

doi: 10.12029/gc20200109

蒲泊伶,董大忠,王凤琴,王玉满,黄金亮. 2020. 沉积相带对川南龙马溪组页岩气富集的影响[J]. 中国地质, 47(1): 111-120.

Pu Boling, Dong Dazhong, Wang Fengqin, Wang Yuman, Huang Jinliang. 2020. The effect of sedimentary facies on Longmaxi shale gas in southern Sichuan Basin[J]. Geology in China, 47(1): 111-120(in Chinese with English abstract).

沉积相带对川南龙马溪组页岩气富集的影响

蒲泊伶^{1,2},董大忠^{3,4,5,6},王凤琴^{1,2},王玉满³,黄金亮³

(1. 西安石油大学地球科学与工程学院,陕西 西安 710065;2. 西安石油大学陕西省油气成藏地质学重点实验室,陕西 西安 710065;3. 中国石油勘探开发研究院,北京 100083;4. 国家能源页岩气研发(实验)中心,河北 廊坊 065007;5. 中国石油天然气集团有限公司非常规油气重点实验室,河北 廊坊 065007;6. 中国石油集团科学技术研究院,北京 100083)

摘要:为查明沉积相带对川南龙马溪组页岩气富集的影响,结合地层分布、岩性特征、沉积构造、有机碳含量、矿物组成、储集空间类型等特征,对龙马溪组页岩沉积相类型进行划分,并探讨沉积相带对有效页岩发育的影响,以期期为页岩气富集条件评价提供依据。通过研究区 6 口页岩气井的钻井岩心观察,结合测井响应、实验测试分析,将龙马溪组划分为浅水泥质陆棚亚相、半深水陆棚亚相和深水陆棚亚相 3 种沉积亚相类型。有机碳含量、有效页岩的发育和分布、矿物组成以及孔隙发育特征是影响页岩气富集的关键因素,而这些因素均受控于沉积相带:沉积水体越深 TOC 含量越高,距离沉积中心越近 TOC 含量越高;龙马溪组地层厚度较大,但有效页岩厚度并不大,深水陆棚亚相沉积层段为页岩气富集的有效层段,且有效页岩层向沉积中心方向逐渐增厚;深水陆棚亚相丰富的生物供应为有效页岩带来了更高的有机质含量以及更多的脆性矿物,提高了岩石脆性;龙马溪组页岩中的孔隙类型主要为黏土矿物层间孔与有机质孔,且 TOC 含量高的沉积相带中有机质孔越发育。综上,深水陆棚亚相页岩具备有机质含量丰富、岩石脆性高、有机质孔发育等特征,是页岩气富集的最有利相带。

关键词:深水陆棚亚相;页岩气;富集条件;龙马溪组;油气勘查工程;四川盆地

中图分类号:P618.13 文献标志码:A 文章编号:1000-3657(2020)01-0111-10

The effect of sedimentary facies on Longmaxi shale gas in southern Sichuan Basin

PU Boling^{1,2}, DONG Dazhong^{3,4,5,6}, WANG Fengqin^{1,2}, WANG Yuman³, HUANG Jinliang³

(1. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, Shaanxi, China; 2. Shaanxi Key Laboratory of Petroleum Accumulation Geology, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, Shaanxi, China; 3. CNPC Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing, 100083, China; 4. National Energy Shale Gas R & D Experimental Center, Langfang 065007, Hebei, China; 5. Petro China Key Laboratory of Unconventional Oil & Gas Resources, Langfang 065007, Hebei, China; 6. CNPC Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China)

Abstract: To identify the impact of deposition facies on Longmaxi shale gas enrichment in southern Sichuan Basin, the authors studied sedimentary characteristics, stratigraphic distribution, lithology, sedimentary structures, organic carbon content, mineral composition, reservoir space type and other features as well as the impact of sedimentation on favorable shale distribution with the

收稿日期:2019-03-06;改回日期:2019-06-23

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”35 项目(2017ZX05035)资助。

作者简介:蒲泊伶,女,1981 年生,博士,讲师,主要从事页岩气富集地质条件的研究工作;E-mail:sd_yujiao@sina.com。

purpose of providing a basic evidence for the evaluation of shale gas enrichment conditions. By the observation and description of drilling cores from six shale gas wells in the study area and according to log response, experimental analysis, Longmaxi Formation was divided into three subfacies, which are shallow water muddy shelf, half-deep water shelf and deep water shelf. It is shown that shale gas accumulation is affected by organic carbon content, the development and distribution of shale, mineral composition, and the development of pores, which are all controlled by sedimentary facies. The deeper the water, the closer to the deposition center, TOC content is higher; Longmaxi Formation is thick but the effective section is much thinner, and it becomes thicker where it is closer to the deposition center. Organisms deposited in deepwater make the effective shale have higher organic matter content and more brittleness; Main pore types in Longmaxi shale are clay mineral layer pores and organic pores, and organic pores are more developed in the section with higher TOC content. Deep-water shelf is the most favorable facies for shale gas enrichment with abundant organic matter content, high brittleness and abundant organic pores.

Key words: deep-water shelf; shale gas; favorable factors; Longmaxi Formation; oil-gas exploration engineering; Sichuan Basin

About the first author: PU Boling, female, born in 1981, lecturer, majors in shale gas geology; E-mail: sd_yujiao@sina.com.

Fund support: Supported by National Planed Major Science & Technology Major Projects (No. 2017ZX05035).

1 引 言

川南地区位于华蓥山褶皱带向南呈帚状撒开的川南低陡褶皱区及川西南低缓构造区,面积约为 $2.2 \times 10^4 \text{ km}^2$ (杨武年,2001)。以往钻井资料复查和近期研究表明(董大忠等,2009;刘树根等,2009;蒲泊伶等,2010):研究区龙马溪组发育优质海相页岩地层,页岩气形成条件优越,资源潜力大,是页岩气勘探开发的有利目标区。目前已有众多常规油气探井及页岩气评价井在龙马溪组页岩中均有良好气显示,多口页岩气井经大型水力压裂获得了高产工业性页岩气流。但并非所有页岩气井都能获得高产,且同一口页岩气井中不同层段含气性也有较大差异,表现出极强的非均质性,然而导致页岩气井产量差异大的原因尚不明确。虽然已有学者认识到,页岩气的富集通常与有效页岩层段的发育、沉积厚度、分布面积、有机碳含量、矿物组成、孔隙发育特征等参数有关,而这些参数主要受页岩沉积环境与沉积相带的控制,形成了“沉积是基础”的页岩气富集高产理论(翟刚毅等,2017),而关于页岩气富集规律以及沉积相带对其控制作用的研究尚为薄弱。因此,本文以川南地区龙马溪组页岩为研究对象,依据其岩性、岩相、沉积构造、有机质含量、矿物组成、生物化石和测井响应等方面,划分沉积亚相类型,通过对比分析不同沉积相带页岩的有机质丰度、页岩分布特征、矿物组成、孔隙发育等特征,着重研究沉积环境及沉积亚相对页岩气富集的控制作用,旨在探索富有机质页岩在区域上、垂向

上的变化特征与分布规律,为页岩气富集条件的评价提供理论依据和指导。

2 沉积背景

早志留世龙马溪期继承了晚奥陶世海侵规模,地壳稳定持续下沉(李天生,1991),以沉积水循环受限的滞留陆棚—深水陆棚相为主(朱志军等,2010)。川南受黔中隆起及雪峰古陆阻隔,形成半封闭海盆,仅北部与秦岭洋相通(梁狄刚等,2009)。随着全球海平面下降,导致水深逐渐变浅,构造上伴随来自于南东方向挤压作用的增强,地层不断抬升(郭英海等,2004),乐山—龙女寺古隆起逐渐扩大,海域缩小变浅,沉积分异作用加剧(郭英海等,2004)。早志留世,位于研究区南侧的黔中古隆起以古陆存在。上扬子局部地区在奥陶纪与志留纪之交存在黔中隆起和宜昌上升(陈旭等,2001)。黔中古隆起在早志留世是前陆盆地的前陆隆起带的一部分(许效松等,2001;万方和许效松,2003)。川南低陡构造带壳内滑脱推覆(王玮等,2011)造成来自于南东方向的推挤作用,沉积基底表现为东南高北低,海域自东南向北逐渐变深(郭英海等,2004)。推断陆源碎屑物质主要来自包括黔中古隆起在内的前陆隆起带以及雪峰古隆起,川中古隆起可能仅提供溶解物质。故早志留世沉积充填具多物源的混合型陆棚沉积性质(郭英海等,2004)。由于威远地区紧邻川中古隆起,推测其物源主要来自于川中古隆起,以泥质、钙质细粒沉积为主;长宁地区物源则主要来自于黔中古隆起,以

泥质、粉砂质泥沉积为主。在垂向序列及测井响应上,为向上变粗的充填变浅序列。参考前人研究成果,结合研究区页岩气井钻井资料,绘制了研究区龙马溪组沉积相平面分布图,见图1。

3 沉积亚相划分

龙马溪组在地层及岩性组合上具有较大差异,

非均质性较强,沉积条件的差异导致不同层位在岩性、矿物组成、生物发育情况上的差异性和分带性十分明显。通过川南地区6口页岩气井岩性岩相、有机质含量、矿物组成、生物化石和测井响应的变化特征,对龙马溪组沉积亚相进行了划分(表1),认为川南地区龙马溪组页岩主要发育浅水陆棚亚相、半深水陆棚亚相和深水陆棚亚相3种沉积亚相类型。

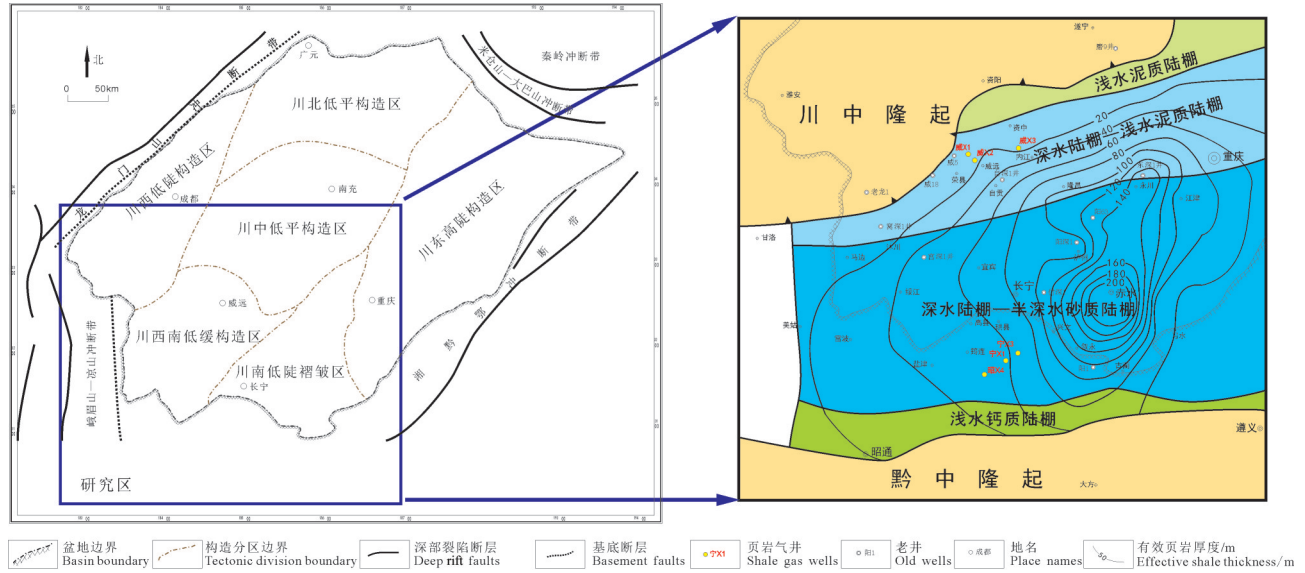


图1 研究区构造位置及龙马溪组沉积相图(据郭英海等,2004修改)
Fig.1 Structural location and sedimentary facies of Longmaxi Formation in the study area (after Guo Yinghai et al., 2004)

表1 川南地区龙马溪组沉积亚相划分依据
Table 1 Subfacies of Longmaxi Formation in south Sichuan area

沉积亚相	水深/m	岩石类型	沉积构造	古生物化石	钙质含量/%	特殊矿物	自然伽马/API	电阻率/($\Omega \cdot m$)	密度/(g/cm^3)	TOC/%
深水陆棚	100~200	钙质页岩、 硅质页岩、 笔石页岩、 炭质页岩、	水平层理、 均质层理	富含双列笔石, 如栅笔石、雕笔 石、藤笔石等	5~25	富含 黄铁 矿	20~60	2.5~2.65	>2.0	
		炭质页岩、 硅质页岩、 笔石页岩			<5					0.2~10
半深水陆棚	60~100	粉砂质页岩	水平层理、 均质层理	以三角半耙笔 石出现为特征, 富含单笔石,见 鲎类化石	25~40	含黄 铁矿	20~200	2.65~2.75	0.5~2.0	
		黏土质页岩、 泥质灰岩			<5					120~160
浅水陆棚	20~60	黏土质页岩	沙纹层理、 波状层理、 变形构造	以螺旋笔石出 现为特征,见腕 足、双壳、鲎类 等化石	<5	/	50~150	<10	2.6~2.8	<0.5

浅水陆棚亚相沉积水深20~60 m(陈旭,1990),主要岩石类型为黏土质页岩,可见沙纹层理、波状层理等沉积构造,以螺旋笔石出现为特征,见腕足、双壳、鲎类等化石。此段页岩的钙质含量极少,总体含量<5%,TOC含量较低<0.5%。具有较高伽马(50~150 API)、低电阻率(<10 Ω·m)的测井响应特征。岩石密度为2.6~2.8 g/cm³。

半深水陆棚亚相水深60~100 m(陈旭,1990),富含单笔石,见鲎类化石。发育水平层理及均质层理,含黄铁矿,代表水动力较弱的沉积环境及较低能的还原环境。半深水陆棚亚相可分为泥质和砂质两种:半深水泥质陆棚亚相主要发育在威远地区,主要岩石类型为黏土质页岩及泥质灰岩。此段页岩的钙质不发育,总体含量<5%,TOC含量相对较高,0.5%~2.0%。具有高伽马(120~160 API)、低电阻率(3~10 Ω·m)的测井响应特征;半深水砂质陆棚亚相主要发育在长宁地区,主要岩石类型为粉砂质页岩。此段页岩的钙质发育,总体含量25%~40%,TOC含量相对较高,0.5%~2.0%。具有较高伽马(50~150 API)、高电阻率(20~200 Ω·m)的测井响应特征。

深水陆棚亚相水深100~200 m(陈旭,1990),富含双列笔石,发育水平层理及均质层理。深水陆棚亚相有机质含量极高,一般>2.0%,富含黄铁矿,代表较弱的水动力条件及低能的还原环境。深水陆棚亚相可分为炭质和钙质两种:深水钙质陆棚亚相主要发育在威远地区,主要岩石类型为钙质页岩、硅质页岩、笔石页岩以及少量泥质灰岩。此段页岩的钙质总体含量较高,为5%~25%。深水钙质陆棚亚相地层的测井伽马值较高,为139~437 gAPI,平均为189 gAPI;铀值较高为 2.7×10^{-6} ~ 41×10^{-6} ,平均 12.6×10^{-6} ;中子孔隙度为7%~23%,平均18%;密度略低为2.34~2.71 g/cm³,平均2.57 g/cm³;声波时差72~95 us/ft,平均86 us/ft;电阻率略高4~650 Ω·m,平均43 Ω·m。深水炭质陆棚亚相主要分布在长宁地区,主要岩石类型为炭质页岩、硅质页岩以及笔石页岩。此段页岩的钙质含量相对较少,总体含量<5%,具有较高伽马(150~300 API)、高电阻率(0.2~10 Ω·m)的测井响应特征。

由于川中隆起及黔中隆起抬升程度的差异,导致沉积基底东高西低,因此沉积亚相在区域上分布

具有较大差异。根据沉积亚相划分类型,威远地区的3口页岩气井(威X1、威X2、威X3)中发育3种沉积亚相类型—浅水泥质陆棚亚相、半深水泥质陆棚亚相和深水钙质陆棚亚相,沉积主体为浅水泥质陆棚亚相,厚度为140~250 m,半深水泥质陆棚亚相沉积厚度25~28 m,深水钙质陆棚亚相沉积厚度相对较薄,仅为8~28 m;长宁地区3口页岩气井(宁X1、宁X3、昭X4)仅发育有半深水砂质陆棚亚相和深水炭质陆棚亚相两种沉积亚相类型,浅水陆棚亚相不发育,沉积主体为半深水砂质陆棚亚相,沉积厚度93~260 m,深水炭质陆棚亚相沉积厚度为33~46 m。

4 沉积相带对页岩气富集的控制作用

4.1 沉积相带控制有机质丰度

龙马溪组页岩主要形成于还原环境中的陆棚沉积,具有较高的有机质含量,但并不是所有的页岩都能成为有效页岩。有效页岩通常指的是TOC>2%,含气量>2.0 m³/t的富含页岩气层。在龙马溪组沉积时期,相对海平面的下降控制了有机物质的沉积和保存。页岩沉积时的水体越深,沉积环境越安静,越有利于有机质的沉积和保存。相反,沉积水体越浅,TOC含量越低。

从沉积构造特征上,龙马溪组中上部的页岩中表征水体动荡的波纹和层理十分发育,页理不甚发育,这段页岩有机碳含量相对较低,一般小于2%,为浅水—半深水陆棚亚相沉积;埋深越大,层理越趋于水平方向,以表征水体较为安静的水平层理为特征,底部页岩中页理十分发育(图2),代表沉积水深变深,页岩有机质含量增高,通常大于2%。随埋深增大,龙马溪组页岩中有机质含量越丰富,TOC含量增高(图3)。

受到沉积环境的影响,TOC含量在区域上具有一定的差异,距离沉积中心越近TOC含量越高,因此长宁地区相比威远地区TOC含量相对较高一些。长宁地区以宁X1井为例,2479~2498.2 m主要为灰黑色粉砂质页岩及钙质页岩,TOC含量在0.84%~1.41%,具备形成页岩气的基本条件。龙马溪组底部2498.2~2519.55 m黑色页岩及黑色钙质页岩,具有较高的有机质丰度,TOC含量在2.0%~7.12%;威远地区以威X1井为例,1380.8~1497.02 m主要为灰绿色页岩,有机质含量较低,仅为0.14%~

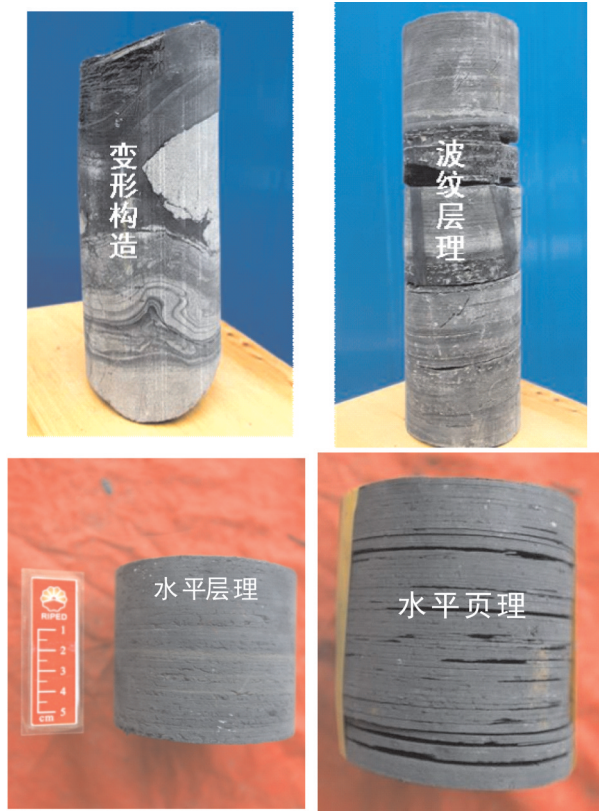


图2 川南地区龙马溪组页岩沉积构造特征

Fig.2 Characteristics of shale sedimentary structures in Longmaxi Formation, in the southern Sichuan area

0.35%, 不具备页岩气生成的基本条件。1497.02~1522.15 m 主要为灰黑色钙质页岩、笔石页岩, TOC 含量在 0.61%~1.25%, 具备形成页岩气的基本条件。龙马溪组底部 1522.15~1543.26 m 主要为黑色笔石页岩及黑色硅质页岩, 有机质含量十分丰富, TOC 含量在 2.41%~6.44%, 达到了页岩气富集的标准。

4.2 沉积相带控制有效页岩的分布

研究区下志留统龙马溪组黑色页岩主要发育在黔中隆起以北、川中隆起以南的较深水的非补偿性缺氧环境中。受黔中古隆起的影响, 在研究区南部靠近古隆起边缘的地区页岩沉积厚度较薄, 向北东方向厚度增大, 处于沉积中心附近的页岩厚度最大, 最厚可达 500 多米, 厚度中心分布在隆昌—荣昌一带。在川中古隆起处, 龙马溪组因受地层抬升遭受剥蚀, 越靠近古隆起方向厚度越薄, 向南东方向厚度增大。因此龙马溪组页岩分布具有向剥蚀区及盆地边缘厚度逐渐减薄至尖灭, 具有中间厚两边薄的特点(图 1), 整体来说, 分布稳定且厚度大。尽

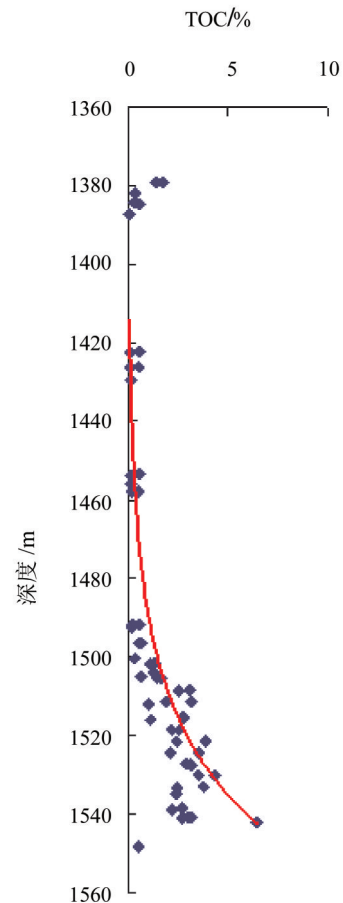


图3 威X1井龙马溪组 TOC 随埋深变化图

Fig.3 Variation of TOC with depth of Longmaxi Formation in well Wei X1#

管龙马溪组沉积厚度较大, 但有效页岩 (TOC > 2.0%) 的厚度并不是特别大。有效页岩主要发育在龙马溪组的底部, 为深水陆棚亚相沉积, 厚度仅为龙马溪组地层总厚的 8%~12%。且有效页岩也具备靠近沉积中心方向逐渐增厚的特征, 沉积环境是造成有效页岩厚度变化的关键因素。

4.3 沉积相带影响矿物组成的变化

不同沉积相类型中, 由于页岩沉积的物源不同, 造成了矿物组成有很大的不同。矿物成分定量分析结果表明, 黏土矿物是龙马溪组页岩的主要组成矿物, 主要为伊利石、伊蒙混层 (I/S) 与绿泥石, 部分样品含有绿泥石、蒙脱石等。黏土矿物含量的分布在不同页岩层中存在差异, 这是由于页岩中黏土矿物的形成、转变、消失及其所反映出的分布规律受古环境、成岩作用及物源母质等多种因素控制,

不同地区、不同层位黏土矿物的控制因素不同,因此其黏土矿物的分布类型也不相同(赵杏媛等,1994)。威远地区浅水陆棚亚相中黏土矿物含量最高,可达48.2%~70.7%,半深水陆棚亚相黏土矿物含量22.4%~75.9%,深水陆棚亚相黏土矿物含量14.3%~38.8%;长宁地区半深水陆棚亚相黏土矿物含量41.8%~54.9%,深水陆棚亚相黏土矿物含量32.8%~51.7%。两个地区相比较,威远地区龙马溪组页岩的黏土矿物含量高于长宁地区。

长宁地区的深水陆棚亚相脆性矿物(据《页岩气资源/储量计算与评价技术规范DZ/T025-2014》,页岩中的脆性矿物主要指页岩中的碳酸盐矿物和硅酸盐矿物,如石英、长石和岩屑碎屑)含量相对威远地区高一些,平均在75.9%~84.3%,其中石英含量21.7%~37.4%。而威远地区的深水陆棚亚相页岩脆性矿物含量在21.3%~66.6%,石英含量为18.1%~66.2%。半深水陆棚亚相页岩的矿物组成含量规律与深水陆棚亚相基本相同,长宁地区半深水陆棚亚相页岩的脆性矿物含量要比威远地区略高,平均在37.4%~58.2%,其中石英含量22.5%~32.0%。而威远地区的深水陆棚亚相页岩脆性矿物含量在18.1%~31.2%,石英含量为10.5%~25.2%。浅水陆棚亚相只发育在威远地区,长宁地区缺失。威远地区的浅水陆棚亚相主要为泥质沉积物源,因此页岩中泥质

含量极高,脆性矿物含量较少,仅有29.3%~31.8%,其中石英为28.5%~29.3%。由此可以看出,龙马溪组底部的富有机质页岩较其他层位的页岩具有更高的脆性矿物含量(图4),这是由于龙马溪组底部富有机质页岩主要来自于深水陆棚亚相沉积,在深水陆棚亚相沉积环境中生物大量发育,含硅质(硅藻、放射虫、海绵骨针等)和碳酸盐矿物(有孔虫、超微化石等)生物为富有机质页岩提供了生物成因的脆性矿物,其中,生物成因石英矿物可由生物成因蛋白石的重结晶(Blatt,1987)形成。

4.4 沉积相带影响孔隙发育

在场发射扫描电镜下观测到龙马溪组页岩中的孔隙类型主要为黏土矿物层间孔与有机质孔(蒲泊伶等,2014),以及少量的矿物粒间残余孔、矿物晶间孔以及溶蚀孔(图5)。随埋深的变化,龙马溪组沉积环境从深水沉积逐渐过渡到浅水沉积,孔隙的分布也相应发生变化。

深水陆棚沉积中,有机质孔是页岩气赋存的重要孔隙类型,有机质孔出现的概率比其他层位要高很多。这是由于有机质含量越高,有机质孔越发育。有机物质是有机质孔发育的载体,孔的形成是在油气生成过程中,有机质体积缩小及气体体积膨胀而形成,并随着地温的升高及热成熟度的增加随之增多。因此,随着有机质增多,有机质孔分布越

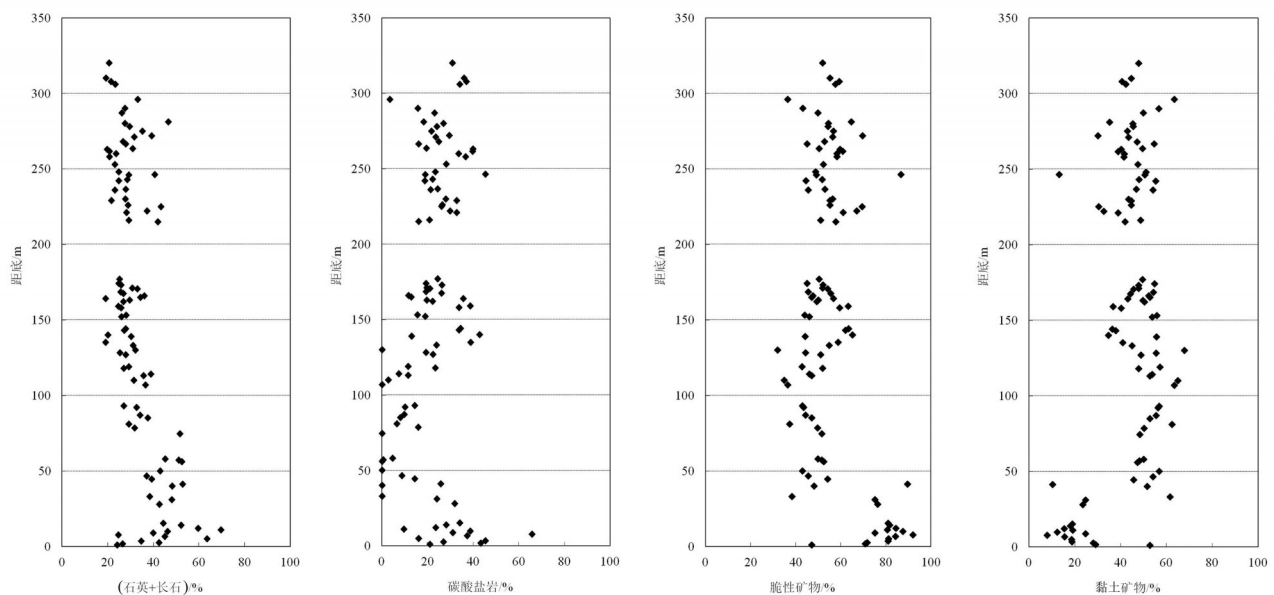


图4 长宁双河剖面龙马溪组页岩矿物组成图

Fig.4 Mineral composition of Longmaxi shale from Changning-Shuanghe profile

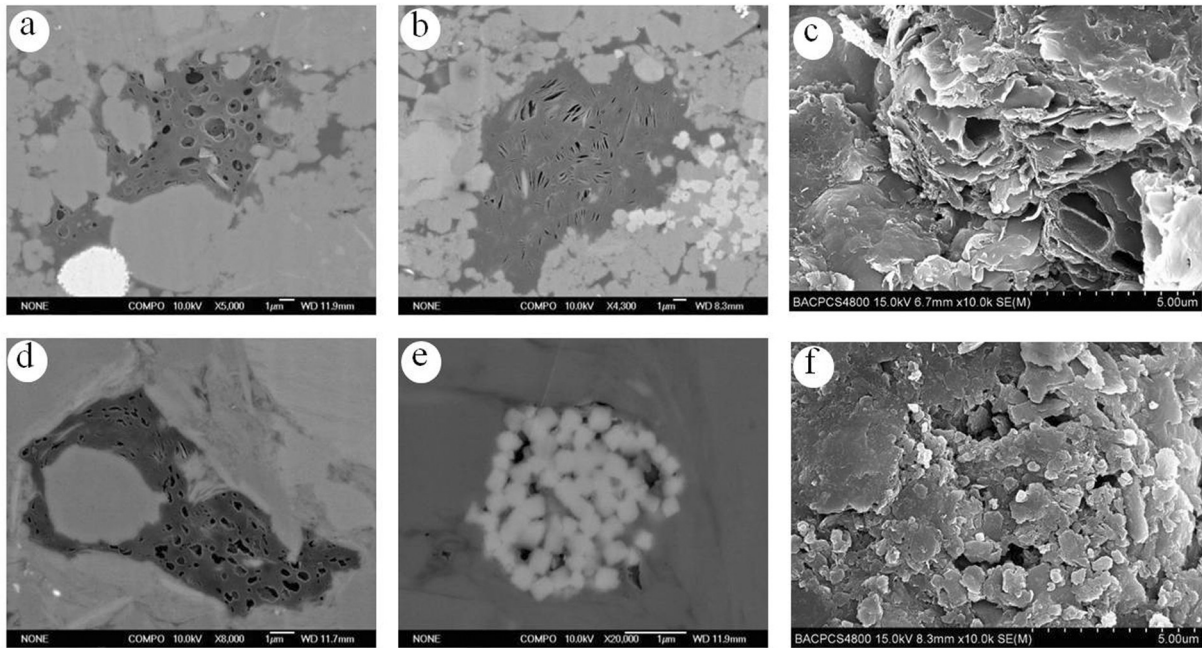


图5 场发射扫描电镜下龙马溪组页岩微观孔隙

a—宁X1井2518.6 m, 有机质孔; b—威X1井1542 m, 有机质孔; c—宁X3井2377.17 m, 黏土矿物层间孔; d—宁X1井2503.14 m, 有机质孔; e—宁X1井2498.8 m, 黄铁矿晶间孔; f—威X2井2549.68 m, 黏土矿物层间孔

Fig.5 Micropores of shale in Longmaxi Formation under field emission scanning electron microscope

a—Well Ning X1# 2518.6 m, organic pores; b—Well Wei X1# 1542 m, organic pores; c—Well Ning X3# 2377.17 m, clay minerals interlayer pores; d— Well Ning X1# 2503.14 m, organic pores; e— Well Ning X1# 2498.8 m, pyrite intergranular pores; f— Well Wei X2# 2549.68 m, clay minerals interlayer pores

多。半深水陆棚亚相页岩中有机碳含量远小于深水陆棚页岩, 普遍 $TOC < 2\%$, 有机质孔出现的概率较低, 孔隙类型主要以黏土矿物层间孔为主。而浅水陆棚亚相中, 由于泥质含量普遍增高, 最高可达 90% 以上, 有机质含量极少, $TOC < 0.5\%$, 岩性十分致密, 孔隙极少发育。

5 深水陆棚亚相是龙马溪组页岩气富集的最有利相带

据北美页岩气产区与中国海相页岩气勘探实践, 认为形成工业性价值的页岩气基本地质条件(蒋裕强等, 2010; 王社教等, 2012)为: 富有机质页岩必须具备较高有机质丰度($TOC > 2.0\%$)、高热成熟度($R_o > 1.1\%$)、高脆性(石英、长石等矿物含量 $> 40\%$)和低黏土矿物含量($< 30\%$), 有效页岩(Hot Shale)厚度大于 30 m 或 50 m , 成气后保存条件较好, 存在地层超压。川南地区龙马溪组深水陆棚亚相页岩具备页岩气富集的条件, 是页岩气勘探的最有利相带(表2)。

首先, 深水陆棚亚相环境有利于有机质的富集

和保存, 具备高的有机质含量, 同时有机物质作为有机质孔的载体, 有机质孔更发育, 为页岩气的富集提供储集空间; 其次, 龙马溪组底部深水陆棚亚相页岩中具有较高的脆性矿物含量。有机质越高, 脆性矿物含量越高, 具有较高的杨氏模量和较低的泊松比(表3), 表明岩石脆性越好, 越容易形成天然裂缝和人工诱导缝, 可以有效改善储层物性及提高压裂的成功率。岩石脆性与其矿物成分有关, 目前主要认为来自生物硅酸盐的石英(Curtis et al., 2012)和碳酸盐岩的方解石(王社教等, 2009), 且在成岩演化过程中由生物蛋白石转化和交代成因的石英含量高(Bowker, 2003)。尽管有研究认为碳酸盐岩矿物和硅酸盐矿物有减弱页岩层吸附甲烷的能力(Loucks and Ruppel, 2007), 降低页岩的孔隙度而使游离态页岩气的储存空间减少(Ross and Bustin, 2007), 但脆性矿物含量的增加, 可使储层脆性提高, 形成天然裂缝或人工诱导裂缝, 有利于页岩气的产出, 并增加储集空间(Bowker, 2007)。黏土矿物对于孔隙的演化和保存也具有重要影响, 高岭石相对含量的变化与孔隙演化趋势一致, 伊利

表2 龙马溪组各沉积亚相地质参数对比

Table 2 Comparison of geological parameters from different sedimentary subfacies in Longmaxi Formation

地区	沉积相类型	厚度/m	岩性	石英含量/%	黏土矿物总量/%	TOC/%	含气量/(m ³ /t)	Ro/%
	浅水泥质陆棚亚相	116~248	灰绿色—绿灰色黏土质页岩、硅质页岩	28.5~29.3	48.2~70.7	0.14~0.15	0.3~0.6	2.2~2.6
威远	半深水泥质陆棚亚相	24~35	灰黑色含笔石页岩、泥质灰岩	10.5~25.2	22.4~75.9	0.35~1.25	1.0~2.9	2.7
	深水钙质陆棚亚相	8~28	黑色笔石页岩、钙质页岩、硅质页岩	18.1~66.2	14.3~38.8	2.41~6.44	2.3~3.2	2.7~2.8
长宁	半深水砂质陆棚亚相	118~191	灰黑色粉砂质页岩夹粉砂质条带	22.5~32.0	41.8~54.9	0.84~1.41	1.0~3.0	2.8
	深水碳质陆棚亚相	21~31	黑色笔石页岩、碳质页岩	21.7~37.4	32.8~51.7	2.0~7.12	2.6~6.5	2.8~3.4

表3 长宁地区龙马溪组页岩力学性质分析(蒲泊伶等,2013)

Table 3 Mechanical properties of Longmaxi shale in Changning area (after Pu Boling et al., 2013)

编号	距底/m	脆性矿物含量/%	TOC/%	天然密度 $\rho_s/(g \cdot cm^{-3})$	破坏载荷 P/kN	单轴抗压强度 S _c /MPa	杨氏模量 E/GPa	泊松比/m
1	83~83.3	47.2	1.49	2.55	82.95	26.18	8.58	0.249
2	42.7~42.9	54.3	3.04		11.61	3.32		
3	42.7~42.9	54.3	3.04		11.07	3.13		
4	23.4~23.7	77.7	3.66	2.486	281.3	88.69	40.84	0.191
5	13~13.3	81.8	3.98	2.507	151.5	47.75	17.12	0.101

石、绿泥石相对含量的变化与孔隙演化趋势相反(程晓玲,2006)。研究区龙马溪组底部伊利石和绿泥石含量显著减小,因此推论龙马溪组底部必然具有较高的孔隙率,能为页岩气的储存提供良好的场所(程晓玲,2006)。底部低伊利石、绿泥石含量,高孔隙率层位应是页岩气勘探开发的重点层段(陈尚斌等,2011)。

6 结 论

川南地区龙马溪组整体为陆棚相沉积,可分为浅水陆棚亚相、半深水陆棚亚相和深水陆棚亚相3种沉积亚相类型。沉积环境及构造演化特征的差异导致沉积亚相类型区域差异较大。威远地区主要发育浅水泥质陆棚亚相、半深水泥质陆棚亚相和深水钙质陆棚亚相3种沉积亚相类型,长宁地区主要发育半深水砂质陆棚亚相和深水炭质陆棚亚相两种沉积亚相类型。沉积相带是控制页岩气富集的关键因素,沉积相带是控制有效页岩的厚度和有机质含量、影响页岩的矿物组成和孔隙发育的关键地质因素。其中,深水陆棚亚相页岩具有有机质含量高、岩石脆性高、有机质孔发育、孔隙保存条件好等特征,是该区龙马溪组页岩气富集的最有利相带。

致谢:参加岩心观察和描述工作的还有中国石油勘探开发研究院王淑芳博士。感谢西南石油大学蒋裕强教授在岩心观察及描述时的指导和帮助,感谢中国石油勘探开发研究院张师本老师在笔石种类鉴定中给予的指导和帮助,感谢审稿专家提出的宝贵修改意见。

References

- Blatt H. 1987. Oxygen isotopes and the origin of quartz[J]. *Journal of Sedimentary Petrology*, 57: 373–377.
- Bowker K A. 2003. Recent development of the Barnett Shale play, Fort Worth Basin[J]. *West Texas Geological Society Bulletin*, 42(6): 1–11.
- Bowker K A. 2007. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion[J]. *AAPG Bulletin*, 91(4): 523–533.
- Chen Shangbin, Zhu Yanming, Wang Hongyan, Liu Honglin, Wei Wei, Fang Junhua. 2011. Characteristics and significance of mineral compositions of Lower Silurian Longmaxi Formation shale gas reservoir in the southern margin of Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 32(5): 775–782 (in Chinese with English abstract).
- Chen Xu, Rong Jiayu, Zhou Zhiyi, Zhang Yuandong, Zhan Renbin, Liu Jianbo, Fan Junxuan. 2001. The central Guizhou and Yichang uplifts, upper Yangtze region, between Ordovician and Silurian[J]. *Chinese Science Bulletin*, 46(12): 1052–1056 (in Chinese).
- Chen Xu. 1990. Graptolite depth zonation[J]. *Acta Palaeontologica*

- Sinica, 29(5): 507–526 (in Chinese with English abstract).
- Cheng Xiaoling. 2006. Laws of Clay Mineral Transformation and Reservoir Porosity Evolution: A case Study of Fu III Member of Taixing Oil Field in Subei Basin[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 25(1): 43–45 (in Chinese with English abstract).
- Cutris M E, Sondergeld C H, Ambrose R J, Rai C S. 2012. Microstructural investigation of gas shales in two and three dimensions using nanometer–scale resolution imaging[J]. *AAPG Bulletin*, 96(4): 665–677.
- Dong Dazhong, Cheng Keming, Wang Shiqian, Lü Zonggang. 2009. An evaluation method of shale gas resource and its application in the Sichuan basin[J]. *Natural Gas Industry*, 29(5): 33–39 (in Chinese with English abstract).
- Guo Yinghai, Li Zhuangfu, Li Dahua, Zhang Tianmo, Wang Zecheng, Yu Jifeng, Xi Yantao. 2004. Lithofacies palaeogeography of the Early Silurian in Sichuan area[J]. *Journal of Palaeogeography*, 6(1): 20–29 (in Chinese with English abstract).
- Jiang Yuqiang, Dong Dazhong, Qi Lin, Shen Yanfei, Jiang Chan, He Fuwei. 2010. Basic features and evaluation of shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 30(10): 7–12 (in Chinese with English abstract).
- Li Tiansheng. 1991. The principal geological feature of oil–forming formation in Sichuan Basin[J]. *Journal of Mineralogy and Petrology*, 11(3): 80–87 (in Chinese with English abstract).
- Liang Digang, Guo Tonglou, Bian Lizeng, Chen Jianping, Zhao Zhe. 2009. Some progresses on studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedimentary regions, Southern China (Part 3): Controlling factors on the sedimentary facies and development of Palaeozoic marine source rocks[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 14(2): 1–19 (in Chinese with English abstract).
- Liu Shugen, Zeng Xiangliang, Huang Wenming, Ma Wenxin. 2009. Basic characteristics of shale and continuous–discontinuous transition gas reservoirs in Sichuan Basin, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology: Sci & Technol Ed*, 36(6): 578–591 (in Chinese with English abstract).
- Loucks R G, Ruppel S C. 2007. Mississippian Barnett Shale: Lithofacies and depositional setting of a deep–water shale–gas succession in the Fort Worth Basin, Texas[J]. *AAPG Bulletin*, 91(4): 579–601.
- Pu Boling, Dong Dazhong, Er Chuang, Wang Yuman, Huang Jinliang. 2013. Favorable reservoir characteristics of the Longmaxi shale in the southern Sichuan Basin and their influencing factors[J]. *Natural Gas Industry*, 33(12): 41–47 (in Chinese with English abstract).
- Pu Boling, Dong Dazhong, Wu Songtao, Er Chuang, Huang Jinliang, Wang Yuman. 2014. Microscopic space types of Lower Paleozoic marine shale in southern Sichuan Basin[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 38(4): 19–25 (in Chinese with English abstract).
- Pu Boling, Jiang Youlu, Wang Yi, Bao Shujing, Liu Xinjin. 2010. Reservoir–forming conditions and favorable exploration zones of shale gas in Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 31(2): 225–230 (in Chinese with English abstract).
- Ross D J K, Bustin R M. 2007. Shale gas potential of the Lower Jurassic Gordondale Member northeastern British Columbia, Canada[J]. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 55(1): 51–75.
- Wan Fang, Xu Xiaosong. 2003. Tectonic–Lithofacies Palaeogeography of the Silurian in Sichuan – Yunnan – Guizhou – Guangxi region[J]. *Journal of Palaeogeography*, 5(2): 180–186 (in Chinese with English abstract).
- Wang Shejiao, Wang Lansheng, Huang Jinliang, Li Xin–jing, Li Denghua. 2009. Accumulation conditions of shale gas reservoirs in Silurian of the Upper Yangtze region[J]. *Natural Gas Industry*, 29(5): 45–50 (in Chinese with English abstract).
- Wang Shejiao, Yang Tao, Zhang Guosheng, Li Denghua, Chen Xiaoming. 2012. Shale gas enrichment factors and the selection and evaluation of the core area[J]. *Engineering Science*, 14(6): 94–100 (in Chinese with English abstract).
- Wang Wei, Zhou Zuyi, Guo Tonglou, Xu Changhai. 2011. Early Cretaceous–paleocene geothermal gradients and Cenozoic tectono–thermal history of Sichuan Basin[J]. *Journal of Tongji University (Natural Science)*, 39(4): 606–613 (in Chinese with English abstract).
- Xu Xiaosong, Wan Fang, Yin Fuguang, Chen Ming. 2001. Environment facies, ecological facies and diagenetic facies of Baota Formation of late Ordovician[J]. *Journal of Mineralogy and Petrology*, 21(3): 64–68 (in Chinese with English abstract).
- Yang Wunian. 2001. Quantitative analysis of remote sensing images on tectonic deformation and stress fields, Southern Sichuan, China[J]. *Journal of Remote Sensing*, 5(1): 62–68 (in Chinese with English abstract).
- Zhai Gangyi, Bao Shujing, Pang Fei, Ren Shoumai, Chen Ke, Wang Yufang, Zhou Zhi, Wang Shengjian. 2017. Reservoir–forming pattern of “four–storey” hydrocarbon accumulation in Anchang syncline of northern Guizhou Province[J]. *Geology in China*, 44(1): 1–12 (in Chinese with English abstract).
- Zhao Xingyuan, Zhang Youyu, Song Jian. 1994. Some mineralogical characteristics of clay minerals in China oil–bearing basins[J]. *Geoscience – Journal of Graduate School, China University of Geosciences*, 8(3): 264–272 (in Chinese with English abstract).
- Zhu Zhijun, Chen Hongde, Lin Liangbiao, Hou Mingcai, Chen Anqing, Zhong Yijiang. 2010. Depositional system evolution characteristics in the framework of sequences of Silurian and prediction of favorable zones in the northern Guizhou–Southeastern Sichuan[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 28(2): 243–253 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 刘洪林, 魏伟, 方俊华. 2011. 四川盆地南缘下志留统龙马溪组页岩气储层矿物成分特征及意义[J]. 石油学报, 32(5):775-782.
- 陈旭, 戎嘉余, 周志毅, 张元动, 詹仁斌, 刘建波, 樊隽轩. 2001. 上扬子地区奥陶—志留纪之交的黔中隆起和宜昌上升[J]. 科学通报, 46(12):1052-1056.
- 陈旭. 1990. 论笔石的深度分带[J]. 古生物学报, 29(5): 507-526.
- 程晓玲. 2006. 黏土矿物转化与储层孔隙演化的规律性研究——以苏北盆地台兴油田阜三段储层为例[J]. 大庆石油地质与开发, 25(1):43-45.
- 董大忠, 程克明, 王世谦, 吕宗刚. 2009. 页岩气资源评价方法及其在四川盆地的应用[J]. 天然气工业, 29(5): 33-39.
- 郭英海, 李壮福, 李大华, 张天模, 汪泽成, 余继峰, 奚砚涛. 2004. 四川地区早志留世岩相古地理[J]. 古地理学报, 6(1): 20-29.
- 蒋裕强, 董大忠, 漆麟, 沈妍斐, 蒋婵, 何溥为. 2010. 页岩气储层的基本特征及其评价[J]. 天然气工业, 30(10): 7-12.
- 李天生. 1991. 四川盆地志留系生油层主要地质特征[J]. 矿物岩石, 11(3): 80-87.
- 梁狄刚, 郭彤楼, 边立曾, 陈建平, 赵喆. 2009. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(三): 南方四套区域性海相烃源岩的沉积相及发育的控制因素[J]. 海相油气地质, 14(2): 1-19.
- 刘树根, 曾祥亮, 黄文明, 马文辛. 2009. 四川盆地页岩气藏和连续型—非连续型气藏基本特征[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 36(6): 578-591.
- 蒲泊伶, 董大忠, 耳闯, 王玉满, 黄金亮. 2013. 川南地区龙马溪组页岩有利储层发育特征及其影响因素[J]. 天然气工业, 33(12): 41-47.
- 蒲泊伶, 董大忠, 吴松涛, 耳闯, 黄金亮, 王玉满. 2014. 川南地区下古生界海相页岩微观储集空间类型[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 38(4): 19-25.
- 蒲泊伶, 蒋有录, 王毅, 包书景, 刘鑫金. 2010. 四川盆地志留统龙马溪组页岩气成藏条件及有利地区分析[J]. 石油学报, 31(2): 225-230.
- 万方, 许效松. 2003. 川滇黔桂地区志留纪构造—岩石古地理[J]. 古地理学报, 5(2): 180-186.
- 王社教, 王兰生, 黄金亮, 李新景, 李登华. 2009. 上扬子区志留系页岩气成藏条件[J]. 天然气工业, 29(5): 45-50.
- 王社教, 杨涛, 张国生, 李登华, 陈晓明. 2012. 页岩气主要富集因素与核心区选择及评价[J]. 中国工程科学, 14(6): 94-100.
- 王玮, 周祖翼, 郭彤楼, 许长海. 2011. 四川盆地古地温梯度和中—新生代构造热历史[J]. 同济大学学报(自然科学版), 39(4): 606-613.
- 许效松, 万方, 尹福光, 陈明. 2001. 奥陶系宝塔组灰岩的环境相、生态相与成岩石[J]. 矿物岩石, 21(3): 64-68.
- 杨武年. 2001. 川南区域构造变形及应力场遥感图像定量解析[J]. 遥感学报, 5(1): 62-68.
- 翟刚毅, 包书景, 庞飞, 任收麦, 陈科, 王玉芳, 周志, 王胜建. 2017. 贵州遵义地区安场向斜“四层楼”页岩油气成藏模式研究[J]. 中国地质, 44(1): 1-12.
- 赵杏媛, 张有瑜, 宋健. 1994. 中国含油气盆地粘土矿物的某些矿物学特征[J]. 现代地质, 8(3):264-272.
- 朱志军, 陈洪德, 林良彪, 侯明才, 陈安清, 钟怡江. 2010. 黔北—川东南志留系层序格架下的沉积体系演化特征及有利区带预测[J]. 沉积学报, 28(2): 243-253.