

伊拉克东南部白垩系塞诺曼阶—土伦阶下部 沉积微相与沉积模式

李峰峰¹, 叶禹^{1,2}, 郭睿¹, 田中元¹, 高盛恩¹

1 中国石油勘探开发研究院; 2 中国石油集团工程技术研究院有限公司

摘要 伊拉克东南部白垩系塞诺曼阶—土伦阶下部巨厚型碳酸盐岩油藏具有强非均质性, 储层特征受沉积作用控制。应用岩心和铸体薄片资料, 结合区域沉积背景, 基于岩石结构、颗粒组分和生物碎屑类型等特征识别沉积微相, 根据微相组合建立研究区碳酸盐岩沉积模式, 并分析了沉积环境及其演化。结果表明: ①伊拉克东南部白垩系塞诺曼阶—土伦阶下部发育28种碳酸盐岩微相, 发育潮上坪、台内滩、潟湖、潮道、礁滩、滩间、浅水斜坡、深水斜坡和深水陆棚等9种沉积环境。②塞诺曼阶—土伦阶下部处于碳酸盐缓坡沉积环境。早期水体开阔, 以深水陆棚和深水斜坡为主; 随着全球海平面下降, 逐渐演化为浅水环境, 发育大规模浅水斜坡、礁滩和潮道; 礁滩垂向加积阻挡了水体的正常循环, 晚期逐渐演化为局限环境, 以大规模的潟湖和台内滩为主。建立了研究区塞诺曼阶—土伦阶下部缓坡—弱镶边碳酸盐台地沉积模式, 为储层预测和成因分析奠定了地质基础。

关键词 碳酸盐岩; 缓坡; 沉积微相; 沉积模式; 塞诺曼阶; 土伦阶; 伊拉克

中图分类号: TE121.3 文献标识码: A

0 前言

中东地区是中国石油公司开拓海外油气市场、开展国际油气业务合作、快速提高海外油气产量、实现规模发展的首选^[1-2]。白垩系一新近系含油气系统是美索不达米亚盆地最重要的含油气系统, 盆地内95%的油气发现于白垩系^[3-5], 中国石油企业在中东合作区块的主力油层主要位于白垩系^[6-7]。塞诺曼阶—土伦阶下部发育厚层的碳酸盐岩地层, 包括Ahmadi组、Ruamila组和Mishrif组, 其中Mishrif组具有独特的沉积环境和成藏要素^[8-12], 是伊拉克南部油田重要的含油层段^[13-14]。前人的研究多侧重于Mishrif组的储层特征、微观结构和成岩演化, 所建立的沉积模式多为概念模式, 缺乏对沉积微相的分析, 难以支撑储层精细评价和成因分析, 而且多针对单个油田, 缺乏区域上不同油田间沉积的共性分析和差异对比。本文基于伊拉克东南部4个油田共计12口取心井的碳酸盐岩沉积微相分析, 根据岩

石学特征和生物相等指示标志判别沉积环境, 建立了中东白垩系塞诺曼阶—土伦阶下部沉积模式, 为中东巨厚型碳酸盐岩油藏注水开发奠定地质基础。

1 区域概况

伊拉克东南部构造上处于美索不达米亚盆地前渊带^[15](图1a), 研究区包含H油田、M油田、W油田和R油田等4个油田(图1b)。上白垩统塞诺曼阶—土伦阶下部为一个完整的二级层序(图1c), 主体处于全球海平面下降时期, 其内部发育5个三级层序和11个四级层序。塞诺曼早期, 伊拉克南部构造幅度较小, 以宽缓的缓坡沉积为主; 塞诺曼中期, 伊拉克中部持续沉降, 而南部处于构造隆起, 具备浅水、高地、高沉积速率条件^[9]; 塞诺曼晚期—土伦早期, 海平面持续下降, 随着构造作用的进一步增强, 古隆起规模不断扩大, 碳酸盐沉积对地貌填平补齐造成地势变化平缓, 且由于礁滩发育逐渐形成障壁, 造成伊拉克南部与广海的水体交换不畅。

收稿日期: 2021-09-27; 改回日期: 2021-11-16

本文受中国石油科技重大专项“海外油田开发关键技术研究”(编号: 2021DJ3202)资助

第一作者: 李峰峰, 博士, 工程师, 主要从事碳酸盐岩储层与沉积等方面的研究工作。通信地址: 100083 北京市海淀区学院路20号; E-mail: lff1522188426@petrochina.com.cn

通信作者: 叶禹, 在读博士, 工程师, 主要从事开发地质方面的研究工作。通信地址: 102206 北京市昌平区黄河街5号; E-mail: yeyu01@cnpc.com.cn

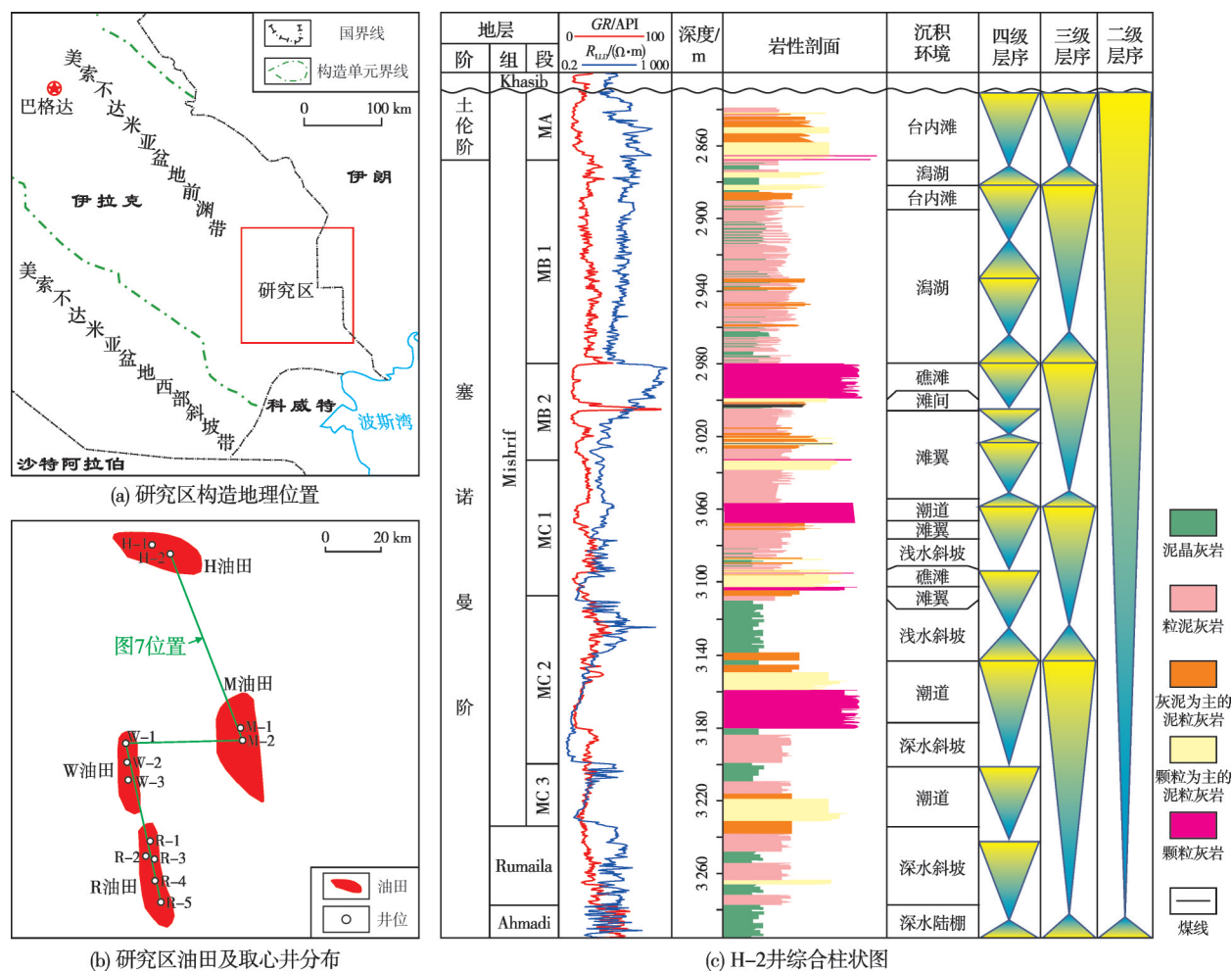


图1 研究区构造位置及上白垩统塞诺曼阶—土伦阶下部综合柱状图(H-2井)

Fig. 1 Tectonic location of the study area and comprehensive column of the Upper Cretaceous Cenomanian-lower Turonian (Well H-2)

2 沉积微相

通过对钻井岩心和铸体薄片观察,综合岩石类型、结构特征和生物碎屑(简称生屑)等在研究区识别出28种碳酸盐岩沉积微相(图2)。

泥晶灰岩(MFT1) 泥晶结构,岩心呈浅灰色致密状,可见暗色泥质条纹。薄片表现为均质的泥晶,肉眼难以发现孔隙(图2a)。反映了较深的安静水体环境,沉积能量较低。

含介形虫泥灰岩(MFT2) 含粒结构,岩心呈灰色致密状。生屑主要为介形虫,可见少量细粒生屑(图2b)。反映了较深的水体环境,沉积能量较低。

含粟孔虫泥灰岩(MFT3) 含粒结构,岩心呈灰白色致密状。生屑主要为粟孔虫,最大粒径可达1 mm(图2c)。反映了较深的水体环境,沉积能量较低。

含海绵骨针泥灰岩(MFT4) 粒泥结构,岩心呈

浅灰绿色致密状。生屑主要为海绵骨针,含底栖有孔虫,海绵骨针被溶蚀后又被胶结(图2d)。反映了较深的水体环境。

微粒生屑泥晶灰岩(MFT5) 粒泥结构,岩心呈浅黄色,可见棕色条纹。生屑粒径较小,通常小于10 μm ,颗粒分选较好,分布比较均匀(图2e)。反映了较深的水体环境,水体开阔,但沉积能量较低。

细粒生屑泥晶灰岩(MFT6) 粒泥结构,岩心呈白色,可见灰色斑点。生屑粒径通常小于500 μm ,可见底栖有孔虫和其他细粒生屑,颗粒分选较好且分布均匀(图2f)。反映了开阔的低能水体环境。

微粒泥晶生屑灰岩(MFT7) 泥粒结构,岩心呈深棕色和黄色条纹状。生屑粒径小于10 μm ,生屑类型无法识别,颗粒分选较好且分布均匀(图2g)。反映了开阔的水体环境,水体能量较弱。

含海绵骨针生屑泥晶灰岩(MFT8) 粒泥结构,

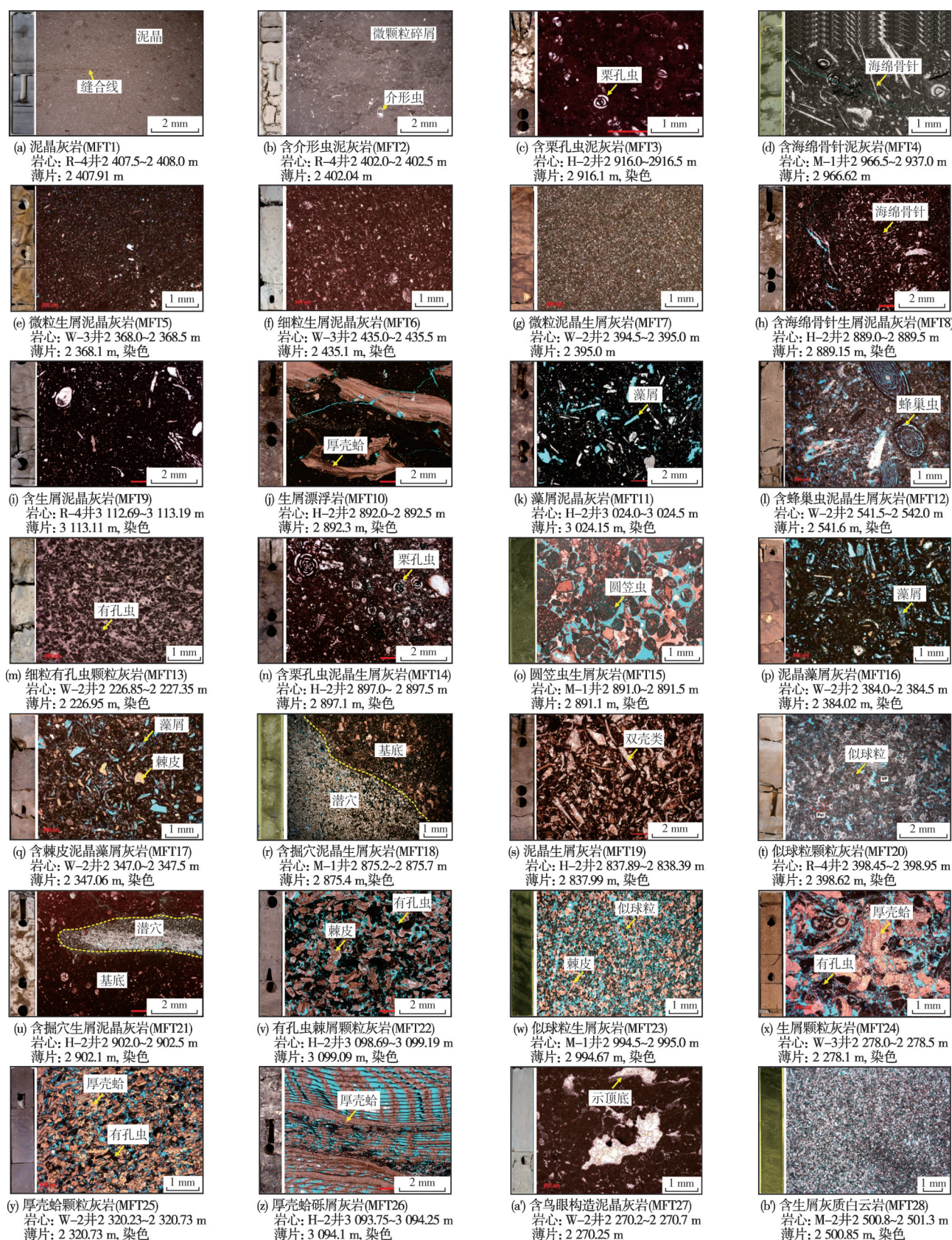


图2 伊拉克东南部 Mishrif 组沉积微相(铸体薄片,单偏光)

Fig. 2 Microfacies of Mishrif Formation in southeastern Iraq (cast thin section, single polarized light)

岩心呈褐色致密状。海绵骨针粒径可达1 mm,偶见单列有孔虫和栗孔虫,细粒生屑无法识别其类型(图2h)。反映了开阔较深的水体环境,沉积能量较低。

含生屑泥晶灰岩(MFT9)含粒结构,岩心呈浅灰色致密状,可见深灰色条纹。生屑粒径差异较大,介于10~1 000 μm ,生屑类型难以确定(图2i)。反映了较深的水体环境,沉积能量较低。

生屑漂浮岩(MFT10)粒泥结构,岩石致密破碎,岩心呈棕色,可见油气显示。生屑以厚壳蛤碎屑和双壳类为主,颗粒粒径较大,分选较差,结构成熟度较低,生屑漂浮于泥晶中(图2j)。反映了局限的低能水体环境。

藻屑泥晶灰岩(MFT11)粒泥结构,岩心呈褐色和白色斑杂状。生屑以绿藻为主,藻屑通常被溶蚀,孔隙中含少量胶结物(图2k)。反映了水体沉积能量较低。

含蜂巢虫泥晶生屑灰岩(MFT12)泥粒结构,岩心呈浅黄色均质状,无颗粒感。蜂巢虫粒径可达2 mm,可见藻类等生屑,颗粒分选较差,其他小粒径生屑类型无法确定(图2l)。反映了局限的水体环境,水体冲刷筛选能力较弱。

细粒有孔虫颗粒灰岩(MFT13)颗粒支撑结构,受胶结作用影响,岩心呈浅灰白色致密状。生屑以细粒有孔虫为主,有孔虫粒径介于100~250 μm ,分选较好,粒间被胶结物致密充填(图2m)。反映了水体能量较强的沉积环境。

含栗孔虫泥晶生屑灰岩(MFT14)泥粒结构,岩心呈深褐色,有油气显示。栗孔虫粒径可达2 mm,可见其他细粒颗粒,但生屑类型不能识别(图2n)。反映了局限的水体环境,沉积能量中等。

圆笠虫生屑灰岩(MFT15)颗粒结构,岩石呈黄褐色,颗粒感较强。生屑以圆笠虫生屑为主,含少量棘皮类,生屑泥晶化程度较高,颗粒分选较差,但磨圆较好(图2o)。粒间孔隙发育。反映了较高的沉积能量。

泥晶藻屑灰岩(MFT16)泥粒结构,岩心呈浅褐色,无颗粒感。薄片上可见大量的藻屑,藻屑抗溶蚀能力较低,形成大量的铸模孔,生屑呈长条状,粒径通常大于500 μm ,可见其他细粒生屑(图2p)。反映了沉积能量较弱的水体环境。

含棘皮泥晶藻屑灰岩(MFT17)泥粒结构,岩心

呈浅棕色,无颗粒感。生屑以藻屑为主,铸模孔发育,含少量棘皮碎屑,棘皮抗溶蚀能力较高,未被溶蚀(图2q)。反映水体环境比较局限,水体沉积能量中等。

含掘穴泥晶生屑灰岩(MFT18)泥粒结构,岩石致密,岩心呈黄绿色和浅白色斑杂状。颗粒破碎程度比较高,粒径较小,生屑类型难以识别,生物潜穴中充填白云石或粗粒碎屑(图2r)。反映了局限的水体环境,沉积能量中等。

泥晶生屑灰岩(MFT19)泥粒结构,岩石呈褐色。生屑主要为底栖有孔虫和双壳类,部分生屑破碎程度比较高,生屑类型无法识别,岩石结构成熟度较低(图2s)。反映了局限的水体环境,沉积能量中等。

似球粒颗粒灰岩(MFT20)颗粒支撑结构,岩心呈浅棕色致密状。似球粒粒径介于100~200 μm ,颗粒分选较好,局部含有环边胶结物(图2t)。反映了能量较高的水体环境,水体比较局限。

含掘穴生屑泥晶灰岩(MFT21)岩石呈白色致密状,可见棕色斑点状生物扰动构造。生屑主要为介形虫,潜穴中可见微晶白云石(图2u)。反映了水体较浅但沉积环境能量较低。

有孔虫棘屑颗粒灰岩(MFT22)颗粒支撑结构,岩心呈浅棕色,颗粒感较强,且颗粒比较均匀。生屑以棘皮碎屑为主,可见等轴环边胶结物,其他生屑主要为底栖有孔虫,泥晶化作用较为强烈,颗粒间无泥质(图2v)。反映了能量较高的开阔环境,水体深度较浅。

似球粒生屑灰岩(MFT23)亮晶支撑或颗粒支撑结构,岩石呈黄绿色,可见油气显示,岩心上肉眼可见溶蚀孔隙。生屑以似球粒为主,含少量棘皮碎屑,颗粒粒径小、分选好、结构成熟度高,棘皮周边发育等轴粒状方解石(图2w)。反映了开阔的高能水体环境。

生屑颗粒灰岩(MFT24)颗粒结构,岩心呈深褐色,颗粒感较强,可见溶蚀孔隙。生屑类型较多,主要为双壳类、棘皮类和底栖有孔虫,粒径多大于1 mm,不同生屑溶蚀和胶结程度存在差异(图2x)。反映了开阔的水体环境,沉积能量较高。

厚壳蛤颗粒灰岩(MFT25)颗粒支撑结构,岩心呈深褐色,颗粒感较强。颗粒组分以厚壳蛤碎屑为主,粒径介于200~500 μm ,分选较好,其他生屑主要

为底栖有孔虫,泥晶化作用强烈(图2y)。反映了较高的沉积能量。

厚壳蛤砾屑灰岩(MFT26) 颗粒结构,岩石呈深褐色,岩心呈蜂窝状,可见明显的溶蚀孔隙,生屑以厚壳蛤碎屑为主,生屑粒径变化较大,岩心上厚壳蛤碎屑可大于1 cm。颗粒分选较差,壳体溶蚀孔隙发育(图2z)。反映开阔的水体环境,沉积能量较高。

含鸟眼构造泥晶灰岩(MFT27) 泥晶结构,岩心呈灰白色致密状。薄片上可见鸟眼构造和示顶底构造(图2a')。反映了较局限的蒸发环境,且沉积能量较低。

含生屑灰质白云岩(MFT28) 细晶结构,岩石呈黄褐色,岩心上可见黄白色条纹。薄片中以细晶白

云石为主,可见双壳类或棘皮类等交代残余生屑,含一定比例的泥晶组分(图2b')。反映了局限的水体环境,沉积能量中等。

3 沉积模式

以 Flügel 缓坡综合沉积模式为依据^[16],结合研究区沉积微相特征和生屑类型,建立了伊拉克东南部白垩系塞诺曼阶—土伦阶下部缓坡—弱镶边碳酸盐台地沉积模式(图3),自海向陆沉积环境依次为深水陆棚、深水斜坡、浅水斜坡、礁滩、滩间、潮道、潟湖、台内滩和潮上坪。不同沉积环境的古地理位置、微相组合、水体能量、沉积物组分和结构存在显著差异。

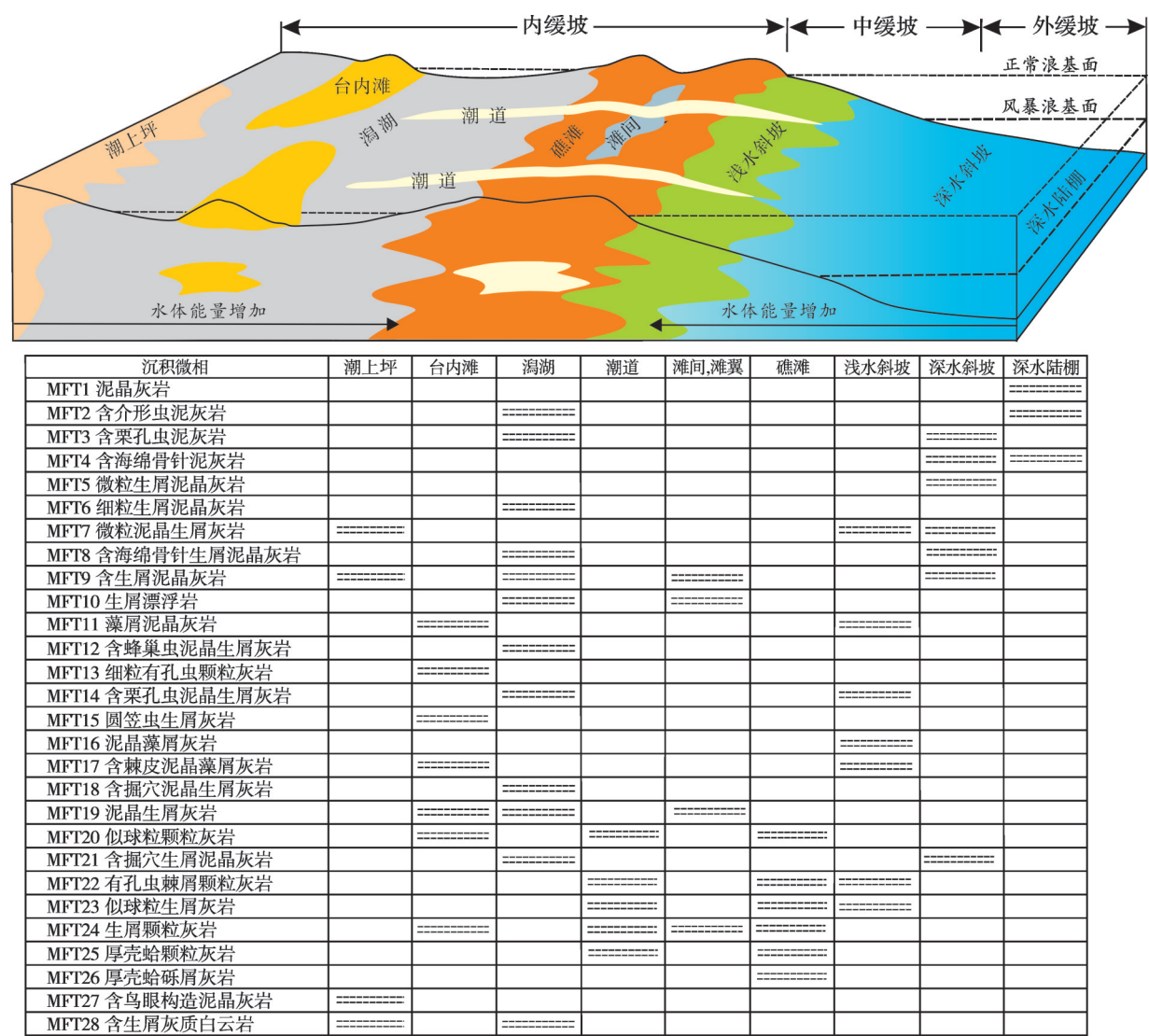


图3 伊拉克东南部上白垩统塞诺曼阶—土伦阶下部缓坡—弱镶边碳酸盐台地沉积模式

Fig. 3 Sedimentary model of the Upper Cretaceous Cenomanian-lower Turonian gentle ramp-weakly rimmed carbonate platform in southeastern Iraq

(1) 深水陆棚

深水陆棚处于外缓坡,整体位于风暴浪基面之下(图3),沉积能量较低,沉积微相包括泥晶灰岩(MFT1)、含介形虫泥灰岩(MFT2),偶见含海绵骨针泥灰岩(MFT4)。深水陆棚水体较深,波浪已不能触及水底,光照不充足,营养物质交换不畅通,底栖生物不宜生存,岩石泥晶含量较高。可见海绵骨针、介形虫等生屑。深水陆棚主要发育在三级层序的海侵体系域晚期或高位体系域早期,塞诺曼阶底部的Ahmadi组发育于深水陆棚。

(2) 深水斜坡

深水斜坡位于外缓坡上部和中缓坡下部,靠近深水陆棚一侧,远离正常浪基面,局部处于风暴浪基面之下(图3)。沉积微相包括含栗孔虫泥灰岩(MFT3)、含海绵骨针泥灰岩(MFT4)、微粒生屑泥晶灰岩(MFT5)、微粒泥晶生屑灰岩(MFT7)、含海绵骨针生屑泥晶灰岩(MFT8)、含生屑泥晶灰岩(MFT9)和含掘穴生屑泥晶灰岩(MFT21)。深水斜坡水体深度变化较大,整体水深较大,沉积能量较低,该环境中可遭受风暴作用,颗粒组分以细粒和微粒生屑为主,可见保存较完整的栗孔虫、藻屑、海绵骨针等。深水斜坡主要在三级层序的高位体系域早期发育,Rumaila组和Mishrif组底部发育于深水斜坡。

(3) 浅水斜坡

浅水斜坡位于风暴浪基面和正常浪基面之间,靠近正常浪基面(图3)。沉积微相包括微粒泥晶生屑灰岩(MFT7)、藻屑泥晶灰岩(MFT11)、含栗孔虫泥晶生屑灰岩(MFT14)、泥晶藻屑灰岩(MFT16)、含棘皮泥晶藻屑灰岩(MFT17)、有孔虫棘屑颗粒灰岩(MFT22)和似球粒生屑灰岩(MFT23)。浅水斜坡靠近浪基面,水体逐渐变浅,沉积水动力由弱到强,海平面升降旋回对其影响较大,生屑类型较多,颗粒组分含量显著增加。岩石结构包含粒泥结构、泥粒结构和颗粒支撑结构,以藻屑为主的岩石(MFT11、MFT16和MFT17)主要位于浪基面之下,水体能量较弱,藻屑多被海水溶蚀,通过孔隙轮廓可判断其类型,可见少量的棘皮碎屑。以棘屑和似球粒为主的岩石(MFT22和MFT23)发育于浪基面附近,靠近礁滩体向海一侧,波浪筛选淘洗能力较强,岩石结构成熟度较高。浅水斜坡主要发育在高位体系域晚期。

(4) 礁滩

礁滩处于内缓坡,位于正常浪基面附近,水体能量较强(图3)。沉积微相包括似球粒颗粒灰岩

(MFT20)、有孔虫棘屑颗粒灰岩(MFT22)、似球粒生屑灰岩(MFT23)、生屑颗粒灰岩(MFT24)、厚壳蛤颗粒灰岩(MFT25)和厚壳蛤砾屑灰岩(MFT26)。浪基面附近水体较浅,光照充足,水体冲刷作用较强,营养物质充足,为造礁生物提供了良好的场所。厚壳蛤是白垩纪最主要的造礁生物,其形成的礁占白垩纪中期生物礁总量的60%以上^[17],但白垩纪厚壳蛤内部固结较弱,由于波浪的冲刷和扰动,生物礁会脱落成碎屑^[18-19],难以在台地边缘形成陡峭的镶边生物礁,故伊拉克南部白垩纪厚壳蛤生物礁少见,但礁体破碎形成的大量厚壳蛤碎屑成为了滩体的主要物质来源。由于水体强度不同,厚壳蛤碎屑的破碎程度存在显著差异:M油田Mishrif组礁滩相岩心易见到厘米级的厚壳蛤碎片(图4a);H油田Mishrif组礁滩相岩心呈蜂窝状,厚壳蛤碎屑为黄白色(图4b);W油田Mishrif组礁滩相岩心颗粒感较弱,难以观察到厚壳蛤碎屑(图4c);R油田Mishrif组礁滩相发育溶蚀孔洞,厚壳蛤碎片粒径较小(图4d)。由于礁滩古地貌较高,后期易遭受大气淡水溶蚀,故铸体薄片上均见到溶蚀作用形成的次生溶孔。礁滩主要发育在高位体系域晚期或低位体系域,在塞诺曼早期Mishrif组中部发育程度较高,地层厚度较大,储层物性好,是两伊地区各油田的主要产层段。

(5) 滩间和滩翼

滩间位于内缓坡礁滩之间的洼地,随着滩体规模的扩大,滩体的阻挡导致滩体之间的沉积水动力条件比礁滩弱,形成局限的低能环境(图3)。沉积微相包括含生屑泥晶灰岩(MFT9)、生屑漂浮岩(MFT10)、泥晶生屑灰岩(MFT19),偶含生屑颗粒灰岩(MFT24)。滩间泥晶含量较高,但颗粒组分与礁滩类似,可见大粒径的厚壳蛤生屑,粒径可达厘米级(如MFT10)。滩间地势低洼,周缘礁滩溶蚀形成的饱和流体可向其汇聚,导致滩间的胶结作用较强,可见颗粒被致密胶结(如MFT19)。

滩翼位于礁滩体的外缘,沉积微相与滩间类似,向海一侧通常被称为滩前,向陆一侧通常被称为滩后。由于礁滩对波浪的阻挡造成水体能量损耗,因此滩前的水动力强度高于滩后。滩前水体比较开阔,以泥晶生屑灰岩和生屑颗粒灰岩为主,生屑主要为似球粒和棘皮等,颗粒的结构成熟度比较高。而滩后以生屑漂浮岩和生屑泥晶灰岩为主,岩石的结构成熟度较低。

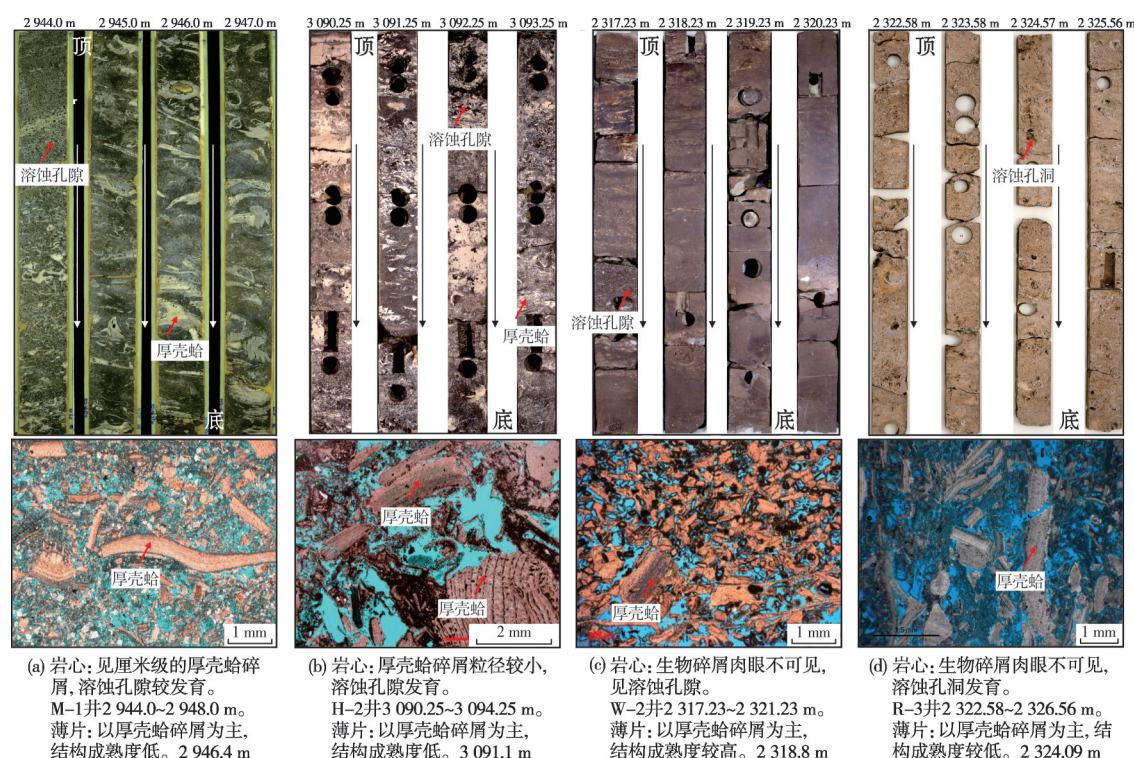


图4 伊拉克东南部不同油田 Mishrif 组礁滩相特征(薄片: 铸体薄片, 单偏光, 染色)

Fig. 4 Characteristics of reef-shoal facies of Mishrif Formation in different oilfields in southeastern Iraq (cast thin section, single polarized light, stained)

(6) 潟湖

潟湖为礁滩向陆一侧的宽广环境, 受礁滩体的阻挡, 水体环境局限, 整体位于正常浪基面之下, 水体安静且深度较浅, 底栖生物发育(图3)。潟湖沉积微相较多, 包括含介形虫泥灰岩(MFT2)、含栗孔虫泥灰岩(MFT3)、细粒生屑泥晶灰岩(MFT6)、含海绵骨针生屑泥晶灰岩(MFT8)、含生屑泥晶灰岩(MFT9)、生屑漂浮岩(MFT10)、含蜂巢虫泥晶生屑灰岩(MFT12)、含栗孔虫泥晶生屑灰岩(MFT14)、含掘穴泥晶生屑灰岩(MFT18)、泥晶生屑灰岩(MFT19)、含掘穴生屑泥晶灰岩(MFT21)、含生屑灰质白云岩(MFT28)。岩石结构包括泥晶结构、粒泥结构和泥粒结构, 生屑类型较多, 主要包括底栖有孔虫、介形虫、藻屑、双壳类等。不同油田的潟湖相特征不一样: M油田和H油田 Mishrif 组潟湖相岩心上生物扰动现象普遍(图5a, 5b), 未扰动区呈浅白色致密状, 扰动区呈深褐色, 含油性较好, 铸体薄片见生物潜穴中通常充填白云石, 潟湖相储层物性呈现中高孔中低渗, 蕴含丰富的油气; 在W油田和R油田中, 潟湖相岩心生物扰动作用较弱, 岩心以硬底为主, 物性较差, 通常发育隔夹层(图5c, 5d)。

(7) 台内滩

台内滩位于潟湖中的构造隆起, 高于正常浪基面, 水体能量较强(图3)。沉积微相包括藻屑泥晶灰岩(MFT11)、细粒有孔虫颗粒灰岩(MFT13)、圆笠虫生屑灰岩(MFT15)、含棘皮泥晶藻屑灰岩(MFT17)、泥晶生屑灰岩(MFT19)、似球粒颗粒灰岩(MFT20)、生屑颗粒灰岩(MFT24)。台内滩虽然位于浪基面附近, 但由于水体能量被礁滩的阻挡和潟湖的消耗, 其水动力强度远低于台缘礁滩。岩心上, 台内滩随着颗粒组分含量的增多, 岩石的颗粒感增强, 局部发生胶结作用, 生屑以藻屑、棘皮类、双壳类和底栖有孔虫为主, 厚壳蛤类不甚发育, 生屑被溶蚀后形成铸模孔或溶蚀孔洞, 或又被胶结充填。

(8) 潮道

潮道下切能力较强, 切割台缘浅滩并延伸至潟湖, 还可对台内滩进行切割(图3)。沉积微相包括似球粒颗粒灰岩(MFT20)、有孔虫棘屑颗粒灰岩(MFT22)、似球粒生屑灰岩(MFT23)、生屑颗粒灰岩(MFT24)、厚壳蛤颗粒灰岩(MFT25)。潮道受水体冲刷筛选, 颗粒分选和磨圆较好, 沉积水动力较强, 泥质含量较低。从研究区4个油田资料来看, Mishrif 组

潮道特征一致:岩心上均可见明显的冲刷或交错层理,颗粒感较强,生屑包含厚壳蛤碎屑、似球粒、棘

皮类、底栖有孔虫等,颗粒的结构成熟度较高,分选较好(图6)。

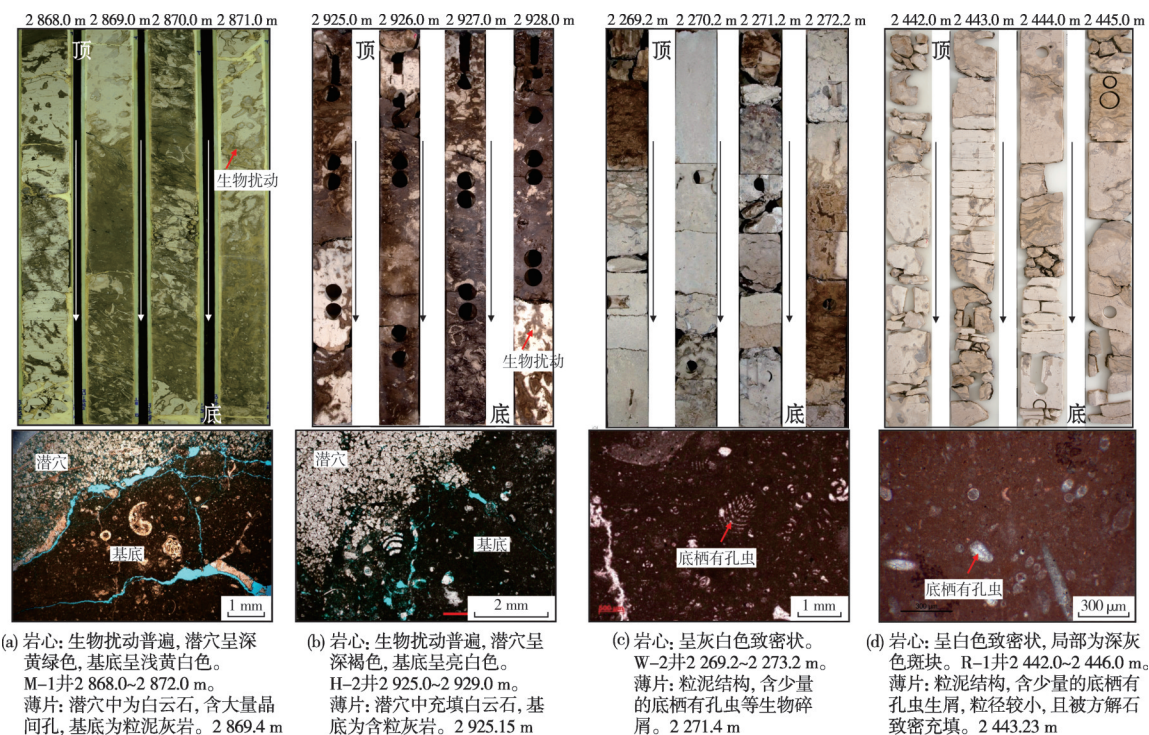


图5 伊拉克东南部不同油田 Mishrif组潟湖相特征(薄片:铸体薄片,单偏光,染色)

Fig. 5 Characteristics of lagoon of Mishrif Formation in different oilfields in southeastern Iraq (cast thin section, single polarized light, stained)

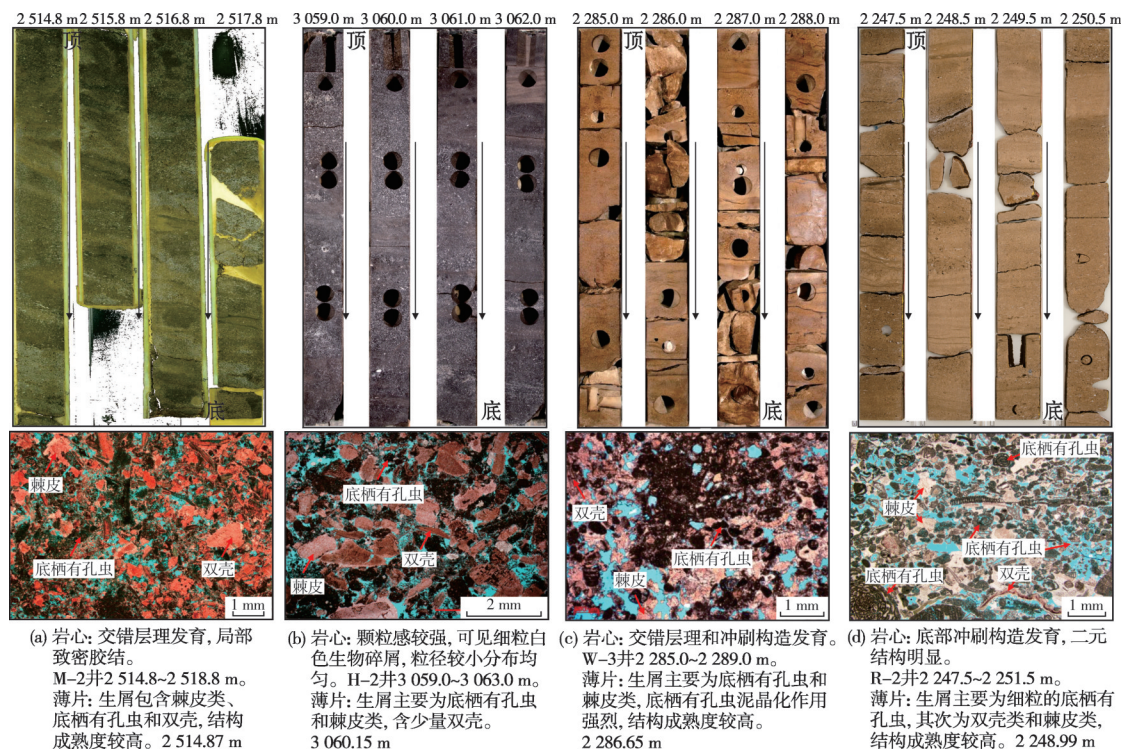


图6 伊拉克东南部不同油田 Mishrif组潮道特征(薄片:铸体薄片,单偏光,染色)

Fig. 6 Characteristics of tidal channels of Mishrif Formation in different oilfields in southeastern Iraq (cast thin section, single polarized light, stained)

(9) 潮上坪

潮上坪位于潟湖向陆一侧边缘, 准同生期发生蒸发白云石化作用, 岩石的原始结构组分与潟湖类似。沉积微相包括微粒泥晶生屑灰岩(MFT7)、含生屑泥晶灰岩(MFT9)、含鸟眼构造泥晶灰岩(MFT27)和含生屑灰质白云岩(MFT28)。塞诺曼期—土伦早期气候整体温暖湿润, 蒸发作用较弱, 潮上坪仅在 Mishrif 组上部潟湖边缘发育, 厚度较小。若岩石发生白云石化作用, 岩心上可见石膏结核, 铸体薄片上可见细粒白云石交代灰质组分, 含少量双壳类和棘皮类等残留生屑; 若未发生白云石化作用, 岩心则呈灰白色致密状, 可见示顶底构造和鸟眼构造等沉积构造。

4 沉积演化

层序旋回对沉积演化具有重要的控制作用。塞诺曼阶—土伦阶下部发育 5 个三级层序(SQ₁—SQ₅), 控制了沉积环境的演化与变迁(图 7)。伊拉克南部整体处于浅水碳酸盐台地环境, 在低位体系域时期, 浅水碳酸盐台地不发生沉积, 以暴露淋滤

和风化剥蚀为主, 因此层序地层旋回主要包括海侵体系域和高位体系域。整体来看, SQ₁—SQ₃ 以开阔水体为主, 沉积环境以深水陆棚、深水斜坡、浅水斜坡、潮道和礁滩沉积为主, 而 SQ₄ 和 SQ₅ 逐渐演化为局限环境, 以大面积的潟湖和台内滩为主, 局部发育潮道和潮上坪。

SQ₁ 海侵体系域以稳定的深水陆棚沉积为主; 高位体系域早期以深水斜坡为主(H-2 井区局部发育潮道), 地层分布比较稳定, 所有油田均发育; 高位体系域晚期, 除 R-5 井区以浅水斜坡为主外, 全区整体以礁滩和潮道为主, 以 H-2 井区和 M-2 井区沉积厚度最大。

SQ₂ 海侵体系域, W-1 井区和 R-5 井区以深水陆棚为主, H-2 井区以浅水斜坡为主, M-2 井区则为深水斜坡。高位体系域, 随着海平面的下降, R-5 井区依次演化为深水斜坡和浅水斜坡; W-1 井区演化为深水斜坡, 并在高位体系域晚期演化为礁滩环境, 礁滩沉积厚度较大; M-2 井区从深水斜坡逐渐演化为厚层的浅水斜坡, 并在高位体系域晚期发育礁

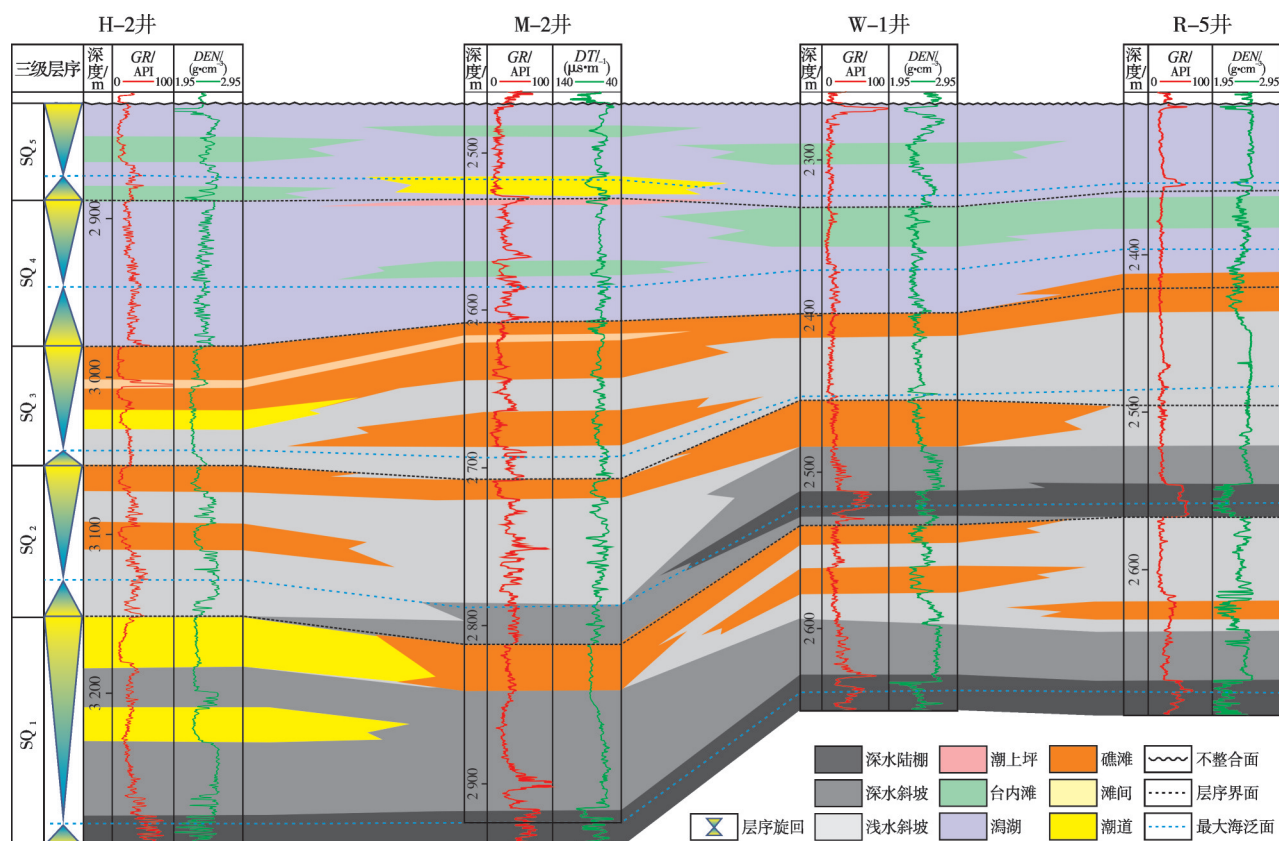


图 7 伊拉克东南部上白垩统塞诺曼阶—土伦阶下部沉积演化剖面(位置见图 1b)

Fig. 7 Sedimentary evolution profile of the Upper Cretaceous Cenomanian-lower Turonian in southeastern Iraq (location is shown Fig. 1b)

滩沉积;H-2井区发育两期浅水斜坡—礁滩旋回。

SQ₃海侵体系域和高位体系域早期全区以厚层的浅水斜坡为主,仅M-2井区发育厚层的礁滩沉积。高位体系域晚期全区以厚层的礁滩沉积为主,尤其以H-2井区和M-2井区沉积厚度最大,H-2井区局部发育潮道。

早期礁滩的大规模沉积,形成障壁而阻碍了水体的循环,研究区自SQ₄演化为局限沉积环境。海侵体系域和高位体系域早期全区发育大面积的潟湖,M-2井区局部发育小规模的内滩。至高位体系域晚期,R-5井区和W-1井区发育厚层的内滩,M-2井区发育潮道,局部发育潮上坪。

SQ₅仍以大面积的潟湖为主,内滩主要受古地貌控制,在不同井区局部发育。层序顶部为土伦阶下部区域不整合面,地层被风化剥蚀厚度较大,高位体系域沉积残存厚度较小,以潟湖沉积为主。

不同油田的沉积演化存在一定的差异,油田内

部沉积相平面展布亦存在变化,如M油田主力产层段Mishrif组对应SQ₂—SQ₃,不同层序具有不同的沉积环境和界面特征^[20]。M油田SQ₂以向上变浅旋回为主(图7,M-2井),从外缓坡(深水斜坡)逐渐演化为中缓坡(浅水斜坡),最后过渡为内缓坡(礁滩);平面上沉积环境从自西向东依次为深水斜坡、浅水斜坡和礁滩,不同沉积环境呈指状交叉分布(图8a)。SQ₃仍以向上变浅旋回为主,海平面持续下降,礁滩体向西部发生进积,M油田区以礁滩沉积为主(图7)。受礁滩的阻挡,SQ₄演化为局限环境,油田以潟湖为主,构造古隆起发育内滩;平面上潮道呈东西向展布,切割潟湖和滩体;海平面下降晚期,在潟湖边缘发育潮上坪环境(图8b)。SQ₅仍以局限环境为主,高位体系域晚期沉积的地层被剥蚀殆尽,仅残留高水位期沉积;海平面上升并淹没礁滩,潮道不发育,研究区以大面积的潟湖沉积为主,局部内滩孤立分布(图8c)。

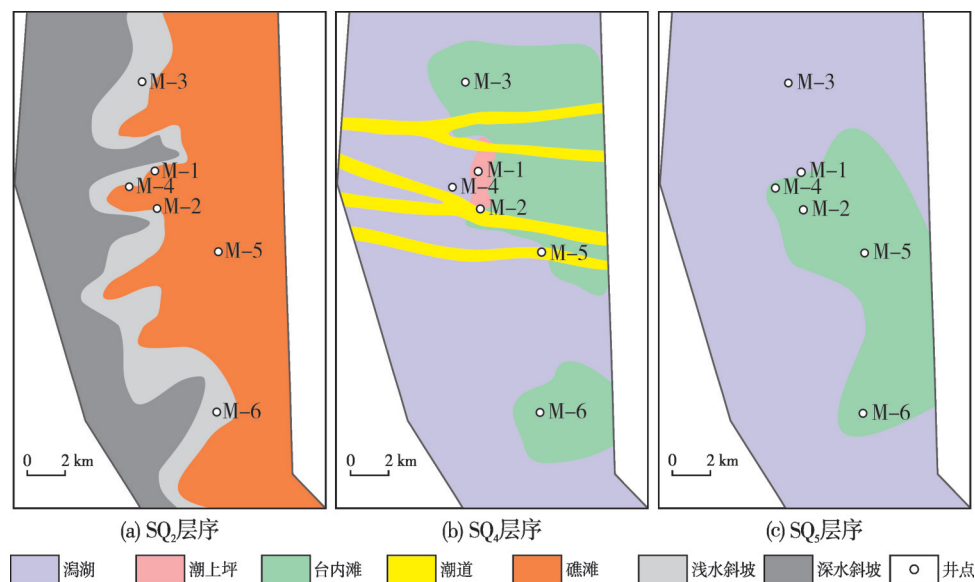


图8 伊拉克M油田Mishrif组典型层段沉积相平面图

Fig. 8 Sedimentary facies distribution of typical intervals of Mishrif Formation in M oilfield, Iraq

5 结论

(1)通过28种碳酸盐岩微相分析,判断伊拉克东南部白垩系塞诺曼阶—土伦阶下部属于碳酸盐缓坡沉积,并识别出潮上坪、台内滩、潟湖、潮道、礁滩、滩间、浅水斜坡、深水斜坡和深水陆棚等9种沉积环境。基于沉积微相和生物相等指示标志,建立了缓坡—弱镶边碳酸盐台地沉积模式。

(2)塞诺曼期—土伦早期,伊拉克东南部以开阔环境为主,由于礁滩快速大规模沉积并形成障壁,晚期逐渐演化为局限环境。塞诺曼早期水体较深,岩石泥晶含量较高,储层发育程度低;塞诺曼中期发育大规模的礁滩和潮道,岩石颗粒组分含量高,颗粒间泥晶含量低,且发育厚度大,是储层发育的主要沉积环境,发育研究区油气的主要产层段;塞诺曼晚期—土伦早期台内滩发育有利储层,潟湖

相岩石泥晶含量较高,但经历复杂的成岩改造后发育大量的次生孔隙,并蕴含了丰富的油气。

参考文献

- [1] 康玉柱. 世界油气资源潜力及中国海外油气发展战略思考[J]. 天然气工业, 2013, 33(3): 1-4.
KANG Yuzhu. Status of world hydrocarbon resource potential and strategic thinking of overseas oil and gas projects for China[J]. Natural gas industry, 2013, 33(3): 1-4.
- [2] 穆龙新, 潘校华, 田作基, 等. 中国石油公司海外油气资源战略[J]. 石油学报, 2013, 34(5): 1023-1030.
MU Longxin, PAN Xiaohua, TIAN Zuoji, et al. The overseas hydrocarbon resources strategy of Chinese oil-gas companies[J]. Acta petroleum sinica, 2013, 34(5): 1023-1030.
- [3] AQRAWI A A M, GOFF J C, HORBURY A D, et al. The petroleum geology of Iraq[M]. UK: Scientific Press, 2010.
- [4] 周长征, 张庆春, 杨沛广, 等. 美索不达米亚盆地成藏主控因素分析[J]. 石油实验地质, 2013, 35(3): 296-301.
ZHOU Changqian, ZHANG Qingchun, YANG Peiguang, et al. Main controlling factors of hydrocarbon accumulation in Mesopotamia Basin[J]. Petroleum geology & experiment, 2013, 35(3): 296-301.
- [5] AL-SAKINI J A. Summary of petroleum geology of Iraq and the Middle East[M]. Kirkuk: Northern Oil Company Press, 1992.
- [6] 韩海英, 穆龙新, 郭睿, 等. 伊拉克艾哈代布油田白垩系生物碎屑灰岩储集层特征及主控因素[J]. 海相油气地质, 2014, 19(2): 54-63.
HAN Haiying, MU Longxin, GUO Rui, et al. Characteristics and controlling factors of Cretaceous bioclastic limestone reservoirs in Ahdeb Oilfield, Iraq[J]. Marine origin petroleum geology, 2014, 19(2): 54-63.
- [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] AL-DABBAS M A, AL-JASSIM J, AL-JUMAILY S. Depositional environments and porosity distribution in regressive limestone reservoirs of the Mishrif Formation, Southern Iraq[J]. Arabian journal of geosciences, 2010, 3(1): 67-78.
- [9] AQRAWI A A M, THEHNI G A, SHERWANI G H, et al. Mid-Cretaceous rudist-bearing carbonates of the Mishrif Formation: an important reservoir sequence in the Mesopotamian Basin, Iraq[J]. Journal of petroleum geology, 1998, 21(1): 57-82.
- [10] MAHDI T A, AQRAWI A A M. Sequence stratigraphic analysis of the Mid-Cretaceous Mishrif Formation, southern Mesopotamian Basin, Iraq[J]. Journal of petroleum geology, 2014, 37(3): 287-312.
- [11] AWADEESIAN A M R, AL-JAWED S N A, SALEH A H, et al. Mishrif carbonates facies and diagenesis glossary, South Iraq microfacies investigation technique: types, classification, and related diagenetic impacts[J]. Arabian journal of geosciences, 2015, 8(12): 10715-10737.
- [12] ALMUTURY W G, AL-ASADI M M. Tectonostratigraphic history of Mesopotamian passive margin during Mesozoic and Cenozoic, South Iraq[J]. Journal of Kirkuk University - scientific studies, 2008, 3(1): 31-50.
- [13] 黄茜, 伏美燕, 赵丽敏, 等. 伊拉克 HF 油田 Mishrif 组碳酸盐岩米级旋回的识别及意义[J]. 海相油气地质, 2019, 24(1): 44-50.
HUANG Qian, FU Meiyun, ZHAO Limin, et al. Identification and significance of meter-scale cycle of carbonate rocks in Mishrif Formation, HF Oilfield, Iraq[J]. Marine origin petroleum geology, 2019, 24(1): 44-50.
- [14] 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.
- [15] 何登发, 文竹, 高敏. 伊拉克油气地质与勘探潜力[M]. 北京: 石油工业出版社, 2013.
HE Dengfa, WEN Zhu, GAO Min. Hydrocarbon geology and exploration potential in Iraq[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013.
- [16] FLÜGEL E. 碳酸盐岩微相: 分析、解释及应用[M]. 马永生, 译. 北京: 地质出版社, 2006.
FLÜGEL E. Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application[M]. MA Yongsheng, Trans. Beijing: Geological Publishing House, 2006.
- [17] STANLEY G D. The evolution of modern corals and their early history[J]. Earth science reviews, 2003, 60(3/4): 195-225.
- [18] SIMO J A T, SCOTT R W, MASSE J P. Cretaceous carbonate platforms: an overview[J]. Cretaceous carbonate platform, 1993, 56(1): 1-14.
- [19] SADOONI F N. The nature and origin of Upper Cretaceous basin-margin rudist buildups of the Mesopotamian Basin, southern Iraq, with consideration of possible hydrocarbon stratigraphic entrapment[J]. Cretaceous research, 2005, 26(2): 213-224.
- [20] 李峰峰, 郭睿, 刘立峰, 等. 伊拉克 M 油田白垩系 Mishrif 组层序构型及储层展布[J]. 沉积学报, 2020, 38(4): 838-850.
LI Fengfeng, GUO Rui, LIU Lifeng, et al. Sequence architecture and reservoir distribution of the Mishrif Formation in M Oilfield, Iraq[J]. Acta sedimentologica sinica, 2020, 38(4): 838-850.

Microfacies and sedimentary model of the Cretaceous Cenomanian–lower Turonian in southeastern Iraq

LI Fengfeng, YE Yu, GUO Rui, TIAN Zhongyuan, GAO Sheng'en

Abstract: The Cretaceous is an important oil and gas producing layer in the Middle East. The Cenomanian–lower Turonian develops thick carbonate strata, including the Ahmadi Formation, Ruamila Formation, and Mishrif Formation, of which the Mishrif Formation is an important oil-bearing interval in Iraq. The Upper Cretaceous Cenomanian–lower Turonian is a complete second-order sequence. In the early Cenomanian, the tectonic range in southern Iraq was relatively small, and the sedimentation was dominated by carbonate ramp. In the mid-Cenomanian, the central part of Iraq continued to subside, while the southern part was in a tectonic uplift with shallow water, high land, and high subsidence deposition rates. From the late Cenomanian to the early Turonian, the sea level continued to decline, and with the further strengthening of tectonic action, the scale of the paleo-uplift continued to expand. The carbonate sediments filled the landforms, resulting in gentle topographic changes, and the reefs and shoals gradually formed barriers, resulting in poor water exchange between southern Iraq and the open sea.

The Cenomanian–lower Turonian giant-thick carbonate reservoirs of Cretaceous in southeastern Iraq are highly heterogeneous, and the reservoir characteristics are controlled by sedimentation, but the research on microfacies and sedimentary models is weak. Based on core and cast thin section, combined with regional sedimentary evolution, the study of microfacies and sedimentary models is carried out according to the analysis of rock structure, particle composition and bioclastic. According to microfacies combination, sedimentary model is established, and the depositional environment and its evolution were recognized. The results show that: (1) 28 types of carbonate microfacies are developed in the Cretaceous Cenomanian–lower Turonian in southeastern Iraq. The rock types in the study area include mudstone, mudstone–wackestone, wackestone, packstone, grainstone and rudstone, reflecting the depositional energy from weak to strong. Bioclasts mainly includes rudist, bivalves, echinoderms, benthic foraminifera, algae, sponges, ostracods, gastropods, etc., as well as a large number of unidentifiable fine-grained debris. Each biological debris reflects specific sedimentary hydrodynamic conditions. Phenomena such as bioturbation and bird-eye structures can be identified and 9 types of sedimentary environments, i. e., upper tidal flat, intra-platform shoal, lagoon, intershoal, tidal channel, reef-shoal, shallow-water slope, deep-water slope and deep-water shelf, are identified. Different facies zones were systematically summarized concerning the location, marine condition, microfacies combination, bioclastics, and rock structure. (2) The Cenomanian–lower Turonian in the study area is developed in carbonate ramp. At the beginning of Cenomanian, the water body was open and dominated by deep-water shelf and deep-water slopes. With the decline of global sea level, it gradually evolved into a shallow-water environment with large-scale shallow-water slopes, reef-shoal and tidal channels. The vertical accumulation of reef-shoals blocked the water circulation, and it gradually evolved into a restricted environment in the late stage, dominated by large-scale lagoons and intra-platform shoal. Finally, a gentle ramp-weakly rimmed carbonate platform sedimentary model is established, which lays a geological foundation for reservoir prediction and genetic analysis.

Key words: carbonate rock; ramp; sedimentary microfacies; sedimentary model; Cenomanian; Turonian; Iraq

LI Fengfeng, First author: PhD, Engineer, mainly engaged in reservoir geology and sedimentology of carbonate rocks. Add: No. 20 Xueyuan Rd., Haidian District, Beijing 100083, China

YE Yu, Corresponding author: PhD in progress, mainly engaged in petroleum development geology. Add: No. 5 Huanghe Rd., Changping District, Beijing 102206, China