

深层页岩含气量评价及其差异变化

——以四川盆地威荣、永川页岩气田为例

苏海琨^{1,2}, 聂海宽^{2,3}, 郭少斌¹, 杨振恒⁴, 李东晖², 孙川翔², 卢婷², 刘秘²

1. 中国地质大学(北京) 能源学院, 北京 100083;

2. 中国石化 石油勘探开发研究院, 北京 102206;

3. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 102206;

4. 中国石化 石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214126

摘要:近年来我国页岩气勘探开发逐渐走向深层,但对高温高压条件下页岩吸附特征、游离气的赋存特征还不清楚,制约了深层页岩气大规模开发。以四川盆地威荣、永川地区深层页岩为研究对象,对不同有机碳含量和孔隙度的样品开展了高温高压(135℃、80 MPa)等温吸附实验和孔隙度实验,计算了页岩吸附气量、游离气量和总含气量的理论值,并与实际值进行对比。研究表明:①页岩吸附气含量随着压力增大逐渐增加,当压力大于40 MPa后,吸附气量增加趋于平缓,最大可达4.46 cm³/g。②页岩理论含气量随着地层压力的增加而增加,当地层压力达到80 MPa时总含气量达到最大,此时理论最大值为11.3 cm³/g;计算的游离气含量为6.8 cm³/g,吸附气含量为4.5 cm³/g,分别约占总含气量的60%和40%;游离气/吸附气比例随深度增加逐渐增加。③基于现场解吸实验,实测威荣11-1井总含气量最大值为5.95 cm³/g,最小值为3.29 cm³/g,平均为4.52 cm³/g,对比理论含气量10.3 cm³/g,表明有近50%的气体在抬升过程中散失,同时一定程度上也说明了深层页岩气保存条件的复杂性,建议加强对保存条件的研究。

关键词:吸附气;游离气;深层页岩气;含气量;定量评价;四川盆地

中图分类号: TE122.35

文献标识码: A

Shale gas content evaluation for deep strata and its variation:

a case study of Weirong, Yongchuan gas fields in Sichuan Basin

SU Haikun^{1,2}, NIE Haikuan^{2,3}, GUO Shaobin¹, YANG Zhenheng⁴,

LI Donghui², SUN Chuanxiang², LU Ting², LIU Mi²

1. School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China;

2. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China;

3. Shale Oil and Gas Enrichment Mechanism and Effective Development of State Key Laboratory, Beijing 102206, China;

4. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China

Abstract: The exploration and development of shale gas in China are recently focusing on the deep layers. However, the occurring characteristics of shale gas under high temperature and high pressure are not clear, which imposes great restrictions to deep shale gas development on a massive scale. Taking the deep shale in Weirong and Yongchuan regions of Sichuan Basin as research objects, for core samples with different organic carbon content and porosity, the isothermal adsorption experiments and porosity testing at high temperature and high pressure (135℃, 80 MPa) were carried out, and the theoretical values of shale adsorption gas, free gas and total gas content and compared with actual values. Results show that: (1) The content of adsorbed gas in deep shale increases gradually with pressure growing up. When the pressure surpasses 40 MPa, the increment flattens out, making 4.46 cm³/g the maximum of adsorbed gas content. (2) The theoretical gas content of shale increases with the growing formation pressure. The total gas content reaches its maximum 11.3 cm³/g under 80 MPa, which is made up with calculated free gas with an average of 6.8 cm³/g and adsorbed gas with an average of 4.5 cm³/g, accounting for about 60% and 40% of the total gas content, respectively. The ratio of free gas versus adsorbed gas gets larger with a greater buried depth. (3) Based on field

收稿日期: 2022-02-14; 修订日期: 2022-08-13。

作者简介: 苏海琨(1997—), 男, 硕士研究生, 从事非常规油气地质研究。E-mail: shk970306@163.com。

通信作者: 聂海宽(1982—), 男, 博士, 研究员, 从事非常规油气地质研究。E-mail: niehk.syky@sinopec.com。

基金项目: 国家自然科学基金项目(41872124, 42130803)和中国石化股份公司科研项目(P20046-1)资助。

desorption experiment, the actual measurement maximum gas content of well Weiye 11-1 is $5.95 \text{ cm}^3/\text{g}$, the minimum value is $3.29 \text{ cm}^3/\text{g}$, and the average content is $4.52 \text{ cm}^3/\text{g}$. Compared with the theoretical value of $10.3 \text{ cm}^3/\text{g}$, the result indicates that nearly 50% of gas leaked in the process of formation uplift, displaying the complexity of the deep shale gas preservation conditions. It is recommended to strengthen research on preservation conditions.

Key words: adsorbed gas; free gas; deep shale gas; gas content; quantitative evaluation; Sichuan Basin

深层页岩气是我国页岩气增储上产的主要领域,目前已在四川盆地威荣、白马、泸州等地提交了探明储量,正在开展产能建设^[1-2]。与中浅层页岩气井相比,深层页岩气井普遍具有压力高、产量高、递减快等特征^[1],这是因为页岩含气特征的差异还是压裂工程工艺的差异?本文主要从深层页岩的含气特征对这一问题开展研究。

页岩气通常以吸附态、游离态以及溶解态赋存于泥页岩孔隙和裂缝中,其中吸附气量和游离气量是页岩含气性评价的重要内容^[3-4]。前人对页岩等温吸附实验吸附态页岩气赋存机理、游离态页岩气赋存和计算方法等开展了大量研究^[4-8]。如王曦蒙等^[9]在压力范围为 0~30 MPa 的常温下测定页岩吸附气含量;李爱芬等^[10]在最高温压为 80 °C 和 22 MPa 条件下引入新的吸附气计算公式,计算了页岩吸附量;彭泽阳等^[11]则建立了适用于高压(30 °C, 120 MPa)条件下的等温吸附曲线方程。这些研究基于的等温吸附实验和孔隙度测试多在常温常压、高温常压或常温高压条件下进行,然而研究表明,四川盆地深层页岩地层温度普遍大于 80 °C,地层压力一般大于 70 MPa^[12-13]。这些实验忽略了温度与压力对深层页岩含气特征的控制,因此不能够有效反映深层高温、高压条件下页岩含气量的真实情况,由此建立的公式或模型已不适用对深层页岩含气量的计算。目前鲜有针对高温、高压条件页岩等温吸附实验和孔隙度的研究,这制约了对深层页岩吸附特征、游离气赋存特征的认识,也制约了深层页岩气开采方案的科学合理制定。

本文针对四川盆地深层页岩的地质特点,开展了高温、高压(60~135 °C、10~80 MPa)条件下页岩等温吸附和孔隙度实验,计算了不同埋深条件下不同有机碳含量和孔隙度的页岩吸附气量、游离气量和总含气量的理论值并绘制了图版;同时结合威

页 11-1 井现场解吸实验数据计算的实际含气量,对深层页岩的理论值和实测值进行对比,以期阐明深层页岩含气特征,有效评价深层页岩含气性。

1 样品、实验和计算方法

1.1 页岩样品

实验样品来自四川盆地 WY23-1 井、YY2 井志留系龙马溪组页岩,深度为 3 845~4 090 m,并对页岩样品进行了有机碳和矿物分析测试(表 1)。样品的总有机碳(TOC)含量为 4%~5%;矿物组成主要包括石英、黏土矿物、白云母、方解石、长石,以及少量辉石、菱铁矿、石膏。

1.2 实验原理和流程

1.2.1 高温高压吸附实验

本文采用的甲烷吸附实验是通过物质守恒的原理来测试样品的吸附量,当温度一定时,样品在不同压力下对应不同的甲烷吸附量。实验仪器和基本原理见图 1。该仪器测试精度为 0.01 级;最高测试压力为 100 MPa;最高测试温度为 200 °C;其加热方式是电热式恒温;长时间温度波动可控范围为 0.1 °C。四川盆地五峰组—龙马溪组页岩储层通常为超压地层^[14],古压力系数主体介于 1.8~2.2。威远地区地层温度约为 90 °C^[13,28],地层压力为 70.4~77.5 MPa;永川地区地层压力为 50~75 MPa。因此,本文设置的等温吸附测试温度、压力分别为 135 °C 和 0~80 MPa,可以模拟实际的地层温度和压力。页岩样品粉碎至 60~80 目后,将压力设置为 0.5, 1, 2, 4, 8, 12, 18, 24, 30, 40, 50, 65, 80 MPa 13 个节点,并开始测定在 135 °C 下上述压力点的页岩吸附气量。实验依据国家标准《页岩甲烷等温吸附测定容积法:GB/T 35210.1—2017》。

等温吸附实验第一次平衡和第二次平衡中,系统内气体总物质的量是恒定的,用 n 表示气体

表 1 四川盆地威荣、永川地区页岩样品信息

Table 1 Information of shale samples in Weirong and Yongchuan regions, Sichuan Basin

岩样编号	井号	深度/m	目数	$\omega(\text{TOC})/\%$	实验温度/°C	压力范围/MPa
样品 1	WY23-1	3 847.65	60~80	4.0	135	0~80
样品 2	WY23-1	3 847.15	60~80	4.0	135	0~80
样品 3	YY2	4 089.97	60~80	5.0	135	0~80

注:实验参照国家标准《页岩甲烷等温吸附测定容积法:GB/T 35210.1—2017》。

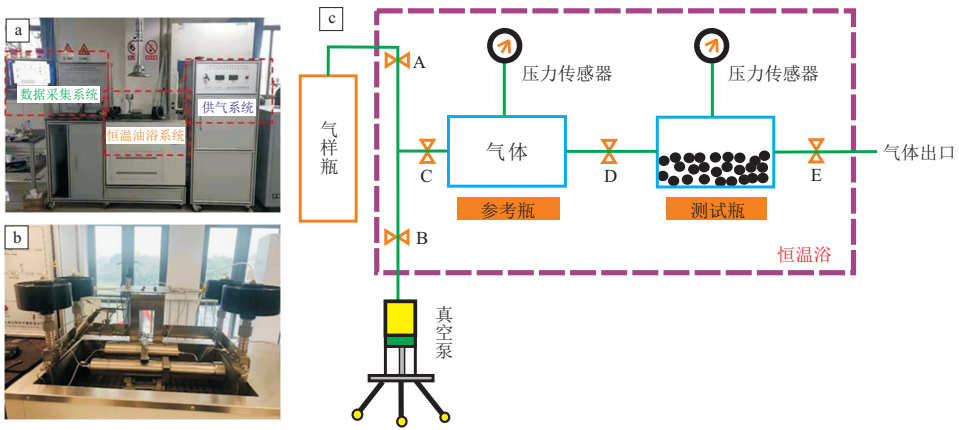


图 1 容积法等温吸附实验仪器(a-b)及原理图(c)

Fig.1 Experiment instrument(a-b) and schematic diagram(c) of isothermal adsorption with volumetric method

物质的量,则有:

$$n_1+n_2=n_3+n_4 \quad (1)$$

式中: n_1 、 n_3 为第一次和第二次平衡时参考瓶内气体物质的量, mol; n_2 、 n_4 为第一次和第二次平衡时测试瓶内气体物质的量, mol。

根据气体状态方程,气体物质的量可表示为:

$$n = \frac{PV}{ZRT} \quad (2)$$

式中: P 为系统内的压力, MPa; V 为气体体积, cm^3 ; Z 为气体压缩因子, 无量纲; R 为摩尔气体常数, $\text{J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$; T 为系统内的温度, K。

结合式 1 和式(2),自由空间体积可表示如下:

$$V_f = \frac{P_3/(Z_3T_2) - P_1/(Z_1T_1)}{P_2/(Z_2T_1) - P_4/(Z_4T_2)} \times V_r \quad (3)$$

式中: P_1 、 P_2 表示第一次平衡时参考瓶、测试瓶内的压力, P_3 、 P_4 表示第二次平衡时参考瓶、测试瓶内的压力, MPa; Z_1 、 Z_2 、 Z_3 、 Z_4 表示第一次平衡、第二次平衡参考瓶、测试瓶内气体压缩因子, 无量纲; T_1 、 T_2 表示第一次平衡、第二次平衡系统内的温度, K; V_r 和 V_f 分别为参考瓶、测试瓶内的自由空间体积, cm^3 。

每个压力测试点吸附增量可以用两次平衡中的游离态气体量的变化来计算,则有:

$$\Delta n = n_{i1} + n_{i2} - n_{i3} - n_{i4} \quad (4)$$

式中: Δn 为每个压力测试点的吸附增量, mol; n_{i1} 、 n_{i2} 、 n_{i3} 、 n_{i4} 表示第 i 个测试点的两次平衡中的游离态气体量, mol。

其中 n_{i1} 、 n_{i2} 、 n_{i3} 、 n_{i4} 可由气体状态方程计算出来,则第 i 个压力点的气体吸附量可表示为:

$$n_i = \sum_{j=1}^i \Delta n_j \quad (5)$$

式中: n_i 为第 i 个压力点的气体吸附量, mol。

各压力点的吸附气体体积应进行标准状态方程校正,换算到温度为 0°C 、压力为 101.325 kPa 下的吸附气体体积:

$$V_i = n_i \times 22.4 \times 1000 \quad (6)$$

各压力点的单位质量样品的吸附量可表示为:

$$V_a = V_i / m_a \quad (7)$$

式中: V_a 为单位质量样品的吸附量, cm^3/g ; V_i 为吸附气体的总体积, cm^3 ; m_a 为页岩样品质量, g。

将实验测得的结果通过校正得到绝对吸附量值,观察绝对吸附量特征,然后用 Langmuir 吸附模型对计算结果进行曲线拟合,得出页岩吸附气量的理论最大值。一般情况下页岩气藏的吸附气满足固—气界面的 Langmuir 等温吸附机理^[15-17]。本次实验应用 Langmuir 单分子层等温吸附的表达形式为:

$$A = \frac{abp}{1+ap} \quad (8)$$

式中: A 为吸附在表面的分子数; a 为吸附能的大小; b 为总吸附位数; p 为压力, MPa。

1.2.2 高温高压孔隙度实验和游离气计算

孔隙度实验所用的脉冲衰减法装置主体由上下游瓶、三轴岩心夹持器、围压泵和压力传感器构成。上下游瓶均通过三通阀分别连接三轴岩心夹持器和气源,上游瓶连接三轴岩心夹持器上端,下游瓶连接三轴岩心夹持器下端,三轴岩心夹持器由围压泵施加围压和轴压(图2)。将温度、压力划

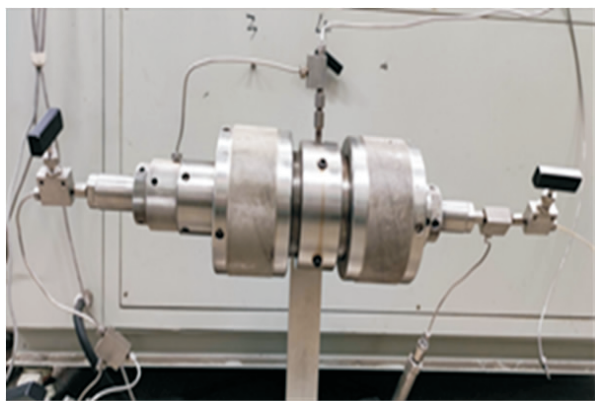


图2 孔隙度实验装置
Fig.2 Porosity test device

分为7个等级,从小到大分别为10 MPa和60℃,20 MPa和70℃,30 MPa和80℃,40 MPa和90℃,50 MPa和100℃,60 MPa和110℃,70 MPa和120℃。

在不考虑页岩密度对页岩孔隙度的影响下,取其平均值 $\rho = 2.6 \text{ t/m}^3$;考虑在理想状态下,假设页岩含气饱和度 S_g 为100%,采用薛冰等^[18]使用的计算方法,游离气含量计算公式为:

$$Q_{\text{游}} = \frac{\varphi_g S_g}{\rho_g B_g} = \frac{\varphi_g}{2.6 B_g} \quad (9)$$

式中: $Q_{\text{游}}$ 为页岩中游离气含量, cm^3/g ; φ_g 为页岩孔隙度,%; S_g 为页岩含气饱和度,%; ρ_g 为页岩密度, g/cm^3 ; B_g 为体积系数。

其中, B_g 的计算公式为:

$$B_g = \frac{V_g}{V_{sc}} \quad (10)$$

式中: V_g 为地层条件下气体的体积, m^3 ; V_{sc} 为地面标准状况条件下气体的体积, m^3 。

V_g 和 V_{sc} 可用理想状态方程 $PV = nZRT$ 分别导出。地层条件下温度 $T = 273.15 + t$,在本次实验中, $t = 135 \text{ }^\circ\text{C}$;地面标准状况条件下温度 $T = 273.15 + 20$ 。由于 Z 是常数,无量纲,可通过比对天然气双参数(温度和压力)压缩因子图版获得,即在135℃下对应实验设定的压力选取不同的 Z 值,如表2所示。可得出:

$$B_g = 3.456 \times 10^{-4} Z \frac{135 + 273.15}{P} \quad (11)$$

代入公式(9),化简得:

$$Q_{\text{游}} = \frac{2893.5 \varphi_g P}{Z(135 + 273.15)} \quad (12)$$

由表(1)读取本次实验所选WY23-1井页岩

表2 不同温压下的 Z 值
Table 2 Z value at different temperature and pressure

压力/MPa	温度/℃	Z 值
0.5	135	0.998
1	135	0.997
2	135	0.995
4	135	0.988
8	135	0.980
12	135	0.975
18	135	0.983
24	135	0.987
30	135	1.040
40	135	1.060
50	135	1.180
65	135	1.310
80	135	1.465

有机质含量为4%,样品1和样品2的取样深度分别为3 847.65 m和3 847.15 m;YY2井页岩有机质含量为5%,取样深度位于4 089.97 m。在公式(12)中,压力以及天然气压缩因子都已知,只有孔隙度未知,可通过实验获取,故可以直接计算出在不同埋深下游离气含量,并观察其变化特征。

1.2.3 现场解吸实验

为了获得页岩的真实含气量,目前采用现场解吸的方法。总含气量为损失气量、解吸气量和残余气量之和^[19-21]。本文采用李东晖等^[22]发明的一种考虑气藏特征的页岩含气量计算方法计算页岩总含气量,该方法综合考虑页岩气藏特征、储层类型及特征、孔隙结构、孔喉大小、气藏压力、取心时间、解吸气含量和解吸时间等因素。

2 实验结果

2.1 高温高压页岩含气量

2.1.1 吸附气含量

过剩吸附曲线反映的是在给定条件下实验测量的吸附气变化情况,在一定压力条件下过剩吸附气量开始降低;而绝对吸附曲线是在实测的过剩吸附曲线基础上通过校正得到的,反映了高温高压的地层条件下页岩中甲烷的吸附气含量^[19],在增压过程中吸附气量有增加趋势,但当压力增加到一定程度,吸附量将达到饱和,表现为绝对吸附增量降低并逐渐趋于平缓。

WY23-1井龙马溪页岩在135℃下过剩吸附气随压力升高呈先增后减的变化趋势(图3)。压力小于18 MPa时,过剩吸附气量随压力增加急剧上升,在18 MPa达到峰值,吸附量为 $2.3 \text{ cm}^3/\text{g}$;当

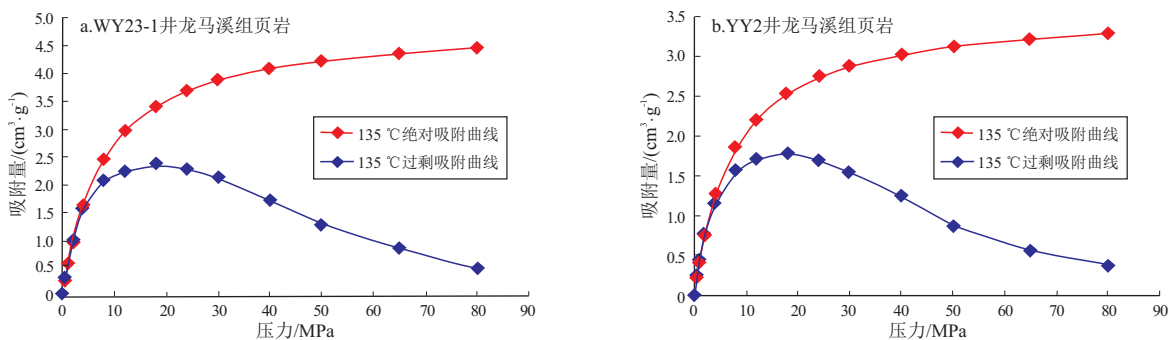


图3 四川盆地威荣、永川地区龙马溪组深层页岩等温吸附曲线(135 °C, 0~80 MPa)

Fig.3 Isothermal adsorption curves of deep shale of Longmaxi Formation in Weirong and Yongchuan regions, Sichuan Basin (135 °C, 0~80 MPa)

大于 18 MPa 小于 50 MPa 时,过剩吸附量随压力增加呈递减趋势;当再继续加压时,吸附量仍然减小但趋于平缓。此时在 80 MPa 下过剩吸附量约为 0.38 cm³/g。通过对过剩吸附气进行校正可以得到绝对吸附曲线,随压力增加绝对吸附气呈递增趋势。当压力小于 18 MPa 时绝对吸附气增加趋势明显,在 18 MPa 时绝对吸附量为 3.5 cm³/g;当压力大于 18 MPa,随压力增加绝对吸附气增加缓慢,在 80 MPa 达到最大吸附量 4.46 cm³/g(图 3a)。YY2 井页岩的过剩吸附曲线与绝对吸附曲线情况类似(图 3b)。这种曲线形态反映了甲烷单分子层吸附机理,运用 Langmuir 吸附模型拟合绝对吸附曲线,可以获得该温压条件下的最大吸附气量。

2.1.2 游离气含量

为了计算高温高压条件下页岩的游离气含量,首先测试了不同温度和压力条件下孔隙度的变化情况(图 4)。以 WY23-1 井样品 2 为例,随着埋深(压力)的增加,游离气含量也逐渐增加,在埋深小于 2 000 m 时随压力增加游离气含量急剧增加,大于 2 000 m 以后增加趋势逐渐变缓,最大达 6.8 cm³/g(图 5)。YY2 井计算结果表明,在埋深小于 1 200 m 时随压力增加游离气含量增加明显,大于 1 200 m 压力增加趋势逐渐变缓,游离气最大值为 3.1 cm³/g(图 5)。威远地区 WY23-1 井龙马溪组深层页岩游离气含量明显大于永川地区 YY2 井的深层游离气含量。

由于龙马溪组页岩有机质达到了高一过成熟(R_o 为 2.0%~4.59%)^[23],具有“游离气和吸附气共同主导”的特征^[24],溶解气含量微小,仅占 1%,为了便于计算,故对其不做考虑。因此,页岩理论总含气量为游离气含量的理论值和吸附气含量的理论值之和,即: $Q_{总(理论)} = Q_{吸(理论)} + Q_{游(理论)}$ 。

(1) WY23-1 井龙马溪组页岩的理论总含气

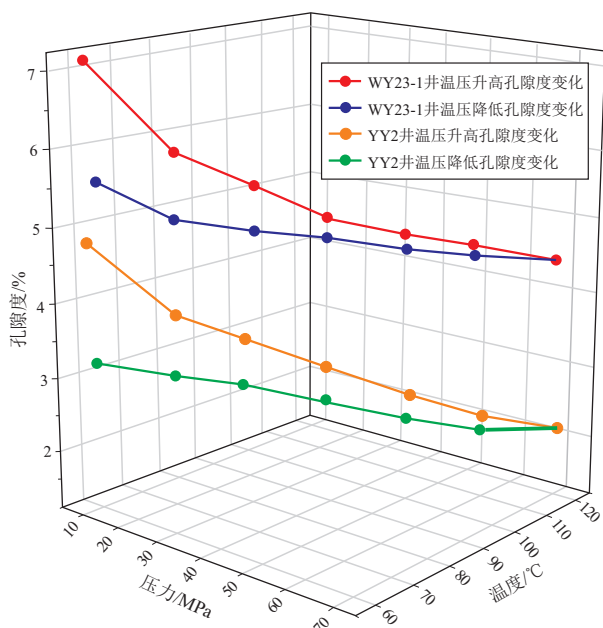


图4 四川盆地威荣、永川地区龙马溪组深层页岩孔隙度变化(10~70 MPa, 60~120 °C)

Fig.4 Porosity changes of deep shale in Longmaxi Formation in Weirong and Yongchuan regions, Sichuan Basin (10~70 MPa, 60~120 °C)

量图版。WY23-1 井页岩总含气量随埋深(压力)的增加呈增加趋势(图 6a)。样品 1 在埋深达到 2 000 m 时,增量开始渐渐减小,之后趋于平缓,测得总含气量最大为 10.39 cm³/g。当埋深为 0~550 m 时,测得的吸附气含量大于游离气含量;在埋深超过 1 000 m 后,此时的游离气含量明显大于吸附气含量。样品 2 的总含气量变化特征与样品 1 类似,当埋深超过 2 000 m 以后,总含气量增量减小,曲线逐渐变缓,最大总含气量为 11.17 cm³/g。由于页岩吸附能力和孔隙度的差异,埋藏深度小于 1 000 m 时,吸附气含量大于游离气含量;埋藏深度超过 1 000 m 后,游离气含量大于吸附气含量。WY23-1 井龙马溪组页岩在埋深为 3 500 m 时,吸

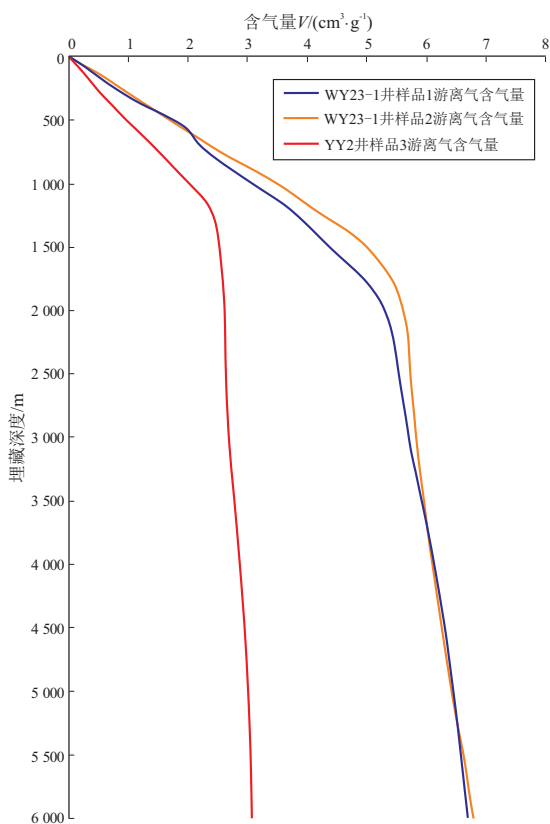


图 5 四川盆地威荣、永川地区 WY23-1 井和 YY2 井龙马溪组页岩游离气含量 (135 °C, 0~80 MPa)
Fig.5 Shale free gas content in Longmaxi Formation, wells WY23-1 and YY2 in Weirong and Yongchuan regions, Sichuan Basin (135 °C, 0~80 MPa)

附气含量为 4.22 cm³/g, 游离气含量为 5.99 cm³/g, 总含气量为 10.21 cm³/g; 在埋深为 4 000 m 时, 吸附气含量最大为 4.23 cm³/g, 游离气含量为 6.19 cm³/g, 总含气量为 10.42 cm³/g; 在埋深为 5 000 m 时, 吸附气最大至 4.44 cm³/g, 游离气最大值为 6.42 cm³/g, 总含气量为 10.82 cm³/g。

(2) YY2 井龙马溪组页岩的理论总含气量图版。YY2 井页岩总含气量随埋藏深度(压力)的增加呈递增趋势(图 6b)。由于永川地区页岩孔隙度比较小, 页岩的吸附能力较大, 该井含气量总体表现为吸附气含量大于游离气含量。埋藏深度超过 1 200~1 300 m 时, 游离气含量的增量幅度逐渐降低, 吸附气和总含气量的增量也趋于平缓; 在埋深为 3 500 m 时, 吸附气含量为 3.64 cm³/g, 游离气含量为 2.81 cm³/g, 总含气量为 6.45 cm³/g; 在埋深为 4 000 m 时, 吸附气含量为 3.72 cm³/g, 游离气含量为 2.92 cm³/g, 总含气量为 6.64 cm³/g; 在埋深为 5 000 m 时, 吸附气含量为 3.83 cm³/g, 游离气含量为 3.01 cm³/g, 总含气量为 6.84 cm³/g。

2.2 现场解吸气量

以威荣地区 WY11-1 井为例进行现场解吸实验(表 3)。样品取样深度为 3 745~3 757 m, 对页岩解吸的时间为 660~740 min, 平均 713 min。测得页岩质量平均为 3 286 g, 提钻时间为 390 min

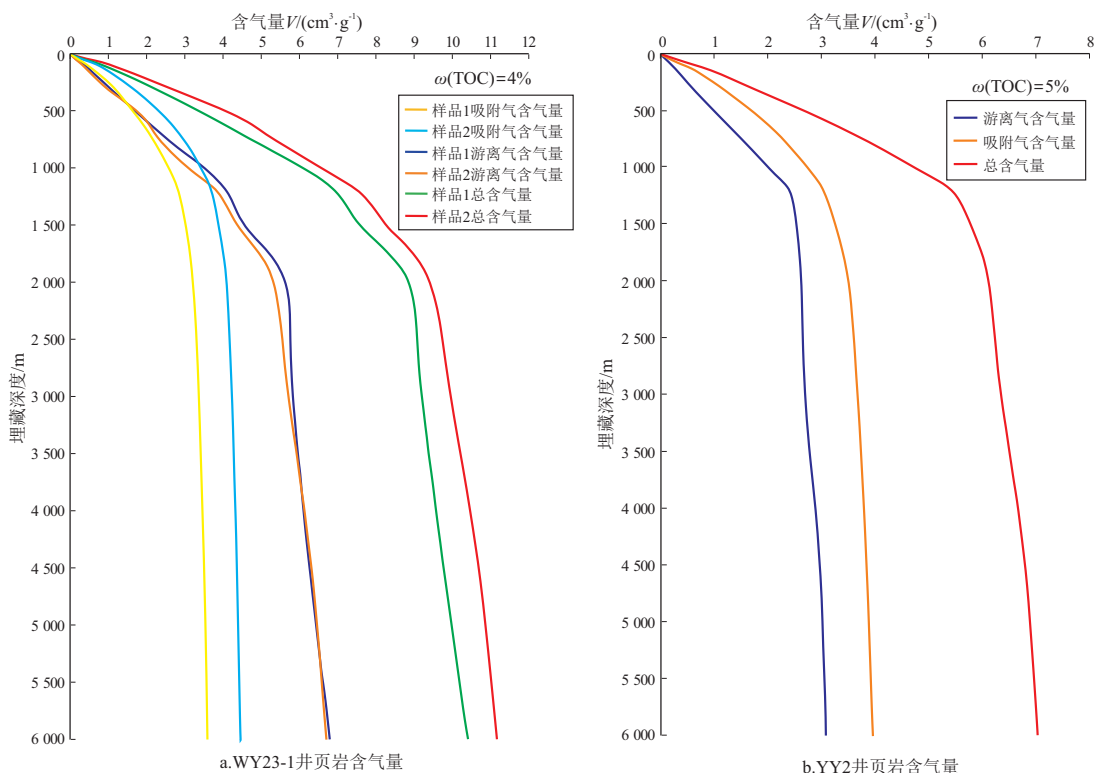


图 6 四川盆地威荣、永川地区龙马溪组页岩含气量图版(135 °C, 0~80 MPa)

Fig.6 Shale gas content of Longmaxi Formation in Weirong and Yongchuan regions, Sichuan Basin (135 °C, 0~80 MPa)

表 3 四川盆地威荣地区 WY11-1 现场解吸气含量

Table 3 Site desorbed gas content of well WY11-1, Weirong region, Sichuan Basin

样品号	深度/ m	解吸气量/ ($\text{cm}^3 \cdot \text{g}^{-1}$)	解吸时间/ min	解吸速率/ ($\text{cm}^3 \cdot \text{min}^{-1}$)	岩心质量/ g	提钻时间/ min	地表暴露时间/ min
样品 1	3 746.35	0.874	731	3.89	3 256	460	60
样品 2	3 747.09	0.826	740	3.87	3 467	460	60
样品 3	3 748.25	0.924	728	4.30	3 392	460	60
样品 4	3 749.07	0.663	726	2.92	3 204	460	60
样品 5	3 750.30	0.676	724	2.95	3 163	460	60
样品 6	3 751.45	1.027	723	5.00	3 523	460	60
样品 7	3 752.65	1.001	721	4.16	3 002	460	60
样品 8	3 754.34	0.920	719	3.97	3 104	460	60
样品 9	3 755.60	1.290	661	6.81	3 489	390	60
样品 10	3 756.73	1.211	660	5.98	3 261	390	60

和 460 min 两个时间段,页岩在地表暴露的时间为 60 min。通过现场解吸实验测得 WY11-1 井解吸气量为 0.8 ~ 1.3 cm^3/g , 平均解吸气量为 0.94 cm^3/g ;埋深在 3 745~3 750 m 时解吸气量小于 1 cm^3/g ,埋深大于 3 750 m 时,则解吸气量普遍大于 1 cm^3/g 。

在现场解吸实验过程中,由于深层页岩埋深大、地层压力大,取心提钻时间长,导致页岩气在提钻过程中大量散失,常规损失气算法得出的结果多样,无法满足深层页岩含气量计算的需要。因此,需要采用考虑气藏特征的页岩含气量计算方法。以威—荣地区 WY11-1 井为例,假设页岩孔隙中气液接触角为 60°,气液张力为 0.06 N/m,地层压力为 65 MPa,可得大于最小毛细管压力的比例为 61%,地面压力为 0.095 MPa,储层温度为 388.15 K,地面温度为 296.55 K,地层温压下的压缩因子为 0.99,地面温压下的压缩因子为 1.38,实验测得的平均含气饱和度为 68%,页岩密度一般为 2.55 g/cm^3 ,孔隙度平均为 5.11%,通过公式可计算出页岩的瞬间损失气量。依据解吸气量和解吸时间计算了解吸速率,依

据提钻时间、地面暴露时间计算出提钻过程中和地面暴露时的损失气量,将瞬间损失气量和提钻过程中的损失气量相加为总损失气含量。WY11-1 井的总天然气含量为损失气量、现场解吸气量和残余气量三者之和,得到总含气量最大值为 5.95 cm^3/g ,最小值为 3.29 cm^3/g ,平均值为 4.52 cm^3/g (图 7)。

3 讨论

本次实验模拟了深层页岩高温高压条件下等温吸附气含量,并基于高温高压条件下的孔隙度计算绘制了游离气含量图版,同时根据现场解吸数据采用考虑气藏特征的含气量方法计算了深层页岩含气量。与前人研究相比,本次研究的边界条件更加接近地下高温高压的地质环境,评价结果能够更加客观反映深层页岩的含气量。由于页岩品质、埋深、温压条件的变化,不同地区、不同层段页岩的含气量也有一定的差异。

3.1 深层页岩含气性及其差异变化

3.1.1 中浅层和深层页岩含气结构对比

中浅层页岩气以焦石坝、长宁气田为例。焦石

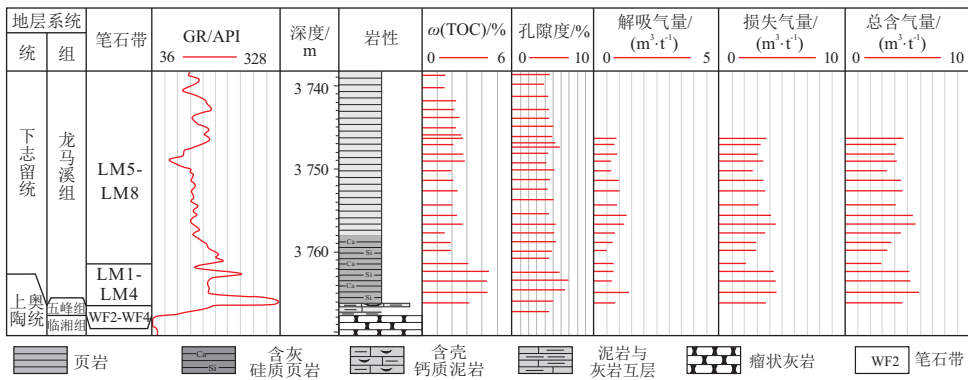


图 7 四川盆地威荣地区 WY11-1 井实际含气量

Fig.7 Actual gas content of well WY11-1, Weirong region, Sichuan Basin

坝页岩气田在埋深 2 000~3 000 m 时,测得吸附气占总含气量的比例为 46%~69%,平均 56%;游离气占 31%~54%,平均 44%^[25]。川南长宁页岩气田在 2 500~3 000 m 吸附气含量为 0.58~3.08 m³/t,平均为 1.80 m³/t,吸附气基本占总含气量的 50%以上^[26-27];埋深增加到 3 500~4 000 m 时,测得的吸附气占总气量的 38%,游离气占总含气量的 62%;当埋深进一步达到 4 000~6 000 m 范围时,此时测得的吸附气和游离气含量大于中浅层的含气量,吸附气的占比要小于中浅层,游离气含量开始大于吸附气含量。WY23-1 井在 4 000~6 000 m 范围内测得吸附气含量约占总含量的 35%~40%,游离气则占总含量的 60%~65%。这表明在深层游离气/吸附气比值要高于中浅层的游离气/吸附气比值。在 YY2 井龙马溪组浅层,页岩吸附气含量基本上占总含气量的 66%~70%,明显大于游离气量。

3.1.2 WY23-1 和 YY2 井含气量对比

受不同地质条件的影响,不同地区理论计算的页岩含气量差异较大。WY23-1 井在 3 500 m 处页岩总含气量约为 10.21 cm³/g,在 4 000 m 处为 10.42 cm³/g,在 5 000 m 处达到 10.82 cm³/g;YY2 井页岩在 3 500 m 处页岩总含气量为 6.45 cm³/g,在 4 000 m 处为 6.64 cm³/g,在 5 000 m 处达到 6.84 cm³/g,说明威远地区埋深大于 3 500 m 的深层页岩含气量大于永川地区。吸附气和游离气比例差异也较大(图 6),埋藏深度小于 3 000 m 时,WY23-1 井的吸附气/游离气比为(40%~54%):(46%~60%),YY2 井的吸附气/游离气比则为(57%~66%):(34%~43%);当埋深大于 3 500 m 时,WY23-1 井的吸附气占比递减明显,在深层页岩气主要以游离气为主,而 YY2 井在深层时页岩气基本上仍以吸附气为主;在 4 000~6 000 m 的深度范围内,WY23-1 井的吸附气/游离气接近 30%:70%,相比浅层吸附气减少了 30%,YY2 井的吸附气/游离气比则为 60%:40%,相比浅层吸附气只减少了 10%。总体而言,YY2 井吸附气所占比例无论是在浅层还是深层都要大于 WY23-1 井。造成这种吸附气/游离气比值的差异从实验结果来看,是由于测得的永川地区深层页岩孔隙度比较低,平均只有 2%。威远地区属于含灰硅质页岩,溶蚀孔隙大量发育,孔隙度很大^[28-29];永川地区压实强烈且溶蚀孔隙发育差,现今孔隙度较低^[30],这就导致 WY23-1 井页岩计算的游离气含量较大,实际地质条件下含气量较低(图 8)。永川地区页岩中发育大量裂缝,游离气可能会沿着裂缝

散逸出去^[1],使得 YY2 井龙马溪组页岩的吸附气含量高于游离气含量。

由于深层页岩气井压裂后的裂缝缝高和缝宽均较小,改造体积也明显小于中浅层页岩气井^[1],并且由于很高的闭合压力,导流能力递减快,长期导流能力难以维持^[31],加上本文研究得出的深层页岩气游离气占比较高,这就合理地解释了深层页岩气井试采产量高、但稳产能力较差的原因。

3.2 理论与实际对比

前人通过地层水、天然气组分等研究,认为威远地区龙马溪组页岩气保存条件复杂。通过溶蚀孔隙的形成机制也发现这一地区的原生页岩气藏遭到了一定程度的破坏^[32]。本文对 WY11-1 井(WY23-1 和 WY1-1 井均位于威荣页岩气田,相距仅 5 km,地质条件类似,具有可比性)进行了现场解吸计算,在 3 745~3 757 m 范围内实际含气量平均为 4.52 cm³/g,对照图 6a 理论含气量约为 10.3 cm³/g。实际含气量的计算方法是考虑了气藏特征,焦石坝超压页岩气藏 JY1 井的计算结果与依据焦石坝页岩气井生产特征计算法的结果吻合度较好,能满足深层超高压页岩气藏含气量的计算^[23]。而在威荣地区的实际含气量却明显低于理论值,说明有近 50%的气体在地质历史时期散失,这进一步说明了这一地区页岩气地质保存条件复杂。因此,在后期工作中,建议加强构造演化、页岩生排烃史、地层水特征、天然气组分等页岩气保存条件的研究,寻找保存条件相对较好的地区。

4 结论和建议

(1) 基于高温高压条件下页岩等温吸附实验和孔隙度计算的页岩理论含气量随着地层压力的升高而增加,当地层压力达到 80 MPa 时,游离气含量达到最大值,平均为 6.8 cm³/g,吸附气含量最大值为 4.5 cm³/g,分别约占总含气量的 60%和 40%。

(2) 深层页岩含气量随埋深增加而增加,达到一定深度时趋于平缓,游离气/吸附气比例随深度增加逐渐增加。由于页岩吸附气含量和孔隙度的不同,不同地区页岩的吸附气/游离气比差别较大,威荣地区 WY23-1 井吸附气/游离气比由浅层的 7:3 变为深层的接近于 3:7,永川地区 YY2 井吸附气/游离气比由浅层 7:3 变为深层的 6:4。

(3) 基于现场解吸实验实际计算的 WY11-1 井 3 500 m 以深(3 745~3 757 m)的总含气量最大值为 5.95 cm³/g,最小值为 3.29 cm³/g,平均值为

4.52 cm³/g,与理论总含气量 10.3 cm³/g 相比,有近 50%的气体在抬升过程中散失,在一定程度上说明了威荣页岩气田保存条件的复杂性,建议加强保存条件的研究。

参考文献:

- [1] 何治亮,聂海宽,胡东风,等.深层页岩气有效开发中的地质问题:以四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组为例[J].石油学报,2020,41(4):379-391.
HE Zhiliang, NIE Haikuan, HU Dongfeng, et al. Geological problems in the effective development of deep shale gas: a case study of Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi formations in Sichuan Basin and its periphery [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(4): 379-391.
- [2] 马新华.非常规天然气“极限动用”开发理论与实践[J].石油勘探与开发,2021,48(2):326-336.
MA Xinhua. “Extreme utilization” development theory of unconventional natural gas [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(2): 326-336.
- [3] 聂海宽,何治亮,刘光祥,等.中国页岩气勘探开发现状与优选方向[J].中国矿业大学学报,2020,49(1):13-35.
NIE Haikuan, HE Zhiliang, LIU Guangxiang, et al. Status and direction of shale gas exploration and development in China [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2020, 49(1): 13-35.
- [4] 游声刚,郭茜,耿小烬,等.页岩含气量的影响因素分析及含气量测试方法[J].中国矿业,2015,24(12):80-85.
YOU Shenggang, GUO Qian, GENG Xiaojin, et al. Factors affecting the shale gas content and gas content testing methods [J]. China Mining Magazine, 2015, 24(12): 80-85.
- [5] 余川,周洵,方光建,等.地层温压条件下页岩吸附性能变化特征:以渝东北地区龙马溪组为例[J].岩性油气藏,2018,30(6):10-17.
YU Chuan, ZHOU Xun, FANG Guangjian, et al. Adsorptivity of shale under the formation temperature and pressure: a case of Longmaxi Formation in northeastern Chongqing [J]. Lithologic Reservoirs, 2018, 30(6): 10-17.
- [6] MALE F, ISLAM A W, PATZEK T W, et al. Analysis of gas production from hydraulically fractured wells in the Haynesville shale using scaling methods [J]. Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, 2015, 10: 11-17.
- [7] 马行陟,柳少波,姜林,等.页岩吸附气含量测定的影响因素定量分析[J].天然气地球科学,2016,27(3):488-493.
MA Xingzhi, LIU Shaobo, JIANG Lin, et al. Quantitative analysis on affecting factors of gas adsorption capacity measurement on the shale [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(3): 488-493.
- [8] SHTEPANI E, NOLL L A A, ELROD L WW, et al. A new regression-based method for accurate measurement of coal and shale gas content [J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2010, 13(2): 359-364.
- [9] 王曦蒙,刘洛夫,汪洋,等.川南地区龙马溪组页岩高压甲烷等温吸附特征[J].天然气工业,2019,39(12):32-39.
WANG Ximeng, LIU Luofu, WANG Yang, et al. High-pressure iso-

thermal methane adsorption characteristic of Longmaxi Formation shale in the southern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(12): 32-39.

- [10] 李爱芬,韩文成,孙海,等.考虑多因素的页岩气吸附模型:以川东南五峰组—龙马溪组页岩为例[J].煤炭学报,2021,46(3):1003-1013.
LI Aifen, HAN Wencheng, SUN Hai, et al. An adsorption model with multiple factors for shale gas: taking the Wufeng Formation-Longmaxi Formation shale in southeast Sichuan as an example [J]. Journal of China Coal Society, 2021, 46(3): 1003-1013.
- [11] 彭泽阳,龙胜祥,张永贵,等.适用于高温高压条件的等温吸附曲线方程[J].天然气地球科学,2020,31(6):827-834.
PENG Zeyang, LONG Shengxiang, ZHANG Yonggui, et al. A new method of adsorption isotherm in high temperature and pressure [J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(6): 827-834.
- [12] 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 Hongzhi, ZHAO Shengxian, LIU Yong, 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.
- [13] 刘冬冬,郭靖,潘占昆,等.页岩气藏超压演化过程:来自四川盆地南部五峰组—龙马溪组裂缝流体包裹体的证据[J].天然气工业,2021,41(9):12-22.
LIU Dongdong, GUO Jing, PAN Zhankun, et al. Overpressure evolution process in shale gas reservoir: evidence from the fluid inclusions in the fractures of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in the southern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(9): 12-22.
- [14] 王濡岳,聂海宽,胡宗全,等.压力演化对页岩气储层的控制作用:以四川盆地五峰组—龙马溪组为例[J].天然气工业,2020,40(10):1-11.
WANG Ruyue, NIE Haikuan, HU Zongquan, et al. Controlling effect of pressure evolution on shale gas reservoirs: a case study of the Wufeng-Longmaxi Formation in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(10): 1-11.
- [15] 苗雅楠,李相方,王香增,等.页岩有机质热演化生烃成孔及其甲烷吸附机理研究进展[J].中国科学(物理学 力学 天文学),2017,47(11):114604.
MIAO Yanan, LI Xiangfang, WANG Xiangzeng, et al. Review on hydrocarbon generation, pores formation and its methane adsorption mechanism in shale kerogen [J]. SCIENTIA SINICA (Physica, Mechanica & Astronomica), 2017, 47(11): 114604.
- [16] 杨建,詹国卫,赵勇,等.川南深层页岩气超临界吸附解吸附特征研究[J].油气藏评价与开发,2021,11(2):50-55.
YANG Jian, ZHAN Guowei, ZHAO Yong, et al. Characteristics of supercritical adsorption and desorption of deep shale gas in South Sichuan [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(2): 50-55.
- [17] 张焯毓,曹茜,黄毅,等.应用高温甲烷吸附实验研究川东北地区五峰组页岩甲烷吸附能力[J].岩矿测试,2020,39(2):188-198.
ZHANG Yeyu, CAO Qian, HUANG Yi, et al. Application of

- high-temperature methane adsorption experiment to study the adsorption capacity of methane in shales from the Wufeng Formation, northeast Sichuan [J]. *Rock and Mineral Analysis*, 2020, 39(2): 188-198.
- [18] 薛冰, 张金川, 杨超, 等. 页岩含气量理论图版 [J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(2): 339-346.
- XUE Bing, ZHANG Jinchuan, YANG Chao, et al. Theoretical chart of shale gas content [J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(2): 339-346.
- [19] 周尚文, 王红岩, 薛华庆, 等. 页岩含气量现场测试中损失气量的计算方法对比分析 [J]. *中国科技论文*, 2018, 13(21): 2453-2460.
- ZHOU Shangwen, WANG Hongyan, XUE Huaqing, et al. Comparative analysis of calculation methods for lost gas in the field-test of shale gas content [J]. *China Sciencepaper*, 2018, 13(21): 2453-2460.
- [20] CURTIS J B. Fractured shale-gas systems [J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [21] 何家欢, 谢邦华, 钟磊, 等. 关于页岩损失气量计算方法的思考 [J]. *非常规油气*, 2019, 6(1): 40-43.
- HE Jiahuan, XIE Banghua, ZHONG Lei, et al. Thinking about the calculation method of shale gas loss [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2019, 6(1): 40-43.
- [22] 李东晖, 聂海宽. 一种考虑气藏特征的页岩含气量计算方法: 以四川盆地及其周缘焦页 1 井和彭页 1 井为例 [J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(6): 1324-1332.
- LI Donghui, NIE Haikuan. A new method to calculate shale gas content based on gas reservoir characterization: a case study of wells JY 1 and PY 1 in Sichuan Basin and its surrounding areas [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(6): 1324-1332.
- [23] 刘洪林, 王红岩, 方朝合, 等. 中国南方海相页岩气超压机制及选区指标研究 [J]. *地质前缘*, 2016, 23(2): 48-54.
- LIU Honglin, WANG Hongyan, FANG Chaohu, et al. The formation mechanism of over-pressure reservoir and target screening index of the marine shale in the South China [J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(2): 48-54.
- [24] 李倩文, 唐令, 庞雄奇. 页岩气赋存动态演化模式及含气性定量评价 [J]. *地质论评*, 2020, 66(2): 457-466.
- LI Qianwen, TANG Ling, PANG Xiongqi. Dynamic evolution model of shale gas occurrence and quantitative evaluation of gas-bearing capacity [J]. *Geological Review*, 2020, 66(2): 457-466.
- [25] 赵金洲, 沈聘, 任岚, 等. 页岩储层不同赋存状态气体含气量定量预测: 以四川盆地焦石坝页岩气田为例 [J]. *天然气工业*, 2017, 37(4): 27-33.
- ZHAO Jinzhou, SHEN Cheng, REN Lan, et al. Quantitative prediction of gas contents in different occurrence states of shale reservoirs: a case study of the Jiaoshiiba shale gasfield in the Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(4): 27-33.
- [26] 聂舟, 衡德, 邹源红, 等. 四川盆地长宁地区海相页岩吸附气含量演化特征: 以 N201 井五峰组—龙马溪组一段为例 [J]. *海相油气地质*, 2021, 26(1): 43-50.
- NIE Zhou, HENG De, ZOU Yuanhong, et al. Evolution of adsorbed gas content of marine shale in Changningarea, Sichuan Basin: a case of Wufeng Formation—Longmaxi Member 1 in well N201 [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2021, 26(1): 43-50.
- [27] 秦明阳, 郭建华, 何红生, 等. 四川盆地外复杂构造区页岩气地质条件及含气性特征: 以湘西北五峰组—龙马溪组为例 [J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2018, 49(8): 1979-1990.
- QIN Mingyang, GUO Jianhua, HE Hongsheng, et al. Geological conditions and gas-bearing characteristics of shale gas in complex structure area out of Sichuan basin: a case of Wufeng—Longmaxi formation in northwestern Hunan, China [J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2018, 49(8): 1979-1990.
- [28] 孙川翔, 聂海宽, 熊亮, 等. 从“源盖控烃”探讨四川盆地威远地区深层页岩气田富集高产地质因素 [J]. *海相油气地质*, 2022, 27(2): 135-145.
- SUN Chuanxiang, NIE Haikuan, XIONG Liang, et al. Main geological factors of enrichment and high yield of deep shale gas reservoirs in Weiyuan area, Sichuan Basin: analyzed from the perspective of source-cap controlling hydrocarbon [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2022, 27(2): 135-145.
- [29] 胡凯. 川西南威远地区五峰—龙马溪组页岩储层特征及甜点分布规律研究 [J]. *非常规油气*, 2021, 8(5): 34-44.
- HU Kai. Reservoir and sweet pot distribution characteristics of shale gas in Wufeng—Longmaxi Formation, southwest of Sichuan Basin [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2021, 8(5): 34-44.
- [30] 杨熙雅, 刘成林, 刘文平, 等. 四川盆地富顺—永川地区龙马溪组页岩有机孔特征及其影响因素 [J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(6): 1321-1333.
- YANG Xiya, LIU Chenglin, LIU Wenping, et al. Characteristics of and factors influencing organic pores in the Lower Silurian Longmaxi Formation, Fushun—Yongchuan area, Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(6): 1321-1333.
- [31] 聂海宽, 李沛, 党伟, 等. 四川盆地及周缘奥陶系—志留系深层页岩气富集特征与勘探方向 [J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(4): 648-659.
- NIE Haikuan, LI Pei, DANG Wei, et al. Enrichment characteristics and exploration directions of deep shale gas of Ordovician—Silurian in the Sichuan Basin and its surrounding areas, China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(4): 648-659.
- [32] NIE Haikuan, SUN Chuanxiang, LIU Guangxiang, et al. Dissolution pore types of the Wufeng Formation and the Longmaxi Formation in the Sichuan Basin, south China: implications for shale gas enrichment [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 101: 243-251.

(编辑 徐文明)