

文章编号: 1009-3850(2009)04-0047-05

鄂尔多斯盆地东南缘延长组成岩作用及储层物性特征

田亚铭¹, 施泽进¹, 王长城¹, 宋江海², 王 勇¹, 汪见辉¹

(1. 成都理工大学“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室, 四川 成都 610059; 2. 长庆油田公司勘探研究院, 陕西 西安 710021)

摘要: 通过成岩作用及储层物性的综合分析, 该区主要油层组长 9、长 8、长 6 及长 2 的岩石成分成熟度和结构成熟度均较差, 均经历了晚成岩 A 期。压实作用降低了储层的孔隙度, 致密的碳酸盐岩胶结降低了孔隙度并阻止了次生孔隙的产生。该区储层为低孔低渗储层, 孔隙度在 4%~8% 之间, 渗透率多小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

关键词: 鄂尔多斯盆地; 延长组; 成岩作用; 孔隙演化; 物性特征

中图分类号: TE122.2+3 文献标识码: A

宜川、旬邑地区位于鄂尔多斯盆地东南缘的渭北隆起带上, 面积约 $2.0 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。鄂尔多斯盆地晚三叠世延长组为一大型内陆淡水湖盆, 经历了完整的湖进-湖退过程。延长组可分为 10 段, 工区钻井长 10 段未穿, 其余各段地层厚度约 70~150 m。长 1 段至长 7 段沉积时期为湖进期, 长 7 段底部沉积了一套稳定的巨厚深湖-半深湖相泥岩, 其代表了最大湖泛期沉积。长 6 段至长 1 段沉积期为湖退-准平原化期。长 2、长 6、长 8、长 9 等各段地层均具有储层条件, 砂体发育, 砂地比大多超过 30%, 局部高达 70%。近几年来, 鄂尔多斯盆地延长组油气勘探取得了重大发现, 渭北隆起带的延长组砂岩是一个有望获得重大突破的目的层, 是盆地现阶段极富潜力的勘探目标区。

1 岩石学特征

根据 Folk (1968)^[1,2] 砂岩分类方法, 延长组主要为长石岩屑砂岩、岩屑长石砂岩和长石砂岩 (表 1)。碎屑成份以长石为主, 主要为斜长石和钾长石, 在阴极发光中长石常发淡蓝色光。石英以单晶为主, 多晶少见, 部分石英见次生加大现象。岩石

表 1 岩石碎屑含量统计表
Table 1 Detrital compositions of the Yanchang Formation sandstones

层位	石英 /%	长石 /%	岩屑 /%	成分成熟度
长 9	27.14	45.36	27.5	0.372
长 8	32.72	40.32	26.96	0.486
长 6	33.12	40.89	25.99	0.4952
长 2	48.94	31.19	19.87	0.9584

中的沉积岩岩屑、变质岩岩屑及岩浆岩岩屑均发育, 含量变化大, 显示多物源供给特征。岩石成分成熟度及结构成熟度低, 颗粒以中-细粒为主, 分选中等, 磨圆度为次棱角-棱角状。重矿物以锆石、金红石、电气石等稳定的重矿物为主, 占整个重矿物的 53.8%。南部旬邑地区基本都以次稳定矿物为主, 石榴子石、硬绿泥石、白钛矿、榍石等占整个重矿物的 60%~70%, 表明该区沉积物来源复杂^[3,4]。

2 成岩作用

2.1 主要成岩作用

储层砂岩中主要成岩作用有压实作用、胶结作

收稿日期: 2008-12-30 改回日期: 2009-06-04

作者简介: 田亚铭 (1978—), 男, 博士生, 主要从事石油地质研究。E-mail: tny8041119@163.com

用、溶蚀作用和交代作用, 其中压实作用和胶结作用对储层物性的影响较大, 溶蚀作用不发育。

1. 压实作用

延长组中均存在一定数量的泥质碎屑、云母等可塑性岩石碎屑, 压实作用表现在以下三个方面: ①碎屑颗粒长轴近于水平方向定向排列, 在镜下岩石纹层面可见云母和炭屑的定向排列或其受压弯曲、伸长或被硬碎屑嵌入(图 1 a); ②刚性颗粒压裂: 如石英、长石等刚性矿物被压碎或压裂(图 1 b); ③碎屑颗粒由彼此分离到相互靠近, 出现由点接触到线接触的特征, 部分颗粒接触边缘发生了压溶现象。

2 胶结作用

延长组发育碳酸盐胶结、硅质胶结和泥质胶结。其中, 碳酸盐胶结作用最为发育, 其使储层致密化。薄片观察和阴极发光显示碳酸盐胶结物主要以粒间胶结物和交代物的形式充填孔隙, 以方解石和铁方解石为主, 阴极发光显亮红色和橙色(图 1 c, 1 d)。硅质胶结物主要以石英次生加大和在孔隙中石英晶体的形式产出, 含量虽不高(最高为 4%), 但现象却比较普遍。因很少见原始的碎屑石英的压溶现象, 二氧化硅胶结物可能是从外部来源进入。泥质胶结物以绿泥石为主, 多以孔隙衬垫形式产出(图 1 e)。高岭石、伊利石及伊蒙混层等矿物则主要以孔隙充

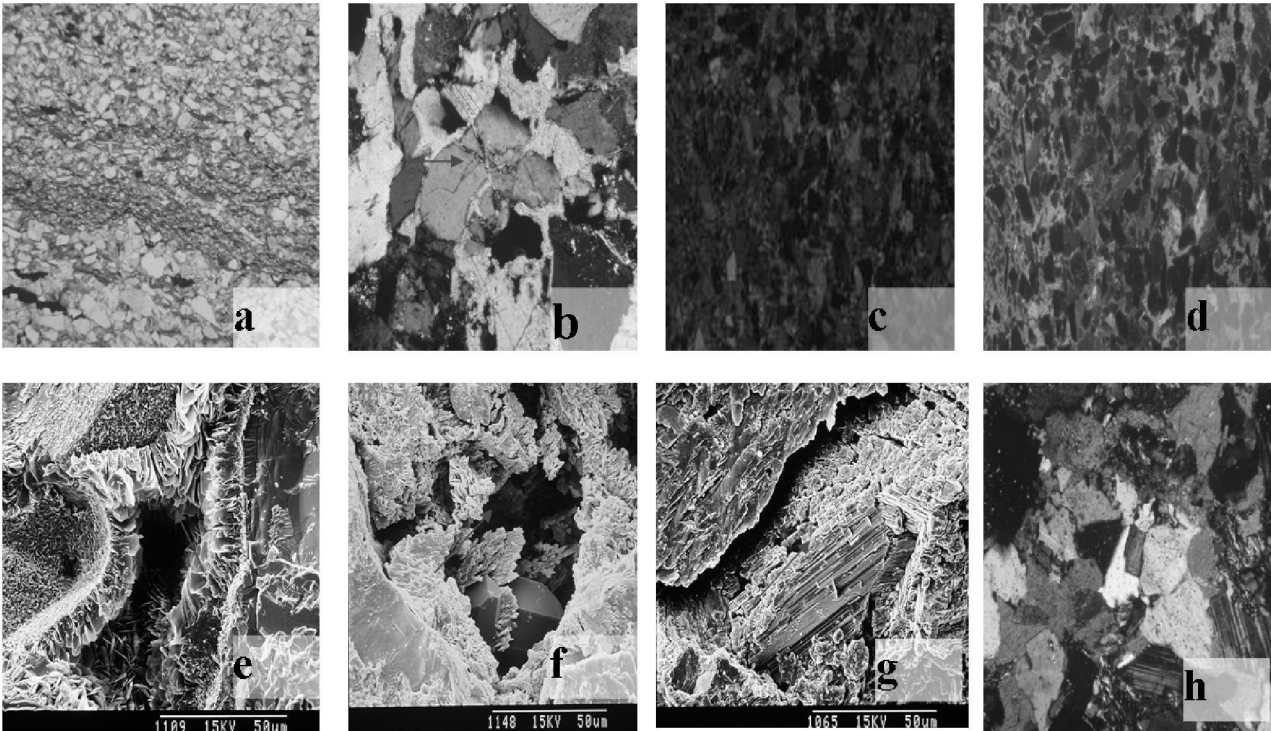


图 1 延长组砂岩典型成岩现象

a 金锁关剖面, 长 9 10×10(—), 压实之后, 碎屑颗粒近水平方向定向排列; b 旺 2 井, 长 8 319 5m, 10×10(+), 石英颗粒受挤压后破裂; c 和 d 郎 1 井, 长 269.4m, 10×10(+), 同视域下阴极发光与正交镜下显微照片, 碳酸盐岩强烈胶结, 主要以方解石和铁方解石为主, 阴极发光显亮红色和橙色; e 旺 1 井, 长 8 644.46m, 扫描电镜, ×1000, 自生绿泥石胶结, 厚度在 10⁻⁴m 左右, 生长使粒间孔明显缩小; f 正 10 井, 长 9 1598.6m, 扫描电镜, ×1000, 长石溶蚀, 形成的粒内次生孔隙, 孔隙中有自生绿泥石和自生石英; g 旺 22 井, 长 6 153.47, ×1000, 长石淋滤形成的粒内孔隙; h 旺 1 井, 长 8 650.24m, 10×10(+), 样品致密无孔隙, 局部见方解石交代长石现象

Fig 1 Diagenesis of the Yanchang Formation sandstones

a Subhorizontal arrangement of the detrital grains after compaction in the Jinsuoguan section, Chang9 oil measures, plane polarized light 10×10 b Fracture of quartz grains after compression in the Wang22 well, Chang8 oil measures, cross polarized light 10×10 c and d Highly cementation of carbonate rocks in the Lang11 well, cross polarized light 10×10 e Cementation of authigenic chlorite in the Wang1 well, SEM, ×1000 f Intragranular porosity caused by the dissolution of feldspar in the Zheng10 well, SEM, ×1000 g Intragranular secondary porosity caused by the leaching of feldspar in the Wang22 well, SEM, ×1000 h Local replacement of feldspar by calcite in the Wang1 well, cross polarized light 10×10

填形式产出。

3 溶蚀作用

延长组中长石溶蚀作用比较普遍(图1f,图1g),长石溶蚀孔是主要次生孔隙类型。虽有大量的碳酸盐岩胶结,但碳酸盐岩胶结物的溶蚀并不显著。

4 交代作用

延长组中,方解石交代长石的现象比较普遍。因区内曾发生过强烈的方解石胶结作用,在方解石形成时,孔隙水中富含 Ca^{2+} 和 CO_3^{2-} 离子,这种溶液具有破坏长石晶格的能力,但交代程度大都比较低,以溶蚀交代长石边缘为主(图1h)。局部可见方解石交代石英现象。交代作用对储层质量影响不大。

2.2 成岩作用序列

根据以上成岩作用的分析,结合各种自生矿物的生成条件,延长组的成岩序列如下:

压实作用→早期粘土膜沉淀作用→早期胶结→长石溶蚀→石英次生加大→晚期铁方解石胶结→方解石交代长石→长石次生加大→烃类侵位。

2.3 成岩阶段

通过镜质体反射率及镜下观察,延长组目前处在晚成岩的A期(图2)。主要依据为:①延长组镜质体反射率(R_0)的测试结果表明镜质体反射率分布在0.68~1.07之间,有机质已经进入成熟期;②在扫描电镜下,可见粘土矿物主要为薄膜状和绒球状的绿泥石,还有部分晶形完好的高岭石及少量纤维状伊利石;③长石有加大现象,且镜下可见明显的长石溶蚀及少量的岩屑溶蚀现象,石英I—II级加大,局部为II级加大。颗粒多呈点到线状接触,罕见缝合线状接触;④阴极发光照片显示方解石发光较暗,

多呈较暗的橙红色,含铁较高。

2.4 成岩作用与孔隙演化

延长组砂岩中存在粒间孔、溶蚀孔、微孔隙和裂隙四种基本孔隙类型^[5]。主要储集空间为剩余原生粒间孔及溶蚀孔隙,镜下偶见少量构造裂缝及微裂缝。砂岩初始孔隙度主要受沉积物自身颗粒特征控制。影响孔隙后期演化发育的主要因素则是成岩期的各种成岩作用,其中压实作用和胶结作用对孔隙产生破坏,溶解作用有利于孔隙的发育(图2)^[6~9]。

对原始孔隙度恢复,通常采用 Bear和 Wey 对不同分选状况下未固结砂岩实测的初始孔隙度关系式来计算(初始孔隙度(Φ)= $20.91+22.90/\text{Task}$ 分选系数)。薄片观察统计、粒度分析和计算结果表明,长2段、长6段、长8段、长9段内,初始孔隙度分别为34.42%、34.59%、34.96%和34.96%。砂岩孔隙度损失主要是由于压实作用和胶结作用所致。由压实作用所损失的原始孔隙度等于初始孔隙度与粒间体积之差,其中粒间体积为粒间孔隙体积和胶结物体积之和。粒间胶结物总量可以通过薄片统计获得,原生粒间孔即为现在可观察到的规则状粒间孔,主要通过铸体薄片统计获得。由于不同岩石类型其抗压能力不同,胶结作用强度不同,因此压实作用对其孔隙的破坏程度也不相同。延长组长2段、长6段、长8段、长9段内,压实损失的孔隙分别达23.45%、23.82%、25.65%和23.13%,胶结作用损失孔隙度可近似认为等于薄片中原生粒间孔中胶结物所占的体积百分数,因而薄片统计胶结作用损失孔隙度分别为5.17%、3.99%、3.31%、4.40%。该区因溶蚀作用不发育,新增次生孔隙很少,溶蚀作用增加的孔隙度通过铸体薄片统计的次生溶孔的面孔率求得。薄片统计长2段、长6段、长8段、长9段内新增次生孔隙分别为0.52%、0.84%、0.83%、0.54%。因此,各层的孔隙演化发展情况大致如下:

长2段: 初始孔隙 34.42% → $\frac{-23.45\%}{\text{压实作用}}$
 $10.97\% \xrightarrow{+0.52\% \text{ 溶蚀作用}} 11.49\% \xrightarrow{-5.17\% \text{ 胶结作用}} 6.32\%$

长6段: 初始孔隙 34.59% → $\frac{-23.82\%}{\text{压实作用}}$ 10.77%
 $77\% \xrightarrow{+0.84\% \text{ 溶蚀作用}} 11.61\% \xrightarrow{-3.99\% \text{ 胶结作用}} 7.62\%$

长8段: 初始孔隙 34.96% → $\frac{-25.65\%}{\text{压实作用}}$ 9.31%
 $\xrightarrow{+0.84\% \text{ 溶蚀作用}} 10.14\% \xrightarrow{-3.31\% \text{ 胶结作用}} 6.83\%$

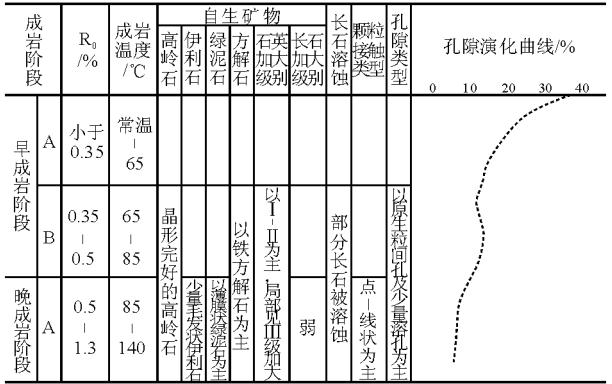


图2 成岩阶段划分及自生矿物演化特征
Fig 2 Division of diagenetic stages and evolution of authigenic minerals

长 9 段: 初始孔隙 34.96% $\xrightarrow{\text{压实作用}} -23.82\%$ 11.53% $\xrightarrow{\text{溶蚀作用}} +0.54\%$ 12.07% $\xrightarrow{\text{胶结作用}} -4.40\%$ 7.67%

延长组砂岩层孔隙类型主要是残余原生粒间孔,孔隙度平均在 6% ~ 8%之间,为低孔 超低孔致密砂岩储层。

3 储层物性特征

通过对延长组主力油层组 600个样品的孔隙度和渗透率测定(表 2),延长组砂岩孔隙度主要在 0.6012% ~ 17.7114% 之间,平均 7.0892%;超过 60%的样品孔隙度在 4% ~ 8% 之间,渗透率在 $(0.0213 \sim 3.5286) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均为 $0.1913 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。孔隙度和渗透相关性较好,随着孔隙度增大,渗透率也增大,但个别样品明显偏离趋势线,存在孔隙度小渗透率大的现象,反映局部裂缝影响。延长组砂岩典型压汞曲线主要为 4 类(图 3),各油层组压汞参数变化如表 3所示。岩石排驱压力变化较大,饱和度中值压力较高,岩石孔隙结构较差。随着压力的增大,曲线呈斜向的上升趋势,没有明显的平台区间,整个曲线都基本呈略粗歪度。在进汞压力最大时,曲线尾部形态不一,表明束缚水饱和度含量不同^[19]。不同地区曲线形态较相似,只是在旬邑地区排驱压力整体相对较小,其可能是由于湖底滑塌扇特殊的水动力条件和物源供给所致。

根据储层物性、微观孔隙结构特征和毛管压力曲线特征,可进行储层的简要评价^[11]。结合储层岩

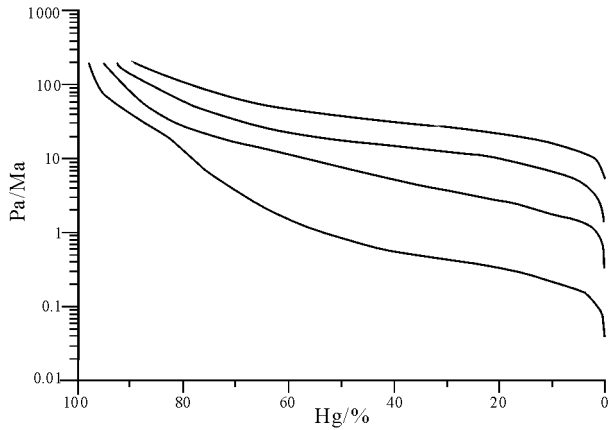


图 3 延长组典型压汞曲线图

Fig 3 Mercury injection curves for the Yanchang Formation sandstones

表 2 延长组主要油层组孔渗统计表
Table 2 Statistics of the porosity and permeability of the Yanchang Formation sandstone reservoirs

层位	Φ 最大 /%	Φ 最小 /%	Φ 均值 /%	K 最大 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$	K 最小 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$	K 均值 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$
长 9	13.2296	0.7229	7.6689	0.6924	0.0401	0.1688
长 8	14.0910	0.6012	6.8266	5.6402	0.0014	0.2026
长 6	15.0914	0.9214	7.6237	6.9123	0.0013	0.2283
长 2	17.7114	1.4813	6.2376	0.8693	0.0422	0.1654
平均	15.0312	0.9341	7.0892	3.5286	0.0213	0.1913

性综合分析,延长组长 6 砂岩物性条件最好, $\Phi > 8\%$ 的样品占统计样品的 46%, $K > 0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占统计样品的 3%,在 $0.05 \sim 0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占统计的 90%。其次是长 8 油层组。储层物性最好的区域在厢寺庄旺 9 井区,孔隙度平均大于 8%,渗透率变化较大,平均大于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,该区河口坝和 水下分流河道发育,叠置的河口砂坝和 水下分流河道对储层砂体的分布聚集十分有利,砂地比大于 50%,是最好的油气聚集带。该区旺 9 井已获工业油流,表明一旦在东南缘地区发现孔渗异常区,就可能发现油气藏。

4 结 论

延长组主要的岩石类型是长石岩屑砂岩、岩屑长石砂岩和长石砂岩,岩石成分成熟度和结构成熟度均较差。成岩作用研究表明该区经历了晚成岩 A 阶段,压实作用大大降低了初始孔隙度。由于致密的碳酸盐岩胶结作用影响,一方面降低了孔隙度,另一方面阻止了后期溶蚀作用的发生,使得新生次生孔隙基本不发育,造成目前延长组砂岩低孔低渗的致密化储层。受沉积相带的控制,旺 9 井区延长组储层物性条件最好。就整个延长组而言,长 6 油层组储层物性条件最好,是最为有利的储集体。长 7 油层组湖进体系域广泛分布的半深湖相厚层泥、页岩,是良好的生油层。上部长 4+5 的局部水进体系域以泥质岩为主的砂泥岩互层,是长 6 油层组良好的区域盖层,这三者构成纵向上良好的成藏组合,此外,长 6 油层组内部的分流间湾泥岩亦可作为局部性盖层,使长 6 油层组具备了良好的储盖组合,是延长组勘探的有利目标区。

表 3 延长组主要油层组孔隙结构参数表

Table 3 Statistics of the mercury injection parameters for the Yanchang Formation sandstone reservoirs

层位	均值	分选	歪度	变异系数	排驱压力 /MPa	中值压力 /MPa
长 2	10.66~14.52/13.49	1.3~2.86/1.94	(-0.38)~0.8	0.09~0.27/0.15	0.2331~7.7154/3.071	0.8979~30.6506/13.5197
长 6	11.31~14.3/12.76	2.14~2.71/2.41	(-0.356)~0.68	0.15~0.224/0.19	2.5437~0.04021/1.1711	30.8507~1.9266/8.1112
长 8	11.39~14.12/12.81	1.53~2.93/2.24	(-0.111)~0.87	0.108~0.257/0.178	6.021~0.348/1.9146	18.958~1.2713/7.8541
长 9	12.47~15.25/13.94	1.07~2.42/1.67	(-0.216)~0.51	0.07~0.194/0.122	16.2107~0.7396/5.938	37.7306~7.1178/19.2140
整体	10.66~15.25/13.27	1.07~2.93/2.05	(-0.38)~0.87	0.27~0.07/0.16	0.23~16.21/3.09	0.90~37.73/12.44

参考文献:

[1] 王宝清,蒋继辉,韩会平. 鄂尔多斯盆地白于山地区三叠系延长组长 4 + 5 储层特征[J]. 西安石油大学学报, 2005, 20(2): 1—5

[2] FOLK R L. Petrology of Sedimentary Rocks[M]. Austin: HemPhill, 1968

[3] 赵红格,刘池洋. 物源分析方法及研究进展[J]. 沉积学报, 2003, 21(3): 409—41

[4] 魏斌,魏红红,陈全红,等. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组物源分析[J]. 西北大学学报, 2003, 33(4) 447—450

[5] 王允诚. 油层物理学[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993

[6] 王琪,陈国俊,史基安等. 鄂尔多斯西部长 6 砂岩成岩演化与优质储层[J]. 石油学报, 2005, 26(5): 17—23

[7] 李士祥,胡明毅,李霞,等. 鄂尔多斯盆地榆林气田山西组 2 段砂岩成岩作用及孔隙演化[J]. 海相油气地质, 2005, 10(2): 31—36

[8] 王琪,史基安,王多云,等. 鄂尔多斯西部三叠系长 2 油层组砂岩成岩演化特征[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(3): 261—268

[9] 刘成林,朱筱敏,曾庆猛. 苏格里气田储层成岩序列与孔隙演化[J]. 天然气工业, 2005, 25(11): 1—3

[10] 罗蛰潭,王允诚. 油气储集层的孔隙结构[M]. 北京: 科学出版社, 1986

[11] 王允诚. 油气储层评价[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999

Diagenesis and physical property of the Yanchang Formation sandstone reservoirs in southeastern Ordos Basin

TIAN Yam ing¹, SHI Ze-jin¹, WANG Chang-cheng¹, SONG Jiang-hai², WANG Yong¹, WANG Jian-hui¹

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, Sichuan, China; 2. Changqing Oil Field Company, Xi'an 710021, Shaanxi, China)

Abstract: The combination of Petrology, diagenesis and physical property of the Yanchang Formation sandstone reservoirs in southeastern Ordos Basin has revealed that the Chang₉, Chang₈, Chang₆ and Chang₂ oil reservoirs consist dominantly of feldspathic litharenite, lithic feldspathic sandstone and feldspathic sandstone with poor compositional and textural maturity. The decrease of the porosity by compaction and carbonate cementation resulted in the generation of the low-porosity and low-permeability sandstone reservoirs in the study area. The porosity tends to range between 4% and 8%, and the permeability is generally less than $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. The Chang₆ oil reservoirs are the best sandstone reservoirs with good porosity and permeability, and the Wang₉ well is believed to be the favourable sedimentary facies zone due to better physical properties of the sandstone reservoirs.

Key words: Ordos Basin; Yanchang Formation; diagenesis; porosity evolution; physical property