

# 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

姚子修<sup>1</sup>, 刘航宇<sup>1</sup>, 田中元<sup>1</sup>, 郭睿<sup>1</sup>, 杨迪<sup>2</sup>

(1 中国石油勘探开发研究院; 2 中国石油大学(北京))

**摘要** 通过岩心、薄片、测井、物性和压汞测试等资料分析,明确了伊拉克西古尔纳油田中白垩统 Mishrif 组碳酸盐岩的岩石类型主要有泥晶生物碎屑灰岩、生物碎屑泥晶灰岩、厚壳蛤砾屑灰岩、生物碎屑灰岩、亮晶生物碎屑灰岩和少量残余生物碎屑白云岩;储集空间有粒间(溶)孔、粒内(溶)孔、铸模孔、晶间孔及微孔,以及少量未充填的构造微裂缝;储层物性呈中孔中低渗特征,孔-渗关系差,砾屑灰岩、生物碎屑灰岩的物性最好;发育五类孔隙结构,其中的中高孔低渗细喉型、中高孔中低渗中喉型是主要孔隙结构类型,具有强非均质性。认为镶边碳酸盐岩台地不同沉积相带的纵向叠置和多种成岩作用的发育是形成差异性储层质量的主控因素,台地边缘强水动力礁滩环境形成纯净的生物碎屑岩石组构,与强溶蚀作用叠加,控制了有利储层的发育;弱水动力相带下形成的多泥质、少量生物碎屑岩石组构,与弱溶蚀、强胶结成岩作用叠加,是形成差储层和非储层的主要原因;稳定的构造演化仅在储层局部位形成了少量未充填的微裂缝以沟通储层,但这对储层形成的贡献较小。

**关键词** 伊拉克; 西古尔纳油田; Mishrif 组; 碳酸盐岩; 储层特征; 储层成因; 沉积环境; 成岩作用  
**中图分类号**: TE122.2 **文献标识码**: A

## 0 引言

为适应我国快速增长的油气需求,拓展海外油气市场已成为我国油气工业发展的重要战略<sup>[1-2]</sup>。中东地区油气资源丰富,那里的原油生产规模已在中国油气企业海外业务中占据近“半壁江山”,其中碳酸盐岩油气藏是中东油气产量来源的主体<sup>[3]</sup>,具有十分重要的研究价值。伊拉克的西古尔纳油田(West Qurna Oilfield)原始石油地质储量70余亿吨,1999年投入开发,目前已进入注水开发阶段,2016年原油产量2000多万吨,其中95%以上由碳酸盐岩储层所贡献,而中白垩统Mishrif组碳酸盐岩储层的石油储量、产量均占绝对优势,是该油田的主力含油层系。

西古尔纳油田Mishrif组碳酸盐岩受沉积环境和成岩作用的影响,储层结构和孔隙类型复杂,储层非均质性强。前人对波斯湾盆地Mishrif组的沉积演化和层序地层进行了一定的研究<sup>[4-5]</sup>,但对储层微观特

征、成因机理等方面研究较少,导致油田开发缺乏地质理论的有效指导,储量动用程度低,开发效果不理想,因此,提高对该地区储层特征及其成因规律的认识是优化注水开发策略的关键。本文主要基于3口取心井,通过岩心观察、薄片鉴定、物性测定、压汞实验及测井资料分析等,完成了包括472件常规薄片和铸体薄片分析,80余个压汞样品的分析及处理,490余件样品的孔隙度、渗透率分析等工作,并通过综合研究Mishrif组储层岩石类型、储集空间、物性、孔隙结构等特征,结合沉积环境、成岩作用和构造作用等,来探讨储层形成的主控因素,以期为该储层精细表征和优化注水开发提供地质指导。

## 1 地质背景

波斯湾盆地发育于阿拉伯板块之上,自前寒武纪晚期开始接受沉积充填,至今经历了稳定克拉通、被动大陆边缘、前陆挤压三个演化阶段<sup>[4-6]</sup>。盆地自东向西可以划分为萨南达季—锡尔詹构造带、扎格

收稿日期: 2017-08-01; 改回日期: 2018-01-01

本文受国家科技重大专项“伊拉克大型生物碎屑灰岩油藏注水开发关键技术研究与应用”(编号:2017ZX05030-001)和中国石油天然气集团公司科学研究与技术开发项目“中东大型生物碎屑灰岩油藏地质特征及评价技术”(编号:2017D-4406)联合资助

姚子修: 1985年生,硕士,工程师,主要从事油气田开发相关研究工作。通讯地址: 100083 北京市海淀区学院路20号中国石油勘探开发研究院; E-mail: yaozixiu@petrochina.com.cn

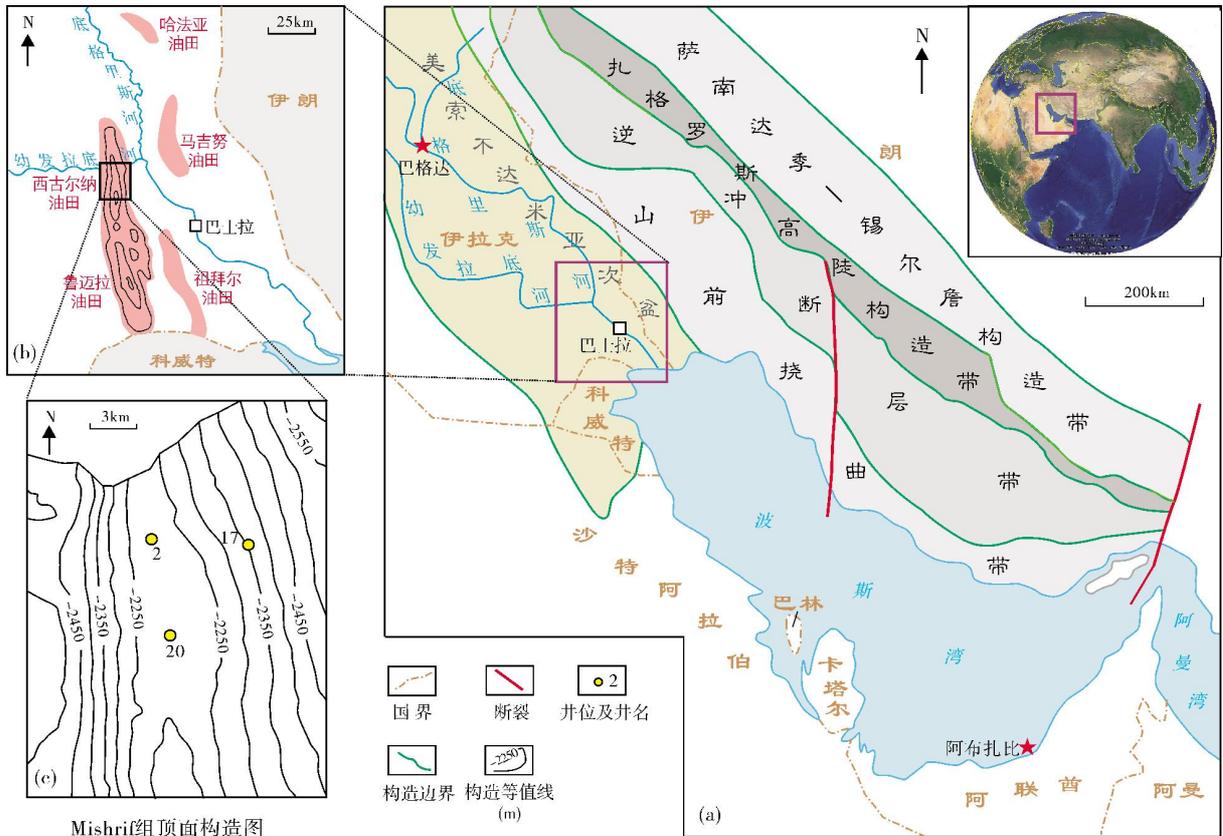


图1 伊拉克西古尔纳油田构造位置

罗斯高陡构造带、逆冲断层带、山前挠曲带和美索不达米亚次盆等构造单元(图1a)<sup>[7-8]</sup>。

西古尔纳油田位于伊拉克巴士拉西北约 50 km 处,区域构造位置属于波斯湾盆地北部的美索不达米亚次盆,东北部紧邻山前挠曲构造带(图1a,1b)<sup>[9-10]</sup>。所处的美索不达米亚次盆构造活动较弱<sup>[11]</sup>,西古尔纳油田构造形态简单,属于一近南北向展布、平缓的长轴背斜,断层极少发育(图1b,1c)。油田南与鲁迈拉油田相邻,北以幼发拉底河为界(图1b)。Mishrif 组碳酸盐岩发育于中白垩世被动大陆边缘沉积环境,沉积时期该地区气候温暖湿润,生物繁茂,发育大量有壳类生物,因而 Mishrif 组碳酸盐岩普遍含有生物砾屑或者碎屑<sup>[12]</sup>。西古尔纳油田 Mishrif 组现今埋深约 2 200 m,地层厚度约 240 m, Mishrif 组顶部由于受沉积旋回控制,发育区域性不整合沉积界面,底部与 Rumaila 组整合接触。根据岩性岩相组合特征,自上而下可划分为 CR I 段、mA 段、CR II 段、mB1 段、mB2 上段、mB2 下段等六个层段(图2)。

## 2 储层特征

### 2.1 岩石学特征

根据岩心和薄片分析,西古尔纳油田 Mishrif 组主要发育泥晶生物碎屑灰岩、生物碎屑泥晶灰岩、厚壳蛤砾屑灰岩、生物碎屑灰岩、亮晶生物碎屑灰岩和残余生物碎屑白云岩等 6 种岩石类型。其中泥晶生物碎屑灰岩在各段均有发育,在 mA 段和 mB2 下段发育程度最高;生物碎屑泥晶灰岩主要发育于 mB1 段和 mB2 下段;生物碎屑灰岩和厚壳蛤砾屑灰岩主要发育于 mB2 上段,在 mB1 段和 mA 段的部分层段中也有发育;亮晶生物碎屑灰岩主要发育于 CR I 段,少量发育于 mB2 上段;残余生物碎屑白云岩仅在 mB1 段局部发育(图2)。

### 2.2 储集空间特征

根据岩心和薄片观察,西古尔纳油田 Mishrif 组碳酸盐岩储层的储集空间以不同类型孔隙为主,也发育少量微裂缝和压溶缝,溶洞不发育。孔隙类型包

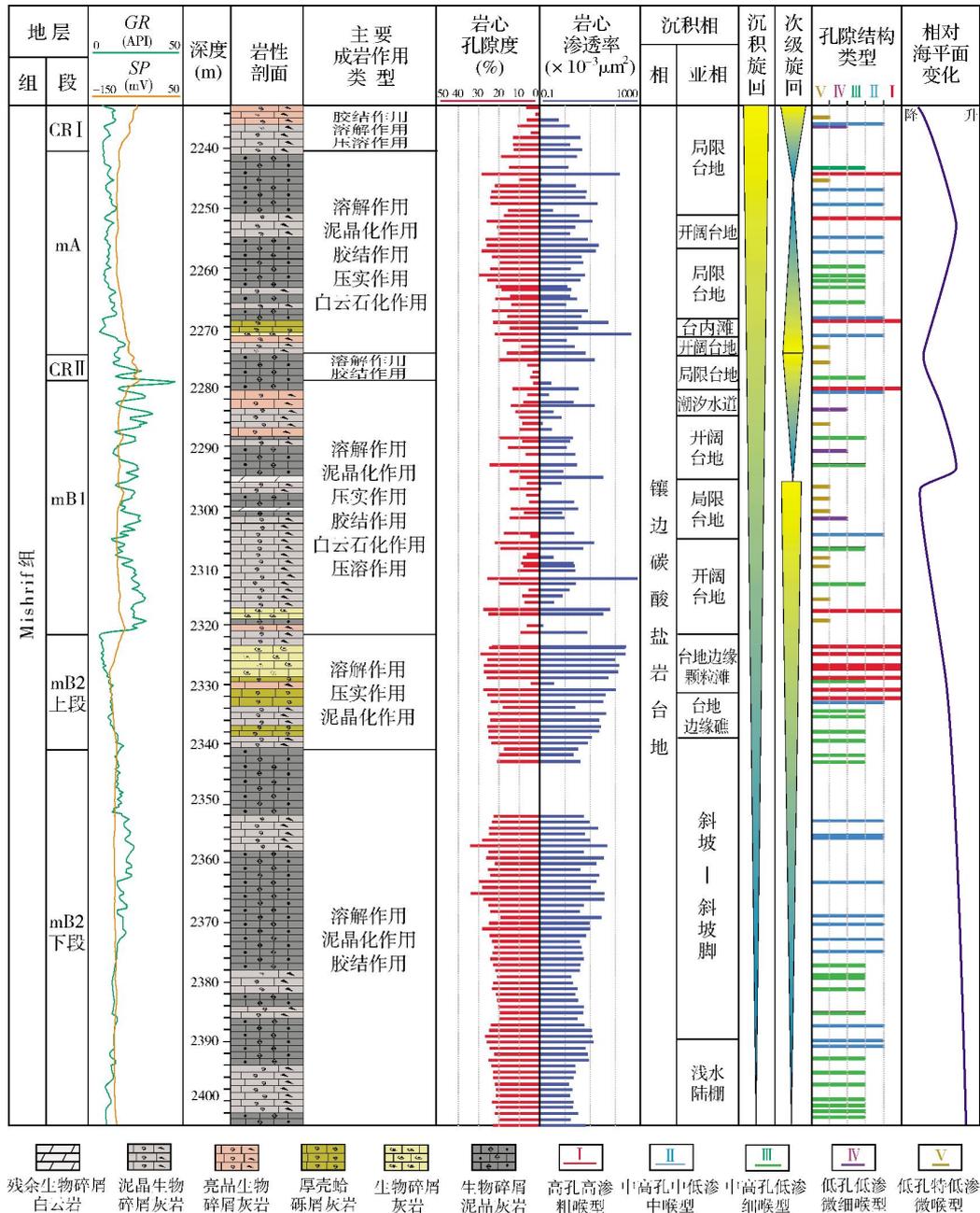


图2 伊拉克西古尔纳油田2井 Mishrif 组综合柱状图

括原生粒间孔、粒内孔,次生溶蚀粒间孔,粒内溶孔、铸模孔,白云石晶间孔及微孔,其中铸模孔和微孔发育较广泛(图3)。孔隙组合形式复杂多样,本文根据不同储集空间类型所占的比例,划分出5种孔隙组合类型:粒内孔、粒间孔、粒内孔-铸模孔、粒内孔-铸模孔-粒间孔、粒内孔-铸模孔-微裂缝。孔隙类型与岩石类型具有一定的对应关系(表1),生物碎屑灰岩、厚壳蛤砾屑灰岩的孔隙类型以原生粒间孔和次生溶

蚀粒间孔为主(图3a—3c),含铸模孔和粒内(溶)孔;泥晶生物碎屑灰岩、生物碎屑泥晶灰岩的孔隙类型以溶蚀成因的铸模孔、微孔、粒内孔为主(图3d—3g),其中泥晶生物碎屑灰岩中微孔更为发育(图3g);亮晶生物碎屑灰岩以溶蚀粒间孔、粒内孔为主;残余生物碎屑白云岩以晶间孔为主(图3h)。此外,储层中还发育少量构造微裂缝,缝宽2~200 μm,多被方解石胶结物充填(图3f,3i)。

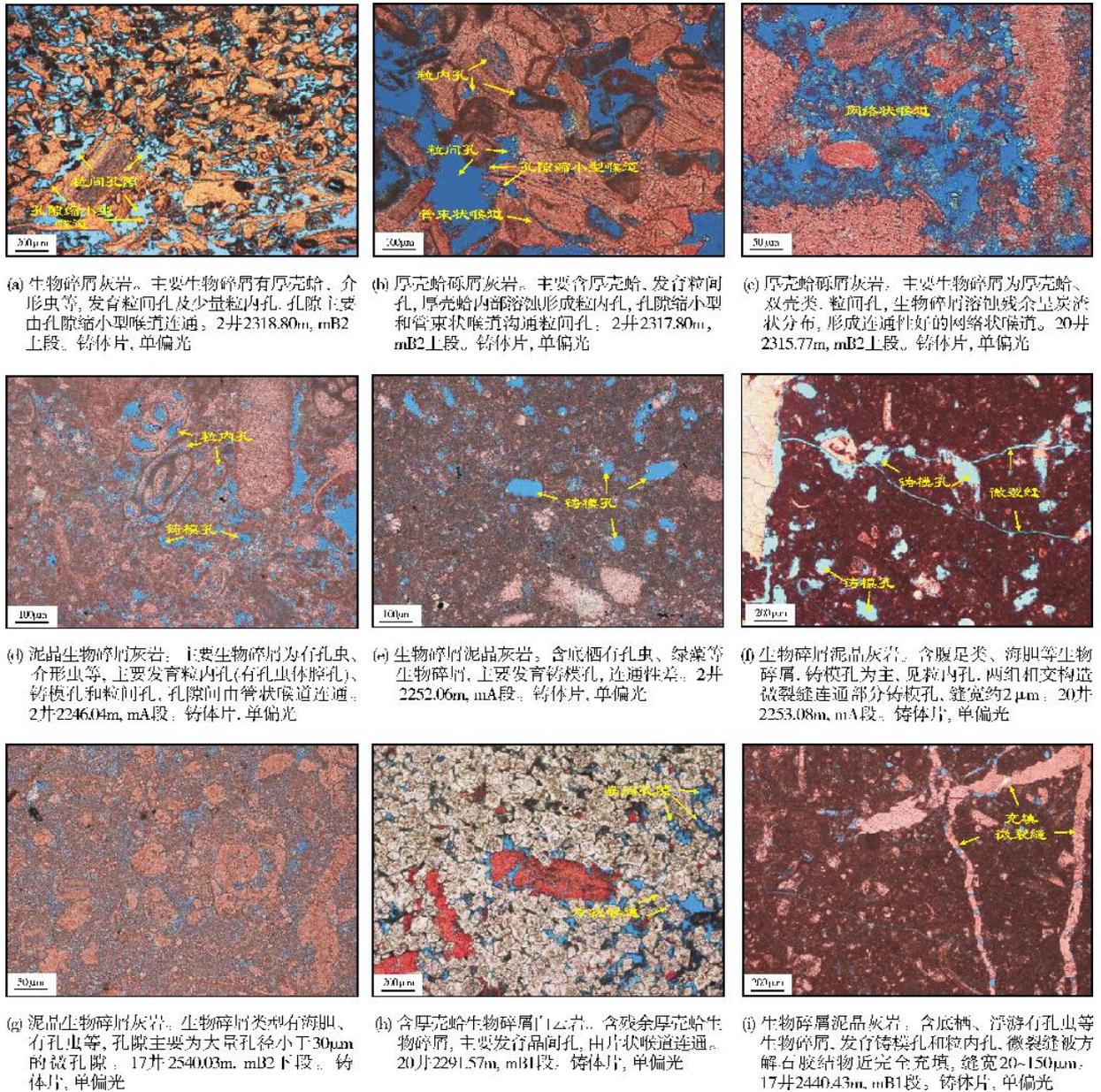


图3 伊拉克西古尔纳油田 Mishrif 组储层主要储集空间微观特征

表1 伊拉克西古尔纳油田 Mishrif 组不同岩石类型的物性及孔隙类型

岩性	发育层段	样品数	孔隙比例(%)					孔隙度(%)		渗透率( $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	
			粒间孔	粒内孔	晶间孔	铸模孔	微孔	范围值	平均值	范围值	平均值
生物碎屑灰岩 砾屑灰岩	mA段 mB1段 mB2上段	58	85	6	—	9	—	17.8~31.8	25.6	22.4~1415.7	175.7
泥晶生物碎屑灰岩	mA段 mB2下段	214	11	25	—	49	15	5.6~34.5	19.2	0.02~188.5	8.9
生物碎屑泥晶灰岩	mB1段 mB2下段	156	5	24	—	28	43	4.7~34.2	19.5	0.02~37.7	5.8
亮晶生物碎屑灰岩	CR I段 mB2上段	31	—	59	—	41	—	2.2~15.7	9.2	0.02~6.7	1.1
残余生物碎屑白云岩	mB1段	13	9	8	79	4	—	4.1~27.3	16.4	0.3~12.4	4.1

## 2.3 物性特征

西古尔纳油田 Mishrif 组平均孔隙度 19.3%, 平均渗透率  $38 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 总体属于中孔中低渗储层, 孔渗关系较差, 高孔低渗储层大量发育, 相同孔隙度对应的渗透率差异可达三个数量级。根据各层段物性特征(图 4a、表 2), mB2 上段物性最好, 平均孔隙度 25.4%, 平均渗透率  $91.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 属于高孔中高渗储层; 其次为 mA 段和 mB1 段, 其物性非均质性强, 平均孔隙度分别为 20.5% 和 12.6%, 平均渗透率分别为  $39.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  和  $24.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 分别属于中孔中低渗储层和中低孔低渗储层; mB2 下段物性非均质性较弱, 孔隙度大多介于 18%~26% 之间, 平均孔隙度 22.7%, 渗透率大多介于  $(1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间, 平均

渗透率  $7.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; CR I 段、CR II 段物性最差, 孔隙度多小于 10%, 渗透率多小于  $1.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。根据孔隙度、渗透率平面分布图(图 5)可知, 孔隙度非均质性较弱, 总体呈中高孔特征, 高孔储层分布于背斜轴部; 渗透率非均质性强, 高渗储层主要分布于背斜轴部, 翼部渗透率较低; 总体而言, 储层物性非均质性强, 背斜轴部储层物性优于翼部。岩性与物性相关性如表 1、图 4b, 其中厚壳蛤砾屑灰岩、生物碎屑灰岩具有高孔高渗特征, 亮晶生物碎屑灰岩具有低孔特低渗特征, 残余生物碎屑白云岩具有中孔中渗特征, 上述三种岩石类型的岩性-物性相关性较好; 而发育最普遍的泥晶生物碎屑灰岩和生物碎屑泥晶灰岩, 孔渗分布范围广, 从高孔高渗到低孔特低渗皆有发育, 物性非均质性强, 岩性-物性相关性差。

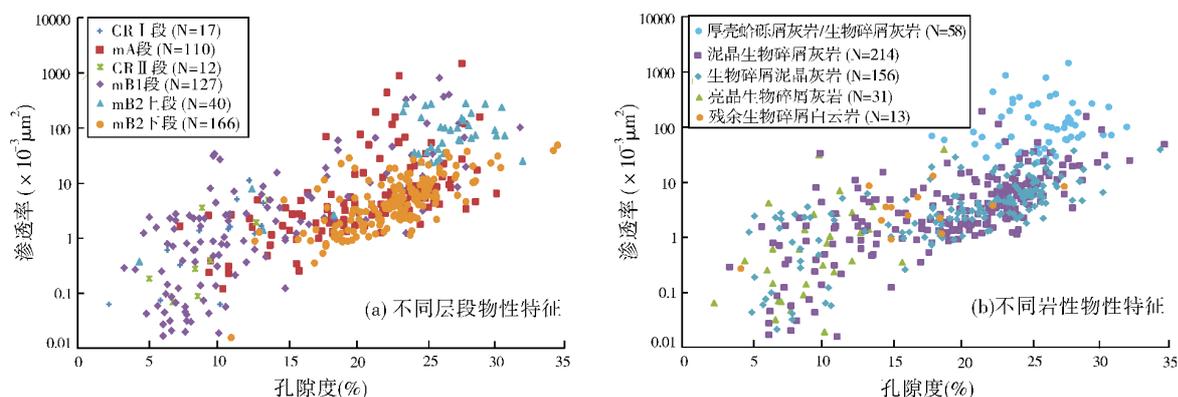


图 4 伊拉克西古尔纳油田 Mishrif 组不同层段、不同岩性的物性特征

表 2 伊拉克西古尔纳油田 Mishrif 组不同层段物性特征

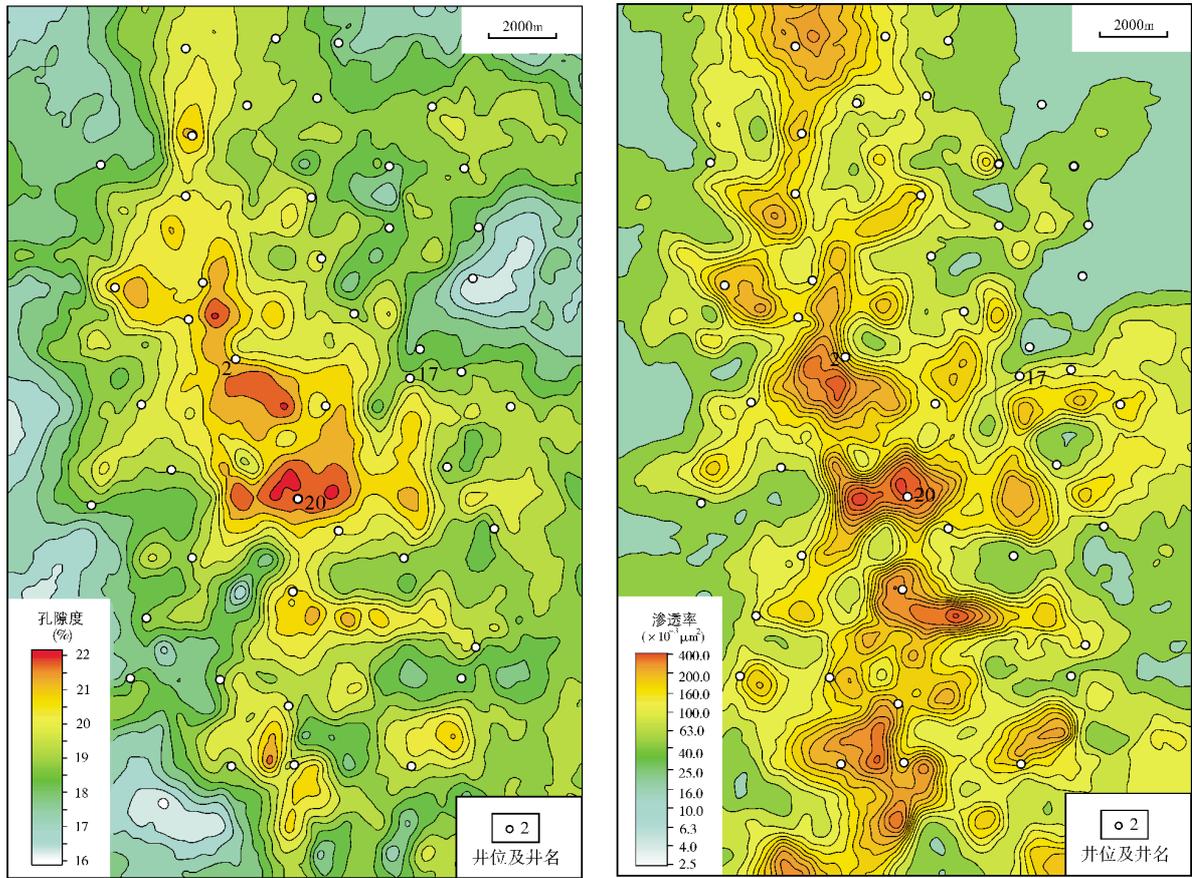
层段	样品数	孔隙度 (%)		渗透率 ( $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	
		范围值	平均值	范围值	平均值
CR I	17	2.2~22.1	9.9	0.01~11.9	2.5
mA	110	7.3~30.1	20.5	0.1~1415.7	39.2
CR II	12	2.7~13.7	7.8	0.01~4.7	1.0
mB1	127	3.1~31.8	12.6	0.01~769.4	24.8
mB2 上段	40	4.4~32.0	25.4	0.4~266.3	91.8
mB2 下段	166	11~34.5	22.7	0.02~46.7	7.1

## 2.4 孔隙结构特征

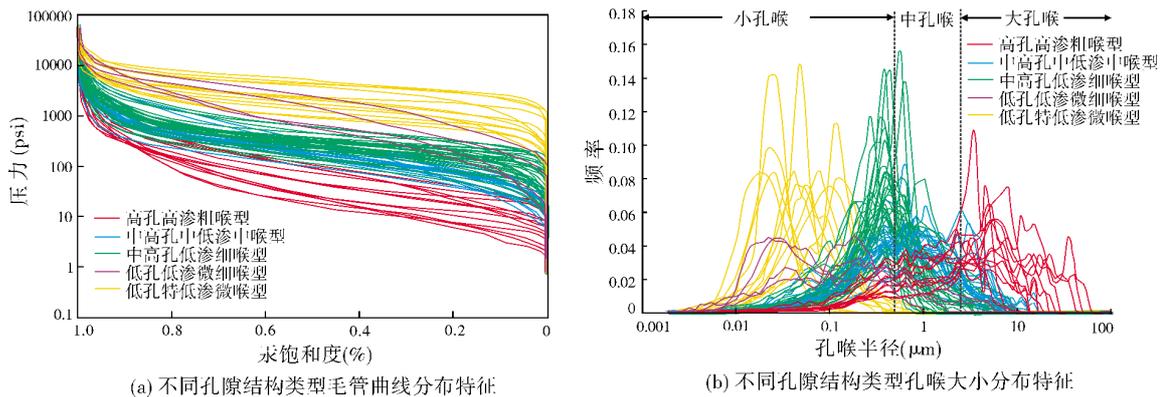
岩石孔隙结构指孔隙的几何形状、大小、分布、相互连通和配置关系<sup>[13]</sup>。碳酸盐岩孔隙结构是控制储层物性和非均质性的直接因素, 也是孔隙型储层研究的关键<sup>[14-16]</sup>。西古尔纳油田 Mishrif 组碳酸盐岩

孔隙结构复杂, 依据压汞毛管压力曲线特征参数和孔喉大小分布特征, 本文将其划分为五种类型(图 6): 高孔高渗粗喉型、中高孔中低渗中喉型、中高孔低渗细喉型、低孔低渗微细喉型和低孔特低渗微喉型, 并建立了不同孔隙结构类型的分类评价标准(表 3), 纵向上分布特征参见图 2。

**I 高孔高渗粗喉型** 平均孔隙度 26.2%、渗透率  $169.11 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 物性好; 平均排驱压力 6.3 psi、孔喉半径均值  $5.20 \mu\text{m}$ , 排驱压力低, 孔喉半径大, 孔喉连通性好; 毛管压力曲线呈粗歪度(图 6a), 平均分选系数 4.91, 分选差。孔喉分布呈“单强峰多弱峰”特点(图 6b), 以大孔喉为主, 少量中孔喉。该类型是研究区最优质的孔隙结构, 主要发育在 mB2 上段(台地边缘环境)、mA 段(台内颗粒滩、点礁环境)和 mB1 段(潮汐水道环境)的生物碎屑灰岩和砾屑灰岩中。



(a) Mishrif 组孔隙度等值线 (b) Mishrif 组渗透率等值线  
图 5 伊拉克西古尔纳油田 Mishrif 组物性平面特征



(a) 不同孔隙结构类型毛管曲线分布特征 (b) 不同孔隙结构类型孔喉大小分布特征  
图 6 伊拉克西古尔纳油田 Mishrif 组储层不同孔隙结构压汞和孔喉大小特征

II 中高孔中低渗中喉型 平均孔隙度 22.5%、渗透率  $9.38 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；平均排驱压力 14.9 psi、孔喉半径  $1.04 \mu\text{m}$ ，排驱压力中等，孔喉半径中等，连通性一般；毛管压力曲线呈略粗歪度(图6a)，平均分选系数 1.06，分选较好。孔喉分布呈“单强峰多弱峰”特

点(图6b)，以中孔喉和小孔喉为主。该类型主要发育在 mB2 下段斜坡环境和 mA 段开阔台地环境中形成的泥晶生物碎屑灰岩和生物碎屑泥晶灰岩中，是研究区发育较广泛的孔隙结构类型。

III 中高孔低渗细喉型 平均孔隙度 21.6%、渗

表 3 伊拉克西古尔纳油田 Mishrif 组储层孔隙结构分类

孔隙结构类型	样品数	孔隙度(%)		渗透率( $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )		排替压力(psi)		孔喉半径( $\mu\text{m}$ )		分选系数	
		范围值	平均值	范围值	平均值	范围值	平均值	范围值	平均值	范围值	平均值
I 高孔高渗粗喉型	13	21.6~29.7	26.2	24.37~429.50	169.11	2.3~10.1	6.3	1.51~10.54	5.20	1.32~11.69	4.91
II 中高孔中低渗中喉型	21	9.4~30.8	22.5	1.32~33.34	9.38	6.6~30.0	14.9	0.62~1.84	1.04	0.39~1.94	1.06
III 中高孔低渗细喉型	30	8.4~28.7	21.6	0.36~85.41	7.61	11.4~140.2	51.1	0.22~1.50	0.56	0.14~1.30	0.42
IV 低孔低渗微细喉型	4	5.4~14.9	10.2	0.97~2.81	1.64	11.5~110.6	52.1	0.11~0.48	0.31	0.12~0.69	0.41
V 低孔特低渗微喉型	12	3.2~10.4	7.5	0.12~1.59	0.50	97.2~1300.4	482.9	0.03~0.14	0.07	0.01~0.09	0.05

透率 $7.61 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; 平均排驱压力51.1 psi, 孔喉半径 $0.56 \mu\text{m}$ , 排驱压力较高, 孔喉半径较小, 连通性较差; 毛管压力曲线呈中等歪度(图6a), 平均分选系数0.42, 分选较好。孔喉分布呈“单峰型”特点(图6b), 以中孔喉和小孔喉为主。该类型主要发育在mB2下段斜坡—浅水陆棚环境和mA段开阔台地环境中形成的泥晶生物碎屑灰岩和生物碎屑泥晶灰岩中, 是研究区发育最广泛的孔隙结构类型。

IV 低孔低渗微细喉型 平均孔隙度10.2%、渗透率 $1.64 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; 平均排驱压力52.1 psi, 孔喉半径 $0.31 \mu\text{m}$ , 排驱压力较高, 孔喉半径较小, 连通性较差; 毛管压力曲线呈略细歪度(图6a), 平均分选系数0.41, 分选较好。孔喉分布呈“双峰型”特点(图6b), 以小孔喉为主, 少量中—大孔喉。该类型仅少量发育在mB1段开阔台地环境中形成的泥晶生物碎屑灰岩中。

V 低孔特低渗微喉型 平均孔隙度7.5%、渗透率 $0.50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; 平均排驱压力482.9 psi、孔喉半径 $0.07 \mu\text{m}$ , 排驱压力高, 孔喉半径小, 连通性差; 毛管压力曲线呈细歪度(图6a), 平均分选系数0.05, 分选最好。孔喉分布呈“单峰型”特点(图6b), 全部为小孔喉。该类型主要发育在mB1段开阔台地环境和CR I段、CR II段局限台地与潮上带环境中形成的泥晶生物碎屑灰岩、生物碎屑泥晶灰岩和亮晶生物碎屑灰岩中。

### 3 主控因素

#### 3.1 沉积环境控制不同岩石组构特征

中白垩统Mishrif组沉积时期, 以相对海平面下降为主, 但伴随有震荡性上升<sup>[17-18]</sup>。受海平面升降的控制, 不同沉积相带在纵向上的变化和叠置, 控制了不同岩性岩相带的发育(图7)。Mishrif组沉积前, 研

究区达到最大海泛面。伴随着海平面缓慢降低, 先后沉积了mB2下段、mB2上段、mB1段和CR II段(相应的沉积相带从镶边碳酸盐岩台地浅水陆棚相带演变到局限台地相带)。CR II段沉积末期属于低位体系域, 而后海平面快速上升, 达到第二次最大海泛面, 此后海平面下降, 沉积了mA段、CR I段(相应的沉积相带由台内滩、局限台地演变到潮上带)(图7)。

不同沉积环境具有强弱不同的水动力条件、不同的生物类别及丰度特征, 使得不同相带的储层具有不同的组构特征<sup>[19]</sup>, 主要反映在泥质含量和生物碎屑颗粒的种类、大小及含量的不同, 从而使储层具有不同的物性和微观孔隙结构特征(表4)。

台缘和台内的礁滩, 水动力较强, 主要形成纯净的厚壳蛤砾屑灰岩、生物碎屑灰岩和少量泥晶生物碎屑灰岩(图3a—3c), 生物碎屑颗粒的粒度大, 储层物性和孔隙结构最好, 平均孔隙度和渗透率分别为23.6%和 $47.28 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 以I类孔隙结构为主, 主要分布在mB2上段和mA段的部分层段。

开阔台地、斜坡、斜坡脚—浅水陆棚, 水动力较弱, 总体生物碎屑含量较低, 粒度小, 多泥质(图3d, 3e)。其中开阔—局限台地主要发育泥晶生物碎屑灰岩和生物碎屑泥晶灰岩, 还发育潮汐水道生物碎屑灰岩, 因此物性有所改善, 平均孔隙度为16.7%、渗透率为 $19.91 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 如mB1段; 斜坡、斜坡脚—浅水陆棚环境下形成的泥晶生物碎屑灰岩和生物碎屑泥晶灰岩, 生物碎屑粒度小, 多泥质, 储层具有丰富的微孔, 连通性较差, 平均孔隙度分别为24.2%和22.8%、渗透率分别为 $12.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $4.64 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 以III类孔隙结构为主, 具有高孔(中)低渗特征, 主要发育在mB2下段, 是研究区内较为特殊的储层(图3g)。

局限台地、潟湖和潮上带, 水动力最弱, 泥质含

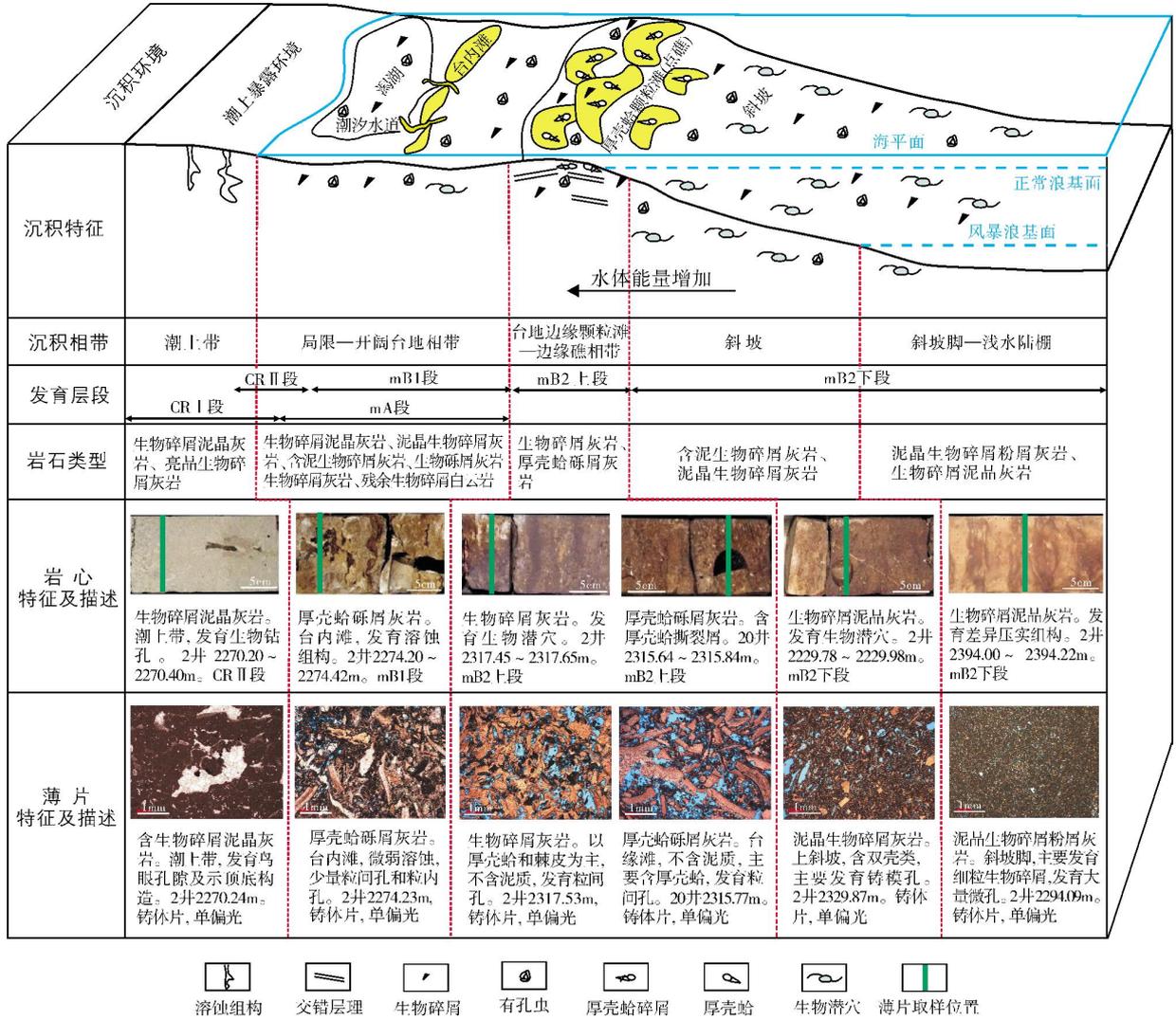


图7 伊拉克西古尔纳油田 Mishrif 组碳酸盐岩沉积模式图

表4 伊拉克西古尔纳油田 Mishrif 组不同沉积相带储层特征

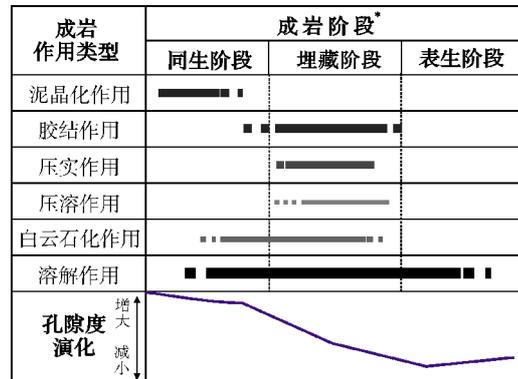
沉积相带	岩性	水动力及岩石结构特征	样品数	孔隙度 (%)		渗透率 (×10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> )		孔隙结构类型
				范围值	平均值	范围值	平均值	
台缘(内礁滩)	生物碎屑灰岩、厚壳蛤碎屑灰岩、泥晶生物碎屑灰岩(少量)	水动力强,持续动荡,泥质基本被淘洗干净,颗粒由厚壳蛤碎屑、碎屑和其他生物碎屑颗粒组成,粒度较粗,分选较差	24	14.9~29.3	23.6	2.51~425.00	47.28	I, III
开阔台地	泥晶生物碎屑灰岩、生物碎屑泥晶灰岩、生物碎屑灰岩	总体水动力一般,多泥质,与广海连通性好,生物碎屑颗粒分选较差。其中潮汐水道水动力强,生物碎屑颗粒较粗,少泥质	56	3.1~30.1	16.7	0.13~769.42	19.91	II, III
斜坡	泥晶生物碎屑灰岩	水动力较弱,底栖有孔虫等生物碎屑含量较高,颗粒分选较差,多泥质	34	9.4~34.5	24.2	1.17~46.70	12.01	III, II
斜坡脚—浅水陆棚	泥晶生物碎屑灰岩、生物碎屑泥晶灰岩	水循环良好,水动力较弱,含不同贝壳生物碎屑,粒度细,分选好,多泥质	27	19.9~27.1	22.8	1.44~13.99	4.64	III
局限台地、潟湖、潮上带	生物碎屑泥晶灰岩、亮晶生物碎屑灰岩	水动力弱,与广海连通性差,含介形虫、腹足类生物碎屑,粒度细,泥质含量高	26	2.2~20.5	10.6	0.04~14.73	1.87	V

量最高(图3i),岩性主要为生物碎屑泥晶灰岩和亮晶生物碎屑灰岩,储层主要以低孔低渗为主,平均孔隙度和渗透率分别为10.6%和 $1.87 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,以V类孔隙结构为主,孔隙结构和储层质量最差,如CR I段、CR II段及mB1段的部分层段。

### 3.2 多种成岩作用及其差异性对储层改造的影响

研究区Mishrif组储层经历了多种成岩作用,其中溶解作用、压实作用、泥晶化作用和胶结作用是主要成岩作用,其次还发育白云石化作用和压溶作用,这两者的发育程度较弱。不同类型成岩作用的发育阶段和程度如图8所示,不同类型的岩石经历的成岩作用类型差异较大(图2),相同成岩作用在不同类型岩石中的发育程度及对储层的改造效应具有不均衡性。

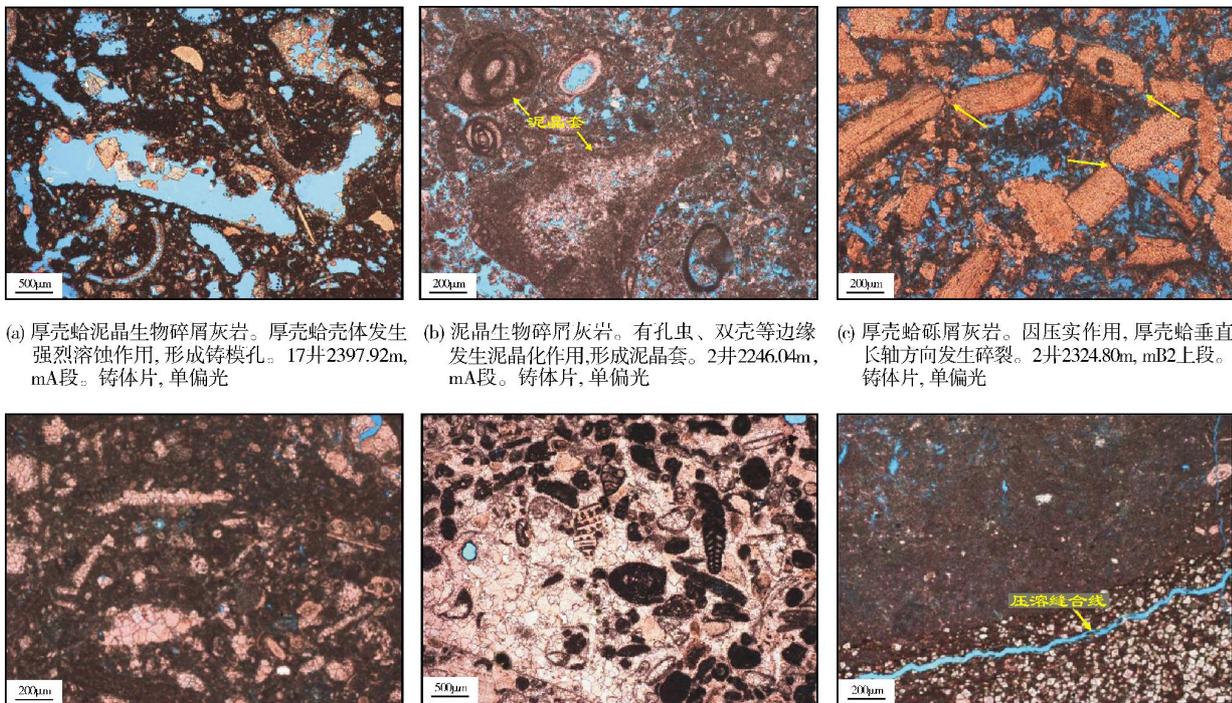
溶解作用是礁滩相孔隙型石灰岩储层一种常见的建设性成岩作用<sup>[20]</sup>,其发育受同生阶段的大气淡水淋溶、埋藏阶段产生的 $\text{CO}_2$ 、 $\text{H}_2\text{S}$ 和干酪根生成有机酸等物质的溶解作用,以及表生阶段近地表潜水的溶蚀作用所共同控制<sup>[21-22]</sup>。研究区以同生阶段和埋藏阶段的溶蚀作用为主,形成广泛发育的组构选择性次



\* 线的粗细与发育程度正相关

图8 伊拉克西古尔纳油田Mishrif组碳酸盐岩成岩演化序列

生溶蚀孔隙,在斜坡、浅水陆棚相带的生物碎屑泥晶灰岩中,溶蚀作用多形成铸模孔、溶蚀粒内孔等连通性较差的孔隙(图9a,9b),对储层孔隙度改善较大,但对渗透率改善有限,形成了研究区中较发育的中高孔低渗这一特殊类型储层;由于表生期时间短,因而表生溶蚀对储层改造作用微弱;在mB2上段和mA段的厚壳蛤砾屑灰岩、生物碎屑灰岩中以溶蚀粒间孔为主,对储层储集渗流能力均具有较大改善(图9c)。



(a) 厚壳蛤泥晶生物碎屑灰岩。厚壳蛤壳体发生强烈溶蚀作用,形成铸模孔。17井2397.92m, mA段。铸体片,单偏光

(b) 泥晶生物碎屑灰岩。有孔虫、双壳等边缘发生泥晶化作用,形成泥晶套。2井2246.04m, mA段。铸体片,单偏光

(c) 厚壳蛤砾屑灰岩。因压实作用,厚壳蛤垂直长轴方向发生碎裂。2井2324.80m, mB2上段。铸体片,单偏光

(d) 泥晶生物碎屑灰岩。粒状方解石胶结物充填生物碎屑溶蚀后形成的铸模孔。2井2260.04m, mA段。铸体片,单偏光

(e) 亮晶生物碎屑灰岩。生物碎屑发生强烈泥晶化作用,亮晶方解石胶结物充填颗粒间。20井2287.12m, mB1段。铸体片,单偏光

(f) 白云质灰岩。白云石化作用形成细粒自形白云石,压溶作用形成缝合线,未充填。2井2233.20m, CR I段。铸体片,单偏光

图9 伊拉克西古尔纳油田Mishrif组成岩作用微观特征

压实作用主要发生在埋藏阶段,在礁滩相厚壳蛤砾屑灰岩中,可见垂直厚壳蛤壳体长轴方向发生碎裂(图9c),对其物性有一定破坏作用。对于研究区较细粒生物碎屑与多泥质的泥晶生物碎屑灰岩和生物碎屑泥晶灰岩而言,压实作用对孔隙度的减小效果尤为显著。

泥晶化作用发生在同生阶段海底成岩环境,在生物碎屑泥晶灰岩中发育较普遍,系由藻类和真菌在生物碎屑表面微钻孔及灰泥充填所致<sup>[23]</sup>,可在壳体颗粒表层形成灰泥套(图9b),泥晶套相比于生物碎屑内部物质更难溶蚀,多形成粒内孔。

胶结作用形成的方解石胶结物呈中—粗晶粒状结构,反映了埋藏期胶结作用的特征<sup>[23]</sup>,并以两种方式产出,其一为充填由生物碎屑溶蚀所形成的铸模孔(图9d),其二为充填颗粒间的孔隙(图9e),这两种方式都严重破坏了储层质量。

白云石化作用主要发生在埋藏阶段,形成细—中晶自形白云石(图3h,9f),对储层物性具有一定的改善作用,但是发育范围较小,仅在局限台地的局部地区可见残余生物碎屑白云岩。

压溶作用只是在开阔—局限台地的生物碎屑泥晶灰岩中局部发育,形成未充填压溶缝合线(图9f),但是发育范围规模小,对物性改善有限。

### 3.3 稳定的构造演化对储层改造作用微弱

Mishrif组沉积后研究区所处的位置构造稳定,主要受到微弱的北东向挤压应力<sup>[5]</sup>,油田地层倾角仅为2°。尽管碳酸盐岩脆性强,但是稳定的构造演化,使得Mishrif组岩层仅发育极少量的构造微裂缝,且由于受成岩作用影响,大多已被胶结物所充填(图3f,3i),使得微裂缝对油气渗流的贡献较小。因此构造作用对研究区的储层成因控制作用有限,不是储层形成的主控因素。

## 4 结论

(1)西古尔纳油田Mishrif组岩石类型以泥晶生物碎屑灰岩、生物碎屑泥晶灰岩、厚壳蛤砾屑灰岩、生物碎屑灰岩、亮晶生物碎屑灰岩和残余生物碎屑白云岩为主。储集空间有原生粒间孔、粒内孔,次生溶蚀粒间孔,粒内溶孔,铸模孔,微孔和白云石晶间孔,以及少量未充填的微裂缝。

(2)储层物性总体为中孔中低渗,mB2上段物性

最好,平面上研究区背斜轴部储层物性优于翼部。储层孔—渗关系差,砾屑灰岩、生物碎屑灰岩的物性最好。发育高孔高渗粗喉型、中高孔中低渗中喉型、中高孔低渗细喉型、低孔低渗微细喉型和低孔特低渗微喉型等五种孔隙结构,其中的中高孔低渗细喉型、中高孔中低渗中喉型是主要的孔隙结构类型。

(3)镶边碳酸盐岩台地的不同沉积相带纵向叠置,以及多种成岩作用发育,是形成储层质量差异性的主控因素。台缘和台内礁滩相带形成的较纯净生物碎屑岩石组构与强溶解作用叠加,是形成mB2上段、mA段优质储层的主控因素;局限台地、斜坡、浅水陆棚等弱水动力环境下形成的多泥质、少量生物碎屑岩石组构,以及弱溶蚀、强胶结成岩作用的叠加,是形成mB2下段、mB1段较差储层和CR I段、CR II段非储层的主控因素。

### 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.
- [2] 王越. 重点油气资源国家和地区投资环境评价[J]. 天然气工业, 2016, 36(11): 102-110.
- [3] 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.
- [4] Sharland P R, Archer R, Casey D M, et al. Arabian Plate sequence stratigraphy[M]. Dorchester, United Kingdom: Dorset Press, 2001: 10-20.
- [5] Aqrabi A A M, Tehni 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.
- [6] Esrafil-Dizaji B, Rahimpour-Bonab H. Effects of depositional and diagenetic characteristics on carbonate reservoir quality: A case study from the South Pars gas field in the Persian Gulf[J]. Petroleum Geoscience, 2009, 15(4): 325-344.
- [7] 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.
- [8] Taghavi A A, Mørk A, Kazemzadeh E. Flow unit classification for geological modelling of a heterogeneous carbonate reservoir: Cretaceous Sarvak Formation, Dehloran field, SW Iran[J]. Journal of Petroleum Geology, 2007, 30(2): 129-146.
- [9] Sadooni F N, Alsharhan A S. Stratigraphy, microfacies, and petroleum potential of the Mauddud Formation (Albian-Cenomanian) in the Arabian Gulf basin[J]. AAPG Bulletin, 2003, 87(10): 1653-1680.
- [10] 孙晓伟, 郭睿, 田中元, 等. 孔隙型碳酸盐岩储集层分类及

- 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.
- [11] Aqrabi A A M, Goff J C, Horbury A D, et al. The petroleum geology of Iraq[M]. Beaconsfield, United Kingdom: Scientific Press, 2006: 69-74.
- [12] Davies R B, Casey D M, Horbury A D, et al. Early to Mid-Cretaceous mixed carbonate-clastic shelfal systems: Examples, issues and models from the Arabian Plate[J]. GeoArabia, 2002, 7(3): 541-598.
- [13] 罗蛰潭,王允诚. 油气储集层的孔隙结构[M]. 北京: 科学出版社, 1986: 45-48.
- [14] Weger R J, Eberli G P, Baechle G T, et al. Quantification of pore structure and its effect on sonic velocity and permeability in carbonates[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(10): 1297-1317.
- [15] Verwer K, Eberli G P, Weger R J. Effect of pore structure on electrical resistivity in carbonates[J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(2): 175-190.
- [16] 邓虎成,周文,郭睿,等. 伊拉克艾哈代布油田中—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.
- [17] 高计县,田昌炳,张为民,等. 伊拉克鲁迈拉油田Mishrif组碳酸盐岩储层特征及成因[J]. 石油学报,2013,34(5): 843-852.
- [18] 邓亚,郭睿,田中元,等. 碳酸盐岩储集层隔夹层地质特征及成因——以伊拉克西古尔纳油田白垩系Mishrif组为例[J]. 石油勘探与开发,2016,43(1): 1-9.
- [19] Lucia F J. Carbonate reservoir characterization[M]. New York: Springer, 2007.
- [20] 柳广弟. 石油地质学[M]. 北京:石油工业出版社,2009: 116-124.
- [21] 张宝民,刘静江,边立曾,等. 礁滩体与建设性成岩作用[J]. 地质前缘,2009,16(1): 270-289.
- [22] 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.
- [23] 姜在兴. 沉积学[M]. 北京:石油工业出版社, 2010: 327-340.

编辑:黄革萍

## Characteristics and Main Controlling Factors of Carbonate Reservoir of the Middle Cretaceous Mishrif Formation in the West Qurna Oilfield, Iraq

Yao Zixiu, Liu Hangyu, Tian Zhongyuan, Guo Rui, Yang Di

**Abstract:** Based on the observation of cores and thin sections, well log analysis, conventional core analysis and special core analysis, the characteristics of rock types, reservoir spaces, physical properties, pore structure and origins of carbonate reservoir of the Middle Cretaceous Mishrif Formation in the West Qurna Oilfield in Iraq were studied. The main rock types of Mishrif reservoir are micrite bioclastic limestone, bioclastic micrite limestone, rudist rudstone, bioclastic grainstone, sparite bioclastic limestone and residual bioclastic dolostone. The main reservoir spaces are primary interparticle pores, interparticle dissolved pores, primary intraparticle pores, intraparticle dissolved pores, moldic pores, intercrystal pores, micropores and micro-fractures without fillers. The physical properties of reservoir are characterized by medium porosity and medium-low permeability with poor correlation between porosity and permeability, and the rudist rudstone and bioclastic grainstone have the best reservoir physical properties. Among the five types of pore structure which developed in Mishrif reservoir, the two types (medium-high porosity, low permeability, thin throat, and medium-high porosity, medium-low permeability, medium throat), are dominated pore structure, and the heterogeneity is stronger. The main factors which controlled reservoir quality are the overlay of different subfacies and several diageneses. The high quality reservoirs are controlled by simple coarse bioclastic rock fabric deposited in reef-bank depositional belts with strong water dynamic and serious dissolution. The poor quality reservoir and non-reservoir are controlled by weak water dynamic depositional belts with high micrite content and little bioclastic rock fabric, combined with weak dissolution and strong cementation. Stable tectogenesis results in a little micro-fractures developed in reservoir, which contribute negligible effect to the development of Mishrif carbonate reservoir.

**Key words:** Mishrif Formation; Carbonates; Reservoir characteristics; Reservoir origins; Sedimentary environments; Diagenesis; West Qurna Oilfield; Iraq

Yao Zixiu; MSc. Add: PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, No. 20 Xueyuan Rd., Haidian district, Beijing 100083, China