

建南地区长兴组礁滩储层特征及主控因素分析

王 丹¹ 胡明毅^{1,2} 胡忠贵^{1,2} 杨 巍¹

(1. 长江大学 地球科学学院, 湖北 武汉 430100; 2. 长江大学 油气资源与勘探技术教育部重点实验室, 湖北 武汉 430100)

摘 要: 在野外剖面及岩心观察的基础上, 结合镜下薄片、扫描电镜、阴极发光及物性分析等对建南地区长兴组的储层特征进行了详细的研究。长兴组礁滩储层岩性以礁云岩、礁灰岩和颗粒云岩为主, 储集空间以晶间孔、晶间溶孔和裂缝为主, 为裂缝-孔隙型储层。储层物性中等-较差, 为低孔中低渗储层。储层的发育主要受岩性、沉积相、相对海平面变化、成岩作用等方面的控制, 其中储层以台缘礁滩相为有利相带, 发育于相对海平面下降时期, 岩性以礁云岩和礁灰岩为主。白云石化作用是储层发育的基础, 溶蚀作用和破裂作用则是改善储层物性的关键。采用孔隙度和渗透率两个参数对长兴组礁滩储层进行综合评价, 认为储层类型主要为Ⅲ类(低孔低渗), 其次为Ⅳ类(特低孔特低渗), Ⅱ类(中孔中渗)和Ⅰ类(高孔高渗)储层较少。

关键词: 建南地区, 长兴组, 礁滩储层, 主控因素

中图分类号: P618.130.2⁺1

文献标识码: A

文章编号: 1000-6524(2013)04-0538-11

Reef-bank reservoir characteristics and main control factors of the Changxing Formation in Jiannan area

WANG Dan¹, HU Ming-yi^{1,2}, HU Zhong-gui^{1,2} and YANG Wei¹

(1. School of Geoscience, Yangtze University, Wuhan 430100, China; 2. Key Laboratory of Exploration Technologies for Oil-Gas Resource, Ministry of Education, Yangtze University, Wuhan 430100, China)

Abstract: On the basis of field outcrop profile and core observation in combination with thin sections, SEM (scanning electron microscope), CL (cathodoluminescence) and physical property analysis, this paper studied in detail the reservoir characteristics of the Permian Changxing Formation in Jiannan area. The reservoir is mainly composed of reef dolostones, reef limestones and grained dolostones, and the reservoir spaces mainly include intercrystal pores, intercrystal dissolved pores and cracks, suggesting a crack-pore reservoir. The reservoir is of moderate-bad physical property, belonging to the low porosity, moderate-low permeability reservoir. The reservoir formation is controlled by lithology, sedimentary facies, relative sea level change and diagenesis. The platform edge reef-bank is in favor of reservoir development, corresponding to the lowering of the relative sea level, and the rocks are mainly reef dolostones and reef limestones. Dolomitization is the foundation of reservoir formation, whereas dissolution and fracturing are the keys to improving physical properties. In this paper, porosity and permeability were used to synthetically evaluate Changxing Formation reservoir, and the results indicate that Type III (low porosity-low permeability) is the major reservoir type, followed by Type IV (particularly low

收稿日期: 2013-03-16; 修订日期: 2013-06-05

基金项目: 国家“十二五”重大科技专项资助项目(2011ZX05007-002-001)

作者简介: 王 丹(1990-), 女, 汉族, 在读研究生, 研究方向主要为储层地质和层序地层学, E-mail: wdnightrain@163.com; 通讯作者: 胡明毅(1965-), 男, 教授, 博士生导师, 主要从事沉积学与层序地层学方面的教学和研究工作, E-mail: humingyi65@163.com。

porosity-particularly low permeability), whereas Type II (moderate porosity- moderate permeability) and Type I (high porosity- high permeability) are rarely seen.

Key words: Jiannan area; Changxing Formation; reef-bank reservoir; main control factors

自建南气田发现生物礁滩以后,在黄莲峡、见天坝、盘龙洞等地区先后也发现了生物礁滩(陈劲人等,1981;邹军成等,2007;胡明毅等,2011;Hu *et al.*, 2012)。随着地质工作者们对川东-鄂西地区二叠系长兴组生物礁滩储层的勘探程度的逐渐提高,长兴组生物礁滩越来越受到人们的关注。前人对川东-鄂西地区长兴组沉积相的特征、储层发育特征及控制因素方面做了大量研究(马永生等,2005;王瑞华,2006;姜忠正,2009)。就建南地区而言,仅秦军等(2010,2011)用三维地震方法证实陆棚北部存在台缘礁储层,推测南部也存在类似的储层,张建勇等(2010)从地球化学的角度说明了建南地区礁滩气藏的特征。总的来说,前人对长兴组的研究大多偏重于层序、沉积相和气藏特征分析等,而对建南地区以薄片鉴定为基础的储层特征研究相对薄弱。因此,本文拟根据储层地质学理论,以野外露头剖面测量、取心井段观察为基础,结合镜下薄片鉴定、扫描电镜分析、阴极发光资料和物性分析等,对建南地区长兴组礁滩相储层特征及储层发育的主控因素进行综合研究,以了解储层的发育、演化和分布规律,为储层预测提供地质依据。

1 地质概况

建南地区在地理位置上位于湖北省利川市和重庆市石柱县境内,构造上位于四川盆地东缘的石柱复向斜中心,与龙驹坝、茶园坪构造共同构成石柱复向斜中部高带,三维工区面积约900 km²。受区域构造控制,区内构造及地层走向主体呈北北西向,自东向西依次包括齐岳山复背斜、石柱复向斜、方斗山复背斜等次级构造单元(秦军等,2011)。研究区发育有箭竹溪、金竹坪、乐福店、临溪场等局部地貌高点(图1)。

1.1 层序地层特征

根据野外剖面和岩心观察,结合区域地质背景、岩性变化及岩-电响应特征,识别出关键的层序界面,将建南地区长兴组划分为2个三级层序(Sq₁, Sq₂)和5个四级层序,其中Sq₁可进一步划分为sq₁、sq₂、sq₃三个四级层序,Sq₂分为sq₄、sq₅两个四

级层序。Sq₁底为长兴组与龙潭组分界面,为一岩性岩相转换界面,呈整合接触,界面之下为龙潭组页岩,界面之上为长兴组含生屑灰岩。Sq₂底为2个三级层序的分界面,为一局部暴露不整合界面,界面之下为Sq₁顶部的针孔状云岩,界面之上为Sq₂底部的生屑灰岩(图2)。

1.2 沉积相特征

长兴组是上二叠统上部的一套碳酸盐沉积物,分布范围较广泛,厚度一般为180~340 m,西南部及东北部为台地相带,相对中部的陆棚相带,地层厚度较大。晚二叠世长兴早期,开江-梁平海槽两侧并未表现出台地边缘的特征,为“缓坡沉积模式”(郭川等,2011);随着海侵范围的扩大和构造格局的变动,本区形成一个分布范围较大的碳酸盐台地,开始表现为“台地沉积模式”(郭川等,2011),发育开阔台地、台地边缘、台地前缘斜坡和陆棚等相带。陆棚穿过研究区,主要发育于研究区中部,台缘礁滩环陆棚两侧分布,典型的台缘礁滩储层有箭竹溪台缘礁、金竹坪及周缘的台缘礁滩、临溪场台缘礁等。纵向上,Sq₁-TST(海侵体系域)为碳酸盐缓坡沉积,向上依次过渡为Sq₁-HST(高位体系域)和Sq₂的台地边缘礁滩沉积。

2 储层特征

2.1 储层岩石类型

通过对11口井岩心和大量岩石薄片的镜下观察,发现研究区岩石类型以泥-微晶灰岩(或云岩)、颗粒灰岩(或云岩)、晶粒灰岩(或云岩)、礁灰岩(或云岩)为主,局部可见花斑状(豹皮状)灰质云岩。礁灰岩(或云岩)、颗粒/晶粒灰岩(或云岩)为研究区长兴组储层研究的重点对象。

(1) 礁灰岩(或云岩)

礁灰岩(或云岩)一般分布于Sq₁-HST,发育于台地边缘相带,礁云岩一般由礁灰岩发生白云石化形成。研究区可见粘结礁和障积礁两种类型。造礁生物主要为海绵、水螅、苔藓虫和藻类次之,附礁生物有腕足、蜓、有孔虫等。粘结礁主要以蓝绿藻粘结原地生物形成礁的粘结生长骨架,造礁生物含量低,

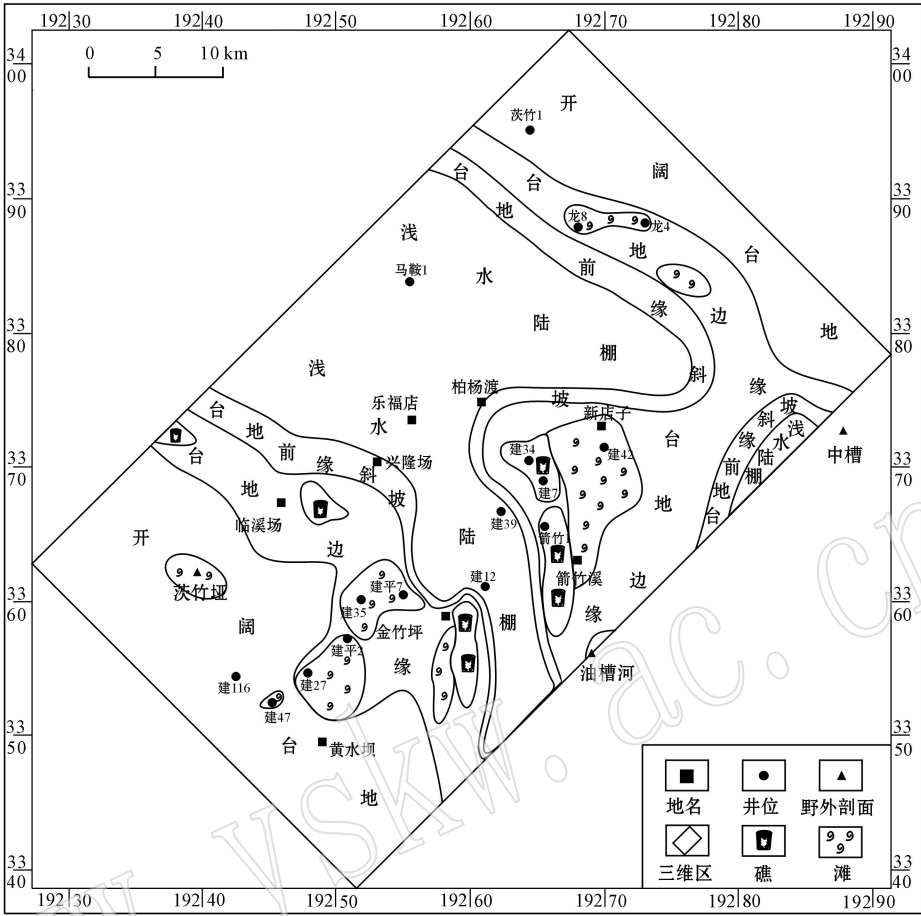


图 1 建南地区构造位置及长兴组岩相古地理概况

Fig. 1 Tectonic location of Jiannan area, showing lithofacies-paleogeographical outline of Changxing Formation

一般小于 30%;障积礁主要由原地的造礁生物海绵捕集灰泥和生物碎屑组成,造礁生物含量高达 50% (图 3a, 3b)。

(2) 颗粒/晶粒灰岩

颗粒灰岩主要为生屑灰岩和内碎屑灰岩,其中生屑灰岩在研究区较为发育,一般代表水动力能量较强的台缘滩沉积环境,生屑主要为藻屑、棘屑、腕足碎屑等;晶粒灰岩中,一般粉晶灰岩储集性能相对较好(图 3c, 3d)。

(3) 颗粒/晶粒云岩

颗粒/晶粒云岩一般在生物礁顶部发育,岩性主要为(含)生屑云岩和粉晶云岩,在后期大气淡水的淋滤溶蚀作用下,可形成有利储集岩(图 3e, 3f)。

2.2 储集空间类型

建南地区长兴组礁滩储层主要发育于 S_{q1}-HST,岩性以礁云岩、礁灰岩和颗粒云岩为主。根据显微镜及扫描电镜观察,建南地区长兴组储集空间

为孔隙和裂缝,孔隙主要为晶间孔和晶间溶孔,原生粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔、铸模孔等次之,裂缝主要分为构造裂缝和成岩裂缝。根据孔缝组合关系,研究区长兴组储层类型主要为裂缝-孔隙型。

2.2.1 孔隙类型

① 晶间孔、晶间溶孔: 这两类孔隙为研究区长兴组最为主要的孔隙类型,主要发育于礁云岩和颗粒云岩中。晶间孔多呈规则的多面体状、较小,多被方解石、黄铁矿所充填(图 4a, 4b)。随着溶蚀作用的增强,逐渐形成晶间溶孔甚至超大孔,孔隙大小约为 0.01~0.25 mm,部分晶间溶孔和超大溶孔可被铁方解石充填(图 4c)。

② 原生粒间孔: 原本形成于高能环境下的礁灰岩中的原生粒间孔较为发育,尤以海绵中最为发育,孔隙大小约为 0.01~0.0625 mm,但由于后期的充填及胶结作用,原生孔隙被堵塞,因此研究区原生孔隙极为少见(图 4d)。

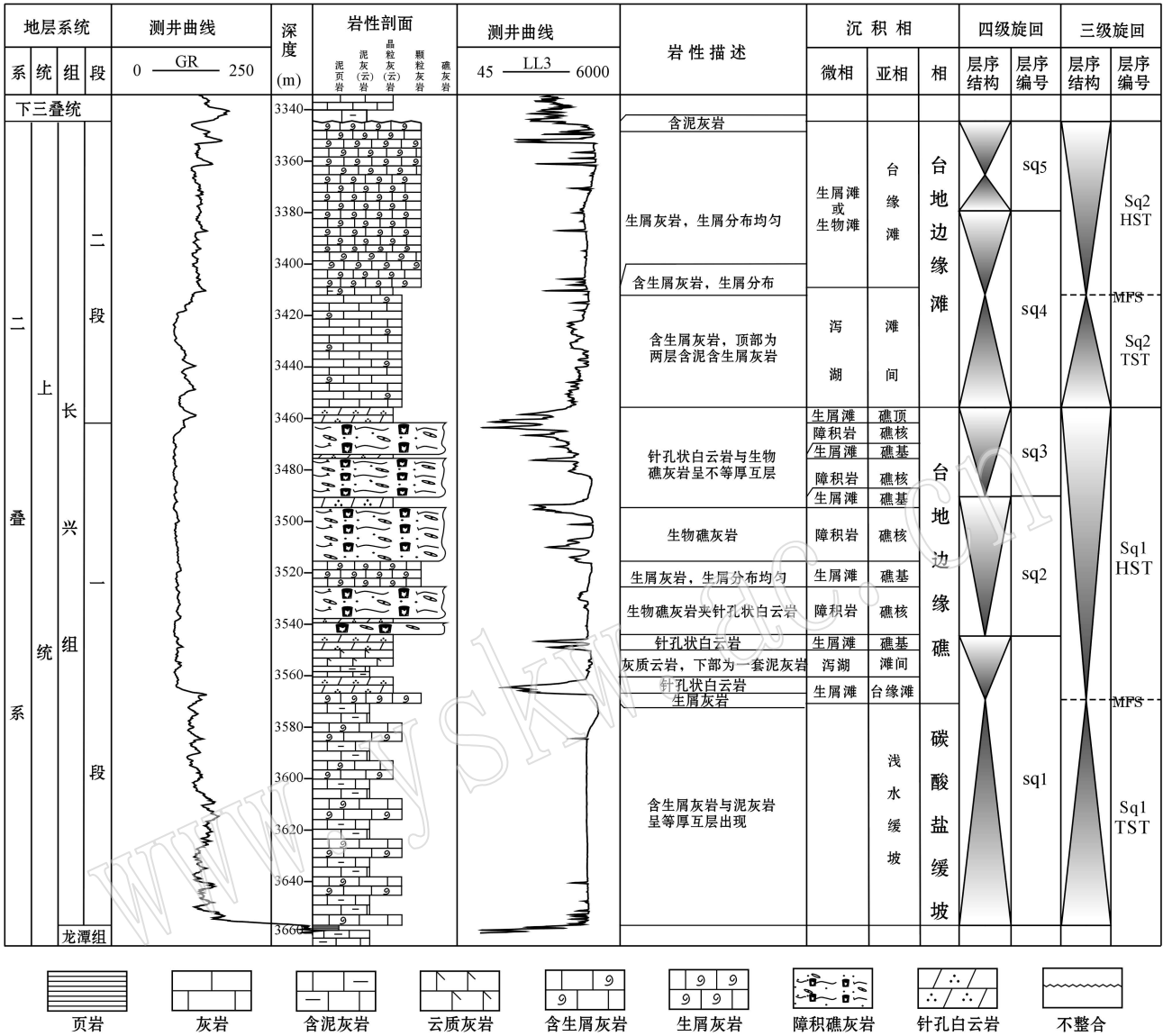


图 2 建南地区长兴组层序地层及沉积相综合柱状图(建 7 井)

Fig. 2 Composite columnar section of Changxing Formation sequence stratigraphy and sedimentary facies in Jiannan area (well Jian-7)

③ 粒间溶孔：发育在白云岩化的礁灰岩或颗粒云岩、云质角砾岩颗粒之间，是胶结物和基质被溶蚀形成的，孔隙大小约为 0.1~0.5 mm，由于研究区成岩后期溶蚀作用较强，该种孔隙难以保存，镜下少见(图 4e)。

④ 粒内溶孔：是指各种颗粒或晶粒内部由于选择性溶解作用所形成的孔隙，常见于生物碎屑、海绵及藻屑中，成岩后期颗粒白云石化后也可能被有机酸溶蚀形成粒内溶孔。这类孔隙形态不一，大小不等，孔隙大小约为 0.1~0.5 mm(图 4f)。

⑤ 铸模孔：指颗粒或生物壳体全部被溶蚀形成的孔，由各种生物被选择性溶蚀形成，不同类型骨屑溶蚀程度不同。在建南北高点生物礁灰岩中可见，是研究区重要孔隙类型之一，孔隙大小约为 0.01~0.025 mm(图 4g)。

2.2.2 裂缝类型

① 构造裂缝：主要是构造破裂作用形成的裂缝，这类裂缝一般较平直，缝内一般充填铁方解石、黄铁矿等晚期自生矿物，缝宽约 0.002~0.004 mm(图 4h)。

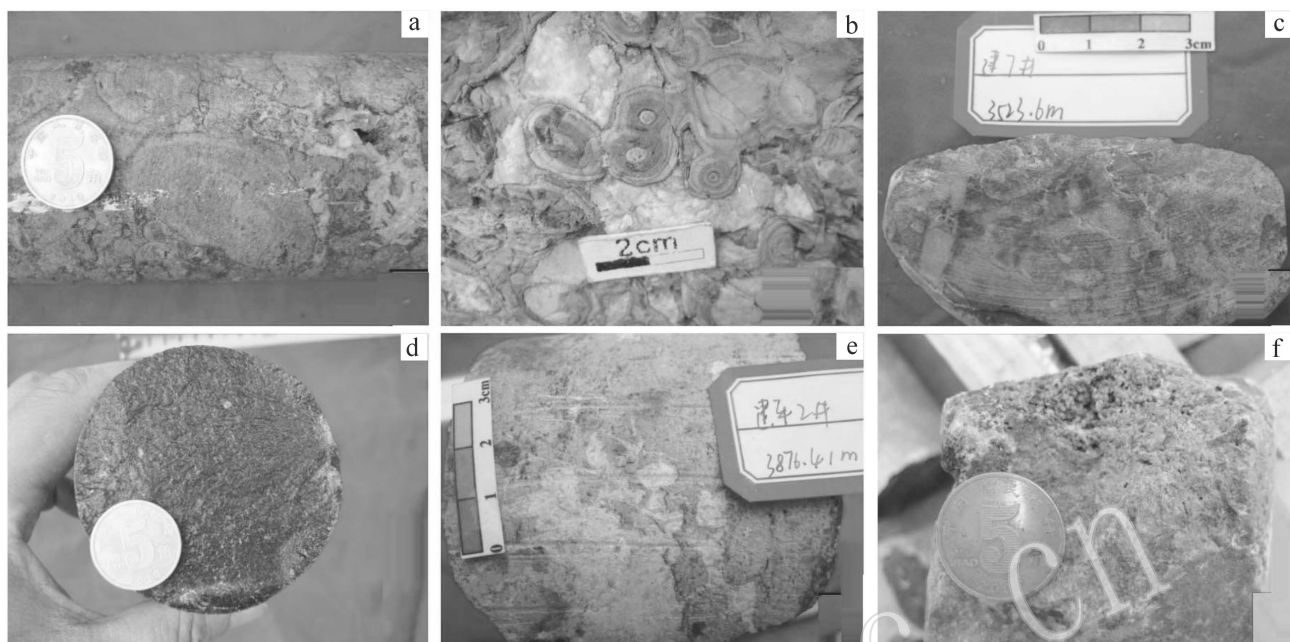


图 3 建南地区长兴组典型岩石类型

Fig. 3 Typical rock types of Changxing Formation in Jiannan area

a—深灰色细粉晶障积礁灰岩, 溶洞发育, 箭竹 1 井, 4 451.2 m; b—骨架礁云岩, 造礁生物串管海绵的横切面, 保持生长状态(盘龙洞, 70.5 m, 据 Hu *et al.*, 2012); c—深灰色生屑灰岩, 建 7 井, 3 523.6 m; d—灰色细粉晶灰岩, 横切面, 箭竹 1 井, 4 399.4 m; e—浅灰色粉晶生屑云岩, 亮晶方解石胶结, 建平 2 井, 3 876.41 m; f—灰色粉晶-细晶白云岩, 溶蚀孔洞发育, 箭竹 1 井, 4 404.47 m

a—dark gray finely-crystalline powder baffling reef limestone, caves well developed, well Jianzhu-1, 4 451.2 m; b—framework reef dolostone, the cross section of stringed tube sponge which keeps growing (Panlongdong section, 70.5 m, after Hu *et al.*, 2012); c—dark gray bioclastic limestone, well Jian-7, 3 523.6 m; d—gray finely-crystalline powder limestone, cross section, well Jianzhu-1, 4 399.4 m; e—light gray finely-crystalline powder bioclastic dolostone, well Jianping-2, 3 876.41 m; f—gray crystalline-finely powder dolostone, well Jianzhu-1, 4 404.47 m

② 成岩裂缝: 主要是溶蚀缝, 这类裂缝较为常见, 一般呈锯齿状或港湾状, 可能是成岩早期压实压溶作用形成的缝合线, 或者是在构造裂缝的基础上形成的溶蚀缝, 一般呈半充填或全充填状态, 缝宽约为 0.001~0.002 mm(图 4i)。

2.3 储层物性特征

根据 17 口单井的岩心物性资料统计分析(图 5), 建南地区长兴组孔隙度分布范围为 0.16%~14.6%, 平均 1.44%, 主峰为 0.1%~1%; 渗透率分布范围为 $0.001 \times 10^{-3} \sim 210 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均 $3.67 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 主峰为 $0.001 \times 10^{-3} \sim 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属于低孔中低渗储层。孔隙度与渗透率呈正相关关系, 相关系数约为 0.407。其中, 在同一孔隙度范围内, 渗透率的变化可达 3~4 个数量级, 说明裂缝对改善储层的孔、渗性起关键作用, 这与显微镜下裂缝较发育的现象相吻合。

2.4 孔隙结构特征

2.4.1 喉道特征

建南地区长兴组储层喉道类型以孔隙缩小型、缩颈型、管状喉道型与片状喉道型为主, 而点状喉道基本未见。最大连通孔喉半径为 $0.0251 \sim 75 \mu\text{m}$, 平均 $3.899 \mu\text{m}$; 平均孔喉半径为 $0.0092 \sim 13.32 \mu\text{m}$, 其中 $<0.10 \mu\text{m}$ 的样品微喉占 62.0%, $0.10 \sim 0.5 \mu\text{m}$ 的占 11.3%, $0.5 \sim 2 \mu\text{m}$ 的占 18.3%, $>2 \mu\text{m}$ 的粗喉占 8.5%, 多以微、中喉为主, 次为细喉, 少量粗喉。

2.4.2 孔喉组合关系

根据大量铸体薄片鉴定资料, 长兴组储层各种溶孔虽然较发育, 但喉道主要为微喉和中喉, 储层孔隙之间的连通性较差, 储层孔喉关系仅部分为中、小孔-中、粗喉组合, 主体为中、小孔-微、中喉组合, 小孔-细喉型组合次之。

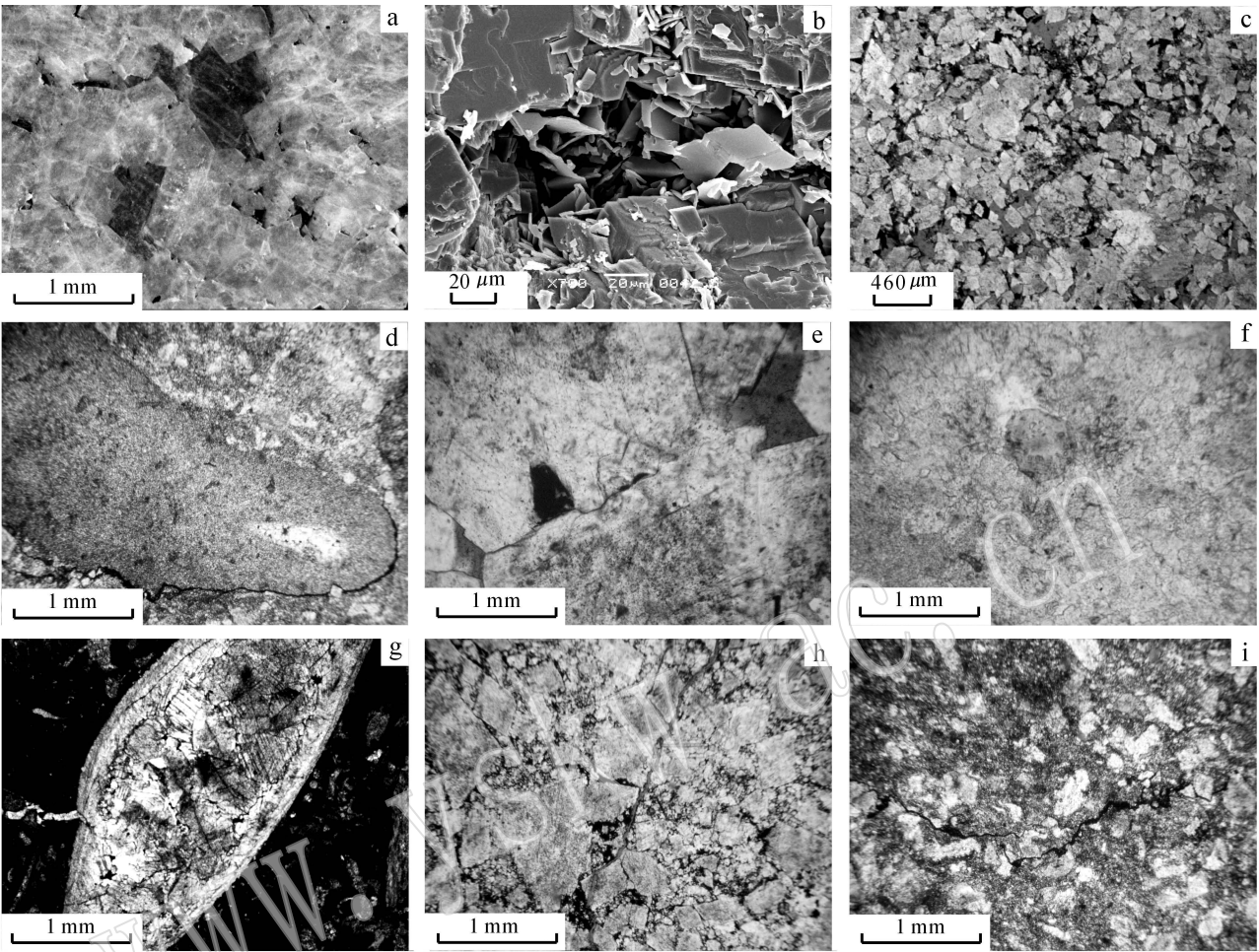


图 4 建南地区长兴组储集空间类型

Fig. 4 Reservoir space types of Changxing Formation in Jiannan area

a—晶间孔,中-细晶云岩,白云石发红色光,岩石内见极少量方解石充填于白云石晶体间隙中,发橙黄、暗橙红色光,箭竹 1 井,4 425.56 m (阴极发光); b—晶间孔,浅灰色生屑云岩,片状硫质充填于白云石晶体间孔隙中,建平 7 井,4 276.00 m (扫描电镜); c—晶间溶孔及超大孔,细晶白云岩,箭竹 1 井,4 402.74 m(-); d—原生粒间孔,灰白色礁灰岩,为方解石充填,建 7 井,3 469.5 m(-); e—粒间溶孔,灰色生屑灰岩,粒间溶孔后期溶蚀扩大,建平 7 井,4 272 m(-); f—粒内溶孔,浅灰白色白云岩,建 7 井,3 532 m(-); g—铸模孔,泥晶生屑灰岩,建 7 井,3 515.76 m(-); h—构造裂缝,缝中未被充填,细晶白云岩,建 44 井,3 781.7 m(-); i—成岩裂缝,缝中充填有机质,灰白色针孔状云岩,建 7 井,3 469.5 m(-)

a—intercrystal pore, middle-finely crystalline dolostone, dolomites are in red, and extremely little calcites occur in rocks, which fill in inter-dolomites, in orange-yellow and dark orange-yellow light, well Jianzhu-1, 4 425.56 m (CL); b—intercrystal pore, light gray bioclast dolostone, laminated sulfur is filled in intercrystal pore, well Jianping-7, 4 276.00 m (SEM); c—intercrystal dissolved pore, cryptomere dolostone, well Jianzhu-1, 4 402.74 m(-); d—primary intergranular pore, linen reef limestone, which is filled with calcites, well Jian-7, 3 469.5 m(-); e—intergranular dissolved pore, gray bioclastic limestone, enlarged at the later stage by dissolution, well Jianping-7, 4 272 m(-); f—intraparticle dissolved pore, light gray dolostone, well Jian-7, 3 532 m(-); g—moldic pore, micrite bioclast limestone, well Jian-7, 3 515.76 m(-); h—tec-tonic cracks, not being filled, cryptomere dolostone, well Jian-44, 3 781.7 m(-); i—diagenetic cracks, filled with organic matter materials, linen punctuate dolostones, well Jian-7, 3 469.5 m(-)

2.4.3 毛细管压力曲线

通过对建平 7 井、箭竹 1 井、建 7 井等共 43 块压汞样品进行统计,毛细管压力曲线(图略)很少能达到中值饱和度,达到的饱和度中值压力约为 2

Ma。饱和度中值压力不大,但是进汞率低、退汞率低,说明孔喉较小,均值较低。毛细管压力曲线无平直段,平台不明显,孔喉半径小分选性较差,歪度细,反映了储层物性较差。

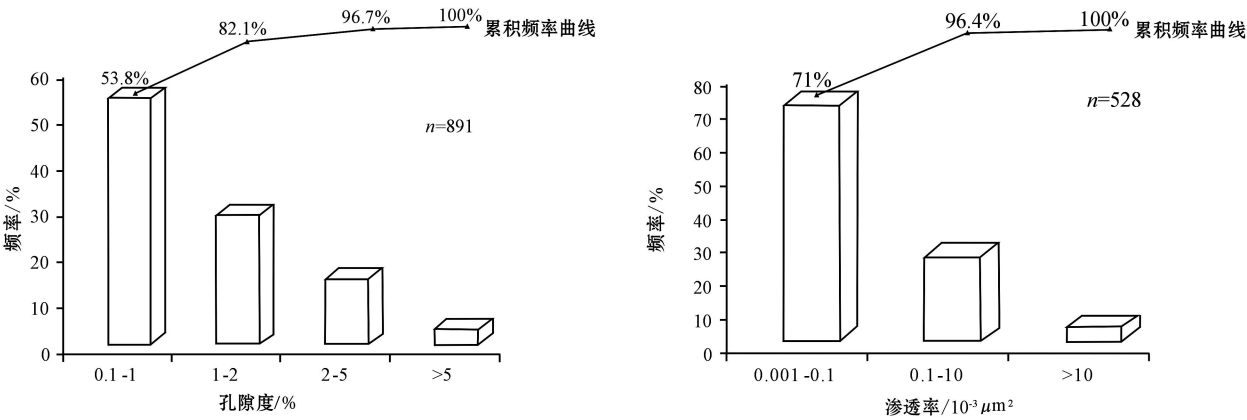


图 5 建南地区长兴组孔隙度与渗透率分布直方图

Fig. 5 Porosity and permeability distribution bar diagram of Changxing Formation in Jiannan area

3 储层主控因素

3.1 岩性对储层发育的影响

根据研究区 16 口单井的 673 个孔隙度样品和 375 个渗透率样品的物性数据统计,在不同岩性的样

品中,孔隙度平均值以礁云岩最高,其次依次为礁灰岩、颗粒云岩、晶粒云岩、晶粒灰岩、颗粒灰岩;渗透率平均值以礁云岩最高,其次为礁灰岩、晶粒云岩、颗粒灰岩、颗粒云岩、晶粒灰岩。总的来说,礁云岩和礁灰岩孔渗性最好,其次为颗粒云岩(图 6)。

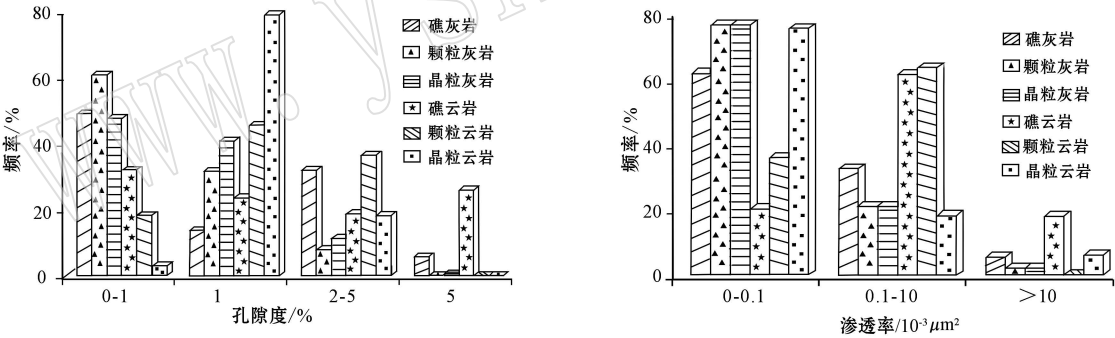


图 6 建南地区长兴组不同岩性储层物性直方图

Fig. 6 Reservoir physical property bar diagram of various lithologic characters of Changxing Formation in Jiannan area

3.2 沉积相对储层发育的影响

研究区储层的发育严格受沉积相的控制。在前人(王春梅等, 2011)基础上,通过岩性、测井数据和地震资料进行精细分析,建南地区长兴组发育开阔台地、台地边缘、台地前缘斜坡和陆棚等沉积相类型。孔隙度以台缘滩和台缘礁最高,为有利于储层发育的沉积环境,其次为滩间,台内滩次之,属于相对有利于储层发育的沉积相类型,而浅水缓坡和浅水陆棚等沉积环境中孔隙度普遍较低,一般不利于储层发育。渗透率也以台缘礁和台缘滩较高,其次为滩间、台内滩和浅水陆棚,而孔隙度较低的浅水缓

坡的渗透率也很低,为特低渗储层或无效储层。
综合各沉积微相类型的碳酸盐岩孔隙度和渗透率特征(图 7)可知,台缘礁和台缘滩为最有利储层发育的相带,岩性主要为礁灰岩(或云岩),颗粒灰岩(或云岩);滩间、台内滩为较有利储层发育的相带,岩性以晶粒灰岩(或云岩)为主,这些沉积环境组成了建南地区长兴组的主要储层发育区,应该是进行储层预测评价的主要对象。
3.3 相对海平面变化对储层发育的影响
礁滩体作为主要储层,一般发育于层序格架中的 HST,即相对海平面下降时期,水体的深度适合生

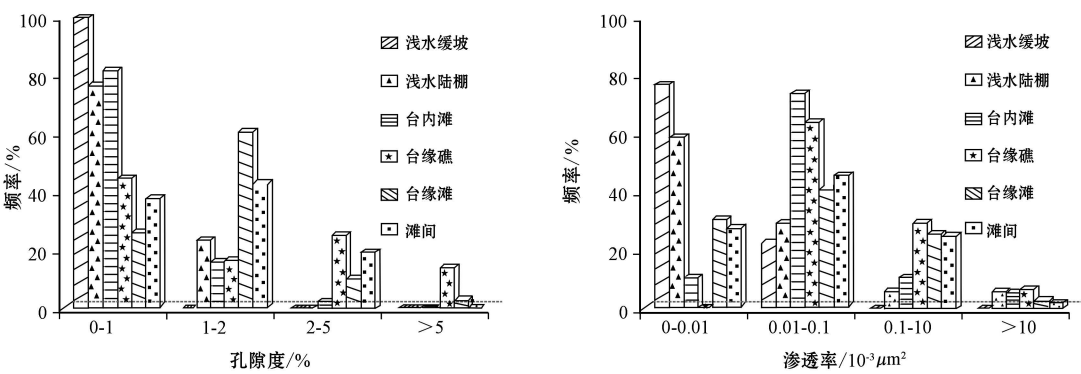


图 7 建南地区长兴组储层不同沉积微相储层物性直方图

Fig. 7 Reservoir physical property bar diagram of various sedimentary microfacies of Changxing Formation in Jiannan area

物礁滩体的生长和碳酸盐岩的产出(唐德海等, 2010)。相对海平面的升降变化对储层的发育有着重要的影响,控制了其发育位置。如图 8,台缘礁主要分布在 sq2 和 sq3 的 HST,岩性主要为礁灰岩、礁云岩;台缘滩主要分布在 sq4 和 sq5 的 HST,岩性主要为(含)颗粒灰岩,颗粒云岩。总的来说,sq2 和 sq3 的 HST 台缘礁相对应的礁灰岩(或云岩)与 sq4 和 sq5 的 HST 台缘滩相中的颗粒云岩均为有利于礁滩

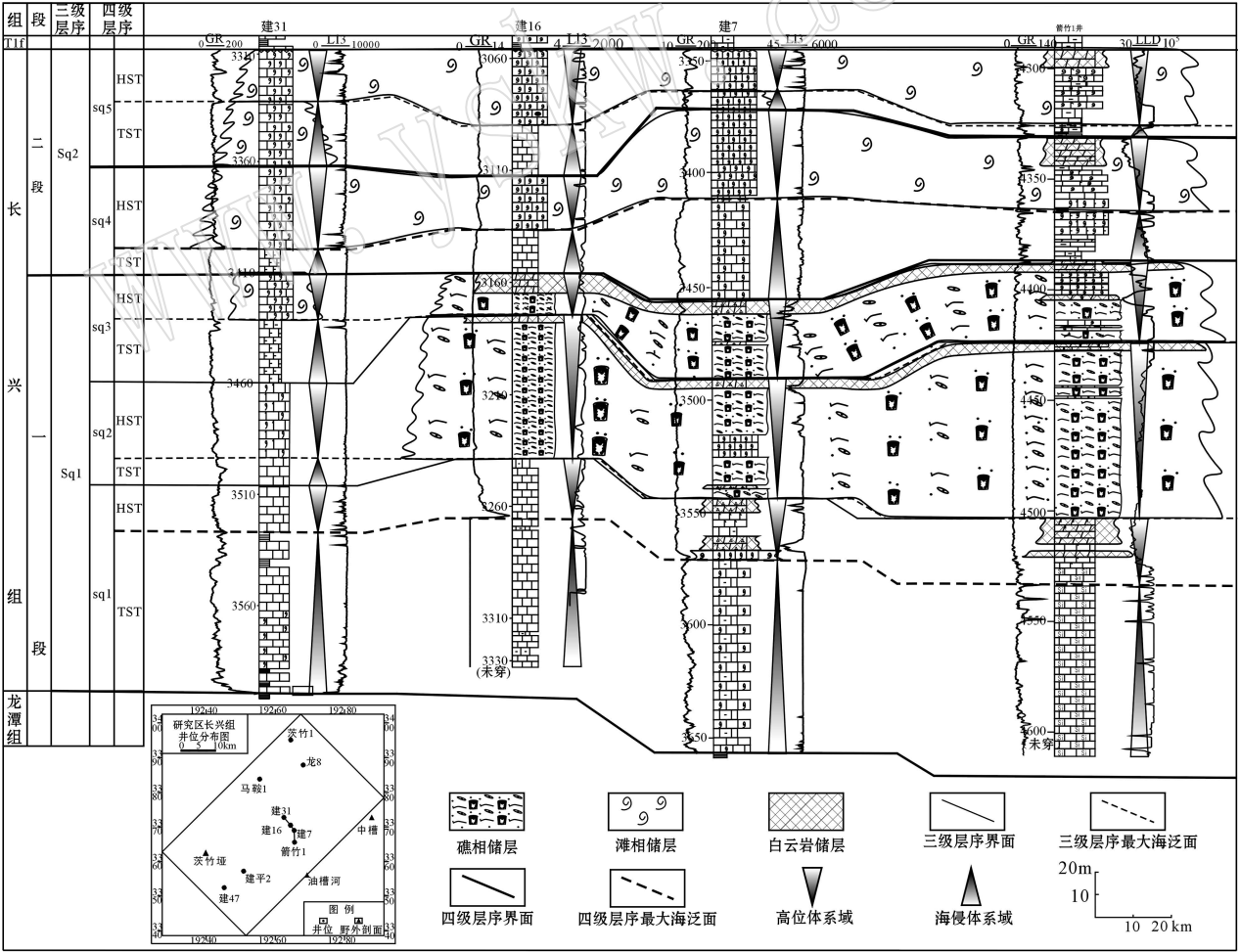


图 8 建南地区长兴组储层纵、横分布图

Fig. 8 Longitudinal and horizontal distribution of Changxing Formation reservoir in Jiannan area

储层发育的储集岩,此分布规律进一步印证了长兴组有利储层带主要发育于相对海平面下降时期。

3.4 成岩作用对储层发育的影响

成岩作用对储层控制十分明显,既有建设性的,又有破坏性的。建设性的主要有白云石化作用、溶蚀作用及破裂作用,破坏性的有压实-压溶作用、胶结作用、充填作用等。本文主要研究了有利于储层发育的几种成岩作用。

3.4.1 白云石化作用

白云石化作用是长兴组最为普遍也是最重要的成岩作用,即方解石转化为白云石的过程(图 9a),过程中体积缩小 14.8%。因此,白云石化作用不仅可以产生新的孔隙,即晶间孔,还为流体的流通提供了流动通道,为溶蚀作用的进行提供了流体,加速了选择性溶蚀作用的进行。因此,白云石化作用的强弱

直接影响着储层的发育程度和分布,对形成有利储集空间具有最重要的贡献。

3.4.2 溶蚀作用

溶蚀作用可分为多个期次:早期溶蚀作用发生在地表环境,主要是对生屑进行选择性的溶蚀,形成的孔洞后期多被方解石或白云石所充填(图 9a、9b);中期溶蚀作用发生在礁滩体中-深埋藏阶段发生白云石化作用之后,主要是在粉晶白云岩中,多形成晶间溶孔和粒内溶孔(图 9c),该期溶蚀作用也可将原先由压溶作用形成的缝合线及构造应力产生的裂缝继续溶蚀扩大,形成溶缝,一般呈半充填-充填状,对改善储层物性起到了一定的作用;晚期溶蚀作用发生在深埋藏环境,此时形成的晶间溶孔、超大溶孔及溶缝很少会被完全充填,储集空间得以保存,该期溶蚀作用最有利于储层发育(图 9d)(耿威等,2008)。

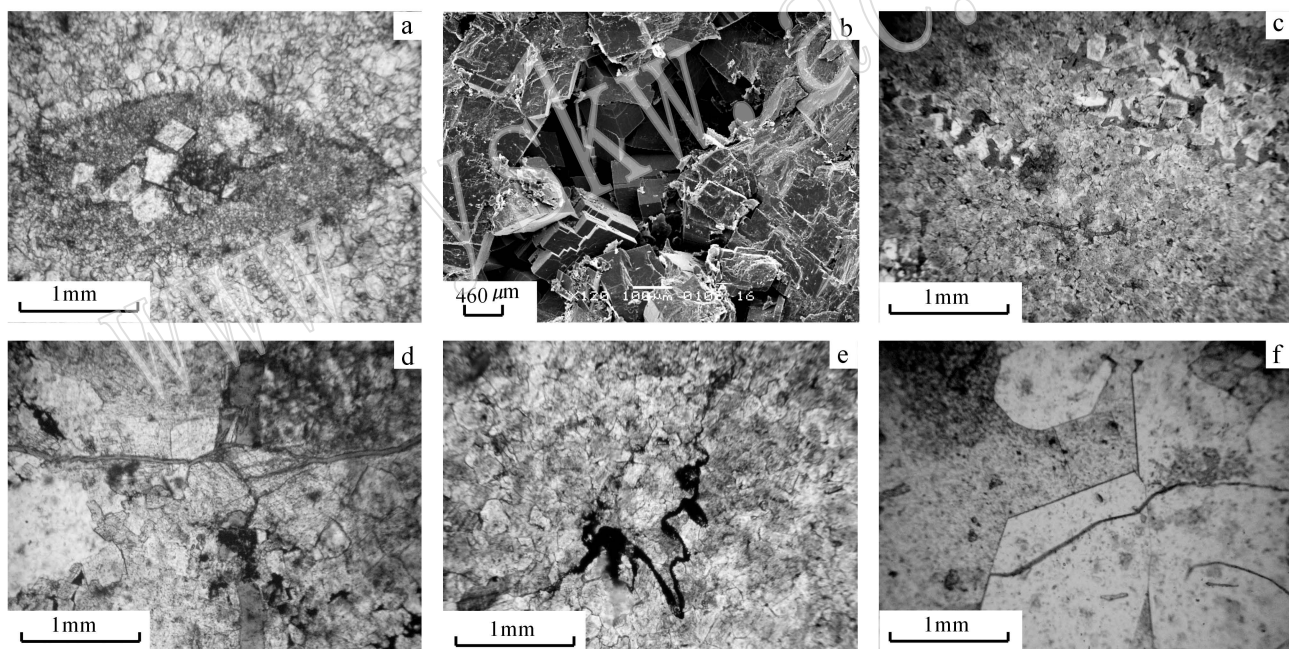


图 9 建南地区长兴组有利于储层发育的成岩作用类型

Fig. 9 Diagenetic types favorable for reservoir development of Changxing Formation in Jiannan area

a—白云石化作用,灰白色藻屑灰岩,藻屑内部发生白云石化,建 44 井,3 776.8 m(-); b—白云石化和溶蚀作用,浅灰色白云岩,次生白云石晶体充填于溶孔中,建 7 井,3 540.37 m; c—白云石化和溶蚀作用,浅灰色粉晶白云岩,晶间溶孔极为发育,建 44 井,3 784.8 m(-); d—构造缝及溶蚀缝,灰白色生屑白云岩,可见网状裂缝,呈切割状,未被充填,建 7 井,4 376 m(-); e—成岩缝,灰白色针孔白云岩,建 44 井,3 784 m(-); f—构造破裂缝,细晶白云岩,未被充填,建 7 井,4 276 m(-)

a—dolomitization, linen algo limestone, the dolomitization occurs in the interior of the algo, well Jian-44, 3 776.8 m(-); b—dolomitization and denudation, light gray dolostone, dissolved pores are filled with secondary dolomite, well Jian-7, 3 540.37 m; c—dolomitization and denudation, light gray crystal powder dolostone, intercrystal dissolved pore well developed, well Jian-44, 3 784.8 m(-); d—tectonic crack and diagenetic crack, linen algo dolostone, network cracks, being dissected but not filled, well Jianping-7, 4 376 m(-); e—diagenetic crack, linen punctuate dolostones, well Jian-44, 3 784 m(-); f—tectonic cracks, not being filled, cryptomere dolostone, well Jianping-7, 4 276 m(-)

3.4.3 破裂作用

破裂作用主要是指早成岩阶段压实作用形成的成岩裂缝(溶缝)(图 9e)和晚成岩期构造应力形成的构造裂缝(图 9f)(董霞等,2010)。成岩裂缝在镜下表现为锯齿状或港湾状,后期可被有机质所充填,构造裂缝则比较平直,一般呈未充填状态。虽然两者在发育规模上有显著区别,但是总的来说,裂缝对于改善储层物性,尤其对提高储层的渗透率起到了关键作用。

4 储层综合评价

岩性和沉积相主要控制储层发育的储集岩类型,相对海平面变化主要控制储层发育于层序格架中的位置,而成岩作用对储层物性的后期改造影响则最大。对储集岩合理进行分类是评价储层的基础,国内外学者提出许多储层分类的参数与方法,但应该用哪几种参数及选用什么方法标准很难统一。本次研究采用孔隙度、渗透率两个评价参数,结合实际生产情况进行综合储层分类,分类标准见表 1。

表 1 建南地区长兴组储层类型划分标准

Table 1 Division criteria for Changxing Formation reservoir types in Jiannan area

类别	I	II	III	IV
储层类型	高孔高渗储层	中孔中渗储层	低孔低渗储层	特低孔特低渗
孔隙度(%)	>12	12~5	2~5	<2
渗透率($10^{-3}\mu\text{m}^2$)	>10	10~0.1	0.1~0.001	<0.001

根据上述标准,建南地区长兴组储层类型以Ⅲ类(低孔低渗)为主,其次为Ⅳ类(特低孔特低渗),Ⅱ类(中孔中渗)和Ⅰ类(高孔高渗)储层较少。由图 8 可以看出,纵向上,四级层序sq2和sq3的HST储层物性最好,sq4和sq5的HST次之;横向上,自北西至南东方向,礁滩储层厚度基本上呈现逐渐增大的趋势。

5 结论

- (1)建南地区长兴组有利储层岩石类型主要为礁云岩、礁灰岩和颗粒云岩等,储集空间主要为晶间孔、晶间溶孔和裂缝,为低孔中低渗裂缝-孔隙型储层。
- (2)长兴组礁滩储层的发育严格受沉积相和相

对海平面变化控制,储层主要发育于相对海平面下降时期,以台缘礁和台缘滩为最有利的相带,应是进行储层预测评价的主要对象。

(3)成岩作用对储层特征的影响较大,主要有白云石化作用,溶蚀作用和破裂作用。白云石化作用是长兴组礁滩储层中最普遍也最为重要的成岩作用,溶蚀作用和破裂作用则对改善储层的物性起到了关键作用。

(4)采用孔隙度和渗透率两个参数对长兴组礁滩储层进行综合评价,研究表明储层类型主要为Ⅲ类(低孔低渗),其次为Ⅳ类(特低孔特低渗),Ⅱ类(中孔中渗)和Ⅰ类(高孔高渗)储层较少。

References

Chen Jinren and Yin Yuguang. 1981. The exploration practice of Changxing Formation organic reef gas reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2: 27~33(in Chinese).

Dong Xia, Zheng Rongcai, Wang Jiong, et al. 2010. Reservoir sedimentological characteristics of theUpper Permian Changxing Formation in Kaijiang-Liangping area[J]. Acta Petrologica et Mineralogica, 29(1): 67~78(in Chinese with English abstract).

Geng Wei, Zheng Rongcai, Li Shuang, et al. 2008. Characteristics of reservoirs of Upper Permian Changxing Formation in the eastern Kaijiang-Liangping intraplateform trough in Sichuan[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 35(6): 639~647(in Chinese with English abstract).

Guo Chuan, Li Guorong, Yang Yingying, et al. 2011. Sequence stratigraphy and sedimentary facies characteristics of Changxing Formation in southeastern Sichuan Basin[J]. Fault-block Oil and Gas Field, 18(6): 722~725(in Chinese with English abstract).

Hu Mingyi, Hu Zhonggui, Qiu Xiaosong, et al. 2012. Platform edge reef and bank structure and depositional model of Changxing Formation in Panlongdong section, Xuanhan, northern Sichuan[J]. Journal of Earth Science, 23(4): 431~441.

Hu Mingyi, Wei Huan, Qiu Xiaosong, et al. 2011. Reef composition and their forming models of Changxing Formation in jiantianba section of Sichuan, Western Hubei[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 30(1): 33~41(in Chinese with English abstract).

Jiang Zhongzheng. 2009. The detailed study of the sequence stratigraphy and the reservoir of the Changxing Formation in the northeast of the Sichuan Basin[D]. Sichuan: Chengdu University of Technology: 13~16(in Chinese with English abstract).

Ma Yongsheng, Mu Chuanlong, Guo Tonglou, et al. 2005. Sequence

- stratigraphy and reservoir distribution of the Changxing Formation in northeastern Sichuan Basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 12(3): 179~185 (in Chinese with English abstract).
- Qin Jun, Chen Yuming and Liu Wenhui. 2011. Prediction of reef and bank reservoir of the Permian Changxing Formation in Jiannan region, Sichuan Basin[J]. *Journal of Palaeogeography*, 13(4): 426~433 (in Chinese with English abstract).
- Qin Jun, Chen Yuming and Wu Ningnan. 2010. Some understanding to predict bioreef shoal reservoir in Jiannan area[J]. *Natural Exploration and Development*, 33(3): 12~15 (in Chinese with English abstract).
- Tang Dehai and Zeng Tingting. 2010. Characteristic of sequence and sedimentary facies of Changxing Formation in Shijiachang, northern of south-eastern Sichuan[J]. *China Mining Magazine*, 19(9): 113~117 (in Chinese with English abstract).
- Wang Chunmei, Wang Chunlian, Liu Chenglin, *et al.* 2011. Sedimentary facies, sedimentary model and evolution of Changxing Formation in northeast Sichuan basin[J]. *Geology in China*, 38(3): 594~609 (in Chinese with English abstract).
- Wang Ruihua. 2006. Sedimentary facies, diagenesis and reservoir characteristics of Changxing Formation in Daxian-Xuanhan, Northeast Sichuan[D]. Beijing: Institute of Geological Science in China: 19~20 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Jianyong, Liu Wenhui, Tenger, *et al.* 2010. Characteristics of natural gas in P₂ch-T₁f layers in Jiannan gas field and gas source correlation[J]. *Natural Gas Geosciences*, 21(6): 1004~1112 (in Chinese with English abstract).
- Zou Juncheng, Liang Xiwen and Li Sha. 2007. Seismic anomaly and hydrocarbon exploration potential of Changxing Formation of bioreef, Huanglianxia region in northern-east Sichuan[J]. *Natural Gas Exploration & Development*, 30(4): 15~18 (in Chinese with English abstract).
- ## 附中文参考文献
- 陈劲人, 银玉光. 1981. 建南气田长兴组生物礁气藏的勘探实践[J]. *石油勘探与开发*, 2: 27~33.
- 董霞, 郑荣才, 王炯, 等. 2010. 开江-梁平地区上二叠统长兴组储层岩石学特征[J]. *岩石矿物学杂志*, 29(1): 67~78.
- 耿威, 郑荣才, 李爽, 等. 2008. 开江-梁平台内海槽东段长兴组礁、滩相储层特征[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 35(6): 639~647.
- 郭川, 李国蓉, 杨莹莹, 等. 2011. 川东南地区长兴组层序地层与沉积相特征[J]. *断块油气田*, 18(6): 722~725.
- 胡明毅, 魏欢, 邱小松, 等. 2011. 鄂西利川见天坝长兴组生物礁内部构成及成礁模式[J]. *沉积学报*, 30(1): 33~41.
- 姜忠正. 2009. 川东北地区长兴组层序地层与储层精细研究[D]. 四川: 成都理工大学, 13~16.
- 马永生, 牟传龙, 郭彤楼, 等. 2005. 四川盆地东北部长兴组层序地层与储层分布[J]. *地学前缘*, 12(3): 179~185.
- 秦军, 陈玉明, 刘文辉. 2011. 四川盆地建南地区二叠系长兴组生物礁滩储集层预测[J]. *古地理学报*, 13(4): 426~433.
- 秦军, 陈玉明, 伍宁南. 2010. 建南地区生物礁滩储层预测的几点认识[J]. *天然气勘探与开发*, 33(3): 12~15.
- 唐德海, 曾婷婷. 2010. 川东南北部石家场长兴组层序-沉积相特征[J]. *中国矿业*, 19(9): 113~117.
- 王春梅, 王春连, 刘成林, 等. 2011. 四川盆地东北部长兴组长期沉积相、沉积模式及其演化[J]. *中国地质*, 38(3): 594~609.
- 王瑞华. 2006. 川东北达县-宣汉地区长兴组沉积相、成岩作用与储层特征研究[D]. 北京: 中国地质科学院, 19~20.
- 张建勇, 刘文汇, 腾格尔, 等. 2010. 建南气田长兴组-飞仙关组天然气特征及气源分析[J]. *天然气地球科学*, 21(6): 1004~1112.
- 邹军成, 梁西文, 李莎. 2007. 川东北黄连峡地区长兴组生物礁地震异常特征及油气勘探潜力[J]. *天然气勘探与开发*, 30(4): 15~18.