CN37-1475/P

赵鹏飞, 孙藏军, 康凯, 等. 石臼坨凸起西段东三段储层差异成岩演化及孔隙定量表征[J]. 海洋地质前沿, 2022, 38(10): 42-50. ZHAO Pengfei, SUN Cangjun, KANG Kai, et al. Differential diagenetic evolution and quantitative characterization of pores in the third Member of Dongying Formation in the western section of Shijiutuo Uplift[J]. Marine Geology Frontiers, 2022, 38(10): 42-50.

石臼坨凸起西段东三段储层差异成岩演化 及孔隙定量表征

赵鹏飞1,孙藏军2,康凯2,别旭伟2

(1中海油研究总院有限责任公司,北京100028;2中海石油(中国)有限公司天津分公司,天津300459)

摘 要:为了定量评价成岩作用对石臼坨凸起西段 X-1 井区东三段不同粒级储层孔隙发育的影响,利用铸体薄片、扫描电镜、常规物性、X 射线衍射等资料,分析了不同粒级储层孔隙演化的差异及原因。结果表明,中-粗砂岩以较高含量的自生高岭石和次生溶蚀孔发育为特征,砂砾岩胶结物含量中等,但次生溶蚀孔较发育,细砂岩胶结物和次生溶蚀孔欠发育。中-粗砂岩经历的成岩作用类型较完整,砂砾岩整体具有较弱压实、弱溶蚀、弱胶结的成岩特征,而细砂岩以压实作用为主,中成岩 A 期溶蚀、胶结作用基本不发育。东三段同生期-早成岩 B 期以机械压实为主,对细砂岩孔隙演化影响最大;中成岩 A 期早期以溶蚀作用为主,对中-粗砂岩溶蚀增孔效应最明显;中成岩 A 期晚期以含铁碳酸盐胶结为特色,对中-粗砂岩孔隙演化的影响较大,但其总体孔隙度仍然最高。东三段不同粒级储层中的中-粗砂岩平均孔隙度为 15.1%,砂砾岩为 13.4%,细砂岩为 8.9%。由于中-粗砂岩受压实影响较弱,溶蚀作用最强,故孔隙最为发育;砂砾岩虽然受压实作用较弱,但由于孔隙结构复杂,非均质性强,限制了成岩流体的活动性,影响了储层的溶蚀作用强度;细砂岩泥质含量较高,受压实作用影响最大,孔隙发育相对最差。该研究对于中国湖盆近源快速堆积背景下中深层有效储层的预测与评价具有参考价值。

关键词:储层: 差异成岩演化: 石臼坨凸起: 东三段: 定量评价

中图分类号: P744.4; P618.13 文献标识码: A DOI: 10.16028/j.1009-2722.2022.137

0 引言

渤海海域盆地凸起边缘常发育古近系扇三角洲、辫状河三角洲砂体等中深层储层,是渤海海域油气勘探开发的重要对象之一。其中,古近系东营组三段(以下简称东三段)沉积时期,紧邻石臼坨凸起西段边界断层下降盘,呈裙带状沉积了多个扇三角洲沉积体^[1-3]。自 2014 年该区探井 X-1 井在东三段取得高产工业油流勘探发现以来,前人开展了

收稿日期: 2022-04-28

资助项目: 中海石油(中国)有限公司重大科技专项(CNOOC-KJ 135 ZDXM 36 TL08 TL)

作者简介: 赵鹏飞(1963—), 男, 正高级工程师, 主要从事油气田开发与储量评价研究工作. E-mail; zhaopf@cnooc.com.cn

大量研究工作。王启明等^[1] 分析了古地貌差异对不同扇体发育样式、展布范围及富砂程度的控制作用; 赵梦等^[2] 通过沉积物碎屑锆石 U-Pb 定年法, 示踪了不同扇体的物源存在差异; 杜晓峰等^[3] 定量表征了物源体系、断层活动及湖平面变化对不同扇体沉积的控制; 庞小军等^[4] 和江涛等^[5] 研究了石南边界大断层差异活动性对不同扇体成藏差异的影响; 万琳等^[6] 基于恒速压汞资料研究了扇体不同粒级储层微观孔隙结构的差异。这些已有的研究成果大多侧重于古地貌恢复^[1]、源汇沉积体系^[2-3]、油气成藏^[4-5] 等宏观尺度方面, 在储层微观尺度方面研究报道较少^[6]。但是, 中深层碎屑岩在深埋藏过程中将经历复杂的微观成岩改造过程, 该过程是决定储层品质的重要因素。虽然已有学者定量恢复了该区东三段成岩演化过程中的孔隙演化史^[7-8], 但均

将东三段储层作为一个整体对象开展工作。而不同粒级储层的初始结构、组分等方面的差异制约了成岩作用的程度及孔隙演化路径的不同^[9-11],最终决定了不同储集层勘探效果的差异。

本文在研究区已有成果认识的基础之上,聚焦于探井 X-1 井所钻遇的单一物源控制下扇三角洲沉积体^[1-8],利用探井 X-1 井和开发井 X-A4 井分别获取的 28 颗壁芯和 18.2 m 岩芯及其分析化验资料,细分了东三段的不同粒级岩性,分析了不同岩性成岩演化过程的差异性及其对孔隙发育的影响,从而更加精细地表征储层物性。

1 地质概况

研究区在区域构造上位于石臼坨凸起西段,南侧紧邻渤海主力生烃凹陷——渤中凹陷,处于有利

成藏位置(图 1a)。探井 X-1 井揭示,该区含油层系主要分布于古近系东二下段和东三段(图 1b)。其中,主力含油层位东三段埋深约 3 000 m,油层厚度 140 m,为近源扇三角洲前缘多期水下分流河道叠置沉积,物源来自西北方向的石臼坨凸起^[1-3](图 1c),并于 2021 年投入开发。东三段地层厚度分布受古沟谷控制^[1],古沟谷边部地层较薄,古沟谷内部地层与砂体均较厚。储集砂体在地震剖面上表现为透镜状杂乱反射特征,整体表现为中强振幅、中频、弱连续反射^[3],削截和底超特征清晰,包络面和尖灭点均较清晰,与围岩地层呈角度不整合接触^[4]。东三段储层为近源快速沉积背景下的产物,储层粒级范围大,其中,砂砾岩与中-粗砂岩中的泥质含量较低,而细砂岩的泥质含量普遍较高,与稳定地质背景下中远河流供给三角洲储层的地质特征差异较大。

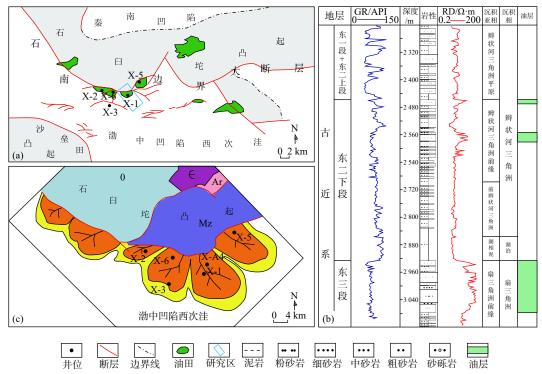


图 1 研究区所处区域构造位置 $^{[5]}$ (a)、X-1 井单井柱状图(b)及东三段沉积相 $^{[1-2]}$ (c)

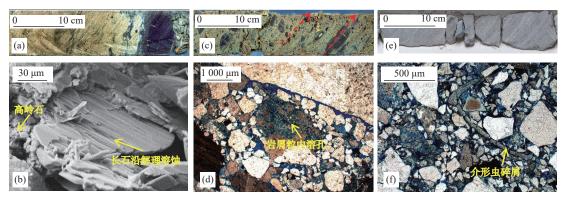
Fig.1 Regional tectonic location^[5](a), single well histogram of Well X-1 (b) and sedimentary facies in the third Member of Dongying Formation in the study area ^[1-2](c)

2 储层特征

2.1 岩石类型及特征

根据岩芯、壁芯和铸体薄片、扫描电镜等资料

分析,东三段储层发育细砂岩、中-粗砂岩和砂砾岩 3 类岩性。石臼坨凸起西段东三段沉积时期,以近源快速堆积为特征,发育多种粒级的储层,其中,中-粗砂岩和砂砾岩位于扇三角洲主体内部,受洪水水流的频繁冲刷,泥质含量相对较低(图 2a-d);细砂岩主要位于扇三角洲前端,位于水道的末梢,再加



(a)中-粗砂岩,河道底部冲刷充填构造,荧光直照照片,X-A4 井,3 355.7~3 356.0 m; (b)中-粗砂岩,长石沿着解理溶蚀,X-A4 井,3 355.9 m; (c)砂砾岩,砾石呈定向排列,荧光直照照片,X-A4 井,3 042.0~3 042.3 m; (d)砂砾岩,中酸性喷出岩岩屑粒内溶孔发育,面孔率 15%,X-A4 井,3 042.1 m,单偏光;(e)细砂岩,低能水体环境细粒沉积,X-A4 井,2 932.0~2 932.3 m;(f)细砂岩,偶见介形虫碎屑,泥质杂基鳞片结构充填粒间,以残余粒间孔为主,面孔率 9%,X-A4 井,2 932.0 m,单偏光

图 2 东三段不同岩石类型岩芯、铸体薄片及扫描电镜照片

Fig. 2 The core, cast thin sections and SEM images of different rock types of the third Member of Dongying Formation

上湖水水深较大,受波浪的影响也较弱,导致其泥质含量普遍较高(图 2e、f)。

中-粗砂岩为扇三角洲前缘辫状水道沉积,河道底部可见明显的冲刷充填构造(图 2a),粒径 0.25~2 mm,中-粗粒,分选较好,碎屑颗粒间以点-线接触为主。碎屑组分以长石、岩屑为主,石英次之。长石以钾长石居多,斜长石次之,其中,钾长石介于15%~21%,平均18.9%;斜长石介于14%~21%,平均17.6%。岩屑介于23%~46%,平均31.4%,多为中酸性喷出岩岩屑,变质岩岩屑次之。石英介于20%~39%,平均30.4%。填隙物多见自生黏土矿物和含铁碳酸盐胶结物(表1)。黏土矿物中以高岭石为主,伊利石次之(图 2b),高岭石平均含量2.1%。

碳酸盐胶结物以铁方解石和铁白云石多见,平均含量分别为 3.1% 和 2.9%。

砂砾岩为扇三角洲前缘近物源端主水道粗粒沉积,粒径 1.2~8.01 mm,分选差,为颗粒支撑,可见不同粒级碎屑物呈块状堆积,砾石在水流作用下呈定向排列(图 2c)。砾石多见石英岩岩块、花岗岩岩块和火山岩岩块,砾石间多以中-粗砂质填充,碎屑颗粒组分总计介于 71%~90%,平均 75.2%。粒间填隙物多见自生黏土矿物和少量碳酸盐胶结物。相比中-粗砂岩,砂砾岩黏土矿物中高岭石、伊利石和碳酸盐胶结物含量明显偏少(表 1),高岭石平均含量 1.5%,铁方解石和铁白云石平均含量分别为 2.2%和 1%。

表 1 东三段不同岩石类型填隙物类型及含量统计

Table 1 Types and contents of interstitial materials of different rock types of the third Member of Dongying Formation

岩石类型	样品数n/个	菱铁矿	白云石	铁白云石	方解石	铁方解石	高岭石	伊利石	石英次生加大	泥质
砂砾岩	38	*	*	(0.5~4)/1	(0.5~3)/1.4	(1~3)/2.2	(0.9~2.8)/1.5	*	A	(1~8)/2.8
中-粗砂岩	58	•	•	(1~6)/2.9	(2~4)/2.5	(2~7)/3.1	(1~5)/2.1	•	A	$(1\sim 6)/3.5$
细砂岩	47	Δ	Δ	A	(0.2~1)/0.4	(0.5~2)/1	(0.5~2)/1	Δ	Δ	(3~15)/6.9

注:表中数据含义(最小值~最大值)/平均值,单位%; ◆表示少见, ▲表示偶见,△表示极少见。

细砂岩为扇三角洲前缘辫状水道近湖盆端的沉积(图 2e),粒径 0.125~0.25 mm,粒度偏细,分选中等,碎屑颗粒间以线接触为主。岩石成分与中-粗砂岩基本相同,但偶见低能水体环境下的介形虫(图 2f)、螺类的盆内碎屑。岩石成分中,斜长石介于16%~22%,平均18.1%,钾长石介于16%~21%,平均19.1%。岩屑介于22%~43%,平均32.1%,多为中酸性喷出岩岩屑,变质岩岩屑次之。石英介于18%~36%,平均29.5%。填隙物以泥质为主,泥质

平均含量 6.9%(表 1)。黏土矿物和碳酸盐胶结物明显最少,高岭石和铁方解石平均含量均为 1%。

2.2 孔隙发育特征

通过物性资料、铸体薄片及扫描电镜等资料分析,研究区东三段3类不同粒级储层孔隙发育差异明显。中-粗砂岩物性最好,面孔率介于6%~32%,平均24.6%,孔隙类型多见残余粒间孔和粒内溶孔(图2b、表2),整体孔隙发育且连通性好。砂砾岩

储层面孔率介于5%~31%,平均19.5%,发育残余 粒间孔和少量粒内溶孔(图2d、表2),孔隙分布不 均匀,连通性差。细砂岩物性最差,面孔率介于 1%~27%, 平均 12.3%, 孔隙类型以残余原生粒间 孔为主, 少量粒内溶孔次之, 整体孔隙欠发育且连 通性差(图 2f、表 2)。

表 2 东三段不同岩石类型孔隙类型及面孔率统计

Table 2 Statistics of pore types and face rates of different rock types of the third Member of Dongying Formation

岩石类型	样品数n/个	残余粒间孔	粒内溶孔	胶结物晶间孔	总面孔率
砂砾岩	38	(1~18)/6.2	(1~6)/8.9	A	(5~31)/19.5
中-粗砂岩	58	(5~32)/9.1	(2~25)/15.1	•	(6~32)/24.6
细砂岩	47	(2~16)/7.5	(1~5)/3.1	Δ	(1~27)/12.3

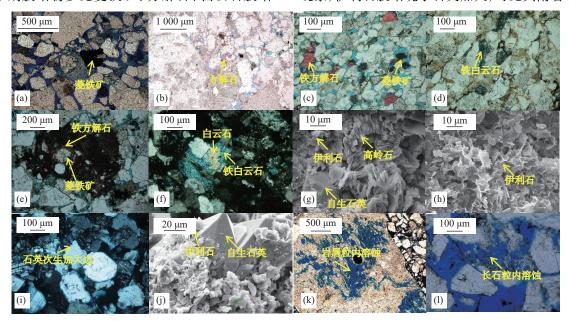
注:表中数据含义(最小值~最大值)/平均值,单位%;◆表示少见,▲表示偶见,△表示极少见。

3 成岩特征及演化序列

3.1 成岩特征

通过铸体薄片、阴极发光和扫描电镜等资料观察分析,东三段储层深埋藏成岩过程中,成岩现象丰富,主要发育压实、胶结、交代和溶蚀作用。主要呈现以下特征:①碎屑颗粒呈点-线接触(图 3a、b);②早期胶结物多见菱铁矿、方解石、白云石胶结

(图 3a、b),晚期铁方解石、铁白云石呈斑块状胶结交代碎屑颗粒,充填粒内溶孔(图 3c、d),早期菱铁矿呈斑块状胶结、交代碎屑颗粒,中晚期铁方解石交代菱铁矿(图 3e),白云石呈斑块状胶结、交代碎屑颗粒,铁白云石交代白云石(图 3f);③高岭石主要呈小米粒状充填粒间孔隙,扫描电镜下以鳞片状或蠕虫状充填粒间孔隙(图 3g),可由长石、岩屑蚀变而来,伊利石常以丝片状附着于颗粒表面(图 3h),或以搭桥状破坏粒间孔隙;④极少见石英次生加大现象,伊利石胶结晚于石英加大,可见其附着于自



(a)碎屑颗粒间呈点-线接触,局部凹凸接触,菱铁矿呈斑块状在粒间胶结,面孔率 25%,中-粗砂岩, X-A4 井, 3 340.1 m,单偏光; (b)早期方解石呈环带状胶结颗粒表面,面孔率 10%,砂砾岩, X-1 井, 3 020.0 m,单偏光; (c)菱铁矿、晚期铁方解石呈斑块状胶结粒间,见少量残余粒间孔,面孔率 18%,细砂岩, X-1 井, 2 993.5 m,单偏光; (d)晚期白云石呈斑块状胶结粒间,孔隙发育差,面孔率 4%,细砂岩, X-1 井, 2 874.9 m,单偏光; (e)菱铁矿呈斑块状胶结碎屑颗粒,铁方解石交代菱铁矿,面孔率 11%,中-粗砂岩, X-1 井, 2 946.5 m,单偏光,照片据文献 [8]; (f)白云石呈斑块状交代碎屑颗粒,铁白云石交代白云石,面孔率 16%,细砂岩, X-1 井, 2 928.1 m,正交偏光,照片据文献 [8]; (g)丝片状伊利石、鳞片状高岭石、自生石英充填粒间孔隙,细砂岩, X-1 井, 3 074.5 m,扫描电镜; (h)鳞片状高岭石和丝片状伊利石充填粒间孔隙,砂砾岩, X-A4 井, 3 449.4 m,扫描电镜; (i)石英次生加大边,面孔率 24%,细砂岩, X-1 井, 2 928.1 m,正交偏光; (j)粒间孔隙见丝片状伊利石、次生石英加大和鳞片状高岭石充填,自生石英表面附着伊利石,中-粗砂岩, X-1 井, 3 000.5 m,扫描电镜,照片据文献 [8]; (k)岩屑颗粒粒内溶蚀,面孔率 10%,砂砾岩, X-A4 井, 3 339.1 m,单偏光; (l)长石颗粒粒内溶蚀,面孔率 28%,中-粗砂岩, X-1 井, 2 979.2 m,单偏光

图 3 东三段储层成岩作用显微照片

Fig.3 Micrograph of reservoir diagenesis of the third Member of Dongying Formation

生石英表面生长(图 3i、j);⑤易溶组分中酸性火成岩岩屑和长石颗粒,常见溶蚀后的粒内、粒间溶孔(图 3k、l)。

3.2 差异成岩演化过程

研究区东三段镜质体反射率(R_o)为 0.54%~ 0.63%, 达到低成熟-成熟阶段, 流体包裹体均一温度主要介于 105~115 °C, 蒙皂石层(S)在伊/蒙混层(I/S)中的含量介于 15%~20% ^[8]。综合镜下岩石成分结构、自生矿物的产出特征、矿物相互交代关

系、孔隙发育特征及溶蚀-充填特征等认为,研究区 东三段整体已处于中成岩 A 期(图 4)。

中-粗砂岩刚性颗粒含量较高,碎屑颗粒间支撑作用强,埋藏成岩过程中易于流体运移,成岩作用类型比较完全,成岩演化序列为:早成岩 A 期,经历 I 期机械压实;早成岩 B 期, II 期机械压实→早期碳酸盐(菱铁矿、方解石、白云石)胶结;中成岩 A 期, III 期机械压实→易溶组分大量溶蚀→高岭石胶结/石英加大→IV 期机械压实/伊利石胶结/晚期碳酸盐(铁方解石、铁白云石)胶结。

成	埋	古		I/S	ĿΖ					砂	(研:	岩									中-	-粗	砂岩	1								组	砂	岩						71
成岩阶段	藏 深 度 /km	地温/℃	R ₀ /%	中 的 S/%	烃类演化	压实作用	高岭石	伊利石	伊蒙混层	胶菱铁矿	* 方解石	自	铁方解石	铁白云石	硅质	溶蚀作用		高岭石	伊利石	伊蒙混层	胶菱铁矿	结 方解石	用白云石	铁方解石	铁白云石	硅质	溶蚀作用	压实作用	高岭石	伊利石	伊蒙混层	菱铁矿	结 方解石	用白云石	铁方解石	铁白云石	硅质	溶蚀作用	成岩环境	孔隙类型
早成岩 A		<50	<0.35	>70	生物腐化	л i			层				石	<u>有</u>		/14				层				白	<u>石</u>		713				层				白	白				百
4期 早成岩	1.0	50	0.35	50 ~	,有机酸和	ļ. ļ.											- -			. <u>.</u>	 										 	-							弱酸性	歩生孔发育
B 期	2.0	80	0.50	70	生物气	 - <u> </u> -	 - <u> </u>		.i.	.i.	.i.	j.			<u>.</u>	j.		ļ. -				 - <u> </u>	 - 											i		ļ			TA	
中成岩A期	2.0 ~ 3.4	80 ~ 140	0.50 ~ 1.30	15 ~ 50	油质										!				i																				酸性碱性	次生孔发育
期注:			1.30 发育程			<u> </u>	较强	E E			中等	<u> </u>		射		-	-							ŀ	ļ		1	_		[:				性	自

图 4 东三段不同岩性成岩作用演化序列

Fig. 4 Diagenetic evolution sequence of different lithologies of the third Member of Dongying Formation

细砂岩在机械压实作用下,泥质发生流变,碎屑颗粒更易趋于紧密接触,导致成岩流体在储层中的运移难度增大,整体经历以压实作用为主,溶蚀、胶结作用较弱。成岩过程中,酸性溶蚀主要发育在中成岩 A 期早期,但是细砂岩在早成岩 B 期受机械压实已基本固结成岩,导致酸性流体难以进入储层,溶蚀增孔效应较小,整体以残余粒间孔为主,直到中成岩 A 期晚期碱性成岩流体环境下,发育少量的伊利石化以及含铁方解石的沉淀。因此,细砂岩经历的成岩演化序列为早成岩 A 期-早成岩 B 期,经历 I、II 期机械压实→早期少量碳酸盐胶结;中成岩 A 期,III 期机械压实→易溶组分少量溶蚀→少量高岭石胶结→IV 期机械压实/少量伊利石、晚期碳酸盐(铁方解石、铁白云石)胶结。

砂砾岩砾石含量高,抗压实作用较强,但由于 分选差,在机械压实下,碎屑颗粒紧密接触,孔隙结构变复杂,导致成岩流体在储层中也难以运移,整体表现出较弱压实、弱溶蚀、弱胶结的成岩特征,经 历了与细砂岩一致的成岩演化序列。虽然不同粒级储层经历了相同的成岩演化序列,但不同类型成 岩作用强度存在差异。中-粗砂岩经历的成岩作用 类型较完整,砂砾岩整体经历了较弱压实、弱溶蚀、 弱胶结的成岩特征,而细砂岩以压实作用为主,中 成岩 A 期溶蚀、胶结作用基本不发育。

4 深埋藏过程中差异孔隙演化

4.1 孔隙演化模型及阶段划分

为了便于分析深埋藏过程中,不同成岩阶段孔隙发育及演化特征。本次研究在前人已有研究成果的基础上^[9,12-17](表 3),以不同阶段影响孔隙发育的主要成岩事件为主线,同时,考虑到在深埋藏过程中压实作用导致储层持续减孔,通过"时间深度指数"^[18]校正不同阶段机械压实的减孔量(表 4),将研究区东三段储层孔隙演化划分为 4 个阶段,分别为早成岩 A 期压实减孔、早成岩 B 期压实-早期胶结减孔、中成岩 A 期压实-溶蚀增孔及中成岩 A 期压实-中晚期胶结减孔,对应的孔隙度变化量依次表示为 P₁—P₄。不同埋藏阶段压实减孔量为

$$\Delta P_i = \varphi_{co} \times C_i \ (i = 1, 2, 3, 4)$$
 (1)

其中,时间深度指数 (C_i) 为

$$C_{i} = \frac{\Delta h_{i} \Delta t_{i} \alpha}{\sum_{i=1}^{4} \Delta h_{i} \Delta t_{i} \alpha} \quad (i = 1, 2, 3, 4)$$
 (2)

式中: C_i 为第 i 次沉降阶段压实减孔比率;

 Δh_i 和 Δt_i 分别为埋藏史图上第 i 次沉降深度和 所经历的时间;

 α 为埋藏因子, $\alpha=2^n$, 其中, 早成岩期, n=0; 中成岩期, n=1。

表 3 东三段不同成岩作用对孔隙发育定量表征计算公式[9,12-17]

Table 3 The formula for calculating the quantitative influence of different diagenesis on porosity development of the third Member of Dongying Formation [9,12-17]

	孔隙演化参数	定量表征公式
	分选系数($S_{ m d}$)	$S_{\rm d} = (P_{25}/P_{75})/2$
初始孔隙度	未固结沉积物初始孔隙度 $(heta_1)$ %	$\theta_1 = 20.91 + 22.90 / S_d$
	经过压实作用后剩余孔隙度 (θ_2) /%	$\theta_2 = \theta_{ce} + (\theta_{ori} + \theta_{matr}) \times \theta_{mp} / \theta_{por}$
压实作用	压实过程损失的孔隙度 (φ_{co}) /%	$\varphi_{\mathrm{co}}\!\!=\!\!\theta_1\!-\!\theta_2$
	压实减孔率(Pco)/%	$P_{\rm co} = \varphi_{\rm co} \times 100\%/\theta_1$
	早期损失孔隙度(φ _{cel})/%	$arphi_{ m cel}=\! heta_{ m cel}$
112 /4 /6 III	中晚期损失孔隙度 (φ_{ce2}) /%	$arphi_{ m ce2}\!\!=\!\! heta_{ m ce2}$
胶结作用	胶结过程损失孔隙度(φ_{ce})/%	$\varphi_{\mathrm{ce}} = \varphi_{\mathrm{ce}1} + \varphi_{\mathrm{ce}2}$
	胶结减孔率 (P_{ce}) /%	$P_{\text{ce}} = \varphi_{\text{ce}} \times 100\%/\theta_1$
<i>ж</i> .Н. п	溶蚀增加的孔隙度(φ_{diss})/%	$\varphi_{ m diss} = \theta_{ m diss} \times \theta_{ m ave} / \theta_{ m por}$
溶蚀作用	溶蚀增孔率($P_{\rm diss}$)/%	$P_{\mathrm{diss}} = \theta_4 \times 100\%/\theta_1$
不同样品	品计算现今最终孔隙度 (θ_n) /%	$\theta_n = \theta_1 - \varphi_{co} - \varphi_{ce} + \varphi_{diss}$

注: P_{25} 和 P_{75} 分别为粒度概率累积曲线上25%和75%处对应的颗粒直径,mm; θ_{ce} 为铸体薄片中现今胶结物含量,%; θ_{cel} 和 θ_{cel} 分别为成岩早期和中晚期胶结物含量,%; θ_{ori} 和 θ_{matr} 分别为铸体薄片中粒间孔和杂基微孔的面孔率,%; θ_{mp} 为样品实测孔隙度,%; θ_{por} 为总孔隙面孔率,%; θ_{diss} 为溶蚀孔面孔率,%; n为样品数。

表 4 东三段深埋藏过程不同阶段压实减孔比率

Table 4 The ratio of compaction and pore reduction in different stages of deep burial process of the third Member of

Dongving Formation

	Don	5) III			
参数	C_1	C_2	C_3	C_4	
n	0	0	1	1	
$\alpha=2^n$	1	1	2	2	
C_i /%	33.2	42.1	11.8	12.9	

注: C_1-C_4 分别为4个沉降阶段压实减孔比率[18]。

4.2 不同粒级储层的孔隙计算结果分析

利用研究区东三段 143 块铸体薄片和物性分析结果,根据表 3 和表 4 孔隙发育定量表征公式,分别恢复不同阶段中砂砾岩、中-粗砂岩和细砂岩的孔隙演化过程(表 5)。从表 5 可以看出,砂砾岩初始孔隙度最小,平均为 26.8%,中-粗砂岩和细砂岩的初始孔隙度基本一致,分别为 32.2% 和 30.5%,造成这种差异的原因主要是沉积物埋藏之前,受水流分异作用影响,碎屑颗粒中砾石的存在占据了一定的孔隙空间,导致砂砾岩的初始孔隙度相对偏低。在深埋藏过程中,细砂岩受机械压实影响最大,压

实减孔率为 75.7%, 砂砾岩和中-粗砂岩受机械压实 减孔率分别为 56.3% 和 54.7%。机械压实减孔差异 的原因主要是泥质含量与颗粒结构不同造成的。 细砂岩泥质含量最高,受机械压实作用的影响最大; 分选差的砂砾岩压实过程中,颗粒也会发生旋转变 形; 泥质含量低且分选相对较好的中粗砂岩, 颗粒 间支撑作用更明显, 抗压实作用更强, 粒间孔隙更 容易保存。以溶蚀作用为界,将胶结作用划分为早 期胶结和晚期胶结2个阶段。砂砾岩和细砂岩受 胶结作用减孔量较低,早期胶结平均减孔量分别为 1.8% 和 0.5%, 晚期胶结平均减孔量分别为 3.2% 和 1.2%; 中-粗砂岩受胶结作用减孔量明显偏大, 早期 胶结平均减孔量为 2.9%, 晚期胶结平均减孔量为 6.7%。造成这种差异的原因主要为受机械压实强 烈影响,细砂岩碎屑颗粒间紧密接触,砂砾岩孔喉 结构变得复杂,成岩流体在二者储集层内部运移难 度大,导致胶结物含量偏低。而中-粗砂岩由于成岩 流体运移相对更为通畅, 沉淀了多期不同类型的胶 结物,导致减孔量更多。受研究区不同粒级储层的 碎屑组分和酸性流体运移的难易程度共同影响,导 致溶蚀增孔量也表现不同。细砂岩溶蚀增孔量最

表 5 东三段样品不同成岩阶段孔隙演化统计表

Table 5 Statistical table of pore evolution during different diagenetic processes of samples from the third Member of Dongying Formation

储层类型	样品数n/个	θ_1 /%	φ _{co} /%	$P_1/\%$ $(\varphi_{co} \times C_1)$	$P_2/\%$ $(\varphi_{co} \times C_2 + \varphi_{cel})$	$P_3/\%$ $(\varphi_{co} \times C_3 - \varphi_{diss})$	$P_4/\%$ $(\varphi_{co} \times C_4 + \varphi_{ce2})$	θ_n /%	$\Phi_{ m ave}$ /%	E/%
砂砾岩	38	26.8	15.1	5.0	6.5+1.8	1.8-6.8	1.9+3.2	13.4	12.9	3.7
中-粗砂岩	58	32.2	17.6	5.8	7.4+2.9	2.1 - 10.1	2.3+6.7	15.1	15.8	4.6
细砂岩	47	30.5	23.1	7.7	9.7+0.5	2.7-3.2	3.0+1.2	8.9	9.1	2.2

注: θ_1 为未固结沉积物初始孔隙度; φ_{co} 为压实过程损失总孔隙度; P_1-P_4 分别为4个孔隙演化阶段的孔隙度变化量; C_1-C_4 分别为4个沉降阶段压实减孔比率; θ_n 为不同样品计算现今最终孔隙度($\theta_n=\theta_1-P_1-P_2-P_3-P_4$); Φ_{ave} 为平均气测孔隙度值;相对误差 $E=|\Phi_{ave}-\theta_n|$ ×100%/ Φ_{ave} ;表中孔隙数据为平均值。

低,平均为3.2%,仅见少量的长石颗粒沿解理溶蚀,砾石成分为中酸性喷出岩的砾石在酸性流体作用下表现出一定溶蚀强度,砂砾岩溶蚀增孔量平均为6.8%,中-粗砂岩溶蚀增孔量最高,平均分别为10.1%。

根据孔隙发育定量表征公式(表 3、4),砂砾岩、中-粗砂岩和细砂岩的样品计算最终孔隙度平均分别为 13.4%、15.1% 和 8.9%(表 5),与气测孔隙度相对误差分别为 3.7%、4.6% 和 2.2%,均在 5% 以内,计算结果误差较小,具有参考价值。

4.3 深埋藏过程中的差异孔隙演化

(1)同生期-早成岩 B期(孔隙度变化量 P_1-P_2)

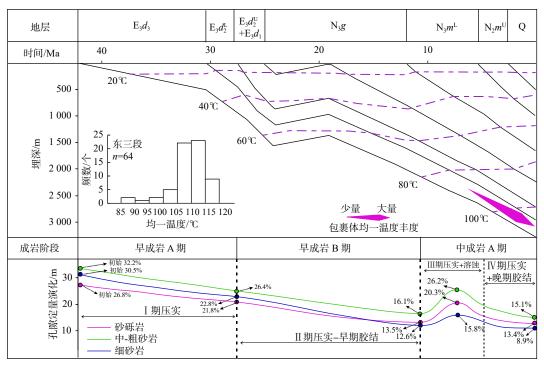
受早期碳酸盐胶结物(菱铁矿、方解石、白云石

胶结)减孔影响,砂砾岩、中粗砂岩和细砂岩分别减孔 1.8%、2.9% 和 0.5%,对孔隙演化影响较小。不同岩性孔隙减少主要受控于早期压实作用减孔效应的差异性影响,早成岩 B 期晚期,砂砾岩、中-粗砂岩和细砂岩分别减孔至 13.5%、16.7% 和 12.6%,压实减孔率分别为 49.6%、48.1% 和 58.7%(图 5)。

(2) 中成岩 A 期早期 (孔隙度变化量 P3)

以溶蚀作用为主,长石等溶蚀后的产物,会造成粒间酸性溶液中 Si⁴⁺、Al³⁺浓度增大,加速了粒间自生高岭石的产出。中-粗砂岩受溶蚀增孔效应最强(图 5),孔隙度增加至 26.2%,砂砾岩增加至 20.3%,细砂岩增加至 15.8%。

(3)中成岩 A 期晚期(孔隙度变化量 P_4) 结合流体包裹体资料分析,中成岩 A 期晚期为



埋藏史图据文献 [7], 略有修改

图 5 东三段储层孔隙演化模式

Fig.5 Reservoir pore evolution model of the third Member of Dongying Formation

东三段油气主要充注时期。在油气持续充注期,储层中流体介质逐渐由酸性转向碱性环境,加之黏土矿物转化作用释放出 Fe²⁺,为晚期含铁碳酸盐胶结物饱和沉淀提供了条件^[13]。大量铁方解石、铁白云石的沉淀,主要对中-粗砂岩影响大,导致其孔隙度最终减小至 15.1%,细砂岩减孔至 8.9%,砂砾岩减孔至 13.4%(图 5)。

从孔隙演化过程可以看出,中-粗砂岩受弱压实影响,溶蚀作用最强,孔隙最为发育。砂砾岩虽然受压实作用较弱,但由于孔隙结构复杂,成岩流体运移难度相对最大,影响了储层的溶蚀作用强度,孔隙发育相对较差。细砂岩受压实作用影响最大,孔隙发育相对最差。

5 结论

渤海石臼坨凸起西段断裂带东三段储层岩性 复杂,粒级变化大,不同粒级储层的地质特征与成 岩孔隙演化路径差异较大,体现了湖盆陡坡带近源 快速堆积背景下的储层发育特征。

- (1)由于不同粒径砂岩中成岩流体运移能力的不同,导致不同粒级储层填隙物和孔隙发育特征存在差异。中-粗砂岩以较高含量的自生高岭石和次生溶蚀孔发育为特征,并含有碳酸盐胶结物。砂砾岩胶结物含量中等,但次生溶蚀孔较发育,细砂岩胶结物和次生溶蚀孔欠发育。
- (2)研究区东三段整体处于中成岩 A 期,中-粗砂岩经历的成岩作用类型较完整,砂砾岩整体为较弱压实、弱溶蚀、弱胶结的成岩特征,而细砂岩以压实作用为主,中成岩 A 期溶蚀、胶结作用基本不发育。
- (3)研究区东三段同生期-早成岩 B 期,以机械 压实为主,对细砂岩孔隙演化影响最大。中成岩 A 期早期,以溶蚀作用为主,对中-粗砂岩溶蚀增孔效 应最强。中成岩 A 期晚期,以含铁碳酸盐胶结为主, 对中-粗砂岩影响最大,但最终孔隙仍然最高。中-粗砂岩受弱压实影响,溶蚀作用最强,孔隙最为发 育。砂砾岩虽然受压实作用较弱,但由于孔隙结构 复杂,成岩流体运移难度相对最大,影响了储层的 溶蚀作用强度,孔隙发育相对最差。细砂岩受压实 作用影响最大,孔隙发育相对最差。

参考文献:

[1] 王启明,李瑾,周晓光,等. 石臼坨凸起西南缘陡坡带东三段古

- 地貌对沉积的控制[J]. 东北石油大学学报, 2016, 40(6): 53-59.
- [2] 赵梦,徐长贵,杜晓峰,等. 石臼坨凸起西南陡坡带扇三角洲锆石定年与源汇示踪[J]. 地球科学:中国地质大学学报, 2017, 42(11): 1985-1991.
- [3] 杜晓峰, 王清斌, 庞小军, 等. 渤中凹陷石南陡坡带东三段源汇体系定量表征[J]. 岩性油气藏, 2018, 30(5): 1-9.
- [4] 庞小军,王清斌,张雪芳,等. 渤海海域石臼坨凸起西南缘断层特征对油气成藏的控制作用[J]. 东北石油大学学报, 2016, 40(3): 32-39.
- [5] 江涛, 黄晓波, 陶莉, 等. 石南断层分段特征及其对油气差异成 藏的控制[J]. 断块油气田, 2021, 28(5): 625-630.
- [6] 万琳, 王清斌, 代黎明, 等. 应用恒速压汞技术定量评价低渗-特低渗砂岩储层微观孔喉特征: 以石臼坨凸起陡坡带东三段为例[J]. 高校地质学报, 2018, 24(4): 584-592.
- [7] 万琳, 王清斌, 赵国祥, 等. 石臼坨凸起陡坡带东三段扇三角洲砂体成岩作用定量表征[J]. 大庆石油地质与开发, 2017, 36(6): 31-37.
- [8] 孙藏军, 别旭伟, 聂玲玲, 等. 渤海曹妃甸6-4油田东三段储层孔 隙演化定量分析[J]. 中国海上油气, 2019, 31(6): 44-51.
- [9] 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.
- [10] XU L W, YANG K J, WEI H, et al. Pore evolution model and diagenetic evolution sequence of the Mesoproterozoic Xiamaling shale in Zhangjiakou, Hebei[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 207(12): 109-115.
- [11] ZINDORF M, ROOZE J, MEILE C, et al. Sulfur and carbon cycling in Fe dominated sediments from the Mozambique margin: past and current processes[C]//Goldschmidt Conference 2019, Barcelona, 2019.
- [12] 王琪, 禚喜准, 陈国俊, 等. 鄂尔多斯盆地盐池-姬源地区三叠 系长4+5砂岩成岩演化特征与优质储层分布[J]. 沉积学报, 2005, 23(3): 397-404.
- [13] 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): 1433-1438.
- [14] 潘高峰, 刘震, 赵舒, 等. 砂岩孔隙度演化定量模拟方法: 以鄂尔多斯盆地镇泾地区延长组为例[J]. 石油学报, 2011, 32(2): 249-256
- [15] 唐俊, 王琪, 廖朋, 等. 鄂尔多斯盆地环县地区长8段砂岩储层 孔隙度演化定量模拟[J]. 兰州大学学报(自然科学版), 2013, 24(1); 321-331.
- [16] 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): 807-817
- [17] 施振生,李熙喆,董大忠,等.致密砂岩储层成岩作用与孔隙演化:以川西南上三叠统为例[J]. 地学前缘, 2018, 25(2): 180-190.
- [18] SOMBRA C L, CHANG H K. Burial history and porosity evolution of Brazilian Upper Jurassic to Tertiary sandstone reservoirs[C]//American Association of Petroleum Geologists Memoir, 1997, 69: 79-89.

Differential diagenetic evolution and quantitative characterization of pores in the third Member of Dongying Formation in the western section of Shijiutuo Uplift

ZHAO Pengfei¹, SUN Cangjun², KANG Kai², BIE Xuwei²
(1 CNOOC Research Institute Co., Ltd., Beijing 100028, China; 2 Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin 300459, China)

Abstract: In order to quantitatively evaluate the influence of diagenesis on the pore development of different grain size reservoirs in the third Member of Dongying Formation of Well X-1 in the western section of Shijiutuo Uplift, the differences in pore evolution of different grain size reservoirs and their causes were analyzed by using cast thin sections, scanning electron microscopy, conventional physical properties and X-ray diffraction data. The results show that the middle-coarse grained sandstone is characterized by high content of authigenic kaolinite and secondary dissolution pores, the content of glutenite cements is medium but the secondary dissolution pores are relatively developed, and the fine-grained sandstone cements and secondary dissolution pores are underdeveloped. The diagenesis type of medium-coarse grained sandstone is relatively complete, and the sandstone is characterized by weak compaction, weak dissolution and weak cementation, while the fine-grained sandstone is dominated by compaction, and the dissolution and cementation of the mid-diagenetic stage A are not developed. From syngenetic stage to early diagenetic stage B, the diagenesis of the third Member of Dongying Formation is mainly mechanical compaction, which has the greatest influence on pore evolution of fine-grained sandstone. In the late stage A of middle diagenesis, it is characterized by iron-bearing carbonate cementation, which has A great influence on the pore evolution of middle-coarse grained sandstone, but its overall porosity is still the highest. The average porosity of the medium-coarse grained sandstone is 15.1%, 13.4% for conglomerate and 8.9% for finegrained sandstone. Medium-coarse-grained sandstone has weak compaction effect, the strongest dissolution effect and the most developed pores. Although the compaction of conglomerate is weak, due to the complex pore structure and strong heterogeneity, the activity of diagenetic fluid is limited and the dissolution intensity of reservoir is affected. The fine-grained sandstone has high mud content, and the influence of compaction is the biggest, but the pore development is relatively worst. The research results have reference value for the prediction and evaluation of middle-deep effective reservoirs under the background of rapid accumulation near lacustrine basin in China.

Key words: reservoirs; differential diagenetic evolution; Shijiutuo Uplift; third Member of Dongying Formation; quantitative evaluation