

# 三角洲平原砂岩差异成岩及其对储层分类的控制作用——以鄂尔多斯盆地西南部殷家城地区延安组为例

潘星<sup>1,2</sup>,王海红<sup>3,4</sup>,王震亮<sup>1,2</sup>,刘一仓<sup>3,4</sup>,高徐辉<sup>1,2</sup>,王联国<sup>3,4</sup>,肖胜东<sup>1,2</sup>

1. 西北大学大陆动力学国家重点实验室, 西安 710069

2. 西北大学地质学系, 西安 710069

3. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 西安 710021

4. 长庆油田第十一采油厂, 甘肃庆阳 745000

**摘要** 成岩作用直接影响储层的孔隙演化,控制储层物性及含油性,厘清储层的差异成岩作用及其与油气充注的序列对油气勘探具有重要意义。通过岩芯观察和各类薄片显微镜下鉴定统计,综合X衍射、荧光、物性和压汞等多种测试手段,对殷家城—合道地区延安组三角洲平原砂岩差异成岩演化及其对储层分类的控制作用进行研究。结果显示:原始沉积和成岩流体的差异性为储层差异成岩的主要原因,不同成岩相和储层类型与试油产量均具有较好的对应关系。分流河道中—粗粒砂岩原始孔隙度大,酸性溶蚀作用较强,粒模孔和喉道发育,孔喉连通性好,为大孔喉中孔中高渗储层,多见工业油流井,为Ⅰ类储层;分流河道中—细粒砂岩成岩演化较为缓慢均一,酸性溶蚀产生大量散点状溶孔,孔喉连通性差,为与Ⅰ类储层主要区别,孔隙度相当但渗透率较小,为小中孔喉、中孔中低渗储层,多见低产油流井,为Ⅱ类储层;天然堤含泥细—粉砂岩压实作用强烈,云母弯曲变形,为主要减孔因素,根据方解石含量可将其进一步分为两类,一类无明显方解石胶结,为特小孔喉、低孔特低渗储层,多产水,另一类发育强烈压实作用的同时见大量方解石胶结,为致密无效储层,多为干层,二者均划分为Ⅲ类储层。各类储层的空间分布与单井试油产量间具有较好对应关系,可为下一步储层甜点的预测提供理论支撑。

**关键词** 差异成岩;孔隙演化;储层分类;延安组;鄂尔多斯盆地

**第一作者简介** 潘星,女,1990年出生,博士研究生,油气储层地质学,E-mail:908210822@qq.com

**通信作者** 王震亮,男,教授,E-mail:wangzl@nwnu.edu.cn

**中图分类号** P618.13 **文献标志码** A

## 0 引言

鄂尔多斯盆地具有较好的生储配置关系,多年稳产高产。近年来盆地内部及边缘地带的侏罗系勘探取得了重大突破,尤其是演武支河谷地区从上至下均见油气显示,发现了一批高产油流井,具有较好的勘探前景。但侏罗系的油藏研究相对较薄弱,多在探讨盆地的构造演化<sup>[1-2]</sup>、古地貌恢复<sup>[3-5]</sup>、沉积相<sup>[6-7]</sup>和成藏规律<sup>[8-9]</sup>,储层的研究则多集中在常规评价上<sup>[10-11]</sup>,很少从成因上进行解剖。成岩作用直接影响储层物性和孔隙结构<sup>[12-13]</sup>,近年来不同因素控制下的差异成岩逐渐得到重视,操应长等<sup>[14]</sup>认为车镇北带古近系近岸水下扇

砂砾岩不同沉积亚相导致差异成岩从而控制储层物性,王琪等<sup>[15]</sup>认为临兴地区石盒子组砂岩储层的粒级是控制差异成岩的主要因素,胡才志等<sup>[16]</sup>通过对盆地中西部长9储层的研究发现不同含油级别储层具有不同的成岩特征,由此可见沉积为控制成岩演化的主要因素,差异成岩作用直接影响储层的致密化程度及致密化时间,进而影响储层的含油性,因此差异成岩在储层研究中尤为重要,对储层的分类具有明显的控制作用。

相比于古河主河道连续沉积的高孔渗砂岩,三角洲平原砂岩具有更好的储盖配置关系,具有较好的勘探前景。鄂尔多斯盆地天环坳陷西南部殷家城—合道

收稿日期:2018-05-11; 收修修改稿日期:2018-11-19

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05008-004-004);中国石油长庆油田分公司第十一采油厂项目(2017-13853)[Foundation: National Science and Technology Major Project, No. 2017ZX05008-004-004; Project of the 11th Oil Production Plant of Changqing Oilfield, PetroChina, No.2017-13853]

地区延安组延9—延4+5沉积为辫状河三角洲平原沉积亚相,分流河道、天然堤沉积微相为主要储层,分流间洼地沉积微相的泥岩和沼泽相的煤层为良好的盖层,河道多期摆动形成频繁的砂、泥、煤互层具较好的储盖配置关系,勘探前景良好<sup>[17-18]</sup>。因此本文以鄂尔多斯盆地天环坳陷西南部殷家城—合道地区延安组为目的层,研究对象为延9—延4+5的辫状河三角洲平原砂岩,根据成岩相,结合储层物性、孔隙结构特征等对储层进行分类,再利用试油成果验证该分类方法的实用性,为更深入研究储层成因和分布规律提供有效参考依据。

## 1 区域地质背景

天环坳陷是鄂尔多斯盆地的一个一级构造单元,是在西缘逆冲推覆带的负载作用下,地壳发生弹性变形向下弯曲的产物,是西缘逆冲推覆带和东部伊陕斜坡夹持的一个南北展布的狭长带状构造单元<sup>[2]</sup>,殷家城—合道研究区位于天环坳陷的南缘,北起路坪,南至三岔,西抵殷家城,东达吴城子,整个研究区面积约1 200 km<sup>2</sup>(图1a)。盆地在早侏罗世经历了晚三叠世的印支运动,形成了西高东低的古地貌格局,经过晚三叠世末的印支旋回使盆地形成了沟谷纵横、残丘广布的古地貌景观。在这样的背景上,发育了早侏罗世大型河流相沉积,殷家城—合道地区位于甘陕古河西南部,延安组延10期为辫状河沉积,延9—延4+5期为辫状河三角洲平原沉积(图1b, c)<sup>[3,5,19]</sup>。研究区侏罗纪三角洲平原分流河道不断摆动,多期叠置,延安组砂岩储层沉积相带变化快、储层非均质性较强,同一砂层系统的开放性存在差异,导致复杂的差异性成岩作用,使优质储层分布规律的预测成为难点。因此,本文通过差异性成岩作用的研究探讨其对储层分类和分布的控制作用,为油气勘探提供科学的理论支撑。

## 2 储层特征

通过岩芯观察、铸体薄片、扫描电镜、常规物性、压汞测试、X衍射和荧光多种实验手段综合分析研究,其中X衍射在西安地质调查中心实验测试中心完成,测试仪器为D/max-2500X衍射仪,物性和压汞在中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院石油地质测试中心完成,其余在西北大学大陆动力学重点

实验室完成,铸体的分析仪器为ZEISS Axio Scope A1偏光显微镜,粒度分析仪器为ZEISS Axio Scope A1偏光显微镜+CLAS-2004彩色图像分析系统数字化仪器,环境扫描电子显微镜型号为FEI Quanta 450FEG。

### 2.1 岩相特征

岩芯观察显示研究区延安组延9—延4+5主要发育的岩性有:中—粗粒砂岩,见板状交错层、槽状交错层和冲刷面,为分流河道微相(图2);细砂—粉砂岩,泥质含量不稳定,发育水平层理、平行层理及砂纹层理,为天然堤微相;粉砂质泥岩—泥质粉砂岩,发育砂纹层理、平行层理,泥质含量高,为分流间洼地微相;暗色泥岩、煤层,植物叶片发育,为沼泽相。其中见含油显示的为分流河道中—粗砂岩和天然堤细—粉砂岩,为主力储层,也是本文的研究对象。

岩性划分参照《SY/T 5368—2000 岩石薄片鉴定》<sup>[20]</sup>,显微镜鉴定结果显示分流河道砂岩和天然堤砂岩在岩性上无明显差别,岩屑长石砂岩为主,长石岩屑砂岩次之,少量岩屑石英砂岩和长石石英砂岩(图2)。碎屑组分上分流河道砂岩刚性碎屑含量相对较高。岩石成分成熟度较好,石英含量平均值为62.6%,长石含量平均值为13.1%,岩屑含量平均值为4.8%。胶结物主要为碳酸盐 and 少量石膏。碳酸盐胶结物含量范围在0~20%之间,以铁方解石为主,少量方解石和白云石。石膏极少,含量在0~1%之间,见自生黄铁矿,含量不超过3%。黏土矿物含量变化范围较大,在1.9%~45.7%之间,平均值为12%。

### 2.2 物性特征

延安组延9—延4+5辫状河三角洲平原砂岩孔隙度值在0.49%~24.03%之间,数值集中分布在12%~18%,均值为13.87%,渗透率值在(0.1~3 895.48)×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>之间,集中分布在(5~300)×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,均值为185.10×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,参照《油气储层评价方法 SY/T6285—2011》<sup>[21]</sup>物性整体属于低孔—中渗储层(图3)。

### 2.3 储集空间类型

通过对58块铸体样品分析观察发现延安组三角洲平原砂岩储层孔隙类型主要为原生粒间孔、残余粒间孔、粒间溶孔、碎屑颗粒的粒内溶孔及粒模孔等,按成因将孔隙类型整体划分为原生粒间孔、残余粒间孔、溶蚀孔和粒间—溶蚀复合孔隙,其中粒间—溶蚀复合孔隙最为发育,含量在44.7%,其次为溶蚀



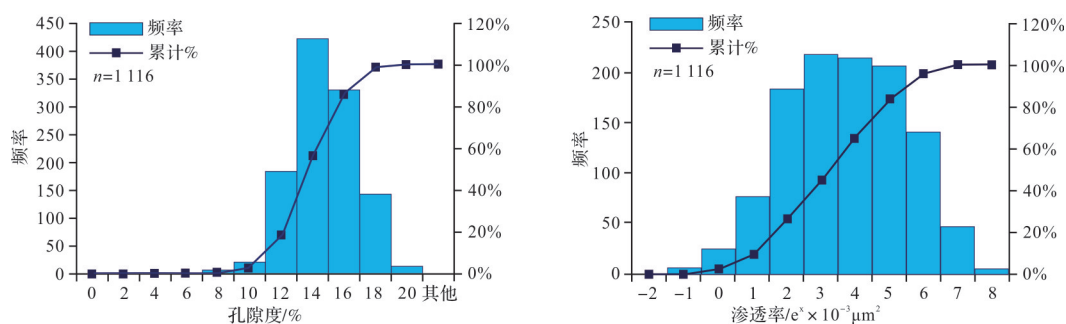


图3 研究区延安组三角洲平原砂岩孔隙度、渗透率分布直方图

Fig.3 Porosity and permeability histograms for delta plain sandstones from study area, Yan'an Formation

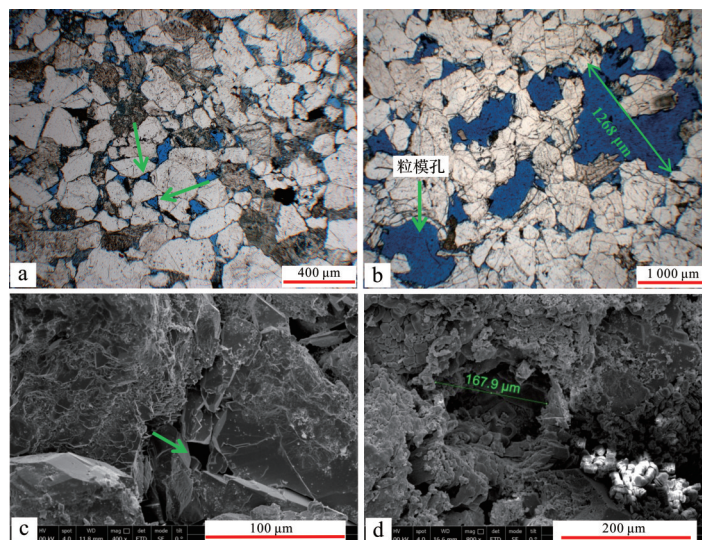


图4 研究区延安组三角洲平原砂岩孔隙类型

a.原生粒间孔,Y143,2 073.2 m;b.溶蚀超大孔,Z188,2 030.1 m;c.残余粒间孔,Y126,1 910.82 m;d.溶蚀孔,Y4,2 014.41 m

Fig.4 Pore types in the delta plain sandstones from study area, Yan'an Formation

孔,含量为42.1%。残余粒间孔相对较小,孔隙直径集中在8~20  $\mu\text{m}$ 之间(图4c),原生粒间孔孔隙直径在10~50  $\mu\text{m}$ 之间(图4a),溶蚀孔孔隙直径相对较分散,几微米至几毫米(图4d),溶蚀超大孔因溶蚀了颗粒并沟通了颗粒和孔隙喉道,孔径可达毫米级,如图4b。

## 2.4 成岩作用类型与油气显示

根据铸体和扫描电镜观察,该区相继发育两期碱性和两期酸性成岩流体。作用较为连续的为压实作用,从埋藏开始持续至中成岩阶段早期,表现为颗粒紧密排列,呈线接触或凹凸接触(图5a)。侏罗系为煤系地层,在早成岩阶段因有机质的脱羧基作用使早成岩阶段A期发育酸性成岩环境,但该阶段成岩作用直观显示的自生矿物不发育,只发育少量的蒙皂石黏土矿物,因此在成岩序列上表现不明显,而早成岩阶段局部的碱性流体发育碳酸盐矿物,因此

从自生矿物发育状况和相互接触交代关系来建立成岩流体的演化(图5),为两期碱性流体和两期酸性流体。第I期初始碱性流体发育有限,第II期碱性流体主要由长石、方解石和黏土矿物溶蚀后产生的 $\text{Na}^+$ 、 $\text{K}^+$ 等碱性离子和有机酸的消耗演化形成。自生矿物发育明显的I、II期酸性流体主要来自有机质演化,殷家城—合道地区延9—延4+5为辫状河三角洲平原沉积,分流河道、天然堤、分流间洼地、沼泽沉积微相交交互出现,岩性上表现为频繁的砂泥煤互层,富含有机质的泥岩和煤层有机质脱羧基作用为充足的有机酸来源,是研究区溶蚀作用发育的主要因素,纵向上孔隙度大于15%的良好储层多位于距富含有机质煤层或泥岩2~5 m的分流河道砂中。

I期碱性流体主要发育的成岩作用有:菱形晶发育的沿颗粒呈栉壳状的白云石胶结(图5b)、茜素红和氰化钾联合染色后为淡红色的粒状方解石胶结

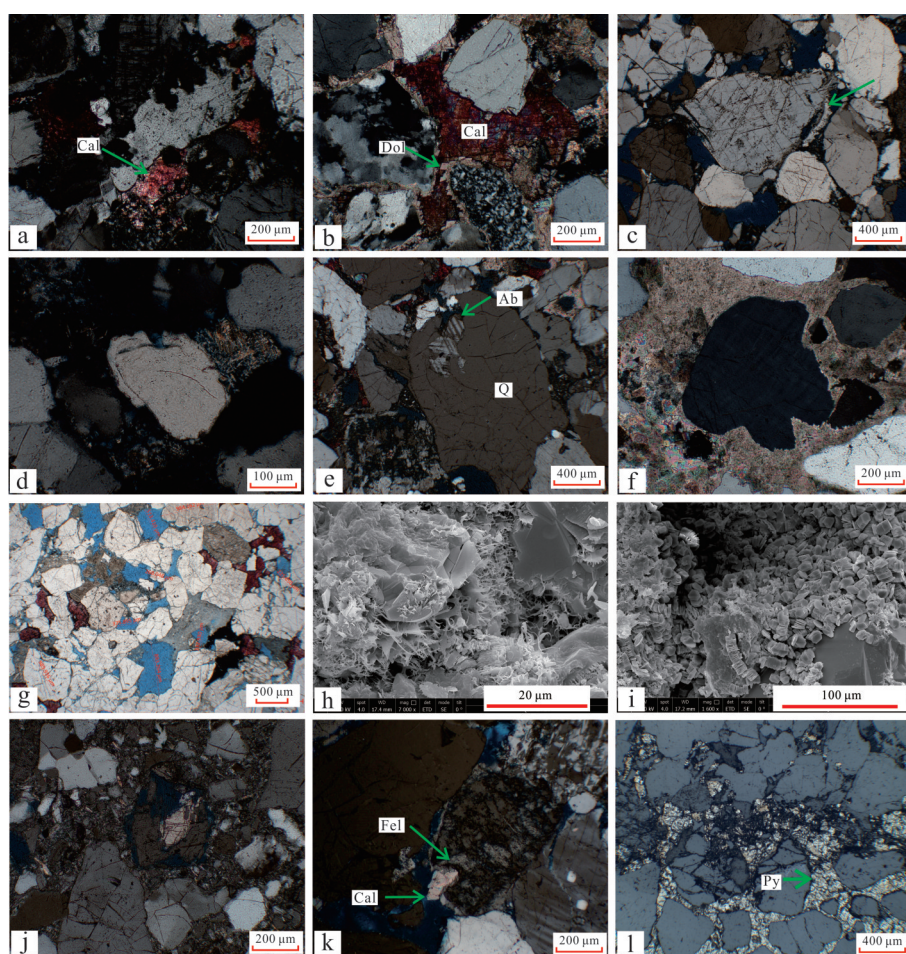


图5 研究区延安组三角洲平原砂岩成岩作用类型显微照片

a. 染色铸体, 第一期粒状方解石, Y126, 1 834.6 m; b. 染色铸体, 第一期白云石菱形晶和第二期紫红色铁方解石, Z188, 1 981.35 m; c. 长石加大边之后的第二期酸性溶蚀, Y126, 1 910.82 m; d. 第二期碱性环境下的石英两期加大边溶蚀, Y22, 2 169.84 m; e. 第一期碱性环境钠长石交代石英, Z190, 1 959.61 m; f. 方解石交代石英, Z188, 1 981.35 m; g. 第二期强酸性溶蚀, 残余铁方解石, Z188, 1 981.35 m; h. 发丝状伊利石, Y126, 1 835 m; i. 自生高岭石, Z274, 1 998.9 m; j. 长石溶蚀后的第二期方解石胶结作用, Y143, 2 007.65 m; k. 长石第一期酸性溶蚀、第一期碱性加大边、加大边后第二期方解石交代长石, Y189, 1 891.2 m; l. 反射光, 同生期黄铁矿胶结层, Y126, 1 834.6 m

Fig.5 Micrographs of diagenetic types of delta plain sandstones from study area, Yan'an Formation

(图5a)、以及同生沉积期的黄铁矿结核(图5l), 石英颗粒的第一期微量溶蚀; I 期酸性流体主要发育的成岩作用有: 长石溶蚀和高岭石化(图5i, k)、粒状方解石的溶蚀作用(图5a)、石英的 I 期加大边; 第 II 期碱性流体发育铁方解石胶结(图5b)、石英加大边的溶蚀(图5d)、长石次生加大边(图5c)、长石交代石英(图5e)、方解石交代石英(图5f, j)、方解石交代长石(图5k)、自生伊利石等(图5h); II 期酸性流体环境下杂基、不稳定矿物及铁方解石溶蚀(图5e, g), 产生大量溶蚀孔隙, 如图5c发生在长石加大边后的溶蚀作用。

长石和石英次生加大边发育, 且扫描电镜下见晶型较好的自生钠长石和 II—III 级自生石英加大边, 发

丝状伊利石发育, 综合判断成岩阶段达中成岩 B 期。砂岩储层中黏土矿物伊蒙混层中的蒙皂石含量是可靠的成岩阶段判别标志, X 衍射测试的伊蒙混层比中的蒙皂石含量大多分布在 10% 和 15% 两个数据点, 参照石油天然气行业标准《碎屑岩成岩阶段划分》<sup>[22]</sup>对应的成岩阶段为中成岩 B 段, 与铸体观察判定结果一致。

荧光薄片观察显示目的层整体发育三期油气充注: I 期为碳质沥青, 呈脉充填在储层中; 第 II 期为橙黄色荧光油气, 充填在颗粒边缘、早期长石、石英溶蚀孔中; 第 III 期为蓝白色荧光, 切穿碳质沥青和橙黄色荧光(图6a), 在第二期长石溶蚀孔、晚期方解石解理和粒间孔隙中大量发育, 其具体产状和描述见图6, 根据不同期次荧光显示及各成岩作用间的相互

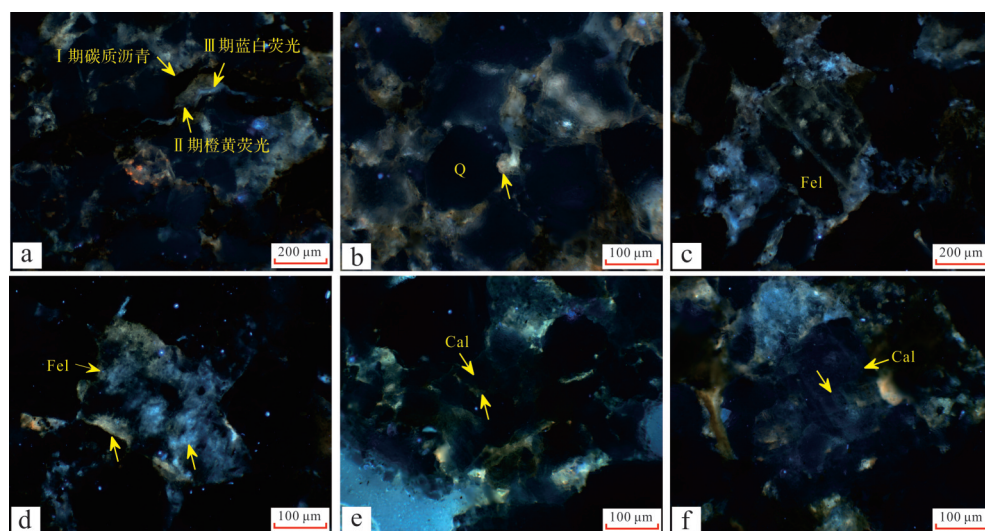


图6 研究区延安组三角洲平原砂岩的荧光显示和期次

a. 三期油气充注:第Ⅰ期碳质沥青,无荧光特性;第Ⅱ期橙黄色荧光烃充注;第Ⅲ期蓝白色荧光烃切穿碳质沥青和橙黄色荧光烃,Z274,1 994.49 m;b. 石英溶蚀港湾充填橙黄色荧光烃,Z187,1 802.4 m;c. 第一期长石溶蚀孔和颗粒边缘充填橙黄色荧光烃,粒间孔充填后期蓝白色荧光烃,Z188,2 021.24 m;d. 第一期长石边缘溶蚀后充填橙黄色荧光烃,第二期粒内溶蚀孔充填蓝白色荧光烃,Z188,2 021.24 m;e. 第一期粒状方解石粒间充填橙黄色荧光烃,Z190,2 081.9 m;f. 第二期连晶方解石解理间充填蓝白色荧光烃,Z187,1 802.4 m

Fig.6 Fluorescence displays and orders in delta plain sandstone from study area, Yan'an Formation

接触关系判定成岩作用及油气充注演化序列。

### 3 差异成岩演化

根据56个铸体薄片观察,成岩作用显示出明显的差异性,主体分为四类:Ⅰ类溶蚀超大孔发育,孔隙连通性好(图7a),显微镜下观测孔隙度可达20%;Ⅱ类成岩演化较为均一,未见明显的建设性或破坏性成岩作用,溶蚀孔呈散点状分散在粒内或粒间(图7b),孔隙度在8%~15%之间;Ⅲ类压实作用明显,云母弯曲变形,为主要减孔因素(图7c),孔隙度在3%~8%之间;Ⅳ类压实作用和方解石胶结为联合减孔因素(图7d),岩石基本致密,孔隙度基本<5%。

#### 3.1 Ⅰ类成岩相与孔隙演化

Ⅰ类成岩储层原始孔隙度均值为58.8%(据Beard经验公式计算<sup>[23]</sup>),碎屑颗粒粒度较大,主粒径在0.5~1.1 mm之间,分选较好,刚性岩屑含量较高。对物性贡献较大的成岩作用为两期酸性流体作用下杂基、长石、岩屑以及方解石的溶蚀,提升储集空间和孔喉连通性。具体成岩序列见图8,孔隙演化模式如图9。发育该类成岩的储层石英和刚性岩屑含量较高,抗压实能力较强,因此压实作用较弱,颗粒接触类型为点接触—线接触。早成岩B期的早期阶段和中成岩A期的早期阶段相继发生Ⅰ期沥青充注和

Ⅱ期橙黄色油气充注。早成岩B期晚期至中成岩A期都发育酸性流体,因原始孔隙大、连通性好,酸性流体更易进入储层发生溶蚀作用,且杂基、长石和方解石溶蚀形成的富硅质和富钙质流体及时排出,未发生二次沉淀堵塞孔隙,形成大量溶蚀孔,为油气充注提供孔隙空间。中成岩阶段B期碱性环境下极少量铁方解石和石膏沉淀,长石次生加大和石英的溶蚀作用较弱,对孔隙度的影响很小,直到孔隙流体演化呈酸性后,继续溶蚀方解石胶结物和孔隙杂基,使颗粒较为洁净,孔隙度演化至现今实测孔隙度16%,平均孔隙直径在300~600 μm之间,孔隙类型见粒模孔、粒内溶蚀孔和溶蚀超大孔,形成现今的孔隙结构面貌,中成岩末期的第Ⅲ期蓝白色荧光油气充注,使储层饱含油。

#### 3.2 Ⅱ类成岩相与孔隙演化

Ⅱ类成岩储层原始孔隙度为50.2%,颗粒主粒径在0.1~0.3 mm之间。主要减孔因素为压实作用和塑性云母堵塞孔隙,长石和杂基云母化严重,压实作用中等,发育两期石英次生加大和一期方解石胶结作用。成岩序列见图8:早成岩阶段压实作用使云母、塑性岩屑变形堵塞孔隙,孔隙度降低。早成岩阶段B期储层发生Ⅰ期沥青充注。中成岩阶段A期酸性环境长石溶蚀,Ⅱ期橙黄色荧光油气充注。中成岩A期碱性环境发育少量铁方解石和分散在孔隙间的钠

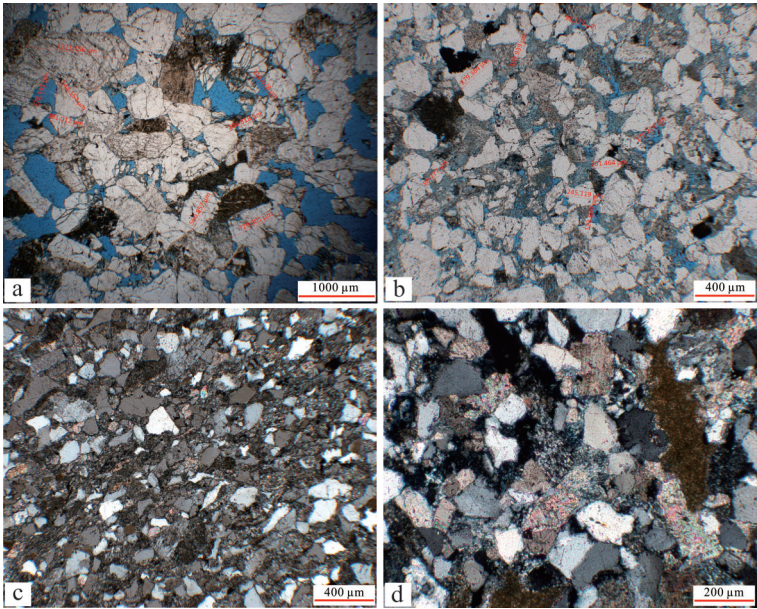


图7  研究区延安组三角洲平原砂岩的四类差异成岩显微照片  
a. I类成岩,溶蚀超大孔发育,Y143,2 134.35 m;b. II类成岩,分散状溶蚀孔隙,Z164,2 162 m;c. III类成岩,压实作用强烈,矿物微定向,Z430,1 762.26 m;d. IV类成岩,压实和方解石胶结联合作用,颗粒线接触—凹凸接触,Z190,2 081.23 m

Fig.7  Micrographs of four types of diagenesis in delta plain sandstone from study area, Yan'an Formation

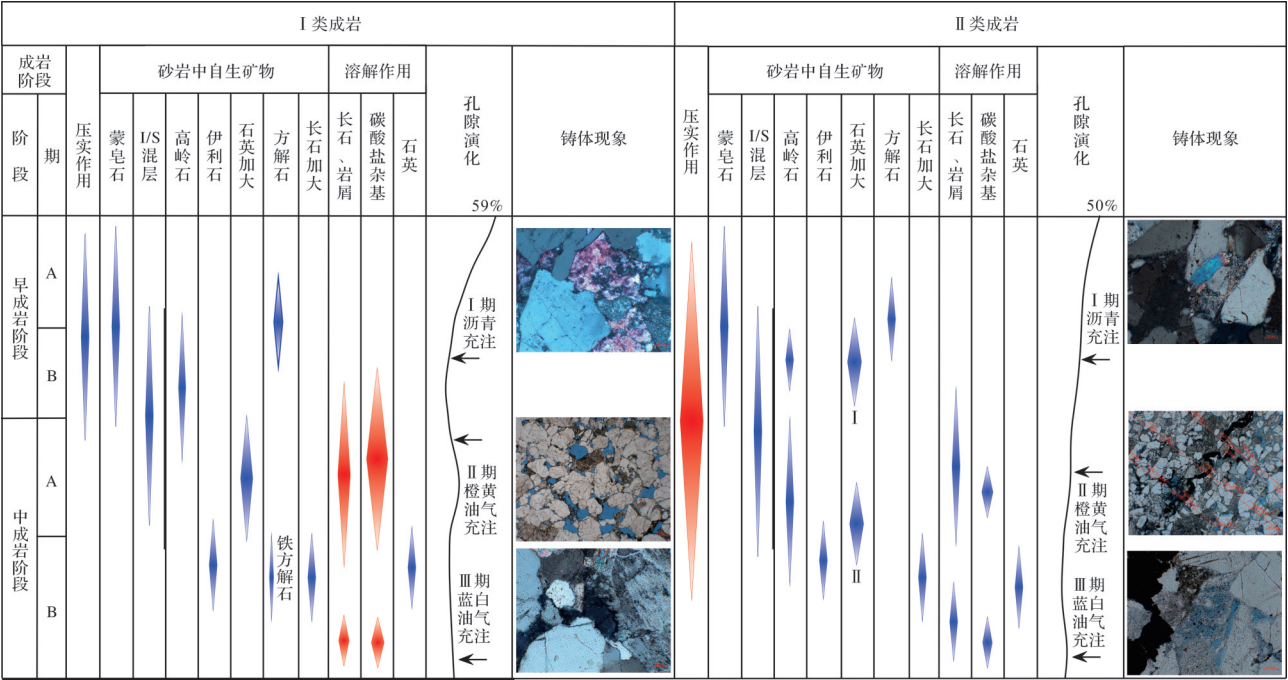


图8  I类和II类成岩相成岩序列与孔隙演化  
Fig.8  Diagenetic sequences and pore evolutions of type I and type II diagenetic facies

长石小晶体,孔隙度降低,中成岩B期酸性环境下粒间杂基部分溶蚀,长石粒内溶蚀孔较为发育,形成规模的散点状溶蚀孔隙,至此孔隙度演化为现今实测孔隙度均值14.8%,孔隙演化模型见图9,本成岩阶段未发生第Ⅲ期蓝白色荧光油气充注。该类成岩溶蚀孔

隙多为粒内溶孔和杂基中的分散状溶蚀孔隙,为与I类成岩的主要区别,孔隙度相当,但孔隙连通性较差。

3.3  III类成岩相与孔隙演化

III类成岩储层原始孔隙度为46.8%,颗粒主粒径在0.1~0.2 mm之间。压实作用为主要减孔因素,发育

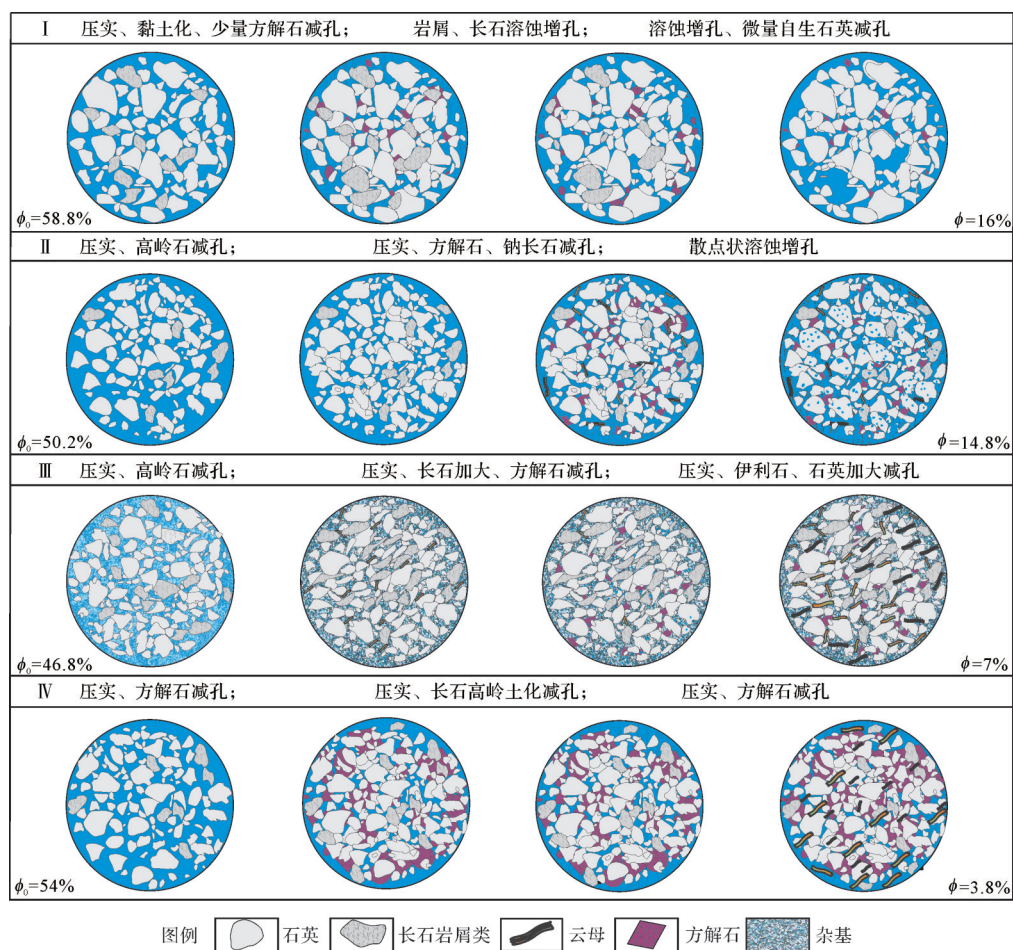


图9 四类成岩相孔隙演化模型

Fig.9 Pore evolution model of the four types of diagenetic facies

一期石英加大和方解石胶结。该类储层无明显的建设性成岩作用,随着埋藏和成岩作用的加深,孔隙度逐渐减小。镜下观察显示压实作用、长石黏土化为储层主要减孔因素,成岩序列见图10:压实作用较强烈,一直持续到中成岩阶段,颗粒线接触一凹凸接触,云母塑性变形严重填充在孔隙中,孔隙度大量减小,发育微量成岩缝。早成岩阶段弱酸性环境下长石大量高岭石化进一步堵塞孔隙,早成岩阶段末期I期沥青沿成岩缝充注。中成岩A期酸性环境下少量长石岩屑溶蚀,对储层改造作用较弱,溶蚀增孔不明显,储层发生II期橙黄色荧光油气充注。中成岩阶段B期碱性环境下发育少量方解石、自生钠长石减小孔隙,该沉积期末的II期酸性环境发生的石英次生加大和发丝状伊利石进一步减小孔隙,演化为现今实测孔隙度均值7%,较发育的破坏性成岩作用使岩石在中成岩阶段B期末孔喉连通性差,因此未见第III期油气充注。

### 3.4 IV类成岩相与孔隙演化

IV类成岩储层原始孔隙度为54%,颗粒主粒径在0.1~0.2 mm之间。压实作用和方解石胶结共同作用,为主要减孔因素,镜下观察方解石含量高达15%。该类储层发育较为局限,不同于本地区其他储层,其初始成岩流体为碱性流体,成岩序列见图10。经强烈的压实作用后形成的细孔喉导致孔隙流体中的各种 $\text{Ca}^{2+}$ 、 $\text{Si}^{4+}$ 、 $\text{Al}^{3+}$ 金属阳离子和 $\text{CO}_3^{2-}$ 、 $\text{SiO}_4^{4-}$ 阴离子难以及时排出,出现半渗透膜效应,引起强烈的碳酸盐和黏土矿物胶结<sup>[8]</sup>。早成岩阶段A期弱碱性环境下发育方解石,压实作用强烈,塑性岩屑变形,孔隙度急剧减小,微量的石英溶蚀作用对孔隙影响甚微。中成岩A期酸性环境长石溶蚀形成晶型较好的蠕虫状自生高岭石,压实作用继续减小孔隙,发育少量自生石英,早期粒状方解石少量溶蚀,长石的高岭石化不断消耗 $\text{H}^+$ ,使成岩流体向碱性环境演化,进入中成岩B期,此时未及时排出的含 $\text{Ca}^{2+}$ 流体在深埋藏环境

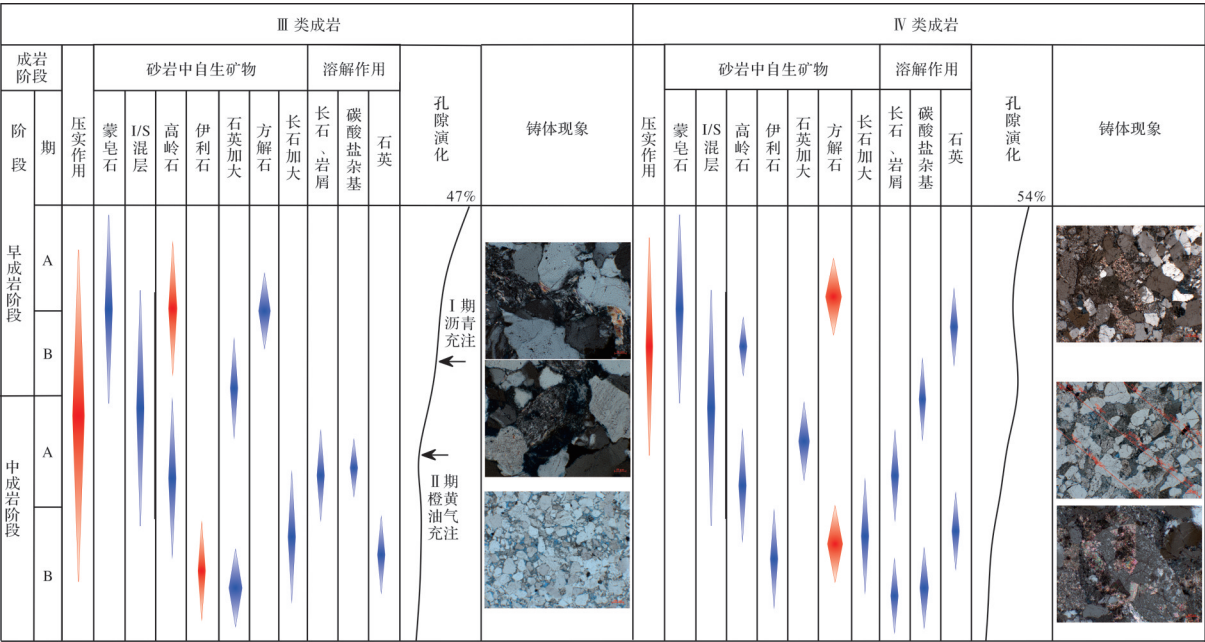


图 10  Ⅲ类和Ⅳ类成岩相成岩序列与孔隙演化  
Fig.10  Diagenetic sequence and pore evolution of type Ⅲ and type Ⅳ diagenetic facies

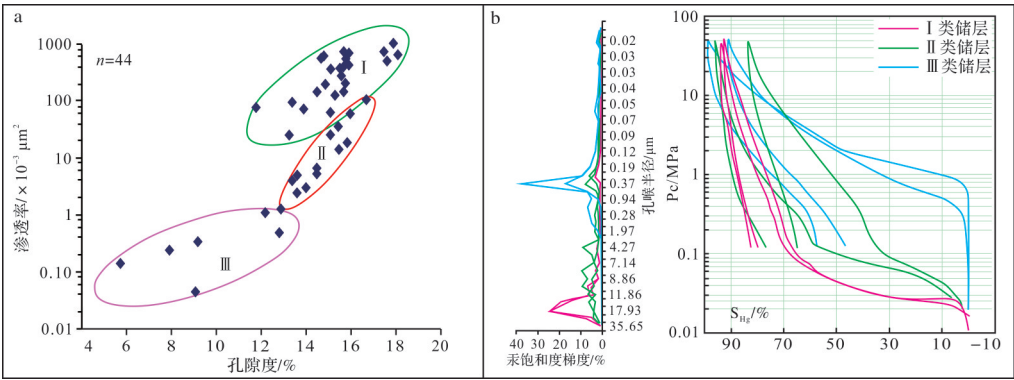


图 11  研究区延安组三角洲平原砂岩三类储层的物性(a)及毛管压力曲线(b)  
Fig.11  Three types of porosity-permeability (a) and capillary pressure curves (b) in the delta plain sandstones from the study area, Yan'an Formation

下形成亮晶方解石,孔隙度进一步减小,孔隙度接近现今实测孔隙度均值3.8%。因该类储层在成岩作用早期大量方解石胶结和压实作用的影响下基本致密,因此无油气充注,为无效储层。各类成岩孔隙演化模型如图9。

4 储层类型及空间展布

四类差异明显的成岩相具有不同的粒度特征和孔隙特征,镜下孔隙度也有明显的差别,不同成岩演化类型的沉积相、岩性、物性和孔喉特征具有较好的分段对应性,储层物性散点图和压汞曲线表现出

显的三类(图 11),孔渗散点图中孔隙度和渗透率相关性较好,数据能够代表基质孔隙度和渗透率特征。结合沉积特征对储层进行综合分类,将储层分为三类,相关分类参数见表 1。

4.1 储层分类

I 类储层成岩相为 I 类,主要为分流河道沉积微相的中粗粒长石石英砂岩、岩屑石英砂岩,部分岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩,物性为中低孔一中高渗,排驱压力在 0.02~0.1 MPa 之间,中值半径在 16~21.7 μm 之间,大孔喉半径贡献较多,该类储层部分高渗样品可能存在裂缝,但显微观察显示超大溶孔

表1 延安组三角洲平原砂岩储层的分类参数表

Table 1 Classification parameters of delta plain reservoir rocks in Yan'an Formation

储层类型	成岩相	沉积微相	粒度	物性及孔喉类别	孔隙度 /%	渗透率 / $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	排驱压力 /MPa	中值压力 /MPa	中值半径 / $\mu\text{m}$	最大进汞饱和度/%
I类	I类	分流河道	中一粗粒	超大溶蚀,大孔喉,中孔中高渗	11~18	20~1 000	0.02~0.1	0.04~1.3	16~27.1	90~95
II类	II类	分流河道	中粒为主 细粒次之	小中孔喉 中孔中低渗	11~17	3~60	0.03~0.41	0.1~2.0	0.8~7.2	80~95
III类	III、IV类	天然堤	含泥 细一粉砂	特小孔喉 低孔特低渗	5~13	0.05~3	0.4~0.9	2~5	0.4~1.3	90~98

发育,孔吼连通性好,其基质渗透率也很高,与其他两类储层相区分;Ⅱ类储层成岩相为Ⅱ类,主要为分流河道沉积微相的中—细粒岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩,物性为中孔中低渗,排驱压力与Ⅰ类储层无明显差异,在0.03~0.41 MPa之间、中值半径在0.8~7.2  $\mu\text{m}$ 之间,主要为中小孔喉半径,峰值较弱,孔隙较分散,呈现微弱的双峰式特征;Ⅲ类储层成岩相为Ⅲ、Ⅳ类,主要为天然堤含泥细—粉砂岩,物性为低孔特低渗储层,排驱压力相对较高,在0.4~0.9 MPa之间,相对发育小孔喉,中值半径在1.3~0.4  $\mu\text{m}$ 之间,孔喉较为集中。以上物性和孔喉划分标准参照《油气储层评价方法 SY/T 6285—2011》<sup>[21]</sup>。

## 4.2 三类储层的空间展布及意义

储层类型的分布主要受沉积微相和差异成岩演化共同控制。储层分类在空间上的分布特征如图 12 所示, 纵向上 I 类储层主要集中在延 6、延 7、延 8 层位, II 类储层在延 7 层分布最多, III 类储层主要分布在延 6 和延 9 两个层位。平面上 I 类储层主要分布在研究区西南部的分流河道中, 该区域多见

工业油流井,主要受差异性成岩作用控制(图12)。

Ⅱ类储层分布在建设性溶蚀作用不发育的分流河道砂岩中,在河道中广泛发育,多为低产油流井。

Ⅲ类储层主要分布在河道边缘的天然堤沉积微相和研究区东南部和北部部分分流河道中,因河道摆动,分流间洼地中也有少量薄层泥质砂岩,也划为Ⅲ类储层,但不具参考价值,因此不在文中讨论,该类储层多为水层或干层。西南部Ⅰ类储层发育的可能因为该期研究区沉积物源主要来自西南部高地,因此西南地区粒度大,不稳定组分多,因此在后期的成岩过程中更易溶蚀而发育溶蚀超大孔形成中孔中高渗储层,东部和北部储层粒度较细,原始孔隙度较低且稳定成分多,后期建设性成岩改造弱而形成低孔低渗储层。

本研究厘清了以差异成岩作用为主要控制因素的储层分类及3类储层在空间上的展布规律,为甜点预测提供理论依据。研究区北部勘探较薄弱,下一步可加大研究区北部地区成岩研究的密度,根据本文研究思路预测有利勘探区。

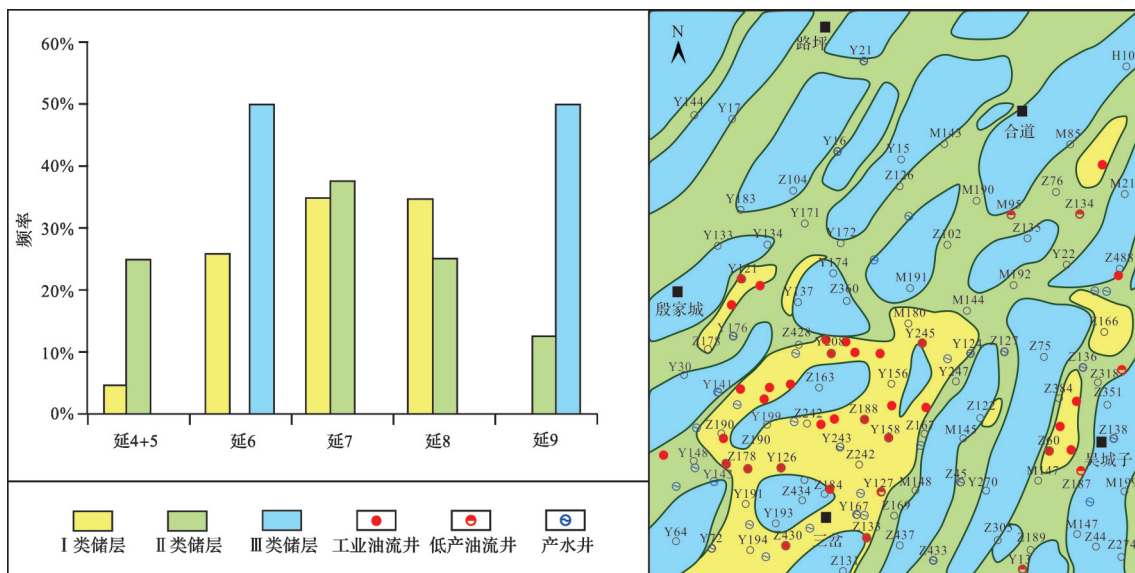


图 12 三类储层的空间分布规律

Fig.12 Spatial distribution of three types of reservoir rocks

## 5 结论

(1) 受原始沉积的碎屑组分、粒度等的影响,成岩作用表现出明显的差异性,分流河道中—粗粒砂岩发育Ⅰ类成岩相,分流河道中—细粒砂岩发育Ⅱ类成岩相,天然堤的含泥细—粉砂岩发育Ⅲ、Ⅳ类成岩相。

(2) 综合成岩类型、岩性、物性及孔隙结构将储层分为三类,Ⅰ类储层粒度较大,原始孔隙度和刚性碎屑含量较高,溶蚀作用发育,发育Ⅰ类成岩相,为大孔喉中孔中高渗储层;Ⅱ类储层发育Ⅱ类成岩相,为小中孔喉、中孔中低渗储层;Ⅲ类储层粒度小,塑性碎屑含量高,压实和胶结作用较强,发育Ⅲ、Ⅳ类成岩相,为特小孔喉、低孔特低渗/致密储层,早期储层的致密化使其缺乏油气显示或仅见Ⅰ、Ⅱ期油气充注。

(3) Ⅰ类储层主要分布在研究区西南部分流河道中,多见工业油流井;Ⅱ类储层在分流河道的其余部位,多为低产油流井;Ⅲ类储层主要分布在天然堤和分流间洼中,在研究区东部和北部部分河道中也有零星分布,多为干井和产水井,试油产量与储层类型具有较好的对应关系,证明了本研究的理论价值和实用意义。

## 参考文献(References)

- [1] 李士祥,邓秀芹,庞锦莲,等. 鄂尔多斯盆地中生界油气成藏与构造运动的关系[J]. 沉积学报, 2010, 28(4): 798-807. [Li Shixiang, Deng Xiuqin, Pang Jinlian, et al. Relationship between petroleum accumulation of Mesozoic and tectonic movement in Ordos Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(4): 798-807.]
- [2] 党犇. 鄂尔多斯盆地构造沉积演化与下古生界天然气聚集关系研究[D]. 西安: 西北大学, 2003. [Dang Ben. The tectonic and sedimentary evolution and its relationship to gas accumulation of Lower Paleozoic in Ordos Basin [D]. Xi'an: Northwest University, 2003.]
- [3] 赵俊兴,陈洪德. 鄂尔多斯盆地侏罗纪早中期甘陕古河的演化变迁[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(2): 152-158. [Zhao Junxing, Chen Hongde. Evolution of Gan-Shaan paleochannel during Early and Middle Jurassic in Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(2): 152-158.]
- [4] 袁珍,李文厚,朱静,等. 鄂尔多斯盆地陇东地区侏罗系古地貌恢复及其对石油聚集的影响[J]. 地质通报, 2013, 32(11): 1806-1814. [Yuan Zhen, Li Wenhong, Zhu Jing, et al. The restoration of Pre-Jurassic paleogeomorphology and its influence on oil accumulation in Longdong area [J]. Geological Bulletin of China, 2013, 32(11): 1806-1814.]
- [5] 王双明,张玉平. 鄂尔多斯侏罗纪盆地形成演化和聚煤规律[J]. 地学前缘, 1999, 6(增刊1): 147-155. [Wang Shuangming, Zhang Yuping. Study on the formation, evolution and coal-accumulating regularity of the Jurassic Ordos Basin [J]. Earth Science Frontier, 1999, 6(Suppl. 1): 147-155.]
- [6] 赵俊峰,刘池洋,赵建设,等. 鄂尔多斯盆地侏罗系直罗组沉积相及其演化[J]. 西北大学学报(自然科学版), 2008, 38(3): 480-486. [Zhao Junfeng, Liu Chiyang, Zhao Jianshe, et al. Sedimentary facies and its evolution of Jurassic Zhiluo Formation in Ordos Basin [J]. Journal of Northwestern University (Natural Science Edition), 2008, 38(3): 480-486.]
- [7] 庞军刚,杨友运,王桂成,等. 鄂尔多斯盆地吴起王洼子地区早侏罗世沉积微相及古地貌恢复[J]. 兰州大学学报(自然科学版), 2014, 50(4): 465-471. [Pang Jungang, Yang Youyun, Wang Guicheng, et al. Reconstruction of the sedimentary microfacies and palaeogeomorphology in Early Jurassic of Wangwazi area of Wuqi county, Ordos Basin [J]. Journal of Lanzhou University (Natural Sciences), 2014, 50(4): 465-471.]
- [8] 叶博,梁晓伟,李卫成,等. 鄂尔多斯盆地陇东地区侏罗系油藏分布规律及成藏模式[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(6): 659-663. [Ye Bo, Liang Xiaowei, Li Weicheng, et al. Reservoir distribution and hydrocarbon accumulation pattern of Jurassic in Longdong area of Ordos Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(6): 659-663.]
- [9] 李凤杰,李磊,林洪,等. 鄂尔多斯盆地吴起地区侏罗系侵蚀古河油藏分布特征及控制因素[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(6): 1109-1117. [Li Fengjie, Li Lei, Lin Hong, et al. Distribution characteristics and controlling factors analyses on incised paleochannel reservoir of valley filling in Jurassic of Wuqi area, Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(6): 1109-1117.]
- [10] 杜海峰. 鄂尔多斯盆地桥镇地区三叠系延长组和侏罗系延安组沉积相与储层特征研究[D]. 西安: 西北大学, 2005. [Du Haifeng. Research on sedimentary facies and reservoir characteristics of Yanchang Formation (Triassic) and Yan'an Formation (Jurassic) of Qiaozhen area in Ordos Basin [D]. Xi'an: Northwest University, 2005.]
- [11] 刘翀. 鄂尔多斯盆地吴起地区侏罗系富县组一延10油层组储层特征研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2012. [Liu Jiang. Research on reservoir characteristics of Fuxian Formation and Yan-10 oil reservoir set in Wuqi area in Ordos Basin [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2012.]
- [12] Hamilton D S. Approaches to identifying reservoir heterogeneity in barrier/strandplain reservoirs and the opportunities for increased oil recovery: An example from the prolific oil-producing Jackson-Yegua trend, south Texas [J]. Marine and Petroleum Geology, 1995, 12(3): 273-290.
- [13] Rahman M J J, Worden R H. Diagenesis and its impact on the

- reservoir quality of Miocene sandstones (Surma Group) from the Bengal Basin, Bangladesh[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, 77: 898-915.
- [14] 操应长,程鑫,王艳忠,等. 车镇北带古近系砂砾岩储层成岩作用特征及其对物性的影响[J]. *沉积学报*, 2015, 33(6): 1192-1203. [Cao Yingchang, Cheng Xin, Wang Yanzhong, et al. Diagenesis of Paleogene glutenite reservoir and its control on physical property in the north zone of Chechen Sag[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2015, 33(6): 1192-1203.]
- [15] 王琪,马东旭,余芳,等. 鄂尔多斯盆地临兴地区下石盒子组不同粒级砂岩成岩演化及孔隙定量研究[J]. *沉积学报*, 2017, 35(1): 163-172. [Wang Qi, Ma Dongxu, Yu Fang, et al. The diagenetic evolution and quantitative research of porosity in different grain size sandstones of the lower Shihezi Formation in Linxing area, Ordos Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2017, 35(1): 163-172.]
- [16] 胡才志,罗晓容,张立宽,等. 鄂尔多斯盆地中西部长9储层差异化成岩与烃类充注过程研究[J]. *地质学报*, 2017, 91(5): 1141-1157. [Hu Caizhi, Luo Xiaorong, Zhang Likuan, et al. Differential diagenesis and hydrocarbon charge process of the 9th member of Yanchang Formation in the central and western Ordos Basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2017, 91(5): 1141-1157.]
- [17] 张鑫. 鄂尔多斯盆地演武西地区侏罗系沉积储层特征研究[D]. 成都:成都理工大学, 2017. [Zhang Xin. Characteristics of Jurassic sedimentation and reservoirs in the west of YanWu area, Ordos Basin[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2017.]
- [18] 傅磊. 鄂尔多斯盆地演武地区侏罗系延安组延7段沉积相及储层特征研究[D]. 荆州:长江大学, 2017. [Fu Lei. The study on sedimentary facies and reservoir characteristics of Yan7 oil group of Jurassic Yan'an Formation in YanWu area, Ordos Basin[D]. Jingzhou: Yangtze University, 2017.]
- [19] 刘池洋,赵红格,桂小军,等. 鄂尔多斯盆地演化—改造的时空坐标及其成藏(矿)响应[J]. *地质学报*, 2006, 80(5): 617-638. [Liu Chiyang, Zhao Hongge, Gui Xiaojun, et al. Space-Time coordinate of the evolution and reformation and mineralization response in Ordos Basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2006, 80(5): 617-638.]
- [20] 国家石油和化学工业局. SY/T 5368-2000 岩石薄片鉴定[S]. 北京:石油工业出版社, 2000: 3-4. [National Petroleum and Chemical Industry Bureau. SY/T 5368-2000 thin section examination of rock[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000: 3-4.]
- [21] 国家能源局. SY/T 6285-2011 油气储层评价方法[S]. 北京:石油工业出版社, 2011: 2-3. [National Energy Bureau. SY/T 6285-2011 evaluating methods of oil and gas reservoirs[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 2-3.]
- [22] 国家经济贸易委员会. SY/T 5477-2003 碎屑岩成岩阶段划分[S]. 北京:石油工业出版社, 2003. [National Economic and Trade Commission. SY/T 5477-2003 the division of diagenetic stages in clastic rocks[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003.]
- [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.

## Differential Diagenesis of Delta Plain Sandstone and Its Control on Reservoir Classification: A case study on Yan'an Formation in Yinjiacheng area, southwestern Ordos Basin

PAN Xing<sup>1,2</sup>, WANG HaiHong<sup>3,4</sup>, WANG ZhenLiang<sup>1,2</sup>, LIU YiCang<sup>3,4</sup>, GAO XuHui<sup>1,2</sup>,  
WANG LianGuo<sup>3,4</sup>, XIAO ShengDong<sup>1,2</sup>

1. State Key Laboratory of Continental Dynamics, Northwest University, Xi'an 710069, China

2. Department of Geology, Northwest University, Xi'an 710069, China

3. National Engineering Laboratory for Exploration & Development of Low Permeability Oil/Gas Fields, Xi'an 710021, China

4. Oil Production Plant 11, Changqing Oilfield, Qingyang, Gansu 745000, China

**Abstract:** Diagenesis directly affects the pore evolution of reservoirs and controls the physical properties and oil content of reservoirs. It is of great significance to clarify the differential diagenesis of reservoirs and the sequence of hydrocarbon charging. Several techniques were used to study the sandstone reservoir rocks of the delta plain subfacies in the Yan'an Fm (J<sub>1</sub>) in the Yinjiacheng-Hedao area: observation of cores and thin-section optical microscopy, XRD, fluorescence, physical properties, mercury injection, and other testing methods. The study has shown that the differ-

ences in the original sedimentary features and diagenetic fluids are the main reasons for the differences in reservoir diagenesis. There is good correspondence between diagenetic facies, reservoir types and oil production. Medium-to-coarse-grained sandstones in distributary channel sedimentary microfacies have large initial porosity, strong acid dissolution, well-developed grain mold pores and throats, and good pore-throat connectivity. The porosity range is 11%-18% and the permeability range is  $(20-1\ 000)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ . Displacement pressure fluctuates between 0.02 MPa and 0.1 MPa, and the median pressure ranges from 0.04 MPa to 1.3 MPa. The median radius range is 16-27.1  $\mu\text{m}$ . This develops large pores and throats and results in medium-porosity and medium-to-high permeability reservoirs. This type of reservoir rock has undergone phases 1, 2 and 3 hydrocarbon charging, which produces industrial-grade oil flow and is classified as a Type I reservoir. The diagenetic evolution of medium-to-fine sandstone in distributary channel sedimentary microfacies is relatively slow and homogeneous. Acid dissolution produces a large number of dispersed dissolution pores but the connectivity is poor and therefore its permeability is low. This is its main difference from a Type I reservoir with similar porosity. The porosity range is 11%-17% and the permeability range is  $(3-60)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ . The displacement pressure fluctuates between 0.03 MPa and 0.41 MPa, and the median pressure ranges from 0.1 MPa to 2.0 MPa. The median radius is 0.8-7.2  $\mu\text{m}$ . Small-to-mesopores and throats are developed, forming medium-porosity and medium-to-low permeability reservoirs. This type of reservoir rock has undergone phases 1, 2 and 3 hydrocarbon charging, and has low oil flow. It is classified as a Type II reservoir. Pelitic fine siltstone in natural levee sedimentary microfacies is strongly compacted, which is the main cause of the small pore size. It is characterized by the bending deformation of mica. This type of reservoir has a porosity from 5% to 13% and a permeability from  $(0.05-3)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ . The displacement pressure fluctuates between 0.4 MPa and 0.9 MPa; median pressure ranges from 2 MPa to 5 MPa. The median radius ranges from 0.4  $\mu\text{m}$  to 1.3  $\mu\text{m}$ . Such reservoirs are low-porosity and extra-low-permeability reservoirs, or 'tight' reservoirs. Depending to the calcite content, this kind of reservoir may be further divided into two types. One kind has no obvious calcite cementation, and because it develops extra-small pore throats, it is regarded as a low-porosity and extra-low-permeability reservoir. This kind of reservoir has undergone stages 1 and 2 hydrocarbon charging, which has high water production. The other kind has developed both strong compaction and a large amount of calcite cementation. This kind has no hydrocarbon display, and is regarded as a 'dense' or 'invalid' reservoir. This kind of reservoir is a 'dry layer'. Both of these are classified as Type III reservoirs. Strong relationships were found between the spatial distribution of the different reservoir rock types and the oil yields of individual wells, so it is suggested that this study provides theoretical support for the prediction of further productive reservoirs.

**Key words:** differential diagenesis; pore evolution; reservoir classification; Yan'an Formation; Ordos Basin