镜、铸体薄片及电子显微镜观察等手段, 配合储层岩石学、沉积学的分析, 认为镇泾地区D工区砂岩以岩屑长石砂岩为主, 并且含有少量的长石岩屑砂岩。沉积相以辫状河三角洲亚相为主, 其中以水下分流河道微相储层物性最好, 可提供最有利的油气聚集空间, 河口坝微相物性次之, 亦可作为储层的有利区域。通过分析储集物性与砂岩粒度之间的关系, 认为中砂岩具有最好的储集物性。通过对研究区成岩机理的研究, 认为影响砂岩储层的主要成岩作用为压实作用、胶结作用以及溶蚀作用。压实作用为破坏性的成岩作用, 使该区砂岩储层的孔隙度和渗透率减少, 埋深2 400 m以上孔隙度小于10%; 胶结作用具有正反两个方面的成岩作用, 既可通过胶结物的生成减少岩石的孔隙, 又可通过抑制压实作用的进一步进行从而保持颗粒间的距离; 溶蚀作用为建设性的成岩作用, 尤其是深部储层中两期溶蚀作用的发生, 使孔隙度得以改善, 从而使油气的储集和运移变得更加有利。

关键词:沉积相; 成岩作用; 储层物性; 延长组; 镇泾地区; 鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Characteristics and main controlling factors of tight sandstone reservoirs in the 8th member of the Yanchang Formation in Zhenjing area, Ordos Basin

Xu Menglong^{1, 2}, He Zhiliang², Yin wei², Wang Rui³, Liu Chunyan²

(1. School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 2. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China; 3. Geoscience Research Institute of Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257061, China)

Abstract: The Yanchang Formation in Zhenjing area, southwestern Ordos Basin, contains typical low-porosity and low-permeability tight sandstone reservoirs. Core observation and logging data analyses of more than 20 wells drilled in the reservoirs were combined with experimental means like microscope and scanning electronic microscope to study the lithology and sedimentology of the reservoirs. Results show that the rocks are mainly lithic ~ arkoses with small amount of feldspathic litharenites. Sedimentary facies are dominated by the subfacies of braided fluvial delta, of which the microfacies-underwater distributary channel and mouth bar have the best and second best petrophysical properties for hydrocarbon pooling. Analyses of relationship between reservoir physical properties and grain size of sandstone indicate that sandstone is the best in terms of reservoir physical properties. Diagenesis study of the area shows that three factors had played critical roles, namely compaction, cementation and dissolution. Compaction caused porosity (and permeability) of the rocks to decrease to less than 10% at a depth deeper than 2 400 m. Cementation was both destructive and constructive in that it reduced porosity of the rocks but meanwhile it also restrained further compaction and kept the particles apart. Dissolution was favorable for reservoir physical properties as the porosity was greatly improved during two stages of dissolution in deep reservoirs.

Key words: sedimentary facies, diagenesis, physical property of reservoir, Yanchang Formation, Zhenjing area, Ordos Basin

近年来, 致密砂岩储层已成为我国油气勘探开发的又一重点。各种资料显示, 致密储层具有油气资源丰富, 油藏类型多样以及分布范围广泛的特点^[1]。鄂尔多斯盆地是一个沉积稳定、拗陷迁移、扭动明显的多

旋回克拉通叠加盆地, 其三叠系延长组的致密砂岩储层一直是国内外科研人员的研究重点。前人对镇泾地区相邻的具有典型低孔低渗储集特征的西峰油田做了大量研究工作, 为该地区的致密砂岩储层研究提供了

收稿日期: 2014-06-25; 修订日期: 2015-01-21。

第一作者简介: 徐梦龙(1985—), 男, 博士研究生, 矿产普查与勘探。E-mail: xml850113@hotmail.com。

基金项目: 国家科技重大专项(2011ZX05002-006)。

重要的支持^[2-6]。笔者选取镇泾地区D工区三叠系延长组长8的致密砂岩储层为目的层段,运用岩石学、沉积学的方法,对其储层特征以及其主控因素做出总结,为该区以及整个盆地的致密砂岩储层的研究和开发提出依据。

1 地质概况

鄂尔多斯盆地镇泾区块位于鄂尔多斯盆地天环坳陷南部,构造简单,地层平缓,倾角不超过1°,略向西倾,局部有小型低幅度鼻状隆起发育。区内海拔约1 100~1 480 m,属于黄土塬区,地形复杂^[3-5]。D工区如图1所示,位于镇泾区块北部,主要目的层为三叠系延长组。

2 砂岩储层特征

2.1 储层岩石学特征

根据岩心、薄片等资料可以鉴定,D工区三叠系延长组长8段以岩屑长石砂岩为主,含少量的长石岩屑砂岩。砂岩的成分成熟度较低,石英含量一般在30%~60%,长

石含量为20%~40%,岩屑含量最低,为10%~30%(图2)。重矿物见电气石、石榴石、锆石;填隙物以泥质杂基为主,含量为3%~25%,平均为17%,其次方解石胶结物含量为0~30%,平均为6%,分布很不均匀,含少量硅质胶结物。该段砂岩的粒径一般在0.10~0.45 mm,砂岩的分选性从中等到好,磨圆度较差,大多数碎屑颗粒为棱角-次棱角状,颗粒支撑,点-点、点-线、线-线接触,反映了沉积区距离物源较近,水动力较强的特点。

2.2 储层物性特征

根据研究区478块样品统计(其中长8¹亚油层组330块,长8²亚油层组148块)(表1),长8¹砂岩孔隙度为2.00%~19.97%,平均为11.15%,渗透率为 $(0.009\sim12.990)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均为 $0.831\times10^{-3}\mu\text{m}^2$;长8²砂岩孔隙度为2.40%~18.10%,平均为10.52%,渗透率为 $(0.008\sim5.250)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均为 $0.535\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

研究区三叠系延长组长8¹砂岩储层中,孔隙度小于10%的砂岩约占20%,孔隙度为10%~16%的砂岩所占比例最大,达到72%,孔隙度大于16%的砂岩所占比例为8%。该区长8¹储层的渗透率较低,渗透率小于 $0.01\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的样品所占比例极小;渗透率在 $(0.01\sim1)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的样品占75%以上;渗透率为

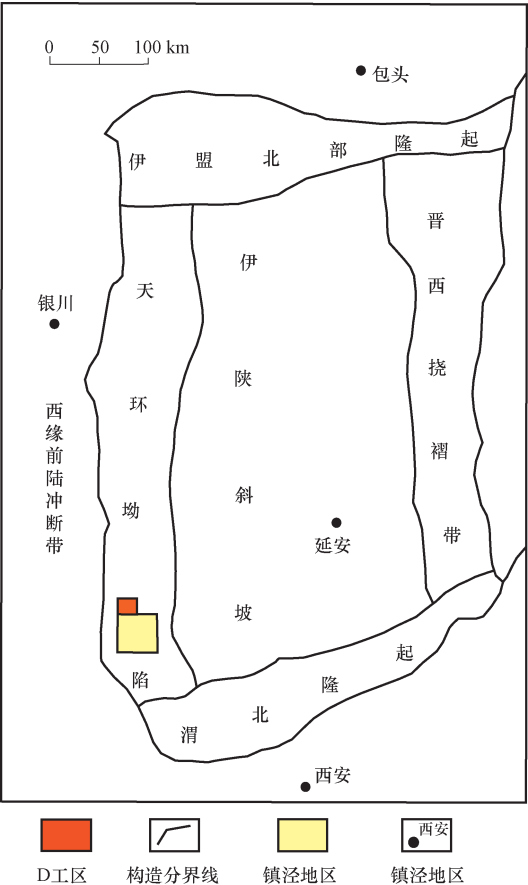


图1 镇泾地区构造位置
Fig.1 Location of the study area

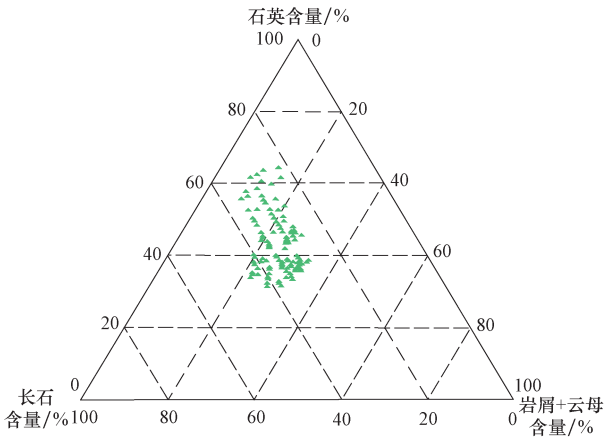


图2 镇泾地区D工区长8段岩石类型
Fig.2 Petrologic characteristics of reservoirs in the 8th member of the Yanchang Formation in D block of Zhenjing area

表1 镇泾地区D工区长8段岩心物性统计
Table 1 Statistics of physical properties of the core samples from reservoirs in the 8th member of the Yanchang Formation in D block of Zhenjing area

层位	孔隙度/%			渗透率/(10 ⁻³ μm ²)			样品个数
	最小值	最大值	平均值	最小值	最大值	平均值	
长8 ¹	2.000	19.967	11.153	0.009	12.989	0.831	330
长8 ²	2.400	18.100	10.520	0.008	5.250	0.535	148

$(1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品所占比例也达到了 15%, 渗透率在 $(10 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品所占比例不足 3% (图 3a, b)。

研究区长 8^2 储层中, 孔隙度小于 10% 的砂岩约占 12%, 孔隙度为 10% ~ 12% 的砂岩所占比例最大, 约为 65%。孔隙度大于 12% 的砂岩所占比例约为 23% (图 3c, d)。长 8^2 储层渗透率与长 8^1 储层类似, 渗透率为 $(0.1 \sim 1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的砂岩所占比例为 70%, 渗透率为 $(0.01 \sim 0.1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $(0.1 \sim 1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的砂岩的总和几乎达到 90%。所以, 从长 8 段两个亚段物性分析来看, 研究区长 8 段属于典型的低孔低渗型储层。

研究层段大部分埋藏较深, 总体以低孔、低渗为主。长 8 砂岩储层具有很好的孔渗相关性 (图 4), 表明该区延长组是以基质孔隙为主的致密储层。

2.3 储层微观结构特征

通过镜下观察和统计, 可发现研究区延长组长 8 段砂岩储层发育多种孔隙类型。主要包括残余原生粒间孔、次生溶蚀孔 (主要包括粒间溶孔、粒内溶孔和铸模孔)、晶间微孔隙以及微裂缝等 (图 5)。该区孔隙类型较多, 不同井区发育的孔隙类型也不同。有些地区扫描电镜下易见到沸石类自生矿物, 它们常常会有晶

间孔发育, 而且普遍发生溶解作用形成晶间溶孔。而另一些地区则可能存在较多的残余原生粒间孔, 或者由于压实作用、收缩作用等形成较多微裂缝。根据柱状图可看出, 该区主要以粒间溶孔为主, 其余各种类型孔隙均有分布 (图 6)。

3 储层主控因素

前人研究认为, 砂岩储层物性是由砂岩的沉积环境 (相)、成岩作用及岩石学特征等因素所决定的^[6~9]。通过对研究区储层的分析, 认为长 8 段砂岩沉积物的储层物性好坏与沉积环境、岩石学特征和成岩作用等密切相关。

3.1 沉积作用对储层物性的影响

沉积作用对储层的影响实质是对岩石类型和结构组分的影响。沉积环境的差异导致了沉积时水动力条件的不同, 所形成的岩石在岩石学特征、组分等方面也都有所差异, 因此砂岩原始孔隙以及沉积之后的成岩作用的类型和强度决定了砂体在纵向和横向上储集物性有明显差异。

3.1.1 沉积微相对储层的影响

研究区的沉积微相类型主要是辫状河三角洲沉积

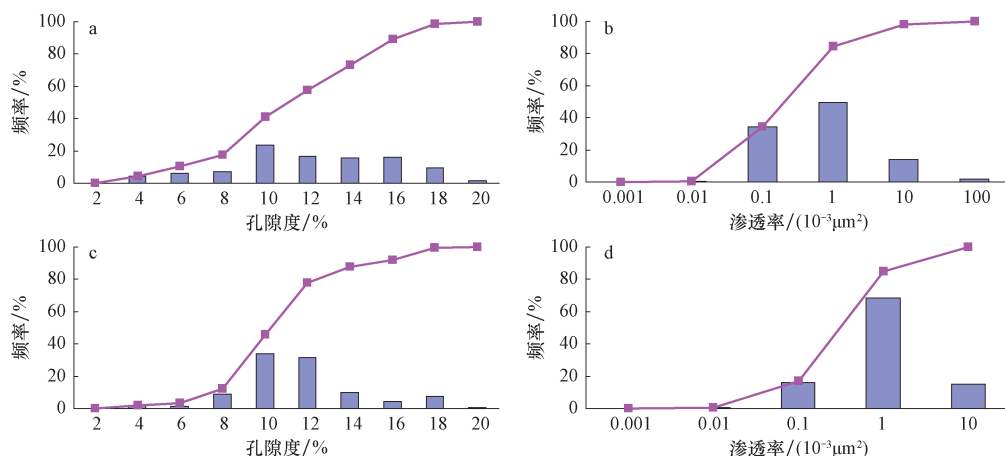


图3 镇泾地区 D 工区延长组岩心物性分布直方图

Fig. 3 Histogram of physical properties of the Yanchang Formation in D block of Zhenjing area

a. 长 8^1 储层孔隙度分布; b. 长 8^1 储层渗透率分布; c. 长 8^2 储层孔隙度分布; d. 长 8^2 储层渗透率分布

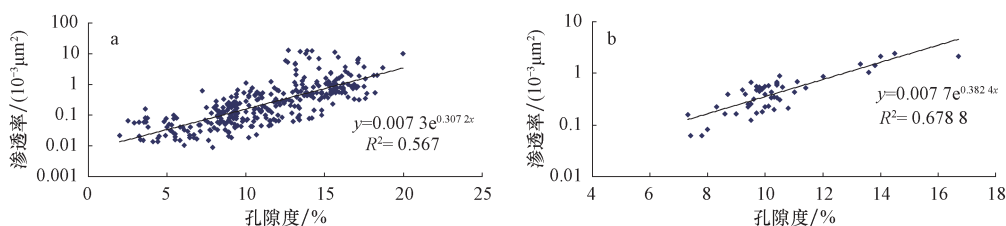


图4 镇泾地区地区 D 工区延长组储层孔、渗交会图

Fig. 4 Cross-plot of porosity and permeability of reservoirs in the 8th member of the Yanchang Formation in D block of Zhenjing area

a. 长 8^1 储层孔、渗交会图; b. 长 8^2 储层孔、渗交会图

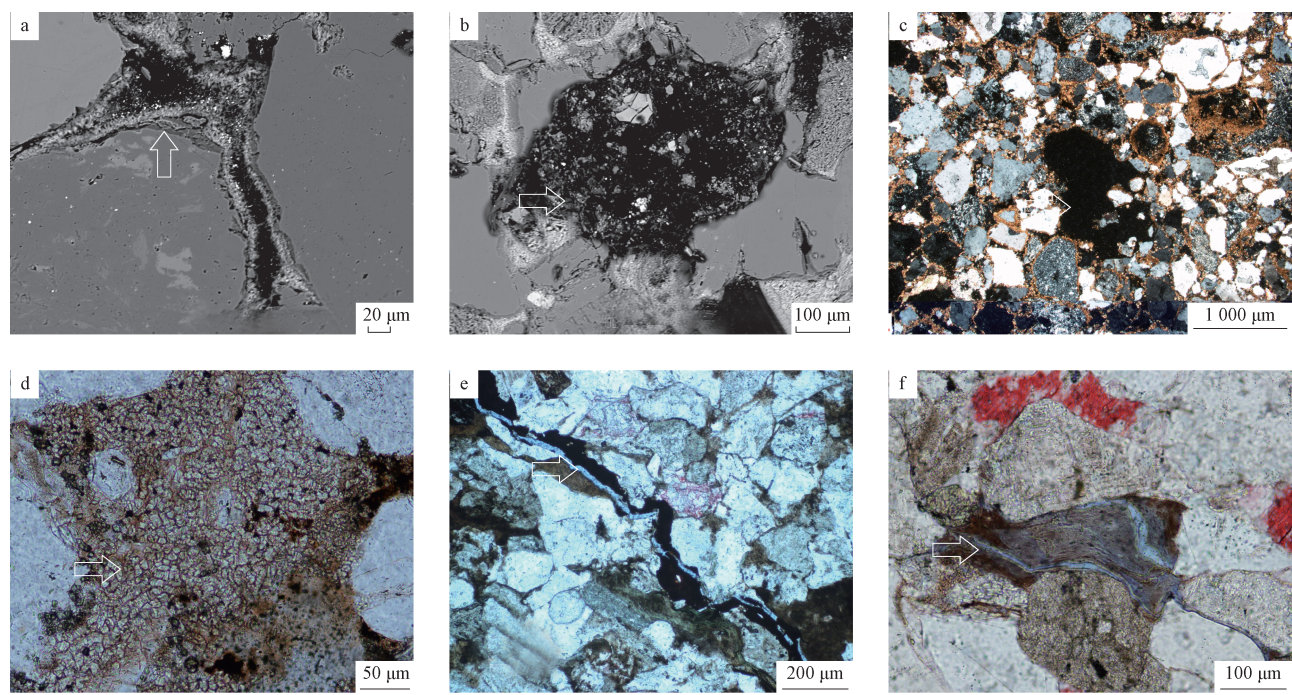


图 5 镇泾地区 D 工区延长组砂岩储层显微特征

Fig. 5 Microscopic characteristics of the Yanchang Formation sandstone reservoirs in D block of Zhenjing area

a. 埋深 2 260.79 m,残余原生粒间孔,长 8,背散射照片;b. 埋深 2 264.14 m,特大溶蚀粒间孔,长 8,背散射照片;c. 埋深 2 221.00 m,铸模孔,长 8,正交光;d. 埋深 2 160.60 m,高岭石晶间孔,长 8,正交光;e. 埋深 2 154.49 m,构造微裂缝,长 8,单偏光;f. 埋深 2 299.86 m,矿物收缩缝,长 8,蓝色铸体薄片

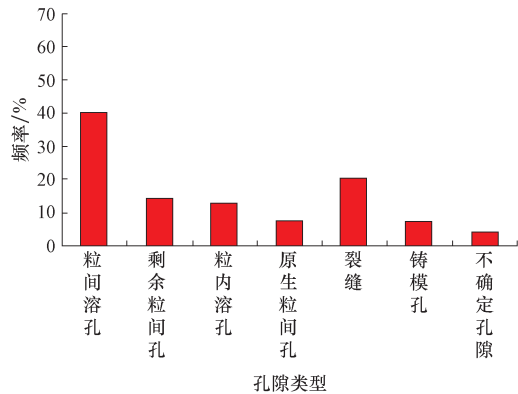


图 6 镇泾地区 D 工区长 8 段孔隙类型

Fig. 6 Pore types of reservoirs in the 8th member of the Yanchang Formation in D block of Zhenjing area

表 2 镇泾地区 D 工区延长组沉积相类型

Table 2 Sedimentary facies types of reservoirs in the Yanchang Formation in D block of Zhenjing area

发育层位	相	亚相	微相	测井曲线响应特征
长 8	辫状河三角洲	三角洲前缘	水下分流河道	中-高幅微齿化箱形、钟形
			分流间湾	泥岩基线或微齿化的低幅异常
			河口砂坝	中-高幅漏斗形
			席状砂	尖峰状

微相,储层主要是三角洲前缘亚相中的水下分流河道和河口坝沉积微相的砂岩,席状砂及分流间湾沉积微相在本区并不常见(表 2)。不同沉积微相代表着不同的储层物性。在研究区,物性最好、分布最广的是三角洲前缘亚相中的水下分流河道微相,孔隙度以及渗透

率都很好;河口坝微相的物性也较好,在一定条件下也可以形成优质储层;而分流间湾微相的物性很差,不易形成优质储层;席状砂微相在本区并不常见。沉积微相控制了储层的原始物性。

研究区水下分流河道主要以中、中细砂岩为主,呈正粒序,发育平行层理、块状层理、板状交错层理及槽状交错层理,测井曲线显示为箱型、钟型。从图 7 可以看出,取心井段主要为两期分流河道沉积,间夹薄层分流间湾沉积。分流河道微相岩性主要为深灰色泥岩及灰色泥质粉砂岩,夹粉砂质条带,局部含泥质纹层,具板状交错层理、槽状交错层理、水平层理和波纹交错层理。可看出分流河道微相的孔渗性以及含油性均较好。

从图 8 可看出,本段主体为三角洲前缘河口坝微相砂质沉积。岩性主要为浅灰色细砂岩,底部见块状-平行层理,中上部具板状交错-平行层理,向上粒度变粗,见炭质纹层发育,泥砾及泥质条带顺层分布,油迹-油斑显示,局部粒度变细见波纹交错层理,钙质胶结。由此可确定,河口坝微相为沉积储层有利发育区。

综上所述,三角洲前缘亚相水下分流河道和河口坝微相是该研究区最有利的储层发育相带,分流间湾微相等几乎不发育有利储层。沉积环境对砂岩储层的储集物性有非常重要的影响,它通过控制沉积相的形式来控制沉积物形成时的粒度特征、水动力条件等,进而控制其储层岩性类型,影响储层物性条件^[9-10]。

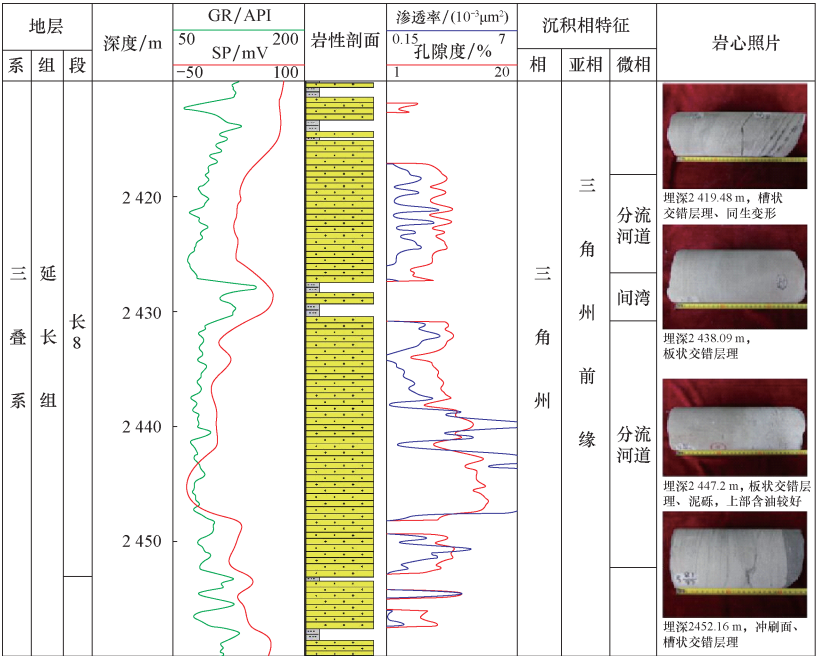


图 7 镇泾地区 D 工区 A 井埋深 2 415 ~ 2 455 m 长 8 段取心井段沉积微相特征

Fig. 7 Characteristics of sedimentary microfacies at 2 415 – 2 455 m interval of well A in the 8th member of the Yanchang Formation in D block of Zhenjing area

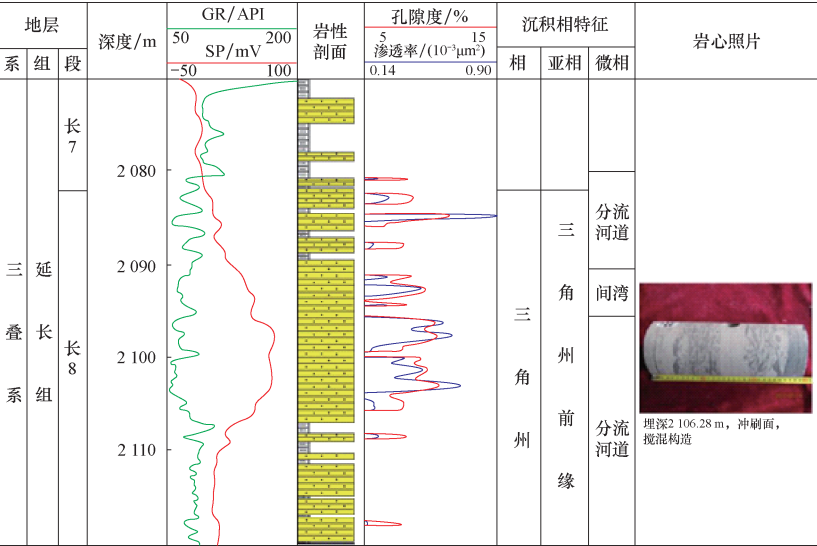


图 8 镇泾地区 D 工区 B 井埋深 2 090 ~ 2 110 m 长 8 段取心井段沉积微相特征

Fig. 8 Characteristics of sedimentary microfacies at 2 090 – 2 110 m interval of well B in the 8th member of the Yanchang Formation in D block of Zhenjing area

3. 1. 2 砂岩粒度对储层物性的影响

储集物性的好坏与砂岩粒度大小也有直接关系,一般孔隙度和渗透率随着碎屑颗粒粒径增加而会出现增大的趋势。这是由于岩石粒度越大,其沉积时的水动力条件越强。水流的反复簸洗使粒度较粗的颗粒形成了分选好,磨圆高等特点,对原始孔隙的保存有利,也有利于后期成岩作用对储层的改造。研究区长 8 储层主要为岩屑长石细砂岩或长石岩屑细砂岩,局部见到中砂岩储层。通过岩心物性分析,中砂岩的物性比细砂岩的要好(图 9)。

3. 2 成岩作用对储层物性的影响

成岩作用对岩石储层物性的变化有着决定性的作用^[11]。因此,对成岩作用的研究也是研究储层特征主控因素的重要组成部分。通过镜下薄片鉴定,结合扫描电镜、阴极发光等资料,结合研究区储层物性综合分析,压实作用、溶蚀作用以及各类胶结作用是影响该区储层物性最大的成岩作用。

3. 2. 1 机械压实对储层物性的影响

砂岩的储集物性在埋藏初期就受到机械压实作用

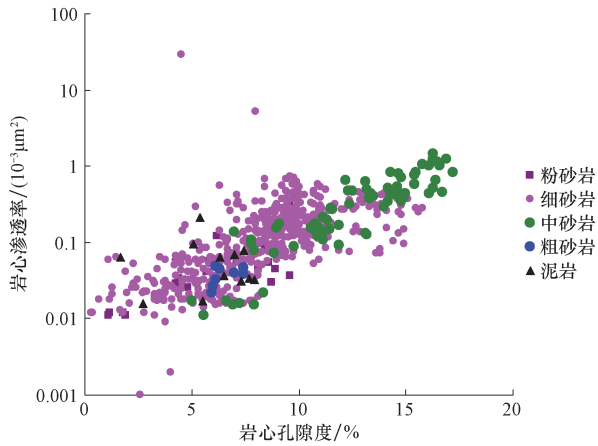


图9 镇泾地区D工区延长组长8储层岩性与孔隙度、渗透率的关系

Fig. 9 Porosity and permeability vs. lithology of reservoirs in the 8th member of the Yanchang Formation in D block of Zhenjing area

的破坏。资料显示,长8储层现今埋深约1 800 ~ 2 400 m。从该地区孔隙度与深度关系图可看出,在此深度范围内孔隙度虽然没有强烈减弱的趋势,但是孔隙度整体变化趋势是随着深度变大而逐渐减小的(图10)。在埋藏过程中,机械压实作用使碎屑颗粒紧密堆积,原生粒间孔逐渐减小以致消失,仅剩余少量的残余原生粒间孔。颗粒之间逐渐由点接触变为点-线状、线状-凹凸状接触。随着埋深加大,压实作用逐渐减弱,后期则会导致一些破裂作用,形成微裂缝,对储层物性起到轻微的改善作用。

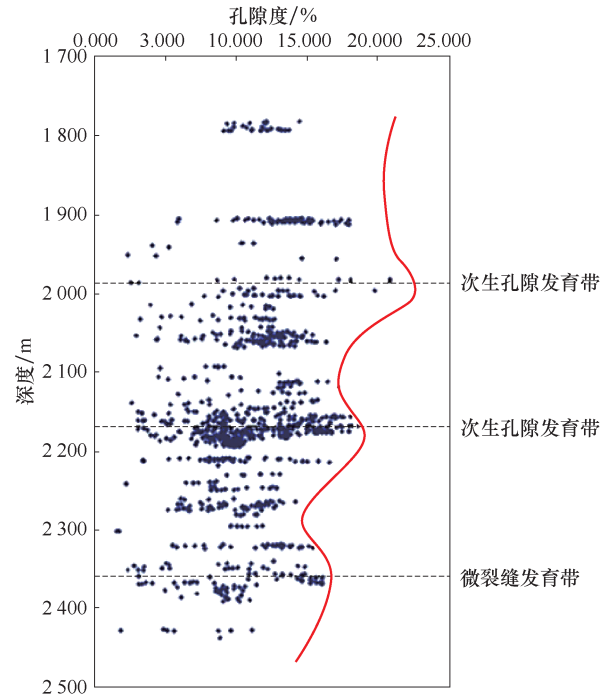


图10 镇泾地区D工区延长组孔隙度-深度关系

Fig. 10 Porosity vs. depth of the Yanchang Formation in D block of Zhenjing area

3.2.2 胶结作用对储层物性的影响

自生粘土矿物胶结、碳酸盐岩胶结以及少量硅质胶结是研究区的三种主要胶结作用类型,它们对孔隙演化既有建设性又有破坏性作用。

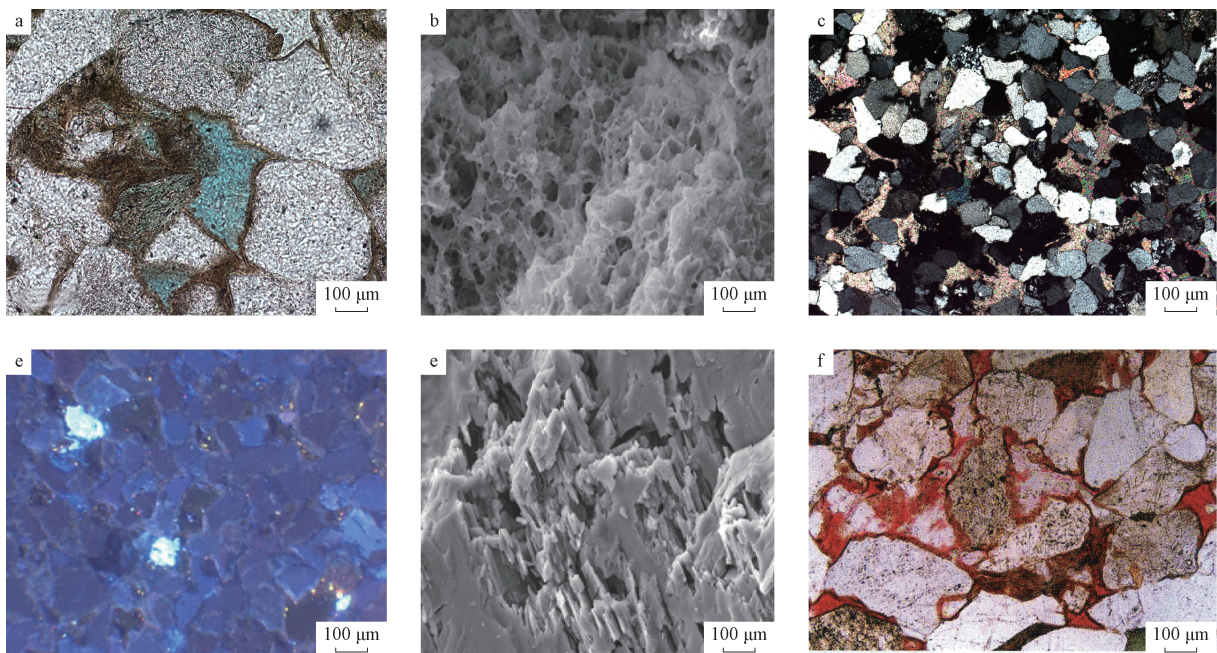


图11 镇泾地区D工区延长组长8段成岩作用类型

Fig. 11 Diageneses types of the 8th member of the Yanchang Formation in D block of Zhenjing area

- 埋深1 923.00 m,早期绿泥石膜形成,长8,正交光;
- 埋深1 922.90 m,泥质胶结物中的蜂窝状伊蒙混层矿物,长8,扫描电镜;
- 埋深2 269.11 m,碳酸盐岩硅质胶结中的碳酸盐岩胶结,长8,单偏光;
- 埋深2 269.11 m,石英次生加大现象,长8,荧光;
- 埋深2 016.20 m,长石溶蚀作用,长8,扫描电镜;
- 埋深2 299.86 m,浊沸石轻微溶解,长8,铸体薄片

1) 自生粘土矿物胶结

绿泥石是长8储层最主要的粘土矿物,早期绿泥石主要以薄膜状生长于部分碎屑颗粒表面(图11a),随着成岩环境中温度的升高,泥岩不断脱水释放出铁与镁,沉积时期絮凝的胶体发生水解溶蚀,导致砂岩孔隙流体中铁、镁含量的增加,部分地段就会有二期叶片状绿泥石的析出。研究表明,绿泥石的形成与物源、沉积环境相关^[12-13]。图12中可以看出,研究区绿泥石含量与孔隙度以及粒度存在近似正相关关系,说明当绿泥石膜的存在可以抑制石英次生加大边的形成,有利于原生孔隙的保存,同时绿泥石环边还具有一定的抗压实能力,能减缓机械压实对储层物性的影响。除此之外,泥质胶结的主要胶结物还有高岭石、伊利石和伊/蒙混层(11b)。

2) 碳酸盐岩胶结

碳酸盐岩矿物在长8段砂岩的成岩作用和孔隙演化过程中扮演了重要角色。研究区长8段砂岩中碳酸盐岩胶结物非常普遍,主要为方解石,可见少量的白云石(图11c)。由图13中可以看出,孔隙度与碳酸盐岩

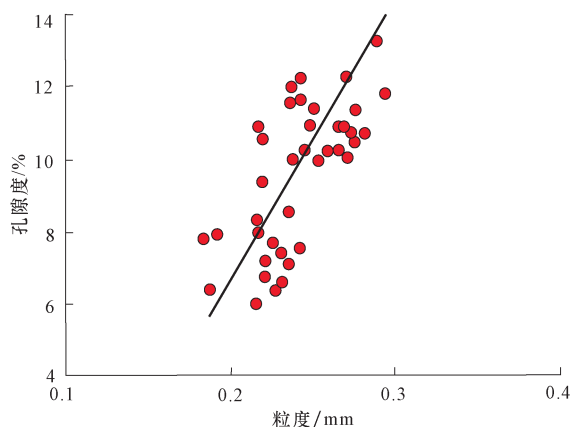


图12 镇泾地区D工区延长组长8段绿泥石胶结物孔隙度与粒度关系

Fig. 12 Porosity vs. particle size for chlorite cement of the 8th member of the Yanchang Formation in D block of Zhenjing area

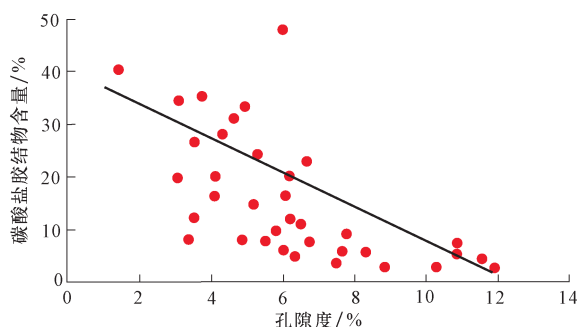


图13 镇泾地区D工区延长组长8段储层孔隙度与碳酸盐岩胶结物含量关系

Fig. 13 Relationship between porosity and carbonate cement content of the 8th member of the Yanchang Formation in D block of Zhenjing area

胶结物含量大约呈现一种负相关的线性关系,说明在其胶结物含量较少时,以支撑颗粒的形式存在,起到抑制压实作用对储层物性的破坏效果,而当胶结物含量增多,尤其是达到10%以上后,则会对砂岩原生孔隙产生封堵作用,进而使储层孔隙度明显下降^[14]。

3) 硅质胶结

研究区普遍分布着硅质胶结物,但含量较少,一般在0.5%~1%,镜下可见不同程度的石英次生加大现象(图11d),使孔隙进一步充填,降低了砂岩储层的孔隙度,让储层变得更加致密。同时,硅质胶结物又可以阻止压实作用对储层物性的破坏,一定程度地增强了砂岩的抗压实能力^[15-19]。可以看出,硅质胶结并非破坏储层物性的主要因素,它兼具有破坏性和建设性两方面。

3.2.3 溶蚀作用对储层物性的影响

溶蚀作用对研究区储集物性的改善有着非常重要的作用,本区最常见的是长石、浊沸石的溶蚀作用,它们是造成该区长8储层砂岩中次生孔隙发育最主要的成岩作用(图11e,f)。研究区主要发育岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩,其胶结物主要为易溶的碳酸盐类和浊沸石类胶结,这也为后期溶蚀作用提供了非常好的物质基础。进入溶蚀作用时期,该地区成岩环境也由碱性转变为酸性,其有机酸性溶液也成为了溶蚀作用发生的必要条件。同时有机酸性流体还可以对自生矿物的增长起到抑制作用,保护原生孔隙不受破坏。溶蚀作用还能连通原本孤立的构造微裂缝,为油气的储集和运移等提供有效的空间和通道。

4 结论

1) 镇泾地区延长组长8储层砂岩为典型的致密砂岩储层,其岩石类型主要为岩屑长石砂岩、长石岩屑砂岩,砂岩特点为成分成熟度较低、分选性从中等到好、磨圆度较差、杂基含量变化较大。

2) 在沉积作用对储层物性的影响中可看到,据岩心物性分析,中砂岩的物性比细砂岩的要好。而在各沉积微相中,三角洲前缘亚相的水下分流河道微相储层物性最好,分布最广,河口坝微相次之,分流间湾微相最差。

3) 成岩作用对储层物性的影响主要有:压实作用对储层物性具有破坏性作用,该区孔隙度随埋深增大总体逐渐减小的趋势,局部由于次生溶蚀作用的影响有所增大;胶结作用对储层物性具有两面性,例如碳酸盐岩胶结在含量较少的时候,可以抑制压实作用对储层物性的破坏,而当其含量增多时,又

会阻塞孔隙,导致孔隙度变小;溶蚀作用是该区改善储层物性最重要的成岩作用,是该区次生孔隙发育的最主要因素。

参 考 文 献

- [1] 张晓峰,侯明才,陈安清.鄂尔多斯盆地东北部下石盒子组致密砂岩储层特征及主控因素[J].天然气工业,2010,30(11):34-38.
Zhang Xiaofeng, Hou Mingcai, Chen Anqing. Features and main controlling factors of tight sandstone reservoirs in the Lower Shihezi Formation in the northeastern Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(11): 34-38.
- [2] 任战利,李文厚,梁宇,等.鄂尔多斯盆地东南部延长组致密油成藏条件及主控因素[J].石油与天然气地质,2014,35(2):190-198.
Ren Zhanli, Li Wenhui, Liang Yu, et al. Tight oil reservoir formation conditions and main controlling factors of Yanchang Formation in south-eastern Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(2): 190-198.
- [3] 祝海华,钟大康,张亚雄,等.川南地区三叠系须家河组致密砂岩孔隙类型及物性控制因素[J].石油与天然气地质,2014,35(1):65-76.
Zhu Haihua, Zhong Dakang, Zhang Yaxiong, et al. Pore types and controlling factors on porosity and permeability of Upper Triassic Xujiahe tight sandstone reservoir in Southern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(1): 65-76.
- [4] 赵靖舟,白玉彬,曹青.鄂尔多斯盆地准连续型低渗透-致密砂岩大油田成藏模式[J].石油与天然气地质,2012,33(6):811-827.
Zhao Jingzhou, Bai Yubin, Cao Qing. Quasi-continuous hydrocarbon accumulation: a new pattern for large tight sand oilfields in the Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(6): 811-827.
- [5] 罗忠,罗平,张兴阳,等.层序界面对砂岩成岩作用及储层质量的影响——以鄂尔多斯盆地延河露头上三叠统延长组为例[J].沉积学报,2007,25(6):903-914.
Luo Zhong, Luo Ping, Zhang Xingyang, et al. Effect of sequence boundary on sandstones diagenesis and reservoir quality: an outcrop study from the Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, Northwest China[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2007, 25(6): 903-914.
- [6] 郭少斌,赵可英.鄂尔多斯盆地上古生界泥页岩储层含气性影响因素及储层评价[J].石油实验地质,2014,36(6):678-683.
Guo Shaobin, Zhao Keying. Gas-bearing influential factors and estimation of shale reservoirs in upper Paleozoic, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(6): 678-683.
- [7] 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—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.
- [8] 鲁新川,孔玉华,常娟,等.准噶尔盆地西北缘克百地区二叠系风城组砂砾岩储层特征及主控因素分析[J].天然气地球科学,2012,23(3):474-481.
Lu Xinchuan, Kong Yuhua, Chang Juan, et al. Characteristics and
- main controlling factors of sand-gravel stone reservoir of Permian Fengcheng Formation in Kebai area, Northwest Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(3): 474-481.
- [9] 王朋岩,刘凤轩,马锋,等.致密砂岩气藏储层物性上限界定与分布特征[J].石油与天然气地质,2014,35(2):238-243.
Wang Pengyan, Liu Fengxuan, Ma Feng, et al. Upper limit and distribution of physical property of tight gas sands[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(2): 238-243.
- [10] 时保宏,张艳,张雷,等.鄂尔多斯盆地延长组长7致密储层流体包裹体特征与成藏期次[J].石油实验地质,2012,34(6):599-603.
Shi Baohong, Zhang Yan, Zhang Lei, et al. Hydrocarbon accumulation dating by fluid inclusion characteristics in Chang7 tight sandstone reservoirs of Yanchang Formation in Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2012, 34(6): 599-603.
- [11] 李振宏,冯胜斌,袁效奇,等.鄂尔多斯盆地及其周缘下侏罗统凝灰岩年代学及意义[J].石油与天然气地质,2014,35(5):729-741.
Li Zhenhong, Feng Shengbin, Yuan Xiaoqi, et al. Chronology and its significance of the Lower Jurassic tuff in Ordos Basin and its periphery[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(5): 729-741.
- [12] 邱隆伟,黄双泉.民丰洼陷沙三段孔隙发育特征及储层物性主控因素[J].中国石油大学学报(自然科学版),2009,33(4):10-15.
Qiu Longwei, Huang Shuangquan. Characteristics of pore development and controlling factors of reservoir property of Es₃ in Minfeng sag[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2009, 33(4): 10-15.
- [13] 郭少斌,赵可英.鄂尔多斯盆地上古生界泥页岩储层含气性影响因素及储层评价[J].石油实验地质,2014,36(6):678-683.
Guo Shaobin, Zhao Keying. Gas-bearing influential factors and estimation of shale reservoirs in Upper Paleozoic, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(6): 678-683.
- [14] Morad S, Khalid Ramadan, Ketzer J M, et al. The impact of diagenesis on the heterogeneity of sandstone reservoirs: A review of the role of depositional facies and sequence stratigraphy[J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8): 1267-1309.
- [15] Trevor M Stroker, Nicholas B Harris, Crawford Elliott, et al. Diagenesis of a tight gas sand reservoir: Upper Cretaceous Mesaverde Group, Piceance Basin, Colorado[J]. Marine and Petroleum Geology, 2013, 40: 48-68.
- [16] Joe H S Macquaker, Kevin G Taylor, Margaret Keller, et al. Compositional controls on early diagenetic pathways in fine-grained sedimentary rocks: Implications for predicting unconventional reservoir attributes of mudstones[J]. AAPG Bulletin, 2014, 98(3): 587-603.
- [17] Neil T Grant, Alexander J Middleton, Stuart Archer. Prossity trends in the Skagerrak Formation, Central Graben, United Kingdom Continental Shelf: The role of compaction and pore pressure history[J]. AAPG Bulletin, 2014, 98(6): 1111-1143.
- [18] Shirley P Dutton. Calcite cement in Permian deep-water sandstones, Delaware Basin, west Texas: Origin, distribution, and effect on reservoir properties[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(6): 765-787.
- [19] Jun Kameda, Kuniyo Kawabata, Yohei Hamada, et al. Quartz deposition and its influence on the deformation process of megathrusts in subduction zones[J]. Earth, Planets and Space, 2014, 66(13): 1-11.