

文章编号: 0253-2697(2013)06-1100-12 DOI:10.7623/syxb201306008

# 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

王艳忠<sup>1</sup> 操应长<sup>1</sup> 慈克来<sup>1</sup> 宋国奇<sup>2</sup> 刘惠民<sup>2</sup>

(1. 中国石油大学地球科学与技术学院 山东青岛 266580; 2. 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司地质科学研究院 山东东营 257015)

**摘要:**中深层碎屑岩储层孔隙度演化史和烃源岩生排烃史的匹配关系是控制油气富集的关键,但是中深层碎屑岩储层在埋藏过程中多经历复杂的成岩作用改造,孔隙度演化复杂,导致地质历史时期储层孔隙度恢复极其困难。以济阳坳陷东营凹陷民丰洼陷北带沙河街组四段上亚段中深层近岸水下扇扇中亚相含砾砂岩、砂岩储层为研究对象,确定储层胶结-溶解序列和成岩流体性质演化序列以及各成岩作用发生的地质时间及其相应的古埋深,而后拟合储层铸体薄片面孔率-显孔隙度函数关系,利用铸体薄片求取各类次生溶孔、自生矿物对储层的增(减)孔量贡献值,进行胶结-溶解序列约束下的孔隙度反演回剥;同时,根据不同类型岩石的正常压实图版,对反演回剥的孔隙度进行机械压实与热压实校正,恢复储层实际孔隙度,从而建立地质历史时期碎屑岩储层实际孔隙度演化曲线。利用该方法恢复的储层孔隙度演化史与烃源岩生排烃史相结合,能够为中深层碎屑岩储层油气富集区的预测提供指导。

**关键词:**孔隙度演化;成岩流体;储层;碎屑岩;东营凹陷

中图分类号:TE112.2

文献标识码:A

## A recovery method for porosity evolution of clastic reservoirs with geological time: a case study from the upper submember of Es<sub>4</sub> in the Dongying depression, Jiyang Subbasin

WANG Yanzhong<sup>1</sup> CAO Yingchang<sup>1</sup> XI Kelai<sup>1</sup> SONG Guoqi<sup>2</sup> LIU Huimin<sup>2</sup>

(1. School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;

2. Geological Scientific Research Institute of Sinopec Shengli Oilfield Company, Dongying 257015, China)

**Abstract:** A matching relationship between porosity evolution history of clastic reservoirs with mid-deep burial (>3500 m) and hydrocarbon expulsion history of source rocks is the key control over hydrocarbon accumulations, especially for a deeply-buried clastic reservoir that has experienced complex reforms of diagenesis with geological time, therefore, its porosity evolution is so complicated that real porosity recovery of reservoir with geological time is of great difficulty. Taking pebbled sandstones and sandstone reservoirs in the middle fan subfacies of deep nearshore subsea aprons in the upper part of the fourth member of the Shahejie Formation (Es<sub>4</sub><sup>\*</sup>) in the northern zone of the Minfeng sag in the Dongying depression as an example, diagenetic cementation-dissolution sequences and evolutionary sequences of diagenetic fluid properties of a reservoir, as well as occurrence time of each diagenesis and corresponding palaeoburial depth of the reservoir were determined. Then a functional relationship between plane porosity of casting thin sections and apparent porosity of the reservoir was fitted and positive or negative contribution of various secondary pores and authigenic minerals to variations in reservoir porosity was calculated using casting thin sections, and porosity inversion and back stripping with a constraint of cementation-dissolution sequences were carried out. Meanwhile, according to a normal compaction chart of different types of rocks, the inversed and back-tripped porosity was calibrated by mechanical compaction and thermal compaction in order to reconstruct a real porosity of the reservoir and establish its real porosity-evolution curve versus geological time (or palaeoburial depth). The combination of the reservoir porosity evolutionary history obtained by this method with hydrocarbon generating and expelling history of source rocks can provide practical guidance for prediction of mid-deep buried clastic reservoirs in hydrocarbon enrichment areas.

**Key words:** porosity evolution; diagenetic fluid; reservoir; clastic rock; Dongying depression

随着油气勘探程度的不断提高,中深层低(特低)孔、低(特低)渗油气藏,甚至致密砂岩油气藏成为重要的油气勘探目标,并已取得了良好的勘探成果<sup>[1-5]</sup>。中深层低孔低渗储层钻前勘探潜力预测对指导油气勘探

**基金项目:**国家自然科学基金重点项目(No. U1262203)、国家自然科学基金项目(No. 41102058)、国家重大科技专项(2011ZX05006-003)和中央高校基本科研业务费专项资金(12CX04001A)资助。

**第一作者及通信作者:**王艳忠,男,1980年10月生,2004年获中国石油大学(华东)学士学位,2010年获中国石油大学(华东)博士学位,现为中国石油大学(华东)地球科学与技术学院副教授,主要从事沉积学及油气储层地质学教学与研究工作。Email: wangyanzhong1980@163.com

部署具有重要的意义,而储层物性研究是油气勘探潜力评价的基础与关键。目前,国内外学者主要通过储层现今孔隙度与相关参数(深度、岩石成分、成分成熟度、地层压力等)的拟合,建立定量或半定量现今孔隙度预测模型<sup>[6-11]</sup>,通过结合构造演化、圈闭形成史、烃源岩排烃史等研究,评价中深层低孔低渗储层油气勘探开发潜力<sup>[12]</sup>。但是,中深层低(特低)孔低(特低)渗储层在埋藏过程中经历了复杂的成岩作用改造,地质历史时期储层孔隙度也经历了复杂的演化过程,储层孔隙度演化史和烃源岩生排烃史的匹配关系才是控制中深层油气富集规律的重要原因。烃源岩生排烃时,储层物性条件较好,油气发生充注,若后期未遭受破坏,则可形成深层油气藏;烃源岩生排烃时,储层物性差,油气未发生充注,若后期因溶解作用使储层物性变好,则在深层形成高孔隙度水层(甚至干层)。因此,精确地恢复地质历史时期碎屑岩储层孔隙度演化史,能够有效预测油气成藏时期储层的孔隙度,从而为油气成藏期储层有效性评价提供重要指导。

目前,国内外学者主要利用“反演回剥法”,以成岩演化序列为约束,根据各种自生矿物和溶解孔隙的面积百分比,恢复储层孔隙度演化<sup>[13-17]</sup>。但是,该方法只考虑各种成岩作用对储层孔隙度的贡献量,仍然存在以下问题:①未确定各成岩作用发生的绝对时间及相应储层的古埋深。②孔隙度与面孔率之间的关系尚不明确;部分学者认为薄片面孔率近似等同岩石孔隙度<sup>[18-19]</sup>,而另外一些学者则认为面孔率不等于孔隙度,并采用回归拟合的方法建立面孔率与孔隙度之间的转化关系<sup>[20-21]</sup>。③恢复结果未进行各成岩阶段压实作用校正,而是将压实作用损失的所有孔隙度全部归结到早成岩期;沉积物进入埋藏阶段之后,压实作用伴随于整个埋藏成岩过程<sup>[22-23]</sup>,并且不同地温梯度下压实作用的强度也不相同<sup>[24]</sup>,因此需要对各成岩作用阶段进行机械压实与热压实作用校正。随着油气勘探程度的不断提高,对地质历史时期孔隙度演化恢复精度的要求也越来越高,急需发展更为精确的地质历史时期砂岩储层孔隙度演化恢复方法。

东营凹陷作为中国东部富油气断陷湖盆的典型代表,民丰洼陷北部陡坡带铲式边界断层下降盘近岸水下扇砂砾岩体油气勘探已取得重大突破,如永936井3793~3808 m试油产油7.6 t/d,盐222井3985.8~4194.6 m产油17.7 t/d,并且2010年东营凹陷北带永920区块沙河街组四段(简称沙四段)上亚段获得探明储量 $4176 \times 10^4$  t。但是,民丰洼陷北带沙四段上亚段近岸水下扇砂砾岩在埋藏演化过程中经历了多期胶结作用、多期溶解作用和复杂交代作用,导致储层物性经

历了复杂的演化过程;同时,民丰洼陷北带沙四段上亚段近岸水下扇砂砾岩在埋藏演化过程中经历了多期油气充注作用<sup>[25]</sup>,成藏时期物性特征决定了现今砂砾岩油藏的分布规律。对成藏时期砂砾岩储层物性分布规律认识不清,直接影响了砂砾岩体油气勘探部署。因此,选择东营凹陷民丰洼陷北部陡坡带沙四段上亚段近岸水下扇砂砾岩体为研究对象,对储层沉积特征、成岩演化序列进行了研究,同时开展孔隙度、渗透率、压汞、铸体薄片等综合测试分析,建立储层显孔隙度与面孔率的函数关系以及不同分选系数储层的正常压实曲线。通过上述研究,重点解决孔隙度演化恢复研究中存在的问题,而后采用“反演回剥”方法,恢复中深层碎屑岩储层孔隙度在地质历史时期中的演化过程。该方法对中深层油气富集规律研究具有重要指导意义。

## 1 地质概况

东营凹陷属中国东部渤海湾盆地济阳拗陷东南部的一个次级构造单元,是在古生界基岩古地形背景上发育起来的中生代、新生代箕状断陷-拗陷湖盆<sup>[26]</sup>,东接青坨子凸起,南部为鲁西隆起和广饶凸起,西邻林樊家凸起、高青凸起,北以陈家庄-滨县凸起为界,东西长90 km,南北宽65 km,面积5850 km<sup>2</sup>,总体走向为NE向;剖面上具有“北断南超”特征,平面上可划分为北部陡坡带、中央隆起带、利津洼陷、民丰洼陷、牛庄洼陷、博兴洼陷、南部缓坡带等多个二级构造单元<sup>[27]</sup>。民丰洼陷位于东营凹陷东北部,北部为陈家庄凸起,南邻中央隆起带,东部为青坨子凸起,西部为利津洼陷<sup>[28]</sup>。民丰洼陷北部陡坡带是陈南铲式边界断层控制的陡斜坡构造带,边界断层附近作为湖盆的沉降中心,水体深度较大。沙四段上亚段沉积时期,东营凹陷处于断陷初期,气候干旱,湖盆水体范围较小,盐度较大;季节性洪水携带大量陆源碎屑物质进入深湖,在陈南断层下降盘沉积了大规模紧邻湖相烃源岩分布的近岸水下扇砂砾岩体,砂砾岩体沉积厚度大,非均质性强<sup>[29]</sup>;洪水停滞期,湖水强烈蒸发,沉积了厚层的膏盐和盐岩沉积,在剖面上表现为一套膏盐岩和碎屑岩互层的沉积组合,并且沙四段下亚段顶部稳定分布的膏盐岩层将沙四段上亚段和下亚段分割成2个相互独立的含油气系统<sup>[28]</sup>。民丰洼陷北部陡坡沙四段上亚段地层压力以常压为主,压力系数主要分布在0.9~1.1。民丰洼陷北部陡坡沙四段上亚段近岸水下扇岩石类型主要有砾岩、砾质砂岩、含砾砂岩、砂岩和深灰色泥岩等。砾岩和砾质砂岩砾石成分复杂,以灰岩、花岗片麻岩为主;砾石主要为棱角状一次圆状,杂基支撑;杂基成分主要为灰泥。砂岩以岩屑质长石砂岩和长石质岩屑砂岩

为主,石英体积分数为 10.0%~47.0%,平均 41.9%;长石体积分数为 10.0%~43.0%,平均 30.9%;岩屑体积分数为 8.0%~62.0%,平均 27.2%,成分复杂,类型多样,主要为变质岩岩屑;分选系数为 1.6~2.3,分选中等—差;胶结物主要为碳酸盐和硅质胶结物,体积分数在 3.0%~28.0%,平均 9.2%;杂基体积分数在 3.0%~15.0%,平均 5.0%。孔隙类型以长石和岩屑次生溶蚀孔隙为主,占孔隙类型的 67.5%。

近岸水下扇扇根亚相主要发育主水道微相,以杂基支撑砾岩为主,沉积厚度大,多期扇体间缺乏正常湖相泥岩,由于强压实作用大大降低孔隙度,同时次生孔隙不发育,使得沙四段上亚段扇根砾岩为非有效储层。扇中亚相主要发育辫状水道和水道间微相,以块状含砾砂岩、叠覆冲刷粗砂岩为主,由于具有较强的抗压实能力和后期有机酸的溶解,使得沙四段上亚段扇中含砾砂岩、砂岩为有效储层。扇缘亚相主要为薄层砂岩,强胶结作用使其物性极差,为非有效储层<sup>[29]</sup>。为此,本文以东营凹陷民丰洼陷北带沙四段上亚段近岸水下扇扇中含砾砂岩和砂岩储层为研究对象,开展地质历史时期孔隙度演化恢复研究。

## 2 储层胶结-溶解作用和成岩流体性质演化序列

### 2.1 胶结-溶解作用序列

东营凹陷民丰洼陷北带沙四段上亚段储层具有多期溶解、多期次胶结和复杂交代特征。在成岩作用类型及特征分析的基础上,通过自生矿物的形态、交代切割关系、溶解充填关系以及流体包裹体均一温度等特征,确定胶结-溶解作用演化序列及其相应的时间。

菱铁矿胶结物主要为粒状和团块状,属于成岩早期产物[图 1(a)]。硬石膏胶结物主要为早期石膏胶结物在高温下脱水转化而成的产物[图 1(b)]。碳酸盐交代石英加大边[图 1(c)],显示碳酸盐胶结物的形成晚于石英加大边,但是石英具有多期加大现象,说明石英可能有晚期加大[图 1(d)]。碳酸盐胶结物充填长石溶解孔隙[图 1(e)]以及碳酸盐胶结物的溶解[图 1(f)],表明储层经历了早期长石溶解和晚期以碳酸盐胶结物溶解为主的 2 期酸性溶解。长石在酸性环境下发生溶解作用的产物之一是  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{SiO}_2$  在酸性环境下会以石英次生加大的形式沉淀。包裹体测温显示石英加大边中盐水包裹体均一温度为 110~118℃,油包裹体平均均一温度为 91℃,长石表面溶蚀孔洞中油包裹体平均均一温度为 86.7℃(表 1)。根据盐 22-22 井的埋藏史(图 2)可知石英加大边形成时间距今约 36 Ma,说明长石溶解和石英次生加大为同期成岩作用且发生

的时间较早。由于碳酸盐胶结和石英溶解都需在碱性环境中发生,这说明两者形成时期大致相同。储层中黄铁矿胶结物也极其发育,部分球粒状黄铁矿为早期胶结物[图 1(g)],黄铁矿交代石英次生加大边和碳酸盐胶结物表明部分黄铁矿胶结物形成时期较晚[图 1(h)]。综合分析认为,民丰洼陷北带沙四段上亚段储层胶结-溶解作用演化序列为:黄铁矿胶结、菱铁矿胶结、石膏胶结→长石溶解、石英加大→碳酸盐胶结、石英溶解、长石加大→碳酸盐溶解、长石溶解、石英加大→黄铁矿胶结(图 3)。

### 2.2 成岩流体性质演化序列

王艳忠等通过埋藏演化史、有机质热演化、膏盐层脱水、黏土矿物转化及油气成藏史等综合分析,确定了民丰洼陷北带沙四段上亚段储层成岩流体性质演化序列<sup>[25]</sup>。沙四段上亚段具有含膏泥岩与深水油页岩共生的特征,沉积环境为深水碱性还原环境,原始地层水为碱性;沙四段上亚段沉积之后至距今 42.5 Ma,有机质尚未成熟,流体仍保持弱碱性,成岩作用主要为压实作用及少量菱铁矿、硬石膏的胶结作用;距今 42.5~32.0 Ma,为有机酸控制下的酸性环境,长石等酸性不稳定矿物大量溶蚀,同时发生石英次生加大;距今 32.0~24.6 Ma,有机酸发生脱羧,油气发生充注,同时沙四段下亚段顶部膏盐层脱出大量碱性水,使地层水 pH 值呈碱性,主要发生碳酸盐胶结及少量石英溶解作用;距今 24.6~6.0 Ma,地层经历抬升和再沉降,在抬升过程中有机质再次生成有机酸,使地层水 pH 值呈酸性,长石、碳酸盐胶结物等发生部分溶蚀,石英再次出现次生加大;距今 6.0 Ma 至今,油气发生二次充注;距今 2.0 Ma,沙四段上亚段膏盐层发生脱水,地层流体呈弱碱性,至现今地层流体仍呈弱碱性(pH 值 7.0~8.5),发生黄铁矿胶结作用<sup>[25]</sup>。

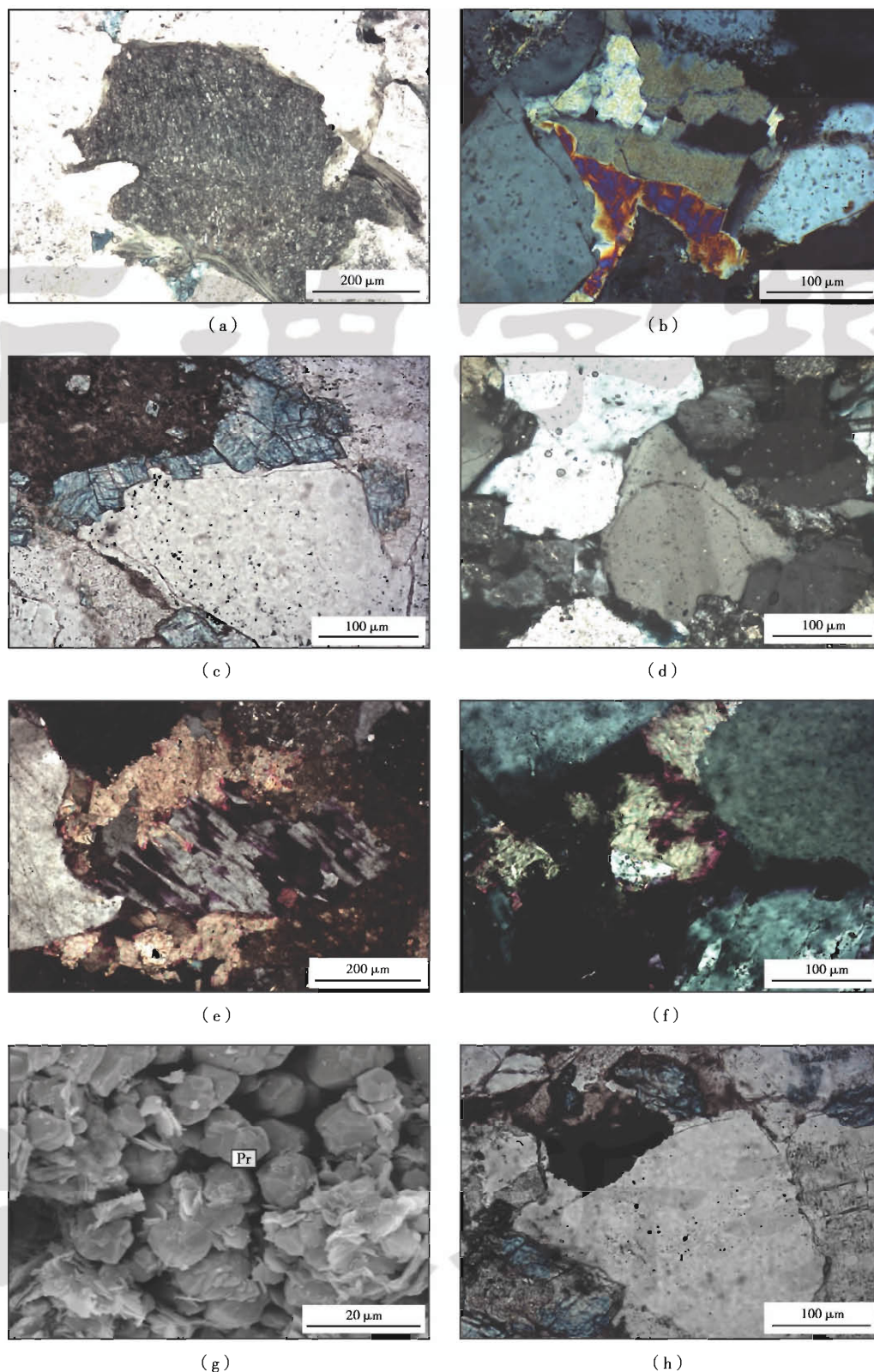
## 3 地质历史时期储层孔隙度演化恢复

在胶结-溶解序列与成岩流体演化研究的基础上,确定各主要成岩作用发生的时间与相应的古埋深;以铸体薄片现今孔隙面貌为基础,结合孔隙度与面孔率之间的函数关系,定量分析胶结、溶解等成岩作用对储层孔隙度的影响,进行胶结-溶解序列约束下的孔隙度反演回剥;同时,根据正常压实图版及地温场与孔隙度关系图版,对反演回剥的孔隙度进行机械压实与热压实校正,从而建立地质历史时期碎屑岩储层实际孔隙度演化曲线。

### 3.1 胶结-溶解序列约束的碎屑岩储层孔隙度反演

#### 3.1.1 显孔隙度与面孔率函数关系

碎屑岩储层地质历史时期孔隙度演化研究主要借



(a) 菱铁矿胶结物,盐斜 21 井 3137.7 m,单偏光;(b)硬石膏胶结物,永 924 井 2846.61 m,正交偏光;(c)铁白云石交代石英加大边,盐 22-22 井 3431.5 m,单偏光;(d)石英的两期加大边,盐 22-22 井 3499.5 m,正交偏光;(e)碳酸盐充填部分长石溶孔,盐 22 井 3239.1 m,正交偏光;(f)碳酸盐胶结物溶解孔隙,盐斜 21 井 3053.65 m,正交偏光;(g)球粒状黄铁矿(Pr)胶结物和硬石膏胶结物,盐斜 21 井 3137.7 m;(h)黄铁矿交代石英加大边,盐 22-22 井 3431.5 m,单偏光。

图 1 民丰洼陷北带沙四段上亚段储层显微特征

Fig. 1 Microscopic characteristics of  $Es_3^s$  reservoirs in the north zone of Minfeng sag



助铸体薄片,统计各种自生矿物及溶解孔隙的面孔率,计算其对储层孔隙度演化的贡献量。需要注意的是,面孔率并不等同于孔隙度,二者之间的准确转化是精确恢复储层孔隙度演化的关键。

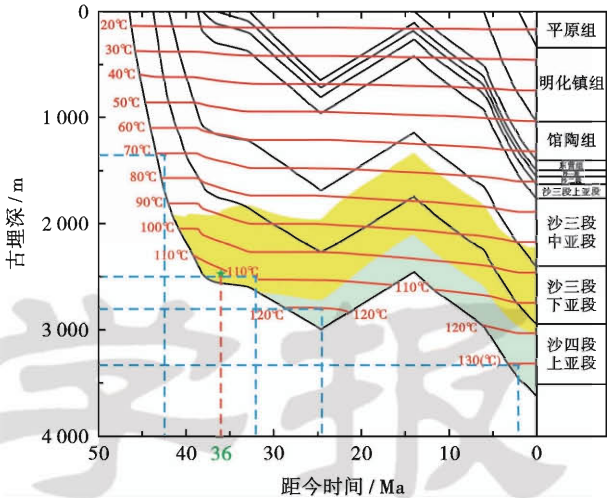
根据物理学原理,人眼可分辨的最小直线距离约

表 1 民丰洼陷北带沙四段上亚段储层流体包裹体均一温度

Table 1 Homogenization temperature of fluid inclusions of Es<sub>4</sub><sup>s</sup> reservoirs in the north zone of Minfeng sag

井号	深度 /m	宿主矿物	类型	包裹体/个	平均均一温度/℃
盐 22-22	3 403.0	石英加大边	盐水	2	112.5
永 928	3 757.1	石英加大边	盐水	1	111.4
丰深 1*	3 684.9	石英加大边	盐水	6	118.0
丰深 1*	3 684.9	石英加大边	油	4	75.7
丰深 1*	3 684.9	长石溶蚀孔洞	油	2	86.7
永 921*	2 789.0	石英加大边	油	2	91.0

注:“\*”代表数据来自胜利油田地质科学研究院。



注:沙一段为沙河街组一段,沙二段为沙河街组二段,沙三段为沙河街组三段。

图 2 盐 22-22 井单井埋藏史

Fig. 2 The burial history of Well Yan22-22

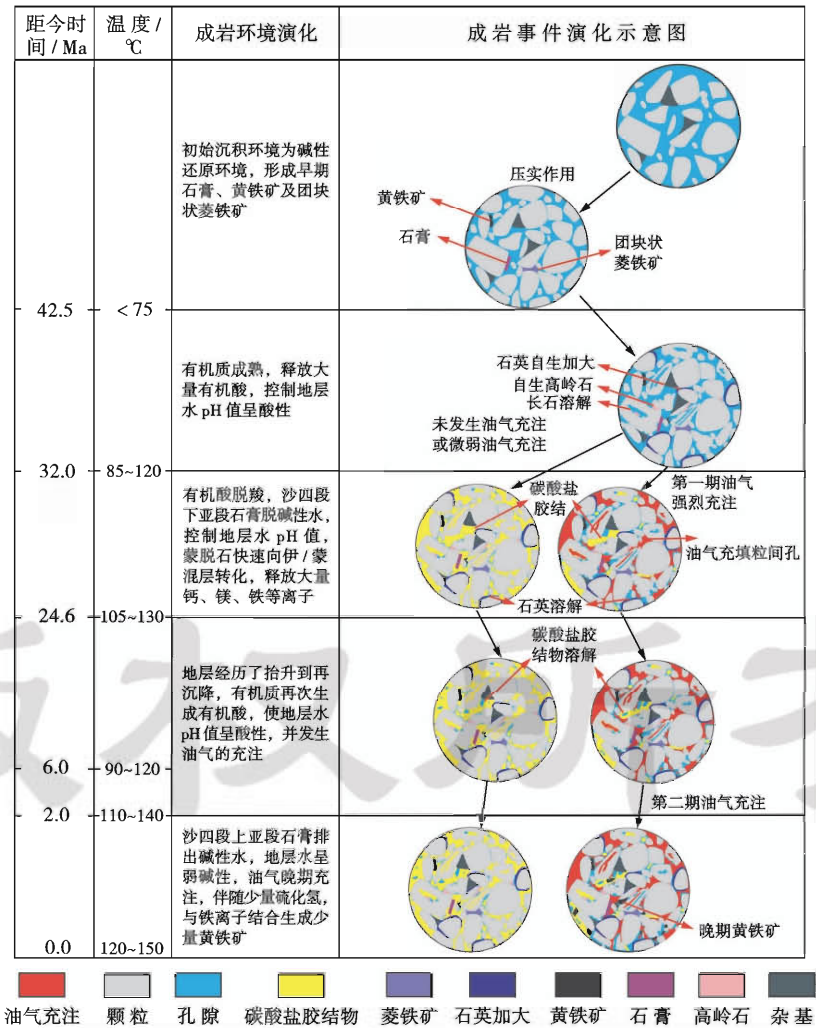


图 3 民丰洼陷北带沙四段上亚段含砾砂岩、砂岩储层成岩演化序列

Fig. 3 Diagenetic evolution sequence of sandstone and pebbly sandstone of Es<sub>4</sub><sup>s</sup> reservoirs in the north zone of Minfeng sag

为 0.1 mm,因此,显微镜下  $0.5\ \mu\text{m}$  的直线距离放大 200 倍时即可被人眼分辨,即 200 倍镜下人眼能分辨的孔隙半径为  $0.25\ \mu\text{m}$ ,基于上述情况,将 200 倍镜下孔隙半径小于  $0.25\ \mu\text{m}$  的孔隙视为微孔隙,在统计面孔率与孔隙度关系时不予考虑。借助于压汞资料确定出实测孔隙度中半径大于  $0.25\ \mu\text{m}$  的孔隙含量,便可求取 200 倍镜下人眼能分辨的孔隙度(即显孔隙度);而后借助铸体薄片,利用偏光显微镜及计算机图像分析技术统计其对应的面孔率,将面孔率与对应的显孔隙度进行拟合,即可建立面孔率与显孔隙度之间的函数关系(图 4)。

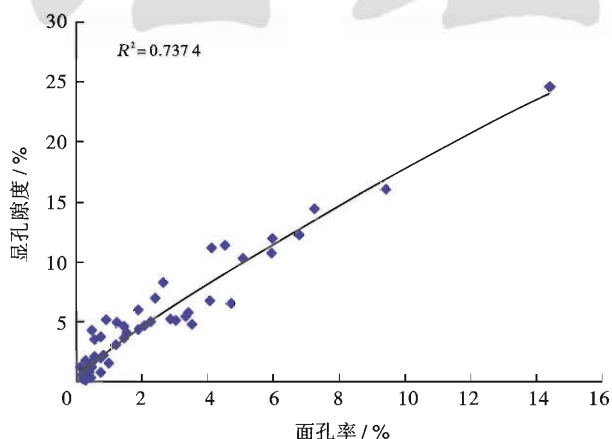


图 4 民丰洼陷北带沙四段上亚段面孔率与显孔隙度相互关系

Fig. 4 Relationship between plane porosity and visual reservoir porosity of  $\text{Es}_4^s$  in the north zone of Minfeng sag

### 3.1.2 碎屑岩储层孔隙度反演回剥

以现今铸体薄片孔隙特征为基础,以胶结-溶解序列为约束,从最后一期成岩作用开始回剥,恢复各期成岩作用开始或结束时的孔隙特征,采用计算机图像分析技术,定量计算各期成岩作用(压实作用除外)对储层面孔率的影响,并根据面孔率与显孔隙度之间的关系,将铸体薄片中的面孔率转化为对应的显孔隙度,恢复各成岩作用开始(结束)时的孔隙度,进而获得各古埋深下的孔隙度。

以盐 22-22 井 3 431.25 m 含砾砂岩为例,其分选系数为 1.59,现今实测孔隙度为 11.47%,面孔率为 4.06%。根据成岩演化序列及成岩环境演化,结合埋藏演化史,将各主要成岩作用发生的时间投影在盐 22-22 井埋藏演化史上(图 2),从而确定其古埋深。长石溶解、石英加大开始发生时(距今约 42.5 Ma),其古埋深约为 1350 m;碳酸盐胶结、石英溶解开始发生时(距今约 32 Ma),古埋深约为 2500 m;碳酸盐胶结物溶解开始发生时(距今约 24.6 Ma),古埋深约为 2800 m,碳酸盐胶结

物溶解结束时(距今约 2 Ma),古埋深约为 3320 m。

以铸体薄片为基础,利用蔡司 Axioscope A1 APOL 数字透反偏光显微镜,选取铸体薄片典型视域,进行 3 行×3 列共 9 个视域的照片拼接(图 5),保证选取的视域能够充分反映样品的平面特征。借助 Axio Vision Software Rel 图像分析软件及岩心铸体分析系统,采用人工圈绘与计算机图像分析相结合的方法,定量统计各胶结物及溶蚀孔隙的面积百分含量,即面孔率。各成岩作用时期面孔率特征见图 6。然后,利用面孔率与显孔隙度之间的函数关系,将各成岩作用对储层面孔率的贡献量转化为孔隙度。碳酸盐胶结物溶解增加 1.26% 的面孔率,转化为孔隙度是 3.06%;碳酸盐胶结损失 6.50% 的面孔率,转化为孔隙度是 12.27%;石英溶解增加 0.15% 的面孔率,转化为孔隙度是 0.50%,石英加大损失面孔率 0.06%,转化为孔隙度是 0.23%;长石和岩屑溶解增加 2.34% 的面孔率,转化为孔隙度是 5.17%。因此,碳酸盐胶结物溶解开始时的反演回剥孔隙度为 8.41% [现今孔隙度 (11.47%) - 碳酸盐胶结物溶解增加孔隙度 (3.06%)];碳酸盐胶结、石英溶解开始时的反演回剥孔隙度为 20.18% [8.41% + 碳酸盐胶结损失孔隙度 (12.27%) - 石英溶解增加孔隙度 (0.50%)];长石溶解、石英加大开始时的反演回剥孔隙度为 15.24% [20.18% - 长石和岩屑溶蚀增加孔隙度 (5.17%) + 石英加大损失孔隙度 (0.23%)]。由此可获得各成岩作用开始时的反演回剥孔隙度(表 2)。

### 3.2 压实作用校正

#### 3.2.1 正常压实图版

正常压实曲线的建立应充分考虑沉积物的粒径、分选及刚性颗粒的含量等因素对压实作用的影响。一般来说,粒径越大,分选越好,刚性颗粒含量越高,储层

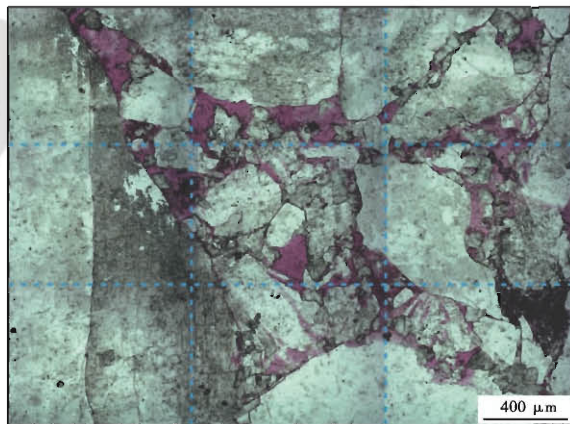


图 5 盐 22-22 井 3 431.25 m 铸体薄片特征

Fig. 5 Characteristics of the casting thin sections in the depth of 3 431.25 m of Well Yan 22-22

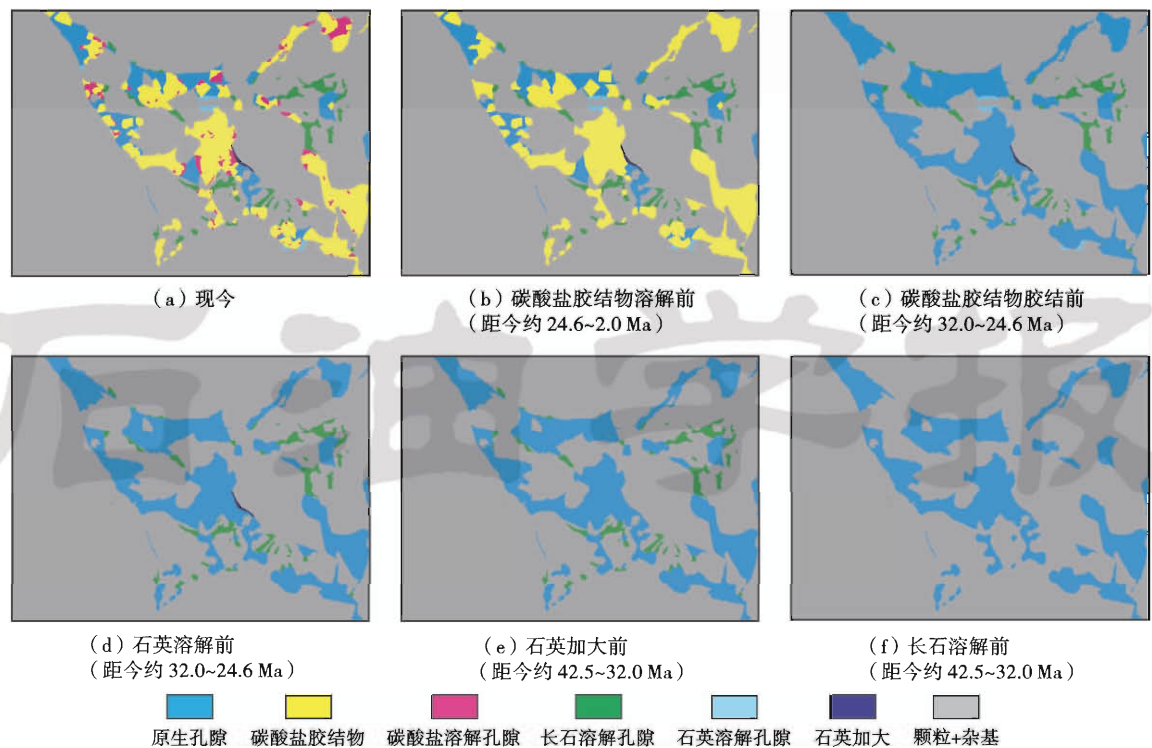


图 6 反演回剥法恢复的储层各成岩作用开始时面孔隙率特征

Fig. 6 Characteristics of plane porosity at the beginning of each diagenesis by inversion and back stripping methods

表 2 盐 22-22 井 3 431. 25 m 含砾砂岩孔隙度恢复数据

Table 2 Recovering porosity of pebbly sandstone in the depth of 3 431. 25 m of Well Yan22-22

距今时间/ Ma	古埋深/ m	反演回剥 孔隙度/%	机械压实校正 后的孔隙度/%	热压实校正后的 实际孔隙度/%	实际孔隙度与反演 回剥孔隙度差值/%
44. 5	0	49. 10	49. 10	49. 10	0
42. 5	1 350. 00	15. 24	32. 60	29. 10	13. 86
32. 0	2 500. 00	20. 18	24. 24	21. 24	1. 06
24. 6	2 800. 00	8. 41	10. 77	10. 77	2. 36
2. 0	3 320. 00	11. 47	11. 69	11. 69	0. 22
0	3 431. 25	11. 47	11. 47	11. 47	0

抗压能力越强<sup>[22,30-31]</sup>。沙四段上亚段储层岩性主要为细砾岩、砾质砂岩、含砾砂岩等粗碎屑岩,且刚性颗粒(主要为石英+长石+花岗片麻岩岩屑)含量大于85%,即在粒径及刚性颗粒含量上差异性较小,可以不予考虑,因此,分选是影响压实差异性的的重要因素。

符合正常压实条件的样品一般要具备以下几个条件:①样品点所处的环境为常压环境;②样品胶结物体积百分含量小于5%;③以原生孔隙为主,次生孔隙含量小于1%。据此选择了研究区符合正常压实条件的样品分析测试数据,建立分选系数为1.50~1.75、1.75~2.00、2.0~2.5及大于2.5的孔隙度演化曲线,作为研究区储层正常压实图版(图7)。另外,压实作用还受地温梯度的影响,东营凹陷不同地质时期地温梯度有所不同,总体呈逐渐降低的趋势<sup>[32]</sup>。由于所选样品点主要来自于沙三段—沙四段上亚段,因此,认

为该正常压实曲线是沙三段—沙四段上亚段储层从沉积初期至现今所经历的平均地温梯度(3.87℃/hm)条件下的压实曲线。

### 3. 2. 2 机械压实校正

由于压实作用贯穿于成岩作用,在地质历史时期孔隙度演化恢复过程中,若将反演回剥孔隙度中压实损失的孔隙度全部归结到早期成岩阶段,将会导致孔隙度演化恢复结果与储层实际孔隙度演化过程存在较大差异,从而直接影响碎屑岩储层孔隙度预测的准确性,制约油气的勘探开发,因此,为了准确地恢复地质历史时期孔隙度的演化过程,需要将反演回剥孔隙度中压实作用损失的总孔隙度校正到各期成岩作用中。机械压实校正是指将受压实作用损失的孔隙度,根据一定的校正规则合理分配到各期成岩作用中。根据成岩胶结-溶解序列,在主要胶结作用发生之前,样品为



正常压实阶段,各埋深下压实损失的孔隙度可根据与样品具相同特征的正常压实曲线读取;而在主要胶结时期开始后,当胶结物体积含量大于 10% 时,根据镜下观察发现,大部分颗粒间发育胶结物,胶结作用开始抑制压实作用,各时期压实损失的孔隙度可按正常压实图版上各时期压实损失孔隙度量的比例进行分配,进而确定各成岩作用时期压实损失孔隙度校正量,并对所获得的反演回剥孔隙度进行机械压实作用校正。

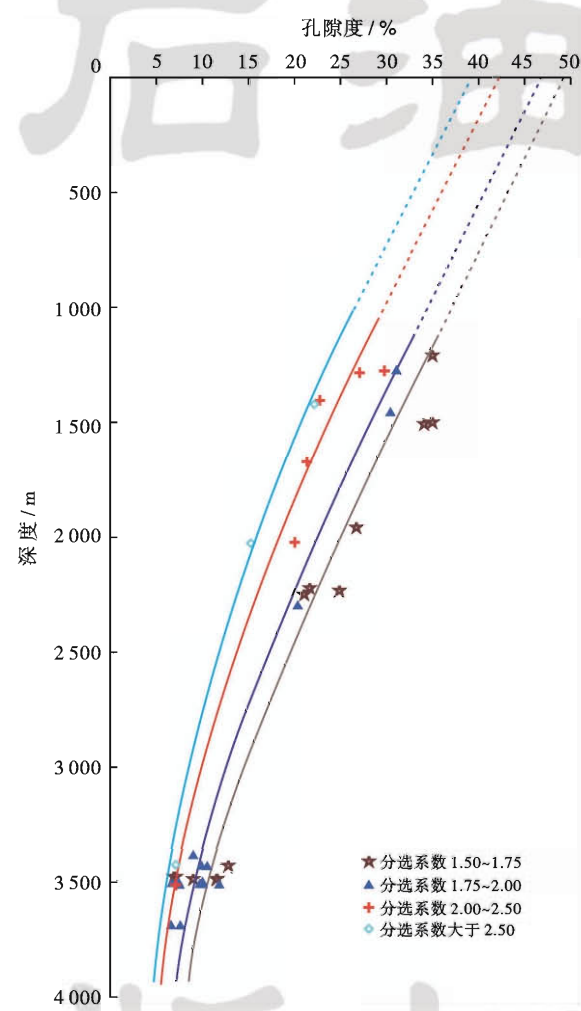


图 7 民丰洼陷北带沙四段上亚段储层不同分选系数正常压实曲线

Fig. 7 Normal compaction curves of different sorting coefficients of Es<sub>4</sub> reservoir in the north zone of Minfeng sag

假设长石溶解、石英加大前(距今 42.5 Ma)反演回剥孔隙度为  $\phi_{11}$ ,此时正常压实情况下的孔隙度为  $\phi_1$ ,机械压实校正孔隙度为  $\phi_a$ ,这一阶段压实损失孔隙度为  $\phi_{1-2c}$ ;第一期酸性溶解结束时(距今 32 Ma)反演回剥孔隙度为  $\phi_{21}$ ,对应正常压实孔隙度为  $\phi_2$ ,这一阶段压实损失孔隙度为  $\phi_{1-2c}$ ,机械压实校正孔隙度为  $\phi_b$ ;碳酸盐胶结后及第二期酸性溶解前(距今 24.6 Ma)反演回剥孔隙度为  $\phi_{31}$ ,对应相同深度正常压实情况下的

孔隙度为  $\phi_3$ ,这一阶段压实损失孔隙度为  $\phi_{2-3c}$ ,机械压实校正孔隙度为  $\phi_c$ ;第二期酸性溶解结束(距今 2 Ma)反演回剥孔隙度为  $\phi_{41}$ ,对应相同深度正常压实情况下的孔隙度为  $\phi_4$ ,这一阶段压实损失孔隙度为  $\phi_{3-4c}$ ,机械压实校正孔隙度为  $\phi_d$ ;距今 2 Ma 至今压实损失孔隙度为  $\phi_{4-5c}$ ,对应机械压实校正孔隙度  $\phi_e$ 。

由于反演回剥法所得出的孔隙度没有考虑压实损失的孔隙度,因此,机械压实校正后的孔隙度要大于反演回剥孔隙度(图 8)。酸性溶解作用发生之前,由于没有经历胶结作用,基本为正常压实阶段,因此可认为  $\phi_a = \phi_1$ ;而第一期酸性溶解(长石溶解、石英加大)阶段,基本也可以看作是正常压实,机械压实校正孔隙度( $\phi_b$ )为:

$$\phi_b = \phi_2 + \phi_{1d} - \phi_{qe} \tag{1}$$

式中: $\phi_{1d}$ 为长石溶解增加的孔隙度,%; $\phi_{qe}$ 为石英加大损失的孔隙度,%。

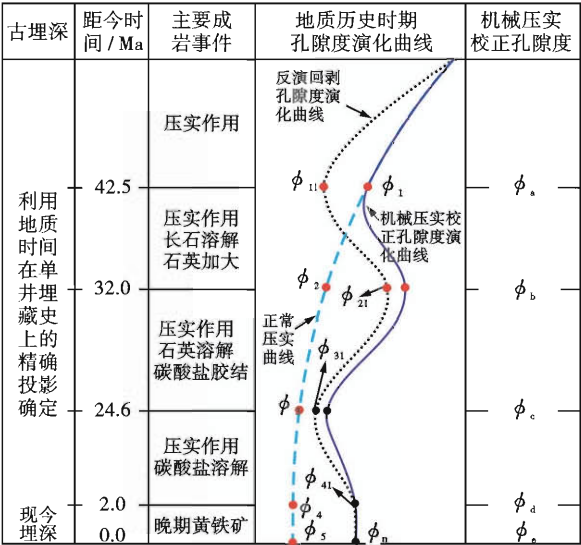


图 8 机械压实校正示意图

Fig. 8 Schematic plot of mechanical compaction calibration

在经历了碱性环境阶段之后,发生了碳酸盐的胶结和少量石英的溶解,若该时期碳酸盐胶结物体积含量大于 10%,会抑制正常压实作用的进行,因此,就不能利用正常压实曲线求取该时期的机械压实校正孔隙度。从第一期酸性溶解结束、碱性环境开始到现今,压实损失的总孔隙度( $\phi_{2-5c}$ )为:

$$\phi_{2-5c} = \phi_b - \phi_n - \phi_{cc} + \phi_{qd} + \phi_{ccd} \tag{2}$$

式中: $\phi_n$ 为现今孔隙度,%; $\phi_{cc}$ 为碳酸盐胶结损失的孔隙度,%; $\phi_{qd}$ 为石英溶解增加的孔隙度,%; $\phi_{ccd}$ 为碳酸盐胶结物溶解增加的孔隙度,%。

而第一期酸性溶解结束到石英溶解、碳酸盐胶结结束的压实损失的孔隙度  $\phi_{2-3c}$ 与碳酸盐胶结结束至距



今 2 Ma 压实损失的孔隙度  $\phi_{3-4c}$  以及距今 2 Ma 至今压实损失的孔隙度  $\phi_{4-5c}$ , 无法精确求出, 需根据正常压实曲线上这两个阶段压实损失孔隙度量的比例对  $\phi_{2-5c}$  进行分配, 求得  $\phi_{2-3c}$ 、 $\phi_{3-4c}$  及  $\phi_{4-5c}$ , 进而求取  $\phi_c$ 、 $\phi_d$ 、 $\phi_e$ :

$$\phi_c = \phi_b - \phi_{cc} + \phi_{qd} - \phi_{2-3c} \quad (3)$$

$$\phi_d = \phi_b - \phi_{cc} + \phi_{qd} - \phi_{2-3c} - \phi_{3-4c} \quad (4)$$

$$\phi_e = \phi_b - \phi_{cc} + \phi_{qd} - \phi_{2-3c} - \phi_{3-4c} - \phi_{4-5c} \quad (5)$$

压实作用校正之前需要求取样品的原始孔隙度, Beard 等通过实验建立了利用 Trask 分选系数 ( $S_o$ ) 求取砂岩原始孔隙度 ( $\phi_o$ ) 的经验公式<sup>[33]</sup>:

$$\phi_o = 20.91 + 22.90/S_o \quad (6)$$

但是该方法仅适用于砂岩, 对于砾岩、含砾砂岩等粗碎屑岩适用性较差。因此, 本次研究利用与样品分选对应的正常压实曲线, 根据碎屑岩正常压实作用过程中储层物性演化规律<sup>[22]</sup>, 将正常压实曲线延伸至地表读取该样品的原始孔隙度 (49.10%) (图 7); 由于分选磨圆较差的沉积物, 颗粒可以相互支撑或呈“桥”式堆积, 原始孔隙度可以高达 50%<sup>[34]</sup>, 故可认为该方法恢复的原始孔隙度值较为合理。长石溶解、石英加大之前, 为正常压实作用阶段, 此时孔隙度为对应正常压实曲线上的孔隙度 (32.60%)。长石溶解、石英加大之后到碳酸盐胶结、石英溶解之前, 机械压实校正孔隙度为 24.24% [对应正常压实曲线上孔隙度 (19.30%) + 长石溶蚀增加孔隙度 (5.17%) - 石英加大损失孔隙度 (0.23%)。碳酸盐胶结、石英溶解结束后, 由于碳酸盐胶结物体积含量超过了 10%, 从而抑制了压实作用的进行, 各成岩阶段压实减孔量按正常压实图版上各时期压实减孔量的比例进行分配, 确定各成岩作用时期的压实减孔校正量; 碳酸盐胶结之后各时期压实损失的总孔隙度为 3.56%, 根据正常压实图版, 按 2.8 : 5.0 : 0.5 的比例进行分配; 碳酸盐胶结物溶解开始时的孔隙度为 10.77% [长石溶解、石英加大之后到碳酸盐胶结、石英加大之前的孔隙度 (24.24%) - 碳酸盐胶结损失孔隙度 (12.27%) - 机械压实损失孔隙度 (1.20%)]; 碳酸盐胶结物溶解结束时的孔隙度为 11.69% [碳酸盐胶结物溶解之前的孔隙度 (10.77%) + 碳酸盐胶结物溶解增加孔隙度 (3.06%) - 机械压实损失孔隙度 (2.14%)]; 现今的孔隙度为 11.47% [碳酸盐胶结物溶解之后孔隙度 (11.69%) - 机械压实损失孔隙度 (0.22%)。由此恢复了各成岩作用开始或结束时的机械压实校正孔隙度 (表 2)。

### 3.2.3 热压实作用校正

不同地温梯度可引起储层热压实差异, 埋藏深度从 1 km 到 4 km, 每增加单位地温梯度, 砂岩孔隙度因

热压实作用平均减小约 7%<sup>[24]</sup>。本次研究建立的正常压实图版仅适用于地温梯度约为 3.87℃/hm 的情况, 故需要对机械压实校正后的储层孔隙度进行热压实作用校正。根据研究区埋藏史及地温梯度演化史, 确定各成岩作用时期经历的平均地温梯度及古埋深, 利用寿建峰提出的地温场与砂岩孔隙度关系图<sup>[24]</sup> (图 9), 分别读取不同类型成岩作用开始 (或结束) 时的古埋深在地层埋藏到该古埋深过程中所经历的平均地温梯度下的砂岩孔隙度, 并与古地温梯度为 3.87℃/hm 时该古埋深下的砂岩孔隙度值作差值, 从而求取热压实作用校正量, 对所得的机械压实校正孔隙度进行热压实作用校正。

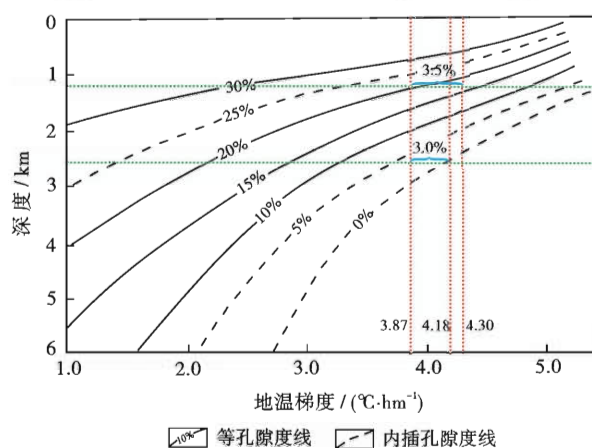


图 9 地温场与砂岩的孔隙度关系 (据文献[24]修改)

Fig. 9 Relationship between geothermal fields and sandstone porosity

盐 22-22 井 3 431.25 m 处样品在沉积后到长石溶解、石英加大之前, 平均地温梯度为 4.3℃/hm, 砂岩孔隙度约为 17%, 与地温梯度为 3.87℃/hm 下的孔隙度 (20.5%) 相比, 孔隙度相差 3.5% (图 9), 该差值为热压实作用所致, 此时真实的孔隙度为 29.1% [地温梯度为 3.87℃/hm 的孔隙度 (32.6%) - 热压实损失的孔隙度 (3.5%)]; 同理, 至碳酸盐胶结、石英溶解之前, 平均地温梯度为 4.18℃/hm, 与 3.87℃/hm 下的孔隙度相比, 孔隙度相差 3% (图 9), 此时实际孔隙度为 21.24% [地温梯度为 3.87℃/hm 的孔隙度 (24.24%) - 热压实损失的孔隙度 (3%)]; 由于其余各段平均地温梯度与正常压实图版的平均地温梯度 (3.87℃/hm) 相差不大, 因此, 可以忽略热压实作用的影响, 不进行热压实作用校正。

### 3.3 地质历史时期储层孔隙度演化曲线

对成岩胶结-溶解序列约束下的储层反演回剥孔隙度进行机械压实和热压实校正, 可获得地质历史时期储层实际孔隙度演化曲线。盐 22-22 井 3 431.25 m

含砾砂岩储层,沉积初期的实际孔隙度为 49.1%;长石溶解、石英加大之前的实际孔隙度为 29.1%;长石溶解、石英加大之后到碳酸盐胶结、石英溶解之前的实际孔隙度为 21.24%;碳酸盐胶结物溶解之前的实际孔隙度为 10.77%;碳酸盐胶结物溶解之后的实际孔隙度为 11.69%;现今的孔隙度为 11.47%。由此,可建立储层地质历史时期孔隙度随深度演化曲线(图 10)。

盐 22-22 井 3 431.25 m 含砾砂岩储层,在孔隙度演化恢复过程中,压实校正后的实际孔隙度与反演回

剥孔隙度的差值范围在 0.22%~13.86%,相对误差为 1.88%~47.01%(表 2)。东营凹陷民丰洼陷沙四段上亚段经历了 2 期油气成藏<sup>[25]</sup>。在第一期油气成藏(38.5~24.6 Ma)开始时,盐 22-22 井 3 431.25 m 含砾砂岩储层经压实校正后的实际孔隙度与反演回剥孔隙度相差约为 6%(图 10)。

总体上看,通过确定成岩作用发生时间及古埋深、面孔率与孔隙度转化和各成岩阶段压实校正量等,能够较为准确地恢复地质历史时期储层孔隙度演化过程,这可为油气成藏时期孔隙度预测提供指导。

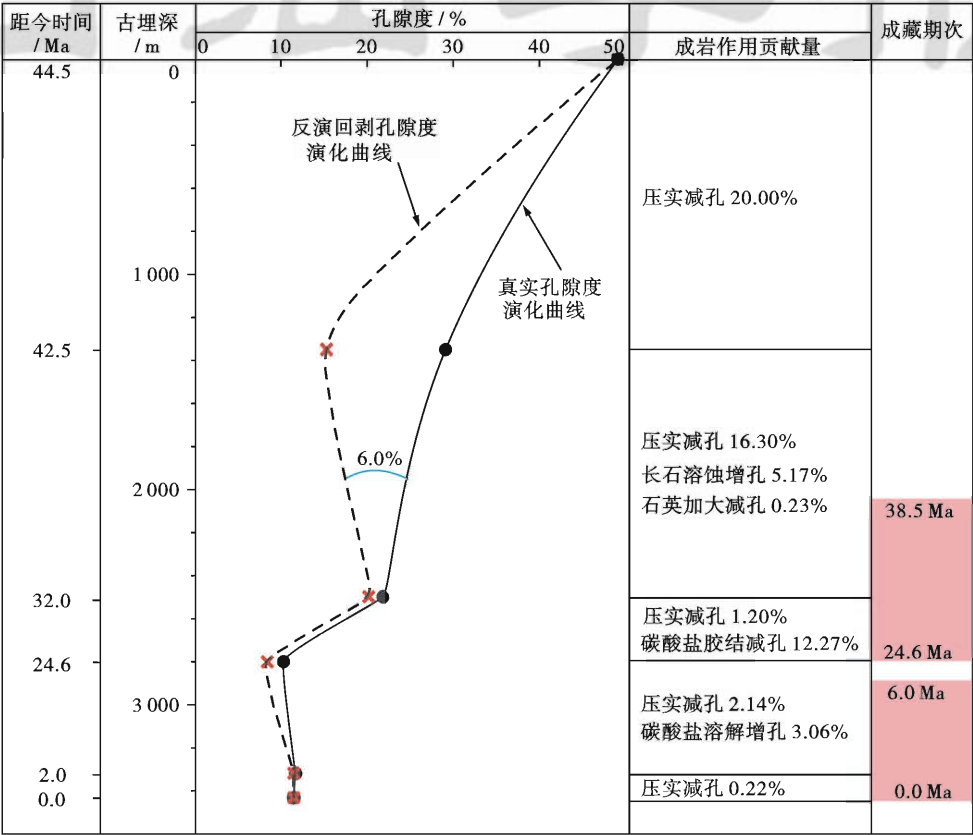


图 10 盐 22-22 井 3 431.25 m 储层孔隙度演化曲线  
Fig. 10 Porosity evolution of reservoir in the depth of 3431.25m of Well Yan22-22

4 结 论

(1) 以东营凹陷民丰洼陷北带沙四段上亚段近岸水下扇扇中亚相含砾砂岩和砂岩储层为研究实例,完善了碎屑岩储层地质历史时期孔隙度演化研究方法:①根据胶结-溶解作用和成岩流体性质演化序列,将各主要成岩作用发生的时间在埋藏演化史上精确投影,确定了主要胶结和溶解作用发生时储层的古埋深,解决了目前仅根据成岩作用阶段研究孔隙度演化的问题;②建立面孔率与显孔隙度之间的函数关系,解决了目前将二维面孔率等同于三维孔隙度的问题;③通过

建立正常压实图版,来获取不同时期压实损失孔隙度,解决了目前孔隙度演化研究中将机械压实损失的孔隙度全部归结到早期成岩阶段的问题;④根据地温场与砂岩的孔隙度关系,解决了目前孔隙度演化研究中尚未考虑的热压实校正问题。

(2) 东营凹陷民丰洼陷北带沙四段上亚段储层经历了碱性→酸性→碱性→酸性→弱碱性的成岩流体演化过程;胶结-溶解作用演化序列为:黄铁矿胶结、菱铁矿胶结、石膏胶结→长石溶解、石英加大→碳酸盐胶结、石英溶解、长石加大→碳酸盐溶解、长石溶解、石英加大→黄铁矿胶结。

(3) 东营凹陷民丰洼陷北带盐 22-22 井 3 431.25 m 含砾砂岩储层, 沉积初期的孔隙度为 49.1%, 长石溶解、石英加大之前的实际孔隙度为 29.1%; 长石溶解、石英加大之后到碳酸盐胶结、石英溶解之前的实际孔隙度为 21.24%; 碳酸盐胶结物溶解之前的实际孔隙度为 10.77%; 碳酸盐胶结物溶解之后的实际孔隙度为 11.69%; 现今的孔隙度为 11.47%。在第一期油气成藏开始时, 经压实校正后的实际孔隙度与反演回剥孔隙度相差 6%, 这一差值会对成藏时期储层物性预测产生影响, 因此, 准确恢复地质历史时期储层孔隙度演化过程, 对油气成藏时期储层孔隙度的预测具有重要的指导意义。

### 参 考 文 献

- [1] 戴金星, 倪云燕, 吴小奇. 中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意义[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 257-264.  
Dai Jinxing, Ni Yunyan, Wu Xiaoqi. Tight gas in China and its significance in exploration and exploitation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 257-264.
- [2] 李明刚, 崔喜准, 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.
- [3] 李琳, 任作伟, 孙洪斌. 辽河盆地西部凹陷深层石油地质综合评价[J]. 石油学报, 1999, 20(6): 9-15.  
Li Lin, Ren Zuowei, Sun Hongbin. An integrated evaluation on petroleum geology of the deep reservoirs in the west sag, Liaohe basin, China[J]. Acta Petrolei Sinica, 1999, 20(6): 9-15.
- [4] 王毓俊, 田在艺. 华北东部盆地油气勘探潜力与发展方向[J]. 石油学报, 2003, 24(4): 7-12.  
Wang Yujun, Tian Zaiyi. Oil and gas exploration potential and prospect of basins in eastern area of North China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(4): 7-12.
- [5] Hart B S. Seismic expression of fracture-swarm sweet spots, Upper Cretaceous tight-gas reservoirs, San Juan Basin[J]. AAPG Bulletin, 2006, 90(10): 1519-1534.
- [6] Worden R H, Mayall M, Evans I J. The effect of ductile-lithic sand grains and quartz cement on porosity and permeability in Oligocene and lower Miocene clastics, South China Sea: prediction of reservoir quality[J]. AAPG Bulletin, 2000, 84(3): 345-359.
- [7] Salman B, Robert H L, Linda B. Anomalous high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: origin and predictability[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(2): 301-328.
- [8] 孟元林, 刘德来, 贺如, 等. 歧北凹陷沙二段超压背景下的成岩场分析与储层孔隙度预测[J]. 沉积学报, 2005, 23(3): 389-396.  
Meng Yuanlin, Liu Delai, He Ru, et al. Diagenetic field analysis and porosity prediction of the Shaer member (Es<sub>2</sub>) in overpressure setting in the Qibei depression[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2005, 23(3): 389-396.
- [9] Ehrenberg S N, Nadeau P H, Steen Ø. Petroleum reservoir porosity versus depth: influence of geological age[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(10): 1281-1296.
- [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(8): 1093-1132.
- [11] 肖丽华, 高煜婷, 田伟志, 等. 超压对碎屑岩机械压实作用的抑制与孔隙度预测[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2011, 30(4): 400-406.  
Xiao Lihua, Gao Yuting, Tian Weizhi, et al. The retardation of mechanical compaction in clastic rocks by overpressure and the prediction model for porosity[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2011, 30(4): 400-406.
- [12] Tobin R C, McClain □, Lieber R B, et al. 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.
- [13] 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): 1432-1438.  
Wang Ruifei, Chen Mingqiang. Quantitative analysis of porosity evolution during the reservoir sedimentation-diagenesis-taking the Yan 25 and Zhuang 40 areas in the Ordos Basin as examples[J]. Acta Geologica Sinica, 2007, 81(10): 1432-1438.
- [14] 王瑞飞, 孙卫. 储层沉积-成岩过程中物性演化的主控因素[J]. 矿物学报, 2009, 29(3): 399-403.  
Wang Ruifei, Sun Wei. Main factors controlling the evolution of physical properties during the process of reservoir sedimentation-diagenesis[J]. Acta Mineralogica Sinica, 2009, 29(3): 399-403.
- [15] 何小胡, 刘震, 梁全胜, 等. 沉积地层埋藏过程对泥岩压实作用的影响[J]. 地学前缘, 2010, 17(4): 167-172.  
He Xiaohu, Liu Zhen, Liang Quansheng, et al. The influence of burial history on mudstone compaction[J]. Earth Science Frontiers, 2010, 17(4): 167-172.
- [16] 朱世发, 朱筱敏, 王一博, 等. 准噶尔盆地西北缘克百地区三叠系储层溶蚀作用特征及孔隙演化[J]. 沉积学报, 2010, 28(3): 547-554.  
Zhu Shifa, Zhu Xiaomin, Wang Yibo, et al. Dissolution characteristics and pore evolution of triassic reservoir in Ke-Bai area, northwestern Margin of Junggar Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(3): 547-554.
- [17] 于雯泉, 李丽, 方涛, 等. 断陷盆地深层低渗透天然气储层孔隙演化定量研究[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3): 397-405.  
Yu Wenquan, Li Li, Fang Tao, et al. Quantitative research for porosity evolution in low permeability deep gas reservoir of rift-sub-sidence basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(3): 397-405.
- [18] McCreesh C A, Ehrlich R, Crabtree S J. Petrography and reservoir physics II: relating thin section porosity to capillary pressure, the association between pore types and throat size[J]. AAPG Bulletin, 1991, 75(10): 1563-1578.
- [19] 张学丰, 蔡忠贤, 胡文瑄, 等. 应用 Adobe Photoshop 定量分析岩石结构[J]. 沉积学报, 2009, 27(4): 667-673.



- Zhang Xuefeng, Cai Zhongxian, Hu Wenxuan, et al. Using Adobe Photoshop to quantify rock textures[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2009, 27(4): 667-673.
- [20] 陈瑞银, 罗晓容, 吴亚生. 利用成岩序列建立油气输导格架[J]. *石油学报*, 2007, 28(6): 43-51.
- Chen Ruiyin, Luo Xiaorong, Wu Yasheng. Construction of hydrocarbon passage framework using diagenetic sequence information[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(6): 43-51.
- [21] 周晓峰, 张敏, 吕志凯, 等. 华庆油田长6储层砂岩成岩过程中的孔隙度演化[J]. *石油天然气学报*, 2010, 32(4): 12-17.
- Zhou Xiaofeng, Zhang Min, Lü Zhikai, et al. Porosity evolution during diagenesis of Chang 6 sandstone reservoir in Huaqing oil-field[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2010, 32(4): 12-17.
- [22] 操应长, 惠克来, 王健, 等. 砂岩机械压实与物性演化成岩模拟实验初探[J]. *现代地质*, 2011, 25(6): 1152-1158.
- Cao Yingchang, Xi Kelai, Wang Jian, et al. Preliminary discussion of simulation experiments on the mechanical compaction and physical property evolution of sandstones[J]. *Geoscience*, 2011, 25(6): 1152-1158.
- [23] Chester J S, Lenz S C, Chester F M, et al. Mechanisms of compaction of quartz sand at diagenetic conditions[J]. *Earth and Planetary Science Letters*, 2004, 220(3/4): 435-451.
- [24] 寿建峰. 中国北方油气盆地砂岩成岩压实作用的动力成因机制与模式[D]. 北京: 中国石油勘探开发研究院, 2004: 42-47.
- Shou Jianfeng. Compaction diagenesis dynamic mechanisms and model of sandstone reservoirs in Northern China oil and gas-bearing basins[D]. Beijing: PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, 2004: 42-47.
- [25] 王艳忠. 东营凹陷北带古近系次生孔隙发育带成因机制及演化模式[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2010.
- Wang Yanzhong. Genetic mechanism and evolution model of secondary pore development zone of paleogene in the north zone in Dongying depression[D]. Qingdao: China University of Petroleum, 2010.
- [26] 袁静, 王乾泽. 东营凹陷下第三系深部碎屑岩储层次生孔隙垂向分布及成因分析[J]. *矿物岩石*, 2001, 21(1): 43-47.
- Yuan Jing, Wang Qianze. Distribution and generation of deep reservoir secondary pores, Paleogene, Dongying sag[J]. *Journal of Mineralogy and Petrology*, 2001, 21(1): 43-47.
- [27] 张永刚, 许卫平, 王国力, 等. 中国东部陆相断陷盆地油气成藏组合体[M]. 北京: 石油工业出版社, 2006: 127-131.
- Zhang Yonggang, Xu Weiping, Wang Guoli, et al. Reservoir forming assemblage in continental rifted basin of east China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006: 127-131.
- [28] 万念明, 王艳忠, 操应长, 等. 东营凹陷民丰洼陷北带沙四段深层超压封存箱与油气成藏[J]. *沉积学报*, 2010, 28(2): 395-400.
- Wan Nianming, Wang Yanzhong, Cao Yingchang, et al. Over-pressured fluid compartment and hydrocarbon accumulation of deep layer of Es<sub>4</sub> in the north zone of Minfeng sag, Dongying depression[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2010, 28(2): 395-400.
- [29] 隋风贵, 操应长, 刘惠民, 等. 东营凹陷北带东部古近系近岸水下扇储集物性演化及其油气成藏模式[J]. *地质学报*, 2010, 84(2): 246-256.
- Sui Fenggui, Cao Yingchang, Liu Huimin, et al. Physical properties evolution and hydrocarbon accumulation of Paleogene near-shore subaqueous fan in the eastern north margin of the Dongying depression[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2010, 84(2): 246-256.
- [30] Scherer M. Parameters influencing porosity in sandstones—a model for sandstone porosity prediction[J]. *AAPG Bulletin*, 1987, 71(5): 485-491.
- [31] 马达德, 寿建峰, 李华明, 等. 吐哈盆地中上三叠统砂岩压实减孔量的控制因素[J]. *海相油气地质*, 2003, 8(3/4): 41-44.
- Ma Dade, Shou Jianfeng, Li Huaming, et al. The controlling factors of minus porosity by compaction of Middle-Upper Triassic in Tuha Basin[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2003, 8(3/4): 41-44.
- [32] 李善鹏, 邱楠生. 应用镜质体反射率方法研究东营凹陷古地温[J]. *西安石油学院院报: 自然科学版*, 2003, 18(6): 9-11.
- Li Shanpeng, Qiu Nansheng. Studying the palaeogeotherm of Dongying sag by using vitrinite reflectance[J]. *Journal of Xi'an Petroleum Institute: Natural Science Edition*, 2003, 18(6): 9-11.
- [33] Beard D C, Weyl P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand[J]. *AAPG Bulletin*, 1973, 57(2): 349-369.
- [34] 姜在兴. 沉积学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003: 142.
- Jiang Zaixing. *Sedimentology* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003: 142.

(收稿日期 2013-05-09 改回日期 2013-08-02 编辑 汪建国)