



塔河油田奥陶系生物扰动型碳酸盐岩储集层特征及其孔隙度计算样本检验模型

赵佳如, 牛永斌, 王敏, 徐资璐, 崔胜利, 王培俊

引用本文:

赵佳如, 牛永斌, 王敏, 等. 塔河油田奥陶系生物扰动型碳酸盐岩储集层特征及其孔隙度计算样本检验模型[J]. 沉积学报, 2021, 39(2): 482–492.

ZHAO JiaRu, NIU YongBin, WANG Min, et al. Reservoir Characteristics and Porosity Calculation Sample Inspection Model of Ordovician Bioturbated Carbonate Reservoirs in Tahe Oilfield[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2021, 39(2): 482–492.

相似文章推荐 (请使用火狐或IE浏览器查看文章)

Similar articles recommended (Please use Firefox or IE to view the article)

伊拉克M油田白垩系Mishrif组沉积特征及控储机理

Sedimentary Characteristics and Control in Reservoirs in the Cretaceous Mishrif Formation, M Oilfield, Iraq

沉积学报. 2020, 38(5): 1076–1087 <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2019.084>

碳酸盐岩中生物潜穴充填特征及其诱导孔隙演化规律——以豫西奥陶系马家沟组三段为例

Characteristics of Filled Burrows in Carbonates and the Evolution of Burrow-mediated Pores: A case study from the third member of the Ordovician Majiagou Formation, western Henan province

沉积学报. 2019, 37(4): 690–701 <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2018.172>

南堡地区碳酸盐岩储层孔隙结构特征及对物性的影响

Pore Structure Characteristics and Their Influence on Petrophysical Properties of Carbonate Reservoirs in the Nanpu Area

沉积学报. 2019, 37(2): 379–389 <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2018.127>

伊拉克HF油田上白垩统碳酸盐缓坡相储层发育特征

Characteristics of the Reservoirs in Carbonate Ramp Facies from the Upper Cretaceous, HF Oilfield, Iraq

沉积学报. 2019, 37(2): 371–378 <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2018.191>

塔里木盆地柯坪地区肖尔布拉克组优质微生物碳酸盐岩储层成因

Genesis of Excellent Xiaerbulak Microbial Carbonate Reservoir in Kalpin Area of Tarim Basin, NW China

沉积学报. 2018, 36(6): 1218–1232 <https://doi.org/10.14027/j.issn.1000-0550.2018.084>

文章编号:1000-0550(2021)02-0482-11

DOI: 10.14027/j.issn.1000-0550.2020.023

塔河油田奥陶系生物扰动型碳酸盐岩储集层特征及其孔隙度计算样本检验模型

赵佳如¹,牛永斌¹,王敏²,徐资璐¹,崔胜利¹,王培俊³

1.河南理工大学资源环境学院,河南焦作 454003

2.中国石化胜利油田公司勘探开发研究院,山东东营 257015

3.中国石油塔里木油田分公司,新疆库尔勒 841000

摘要 塔河油田奥陶系一间房组和鹰山组生物扰动型碳酸盐岩储集层非常发育。在岩芯观测的基础上,通过薄片显微镜观测与柱塞孔隙度、渗透率分析,对研究区生物扰动型碳酸盐岩储集层宏、微观特征和成因机制进行了研究,并基于岩芯资料和常规测井数据提出了一种新的孔隙度计算样本检验模型。结果表明:1)研究区奥陶系生物扰动储集层在岩芯上多呈不规则状或绸带状分布的含油斑块,潜穴充填物以白云石为主,储集空间主要是晶间孔。随着生物扰动指数的增加,平均孔隙度呈先增大后减少趋势,平均渗透率则一直增大;2)在早一中奥陶世的沉积过程中,(古)生物在碳酸盐沉积物表面或内部建造了大量形态各异的潜穴,生物扰动使得潜穴充填物和围岩基质在成分、结构上出现差异,这些差异伴随着其后的成岩过程逐步增大,这对储集层的储、渗能力具有重要影响;3)在总结前人测井孔隙度计算方法的基础上,将生物扰动指数引入密度测井孔隙度计算模型中,提出了一种基于岩芯资料和常规测井数据的孔隙度计算样本检测检验模型,并用岩芯柱塞测试结果验证了该孔隙度计算模型的有效性和准确性;该模型弥补了现有常规孔隙度模型的不足,其计算产生的拟岩芯数据可为下一步建立的通用生物扰动碳酸盐岩储集层孔隙度计算模型提供可靠的样本训练数据,也对这类储集的储量估算与油藏描述有一定的借鉴意义。

关键词 生物扰动型储集层;孔隙度计算模型;碳酸盐岩;奥陶系;塔河油田

第一作者简介 赵佳如,女,1996年出生,硕士研究生,应用遗迹学和储集层沉积学,E-mail: 18339790556@163.com

通信作者 牛永斌,男,副教授,E-mail: niuyongbin@hpu.edu.cn

中图分类号 P618.13 **文献标志码** A

0 引言

塔河油田奥陶系碳酸盐岩是典型的“缝—洞型”储集体,裂缝、溶洞、小型溶蚀孔洞、等被认为是该油气藏的主要储集空间^[1-7]。然而,早一中奥陶世适宜的生存环境使得(古)生物十分繁盛,这些(古)生物在碳酸盐沉积物内部或表面建造了许多形态各异的潜穴,在后期的成岩改造过程中(主要为白云化作用和溶蚀作用)这些潜穴充填物形成了厚度极大(高达300 m)的生物扰动碳酸盐岩储集体^[7]。因此,这类生物扰动碳酸盐岩储集层的发育特征、孔隙结构、储集能力和分布规律对塔河油田奥陶系油气藏的勘探意义重大,或许成为开启碳酸盐岩基质储层的一把关键“钥匙”。但是,由于目前众多研究和勘探开发重

点仍然集中在“缝—洞型”储集体;因此,对塔河油田奥陶系生物扰动型储集层的研究成果还相对较少。

孔隙度是储量估算、油藏描述和油气勘探中综合研究的重要储层物性参数,在油气储层评价中占据重要地位;准确获取储集层孔隙度是降低油气勘探与开发风险的基础和关键。生物扰动碳酸盐岩储集层非均质性强,其孔隙度预测是一个世界级的难题^[8];因此,寻找有效的计算生物扰动碳酸盐岩储集层孔隙度的方法是当前石油工作者的一项艰巨任务。目前,石油工作者获取孔隙度的方法主要有两种:直接测定法和间接计算法,前者包括岩芯和岩屑测定分析;后者利用测井数据通过经验公式拟合得到。直接测定法成本高且所获取的岩石样本资料往往比较单一不利于准确估量储层参数;间接计算法

收稿日期:2019-11-25;收修改稿日期:2020-04-17

基金项目:国家自然科学基金项目(41472104);河南理工大学创新科研团队(17IRTSTHN025) [Foundation: National Natural Science Foundation of China, No.41472104; The Program for Innovative Research Team (in Science and Technology) in University of Henan Province, No. 17IRT-STHN025]

成本低、效率高,且在实际环境中直接测得的资料更能反映储层的真实情况;因此,相对于直接测定法的应用更经济,也更广泛^[9]。

目前,利用测井数据计算孔隙度的方法有密度测井法、声波测井法和中子测井法^[10-20]。然而,利用常规密度测井法、声波测井法和中子测井法计算所得的塔河油田奥陶系生物扰动碳酸盐岩储集层孔隙度与实验测试结果偏差较大。因此,急需新的孔隙度计算模型解决生物扰动碳酸盐岩储集层孔隙度的计算问题;新的孔隙度计算模型应该有岩芯资料的储集层段采用岩芯资料;无岩芯资料的储集层段采用测井定量解释成果经岩芯校正后作为拟岩芯资料,再参与确定孔隙度计算^[21],因为只有这样的孔隙度计算模型才是最经济和最有效的。由于生物扰动碳酸盐岩储集层非均质性极强,测井曲线与储层参数之间没有明确的对应关系,往往呈现出复杂的非线性关系;因此寻找一种能够满足特定的地质环境,进而建立一种关于测井曲线与储层参数的非线性智能模型是解决该问题的一个有效方法^[9]。

前人基于线性回归和神经网络建立的致密砂岩储集层孔隙度计算模型取得了较丰硕的研究成果,许多成果已在生产第一线成功应用且经济效益显著^[22];这可为生物扰动碳酸盐岩储集层的孔隙度计算模型提供很好的借鉴。但是,由于生物扰动碳酸盐岩储集层具有更强的非均质性,要建立行之有效和实用的孔隙度计算模型是一项非常艰巨的挑战,很难一蹴而就。因此,本文在总结前人测井孔隙度计算方法的基础上,将生物扰动指数引入密度测井孔隙度计算模型中,提出了一种基于岩芯资料和常规测井数据的储集层孔隙度计算样本检验模型,弥补现有常规孔隙度模型的不足,该模型的计算结果(岩芯+拟岩芯数据)可为下一步建立通用生物扰动碳酸盐岩储集层孔隙度计算模型提供可靠的样本训练数据。

1 地质概况

塔河油田位于新疆维吾尔自治区塔里木盆地北缘^[7,23-28],西北距库车县城70 km,东北距轮台县城约50 km(图1a)。在地质构造上,塔河油田位于塔北隆起南侧,东邻草湖坳陷,西接哈拉哈塘坳陷,南依满加尔坳陷,北靠阿克库勒凸起^[24,26,29]。目前,研究区根据油藏特征可以划分为12个区块(图1b),探明油气

储量达 $14.1 \times 10^8 \text{ t}^{[30]}$;尽管三叠系、石炭系和奥陶系均为其含油气层位,但占其总探明储量近90%以上的油气储量位于奥陶系碳酸盐岩中^[7,31],奥陶系地层由下到上发育有蓬莱坝组、鹰山组、一间房组、恰尔巴克组、良里塔克组和桑塔木组^[32]。传统认为塔河油田奥陶系油藏是典型的缝洞型碳酸盐油气藏,主要的储集空间类型为溶洞和裂缝^[7,24-27,29,33],对其他储集空间类型研究较少。

2 生物扰动型碳酸盐岩储集层特征

塔河油田奥陶系生物扰动型碳酸盐岩储集层主要分布在奥陶系中统的一间房组和中一下统的鹰山组(图1c)。通过对研究区16口钻井的奥陶系岩芯详细观测发现,这类储集层岩芯上表现为不规则状或绸带状分布的含油斑块,颜色多呈深灰色和灰黑色,较基质灰岩颜色深,且斑块边界缝合线极为发育(图2a);偏光显微镜与阴极发光显微镜下观察表明这些含油斑块主要由白云石组成,晶体颗粒明显较围岩基质部分粗。白云石晶体多为结晶程度较高的自形、半自形晶体,晶体粒径一般小于 $200 \mu\text{m}$,普遍为 $100 \sim 200 \mu\text{m}$,以细晶结构为主,少见粉晶结构。白云石晶间孔发育,是这类储集层的主要储集空间,围岩基质主要为泥晶灰岩(图2b,c),储集空间不发育。

根据对塔河油田奥陶系一间房组和鹰山组423块小样品的统计结果可知:研究区小样品的孔隙度分布区间为 $0.1\% \sim 6\%$,平均为 1.06% ;渗透率分布区间为 $(0.001 \sim 32.8) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.51 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。此外,随着生物扰动指数的增加平均孔隙度介于 $0.691\% \sim 2.096\%$,呈现出先增大后减少的变化趋势;平均渗透率介于 $(0.033 \sim 15.918 \ 6) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,呈现出一直增大的变化趋势。总的来说,对研究区的碳酸盐岩基质而言,生物扰动对其渗透率的影响大于孔隙度的影响。这类储集层总体为特低孔特低渗储集层^[24],储集层物性受岩石组构的控制^[34-35],而岩石组构是沉积和成岩共同作用的结果^[35-42]。

通过对研究区生物扰动型储集层的成因机制分析认为:研究区一间房组和鹰山组在早一中奥陶世的沉积过程中,(古)生物在碳酸盐沉积物内部或表面建造了许多形态各异的潜穴,这些潜穴充填物在后期的成岩改造过程(主要是白云岩化和深部溶蚀)中形成了巨厚层的生物扰动储集层^[7,23]。研究区奥陶系生物扰动通过倒置、压缩、挖掘和回填沉积物,使

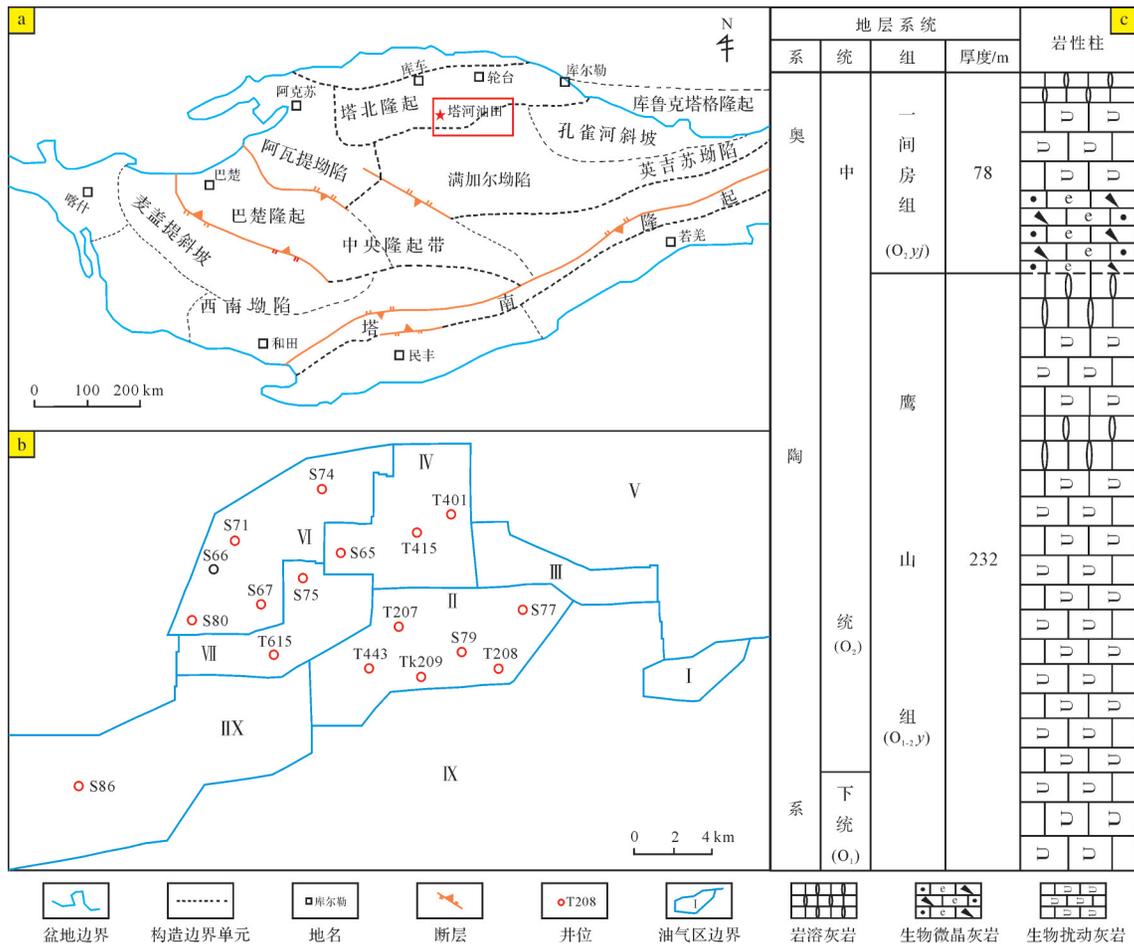


图1 塔河油田地理位置、区域划分及研究区地层柱状图(据牛永斌等修改^[7])

(a)塔河油田构造位置;(b)塔河油田区块划分;(c)塔河油田岩性柱状图

Fig.1 Geographic position, regional division of Tahe oilfield and stratigraphic column of the study area (modified from Niu *et al.*^[7])

(a) structural location; (b) block division; and (c) lithological column

围岩基质与潜穴充填物的原始物性特征存在差异(与围岩相比,一般遗迹潜穴充填物更加疏松),同时还可以多种方式改变原岩的组构和结构,进而改变岩石的孔隙度和渗透率(对于碳酸盐岩储层来说一般会增强孔隙连通性,渗透性也会增强);与围岩基质相比,成岩流体通过生物潜穴运移相对比较方便,导致生物扰动部分的成岩作用(主要为白云化作用)比围岩基质要强烈的多,这些原本存在的差异伴随着其后的成岩过程逐步增大^[23]。

众多研究表明白云化作用有两个发生条件:1)存在白云化流体,2)有流体运移的路径和空间^[43-48]。在同生、准同生期和埋藏成岩期生物潜穴均可充当白云化流体的运移路径,对塔河油田总体而言,浅埋藏阶段的生物潜穴充填物白云化作用有利于孔隙的发育,该阶段的白云化作用使得原有的孔隙得以继承和调整,进而利于孔隙的保存;中—深埋

藏期白云石的重结晶和过度的白云化对储集层含有作用范围有限的负面影响,前人关于塔河油田详细的储集空间类型统计结果证明了这一点^[49]。此外,在深埋藏条件下生物潜穴充填的白云质成分可以发生溶蚀形成大量储集空间。孔隙在埋藏溶蚀形成的砂屑团块内多彼此独立不连通,但在大气淡水经裂缝、缝合线等渗流进来对灰岩进行溶蚀时,可以产生许多大的相互连通的溶蚀孔洞,后期的沥青充填会加固孔洞的保存^[38],进而形成有利于油气聚集的储集空间。岩芯观测和薄片显微镜分析证实研究区生物扰动型碳酸盐岩储集体的深埋藏溶蚀主要沿缝合线或裂缝向周围扩展,形成斑状和顺层状,导致该条件下形成的白云岩在岩芯上呈团块状和顺层状分布。在白云化过程中,灰岩析出的杂质无法融入白云石晶体残留在白云石晶格内从而形成了亮边雾心现象^[38]。

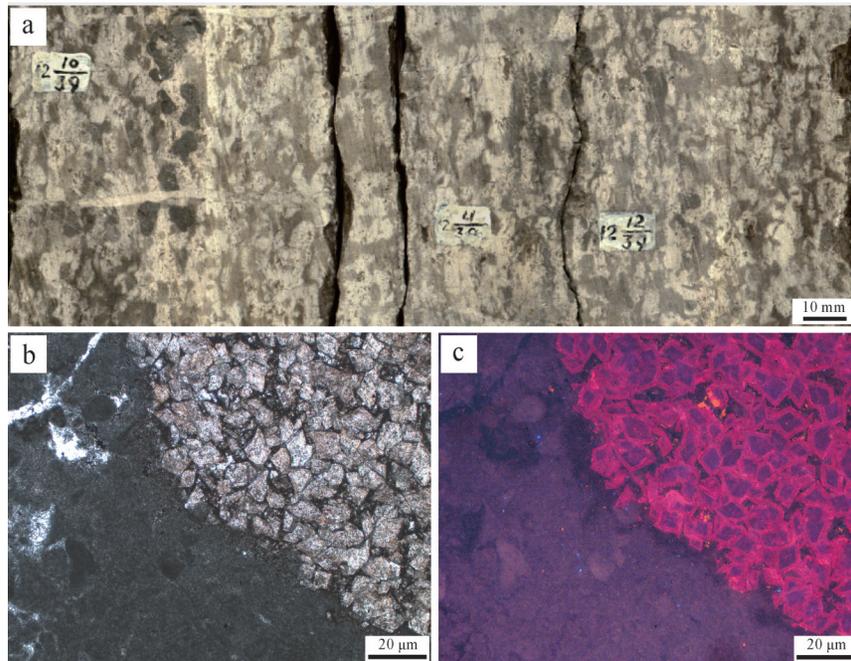


图2 塔河油田奥陶系云斑灰岩岩芯照片和显微照片

(a) S80井,奥陶系云斑灰岩岩芯上的白云石砂屑团块;(b) S77井,5 566.27 m,单偏光显微照片,生物扰动区白云石晶间孔发育,围岩基质为泥晶灰岩,基质孔隙不发育;(c) S77井,5 566.27 m,阴极发光显微照片(视域同b),生物扰动区域白云石颗粒呈紫红色的阴极发光,“亮边雾心”现象明显,揭示为成岩白云石化作用形成,晶间孔发育;围岩基质为泥晶灰岩,不具有阴极发光,基质孔隙不发育

Fig.2 Ordovician core photo and micrograph of porphyritic limestone in Tahe oilfield

(a) S80 well, dolomitic sand-clastic masses on the core of Ordovician porphyritic limestone; (b) S77 well, 5 566.27 m, single polarized micrograph. Dolomite intercrystalline pores are developed in the bioturbated zone, the surrounding rock matrix is mudstone, and the matrix pores are not developed; (c) S77 well, 5 566.27 m, cathodoluminescence micrograph (same field of view as figure b). Dolomite particles in the bioturbated area show purple-red cathode luminescence. The “cloudy center and clear rim” phenomenon is obvious, revealing that it was formed by diagenetic dolomitization. The intergranular pores are developed; the surrounding rock matrix is mudstone without cathode luminescence, and the matrix pores are not developed

其实,早在1994年郭建华等^[50]就提出在塔河油田奥陶系碳酸盐岩中可能存在生物扰动成因的储集层,只是后来油田勘探的目标主要集中在溶洞和裂缝型碳酸盐岩储集层上,目前对塔河油田这类生物扰动储集层的发育特征和主控因素知之不多。在国外,生物扰动型碳酸盐岩作为一种常见的非均质储集体,受到了学者们广泛的关注^[51]。Knaust^[52]对Khuff组储集层的研究表明生物扰动可以通过不同的、复杂的生物和沉积物的相互作用来降低或提高储集层的孔隙度和渗透率。

笔者所在团队前期对塔河油田奥陶系生物扰动型碳酸盐岩储集层的研究主要侧重于对该类储集层的宏观识别与定量表征上^[7,23,38,49],本次除了重点分析生物扰动型碳酸盐岩储集层的微观特征,还针对利用常规声波测井、密度测井孔隙度方程计算塔河油田奥陶系孔隙度时与生产实际、实验测试结果相比误差较大的科学问题,将生物扰动指数引入密度测井孔隙度计算模型,提出基于研究区常规测井数据

的储集层孔隙度计算样本检验模型,弥补前人孔隙度计算模型在研究区奥陶系生物扰动型碳酸盐岩储集层孔隙度计算上的不足,该项研究对塔河油田和相似区域的油气饱和度、油气储量和生产指标的计算具有重要的理论意义和应用价值。

3 生物扰动型储集层孔隙度计算样本检验模型的建立

3.1 声波测井孔隙度计算模型

当声波在岩石骨架中的传播时间(Δ_{ma})和流体中的传播时间(Δ_{f})已知时,可以通过声波测井数据计算孔隙度。2002年,Kamel *et al.*^[53]将Wyllie时间平均方程和Raiga-Clemenceau公式相结合,获得了新的声波地层因素方程(Wyllie-Clemenceau公式):

$$\Phi = \sqrt{\frac{(\Delta_{\text{t}} - \Delta_{\text{tma}})(\Delta_{\text{t}}^{1/x} - \Delta_{\text{tma}}^{1/x})}{\Delta_{\text{t}}^{1/x}(\Delta_{\text{f}} - \Delta_{\text{tma}})}} \quad (1)$$

Δ_{ma} 与 x 成反比,当 Δ_{ma} 已知时,

$$x = 55.196\Delta_{\text{ma}}^{-0.8843} \quad (2)$$

式中: ϕ 是声波测井求得的孔隙度,PU或%; Δ_1 是地层中的传播时间, $\mu\text{s}/\text{ft}$; Δ_{ma} 是岩石骨架中的传播时间, $\mu\text{s}/\text{ft}$; Δ_f 是流体中的传播时间, $\mu\text{s}/\text{ft}$; x 是与岩石骨架指数。

该公式考虑了岩石骨架、流体性质、胶结指数和岩性系数的影响,适用于孔隙介质。它是一个对于岩性已知的地层,通过声波测井准确估算声波孔隙度的方程。利用该方程,当 Δ_1 、 Δ_f 、 Δ_{ma} 、 x 已知时,根据测井记录的传播时间可以求得孔隙度。此外, Δ_1 通常需要校正泥质和烃的影响; Δ_f 主要取决于介质的性质,一般在淡水泥浆系统为189 $\mu\text{s}/\text{ft}$,咸水泥浆系统为185 $\mu\text{s}/\text{ft}$; Δ_{ma} 可由斯仑贝谢图版获得。

公式(1)在缺少其他孔隙度计算手段(如中子和密度)和岩芯资料的情况下可以近似估算声波孔隙度^[54]。虽然该公式在碎屑岩(尤其是纯砂岩)中有很好的应用效果,但很少有学者详细阐述其在碳酸盐岩中的应用,Kamel *et al.*^[53],Makar *et al.*^[55],王晓光等^[56]仅在其文章中引用前人在灰岩中就地测量的孔隙度和压缩波速(它的倒数可以计算声波在地层中的传播时间)数据,与该公式孔隙度计算结果作对比表明可以使用该公式计算灰岩中的孔隙度。研究区生物扰动储集层岩芯、柱塞测试和各种测井资料较为齐全,但应用该公式计算孔隙度时误差偏大应用效果不佳。

3.2 密度测井孔隙度计算模型

密度测井曲线是地层电子密度的反映,密度测井是一种测量地层孔隙度的有效测井方法。在骨架密度和流体密度已知的纯地层中,体积密度为^[57]:

$$\rho_b = \phi\rho_f + (1 - \phi)\rho_{\text{ma}} \quad (3)$$

解出 ϕ 为:

$$\phi = \frac{\rho_{\text{ma}} - \rho_b}{\rho_{\text{ma}} - \rho_f} \quad (4)$$

式中: ϕ 是密度测井求得的孔隙度,%; ρ_b 是地层的体积密度, g/cm^3 ; ρ_{ma} 是岩石骨架密度, g/cm^3 ; ρ_f 是孔隙流体的密度, g/cm^3 。

岩石骨架密度 ρ_{ma} 与储集层的岩性有关;对于除天然气和轻质油外的一般孔隙流体和储集层骨架矿物,体积密度 ρ_b 和密度测井仪读出的视密度 ρ_a 之间的差别可以忽略,此时 ρ_b 等于 ρ_a ^[57]。

该公式在石油勘探领域常被用作确定岩层孔隙

度,但作为一种单一的计算岩层孔隙度的方法,它的计算结果常需校正杂基、油气、胶结物、井眼等因素的影响^[20,57-58]。对研究区生物扰动储集层而言,无法准确识别杂基和胶结物进而校正其对密度测井孔隙度计算结果的影响,孔隙度计算结果与压汞实验测试结果误差较大,应用效果不佳。

3.3 生物扰动型储集层孔隙度计算样本检验模型

利用上述测井孔隙度模型计算研究区储集层孔隙度时,与实验测试孔隙度值相比,声波测井孔隙度计算结果的误差比密度测井孔隙度计算误差大,考虑到生物扰动对研究区储集层的影响,在密度测井孔隙度计算公式的基础上提出了下面的孔隙度计算样本检验模型:

$$y = ax_1 + bx_2 \quad (5)$$

$$x_1 = \frac{\rho_{\text{ma}} - \rho_b}{\rho_{\text{ma}} - \rho_f} \quad (6)$$

式中: y 是该模型计算得到的孔隙度,%; x_1 是密度测井模型求得的孔隙度,%; x_2 是生物扰动百分比,%; a 和 b 是模型中 x_1 和 x_2 的系数; ρ_b 是地层的体积密度, g/cm^3 ; ρ_{ma} 是岩石骨架密度, g/cm^3 ; ρ_f 是孔隙流体的密度, g/cm^3 。

生物扰动百分比 x_2 与白云石含量有关,研究区奥陶系薄片镜下观测显示生物扰动下潜穴充填物大多为白云石,其含量多少常反映了生物扰动的程度;岩石骨架密度 ρ_{ma} 取决于储集层的岩性,研究区奥陶系生物扰动型储集层的岩性不是纯灰岩,故实际运用时需要考虑方解石与白云石的含量从而选取合适的骨架矿物密度值。

针对研究区钻井的孔隙度计算可以按照以下步骤进行:首先,把钻井生物扰动区域的密度测井值带入公式(6)中求得密度孔隙度 x_1 ;其次,根据钻井生物扰动区域的岩芯柱塞数据、密度孔隙度 x_1 、生物扰动百分比 x_2 ,利用Origin软件的拟合(多元线性回归)功能求得参数 a 和 b 及其相关系数 R^2 ;最后,将前面获得的参数 a 、 b ,以及密度孔隙度 x_1 和生物扰动百分比 x_2 带入公式(5)中求得研究区生物扰动区域储层的孔隙度。

4 孔隙度计算样本检验模型在塔河油田奥陶系应用实例

为验证上述孔隙度计算样本检验模型的有效性,本文优选研究区奥陶系生物扰动型碳酸盐岩储

集层发育且比较有代表性的T208井的测井和岩芯测试数据进行检验。T208井地理位置位于塔河油田2号区北部,构造位置位于艾协克南构造东北侧,钻井性质为评价井。该井奥陶系下统一间房组的地层主要由黄灰、灰色泥微晶灰岩和砂屑灰岩组成,测井曲线显示该组段电阻率较高、岩性较纯,测井资料综合解释为1层II类储集层和2层III类储集层。本次选取深度从5 620 m到5 630 m的储集层。岩芯上多表现为被黑色原油或沥青充填的白云石砂屑团块,呈不规则的斑状或绸带状分布且团块周围缝合线和微裂缝发育;此外常规测井和FMI成像测井资料齐全,可以看作是一个计算生物扰动型碳酸盐岩储集层孔隙度的一个很好的例证。依据该井段声波测井和密度测井资料、9块岩芯柱塞样品孔隙度和渗透率测试数据(表1)、生物扰动百分比,利用Origin软件对利用前文提及的孔隙度计算公式得到的孔隙度与岩芯柱塞孔隙度作对比。

从表1中可以看出随着生物扰动指数由2增大到4,平均孔隙度由0.85%增大到1.8%、平均渗透率由 $0.59 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 增大到 $3.475 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均孔隙度和平均渗透率不断增大,但生物扰动明显对渗透率的影响更大些。Origin软件中公式(5)多元线性回归拟合结果显示 $y = 1.042 48x_1 - 0.005 96x_2$ 、相关系数 R^2 为0.994 98,表明参数a和b的拟合效果很好。图3中该井段孔隙度曲线越靠近红色圆点表明孔隙度计算结果与柱塞孔隙度测试结果耦合越好,三条孔隙度曲线变化趋势大体都相同,但模型孔隙度曲线(蓝色)离岩芯柱塞孔隙度最近,证实了该模型计算研究区储层孔隙度的可靠性和准确性。

5 研究展望

前文基于岩芯资料和测井资料建立的生物扰动碳酸盐岩储集层的孔隙度计算样本检验模型引入的生物扰动指数需要从岩芯资料中获取,由于受取芯井数量的限制,该模型在油田的勘探开发实际应用

过程中具有一定的局限性。所以,在该样本检验模型所能提供的岩芯或拟岩芯样本数据的基础上建立测井曲线与储层参数之间非线性智能模型是下一步努力的方向和更大的挑战。

要彻底解决生物扰动碳酸盐岩储集层孔隙度计算这个艰巨的任务,从理论上还需解决下列问题:1)明确塔河油田奥陶系生物扰动碳酸盐岩储集层的非均质性分布规律,这包括受沉积环境控制的生物扰动的非均质性分布规律和受成岩作用控制的后期改造的非均质性分布规律;2)塔河油田奥陶系生物扰动储集层发育段的识别;3)优选与生物扰动储集层相关的测井参数,利用神经网络算法建立非线性的孔隙度计算模型;4)优选样本参数进行模型训练和改进模型;5)结合生产实践检验建立的孔隙度计算模型。

目前已有资料揭示塔河油田奥陶系生物扰动型碳酸盐岩储集层具有厚度大(超过200 m)、孔隙度小、渗透率低、非均质性强、含油气性不均匀等特征,岩石物性对储集层电性的影响大于含油气性的影响,油气层和水层测井响应差异小,因而造成塔河油田奥陶系生物扰动碳酸盐岩储集层及油气层识别难度大^[7,24-25,59]。据最新研究成果,Liu *et al.*等^[60]对伊拉克中部Mesopotamian盆地AD油田上白垩统Khasib组生物扰动高渗透区研究认为可通过测井数据RHOB_{nor}/DT_{nor},RILD*MSFL和GR进行碳酸盐岩基质储层中生物扰动发育段的识别和预测;我们也通过对塔河油田奥陶系鹰山组和一间房组取芯井生物扰动发育段和未生物扰动发育段的测井曲线对比发现SP、CNL、RS/RD、AC、CALD等测井曲线有一定的异常。这些突破性的发现为研究塔河油田奥陶系生物扰动碳酸盐岩储集层的非均质性分布规律,分析与优选生物扰动碳酸盐岩储集层发育段孔隙度最相关的测井参数,利用神经网络算法建立非线性智能的孔隙度计算模型打下了基础和指明了方向;路漫漫其修远兮,我们将上下而求索,相信不久的将来这方面的研究会有新的突破,也一定会有专文报道相关研究成果。

表1 T208井5 620~5 630 m岩芯柱塞样品孔隙度和渗透率统计表

Table 1 Porosity and permeability of 5 620-5 630 m core plug samples in well T208

类型 扰动等级	孔隙度/%			渗透率/ $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$		
	最大值	最小值	平均值	最大值	最小值	平均值
2	1.100	0.600	0.850	0.590	0.320	0.455
3	1.900	1.600	1.700	2.960	0.570	1.570
4	1.800	1.800	1.800	4.710	2.240	3.475

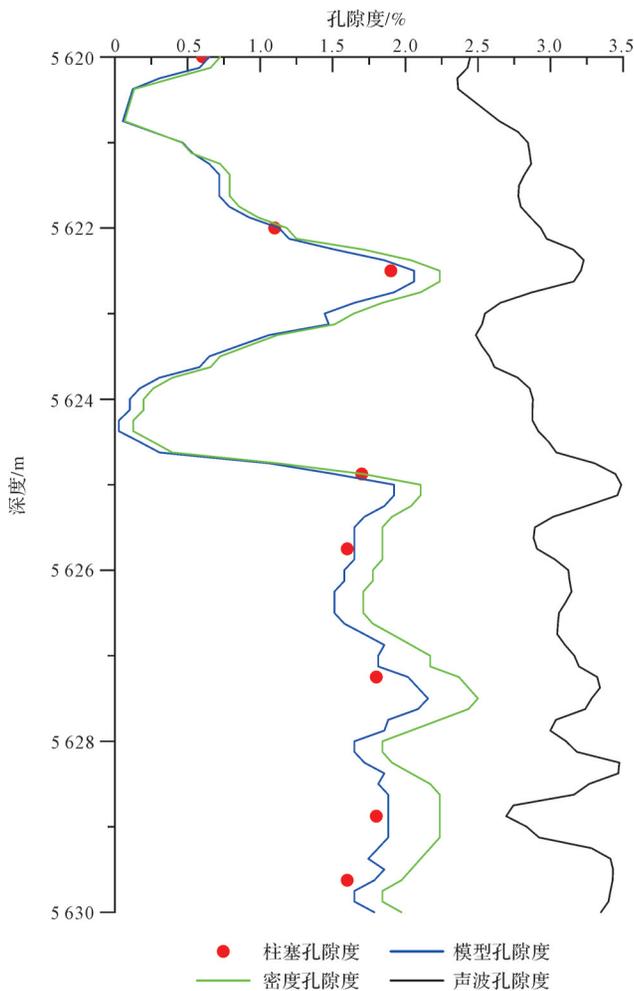


图3 T208井岩芯柱塞、模型、密度及声波孔隙度对比图
Fig.3 Contrast diagram of core plug, model, density and acoustic porosity in well T208

6 结论

(1) 研究区奥陶系鹰山组 and 一间房组生物扰动型碳酸盐岩储集层岩芯上表现为不规则状或绸带状分布的含油斑块,颜色较基质灰岩深,边界缝合线极为发育;薄片镜下分析表明潜穴充填物主要为白云石颗粒,晶形多为自形、半自形晶,粒径普遍为100~200 μm ,细晶结构为主,晶间孔是这类储集层的主要储集空间;孔隙度、渗透率测试分析表明随着生物扰动指数的增加,平均孔隙度呈现出先增大后减少的变化趋势;而平均渗透率则呈现出一直增大的变化趋势。

(2) 研究区奥陶系鹰山组 and 一间房组生物扰动型碳酸盐岩储集层物性受岩石组构的控制,而岩石组构是沉积和成岩共同作用的结果。分析认为在早一中奥陶世鹰山组 and 一间房组的沉积过程中,(古)

生物在碳酸盐沉积物表面或内部建造了许多形态各异的潜穴,生物扰动使得潜穴充填物和围岩基质在成分、结构上出现差异;这些差异在后期成岩的改造过程中导致生物扰动部分的成岩作用(主要是白云岩化)比围岩基质部分剧烈,使得原本存在的差异伴随着其后的成岩过程逐步增大,进而形成巨厚层的生物扰动碳酸盐岩储集层。

(3) 基于密度测井法、声波测井法和中子测井法的传统地层孔隙度计算模型在塔河油田奥陶系地层孔隙度计算应用中误差较大。通过对影响因素的分析,在总结前人测井孔隙度计算方法的基础上,将生物扰动指数引入密度测井孔隙度计算模型中,提出了一种基于岩芯资料和常规测井数据的储集层孔隙度计算样本检验模型,弥补现有常规孔隙度模型的不足,该模型的计算结果(岩芯+拟岩芯数据)可为下一步利用神经网络算法建立通用生物扰动碳酸盐岩储集层孔隙度计算模型提供可靠的训练样本数据。

致谢 感谢中国石化西北油田分公司勘探开发研究院在岩芯观测和资料收集等方面提供的帮助和支持;感谢中国石油大学(华东)地球科学与技术学院的孙建国老师和河北地质调查局的李新老师为我们制作了精美的薄片;感谢河南省生物遗迹与成矿过程重点实验室的老师在薄片显微观测过程中提供的指导和帮助;衷心感谢两位审稿人和编辑老师在论文成稿过程中提供的指导和帮助。

参考文献(References)

- [1] 顾家裕,方辉,蒋凌志. 塔里木盆地奥陶系生物礁的发现及其意义[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(4): 1-3. [Gu Jiayu, Fang Hui, Jiang Lingzhi. The significance of Ordovician reef discovery in Tarim Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(4): 1-3.]
- [2] 翟晓先,俞仁连,何发岐,等. 塔河地区奥陶系一间房组微裂隙颗粒灰岩储集体的发现与勘探意义[J]. 石油实验地质, 2002, 24(5): 387-392. [Zhai Xiaoxian, Yu Renlian, He Faqi, et al. Discovery and exploration significance of microfissure grain limestone reservoirs in the Ordovician Yijianfang Formation of Tahe area [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2002, 24(5): 387-392.]
- [3] 邓小江,梁波,莫耀汉,等. 塔河油田奥陶系一间房组礁滩相储层特征及成因机制新认识[J]. 地质科技情报, 2007, 26(4): 63-69. [Deng Xiaojiang, Liang Bo, Mo Yaohan, et al. A new know of characteristics and genesis of reef and bank facies reservoirs in Ordovician Yijianfang Formation in Tahe oilfield [J]. Geological Science and Technology Information, 2007, 26

- (4): 63-69.]
- [4] 郑和荣,刘春燕,吴茂炳,等. 塔里木盆地奥陶系颗粒石灰岩埋藏溶蚀作用[J]. 石油学报,2009,30(1):9-15. [Zheng Herong, Liu Chunyan, Wu Maobing, et al. Burial dissolution of Ordovician granule limestone in Tarim Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(1): 9-15.]
- [5] Li Y, Hou J G, Li Y Q. Features and classified hierarchical modeling of carbonate fracture-cavity reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4): 655-662.
- [6] Tian F, Jin Q, Lu X B, et al. Multi-layered ordovician paleokarst reservoir detection and spatial delineation: A case study in the Tahe oilfield, Tarim Basin, western China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 69: 53-73.
- [7] 牛永斌,崔胜利,胡亚洲,等. 塔河油田奥陶系生物扰动型储集层的三维重构及启示意义[J]. 古地理学报,2018,20(4): 691-702. [Niu Yongbin, Cui Shengli, Hu Yazhou, et al. Three-dimensional reconstruction and their significance of bioturbation-type reservoirs of the Ordovician in Tahe oilfield[J]. Journal of Palaeogeography, 2018, 20(4): 691-702.]
- [8] 李飞,张萍,王赛英. BP神经网络在计算储层参数中的应用[J]. 中国西部科技,2013,12(1):38-40. [Li Fei, Zhang Ping, Wang Saiying. The application of BP neural network in the calculation of the porosity and permeability[J]. Science and Technology of West China, 2013, 12(1): 38-40.]
- [9] 魏佳明. 机器学习在储层参数预测中的应用研究[D]. 西安:西安石油大学,2019:2. [Wei Jiaming. Application research of machine learning in reservoir parameter prediction [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2019: 2.]
- [10] 李准喆,苏艳龙. 密度测井资料在确定岩层孔隙度上的应用[J]. 地质与资源,2014,23(6):574-576. [Li Zhunzhe, Su Yanlong. Application of density logging data in the calculation of porosity of rock formation[J]. Geology and Resources, 2014, 23(6): 574-576.]
- [11] 刘开元,贺振华,许艳秋. 碳酸盐岩储层孔隙度预测方法研究及其在南海某区的应用[J]. 石油物探,2014,53(2): 232-237. [Liu Kaiyuan, He Zhenhua, Xu Yanqiu. Porosity prediction method research for carbonate reservoir and its application in South China Sea[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2014, 53(2): 232-237.]
- [12] 郭继亮,李宏兵,李明,等. 一种体现孔隙形态影响的四参数孔隙度反演方法[J]. 石油物探,2016,55(4):576-586. [Guo Jiliang, Li Hongbing, Li Ming, et al. Four parameters porosity inversion method representing the effect of pore morphology [J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2016, 55(4): 576-586.]
- [13] 史飞洲,王彦春,陈剑光. 碳酸盐岩地层电成像测井孔隙度谱截止值计算方法[J]. 测井技术,2016,40(1):60-64. [Shi Feizhou, Wang Yanchun, Chen Jianguang. Calculation of porosity spectrum threshold of electrical images in carbonate reservoirs [J]. Well Logging Technology, 2016, 40(1): 60-64.]
- [14] 付勇路,李鹏举,李勇勇,等. 高温地层对测井中子孔隙度测井的影响[J]. 测井技术,2018,42(5):525-529. [Fu Yonglu, Li Pengju, Li Yongyong, et al. Influence of high-temperature formation on neutron porosity logging[J]. Well Logging Technology, 2018, 42(5): 525-529.]
- [15] Baneshi M, Behzadipo M, Rostami M, et al. Using well logs to predict a multimodal porosity model by optimized spread RBF networks [J]. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2015, 37(22): 2443-2450.
- [16] De Ceia M A R, Misságia R M, Neto I L, et al. Relationship between the consolidation parameter, porosity and aspect ratio in microporous carbonate rocks [J]. Journal of Applied Geophysics, 2015, 122: 111-121.
- [17] Karabutov A A, Podymova N B. Influence of the porosity on the dispersion of the phase velocity of longitudinal acoustic waves in isotropic metal-matrix composites [J]. Acoustical Physics, 2017, 63(3): 288-296.
- [18] Jafarinezhad S, Shahbazian M, Baghaee M R. Porosity estimation of a reservoir using geophysical well logs and an interval type-2 fuzzy logic system[J]. Petroleum Science and Technology, 2015, 33(11): 1222-1228.
- [19] Esbensen K H, Martens H. Predicting oil-well permeability and porosity from wire-line petrophysical logs-a feasibility study using partial least squares regression[J]. Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems, 1987, 2(1/2/3): 221-232.
- [20] 朱世全,黄思静,彭东,等. 利用地球化学测井—密度测井建立的孔隙度解释模型及其校正分析[J]. 物探化探计算技术,2006,28(2):93-97. [Zhu Shiquan, Huang Sijing, Peng Dong, et al. A porosity model according to geochemical well-log-density well-log and analyzing on its corrections [J]. Computing Techniques for Geophysical and Geochemical Exploration, 2006, 28(2): 93-97.]
- [21] 伍丽红,罗利. BP神经网络在储量计算中的应用[J]. 天然气工业,2002,22(4):37-39. [Wu Lihong, Luo Li. Application of BP neural network method in estimation of reserves [J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(4): 37-39.]
- [22] 陆万雨. 测井储层评价新技术应用研究[D]. 北京:中国地质大学(北京),2002:2. [Lu Wanyu. The new technique applied research in logging reservoir evaluation [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2002: 2.]
- [23] 牛永斌,崔胜利,胡亚洲,等. 塔里木盆地塔河油田奥陶系数字岩心图像中生物扰动的定量表征[J]. 古地理学报,2017,19(2):353-363. [Niu Yongbin, Cui Shengli, Hu Yazhou, et al. Quantitative characterization of bioturbation based on digital image analysis of the Ordovician core from Tahe oilfield of Tarim Basin [J]. Journal of Palaeogeography, 2017, 19(2): 353-363.]
- [24] 毛毳,钟建华,李勇,等. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩基质孔

- 缝型储集体特征[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(6): 681-689. [Mao Cui, Zhong Jianhua, Li Yong, et al. Ordovician carbonate rock matrix fractured-porous reservoirs in Tahe oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(6): 681-689.]
- [25] 赵建, 杨玉芳, 马勇, 等. 塔河油田奥陶系海相碳酸盐岩储层分类及测井识别模式[J]. 新疆石油天然气, 2015, 11(4): 6-11, 21. [Zhao Jian, Yang Yufang, Ma Yong, et al. Classification and log detecting modes of Ordovician marine carbonate reservoirs in Tahe oilfield[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2015, 11(4): 6-11, 21.]
- [26] 李阳. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩溶洞型储集体识别及定量表征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2012, 36(1): 1-7. [Li Yang. Ordovician carbonate fracture-cavity reservoirs identification and quantitative characterization in Tahe oilfield[J]. Journal of China University of Petroleum, 2012, 36(1): 1-7.]
- [27] 廖明光, 裴钰, 陈培元, 等. 塔河油田4区岩溶缝洞型储层及其控制因素[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2013, 35(4): 1-8. [Liao Mingguang, Pei Yu, Chen Peiyuan, et al. Formation and controlling factors of karst fracture-cave reservoir in the 4th block of Tahe oilfield[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2013, 35(4): 1-8.]
- [28] 陈兰朴, 李国蓉, 吴章志, 等. 塔里木盆地塔河油田东南斜坡海西晚期奥陶系热液作用[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(3): 410-419. [Chen Lanpu, Li Guorong, Wu Zhangzhi, et al. Study on the Ordovician hydrothermal action at Late Hercynian in the southeast slope of Tahe oilfield, Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(3): 410-419.]
- [29] 焦方正. 塔里木盆地深层碳酸盐岩缝洞型油藏体积开发实践与认识[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(3): 552-558. [Jiao Fangzheng. Practice and knowledge of volumetric development of deep fractured-vuggy carbonate reservoirs in Tarim Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(3): 552-558.]
- [30] 韩革华, 漆立新, 李宗杰, 等. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩缝洞型储层预测技术[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(6): 860-870, 878. [Han Gehua, Qi Lixin, Li Zongjie, et al. Prediction of the Ordovician fractured-vuggy carbonate reservoirs in Tahe oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(6): 860-870, 878.]
- [31] 陈红汉, 吴悠, 丰勇, 等. 塔河油田奥陶系油气成藏期次及年代学[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(6): 806-819. [Chen Honghan, Wu You, Feng Yong, et al. Timing and chronology of hydrocarbon charging in the Ordovician of Tahe oilfield, Tarim Basin, NW China[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(6): 806-819.]
- [32] 雷川, 陈红汉, 苏奥, 等. 方解石充填物对于深层古岩溶洞穴保存的独特意义: 以塔河地区奥陶系为例[J]. 沉积学报, 2016, 34(5): 843-850. [Lei Chuan, Chen Honghan, Su Ao, et al. Distinctive significance of calcite fillings for preservation of deep buried karst paleocaves: Taking the Ordovician system in Tahe area for example[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2016, 34(5): 843-850.]
- [33] 刘学利, 鲁新便. 塔河油田缝洞储集体储集空间计算方法[J]. 新疆石油地质, 2010, 31(6): 593-595. [Liu Xueli, Lu Xinbian. Volume calculation method for fracture-cavity reservoir body in Tahe oilfield, Tarim Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2010, 31(6): 593-595.]
- [34] 蔡涵鹏, 贺振华, 唐湘蓉, 等. 碳酸盐岩孔隙结构影响分析和等效孔隙结构参数计算[J]. 石油物探, 2013, 52(6): 566-572. [Cai Hanpeng, He Zhenhua, Tang Xiangrong, et al. Influence analysis of carbonate pore structure and calculation of equivalent pore structure parameters[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2013, 52(6): 566-572.]
- [35] 韩波, 冯菊芳, 何治亮, 等. 四川盆地寒武统豹斑灰岩成因机理及其对储层的影响[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(4): 764-775, 783. [Han Bo, Feng Jufang, He Zhiliang, et al. Origin of the Lower Cambrian leopard-pattern limestones and its influence on reservoirs in the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(4): 764-775, 783.]
- [36] Gingras M K, Pemberton S G, Muelenbachs K, et al. Conceptual models for burrow-related, selective dolomitization with textural and isotopic evidence from the Tyndall Stone, Canada[J]. Geobiology, 2004, 2(1): 21-30.
- [37] Croizé D, Ehrenberg S N, Bjørlykke K, et al. Petrophysical properties of bioclastic platform carbonates: Implications for porosity controls during burial[J]. Marine and Petroleum Geology, 2010, 27(8): 1765-1774.
- [38] 牛永斌, 钟建华, 王培俊, 等. 成岩作用对塔河油田二区奥陶系碳酸盐岩储集空间发育的影响[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2010, 34(6): 13-19. [Niu Yongbin, Zhong Jianhua, Wang Peijun, et al. Effect of diagenesis on accumulate capability of Ordovician carbonate rock in block 2 of Tahe oilfield[J]. Journal of China University of Petroleum, 2010, 34(6): 13-19.]
- [39] Haines T J, Neilson J E, Healy D, et al. The impact of carbonate texture on the quantification of total porosity by image analysis[J]. Computers & Geosciences, 2015, 85: 112-125.
- [40] Chen F F, Yang Y S, Pervukhina M, et al. Clustering analysis for porous media: An application to a dolomitic limestone[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 146: 770-776.
- [41] He J H, Ding W L, Li A, et al. Quantitative microporosity evaluation using mercury injection and digital image analysis in tight carbonate rocks: A case study from the Ordovician in the Tazhong Palaeoplift, Tarim Basin, NW China[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 34: 627-644.

- [42] Azomani E, Azmy K, Blamey N, et al. Origin of Lower Ordovician dolomites in eastern Laurentia: Controls on porosity and implications from geochemistry [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2013, 40: 99-114.
- [43] Warren J. Dolomite: Occurrence, evolution and economically important associations [J]. *Earth-Science Reviews*, 2000, 52 (1): 1-81.
- [44] Gregg J M, Shelton K L, Johnson A W, et al. Dolomitization of the Waulsortian limestone (Lower Carboniferous) in the Irish midlands [J]. *Sedimentology*, 2001, 48(4): 745-766.
- [45] Wright W R, Johnson A W, Shelton K L, et al. Fluid migration and rock interactions during dolomitisation of the Dinantian Irish midlands and Dublin Basin [J]. *Journal of Geochemical Exploration*, 2000, 69-70: 159-164.
- [46] 赫云兰,刘波,秦善. 白云石化机理与白云岩成因问题研究 [J]. *北京大学学报(自然科学版)*, 2010, 46(6): 1010-1020. [He Yunlan, Liu Bo, Qin Shan. Study on the dolomitization and dolostone genesis [J]. *Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis*, 2010, 46(6): 1010-1020.]
- [47] 黄擎宇,张哨楠,孟祥豪,等. 塔里木盆地中央隆起区寒武—奥陶系白云岩结构特征及成因探讨 [J]. *沉积学报*, 2014, 32(3): 537-549. [Huang Qingyu, Zhang Shaonan, Meng Xianghao, et al. Textural types and origin of the Cambrian-Ordovician dolomite in the central Tarim Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2014, 32(3): 537-549.]
- [48] 陈代钊,钱一雄. 深层—超深层白云岩储集层:机遇与挑战 [J]. *古地学期刊*, 2017, 19(2): 187-196. [Chen Daizhao, Qian Yixiong. Deep or super-deep dolostone reservoirs: Opportunities and challenges [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2017, 19(2): 187-196.]
- [49] 牛永斌. 塔河油田二区奥陶系碳酸盐岩储集体研究 [D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2010: 52-53. [Niu Yongbin. Study on the carbonate reservoir of Ordovician in block 2 of Tahe oilfield [D]. Dongying: China University of Petroleum (East China), 2010: 52-53.]
- [50] 郭建华,沈昭国,李建明. 塔北东段下奥陶统白云石化作用 [J]. *石油与天然气地质*, 1994, 15(1): 51-59. [Guo Jianhua, Shen Zhaoguo, Li Jianming. Dolomitization of Lower Ordovician in eastern sector of north Tarim region [J]. *Oil & Gas Geology*, 1994, 15(1): 51-59.]
- [51] 胡亚洲,牛永斌,崔胜利,等. 碳酸盐岩中生物潜穴充填特征及其诱导孔隙演化规律:以豫西奥陶系马家沟组三段为例 [J]. *沉积学报*, 2019, 37(4): 690-701. [Hu Yazhou, Niu Yongbin, Cui Shengli, et al. Characteristics filled of burrows in carbonates and the evolution principle of burrow mediated pores: A case studied from the third member of the Ordovician Majiagou Formation, west Henan province [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2019, 37(4): 690-701.]
- [52] Knaust D. Ichnology as a tool in carbonate reservoir characterization: A case study from the Permian-Triassic Khuff Formation in the middle east [J]. *GeoArabia*, 2009, 14(3): 17-38.
- [53] Kamel M H, Mabrouk W M, Bayoumi A I. Porosity estimation using a combination of Wyllie-Clemenceau equations in clean sand formation from acoustic logs [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2002, 33(4): 241-251.
- [54] 马淑芳,韩大匡,甘利灯,等. 地震岩石物理模型综述 [J]. *地球物理学进展*, 2010, 25(2): 460-471. [Ma Shufang, Han Dakuang, Gan Lideng, et al. A review of seismic rock physics models [J]. *Progress in Geophysics*, 2010, 25(2): 460-471.]
- [55] Makar K H, Kamel M H. An approach for minimizing errors in computing effective porosity in reservoir of shaly nature in view of Wyllie-Raymer-Raiga relationship [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011, 77(3/4): 386-392.
- [56] 王晓光,方圆,方金,等. 灰岩储层基质孔隙度计算方法探讨 [J]. *石油地质与工程*, 2015, 29(5): 81-83. [Wang Xiaoguang, Fang Yuan, Fang Jin, et al. Discussion on calculation method of matrix porosity in limestone reservoir [J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2015, 29(5): 81-83.]
- [57] Schlumberger J. Log interpretation principles/applications [M]. Houston: Schlumberger Educational Services, 1987: 50-58.
- [58] 国庆忠. 中子与密度测井在中原油田的应用 [J]. *测井技术*, 2004, 28(5): 414-416. [Guo Qingzhong. Application of neutron-density log in Zhongyuan oilfield [J]. *Well Logging Technology*, 2004, 28(5): 414-416.]
- [59] 田方,崔永平,季红鹏,等. 密度测井在鄂尔多斯盆地油气田应用 [J]. *国外测井技术*, 2007, 22(4): 14-16. [Tian Fang, Cui Yongping, Ji Hongpeng, et al. Application of density logging in oil and gas fields in Ordos Basin [J]. *World Well Logging Technology*, 2007, 22(4): 14-16.]
- [60] Liu H Y, Shi K B, Liu B, et al. Characterization and identification of bioturbation-associated high permeability zones in carbonate reservoirs of Upper Cretaceous Khasib Formation, AD oilfield, central Mesopotamian Basin, Iraq [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 110: 747-767.

Reservoir Characteristics and Porosity Calculation Sample Inspection Model of Ordovician Bioturbated Carbonate Reservoirs in Tahe Oilfield

ZHAO JiaRu¹, NIU YongBin¹, WANG Min², XU ZiLu¹, CUI ShengLi¹, WANG PeiJun³

1. College of Resources and Environment, Henan Polytechnic University, Jiaozuo, Henan 454003, China

2. Research Institute of exploration and development of Shengli Oilfield, Sinopec, Dongying, Shandong 257015, China

3. PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang 841000, China

Abstract: The bioturbated carbonate reservoirs in the Ordovician Yingshan and Yijianfang Formations of the Tahe oilfield are well developed. The macro-and microcharacteristics and genetic mechanism of the bioturbated carbonate reservoirs in the study area were examined by core observation, using thin-section microscope observation and porosity and permeability analysis of the plugs. A new porosity calculation sample inspection model is proposed based on core data and conventional logging data. Firstly, the results show that the Ordovician reservoirs in the study area are mostly oil-bearing plaques with irregular or ribbon distribution on the core. The burrow fills are mainly dolomite, and the reservoir spaces are mainly intercrystalline pores. With the increase of the bioturbation index, the average porosity firstly increased and then decreased, but average permeability continued to increase. Secondly, during Lower-Middle Ordovician deposition, [paleo]organisms produced many burrows of various shapes within or on the surface of the carbonate deposits. Bioturbation caused the differences in composition and structure between the burrow fills and the surrounding rock matrix. Such differences gradually increased with the subsequent diagenetic process, which has an important effect on both storage and permeability of the reservoir. Thirdly, by summing the previous logging porosity calculation methods, a porosity calculation sample inspection model is proposed based on core data and conventional logging data by introducing a bioturbation index into the density logging porosity calculation model. The effectiveness and accuracy of the porosity calculation model were verified by core plunger test results. This model compensates for the shortcomings of the conventional porosity model. The pseudo core data generated by the proposed model provides reliable sample training data for the general porosity calculation model for bioturbated carbonate reservoirs established in the next step. This is highly significant both for calculating reserves and reservoir description.

Key words: bioturbated reservoir; porosity calculation model; carbonate; Ordovician; Tahe oilfield