

Analysis on the Characteristics of Changxin Formation Reservoir in the Dachuanzhong Area*

Zubing Li¹, Yifeng Qiao², Jiaqiang Ou³

¹Chongqing University of Science and Technology, Chongqingdaxue Town, Chongqing

²Chuanxibei Gas Mines, Petrochina Southwest Oil and Gas Field Company, Suining

³Chuanzhong Oil and Gas Mines, Petrochina Southwest Oil and Gas Field Company, Jiangyou
Email: lizubing708@163.com

Received: Oct. 22nd, 2013; revised: Nov. 14th, 2013; accepted: Nov. 25th, 2013

Copyright © 2013 Zubing Li et al. This is an open access article distributed under the Creative Commons Attribution License, which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited. In accordance of the Creative Commons Attribution License all Copyrights © 2013 are reserved for Hans and the owner of the intellectual property Zubing Li et al. All Copyright © 2013 are guarded by law and by Hans as a guardian.

Abstract: In view of the questions in the mountain regions of Changxing group that gas reservoir exploration degree is low and that the development features of reservoir cognition degree are not high, from the Changxing formation and development of tectonic characteristics, characteristics of formation distribution, petrological characteristics and characteristics of logging response, this article analyzed the reservoir characteristics of Changxing group. Due to the two stages between highlands and the influence of the craters in highlands, mud-microcrystalline limestone, bioclastic limestone, calcarenite and biological reef limestone rocks are developed in the study area of Changxing group reservoir. Raw crumb limestone and biological limestone reef reservoir are not widely distributed in the study area, but in the form of dotted distribution. Reservoirs are generally characterized by low porosity and low permeability reservoir. The reservoir space is mainly for the groove reservoir, locally developed for the fracture-pore type reservoir. The logging response is more obvious, easily recognized from logging, and it shows that the curve shapes of the resistivity and porosity form a “U” or “W” type change, and rarely present thickness and small spikes of “V” characteristics.

Keywords: Changxing Group; Pore Reservoir; Logging Response

大川中地区长兴组储层特征分析*

李祖兵¹, 桥钇峰², 欧家强³

¹重庆大学城重庆科技学院, 重庆

²中国石油西南油气田分公司川西北气矿, 遂宁

³中国石油西南油气田分公司川中油气矿, 江油

Email: lizubing708@163.com

收稿日期: 2013年10月22日; 修回日期: 2013年11月14日; 录用日期: 2013年11月25日

摘要: 针对大川中地区长兴组气藏勘探程度低、储层发育特征认识程度不高的问题, 本文从长兴组地层发育的构造特征、地层展布特征、岩石学特征及测井响应特征等方面对长兴组储层特征进行了分析。认为研究区长兴组储层由于受2个台内高带和高带之间的凹地的影响, 发育有泥-微晶灰岩、生物碎屑灰岩、砂屑灰岩以及生物礁灰岩等岩性。生屑灰岩、生物礁灰岩储层在研究区并不是广泛分布, 而是呈点状的形式展布。储层总体上表现为低孔低渗储层, 储集空间主要为孔型储层, 局部发育裂缝-孔隙型储层。储层的测井响应较为明显, 从孔隙度测井及电阻率测井上易于识别, 表现为孔隙度曲线和电阻率曲线形状多呈“U”或“W”字型变化, 很少呈现厚度小的尖刺状“V”字型特征。

*基金项目: 本论文获得重庆市教委科学技术项目资助(KJ131419); 中石油创新基金项目资助(2013D-5006-0104)。

关键词：长兴组；孔隙型；测井响应

1. 引言

中国海相碳酸盐岩分布广泛、厚度大、岩石类型多，但由于碳酸盐岩成因的地质条件复杂，控制碳酸盐岩储层发育与分布的因素较多，特别是优质储层的发育与分布是制约着油气勘探开发的重要瓶颈之一。大川中地区长兴组碳酸盐岩储层较为发育，特别是川中地区发育的2个生物礁滩高带，为有利储层发育区域，成藏条件优越，礁滩异常面积达2500 km²，天然气资源量3700 × 10⁸ m³，勘探潜力大^[1]。目前区内钻遇长兴组地层的井共22口，其中试油15口，有3口井获工业气流(即王家1井、磨溪1井和涪1井)。其它井在钻遇过程中都有不同程度的显示。通过调研可以发现，目前针对大川中地区长兴组碳酸盐岩储层，特别是有关生物礁储层特征研究的文献很少，几乎都是对研究区生物礁分布及其预测做了一些研究工作，如孙金梦等人对涪1井潜伏生物礁及其测井特征进行了研究(1990)，张奇等人对川中地区晚二叠世蓬溪-

武胜台内凹陷分布对台内生物礁滩分布的控制作用进行了研究(2010)，屠志慧等人对川中地区长兴组地震相特征进行了研究(2011)。这些研究成果是从生物礁储层测井特征、控制因素及地震响应等方面进行研究，没有对储层的岩石学特征、微观结构特征及其在测井资料上的响应特征进行分析。本文将根据现有的资料情况，拟从岩性特征、微观结构特征、测井响应特征等角度综合分析研究区长兴组的储层特征。研究成果可为下一步长兴组气藏的勘探工作提供参考。

2. 研究区地质背景

大川中地区构造位置隶属于四川盆地川中古隆中斜平缓构造带，东部与川东古斜中隆高陡断褶带相连，南部为川南古坳中隆低陡穹形带，西接安岳-通贤平缓构造带。晚二叠世期间，受“峨嵋地裂运动”的影响，在拉张构造背景下，形成了隆凹相间的沉积格局，表现为广安台内高带、遂宁台内高带及2高带之间的蓬溪-武胜台凹(图1)。

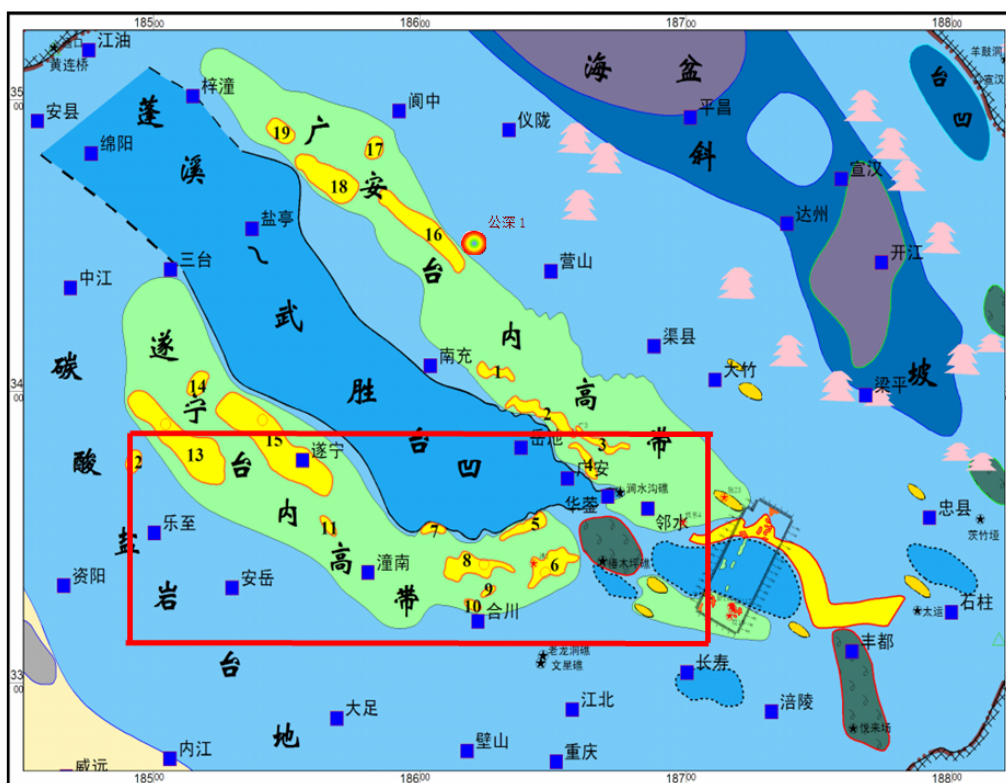


Figure 1. The top structure outline of Changxing group in Dachuanzhong area
图 1. 大川中地区长兴组顶部构造纲要图

通过对钻遇长兴组地层的岩心资料、岩屑录井资料和测井资料分析,本区长兴组沉积期经历了多个海侵海退旋回^[2]。古气候旋回界面、海水进退旋回界面在工区范围内近乎是等时的,在测井曲线上具有明显的岩电响应特征,并且可大范围追踪对比。长兴组下伏龙潭组,上覆三叠系下统的飞仙关组地层(图2)。根据沉积特征可将研究区长兴组划分为4段。其中,长兴一段为黑灰色、深灰色灰岩夹黑灰色燧石灰岩;长二段上部为黑色页岩与灰岩呈不等厚互层,下部为浅灰色灰岩,偶夹燧石结核灰岩;长三段为一套浅灰色、灰色灰岩。长四段为深灰色、浅灰色灰岩,上部夹两层黑灰色燧石灰岩,底部黑色页岩与长三段以整合

接触。

根据前人的研究^[3],研究区属于海相碳酸盐岩台地及碳酸盐岩斜坡带沉积亚相,目前高产的王家1井和涪1井均处于遂宁高带内。在碳酸盐岩台内高地可进一步划分出潮坪、泻湖和滩坝微相。生物礁主要以点礁的形式分布于2个高带内。

从钻井过程中的油气显示及试气结果分析,长兴组各段油气显示井和工业气井的分布受台内高地的控制,都分布在高地内部或高地边缘。

3. 岩石学特征

通过对长兴组碳酸盐岩的岩心观察、薄片鉴定资

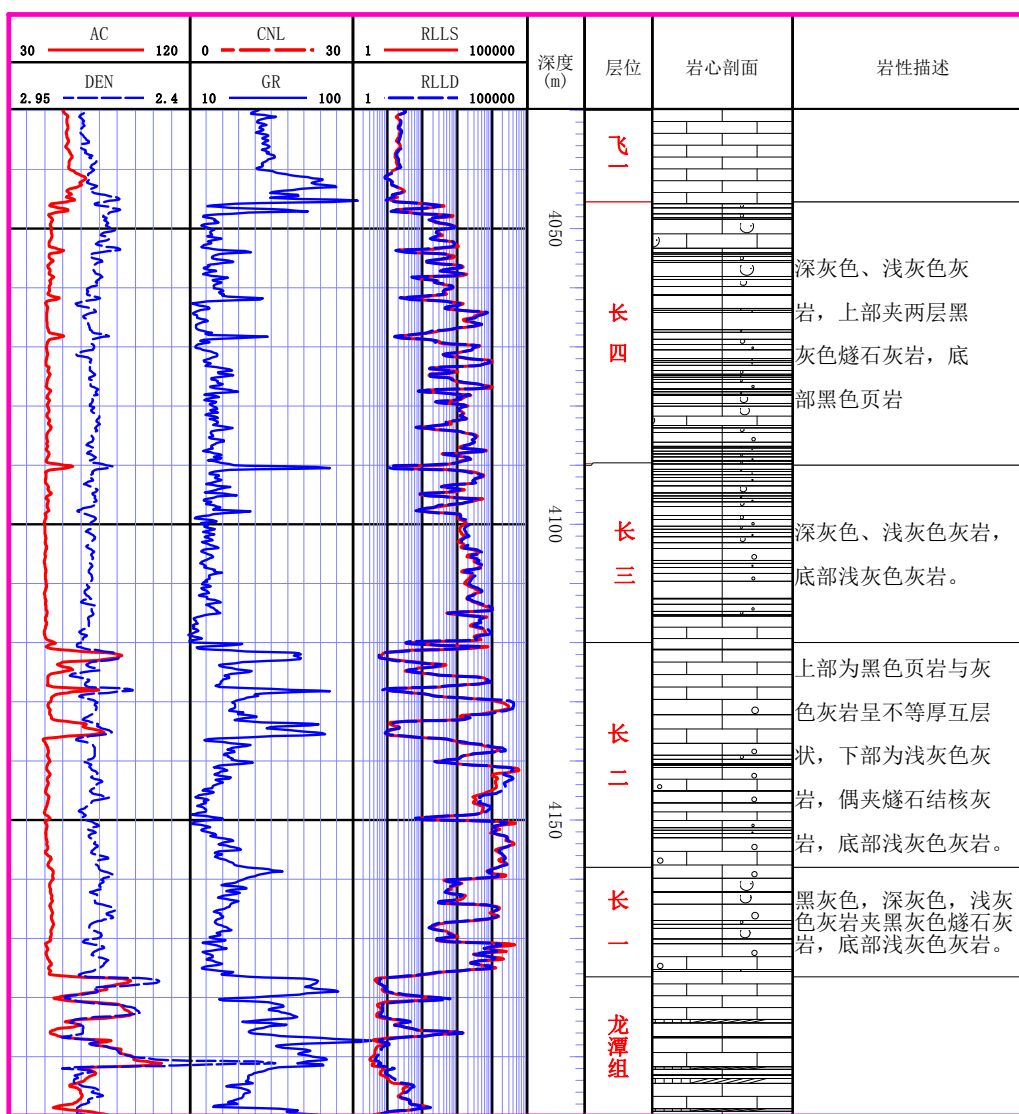


Figure 2. The synthetic histogram formation of Changxing group in Dachuanzhong area
图2. 大川中地区长兴组地层综合柱状图

料及岩屑录井资料的分析可知,长兴组储层的岩石类型主要为泥-微晶灰岩、生物碎屑灰岩、砂屑灰岩以及生物礁灰岩,偶尔发现白云化灰岩及灰质白云岩等。

1) 泥-微晶灰岩

该类岩石在长兴组大量发育,由泥-微晶方解石组成(图 3(a)),占 90%以上。一般为浅褐灰色-深灰色,中-薄层的致密块状为主,亦见厚层块状,含有少量介形虫、腹足、瓣鳃、棘皮、红藻等生物碎屑的或含生物碎屑泥粉晶灰岩(图 3(b))。其沉积特征表明,该类岩石一般形成于水体较安静的沉积环境中,在台地内部开阔静浅水区域和前缘斜坡环境中普遍分布。泥-微晶灰岩在沉积时虽含有大量细小晶间微孔,经过后期压实压溶作用的改造,储集性能极差,一般仅

能作为非储集岩类。局部泥-微晶灰岩发生白云岩化作用形成的泥-粉晶白云质灰岩具有一定的储集性。

2) 微晶生屑灰岩

该类灰岩广泛分布于长兴组,颗粒以生物碎屑为主,另含少量砂屑和鲕粒,颗粒之间充填物为灰泥和重结晶而成微晶或粉晶^[4]。在颗粒中仍有一些成岩期充填的亮晶方解石胶结物。生物主要为腹足类,其次为瓣鳃类壳,另有少量有孔虫和腕足类(图 3(c)、(d))。腹足类往往比较完整,瓣鳃壳一般呈碎屑状。

3) 白云岩类

研究区含有较少的白云岩类,不如其上的飞仙关组地层发育^[5-7],且多数白云岩化不彻底,一般为白云岩与灰岩的过渡岩类(图 3(e)、(f))。主要为泥-微晶白云石、粉晶白云石和细晶白云石等。

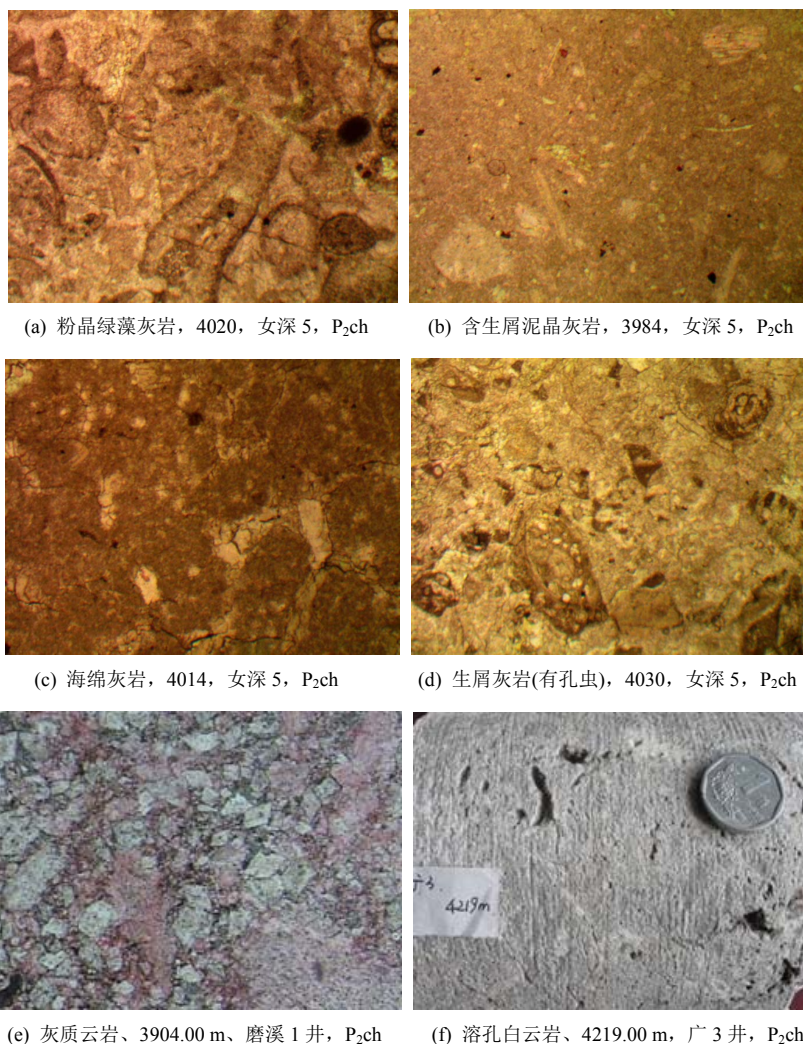


Figure 3. Photos of the main rock types in the area
图 3. 研究区主要岩石类型照片

研究区的细晶白云石在偏光显微镜下通常表现不太洁净，显褐黄色，有的具颗粒残余或幻影结构。晶间多呈直线形-凹凸形接触，在阴极射线下发均一的暗红色，少数发玫瑰红色光。粉晶白云石多数晶体表面比较混浊，少数较明亮。铸体薄片和扫描电镜下均可见白云石的晶间孔。

4) 生物礁灰岩类

长兴组礁、滩储层一般发育在长三、四段，在广安高带、遂宁高带分布较稳定^[8]。通过完成对研究区部分井岩屑录井资料的对比分析，生物礁灰岩纵向上分布在灰岩、灰质白云岩及白云质灰岩之间。从对比剖面图中可以看出(图4)，生屑白云岩储层分布并不广泛，仅在王家1井和与之较远的涧水沟有分布。生屑灰岩也具有局部分布的特征，仅在涪1井区有分布。这也说明了大川中地区的生物礁多属于点礁。

4. 储集空间特征

4.1. 基本孔隙类型

碳酸盐岩储层孔隙主要由原生孔隙和大量的次生孔隙组成。与碎屑岩储层相比，碳酸盐岩储层具有更为复杂多变的孔隙体系，其原因在于碳酸盐岩自生较强的化学活泼性^[6,7,9]。在其漫长的沉积和埋藏成岩历史中，碳酸盐岩极易受到溶蚀、充填、白云化等成岩作用的影响，使得碳酸盐岩储集层往往具有岩性变化大、孔隙类型多、物性变化无规律等特点^[7,9,10]。参考Choquette和Pray(1970)关于碳酸盐岩孔隙类型划分方案，结合研究区岩心观察、薄片鉴定及岩屑录井等资料，根据其成因、形态、大小及分布特征，可将本区长兴组碳酸盐岩储层的储集空间划分为以下几种(表1)。

1) 粒间孔：此类孔隙是研究区长兴组主要的储集

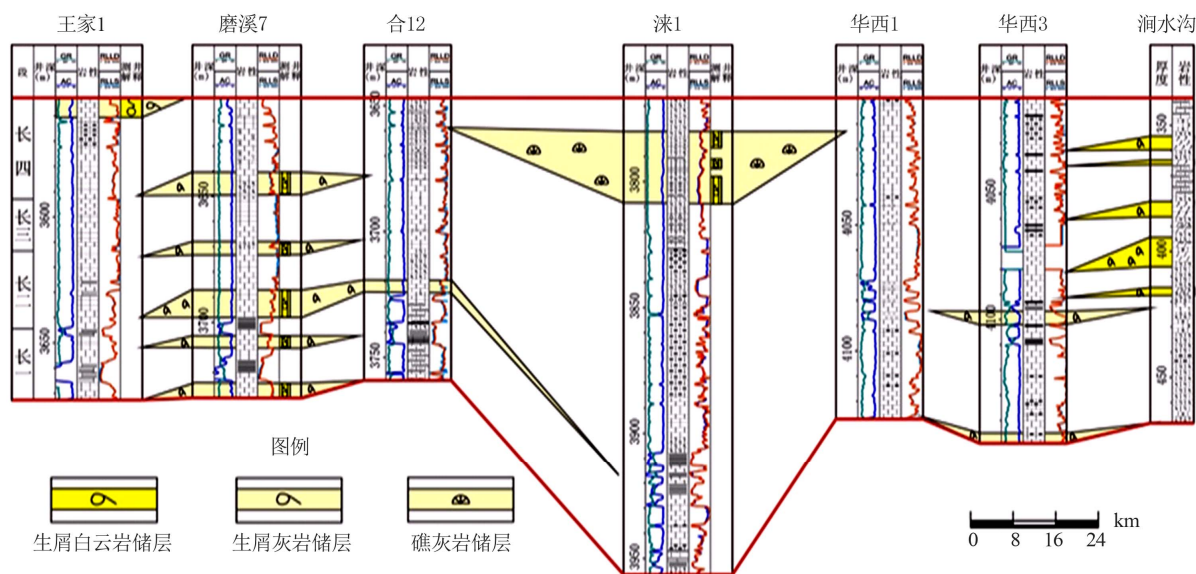


Figure 4. The distribution characteristics of reef between Wangjia 1 and Lai 1 and Huaxi 1 well

图4. 王家1-涪1-华西1井长兴组生物礁分布特征

Table 1. Changxin's statistical table set of the main storage reservoir space type in Dachuanzhong area

表1. 长兴组储层主要储集空间类型统计表

岩石类别	主要孔隙类型	孔隙度(%)	裂缝发育程度	储层类别
生物碎屑灰岩	粒内、粒间溶孔、铸模孔	7.0~15	欠发育	I + II
鲕粒灰岩	粒内、粒间孔、晶粒孔	3~8	较发育	II + III
燧石灰岩	粒内、粒间孔、溶缝	3~10	发育	II + III
砂屑灰岩	粒间孔及少量溶缝	0.8~2.5	较发育	III + 非储层
泥质灰岩	粒间孔、晶间孔	0.5~1.5	较发育	III + 非储层
泥-粉晶灰岩	粒间孔、晶间孔	0.5~1.5	欠发育	III + 非储层

空间类型，同时伴有在粒间孔基础上被溶蚀扩大形成的粒间溶孔，在镜下可见二者共生情况。一般发育于具颗粒岩支撑的砂屑、生物碎屑、鲕粒及残余颗粒云岩中，颗粒结构比残余颗粒结构孔渗条件要好，变形颗粒结构多为片状孔喉，储渗相对较差。

2) 粒内孔：此类孔隙常与粒间孔伴生，多为鲕粒内溶孔，砂屑内溶孔、生屑内溶孔，隐藻屑内溶孔等，是长兴组储层的另一种重要储集空间。

3) 晶间孔：此类孔隙常与晶间溶孔伴生。形成于成岩期、后生期，常见白云化晶间孔、填隙物(方解石、白云石)晶间孔、粒内再充填晶间孔及晶间溶蚀孔。

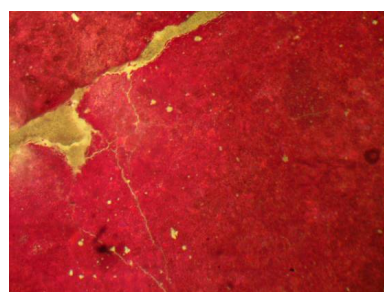
4) 裂缝：长兴组储层的储集空间除了孔隙外，局部因受构造力和成岩压实作用形成的微裂缝。从图 5 中可以看出，裂缝往往在储层发育中起建设性的作用，酸性的流体沿着裂缝进行溶蚀，扩大了储集空间，图

5(a)、5(d)中明显地可见裂缝发育。研究区的裂缝具有多期发育的特点，每期裂缝发育展布的方向差异较大。

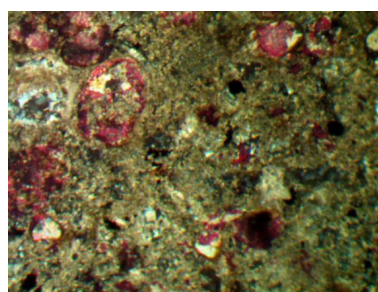
通过对目的层段的岩心观察、薄片鉴定及铸体资料的分析可知，长兴组储层的储集空间以孔隙为主，局部发育少量的裂缝-孔隙型储层(图 5)。

4.2. 微观结构特征

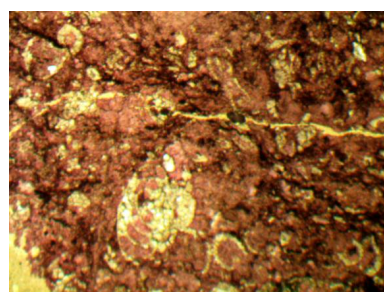
通过对研究区涑 1 井长兴组 8 个样品的铸体薄片和 92 个岩性薄片观察资料分析，生物礁灰岩，具有生物骨架孔、方解石晶间孔及构造微缝等储集空间类型。生物骨架孔、晶间孔孔径 0.005~0.03 毫米，面孔率少~1.0%。构造微缝长 5~11 毫米，宽<0.01~0.35 毫米，有的被方解石充填，未充填者面孔率少~0.1%。18 个样品电镜扫描分析结果也证实了研究区长兴组储层的储集空间是以晶间孔隙及少数溶孔主要为主



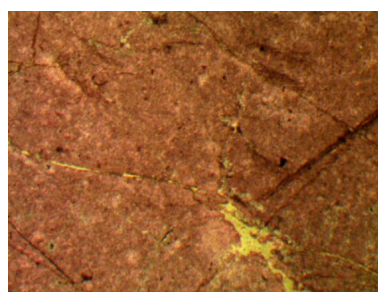
(a) 溶缝，磨深 2，3786 m，P₂Ch



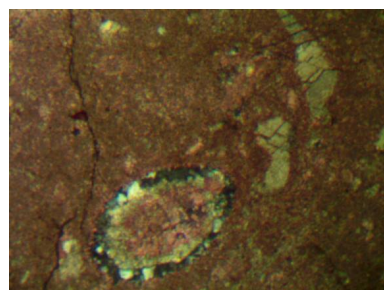
(b) 孔洞中充填硅质，女深 5，4156 m，P₂Ch



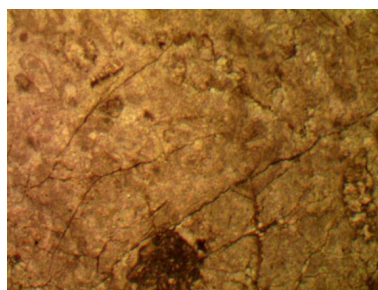
(c) 含生物碎屑粉晶灰岩中发育裂缝，女深 5，4078 m，P₂Ch



(d) 裂缝，女深 5，3970 m，P₂Ch



(e) 溶蚀孔被硅质充填，女深 5，3994 m，P₂Ch



(f) 裂缝系统比较发育，女深 5，4016 m，P₂Ch

Figure 5. The reservoir space characteristics graph of reservoir in Dachuanzhong area
图 5. 长兴组储层储集空间特征图

(晶间、粒间的及粒内的溶孔)。

另外,从涪1井7个压汞资料的统计分析可知(表2),孔喉半径大于 0.1 μm 的体积只占孔隙体积的 21.18%($r_{50} = 0.0107 \mu\text{m}$)。孔喉分选差,粗孔少,细歪,退汞效率低,其孔喉结构样型为微孔微吼型。I 类储集岩的排驱压力、饱和度中值压力低 > 0.1 μm 的孔喉占总孔喉体积大,孔喉半径大,粗孔较多,分选较差,汞不饱和体积小,退汞效率稍高,是较好储层。

4.3. 储层物性特征

由于长兴组储层的研究程度不高,物性分析资料

不多。仅从这几口井的物性资料分析可以得出长兴组储层的孔渗普遍偏低,属于低孔低渗储层。

研究区样品点孔隙度小于 2%的约占 90%以上,渗透率一般小于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。从测井解释结果统计分析,长兴组储层的孔隙度主要分布在 2%~4%区间。

5. 储层测井响应特征

长兴组储层以灰岩中发育孔隙型储层为主。裂缝的测井响应特征为高阻背景值下的低值指状响应。除高孔隙层段电测常规显示较为明显外,以低孔低渗、

Table 2. The numerical characteristics of reservoir pore throat statistics of Lai 1 well in changing four sections
表 2. 涪 1 井长四段储层孔喉数字特征统计表

储层类别	空隙结构类型	取值	Pa (kg/m ²)	Ra (μm)	Pc50 (kg/m ²)	r50 (μm)	退汞效率(%)	汞不饱和体积(%)
I	微孔小喉型	区间值	9.7767~39.9137	0.7671~0.1879	51.3299~156.0603	0.1461~0.0481	2.9703~14.0667	11.1111~22.9007
		均值	17.4532	0.4297	0.0737	0.0737	10.2280	17.6637
II	微孔微喉型	区间值	39.2932~136.7506	0.1832~0.0548	0.0286~<0.0019	0.0286~<0.0019	0~8.5106	32.00~61.2245
		均值	81.8844	0.0916	<0.005	<0.005	2.8369	42.3424
I+II 类	微孔微喉型	区间值	9.7767~136.7506	0.7671~0.0548	0.1461~<0.0019	0.1461~<0.0019	0~14.1667	11.1111~61.2245
		均值	45.0661	0.1664	0.0107	0.0107	7.0604	28.2403

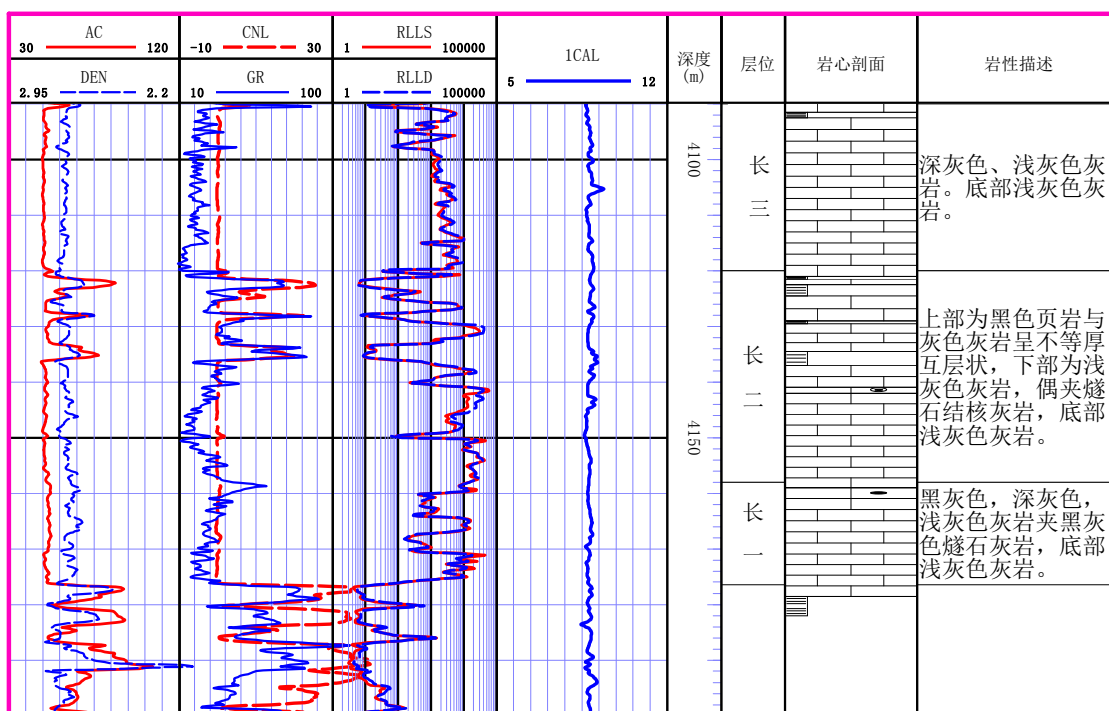


Figure 6. The picture of Huaxi 2 well 4090 - 4200 m section of the well logging curves
图 6. 华西 2 井 4090-4200 米井段测井曲线图

II、III类储层为主的储层段，加之储层厚度比较薄，因此测井识别难度较大，特别是针对孔隙度测井系列只有声波测井的老资料，在声波对储层反映不敏感的情况下更不容易识别出储层。在较纯的灰岩、白云岩中，长兴组储层具有高中子、高声波、低密度及相对低电阻率特征。但各层段组储层较为复杂，储集空间有孔隙型、裂缝-孔隙型、孔隙-裂缝型、裂缝型及上述各种类型的组合，因此表现在测井曲线上具有不同的响应特征。

为此，在研究长兴组储层的测井响应特征时，通过岩屑录井显示和试油资料的分析，结合对应井段的测井资料，归纳认为目前长兴组孔隙型、裂缝-孔隙型储层厚度相对较大，电阻率曲线形状多呈“U”或“W”字型变化，不会呈厚度小的尖刺状“V”字型特征。表现为低伽玛、高中子、高声波、低密度及相对低电阻率等常规测井响应特征，特别是GR值一般都小于30API，密度值小于 2.5 g/cm^3 (图6)。

图6是华西2井长兴组部分井段地层测井曲线图，4090~4200米井径无明显变化。从4122-4136井段图中可以看出，伽玛值高低相间，低值在30API左右，声波增大。解释的储层最大孔隙度5%。深浅双侧向为正差异降低，属低伽玛、高声波及相对低电阻率储层。

6. 结论

通过对大川中地区长兴组碳酸盐岩储层发育的构造及地层展布特征、岩石学特征及微观结构特征的分析，可以得出如下几个方面的结论：

1) 长兴组储层岩石主要为泥-微晶灰岩、生物碎屑灰岩、砂屑灰岩以及生物礁灰岩，由研究区长兴组沉积时所处的台内高地、斜坡及2个高带之间的凹地环境控制。生屑灰岩、生物礁灰岩储层分布并不广泛，而是多呈点状分布。

2) 研究区长兴组主要表现为低孔低渗储层，以孔隙型储层为主，但局部发育裂缝-孔隙型储集类型。

3) 长兴组储层发育段的GR值一般小于30API，孔隙度曲线和电阻率曲线形状多呈“U”或“W”字型变化，不会呈厚度小的尖刺状“V”字型特征。

参考文献 (References)

- [1] 顾家裕, 张兴阳, 罗平等 (2005) 塔里木盆地奥陶系台地边缘生物礁、滩发育特征. *石油与天然气地质*, **3**, 277-283.
- [2] 吴熙纯, 刘效增, 杨仲伦等 (1990) 川东上二叠统长兴组生物礁控储层的形成. *石油与天然气地质*, **3**, 283-297.
- [3] 牟传龙, 马永生, 王瑞华等 (2005) 川东北地区上二叠统盘龙洞生物礁成岩作用研究. *沉积与特提斯地质*, **1**, 198-202.
- [4] 黄思静, 裴昌蓉等 (2006) 川东三叠系飞仙关组白云岩镭含量、镭同位素组成与白云石化流体. *岩石学报*, **8**, 2123-2134.
- [5] 高梅生, 郑荣才, 文华国等 (2007) 川东北下三叠统飞仙关组白云岩成因-来自岩石结构的证据. *成都理工大学学报(自然科学版)*, **3**, 297-304.
- [6] 张传禄, 张永生, 康棋发等 (2001) 鄂尔多斯南部奥陶系马家沟群马六组白云岩成因. *石油学报*, **3**, 22-26.
- [7] 张永生 (2000) 鄂尔多斯地区奥陶系马家沟群中部块状白云岩的深埋白云石化机制. *沉积学报*, **3**, 424-430.
- [8] 马永生, 牟传龙, 谭钦银等 (2007) 达县-宣汉地区长兴组-飞仙关组礁滩相特征及其对储层的制约. *地学前缘*, **1**, 182-192.
- [9] 牟传龙, 马永生, 王瑞华等 (2005) 川东北地区上二叠统盘龙洞生物礁成岩作用研究. *沉积与特提斯地质*, **1-2**, 198-202.
- [10] 李振宏, 杨永恒 (2005) 白云岩成因研究现状及进展. *油气地质与采收率*, **2**, 5-8.