

文章编号:1673-5005(2021)04-0012-10 doi:10.3969/j.issn.1673-5005.2021.04.002

东营凹陷沙三中亚段浊积砂岩储层微观孔喉分布特征

王俊杰¹, 吴胜和¹, 肖淑明², 郭芪恒³, 吕志强⁴, 焦红岩⁴,
郭志华⁴, 刘中伟⁴, 吴 罕⁴, 肖 晴⁴

(1. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249; 2. 中国石化胜利油田分公司, 山东东营 257000;
3. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 陕西西安 710018; 4. 中国石化胜利油田分公司现河采油厂, 山东东营 257000)

摘要:以东营凹陷史深 100 地区沙河街组三段中亚段浊积砂岩储层为例,通过铸体薄片、扫描电镜、压汞试验对储层的微观孔隙结构进行研究,特别是通过高压压汞和恒速压汞相结合的手段表征浊积砂岩储层的孔喉尺寸分布特征。结果表明:研究区低渗浊积砂岩储层发育多种孔隙及喉道类型,主要孔隙类型为残余粒间孔、长石溶孔及各种微孔隙;喉道以片状喉道和管束状喉道为主,整体喉道较细,有许多不连通的孔隙被狭窄的喉道所包围,孔喉配置关系复杂;浊积砂岩储层的储集能力较强,但是渗流能力较弱;与常规砂岩储层相比,孔喉尺寸差异悬殊,全孔径分布范围介于几纳米~几百微米,曲线呈多峰型,主要发育巨孔(孔径大于 10 μm)和纳米孔(孔径小于 0.1 μm);决定低渗浊积砂岩储层物性的最关键因素是有效喉道的尺寸、数量以及孔隙与有效喉道之间的配置关系,有效喉道通过影响储层的渗流能力直接控制储层渗透率。

关键词:东营凹陷;沙河街组;浊积砂岩储层;微观孔隙结构;全孔径分布

中图分类号:P 618.130.2 **文献标志码:**A

引用格式:王俊杰,吴胜和,肖淑明,等. 东营凹陷沙三中亚段浊积砂岩储层微观孔喉分布特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2021,45(4):12-21.

WANG Junjie, WU Shenghe, XIAO Shuming, et al. Distribution characteristics of micro pore throat size of turbidite sandstone reservoir in middle sub-member of 3rd member, Shahejie Formation in Dongying Depression[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science),2021,45(4):12-21.

Distribution characteristics of micro pore throat size of turbidite sandstone reservoir in middle sub-member of 3rd member, Shahejie Formation in Dongying Depression

WANG Junjie¹, WU Shenghe¹, XIAO Shuming², GUO Qiheng³, LÜ Zhiqiang⁴, JIAO Hongyan⁴,
GUO Zhihua⁴, LIU Zhongwei⁴, WU Han⁴, XIAO Qing⁴

(1. College of Geosciences in China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;

2. Shengli Oilfield Branch, SINOPEC, Dongying 257000, China;

3. Exploration and Development Research Institute of PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018, China;

4. Xianhe Oil Production Plant, Shengli Oilfield Branch, SINOPEC, Dongying 257000, China)

Abstract:Taking the turbidite sandstone reservoirs in the middle sub-member of 3rd member of Shahejie Formation in Shishen 100 area of Dongying Depression as an example, the microscopic pore structures of the reservoirs were studied by casting thin section, scanning electron microscope, and mercury injection experiment. Specifically the full pore throat size distribution char-

收稿日期:2021-02-17

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05009001)

第一作者:王俊杰(1994-),男,博士研究生,研究方向为油气田开发地质。E-mail:398946854@qq.com。

通信作者:吴胜和(1963-),男,教授,博士,博士生导师,研究方向为油气田开发地质。E-mail:reser@cup.edu.cn。

acteristics of turbidite sandstone reservoirs were characterized by the combination of high-pressure mercury injection and constant pressure mercury injection. The results show that there are a variety of pores and throat types in the low-permeability turbidite sandstone reservoir in the study area. The main pore types are residual intergranular pores, feldspar dissolved pores and intercrystalline micropores. The throats are mainly sheet-like throat and tube-like throat, and the throats are relatively fine. There are many unconnected pores surrounded by narrow throats, and the pore-throat configuration is complex. The turbidite sandstone reservoirs have strong reservoir capacity, but weak seepage capacity. Compared with the conventional sandstone reservoir, the pore throat size is quite different. The full pore size distribution is between several nanometers and several hundred microns, and the curve is in multimodal shape. Large pores whose pore throat size is greater than 10 μm , and nanopores whose pore throat size is less than 0.1 μm are mainly developed. The key factors that determine the physical properties of low-permeability turbidite sandstone reservoirs are the size, quantity of effective throat and the configuration between pores and effective throats. Effective throat directly controls the reservoirs permeability by affecting the seepage capacity of reservoir.

Keywords: Dongying Depression; Shahejie Formation; turbidite sandstone reservoir; microscopic pore structure; full pore size distribution

随着油气勘探开发程度的提高和科技的进步,低渗、特低渗以及致密储层逐步成为油气勘探开发目标^[1-3]。低渗浊积砂岩储层广泛分布于中国各大含油气盆地,以其有利的生储盖组合条件而成为各大油田最具潜力的勘探目标之一,在隐蔽油气藏的勘探中起着越来越重要的作用^[4-6]。低渗浊积砂岩储层微观孔隙结构复杂,后期成岩改造强烈,导致储层物性差异大,非均质性强^[7-9]。前人对浊积砂岩油藏的成藏模式、砂体展布和沉积特征进行系统的分析^[10-12],但对微观孔隙结构特征未做深入研究,特别是浊积砂岩储层的孔喉尺寸与常规储层有何差异未见报道。开展浊积砂岩储层微观孔隙结构的研究,表征其孔喉尺寸分布,明确孔隙结构对宏观物性的控制作用,对于提高浊积砂岩油藏的开发效果具有重要指导意义。笔者以东营凹陷史深100地区沙河街组三段中亚段的低渗浊积砂岩储层为研究对象,运用铸体薄片、扫描电镜、压汞等试验手段,对储层的微观孔隙结构特征进行系统研究,识别低渗浊积砂岩储层的孔隙与喉道的类型及特征,表征其全孔径分布,确定微观孔隙结构对储层宏观物性的控制作用,从而为低渗浊积砂岩油藏的高效开发提供理论依据。

1 地质背景

东营凹陷在大地构造区划上属渤海湾盆地济阳拗陷中的一个次级负向构造单元,是在古生界基岩古地形背景上发育起来的受陈家庄南基底大断裂控制的中、新生代箕状断陷湖盆,整体呈北东向展布,可划分为南部缓坡带、中央隆起带、北部陡坡带、博兴、利津、牛庄和民丰洼陷7个次级构造单元^[13]。史深100地区位于山东省东营市西南部的史南油田

北部,构造上位于东营凹陷中央隆起带的西段。研究区古近系和新近系地层发育完全,主要含油层系为沙河街组沙三中亚段,三角洲和浊积扇是沙三中亚段最典型的沉积体系^[14-15](图1)。

史深100地区沙三中亚段为浊积扇砂体,物源来源于东南方向的东营三角洲,东营三角洲是河控建设性朵状三角洲,碎屑物质供源充足,前缘砂发育,由于推进速度快,在前缘一般形成较陡的砂质沉积^[16-18]。沙三中亚段沉积时期,伴随中央隆起带的上隆和牛庄洼陷与中央隆起带分隔断层的活动,在特大洪水剪切力和重力作用下,液化的沉积物沿三角洲前缘斜坡向下滑动至坡脚和湖底低凹处,再次沉积形成中央隆起带西段的滑塌重力流沉积相带。

2 储层基本特征

史深100地区沙三中亚段储层岩石类型主要为岩屑长石砂岩,其次为长石岩屑砂岩,其他岩石类型极少(图2)。储层碎屑成分石英体积分数为32%~46%,平均约为36%;长石体积分数为31%~39%,平均约为35%;岩屑体积分数为22%~35%,平均约为29%,主要为变质岩岩屑。填隙物包括杂基和胶结物,约占岩石总体积的18%。杂基以泥质为主,多呈鳞片状分布。胶结物平均体积分数为14.5%,主要为碳酸盐(铁方解石为主)胶结物,占岩石总体积的9%;其次为黏土矿物胶结物(高岭石为主)、硅质胶结物等。

储层碎屑颗粒的粒度差异较大,近源沉积物滑塌变形构造发育,岩性主要为中—粗砂岩,可见含砾砂岩;中部沉积物发育块状砂岩,岩性主要为中—细砂岩;远源沉积物以泥岩夹薄层粉砂岩为主,可见不

完整的鲍马序列。砂岩颗粒分选主要以差和中等为主,磨圆以次棱角状为主,其次为次圆状。总体上储层碎屑岩的成分成熟度和结构成熟度均较低。史深

100 地区沙三中亚段储层物性普遍较差,平均孔隙度为 15.6%,平均渗透率为 $6.65 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于中孔-低渗近致密储层。

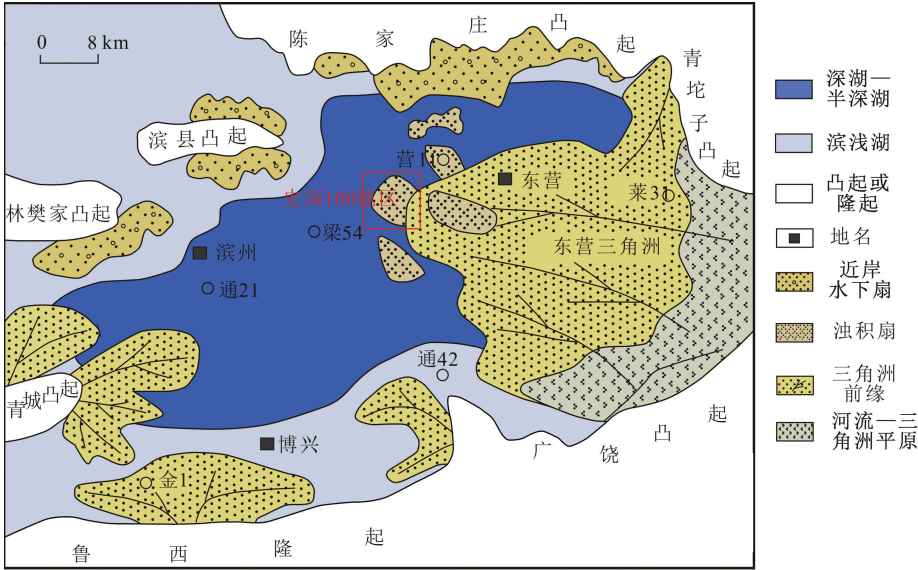


图 1 东营凹陷沙三中亚段沉积相(据文献[15],有修改)

Fig. 1 Sedimentary facies of Es₃ in Dongying Sag (after citation[15], modified)

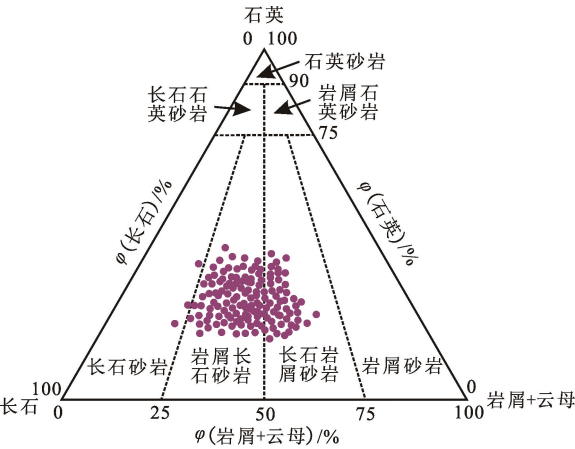


图 2 史深 100 地区沙三中亚段储层岩石类型

Fig. 2 Sandstone types of Es₃ reservoirs in Shishen 100 area

3 储层孔隙与喉道类型

3.1 孔隙类型与特征

铸体薄片和扫描电镜的观察表明,研究区天然裂缝不发育,孔隙类型多样,主要发育粒间孔、粒内孔和微孔隙。

粒间孔包括残余粒间孔及粒间溶孔,前者主要形成于沉积初期,后经一系列成岩改造使得原始储集空间逐步减小,孔隙的边缘一般较为平直(图 3(a));后者为碎屑颗粒经历溶蚀作用形成,一般具有凹凸不平的孔隙边缘(图 3(b))。粒间孔孔径范

围变化大,大孔隙半径一般为 50~150 μm ,连通性好,是主要的渗流通道。

粒内孔包括长石溶孔(图 3(c))和岩屑溶孔(图 3(d)),孔隙半径一般小于 25 μm 。研究区经历的溶蚀作用较强,镜下可见长石颗粒完全被溶蚀所留下来的铸模孔(图 3(e)),孔径可达 200 μm 以上。

微孔隙包括高岭石晶间孔(图 3(f))、绿泥石晶间孔(图 3(g))和伊利石晶间孔,以高岭石晶间孔为主,主要为黏土矿物充填粒间孔后所形成,单个孔隙半径一般小于 2 μm ,连通性差,空间上一般呈管束状连通。

筛选出研究区 144 张铸体薄片显微照片及 60 个扫描电镜高倍图像,利用图像孔喉识别系统进行二值化处理,根据形态识别不同类型的各类孔隙,利用点计数法(每个图像 300 个点)对其进行定量参数统计。结果表明,研究区储层总面孔率介于 1.5%~10.0%,平均为 5.5%;其中残余粒间孔面孔率介于 0.5%~8.0%,平均为 2.93%,占总面孔率的 53.23%;粒间溶孔面孔率介于 0~2.0%,平均为 0.53%,占总面孔率的 9.68%;长石溶孔面孔率介于 0~6.5%,平均为 1.0%,占总面孔率的 17.74%;岩屑溶孔面孔率介于 0~2.5%,平均为 0.53%,占总面孔率的 9.68%;微孔面孔率介于 0~1.5%,平均为 0.44%,占总面孔率的 8.06%。总体上沙三中亚段储层孔隙类型主要是残余粒间孔,其次为各类溶蚀孔隙(图 4)。

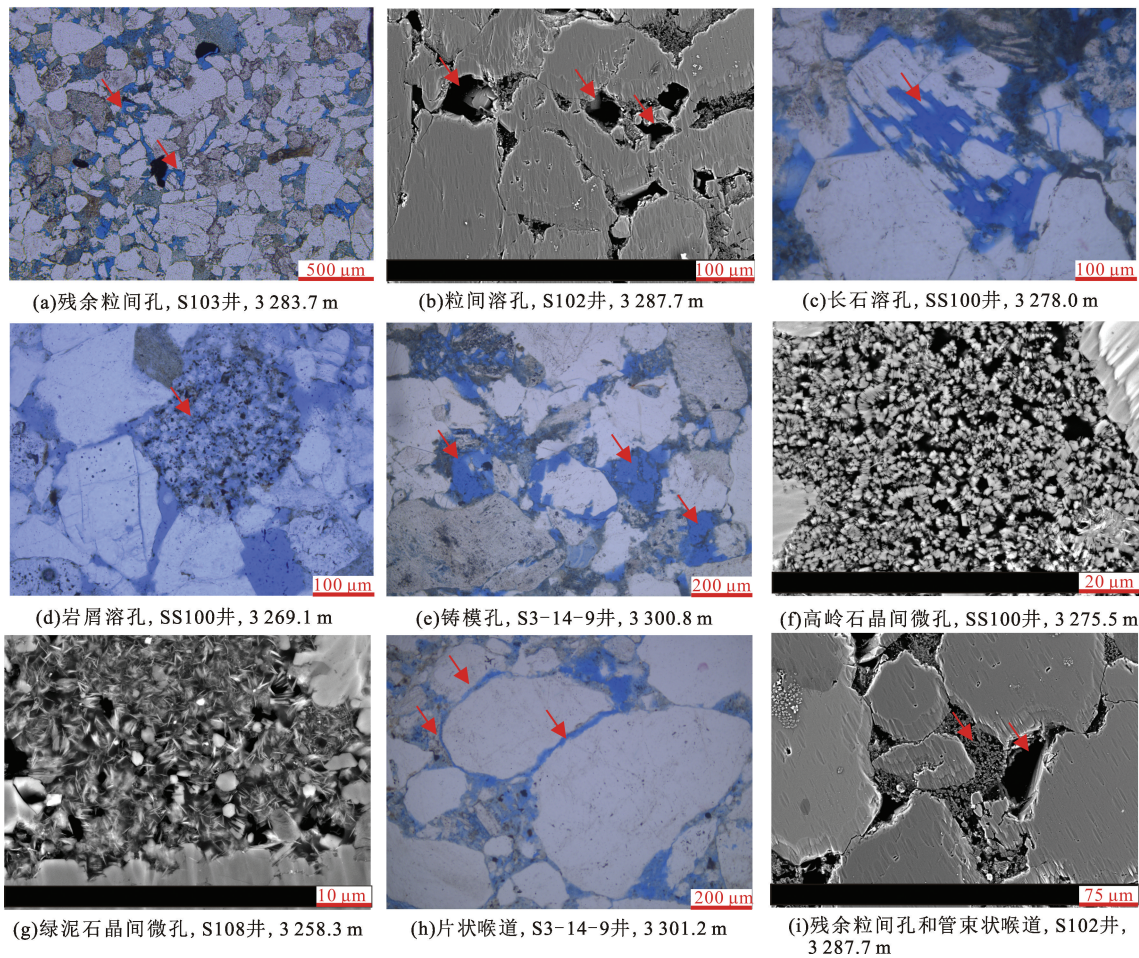


图 3 史深 100 地区沙三中亚段储层孔隙和喉道微观特征

Fig. 3 Photomicrograph showing characteristics of pore and throat in Es_3 reservoirs in Shishen 100 area

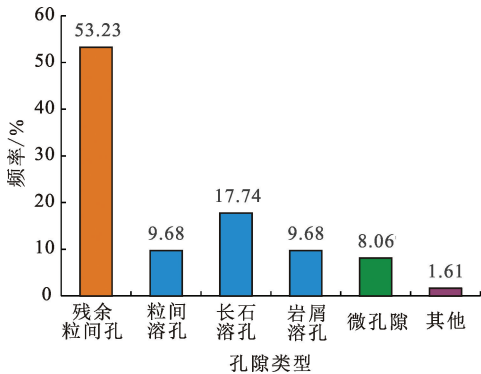


图 4 史深 100 地区沙三中亚段储层孔隙类型频率分布

Fig. 4 Frequency distribution of pore types of Es_3 reservoirs in Shishen 100 area

3.2 喉道类型与特征

喉道是孔隙之间连通的狭窄部分,镜下观察分析表明研究区喉道类型以片状喉道为主(图 3(h)),其次为黏土矿物中的管束状喉道(图 3(i)),缩颈型喉道少见。片状喉道在镜下为颗粒之间的长条形通道,通常沿颗粒边缘呈片状或者弯曲片状,是研究区最主要的渗流通道。研究区黏土矿

物较为发育,充填孔隙空间后形成的晶间微孔隙,平面上并不直接相连,在空间上通过管束状喉道互相连通。

4 储层孔喉尺寸分布特征

4.1 基于高压压汞的孔喉尺寸分布特征

高压压汞是进行储层微观孔隙结构研究的重要手段。研究区 15 个样品的高压压汞结果显示(表 1、图 5),排驱压力介于 0.08~1.37 MPa,最大连通喉道半径介于 0.54~8.91 μm ,最大进汞饱和度介于 73.30%~96.87%,退汞效率绝大部分小于 50%。整体上具有喉道较窄、排驱压力高、最大进汞饱和度、退汞效率低以及无明显压汞曲线平台等特征,反映出油积砂岩储层储集能力较强,但是孔喉连通性差,渗流能力较弱的点。各样品之间具有不同的微观孔隙结构特征,从而各样品的压汞曲线差异明显,整体上储层微观孔隙结构控制储层宏观物性,特别是渗透率。渗透率随排驱压力的减小而增大,随中值半径、最大连通孔喉半径和分选系数的减小而

降低(表 1)。研究区浊积砂岩储层孔喉尺寸分布为单峰型,分布区间介于 2.5 nm~10.0 μm(图 5),储层物性越好,其孔喉尺寸分布区间越广,随渗透率的降低,孔喉尺寸分布逐渐变窄。

表 1 史深 100 地区沙三中亚段储层高压压汞参数

Table 1 High-pressure mercury intrusion parameters of Es₃² reservoirs in Shishen 100 area

样品号	井号	深度/ m	岩性	孔隙度 φ/%	渗透率 k/ 10 ⁻³ μm ²	排驱 压力/ MPa	中值 压力/ MPa	最大孔 喉半径/ μm	中值 半径/ μm	分选 系数	最大汞 饱和度/%	剩余汞 饱和度/%	退汞 效率/%
S1	SS100	3 275.5	细砂岩	19.62	7.40	0.14	2.11	5.33	0.36	3.09	93.47	65.30	30.13
S2-1	S102	3 287.7	不等粒砂岩	20.28	15.52	0.14	3.41	5.33	0.23	3.88	83.19	54.32	34.71
S2-2	S102	3 291.8	中砂岩	20.34	2.91	0.26	2.89	2.80	0.26	3.14	88.03	62.00	29.58
S2-3	S102	3 303.5	粉砂岩	17.29	0.55	0.48	1.71	1.55	0.45	2.54	94.94	63.25	33.39
S3	S103	3 298.2	不等粒砂岩	18.16	1.52	0.27	3.73	2.75	0.21	3.43	79.59	61.13	23.20
S5-1	S105	3 231.9	细砂岩	10.57	0.04	1.36	6.26	0.54	0.12	1.98	96.87	63.28	34.68
S5-2	S105	3 248.7	细砂岩	13.19	0.05	1.37	10.48	0.54	0.07	2.11	92.06	54.26	41.06
S5-3	S105	3 251.0	细砂岩	21.61	1.68	0.26	3.06	2.79	0.25	2.84	90.78	60.98	32.83
S8-1	S108	3 258.3	中砂岩	14.78	0.28	0.68	4.92	1.08	0.15	2.50	94.8	51.24	45.95
S8-2	S108	3 265.3	中砂岩	14.63	0.09	1.36	10.34	0.54	0.07	2.20	90.14	56.43	37.39
S12-1	S3-12-12	3 202.0	细砂岩	18.88	4.99	0.14	3.30	5.33	0.23	3.73	84.88	56.47	33.47
S12-2	S3-12-12	3 205.5	中砂岩	20.92	19.29	0.08	5.15	8.91	0.15	4.08	73.30	35.72	51.28
S12-3	S3-12-12	3 207.5	不等粒砂岩	15.11	0.96	0.26	2.66	2.79	0.29	2.83	94.01	52.39	44.27
S12-4	S3-12-12	3 210.1	细砂岩	19.01	5.14	0.14	2.49	5.33	0.31	3.34	88.14	49.52	43.81
S15	S3-15-13	3 184.2	中砂岩	17.34	1.93	0.26	1.41	2.80	0.53	2.67	96.01	62.39	35.01

4.2 基于恒速压汞的孔喉尺寸分布特征

高压压汞试验得到的毛管压力曲线是孔喉系统的综合反映,但无法定量反映孔喉尺寸、分布范围以及孔喉配置关系^[19],因此需结合恒速压汞试验共同表征储层微观孔隙结构特征。研究区 10 个样品的恒速压汞结果表明(表 2、图 6),浊积砂岩样品的孔隙半径主要分布在 150~300 μm(图 6(a)),各样品平均孔隙半径差异较小,介于 186.55~226.22 μm(表 2),平均为 194.36 μm;而喉道半径差异较大,主要分布在 0.6~7.0 μm(图 6(b)),平均喉道半径介于 0.91~5.02 μm(表 2),平均为 2.44 μm,样品峰值随渗透率的增大而明显右移;各样品孔喉半径比变化范围较大,主要分布在 20~300(图 6(c)),平均孔喉半径比介于 50.39~220.28(表 2),平均为 116.99,喉道分布的差异导致孔喉半径比的差异;主流喉道半径介于 0.80~4.0 μm(表 2),平均为 2.22 μm。进汞饱和度增量与喉道半径的关系表明(图 6(d)),对于渗透率较高的样品,喉道分布范围较宽,进汞饱和度主要由较宽的喉道贡献。

在恒速压汞中,总的进汞曲线可分为描述孔隙体积分布的孔隙进汞曲线和描述喉道体积分布的喉道进汞曲线 2 个子曲线(图 7)。根据曲线形态特征,结合压汞参数,可以将研究区 10 个低渗浊积砂岩样品的恒速压汞曲线划分为 2 种类型。I 类曲线为渗透率大于 1.0×10⁻³ μm² 的 7 个样

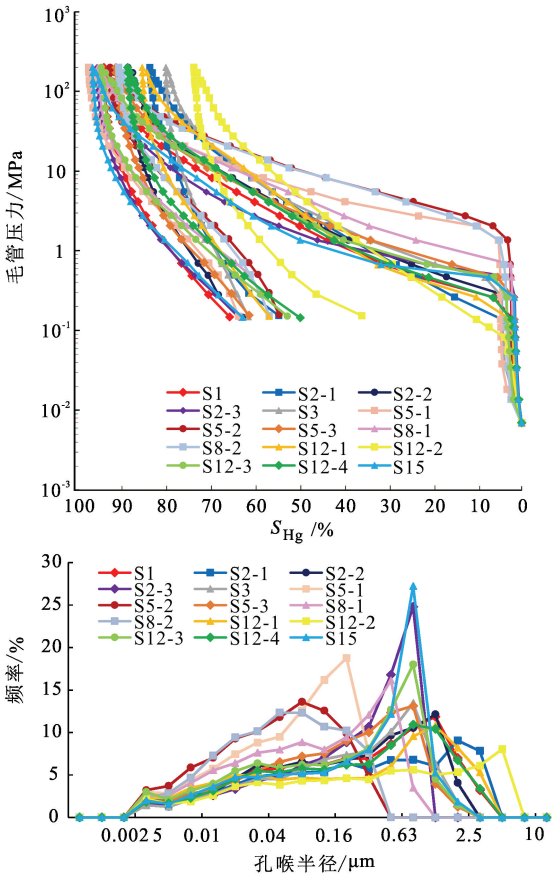


图 5 高压压汞曲线及孔喉尺寸分布

Fig. 5 High-pressure mercury intrusion curves and distributions of pore-throat size

品,以样品 S1($k=7.40\times10^{-3}\mu\text{m}^2$)为例,恒速压汞曲线具有如下特征:在毛管压力较低的区域,总进汞曲线的变化趋势与喉道进汞曲线的变化趋势一致,随着压力的增加,总进汞曲线逐渐呈现出孔隙进汞曲线的变化趋势,在较窄的毛管压力范围内孔隙进汞饱和度迅速增加。当压力增加到 0.2 MPa 时,孔隙进汞曲线变陡,总进汞曲线的变化趋势与喉道进汞曲线的变化一致(图 7(a))。

表 2 史深 100 地区沙三中亚段储层恒速压汞参数

Table 2 Constant pressure mercury intrusion parameters of Es ₃ reservoirs in Shishen100 area											
样品号	井号	深度/ m	排驱 压力/ MPa	平均孔隙 半径/ μm	平均喉道 半径/ μm	孔喉 半径比	主流喉道 半径/ μm	最大汞 饱和度/ %	孔隙进汞 饱和度/ %	喉道进汞 饱和度/ %	孔喉 体积比
S1	SS100	3 275.5	0.14	192.43	3.08	74.54	3.0	41.02	12.46	28.56	0.44
S2-1	S102	3 287.7	0.10	194.77	4.37	50.39	4.0	43.65	12.30	31.35	0.39
S2-3	S102	3 303.5	0.37	191.03	1.45	146.74	1.4	40.70	6.78	33.92	0.20
S3	S103	3 298.2	0.25	186.66	1.61	131.22	1.6	43.59	8.91	34.68	0.26
S5-3	S105	3 251.0	0.24	187.22	1.60	130.62	1.4	39.18	9.74	29.44	0.33
S8-1	S108	3 258.3	0.48	188.51	0.91	220.28	0.8	37.76	4.25	33.51	0.13
S12-2	S3-12-12	3 205.5	0.09	197.47	5.02	55.45	4.0	48.93	15.85	33.08	0.48
S12-3	S3-12-12	3 207.5	0.30	186.55	1.36	152.47	1.2	37.34	7.25	30.10	0.24
S12-4	S3-12-12	3 210.1	0.16	192.76	3.16	73.62	3.0	43.29	11.35	31.95	0.36
S15	S3-15-13	3 184.2	0.23	226.22	1.85	134.61	1.8	41.93	8.79	33.15	0.27

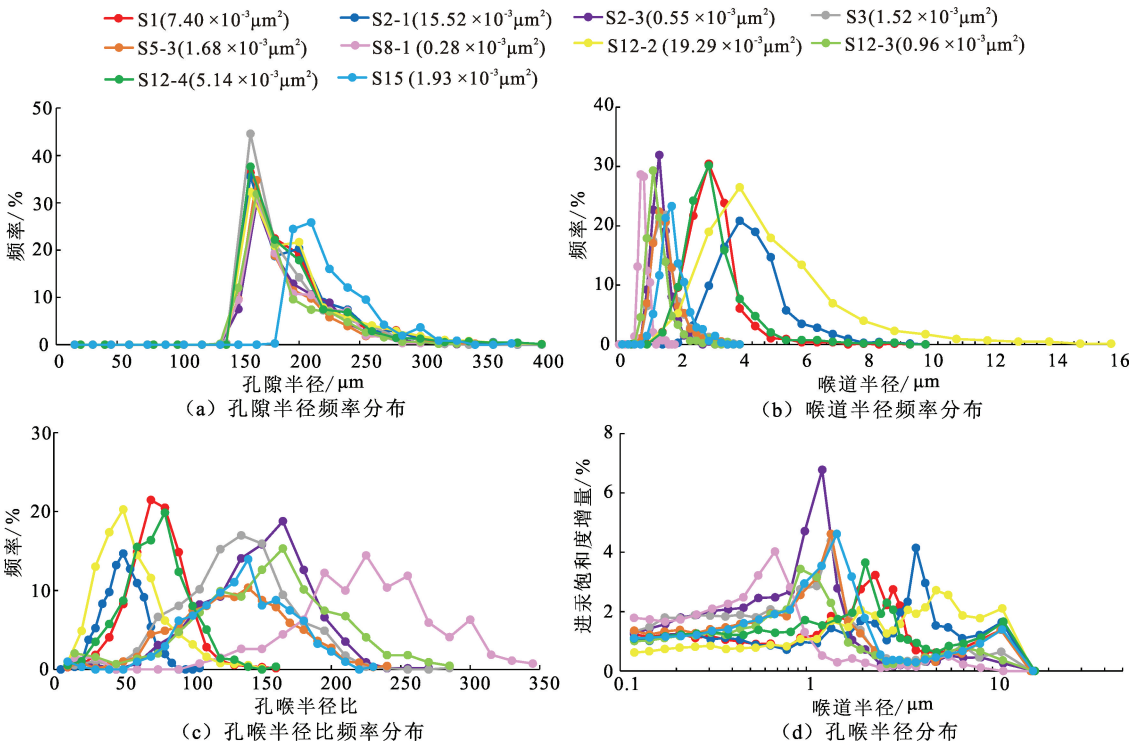


图 6 恒速压汞孔喉分布特征

Fig. 6 Distribution characteristics of pore-throat parameters from constant pressure mercury intrusion

研究区 10 个恒速压汞样品中,孔隙进汞饱和度介于 4.25%~15.85%,平均为 9.77%,而喉道进汞饱和度介于 28.56%~34.68%,平均为 31.97%,喉道进汞饱和度远大于孔隙进汞饱和度,表明有许多不连通的孔隙被非常狭窄的喉道所包围,有效喉道半径控制孔隙进汞饱和度。此外恒速压汞所得的平均总进汞饱和度为 41.74%,与高压压汞得到的平均总进汞饱和度 89.35%有

较大差异。原因在于恒速压汞进汞压力较低(最大进汞压力为 6.2 MPa,对应的喉道半径为 0.12 μm ;而高压压汞最大进汞压力为 200 MPa,对应的

喉道半径为 1.6 nm),因此汞不能像高压压汞那样进入狭窄的喉道,造成约 48%的孔隙和喉道体积的缺失。

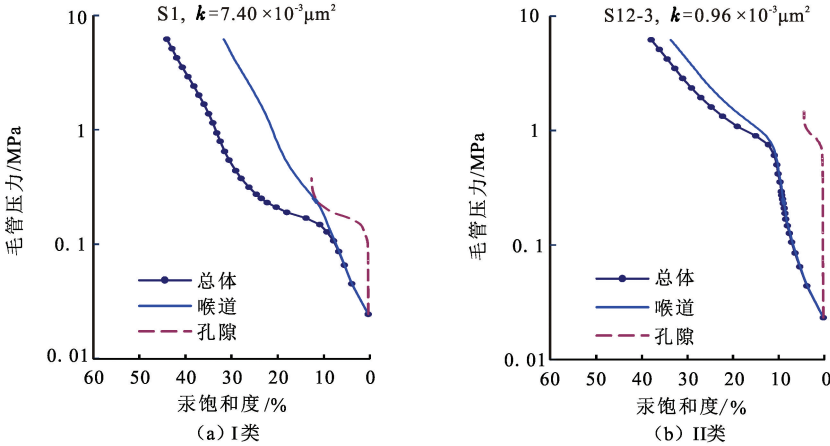


图 7 恒速压汞曲线特征
Fig. 7 Constant pressure mercury intrusion curves

4.3 全孔径分布特征

高压压汞和恒速压汞分别用于低渗浊积砂岩储层的孔隙结构表征时均存在缺陷。高压压汞虽能反映高压条件下微孔隙和窄喉道的信息,但是由于窄喉道的屏蔽效应,高压压汞不能表征半径大于 10 μm 的孔隙,而实际测量的是喉道的分布特征。此外高压压汞不能区分孔隙和喉道,无法对储层孔隙和喉道的差异作出评估。恒速压汞可以解决高压压汞这一限制:通过以非常低的恒定速率向样品中注入汞并精确测量汞的体积和压力,可以根据压力波动区分孔隙和喉道。但是由于试验条件限制,恒速压汞无法识别半径小于 0.12 μm 的孔隙和喉道。因此在研究低渗浊积砂岩储层的微观孔隙结构时,孔喉尺寸的分布不能使用单一方法。本次采用高压压汞和恒速压汞相结合的方法,研究低渗浊积砂岩储层的全孔径分布。

将恒速压汞得到的孔喉半径大于 0.12 μm 的孔喉半径分布曲线与高压压汞得到的孔喉半径小于和等于 0.12 μm 的孔喉半径分布曲线结合起来,可以得到孔喉半径的完整分布曲线(图 8)。低渗浊积砂岩储层孔喉尺寸分布范围远大于常规砂岩储层及其他低渗-致密砂岩储层,其孔喉半径分布在 3.6 nm~450 μm ,曲线整体呈多峰型,可以根据孔喉半径尺寸将研究区全孔径分布曲线分为 3 个部分:孔喉半径大于 10 μm 的孔隙分布区间(恒速压汞结果显示研究区最大的喉道半径普遍小于 10 μm),孔喉半径介于 0.1~10 μm 的孔隙和喉道混合分布区间,及孔喉半径小于 0.1 μm 的喉道分布区间。低渗浊

积砂岩储层中孔隙主要分布在孔喉半径大于 10 μm 的范围内,其中孔喉半径大于 100 μm 出现的峰值,代表残余粒间孔及铸模孔;孔喉半径在 10~25 μm 出现的峰值,代表各类溶孔(长石溶孔和岩屑溶孔),这与镜下观察结果一致。孔喉半径介于 0.1~10 μm 范围内的孔隙及喉道混合分布区间出现多个峰值,不同样品间的曲线特征有明显差异,这主要是由各样品的孔喉配置关系差异造成的;而孔喉半径小于 0.1 μm 的喉道分布区间曲线为双峰—多峰型,反映低渗浊积砂岩储层中广泛发育纳米级喉道。

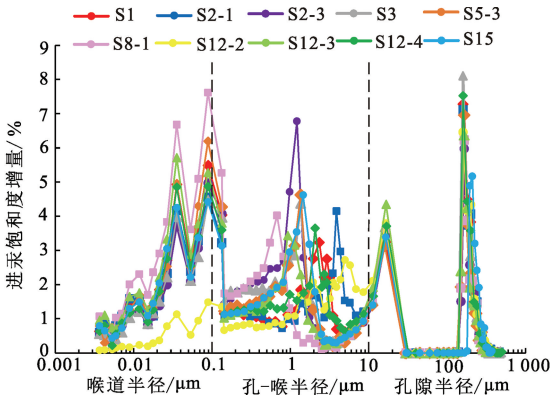


图 8 史深 100 地区沙三中亚段储层全孔径分布
Fig. 8 Full pore size distribution of Es₃ reservoirs in Shishen 100 area

根据 Hartmann 和 Beaumont 的孔喉分类标准^[20],作出不同类型的孔喉分布直方图(图 9),可以发现低渗浊积砂岩储层中纳米孔(孔喉半径小于 0.1 μm)最为发育,其次为巨孔(孔喉半径大于 10.0 μm),而两者之间的微孔(孔喉半径在 0.1~0.5

μm)、中孔(孔喉半径为 0.5~2.5 μm)和宏孔(孔喉半径在 2.5~10.0 μm)则发育较少。这反映出在低渗浊积砂岩储层中孔喉尺寸分布范围广且差异大,纳米孔和巨孔是最主要的孔喉类型。

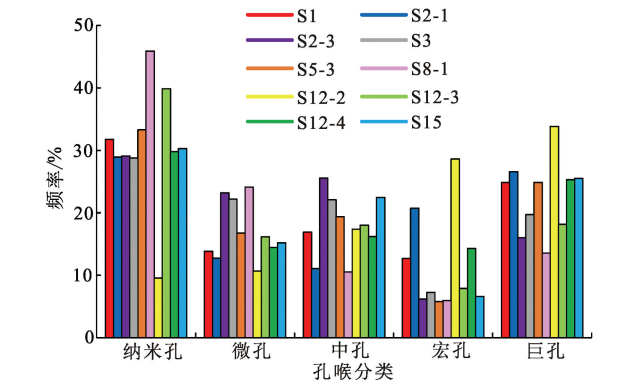


图 9 史深 100 地区沙三中亚段储层孔径分类频率
Fig. 9 Frequency for different aperture types of Es₃ reservoirs in Shishen100 area

4.4 微观孔隙结构特征对储层宏观物性的影响

通过压汞试验得到的一系列表征储层微观孔隙结构的参数,可归结为 3 大类,分别是反映孔喉尺寸的特征参数、反映孔喉分布的特征参数和反映孔喉连通性的特征参数,这些参数的组合可以表征储层孔隙结构的好坏。拟合微观孔隙结构特征参数与宏观物性(孔隙度和渗透率)之间的关系表明(表 3),储层的微观孔隙结构直接控制着宏观物性,其中对渗透率影响较大的孔隙结构参数有最大孔喉半径、平均喉道半径、主流喉道半径、分选系数、孔喉半径比和排驱压力,相关系数均大于 0.90;而没有任何参数与孔隙度的相关系数大于 0.65,这表明储层微观孔隙结构对渗透率的影响要明显强于其对孔隙度的影响。

孔喉尺寸特征参数主要包括最大孔喉半径、中值半径、平均孔隙半径、平均喉道半径及主流喉道半径。研究区最大孔喉半径介于 0.54~8.91 μm,平均为 3.23 μm;中值半径介于 0.04~0.53 μm,平均为 0.25 μm;平均孔隙半径介于 186.55~226.22 μm,平均为 194.36 μm;平均喉道半径介于 0.91~5.02 μm,平均为 2.44 μm;主流喉道半径介于 0.80~4.00 μm,平均为 2.22 μm(表 3);表明研究区沙三中亚段浊积砂岩储层整体孔喉半径较小,纳米级孔喉广泛分布。最大孔喉半径、平均喉道半径及主流喉道半径与渗透率有着明显的正相关性,相关系数均超过 0.94(表 3),表明对于低渗浊积砂岩储层,喉道尺寸,特别是半径较大的有效喉

道,是控制渗透率的根本原因,从而决定储层的渗流能力。数量较少的有效喉道对渗透率起着主要的贡献作用,而数量众多的微小喉道虽然提供一定的孔隙空间,但其对渗透率的贡献很小甚至无贡献。

孔喉分布特征参数主要包括分选系数、变异系数及均质系数。研究区压汞数据显示,孔喉分选系数介于 1.98~4.08,平均为 2.96;变异系数介于 3.37~19.55,平均为 7.39;均质系数介于 0.18~0.37,平均为 0.24(表 3);表明储层孔喉整体较细,以小孔喉为主,分布较为均匀,分选程度总体较好。分选系数与渗透率表现为明显的正相关性,相关系数为 0.900 9(表 3),即孔喉分选系数越大,孔喉分选越差,渗透率就越高。孔喉分选系数表示孔喉尺寸分布的均一程度,对中高渗储层来说,分选系数越小,孔隙结构越均质,储层物性就越好。对于非均质性很强的低渗浊积砂岩储层,当分选系数较小即孔喉分选很好时,储层中几乎大部分为微细孔喉,对渗透率几乎没有贡献,导致储层物性较差;而随着对渗透率有贡献的有效喉道的增多,孔喉分选变差,但是储层渗流能力得到改善,储层物性变好。分选系数反映着低渗浊积砂岩储层中有效喉道的数量,分选系数越大,有效喉道的数量就越多。

孔喉连通性特征参数主要包括孔喉半径比、排驱压力、最大进汞饱和度及退汞效率。研究区孔喉半径比介于 50.39~220.28,平均为 116.99;排驱压力介于 0.08~1.37 MPa,平均为 0.48 MPa;最大进汞饱和度介于 73.30%~96.87%,平均为 89.35%;退汞效率介于 23.20%~51.28%,平均为 36.72%(表 3);表明虽然储层储集能力较强,但是由于喉道微小,孔喉半径比大,导致孔喉连通性差,渗流能力较低。孔喉半径比和排驱压力与渗透率表现为明显的负相关性,相关系数均超过 0.95(表 3)。孔喉半径比是指在相同毛管压力下,孔隙半径与喉道半径的比值,可以反映孔喉连通性和储层非均质性。对于不同渗透率的样品,由于孔隙半径的相似,喉道半径的显著差异导致孔喉半径比的显著变化,渗透率较低的样品一般具有较大的孔喉半径比。孔喉半径比越大,孔喉尺寸之差越大,从而导致孔喉连通性越差,储层非均质性越强,大孔隙和窄喉道的配置关系是造成渗透率较低的重要原因。此外排驱压力也是孔喉连通性的反映,排驱压力越大,就有越多的孔隙被狭窄的喉道所围绕,孔喉连通性就越差,渗透率就

越低。

表 3 史深 100 地区沙三中亚段储层高压压汞孔隙结构特征参数和储层物性相关性

Table 3 Correlations of pore structure characteristic parameters and reservoirs physical properties from high-pressure mercury intrusion of Es₃² reservoirs in Shishen 100 area

参数类型	特征参数	与孔隙度 φ 相关性	与渗透率 k 相关性
孔喉尺寸特征参数	最大孔喉半径 r_d	$\varphi = 14.752r_d^{0.165\ 9} (R^2 = 0.630\ 4)$	$k = 0.215\ 9r_d^{2.072\ 2} (R^2 = 0.966\ 0)$
	中值半径 r_{50}	$\varphi = 22.822r_{50}^{0.191\ 0} (R^2 = 0.339\ 8)$	$k = 23.534r_{50}^{1.896\ 5} (R^2 = 0.328\ 9)$
	平均孔隙半径 r_p	$\varphi = 18.393r_p^{-0.004} (R^2 = 0.001\ 4)$	$k = 8 \times 10^{-12}r_p^{5.010\ 4} (R^2 = 0.041\ 8)$
	平均喉道半径 r_t	$\varphi = 16.389r_t^{0.124\ 5} (R^2 = 0.331\ 4)$	$k = 0.385\ 2r_t^{2.472\ 4} (R^2 = 0.967\ 0)$
	主流喉道半径 r_m	$\varphi = 16.474r_m^{0.132\ 5} (R^2 = 0.363\ 2)$	$k = 0.469\ 4r_m^{2.491\ 6} (R^2 = 0.948\ 8)$
孔喉分布特征参数	分选系数 S_p	$\varphi = 8.357\ 6S_p^{0.667\ 2} (R^2 = 0.596\ 3)$	$k = 0.000\ 2S_p^{8.229\ 8} (R^2 = 0.900\ 9)$
	变异系数 D_r	$\varphi = 26.749\ D_r^{-0.249\ 0} (R^2 = 0.531\ 9)$	$k = 367.42D_r^{-3.113\ 0} (R^2 = 0.816\ 5)$
	均质系数 α	$\varphi = 8.823\ 2\alpha^{-0.453} (R^2 = 0.191\ 2)$	$k = 0.000\ 7\alpha^{-5.229\ 0} (R^2 = 0.250\ 1)$
孔喉连通性特征参数	孔喉半径比 η	$\varphi = 36.473\ \eta^{-0.152\ 0} (R^2 = 0.378\ 3)$	$k = 10^6\ \eta^{-2.8} (R^2 = 0.954\ 3)$
	排驱压力 p_d	$\varphi = 14.016\ p_d^{-0.166} (R^2 = 0.631\ 4)$	$k = 0.114\ 1p_d^{-2.074\ 0} (R^2 = 0.966\ 2)$
	最大进汞饱和度 S_m	$\varphi = 1\ 852.7S_m^{-1.045} (R^2 = 0.179\ 7)$	$k = 10^{29}S_m^{-14.89} (R^2 = 0.357\ 9)$
	退汞效率 W_e	$\varphi = 48.41W_e^{-0.292} (R^2 = 0.094\ 1)$	$k = 8.277\ 1W_e^{-0.529} (R^2 = 0.088\ 6)$

5 结 论

(1) 东营凹陷史深 100 地区低渗浊积砂岩储层孔隙结构复杂,孔隙类型多样,主要有残余粒间孔、长石溶孔以及微孔隙群,平均面孔率为 5.5%;喉道以片状喉道为主,其次为连通黏土矿物晶间微孔的管束状喉道,喉道整体较细。

(2) 浊积砂岩储层杂基含量较高,存在大量黏土矿物,而黏土矿物之间发育有大量的晶间微孔隙;同时浊积砂岩颗粒粒度分选极差,存在砾石、粗砂等较大的碎屑颗粒,在其之间容易形成较大的粒间孔,导致低渗浊积砂岩储层孔喉尺寸分布范围远远大于常规砂岩储层及其他低渗-致密砂岩储层,其孔喉半径分布在几纳米~几百微米。

(3) 浊积砂岩储层的储集能力较强,但渗流能力较弱。决定低渗浊积砂岩储层物性好坏的最关键因素是有效喉道的尺寸、数量以及孔隙与有效喉道之间的配置关系,有效喉道通过影响储层的渗流能力直接控制渗透率的高低。

参考文献:

[1] 杨田,操应长,王艳忠,等. 东营凹陷沙三中亚段浊积岩低渗透储层有效性评价[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2016,40(4):1-11.
YANG Tian, CAO Yingchang, WANG Yanzhong, et al. Effectiveness evaluation of low permeability turbidite reservoirs in the middle of the third member of Shahejie Formation in Dongying Sag[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2016,40(4): 1-11.

[2] 杨正明,张英芝,郝明强,等. 低渗透油田储层综合评

价方法[J]. 石油学报,2006,27(2):64-67.
YANG Zhengming, ZHANG Yingzhi, HAO Mingqiang, et al. Comprehensive evaluation of reservoir in low-permeability oilfields [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27 (2):64-67.

[3] 张仲宏,杨正明,刘先贵,等. 低渗透油藏储层分级评价方法及应用[J]. 石油学报,2012,33(3):437-441.
ZHANG Zhonghong, YANG Zhengming, LIU Xiangui, et al. A grading evaluation method for low-permeability reservoirs and its application [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012,33(3):437-441.

[4] 张晶,王伟锋. 东营凹陷北部陡坡带东段深水浊积扇储集特征[J]. 西北大学学报(自然科学版),2008,38(3):451-454.
ZHANG Jing, WANG Weifeng. The reservoir rocks of deep-water turbidite fans in the eastern segment of the steep slope zone of northern Dongying Sag[J]. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 2008, 38(3):451-454.

[5] GALLYOWAY W E. Silicalstic slop and base of slop depositional systems: component of facies, stratigraphic architecture, and classification [J]. AAPG Bulletin, 1998,82(4):569-595.

[6] 刘瑞娟,王永诗,张博,等. 渤南洼陷浊积砂体岩石学特征及其对储层物性的影响:以沙三段 0~9 砂组为例[J]. 油气地质与采收率,2011,18(6):32-36,41,113.
LIU Ruijuan, WANG Yongshi, ZHANG Bo, et al. Turbidite sand bodies' characters of petrology and mineralogy and its influence on reservoir physical property in Bonan subsag-case of 0-9 sand groups of Es₃[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18 (6): 32-36, 41,113.

[7] 宁正福,赵洋,程林松. 基于因子分析的流动单元研究

- [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2012, 36(4): 107-111, 117.
- NING Zhengfu, ZHAO Yang, CHENG Linsong. Study on flow units based on factor analysis[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2012, 36(4): 107-111, 117.
- [8] 范卓颖, 侯加根, 邢东辉, 等. 低渗透储层核磁共振实验与测井应用[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2019, 43(1): 53-59.
- FAN Zhuoying, HOU Jiagen, XING Donghui, et al. Core NMR experiments for low permeability reservoir and its field application[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2019, 43(1): 53-59.
- [9] 李松泉, 程林松, 李秀生, 等. 特低渗透油藏非线性渗流模型[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(5): 606-612.
- LI Songquan, CHENG Linsong, LI Xiusheng, et al. Non-linear seepage flow models of ultra-low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(5): 606-612.
- [10] 侯明才, 田景春, 陈洪德, 等. 东营凹陷牛庄洼陷沙三段浊积扇特征研究[J]. 成都理工学院学报, 2002(5): 506-510.
- HOU Mingcai, TIAN Jingchun, CHEN Hongde, et al. Turbidite fan characters of the intermediate section of member 3 of Shahejie Formation in Niuzhuang Depression of Dongying Area[J]. Journal of Chengdu University of Technology, 2002(5): 506-510.
- [11] 王金铎, 韩文功, 于建国, 等. 东营凹陷沙三段浊积岩体系及其油气勘探意义[J]. 石油学报, 2003, 24(6): 24-29.
- WANG Jinduo, HAN Wengong, YU Jianguo, et al. Turbidity system in the third section of Shahejie Formation of Dongying Sag and its implications on petroleum prospecting[J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(6): 24-29.
- [12] 张景军, 李凯强, 王群会, 等. 渤海湾盆地南堡凹陷古近系重力流沉积特征及模式[J]. 沉积学报, 2017, 35(6): 1241-1253.
- ZHANG Jingjun, LI Kaiqiang, WANG Qunhui, et al. Sedimentary characteristics and model of paleogene gravity flow in Nanpu Sag, Bohai Bay Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2017, 35(6): 1241-1253.
- [13] 李丕龙, 姜在兴, 马在平. 东营凹陷储集体与油气分布[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000: 11-35.
- [14] 王居峰. 济阳坳陷东营凹陷古近系沙河街组沉积相[J]. 古地理学报, 2005, 7(1): 45-58.
- WANG Jufeng. Sedimentary facies of the Shahejie Formation of Paleogene in Dongying Sag, Jiyang Depression[J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2005, 7(1): 45-58.
- [15] 程鑫, 操应长, 远光辉, 等. 东营凹陷平方王-平南潜山下古生界碳酸盐岩储层成因及分布模式[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2020, 44(3): 1-14.
- CHENG Xin, CAO Yingchang, YUAN Guanghui, et al. Origin and distribution model of the lower Paleozoic carbonate reservoirs in Pingfangwang-Pingnan buried hills, Dongying Sag[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2020, 44(3): 1-14.
- [16] 陈世悦, 毕明威, 刘惠民, 等. 沙三中亚期东营三角洲—滑塌浊积体系预测模型研究[J]. 沉积学报, 2014, 32(5): 921-929.
- CHEN Shiyue, BI Mingwei, LIU Huimin, et al. Quantitative prediction model for the Dongying delta-fluxoturbidite depositional system in the Middle Es₃ period[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2014, 32(5): 921-929.
- [17] 隋淑玲, 谭俊敏. 东营凹陷低位三角洲砂体隐蔽油气藏研究[J]. 油气地质与采收率, 2004, 11(2): 25-28, 6.
- SUI Shuling, TAN Junmin. Study on the subtle oil gas reservoir of low stand system tract delta sandstone in Dongying sag[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2004, 11(2): 25-28, 6.
- [18] 朱德燕. 东营凹陷古近系岩性圈闭分布及成藏条件[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(3): 32-35.
- ZHU Deyan. Palaeogene lithologic traps distribution and hydrocarbon accumulation conditions in Dongying depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2008, 15(3): 32-35.
- [19] CLARKSON C R, SOLANO N, BUSTIN R M, et al. Pore structure characterization of North American shale gas reservoirs using USANS/SANS, gas adsorption, and mercury intrusion[J]. Fuel, 2013(103): 606-616.
- [20] HARTMANN D J, BEAUMONT E A. Predicting reservoir system quality and performance[C]// BEAUMONT E A, FOSTER N H. Exploring for Oil and Gas Traps, AAPG Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology. Tulsa: AAPG, 1999: 438-456.

(编辑 李娟)