

# 渤海湾盆地束鹿凹陷古近系沙河街组湖相混积 泥灰岩致密油储层特征

付小东<sup>1,2</sup>, 吴健平<sup>3</sup>, 寿建峰<sup>1,2</sup>, 王小芳<sup>1,2</sup>, 周进高<sup>1,2</sup>, 张天付<sup>1,2</sup>, 郭永军<sup>3</sup>

(1. 中国石油 杭州地质研究院, 浙江 杭州 310023; 2. 中国石油 集团碳酸盐岩储层重点实验室, 浙江 杭州 310023;

3. 中国石油 华北油田分公司, 河北 任丘 062552)

**摘要:**渤海湾盆地束鹿凹陷沙河街组三段下亚段( $E_s^{3(下)}$ )广泛发育一套湖相混积成因“泥灰岩”,是致密油勘探的主要目标层系。通过岩心和薄片观察、孔渗、压汞、扫描电镜、CT、核磁共振等分析,揭示了该套特殊成因混积泥灰岩储层地质特征;结合地质、地球化学综合分析,明确有利储层发育主控因素,建立储层分类评价标准,指出致密油勘探有利区带。结果表明:束鹿凹陷 $E_s^{3(下)}$ 泥灰岩主要包括互层混积的纹层状泥灰岩和结构混积的块状泥灰岩两类,矿物组成均以方解石为主,其次为白云石,粘土矿物与石英、长石含量低。储层孔隙度一般低于4.0%,基质渗透率一般小于 $10 \times 10^{-3} \mu m^2$ ,属特低孔特低渗储层。储层孔隙类型多样、孔隙结构复杂,发育两大类8亚类储集空间,基质孔以纳米级孔隙为主。不同岩石结构的泥灰岩储层物性与孔隙结构差异明显,纹层状泥灰岩孔隙分布非均质性强,表现出双重或多重孔隙介质特征,孔渗条件和孔隙结构优于块状泥灰岩。混积泥灰岩有利储层发育受沉积亚相、岩石结构、有机质丰度与成熟度、构造缝等因素综合控制;斜坡内带及洼槽区半深湖-深湖亚相的高TOC纹层状泥灰岩是致密油勘探的有利目标。

**关键词:**混积泥灰岩;致密油储层;沙河街组;束鹿凹陷;渤海湾盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

## Tight oil reservoir characteristics of lacustrine mixed marlstone in the Palaeogene Shahejie Formation of Shulu Sag, Bohai Bay Basin

Fu Xiaodong<sup>1,2</sup>, Wu Jianping<sup>3</sup>, Shou Jianfeng<sup>1,2</sup>, Wang Xiaofang<sup>1,2</sup>, Zhou Jingao<sup>1,2</sup>, Zhang Tianfu<sup>1,2</sup>, Guo Yongjun<sup>3</sup>

(1. Hangzhou Research Institute of Geology, PetroChina, Hangzhou, Zhejiang 310023, China; 2. CNPC Key Laboratory of Carbonate Reservoirs, Hangzhou, Zhejiang 310023, China; 3. North China Oilfield Company, PetroChina, Renqiu, Hebei 062552, China)

**Abstract:** Lacustrine marlstones of mixed siliciclastic-carbonate origin are widely developed in the lower third member of the Shahejie Formation( $E_s^{3L}$ ) in the Shulu Sag, Bohai Bay Basin, and are the main target layers for tight oil exploration. Various data including core analysis, thin section observation, porosity and permeability measurement, mercury intrusion porosimetry, scanning electronic microscope (SEM), CT scanning and nuclear magnetic resonance (NMR) were used to clarify the geologic properties of the special marlstone reservoir of mixed siliciclastic-carbonate origin. Based on the comprehensive analyses in geology and geochemistry, the main controlling factors favorable for reservoirs development were revealed, the criteria for reservoir classification and evaluation were established, and furthermore the favorable plays for tight oil exploration were pointed out. The results indicate that the marlstones in  $E_s^{3L}$  can be divided into two groups, namely lamellar marlstones of interlaminated mixing and blocky marlstones of structural mixing. The mineral compositions of both types are dominated by calcite, followed by dolomite, and are low in contents of clay, quartz, and feldspar. The reservoir porosity is typically below 4.0%, and matrix permeability less than  $10 \times 10^{-3} \mu m^2$ , manifesting its nature of ultra-low porosity and extra-low permeability reservoir. There are diverse types of reservoir pores with complicated structures, which can be divided into two categories and eight subcategories. Most of the matrix pores are nanopores. Reservoir properties and pore structures are distinctly different between marlstones with diverse structures: the pore distribution in the

收稿日期:2017-11-21;修订日期:2018-10-17。

第一作者简介:付小东(1980—),男,博士、高级工程师,油气地质。E-mail: fuxd\_hz@petrochina.com.cn。

基金项目:中国石油天然气股份有限公司重大科技专项(2014E-35);国家科技重大专项(2018A-0105)。

lamellar marlstones is highly heterogeneous, featuring double or multi-porosity media; the lamellar marlstones are better than blocky marlstones in terms of porosity and pore structure. The favorable marlstone reservoirs of mixed siliciclastic-carbonate origin are controlled by sedimentary subfacies, rock fabric, abundance and maturity of organic matters, and density of structural fractures. As for tight oil exploration, the lamellar marlstones with high TOC that are deposited in inner slope and semi-deep and deep lacustrine subfacies of trough areas are the favorable targets for tight oil exploration.

**Key words:** mixed marlstone, tight oil reservoir, Shahejie Formation, Shulu Sag, Bohai Bay Basin

国外学者 Mount 1985 年首次提出“混合沉积物”的概念,提出了 4 种混合沉积物的成因类型<sup>[1]</sup>。国内学者杨朝青等 1990 年提出“混积岩”的概念<sup>[2]</sup>,将其定义为陆源碎屑与碳酸盐颗粒及灰泥混生在一起的一类沉积岩,并将碳酸盐组分大于 25%、陆源碎屑大于 10% 的混合沉积归为混积岩。广义的混积岩包括两大类:① 岩石中碳酸盐组分与陆源碎屑组分混合产出;② 碳酸盐岩与陆源碎屑岩高频率交互产出。狭义的混积岩是指上述的第 2 类<sup>[3]</sup>。

渤海湾盆地束鹿凹陷沙河街组三段下亚段(简称  $E_s^{3(下)}$ )发育一套湖相碳酸盐灰泥与陆源碳酸盐岩碎屑混合沉积形成的混积岩<sup>[4-7]</sup>,过去受现场分析化验条件和地质认识的限制,对该套特殊成因的泥级沉积物难以细化区分,前人常笼统称之泥灰岩类或石灰泥岩<sup>[4-7]</sup>。该套混积岩有机质丰度高、厚度大、分布较广,既是凹陷内主要的烃源岩,也是致密油勘探主要目的层,属于“自生自储”型致密油储层。近年相继钻探的束探 1 井、束探 3 井等数口致密油探井在该套泥灰岩段均获得工业油流<sup>[8]</sup>,展示了良好勘探前景。混积泥灰岩成因特殊,孔隙结构复杂,明确其储层特征与“甜点”储层主控因素,对该类型致密油勘探具有重要意义。依托束探 3 井等系统取心井岩心,在岩矿、物性特征分析基础之上,结合场发射电镜、CT 扫描和核磁共振以及有机地球化学分析,揭示了混积泥灰岩储层特征,明确了“甜点”储层发育主控因素,建立了储层发育模式与分类评价标准,指出了该类致密油勘探有利区带与目标层位。

## 1 区域地质概况

束鹿凹陷是渤海湾盆地冀中拗陷南部的一个重要富油凹陷,是在前古近系基底上发育的东断西超 NE 走向的狭长单断簸状凹陷,主体勘探面积约 700 km<sup>2</sup>。构造上具有南北分区,东西分带的特征(图 1a), $E_s^3$  早期,由于凹陷内台家庄和荆秋 2 个古隆起和相关断裂的分隔,凹陷由南至北被依次分隔为南、中、北 3 个次级洼陷;东西向则依次可划分为东部陡坡带、中部洼槽

带和西部缓坡带 3 个构造单元<sup>[5]</sup>。古近系是该凹陷最主要的发育时期,主要发育沙河街组三段(沙三段)及以上的地层<sup>[9]</sup>。

受宁晋凸起等碳酸盐岩隆起区物源及沉积环境控制,古近纪早期,束鹿凹陷沙三段中、下部主发育碳酸盐质砂砾岩(角砾岩)和混积成因泥灰岩,往上为正常的砂泥岩沉积。厚层块状砂砾岩主要为贫基质的碎屑流沉积;细粒沉积的泥灰岩主要为混合沉积,并可进一步划分为结构混合、互层混合和夹层混合 3 种类型<sup>[4,10]</sup>,混积泥灰岩多形成于半深湖-深湖环境<sup>[10]</sup>。凹陷内  $E_s^{3(下)}$  可划分为 5 个三级层序(SQ1—SQ5)和 15 个准层序组<sup>[8]</sup>,混积泥灰岩在各层序的湖侵体系域和高位体系域皆发育(图 1b)。 $E_s^{3(下)}$  泥灰岩地层在凹陷内呈东厚西薄的楔状体,主要分布于凹陷缓坡带以及洼槽区,区域厚度 100~1 500 m 不等<sup>[5]</sup>,往凹陷中心其厚度逐渐增大,目前钻遇泥灰岩最大厚度 603 m。

## 2 泥灰岩致密油储层特征

### 2.1 岩石矿物学特征

$E_s^{3(下)}$  混积成因泥灰岩类型复杂多样,崔周旗等根据其岩石组构和矿物组分特征,结合地震、测井响应特征,对其进行了系统的多维岩性分类<sup>[11]</sup>。为便于表述,本文根据岩石组构特征主要划分为纹层状泥灰岩和块状泥灰岩两亚类来讨论混积泥灰岩致密储层特征。纹层状泥灰岩由互层混合方式沉积形成(广义混积岩),镜下可观察到明暗相间的纹层组成韵律层(图 2)。亮纹层主要为化学沉淀形成,矿物成分较单一,主要石泥晶-微晶的方解石和白云石,阴极发光呈橘红色。暗纹层则主要为机械沉积形成,矿物组成复杂,由泥晶方解石和白云石、泥质、碳酸盐岩砂屑、石英、有机质、黄铁矿等组成,阴极发光颜色较暗且杂乱。受离物源区的远近、物源供应的多少及所处部位的不同及构造运动的影响,纹层主要呈现出 4 种形态:①薄层暗色灰质泥岩与亮色泥晶灰岩不等厚互层,纹层界线平行或不平行(图 2a,b),形成于陆源物质少的静水

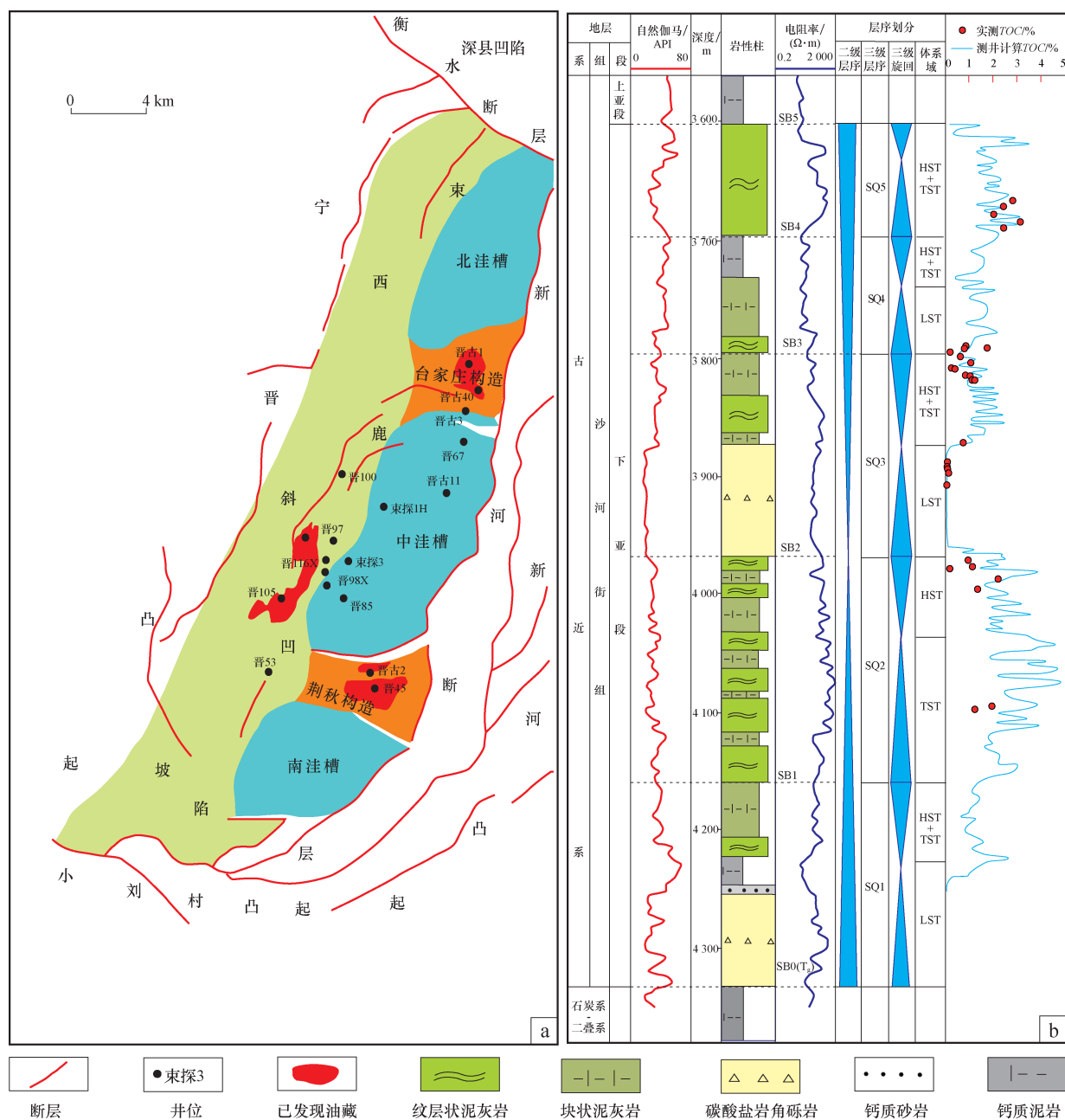


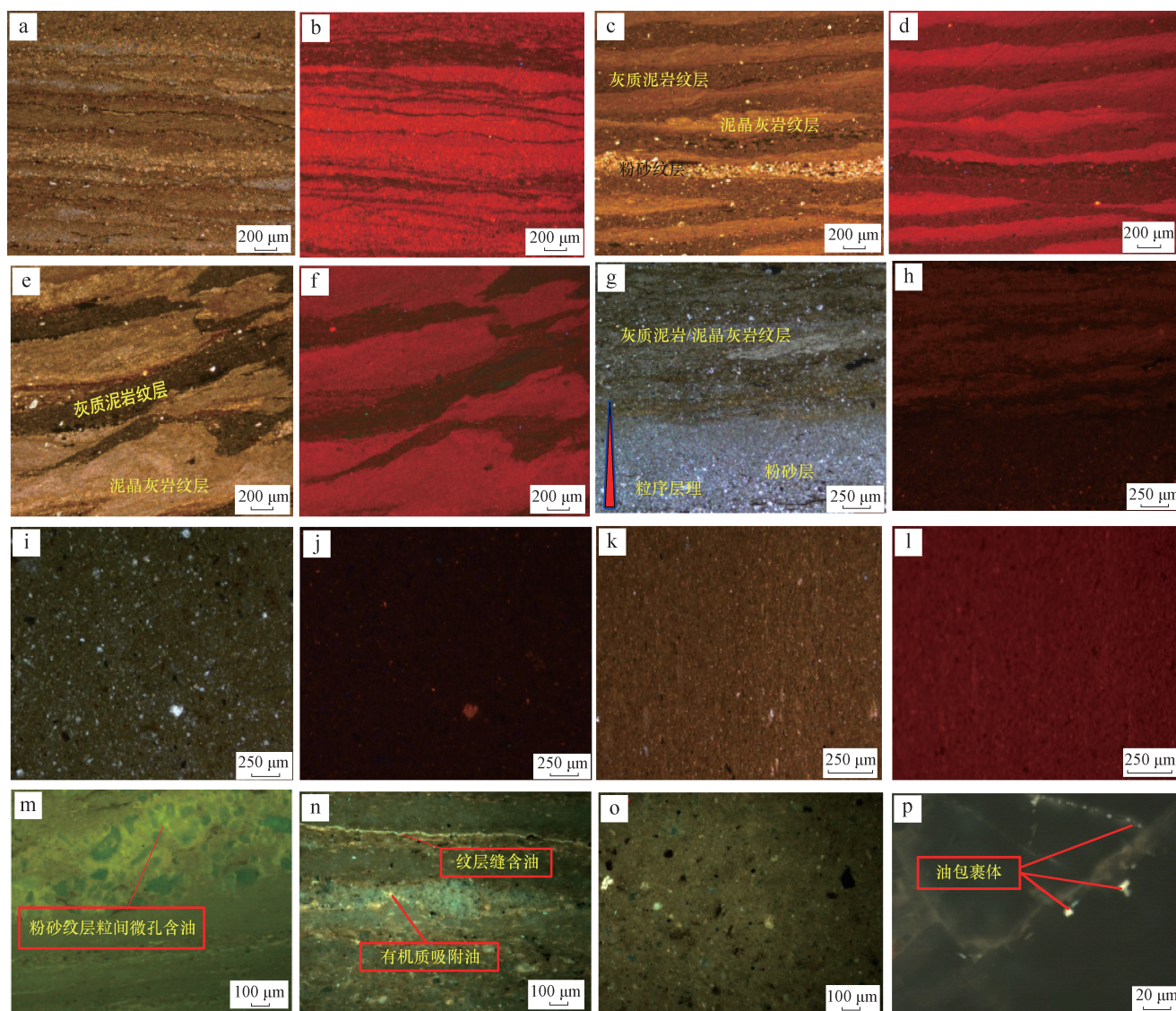
图1 渤海湾盆地东鹿凹陷区域构造特征与 Es<sup>3L</sup> 地层综合柱状图(据文献[9],有修改)

Fig. 1 Regional structural characteristics and stratigraphic column of Es<sup>3L</sup> in Shulu Sag, Bohai Bay Basin (modified from reference[9])

a. 东鹿凹陷构造单元划分; b. Es<sup>3L</sup> 地层综合柱状图

环境,以碳酸盐岩清水沉积为主<sup>[4]</sup>;②含陆屑灰质泥岩与含泥或不含泥的泥晶灰岩近等厚互层,常见薄层的粉-细砂岩夹层(夹层混积),纹层界线平行(图2c,d),形成于近岸深水区或陆源间歇供给充分的深水环境<sup>[4]</sup>;③纹层界线清晰的波状纹层(图2e,f),形成于坡度较陡的斜坡环境中,层状沉积物还未固结,就沿着斜坡滑动变形而形成;④由下至上,粉砂岩与泥灰岩或泥晶灰岩形成具粒序变化的递变层所组成的韵律沉积(图2g,h),与远源浊流沉积有关<sup>[4]</sup>。

块状泥灰岩主要为结构混合沉积形成(狭义的混积岩),包括以陆源组分为主和以内源组分为主2种混源沉积形式。前者以富含有机质的泥质或陆源碳酸盐岩碎屑(其成分主要为方解石)为主,少量石英、长石等陆源碎屑,偶见球粒状黄铁矿不均一分布(图2i),阴极发光呈杂乱的暗色(图2j)。后者组分中以原地沉积的泥晶方解石为主,仅有少量陆源碳酸盐岩砂屑、石英、长石及粘土矿物等组分(图2k),阴极发光呈橘红色且较均一(图2l),该类沉积主要出现在半深湖一

图2 束鹿凹陷束探3井  $Es^{3L}$  泥灰岩岩石学特征Fig. 2 Petrologic features of marlstones in the  $Es^{3L}$  of Well shutan 3 in Shulu Sag

a, b. 灰质泥岩/泥灰岩与含陆屑泥晶灰岩不等厚互层,埋深3 974.76 m, a为单偏光照片, b为阴极发光照片; c, d. 灰质泥岩/粉砂岩与泥晶灰岩近等厚互层,埋深3 681.49 m, c为单偏光照片, d为阴极发光照片; e, f. 灰质泥岩与含陆屑泥晶灰岩构成波状层理,埋深3 677.61 m, e为单偏光照片, f为阴极发光照片; g, h. 粉砂岩与泥灰岩或泥晶灰岩形成具粒序层理,埋深3 984.52 m, g为单偏光照片, h为阴极发光照片; i, j. 以陆源组分为主的块状灰质泥岩/泥灰岩,埋深3 817.65 m, i为单偏光照片, j为阴极发光照片; k, l. 以内源灰泥为主的块状泥晶灰岩/泥灰岩,埋深4 100.71 m, k为单偏光照片, l为阴极发光照片; m. 纹层状泥灰岩,粉砂纹层粒间微孔含油明显,淡黄色荧光;埋深3 687.96 m, 荧光薄片照片; n. 纹层状泥灰岩,纹层缝、灰质泥岩纹层及有机质中含油明显,淡黄色、褐黄色荧光,埋深3 978.76 m, 荧光薄片照片; o. 块状泥灰岩,含油较少,均一分布在各类微孔中,埋深3 809.15 m, 荧光薄片照片; p. 方解石脉中油包裹体、晶间孔含油,埋深3 984 m, 荧光薄片照片

深湖环境中,陆源碎屑供给较充足时为含陆屑泥晶灰岩;反之,则为泥晶灰岩。

沙三段下亚段的陆源碎屑主要源自周围宁晋凸起等物源区下古生界的海相碳酸盐岩地层,因缺乏碎屑岩地层,混积泥灰岩中的陆源碎屑主要为碳酸盐岩砂屑<sup>[7]</sup>。因此无论是纹层状泥灰岩还是块状泥灰岩,其矿物组成均以方解石为主,含量主要分布在50%~90%;其次为白云石,含量主要在5%~35%;粘土矿物含量较低,平均约为10%;陆源石英含量低,主要在

2%~20%,长石含量基本在2%以下。

## 2.2 储层物性条件

$Es^{3L}$  泥灰岩气测孔隙度基本在4.0%以下,无明显裂缝的泥灰岩样品水平渗透率大多低于 $10 \times 10^{-3} \mu m^2$ (图3a),总体上属于典型的特低孔、特低渗致密储层。纹层状泥灰岩孔隙度总体上高于块状泥灰岩,前者洗油前利用氦孔隙度仪测得的孔隙度主要在0.5%~2.5%,平均1.47%,后者则主要在0.1%~

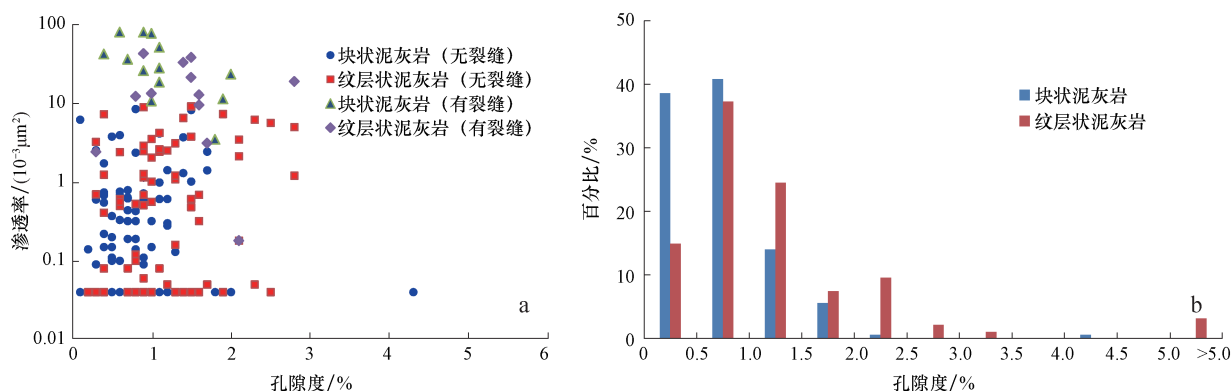


图3 束鹿凹陷  $\text{Es}^{3(\text{下})}$  泥灰岩孔隙度、渗透率分布特征

Fig. 3 Distribution characteristics of porosity and permeability of marlstones in the  $\text{Es}^{3\text{L}}$  of Shulu Sag

a. 孔隙度、渗透率关系; b. 孔隙度分布直方图

2.0%, 平均仅 0.76% (图 3b)。洗油后泥灰岩气测孔隙度明显增加, 纹层状泥灰岩和块状泥灰岩洗油后孔隙度分别平均增大 1.07% 和 0.60%, 表明地质条件下部分孔隙被原油或沥青质充填。此外, 利用核磁共振技术对饱和水的泥灰岩样品进行了核磁孔隙度测试, 纹层状泥灰岩核磁孔隙度主要在 0.8% ~ 4.0%, 平均 2.45%; 块状泥灰岩核磁孔隙度主要在 0.7% ~ 2.5%, 平均为 1.35%; 利用核磁共振测得的孔隙度比利用氦气测得的孔隙度高, 可能是由于泥灰岩中部分孤立的纳米级微孔和束缚水占据的部分孔隙氦气法难以测到所致。纹层状泥灰岩由于纹层缝发育, 水平渗透率明显高于块状泥灰岩, 前者平均渗透率约  $1.60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 后者平均渗透率仅  $0.49 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

### 2.3 储集空间类型

$\text{Es}^{3(\text{下})}$  泥灰岩发育多种类型储集空间, 总体上可分为孔隙和裂缝型两大类 8 亚类储集空间 (图 4)。

#### 2.3.1 孔隙型储集空间

孔隙型储集空间根据其成因与形态, 可进一步分为粒间孔、溶蚀孔、晶间孔、粒内/晶内孔和有机质孔 5 亚类, 不同类型孔隙形貌特征、孔径大小有明显差异。

##### 1) 粒间孔

受压实作用和胶结作用的双重影响, 泥灰岩中的原生粒间孔隙大多消失, 偏光显微镜下难以观察到明显的残余粒间孔。但在扫描电镜下可见部分陆源碎屑 (主要是碳酸盐岩砂屑) 间仍存在一定量的粒间孔 (图 4a, b)。纹层状泥灰岩中粒间孔主要发育在以机械沉积为主的灰质泥岩纹层 (暗纹层) 或粉-细砂岩夹层中; 块状泥灰岩中粒间孔主要分布在粉砂级的陆源碎屑颗粒间。

##### 2) 溶蚀孔

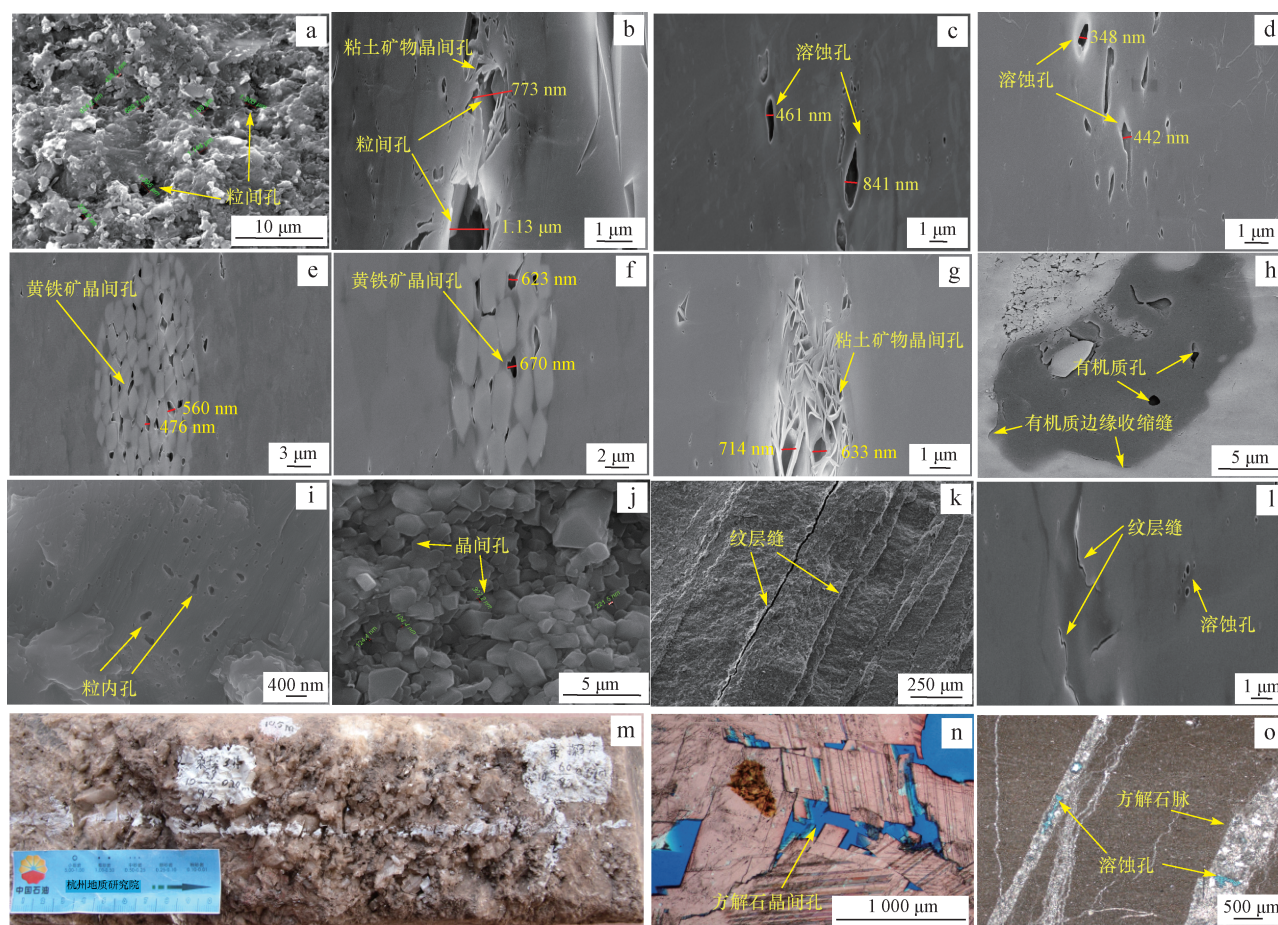
溶蚀孔在纹层状泥灰岩和块状泥灰岩中均广泛发育, 通常是多个溶孔密集分布 (图 4c, d, l), 沾化凹陷沙河街组富有机质钙质页岩中也可见此类孔隙发育<sup>[12-14]</sup>。此外在充填裂缝的方解石脉中也可见到次生溶孔 (图 4o)。溶孔的形成与生烃早期有机酸溶蚀有关, 由于沙三段泥灰岩有机质丰度高, 矿物组分又以易溶的方解石为主, 生烃早期形成的大量有机酸可使方解石等矿物溶蚀从而形成大量溶蚀孔, 这些溶蚀孔形成后随着埋深的增加, 被压扁成椭圆状或拉长状。

##### 3) 晶间孔

泥灰岩中的晶间孔包括黄铁矿晶间孔、粘土矿物晶间孔和碳酸盐矿物晶间孔等。①黄铁矿晶间孔:  $\text{Es}^{3(\text{下})}$  泥灰岩多沉积于半深湖-深湖的还原环境, 在沉积和成岩演化过程中形成了大量球粒状黄铁矿集合体, 这些集合体中晶间孔十分发育 (图 4e, f)。②粘土矿物晶间孔: 粘土矿物在脱水转化过程中形成的晶间孔,  $\text{Es}^{3(\text{下})}$  泥灰岩虽然粘土矿物含量总体不高, 但在扫描电镜下可观察到伊利石等粘土矿物晶间孔十分发育 (图 4b, g)。③碳酸盐矿物晶间孔: 包括两种类型, 一类是泥灰岩基质中部分晶型较好, 晶粒较粗的白云石或方解石晶体间可见纳米级的晶间微孔 (图 4j); 另一类是方解石脉中粗晶方解石晶间孔 (图 4n)。

##### 4) 有机质孔

有机质在生成油气的过程中可在内部形成孔隙, 孔隙发育程度与有机质成熟度和类型密切相关, 通常成熟度较高的样品有机质孔更发育, 藻类体 (腐泥组) 比镜质体更容易生成有机质孔<sup>[15-17]</sup>。束鹿凹陷沙三段下亚段泥灰岩富含有机质, TOC 主要分布在 0.5% ~ 5.0%, 平均 1.79%; 有机质类型主要为 II<sub>1</sub> 型, 富含藻

图4 束鹿凹陷束探3井Es<sup>3(下)</sup>混积泥灰岩储集空间特征Fig. 4 Characteristics of the mixed marlstone reservoir space in the Es<sup>3L</sup> of Well shutan 3 in Shulu Sag

a. 粒间孔,纹层状泥灰岩,埋深3 978.8 m,平行纹层自然断面—扫描电镜照片;b. 粒间孔、粘土矿物晶间孔,纹层状泥灰岩,埋深3 981.9 m,氩粒子抛光—场发射电镜照片;c. 溶蚀孔,块状泥灰岩,埋深4 101.6 m,氩粒子抛光—场发射电镜照片;d. 溶蚀微孔,块状泥灰岩,埋深3 984.9 m,氩粒子抛光面—场发射电镜照片;e. 黄铁矿晶间孔,纹层状泥灰岩,埋深3 677.1 m,氩粒子抛光—场发射电镜照片;f. 黄铁矿晶间孔,块状泥灰岩,埋深3 817.7 m,氩粒子抛光—场发射电镜照片;g. 粘土矿物晶间孔,样品同b,氩粒子抛光—场发射电镜照片;h. 有机质孔、收缩缝,纹层状泥灰岩,束探1井,埋深4 077.5 m,氩粒子抛光—场发射电镜照片;i. 碳酸盐岩碎屑粒内孔,纹层状泥灰岩,埋深3 796.5 m,垂直纹层自然断面—扫描电镜照片;j. 碳酸盐岩矿物晶间孔,纹层状泥灰岩,埋深3 983.4 m,平行纹层自然断面—扫描电镜照片;k. 纹层缝,样品同j,垂直纹层自然断面—扫描电镜照片;l. 与有机质相伴生的纹层缝、溶蚀孔,样品同a,氩粒子抛光—场发射电镜照片;m. 张性构造缝充填粗晶方解石脉,埋深3 984.0~3 984.3 m,岩心照片;n. 方解石脉中晶间孔,样品同m,铸体薄片照片;o. 方解石脉及方解石脉中溶蚀孔,样品同a,铸体薄片照片

类体,具备大量形成有机质孔的物质基础;但成熟度较低(镜质体反射率 $R_o$ 值主要在0.7%~1.3%),总体处于低成熟—成熟阶段。在荧光显微镜和扫面电镜下可见到大量条带状或块状有机质,但因成熟度较低,多数有机质未观察到明显的机质孔,仅在部分样品块状有机质中观察到孔径较大的有机质孔(图4h)。在凹陷西部斜坡区,泥灰岩中有机质孔欠发育,但在洼槽区,随着有机质成熟度达到成熟中晚期—高成熟阶段,泥灰岩具备大量发育有机质孔的条件。

### 5) 粒内孔

粒内孔主要见于陆源碳酸盐岩砂屑和亮晶方解石、白云石晶体内(图i)。白云岩砂屑较灰岩砂屑粒内孔更发育,孔隙主要继承自母岩地层;亮晶方解

石、白云石晶体内孔隙包括矿物在结晶过程中形成的晶格缺陷,或由于次生溶蚀作用形成的近圆状溶蚀孔。

### 2.3.2 裂缝型储集空间

#### 1) 纹层缝

纹层缝主要发育在纹层状泥灰岩中(图4k,l),由于两类纹层在矿物组成、沉积方式上具有明显差异,在成岩过程中顺层理容易形成纹层缝,其发育程度受两类纹层互层频率所控制,纹层缝既是重要的储油空间,也可极大的改善泥灰岩在水平方向上的渗透性。

#### 2) 构造缝

束鹿凹陷地质历史上断裂活动强烈,发育走向主

要为NE向拉张性正断层,馆陶组沉积期是喜马拉雅构造运动Ⅱ幕时期,构造作用强烈,形成3条较大的断层<sup>[18]</sup>。混积泥灰岩脆性矿物含量高,在多期断层活动作用下易于产生裂缝(图4n—q),岩心统计裂缝密度在0.3~4条/m。构造缝既是重要的储集空间,又是油气运移的重要通道。根据泥灰岩中裂缝倾角大小分为水平缝、低角度缝、高角度缝和垂直缝4类;以高角度缝为主(占37%),其次为垂直缝(占27%),低角度缝和水平裂缝分别占24%、12%。裂缝的充填物主要是方解石,其次为混合物(方解石、铁质、泥质以及有机质等)充填。从构造缝性质和充填物特征来看,Es<sup>3(下)</sup>泥灰岩地层中至少发育两期构造裂缝,早期构造缝为张性裂缝,部分裂缝被发棕黄色光的方解石全充填;后一期构造作用表现为压扭,将早期构造缝中充填的发棕黄色光的方解石揉碎,之后又被发橙黄色光的方解石充填或部分充填<sup>[19]</sup>。

### 3) 有机质收缩缝

泥灰岩中有机质受热演化程度的影响,有机质孔总体欠发育,但在块状或条带状有机质边缘或内部,常可见因生烃演化导致块状有机质体积收缩形成的有机质收缩缝(图4h,l)。

### 2.3.3 孔隙分布特征与储集空间组合类型

不同岩石组构的泥灰岩孔隙分布特征具有明显差异,CT扫描显示纹层状泥灰岩不同纹层受矿物组成、沉积方式的差异所控制,孔隙发育表现出强非均质性。以机械沉积为主形成的灰质泥岩纹层、灰质粉砂岩纹层基质孔更发育,包括粒间孔、溶蚀孔、晶间孔、粒内孔和有机质孔等多种类型;以化学沉积为主的泥晶灰岩纹层十分致密,孔隙较少,孔隙以溶蚀孔、碳酸盐矿物晶间孔和晶体内微孔为主,黄铁矿和粘土矿物晶间孔较少。纹层状泥灰岩中基质孔主要发育在以机械沉积为主的纹层中,似层状分布;块状泥灰岩由于组构较为均一,基质孔分布也较均一。

根据孔隙、纹层缝和裂缝发育程度的不同,Es<sup>3(下)</sup>泥灰岩致密油储层可划分为四类储集空间组合。一是纹层缝+基质孔型,主要为构造裂缝不发育的纹层状泥灰岩;二是构造缝+纹层缝+基质孔型,主要为发育构造裂缝的纹层状泥灰岩;三是基质孔型,主要为构造裂缝不发育的块状泥灰岩;四是构造缝+基质孔型,主要为发育构造裂缝的块状泥灰岩。四类储层中,构造缝+纹层缝+基质孔型储层孔隙结构最好,其次为纹层缝+基质孔型和构造缝+基质孔型,基质孔型储层最差。

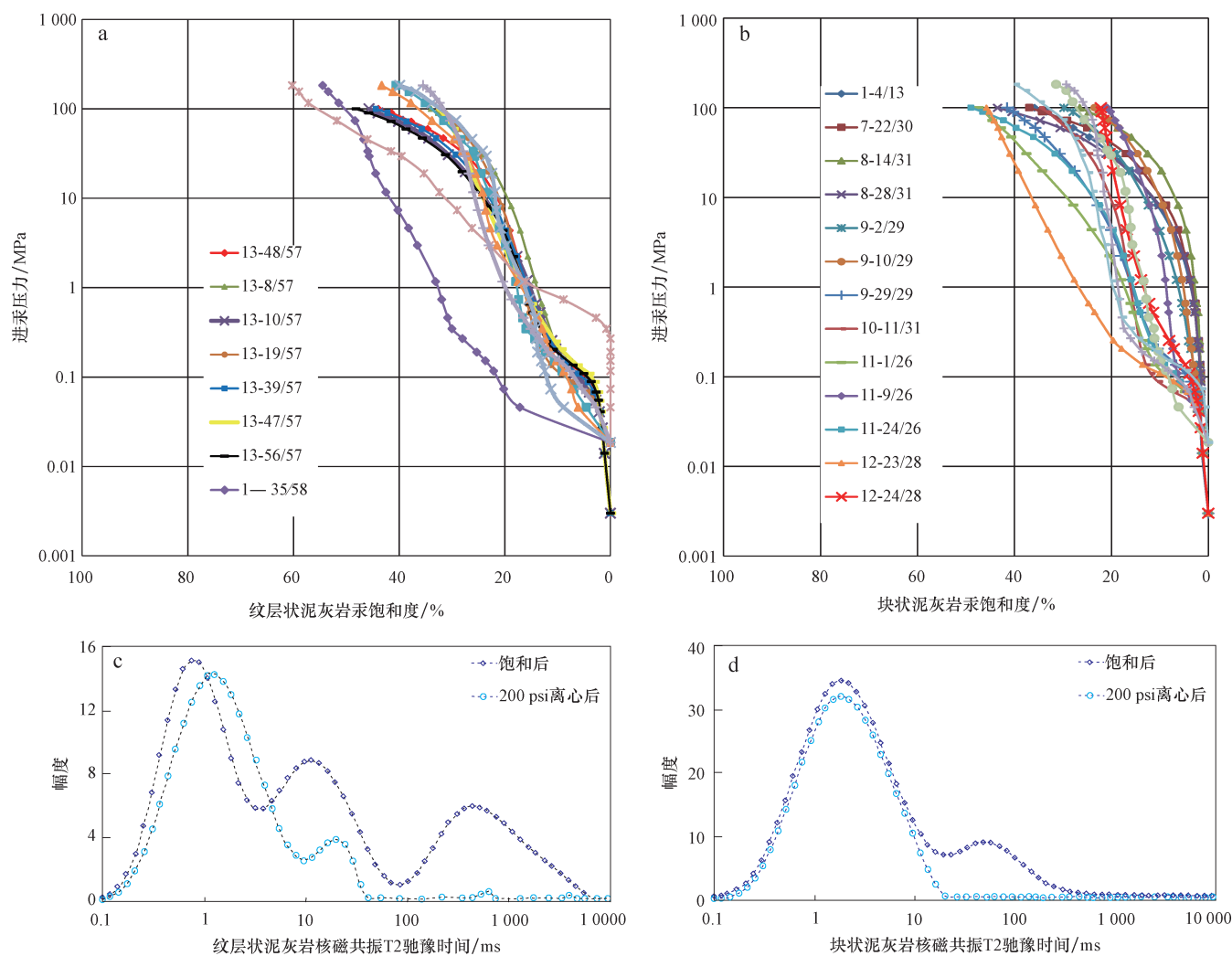
## 2.4 储层孔隙结构特征

储层孔隙结构是指岩石所具有的孔隙和喉道的几何形态、大小、分布及其相互连通性等,孔隙结构对致密储层渗流能力、含油性、致密油的有效动用具有明显控制作用,沙三段下亚段两类组构的泥灰岩储层孔隙结构具较明显差异(图5)。纹层状泥灰岩压汞进汞饱和度相对较高(35%~60%),毛管压力曲线表现出较明显的“双台阶”(图5a),核磁共振T2谱具有较明显的双峰或三峰特征(图5c),表明纹层状泥灰岩微缝(纹层缝)和微米级的中大孔(孔隙直径 $\geq 1\mu\text{m}$ ,下同)和纳米级微孔(孔隙直径 $< 1\mu\text{m}$ ,下同)均较发育,具有双重或多重孔隙介质特征。块状泥灰岩压汞进汞饱和度低(20%~40%),毛管压力曲线“双台阶”不明显(图5b),核磁共振T2谱表现为不明显的双峰或单峰,主峰偏左(图5d),说明块状泥灰岩中微缝和微米级中大孔欠发育,孔隙结构比纹层状泥灰岩差。

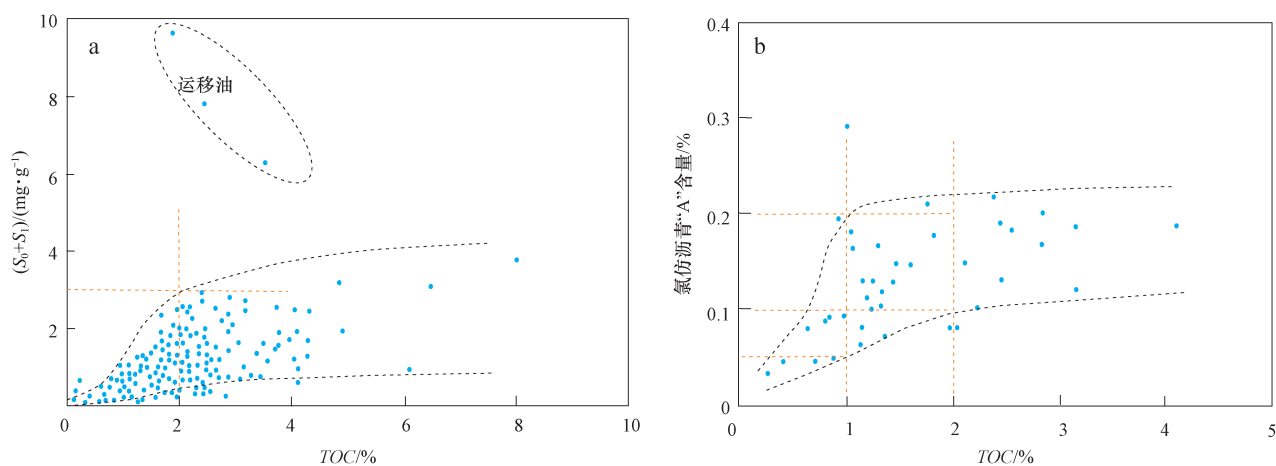
泥灰岩致密储层中孔喉主要为纳米级孔喉,占总孔喉数量的比例主要在65%~95%,微米级孔喉占比一般低于35%。其中纹层状泥灰岩中微米级孔喉占比在2.8%~33.1%,平均15.7%;块状泥灰岩中微米级孔喉占比在1.7%~27.1%,平均11.3%。不同成因孔隙其直径分布范围存在明显差异,其中粒间孔、溶蚀孔、粘土矿物晶间孔和方解石脉中的溶蚀孔、晶间孔的孔径相对较大,微米级孔隙较发育;碳酸盐矿物晶间孔、晶(粒)内孔,黄铁矿晶间孔,有机质孔等孔径细小,基本为纳米级孔隙。泥灰岩中纹层缝张开度一般小于0.2mm,属于微缝。构造缝张开宽度变化大,以宽度小于0.2mm的微缝为主,约占58%;小缝(0.2~1mm)约占18%,张开度大于1mm的中缝和大缝约占24%,少量大缝宽度可达到厘米级规模。

## 3 储层含油性与原油赋存状态

含油率是评价致密储层原油富集程度的主要参数之一,氯仿沥青“A”含量和岩石热解气态烃量 $S_0$ +游离烃量( $S_1$ )可半定量的评价储层中含油量的相对高低。束鹿凹陷Es<sup>3(下)</sup>泥灰岩氯仿沥青“A”和岩石热解 $S_0$ + $S_1$ 都较高,与TOC呈明显正相关,其中沥青“A”含量在0.05%~0.30%(图6a),沥青“A”/TOC主要在5%~30%;热解 $S_0$ + $S_1$ 主要分布在0.2~4.0mg/g(图6b),平均0.8mg/g。我国东部陆相盆地新近系“自生自储”型的致密油(页岩油)层段含油量(氯仿沥

图 5 束鹿凹陷  $Es^{3(L)}$  混积泥灰岩孔隙结构特征Fig. 5 Pore structure characteristics of the mixed marlstones in the  $Es^{3L}$  of Shulu Sag

a. 纹层状泥灰岩压汞进汞饱和度曲线; b. 块状泥灰岩压汞进汞饱和度曲线; c. 纹层状泥灰岩核磁共振  $T_2$  谱; d. 块状泥灰岩核磁共振  $T_2$  谱

图 6 渤海湾盆地束鹿凹陷  $Es^{3(L)}$  泥灰岩 TOC 与游离烃、氯仿沥青“A”含量关系Fig. 6 TOC vs. contents of free hydrocarbon and chloroform bitumen “A” of the mixed marlstones of  $Es^{3L}$  in Shulu Sag

a. TOC 与热解游离烃含量关系; b. TOC 与氯仿沥青“A”含量关系

青“A”和 $S_1$ )与 $TOC$ 之间关系具有“三分性”;当有机质的丰度达到某一临界值时,含油量表现为一稳定高值段, $TOC$ 达到该值时有机质生成的油量总体上已能够满足页岩各种形式的残留需要,丰度更高时页岩含油量达到饱和,多余的油被排出,认为该类页岩含油最为丰富,是页岩油勘探最现实的对象<sup>[20-21]</sup>。束鹿凹陷沙三段泥灰岩含油量与 $TOC$ 之间关系也表现出类似特征,当 $TOC > 2.0\%$ 时,其热解 $S_0 + S_1$ 量大多在 $0.5 \text{ mg/g}$ 以上,氯仿沥青“A”含量则基本稳定在 $0.1\%$ 以上,因此可认为 $TOC = 2.0\%$ 是混积泥灰岩中致密油富集临界值。

荧光薄片和环扫电镜分析显示泥灰岩储层各种成因孔隙中皆可见到原油(图2m—p),但由于原油分子自身有一定的大小,且孔隙中束缚水膜也有一定的厚度,原油要克服毛管压力进入孔隙,就要求孔隙直径达到某一门限值。利用核磁共振束缚水饱和度、氮气吸附内表面参数,结合原油分子直径大小(根据原油密度,取 $10 \text{ nm}$ ),理论计算获得泥灰岩致密储层原油充注进入孔隙所需孔喉直径主要分布在 $15 \sim 40 \text{ nm}$ ;与张洪等通过理论计算确定的鄂尔多斯延长组、四川盆地中下侏罗统和美国威利斯顿盆地 Bakken 组致密油充注孔喉下限分布范围比较接近<sup>[22]</sup>。综合分析认为,在地质条件下,沙三段下亚段泥灰岩中直径大于 $40 \text{ nm}$ 的各类孔隙可以有效储油,而孔径低于该值的孔隙原油则难以充注进入。

受岩石组构和孔隙分布所控制,纹层状泥灰岩和块状泥灰岩中原油赋存形式与分布存在明显差异。纹层状泥灰岩中原油分布非均质性强,以机械沉积为主的暗色灰质泥岩/泥灰岩或粉砂岩纹层因孔隙相对发育,原油更富集(图4q),原油赋存在各种孔隙内、或被有机质吸附;以化学沉淀为主的泥晶灰岩纹层孔隙欠发育,因而含油较少;纹层缝和构造缝则通常富含油(图4r)。块状泥灰岩中原油较均匀的分布于各类基质孔内(图4s),或富集于构造裂缝中(图4t)。两类泥灰岩原油富集程度和含油量存在一定差异,对上百块荧光薄片含油性统计显示,纹层状泥灰岩中明显含油的样品约占总样品数的 $60\%$ ,块状泥灰岩中明显含油的样品只占总样品数的 $40\%$ 。束探3井、束探1井录井结果也显示纹层状泥灰岩段全烃异常值比块状泥灰岩段更高,表明地质条件下纹层状泥灰岩含油性优于块状泥灰岩。

## 4 有利储层主控制因素与发育模式

束鹿凹陷沙三段下亚段混积泥灰岩有利储层发育

受沉积相带、岩石组构、有机质丰度与成熟度(埋深),构造作用等多种因素综合控制。储层“甜点”区平面上主要分布在凹陷西部缓坡内带和洼槽区,距主断裂带有一定距离发育构造微裂缝和高有机质丰度泥灰岩的地区是致密油的有利富集区带。

### 4.1 沉积环境对储层的控制

$E_s^{3(\text{下})}$ 混积成因泥灰岩从浅湖亚相—深湖亚相皆有发育<sup>[10]</sup>,浅湖亚相主要分布在现今凹陷西部斜坡外带,半深湖、深湖亚相主要分布在斜坡内带和洼槽区。沉积相带控制着泥灰岩厚度、岩石组构和有机质丰度。钻井与地震岩性识别揭示,由浅湖至半深湖环境, $E_s^{3(\text{下})}$ 混积成因泥灰岩厚度逐渐增加,累计厚度由 $500 \text{ m}$ 左右增加至 $1000 \text{ m}$ 以上<sup>[5]</sup>。泥灰岩 $TOC$ 含量从浅湖亚相至深湖亚相明显增高,浅湖环境沉积的泥灰岩 $TOC$ 一般低于 $1.0\%$ ,深湖亚相泥湖岩 $TOC$ 可达 $4.0\%$ 以上。受沉积环境的控制, $E_s^{3(\text{下})}$ 泥灰岩 $TOC$ 在平面和纵向上具有如下变化特征:平面上由斜坡外带—斜坡内带—洼槽区 $TOC$ 逐渐增,斜坡外带泥灰岩 $TOC$ 基本在 $1.0\%$ 以下,洼槽区平均可达 $2.0\%$ 以上。纵向上,三级层序SQ2湖侵体系域的泥灰岩 $TOC$ 含量最高,主要分布在 $1.0\% \sim 4.0\%$ ,部分样品可达 $7.0\%$ 以上,平均 $2.2\%$ <sup>[6]</sup>;SQ3、SQ4和SQ5的泥灰岩 $TOC$ 相对要低,主要分布在 $1.0\% \sim 3.0\%$ ,最高可到 $5.0\%$ ;SQ1低位域泥灰岩 $TOC$ 含量基本在 $2.0\%$ 以下。

### 4.2 岩石组构对储层的控制

此处所指岩石组构主要是指泥灰岩纹层或粉砂夹层发育程度,纹层发育程度对泥灰岩储层孔隙度、渗透率和孔隙结构都具有明显控制。纹层状泥灰岩可动流体孔隙度主要在 $0.4\% \sim 2.0\%$ ,可动流体饱和度主要在 $20\% \sim 40\%$ ,核磁孔隙结构指数主要分布在 $1.8 \sim 3.5$ ;块状泥灰岩可动流体孔隙度主要分布在 $0.2\% \sim 1.0\%$ ,可动流体饱和度主要在 $15\% \sim 30\%$ ,核磁孔隙结构指数主要分布在 $0.5 \sim 2.0$ 。纹层状泥灰岩及其中的钙质粉砂岩夹层孔隙度总体上高于块状泥灰岩,且纹层状泥灰岩纹层缝发育,具有双重或多重孔隙介质特征,微米级孔喉占比、核磁孔隙结构指数、可动流体孔隙度和可动流体饱和度都要高于块状泥灰岩,因此纹层状泥灰岩相对于块状泥灰岩更有利于原油的富集与开发。

### 4.3 有机质丰度对储层的控制

有机质丰度对泥灰岩储层的控制作用主要体现

在两方面,一是影响泥灰岩中孔隙的发育,二是控制储层的含油性。高  $TOC$  的泥灰岩在生烃早期可生成大量有机酸,易于发生溶蚀形成溶孔改善储层物性。 $TOC$  含量是高出成熟页岩中有机质孔数量多少的主控因素之一,随着  $TOC$  的增加,有机质孔数量明显增加<sup>[16-17]</sup>,在有机质成熟度和有机质类型相似条件下,高  $TOC$  泥灰岩中可发育更多有机质孔,有机质孔对孔隙度的贡献更大。

束鹿凹陷  $Es^{3(下)}$  泥灰岩  $TOC$  与热解  $S_0 + S_1$ 、氯仿沥青“A”之间的正相关性表明,有机质丰度对其含油量具有明显控制作用(图6), $TOC$  大于 2.0% 的样品,沥青“A”和游离烃含量都较高,含油性好。对于“自生自储”型致密油储层而言,有机质是生成油气的物质基础, $TOC$  的高低很大程度上决定了其能够生成的原油多少,有机质类型相同时, $TOC$  高的泥灰岩生油潜力更大;此外,有机质也是泥灰岩中原油赋存的重要介质之一,有机质含量的高低,影响着泥灰岩中滞留油量的多少。

#### 4.4 埋深与有机质成熟度对储层的控制

压实作用是导致碎屑岩储层在深埋过程中孔隙度降低的重要因素之一,但从  $Es^{3(下)}$  泥灰岩孔隙度随井深变化关系来看,二者之间无明显负相关性(图7a),表明深埋压实对泥灰岩而言减孔作用不显著。这主要

是因为混积泥灰岩并非典型的碎屑岩,其在沉积和早成岩阶段胶结作用较强,大量的原生粒间孔早期就被胶结充填,储层早期致密,因此在后期深埋过程中,埋深对储层孔隙度的影响较小。尽管埋深对孔隙度影响不显著,但其对有机质的成熟度有着明显控制作用。已有研究表明,有机质在进入成熟中晚期后( $R_o > 0.9\%$ ),可形成大量有机质孔<sup>[16]</sup>,有机质在深埋过程中成熟度增加,并在此过程中形成有机质孔,可能在一定程度上“抵消”压实作用的减孔效应。

有机质成熟度决定着泥灰岩在地质时期内累积生油量高低及生成的原油性质,在“生油窗”范围内,随着埋深和有机质成熟度( $R_o$  值)增加,累计生油量增加,生成的原油密度、粘度降低。束鹿凹陷烃源岩有机质镜质体反射率值、总烃/总有机碳与埋深关系表明, $Es^{3(下)}$  泥灰岩生烃门限( $R_o > 0.5\%$ )深度在 2 800 m 左右,生成成熟油( $R_o > 0.7\%$ )门限深度大致在 3 300 m,泥灰岩段要富含油,其地质历史上经历的最大埋深至少应达到 2 800 m。东探 3 井  $Es^{3(下)}$  泥灰岩段滞留油中轻质组分占比与井深关系表明,当井深达到 3 900 m 左右时,原油中轻质组分占比超过 50%(图7b),三级层序 SQ4 - SQ5 的泥灰岩段因埋深相对较小,原油中轻质组分占比基本在 50% 以下。该凹陷  $Es^{3(下)}$  已发现的油层原油密度与产层深度关系也表明,当产层深度

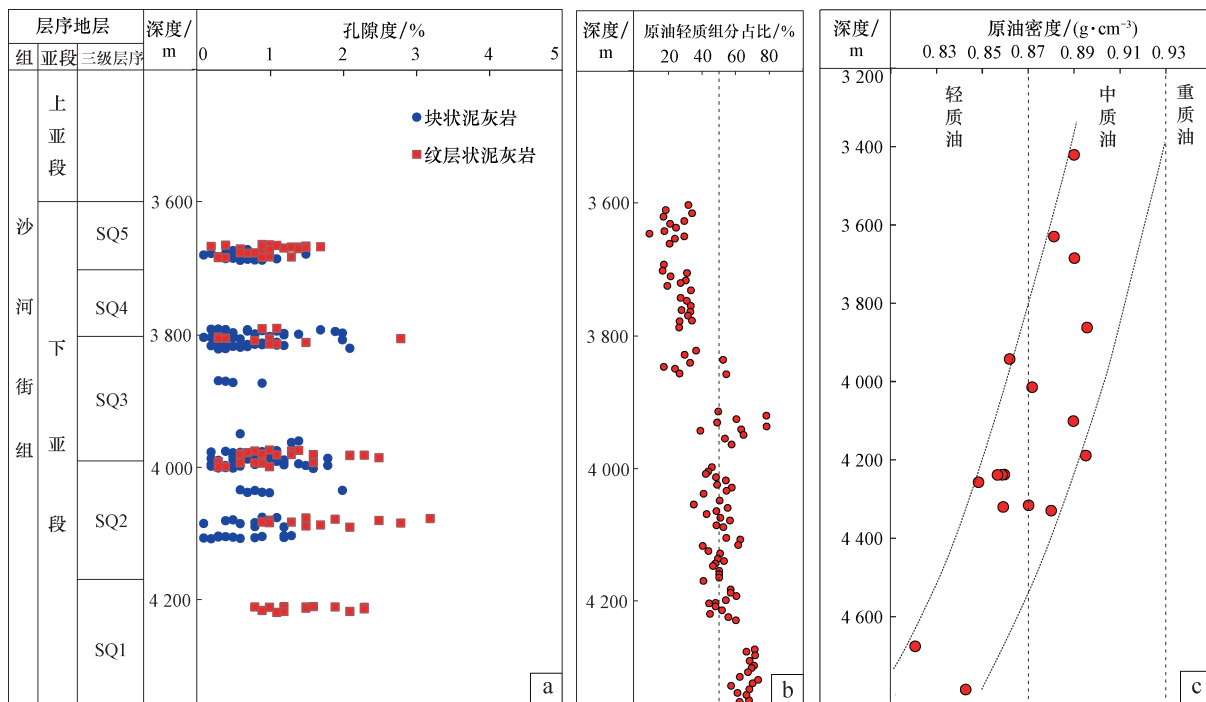


图7 束鹿凹陷  $Es^{3(下)}$  泥灰岩孔隙度、原油性质与埋深关系

Fig. 7 Burial depth vs. porosity and oil property of the mixed marlstones in the  $Es^{3L}$  of Shulu Sag

a. 泥灰岩孔隙度与埋深关系; b. 泥灰岩中原油轻质组分占比与埋深关系; c. 原油密度与埋深关系

达到3 900~4 000 m时,原油密度达到轻质油的标准(图7c)。综合分析认为, $Es^{3(下)}$ 泥灰岩致密油为轻质油的门限深度大致在3 900~4 000 m, $Es^{3(下)}$ 三级层序SQ4-SQ5泥灰岩在凹陷西部缓坡带因埋深较小,原油密度较大,可能主要为重质油或中质油,而在洼槽区因埋深大,应为中质油或轻质油。

#### 4.5 构造缝对储层控制作用

束鹿凹陷在形成演化过程中断裂活动频繁,混积泥灰岩又以碳酸盐矿物为主,脆性指数高,在断裂活动期易于产生构造缝。构造缝既是重要的储油空间,又可显著改善储层的渗透性,岩心和荧光薄片下都可见构造缝内富含油,高角度的构造缝与纹层缝叠加可形成一种“网状缝”,有利于原油的富集和采出。 $Es^{3(下)}$ 裂缝发育程度明显受断层控制,主要发育在凹陷斜坡带和断裂带附近,在深洼区裂缝欠发育。晚期断裂对致密储层发育与原油富集的控制作用具有两面性,与断裂相关的微裂缝对改善储层物性具

有建设作用,但强烈的断裂活动对油藏也具有破坏作用,可能使复杂断裂带附近的油藏遭受破坏,如台家庄、荆丘、西斜坡高部位的断裂复杂带,对油藏保存不利<sup>[6]</sup>。

#### 4.6 有利储层发育模式

综合考虑 $Es^{3(下)}$ 混积泥灰岩厚度、岩石组构、裂缝发育程度以及其有机质丰富度、成熟度、埋深等因素,建立了混积泥灰岩有利储层发育模式(图8)。致密油储层“甜点”主要分布在凹陷西部缓坡内带(晋97-晋98井以东)和洼槽区。凹陷西部缓坡内带裂缝较发育,其中三级层序SQ2-SQ3泥灰岩厚度较大,有机质丰度较高,成熟度总体达到成熟阶段,生油率较高,原油密度较低,有利与致密油的富集与开采。而三级层序SQ4-SQ5泥灰岩在斜坡带深较小(<3 300 m),有机质多处于低成熟甚至未熟阶段,生油率低且原油密度大;三级层序SQ1在斜坡带则主要为粗碎屑的砂砾岩沉积,高有机质丰度的混积泥灰岩欠发育,都不利于

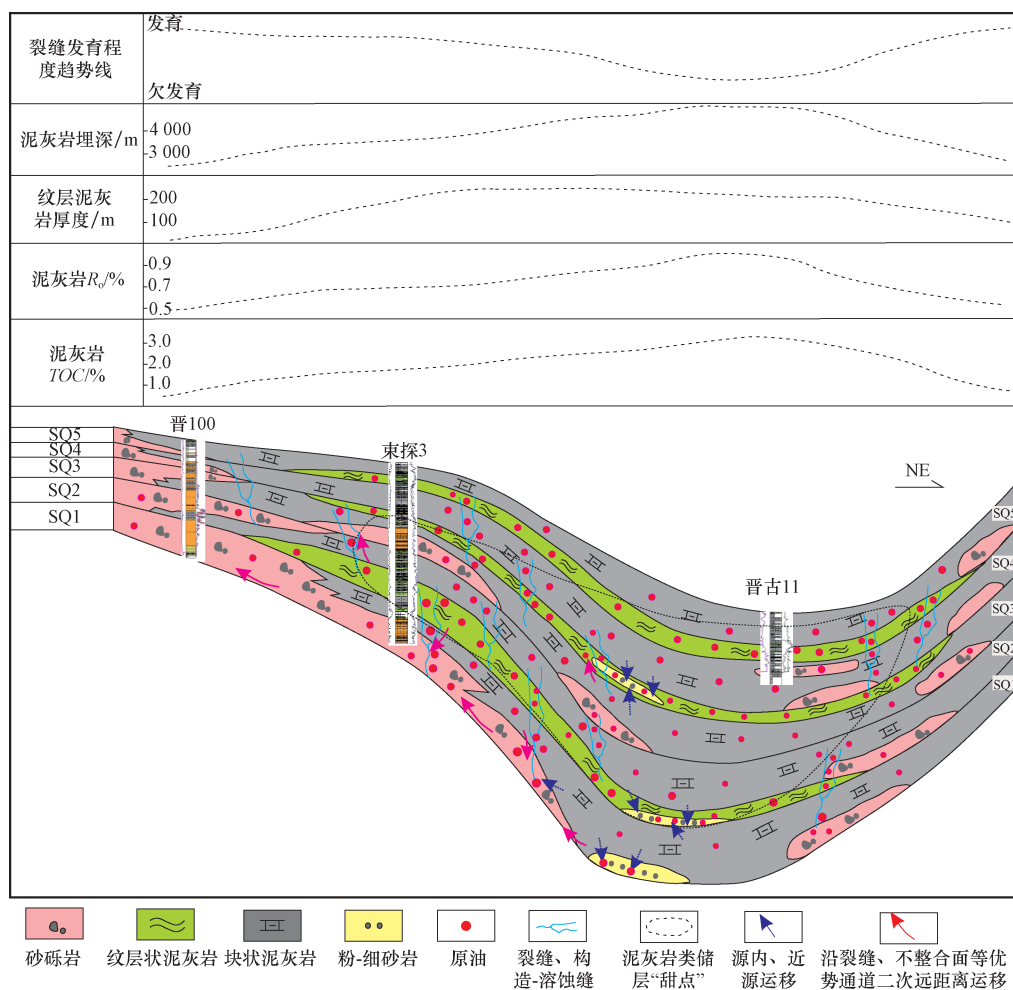


图8 束鹿凹陷 $Es^{3(下)}$ 泥灰岩有利储层发育模式

Fig. 8 Development model of favorable reservoirs in the mixed marlstones of the  $Es^{3L}$  in Shulu Sag

致密油的富集和采出。洼槽区致密油勘探的有利条件在于混积泥灰岩累计厚度大、有机质丰度、 $E_s^{3(下)}$  顶部埋深基本超过 4 000 m,有机质已进入成熟晚期—高成熟阶段 ( $R_o > 1.0\%$ ),有机质生油转化率高,油质轻,有利于原油富集;不利条件在于构造裂缝欠发育,储层物性相对于斜坡内带更差,三级层序 SQ1 在洼槽区埋深基本超过 5 000 m,在当前经济技术条件下,暂不宜作为致密油勘探目的层。

因此对于  $E_s^{3(下)}$  混积泥灰岩致密油勘探而言,在西部斜坡内带三级层序 SQ2 ~ SQ3,洼槽区三级层序 SQ2 ~ SQ5 湖侵域和高位域的高 TOC 泥灰岩段皆可作为勘探目的层。西槽固鼻状构造带、台家庄鼻状构造南翼及荆丘鼻状构造北翼等地区,距主断裂带有一定距离但发育构造微裂缝的高有机质丰度纹层状泥灰岩,是致密油勘探有利目标,目前具有良好试油结果的探井也正处于这些构造位置。

## 5 储层分类评价

基于  $E_s^{3(下)}$  混积泥灰岩有利储层主控因素分析,根据其孔渗条件、孔隙结构、岩石组构、有机质丰度与成熟度,储层含油性与原油性质等因素,初步建立了束鹿凹陷  $E_s^{3(下)}$  混积泥灰岩致密油储层分类评价方案(表 1),大致可划分为 3 类储层。

### 1) I 类储层

气测孔隙度  $\geq 2.0\%$ ,  
水平渗透率  $\geq 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,  
可动流体饱和度  $> 30\%$ ;  
机械沉积纹层厚度占比在 50% 以上;  
实测 TOC  $> 2.0\%$ ,  
镜质体反射率  $R_o$  值在  $1.0\% \sim 2.0\%$ ,  
现今埋深 4 000 ~ 5 000 m,  
岩石热解  $S_0 + S_1 > 1.0 \text{ mg/g}$ ,  
氯仿沥青“A”含量  $> 0.2\%$ ,  
储层中原油密度  $< 0.87 \text{ g/cm}^3$ 。

### 2) III 类储层

气测孔隙度  $< 1.0\%$ ,  
水平渗透率  $< 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,  
可动流体饱和度  $< 20\%$ ;  
机械沉积纹层厚度占比  $< 25\%$ ;  
实测 TOC  $< 1.0\%$ ,  
镜质体反射率  $R_o$  值  $< 0.7\%$ 、或  $> 2.0\%$ ,  
现今埋深  $< 3\ 300 \text{ m}$  或  $> 5\ 000 \text{ m}$ ,  
岩石热解  $S_0 + S_1$  值在  $< 0.5 \text{ mg/g}$ ,  
氯仿沥青“A”含量  $< 0.15\%$ ,  
储层中原油密度  $> 0.93 \text{ g/cm}^3$ 。

### 3) II 类储层各项评价参数介于上述两类之间。

该分类方案可为泥灰岩类致密油“甜点”区评价

表 1 束鹿凹陷  $E_s^{3(下)}$  泥灰岩致密油储层分类评价标准

Table 1 Criteria for classification and evaluation of mixed marlstone tight oil reservoir in the  $E_s^{3L}$  of Shulu Sag

| 评价参数      |                                                       | 储层类型          |               |                         |
|-----------|-------------------------------------------------------|---------------|---------------|-------------------------|
|           |                                                       | I 类           | II 类          | III 类                   |
| 孔渗条件      | 气测孔隙度/%                                               | $\geq 2.0$    | 1.0 ~ 2.0     | $< 1.0$                 |
|           | 核磁孔隙度/%                                               | $\geq 3.0$    | 2.0 ~ 3.0     | $< 2.0$                 |
|           | 水平渗透率/( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )                     | $\geq 1.0$    | 0.1 ~ 1.0     | $< 0.1$                 |
| 孔隙结构      | 成像孔隙度谱宽度                                              | $\geq 5.0$    | 3.0 ~ 5.0     | 2.0 ~ 3.0               |
|           | 可动流体饱和度/%                                             | $\geq 30.0$   | 20.0 ~ 30.0   | $< 20.0$                |
|           | 压汞平均孔喉半径/ $\mu\text{m}$                               | $\geq 1.0$    | 0.5 ~ 1.0     | $< 0.5$                 |
| 岩石组构      | 机械沉积纹层厚度占比/%                                          | $\geq 50.0$   | 25.0 ~ 50.0   | $< 25.0$                |
|           | 脆性矿物含量/%                                              | $\geq 90.0$   | 70.0 ~ 90.0   | $< 70.0$                |
| 有机质丰度     | 实测 TOC/%                                              | $\geq 2.0$    | 1.0 ~ 2.0     | $< 1.0$                 |
|           | 测井计算 TOC/%                                            | $\geq 3.0$    | 1.5 ~ 3.0     | $< 1.5$                 |
| 有机质成熟度/埋深 | 镜质体反射率 $R_o$ /%                                       | 1.0 ~ 2.0     | 0.7 ~ 1.0     | $< 0.7$ 、 $> 2.0$       |
|           | 埋深/m                                                  | 4 000 ~ 5 000 | 3 300 ~ 4 000 | $< 3\ 300$ 、 $> 5\ 000$ |
| 含油性与原油性   | 热解( $S_0 + S_1$ )/( $\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$ ) | $\geq 1.0$    | 0.5 ~ 1.0     | $< 0.5$                 |
|           | 氯仿沥青“A”含量/%                                           | $\geq 0.20$   | 0.15 ~ 0.20   | $< 0.15$                |
|           | 原油密度/( $\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$ )              | $< 0.87$      | 0.87 ~ 0.93   | $> 0.93$                |

提供量化参数。

## 6 结论

1) 束鹿凹陷  $Es^{3(下)}$  混积泥灰岩发育, 包括互层混积的纹层状泥灰岩和结构混积的块状泥灰岩两类, 矿物组成均以方解石为主, 其次为白云石, 粘土矿物与石英、长石含量很低。混积泥灰岩孔隙度多在 4.0% 以下, 基质渗透率一般小于  $10 \times 10^{-3} \mu m^2$ , 发育两大类 8 亚类储集空间, 基质孔以纳米级孔隙为主。纹层状泥灰岩孔隙分布非均质性强, 但其微米级孔隙占比较高, 表现出双重或多重孔隙介质特征, 储层物性和孔隙结构整体上优于块状泥灰岩。

2)  $Es^{3(下)}$  混积泥灰岩有机质丰度高, 有机质主要处于低成熟至成熟晚期阶段, 其氯仿沥青“A”含量和热解  $S_0 + S_1$  较高, 含油普遍; 纹层状泥灰岩含油量高于块状泥灰岩, 而且其原油赋存非均质性更强。

3)  $Es^{3(下)}$  混积泥灰岩有利储层发育受沉积环境、岩石组构、有机质丰度与成熟度、现今埋深和构造缝发育程度等因素综合控制。致密油“甜点”区平面上主要分布在凹陷缓坡内带和洼槽区, 西槽固鼻状构造带、台家庄鼻状构造南翼及荆丘鼻状构造北翼等地区可作为具体勘探目标。在纵向上, 斜坡内带三级层序  $SQ2 - SQ3$ 、洼槽区三级层序  $SQ2 - SQ5$  中的高 TOC 纹层状泥灰岩段可作为勘探具体目的层。

4) 束鹿凹陷沙三段下亚段混积成因泥灰岩作为一种特殊岩性致密油储层, 其致密油勘探取得突破, 丰富了我国致密油类型; 针对束鹿凹陷该类型致密油储层研究成果, 对我国东部其它凹陷致密油勘探具有借鉴意义。

致谢: 感谢审稿专家的指导与宝贵修改意见, 同时感谢华北油田分公司勘探开发研究院江涛、李彬两位高工对本文研究提供的样品和资料支持, 浙江大学刘一锋博士在论文修改过程中提供的帮助与建议。

## 参 考 文 献

- [1] Mount J F. Mixed siliciclastic and carbonate sediments: A proposed first-order textural and compositional classification[J]. *Sedimentology*, 1985, 32: 435 - 442.
- [2] 杨朝青, 沙庆安. 云南曲靖中泥盆统曲靖组的沉积环境: 一种陆源碎屑与海相碳酸盐的混合沉积[J]. *沉积学报*, 1990, 8(2): 59 - 66.
- Yang Chaqing, Sha Qingan. Sedimentary environment of the Middle Devonian Qujiang formation, Qujiang, Yunnan province: a kind of mi-

- xing sedimentation of terrigenous clastics and carbonate[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1990, 8(2): 59 - 66.
- [3] 沙庆安. 混合沉积和混积岩的讨论[J]. *古地理学报*, 2001, 3(3): 63 - 66.
- Sha Qinan. Discussion on mixing deposit and Hunji rock[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2001, 3(3): 63 - 66.
- [4] 梁宏斌, 旷红伟, 刘俊奇, 等. 冀中坳陷束鹿凹陷古近系沙河街组三段泥灰岩成因探讨[J]. *古地理学报*, 2007, 9(2): 167 - 173.
- Liang Hongbin, Kuang Hongwei, Liu Junqi, et al. Discussion on origin for marls of the Member 3 of Shahejie formation of Paleogene in Shulu sag of central Hebei depression[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2007, 9(2): 167 - 173.
- [5] 赵贤正, 朱洁琼, 张锐锋, 等. 冀中坳陷束鹿凹陷泥灰岩砾岩致密油气成藏特征与勘探潜力[J]. *石油学报*, 2014, 35(4): 613 - 621.
- Zhao Xianzheng, Zhu Jieqiong, Zhang Ruifeng et al. Characteristics and exploration potential of tight calcilutite-rudstone reservoirs in Shulu sag, Jizhong depression, North China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(4): 613 - 621.
- [6] 赵贤正, 姜在兴, 张锐锋, 等. 陆相断陷盆地特殊岩性致密油藏地质特征与勘探实践 - 以束鹿凹陷沙河街组致密油藏为例[J]. *石油学报*, 2015, 36(增刊): 1 - 9.
- Zhao Xianzheng, Jiang Zaixing, Zhang Ruifeng, et al. Geological characteristics and exploration practices of special-lithology tight oil reservoirs in continental rift basins: a case study of tight oil in Shahejie Formation, Shulu sag[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(S): 1 - 9.
- [7] 邱隆伟, 姜在兴, 梁宏斌, 等. 石灰泥岩一种陆源机械成因的碳酸盐岩[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2010, 34(6): 1 - 7.
- Qiu Longwei, Jiang Zaixing, Liang Hongbin, et al. Limemudstone: a kind of carbonate rock of terrigenous mechanical origin[J]. *Journal of China University of Petroleum*, 2010, 34(6): 1 - 7.
- [8] 张锐锋, 田然, 李名, 等. 束鹿凹陷沙河街组三段下亚段层序地层与油气藏类型[J]. *石油学报*, 2015, 36(增刊): 10 - 20.
- Zhang Ruifeng, Tian Ran, Li Ming, et al. Stratigraphic sequence and types of oil and gas reservoirs in the lower part of Member 3 of Shahejie formation in Shulu sag[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(S): 10 - 20.
- [9] 邱隆伟, 杜蕊, 梁宏斌, 等. 束鹿凹陷碳酸盐角砾岩的成因研究[J]. *沉积学报*, 2006, 24(2): 202 - 208.
- Qiu Longwei, Du Rui, Liang Hong, et al. The formation of carbonate breccia in Shulu depression[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2006, 24(2): 202 - 208.
- [10] 苏静, 旷红伟, 刘俊奇, 等. 束鹿凹陷古近系沙三段沉积相特征研究[J]. *沉积与特提斯地质*, 2008, 28(1): 39 - 47.
- Su Jing, Kuang Hongwei, Liu Junqi, et al. Sedimentary facies in the lower part of the third member of the Paleogene Shahejie formation in the Shulu depression, Hebei[J]. *Sedimentary Geology and Tethyan*

- Geology, 2008, 28(1): 39–47.
- [11] 崔周旗, 郭永军, 李毅遼, 等. 束鹿凹陷沙河街组三段下亚段泥灰岩-砾岩岩石学特征[J]. 石油学报, 2015, 36(增刊): 21–29.
- Cui Zhouqi, Guo Yongjun, Li Yi, et al. Calcilutite-rudstone petrological characteristics in the lower part of Member 3 of Shahejieformation, Shulu sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(S): 21–29.
- [12] 张琴, 朱筱敏, 李晨溪, 等. 渤海湾盆地沾化凹陷沙河街组富有机质页岩孔隙分类及孔径定量表征[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(2): 422–438.
- Zhang Qin, Zhu Xiaomin, Li Chenxi, et al. Classification and quantitative characterization of microscopic pores in organic-rich shale of the Shahejieformation in the Zhanhua sag, Bohai Bay basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(2): 422–432.
- [13] 张磊磊, 陆正元, 王军, 等. 渤海湾盆地沾化凹陷沙三下亚段页岩油层段微观孔隙结构[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(1): 80–86.
- Zhang Leilei, Lu Zhengyuan, Wang Jun, et al. Microscopic pore structure of shale oil reservoirs in the Lower<sup>3rd</sup> Member of Shahejie formation in Zhanhua sag, Bohai Bay basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(1): 80–86.
- [14] 张顺, 王永诗, 刘惠民, 等. 渤海湾盆地东营凹陷细粒沉积微相对页岩油储层微观结构的控制作用[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6): 923–934.
- Zhang Shun, Wang Yongshi, Liu Huimin, et al. Controlling effect of fine-grained sedimentary microfacies upon the microstructure of shale oil reservoirs in the Dongying Sag, Bohai Baybasin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 923–934.
- [15] Chalmers G R L, Bustin R M. Lower Cretaceous gas shales in north-eastern British Columbia, Part I: geological controls on methane sorption capacity[J]. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 2008, 56(1): 1–21.
- [16] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett shale[J]. Journal of Sedimentary Research, 2009, 79: 848–861.
- [17] 曹涛涛, 刘光祥, 曹清古, 等. 有机显微组成对泥页岩有机孔发育的影响-以川东地区海陆过渡相龙潭组泥页岩为例[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(1): 40–52.
- Cao Taotao, Liu Guangxiang, Cao Qinggu, et al. Influence of maceral composition on organic pore development in shale: A case study of transitional Longtan formation shale in eastern Sichuan basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(1): 40–53.
- [18] 李冬梅, 戴明建, 于兴河, 等. 束鹿凹陷西斜坡中部成藏因素分析[J]. 特种油气藏, 2012, 19(1): 31–33.
- Li Dongmei, Dai Mingjian, Yu Xinhe, et al. Analysis of reservoir forming factors in the west slope of the Shu Lusag[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2012, 19(1): 31–33.
- [19] 王少春. 束鹿凹陷湖相泥灰岩油气藏的形成与分布研究[D]. 北京: 中国矿业大学, 2013.
- Wang Shaochun. Lacustrine marl reservoir formation and distribution of Shulu sag[D]. Beijing: China University of Mining and Technology, 2013.
- [20] 卢双舫, 黄文彪, 陈方文, 等. 页岩油气资源分级评价标准探讨[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 249–256.
- Lu Shuangfang, Huang Wenbiao, Chen Fangwen, et al. Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources: Discussion and application[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 249–256.
- [21] 李进步, 卢双舫, 陈国辉, 等. 热解参数  $S_1$  的轻烃与重烃校正及其意义-以渤海湾盆地大民屯凹陷  $E_2s^4(2)$  段为例[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(4): 538–545.
- Li Jinbu, Lu Shuangfang, Chen Guohui, et al. Correction of light and heavy hydrocarbon loss for residual hydrocarbon  $S_1$  and its significance to assessing resource potential of  $E_2s^4(2)$  member in Damintun Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(4): 538–545.
- [22] 张洪, 张水昌, 柳少波, 等. 致密油充注孔喉下限的理论探讨及实例分析[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(3): 367–372.
- Zhang Hong, Zhang Shuichang, Liu Shaobo, et al. A theoretical discussion and case study on the oil-charging throat threshold for tight reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(3): 367–372.

(编辑 张亚雄)