

引用格式:张成林,赵圣贤,张鉴,等.川南地区深层页岩气富集条件差异分析与启示[J].天然气地球科学,2021,32(2):248-261.

ZHANG Chenglin, ZHAO Shengxian, ZHANG Jian, et al. Analysis and enlightenment of the difference of enrichment conditions for deep shale gas in southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(2): 248-261.

DOI: 10.11764/j.issn.1672-1926.2020.11.020

## 川南地区深层页岩气富集条件差异分析与启示

张成林<sup>1</sup>, 赵圣贤<sup>1</sup>, 张 鉴<sup>1,2</sup>, 常 程<sup>1</sup>, 夏自强<sup>1</sup>, 曹埈焰<sup>1</sup>, 田 冲<sup>1</sup>,  
冯江荣<sup>1</sup>, 方 圆<sup>1</sup>, 周 翊<sup>3</sup>

(1. 中国石油西南油气田分公司页岩气研究院, 四川 成都 610051;

2. 页岩气评价与开采四川省重点实验室, 四川 成都 610213;

3. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川 成都 610500)

**摘要:**近年来,川南地区上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩气勘探开发逐步向深层领域(埋深3 500~4 500 m)拓展。已在LZ、DZ 2个深层区块取得初步进展,且页岩气勘探开发效果表现不同(前者明显优于后者),其主要与富集条件差异有关。以LZ和DZ区块五峰组—龙马溪组为研究对象,综合利用最新的钻井、录井、测井、地震及分析化验等资料,明确了2个区块富集条件特征、差异性及主控因素。研究表明:①LZ区块在五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段地层厚度、有机质丰度、物性特征、含气性、页岩储层厚度及品质等页岩气富集要素方面均优于DZ区块;②LZ区块在五峰组—龙马溪组形成时期始终位于川南地区深水陆棚相沉积中心,古沉积环境优于DZ区块,古沉积环境的不同造成了2个区块有机质富集和储层规模(厚度、品质)的差异;③DZ区块保存条件明显受断层—天然裂缝系统控制,而LZ区块页岩气的逸散受断层—天然裂缝系统影响较小,压力系数为川南地区最高,保存条件更优。综合研究认为,川南地区LZ、DZ 2个深层区块页岩气富集差异性的主控因素为古沉积环境和后期保存条件;在川南地区深层页岩气勘探开发中应秉持“深层领域找深水沉积页岩储层”的理念,华蓥山断裂带南段南侧的断背斜间发育的多个较宽缓向斜构造应是下步深层页岩气勘探的潜在有利区,LZ区块龙一<sub>1</sub>小层地质条件优越、具备双层立体开发可行性。

**关键词:**五峰组—龙马溪组;深层页岩气;富集条件;差异性;启示

**中图分类号:**TE121.1

**文献标志码:**A

**文章编号:**1672-1926(2021)02-0248-14

### 0 引言

川南地区五峰组—龙马溪组埋深4 500 m以浅区域面积为 $1.72 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,资源量为 $9.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,其中深层领域(埋深3 500~4 500 m)资源量占比为86%<sup>[1-2]</sup>。目前川南地区页岩气已在长宁、威远、昭通等区块中浅层(埋深3 500 m以浅)区域实现规模开发,勘探开发工作正在向LZ、DZ等深层区域拓展<sup>[3-5]</sup>。近期中国石油在LZ区块取得战略性突破,

已实施的3口水平井测试产量介于 $(32.08 \sim 50.69) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 之间,LZ区块有望成为川南地区继长宁、威远、昭通等区块后的又一新建产区块;DZ区块内部署实施的7口水平井测试产量介于 $(6.15 \sim 23.7) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 之间,亦展现出较好的勘探开发前景。同时也可看出,LZ区块和DZ区块的深层页岩气勘探开发效果展现出明显不同,前者明显优于后者。

前人对四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气富

收稿日期:2020-10-22;修回日期:2020-11-18;网络首发日期:2021-02-09.

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发——长宁—威远页岩气开发示范工程”(编号:2016ZX05062);中国石油天然气股份有限公司重大科技专项“西南油气田天然气上产300亿立方米关键技术与应用”(编号:2016E-0611);国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发——页岩气气藏工程及采气工艺技术”(编号:2017ZX05037)联合资助。

作者简介:张成林(1990-),男,四川自贡人,工程师,硕士,主要从事页岩气地质综合研究.E-mail:997168761@qq.com.

集规律与主控因素研究主要针对中浅层,提出了“三控”富集高产理论<sup>①</sup>、“二元富集”规律<sup>[6-8]</sup>等代表性页岩气成藏理论。目前,鉴于勘探开发实施节奏,对深层页岩气的富集特征、差异及主控因素的报道较少。本文从对比的角度出发,以川南地区LZ区块和DZ区块2个资料较丰富、已取得初步进展的深层页岩气区块为研究对象,综合利用最新的钻井、录井、测井、地震及分析化验等资料,对构造特征、沉积与地层特征、储层特征、保存条件等页岩气富集条件进行差异分析,以期揭示研究区五峰组—龙马溪组页岩气富集的主控因素,为今后落实新的深层页岩气建产区块提供地质依据。

## 1 地质概况

### 1.1 构造特征

研究区LZ区块和DZ区块在区域构造上均位于华蓥山断裂带南段南侧,属于川南低陡构造带,其中DZ区块位于LZ区块北东方向约70 km。华蓥山断裂带南段自北东向南西呈帚状散开,平面上表现为“堑垒相间”的构造特征,即发育多个低陡断背斜带,受断层控制而相对狭窄;低陡断背斜间的向斜较宽缓,其地层较平缓、地层倾角较小、断层相对不发育。整体而言,构造褶皱强度自北东向南西逐渐减弱<sup>[3,5]</sup>(图1)。

LZ区块内发育5个低陡断背斜构造和3个向斜构造;不发育Ⅰ级断层(断距大于300 m),Ⅱ级断层(断距100~300 m)仅少量分布在背斜高部位,向斜内主要发育规模更小的Ⅲ级断层(断距40~100 m)、Ⅳ级断层(断距20~40 m)等目的层层内断裂,对页岩气藏无大的破坏作用;埋深以3 300~4 200 m为主,其中埋深3 500 m以深区域面积占比为85%。DZ区块内发育2个鼻状断背斜及其夹持的2个向斜;其构造落差相对LZ区块更大,发育北东—南西向的3条Ⅰ级断层及多条Ⅱ级断层,对构造形态起控制作用,而向斜内以Ⅲ级断层、Ⅳ级断层为主;埋深主要介于3 500~4 500 m之间,其中埋深3 500 m以深区域面积占比为74%。

### 1.2 沉积与地层特征

四川盆地五峰组—龙马溪组是陆棚相沉积格局下发育形成的连续海相页岩地层,自下往上由深水陆棚向浅水陆棚沉积环境过渡,沉积水体逐渐变

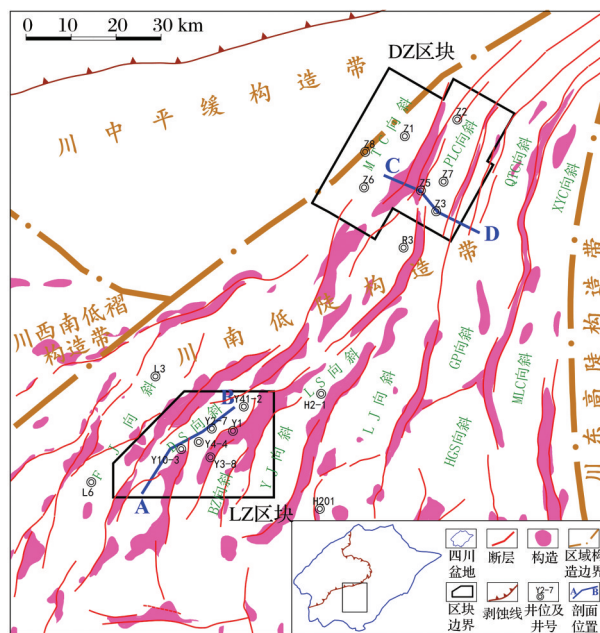


图1 LZ、DZ区块构造位置及五峰组底界构造特征示意

Fig.1 Tectonic location and geologic structure map of  $O_{3w}$  bottom, LZ block and DZ block

浅,岩性亦由灰黑色硅质笔石页岩逐渐向粉砂质泥页岩转变<sup>[1-2,9]</sup>。LZ区块和DZ区块五峰组底部均与下伏临湘组灰岩呈整合接触,顶部与上覆龙马溪组呈整合接触,厚度分别介于6~11 m和6~9 m之间。2个区块龙马溪组地层厚度存在差异,LZ区块龙马溪组顶部与下志留统石牛栏组海相碳酸盐岩沉积呈整合接触,其厚度介于450~650 m之间;而DZ区块龙马溪组顶部与下二叠统梁山组泥页岩沉积呈不整合接触,厚度介于200~530 m之间。

龙马溪组分为龙马溪组二段(简称龙二段)和龙马溪组一段(简称龙一段)共上、下2段,其中龙一段按沉积旋回和岩性特征可自下而上划分为龙一<sub>1</sub>亚段、龙一<sub>2</sub>亚段共2个亚段。为方便地层精细对比,结合岩石学特征和电性特征可将龙一<sub>1</sub>亚段自下而上进一步细分为龙一<sub>1</sub><sup>1</sup>、龙一<sub>1</sub><sup>2</sup>、龙一<sub>1</sub><sup>3</sup>、龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>共4个小层(简称1小层、2小层、3小层、4小层,图2)<sup>[9]</sup>。

目前川南地区商业页岩气井的主力产气层段为五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段,是本文的重点研究层段,其中水平井的最优靶体为龙马溪组底部气层,例如主力靶体在长宁建产区为龙一<sub>1</sub><sup>1</sup>小层+龙一<sub>1</sub><sup>2</sup>小层,而在威远建产区是龙一<sub>1</sub><sup>1</sup>小层<sup>[10-13]</sup>。据钻井揭示,五峰组—龙一<sub>1</sub><sup>3</sup>小层地层累计厚度在LZ区块介于17~

①中国地质学会. 该理论据中国地质学会2019年度“十大科技进展、十大地质找矿成果”评点. [http://www.geosociety.org.cn/?category=bmV3cw==&catid=OTU4Ng==&year=\[2020-04-02\]](http://www.geosociety.org.cn/?category=bmV3cw==&catid=OTU4Ng==&year=[2020-04-02]).

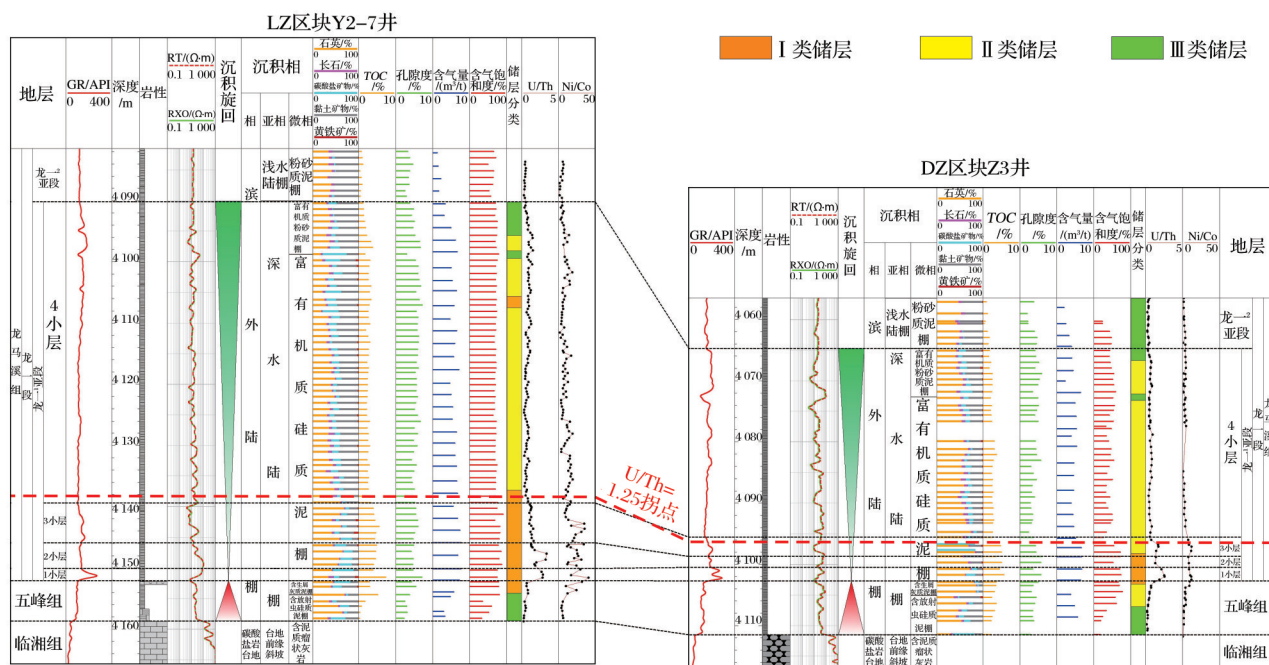


图2 LZ区块、DZ区块典型井五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段综合评价柱状图

Fig.2 Comprehensive evaluation column of shale reservoir in  $O_3w-S_1l^{-1}$ , typical wells of LZ block and DZ block

24 m之间,而在DZ区块介于10~15 m之间;龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层地层厚度在LZ区块介于55~68 m之间、为川南地区最大,而在DZ区块变薄,介于20~32 m之间。

## 2 LZ区块与DZ区块页岩气富集条件特征及差异性

页岩气的富集不仅要求页岩具有良好的储层品质和足够的厚度,还需要较好的含气性、可压性和保存条件<sup>[14-15]</sup>。因此本节重点通过储层特征(矿物组成、地球化学特征、物性等)、含气性特征(含气饱和度、总含气量、压力系数)和可压性等要素的对比,明确LZ区块和DZ区块的页岩气富集条件特征及差异性。

### 2.1 储层特征

#### 2.1.1 矿物组成

依据全岩X-衍射实验,页岩矿物组成包括石英、长石、碳酸盐矿物、黏土矿物和黄铁矿共五大类。页岩储层评价中将石英、长石和碳酸盐矿物含量之和定义为“脆性矿物含量”,其含量越高,页岩储层越容易在外力作用下形成裂缝、利于压裂改造<sup>[16-17]</sup>。LZ区块五峰组—龙一<sub>1</sub><sup>3</sup>小层脆性矿物含量均值介于64.9%~82.6%之间,龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层含量平均值为55.5%;DZ区块五峰组—龙一<sub>1</sub><sup>3</sup>小层脆性矿物含量均值介于67.1%~82.5%之间,龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层含量

平均值为58.6%(表1)。总体而言,2个区块均表现为脆性矿物含量高,且呈现自上而下增大的趋势,DZ区块该值略高于LZ区块。

#### 2.1.2 地球化学特征

实验数据表明(表1),LZ区块和DZ区块龙一<sub>1</sub>亚段有机质丰度均表现为自上而下逐渐增大的趋势,龙一<sub>1</sub><sup>1</sup>小层TOC最高,龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层和五峰组TOC稍低。LZ区块龙一<sub>1</sub><sup>1</sup>小层—龙一<sub>1</sub><sup>3</sup>小层TOC平均值介于3.4%~4.8%之间,五峰组和龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层TOC平均值分别为2.7%和2.2%;DZ区块龙一<sub>1</sub><sup>1</sup>小层—龙一<sub>1</sub><sup>3</sup>小层TOC平均值介于2.5%~4.3%之间,五峰组和龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层TOC平均值分别为1.8%和1.4%。LZ区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段各小层TOC平均值普遍略高于DZ区块。

依据岩心干酪根镜检结果,LZ区块和DZ区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段有机质组分都以腐泥组为主,类型均为I型干酪根;运用川南地区镜质体反射率( $R_o$ )与沥青反射率( $R_{ob}$ )之间的换算关系式<sup>[18]</sup>,计算LZ区块 $R_o$ 值介于2.14%~2.56%之间,DZ区块 $R_o$ 值介于2.04%~2.27%之间,均处在过成熟阶段,LZ区块成熟度更高。

#### 2.1.3 物性特征

页岩储层的孔隙结构和孔隙类型对其储集能力具有重要影响<sup>[19-25]</sup>。LZ区块龙一<sub>1</sub><sup>1</sup>小层—龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层孔隙度平均值介于4.9%~5.5%之间,五峰组



表1 LZ区块、DZ区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段各小层储层参数实验数据统计Table 1 Experimental data statistical table for reservoirs in layers of O<sub>3</sub>w-S<sub>1</sub><sup>1</sup>, LZ block and DZ block

区块	地层	地层厚度/m	脆性矿物 含量/%	TOC/%	孔隙度/%	含气量/ (m <sup>3</sup> /t)	含气饱和度 /%
LZ	龙一 <sub>1</sub> 亚段	55.7~68	28~81	0.16~3.9	2.2~7.4	1.1~8.7	55.0~71.4
		61.2	55.5	2.2	5.1	5.6	62.4
		5~9.1	45~87	2.18~4.76	3.77~7.63	4.3~9.5	60.6~74.4
		6.8	64.9	3.4	5.5	7.0	69.2
		2.9~6.2	64~90	3.1~4.56	3.97~6.8	6.2~9.0	67.1~86.6
	五峰组	4.4	82.6	3.8	5.1	7.8	77.7
		1.5~3.2	55~82	3.8~7.3	4.22~6.35	6.6~9.5	64.6~86.8
		1.9	75.3	4.8	4.9	7.9	76.7
		5.9~10.8	48~89	0.2~5.1	1.31~5.49	1.7~7.6	68.1~73.8
		8.2	69.2	2.7	3.5	4.1	71.1
DZ	龙一 <sub>1</sub> 亚段	20.7~31.8	41.2~76.3	0.52~2.24	1.92~5.88	1.9~5.8	44.4~61.8
		26.1	58.6	1.4	4.0	3.9	56.2
		1.2~2.7	42.2~83.8	1.39~3.42	1.8~6.5	4.0~5.4	47.9~69.4
		2.1	67.1	2.5	4.2	4.6	60.8
		1.2~2.6	63.8~88.6	1.89~4.77	1.5~5.6	3.7~6.6	30.3~73.9
	五峰组	1.6	74.8	2.8	3.5	4.8	58.9
		1.2~2.4	71.2~89.4	3.18~5.31	1.77~6.01	5.6~8.5	51.3~76.5
		1.8	80.9	4.3	4.2	6.7	65.3
		6.4~8.8	58.9~88.9	0.31~3.58	2.0~5.0	0.33~5.0	48.8~69.2
		7.7	82.5	1.8	3.6	2.5	62.1

注:  $\frac{20.7 \sim 31.8}{26.1} = \frac{\text{最小值} - \text{最大值}}{\text{平均值}}$

孔隙度平均值为3.5%;DZ区块龙一<sub>1</sub><sup>1</sup>小层—龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层孔隙度平均值介于3.5%~4.2%之间,五峰组孔隙度平均值为3.6%(表1),可见LZ区块孔隙度普遍优于DZ区块。此外,LZ区块与DZ区块相比在孔隙度纵向变化特征上略有不同,即其龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层相较于龙一<sub>1</sub><sup>1</sup>小层—龙一<sub>1</sub><sup>3</sup>小层储集性能同样优越,这一特征与焦石坝区块类似<sup>[11]</sup>。

运用氩离子抛光扫描电镜分别对LZ区块、DZ区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段页岩的孔隙微观特征进行研究,识别出有机孔、无机孔、微裂缝(分为有机缝和无机缝)等孔隙类型(图3)。总体而言,LZ区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段储层有机孔和无机孔均较发育,尤其是无机孔面孔率大,极大改善了页岩储集性能,是该区块孔隙发育的最大特点;其有机孔和无机孔面孔率均远大于DZ区块(图4)。

## 2.2 含气性特征

含气饱和度在LZ区块龙一<sub>1</sub><sup>1</sup>小层—龙一<sub>1</sub><sup>3</sup>小层平均值介于69.2%~77.7%之间,五峰组和龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层分别为71.1%和62.4%;在DZ区块龙一<sub>1</sub><sup>1</sup>小层—龙一<sub>1</sub><sup>3</sup>小层平均值介于58.9%~65.3%之间,五峰组和龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层分别为62.1%和56.2%(表1)。

现场实测获得解吸气量,运用USBM直接法(多项式回归法)拟合计算损失气量,综合得到的总

含气量数据(表1)<sup>[26]</sup>表明,LZ区块和DZ区块龙一<sub>1</sub>亚段总含气量均表现为从上往下逐渐增大的趋势,龙一<sub>1</sub><sup>1</sup>小层含气量最高,龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层和五峰组含气量稍低。LZ区块龙一<sub>1</sub><sup>1</sup>小层—龙一<sub>1</sub><sup>3</sup>小层总含气量均值介于(7.0~7.9) m<sup>3</sup>/t之间,五峰组和龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层含气量均值分别为4.1 m<sup>3</sup>/t和5.6 m<sup>3</sup>/t,其五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段整体展现出川南地区总含气量最高的特征<sup>[3]</sup>。DZ区块龙一<sub>1</sub><sup>1</sup>小层—龙一<sub>1</sub><sup>3</sup>小层总含气量均值介于(4.6~6.7) m<sup>3</sup>/t之间,五峰组和龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层含气量均值分别为2.5 m<sup>3</sup>/t和3.9 m<sup>3</sup>/t。结合前述分析,本文研究认为造成LZ和DZ 2个区块总含气量明显差异的主要原因在于LZ区块在生烃条件(有机质丰度)、储集条件(宏观孔隙度值、微观孔隙特征、含气饱和度)等方面均更优。

此外,LZ区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段地层压力系数普遍大于2.1,为川南地区最高;DZ区块目的层压力系数介于1.80~2.05之间(表2)。2个区块均属于超压气藏。

## 2.3 页岩储层厚度及品质

根据中国石油页岩储层划分标准<sup>[9]</sup>(即Ⅰ类储层TOC值大于3%,Ⅱ类储层TOC值介于2%~3%之间,Ⅲ类储层TOC值介于1%~2%之间),对LZ区块、DZ区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段页岩储层厚度



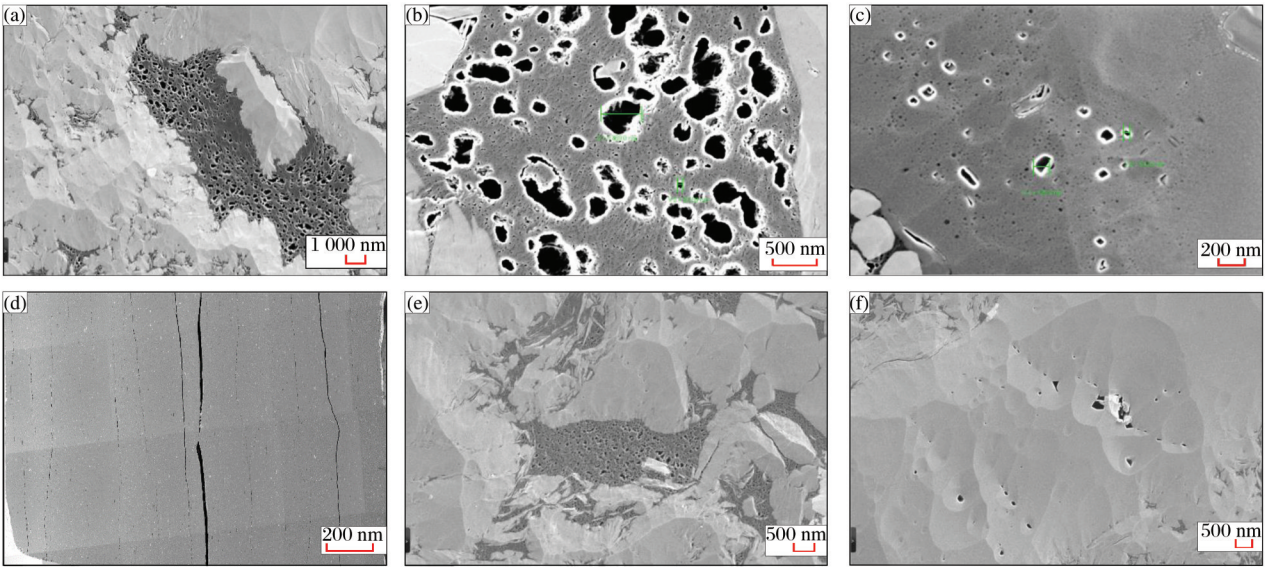


图3 LZ区块、DZ区块页岩微观孔隙类型

Fig.3 Microscopic pore types of shale in LZ block and DZ block

(a)LZ区块Y2-7井,4 150.5 m,龙一<sup>1</sup><sub>4</sub>小层,有机孔;(b)LZ区块Y2-7井,4 102.3 m,龙一<sup>1</sup><sub>4</sub>小层,有机孔;(c)LZ区块Y4-4井,4 140.1 m,龙一<sup>1</sup><sub>3</sub>小层,方解石粒内孔;(d)LZ区块Y2-7井,4 110.1 m,龙一<sup>1</sup><sub>4</sub>小层,微裂缝;(e)DZ区块Z3井,4 102.1 m,龙一<sup>1</sup><sub>1</sub>小层,有机孔;(f)DZ区块Z3井,4 098.7 m,龙一<sup>1</sup><sub>2</sub>小层,粒间孔、粒内孔

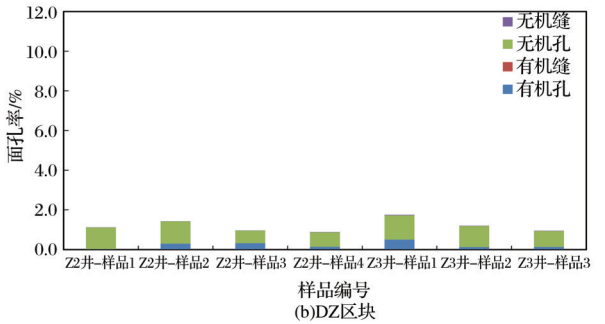
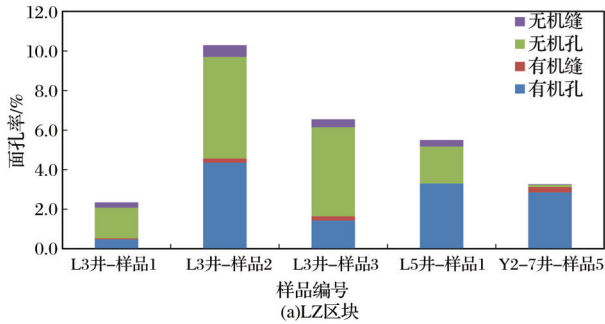


图4 LZ区块、DZ区块龙一<sup>1</sup>小层页岩不同孔隙类型面孔率直方图(部分数据引自文献[3])

Fig.4 The histogram of surface porosity among different pore types in  $S_1^{1-1-1}$ , LZ block and DZ block (part of the experimental data are from Ref.[3])

表2 LZ、DZ区块五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段压力系数统计

Table 2 Statistical table of pressure factors in  $O_3W-S_1^{1-1}$ , LZ block and DZ block

区块	井号	埋深 /m	压力 系数	区块	井号	埋深 /m	压力 系数
DZ	Z1-H1	4 402	1.89	LZ	Y4-5	4 060	2.17
	Z2	3 980	1.86		Y10-3	3 811	2.12
	Z3	4 174	1.96		Y1	3 530	2.25
	Z2H3-2	3 577	2.03		Y1-H2	3 403	2.24
	Z3H1-1	4 084	2.03		Y2-H1	3 895	2.18
	Z5	3 660	1.93		Y3-H1	3 442	2.1

及品质进行分析。以LZ区块、DZ区块典型井(图2)为例,2个区块Ⅰ类+Ⅱ类储层主要分布在五峰组上部—龙一<sup>1</sup><sub>4</sub>小层上部,但在纵向上的变化特

征略有不同。DZ区块在五峰组顶部—龙一<sup>1</sup><sub>3</sub>小层下部发育一套连续的Ⅰ类储层,而该套连续Ⅰ类储层在LZ区块分布在五峰组顶部—龙一<sup>1</sup><sub>4</sub>小层底部;此外,LZ区块在龙一<sup>1</sup><sub>4</sub>小层顶部钙质页岩标志层下发育一套纵向连续的相对高GR段,亦为Ⅰ类储层(图2),区内多井统计厚度介于2~7 m之间,与龙一<sup>1</sup><sub>1</sub>小层底部垂向距离介于40~50 m之间。

根据前人<sup>[3,10]</sup>研究,连续Ⅰ类储层厚度大、品质优是长宁、威远等建产区水平井获得高产并保持相对稳产的基础。针对LZ区块和DZ区块均发育且分布在五峰组顶部—龙一<sub>1</sub>亚段下部的连续Ⅰ类储层,LZ区块3口典型井厚度介于16.3~17.4 m之间,其脆性矿物含量介于61.4%~69.5%之间,TOC值

介于4%~4.6%之间,孔隙度介于4.7%~5.8%之间,含气量介于6.3~8 m<sup>3</sup>/t之间,除孔隙度外,其余各项参数与长宁区块、威远区块典型井相比基本相当(图5)。DZ区块3口典型井I类储层连续厚度明显变薄、介于4.9~5.6 m之间,其储层品质与LZ区块相较而言,脆性矿物含量略高,TOC基本相当,孔隙度和含气量更低(图5)。

## 2.4 可压性

页岩储层的可压性除与页岩本身性质紧密相关外,还需考虑埋深、应力场等要素的影响<sup>[27-28]</sup>。前已述及,就页岩脆性矿物含量而言,DZ区块该值略

高于LZ区块;而2个区块五峰组一龙一<sub>1</sub>亚段页岩均呈现较低泊松比(0.23~0.34)、较高杨氏模量(3.1~4.7 GPa)的特征,没有明显差异。对埋深而言,DZ区块略大于LZ区块。对应力场而言,LZ区块和DZ区块受多期构造运动叠加影响,现今地应力方向变化较大<sup>[3,5]</sup>,总体均表现为背斜区最大主应力方向近垂直于构造轴线,而向斜区最大水平主应力方向各有差异;水平应力差值在LZ区块介于11~16 MPa之间,而在DZ区块更大,介于19~20 MPa之间。总体而言,DZ区块水平井形成复杂缝网难度更大,已为压裂实践所证实。

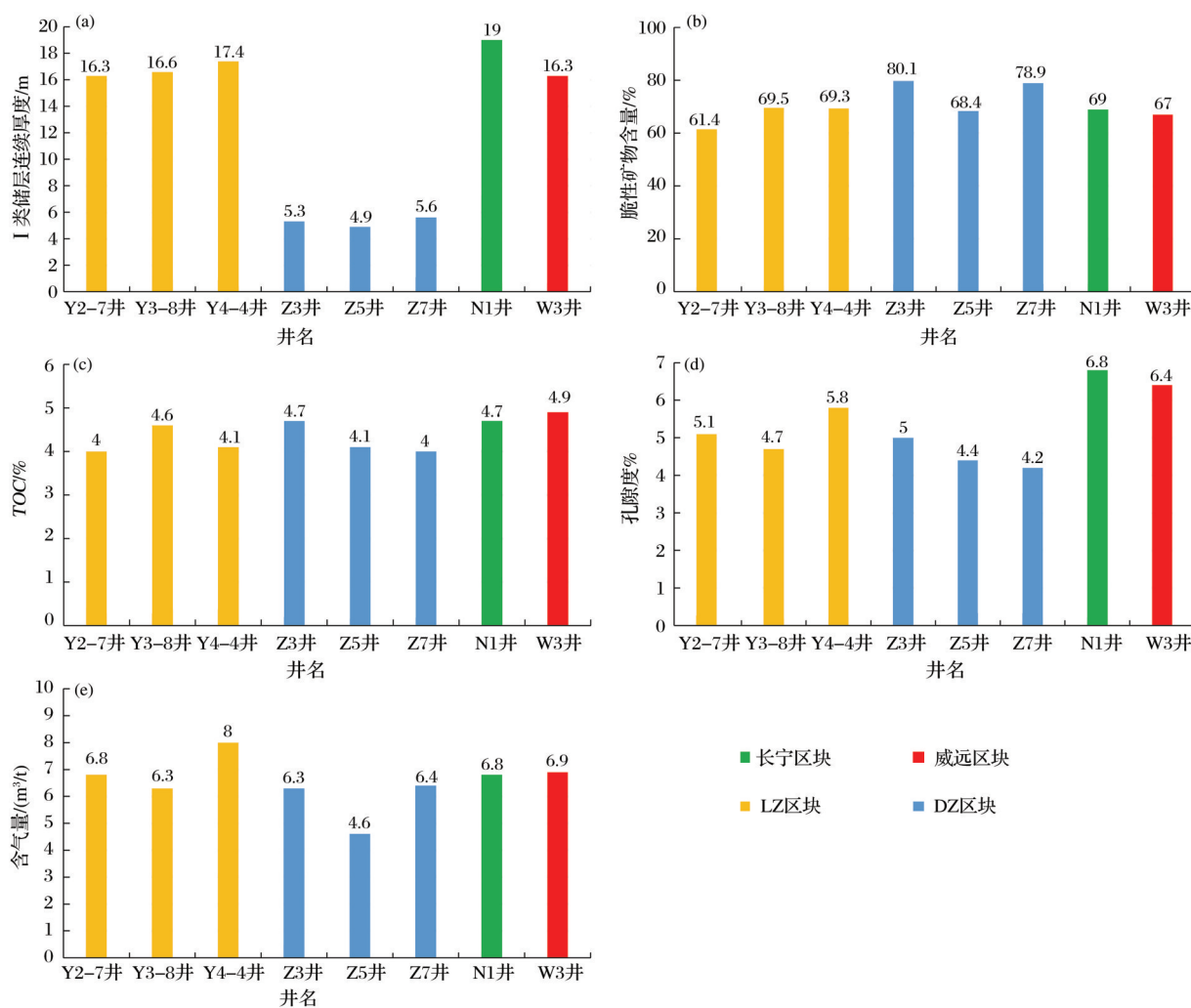


图5 LZ区块、DZ区块五峰组一龙一<sub>1</sub>亚段下部连续I类储层参数对比

Fig.5 Parameter comparisons of continuous type I reservoir in O<sub>3w</sub>-bottom of S<sub>1T-1</sub>, LZ block and DZ block

(a) I类储层连续厚度;(b)脆性矿物含量;(c)TOC;(d)孔隙度;(e)含气量

## 3 富集条件差异的主控因素

### 3.1 古沉积环境控制有机质富集和储层规模

有机质丰度是影响页岩气富集程度(含气量)

的关键因素。一方面,有机质能转化为烃类,有利于页岩气的大量产生;另一方面,有机质生烃过程中通过热解作用可以发育形成纳米级有机质孔隙,为页岩气提供大量储集空间<sup>[29]</sup>。LZ区块和DZ区

块页岩含气量的高低均与其有机质丰度存在良好正相关关系[图6(a)],即佐证了这一观点。而微量元素比值U/Th、Ni/Co等指示水体氧化还原条件的指标(表3)与TOC亦呈较好正相关关系[图6(b),图6(c)],表明低能、欠补偿、缺氧的深水陆棚沉积是发育富有机质页岩的最佳环境。前人<sup>[3-5]</sup>研究表明,LZ区块和DZ区块虽然同处于大面积深水陆棚沉积格局下,但在五峰组一龙一<sub>1</sub>亚段各个小层沉积时期,LZ区块始终位于川南地区沉积中心,处于深水强还原环境,有利于页岩甜点层的大面积连续、厚层分布;而DZ区块相对更靠近乐山—龙女寺古隆起,古地貌相对更高,古沉积水体相对更浅(图7)。因而本文研究认为,沉积环境的演化控制了研究区五峰组一龙一<sub>1</sub>亚段纵向和平面的有机质差异富集(即纵向上龙一<sub>1</sub><sup>1</sup>小层—龙一<sub>1</sub><sup>3</sup>小层TOC最高、五峰组和龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层次之,且平面上LZ区块各小层TOC始终略大于DZ区块)。

同时,古沉积环境亦影响页岩储层的发育规模(厚度与品质),而页岩储层的厚度和品质是页岩气富集高产的物质基础<sup>[31-32]</sup>。前已详细论述,LZ区块和DZ区块在地层厚度、单项储层参数等方面都存在一定差异,LZ区块都相对更优;同时,自DZ区块自北往南至LZ区块(Z2井→Z3井→R3井→H2-1井→Y2-7井→Y3-8井,井位置见图7),各单井五峰组一龙一<sub>1</sub>亚段下部I类储层连续厚度分别为1.8 m、5.3 m、8.1 m、14 m、16.3 m、16.6 m,呈现持续增厚趋势。微量元素铀/钍(U/Th)值等于1.25指示强还原环境、弱还原环境的界限<sup>[33]</sup>,由强还原环境转变为弱还原环境的拐点(即U/Th=1.25的拐点)在LZ区块为龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层底部,而在DZ区块为龙一<sub>1</sub><sup>3</sup>小层上部(图2),这反映了五峰组晚期一龙一<sub>1</sub><sup>3</sup>小层沉积晚期DZ区块水体虽略浅于LZ区块,但沉积环境总体均为水体静而深的强还原环境;到了龙一<sub>1</sub><sup>3</sup>小层沉积晚期一龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层沉积时期,DZ区块因靠近古陆且古地貌更高、海退对其水体深度的影响更大,进而造成自北向南指向沉积中心的方向上,页岩地层厚度、储层厚度呈逐渐增厚的趋势(图7)。

3.2 后期有效保存条件是页岩气富集的关键

保存条件是川南地区海相页岩气富集的关键因素之一<sup>[29,34]</sup>。地层压力系数可作为评价页岩气藏保存条件的综合指标,根据川南地区页岩气勘探开发实践,直井测试产量与压力系数呈较好正相关关系,表明压力系数高揭示了页岩气层后期保存条件

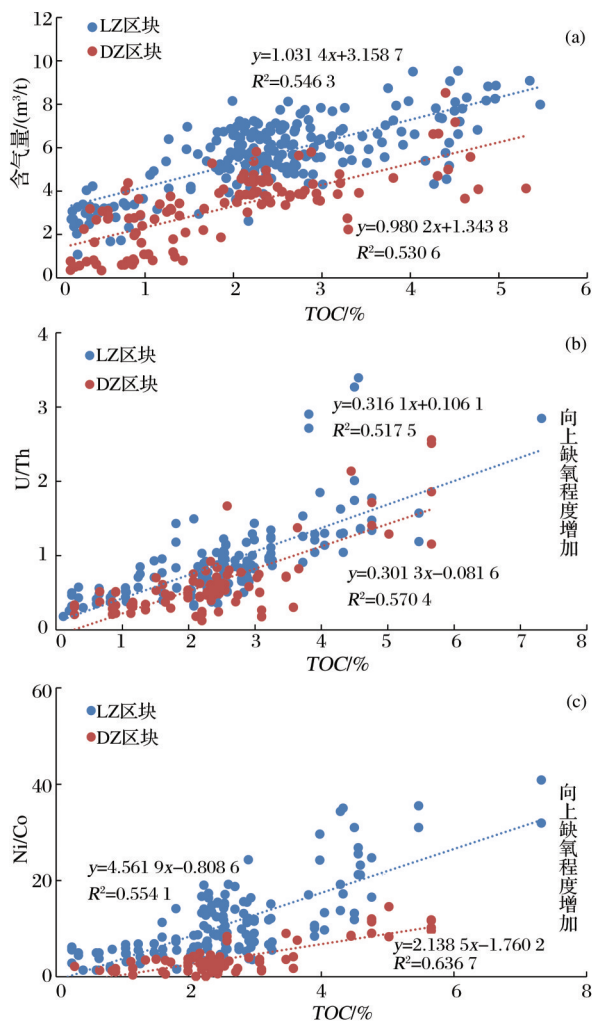


图6 LZ区块、DZ区块五峰组一龙一<sub>1</sub>亚段TOC与含气量、U/Th、Ni/Co关系

Fig.6 Correlation diagram of TOC and gas content, U/Th, Ni/Co in O<sub>3w</sub>-S<sub>1l-1</sub>, LZ block and DZ block  
(a)TOC与含气量的关系;(b)TOC与U/Th的关系;  
(c)TOC与Ni/Co的关系

表3 微量元素指标与沉积环境关系统计<sup>[30-33]</sup>

指标	缺氧	贫氧	常氧
	深水强还原环境	半深水弱还原环境	浅水氧化环境
水体溶氧量	<0.1 mL/L	0.1~1 mL/L	>1 mL/L
V/(V+Ni)	>0.54	0.46~0.54	<0.46
Ni/Co	>7	5.00~7.00	<5
U/Th	>1.25	0.75~1.25	<0.75
Re/Mo	<0.8×10 <sup>-3</sup>	(0.8~9)×10 <sup>-3</sup>	>9×10 <sup>-3</sup>

较好、地层能量充足,有利于页岩气井的高产、稳产<sup>[34]</sup>。构造变形特征是研究页岩气后期保存的先决条件<sup>[35-36]</sup>,构造运动形成的断层规模(断距、长度)



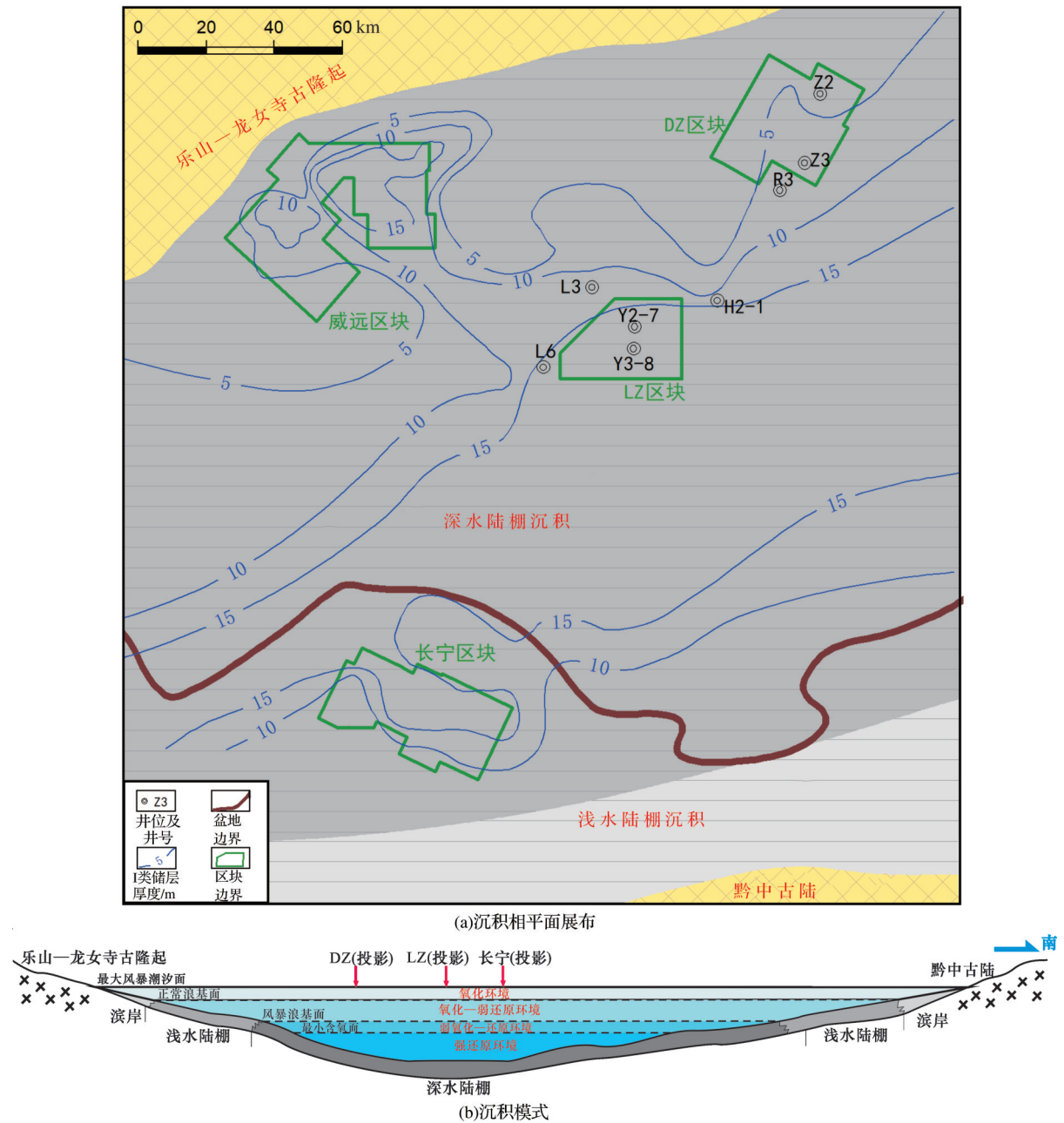


图7 川南地区五峰组一龙一、亚段沉积相平面展布与沉积模式  
(沉积相平面展布据文献[1-2]修改; I类储层厚度等值线据文献[3]修改)

Fig.7 Sedimentary facies plane distribution and sedimentary model in  $O_3w-S_1l^{-1}$ , southern Sichuan Basin

(map of sedimentary facies is modified from Refs.[1-2];Contour lines of type I reservoir thickness are modified from Ref.[3])

影响了断层封闭性和页岩气的逸散程度<sup>[29]</sup>。而构造变形产生的另一产物——天然裂缝则是“双刃剑”,在保存条件较好的封闭体系中,天然裂缝的发育为深层、高压条件下高含量游离气的聚集提供了储集空间,同时有利于人工压裂缝网的空间延伸、可有效提高纵横向资源的动用程度;而在靠近断层发育区,若天然裂缝沟通断层则可形成高效的运移通道,加快页岩气的逸散<sup>[37]</sup>。

DZ 区块内,控制鼻状断背斜的断层发育规模较大,包含 3 条 I 级断层(断距 300 m 以上)和若干条 II 级断层(断距 100~300 m),延伸长度 6.7~32.1 km; DZ 区块天然裂缝中水平缝和高角度缝均较发育[图 8(a),图 8(b)],且断背斜上单井发育程度强于稳定向斜区内单井,生产特征(见气时间快、返排率因压裂液滤失而较低)呈现裂缝型页岩气藏的特征<sup>[5]</sup>。区块压力系数明显受断层分布及构造位置的

控制,即断背斜上压力系数低于向斜内的构造稳定区域,例如处于断背斜上、距离Ⅱ级断层约600 m的Z2井压力系数为1.86,小于位于向斜内、不临近大断层的Z3井(压力系数1.96)。统计发现,随着距Ⅰ级、Ⅱ级断层距离的增加、气井生产效果逐渐变好,表明区块内Ⅰ级、Ⅱ级断层及裂缝发育对页岩气的保存富集有较大影响,从而影响各井生产效果(图9)。以上综合表明,控制DZ区块后期保存条件的关键因素是断层规模及距Ⅰ级、Ⅱ级断层的距离和天然裂缝发育强度。

LZ区块不发育Ⅰ级断层,控制低陡断背斜的Ⅱ

级断层延伸长度介于9.4~29.8 km之间;各向斜内断层规模较小,多为五峰组—龙马溪组层内断层,断距小于100 m。天然裂缝以水平缝为主,纵向上高角度缝仅少量发育[图8(c),图8(d)]。LZ区块五峰组—龙马溪组页岩气层压力系数的变化规律与DZ区块有所差异,区块内压力系数整体较大、普遍在2.1以上,且受断层分布、构造位置的影响不大(图10)。综上认为,LZ区块内断层对页岩气藏破坏性小、天然裂缝发育程度弱于DZ区块,页岩气层在侧向上无明显的泄压区,断裂—天然裂缝系统对页岩气的逸散影响小于DZ区块。

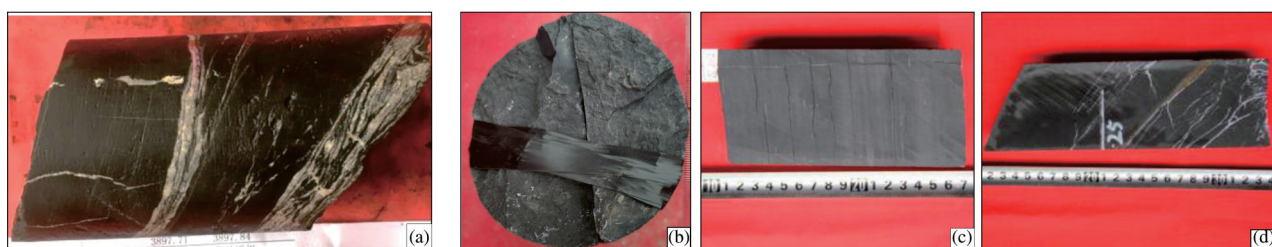


图8 DZ区块、LZ区块岩心裂缝观测

Fig.8 Core fracture observation, LZ block and DZ block

(a) DZ区块Z2井,3891.35 m,五峰组,羽状方解石充填缝; (b) DZ区块Z7井,4390.1 m,龙—<sup>1</sup>小层,垂直缝;  
(c) LZ区块G2井,3830.5 m,龙—<sup>2</sup>小层,水平缝; (d) LZ区块D1井,3645.5 m,龙—<sup>4</sup>小层,低角度缝

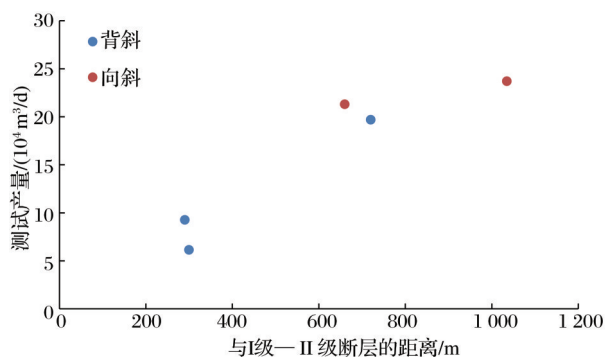


图9 DZ区块水平井测试产量与距断层距离的关系

Fig.9 The relationship between test yields of horizontal wells and the distances to faults, DZ block

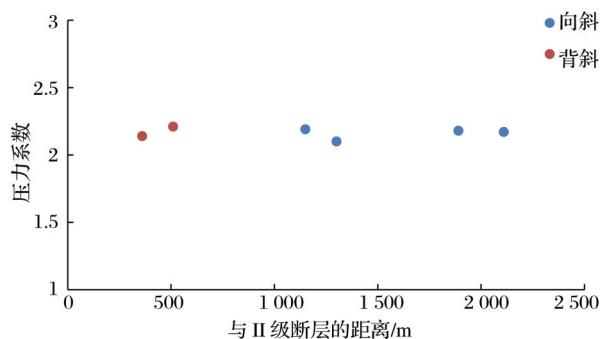


图10 LZ区块压力系数与距断层距离的关系

Fig.10 The relationship between pressure factors and the distances to faults, LZ block

## 4 启示与讨论

### 4.1 关于深层页岩气区块富集保存模式与有利建产区的优选

通过前述对LZ区块和DZ区块的富集条件差异及主控因素的剖析,分别建立了2个区块的页岩气富集保存模式。以LZ区块为代表的低陡状背斜夹较宽缓向斜[图11(a)]中,向斜面积较大、地层相对宽缓,向斜内断层断距较小、对页岩气藏破坏作

用弱,天然裂缝以水平缝为主,断裂—天然裂缝综合系统对页岩气的逸散影响较小,区块内整体呈现含气量高、压力系数高、产量高“三高”特征。以DZ区块为代表的断背斜夹向斜[图11(b)]中,鼻状断背斜较狭窄,控边的Ⅱ级及以上断层断距较大;向斜内地层相对宽缓、但面积小于LZ区块,水平裂缝和高角度裂缝均较发育,整体而言断裂—天然裂缝综合系统对页岩气藏的富集保存具有一定破坏作用。总体而言,向斜内生产效果优于断背斜上。据

图9,应选择距Ⅰ级、Ⅱ级断层距离约700 m以上的地层较平缓区域,能够取得 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上的测试产量。

总体而言,古沉积环境控制有机质富集和页岩储层发育规模(厚度、品质),低能、强还原的深水陆

棚沉积是发育富有机质页岩的最佳沉积环境,应秉持“深层领域找深水沉积页岩储层”的理念;此外,应注意后期有效保存条件是影响页岩气富集程度的关键,应选择构造相对简单、断层规模较小、地层较平缓的区域作为下步深层页岩气有利建产区。

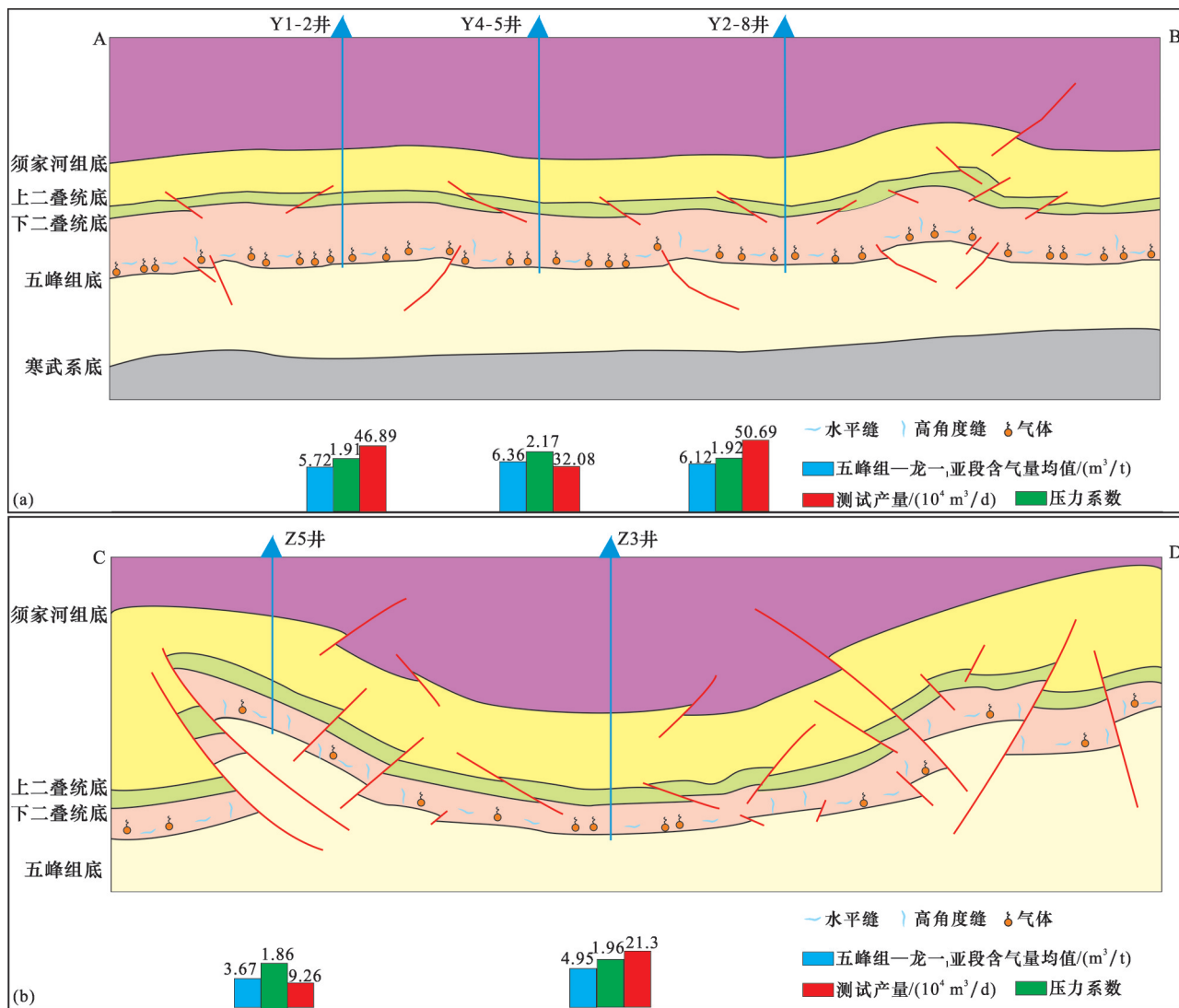


图11 LZ区块、DZ区块页岩气保存与富集模式(剖面位置见图1)

Fig.11 Mode of shale gas conservation and enrichment, LZ block and DZ block (profile positions are as shown in Fig.1)

(a) LZ区块低陡状背斜夹较宽缓向斜页岩气藏模式;(b) DZ区块断背斜夹向斜页岩气藏模式

在华蓥山断裂带南段自北东向南西方向(DZ区块→LZ区块)上,构造变形强度逐渐减弱,断背斜间发育的多个向斜构造亦更宽缓、面积增大(图1)。这些地质特征类似的向斜应是下步深层页岩气勘探的潜在有利区,其中FJ向斜和LS向斜已取得战略性突破,FJ向斜内的L3井测试产量达 $138 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,成为国内首口测试日产气量超过百万立方米的标杆井<sup>[3]</sup>;向斜内另一口井L6井近期亦获高

产,测试产量达 $30.55 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。LS向斜内H2井测试获气 $22.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,已累计产气 $5\,300 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。以上多口深层页岩气井高产展示了川南地区深层页岩气的巨大开发潜力,应加速开展先导试验,为同类型地质特征的页岩气藏开发奠定基础;同时应有效应对深层页岩气埋藏深、地应力方向变化复杂、两向应力差较大等不利因素为后期规模效益开发和稳产带来的挑战。



## 4.2 关于LZ区块立体开发的可行性探讨

川南地区在目前靶体位置和现有压裂工艺条件下,仅能对五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段下部页岩气层有效动用<sup>[11-13]</sup>。能否动用龙一<sub>1</sub>亚段上部气层,实现立体开发、提高纵向储量动用程度,将是提高整体采收率的关键。特别需要指出,前期调研表明,紧邻LZ区块的H201井用液体示踪剂监测到水力裂缝高10.5 m,Z201井压裂后用非放射性示踪陶粒监测到支撑缝高12 m,均表明以龙一<sub>1</sub>亚段下部气层中龙一<sub>1</sub>小层为靶体的水平井压裂形成的有效裂缝几乎不能向上延伸到龙一<sub>1</sub>亚段上部。与此同时,四川盆地已在焦石坝区块<sup>[11]</sup>初步实现页岩气双层立体开发,该区块以龙一<sub>1</sub>小层上部相对高GR段为靶体,部署的3口评价试验井测试产量介于 $(20.2\sim 28.86)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 之间,展示了在四川盆地局部地区

龙一<sub>1</sub>亚段上部页岩气层的开发潜力(图12);其立体开发模式为具备类似地质条件、龙一<sub>1</sub>亚段地层厚度大的LZ区块的井位部署和开发调整提供了新方向和新思路。

通过连井分析,LZ区块地层、储层与焦石坝区块具有较好可比性(图12),除在五峰组顶部—龙一<sub>1</sub>小层底部发育连续I类储层外,2个区块均在龙一<sub>1</sub>小层顶部钙质页岩标志层下发育一套纵向连续的相对高GR段,为龙一<sub>1</sub>亚段上部气层有利层段。以LZ区块典型井Y2-7井为例,其上部气层脆性矿物含量平均值为58.7%、孔隙度平均值为5.7%、TOC平均值为2.5%、含气量平均值为 $4.2\text{ m}^3/\text{t}$ ,与属于I类储层的下部气层相比,上部气层储层品质略低,但整体属于I类—II类储层,具备较优的地质条件。2014年,在LZ区块内钻探的Y3-H2井龙

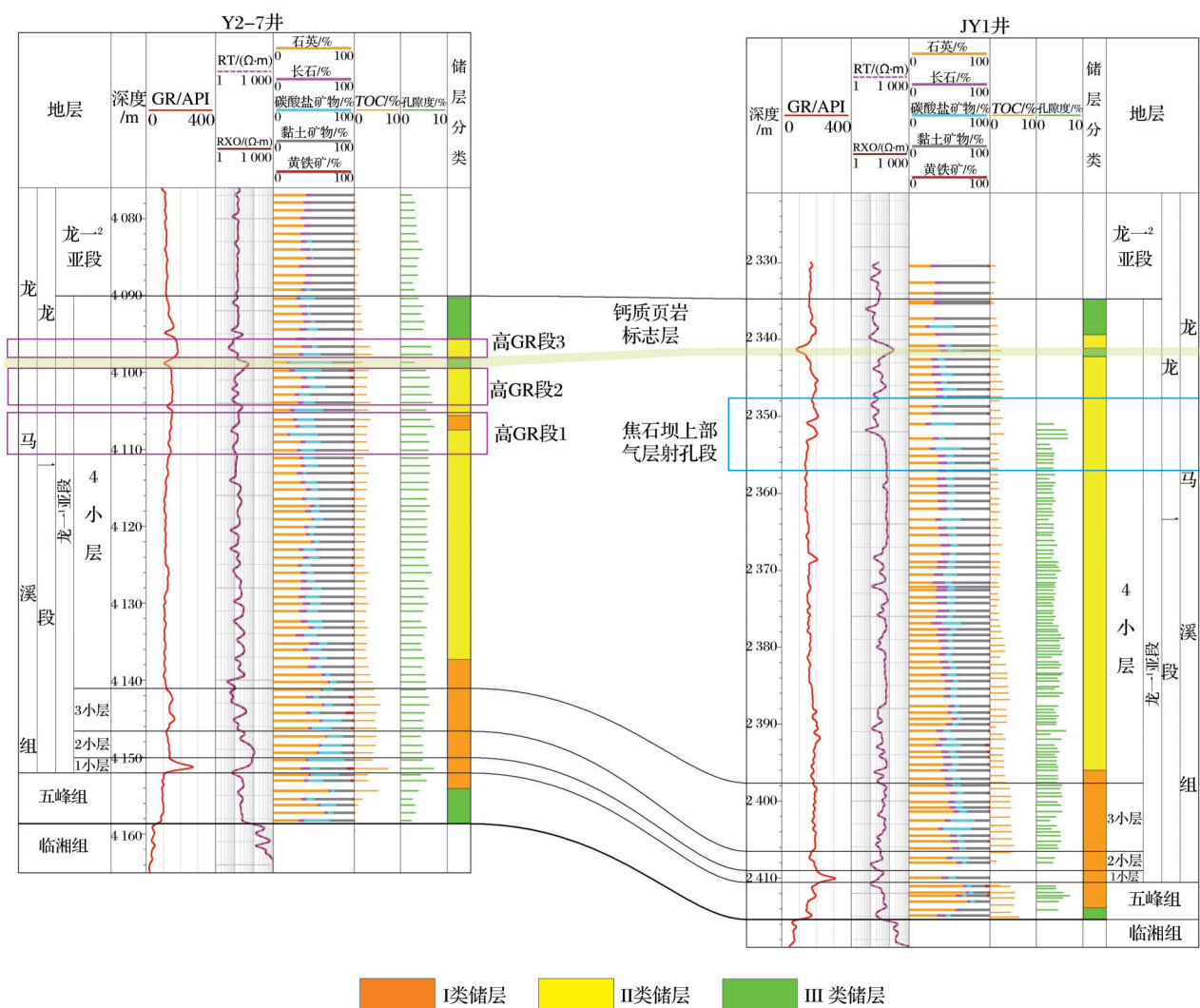


图12 LZ区块Y2-7井与焦石坝区块JY1井五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段储层连井对比

Fig.12 Reservoir well correlation of  $O_3w-S_{1r-1}$  among Well Y2-7 (LZ block) and Well JY1 (Jiaoshiba block)

一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层钻遇长度1 200 m,采用“大段间距+小规模+高胶液比”早期压裂工艺,测试获气 $15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,截至2020年4月已累计生产1 500余天,累产气近 $3 400 \times 10^4 \text{ m}^3$ ;近期,区块内Y2-7井以龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层上部相对高GR段(细分为3段,见图12)为靶体,压裂段长1 900 m,获测试产量 $10.22 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。以上LZ区块内多口龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层靶体页岩气产能评价井的突破,展示了该区块龙一<sub>1</sub>亚段上部页岩气层的开发潜力。统计表明,LZ区块内龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层上部有利靶体与龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层靶体垂向距离介于40~50 m之间,具备纵向上双层立体开发的条件,立体开发应是该区块下一步的重点研究方向。

## 5 结论

(1) LZ区块在五峰组—龙一<sub>1</sub>亚段地层厚度、有机质丰度、物性特征、含气性、页岩储层厚度及品质等页岩气富集要素方面均优于DZ区块。

(2) 川南地区深层区域页岩气富集差异性的主控因素为古沉积环境和后期保存条件。其中,古沉积环境的不同造成了LZ区块和DZ区块有机质富集和储层规模(厚度、品质)的差异;后期保存条件是页岩气富集的关键,其有效性受断层—天然裂缝系统的影响。

(3) 华蓥山断裂带南段的断背斜间发育的多个较宽缓向斜应是下步川南地区深层页岩气勘探的潜在有利区,同时需有效应对埋藏深、地应力方向变化复杂、两向应力差较大等挑战;LZ区块龙一<sub>1</sub><sup>4</sup>小层地质条件优越、具备双层立体开发的可行性。

## 参考文献(References)

- [1] 马新华. 四川盆地南部页岩气富集规律与规模有效开发探索[J]. 天然气工业, 2018, 38(10): 1-10.  
MA X H. Enrichment laws and scale effective development of shale gas in the southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(10): 1-10.
- [2] 马新华, 谢军. 川南地区页岩气勘探开发进展及发展前景[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(1): 161-169.  
MA X H, XIE J. The progress and prospects of shale gas exploration and exploitation in southern Sichuan Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(1): 161-169.
- [3] 杨洪志, 赵圣贤, 刘勇, 等. 泸州区块深层页岩气富集高产主控因素[J]. 天然气工业, 2019, 39(11): 55-63.  
YANG H Z, ZHAO S X, LIU Y, et al. Main controlling factors of enrichment and high-yield of deep shale gas in the Luzhou Block, southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(11): 55-63.
- [4] 沈骋, 谢军, 赵金洲, 等. 泸州—渝西区块海相页岩可压性演化差异[J]. 中国矿业大学学报, 2020, 49(4): 742-754.  
SHEN C, XIE J, ZHAO J Z, et al. Evolution difference of fracability of marine shale gas reservoir in Luzhou and west Chongqing block, Sichuan Basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2020, 49(4): 742-754.
- [5] 张成林, 张鉴, 李武广, 等. 渝西大足区块五峰组—龙马溪组深层页岩储层特征与勘探前景[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(12): 1794-1804.  
ZHANG C L, ZHANG J, LI W G, et al. Deep shale reservoir characteristics and exploration potential of Wufeng-Longmaxi formations in Dazu area, western Chongqing[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(12): 1794-1804.
- [6] 郭旭升. 南海海相页岩气“二元富集”规律——四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J]. 地质学报, 2014, 88(7): 1209-1218.  
GUO X S. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in southern China: Understanding from the Longmaxi Formation shale gas in Sichuan Basin and its surrounding area[J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(7): 1209-1218.
- [7] 郭彤楼. 涪陵页岩气田发现的启示与思考[J]. 地学前缘, 2016, 23(1): 29-43.  
GUO T L. Discovery and characteristics of the Fuling shale gas field and its enlightenment and thinking[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 29-43.
- [8] 金之钧, 胡宗全, 高波, 等. 川东南地区五峰组—龙马溪组页岩气富集与高产控制因素[J]. 地学前缘, 2016, 23(1): 1-10.  
JIN Z J, HU Z Q, GAO B, et al. Controlling factors on the enrichment and high productivity of shale gas in the Wufeng-Longmaxi Formation, south-eastern Sichuan Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 1-10.
- [9] 赵圣贤, 杨跃明, 张鉴, 等. 四川盆地志留统龙马溪组页岩小层划分与储层精细对比[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(3): 470-487.  
ZHAO S X, YANG Y M, ZHANG J, et al. Micro-layers division and fine reservoirs contrast of Lower Silurian Longmaxi Formation shale, Sichuan Basin, SW China[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(3): 470-487.
- [10] 谢军, 赵圣贤, 石学文, 等. 四川盆地页岩气水平井高产的地质主控因素[J]. 天然气工业, 2017, 37(7): 1-12.  
XIE J, ZHAO S X, SHI X W, et al. Main geological factors controlling high production of horizontal shale gas wells in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(7): 1-12.
- [11] 舒志恒, 方栋梁, 郑爱维, 等. 四川盆地焦石坝地区龙马溪组一段上部页岩气层地质特征及开发潜力[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(3): 393-401.  
SHU Z H, FANG D L, ZHENG A W, et al. Geological characteristics and development potential of upper shale gas reservoirs of the 1st member of Longmaxi Formation in Jiaoshiba area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(3): 393-401.
- [12] 焦方正. 页岩气“体积开发”理论认识、核心技术与实践[J]. 天然气工业, 2019, 39(5): 1-14.  
JIAO F Z. Theoretical insights, core technologies and practices concerning “volume development” of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(5): 1-14.

- [13] 马永生,蔡勋育,赵培荣.中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J].石油勘探与开发,2018,45(4):561-574.  
MA Y S, CAI X Y, ZHAO P R. China's shale gas exploration and development: Understanding and practice[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 561-574.
- [14] 张金川,聂海宽,徐波,等.四川盆地页岩气成藏地质条件[J].天然气工业,2008,28(2):151-156.  
ZHANG J C, NIE H K, XU B, et al. Geological condition of shale gas accumulation in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(2): 151-156.
- [15] 聂海宽,唐玄,边瑞康.页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测[J].石油学报,2009,30(4):484-491.  
NIE H K, TANG X, BIAN R K. Controlling factors for shale gas accumulation and prediction of potential development area in shale gas reservoir of South China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(4): 484-491.
- [16] 中华人民共和国国土资源部. DZ/T0254-2014 页岩气资源/储量计算与评价技术规范[S].北京:中国标准出版社,2014.  
Ministry of Land and Resources of the People's Republic of China. DZ/T0254-2014 Regulation of Shale Gas Resources/Reserves Estimation[S]. Beijing: Standards Press of China, 2014.
- [17] 赵金洲,任岚,沈骋,等.页岩气储层缝网压裂理论与技术研究新进展[J].天然气工业,2018,38(3):1-14.  
ZHAO J Z, REN L, SHEN C, et al. Latest research progresses in network fracturing theories and technologies for shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(3): 1-14.
- [18] 丰国秀,陈盛吉.岩石中沥青反射率与镜质体反射率之间的关系[J].天然气工业,1988,8(3):20-25.  
FENG G X, CHEN S J. Relationship between the reflectance of bitumen and vitrinite in rock[J]. Natural Gas Industry, 1988, 8(3): 20-25.
- [19] 朱汉卿,贾爱林,位云生,等.蜀南地区富有机质页岩孔隙结构及超临界甲烷吸附能力[J].石油学报,2018,39(4):391-401.  
ZHU H Q, JIA A L, WEI Y S, et al. Pore structure and supercritical methane sorption capacity of organic-rich shales in southern Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(4): 391-401.
- [20] SHI M, YU B S, ZHANG J C, et al. Microstructural characterization of pores in marine shales of the Lower Silurian Longmaxi Formation, southeastern Sichuan Basin, China[J]. Marine & Petroleum Geology, 2018, 94(6): 166-178.
- [21] YANG R, HE S, YI J Z, et al. Nano-scale pore structure and fractal dimension of organic-rich Wufeng-Longmaxi shale from Jiaoshiba area, Sichuan Basin: Investigations using FE-SEM, gas adsorption and helium pycnometry[J]. Marine & Petroleum Geology, 2016, 70(2): 27-45.
- [22] XI Z D, WANG J, HU J G, et al. Experimental investigation of evolution of pore structure in Longmaxi marine shale using an anhydrous pyrolysis technique[J]. Mineral, 2018, 8(6): 226-236.
- [23] 贾成业,贾爱林,何东博,等.页岩气水平井产量影响因素分析[J].天然气工业,2017,37(4):80-88.  
JIA C Y, JIA A L, HE D B, et al. Key factors influencing shale gas horizontal well production[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(4): 80-88.
- [24] 刘乃震,王国勇.四川盆地威远区块页岩气甜点厘定与精准导向钻井[J].石油勘探与开发,2016,43(6):978-985.  
LIU N Z, WANG G Y. Shale gas sweet spot identification and precise geo-steering drilling in Weiyuan Block of Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(6): 978-985.
- [25] 刘文平,张成林,高贵冬,等.四川盆地龙马溪组页岩孔隙度控制因素及演化规律[J].石油学报,2017,38(2):175-184.  
LIU W P, ZHANG C L, GAO G D, et al. Controlling factors and evolution laws of shale porosity in Longmaxi Formation, Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(2): 175-184.
- [26] 中华人民共和国国家能源局. SY/T 6940-2013 页岩气含气量测定方法[S].北京:中国标准出版社,2013.  
National Energy Administration of the People's Republic of China. SY/T 6940-2013 Measurement Method of Shale Gas Content[S]. Beijing: Standards Press of China, 2013.
- [27] 蒋廷学,卞晓冰,王海涛,等.深层页岩气水平井体积压裂技术[J].天然气工业,2017,37(1):90-96.  
JIANG T X, BIAN X B, WANG H T, et al. Volume fracturing of deep shale gas horizontal wells[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(1): 90-96.
- [28] 曾义金,陈作,卞晓冰.川东南深层页岩气分段压裂技术的突破与认识[J].天然气工业,2016,36(1):61-67.  
ZENG Y J, CHEN Z, BIAN X B. Breakthrough in staged fracturing technology for deep shale gas reservoirs in SE Sichuan Basin and its implications[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 61-67.
- [29] 郭彤楼.中国式页岩气关键地质问题与成藏富集主控因素[J].石油勘探与开发,2016,43(3):317-326.  
GUO T L. Key geological issues and main controls on accumulation and enrichment of Chinese shale gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(3): 317-326.
- [30] 邱振,邹才能,王红岩,等.中国南方五峰组—龙马溪组页岩气差异富集特征与控制因素[J].天然气地球科学,2020,31(2):163-175.  
QIU Z, ZOU C N, WANG H Y, et al. Discussion on characteristics and controlling factors of differential enrichment of Wufeng-Longmaxi formations shale gas in South China[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(2): 163-175.
- [31] 王玉满,董大忠,李新景,等.四川盆地及其周缘下志留统龙马溪组层序与沉积特征[J].天然气工业,2015,35(3):12-21.  
WANG Y M, DONG D Z, LI X J, et al. Stratigraphic sequence and sedimentary characteristics of Lower Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its peripheral areas[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(3): 12-21.
- [32] 郑和荣,高波,彭勇民,等.上扬子地区下志留统沉积演化与页岩气勘探方向[J].古地理学报,2013,15(5):645-656.  
ZHENG H R, GAO B, PENG Y M, et al. Sedimentary evolution and shale gas exploration direction of the Lower Silurian in middle-upper Yangtze area[J]. Journal of Palaeogeography, 2013, 15(5): 645-656.
- [33] HTACH J R, LEVENTHAL J S. Relationship between inferred redox potential of the depositional environment and geochemistry of the Upper Pennsylvanian (Missourian) stark shale member of the Dennis limestone, Wabaunsee County, Kansas, U.S.A.[J]. Chemical Geology, 1992, 99(1): 65-82.



- [34] 胡东风,张汉荣,倪楷,等.四川盆地东南缘海相页岩气保存条件及其主控因素[J].天然气工业,2014,34(6):17-23.  
HU D F, ZHANG H R, NI K, et al. Main controlling factors for gas preservation conditions of marine shales in southeastern margins of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6):17-23.
- [35] 何治亮,胡宗全,聂海宽,等.四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气富集特征与“建造—改造”评价思路[J].天然气地球科学,2017,28(5):724-733.  
HE Z L, HU Z Q, NIE H K, et al. Characterization of shale gas enrichment in the Wufeng-Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its evaluation of geological construction transformation evolution sequence [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(5):724-733.
- [36] 刘树根,邓宾,钟勇,等.四川盆地及周缘下古生界页岩气深埋藏—强改造独特地质作用[J].地学前缘,2016,23(1):11-28.  
LIU S G, DENG B, ZHONG Y, et al. Unique geological features of burial and superimposition of the Lower Paleozoic shale gas across the Sichuan Basin and its periphery [J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1):11-28.
- [37] CURTIS J B. Fractured shale-gas systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11):1921-1938.

### Analysis and enlightenment of the difference of enrichment conditions for deep shale gas in southern Sichuan Basin

ZHANG Cheng-lin<sup>1</sup>, ZHAO Sheng-xian<sup>1</sup>, ZHANG Jian<sup>1,2</sup>, CHANG Cheng<sup>1</sup>, XIA Zi-qiang<sup>1</sup>, CAO Lie-yan<sup>1</sup>,  
TIAN Chong<sup>1</sup>, FENG Jiang-Rong<sup>1</sup>, FANG Yuan<sup>1</sup>, ZHOU Yi<sup>3</sup>

(1. Shale Gas Institute of PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu 610051, China;

2. Shale Gas Evaluation and Exploitation Key Laboratory of Sichuan Province, Chengdu 610213, China;

3. Geoscience and Technology School of Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

**Abstract:** In recent years, shale gas exploration and development of  $O_3W-S_1l^1$  in southern Sichuan Basin have gradually expanded to the deep reservoirs (vertical depth between 3 500 m and 4 500 m). Preliminary progress have been made in two deep areas, including LZ block and DZ block, and the results of shale gas exploration and development are different (the former is obviously superior to the latter), which is mainly related to the difference of enrichment conditions. This article takes Wufeng-Longmaxi formations of LZ block and DZ block as the research objects, and has comprehensively made use of the latest data of drilling, logging, well logging, seismic and experiments, and finally has clarified the characteristics, differences and main controlling factors of enrichment conditions in two blocks. The researches show that: (1) LZ block is superior to DZ block in shale gas enrichment elements, such as formation thickness, organic matter abundance, physical property characteristics, gas bearing property, as well as the thickness and quality of shale reservoir. (2) During the formation period of Wufeng-Longmaxi formations, LZ block was always located in the sedimentary center of deep-water continental shelf in southern Sichuan basin, and its paleosedimentary environment was superior to that of DZ block. And the difference of paleosedimentary environment resulted in the difference of organic matter accumulation and reservoir scale (thickness and quality) in the two blocks. (3) The preservation condition of DZ block is obviously controlled by fault-natural fracture system, while the shale gas leakage in LZ block is less affected by fault-natural fracture system. The pressure coefficient is the largest in southern Sichuan Basin, and the preservation condition is better. The comprehensive study suggests that, in the two deep areas of LZ block and DZ block in southern Sichuan Basin, the main controlling factors of shale gas enrichment difference are paleosedimentary environment and preservation conditions. The concept of "exploring deep-water shale reservoir in the deep area" should be upheld in the exploration and development of deep shale gas in southern Sichuan Basin. Several wide and slow syncline structures which developed among the fault-anticlines in the south side of southern Huaying-shan fault-zones should be the potential favorable areas for shale gas exploration in the next stage. And the geological conditions of  $S_1l^{1-4}$  in LZ block are superior, with the feasibility of three-dimensional development for double-layers.

**Key words:** Wufeng-Longmaxi formations; Deep shale gas; Enrichment conditions; Difference; Enlightenment

**Foundation items:** The China National Science and Technology Major Project (Grant No. 2016ZX05062); The Major Scientific and Technological Projects of PetroChina (Grant No. 2016E-0611); The China National Science and Technology Major Project (Grant No. 2017ZX05037).