

伊拉克H油田上白垩统Hartha组 孔隙型碳酸盐岩储层成岩相特征及地质建模

吕洲¹, 杜潇¹, 王友净¹, 张杰², 李楠¹, 王鼎¹, 王君¹, 洪亮³, 郝晋进³

1 中国石油勘探开发研究院; 2 中国石油杭州地质研究院; 3 中国石油勘探开发研究院西北分院

摘要 孔隙性生物碎屑灰岩是中东地区主要储层类型之一,具有非均质性强、孔隙类型差异显著且微观孔隙结构复杂等特征。成岩作用是造成上述特征的重要原因,成岩相研究是综合分析成岩作用对储层影响的重要方法。针对伊拉克H油田上白垩统Hartha组缓坡相生物碎屑灰岩,开展了岩心成岩作用表征、成岩相划分及孔喉特征分析、成岩相测井响应及神经网络学习、成岩相空间约束条件分析及地质建模等研究工作。结果表明,研究区Hartha组顶部HA层发育孔隙型碳酸盐岩储层,对储层质量造成影响的成岩作用主要为海水胶结作用、埋藏胶结作用、准同生溶蚀作用、埋藏溶蚀作用、压实作用和白云石化作用。依据成岩作用差异和孔隙类型差异,划分出5种岩心成岩相类型,分别为原生孔隙型、溶孔型、体腔孔型、晶间孔型和微孔型。将岩心成岩相及测井曲线特征进行标定,划分出3种差异较为明显的测井成岩相,通过基于岩心标定的常规测井曲线进行神经网络学习,对非取心井进行测井成岩相识别。以单井成岩相为基础,铀/钍钾比、层序界面距离、纵波时差3种属性为空间约束,建立了研究区三维成岩相模型。研究成果为孔隙性生物碎屑灰岩成岩相表征与建模提供了方法与实例。

关键词 孔喉结构; 成岩作用; 成岩相; 地质建模; 碳酸盐岩; Hartha组; 伊拉克

中图分类号: TE122.2 **文献标识码**: A

0 前言

成岩相研究是储层描述与表征的关键环节。成岩相的概念是邹才能等^[1]系统提出的,成岩相是构造、流体、温压等条件对沉积物综合作用的结果,是表征储集体性质、类型和优劣的成因标志。在孔隙型碳酸盐岩储层表征过程中,成岩相是储层质量的主控因素,可用于研究储层形成机理、空间分布和定量评价。相应地,成岩相的地质建模也是孔隙型碳酸盐岩储层地质建模中的核心步骤,对后续的岩石类型、储层属性建模起到控制作用,直接影响了优质储层展布的表征精度。国内外学者基于岩心观察、薄片鉴定、岩心实验等手段,在一维的岩心尺度上,对成岩作用类型、成岩期次及演化、成岩作用对储层物性的影响方面作了大量研究^[1-6],提出了扩容性和致密化两大类成岩相类型,用于划分不同成岩作用的组合。随着研究的深入,基于核磁测井

等特殊测井的成岩相测井解释、利用神经网络进行岩心标定下的常规测井曲线神经网络学习的研究,推动成岩相研究向二维测井尺度定量表征发展^[7-16]。而在三维地质建模领域,成岩相的空间发育特征需要在成岩相特征一维和二维描述的基础上,研究成岩相发育的主控因素,并将地质认识与地质统计学算法相结合,使用地震属性、层序特征等作为空间约束条件,完成成岩相的地质建模^[17-20]。

本次研究以伊拉克H油田上白垩统Hartha组孔隙型碳酸盐岩储层为研究对象,为解决储层非均质性强、孔隙类型差异显著和微观孔隙结构复杂等问题,从成岩作用的角度,解释了孔隙性生物碎屑灰岩储集性能产生明显差异的原因,完成了岩心成岩作用表征、成岩相划分及孔喉特征分析、成岩相测井响应及神经网络学习、成岩相空间约束条件分析及地质建模等研究工作。研究成果为孔隙性生物碎屑灰岩成岩相表征与建模提供了方法与实例。

收稿日期: 2021-09-27; 改回日期: 2021-11-24

本文受中国石油天然气股份有限公司“十四五”前瞻性基础性重大科技项目“特低渗碳酸盐岩油藏经济有效开发关键技术研究”(编号:2021DJ3202)、中国石油勘探开发研究院青年创新工程项目“中东地区倾斜油水界面油藏成因机理和地质建模技术研究”共同资助
第一作者: 吕洲,工学博士,高级工程师,主要从事开发地质与油藏描述研究。通信地址:100083 北京市海淀区学院路20号;E-mail:lvzhou827@163.com

1 研究区地质特征

1.1 区域地质背景

H油田位于伊拉克东南部的美索不达米亚盆地前渊带南部(图1a),是一个以北西—南东向的背斜为构造、以生物碎屑碳酸盐岩为主要储层的巨型油田。自晚二叠世至晚白垩世,美索不达米亚盆地接受了较厚的以碳酸盐为主的缓坡—台地相沉积,具有碳酸盐缓坡与碳酸盐台地交互发育的特征。上白垩统 Hartha 组的沉积开始于狭窄、蒸发的盆地,在晚白垩世随着盆地缓慢下沉而形成缓坡相碳酸盐沉积,直到演变为深水环境开始盆地相的 Shiranish 组泥灰岩沉积而结束^[21]。

1.2 层序地层

Hartha 组是伊拉克东南部地区坎潘阶上部的主要地层(图1b),其底部与下伏 Sadi 组为平行不整合接触,顶部与上覆 Shiranish 组整合接触。Hartha 组由2个三级层序组成,发育2个向上变浅旋回。沉积环境为碳酸盐缓坡,主要储层为内缓坡相的碳

酸盐岩。Hartha 组以石灰岩为主,普遍存在不同程度的白云石化。研究区 Hartha 组发育上下2套岩性地层单元,为 HA 层和 HB 层,上部 HA 层平均厚度约为 15 m,是 H 油田的主要产油层位之一。

1.3 岩石学特征

研究区 HA 层以颗粒灰岩和泥粒灰岩为主,底部发育部分粒泥灰岩。颗粒以生物碎屑为主,颗粒间被灰泥充填,含少量亮晶方解石,生物碎屑由厚壳蛤、底栖有孔虫、棘皮类组成。泥粒灰岩中的生物碎屑包括双壳类、棘皮类、软体类和绿藻类,以及少量浮游有孔虫。粒泥灰岩的主要成分为泥晶,含少量生物碎屑、介壳或内碎屑等颗粒,颗粒含量较低。HB 层以粒泥灰岩和泥灰岩为主,不含或含少量生物碎屑。

1.4 沉积相特征

由岩性和生物组合所指示的沉积环境表明,研究区 HA 层沉积期的水体能量普遍较低,处于正常浪基面附近或以下,沉积环境局限程度较高,盐度

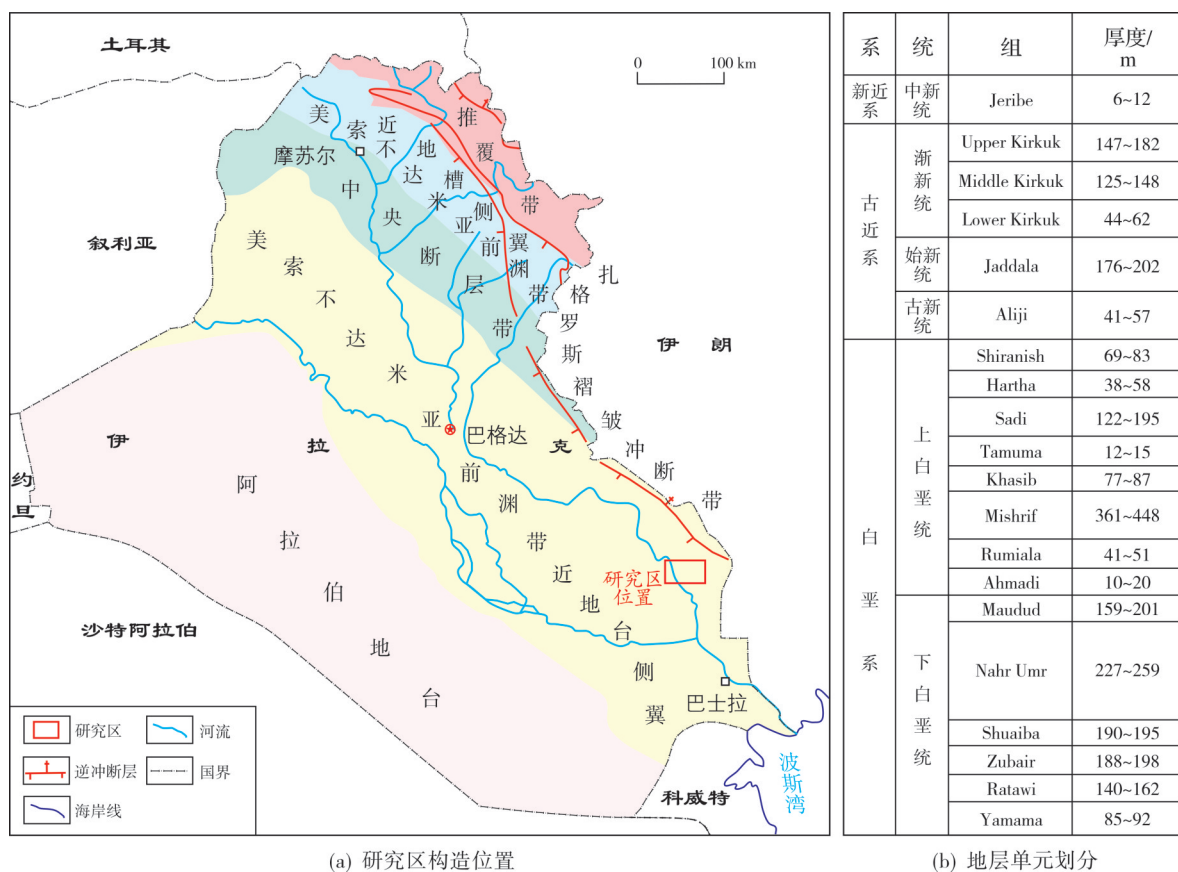


图1 研究区构造位置和地层单元划分

Fig. 1 Tectonic location and stratigraphic unit division of the study area

比正常海水稍高,但局部也发育水体能量较高的滩相环境。由取心井所揭示的岩性和生物类型组合显示,HA 层发育内缓坡滩相,根据水动力差异可分为两类:一类是强水动力条件下沉积的以厚壳蛤、棘皮类为主要颗粒的高能滩相;另一类是水动力中等条件下的以有孔虫为主要颗粒的低能滩相,滩和潟湖—潮下带粒泥灰岩频繁交互。HB 层发育中、外缓坡粒泥灰岩和泥灰岩。

1.5 储层物性

据 HA 层样品实测数据统计:研究区目的层段孔隙度主要分布在 10%~22% 范围,平均值为 16.7%;渗透率主要分布在 $(0.1 \sim 3\ 445) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 范围。由储层孔隙度—渗透率交会图可见(图 2),高孔隙度段储层渗透率出现了显著的差异性:相同孔隙度条件下,渗透率极差超过 100 倍。如何通过成岩相划分,建立岩石类型并精确表征孔渗关系差异是储层研究和地质建模的关键^[22-26]。

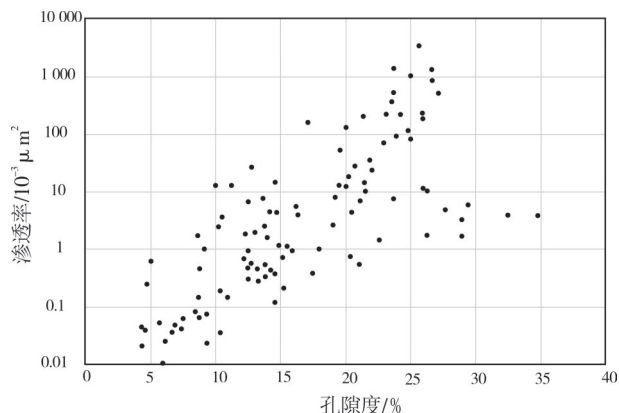


图2 伊拉克 H 油田 Hartha 组 HA 层孔隙度—渗透率交会图
Fig. 2 The porosity-permeability crossplot of HA layer of Hartha Formation in H Oilfield, Iraq

2 成岩相特征

2.1 成岩作用类型

根据岩心观察和薄片鉴定,研究区的成岩作用类型主要包括海水胶结作用、埋藏胶结作用、准同生溶蚀作用、埋藏溶蚀作用、压实作用和白云石化作用。

海水胶结作用在目的层段普遍发育,以方解石胶结为主,颗粒周边发育粒状方解石,向粒间孔或体腔孔中心方向生长。埋藏胶结作用形成的胶结物通常填充在裂缝、体腔孔和铸模孔之中,胶结物成分以片状方解石、铁方解石和白云石为主。准同

生溶蚀作用通常具有组构选择性,形成体腔孔。埋藏溶蚀作用通常具有非组构选择性,形成形状不规则的溶孔。压实作用的强弱在不同深度取心段差异较大,颗粒的接触关系由点接触到线接触。白云石化作用通常伴随着埋藏胶结作用,白云石交代方解石或铁方解石后形成白云石胶结物发育在体腔孔或铸模孔中。研究区上述 6 种成岩作用的典型铸体薄片如表 1 所示。

2.2 成岩相划分

通过岩心观察和薄片鉴定,按照 6 种成岩作用的强弱关系和形成的主要孔隙类型,将研究区储层划分为 5 种岩心成岩相:

原生孔隙型成岩相 主要发育在**高能滩相**储层中,厚壳蛤和棘皮类生物碎屑颗粒含量高、颗粒体积较大,形成了大量的原生粒间孔。颗粒外的灰泥包壳抑制了胶结作用,仅形成少量粒状胶结物,良好的颗粒支撑结构减轻了压实作用对原生孔隙的影响,使得大量原生孔隙得以保留,加上少量颗粒发生准同生溶蚀形成的铸模孔和埋藏溶蚀形成的溶孔,形成了连通性良好的原生孔隙型成岩相。

溶孔型成岩相 主要发育在**高能滩的边部**储层中,生物类型以软体、棘皮、有孔虫为主,颗粒含量高、颗粒体积较小,原生粒间孔较少。强烈的埋藏溶蚀作用形成的溶孔,部分粒间孔和少量颗粒发生准同生溶蚀形成的铸模孔,形成了连通性良好但是孔隙大小差异明显的溶孔型成岩相。

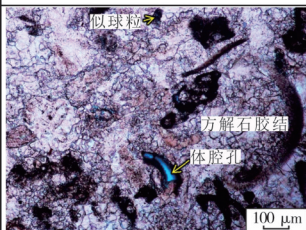
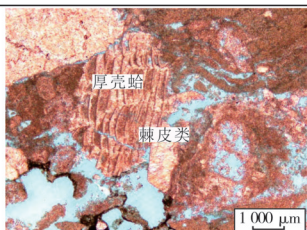
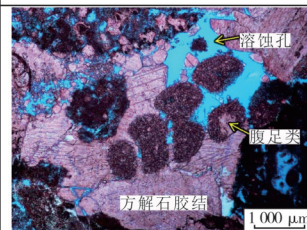
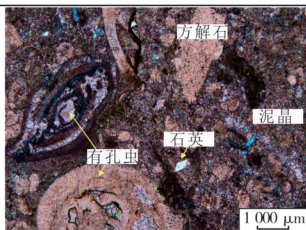
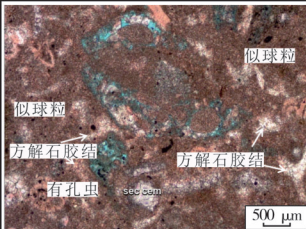
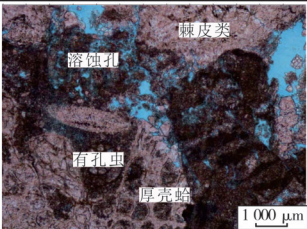
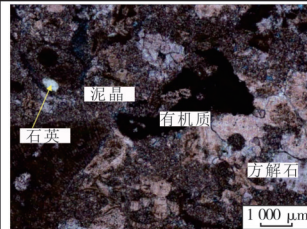
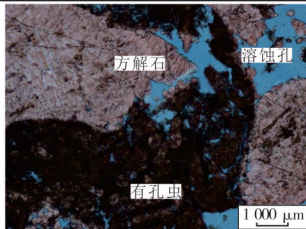
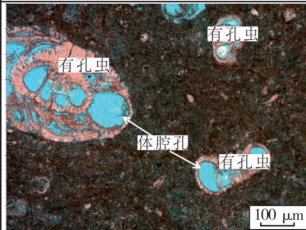
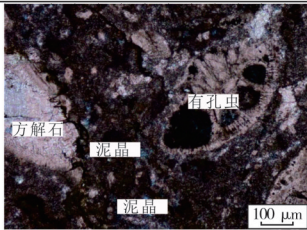
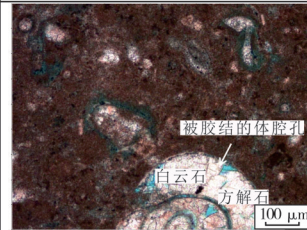
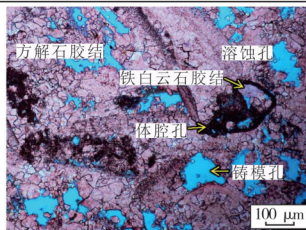
体腔孔型成岩相 主要发育在**低能滩相**储层中,生物类型以有孔虫为主,颗粒含量中等,颗粒体积较小,颗粒间充填大量灰泥,原生粒间孔基本不存在。强—中等准同生溶蚀作用形成大量体腔孔,在弱—中等埋藏胶结作用和白云石化作用下,部分体腔孔保留,形成孔隙较大但连通性差的体腔孔型成岩相。

晶间孔型成岩相 主要发育在**低能滩相的边部或潟湖环境**中,生物碎屑含量进一步降低,仅发育少量有孔虫,灰泥含量高,基本不存在原始粒间孔,少见铸模孔和体腔孔,部分裂缝被强烈的埋藏胶结作用形成的铁方解石胶结物和强—中等白云石化作用形成的白云石胶结物所充填,仅保留少量晶间孔或微孔,形成连通性差的晶间孔型成岩相。

微孔型成岩相 主要发育在**潮下带和潟湖中**,

表1 伊拉克H油田 Hartha组不同类型成岩作用典型铸体薄片特征

Table 1 Photos of cast petrographic thin sections showing different types of diagenesis of Hartha Formation in H Oilfield, Iraq

成岩作用程度强	成岩作用程度弱	成岩作用程度强	成岩作用程度弱
 <p>海水胶结作用。A3井, 2 583.30 m</p>	 <p>海水胶结作用。A1井, 2 597.11 m</p>	 <p>埋藏溶蚀作用。A3井, 2 577.43 m</p>	 <p>埋藏溶蚀作用。A1井, 2 618.13 m</p>
 <p>埋藏胶结作用。A2井, 2 571.11 m</p>	 <p>埋藏胶结作用。A1井, 2 598.08 m</p>	 <p>压实作用。A1井, 2 608.11 m</p>	 <p>压实作用。A1井, 2 601.11 m</p>
 <p>准同生溶蚀作用。A2井, 2 566.10 m</p>	 <p>准同生溶蚀作用。A1井, 2 606.10 m</p>	 <p>白云石化作用。A2井, 2 570.11 m</p>	 <p>白云石化作用。A3井, 2 577.89 m</p>

颗粒含量少,强烈的压实作用和胶结作用使得孔隙度大幅降低,仅存在少量微孔,形成物性最差的微孔型成岩相。

2.3 成岩相控制下的微观孔喉特征

原生孔隙型成岩相储层以粒间孔为主,发育部分溶孔、少量铸模孔和微孔;毛细管力曲线呈极低排驱压力、无平直段的特征;孔喉分布曲线呈典型的双峰状,右峰在10~30 μm之间,左峰在0.2~0.5 μm之间;渗透率主要由右峰贡献,为 $(100\sim3\,000)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,孔隙度为20%~27%。以A1井为例,深度2 600.11 m,孔隙度为23.08%,渗透率为 $221.18\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,铸体薄片、扫描电镜和高压压汞均来自同一块栓塞样(图3)。

溶孔型成岩相储层以溶孔为主,发育部分粒间孔、少量微孔;毛细管力曲线呈低排驱压力、平直段较短的特征;孔喉分布曲线呈双峰—多峰状特征,右峰在5~8 μm之间,左峰在0.1~0.3 μm之间;渗透率

主要由右峰贡献,为 $(10\sim100)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,孔隙度为18%~23%。以A1井为例,深度2 611.10 m,孔隙度为17.71%,渗透率为 $26.19\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,铸体薄片、扫描电镜和高压压汞均来自同一块栓塞样(图4)。

体腔孔型成岩相储层以体腔孔为主,毛细管力曲线呈高排驱压力、平直段长的特征,孔喉分布曲线呈典型的单峰特征,峰值在0.2~0.5 μm之间;渗透率主要分布在 $(1\sim10)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间,孔隙度为20%~35%。以A2井为例,深度2 566.10 m,孔隙度为26.17%,渗透率为 $1.73\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,铸体薄片、扫描电镜和高压压汞均取自同一块栓塞样(图5)。

晶间孔型成岩相储层以晶间孔为主,铸体薄片和扫描电镜均显示孔隙主要存在于方解石胶结物之间;渗透率主要分布在 $(0.1\sim10)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间,孔隙度为10%~20%。以A3井为例,深度2 585.31 m,孔隙度为13.20%,渗透率为 $0.47\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,铸体薄片、扫描电镜均取自同一块栓塞样(图6,该类储层厚度较薄,未做压汞取样)。

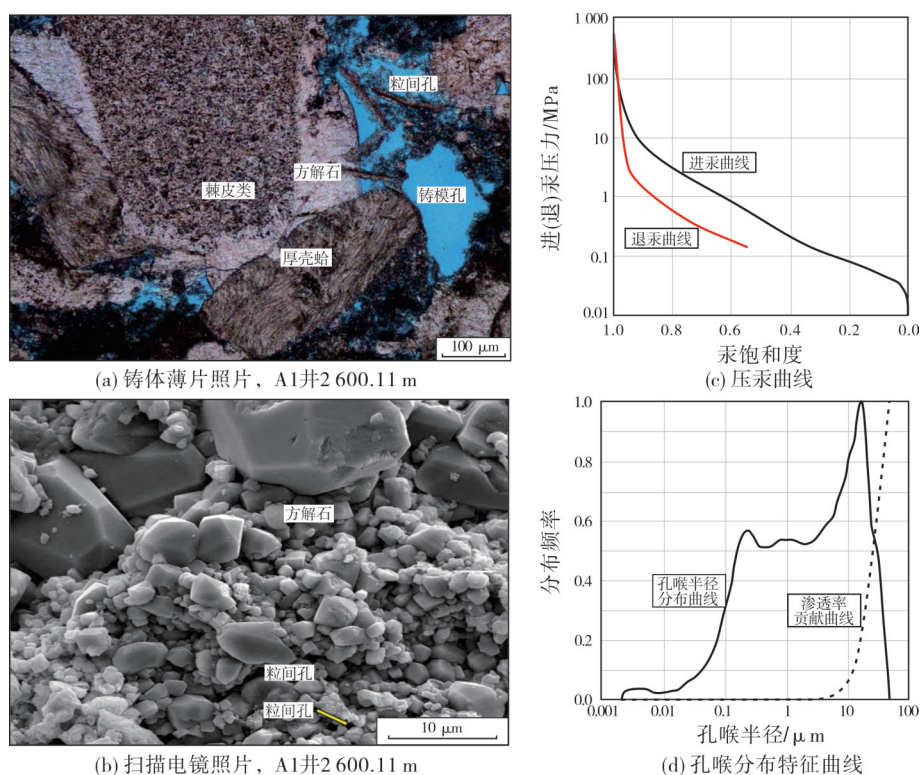


图3 伊拉克H油田 Hartha组储层原生孔隙型成岩相微观孔喉特征(A1井2 600.11 m)

Fig. 3 Characteristics of microscopic pore throat of primary pore diagenetic facies of Hartha Formation reservoir in H Oilfield, Iraq (Well A1 2 600.11 m)

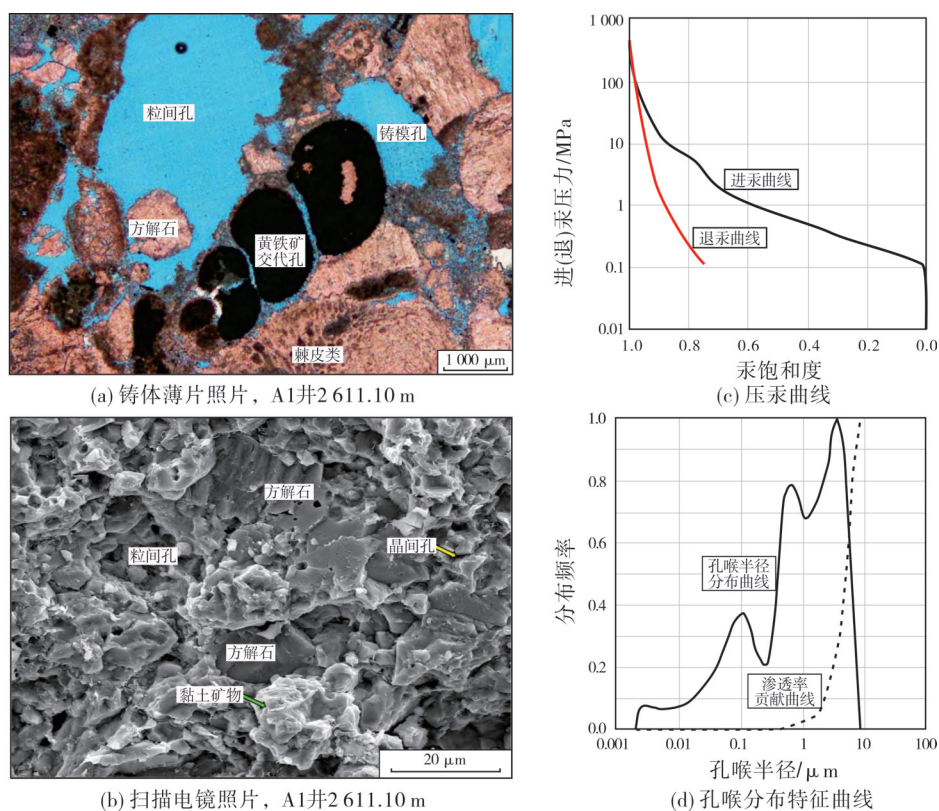


图4 伊拉克H油田 Hartha组储层溶孔型成岩相微观孔喉特征(A1井2 611.10 m)

Fig. 4 Characteristics of microscopic pore throat of dissolution pore diagenetic facies of Hartha Formation reservoir in H Oilfield, Iraq (Well A1 2 611.10 m)

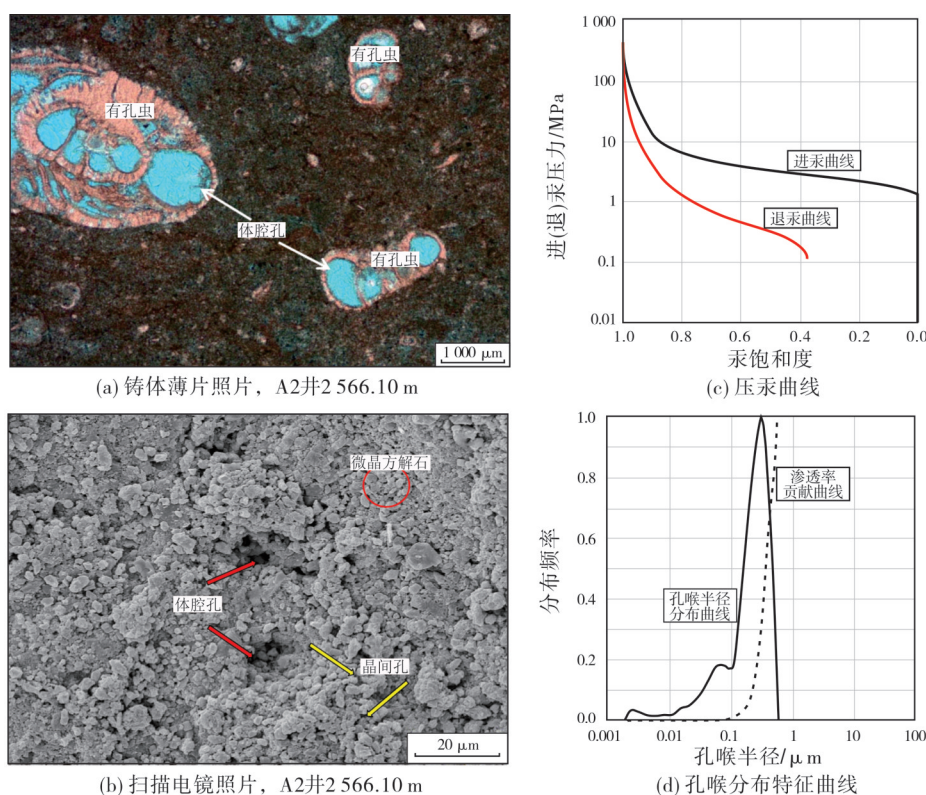


图5 伊拉克H油田 Hartha组储层体腔孔型成岩相微观孔喉特征(A2井2 566.10 m)

Fig. 5 Characteristics of microscopic pore throat of mouldic-intrafossil pore diagenetic facies of Hartha Formation reservoir in H Oilfield, Iraq (Well A2 2 566.10 m)

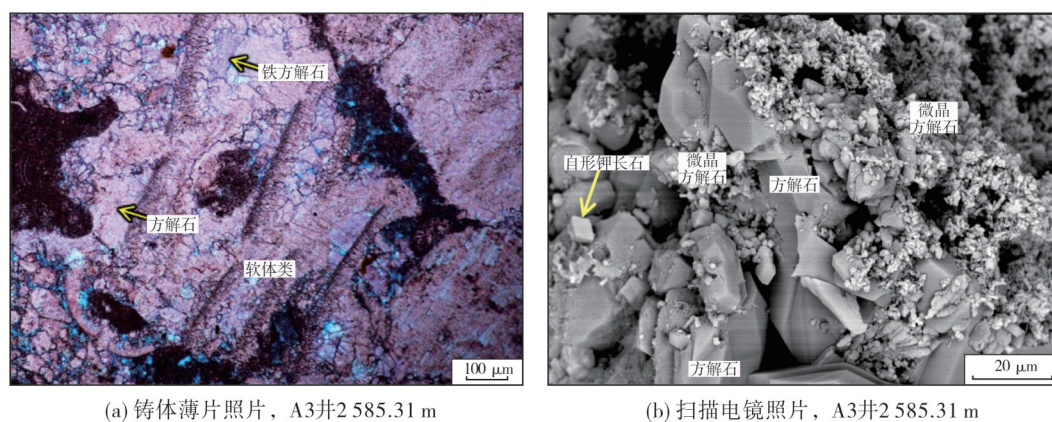


图6 伊拉克H油田 Hartha组储层晶间孔型成岩相微观孔喉特征(A3井2 585.31 m)

Fig. 6 Characteristics of microscopic pore throat of intracrystalline pore diagenetic facies of Hartha Formation reservoir in H Oilfield, Iraq (Well A3 2 585.31 m)

微孔型成岩相储层以微孔为主,铸体薄片显示孔隙主要存在于灰泥中,扫描电镜照片显示少量微孔发育在微晶方解石之间;毛细管力曲线呈极高排驱压力、平直段长的特征,孔喉分布曲线呈典型的单峰特征,峰值小于 $0.1\text{ }\mu\text{m}$;渗透率小于 $0.1\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,孔隙度小于10%。以A1井为例,深度2 613.13 m,孔隙度为4.5%,渗透率为 $0.01\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,铸体薄片、扫描电镜和高压压汞均取自同一块栓塞样(图7)。

2.4 成岩相与层序、沉积相、岩石类型的关系

据上述5类岩心成岩相特征描述可知,成岩相与层序特征、沉积相、岩石类型密切相关。储层与层序界面的距离、高能滩到低能滩再到潟湖和潮下带的水体深度和水动力强度的变化、生物碎屑类型和颗粒含量的变化等,共同影响着不同类型成岩作用的强弱,进而形成不同类型的成岩相,具体如表2所示。

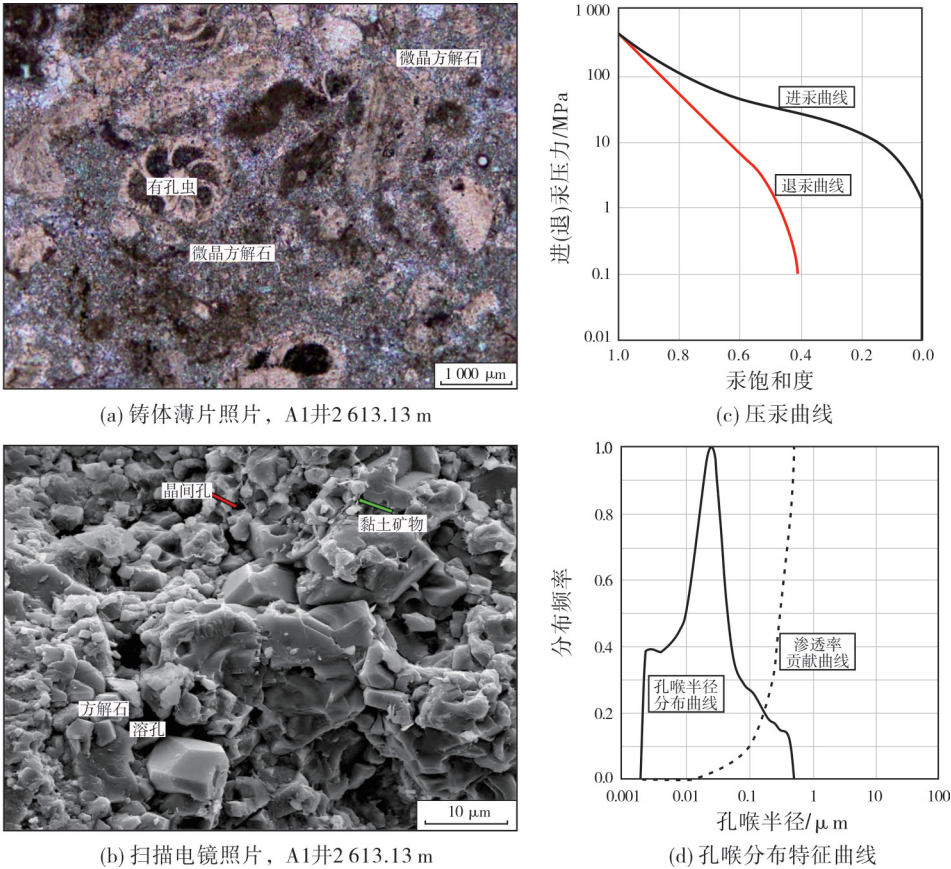


图7 伊拉克 H 油田 Hartha 组储层微孔型成岩相微观孔喉特征 (A1 井 2 613.13 m)

Fig. 7 Characteristics of microscopic pore throat of micro-pore diagenetic facies of Hartha Formation reservoir in H Oilfield, Iraq(Well A1 2 613.13 m)

表2 伊拉克 H 油田 Hartha 组储层成岩相类型与层序、沉积相、岩石类型之间的关系

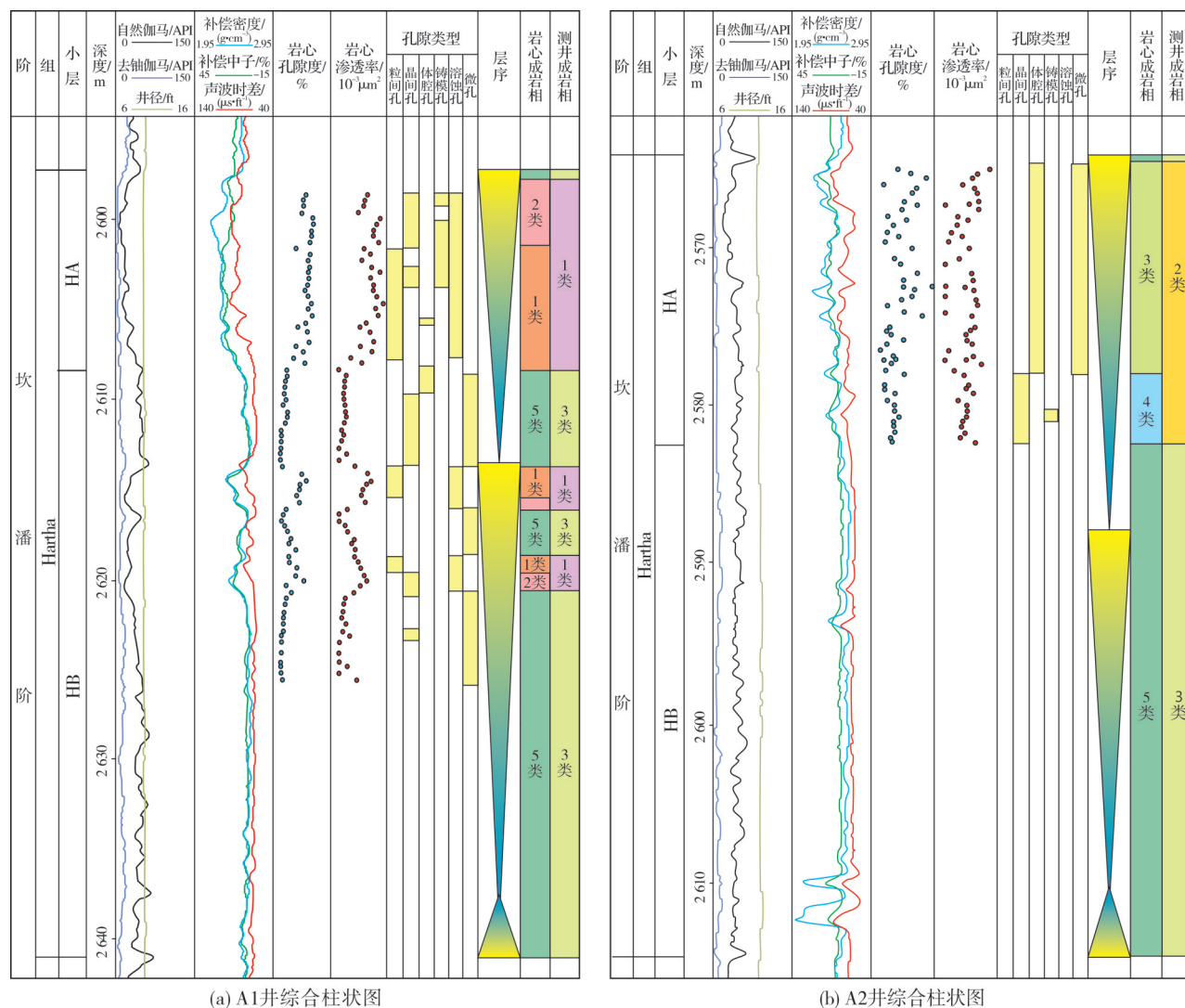
Table 2 Relationship between diagenetic facies types and sequence, sedimentary facies and rock types of Hartha Formation reservoir in H Oilfield, Iraq

测井成岩相	岩心成岩相类型	成岩作用	层序特征	沉积相特征	岩石类型特征
1类	原生孔隙型成岩相	弱海水胶结、弱埋藏胶结、弱一中等准同生溶蚀作用、弱一中等埋藏溶蚀作用、弱压实作用和弱白云石化作用	三级层序顶部,海退末期,靠近层序界面	高能滩相,沉积水体深度最小,水动力最强,陆源输入多	以厚壳蛤和棘皮类为主的颗粒灰岩和颗粒主导的泥粒灰岩
	溶孔型成岩相	弱海水胶结、弱埋藏胶结、弱一中等准同生溶蚀作用、强埋藏溶蚀作用、弱压实作用和弱白云石化作用	三级层序顶部,海退末期,靠近层序界面	高能滩相边部,沉积水体深度较浅,水动力较强,陆源输入多	以软体、棘皮、有孔虫为主的颗粒主导的泥粒灰岩和灰泥主导的泥粒灰岩
2类	体腔孔型成岩相	强一中等海水胶结、弱一中等埋藏胶结、强一中等准同生溶蚀作用、弱埋藏溶蚀作用、中等压实作用和弱一中等白云石化作用	三级层序中部,海退中期到末期	低能滩相,沉积水体深度较大,水动力较弱,陆源输入较少	以有孔虫为主、灰泥主导的泥粒灰岩和粒泥灰岩
	晶间孔型成岩相	强一中等海水胶结、强埋藏胶结、强一中等准同生溶蚀作用、弱埋藏溶蚀作用、中等压实作用和强一中等白云石化作用	三级层序中下部,海退早期到中期	低能滩相的边部或潟湖环境中,沉积水体深度较大,水动力较弱,陆源输入较少	含少量有孔虫的粒泥灰岩
3类	微孔型成岩相	强一中等海水胶结、强埋藏胶结、弱准同生溶蚀作用、弱埋藏溶蚀作用、强压实作用和弱白云石化作用	三级层序下部,海退早期	潟湖或潮下带中,沉积水体深度最大,水动力最弱	粒泥灰岩或泥灰岩

2.5 成岩相测井识别

对取心井成岩相特征综合柱状图进行分析可以发现,原生粒间孔型和溶孔型成岩相发育位置相近,测井曲线特征差异不大,原因是这2类成岩相储层经历的成岩作用类型及程度近似,形成的孔隙类型和孔喉特征也相近。同样地,体腔孔型和晶间孔型成岩相也具有相似的特征。为便于测井识别,将原生孔隙型和溶孔型成岩相归为1类测井成岩相,

体腔孔型和晶间孔型成岩相归为2类测井成岩相,微孔型成岩相归为3类测井成岩相。选取自然伽马和三孔隙度曲线进行神经网络学习,在2口岩心标定的取心井中神经网络学习结果与成岩相划分结果拟合程度超过90%,在盲井检验的取心井神经网络学习结果与成岩相划分结果拟合程度超过80%,达到了可以推广到非取心井的拟合精度要求。综合上述成岩相划分标准及其对应的微观孔隙结构特征,完成了研究区取心井的成岩相特征综合柱状图(图8)。



注: 岩心成岩相中, 1类为原生孔隙型成岩相, 2类为溶孔型成岩相, 3类为体腔孔型成岩相, 4类为晶间孔型成岩相, 5类为微孔型成岩相。

图8 伊拉克H油田取心井Hartha组成岩相和孔隙类型综合柱状图

Fig. 8 Comprehensive columns of diagenetic facies and pore types of Hartha Formation reservoir of the coring wells in H Oilfield, Iraq

3 成岩相地质建模方法

3.1 成岩相的空间约束条件

前文成岩相特征的分析实现了岩心尺度的成

岩作用特征描述和成岩相划分,并通过岩心测井标定实现了测井成岩相识别。在此基础上,需确定成岩相的空间展布特征的控制因素,作为三维地质建模的空间约束条件。

首先,根据不同成岩相特征分析结果和成岩相类型与沉积相特征的关系分析,1类测井成岩相储层在沉积期的水体深度较浅且水体能量显著强于2类测井成岩相。综合分析测井成岩相识别结果和伽马能谱数据,可得出测井成岩相与铀/钍钾比有相关性(图9a)。原因是铀的含量与水体深度成

正相关关系:当水体深度较浅时,铀伽马较低,而陆源输入的钍钾含量较高,所以较低的铀/钍钾比代表了水体深度较浅。水动力较强的环境,有利于1类测井成岩相的发育。随着铀/钍钾比的升高,水体逐渐加深,水动力减弱,2类和3类测井成岩相的比例开始增加。

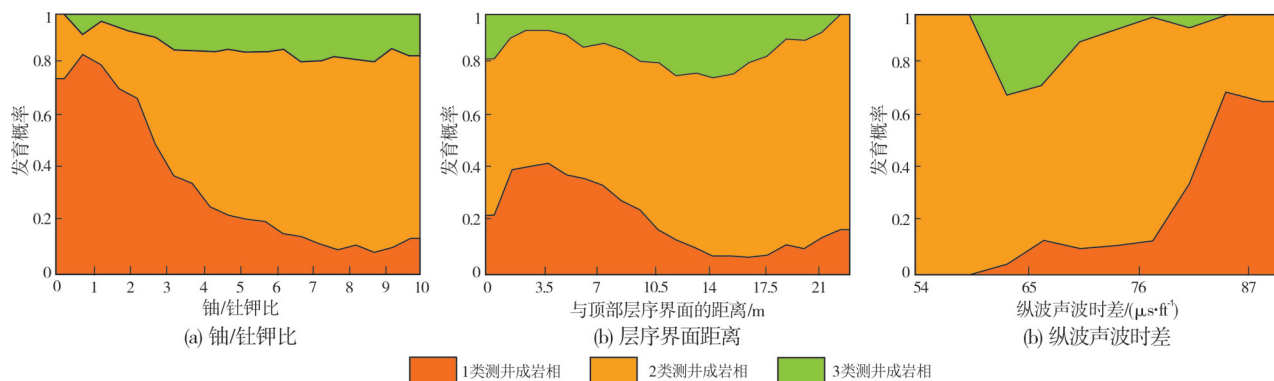


图9 伊拉克H油田 Hartha组HA层储层测井成岩相的空间约束条件

Fig. 9 The relationship between the log diagenetic facies and controlling factors of HA layer of Hartha Formation in H Oilfield, Iraq

其次,1类测井成岩相与2类测井成岩相的主要区别在于溶蚀作用和胶结作用的强弱差异导致的孔隙类型的区别。根据成岩相类型与层序特征的关系,无论是准同生期还是埋藏期,碳酸盐岩的溶蚀作用和胶结作用均与层序界面相关。研究区HA层作为一套向上变浅的三级层序,距离HA顶部层序界面距离越近,溶蚀作用发生的可能性越大,反之,胶结作用发生的可能性越大。因此,1类测井成岩相与2类测井成岩相在纵向上的分布概率与距离HA层序界面顶面的距离成正相关关系,越接近顶部,越有利于1类测井成岩相的发育(图9b)。

最后,因为不同成岩相孔隙类型的差异,造成了孔隙形状的明显差异。不同类型的测井成岩相在纵波时差分布区间上存在明显差异^[27]:当纵波时差较小时,体腔孔、晶间孔和微孔发育的可能性较大,2类和3类测井成岩相较为发育;随着纵波时差的增大,粒间孔和溶孔比例增加,1类测井成岩相的比例升高(图9c)。

综合上述3种空间约束条件,将伽马能谱测井、地层深度和纵波速度地震反演转化为铀/钍钾比、层序界面距离、纵波时差3个属性场,代入3种属性与测井成岩相的概率分布关系,形成概率体,作为三维地质建模的空间约束变量。

3.2 成岩相地质建模

以研究区全部过路井的单井测井神经网络学习结果为成岩相地质建模的“硬数据”,将测井成岩相解释结果作为纵向分布趋势(图10a),以综合了铀/钍钾比、层序界面距离、纵波时差的3类测井成岩相概率场(图10b—10d)为协同模拟的空间约束,采用序贯指示方法,建立了研究区成岩相三维地质模型(图10e)。成岩相建模结果很好地预测了3类测井成岩相的三维空间展布特征,有效地区分了研究区 Hartha组HA层的孔隙度—渗透率差异,为属性模型的建立提供了约束条件。

3.3 成岩相建模结果的不确定性

成岩相建模结果的不确定性主要体现在随机模拟时变差函数设置的不确定性。因缺乏露头表征和相关的研究文献参考,不同成岩相储层的展布形态和接触关系缺乏定量化的模式指导,只能依据井数据特征大致确定变程范围。类似地,主变程方向和倾角也只能通过类比沉积相展布特征作近似处理。这些不确定性造成了成岩相建模结果的不确定性,需要采用不同的变差函数设置形成若干地质模型的实现,结合数值模拟研究,应用动态数据的拟合结果来判别合适的参数设置。

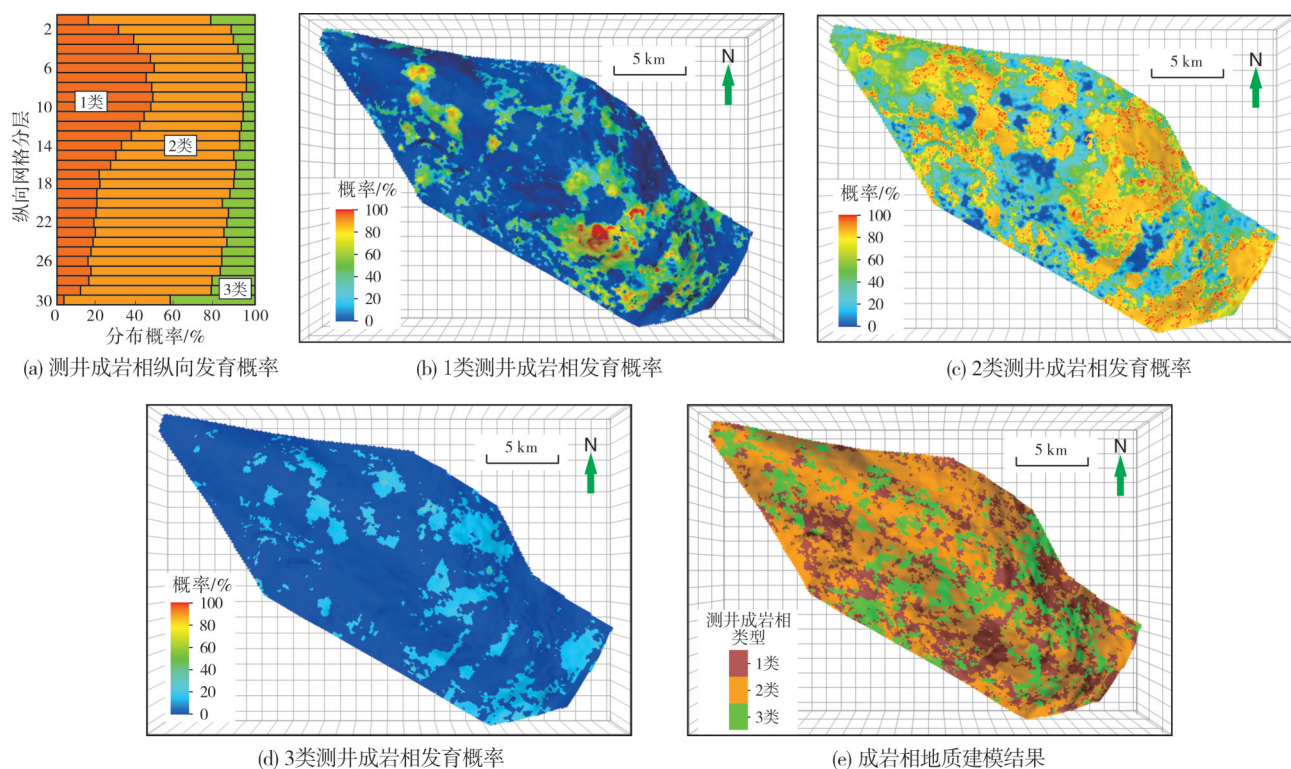


图 10 伊拉克 H 油田 Hartha 组 HA 层成岩相建模流程及结果

Fig. 10 The modeling process and results of diagenetic facies of HA layer of Hartha Formation in H Oilfield, Iraq

4 结 论

(1) 伊拉克 H 油田上白垩统孔隙性碳酸盐岩成岩作用包括海水胶结作用、埋藏胶结作用、准同生溶蚀作用、埋藏溶蚀作用、压实作用和白云石化作用。依据成岩作用差异和孔隙类型差异,在研究区 HA 层岩心尺度上划分出 5 种成岩相类型,分别是原生孔隙型成岩相、溶孔型成岩相、体腔孔型成岩相、晶间孔型成岩相和微孔型成岩相。

(2) 将 5 种岩心尺度的成岩相类型合并为 3 种差异较为明显的测井成岩相,通过基于岩心标定的常规测井曲线进行神经网络学习,有效地识别了非取心井测井成岩相,完成了研究区单井成岩相识别。

(3) 以成岩相单井识别数据为基础,通过铀/钍钾比、层序界面距离、纵波时差 3 种属性建立的成岩相三维空间概率场为约束条件,建立了研究区 HA 层成岩相三维地质模型,并通过不确定性分析,提高地质模型的预测精度,为属性模型的建立提供了基础。

参考文献

- [1] 邹才能,陶士振,周慧,等.成岩相的形成、分类与定量评价方法[J].石油勘探与开发,2008,35(5):526-540.
ZOU Caineng, TAO Shizhen, ZHOU Hui, et al. Genesis classification and evaluation method of diagenetic facies [J]. Petroleum exploration and development, 2008, 35(5):526-540.
- [2] 樊爱萍,杨仁超,李义军.成岩作用研究进展与发展方向[J].特种油气藏,2009,16(2):1-8, 103.
FAN Aiping, YANG Renchao, LI Yijun. Research progress and development tendency of diagenesis study [J]. Special oil and gas reservoirs, 2009, 16(2):1-8, 103.
- [3] 刘龙龙,孙中强,张金亮,等.丽水凹陷古新统储层成岩相测井识别与预测[J].中国海上油气,2021,33(1):64-75.
LIU Longlong, SUN Zhongqiang, ZHANG Jinliang, et al. Logging identification and prediction of Paleocene reservoir diagenetic facies in Lishui Sag [J]. China offshore oil and gas, 2021, 33(1):64-75.
- [4] 张大智,初丽兰,周翔,等.松辽盆地北部徐家围子断陷沙河子组致密气储层成岩作用与成岩相特征[J].吉林大学学报(地球科学版),2021,51(1):22-34.
ZHANG Dazhi, CHU Lilan, ZHOU Xiang, et al. Diagenesis and diagenetic facies of tight gas reservoir of Shahezi Formation, in Xujiaweizi Fault Depression of North Songliao Basin [J]. Journal of Jilin University (earth science edition), 2021, 51(1):22-34.
- [5] 王亚东,余继峰,刘天娇,等.东濮凹陷上二叠统致密砂岩储层成岩相及孔隙演化[J].东北石油大学学报,2021,45(2):10, 79-91.
WANG Yadong, YU Jifeng, LIU Tianjiao, et al. Diagenetic facies and pore evolution of Upper Permian tight sandstone reservoirs in Dongpu Depression [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2021, 45(2):10, 79-91.

- [6] CHENG Chuanjie, WU Chongyang, YU Bingsong, et al. Carbonate diagenetic facies of Yijianfang Formation (Shunbei area, Tarim Basin, Southeastern China) [J]. *Arabian journal of geosciences*, 2021, 14(11).
- [7] 王欢, 石开波, 赵丽敏, 等. 伊拉克 A 油田 Khasib 组碳酸盐岩微相及储层特征[J]. *海相油气地质*, 2020, 25(4): 351–362.
WANG Huan, SHI Kaibo, ZHAO Limin, et al. Microfacies and reservoir characteristics of carbonate rocks of Khasib Formation in Iraq A Oilfield [J]. *Marine origin petroleum geology*, 2020, 25(4): 351–362.
- [8] 伏美燕, 赵丽敏, 段天向, 等. 伊拉克 HF 油田 Mishrif 组厚壳蛤滩相储层沉积与早期成岩特征[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2016, 40(5): 1–9.
FU Meiyuan, ZHAO Limin, DUAN Tianxiang, et al. Reservoir and early diagenesis characteristics of rudist shoal of Mishrif Formation in HF Oilfield of Iraq [J]. *Journal of China University of Petroleum*, 2016, 40(5): 1–9.
- [9] 王昱翔, 周文, 郭睿, 等. 伊拉克哈勒法耶油田中、上白垩统碳酸盐岩储层岩石类型及特征[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(5): 764–772.
WANG Yuxiang, ZHOU Wen, GUO Rui, et al. Rock types and characteristics of the Middle–Upper Cretaceous carbonate reservoirs in Halfaya Oilfield, Iraq [J]. *Oil & gas geology*, 2016, 37(5): 764–772.
- [10] 李扬, 刘波, 田昌炳, 等. 伊拉克 Y 油田上白垩统 Mishrif 组碳酸盐岩储层及其测井响应特征[J]. *油气地质与采收率*, 2016, 23(6): 8–15.
LI Yang, LIU Bo, TIAN Changbing, et al. Carbonate reservoir characteristics and well logging responses of the Upper Cretaceous Mishrif Formation: a case study of Y Oilfield, southeast Iraq [J]. *Petroleum geology and recovery efficiency*, 2016, 23(6): 8–15.
- [11] DOVETON J, WATNEY L. Textural and pore size analysis of carbonates from integrated core and nuclear magnetic resonance logging: an Arbuckle study [J]. *Interpretation*, 2014, 3(1): SA77–SA89.
- [12] IMAMVERDIYEV Y, SUKHOSTAT L. Lithological facies classification using deep convolutional neural network [J]. *Journal of petroleum science and engineering*, 2019, 174: 216–228.
- [13] DENG Tianqi, XU Chicheng, LANG Xiaozheng, et al. Diagenetic facies classification in the Arbuckle Formation using deep neural networks [J]. *Mathematical geosciences*, 2021(5): 1491–1512.
- [14] 王玉玺, 刘波, 李扬, 等. 伊拉克北 Rumaila 油田白垩系 Mishrif 组碳酸盐岩储层特征与测井分类识别[J]. *测井技术*, 2015, 39(5): 640–647.
WANG Yuxi, LIU Bo, LI Yang, et al. Fine description of carbonate reservoir in the Mishrif Formation of North Rumaila Oilfield in Iraq [J]. *Well logging technology*, 2015, 39(5): 640–647.
- [15] GUNTER G W, SPAIN D R, Viro E J, et al. Winland pore throat prediction method—a proper retrospect: new examples from carbonates and complex systems [G]//SPWLA 55th Annual Logging Symposium, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2014.
- [16] 李峰峰, 郭睿, 余义常. 孔隙型碳酸盐岩储层地质建模探讨[J]. *科学技术与工程*, 2020, 20(6): 2131–2142.
LI Fengfeng, GUO Rui, YU Yichang. Discussion on geological modeling of porous carbonate reservoirs [J]. *Science technology and engineering*, 2020, 20(6): 2131–2142.
- [17] 乔占峰, 郑剑锋, 张杰, 等. 海相碳酸盐岩储层建模和表征技术进展及应用[J]. *海相油气地质*, 2019, 24(4): 15–26.
QIAO Zhanfeng, ZHENG Jianfeng, ZHANG Jie, et al. The latest progress on reservoir characterization for marine carbonate and its significance [J]. *Marine origin petroleum geology*, 2019, 24(4): 15–26.
- [18] 吴胜和, 李宇鹏. 储层地质建模的现状与展望[J]. *海相油气地质*, 2007, 12(3): 53–60.
WU Shenghe, LI Yupeng. Reservoir modeling: current situation and development prospect [J]. *Marine origin petroleum geology*, 2007, 12(3): 53–60.
- [19] 王鸣川, 段太忠, 杜秀娟, 等. 沉积相耦合岩石物理类型的孔隙型碳酸盐岩油藏建模方法[J]. *石油实验地质*, 2018, 40(2): 253–259.
WANG Mingchuan, DUAN Taizhong, DU Xiujuan, et al. Geological modeling method based on sedimentary facies coupled rock type for porous carbonate reservoirs [J]. *Petroleum geology & experiment*, 2018, 40(2): 253–259.
- [20] 谭学群, 廉培庆, 邱茂君, 等. 基于岩石类型约束的碳酸盐岩油藏地质建模方法: 以扎格罗斯盆地碳酸盐岩油藏 A 为例[J]. *石油与天然气地质*, 2013, 34(4): 558–563.
TAN Xuequn, LIAN Peiqing, QIU Maojun, et al. Rock type-constrained geological modeling of carbonate reservoirs: a case study of carbonate reservoir A in the Zagros Basin [J]. *Oil & gas geology*, 2013, 34(4): 558–563.
- [21] 黄茜, 伏美燕, 赵丽敏, 等. 伊拉克 HF 油田上白垩统碳酸盐缓坡相储层发育特征[J]. *沉积学报*, 2019, 37(2): 371–378.
HUANG Qian, FU Meiyuan, ZHAO Limin, et al. Characteristics of the reservoirs in carbonate ramp facies from the Upper Cretaceous, HF Oilfield, Iraq [J]. *Acta sedimentologica sinica*, 2019, 37(2): 371–378.
- [22] 吕苗苗, 宋本彪, 田昌炳, 等. 中东地区孔隙型碳酸盐岩储层渗透率主控因素分析[J]. *油气地质与采收率*, 2021, 28(3): 70–76.
LÜ Miaomiao, SONG Benbiao, TIAN Changbing, et al. Key controlling factors of permeability in porous carbonate reservoirs of Mishrif Formation in the Middle East [J]. *Petroleum geology and recovery efficiency*, 2021, 28(3): 70–76.
- [23] 宋新民, 李勇. 中东碳酸盐岩油藏注水开发思路与对策[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(4): 679–689.
SONG Xinmin, LI Yong. Optimum development options and strategies for water injection development of carbonate reservoirs in the Middle East [J]. *Petroleum exploration and development*, 2018, 45(4): 679–689.
- [24] LUCIA F J. Carbonate reservoir characterization: an integrated approach [M]. Berlin: Springer, 2007.
- [25] 孙晓伟, 郭睿, 田中元, 等. 孔隙型碳酸盐岩储层分类及主控因素: 以伊拉克西古尔纳油田 Mishrif 组为例[J]. *地质科技情报*, 2017, 36(3): 150–155.

- SUN Xiaowei, GUO Rui, TIAN Zhongyuan, et al. Classification and main controlling factors of porous carbonate reservoirs: a case study from Mishrif Formation, West Qurna Oilfield, Iraq [J]. Geological science and technology information, 2017, 36(3): 150–155.
- [26] 姚子修, 刘航宇, 田中元, 等. 伊拉克西古尔纳油田中白垩统 Mishrif 组碳酸盐岩储层特征及主控因素 [J]. 海相油气地质, 2018, 23(2): 59–69.
- YAO Zixiu, LIU Hangyu, TIAN Zhongyuan, et al. Characteristics and main controlling factors of carbonate reservoir of the Middle Cretaceous Mishrif Formation in the West Qurna Oilfield, Iraq [J]. Marine origin petroleum geology, 2018, 23(2): 59–69.
- [27] 张佳佳, 曾庆才, 印兴耀, 等. 多孔可变临界孔隙度模型及储层孔隙结构表征 [J]. 地球物理学报, 2021, 64(2): 724–734.
- ZHANG Jiajia, ZENG Qingcai, YIN Xingyao, et al. Multiple-porosity variable critical porosity model and pore structure characterization [J]. Chinese journal of geophysics, 2021, 64(2): 724–734.

编辑: 刘江丽 张润合

Diagenetic facies and geological modeling of porous carbonate reservoir of the Upper Cretaceous Hartha Formation in H Oilfield, Iraq

LÜ Zhou, DU Xiao, WANG Youjing, ZHANG Jie, LI Nan, WANG Nai, WANG Jun, HONG Liang, HAO Jinjin

Abstract: Porous bioclastic limestone is one of the main reservoir types in the Middle East. It usually shows the characteristics of strong reservoir heterogeneity, large permeability difference, significant pore type difference and complex microscopic pore structure. Diagenesis is an important reason for the differences in the reservoir properties of porous bioclastic limestone. In particular, the differential distribution of dissolution and cementation causes changes in pore types and microscopic pore structure, which in turn affects reservoir permeability, resulting in obvious differences in permeability under the same porosity. The study of diagenetic facies is an important method to comprehensively analyze the influence of diagenesis on the reservoir. In order to quantitatively characterize the distribution characteristics of diagenetic facies and establish the corresponding diagenetic facies geological model, this paper take the bioclastic limestone of the ramp facies of the Upper Cretaceous Hartha Formation in Iraq H Oilfield as the research object and carry out the characterization of core diagenesis, diagenetic facies division and analysis of pore throat characteristics, diagenetic facies logging response and neural network learning, diagenetic facies space constraint analysis and geological modeling research work.

The research results show that the reservoir of Hartha Formation in the study area is developed in the top of HA, with seawater cementation, burial cementation, quasi-syngenetic dissolution, burial dissolution, compaction and dolomitization. Based on the difference in diagenesis and the difference in pore types caused by diagenesis, it can be divided into five types of diagenetic facies, namely, primary pore diagenetic facies, dissolved pore diagenetic facies, mold-body cavity diagenetic facies, intercrystalline pore diagenetic facies, and microporous diagenetic facies. After the five diagenesis types are summarized and merged into three distinct logging diagenetic facies types, neural network learning is carried out with conventional logging curves based on lithology calibration, which can effectively identify the diagenetic facies distribution of non-coring wells. Based on the controlling effect of the three attributes of uranium/thorium-potassium ratio, sequence interface distance, and longitudinal wave time difference on diagenetic facies and taking them as spatial constraints, a three-dimensional constrained probability field of diagenetic facies is established, single-well identification data is integrated, and a three-dimensional diagenetic facies model is established. Uncertainty analysis improves the prediction accuracy of geological models. The geological modeling of diagenetic facies in this study provides a geological basis for the classification of reservoir rock types, the characterization of permeability and the distribution prediction of dominant reservoirs. The research process is based on core-conventional logging diagenetic facies identification and neural network learning. And the estimation of the spatial distribution probability volume based on the influencing factors of diagenesis provides a method and modeling example for the geological modeling of the diagenetic facies of the porous bioclastic limestone.

Key words: pore structure; diagenesis; diagenetic facies; geological modeling; carbonate reservoir; Hartha Formation; Iraq

LÜ Zhou, First author: PhD, Senior Engineer, mainly engaged in development geology and reservoir description research. Add: PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, No. 20 Xueyuan Rd., Haidian District, Beijing 100083, China