

伊朗盆地卡山地区 第三系库姆组碳酸盐岩储层特征

于俊峰¹, 夏 斌¹, 王世虎², 李 政², 熊 婷³

(1. 中国科学院 广州地球化学所 南海海洋研究所 边缘海地质重点实验室, 广州 510640;

2. 胜利油田 地质科学研究院, 山东 东营 257001; 3. 四川大学, 成都 610065)

摘要: 伊朗盆地第三系地层沉积了巨厚的碳酸盐岩, 且分布广泛。卡山地区库姆组碳酸盐岩储层研究发现, 其分布具有北薄南厚、西薄东厚的特点; 重要储层以泥晶- 亮晶生物灰岩或生物碎屑灰岩为主; 储集空间类型表现为原生与次生孔隙都较发育, 原生孔隙有生物体腔孔、残余粒间孔与晶间孔, 次生孔隙有铸模孔、粒间溶孔以及晶间溶孔; 孔隙度较高, 渗透性良好; 其储层成岩主要受胶结、溶蚀作用影响, 构造裂缝明显; 镜下已检测到油气运移痕迹, 证明卡山地区第三系库姆组碳酸盐岩层是良好的天然储层。

关键词: 孔隙度; 储层; 碳酸盐岩; 库姆组; 伊朗盆地

中图分类号: TE122. 2

文献标识码: A

卡山地区位于伊朗盆地库姆-卡山坳陷的东南收敛部分, 属于中央山间盆地的一部分, 呈 NW-SE 向延伸, 长轴 115 km, 短轴约 30~ 40 km, 总面积 4 670 km²(图 1a, b)^[1]。其北部为南里海盆南缘与厄尔布尔士褶皱带; 东部为鲁特地块; 南部是阿拉伯地台(海上); 西南面濒临扎格斯褶皱带以及扎格斯山前褶皱带。该区基底为前寒武系结晶岩, 古生代-中新世沉积了逾 8 000 m 的海相地层, 白垩系石灰岩和渐新统库姆组海相碳酸盐岩是主要的储集体, 背斜圈闭发育, 但火成岩发育也较多。

1 沉积特征

库姆组主要为一套正常沉积的碳酸盐岩和细碎屑岩, 灰岩总体分布北薄南厚、西薄东厚。在新生代时期主要发生过 2 次海侵事件, 一次在古新统末始新统初, 第二次在中新统时期, 而库姆组的中段沉积正值此时期。库姆组沉积岩性除了灰岩外, 泥岩、泥灰岩也较发育, 并夹礁灰岩, 濒临南缘近 Natanz 断裂处夹火山熔岩。地层厚度一般为 100~ 500 m, 其中泥岩厚度为 50~ 134 m, 占总厚度的 10%~ 40%, 且由南向北泥岩所占比例逐渐增加; 灰岩厚度为

167. 38(9 号剖面)~ 844. 56 m(11 号剖面), 占总厚度的 24%~ 76%。

2 储层岩石学特征

库姆组储层发育大套的泥晶-亮晶生物灰岩或者生物碎屑灰岩, 局部见火山岩(图 2)。18 号剖面上部及下部均见少量的含海绿石以及含生物岩屑长石砂岩, 最上部见石膏岩, 含石膏长石砂岩及凝灰质岩屑砂岩。其中 E 段是灰色块状钙质泥岩-粉砂岩, 局部夹少量泥灰岩, 在库姆盆地, 库姆组 E 段是重要的产气层, 其储层在岩石学特征上也具有极大的相似性。

3 储层孔隙类型、结构以及分布特征

库姆组碳酸盐岩储层的孔隙类型比较丰富, 而且裂缝也比较发育。镜下观察, 孔隙有原生及次生孔隙^[2, 3]: 原生孔隙为生物体腔孔及残余粒间孔与晶间孔; 次生孔隙为铸模孔、粒间溶孔以及晶间溶孔等(图 3a~ d)。

孔隙结构主要受各种生物体腔以及碎屑类型、

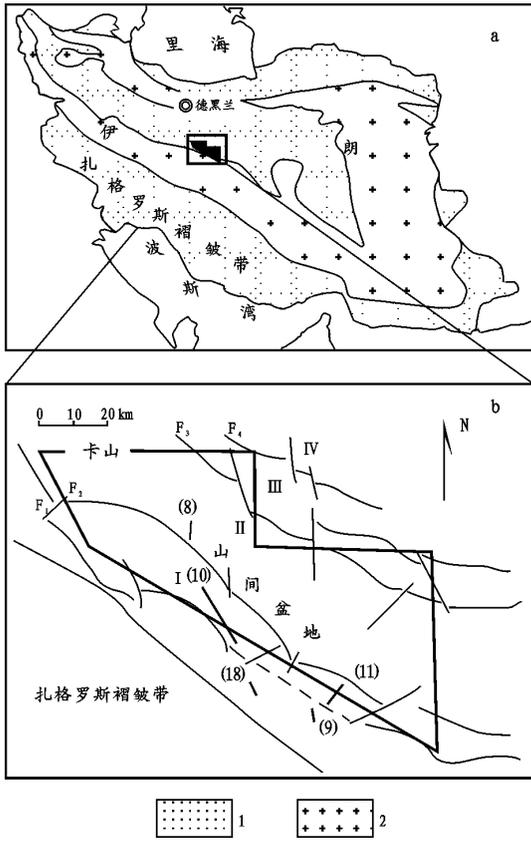


图 1 地理位置

a. 伊朗盆地地理位置; b. 卡山区区域构造图

1. 结晶基底; 2. 褶皱山系

F₁, F₂, F₃, F₄ 为大的逆冲断层编号;

(8) (9) (10) (11) (18) 为剖面号; . 南部冲断带; . 中央凹陷带;

. 北部缓坡带; . 北部隆起带

Fig. 1 Location map

含量、胶结程度等因素的控制。铸模孔以及生物体腔孔继承了生物碎屑的形态。粒间溶孔主要是充填颗粒间的胶结物和硬石膏、方解石、沸石等溶解消失而产生的次生空间,受颗粒影响呈不规则状。其大小一般为 0.25~ 2.00 mm,少部分大于 2.00 mm。镜下观察孔隙连通性较好,但渗透率值均小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,因此孔隙宏观连通较差,但其分布存在严重的非均质性。裂缝与微裂缝(图 3g, h)之间宽度差距较小,为 0.20~ 0.02 mm,但是对有机质演化程度高的卡山地区而言,低宽度裂缝、低孔隙仍然可以作为天然气存储的有效空间^[4]。

4 孔隙度与渗透性特征

孔隙度与渗透性的统计主要以库姆组 8 号剖面的 14 块样品为依据(表 1),孔隙度主要分布在 5%~ 15%之间,少部分为 10%~ 15%;而面孔率只有局部高达 35%,大部分为 1%左右。渗透率为 $(0.06 \sim 0.20) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。微裂缝宽度一般小于 0.02 mm,长度也较短,裂缝宽度一般为 0.02~ 0.10 mm,裂缝局部扩张宽达 0.20 mm,相对较长(图 3h)。

从面孔率与孔隙度分析看来,库姆组碳酸盐岩储层属于中—低孔、低渗—特低渗储层,储集物性较差,但由于面孔率与孔隙度有较大差别,说明储层存在严重的不均一性,面孔率较大的孔隙应当与大孔隙喉相连^[5],孔隙度则越大,且对碳酸盐储层而言,泥

地层系统					岩性特征	厚度/ m	海平面变化	生	储	盖	岩浆活动	
界	系	统	群(组)	段								
新 生 界	第四系				砾岩、砂岩、泥岩							
		上 第 三 系	库姆组	上红组		褐红色膏质泥岩、砾岩、砂岩, Nantanz 南部受火山活动影响,可见火山岩、安山岩、玄武岩、英安岩等沉积	180					++
	F段			F段		浅灰、灰—灰黄色厚层块状生物碎屑灰岩, 夹少量泥岩, 局部为礁灰岩。所见生物化石包括牡蛎、海胆、海百合、介形虫、腹足类	430					+++ +++ +++ +++
				E段		灰色块状钙质泥岩—粉砂岩, 局部夹少量泥灰岩						
				D段		灰—褐灰色块状泥岩, 含膏质泥岩, 下部夹石膏及膏泥岩						
				C段		灰色厚层块状灰岩、生物碎屑灰岩与灰色、灰绿色泥岩、泥灰岩不均匀互层。可见珊瑚、有孔虫、海胆、海百合、介形虫、腹足类等生物						
	B段			浅灰黄色钙质砂岩夹灰绿色中薄层状泥岩								
	A段		灰色厚层块状泥晶灰岩、亮晶生屑灰岩									
	下 第 三 系	下红组		下部为红色砂岩, 夹薄层火山凝灰岩, 部分地区含膏泥岩与砾岩、膏灰互层	300							

图 2 库姆组储层岩性分布特征与地质事件

Fig. 2 Lithology distribution and geological incidents in the Qum troop

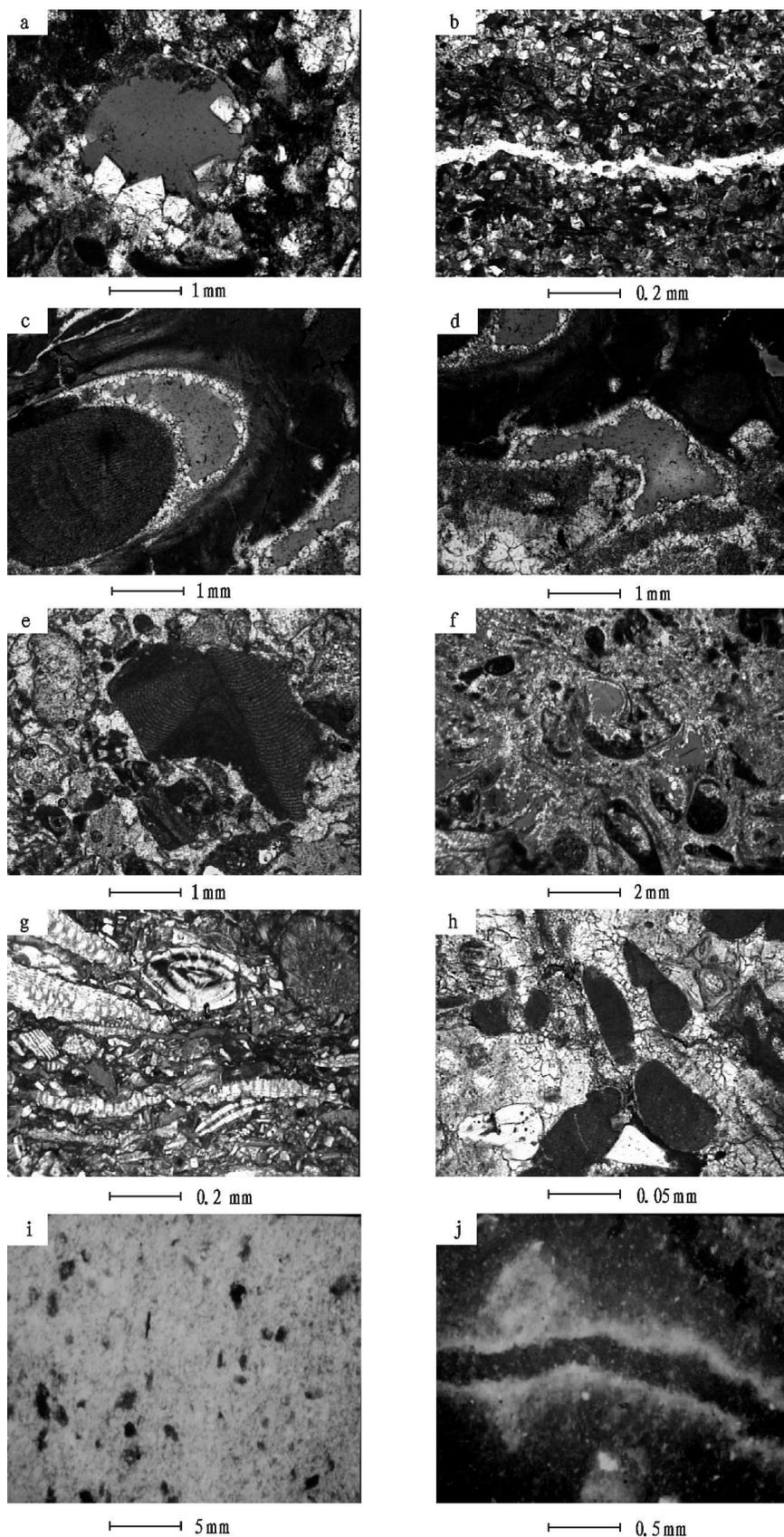


图 3 库姆组储层物性与含油性

a. 铸模孔; b. 裂缝; c. 生物腔体孔; d. 颗粒间溶孔; e. 生物碎屑被方解石胶结; f. 碳酸钙被溶蚀形成孔洞; g. 裂缝; h. 微裂缝; i. 生物碎屑以及基质荧光显示; j. 裂缝壁有荧光显示, 代表油气运移痕迹

Fig. 3 Matter and oil/gas contain characteristics of the Qum troop reservoir

表1 卡山地区库姆组8号剖面岩石孔隙度与渗透率

Table 1 Porosity and penetrability of rocks of the No. 8 profile from Qum troop, the Kashan area

样品编号	岩性	孔隙度, %	面孔率, %	水平渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
8-7	泥晶生物灰岩		15	
8-8	泥晶生物灰岩	4.3	< 1	0.080
8-10	泥晶生物灰岩	9.5	< 1	0.300
8-11	泥晶生物灰岩	13.5	< 1	0.166
8-12	泥晶生物灰岩	9.3	8	0.123
8-13	泥晶生物灰岩	11.1	< 1	0.270
8-14	泥晶生物灰岩	6.7	< 1	4.960
8-24	含生物亮晶灰岩	15.4	35	2.730
8-28	泥晶生物灰岩	5.1	< 1	0.123
8-30		7.5	2	0.187
8-31		5.6		0.068
8-32	亮晶生物灰岩	5.8	> 1	0.087
8-33	泥晶生物灰岩		3	
8-61		4.3		0.141

质微孔隙以及可见孔隙均为有效孔隙, 故库姆组储层应当为较好的油气储层。

5 影响孔隙发育的因素

库姆组储层孔隙发育程度主要受沉积和成岩作用的影响。沉积方面, 库姆组中段是第二次海侵期间所沉积的海相地层, 并且地层内沉积生物物种繁多, 不同的沉积相有不同的生物组合: 包括台地相、盆地相和生物礁相生物组合, 这些生物的腔体或壳体支撑的空间后来成为良好的储层孔隙。成岩方面, 由于库姆组处于第三系的中部, 埋藏较浅, 所以压实作用对孔隙发育的阻碍不大, 孔隙主要受溶蚀作用影响, 容易形成良好的孔隙性储层: 早成岩阶段, 溶解的碳酸钙被孔隙流体带走, 从而产生受残余颗粒控制的铸模孔; 晚成岩阶段, 溶蚀不受组构控制, 溶解的对象可以是颗粒、胶结物和基质等。此外, 在早喜山运动之后, 构造运动转向以内应力为主^[6], 并相对减弱, 伊朗盆地基本上已经形成相对稳定的地体, 仅促进发育轻微的裂缝与微裂缝。

6 储层成岩作用与演化特征

储层在成岩阶段受压实作用影响轻微, 相比之下, 胶结作用及溶蚀作用对储层空间性能的控制起了重要作用, 其次是构造作用。

6.1 胶结作用

表现为方解石胶结, 溶孔、溶缝以及构造裂缝大部分被亮晶方解石充填, 亦可见生物碎屑颗粒被后

期的亮晶方解石胶结。一般情况下, 碳酸盐岩的快速沉积极易产生埋藏过程中的颗粒间压溶与不饱和接触, 后期的胶结物质就容易充填在原生孔隙下, 表现为方解石的充填与半充填状态(图3b, e, f)^[7]。

6.2 溶蚀作用

样品发育大量的铸模孔等溶蚀孔隙。主要是由于环境发生变化, 海水对碳酸钙沉积物发生溶解而成(图2)。此外, 据研究, 虽然该地区埋藏浅, 但是地温梯度相当高, T_{max} 平均值达到 471 °C, 有机质的大规模成熟也可能释放大量的有机酸、 CO_2 等酸性成分的地层水, 溶解、溶蚀碳酸盐, 产生孔隙以及孔洞等^[8]。

6.3 构造作用

第三纪晚期构造作用较早期微弱, 但产生的裂缝、微裂缝仍然是油气的有效储层, 裂缝经后期充填, 多为方解石。

7 储层含油性

荧光观察发现, 库姆组储层生物灰岩中的生物碎屑及基质均发荧光(图3i), 且一般发中等—较强的黄绿色荧光, 说明生物碎屑及基质含较多的油质沥青。大部分孔隙没有荧光显示, 但部分样品部分裂缝缝壁却有荧光显示(图3j), 发中等—较暗的黄色荧光, 说明岩石裂缝有油气运移的痕迹。有机质通过裂缝、微裂缝等输导体系运移 to 本层圈闭部位, 或者运移至临近地区形成油气藏。阿尔布兹和萨拉金是位于与卡山毗邻的库姆盆地的两大重要产气田, 也可能跟通过卡山库姆组裂缝输导体系的运移有关。

8 储层控制因素

该套地层的沉积明显受周边断层控制, 不同部位沉积速率、沉降速率有差异, 并由此导致沉积相变; 埋藏与地球化学等因素也对储层具有重要的控制作用。

1) 卡山地区濒临扎格罗斯山前褶皱带, 早期以剥蚀沉积为主, 形成西厚东薄、北厚南薄的砂泥岩、火山岩相沉积。后来该地区产生凹陷沉降, 造成海侵, 可容纳空间增大, 形成与泥质或碎屑沉积正好相反的碳酸盐岩沉积格局。

2) 卡山地区储层埋藏浅, 仅 2 000~ 3 100 m, 因而压实、压溶、胶结作用微弱, 有利于原生孔隙的保存、减缓生物腔体支撑空间的愈合。

3) 埋藏时间较短, 库姆组沉积在第三系下红层之上, 距现在只有 30 Ma, 而且在 15~ 5 Ma 期间沉降速率加快, 沉积物还未得到充分压实, 进而有利于原生孔隙的保存。

4) 溶蚀作用大大有利于形成良好的孔隙型碳酸盐岩储集层。库姆组生物灰岩储层为中低孔—低孔、低渗—特低渗储层, 但可见孔隙均为有效孔隙, 大大提高了储集物性。火山活动及陆源碎屑物发育地带储集物性相对较差。

参考文献:

1 National Iran Oil Company exploration and production affairs [A]. Geological Map of Iran, Scale 1: 1 000 000[M]. Tehran: NCC Offset Press, 1975

- 2 罗蛰潭. 油气储层的孔隙结构[M]. 北京: 科学出版社, 1986. 23~ 29
- 3 Shanmugam G. Significance of secondary porosity in interpreting sandstone composition[J]. AAPG Bulletin, 1985, 69(3): 378~ 384
- 4 邱连贵, 辛忠斌, 徐春华等. 安参 1 井中生界沉积相及储层特征研究[J]. 石油实验地质, 2002, 24(3): 228~ 231
- 5 叶素娟. 贵州赤水地区中、下三叠统碳酸盐岩储层特征及分类评价[J]. 石油实验地质, 1995, 17(4): 351~ 356
- 6 单叶华, 葛维萍. 储层天然裂缝形成机制的初步研究——以静北潜山研究为例[J]. 石油实验地质, 2001, 23(4): 457~ 464
- 7 Lesemi Y. Platform carbonates of the upper Jurassic Mozduran formation in the Kopek Dagh basin, NE Iran facies, Palaeoenvironments and sequences[J]. Sedimentary Geology, 1995, 91(1): 151~ 164
- 8 张立强, 纪友亮, 李永铁. 羌塘盆地侏罗系白云岩储层特征研究[J]. 石油实验地质, 2001, 23(4): 384~ 389

CHARACTERISTICS OF CARBONATE RESERVOIR IN THE QUM TROOP OF TERTIARY FROM KASHAN AREA, THE IRAN BASIN

Yu Junfeng¹, Xia Bin¹, Wang Shihu², Li Zheng², Xiong Ting³

(1. Key Laboratory of Marginal Sea Geology, Guangzhou Institute of Geochemistry, South China Sea Institute of Oceanology, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou, Guangdong 510640, China;

2. Geoscience Institute, Shengli Oil Field, Dongying, Shandong 257001, China;

3. Sichuan University, Chengdu, Sichuan 610065, China)

Abstract: The Tertiary stratum of Iran basin has thickly and broadly deposited great carbonate sediments. A study of carbonate reservoir of the Qum troop in Kashan area indicates that, reservoir distribution has a characteristic of thicker sediments in the south and east. The important reservoir mainly consists of micrite-sparite biological clastic limestone. In addition, primary and secondary pores are both developed in reservoir space. Primary pore includes biological antrum pore, residual intergranular pore and intercrystalline pore, and secondary pore includes mould pore, intergranular solution pore and intercrystalline solution pore. Porosity is high with predominant penetrability. Lithogenesis is dominantly controlled by cementation and dissolution, and at the same time, tectonic fractures are apparent. Under microscope, oil and gas migration can be checked out easily, which proves that, the Qum troop carbonate rock of Tertiary in Kashan area is predominant natural reservoir.

Key words: porosity; reservoir; carbonates rock; the Qum troop; the Iran Basin