

廊固凹陷河西务构造带沙四段低渗储层 特征及其成因机制

周磊¹, 操应长¹, 蒯克来¹, 赵贤正², 金凤鸣², 董雄英²

(1. 中国石油大学 地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580;

2. 中国石油公司华北油田分公司 勘探开发研究院, 河北 任丘 062552)

摘要:通过薄片鉴定、物性测试、压汞测试等化验资料分析,结合镜下薄片观察和包裹体测温,采用地质历史时期储层物性反演的方法,对廊固凹陷河西务构造带沙四段储层特征及成因机制进行研究。结果表明:廊固凹陷河西务构造带沙四段储层属低孔特低渗储层,沉积作用差异是低渗透形成的根本原因,不同沉积作用形成的储层物质组成、粒度、分选不同,导致储层原始物性发生分异;成岩作用是低渗透形成的关键,成岩早期的快速压实、成岩中后期胶结物充填以及缺少有效的增孔和保孔机制最终导致低渗储层的形成;运用地质历史时期物性反演的方法建立储层物性演化史,能定量重现孔隙度和渗透率的演化过程。

关键词:低渗透储层;成因机制;物性反演;成岩演化;廊固凹陷

中图分类号:TE 122.2

文献标志码:A

Characteristics and genetic mechanism of low-permeability reservoirs of the 4th member of Shahejie formation in Hexiwu structural zone of Langgu sag

ZHOU Lei¹, CAO Ying-chang¹, XI Ke-lai¹, ZHAO Xian-zheng², JIN Feng-ming², DONG Xiong-ying²

(1. School of Geosciences in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;

2. Exploration & Production Research Institute of North China Oilfield Company Limited, CNPC, Renqiu 062552, China)

Abstract: Based on the data of thin section observation, geophysical property test, mercury injection test and fluid-inclusion temperature test, the characteristics and genetic mechanism of low-permeability reservoirs of the fourth member of Shahejie formation (E_4) in Hexiwu structural zone of Langgu sag were studied by using the inversion method of the reservoirs porosity and permeability during the geological history. The results show that there are low porosity and extremely-low permeability reservoirs in E_4 of Hexiwu structural zone. The sedimentary difference, which leads to different primary geophysical properties because of different material composition, grain size and sort, is the primary cause of low permeability. The diagenesis is the vital cause of low permeability. The rapid burial in early diagenetic stage, the cementation in later diagenetic stage and the lack of effective mechanism for increasing porosity and protecting pores form the low-permeability reservoirs finally. The method for inversion of the reservoirs' geophysical property during the geological history can rebuild the evolutionary process of porosity and permeability.

Key words: low-permeability reservoir; genetic mechanism; geophysical property inversion; diagenetic evolution; Langgu sag

低渗透油藏储层的成因^[1-6]是油气勘探研究的热点和难点,目前研究普遍侧重于地质因素的效应分析,把成因笼统地归结于地质因素叠加的结果;少数学者对低渗透储层的成因过程进行了定量剖析,却简单地以孔隙度代替渗透率作为研究参数,缺少

对渗透率的定量研究,导致储层低渗形成的时期难以确定。河西务构造带是廊固凹陷主要的油气聚集带,其中深层油藏主要为低渗透油藏,储层质量差、非均质性强,预测难度大。不同成因类型和形成时期的低渗透储层其性质、分布规律、开采方法不同。

收稿日期:2012-10-19

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(2011ZX05051-001;2011ZX05006-003)

作者简介:周磊(1985-),男,博士研究生,主要从事沉积学及储层地质学研究。E-mail:zhouleiupc@163.com。

因此,笔者根据岩石薄片、压汞测试、物性测试等资料,结合该区的沉积、成岩特征,对廊固凹陷河西务构造带沙四段低渗透储层特征及成因机制进行研究。

1 区域地质背景

河西务构造带位于廊固凹陷东部,是廊固凹陷重要的二级构造带之一,东起河西务断层、西至杨税务断层,南起牛坨镇凸起,北至铜柏镇断层,受北东走向断裂控制,整体具有东抬西倾、南高北低的构造特征^[7]。沙四段沉积时期是盆地初始断裂期,廊固凹陷与武清凹陷尚未分离,河西务断层尚处于雏形,活动较稳定,始新世末期的抬升运动使河西务部分地区沙四段遭受少量剥蚀;沙三段沉积时期为强烈断陷期,河西务地区持续接受沉积;沙二段为断陷回返上升期,牛坨镇凸起、河西务地区强烈抬升,造成

沙三段地层的大面积剥蚀,并使廊固与霸县、武清凹陷分离,形成河西务构造带。沙四段沉积时期西部沧县-葛渔城物源和北部燕山物源提供的碎屑物质在研究区形成辫状河三角洲沉积。

2 低渗储层特征

2.1 岩石学特征

河西务构造带沙四段储层岩石类型以长石砂岩类为主,成分成熟度中等。薄片镜下观察发现,河西务构造带以务 10-安 23 井一线为界分为南、北两区块的岩石学特征存在明显差异(表 1):南部区块石英、长石含量高于北部区块,而岩屑含量则明显低于北部区块,其中以岩浆岩岩屑最为明显;南、北两区块胶结物总含量基本相当,但南部区块碳酸盐胶结物含量平均为 2.7%,硅质胶结物为 6.5%,而北部区块碳酸盐胶结物含量达 11.0%,硅质胶结物仅为 2.0%。

表 1 河西务构造带沙四段南、北区块岩石学特征

Table 1 Petrological characteristics of Es₄ of Hexiwu structural zone

	石英含量 $\varphi_Q/\%$	长石含量 $\varphi_F/\%$	岩屑含量 $\varphi_R/\%$			胶结物含量 $\varphi_C/\%$			
			岩浆岩	沉积岩	变质岩	碳酸盐胶结	硅质胶结	硬石膏胶结	其他
河西务南部区块	26 ~ 68 45.5	25 ~ 52 39.8	3 ~ 30 9.5	0.5 ~ 8 3.6	0.5 ~ 5 1.6	1.3 ~ 20 2.7	1.2 ~ 7.5 6.5	1.5 ~ 2.8 2.0	0 ~ 2.0 1.2
河西务北部区块	14 ~ 60 41.3	12 ~ 48 33.0	10 ~ 45 19.9	0.5 ~ 9 4.7	0.5 ~ 5 1.1	1 ~ 30 11.0	1.0 ~ 4.3 2.2	—	0 ~ 1.5 0.9

注:分子为区间值,分母为平均值。

2.2 物性特征

廊固凹陷河西务构造带沙四段储层物性整体较差,孔隙度低于 15% 的样品占 66.9%,平均孔隙度仅为 13.3%,渗透率有近 80% 的样品介于(0.1 ~

10) $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属低孔—特低渗储层。对比南、北区块储层物性特征发现,南部区块储层物性好于北部区块(图 1)。

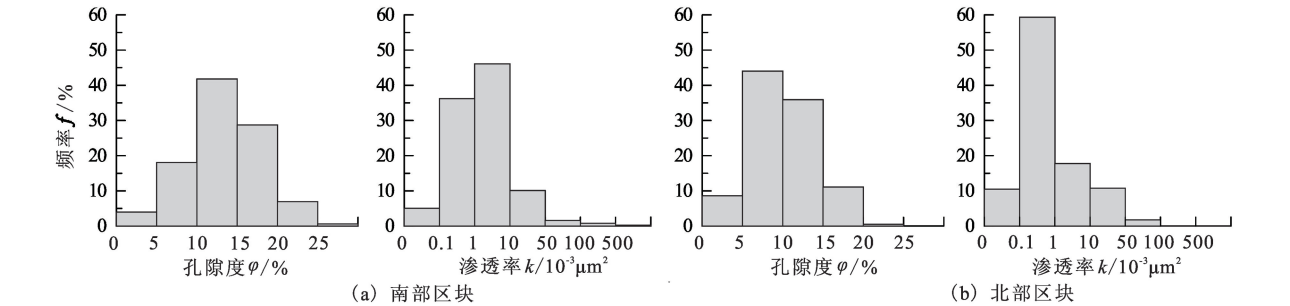


图 1 河西务构造带沙四段储层物性分布直方图

Fig.1 Property distribution histogram of Es₄ of Hexiwu structural zone

河西务构造带沙四段为辫状河三角洲沉积,主要发育辫状河三角洲前缘的水下分流河道、席状砂和水下分流间湾微相等,发育小规模河口坝沉积。不同微相储层物性差异明显:水下分流河道储层孔隙度主要分布在 10% ~ 20%,渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的占 60% 以上;河口坝储层物性与水下分流河

道储层相差不大,其渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层含量超过 50%;席状砂储层物性较差,孔隙度主要分布在 5% ~ 15%,有 75% 的储层渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,但仍不乏相对优质储层;水下分流间湾储层物性最差,基本不含优质的储层,有近 90% 的储层渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2.3 储集特征

铸体薄片观察发现,研究区储层储集空间为原生孔隙和次生孔隙混合型(图 2(a)),原生孔隙含量远多于次生孔隙,次生孔隙主要为长石、岩屑等颗粒的粒间溶扩孔及颗粒内溶孔(图 2(g)、(h)、(i)),裂缝不发育。通过储层压汞测试和物性资料将储层划分了 3 大类 5 小类(表 2): I 类储层为中

高孔中低渗储层,孔喉相对较大、排驱压力小于 0.1 MPa,该类储层埋深较浅; II 类储层为细喉型、排驱压力 0.15~1 MPa、孔喉分选中等,属低孔-特低渗储层; III 类储层为小孔-细喉/微细喉型,排驱压力大于 1 MPa,分选较差,属低孔超低渗储层, II、III 类储层占研究区全部储层大于 80%。不同孔隙结构的储层物性分布范围及孔-渗关系不同。

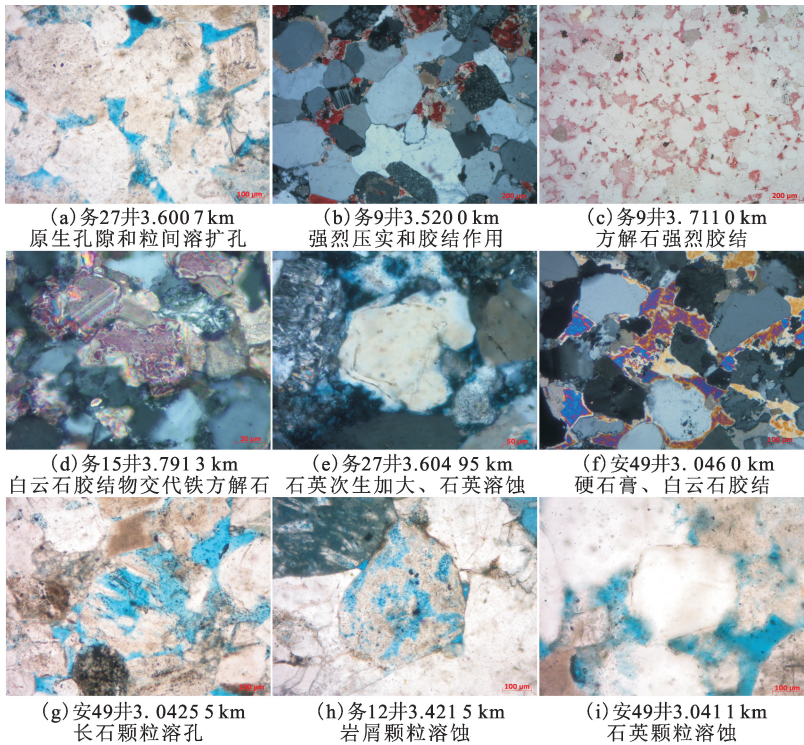


图 2 河西务构造带沙四段储层孔隙类型及主要成岩作用特征
Fig. 2 Characteristics of types of pore and diagenetic of Es₄ of Hexiwu structural zone

表 2 河西务构造带沙四段储层孔隙结构分类

Table 2 Classification of reservoir pore structure of Es₄ of Hexiwu structural zone

参数	I		II		III
	A	B	A	B	A
曹15井1.926 9 km	安310井2.623 km	安36井2.695 65 km	安36井2.690 58 km	安18井3.249 92 km	
毛管压力 P/MPa	$\phi=26.8\%$ $k=197\times10^{-3}\mu\text{m}^2$	$\phi=26\%$ $k=100\times10^{-3}\mu\text{m}^2$	$\phi=18\%$ $k=15.9\times10^{-3}\mu\text{m}^2$	$\phi=15\%$ $k=1.2\times10^{-3}\mu\text{m}^2$	$\phi=10.2\%$ $k=0.6\times10^{-3}\mu\text{m}^2$
毛管压力曲线					
饱和度 S/%	100 80 60 40 20 0	100 80 60 40 20 0	100 80 60 40 20 0	100 80 60 40 20 0	100 80 60 40 20 0
孔隙度 $\phi/\%$	$\frac{27.1\sim31.5}{28.8}$	$\frac{22.1\sim27.8}{25.7}$	$\frac{18.4\sim23.7}{20.4}$	$\frac{13.3\sim18.3}{15.4}$	$\frac{6.7\sim13.3}{11.8}$
渗透率 $k/10^{-3}\mu\text{m}^2$	$\frac{102\sim432}{243.6}$	$\frac{14.7\sim107}{72.2}$	$\frac{8\sim21.2}{14.4}$	$\frac{1.2\sim10}{3.8}$	$\frac{0.1\sim0.61}{0.37}$
孔喉直径 $D/\mu\text{m}$	$\frac{7.3\sim17.6}{10.84}$	$\frac{4.3\sim12.5}{6.5}$	$\frac{2.1\sim6.5}{3.2}$	$\frac{0.8\sim2.2}{1.3}$	$\frac{0.48\sim1.1}{0.67}$
孔隙结构	中高孔-中喉型	中孔-中细喉型	中孔-细喉型	小孔-细喉型	小孔-微细喉型
排驱压力 P/MPa	$\frac{0.01\sim0.1}{0.05}$	$\frac{0.06\sim0.15}{0.09}$	$\frac{0.15\sim0.3}{0.21}$	$\frac{0.28\sim0.8}{0.43}$	$\frac{1.05\sim2.5}{1.66}$
孔隙度与渗透率关系	$k=0.769 6 \exp(0.185 2 \phi)$ $R^2=0.689$	$k=1.341 4 \exp(0.149 2 \phi)$ $R^2=0.408$	$k=0.588 2 \exp(0.155 2 \phi)$ $R^2=0.642$	$k=0.254 5 \exp(0.153 \phi)$ $R^2=0.671$	$k=0.031 1 \exp(0.211 \phi)$ $R^2=0.702$

2.4 成岩特征

麻固凹陷河西务构造带沙四段储层成岩作用类型多样,其中对储层物性产生明显影响的成岩作用类型主要有以下类型:

(1)压实作用。研究区储层颗粒接触方式主要为线接触(图2(b)),可见部分凹凸接触。利用铸体薄片观察定量统计储层胶结物面孔率和溶蚀孔隙面孔率,并通过面孔率和孔隙度的关系计算出胶结物减孔量($\varphi_{\text{胶结物}}$)和溶蚀增孔量($\varphi_{\text{溶蚀}}$)。根据不同分选条件下未固结砂岩原始孔隙度 $\varphi_{\text{原始}} = 20.91 + 22.90/S_0$,计算压实减孔量 $\varphi_{\text{压实}} = \varphi_{\text{原始}} - \varphi_{\text{胶结物}} - \varphi_{\text{现今}} + \varphi_{\text{溶蚀}}$,沙四段储层的压实减孔量为11.0%~29.4%,压实减孔率为29.3%~68.6%,平均为52.1%,可见压实作用使储层物性急剧变差。

(2)胶结作用。研究区储层胶结物类型包括碳酸盐胶结物、硅质胶结物、硬石膏胶结物及少量黄铁矿胶结物和黏土矿物胶结物等。碳酸盐胶结物主要为方解石和白云石胶结物,呈孔隙式胶结,充填孔隙并堵塞喉道(图2(c)、(d)),可见到碳酸盐胶结物与颗粒及碳酸盐胶结物之间的交代现象;硅质胶结物以石英环边胶结的形式产出,在南部区块可见到石英两期次生加大(图2(e));硬石膏胶结物主要出现在南部区块,充填孔隙,可见硬石膏胶结物与碳酸盐胶结物发生交代(图2(f));统计表明,沙四段胶结减孔量为4.3%~21.1%,胶结减孔率为9.43%~53.6%,平均减孔率为25.1%;胶结作用能破坏储层物性,但另一方面又能保护储层物性。统计表明,孔隙度与碳酸盐胶结物含量呈负相关关系,而与硅质胶结物呈正相关关系(图3),分析认为硅质胶结物以石英环边的形态产出,在颗粒接触处有助于抑制压实而保存一定量的原生孔隙。

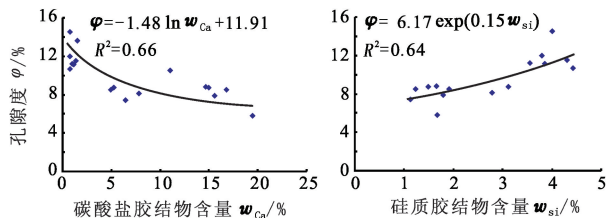


图3 不同类型胶结物含量与孔隙度关系

Fig.3 Relationship between different types of cement content and porosity

(3)溶蚀作用。储层溶蚀作用主要为长石、岩屑溶蚀,常见长石的粒内溶孔和长石颗粒边缘溶蚀形成的溶扩粒间孔(图2(g)),岩屑溶蚀多以粒内溶孔的形式出现(图2(h))。还可见到少量石英次

生加大边的溶蚀,呈现不规则的边缘(图2(i))。碳酸盐胶结物溶蚀较少见,溶蚀程度较弱。河西务沙四段的次生孔隙绝对含量为0.78%~2.37%,相对含量为8.1%~21%,平均为14%。

3 低渗储层物性演化

3.1 储层成岩演化

研究区南、北区块的成岩特征差异与共性并存。南部区块成岩作用以强烈的压实作用、石英加大为显著特征,碳酸盐和硬石膏胶结相对较弱,溶蚀作用以长石溶蚀为主,少见碳酸盐胶结物溶蚀;北部区块则以强烈的碳酸盐胶结为特征,包括(铁)方解石、(铁)白云石,石英加大和硬石膏胶结物含量少,溶蚀作用也以长石溶蚀为主,碳酸盐胶结物溶蚀较少。南部区块发生了两期石英加大,对石英加大边的包裹体测温发现,第一期石英加大边包裹体均一温度主要分布在80~90℃,第二期则分布在110~120℃;通过埋藏史分析认为第一期石英加大发生在距今约39.7 Ma,该时期属储层快速埋藏阶段,地层温度在短暂达到75℃后又因抬升而降温,因此判断第一期石英加大可能是石英颗粒遭受强烈压实导致压溶形成;第二期石英加大发生在距今29.6 Ma或17 Ma,形成于有机质大量成熟阶段,此时有机酸早已大量形成,并与成岩矿物经历了漫长的作用时间,因此判断第二期石英加大是长石溶蚀产物形成。

综合上述研究并结合研究区埋藏史分析可知:①距今约50.4~39.2 Ma,湖盆受渤海湾盆地整体气候的影响呈干旱的气候环境,沙四段部分地区还发育了膏盐沉积,沉积水体呈碱性,该时期沙四段快速沉积,成岩作用以强烈压实为主,随着石英颗粒的压溶发生石英第一期次生加大;②距今约39.2~28.2 Ma,沙四段地层温度达到75~120℃,进入有机酸大量生成的最佳温度^[8-9],地层水由碱性转变为酸性,长石、岩屑等颗粒发生溶蚀、长石溶蚀的产物形成石英加大或者自生高岭石沉淀;③距今约28.2~18.8 Ma,随着埋深增加,沙四段地层底界温度大于120℃,羧酸阴离子热脱羧,有机酸浓度降低,并且膏盐开始脱水,释放大金属离子^[10],地层水开始向碱性转变,发生碳酸盐、硬石膏等胶结作用;④距今约18.8~5.0 Ma,河西务构造带由于华北运动而抬升^[7],沙四段底界温度为75~120℃,有机酸再次生成,地层水向酸性转变,碳酸盐胶结物发生少量溶蚀;⑤距今约5.0 Ma~现今,随着沙四段持续埋藏,沙四段底界温度超过120℃,羧酸阴离子开始热脱羧,有机酸浓度降低,地层水逐

渐向弱碱性转变,成岩作用进入晚期,基本以压实作用为主(图4)。

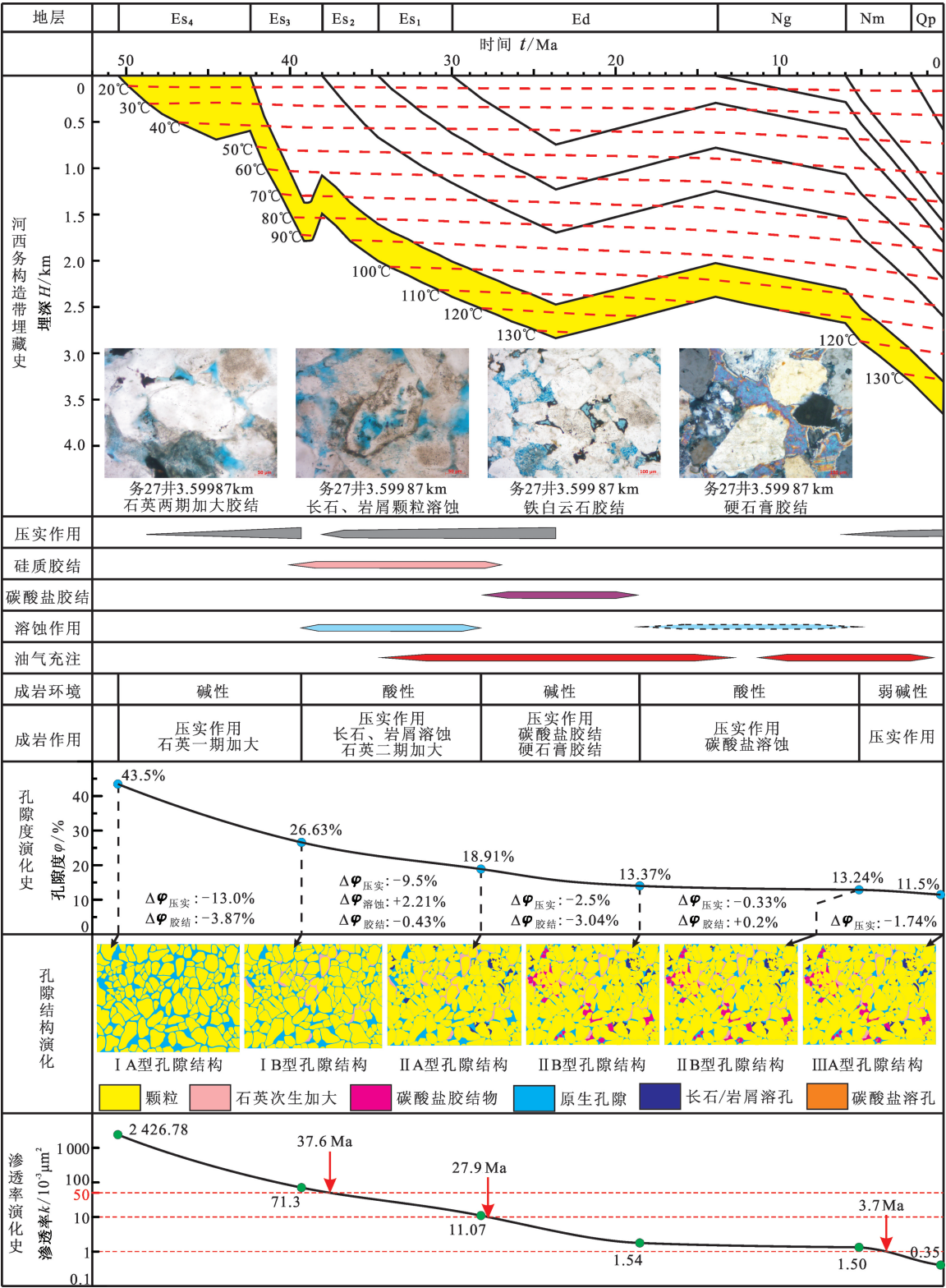


图4 务27井3.59987 km 辫状河三角洲前缘水下分流河道砂体储层物性演化史
Fig.4 Reservoir properties evolution of underwater distributary channel sands
at depth of 3.59987 km of well Wu27

分别建立河西务沙四段南、北区块的成岩演化序列,南部为:压实作用/石英第一期加大→长石溶蚀/石英第二期加大→碳酸盐胶结/硬石膏胶结/石英溶蚀→碳酸盐溶蚀/黄铁矿胶结;北部为:压实作用

用→长石溶蚀/石英加大→碳酸盐胶结/石英溶蚀→碳酸盐溶蚀/黄铁矿胶结。

3.2 储层物性演化史

运用储层成岩演化序列-孔隙结构约束下的储层物性反演方法^[11-12],对研究区低渗透储层进行物性反演,反演过程分为孔隙度恢复和渗透率恢复两步。

首先,以成岩演化序列为时间轴,以现今孔隙度为始点、未固结原始砂岩孔隙度为终点,在铸体薄片镜观察的基础上,利用图像分析技术定量计算每一期成岩事件对孔隙度造成的影响,逆着成岩序列的顺序逐步回剥,恢复每一期成岩事件开始(结束)时的孔隙度,从而建立储层孔隙度的演化史;然后,以现今孔隙面貌为起点,将每一期孔隙度的改变量按照孔隙度与面孔率的关系换算成面孔率的改变量,对孔隙面貌进行压实恢复和胶结恢复,进而恢复每一期成岩事件发生前(后)的孔隙结构;根据现今不同类型储层的物性、孔隙面貌和孔隙结构等特征(表 2)对恢复出来的孔隙结构进行归类,确定储层

在地质演化不同阶段所处的孔隙结构类型^[11];最后,根据不同孔隙结构类型储层的孔-渗关系计算出不同时期的渗透率值,建立储层渗透率的演化史。

务 27 井 3.59987 km 水下分流河道砂体储层在沉积初期具有较高的物性,在经历早期快速埋藏后,由于压实作用和第一期石英次生加大,渗透率降至 $71.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;随后发生了溶蚀作用,增加了一定量孔隙,但由于持续的压实作用和第二期石英次生加大,在距今 37.6 Ma 成为低渗透储层($k < 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),并在距今 27.9 Ma 时成为特低渗储层($k < 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$);之后经过沉降—抬升—再沉降的过程,最终在距今 3.7 Ma 成为超低渗储层($k < 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。河西务构造带沙四段油藏为自生自储型,其油气充注时间主要是沙二段沉积末期至东营组末期以及馆陶组沉积时期至今的两期^[13],因此可以判断务 27 井 3.59987 km 储层低渗透的形成时间要早于成藏期,属先低渗-后成藏型储层(图 4)。河西务不同区块、不同沉积微相恢复其物性演化史结果见图 5。

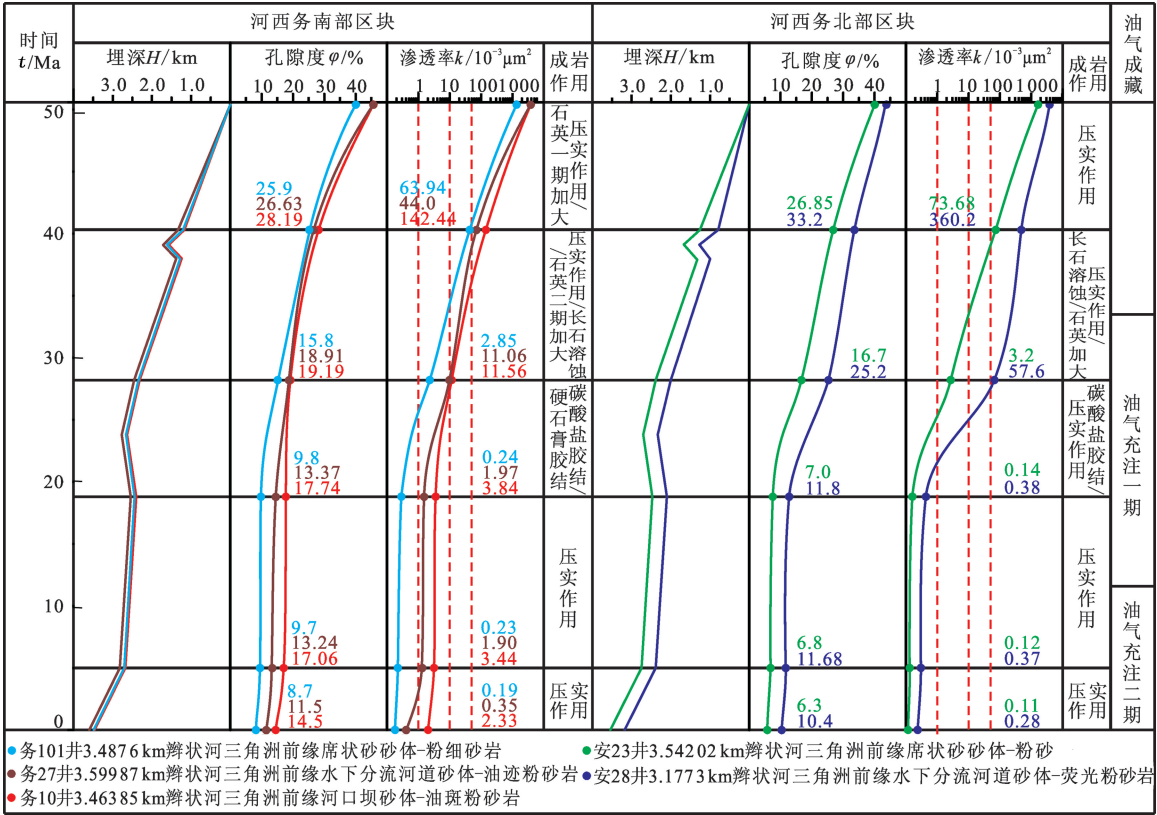


图 5 河西务构造带不同区块、不同沉积微相储层物性演化史

Fig.5 Reservoir properties evolution history of different areas and sedimentary microfacies in Hexiwu tectonic zone

4 低渗透储层成因机制

结合研究区沙四段储层物性演化史与地质背景

分析,认为研究区低渗透储层的成因与沉积作用、成岩作用及其地质背景都有密切关系。

4.1 沉积作用

沉积作用直接决定了储层原始物性,还间接对后期储层成岩改造产生影响。

4.1.1 沉积作用对原始物性的控制

不同沉积作用下沉积物的结构和成分不同,稳定水动力沉积作用下,碎屑物质经过充分搬运和簸选后,沉积物粒度粗、分选、磨圆好,杂基含量少,孔喉半径大、孔隙连通性好,储层原始物性好,有利于成岩流体的流动;反之,不利于后期成岩流体的改造。

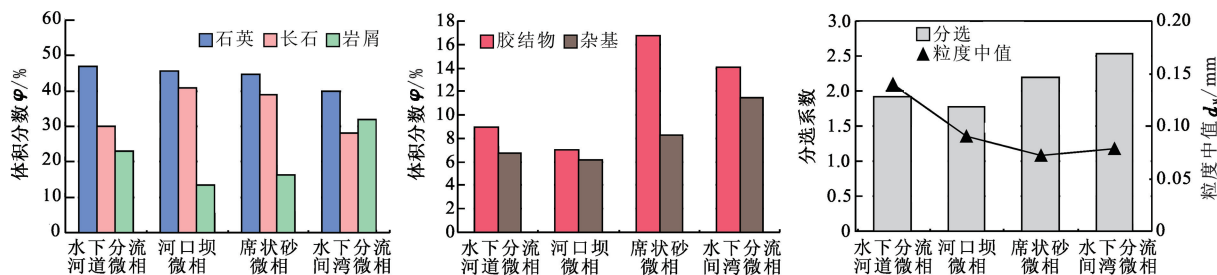


图6 不同沉积微相成分与结构特征

Fig. 6 Characteristics of composition and structure of different microfacies

4.1.2 沉积作用对成岩作用的影响

沉积物质的差异也会导致成岩作用产生差异,这是沉积作用对储层物性演化造成的二次分异。主要分为沉积物的结构和成分两个方面对成岩作用产生影响。

沉积物的结构对物理成岩作用产生影响,即粒度越粗、分选越好的储层,成岩过程中压实减孔量越小^[14]。

沉积物的成分对物理和化学成岩作用同时产生影响。不同成分的沉积物抗压实能力不同,刚性颗粒(石英、长石等)含量越多,抗压实能力越强,能延缓岩石减孔速度。不同成分的沉积物与不同性质的地层水发生水岩反应,形成不同的成岩作用类型。研究区沙四段沉积物源主要来自沧县-葛渔城地区,北部区块还存在着燕山次要物源区^[15],南部区块和北部区块在物质成分上存在一定差别(表1)。南部区块相对高的石英和长石含量为后期成岩作用中的石英次生加大提供了硅质来源,而石英次生加大为储层在持续压实过程中保存了一定量的孔隙。务101井3.4876 km与安23井3.54202 km均为席状砂砂体,两者有相同的初始孔隙度(图5),在距今39.2 Ma时前者总的减孔量为14.1%,其中压实减孔量为11.3%,石英加大胶结减孔量为2.8%;后者总的减孔量为13.15%,基本都属于压实减孔,对比发现南部区块石英的环边加大抑制了1.85%因压实而减少的孔隙度。

统计不同沉积微相储层的分选、粒度中值、填隙物含量发现,水下分流河道、河口坝微相的分选和粒度中值明显好于席状砂、水下分流间湾微相,填隙物含量前者又明显低于后者(图6),而水下分流河道、河口坝储层的原始物性明显好于席状砂储层物性,这种差异在成岩过程中一直存在甚至更明显。因此沉积作用导致了储层原始物性的差异,这是沉积作用对储层物性演化的初次分异。

北部区块与南部区块相比具有较高的岩浆岩岩屑含量,这些铝硅酸盐矿物在一定条件下发生水化作用为碳酸盐胶结提供物质来源^[16],北部区块岩浆岩岩屑含量为19.9%,碳酸盐胶结物含量为11.0%,而南部区块岩浆岩岩屑含量为9.5%,碳酸盐胶结物含量仅为2.7%。目前分析认为这是南北区块碳酸盐胶结程度不同的主要原因,还需其他更多化验资料加以佐证。

4.2 成岩作用

现今储层物性是原始物性经后期成岩改造演化而来,成岩作用是物性演化中最关键一步,对储层储集空间、孔隙结构、填隙物成分都起着决定性影响。分析认为对河西务构造带沙四段储层物性有重要影响的成岩作用主要有压实作用、胶结作用和溶蚀作用。

4.2.1 成岩早期快速埋藏

从沙四段沉积结束到沙三段中期大约3 Ma的时间里其埋深接近2.0 km,到东营组沉积时期,其埋深已超过2.5 km,由于缺乏胶结物的支撑,快速埋藏使压实作用异常强烈,甚至出现了石英压溶现象,造成大量原生孔隙的损失。压实作用贯穿整个成岩过程,沙四段储层压实减孔率为29.3%~68.6%,平均为52.1%。压实作用使孔隙减少、喉道变窄,渗透率下降。

压实作用是研究区储层低渗透的关键原因,这种压实主导的低渗透储层形成低渗的时间发生在成

岩早期阶段,先于油气成藏的时间,往往形成先低渗-后成藏型储层,该类型储层油藏油气储量有限,难以形成较优质油藏。

4.2.2 成岩后期胶结物充填

沙四段储层大规模的胶结作用发生在成岩作用中后期,胶结减孔率为9.43%~48.4%,平均为25.1%,其中北部区块胶结作用对储层物性影响强于南部区块(图7)。安28井3.1773 km埋深相对较浅,储层在经历早期快速埋藏后其孔隙度下降到25.2%(图5),在碳酸盐胶结发生之前仍属于中孔中渗储层,但随后发生的碳酸盐强烈胶结严重降低了孔隙度,并使其孔隙结构变差,导致渗透率急剧下降,并在距今21.5 Ma成为超低渗储层,其胶结减孔率达30.8%,显著加快了低渗化。

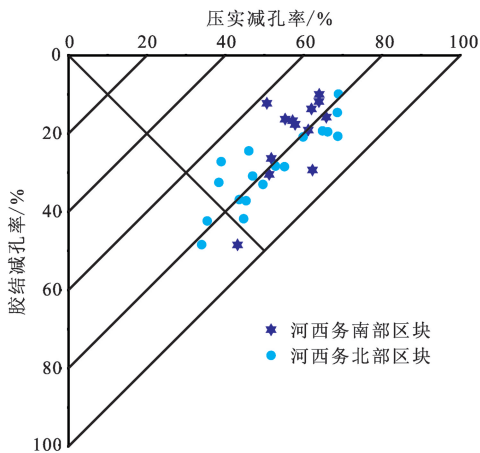


图7 沙四段储层压实作用和胶结作用在孔隙度损失中的对比

Fig.7 Comparison of porosity reduction between compaction and cementation of Es₄

该类低渗透储层在早期压实、后期胶结的共同作用下形成低渗,低渗形成的时间在成岩中晚期。由此也发现埋深相对较浅的储层早期压实作用相对较弱,如能在低渗形成前发生油气充注形成先成藏-后低渗型储层,可以成为较有利的低渗透储层和油藏。

4.2.3 增孔和保孔机制

河西务构造带沙四段烃源岩有机质丰度低, C_o 小于0.4%,干酪根为腐殖型^[12],不利于有机酸的大量生成,难以产生较大规模的酸性流体。而且由于强烈压实及胶结物充填严重降低了储层的孔渗能力,有限的酸性流体很难进入储层进行改造,缺少了有效的增孔机制,储层物性不断变差,这也是研究区次生孔隙不发育的原因之一。另外,研究区沙四段时期相对稳定的构造活动,也不利于断层和裂缝的形成。

河西务沙四段储层共经历了两次油气充注(图

5),但油气充注的时间均晚于储层低渗透的形成时间,无法保存大量孔隙,不利于油气大规模进入储层成藏。因此,缺乏有效的增孔和保孔机制也是研究区储层低渗透的原因之一。

沉积作用的差异造成了不同微相原始物性的分异,成岩作用在储层物性已经分异的基础上进行改造,不同沉积微相与不同成岩作用相互匹配,形成了储层不同的物性演化过程,其结果就是不同储层形成低渗的程度差异,不同储层进入低渗的时间先后差异,即不同储层的成因机制差异。

从以上研究看,廊固凹陷河西务沙四段深层低渗透储层基本都是先低渗-后成藏型储层,压实作用对储层低渗透的形成起关键作用,胶结作用加剧了储层低渗透进程,因此对于该类储层油藏的开发可采取压裂为主,酸化为辅的方法;埋深相对较浅的储层能形成先成藏-后低渗型油藏,压实作用在储层的致密化过程中不如胶结作用对储层的影响明显,可采取酸化为主、压裂为辅的工艺措施。

5 结 论

(1)沉积作用的差异导致储层原始物性存在差异,并且影响储层后期的成岩改造,是河西务构造带沙四段低渗透储层形成的根本原因;储层在成岩早期由于快速埋藏产生的压实作用是储层低渗透的关键原因,成岩后期的胶结作用加剧了储层低渗透的进程,并且在成岩改造过程中缺乏有效的增孔和保孔机制,也使得储层进一步低渗透化。

(2)廊固凹陷河西务沙四段深层低渗透储层基本都是先低渗-后成藏,对于该类储层的开发可采取压裂为主,酸化为辅的方式;埋深相对较浅的储层能形成先成藏-后低渗型,可采取酸化为主、压裂为辅的工艺措施。

(3)进行储层地质历史时期的物性反演,能直观、定量的将储层孔隙度、渗透率在地质历史时期的演化过程表现出来,有助于更细致的分析储层的演化,能为储层的研究提供可靠的研究方法。

参考文献:

- [1] 杨晓萍,赵文智,邹才能,等.低渗透储层成因机理及优质储层形成与分布[J].石油学报,2007,28(4):57-61.
YANG Xiao-ping, ZHAO Wen-zhi, ZOU Cai-neng, et al. Origin of low-permeability reservoir and distribution of favorable reservoir[J]. Acta Petrolei Sincia, 2007, 28(4):57-61.

- [2] 蒋凌志,顾家裕,郭彬程. 中国含油气盆地碎屑岩低渗透储层的特征及形成机理[J]. 沉积学报, 2004, 22(1):13-18.
JIANG Ling-zhi, GU Jia-yu, GUO Bin-cheng. Characteristics and mechanism of low permeability clastic reservoir in Chinese petroliferous basin[J]. Acta Sedimentological Sinica, 2004, 22(1):13-18.
- [3] 谢然红,肖立志,张建民,等. 低渗透储层特征与测井评价方法[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2006, 30(1):47-51.
XIE Ran-hong, XIAO Li-zhi, ZHANG Jian-min, et al. Low permeability reservoir characteristics and log evaluation method[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2006, 30(1):47-51.
- [4] 高剑波,庞雄奇,王志欣,等. 鄂尔多斯盆地姬塬地区延长组碎屑岩储层低渗特征及含油性主控因素[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2007, 31(1):6-12.
GAO Jian-bo, PANG Xiong-qi, WANG Zhi-xin, et al. Characteristics and master control factors of petroliferous properties of low permeability clastic reservoirs of Yanchang formation in the upper Triassic of Jiyuan area in Ordos Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2007, 31(1):6-12.
- [5] 邓秀芹,刘新社,李士祥. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组超低渗透储层致密史与油藏成藏史[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(2):156-161.
DENG Xiu-qin, LIU Xin-she, LI Shi-xiang. The relationship between compacting history and hydrocarbon accumulating history of the super-low permeability reservoirs in the Triassic Yanchang formation in the Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(2):156-161.
- [6] 张凤奇,王震亮,武富礼,等. 低渗透致密砂岩储层成藏期油气运移的动力分析[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2012, 36(4):32-38.
ZHANG Feng-qi, WANG Zhen-liang, WU Fu-li, et al. Dynamic analysis on hydrocarbon migration of accumulation periods in low permeability-tight andstone reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2012, 36(4):32-38.
- [7] 金凤鸣,傅恒,李仲东,等. 冀中坳陷廊固凹陷古近系层序地层与隐蔽油气藏勘探[J]. 矿物岩石, 2006, 26(4):75-82.
JIN Feng-ming, FU Heng, LI Zhong-dong, et al. Sequence stratigraphy of Paleogene and exploration of blind reservoirs in the Jizhong depression of Langgu subdepression[J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 2006, 26(4):75-82.
- [8] SURDAM R C, BOESE S W, CROSSEY G J. The chemistry of secondary porosity[J]. AAPG Memoir, 1984, 37:127-151.
- [9] SURDAM R C, CROSSEY L J, HAGEN E S. Organic-inorganic and sandstone diagenesis[J]. AAPG Bulletin, 1989, 73:1-23.
- [10] 王艳忠. 东营凹陷北带古近系次生孔隙发育带成因机制及演化模式[D]. 青岛:中国石油大学地球科学与技术学院, 2010.
WANG Yan-zhong. Genetic mechanism and evolution model of secondary pore development zone of Paleogene in the north zone in Dongying depression[D]. Qingdao: School of Geosciences in China University of Petroleum, 2010.
- [11] 操应长,陈林,王艳忠,等. 东营凹陷民丰北带古近系沙三段成岩演化及其对储层物性的影响[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2011, 35(5):6-13.
CAO Ying-chang, CHEN Lin, WANG Yan-zhong, et al. Diagenetic evolution of Es₃ reservoir and its influence on property in the northern Minfeng sub-sag of Dongying sag[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2011, 35(5):6-13.
- [12] 操应长. 东营陡坡扇体孔隙结构演化及渗透性评价方法[R]. 东营:胜利油田分公司地质科学研究所, 2012.
- [13] 梁狄刚,曾宪章,王雪平,等. 冀中坳陷油气的生成[M]. 北京:石油出版社, 2001:29-36.
- [14] 操应长,蒯克来,王健,等. 砂岩机械压实与物性演化成岩模拟实验初探[J]. 现代地质, 2011, 25(6):1152-1158.
CAO Ying-chang, XI Ke-lai, WANG Jian, et al. Preliminary discussion of simulation experiments on the mechanical compaction and physical property evolution of sandstones[J]. Geoscience, 2011, 25(6):1152-1158.
- [15] 吴小洲. 冀中廊固凹陷含油气系统[J]. 勘探家, 2000, 5(3):71-74.
WU Xiao-zhou. Petroleum systems of Langgu sag[J]. Petroleum Explorationist, 2000, 5(3):71-74.
- [16] 王琪,郝乐伟,陈国俊,等. 白云凹陷珠海组砂岩中碳酸盐胶结物的形成机理[J]. 石油学报, 2010, 31(4):553-558.
WANG Qi, HAO Le-wei, CHEN Guo-jun, et al. Forming mechanism of carbonate cements in siliciclastic sandstone of Zhuhai formation in Baiyun sag[J]. Acta Petrolei Sincia, 2010, 31(4):553-558.

(编辑 徐会永)