

# 南堡凹陷南部不同构造带东二段储层孔隙结构差异及其对储层质量的影响

张艺楼<sup>1,2</sup>, 吴浩<sup>3</sup>, 纪友亮<sup>1,2</sup>, 宋燕<sup>1,2</sup>, 孟令箭<sup>4</sup>, 吴琳娜<sup>4</sup>

(1. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 3. 兰州大学地质科学与矿产资源学院, 甘肃省西部矿产资源重点实验室, 甘肃兰州 730000; 4. 中国石油冀东油田公司勘探开发研究院, 河北唐山 063004)

**摘要:** 为阐明碎屑岩储层孔隙结构差异性及其对储层质量的影响,以南堡凹陷南部4号和2号构造带东二段碎屑岩储层为例,采用常规物性、铸体薄片、扫描电镜、压汞、粒度分析、X衍射等手段,在储层基本特征研究的基础上,对储层孔隙结构差异及其对储层质量的影响进行了研究。结果表明,4号构造带东二段以岩屑质长石砂岩为主,碎屑含量平均为 $Q_{40.6}F_{30.1}R_{29.3}$ ,平均成分成熟度0.69,2号构造带东二段则主要以长石质岩屑砂岩为主,碎屑含量平均为 $Q_{32.9}F_{26.8}R_{40.2}$ ,平均成分成熟度为0.49;4号构造带东二段主要以低渗砂岩储层为主,而2号构造带则以致密储层(渗透率小于1 mD)为主;4号构造带东二段砂岩储集空间主要以原生剩余粒间孔为主,且孔喉间的连通性相对较好,2号构造带砂岩储集空间则以粒间溶孔等次生孔隙为主,孔喉间的连通性较差;4号构造带东二段孔喉大小分布主要呈现单峰式,进汞增量主要集中在大于 $1\ \mu\text{m}$ 的喉道半径范围,2号构造带东二段储层的孔喉分布也主要为单峰式,但进汞增量主要集中在小于 $1\ \mu\text{m}$ 的喉道半径范围。整体上,造成南堡凹陷4号与2号构造带东二段储层差异的原因主要是微观孔隙结构的差异,而微观孔隙结构存在差异的原因是两个构造带东二段储层的沉积和成岩作用后期改造的不同。

**关键词:** 孔隙结构;储层质量;东二段;南堡凹陷

中图分类号: TE 122.2

文献标识码: A

文章编号: 1000-6524(2020)01-0085-11

## Characteristics of pore structure differences in the 2th member reservoir of Oligocene Dongying Formation, southern Nanpu Sag: Implications for reservoir quality

ZHANG Yi-lou<sup>1,2</sup>, WU Hao<sup>3</sup>, JI You-liang<sup>1,2</sup>, SONG Yan<sup>1,2</sup>, MENG Ling-jian<sup>4</sup> and WU Lin-na<sup>4</sup>

(1. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. Key Laboratory of Mineral Resources in Western China (Gansu Province), School of Earth Sciences, Lanzhou University, Lanzhou 730000, China; 4. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Jidong Oilfield Company, Tangshan 063004, China)

**Abstract:** To reveal the difference of the second member of Dongying Formation reservoir development along No. 4 and No. 2 tectonic belts in Nanpu Sag, the authors used such means as rock flakes, cast sheet image analysis, scanning electron microscopy, X-ray diffraction, mercury intrusion, physical property analysis and other data to study

收稿日期: 2019-06-17; 接受日期: 2019-10-18; 编辑: 尹淑苹

基金项目: 国家科技重大专项(2016ZX05006-006); 中央高校基本科研业务费专项资金(lzujbky-2019-1)

作者简介: 张艺楼(1994-), 女, 硕士研究生, 从事沉积(岩石)学与储层地质学研究, E-mail: 15501096653@163.com; 通讯作者: 纪友亮, 男, 教授, 从事沉积学、储层地质学和层序地层学教学和研究工作, E-mail: jiyouliang@cup.edu.cn.

the reservoir characteristics systematically. According to the results obtained, the No. 4 structural belt is mainly composed of lithic feldspar sandstone, the average debris content is  $Q_{40.6}F_{30.1}R_{29.3}$ , and the average component maturity is 0.69. The No. 2 structural belt is mainly composed of feldspar lithic sandstone, the average debris content is  $Q_{32.9}F_{26.8}R_{40.2}$ , and the average component maturity is 0.49. The No. 4 structural belt is mainly composed of low-permeability sandstone reservoirs, while the No. 2 structural belt is dominated by tight reservoirs (permeability less than 1 mD). The sandstone reservoir space of the No. 4 structural belt is mainly composed of primary residual intergranular pores, and the connectivity between pore throats is relatively good. In the No. 2 structural belt, the sandstone reservoir space is also mainly composed of intergranular dissolved pores, but the connectivity between pores and throats is poor. The distribution of pore throat size of the second member of the No. 4 structural belt is mainly unimodal, and the increase of mercury intrusion is mainly concentrated on the throat radius of more than 1  $\mu\text{m}$ . The pore throat distribution of the No. 2 structural belt is also mainly unimodal, but the increase in mercury is mainly concentrated on the throat radius of less than 1  $\mu\text{m}$ . On the whole, the difference between the second member of Dongying Formation reservoir in the No. 4 and No. 2 structural belts in the Nanpu Sag is mainly the difference in microscopic pore structure. The reason for this difference lies in the difference between the sedimentary and diagenetic reformations of the Paleogene  $\text{Ed}_2$  reservoirs of the two tectonic belts.

**Key words:** pore structure; reservoir quality; the second member of Dongying Formation; Nanpu Sag

**Fund support:** National Science and Technology Major Project(2016ZX05006-006); Fundamental Research Funds for the Central Universities(lzujbky-2019-1)

随着南堡凹陷高柳地区油气勘探与开发程度的不断提高,现今勘探方向逐渐向凹陷南部地区转变,而南部地区古近系东营组广泛发育优质碎屑岩储层,是勘探与开发的重点层位。然而,由于构造活动、沉积环境的变化及其复杂的埋藏史和成岩作用使得储层非均质性强,勘探过程中为能明确一个经济有效的储层,储层质量的厘定变成了主要的风险因素(Dutton and Loucks, 2010; Loucks and Dutton, 2019)。低渗透-致密储层中油气的运移和聚集过程根本受控于微-纳米级孔喉体系(Nelson, 2009; Desbois *et al.*, 2011; 邹才能等, 2012),储层微观孔隙类型及含量、孔喉大小及分布、孔隙结构组成等往往决定着储层质量(Loucks *et al.*, 2012; Sakhaee-Pour and Bryant, 2014; 赵丽敏等, 2019)。

前人对南堡凹陷南部东营组的研究取得了诸多有益的成果和认识,主要集中在沉积相、储层储集空间及控制因素、成藏等方面(管红等, 2009; 万涛等, 2011; 王时林等, 2014; 杨尚儒等, 2018),但对东二段储层孔隙结构差异特征及其对储层质量的影响缺乏深入分析,制约了下一步的勘探与开发。本文在前人研究基础上,以南堡凹陷南部2号和4号构造带为例,综合岩石薄片、铸体薄片图像分析、扫描电镜、X衍射、压汞、物性分析等资料,在储层岩石学基本特征研究基础上,对东二段储层孔隙结构差异特征及其

对储层质量的影响进行了研究,欲为今后南堡凹陷南部油气的有效勘探开发提供地质依据。

## 1 地质概况

南堡凹陷是中国东部渤海湾盆地黄骅坳陷北部的一个次级构造单元,为典型“北断南超、北陡南缓”的具箕状构造特征的中新生代陆相断陷湖盆。南堡凹陷南部地区东以柏各庄断层为界,西以西南庄断层为界,南至沙垒田凸起,北邻高柳断层,勘探面积约1 362  $\text{km}^2$ (图1)。依据构造演化特征,将南堡凹陷南部划分为林雀次洼、曹妃甸次洼与柳南次洼3个负向构造单元以及老谷庙、南堡1~南堡5号共6个正向构造单元(Dong *et al.*, 2010; Zhou *et al.*, 2016)。古近系东营组沉积期,南堡凹陷南部为沉积与沉降中心,东营组二段(简称“东二段”, $\text{Ed}_2$ )为冀东油田储量升级和产能建设的主要含油层系(朱光有等, 2011),为受边界断层控制的扇三角洲沉积,分流河道、河口坝及席状砂体为主要的储集层(张帆等, 2018)。南堡凹陷南部东二段有利储层主要发育在2号和4号构造带,本文选择2号构造带7口探井和4号构造带10口探井对孔隙结构差异特征及其对储层质量的影响开展系统研究,采样井位置见图1。

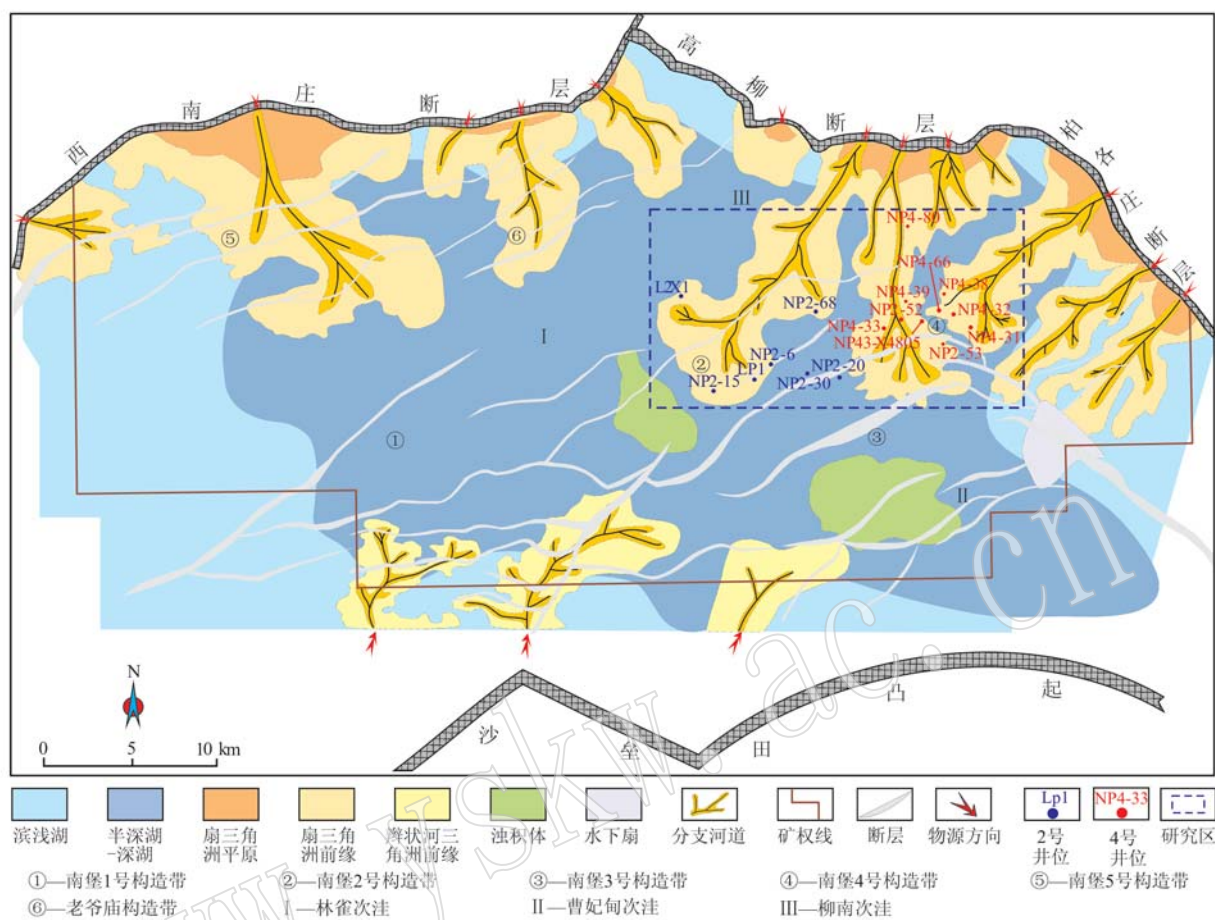


图 1 南堡凹陷南部构造位置及其古近系东二段沉积相分布特征

Fig. 1 Study area location and sedimentary facies distribution of Paleogene Ed<sub>2</sub> reservoirs in southern Nanpu Sag

## 2 储层基本特征

### 2.1 岩石学特征

通过对两构造带砂岩岩石薄片的鉴定与统计，发现南堡凹陷南部 4 号和 2 号构造带东二段分别以岩屑质长石砂岩和长石质岩屑砂岩为主（图 2）。4 号构造带东二段端员组分中石英、长石、岩屑的平均质量分数分别为 40.6%、30.1%、29.3%；而 2 号构造带东二段端员组分中石英、长石、岩屑的质量分数分别为 32.9%、26.8%、40.2%。4 号构造带储集层成分中石英和长石含量相对 2 号构造带储层高，岩屑含量相对 2 号构造带较低，但岩屑种类分布相差不大，两者均见变质岩和火山岩岩屑，约占岩屑总量的 30%~36%，含少量沉积岩岩屑，还有极少量的云母，含量小于 1%（图 3）。根据全岩衍射分析结果，4 号构造带东二段储层粘土矿物总量平均质量分数

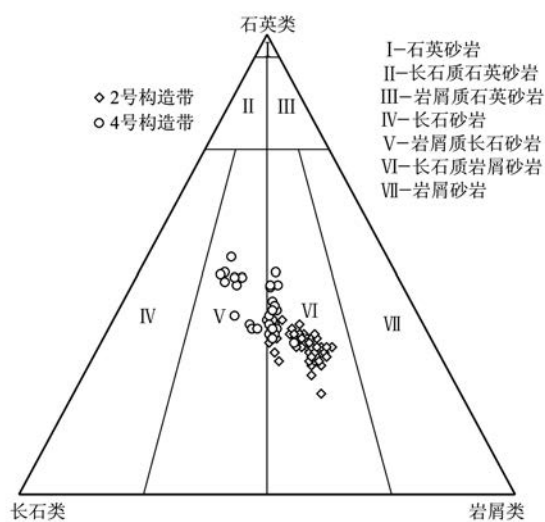


图 2 南堡凹陷 4 号与 2 号构造带古近系东二段砂岩岩石类型

Fig. 2 Sandstone detrital composition of Paleogene Ed<sub>2</sub> reservoirs along the No.4 and No.2 structural belts in Nanpu Sag

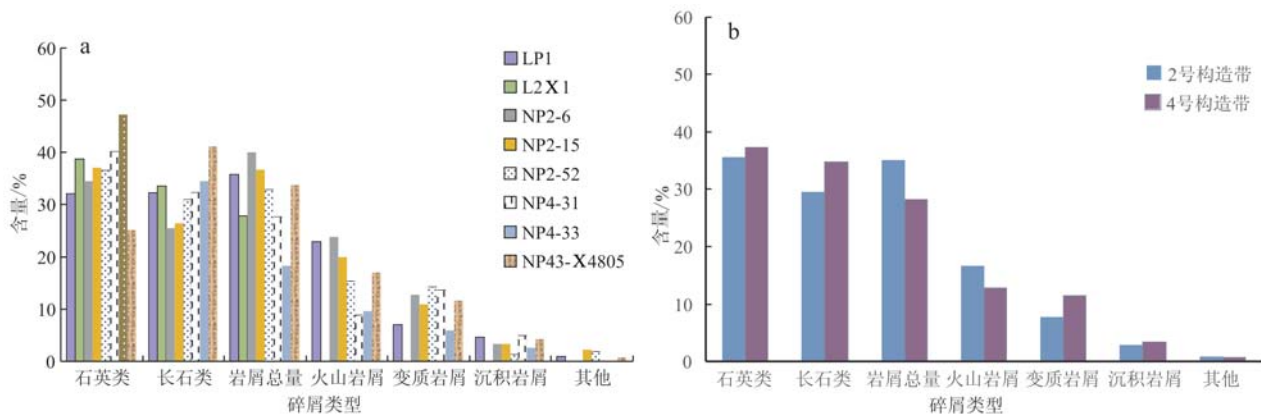


图3 南堡凹陷4号与2号构造带古近系东二段砂岩碎屑类型

Fig. 3 Types of sandstone clastics of Paleogene  $E_2$  reservoirs along the No. 4 and No. 2 structural belts in Nanpu Sag

为10.5%，以高岭石和伊蒙混层为主；2号构造带东二段粘土矿物总量平均质量分数为10.1%，以高岭石和绿泥石为主。两个构造带粘土总量相近，但主要粘土矿物含量的不同暗示其经历的成岩作用具有显著差异。

储层岩石的碎屑结构特征对于储层质量起着重大的作用，粒度大小、分选好坏、胶结情况、磨圆度以及颗粒间的接触关系是主要指标。统计表明南堡凹

陷4号和2号构造带东二段分选中等，磨圆为次圆-次棱，胶结类型均为孔隙型，接触为点接触或点-线接触关系。两区块主要差异在于粒度特征，4号构造带东二段储层主要粒径范围为0.10~1.48 mm，最大粒径均值为1.13~1.64 mm，而2号构造带东二段储层主要粒径范围为0.06~0.52 mm，最大粒径均值为0.50~0.62 mm(表1)。

表1 南堡凹陷4号与2号构造带东二段砂岩碎屑成分结构特征

Table 1 Structure characteristics of sandstone clastics of the Paleogene  $E_2$  reservoirs along the No. 4 and No. 2 tectonic belts in Nanpu Sag

构造带	井号	分选	磨圆度	胶结类型	接触关系	最大粒径/mm	主要粒径/mm	样品个数
4号构造带	NP2-52	中等-好	次圆-次棱	孔隙型	点-线	0.55~3.70(1.64)	0.10~1.48	18
	NP43-X4805	好	次圆-次棱	孔隙型	点-线	0.15~3.08(1.13)	0.125~1.00	30
2号构造带	LP1	中等	次棱	孔隙型	线	0.50~0.75(0.62)	0.10~0.35	3
	NP2-6	中等-好	次圆-次棱	孔隙型	线	0.32~0.66(0.50)	0.06~0.36	28
	NP2-15	差-中等	次圆-次棱	孔隙型	点-线	0.25~0.85(0.61)	0.06~0.52	7

注：括号内为平均值。

## 2.2 物性特征及孔隙类型

实测岩心的孔渗数据统计结果表明，4号构造带东二段储层的孔隙度为14%~20%，平均为18.6%，渗透率为1.0~30.0 mD，平均为8.3 mD；2号构造带东二段储层的孔隙度为12%~20%，平均为15.4%，渗透率分布在0.1~1.0 mD，平均为0.89 mD。就孔隙度而言，两个构造带分布则相似，均以中-低等孔为主(图4a)。针对渗透率，4号构造带主要以低渗储层为主，而2号构造带则以致密储层为主(图4b)。孔隙控制着储层的储集性能，喉道对于

渗流能力起着关键的作用，孔隙度和渗透率相关性表明4号构造带孔隙度和渗透率相关性较好，孔喉联通性好，而2号构造带的相关性较差(图4c)，指示孔隙度不是控制储层渗透率的主要因素(龙更生等，2011；张建坤等，2017；Wu *et al.*, 2017, 2018)。

根据铸体薄片和扫描电镜资料可知，南堡凹陷南部东二段储层储集空间类型主要有原生粒间孔、次生溶蚀孔(颗粒和粒间溶孔)及粘土矿物微孔隙(图5)。分别对4号构造带和2号构造带东二段储

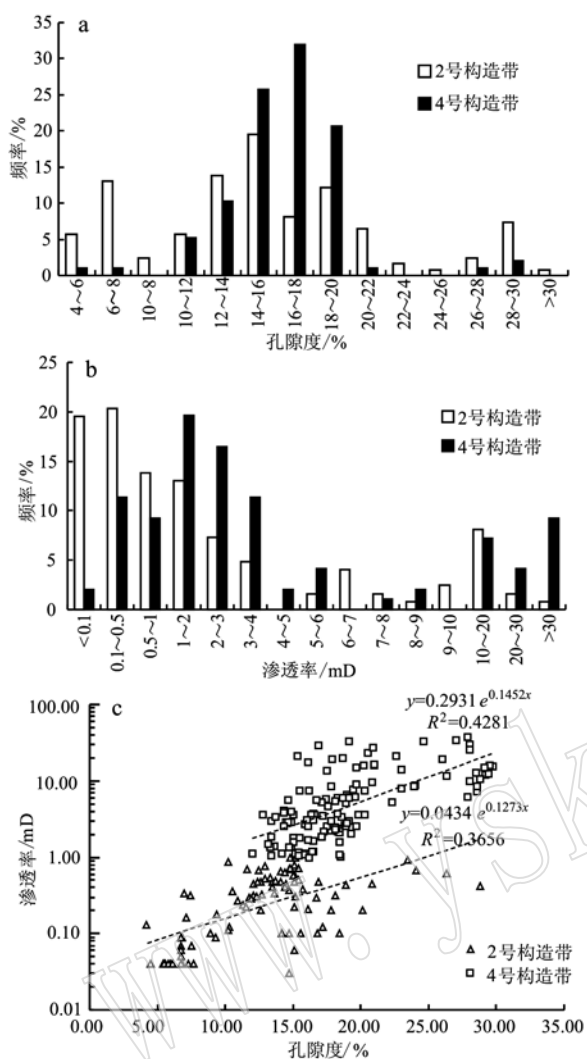


图 4 南堡凹陷 4 号与 2 号构造带古近系东二段储层物性特征

Fig. 4 Physical properties of the Paleogene Ed<sub>2</sub> reservoirs along the No. 4 and No. 2 structural belts in Nanpu Sag

a—孔隙度分布频率图；b—渗透率分布频率图；c—孔隙度与渗透率相关性图

a—porosity distribution frequency; b—permeability distribution frequency; c—relationship between porosity and permeability

层储集空间类型统计表明,4 号构造带储层储集类型主要以原生粒间剩余孔隙为主,发育少量的次生孔隙和微孔隙(图 5、图 6a、6b),孔喉间连通性相对较好;而 2 号构造带储层储集类型主要以次生溶蚀孔隙和微孔隙为主,发育少量的剩余粒间孔(图 5、图 6c~6f),孔喉间连通性相对较差。不同类型储集空间组合特征对渗透性的影响较大,研究认为从微孔-溶蚀孔主导型到原生粒间孔主导型的储层,其孔隙结构特征具有明显的改善趋势(盛军等, 2018)。

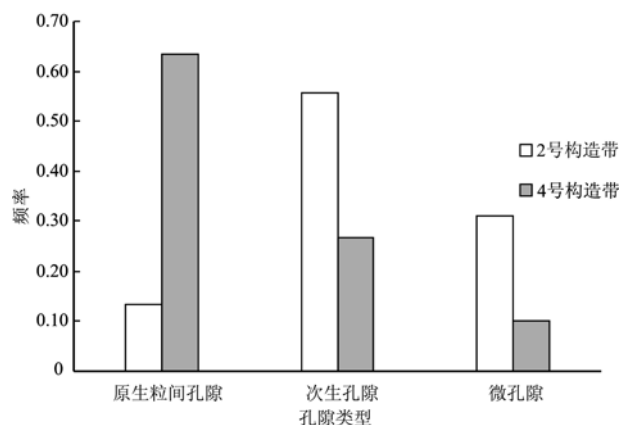


图 5 南堡凹陷 4 号和 2 号构造带古近系东二段孔隙类型含量频率图

Fig. 5 Pore types distribution of Paleogene Ed<sub>2</sub> reservoirs along the No. 4 and No. 2 structural belts in Nanpu Sag

### 2.3 孔喉大小分布特征

压汞曲线是定量反映油气储层微观孔喉数量及其分布规律最有效的手段,主要反映孔喉大小及其控制的进汞饱和度。通过对南堡凹陷 4 号与 2 号构造带东二段砂岩的压汞实验分析,得到了毛管压力与汞饱和度曲线。图 7 所示为覆盖两构造带典型的毛管压力曲线,在进汞早期曲线出现一个近水平的台阶,4 号构造带东二段样品相比 2 号构造带东二段的水平台阶显得更平更宽。4 号构造带东二段孔喉分选系数为 1.0,2 号构造带东二段的则为 3.53;4 号构造带东二段的平均排驱压力为 1.14 MPa,2 号构造带东二段的则为 2.08 MPa,其与渗透率呈现一定的负相关性,即渗透率越大排驱压力越小,其孔喉分选性也相对较好;4 号构造带东二段平均中值压力为 3.75 MPa,2 号构造带东二段的则为 4.24 MPa,也同样表现出与渗透率的负相关性(表 2)。此外,4 号构造带东二段样品具有较集中的最大进汞饱和度,主要分布在 65~77 MPa,平均为 70.21 MPa;而 2 号构造带东二段样品最大进汞饱和度分布区间为 40~74 MPa,分布范围大,平均为 56.69 MPa。两构造带退汞效率均较低,主要分布在 15%~30%。根据压汞数据计算出两构造带东二段储层进汞增量与孔喉半径关系曲线(图 8),以 4 号构造带 NP4-80 井为例,4 号构造带东二段孔喉分布主要呈现单峰式,进汞增量主要集中在喉道半径大于 1 μm 的范围;2 号构造带东二段储层的孔喉分布也主要为单峰式,进汞增量主要集中在孔喉半径小于 1 μm 的范围。

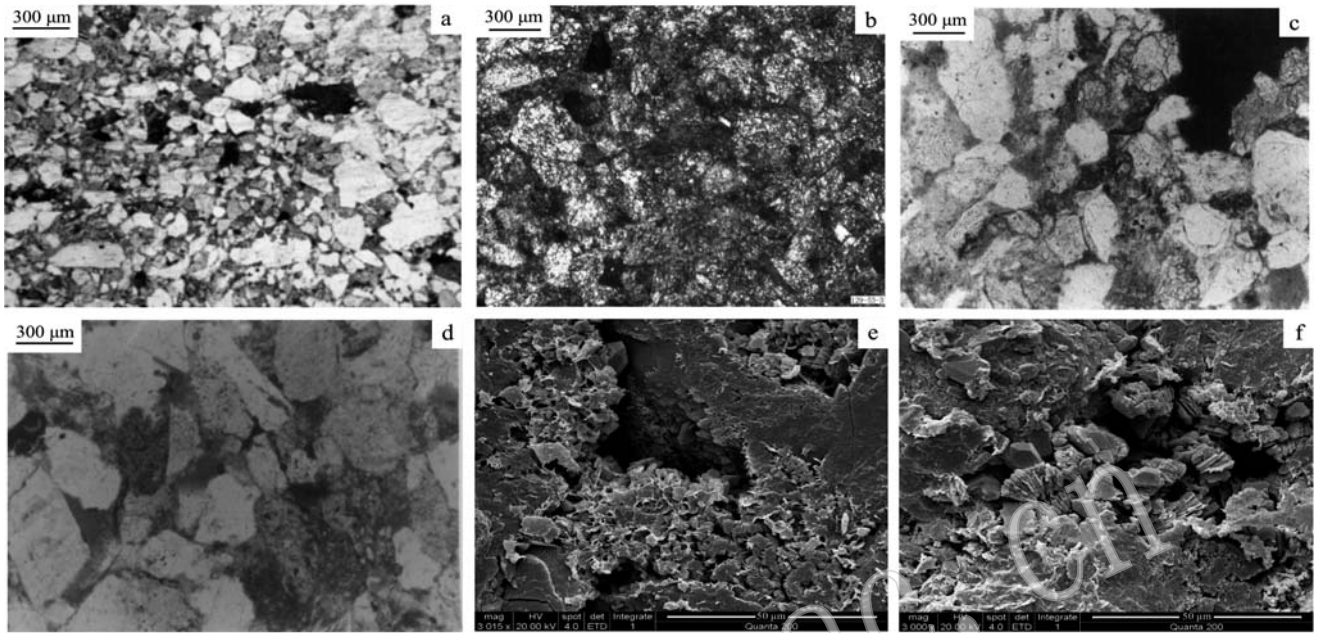


图6 南堡凹陷4号与2号构造带古近系东二段孔隙类型图

Fig. 6 Pore types of the Paleogene Ed<sub>2</sub> reservoirs along the No. 4 and No. 2 structural belts in Nanpu Sag

a—原生粒间孔, NP43-X4805 井, 3 599.39 m, 孔隙度 13.6%, 渗透率 1.428 mD(-); b—原生粒间孔, NP43-X4805 井, 3 615.26 m, 孔隙度 16.6%, 渗透率 7.46 mD(-); c—粒间溶孔, 少量长石粒内溶孔, 石英次生加大, NP2-6 井, 3 615.46 m(-); d—粒间溶孔, 少量粒内溶孔及高岭石晶间微孔, NP2-6 井, 3 616.04 m(-); e—微孔隙, NP2-15 井, 2 900.80 m(SEM); f—微孔隙, NP2-15 井, 2 901.70 m(SEM)

a—primary intergranular pore, well NP43-X4805, 3 599.39 m,  $\phi = 13.6\%$ ,  $K = 1.428$  mD, plainlight; b—primary intergranular pore well NP43-X4805, 3 615.26 m,  $\phi = 16.6\%$ ,  $K = 7.46$  mD, plainlight; c—intergranular pores with a small amount of feldspar intragranular pores and quartz overgrowth, well NP2-6, 3 615.46 m, plainlight; d—intergranular dissolved pore, a little intragranular dissolved pores and kaolinite intercrystalline pores, well NP2-6, 3 616.04 m, plainlight; e—micropores, well NP2-15, 2 900.80 m, SEM; f—micropores, well NP2-15, 2 901.70 m, SEM

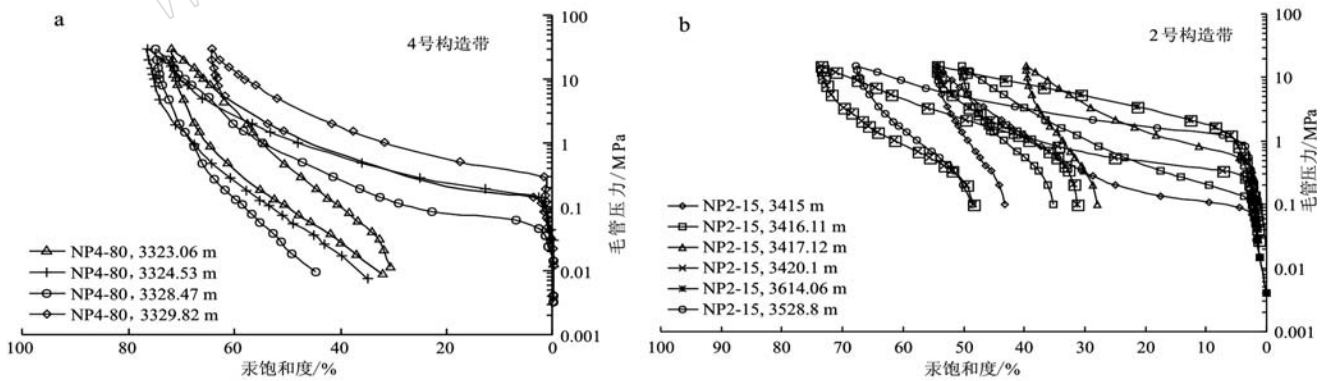


图7 南堡凹陷4号和2号构造带东二段毛管压力曲线

Fig. 7 Capillary pressure curves of the Paleogene Ed<sub>2</sub> reservoirs along the No. 4 and No. 2 tectonic belts in Nanpu Sag

### 3 孔喉大小对储层物性的控制

岩石孔隙结构主要是指孔隙和与之连通的喉道的大小、分布及其相互组合关系,其复杂程度与储层

的物性有很大的关系。为定量研究南堡凹陷南部东二段储层孔喉大小对储层物性的影响,对压汞曲线进行了分析,计算出每个样品的孔喉所控制的孔隙体积对渗透率的贡献率。

根据压汞资料,对于4号构造带东二段的砂岩,

表 2 南堡凹陷 4 号和 2 号构造带东二段储层孔隙结构参数

Table 2 Pore structure parameters of the Paleogene Ed<sub>2</sub> reservoirs along the No. 4 and No. 2 tectonic belts in Nanpu Sag

区块	井号	孔隙度/%	渗透率/mD	孔喉直径平均值/ $\mu\text{m}$	孔喉分选系数	排驱压力/MPa	中值压力/MPa	样品个数
4 号构造带	NP4-80	18.90 ~ 22.20(21.00)	5.76 ~ 302.80(130.75)	0.73 ~ 4.63(2.14)	0.69 ~ 4.41(2.05)	0.04 ~ 0.30(0.16)	0.88 ~ 5.39(2.47)	5.00
	NP4-31	3.00 ~ 19.70(13.10)	0.04 ~ 59.0(6.45)	0.05 ~ 6.95(1.40)	0.00 ~ 3.80(0.70)	0.05 ~ 19.90(2.50)	0.47 ~ 26.00(5.03)	24.00
	NP4-33	10.60 ~ 13.20(11.90)	0.57 ~ 1.47(1.00)	0.22 ~ 0.34(0.28)	0.18 ~ 0.50(0.25)	0.50 ~ 1.01(0.76)	/	2.00
	平均值	15.33	36.06	1.27	1.00	1.14	3.75	
2 号构造带	NP2-68	13.60 ~ 19.50(16.10)	0.37 ~ 87.70(16.10)	0.03 ~ 6.27(1.80)	0.12 ~ 20.90(5.50)	0.11 ~ 8.91(2.20)	0.95 ~ 6.33(3.10)	4.00
	NP2-6	7.40 ~ 13.70(11.10)	0.04 ~ 0.49(0.32)	0.35 ~ 0.71(0.49)	0.62 ~ 1.68(1.00)	1.17 ~ 1.88(1.44)	3.71 ~ 4.81(4.21)	17.00
	NP2-15	4.20 ~ 30.10(17.70)	0.06 ~ 16.4(4.50)	0.02 ~ 5.56(1.30)	0.10 ~ 19.40(4.10)	0.10 ~ 9.72(2.60)	1.24 ~ 14.59(5.40)	14.00
	平均值	14.97	0.78	1.97	3.53	2.08	4.24	

注：括号内为平均值。

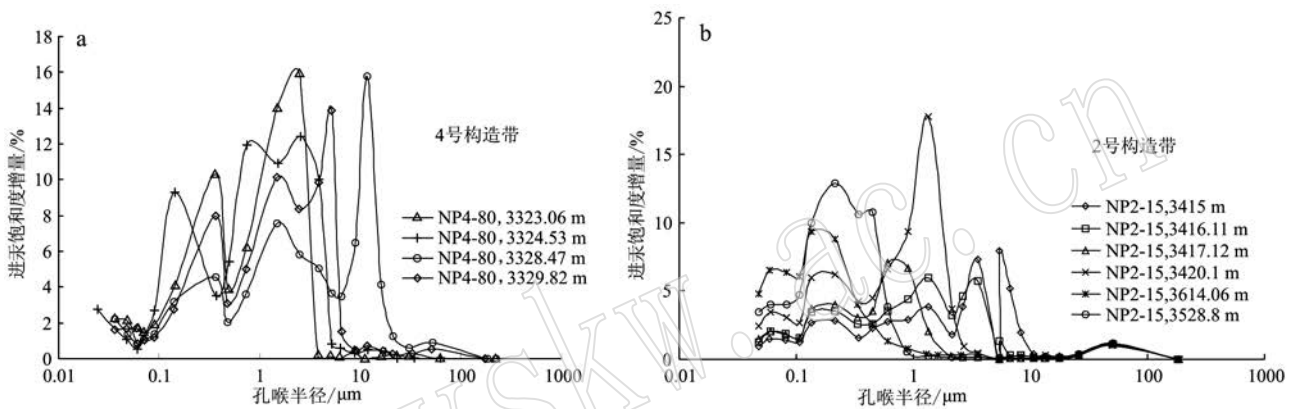


图 8 南堡凹陷 4 号和 2 号构造带东二段进汞增量与孔喉半径关系曲线

Fig. 8 The relationship between mercury increment and pore throat radius of the Paleogene Ed<sub>2</sub> reservoirs along the No. 4 and No. 2 tectonic belts in Nanpu Sag

在进汞早期阶段，小比例的相对较大孔喉控制了渗透率，在此孔喉区间累积渗透率贡献率曲线较陡，快速增加至约 90%，而累积进汞饱和度此时约为 15% ~ 20%。随着汞的继续注入，累积渗透率贡献值曲线表现为平缓增加，缓慢增加到 99.9%，而累积进汞饱和度快速增加，从 4.5  $\mu\text{m}$  处开始曲线变陡，即大量的汞被继续注入孔隙中(图 9a、9b)。这表明相对小的孔喉对渗透率的影响较小，主要是中-大孔隙控制的喉道对渗透率有重要贡献，但小孔隙对于 4 号构造带砂岩储层的储集性却有重要的作用(李占东等，2008；吴浩等，2017)。例如 4 号构造带 NP4-80 井，3 328.47 m 的样品在中-大孔喉控制下，渗透率贡献值达到 98%，此时累积进汞饱和度约为 40%；而其最大进汞饱和度为 75%，所以近 35% 的汞饱和度被中-小喉所控制(图 9b)。

2 号构造带东二段砂岩储层在进汞早期阶段是中喉道控制了渗透率，在 2 ~ 6  $\mu\text{m}$  的孔喉范围之间，累积渗透率贡献值缓慢上升，累积进汞饱和度也开始增加；随着汞的继续注入，在孔喉半径约为 0.50

~ 2.00  $\mu\text{m}$  时，累积进汞饱和度快速增加，而累积渗透率贡献值也急剧增加到 95% (图 9c、9d)。整体上，4 号构造带东二段储层，渗透率主要由中大孔喉控制；而 2 号构造带东二段储层，渗透率主要受微孔-中孔控制，渗透率小。

## 4 不同构造带砂岩微观孔隙结构差异的原因

### 4.1 沉积作用

结合前人研究可知，研究区两个构造带东二段时期沉积环境为扇三角洲前缘亚相，均发育水下分流河道(吴浩等，2019)，4 号构造带其储集砂体具有较高的结构成熟度、较粗的粒度、较好的分选和磨圆度等特征(表 1)，其面孔率为 0.47% ~ 16.06%，平均值为 7.17%，因此孔喉之间的连通性也较好，孔隙结构好；而 2 号构造带储集砂体相比较 4 号构造带，其粒度较小，且面孔率为 0.21% ~ 12.0%，平均值为 6.02% (表 3)，因此孔喉连通性差，孔渗物性较差。

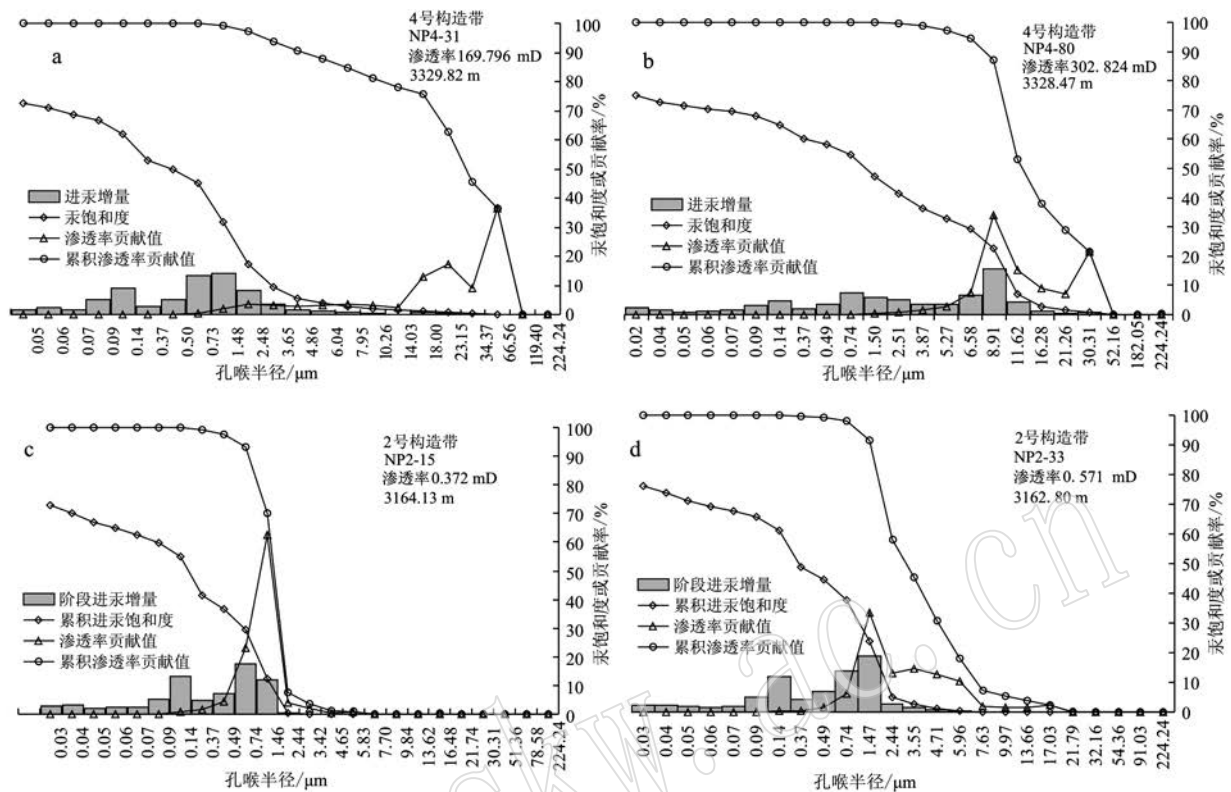


图9 南堡凹陷4号和2号构造带古近系东二段储层孔喉大小对孔隙度和渗透率的控制

Fig. 9 Controls of pore throat sizes on porosity and permeability of Paleogene Ed<sub>2</sub> reservoirs along the No. 4 and No. 2 structural belts in Nanpu Sag

表3 南堡凹陷4号与2号构造带储层成岩相类型及特征  
Table 3 Diagenetic facies types and features of Paleogene Ed<sub>2</sub> reservoirs along the No. 4 and No. 2 structural belts in Nanpu Sag

成岩相	中溶蚀弱压实弱胶结相	强压实强溶蚀弱胶结相
分布	4号构造带	2号构造带
岩性特征	细砂岩, 中砂岩	细砂岩, 粉砂岩
孔隙特征	原生粒间孔, 粒间-粒内溶孔	次生溶孔为主, 微孔
样品数	35	29
孔隙度	18.58%	15.36%
渗透率	1.0~30 mD	0.1~1.0 mD
面孔率/%	0.47~16.06(7.17)	0.21~12.0(6.02)

4.2 成岩作用

成岩作用后期改造对4号和2号构造带东二段储层砂岩微观孔隙结构差异形成也起着关键作用。通过镜下观察定性分析、定量计算两个构造带储层的视胶结率、视溶蚀率和视压实率(图10), 根据成岩强度分级标准(吴胜和, 2010), 对成岩作用强度进行了分级, 划分了两个构造带的成岩相类型(表3)。

4号构造带东二段储层主要发育中溶蚀弱压实弱胶结成岩相。储层颗粒间呈现点-线接触, 线-线接触, 岩石粒度较大, 增强了岩石骨架的抗压实能力, 粒间原生孔隙发育, 使得储层连通性较好, 流体改造容易, 长石、易溶岩屑及胶结物发生了不同程度的溶蚀, 形成少量的粒内溶孔等次生孔隙或不规则边缘(图10a、10b), 视溶蚀率为25%~75%, 视压实率小于50%, 平均孔隙度为18.58%, 平均渗透率为8.3 mD。

2号构造带东二段储层主要发育强压实中溶蚀弱胶结成岩相。压实作用强, 储层颗粒间以凹凸接触、线-线接触为主(图10c、10d), 由于早期压实强烈, 原生粒间孔隙被大量破坏, 但储层岩石类型以长石质岩屑砂岩为主, 丰富的溶解组分为溶蚀的进行提供了物质基础, 生成的次生溶蚀孔并伴生高岭石矿物。该成岩相视压实率为75%~90%, 视溶蚀率为50%~75%, 视胶结率小于50%, 平均孔隙度为15.36%, 平均渗透率为0.89 mD, 指示其孔隙度虽中等, 但溶蚀形成的次生孔隙连通性差, 因此相比4



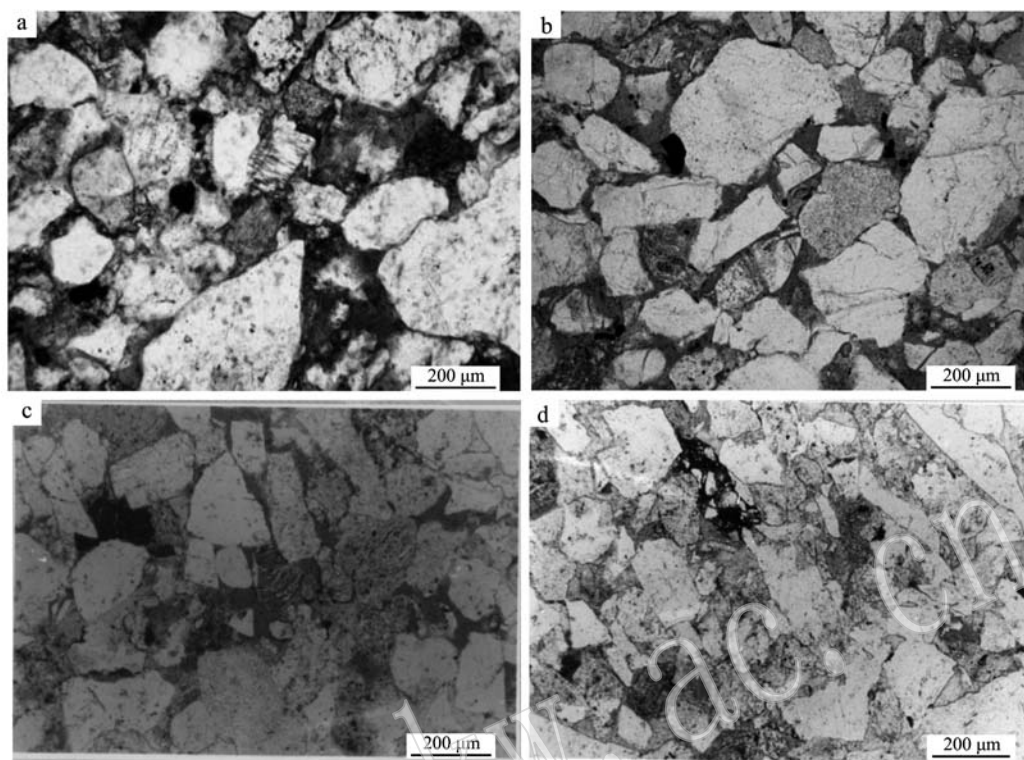


图 10 南堡凹陷 4 号和 2 号构造带古近系东二段成岩相镜下特征(-)

Fig. 10 Diagenetic facies characteristics of the Paleogene Ed<sub>2</sub> reservoirs along the No. 4 and No. 2 structural belts in Nanpu Sag(-)

a—中溶蚀弱压实弱胶结成岩相, NP4-66 井, 3 855.80 m; b—中压实弱溶蚀弱胶结相, NP43-X4805 井, 4 249.69 m; c—强压实中溶蚀弱胶结相, LP1 井, 3 084.75 m; d—强压实中溶蚀弱胶结相, NP2-6 井, 3 415.02 m

a—medium compaction, weak dissolution and weak cementation phase, well NP4-66, 3855.80m; b—medium compaction, weak dissolution and weak cementation phase, well NP43-X4805, 4 249.69 m; c—strong compaction, medium dissolution and weak cementation phase, well LP1, 3 084.75 m; d—strong compaction, medium dissolution and weak cementation phase, well NP2-6, 3 415.02 m

号构造带其物性较差。

## 5 结论

(1) 4 号构造带东二段储层以岩屑质长石砂岩为主, 碎屑成分平均为  $Q_{40.6}F_{30.1}R_{29.3}$ , 2 号构造带则以长石质岩屑砂岩为主, 碎屑成分平均为  $Q_{32.9}F_{26.8}R_{40.2}$ ; 4 号构造带储层成分、结构成熟度较 2 号构造带好。

(2) 4 号构造带东二段主要以低渗储层为主, 而 2 号构造带则以致密储层占主导; 4 号构造带东二段砂岩储集空间以原生剩余粒间孔为主, 孔喉间连通性相对较好; 2 号构造带东二段储集空间则以次生孔隙为主, 孔喉间的连通性相对较差。

(3) 孔喉大小控制着储层质量, 4 号和 2 号构造带东二段孔喉分布均主要呈现单峰式, 4 号构造带进汞增量主要集中在喉道半径大于  $1\ \mu\text{m}$ , 而 2 号构造带东二段进汞增量主要由小于  $1\ \mu\text{m}$  的孔喉所贡献;

4 号构造带东二段储层渗透率主要被大中孔所控制, 2 号构造带则主要由微孔-中孔所控制; 虽然小孔喉对渗透率影响较小, 但对储层储集性却十分重要。

(4) 沉积作用和后期成岩改造是储层孔隙结构差异特征的根本原因; 4 号构造带储层粒度粗、分选磨圆较好, 抗压实能力强, 耦合较强的溶蚀作用使得储层面孔率较高, 且孔隙连通性好; 2 号构造带储层粒度小, 强压实作用使得孔喉连通性较差, 溶蚀作用对孔喉的改造作用不大, 使得储层面孔率较低, 孔喉结构差。

## References

- Desbois G, Urai J L, Kukla P A, *et al.* 2011. High-resolution 3D fabric and porosity model in a tight gas sandstone reservoir: A new approach to investigate microstructures from mm-to nm-scale combing argon beam cross sectioning and SEM imaging[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 78(2): 243 ~ 257.

- Dong Y X, Xiao L, Zhou H M, *et al.* 2010. The Tertiary evolution of the prolific Nanpu sag of Bohai Bay basin, China: Constraints from volcanic records and tectono-stratigraphic sequences[J]. *Geological Society of America Bulletin*, 122(3/4): 609 ~ 626.
- Dutton S P and Loucks R G. 2010. Diagenetic controls on evolution of porosity and permeability in lower Tertiary Wilcox sandstones from shallow to ultradeep (200 ~ 6 700 m) burial, Gulf of Mexico Basin, U. S. A[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 27(1): 69 ~ 81.
- Guan Hong and Zhu Xiaomin. 2009. Types, distribution of sandstone pore of Paleogene and its controlling factors in beach area, Nanpu sag[J]. *Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science)*, 33(4): 22 ~ 26, 32(in Chinese with English abstract).
- Li Zhandong, Zhou Jianlin, Wen Hua, *et al.* 2008. Characteristics of reservoirs in northern Beixixiepo area of Hailar Basin and their influencing factors[J]. *Acta Petrologica et Mineralogica*, 27(1): 45 ~ 51 (in Chinese with English abstract).
- Long Gengsheng, Shi Hesheng, Zheng Rongcai, *et al.* 2011. Diagenesis and porosity evolution of deep reservoirs in Huizhou depression, Pearl River Mouth basin[J]. *Acta Petrologica et Mineralogica*, 30(4): 665 ~ 673(in Chinese with English abstract).
- Loucks R G and Dutton S P. 2019. Insights into deep, onshore Gulf of Mexico Wilcox sandstone pore networks and reservoir quality through the integration of petrographic, porosity and permeability, and mercury injection capillary pressure analyses[J]. *AAPG Bulletin*, 3(3): 745 ~ 765.
- Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, *et al.* 2012. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores[J]. *AAPG Bulletin*, 96(6): 1 071 ~ 1 098.
- Nelson P H. 2009. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales[J]. *AAPG Bulletin*, 93(3): 329 ~ 340.
- Sakhaee-Pour A and Bryant S L. 2014. Effect of pore structure on the producibility of tight-gas sandstones[J]. *AAPG Bulletin*, 98(4): 663 ~ 694.
- Sheng Jun, Xu Li, Wang Qi, *et al.* 2018. The seepage characteristics of different pore types of tight sandstone gas reservoir: Taking the south-east area of Sulige gas field, Ordos Basin as an example[J]. *Geological Review*, 64(3): 764 ~ 776(in Chinese with English abstract).
- Wan Tao, Jiang Youlu, Dong Yuexia, *et al.* 2011. Studying on hydrocarbon accumulation stages and its process in the 1st tectonic belt of Nanpu depression[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 33(8): 26 ~ 30, 5(in Chinese with English abstract).
- Wang Shilin, Liu Cuiqin and Zhang Boming. 2014. Study on sedimentary microfacies in Dong 1 Member in Nanpu 2 structure[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 21(5): 12 ~ 15(in Chinese with English abstract).
- Wu H, Ji Y L, Liu R E, *et al.* 2017. Insight into the pore structure of tight gas sandstones: a case study in the Ordos Basin, NW China [J]. *Energy & Fuels*, 31(12): 13 159 ~ 13 178.
- Wu Hao, Ji Youliang, Zhou Yong, *et al.* 2019. Origin of the paleogene deep burial high-quality reservoirs in the southern Nanpu sag[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 48(3): 553 ~ 569(in Chinese with English abstract).
- Wu Hao, Zhang Chunlin, Ji Youliang, *et al.* 2017. Pore-throat size characterization of tight sandstone and its control on reservoir physical properties: A case study of Yanchang Formation, eastern Gansu, Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 38(8): 876 ~ 887(in Chinese with English abstract).
- Wu H, Zhang C L, Ji Y L, *et al.* 2018. An improved method of characterizing the pore structure in tight oil reservoirs: Integrated NMR and constant-rate-controlled porosimetry data[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 166: 778 ~ 796.
- Wu Shenghe. 2010. *Reservoir Characterization and Modeling*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 215 ~ 220(in Chinese with English abstract).
- Yang Shangru, Gao Gang, Zhang Yongchao, *et al.* 2018. Oil-source correlation and model of migration and accumulation of shallow-middle crude oil in No. 2 structural belt, Nanpu Sag[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 25(1): 30 ~ 36(in Chinese with English abstract).
- Zhang Fan, Sun Wei, Qu Tao, *et al.* 2018. Reservoir main controlling factors of Chang 6 sandstones in Jiyuan and Banqiao-Heshui areas of Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 37(2): 35 ~ 40(in Chinese with English abstract).
- Zhang Jiankun, Wu Jizhong, Xu Wenhui, *et al.* 2017. Pre-stack favorable reservoir prediction in tight sandstone reservoirs based on rock physics: A case study of the 2nd Member of Dongying Formation, structure 4, Nanpu sag, Bohai Bay Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 38(7): 793 ~ 803(in Chinese with English abstract).
- Zhao Limin, Zhou Wen, Zhong Yuan, *et al.* 2019. Control factors of reservoir oil-bearing difference of Cretaceous Mishrif Formation in the H oilfield, Iraq[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 46(2): 302 ~ 311(in Chinese with English abstract).
- Zhou Y, Ji Y L, Xu L M, *et al.* 2016. Controls on reservoir heterogeneity of tight sand oil reservoirs in Upper Triassic Yanchang Formation in Longdong area, southwest Ordos Basin, China: Implications for reservoir quality prediction and oil accumulation[J]. *Marine and petroleum Geology*, 78: 110 ~ 135.
- Zhu Guangyou, Zhang Shuichang, Wang Yongjun, *et al.* 2011. Forming condition and enrichment mechanism of the Nanpu Oilfield in the Bohai Bay Basin, China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 85(1): 97 ~ 113 (in Chinese with English abstract).
- Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, *et al.* 2012. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydro-

carbon accumulations: Taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 33(2): 173 ~ 187 (in Chinese with English abstract).

## 附中文参考文献

- 管红, 朱筱敏. 2009. 南堡凹陷滩海地区古近系砂岩孔隙类型、分布及其控制因素[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 33(4): 22 ~ 26, 32.
- 李占东, 周件林, 文华, 等. 2008. 海拉尔盆地贝西斜坡北部地区储层特征及影响因素分析[J]. 岩石矿物学杂志, 27(1): 45 ~ 51.
- 龙更生, 施和生, 郑荣才, 等. 2011. 珠江口盆地惠州凹陷深部储层成岩作用与孔隙演化[J]. 岩石矿物学杂志, 30(4): 665 ~ 673.
- 盛军, 徐立, 王奇, 等. 2018. 鄂尔多斯盆地苏里格气田致密砂岩储层孔隙类型及其渗流特征[J]. 地质论评, 64(3): 764 ~ 776.
- 王时林, 刘翠琴, 张博明, 等. 2014. 南堡2号构造东一段沉积微相研究[J]. 特种油气藏, 21(5): 12 ~ 15.
- 万涛, 蒋有录, 董月霞, 等. 2011. 南堡凹陷1号构造带油气成藏研究[J]. 石油天然气学报, 33(8): 26 ~ 30, 5.
- 吴浩, 纪友亮, 周勇, 等. 2019. 南堡凹陷南部古近系深层优质

储层成因[J]. 中国矿业大学学报, 48(3): 553 ~ 569.

- 吴浩, 张春林, 纪友亮, 等. 2017. 致密砂岩孔喉大小表征及对储层物性的控制: 以鄂尔多斯盆地陇东地区延长组为例[J]. 石油学报, 38(8): 876 ~ 887.
- 吴胜利. 2010. 储层表征与建模[M]. 北京: 石油工业出版社, 215 ~ 220.
- 杨尚儒, 高岗, 张永超, 等. 2018. 南堡2号构造带中浅层油源对比及原油运聚模式[J]. 油气地质与采收率, 25(1): 30 ~ 36.
- 张帆, 孙卫, 屈涛, 等. 2018. 鄂尔多斯盆地板桥-合水与姬塬地区长6储层主控因素分析[J]. 地质科技情报, 37(2): 35 ~ 40.
- 张建坤, 吴吉忠, 徐文会, 等. 2017. 基于岩石物理的致密砂岩油藏叠前优势储层预测: 以渤海湾盆地南堡凹陷4号构造带东营组二段为例[J]. 石油学报, 38(7): 793 ~ 803.
- 赵丽敏, 周文, 钟原, 等. 2019. 伊拉克H油田Mishrif组储集层含油性差异主控因素分析[J]. 石油勘探与开发, 46(2): 302 ~ 311.
- 朱光有, 张水昌, 王拥军, 等. 2011. 渤海湾盆地南堡大油田的形成条件与富集机制[J]. 地质学报, 85(1): 97 ~ 113.
- 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 2012. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望: 以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 33(2): 173 ~ 187.

## 致 谢

2019年度,许多专家在百忙之中抽出时间,接受本刊编辑部邀请为本刊评审了稿件,他们对文章的学术质量进行了严格把关,付出了辛勤的劳动,为提高刊物质量做出了贡献。在此,编辑部特代表主编及主办单位,向这些专家表示衷心的感谢!这些专家有(以姓氏拼音为序):

白涛 白志达 蔡元峰 曹汇 陈柏林 陈懋弘 陈鸣 陈尚斌 陈生生 陈天虎 陈振宇  
 陈志洪 第五春荣 董发勤 董永胜 范晨子 范光 范蔚茗 冯兴强 高林志 高翔 葛文春  
 郭正府 郝艳玲 胡新露 江思宏 康磊 康志强 旷红伟 雷绍民 李宝庆 李国武 李金祥  
 李秋根 李荣社 李永军 刘超辉 刘德亮 刘桂春 刘海波 刘洪 刘明学 刘显凡 刘琰  
 刘焰 刘焯 刘英超 刘自亮 卢保奇 鲁安怀 陆现彩 罗跃平 吕志成 马昌前 马鸿文  
 裴秋明 裴先治 钱加慧 秦善 任留东 石玉若 时志强 史仁灯 孙德有 谈树成 唐菊兴  
 汪相 王冰生 王洪作 王金勇 王立本 王晓霞 王彦斌 王长秋 魏东山 吴柏林 徐德兵  
 徐九华 闫平科 闫臻 杨天南 杨岳衡 杨竹森 杨主明 叶润青 衣龙升 游国庆 于津海  
 于胜尧 俞弼安 袁鹏 袁顺达 翟庆国 张传恒 张华锋 张建新 张磊 张良钜 张西营  
 张英利 张招崇 章萍 赵省民 郑远川 钟大康 周根陶 周振宇 朱建喜 朱世发 朱筱敏  
 朱占平