

川东南涪陵地区下侏罗统页岩油气地质特征

周德华¹,焦方正¹,郭旭升²,郭彤楼²,魏志红²

(1. 中国石化 油田勘探开发事业部,北京 100728; 2. 中国石化 勘探南方分公司,四川 成都 610041)

摘要:结合钻井、岩心、野外露头、测井等成果,从富含有机质页岩空间展布、地化特征、岩石矿物学、孔渗性特征和地质力学性质等方面,采用页岩气目标优选评价综合分析方法,对川东南涪陵地区下侏罗统大安寨页岩油气地质特征进行了综合研究,着重定量评价了有机碳含量、镜质体反射率、含气量、孔隙度、脆性矿物含量、岩石矿物成分、岩石力学参数等评价指标,初步证实该区页岩与美国 Bakken 页岩具有类似特征。涪陵大安寨泥页岩与灰岩、砂岩互层频繁,半深湖-深湖页岩为有机质富集的有利岩相。大安寨上亚段灰岩厚 10~30 m,物性表现为低孔、特低渗特征;下亚段富含有机质页岩夹薄层灰岩、砂岩,微孔缝发育,孔隙度高。页岩有机碳含量平均为 1.33%,粘土矿物平均含量为 51.7%~56.1%,石英平均含量为 33%,现场实测平均含气量为 1.66 m³/t,处于凝析油-湿气的高成熟阶段;杨氏模量为 29 GPa,泊松比为 0.30,有利于压裂形成网络裂缝。大安寨段中部浅湖相区岩性组合特征更有利于裂缝发育,是大安寨段页岩气勘探有利地区,评价优选出有利区面积 820 km²。

关键词:压裂;富含有机质页岩;页岩气;大安寨段;侏罗系;涪陵地区;四川盆地

中图分类号:TE121.1

文献标识码:A

Geological features of the Lower Jurassic shale gas play in Fuling area, the southeastern Sichuan Basin

Zhou Dehua¹, Jiao Fangzheng¹, Guo Xusheng², Guo Tonglou², Wei Zhihong²

(1. Oilfield Exploration & Production Department, SINOPEC, Beijing 100728, China;

2. Exploration Southern Company, SINOPEC, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: Based on integration of drilling, core, outcrop and logging data, this paper comprehensively studied the geological characteristics of the Lower Jurassic Da'anzhai shale gas play in Fuling, southeastern Sichuan Basin in such aspects as spatial distribution of organic-rich shales, geochemical characteristics, mineral components, shale porosity and permeability conditions, and geomechanical properties. We quantitatively evaluated such characteristics as TOC content, R_o , gas content, porosity, brittleness, mineral composition and rock mechanical parameters. We believe that the shale gas play is analogy basically to Bakken shale in North America. The Da'anzhai mudstone-shale features in frequent interbedding with limestone and sandstone, and the deep to semi-deep lacustrine shales are organic-rich exploration targets. The limestone in the upper Da'anzhai is 10–30 m thick and has low porosity and extra-low permeability. The lower Da'anzhai shale with interbedded thin limestone and sandstone has well-developed micro-fractures and high porosity. The shale gas play has an average TOC content of 1.33%, average clay content of 51.7%–56.1%, average quartz content of 33% and on-site measured average gas content of 1.66 cubic metre per ton, and is at high thermal maturity stage of generating gas condensate to wet gas. The Young modulus is 29 GPa and Poisson ratio is 0.30, being favorable for the creation of fracture networks through hydraulic fracturing. The middle Da'anzhai shale of shallow lacustrine facies is more favorable for fracture development, thus is the favorable target. A play fairway with an area of 820 km² is identified.

Key words: hydraulic fracturing, organic-rich shale, shale gas, Da'anzhai Member, Jurassic, Fuling area, Sichuan Basin

全球页岩气资源量非常丰富,主要分布在北美、中亚和中国等地区,美国是实现页岩油气商业化开发和利用最早和最成功的国家^[1-3]。在美国成功模式的激

励下,页岩气正在全球掀起一股热潮^[4]。中国四川盆地具有与美国盆地相似的地质条件和构造演化特点,页岩不仅是盆地常规油气藏的烃源岩,而且本身具有

页岩气成藏的地质条件。四川盆地对海相页岩气研究也比较深入,对陆相页岩气研究相对较少^[5-17]。从构造演化和地层发育特点来看,川东南获工业性页岩气成藏的条件最好。目前尚未针对川东南涪陵大安寨页岩进行综合地质研究。实际上,2010年6月以川东南涪陵地区下侏罗统自流井组页岩油气为目的的勘探研究就已开始。XL101井在大一段测试获得日产气 $11.011\times10^4\text{ m}^3$ 、油 54 m^3 ;FS1井在大一段测试获得日产气 $12.66\times10^4\text{ m}^3$ 、油 68 m^3 的高产油气流,标志着涪陵地区陆相页岩油气勘探取得了突破。参考页岩气“甜点”的评价思路和方法^[18],本文充分利用XL101井的资料,结合相关井的钻井、岩心、野外露头和测井等成果,从空间展布、地化特征、岩石矿物学分析、储集空间特征、孔渗性特征和地质力学性质等方面,对涪陵下侏罗统大安寨页岩油气地质特征进行了综合研究,评价优选出页岩油气有利区面积 820 km^2 。

1 区域地质背景

四川盆地地处准地台西北隅的一个次级构造单元,是扬子准地台内形成的菱形构造——沉积盆地。在地史中,喜马拉雅运动是四川盆地构造格局主要形成期。四川盆地是一个多层系的含油气盆地,地层层序发育较全,上三叠统-侏罗系含油气系统就是在中新生代前陆盆地形成时演化时期形成的^[19-20]。该含油气系统主要发育3套烃源岩,即上三叠统须家河组、下侏罗统大安寨段和中侏罗统凉高山组,侏罗系烃源岩主要为湖相沉积的泥页岩^[21]。川东南涪陵区块位于四川盆地川东高陡褶皱带内,黄泥堂-云安场和大池干高陡构造所夹持的拔山寺复向斜。

2 页岩储层特征

2.1 沉积特征

川东南涪陵地区自流井组主体上为浅湖-半深湖相沉积,局部发育深湖相沉积环境,涪陵地区自流井组从东岳庙段至大安寨段为滨湖相、浅湖相和半深湖相交互沉积。从岩性组合上看,大安寨段底部为一套介屑灰岩沉积,偶夹薄层泥页岩,中部发育大套泥页岩,并与薄层介屑灰岩或者薄层粉砂岩呈不等厚互层状,顶部为大套厚层状介屑灰岩,偶夹薄层泥页岩,因此,大安寨段顶底两套介屑灰岩属浅湖相沉积环境,中部页岩属半深湖相沉积环境。

大安寨时期发育了一个完整的上升、下降沉积旋回,下部发育一套浅湖相灰色、深灰色(泥)灰岩、介壳



图1 XL101井大安寨段灰黑色炭质页岩
Fig. 1 Grey dark carbonaceous shale in the Da'anzhai Member of Well XL101

灰岩;中部发育半深湖相、深湖相深灰、灰黑色页岩夹薄层灰色(泥)灰岩、介壳灰岩或粉砂岩,灰黑色炭质页岩与深灰色介壳(屑)灰岩呈薄层状或条带状互层。页岩中常含介壳、叶肢介及介形虫等化石,前者大多顺层理面分布(图1);上部发育浅湖相灰色、深灰色(泥)灰岩、介壳灰岩,夹薄层粉砂岩、泥岩。顶部介壳灰岩为该段区域性标志层。

2.2 岩性组合

钻井泥页岩厚度及岩性统计显示(表1),暗色泥页岩主要分布于东岳庙段、马鞍山段和大安寨段。在大安寨段,泥页岩主要分布在中部,顶、底均为灰岩。

XL1井及XL101井的岩心观察表明,大安寨段以页岩发育为主。其岩性组合与美国Bakken页岩油气非常类似,即顶、底部为灰色、深灰色介壳灰岩、灰岩,顶部偶含粉砂岩,其中介壳灰岩为该段区域标志层。中部深灰、灰黑色页岩为主,夹薄层灰色灰岩、介屑灰岩或粉砂岩。根据三维地震开展的波阻抗反演预测泥页岩厚度一般为50m左右,最厚100m,埋深小于3000m。

2.3 有机质丰度

岩心分析化验数据表明(图2),富有机质泥页岩总体有机碳含量(TOC)中等,一般大于1.0%。其中大安寨段TOC平均为1.33%,最高为3.06%。页岩气综合测井TOC解释结果显示,富有机质泥页岩主要分布于大安寨段,TOC一般为1%~2%,横向分布稳定。

表1 涪陵地区大安寨泥页岩厚度				
Table 1 Thickness of the mudstone and shale of the Da'anzhai Member in Fuling area				
井号	厚度/m			泥页岩比例/%
	灰岩	砂岩	泥页岩	
XL1	26.3	11.3	37.7	50.1
XL101	44.3	1.2	41.7	47.8
FS1	46.2	2.3	40.5	45.5
XL3	8.4	19.3	59.3	68.2

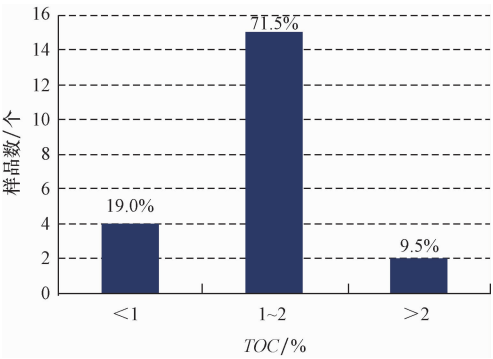


图2 大安寨段页岩岩心有机质丰度频率
Fig. 2 Histogram of organic abundance of shale cores of the Da'anzhai Member

2.4 有机质类型与演化程度

页岩岩心干酪根镜检分析结果显示,大安寨页岩有机质类型以Ⅱ₂型为主。岩心岩石热解参数进一步表明自流井组页岩有机质类型以Ⅱ₂型为主,少量Ⅱ₁型、极少量Ⅲ型有机质。页岩岩心干酪根镜质体反射率(*R*_o)为1.26%~1.55%,基本处于高成熟阶段,主要生成湿气以及高成熟的凝析油。

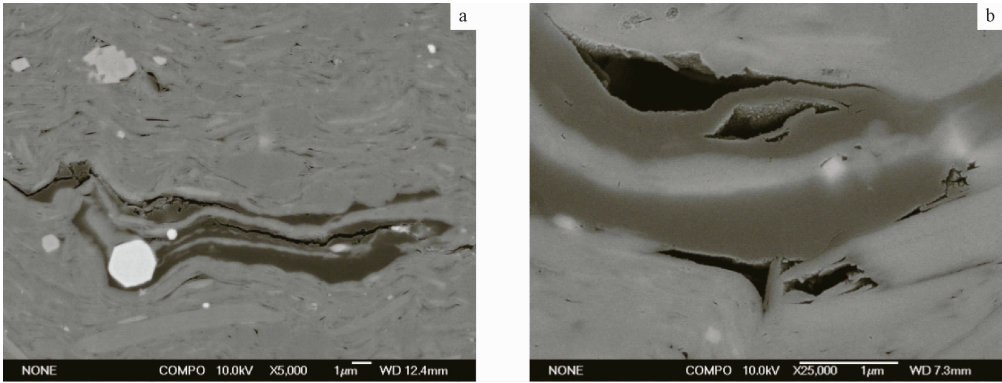


图3 XL101井大安寨页岩薄片显微照片
Fig. 3 Micrographs of thin sections of the Da'anzhai shale in Well XL101
a. 2146.60 m, 页岩; b. 2146.62 m

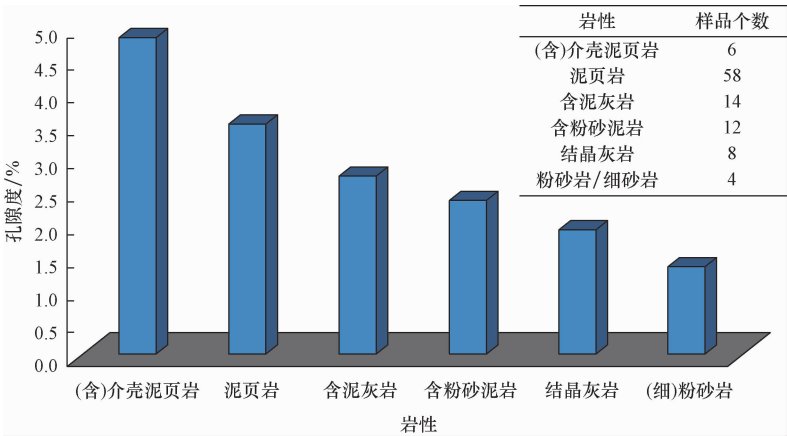


图4 XL101井不同岩性孔隙度
Fig. 4 Porosity of different lithofacies in Well XL101

2.5 物性特征

2.5.1 孔隙结构类型

氩离子抛光扫描电镜显示(图3),涪陵地区自流井组大安寨段页岩微孔隙发育,主要为粒间、粒内次生溶蚀孔和缝,粒间、层间缝隙等。微孔隙孔径为0.1~5 μm,面孔率大于5%,具有较好的储集空间。

2.5.2 孔渗性

1) 岩心分析

不同岩性岩心分析结果表明,含介壳的泥页岩孔隙度最高(图4),页岩氦气法实测大安寨段孔隙度为1.40%~8.17%,平均值为4.68%;渗透率为0.011 1×10⁻³~96.201 4×10⁻³ μm²,平均值为0.737 1×10⁻³ μm²。

2) 裂缝发育特征

测井解释结果显示纵向上大安寨段物性条件相对较好,XL101井取心井段岩心观察以及岩样薄片的镜下观察显示(图5),大安寨段泥页岩裂缝较发育,且以水平或低角度缝为主。

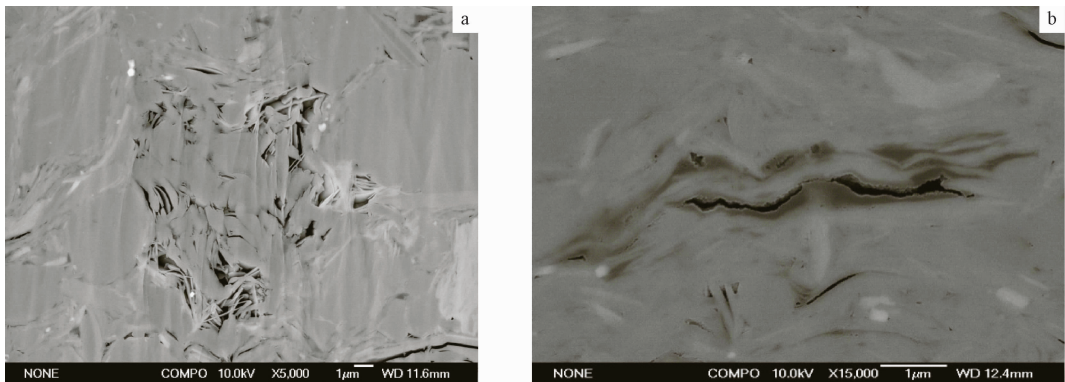


图5 XL101井大安寨页岩裂缝发育特征

Fig. 5 Fracture characterization of the Da'an寨 shale in Well XL101

a. 2 154. 76 m, 粘土矿物间裂隙;b. 2 146. 60 m, 张性裂缝

2.5.3 岩石矿物特征

岩心全岩X-衍射分析显示,涪陵地区自流井组粘土矿物平均含量为51.7%~56.1%,略高于北美页岩气泥页岩粘土矿物平均含量;石英平均含量为33%左右,略低于北美巴尼特页岩。巴尼特页岩石英含量为23%~72%,平均为48%。对比北美页岩,泥页岩中粘土矿物总量偏高,但涪陵地区自流井组页岩油气层段中夹较多的碳酸盐岩或砂岩薄层,总体上脆性矿物含量较高,有利于压裂。

2.6 岩石力学参数

根据XL1,XL101,FS1和XL3井阵列声波测井解释泊松比和杨氏模量(表2),大安寨段泥页岩泊松比平均为0.30,杨氏模量平均为29.25 GPa;顶、底段纯灰岩适合于作为页岩油气的顶底板。泥页岩杨氏模量值普遍小于30 GPa,易于压裂。

2.7 油气有利区与潜力分析

综合考虑富有机质页岩发育程度、物性、含气量、岩性组合、矿物成分、力学参数、顶底板条件、构造稳定与裂缝发育程度、埋藏深度等地质条件,研究认为,研究区内大安寨段页岩油气地质条件优越,最

有利的目标区分布涪陵东北部地区。上亚段灰岩厚度为10~30 m,物性表现为低孔、特低渗特征,裂缝及沿缝溶蚀发育;下亚段富有机质泥页岩夹薄层灰岩、砂岩,有机质丰度较高、类型好、演化程度适中、物性较好、现场实测平均含气量为1.66 m³/t,裂缝较发育,以水平或低角度缝为主,埋深小于3 000 m,深度适中,适合页岩油气勘探,交通便利、水源、地表地貌条件可满足施工要求。研究区构造简单、稳定,保存条件好。初步评价认为涪陵侏罗系大安寨段页岩油气勘探有利区面积820 km²,估算页岩气预测资源量4 756.0×10⁸ m³。

3 结论

- 1) 涪陵大安寨段为浅湖-半深湖相沉积,富有机质泥页岩较发育。总体上有机质类型均以Ⅱ₂型为主,均处于凝析油-湿气的成熟-高成熟阶段。
- 2) 大安寨段富有机质泥页岩微孔隙类型丰富。粘土总量高,石英、长石和方解石等脆性矿物含量大于40%,泊松比平均为0.30,杨氏模量平均为29 GPa。
- 3) 涪陵区块大安寨段页岩气层段厚度一般50 m,最大100 m;中部浅湖相区岩性组合特征更有利于裂缝发育,是大安寨段页岩油气勘探有利地区。

表2 大安寨段岩石泊松比与杨氏模量

Table 2 Young modulus and Poisson ratio of the Da'an寨 shale

层段	FS1 井		XL101 井		XL1 井		XL3 井	
	泊松比	杨氏模量/GPa	泊松比	杨氏模量/GPa	泊松比	杨氏模量/GPa	泊松比	杨氏模量/GPa
顶部灰岩	0.29~0.36	64~75	0.28~0.35	67~78	0.31~0.37	65~81		
泥页岩	0.21~0.34	22~46	0.28~0.37	21~44	0.29~0.38	18~43	0.19~0.38	18~51
底部灰岩	0.27~0.35	52~76	0.31~0.37	55~77	0.31~0.37	51~74		

参考文献

- [1] Curtis J B. Fractured shale-gas systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921–1938.
- [2] Warlick D. Gas shale and CBM development in North America [J]. Oil and Gas Financial Journal, 2006, 3(11): 1–5.
- [3] Hill D G, Nelson C R. Reservoir properties of the Upper Cretaceous Lewis shale, a new natural gas play in the San Juan Basin [J]. AAPG Bulletin, 2008, 84(8): 1240.
- [4] Atkins L. Unconventional shale gas could soon be a global resource [J]. E & P, 2011, 84(3): 32–38.
- [5] 邹才能, 东大众, 王社教, 等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力 [J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(6): 641–653.
Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Shejiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resources potential of shale gas in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 641–653.
- [6] 张金川, 金之均, 袁明生. 页岩气成藏机理及分布 [J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15–18.
Zhang Jinchuan, Jin Zhijun, Yuan Mingsheng. Reservoiring mechanism of shale gas and its distribution [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(7): 15–18.
- [7] 李新景, 吕宗刚, 董大忠, 等. 北美页岩气资源形成的地质条件 [J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 27–32.
Li Xinjing, Lü Zonggang, Dong Dazhong, et al. Geologic controls on accumulation of shale gas in North America [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 27–32.
- [8] 阎存章, 董大忠, 程克明, 等. 页岩气地质与勘探开发实践丛书: 北美地区页岩气勘探开发新进展 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2009: 41–244.
Yan Cunzhang, Dong Dazhong, Cheng Keming, et al. Geology books of shale gas exploration and development: exploration and development progress of shale gas in North America [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 41–244.
- [9] 聂海宽, 张金川, 包书景, 等. 四川盆地及其周缘上奥陶统–下志留统页岩气聚集条件 [J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(3): 335–345.
Nie Haikuan, Zhang Jinchuan, Bao Shujing, et al. Shale gas accumulation conditions of the Upper Ordovician-Lower Silurian in Sichuan Basin and its periphery [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(3): 335–345.
- [10] 刘全有, 金之均, 高波, 等. 四川盆地二叠系烃源岩类型与生烃潜力 [J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(1): 10–18.
Liu Quanyou, Jin Zhijun, Gao Bo, et al. Types and hydrocarbon generation potential of the Permian source rocks in the Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(1): 10–18.
- [11] 刘伟, 余谦, 闫剑飞, 等. 上扬子地区志留系龙马溪组富有机质泥岩储层特征 [J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(3): 346–352.
Liu Wei, Yu Qian, Yan Jianfei, et al. Characteristics of organic-rich mudstone reservoirs in the Silurian Longmaxi Formation in Upper Yangtze region [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(3): 346–352.
- [12] 李娟, 于炳松, 张金川, 等. 黔北地区下寒武统黑色页岩储层特征及其影响因素 [J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(3): 364–374.
Li Juan, Yu Bingsong, Zhang Jinchuan, et al. Reservoir characteristics and their influence factors of the Lower Cambrian dark shale in northern Guizhou [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(3): 364–374.
- [13] 谢忱, 张金川, 李玉喜, 等. 渝东南渝科1井下寒武统富有机质页岩发育特征与含气量 [J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(1): 11–15.
Xie Chen, Zhang Jinchuan, Li Yuxi, et al. Characteristics and gas content of the Lower Cambrian dark shale in Well Yuke 1, Southeast Chongqing [J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(1): 11–15.
- [14] 曹婷婷, 徐思煌, 王约, 等. 四川盆地南江杨坝地区下寒武统烃源岩形成的地球生物学条件 [J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(1): 11–16.
Cao Tingting, Xu Sihuang, Wang Yue, et al. Geobiological conditions for the formation of the Lower Cambrian source rocks in Yangba area of Nanjiang County in the Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(1): 11–16.
- [15] 蔡希源. 湖相烃源岩生排烃机制及生排烃效率差异性——以渤海湾盆地东营凹陷为例 [J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(3): 329–334.
Cai Xiyuan. Hydrocarbon generation-expulsion mechanisms and efficiencies of lacustrine source rocks: a case study from the Dongying sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(3): 329–334.
- [16] 王鹏万, 陈子焯, 贺训云, 等. 桂中坳陷泥盆系页岩气成藏条件与有利区带评价 [J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(3): 353–363.
Wang Pengwan, Chen Ziliao, He Xunyun, et al. Shale gas accumulation conditions and play evaluation of the Devonian in Guizhong Depression [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(3): 353–363.
- [17] 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 Jinchuan, Nie Haikuan, Xu Bo, et al. Geologic controls on reservoiring of shale gas in Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(2): 151–156.
- [18] 周德华, 焦方正. 页岩气“甜点”评价与预测——以四川盆地建南地区侏罗系为例 [J]. 石油实验地质, 2012, 34(2): 109–114.
Zhou Dehua, Jiao Fangzheng. Evaluation and prediction of shale gas sweet spots: a case study in Jurassic of Jiannan area, Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2012, 34(2): 109–114.
- [19] 童崇光. 四川盆地构造演化与油气成藏 [M]. 北京: 地质出版社, 1992: 45–99.
Tong Chongguang. The hydrocarbon accumulation and tectonic evolution of Sichuan Basin [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1992: 45–99.
- [20] 翟光明, 张继铭, 唐泽尧, 等. 中国石油地质志(卷十 四川) [M]. 北京: 石油工业出版社, 1987: 88–111.
Zhai Guangming, Zhang Jiming, Tang Zeyao, et al. Petroleum geology of China (Vol 10) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1987: 88–111.
- [21] 郭正吾, 邓康龄, 韩永辉, 等. 四川盆地形成与演化 [M]. 北京: 地质出版社, 1996: 15–89.
Guo Zhengwu, Deng Kangling, Han Yonghui, et al. The formation and evolution of Sichuan Basin [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1996: 15–89.