

川北阆中—南部地区长兴组储层特征

李 勇¹ 鲍志东² 张贵生¹ 余 波¹ 刘远洋¹ 陈 俊³

(1. 中国石油化工股份有限公司西南油气分公司勘探开发研究院, 四川 成都 610081; 2. 中国石油大学资源与信息学院, 北京 102249; 3. 中国石化集团西南石油局测井公司, 四川 成都 610100)

摘要: 四川盆地北部阆中—南部(地名)区块处于川中隆起与川北坳陷的斜坡部位, 具有优越的成藏条件。运用钻井岩心观察、岩屑描述、铸体薄片观察、压汞分析、地球物理资料解释等分析手段, 对研究区长兴组储层特征进行了研究。结果表明, 储层发育有利的沉积相带为开阔台地相台内滩亚相及台缘礁滩沉积, 储层岩石类型以生物灰岩、砂屑灰岩、泥晶灰岩为主; 储层的储集空间类型多样, 孔、洞、缝均有, 粒间孔、体腔孔为研究区储层主要的孔隙类型; 喉道普遍狭窄, 喉道类型主要是微喉, 少量细喉; 平均孔隙度为 1.16%, 平均渗透率为 $0.5415 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属特低孔特低渗致密储层; 长兴组储层呈现“低频、弱振幅、杂乱反射”的地震响应特征, 测井信息反映含气储层具有“两低一高”的特征。

关键词: 储层特征; 长兴组; 四川盆地; 阆中—南部

中图分类号: P618.130.2² **文献标志码:** A **文章编号:** 1000-3657(2011)03-0586-08

阆中—南部地区具有优越的成藏地质条件, 截止 2009 年底, 陆相地层拥有原油探明储量 $130 \times 10^4 \text{t}$, 天然气探明储量 $4.41 \times 10^8 \text{m}^3$, 海相圈闭资源量达 $5356.43 \times 10^8 \sim 5781.83 \times 10^8 \text{m}^3$, 勘探潜力巨大, 是中石化西南油气分公司建设百亿气田的资源后备区与勘探接替领域^[1-6]。目前, 区内海相层系的油气勘探程度较低, 共有钻井 3 口, 即川石 55 井和石深 1 井以及近期完钻的阆中 1 井钻达海相地层, 仅有阆中 1 井钻穿长兴组, 并在长兴组有较好的油气显示, 另外两口未钻遇长兴组。

邻区钻遇长兴组的有龙 4 井与编 1 井^[7]。中石油、中石化先后在研究区以北的元坝地区、普光地区长兴组储层中均喜获高产工业气流^[8-12], 邻区这些喜人的油气成果都极大鼓舞了对研究区长兴组的勘探信心。区内长兴组勘探程度相对较低, 资料较少, 为此需要开展长兴组储层研究方面的工作以加强地质认识, 这对研究区长兴组下一步的勘探具有重要的参考。

1 研究区地质背景

四川盆地北部阆中—南部区块位于川中隆起北斜坡, 整体构造呈北东倾向的斜坡。其北和东与梓潼—苍溪鼻状构造带和仪陇—平昌低缓构造带毗邻, 构造格局受控于米仓山、大巴山及冲断构造变形的共同影响, 整体构造变形较弱, 地层平缓, 处于川北坳陷与川中隆起的过渡带(图 1)。

阆中—南部地区自加里东以来, 长期是川中古隆起北部斜坡带向西南方向抬升的一个鼻状构造, 先后经历了加里东、海西早期(东吴运动)、海西晚期(峨眉地裂运动)、印支、燕山和喜山等多期重要的构造运动。区内发育石龙场、金星场等局部构造。

据前人的研究^[13], 研究区主要属开阔台地沉积, 其东北角据地震预测有台缘礁滩沉积, 向北与元坝台缘礁滩连为一体, 阆中 1 井单井沉积相分析为开阔台地相滩间及台内滩亚相沉积。其中, 滩间亚相以沉积含生屑微晶灰岩为主; 浅滩亚相岩性为浅灰色亮晶生

收稿日期: 2010-10-29; 改回日期: 2010-12-28

基金项目: 中国石化海相前瞻性基金资助项目(G0800-06-ZS-349)及中石化西南油气分公司项目“阆中—南部区块海相气藏新增天然气预测储量研究”(KT10-01)联合资助。

作者简介: 李勇, 男, 1983 年生, 硕士, 工程师, 主要从事沉积学及储层地质学研究; E-mail: lycup0214@163.com。

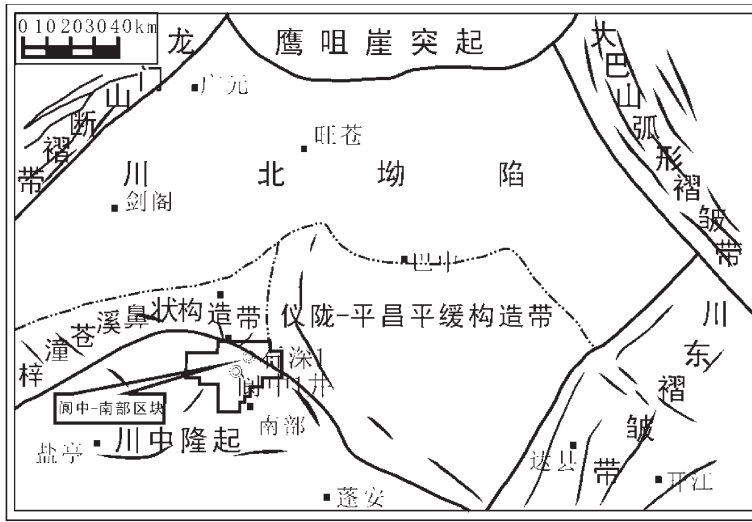


图 1 研究区地理及构造位置图

Fig.1 Map showing geography and structural location of the study area

屑灰岩,生屑种类有珊瑚,其次为瓣、腕足及海百合。前人研究表明^[8-12],川东北地区长兴组储层发育的有利相带为开阔台地相内滩亚相及台缘礁滩沉积。

2 岩石学特征

通过地质录井,钻井岩心观察及岩心薄片鉴定资料统计(表 1),阆中—南部地区长兴组储层主要为泥晶灰岩、生物灰岩、砂屑灰岩(图 2),泥晶灰岩中方解石含量在 65%~99%,均值为 98.3%,白云石含量 1.15%,大多数为泥晶结构,少部分发生重结晶作用而形成细—中晶石灰岩。生物灰岩在长兴组最为发育,其主要矿物成分为方解石,平均占 97.7%,含少量有机质、泥质、白云石;在结构上,生物碎屑主要以藻屑含量较高,次为介屑,含少量的海百合,多为生物碎片,个别的保存较为完整,生物碎屑含量在 50%

以上的灰岩,其胶结物以亮晶方解石胶结物为主。砂屑灰岩中方解石成分占 94.18%,含少量的泥质和白云石,砂屑大小 0.1~0.3 mm,分选中等—差,棱角—次棱角状。长兴组发育的硅质灰岩相对致密,储集性能较差。

3 孔隙类型与孔隙结构特征

3.1 基本孔隙类型

碳酸盐岩储集空间类型复杂多样,按形态和成因类型可分为孔、洞、缝三大类,再根据影响孔隙发育的因素、形态和大小分为 14 个亚类,单因素的孔隙类型可以组合成多成因的复合型孔隙类型。碳酸盐岩储集岩非均质性强,储集空间和喉道变化大,因而可分为不同的储集空间组合^[9-15]。

根据薄片分析资料鉴定,研究区二叠系长兴组

表 1 阆中—南部地区上二叠统长兴组岩性特征统计

Table 1 Statistics of lithologic features of Changxing Formation in Langzhong-Nanbu area

| 岩石类型 | 岩石学特征 | | | | | | | | |
|------|--------|------|----|------|-----|--------|-------|-------|--------|
| | 矿物成分/% | | | | | 结构成分/% | | | |
| | 方解石 | 白云石 | 硅质 | 泥质 | 有机质 | 颗粒 | | | 基质(晶粒) |
| | | | | | | 鲕粒 | 内碎屑 | 生物 | |
| 泥晶灰岩 | 98.3 | 1.15 | 0 | 0.55 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 |
| 生物灰岩 | 97.7 | 0.09 | 0 | 1.71 | 0.5 | 0 | 0 | 40.68 | 59.32 |
| 砂屑灰岩 | 98.44 | 0.44 | 0 | 1.12 | 0 | 0 | 19.44 | 1.12 | 79.44 |
| 硅质灰岩 | 67 | 0 | 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 |

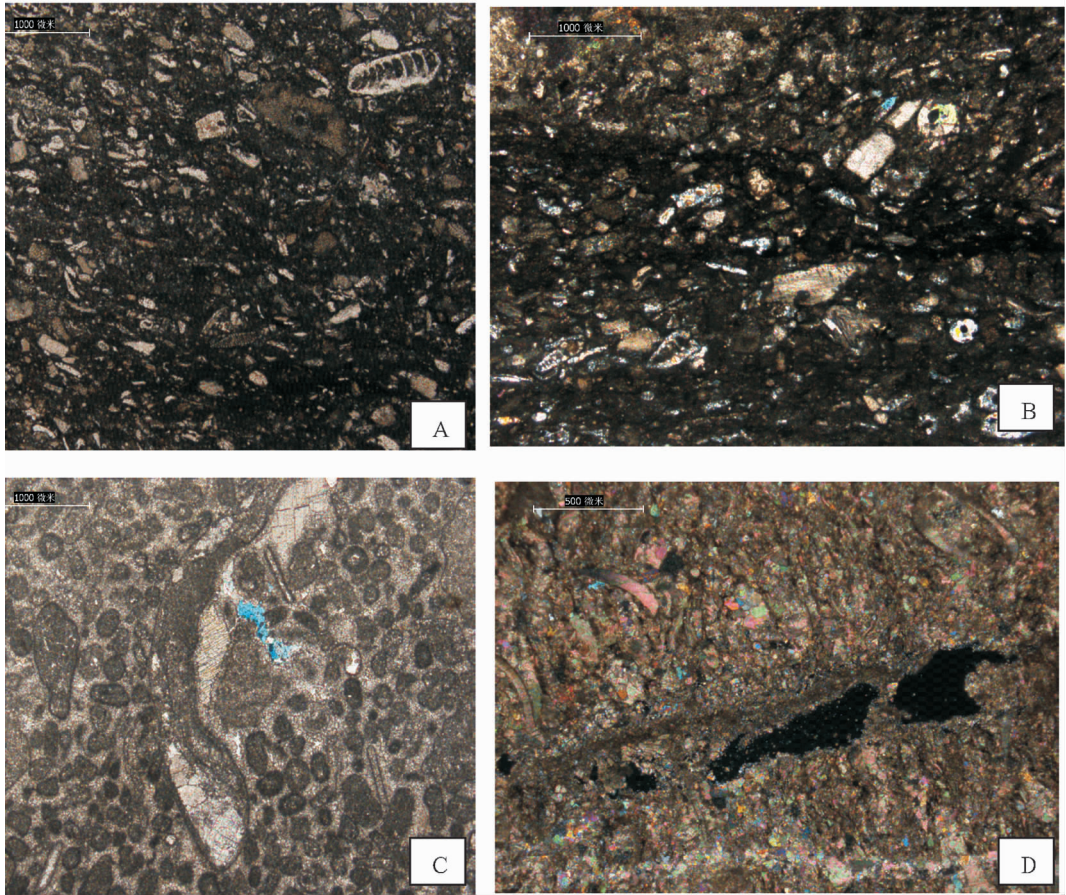


图2 川北阆中—南部地区长兴组储层岩石学特征及储层空间照片

A—灰色泥—微晶藻屑灰岩。粒屑以绿藻、介壳为主,较破碎,多数保留较差,偶见保存较好的有孔虫化石。LZ-1井, P_{2ch} , 6087.86 m, 单偏光; B—灰色泥—微晶藻屑灰岩。见保存较好的腕足、筴类化石。LZ-1井, P_{2ch} , 6087.86 m, 正交光; C—浅灰色藻屑灰岩。发育粒间溶蚀孔。LZ-1井, P_{2ch} , 6233.25 m, 单偏光, 蓝色为铸体; D—浅灰色亮晶团块生屑灰岩, 团块生屑体腔类的有机质被溶蚀形成体腔孔。LZ-1井, P_{2ch} , 6198.44 m, 正交偏光

Fig.2 Photos of petrological characteristics and reservoir space of Changxing Formation in Langzhong-Nanbu area, northern Sichuan Basin

A-Gray micrite-crystallite alga-dolomite. The main grains are green alga and shell, rather shattered. Fossil of gasteropod is seen. Well Langzhong1, P_{2ch} , 6087.86m, plainlight; B-Gray micrite-crystallite alga-dolomite. Fossils of fusulinida and gasteropod are discovered. Well Langzhong1, P_{2ch} , 6087.86m, crossed nicols; C-Gray algal limestone. Intergranular emposieu is developed between grains. Well Langzhong1, P_{2ch} , 6233.25m, plainlight, the blue part is cast; D-Gray lumpy bioclastic limestone. The organic material has been denudated to form visceral foramen. Well Langzhong1, P_{2ch} , 6198.44m, crossed nicols

储层岩石的孔隙主要有粒内孔、粒间孔、溶蚀孔、铸模孔、体腔孔(图2)等5种基本类型,其中对储层贡献最大的为粒间孔、体腔孔。通过岩心观察和薄片鉴定,洞和裂缝也较为发育,部分洞和裂缝被石英、方解石、硅质和有机质充填,对储层的储渗性能起破坏的作用,未被充填的裂缝极大地提高了储层的渗透能力,发育的裂缝既有平缝,也有斜缝、立缝。

3.2 毛细管压力曲线特征

根据压汞资料(共计23件)分析,毛细管曲线参

数特征如下:

(1)排驱压力(P_d):长兴组 P_d 值普遍较高,其范围在 0.2061~18.1023 MPa,一般 0.5~2.5 MPa,平均 5.41 MPa。

(2)饱和度中值压力(P_{c50}):长兴组 P_{c50} 值普遍较高,其值范围在 10.0942~87.3325 MPa,一般大于 40.0 Mpa,平均 44.77 MPa。

(3)最小非饱和孔隙体积(S_{min}): S_{min} 值(已加了表皮效应较正值 5%) 长兴组在 5.5451%~39.1604%,

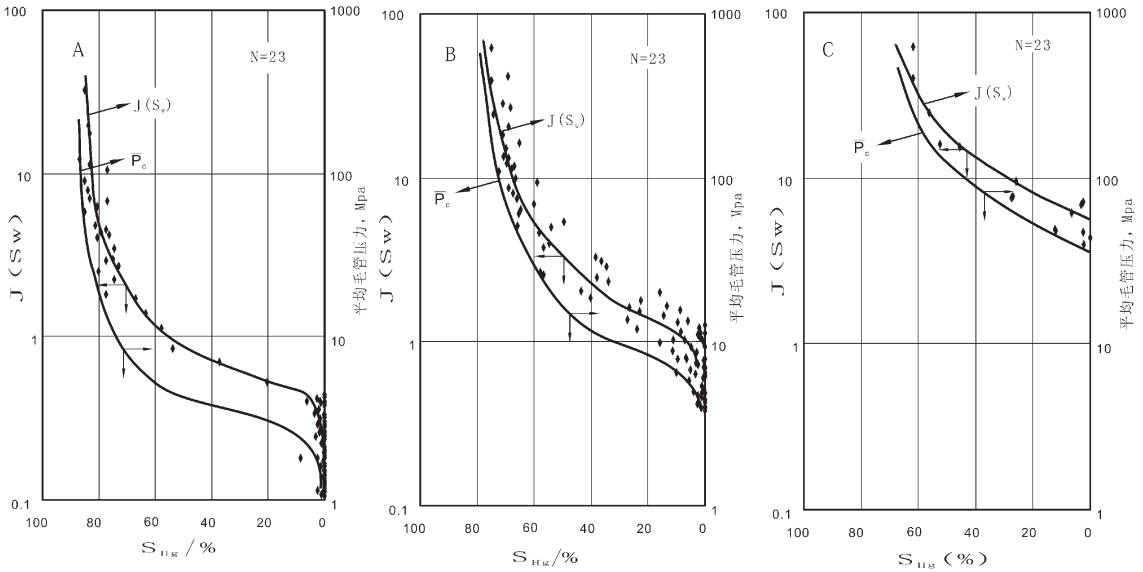


图 3 阆中 1 井长兴组压汞样品 J 函数及平均毛管压力曲线(A 为 I 类样品、B 为 II 类、C 为 III 类)
 Fig.3 Curves of J-function and average capillary pressure of samples of Changxing Formation in LZ-1
 (A is the first type, B is the second type, C is the third type)

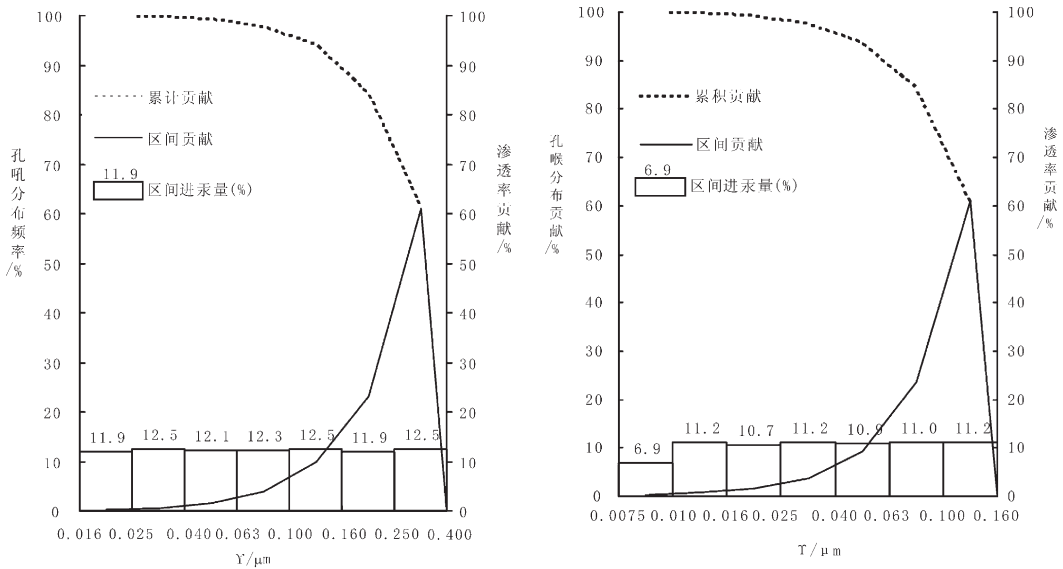


图 4 阆中 1 井长兴组压汞样品孔喉频率直方图及渗透率贡献图(A 为 I 类样品、B 为 II 类)
 Fig.4 Frequency histogram and permeability contribution diagram of pore throat of samples of Changxing Formation in LZ-1 (A is the first type, B is the second type)

一般 20%~33%,平均 22.14%。

3.3 孔喉大小与渗透率贡献

阆中地区长兴组共有 23 件样品作了压汞法毛管压力分析,用这些压汞资料作“j”函数处理^[16]后得出 I、II、III 类平均毛管压力曲线(图 3)。其特征如下: I 类样品毛管曲线较靠近原点位置, I、II、III 类

平均毛管曲线的平缓段长度依次减短,排驱压力、饱和和中值压力依次升高,这表明 I 类的渗透性较好, II 类次之, III 类较差。再用帕塞尔公式计算各级孔喉对渗透率的贡献(图 4),因 III 类样品渗透性非常差,排驱压力较大,进汞能力有限,无法做这类图件。由图表可知,孔喉分布频率大于 10%以上的分布有两个

区间范围, I类在 $0.016\sim 0.4\mu\text{m}$ 、II类在 $0.01\sim 0.16\mu\text{m}$; 渗透率贡献 $>5\%$ 以上者, I类在 $0.1\sim 0.4\mu\text{m}$ 、II类在 $0.04\sim 0.16\mu\text{m}$ 。大于 $0.25\mu\text{m}$ 以上喉道的渗透率累积贡献 I类为 61.13% , 这充分体现大喉道对气体流动起主导作用。据康毅力等对喉道的分级(粗喉 $R>10\mu\text{m}$ 、中喉 $4\mu\text{m}<R<10\mu\text{m}$ 、细喉 $1\mu\text{m}<R<4\mu\text{m}$ 、微喉 $R<1\mu\text{m}$)。因此, 长兴组储层的喉道类型为微喉。

4 物性特征

据 126 个长兴组样品分析结果表明, 孔隙度介于 $0.2\%\sim 3.63\%$, 平均 1.16% , 渗透率介于 $0.001\times 10^{-3}\sim 31.089\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, 平均 $0.5415\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, 剔除裂缝样品, 平均 $0.0752\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ (表 2); 总体上孔隙度主要分布在 $1\%\sim 2\%$, 占全部样品的 52.9% , $3\%\sim 4\%$ 的样品仅占 5.9% (图 5), 取心层段主要分布在测井解释气层段, 基本代表储层的物性特征, 据岩心及薄片观察, 局部层段溶孔洞发育, 见生物体腔孔。

5 裂缝特征

据岩心观察, 阆中 1 井长兴组裂缝及溶孔溶洞发育, 且局部富集, 裂缝主要为立缝、平缝及斜缝, 缝密度 $5\sim 39$ 条/m, 张开度可达 2cm , 多数被方解石充填, 少数被石英及泥质、有机质充填; 除此之外, 缝合线发育。局部层段发育溶洞、溶孔。

长兴组取心 23.92m , 裂缝发育 307 条, 缝密度 12.7 条/m, 缝合线 21 条, 第 8 回次 $6195.80\sim 6203.80$ 井段岩心缝洞发育, 共 45 条, 缝密度 5.625 条/m; 缝合线 8 条, 缝合线密度 1 条/m; 发育多个溶孔, 大小 $0.1\sim 1.5\text{mm}$; 溶洞 3 个, 大小 $2\sim 40\text{mm}$, 方解石全充填。在 5 回次和 8 回次分别见溶洞和晶洞, 半充填。说明长兴组局部存在孔洞型储层。

通过岩心及薄片观察, 长兴组储层沿裂缝发现明显的溶蚀扩大作用, 进而形成溶孔或溶洞, 与川南气田茅口组裂缝-孔洞型储层类似; 另外该层段缝合线普遍发育, 据岩心观察缝合线常发育于岩性相

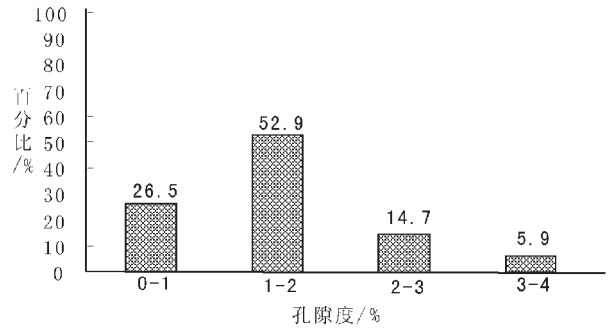


图 5 阆中 1 井长兴组岩心孔隙度分布频率直方图
Fig.5 Frequency histogram showing the core porosity distribution of the Changxing Formation in LZ-1

变处, 利于有利缝的形成。

6 储层地球物理响应特征

6.1 储层测井响应特征

长兴组储层以灰岩为主, 属裂缝-孔洞性储层, 裂缝为主要渗滤通道, 裂缝测井响应特征为高阻背景值下的低值指状响应, 电成像测井表现为低角度缝, 储层含气响应特征为: 中子孔隙度值增大, 密度值减小, 反映储层储集性较好; 电阻率较致密围岩明显降低, 具明显含气特征; 电成像显示裂缝较发育, 溶蚀孔洞相对较发育; 核磁处理成果显示差谱法指示储层段存在明显可动流体信息; 偶极声波处理成果显示, 纵波、横波、斯通利波明显衰减, 反映储层含气性、渗透性较好; $P1/2$ (正态分布法)分布曲线斜率较大, 反映本层具有较好的含气性; 纵横波速度比与声波时差交汇点多数落在含气区域, 反映储层具较好的含气性。自然伽马测值平均为 $18\sim 22\text{API}$; 自然电位略呈异常; 深浅侧向电阻率呈正差异, 深侧向电阻率平均为 $800\sim 1000\Omega\text{m}$, 浅侧向电阻率平均为 $600\sim 800\Omega\text{m}$; 声波时差测值平均为 $50\mu\text{s/ft}$; 中子测值平均为 $2.1\%\sim 3.3\%$; 密度测值平均为 $2.61\sim 2.67\text{g/cm}^3$ (图 6)。

6.2 储层地震响应特征

研究区内阆中 1 井及南部分别发育台内滩体,

表 2 研究区长兴组岩心物性统计

Table 2 Statistics of physical properties of Changxing Formation in the study area

| 样品数 | 孔隙度(%) | | | 渗透率($10^{-3}\mu\text{m}^2$ 、除裂缝样品) | | | | 渗透率($10^{-3}\mu\text{m}^2$ 、含裂缝样品) | | | |
|-----|--------|------|------|-------------------------------------|-------|-------|--------|-------------------------------------|-------|--------|--------|
| | 最小值 | 最大值 | 平均值 | 样品数 | 最小值 | 最大值 | 平均值 | 样品数 | 最小值 | 最大值 | 平均值 |
| 126 | 0.2 | 3.63 | 1.16 | 112 | 0.001 | 0.831 | 0.0753 | 119 | 0.001 | 31.089 | 0.5415 |

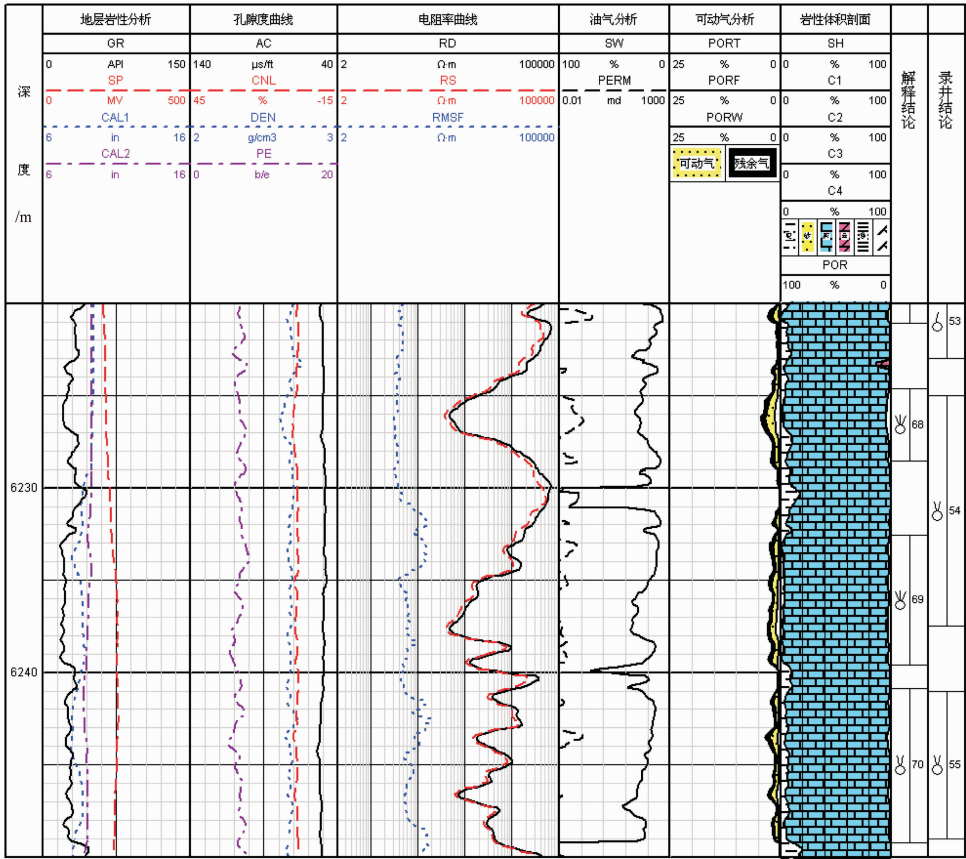


图 6 阆中 1 井长兴组测井解释成果图(6220.0~6250.0 m)

Fig.6 Resulting image of log interpretation of Changxing Formation in LZ-1(6220.0~6250.0m)

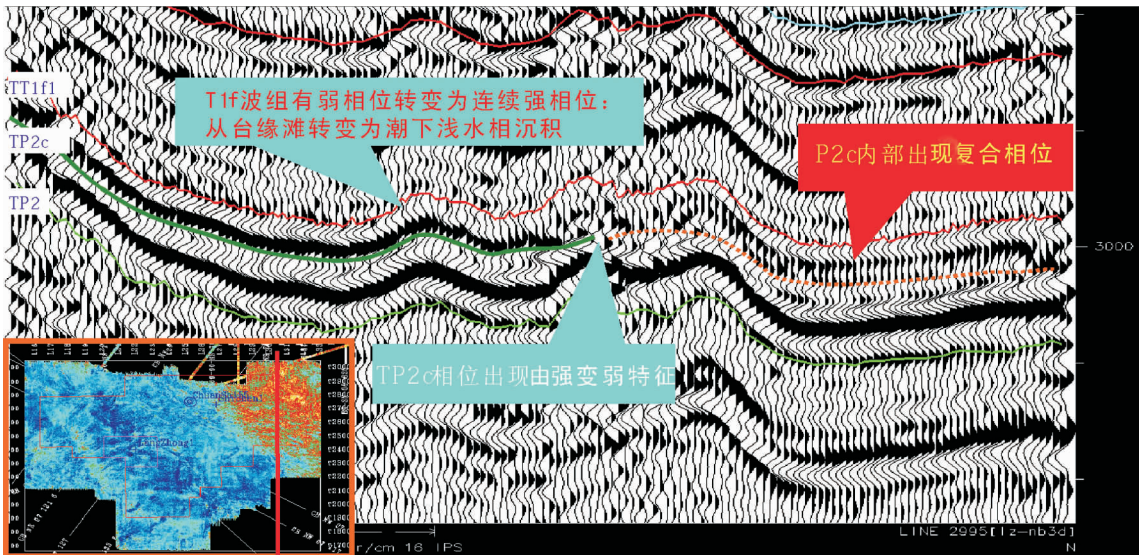


图 7 过阆中三维区块 Line2995 地震剖面长兴组滩体响应特征分析

Fig.7 Response analysis of beech-complex of Changxing Formation along Line2995 seismic profile in Langzhong three-dimensional tract

为较有利区,东北部发育礁滩体,与元坝礁滩体相连,在 seismic 剖面上呈现“低频、弱振幅、杂乱反射”的特征,飞仙关组鲕滩储层表现为低频、中弱振幅杂乱反射特征,储层边界则可以利用飞一底界强波峰反射的振幅特征来确定,以该同相轴出现相位中断、振幅明显减弱的点为相变点。

7 结 论

1) 研究区长兴组沉积相主要属开阔台地沉积,其东北角据地震预测有台缘礁滩沉积,有利的沉积相带为开阔台地相台内滩亚相及台缘礁滩沉积。储层岩石类型以生物灰岩、砂屑灰岩、泥晶灰岩为主。

2) 储层的储集空间类型多样,孔、洞、缝均有,残余原生粒间孔、体腔孔为研究区储层主要的孔隙类型;裂缝主要为立缝、平缝及斜缝,储层沿裂缝发现明显的溶蚀扩大作用,进而形成溶孔或溶洞,对储层的储集能力起到了建设性的作用;该层段缝合线普遍发育,缝合线常发育于岩性相变处。喉道普遍狭窄,渗透率的贡献值集中在 $0.016\sim 0.4\mu\text{m}$,大于 $0.1\mu\text{m}$ 的喉道对渗透率的累计贡献达 90%,喉道类型主要是微喉,少量细喉。

3) 平均孔隙度为 1.16%,平均渗透率为 $0.5415\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,属特低孔特低渗致密储层。

4) 长兴组储层测井响应特征为高阻背景值下的低值指状响应,电成像测井表现为低角度缝,储层含气响应特征为:中子值孔隙度增大,密度值减小,电阻率较致密围岩明显降低。地震响应呈现“低频、弱振幅、杂乱反射”的特征。

参考文献 (References):

- [1] 罗文. 川北发现大型海相勘探新目标[J]. 国外测井技术, 2008, 23(4):78-78.
Luo Wen. New targets of large marine exploration have been found in Northern Sichuan[J]. World Well Logging Technology, 2008, 23(4):78-78(in Chinese).
- [2] 黄恒铨. 川北大安寨段成岩作用与储集性能的关系[J]. 石油实验地质, 1989, 11(1):62-74.
Huang Hengquan. Relationship between diagenesis and reservoir properties in Da'anzhai Member, Northern Sichuan [J]. Petroleum Geology & Experiment, 1989, 11(1):62-74 (in Chinese with English abstract).
- [3] 马永生, 郭旭升, 郭彤楼, 等. 四川盆地普光大型气田的发现与勘探启示[J]. 地质论评, 2005, 51(4):477-480.
Ma Yongsheng, Guo Xusheng, Guo Tonglou, et al. Discovery of the large-scale Puguang gas field in the Sichuan Basin and its enlightenment for hydrocarbon prospecting [J]. Geological Review, 2005, 51(4):477-480(in Chinese with English abstract).
- [4] 黎从军. 川北柏垭地区大安寨—亚段储渗流体特征及油气分布[J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(1):81-83.
Li Congjun. Oil-gas prediction and characteristics of reservoirs bodies for Da'anzhai-1 Submember in Baiya of North Sichuan[J]. Oil & Gas Geology, 2002, 23(1):81-83 (in Chinese with English abstract).
- [5] 操成杰, 周新桂, 舒能益, 等. 川北阆中地区大安寨段构造应力场与油气成藏预测. 地质力学学报, 2004, 10(2):179-187.
Cao Chengjie, Zhou Xingui, Shu Nengyi, et al. Tectonic Stress Field in the Da'anzhai Member of the Langzhong Area, Northern Sichuan, and forecast of petroleum accumulations [J]. Journal of Geomechanics, 2004, 10(2), 179-187 (in Chinese with English abstract).
- [6] 杨志彬, 何祖荣, 杨先利, 等. 川北阆中—南部地区大安寨段油气藏储层酸压改造技术及实践[J]. 中外能源, 2010, 15(5):50-52
Yang Zhibin, He Zurong, Yang Xianli, et al. Acid frac process and practice in Da'anzhai oil and gas reservoirs of Langzhong-Nanbu areas of Northern Sichuan [J]. China Foreign Energy, 2010, 15(5):50-52(in Chinese with English abstract).
- [7] 陈汉军, 吴亚军. 川北阆中—南部地区茅口组礁滩相储层预测[J]. 天然气工业, 2008, 28(11):22-25
Chen Hanjun, Wu Yajun. Prediction of reef and shoal facies reservoirs in Maokou Formation of Langzhong-Nanbu areas in Northern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2008(11):22-25 (in Chinese).
- [8] 倪新锋, 陈洪德, 韦东晓. 礁滩复合型气藏物质聚集分布及储层特征研究——以川东北地区普光气田长兴组—飞仙关组为例[J]. 中国地质, 2007, 34(6):1045-1054.
Ni Xinfeng, Chen Hongde, Wei Dongxiao. Distribution and accumulation of materials in shoal-reef compound gas deposits and reservoir characteristics——A case study of the Changxing-Feixianguan Formations in the Puguang gas field, northeastern Sichuan [J]. Geology in China, 2007, 34(6):1045-1054 (in Chinese with English abstract).
- [9] 蒋志斌, 王兴志, 张帆, 等. 四川盆地北部长兴组—飞仙关组礁、滩分布及其控制因素[J]. 中国地质, 2008, 35(5):940-950.
Jiang Zhibin, Wang Xingzhi, Zhang Fan, et al. Distribution and controlling factors of reefs and oolitic beaches for the Changxing to Feixianguan formations in the northern Sichuan basin[J]. Geology in China, 2008, 35(5):940-950(in Chinese with English abstract).
- [10] 李登华, 唐跃, 殷积峰, 等. 川东黄龙场构造上二叠统长兴组生物礁特征与潜伏礁预测[J]. 中国地质, 2006, 33(2):427-435.
Li Denghua, Tang Yue, Yin Jifeng, et al. Features of organic reefs in the Upper Permian Changxing Formation and prediction of hidden reefs in the Huanglongchang structure, eastern Sichuan [J]. Geology in China, 2006, 33(2):427-435(in Chinese with English abstract).

- [11] 陈洪德, 钟怡江, 侯明才, 等. 川东北地区长兴组—飞仙关组碳酸盐岩台地层序充填结构及成藏效应 [J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(5):539-547.
Chen Hongde, Zhong Yijiang, Hou Mingcai, et al. Sequence styles and hydrocarbon accumulation effects of carbonate rock platform in the Changxing -Feixianguan formations in the northeastern Sichuan Basin [J]. Oil and Gas geology, 2009, 30(5): 539-547 (in Chinese with English abstract).
- [12] 袁洪, 赵黔荣, 孔德秋, 等. 阆中—元坝地区海相成藏条件研究 [R]. 成都:中国石化西南油气分公司, 2010.
Yuan Hong, Zhao Qianrong, Kong Deqiu, et al. Study of the Marine Hydrocarbon Accumulation Conditions in Langzhong - Yuanba Region [R]. Chengdu: Research Institute of Exploration and Development, Southwest Branch, Sinopec, 2010(in Chinese).
- [13] 陶洪兴, 等. 中国油气储层研究图集·卷 2·碳酸盐岩 [M]. 北京:石油工业出版社, 1994:98-99
Tao Hongxing, et al. Atlas of Chinese Oil and Gas Reservoirs Research·Volume2·Carbonate [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994:98-99(in Chinese).
- [14] 蒋志斌, 王兴志, 曾德铭, 等. 川西北下二叠统栖霞组有利成岩作用与孔隙演化 [J]. 中国地质, 2009, 36(1):101-109
Jiang Zhibin, Wang Xingzhi, Zeng Demin, et al. Constructive diagenesis and porosity evolution in the Lower Permian Qixia Formation of Northwest Sichuan [J]. Geology in China, 2009, 36(1): 101-109(in Chinese with English abstract).
- [15] 杨威, 魏国齐, 金惠, 等. 川东北飞仙关组鲕滩储层成岩作用和孔隙演化 II [J]. 中国地质, 2007, 34(5):822-828.
Yang Wei, Wei Guoqi, Jin Hui, et al. Diagenesis and pore evolution of the oolitic shoal reservoir in the Feixianguan Formation in Northeastern Sichuan [J]. Geology in China, 2007, 34(5):815-821(in Chinese with English abstract).
- [16] 杨通佑. 石油及天然气储量计算方法 [M]. 北京:石油工业出版社, 1998:98-105
Yang Tongyou. Calculation of Oil and Natural Gas Reserves [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998:98-105(in Chinese).

Characteristics of reservoirs of Changxing Formation in Langzhong-Nanbu area, northern Sichuan Basin

LI Yong¹, BAO Zhi-dong², ZHANG Gui-sheng¹, YU Bo¹, LIU Yuan-yang¹, CHEN Jun²

(1. Research Institute of Exploration and Development, Southwest Branch of Sinopec, Chengdu 610081, Sichuan, China; 2. Faculty of Natural Resources & Information Technology, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 3. Well-Logging Branch of Southwest Petroleum Engineering, Sinopec, Chengdu 610100, Sichuan, China)

Abstract: Located in the ramp region between the Central Sichuan uplift and Northern Sichuan depression, the Langzhong-Nanbu area possesses superior accumulation conditions. The reservoir characteristics of the Changxing Formation in the study area were studied by means of core observation, debris description, microscopic observation of cast thin sections, analysis of mercury intrusion and geophysical interpretation. The results show that favorable facies belts for the development of reservoirs are interbank area and bank in the platform as well as platform marginal reef flat. The rocks are dominated by bioherm limestone limestone, calcarenite and micritic limestone. In various kinds of reservoir space such as pores, holes and seams, the pores are mainly intergranular pores and dorsal foramen. In massive micro-throats and little fine throats, most of the throats are confined. As the average porosity is 1.16% and the average permeability is $0.5415 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, the reservoirs are classified as extra low-porosity and extra low-permeability reservoirs. Seismic response displays the features of low frequency, weak amplitude and chaotic seismic reflection. The well-logs for the gas reservoirs exhibit the properties of high neutron porosity, low density and low resistance.

Key words: reservoir characteristics; Changxing Formation; Sichuan Basin; Langzhong-Nanbu

About the first author: LI Yong, male, born in 1983, master candidate, engineer, engages in the study of reservoir geology; E-mail: lycup0214@163.com.