

四川盆地页岩气富集控制因素及类型

朱彤¹,王烽¹,俞凌杰¹,孙润轩²

[1. 中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083; 2. 中国石油大学(北京)地球科学学院,北京 102249]

摘要:四川盆地页岩气具有多领域、多层系、多类型的特点。有利的沉积相、成熟度和保存条件是四川盆地页岩气富集的关键因素。海相深水陆棚优质页岩具有源、储、可压一体页岩气的富集条件,为最有利的沉积相类型。湖相碳酸盐湖坡风暴滩沉积的页岩与灰岩互层组合,具有源、储、可压近配页岩气富集条件,有利于微裂缝的发育,具有较好储渗性。适中的成熟度(2%~3%)生气高峰阶段,饱和气有机孔隙最发育,页岩的储集性最好。在埋藏条件下,页岩气的赋存总体上随着埋深增加,吸附气缓慢下降,而游离气则较快增加,超压区有利于游离气保存。在此研究基础上,将四川盆地页岩气划分为3个层系5种类型。其中,下志留统盆内缘超压和盆内超高压深水陆棚厚层页岩气型最有利于页岩气富集。依据各层系有利的沉积相带,适中演化程度(镜质体反射率1.3%~3.5%),压力系数大于1.2,埋深小于4 500 m分布区,预测出不同层系的页岩气有利区。

关键词:成熟度;保存条件;沉积相;勘探有利区;页岩气;四川盆地

中图分类号:TE132.2

文献标识码:A

Controlling factors and types of shale gas enrichment in the Sichuan Basin

Zhu Tong¹, Wang Feng¹, Yu Lingjie¹, Sun Runxuan²

[1. Petroleum Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China;

2. College of Geoscience, China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China]

Abstract: Shale gas in the Sichuan Basin features in multi-domain, multi-layer and multi-types. The main controlling factors for shale gas accumulation are favorable sedimentary facies, thermal maturity and preservation condition. High quality marine shale of deep shelf facies is high in hydrocarbon source quality, reservoir quality and fracturability, thus is the most favorable sedimentary facies. Sequences of carbonate lake slope storm beach facies consist of interbedded shale and limestone. The close combination of shale with high hydrocarbon source quality and limestone with high reservoir quality and high fracturability provides favorable conditions for shale gas accumulation. Shale with moderate thermal maturity (2%~3%) for peak gas generation has the most developed gas-saturated organic pores, thus the best storage capacity. Shale gas content generally increases with increasing buried depth under burial conditions. The adsorbed gas content decreases slowly, while the free gas content increase rapidly. Overpressure zone is favorable to free gas preservation. On this basis, gas shales in the Sichuan Basin can be divided into three layer series and five types. The thick shale of deep shelf facies with ultrahigh pressure within the Late Silurian basin and that with overpressure at the inner edge of the basin are the most favorable for shale gas enrichment. Favorable areas of shale gas in different layer series were predicted according to the criteria of favorable sedimentary facies zones, moderate thermal maturity ($R_o = 1.3\% - 3.5\%$), pressure coefficient over 1.2 and buried depth less than 4 500 m.

Key words: maturity, preservation condition, sedimentary facies, favorable area for exploration, shale gas, Sichuan Basin

在多旋回构造沉积过程中,四川盆地发育了海相、湖相和过渡相三种类型多套富有机质泥页岩^[1]。其中海相富有机质泥页岩主要发育于古生界下寒武统牛蹄塘组和上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组,湖相富有机质泥页岩主要发育于下侏罗统自流井组。据2012年油气资源评价结果,四川盆地及其周缘页岩气

地质资源量为 $40.02 \times 10^{12} \text{ m}^3$,可采资源量为 $6.44 \times 10^{12} \text{ m}^3$,分别占到全国地质资源量的29.8%和25.7%,页岩气潜力巨大。

目前除了在川东南涪陵焦石坝、川南威远和长宁五峰组—龙马溪组实现商业开发外,在川西南井研—犍为筇竹寺组海相泥页岩也取得勘探突破,在川东北

收稿日期:2015-09-15;修订日期:2015-12-10。

第一作者简介:朱彤(1968—),女,高级工程师,非常规油气勘探开发规划和页岩气。E-mail: zhutong_syky@sinopec.com。

基金项目:中国石油化工股份有限公司科技开发部项目(P13085)。

元坝自流井组大安寨段湖相泥页岩也获得了工业气流,展示了四川盆地页岩气具有多领域、多层系、多类型的特点。郭旭升等^[2-3]在重点对涪陵焦石坝等地区五峰组-龙马溪组页岩气富集规律研究的基础上,提出了南方复杂构造区深水陆棚优质页岩和良好的保存条件是海相页岩气富集的关键。但四川盆地海相下寒武统页岩因所处的沉积背景,且地层年代老,成熟度过高(R_o 多大于3%),下侏罗统湖相沉积相变化快,大安寨段泥页岩岩性复杂,非均质性强,成熟度较低(R_o 多小于2%)等多种因素,造成四川盆地不同类型页岩气富集控制存在着明显的差异。搞清不同类型页岩气富集控制因素和分布,对于优选有利目标,实现四川盆地多类型页岩气商业发现具有重要意义。本文从四川盆地页岩气富集控制因素和富集类型两个方面进行分析,对不同类型页岩气的有利分布区进行预测。

1 页岩气富集控制因素

通过对四川盆地涪陵焦石坝、彭水、威远上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组、井研一缝为下寒武统筇竹寺组和涪陵兴隆场、元坝下侏罗统大安寨段和东岳庙段典型页岩气区解剖研究认为,影响四川盆地页岩气富集的控制因素主要包括沉积相、成熟

度和保存条件3个方面。

1.1 不同沉积相与页岩气生、储和可压性关系

四川盆地下寒武统、下志留统和下侏罗统由于富有机质泥页岩的构造-古沉积背景的不同,导致不同层系沉积的泥页岩生烃条件和岩石矿物组合存在着差异,进而影响着页岩的生烃潜力和可压性。

郑和荣等人^[4-5]研究认为四川盆地五峰组-龙马溪组富有机质页岩为稳定的克拉通台内凹陷沉积背景下的深水陆棚沉积。在川南、川东南到川东北一带发育稳定的深水陆棚优质页岩,纵向上优质页岩主要发育于五峰组顶部-龙马溪组底部^[6-7],岩性为黑色硅质页岩和炭质页岩,向上相变为浅水陆棚灰黑色粉砂质和含灰质页岩(图1)。五峰组-龙马溪组底部优质页岩有机碳含量(TOC)高, TOC 大于2%,平均为3.5%。有机质孔发育^[8],以微孔-中孔为主,平均占96%,孔隙度大于2%,平均为4.8%。岩心观察页岩发育,水平方向渗透率高,可达几百至几千个nD,是垂直渗透率的几百至上千倍。页岩的矿物组成以有机硅为主,平均为54.99%,脆性指数高,为0.7186,可压性好,有利于复杂的裂缝形成。含气性好,含气量为0.89~5.19 m³/t,平均为1.98 m³/t。该深水陆棚优质页岩具有源、储、可压一体的页岩气形成和改造条件,

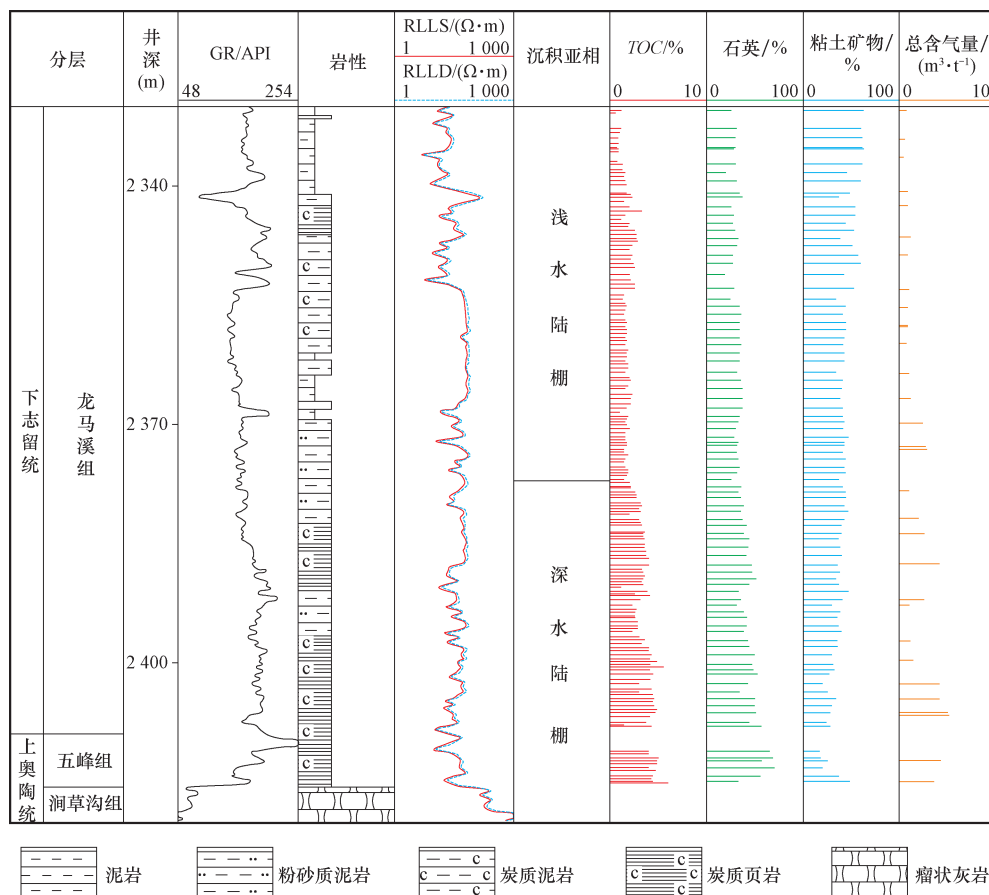


图1 四川盆地JY1井下志留统龙马溪组页岩气形成条件综合柱状图

Fig. 1 Stratigraphic column showing shale gas accumulation conditions of Well JY1 in the Lower Silurian Longmaxi Formation, Sichuan Basin

表现为有机质丰度与微孔-中孔的孔容、比表面、硅质、含气性具良好耦合关系(图2,图3),有利于页岩气的生成、储集和压裂改造,为海相最有利的沉积相类型。通过JY1井龙马溪组底部优质页岩现场含气量测定,含气量为 $0.89 \sim 5.19 \text{ m}^3/\text{t}$,平均为 $2.98 \text{ m}^3/\text{t}$,水平段压裂试气获最高气产量为 $20.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

程克明^[9-10]等研究结果显示四川盆地及周缘下寒武统是在晚震旦世灯影期海退后背景下的被动大陆边缘沉积模式。早期牛蹄塘(筇竹寺)沉积期自东向西快速海侵,沉积环境为半深海-大陆斜坡向深水陆棚-浅水陆棚过渡。在四川盆地南部,由于临近康滇古陆,构造相对不稳定导致海平面波动,而呈现为短期深水陆棚沉积的特点,受古陆物源的影响,相变为九老洞组,纵向上岩性为泥质粉砂岩夹薄层(厚度 $<20\text{m}$)富有机质页岩组合(图4)。该九老洞组深水陆棚富有机质页岩有机质含量多小于2%,平均为1.87%,粘土矿物含量高,为12.5%~58.4%,平均为35%。以粘土孔-有机孔复合为主,孔径大小以微孔-中孔为主,平均占77%,实测样品孔隙度在1.79%~4.74%,平均为2.76%。页岩脆性矿物以碎屑石英为主,含量为

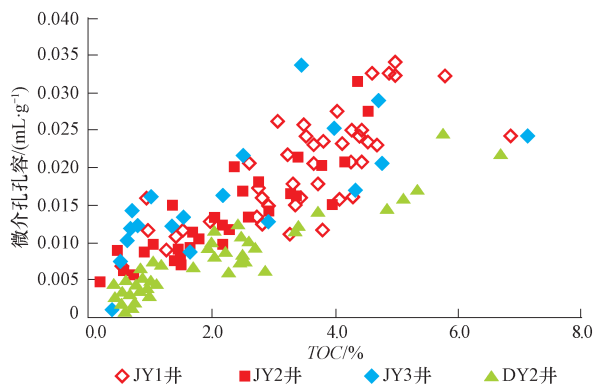


图2 四川盆地深水陆棚页岩有机碳含量与微孔-中孔孔容关系

Fig. 2 Organic carbon content vs. micro-meso-pore volume in shale of deep shelf facies in the Sichuan Basin

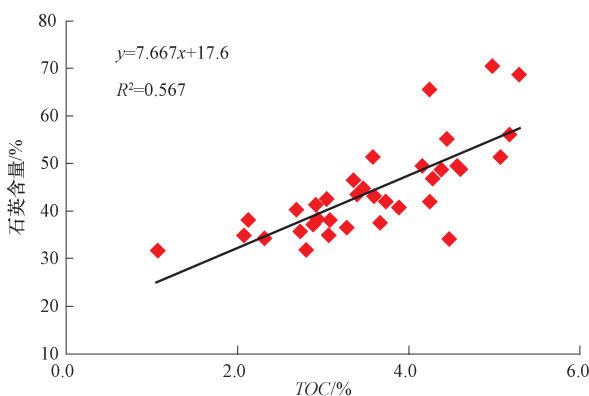


图3 四川盆地深水陆棚页岩有机碳含量与硅质含量关系

Fig. 3 Organic carbon content vs. silica content in deep shelf shale in the Sichuan Basin

19.6%~39.3%,平均为28.8%。方解石含量在10%左右,脆性指数多在0.4~0.5。通过JS1井九老洞组上部页岩层段现场含气量测定,含气量为 $0.50 \sim 4.69 \text{ m}^3/\text{t}$,平均为 $1.68 \text{ m}^3/\text{t}$ 。水平段压裂试气获最高气产量 $8.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,含气性和可压性较龙马溪组富有机质页岩差。

四川盆地早-中侏罗世为印支晚幕运动后的扇三角洲-湖泊环境沉积^[11]。早侏罗世大安寨时期主要为湖进期沉积,受陆源碎屑物源的影响较小,湖盆范围扩大,以滨湖-碳酸盐岩浅湖-湖坡-半深湖沉积模式为特征,岩性以厚层介屑滩、泥灰薄互层和泥岩夹薄层灰岩组合为主(图5)。纵向上泥页岩具有单层厚度薄(多 $<10\text{m}$),累计厚度大的特点。大安寨段泥页岩有机质丰度和演化程度均较海相低,有机质类型以 II_2 型为主。湖盆范围主要分布于川中-川东北地区,泥页岩累计厚度在 $120 \sim 260 \text{ m}$ ^[12],有机质丰度相对较高,多在0.60%~4.22%,平均为1.40%,为湖相页岩气的有利生烃区域^[13]。大安寨段泥页岩储集空间以粒缘孔缝和粘土矿物孔为主^[14],有机孔随演化程度增加而局部发育。孔径以中孔为主,平均占比高达50%~70%;其次为大孔,占比10%~50%。微孔部分占比很少,仅占0.9%~7.7%,平均中值孔径为24.42 nm,有机质丰度与孔容的相关性差。有利的碳酸盐湖坡风暴滩微相沉积的页岩与灰岩互层组合,脆性矿物含量高,以钙质和碎屑石英为主,钙质含量在24%~53%,平均为35%,硅质(碎屑石英)含量为22%~39%,平均为26%;粘土矿物含量相对较低,为19%~67%,平均为33%,脆性指数大于0.5,可压性较好。该页岩与灰岩互层组合具有源、储、可压近配页岩气形成条件,即页岩生成气后向邻近灰岩夹层扩散,形成暗带(页岩)、明带(灰岩)相间的互层组合,有利于层理缝、网状缝的发育,具有较好储渗性和含气性。与海相深水陆棚沉积的硅质页岩相比,在同一有效应力(29 MPa)下,以粒缘孔、缝为主的湖相页岩,垂向渗透率可达数百个nD,高于以有机质孔为主的龙马溪组页岩渗透率的2~4倍。通过元坝大安寨段页岩层段含气量测定,含气量为 $1.37 \sim 1.98 \text{ m}^3/\text{t}$,平均为 $1.72 \text{ m}^3/\text{t}$,多口直井试获 $(14 \sim 50) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的工业气流。

1.2 成熟度与有机孔发育关系

四川盆地寒武统、下志留统和下侏罗统由于形成时代的差异,导致其成熟度存在不同。四川盆地寒武统成熟度最高,镜质体反射率(R_o)为3%~4%,平均为3.3%,下志留统成熟度较高, R_o 为2.2%~3%,平均为2.7%,下侏罗统成熟度最低, R_o 为1.1%~1.8%,平均为1.6%。前人在对涪陵焦石坝下志留统

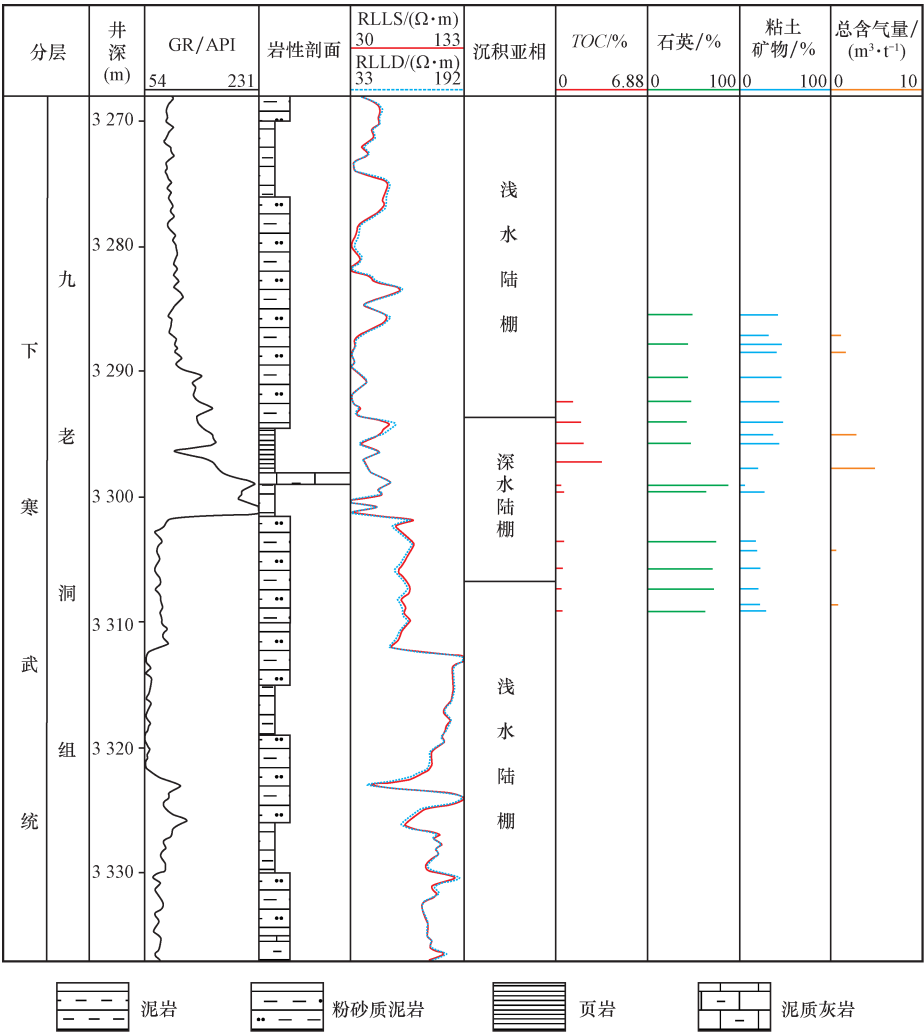


图 4 四川盆地 JS1 井下寒武统九老洞组页岩气形成条件综合柱状图

Fig. 4 Stratigraphic column showing shale gas accumulation conditions of Well JS1 in the Lower Cambrian Jiulaodong Formation, Sichuan Basin

页岩气藏富集控制因素的研究中,认为由于成熟度 R_o 主要集中分布于 2% ~ 3%,处于生气高峰阶段,饱和气有机孔隙发育程度差异不大,因此没将成熟度有作为页岩气富集的关键因素。但实际上,无论是南方复杂构造区海相还是四川盆地湖相,因成熟度的不同,泥页岩储层有机孔发育均存在着较大的差异。

通过氩离子抛光-扫描电镜观察不同成熟度的页岩,随着成熟度增大,有机孔隙呈现出先逐渐增加,再逐步减少的趋势。当泥页岩 R_o 为 1.1% 时,页岩处于生气初期,有机质孔不发育(图 6a)。当 R_o 为 1.3% ~ 2.0% 时,页岩处于生气阶段,有机孔开始发育-较发育(图 6b,c)。 R_o 为 2.2% ~ 3.0%,页岩处于生气高峰阶段,饱和气有机孔隙大量发育(图 6d);而当 R_o 处于 3.0% ~ 3.6%,页岩于生气能力逐渐减弱,有机孔开始减少,有机孔呈现收缩、塌陷现象(图 6e)。当 R_o 大于 4.0%,页岩中有机质不发育,边界模糊,仅隐约可见(图 6f)。此外,不同成熟度页岩的有机孔的发育差异也可从页岩微孔-中孔孔容和吸附能力随成熟度的变化得到验证。由页岩微孔-中孔孔容与有机

质丰度和成熟度相关性研究表明(图 7),页岩微孔-中孔孔容与有机质丰度总体呈现出正相关的关系,即随着页岩有机质丰度的增加,微孔-中孔孔容也逐渐增大,反映出有机质含量高,有利于页岩储层有机孔的发育。但同时,从页岩微孔-中孔孔容与成熟度相关性看,当成熟度 R_o 在 2.3% ~ 3.2%,龙马溪组页岩微-中孔孔容最大,分布范围在 0.015 ~ 0.03 mL/g,大于成熟度 R_o 在 1.4% ~ 2.0% 范围的大安寨段和东岳庙段的微孔-中孔孔容分布范围 0.004 ~ 0.014 mL/g,也大于成熟度 R_o 在 3.2% ~ 4.0% 范围的下寒武统页岩微孔-中孔孔容分布范围 0.003 ~ 0.015 mL/g。通过等温吸附实验也表明,在有机质丰度变化不大的范围内(TOC 为 4.3% ~ 5.3%),当成熟度 R_o 由 2.5% 增加到 3.8%,页岩吸附气量逐渐减少,由 2.5 m³/t 降低到 0.5 m³/t(图 8),由此说明,页岩有机孔的发育,不仅与有机质丰度相关,更与页岩的成熟度密切相关。当 R_o 在 2.0% ~ 3.0% 处于页岩生气高峰期,气态烃大量生成的同时饱和气有机孔大量发育,页岩的储集性最好。也就是说当泥页岩成熟度 R_o 大

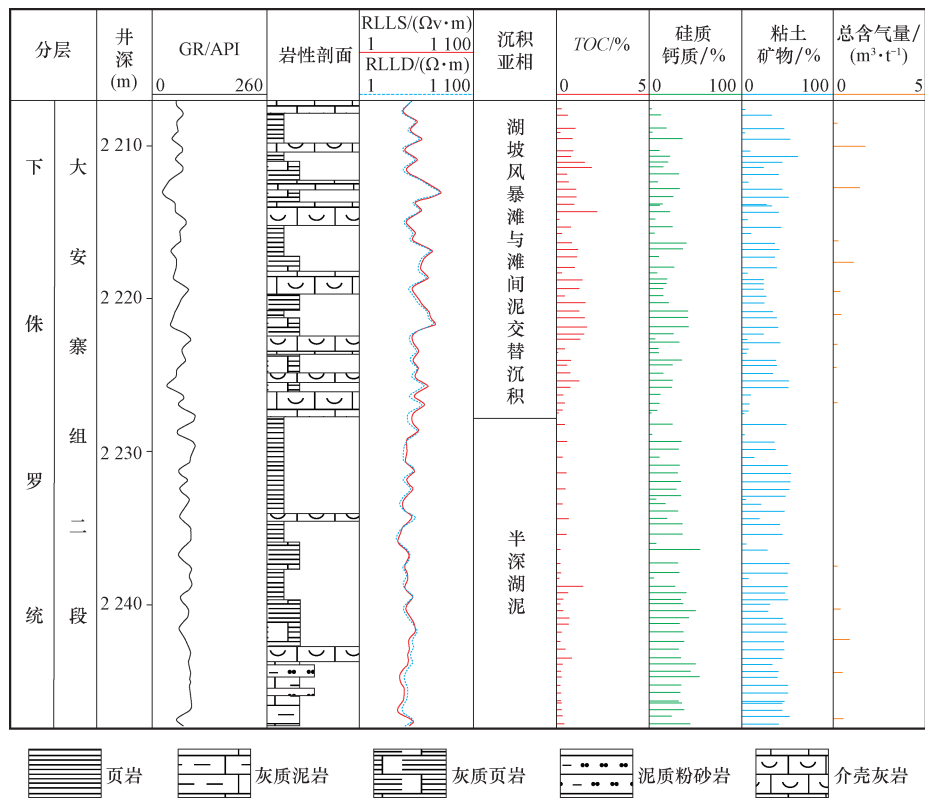


图 5 四川盆地 FY3 井下侏罗统大安寨段页岩气形成条件综合柱状图

Fig. 5 Stratigraphic column showing shale gas accumulation conditions of Well FY3 in the Lower Jurassic Da'an寨 Formation, Sichuan Basin

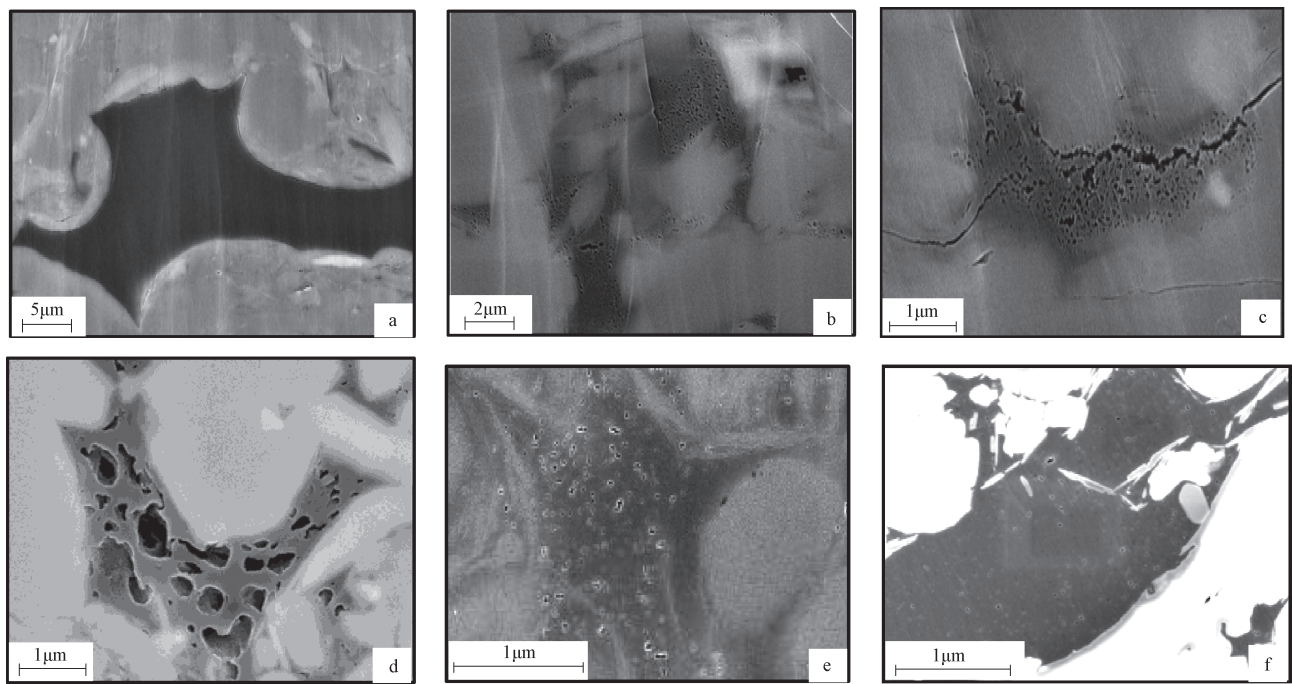


图 6 四川盆地页岩不同成熟度与有机孔发育关系

Fig. 6 Different maturity vs. organic pores development of shales in the Sichuan Basin

a. $R_o = 1.1\%$, 页岩中有机质孔不发育, FY1 井大安寨段, 埋深 2605.90 m; b. $R_o = 1.3\%$, 页岩中有机质孔开始发育, FY5 井东岳庙段, 埋深 2798.31 m; c. $R_o = 1.6\% \sim 2.0\%$, 页岩中有机质孔较发育, FY4 井东岳庙段, 埋深 2735.60 m; d. $R_o = 2.2\% \sim 3.0\%$, 页岩中有机质孔大量发育, 有机质孔隙形态轮廓清晰, JY1 井龙马溪组, 埋深 2402.55 m; e. $R_o = 3.2\% \sim 3.6\%$, 页岩中有机质孔收缩、塌陷, A 井筇竹寺组^[15]; f. $R_o = 4.18\%$, 页岩中有机质不发育, 边界模糊, EY1 井水井沱组, 埋深 3837.20 m

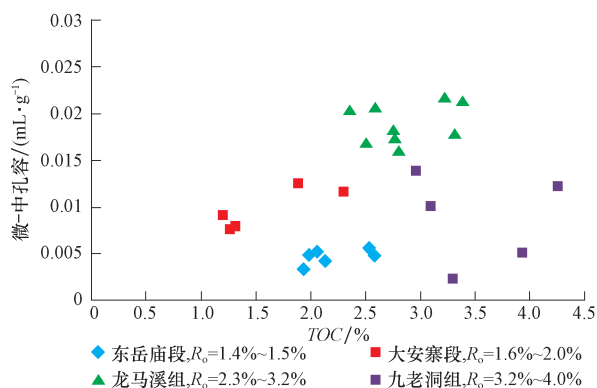


图7 四川盆地页岩微孔-中孔孔隙与有机质丰度和成熟度关系

Fig. 7 Micro- and meso- pore volume vs. maturity of shales in the Sichuan Basin

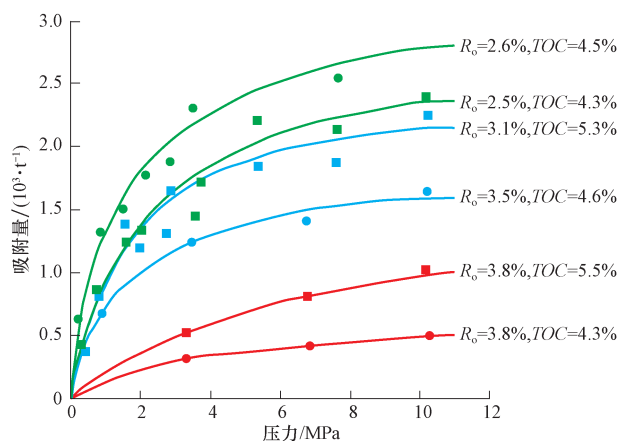


图8 四川盆地页岩吸附气量与成熟度关系

Fig. 8 Adsorption capacity vs. maturity of shales in the Sichuan Basin

于1.3%开始生气的同时,储层有机孔是一个逐渐发育的过程,储集条件逐渐变好。当成熟度 R_0 大于3.0%处于过成熟阶段,随着页岩生气能力逐渐减弱,储层有机孔是一个逐渐减小的过程,储集条件变差。

1.3 保存条件与页岩气赋存关系

页岩气的赋存形式具有多样性,主要包括游离态(存在于岩石孔隙与裂隙中)和吸附态(吸附于有机质颗粒、粘土矿物颗粒、干酪根颗粒以及孔隙表面)。在前人对龙马溪组富有机质页岩上覆三叠系膏岩盖层、顶底板封存和远离盆缘断裂距离对保存条件影响分析的基础上^[16],通过等温吸附实验,探讨不同埋藏条件下页岩气的赋存关系。

在埋藏条件下,页岩气的赋存形式及赋存量同时受控于地层的温度、压力以及孔隙空间和含水(气)饱和度。针对以焦石坝地区为代表的超压低含水饱和度(压力系数为1.44,含水饱和度为30%)和以彭水为代表的常压高含水饱和度(压力系数为1,含水饱和度为

70%)两种页岩气赋存特征的研究对比表明,总体上随着埋深增加,吸附气缓慢下降,游离气则较快增加(图9,图10)。对于超高压、低饱和水页岩,赋存形式以游离气为主。对于低压力、高含水饱和度页岩,赋存形式主要以吸附气为主,因此超压区有利于游离气保存。

四川盆地及其周缘页岩气勘探实践也表明,页岩含气性受保存条件影响较大。四川盆地内构造相对稳定,保存条件较好,地层压力系数高,一般在1.5~2.0,含气性好。焦石坝区块龙马溪组压力系数达1.55,以游离气为主,测井解释吸附气与游离气比为30:70,页岩气日产量多大于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。盆缘构造

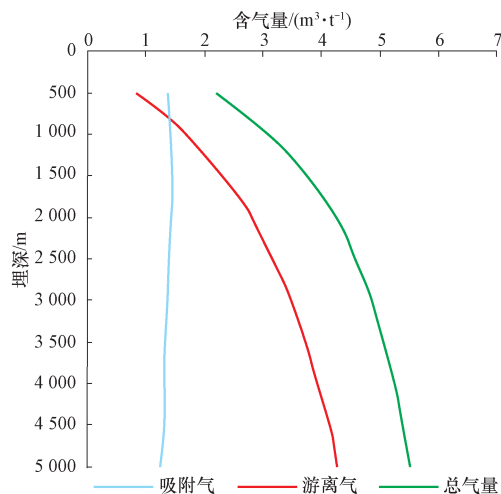


图9 四川盆地超高压(压力系数=1.44)、超低含水饱和度($S_w = 30\%$)时气体赋存形式随深度变化

Fig. 9 Depth vs. gas occurrence under high pressure (压力系数=1.44) and ultralow water saturation ($S_w = 30\%$) in the Sichuan Basin

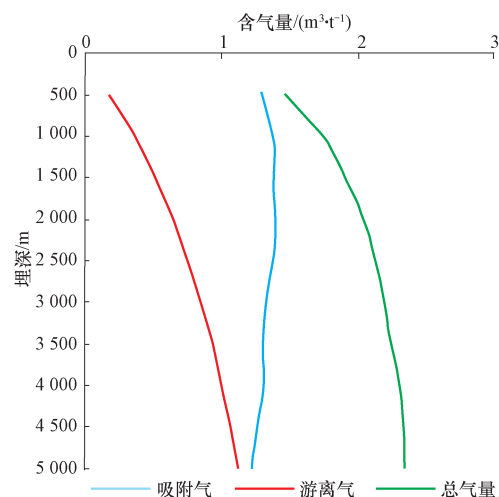


图10 四川盆地常压下(压力系数=1.0)高含水饱和度($S_w = 70\%$)时气体赋存形式随深度变化

Fig. 10 Depth vs. gas occurrence under normal pressure (压力系数=1.0) and high water saturation ($S_w = 70\%$) in the Sichuan Basin

改造区受地层抬升剥蚀强及褶皱断裂发育的影响,保存条件较差,压力系数多小于1。彭水地区龙马溪组页岩压力系数为0.9,页岩气日产量仅为 $(2 \sim 3) \times 10^4 \text{ m}^3$ 。此外,从四川盆地侏罗统泥页岩普遍为异常高压(地层压力系数为1.4~2.0),也反映出保存条件较好,泥页岩储层网状裂缝发育,元坝地区页岩气直井压裂测试日产 $(11 \sim 50) \times 10^4 \text{ m}^3$,有利于湖相页岩气的富集高产。

2 页岩气富集类型

四川盆地及周缘地区下古生界沉积以来,经历了加里东期、海西期、印支期、燕山期和喜马拉雅期构造运动,多次沉降和隆起,地质条件呈阶段性变化,导致四川盆地寒武统九老洞组 and 上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组、下侏罗统自流井组泥页岩的沉积环境、构造和生烃演化特征存在着不同,其影响下的页岩气储集、富集和保存也存在差异,由此形成了各具特色页岩气富集类型。依据沉积相带、构造和生烃演化、孔隙类型、现今构造样式和压力系数,将四川盆地页岩气划分为上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组盆内超高压、盆内缘超压和盆外常压3类深水陆棚厚层页岩气型,下寒武统九老洞组超压深水—中陆棚薄层页岩气型和下侏罗统超高压湖坡风暴滩泥灰互层页岩气型共5种类型(表1)。

2.1 上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩气富集类型

四川盆地及周缘上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩气形成于有利的深水陆棚相沉积的厚层优质

硅质、炭质页岩,经历了海西期、印支期、燕山期和喜马拉雅期构造运动,气藏富集过程可划分为早期浅埋压实、中期深埋生气和晚期调整3个阶段。其中,在中期深埋生气阶段的中—晚侏罗世—中白垩世,随着页岩埋深继续加大,有机质成熟度持续升高,最大埋深超过7 000 m时,成熟度由1.3%增大至2.7%,液态烃开始大量裂解生气的同时,饱和气的有机孔隙也大量生成,页岩总孔隙因有机孔的增加也随之增大。由于生烃增压,致使页岩层内孔隙压力快速增加,使页岩层呈现明显的超压现象。晚期抬升调整阶段受喜马拉雅期构造运动的影响,五峰组—龙马溪组泥页岩整体由构造沉降转为构造抬升。由于所处的盆内、盆缘和盆外局部构造位置的不同,晚期构造抬升时间早晚和抬升幅度存在差异,导致保存条件不同。

1) 盆内超高压深水陆棚厚层页岩气型

主要分布于四川盆地南部低陡—低缓褶皱带内,具有晚期抬升调整的特征,以威远—荣县和富顺—永川等地区为代表,川南低陡—低缓褶皱带抬升最晚(70 Ma),抬升幅度最小(3 500 m左右),页岩气逸散时间短,保存条件最好。因此在低幅宽缓褶皱带相对隆起的局部构造背景下,可形成了较好的超高压(压力系数大于1.5)页岩气富集。

2) 盆内缘超高压深水陆棚厚层页岩气型

主要分布于四川盆地齐岳山断裂西缘高陡构造带,晚期具适度抬升调整的特征,以焦石坝和丁山等地区为代表。川东缘高陡褶皱带抬升相对较晚(85 Ma),抬升幅度较小(4 000 m左右),页岩气逸散时间较短,在宽缓背斜、断背斜良好的局部构造背景下,未受到明显的构造破坏,页岩气得到了较好的保存,可形成低超压(压力系数在1.2~1.5)页岩气富集。

表1 四川盆地页岩气富集类型特征

Table 1 Characteristics of shale gas enrichment types in the Sichuan Basin

层系	页岩气类型 (代表地区)	早期阶段	早 - 中期 阶段	中期阶段	晚期阶段				
					抬升 时间/Ma	抬升 幅度/m	现今构造 样式	压力 系数	
上奥陶统 五峰组 - 下志留统 龙马溪组		盆内超高压 (威远—荣县)	浅埋压实 (晚志留 世—中二 叠世)	埋藏生气 (早二叠世—晚 白垩世) R_o 1.3 % ~ 3.0 % 过程中, 气态烃大量生成 的同时, 饱和气有机孔大量 发育	抬升调整 (晚白垩 世—第四 纪)	70	~ 3 500	凹中隆、 斜坡	> 1.5
	深水陆棚厚 层页岩气型	盆内缘超压 (焦石坝)				85	~ 4 000	宽缓背斜、 断背斜	1.2 ~ 1.5
		盆外常压 (彭水)				130	~ 5 000	向斜	0.9 ~ 1.0
下寒武统 九老洞组	超压深水 - 中陆棚薄层 页岩气型 (井研—犍为)	浅埋压实 (晚寒武 世—中志 留世)	抬升停滞 (晚志留 世—中二 叠世)	埋藏生气 (早二叠世—晚 白垩世) R_o 1.3 % ~ 3.5 % 过程中, 气态烃从大量生 成到减弱同时, 有机孔从 大量发育到减少	快抬调整 (晚白垩 世—第四 纪)	70	~ 5 000	斜坡	1.4 ~ 1.5
下侏罗统 自流井组	超高压风暴滩泥灰互层 页岩气型 (元坝—大安寨 段)	快埋压实 (中侏罗 世—晚侏 罗世)		埋藏生气 (早白垩世—中 白垩世) R_o 1.3 % ~ 2.0 % 过程中, 气态烃逐渐生成 的同时, 有机孔开始局部 发育	抬升调整 (晚白垩 世—第四 纪)	90	~ 2 000	缓坡	1.5 ~ 2.0

3) 盆外常压深水陆棚厚层页岩气型

主要分布于四川盆地齐岳山断裂以东强改造褶皱带,晚期具早抬残存的特征,以彭水和武隆等地区为代表。受中-晚期构造运动的强烈影响,齐岳山断裂以东抬升最早(130 Ma),抬升幅度较大(5 000 m左右),并发生挤压隆升变形,有的地区甚至抬升至地表而遭受剥蚀。受较强的构造变形和断裂发育的影响,页岩气发生散失,局部地区页岩气藏被破坏,保存条件较差,仅在相对稳定的向斜区可形成常压(压力系数为1左右)页岩气富集。

2.2 下寒武统超高压过成熟深水陆棚薄层页岩气型

该类型以四川盆地西南部井研—犍为下寒武统九老洞组为代表。页岩气形成于较有利的深水-中陆棚相薄层黑色炭质页岩中,单层厚度小于20 m,经历了加里东期、海西期、印支期、燕山期和喜马拉雅期构造运动,具过成熟、低超压(压力系数为1.2~1.5)及保存较好的特点。气藏富集过程可划分为早期浅埋压实、早-中期抬升停滞、中期深埋生气和晚期快抬调整四个阶段。其中,中-晚侏罗世-中白垩世的中期深埋生气阶段,随着页岩埋深继续加大,有机质成熟度持续升高,由1.3%增大至4.0%,随着液态烃从大量裂解生气至减弱,页岩层有机孔隙也随之大量生成至减少。晚期快抬调整阶段,受喜马拉雅期构造运动的影响,泥页岩由构造沉降转为快速抬升,川南—川西南地区抬升时间较晚,抬升幅度差异较大,在井研—犍为地区构造抬升幅度较小,在威远地区构造抬升幅度较大。随着页岩层的抬升,页岩孔隙内的气体体积具有膨胀趋势,形成了较好的超压富集,但同时也存在局部逸散,部分孔隙出现变形、坍塌,孔隙度和储层压力逐渐降低,但整体仍呈超压富集状态。

2.3 下侏罗统超高压低成熟湖坡风暴滩泥灰互层页岩气型

该类型以川东北元坝地区下侏罗统自流井组大安寨段页岩为代表。页岩气形成于有利的碳酸盐湖坡风暴滩微相,岩性为黑色泥页岩与介屑灰岩互层沉积。经历了燕山期和喜马拉雅期构造运动,具成熟度相对较低(R_o 为1.3%~2.0%),埋深较大(2 500~4 200 m),超高压(压力系数大于1.5),保存较好特点。气藏富集过程可划分为早期快埋压实、中期深埋生气和晚期抬升调整3个阶段。其中,中期埋藏生烃阶段的早白垩世-中白垩世,受到燕山晚期构造运动的影响,泥页岩层持续埋深至6 000 m,有机质成熟度随之增大, R_o 由0.7%增大至1.3%,最大达到2.0%成熟阶段,液态烃逐渐向裂解生气转化,直至大量干气生成,

有机孔隙逐步发育,孔隙体系内的压力增高,呈现出页岩气在泥页岩与介屑灰岩互层中聚集的。晚白垩世-第四纪晚期抬升调整阶段,受喜马拉雅期构造运动的影响,四川盆地整体抬升至3 000~4 000 m,由于抬升幅度较小,地层压力仍保持超高压状态,从而形成了泥页岩与介屑灰岩互层超高压气藏。

3 有利区分布预测

根据上述页岩气富集控制因素和富集类型分析,明确有利的沉积相带,适中的成熟度(R_o =1.3%~3.5%),超压(压力系数>1.2),以及工程技术可行性所要求埋深小于4 500 m为四川盆地页岩气有利区优选原则。

五峰组-龙马溪组深水陆棚相硅质页岩带主要分布于川南—川东南—川东北地区,成熟度适中, R_o 主要分布于2%~3%,依据压力系数在1.2~2.0,埋深小于4 500 m的条件,优选川东南焦石坝—石柱,丁山—林滩场,川南威远、永川、长宁、五指山东北部为有利区。

下寒武统有利的深水-中陆棚带主要分布于川南—川西南地区,依据成熟度 R_o 小于3.5%、压力系数大于1.2、埋深小于4 500 m的条件,优选川西南威远、井研—犍为东南部和川南长宁为有利区。

下侏罗统有利的碳酸盐湖坡风暴滩微相主要分布于川东—川东北地区,依据成熟度 R_o 大于1.3%、压力系数大于1.2、埋深小于4 500 m的条件,优选川东北元坝大安寨段和涪陵东岳庙段为有利区。

4 结论

1) 通过对不同层系页岩气富集的控制因素分析,指出了海相深水陆棚沉积的硅质页岩和湖相碳酸盐湖坡风暴滩沉积的页岩与灰岩互层组合、适中的成熟度和超压良好保存条件是页岩气富集的关键因素。

2) 依据沉积相带、构造和生烃演化、孔隙类型、现今构造样式和压力系数等参数,将四川盆地页岩气划分为3个层系5种类型,其中海相上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组盆内缘超压和盆内超高压深水陆棚厚层页岩气型具有源、储、可压一体页岩气的富集条件,为最有利于页岩气富集类型,主要分布于川东南焦石坝—石柱,丁山—林滩场,川南威远、永川、长宁、五指山东北部地区。湖相下侏罗统超高压湖坡风暴滩泥灰互层页岩气型具有源、储、可压近配页岩气富集条件,为较有利的页岩气富集类型,主要分布于川东北元坝大安寨段和川东涪陵东岳庙段。

3) 针对不同类型页岩气的富集特点,开展适应性勘探开发技术的攻关,是实现多层系、多类型页岩气经济有效开发的关键。

参 考 文 献

- [1] 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. Geological condition of shale gas accumulation in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(2): 151-156.
- [2] 郭旭升. 南方海相页岩气“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):1210-1218.
Guo Xusheng. 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): 1210-1218.
- [3] 郭旭升,胡东风,文治东,等. 四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素—以焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例. 中国地质,2014,41(3):894-901.
Guo Tonglou, Hu Dongfeng, Wen Zhidong, et al. Major factors controlling the accumulation and high productivity in marine shale gas in the Lower Paleozoic of Sichuan Basin and its periphery: A case study of the Wufeng—Longmaxi Formation of Jiaoshiba area. Geology In China, 2014, 41(3): 894-901.
- [4] 郑和荣,高波,彭勇民,等. 中上扬子地区下志留统沉积演化与页岩气勘探方向[J]. 古地学期,2013,15(5):646-656.
Zheng Herong, Gao Bo, Peng Yongmin, 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): 646-656.
- [5] 张春明,张维生,郭英海. 川东南—黔北地区龙马溪组沉积环境及对烃源岩的影响[J]. 地学前缘,2012,19(1):136-145.
Zhang Chunming, Zhang Weisheng, Guo Yinghai. Sedimentary environment and its effect on hydrocarbon source rocks of Longmaxi Formation in Southeast Sichuan and Northern Guizhou[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(1): 136-145.
- [6] 董大忠,程克明,王玉满,等. 中国上扬子区下古生界页岩气形成条件及特征[J]. 石油与天然气地质,2010,31(3):289-299.
Dong Dazhong, Cheng Keming, Wang Yuman, et al. Forming conditions and characteristics of shale gas in the Lower Paleozoic of the Upper Yangtze region, China[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(3): 289-299.
- [7] 聂海宽,张金川,包书景,等. 四川盆地及其周缘上奥陶统一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.
- [8] 胡宗全,杜伟,彭勇民,等. 页岩微观孔隙特征及源—储关系[J]. 石油与天然气地质,2015,36(6):1001-1008.
Hu Zongquan, Du Wei, Peng Yongmin, et al. Microscopic pore characteristics and the source-reservoir relationship of shale—A case study from the Wufeng and Longmaxi Formations in Southeast Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(6): 1001-1008.
- [9] 程克明,王世谦,董大忠,等. 上扬子区下寒武统筇竹寺组页岩气成藏条件[J]. 天然气工业,2009,29(5):40-44.
Cheng Keming, Wang Shiqian, Dong Dazhong, et al. Accumulation conditions of shale gas reservoirs in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, the Upper Yangtze region[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 40-44.
- [10] 黄金亮,邹才能,李建忠,等. 川南下寒武统筇竹寺组页岩气形成条件及资源潜力[J]. 石油勘探与开发,2012,39(1):69-75.
Huang Jinliang, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Shale gas generation and potential of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Southern Sichuan Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(1): 69-75.
- [11] 郑荣才. 四川盆地地下侏罗统大安寨段高分辨率层序地层学[J]. 沉积学报,1998,16(2):42-49.
Zheng Rongcai. High resolution sequence stratigraphy of Da'anzhai Formation, Lower Jurassic in Sichuan Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1998, 16(2): 42-49.
- [12] 朱彤,包书景,王烽. 四川盆地陆相页岩气形成条件及勘探开发前景[J]. 天然气工业,2012,32(9):1-6.
Zhu Tong, Bao Shujing, Wang Feng. The prospect of exploration and production and forming condition of shale gas in land facies, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(9): 1-6.
- [13] 何发岐,朱彤. 陆相页岩气突破和建产的有利目标—以四川盆地地下侏罗统为例[J]. 石油实验地质,2012,34(3):246-251.
He Faqi, Zhu Tong. Favorable targets of breakthrough and built up of shale gas in continental facies in Lower Jurassic, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2012, 34(3): 246-251.
- [14] 周德华,焦方正,郭旭升,等. 川东南涪陵地区下侏罗统页岩油气地质特征[J]. 石油天然气地质,2013,34(4):450-454.
Zhou Dehua, Jiao Fangzheng, Guo Xusheng, et al. Geological features of the Lower Jurassic shale gas play in Fuling area, the southeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(4): 450-454.
- [15] 王道富,王玉满,董大忠,等. 川南下寒武统筇竹寺组页岩储集空间定量表征. 天然气工业,2013,33(7):1-10.
Wang Daofu, Wang Yuman, Dong Dazhong, et al. Quantitative characterization of reservoir space in the Lower Cambrian Qiongzhusi Shale, southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(7): 1-10.
- [16] 郭彤楼,张汉荣. 四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J]. 石油勘探与开发,2014,41(1):28-36.
Guo Tonglou, Zhang Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 28-36.

(编辑 张玉银)