

文章编号:1000-0550(2011)03-0503-09

成岩相分析方法在南海北部深水区储层预测的应用^① ——以珠江口盆地白云凹陷为例

梁建设¹ 王琪^{2,3} 郝乐伟^{2,3} 唐俊^{2,3} 廖朋^{2,3}

(1. 中国海洋石油总公司研究总院 北京 100027; 2. 中国科学院油气资源重点实验室 兰州 730000;
3. 中国科学院研究生院 北京 100049)

摘要 成岩相分析方法旨在在碎屑岩储层成岩作用和孔隙演化之间建立一种成因联系,建立研究区孔隙演化与成岩作用关系模型,为孔隙演化机理和主控因素分析及储层平面分布预测提供理论依据。研究表明,机械压实、胶结和溶蚀作用是本区主控成岩作用类型,据此可划分出 5 种主要的成岩相组合:早期碳酸盐胶结弱溶蚀相、弱压实强溶蚀相($< 1\ 800\ \text{m}$)、中等压实强溶蚀相($1\ 800 \sim 2\ 800\ \text{m}$)、较强压实—较强溶蚀相($2\ 800 \sim 3\ 800\ \text{m}$)和强压实—弱溶蚀相($> 3\ 800\ \text{m}$)。其中深水区储层主要受控于较强压实较强溶蚀相,孔隙度分布在 10%~20% 之间,为 III 类储层夹 II 和 I 类储层。珠海组(E_3^2zh) 总体以较强压实强溶蚀相为主,在三角洲平原水道、滨岸砂形成以 II 类储层为主的优质储层分布区,这与第一个次生孔隙发育带有关。同样,受强溶蚀作用影响,在三角洲平原区形成了 III 类储层夹部分 II 类和 I 类储层的相对有利储层分布区,而在三角洲前缘由于水动力条件相对较弱,砂岩粒度细,加之相对较强的压实改造,多形成 III 类储层分布区。

关键词 成岩相 深水区 储层预测 白云凹陷 南海北部

第一作者简介 梁建设 男 1965 年出生 博士 海域油气地质 E-mail: Liangjsh@cnooc.com.cn

通讯作者 王琪 男 E-mail: qiawang@lzb.ac.cn

中图分类号 P588.2 **文献标识码** A

随着世界深水盆地勘探不断加强,尤其是近年来在巴西近海、美国墨西哥湾、西非近海、亚太地区等全球被动陆缘盆地中不断获得重大突破,深水盆地已日益成为获取储量增长的新领域。目前,全球约有 60 多个国家在深水区开展油气勘探,2000 至 2007 年全球被动陆缘深水区($> 300\ \text{m}$) 共发现 33 个大型油气田,占全球同期油气大发现的 42%,已探明石油可采储量约 $300 \times 10^8\ \text{t}^{[1,2]}$ 。我国南海海域深水区也属于富油气被动陆缘盆地的亚太地区组成部分,目前近海盆地的油气勘探主要集中在陆架浅水区,勘探钻井多局限于 200 m 水深以内的陆架浅水盆地,因此针对水深超过 300 m 的深水区的勘探和研究程度均较低,对深水区的基本石油地质条件的认识尚存在不确定性,特别是对深水区储层物性的分布规律、演化特征和主控因素等方面的地质认识还明显不足。深层和超深层储层的质量是油气勘探风险要素之一^[3],特别是海域深水区储层勘探更是如此,如何利用已钻探浅水区的岩芯、物性、测井和地震资料来深入分析特定构

造和沉积背景下储层物性的纵向变化规律,建立相应的演化模式,并将其运用于深水区的勘探,是一个切实可行的途径,并可有效地减少勘探风险,提高勘探成功率。

本文通过对珠江口盆地番禺低隆起上浅水区(一般水深 $< 200\ \text{m}$) 大量勘探井的岩屑和岩芯样品的系统采集,针对深部储层特点,充分运用多种分析测试手段(如铸体薄片、X-衍射、同位素地球化学、扫描电镜、能谱分析和压汞分析等),从成岩相分析的角度,对白云凹陷深部第三系储层的成岩演化特征进行了深入研究,旨在弄清深水区深部储层物性演变的成岩制约机理、主控因素及纵向上的分带性,结合沉积相研究成果,对储层物性平面展布特征进行初步预测。

1 成岩相定义与内涵

对碎屑岩储层非均质性的研究,国内学者多采用成岩相分析方法,其工作基础就是以储集岩的次生

^①国土资源部全国油气资源战略调查与评价项目(编号: XQ-2004-05)与中国科学院“西部之光”联合学者项目资助。
收稿日期: 2010-11-05; 收修改稿日期: 2011-01-15

成岩特征(包括胶结物成分和胶结类型、压实和溶蚀结构、结合孔隙类型及分布等)方面的差异为依据来划分并定义成岩岩相^[4,5],但目前国外学者多强调在层序地层学格架下,对沉积环境和成岩作用进行综合分析^[3,6,7]。目前油气勘探实践表明不同类型盆地中已发现的油气藏均赋存在有利相带中,具有明显的相控特点。通常人们对沉积相的识别和划分比较熟悉,其定义为在一定的沉积环境中形成的沉积物和沉积特征的物质表现,可以反映出地史时期古沉积环境特征(包括古地理、古地貌、古气候和古沉积介质条件等)及在特定环境中形成的沉积岩特征(包括颜色、岩性、结构构造、古生物组合、地球化学特征等)。有利的沉积相带(如三角洲前缘分流河道相和河口坝相对岩性地层圈闭和油气藏的形成具有明显的控制作用)。

相对于沉积相,本文将成岩相定义为:某一储层段在地质历史时期中所经历的成岩环境及其产物的综合表现。依据成岩环境分析,通常划分为酸性成岩环境和碱性成岩环境两种^[8]。成岩相的命名主要根据对储层物性起决定性作用的主控成岩作用类型,如压实相、胶结相、重结晶相、溶蚀相、白云岩化相等。在此基础上,还可以依据压实强度划分弱压实相、中等压实相和强压实相;根据胶结物类型划分绿泥石胶结相、方解石胶结相、硅质胶结相和沸石胶结相等;根据溶蚀组分划分出长石溶蚀相、方解石溶蚀相和岩屑溶蚀相等,具体定名应考虑不同成岩相对储层物性的控制程度大小,以能反映出主控成岩作用类型就行。

成岩相分析方法就是要在成岩作用与储层物性演化特征之间建立一种成因联系,在查明主控成岩作用类型的基础上,弄清其在纵向上的分布和组合特征以及对储层物性的影响和制约程度,建立研究区孔隙演化与成岩作用关系模型,为储层纵向上孔隙演化机理和主控因素分析及储层平面分布特征的预测提供理论依据。

其工作方法如下:首先,应查明主控成岩作用类型,即对碎屑岩储层物性的破坏和保存或再生起决定性的成岩作用,如破坏性的机械压实作用、胶结作用、自生矿物沉淀作用,建设性的溶蚀作用和构造破裂作用等。其次,弄清主控成岩作用类型在纵向上的分布和组合特征,及其对储层物性的影响制约特征和程度。提出影响储层物性的主要因素,并建立研究区孔隙演化与成岩作用关系模型。最后,提出珠江口盆地第三系储层评价标准,划分出典型的成岩相类型,依

据铸体薄片和孔渗分析数据,详细刻画成岩相与储层物性之间的关系和面貌,结合沉积相研究成果,绘制沉积一成岩相平面图。在深入分析孔隙形成与演化规律基础上,廓清孔隙在纵向和平面上的分布特征,并据此预测有利的储集区带。

2 样品与方法

珠江口盆地是我国海上重要的油气资源基地之一。近年来,中国海洋石油公司在珠江口盆地番禺低隆起一白云凹陷北坡的天然气勘探获得了重要突破,相继发现了一系列天然气田和含气构造。特别是2006年,珠江口盆地白云凹陷水深1481 m的LW3-1-1井古近系珠海组下段获得突破,预测储量达1215亿立方米,是我国海域目前最大的天然气发现,证实南海深水海域具有较大的油气资源潜力,极大地增强了我国在南海深水区勘探油气的信心。

本研究共采集8口井各类样品150余块,包括岩芯小柱样、碎样和岩屑样。所采集的样品主要分布于番禺低隆起上(图1),其中在深水区LW3-1-1井上取到少量宝贵的岩芯样品。

首先,通过偏光显微镜和扫描电镜对样品进行岩石学和矿物学的研究。在磨制薄片前,先将融化的蓝色树脂加压注入样品柱中,待冷却后制成铸体薄片,从中可以清晰地观察到砂岩中的孔隙类型、产状、分布特征和骨架颗粒间的接触关系,并且便于统计分析。利用带数码照相系统的CARL ZEISS Axioskop 40 Pol型偏光显微镜进行观察、统计和记录,并对典型现象进行照相。每个薄片不少于300点,借此可直观地从岩石学和矿物学的角度,研究不同成岩自生矿物的成分、晶体形态、赋存状态和形成的先后关系以及对砂岩孔隙的影响。对光性特征不明显的自生矿物,则利用扫描电镜(SEM)和能谱分析仪(EDS)作进一步的微区形貌和微区成分分析,从而达到精确分析的目的。用提前配制的铁氰化钾和茜素红混合溶液在薄片局部滴试,充分反应20 min后,砂岩中不同次碳酸盐矿物可呈现出不同的颜色,通常较纯的方解石与溶液反应后呈桔红色,含铁方解石呈紫红色或深红色,铁白云石呈亮兰色。在此基础上,优先选出含单一碳酸盐胶结物的样品来分析氧碳同位素组成。将样品磨成粉末后,取适量放入试管中,加入过量的饱和磷酸,在真空玻璃系统上抽去试管中的空气,再将磷酸与样品混合,放入90℃以上的水浴锅中充分反应,待反应完全(30 min以上),上玻璃制备系统将



图 1 番禺低隆起—白云凹陷主要采样井位分布图

Fig. 1 Sampling wells in Panyu low-uplift to Baiyun sag

试管内气体(CO_2)纯化,并转移至样品管中。同位素分析利用 Finnigan MAT252 型稳定同位素质谱仪。所测同位素比值以 PDB 标准的 δ 千分率偏差给出,重复试验采用试验室内标准完成,氧、碳同位素分析精度 0.02‰ 。上述分析测试工作均在中国科学院油气资源重点实验室完成。

其次,对能代表典型沉积环境和成岩特征的砂岩样品进行压汞分析,目的在于获得代表性样品的孔隙度、渗透率、平均孔喉半径(μm)、排驱压力(MPa)、最大连通孔喉半径(μm)、最大进汞饱和度(%)、退汞效率(%)等关键参数,为详细刻画样品孔喉结构和物性特征提供依据。所分析样品均采用直径 2.5 cm,长 4 cm 的小柱样,这项工作在中国科学院石油勘探开发研究院实验室完成。

3 主控成岩作用分析与成岩相划分

珠江口盆地第三系储层经历的成岩改造作用类型丰富,主要包括机械压实、不同期次碳酸盐胶结作用、硅质胶结作用、绢云母化和自生高岭石沉淀作用等,次要成岩作用包括:绿泥石粘土膜形成、伊利石沉淀、铁质胶结、黄铁矿沉淀作用等,后两者对储层物性影响不大。

主控成岩作用分析主要依据对储层孔隙破坏、保存和再生的控制强度,如压实作用主要考察对颗粒间接触特征、粒间体积大小和原生孔隙保存程度;胶结作用考察不同类型胶结物对各类原生和次生孔隙的

充填程度及含量大小;而溶蚀作用主要考察次生溶孔增加率(或薄片面孔率)。通过详细的铸体薄片和扫描电镜观察,结合岩石物性分析数据,可以确定压实作用、胶结作用和溶蚀作用是控制本区碎屑岩储层孔隙纵向演化的主控因素,而其它作用类型由于分布局限或含量较低,未对储层物性造成决定性的影响,但可指示成岩环境酸性特征,是分析水—岩相互作用机理和划分成岩阶段的重要标志。

3.1 压实相

压实作用的强弱决定了砂岩储层中颗粒的排列方式和接触的紧密程度,相应地控制了储层原生粒间孔隙的纵向分布特征。根据压实作用演化规律及其产物,通过统计砂岩岩石薄片中的颗粒接触类型,可以得出研究区不同层段岩石的接触强度 CI(Contact Intensity)值:

$$\text{CI(接触强度)} = \frac{1a + 1.5ab + 2b + 3c + 4d}{a + ab + b + c + d}$$

式中: a 代表点接触个数; ab 代表点—线接触个数; b 代表线接触个数; c 代表凹凸接触个数; d 代表缝合接触的个数。

通常接触强度(CI)值在 1.0~1.5 之间为弱压实阶段,1.5~2.5 之间为中等压实阶段,>2.5 时为强压实阶段。根据 CI 值可相应地划分出三种压实成岩相,即弱压实成岩相、中等压实相、强(较强)压实相,不同压实相的具体特征、分布深度和层段归纳于图 2 中。

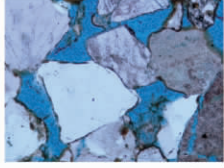
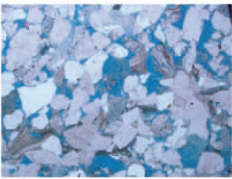
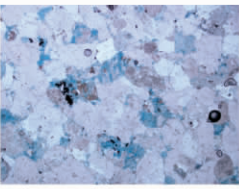
特征 压实相	颗粒接触特征 (CI值)	显微结构特征	分布特征
弱压实相	颗粒之间以点接触为主,有时甚至为未接触状,常见轻微线接触,颗粒基本无变形,粒间体积大。 CI值 = 1 ~ 1.5	 PY27-1-1, 3242.14m, E ₃ ² zh, 颗粒间以点接触为主, 粒间孔发育	主要分布在1800m以浅地层中,如N ₁ ¹ zj上部、N ₁ ² h和N ₁ ³ y。有黏土膜保护下,可埋藏至3200m左右,如PY27-1-1井。
中等压实相	以点—线接触为主,刚性颗粒呈紧密线接触,塑性颗粒强烈变形,变成假杂基,粒间体积中等,残余粒间孔多。 CI值 = 1.5 ~ 2.5	 PY27-1-1, 2765.50m, E ₃ ² zh, 颗粒间以线接触为主, 粒间孔发育	主要分布在1800 ~ 2800m之间地层中,如N ₁ ¹ zj主体处于此相及E ₃ ² zh顶部。
强压实相	以线—凸凹接触为主,刚性和塑性颗粒镶嵌,粒间体积小,残余粒间孔少,次生溶孔塌陷、缩小,呈孤立状分布,连通性差。 CI值 = > 2.5	 PY27-2-1, 4630.25m, E ₂ ² w, 颗粒间紧密镶嵌,孤立的粒内溶孔	较强压实相分布在2800 ~ 3800m之间地层中,如N ₁ ¹ zj下部、E ₃ ² zh主体。 强压实相分布在>3800m的E ₃ ¹ e和E ₂ ² w地层中。

图2 研究区主要压实成岩相类型及其分布特征

Fig. 2 Types of compaction facies and their vertical distribution in the study area

3.2 胶结相

通过详细的储层岩石学特征的研究,发现研究区储层中虽然各种胶结作用发育,但形成的量较低。例如,不同级别的石英次生加大含量多在5%以下,不同期次的碳酸盐胶结物,特别是中期碳酸盐和晚期铁白云石胶结物的含量也多在8%以下,对储层物性影响相对较小。其它胶结成岩作用如高岭石沉淀作用、伊利石形成作用、铁质胶结物、黄铁矿沉淀作用等,也对储层物性未起到决定性的作用。

在本次研究中,珠江组部分浅海三角洲砂岩为钙质胶结的石英砂岩,CaCO₃含量一般多大于25%,其中常见海相有孔虫化石,颗粒多呈悬浮状分布在连晶状碳酸盐胶结物中,实测物性较差,因此,有必要将这类储层划分出来。

3.3 溶蚀相

溶蚀相划分可根据对孔隙类型的统计结果、次生孔隙所占比例和纵向上2个次生孔隙发育带的分布特征划分出弱溶蚀相、强溶蚀相两种,其中弱溶蚀相

中以原生孔隙为主,各类溶蚀孔隙比例<50%,一般在15%~30%之间;当砂岩中粒间溶孔+粒内溶孔比例>50%,一般在60%~80%之间时,为强溶蚀相。这类砂岩中的孔隙多为形状不规则的溶蚀孔隙,各种颗粒溶蚀残骸发育,自生高岭石和石英次生加大发育,处于晚成岩A期强酸性环境下,溶蚀作用非常强烈,与第一个次生孔隙发育带对应。弱溶蚀相主要分布在浅层和深层储层中,岩石组构表现在部分可溶蚀的长石、岩屑和碳酸盐溶蚀,形成部分粒内溶孔,粒间孔的改造不够强烈,多为轻微溶蚀,孔隙形状比较规则,多处在早成岩期和晚成岩B、C期。

3.4 典型成岩相组合

在以上分析压实相和溶蚀相的基础上,根据不同压实相、溶蚀相和早期碳酸盐胶结相的纵向分布规律,可在研究区划分出5种典型的成岩相组合类型,即:

①早期碳酸盐胶结弱溶蚀相(主要分布在珠江组以浅);②弱压实强溶蚀相(<1800m);③中等压

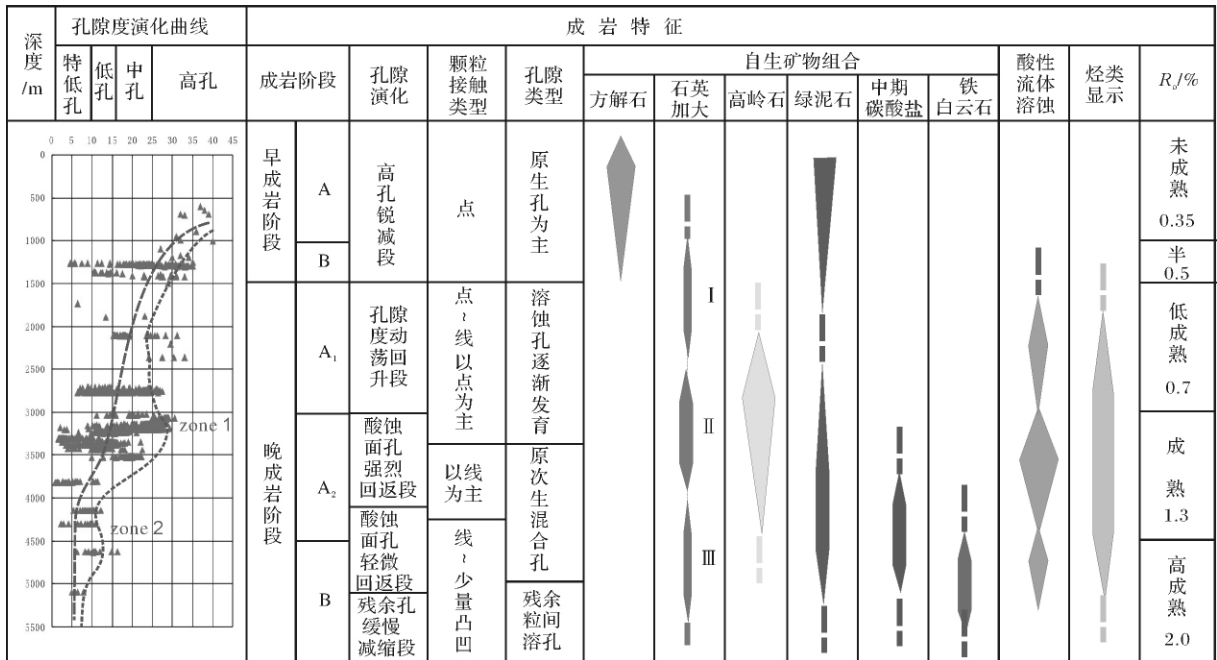


图 3 研究区孔隙演化与成岩作用关系模式图

Fig. 3 Model showing relationship between the porosity evolution and diagenesis in the study area

实强溶蚀相 (1 800 ~ 2 800 m); ④较强压实 - 较强溶蚀相 (2 800 ~ 3 800 m); ⑤强压实 - 弱溶蚀相 (> 3 800 m)。分布深度范围主要依据压实成岩相分布深度段确定(参见图 3)。

4 孔隙演化与成岩作用关系模型建立

在明确影响研究区碎屑岩储层物性主控因素的前提下, 根据实测孔隙度随深度变化图、成岩阶段划分结果、孔隙演化特征和有机质演化阶段 (R_o 值) 与主要成岩事件之间的匹配关系, 总结归纳出研究区孔隙演化与成岩作用关系模型(图 3)。

从图 3 中可以清晰的看出孔隙度随深度变化总体呈下降趋势, 但存在两个明显的孔隙度回返段, 即两个次生孔隙度发育带 (zone1 和 zone2)。显微镜下观察也证实主要是碎屑岩中长石骨架颗粒和碳酸盐胶结物发生强烈溶蚀, 形成大量粒间和粒内溶孔。珠江口盆地珠江组下段 - 恩平组的砂岩在剖面中占绝对优势, 构成了区域上的油气储集层及输导层。在晚成岩阶段 A_1 和 A_2 亚段末期, 通过酸性流体对可溶组分的强烈溶蚀, 势必导致在纵向上产生两个次生孔隙发育带:

I 带 (2 750 ~ 3 500 m): 此带是矿物颗粒和碳酸盐胶结物发生了溶蚀的层位, 粒间溶孔和粒内溶孔大量形成, 次生孔隙开始大量发育, 次生孔隙在本期具

有一个明显的增大过程, 属混合孔隙发育带。主要是由于烃源岩中有机酸的注入, 形成酸性成岩环境产生大量溶蚀孔, 从而形成了次生孔隙发育带。珠海组主体位于此带, 此带以粒间溶孔 + 粒内溶孔 + 粒间孔组合为主。

II 带 (3 800 ~ 4 600 m): 随着埋深和成岩作用的加深, 有机酸逐渐被消耗, 酸性环境降低逐渐向碱性环境过渡。由于主要烃源岩层已先期进入成熟阶段, 珠江组下段和珠海组的砂岩表现出早期溶解作用的成岩特点, 早先形成的部分次生孔隙被其后的硅质增生所缩小, 使深部难以保存大规模的孔隙回升现象。此带孔隙度和渗透率的相关性比较差, 主要由于此带多为粒内溶孔, 多见火山岩屑溶孔和石英粒内溶孔。珠海组下部、恩平组主体位于此带, 以粒内溶孔 + 粒间溶孔 + 粒间孔组合为主。

5 典型成岩相特征刻画

前已述及, 研究区储层主要经历了压实作用、溶蚀作用和多种类型的胶结作用, 这三类成岩作用是控制深水区储层总体面貌的主控成岩因素。

5.1 早期碳酸盐胶结弱溶蚀相

主要分布在韩江组 (N_1^2h) 和珠江组 (N_1^1zj) 浅层砂岩中, 深度小于 2 800 m。砂岩组构表现为早期方解石连晶胶结或重结晶, 颗粒呈“悬浮状”, 粒间体积

大孔隙多为长石和岩屑选择性溶蚀形成的粒内溶孔。孔隙连通性差,排驱压力大。碳酸盐含量较高($> 25\%$),是造成中浅层储层非均质性的主要原因。

对碳酸盐胶结物氧碳同位素分析表明,其 $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}} = -1\text{‰} \sim -5\text{‰}$; $\delta^{18}\text{O}_{\text{PDB}} = -8\text{‰} \sim -12\text{‰}$;与海水氧、碳同位素组成非常接近,说明碳酸盐胶结物的物质主要来源于海水。在浅层储层砂岩中,碳酸盐胶结物中可见海相微体生物化石,也说明这些胶结物与海相沉积环境密切相关。这类储层的平均孔隙度小于10%,平均渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。根据中国石油总公司的储层划分标准,这类储层属于特低孔特低渗储层。

5.2 中等压实—强溶蚀相

该成岩相主要分布在珠江组(N_1^{zj})和珠海组(E_3^{zh})顶部,深度一般在1800~2800m,颗粒之间呈点—线接触,塑性颗粒变形。

孔隙类型以粒间溶孔为主,同时也发育大量粒内溶孔,常见特大溶孔,孔隙连通性较好。颗粒之间呈点—线接触,被溶蚀矿物主要为长石及岩屑。处于晚成岩阶段 A_1 期的强酸性环境,有利于孔隙的保存及溶蚀扩大,是有利的储层成岩相。

珠江组实测样品的平均孔隙度15.94%,渗透率 $13.45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,表明属于中孔低渗型储层为主,但夹有特高孔特高渗的优质储层。

5.3 较强压实—较强溶蚀相

该成岩相主要分布在珠海组(E_3^{zh})中,深度一般在2800~3800m,颗粒之间以线接触为主,塑性颗粒强烈变形,形成假杂基。火山岩屑绢云母化明显,石英次生加大和自生高岭石较普遍。

孔隙类型以粒间溶孔为主,同时也发育大量粒内溶孔,孔隙连通性较好。被溶蚀矿物主要为长石和岩屑。由于处于晚成岩阶段 A_1 — A_2 期的酸性成岩环境,有利于孔隙的保存及溶蚀扩大,是有利的储层成岩相之一。

珠海组实测样品的平均孔隙度14%,渗透率 $11.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,表明以低孔低渗型储层为主,但夹有中孔中渗和少量高孔高渗的优质储层。

5.4 强压实—弱溶蚀相

该成岩相主要分布在恩平组(E_3^e)和文昌组(E_2^w)中,深度多大于3800m,压实作用强烈,特别是塑性岩屑含量较高时,颗粒之间多呈镶嵌状。

孔隙类型以粒内溶孔为主,由于强烈压实改造,部分早期溶蚀孔发生塌陷和缩小,喉道狭窄,孔隙连

通性较差,多形成孤立的粒内溶孔。处于晚成岩阶段B期的偏碱性成岩环境,晚期铁白云石开始充填并破坏孔隙,但含量较少,储层组构特征仍保持着酸性环境下的特征,可储集天然气。

恩平组实测样品的平均孔隙度8.37%,渗透率 $3.17 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;文昌组平均孔隙度9.45%,渗透率 $1.86 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,表明以特低孔特低渗型储层为主。

6 储层评价标准与深水区储层预测

6.1 储层评价标准的建立

本研究根据中国石油天然气集团公司储层评价标准,结合前人划分标准(张群英,1997)以及恩平凹陷储层评价标准,提出了珠江口盆地第三系储层评价标准(表1),利用此评价标准,对研究区重点层位珠海组的储集层系进行了划分和评价。

表1 珠江口盆地第三系储层评价标准

Table 1 Evaluation standard of Tertiary reservoir in Zhujiangkou basin

储层级别	岩芯物性		平均测井		储层厚度 /m	储层级别代号
	孔隙度 /%	渗透率 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度 /%	主频区		
好	>20	>300	20~30	>22	>5	I
中等	15~20	100~300	15~19	17~22	2~5	II
较差	10~15	10~100	12~16	13~17	1~2	III
差	<10	<10	5~11	<13	<1	IV

根据压实相、溶蚀相在纵向上的组合关系,同时结合不同地层组实测孔隙度和渗透率参数值随深度的变化,以及珠江口盆地不同地区的孔隙度随深度变化关系,综合分析后,可以划分出4种主要的压实和溶蚀组合相。不同相中主要储层类型及分布深度范围均归纳入表2,从中可以看出,深度小于1800m的储层实测孔隙度多在25%~35%之间,属于高孔甚至特高孔隙度储层,多分布在EP12-1-1、EP17-3-1、HZ08-1-1和HF33-1-1井区,主要为弱压实强溶蚀相分布深度段,多形成I类储集层。

在1800~2800m之间,为中等压实强溶蚀相分布段,孔隙度分布在15%~25%之间,为II类储层夹I类储层,在全盆地各主要构造带均有分布,且孔隙度下降的斜率基本相同,说明各次级构造带所经历的埋藏史、成岩史和孔隙减小速率具有相似性。

在2800~3800m之间,为较强压实较强溶蚀相,孔隙度分布在10%~20%之间,为III类夹II和I类储层分布深度段。在珠江口盆地不同地区,孔隙度演化具有比较明显的一致性,如在恩平地区(以

EP12-1-1 和 EP17-3-1 井区为代表)、番禺低隆起 (PY27-2-1 井)、惠州凹陷 (HZ08-1-1) 等也具有非常相似的孔隙度分布范围和下降速率,说明这种成岩相组合的划分是可信的,在珠江口盆地全区具有可对比性。

表 2 不同成岩相组合相纵向分布特征和储层特征

Table 2 Vertical distribution of different diagenetic facies associations and relevant reservoir features

成岩组合相类型	分布深度/m	储层特征
(1) 弱压实强溶蚀相	< 1800	孔隙度分布在 25% ~ 35% 之间, 为 I 类储层分布带。
(2) 中等压实强溶蚀相	1800 ~ 2800	孔隙度分布在 15 ~ 25% 之间, 为 II 类储层夹 I 类储层。
(3) 较强压实较强溶蚀相	2800 ~ 3800	孔隙度分布在 10% ~ 20% 之间, 为 III 类夹 II 和 I 类储层。
(4) 强压实弱溶蚀相	> 3800	孔隙度分布在 5% ~ 15% 之间, 为 IV 类储层夹 III 类储层。

在 > 3 800 m 以后的深度段内,为强压实弱溶蚀相分布深度段,孔隙度分布在 5% ~ 15% 之间,为 IV 类储层夹 III 类储层。

6.2 深水区储层预测

根据中海油深圳分公司研究中心提供的沉积相资料(何敏 2009),认为研究区珠海组是一套浅海陆架三角洲体系,物源主要来自西北方向的古珠江水系,且受古地理和断裂控制。盆地形态宽缓,广泛发育的滨海相滩砂起到良好侧向输导作用,而三角洲水道则构成“汇聚”式油气运移“高速公路”(图 4)。

T7 以后在研究区北部发育大型三角洲沉积,发育有分支水道三角洲朵叶沉积,具有良好的储层条件和储盖组合条件,当时沉积的珠海组三角洲砂体目前成为主要的目的层。

珠海组在研究区的分布深度一般在 2 500 ~ 3 800 m 之间,总体上处于第一次生孔隙发育带(zone 1)内和较强压实相结合成岩作用带内,因此,在平面上储层物性特征受较强压实强溶蚀相控制,当然,当沉积微相中水动力条件较弱,砂岩颗粒细小且泥质杂基含量较高时,原生孔隙数量和连通性较差,会给后期酸性流体的溶蚀造成困难,形成部分弱溶蚀相带,这在薄片观察中得到证实,因此,分析平面上的成岩相带分布特征时,应该充分考虑沉积环境的影响。

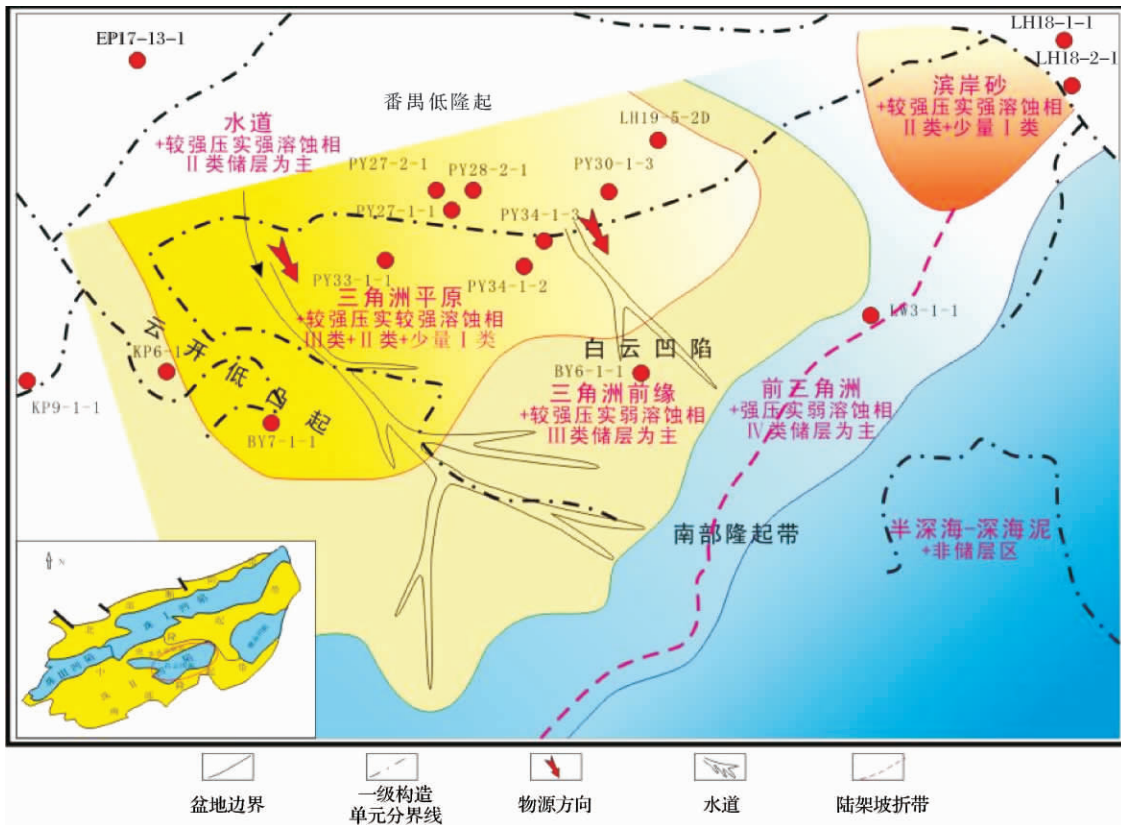


图 4 研究区珠海组沉积一成岩相平面分布图

Fig. 4 Distribution of depositional-diagenetic facies of Zhuhai Fm. in the study area

珠海组的海相三角洲平原分流水道和滨岸砂微相中,由于水动力条件非常强,受到古珠江牵引水流和潮汐海水和沿岸流的反复淘洗、筛选,往往形成粒度粗、分选好、成分和结构成熟度较高的中—粗砂岩储层。且这类储层在镜下观察中发现具有较强的抗压能力,能保持较高的粒间体积和连通性极佳的原生孔隙系统,为后期有机酸流体的注入和溶蚀提供了便利条件,有利于形成强烈的溶蚀改造。根据前述分析的有机酸流体的运移方向和充注期次分析结果,可见有机酸从南部的白云凹陷中形成后,向北面的番禺低隆起低势区运移时很容易进入邻近的分流水道相砂岩中,形成高效的输导砂体并接受强烈的溶蚀改造,形成强溶蚀相。富含有机酸的孔隙流体,随后沿番禺低隆起的构造脊向北东方向运移,对广泛分布的滨岸砂进行溶蚀改造,形成强溶蚀相砂岩储层(图5)。对位于三角洲平原河道间的砂岩的各井(如PY27-1-1、PY27-2-1、PY33-1-1等)铸体薄片观察,发现各类溶蚀孔隙非常发育,多形成粒间溶孔+粒内溶孔+粒内孔的孔隙组合,且次生溶孔比例大于50%,为强溶蚀相。而在三角洲前缘微相分布区内,由于砂岩含量减少、粒度明显变细且泥质杂基含量有所增加(如LW3-1-1井),砂岩的溶蚀改造程度应该弱于水道相、滨岸相和三角洲平原砂体,多形成较强压实弱溶蚀相。前三角洲相多由泥质岩组成,其中夹有薄层的粉砂岩储层,粒度细、泥质含量高,且埋藏深度相对较大,有时容易受附近烃源岩中排出的含CaCO₃的压实水的影响,在孔隙中沉淀碳酸盐胶结物,破坏孔隙,因此应该划入较强溶蚀弱溶蚀相内。在研究区南部主要为半深海—深海相泥岩沉积区,为主要的烃源岩分布区,如果有深水扇的形成可以“近水楼台先得月”形成有利的岩性油气藏。

珠海组(E₃^{zh})主要为浅海陆架三角洲—滨岸砂相砂岩,与滨、浅海相泥岩,如珠江组上部区域性浅海相泥岩组成有利的储盖组合。在珠Ⅱ坳陷这套组合非常重要,珠海组—珠江组下部沉积是在区域性水退、抬升、侵蚀之后的海侵沉积,三角洲砂体、滨浅海滩砂、潮汐砂体和台地碳酸盐岩发育,是区域性的储层发育期,储层物性良好,如PY33-1-1井三角洲砂体埋深近4 000 m,孔隙度平均11.9%~12.8%。珠江组浅海相砂岩平均孔隙度为15.94%,最大值达到35.1%以上,形成总体上以Ⅱ类储层为主,夹Ⅰ类和Ⅲ类储层的组合特征,其中Ⅲ类储层多为钙质胶结的滨海相砂岩。

根据前述沉积—成岩相分析结果,结合实测物性统计数据,认为珠海组(E₃^{zh})总体以较强压实强溶蚀相为主,在三角洲平原水道、滨岸砂形成以Ⅱ类储层为主,夹部分Ⅰ类储层的优质储层分布区,这与第一个次生孔隙发育带有关。同样,受强溶蚀作用影响,在三角洲平原区形成了Ⅲ类储层夹部分Ⅱ类和Ⅰ类储层的相对有利储层分布区;而在三角洲前缘由于水动力条件较弱,砂岩粒度细,加之相对较强的压实和弱溶蚀,多形成Ⅲ类储层分布区。

7 结 论

(1) 根据主控成岩作用(压实、溶蚀和胶结作用)划分出5种主要的成岩相:早期碳酸盐胶结弱溶蚀相(主要分布在珠江组以上)、弱压实强溶蚀相(<1 800 m)、中等压实强溶蚀相(1 800~2 800 m)、较强压实—较强溶蚀相(2 800~3 800 m)和强压实—弱溶蚀相(>3 800 m)。

(2) 不同级别储层纵向分布总体特征为:①弱压实强溶蚀相:孔隙度分布在25%~35%之间,为Ⅰ类储层分布带;②中等压实强溶蚀相:孔隙度分布在15%~25%之间,为Ⅱ类储层夹Ⅰ类储层;③较强压实较强溶蚀相:孔隙度分布在10%~20%之间,为Ⅲ类储层夹Ⅱ和Ⅰ类储层;④强压实弱溶蚀相:孔隙度分布在5%~15%之间,为Ⅳ类储层夹Ⅲ类储层。

(3) 珠海组(E₃^{zh})总体以较强压实强溶蚀相为主,在三角洲平原水道、滨岸砂形成以Ⅱ类储层为主,夹部分Ⅰ类储层的优质储层分布区,这与第一个次生孔隙发育带有关。同样,受强溶蚀作用影响,在三角洲平原区形成了Ⅲ类储层夹部分Ⅱ类和Ⅰ类储层的相对有利储层分布区;而在三角洲前缘由于水动力条件较弱,砂岩粒度细,加之相对较强的压实和弱溶蚀,多形成Ⅲ类储层分布区。

参考文献(References)

- 瞿辉,郑民,李建忠,等. 国外被动陆缘深水油气勘探进展及启示[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(2): 175-181 [Qu Hui, Zheng Min, Li Jianzhong, et al. Advances of hydrocarbon explorations in worldwide passive continental margin deepwater and the inspiration for us[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(2): 175-181]
- Paul Mann, Mike Horn, Ian Cross. Tectonic setting of 79 giant oil and gas fields discovered from 2000-2007: Implications for future discovery trends [C]. AAPG, Annual Convention, 2007
- Dutton S P, Loucks R G. Diagenetic controls on evolution of porosity and permeability in lower Tertiary Wilcox sandstones from shallow to ultradeep (200~6 700 m) burial, Gulf of Mexico Basin, U. S. A [J].

- Marine and Petroleum Geology, 2010, 27: 69-81
- 4 钟广法, 鄂宁芬. 成岩相分析: 一种全新的成岩非均质性研究方法[J]. 石油勘探与开发, 1997, 5: 622-661 [Zhong Guangfa, Wu Ningfen. Diagenetic facies analysis: a novel research method on diagenetic heterogeneity[J]. Petroleum Exploration & Development, 1997, 5: 622-661]
 - 5 孙玉善, 申银民, 徐讯, 等. 应用成岩相分析法评价和预测非均质性储层及其含油性——以塔里木盆地哈得逊地区为例[J]. 沉积学报 2002 20 (1): 552-591 [Sun Yushan, Shen Yinmin, Xu Xun, et al. Application of diagenetic facies method to evaluation and heterogeneity prediction as well as oil-bearing features—A case study from Hadexun area[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2002, 20 (1): 552-591]
 - 6 王琪, 褚喜准, 陈国俊, 等. 鄂尔多斯西部部长6砂岩成岩演化与优质储层[J]. 石油学报, 2005, 26(5): 17-23 [Wang Qi, Zhuo Xizhun, Chen Guojun, et al. Diagenetic evolution of Chang 6 sandstone and high quality reservoir in the western Ordos basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2005, 26(5): 17-23]
 - 7 El-Ghali M A K, Morad S, Mansurbeg H, et al. Distribution of diagenetic alterations within depositional facies and sequence stratigraphic framework of fluvial sandstones: Evidence from the Petrohan Terrigenous Group, Lower Triassic, NW Bulgaria[J]. Marine and Petroleum Geology, 2009, 26: 1212-1227
 - 8 Wang Qi, Zhuo Xizhun, Li Xiaoyan, et al. Carbon and oxygen isotopic composition of different phase carbonate cements in terrigenous siliclastic reservoir and significance for their origin: A case study from sandstones of Yanchang Fm. (Triassic), southwestern Ordos basin, China[J]. Chinese Journal of Geochemistry, 2008, 27: 249-256

Application of Diagenetic Facies Analysis to Reservoir Prediction in Deep Water Area of the Northern South China Sea: A case study from Baiyun Sag, Zhujiangkou Basin

LIANG Jian-she¹ WANG Qi^{2 3} HAO Le-wei^{2 3} TANG Jun^{2 3} LIAO Peng^{2 3}

(1. Research Center of CNOOC, Beijing 100027)

2. Key Laboratory of Petroleum Resources Research, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000;

3. Graduate University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049)

Abstract Analysis of diagenetic facies method aims at establishing the genetic link between the clastic reservoir diagenesis and the porosity evolution. The model reflecting this genetic link could provide important basis for explanation on mechanism relevant to porosity evolution and its main controls as well as vertical and horizontal distribution of favorable reservoir zone. The result of this research shows that mechanical compaction, cementation and dissolution are principal diageneses, and according to their associations, five diagenetic facies associations could be recognized as: ① Early carbonate cement dissolution facies; ② Weak compaction-strong dissolution facies (< 1 800 m); ③ Intermediate compaction-strong dissolution facies (1 800 ~ 2 800 m) ④ Slightly strong compaction-slightly strong dissolution facies (2 800 ~ 3 800 m) and ⑤ Strong compaction-weak dissolution facies (> 3 800 m). The reservoir distributed in deep water area are controlled by slightly strong compaction-slightly strong dissolution facies with measured porosity ranging from 10% ~ 20%. Type III reservoir constitutes the major reservoir zone with some Type II and I interlayer. Generally, Zhuhai Formation (E₃zh) is dominated by slightly strong compaction-slightly strong dissolution facies, and the high quality reservoirs are mainly composed of delta plain channel and beach sandstones due to porosity enhancement caused by the first secondary porosity zone. For the same reason, type III with minor type II and I reservoirs form the relatively favorable zone in the delta plain facies. Due to weak hydraulic dynamics and finer grain overlapped by strong compaction, type III reservoir prevails in the delta front area.

Key words diagenetic facies; deep water area; reservoir prediction; Baiyun sag; Northern South China Sea