

碎屑岩孔隙演化定量计算方法的改进和应用

冯旭^{1,2}, 刘洛夫^{1,2}, 李朝玮^{1,3}, 窦文超^{1,2}, 郑珊珊^{1,2}

[1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)盆地与油藏研究中心, 北京 102249; 3. 中海油研究总院 技术研发中心, 北京 100028]

摘要:孔隙度演化是油气藏成藏机制研究的重点和难点。在利用“反演回剥法”恢复孔隙度时会存在一些缺陷,包括将面孔率等同于孔隙度、将机械压实损失孔隙度全部归结为成岩早期、不考虑岩石表观体积的变化等。基于此,将压实作用造成的岩石表观体积变化考虑在内,并将压实作用分期列入计算,推导了每一期成岩作用中对应不同岩石表观体积的压实和胶结损失孔隙度和溶蚀增加孔隙度、对应古埋深孔隙度的计算公式。以鄂尔多斯盆地西南部延长组7和长6³小层致密砂岩为例,结合本区的成岩相,建立了5种孔隙度演化模式,并应用不同方法分别计算出孔隙度演化曲线。不考虑岩石表观体积变化和压实不分段时,恢复的孔隙度存在很大的偏差,可达13.8%。

关键词:岩石表观体积;成岩相;孔隙演化;致密储层;延长组;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Improvement and application of quantitative calculation of porosity evolution of clastic rock

Feng Xu^{1,2}, Liu Luofu^{1,2}, Li Chaowei^{1,3}, Dou Wenchao^{1,2}, Zheng Shanshan^{1,2}

[1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. Basin and Reservoir Center, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. Technology Research and Development Center of CNOOC Research Institute, Beijing 100028, China]

Abstract: Porosity evolution of reservoirs is a key and difficult point of the study on hydrocarbon accumulation mechanism. But the present research methods of “porosity inversion and back stripping” have some flaws, including equating thin section porosity with porosity, attributing the porosity loss by compaction to early diagenetic stage, and neglecting rock bulk volume's reduction in the compacting process. In this study, compaction was corrected in every stage of diagenesis according to the normal compaction curve. Equation of porosity variation through history is derived, accounting for the porosity loss through compaction and cementation, and also porosity increase by corrosion, also taking into account of rock bulk volume variation in every stage of diagenesis. A case study on Chang 7 and Chang 6³ tight oil reservoir of the southwest Ordos Basin was carried out, integrating the diagenetic facies of the research area and the derived formula. We reconstructed the porosity evolution from inversion and back stripping under the constraint of diagenetic sequences, and built five porosity evolution pattern and porosity evolution curve by different methods. If compaction is not corrected and rock bulk volume change is not considered, large error of the recovered porosity exist and it may be up to 13.8%.

Key words: rock bulk volume, diagenetic facies, porosity evolution, tight sandstone reservoir, Yanchang Formation; Ordos Basin

精确地恢复地质历史时期碎屑岩储层孔隙度演化史,可以为埋藏过程中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提供参考信息,从

而有效地预测油气成藏时期的储层孔隙度,为油气成藏储层有效性评价提供重要指导^[1-4]。

传统的孔隙演化研究方法主要是建立孔隙度与埋

收稿日期:2016-07-28;修订日期:2017-09-27。

第一作者简介:冯旭(1988—),女,硕士研究生,储层沉积与成岩作用。E-mail:fx085@163.com。

通讯作者简介:刘洛夫(1958—),男,博士、教授,石油地质及油气地球化学。E-mail:liulv@cup.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(41372143);教育部高等学校博士学科点专项科研基金项目(20130007110002)。

藏深度、时间和温度的经验关系^[5-6],但是这些经验关系对于成岩作用考虑的较少^[7]。也有学者从砂岩储层的岩石属性出发,结合其埋深和地质年代等,用数值模拟法、数理统计法和反演法恢复储层物性,建立不同沉积相成岩演化图版和孔隙度预测模型,但这些模型仅适用于缺少数据且具有相似地质条件的区块^[8-11]。近年来,国内外学者主要通过储层现今的地质特征,利用“反演回剥法”,以岩石薄片观察等分析测试资料为基础,结合成岩演化序列和埋藏史,计算不同成岩作用对孔隙度的贡献值^[12-15]。但这种方法由于没有考虑压实前后岩石表观体积的变化,导致计算得到的压实损失孔隙度值比真实值偏小,因而并不能准确的判断压实作用、胶结作用和溶蚀作用对孔隙度的影响^[16-17];并且将压实损失孔隙度全部归结为发生在成岩早期也不合理,因为在地层埋藏的过程中,压实作用伴随与整个成岩过程^[18-20],这样就导致恢复出的地质历史时期的孔隙度误差较大。

鄂尔多斯盆地为中国第二大沉积盆地,中生界致密油分布广、勘探潜力大,是中国典型的致密油发育区^[4],致密油储层主要发育在长7和长6³小层^[4-21]。研究区碎屑颗粒粒度细,砂岩成岩过程复杂,经历了多期胶结作用和溶解作用等,砂岩变得非常致密,因此孔隙度演化复杂,恢复埋藏时期的孔隙度非常困难。目前研究区孔隙演化方法多是定性分析,或“反演回剥法”,仅能得到孔隙度演化的大致趋势^[13-15]。而数字模拟建立砂岩孔隙度演化的数学模型^[22-23]方法,对于非均质性强的致密储层适用性不好。由于本区的成岩作用复杂,沉积环境差异明显,应根据不同的情况建立不同的孔隙度演化曲线。

本文在前人研究的基础上,根据不同的成岩相以及成岩序列,将孔隙度演化模式分为5种类型并分别进行了探讨。在统计计算时,考虑了压实作用引起的岩石表观体积变化和压实分段的问题,使得计算误差大大减小,从而得到比较接近地质历史时期的孔隙度演化曲线。

1 砂岩地层孔隙演化分析方法

1.1 现有孔隙演化定量计算方法

如果孔隙度演化曲线不精确,将会高估或低估压实和胶结损失孔隙度,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^[24]。现有孔隙演化定量计算方法存在的主要问题:恢复压实后孔隙度不考虑表观体积变化(岩石表现体积是岩石颗粒体积加颗粒之间的孔隙体积,此体积即岩石排开水的体积),恢复压实后砂岩剩余粒间孔隙度主要用于评价压实作用对原生粒间孔的破坏程度,常用的方法是反演回剥法,即用初始孔隙体积与压实前岩石表观体积的比值直接减去压实后孔隙体积与压实后岩石表观体积的比值[公式(1)]^[12-15]。很明显,这种方法的误差极大:压实后岩石表观体积 V_C 相对于压实前岩石表观体积 V_0 缩小了,直接相减会给计算结果带来系统误差(表1)。

设压实后其他成岩作用发生之前的剩余粒间孔隙体积为 V_{CP} , μm^3 。则:

$$\begin{aligned}\Phi_{\text{CP传统}} &= \Phi_0 - (R_P + R_{\text{CM}} - R_{\text{CRS}}) \\ &= \Phi_0 - \frac{V_{\text{CP}}}{V_{\text{CP}} + (V_0 - \Phi_0)}\end{aligned}\quad (1)$$

$$\Phi_{\text{CP实际}} = \Phi_0 - V_{\text{CP}} \quad (2)$$

$$V_{\text{CP}} + (V_0 - \Phi_0) < 1 \quad (3)$$

$$\Phi_{\text{CP传统}} < \Phi_{\text{CP实际}} \quad (4)$$

因此,传统的算法会导致 Φ_{CP} 小于真实值,相对误差可达33.15%^[26-27]。

将压实作用损失的孔隙度归结为成岩早期^[18-20],也就是胶结和溶蚀作用发生之前,这种做法并不合理。由于实际情况压实作用发生在地层埋藏的整个过程,因此应将压实作用损失的孔隙度根据一定的比例进行分配。

将铸体薄片中的面孔率等同于孔隙度,这种做法并不合理,应该根据面孔率与实测孔隙度的函数关系,将面孔率转换为孔隙度^[18-20]。

表1 孔隙演化参数及其定义(据 Ehrenberg^[25]修改)

Table 1 Parameters and their definitions for porosity evolution(modified from Ehrenberg^[25])

相对于压实前岩石表观体积		相对于压实后岩石表观体积	
参数	简写	参数	简写
原始砂岩表观体积, μm^3	V_0	砂岩表观体积, μm^3	V_C
初始孔隙度,%	Φ_0	压实作用后剩余孔隙体积, μm^3	V_{CP}
压实损失孔隙度,%	Φ_{CP}	成岩作用之后的孔隙度,%	R_P
胶结损失孔隙度,%	Φ_{CM}	胶结物含量,%	R_{CM}
岩石骨架颗粒溶蚀增加孔隙度,%	Φ_{CRS}	岩石骨架颗粒溶蚀面孔率,%	R_{CRS}
胶结物溶蚀增加孔隙度,%	Φ_{CRC}	胶结物溶蚀面孔率,%	R_{CRC}

1.2 考虑表观体积变化的砂岩孔隙演化逆推算法

假设胶结充填、溶蚀作用、压溶作用与裂缝生成不改变样品的表观体积,忽略压实过程中砂粒颗粒磨蚀损失的体积,只考虑压实作用使颗粒重新排列引起的岩石表观体积变化。

推导方法:逆推法,即由现今的情况到沉积之初。将成岩作用划分为多期,每一期均由机械压实、胶结充填和溶蚀增孔3部分组成,多期重复递推(若某期不存在胶结充填或溶蚀,只需把相关参数赋值为零)。假设砂岩在成岩作用过程中有以下4个状态:

1) 溶蚀作用之后

溶蚀作用后的孔隙度(孔隙体积占压实后岩石表观体积百分比)为 R_{P_CR} ,%;溶蚀作用之后的岩石表观体积(μm^3)与压实作用之后的表观体积 V_C (μm^3)相等;剩余胶结物体积为 $V_C R_{CM}$, μm^3 ;胶结物因溶蚀作用损失的体积为 $V_C R_{CRC}$, μm^3 ;骨架颗粒因溶蚀作用损失的体积为 $V_C R_{CRS}$, μm^3 ;溶蚀作用后骨架颗粒体积 V_{CS} 等于 $V_C(1 - R_{CM} - R_{P_CR})$, μm^3 。则

$$R_S = 1 - R_{CM} - R_{P_CR} \quad (5)$$

2) 胶结作用后、溶蚀作用之前

胶结作用之后岩石的表观体积与压实作用之后的表观体积相等;骨架颗粒体积为 $V_C(R_S + R_{CRS})$, μm^3 ;胶结物体积为 $V_C(R_{CM} + R_{CRC})$, μm^3 。

3) 压实作用之后

压实作用后的骨架颗粒体积为 $V_C(R_S + R_{CRS})$, μm^3 ;压实作用后的胶结物体积为0。因此,压实作用后的孔隙体积为 $V_C(1 - R_S - R_{CRS})$, μm^3 。

4) 原始的砂粒自然堆积时的状态

初始孔隙度按照未固结砂在地表条件下的分选系数与初始孔隙度的关系来求取。利用砂岩的粒度统计数据及Scherer根据Beard和Wely(1973)湿砂填集实验资料所得到的拟合公式^[28],计算初始孔隙度(表3)为:

$$\Phi_0 = 20.91 + \frac{22.9}{S_0} \quad (6)$$

$$S_0 = \sqrt{\frac{Q_1}{Q_3}} \quad (7)$$

式中: Φ_0 为初始孔隙度,%; S_0 为特拉斯克分选系数,为筛析法粒度测得的实验数据,无量纲; Q_1 为粒度概率累计曲线上25%处的粒径大小, μm ; Q_3 为粒度概率累计曲线上75%处的粒径大小, μm 。

骨架颗粒体积为 $V_0(1 - \Phi_0)$, μm^3 ,溶蚀作用之前骨架颗粒体积为 $V_C(R_S + R_{CRS})$, μm^3 。这两个体积相等,结合公式(5),可得:

$$V_0(1 - \Phi_0) = (1 - R_{CM} - R_{P_CR} + R_{CRS})V_C \quad (8)$$

$$V_C = \frac{V_0(1 - \Phi_0)}{1 - R_{CM} - R_{P_CR} + R_{CRS}} \quad (9)$$

压实作用损失的体积为 $V_0 - V_C$, μm^3 。则:

$$\Phi_{CP} = (V_0 - V_C)/V_0 = \frac{\Phi_0 - R_{CM} - R_{P_CR} + R_{CRS}}{1 - R_{CM} - R_{P_CR} + R_{CRS}} \quad (10)$$

压实、胶结和溶蚀作用后的孔隙、胶结物体积如表2所示。

1.3 考虑多次压实作用的砂岩孔隙演化计算方法

由上文可知,可得压实后岩石表观体积和压实损失孔隙度,同公式(9)和(10)。由于实际情况压实作用发生在地层埋藏的整个过程,应将压实作用损失的孔隙度根据正常压实曲线上不同深度段对应的比例进行分配^[19-20]。将成岩作用分为4期(图1),设压实作用后岩石的表观体积为 V_{C1} , V_{C2} , V_{C3} , V_{C4} , μm^3 。

如:本区的最大埋深小于3 000 m,压实作用开始于沉积之初,持续到最大埋深。压实作用损失的孔隙度具有不可逆性,因此在白垩纪末期,虽然地层被抬升,但是损失的孔隙度随着压力的释放却不会恢复。本文的正常压实曲线(图2),是运用声波时差数据由法国地质软件eQuipoise得出。因此,结合4期成岩作用:早成岩A期(0~1 450 m)、早成岩B期(1 450~1 800 m)、中成岩A期(1 800~2 300 m)、中成岩B期(2 300~2 900 m)与正常压实曲线,可将压实作用损失孔隙度按比例分配到这4期成岩作用中。由此,可得 $\Phi_{CP1} : \Phi_{CP2} : \Phi_{CP3} : \Phi_{CP4} = 62 : 14 : 18 : 7$ 。

表2 压实、胶结和溶蚀作用后的孔隙、胶结物体积

Table 2 Pore volume and cement volume after compaction, cementation and corrosion

砂岩成岩作用阶段	岩石表观体积/ μm^3	骨架颗粒体积/ μm^3	胶结物体积/ μm^3	孔隙体积/ μm^3
初始状态	V_0	$V_0(1 - \Phi_0)$	0	$\Phi_0 V_0$
压实作用后	V_C	$V_0(1 - \Phi_0)$	0	$V_C(R_{CM} + R_{P_CR} - R_{CRS})$
胶结作用后	V_C	$V_0(1 - \Phi_0)$	$V_C(R_{CM} + R_{CRC})$	$V_C(R_{P_CR} - R_{CRC} - R_{CRS})$
溶蚀作用后	V_C	$V_0(1 - \Phi_0) - V_C R_{CRS}$	$V_C R_{CM}$	$V_C R_{P_CR}$

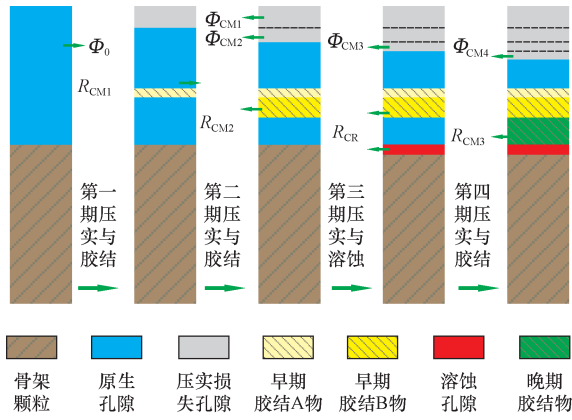


图1 压实前后岩石表观体积与孔隙
积变化(据 Ehrenberg^[25] 修改)

Fig. 1 Rock bulk volume and pore volume changes in
compaction process(modified from Ehrenberg^[25])

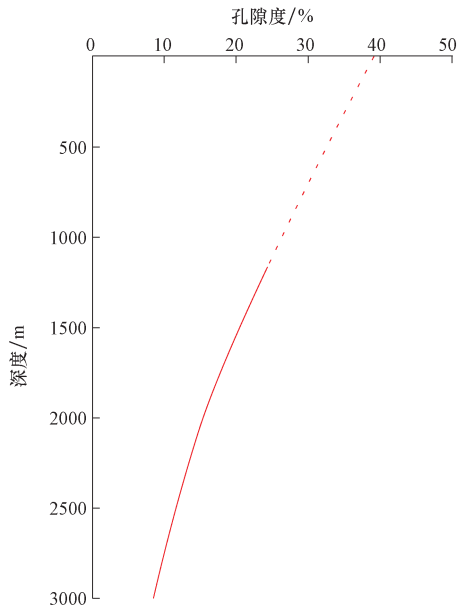


图2 鄂尔多斯盆地西南部长7和长6³段致密储
层正常压实曲线

Fig. 2 Normal compaction curves of Chang 7 and Chang 6³
tight sandstone reservoir in the southwestern Ordos Basin

1.3.1 早成岩 A 期

第一期压实作用和胶结作用之后,岩石表观体积 ($V_{C1}, \mu m^3$) 为

$$V_{C1} = V_0(1 - \Phi_{CP1}) \quad (11)$$

因为成岩作用之后的岩心孔隙度是孔隙体积与成岩作用后岩石表观体积百分比,应计算出剩余孔隙体积与成岩作用后岩石表观体积比。则第一期压实作用和胶结作用之后剩余粒间孔隙度 ($R_{P1}, \%$) 为(相对于第一期压实后岩石表观体积):

$$R_{P1} = \frac{\Phi_0 - \Phi_{CP1}}{V_{C1}} - R_{CM1} \frac{V_{C4}}{V_{C1}} \quad (12)$$

进行孔隙度演化分析时,需要将成岩作用损失的孔隙体积比率换算为孔隙体积占压实前岩石表观体积的百分比。则第一期压实作用和胶结作用损失的孔隙度 ($\Phi_{L1}, \%$) 为(相对于压实前岩石表观体积):

$$\Phi_{L1} = \Phi_0 - \frac{R_{P1} V_{C1}}{V_0} \quad (13)$$

1.3.2 早成岩 B 期

第二期压实作用和胶结作用之后,岩石表观体积 ($V_{C2}, \mu m^3$) 为:

$$V_{C2} = V_0(1 - \Phi_{CP1} - \Phi_{CP2}) \quad (14)$$

第二期压实作用和胶结作用之后剩余粒间孔隙度 ($R_{P2}, \%$) 为(相对于第二期压实后岩石表观体积):

$$R_{P2} = \frac{\Phi_0 - \Phi_{CP1} - \Phi_{CP2}}{V_{C2}} - (R_{CM1} + R_{CM2}) \frac{V_{C4}}{V_{C2}} \quad (15)$$

第二期压实作用和胶结作用损失的孔隙度 ($\Phi_{L2}, \%$) 为(相对于压实前岩石表观体积):

$$\Phi_{L2} = \Phi_0 - \Phi_{L1} - \frac{R_{P2} V_{C2}}{V_0} \quad (16)$$

1.3.3 中成岩 A₁ 期

第三期压实作用和溶蚀作用之后,岩石表观体积 ($V_{C3}, \mu m^3$) 为:

$$V_{C3} = V_0(1 - \Phi_{CP1} - \Phi_{CP2} - \Phi_{CP3}) \quad (17)$$

第三期压实作用和溶蚀作用之后剩余粒间孔隙度 ($R_{P3}, \%$) 为(相对于第三期压实后岩石表观体积):

$$R_{P3} = \frac{\Phi_0 - \Phi_{CP1} - \Phi_{CP2} - \Phi_{CP3}}{V_{C3}} - (R_{CM1} + R_{CM2} - R_{CRS} - R_{CRC}) \frac{V_{C4}}{V_{C3}} \quad (18)$$

第三期压实作用和溶蚀作用损失的孔隙度 ($\Phi_{L3}, \%$) 为(相对于压实前岩石表观体积):

$$\Phi_{L3} = \Phi_0 - \Phi_{L1} - \Phi_{L2} - \frac{R_{P3} V_{C3}}{V_0} \quad (19)$$

1.3.4 中成岩 A₂ 期

第四期压实作用和胶结作用之后。岩石表观体积 ($V_{C4}, \mu m^3$) 为:

$$V_{C4} = V_0 \frac{1 - \Phi_0}{1 - R_{CM1} - R_{CM2} - R_{CM3} - R_{P_{CR}} + R_{CRS}} \quad (20)$$

第四期压实作用和胶结作用之后剩余粒间孔隙度 ($R_{P4}, \%$) 为(相对于第四期压实后岩石表观体积):

$$R_{P4} = \frac{\Phi_0 - \Phi_{CP}}{V_{C4}} - (R_{CM1} + R_{CM2} + R_{CM3} - R_{CRS} - R_{CRC}) \quad (21)$$

第四期压实作用和溶蚀作用损失的孔隙度 (Φ_{14} , %) 为 (相对于压实前岩石表观体积)

$$\Phi_{14} = \Phi_0 - \Phi_{L1} - \Phi_{L2} - \Phi_{L3} - \frac{R_{p4} V_{C4}}{V_0} \quad (22)$$

2 鄂尔多斯盆地西南部延长组致密油储层孔隙演化计算与分析

2.1 研究区地质概况

研究区位于鄂尔多斯盆地西南部(图3),盆地为多期发育的大型多旋回克拉通盆地^[4]。晚三叠世鄂尔多斯盆地受印支运动的影响而形成具有多物源、多水系及碎屑组分分带性明显的特征^[13,29]。长7和长6砂体多为三角洲前缘及半深湖-深湖重力流沉积。长7湖相沉积在晚三叠世相序中达到了鼎盛,是延长组最重要的生油层系。长6期深湖区面积大大减少,三角洲沉积体系极为发育。延长组长7和长6³小层在湖盆中心发育一套浊积岩致密储层,是中国典型的致密油储层^[13]。

2.2 储集层基本特征

根据249块铸体薄片统计资料,长6³和长7段砂

岩结构成熟度较低,主要为细粒砂岩,其次为中-细粒砂岩。大部分砂岩的分选中等-好,磨圆较差,碎屑颗粒以次棱角状线接触为主。胶结类型以孔隙-薄膜式、孔隙式胶结为主。成分成熟度较低,大多为岩屑质长石砂岩和长石质岩屑砂岩。岩屑以变质岩屑和火山岩屑为主,塑性岩屑含量很高,以云母和千枚岩为主。储集空间以溶蚀孔和残余粒间孔为主。孔隙度主要分布区间为8%~12%,渗透率的主要分布区间为 $(0.05 \sim 0.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,整体上孔隙度和渗透率比较低,属于典型的低孔低渗致密储层。

2.3 成岩相

成岩相的分类目前仍未有统一的标准,因为储层物性主要是由沉积作用和成岩作用决定^[30-31],并且不同成岩作用及其产物形成不同的成岩相类型。根据反映物性的“储集类型+物性主控因素”,可将研究区长6³和长7致密储层成岩相分为以下5种成岩相带,按物性好坏依次为以下5种成岩相(图4):

1) 绿泥石膜胶结成岩相

该成岩相一般发育在三角洲前缘相-分支水道间微相,是长6³和长7普遍致密的储层中物性相对较好的区域。主要的岩石类型为细粒岩屑长石砂岩。

2) 长石石英溶蚀成岩相

该成岩相主要分布在研究区北边的吴起-定边和南边的庆城-庆阳-合水地区,一般见于水下分流河道、主水道砂质碎屑流、半深湖相重力流复合水道浊流微相的细粒岩屑长石和长石岩屑砂岩中。本区砂岩主要储集空间为石英和长石溶蚀孔隙和剩余粒间孔,因此溶蚀作用对储层质量有明显的控制作用。

3) 强压实成岩相

该成岩相主要分布在研究区中部和南部的华池-庆城-正宁地区的半深湖和深湖相,主要岩性为极细-细粒岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩。

4) 碳酸盐胶结成岩相

该成岩相在平面上的分布没有规律。物源主要来自于盆地西南方向。一般见于分支水道间微相,岩石类型以细粒长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩为主。

5) 伊利石胶结成岩相

该成岩相在研究区的半深湖-深湖相最发育,主要为水道间漫溢和分支水道间微相,最大的特点是以自生的伊利石充填孔隙为主,含量高,有效孔隙少,大部分砂岩在镜下几乎不见任何孔隙。

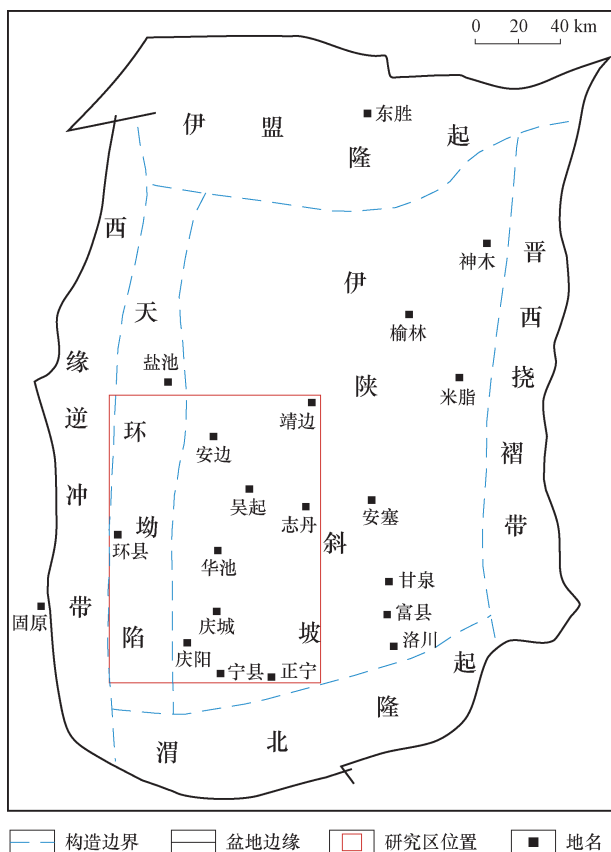


图3 研究区地理位置

Fig. 3 Location of the study area

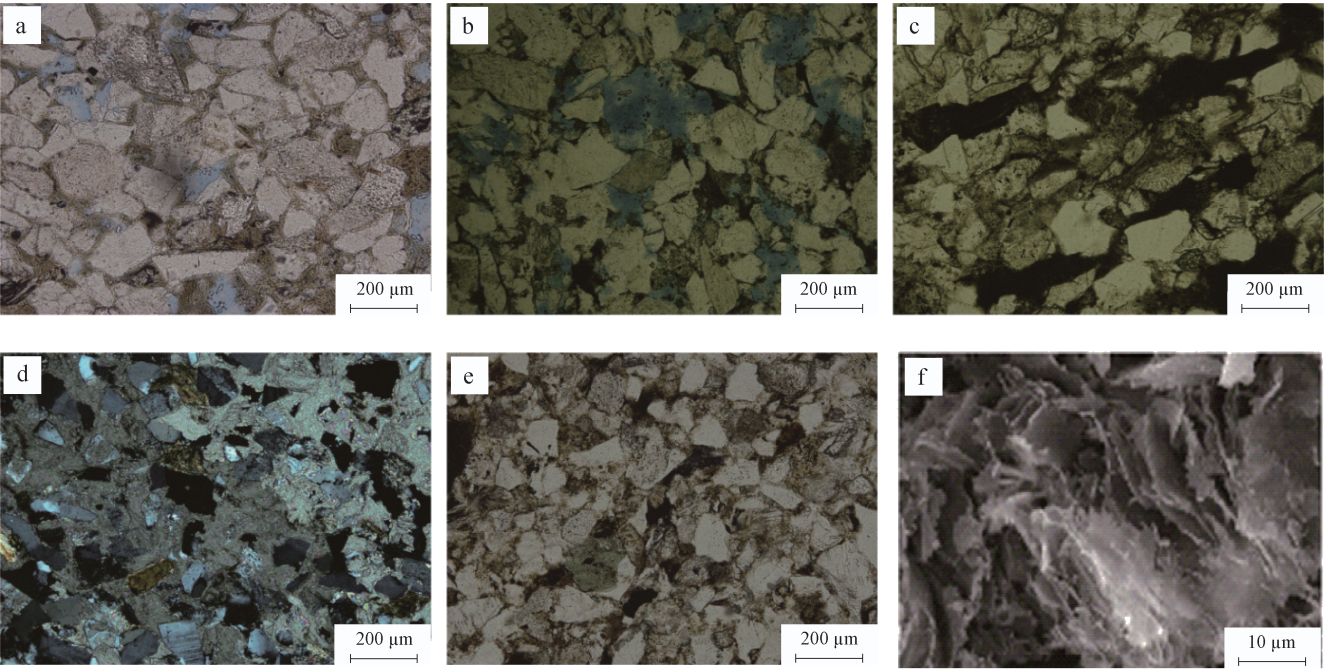


图 4 鄂尔多斯盆地西南部长 7 和长 6³ 致密储层成岩相

Fig. 4 Diagenetic facies of the Chang 7 and Chang 6³ tight sandstone reservoir in the southwestern Ordos Basin

a. 绿泥石膜胶结相,碎屑颗粒边缘被绿泥石膜包裹,元 63 井,埋深 2 197.61 m;b. 溶蚀相,溶蚀孔隙发育,庄 188 井,埋深 1 826.56 m;c. 强压实相,云母等颗粒定向排列,宁 33 井,埋深 1 716.2 m;d. 碳酸盐胶结相,大量碳酸盐胶结物充填孔隙并交代其他矿物,安 205 井,埋深 2 437.67 m; e. 伊利石胶结相,伊利石发育,里 89 井,埋深 2 284.5 m;f. 伊利石胶结相(SEM),里 89 井,埋深 2 284.5 m

表 3 鄂尔多斯盆地西南部长 7 和长 6³ 段致密储层孔隙演化模式原始数据

Table 3 Original data of porosity system evolution model of the Chang 7 and Chang 6³ tight sandstone reservoir in the southwestern Ordos Basin

序号	成岩相类型	孔隙度(R_p)/%	早成岩		中成岩	
			A 期(胶结物含量 R_{CM1})/%	B 期(胶结物含量 R_{CM2})/%	A ₁ 期(溶蚀增加孔隙度 R_{CRS})/%	A ₂ 期(胶结物含量 R_{CM3})/%
a	研究区总体情况	7.1	2.0	6.8	4.3	5.9
b	绿泥石膜胶结相	10.7	6.1	2.2	4.9	4.4
c	长石石英溶蚀相	10.3	1.3	3.1	6.7	6.4
d	强压实相	4.5	0.4	2.7	2.9	3.6
e	碳酸盐胶结相	6.1	1.7	1.8	2.8	15.5
f	伊利石胶结相	5.3	0.2	11.1	3.5	5.1

3 成岩序列约束下的孔隙度演化模式

3.1 孔隙度演化模式

孔隙度演化研究最常用的方法就是对各成岩作用

引起的孔隙度增减量取平均值,然后作出统一的孔隙度演化曲线^[13-15]。这是不合理的,由于本区砂岩成岩相和成岩演化序列多样,孔隙演化的模式不同。因此,需要对孔隙演化的方式进行分类统计。本文根据成岩相类型对孔隙度演化进行分类统计计算。

虽然不同地区不同成岩相的孔隙演化模式不同,不同的孔隙演化模式的主要成岩作用以及不同成岩作用造成的孔隙度变化量不一样,但是主要成岩作用发生的古深度和古地温是一致的,也就是各成岩作用发生的顺序是一致的,因此,根据本区的成岩演化序列,可将主要的成岩作用划分为 4 期(表 3)。①早成岩 A 期(0~1 450 m):压实作用,伊蒙混层、绿泥石胶结;②早成岩 B 期(1 450~1 800 m):压实作用和硅质、早期方解石、白云石和伊利石胶结;③中成岩 A₁ 期(1 800~2 300 m):压实作用,溶蚀作用;由盐水包裹体资料可知,油气充注的古地温为 100~120 ℃,古埋深为 2 190~2 700 m,这与付金华^[32]提出的主要成藏期一致,延长组石油的主要成藏期为早白垩世末期,因此该期是主要的成藏期;④中成岩 A₂ 期(2300~2900 m):压实作用,高岭石、铁方解石和铁白云石胶结。

本文所有的计算均根据铸体薄片统计的面孔率与压汞资料确定的实测孔隙度的关系,将面孔率转化

表 4 鄂尔多斯盆地西南部长 7 和长 6³ 段致密储层不同方法计算的孔隙度演化对比 (%)

Table 4 Comparison of porosity evolution models of Chang 7 and Chang 6³ tight sandstone reservoir in the southwestern Ordos Basin (strong compaction facies)

计算方法	Φ_0	Φ_{CP}	早成岩 A 期			早成岩 B 期			中成岩 A ₁ 期			中成岩 A ₂ 期		
			Φ_{CP1}	Φ_{CM1}	R_{P1}	Φ_{CP2}	Φ_{CM2}	R_{P2}	Φ_{CP3}	Φ_{CRS}	R_{P3}	Φ_{CP4}	Φ_{CM3}	R_{P4}
I	37.2	29.0	—	0.4	7.9	—	2.7	5.2	—	-2.9	8.1	—	3.6	4.5
II	37.2	31.5	—	0.2	7.9	—	1.9	5.2	—	-2.0	8.1	—	2.4	4.5
III	37.2	29.0	17.8	0.4	19.0	4.0	2.7	10.0	5.1	-2.9	4.5	2.0	5.6	4.5
IV	37.2	31.5	19.5	0.2	21.7	4.3	1.9	14.8	5.6	-2.0	10.9	2.2	2.4	4.5

注: I—不考虑岩石表观体积变化,压实不分段;II—考虑岩石表观体积变化,压实不分段;III—不考虑岩石表观体积变化,压实分段;IV—考虑岩石表观体积变化,压实分段。

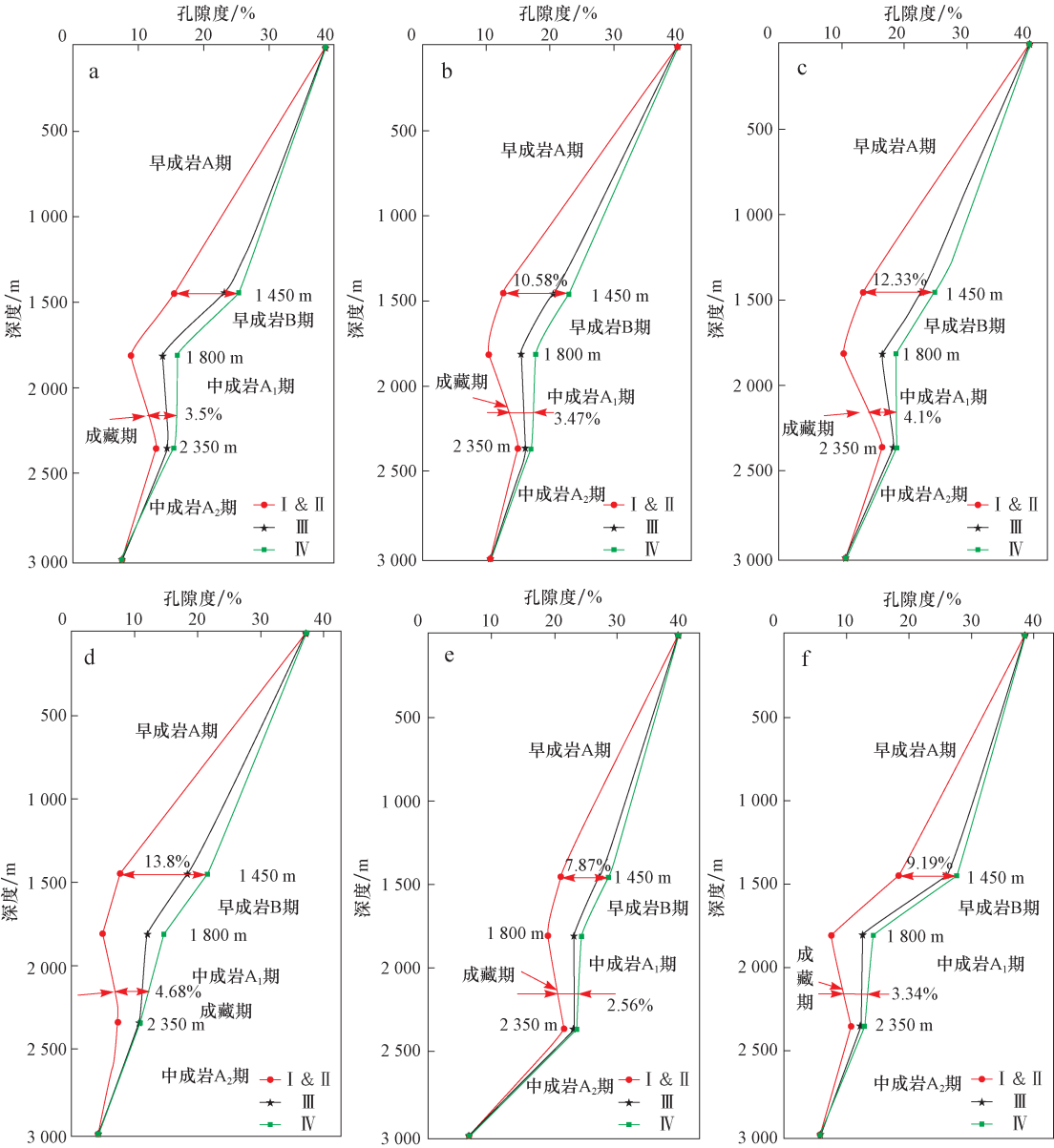


图 5 鄂尔多斯盆地西南部长 7 和长 6³ 段致密储层不同方法得到的孔隙度演化曲线对比

Fig. 5 Comparison of porosity evolution history model of the Chang 7 and Chang 6³ tight sandstone reservoir in the southwestern Ordos Basin derived by different methods

a. 研究区总体情况;b. 绿泥石膜胶结相;c. 溶蚀相;d. 强压实相;e. 碳酸盐胶结相;f. 伊利石胶结相
I—不考虑岩石表观体积变化,压实不分段;II—考虑岩石表观体积变化,压实不分段;
III—不考虑岩石表观体积变化,压实分段;IV—考虑岩石表观体积变化,压实分段

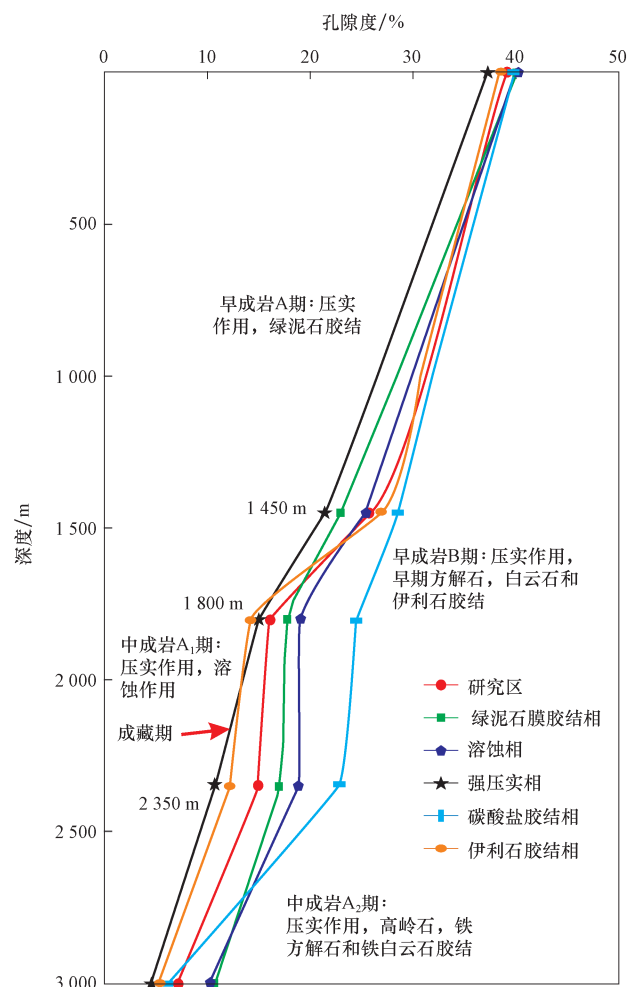


图 6 鄂尔多斯盆地西南部长 7 和长 6³ 段致密储层孔隙度演化曲线

Fig. 6 Porosity evolution of Chang 7 and Chang 6³ tight sandstone reservoir in the southwestern Ordos Basin

为显孔孔隙度。如将胶结损失面孔率转化为胶结损失孔隙度(%)为:

胶结损失孔隙度 = 胶结损失面孔率 × $\frac{\text{实测孔隙度}}{\text{总的面孔率}}$ (2)

3.2 研究区孔隙演化恢复

根据铸体薄片粒度资料统计,将 Q_1 和 Q_3 带入公式(6)和(7),将计算的 Φ_0 取平均值,可得初始孔隙度(表 4)。本区砂岩的分选较好,特拉斯克分选系数 $S_0 \leq 1.5$,因此应用公式(6)和(7)计算初始孔隙度,误差较小^[24]。

根据上文孔隙度演化定量计算方法,可得到本区的孔隙度演化曲线(图 5,图 6)。

由图 5 和表 4,可看出:不考虑岩石表观体积变化的情况下(方法 I 和 III),会导致压实损失的孔隙度偏小,如碳酸盐胶结相,不考虑岩石表观体积变化得到的压实损失孔隙度为 17.4%,比考虑的情况下偏小 5%。不考虑岩石表观体积变化并将压实损失的孔隙度全部归结为早期的情况(方法 I):孔隙度与真实的孔隙度相差很大,最大可达 13.8%(强压实相);恢复的成藏期孔隙度偏小,传统的算法——不考虑岩石表观体积的变化且将压实损失的孔隙度全部归结为成岩早期得到的成藏期孔隙度为 7.3%,比真实值小 4.7%。因此,在恢复地质历史时期的孔隙度时,要得到更加接近真实情况的孔隙度演化曲线,必须考虑岩石表观体积变化和将压实作用损失的孔隙度纠正到各期成岩作用中。

由图 6 和表 5,可以看出,在早成岩 A 期,压实作用使孔隙度大幅度降低。早期的胶结作用,只有绿泥石膜胶结相相对强烈。在早成岩 B 期,压实作用减弱,压实损失孔隙度也降低;除了伊利石胶结相,其它成岩相胶结损失的孔隙度相对较少。在伊利石胶结相中,压实作用造成的孔隙度损失量是最少的,这说明早期的胶结物在一定程度上阻止或减弱了压实作用。在中成岩 A₁ 期,溶蚀作用使孔隙度有了一定程度的增加,但相对于压实损失孔隙度而言,增孔作用并不能补偿

表 5 鄂尔多斯盆地西南部长 7 和长 6³ 段致密储层孔隙度演化数据

Table 5 Data of Porosity system evolution of Chang 7 and Chang 6³ tight sandstone reservoir in Southwestern Ordos Basin

成岩相	%					
	初始孔隙度(Φ_0)	压实损失孔隙度(Φ_{CP})	早成岩 A 期压实和胶结损失孔隙度($\Phi_{CP1} + \Phi_{CM1}$)	早成岩 B 期压实和胶结损失孔隙度($\Phi_{CP2} + \Phi_{CM2}$)	中成岩 A ₁ 期压实和溶蚀损失孔隙度($\Phi_{CP3} - \Phi_{CRS}$)	中成岩 A ₂ 期压实和胶结损失孔隙度($\Phi_{CP4} + \Phi_{CM4}$)
研究区	39.1	26.2	16.2 + 1.4	3.6 + 4.5	4.6 - 3.2	1.8 + 4.4
绿泥石膜胶结相	40.0	26.4	16.3 + 4.5	3.6 + 1.6	4.7 - 3.7	1.8 + 3.2
长石石英溶蚀相	40.2	30.2	18.6 + 0.9	4.1 + 2.2	5.3 - 4.6	2.1 + 4.5
强压实相	37.2	31.5	19.5 + 0.2	4.3 + 1.9	5.6 - 2.0	2.2 + 2.4
碳酸盐胶结相	39.7	22.36	13.8 + 1.3	3.1 + 1.4	3.9 - 2.1	1.5 + 12.0
伊利石胶结相	38.5	24.8	15.3 + 0.1	3.4 + 8.3	4.4 - 2.6	1.7 + 3.9

损失的孔隙度,这是本区砂岩致密的原因之一。在中成岩 A_2 期,由于高岭石、含铁方解石和含铁白云石的胶结作用,孔隙度进一步降低,使得储层变得非常致密。总体而言,本区砂岩致密的最重要原因是:强烈的压实作用和早期伊利石、晚期含铁碳酸盐的胶结作用。相比之下,压实作用造成的孔隙度损失量远大于胶结作用。除了碳酸盐胶结相,在中成岩 A_1 期,储层已经变得致密,从而阻碍了有机酸的进入。因此,本区的储层成因类型主要是先致密后成藏,只有碳酸盐胶结相储层是先成藏后致密。

4 结论与建议

1) 不考虑岩石表观体积变化的情况下,会导致压实损失的孔隙度偏小,可达到5%。反演回剥的孔隙度与考虑岩石表观体积变化和压实纠正后的真实孔隙度相比,孔隙度值相差很大,成藏期的孔隙度偏小,相差可达4.7%。因此,在恢复地质历史时期的孔隙度时,要得到更加接近真实情况的孔隙度演化曲线,必须考虑岩石表观体积变化并将压实作用损失的孔隙度纠正到各期成岩作用中。

2) 根据不同的成岩相类型及本文的孔隙度演化计算方法得到5种典型的孔隙度演化曲线。本区砂岩致密的最重要原因是强烈的压实作用和早期伊利石、晚期含铁碳酸盐的胶结作用。相比之下,压实作用造成的孔隙度损失量大于胶结作用。因此,本区的储层成因类型主要是先致密后成藏,只有少部分地区先成藏后致密。

参 考 文 献

- [1] Burley S D, Kantorowicz J D, Waugh B. Clastic diagenesis in sedimentology: Recent and applied aspects [J]. Geological Society London Special Publications. Blackwell Scientific Publications Oxford, 1985, 18: 189 – 220.
- [2] Bloch S, Lander R H, Bonell L. Anomalously high porosity and permeability in deeply buried sandstones reservoirs; origin and predictability [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86: 301 – 328.
- [3] 罗文军, 彭军, 杜敬安, 等. 川西拗陷须家河组二段致密砂岩储层成岩作用与孔隙演化——以大邑地区为例 [J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(02): 287 – 295, 301.
Luo Wenjun, Peng Jun, Du Jing, et al. Diagenesis and porosity evolution of tight sand reservoirs in the 2nd member of Xujiahe Formation, western Sichuan Depression: an example from Dayi region [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(02): 287 – 295, 301.
- [4] 姚涇利, 邓秀芹, 赵彦德, 等. 鄂尔多斯盆地延长组致密油特征 [J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(2): 150 – 158.
Yao Jingli, Deng Xiuqin, Zhao Yande, et al. Characteristics of tight oil in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(2): 150 – 158.
- [5] Athy L F. Density, porosity, and compaction of sedimentary rocks [J]. AAPG Bulletin, 1930, 14(1): 1 – 24.
- [6] Schmoker J. Sandstone porosity as function of thermal maturity [J]. Geology, 1988, 16(11): 1007 – 1010.
- [7] Scherer M. Parameters influencing porosity in sandstones; a model for sandstone porosity prediction [J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(5): 485 – 491.
- [8] Jiang S, Henriksen S, Wang H, et al. Sequence-stratigraphic architectures and sand-body distribution in Cenozoic rifted lacustrine basins, East China [J]. AAPG Bulletin, 2013, 97: 1447 – 1475.
- [9] Lander R H, Bonnell L M. A model for fibrous illite nucleation and growth in sandstones [J]. AAPG Bulletin, 2010, 94: 1161 – 1187.
- [10] Taylor T R, Giles M R, Hathon L A, et al. Sandstone diagenesis and reservoir quality prediction: models, myths, and reality [J]. AAPG Bulletin, 2010, 94: 1093 – 1132.
- [11] Umar M, Friis H, Khan A S, et al. The effects of diagenesis on the reservoir characters in sandstones of the late cretaceous Pab formation, Kirthar Fold Belt, Southern Pakistan [J]. Asian Earth Science, 2011, 40: 622 – 635.
- [12] Henares S, Caracciolo L, Cultrone G, et al. The role of diagenesis and depositional facies on pore system evolution in a Triassic outcrop analogue (SE Spain) [J]. Marine and Petroleum Geology, 2014, 51: 136 – 151.
- [13] 祝海华, 钟大康, 姚涇利, 等. 碱性环境成岩作用及对储集层孔隙的影响——以鄂尔多斯盆地长7段致密砂岩为例 [J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(1): 51 – 59.
Zhu Haihua, Zhong Dakang, Yao Jingli, et al. Alkaline diagenesis and its effects on reservoir porosity: A case study of upper Triassic Chang 7 tight sandstones in Ordos basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(1): 51 – 59.
- [14] 张兴良, 田景春, 王峰, 等. 致密砂岩储层成岩作用特征与孔隙演化定量评价——以鄂尔多斯盆地高桥地区二叠系下石盒子组盒8段为例 [J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(2): 212 – 217.
Zhang Xingliang, Tian Jingchun, Wang Feng, et al. Diagenetic characteristics and quantitative porosity estimation of tight sandstone reservoirs: A case from the 8th member of Permian Xiashihezi Formation in the Gaoqiao region, Ordos basin [J]. Oil and Gas Geology, 2014, 35(2): 212 – 217.
- [15] 李继岩. 渤海湾盆地东营凹陷东段红层储层成岩环境时空演化及成岩孔隙演化 [J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(01): 90 – 97.
Li Jiyan. Temporal-spatial evolution of diagenetic environment and diagenesis pore evolutionary process of red beds in the eastern Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(01): 90 – 97.
- [16] Hao G L, Shan X L, Liu W Z, et al. Quantitative research of diagenesis; its effect on pore evolution of the Fuyu oil reservoir in the north Qijia region [J]. Mining Science and Technology, 2010, 20: 0770 – 0777.
- [17] Yang Renchao, Fan Aiping, Han Zuozhen, et al. Diagenesis and porosity evolution of sandstone reservoirs in the east II part of Sulige gas field, Ordos basin [J]. International Journal of Mining Science and

- Technology, 2012, 22: 311–316.
- [18] Chester J S, Lenz S C, Cheste F M, et al. Mechanisms of compaction of quarta sand at diagenetic conditions [J]. Earth and Planetary Science Letters, 2004, 220(3/4): 435–451.
- [19] 王艳忠, 操应长, 惠克来, 等. 碎屑岩储层地质历史时期孔隙度演化恢复方法——以济阳坳陷东营凹陷沙河街组四段上亚段为例[J]. 石油学报, 2013, 32(6): 1100–1111.
- Wang Yanzhong, Cao Yingchang, Xi Kelai, et al. A recovery method for porosity evolution of clastic reservoirs with geological time; a case study from the upper submember of Es4 in the Dongying depression, Jiyang subbasin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(6): 1100–1111.
- [20] 惠克来, 操应长, 王艳忠, 等. 低渗透储集层成岩作用与孔渗演化——以准噶尔盆地中部1区侏罗系三工河组为例[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(4): 434–443.
- Xi Kelai, Cao Yingchang, Wang Yanzhong, et al. Diagenesis and porosity-permeability evolution of low permeability reservoirs; a case study of Jurassic Sangonghe Formation in block 1, central Junggar basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(4): 434–443.
- [21] 付金华, 邓秀芹, 楚美娟, 等. 鄂尔多斯盆地延长组深水岩相发育特征及其石油地质意义[J]. 沉积学报, 2013, 31(5): 928–938.
- Fu Jinhua, Deng Xiuqin, Chu Meijuan, et al. Features of deepwater lithofacies, Yanchang formation in Ordos basin and its petroleum significance [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2013, 31(5): 928–938.
- [22] 廖朋, 唐俊, 王凯, 等. 砂岩成岩过程中的孔隙演化定量模拟——以鄂尔多斯盆地安塞地区长8油层组储层为例[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(5): 15–22.
- Liao Peng, Tang Jun, Wang Kai, et al. Quantitative simulation on pore evolution in diagenetic process of sandstone; a case study form Chang 8 oil reservoir set in Ansai Area, Ordos basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(5): 15–22.
- [23] 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 Zhentjing area, Ordos basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(2): 249–256.
- [24] 张创, 孙卫, 高辉, 等. 基于铸体薄片资料的砂岩储层孔隙度演化定量计算方法——以鄂尔多斯盆地环江地区长8储层为例[J]. 沉积学报, 2014, 32(2): 365–375.
- Zhang Chuang, Sun Wei, Gao Hui, et al. Quantitative calculation of sandstone porosity evolution based on thin section data; a case study from chang8 reservoir of Huanjiang area, Ordos basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2014, 32(2): 365–375.
- [25] 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.
- [26] 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.
- [27] 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.
- [28] Scherer M. Parameters influencing porosity in sandstones; A model for sandstone porosity prediction [J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(5): 485–491.
- [29] 杨斌虎, 刘小洪, 罗静兰, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田东部优质储层分布规律[J]. 石油实验地质, 2008, 30(4): 333–339.
- Yang Binhu, Liu Xiaohong, Luo Jinlan, et al. Distribution regularity of high-quality reservoirs in the eastern Sulige gas field, the Ordos Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2008, 30(4): 333–339.
- [30] 石玉江, 肖亮, 毛志强, 等. 低渗透砂岩储层成岩相测井识别方法及其地质意义——以鄂尔多斯盆地姬塬地区长8段储层为例[J]. 石油学报, 2011, 32(5): 820–828.
- Shi Yujiang, Xiao Liang, Mao Zhiqiang, et al. An identification method for diagenetic facies with well logs and its geological significance in low-permeability sandstones; A case study on Chang 8 reservoirs in the Jiyuan region, Ordos basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(5): 820–828.
- [31] 马瑶, 李文厚, 王若谷, 等. 鄂尔多斯盆地子洲气田北部山—2~3段储层成岩作用及成岩相定量分析[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(11): 2039–2052.
- Ma Yao, Li Wenhui, Wang Ruogu, et al. Quantitative analysis of diagenesis and diagenetic facies of reservoir of shan 2~3 member in the north of Zizhou gasfield, Ordos basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(11): 2039–2052.
- [32] 付金华, 柳广弟, 杨伟伟, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组低渗透油藏成藏期次研究[J]. 地学前缘, 2013, 20(2): 125–131.
- Fu Jinhua, Liu Guangdi, Yang Weiwei, et al. A study of the accumulation periods of low permeability reservoir of Yanchang formation in Longdong Area, Ordos basin [J]. Earth Science Frontiers (China University of Geosciences (Beijing); Peking University), 2013, 20(2): 125–131.

(编辑 张玉银)