

伊拉克 A 油田 Khasib 组碳酸盐岩微相及储层特征

王欢¹, 石开波², 赵丽敏³, 刘波², 叶玉峰⁴, 邓亚³,
沈瑛楚², 李茜瑶³, 罗清清², 刘航宇²

1 中国地质大学(北京)地球科学与资源学院; 2 北京大学地球与空间学院;
3 中国石油勘探开发研究院; 4 中油国际勘探开发公司

摘要 基于大量岩心及薄片资料,通过沉积结构、生物组合、成岩作用等研究,对伊拉克 A 油田上白垩统 Khasib 组沉积微相进行识别,共识别出 7 种微相类型,建立了 Khasib 组碳酸盐缓坡沉积模式。结合储层物性及压汞数据,通过孔隙类型、物性特征及孔隙结构差异分析,将 Khasib 组储层划分为高孔高渗、高孔中渗、高孔低渗及低孔低渗等 4 种类型。对沉积结构的定量-半定量分析表明:沉积结构对储层渗透性具有重要影响,绿藻及内碎屑含量与储层渗透率成正比,灰泥含量与储层渗透率成反比。建议在开发过程中对高孔高渗储层和高孔中渗储层注水时可考虑底部注水,缓慢向上推进;高孔低渗储层作为潜力储层,可通过水平井酸化压裂等储层改造技术进行动用;低孔低渗储层可作为下部优质储层的盖层。

关键词 微相类型; 沉积结构; 沉积模式; 储层特征; Khasib 组; 晚白垩世; 伊拉克

中图分类号: TE122.2 **文献标识码**: A

0 前言

“微相”一词最早由 Brown^[1]提出, Cuvillier^[2]又对其进行了重新定义,即表示岩石薄片在显微镜下所呈现的鉴别标志,是岩石薄片用来描述岩石学和古生物学特征的术语。Flügel^[3]将“微相”定义为在薄片、揭片和光片中能够被分类的所有古生物学和沉积学标志的总和。

20 世纪 60 年代末到整个 70 年代,微相研究成为碳酸盐岩沉积相分析和古环境解释的基本内容。Flügel^[3-5]根据现代碳酸盐岩沉积特征,在 Wilson^[6]提出的碳酸盐镶边台地标准相模式(SFM)的相带框架内,按照沉积学及古生物学特征识别出 26 个标准微相类型(SMF),这些标准微相只有部分可在碳酸盐缓坡中找到,故基于碳酸盐缓坡微相与台地微相在沉积结构及生物组合分布的差异性,在碳酸盐缓坡中可识别出 30 种常见的微相类型。现今,

微相研究不仅仅是微相类型的划分和确定,还包括在此基础上建立微相组合,在层序地层格架下分析微相组合的演化序列及分布特征,进而揭示沉积演化规律,建立碳酸盐岩沉积模式^[5-14],并结合后期成岩改造及构造作用的影响,对储层进行分类评价,分析不同成因储层的主控因素,从而预测碳酸盐岩储层的分布^[15-21]。

Khasib 组是伊拉克 A 油田上白垩统主要的油气富集层位,目前针对该层位的研究集中在储层特征及成因分析等方面^[22-26],对沉积相的研究相对粗略且认识上存在差异:Al-Qayim^[14]认为伊拉克中南部的 Khasib 组沉积于碳酸盐缓坡背景下,并识别了内缓坡、中缓坡和外缓坡;郭睿等^[22-23,26]认为 Khasib 组经历了从内缓坡向局限台地的演化过程。目前,在 A 油田开发过程中面临含水量高、水窜严重等问题,亟需开展储层内部精细划分,而沉积相是 Khasib 组储层发育和分布的主控因素^[22]。Flügel 碳酸

收稿日期:2019-01-09; 改回日期:2020-06-11; 网络出版日期:2020-11-27

本文受国家自然科学基金项目“深部碳酸盐岩油气储层原位溶蚀模拟实验研究”(编号:41272137)资助

第一作者: 王欢,中国地质大学(北京)在读博士研究生,研究方向为碳酸盐岩储层评价。通信地址:100083 北京市海淀区学院路 29 号中国地质大学(北京);E-mail:Emma_wang@163.com

通信作者: 刘波,研究员,博士生导师。通信地址:100871 北京市海淀区颐和园路 5 号;E-mail:bobliu@pku.edu.cn

盐岩微相分析方法不仅可以将碳酸盐岩微观与宏观特征联系起来,进而全面、系统地分析沉积相的具体特征,同时还可对储层进行精细评价。本文基于4口取心井岩心及1700余件薄片资料对伊拉克A油田上白垩统Khasib组微相开展研究,建立了缓坡沉积模式,在此基础上结合4口取心井的500余个储层物性数据及60余个压汞数据进行了储层评价,定量-半定量分析了沉积组构及生物组合对储层质量的影响,以期对储层精细划分和开发方案优化提供依据。

1 地质背景

伊拉克位于阿拉伯板块东北缘波斯湾盆地北部,构造上自东北向西南依次为逆冲推覆带、褶皱带(强烈褶皱带、轻微褶皱带)、美索不达米亚平原、塞勒曼构造带和鲁特拜构造带。A油田位于伊拉克东南部美索不达米亚平原(图1a),为一北西—南东走向的宽缓长轴背斜(图1b),长轴长度为50 km,短轴长度为15~20 km,轴线倾角小于 2° ;全区发育3个构造高点,形成完整的背斜油气藏,具有统一的油水界面。

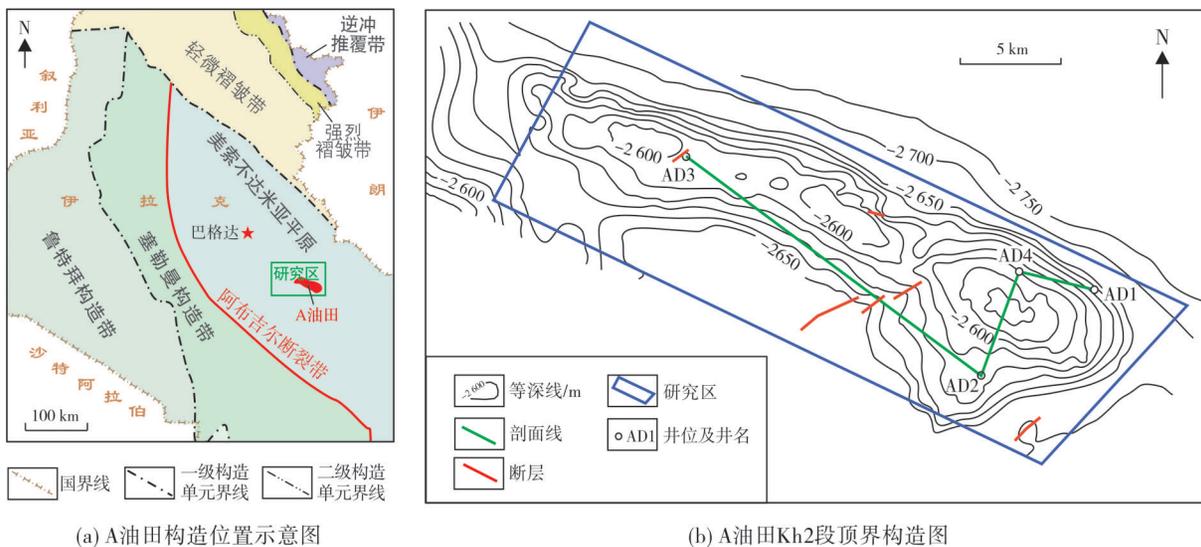


图1 伊拉克A油田构造位置及构造图

Fig. 1 Structural location and structure map of Iraq A Oilfield

阿拉伯板块东北缘在古生代经历了古特提斯洋的开启、闭合及新特提斯洋的开启等阶段。中生代沉积演化主要受新特提斯洋扩张的影响,其中早白垩世还发生了南新特提斯洋的开启和扩张,形成了被动大陆边缘的碳酸盐台地沉积;晚白垩世土伦期至马斯特里赫特期,随着南新特提斯洋的闭合及新特提斯洋的收缩,阿拉伯板块东北缘进入聚敛拼合阶段,发生洋内俯冲,开始发育前陆盆地沉积。新生代,随着新特提斯洋的关闭,阿拉伯板块及亚欧板块碰撞达到最高峰,在阿拉伯板块东北缘形成托罗斯—扎格罗斯造山带^[27-28]。

Sharland^[29]将阿拉伯板块自寒武纪至今的地层划分为11个巨层序,其中在上侏罗统顶部至整个白垩系可识别出2个巨层序;上部巨层序又划分为2个超层序,Khasib组位于上部超层序(上土伦阶—下坎潘阶)^[18]。Khasib组自下而上又可划分为一个完

整的三级层序和另一个海侵体系域的底部,三级层序对应区域性最大海泛面^[29](图2),发育以内陆架盆地相为主的碳酸盐岩沉积。A油田Khasib组从上到下可划分为Kh1—Kh4共4个段,电性特征反映了储层岩性及物性变化,为沉积相划分提供很好的依据:下部发育盆地相的泥晶灰岩和生物碎屑泥晶灰岩夹泥晶生物碎屑灰岩,上部逐渐过渡为中缓坡浅滩相泥晶生物碎屑灰岩、泥晶绿藻生物碎屑灰岩及生物碎屑砂屑灰岩,顶部为中缓坡局限环境中的泥质生物碎屑灰岩夹生物碎屑泥晶灰岩,其中以泥晶生物碎屑砂屑灰岩、泥晶绿藻生物碎屑灰岩及泥晶生物碎屑灰岩为主的Kh2段为Khasib组储层发育的主要层段。依据岩性及电性特征将Kh2段划分为Kh2-1—Kh2-5共5个层(图2),不同层位沉积特征差异体现了纵向上沉积环境的变化及由此控制储层的质量。

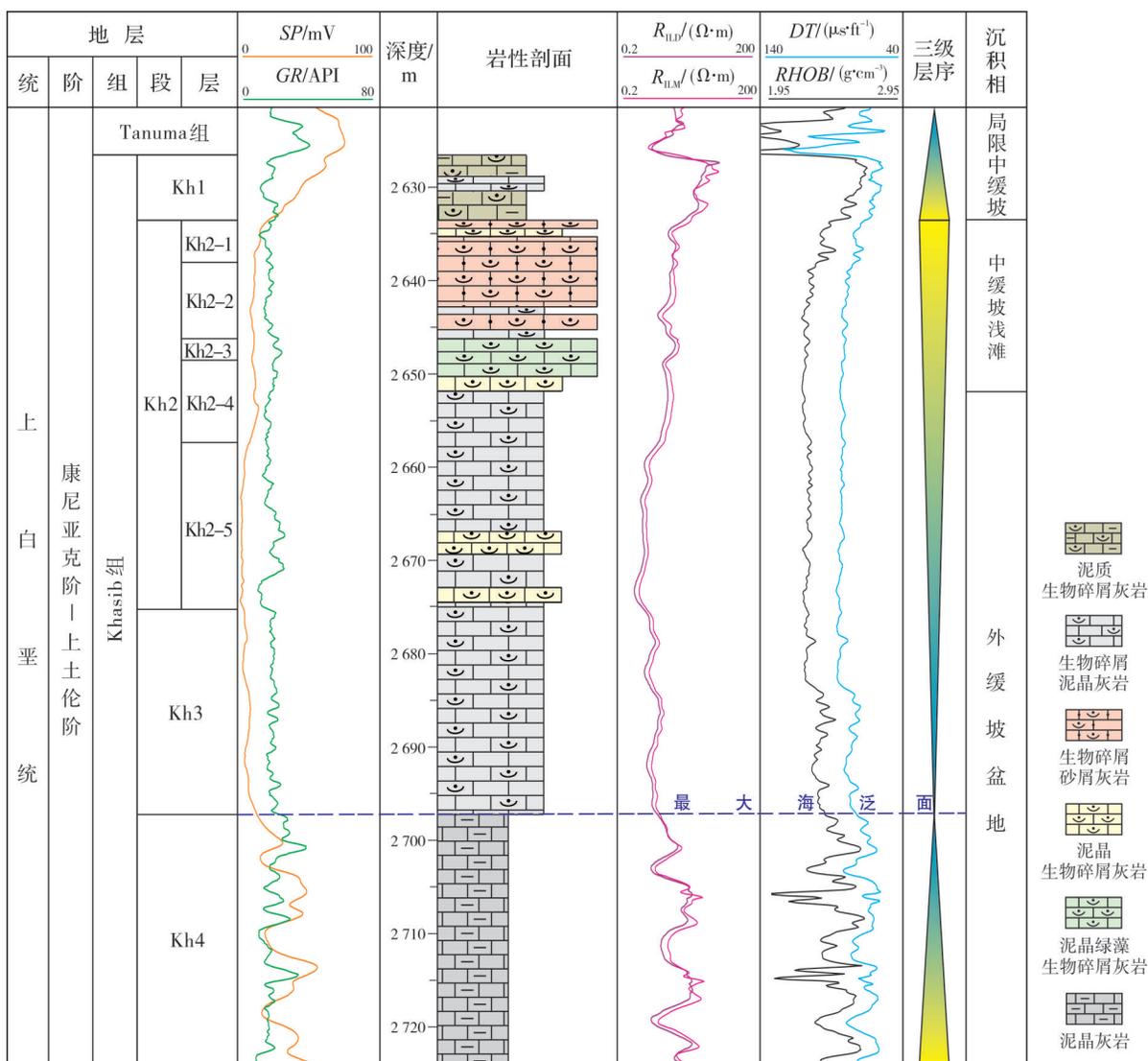


图2 伊拉克 A 油田 Khasib 组综合柱状图

Fig. 2 Comprehensive column of Khasib Formation in Iraq A Oilfield

2 沉积微相特征及沉积模式

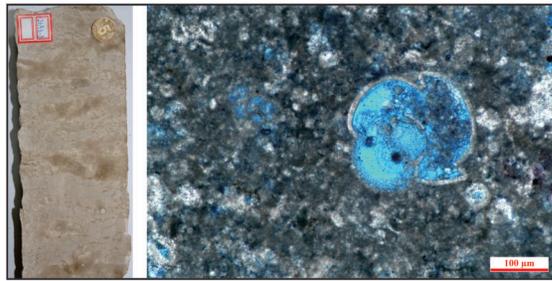
2.1 沉积微相类型与特征

根据主要的缓坡微相类型,通过对薄片沉积组构、生物组合及主要成岩作用进行定量-半定量分析,对 Khasib 组共识别出 7 种沉积微相类型,分别是浮游有孔虫生物碎屑粒泥灰岩(MFT1)、生物碎屑泥粒灰岩(MFT2)、绿藻生物碎屑泥粒灰岩(MFT3)、生物碎屑砂屑泥粒灰岩(MFT4)、生物碎屑砂屑颗粒灰岩(MFT5)、生物碎屑粒泥灰岩(MFT6)和棘皮生物碎屑泥粒灰岩(MFT7)。

浮游有孔虫生物碎屑粒泥灰岩(MFT1) 岩心呈灰白色,显油斑(图 3a)。骨架颗粒的粒径约为

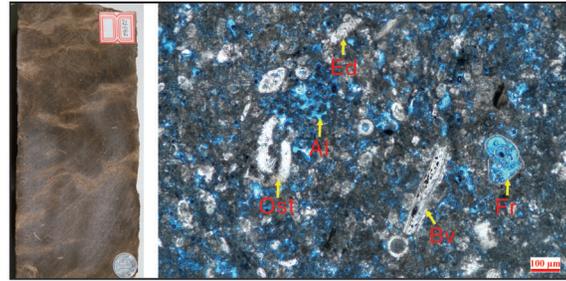
0.1~0.2mm,含量占 30%~40%,以浮游有孔虫(含量 20%~30%)为主,基质为泥晶方解石(含量 60%~70%),具有基质支撑结构。生物种类较单一,浮游有孔虫具有胶结壳,保存较好且未经磨蚀,内部呈单房室或多房室,体腔内文石质组分溶蚀后或被灰泥充填,或呈孤立体腔孔(图 3a),为深水原地沉积生物;见少量小型棘皮碎屑,生物完整性差,为异地搬运产物。储集空间以浮游有孔虫体腔孔及基质微孔为主。该微相类型主要分布于 Kh3 段至 Kh2-4 层下部,形成于水体较深的外缓坡低能环境。

生物碎屑泥粒灰岩(MFT2) 岩心呈深棕色,富含油(图 3b)。骨架颗粒的粒径约为 0.2~0.5 mm,含量为 50%~60%。基质为泥晶方解石(含量 40%~



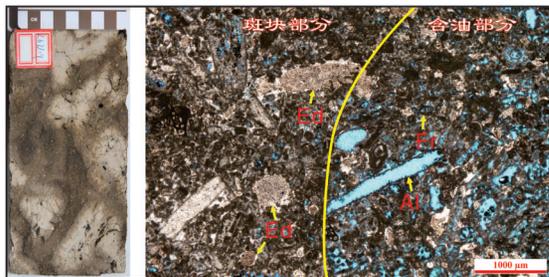
(a) 浮游有孔虫生物碎屑粒泥灰岩

岩心：灰白色，呈油斑。AD1井2 696.6 m, Kh2-5层。
蓝色铸体片：具有多房室的浮游有孔虫，房室溶蚀形成孤立腔孔。AD3井2 654.92 m, Kh2-4层



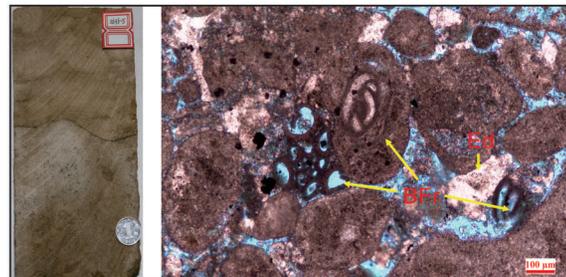
(b) 生物碎屑泥粒灰岩

岩心：深棕色，富含油。AD3井2 654.2 m, Kh2-4层。
蓝色铸体薄片：见多种生物类型，如棘皮(Ed)、绿藻(Al)、有孔虫(Fr)、介形虫(Ost)、双壳(Bv)等，多为铸膜孔。AD3井2 653.78 m, Kh2-4层



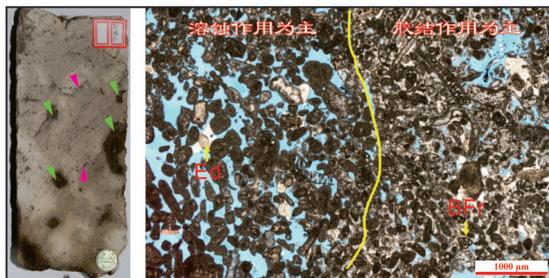
(c) 绿藻生物碎屑泥粒灰岩

岩心：棕色，白色斑块与生物扰动。富含油。AD1井2 673.9 m, Kh2-3层。
蓝色铸体片：生物碎屑以绿藻(Al)为主，次为棘皮(Ed)和浮游有孔虫(Fr)。斑块部分以胶结作用为主，含油部分以溶蚀作用为主，铸膜孔发育。AD1井2 673.41 m, Kh2-3层



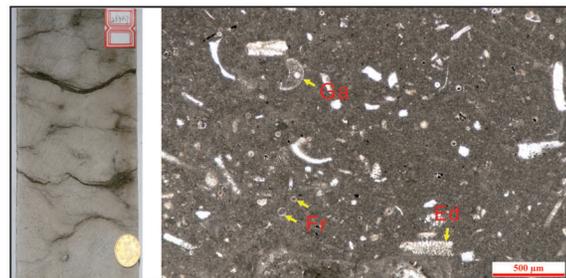
(d) 生物碎屑砂屑泥粒灰岩

岩心：深棕色，饱和油。AD3井2 636.5 m, Kh2-2层。
蓝色铸体片：见典型底栖有孔虫(BFr)。AD3井2 636.45 m, Kh2-2层



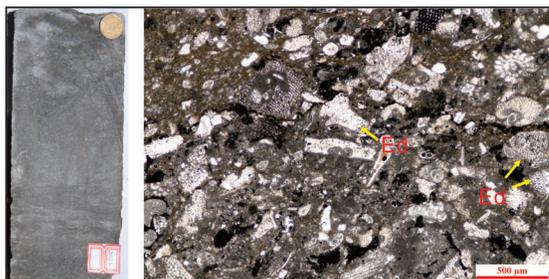
(e) 生物碎屑砂屑颗粒灰岩

岩心：灰白色，溶孔发育(红色箭头所指)，生物扰动明显(绿色箭头所指)，富含油。AD2井2 648.5 m, Kh2-1层。
蓝色铸体片：砂屑为主，生物碎屑可见底栖有孔虫(BFr)、棘皮(Ed)。生物扰动造成成岩作用的差异，左侧以溶蚀作用为主，发育粒间溶蚀扩大孔，右侧以胶结作用为主，见少量非组构选择性溶孔。AD4井2 609.23 m, Kh2-1层



(f) 生物碎屑粒泥灰岩

岩心：灰白色，泥质条纹。不含油。AD1井2 630.1 m, Kh1段。
蓝色铸体片：生物碎屑可见棘皮(Ed)、腹足(Ga)和浮游有孔虫(Fr)。孔隙不发育。AD1井2 630.63 m, Kh1段



(g) 棘皮生物碎屑泥粒灰岩

岩心：深灰色，不含油。AD3井2 627.2 m, Kh1段。
蓝色铸体片：生物碎屑以棘皮(Ed)为主，部分棘皮表面仍保留壳饰，可见放射状海胆。AD3井2 627.54 m, Kh1段

图3 伊拉克A油田Khasib组沉积微相特征

Fig. 3 Characteristics of sedimentary microfacies of Khasib Formation in Iraq A Oilfield

50%),具有基质支撑结构。生物碎屑含量高且种类丰富,可见棘皮、藻类、腹足、有孔虫等(图 3b),部分生物碎屑溶蚀后仍可见原始生物形态,如具有孢囊残余结构的绿藻,具有三角形轮廓的腹足,以及具有胶结壳残余的浮游有孔虫等,多为异地搬运的产物。生物碎屑泥粒灰岩发育多种生物碎屑溶蚀后的铸膜孔,该微相类型在 Kh2-4 层至 Kh2-1 层均有分布,形成于低能中缓坡浅滩环境。

绿藻生物碎屑泥粒灰岩(MFT3) 岩心呈棕色,富含油,可见生物扰动及浅色斑块(图 3c)。骨架颗粒的粒径约为 0.4~2 mm,含量占 50%~70%。基质为泥晶方解石(含量 30%~50%),具有颗粒支撑结构。生物碎屑含量高且种类丰富,以绿藻(含量 30%~50%)为主,次为棘皮和浮游有孔虫(含量 10%~20%)(图 3c)。强烈的生物扰动造成了成岩作用的差异,其中非扰动部分(斑块部分)以胶结作用为主,孔隙不发育;扰动部分(含油部分)以溶蚀作用为主,藻膜孔清晰可见(图 3c)。该微相类型主要分布在 Kh2-3 层,绿藻的大量发育以及成岩作用的差异,表明该微相类型形成于浅水陆棚相碳酸盐沉积环境,指示暖水、盐度正常、水体能量较低的缓坡浅滩环境。

生物碎屑砂屑泥粒灰岩(MFT4) 岩心呈深棕色,富含油,可见生物扰动构造(图 3d)。非骨架颗粒的粒径为 0.1~0.5 mm,含量占 65%~85%,分选性差,基质为泥晶方解石(含量 15%~35%),颗粒之间呈点-线接触,具有颗粒支撑结构。颗粒成分以砂屑为主(含量 30%~70%),多为生物碎屑泥晶化作用的产物。生物碎屑含量较少且类型单一,可见少量棘皮和底栖有孔虫(图 3d),棘皮碎屑边缘可见次生加大胶结,组构选择性溶蚀形成大量粒间孔及少量粒内孔、铸膜孔和体腔孔。该微相类型主要分布在 Kh2-2 层、Kh2-1 层及 Kh1 段下部,形成于中缓坡低一中能浅滩环境。

生物碎屑砂屑颗粒灰岩(MFT5) 岩心呈灰白色,富含油,溶孔发育(图 3e)。非骨架颗粒的粒径为 0.1~0.5 mm,含量占 60%~80%,分选性差,基质为亮晶方解石(含量 20%~40%),颗粒之间呈点-线接触,具有颗粒支撑结构。颗粒成分以砂屑(含量 50%~80%)为主,与 MFT4 颗粒形态及成因相似,同为生物碎屑泥晶化作用的产物。生物碎屑较少,可见绿藻、棘皮和底栖有孔虫(图 3e),棘皮边缘发育次生加大胶结(图 3e),颗粒边缘可见溶蚀作用后的亮晶胶结物残留,同时可见晚成岩作用阶段形成的

块状胶结。生物扰动作用叠加准同生期暴露溶蚀,造成该微相类型中出现沉积组构的差异:扰动部分以砂屑为主,发育大量粒间溶蚀扩大孔;非扰动部分以生物碎屑为主,发育铸膜孔和粒内孔(图 3e)。同时也出现成岩作用的差异:扰动部分以溶蚀作用为主,岩心上可见沿生物扰动遗迹含油性较好,孔隙以粒间溶蚀扩大孔为主;非扰动部分以胶结作用为主,局部可见非组构选择性溶孔。该微相类型分布范围较小,仅在 Kh2-1 小层局部可见,形成于水体相对较浅且相对动荡的中-高能中缓坡浅滩环境。

生物碎屑粒泥灰岩(MFT6) 岩心呈灰白色,不含油,可见压实-压溶作用产生的泥质条纹(图 3f)。骨架颗粒的粒径为 0.1~0.6 mm,含量占 10%~30%。基质为泥晶方解石(含量 70%~90%),具有基质支撑结构。生物碎屑含量少但种类丰富,可见棘皮、浮游有孔虫、腹足等(图 3f),孔隙基本不发育,可见少量裂缝。该微相类型分布在 Kh1 层上部,形成于中缓坡局限的台内洼地低能环境。

棘皮生物碎屑泥粒灰岩(MFT7) 岩心呈深灰色,不含油(图 3g)。骨架颗粒的粒径为 0.1~1 mm,含量占 60%~80%,基质为泥晶方解石(含量 20%~40%),具有颗粒支撑结构。生物碎屑含量高且种类单一,以棘皮(含量 30%~50%)为主,且体积较大,见少量双壳、有孔虫等。压实-压溶作用明显,可见缝合线及压溶缝(图 3g)。孔隙不发育,仅见少量裂缝。该微相类型主要分布在 Kh1 层上部,形成于中缓坡局限的台内洼地低能环境。

2.2 微相分布特征及沉积模式

A 油田 Khasib 组垂向上岩性变化明显,电性特征对岩性及物性变化有很好的指示作用,各小层均发育特定的微相类型,不同微相形成于不同的沉积环境。岩性的变化规律表现为由 Kh3 段生物碎屑泥晶灰岩夹泥晶生物碎屑灰岩,向上过渡为泥晶生物碎屑灰岩、泥晶绿藻生物碎屑灰岩和生物碎屑砂屑灰岩,顶部为生物碎屑泥晶灰岩和泥质生物碎屑灰岩(图 4)。根据垂向岩性变化及生物组合特征,微相变化也呈现一定规律性:下部的 Kh3 段、Kh2-5 层及 Kh2-4 层下部主要发育 MFT1,局部沉积 MFT2, Kh2-4 层上部以 MFT2 为主; Kh2-3 层总体发育 MFT3,夹薄层 MFT2; Kh2-2 层下部以 MFT2 为主,局部可见 MFT3,上部发育 MFT4,局部地区顶部见薄层 MFT5; Kh2-1 层以 MFT4 为主,下部稳定分布薄

层 MFT5; Kh1 段底部发育稳定薄层 MFT7, 下部以 MFT4 为主, 上部过渡为 MFT6 和 MFT7 交互沉积。从微相连井剖面图可知(图 4), Khasib 组微相横向展布稳定。故根据微相垂向演化规律及横向分布

特征, 认为 Khasib 组总体为碳酸盐缓坡沉积环境, 主要沉积于低能的中缓坡至外缓坡沉积相中, 其中中缓坡相包括生物碎屑滩、绿藻滩、砂屑滩和中缓坡洼地等 4 种亚相。

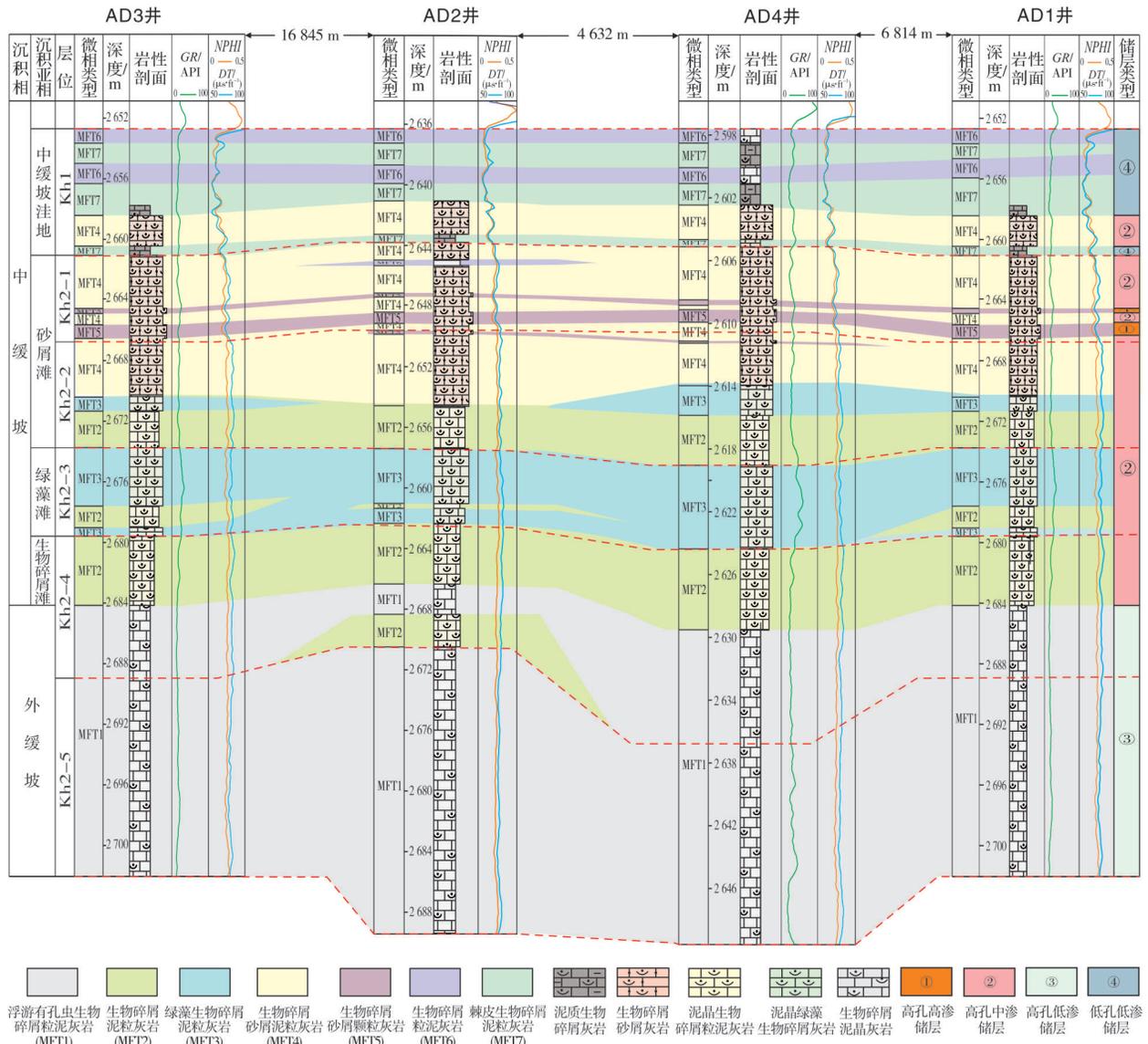


图 4 伊拉克 A 油田 Khasib 组碳酸盐岩微相取心井连井对比剖面(剖面位置见图 1b)

Fig. 4 Carbonate microfacies correlation section (inter-coring wells) of Khasib Formation in Iraq A Oilfield (section position is shown in Fig.1b)

通过对 A 油田 Khasib 组微相分布特征的研究, 建立了 Khasib 组碳酸盐低能缓坡沉积模式(图 5)。外缓坡相以浮游有孔虫粒泥灰岩为主, 夹薄层生物碎屑泥粒灰岩, 沉积水体较深。中缓坡相发育生物碎屑滩、砂屑滩、绿藻滩及中缓坡洼地亚相。生物碎屑滩亚相以生物碎屑泥粒灰岩为主, 夹薄层绿藻生物碎屑泥粒灰岩, 生物含量高且类型多样, 呈薄层状分布于中缓坡外带。砂屑滩亚相以生物碎屑

砂屑泥粒灰岩为主, 生物含量少且种类单一, 处于受海平面频繁变化影响较大的区域, 受生物扰动作用与准同生期成岩作用的影响, 在砂屑滩顶部发育以亮晶为主的薄层生物碎屑砂屑颗粒灰岩(图 3e), 同时局部沉积生物碎屑粒泥灰岩和棘皮生物碎屑泥粒灰岩, 该亚相沉积于中缓坡构造高部位。绿藻滩亚相沉积绿藻生物碎屑泥粒灰岩夹薄层生物碎屑泥粒灰岩, 生物含量高且类型丰富, 发育强烈的

生物扰动,同时受海平面频繁升降的影响,准同生期成岩作用显著(图3c),沉积于中缓坡内带。中缓坡洼地亚相以生物碎屑粒泥灰岩和棘皮生物碎屑

泥粒灰岩互层沉积为特征,生物含量低但类型多样,分布于中缓坡向内缓坡过渡位置。内缓坡在研究区不发育。

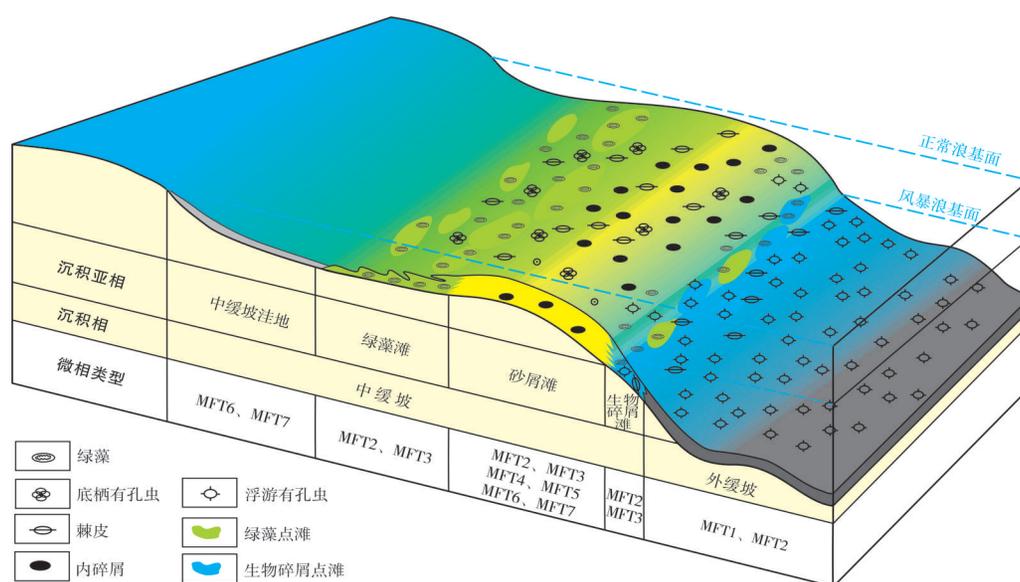


图5 伊拉克A油田Khasib组沉积模式及微相组合

Fig. 5 Sedimentary model and microfacies association of Khasib Formation in Iraq A Oilfield

3 储层特征及其影响因素

3.1 储层特征

A油田Khasib组储层成因及分布主要受控于沉积相^[22],同时沉积形成的原生孔隙受后期同生期—准同生期溶蚀改造影响,形成现今储层特征^[25]。微相类型差异可反映于沉积组构差异,沉积组构控制原生孔隙类型,在成岩作用影响下形成不同次生孔隙。Khasib组不同微相类型的物性差异为储层划分提供了很好的依据。以孔隙度15%为界划分低孔和高孔储层,以渗透率 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 及 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为界划分低渗、中渗及高渗储层,将Khasib组储层划分为低孔低渗、高孔低渗、高孔中渗及高孔高渗等4类,不同储层类型对应不同微相及孔隙类型(图6)。

高孔高渗储层 发育于MFT5微相,以粒间溶蚀扩大孔为主,部分溶孔半径大于颗粒半径,孔隙连通性极好(图3e),孔隙度分布在15%~25%之间,渗透率高达 $(200 \sim 500) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图6)。排替压力最低,介于0.02~0.04 MPa,孔喉半径集中在5~15 μm 之间,以粗喉为主,呈粗态单峰型(表1)。

高孔中渗储层 发育于MFT2、MFT3及MFT4微相,其中,MFT2微相中发育多种生物碎屑类型,

储集空间主要为铸膜孔(23%)、粒内孔(22%)及粒间(溶)孔(21%)(图3b);MFT3微相中藻类占主导地位,藻膜孔及粒内孔之和超过总孔隙类型的50%(图3c);MFT4微相中以粒间(溶)孔和粒内孔为主(66%),铸膜孔占24%(图3d)。该储层类型孔隙连通性好,孔隙度分布在10%~30%之间,渗透率分布于 $(1 \sim 90) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间(图6)。排替压力介于0~0.5 MPa,孔喉半径集中在0.2~10 μm 之间,以中喉为主,呈粗态宽峰型(表1)。

高孔低渗储层 主要发育于MFT1微相,储集空间为有孔虫孤立体腔孔和大量基质分散状微孔(图3a),基质微孔和体腔孔分别占总孔隙类型的43%和31%,孔隙连通性差,孔隙度集中在20%~30%之间,渗透率低于 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图6)。排替压力最高(0.3~2 MPa),孔喉半径以0.5~1 μm 的细微喉为主,呈细态尖峰型(表1)。

低孔低渗储层 主要发育于MFT6和MFT7微相,以基质微孔为主(55%),见少量压溶缝,在普通显微镜下少见有效孔隙发育,孔隙连通性差(图3f,3g),孔隙度低于15%,渗透率低于 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图6)。排替压力介于0.1~0.7 MPa,孔喉半径以0.2~2 μm 的细微喉为主,呈细态单峰型(表1)。

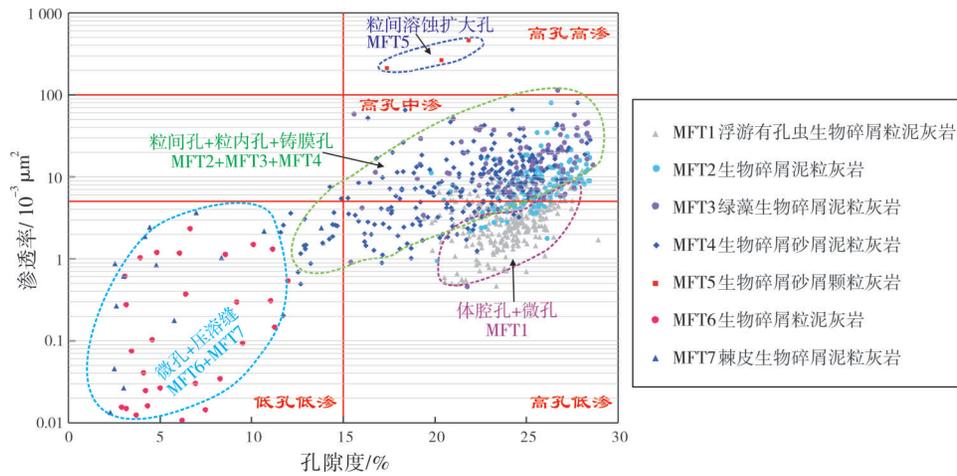


图6 伊拉克A油田 Khasib组碳酸盐岩储层孔-渗关系

Fig. 6 Porosity-permeability relationship of carbonate reservoir of Khasib Formation in Iraq A Oilfield

表1 伊拉克A油田 Khasib组碳酸盐岩微相及其储层特征

Table 1 Carbonate microfacies and reservoir characteristics of Khasib Formation in Iraq A Oilfield

储层类型	孔隙类型	压汞曲线特征	孔喉分布特征	排替压力/MPa 范围值 平均值	孔喉半径/ μm 范围值 平均值	孔隙度/% 范围值 平均值	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$ 范围值 平均值	微相类型
高孔高渗	溶蚀扩大孔		呈粗态单峰型	$\frac{0.027-0.034}{0.029}$	$\frac{7.1-12.3}{8.9}$	$\frac{16.8-22.0}{19.1}$	$\frac{264.8-473.2}{327.8}$	MFT5
高孔中渗	铸膜孔为主, 次为粒内孔		呈粗态宽峰型	$\frac{0.14-0.33}{0.19}$	$\frac{0.54-1.43}{0.98}$	$\frac{21.0-28.5}{26.4}$	$\frac{3.0-40.0}{11.1}$	MFT2
	藻膜孔为主, 次为粒内孔			$\frac{0.14-0.20}{0.15}$	$\frac{0.26-2.68}{1.43}$	$\frac{10.6-27.8}{24.0}$	$\frac{3.7-68.0}{18.3}$	MFT3
	粒间孔为主, 次为粒内孔			$\frac{0.03-0.47}{0.15}$	$\frac{0.38-9.10}{1.80}$	$\frac{11.7-27.6}{21.4}$	$\frac{1.7-83.4}{16.0}$	MFT4
高孔低渗	孤立有孔虫体腔孔、基质微孔		呈细态尖峰型	$\frac{0.33-1.70}{0.62}$	$\frac{0.19-0.60}{0.41}$	$\frac{2.3-28.9}{22.4}$	$\frac{0-15.5}{3.2}$	MFT1
低孔低渗	基质微孔, 少量压溶缝		呈细态单峰型	$\frac{0.14-0.67}{0.40}$	$\frac{0.26-1.40}{0.84}$	$\frac{3.0-13.0}{7.2}$	$\frac{0-11.5}{0.24}$	MFT6
						$\frac{3.0-4.8}{3.3}$	$\frac{0-2.4}{0.1}$	MFT7

3.2 沉积组构对储层质量的影响

组构是指沉积物或岩石中坚固的沉积和成岩组分^[30]。对研究区 4 口取心井 1 700 余件岩石薄片进行观察统计,结果表明不同微相中沉积组构对储层质量具有重要影响。本文以 AD3 井 108 个样品的统计数据为基础,重点研究了内碎屑、绿藻及灰泥含量对储层质量的影响。

3.2.1 内碎屑及灰泥含量对储层质量的影响

Khasib 组 MFT4 微相主要分布在 Kh2-2 层和 Kh2-1 层,对这两个层位沉积组构与储层物性关系的分析表明,此微相类型中内碎屑、绿藻及灰泥含量共同控制其储层质量,其中绿藻的影响在后文讨论。

以 Kh2-1 层为例,整体自下而上可划分 3 个小层(图 7a),微相以 MFT4 为主,生物碎屑含量稳定(20%~40%),内碎屑及灰泥含量变化较大,储层实

测孔隙度及面孔率差异较小,均主要介于 15%~25%。下部小层内碎屑含量为 Khasib 组最高,为 50%~70%,灰泥含量仅为 10% 左右,渗透率近 $20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,由于局部裂隙的存在,渗透率可达 $70 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;中部小层内碎屑含量中等,为 40%~60%,灰泥含量增至 20%~25%,渗透率为 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右;上部小层下部内碎屑含量降低(10%~40%),灰泥含量由 20% 增至 50%,渗透率降低至 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,顶部虽灰泥含量较低、内碎屑含量较高,但存在胶结作用而使得渗透率降低(图 7a)。同样,以 MFT4 微相为主的 Kh2-2 层(图 7b),底部呈渗透率随灰泥含量降低而升高的特征,上部渗透率随内碎屑含量增加而升高。由此可知,灰泥对储层物性具有破坏作用,储层渗透率随灰泥绝对含量升高而降低;内碎屑的存在有助于储层物性变好,储层渗透率随内碎屑绝对含量增加而升高(图 7b)。

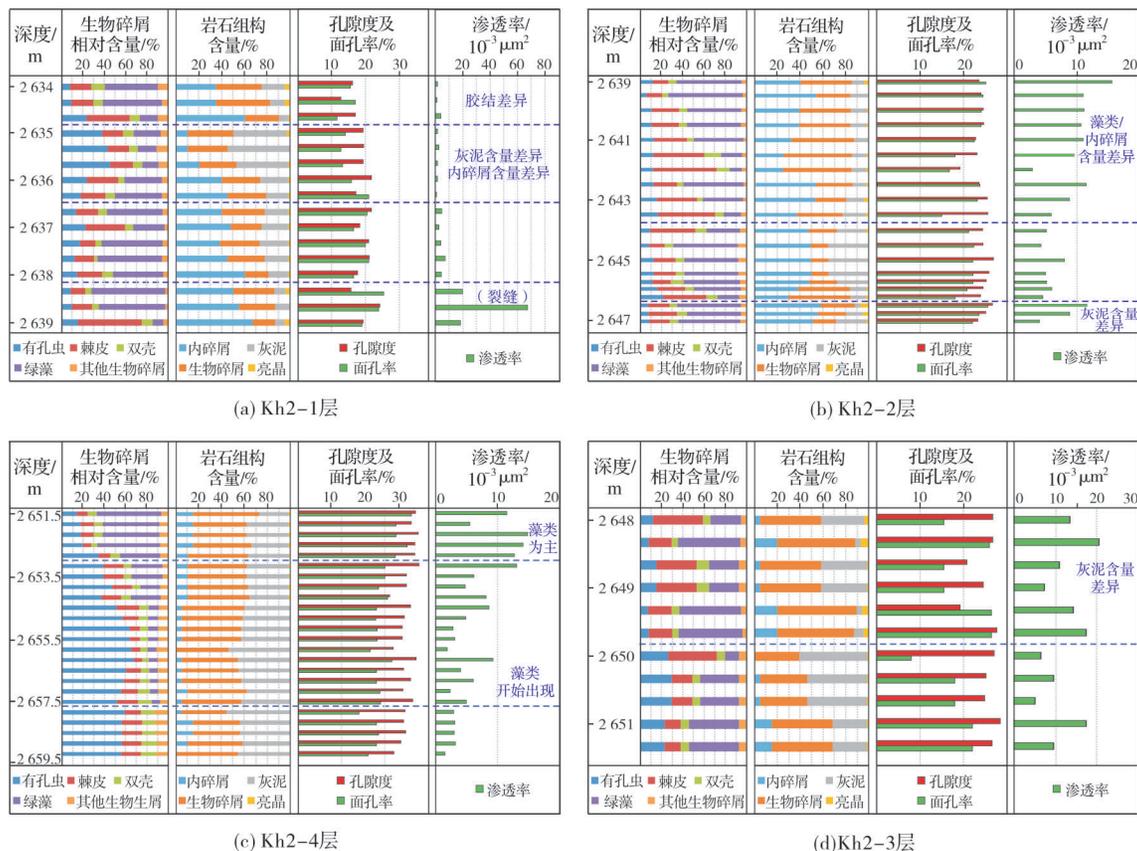


图 7 伊拉克 A 油田 Khasib 组岩石组构、生物碎屑含量及储层物性垂向变化规律

Fig. 7 The vertical variation of rock fabric, bioclastic content and reservoir physical properties of Khasib Formation in Iraq A Oilfield

3.2.2 绿藻及灰泥含量对储层质量的影响

Khasib 组 MFT2 和 MFT3 微相主要分布在 Kh2-4

层和 Kh2-3 层,对这两个层位岩石组分及储层物性的分析表明,这两种微相类型中绿藻及灰泥含量共同影响其储层物性。

以 Kh2-4 层为例,整体内碎屑含量较少(小于 15%),灰泥含量基本稳定(30%~50%),渗透率主要受绿藻相对含量影响较大。底部以 MFT1 为主,不含绿藻,发育孤立浮游有孔虫体腔孔,渗透率较低,为 $(2\sim3)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;中部以 MFT2 为主,绿藻开始出现且相对含量向上增加,渗透率随之从 $3\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 增至 $13\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;上部主要发育 MFT3,绿藻大量发育(相对含量 40%~60%),渗透率大多大于 $10\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 7c)。Kh2-3 层以 MFT3 为主,绿藻相对含量较高(30%~60%),渗透率的变化主要受到灰泥含量的影响,自下而上随灰泥含量降低,渗透率呈小幅度增加(图 7d)。在 MFT4 微相发育的 Kh2-2 层上部,灰泥含量稳定(10%~20%),绿藻相对含量与渗透率呈明显正相关(图 7b)。由此可见,灰泥对储层质量具有破坏作用,而绿藻的增加可使储层质量得到改善。

综上所述,Khasib 组 MFT2、MFT3、MFT4 微相发育的储层中,以粒间孔、粒内孔、铸模孔等孔隙组合构成主要储层空间,沉积组构的含量对储层物性具有重要影响:MFT2 和 MFT3 中,孔隙度分布较为集中,沉积组构对储层物性的作用主要表现在对渗透率的影响,绿藻含量与渗透率成正比,灰泥含量与渗透率成反比;MFT4 中沉积组构的变化对储层孔渗均有影响,随着内碎屑及绿藻含量的增加、灰泥含量的降低,储层孔渗均随之变好(图 8)。

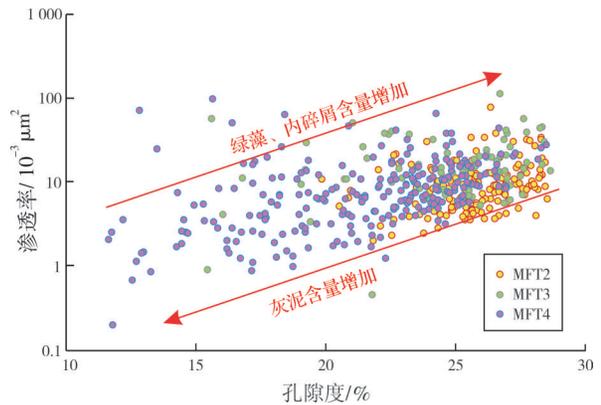


图 8 伊拉克 A 油田 Khasib 组绿藻、内碎屑及灰泥含量与储层物性的关系

Fig. 8 Relationship between the contents of green algae, intraclast and lime mud and reservoir physical properties of Khasib Formation in Iraq A Oilfield

4 对开发的指导意义

伊拉克 A 油田 Khasib 组微相及储层特征的研究结果表明,垂向上微相变化快,储层层间非均质性较强,横向上微相分布稳定,储层非均质性弱,且油藏内部不发育明显的隔层、夹层,因此建议对 Khasib 组油藏的开发应遵循整体开发的思路。由 Kh2 段内沉积组构、生物碎屑类型及储层物性的变化规律(图 9)可知,Kh2-4 层上部至 Kh1 段下部的高孔高渗及高孔中渗储层的渗透率自下而上逐渐变大,在注水时适合从底部开始,渗透率向上变大的特征减弱

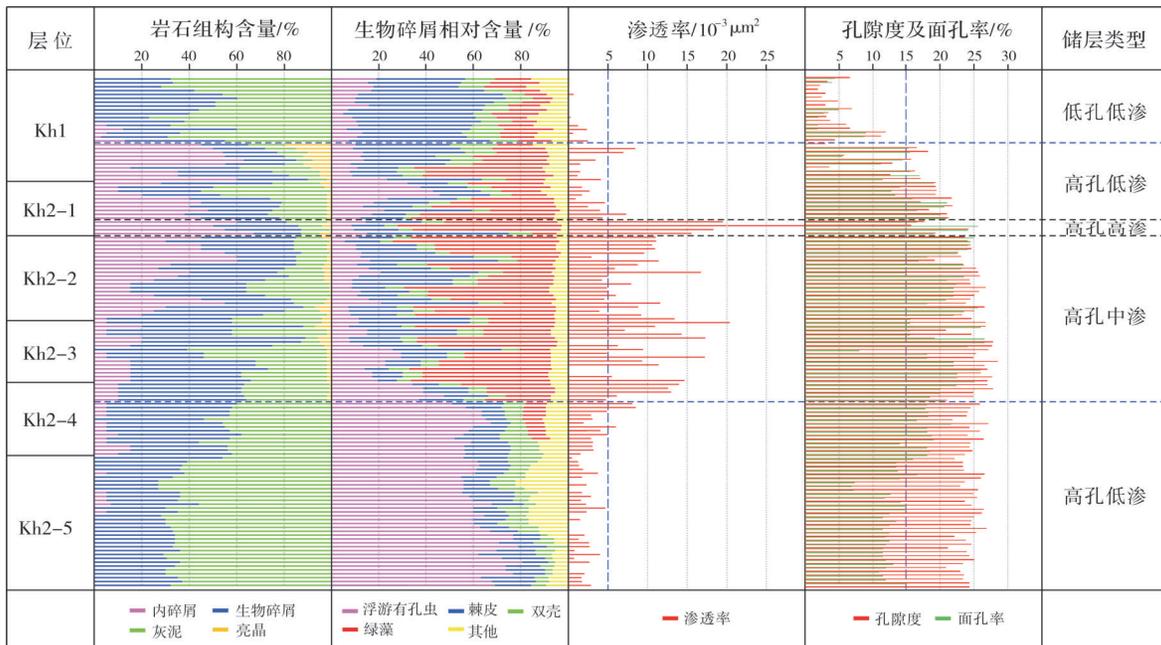


图 9 伊拉克 A 油田 Khasib 组岩石组构、储层物性与储层类型垂向变化规律

Fig. 9 Vertical variation of rock fabric, reservoir physical property and reservoir type of Khasib Formation in Iraq A Oilfield

了注水向上推进的阻力,同时由于上部Kh2-1层底部高渗层在全区稳定分布,因此建议补充封堵措施,防止注水时沿该高渗层发生水窜。Kh2-5层及Kh2-4层下部的高孔低渗储层中(图9),大量发育的基质微孔造成该类储层孔隙度很高,但以孤立体腔孔和微孔为主的孔隙类型使得孔隙的连通性严重受限,从而造成高孔低渗的储层特征。由于厚度较大,油水界面以上的这类储层的储量较为客观,可作为潜力储层,适合采用水平井酸化压裂等储层改造技术,从而人工提高其渗透性,在经济条件许可时动用。Kh1段上部发育低孔低渗储层(图9),该类型储层开发价值较低,可作为下部优质储层的盖层。

5 结 论

(1) A油田Khasib组自下而上共识别出浮游有孔虫生物碎屑粒泥灰岩(MFT1)、生物碎屑泥粒灰岩(MFT2)、绿藻生物碎屑泥粒灰岩(MFT3)、生物碎屑砂屑泥粒灰岩(MFT4)、生物碎屑砂屑颗粒灰岩(MFT5)、生物碎屑粒泥灰岩(MFT6)和棘皮生物碎屑泥粒灰岩(MFT7)等7种微相。Khasib组微相垂向变化特征明显,各小层均发育特定的微相类型,横向分布稳定。根据微相垂向演化规律及横向分布特征,建立了Khasib组碳酸盐缓坡沉积模式。

(2) A油田Khasib组储层可划分为高孔高渗储层、高孔中渗储层、高孔低渗储层及低孔低渗储层,储层类型与微相类型具有很好的对应性。对沉积组构的定性、定量分析表明,内碎屑及绿藻含量与储层渗透率呈正相关,灰泥含量与储层渗透率呈负相关。

(3) A油田Khasib组高孔高渗储层和高孔中渗储层渗透率自下而上逐渐变大,开发时应考虑底部注水,缓慢向上推进。高孔低渗储层作为潜力储层,可采用水平井酸化压裂等储层改造技术,在经济条件许可时动用。低孔低渗储层可作为下部优质储层的盖层。

参 考 文 献

- [1] BROWN J S. Suggested use of the word microfacies [J]. *Economic geology*, 1943, 38:325
- [2] CUVILLIER J. The notion of "microfacies" and its applications [C]//MURPHY M, BRIERLY A, ROGGERD, et al. 8th National Congress of Methane and Petroleum. Berlin: Springer-Verlag, 1952:1-7.
- [3] FLÜGEL E. Microfacies research methods of limestone [M]. Berlin: Springer-Verlag, 1978: 30-45.
- [4] FLÜGEL E. Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application [M]. Berlin: Springer-Verlag, 2004: 271-295.
- [5] 弗吕格尔. 碳酸盐岩微相:分析、解释及应用(第二版)[M]. 马永生,刘波,郭荣涛,等译.北京:地质出版社,2016: 587-603.
- [6] WILSON J L. Carbonate facies in geological history [M]. Berlin: Springer, 1975: 471.
- [7] AMEL H, JAFARIAN A, HUSINEC A, et al. Microfacies, depositional environment and diagenetic evolution controls on the reservoir quality of the Permian Upper Dalan Formation, Kish Gas Field, Zagros Basin [J]. *Marine and petroleum geology*, 2015, 67: 57-71.
- [8] MEHMANDOSTI E A, ADABI M H, WOODS A D. Microfacies and geochemistry of the Middle Cretaceous Sarvak Formation in Zagros Basin, Izeh Zone, SW Iran [J]. *Sedimentary geology*, 2013, 293(4): 9-20.
- [9] SADOONI F N, ALSHARHAN A S. Stratigraphy, microfacies, and petroleum potential of the Maaddud Formation (Albian - Cenomanian) in the Arabian Gulf Basin [J]. *AAPG bulletin*, 2003, 87(10): 1653-1680.
- [10] 包洪平,杨承运. 碳酸盐岩微相分析及其在岩相古地理研究中的意义[J]. *岩相古地理*, 1999, 19(6): 59-64.
- [11] 徐锦龙,贾志海,王伟,等. 四川江油—广元地区上石炭统碳酸盐岩微相及其沉积环境分析[J]. *沉积学报*, 2012, 30(5): 834-846.
- [12] 王春梅,王春连,刘成林,等. 四川盆地东北部长期沉积相、沉积模式及其演化[J]. *中国地质*, 2011, 38(3): 594-609.
- [13] AL-EKABI A H S. Microfacies and environmental study of the Mishrif Formation in Noor Field [J]. *Arabian journal of geosciences*, 2015, 8(8): 5779-5794.
- [14] AL-QAYIM B. Sequence stratigraphy and reservoir characteristics of the Turonian-Coniacian Khasib Formation in central Iraq [J]. *Journal of petroleum geology*, 2010, 33(4): 387-404.
- [15] 马永生,李启明,关德师. 鄂尔多斯盆地中部气田奥陶系马五₁₋₄碳酸盐岩微相特征与储层不均质性研究[J]. *沉积学报*, 1996, 14(1): 22-32.
- [16] 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.
- [17] ZIEGLER M A. Late Permian to Holocene paleofacies evolution of the Arabian Plate and its hydrocarbon occurrences [J]. *GeoArabia*, 2001, 6(3): 445-504.
- [18] SADOONI F N. Stratigraphy, depositional setting and reser-

- voir characteristics of Turonian-Campanian carbonates in central Iraq [J]. *Journal of petroleum geology*, 2004, 27(4): 357-371.
- [19] MAHDI T A, AQRAWI A A M, HORBURY A D, et al. Sedimentological characterization of the mid-Cretaceous Mishrif reservoir in southern Mesopotamian Basin, Iraq [J]. *GeoArabia*, 2013, 18(1): 139-174.
- [20] AL-DABBAS M, 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.
- [21] EL-SOROBY A S, GALMED M A, AL-KAHTANY K, et al. Microfacies and diagenesis of the Middle Jurassic Dhurma carbonates, southwest Riyadh, Saudi Arabia [J]. *Journal of African earth sciences*, 2017, 130: 125-133.
- [22] 郭睿, 伏美燕, 赵丽敏, 等. 艾哈代布油田 Khasib 组沉积相及其对储层发育的控制 [J]. *矿物岩石*, 2014, 34(1): 95-103.
- [23] 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.
- [24] AL-QAYIM B, SADOONI F, AL-BIATY F. Diagenetic evolution of the Khasib Formation, East Baghdad Oilfield, Iraq [J]. *Iraqi geological journal*, 1993, 26(1): 56-72.
- [25] 邓虎成, 周文, 郭睿, 等. 伊拉克艾哈代布油田中一下白垩统碳酸盐岩储层孔隙结构及控制因素 [J]. *岩石学报*, 2014, 30(3): 801-812.
- [26] 周文, 郭睿, 伏美燕, 等. 伊拉克艾哈代布油田白垩系生物铸模孔及体腔孔发育的灰岩储层特征及成因分析 [J]. *岩石学报*, 2014, 30(3): 813-821.
- [27] AQRAWI A A M, GOFF J, HORBURY A D, et al. The petroleum geology of Iraq [M]. Bucks: Scientific Press, 2010: 2-4.
- [28] JASSIM S Z, GOFF J C. *Geology of Iraq* [M]. Brno: Dolin, Prague and Moravian Museum, 2006: 24-31.
- [29] SHARLAND P R. *Arabian Plate sequence stratigraphy* [M]. 2nd ed. Bahrain: Gulf PetroLink, 2001: 14-15.
- [30] 莫尔. 碳酸盐岩储层: 层序地层格架中的成岩作用和孔隙演化 [M]. 姚根顺, 沈安江, 潘文庆, 等, 译. 北京: 石油工业出版社, 2008: 39-40.

编辑: 黄革萍

Microfacies and reservoir characteristics of carbonate rocks of Khasib Formation in Iraq A Oilfield

WANG Huan, SHI Kaibo, ZHAO Limin, LIU Bo, YE Yufeng, DENG Ya, SHEN Yingchu, LI Qianqiao, LUO Qingqing, LIU Hangyu

Abstract: Based on a large number of core and thin section data, seven microfacies types of the Upper Cretaceous Khasib Formation of Iraq A Oilfield are identified through the study of sedimentary fabric, biological association and diagenesis, and the carbonate ramp sedimentary model of Khasib Formation is established. Combined with reservoir physical property and mercury injection data, through the analysis of pore type, physical property characteristics and pore structure difference, the reservoir of Khasib Formation is divided into four types: high porosity and high permeability, high porosity and medium permeability, high porosity and low permeability, and low porosity and low permeability. Based on quantitative-semi-quantitative analysis of sedimentary fabric, it is shown that sedimentary fabric has an important influence on reservoir permeability, and the contents of green algae and intraclast are directly proportional to reservoir permeability, and the content of lime mud is inversely proportional to reservoir permeability. It is suggested that the bottom water injection should be considered in the process of development for high porosity and high permeability reservoirs, and high porosity and medium permeability reservoirs. As potential reservoirs, high porosity and low permeability reservoirs can be produced by horizontal well acidizing fracturing and other reservoir reconstruction technologies. The low porosity and low permeability reservoir can be used as the cap rock of high quality reservoir in the lower part.

Key words: microfacies types; sedimentary fabric; sedimentary model; reservoir characteristics; Khasib Formation; Late Cretaceous; Iraq

WANG Huan, First author: PhD candidate at China University of Geosciences(Beijing). Add: No. 29 Xueyuan Rd., Haidian District, Beijing 100083, China

LIU Bo, Corresponding author: Researcher, PhD supervisor of Peking University. Add: No. 5 Yiheyuan Rd., Haidian District, Beijing 100871, China