

文章编号: 1000-0550(2017)04-0812-12

doi: 10.14027/j.cnki.cjxb.2017.04.015

# 东营凹陷盐家地区沙四上亚段砂砾岩储层分类评价方法

李桥<sup>1</sup>, 王艳忠<sup>1</sup>, 操应长<sup>1,2</sup>, 程鑫<sup>1</sup>

1. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东青岛 266580

2. 海洋国家实验室海洋矿产资源评价与探测技术功能实验室, 山东青岛 266071

**摘要** 综合利用岩芯观察、薄片鉴定、物性测试等技术方法,以孔隙度、储集空间特征、成岩作用特征、孔喉分布特征以及含油性特征等为综合分类依据,将东营凹陷盐家地区沙四上亚段近岸水下扇砂砾岩储层划分成 3 大类 7 小类。I-1 类以中等偏弱压实—弱胶结为特征,原生孔隙相对发育; I-2 类以中等压实—较强溶蚀为特征,长石、岩屑溶孔以及晶间孔相对发育; I-3 类以中等胶结—较强溶蚀为特征,碳酸盐、长石溶孔相对发育; II-1 类以中等偏强压实—中等溶蚀为特征,长石、岩屑溶孔相对发育; II-2 类以中等偏强胶结—中等溶蚀为特征,碳酸盐、长石溶孔相对发育; III 类孔隙不发育,III-1 类以强压实为特征,III-2 类以强胶结为特征。从 I-1 类到 III-2 类储层孔隙含量降低,孔喉结构变差,荧光强度降低,岩芯油气显示变弱。结合试油试采资料对不同沉积亚相储层组合类型进行了评价,结果表明不同沉积相带储层组合对应的产能存在较大差异,其中扇中储层组合类型相对优越,储层组合单层厚度变化大,对应着中等—高单位厚度日产液量;扇根储层组合类型次之,储层组合单层厚度较大,对应着较低的单位厚度日产液量;扇缘储层组合类型最差,储层组合单层厚度最薄,对应着低单位厚度日产液量。

**关键词** 砂砾岩; 储层分类; 储层特征; 储层评价

**第一作者简介** 李桥,男,1994 年出生,硕士研究生,沉积学及油气储层地质学, E-mail: 1105495278@qq.com

**通讯作者** 王艳忠,男,副教授, E-mail: wangyanzhong1980@163.com

中图分类号 P618.13 文献标识码 A

## 0 引言

目前常用的砂砾岩储层分类评价方法主要包括多因素综合定性和定量评价这两类,并逐渐从定性综合评价向定量综合评价发展,评价的参数逐渐从宏观物性、含油饱和度等参数向宏观参数与微观孔喉结构等参数组合发展,评价的手段从单一地质学方法向数学和地质等方法综合分析发展。无论是定性砂砾岩储层评价还是定量砂砾岩储层评价,都以孔隙度和渗透率或者孔隙度差值和渗透率差值应用最为普遍<sup>[1-5]</sup>。但是,随着进一步的研究发现,在砂砾岩取样测量过程中常常存在以下两个问题: 1) 注水钻样过程的高压环境会导致砾石含量高、物性差的岩石沿着砾石边缘形成贴粒缝或者直接钻遇大砾石颗粒; 2) 对于深层致密砂砾岩储层,流体在其中的运移基本处于非达西渗流状态,表现出一种与尺度相关的流动效应,如气体在致密砂岩中流动时出现明显的滑脱效应<sup>[6]</sup>。这两个问题的存在会导致得到的砂砾岩储

层的渗透率数据偏差较大,而对孔隙度的影响相对较小。由于目前储层分类评价方案基本都涉及到渗透率数据,受控于砂砾岩储层渗透率数据的不准确性,认为目前常用的储层分类评价方法在用于深部砂砾岩储层分类评价时存在较大的缺陷,不能够准确的反映深部砂砾岩致密储层的好坏。此外,受不同研究工区、地质特征及现有资料情况等的影 响,不同研究区的分类评价参数及标准差异很大,并且针对某些数学评价方法由于在分类过程中需要不断调整参数选择、权重等,工作量巨大<sup>[1]</sup>,导致目前常用的储层分类评价方法及成果推广性及适用性有限。

东营凹陷盐家地区近岸水下扇砂砾岩体紧邻生油中心分布,并与烃源岩呈指状接触,成藏条件优越<sup>[7-8]</sup>,易形成岩性油气藏或断层与岩性复合的油气藏,蕴藏了丰富的油气资源,已经成为中国东部断陷湖盆主要的油气勘探开发对象<sup>[9-10]</sup>。近年来,东营凹陷北带东部近岸水下扇砂砾岩油气勘探在丰深 1 井(4 316.6~4 343 m)日产油 81.7 t,日产气 11.8×10<sup>4</sup>

收稿日期: 2016-10-22; 收修改稿日期: 2016-12-14

基金项目: 国家自然科学基金石油化工联合基金重点项目(U1262203); 国家科技重大专项(2016ZX05006-003); 中央高校基本科研业务经费专项(15CX08001A) [Foundation: Key United Foundation of National Natural Science of China and Petrochemical Industry, No. U1262203; National Science and Technology Special Grant; No. 2016ZX05006-003; Fundamental Research Funds for the Central Universities, No. 15CX08001A]

m<sup>3</sup>) 和盐 222 井(3 985.8~4 194.6 m 日产油 17.7 t、日产水 6.63 m<sup>3</sup>) 取得重大突破<sup>[11]</sup>。但是,近岸水下扇砂砾岩体储层特征受多种因素影响:一方面,近岸水下扇砂砾岩体特殊的事件性沉积,导致沉积单元体分布复杂,岩相变化快且差异性大,岩石特征复杂;另一方面,深层近岸水下扇砂砾岩储层成岩作用特征复杂,储层经历了多期胶结作用、多期溶解作用以及多期油气充注过程,而且扇体不同部位成岩响应特征差异性大,导致现今储层非均质性强<sup>[9-19]</sup>。这种受控于原始沉积作用和成岩作用改造的复杂储层特征,严重制约了盐家地区的进一步勘探部署。因此,优选储层分类评价参数,建立一套适合于盐家地区沙四上亚段近岸水下扇砂砾岩体储层分类评价方案,并依据新方案加强对储层基本特征研究以及对不同类型储层及储层组合进行准确评价,对于盐家地区近岸水下扇砂砾岩体储层的勘探部署及开发具有一定的指导意义。

### 1 地质概况

盐家地区位于东营凹陷北带东段,是由陈南铲式扇形边界断层所控制的近东西走向的陡斜坡构造带,北部为陈家庄凸起,东部为青坨子凸起,西部为胜坨地区,南邻民丰洼陷<sup>[20-21]</sup>(图 1)。陈南断裂在后期构造运动和风化剥蚀的共同作用下,形成了断坡陡峭、山高谷深、沟梁相间的古地貌,自西向东依次发育了盐 16 和盐 18 两条古冲沟,成为研究区大量粗碎屑物质的补给通道<sup>[8, 21-22]</sup>。沙四上亚段沉积时期,东营凹陷处于断陷期的深陷—扩张阶段,陈南断层强烈活动,湖盆大幅度沉降。在这种古构造背景的控制下,

季节性洪水携带大量粗碎屑物质沿古冲沟入湖,在边界断裂面上发育多期近岸水下扇沉积<sup>[16]</sup>,表现为顶端指向古冲沟、向湖盆中心伸展的楔形体。近岸水下扇砂砾岩扇体沿陡坡快速堆积,平面上呈底平顶凸的沉积“扇背斜”形态,交叉叠置展布;纵向上多期次正旋回叠合,形成巨厚的砂砾岩体,为油气的富集成藏提供了良好的场所。近岸水下扇可划分为扇根、扇中和扇缘 3 个亚相。其中扇根亚相主要为水道微相杂基支撑砾岩沉积,分选差,垂向上递变不明显;扇中亚相包括辫状水道微相和水道间微相,辫状水道微相主要为颗粒支撑砂砾岩沉积,杂基含量低,常见冲刷面、正粒序层理等沉积构造;水道间微相以发育典型浊积岩为主,粒度较细;扇缘主要发育厚层泥岩夹薄层砂岩沉积。

### 2 储层分类及特征

#### 2.1 储层分类方法

分类评价参数的选取是储层评价研究中的关键性问题,参数选取的合理与否,直接决定了评价结果的合理性和正确性。因此,立足于已有的资料以及研究的侧重点,选取的参数必须在数据来源准确的情况下要能充分准确的表征储层的特征。东营凹陷盐家地区沙四上亚段砂砾岩储层埋深介于 3 000~4 300 m 之间,整体埋深较深。其中孔隙度小于 10% 的样品占总数的 75.1%,渗透率小于 1×10<sup>-4</sup> μm<sup>2</sup> 的样品占样品总数的 50.3%,表明研究区沙四上亚段砂砾岩储层大部分为致密储层<sup>[23]</sup>。高压压汞技术能够测量的孔喉半径为 1.8 nm~180 μm<sup>[24]</sup>,因此压汞数据能够

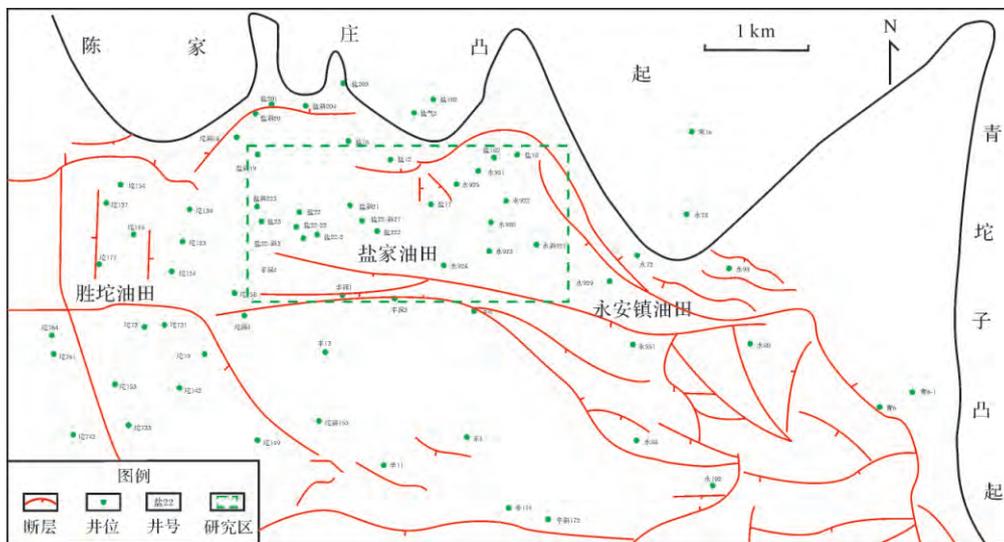


图 1 东营凹陷盐家地区构造位置(据文献[16]修改)

Fig.1 Structural setting of Yanjia area, Dongying depression( modified from reference [16 ])

较为真实反映研究区砂砾岩储层孔喉特征。由于储层质量受沉积条件和成岩作用共同控制<sup>[9]</sup>,立足于岩芯观察、薄片鉴定、荧光鉴定与高压压汞测试等一体化分析测试资料,本文选取孔隙度、微观储集空间特征、孔喉分布特征、含油性特征以及成岩作用特征等参数,建立宏观与微观特征参数之间的联系,通过对孔隙度区间细分并精细表征每个孔隙度区间的上述微观特征,总结并合并具有相似特征的孔隙度区间,再结合成岩作用特征及主要的储集空间类型特征对东营凹陷盐家地区沙四上亚段近岸水下扇砂砾岩储层进行综合分类。

### 2.2 储层分类过程及结果

研究区沙四上亚段砂砾岩孔隙度在 1.28% ~ 19.2% 平均为 7.89%。针对孔隙度分布进行统计发现孔隙度小于 5% 的样品占样品总数的 20.4%,孔隙度介于 5% ~ 10% 的样品占样品总数的 53.1%,孔隙度大于 10% 的样品占样品总数的 26.5%。根据孔隙度分布情况选取孔隙度 0%、2.5%、5%、6%、7%、8%、9%、10%、12.5%、15% 和 20% 为界限将盐家地区近岸

水下扇砂砾岩整体划分为 10 个区间,再结合岩芯观察、薄片鉴定、荧光鉴定与压汞测试等一体化分析测试样品点,总结每个区间内岩石的孔隙发育程度、孔喉大小、孔喉连通性、含油性等特征。在明确 10 个孔隙度区间的上述特征基础上,分别将具有相似特征的孔隙度区间进行合并分类,并以此作为分类划分的依据。最后将 10 个孔隙度小区间合并为具有相似特征的孔隙度大于 9%、孔隙度介于 5% ~ 9% 以及孔隙度小于 5% 三个大区间,三个大区间分别对应 I 类储层(优质储层)、II 类储层(一般储层)以及 III 类储层(非有效储层)。在三大类储层划分的基础上,结合主要的成岩作用特征及主要的储集空间类型将 I 类储层划分为原生孔隙型优质储层、压实溶蚀一次生孔隙型优质储层和胶结溶蚀一次生孔隙型优质储层,分别对应 I-1 类、I-2 类和 I-3 类储层;将 II 类储层划分为压实溶蚀一次生孔隙型一般储层和胶结溶蚀一次生孔隙型一般储层,分别对应 II-1 类和 II-2 类储层;将 III 类储层划分为强压实型和强胶结型非有效储层,分别对应 III-1 和 III-2 类储层(表 1 2 3)。

表 1 东营凹陷盐家地区沙四上亚段近岸水下扇砂砾岩体储层分类

Table 1 The reservoir classification of gletenite in the near-shore subaqueous fan of the upper section of the Fourth member of Shahejie Formation in Yanjia area, Dongying depression

物性标准	孔隙度范围	平均孔隙度	次生溶蚀孔隙度平均值 <sup>[25-26]</sup>	样品数量	沉积相带	岩性	储集空间	成岩作用特征	碳酸盐胶结物平均含量	颗粒接触类型比例	岩芯含油性	荧光特征 <sup>[27]</sup>	孔喉连通特征	平均孔喉半径/ $\mu\text{m}$	最大连通孔喉半径/ $\mu\text{m}$
$\Phi \geq 9\%$	10.1% ~ 19.2%	14.15%	2.28%	25	扇中亚相	砂岩、含砾砂岩、砾质砂岩	以原生孔为主,少量次生孔隙	中弱压实—中弱溶蚀—碳酸盐弱胶结	1.77%	点接触比例 50% ~ 75%, 线接触比例 25% ~ 50%	油浸—饱和油	较强荧光	好	2.60 ~ 3.92	9.19 ~ 14.7
	9.5% ~ 14.54%	11.40%	7.89%	37	扇中亚相单序顶部	砂岩、含砾砂岩、砾质砂岩、砾岩	溶蚀孔含量大于 50% 晶间孔和原生孔也发育	中强压实—较强溶蚀—碳酸盐弱/中等胶结	6.21%	线接触比例 > 75%, 凹凸接触比例 < 25%				0.68 ~ 2.60	2.45 ~ 9.19
	9.13% ~ 11.10%	9.74%	6.89%	12	扇中亚相远泥岩部位	砂岩、含砾砂岩、砾质砂岩、颗粒支撑砾岩	溶蚀孔含量大于 50% 晶间孔也发育	中强压实—较强溶蚀—碳酸盐中等胶结	9.62%	线接触比例 > 75%, 凹凸接触比例 < 25%				0.57 ~ 2.14	2.25 ~ 7.56
$5\% \leq \Phi < 9\%$	6.23% ~ 8.9%	7.80%	5.84%	32	扇中亚相/扇根亚相单序顶部	砂岩、含砾砂岩、砾质砂岩、颗粒支撑砾岩	溶蚀孔含量大于 50% 晶间孔和原生孔也发育	中强压实—中等溶蚀—碳酸盐弱/中等胶结	6.40%	线接触比例 > 75%, 凹凸接触比例 < 25%	油迹—油斑	中等荧光	中等	0.34 ~ 1.23	0.98 ~ 5.13
	5% ~ 7.46%	6.14%	5.55%	31	扇中亚相远泥岩部位	砂岩、含砾砂岩、砾质砂岩、颗粒支撑砾岩	溶蚀孔含量大于 90% 晶间孔也发育	中强压实—中等溶蚀—碳酸盐中等胶结/较强胶结	12.31%	线接触比例 > 75%, 凹凸接触比例 < 25%				0.2 ~ 1.18	0.74 ~ 4.90
$\Phi < 5\%$	2.8% ~ 4.94%	4.12%	0.32%	12	扇根亚相、扇中亚相单序底部	砾质砂岩、颗粒支撑砾岩、杂基支撑砾岩	显孔不发育	强压实—弱溶蚀—碳酸盐弱胶结	2.61%	线接触比例 < 75%, 凹凸接触比例 > 25%	不含油	暗荧光—不发荧光	差	0.07 ~ 0.33	0.37 ~ 1.84
	1.28% ~ 4.15%	3.04%	0.06%	10	扇中亚相近泥岩部位、扇缘亚相	砂岩、含砾砂岩、砾质砂岩		中等压实—弱溶蚀—强胶结	19.57%	点接触比例 < 25%, 线接触比例 50% ~ 75%, 凹凸接触比例 > 25%				0.03 ~ 0.19	0.15 ~ 0.74

注: 次生溶蚀孔隙度是借助铸体薄片统计溶蚀孔隙面孔率,再通过显孔隙度与面孔率函数关系求得<sup>[25-26]</sup>。

表 2 东营凹陷盐家地区沙四上亚段近岸水下扇砂砾岩体压实级别划分标准(据文献[28]修改)

Table 2 The compaction level division standard of gletenite in the near-shore subaqueous fan of the upper section of the Fourth member of Shahejie Formation in Yanjia area , Dongying depression( modified from reference [28 ])

压实级别划分	颗粒接触类型比例/%			长石颗粒变形破碎程度
	点接触	线接触	凹凸接触	
弱压实	>75	<25	0	无变形破裂现象
中弱压实	50~75	25~50	0	少量变形
中等压实	<25	50~75	<25	变形为主
中强压实	0	>75	<25	少量破裂
强压实	0	<75	>25	破裂为主

表 3 东营凹陷盐家地区沙四上亚段近岸水下扇砂砾岩体胶结及溶蚀作用级别划分标准

Table 3 The cementation and dissolution level division standard of gletenite in the near-shore subaqueous fan of the upper section of the Fourth member of Shahejie Formation in Yanjia area , Dongying depression

胶结/溶蚀作用级别划分	弱	中等	较强	强
胶结物含量	<5%	5%~10%	10%~15%	>15%
溶蚀孔含量	<3%	3%~6%	6%~9%	>9%

### 2.3 储层的基本特征

在 3 大类 7 小类储层划分的基础上,从沉积相和成岩作用特征方向入手,结合储集空间类型以及孔喉结构特征等总结了每类储层的基本特征。

#### 2.3.1 I 类储层基本特征

I 类储层(优质储层)对应孔隙度大于 9% 的区间(图 2),原生孔隙型优质储层即指储集空间以原生孔隙为主(原生孔隙相对含量占 50% 以上)的储层,而压实溶蚀一次生孔隙型优质储层与胶结溶蚀一次生孔隙型优质储层,顾名思义是指储集空间以次生孔隙为主(次生孔隙相对含量占 50% 以上)的储层。其中 I-1 类储层主要发育于扇中亚相,岩性为分选较好、杂基含量低的颗粒支撑砂岩,包括砂岩、含砾砂岩以及砾质砂岩等。整体以中等偏弱压实—中弱溶蚀—碳酸盐弱胶结成岩作用特征为主:压实作用中等偏弱,颗粒以点接触为主,也可见线接触;溶蚀作用弱,并以长石、岩屑颗粒溶蚀为主,碳酸盐胶结物只发生微弱溶蚀;胶结作用较弱,石英次生加大较为常见;碳酸盐胶结物含量极低,只零星分布在原生粒间或溶扩孔中,且以白云石和铁白云石为主,少量(铁)方解石。储集空间较为发育,平均孔隙度为 14.15%,主要为原生孔隙,表现为较规则的多边形状的粒间残余孔

隙或者与次生孔隙结合的溶扩孔,且原生孔隙含量大于视孔隙度的 50%,此外还可见溶蚀孔、晶间孔等类型孔隙。孔喉半径大,孔隙之间连通性好,储层整体上孔喉结构较好。荧光薄片下显示较强荧光特征,岩芯有明显油气显示,为优质储层。

I-2 类储层主要发育于扇中亚相单相序的顶部,岩性为分选较好、杂基含量低的颗粒支撑砂岩,包括砂岩、含砾砂岩与砾质砂岩。主要以中等压实—较强溶蚀—碳酸盐弱—中等胶结成岩作用特征为主:压实作用中等,颗粒以线接触为主,可见少量刚性颗粒破碎以及塑性颗粒变形;溶蚀作用较强,并以长石、岩屑颗粒溶蚀为主,主要沿长石颗粒边缘及解理缝发生剧烈溶蚀,碳酸盐胶结物只发生微弱溶蚀,常被溶解为斑状或残余状,此外还可见少量黑云母在较强压实作用下变形破碎被溶蚀;胶结作用较弱时,石英次生加大与高岭石较为常见,碳酸盐胶结物少,胶结作用中等偏弱时,碳酸盐胶结物常见,并主要为铁方解石和铁白云石,此外还可见少量黄铁矿发育。储集空间较为发育且类型多样,平均孔隙度为 11.4%,主要为次生溶蚀孔隙,次生溶蚀孔隙含量占总孔隙度的 50% 以上,此外还可见部分原生孔隙以及高岭石晶间孔。孔喉半径大,孔隙之间连通性较好,储层整体上孔喉结构较好。荧光薄片下显示较强荧光特征,岩芯也有明显油气显示,为优质储层。

I-3 类储层主要发育于扇中亚相水道间微相与辫状水道微相单相序远泥岩部位,岩性为分选好、杂基含量较低的颗粒支撑砂岩,包括砂岩、含砾砂岩、砾质砂岩以及颗粒支撑砾岩。主要以中等压实—较强溶蚀—碳酸盐中等胶结成岩作用特征为主:压实作用中等,颗粒以线接触为主;溶蚀作用较强,但较压实溶蚀型次生优质储层弱,长石、岩屑溶蚀及碳酸盐溶蚀均较发育;胶结作用中等,主要为碳酸盐胶结,其中又以方解石和铁方解石胶结为主,此外还可见少量石英次生加大、高岭石以及黄铁矿。储集空间较为发育但是单一,平均孔隙度为 9.74%,主要为次生溶蚀孔隙,且次生溶蚀孔隙含量占总孔隙度的 50% 以上,此外还发育少量高岭石晶间孔等。孔喉半径中等偏大,但与 I-2 类储层(压实溶蚀一次生孔隙型)相比相对较小,孔隙之间连通性中等偏好,储层整体上孔喉结构中偏好。荧光薄片下显示较强荧光特征,岩芯上也有明显油气显示,为优质储层。

综上所述,I-1 类储层由于压实程度低导致原生孔隙能够较好的保存,储层特征方面最佳;I-2 类

储层虽发生较强溶蚀,但由于晚期铁方解石铁白云石中等偏弱胶结又存在一个减孔降渗的过程,因此储层特征上整体差于I-1类储层;I-3类储层也发生较强溶蚀,但由于存在两期碳酸盐胶结且胶结作用中等,因此储层特征方面又略逊于I-2类储层。

### 2.3.2 II类储层基本特征

II类储层(一般储层)对应孔隙度介于5%~9%(图3)。针对发育的相带位置,II-1类储层与I-2类储层之间细微的差别在于II-1类储层除了在扇中亚相单相序顶部发育,也能在扇根亚相单相序顶部发

储层类型	岩性剖面	岩芯照片	储集空间特征	成岩作用特征	荧光特征
I-1型		<p>盐22-22,3 343.2 m</p>	<p>盐22-22,3 343.2 m.原生孔发育,孔隙之间连通性好(-)</p>	<p>盐22-22,3 343.2 m.颗粒以点一线接触为主(-)</p>	<p>强荧光显示</p>
		<p>盐斜21,3 053.6 m</p>	<p>盐斜21-3 053.6 m.原生孔和溶蚀孔都较发育(-)</p>	<p>盐斜21-3 053.6 m.欠压实,颗粒点接触为主,碳酸盐弱胶结(+)</p>	<p>强荧光显示</p>
I-2型		<p>盐22-22,3 476.9 m</p>	<p>盐22-22,3 476.9 m.溶蚀孔发育(-)</p>	<p>盐22-22,3 476.9 m.强压实,颗粒紧密接触,溶蚀作用发育(-)</p>	<p>较强的荧光显示</p>
I-3型		<p>盐22-22,3 431.5 m</p>	<p>盐22-22,3 431.75 m.溶蚀孔隙较发育(-)</p>	<p>盐22-22,3 431.75 m.碳酸盐中强胶结,溶蚀作用中等发育(+)</p>	<p>较强的荧光显示</p>

图2 I类储层基本特征

Fig.2 The basic characteristics of I-type reservoir

储层类型	岩性剖面	岩芯照片	储集空间特征	成岩作用特征	荧光特征
II-1型		<p>盐22-22,3 514 m</p>	<p>盐22-22,3 514 m.溶蚀孔发育(-)</p>	<p>盐22-22,3 514 m.中强压实,颗粒紧密接触,溶蚀中等发育,碳酸盐弱胶结(-)</p>	<p>中等的荧光显示</p>
II-2型		<p>盐22-22,3 506.6 m</p>	<p>盐22-22,3 506.6 m.溶蚀孔隙较发育(-)</p>	<p>盐22-22,3 506.6 m.方解石中强胶结,溶蚀作用中等发育(-)</p>	<p>中等偏弱的荧光显示</p>

图3 II类储层基本特征

Fig.3 The basic characteristics of II-type reservoir

育,并且同时发育于扇中亚相时 II-1 类储层发育的位置更靠近扇根;针对成岩作用特征方面,II-1 类储层溶蚀作用发育程度普遍低于 I-2 类储层,以中等溶蚀作用为主,压实作用也略强于 I-2 类储层。II-1 类储层平均孔隙度为 7.80%,以发育次生孔隙为主,孔喉半径中等,孔隙之间连通性中等偏差,储层整体上孔喉结构中等,荧光薄片下显示中等强度荧光特征,岩芯也有油气显示,为一般储层。II-2 类储层和 I-3 类储层发育相带与成岩作用特征也基本相似,细微差别在于 II-2 类储层发育相带更靠近扇缘,溶蚀作用发育程度上低于 I-3 类储层,以中等溶蚀作用为主,且胶结作用稍强于 I-3 类储层。II-2 类储层平均孔隙度为 6.14%,储集空间较为发育但是单一,主要为次生溶蚀孔隙,且次生溶蚀孔隙含量占镜下孔隙的 90% 以上。孔喉半径中等,孔隙之间连通性中等偏差,储层整体上孔喉结构中等。荧光薄片下显示中等强度一暗荧光特征,岩芯也有油气显示,为一般储层。与 I-2 类储层和 I-3 类储层关系相对应,II-1 类储层整体上孔喉结构特征较 II-2 类储层的更好。

### 2.3.3 III 类储层基本特征

III 类储层(非有效储层)对应孔隙度小于 5% 区间(图 4)。III-1 类储层根据其发育相带的不同可分为扇根亚相和扇中亚相两类。发育于扇根亚相的强压实型储层,岩性可分为杂基支撑砂砾岩和颗粒支撑砂砾岩:分选差灰泥杂基含量高的杂基支撑砾岩,表现为整套强压实型储层;分选较好、杂基含量少的颗粒支撑砂砾岩,包括砾质砂岩及颗粒支撑砾岩,表现为相序底部发育强压实型储层。发育于扇中亚相的强压实型储层主要形成于单相序底部,岩性为砾岩或砾质砂岩。两类强压实型储层都以强压实—弱溶蚀—碳酸盐弱胶结成岩作用为特征:压实作用强,颗粒之间接触紧密,以线接触—凹凸接触为主,可见大量刚性颗粒破碎以及塑性颗粒压实变形;溶蚀作用极弱,仅可见极少量长石、岩屑颗粒发生微弱溶蚀;胶结作用较弱,可见少量碳酸盐胶结与灰泥杂基重结晶。这两类强压实型储层储集空间基本不发育,镜下不见孔隙,孔隙之间几乎不连通,孔隙度均小于 5%,平均值为 4.12%。荧光薄片下显示暗荧光—不发荧光特征,岩芯没有油气显示。

III-2 类储层根据其发育的相带及在相序中位置的差异性可分为扇中厚层砂体顶底近泥岩部位强胶结型储层、扇中厚层砂体中部强胶结型储层以及扇缘

薄层砂部位强胶结型储层。扇中厚层砂体顶底近泥岩部位强胶结型储层特征包括:砂体叠加样式为单期或多期正粒序砂砾岩体垂向叠加,顶底有较厚层的泥岩,这类储层主要发育在整个砂砾岩体叠加组合顶底靠近泥岩部位,成岩作用以强胶结为特征,并主要为方解石和白云石强胶结,每套砂砾岩体叠加组合远泥岩部位胶结作用弱,溶蚀作用中等发育。扇中厚层砂体中部强胶结型储层基本特征包括:砂体叠加样式为多期正粒序砂砾岩体垂向叠加,该类储层主要发育在相序中部,成岩作用以强胶结为特征,并主要为晚期铁方解石或铁白云石强胶结,每个相序两端胶结作用弱,溶蚀作用中等发育。扇缘薄层砂部位强胶结型储层:砂体叠加样式为厚层泥岩夹中薄层砂砾岩或泥岩与砂砾岩互层状,整段成岩作用以强胶结为特征,并以方解石胶结为主。III-2 类储层镜下孔隙不发育,颗粒之间基本上全被碳酸盐充填,孔隙度小于 5%,平均值为 3.04%。荧光薄片下显示暗荧光—不发荧光特征,岩芯没有油气显示。

## 3 各沉积亚相储层组合类型特征

近岸水下扇是在控盆断层幕式活动和气候因素的控制下由多种沉积作用形成的有序组合体,纵向上完整的正旋回自下而上为泥石流沉积、阵发性洪水沉积、间歇期山区河流和湖相悬浮沉积,在扇体不同位置由于后期扇体在沉积过程中对前期扇体不同程度的侵蚀,可能导致缺失某种沉积作用的沉积物<sup>[13,29]</sup>。近岸水下扇不同亚相(微相)沉积作用和空间分布的差异性导致不同相带在深埋藏过程中产生了不同的成岩响应<sup>[8,11-12]</sup>,而这种成岩作用的差异性反过来控制扇体不同亚相(微相)的储层发育的类型及位置差异性,并且导致在不同相带砂砾岩体叠加组合以及相同相带不同砂砾岩体叠加组合中发育的储层的组合类型存在差异。因此,本文通过对研究区盐 22-22、盐 222、盐 227 等井段进行不同类型储层的划分,从沉积相和成岩作用角度总结了不同沉积相带以及不同砂砾岩体组合位置储层及其组合的发育特征。

近岸水下扇扇根泥石流沉积形成的厚层块状或叠覆递变杂基支撑砾岩部位主要发育整套的 III-1 类储层(强压实型),对应非有效储层(N),垂向上储层组合类型为 N;扇根洪水沉积形成的厚层叠覆递变颗粒支撑砂砾岩体相序底部常发育 III-1 类储层(强压实型),对应非有效储层(N),顶部发育 II-1 类储层(压实溶蚀—次生孔隙型),对应一般储层(G),垂向

上储层组合类型为 N-G-N-G。近岸水下扇中洪水沉积形成的厚层叠覆递变颗粒支撑砂砾岩体相序底部常发育 III-1 类储层(强压实型),对应非有效储层(N),顶部发育 II-1 类或 I-2 类储层(压实溶蚀一次生孔隙型)对应一般储层(G)或优质储层(H),垂向

上储层组合类型为 N-G/H-N-G/H,但多以 N-G-N-G 组合类型为主;扇中洪水沉积形成的中厚层正递变砂砾岩体连续叠加组合近泥岩部位常发育 III-2 类储层(强胶结型),对应非有效储层(N),远泥岩部位常发育 II-2 类储层与 I-3 类储层(胶结溶蚀一次生孔隙

储层类型	岩性剖面	岩芯照片	储集空间特征	成岩作用特征	荧光特征
III-1型		<p>盐227,3.863.83 m 颗粒支撑砾岩</p>	<p>盐227,3.861 m,孔隙不发育(-)</p>	<p>盐227,3.861 m,强压实,颗粒凹凸接触,可见刚性颗粒破碎,碳酸盐弱胶结(+)</p>	<p>无荧光显示</p>
		<p>盐23,3.674 m 杂基支撑砾岩</p>	<p>盐23,3.674 m,孔隙不发育(-)</p>	<p>盐23,3.674 m,强压实,灰泥杂基强烈重结晶(+)</p>	<p>无荧光显示</p>
III-2型		<p>盐22-22,3.375.4 m</p>	<p>盐22-22,3.375.3 m,孔隙不发育(-)</p>	<p>盐22-22,3.375.3 m,碳酸盐强胶结(+)</p>	<p>微弱荧光显示</p>
		<p>盐22-22,3.390.4 m</p>	<p>盐22-22,3.390.4 m,孔隙不发育(-)</p>	<p>盐22-22,3.390.4 m,方解石强胶结(-)</p>	<p>无荧光显示</p>
		<p>盐22-22,3.500.5 m</p>	<p>盐22-22,3.500.5 m,孔隙不发育(-)</p>	<p>盐22-22,3.500.5 m,碳酸盐强胶结,主要为铁方解石和铁白云石(-)</p>	<p>微弱荧光显示</p>
		<p>永924,2.864.5 m</p>	<p>永924,2.864.5 m,孔隙不发育(-)</p>	<p>永924,2.864.5 m,碳酸盐强胶结(-)</p>	<p>无荧光显示</p>

图4 III类储层基本特征

Fig.4 The basic characteristics of III-type reservoir

型) 对应一般储层(G) 或优质储层(H) ,垂向上储层组合类型为 N-G-H/G-G-N; 扇中洪水沉积形成的中厚层正递变砂砾岩体连续叠加组合中部远泥岩部位以及近泥岩部位发育 III-2 类储层(强胶结型) ,对应非有效储层(N) 组合中两个强胶结型隔夹层中间所夹部位常发育 II-2 类储层(胶结溶蚀一次生孔隙型) 对应一般储层(G) ,垂向上储层组合类型为 N-G-N-G-N; 扇中洪水沉积形成的中厚层正递变砂砾岩体连续叠加组合还常常发育整套的 I-1 类储层(原生孔隙型) 对应优质储层(H) ,垂向上储层组合类型为 H。扇缘洪水沉积形成的中薄层略显递变的砂砾岩体常夹于中厚层暗色泥岩中或与泥岩互层 ,主要发育整套的 III-2 类储层(强胶结型) ,对应非有效储层 ,垂向上储层组合类型为 N(图 5)。

### 4 储层评价

在储层划分基础上 ,以 50 m 长度段为单元 ,通过对工区盐 22—斜 47 井、盐 22—斜 1 井、盐 22—斜 46 井以及盐 22—斜 8 井等多口井不同深度的不同储层组合类型的单层厚度以及累计厚度进行统计 ,并结合不同储层组合类型对应的试油试采数据得到不同单层厚度下的不同储层组合类型与产能随深度变化的大致定量关系如图 6 ,再将图 6 中相同单层厚度的储层组合类型产能与深度变化曲线组合到一起 ,得到相同单层厚度的储层组合类型产能与深度变化的大致定量关系如图 7 ,并以此为依据来对储层及储层组合进行评价。其中扇根储层组合样式 N(强压实) 与扇

根储层组合类型 N-G-N-G 以非有效储层为主 ,储层组合单层厚度主要为 5~10 m 或 10~15 m ,对应的单位厚度日产液量在研究层段内不超过 0.8 t/d ,并且单层厚度越大 ,相同深度的储层组合对应的单位厚度日产液量越高 ,同一单层厚度的储层组合产能呈现出随深度低幅稳步降低趋势(图 6a) ;扇中储层组合类型 N-G-H/G-G-N、N-G-N-G-N 以一般储层为主 ,临近扇根储层组合单层厚度大 ,向扇缘方向单层厚度逐渐减小 ,但同一单层厚度范围的储层组合对应的单位厚度日产液量都呈现出中幅随深度由快速减小到缓慢减小的趋势(图 6b) ;扇中储层组合类型 H 为优质储层 ,储层组合单层厚度变化较大 ,并向扇缘方向逐渐减小 ,对应的单位厚度日产液量也逐渐降低 ,且同一单层厚度范围的储层组合随深度加深其单位厚度日产液量呈现高幅稳步下降的趋势(图 6c) ;扇缘储层组合类型 N(强胶结) 为非有效储层 ,单层厚度主要为 0~5 m ,对应的单位厚度日产液量在研究层段内不超过 0.4 t/d ,且随深度呈现出超低幅稳步减小的趋势(图 6d) 。在相同单层厚度不同储层组合类型情况下 ,以优质储层为主的储层组合类型(图 6 中类型 5) 单位厚度日产液量明显高于以一般储层为主的储层组合类型(图 6 中类型 3 与类型 4) 的单位厚度日产液量 ,以一般储层为主的储层组合类型单位厚度日产液量又明显高于以非有效储层为主的储层组合类型(图 6 中类型 1、类型 2 与类型 6) 的单位厚度日产液量(图 7) 。油田实际开发过程中 ,应优先挑选具有经济可开采价值或经济价值高的层段 ,综上所述 ,即在

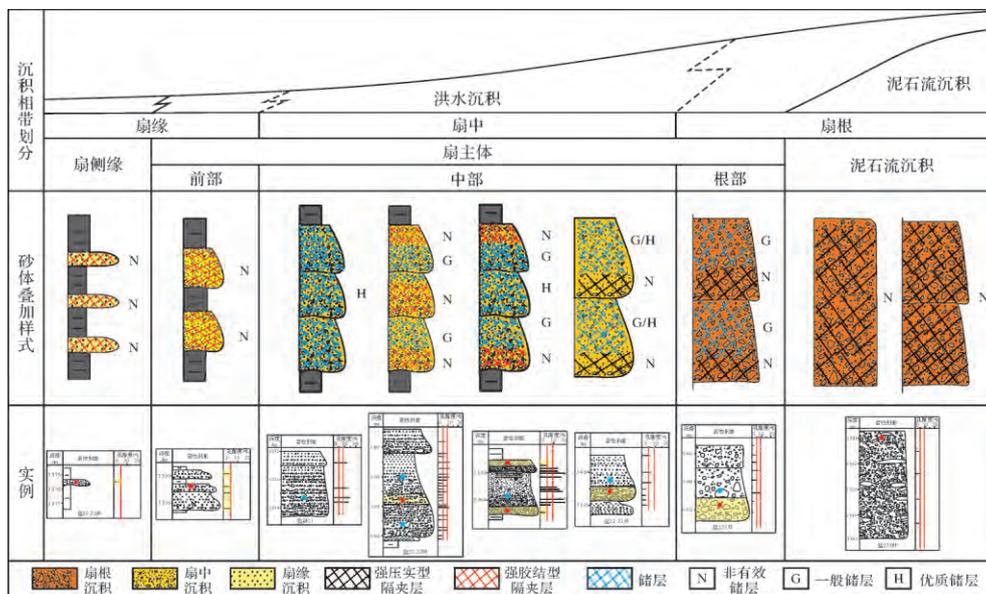


图 5 扇体不同沉积亚相发育的储层组合类型特征

Fig.5 The characteristics of reservoir combination in different sedimentary subfacies of near-shore subaqueous

实际勘探开发过程中,应优先挑选以优质储层为主的储层组合类型层段;在相同累计厚度但不同单层厚度的相同储层组合类型情况下,应优先挑选储层组合单

层厚度大的层段;在相同单层厚度相同储层组合类型情况下,应优先挑选储层组合累计厚度大的层段,即在图8所示井位中,优选的先后顺序依次为B井—C

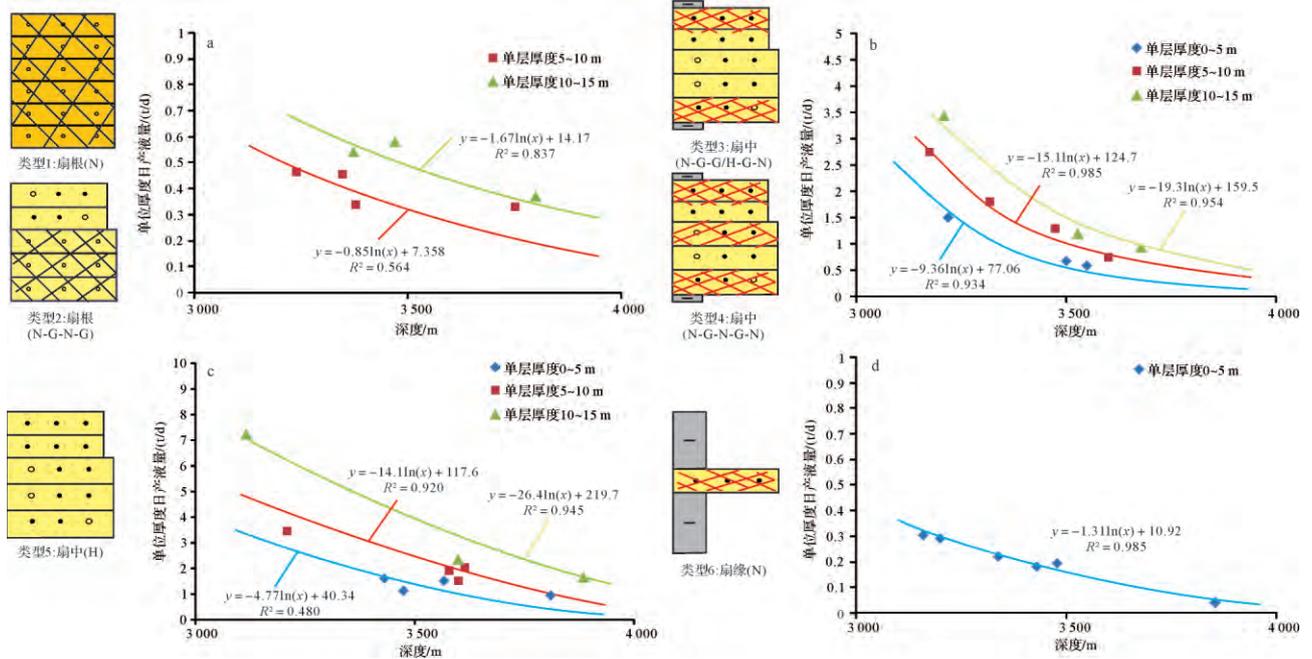


图6 不同单层厚度储层组合对应的单位厚度日产液量与深度关系图

Fig.6 The relationship between daily fluid production per meter of different unit thickness reservoir combination with depth

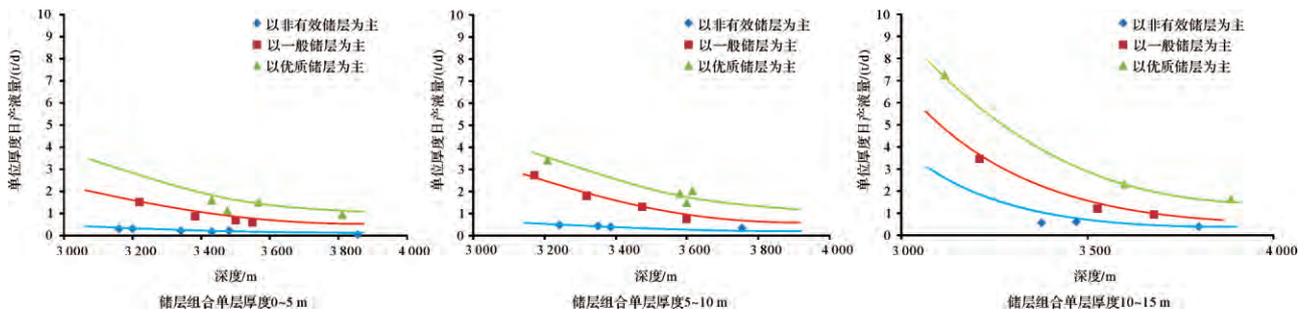


图7 相同单层厚度储层组合对应的单位厚度日产液量与深度关系图

Fig.7 The relationship between daily fluid production per meter of the same unit thickness reservoir combination with depth

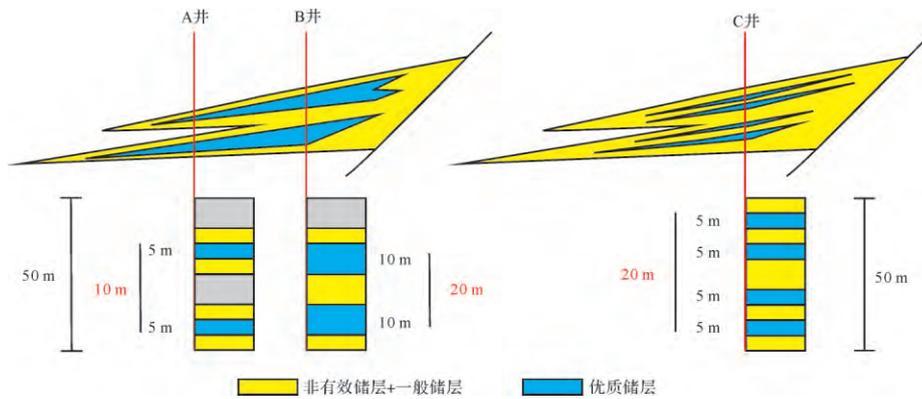


图8 优选开发井位示意图

Fig.8 Schematic diagram of the optimized development location

井—A井。

## 5 结论

(1) 东营凹陷盐家地区沙四上亚段近岸水下扇砂砾岩共划分出3大类7小类储层,其中I-1类储层以中等偏弱压实—弱胶结为特征,发育原生孔隙为主,储集性能最优;I-2类、I-3类、II-1、II-2类储层分别以中等压实—较强溶蚀、中等胶结—较强溶蚀、中等偏强压实—中等溶蚀以及中等偏强胶结—中等溶蚀为特征,发育次生溶蚀孔隙为主,储集性能依次降低;III-1类以及III-2类储层以强压实或强胶结为特征,镜下不可见孔隙,储集性能最差。

(2) 东营凹陷盐家地区沙四上亚段近岸水下扇不同相带砂砾岩体叠加组合样式中发育的储层的组合样式存在差异,在同一相带不同砂砾岩体叠加组合样式中储层的组合样式也存在较大的差异。扇根泥石流沉积、扇中单相序近泥岩部位和单相序底部以及扇缘多发育III-1类储层(强压实型)或III-2类储层(强胶结型),对应非有效储层;扇中单相序近泥岩部位、扇中与扇根洪水沉积相序顶部常发育I类储层或II类储层,对应优质储层或一般储层。

(3) 研究区不同单层厚度的不同储层组合类型对应的产能随深度变化曲线存在差异,总体上扇中储层组合类型相对优越,储层组合单层厚度变化大,对应着中等—高单位厚度日产液量;扇根储层组合类型次之,储层组合单层厚度较大,对应着较低的单位厚度日产液量;扇缘储层组合类型最差,储层组合单层厚度最薄,对应着低单位厚度日产液量。

## 参考文献 (References)

- [1] 陈欢庆,丁超,杜宜静,等. 储层评价研究进展[J]. 地质科技情报, 2015, 34(5): 66-74. [Chen Huanqing, Ding Chao, Du Yijing, et al. Advances of reservoir evaluation researches [J]. Geological Science and Technology Information, 2015, 34(5): 66-74.]
- [2] 林潼,魏红兴,谢亚妮. 以喉道为参数的致密砂岩气储层评价方法——以库车坳陷迪北地区致密砂岩气为例[J]. 沉积学报, 2016, 34(5): 983-990. [Lin Tong, Wei Hongxing, Xie Yani. Using throat parametre to assess tight sandstone gas reservoir: A case study of Dibeitight sandstone gas in the east of Kuqa depression[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2016, 34(5): 983-990.]
- [3] 王艳忠,操应长,远光辉,等. 有效储层物性下限和产能约束下深层碎屑岩储层多参数分类评价方法[J]. 地质科学, 2012, 47(2): 483-498. [Wang Yanzhong, Cao Yingchang, Yuan Guanghui, et al. Multi-parameter classification and evaluation methods of clastic reservoir under the constraint of effective reservoir physical prop-
- erty lower limit and productivity [J]. Chinese Journal of Geology, 2012, 47(2): 483-498.]
- [4] 单祥,陈能贵,郭华军,等. 基于岩石物理相的砂砾岩储层分类评价——以准噶尔盆地玛131井区块百二段为例[J]. 沉积学报, 2016, 34(1): 149-157. [Shan Xiang, Chen Nenggui, Guo Hua-jun, et al. Reservoir evaluation of sand-conglomerate reservoir based on petrophysical facies: A case study on Bai 2 reservoir in the Ma131 region, Junggar Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2016, 34(1): 149-157.]
- [5] 操应长,杨田,王艳忠,等. 济阳坳陷特低渗透油藏地质多因素综合定量分类评价[J]. 现代地质, 2015, 29(1): 119-130. [Cao Yingchang, Yang Tian, Wang Yanzhong, et al. Comprehensively quantitative reservoir classification and evaluation based on geological multivariate analysis of extra-low permeability reservoirs in Jiyang depression [J]. Geoscience, 2015, 29(1): 119-130.]
- [6] 卢双舫,张亚念,李俊乾,等. 纳米技术在非常规油气勘探开发中的应用[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2016, 35(1): 28-36. [Lu Shuangfang, Zhang Yanian, Li Junqian, et al. Nanotechnology and its application in the exploration and development of unconventional oil and gas [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2016, 35(1): 28-36.]
- [7] 万念明,王艳忠,操应长,等. 东营凹陷民丰洼陷北带沙四段深层超压封存箱与油气成藏[J]. 沉积学报, 2010, 28(2): 395-400. [Wan Nianming, Wang Yanzhong, Cao Yingchang, et al. Overpressured fluid compartment and hydrocarbon accumulation of deep layer of Es<sub>4</sub> in the north zone of Minfeng sag, Dongying depression [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(2): 395-400.]
- [8] 隋风贵. 断陷湖盆陡坡带砂砾岩体成藏动力学特征——以东营凹陷为例[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(4): 335-340. [Sui Fenggui. Characteristics of reservoiring dynamics on the sand-conglomerate fan bodies in the steep-slope belt of continental fault basin: A case study on Dongying depression [J]. Oil & Gas Geology, 2003, 24(4): 335-340.]
- [9] 朱筱敏,吴冬,张昕,等. 东营凹陷沙河街组近岸水下扇低渗储层成因[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(5): 646-653. [Zhu Xiaomin, Wu Dong, Zhang Xin, et al. Genesis of low permeability reservoirs of nearshore subaqueous fan in Shahejie Formation in Dongying sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(5): 646-653.]
- [10] 宋国奇,刘鑫金,刘惠民. 东营凹陷北部陡坡带砂砾岩体成岩圈闭成因及主控因素[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(6): 37-41. [Song Guoqi, Liu Xinjin, Liu Huimin. Study on genetic mechanism and controlling factors of conglomerate diagenesis trap in northern Dongying sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(6): 37-41.]
- [11] 隋风贵,操应长,刘惠民,等. 东营凹陷北带东部古近系近岸水下扇储集物性演化及其油气成藏模式[J]. 地质学报, 2010, 84(2): 246-256. [Sui Fenggui, Cao Yingchang, Liu Huimin, et al. Physical properties evolution and hydrocarbon accumulation of Paleogene nearshore subaqueous fan in the eastern north margin of the Dongying depression [J]. Acta Geologica Sinica, 2010, 84(2):

- 246-256.]
- [12] 朱筱敏, 张守鹏, 韩雪芳, 等. 济阳拗陷陡坡带沙河街组砂砾岩体储层质量差异性研究[J]. 沉积学报, 2013, 31(6): 1094-1104. [Zhu Xiaomin, Zhang Shoupeng, Han Xuefang, et al. On the differences of reservoir quality of Shahejie Fm. in steep slope zones of Jiyang sag [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2013, 31(6): 1094-1104.]
- [13] 王蓬, 王艳忠, 操应长, 等. 东营凹陷盐家地区沙四段上亚段砂砾岩体岩石结构特征[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(3): 34-41. [Wang Peng, Wang Yanzhong, Cao Yingchang, et al. Rock texture characteristics of sandy conglomerate in the upper fourth member of Shahejie Formation in Yanjia area, Dongying sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(3): 34-41.]
- [14] 马奔奔, 操应长, 王艳忠, 等. 渤南洼陷北部陡坡带沙四上亚段成岩演化及其对储层物性的影响[J]. 沉积学报, 2015, 33(1): 170-182. [Ma Benben, Cao Yingchang, Wang Yanzhong, et al. Diagenetic evolution and its influence on physical properties of  $Es_4^s$  reservoir in the northern steep zone of the Bonan sag [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2015, 33(1): 170-182.]
- [15] 王淑萍, 徐守余, 董春梅, 等. 东营凹陷北带沙四下亚段深层砂砾岩储层储集空间特征及成因机制[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(8): 1135-1143. [Wang Shuping, Xu Shouyu, Dong Chunmei, et al. Reservoir-space characteristics and genetic mechanism of deep glutenite reservoir of  $Es_4^s$  in the north zone of the Dongying depression [J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(8): 1135-1143.]
- [16] 马奔奔, 操应长, 王艳忠. 东营凹陷盐家地区沙四上亚段储层低渗成因机制及分类评价[J]. 中南大学学报: 自然科学版, 2014, 45(12): 4277-4291. [Ma Benben, Cao Yingchang, Wang Yanzhong. Genetic mechanisms and classified evaluation of low permeability reservoirs of  $Es_4^s$  in Yanjia area, Dongying depression [J]. Journal of Central South University: Science and Technology, 2014, 45(12): 4277-4291.]
- [17] 曹刚, 王星星, 朱筱敏, 等. 车西洼陷陡坡带沙三下亚段近岸水下扇储层成岩演化及其对储层物性影响[J]. 沉积学报, 2016, 34(1): 158-167. [Cao Gang, Wang Xingxing, Zhu Xiaomin, et al. Diagenetic evolution of  $Es_3^s$  nearshore subaqueous fan reservoir and its influence on property in the steep slope zone of western Chezhen sub-sag [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2016, 34(1): 158-167.]
- [18] 郑德顺, 周璐, 程涌, 等. 东营凹陷盐家地区沙四上段砂砾岩体储层特征[J]. 特种油气藏, 2013, 20(5): 24-27. [Zheng Deshun, Zhou Lu, Cheng Yong, et al. Characteristics of the glutenite reservoir in upper  $Es_4$  of Yanjia area in the north steep slope of Dongying depression [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2013, 20(5): 24-27.]
- [19] 宋来亮. 东营凹陷陡坡带深部储层储集空间演化特征[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(5): 8-12. [Song Lailiang. Pore space evolution of deep reservoir in the steep slope zone of Dongying depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2008, 15(5): 8-12.]
- [20] 张红贞, 孟恩, 孟东岳. 盐家油田巨厚砂砾岩体精细地层划分与对比[J]. 石油地球物理勘探, 2010, 45(1): 110-114. [Zhang Hongzhen, Meng En, Meng Dongyue. Fine stratigraphic classification and correlation for extremely thick glutenite in Yanjia oilfield [J]. Oil Geophysical Prospecting, 2010, 45(1): 110-114.]
- [21] 孔凡仙. 东营凹陷北带砂砾岩扇体勘探技术与实践[J]. 石油学报, 2000, 21(5): 27-31. [Kong Fanxian. Exploration technique and practice of sandy-conglomeratic fans in the northern part of Dongying depression [J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(5): 27-31.]
- [22] 李存磊, 张金亮, 宋明水, 等. 基于沉积相反演的砂砾岩体沉积期次精细划分与对比——以东营凹陷盐家地区古近系沙四段上亚段为例[J]. 地质学报, 2011, 85(6): 1008-1018. [Li Cunlei, Zhang Jinliang, Song Mingshui, et al. Fine division and correlation of glutenite sedimentary periods based on sedimentary facies inversion: A case study from the Paleogene strata of upper  $Es_4$  in the Yanjia area, Dongying depression [J]. Acta Geologica Sinica, 2011, 85(6): 1008-1018.]
- [23] 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: 自然科学版, 2010, 37(4): 386-394. [Zhang Shaonan, Ding Xiaoqi. Characters and causes of tight sandstones of Yanchang Formation in southern Ordos Basin, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition, 2010, 37(4): 386-394.]
- [24] Clarkson C R, Jensen J L, Chipperfield S. Unconventional gas reservoir evaluation: what do we have to consider [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2012, 8: 9-33.
- [25] 王艳忠, 操应长, 蕙克来. 次生孔隙发育带的概念及石油地质意义新认识[J]. 吉林大学学报: 地球科学版, 2013, 43(3): 659-668, 679. [Wang Yanzhong, Cao Yingchang, Xi Kelai. New view on the concept of secondary pore developing zones and its significance of petroleum geology [J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 2013, 43(3): 659-668, 679.]
- [26] 王艳忠, 操应长, 蕙克来, 等. 碎屑岩储层地质历史时期孔隙度演化恢复方法——以济阳拗陷东营凹陷沙河街组四段上亚段为例[J]. 石油学报, 2013, 34(6): 1100-1111. [Wang Yanzhong, Cao Yingchang, Xi Kelai, et al. A recovery method for porosity evolution of clastic reservoirs with geological time: A case study from the upper submember of  $Es_4$  in the Dongying depression, Jiyang Subbasin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(6): 1100-1111.]
- [27] 刘惠民, 张守鹏, 王朴, 等. 沾化凹陷罗家地区沙三段下亚段页岩岩石学特征[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(6): 11-15. [Liu Huimin, Zhang Shoupeng, Wang Pu, et al. Lithologic characteristics of Lower  $Es_3$  shale in Luoia area, Zhanhua sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(6): 11-15.]
- [28] 刘明洁, 刘震, 刘静静, 等. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组机械压实作用与砂岩致密过程及对致密化影响程度[J]. 地质论评, 2014, 60(3): 655-665. [Liu Mingjie, Liu Zhen, Liu Jingjing, et al. The relationship between the mechanical compaction and the densification process of sandstones and the affect degree of compac-

tion to the densifying of Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Geological Review, 2014, 60(3): 655-665.]

- [29] 高永进. 砂砾岩体沉积旋回划分及对比方法——以济阳坳陷盐家地区沙四段上亚段为例[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17

(6): 6-11. [Gao Yongjin. Sedimentary cycle division and correlation of sand-conglomerate body in upper Sha IV Formation of Yanjia area, Jiyang depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(6): 6-11.]

## Classified Evaluation of Sand-Conglomerate Reservoir of the Upper Section of the Fourth Member of Shahejie Formation in Yanjia Area, Dongying Depression

LI Qiao<sup>1</sup>, WANG YanZhong<sup>1</sup>, CAO YingChang<sup>1,2</sup>, CHENG Xin<sup>1</sup>

1. School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China

2. Laboratory for Marine Mineral Resources, Qingdao National Laboratory for Marine Science and Technology, Qingdao, Shandong 266071, China

**Abstract:** Based on the core observation, thin-section identification, physical property test and other technical methods, with porosity, reservoir space characteristics, diagenesis characteristics, reservoir pore throat size distribution characteristics and lubricity characteristics for comprehensive classification basis, the sand-conglomerate reservoir in the near-shore subaqueous fan of the fourth member of Shahejie Formation ( $Es_4$ ) in Yanjia area Dongying depression have been divided into three categories and seven small classes. I-1 type reservoir is characterized by medium-weak compaction and weak cementation, with primary pores relative development; I-2 type reservoir is characterized by medium compaction and strong dissolution, feldspar and debris dissolution pores and intragranular pores are relatively growing; I-3 type reservoir is characterized by medium cementation and strong dissolution, with dissolved pores of carbonate and feldspar relative development; II-1 type is characterized by medium-strong compaction and medium dissolution, feldspar and lithic dissolved pores are relatively developing; II-2 type is characterized by medium-strong cementation and medium dissolution, with carbonate and feldspar dissolved pores relative development; pores do not develop in III type reservoir, III-1 type reservoir is characterized by strong compaction and III-2 type reservoir is characterized by strong cementation. From I-1 type reservoir to III-2 type reservoir, porosity reduces, pore throat structure becomes worse, the fluorescence intensity becomes low, and oil and gas shows in core become weaker. Combined testing and production test data, reservoir combinations in different sedimentary subfacies have been evaluated. The results show that reservoir combination type in different sedimentary facies and its productivity have big differences. Reservoir combination in the middle fan is relatively superior and single-layer thickness of reservoir combination is various, corresponding to the medium-high daily liquid production per unit thickness. Reservoir combination in root fan comes the second and have a larger single-layer, corresponding to the relative lower daily liquid production per unit thickness. Reservoir combination in fan edge is the worst and single-layer thickness of reservoir combination is very thin, corresponding to the lower daily liquid production per unit thickness.

**Key words:** sand-conglomerate; reservoir classification; reservoir characteristics; reservoir evaluation