Vol. 39 No. 4 Dec. 2019

文章编号:1009-3850(2019)04-0038-09

鄂尔多斯盆地 NX 地区长 6 段特低 – 超低 渗储层特征及其成因

黄春梅¹,钟红利²,闫凤平¹,蒋司淋¹,白二林¹,张凤奇³,武富礼³,刘 伟³ (1. 延长油田股份有限公司南泥湾采油厂,陕西 延安 716000;2. 西安科技大学地质与环境 学院,陕西 西安 710054;3. 西安石油大学地球科学与工程学院,陕西 西安 710065)

摘要:根据物性测试、铸体薄片、扫描电镜、X 射线衍射、压汞等资料,对鄂尔多斯盆地 NX 地区长 6 段储层特征及成 因进行了研究。结果表明,研究区长 6 段砂岩储层为低孔 – 特低、超低渗透储层,主要孔隙类型为残余粒间孔和次生 溶蚀孔,孔喉组合主要为中孔 – 细喉型和小孔 – 细喉型。早期的压实作用、胶结作用是使研究区长 6 段储层物性变 差的两个重要作用。压实作用丧失的孔隙占原始孔隙的 45.9% ~65.6%,平均为 56.5%;胶结作用丧失的孔隙占原 始孔隙的 21.8% ~46.4%,平均为 28.3%,粘土矿物、碳酸盐是造成物性降低的主要胶结物类型。长石、浊沸石、岩 屑等的溶蚀作用极大改善了储层物性,改善了现今孔隙的 22.2% ~71.4%,平均 44.2%。早白垩世末期,研究区长 6 储层已基本变为特低 ~ 超低渗透,该时期之后,成岩作用对储层物性影响较弱,储层物性基本保持到现今。

关键 词:低渗透储层;成岩作用;成因;延长组;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.2 文献标识码:A

上三叠统延长组长6油层组是鄂尔多斯盆地的 主力产油层位^[1-2],其储层普遍具有低渗透、特低渗 透乃至超低渗透特征^[3-7]。前人研究表明,鄂尔多 斯盆地长6低~特低渗透储层的形成主要是沉积作 用和成岩作用的结果,其中成岩作用的影响最 大^[6-8],但不同地区成岩作用类型对延长组长6低 ~特低渗透储层形成的影响程度有较大差异。NX 地区位于鄂尔多斯盆地南泥湾油田,延长组长6油 层组是该地区三叠系的主要产油层系,其储层砂体 主要为三角洲平原分流河道和三角洲前缘水下分 流河道沉积(图1),为典型的低渗透砂岩储层。本 文以 NX 地区长 6 油层组为研究对象,对储层特征 及其影响因素进行定量探讨,揭示其形成原因。研 究成果对更进一步认识低渗透储层的形成机制有 重要意义,并可为油藏的勘探评价及开发部署提供 重要依据。

1 岩石学特征

NX 地区延长组长 6 储层的岩性主要为灰色细粒长石砂岩(图 2),砂岩中长石含量最高,为44.0%~57.0%,平均为 53.3%;石英含量次之,为22.0%~28.0%,平均为 24.4%;再次为岩屑,含量

收稿日期: 2019-08-07; 改回日期: 2019-09-26

作者简介: 黄春梅(1983-),女,工程师,学士,从事石油地质勘探方面研究。E-mail:973288420@ qq. com

通讯作者: 张凤奇(1981 -),男,副教授,博士,从事油气成藏动力学和油气形成机制方面研究。E-mail:zhangfengqi68@ 126.com

资助项目:国家自然科学基金项目(41502137)、陕西省自然科学基础研究计划项目(2017JM4004)、陕西省教育厅重点实验室科研计划项目(17JS110)联合资助

6.5%~19.5%,平均为10.8%,以云母、变质岩岩 屑和火成岩岩屑为主,还包括少量的沉积岩岩屑, 其中云母、变质岩岩屑以及火成岩岩屑所占的平均 含量依次为4.1%、3.7%和2.4%。

填隙物含量为8.0%~21.0%,平均10.2%,主 要为胶结物,杂基含量很少。胶结物含量为8.0% ~18.0%,平均9.9%。杂基主要由云母、绿泥石以 及少量的泥质组成,胶结物主要为绿泥石膜(平均 为5.2%),其次为方解石(平均为1.7%)、水云母 (平均为1.1%)和硅质(平均为1.0%),少量的浊 沸石、长石质等。

长6砂岩储层碎屑颗粒较均一,主要粒级在 0.1~0.3mm之间,碎屑颗粒分选好,磨圆度为次圆 -次棱角状。颗粒呈线状或点线接触;胶结类型主 要为孔隙式,次为薄膜式和孔隙-再生式,符合鄂 尔多斯盆地东部三叠系延长组储层普遍具有的相 对低成分成熟度、相对较高结构成熟度的特征^[9]。





2 储层物性特征

对 NX 地区 21 口井 1511 块样品的岩心物性资 料进行了统计。结果表明,长6储层的孔隙度整体 分布于 1.3%~20.9%之间,基本为正态分布型式, 峰值分布区间为9%~12%,平均值为 10.3%;渗透 率最大值为 18.1×10⁻³ µm²,最小值为 0.02×10⁻³ μm^2 ,平均值为 0.98 × 10⁻³ μm^2 ,大多数为(0.2 ~ 2.0)×10⁻³ μm^2 (图 3),研究区长 6 储层应为低孔 – 特低、超低渗透储层^[10-11]。渗透率具有"双峰 式"分布特征(图 3b),表明储层可能具有多种类型 的渗流通道。



图 2 NX 地区长 6 段砂岩分类

Fig. 2 Classification of the Chang-6 sandstone reservoirs in the NX area, Ordos Basin

3 孔隙类型及孔隙结构

铸体薄片分析表明,NX 地区三叠系延长组长6 储层的面孔率分布在3.5%~11.5%之间,平均 8.7%。主要储集空间为残余粒间孔,溶蚀孔隙次 之,另外还含有少量的微裂隙。残余粒间孔、溶蚀 孔隙平均各占面孔率的55.3%和42.9%,溶蚀孔隙 包括粒间溶孔、粒内溶孔,主要为长石溶孔、沸石溶 孔和岩屑溶孔。

NX 地区 4 口井 52 块样品的压汞分析资料表明,长 6 孔喉特征的各种参数存在较大的变化。砂岩孔喉分布不均,排驱压力分布在 0.31 ~ 7.53MPa之间,饱和度中值压力分布于 2.40 ~ 31.05MPa之间,最大孔喉半径分布在 0.03 ~ 7.48µm之间,多数在 0.5 ~ 2.4µm,孔喉中值半径分布于 0.03 ~ 0.31µm之间,分选系数分布在 0.02 ~ 0.71,退汞效率较低,一般为 26.02% ~ 44.84% (图4)。总体上,NX 地区长 6 储层有效孔喉类型多为中孔 – 细喉型和小孔 – 细喉型,个别微孔 – 微细喉型出现在研究区致密层之中^[3,12-13]。

研究区塑性组分含量、粒度和成分成熟度也对 该区特低渗透储层的形成起了一定的作用。其中 塑性组分云母类矿物的体积分数越大,孔隙度和渗 透率越小(图5)。

由粒度统计可知,研究区砂岩的粒度整体上较 细,以细砂为主,体积分数多在55%~70%之间,中 砂体积分数多在25%~40%,还含有少量的粗砂、 粉砂和泥质,这也是造成特低、超低渗透储层的原 因之一。



图 3 NX 地区长 6 段储层物性分布频率

Fig. 3 Bar charts showing the distribution of the porosity (a) and permeability (b) in the Chang-6 sandstone reservoirs in the NX area, Ordos Basin

4 特低、超低渗透储层的成因

造成 NX 地区长 6 储层特低、超低渗透特征的 因素主要是沉积作用和成岩作用。其中沉积作用 是最基本因素,后期的成岩作用是最根本因素。

4.1 沉积作用对特低、超低渗透储层形成的影响

沉积环境通过沉积相影响着储层的物性^[14]。

沉积相带中砂体的厚度、粒度、分选和杂基含量等 随着沉积相的不同而不同,水动力条件的变化也可 以使同一沉积相带中沉积物的成分和渗透率发生 变化^[15]。研究区长6储层主要为三角洲平原亚相 沉积,平面上划分为三角洲分流河道、分流河道侧 翼、分流河道间沉积微相,分流河道砂单砂体厚度 一般6~10m,分流河道侧翼单砂体厚度一般4~6m,

表1 NX 地区长6段不同类型砂体的物性统计

Table 1 Statistics of porosity (%), permeability ($\times 10^{\cdot3}\,\mu m^2$) and pore-throat radius (μm) of the Chang-6 sandstone reservoirs in the NX area, Ordos Basin

砂体类型	实测孔隙度(%)			实测渗透率(×10 ⁻³ µm ²)			中值孔喉半径(μm)		
	最小值	最大值	平均值	最小值	最大值	平均值	最小值	最大值	平均值
分流河道	8.4	12.8	11.2	0.80	2.55	1.40	0.03	0.25	0.14
分流河道侧翼	5.1	12.5	10.3	0.07	2.01	0.56	0.02	0.31	0.10



图 4 NX 地区长 6 段储层的压汞分析

Fig. 4 Mercury injection analysis of the Chang-6 sandstone reservoirs in the NX area, Ordos Basin

分流河道砂体的储集物性总体上较分流河道侧翼 砂体好(表1)。可见沉积微相对研究区特低、超低 渗透储层形成有一定影响。

石英颗粒骨架有较强的抗压实作用,可使部分

原生孔隙能得以保存,但研究区石英含量较少,长 石、岩屑含量相对高,成分成熟度较低,使得抗压作 用较弱。可见研究区特低、超低渗透成因也与其石 英含量低有着密不可分的关系。

4.2 成岩作用对特低、超低渗透储层形成的影响

鄂尔多斯盆地自三叠纪以来,盆地稳定沉降、 抬升,接受了基本一致的成岩作用^[16-20]。研究区长 6砂岩储层经历的主要成岩作用包括压实、压溶作 用、胶结作用和溶解作用。研究区长6现今地层埋 深一般为600~800m,在早白垩世末期埋深达到最 大,约2500m,古地温达到120℃以上^[21]。自生粘土 矿物中高岭石含量极少,绿泥石含量为84%~ 97%,伊利石/蒙脱石混层中蒙脱石约15%;碳酸盐 胶结物主要为方解石,铁方解石和铁白云石极少 见。碎屑颗粒的溶解现象普遍,溶蚀成分主要为长 石、浊沸石、方解石等矿物。根据我国石油行业碎 屑岩成岩阶段划分标准(2003),综合分析认为研究 区长6储层处于中成岩A期,研究区的成岩作用序 列为:机械压实作用→早期绿泥石膜形成→石英次 生加大→浊沸石、方解石胶结→浊沸石和方解石胶 结物、长石颗粒溶蚀。



图 5 NX 地区长 6 段储层云母含量与物性的关系

Fig. 5 Diagrams of porosity vs. mica contents and permeability vs. mica contents in the Chang-6 sandstone reservoirs in the NX area, Ordos Basin

4.2.1 压实、压溶作用

压实作用是指沉积物由于上覆载荷的作用,原 来存在于粒间的孔隙水被排出,碎屑颗粒重新排 列,最后使得沉积物的密度变大,孔隙度变小,在此 过程中,云母和其它软组分被挤入孔隙空间,使得 孔隙体积进一步缩小,渗透性变差。压溶作用主要 表现为石英碎屑间由于压溶作用而出现的粒间线 接触、凹凸接触和缝合线接触。研究区长6储层发 生了强烈的压实、压溶作用,碎屑颗粒重排后多呈 线接触(图 6a),少数呈凹凸状接触和缝合线接触, 云母、泥质杂基等塑性物质受到强烈压实挤压进入 孔隙当中(图 6a)。在此作用下,孔隙度大大降低, 压实作用对储层物性的破坏主要通过计算压实损 失孔隙度和压实孔隙度的损失率^[22]来进行定量 表征。

压实损失孔隙度 = $\Phi_0 - \Phi_1$ (1))	
---------------------------------	---	--

压实孔隙度损失率 = $(\Phi_0 - \Phi_1)/\Phi_0$	(2)
---------------------------------------	-----

式中, Φ_{0} 为未固结砂岩初始孔隙度(%); Φ_{1} 为

压实后剩余粒间孔隙度(%)。

这里,未固结砂岩初始孔隙度(**Φ**_a)(湿砂在地 表条件下的分选系数与孔隙度的关系)^[23]

 $\Phi_{0} = 20.91 + (22.9/S_{0}) \tag{3}$

式中, Φ_{o} 为原始孔隙度(%), S_{o} 为砂岩的分选 系数, $S_{o} = (P_{25}/P_{75})^{1/2}$, P_{25} , P_{75} 分别代表累计曲线 上颗粒体积分数为 25% 和 75% 处所对应的颗粒直 径。计算得到储层的原始孔隙度值为 34.2% ~ 37.7%,平均值为 36.3%。

式中,胶结物含量为样品岩矿分析的胶结物百 分含量(%),物性分析孔隙度为样品进行物性分析 所得到的孔隙度(%)。

通过计算, 压实损失的孔隙度在 16.6% ~ 24.3%之间, 平均为 20.6%; 压实孔隙度的损失率 在 45.9% ~ 65.6%, 平均为 56.5%。由此可见, 压 实作用是特低、超低渗透储层形成的主要原因之一。



图 6 NX 地区长 6 段砂岩储层的成岩照片

a. 压实作用下,颗粒压嵌,定向排列,云母变形(100倍,L297井,807.90m); b. 绿泥石薄膜状胶结(350倍,L919井,907.77m); c. 石英充填,绿泥石胶结(1000倍,L295井,770.55m); d. 石英次生加大(100倍,L295井,781.27m); e. 浊沸石、长石溶蚀显著(100倍,L297井,784.48m); f. 长石溶孔(1100倍,L295井,782.41m)

Fig. 6 Photomicrographs showing the diagenetic characteristics of the Chang-6 sandstone reservoirs in the NX area, Ordos Basin

2019年(4)

4.2.2 胶结作用

胶结作用使得砂岩储集层的物性变差,这是由 于胶结物占据了孔隙空间,使孔隙度变小。研究区 长6储层常见胶结物主要有粘土矿物(图6b、c)、碳 酸盐岩、硅质(图6d)、浊沸石等(图6e)。

粘土矿物胶结物主要为绿泥石,含少量高岭石。绿泥石呈薄膜状包裹碎屑颗粒(图 6b、c),在粘土矿物中相对含量为 84.0% ~ 97.0%。在早成岩过程中,绿泥石薄膜阻止石英加大边的形成,保存粒间孔隙,而另一方面,绿泥石本身会占据砂岩的孔隙空间,使得储集性能变差(图 6b、c)。

研究区长6储层砂岩中碳酸盐胶结物普遍存 在,含量变化大,主要以粒间胶结物和交代物的形 式出现,成分上以方解石为主。碳酸盐胶结物一般 对储层物性起着双重作用:一是碳酸盐胶结会堵塞 孔隙,使得物性变差;二是碳酸盐胶结物在储层中 的沉淀会起到支撑作用,有效降低砂岩的压实程 度,保存有效的粒间孔隙体积。在研究区,碳酸盐 岩胶结物主要起到堵塞孔隙的作用,即主要对研究 区孔隙的形成起破坏性作用。

研究区长6储层碎屑石英颗粒的表面发现以石 英加大(图6d)和自形石英晶体为主要产状的硅质 胶结物。电镜下自生石英的结晶程度好于沿石英 颗粒边缘生长的加大边,呈六方双锥状晶体充填于 粒间孔隙中(图6c)。石英的次生加大改变了储层 的孔隙结构,使储层的喉道变成片状或弯曲缝喉 道,严重影响了流体的渗流,使储层的物性变差。 而自生石英胶结物则占据孔隙空间,也降低了储层 的孔隙度。

研究区长6储层中浊沸石含量较低。浊沸石通 常在阴极发光显微镜下不发光,以联片状充填在粒 间孔隙中,常见浊沸石交代长石颗粒现象,偶见方 解石交代浊沸石现象。浊沸石主要以胶结物的形 式充填于粒度较粗、分选较好及杂基含量少的中细 砂岩、细砂岩粒间孔隙中^[24-25]。

胶结作用对储层物性的影响可以用胶结损失 孔隙度和胶结孔隙度损失率^[22]来定量表征。

胶结损失孔隙度 =
$$\Phi_1 - \Phi_2$$
 (4)

胶结孔隙度损失率 = $(\Phi_1 - \Phi_2)/\Phi_0$ (5)

式中, Φ_2 为砂岩压实、胶结后的剩余粒间孔隙 度(%),即为物性分析孔隙度中粒间孔隙所具有的 孔隙度。 这里, $\Phi_2 = ($ 粒间孔面孔率/总面孔率) × 物性 分析孔隙度。

通过计算,胶结损失孔隙度在 8.0% ~ 16.8%, 平均为 10.3%;胶结孔隙度损失率在 21.8% ~ 46.4%,平均为 28.3%。由此可见,胶结作用是研 究区长6储层特低、超低渗透特征形成的另一个主 要原因。

4.2.3 溶蚀作用

在酸性水的作用下,长石、泥板岩岩屑颗粒以 及杂基中的不稳定组分会蚀变成高岭石,形成晶间 隙,从而形成溶孔^[26]。在中成岩 A 期,导致储层碎 屑组分发生溶解的主要动力和介质是富含有机酸 和无机酸的酸性孔隙流体。烃源岩中丰富的有机 质在向烃类转化的过程中会释放出大量的 CO,,使 得孔隙流体介质呈酸性[27]。粘土矿物的频繁转化 也会产生酸性流体。研究区发生深埋藏晚期成岩 阶段,硫酸盐与烃类发生氧化还原反应产生 H_oS,也 可形成酸性地层水介质[27]。以上各种酸性孔隙流 体介质及大气水的淋滤作用等造成了研究区长6储 层中长石颗粒和先期形成的浊沸石、方解石的溶 解。铸体薄片、扫描电镜观察到研究区长6储层主 要发育长石、岩屑、浊沸石等的溶蚀作用(图 6e、f)。 溶蚀作用极大地改善了储层物性^[28-30],溶蚀作用的 发育程度对研究区特低、超低渗透砂岩储层物性条 件的改善起着非常重要的作用。

把溶蚀孔隙度(**Φ**₃)^[22]定义为总储集空间中溶 蚀孔所占据的那部分储集空间。

通过统计,长6油层的溶蚀孔隙度为2.1%~ 6.9%,平均4.3%,溶蚀孔约占面孔率的22.2%~ 71.4%,平均44.2%。因此,溶蚀作用改善了研究 区长6砂岩储层平均44.2%的孔隙空间。

4.2.4 成因分析

根据上述分析可得,研究区长6段特低~超低 渗储层的原始孔隙度值为34.2%~37.7%,平均值 为36.3%。根据前人研究,在早白垩世末期该储层 达到最大埋深^[21],这时压实作用基本达到最大,其 压实损失孔隙度达16.6%~24.3%,平均值为 20.6%,该时期仅压实作用减孔后储层孔隙度平均 值变为15.79%(图7)。根据孔隙度与渗透率的关 系(图8),可得该时期仅压实作用减孔后该储层渗 透率平均值变为4.93×10⁻³µm²(图7)。研究区长 6段储层中的胶结主要为早期和中期的胶结作用 (主要为绿泥石膜、石英次生加大、浊沸石和方解石 胶结),较少有晚期胶结(铁方解石)。综合研究区 长6油层组储层成岩作用时期和前人研究成果,认 为早期绿泥石膜胶结主要发生在晚侏罗世到早白 垩世早期,而石英次生加大、浊沸石和方解石胶结 主要发生在早白垩世中期和晚期^[4-7]。通过计算, 到早白垩世早期和中期,胶结作用损失孔隙度分布 在8.0%~16.8%,平均值为10.3%,因此,早白垩 世压实和胶结作用后储层孔隙度平均值变为 5.52%,渗透率平均值变为 0.11×10^{-3} µm²(图7)。 研究表明,溶蚀作用一般发生在早白垩世中晚期, 溶蚀孔隙度分布在 $2.1\% \sim 6.9\%$,平均值为4.3%, 溶蚀作用一定程度上改善了储层的物性。溶蚀作 用后研究区储层孔隙度平均值变为9.79%,渗透率 平均值变为 0.53×10^{-3} µm²。因此,早白垩世时期 压实、胶结和溶蚀作用后研究区长 6 储层孔隙度平 均值变为9.79%,渗透率平均值变为 0.53×10^{-3} µm²。由此可见,早白垩世研究区长 6 储层已基本 变为特低 ~ 超低渗透^[3](图7),早白垩世以后,成岩 作用较弱,该储层物性基本保持到现今。



图 7 研究区各成岩作用对长 6 储层物性影响的定量分析

Fig. 7 Quantitative analysis of diagenetic effects on the porosity and permeability of the Chang-6 sandstone reservoirs in the NX area, Ordos Basin



图 8 研究区长 6 储层孔隙度与渗透率的关系

Fig. 8 Permeability vs. porosity diagram of the Chang-6 sandstone reservoirs in the NX area, Ordos Basin

5 结论

(1)NX 地区长6 段储层主要为岩屑长石砂岩, 成分成熟度低,结构成熟度较高,为低孔 – 特低、超 低渗透储层。储层孔隙类型以残余粒间孔和溶蚀 孔隙为主,孔喉类型多为中孔 – 细喉型和小孔 – 细 喉型。

(2)NX地区长6段储层物性受沉积作用、成岩 作用共同影响。其中,沉积作用为形成研究区低渗 透储层的最基本因素,其决定了后期成岩作用的类 型和强度。砂岩中云母等塑性物质含量越大,储层 物性往往越差。研究区砂岩粒度整体上偏细、石英 含量低,对后期物性的降低有一定的影响。压实作 用和胶结作用是形成现今特低、超低渗透砂岩的主 要原因,两者共减小了原始孔隙平均约85%左右。 长石、岩屑、浊沸石等的溶蚀作用一定程度上改善 了储层物性,改善了现今储层平均44.2%的孔隙 空间。

(3) 早白垩世期, 压实和胶结作用后研究区长6

储层储层孔隙度平均值变为 5.52%, 渗透率平均值 变为 0.11×10⁻³µm²。该时期溶蚀作用改善的孔隙 度分布在 2.1%~6.9%, 平均值为 4.3%, 溶蚀作用 后研究区长 6 储层孔隙度平均值变为 9.79%, 渗透 率平均值变为 0.53×10⁻³µm²。表明早白垩世期压 实、胶结和溶蚀作用后研究区长 6 储层已基本变为 特低 – 超低渗透。早白垩世期以后, 成岩作用较 弱, 该储层物性基本保持到现今。

参考文献:

- [1] 武富礼,赵靖舟,闫世可,等. 陕北地区中生界石油补偿成藏规 律研究[J]. 石油学报,2007,28(3):23-31
- [2] 赵靖舟,曹青,白玉斌,等.油气藏形成与分布:从连续到不连续——兼论油气藏概念及分类[J].石油学报,2016,37(2): 145-159
- [3] 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.
- [4] 任大忠,孙卫,田辉,等.鄂尔多斯盆地姬塬油田长6储层成岩 作用特征及孔隙度演化研究[J].西北大学学报(自然科学 版),2016,46(1):105-112.
- [5] 冯旭,刘洛夫,窦文超,等.鄂尔多斯盆地西南部长7和长6 3致密砂岩成岩作用与成岩相[J].成都理工大学学报(自然科学版),2016,43(4):476-486
- [6] 张茜,孙卫,任大忠.鄂尔多斯盆地华庆地区长63储层成藏期
 孔隙度定量演化及致密成因机理[J].地质与勘探,2017,53
 (4):0807-0817
- [7] 黎盼,孙卫,杜堃,等. 致密砂岩储层不同成岩作用对孔隙度定 量演化的影响:以鄂尔多斯盆地姬塬油田长6储层为例[J]. 现代地质,2018,32(3):527-536.
- [8] 张凤奇,武富礼,蒙晓灵,等.不同类型低渗透储层有效厚度物 性下限及其差异性成因——以陕北斜坡中部 S 地区中生界为 例[J].石油与天然气地质,2015,36(4):555-562.
- [9] 罗静兰,刘小洪,林潼,等.成岩作用与油气侵位对鄂尔多斯盆
 地延长组砂岩储层物性的影响[J].地质学报,2006,80(5):
 664-673.
- [10] 李道品. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京:石油工业出版 社,1997.
- [11] 李道品. 低渗透油田高效开发决策论[M]. 北京:石油工业 出版社,2003.
- [12] 郭艳琴,冯娟萍,欧阳征健,等.姚店油田北区长6油层组储
 层特征与分类评价[J].西安科技大学学报,2010,30(2):
 197-201.
- [13] 张凤奇,武富礼,罗然昊,等. 子北油田赵家台地区长6¹和长
 4+5²储层非均质性研究[J]. 油气地质与采收率,2011,18
 (6):42-45.

- [14] 卢红霞,陈振林,高振峰,等. 碎屑岩储层成岩作用的影响因素[J]. 油气地质与采收率,2009,16(4):53-55.
- [15] 高辉,孙卫,宋广寿,等.鄂尔多斯盆地合水地区长8储层特低渗透成因分析与评价[J].地质科技情报,2008,27(5):71-76.
- [16] 梁晓伟,高薇,王芳. 特低渗透储集层成岩作用及孔隙演化定量表征——以鄂尔多斯盆地姬源地质为例[J]. 新疆石油地质,2010,31(2):150-153.
- [17] 张哨楠,丁晓琪.鄂尔多斯盆地南部延长组致密砂岩储层特 征及其成因[J]. 成都理工大学学报,2010,37(4):386 -394.
- [18] 李斌,孟自芳,李相博,等.靖安油田上三叠统长6储层成岩 作用研究[J]. 沉积学报,2005,23(4):574-583.
- [19] 王彩萍.鄂尔多斯盆地直罗油田长6油层组成岩作用及孔隙 演化研究[J].地球科学与环境学报,2010,32(2):161 -165.
- [20] 严云奎,于波,崔智林,等.鄂尔多斯盆地甘谷驿油田长4+5
 储层砂岩成岩作用[J].兰州大学学报:自然科学版,2009,45
 (3):8-12.
- [21] 陈瑞银,罗晓容,陈占坤,等.鄂尔多斯盆地中生代地层剥蚀 量估算及其地质意义[J].地质学报,2006,80(5):685 -693.
- [22] 王瑞飞,陈明强.储层沉积—成岩过程中孔隙度参数演化的 定量分析—以鄂尔多斯盆地沿 25 区块、庄 40 区块为例[J]. 地质学报,2007,81(10):1432-1437.
- [23] Beard D C, Weyl P K. Influence of Texture on Porosity and Permeability of Unconsolidated Sand[J]. AAPG Bulletin, 1973, 57(2): 349 – 369.
- [24] 杨晓萍,裘怿楠. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组浊沸石的形成机理、分布规律与油气关系[J]. 沉积学报,2002,20(4): 628-632.
- [25] 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):23-27.
- [26] 谢润成,周文,晏宁平,等. 致密低渗砂岩储层质量控制因素
 研究—以靖边气田盒8段为例[J]. 石油实验地质,2010,32
 (2):120-123.
- [27] 郭德运,郭艳琴,李文厚,等. 富县探区上三叠统延长组成岩 作用及孔隙结构特征[J]. 沉积学报,2010,28(2):264 -272.
- [28] Houseknecht D W. Assessing the Relative Importance of Compaction Processes and Cementation to Reduction of Porosity in Sandstones[J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(6): 633-642.
- [29] 朱宗良,李克永,李文厚,等. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组 富油因素分析[J]. 地质科技情报,2010,29(3):75-78.
- [30] 蒋凌志,顾家裕,郭彬程,等.中国含油气盆地碎屑岩低渗透储层的特征及形成机理[J]. 沉积学报,2004,22(1):13-19.

Characteristics and origins of the Chang-6 reservoir rocks with extra-low and super-low permeability in the NX area, Ordos Basin

HUANG Chunmei¹, ZHONG Hongli², YAN Fengping¹, JIANG Silin¹, BAI Erlin¹, ZHANG Fengqi³, WU Fuli³, LIU Wei³

Nanniwan Oil Production Plant, Yanchang Oil Field Co., Ltd., Yan' an 716000, Shaanxi, China; 2.
 College of Geology and Environments, Xi' an University of Science and Technology, Xi' an 710054, Shaanxi, China; 3. School of Earth Sciences and Engineering, Xi' an Shiyou University, Xi' an 710065, Shaanxi, China)

Abstract: According to the data of physical properties, cast thin section, SEM, X-ray diffraction analysis, mercury injection test, the present paper deals with the characteristics and origins of the Chang-6 reservoir rocks with extralow and super-low permeability in the NX area, Ordos Basin. The Chang-6 sandstone reservoirs have low porosity, and extra-low and super-low permeability. The porosity types consist of residual intergranular pores and secondary solution openings. The pore throat types contain mesopore-fine throats and micropore-fine throats. The early diagenetic compaction and cementation are major influencing factors that lead to the formation of poor physical properties of the Chang-6 sandstone reservoirs. The porosity loss caused by mechanical compaction ranges from 45. 9% to 65. 6%, with an average of 56. 5% of the total porosity, and that caused by cementation ranges from 21. 8% to 46. 4%, with an average of 28. 3% of the total porosity. In the cements, clay minerals and carbonate minerals occur as main cements that may reduce the reservoir quality of the sandstones. The dissolution of feldspar, laumonite and lithoclasts may largely improve the physical properties of the Chang-6 sandstone reservoirs, including the increase of the porosity from 22. 2% to 71. 4%, with an average of 44. 2% of present-day porosity. The Chang-6 sandstone reservoirs with extra-low and super-low permeability were developed during the latest Cretaceous, and from that time on, the physical properties cited above remain unchanged.

Key words: low-permeability reservoir; diagenesis; origin; Yanchang Formation; Ordos basin