

文章编号: 1000-0550(2012)03-0451-10

# 白云凹陷珠江组深水扇成岩作用与成岩相分析<sup>①</sup>

王欣欣<sup>1</sup> 郑荣才<sup>1</sup> 杨宝泉<sup>2</sup> 胡晓庆<sup>2</sup> 李云<sup>1</sup>

(1. “油气藏地质及开发工程”国家重点实验室 成都理工大学 成都 610059; 2. 中国海洋石油总公司石油研究中心 北京 100027)

**摘要** 根据铸体薄片、扫描电镜、镜质体反射率等分析资料,对珠江口盆地白云凹陷荔湾地区珠江组深水扇砂岩储层成岩作用及成岩相进行了系统研究。确定对储层起破坏作用的成岩作用主要有压实、胶结和自生矿物充填作用,起建设性成岩作用的主要有溶蚀作用。综合成岩方式的组合类型和演化序列,认为深水扇砂岩储层成岩演化主体仅进入中成岩阶段 A—B 期。在建立成岩演化模式的基础上,对成岩相组合特征进行了分析,划分出胶结—弱压实—弱溶蚀相、弱压实—弱胶结—强溶蚀相和中等压实—弱胶结—中等溶蚀相等 3 种主要成岩相类型,其中以弱压实—弱胶结—强溶蚀相砂体的物性为最好。

**关键词** 深水扇 砂岩储层 成岩作用 成岩相 珠江组 白云凹陷 珠江口盆地

**第一作者简介** 王欣欣 女 1984 年出生 硕士研究生 储层沉积学 E-mail: 369627478@qq.com

**中图分类号** P588.2 **文献标识码** A

庞雄、彭大钧等运用地震地层学和层序地层学分析方法<sup>[1~4]</sup>,首先发现了珠江口盆地白云凹陷荔湾地区珠江组深水扇,并对其发育背景、宏观地质特征和油气成藏条件进行了有效剖析,认为荔湾地区珠江组深水扇发育在白云凹陷北部深水陆坡区,叠置在巨厚的下第三系烃源岩之上,属于珠江口盆地珠江组深水扇沉积体系最发育区块,因该深水扇具备十分优越的油气地质条件而将其列为珠江口盆地深水勘探领域最有利的目标;郑荣才、王昌勇和李云等详细研究了该深水扇岩性相、沉积相和深水牵引流沉积特征<sup>[5~7]</sup>;徐强等分析了白云凹陷深水区渐新世—中新世断阶陆架坡折的形成及其对珠江组深水扇发育过程的控制<sup>[8]</sup>。上述研究成果为研究该凹陷珠江组深水扇砂岩储层的成岩作用和成岩相特征奠定了基础。成岩作用和成岩相研究是深水扇储层发育和成藏特征研究最重要的基础研究内容之一,但是成岩作用与深水扇优质砂岩储层发育的关系目前尚缺乏系统研究。本文根据铸体薄片、扫描电镜和稳定碳、氧同位素等分析结果,综合分析了荔湾地区珠江组深水扇的成岩作用和演化序列,在此基础上总结了成岩相特征,以期对深水扇优质砂岩储层预测和评价起抛砖引玉的作用。

## 1 区域地质背景

白云凹陷位于珠江口盆地珠二拗陷东部(图 1),是珠江口盆地范围内规模最大和最深的凹陷,该凹陷北靠中央隆起带上的番禺低隆,南侧以断裂与南部隆起带分隔,西南毗邻珠二拗陷西南部的开平凹陷,东望潮汕凹陷<sup>[9]</sup>。古地理位置上白云凹陷属于陆架坡折带上的沉积凹陷,自北向南水深由 200 m 加大为 2 000 m,面积约 11 000 km<sup>2</sup>。

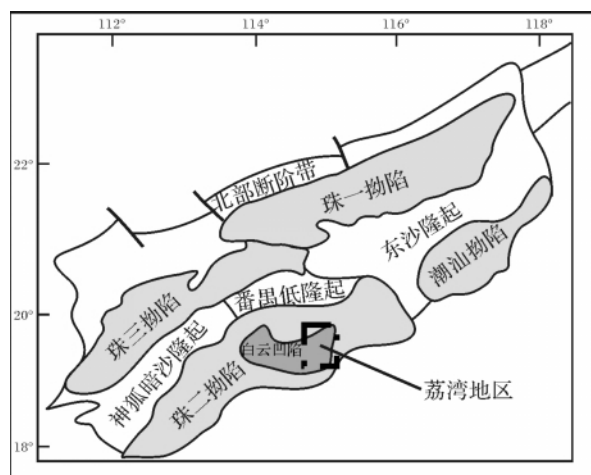


图 1 白云凹陷构造位置图(据庞雄等 2007)

Fig. 1 Tectonic location of the Baiyun sag  
(From Pang Xiong, et al., 2007)

<sup>①</sup>为国家重大专项“南海深水油气勘探开发示范工程—荔湾 3-1 气田总体开发方案及基本设计技术”子项目“深水扇储层层序地层和沉积模式研究”(编号 2008ZX05056-02-02)部分研究成果。

收稿日期: 2011-03-04; 收修稿日期: 2011-08-02

珠江口盆地的形成和演化历史复杂,中、新生代依次经历了早白垩世裂谷前、晚白垩世—始新世裂谷、渐新世—早中新世坳陷沉降和中中新世—第四纪断块四个构造演化阶段<sup>[10]</sup>,其中于渐新世末(约23.8 Ma)受南海小洋盆扩张影响,南海乃至整个东亚地区发生大规模的“白云运动”,陆架坡折带自白云凹陷南侧跳跃式地迁移到白云凹陷北侧,致使该凹陷由浅水陆架进入陆架坡折—盆地相的深水环境,于深部地幔上隆后的热沉降过程中形成了珠江口盆地最大和最深的沉降—沉积中心<sup>[11]</sup>。由于该凹陷位于古珠江大河出口处的陆坡下倾方向,古珠江大河携带的物质充沛,在陆棚—陆坡—盆地地形和海平面变化等因素的综合作用下,于早中新世海平面大幅度下降过程中形成了珠江组下部相当低位域的、极富砂的大型深水扇沉积体系,为一主体位于白云凹陷内的独特而重要的油气储集体<sup>[1-4]</sup>。

## 2 砂岩储层特征

### 2.1 岩石特征

珠江组砂岩储层以灰色岩屑长石砂岩为主,次为灰色长石岩屑砂岩(图2),在垂向剖面上主要表现为中—细粒、中—粗粒和粗粒砂岩不等厚互层夹薄层深灰色泥岩、粉砂质泥岩组合。砂岩储层的基本特征如下:石英碎屑含量为60.67%~70.55%,平均64.26%,以单晶石英为主,长石含量为7.22%~23.59%,平均16.49%,以钾长石为主,少量斜长石,岩屑含量为10.56%~30.73%,平均19.29%,以变质岩屑为主,次为岩浆岩屑和少量沉积岩屑,成分成熟度 $Q/(F+L)$ 值为1.12~3.62,平均1.86,总体显示了低成熟度特征,其中,岩屑含量有随粒度变粗而增加的变化趋势;砂岩结构以中—细粒为主,粗粒次之,分选大部分较好,少量样品中等,但磨圆较差,大部分以次棱角状为主,少数为次圆状,杂基含量非常低,大部分样品<1%;碎屑普遍呈颗粒支撑状,接触关系以点—线接触为主,少量为线—凹凸接触;胶结类型主要为孔隙式,部分为接触—孔隙式胶结,总体显示了高一较高结构成熟度特征。

### 2.2 成岩作用特征

成岩作用相对较弱是珠江组深水扇砂岩储层岩的主要特征,包括破坏性和建设性两类成岩方式。

#### 2.2.1 破坏性成岩作用

压实、胶结和自生矿物充填是对储层造成破坏的主要成岩作用方式,普遍存在于珠江组砂岩中。

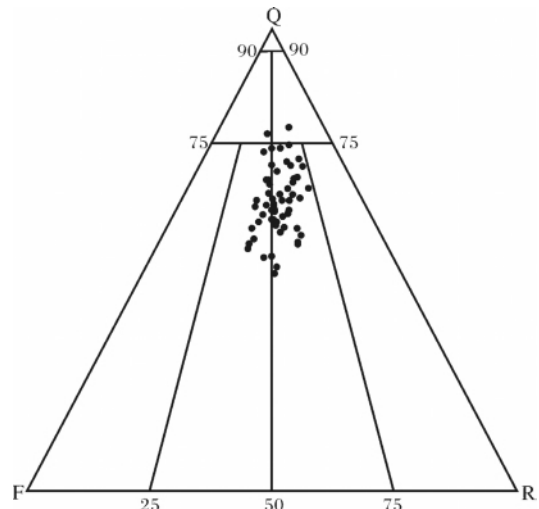


图2 珠江组深水扇砂岩成分投点图

Fig. 2 Sandstone composition cast spot diagram of submarine fan of Zhujiang Formation

#### (1) 压实作用

压实作用是珠江组砂岩储层中较为重要的破坏性成岩方式,但不强烈,特点为:白云凹陷自渐新世先后经历了裂陷期和凹陷期两个阶段,盆地基底持续沉降导致沉积物埋深不断加大,地层现今埋深即为地层最大埋深,介于2700~3900 m之间,其中水深1300 m余,折算为完全的埋深约为3200 m(海水密度按 $1.03 \text{ g/m}^3$ 计算),岩层密度一般大于 $2.3 \text{ g/m}^3$ ,颗粒间多呈点接触,塑性岩屑和云母基本上未发生明显弯曲变形现象,因此,压实程度较弱,大部分储层的原生粒间孔保存较好(图3A)。

#### (2) 胶结作用

研究区储层砂岩中的胶结作用是仅次于压实作用的破坏性成岩方式,主要为硅质胶结和碳酸盐胶结,其次为黏土矿物的胶结作用,同时存在少量长石的胶结作用。

①硅质胶结作用,是荔湾3-1井区珠江组砂岩中普遍发育的成岩作用,主要以共轴生长状态的石英次生加大边形式出现,石英加大边发育状况以II—III级为主,多位于颗粒接触点附近,显然与石英碎屑局部压溶和就近沉淀有关,石英加大边向粒间孔中心扩展而占据部分粒间孔隙(图3B),对孔隙度有一定影响,但由于石英碎屑局部压溶供给的 $\text{SiO}_2$ 数量有限,对孔隙的破坏性并不严重,而早期硅质胶结作用,为珠江组砂岩中原生粒间孔的保存提供了重要的抗压实条件。

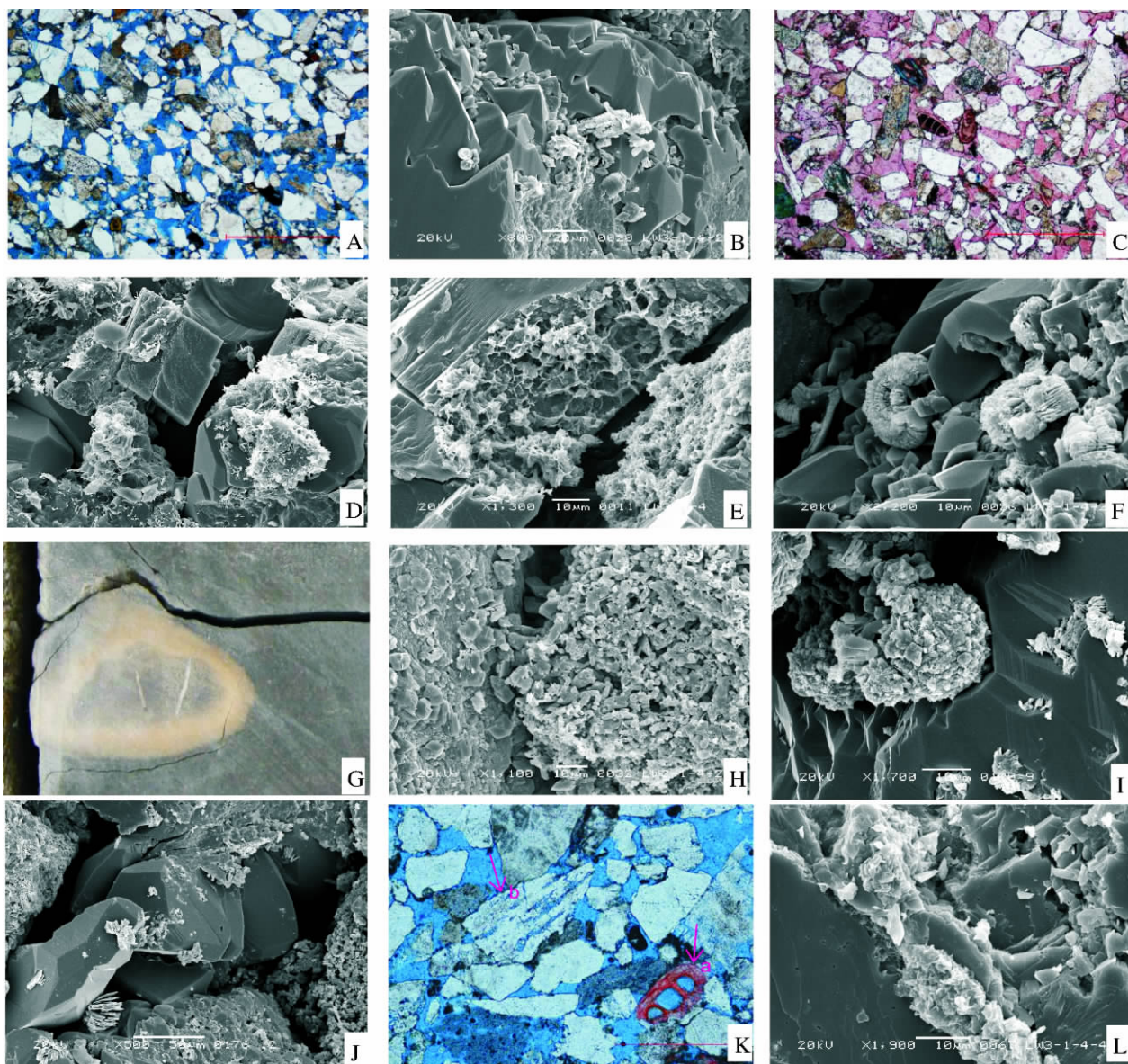


图 3 白云凹陷珠江组深水扇砂岩中的成岩现象

Fig. 3 Typical diagenetic events in sandstones of Zhujiang Formation

A. 中粒岩屑长石砂岩 压实程度较弱 颗粒间多呈点接触 保留较多原生粒间孔 ,LW3-1-4 井 3077.5 m,单偏光,标尺长 1 mm; B. 石英的 II 级次生加大现象 加大边出现在石英颗粒边缘,呈共轴生长状态,向粒间孔中心扩展并占据部分粒间孔隙 ,LW3-1-4 井 3164.36 m, SEM; C. 连生方解石胶结物将粒间孔隙完全充填 ,LW3-1-4 井 3172.2 m 铸体薄片,单偏光 标尺长 0.4 mm; D. 充填孔隙的铁白云石胶结物和丝缕状伊利石 ,LW3-1-4 井 3524.28 m, SEM; E. 方解石晶体表面呈蜂巢状生长的伊蒙混层 ,LW3-1-4 井 3154.76 m, SEM; F. 充填原生粒间孔隙的次生石英晶体 表面附着蠕虫状热液高岭石集合体 ,LW3-1-4 井 3167.7 m, SEM; G. 环带状菱铁矿结核 ,LH29-1-2 井 2539.4 m 岩芯照片; H. 充填粒间孔隙的团粒状和菱面体状菱铁矿集合体 ,LW3-1-4 井 3164.36 m, SEM; I. 细粒长石岩屑砂岩 石英碎屑具 III 级次生加大边 粒间孔隙充填莓球状黄铁矿及书页状高岭石集合体 ,LH29-1-3 井 2517.15 m, SEM; J. 中粒岩屑长石 粒间孔隙中充填次生石英晶体 将粒间孔隙分割为晶间孔隙 次生石英晶体表面附生热液高岭石集合体 ,LH29-1-3 井 2517.50 m, SEM; K. 保存很好的原生粒间孔和有孔虫内的体腔孔 (a) 及微斜长石内沿解理发育的粒内溶孔 (b) ,LW 3-1-4 井 3164.36 m 染色铸体薄片,单偏光; L. 方解石溶蚀形成的晶内溶孔 表面附着片状伊利石 ,LW3-1-4 井 3172.2 m, SEM。

说明: 所有样品取自于珠江组

②碳酸盐胶结作用,也是珠江组砂岩中较为常见的成岩方式,其分布形式与储层品质和评价依据密切

相关<sup>[12]</sup>。当沉积物埋深逐渐加大,由于压实和压溶作用加强,分布于砂、泥岩中的孔隙水向碎屑岩孔隙



中聚集,温度逐渐上升,孔隙水 pH 值也相应发生由弱碱性加强为较强碱性的变化,此时,因孔隙水对碳酸盐的溶解度降低而先后析出方解石、铁方解石和铁白云石等碳酸盐矿物而对碎屑颗粒进行胶结(图 3C, D),因此,碳酸盐胶结物含量的逐渐增高是造成珠江组中浅层砂岩储层质量变差和非均质性加重的主要原因。据王琪研究<sup>[13]</sup>,白云凹陷珠江组砂岩中的碳酸盐胶结物  $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$  为  $-1\% \sim -5\%$ ,  $\delta^{18}\text{O}_{\text{PDB}}$  为  $-8\% \sim -12\%$ ,本次研究分析砂岩和砂质生屑灰岩中的软体和有孔虫化石等灰质组分的  $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$  和  $\delta^{18}\text{O}_{\text{PDB}}$  变化范围(表 1),与同期海水碳、氧同位素组成范围( $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$  为  $-1\% \sim -2\%$ ,  $\delta^{18}\text{O}_{\text{PDB}}$  为  $-8\% \sim 0\%$ )<sup>[14]</sup> 基本一致,珠江组砂岩方解石胶结物  $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$  和  $\delta^{18}\text{O}_{\text{PDB}}$  组成特征相对原始灰质组分明显负偏移,说明来源于同期沉积的、以生物为主的灰质组分的方解石胶结物是成岩期产物,成岩胶结过程中有明显的碳、氧同位素热分馏效应。方解石胶结物主要呈连晶式胶结,使碎屑“漂浮”在胶结物中,堵塞原生粒间孔隙而强烈降低储层孔渗性,对储层破坏往往是致命的<sup>[15]</sup>,然而在珠江组砂岩中由于方解石的胶结作用往往仅限于很小的层段范围内,呈薄的钙质夹层或斑块状分布,因此,其对储层的伤害范围非常有限。

表 1 各类含灰岩石的碳、氧同位素分析结果

Table 1 Carbon and oxygen isotopic compositions of all rocks containing carbonate matter

井号	深度/m	岩性	$\delta^{13}\text{CPDB}/\%$	$\delta^{18}\text{OPDB}/\%$
LW3-1-4	3140	深灰色灰质泥岩	0.06	-5.09
LW3-1-4	3154.9	灰色砂质生屑灰岩	0.05	-3.86
LW4-1-1	2926.3	灰色含灰泥质粉砂岩	-0.98	-1.58

分析单位:中石油西南油气田分公司勘探开发研究院地质实验室;测试仪器:MAT252 气体同位素质谱仪;实验条件:温度 22℃,湿度 50%;检测依据:SY/T6039-94,分析误差碳同位素 0.002‰ ~ 0.014‰,氧同位素 0.004‰ ~ 0.02‰。

③黏土胶结作用 珠江组砂岩中起胶结作用的填隙物包括杂基和次生黏土矿物,含量变化很大,大部分样品杂基含量  $\leq 1.0\%$ ,个别样品可高达 12.4%,成分以伊利石占绝对优势,次为含量很低的伊/蒙混层黏土。次生黏土矿物有围绕颗粒胶结或前期胶结物表面生长的特点(图 3E、F),以高岭石为主,次为伊利石和伊蒙混层黏土。

④长石次生加大胶结作用,仅见于部分样品中,这类胶结物通常呈阶梯状围绕长石颗粒生长,具有边

溶蚀边次生加大的特点,成因与长石遭受酸性流体溶蚀后进入孔隙流体中的离子和化合物,在流体环境 pH 值升高后围绕长石颗粒重新沉淀而成有关。

### (3) 自生矿物的充填作用

包括自生石英、黄铁矿、菱铁矿、高岭石、伊利石及伊蒙混层黏土等自生矿物对粒间孔隙的充填作用,在荔湾 3-1 井区珠江组储集砂岩中极为普遍,各类自生矿物的分布和充填方式有如下特点。

①自生石英,多呈柱状自形晶的晶簇状充填原生粒间孔(图 3F),占据部分粒间孔隙空间。

②高岭石,常呈蠕虫状、书页状集合体与晶簇状自生石英共生,共同充填原生粒间孔(图 3F)。

③黄铁矿,一般呈粒状晶体或霉球状集合体充填粒间孔隙(图 3I)。

④自生菱铁矿,非常发育,主要呈结核状分布于泥岩中(图 3G),砂岩中较少,多呈团粒状或菱形晶集合体充填粒间孔隙间(图 3H)或充填生物体腔孔,有时呈球状集合体围绕生物表面生长。

### (4) 交代作用

珠江组砂岩中常见的交代作用主要有方解石、菱铁矿、黄铁矿、次生石英和次生高岭石及伊利石对碎屑长石进行交代,部分岩屑、云母和石英碎屑也有被交代的现象。被交代的碎屑颗粒边缘呈不规则齿状或残余碎屑状,其中方解石对长石的交代主要发生在钙质胶结严重的部位,前期溶蚀长石形成的溶蚀空间往往先被连生方解石胶结物充填(图 3C),而后方解石逐渐交代溶蚀残余的长石碎屑,剩余溶孔最终被热液高岭石不完全充填,被溶蚀的长石碎屑在镜下呈现明暗相间的颜色,或保存长石碎屑的幻影。

## 2.2.2 建设性成岩作用

建设性成岩作用是指有利于原生孔隙保存和次生孔隙形成的成岩作用,在荔湾 3-1 气田的珠江组砂岩储层中,常见的建设性成岩作用有早期硅质胶结作用提供的抗压实效应和后期的溶蚀作用,前者为原生粒间孔的保存提供了条件,后者以形成新的次生孔隙为主。就已有资料而言,溶蚀作用是形成珠江组优质砂岩储层的关键,其成因主要与埋藏成岩过程中来自深部烃源岩排出的有机酸热液有关<sup>[16]</sup>,其过程被解释为:随着埋深不断加大,地下温度也愈来愈高,当达到有机质成熟温度时,有机质热降解将发生强烈的脱羧基作用而产生有机酸和  $\text{CO}_2$ 。作为荔湾 3-1 气田气源供给源的深部恩平组烃源岩的镜质体反射率  $R_o$  介于 1.1% ~ 1.4% 之间<sup>[16,17]</sup>,有机质已处于成熟—

高成熟阶段,有机质热演化过程中排出大量富含 CO<sub>2</sub> 的有机酸热液,这些酸性热液沿断裂和层面进入经早期欠压实和弱胶结的珠江组砂体的原生粒间孔中,对孔隙周围欠稳定的碎屑组分和早期钙质胶结物进行溶蚀而产生丰富的次生孔隙。研究区珠江组深水扇储集砂岩中以长石碎屑遭受的溶蚀作用最为普遍和强烈(图 3K),部分生物碎屑和方解石胶结物也被不同程度地溶蚀(图 3L)而形成大量粒间溶孔、粒内溶孔和铸模孔,同时在溶蚀孔隙中又往往沉淀有热液高岭石(图 3F),可作为存在有机酸热液溶蚀作用的标志。此外,充填原生孔隙的杂基和次生伊利石及石英碎屑边缘局部也有弱溶蚀作用,形成粒间小溶孔和次

生黏土矿物的晶间微孔。

### 2.3 成岩阶段划分与演化序列

按白云凹陷珠江组泥岩镜质体反射率 R<sub>0</sub> 为 0.5%~0.75%,伊/蒙混层中蒙皂石含量介于 10%~30% 的特征,对照成岩阶段划分国家标准(SY/T5615—93),可将珠江组成岩演化历史划分为准同生、早成岩、中成岩 3 个阶段和 5 个亚阶段,主体处于中成岩阶段 A 期,局部深埋藏部位开始进入中成岩阶段 B 期(图 4)。

#### 2.3.1 准同生阶段

此阶段主要发生铝硅酸盐的水化和有机质的有氧呼吸作用,自生海绿石和泥岩中同生菱铁矿和黄铁

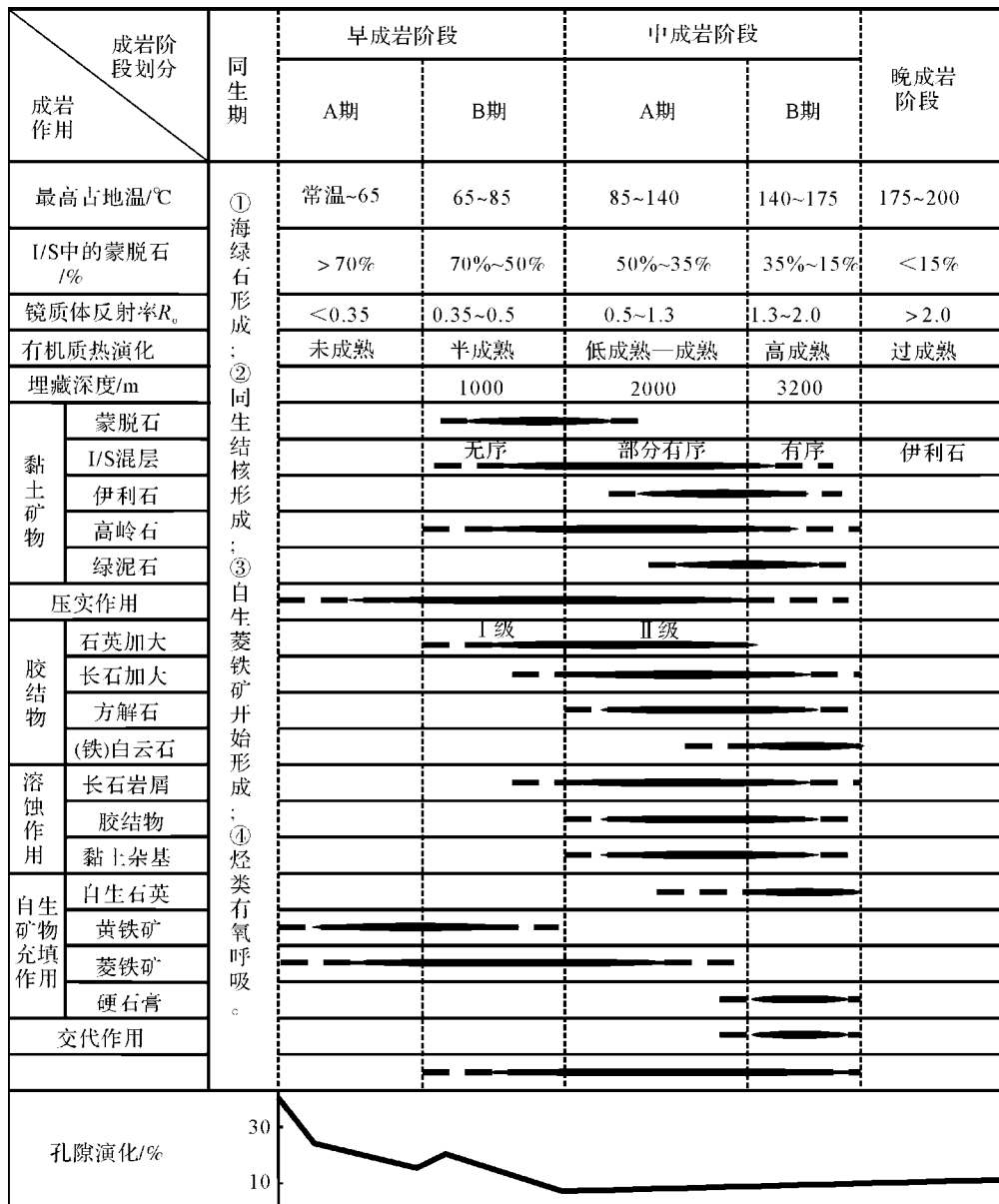


图 4 白云凹陷珠江组深水扇砂岩成岩类型及成岩序列

Fig. 4 Diagenesis types and evolution patterns in sandstones of Zhujiang Formation in Baiyun sag

矿结核开始形成,砂岩中可含有少量碳酸盐胶结物和微晶菱铁矿,但对砂岩的原始孔隙度变化和储层发育状况无甚影响。

### 2.3.2 早成岩阶段

#### (1) 早成岩阶段 A 期

沉积物处于浅埋藏状态,铝硅酸盐水化和有机质有氧呼吸作用持续进行,随沉积物埋深和压实强度增大,压实过程中伴随大量孔隙水的排出,沉积物体积不断缩小和孔隙的缩减量加大,但仍然保存了 20%~25% 的孔隙度。这一时期沉积物逐渐与上覆水体脱离,开始进入相对闭塞的地层封存水成岩环境,发生不同程度的碳酸盐质、硅质胶结作用,菱铁矿及黄铁矿等次生矿物开始大量生成,蒙皂石也开始向伊/蒙混层转化。

#### (2) 早成岩阶段 B 期

随着沉积物埋深逐渐加大和压实作用加强,石英颗粒接触处的压力超过正常孔隙流体压力而导致石英遭受压溶和变形, $\text{SiO}_2$ 水化为  $\text{H}_4\text{SiO}_4$  分子并以石英颗粒表面的水膜为通道向周围孔隙运移,由于孔隙发育处的压力小于颗粒压溶部位, $\text{SiO}_2$  将围绕孔隙发育处的石英颗粒表面沉淀而形成石英次生加大边,因此,由石英颗粒压实—压溶作用引起的沉积物体积缩小和硅质胶结,也即石英次生加大作用的逐渐加强,致使砂岩储层的孔隙度进一步缩小为 18%~20%。这一时期因同时受到下伏地层恩平组湖泊—沼泽相的、以 II 型干酪根为主,III 型干酪根和 I 型干酪根为次的烃源岩有机质成熟影响<sup>[17]</sup>,由有机质热降解形成的有机酸也开始进入孔隙,对长石、岩屑和碳酸盐胶结物及黏土矿物等不稳定组分开始进行溶蚀产生部分新的次生孔隙,孔隙度局部可递增为 20% 以上。

### 2.2.2 中成岩阶段

#### (1) 中成岩阶段 A 期

随着有机质热演化进入成熟期,由有机质热降解产生的大量低碳有机酸随烃源岩中的地层水排出,形成大量具有很强溶蚀能力的酸性热液,主要对长石碎屑及部分碳酸盐胶结物及黏土矿物进行强烈溶蚀作用而形成大量次生溶孔,孔隙度为 10%~15% 以上,同时热液中的硅质组分以石英加大边或自生石英形式沉淀,占据 2%~3% 的粒间孔隙而使孔隙度有所降低。但从总体上看,此阶段产生的次生孔隙远大于自生石英占据的空间,是改善储层孔渗性的主要时期。已钻获得的珠江组储层砂岩的成岩作用大部分处于此阶段,如 LW3-1-1 井和 LW3-1-2 井的珠江组

深水扇优质砂岩储层。

#### (2) 中成岩阶段 B 期

仅个别埋深达到 3 200 m 以下的珠江组砂岩进入此阶段,如 LW9-1-2 井,特点是有机质演化进入高成熟期,伴随长石的溶蚀,地层水介质中的  $\text{K}^+$ 、 $\text{Na}^+$ 、 $\text{Ca}^{2+}$ 、 $\text{Mg}^{2+}$ 、 $\text{Al}^{3+}$ 、 $\text{Si}^{4+}$  等阳离子和  $\text{SiO}_4^{2-}$  等阴离子大量富集,成岩流体性质由酸性度逐渐向碱性转化,长石中的铝和硅组分进入热液流体并与其他物质重新结合,形成充填次生溶孔的各类次生矿物,如热液高岭石、次生石英、钠长石、方解石和(铁)白云石等次生矿物的胶结作用非常发育,并出现碱性条件下铁方解石交代长石和石英碎屑的常见现象。在成岩流体盐度较高的部位,局部出现充填孔隙的硬石膏。此阶段由溶蚀产生的次生孔隙很有限,而由各类次生矿物沉淀可造成 1%~3%,局部可高达 5%~12% 的储层孔隙度下降,其中以碳酸盐胶结物对储层孔渗性的伤害最大。被改造的砂岩储层孔隙度在发生油气充注成藏之前一般保持在 10%~15% 之间,部分可达 15%~20%,大多数储层仍具有较高的孔隙度和渗透率。

## 3 成岩相分析

### 3.1 成岩相定义

成岩相分析是近期国内外储层研究的重大进展和热门课题之一,其工作原理基于储集岩的成岩历史和孔隙发育状况,涵盖胶结物成分和胶结类型、压实—压溶和溶蚀组构等特征。需指出的是,自“成岩相”一词引入碎屑岩储层研究以来,不同研究者对“成岩相”定义的理解不尽相同<sup>[18-20]</sup>,多数研究者以综合成岩作用、孔隙类型、分布规律等方面的内容和差异性作为定义和划分成岩相的依据<sup>[18,19]</sup>。因此,成岩相应反映成岩环境的岩石学、地球化学和岩石物理等特征的总和,即经成岩改造后的岩石总体面貌<sup>[19]</sup>。针对珠江组深水扇砂岩的成岩特征和孔隙发育状况,本文将“碎屑岩储层成岩相”定义为“在特定沉积和成岩物理化学环境中的物质表现和成岩作用组合与演化的总体特征”,包括碎屑物沉积环境,固结成岩方式和成岩孔隙水演化三方面内容,藉此反演各成岩阶段与孔隙演化关系和成岩相组合对储层发育的控制,因而成岩相划分有助于储层的区域评价、预测和描述。

### 3.2 成岩相组合类型

在成岩作用和成岩序列分析基础上,根据珠江组

深水扇沉积体系中成岩作用的分布和组合规律,可划分出4种成岩相组合类型(图5),不同的成岩相组合有不同的分布区域和储层发育特征。

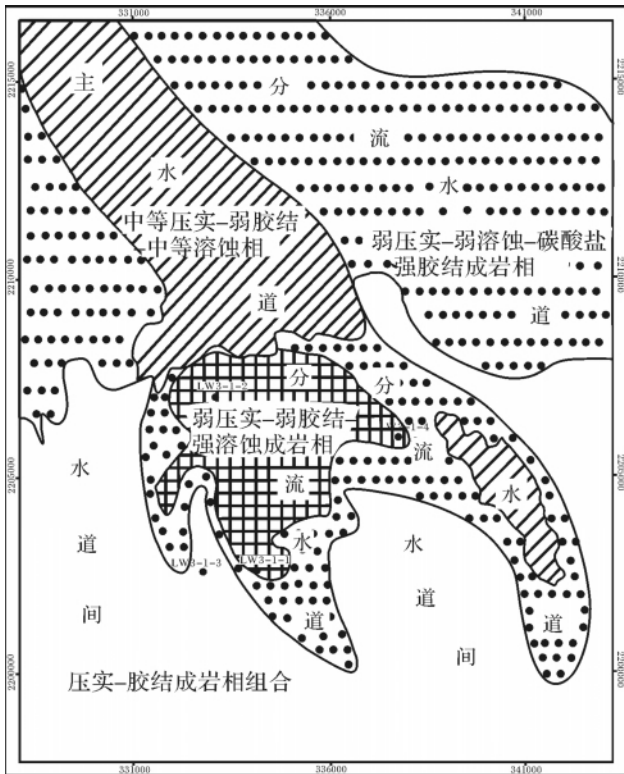


图5 珠江组成岩相平面分布图

Fig. 5 Diagenetic facies of Zhujiang Formation

### 3.2.1 弱压实—弱胶结—强溶蚀成岩相组合

该成岩相组合主要发育于早成岩阶段B期→中成岩阶段A期埋深2000~3000m的弱酸性成岩环境,广泛地分布在中、深层内—中扇水道砂体中,砂岩的颗粒之间呈点接触为主,塑性颗粒轻微变形,原生孔隙保存良好和非常有利于溶蚀作用的发育。孔隙类型以原生粒间孔和经压实、胶结后的剩余原生粒间孔为主,次为粒间和粒内溶溶孔、铸模孔,常见特大溶孔,被溶蚀矿物主要为长石及岩屑,各类孔隙连通性很好,配位数一般都在3~4以上。实测样品平均孔隙度>18%,平均渗透率>50×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,属于中高孔中高渗型储层,部分为特高孔特高渗型储层,是最有利储层发育的成岩相组合。

### 3.2.2 中等压实—弱胶结—中等溶蚀相组合

该成岩相组合主要发育于中成岩阶段A期→B期埋深3000~3600m的酸性成岩环境,较有限地分布在深层内—中扇水道砂体中,砂岩的颗粒之间呈点—线接触,因受塑性颗粒弱变形影响,局部呈线—

凹凸接触,孔隙类型以经压实、胶结后的剩余原生粒间孔为主,保存有少量原生粒间孔,次为粒间和粒内溶孔及铸模孔,也常可见超大溶孔,被溶蚀矿物主要为长石、岩屑及软体生物化石,孔隙连通性好,配位数一般为2~3。实测样品平均孔隙度为15.94%,渗透率13.45×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,属于中孔中低渗型储层,但往往夹有高孔高渗优质储层,亦为非常有利储层发育的成岩相组合。

### 3.2.3 弱压实—弱溶蚀—碳酸盐强胶结成岩相组合

该成岩相组合主要发育于早成岩阶段A→B期近地表至埋深1400~2000m的弱碱性成岩环境,非常有限地分布在中、浅层内—中扇水道砂体中,往往为较强烈的钙质胶结层,但埋深达3200m以上的中成岩阶段B期也有所发育。砂岩的成岩组构表现为方解石(或铁方解石)重结晶和连晶胶结结构,各类孔隙几乎全被方解石充填,所发育的少量孔隙多为长石和岩屑选择性溶蚀形成的粒内和粒间溶孔,连通性差,排驱压力大。此类成岩相组合以发育平均孔隙度小于10%,平均渗透率小于1×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>的低孔低渗型储层为主,为不太有利储层发育的成岩相组合。

### 3.2.4 压实—胶结成岩相组合

珠江组压实—胶结相,发育于早成岩阶段B期→中成岩阶段B期浅—深埋藏成岩环境,广泛地分布在中扇水道间、外扇和盆地以泥岩为主区域中,以泥岩的中等强度的压实和胶结为主,不含外来胶结物,为隔层和盖层的成岩相组合。

## 3.3 优质储层与成岩相关系

白云凹陷珠江组深水扇储集体与大西洋两岸高效勘探开发区中的深水相储集体的储层特征有许多共同点<sup>[21-22]</sup>,如珠江组现今的埋藏深度相对较浅,压实程度较弱,颗粒间多呈点接触,塑性岩屑和云母等塑性颗粒仅弱变形,储层中原生孔隙保存好,多呈多边形,占总孔隙的70%以上,对储层贡献为最大,次生孔隙占总孔隙5%~30%,平均10%,对储层的孔隙度贡献虽然较有限,但由于次生孔隙的发育往往沟通了原生孔隙之间的连通性,孔隙配位数都在2~3以上,具备孔径大、喉粗、连通性好等特点,对渗透率的贡献很大。因此,次生溶蚀作用是发育优质储层的重要条件,也是珠江组油气藏中发育最普遍的储层类型。需指出的是,白云凹陷处在靠近洋壳的过渡型地壳特殊构造位置,沉积基底以下的地壳厚度仅7~11km,且由北向南地壳厚度逐渐减薄,莫霍面埋深变浅,地温梯度增高,达3.6~4.5°C/100m,大地热流值

最高达  $77.5 \text{ mW/m}^2$  ,属于地温场偏高的凹陷<sup>[23]</sup>。在珠江组深海环境背景下,发育了以砂质碎屑流和浊流砂岩为主的深水扇内—中扇水道沉积体系<sup>[5-7]</sup>。钻井揭露的珠江组深水扇水道砂体大部分属于最有利储层发育的弱压实—弱胶结—强溶蚀成岩相组合(图6)。

## 4 结论

(1) 珠江口盆地白云凹陷珠江组深水扇砂岩以岩屑长石砂岩为主,次为长石岩屑砂岩,砂岩中以发育原生粒间孔和压实、胶结后剩余原生粒间孔为主,次为各类溶孔和含少量生物体腔孔。

(2) 压实—压溶、胶结和自生矿物充填等作用是对储层造成伤害的破坏性成岩性作用,其中以碳酸盐矿物的胶结作用对储层伤害最大,但仅限于局部层段内,对储层发育的影响总体不大。而早期硅质胶结提供的抗压实效应和后期溶蚀为主要的建设性成岩作用,前者是原生粒间孔得以较好保存的主要原因,后者对储层的贡献主要为提供了新的储集空间和溶扩了渗流喉道。

(3) 珠江组砂岩储层的演化可划分为准同生、早成岩、中成岩3个阶段和准同生、早成岩阶段A期、B期、中成岩阶段A期、B期5个亚阶段,现今主体处于中成岩阶段A期。

(4) 根据珠江组砂岩的不同压实相、碳酸盐胶结相和溶蚀相的纵向分布规律,可划分出早期胶结—弱压实—弱溶蚀相、中期弱压实—弱胶结—强溶蚀相、晚期中等压实—弱胶结—中等溶蚀相3种成岩相组合,以中期弱压实—弱胶结—强溶蚀相组合的砂体物性为最好,已钻井揭露的珠江组深水扇水道砂体绝大部分属于最有利储层发育的弱压实—弱胶结—强溶蚀成岩相组合。鉴于白云凹陷深水区破坏性成岩作用对储层质量的影响甚微,而建设性成岩作用于水道砂体中广泛发育,因此,储层预测可以砂体发育规模为主要目标。

## 参考文献 (References)

- 1 庞雄,陈长民,彭大钧,等. 南海珠江深水扇系统的层序地层学研究[J]. 地学前缘, 2007, 14(1): 220-229 [Pang Xiong, Chen Changmin, Peng Dajun, *et al.* Sequence stratigraphy of Pearl River deep-water fan system in the South China Sea[J]. *Earth Science Frontiers*, 2007, 14(1): 220-229]
- 2 庞雄,陈长民,彭大钧,等. 南海珠江深水扇系统及油气[M]. 北京: 科学出版社, 2007 [Pang Xiong, Chen Changmin, Peng Dajun, *et al.* The Zhujiang Deep-Water Fan Systems and the Oil and Gas in the South China Sea[M]. Beijing: Science Press, 2007]
- 3 彭大钧,庞雄,黄先律,等. 南海珠江深水扇系统的形成模式[J]. 石油学报, 2007, 28(5): 7-11 [Peng Dajun, Pang Xiong, Huang Xianlü, *et al.* Depositional model of Pearl River deep-water fan system in South China Sea[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(5): 7-11]
- 4 代一丁,庞雄. 珠江口盆地珠二坳陷石油地质特征[J]. 中国海上油气:地质, 1999, 13(3): 169-173 [Dai Yiding, Pang Xiong. Petroleum geological characteristics of Zhu II Depression, Pearl River Mouth Basin[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 1999, 13(3): 169-173]
- 5 李云,郑荣才,高博禹,等. 深水扇沉积研究现状和展望——以珠江口盆地白云凹陷珠江深水扇系统为例[J]. 地质论评, 2010, 56(4): 549-560 [Li Yun, Zheng Rongcai, Gao Boyu, *et al.* Reviews and prospects on submarine fan deposition: a case study of Zhujiang submarine fan system in Baiyun Depression, Pearl River Mouth Basin[J]. *Geological Review*, 2010, 56(4): 549-560]
- 6 王昌勇,郑荣才,高博禹,等. 珠江口盆地荔湾井区珠江组海底扇深水沉积特征[J]. 中国地质, 2010, 37(6): 1628-1637 [Wang Changyong, Zheng Rongcai, Gao Boyu, *et al.* Deepwater fan sedimentary characteristics of Zhujiang Formation in Liwan area of Zhujiang River mouth basin[J]. *Geology in China*, 2010, 37(6): 1628-1637]
- 7 李云,郑荣才,朱国金,等. 珠江口盆地白云凹陷珠江组深水牵引流沉积特征及其地质意义[J]. 海洋学报, 2012, 待刊. [Li Yun, Zheng Rongcai, Zhu Guojin, *et al.* Deepwater fan sedimentary characteristics and geological significations of Zhujiang Formation in Baiyun sag of Zhujiang River mouth basin[J]. *Acta Oceanologica Sinica*, 2012, unpublished]
- 8 徐强,王英民,王丹,等. 南海白云凹陷深水区渐新世—中新世断阶陆架坡折沉积过程响应[J]. 沉积学报, 2010, 28(5): 906-916 [Xu Qiang, Wang Yingmin, Wang Dan, *et al.* Sedimentary responses of retreating shelf break from Oligocene to Miocene in deep water area of Baiyun Depression, South China Sea[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2010, 28(5): 906-916]
- 9 庞雄,陈长民,施和生,等. 相对海平面变化与南海珠江深水扇系统的响应[J]. 地学前缘, 2005, 12(3): 167-177 [Pang Xiong, Chen Changmin, Shi Hesheng, *et al.* Response between relative sea-level change and the Pearl River deep-water fan system in the South China Sea[J]. *Earth Science Frontiers*, 2005, 12(3): 167-177]
- 10 邵磊,李献华,汪品先,等. 南海渐新世以来构造演化的沉积记录——ODP1148 站深海沉积物中证据[J]. 地球科学进展, 2004, 19(4): 539-544 [Shao Lei, Li Xianhua, Wang Pinxian, *et al.* Sedimentary record of the tectonic evolution of the South China Sea since the Oligocene—evidence from deep sea sediments of ODP Site 1148[J]. *Advance in Earth Sciences*, 2004, 19(4): 539-544]
- 11 庞雄,陈长民,邵磊,等. 白云运动: 南海北部渐新统—中新统重大地质事件及其意义[J]. 地质论评, 2007c, 53(2): 145-151 [Pang Xiong, Chen Changmin, Shao Lei, *et al.* Baiyun Movement, a great tectonic event on the Oligocene—Miocene boundary in the northern South China Sea and its implications[J]. *Geological Review*,



- 2007c. 53(2): 145-151]
- 12 刘娅铭,姜在兴,朱井泉,等. 东河砂岩中碳酸盐胶结物特征及对储层的影响[J]. 大庆石油地质与开发, 2006, 25(3): 13-15 [Liu Yaming, Jiang Zaixing, Zhu Jingquan, *et al.* Characteristics of carbonate cement in Donghe sandstone and its effect on reservoir[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2006, 25(3): 13-15]
  - 13 王琪,郝乐伟,陈国俊,等. 白云凹陷珠海组砂岩中碳酸盐胶结物的形成机理[J]. 石油学报, 2010, 31(4): 553-565 [Wang Qi, Hao Lewei, Chen Guojun, *et al.* Forming mechanism of carbonate cements in siliciclastic sandstone of Zhuhai Formation in Baiyun Sag [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(4): 553-565]
  - 14 Veizer.  $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ ,  $\delta^{13}\text{C}$  and  $\delta^{18}\text{O}$  evolution of Phanerozoic seawater [J]. Chemical Geology, 1999, 161: 59-88
  - 15 陈国俊,吕成福,王琪,等. 珠江口盆地深水白云凹陷储层孔隙特征及影响因素[J]. 石油学报, 2010, 31(4): 566-572 [Chen Guojun, Lü Chengfu, Wang Qi, *et al.* Characteristics of pore evolution and its controlling factors of Baiyun Sag in deepwater area of Pearl River Mouth Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(4): 566-572]
  - 16 赵红静,张敏,张春明,等. 珠江口盆地白云凹陷珠江组、珠海组烃源岩倾油倾气性判识[J]. 地质科技情报, 2010, 29(3): 5-9 [Zhao Hongjing, Zhang Min, Zhang Chunming, *et al.* Oil/gas potential identification for Zhujiang and Zhuhai Formations in Baiyun Depression, Pearl River Mouth Basin [J]. Geological Science and Technology Information, 2010, 29(3): 5-9]
  - 17 朱俊章,施和生,何敏,等. 珠江口盆地白云凹陷深水LW3-1-1井天然气地球化学特征及成因探讨[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(2): 229-233 [Zhu Junzhang, Shi Hesheng, He Min, *et al.* Origins and geochemical characteristics of gases in LW3-1-1 Well in the deep sea region of Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(2): 229-233]
  - 18 钟广法,郭宁芬. 成岩岩相分析: 一种全新的成岩非均质性研究方法[J]. 石油勘探与开发, 1997, 24(5): 62-66 [Zhong Guangfa, Wu Ningfeng. Diagenetic lithofacies analysis: a new diagenesis heterogeneity study method [J]. Petroleum Exploration and Development, 1997, 24(5): 62-66]
  - 19 陈彦华,刘莺. 成岩相-储集体预测的新途径[J]. 石油实验地质, 1994, 16(3): 274-280 [Chen Yanhua, Liu Ying. Diagenetic facies: a new approach to the prediction of reservoir rocks [J]. Petroleum Geology & Experiment, 1994, 16(3): 274-280]
  - 20 郑荣才,耿威,周刚,等. 鄂尔多斯盆地白豹地区长6砂岩成岩作用与成岩相研究[J]. 岩性油气藏, 2007, 19(2): 1-8 [Zheng Rongcai, Geng Wei, Zhou Gang, *et al.* Diagenesis and diagenetic facies of Chang 6 sandstone of Yanchang Formation in Baibao area, Ordos Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2007, 19(2): 1-8]
  - 21 Arthur H Saller, Jesse T Noah, Alif Prama Ruzuar, *et al.* Linked lowstand delta to basin-floor fan deposition, offshore Indonesia: An analog for deep-water reservoir systems [J]. AAPG Bulletin, 2004, 88(1): 21-46
  - 22 Shirley P Dutton, William A Flanders, Mark D. Barton reservoir characterization of a Permian deep-water sandstone, East Ford field, Delaware basin Texas [J]. AAPG Bulletin, 2003, 87: 609-627
  - 23 庞雄,陈长民,彭大均,等. 南海北部白云深水之基础地质[J]. 中国海上油气, 2008, 20(4): 215-222 [Pang Xiong, Chen Changmin, Peng Dajun, *et al.* Basic geology of Baiyun deep-water area in the northern South China Sea [J]. China Offshore Oil and Gas, 2008, 20(4): 215-222]

## Diagenesis and Diagenetic Facies of Submarine Fan in Zhujiang Formation, Pearl River Mouth Basin

WANG Xin-xin<sup>1</sup> ZHENG Rong-cai<sup>1</sup> YANG Bao-quan<sup>2</sup> HU Xiao-qing<sup>2</sup> LI Yun<sup>1</sup>

(1. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059;

2. Research Center, CNOOC, Beijing 100027)

**Abstract:** The Liwan area is located in the east edge of the deep waters of the Baiyun sag, belonging to the most development block of the Zhujiang Formation submarine fan sedimentary system in Pearl River Mouth Basin, which has very superior petroleum geological conditions. The research of diagenesis and diagenetic phase is one of the most important basic researches about the reservoir of the submarine fan and accumulation characteristics. But there is no systematic research about the relationship of diagenesis and high quality sandstone reservoir development in submarine fan. According to the results of analysis from thin-section, scanning electron microscope and stable carbon and oxygen isotopic composition. This paper comprehensively analyzes the diagenesis and evolutionary sequences in Zhujiang Formation of submarine fan in Pearl River Mouth Basin, sum up the diagenetic phase characteristics to play the role of predicting and evaluating the high quality of sandstone reservoir in deep-water fan.

Firstly, based on the materials of the drilling cores, outcrop, rock slice identification and grain size analysis,

etc , the author has made a study on the pearl river groups about the type of sandstone , the maturity of composition and the pore types. Then , the author concludes that the sandstone in pearl river groups consists of detrital feldspathic sandstone primarily and feldspathic litharenite secondly , and in which the sandstone is mainly dominated by primary intergranular pores and the intergranular pores after compaction and cementation , with few solution pores and organism cavity pores.

Secondly , according to the core description , scanning electron microscope and casting thin sections , the author concludes that the diagenesis of deep-water fan sandstone reservoirs in Pearl River group is relatively weak , of which the compaction , cementation , filling of authigenic mineral and metasomatism is not conducive to formation and evolution of reservoir space , but the compression effect comes from early silica cementation and later dissolution are beneficial to the formation and evolution of the reservoir space.

In addition , based on the analysis of the X-ray diffraction , vitrinite reflectance , the illite-montmorillonite mixed-layer , smectite content , the author divides the diagenesis of pearl river group into three evolutionary stages and five substages in accordance with the national standard of diagenetic stage. The three evolutionary stages are penecontemporaneous stage , early diagenetic stage , and middle diagenetic stage. The diagenesis of Pearl River group were mainly in middle diagenetic stage A , and some of them in burial part entered the middle diagenetic stage B.

Finally , on the basis of analysis of diagenesis and diagenetic series and according to the rule of combination and distribution for the diagenesis of deep-water fan sedimentary system in Pearl River group , the author concludes that the lithofacies assemblages may be divided into four phases : weak compaction-weakly cemented-strong dissolution diagenetic phase , medium compaction-weakly cemented-medium dissolution phase , weak compaction-weak solution-strong carbonate cementation diagenetic phase and compaction-cementation diagenetic phase. Especially , the sandbody physical property in the middle weak compaction-weakly cemented-strong dissolution phase is the best , and the sandbody of deep-water fan channel in Pearl River group is dominated by this kind.

**Key words:** submarine fan; sandstone reservoir; diagenesis; diagenetic facies; Zhujiang Formation; Baiyun sag; Pearl River Mouth Basin