

文章编号: 1000-0550(2013)06-1094-11

# 济阳拗陷陡坡带沙河街组砂砾岩体储层质量差异性研究<sup>①</sup>

朱筱敏<sup>1</sup> 张守鹏<sup>2</sup> 韩雪芳<sup>3</sup> 陶文芳<sup>1</sup>

(1. 中国石油大学(北京) 北京 102249; 2. 中国石油化工集团公司胜利油田地质科学研究院 山东东营 257015;

3. 中国海洋石油(中国)有限公司天津分公司勘探开发研究院 天津 300452)

**摘要** 济阳拗陷不同凹陷北部陡坡带沙河街组沙三段或沙四段发育近岸水下扇或三角洲较粗粒砂砾岩体,其中东营凹陷北部发育近岸水下扇(利88井区)、惠民凹陷北部发育三角洲(基山砂体)、沾化凹陷北部发育扇三角洲(义170井区)、车镇凹陷北部发育近岸水下扇(车66井区),它们的沉积类型及组成均存在差异。大量岩芯和储层实验资料分析表明,在埋藏成岩演化过程中,沙河街组储层均经历了压实、胶结、溶解和交代等成岩作用。但受沉积类型及组成、埋藏速率、古地温变化、断裂作用等基本地质因素差异的影响,不同沉积成因的凹陷北部陡坡带碎屑岩储层经历的成岩作用、成岩演化和物性发育特征具有差异性,总体形成了低孔低渗储层。目前,不同凹陷北部陡坡带沙河街组碎屑岩埋深多为2 000~3 000 m,储层处于中成岩演化阶段。尽管济阳拗陷不同凹陷陡坡带沙河街组储层和成岩演化阶段具有相似性,但是沙河街组储层质量存在差异。这种储层质量差异不仅受控于原始沉积条件,而且也受控于储层成岩演化。在埋深和成岩演化阶段相同的情况下,溶蚀作用对于改善储层质量起到了重要作用。济阳拗陷四个凹陷北部砂砾岩体储层主要经受了有机酸对碳酸盐胶结物和长石以及岩屑颗粒的溶蚀,形成的粒间和粒内孔隙不仅能增大孔隙度,而且能提高渗透率,可明显改善储层质量(孔隙度可达到20%以上,渗透率达到 $60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )。显然,发现溶蚀作用及其形成的次生孔隙发育深度对于预测有利储层是非常重要的。根据济阳拗陷四个凹陷北部陡坡带沙河街组储层主控因素及其差异性特征分析,认为有机酸溶蚀有利于储层质量的改善,与此相关的有利储层发育深度主要位于2 200 m(惠民、东营和车镇凹陷北部)和2 900 m左右(沾化凹陷北部)深度段,溶蚀孔隙发育的三角洲河道砂体和近岸水下扇水道砂体是有利储层发育区和有利油气勘探目标。

**关键词** 济阳拗陷 沙河街组 碎屑岩储层 成岩演化 质量差异

**第一作者简介** 朱筱敏 男 1960年出生 教授 沉积储层和层序地层学 E-mail: xzmzhu@cup.edu.cn

中图分类号 TE122.2 文献标志码 A

## 0 引言

碎屑岩储层的原始孔隙结构和分布规律受沉积因素控制,但在埋藏成岩过程中,储集空间又受到成岩作用的改造。成岩作用是储层评价的主要研究内容,这是因为埋藏后的碎屑岩储层必然经历一个复杂的成岩演化过程,而演化过程决定了储层质量。20世纪70~90年代, Schmidt和McDonald<sup>[1]</sup>提出了砂岩次生孔隙的基本成因类型、结构系列、识别标志和成岩模式; Surdam等学者<sup>[2]</sup>研究储层流一岩作用,强调有机地化过程(如有机质成熟史)与无机地化过程(如矿物的溶解、沉淀、蚀变过程)之间的成因联系和统一性。近期,人们在沉积储层研究中,注重干酪根与有机—无机作用之间关系、储层地球化学、砂泥岩互层状态与溶蚀孔隙形成机理、超压与溶蚀作用和孔隙保存、构造挤压作用、膏盐厚度对形成有利储层的

影响、定量成岩相、不同沉积盆地和沉积序列的成岩层序地层学、不同地质背景和油气成藏条件的有效储层下限值、储层参数定量化表征和多史耦合预测有利储层的综合研究并取得了显著进展<sup>[3~9]</sup>。

陆相断陷湖盆地质条件和砂体分布规律复杂,碎屑岩储层的研究难度较大。上世纪80年代以前,中国石化胜利油田在储层研究方面以寻找有利储、盖组合和有利储层发育部位为主要目的。90年代前后,开始加强对储层成岩作用的研究,以求更深层次地探究储层的成因和分布规律<sup>[10~12]</sup>。近年来,在济阳拗陷岩性地层圈闭的勘探已成为主要工作过程中<sup>[13]</sup>,储层成岩作用对岩性地层圈闭的形成产生重要影响<sup>[14,15]</sup>,并发现济阳拗陷不同凹陷成岩作用和孔隙演化存在差异性,但这些储层成岩作用和储层质量差异性受什么因素影响的?在不同地质条件下或不同区带,成岩作用差异性对储层质量有什么重要影

①国家油气重大专项课题“岩性地层油气藏沉积体系、储层形成机理与分布研究”(编号:2011ZX05001-002)资助

收稿日期:2012-12-06; 收修稿日期:2013-04-01

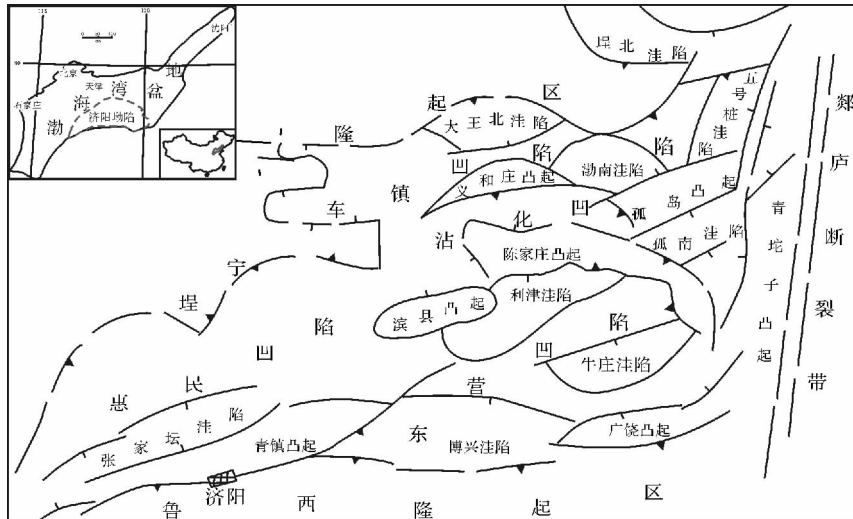


图1 济阳拗陷构造单元划分

Fig. 1 Tectonic unit division of Jiyang sag

响? 不同地质事件(如沉积过程、有机质演化、烃类活动、流岩反应、构造活动等)的成岩作用机制,及其在储集岩孔隙保存和改造中的重要作用等问题不仅影响油气勘探实践,而且明确这些问题对于研究断陷湖盆碎屑岩储层形成机理具有重要意义。

近期,济阳拗陷四个凹陷北部陡坡带沙河街组已成为主要的油气勘探开发对象,储层质量的非均质性影响了油气精细勘探开发。故本文通过分析97口取心井、1100余块薄片、8600余块储层样品分析资料,研究了济阳拗陷四个凹陷北部陡坡带重点地区沙河街组储层的差异性(参见图2),即东营凹陷北部陡坡带利88井区近岸水下扇砂砾岩体、沾化凹陷北部陡坡带义170井区扇三角洲砂岩体、车镇凹陷北部陡坡带车66井区近岸水下扇砂砾岩体、惠民凹陷北部陡坡带基山三角洲砂岩体的岩石类型、储层成岩作用、储层成岩演化、储层孔隙类型、储层质量的差异性,分析了四个凹陷北部陡坡带沙河街组有利储层形成机理和分布规律,为进一步在陡坡带进行油气精细勘探和开发提供了储层地质基础。

## 1 地质背景

济阳拗陷是我国东部裂谷盆地勘探程度较高的中、新生代典型断陷盆地,面积29000 km<sup>2</sup>。济阳拗陷具有隆—凹相间的构造格局,主要沉积凹陷包括东营、沾化、惠民、车镇凹陷等四个分割性较强的沉积凹陷(图1)。济阳拗陷经历了三个构造发展阶段:中生代“断陷”发展阶段、古近纪“断拗”发展阶段、新近纪

至第四纪“拗陷”发展阶段。本文研究地层为古近系沙河街组,处于盆地“断拗”演化阶段,盆地具有明显的不对称“箕状”特征。

济阳拗陷充填地层巨厚,包括寒武系、奥陶系、石炭系、二叠系、侏罗系、白垩系、古近系、新近系及其第四系。其中古近系十分发育,沉积厚度超过7000 m。沙河街组下部地层沙四段整合或假整合于孔店组之上,主要岩性为棕红色泥岩、白云质砂岩和硬石膏质泥岩。沙三段与其下伏沙四段和上覆沙二段为整合或假整合接触。沙三段及沙二段为(扇)三角洲、近岸水下扇、湖泊沉积广泛发育时期,主要岩性为深湖油页岩、近岸水下扇和扇三角洲等多种成因的砂砾岩。上部沙一段主要岩性为油页岩和泥云岩、滩坝砂岩以及生物碎屑碳酸盐岩。

济阳拗陷沙河街组沉积时期多凹共生、凹凸相间的构造格局决定了盆地具有物源方向多、沉积类型多、沉积面貌复杂的特点。牵引流和重力流等多种类型的沉积作用形成了多种类型的储集砂体。济阳拗陷不同凹陷北部陡坡带沙河街组主要发育了三角洲、扇三角洲、近岸水下扇等沉积成因的储集体(图2),主要岩石类型包括砾岩、含砾砂岩、中粗砂岩、细砂岩及粉砂岩等,经历了复杂的成岩变化,造成储层质量存在明显差异。

## 2 储层物性及质量差异性分析

### 2.1 储层孔隙度差异性分析

济阳拗陷古近系沙河街组沉积时期,四个主要凹

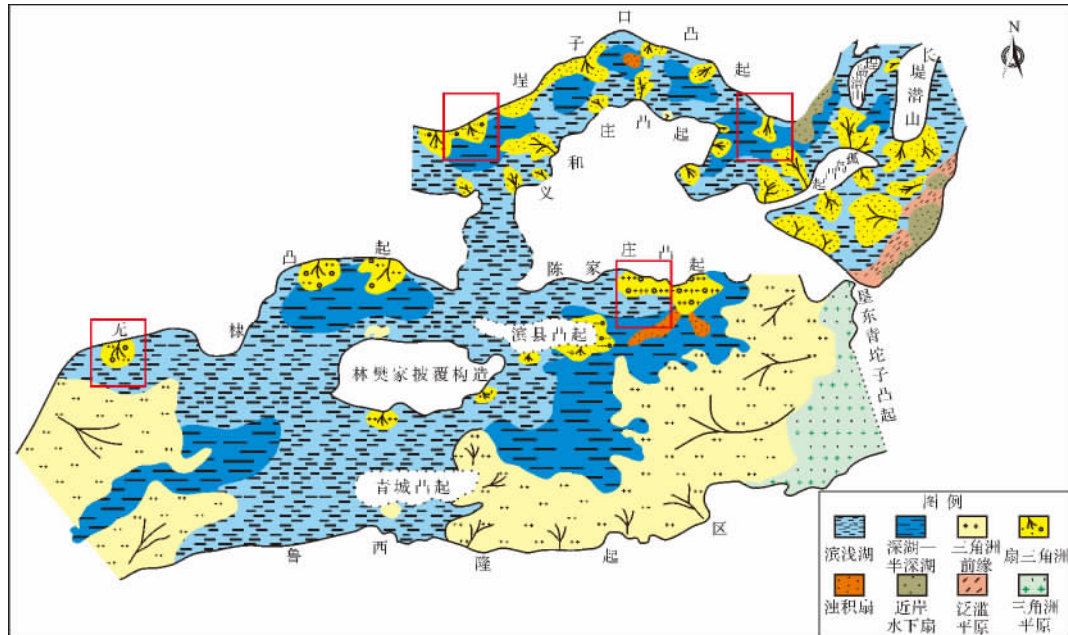


图2 济阳拗陷沙河街组沙三上沉积体系分布图(方框为4个研究区)

(据胜利油田分公司地质科学研究院, 2006)

Fig. 2 The sedimentary facies distribution of upper  $E_{s3}$  in Jiyang sag

(the study areas within four blocks after Geology Institute of Shengli Oil Field Company 2006)

陷发育了不同沉积成因类型的砂砾岩体(图2)。由于原始沉积水动力和储层经历的成岩作用不同,形成了具有不同储层物性的储层。总的来说,从惠民凹陷北部三角洲粉细砂岩体→车镇凹陷北部近岸水下扇砂岩体→东营凹陷北部近岸水下扇砂砾岩体→沾化凹陷北部扇三角洲砂砾岩体,孔隙度越来越低(表1)。

惠民凹陷北部沙河街组三角洲粉细砂岩孔隙度为2.6%~27.3%,平均为16.45%,主要集中在15%~25%;车镇凹陷北部沙河街组近岸水下扇砂岩体孔隙度可达28.9%,平均孔隙度15.53%,与惠民凹陷北部沙河街组有类似的特征,均以中孔储层为主,低孔、特低孔储层次之,少量达到高孔储层标准。东营凹陷北部沙河街组近岸水下扇砂砾岩最大孔隙度为25.1%,大部分孔隙度小于10%,平均为10.53%,以特低孔储层为主,低孔、中孔储层次之。沾化凹陷北部沙河街组扇三角洲砂砾岩孔隙度可达23%,平均孔隙度为9.74%,大部分样品孔隙度小于10%,以特低孔储层为主,中孔储层次之,部分为低孔储层(表1)。

## 2.2 储层渗透率差异性分析

济阳拗陷四个主要凹陷北部陡坡带沙河街组储

层的渗透率也存在差异性。总的来说,从沾化凹陷北部扇三角洲砂砾岩体→车镇凹陷北部近岸水下扇砂岩体→惠民凹陷北部基山三角洲粉细砂岩体→东营凹陷北部近岸水下扇砂砾岩体,渗透率越来越低。这种变化规律与孔隙度的空间变化规律存在差异(表1)。

沾化凹陷北部沙河街组扇三角洲砂砾岩体渗透率最高,处于 $0.129 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 到 $1853.457 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均渗透率可达 $61.34 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;大部分样品的储层渗透率小于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;部分储层渗透率在 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 到 $2000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,达到中高渗储层的标准。东营、惠民和车镇凹陷沙河街组不同沉积砂体渗透率较为相似,多小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,储层以特低渗储层为主,少部分为中渗、高渗储层。车镇凹陷北部沙河街组近岸水下扇砂岩体平均渗透率为 $48.71 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,最小渗透率为 $0.012 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,最大 $1822.535 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。惠民凹陷北部沙河街组三角洲粉细砂岩体平均渗透率为 $26.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,最大渗透率可达 $1084 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;东营凹陷北部沙河街组近岸水下扇砂砾岩体的渗透率处于 $0.007 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 到 $1864.363 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均为 $15.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,渗透率低(表1)。

表 1 济阳拗陷不同凹陷沙河街组岩石学特征和储层成岩演化特征差异

Table 1 Differences in petrologic characteristics and reservoir diagenetic evolution of Shahejie Fm. in different depressions of Jiyang sag

地区		东营	惠民	车镇	沾化	
埋深 (m)		2 350-3200	2 400-3 150	2 400-3 100	3 100-3650	
Ro (%)		0.4-0.47	0.4-0.8	0.5-0.75	0.5-0.7	
伊蒙混层比 (%)		15-30 (平均20)	15-20 (平均18.69)	0-50 (平均22)	10-20 (平均18.56)	
沉积亚相		近岸水下扇扇根砂砾岩体	三角洲前缘粉砂岩体	近岸水下扇扇中砂岩体	扇三角洲平原砂砾岩体	
岩石学特征	主要岩石类型	细砾岩 (30.80%) 细砂岩 (14.49%) 含砾砂岩 (13.29%) 粉砂岩 (9.30%)	粉砂岩 (94.22%) 中砂岩 (3.78%) 细砂岩 (1.33%) 砾状砂岩 (0.67%)	粉砂岩 (59.35%) 细砂岩 (15.42%) 含砾砂岩 (11.92%) 砾状砂岩 (6.78%)	中砾岩 (49.37%) 砾岩 (26.66%) 含砾砂岩 (20.82%) 砾状砂岩 (0.95%)	
	成分 (%)	石英	34.37	45.19	45.25	43.71
		长石	32.30	33.70	29.91	33.33
		岩屑	33.20	20.40	25.81	23.39
		泥质杂基	9.7	7.3	7.8	6.5
碳酸盐胶结物	7.6	9	9.3	4		
中成岩 A 期	成岩作用类型	压实作用	线-点 (28.44%) 点 (27.52%) 线 (23.85%) 点-线 (16.51%) 凹凸-线 (1.83%) 凹凸 (1.83%)	点 (44.44%) 点-线 (26.67%) 线-点 (20%) 线 (8.89%)	点-线 (55.26%) 线 (25%) 线-点 (13.16%) 点 (6.58%)	点-线 (93.94%) 线 (3.79%) 点 (1.52%) 线-点 (0.76%)
		石英次生加大	随着埋藏深度的增大, 发育强度有增加的趋势, 3 000m 以上增生石英含量主要集中在 0.5%, 3 000m 以下集中在 0.5%-1%, 个别能达到 2%, 加大边由窄变宽	随着埋藏深度的增大, 发育强度有增加的趋势, 2 800m 以上增生石英含量主要集中在 0.5%, 2 800m 以下集中在 0.5%-1%, 个别能达到 2%, 加大边由窄变宽	随着埋藏深度的增大, 发育强度有增加的趋势, 2 750m 以上增生石英含量主要集中在 0.5%, 2 750m 以下集中在 1%-2%, 加大边由窄变宽	增生石英含量大多为 1%, 3 200-3 300m 左右增生石英含量增加到 2%, 加大边变宽
	胶结作用	特征	主要是方解石、白云石、铁方解石和铁白云石胶结物, 含少量的菱铁矿及黄铁矿, 其中白云石和白云石较方解石和铁方解石含量高; 随埋藏深度的增加, 出现铁方解石和铁白云石; 且白云石、白云石含量有增加的趋势, 而方解石、铁方解石有降低的趋势			
		碳酸盐胶结	2 900m 以上以方解石、铁方解石为主, 2 900m 以下以白云石、铁白云石为主	2 900m 左右白云石、铁白云石含量较高	2 650m 以上, 随着深度的增加, 碳酸盐胶结物含量普遍增加; 2 650m 以下, 随深度增加, 白云石、铁白云石含量增加, 而方解石、铁方解石降低	主要集中在 3 200-3 300m 和 3 550-3 650m 深度段
	粘土矿物胶结	含量	白云石+铁白云石 (6.02%) 方解石+铁方解石 (2.97%)	白云石+铁白云石 (4.91%) 方解石+铁方解石 (2.69%)	白云石+铁白云石 (5%) 方解石+铁方解石 (4.33%)	白云石+铁白云石 (3.20%) 方解石+铁方解石 (0.78%)
		高岭石	0-82 (平均31)	3-83 (平均44.05)	3-88 (平均47)	0-61 (平均11)
		伊利石	4-94 (平均38)	2-44 (平均20.71)	1-69 (平均20)	17-100 (平均55.67)
		绿泥石	0-39 (平均4)	0-26 (平均6.71)	0-56 (平均9)	0-12 (平均1)
	伊/蒙混层	5-64 (平均26)	2-63 (平均27.81)	0-67 (平均23.69)	0-62 (平均32.46)	
	溶蚀作用	碳酸盐胶结物、长石及少量岩屑发生溶蚀	长石溶蚀	长石溶蚀为主, 碳酸盐胶结物溶蚀次之	长石溶蚀	
孔隙	孔隙类型	次生孔隙发育, 少量原生孔隙	次生孔隙发育, 少量原生孔隙	次生孔隙, 少量原生孔隙	次生孔隙, 少量原生孔隙	
	物性	孔隙度 (%)	0.1-25.1 (平均10.53)	2.6-27.3 (平均16.45)	0.5-28.9 (平均15.53)	0.2-23 (平均9.74)
		渗透率 ( $\times 10^{-3} \mu m^2$ )	0.007-1 864.363 (平均15.5)	0.008 6-1 084 (平均26.02)	0.012-1 822.535 (平均48.71)	0.129-1 853.457 (平均61.34)
储层评价	特低孔、特低渗储层	特低孔、特低渗储层	特低孔、特低渗储层	特低孔、特低渗储层中孔、中渗储层		

表 2 济阳坳陷四个凹陷沙河街组碎屑岩储层成岩差异

Table 2 Diagenetic difference of clastic reservoir in Shahejie Fm. of the four depressions in Jiyang sag

地区		东营			惠民		车镇			沾化
孔隙度	大小(%)	5-15			15-25		10-15			15-25
	演化特征	阶梯状			渐变		渐变			阶梯状
成岩阶段(m)	早成岩B	<2350			<2400		<2400			<3100
	中成岩A	2350-3200			2400-3150		2400-3100			3100-3650
	中成岩B	>3200			>3150		>3100			>3650
强胶结作用带(m)	高岭石	2000-2350			2200-2500		2800-3100			2600-2900
	方解石	中成岩A期			早成岩B期		中成岩A期			早成岩B期
	白云石	中成岩A期			中成岩A期		中成岩A期			中成岩A期
次生孔隙发育	发育深度(m)	第一	第二	第三	第一	第二	第一	第二	第三	2800-3300
	溶蚀对象	碳酸盐溶蚀为主 长石、岩屑溶蚀次之		长石溶蚀	长石溶蚀		长石溶蚀为主 碳酸盐溶蚀次之			长石溶蚀为主 碳酸盐溶蚀次之

综合考虑济阳坳陷四个凹陷北部沙河街组不同成因储层孔隙度和渗透率的分布情况,发现四个凹陷北部陡坡带沙河街组不同沉积成因储层均以特低孔、特低渗储层(有时为低孔、低渗储层)为主,除东营凹陷沙河街组近岸水下扇砂砾岩体外,其他三个凹陷沙河街组还存在中高孔、中高渗储层。为什么济阳坳陷四个不同凹陷北部陡坡带沙河街组砂砾岩体储层质量存在明显差异,其一方面与原始沉积水动力强弱及其沉积岩性(粒度和杂基)有关,另一方面储层质量受后期成岩作用和构造活动等因素控制。显然,储层质量存在明显差异的原因主要包括沉积、成岩和构造等三方面的因素。

### 3 不同成因类型储层成岩演化差异性分析

济阳坳陷东营凹陷北部近岸水下扇(利 88 井区)、惠民凹陷北部三角洲(基山砂体)、沾化凹陷北

部扇三角洲(义 170 井区)、车镇凹陷北部近岸水下扇(车 66 井区)沉积物类型及组成均存在差异。在埋藏成岩演化过程中,均经历了压实、胶结、溶解和交代等成岩作用,在成岩强度随着埋深不断增加、孔隙度减少、 $R_o$  值增加、伊/蒙混层比呈对数下降、高岭石含量下降、伊利石含量增加等方面表现出了相似性,但受沉积物类型及组成、埋藏速率、古地温变化、断裂作用等基本地质因素差异的影响,不同沉积成因的碎屑岩储层经历的成岩作用、成岩演化和物性发育特征具有差异性(表 2),形成了具有不同物性特征的储层。

济阳坳陷四个凹陷陡坡带沙河街组储层特征总体来说表现为以下几个方面。

#### 3.1 济阳坳陷四个凹陷陡坡带沙河街组储层孔隙度在同一成岩阶段大致相近,随深度增加而减小

东营凹陷和沾化凹陷北部陡坡带沙河街组各成岩阶段储层孔隙度呈明显阶梯状下降,孔隙度阶梯下

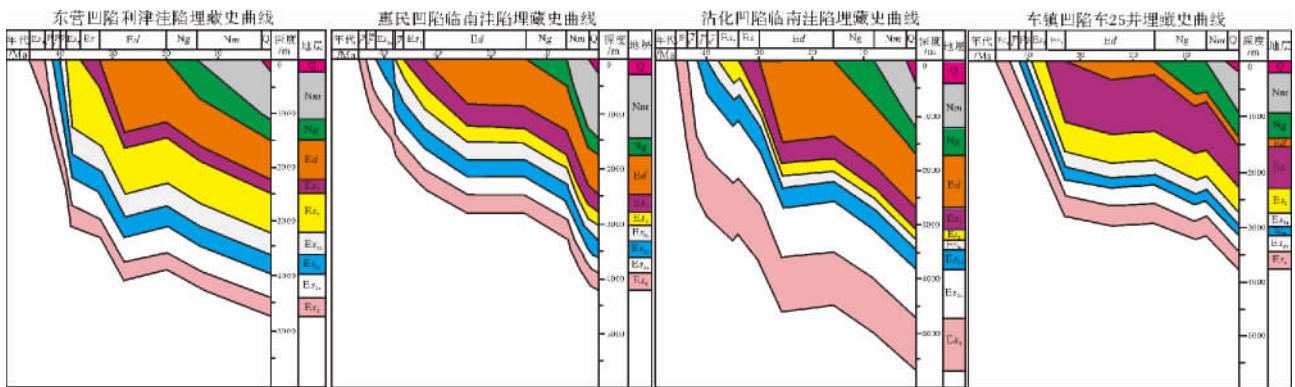


图 3 济阳坳陷四个凹陷沙河街组埋藏史曲线

(据周建林 2004; 徐怀民 2003; 王来斌 2006 修编)

Fig. 3 Burial history curves of Shahejie Fm. of the four depressions in Jiyang sag (modified from Zhou Jianlin 2004; Xu Huaimin 2003; Wang Laibin 2006)

降幅度为5%,而惠民凹陷和车镇凹陷则表现为渐变(参见图6),这是由于盆地沉降过程不同造成的。通过研究东营凹陷利津洼陷、惠民凹陷基山地区、沾化凹陷渤南洼陷和车镇凹陷车西地区的地层埋藏史,发现各凹陷地层埋藏史总体均呈三段式:始新世—渐新世处于沉降阶段,然后是抬升剥蚀,中新世以来发生沉降(图3)。但是东营凹陷利津洼陷和沾化凹陷渤南洼陷遭受的构造运动较强,沉降幅度和抬升幅度均较惠民凹陷和车镇凹陷大,从而造成各凹陷孔隙度演化特征的差异。

### 3.2 济阳拗陷四个凹陷北部陡坡带沙河街组储层均存在一个明显的伊/蒙混层比迅速下降界面

济阳拗陷四个凹陷北部陡坡带沙河街组储层的伊/蒙混层比值由20%~70%突变为20%。对应的 $R_o$ 值在东营、惠民和车镇凹陷为0.4%,对应深度主要为2400m;而在沾化凹陷对应的 $R_o$ 值为0.5%,对应深度为3100m。这种现象表明,蒙脱石向伊利石的转化在各凹陷均存在突变面,该界面之上,蒙脱石与伊利石含量均等,而在该界面之下,蒙脱石大部分(80%)转换为伊利石。该界面在各凹陷中可作为相同成岩强度的标志面,其上、下地层成岩特征具有比较明显的差异性,参考成岩阶段划分标准,确定该界面为中成岩A期的顶部界面。

济阳拗陷四个凹陷北部沙河街组黏土矿物中高岭石均出现在 $R_o = 0.4\% \sim 0.5\%$ 之间,随着埋深和 $R_o$ 值增加,高岭石含量减少,反映高岭石的富集与有机质的演化有密切关系,高岭石主要出现在相对浅埋的成岩深度和偏酸性的成岩环境。

### 3.3 济阳拗陷四个凹陷北部陡坡带沙河街组储层进入中成岩阶段的深度存在差异

东营、惠民和车镇凹陷北部沙河街组储层达到相

同成岩强度(阶段)的深度相近, $R_o$ 值也相近,而沾化凹陷深度较大, $R_o$ 值相应增加。比如中成岩阶段A期顶界深度在东营、惠民和车镇凹陷均为2400m左右, $R_o$ 值对应为0.4%,而沾化凹陷中成岩阶段A期顶界深度则为3100m,两者相差700m左右, $R_o$ 值为0.5%(表1)。分析其原因,可能是沾化凹陷沉降较快,导致在相同埋深的情况下,虽然有机质成熟度相近(东营、惠民、沾化和车镇凹陷古地温梯度分别为 $3.47^\circ\text{C}/100\text{m}$ 、 $3.56^\circ\text{C}/100\text{m}$ 、 $3.7^\circ\text{C}/100\text{m}$ 和 $3.7^\circ\text{C}/100\text{m}$ 相差不大),但因为其成岩时间较短,导致成岩强度较弱。

### 3.4 济阳拗陷四个凹陷北部陡坡带沙河街组储层碳酸盐胶结物富集深度不同

在东营、车镇和惠民凹陷北部陡坡带,处于中成岩阶段A期的沙河街组碎屑岩储层碳酸盐含量最高(埋深2400~3000m左右),方解石和白云石含量在埋深变浅、变深的储层中含量均明显变少,表明方解石和白云石胶结作用在东营、惠民和车镇凹陷中成岩A期表现明显,而在其上的早成岩B期以压实作用为主,在其下的中成岩B期遭受了比较强烈的溶蚀作用(图4、表2)。

与东营、惠民和车镇凹陷相同,沾化凹陷白云石胶结作用表现出相似的特点,但方解石胶结作用在早成岩B期即达到最强(埋深2600~2800m),此后的中成岩亚期则主要以溶蚀作用为主(图4、表2)。

### 3.5 济阳拗陷四个凹陷北部陡坡带沙河街组储层次生孔隙成因不同

东营凹陷北部沙河街组碎屑岩储层中次生孔隙的形成主要与碳酸盐胶结物的溶蚀有关,而惠民、沾化和车镇凹陷北部沙河街组储层以长石溶蚀为主,碳酸盐胶结物溶蚀次之(表1)。济阳拗陷中不同凹陷

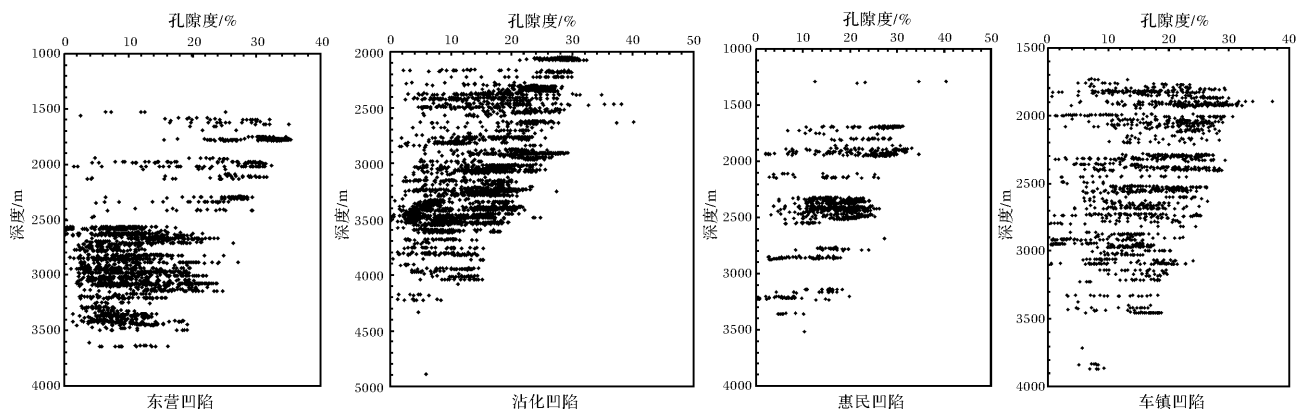


图4 济阳拗陷四个凹陷沙河街组沙三、沙四段碎屑岩储层孔隙度演化

Fig. 4 Porosity evolution of clastic reservoir of Sha-3 and Sha-4 member of Shahejie Fm. of the four depressions in Jiyang sag

陡坡带沙河街组次生孔隙的形成主要与烃源岩成熟产生的有机酸有关。根据化学反应自由能大小,有机酸优先溶蚀的是长石,其中以斜长石中的钙长石最早被溶蚀,因其反应自由能最低( $\Delta G = -154.49 \text{ kJ/mol}$ );其次是钾长石, $\Delta G = -17.92 \text{ kJ/mol}$ ;然后是有机酸对碳酸盐胶结物的溶蚀(反应自由能 $\Delta G = 46.89 \text{ kJ/mol}$ )<sup>[9]</sup>。故济阳拗陷四个凹陷北部陡坡带沙河街组砂砾岩储层中以长石溶蚀为主,碳酸盐胶结物溶蚀次之,仅东营凹陷碳酸盐胶结物溶蚀较强。

### 3.6 济阳拗陷四个凹陷北部陡坡带沙河街组储层次生孔隙发育深度有异

东营、惠民和车镇凹陷北部陡坡带沙河街组储层次生孔隙的发育深度较浅(2 000 ~ 2 200 m 左右),而沾化凹陷北部陡坡带沙河街组储层次生孔隙的发育深度较深(2 800 m 左右)(表 2)。在盆地演化过程中,济阳拗陷沉降中心是不断迁移的,孔店组—沙四段沉积时期,沉降中心位于西部的惠民凹陷;到沙三—沙二段沉积时期,迁移至东营凹陷;到沙一段—东营组时期,迁移至沾化凹陷;馆陶—明化镇组时迁移到车镇凹陷<sup>[9]</sup>。这一迁移过程决定了惠民凹陷的烃源岩成熟时间及酸性流体排出时间最早,沾化和车镇凹陷最晚。故惠民和东营凹陷储层次生孔隙形成时间较早,深度较浅,为 1 800 ~ 2 000 m 左右,车镇凹陷储层次生孔隙发育深度为 2 200 m 左右,沾化凹陷沙河街组储层次生孔隙发育深度大于 2 800 m。

## 4 储层质量控制因素分析

砂岩储层质量常常受多种地质因素控制,如沉积条件(即颗粒成分、粒度、分选、磨圆、颗粒间杂基含量、岩相类型等)、成岩条件(如压实、胶结、溶解和交代等作用)以及构造作用等。然而在这些沉积和成

岩因素之间又存在一些相互影响,比如压实作用的强弱除了受埋藏深度影响外,还与岩石颗粒的成分、粒度和胶结物类型有关。岩石含塑性颗粒(如泥岩岩屑)越多、粒度越细,压实作用越强,反映岩相对成岩过程的控制。同样,溶蚀作用除了与地下水介质的溶蚀能力和活跃程度有关以外,还与岩石本身所含易溶组分(如碳酸盐、硫酸盐组分)的多少以及岩石所处的成岩演化阶段、孔隙连通性、地层温度、烃类注入状况、盆地沉降方式、裂缝、断层、不整合面发育状况等有关。因此,砂岩储层物性的影响因素是非常复杂的。

### 4.1 沉积条件对储层质量的影响

济阳拗陷古近系沙河街组沉积时期,东营凹陷北部利津洼陷利 88 井区发育近岸水下扇砂砾岩体,惠民凹陷北部基山地区主要发育三角洲砂岩体,沾化凹陷北部渤南洼陷义 170 井区发育扇三角洲砂砾岩体,车镇凹陷北部车西地区车 66 井区发育近岸水下扇砂岩体(图 2.5)。四个凹陷北部陡坡带不同沉积体系的沉积岩石学特征和成岩作用的显著差异,导致了储层特征及其物性具有差异性(表 1)。受沉积物源和沉积体系类型差异影响,惠民凹陷北部基山三角洲岩石组成相对单一,粒度偏细,主要为细砂岩和粉砂岩,成分成熟度较高,石英和长石含量近 80%,岩屑含量相对低,在 20% 左右。东营凹陷北部近岸水下扇砂砾岩体的成分成熟度低,石英、长石含量低(65% 左右),岩屑含量最高,可达 30% 以上。沾化凹陷北部扇三角洲砂砾岩体和车镇凹陷北部近岸水下扇砂岩体岩矿组成相似,成分成熟度中等,石英、长石含量 75% 左右,岩屑含量在 23% ~ 25% 之间(表 1)。济阳拗陷四个主要凹陷北部沙河街组不同沉积体系储层中泥质杂基含量与碳酸盐胶结物的含量相差不大。

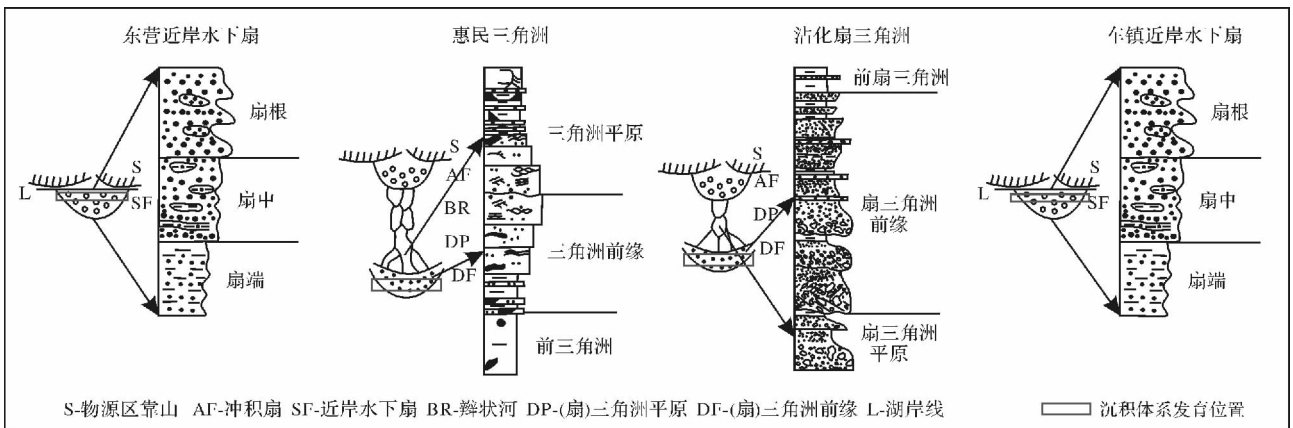


图 5 济阳拗陷四个凹陷近岸水下扇与(扇)三角洲沉积

Fig. 5 Nearshore subaqueous fan and (fan) delta of the four depressions in Jiyang sag

东营凹陷北部近岸水下扇砂砾岩体中泥质杂基含量较高, 可达到9%以上; 沾化凹陷北部扇三角洲砂砾岩体中泥质杂基含量较低, 只有6.5%左右; 惠民凹陷北部三角洲粉细砂岩体、车镇凹陷北部近岸水下扇砂砾岩体中泥质杂基含量在7%~8%之间(表1)。

济阳拗陷四个凹陷陡坡带沙河街组储层质量存在差异(表1, 表2)。在埋深大致相同情况下, 济阳拗陷四个凹陷北部陡坡带沙河街组碎屑岩储层的孔隙度随沉积物成分和结构成熟度增加, 其孔隙度明显好转。在中成岩A期, 成分和结构成熟度较低的沾化凹陷扇三角洲砂砾岩体和东营凹陷近岸水下扇砂砾岩体, 孔隙度较低(<10%); 而成分和结构成熟度较高的车镇凹陷沙河街组近岸水下扇砂砾岩体和惠民凹陷三角洲粉细砂岩体, 孔隙度较高(15%~25%)。泥质杂基含量对储层质量有控制作用。以东营凹陷沙河街组近岸水下扇储层为例, 当泥质杂基含量大于10%时, 孔隙度、渗透率明显降低, 孔隙度在15%以下, 渗透率不超过 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。对于不同沉积体系, 随着泥质杂基含量的升高, 孔隙度也呈现降低趋势。从惠民凹陷→车镇凹陷→东营凹陷, 随着沙河街组储层泥质杂基含量的升高, 孔隙度不断降低(图6)。

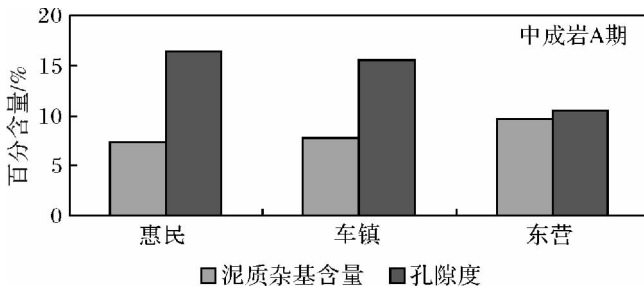


图6 济阳拗陷不同凹陷沙河街组储层泥质杂基含量与孔隙度关系图

Fig. 6 Relationship between reservoir matrix content and porosity of Shahejie Fm. of different depressions in Jiyang sag

#### 4.2 压实作用对储层质量的影响

济阳拗陷四个主要凹陷北部沙河街组储层目前处于中成岩阶段, 埋深主要处于2 000~3 200 m(表1)。岩石呈固结状态, 颗粒之间的接触关系主要为点一线或线状接触, 压实程度较强。东营凹陷北部沙河街组近岸水下扇砂砾岩体颗粒之间表现为线一点、点一线接触, 以及少量凹凸接触; 惠民凹陷北部三角洲粉细砂岩体以点接触为主, 压实作用相对较弱, 点一线、线一点接触次之, 随着埋藏深度的增加, 也出

现了线接触; 沾化凹陷北部扇三角洲砂砾岩体中大部分岩石颗粒之间为点一线接触; 车镇凹陷北部近岸水下扇砂砾岩体以点一线接触为主, 线状、线一点接触次之, 表现出较强的压实作用(参见图9)。

根据济阳拗陷四个凹陷沙河街组储层物性与埋深关系可以看出(图4), 无论是哪个凹陷、哪种沉积体系、哪种岩石类型组合, 随着埋藏深度增加, 储层孔隙度和渗透率都是不断下降的。早期压实作用影响较大(埋深小于1 600 m), 后来随着胶结作用的增强, 影响逐渐减小。东营凹陷利津洼陷沙河街组储层成岩定量研究表明, 利津地区沙三下一沙四段储层原始孔隙度为35%, 压实作用使孔隙度减少20.7%, 胶结作用使孔隙度减少8.94%, 后期溶蚀作用使孔隙度增加4.89%。可见, 成岩作用对储集物性影响最大, 压实作用对储层性质的影响是绝对的。

#### 4.3 胶结作用对储层质量的影响

济阳拗陷四个凹陷沙河街组不同沉积储层多为碳酸盐胶结, 其次是石英次生加大和自生黏土矿物胶结。在碳酸盐胶结物中, 白云石和铁白云石的胶结作用要强于方解石和铁方解石。随着埋藏深度的增加, 白云石和铁白云石的胶结作用增强, 含量为3%~6%(图7)。石英次生加大在中成岩阶段普遍发育, 增生石英含量可达0.5%~1%, 随着埋深增加, 石英加大边的宽度也由窄变宽。在黏土矿物胶结物中, 东营凹陷北部沙河街组近岸水下扇砂砾岩体和沾化凹陷北部扇三角洲砂砾岩体中伊利石和伊/蒙混层黏土矿物的胶结作用相对较强, 高岭石、绿泥石相对弱。惠民凹陷北部三角洲粉细砂岩体则与东营、沾化凹陷情况相反, 绿泥石和高岭石的胶结作用强, 伊利石和伊/蒙混层黏土矿物的胶结作用弱。车镇凹陷北部沙河街组近岸水下扇砂砾岩体各种黏土矿物的胶结作用相差不大, 绿泥石的胶结作用略强一些(表1)。

胶结物充填孔隙空间使孔隙度减小, 从而降低储层的物性。但是, 胶结作用也能在一定程度上抑制成岩早期压实作用的发生。

从对济阳拗陷沙河街组储层性质的影响大小来看, 碳酸盐的胶结作用最重要, 它使储层的孔隙度和渗透率大大降低。随着碳酸盐胶结物含量的增加, 物性随之降低, 两者具有明显的负相关关系(图8)。从车镇凹陷→沾化凹陷→东营凹陷→惠民凹陷, 碳酸盐胶结物含量逐渐增加, 孔隙度也呈现出降低趋势(图8)。对于同一个沉积体系, 如东营凹陷北部沙河街组近岸水下扇沉积体系, 碳酸盐胶结物含量与孔隙度



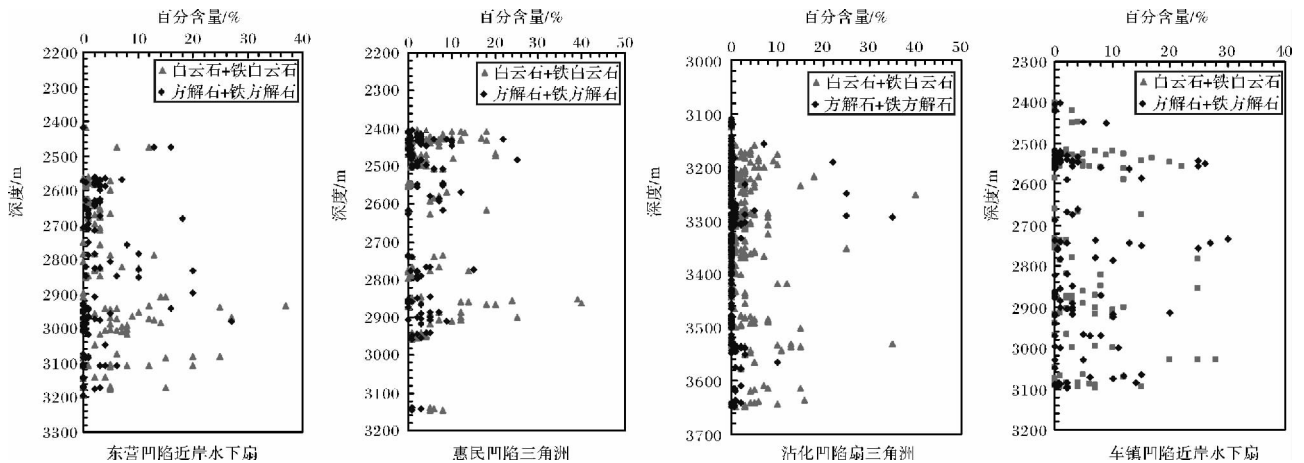


图7 济阳拗陷四个凹陷北部陡坡带沙河街组储层碳酸盐胶结物含量与深度关系

Fig. 7 Relationship between reservoir carbonate cement content and depth of Shahejie Fm. in northern steep slope zone of the four depressions in Jiyang sag

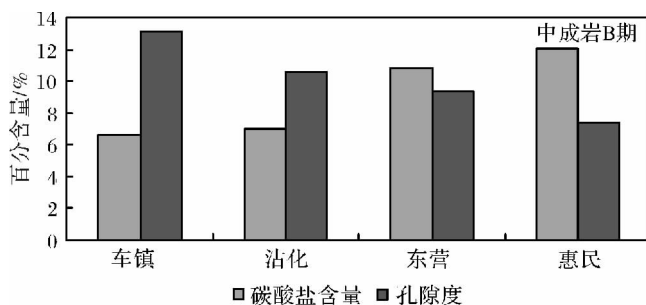


图8 济阳拗陷四个凹陷北部陡坡带沙河街组储层碳酸盐胶结物含量与孔隙度关系

Fig. 8 Relationship between reservoir carbonate cement content and porosity of Shahejie Fm. in northern steep slope zone of the four depressions in Jiyang sag

之间也存在这样的关系,当碳酸盐含量小于15%时,孔隙度可以达到20%以上;而碳酸盐含量大于15%时,储层质量迅速变差,孔隙度大多在10%左右。碳酸盐胶结作用越强,物性越差。

#### 4.4 溶蚀作用对储层质量的影响

1 100余片薄片镜下观察表明,济阳拗陷四个凹陷沙河街组不同沉积成因砂砾岩处于中成岩演化阶段。由于有机质成熟排出有机酸,溶蚀碳酸盐胶结物和长石等多种颗粒,形成次生孔隙,但各凹陷不同沉积体系的溶蚀对象不同。东营凹陷北部陡坡带沙河街组近岸水下扇砂砾岩体在早成岩B期和中成岩A期以碳酸盐胶结物溶蚀为主,长石和岩屑溶蚀次之,形成粒间孔隙,还有少量的岩屑发生溶蚀,形成粒内溶孔;中成岩B期溶蚀作用相对减弱,在长石颗粒边缘和少量碳酸盐胶结物处发生溶蚀。惠民、沾化和车

镇凹陷北部沙河街组储层均以长石溶蚀为主,其中车镇凹陷北部近岸水下扇砂砾岩体除长石溶蚀外,还有少量的碳酸盐胶结物发生溶蚀,形成粒间溶孔(图9)。

碳酸盐胶结物的溶蚀可以形成粒间孔隙,这种粒间孔隙不仅能增大孔隙,而且能够使粒间孔隙连通,提高渗透率,对改善储层物性起到了关键作用;长石、岩屑的溶蚀形成粒内孔隙,在提高孔隙度方面作用较大,而在提高渗流能力方面相对弱。如早成岩B期东营凹陷北部沙河街组近岸水下扇砂砾岩体、中成岩B期沾化凹陷北部沙河街组扇三角洲砂岩体和车镇凹陷北部沙河街组近岸水下扇砂砾岩体都是由于碳酸盐胶结物的溶蚀作用,使储层物性变好的。

## 5 结论

济阳拗陷四个凹陷北部陡坡带沙河街组不同沉积成因砂砾岩体在不同埋藏过程下,储层质量和储层成岩序列出现了明显的差异。这种储层质量差异不仅受控于原始沉积条件(沉积物成分和结构成熟度。成分和结构成熟度越高、基质含量越低,储层质量越好)而且也受控于储层成岩演化。在埋深和成岩演化阶段相同的情况下,溶蚀作用对于改善储层质量起到了重要作用。济阳拗陷四个凹陷北部砂砾岩体储层主要经受了有机酸对碳酸盐胶结物和长石以及岩屑颗粒的溶蚀,所形成的粒间和粒内孔隙不仅能增大孔隙度,而且能提高渗透率,可明显改善储层质量(孔隙度可达到20%以上,渗透率达到 $60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )。显然,发现溶蚀作用及其形成的次生孔隙发育深度

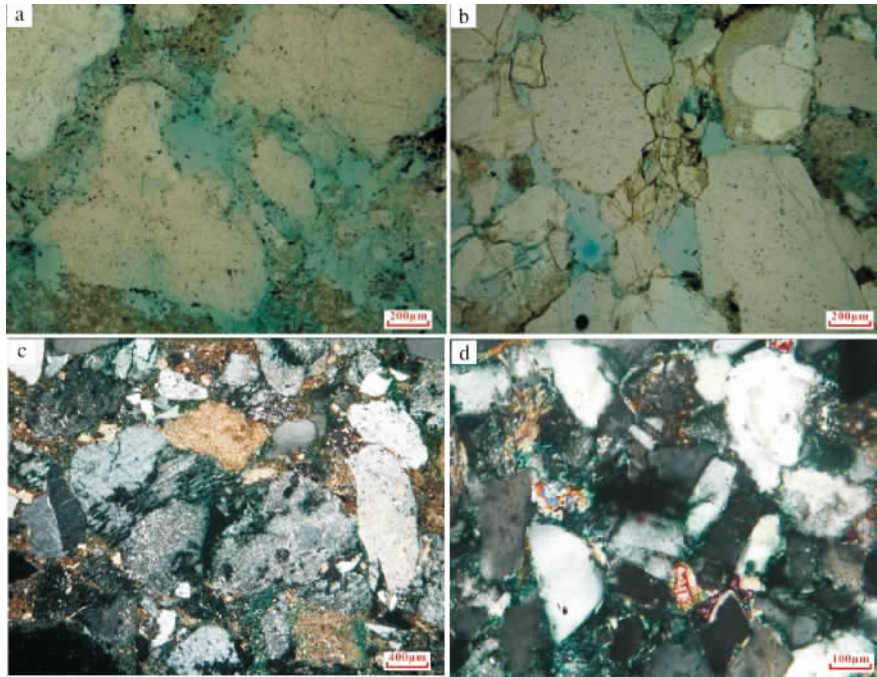


图9 济阳拗陷四个凹陷北部陡坡带沙河街组不同成因储层溶蚀作用

a. 东营凹陷近岸水下扇砾岩,长石、填隙物被溶蚀,利563井2 575.40 m; b. 沾化凹陷扇三角洲砂砾岩,长石、少量胶结物被溶蚀,义631井2 878.9 m; c. 车镇凹陷近岸水下扇砂砾岩,长石溶蚀形成粒内溶孔,大801井2 316.45 m; d. 惠民凹陷三角洲砂岩,长石溶蚀形成粒内溶孔,商543井3 234.68 m

Fig. 9 Different reservoir dissolution of Shahejie Fm. in northern steep slope zone of the four depressions in Jiyang sag

对于预测有利储层是非常重要的。根据济阳拗陷四个凹陷北部陡坡带沙河街组储层主控因素及其差异性特征分析,认为有机酸溶蚀有利于储层质量的改善,与此相关的有利储层发育深度主要位于2 200 m (惠民、东营和车镇凹陷北部)和2 900 m左右(沾化凹陷北部)深度段。今后在充分考虑构造变动和断层活动等多种因素的基础上,可加强溶蚀孔隙发育的三角洲河道砂体和近岸水下扇水道砂体的精细勘探。

#### 参考文献(References)

- Schmidt V, McDonald D A. Secondary reservoir porosity in the course of sandstone diagenesis[M]. AAPG Continuing Education Course Series No. 12, 1979
- Surdam R G, Crossey L J, Hagen E S. Organic - inorganic interactions and sandstone diagenesis[J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(1): 1-23
- 李忠, 陈景山, 关平. 含油气盆地成岩作用的科学问题及研究前沿[J]. 岩石学报, 2006, 22(8): 2113-2122 [Li Zhong, Chen Jingshan, Guan Ping. Scientific problems and frontiers of sedimentary diagenesis research in oil-gas-bearing basins[J]. Acta Petrologica sinica, 2006, 22(8): 2113-2122]
- 张响响, 邹才能, 朱如凯, 等. 川中地区上三叠统须家河组储层成岩相[J]. 石油学报, 2011, 32(2): 257-264 [Zhang Xiangxiang, Zou Caineng, Zhu Rukai, et al. Reservoir diagenetic facies of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the central Sichuan Basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2011, 32(2): 257-264]
- 张荣虎, 姚根顺, 寿建锋, 等. 沉积、成岩、构造一体化孔隙度预测模型[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(2): 145-151 [Zhang Ronghu, Yao Genshun, Shou Jianfeng, et al. An integration porosity forecast model of deposition, diagenesis and structure[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(2): 145-151]
- Knut Bjorlykke. Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environment to Rock Physics [M]. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2010
- 朱筱敏, 董艳蕾, 郭长敏, 等. 歧口凹陷沙河街组一段层序格架和储层质量分析[J]. 沉积学报, 2007, 25(6): 934-941 [Zhu Xiaomin, Dong Yanlei, Guo Changmin, et al. Sequence framework and reservoir quality of Sha 1 member in Shahejie Formation, Qikou sag[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2007, 25(6): 934-941]
- 钟大康, 朱筱敏, 张琴. 不同埋深条件下砂泥岩互层中砂岩储层物性变化规律[J]. 地质学报, 2004, 78(6): 863-871 [Zhong Dakang, Zhu Xiaomin, Zhang Qin. Variation characteristics of sandstone reservoirs when sandstone and mudstone are interbedded at different buried depths[J]. Acta Geologica Sinica, 2004, 78(6): 863-871]
- 朱筱敏, 王英国, 钟大康, 等. 济阳拗陷古近系储层孔隙类型与次生孔隙成因[J]. 地质学报, 2007, 81(2): 197-204 [Zhu Xiaomin, Wang Yingguo, Zhong Dakang, et al. Pore types and secondary pore evolution of Paleogene reservoir in the Jiyang sag[J]. Acta Geologica Sinica, 2007, 81(2): 197-204]
- 吕正谋. 山东东营凹陷下第三系砂岩次生孔隙研究[J]. 沉积学

- 报, 1985, 3(2): 47-56 [Lü Zhengmou. Study on the secondary pores of sandstone of the lower Tertiary in Dongying depression, Shandong [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1985, 3(2): 47-56]
- 11 周自立, 吕正谋. 山东胜利油区第三系碎屑岩埋藏成岩地温计与储层分带特征[J]. 石油与天然气地质, 1990, 11(2): 119-126 [Zhou Zili, Lü Zhengmou. Burial diagenetic geothermometer and reservoir zoning characteristics of Tertiary elastic rocks in Shengli oilfield, Shandong [J]. Oil & Gas Geology, 1990, 11(2): 119-126]
- 12 蔡进功, 谢怀中, 田芳. 济阳坳陷深层砂岩成岩作用及孔隙演化[J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(1): 83-86 [Cai Jingong, Xie Huaizhong, Tian Fang. Diagenesis and pore evolution of deep sandstones in Jiyang depression [J]. Oil & Gas Geology, 2002, 23(1): 83-86]
- 13 李丕龙, 金之钧, 张善文, 等. 济阳坳陷油气勘探现状及主要研究进展[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(3): 1-4 [Li Pilong, Jin Zhijun, Zhang Shanwen, et al. The present research status and progress of petroleum exploration in the Jiyang depression [J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(3): 1-4]
- 14 钟大康, 朱筱敏, 张枝焕. 东营凹陷古近系砂岩次生孔隙成因与纵向分布规律[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(6): 51-53 [Zhong Dakang, Zhu Xiaomin, Zhang Zhihuan. Origin of secondary porosity of Paleogene sandstone in the Dongying sag [J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(6): 51-53]
- 15 Zhu Xiaomin, Zhong Dakang, Zhang Qin. Sandstone diagenesis and porosity evolution of Paleogene in Huimin depression [J]. Petroleum Science, 2004, 1(3): 23-29

## On the Differences of Reservoir Quality of Shahejie Fm. in Steep Slope Zones of Jiyang Sag

ZHU Xiao-min<sup>1</sup> ZHANG Shou-peng<sup>2</sup> HAN Xue-fang<sup>3</sup> TAO Wen-fang<sup>1</sup>

(1. China University of Petroleum, Beijing 102249;

2. Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257015;

3. Tianjin Branch of CNOOC Limited, Tianjin 300452)

**Abstract:** Coarse sediments of nearshore subaqueous fan or fan delta were mainly developed in the third member or the fourth member of Shahejie Formation in steep slope zones of different depressions in Jiyang sag, such as nearshore subaqueous fan in the north of Dongying depression (Li 88 well region) and Chezhen depression (Che 66 well region), delta in the north of Huimin depression (Jishan Sand Body), and fan delta in the north of Zhanhua depression (Yi 170 well region). But their sedimentary types and compositions were different. Great amounts of data from cores and reservoir analysis demonstrated that the reservoir of Shahejie Fm. had undergone a series of diagenesis, such as compaction, cementation, dissolution and replacement in burial diagenetic evolution, resulted in the low porosity and permeability reservoirs. Although it showed the similarity of the burial depth (mostly 2 000 ~ 3 000 m) and diagenesis evolution stages (the middle diagenetic phase) of Shahejie Fm. in Jiyang sag, differences of reservoir quality in these steep slopes of different depressions still existed. These kinds of differences were caused by sedimentary condition and diagenetic evolution differences. Under the same burial depth and diagenetic evolution stages, dissolution process had played a significant role in improving reservoir quality (the porosity up to 20% and the permeability up to  $60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ). The comprehensive research results of reservoir controlling factors and characteristics indicated that, the favorable reservoirs of Shahejie Fm. in the steep slope of Jiyang sag developed in the depth about 2200m in Dongying, Chezhen and Huiming depressions, and the depth of 2 900 m in Zhanhua depressions. The channel sandbodies originated from delta and nearshore subaqueous fan, which were rich in dissolution pores, would be the favorable exploration targets in the future.

**Key words:** Jiyang sag; Shahejie Fm.; clastic reservoir; diagenetic evolution; difference of reservoir quality