

## 珠江口盆地惠州凹陷深部古近系储层特征 及发育控制因素

龙更生<sup>1</sup>,施和生<sup>1</sup>,郑荣才<sup>2</sup>,杜家元<sup>1</sup>,陈淑慧<sup>1</sup>,葛彦昭<sup>3</sup>

(1 中海油深圳分公司; 2 成都理工大学; 3 华北油田公司)

**摘要** 惠州凹陷古近系自下而上依次发育文昌组、恩平组及珠海组,深部储层主要发育在恩平组和珠海组。储层的孔隙类型包括粒间溶孔、粒内溶孔、黏土矿物微孔等次生孔隙,同时还含有剩余原生粒间孔和裂缝。其中,原生孔隙度平均为 2.4%,占总孔隙度的 22.2%;次生孔隙度为 5.6%,占总孔隙度的 65.2%;裂缝孔隙度为 1.0%,占总孔隙度的 12.5%。深层岩样的平均面孔率在 9.1%。次生孔隙的发育大大提高了深层砂岩的储集性能,其成因主要是有机酸对砂岩骨架颗粒和基质组分的溶解作用。有机酸参与的溶蚀作用是储层的主要建设性成岩作用,长石含量的多少直接影响着次生孔隙的发育程度。次生孔隙发育带深度范围主要为 3 500~4 200 m,物性相对较好;4 200~4 500 m 仍以发育次生孔隙为主,但由于晚期的再胶结和压实作用,孔隙度总体明显下降。恩平组储层主要发育在水下分流河道上,珠海组储层主要发育在三角洲平原的分流河道、三角洲前缘的水下分流河道—河口坝及滨岸砂体。

**关键词** 惠州凹陷;古近系;储层特征;次生孔隙;成岩作用;控制因素

**中图分类号**:TE112.23

**文献标识码**:A

惠州凹陷是珠江口盆地北部坳陷带内的一个次级构造单元<sup>[1]</sup>,是南海东部海域主要的原油生产基地。先前的勘探主要针对中浅层的新近系,而对深层的古近系只是兼探,虽偶有发现,但尚未专门进行研究,其原因主要是受制于古近系的埋深较大和担心储层的风险。随着勘探工作的深入,勘探难度的加大以及社会对油气资源需求的不断增加,向深层进军正成为全球油气勘探的必然和热点<sup>[2-3]</sup>,南海也是这样。

惠州凹陷深层古近系由四个富生烃半地堑组成,资源量相当丰富,同时该区也是各类圈闭发育的有利场所,具备自生自储的优越条件,另外现有的油田开采设施也很完备。基于此,优选惠州凹陷的深层作为新一轮油气勘探的重点是比较现实的。

本文主要述及深部储集砂体较为发育的古近系恩平组—珠海组,从孔隙类型、次生孔隙发育特征以及储层发育的控制因素等三方面对惠州凹陷深层古近系储层进行探讨,以期推动珠江口盆地深层油气勘探的发展,并希望能在富油气的惠州凹陷率先打开深层勘探的新局面。

### 1 惠州凹陷地质概况

惠州凹陷位于珠江口盆地北部坳陷带,由四个富含烃源岩的半地堑和两个低凸起组成(图1),古近系自下而上依次发育文昌组、恩平组及珠海组三套地层(图2)。文昌组发育典型的湖相沉积,岩性以一套厚层暗色泥岩为主,顶底夹有砂岩。文昌组暗色泥岩是盆地最好的生油岩,砂岩可以作为油气储集层。恩平组以湖相、湖沼相及河流—三角洲沉积环境为主,岩性主要为灰白色砂岩、粉砂岩,与浅灰色、黑灰色泥岩、粉砂质泥岩间互层,夹多层煤线和炭质泥岩。恩平组煤系地层是盆地重要的生油岩,砂岩可以作为油气的输导层和储集层。珠海组早期是以河流相为主的粗碎屑沉积,局部发育河间湖沼;中晚期,惠州凹陷及其以东地区,大面积发育三角洲—滨岸沉积,砂体沉积较厚,分布连片。珠海组以灰色砂岩、粉砂岩、泥岩呈不等厚互层为特征,受地温梯度影响,其中的泥岩不具备生烃能力,砂岩则可以作为油气的输导层和储集层。

收稿日期:2011-01-26

基金项目:本文为国家重大专项“大型油气田及煤层气开发”(编号:2008ZX05023-002)部分成果

龙更生:1970年生,硕士,勘探地质工程师。从事沉积学与层序地层学研究。通讯地址:510240 广州市海珠区江南大道中 168 号海洋石油大厦 1607 室;电话:(020)84258791



表 1 惠州凹陷深层不同类型孔隙的孔隙度及其百分比

| 井 号       | 层 位 | 井深范围<br>(m)   | 样品数  | 各类型孔隙的孔隙度(%) |       |       | 各类型孔隙度的百分比(%) |        |        | 面孔率<br>(%) |
|-----------|-----|---------------|------|--------------|-------|-------|---------------|--------|--------|------------|
|           |     |               |      | 原生孔隙         | 次生孔隙  | 裂 缝   | 原生孔隙          | 次生孔隙   | 裂 缝    |            |
| ZJ9-2     | 珠海组 | 3329.0~3550.0 | 3    | 0.196        | 5.377 | 0     | 3.523         | 96.477 | 0      | 5.573      |
|           | 恩平组 | 3550.0~3829.0 | 2    | 0.044        | 1.831 | 0     | 2.369         | 97.631 | 0      | 1.875      |
| ZJ19-1    | 珠海组 | 3188.0~3652.1 | 35   | 0.886        | 5.043 | 2.171 | 10.935        | 62.257 | 26.808 | 8.100      |
| ZJ19-2    | 珠海组 | 3306.0~3748.2 | 29   | 6.503        | 5.243 | 0.004 | 55.346        | 44.616 | 0.038  | 11.750     |
| ZJ19-3    | 珠海组 | 3150.0~3344.0 | 6    | 0.080        | 6.760 | 0     | 1.585         | 98.415 | 0      | 6.840      |
| ZJ23-2    | 恩平组 | 3885.6~4519.8 | 16   | 0.063        | 7.617 | 1.094 | 0.712         | 86.821 | 12.467 | 8.770      |
| (合计)/加权平均 |     |               | (91) | 2.437        | 5.613 | 1.029 | 22.241        | 65.244 | 12.515 | 9.078      |

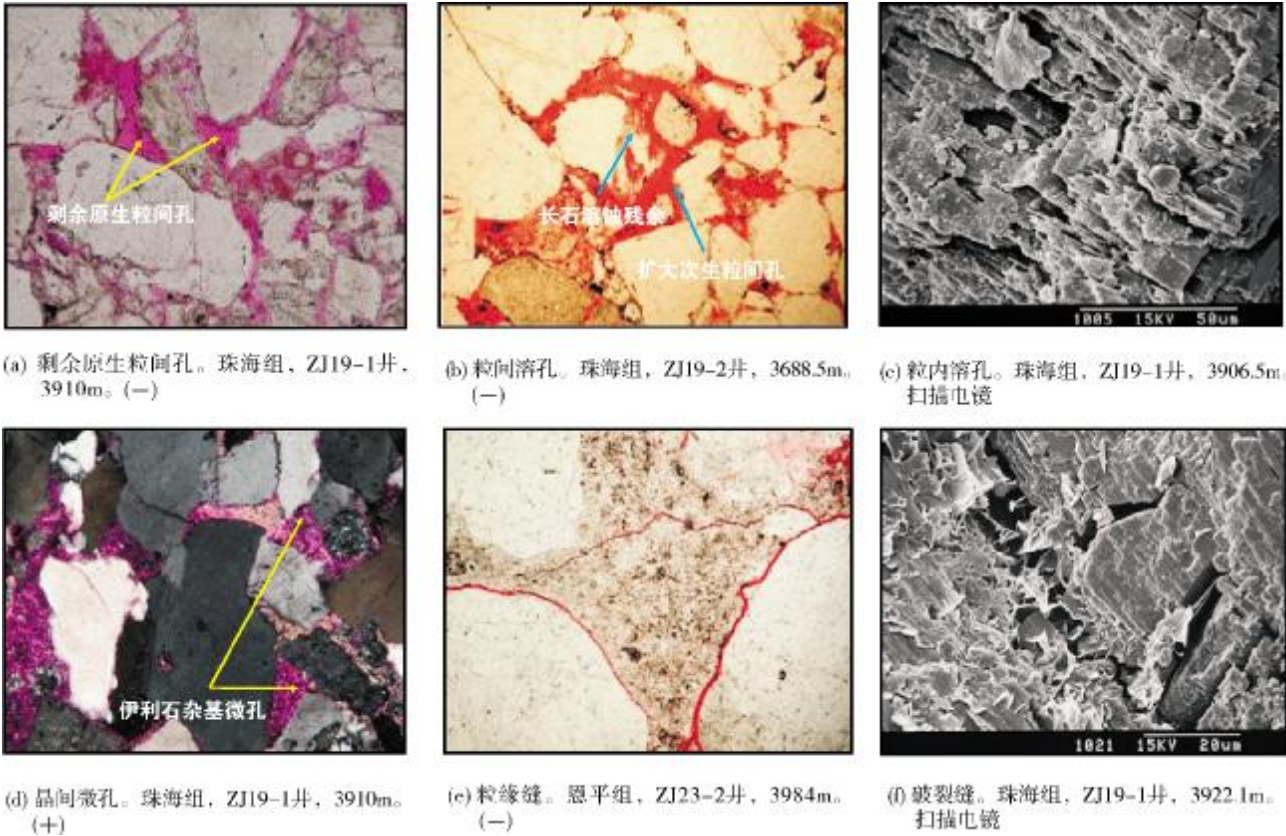


图 3 惠州凹陷深部古近系储层砂岩孔隙显微结构

2.2 次生孔隙

次生孔隙是指岩石形成以后,由溶解、交代、重结晶、白云石化以及构造运动等作用所形成的孔隙。惠州凹陷深层古近系储层常见的次生孔隙有粒间溶孔、粒内溶孔、黏土矿物微孔等几类<sup>[5-6]</sup>。

2.2.1 粒间溶孔

粒间溶孔是在原生粒间孔或充填剩余原生粒间孔的基础上,由于溶蚀作用使粒间孔周围的长石、岩屑等颗粒边缘,以及泥质杂基和粒间充填的胶结物等受到不同程度的溶蚀而形成的孔隙,其结果是使原有的孔隙扩大、连通<sup>[7-8]</sup>。对惠州凹陷几

口井的铸体薄片观察表明,大多数井中的粒间溶孔是在发生压实成岩作用后,由孔内充填的泥质杂基或伊利石杂基溶蚀而成,但溶蚀强度在不同的层段、不同的部位有所差异。部分粒间孔是由于长石强烈溶蚀后使得粒间溶孔扩大<sup>[9-10]</sup>,形成溶扩粒间孔(图3b)。在所观察的岩石薄片,珠海组和恩平组的胶结物溶蚀作用不十分明显,这与大多数胶结物形成时间晚于有机酸最强的溶解时期有关。粒间溶孔面孔率在3%~20%之间,而由胶结物被溶所提供的粒间孔隙面孔率值非常小,仅在0.2%~2%之间。

### 2.2.2 粒内溶孔

粒内溶孔(图3c)在珠海组、恩平组砂岩中发育程度中等,部分较好,铸体薄片下的平均面孔率在6%~9%,主要由长石或易溶岩屑受到不同程度的溶蚀而形成,其中长石被溶蚀所形成的粒内溶孔是最主要的<sup>[10-11]</sup>,占整个粒内溶孔的85%;易溶岩屑,它们被溶蚀后所形成的粒内溶孔占15%。

铸体薄片中所见到的粒内溶孔形态多样,包括孤立溶孔、粒内微孔、粒内蜂窝状溶孔及铸模孔等,其中铸模孔是由长石、岩屑等颗粒被彻底溶蚀所形成。由次生矿物组合特征所反映的溶蚀作用主要发生在中成岩阶段A期,各井的两个储集段中均有分布。

### 2.2.3 黏土中的晶间微孔

黏土中的晶间微孔(图3d)常见于细小的黏土矿物内,发育于粒间的伊利石填隙黏土中。惠州凹陷珠海组、恩平组两层位常见重结晶的伊利石,充填粒间中的重结晶伊利石晶间微孔普遍发育。此外,还见有较晚时期充填于粒间溶孔中的高岭石晶间微孔,也见有成岩泥质杂基中微孔及岩屑中的微孔等。此类微孔的孔径一般小于0.01 mm,是惠州凹陷珠海组和恩平组砂岩中最常见的孔隙类型之一,但所占的面

孔率极小,可以忽略不计。

## 2.3 裂 缝

### 2.3.1 粒缘缝

粒缘缝(图3e)主要发育于碎屑边缘,砂岩中颗粒表面的黏土膜被溶蚀后,形成沿颗粒边缘分布的微溶缝,缝宽仅0.01 mm左右,常发育于较粗粒碎屑边缘。当岩石粒缘缝发育较好时,可呈网状分布,对改善储层孔渗性有积极意义。

### 2.3.2 破裂缝

破裂缝是岩石受构造应力作用产生破裂而形成,它穿切颗粒或填隙物,细而短,缝宽一般0.01~0.05 mm,恩平组和珠海组砂岩层段中均可见到破裂缝(图3f),但总体上破裂缝相对不发育,为次要的孔隙类型。

## 3 次生孔隙发育特征

上世纪70年代以来,砂岩储层及其相应成岩作用研究最重要的突破是在砂岩中发现了大量次生孔隙,现已证实至少有1/3的砂岩油气储集空间是在埋藏成岩过程中形成的<sup>[12]</sup>。深部碎屑岩储层的次生孔隙成因研究,已成为近年来石油地质学界最为关注的重要油气地质问题之一<sup>[11-13]</sup>。

次生孔隙的成因机制主要有两种:一是开放体系中大气水对砂岩骨架颗粒进行溶解产生次生孔隙,二是有机酸对砂岩骨架颗粒和基质组分进行溶解,在地下岩层中形成孔隙。本区发生的溶蚀作用主要属于第二种成因机制。

观察ZJ23-2、ZJ19-2、ZJ19-1三口井岩心薄片发现(表2),粒间溶孔主要发育于3 600~4 000 m井段。珠海组以ZJ19-2井为例,井深在3 689.5~3 694.5 m层段,次生孔隙较为发育,以粒间溶孔为主,次为粒内

表2 惠州凹陷深层砂岩铸体薄片各类孔隙面孔率统计

| 井 号    | 井 深<br>(m)    | 层 位 | 各类孔隙面孔率(%) |        |      |     | 平均面孔率<br>(%) |
|--------|---------------|-----|------------|--------|------|-----|--------------|
|        |               |     | 原生粒间孔      | 主要次生孔隙 |      | 破裂缝 |              |
|        |               |     |            | 粒间溶孔   | 粒内溶孔 |     |              |
| ZJ19-1 | 3366.4~3922.1 | 珠海组 | 0~5        | 2~20   | 0~13 | 0~3 | 8.10         |
| ZJ19-2 | 3689.5~3694.5 | 珠海组 | 1~2        | 2~12   | 2~7  | 0~6 | 11.75        |
| ZJ23-2 | 3978.1~3985.3 | 恩平组 | 很少         | 1~6    | 0~16 | 0~4 | 11.20        |

溶孔,薄片平均面孔率为11.75%,有较好的孔隙性。恩平组次生孔隙主要发育在该地层单元的上部,以ZJ23-2井所取样品为例,在井深3 978.1~3 985.3 m层段,次生孔隙发育较好,以粒内溶孔为主,次为粒间溶孔,薄片平均面孔率11.20%。

珠海组储集砂岩中以粒间溶蚀孔隙中往往充填热液沉积的高岭石为显著特征,高岭石分布范围在井深3 200~3 900 m,随着深度的加大,其含量有明显增加的趋势。而恩平组高岭石相对较少,仅在个别样品中见到。显微镜观察和扫描电镜分析揭示,高岭石的出现除了与长石的溶解有关,还与成岩流体的有机酸浓度、黏土矿物的转化、成岩期热解温度以及酸性介质条件的变化等因素密切相关。

深部储层的成岩强度大部分已达中成岩阶段B期,有机质演化进入成熟—高成熟阶段,部分进入湿气阶段。储集砂岩的次生孔隙发育带处于中成岩阶段A期→B期,成岩作用主要以溶解作用为主,由溶解造成的次生孔隙广泛发育,其中3 500~4 200 m深度范围为次生孔隙发育带,物性相对较好,干酪根中有机酸浓度最大,水岩反应和溶解作用明显,I/S混层黏土矿物的演化正处于脱水排烃时期;4 200~4 500 m仍以发育次生孔隙为主,但由于晚期的再胶结和压实作用,孔隙度总体下降明显。

影响次生溶蚀作用的因素较多,最重要的是岩石受成岩压实作用之后,碎屑之间多呈点线接触,虽然所保留的剩余原生粒间孔少而小,但为水岩反应

提供了所必需的通道和场所,是溶蚀作用和形成次生孔隙发育带必不可少的条件。

研究表明,珠海组和恩平组储集砂岩的次生孔隙发育有较大差异。珠海组砂岩以发育粒间溶孔为主,少量发育粒内溶孔和铸模孔,破裂缝相对不发育;恩平组的压实和破裂程度都高于珠海组,碎屑颗粒以线接触为主,孔隙类型以粒内溶孔为主,尤以长石粒内溶孔和铸模孔非常发育为显著特征,次为粒间溶孔。

4 储层发育的控制因素

4.1 沉积微相及岩石类型

惠州凹陷深部储层发育受沉积微相<sup>[14-16]</sup>及岩石类型控制。

恩平组沉积时期,惠州凹陷以河流—三角洲沉积为主,砂体十分发育。水下分流河道微相的砂岩粒度较粗、分选较好、泥质含量低,而且不稳定矿物组分也较多,易遭受后期溶蚀改造,发育次生溶孔,有利于储层建设。水下分流河道微相控制下的岩石类型主要为中—粗粒岩屑石英砂岩、长石石英砂岩,孔隙度在2.9%~15.4%,平均为9.24%,渗透率在 $(0.004\sim 223)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均为 $13.8\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ (表3)。天然堤、决口扇及分流间湾等微相以细砂和粉砂沉积为主,粒度较细,泥质含量增多,孔隙度尚可,但渗透率很低,为不利储层。

表3 惠州凹陷恩平组沉积微相、岩石类型与物性的关系

| 沉积微相                                  |      | 水下分流河道            | 水下天然堤       | 水下决口扇      | 分流间湾              |
|---------------------------------------|------|-------------------|-------------|------------|-------------------|
| 岩石类型                                  |      | 中—粗粒岩屑石英砂岩、长石石英砂岩 | 粉—细粒岩屑石英砂岩  | 细—粗粒岩屑石英砂岩 | 粉—细粒岩屑石英砂岩、长石石英砂岩 |
| 样品数                                   |      | 130               | 12          | 32         | 14                |
| 孔隙度 (%)                               | 变化范围 | 2.9~15.4          | 5.8~10.9    | 0.9~13.1   | 2.5~8.6           |
|                                       | 平均值  | 9.24              | 9.0         | 8.40       | 5.95              |
| 渗透率 ( $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ) | 变化范围 | 0.004~223         | 0.054~0.978 | 0.02~4.76  | 0.01~0.4          |
|                                       | 平均值  | 13.8              | 0.38        | 0.41       | 0.06              |

珠海组沉积早期,惠州凹陷以河流—三角洲平原沉积为主,晚期海侵范围扩大,大面积发育三角洲—滨岸沉积,砂体沉积较厚,分布连片。三角洲平原分流河道、三角洲前缘水下分流河道—河口坝以及临滨砂体储层发育良好,孔隙度在0.9%~13.1%,

平均为8.5%,渗透率分布范围为 $(0.01\sim 4.76)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均值为 $0.7\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。大部分远砂坝、水下天然堤及决口扇等微相孔隙度普遍较低或很低,一般不利于储层发育。

综合各微相类型砂体的物性特征不难得出,三

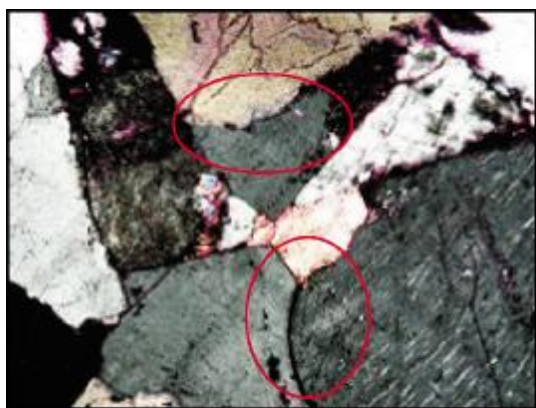
角洲前缘的水下分流河道砂体为最有利储层发育的相带,其次为三角洲前缘河口坝以及沿岸砂坝等砂体,这几类砂体组成了惠州凹陷深部储层的骨架砂体,是开展储层预测和评价的主要对象。

## 4.2 成岩作用

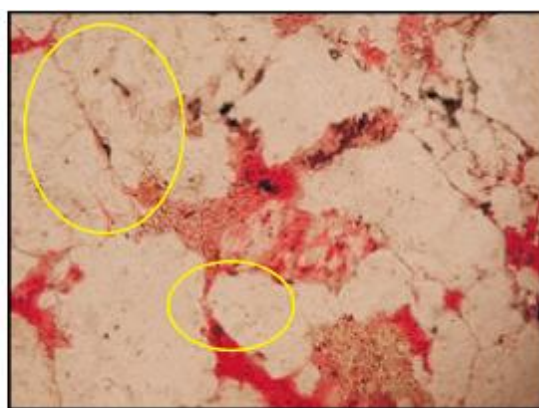
### 4.2.1 压实作用

沉积物被埋藏后,随着上覆沉积物增厚,压力逐

渐增大,导致沉积物排水,孔隙度减小<sup>[15-16]</sup>,沉积物体积收缩,使岩石向着致密化方向发展。惠州凹陷的珠海组、恩平组地层埋藏深度大(3 100~4 200 m),压实强度高,碎屑颗粒之间以凹凸—线接触为主(图4a),颗粒间的显孔几乎消失,在胶结物不均匀的砂岩中碎屑以点—线接触为主(图4b),偶见凹凸状接触关系,表现出压实后的粒间孔细小,填隙物充填少的特征。



(a) 凹凸线状接触关系。珠海组, ZJ19-1井, 3917m。(+)



(b) 点线接触关系。珠海组, ZJ19-2井, 3686.3m。(—)

图4 惠州凹陷深部古近系储层颗粒接触关系

除了埋深这个外界因素外,沉积物本身所含塑性碎屑组分的多少往往对机械压实作用的强度也有较大的影响,同时,碎屑颗粒和填隙物矿物成分及二者的相对含量对机械压实作用起着一定的控制作用。

### 4.2.2 胶结作用

惠州凹陷深部储集砂岩早—中成岩阶段的硅质矿物、白云石、伊利石、高岭石、硬石膏等这些自生矿物是重要的胶结矿物,它们各自在薄片中所占的面积相当于各自引起的孔隙度缩小值。据负孔隙度统计资料,由各类胶结矿物引起的孔隙度缩小值平均分别为:硅质胶结物约1.1%,伊利石胶结物约5.5%,碳酸盐胶结物约1%~3%,硬石膏约3%~6%。通过对珠海组、恩平组填隙物组分统计,发现两个组的填隙物组分大致相同,唯有硬石膏的含量明显不同。如在珠海组井深3 700~3 900 m的储集砂岩中硬石膏普遍较发育,含量从0.4%~12%不等,致使部分粒间孔隙被充填而物性变差,或出现有效孔隙分布不均,甚至出现局部硬石膏胶结带形成的致密隔层现象。而恩

平组的硬石膏很少见,大多数砂岩样品中没有发育,所以硬石膏的胶结作用对恩平组储层影响不大。

### 4.2.3 溶蚀作用

据铸体薄片观察统计,溶蚀作用主要发生在3 300~4 000 m的深度范围。其中珠海组在3 300~3 900 m深度,次生溶蚀孔隙发育较好,但由于晚期硬石膏充填作用造成孔隙分布不均,面孔率在0~23%,具有严重的非均质性。而恩平组在相对较浅的3 200~3 800 m的深度范围,总体溶蚀作用相对不太发育,因而平均面孔率较低,仅3.19%。恩平组的溶蚀作用主要发生在3 900~4 000 m深度,它使储层的平均面孔率明显上升,分布范围为1.35%~24.0%。珠海组由溶蚀作用形成的次生孔隙以粒间溶孔为主,其次为长石、岩屑的粒内溶孔和少量铸模孔。相反,恩平组由溶蚀作用形成的次生孔隙则以长石、岩屑的粒内溶孔和铸模孔为主,其次才是粒间溶孔和粒间填隙泥质杂基中的微孔,以及部分伊利石杂基被溶蚀形成的次生粒间溶孔。溶蚀作用可使砂岩储层的平均孔隙度提高5%~15%。

从岩石薄片鉴定结果来看,长石被溶蚀的现象最为普遍和强烈<sup>[8]</sup>。无论是珠海组还是恩平组的储集砂岩中,长石的溶蚀处处可见。如果以有机酸作为长石的溶解介质,大量长石溶解的深度大致出现在相当于70~80℃的温度区间,有机质为低成熟—成熟,地层埋深大于3 500 m。

图5<sup>①</sup>揭示,ZJ19-1井有机酸在3 500~3 700 m、

3 900~4 200 m两个深度范围内分别出现了高丰度带,这与本地区深部次生孔隙发育带深度(3 500~4 200 m)非常吻合,也与上面有机酸溶解长石理论相符。这一方面反映有机酸确实参与了溶蚀作用,同时也表明次生孔隙发育带受有机质成熟度的控制<sup>[15]</sup>。有机酸高丰度带往往为深部有利储层发育带,具有重要的油气勘探潜力。

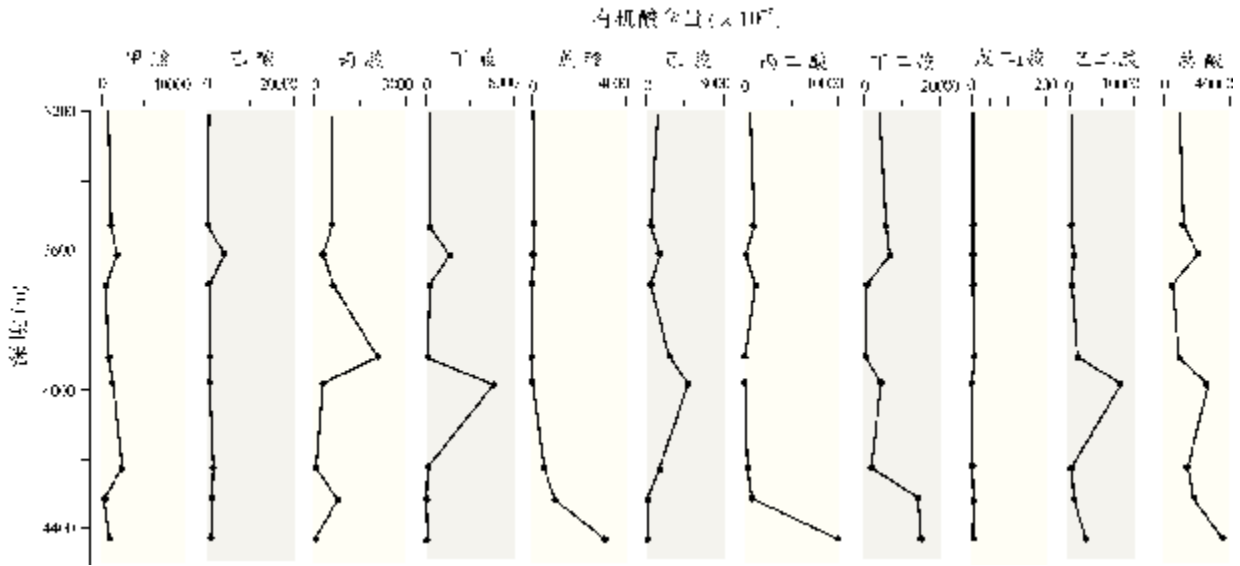


图5 惠州凹陷 ZJ19-1 井有机酸与深度关系图<sup>①</sup>

4.3 物质组分

惠州凹陷所钻遇的珠海组和恩平组,岩石类型以长石石英砂岩、长石砂岩及岩屑长石砂岩为主,次为岩屑石英砂岩,少量长石岩屑砂岩。矿物成分总体上以长石和岩屑等不稳定组分含量高为显著特点,这为早—中成岩阶段的溶蚀作用和次生孔隙的发育奠定了物质基础。

尽管岩屑含量在砂岩中占有一定的比例,但溶蚀作用主要发生在长石中,仅部分泥岩屑和千枚岩屑等受到溶蚀,但溶解强度远远低于长石。在所能观察到的次生溶孔中,长石的粒内溶孔和铸模孔是惠州凹陷深层主要的孔隙类型之一,因此,长石含量的多少直接影响着次生孔隙的发育程度。

5 结 论

(1) 惠州凹陷深部古近系储层的孔隙类型包括

剩余原生孔隙、次生孔隙及裂缝。次生孔隙中以粒间溶孔和粒内溶孔为主,它对深部古近系储集性能的改善起到了决定性的作用。

(2) 次生孔隙的成因主要是有机酸对砂岩骨架颗粒和基质组分的溶解作用,次生孔隙发育带主要在 3 500~4 000 m 深度。

(3) 惠州凹陷深部的古近系储层的发育主要是受沉积微相、成岩作用以及物质组分等因素的控制。

(4) 恩平组好的储层发育在水下分流河道微相中,珠海组好的储层发育在三角洲平原的分流河道、三角洲前缘的水下分流河道—河口坝及滨岸砂体。

(5) 有机酸参与的溶蚀作用是储层的主要建设性成岩作用。

(6) 长石含量的多少直接影响着次生孔隙的发育程度。

① 施和生. 珠一坳陷古近系储层特征评价[R]. 中海油深圳分公司, 2002.

## 参考文献

- [1] 陈长民,施和生,许仕策,等.珠江口盆地(东部)第三系油气藏形成条件[M].北京:科学出版社,2003.
- [2] 妥进才,王先彬,周世新,等.深层油气勘探现状与研究进展[J].天然气地球科学,1999,10(6):1-7.
- [3] 吴富强,鲜学福.深部储层勘探、研究现状及对策[J].沉积与特提斯地质,2006,26(2):68-71.
- [4] 地质矿产部情报研究所.国外沉积成岩作用[M].北京:地质出版社,1988:88-91.
- [5] 姚光庆,蔡忠贤.油气储层地质学原理与方法[M].武汉:中国地质大学出版社,2005:44-63.
- [6] 冯增昭.沉积岩石学[M].2版.北京:石油工业出版社,1993:198-199.
- [7] 戴启德,纪友亮.油气储层地质学[M].山东东营:石油大学出版社,1996:79-85.
- [8] 李汶国,张晓鹏,钟玉梅.长石砂岩次生溶孔的形成机理[J].石油与天然气地质,2005,26(2):220-223.
- [9] 张琴,钟大康,朱筱敏,等.东营凹陷下第三系碎屑岩储层孔隙演化与次生孔隙成因[J].石油与天然气地质,2003,24(3):281-284.
- [10] 黄洁,朱如凯,侯读杰,等.深部碎屑岩储层次生孔隙发育机理研究进展[J].地质科技情报,2007,26(6):76-80.
- [11] 杨晓宁,陈洪德,寿建峰,等.碎屑岩次生孔隙形成机制[J].大庆石油学院学报,2004,28(1):4-6.
- [12] 刘宝珺,张锦泉.沉积成岩作用[M].北京:科学出版社,1992.
- [13] 陈刚,魏国齐,杨威,等.川中—川南过渡带须家河组砂岩储层次生孔隙成因与分布特征[J].天然气地球科学,2009,20(2):192-197.
- [14] 王永新,赵澄林.廊固凹陷河西务构造带深部碎屑岩储层特征[J].石油与天然气地质,2001,22(2):119-122.
- [15] 李长宝.东营凹陷古近系碎屑岩储层次生孔隙发育规律[J].中国石油勘探,2008,13(4):26-29.
- [16] 蔡进功,谢忠怀,田芳,等.济阳坳陷深层砂岩成岩作用及孔隙演化[J].石油与天然气地质,2002,23(1):84-88.

编辑:吴厚松

## Characteristics and Development Controlling Factors of Paleogene Deep Reservoirs in Huizhou Depression, Pearl River Mouth Basin

Long Gengsheng, Shi Hesheng, Zheng Rongcai,  
Du Jiayuan, Chen Shuhui, Ge Yanzhao

**Abstract:** The Paleogene strata are constituted of Wenchang, Enping and Zhuhai Formations in Huizhou Depression. Deep reservoirs are in Enping and Zhuhai Formations. The reservoirs mainly consist of secondary porosity such as intergranular and intragranular dissolved pores, and clay mineral micropores as well as residual primary intergranular pores and fissures, among which the average primary porosity is 2.4% (accounting for 22.2% of the total porosity), the average secondary porosity is 5.6% (65.2% of the total) and the average fissure porosity is 1.0% (12.5% of the total). Development of secondary porosity improved the reservoir capacity of deep sandstone due to dissolution of organic acid to skeleton grains and matrix in sandstone. The secondary porosity developed well in a depth range of 3500~4200m where reservoir property is good but the secondary porosity is obviously decreased in the depth of 4200~4500m due to the late recementation and compaction. argon but Type II and Type III in the Northwest Shelf of Australia, Mid-Norway continental shelf and South Sea.

**Key words:** Paleogene; Reservoir characteristics; Secondary pore; denudation; Controlling factor; Huizhou Depression  
Long Gengsheng; male. Geology Engineer. Add: Shenzhen Branch of CNOOC Ltd., Guangzhou, Guangdong, 510240 China