

## 尼日尔三角洲盆地深水油田 A 海底扇储层质量差异

林煜<sup>1,2</sup>, 吴胜和<sup>1</sup>, 王星<sup>3</sup>, 万琼华<sup>1</sup>, 张佳佳<sup>1</sup>, 张文彪<sup>4</sup>

(1. 中国石油大学 地球科学学院, 北京 102249; 2. 中国石油 东方地球物理公司 油藏地球物理研究中心, 河北 涿州 072050;  
3. 中海油研究总院, 北京 100027; 4. 中国石化 石油勘探开发研究院, 北京 100083)

**摘要:**深水海底扇沉积位置特殊、形成过程复杂,关于其储层质量的研究明显滞后于陆上和浅水沉积,研究成果尚不能有效指导储层的油气开发。为此,以西非尼日尔三角洲盆地某深水油田 A 为例,采用岩心观察描述、测井交会分析、地震属性切片等多种技术手段,深入分析了海底扇储层的质量差异及主控因素。研究结果表明,研究区海底扇储层的原生孔隙发育,所经历的成岩作用较弱,储层质量主要受控于沉积因素。依据岩性和沉积构造,可将研究区储层的岩石相分为交错层理细砂岩、平行层理中-细砂岩、块状中-细砂岩等 6 类。从微观上看,岩石颗粒的分选和杂基含量分别控制着研究区海底扇储层的储集能力与渗流能力,而粒度中值对于储层孔渗的影响则较小,这一特点导致不同岩石相、不同沉积相之间的储层质量变化表现出特有的规律性;从宏观上看,层序主要通过控制不同沉积相的时空分布以及同类沉积相内部的岩石相组合来影响储层质量的空间差异。

**关键词:**海底扇;层序;储层质量;尼日尔三角洲盆地;西非

**中图分类号:**TE122.2

**文献标识码:**A

## Reservoir quality differences of submarine fans in deep-water oilfield A in Niger Delta Basin, West Africa

Lin Yu<sup>1,2</sup>, Wu Shenghe<sup>1</sup>, Wang Xing<sup>3</sup>, Wan Qionghua<sup>1</sup>, Zhang Jiajia<sup>1</sup>, Zhang Wenbiao<sup>4</sup>

(1. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. Research Centre of Reservoir Geophysics, BGP Inc. of CNPC, Zhuozhou, Hebei 072050, China; 3. CNOOC Research Institute, Beijing 100027, China; 4. Petroleum Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China)

**Abstract:** Deep-water submarine fans are characterized by large dimensions, special deposition positions and complex formation processes. Compared with terrestrial and shallow water deposits, reservoir quality of deep-water submarine fans are poorly studied, influencing the effective development of this kind of reservoirs. In this paper, taking deep-water oilfield A in the Niger Delta Basin in West Africa as an example, reservoir quality differences and controlling factors of submarine fans are researched based on core observations and descriptions, logging cross plot analyses and seismic attribute slicing. The results show that reservoir spaces of submarine fans are dominated by primary pores and the diagenesis is weak. Therefore, the reservoir quality is mainly controlled by sedimentary factors. According to lithology and sedimentary structures, these reservoirs could be divided into six types of rock facies, such as cross-laminated fine sandstones, parallel-laminated medium to fine sandstones, massive medium to fine sandstones and so on. Microscopically, porosity and permeability of submarine fan reservoirs are controlled by sorting and matrix content respectively, but insignificantly influenced by median grain size, resulting in unique variation patterns of reservoir quality of different rock facies or sedimentary facies. Microscopically, spatial quality differences of submarine fan reservoirs are influenced by sequence, which controls spatial-temporal distributions of various sedimentary facies and rock facies combinations of the same type of sedimentary facies.

**Key words:** submarine fan, sequence, reservoir quality, Niger Delta Basin, West Africa

20 世纪 90 年代以来,深水海底扇储层由于其巨大的油气资源潜力,开始受到国内外学者的重点关

注。目前,在南美的坎波斯盆地,西非的尼日尔三角洲盆地,北美的墨西哥湾盆地以及中国南海等地区,

收稿日期:2014-02-27;修订日期:2014-06-20。

第一作者简介:林煜(1985—),男,博士研究生,精细油藏描述及开发地质学。E-mail:lin66yu@163.com。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05030-005), (2011ZX05009-003);国家自然科学基金青年科学基金项目(40902035)。

深水海底扇的油气勘探与开发均有重大的突破<sup>[1-3]</sup>。但与陆地和浅水沉积相比,海底扇储层的勘探开发具有作业成本高、施工难度大、技术要求高的特点,如何高效开发此类储层是一个必须要解决的紧迫问题。

储层质量是储层储集和渗流能力的表达,其空间差异性直接导致储层内部油气的不均匀分布<sup>[4]</sup>。目前,学者们针对不同地区储层的质量特征及控制因素开展了大量研究<sup>[5-15]</sup>,但研究多集中于陆上和浅水环境(如碎屑岩沉积相中的河流和三角洲,碳酸盐岩沉积相中的台地和礁滩),而对于深水环境中海底扇储层研究还主要停留在特征描述阶段<sup>[16-20]</sup>。此外,已有的研究主要关注的是不同类型沉积微相之间的储层质量差异,而对于同类沉积微相在层序格架内部不同位置的质量差异研究尚不够。

本文以尼日尔三角洲盆地某深水油田海底扇储层为例,在对储层基本特征进行分析的基础上,开展了储层质量差异的控制因素分析。这对于切实提高海底扇储层的开发效率具有重要的实际意义,同时也可丰富相关的地质理论。

## 1 研究区概况

尼日尔三角洲盆地位于非洲西部的几内亚湾,是世界上最大的海退型三角洲盆地之一。该盆地发育白垩系、古近系和新近系。自始新世以来,盆地进入大规模海退阶段,浅水区的三角洲沉积体系大规模向海推进,于新近纪在深水区发育规模巨大的海底扇沉积体系。尼日尔三角洲拥有极其丰富的油气资源,截止2006年底,尼日尔三角洲盆地累计完成钻井7 661口,累计发现石油地质储量 $290.36 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,天然气地质储量 $59\,684.56 \times 10^8 \text{ m}^3$ <sup>[21-23]</sup>。

研究区位于尼日尔三角洲盆地南缘的深水区,区域构造上属逆冲推覆构造带,沉积环境上属大陆坡—深海盆地,现今水深1 300~1 700 m(图1)。研究区拥有各类钻井40余口,系统取心近500 m,地震资料主频近35 Hz,目的层段位于中新统,属典型的深水海底扇沉积。

层序地层学的研究表明,研究区目的层段位于2个二级层序(SS<sub>1</sub>和SS<sub>2</sub>)内部,自上而下可划分为5个三级层序,分别是SQ<sub>1</sub>(H油组—G油组)、SQ<sub>2</sub>(F油组)、SQ<sub>3</sub>(E油组—C油组)、SQ<sub>4</sub>(B油组)和SQ<sub>5</sub>(A油组—West油组)。SQ<sub>1</sub>—SQ<sub>4</sub>发育时期,全球海平面持续下降;SQ<sub>5</sub>发育时期,全球海平面转而上升<sup>[23]</sup>。研究区每个三级层序都包含低位和海侵2个体系域,而在体系域内部,依据地层岩性或粒度的旋

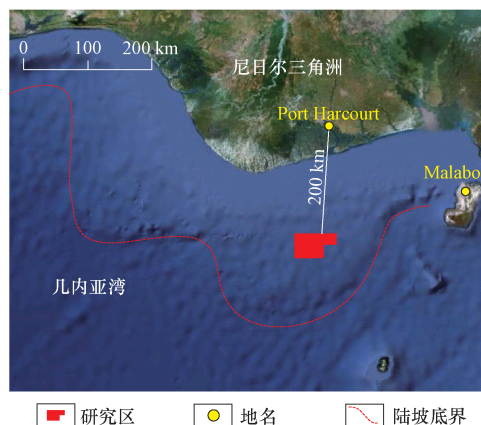


图1 尼日尔三角洲盆地深水油田A地理和构造位置<sup>[24]</sup>

Fig. 1 Geographic and structural location of the deep-water oilfield A, Niger Delta Basin<sup>[24]</sup>

回性变化,地层可进一步细分为1~2个准层序组(与砂组规模相当)以及若干个准层序(与小层规模相当)(图2)。

## 2 储层基本特征

### 2.1 储层岩石学特征

研究区储层粒度变化较大,从细砂岩到砾岩均有发育。岩石碎屑组分以石英为主(含量78%~96%,平均88.4%),长石(含量介于3%~22%,平均9.8%)和岩屑次之(含量介于0~8%,平均1.8%,主要为泥岩和粉砂岩),局部含有泥岩岩屑。岩石类型相对单一,主要为石英砂岩,其次为长石质石英砂岩。

### 2.2 储层物性特征

研究区储层孔隙类型以原生粒间孔为主(占总孔隙的95%以上)、还发育少量粒间溶孔、粒内溶孔、晶间微孔等,孔隙直径主要介于50~300 μm;喉道类型以缩颈型和孔隙缩小型为主。

根据5口取心井284块样品的物性分析资料可知,储层的孔隙度为12.1%~37.1%,平均24.1%;渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 8\,683.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,平均 $914.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,属中—高孔、高—特高渗储层。孔隙度与渗透率的变化范围均较大,且二者之间相关性较差,储层质量差异明显。

### 2.3 储层成岩特征

研究区储层的石英含量高、埋藏浅,并且处于超压状态(砂、泥和水的快速混杂堆积以及深部热流体沿断层上涌是导致超压的主要原因),导致其经历的压实作

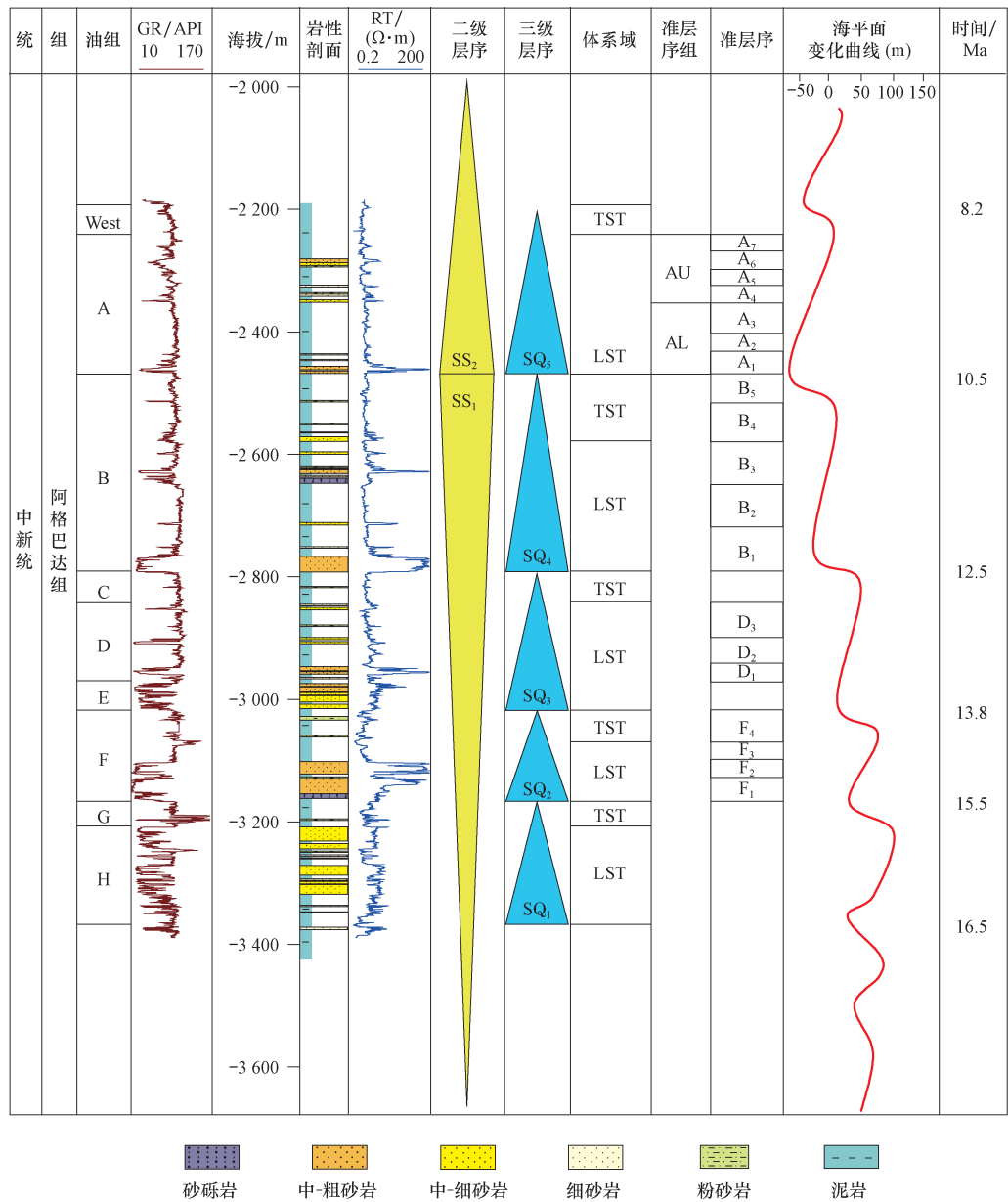


图 2 尼日尔三角洲盆地深水油田 A 层序地层格架

Fig. 2 Sequence stratigraphic framework of the deep-water oilfield A, Niger Delta Basin

用较弱,颗粒之间多呈漂浮状或点接触。储层内部的胶结物类型包括菱铁矿、黄铁矿和石英加大等,其绝对含量占岩石总体积的 6.5%。储层的溶蚀组分以长石为主,但由于长石相对贫乏,导致溶蚀作用具有局部发育、强度较低的特点,溶蚀次生孔隙仅占总孔隙的 2.5%。因此,研究区储层经历的成岩作用较弱,成岩对储层质量的影响十分有限。

### 3 储层质量差异及其控制因素

研究区储层在沉积和埋藏过程中,构造运动相对稳定,后期经历的成岩改造也较弱,因此沉积因素才是造成其质量差异的主控因素。下面,笔者分别从沉积组构、岩石相、沉积相和层序几个层次系统地分析沉积因素对储层的影响。

#### 3.1 沉积组构对储层质量差异的控制

沉积组构直接控制着岩石的孔喉结构,是导致储层质量差异的根本原因。统计分析表明,研究区海底扇储层的孔隙度本质上受控于颗粒的分选,分选系数越小,孔隙度越高;渗透率本质上受控于杂基含量,杂基含量越低,渗透率越高(当泥质含量大于 6.5%时,渗透率小于  $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )。而粒度中值对于储层孔渗的影响则较小,这主要与海底扇储层复杂的形成机制有关(图 3)。前人研究认为,海底扇储层主要为浊流和碎屑流沉积(碎屑流可向浊流转化),前者的支撑机制为湍流,沉积物以无阻碍的方式沉降;后者的支撑机制主要为基质强度(包括内聚强度和粘附强度)和摩擦强度(由颗粒碰撞所产生),沉积物以整体冻结的方式沉降。

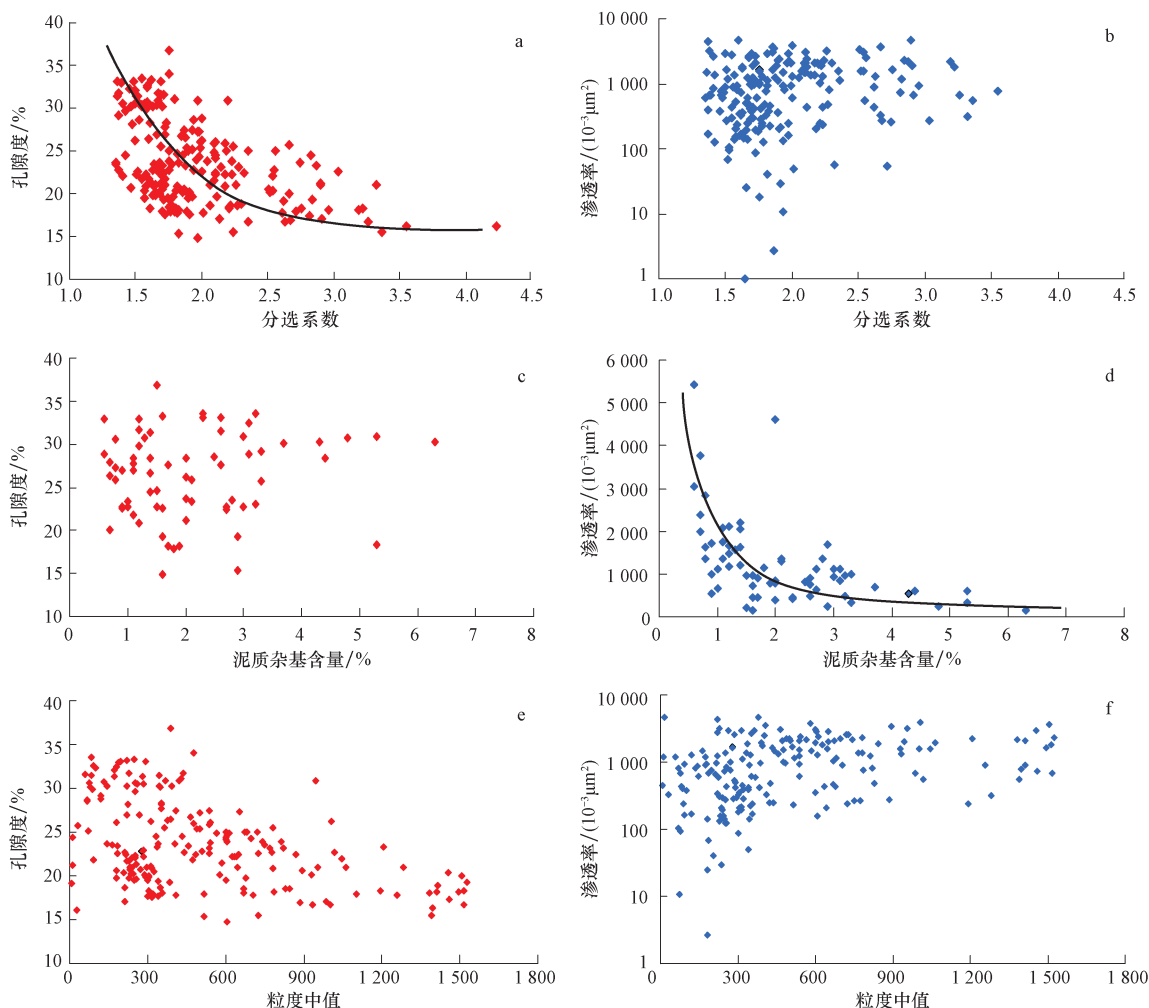


图3 尼日尔三角洲盆地深水油田A海底扇储层沉积组构与物性的关系

Fig. 3 Relationships between sedimentary fabric parameters and physical properties of submarine fan reservoirs in the deep-water oilfield A, Niger Delta Basin

在粒度中值相同的情况下,相比浊流沉积,碎屑流沉积的强度更大、基质含量更高、并且大颗粒常直接漂浮于细颗粒物中,导致颗粒间的孔喉较小、孔渗较低<sup>[25-28]</sup>。

### 3.2 岩石相对储层质量差异的控制

不同岩石相形成时的负载能力及持续性存在差异,因此其储层质量存在差异。在对研究区7口取心井资料进行观察描述的基础上,根据岩石的粒度和沉积构造,将海底扇储层的岩石相类型划分为交错层理细砂岩、平行层理中-细砂岩、块状中-细砂岩、块状中-粗砂岩、块状砾质粗砂岩和块状砂砾岩6种<sup>[24]</sup>(图4)。

分析表明:①不同类型岩石相的孔、渗值差异明显。孔隙度的平均值范围为18.8%~29.8%,渗透率的平均值范围为 $256.7 \times 10^{-3} \sim 1\,137.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。②不同类型岩石相之间的孔、渗变化规律差异明显。从储集能力来看,层理发育、粒度较细的岩石相,其孔隙度明显好于层理不发育、粒度较粗的岩石相。这主

要是因为前者在形成时尽管流体负载能量较低,但由于能量持续性较好,因此分选程度好,储集空间发育。6种岩石相中,交错层理细砂岩分选最好、孔隙度最高(分选系数平均为1.54,孔隙度平均值为29.8%);其次是平行层理中-细砂岩(分选系数平均为1.61,孔隙度平均值为26.4%);而块状砂砾岩分选最差、孔隙度最低(分选系数平均值为2.57,孔隙度平均值仅为18.8%)。从渗流能力来看,以粗砂为主的岩石相渗透率明显好于以细砂和砾石为主的岩石相。这主要是因为细砂岩在形成时,流体负载能量低、杂基含量高,导致渗透率较低;而砾岩在形成时,虽然流体负载能量高,但瞬时性强、持续性差,砾石与泥砂常混杂堆积,使得其渗透率也较低。6种岩石相中,块状中-粗砂岩杂基含量最低、渗透率最好(杂基含量平均为1.63%,渗透率平均为 $1\,231.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ );其次为块状砾质粗砂岩(杂基含量平均为1.88%,渗透率平均为 $895.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ );而交错层理细砂岩杂基含量最高、渗透率最低(杂基含量平均为2.82%,渗透率平均为 $256.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (表1))。



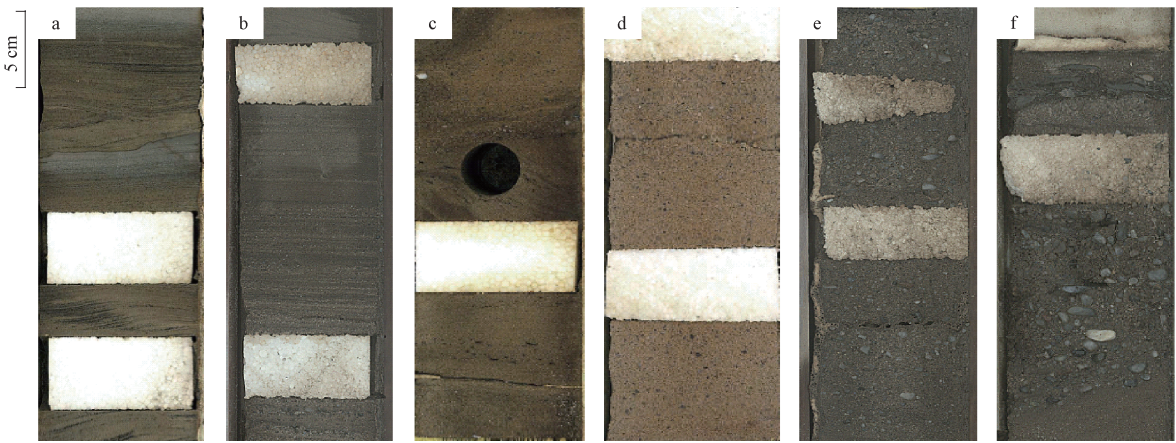


图 4 尼日尔三角洲盆地深水油田 A 海底扇储层岩相类型<sup>[24]</sup>

Fig. 4 Lithofacies types of submarine fan reservoirs in the deep-water oilfield A, Niger Delta Basin<sup>[24]</sup>

- a. 交错层理细砂岩, Ak-2 井, 3 308.3 m; b. 平行层理中-细砂岩, Ak-3 井, 3 365.4 m;  
c. 块状中-细砂岩, Ak-5G 井, 3 337.2 m; d. 块状中-粗砂岩, Ak-5G 井, 3 339.3 m;  
e. 块状砾质粗砂岩, Ak-2 井, 3 349.7 m; f. 块状砂砾岩, Ak-5ST, 3 212.1 m

3.3 沉积亚相(微相)对储层质量差异的控制

研究区海底扇储层发育水道沉积和朵叶沉积两种亚相。前者包括水道主体、近岸天然堤两种微相,后者包括朵叶主体、朵叶边缘两种微相。不同类型的沉积亚相(微相)形成于不同的沉积环境,其内部岩石相类型与组合的差异导致了储层质量的差异。

物性资料分析表明:①在亚相级次,水道沉积的储渗能力略好于朵叶沉积。前者平均孔隙度为 26.6%,平均渗透率为  $1\,052.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;后者平均孔隙度为

24.3%,平均渗透率为  $905.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。②在微相级次,主体微相(水道主体和朵叶主体)的储集能力与非主体微相(近岸天然堤和朵叶边缘)差异不大,其中水道主体孔隙度最高,平均为 26.6%,朵叶边缘孔隙度最低,平均为 22.1%。而主体微相的渗流能力却明显好于非主体微相,其中水道主体渗透率最高,平均为  $1\,052.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,近岸天然堤渗透率最低,平均为  $215.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (表 2)。顺物源方向,由水道主体到朵叶主体,切物源方向,由主体到边缘,储层的渗透率不断变差。

表 1 尼日尔三角洲盆地深水油田 A 不同类型岩石相的物性与结构特征

| 岩石相       | 孔隙度/%     |      | 渗透率/( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ) |         | 分选系数      |      | 杂基含量/%  |      | 样品个数 |
|-----------|-----------|------|---------------------------------|---------|-----------|------|---------|------|------|
|           | 范围        | 平均值  | 范围                              | 平均值     | 范围        | 平均值  | 范围      | 平均值  |      |
| 交错层理细砂岩   | 18.4~37.1 | 29.8 | 0.10~2 582.30                   | 256.7   | 1.33~1.93 | 1.54 | 1.2~6.3 | 2.82 | 37   |
| 平行层理中-细砂岩 | 21.8~33.2 | 26.4 | 10.80~8 683.20                  | 407.0   | 1.36~1.97 | 1.61 | 1.0~6.1 | 2.0  | 5    |
| 块状中-细砂岩   | 17.1~34.0 | 23.7 | 0.50~5 412.50                   | 617.0   | 1.36~2.65 | 1.78 | 0.6~5.3 | 2.19 | 88   |
| 块状中-粗砂岩   | 17.9~30.4 | 23.0 | 220.90~4 709.10                 | 1 231.0 | 1.34~2.83 | 1.84 | 0.9~3.3 | 1.63 | 82   |
| 块状砾质粗砂岩   | 16.7~25.5 | 21.5 | 18.50~3 778.50                  | 895.8   | 1.64~3.03 | 2.27 | 0.7~3.0 | 1.88 | 39   |
| 块状砂砾岩     | 12.1~26.2 | 18.8 | 17.55~4 598.70                  | 424.5   | 1.61~3.55 | 2.57 | 1.6~5.3 | 2.45 | 34   |

表 2 尼日尔三角洲盆地深水油田 A 不同类型沉积微相的物性与岩石相组合

| 沉积微相  | 孔隙度/%     |      | 渗透率/( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ) |         | 岩石相组合                                 | 样品个数 |
|-------|-----------|------|---------------------------------|---------|---------------------------------------|------|
|       | 范围        | 平均值  | 范围                              | 平均值     |                                       |      |
| 水道主体  | 14.0~37.1 | 26.6 | 20.6~8 683.2                    | 1 052.9 | 块状砂砾岩、块状砾质粗砂岩、块状中-粗砂岩、块状中-细砂岩、交错层理细砂岩 | 176  |
| 朵叶主体  | 19.5~31.6 | 24.3 | 216.4~3 585.4                   | 905.4   | 块状砾质粗砂岩、块状中-粗砂岩、块状中-细砂岩               | 49   |
| 近岸天然堤 | 12.1~33.0 | 22.4 | 0.1~4 531.0                     | 215.3   | 交错层理细砂岩、块状砂砾岩(滑塌)                     | 42   |
| 朵叶边缘  | 17.3~28.7 | 22.1 | 0.5~1 270.3                     | 434.3   | 块状中-细砂岩、平行层理中-细砂岩                     | 31   |

### 3.4 层序对储层质量差异的控制

层序对研究区海底扇储层质量的控制主要体现在两方面:①二级层序通过控制其内部不同位置沉积亚相(微相)类型的变化,影响储层质量差异;②三级层序通过控制其内部不同位置同类沉积微相的岩相组合变化,影响储层质量差异。

#### 3.4.1 二级层序对储层质量差异的控制

二级层序形成于全球性的海平面变化二级周期,其内部不同位置的三级层序,由于发育的沉积亚相(微相)类型有异,导致储层质量存在差异。研究区均方根振幅可以很好的反映深水沉积类型,故可利用均方根振幅属性平面图来研究不同三级层序的沉积亚相展布。研究表明:研究区三级层序SQ<sub>1</sub>—SQ<sub>3</sub>主要发育朵叶沉积亚相,SQ<sub>4</sub>—SQ<sub>5</sub>主要发育水道沉积亚相。相比朵叶沉积,水道沉积明显发育于二级层序界面附近的三级层序中(图5)。造成这一现象的原因在于:SQ<sub>1</sub>—SQ<sub>3</sub>沉积时,是相对海平面快速下降的时期(一方面是由于全球海平面的持续下降,另一方面是由于非洲板块与Iberia板块碰撞导致西非地区持续抬升以及西非洋壳热沉降致使西非边缘块体向西掀斜)<sup>[19]</sup>,陆架边缘成为最活跃的沉积物中转站,此时陆架大面积暴露地表,大量碎屑颗粒通过深切谷和陆架顶端的峡谷被搬运到深海,在下陆坡和深海平原近端卸载形成朵叶沉积亚相。而SQ<sub>4</sub>—SQ<sub>5</sub>(位于二级层序界面附近)沉积时,相对海平面处于下降晚期—上升早期,深切谷的下侵趋于停止,碎屑颗粒优先充填于深切谷内,此时的

重力流沉积由于在一定程度上被稀释,导致其搬运距离较远,主要形成水道沉积亚相。

#### 3.4.2 三级层序对储层质量差异的控制

研究区三级层序包括低位和海侵两个体系域。其中,低位体系域主要发育海底扇沉积,海侵体系域主要发育深海泥岩沉积。三级层序对储层质量的影响主要就是其内部低位体系域对储层质量的影响。本文以SQ<sub>5</sub>(其低位体系域主要发育水道沉积亚相,由下往上可进一步划分为A<sub>1</sub>—A<sub>7</sub>七个准层序)为例,分析了三级层序对于同类微相质量差异的控制作用。

在SQ<sub>5</sub>的低位体系域中,准层序A<sub>1</sub>—A<sub>7</sub>均发育水道主体微相,但这些水道主体的物性差异显著。从规律性来看,由下往上(从A<sub>1</sub>—A<sub>7</sub>),不同期所形成的水道主体的孔隙度与渗透率整体表现出先增大后减小的变化趋势,但孔隙度与渗透率变化趋势的转折位置却并不相同,孔隙度最好的水道主体微相发育在A<sub>6</sub>,而渗透率最好的水道主体微相发育在A<sub>3</sub>(图6)。造成这一结果的原因在于不同准层序中所发育的水道主体的岩相组合存在差异。为此,笔者采用测井曲线交会和多元逐步判别相结合的方法,对非取心井段的岩石相进行了解释。进而,在岩石相解释的基础上,开展了相关的分析。

分析表明,在低位体系域发育的早期(A<sub>1</sub>—A<sub>2</sub>),海平面位置较低,水道内部载荷物能量极强,水道以侵蚀作用为主,其底部发育大量碎屑流沉积(泥屑含量高,物性极差),中部和顶部则为厚层的块状砾质粗砂岩,孔渗性能总体较差(图7a)。低位体系域发育的中

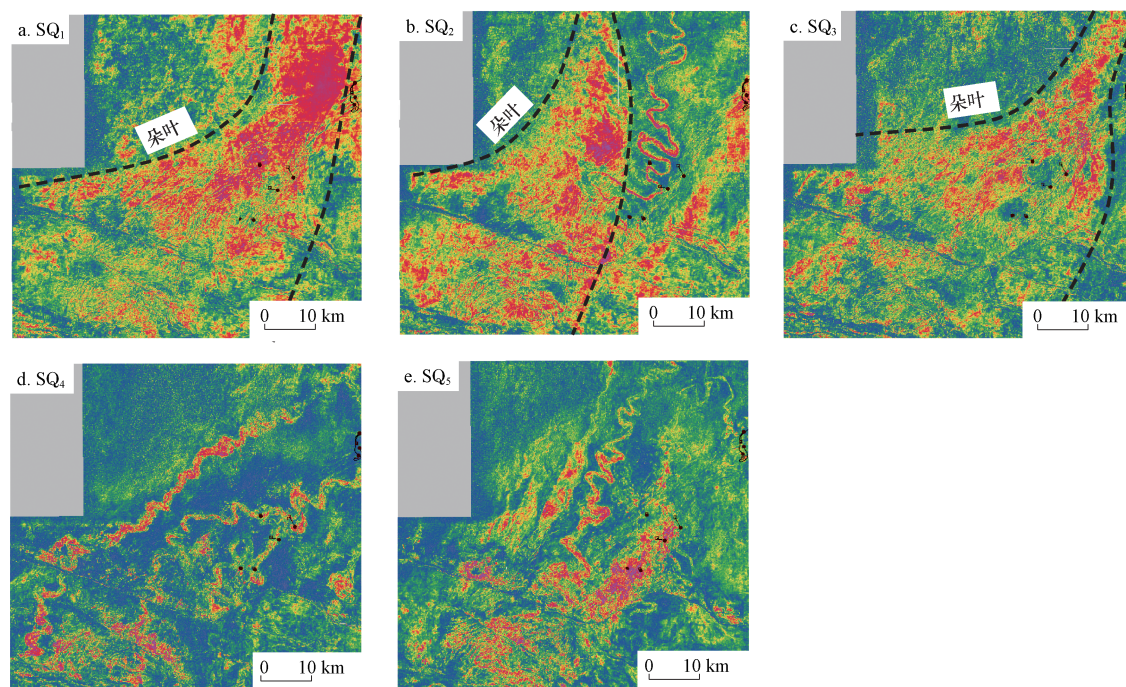


图5 尼日尔三角洲盆地深水油田A二级层序内部不同类型沉积亚相空间展布特征

Fig. 5 Spatial distribution characteristics of various subfaices in a second-order sequence of the deep-water oilfield A, Niger Delta Basin



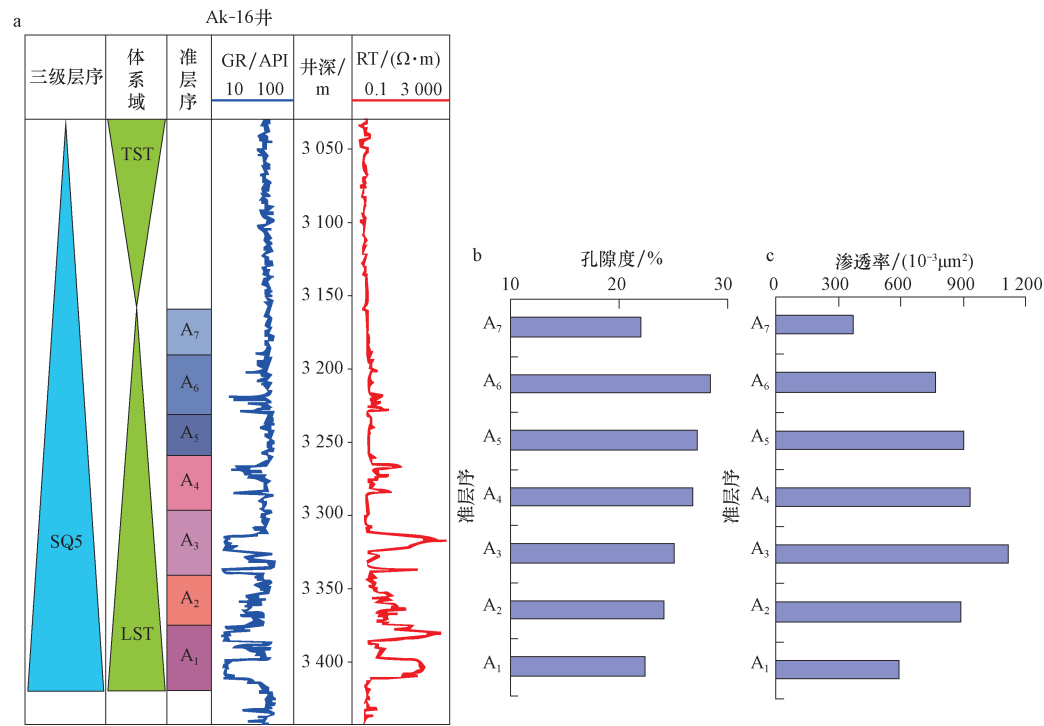


图 6 尼日尔三角洲盆地深水油田 A 三级层序内部同类沉积微相之间垂向物性演化规律  
Fig. 6 Vertical evolution rules of physical properties among the same type of microfaices  
in a third-order sequence of the deep-water oilfield A, Niger Delta Basin

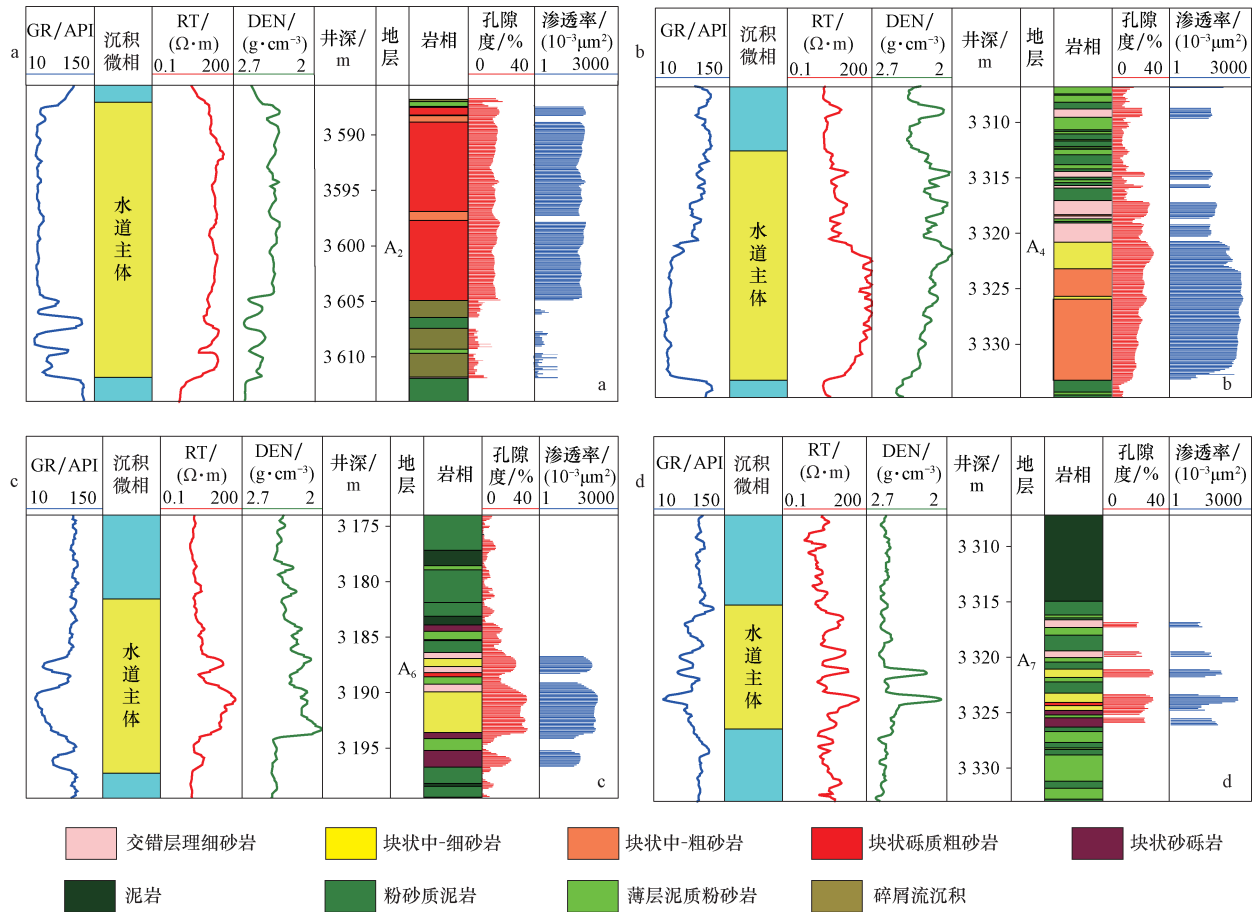


图 7 尼日尔三角洲盆地深水油田 A 水道主体内部的岩石相组合差异  
Fig. 7 Differences of Lithofacies combinations in channel bodies of the deep-water oilfield A, Niger Delta Basin  
a. 低位域早期发育的水道主体, Ak-27 井; b. 低位域中期发育的水道主体, Ak-5G 井;  
c. 低位域中-晚期发育的水道主体, Ak-5ST 井; d. 低位域晚期发育的水道主体, Ak-27 井

期( $A_3-A_4$ ),海平面逐渐上升,水道内部载荷能量逐渐下降,流体类型以高密度砂质浊流为主,水道底部主要发育厚层块状中-粗砂岩,中部正韵律特征明显,由下到上依次为块状中-粗砂岩、块状中-细砂岩和交错层理细砂岩,顶部为泥质细粒沉积,孔渗性能得以改善(图7b)。低位体系域发育的中-晚期( $A_5-A_6$ ),海平面位置较高,水道内部载荷物进一步被海水稀释,水道以沉积作用为主,其底部主要发育块状砂砾岩(滞留和滑塌成因),中部为厚层块状中-细砂岩以及交错层理细砂岩,顶部为泥质细粒沉积;水道内部载荷物密度的降低一方面使得砂体的分选变好,孔隙度继续增大,另一方面,却使得砂体内部泥质含量增加,喉道被大量堵塞,渗透率开始缓慢变小(图7c)。低位体系域发育的晚期( $A_7$ ),海平面上升至最高位置,水道内部流体能量快速衰竭、泥质含量高,水道底部发育少量块状砂砾岩(滞留和滑塌成因)和块状中-细砂岩,中部为泥质细粒沉积夹薄层交错层理细砂岩,顶部为泥岩披覆,孔、渗性能急剧变差(图7d)。

## 4 结论

1) 研究区海底扇储层的孔隙度和渗透率受控于不同的组构参数,前者主要受控于颗粒分选,后者主要受控于杂基含量。

2) 研究区海底扇储层内部不同类型岩石相之间的孔隙度与渗透率表现出截然不同的变化规律。从孔隙度来看,粒度较细、层理较发育的岩石相孔隙度往往较高;从渗透率来看,块状中-粗砂岩的渗透率明显好于其它岩石相,粒度变粗或变细,均会导致渗透率降低。

3) 研究区海底扇储层发育水道主体、近岸天然堤、朵叶主体、朵叶边缘4种沉积微相。不同微相的储集性能相似,孔隙度均值都大于20%;而渗流能力则差异较大,顺物源方向由水道到朵叶、切物源方向由主体到边缘,渗透率逐渐变差。

4) 研究区二级层序通过控制其内部不同位置三级层序的沉积亚相(微相)类型变化,影响储层质量差异;三级层序通过控制其内部不同位置准层序所发育的同类沉积微相的岩相组合变化,影响储层质量差异。

## 参 考 文 献

[1] 吕福亮,贺训云,武金云,等. 世界深水油气勘探现状、发展趋势及对我国深水勘探的启示[J]. 中国石油勘探,2007,12(6): 28-31.

Lü Fuliang, He Xunyun, Wu Jinyun, et al. Current situation and tendency of deepwater oil and gas exploration in the world[J]. China

Petroleum Exploration, 2007, 12(6): 28-31.

[2] 李大伟,李德生,陈长民,等. 深海扇油气勘探综述[J]. 中国海上油气,2007,19(1): 18-24.

Li Dawei, Li Desheng, Chen Changmin, et al. An overview of hydrocarbon exploration in deep submarine fans[J]. China Offshore Oil and Gas, 2007, 19(1): 18-24.

[3] 江怀友,赵文智,闫存章,等. 世界海洋油气资源与勘探模式概述[J]. 海相油气地质,2008,13(3): 5-10.

Jiang Huaiyou, Zhao Wenzhi, Yan Cunzhang, et al. Review on marine petroleum resources and exploration models in the globe[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2008, 13(3): 5-10.

[4] 吴胜和. 储层表征与建模[M]. 北京: 石油工业出版社, 2010: 191-228.

Wu Shenghe. Reservoir characterization and modeling[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010: 191-228.

[5] 朱如凯,郭宏莉,高志勇,等. 塔里木盆地北部地区古近系-白垩系储层质量影响因素探讨[J]. 地质论评,2007,53(5): 624-630.

Zhu Rukai, Guo Hongli, Gao Zhiyong, et al. Probe into influence factors to the physical properties of the Cretaceous and Eocene reservoir in northern Tarim Basin[J]. Geological Review, 2007, 53(5): 624-630.

[6] 宋鹏,吴胜和,朱文春,等. 黄骅坳陷唐家河油田古近系沙河街组一段下部储层质量研究[J]. 古地理学报,2005,7(2): 275-282.

Song Kun, Wu Shenghe, Zhu Wenchun, et al. Reservoir quality of the lower part of Member 1 of Shahejie Formation of Paleogene in Tangjiahe Oilfield, Huanghua Depression[J]. Journal of Paleogeography, 2005, 7(2): 275-282.

[7] 李文浩,张枝焕,胥灵,等. 渤南洼陷北部陡坡带沙河街组砂砾岩有效储层物性下限及其主控因素[J]. 石油与天然气地质,2012,33(5): 766-777.

Li Wenhao, Zhang Zhihuan, Xu Ling, et al. Lower limits of physical properties and their controlling factors of effective coarse-grained clastic reservoirs in the Shahejie Formation on northern steep slope of Bonan subsag, the Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(5): 766-777.

[8] 刘媛媛,郭彦民,邹丙方,等. 辽河油田滩海西部古近系碎屑岩储层特征及主控因素分析[J]. 现代地质,2012,26(3): 569-574.

Liu Yuanyuan, Guo Yanmin, Zou Binfang, et al. Characteristics and controlling factors of Paleogene clastic rocks in the West Sag of the Beach area in Liaohe Oilfield[J]. Geoscience, 2012, 26(3): 569-574.

[9] 胡明毅,沈娇,胡蝶. 西湖凹陷平湖构造带平湖组砂岩储层特征及其主控因素[J]. 石油与天然气地质,2013,34(2): 185-191.

Hu Mingyi, Shen Jiao, Hu Die. Reservoir characteristics and its main controlling factors of the Pinghu Formation in Pinghu tectonic belt, Xihu Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(2): 185-191.

[10] 朱筱敏,董艳蕾,郭长敏,等. 歧口凹陷沙河街组一段层序格架和储层质量分析[J]. 沉积学报,2007,25(6): 934-940.

Zhu Xiaomin, Dong Yanlei, Guo Changmin, et al. Sequence framework and reservoir quality of Sha1 Member in Shahejie Formation, Qikou Sag[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2007, 25(6): 934-940.

[11] 罗忠,罗平,张兴阳,等. 层序界面对砂岩成岩作用及储层质量的影响——以鄂尔多斯盆地延河露头上三叠统延长组为例[J]. 沉



- 积学报, 2007, 25(6): 903–914.
- Luo Zhong, Luo Ping, Zhang Xinyang, et al. Effect of sequence boundary on sandstones diagenesis and reservoir quality: an outcrop study from the Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, Northwest China[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2007, 25(6): 903–914.
- [12] 郭彤楼. 元坝气田长兴组储层特征与形成主控因素研究[J]. 岩石学报, 2011, 27(8): 2381–2391.
- Guo Tonglou. Reservoir characteristics and its controlling factors of the Changxing Formation reservoir in the Yuanba gas field, Sichuan basin, China[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2011, 27(8): 2381–2391.
- [13] 于川洪, 宋晓蛟, 李景景, 等. 长石溶蚀作用对储层物性的影响——以渤海湾盆地东营凹陷为例[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(6): 765–770.
- Yu Chuanqi, Song Xiaojiao, Li Jingjing, et al. Impact of feldspar dissolution on reservoir physical properties: a case from Dongying Sag, the Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(6): 765–770.
- [14] 张纪智, 陈世加, 肖艳, 等. 鄂尔多斯盆地华庆地区长8致密砂岩储层特征及其成因[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(5): 679–684.
- Zhang Jizhi, Chen Shijia, Xiao Yan, et al. Characteristics of the Chang 8 tight sandstone reservoirs and their genesis in Huaqing area, Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(5): 679–684.
- [15] 孟万斌, 吕正祥, 刘家铎, 等. 川西坳陷孝泉—新场地区须家河组四段储层控制因素及预测地质模型[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(4): 483–490.
- Meng Wanbin, Lü Zhengxiang, Liu Jiaduo, et al. Reservoir controlling factors and geological prediction models of the 4th member of the Xujiahe Formation in Xiaoquan-Xinchang area, the western Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(4): 483–490.
- [16] Lien T, Midtbø R E, Martinsen O J. Depositional facies and reservoir quality of deep-marine sandstones in the Norwegian Sea[J]. *Norwegian Journal of Geology*, 2006, 86(2): 71–92.
- [17] Sweet M L, Sumpter L T. Genesis field, gulf of Mexico: recognizing reservoir compartments on geologic and production time scales in deep-water reservoirs [J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(12): 1701–1729.
- [18] Cross N E, Cunningham A, Cook R J, et al. Three-dimensional seismic geomorphology of a deep-water slope-channel system: the Sequoia field, offshore west Nile Delta, Egypt [J]. *AAPG Bulletin*, 2008, 92(8): 1063–1086.
- [19] Surlyk F, Jensen S K, Engkilde M. Deep channels in the Cenomanian-Danian Chalk Group of the German North Sea sector: evidence of strong constructional and erosional bottom currents and effect on reservoir quality distribution [J]. *AAPG Bulletin*, 2008, 92(11): 1565–1586.
- [20] 赵艳军, 鲍志东, 王星, 等. 尼日尔盆地某深水海底扇发育的控制因素[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2012, 27(2): 6–12.
- Zhao Yanjun, Bao Zhidong, Wang Xing, et al. Control factors of a submarine fan in Niger Basin[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2012, 27(2): 6–12.
- [21] 邓荣敬, 邓运华, 于水, 等. 尼日尔三角洲盆地油气地质与成藏特征[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(6): 755–762.
- Deng Rongjing, Deng Yunhua, Yu Shui, et al. Hydrocarbon geology and reservoir formation characteristics of Niger delta Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2008, 35(6): 755–762.
- [22] 刘剑平, 潘校华, 马君, 等. 西部非洲地区油气地质特征及资源概述[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(3): 378–384.
- Liu Jianping, Pan Xiaohua, Ma Jun, et al. Petroleum geology and resources in West Africa: An overview [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2008, 35(3): 378–384.
- [23] 张国涛, 张尚锋, 李媛, 等. 尼日尔深水区海底扇水道地震形态与迁移历史[J]. 大庆石油学院报, 2012, 36(1): 19–24.
- Zhang Guotao, Zhang Shangfeng, Li Yuan, et al. Seismic patterns and migration history of submarine fan channel in Niger deep-water area [J]. *Journal of Daqing Petroleum Institute*, 2012, 36(1): 19–24.
- [24] 林煜, 吴胜和, 王星, 等. 深水浊积水道体系构型模式研究——以西非尼日尔三角洲盆地某深水研究区为例[J]. 地质论评, 2013, 59(3): 510–520.
- Lin Yu, Wu Shenghe, Wang Xing, et al. Research on architecture model of deepwater turbidity channel system: a case study of a deep-water research area in Niger Delta Basin, West Africa [J]. *Geological Review*, 2013, 59(3): 510–520.
- [25] 高红灿, 郑荣才, 魏钦廉, 等. 碎屑流与浊流的流体性质及沉积特征研究进展[J]. 地球科学进展, 2012, 27(8): 815–826.
- Gao Hongcan, Zheng Rongcai, Wei Qinlian, et al. Reviews on fluid properties and sedimentary characteristics of debris flows and turbidity currents [J]. *Advances in Earth Science*, 2012, 27(8): 815–826.
- [26] Seranne M, Anka Z. South Atlantic continental margins of Africa: comparison of the tectonic vs climate interplay on the evolution of equatorial West Africa and Southwest Africa margins [J]. *Journal of African Earth Sciences*, 43(1–3): 283–300.
- [27] Shanmugam G. 50 years of the turbidite paradigm (1950s–1990s): deep-water processes and facies models—a critical perspective [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2000, 17(2): 285–342.
- [28] Marr J G, Harff P A, Shanmugam G, et al. Experiments on subaqueous sandy gravity flows: the role of clay and water content in flow dynamics and depositional structures [J]. *Bulletin of Geological Society of America*, 2005, 113(11): 1377–1386.

(编辑 张亚雄)