文章编号:1000-0550(2015)01-0183-11　　doi: 10.14027/j.cnki.cjxb.2015.01.019

珠江口盆地惠州凹陷文昌组砂岩孔隙定量演化模式①
——以 HZ-A 地区辫状河三角洲储层为例

葛家旺[1,2]　朱筱敏[1,2]　潘　荣[1,2]　雷永昌[3]　张　昕[1]　陈淑慧[3]

(1.中国石油大学(北京)地球科学学院　北京 102249;2.油气与资源探测国家重点实验室　北京 102249;
3.中海石油(中国)深圳分公司研究院　广州 510240)

摘　要　珠江口盆地惠州凹陷 HZ-A 地区文昌组沉积一套重要的辫状河三角洲相的砂岩储层,现今埋深超过 3 500 m。基于岩石薄片、阴极发光、X 衍射、扫描电镜及储层物性等资料,对 HZ-A 地区文昌组砂岩储层特征、成岩作用和孔隙度演化进行了详细研究,采用孔隙度参数演化的定量分析方法,建立了储层孔隙度定量演化模式。研究表明,文昌组储层岩石类型以岩屑砂岩为主,成分成熟度和结构成熟低;储集层目前正处于中成岩 A2 阶段,先后经历了压实、早期胶结、溶蚀作用和晚期胶结作用。强烈的机械压实及晚期胶结作用对物性破坏性最大,酸性溶蚀是改善储层物性的唯一成岩因素。储层初始孔隙度约 35.1%,持续性的埋藏压实导致原生孔隙减少 15.4%,早期胶结减少孔隙3.4%,之后酸性流体进入发生溶蚀增孔 7.2%,晚期胶结作用损失孔隙度 11.5%,其中以黏土胶结和碳酸盐胶结为主,结果形成低孔低渗储层。

关键词　惠州凹陷　HZ-A 地区　文昌组　成岩作用　孔隙定量演化

第一作者简介　葛家旺　男　1988 年出生　博士研究生　沉积储层地质学　E-mail:gjwddn@163.com

中图分类号　TE122.2　**文献标识码**　A

0　引言

惠州凹陷是珠江口盆地次一级的构造单元,位于珠江口盆地北部坳陷带的中部,是南海东部海域最富烃的凹陷之一,资源量非常丰富[1]。现阶段惠州凹陷的油气勘探主要集中于浅层海相地层,深层主要受制于古近系深埋和储层低孔低渗的影响,古近系勘探尚未有大的突破。惠州凹陷深层古近系地层自下而上依次为文昌组、恩平组和珠海组地层,文昌组沉积主要为半深湖—深湖相泥岩,是区域主要的烃源岩段。惠州凹陷边界断裂带的断裂之间发育多种类型的构造调节带[2],凹陷边缘广泛分布扇三角洲、辫状河三角洲及曲流河三角洲砂体,同时该区也是各类圈闭发育的有利场所,具备自生自储优越的成藏条件,勘探潜力极大②。

孔隙度的研究是钻前储层质量预测的关键,油气成藏的关键时期孔隙度的大小对于成藏描述和优选目标具有重要意义。目前前人对惠州凹陷古近系储层研究较少,主要集中在古近系珠海组和恩平组储层成岩作用和储层主控因素研究方面[3-5],尚未针对文昌组成岩作用和孔隙演化进行过研究,文昌组砂岩孔隙时空演化的研究尚且属于空白,严重制约了文昌组层系进一步勘探和评价。因此本文以 HZ-A 地区文昌组辫状河三角洲储层为对象,综合岩石薄片、扫描电镜、阴极发光等资料,对储层特征、成岩作用及物性的响应关系进了全面的研究,并建立了成岩序列;在此基础上,恢复了不同成岩阶段的孔隙度,结合地层埋藏史、地热史及烃源岩成熟史,建立了文昌组孔隙定量演化模式,恢复了油气成藏关键时期古孔隙度,为惠州凹陷深层文昌组油气勘探提供了理论支持。

1　研究区位置及沉积特征

HZ-A 地区位于珠江口盆地惠州凹陷西南部,南部毗邻东沙隆起,横跨 HZ26 洼和 XJ30 洼,研究区面积约为 400 km^2(图 1)。HZ-A 地区是面向惠州凹陷文昌组油气勘探的试验区块,研究区现有四口钻探井 HZ-A-1 井、HZ-A-2 井和 HZ-A-3d 井和 HZ-B-1 井钻遇了文昌组,其中由于工程的原因,仅有 HZ-A-1 井和 HZ-A-2 井进行了井壁及钻井取芯。惠州凹陷文昌组是典型的断陷湖盆沉积地层,该时期湖盆沉降速

①国家油气重大专项课题(编号:2011ZX05001-002,2011ZX05025-005-02)及中海油重大专项"南海东部海域低孔低渗油气藏勘探关键技术及实践"部分成果资助
②施和生,舒誉,梅廉夫,等.南海东部海域惠州凹陷再评价及新领域勘探方向.2010(内部报告)
收稿日期:2014-01-27;收修改稿日期:2014-04-09

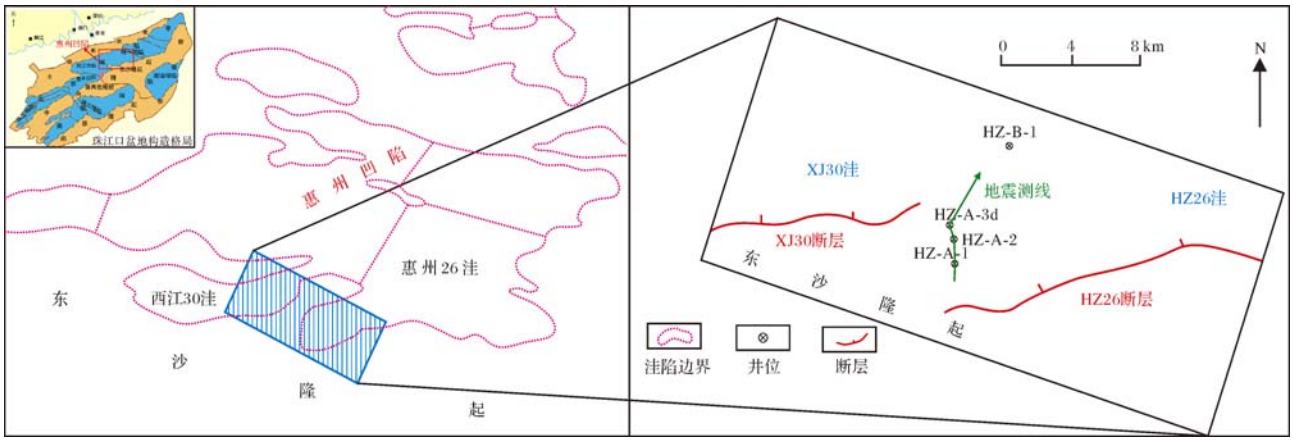


图 1 研究区构造位置

Fig.1 HZ-A area, showing faults and locations of wells

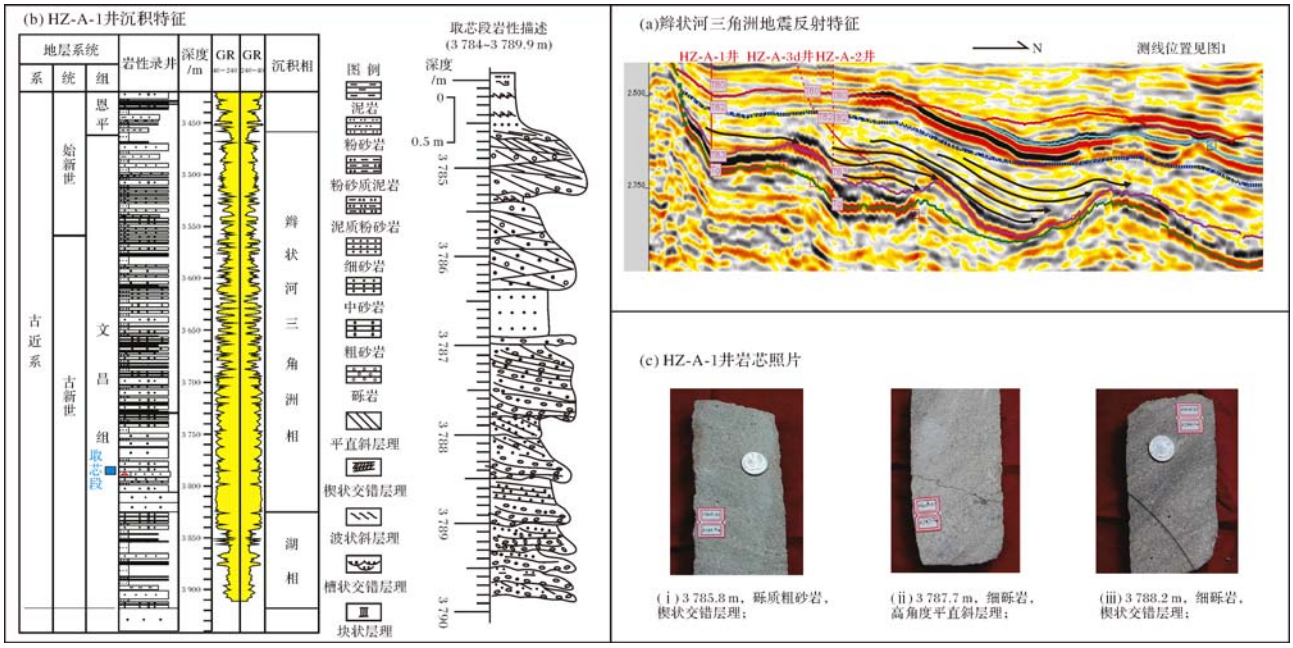


图 2 研究区辫状河三角洲沉积特征

Fig.2 Sedimentary characteristics of braided fluvial delta in HZ-A area

率大，总体上以半深湖、深湖为沉积背景。HZ-A 地区紧挨东沙隆起物源区，受到沿侧列断层同向叠覆型走向传递带的影响[2]，文昌组时期沉积大套近源的辫状河三角洲砂体，水动力较强，地震剖面上为中—高连续楔形斜交前积反射（图 2a），砂体展布范围广泛，砂层厚度较大（400～550 m），间断性的正韵律常见（图 2b），主要发育牵引流态的楔状交错层理、斜层理及冲刷构造，是研究区主要的储层类型（图 2c）。岩屑录井和取芯资料均显示砂岩粒度粗，主要为含砾砂岩、细砾岩和粗砂岩，少量中砂岩及细砂岩。

2 储层特征

2.1 岩石学特征

统计研究区 105 块文昌组砂岩岩石薄片矿物含量，根据朱筱敏等（2008）的砂岩成分分类方案，研究区储集层岩石类型主要为岩屑砂岩、长石质岩屑砂岩，少量长石岩屑质石英砂岩及少量岩屑质石英砂岩（图 3）。

岩石碎屑中岩屑含量最高，平均含量在 45% 左右，岩屑类型主要为变质岩岩屑、花岗岩岩屑和泥岩

岩屑等。其次为石英,含量一般为 5.8%~85.3%,平均为 40%;长石颗粒含量最低,含量分布在 2.3%~36%之间,平均为 14.5%,长石类型以钾长石为主,斜长石相对较少。本区砂岩的杂基含量较高,平均 7.2%,主要是黏土和泥质;胶结物种类较多,有黏土矿物、方解石、白云石、硬石膏、硅质等,以黏土胶结物和方解石为主,胶结类型主要为接触式和孔隙式。

砂岩普遍分选中—差,磨圆为棱角状—次棱角状,砂岩成分成熟指数 Q/(F+R)都小于 1.0,整体上成分成熟度和结构成熟度都很低,反映为一套近物源的沉积砂体。

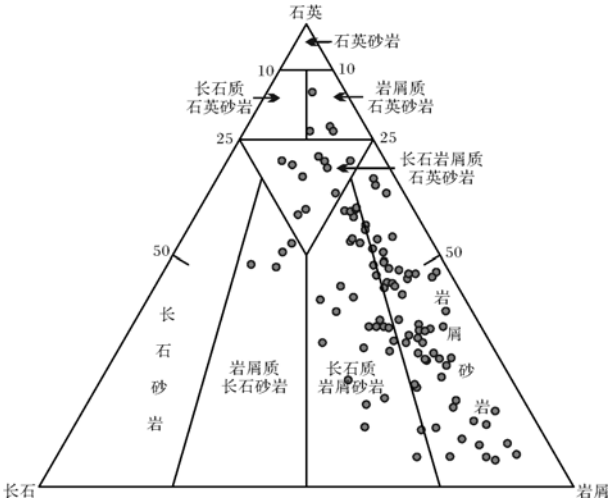


图 3　HZ-A 地区文昌组砂岩类型

Fig.3　Sandstone type of Wenchang Formation in HZ-A area

2.2　物性特征

研究区 139 块文昌组岩芯样品物性分析表明,孔隙度变化范围为 0.1%~18.85%,平均值为 12%。岩芯孔隙度频率分布的结果显示,孔隙度主要分布区间为 8%~16%,大约占 71%(图 4a);渗透率分布区间为 $0.037\times10^{-3}\mu m^2$~$184\times10^{-3}\mu m^2$,平均值渗透率 7.11 $\times10^{-3}\mu m^2$。储层渗透率分布在 $1\times10^{-3}\mu m^2$~$10\times10^{-3}\mu m^2$样品最多,占样品总数的 61.7%(图 4b)。根据石油行业储层孔隙度分级标准(SY/T6285-1997),研究区文昌组砂岩为低孔低渗储层。

文昌组储层的孔隙度和渗透率相关性统计表明,孔隙度和渗透率具有良好的正相关性,说明砂岩的渗滤通道主要依赖于与孔隙有关的空间。

3　成岩作用及其对储层物性的影响

成岩作用对于储层孔隙演化有着决定性的控制作用,不同的成岩作用及成岩序次对物性的影响具有很大的差异性[7-8]。因此,孔隙定量演化的研究重点和关键是分析成岩作用及其对物性的影响。通过大量的薄片、阴极发光和扫描电镜等资料分析,认为研究区文昌组储层经历了压实、胶结、溶蚀和交代作用。其中,前三种成岩作用对储层物性影响最大,因此本文详细分析前三种成岩作用特征及形成机理。

3.1　压实作用

研究区文昌组储层现今埋深超过 3 500 m,压实作用较强。机械压实致使原生粒间孔大量减少。压实作用主要表现为:①颗粒接触关系以线为主(图 5a);②常见颗粒定向排列,可见硅质岩岩屑、破碎的石英小颗粒及云母岩屑定向排列(图 5a,b);③云母塑性变形,部分岩屑假杂基化(图 5c,d);④脆性颗粒被压裂,石英、长石和岩屑裂纹发育。颗粒间充填大量的杂基、假杂基及部分塑性岩屑(图 5b),颗粒之间的接触机会变小,因此虽然压实作用强烈,文昌组砂岩中的压溶现象较少,早期石英加大不明显。参见图 10 埋藏史曲线,从地质时间 49 Ma 至 29 Ma 文昌组地层经历了早期压实,埋藏速率较为缓慢,约 40 m/Ma;从 29 Ma 到 16 Ma 期间经历了中期迅速埋藏,地层沉降了1 900 m,埋藏速率146 m/Ma;早期埋藏缓

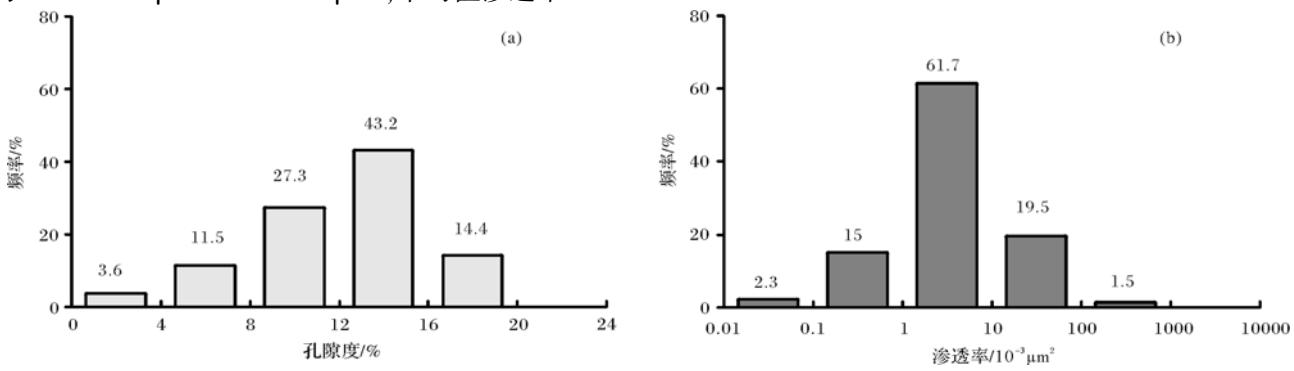


图 4　研究区储层孔隙度和渗透率频率分布

Fig.4　Histogram of porosity and permeability of the Wenchang Formation in study area

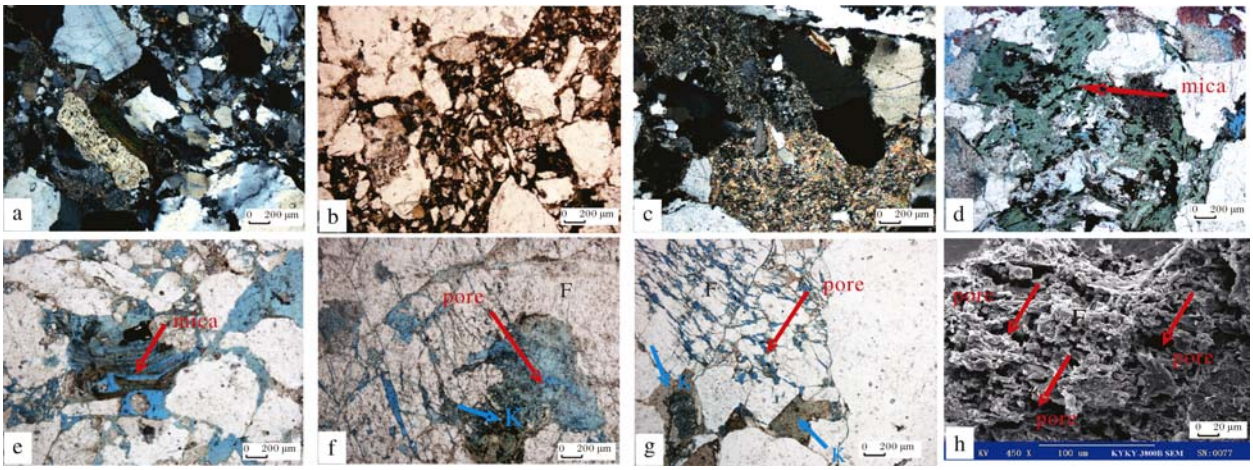


图5 研究区文昌组压实作用和溶蚀作用

a.HZ-A-1井,云母岩屑变形,颗粒定向排列,3 788 m,(+);b. HZ-A-2井,石英破碎成两种粒度的颗粒,杂基充填于孔隙中,3 969 m,(-);c.HZ-A-1井,颗粒破碎严重,岩屑假杂基化,3 731.2 m,(+);d.HZ-A-2井,云母塑性变形绿泥石化,析出铁质,3 703.4 m,(-);e.HZ-A-1井,溶蚀孔隙非常发育,云母沿解理面溶蚀,3 673.2 m,(-);f.HZ-A-1井,长石沿解理溶蚀,粒内溶孔特别发育,高岭石充填于粒内孔隙,3 527.3 m,(-);g.HZ-A-2井,长石沿解理缝溶孔,3 756.31 m(-);h.HZ-A-1井,长石溶蚀形成次生孔隙,3 780 m,SEM[符号说明:F.长石,mica.云母,K.高岭石,pore.孔隙]

Fig.5 Diagenesis of compaction and dissolution of Wenchang Formation in HZ-A area

慢,中期埋深迅速,其机械压实过程是原生孔大量减少的主因。

3.2 溶蚀作用

薄片观察发现,长石岩屑、云母及粒间充填的杂基都被强烈溶蚀,形成丰富的孔隙类型,包括粒间溶孔、粒内溶孔(包括蜂窝状溶孔和铸模孔)及扩大孔(图5e~g),以粒内溶孔为主。溶蚀作用使得孔隙变大,很大程度上改善了储层物性。

珠江口盆地文昌组地层是重要的烃源岩发育段,深湖相泥岩分布广泛,有机质含量丰富,为有机酸流体的生成提供了条件。前人在研究惠州凹陷深部储层时发现,3 500~4 200 m的文昌组深度段次生孔隙发育段均存在高丰度的有机酸[3];经过统计,研究区文昌组下部烃源岩镜质体反射率 *R*o 均值为0.76%,已达到成熟阶段,同时溶蚀现象具有普遍性和广泛性,综合认为有机酸的活动是造成溶蚀作用的根本原因。

3.3 胶结作用

研究区文昌组胶结物总含量较高,平均为12.5%,胶结类型主要有黏土矿物胶结、碳酸盐胶结、硅质胶结、铁质胶结和硬石膏胶结等,其中黏土矿物胶结和碳酸盐胶结最为常见。根据研究区文昌组胶结物总量与物性关系的研究,孔隙度和渗透率与胶结物总量之间具有明显的负相关关系,当胶结物总量低于12%时,砂岩的孔隙度基本上维持在10%以上,超过12%以后,储层质量变得很差,孔隙度降为5%左右(图6)。

(1) 黏土胶结:通过扫描电镜鉴定和X衍射分析,黏土矿物主要包括书页状堆积的自生高岭石、蜂窝状的伊/蒙混层矿物、弯曲片状搭桥状的自生伊利石及绒球状的绿泥石。全岩分析表明,高岭石含量最高,平均含量约3.5%,其次为伊/蒙混层,含量最少的是绿泥石。

中成岩阶段是黏土矿物大量生成时期,长石、岩屑和酸性流体进行水岩反应产生大量的高岭石,并游离出 Al^{3+} 和 K^{+},黑云母的蚀变分解会产生大量的 Fe^{2+} 和 Mg^{2+},为生成自生伊利石、绿泥石提供物质来源,中成岩阶段蒙脱石已经消失,全部转化为伊蒙混层及伊利石。

高岭石、伊利石、伊蒙混层等黏土矿物充填孔隙和喉道(图7b~e),对储层物性影响明显,黏土矿物含量越高,储层的物性越差。此外,储层渗透率对黏土矿物的响应要比孔隙度明显(图6),当黏土矿物含量超过4%时,储层的渗透率普遍降到 $10\times10^{-3}\ \mu m^2$ 以下。

(2) 碳酸盐胶结:研究区碳酸盐胶结普遍,碳酸盐胶结物主要包括铁方解石和铁白云石,以铁方解石,呈孔隙式胶结(图7g)。铁方解石和铁白云石主

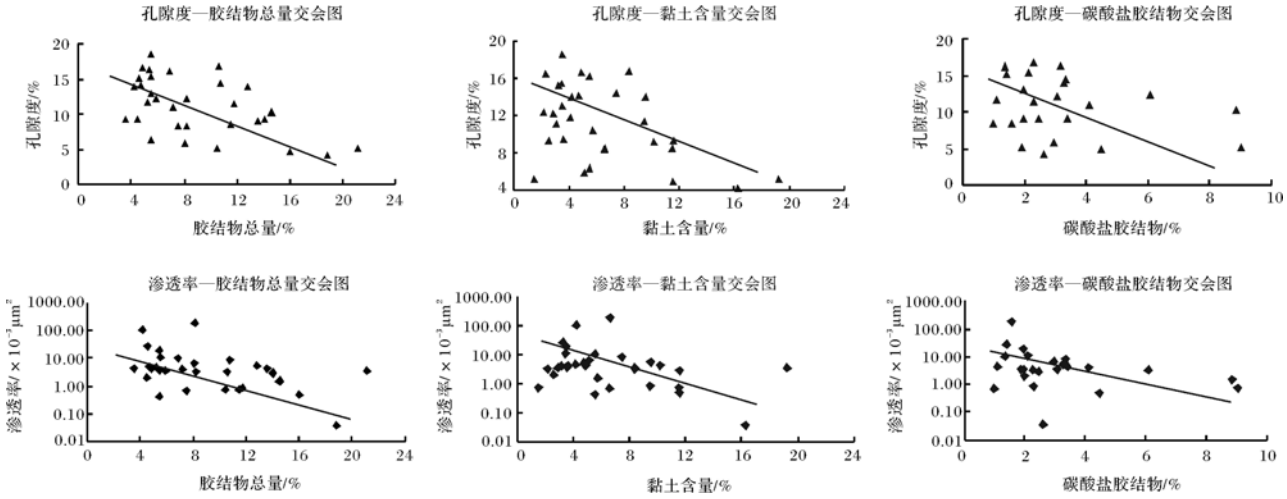


图 6　储层物性与胶结物类型及含量的关系

Fig.6　Relationship between reservoir properties and type and content of cements

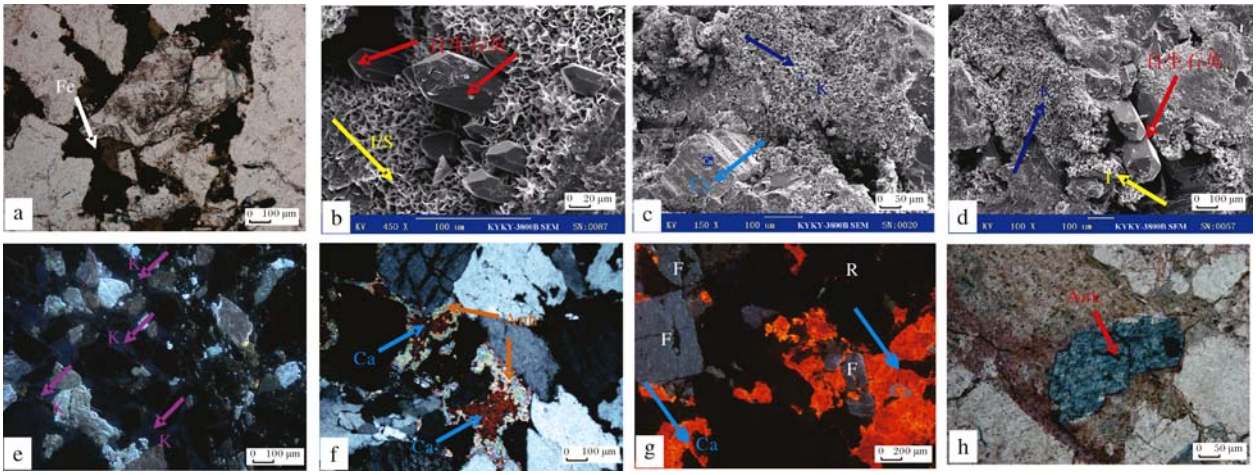


图 7　HZ-A 地区文昌组胶结作用

a.HZ-A-1 井,3 796 m,(-)铁质析出胶结,周围无孔隙发育;b.HZ-A-1 井,3 749 m,SEM,自生石英,与蜂窝状伊蒙混层(I/S)共生;c.HZ-A-1 井,3 874.5 m,SEM,颗粒间充填自生高岭石(K)及方解石(Ca);d.HZ-A-1 井,3 796 m,SEM,×100,石英加大,颗粒间充填高岭石(K)及伊利石(I);e.HZ-A-1 井,3 523.0 m,CL,×100,自生高岭石(K)阻塞孔喉;f.HZ-A-2 井,3 764.8 m,(+)硬石膏(Anh)胶结早,方解石(Ca)晚期胶结;g.HZ-A-2 井,3 853.1 m,CL 长石(F)溶蚀明显,方解石(Ca)连片胶结;h.HZ-A-2 井,3 468 m,(-)铁白云石(Ank)胶结。

Fig.7　Cementation of Wenchang Formation in HZ-A area

要形成于溶蚀作用之后,在中成岩晚期,随着有机酸不断地被消耗,地层水 pH 值变大,为偏碱性的成岩环境,同时地层水中的 CO_2 分压增高,CO_2 浓度的提高使得化学平衡向碳酸盐的方向移动[19],随着埋深和温度的增加,地层水中的 Ca^{2+}、Fe^{2+} 和 Mg^{2+} 与 CO_3^{2-} 结合,孔隙水中沉淀生成铁方解石和铁白云石(图 7h)。储层的孔隙度和渗透率与碳酸盐胶结物含量具有明显的负相关性(图 5),说明铁方解石和铁白云石的胶结,使得储层物性变差。

(3) 硅质胶结:主要以自生石英晶体产出为主(图 7b,d),也可见少量长英质矿物。早期石英加大不明显,硅质胶结物主要产出于长石溶蚀后,本区以钾长石溶蚀为主($2KAlSi_3O_8$[钾长石]$+2H^++H_2O\rightarrow Al_2Si_2O_5(OH)_4$[高岭石]$+4SiO_2$[石英]$+2K^+$),自生石英含量非常少(0.3%左右),它使得喉道变窄,对于孔隙度影响不大,却大大降低了渗透率。

(4) 铁质、硬石膏及石盐胶结:研究区铁质胶结物阻塞孔隙,周围无孔隙(图 7b),铁质胶结物(主要是 Fe_2O_3)含量较少,常在干旱环境下的近物源的沉积环境中发育[9],推测在成岩早期,文昌组刚进入埋藏期,以及后期两次构造抬升,在近地表的干旱环境下,$Fe(OH)_3$ 析出产生铁质胶结物。硬石膏、石盐等

胶结物,相对来讲,含量很少(不到 1%)。在扫描电镜下,硬石膏晶体团粒状分布于颗粒表面,石盐晶体主要呈现立体状。镜下可见硬石膏胶结物被铁方解石交代(图 7f),说明硬石膏形成于铁方解石之前,推测硬石膏及石盐胶结物主要形成于早成岩阶段的还原环境中。

4 储层成岩序列

文昌组岩样盐水包裹体测试统计平均均一温度为 136.3℃,HZ-A-1 井及 HZ-A-2 井伊/蒙混层比中蒙脱石平均含量分别为 25% 和 18%,镜质体反射率 *Ro* 均值为 0.76%,T*max* 温度分布范围为 435℃ ~453℃,均值 T*max* 为 448℃;据 X 衍射分析,HZ-A 区文昌组黏土矿物组合主要为高岭石、伊/蒙混层、伊利石及绿泥石,无蒙脱石;孔隙类型以长石和岩屑溶蚀孔隙为主,依据中华人民共和国石油天然气行业标准《碎屑岩成岩阶段划分规范》(SY/T5477-2003),认为文昌组储层正处于中成岩 A2 期(图 8)。

通过上述对文昌组储层的主要成岩作用特征与形成机理的分析,结合成岩阶段的划分,在综合考虑岩石薄片中自生矿物之间的交代关系、埋藏史、热史以及烃源岩成熟史等因素基础上,建立了惠州凹陷 HZ-A 地区文昌组储层的成岩序列。总体上各种成岩作用的先后顺序概括如下:

早期机械压实→铁质、硬石膏等胶结→中期快速压实,岩屑云母塑性变形充填孔隙→杂基流动、黏土质充填→有机质成熟,有机酸注入→长石、岩屑和云母发生溶蚀→自生高岭石及 I/S 混层胶结→晚期自生石英、方解石生成→铁方解石、铁白云石胶结和沉淀。

5 不同成岩阶段孔隙度定量计算

物性分析及薄片镜下统计为定量研究孔隙演化提供了依据,伴随着成岩作用的进行,孔隙度在不断

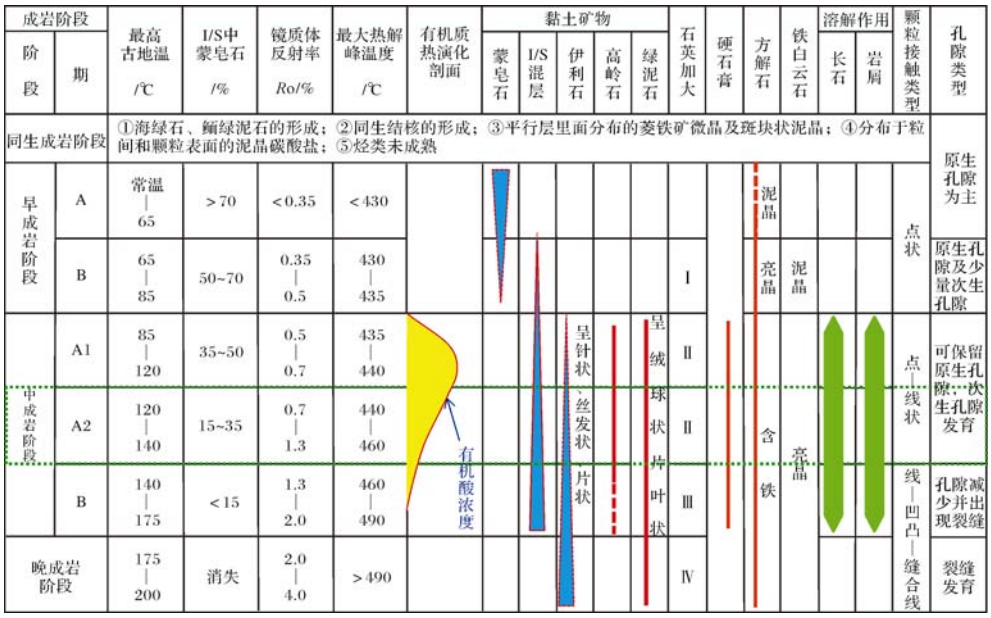


图 8 HZ-A 地区文昌组储集层成岩阶段划分

Fig.8 Diagenesis stage classification of Wenchang reservoir in HZ-A area

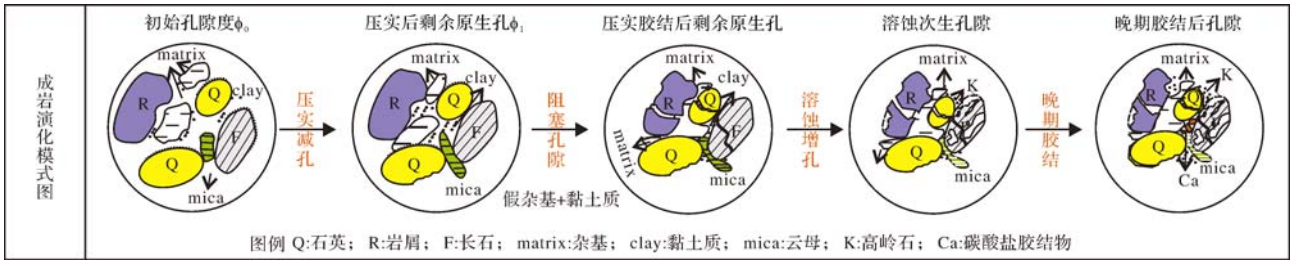


图 9 HZ-A 地区文昌组储层演化模式

Fig.9 Reservoir diagenetic model of Wenchang Formation in the study area

的变化,为方便不同时期的孔隙度定量恢复,结合成岩序列及其对物性的影响,认为成岩作用是按照机械压实、早期胶结、(长石岩屑等)溶蚀、(黏土矿物和碳酸盐)晚期胶结作用依次进行的(图 9),其中,早期胶结指的是:杂基及黏土质、硬石膏及铁质等阻塞孔隙的作用。通过以上模式来定量评价不同成岩阶段储层增加或损失的孔隙度。

(1) 初始孔隙度

采用 Beard 和 Weyl(1973)对不同分选的、未固结砂实测初始孔隙度关系式来计算:

初始孔隙度 $\phi_0 = 20.91 + 22.90/\mathrm{So}$,$\mathrm{So} = \sqrt{\frac{D_3}{D_1}}$,$D_1 = 2^{-\phi_{75}}$,$D_3 = 2^{-\phi_{25}}$

式中,So 为特拉斯科分选系数,粒度累积曲线上 25%处粒径大小与 75%处粒径大小之比的平方根。

(2) 压实损失孔隙度

压实后孔隙度 ϕ_1 = 粒间孔面孔率/总面孔率×物性分析孔隙度+胶结物含量;

压实损失孔隙度 = $\phi_0 - \phi_1$;

粒间孔 = 原生孔+粒间溶孔;胶结物含量为现今薄片观察统计的胶结物含量(%)。

(3) 溶蚀增加孔隙度

溶蚀增加孔隙度,即为溶蚀产生孔隙,包括粒间溶孔、粒内溶孔及溶蚀缝;

溶蚀增加孔隙度 = 溶蚀孔面孔率/总面孔率×物性分析孔隙度;

溶蚀孔面孔率 = 粒间溶孔面孔率+粒内溶孔面孔率+溶蚀缝面孔率。

(4) 胶结损失孔隙度

胶结损失孔隙度 = 压实后剩余粒间孔隙度 - 压实、胶结后剩余粒间孔隙度;

压实、胶结后剩余粒间孔隙度 = 原生粒间孔面孔率/总面孔率×物性分析孔隙度;

储层经历压实作用、胶结后剩余粒间孔隙度,即为现存孔隙中原生粒间孔隙;

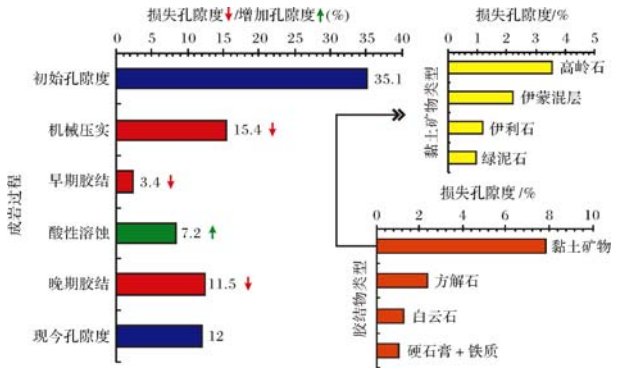
其中,早期胶结损失孔隙度 = 粒间溶孔面孔率/总面孔率×物性分析孔隙度+早期胶结物。粒间溶孔主要是成岩早期形成的黏土质、杂基及塑性变形充填于颗粒间的岩屑等,在酸性流体进入之后部分或者全部溶蚀形成的;早期胶结物指的是:现今镜下统计铁质、硬石膏石盐等早成岩阶段形成的胶结物。

晚期胶结损失孔隙度 ≈ 晚期胶结物含量(现今统计黏土胶结物和碳酸盐胶结物含量)。

经岩石薄片镜下鉴定,其主要的孔隙类型为溶蚀孔隙及原生粒间孔。本地区文昌组砂岩颗粒分选系数平均值为 1.61,恢复初始孔隙度为 35.1%。研究层段文昌组碎屑岩 105 块薄片平均面孔率 5.9%,平均来看,原生孔面孔率占 40%,次生孔面孔率占 60%(粒间溶蚀孔面孔率占 20%,粒内溶孔及溶蚀缝面孔率共占 40%)。取均值进行相关孔隙度参数计算,原生孔面孔率 2.36%,粒间溶蚀孔面孔率为 1.18%,粒内溶孔和溶蚀缝面孔率之和为 2.36%。现今胶结物含量 11.5%,其中黏土矿物含量约 7.9%(据 X 衍射分析,高岭石含量约 3.5%,伊蒙混层 2.2%,伊利石 1.2%,绿泥石约 1%),铁方解石及白云石含量分别是 3.4%和1.2%,硬石膏及铁质含量约1%。物性分析

表 1　文昌组孔隙定量演化的参数统计

Table 1　Statistics of quantitative porosity evolution of Wenchang Formation

岩性	孔隙演化参数	值	不同成岩阶段对应的孔隙度变化
储层埋深:3 500~4 050 m;岩性:辫状河三角洲细砾岩、不等粒粗砂岩主,少量中砂岩	初始孔隙度(%)	35.1	
	压实后孔隙度(%)	19.7	
	压实损失孔隙度(%)	15.4	
	溶蚀孔隙度(%)	7.2	
	胶结损失孔隙度(%)	14.9	
	早期胶结损失孔隙度(%)	3.4	
	晚期胶结损失孔隙度(%)	11.5	
	物性分析孔隙度(%)	12	

孔隙度平均值为12%,计算参数见下表。

6 “四史匹配”的孔隙定量演化模式

研究区文昌组砂砾岩储层粒度粗,成分成熟度和结构成熟度低,杂基和黏土矿物含量高。储集层从沉积开始到成岩期间经历了一系列的成岩作用,在不同的成岩作用控制下,储集层物性变化具有一定的规律性。综合分析HZ-A地区文昌组储层的埋藏史、地热史、烃源岩成熟史和成岩演化史(即“四史匹配”),建立孔隙定量演化模式如下(图10):

文昌组地层从距今49 Ma开始沉积,受到靠近物源、水流动力较强及不稳定的影响,岩石颗粒分选较差,初始孔隙度为35.1%。开始进入埋藏早期之后,即早成岩阶段,地层水呈干旱偏弱碱性环境,虽然珠琼一幕和珠琼二幕构造运动曾导致地层短暂抬升,总体上早期压实埋藏速率较为缓慢,此阶段孔隙度缓慢减小;从距今29 Ma到16 Ma期间文昌组地层埋藏迅速,压实作用强烈,岩屑云母等塑性变形充填孔隙,部分杂基流动,云母甚至塑性流动并发生绿泥石化,早期的胶结物例如黏土胶结、铁质及硬石膏胶结物堵塞孔喉,此时孔隙度降低为16.3%,其中压实损失孔隙度15.4%,胶结损孔3.4%,孔隙以剩余的原生孔隙为主。

当文昌组埋深到2 400 m时,地质年代约17 Ma,地温升到90℃,成岩演化进入到中成岩A1阶段,烃源岩开始成熟产生大量有机酸,有机酸浓度逐渐增加到最大(图8),地层水由弱碱性变为酸性环境。有机酸注入到文昌组砂层中,长石、岩屑等遇酸不稳定矿物发生溶蚀作用产生大量的次生孔隙,在铝硅酸盐和酸性流体反应过程中,在孔隙空间及喉道沉淀高岭石及自生石英颗粒,蒙脱石在此阶段已经消失殆尽,随着温度压力的升高,无序的I/S向有序的I/S混层和结晶度更高的伊利石(I)转化。此阶段文昌组储层的孔隙度总体上是变大的,溶蚀作用明显改善了储层物性,孔隙变大喉道变粗,甚至出现粒间扩大孔、超大孔,溶蚀作用平均增加孔隙度约7.2%。

当地层埋藏深度到达3 700 m左右时,地层温度达到120℃,开始进入中成岩A2阶段。有机酸产量开始减少,地层水中烃类和CO_2的含量开始增多,流体-岩石体系中的温度、压力和酸碱度也随着发生变化,大量黏土矿物开始大量生成或转化,随着成岩作用的进一步进行,孔隙流体性质会逐渐由酸性向碱性演变。铁方解石和铁白云石从孔隙水中沉淀下来,阻塞孔隙和喉道之中,其中黏土胶结致使孔隙度减少7.9%,碳酸盐胶结(铁方解石和铁白云石)损失孔隙度3.6%,胶结后储层的孔隙度降低到12%。

通过以上成岩演化史、埋藏史、热史以及烃源岩成熟史综合匹配分析表明,虽然酸性溶蚀作用造成部分增孔,机械压实和晚期胶结作用是储层物性的主要控制因素,使得现今储层具有低孔低渗的特点。地质时间约5.3 Ma,是油气成藏的关键时期,古孔隙度在16%左右(图10),属于中孔,具有较好的运移空间,利于油气充注,其中研究区四口井良好的油气显示及发现了厚层的NA油层组[6],也证实了研究区具有较大的勘探潜力。

7 结论

(1) 研究区文昌组储层以岩屑砂岩为主,杂基及黏土矿物含量高,成分成熟度和结构成熟度都较低。储集层正处于中成岩A2阶段,与储层关系紧密的成岩现象主要有强烈的压实作用、胶结作用(铁质胶结、硬石膏胶结、黏土矿物胶结、硅质胶结、碳酸盐胶结)和溶蚀作用。

(2) 依据埋藏史、地热史、烃源岩成熟史及成岩演化史建立了文昌组储层孔隙演化模式(图10):早期机械压实(孔隙度缓慢降低)→铁质、硬石膏等胶结(孔隙度降低)→中期快速压实,岩屑云母塑性变形充填孔隙(孔隙度迅速降低)→杂基流动、黏土及铁质胶结(堵塞孔喉)→有机质成熟,有机酸注入→长石、岩屑和云母发生溶蚀(次生孔隙大量生成)→自生高岭石及I/S混层胶结(黏土矿物胶结物为主,阻塞孔隙)→晚期自生石英、方解石生成(孔渗性降低)→铁方解石、铁白云石胶结和沉淀(物性继续变差)。

(3) 机械压实是文昌组储层孔隙降低的主要因素,压实作用致使孔隙减少15.4%;溶蚀作用改善储层物性,是深部储层具备勘探潜力的根本原因,溶蚀增孔7.2%,;不同时期的胶结作用是造成储层致密的重要原因,早期胶结损失孔隙3.4%,晚期的黏土矿物和碳酸盐胶结阻塞孔隙和喉道,对储层物性影响较大。

(4) 通过建立孔隙定量模式表明,在成藏的关键时期古孔隙度在15%左右,属于中孔,具有较好的运移通道,利于油气充注,显示出较大的勘探潜力。

致谢 感谢中海油深圳分公司广州研究院地化室提供的相关数据,感谢朱俊章首席、舒誉首席以及杜家元首席在项目研究过程中给予的指导和帮助。

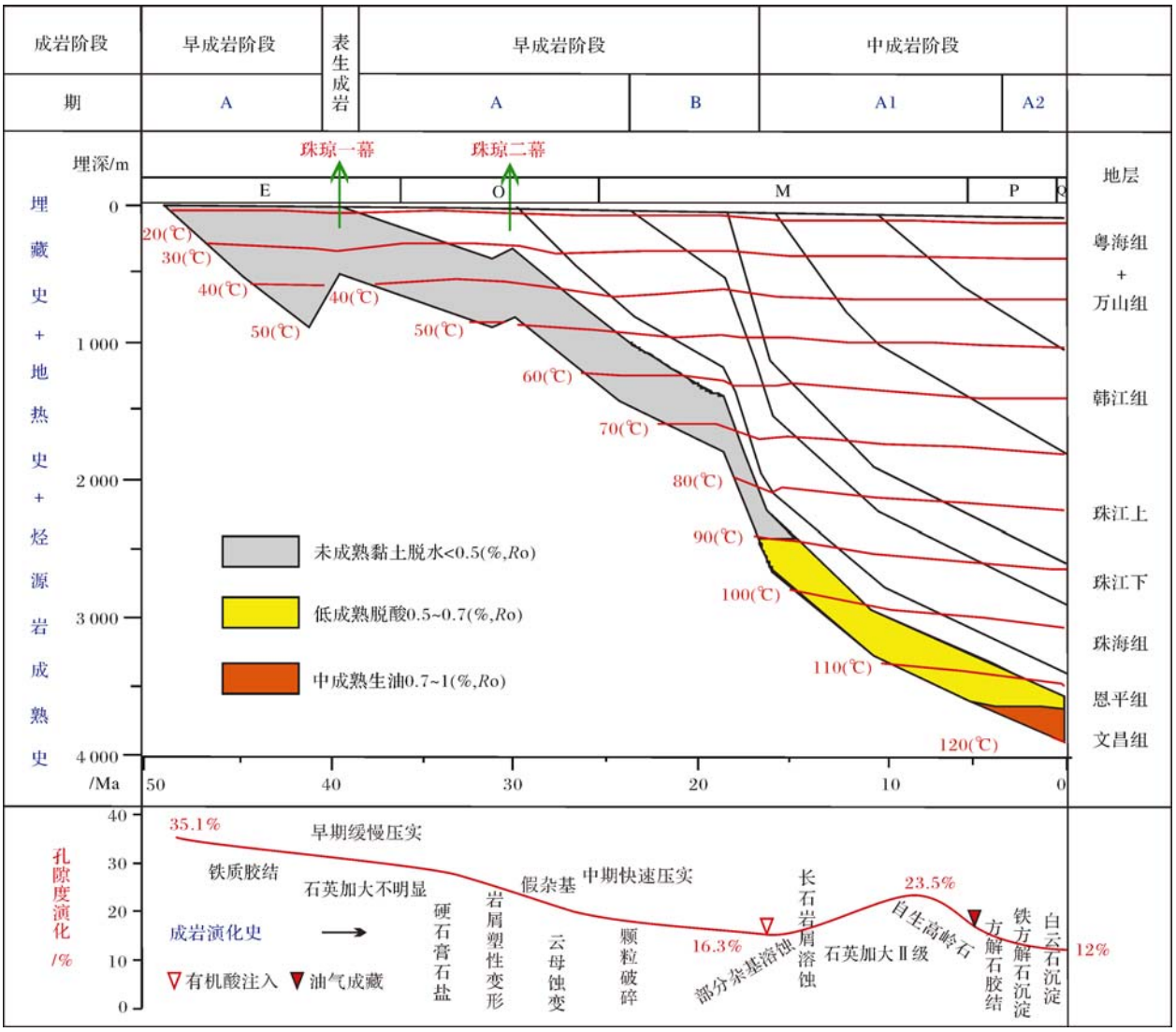


图 10　文昌组孔隙定量演化综合模式

Fig.10　A quantitative model for reservoir porosity evolution of Wenchang Formation

参考文献(References)

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.[Chen Changmin, Shi Hesheng, Xu Shice, et al. The Condition of Forming Tertiary Reservoir in Pearl River Mouth Basin (east) [M]. Beijing: Science Press, 2003.]

2 邓宏文,郭建宇,王瑞菊,等. 陆相断陷盆地的构造层序地层分析[J]. 地学前缘,2008,15(2):1-7.[Deng Hongwen, Guo Jianyu, Wang Ruiju, et al. Tectono-sequence stratigraphic analysis in continental faulted basins[J]. Earth Science Frontiers, 2008, 15(2): 1-7.]

3 施和生,雷永昌,吴梦霜,等. 珠一坳陷深层砂岩储层孔隙演化研究[J]. 地学前缘, 2008, 15(1): 169-175.[Shi Hesheng, Lei Yongchang, Wu Mengshuang, et al. Research on the evolution of pores in deep sandstone reservoir in ZHU 1 depression[J]. Earth Science Frontiers, 2008, 15(1): 169-175.]

4 龙更生,施和生,郑荣才,等. 珠江口盆地惠州凹陷深部储层成岩作用与孔隙演化[J]. 岩石矿物学杂志,2011,30(4):665-673.[Long Gengsheng, Shi Hesheng, Zheng Rongcai, et al. Diagenesis and porosity evolution of deep reservoirs in Huizhou depression, Pearl River Mouth Basin[J]. Acta Petrologica et Mineralogica, 2011, 30(4): 665-673.]

5 龙更生,施和生,郑荣才,等. 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[J]. 海相油气地质,2011,16(3):71-78.[Long Gengsheng, Shi Hesheng, Zheng Rongcai, et al. Characteristics and development controlling factors of Paleogene deep reservoirs in Huizhou depression, Pearl River Mouth Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2011, 16(3): 71-78.]

6 戴朝强,袁立忠,朱焱辉,等. 惠州凹陷 A 井区地震相特征及沉积相研究——以古近系文昌组 NA 油组为例[J]. 石油天然气学报,2012,34(10):51-54.[Dai Chaoqiang, Yuan Lizhong, Zhu Yanhui, et al. Seismic facies characteristics and sedimentary facies analysis of NA Oil formation in Wenchang Formation of wellblock A in Huizhou de-

pression [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 34(10): 51-54.]

7 钟大康,漆立新,云露, 等. 塔里木盆地塔河油田石炭系卡拉沙依组砂岩储层特征与物性控制因素[J]. 地球科学与环境学报,2013,35(1):48-55.[Zhong Dakang, Qi Lixin, Yun Lu, et al. Reservoir characteristics and controlling factors on physical properties of sandstones in Kalashayi formation of carboniferous from Tahe oilfield of Tarim Basin[J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2013, 35(1): 48-55.]

8 朱筱敏,米立军,钟大康,等. 济阳坳陷古近系成岩作用及其对储层质量的影响[J]. 古地理学报,2006,8(3):295-305.[Zhu Xiaomin, Mi Lijun, Zhong Dakang, et al. Paleogene diagenesis and its control on reservoir quality in Jiyang depression[J]. Journal of Palaeogeography, 2006, 8(3): 295-305.]

9 李明刚,禚喜准,陈刚,等. 恩平凹陷珠海组储层的孔隙度演化模型[J]. 石油学报,2009,30(6):862-868.[Li Minggang, Zhuo Xizhun, Chen Gang, et al. Application of porosity evolution model to reservoir assessment of Zhuhai Formation in Enping sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(6): 862-868.]

10 禚喜准,王琪,陈国俊,等. 珠江口盆地恩平凹陷碎屑岩储层孔隙度纵向演化特征[J]. 天然气地球科学,2007,18(5):643-647.[Zhuo Xizhun, Wang Qi, Chen Guojun, et al. Vertical porosity variation of clastic reservoir rock in Enping sag, Zhujiangkou Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(5): 643-647.]

11 王瑞飞,沈平平,赵良金.深层储集层成岩作用及孔隙度演化定量模型——以东濮凹陷文东油田沙三段储集层为例[J]. 石油勘探与开发,2011,38(5):552-559.[Wang Ruifei, Shen Pingping, Zhao Liangjin. Diagenesis of deep sandstone reservoirs and a quantitative model of porosity evolution: Taking the third member of Shahejie Formation in the Wendong oilfield, Dongpu sag, as an example[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(5): 552-559.]

12 张荣虎,姚根顺,寿建峰,等. 沉积、成岩、构造一体化孔隙度预测模型[J]. 石油勘探与开发,2011,38(2):145-151.[Zhang Ronghu, Yao Genshun, Shou Jianfeng, et al. An integration porosity forecast model of deposition, diagenesis and structure[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(2): 145-151.]

13 姚泾利,唐俊,庞国印,等. 鄂尔多斯盆地白豹—华池地区长8段孔隙度演化定量模拟[J]. 天然气地球科学,2013,24(1):38-46.[Yao Jingli, Tang Jun, Pang Guoyin, et al. Quantitative simulation on porosity-evolution in member 8 of Yanchang Formation of Baibao-Huachi area, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(1): 38-46.]

14 寿建峰,朱国华. 砂岩储层孔隙保存的定量预测研究[J]. 地质科学,1998,33(2):244-250.[Shou Jianfeng, Zhu Guohua. Study on quantitative prediction of porosity preservation in sandstone reservoirs[J]. Geology Science, 1998, 33(2): 244-250.]

15 郑浚茂,赵省民,陈纯芳. 碎屑岩储层的两种不同成岩序列[J]. 地质论评,1998,44(2):207-212.[Zheng Junmao, Zhao Xingmin, Chen Chunfang. Two different diagenetic successions of clastic rock reservoirs[J]. Geological Review, 1998, 44(2): 207-212.]

16 曹斌风,孙卫. 吴旗地区薛岔区块延长组长6砂岩储层成岩作用研究[J]. 天然气地球科学,2011,22(6):951-960.[Cao Binfeng, Sun Wei. Diagenesis of Chang 6 reservoir in Xuecha block of Wuqi area[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(6): 951-960.]

17 李军亮. 渤海湾盆地东营凹陷深层砂砾岩储层成岩演化特征[J]. 石油实验地质,2008,30(3):252-255.[Li Junliang. Diagenesis evolution characteristics of deep buried glutenite reservoir bed in the Dongying sag, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2008, 30(3): 252-255.]

18 钟大康,朱筱敏,张枝焕,等. 东营凹陷古近系砂岩储集层物性控制因素评价[J]. 石油勘探与开发,2003,30(3):95-98.[Zhong Dakang, Zhu Xiaomin, Zhang Zhihuan, et al. Controlling factors of sandstone reservoir of the Paleogene in Dongying sag[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(3): 95-98.]

19 Surdam R C, Crossey L J, Hagen E S, et al.Organic-in organic interaction and sandstone diagenesis[J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(1): 1-23.

20 Zhu Xiaomin, Zhong Dakang, Zhang Qin, et al.Sandstone diagenesis and porosity evolution of Paleogene in Huimin depression[J]. Petroleum Science, 2004, 1(3): 23-29.

21 Zhu Xiaomin, Zhu Shifa, Xian Benzhong, et al. Reservoir differences and formation mechanisms in the Ke-Bai overthrust belt, northwestern margin of the Junggar Basin, China[J]. Petroleum Science, 2010, 7(1): 40-48.

22 Morals M A S, Surdam R C. Diagenesis heterogeneity and reservoir quality: Fluvial, deltaic, and turbiditic sandstone reservoirs, Potiguar and Reconcavo rift basins, Brazil[J]. AAPG Bulletin, 1993, 77(7): 1142-1158.

23 朱筱敏. 沉积岩石学[M]. 4版.北京:石油工业出版社,2008.[Zhu Xiaomin. Sedimentary Petrology[M]. 4th ed. Beijing: Petroleum Industry Publishing House, 2008.]

A Quantitative Porosity Evolution Model of Sandstone for Wenchang Formation in Huizhou Depression, Pearl River Mouth Basin: A case study for braided fluvial delta reservoir of HZ-A area

GE JiaWang[1,2]　ZHU XiaoMin[1,2]　PAN Rong[1,2]　LEI YongChang[3]　ZHANG Xin[1]　CHEN ShuHui[3]

(1. **College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing** 102249;
2. **State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting (China University of Petroleum), Beijing** 102249;
3. **Shengzhen Institute of CNOOC Limited, Guangzhou** 510240)

Abstract: A significant sandstone reservoir at the present burial depths greater than 3 500 m, located in the Wenchang Formation of HZ-A area in Huizhou depression, Pearl River Mouth Basin, was deposited in the braided fluvial delta environment. Based on comprehensive analysis of thin sections, cathodeluminescence microscope, X-ray diffractometor, scanning electronic microscope, physical property analysis and so on, the characteristic of reservoir, diagenesis and pore evolution in Wenchang Formation of HZ-A area were studied in detail. Authors have established a quantitative model for their pore evolution during the geodynamic history by using quantitative analysis method. The results show that the sandstones are mostly lithic sandstone characterized by low compositional and textural maturity. The reservoir has mainly experienced the compaction, early cementation, dissolution and late cementation in sequence and has been at the middle diagenetic A2 stage. Dissolution was the only diagenetic factor resulting in the improvement of reservoir physical property. Both mechanical compaction and late cementation mainly resulted in pore destruction. The original porosity of the reservoir was 35.1% and had the loss of 15.4% by mechanical compaction and the loss of 3.4% due to early cementation. Acid dissolution increased the porosity of 7.2%. The pores were occluded by late clay minerals and carbonate cements, resulting in the reduction of 11.5%. Consequently, the low-porosity and low-permeability reservoir is formed.

Key words: Huizhou depression; HZ-A area; Wenchang Formation; diagenesis; porosity evolution