

中东伊拉克A油田Khasib组海相花斑状非均质灰岩储层特征及成因机制

张文旗, 刘达望, 张磊夫, 邓亚, 许家铨, 王宇宁

中国石油勘探开发研究院

摘要 中海相花斑状非均质灰岩储层普遍发育,但其形成机制仍不清楚。以伊拉克A油田上白垩统Khasib组为例,基于岩心、薄片等基础资料,开展花斑状灰岩储层特征、沉积成岩作用及成因机制研究。结果表明:①Khasib组发育绿藻生物碎屑灰岩、泥晶生物碎屑灰岩、生物碎屑砂屑灰岩等多种岩性。Khasib组发育多段花斑状非均质灰岩储层,花斑状灰岩发育灰白色、深灰色两类斑块:灰白色斑块多呈结核状团块,致密不含油;结核状团块间为深灰色斑块,储层物性好、含油性好。②花斑状灰岩灰白色斑块中生物碎屑颗粒间孔隙被亮晶方解石几乎完全胶结,深灰色斑块中亮晶方解石胶结作用弱、颗粒间孔隙发育。③沉积作用为花斑状灰岩的形成提供物质基础,沉积间断时期早成岩阶段“硬底化”作用是花斑状灰岩储层形成的主控因素;晚成岩作用是对早成岩作用的继承和深化,进一步强化了储层非均质性。④“硬底化”程度越高,储层物性改善越明显。Khasib组高渗层属于成熟硬底,大气淡水的溶蚀作用导致孔隙结构进一步改善,晚成岩阶段硬底的抗压实作用使成熟硬底中的高渗通道得以保存。这项研究对提高储层表征精度、制定合理的开发(调整)技术对策具有重大意义。

关键词 花斑状灰岩;成岩作用;硬底;高渗层;Khasib组;伊拉克

中图分类号:TE122.2 **文献标识码**:A

0 前言

中东地区油气资源丰富^[1-4],海相碳酸盐岩储量占比高达70%,但碳酸盐岩非均质性极强^[5-7],相当规模的储层表现为特殊的花斑状非均质特征。目前,针对中东地区花斑状非均质灰岩成因机制的研究仍然较少,此类储层的油气资源潜力未得到充分重视。

花斑状非均质灰岩是基于石灰岩岩石构造形态特征的命名。地质学家在不同地质年代碳酸盐岩露头中发现了花斑状非均质灰岩,并开展了大量研究^[8-37]。国内花斑状非均质碳酸盐岩主要发现于华北板块古生界碳酸盐岩露头,多表现为白云质斑块和石灰岩基质共存,名称包括“豹斑”灰岩、“豹皮”灰岩^[16-30]、“虎斑”灰岩^[31]、斑状白云岩^[32]等。英文文献中的花斑状非均质灰岩主要指结核状灰岩(nodular chalk),在显生宙各地质时期碳酸盐岩露头中都有发现,以英吉利海峡两岸中生界上白垩统结

核状灰岩最为典型^[13]。Kennedy等^[14]认为英国南部上白垩统结核状灰岩形成于早成岩阶段。针对花斑状非均质灰岩成因的研究较多,但其成因模式尚无定论,包括原生冻泥成因^[19]、泥裂充填成因^[20]、岩溶成因^[8-11,21-22]、异地搬运而来的白云质粒屑成因^[23]、回流渗透成因^[30]、潜穴遗迹化石成因^[25-28,33-36],也有学者提出构造剪切成因^[24]和玄武岩淋滤成因^[37]。

伊拉克艾哈代布、哈法亚、西古尔纳、米桑等主要油田中,均发现一定规模的花斑状非均质灰岩储层^[38-44],其岩心表现为灰白色、深灰色等结核状斑块特征,测井曲线常表现为低声波、高电阻的差储层甚至非储层特征,试油生产则表现为高产层特征,注水开发后易形成渗流优势通道。本文以伊拉克A油田上白垩统Khasib组海相花斑状非均质灰岩储层为研究对象,基于X井岩心、薄片等开展多尺度储层特征及沉积成岩作用研究,揭示储层成因,明确储层储集、产油能力,旨在为合理的开发(调整)技

收稿日期:2021-09-27;改回日期:2022-05-06;网络出版日期:2022-09-01

本文受国家科技重大专项“丝绸之路经济带大型碳酸盐岩油气藏开发关键技术”(编号:2017ZX05030)、中国石油勘探开发研究院科学研究与技术开发项目“碳酸盐岩储层非均质研究及岩石类型微观表征”(编号:YJKT2019-7)联合资助

第一作者:张文旗,博士,高级工程师,主要从事油气田开发地质研究工作。通信地址:100083北京市海淀区学院路20号 中国石油勘探开发研究院中东研究所;E-mail: zhangwenqi1982@petrochina.com.cn

通信作者:刘达望,硕士,工程师,主要从事石油地质研究。通信地址:100083北京市海淀区学院路20号;E-mail: liudawang@petrochina.com.cn

术对策提供思路及借鉴。

1 地质概况

伊拉克 A 油田位于美索不达米亚平原的南部,构造为一个平缓的北西—南东向背斜。上白垩统 Khasib 组是主要的油气富集层位^[19]。Khasib 组自上而下分为 Kh1、Kh2、Kh3、Kh4 共 4 段(图 1), 储层主要发育于 Kh2 段; 依据岩性、电性特征, 将 Kh2 段划分为 Kh2-1—Kh2-5 共 5 个小层。Kh2 段为含油储

层, 是花斑状灰岩储层的主要发育段。

Khasib 组沉积于 Mishrif 组顶部不整合之上, 在 Kh4 时期海平面快速上升并达到最大, 发育泥晶灰岩。Kh3—Kh2 时期海平面缓慢下降, 在 A 油田范围内保持了较长时间的较深水环境, 发育一套生物碎屑(简称生屑)泥晶灰岩; Kh2 中期随着海平面下降, 沉积水体逐渐变浅, 发育中缓坡泥晶生屑灰岩、泥晶绿藻生屑灰岩、生屑砂屑灰岩。Kh1 时期海平面持续下降形成局限泻湖, 主要发育泥质生屑灰岩(图 1)。

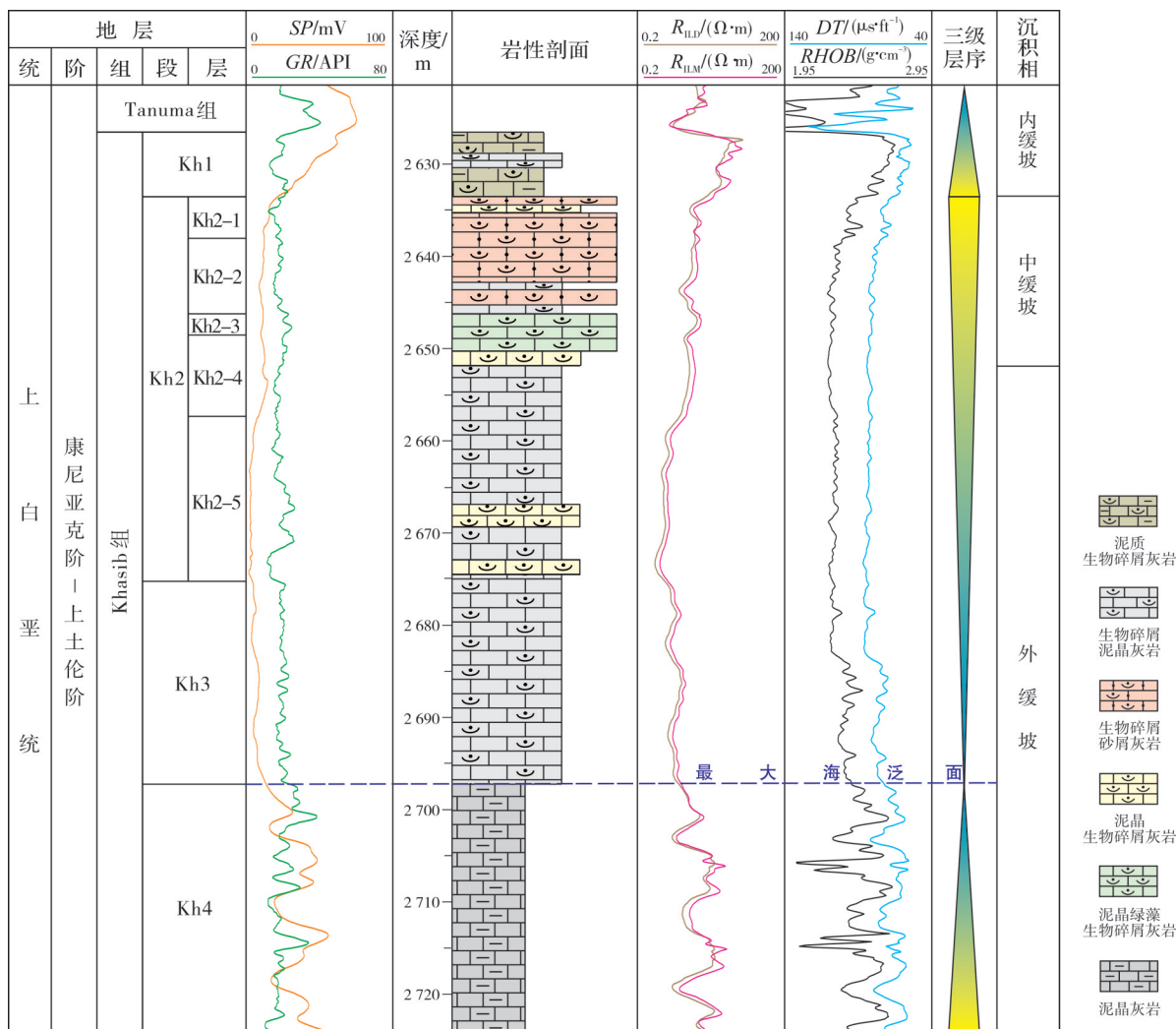


图1 伊拉克 A 油田 Khasib 组综合柱状图(据文献[44], 略有修改)

Fig. 1 Comprehensive column of Khasib Formation of Iraq A Oilfield (cited from reference [44], modified)

2 花斑状非均质灰岩储层特征

2.1 实验样品与方法

本次研究主要基于 X 井取心资料。X 井取心层段涵盖了整个 Kh2 段, 岩心照片完整, 含油现象清晰

易观察。利用 STY-III 高压气体孔隙度和渗透率测试仪, 对 1 274 个柱塞样在特定的环境条件下进行岩石物理性质(孔隙度和渗透率)分析。利用 Auto-Pore IV Series Porosimeter 9505 对 133 个岩心柱塞样品(直径 25 mm)进行了 MICP 实验。对取心段以平

均 3 个/m 取样频率制作薄片,薄片总数为 570 张。

2.2 花斑状灰岩岩心特征

Kh2 段发育多段花斑状非均质灰岩(图 2),每段厚度在 20~400 cm 不等,主要发育于 Kh2-1、Kh2-2、Kh2-3 小层,主要见灰白色、深灰色两类斑块,颜色差异主要受含油性控制。参考孔隙型含油岩心含油产状划分标准^[45],A 油田 Khasib 组岩心可划分为饱含油—含油、油浸、油斑、油迹、不含油等 5 类含油级别,花斑状非均质灰岩主要表现为油浸、油斑级别,其中

的深灰色斑块含油性好,灰白色斑块致密不含油。

Kh2 段各小层不同岩性含油性差异较大(图 3)。具体如图 2 所示:① Kh2-1 小层发育 2 段油斑级别花斑状灰岩,厚度分别为 30 cm、60 cm,灰白色斑块发育面积大,深灰色斑块见网格状生物潜穴;花斑状灰岩段之间发育深灰色饱含油—含油级石灰岩。② Kh2-2 小层厚度约为 7 m,发育 6 段油浸级别的花斑状灰岩,厚度为 10~30 cm 不等,花斑状石灰岩段之间发育深灰色饱含油—含油级石灰岩。③ Kh2-3 小层厚度为 6 m,整段发育花斑状非均质灰岩,整体呈

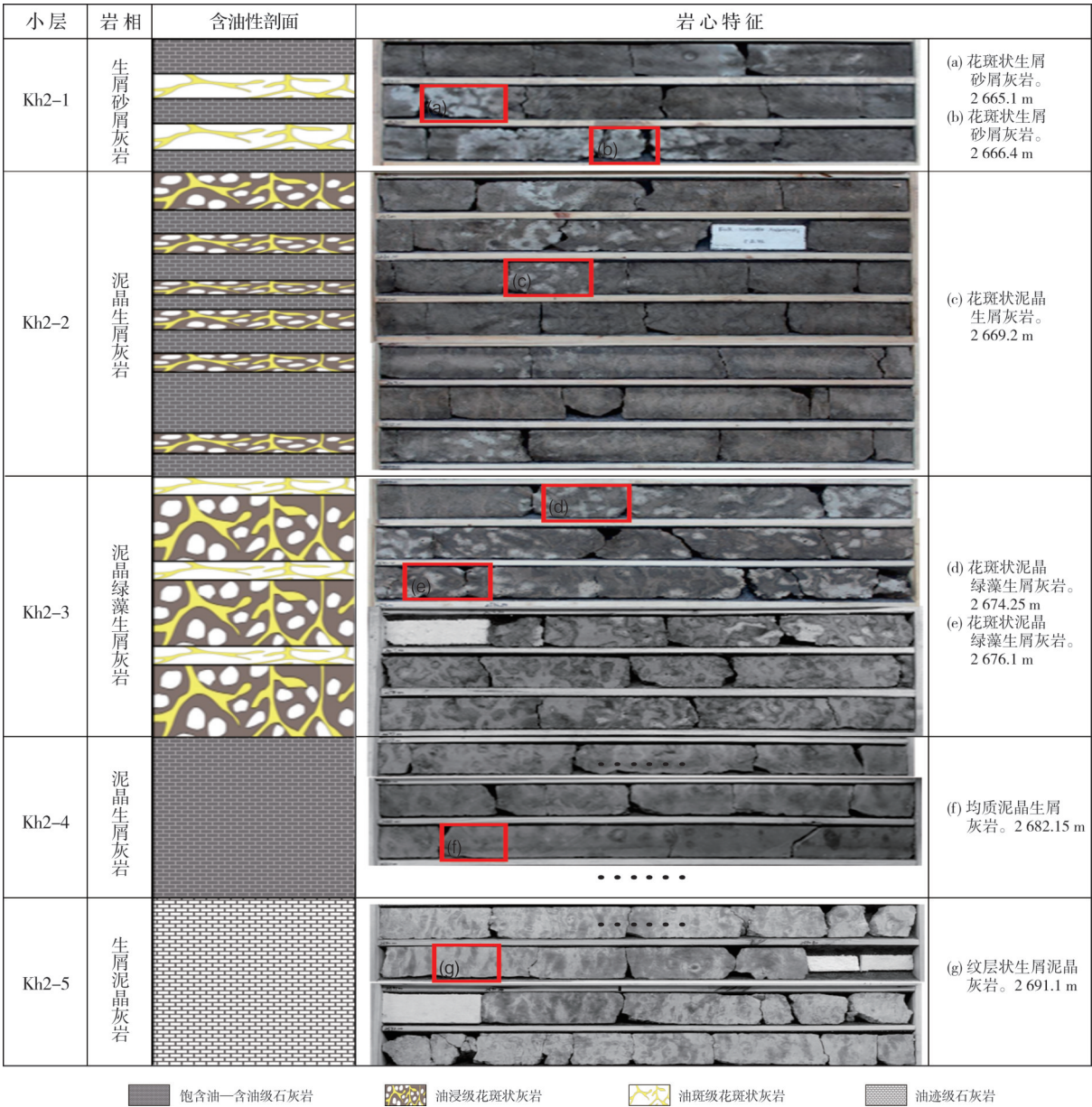


图 2 伊拉克 A 油田 X 井 Khasib 组 Kh2 段含油性及花斑状灰岩岩心特征
Fig. 2 Oil-bearing property and core characteristics of nodular limestone of the Khasib Member 2 of Well X in Iraq A Oilfield

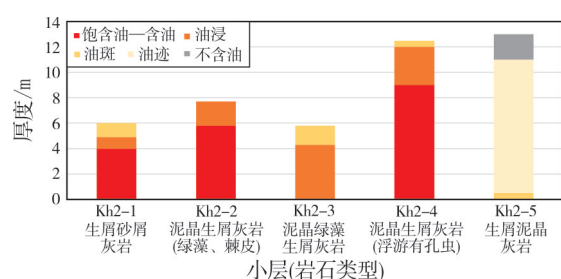


图3 伊拉克A油田X井Khasib组Kh2段各小层(不同岩石类型)含油级别统计图

Fig. 3 Statistics of oil-bearing property in each submember (different rock type) of the Khasib Member 2 of Well X in Iraq A Oilfield

油浸级别含油特征。④ Kh2-4、Kh2-5小层不发育花斑状非均质灰岩。Kh2-4小层整体为相对均质饱和含油—含油级别特征,呈深灰色。Kh2-5小层整体为油迹级含油特征,含油区域以纹层状分布,呈浅灰褐色,不含油石灰岩呈灰白色。

2.3 花斑状灰岩岩石学特征

Kh2段各小层结构组分差异较大(图4,图5):

①Kh2-1发育2段花斑状灰岩,灰白色斑块为亮晶生屑砂屑灰岩(亮晶含量约10%),深灰色斑块为生

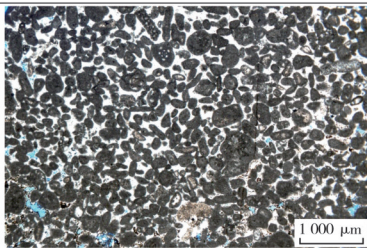
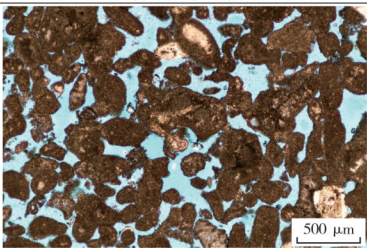
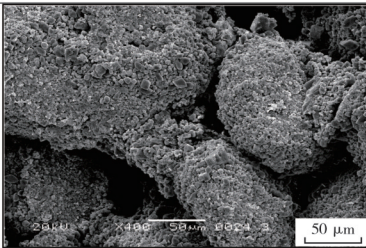
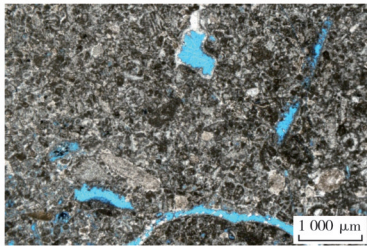
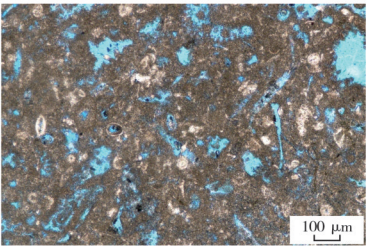
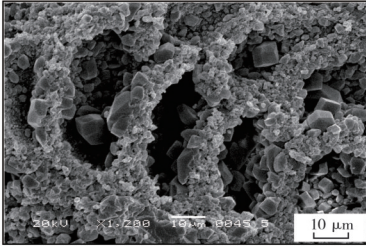
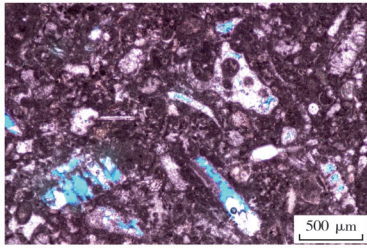
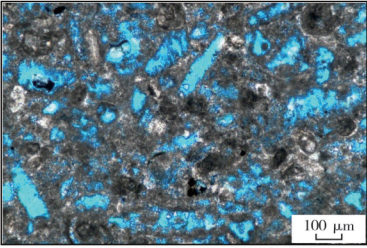
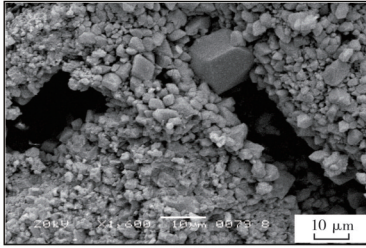
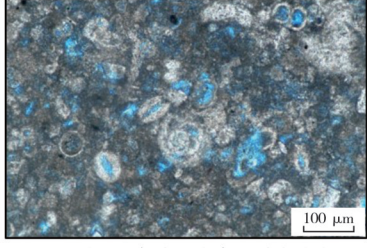
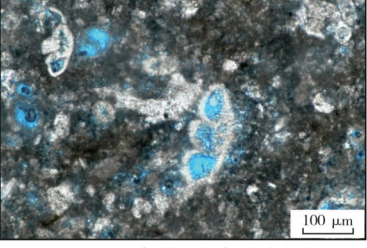
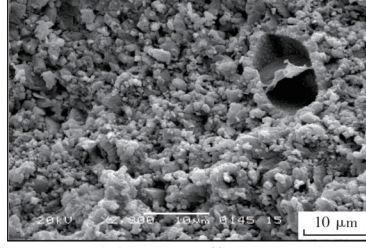
小层	灰白色斑块	深灰色斑块	
	铸体薄片, 单偏光	铸体薄片, 单偏光	扫描电镜
Kh2-1	 (a) 亮晶生屑砂屑灰岩, 发育残余粒间孔, 孔隙不连通	 (b) 生屑砂屑灰岩, 以粒间(溶)孔为主	 (c) 粒间孔
Kh2-2	 (d) 亮晶生屑灰岩, 发育孤立铸模孔, 孔隙不连通	 (e) 泥晶生屑灰岩, 发育铸模孔、粒内孔、粒间(溶)孔	 (f) 铸模孔
Kh2-3	 (g) 亮晶绿藻生屑灰岩, 发育孤立铸模孔, 孔隙不连通	 (h) 泥晶绿藻生屑灰岩, 发育铸模孔、粒内孔、粒间(溶)孔	 (i) 藻模孔
Kh2-4 Kh2-5	 (j) 泥晶生屑灰岩, 发育浮游有孔虫孤立腔孔	 (k) 生屑泥晶灰岩, 发育浮游有孔虫孤立腔孔、微孔	 (l) 浮游有孔虫孤立腔孔、微孔

图4 伊拉克A油田X井Khasib组Kh2段花斑状灰岩储层孔隙微观特征

Fig. 4 Microscopic pore characteristics of nodular limestone reservoirs of Khasib Member 2 of Well X in Iraq A Oilfield

屑砂屑灰岩,砂屑含量较高(40%~60%)(图 4a,4b,图 5a);生屑颗粒中绿藻类、棘皮类生屑颗粒含量较高,浮游有孔虫、双壳类生屑颗粒含量较低(图 5b)。

②Kh2-2 发育 6 段花斑状灰岩,灰白色斑块为亮晶生屑灰岩(亮晶含量约 8%),深灰色斑块为泥晶生屑灰岩,生屑含量为 65%~85%(图 4d,4e,图 5a);生屑颗粒中绿藻类、棘皮类生屑颗粒含量较高,浮游有孔虫、双壳类生屑颗粒含量较低(图 5b)。

③Kh2-3 整段均为花斑状灰岩,灰白色斑块为亮晶绿藻生屑灰岩(亮晶含量为 5%~8%),深灰色斑块为泥晶绿藻生屑灰岩,生屑含量为 40%~80%(图 4g,4h,图 5a);生屑颗粒主要为绿藻类,含少量浮游有孔虫、棘

皮类、双壳类(图 5b)。

④Kh2-4 小层不发育花斑状灰岩,岩性为泥晶生屑灰岩,生屑含量为 50%~60%(图 4j,图 5a);生屑颗粒主要为浮游有孔虫,含少量棘皮类、双壳类、绿藻类(图 5b)。

⑤Kh2-5 小层不发育花斑状灰岩,岩性为生屑泥晶灰岩,泥晶含量约 70%,生屑含量约 30%(图 4k,图 5a);生屑颗粒主要为浮游有孔虫,含少量棘皮类、双壳类(图 5b)。

Kh2 段花斑状灰岩储层中灰白色斑块与深灰色斑块通常伴生发育,其生屑、砂屑颗粒类型也较为相似,整体而言,灰白色斑块中亮晶方解石胶结强度更高,白色斑块中亮晶含量为 10% 左右,而深色斑块中亮晶含量低于 5%。

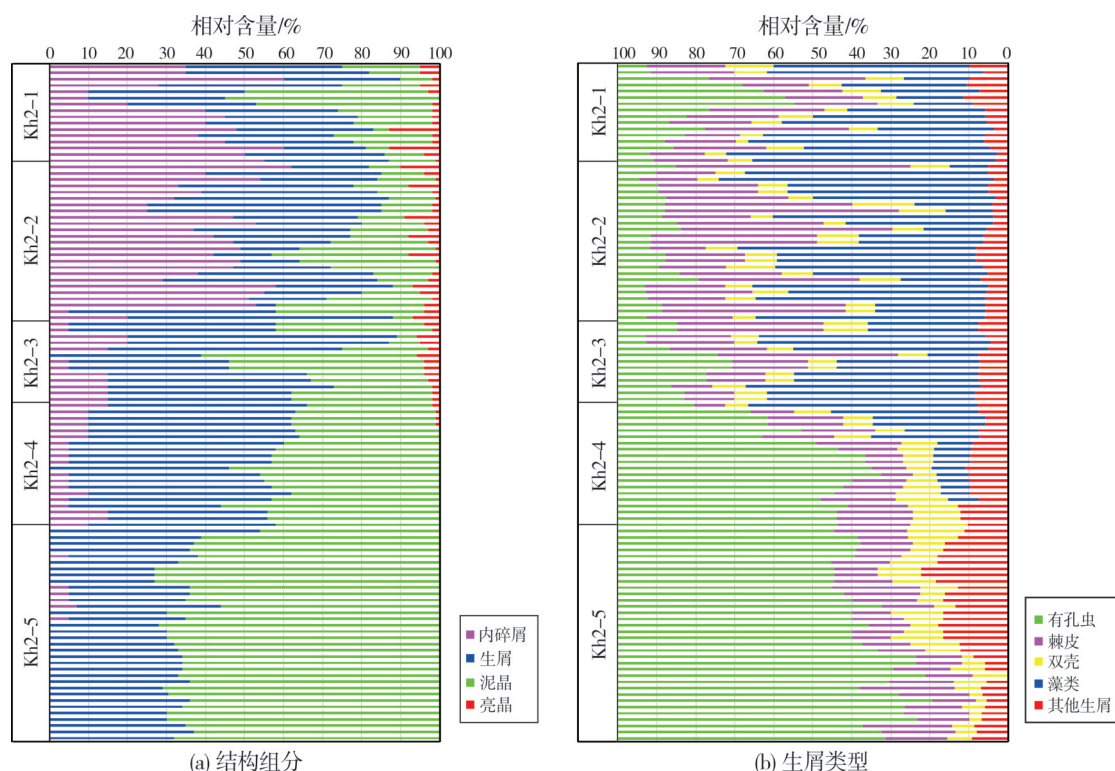


图 5 伊拉克 A 油田 X 井 Khasib 组 Kh2 段结构组分、生屑类型含量分布图(基于薄片观察统计)

Fig. 5 Composition bar charts of structural components and bioclastics of the Khasib Member 2 of Well X in Iraq A Oilfield (based on thin section observation and statistics)

2.4 花斑状灰岩孔隙特征

Kh2 段花斑状灰岩中深灰色斑块的孔隙发育较好,灰白色斑块的孔隙整体不发育(图 4)。深灰色斑块主要发育粒间溶孔、粒内孔、铸模孔、体腔孔及微孔。基于薄片观察,对各小层孔隙类型及相对含量进行了定量统计(图 6):各小层深灰色斑块面孔率均大于 20%;Kh2-1 小层深灰色斑块中孔隙类型以

粒间(溶)孔为主,粒间孔面孔率约为 20%(图 4b,4c);Kh2-2、Kh2-3 小层深灰色斑块的孔隙类型有铸模孔、粒内孔、粒间(溶)孔、体腔孔等多种类型,其中铸模孔占比较大(13%)(图 4e,4f,4h,4i)。

灰白色斑块的骨架颗粒间几乎被亮晶方解石完全胶结,局部发育残余粒间孔、粒内孔、铸模孔、体腔孔,孔隙不连通(图 4a,4d,4g)。基于薄片观察的面孔率统计(图 6)表明:Kh2-1 小层灰白色斑块

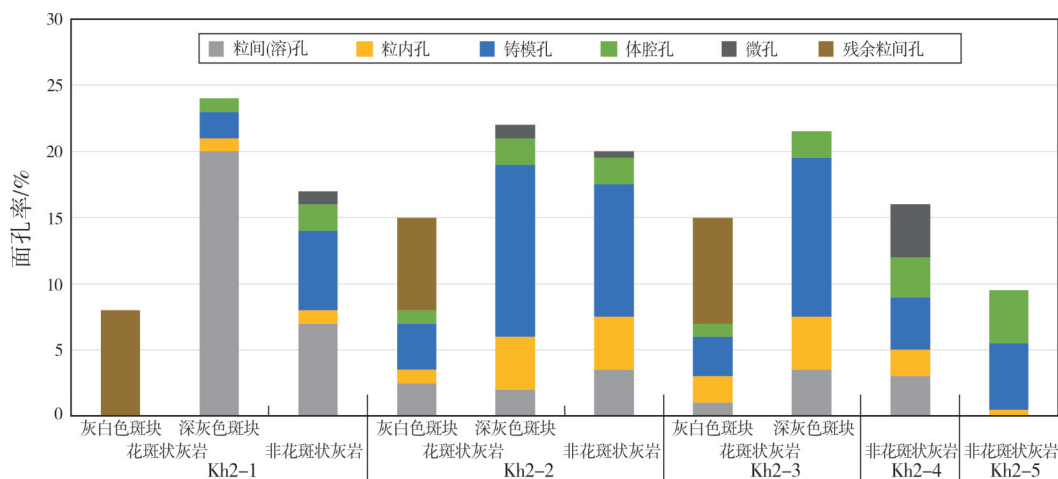


图6 伊拉克A油田X井Khasib组Kh2段孔隙类型及面孔率分布图(基于铸体薄片观察统计)

Fig. 6 Statistics of pore type and surface porosity of the Khasib Member 2 of Well X in Iraq A Oilfield (based on thin section observation and statistics)

中孔隙类型只有残余粒间孔,面孔率约为8%;Kh2-2、Kh2-3小层灰白色斑块中发育残余粒间孔、粒内孔、铸模孔、体腔孔等多种孔隙类型,其中残余粒间孔占比最大(约7%)。

Kh2-1、Kh2-2小层中非花斑状灰岩的面孔率整体小于花斑状灰岩中的深灰色斑块;Kh2-4、Kh2-5小层不发育花斑状灰岩储层,孔隙类型主要为铸模孔、体腔孔,微孔占比较高(图4k, 4l)。

2.5 花斑状灰岩物性特征

Kh2段各小层花斑状灰岩储层渗透率差异较大(图7),岩心分析平均孔隙度为24%、平均渗透率为 $20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔渗关系复杂、非均质性强。花斑状灰岩内部,储层渗透性主要体现在深灰色斑块中。Kh2-1小层花斑状灰岩储层渗透率最高,为Kh2段的局部“高渗层”(图7),该段大部分柱塞样以深灰色斑块为主夹少量的灰白色斑块,该类样品统计岩

心测试平均孔隙度为17.8%、平均渗透率为 $302 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。Kh2-2小层花斑状灰岩单层厚度薄,无灰白色斑块取样,深灰色斑块柱塞样平均孔隙度为27.4%、平均渗透率为 $24.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,非花斑状灰岩平均孔隙度为24.6%、平均渗透率为 $11.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。Kh2-3小层整段发育花斑状灰岩储层,无灰白色斑块取样,深灰色斑块平均孔隙度为24.6%,平均渗透率为 $21.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。Kh2-4小层泥晶生屑灰岩平均孔隙度为25.3%、平均渗透率为 $6.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。Kh2-5小层生屑泥晶灰岩平均孔隙度为23.7%、平均渗透率为 $3.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

本次研究中灰白色斑块的取样较少,仅有Kh2-1小层一块柱塞样(图7),该样品岩心测试孔隙度为8.6%、岩心测试渗透率为 $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。灰白色斑块中孔隙不发育或发育孤立孔,面孔率低,孔隙连通性差,表现为低渗透或无渗透能力,整体物性较差。

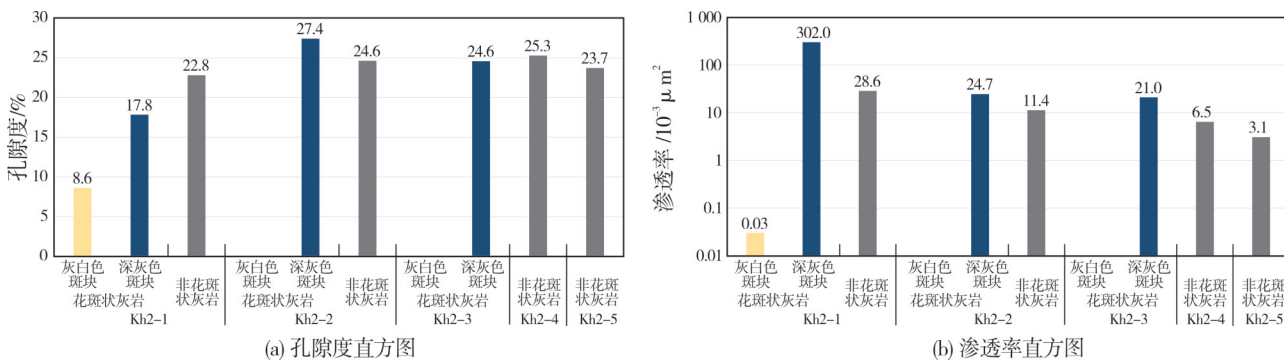


图7 伊拉克A油田X井Khasib组Kh2段花斑状灰岩孔隙度、渗透率直方图

Fig. 7 Porosity and permeability histograms of nodular limestone reservoirs of the Khasib Member 2 of Well X in Iraq A Oilfield

2.6 花斑状灰岩孔喉特征

根据石油天然气行业标准《油气储层评价方法》(SY/T 6285—2011)^[46], 研究区碳酸盐岩储层可划分为大孔粗喉、中孔中喉、小孔中细喉 3 种类型, 花斑状灰岩深色斑块储层主要为大孔粗喉、中孔中喉(图 8)。

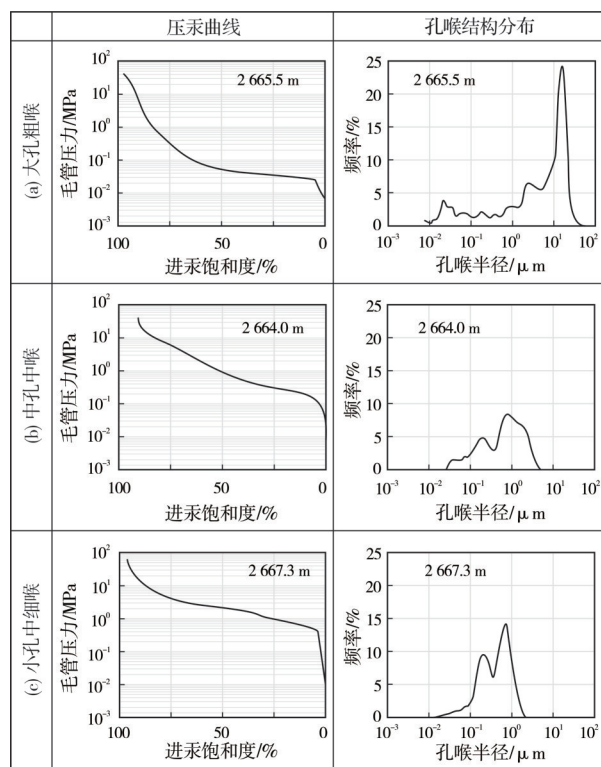


图 8 伊拉克 A 油田 X 井 Khasib 组 Kh2 段花斑状灰岩储层孔喉结构特征

Fig. 8 Pore and throat characteristics of nodular limestone reservoirs of the Khasib Member 2 of Well X in Iraq A Oilfield

大孔粗喉储层(图 8a) 主要为 Kh2-1 小层花斑状灰岩储层, 平均孔隙度为 16.8%, 平均渗透率高达 $196 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 该段储层被称为“高渗层”。压汞分析表明: 排驱压力最低, 介于 0.02~0.04 MPa, 拐点喉道半径大, 大于 $2 \mu\text{m}$, 分选系数大, 平均为 4.3, 反映该类孔隙结构的大孔喉较多, 分选较差; 喉道分布呈双峰, 前峰大喉道半径介于 4~25 μm , 对应毛管压力曲线低压段, 见小段平台。该类岩石孔隙以粒间孔和溶孔为主, 连通性好, 喉道以孔隙缩小型喉道为主, 对渗透率作主要贡献。

中孔中喉储层(图 8b) 主要为 Kh2-2、Kh2-3 小层花斑状灰岩储层, 平均孔隙度为 16.4%, 平均渗透率 $52 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。压汞分析表明: 排驱压力介于

0.06~0.3 MPa, 拐点喉道半径介于 0.35~2 μm , 分选系数为 2.5, 反映该类孔隙结构较中孔高渗储层细孔喉增多; 喉道半径分布较宽, 介于 0.04~4 μm , 峰值频率小于 10%。这类岩石孔隙以溶孔、粒间孔隙、铸模孔、微孔为主, 孔隙度高达 24%; 溶蚀作用对喉道分布具有一定影响, 喉道包括孔隙缩小型喉道和管束状喉道, 非均质性强, 孔隙连通性较好, 渗透率较高, 半径介于 1~4 μm 的喉道对渗透率作主要贡献。

小孔中细喉储层(图 8c) 包括 Kh2-2、Kh2-4、Kh2-5 小层非花斑状灰岩储层或不明显花斑状储层, 平均孔隙度为 17.2%, 平均渗透率为 $19 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。压汞分析表明: 排驱压力较高, 大于 0.3 MPa, 拐点喉道半径小, 小于 0.35 μm , 分选系数为 1.6, 反映该类孔隙结构小孔喉较多, 分选好, 但孔隙结构最差; 喉道分布呈单峰, 峰值主要介于 0.04~1 μm , 峰值频率较高, 喉道分布较集中。该类岩石孔隙以体腔孔、微孔为主, 孔隙度仍高达 24%; 喉道以管束状喉道为主, 孔隙连通性较差, 渗透率较低, 多数低于 $3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 半径介于 0.25~1 μm 的喉道对渗透率作主要贡献。

3 讨论

3.1 花斑状非均质灰岩成因机制

A 油田 Kh2 段多种岩石类型皆发育花斑状特征, 说明沉积作用为花斑状灰岩的形成提供了物质基础, 但不是花斑状非均质灰岩的主要控制因素。本文通过解析早成岩“硬底化”作用对研究区花斑状灰岩的成因机制进行讨论, 并将花斑状灰岩的形成过程划分以下几个阶段: 沉积间断, 结核状硬底, 初级硬底, 成熟硬底(图 9)。

(1) 沉积间断

Kh2 段地层中因沉积间断而形成的不连续面非常常见。这些不连续面可以通过界面上下沉积物类型的差异进行识别, 更直观的方式是通过间断面上生物扰动留下的潜穴进行识别^[47](图 9b)。在生物扰动广泛发育的碳酸盐沉积物中, 造迹生物的觅食、居住、休息、爬动、蠕动、逃逸等一系列生命活动, 可破坏原生层理, 建立渗流通道, 改变孔隙水的化学性质, 增加或减少有机质含量, 进而造成潜穴与基质区域的物理、化学性质差异。随着后期成岩作用的进行, 这种不连续面呈现更明显的特征^[14]。

(2) 结核生长——结核状硬底

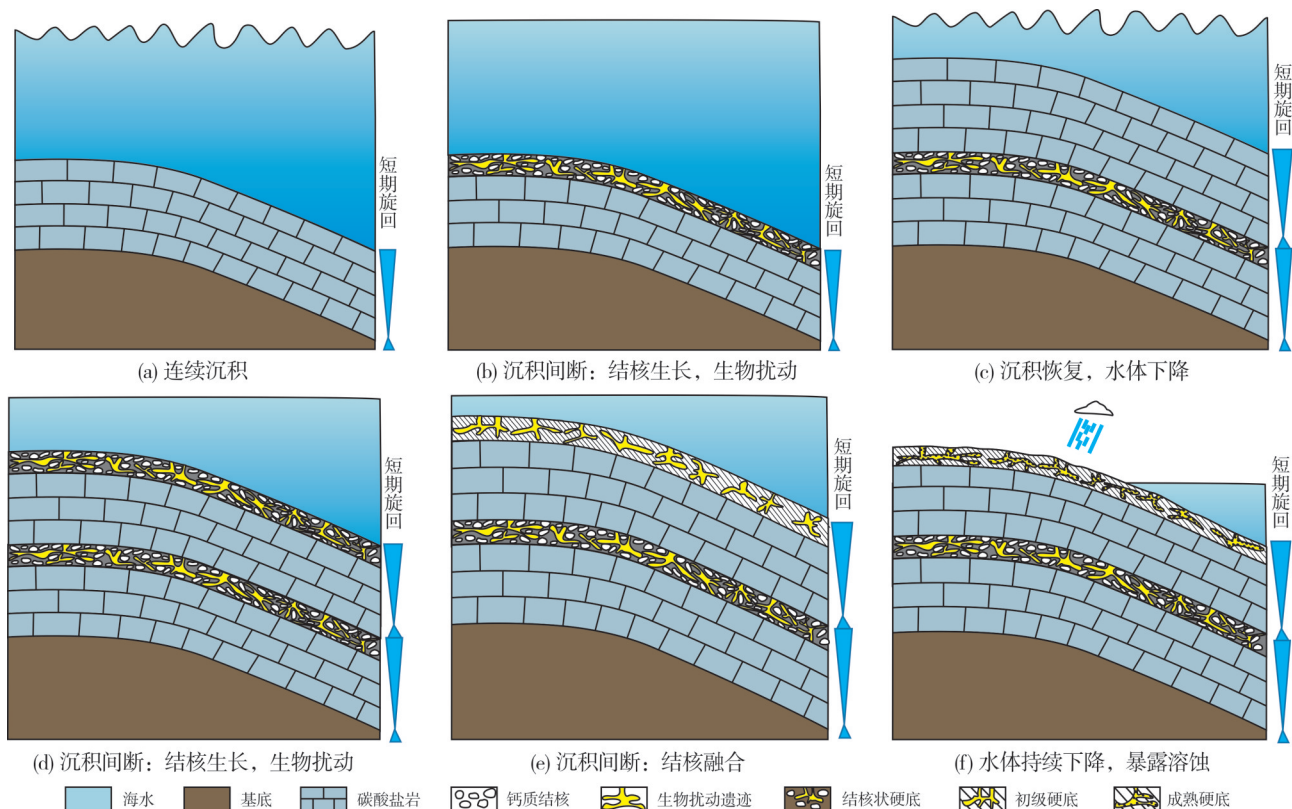


图9 花斑状非均质灰岩储层成因模式

Fig. 9 Genetic model of heterogeneous nodular limestone reservoirs

沉积间断发生的同时,早成岩胶结作用同步进行,作为局部中心的结核开始生长,形成结核状灰岩,各个结核孤立分布(图9b,9d;图2c—2e)。

从薄片上看,灰白色结核部分与深灰色储层部分两者成分及结构相同,差别主要在于方解石胶结程度。如图4a、4d、4g所示,灰白色结核处方解石胶结严重,整体孔隙不发育,可以发现粒间孔、粒内孔全部被胶结的方解石颗粒充填,仅存在少量残余孔隙;如图4b、4e、4h所示,深灰色储层处生屑骨架内孔隙得以保留,同时粒间孔、粒内孔非常发育。扫描电镜下,骨架颗粒表面存在胶结形成的方解石细小颗粒,但此颗粒未影响粒间孔、粒内孔的发育,仅仅一些微孔被方解石充填(图4c,4f,4i)。

(3) 结核融合——初级硬底

此阶段结核状硬底继续生长并结合,形成半连续或连续的初级硬底(图9e,图2a)。结核生长的终点是生物潜穴,并与生物潜穴及其充填物形成物理性质完全不同的灰岩。生物潜穴及其充填物表现为高孔隙度、高渗透率特征,而结核状灰岩表现为致密、低孔隙度特征,整体在岩心上表现为花斑状特征。

从薄片上看,初级硬底与结核状硬底特征相似,但由于灰白色结核部分胶结程度的加深,深灰色储层部分只剩下生物潜穴,灰白色结核部分与深灰色储层部分界面更加清晰。

(4) 暴露溶蚀——成熟硬底

随着海平面的持续下降,初级硬底暴露并接受大气淡水的淋滤,形成成熟硬底(图9f)。如果暴露时间很短,则很难区分成熟硬底和初级硬底。Kennedy等^[14]曾列举了区别初级硬底与成熟硬底的标准:①专门的生物群;②特殊的生物潜穴溶蚀遗迹;③浅层矿化;④上覆地层存在硬底岩石碎屑。研究表明,成熟硬底与初级硬底最大的区别是前者存在生物潜穴溶蚀遗迹:大气淡水沿着生物潜穴向下溶蚀,使潜穴与硬底间的边界变得模糊,同时潜穴处的储层物性得到大幅度改善^[47]。

3.2 控储效应

本文研究认为硬底发育段即花斑状非均质灰岩段,其对储层的控制作用包括:①硬底发育程度越高,灰白色非储层斑块体积越大,深灰色储层斑

块体积越小,导致有效储层比例会降低(图2)。②成熟硬底经历了大气淡水的溶蚀作用,孔隙结构进一步改善,易形成高渗层。③晚成岩作用进一步强化了硬底段储层的非均质性:硬底在晚成岩阶段的支撑作用(抗压实作用)保护了生物扰动潜穴中的储层孔隙,导致潜穴位置的储层物性明显好于非硬底段。成熟硬底的发育程度越高,晚成岩阶段抗压实能力越强,潜穴中的孔隙越发育。

X 井 Kh2-1 小层成熟硬底发育段的深灰色斑块,薄片观察见其面孔率明显高于其他硬底发育段(图6),同时渗透率也大大高于其他硬底发育段(图7b)。该高渗层的成因为:①沉积时水动力强,岩性为生屑砂屑灰岩,灰泥质含量低。②早成岩作用经历了完整的沉积间断及生物扰动、结核生长、结核融合、暴露溶蚀等4个阶段,形成成熟硬底;成熟硬底经历了大气淡水的溶蚀作用,孔隙结构进一步改善。③晚成岩阶段硬底的抗压实作用保护了潜穴中的储层孔隙,保存了成熟硬底中的高渗通道。

4 结 论

花斑状灰岩是依据岩石构造形态特征的形意定名,在国内外多个盆地均有出露。以伊拉克 A 油田上白垩统 Khasib 组为例,基于岩心、薄片等基础资料,开展花斑状灰岩储层特征、沉积成岩作用研究,揭示了储层成因机制。

(1)伊拉克 A 油田上白垩统 Khasib 组多段碳酸盐岩岩心表现为花斑状,按颜色可划分灰白色、深灰色2类斑块,灰白色斑块储层致密不含油,深灰色斑块储层物性好、含油性好。

(2)Khasib 组发育绿藻生屑灰岩、泥晶生屑灰岩、生屑砂屑灰岩等多种岩性,不同岩性皆可见花斑状特征。电子显微镜下显示:在灰白色斑块区域,生物碎屑颗粒间孔隙被亮晶方解石几乎完全胶结;在深灰色斑块区域,碳酸盐岩亮晶方解石胶结作用弱,颗粒间孔隙发育。

(3)沉积作用为花斑状灰岩的形成提供物质基础,沉积间断时期早成岩“硬底化”作用是花斑状灰岩储层形成的主控因素,主要经历沉积间断、结核生长、结核融合、暴露溶蚀等4个阶段;晚成岩作用是对早成岩作用的继承和深化,进一步强化了储层非均质性。

(4)“硬底化”程度越高,储层物性改善越明显,

如 Kh2-1 小层发育的高渗层属于成熟硬底,经历了大气淡水的溶蚀作用后孔隙结构进一步改善,晚成岩阶段硬底的抗压实作用保存了成熟硬底中的高渗通道。

参 考 文 献

- [1] 童晓光, 张光亚, 王兆明, 等. 全球油气资源潜力与分布[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 727-736.
TONG Xiaoguang, ZHANG Guangya, WANG Zhaoming, et al. Distribution and potential of global oil and gas resources[J]. Petroleum exploration and development, 2018, 45(4): 727-736.
- [2] BP. BP statistics review of world energy[EB/OL]. [2017-10-16]. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.
- [3] 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.
- [4] 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 petrolei sinica, 2013, 34(5): 1023-1030.
- [5] 金之钧. 中国海相碳酸盐岩层系油气勘探特殊性问题[J]. 地学前缘, 2005, 12(3): 15-22.
JIN Zhijun. Particularity of petroleum exploration on marine carbonate strata in China sedimentary basins[J]. Earth science frontiers, 2005, 12(3): 15-22.
- [6] 罗平, 张静, 刘伟, 等. 中国海相碳酸盐岩油气储层基本特征[J]. 地学前缘, 2008, 15(1): 36-50.
LUO Ping, ZHANG Jing, LIU Wei, et al. Characteristics of marine carbonate hydrocarbon reservoirs in China[J]. Earth science frontiers, 2008, 15(1): 36-50.
- [7] 贾承造, 张杰, 沈安江, 等. 非暖水碳酸盐岩: 沉积学进展与油气勘探新领域[J]. 石油学报, 2017, 38(3): 241-254.
JIA Chengzao, ZHANG Jie, SHEN Anjiang, et al. Non-tropical carbonate: progress in sedimentology and new field of petroleum exploration[J]. Acta petrolei sinica, 2017, 38(3): 241-254.
- [8] 金值民, 谭秀成, 唐浩, 等. 塔里木盆地西北部寒武系组芬兰统玉尔吐斯组混积岩早成岩期岩溶特征及其地质意义[J]. 古地理学报, 2021, 23(1): 191-206.
JIN Zhimin, TAN Xiucheng, TANG Hao, et al. Eogenetic karst characteristics and its geological significance of mixed rocks in the Cambrian Terreneuvian Yuertus Formation in northwestern Tarim Basin[J]. Journal of palaeogeography, 2021, 23(1): 191-206.

- [9] 谢康, 谭秀成, 冯敏, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田东区奥陶系马家沟组早成岩期岩溶及其控储效应[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(6): 1159–1173.
XIE Kang, TAN Xiucheng, FENG Min, et al. Eogenetic karst and its control on reservoirs in the Ordovician Majiagou Formation, Eastern Sulige Gas Field, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum exploration and development, 2020, 47(6): 1159–1173.
- [10] 杨明磊, 诸丹诚, 李涛, 等. 川南地区中二叠统茅口组颗粒滩对早成岩期岩溶储层的控制[J]. 现代地质, 2020, 34(2): 356–369.
YANG Minglei, ZHU Dancheng, LI Tao, et al. Control of eogenetic karst reservoir by shoals in Middle Permian Maokou Formation, Southern Sichuan Basin[J]. Geoscience, 2020, 34(2): 356–369.
- [11] 淡水, 梁彬, 曹建文, 等. 碳酸盐岩早成岩岩溶作用及油气地质意义[J]. 中国岩溶, 2015, 34(2): 126–135.
DAN Yong, LIANG Bin, CAO Jianwen, et al. Eogenetic karstification in carbonatite and its significance for hydrocarbon geology[J]. Carsologica sinica, 2015, 34(2): 126–135.
- [12] 陈源仁. 硬底环境的古生态特征[J]. 矿物岩石, 1985(3): 141–151.
CHEN Yuanren. Paleocological characteristics of hard-bottomed environments[J]. Journal of mineralogy and petrology, 1985(3): 141–151.
- [13] CHRIST N, IMMENHAUSER A, WOOD R A, et al. Petrography and environmental controls on the formation of Phanerozoic marine carbonate hardgrounds [J]. Earth-science reviews, 2015, 151: 176–226.
- [14] KENNEDY W J, GARRISON R E. Morphology and genesis of nodular chalks and hardgrounds in the Upper Cretaceous of southern England[J]. Sedimentology, 1975, 22(3): 311–386.
- [15] BROMLEY R G. Trace fossils at omission surfaces[M]. Berlin: Springer, 1975.
- [16] 贾振远, 马淑媛. 山东莱芜地区下古生界豹斑灰岩的成因及其意义[J]. 地质论评, 1984, 30(3): 224–228.
JIA Zhenyuan, MA Shuyuan. The origin and significance of lower Paleozoic patchy limestone in Laiwu, Shandong Province[J]. Geological review, 1984, 30(3): 224–228.
- [17] 周万蓬, 付明银, 潘江涛, 等. 豹皮灰岩的研究现状及其意义[J]. 云南地质, 2018, 37(2): 132–137.
ZHOU Wanpeng, FU Mingyin, PAN Jiangtao, et al. The study situation and significance of leopard limestone [J]. Yunnan geology, 2018, 37(2): 132–137.
- [18] 董小波, 牛永斌. 豫西北奥陶系马家沟组三段豹斑灰岩的生物潜穴成因及成岩演化[J]. 现代地质, 2015, 29(4): 833–843.
DONG Xiaobo, NIU Yongbin. Biological burrow explanation of leopard limestone and its diagenetic evolution in the third member of Majiagou Formation in Ordovician, Northwest of Henan Province[J]. Geoscience, 2015, 29(4): 833–843.
- [19] 翟淳. 论豹皮灰岩的形成[J]. 北京地质学院学报, 1961: 90–112.
ZHAI Chun. The formation of leopard limestone [J]. Journal of Beijing Institute of Geology, 1961: 90–112.
- [20] 王尧, 潘正甫. 华北地台中部曲阳奥陶系碳酸盐岩石学及沉积相特征[J]. 地质科学, 1980, 15(3): 218–230.
WANG Yao, PAN Zhengfu. Petrography of Ordovician carbonate rocks and the characteristics of sedimentary facies in the central part of North China Platform [J]. Chinese journal of geology, 1980, 15(3): 218–230.
- [21] 李定龙, 杨为民, 程学丰, 等. 试论皖北奥陶纪豹皮灰岩的古岩溶成因[J]. 地质论评, 1999, 45(5): 463–469.
LI Dinglong, YANG Weimin, CHENG Xuefeng, et al. A discussion on the genesis of the leopard fur limestone of Ordovician Period in Northern Anhui, China [J]. Geological review, 1999, 45(5): 463–469.
- [22] 郝毅, 林良彪, 周进高, 等. 川西北中二叠统栖霞组豹斑灰岩特征与成因[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2012, 39(6): 651–656.
HAO Yi, LIN Liangbiao, ZHOU Jingao, et al. Characteristics and genesis of leopard limestone in Middle Permian Qixia Formation, Northwest Sichuan, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (science & technology edition), 2012, 39(6): 651–656.
- [23] 张玉宾. 对豹斑灰岩属于不完全白云化成因的质疑[J]. 石油勘探与开发, 1995(4): 45–46, 110–111.
ZHANG Yubin. A comment on the genesis of porphyritic dolomite due to incomplete dolomitization [J]. Petroleum exploration and development, 1995(4): 45–46, 110–111.
- [24] 陈云峰, 吴淦国, 王根厚. 北京周口店豹皮灰岩的变形特征[J]. 地质通报, 2007, 26(6): 769–775.
CHEN Yunfeng, WU Ganguo, WANG Genhou. Deformation characteristics of leopard limestone in Zhoukoudian, Beijing, China [J]. Geological bulletin of China, 2007, 26(6): 769–775.
- [25] 王军生. 吕梁山段中奥陶统上马家沟组豹皮灰岩成因探讨[J]. 山西地质科技, 1981(1): 36–42.
WANG Junsheng. Genesis of the leopard skin limestone in the Upper Majiagou Formation of the Middle Ordovician in the Luliang Mountains [J]. Shanxi geological science and technology, 1981(1): 36–42.
- [26] 陈战杰, 张镔. 关于“豹皮灰岩”的成因[J]. 矿物岩石, 1991(2): 41–46.
CHEN Zhanjie, ZHANG Bin. On the origin of the baopi-limestone [J]. Mineralogy and petrology, 1991(2): 41–46.
- [27] 武永强, 吴卓丹. 太原西山奥陶系豹皮灰岩的成因[J]. 山西矿业学院学报, 1995(2): 161–166.
WU Yongqiang, WU Zhuodan. The origin of baopi-limestones in Ordovician of Taiyuan Xishan [J]. Journal of Shanxi Mining Institute, 1995(2): 161–166.

- [28] 陈曦, 吕波, 黄素, 等. 陕西韩城—旬邑地区中奥陶统马家沟组豹斑白云岩研究[J]. 新疆地质, 2011, 29(2): 222–225.
CHEN Xi, LÜ Bo, HUANG Su, et al. Study of leopard fur dolomite in Mid-Ordovician Majiagou Formation in Hancheng-Xunyi district in Shaanxi Province [J]. Xinjiang geology, 2011, 29(2): 222–225.
- [29] 牛永斌, 董上波, 朱信生, 等. 豫西北太行山奥陶系露头区裂缝发育特征及主控因素[J]. 现代地质, 2013, 27(4): 809–818.
NIU Yongbin, DONG Shangbo, ZHU Xinsheng, et al. Fracture characteristics and main controlling factors of Ordovician outcrop zones of Taihang Mountains in the north-west of Henan Province[J]. Geoscience, 2013, 27(4): 809–818.
- [30] 龙刚, 黄萍, 林剑怀, 等. 徐州地区寒武系豹皮灰岩的岩性特征及其成因机制分析[J]. 地质学刊, 2013, 37(1): 67–70.
LONG Gang, HUANG Ping, LIN Jianhui, et al. Lithologic characteristics of leopard limestone in Cambrian Period and analysis of its formation mechanism in Xuzhou Area[J]. Journal of geology, 2013, 37(1): 67–70.
- [31] 杨城芳. 昆明附近二叠系灰岩中“虎斑构造”之成因[J]. 云南地质, 1988(2): 196–201.
YANG Chengfang. On the genesis of the “tiger-spotted” structure in Permian limestones around Kunming [J]. Yunnan geology, 1988(2): 196–201.
- [32] 李波, 颜佳新, 薛武强, 等. 四川广元地区中二叠世斑状白云岩成因及地质意义[J]. 地球科学(中国地质大学学报), 2012, 37(增刊 2): 136–146.
LI Bo, YAN Jiaxin, XUE Wuqiang, et al. Origin of patchy dolomite and its geological signification from Middle Permian, Guangyuan, Sichuan Province [J]. Earth science (Journal of China University of Geosciences), 2012, 37(S2): 136–146.
- [33] DE GIBERT J, DOMÈNECH R, MARTINELL J. An ethological framework for animal bioerosion trace fossils upon mineral substrates with proposal of a new class, fixichnia [J]. Lethaia, 2004, 37(4): 429–437.
- [34] 杨式溥, 张建平, 杨美芳. 中国遗迹化石[M]. 北京: 科学出版社, 2004.
YANG Shipu, Zhang Jianping, Yang Meifang. Trace fossils of China[M]. Beijing: Science Press, 2004
- [35] BERTLING M, BRADDY S J, BROMLEY R G, et al. Names for trace fossils: a uniform approach[J]. Lethaia, 2006, 39(3): 265–286.
- [36] SEILACHER A. Bathymetry of trace fossils[J]. Marine geology, 2007, 5(5/6): 413–428.
- [37] 金振奎, 冯增昭. 滇东—川西下二叠统白云岩的形成机理: 玄武岩淋滤白云化[J]. 沉积学报, 1999, 17(3): 383–389.
JIN Zhenkui, FENG Zengzhao. Origin of dolostones of the Lower Permian in East Yunnan–West Sichuan: dolomitization through leaching of basalts [J]. Acta sedimentologica sinica, 1999, 17(3): 383–389.
- [38] 张义楷, 王志松, 史长林, 等. 伊拉克米桑油田碳酸盐岩储层成岩作用[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(5): 45–53.
ZHANG Yikai, WANG Zhisong, SHI Changlin, et al. Carbonate reservoir characteristics and diagenesis in Missan Oilfield, Iraq [J]. Science technology and engineering, 2016, 16(5): 45–53.
- [39] 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 Oil Field, Iraq [J]. Marine origin petroleum geology, 2014, 19(2): 54–63.
- [40] 张萌, 乔占峰, 高计县, 等. 伊拉克哈法亚油田 Mishrif 组 MB1–2 亚段局限台地碳酸盐岩储层特征及评价[J]. 东北石油大学学报, 2020, 44(5): 35–45.
ZHANG Meng, QIAO Zhanfeng, GAO Jixian, et al. Characteristics and evaluation of carbonate reservoirs in restricted platform in the MB1–2 Sub-Member of Mishrif Formation, Halfaya Oilfield, Iraq [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2020, 44(5): 35–45.
- [41] 赵丽敏, 周文, 钟原, 等. 伊拉克 H 油田 Mishrif 组储集层含油性差异主控因素分析[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(2): 302–311.
ZHAO Limin, ZHOU Wen, ZHONG Yuan, et al. Control factors of reservoir oil-bearing difference of Cretaceous Mishrif Formation in the H Oilfield, Iraq [J]. Petroleum exploration and development, 2019, 46(2): 302–311.
- [42] 刘航宇, 田中元, 郭睿, 等. 碳酸盐岩不同孔隙类型储层特征及孔隙成因: 以伊拉克西古尔纳油田中白垩统 Mishrif 组为例[J]. 地质科技情报, 2018, 37(6): 154–162.
LIU Hangyu, TIAN Zhongyuan, GUO Rui, et al. Characteristics of different pore type carbonate reservoirs and pore origins: a case study of Middle Cretaceous Mishrif Formation in West Qurna Oilfield, Iraq [J]. Geological science and technology information, 2018, 37(6): 154–162.
- [43] 陈培元, 王兴龙, 郭丽娜. 复杂孔隙结构碳酸盐岩储层建模: 以伊拉克米桑油田群 B 油田 M 组为例[J]. 科学技术与工程, 2019, 19(11): 81–89.
CHEN Peiyuan, WANG Xinglong, GUO Lina. Complex pore structure geological modeling of carbonate reservoirs: a case of M Formation of B Oilfield in Missan Oilfields, Iraq [J]. Science technology and engineering, 2019, 19(11): 81–89.
- [44] 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,

- gy, 2020, 25(4): 351–362.
- [45] 国家能源局. 油田开发井取心资料录取技术规范: SY/T 5366—2021[S]. 北京: 石油工业出版社, 2021.
- National Energy Administration. Technical specification for coring data acquisition of oilfield development wells: SY/T 5366—2021[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2021.
- [46] 国家能源局. 油气储层评价方法: SY/T 6285—2011[S]. 北京: 石油工业出版社, 2011.
- National Energy Administration. Evaluating methods of oil and gas reservoirs: SY/T 6285—2011[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [47] 王根久, 宋新民, 刘波, 等. 伊拉克艾哈代布油田上白垩统 Khasib 组生物扰动对储层非均质性的影响[J]. 海相油气地质, 2022, 27(1): 11–20.
- WANG Genjiu, SONG Xinmin, LIU Bo, et al. Effect of bioturbation on reservoir heterogeneity of the Upper Cretaceous Khasib Formation in AD Oilfield, Iraq[J]. Marine origin petroleum geology, 2022, 27(1): 11–20.

编辑:董庸

Characteristics and genetic mechanism of marine nodular limestone reservoirs of Khasib Formation in Iraq A Oilfield, Middle East

ZHANG Wenqi, LIU Dawang, ZHANG Leifu, DENG Ya,
XU Jiacheng, WANG Yuning

Abstract: Marine nodular limestone reservoirs are generally developed in the Middle East, some oilfields such as Halfaya, Ahdeb, Azadegan have reserves of more than 4 billion tons and the capacity to produce more than 400 million tons. Strengthening the study on the genesis of nodular limestone reservoirs is of great significance to improve the accuracy of characterization. In this paper, the research object is the reservoir of the Lower Cretaceous Khasib Formation in Iraq A Oilfield. Based on core, thin section, logging and other basic data, this paper studies on reservoir characteristics and sedimentary diagenesis, and clarifies the genetic mechanism of nodular limestone and its control on reservoir. The results show that: (1) Nodular limestone reservoirs are developed in various carbonate rocks such as green algal bioclastic limestone, micritic bioclastic limestone and bioclastic sandy limestone. Most cores of Khasib limestone reservoirs are characterized by nodule, which can be divided into white and dark patches according to the color. The white patch reservoir is dense and oil-free, the dark patch reservoir has good physical properties and is oil-bearing. (2) The intergranular pores of bioclastic in white patches are almost completely cemented by bright calcite, while the cementation of bright calcite in dark patches is weak and intergranular pores are developed. (3) In the sedimentary discontinuous period, the form of hardground of early diagenesis is mainly divided into four stages: biological disturbance, nodule growth, nodule fusion, and exposure dissolution. It is the main controlling factor for the formation of nodular limestone reservoirs. The late diagenesis inherits and further strengthens the reservoir heterogeneity formed by early diagenesis. (4) The more mature the hardground is, the more obvious the improvement of reservoir physical properties is. Among them, the high permeability layer developed in Khasib Formation belongs to the mature hardground. After the dissolution by atmospheric water, the pore structure is further improved. The anti-compaction effect of the hardground in the late diagenetic stage preserves the high permeability channel in the mature hardground. This study clarifies the reservoir characteristics and genetic mechanism of nodular limestone reservoirs, which is of great significance to improve the characterization accuracy of nodular limestone reservoirs and formulate reasonable development (adjustment) technology policy.

Key words: nodular limestone; diagenesis; hardground; high permeability layer; Khasib Formation; Iraq

ZHANG Wenqi, First author: PhD, Senior Engineer, mainly engaged in research of oil and gas development geology. Add: Middle East Research Institute, Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, No. 20 Xueyuan Rd., Haidian District, Beijing 100083, China

LIU Dawang, Corresponding author: MSc, Engineer, mainly engaged in research of petroleum geology. Add: Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, No. 20 Xueyuan Rd., Haidian District, Beijing 100083, China