

# 陆东凹陷交南断鼻九佛堂组储层特征

李龙滢 王泽中 陈恭洋 钟宝荣

(江汉石油学院, 湖北荆沙 434102)

李真济 廖兴明 吴仁山

(辽河石油勘探局, 辽宁盘锦 124010)

九佛堂组砂岩储层为水下扇沉积, 研究区内可见中扇和外扇。水下扇经历了发育、成熟和衰亡三个阶段, 分别对应于Ⅲ、Ⅱ、Ⅰ三个砂组, 相当于外扇、中扇外缘叶状体和中扇内缘沟道相。储层孔隙度变化不大, 但渗透率变化剧烈, 反映砂体强烈的非均质性。根据毛管压力特征, 可分出中孔中渗型、中孔低渗型和低孔特低渗型三类储层。

**关键词** 陆东凹陷 九佛堂组 水下扇 毛管压力 储层分类

**第一作者简介** 李龙滢 男 30岁 讲师(硕士) 石油地质

陆东凹陷为开鲁盆地陆家堡坳陷的北东部分, 交南断鼻为陆东凹陷交力格洼陷东南侧的一个正向构造带, 面积约60 km<sup>2</sup>。自晚侏罗世早期义县期, 在上地幔热隆起的区域地质背景下, 产生一系列拉张断裂, 出现大面积火山喷发, 堆积了巨厚的火山岩和火山碎屑岩。至九佛堂期, 由于边界生长断裂的强烈活动, 导致了盆地急剧下沉, 沿坳陷南侧则接受来自西南方向的火山碎屑岩沉积, 形成多个水下扇体, 构成了研究区的主力储层。

## 1 沉积特征

九佛堂组水下扇可分出中扇和外扇, 而未见内扇, 推测内扇应分布在西南部靠近边界断裂一侧。各亚相特征如下:

### 1.1 中扇内缘沟道 (图 1a)

主要由高密度浊流和碎屑流<sup>[1,2]</sup>组成, 具向上变细的层序。自然电位曲线呈钟形或指状, 从深、浅侧向电阻率曲线上可以看出, 砂体的非均质性较强, 反映了扇中水道的近物源快速堆积特征。

### 1.2 中扇外缘叶状体 (图 1b)

主要由高密度浊流和低密度浊流组成, 总体上具向上变粗变厚的层序。自然电位曲线呈漏斗状, 深、浅侧向电阻率曲线反映出该类砂体的非均质性相对较弱且具有向上渗透性变好的趋势。

### 1.3 外扇

主要由低密度浊流组成, 纵向上与深水泥岩薄互层, 呈鲍马序列的BE、BCE及AE段的频繁交替, 自然电位曲线呈弱指状或微弱钟形反映。

水下扇体经历了发育、成熟和衰亡三个不同的阶段, 形成了三期相对集中的水下扇体, 分别对应于Ⅲ、Ⅱ、Ⅰ砂组(图2)。其中Ⅲ砂组属水下扇的发育期, 以中扇内缘沟道沉积为主, 形成向上变细、变薄的层序; Ⅱ砂组为水下扇的成熟

期, 以中扇外缘叶状体为主, 局部发育中扇内缘沟道沉积和外扇沉积, 纵向上不同的相带相互叠置, 构成了反旋回特征; Ⅰ砂组属水下扇的衰亡期, 此时古地形(貌)明显变缓, 水流能量变弱, 沉积砂体粒度变细, 以外扇沉积占明显优势, 形成砂、泥岩薄互层, 纵向上构成正旋回。

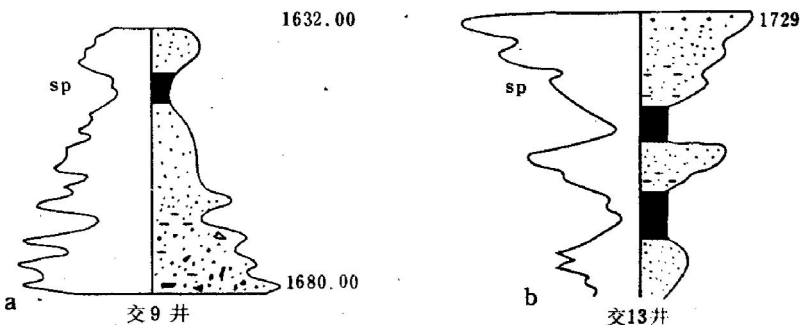


图1 中扇内缘沟道和中扇外缘叶状体相序特征

a—中扇内缘沟道, b—中扇外缘叶状体

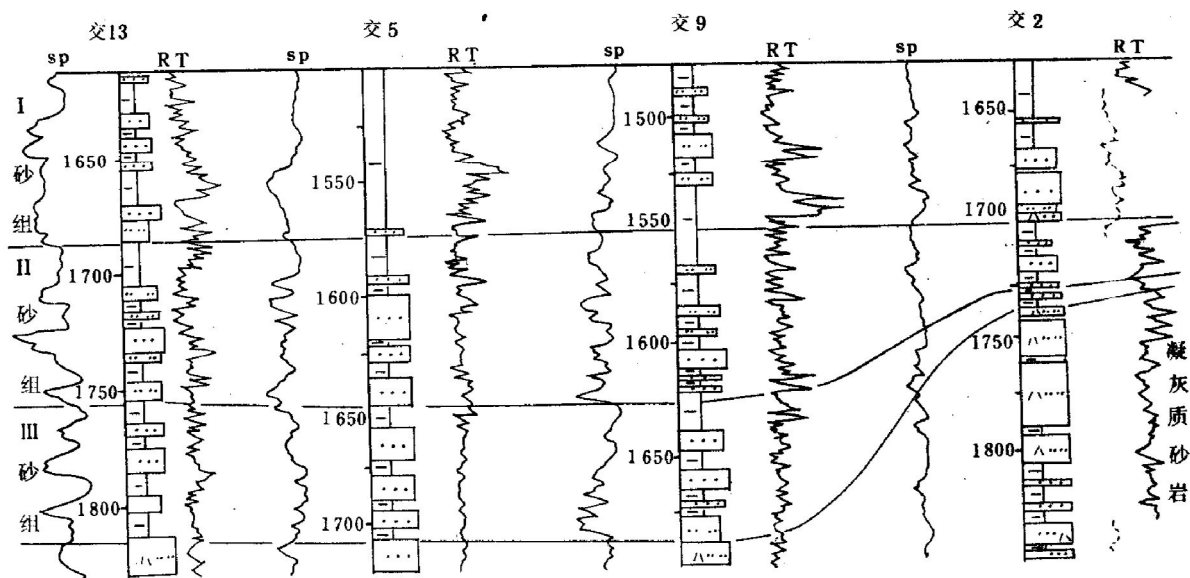


图2 九佛堂组砂组的划分与对比

微相展布特征在一定程度上控制了储层物性在平面上的分布。中扇外缘叶状体及外扇内缘是物性最好的相带, 其次为中扇内缘沟道及外缘中的薄粉砂岩。

## 2 储集特征

### 2.1 岩石学

九佛堂组储层主要由近源的、低结构及低成分成熟度的砂岩组成, 砂岩的成分主要是岩屑、填隙物及少量石英和长石, 据6口井49块样品的薄片、X-衍射及化学分析结果表明, 九佛堂组砂岩的岩屑含量较高, 多在90%以上, 石英及长石的含量多在10%以下(图3)。岩屑主要为流纹岩岩屑、玄武岩岩屑、磁石岩岩屑

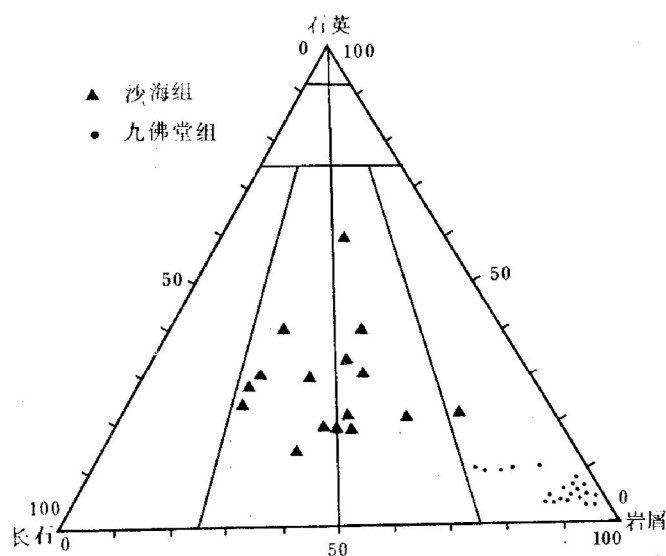


图3 九佛堂组砂岩分类图

$10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 最小值  $0.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 其中渗透率小于  $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  的样品占样品总数的 14.0%。

### 2.3 毛管压力曲线<sup>[3]</sup>

共作毛管压力曲线 33 条, 可分为三类 (图 4)。

#### 2.3.1 I 类

排驱压力 ( $P_d$ ) 为  $0.034 \sim 0.082 \text{ MPa}$ , 平均  $0.053 \text{ MPa}$ ; 饱和中值压力 ( $P_{c50}$ ) 为  $0.09 \sim 3.7 \text{ MPa}$ , 平均  $1.2 \text{ MPa}$ ; 孔隙度 ( $\Phi$ ) 为  $18.4\% \sim 23.10\%$ , 平均  $20.5\%$ ; 渗透率 ( $K$ ) 为  $40 \times 10^{-3} \sim 367 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 平均  $141.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。砂岩的孔喉直径较大, 且部分呈粗偏态, 为中孔中渗型, 属最好的储层。主要分布在交 2 井区的  $I_3$  小层及交 9 井区的  $II_2$ 、 $II_4$  小层。

#### 2.3.2 II 类

排驱压力 ( $P_d$ ) 为  $0.073 \sim 0.2 \text{ MPa}$ , 平均  $0.1263 \text{ MPa}$ ; 饱和中值压力 ( $P_{c50}$ ) 为  $0.68 \sim 1.34 \text{ MPa}$ , 平均  $1.21 \text{ MPa}$ ; 孔隙度 ( $\Phi$ ) 为  $11.7\% \sim 21.30\%$ , 平均  $19.03\%$ ; 渗透率 ( $K$ ) 为  $11.0 \times 10^{-3} \sim 23.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 平均为  $14.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。砂体的孔喉呈细偏态, 分选较好, 为中孔低渗型储层, 属较好类储层。该类储层主要分布在交 2 井区  $I_3$  小层的顶底。

#### 2.3.3 III 类

排驱压力 ( $P_d$ ) 及饱和中值压力 ( $P_{c50}$ ) 高, 分别为  $0.231 \sim 4.54 \text{ MPa}$  和  $3.05 \sim 11.53 \text{ MPa}$ ; 孔隙度 ( $\Phi$ ) 和渗透率 ( $K$ ) 低, 孔隙度一般为  $13.9\% \sim 17.6\%$ , 渗透率值均小于  $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 其中多数样品小于  $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。孔喉偏细, 分选好, 属低孔特低渗型储层。一般分布在较薄砂层的顶底。

其中碳酸盐胶结物含量较高, 约为  $11.5\% \sim 15.0\%$ , 其产状呈等厚环边状、粒状等形式。

### 2.2 孔隙度与渗透率

研究区内储层的孔隙类型主要有以下两种:

(1) 原生粒间孔: 是交南断鼻九佛堂组砂岩的一种主要储集空间。(2) 骨架颗粒溶蚀孔: 为长石颗粒及岩屑由于溶蚀作用形成的次生孔隙, 形状不规则, 呈蜂窝状及溶蚀港湾状, 是研究区内最主要的次生孔隙。

储层的孔隙度变化不大, 但渗透率变化剧烈, 反映了砂体内部的强烈非均质性。据 42 块样品统计分析, 孔隙度一般在  $11.6\% \sim 24.2\%$  之间, 孔隙度大于  $20.0\%$  的样品占样品总数的  $52.4\%$ 。渗透率的变化则剧烈得多, 最大值  $910 \times$

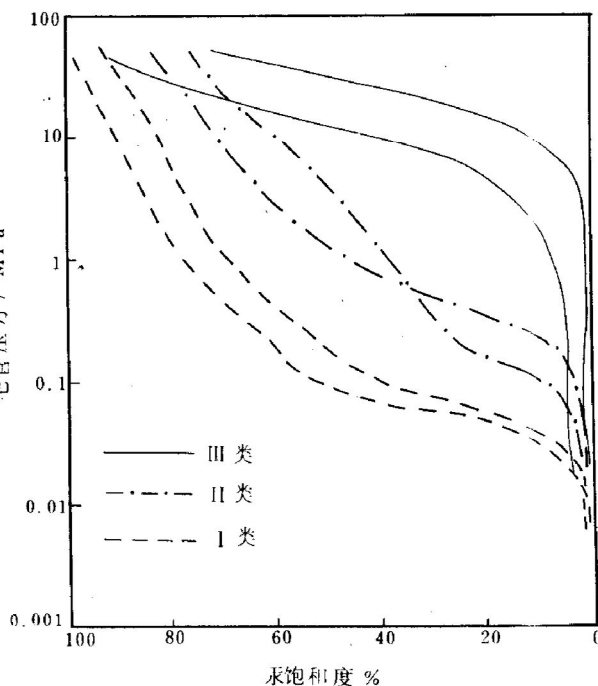


图4 九佛堂组砂岩储层的毛管压力曲线特征

### 参 考 文 献

- 1 Walker R G. 深海砂岩相和古代海底扇: 地层油藏的勘探模式. 见: 吴崇筠等译, 国外浊积岩和扇三角洲研究. 北京:

京：石油工业出版社，1986.64~92

2 高振中，段太忠．华南海相深水重力流沉积模式．沉积学报，1990，8（2）：9~19

3 罗蛰潭．油气储集层的孔隙结构．北京：科学出版社，1986.198~224

## RESERVOIR CHARACTERISTICS OF JIUFUTANG FORMATION IN JIAONAN FAULT-NOSE, LUDONG DEPRESSION

Li Longyan Wang Zezhong Chen Gongyang Zhong Baorong

*(Jiangnan Petroleum Institute, Jingsha, Hubei)*

Li Zhenji Liao Xingming Wu Renshan

*(Liaohu Petroleum Prospecting Bureau, Panjin, Liaoning)*

### Abstract

Sandstone reservoirs of the Jiufutang Formation are submarine fan deposits which could be divided into middle and outer fans. The submarine fans underwent three evolution stages such as development, maturation and decline stages that correspond to III, II and I sand formations, and these sand formations, in turn, equal to outer fan, the outer marginal blade and the inner marginal channel of the mid-fan. The porosity of the reservoir did not change much but its permeability varied intensely. This reveals serious heterogeneity of the sandbodies. According to the capillary pressure, the reservoirs could be divided into mid pore-mid permeability, mid pore-low permeability and mid pore-very low permeability types.