

# 渤海湾盆地东营凹陷古近系页岩油主要赋存空间探索

包友书

(中国石化 胜利油田分公司 勘探开发研究院, 山东 东营 257015)

**摘要:**以 GRI 孔隙度和含油饱和度测定、高压压汞分析和地球化学测试为基础,建立了页岩油有效赋存空间的研究方法,并探索了东营凹陷古近系泥页岩孔径分布特征、含油孔径下限以及可动油赋存的有利物性条件。孔隙度与孔径分布关系表明,东营凹陷古近系泥页岩的孔隙度与 10 nm 以下孔隙所占比例负相关,与 10 nm 以上孔隙所占比例正相关,10 nm 以上孔径的孔隙则是较高孔隙度泥页岩孔隙的重要贡献者;含油饱和度与不同孔径孔隙所占比例关系表明,古近系泥页岩中的油主要赋存在 10 nm 以上孔径的孔隙中;OSI 指数与孔隙度关系表明,孔隙度在 6.5% 以上,且在生油窗范围内的泥页岩,是可动页岩油的有利储层。

**关键词:**含油饱和度;含油孔径下限;可动油;高压压汞;页岩油;古近系;东营凹陷;渤海湾盆地

中图分类号:TE132.2

文献标识码:A

## Effective reservoir spaces of Paleogene shale oil in the Dongying Depression, Bohai Bay Basin

BAO Youshu

(Exploration and Development Research Institute of SINOPEC Shengli Oilfield Company, Dongying, Shandong 257015, China)

**Abstract:** A comprehensive research method to determine effective reservoir spaces of shale oil was formulated based on GRI shale porosity and oil saturation testing, high-pressure mercury injection and geochemical analysis. The pore size distribution, the smallest pore diameter limit for oil occurrence, and the porosity condition for recoverable oil from the Paleogene shale in the Dongying Depression were discussed. The relationship between porosity and pore size distribution showed that shale porosity is negatively correlated to the volume portion of pores smaller than 10 nm (diameter), while positively correlated to the volume of pores with diameter larger than 10 nm, and that the pores wider than 10 nm are the critical contributor to the reservoir space of high-porosity shale. Shale oil mainly exists in pores wider than 10 nm. The statistical relationship between OSI (Oil Saturation Index) and porosity showed that the shale with a porosity above 6.5% is favorable for the occurrence of recoverable oil.

**Key words:** oil saturation; lowest pore size limit for oil occurrence; recoverable oil; high pressure mercury injection; shale oil; Paleogene; Dongying Depression; Bohai Bay Basin

得益于水力压裂和水平井技术的发展,北美地区已经成功勘探开发了大量的页岩油气资源<sup>[1-3]</sup>。中国东部陆相盆地中也发育着大量的页岩油气<sup>[4-6]</sup>。和常规储层相比,页岩储层岩石致密,孔隙结构复杂,且非均质性强,油气在页岩内的流动性远远不及其在常规储层中的流动性。因此,页岩储层特征对页岩油研究显得尤为重要,它一方面影响页岩对油的储集能力,进而影响含油性;另一方面影响页岩油的可流动性。

目前对页岩孔隙结构进行量化研究的方法包括图像法(CT 图像、原子力显微镜、小角散射和 FIB-SEM 图像等)、压汞法、低温气体吸附法(N<sub>2</sub>吸

附法和 CO<sub>2</sub>吸附法)和核磁共振法等<sup>[7-15]</sup>。利用图像法(如 FIB-SEM 等)可以定量研究孔隙及喉道等的二维及三维形状及连通性等,但对于图像法来说,一般整体和局部难以兼顾,如果观察整体,视域相对较大时,则难以获得微小孔隙的图像;如果观察纳米级孔隙,则难以将微小视域的图像模型外推到储层空间。核磁共振分析法可以通过测定横向弛豫时间来测定孔径分布范围,但无法识别孔隙连通与否。低温气体吸附法测定的孔径范围较窄(一般在 100 nm 以下),而且在样品粉碎过程中,可能产生非页岩本身的孔隙或微裂缝,而影响测定结果。

收稿日期:2017-10-18;修订日期:2018-05-25。

作者简介:包友书(1972—),男,高级工程师,从事石油地质及地球化学研究工作。E-mail: baoyoushu@126.com。

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973 计划)项目(2014CB239100)、国家科技重大专项(2016ZX05006-001,2017ZX05049-004)和中石化科技公关项目(P15117)共同资助。

对于页岩油所赋存孔隙空间,还缺少系统研究方法。尽管利用显微荧光、环境扫描电镜等可以在裂缝或较大孔隙中观察到油或水的存在,以及与矿物的依附关系,但难以观测纳米级孔隙中原油的存在。本文通过准确定量测定泥页岩总孔隙度、孔径分布特点及含油饱和度等,进而探索页岩油在页岩内的主要赋存空间。

## 1 实验样品及方法

### 1.1 实验样品

实验样品采用东营凹陷3口页岩油气勘探井(Fanye1, Liye1 和 Niuye1 井)和一口普通井(Fan120)的样品,样品均为古近系沙河街组沙三段( $E_{s3}$ )或沙四段( $E_{s4}$ )泥页岩,岩性包括块状泥质灰岩、块状灰质泥岩、层状灰质页岩和纹层状灰质泥岩等,均处于成熟演化阶段,具有形成页岩油气的潜在可能<sup>[18-20]</sup>。高压压汞测试样品信息如表1所示,均具有较高的碳酸盐含量,分布在16.9%~74.9%之间,黏土矿物含量在11.4%~47.5%之间,石英和长石等碎屑含量一般在31%以下。其中3口页岩油气井为井口取出的样品经冷冻保存处理,最大限度地保持了岩石内部原油不散失,用于准确测定其含油饱和度。

### 1.2 实验方法

选取代表性样品共进行4个系列的测试,分别为泥页岩GRI孔隙度及含油饱和度分析、高压压汞分析、有机碳(TOC)测定和岩石热解(Rock-Eval)分析。其中,GRI孔隙度和含油饱和度测试、TOC和热解分析在Core Lab实验室完成,高压压汞测试在Weather Ford实验室完成。

#### 1.2.1 泥页岩GRI分析

将样品分为二部分,一部分用于测定泥页岩样品的整体密度( $\rho_b$ ):首先利用天平称取一定量泥页岩样品,再将称重后的泥页岩样品浸入汞中,测定样品的体积,根据样品质量和体积确定出样品的整体密度<sup>[16-17]</sup>。

另一部分样品用于测定岩石中含油量和固体颗粒密度( $\rho_g$ )。将样品粉碎至20~35目,称取一定量泥页岩样品,记录质量 $m_1$ ;再将该样品放入Dean Stark抽提装置<sup>[17-18]</sup>,用甲苯抽提出泥页岩中的水和油,并计量抽提出油的质量 $m_o$ ,抽提后的泥页岩颗粒样品置于真空烘箱中,以105℃恒温加热直至恒重,称量记录颗粒样品质量 $m_2$ ;最后将恒重后的样品在孔隙率仪上利用氦气介质测定样品的颗粒密度。

根据公式(1)和公式(2)分别计算总孔隙度和含油饱和度:

$$\Phi_T = [1 - m_2 \cdot \rho_b / (m_1 \cdot \rho_g)] \times 100 \quad (1)$$

$$S_o = m_o \cdot \rho_b / (m_1 \cdot \rho_o \cdot \Phi_T) \times 100 \quad (2)$$

公式(1)和(2)中: $\Phi_T$ 为样品的总孔隙度,%; $S_o$ 为含油饱和度,%; $m_1$ 、 $m_2$ 和 $m_o$ 分别为称取的待索式抽提的样品质量、抽提并烘干后的样品质量和抽提出的油质量,g; $\rho_b$ 、 $\rho_g$ 和 $\rho_o$ 分别为样品的整体密度、颗粒密度和油的密度,g/cm<sup>3</sup>。

#### 1.2.2 高压压汞分析

将柱塞状泥页岩样品放置在索式抽提仪中抽提出液体有机质后,再放置在烘箱中105℃烘干至恒重,以去除残余水分。以高压压汞仪进行压汞实验,先将压汞仪及岩心内部抽真空,再注入汞至一定压力,在每一个压力点压力平衡后,记录平衡压力和汞注入量,再升高压力至下一个压力点,压力由真空开始逐步升高至410 MPa。根据各个平衡压力点压力和对应的汞注入量,计算孔径分布特征。

#### 1.2.3 有机碳和热解分析

有机碳分析在碳硫分析仪上进行。称取一定量粉碎的泥页岩样品,以盐酸处理溶解去除碳酸盐矿物;样品粉末在碳硫分析仪内通氧气燃烧,以远红外检测器检测燃烧生成的CO<sub>2</sub>量,进而确定样品有机碳含量。

热解实验在Rock-Eval热解仪上进行。称取少量粉碎泥页岩样品,装入热解仪,快速升温至300℃,并恒温3 min,以获取热解参数 $S_1$ ;然后以25℃/min的升温速率程序升温至650℃,以获取热解参数 $S_2$ 。以氢火焰离子化检测器(FID)实时检测热蒸发出的烃( $S_1$ )和热解裂解烃( $S_2$ )量。

## 2 实验结果及讨论

### 2.1 不同孔径对总孔隙度的贡献

根据高压压汞实验各平衡压力下汞的注入量,可确定泥页岩样品的总体孔径(直径)分布。本次测试结果表明东营凹陷古近系泥页岩样品的孔径分布多样,总体可以分为3种特征(图1):一种类型为低孔隙度小孔径为主型,此类岩性一般为块状泥岩,孔隙度一般在5%以下,在孔径分布曲线上,峰值一般在10 nm以下,如Fan120-3样品;第二种典型类型为高孔隙度多孔径型,此类一般为纹层状页岩,孔隙度一般在8%以上,孔径分布范围较宽,既有10 nm以下孔,又有100 nm以上孔,甚至包含1 μm以上孔隙,孔径分布主峰值一般在10 nm以

表1 渤海湾盆地东营凹陷压汞测试样品信息  
Table 1 Parameters of high-pressure mercury injection samples of Dongying Depression, Bohai Bay Basin

样品编号	深度/m	层位	岩性	矿物含量/%			
				黏土	碳酸盐	石英+长石	黄铁矿
Fan120-1	3 265.94	Es <sub>4</sub>	块状泥质灰岩	13.8	65.0	20.3	0.9
Fan120-2	3 279.90	Es <sub>4</sub>	块状泥质灰岩	11.4	74.9	12.5	1.2
Fan120-3	3 287.20	Es <sub>4</sub>	块状泥质灰岩	37.7	41.4	18.0	2.9
Fan120-4	3 319.70	Es <sub>4</sub>	块状泥质灰岩	16.3	68.7	13.5	1.5
Fanye1-1	3 169.00	Es <sub>3</sub>	层状灰质泥岩	46.3	22.6	27.7	3.4
Fanye1-2	3 171.50	Es <sub>3</sub>	块状泥质灰岩	19.8	62.8	14.3	3.1
Fanye1-3	3 180.80	Es <sub>3</sub>	层状灰质页岩	45.1	18.0	31.3	5.6
Fanye1-4	3 193.80	Es <sub>3</sub>	层状灰质页岩	34.0	43.7	19.3	3.0
Fanye1-5	3 202.10	Es <sub>3</sub>	层状云质页岩	37.2	32.8	23.4	6.6
Liye1-1	3 634.00	Es <sub>3</sub>	纹层状灰质页岩	46.6	16.9	30.9	5.6
liye1-2	3 638.30	Es <sub>3</sub>	层状灰质页岩	41.7	25.5	28.8	4.0
Liye1-3	3 640.50	Es <sub>3</sub>	纹层状灰质页岩	43.3	24.2	27.7	4.8
Liye1-4	3 644.90	Es <sub>3</sub>	纹层状灰质页岩	47.5	22.2	25.6	4.7
Niuye1-1	3 296.60	Es <sub>3</sub>	纹层状灰质页岩	31.8	35.2	26.8	6.2
Niuye1-2	3 301.50	Es <sub>3</sub>	纹层状灰质页岩	38.6	32.5	25.7	3.2
Niuye1-3	3 303.60	Es <sub>3</sub>	层状灰质页岩	43.1	32.1	20.9	3.9

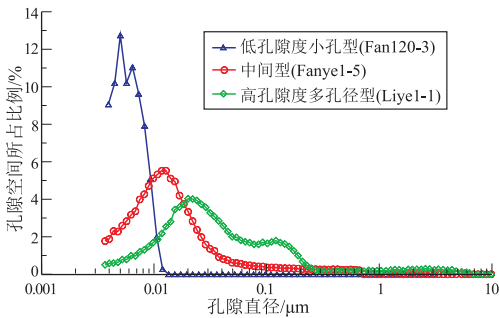


图1 渤海湾盆地东营凹陷泥页岩孔径分布曲线典型特征

Fig.1 Typical pore size distribution of shale, Dongying Depression, Bohai Bay Basin

上,并且 10 nm 以下孔隙所占比例相对较低,如 Liye1-1 样品;第三种则为中间型,一般为层状至纹层状页岩,孔隙度一般在 5%~10%之间,孔径分布范围较宽,主峰值一般在 10 nm 附近或以上,100 nm 以上孔隙所占比例相对较低(如样品 Fanye1-5)。

根据压汞数据分别统计 10 nm 以下、10~100 nm 和 100 nm 以上孔径孔隙对总孔隙度的贡献(图 2),统计结果表明:10 nm 以下孔径孔隙贡献孔隙度最大值为 5.95%(Fanye1-3),但大多低于 4.5%,最小值仅为 2.32%,平均值为 3.35%,说明其整体贡献的孔隙度较低;10~100 nm 孔径孔隙贡献的孔隙度变化较大,变化范围在 0.01%~11.33%之间,10~100 nm 孔径孔隙贡献的孔隙度越大,总体孔隙度越高;而 100 nm 以上孔径的孔隙仅在部分样品中发育,一般发育在孔隙度较高的样品中。

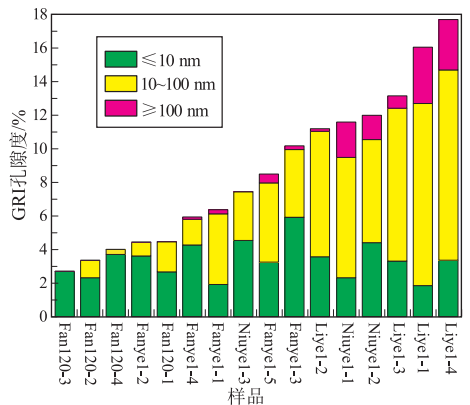


图2 渤海湾盆地东营凹陷泥页岩不同孔径孔隙贡献的孔隙度

Fig.2 Porosities contributed by different size pores of shale in Dongying Depression, Bohai Bay Basin

总孔隙度与不同孔径孔隙所占比例关系表明:10 nm 以下孔隙所占比例越高,其总体孔隙度越低,当 10 nm 以下孔隙所占比例达到 100%时,其孔隙度仅为 3.5%左右(图 3,表 2);10 nm 以上孔隙所占比例越高,其总体孔隙度越大。因此,对于东营凹陷泥页岩来说,10 nm 以下孔隙属于页岩的基础孔隙,不管高孔隙度泥页岩还是低孔隙度泥页岩,其贡献孔隙度一般低于 4%;而 10 nm 以上孔径的孔隙则是较高孔隙度泥页岩的孔隙的重要贡献者,其比例越高,总孔隙度越大。

2.2 页岩油主要赋存孔径范围

为探索页岩油在泥页岩内的主要赋存孔径范

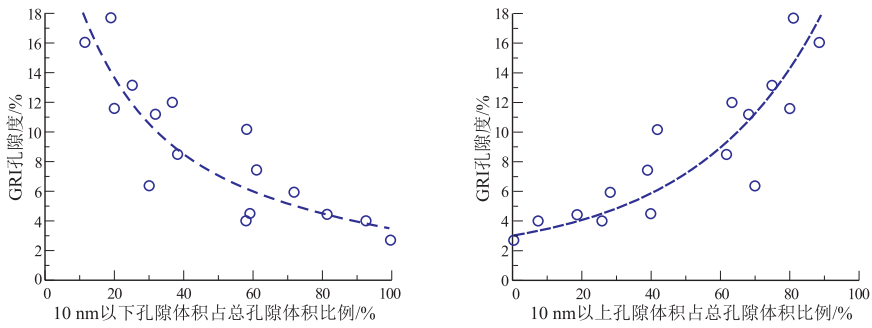


图 3 渤海湾盆地东营凹陷泥页岩孔隙度与不同孔径孔隙所占比例关系

Fig.3 Relationship between porosity and volume portion of given size pores for shale in Dongying Depression, Bohai Bay Basin

表 2 渤海湾盆地东营凹陷泥页岩分析测试结果

Table 2 Analysis results of shale samples of Dongying Depression, Bohai Bay Basin

样品编号	$w(\text{TOC})/\%$	热解分析			GRI 分析		压汞不同孔径孔隙体积百分比/%		
		$S_1/(\text{mg} \cdot \text{g}^{-1})$	$S_2/(\text{mg} \cdot \text{g}^{-1})$	$T_{\text{max}}/^\circ\text{C}$	孔隙度/%	含油饱和度/%	<10 nm	10~100 nm	>100 nm
Fan120-1							59.13	39.90	0.00
Fan120-2							57.96	25.82	0.00
Fan120-3							99.64	0.36	0.00
Fan120-4							92.58	7.42	0.00
Fanye1-1	4.30	2.20	21.19	448	6.37	19.40	30.06	66.06	3.88
Fanye1-2	1.76	1.93	7.49	445	4.44		81.38	18.62	0.00
Fanye1-3	6.65	3.84	45.18	450	10.17	9.71	58.19	39.63	2.18
Fanye1-4	1.77	1.77	7.18	446	5.94	2.59	71.82	25.83	2.35
Fanye1-5	4.81	3.83	24.06	450	8.49	20.56	38.26	55.53	6.21
Liye1-1	3.25	5.99	11.61	440	16.04	14.93	11.52	67.58	20.90
liye1-2	2.49	5.43	9.84	439	11.19	8.36	31.84	66.78	1.38
Liye1-3	2.79	5.99	11.59	438	13.15	19.54	25.15	69.22	5.63
Liye1-4	4.64	7.73	18.90	446	17.69	33.86	18.99	64.05	16.96
Niuye1-1	11.58	10.10	96.16	444	11.59	34.86	20.01	61.82	18.17
Niuye1-2	4.28	4.37	30.70	442	11.99	17.71	36.71	51.20	12.09
Niuye1-3	3.32	2.94	22.49	442	7.43	14.31	61.04	38.96	0.00

围,利用进行过含油饱和度测试和高压压汞分析的泥页岩样品,分别统计不同孔径孔隙所占比例与总体含油饱和度关系。统计发现泥页岩的含油饱和度总体上与 10 nm 以下孔隙所占比例呈负相关关系;10 nm 以下孔所占比例越高,其含油饱和度越低,10 nm 以下孔所占比例达到 80%左右时,基本不含油;而 10 nm 以上孔所占比例与含油饱和度正

相关(表 2,图 4)。据此认为,东营凹陷古近系泥页岩内油的主要赋存孔径范围应该在 10 nm 以上,10 nm 以下孔隙则可能被水所占据。

### 2.3 可动油赋存的有利物性条件

泥页岩的含油饱和度指数  $OSI$ [ Oil Saturation Index:  $S_1/w(\text{TOC})$  ] 通常用于量化表征页岩产油潜力,认为该数值大于 100 mg/g 的泥页岩,其

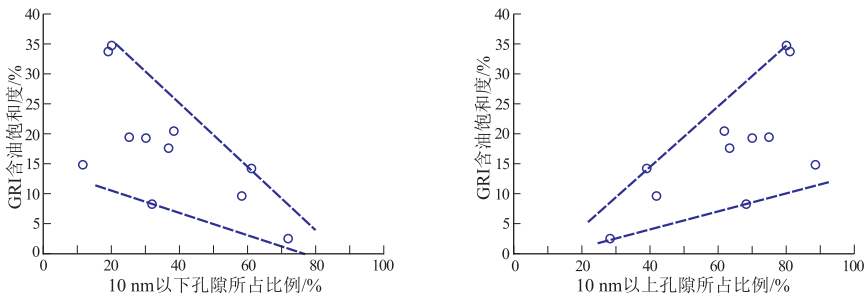


图 4 渤海湾盆地东营凹陷泥页岩含油饱和度与不同孔径所占比例关系

Fig.4 Relationship between oil saturation and the portion of given size pores for shale in Dongying Depression, Bohai Bay Basin

含油量满足了干酪根吸附量(70~80 mg/g), 有较好的产油潜力<sup>[21-22]</sup>。本次利用 *OSI* 与孔隙度关系, 探索东营凹陷古近系沙河街组泥页岩可动油赋存的有利物性条件。

随有机碳含量的增加, Fanye1 井、Niuye1 井和 Liye1 井的 *OSI* 数值呈现不同的变化趋势: Fanye1 井和 Niuye1 井泥页岩样品的 *OSI* 数值总体上随 TOC 增加而呈现下降趋势; 而 Liye1 样品 *OSI* 则整体上随 TOC 增加而呈现出增高的趋势(图 5)。Fanye1 和 Niuye1 井样品埋深相对较浅(表 1), 虽然已进入排烃门限, 但演化程度相对较低, 并且总体孔隙度相对较低(图 6a)。对于高有机质丰度的泥页岩, 生成的烃类虽然满足了干酪根有机质的吸附, 但大部分烃类赋存在干酪根有机质网络内及附近, 有机质网络不仅是泥页岩内油滞留的主要载体, 也是排烃的主要通道, 生成的烃类易于通过有机网络排出。仅有部分低有机质含量且孔隙(或微裂缝)相对发育的泥页岩, 接受临近其他来源的烃类, 而具有了较高的 *OSI* 数值。Liye1 井泥页岩样品则处于生烃高峰阶段, 伴随生烃过程产生的有机酸等酸性流体, 导致溶蚀次生孔隙发育。另外生烃增压作用导致微裂缝发育, 也为页岩油滞留提供了有效的储存空间, 次生孔隙和微裂缝的发育导致

总体孔隙度较高(图 6a)。由于演化程度相对较高, 烃类的大量生成除满足有机质吸附外, 还有部分进入无机孔隙和微裂缝, 因而总体 *OSI* 数值较高。并且有机质丰度越高, 生成孔作用越强, 滞留烃量越大, *OSI* 数值也越高。

上述分析表明, 泥页岩内可动油的存在与否与多种因素有关, 除了泥页岩有机质丰度、演化程度等之外, 泥页岩的物性条件也是其影响因素之一。进而筛选出 Fanye1、Niuye1 和 Liye1 井 *OSI* 值大于 100 的泥页岩样品(存在可动油的样品), 制作 *OSI* 与孔隙度关系图版(图 6b)。图 6b 中 *OSI* 与孔隙度总体上有较好的相关关系: GRI 孔隙度越高, *OSI* 越大。根据此相关关系回归计算, *OSI* 值为 100 时, 孔隙度一般为 6.5%。由此推测, 东营凹陷古近系孔隙度在 6.5% 以上, 且在生油窗范围内的泥页岩, 有利于可动页岩油的存储; 而低于该孔隙度的泥页岩, 其存在可动油的可能性较低。因此认为, 东营凹陷古近系生油窗范围内孔隙度在 6.5% 以上的泥页岩可能是页岩油勘探的甜点。

### 3 结论

(1) 利用 GRI 孔隙度及油饱和度测定、高压压汞实验及有机地化分析相结合的手段, 建立了页岩油赋存孔径和可动油储集物性条件的系统研究方法。

(2) 孔隙度测试和压汞分析数据表明: 东营凹陷古近系泥页岩的孔隙度与 10 nm 以下孔隙所占比例负相关; 与 10 nm 以上孔隙所占比例正相关, 10 nm 以上孔径的孔隙则是较高孔隙度泥页岩的孔隙的重要贡献者。

(3) 含油饱和度与不同孔径孔隙所占比例关系表明, 东营凹陷古近系泥页岩中的油主要赋存在 10 nm 以上孔径的孔隙中; *OSI* 与孔隙度关系表明, 孔隙度在 6.5% 以上, 且在生油窗范围内的泥页岩, 是东营凹陷古近系可动页岩油的有利储层。

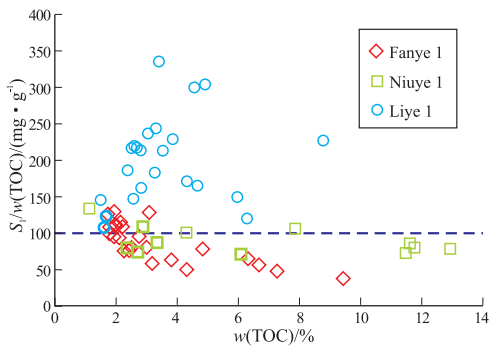


图 5 渤海湾盆地东营凹陷泥页岩 *OSI* 与 TOC 关系  
Fig.5 Relationship between *OSI* and TOC of shale in Dongying Depression, Bohai Bay Basin

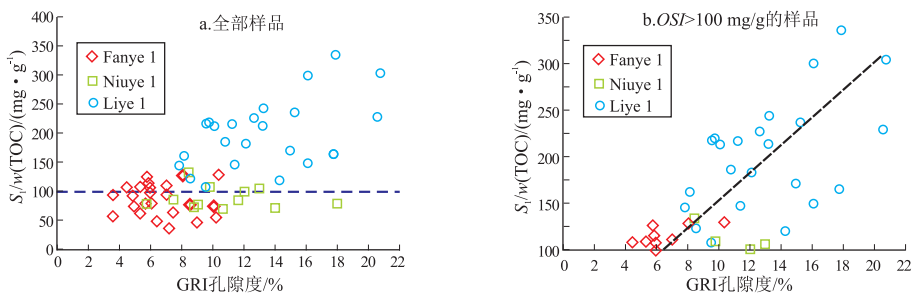


图 6 渤海湾盆地东营凹陷泥页岩 *OSI* 与 GRI 孔隙度关系

Fig.6 Relationship between *OSI* and GRI porosity of shale in Dongying Depression, Bohai Bay Basin

## 参考文献:

- [1] HILL R J, JARVIE D M, ZUMBERGE J, et al. Oil and gas geochemistry and petroleum systems of the Fort Worth Basin [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 445-473.
- [2] MILLER B A, PANETIZ J M, MULLEN M J, et al. The successful application of a compartmental completion technique used to isolate multiple hydraulic-fracture treatments in horizontal Bakken shale wells in North Dakota [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver: SPE, 2008.
- [3] BAZAN L W, LARKIN S D, LATTITBEAUDIERE M G, et al. Improving production in the Eagle Ford Shale with fracture modeling, increased fracture conductivity, and optimized stage and cluster spacing along the horizontal wellbore [C]//Tight Gas Completions Conference. Texas: SPE, 2010.
- [4] 张林晔, 李政, 李钜源, 等. 东营凹陷古近系泥页岩中存在可供开采的油气资源 [J]. 天然气地球科学, 2012, 23(1): 1-13.  
ZHANG Linye, LI Zheng, LI Juyuan, et al. Feasibility analysis of existing recoverable oil and gas resource in the Palaeogene shale of Dongying Depression [J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(1): 1-13.
- [5] 张善文, 王永诗, 张林晔, 等. 济阳坳陷渤南洼陷页岩油气形成条件研究 [J]. 中国工程科学, 2012, 14(6): 49-55.  
ZHANG Shanwen, WANG Yongshi, ZHANG Linye, et al. Formation conditions of shale oil and gas in Bonan Sub-sag, Jiyang Depression [J]. Engineering Sciences, 2012, 14(6): 49-55.
- [6] ZHANG Linye, BAO Youshu, LI Juyuan, et al. Movability of lacustrine shale oil: A case study of Dongying Sag, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(6): 703-711.
- [7] 谢晓永, 唐洪明, 王春华, 等. 氮气吸附法和压汞法在测试泥页岩孔径分布中的对比 [J]. 天然气工业, 2006, 26(12): 100-102.  
XIE Xiaoyong, TANG Hongming, WANG Chunhua, et al. Contrast of nitrogen adsorption method and mercury porosimetry method in analysis of shale's pore size distribution [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(12): 100-102.
- [8] JOUINI M S, VEGA S, MOKHTAR E A. Multiscale characterization of pore spaces using multifractals analysis of scanning electronic microscopy images of carbonates [J]. Nonlinear Processes in Geophysics, 2011, 18(6): 941-953.
- [9] 邹才能, 朱如凯, 白斌, 等. 中国油气储层中纳米孔首次发现及其科学价值 [J]. 岩石学报, 2011, 27(6): 1857-1864.  
ZOU Caineng, ZHU Rukai, BAI Bin, et al. First discovery of nano-pore throat in oil and gas reservoir in China and its scientific value [J]. Acta Petrologica Sinica, 2011, 27(6): 1857-1864.
- [10] JOOS J, CARRARO T, WEBER A, et al. Reconstruction of porous electrodes by FIB/SEM for detailed microstructure modeling [J]. Journal of Power Sources, 2011, 196(17): 7302-7307.
- [11] 崔景伟, 邹才能, 朱如凯, 等. 页岩孔隙研究新进展 [J]. 地球科学进展, 2012, 27(12): 1319-1325.  
CUI Jingwei, ZOU Caineng, ZHU Rukai, et al. New advances in shale porosity research [J]. Advances in Earth Science, 2012, 27(12): 1319-1325.
- [12] 周闻达, 王莹, 鲍征宇, 等. 等温吸附法在页岩孔隙结构测试中的应用 [J]. 科技通报, 2015, 31(1): 12-18.  
ZHOU Wenda, WANG Ying, BAO Zhengyu, et al. The application of isotherm adsorption in measuring the shale pore structure [J]. Bulletin of Science and Technology, 2015, 31(1): 12-18.
- [13] 公言杰, 柳少波, 赵孟军, 等. 核磁共振与高压压汞实验联合表征致密油储层微观孔隙分布特征 [J]. 石油实验地质, 2016, 38(3): 389-394.
- [14] GONG Yanjie, LIU Shaobo, ZHAO Mengjun, et al. Characterization of micro pore throat radius distribution in tight oil reservoirs by NMR and high pressure mercury injection [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(3): 389-394.
- [15] 宋磊, 宁正福, 孙一丹, 等. 联合压汞法表征致密油储层孔隙结构 [J]. 石油实验地质, 2017, 39(5): 700-705.  
SONG Lei, NING Zhengfu, SUN Yidan, et al. Pore structure characterization of tight oil reservoirs by a combined mercury method [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2017, 39(5): 700-705.
- [16] 张守鹏, 方正伟, 杨诗棣, 等. 全直径油气储层岩心三维可视化信息采集方法及应用前景 [J]. 石油实验地质, 2017, 39(5): 706-710.  
ZHANG Shoupeng, FANG Zhengwei, YANG Shidi, et al. Technique and application of three-dimensional visualized information collection of full diameter oil and gas reservoir cores [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2017, 39(5): 706-710.
- [17] GUIDRY K, LUFFEL D, CURTIS J. Development of laboratory and petrophysical techniques for evaluating shale reservoirs. Final technical report, October 1986 - September 1993 [R]. Houston: ResTech Houston, Inc., TX, 1996.
- [18] KUILA U. Measurement and interpretation of porosity and pore-size distribution in mudrocks: The hole story of shales [D]. Colorado: Colorado School of Mines, 2013.
- [19] 包友书, 张林晔, 张守春, 等. 东营凹陷深部异常高压与岩性油气藏的形成 [J]. 新疆石油地质, 2008, 29(5): 585-587.  
BAO Youshu, ZHANG Linye, ZHANG Shouchun, et al. The deep abnormal pressure and the formation of lithologic reservoir in Dongying Sag [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(5): 585-587.
- [20] BAO Youshu, LI Zheng, LI Juyuan, et al. Discussion on movability of shale oils in the Paleogene of Dongying Depression [J]. Acta Geologica Sinica (English Edition), 2015, 89(S1): 372-374.
- [21] 包友书, 张林晔, 张守春, 等. 烃源岩生烃抑制模拟实验及机理 [J]. 石油学报, 2017, 38(7): 753-762.  
BAO Youshu, ZHANG Linye, ZHANG Shouchun, et al. Simulation experiment and mechanism of hydrocarbon-generation retardation for source rocks [J]. Acta Petrologica Sinica, 2017, 38(7): 753-762.
- [22] JARVIE D M. Components and processes affecting producibility and commerciality of shale resource systems [J]. Geologica Acta, 2014, 12(4): 307-325.
- [23] JARVIE D M. Shale resource systems for oil and gas: part 2-shale-oil resource systems [R]. Humble: Worldwide Geochemistry, 2012: 89-119.