

文章编号: 1000-0550(2014)02-0365-11

基于铸体薄片资料的砂岩储层孔隙度演化定量计算方法^① ——以鄂尔多斯盆地环江地区长8储层为例

张创^{1,2} 孙卫¹ 高辉³ 席天德² 何清阳² 时建超¹ 屈乐⁴

(1. 西北大学地质学系大陆动力学国家重点实验室 西安 710069; 2. 陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院 西安 710075;
3. 西安石油大学石油工程学院 西安 710065; 4. 中国石油测井有限公司技术中心 西安 710077)

摘要 利用铸体薄片资料进行储层孔隙度演化定量计算是一项重要的成岩演化和储层模拟技术,但由于参数确定和计算方法存在的问题,导致结果准确性较差。基于此,在分析前人计算方法及其误差的基础上,确定了计算参数的选用,改进和完善了计算方法与结果检验方法的应用。在初始孔隙度的确定上,相对赋一固定值作为所有样品初始孔隙度或 Scherer 拟合公式,根据 Beard 和 Weyl 湿砂填集实验恢复初始孔隙度具有较高的精度;在考虑压实过程中岩石表观体积缩小的情况下,推导了压实、胶结损失孔隙度与溶蚀增加孔隙度计算公式,并给出了忽略岩石表观体积变化时孔隙度演化分析的误差来源和可能的误差大小范围;结果检验方面,摒弃了以往忽略溶蚀增加孔隙度而简单进行粒间孔隙度与和氦孔隙度对比的较为粗略的方法,建立了考虑各种成岩作用结果和成岩过程中岩石表观体积变化情况下的结果检验方法。应用该方法对鄂尔多斯盆地环江地区长8储层孔隙度演化进行计算,结果与岩芯氦孔隙度相比,绝对误差-1.1%,相对误差15.3%,取得了良好的应用效果。

关键词 成岩作用 孔隙度演化 铸体薄片 长8储层 鄂尔多斯盆地

第一作者简介 张创 男 博士研究生 油气田地质与开发 E-mail: zhangchuang530@126.com

中图分类号 TE122.2 **文献标识码** A

基于薄片资料的孔隙度演化定量计算是从储层岩石结构和孔隙结构的现今状况入手,分析铸体薄片碎屑颗粒、胶结物、杂基及不同成因类型的孔隙含量,在建立初始孔隙度恢复方法和压实、胶结及溶蚀等各种成岩变化过程中孔隙演化的定量计算方法的基础上,计算储层岩石孔隙度从同沉积期轻压实环境下至现今地质条件下的变化过程,即储层岩石孔隙度在整个成岩变化过程中的演化。自1987年 House-knecht^[1,2]首次利用薄片分析资料定量预测压实孔隙度损失以来,诸多国内外学者开展了此方面的研究工作。这种方法作为一种成岩演化的作用模拟方法,无疑对于研究砂岩储层成岩历史、成岩期物质迁移和物性主控因素,以及预测储层质量具有重要意义。同时,对于埋藏过程中与压实过程相关的流体压力变化、流体运移形式及岩石热传导等盆地模拟研究,孔隙度演化定量分析也可为其提供重要的参考信息^[3-10]。

孔隙度演化定量分析是一项正处于快速发展中的储层模拟方法,计算参数的确定和部分计算方法仍在完善之中。加之主观上理解的偏差,有关计算方法

的误用、错用时常可见,部分研究结论不能反映客观实际,甚至存在明显的谬误。基于此,本文对一些错误的计算方法进行了辨析,对其可能产生的影响进行了分析,在此基础上,对孔隙度演化的计算公式进行了推导,并探讨了结果检验方法。最后,应用此方法对鄂尔多斯盆地环江地区长8储层进行了孔隙度演化计算,取得了良好的效果,同时结合成岩演化史分析了本区几类典型的孔隙度演化路径。希望能对孔隙度演化定量分析的研究工作具有一定的借鉴意义。

1 初始孔隙度的确定

初始孔隙度(OP)是孔隙演化定量分析的首要基础数据,其决定着压实损失孔隙度(COPL)与胶结损失孔隙度(CEPL)的计算误差,进而控制了最终孔隙度预测的质量(本文所用参数的定义及其简写见表1)。

目前常见的初始孔隙度确定方法主要有两种。第一种方法是根据现代沉积物的粒度和孔隙度测试资料,选择近似沉积环境下现代沉积物的平均孔隙度作为所有样品的初始孔隙度,即为所有样品赋一固定

^①国家自然科学基金项目(批准号:41102081)与国家科技支撑计划项目(编号:2007BAB17B02)联合资助
收稿日期:2013-01-04;收修改稿日期:2013-08-12

表 1 孔隙演化参数及其定义(部分参数定义引自 Paxton^[11]和 Ehrenberg^[12])Table 1 Parameters and their definition of porosity evolution (Parts from Paxton^[11] and Ehrenberg^[12])

参数	简写	定义
初始孔隙度	OP(Original porosity)	不含泥质杂基的未固结砂岩,在沉积不久轻压实导致颗粒重新排列之后,胶结作用和较强压实作用发生之前的孔隙度,其值等于湿砂填集实验得到的孔隙度。
压实损失孔隙度	COPL(Compactional porosity loss)	由压实作用造成的初始孔隙度损失,为压实后减小的孔隙体积占岩石原始表观体积的百分比。
胶结损失孔隙度	CEPL(Cementational porosity loss)	由粒间胶结物沉淀作用造成的初始孔隙度损失,为胶结后减小的孔隙体积占岩石原始表观体积的百分比。
粒间体积百分比	IGV(Intergranular volume)	100%减去岩石骨架颗粒体积占现今岩石表观体积的百分比,即假设经压实而未发生胶结作用状态下的砂岩孔隙度。
胶结物含量	CEM(Intergranular cement)	胶结物含量占现今岩石体积的百分比。
溶蚀增加孔隙度	CRPI(Corrosional porosity increase)	溶蚀作用产生的次生孔隙体积占压实前岩石表观体积的百分比。
溶孔孔隙度	CRP(Corrosional porosity)	溶蚀作用产生的次生孔隙体积占现今压实表观体积的百分比,即铸体薄片鉴定得到的溶孔面孔率。

值,作为其初始孔隙度。从现代沉积物的测试资料来看,Ludwick^[13]对56个海滩砂样品测定的平均孔隙度为43%;Pryor^[14]对992个来自河流点砂坝、海滩和砂丘的样品测试得到的平均孔隙度分别为41%、49%和49%;Wilson^[15]两份河流砂和两份海滩砂的平均孔隙度则分别为45%和43%;Atkins^[16]44个海滩砂样品平均孔隙度为47%,31个河流砂样品平均孔隙度为48%。基于此,部分学者选择35%^[17]、40%^[1,18,19]或45%^[20]作为砂岩初始孔隙度。

这显然是一种简单化的处理方法,因为不可能存在所有砂岩初始孔隙度都相等的情况。随着砂岩粒度和分选的变化,其初始孔隙度肯定是不同的。那么这种简化的处理方式是否会对预测结果产生明显的影响?计算结果表明(具体分析在本文2.2给出),如果假定的初始孔隙度大于砂岩真实的初始孔隙度,将会造成对压实损失孔隙度的高估和对胶结损失孔隙度的低估,从而在进行压实、胶结减孔作用对比时出现明显的错误。若假定的初始孔隙度小于砂岩真实的初始孔隙度,将会造成相反的结果。

第二种确定初始孔隙度的方法由Beard和Weyl根据湿砂填集实验(wet packing experiment)的结果来确定^[21]。Beard和Weyl对天然砂粒进行筛析、淘洗、烘干,填集为已知粒度和分选的样品(从极细砂到粗砂8种粒级,平均颗粒直径分别为0.840、0.590、0.420、0.297、0.210、0.149、0.105、0.074 mm;从极好至极差6种分选,特拉斯克分选系数^[21]分别为1.0~1.1、1.1~1.2、1.2~1.4、1.4~2.0、2.0~2.7、2.7~5.7),然后用蒸馏水浸湿,轻压实后测定其孔隙度,并分析了孔隙度与粒度和分选之间的关系。结果发现,在平均粒径相同的情况下,孔隙度随分选变差而显著减小

(图1)。为验证结果的可靠性,对相同样品的人工填集状态和天然沉积状态的孔隙度进行了对比,绝对误差小于2.2%,相对误差小于5.3%,结果是可信的。

此外,部分学者^[22]应用Scherer根据Beard和Weyl湿砂填集实验资料所得到的拟合公式^[23],计算初始孔隙度:

$$OP = 20.91 + 22.90/S_0 \quad (1)$$

式中, S_0 为特拉斯克分选系数^[24],其值为粒度累计曲线上25%处的粒径与75%处的粒径之商的开方。

图1可见,(1)式是湿砂填集实验8种粒度的平均趋势,在颗粒分选较好时($S_0 \leq 1.5$),应用(1)式计算初始孔隙度可获得较好的结果。但随着颗粒分选变差,不同粒度的初始孔隙度相差较大,应用(1)式将会带来较大的误差。

上述分析可知,在已知粒度与分选的情况下,应用图1进行初始孔隙度恢复是较为准确的方法。应该注意到,Beard和Weyl湿砂填集实验中的粒度和分选是筛析粒度资料。为了处理缺乏筛析粒度资料,而仅有薄片粒度资料的情况,Beard和Weyl提供了8种粒级、6种分选共48幅标准图版供对比,以选择具有最相近的粒径和分选的图版所具有的孔隙度作为样品初始孔隙度。但是,由于薄片切面效应带来的“视分选性”^[25],将会为图版对比带来很大的困难。例如,由等大球形颗粒随机排列的未固结砂岩,其分选系数为1.0。经压实颗粒重新排列后,任意切面可能为图2所示。显然,图2与标准图版对比所得的分选系数不可能为1.0。也就是说,薄片所显示的分选性,究竟是由真实的颗粒大小分布状况所决定,还是由不同排列方式的切面效应所决定,往往是无法判断的。

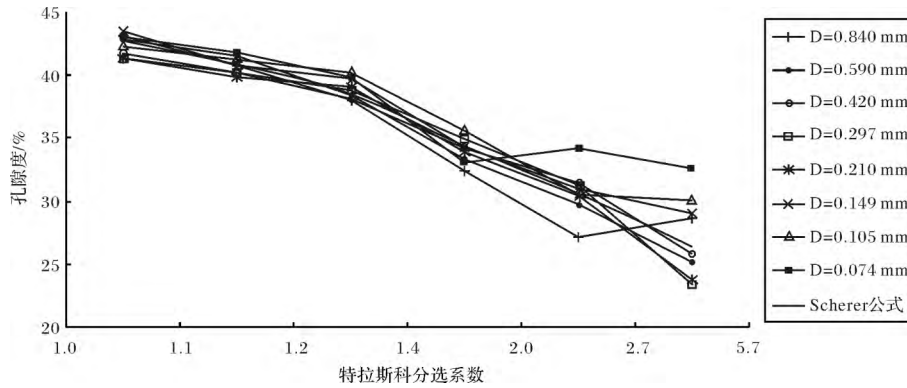


图 1 初始孔隙度与分选系数关系(据 Beard 和 Weyl 数据^[21] 绘制)

Fig.1 Relationship between OP and coefficient of sorting (the data is from Beard and Weyl^[21])

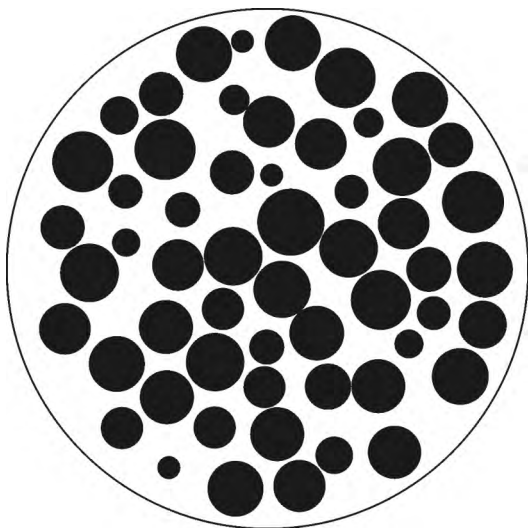


图 2 等大球形颗粒压实后任意切面(据 Wilson J C^[25])

Fig.2 Random cut through group of uniformly sized , spherical grains under compaction (from Wilson J C^[25])

因此, 在应用图 1 进行初始孔隙度恢复时, 应尽量根据筛析粒度资料得到样品的粒度和分选, 仅在缺乏筛析粒度资料时, 用样品薄片与标准图版进行对比。

2 计算方法与结果检验

2.1 COPL 与 CEPL 的计算

在计算压实损失孔隙度时, 常见的方法是用 OP 直接减去 IGV, 即将 OP-IGV 的值作为压实损失孔隙度^[1, 19, 26, 27] 这种方法是错误的。其错误的原因在于^[28, 29] 在压实过程中岩石表观体积缩小了, OP 为初始孔隙体积与压实前岩石表观体积的比值, IGV 为压实后粒间体积与压实后岩石表观体积的比值, 二者

相减会给计算结果带来系统误差。

现结合 Ehrenberg 的研究结果^[12] 对 COPL 计算公式推导如下^[30]。假定压实前岩石表观体积为 1, 则初始孔隙体积在数值上等于 OP, 固相体积为 1-OP; 压实后固相体积不变, 仍为 1-OP, 设压实后孔隙体积为 x(图 3)。显然有:

$$IGV = \frac{x}{x + (1 - OP)} \quad (2)$$

求解 x,

$$x = \frac{IGV \times (1 - OP)}{1 - IGV} \quad (3)$$

那么, 压实损失孔隙度为:

$$COPL = OP - x = OP - \frac{IGV(1 - OP)}{1 - IGV} \quad (4)$$

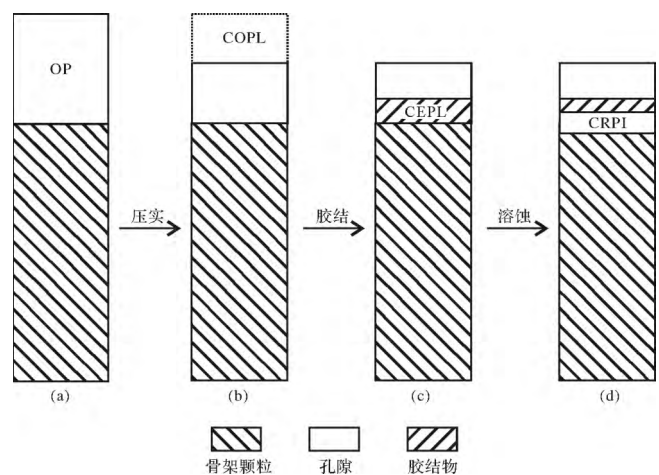
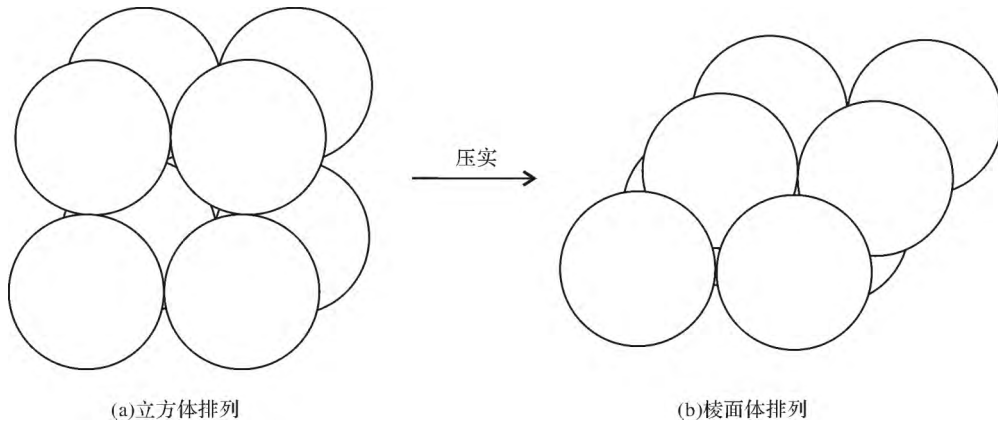


图 3 压实前后岩石表观体积与孔隙体积变化 (据 Ehrenberg^[12] 修改)

Fig.3 Rock bulk volume and pore volume changes in the compaction process (modified from Ehrenberg^[12])



(a)立方体排列

(b)棱面体排列

图 4 立方体排列与棱面体排列(据李传亮^[31])

Fig.4 Cubic and orthorhombic packing (from Li Chuanliang^[31])

比较 OP-IGV 与 COPL(即 $OP - \frac{IGV(1-OP)}{1-IGV}$) 的大小,由于 $\frac{1-OP}{1-IGV}$ 小于 1,前者总是小于后者,也就是说用 OP 直接减去 IGV 得到 COPL 的方法,将会导致 COPL 的计算结果偏低。

为了分析这种方法造成的误差大小,对等大刚性球形颗粒组成的岩石从疏松排列(立方体排列)压实为紧密排列(棱面体排列)的孔隙度损失进行计算(图 4、表 2)。同样,假设压实前岩石表观体积为 1,压实前后岩石表观体积、孔隙体积和颗粒体积见表 2。那么,OP 为 47.64%,IGV 为 33.14%,OP-IGV 为 14.50%。而按(3)式计算的压实损失孔隙度则为 21.69%。把 OP-IGV 作为压实损失孔隙度,在颗粒排列方式从立方体排列压实为棱面体排列的过程中,较真实的压实损失孔隙度小 7.19%,相对误差达 33.15%,这样的误差显然达不到孔隙演化定量分析的要求。

表 2 从立方体排列压实至棱面体排列的孔隙度参数变化 (据李传亮^[31])

Table 2 Rock bulk volume and pore volume changes from cubic packing to orthorhombic packing (from Li Chuanliang^[31])

	岩石表观体积/%	孔隙体积/%	骨架颗粒体积/%
立方体排列	100	47.64	52.36
棱面体排列	78.31	25.95	52.36

在经压实剩余的初始孔隙度中,CEPL 所占比例为 CEM 与 IGV 的商,因此有:

$$CEPL = (OP - COPL) \times \frac{CEM}{IGV} \quad (5)$$

2.2 OP 对 COPL 和 CEPL 的影响

对(4)式进行变形,可得:

$$COPL = OP \left(1 + \frac{IGV}{1-IGV} \right) - \frac{IGV}{1-IGV} \quad (6)$$

(6)式可见,若初始孔隙度 OP 估计过高,则会造成 COPL 值过高,且 COPL 增大幅度大于 OP 增大程度(因为 $1 + \frac{IGV}{1-IGV}$ 总是大于 1)。根据(5)式,CEPL 则会过低。也就是说,对所有样品初始孔隙度赋一定值,若此值大于样品真实的初始孔隙度,那么将会高估压实损失孔隙度,而低估胶结损失孔隙度。这样将会误导压实、胶结减孔作用相对重要性的比较,甚至得出错误的结论。

2.3 CRPI 的计算

在溶蚀型次生孔隙含量较低,对储层质量未起明显控制作用的砂岩储层中,或者研究目的仅局限于探讨主要减孔作用时,进行 COPL 和 CEPL 计算已经可以满足研究需要。然而,在溶蚀作用对储层质量有明显控制作用的砂岩储层中,进行孔隙演化计算时必须考虑由溶蚀作用产生的次生孔隙度。

CRP 在数值上等于铸体薄片鉴定得到的溶蚀产生的次生孔隙体积占现今岩石表观体积(即压实后的岩石表观体积)的百分比,进行孔隙度演化分析时,需要将其换算为溶孔体积占压实前表观体积的百分比。因此,CRPI 为:

$$CRPI = CRP \times (1 - COPL) \quad (7)$$

2.4 结果检验

上述分析可见,砂岩储层沉积时的初始孔隙度经由压实和胶结作用缩小,为溶蚀作用所扩大后,初始孔隙度的剩余部分(POR*)为:

$$POR^* = OP - COPL - CEPL + CRPI \quad (8)$$

应该注意到, POR^* 为初始孔隙度的剩余部分, 即砂岩现今孔隙体积(图 3d 中的孔隙体积)与压实前岩石表观体积的比值。而作为结果检验标准的岩心孔隙度(通常采用氦孔隙计测定), 则是砂岩现今孔隙体积与岩石表观体积(即压实后岩石表观体积)的比值。因此, 需将 POR^* 换算为现今孔隙体积与现今岩石表观体积的比值, 才可与岩芯分析的氦孔隙度(ϕ_{He})进行对比, 以分析计算结果的准确性。用储层孔隙度定量计算方法计算所得的现今孔隙度(POR)应为:

$$POR = \frac{POR^*}{1 - COPL} \quad (9)$$

3 实例

3.1 地质概况

环江地区位于鄂尔多斯盆地西南部, 构造位置处于伊陕斜坡中西部。上三叠系延长组长 8 油层组为一套深灰色、灰黑色泥岩夹粉细砂岩与灰绿色、褐灰色中、细砂岩互层, 沉积相属浅水三角洲。铸体薄片和筛析粒度资料统计, 储层岩石碎屑颗粒多呈次棱状, 次棱一次圆状较少; 标准偏差 0.54~1.99, 平均 1.02, 分选中等到较差; 粒径中值 1.71~3.96 ϕ , 平均 2.91 ϕ , 整体为细砂, 含少量极细砂。石英平均含量 29.43%, 长石 26.56%, 岩屑 27.10%, 砂岩类型主要为岩屑质长石砂岩和长石质岩屑砂岩; 填隙物含量平均 14.23%, 黏土矿物(7.52%)、碳酸盐含量(4.15%)较多, 硅质(1.58%)较少, 偶见长石质及其他类型胶结物; 孔隙类型以残余粒间孔为主, 溶孔次之, 晶间孔较少。储层孔隙度平均 9.63%, 渗透率 $0.69 \times 10^{-3} \mu m^2$, 为典型的特低孔超低渗储层。

3.2 计算结果

依据前述孔隙度演化定量计算方法, 对环江地区长 8 油层组储层孔隙度演化进行了计算, 结果见图 5、表 3。以岩芯氦孔隙度(ϕ_{He})为真值, 薄片分析资料计算计算所得的孔隙度(POR)绝对误差为 -3.8%~1.1%, 平均 -1.1%, 相对误差平均 15.3%, 计算结果与氦孔隙度符合良好, 计算结果可信。

在孔隙度较大时, 计算误差相对较小($\phi_{He} > 10\%$ 的样品绝对误差仅为 -0.4%), 而在孔隙度低值区域, 计算误差增大(图 5)。式 1~式 9 可见, 孔隙度演化计算中仅考虑了粒间孔和溶孔, 而填隙物内的微孔往往较为细小, 在普通偏光显微镜下难以鉴定, 目测估

算则误差太大, 故假定在填隙物内并不存在微孔而对其进行了忽略(例如, 在胶结作用对孔隙度的影响上, 仅计算了胶结损失孔隙度, 而未考虑伴随胶结过程产生的胶结物内微孔)。同时, 储层孔隙度却往往随填隙物含量提高而减小, 因此, 对微孔的忽略是孔隙度低值区误差相对较大的主要原因。对微孔的忽略而造成的误差, 一方面是计算方法本身的局限所致, 另一方面也受限于现有的分析测试手段。除了微孔的影响外, 还有以下几方面可能产生计算误差: 填隙物溶孔或特大溶孔往往由于残余粒间孔与溶孔难于区分, 造成 CEPL 与 CRPI 产生误差; 压实过程中塑性组分的变形, 及杂基含量较高且后期普遍重结晶的岩石, 初始组构参数难以确定, 从而造成 OP 的恢复存在误差等。

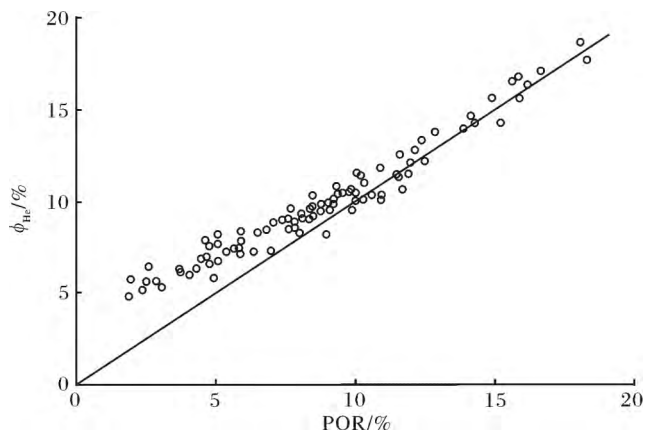


图 5 计算孔隙度与氦孔隙度关系

Fig.5 Relationship between calculated porosity and He porosity of cores

表 3 环江地区长 8 油层组孔隙度演化计算参数
Table 3 Porosity evolution parameters of Chang 8 reservoir in Huanjiang area

	OP/%	COPL/%	CEPL/%	CRPI/%	POR/%
最小	35.3	11.7	1.9	0	1.9
最大	42	35.1	26.4	6.2	18.3
平均	39.4	26.5	9.43	2.6	8.75

3.3 成岩序列

本区长 8 油层组砂岩的母岩中含有富含铁、镁的中基性火山岩, 风化和搬运过程中水解形成大量的铁镁离子, 由于河水与湖水两种水介质中电解质、胶体性质和载荷物质组成的差异, 在河水入湖处发生絮凝, 慢慢形成一层等厚的富含铁镁的等厚环边层, 即

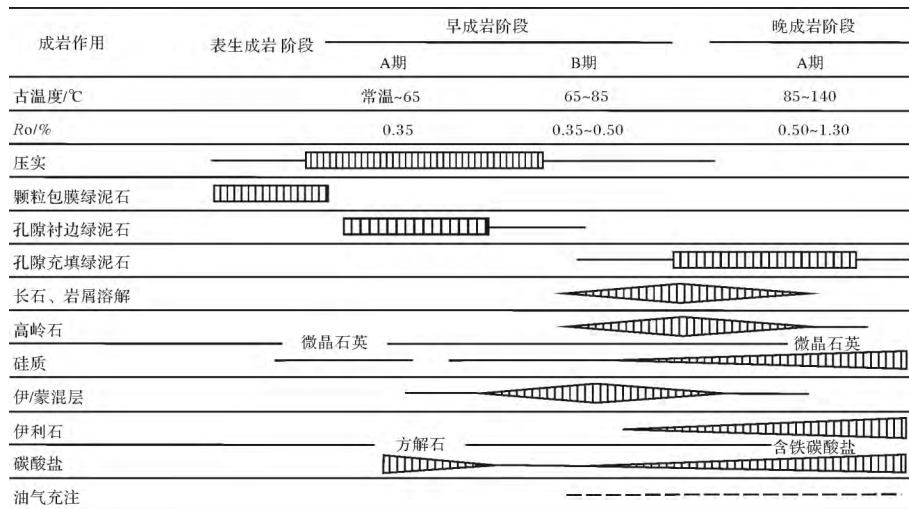


图 6 研究区长 8 储层成岩共生序列

Fig.6 Diagenetic mineral sequences of Chang8 reservoir in the study area

颗粒包膜绿泥石的雏形,在其后富含铁镁的孔隙水中,发生溶解—重结晶作用而形成颗粒包膜绿泥石^[32-34]。因为同生成岩期持续时间较短,因此包膜绿泥石厚度较小,一般不足 1 μm。颗粒包膜绿泥石呈薄膜状包裹整个颗粒,因此其形成时间早于碎屑颗粒相互接触的初始压实阶段,主要形成于沉积期或尚未脱离沉积水体影响的同生成岩期(图 6)。

随着压实作用的进行,泥岩有机质的蚀变及砂岩中黑云母和火山岩岩屑的蒙脱石化和绿泥石化,使孔隙水 pH 值提高,大气降水成因(⁸⁷Sr/⁸⁶Sr 为 0.712 7,高于晚三叠世海水的 0.707 8^[18])的方解石开始沉淀。铸体薄片下可见碎屑颗粒呈漂浮式接触,此类早期方解石胶结物最大含量为 29.9%,此时 COPL 为 11.7%,CEPL 为 26.4%。也就是说,在不晚于由压实作用造成的孔隙度损失为 11.7%以前,早期方解石开始沉淀。

早成岩 A 期,随着黑云母、中基性火山岩岩屑的水解作用提供大量铁、镁离子,颗粒包膜绿泥石继续生长,形成了垂直于碎屑颗粒表面向孔隙中心方向生长的、自形程度较高的孔隙衬里绿泥石(通常厚度为 5~10 μm)^[35,36]。孔隙衬里绿泥石只在与孔隙接触的碎屑颗粒表面发育,而在碎屑颗粒接触处不发育,这表明其形成时间晚于机械压实作用形成目前颗粒接触关系大致状况的时间。同时,其可围绕自生石英生长,并包裹石英加大环边,说明绿泥石环边形成后继续生长的时间至少持续到了自生石英沉淀作用开始以后的成岩阶段。铸体薄片可见孔隙衬里绿泥石

分布于溶蚀颗粒边缘,但在长石粒内溶孔中却未见孔隙衬里绿泥石,表明其早于主要溶解作用而形成。

早成岩 B 期,随着成岩强度和埋深的加大,形成于浅埋藏阶段偏碱性环境的蒙脱石,通过伊/蒙混层(I/S)和绿/蒙混层(S/C)逐渐向伊利石或绿泥石转换,通常消失于早成岩 B 期末或晚成岩 A 期初^[37,38]。当孔隙水富含 K⁺和 Al³⁺时,蒙脱石向伊利石转化,当富含 Al³⁺和 Mg²⁺时,则向绿泥石转化。还有部分伊利石由高岭石的伊利石化作用产生,钾长石的钠长石化和黑云母的绿泥石化为伊利石化作用提供了所需的 K⁺。而绿泥石化需要的 Mg²⁺则由火山岩岩屑、黑云母等暗色矿物水化析出得到。

早成岩 B 期末,随埋深增加,温度升高,泥岩中的干酪根从 80℃时含氧官能团开始热裂解形成以二元羧酸为主的有机酸,使长石等铝硅酸盐矿物和早期沉淀的方解石发生强烈的溶蚀。镜下可见长石的解理缝溶孔、筛状溶孔和颗粒完全溶蚀形成的铸模孔,同时可见方解石溶蚀残余物分布在孔隙角隅。

几乎所有类型的长石溶蚀后均会产生一定的高岭石矿物,本区储层中的高岭石也主要是此成因。但 X 射线衍射高岭石相对含量并不高,这是因为高岭石已向伊利石发生了转化,电镜下也多见高岭石晶体边缘与伊利石的共生现象。同时,有机酸进入储层后,孔隙水变为酸性,衬里绿泥石变得不稳定,其沉淀作用趋于停止。

本区自生石英形成于较宽的埋藏深度范围,但早成岩期形成的石英加大边较为少见,多为呈六方双锥

状晶体充填孔隙的石英晶体。其多来自碎屑石英的压溶,少量来自蒙脱石和高岭石的伊利石化及长石溶解。

在早成岩期,未发生早期方解石胶结或早期方解石未完全占据粒间孔隙的储层,除压实作用继续造成孔隙损失外,孔隙衬里绿泥石、高岭石、伊利石的胶结作用也造成了部分孔隙度损失,同时溶蚀作用增加了部分孔隙。塑性颗粒(喷发岩、片岩、千枚岩、板岩、沉积岩等岩屑和云母)含量较高的储层抗压实能力弱,压实损失孔隙度大,胶结作用很弱或几乎不存在明显的胶结作用,孔隙度损失几乎全由压实作用造成,这类储层构成了本区孔隙演化的另一种极端。

晚成岩 A 期,随着上述长石、方解石溶蚀作用的不断进行,孔隙水中有机酸不断消耗,伴随排烃过程,大量 CO₂随烃类进入储层,与孔隙水中的 Ca²⁺ 离子结合形成含铁碳酸盐胶结物。同时,泥岩压释水中富含有的伊蒙混层向伊利石转化过程中释放的 Fe²⁺、Mg²⁺ 和 Ca²⁺,在碱性环境下沉淀为孔隙充填绿泥石。即在晚成岩 A 期,一方面溶蚀作用增加孔隙度,另一方面晚期的含铁碳酸盐胶结物、伊利石、孔隙充填绿泥石、硅质等胶结作用又在造成孔隙度损失。

3.4 孔隙度演化路径

总体来看本区 COPL 大于 CEPL,也即由压实作用造成的初始孔隙度损失大于由胶结作用造成的孔隙度损失(图 7),仅有几个点落入 CEPL 大于 COPL 的区域。为了对本区储层砂岩中存在的几种典型的孔隙度演化路径做一剖析,现分别计算经历压实、早期胶结、溶蚀和晚期胶结等成岩变化后的孔隙度。需要说明的是,由于各类成岩作用的延续时间存在重叠,在一定程度上和一定范围内交叉进行,且早期胶结与晚期胶结存在一定的继承性,有时难以截然分开。加之利用薄片资料进行孔隙度演化计算这项技术就其本质来说是一种作用模拟,难以对各成岩作用叠加效应的变化趋势进行模拟,因此,为了分析各成岩作用各自对储层孔隙度的影响程度,计算时认为其各自的作用效果相对独立,在时间上前后相继,为压实→早期胶结→溶蚀→晚期胶结。

储层砂岩经压实后,其孔隙度为:

$$POR_1 = \frac{OP - COPL}{1 - COPL} \quad (10)$$

经早期胶结(颗粒包膜绿泥石、孔隙沉淀绿泥石与方解石)后,其孔隙度为:

$$POR_2 = \frac{OP - COPL - CEPL_1}{1 - COPL} \quad (11)$$

式中,CEPL₁为颗粒包膜绿泥石、孔隙衬垫绿泥石、石英次生加大与早期方解石胶结作用造成的孔隙度损失。

储层砂岩经溶蚀后,其孔隙度为:

$$POR_3 = \frac{OP - COPL - CEPL_1 + CRPI}{1 - COPL} \quad (12)$$

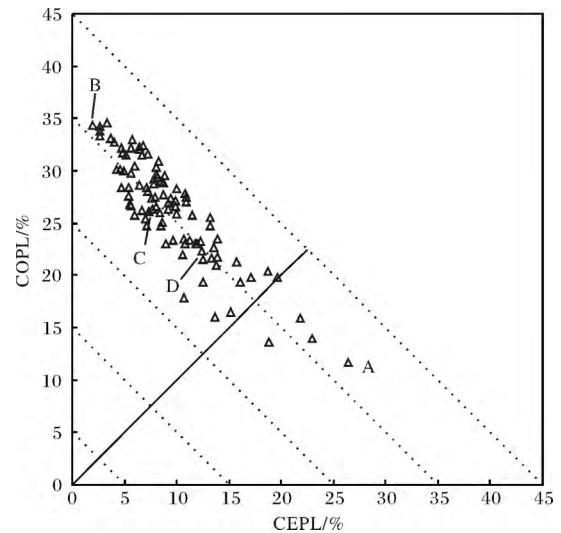


图 7 压实损失孔隙度与胶结损失孔隙度关系

Fig.7 Relationship between COPL and CEPL

晚期胶结后,储层砂岩孔隙度为:

$$POR_4 = \frac{OP - COPL - CEPL_1 + CRPI - CEPL_2}{1 - COPL} \quad (13)$$

式中,CEPL₂为孔隙充填绿泥石、充填孔隙的自生石英晶体、晚期含铁碳酸盐、高岭石和伊利石造成的孔隙度损失。

通过式(10)一式(13)计算分别得到本区长 8 储层经压实、早期胶结、溶蚀和晚期胶结后的孔隙度,现对本区几种典型的孔隙度演化曲线进行分析(图 8、表 4)。

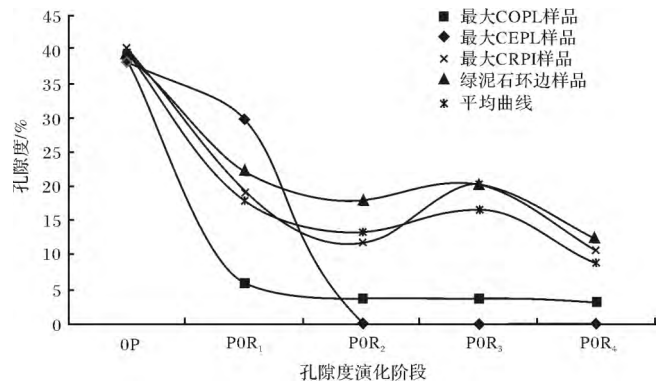


图 8 研究区典型孔隙度演化曲线

Fig.8 Typical porosity evolution curves in the study area

表 4 研究区典型样品孔隙度演化数据

Table 4 Porosity evolution parameters of typical samples in the study area

样品	井号	深度/m	$\phi_{\text{He}}/ \%$	OP/ %	COP _L / %	POR ₁ / %	CEPL ₁ / %	POR ₂ / %	CRPI/ %	POR ₃ / %	CEPL ₂ / %	POR ₄ / %
最大 CEPL	罗 33	2823.3	3.4	38.1	11.7	29.9	26.4	0	0	0	0	0
最大 COPL	耿 170	2605.0	5.4	38.9	35.1	5.9	1.3	3.9	0.2	4.2	0.4	3.5
最大 CRPI	黄 81	2765.2	10.3	40.3	26.1	19.2	5.4	11.9	6.2	20.3	7.2	10.5
绿泥石环边	罗 30	2648.4	13.3	39.6	22.4	22.2	3.2	18.1	1.4	19.9	5.8	12.4
全区平均值			9.6	39.5	26.4	17.8	3.3	13.3	2.3	16.4	5.6	8.8

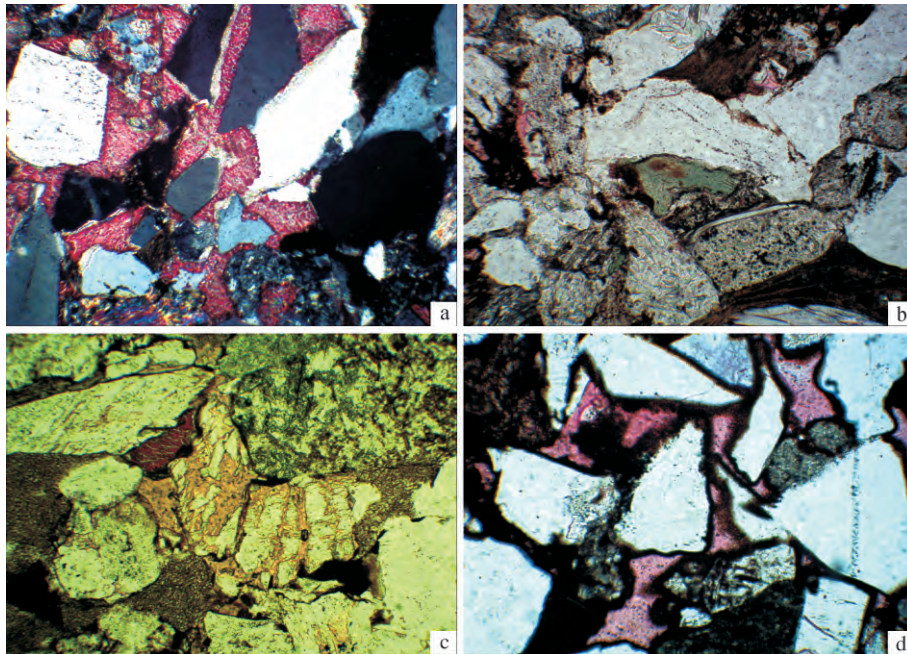


图 9 环江地区长 8 储层铸体照片

a.最大 CEPL 样品 碳酸盐胶结物充填孔隙 颗粒呈漂浮状(罗 33 井 2 823.3 m); b.最大 COPL 样品 塑性颗粒变形造成粒间孔隙大量损失(耿 170 井 2 605.0 m); c.最大 CRPI 样品,长石颗粒溶蚀(黄 81 井 2 765.2 m); d.绿泥石环边样品,绿泥石膜包裹碎屑颗粒(罗 30 井 2 648.4 m)。

Fig.9 Casting sections of Chang8 reservoir in Huanjiang area

(1) 最大 CEPL 孔隙演化曲线

此类样品具有本区最大的胶结损失孔隙度(26.4%)与最小的压实损失孔隙度(11.7%) (图 7 中 A 点)。铸体薄片下可见(图 9a),其粒间孔隙均为早期碳酸盐胶结物所充填。在压实作用造成初始孔隙度损失 11.7%时,发生了早期碳酸盐开始沉淀,完全封闭了粒间孔隙。成岩后期的酸性孔隙水无法进入其中,因此此类岩石未发生明显的溶蚀作用,CRPI 为 0,也未发生明显的晚期胶结作用。岩石孔隙仅为碳酸盐胶结物和杂基间的微孔,孔隙度很低,为非储层。

(2) 最大 COPL 孔隙演化曲线

此类样品具有本区最大的压实损失孔隙度(图 7 中 B 点)。结合镜下观察可见,此类孔隙演化路径的样品,主要为粉砂质泥岩和泥质粉砂岩,粒度普遍较

细,且黑云母、干枚岩、板岩等塑性岩屑含量高(图 9b)。强压实作用下,碎屑颗粒主要为线状和凹凸状接触,同时塑性强烈变形,甚至呈假杂基充填粒间孔隙,造成孔隙度大量损失。此类样品胶结作用较弱,胶结造成的孔隙度损失很小(CEPL₁为 1.3%,CEPL₂为 0.4%),且溶蚀作用普遍欠发育(CRPI 为 0.2%)。

(3) 最大 CRPI 孔隙演化曲线

此类样品具有本区最大的溶蚀增加孔隙度(图 7 中 C 点)。未发生早期方解石胶结或方解石未完全占据粒间孔隙的储层,局部发育溶蚀孔隙,镜下可见长石的粒内溶孔、铸模孔及溶蚀残余的碳酸盐胶结物(图 9c)。值得注意的是,此类样品由晚期胶结造成的孔隙度损失较大(7.2%),主要是部分长石溶蚀产物的就地沉淀形成的高岭石及其转化形成的伊利石。

(4) 绿泥石环边样品的孔隙演化曲线

本区长8储层普遍发育绿泥石环边(由颗粒包膜绿泥石和孔隙衬垫绿泥石构成的双层结构),有关绿泥石环边对孔隙保存机制的影响国内外学者进行过多方面的探讨^[39-41],现对绿泥石环边样品的孔隙度演化曲线做一简要分析。此类样品(图9d)的CO-PL为22.4%,低于26.4%的全区平均水平(图7中D点)这印证了前人关于绿泥石环边能够通过增加岩石机械强度而提高砂岩抗压实能力的结论。仅就本次计算结果来看,具有绿泥石环边的样品,其压实损失孔隙度为全区平均水平的84.8%。此类样品由胶结作用造成的孔隙度损失(CEPL₁为3.2%,CEPL₂为5.8%)与平均水平相当(CEPL₁为3.3%,CEPL₂为5.6%)。虽然部分文献报道绿泥石膜具有抑制自生石英的作用,但本区硅质胶结物总量较低(0~5.6%,平均1.58%)绿泥石膜对自生石英的抑制作用不能明显的影响到整体的胶结损失孔隙度。从溶蚀作用对储层孔隙度的影响来看,具绿泥石环边的样品CRPI(1.4%)略低于平均水平(2.3%),这可能是绿泥石环边对碎屑颗粒的包裹,在一定程度上阻止了酸性孔隙水和碎屑颗粒的接触,从而在一定程度上抑制了溶蚀所致。

4 结论

通过上述应用薄片资料进行储层孔隙度演化定量计算方法中参数的确定、计算方法的建立和实例应用,可得到如下结论:

(1) 初始孔隙度的确定方面,选一定值作为全部样品的初始孔隙度,若此值大于砂岩真实的初始孔隙度,将会高估压实损失孔隙度、低估胶结损失孔隙度,若此值小于砂岩真实的初始孔隙度,将会造成相反的结果;应用Scherer根据分选系数和初始孔隙度关系建立的拟合公式进行初始孔隙度恢复,碎屑颗粒分选较差时将会带来较大误差;应用筛析粒度资料得到样品的粒度和分选,根据Beard和Weyl根据湿砂填集实验结果确定初始孔隙度,是较为准确的方法。

(2) 用初始孔隙度与粒间体积百分比的差作为压实损失孔隙度,由于忽略了压实过程中岩石表观体积的变化,造成的压实损失孔隙度最大误差可达7.19%;在考虑成岩作用过程中岩石表观体积变化的情况下,计算压实、胶结损失孔隙度和溶蚀增加孔隙度是较为合理的处理方法;初始孔隙度经压实和胶结缩小、经溶蚀扩大后的剩余部分,需换算为其占压实

后岩石表观体积的比值,才能与岩芯氦孔隙度对比,分析计算误差。

(3) 鄂尔多斯盆地环江地区长8储层孔隙度演化计算结果与岩芯氦孔隙度相比,绝对误差-1.1%,相对误差15.3%,符合良好,计算结果可信;与成岩史结合分析,本区压实作用、早期胶结作用、晚期胶结作用造成的孔隙度损失平均值分别为26.4%、3.3%和5.6%,溶蚀作用造成的孔隙度增加为2.3%;对具绿泥石环边样品的分析可知,其压实损失孔隙度为全区平均水平的84.8%,绿泥石环边可在一定程度上抑制压实作用,由于本区硅质胶结含量整体较低,其抑制自生石英胶结的作用对整体胶结损失孔隙度影响不大。

参考文献(References)

- Houseknecht D W. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones [J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(6): 633-642
- Houseknecht D W. Intergranular pressure solution in four quartzose sandstones [J]. Journal of Sedimentary Petrology, 1988, 58(2): 228-246
- Ungerer P, Burrus J, Doligez B, et al. Evaluation by integrated two-dimensional modeling of heat transfer, fluid flow, hydrocarbon generation and migration [J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(3): 309-335
- Thomas R T, Melvyn R G, Lori A H. Sandstone diagenesis and reservoir quality prediction: models, myths, and reality [J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8): 1093-1132
- Joanna M, Robert H L. Sandstone reservoir quality prediction: the state of the art [J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8): 1083-1091
- Paola R, Andrea O, Ormella B, et al. Depositional setting and diagenetic processes and their impact on the reservoir quality in the late Viséan - Bashkirian Kashagan carbonate platform (Pre-Caspian basin, Kazakhstan) [J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8): 1313-1348
- Morad S, Khalid A, Ketzer J. The impact of diagenesis on the heterogeneity of sandstone reservoirs: A review of the role of depositional facies and sequence stratigraphy [J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8): 1267-1309
- Rick C, Tony M, Robert B. Reservoir quality modeling of tight-gas sands in Wamsutter field: Integration of diagenesis, petroleum systems, and production data [J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8): 1229-1266
- Ajdkiewicz J M, Nicholson P H, Esch, W L. Prediction of deep reservoir quality using early diagenetic process models in the Jurassic Norphlet Formation, Gulf of Mexico [J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8): 1189-1227
- Sylvia M C, Anjos D, Luiz F, et al. Depositional and diagenetic controls on the reservoir quality of Lower Cretaceous Pendencia sandstones, Potiguar rift basin, Brazil [J]. AAPG Bulletin, 2000, 84

- (11): 1719-1742
- 11 Paxton S T, Szzbo J O, Ajdukiewicz J M, *et al.* Construction of an intergranular volume compaction curve for evaluating and predicting compaction and porosity loss in rigid-grain sandstone reservoirs [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(12): 2047-2067
 - 12 Ehrenberg S N. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones: discussion; compaction and porosity evolution of Pliocene sandstones, Ventura Basin, California: discussion [J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(10): 1274-1276
 - 13 Ludwick J C. A volumeter for measuring porosity of incoherent sands [J]. Journal of Sedimentary Petrology, 1956, 26(3): 276-283
 - 14 Pryor W A. Reservoir inhomogeneities of some recent sand bodies [J]. SPE3607: 1-12
 - 15 Wilson J C, McBride E F. Compaction and porosity evolution of Pliocene sandstones, Ventura Basin, California [J]. AAPG Bulletin, 1988, 72(6): 664-681
 - 16 Atkins J E. Porosity and packing of Holocene river, dune, and beach sands [J]. AAPG Bulletin, 1992, 76(3): 339-355
 - 17 龙玉梅, 毛树华, 桑利, 等. 成岩作用对低渗透砂岩储层物性的影响——以坪北油田上三叠统延长组油藏为例 [J]. 东华理工大学学报: 自然科学版, 2008, 31(2): 131-135 [Long Yumei, Mao Shuhua, Sang Li, *et al.* Influence of diagenesis on physical property of low-permeability sandstone reservoirs: taking the oil reservoirs of Yanchang Formation (Upper Triassic) in Pingbei oil field as an example [J]. Journal of East China Institute of Technology: Natural Science, 2008, 31(2): 131-135]
 - 18 罗静兰, Morad S, 阎世可, 等. 河流—湖泊三角洲相砂岩成岩作用的重建及其对储层物性演化的影响——以延长油区侏罗系—上三叠统砂岩为例 [J]. 中国科学(D辑): 地球科学, 2001, 31(12): 1006-1016 [Luo Jinglan, S Morad, Yan Shike, *et al.* The reconstruction of sandstone diagenesis in fluvial and lake delta facies and its influences on physical property evolution [J]. Science China (Series D): Earth Sciences, 2001, 31(12): 1006-1016]
 - 19 代金友, 张一伟, 熊琦华, 等. 成岩作用对储集层物性贡献比率研究 [J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(4): 54-56 [Dai Jinyou, Zhang Yiwei, Xiong Qihua, *et al.* Effects of diagenesis on reservoir property and quality, a case study of the Cainan oilfield in east of Junggar Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(4): 54-56]
 - 20 Lundegard P D. Sandstone porosity loss—a “big picture” view of the importance of compaction [J]. AAPG Bulletin, 1992, 62(2): 250-260
 - 21 Beard D C, Weyl P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand [J]. AAPG Bulletin, 1973, 57(2): 349-369
 - 22 王瑞飞, 陈明强. 储层沉积—成岩过程中孔隙度参数演化的定量分析——以鄂尔多斯盆地沿25区块、庄40区块为例 [J]. 地质学报, 2007, 81(10): 1432-1440 [Wang Ruifei, Chen Mingqiang. Quantitative analysis of porosity evolution during the reservoir sedimentation-diagenesis: Taking the Yan25 and Zhuang40 areas in the Ordos Basin as an example [J]. Acta Geologica Sinica, 2007, 81(10): 1432-1440]
 - 23 Scherer M. Parameters influencing porosity in sandstones: A model for sandstone porosity prediction [J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(5): 485-491
 - 24 Pettijohn F J. Sedimentary Rocks [M]. New York, Harper and Row, 1975: 628
 - 25 Wilson J C, McBride E F. Compaction and porosity evolution of Pliocene sandstones, Ventura Basin, California: reply [J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(10): 1280
 - 26 Pate J H. Diagenetic variation in the Permo-Triassic Ivishak sandstone in the Prudhoe bay field and central-northeastern. National Petroleum Reserve in Alaska, North Slope Geology [C]. SEPM and Alaskan Geological Society, 1987: 77-94
 - 27 Houseknecht D W. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones: reply [J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(10): 1277-1279
 - 28 Ehrenberg S N. Measuring sandstone compaction from modal analyses of thin sections: how to do in and what the results mean [J]. Journal of Sedimentary Research, 1995, 65(2a): 369-379
 - 29 Ehrenberg S N. Relationship between diagenesis and reservoir quality in sandstones of the Garn Formation, Haltenbanken, mid-Norwegian continental shelf [J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(10): 1538-1558
 - 30 张创. 低渗透砂岩储层孔隙结构特征及孔隙演化研究 [D]. 西安: 西北大学, 2013 [Zhang Chuang. Research on microscopic pore structure and porosity evolution in low-permeability sandstone reservoirs [D]. Xi'an: Northwest University, 2013]
 - 31 李传亮. 油藏工程原理 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2005: 40-42 [Li Chuanliang. Principles of Reservoir Engineering [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005: 40-42]
 - 32 张霞, 林春明, 陈召佑. 鄂尔多斯盆地镇泾区块上三叠统延长组砂岩中绿泥石矿物特征 [J]. 地质学报, 2011, 85(10): 1659-1671 [Zhang Xia, Lin Chunming, Chen Zhaoyou. Characteristics of chlorite minerals from Upper Triassic Yanchang Formation in the Zhenjing area, Ordos Basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2011, 85(10): 1659-1671]
 - 33 姚泾利, 王琪, 张瑞, 等. 鄂尔多斯盆地华庆地区延长组长6砂岩绿泥石膜的形成机理及其环境指示意义 [J]. 沉积学报, 2011, 29(1): 72-79 [Yao Jingli, Wang Qi, Zhang Rui, *et al.* Forming mechanism and their environmental implications of chlorite-coatings in Chang 6 sandstone (Upper Triassic) of Hua-Qing area, Ordos Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2011, 29(1): 72-79]
 - 34 张金亮, 司学强, 梁杰, 等. 陕甘宁盆地庆阳地区长8油层砂岩成岩作用及其对储层性质的影响 [J]. 沉积学报, 2004, 22(2): 225-233 [Zhang Jinliang, Si Xueqiang, Liang Jie, *et al.* Diagenesis of lacustrine deltaic sandstones and its impact on reservoir quality [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2004, 22(2): 225-233]
 - 35 Billault V, Beaufort D, Baronnet A, *et al.* A nanopetrographic and textural study of grain-coating chlorites in sandstone reservoirs [J]. Clay Minerals, 2003, 38(3): 315-328
 - 36 Grigsby J D. Origin and growth mechanism of authigenic chlorite in

- sandstones of the lower Vicksburg Formation , south Texas [J]. Journal of Sediment Research , 2001 , 71(1) : 27-36
- 37 潘高峰,刘震,赵舒,等. 砂岩孔隙度演化定量模拟方法——以鄂尔多斯盆地镇泾地区延长组为例[J]. 石油学报, 2011, 32(2) : 249-256 [Pan Gaofeng , Liu Zhen , Zhao Shu , *et al.* Quantitative simulation of sandstone porosity evolution: A case from Yanchang Formation of the Zhenjing area , Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica , 2011 , 32(2) : 249-256]
- 38 王昌勇,王成玉,梁晓伟,等. 鄂尔多斯盆地姬塬地区上三叠统延长组长8油层组成岩相[J]. 石油学报, 2011, 32(4) : 596-603 [Wang Changyong , Wang Chengyu , Liang Xiaowei , *et al.* Diagenetic facies of the Chang 8 oil-bearing layer of the Upper Triassic Yanchang Formation in the Jiyuan area , Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica , 2011 , 32(4) : 596-603]
- 39 Berger A , Gier S , Krois P. Porosity-preserving chlorite cements in shallow-marine volcanoclastic sandstones: evidence from Cretaceous sandstones of the Sawan gas field ,Pakistan [J]. AAPG Bulletin , 2009 , 93(5) : 595-615
- 40 Bloch S , Lander R H , Bonnell L. Anomalously high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: origin and predictability [J]. AAPG Bulletin , 2002 , 86(2) : 301-328
- 41 Remy R R. Porosity reduction and major controls on diagenesis of Cretaceous-Paleocene volcanoclastic and arkosic sandstone ,Middle Park Basin , Colorado [J]. Journal of Sedimentary Research. 1994 , 64(4) : 797-806

Quantitative Calculation of Sandstone Porosity Evolution Based on Thin Section Data: A case study from Chang8 reservoir of Huanjiang area , Ordos Basin

ZHANG Chuang^{1 2} SUN Wei¹ GAO Hui³ XI Tian-de²
HE Qing-yang² SHI Jian-chao¹ QU Le⁴

(1. State Key Laboratory of Continental Dynamics , Department of Geology , Northwest University , Xi' an 710069;

2. Yanchang Petroleum Group Research Institute , Xi' an 710075;

3. College of Petroleum Engineering , Xi' an Petroleum Institute , Xi' an 710065;

4. Technique Center , CNPC Logging , Xi' an 710069)

Abstract: The quantitative calculation of sandstone porosity evolution based on casting section data is one of important techniques for diagenetic change and reservoir simulations. Because of the problems in parameters determination and calculation process , the results are not accurate in many cases. For this reason , based on the analysis of previous computation process and their errors , the original porosity determination method is decided , and COPL , CEPL and CRPI (corrosional porosity increase) calculation formula are deducted. To the determination of original porosity , Beard and Weyl' s wet packing experiment is more accurate than the method of assigning a constant value for all the samples according to the sedimentary facies or the Scherer' s equation based on the relationship between original porosity and coefficient of sorting. Under the consideration of rock bulk volume' s reduction in the compacting process , COPL , CEPL and CRPI calculation formula are deducted , and the errors in situation that the bulk volume' s reduction is neglected is analysed , and the errors' extent is calculated. Instead of the method contrasting the intergranular porosity and ϕ_{He} without calculation of CRPI , the approach considering all diagenesis sorts and rock bulk volume' s reduction in the compacting process is established in calculation result accuracy check-out. The application of the above-mentioned calculation methods of sandstone porosity evolution in Chang8 reservoir of Huanjiang area , Ordos Basin , is satisfying with -1.1% absolute error and 15.3% relative error of porosity.

Key words: diagenesis; porosity evolution; casting section; Chang8 reservoir; Ordos Basin