

# 莺歌海盆地东方区高温高压带黄流组 储层特征及高孔低渗成因

黄志龙<sup>1</sup>,朱建成<sup>2</sup>,马 剑<sup>1</sup>,吴红烛<sup>1,3</sup>,张伙兰<sup>2</sup>

[1. 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) 2. 中海石油(中国)有限公司 湛江分公司,广东 湛江 524057; 3. 浙江省地球物理与地球化学勘查院,浙江 杭州 310005]

**摘要:**莺歌海盆地中央底辟区中深层高温高压带获得了重大油气突破,为传统油气勘探开辟了新领域。在对东方区高温、高压带黄流组储层岩性、成岩作用、物性和微观孔喉结构等储层特征研究的基础上,划分了黄流组储层的类型,并明确了黄流组储层高孔、低渗的成因。研究表明,中央底辟带东方区黄流组储层岩性主要为粉砂岩,压实和胶结等成岩作用较弱;储层物性以中孔、中-低渗为主,储层物性差异较大;储层孔喉分布具有较强的非均质性,不同物性储层的孔隙半径差异不大,但平均喉道半径差异较大;根据泥质含量、渗透率、平均喉道半径和排替压力,将黄流组储层划分为中孔-中渗微含泥细喉储层、低渗含泥细喉Ⅰ类储层、低渗含泥细喉Ⅱ类储层及低孔-特低渗泥质微细喉储层;高温、高压带储层的形成与超压和高温热流体活动关系密切,但渗透率主要受沉积作用的控制,岩性细、泥质含量高是低渗储层形成的主要原因。

**关键词:**孔喉结构;高温高压;低渗储层;黄流组;莺歌海盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

## Characteristics and genesis of high-porosity and low-permeability reservoirs in the Huangliu Formation of high temperature and high pressure zone in Dongfang area, Yinggehai Basin

Huang Zhilong<sup>1</sup>, Zhu Jiancheng<sup>2</sup>, Ma Jian<sup>1</sup>, Wu Hongzhu<sup>1,3</sup>, Zhang Huolan<sup>2</sup>

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. Zhanjiang Branch of CNOOC Limited, Zhanjiang, Guangdong 524057, China; 3. Zhejiang Geophysical  
& Geochemical Exploration Institute, Hangzhou, Zhejiang 310005, China)

**Abstract:** The significant oil and gas exploration breakthrough made in the middle-to-deep-layers in HTHP (high temperature and high pressure) central diapir zone in DF area of Yinggehai Basin poses a big challenge to traditional oil and gas exploration theories. Lithology, diagenesis, physical properties and microscopic pore throats analyses were carried out on the reservoirs in the Huangliu Formation of the area to classify the types of the reservoirs and understand the genesis of high porosity and low permeability formation. The results indicate that the reservoirs are mainly siltstone experienced weak compaction and cementation. The physical properties of the reservoirs are dominated by medium porosity and medium-to-low permeability with great variance. Pore throat size distribution of the reservoirs is highly heterogeneous; reservoirs of different physical properties have similar pore size but greatly different average pore throat sizes. According to shale content, permeability, average throat size and displacement pressure, the reservoirs can be categorized into four types: slightly shaly reservoirs with medium porosity, medium permeability and small throat size; type I and type II moderately shaly reservoirs with low permeability and small throat size; shaly reservoirs with low porosity and extra-low permeability and fine-to-small throat. Evident shows that the formation of the reservoirs was closely linked to overpressure and active high-temperature thermal fluid flow. However, the permeability of the reservoirs was mainly controlled by sedimentation. Fine grain size and high content of mud are considered to be the main reasons for the formation of the low permeability reservoirs.

**Key words:** pore throat structure, high temperature and high pressure, low permeability reservoir, Huangliu Formation, Yinggehai Basin

收稿日期:2014-08-11;修订日期:2014-12-25。

第一作者简介:黄志龙(1962—),男,教授、博士生导师,油气藏形成与分布。E-mail:huang5288@163.com。

通讯作者简介:朱建成(1964—),男,高级工程师,天然气地质与油气勘探。E-mail:zhujianch@cnooc.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05023-004-008)。

莺歌海盆地经历了 30 多年的勘探历史,底辟构造带浅层主要的构造均已钻探,浅层寻找大型气田越来越难,而底辟区中深层高温高压带具有良好的成藏条件,是寻找大中型气田的重要领域。随着浅层常温常压领域勘探程度的日益提高,中深层天然气勘探潜力引起了地质界越来越多的关注<sup>[1-4]</sup>,高温高压带已成为莺歌海盆地勘探研究的热点领域<sup>[5-8]</sup>。目前,莺歌海盆地东方区中深层已有重大突破,多口井获得日产  $100 \times 10^4 \text{ m}^3$  以上的高产气流,如 D13-2-1 井和 D1-1-14 井等,揭示了中深层高温高压带具有非常好的勘探前景。底辟带 D1-1 区地温梯度高达  $53 \text{ }^\circ\text{C}/\text{km}$ <sup>[9]</sup>,钻井揭露底辟带东方区梅山组-黄流组地层温度达  $132 \text{ }^\circ\text{C}$  以上,地层压力系数为  $1.56 \sim 2.23$ <sup>[10]</sup>,属于高温高压地层。为了明确莺歌海盆地饱受质疑的东方区中深层高温高压带天然气的成藏条件,有必要先对其储层特征和成因以及控制因素进行研究,这有利于帮助我们更好地理解中深层高温高压带天然气的成藏机理及含气饱和度差异大的原因。

## 1 区域地质概况

莺歌海盆地位于我国海南省与越南之间的莺歌海海域,总体呈北北西走向展布<sup>[11]</sup>,是南海北部大陆架西区发育的新生代转换-伸展型含油气盆地<sup>[12-13]</sup>。该盆地是在前古近纪基底上发育起来的新生代盆地,古近纪以断陷为主,新近纪至今以坳陷为主。盆地地层发育较完整,自上而下依次为第四系乐东组(Ql)、上新统莺歌海组( $N_2y$ )、中新统黄流组( $N_1h$ )、梅山组

( $N_1m$ )和三亚组( $N_1s$ ),渐新统陵水组( $E_2l$ )和崖城组( $E_2y$ ),沉积厚度巨大。研究目的层位黄流组( $N_1h$ )为中新统的  $T_{40}-T_{30}$  层序,处于高温高压带。位于盆地中央底辟带北部的东方区一直以来存在东、西物源之争,而物源体系影响了该区沉积体系的空间布局和储层品质<sup>[14]</sup>。近年来,中海油湛江分公司研究院对东方区黄流组重矿物组合类型进行了分析,发现东方区黄流组储层重矿物以赤褐铁矿和白钛矿为主,电气石和锆石含量低,这种组合特征跟西边越南物源相似,与以锆石、电气石为主要特征的海南岛物源差异大。高精度层序地层学研究也显示,东方区黄流组沉积时主体物源来自西边越南方向,在该地区东部外侧,可能存在海南岛物源的贡献。黄流组继承了梅山组沉积以来的格局,地势北高南低,至  $T_{30} \sim T_{31}$  层序(黄流组一段)沉积期,海侵扩大,浅海沉积范围增大,在东方区浅海背景下,发育海底扇沉积<sup>[15-16]</sup>(图1)。钻遇黄流组的多口井见滑塌变形构造、包卷层理和鲍玛序列等重力流沉积特征,前人也指出东方区西部黄流组主力储层为高密度浊流成因<sup>[17]</sup>。

## 2 黄流组储层特征

### 2.1 岩性特征

中央底辟带东方区黄流组主要为海相沉积的长石砂岩,岩石矿物组成以石英、长石为主,陆源岩屑含量很低(图2a)。砂岩粒度  $\Phi$  值多介于  $2.0 \sim 8.0$ ,以粉砂为主(粒径  $< 0.1 \text{ mm}$ ),含细砂级颗粒。岩石颗粒分选较差,其分选系数一般大于 2.0。概率累积曲线呈跳跃-悬浮-悬浮三段式,缺少滚动次总体,跳跃次总

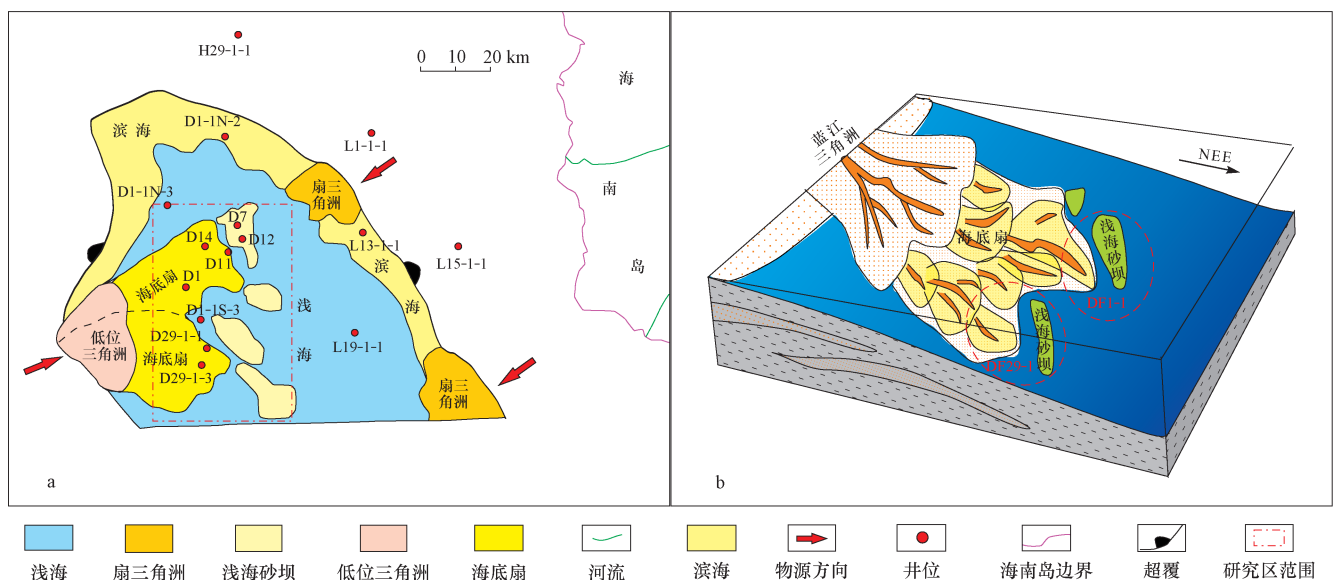


图1 莺歌海盆地北部黄流组一段低位域沉积相与沉积模式(据中海油湛江分公司研究院, 2010)

Fig.1 Sedimentary facies and model of lowstand system tract in the 1<sup>st</sup> member of the Huangliu Formation in northern Yinggehai Basin(modified from Research Institute of Zhanjiang Branch,CNOOC, 2010)

a. 黄流组一段低位域沉积相;b. 东方区低位三角洲、叠覆式海底扇沉积模式

体含量也不高,一般低于5%,以悬浮次总体为主(图2b)。这种特点的储层结构成熟度较低。储层样品泥质含量差异较大,多分布在5%~25%。泥质含量高时,以杂基支撑结构为主;泥质含量低时,以颗粒支撑结构为主。

## 2.2 成岩作用特征

通过对莺歌海盆地东方区中深层黄流组储层样品进行镜下观察,发现黄流组主要发育三种成岩作用,分别是压实作用、胶结作用和溶蚀作用。

### 2.2.1 压实和压溶作用

黄流组石英、长石颗粒排列疏松,颗粒间接触关系多为点接触,也见线接触,凹凸接触少见;储层中云母等塑性颗粒无明显变形,仅局部(颗粒接触处)略向内凹(图3)。这些特征均反映了黄流组压实和压溶作用较弱。

### 2.2.2 胶结作用

中央底辟区黄流组储层胶结作用主要表现为石英

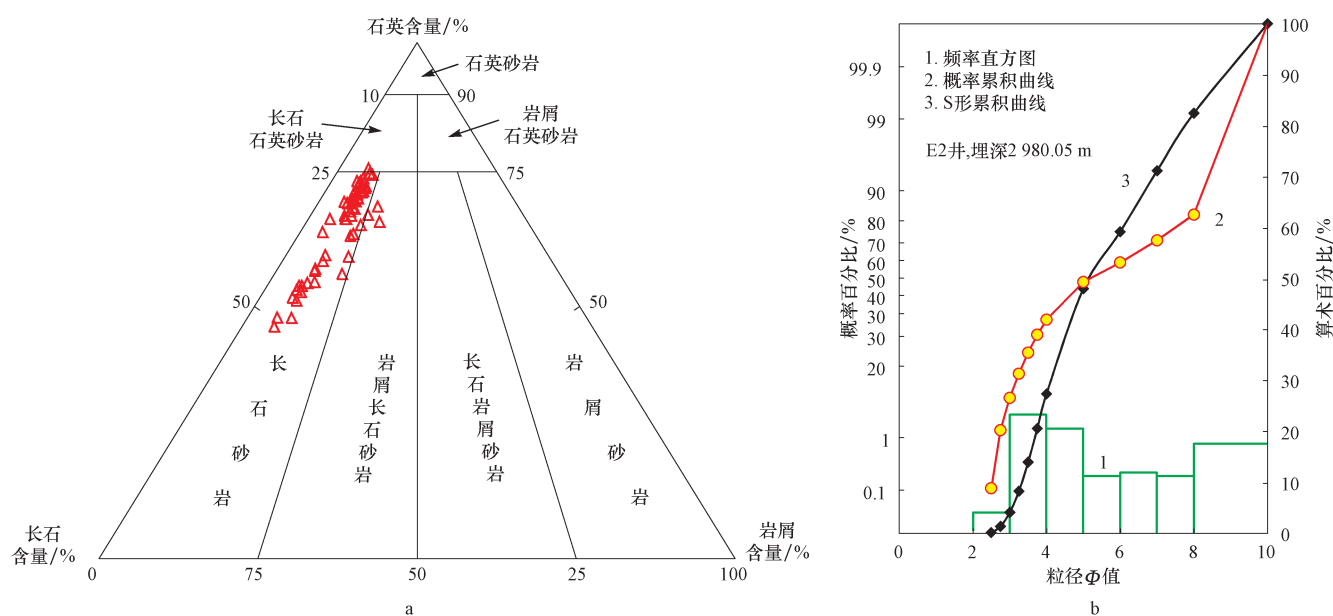


图2 莺歌海盆地东方区黄流组砂岩成分(a)与粒度曲线特征(b)

Fig. 2 Classification and grain size curve characteristics of sandstone compositions in the Huangliu Formation of DF area, Yinggehai Basin

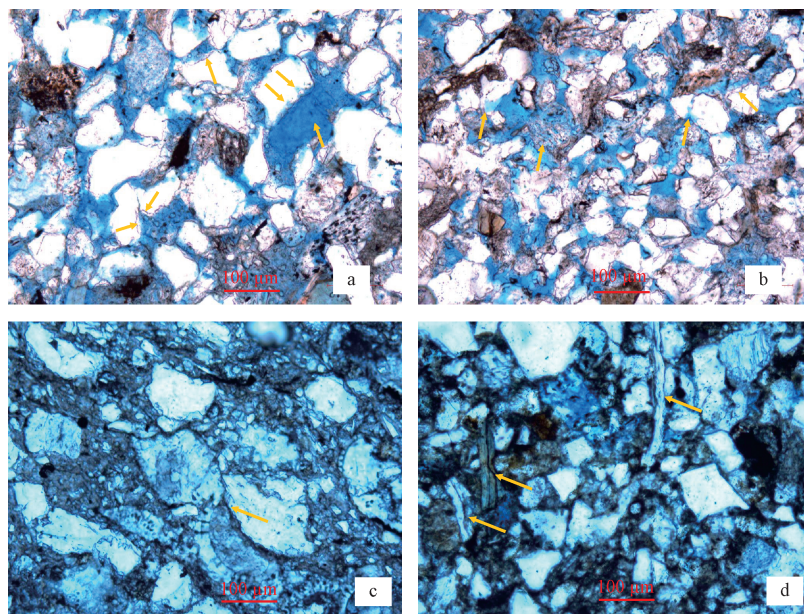


图3 莺歌海盆地东方区黄流组储层压实和胶结作用特征

Fig. 3 Features of compaction and cementation in reservoirs of the Huangliu Formation of DF area, Yinggehai Basin

a. D12井,埋深2 708.34 m,粉砂岩,石英、长石颗粒点、线接触,石英自生加大发育,且边缘有溶蚀,单偏光,铸体薄片;b. E6井,埋深2 873.80 m,粉砂岩,颗粒排列疏松,长石颗粒溶蚀强烈,可见石英自生加大,单偏光,铸体薄片;c. E2井,埋深2 992.42 m,粉砂岩,杂质支撑结构,局部线接触,单偏光,铸体薄片;d. E3井,埋深2 912.31 m,含泥粉砂岩,平直长条状云母,与颗粒接触处略内凹,单偏光,铸体薄片



次生加大(图3a,b),石英次生加大在黄流组储层中很常见,但石英颗粒边缘发育的加大边厚度一般较薄,约为几微米至十几微米,以Ⅰ-Ⅱ级加大为主。此外,也有见碳酸盐胶结和自生粘土矿物胶结现象,但不普遍。石英次生加大常见,但加大级别较低,反映了胶结作用程度较低。

### 2.2.3 溶蚀作用

中央底辟区高温高压带黄流组储层中,石英颗粒多见毛刺状溶蚀边缘或溶蚀坑(图4),长石也多发育粒内溶蚀孔,且颗粒间排列疏松,粒间未见杂基或胶结物充填,即发育大量的粒间溶蚀孔。这些现象表明,底辟区高温高压带内,溶蚀作用也十分普遍,高温超压环境下黄流组砂岩具有弱压实、强溶蚀的特点<sup>[18]</sup>。

### 2.3 物性特征

从实测的岩心样品物性统计数据来看,盆地东方区黄流组储层孔隙度主要分布在15%~25%,渗透率一般分布在 $(0.1 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,以中孔、中低渗储层为主,但各地区储层物性差异较大(图5)。其中,D13-2区储层物性最好,孔隙度主要分布在15%~20%,渗透率主要分布在 $(1.0 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;D13-1区储层物性较好,孔隙度主要分布在10%~20%,渗透率分布范围较宽,主要分布在 $(0.1 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,D1-1区和D29-1区储层物性较差,以中孔、低渗(或特低渗)储层为主。此外,同一地区储层物性差异也较大,如D13-1区从E4井至E6井再到E3井,D13-2区从F8d井至F2、F4井再到F1井,储层物性逐渐变差(图5)。

### 2.4 微观孔喉特征

恒速压汞技术可以用于研究储层微观孔喉结

构<sup>[19-21]</sup>,本次采用该技术获取了来自东方区黄流组9块岩心样品的储层微观孔喉特征参数(表1)。这些样品取自相同地区、相同层位和相同物源,埋深也相近。因此,储层所经历的成岩作用也接近。从不同物性储层样品的孔隙结构参数来看,储层孔隙半径分布较集中,一般分布在100~200  $\mu\text{m}$ ,平均孔隙半径主要分布在120~160  $\mu\text{m}$ ,差异较小,均属于大孔隙级别。但各样品喉道半径、“孔喉比”(孔隙半径/喉道半径)、主流喉道半径及分选系数等差异较大。一般认为孔隙喉道对渗透率的影响较大<sup>[22-23]</sup>。黄流组样品孔隙喉道主要分布在0.1~8.0  $\mu\text{m}$ ,平均喉道半径主要分布在0.2~3.0  $\mu\text{m}$ ,属细喉级别,并且不同物性储层样品的喉道半径分布差异较大。总体表现为:储层渗透性越差,平均喉道半径越小;储层渗透性越好,平均喉道半径越大。此外,不同渗透性的储层,其“孔喉比”分布也有差异。对于低渗储层[渗透率为 $(0.1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ],物性越好,“孔喉比”越小;而常规储层(渗透率 $> 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ),其“孔喉比”分布区间较集中,多为50~150;特低渗储层(渗透率 $< 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )的“孔喉比”分布于两个极端(或 $< 50$ ,或 $> 500$ )。

## 3 储层类型划分

目前,储层类型划分常用的参数包括孔隙度、渗透率、有效厚度、砂体面积、泥质含量和孔隙结构等<sup>[24]</sup>。通过对莺歌海盆地高温高压带储层沉积、成岩、物性特征及微观结构等参数的综合研究,莺歌海盆地东方区黄流组储层在物性、泥质含量和孔喉结构方面存在较大差异,尤其是储层渗透率和平均喉道半径差异较大。根据砂岩含气储层评价标准(SY/T 6285—1997),将莺歌海盆地东方区黄流组储层划分为三大类:中孔-

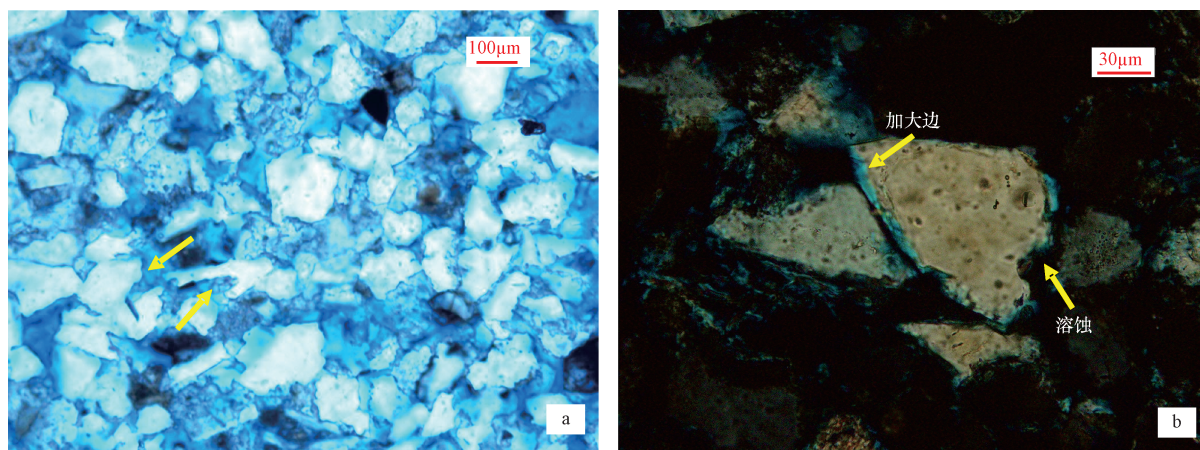


图4 莺歌海盆地东方区黄流组储层溶蚀作用特征

Fig. 4 Features of corrosion in reservoirs of the Huangliu Formation of DF area, Yinggehai Basin

a. E2井,埋深3 045.96 m,细-粉砂岩,港湾状溶蚀边发育,单偏光,铸体薄片;

b. E6井,埋深2 861.87 m,细砂岩,石英具加大边,且边缘溶蚀,正交偏光,常规薄片



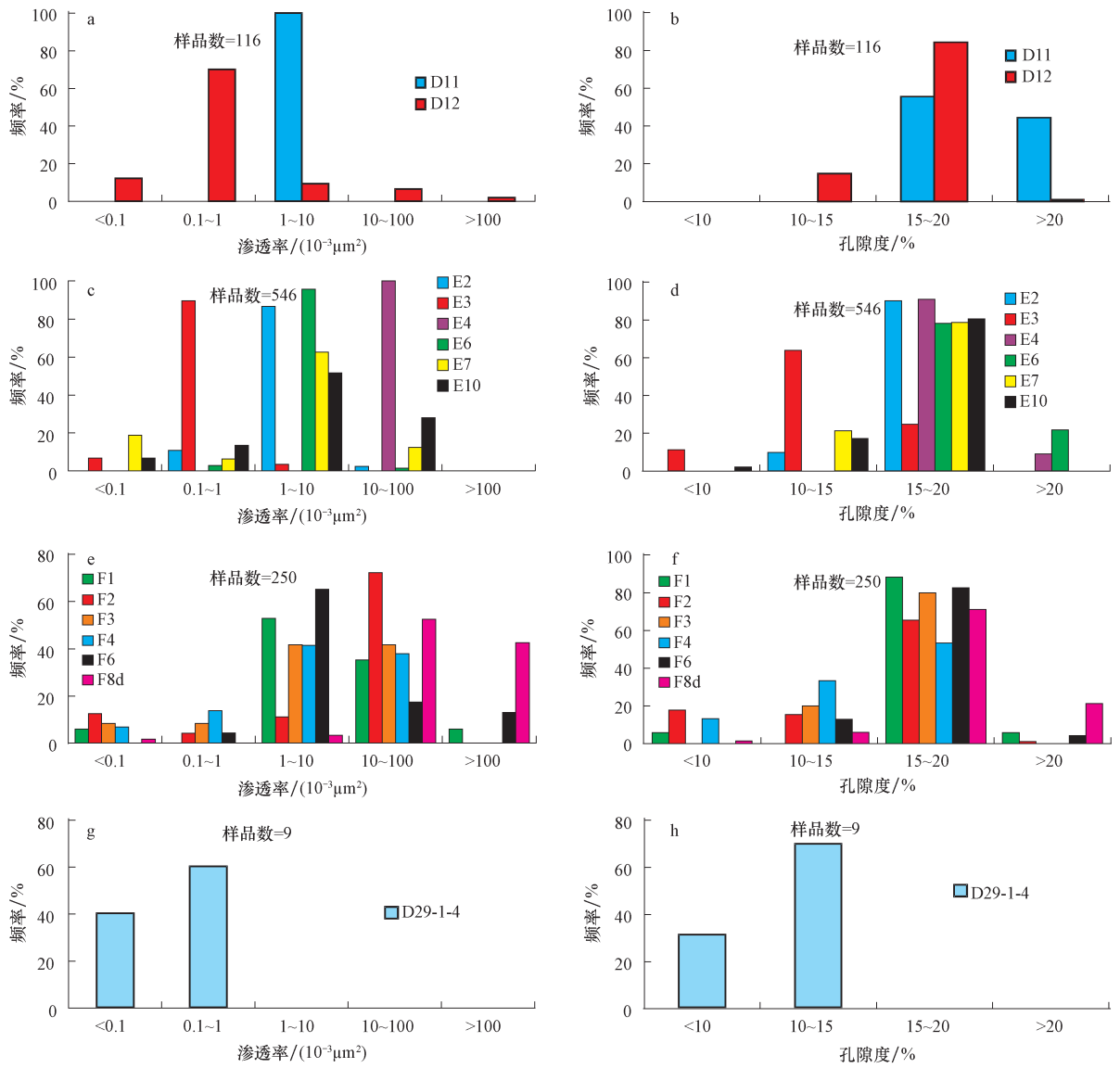


图 5 莺歌海盆地东方区黄流组储层物性分布直方图

Fig. 5 Histogram of physical properties of reservoirs in the Huangliu Formation of DF area, Yinggehai Basin

a. DF1-1 区储层渗透率; b. DF1-1 区储层孔隙度; c. DF13-1 区储层渗透率; d. DF13-1 区储层孔隙度;  
e. DF13-2 区储层渗透率; f. DF13-2 区储层孔隙度; g. DF29-1 区储层渗透率; h. DF29-1 区储层孔隙度

表 1 莺歌海盆地东方区黄流组样品孔隙结构参数

Table 1 Pore structure parameters of the Huangliu Formation samples in DF area, Yinggehai Basin

| 样品编号 | 井号  | 深度/m     | 孔隙度/<br>% | 渗透率/<br>(10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> ) | 平均喉道<br>半径/μm | 平均孔隙<br>半径/μm | 孔喉比<br>平均值 | 主流喉道<br>半径/μm | 分选系数 | 排驱压力/<br>MPa |
|------|-----|----------|-----------|---------------------------------------------|---------------|---------------|------------|---------------|------|--------------|
| N1   | D12 | 2 710.75 | 15.67     | 0.17                                        | 1.45          | 152.11        | 176.31     | 11.01         | 0.55 | 0.32         |
| N2   | E2  | 2 985.30 | 17.30     | 1.32                                        | 1.22          | 146.68        | 161.82     | 1.10          | 0.41 | 0.50         |
| N3   | E3  | 2 899.95 | 12.87     | 0.035                                       | 1.41          | 129.03        | 54.55      | 10.21         | 0.02 | 4.29         |
| N4   | F2  | 3 129.10 | 17.14     | 28.00                                       | 2.87          | 151.81        | 94.14      | 1.14          | 1.30 | 0.16         |
| N5   | E4  | 2 863.60 | 18.11     | 12.59                                       | 2.73          | 154.30        | 72.48      | 2.74          | 1.03 | 0.21         |
| N6   | E6  | 2 875.83 | 19.34     | 2.70                                        | 1.59          | 146.88        | 116.86     | 1.54          | 0.52 | 0.36         |
| N7   | E6  | 2 861.94 | 19.19     | 4.91                                        | 2.00          | 147.29        | 94.73      | 1.71          | 0.67 | 0.29         |
| N8   | E2  | 3 048.10 | 13.30     | 0.12                                        | 2.60          | 151.02        | 75.62      | 2.82          | 0.83 | 0.25         |
| N9   | E2  | 2 993.65 | 11.22     | 0.073                                       | 0.25          | 128.18        | 611.69     | 0.09          | 0.04 | 2.90         |

中渗微含泥细喉储层、低渗含泥细喉储层及低孔-特低渗泥质微细喉储层。当储层渗透率小于  $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  时,储层气-水排替压力迅速增大,以此为界线,将低渗含泥细喉储层又分为低渗含泥细喉 I 类储层和低渗含泥细喉 II 类储层两类(表 2)。由于泥质含量与喉道半径的差异,不同类型的储层天然气聚集后含气饱和度也不同。统计表明,中孔-中渗微含泥细喉储层含气饱和度可达 55% 以上,低渗含泥细喉 I 类储层含气饱和度一般为 40%~55%,低渗含泥细喉 II 类储层含气饱和度一般为 25%~40%,低孔-特低渗泥质微细喉储层含气饱和度往往在 25% 以下。

4 高温高压带黄流组储层高孔低渗的成因

4.1 高温超压作用

莺歌海盆地底辟带的地温梯度较高,主要分布在  $(43.6 \sim 49.8)^\circ\text{C}/\text{km}$ ,且多数大于  $40^\circ\text{C}/\text{km}$ <sup>[25]</sup>。高温成岩环境产生的有机酸能使长石和岩屑等易溶矿物大量溶蚀而产生次生溶孔,高温热流体活动引起的溶蚀作用对黄流组一段次生孔隙的形成有重大贡献,是东方区黄流组保留较好储集物性的主要成岩因素<sup>[10]</sup>。但高温环境和高温热流体作用也能促进碳酸盐胶结物

的生成,较高的地温可以使水-岩反应加速,致使在高地温地区孔隙度衰减较快<sup>[9]</sup>。但镜下研究结果表明黄流组储层胶结作用较弱,溶蚀作用较强,所以,高温对储层物性的建设性作用可能更大一些。

从莺歌海盆地东方区储层物性与埋深的关系来看,位于高温高压带的黄流组(埋深约 2 500~3 500 m)发育强超压,压力系数主要分布在 1.6~2.2,其储层物性明显偏离盆地砂岩正常压实演化趋势线,并且砂岩储层物性偏离深度段与超压的发育段一致,储层物性随地层压力系数增大有变好趋势(图 6),说明超压对深部储层物性的改善有积极作用。在这种超高压背景下,异常高压抑制了储层压实作用的进行,胶结物的增生将变慢或停止,使得黄流组储层岩石颗粒排列疏松,减缓了储层孔隙和喉道变小速度,使其保持着大孔细喉特征,所以埋深 3 000 m 左右时仍然保持较高的孔隙度和渗透率。同时超压带内流体活动强烈,可以形成了一定量的粒间、粒内溶孔。此外,超压环境还有利于原生孔隙的保存<sup>[8,10]</sup>。因此,超压是中央底辟区中深层储层高孔的一个很重要原因。

4.2 沉积作用

沉积作用是影响储层物性的最重要因素,不同沉积环境下砂体的成分、粒度、分选、泥质含量各异,其中

表 2 莺歌海盆地东方区黄流组储层类型划分

Table 2 Types of reservoirs in the Huangliu Formation of DF area, Yinggehai Basin

| 储层类型          | 孔隙度/% | 渗透率/( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ) | 泥质含量/% | 平均喉道半径/ $\mu\text{m}$ | 储层排替压力/MPa |
|---------------|-------|---------------------------------|--------|-----------------------|------------|
| 中孔、中渗微含泥细喉储层  | 15~25 | 10~100                          | <15    | 2.4~4.0               | <0.1       |
| 低渗含泥细喉 I 类储层  | 10~20 | 1~10                            | 10~20  | 1.2~2.5               | <0.1       |
| 低渗含泥细喉 II 类储层 | 10~20 | 0.1~1.0                         | 10~20  | 0.2~1.5               | 0.1~0.6    |
| 低孔、特低渗泥质微细喉储层 | 10~15 | <0.1                            | 20~30  | <0.2                  | <0.6       |

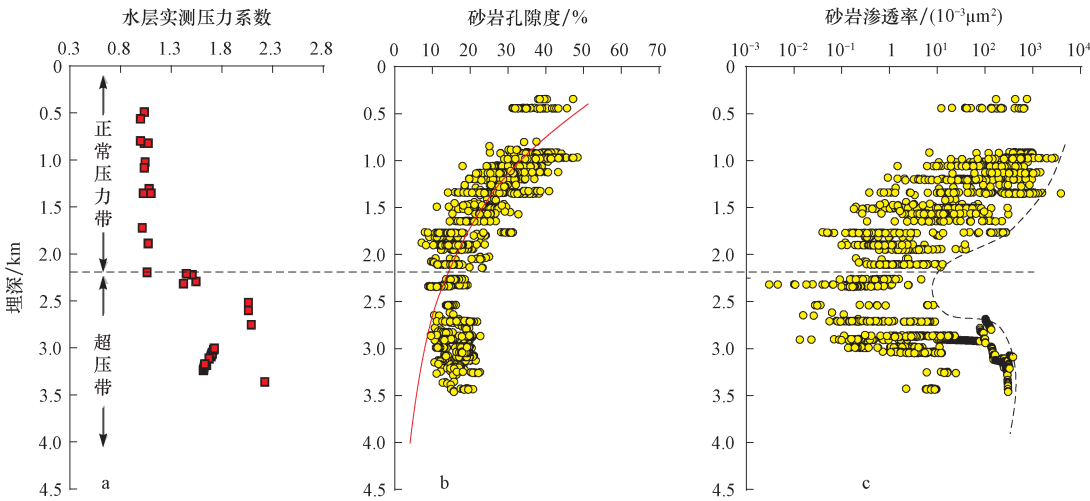


图 6 莺歌海盆地东方区砂岩压力系数、孔隙度、渗透率与深度关系

Fig. 6 Pressure wefficient,porosity and permeability vs. depth of sandstone in the Huangliu Formation of DF area,Yinggehai Basin

a. 压力系数-深度关系;b. 孔隙度-深度关系;c. 渗透率-深度关系

泥质含量对物性的影响较为明显<sup>[26]</sup>。莺歌海盆地东方区黄流组为海底扇沉积,储层岩性以粉砂岩为主,岩石颗粒分选性较差,镜下颗粒支撑结构和杂基支撑结构均有发育。宏观方面,储层物性明显受沉积作用控制,D13-1 区主河道或分流河道储层物性明显优于浅海砂坝和水道间的储层<sup>[27]</sup>。微观方面,储层物性(孔隙度、渗透率)与岩石颗粒平均粒径和泥质含量等参数间表现出较好的相关性(图 7),具体体现在以下两个方面。

- 1) 储层渗透率与颗粒平均粒径  $\Phi$  值呈负相关关系,即储层颗粒粒径越大,物性越好,渗透率越高(图 7a);储层孔隙度也与颗粒平均粒径  $\Phi$  值呈负相关关系,但没有渗透率与颗粒平均粒径  $\Phi$  值的关系明显(图 7b)。
- 2) 东方区黄流组储层物性(主要指渗透率)随泥质含量增加而降低,这是因为泥质容易堵塞孔隙和喉道(图 7c,d)。

储层孔隙度和渗透率与平均喉道半径也呈正相关关系,而在成岩作用较弱的情况下,储层孔喉特征主要由沉积作用控制。所以,黄流组储层颗粒粒度、泥质含量是控制物性的主要因素,储层质量主要受沉积作用的控制。

4.3 溶蚀作用

根据东方区高温高压带黄流组铸体薄片镜下观察统计,发现其砂岩储层孔隙主要由粒间孔和次生孔隙(长石粒内溶孔、岩屑粒内溶孔、杂基溶孔、铸模孔和粒间溶孔)组成。其中,粒间孔在总孔隙组成中比例最大,为 51.8%~66.7%,其次是粒间溶孔、长石粒内溶孔和铸模孔,占总孔隙的比例分别为 10.8%~20.0%,10.3%~16.4%,9.2%~19.5%(表 3),表明溶蚀作用对高温高压带优质储层的形成也具有重要意

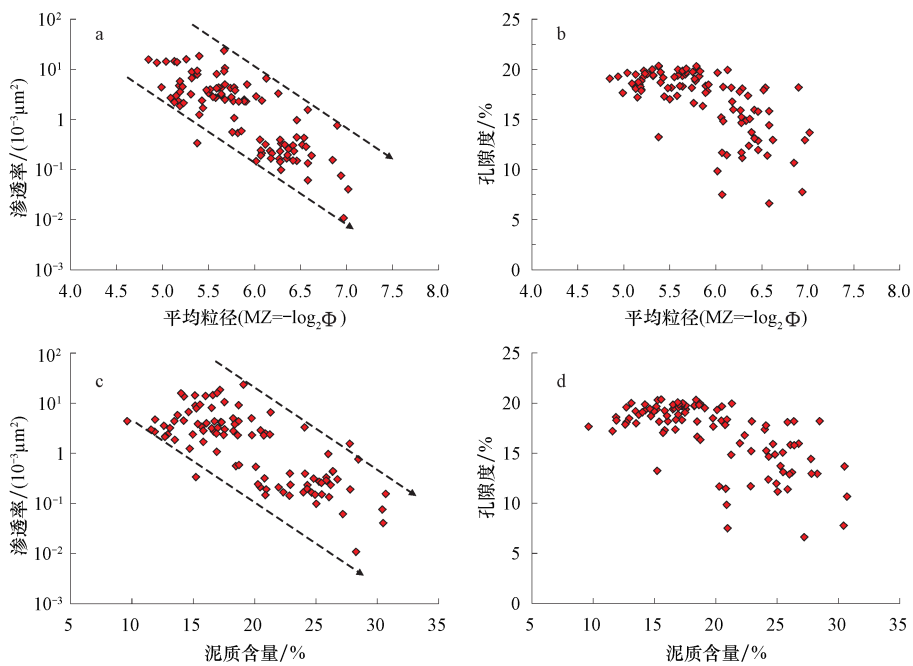


图 7 黄流组储层物性与岩石颗粒平均粒径、泥质含量关系  
Fig. 7 Relationship of physical properties with average grain size and mud content of reservoirs in the Huangliu Formation of DF area, Yinggehai Basin  
(平均粒径  $MZ = -\log_2 \Phi$ ,  $\Phi$  为孔隙度。)

表 3 莺歌海盆地东方区黄流组砂岩储层镜下孔隙类型  
Table 3 Statistics of pore types in reservoirs in the Huangliu Formation of DF area, Yinggehai Basin

| 样品编号 | 深度/<br>m  | 镜下统计<br>面孔率/% | 孔隙组成及其所占比例/% |        |        |      |       |       |
|------|-----------|---------------|--------------|--------|--------|------|-------|-------|
|      |           |               | 粒间孔          | 长石粒内溶孔 | 岩屑粒内溶孔 | 杂基溶孔 | 铸模孔   | 粒间溶孔  |
| 1    | 2 878. 16 | 19. 5         | 51. 8        | 10. 8  | 6. 2   | 0. 5 | 10. 8 | 20. 0 |
| 2    | 2 876. 35 | 20. 4         | 57. 9        | 10. 3  | 6. 2   | 0. 5 | 13. 3 | 16. 4 |
| 3    | 2 870. 02 | 20. 5         | 51. 8        | 10. 8  | 7. 7   | 0. 5 | 19. 5 | 14. 9 |
| 4    | 2 867. 59 | 21. 5         | 66. 7        | 10. 8  | 6. 2   | 0. 5 | 9. 2  | 16. 9 |
| 5    | 2 863. 99 | 21. 5         | 61. 5        | 14. 4  | 7. 7   | 0. 5 | 10. 8 | 15. 4 |
| 6    | 2 861. 87 | 23. 1         | 62. 6        | 16. 4  | 11. 8  | 0. 5 | 16. 4 | 10. 8 |



义,这与底辟高压带内热流体活动较强<sup>[28]</sup>不无关系。

综上所述,莺歌海盆地东方区中深层储层主要受沉积作用控制,其中泥质含量和颗粒粒度与储层物性关系最大,深部超压对孔隙的保持作用是储层成岩作用相对较弱、孔隙度相对较高的主要原因。同时,储层粒度细、泥质含量高是低渗储层形成的主要原因。

## 5 结论

1) 东方区高温高压带黄流组储层岩性主要为粉砂岩,杂基以粘土矿物为主,压实和胶结等成岩作用较弱。

2) 黄流组储层以中孔、中低渗为主,储层物性差异较大。储层孔喉分布具有较强的非均质性,不同储层的孔隙半径分布相对集中,但喉道半径分布及“孔喉比”差异较大。平均喉道半径越大,储层渗透性越好,含气饱和度越高。

3) 储层特征的差异性主要体现在泥质含量、渗透率、喉道半径和排替压力4个方面,根据其差异将黄流组储层划分为中孔-中渗微含泥细喉储层、低渗含泥细喉Ⅰ类储层、低渗含泥细喉Ⅱ类储层及低孔-特低渗泥质微细喉储层4类。

4) 东方区黄流组高孔-低渗储层的形成主要与沉积作用有关,高温引起的溶蚀作用以及超压对孔隙的保持作用是储层高孔的一个重要原因,岩性细、泥质含量高是低渗储层形成的主要原因。

## 参 考 文 献

- [1] 裴健翔,于俊峰,王立峰,等. 莺歌海盆地中深层天然气勘探的关键问题及对策[J]. 石油学报,2011,32(4):573-578.  
Pei Jianxiang, Yu Junfeng, Wang Lifeng, et al. Key challenges and strategies for the success of natural gas exploration in mid-deep strata of the Yinggehai Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(4): 573-578.
- [2] 朱伟林,张功成,高乐. 南海北部大陆边缘盆地油气地质特征与勘探方向[J]. 石油学报,2008,29(1):1-9.  
Zhu Weilin, Zhang Gongcheng, Gao Le. Geological characteristics and exploration objectives of hydrocarbons in the northern continental margin basin of South China Sea[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(1):1-9.
- [3] 刘全稳,何家雄,陈国民. 莺歌海盆地中深层天然气成藏特征[J]. 天然气工业,2005,25(9):1-3.  
Liu Quanwen, He Jiaxiong, Chen Guomin. Gas reservoir characteristics of the medium-deep strata in Yinggehai Basin[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(9):1-3.
- [4] 何家雄,夏斌,刘宝明,等. 莺歌海盆地中深层天然气成藏条件分析及其与浅层成藏条件的比较[J]. 地质通报,2005,24(1):9-15.  
He Jiaxiong, Xia Bin, Liu Baoming, et al. Analysis of conditions of formation of middle-and deep-level gas accumulations in the Yinggehai Basin, west of Hainan Island and their comparison with those of shallow-level accumulations[J]. Geological Bulletin of China, 2005, 24(1):9-15.
- [5] 陈志宏,陈殿远,应明雄. 莺歌海盆地 DF13 区黄流组沟道砂体特征研究[J]. 西南石油大学学报:自然科学版,2014,36(1):51-57.  
Chen Zhihong, Chen Dianyuan, Ying Mingxiong. Study on characteristic of the sand bodies of Huangliu Formation in DF13 area, Yinggehai basin[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2014, 36(1):51-57.
- [6] 童传新,王振峰,李绪深. 莺歌海盆地东方 1-1 气田成藏条件及其启示[J]. 天然气工业,2012,32(8):11-15.  
Tong Chuanxin, Wang Zhenfeng, Li Xushen. Pooling conditions of gas reservoirs in the Dongfang 1-1 Gas Field, Yinggehai Basin[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(8):11-15.
- [7] 谢玉洪,张迎朝,徐新德,等. 莺歌海盆地高温超压大型优质气田天然气成因与成藏模式——以东方 13-2 优质整装大气田为例[J]. 中国海上油气,2014,26(2):1-5.  
Xie Yuhong, Zhang Yingchao, Xu Deshen, et al. Natural gas origin and accumulation model in major and excellent gas fields with high temperature and overpressure in Yinggehai Basin: a case of DF13-2 gasfield[J]. China Offshore Oil and Gas, 2014, 26(2):1-5.
- [8] 谢玉洪,刘平,黄志龙. 莺歌海盆地高温超压天然气成藏地质条件及成藏过程[J]. 天然气工业,2012,32(4):19-22.  
Xie Yuhong, Liu Ping, Huang Zhilong. Geological conditions and pooling process of high-temperature and overpressure natural gas reservoirs in the Yinggehai Basin[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(4):19-22.
- [9] 姜涛,解习农. 莺歌海盆地高温超压环境下储层物性影响因素[J]. 地球科学—中国地质大学学报,2005,30(2):215-220.  
Jiang Tao, Xie Xinong. Effects of high temperature and overpressure on reservoir quality in the Yinggehai Basin, South China Sea[J]. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 2005, 30(2):215-220.
- [10] 张伙兰,裴健翔,张迎朝,等. 莺歌海盆地东方区中深层黄流组超压储集层特征[J]. 石油勘探与开发,2013,40(3):284-293.  
Zhang Huolan, Pei Jianxiang, Zhang Yingchao, et al. Overpressure reservoirs in the mid-deep Huangliu Formation of the Dongfang area, Yinggehai Basin, South China Sea[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(3):284-293.
- [11] 王英超,刘平,李国良,等. 莺歌海盆地东方 1-1 气田地层水特征及其与油气保存的关系[J]. 天然气勘探与开发,2010,33(2):19-22.  
Wang Yingchao, Liu Ping, Li Guoliang, et al. Formation water characteristics and its relationship with hydrocarbon preservation, DF1-1 gas field in Yinggehai Basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2010, 33(2):19-22.
- [12] 龚再升,李思田. 南海北部大陆边缘盆地分布与油气聚集[M]. 北京:科学出版社,1997.  
Gong Zaisheng, Li Sitian. Distribution and petroleum accumulation of continental margin basins of northern south China sea[M]. Beijing: Science press, 1997.
- [13] 王华,朱伟林,王彦. 莺歌海盆地充填史及中深层储层特征[J]. 石油与天然气地质,1999,20(1):55-61.  
Wang Hua, Zhu Weilin, Wang Yan. Characteristics of medium-deep

- reservoirs and sedimentary history in Yinggehai Basin[J]. Oil & Gas Geology, 1999, 20(1): 55–61.
- [14] 张伙兰, 谢金有, 刘亿, 等. 莺歌海盆地 XF 区黄流组砂岩储集性能差异的控制因素及其地质意义[J]. 天然气工业, 2014, 34(5): 43–48.
- Zhang Huolan, Xie Jinyou, Liu Yi, et al. Controlling factors of storage capacity differences of Huangliu Formation sandstone in XF area of the Yinggehai Basin and their geologic significance[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(5): 43–48.
- [15] 谢玉洪, 张迎朝, 李绪深, 等. 莺歌海盆地高温超压气藏控藏要素与成藏模式[J]. 石油学报, 2012, 33(4): 601–609.
- Xie Yuhong, Zhang Yingzhao, Li Xushen, et al. Main controlling factors and formation models of natural gas reservoirs with high-temperature and overpressure in Yinggehai Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 601–609.
- [16] 王振峰, 裴健翔. 莺歌海盆地中深层黄流组高压气藏形成新模式——DF14 井钻获强超压优质高产天然气层的意义[J]. 中国海上油气, 2011, 23(4): 213–217.
- Wang Zhenfeng, Pei Jianxiang. A new accumulation model of high pressure gas in Huangliu Formation of the middle-deep interval in Yinggehai Basin: the significance of discovering a good-quality gas pay with overpressure and high production in Well DF14[J]. China Offshore Oil and Gas, 2011, 23(4): 213–217.
- [17] 谢玉洪, 范彩伟. 莺歌海盆地东方区黄流组储层成因新认识[J]. 中国海上油气, 2010, 22(6): 355–359.
- Xie Yuhong, Fan Caiwei. Some new knowledge about the origin of Huangliu Formation reservoirs in Dongfang area, Yinggehai Basin[J]. China Offshore Oil and Gas, 2010, 22(6): 355–359.
- [18] 吕孝威, 张哨楠, 伏美燕, 等. 莺歌海盆地东方区黄流组高温超压砂岩储集层发育机理[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(1): 52–58.
- Lü Xiaowei, Zhang Shaonan, Fu Meiyun, et al. The mechanism of high temperature and overpressure sandstone reservoir development of Huangliu Formation in Dongfang area of Yinggehai Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(1): 52–58.
- [19] 伍小玉, 罗明高, 聂振荣, 等. 恒速压汞技术在储层孔隙结构特征研究中的应用——以克拉玛依油田七中区及七东区克下组油藏为例[J]. 天然气勘探与开发, 2012, 35(3): 20–30.
- Wu Xiaoyu, Luo Minggao, Nie Zhenrong, et al. Application of constant-velocity mercury-injection technology to studying porous structure of reservoirs: an example from Kexia Formation in 7 middle and east areas of Karamay Oilfield[J]. Natural Gas Exploration & Development, 2012, 35(3): 20–30.
- [20] 于俊波, 郭殿军, 王新强. 基于恒速压汞技术的低渗透储层物性特征[J]. 大庆石油学院学报, 2006, 30(2): 22–25.
- Yu Junbo, Guo Dianjun, Wang Xinqiang. Study of microscopic behaviors of low permeable reservoir through constant velocity mercury injection technique[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2006, 30(2): 22–25.
- [21] 林玉保, 张江, 刘先贵, 等. 喇嘛甸油田高含水后期储集层孔隙结构特征[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(2): 215–219.
- Lin Yubao, Zhang Jiang, Liu Xiangui, et al. Pore structure features of reservoirs at late high water-cut stage, Lamadian Oilfield, Daqing[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(2): 215–219.
- [22] 刘金水, 唐健程. 西湖凹陷低渗储层微观孔隙结构与渗流特征及其地质意义——以 HY 构造花港组为例[J]. 中国海上油气, 2013, 25(2): 18–23.
- Liu Jinshui, Tang Jiancheng. Microscopic pore texture and percolation features in the low permeability reservoirs and their geological significance in Xihu sag: a case of Huagang Formation in HY structure[J]. China Offshore Oil and Gas, 2013, 25(2): 18–23.
- [23] 张伙兰, 裴健翔, 谢金有, 等. 莺歌海盆地东方区黄流组一段超压储层孔隙结构特征[J]. 中国海上油气, 2014, 26(1): 30–38.
- Zhang Huolan, Pei Jianxiang, Xie Jinyou, et al. Pore structure characteristics of Member 1 overpressured reservoir in Huangliu Formation, Dongfang area, Yinggehai Basin[J]. China Offshore Oil and Gas, 2014, 26(1): 30–38.
- [24] 杨秋莲, 李爱琴, 孙燕妮, 等. 超低渗储层分类方法探讨[J]. 岩性油气藏, 2007, 19(4): 51–56.
- Yang Qiulian, Li Aiqin, Sun Yanni, et al. Classification method for extra-low permeability reservoirs[J]. Lithologic Reservoirs, 2007, 19(4): 51–56.
- [25] 王振峰, 胡代圣. 莺歌海盆地中央泥拱构造带大气田勘探方向[J]. 天然气工业, 1999, 19(1): 7–11.
- Wang Zhenfeng, Hu Daisheng. Prospecting for grand gas fields in the central mud diapiric structure belt in Yinggehai Basin[J]. Natural Gas Industry, 1999, 19(1): 7–11.
- [26] Worden R H, Mayall M, Evans I J. The Effect of Ductile-lithic sand grains and quartz cement on porosity and permeability in Oligocene and Lower Miocene clastics, South China Sea: Prediction of reservoir quality[J]. AAPG Bulletin, 2000, 84(3): 345–359.
- [27] 刘景环, 刘瑞丽. 粘土矿物演化与莺歌海盆地天然气成藏关系[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2011, 33(3): 74–78.
- Liu Jinghuan, Wang Ruili. The relations between the evolution of clay mineral and gas-pool formation in Ying-Qiong Basin[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2011, 33(3): 74–78.
- [28] Xie Y H, Li S T, Dong W L. Evidence for episodic expulsion of hot fluids along faults near diapiric structures of the Yinggehai Basin, South China Sea[J]. Marine and Petroleum Geology, 2001, (18): 715–728.

(编辑 董立)