

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

李东晖^{1,2,3}, 聂海宽^{1,2,3}

(1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 100083; 2. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 3. 中国石油化工集团公司页岩油气勘探开发重点实验室, 北京 100083)

摘要:损失气含量是页岩气含气量的重要组成部分,是页岩气总气量的确定、页岩气资源量和储量计算的重要参数。基于煤层气岩心解吸测试中采用的损失气计算方法——USBM方法及其改进方法不能真实反映页岩气藏损失气含量。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,重点考虑了钻遇岩心时的瞬间散失气量和解吸速率,提出了一种页岩损失气含量和含气量的计算方法。以超压页岩气藏JY1井和常压页岩气藏PY1井为例,采用该方法计算JY1井下部优质页岩层段的总含气量为6.87~9.02 m³/t,平均7.47 m³/t,上部页岩层段的总含气量为3.25~3.82 m³/t,平均3.64 m³/t;PY1井下部优质页岩层段的总含气量为3.18~4.29 m³/t,平均3.83 m³/t;上部页岩层段的总含气量为1.67~2.28 m³/t,平均1.94 m³/t。明显高于常用算法计算的总含气量数值。采用理论计算法和依据焦石坝页岩气井生产特征计算法两种方法对本文提出的页岩含气量计算方法进行了验证,吻合度较好。研究成果为页岩气藏、尤其是超高压页岩气藏含气量、储量计算和产能评价提供理论依据和计算方法支撑。

关键词:损失气;孔隙结构;气藏压力;含气量;页岩气;焦石坝地区;四川盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

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

Li Donghui^{1,2,3}, Nie Haikuan^{1,2,3}

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 100083, China;
2. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China;
3. Key Laboratory of Shale Oil and Gas Exploration & Production, SINOPEC, Beijing 100083, China)

Abstract: Lost gas content is an integral part of the total shale gas content, and also a significant parameter for determination of total shale gas volume and evaluation of shale gas in place and reserves. However, the USBM method, the existing calculation method of lost gas content based on core desorption test of coal-bed methane, along with its modified methods, cannot truly reflect the loss of gas content in shale gas reservoirs. Focusing on the instantaneous lost gas content and desorption rate during the core-drilling, we proposed a new method to calculate the lost gas content and the total shale gas content after performing a series of analyses, including characteristics of shale gas reservoirs, reservoir types, pore structure, pore throat size, gas reservoir pressure, coring time, desorbed gas content, and desorption time. The Well JY1 in the shale gas reservoir of overpressure and Well PY1 in the gas reservoir of normal pressure were taken as examples in the study. In applying the new method to Well JY1, we figured out the total gas content of the high-quality lower shale interval, varying from 6.87 m³/t to 9.02 m³/t with an average of 7.47 m³/t, and the total gas content of the upper shale interval, varying from 3.25 m³/t to 3.82 m³/t with an average of 3.64 m³/t; while in the Well PY1, the total gas content of the high-quality shale intervals ranges from 3.18 m³/t to 4.29 m³/t with an average of 3.83 m³/t, and the total gas content of the upper shale layers ranges from 1.67 m³/t to 2.28 m³/t.

收稿日期:2018-08-14;修订日期:2019-08-09。

第一作者简介:李东晖(1991—),男,工程师,非常规油气开发。E-mail:lidh_syky@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05061-001);国家自然科学基金项目(41202103,41872124)。

2.28 m³/t with an average of 1.94 m³/t. Obviously, these values above are significantly higher than those calculated by using conventional methods. The new method proposed above has been verified by both the theoretical calculation method and performance-based calculation method with the shale gas production wells in Jiaoshiba area as examples. For shale gas reservoirs, especially the overpressured shale gas reservoirs, the new method highlighted in the study serves to provide not only a great theoretical support but also a practical way to calculate shale gas content and reserves, so as to evaluate the reservoir productivity.

Key words: lost gas, pore structure, gas reservoir pressure, gas content, shale gas, Jiaoshiba area, Sichuan Basin

页岩气作为一种重要的天然气资源,开发利用在国内受到高度重视^[1]。含气量是页岩气选区评价、储量计算、产能预测和页岩气藏评价的重要内容,也是决定页岩气藏是否具有工业开采价值的主要因素之一^[2-4],是页岩气勘探开发的最重要的参数。目前获得页岩含气量的途径主要是通过现场解吸、等温吸附+孔隙度测试和测井计算等方法^[5],其中等温吸附主要测定页岩的吸附能力、孔隙度主要测定游离气的赋存能力,并不代表真实的含气量;测井计算获得含气量需要依据测井曲线和实测含气量建立某种关系,拟合出计算含气量的公式,其计算精度主要依据实测含气量的精度而定。本文重点讨论页岩的现场解吸、尤其是损失气含量的计算问题。

现场解吸是通过将钻井岩心放入解吸装置获得解析气含量的一种方法,能较准确刻画页岩的地下含气量,其总含气量由解吸气、损失气和残余气3部分构成^[6],解吸气含量是岩心装入解吸罐后利用解吸仪测定的气量,残余气含量是解吸终止后把岩心磨碎测定的无法解吸出的残留气体量,损失气含量是岩心提钻和地面暴露过程中逸散的气量。目前页岩气解吸测试直接借鉴煤层气解吸测试方法,其中解吸气量与残余气量均是通过实验直接测出的实验数据,误差相对较小。损失气量主要基于取心到装入解吸罐的损失时间和实测解吸数据,利用数学计算求取。目前对损失气量的计算包括 USBM 法、Smith-Williams 法、下降曲线法、Amoco 法、改进的直接法等多种解吸数据处理方法^[7],比较常用的是 USBM (United States Bureau of Mine) 方法及其改进方法^[8-11]。

在早期页岩含气量评价中,这种计算方法起了积极作用,随着页岩气生产井增多,该方法获得的含气量与井的实际产能逐渐出现矛盾。如截至 2017 年 12 月,焦石坝累产量最高的页岩气井产气超过 2.5×10^8 m³,已超过按照目前所认识的含气量、压裂可动用体积计算的可采储量,说明目前对页岩气赋存机理的认识有待深入,对含气量、尤其是损失气含量的计算认识不足,页岩的含气量可能远大于我们目前的认识。由于煤层气和页岩气的差异性,煤层气损失气量估算方法

应用于页岩气存在不确定性^[12-16],目前采用的 USBM 方法及其改进方法不适应中国页岩埋藏较深的特点,不能客观计算损失气量及地下页岩的真实含气量,因此有必要研究适合中国页岩气特点的含气量测试方法^[17]。进一步,姚光华等^[18]提出了一种预加压测试页岩含气量的新方法,可以规避损失气量的计算,大幅度提高测试精度。此种方法需要已知地层压力和储层温度,并采用反演的办法模拟地下页岩的含气量。

考虑到页岩气藏压力较大、岩心损失时间较长,损失气量较大,约占总气量的 40%~80%,因此计算方法的适用性对损失气量的求取至关重要,同时也对提高页岩含气量测试精度具有重要意义。鉴于“密闭取心”方法较高的价格和取心过程中的不确定性(容易漏气),获得非密闭取心并在解吸装置解吸仍然是目前主要采用的技术方法,取心过程中的损失气永远是计算的难点,这就要求基于页岩气藏特征、损失气散失特点,探索新的损失气量的计算模型。

1 页岩气逸散特征及损失气量计算新方法

1.1 页岩气瞬间逸散特征

在现场测试页岩含气量时,实际的损失气量包括两部分,一是在钻头钻遇页岩气层的瞬间由于压力平衡的破坏,迅速散失的大量游离态天然气;二是岩心在提钻过程中因温度和压力的改变而从岩心中逐渐逸散的天然气。USBM 等方法计算页岩损失气量时,多通过数学回归方法计算提钻过程中的损失气量,而忽略了钻遇岩心瞬间散失的天然气,实际上在页岩气藏尤其是高温高压页岩气藏中,这部分损失气量是不可忽视的。

本文对钻遇岩心瞬间的页岩气逸散特征进行分析,并根据页岩岩心中天然气的受力机理来研究瞬间散失气量的计算方法。研究过程中,页岩岩心的基本属性仍基于 USBM 法基本假设,即①岩样为圆柱形;②扩散过程中温度恒定;③扩散速率恒定;④扩散时表面浓度为零;⑤从岩石表面到孔隙的扩散过程瞬间完

成。在钻遇气层的瞬间,页岩气藏的压力平衡被破坏,此时孔隙内的游离气是否瞬间逸散主要取决于两个力的作用:①孔隙压力(p_a),来源于孔隙内天然气分子的压缩,使得天然气有逸出岩心表面、进入井筒的动力;②毛细管压力(p_c),其在钻井过程中泥浆接触岩心表面,泥浆中的油/水在喉道中形成两相弯液面,产生毛细管压力(图1)。

由于相对于天然气,钻井泥浆属于润湿性流体,天然气属于非润湿性流体,即毛细管压力属于阻力,阻止天然气逸出。因此,钻遇页岩气藏时天然气瞬间逸出必须满足孔隙压力大于毛细管压力的条件,即 $p_a > p_c$ 。其中岩心的孔隙压力 p_a 即页岩气藏压力,毛细管压力 p_c 的大小则与毛细管半径、天然气、泥浆(水)的表面张力和接触角的大小相关,公式为:

$$p_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (1)$$

式中: r 表示毛细管半径,m; σ 表示气液表面张力,N/m; θ 表示接触角,°。

对于1 nm的喉道,毛细管压力达到104 MPa;对于500 nm喉道,毛细管压力为0.208 MPa^[17]。根据受力机理分析,毛细管力小于孔隙压力(气藏压力)的喉道内,天然气将在钻遇岩心的瞬间散失;而毛细管力大于孔隙压力的喉道内,气体将被封存在页岩气藏中。因此,可以根据页岩储层中孔喉的比例定量计算钻遇岩心时天然气的瞬时散失量。根据毛细管力公式可知,游离气可瞬间逸散的最小毛细管半径为:

$$r_{ins} = \frac{2\sigma \cos \theta}{p_a} \quad (2)$$

式中: r_{ins} 表示游离气可瞬间逸散的最小毛细管半径,m。

瞬间逸散气量为:

$$V_{ins} = V_0 \Phi(r_{ins}, \infty) \quad (3)$$

式中: V_{ins} 表示地面条件下瞬间逸散气体积,m³/t; V_0 表示地面条件下游离气体积,m³/t; $\Phi(r_{ins}, \infty)$ 表示页岩岩心中孔喉半径大于 r_0 的孔隙体积所占比例,%。

游离气含量的计算主要是基于压力、页岩总孔隙

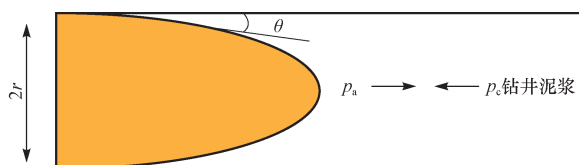


图1 页岩气藏孔隙内的压力平衡示意图

Fig. 1 A schematic diagram of pressure balance in the pores of the shale gas reservoir

r . 毛细管半径; p_c . 毛细管压力; p_a . 孔隙压力; θ . 接触角

体积等参数,游离气量 V_0 是压力和偏差因子的函数,假设单位质量页岩的总孔隙体积为 V_p ,储层压力 p_0 ,由于地下页岩气藏均有一定程度的水和其它杂质,游离气并没有充满孔隙空间,而是有一定的饱和度 S_g ,则单位质量页岩内的游离气在地面温度和压力状况下体积为:

$$V_0 = \frac{p_i T_0 Z_0}{p_0 T_i Z_i} V_p S_g \quad (4)$$

因此,对于页岩气藏而言,瞬间逸散气量与页岩的储层压力和孔隙结构相关,其公式为:

$$V_{ins} = \frac{p_i T_0 Z_0}{p_0 T_i Z_i} \Phi(r_{ins}, \infty) V_p S_g \quad (5)$$

式中: V_p 表示页岩岩心中的孔隙总体积,m³/t; S_g 表示页岩含气饱和度,%; Z_0 表示地面温度和压力下甲烷偏差因子; Z_i 表示储层温度和压力下甲烷偏差因子; T_0 表示地面温度,K; T_i 表示储层温度,K; P_0 表示大气压,MPa; P_i 表示储层压力,MPa。

1.2 含气量计算新方法

本方法通过钻完井数据及岩心测试得到页岩气藏的储层压力、孔隙结构、页岩取心时间、解吸岩心质量、解吸气含量和解吸时间等数据,根据上节所述方法计算瞬间逸散的损失气量,由解吸气含量和解吸时间等数据计算岩心的解吸速率,进而确定提钻过程中的损失气量。其中解吸速率由解吸含气量和解吸时间算出,取总含气量和总解吸时间计算平均的解析速率,假设提钻过程中匀速提钻,泥浆比重不变,压降呈线性,页岩的解吸速率一定,则可以根据起钻时间(含地面装样时间),算出提钻过程中的损失气含量。页岩气储层孔隙类型复杂,根据页岩气赋存机理,页岩气藏中在孔径小于2 nm的孔隙中,页岩气主要以微孔充填的形式存在^[19-20],因此这部分页岩气不会在钻遇瞬间迅速散失,是起钻过程和解吸过程中解吸气体的主要组成部分。

损失气量包括瞬间散失量、起钻过程中散失量(含地面装样时间)。总含量为损失气量、解吸气量和残余气量之和。具体计算方法为:

1) 确定页岩气藏压力(可通过测井、现场实测和声波时差等算法获得)、埋深、岩心提钻时间和解吸气含量等数据。

2) 基于解吸气含量和岩心提钻时间计算气体解吸速率。

岩心放入解吸罐以后,基于现场解吸含气量和解吸时间计算解吸速率:

$$q_{des} = Q_{des}/t \quad (6)$$

式中: q_{des} 表示页岩气解吸速率,cm³/min; Q_{des} 表示页岩

岩心累积解吸气量, cm^3 ; t 表示累积解吸时间, min 。

3) 提钻和地面装样过程中的岩心损失气量采用解吸速率乘以对应时间获得,其计算公式为:

$$V_{\text{ris}} = (T_{\text{ris}} + T_{\text{exp}}) \frac{q_{\text{des}}}{m} \quad (7)$$

式中: V_{ris} 表示提钻过程中的损失气量, m^3/t ; m 表示页岩岩心的质量, g ; T_{ris} 表示提钻时间, min ; T_{exp} 表示地面暴露时间, min 。

4) 计算岩心的总损失气量

页岩的总损失气量即为瞬间逸散的损失气量和提钻过程中的损失气量之和,计算公式为:

$$V_{\text{los}} = \frac{p_i T_0 Z_0}{p_0 T_i Z_i} \Phi(r_{\text{ins}}, \infty) V_p S_g + (T_{\text{ris}} + T_{\text{exp}}) \frac{q_{\text{des}}}{m} \quad (8)$$

式中: V_{los} 表示地面条件下页岩损失气含量, m^3/t 。

5) 总含气量计算

如上文所述,页岩的总含气量为解吸气量、损失气量及残余气量之和,其中解吸气量和残余气量均可通过实验测试获得,其计算公式为:

$$V_{\text{tot}} = V_{\text{los}} + V_{\text{des}} + V_{\text{res}} \quad (9)$$

式中: V_{res} 表示地面条件下页岩残余气含量, m^3/t ; V_{des} 表示地面条件下页岩解吸气含量, m^3/t ; V_{tot} 表示地面条件下页岩总含气量, m^3/t 。

1.3 含气量计算实例分析

为了验证本文提出的损失气量的新算法,以四川盆地涪陵页岩气田超压页岩气藏 JY1 井和渝东地区桑柘坪向斜彭水常压页岩气藏 PY1 井为例,在现场解吸的基础上,对含气量进行计算并与传统算法进行比较。

1.3.1 超压页岩气藏

涪陵气田焦石坝区块埋藏深度约 2 400 ~ 2 600 m,原始气藏压力系数为 1.35 ~ 1.55,为高含气饱和度的超压页岩气藏^[21],储层可分为下部页岩和上部页岩,其中下部是优质页岩段,为区块的页岩气主力产层^[22]。JY1 井的储层温度为 80 °C,初始地层压力 38 MPa,压力系数为 1.55,共取样品 31 个,单个样品重量约为 6 000 g,岩心的提钻时间为 8 h,地面暴露时间为 1 h,取样深度为 2 330 ~ 2 415 m,其中 2 330 ~ 2 378 m 为上部页岩,解吸速率为 20 $\text{cm}^3/(\text{g} \cdot \text{min})$,2 378 ~ 2 415 m 为下部页岩,解吸速率为 40 $\text{cm}^3/(\text{g} \cdot \text{min})$ 。依据毛细管力公式(2)可知,JY1 井游离气瞬间逸散的最小毛细管半径为 2.7 nm。根据该井 5 个检测样品的孔隙结构可知,

JY1 井五峰组—龙马溪组页岩岩心的喉道半径大于 3 nm 的孔隙约占总孔隙的 31.4% ~ 61.0%,平均为 40.5%,基于本方法的假设,钻遇岩心的瞬间游离气的瞬间散失比例为 31.4% ~ 61.0% (图 2)。

焦石坝页岩气藏储层条件(80 °C, 38 MPa)下甲烷的偏差因子为 1.046,页岩密度为 2.5 t/m^3 ,下部优质页岩层段(2 378 ~ 2 415 m)孔隙度约为 6%,上部页岩层段的(2 330 ~ 2 378 m)孔隙度约为 4%。地层岩石均含有束缚水^[23],根据对焦石坝气田含气饱和度的研究,下部优质页岩段的含气饱和度为 80% ~ 90%,上部页岩段的含气饱和度为 50% ~ 60%,因此由式(4)计算可知,下部优质页岩层段的游离气量约为 6.70 m^3/t ,上部页岩段的游离气量约为 2.98 m^3/t 。根据公式(5)计算,优质页岩层段岩心瞬间逸散的损失气量 V_{ins} 为 2.10 ~ 4.09 m^3/t ,平均 2.71 m^3/t ;上部页岩层段岩心瞬间逸散的损失气量 V_{ins} 为 0.94 ~ 1.82 m^3/t ,平均 1.21 m^3/t 。总损失气量可依据式(8)计算,JY1 井下部页岩层段的总损失气量为 5.90 ~ 7.84 m^3/t ,平均约为 6.38 m^3/t ,上部页岩层段的总损失气量为 2.92 ~ 3.09 m^3/t ,平均约为 3.0 m^3/t 。总含气量根据公式(9)计算,JY1 井下部页岩层段的总含气量为 6.87 ~ 9.02 m^3/t ,平均 7.47 m^3/t ,上部页岩层的总含气量为 3.25 ~ 3.82 m^3/t ,平均 3.64 m^3/t (图 3),明显高于常用算法计算的总含气量(下部层段总含气量 3.55 ~ 5.19 m^3/t ,平均 4.42 m^3/t ;上部层段总含气量 0.44 ~ 2.83 m^3/t ,平均 1.12 m^3/t)。

需要说明的是,计算采用的 JY1 井游离气瞬间逸散的最小毛细管半径为 2.7 nm,但在孔径测试时,受压汞和气体联合测试的手段和时间的限制,仅有 3 nm 的孔径数据,很难估计 2.7 ~ 3 nm 的孔喉半径的孔隙占总孔隙的比例,因此,实际上的瞬间损失气量比文中计算的略大。

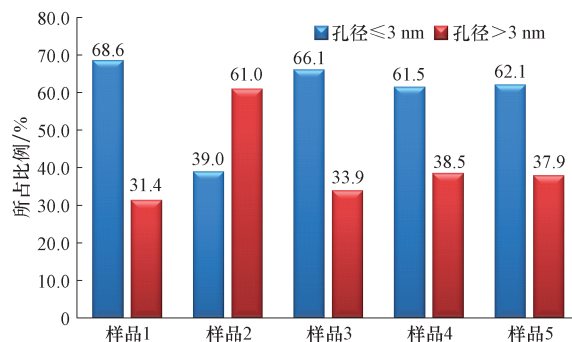


图2 四川盆地涪陵页岩气田 JY1 井检测样品孔隙结构统计对比

Fig 2 The statistical comparison of pore structures of samples from Well JY 1 in Fuling shale gas field in Sichuan Basin

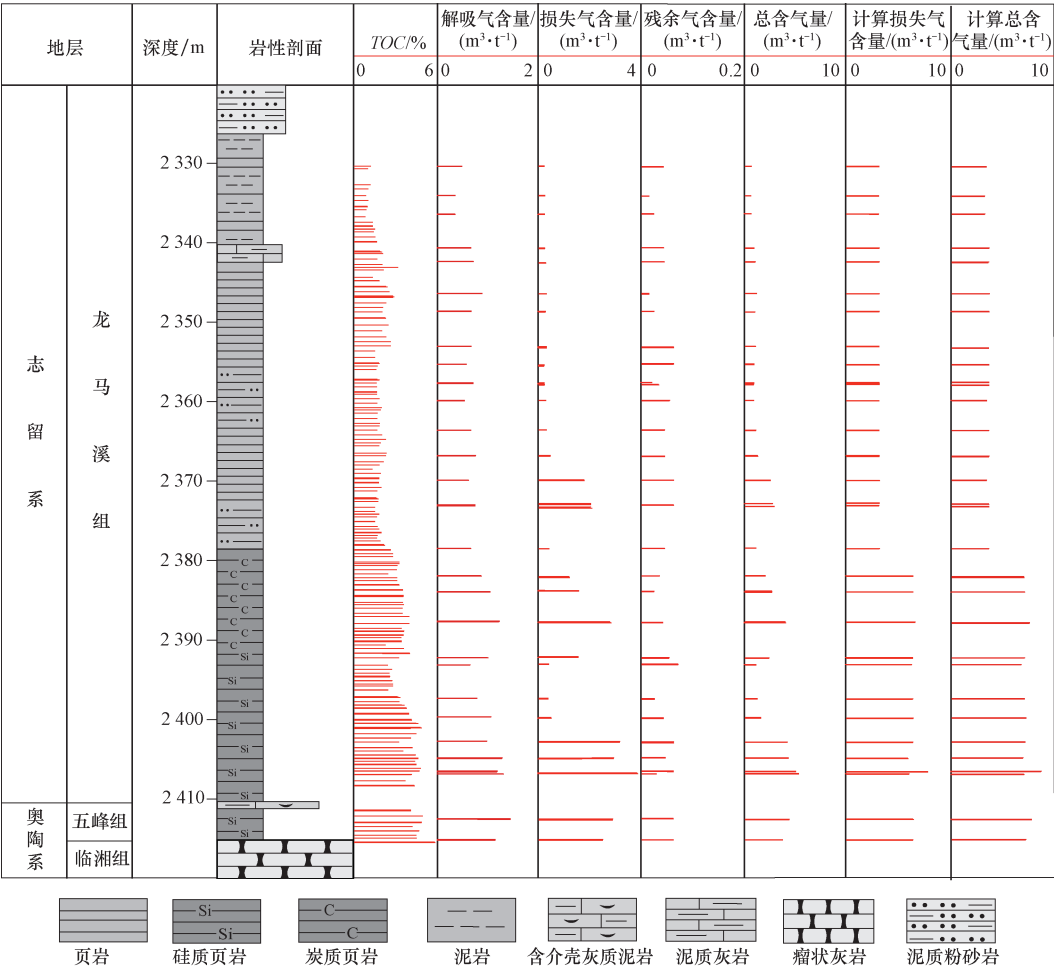


图 3 四川盆地涪陵页岩气田 JY1 井五峰组 - 龙马溪组常规计算含气量与考虑气藏特征计算含气量对比

Fig3 The comparison of the gas content of conventional desorption method and that considering gas veservoir characteristics from Well JY1 in Wufeng-Longmaxi Formations in Fuling shale gas field in Sichuan Basin

1.3.2 常压页岩气藏

PY1 井的储层温度为 80 ℃,初始地层压力 21 MPa,压力系数为 0.9,共取样品 25 个,单个样品重量约为 4 000 g,岩心的提钻时间为 7 h,地面暴露时间为 1 h,取样深度为 2 080 ~ 2 157 m,其中 2 080 ~ 2 138 m 为上部页岩,解吸速率为 10 cm³/(g · min),2 138 ~ 2 157 m 为下部页岩,解吸速率为 20 cm³/(g · min)。依据毛细管力公式(2)可知,PY1 井游离气瞬间逸散的最小毛细管半径为 4.9 nm。根据 3 个检测样品的孔隙结构图可知,彭水区块岩心的吼道半径大于 5 nm 的孔径占总孔隙的比例在 8.5% ~ 18.6%,平均 14.0%。即 PY1 井页岩取心过程中游离气的瞬间散失比例为 8.5% ~ 18.6%,平均 14.0%,明显低于超压页岩气藏(图 4)。

在彭水区块储层条件(80 ℃,21 MPa)下甲烷的偏差因子为 0.923,页岩密度为 2.5 t/m³,下部优质页岩

层段(2 138 ~ 2 160 m)的孔隙度约为 4.5%,上部页岩层段(2 080 ~ 2 138 m)的孔隙度约为 4%。根据对彭水区块含气饱和度的研究,下部优质页岩段的含气饱和度为 50% ~ 60%,上部页岩段的含气饱和度为

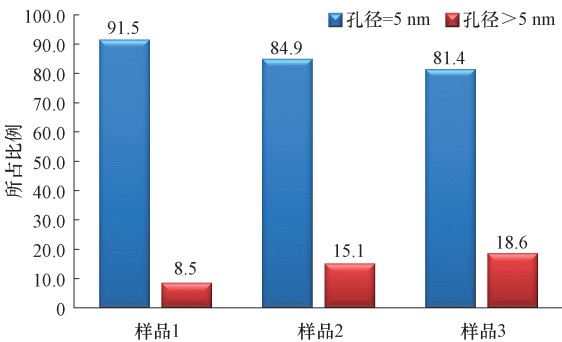


图 4 渝东地区桑柘坪向斜 PY1 井检测样品孔隙结构统计对比

Fig.4 The statistical comparison of pore structures of samples from Well PY 1 in Sangzhiping syncline in eastern Chongqing area

30%~40%,因此由式(4)计算可知,下部优质页岩层段的游离气量约为 $2.18 \text{ m}^3/\text{t}$,上部页岩层段的游离气量约为 $1.29 \text{ m}^3/\text{t}$ 。根据公式(5)计算,下部优质页岩层段岩心瞬间逸散的损失气量 V_{ins} 为 $0.19 \sim 0.41 \text{ m}^3/\text{t}$,平均 $0.31 \text{ m}^3/\text{t}$;上部页岩层段岩心瞬间逸散的损失气量 V_{ins} 为 $0.11 \sim 0.24 \text{ m}^3/\text{t}$,平均 $0.18 \text{ m}^3/\text{t}$ 。总损失气量可依据式(8)计算,PY1井下部页岩层段的总损失气量为 $2.64 \sim 2.88 \text{ m}^3/\text{t}$,平均 $2.75 \text{ m}^3/\text{t}$,上部页岩层段的总损失气量为 $1.33 \sim 1.45 \text{ m}^3/\text{t}$,平均 $1.38 \text{ m}^3/\text{t}$ 。总含气量根据公式(9)计算,PY1井下部优质页岩层段计算的总含气量为 $3.18 \sim 4.29 \text{ m}^3/\text{t}$,平均 $3.83 \text{ m}^3/\text{t}$,上部页岩层段计算的总含气量为 $1.67 \sim 2.28 \text{ m}^3/\text{t}$,平均 $1.94 \text{ m}^3/\text{t}$ (图5),明显高于常用算法计算的总含气量(下部层段总含气量 $0.90 \text{ m}^3/\text{t} \sim 2.46 \text{ m}^3/\text{t}$,平均 $1.82 \text{ m}^3/\text{t}$;上部层段总含气量 $0.47 \text{ m}^3/\text{t} \sim 1.70 \text{ m}^3/\text{t}$,平均 $0.89 \text{ m}^3/\text{t}$)。

2 方法验证

为了验证本文提出的“考虑气藏压力的页岩含气量计算方法”可行性,采用理论计算页岩含气量法和依据页岩气井生产特征计算法两种方法验证损失气量和总含气量计算方法的可靠性。

2.1 理论计算验证

根据页岩气赋存状态,页岩含气量包括吸附气、游离气和溶解气三部分^[24-25],通常情况下这三部分含气量很难测试和准确评价。考虑到溶解气在页岩含气量构成中所占比例十分微小,在计算含气量时可以忽略不计,页岩含气量可近视认为吸附气含量和游离气含量之和^[26]。

受目前等温吸附实验条件的限制,最高测试压力仅为30 MPa左右,不能模拟焦石坝地下38 MPa的压力下等温吸附能力,因此,只能目前最大压力下测试的等温吸附能力近似之^[27-28]。等温吸附试验表明JY1井下部优质页岩在近似地层条件下(27 MPa,80℃,TOC含量4.52%)页岩吸附气量约为 $2.28 \text{ m}^3/\text{t}$,按照焦石坝气田下部优质页岩段的含气饱和度为80%~90%,根据公式(4)计算可知,下部优质页岩层段的游离气含量为 $5.95 \sim 6.70 \text{ m}^3/\text{t}$,则理论总含气量为 $8.23 \sim 8.97 \text{ m}^3/\text{t}$,与本文采用新方法计算的下部优质页岩层段的含气量值($6.87 \sim 9.02 \text{ m}^3/\text{t}$,平均 $7.47 \text{ m}^3/\text{t}$)处于可对比的区间范围。上部页岩层段的含气饱和度为50%~60%,根据公式(4)计算可知,上部页岩层段的游离气含量为 $2.48 \sim 2.98 \text{ m}^3/\text{t}$,由于上部气层页岩的有机碳含量明显降低,平均只有下部优质页岩层段

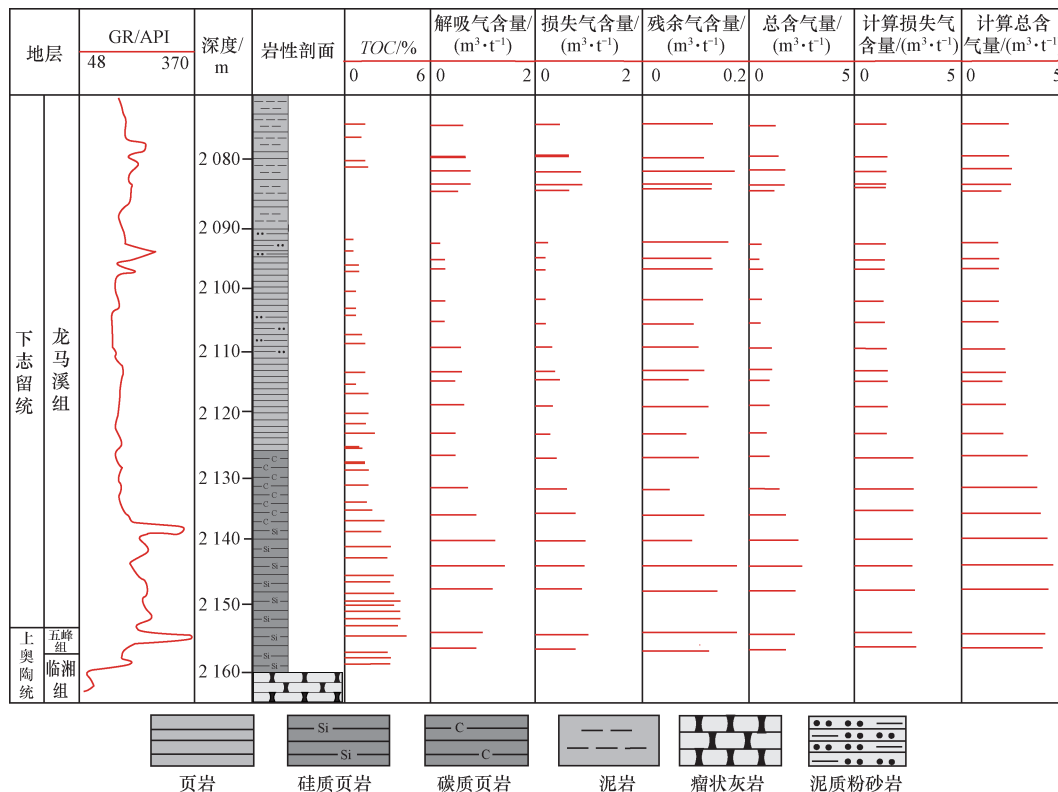


图5 渝东地区桑柘坪向斜PY1井五峰组-龙马溪组常规计算含气量与考虑气藏特征计算含气量对比

Fig.5 The comparison of gas content obtained by conventional desorption method and that considering gas reservoir characteristics in Well PY1 in Wufeng-Longmaxi Formations in Sangzhiping syncline in eastern Chongqing area

的一半,即2%左右,按照有机碳和吸附气含量的关系,类比计算上部页岩的吸附气量约为 $1.14 \text{ m}^3/\text{t}$,则上部页岩层段的理论总含气量为 $3.62 \sim 4.12 \text{ m}^3/\text{t}$,与本文采用新方法计算的上部页岩层段含气量值($3.25 \sim 3.82 \text{ m}^3/\text{t}$,平均 $3.64 \text{ m}^3/\text{t}$)相当,说明本文提出的新方法理论与理论计算的总含气量吻合良好。

彭水区块属于常压页岩气藏,在近似地层条件下(20 MPa , 80°C , TOC 含量 4.52%)页岩吸附气量约为 $2.19 \text{ m}^3/\text{t}$ ^[22],按照彭水地区下部优质页岩段的含气饱和度和 $40\% \sim 50\%$,根据公式(4)计算可知,下部优质页岩的游离气含量为 $1.45 \sim 1.82 \text{ m}^3/\text{t}$,理论计算的总含气量为 $3.64 \sim 4.01 \text{ m}^3/\text{t}$,与本文采用新方法计算的下部优质页岩层段含气量值($3.18 \sim 4.29 \text{ m}^3/\text{t}$,平均 $3.83 \text{ m}^3/\text{t}$)处于可对比的区间范围。上部气层页岩的含气饱和度为 $30\% \sim 40\%$,根据公式(4)计算可知,上部优质页岩层段的游离气含量为 $0.97 \sim 1.29 \text{ m}^3/\text{t}$,PY1井上部气层页岩的有机碳含量明显降低,平均只有下部优质页岩层段的一半,即2%左右,按照有机碳和吸附气含量的关系,类比计算上部页岩的吸附气量约为 $1.09 \text{ m}^3/\text{t}$,因此,上部页岩层段理论计算的含气量为 $2.06 \sim 2.39 \text{ m}^3/\text{t}$,与本文采用新方法计算的上部页岩层段含气量值($1.67 \sim 2.28 \text{ m}^3/\text{t}$,平均 $1.94 \text{ m}^3/\text{t}$)具有一定的可比性,说明本文提出的新方法理论与理论计算的总含气量吻合良好。

2.2 页岩气井生产特征验证

根据焦石坝页岩气田气井生产特征,对于试采超过2年以上的页岩气井,其动态储量的计算较为准确。我们对焦石坝区块当前累产气量最高的JYA井和一口重复压裂井JYB井的生产动态、储量动用进行分析,计算页岩含气量,并验证损失气量和总含气量计算方法的可靠性。JYA井和JYB井均位于焦石坝页岩气田核心区,基本地质条件和含气量与JY1井具有一致性。

考虑到页岩储层地质特征和压裂工艺等因素的影响,在压裂过程中井控范围内的储层并不能全部被压开改造,这会影响井间储层动用状况,一般认为气井的动态储量约占SRV(Stimulated Reservoir Volume 储层改造体积)区内页岩总含气量的60%(图6),即SRV改造区内的页岩气采收率 η 为 0.6 ^[29]。因此,根据页岩气井的动态储量 G_0 、岩石密度 ρ 、水平段长度 L_e 、压裂裂缝半长 X_f 和缝高 H 可大致估算SRV区内的页岩总含气量 V_{tot} ,公式为:

$$V_{\text{tot}} = \frac{G_0}{2\eta\rho L_e H X_f} \quad (10)$$

式中: G_0 表示动态储量, 10^8 m^3 ; ρ 表示岩石密度, t/m^3 ; L_e 表示水平段长度, m ; X_f 表示压裂裂缝半长, m ; H 表示压裂裂缝缝高, m 。

式中水平段长 L_e 已知,压裂裂缝半长 X_f 可根据压裂施工参数、试采井动态分析结果和微地震监测数据采用RTA拟合和试井解释等不同方法评价获得;根据微地震监测数据、上部层段页岩气井气藏压力与未投产前的下部优质页岩层段的压力相近(说明下部优质页岩气井生产并未动用上部气藏,也即裂缝未沟通上部页岩层段气藏)可以确定焦石坝区块缝长约为 200 m ,缝高分布在 $20 \sim 40 \text{ m}$ 。

2.2.1 JY A 井

JYA井水平段长度为 1900 m ,优质页岩层穿行率为 100% ,已累产页岩气 $2.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。利用RTA软件对气井的生产动态参数进行评价(图7),预测其可采储量为 $3.2 \times 10^8 \text{ m}^3$,根据压裂施工参数和微地震检测结果,该井取半缝长 200 m ,缝高 30 m 。根据公式(10)可知,SRV改造区范围内的页岩含气量约为 $9.35 \text{ m}^3/\text{t}$,与按本文提出的考虑气藏压力的页岩含气量计算方法计算的JY1井下部优质页岩层段含气量上限 $9.02 \text{ m}^3/\text{t}$ 接近,说明本方法计算结果与页岩气井生产特征基本相符。

2.2.2 JY B 井

JYB井优质页岩层穿行率为 93% ,初次压裂施工6段,试气长度为 381.5 m 。利用RTA软件对气井的

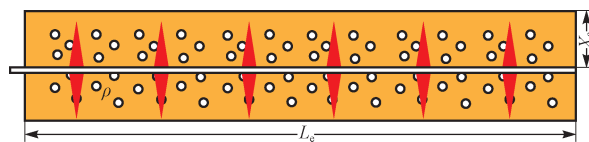


图6 页岩气水平井SRV改造区示意图

Fig. 6 The SRV area of shale gas horizontal well

ρ : 岩石密度; L_e : 水平段长度; X_f : 压裂裂缝半长

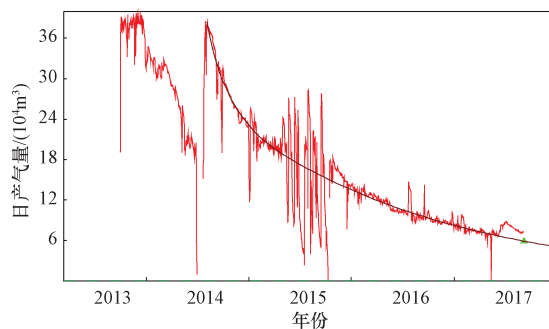


图7 四川盆地涪陵页岩气田A井生产特征拟合曲线

Fig7 Production feature fitting curve of Well A in Fuling shale gas field in Sichuan Basin

生产动态参数进行评价,预测其可采储量为 $0.49 \times 10^8 \text{ m}^3$, 同样取半缝长 200 m, 缝高 30 m。根据公式(10)可知,该井 SRV 改造区范围内的页岩总含气量约为 $7.3 \text{ m}^3/\text{t}$,与按本文提出的考虑气藏压力的页岩含气量计算方法计算的 JY1 井下部优质页岩层段含气量平均值 $7.47 \text{ m}^3/\text{t}$ 接近,说明本方法计算结果与页岩气井生产特征基本相符。截至该井准备重复压裂关井,累产天然气达到 $2888 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。该井在重复压裂施工过程中未射新孔,重压后 45 天内井口压力下降至与输压持平,并关井,累计产气 $334 \times 10^4 \text{ m}^3$,气井重复压裂后稳产能力差,效果不佳。说明初始 SRV 改造区内的所剩天然气,大部分为吸附气和赋存在孔径小于 2 nm 孔隙的充填气,只能依靠关井压力恢复、吸附气解吸的方式生产。分析认为本次重复压裂施工欲堵老缝、压新缝的目的未能达到,建议后续重复压裂的施工应考虑重新射孔工艺,针对初次压裂未波及区域,重新进行压裂。

综上所述,采用本文提出的含气量计算方法计算的 JY1 井下部优质页岩层段损失气量为 $5.90 \sim 7.84 \text{ m}^3/\text{t}$, 平均为 $6.38 \text{ m}^3/\text{t}$, 总含气量 $6.87 \sim 9.02 \text{ m}^3/\text{t}$ (平均 $7.47 \text{ m}^3/\text{t}$) 和 PY1 井下部优质页岩层段损失气量为 $2.64 \sim 2.88 \text{ m}^3/\text{t}$, 平均 $2.75 \text{ m}^3/\text{t}$, 总含气量 $3.18 \sim 4.29 \text{ m}^3/\text{t}$ (平均 $3.83 \text{ m}^3/\text{t}$), 明显高于传统算法计算的损失气量和总含气量的数值,并且与理论计算结果、依据焦石坝页岩气井生产特征计算的页岩含气量基本相符。本方法在考虑地层压力的条件下计算损失气含量,从而保证了损失气量获取的可靠性和精确性,为页岩气藏储量计算、产能预测和评价提供可靠保障,适合不同压力条件的页岩气藏,尤其适用于高压页岩气藏损失气量的恢复计算。

3 结论与认识

1) 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的损失气含量等因素,重点考虑了钻遇岩心时的瞬间散失气量和解吸速率,提出了一种计算损失气含量和含气量的新方法,可有效提高异常高压页岩气藏损失气含量的计算准确度。

2) 采用本文所提出计算方法, JY1 井下部优质页岩层段的损失气量为 $5.90 \sim 7.84 \text{ m}^3/\text{t}$, 平均为 $6.38 \text{ m}^3/\text{t}$, 总含气量范围为 $6.87 \sim 9.02 \text{ m}^3/\text{t}$, 平均 $7.47 \text{ m}^3/\text{t}$; 上部页岩层段的损失气量为 $2.92 \sim 3.09 \text{ m}^3/\text{t}$, 平均 $3.00 \text{ m}^3/\text{t}$, 总含气量为 $3.25 \sim 3.82 \text{ m}^3/\text{t}$, 平均 $3.64 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

3) 采用本文所提出计算方法, PY1 井优质页岩层段的损失气量为 $2.64 \sim 2.88 \text{ m}^3/\text{t}$, 平均 $2.75 \text{ m}^3/\text{t}$, 总含气量为 $3.18 \sim 4.29 \text{ m}^3/\text{t}$, 平均 $3.83 \text{ m}^3/\text{t}$; 上部页岩层段的损失气量为 $1.33 \sim 1.45 \text{ m}^3/\text{t}$, 平均 $1.38 \text{ m}^3/\text{t}$, 总含气量范围为 $1.67 \sim 2.28 \text{ m}^3/\text{t}$, 平均 $1.94 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

4) 采用本文提出的含气量计算方法计算的 JY1 井和 PY1 井的含气量,明显高于传统算法计算的损失气量和总含气量的数值,并且与理论计算法和依据焦石坝页岩气井生产特征计算法两种方法对本文提出的计算方法进行了验证,吻合度较好,说明本计算方法能够获得比较接近地质实际的总含气量数据,能有效提高页岩气藏储量计算的可靠性。

参 考 文 献

- [1] 龙胜祥,曹艳,朱杰,等.中国页岩气发展前景及相关问题初探[J].石油与天然气地质,2016,37(6):847-853.
Long Shengxiang, Cao Yan, Zhu Jie, et al. A preliminary study on prospects for shale gas industry in China and relevant issues[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 847-853.
- [2] Hao F, Zou H, Lu Y. Mechanisms of shale gas storage: Implications for shale gas exploration in China[J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(8): 1325-1346.
- [3] 刘莉,包汉勇,李凯,等.页岩储层含气性评价及影响因素分析—以涪陵页岩气田为例[J].石油实验地质,2018(1):58-63,70.
Liu Li, Bao Hanyong, Li Kai, et al. Evaluation of gas content in shale reservoirs and analysis of influencing factors in Fuling shale gas field[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(1): 58-63, 70.
- [4] 聂海宽,张金川.页岩气聚集条件及含气量计算—以四川盆地及其周缘下古生界为例[J].地质学报,2012,86(2):349-361.
Nie Haikuan, Zhang Jinchuan. Shale gas accumulation conditions and gas content calculation; a case study of Sichuan Basin and its periphery in the Lower Paleozoic[J]. Acta Geologica Sinica, 2012, 86(2): 349-361.
- [5] 李玉喜,乔德武,姜文利,等.页岩气含气量和页岩气地质评价综述[J].地质通报,2011,30(2/3):308-317.
Li Yu Xi, Qiao De Wu, Jiang Wen Li, et al. Gas content of gas-bearing shale and its geological evaluation summary. Geological Bulletin of China, 2011, 30(2/3): 308-317.
- [6] Shtepani E, Noll L A, Elrod L W, 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.
- [7] 魏强,晏波,肖贤明.页岩气解吸方法研究进展[J].天然气地球科学,2015,26(9):1657-1665.
Wei Qiang, Yan Bo, Xiao Xianming. Research progress on the desorption methods of shale gas[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(9): 1657-1665.
- [8] 唐颖,张金川,刘珠江,等.解吸法测量页岩含气量及其方法的改进[J].天然气工业,2011,31(10):108-112.
Tang Ying, Zhang Jinchuan, Liu Zhujiang, et al. Use and improvement of the desorption method in shale gas content tests[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(10): 108-112.

- [9] 刘洪林,邓泽,刘德勋,等.页岩含气量测试中有关损失气量估算方法[J].石油钻采工艺,2010,32(S1):156-158.
Liu Honglin,Deng Ze,Liu Dexun,et al. Discussion on lost gas calculating methods in shale gas content testing[J]. Oil Drilling and Production Technology,2010,32(S1):156-158.
- [10] 赵群,王红岩,杨慎,等.一种计算页岩岩心解吸测试中损失气量的新方法[J].天然气工业,2013,33(5):30-34.
Zhao Qun,Wang Hongyan,Yang Shen,et al. A new method of calculating the lost gas volume during the shale core desorption test [J]. Natural Gas Industry,2013,33(5):30-34.
- [11] 郝进,姜振学,邢金艳,等.一种改进的页岩气损失气含量估算方法[J].现代地质,2015(6):1475-1482.
Hao Jin,Jiang Zhenxue,Xing Jinyan,et al. An improved method of calculating lost gas content of shale gas[J]. Geoscience,2015(6):1475-1482.
- [12] 董谦,刘小平,李武广,等.关于页岩含气量确定方法的探讨[J].天然气与石油,2012,30(5):34-37.
Dong Qian,Liu Xiaoping,Li Wuguang,et al. Discussion on determination method of shale gas content[J]. Natural Gas and Oil,2012,30(5):34-37.
- [13] 薛晓辉,岳小金,韦巍.页岩含气量测定过程中的几点建议[J].中国煤炭地质,2013,25(4):27-29.
Xue Xiaohui,Yue Xiaojin,Wei Wei. Some suggestions in shale gas content measuring process[J]. Coal Geology of China,2013,25(4):27-29.
- [14] 鲍云杰.从煤层含气量测定技术发展看页岩含气性评价的发展方向[J].石油实验地质,2014,36(6):762-766.
Bao Yunjie. Prospect of shale gas evaluation in view of measurement techniques development of coal seam gas content [J]. Petroleum Geology and Experiment,2014,36(6):762-766.
- [15] 李相方,蒲云超,孙长宇,等.煤层气与页岩气吸附/解吸的理论再认识[J].石油学报,2014,35(6):1113-1129.
Li Xiangfang,Pu Yunchao,Sun Changyu,et al. Recognition of absorption/desorption theory in coalbed methane reservoir and shale gas reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica,2014,35(6):1113-1129.
- [16] 庞湘伟.煤层气含量快速测定方法[J].煤田地质与勘探,2010,38(1):29-32.
Pang Xiangwei. Rapid determination of coalbed methane content[J]. Coal Geology and Exploration,2010,38(1):29-32.
- [17] 姚光华,王晓泉,杜宏宇,等.USBM方法在页岩气含气量测试中的适应性[J].石油学报,2016,37(6):802-806.
Yao Guanghua,Wang Xiaoquan,Du Hongyu,et al. Applicability of USBM method in the test on shale gas content[J]. Acta Petrolei Sinica,2016,37(6):802-806.
- [18] 姚光华,熊伟,胥云,等.预加压测试页岩含气量新方法[J].石油学报,2017,38(10):1189-1193.
Yao Guanghua,Xiong Wei,Xu Yun,et al. A new method of pre-pressurized test on shale gas content [J]. Acta Petrolei Sinica,2017,38(10):1189-1193.
- [19] 李军,金武军,王亮,等.利用核磁共振技术确定有机孔与无机孔孔径分布—以四川盆地涪陵地区志留系龙马溪组页岩气储层为例[J].石油与天然气地质,2016,37(1):129-134.
Li Jun,Jin Wujun,Wang Liang,et al. Quantitative evaluation of organic and inorganic pore size distribution by NMR:A case from the Silurian Longmaxi Formation gas shale in Fuling area,Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology,2016,37(1):129-134.
- [20] 周尚文,王红岩,薛华庆,等.页岩气超临界吸附机理及模型[J].科学通报,2017,62(35):4189-4200.
Zhou Shangwen,Wang Hongyan,Xue Huaqing,et al. Supercritical methane adsorption on shale gas: Mechanism and model[J]. Chinese Science Bulletin,2017,62(35):4189-4200.
- [21] 何陈诚,何生,郭旭升,等.焦石坝区块五峰组与龙马溪组一段页岩有机孔隙结构差异性[J].石油与天然气地质,2018,39(3):472-484.
He Chencheng,He Sheng,Guo Xusheng,et al. Structural differences in organic pores between shales of the Wufeng Formation and of the Longmaxi Formation's first Member, Jiaoshiba Block, Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology,2018,39(3):472-484.
- [22] 彭勇民,龙胜祥,胡宗全,等.四川盆地涪陵地区页岩岩石相标定方法与应用[J].石油与天然气地质,2016,37(6):964-970.
Peng Yongmin,Long Shengxiang,Hu Zongquan,et al. Calibration method of shale petrological facies and its application in Fuling area, the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology,2016,37(6):964-970.
- [23] 李军,武清钊,路菁,等.页岩气储层总孔隙度与有效孔隙度测量及测井评价——以四川盆地龙马溪组页岩气储层为例[J].石油与天然气地质,2017,38(3):602-609.
Li Jun,Wu Qingzhao,Lu Jing,et al. Measurement and logging evaluation of total porosity and effective porosity of shale gas reservoirs:A case from the Silurian Longmaxi Formation shale in the Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology,2017,38(3):602-609.
- [24] Curtis J B. Fractured shale-gas systems [J]. AAPG Bulletin,2002 86,(1)1921-1938.
- [25] 张金川,金之钧,袁明生.页岩气成藏机理和分布[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.
- [26] 左罗,王玉普,熊伟,等.页岩含气量计算新方法[J].石油学报,2015,36(4):469-474.
Zuo Luo,Wang Yupu,Xiong Wei,et al. A new method to calculate the shale gas content[J]. Acta Petrolei Sinica,2015,36(4):469-474.
- [27] 俞凌杰,范明,陈红宇,等.富有机质页岩高温高压重量法等温吸附实验[J].石油学报,2015,36(5):557-563.
Yu Lingjie,Fan Ming,Chen Hongyu,et al. Isothermal adsorption experiment of organic-rich shale under high temperature and pressure using gravimetric method[J]. Acta Petrolei Sinica,2015,36(5):557-563.
- [28] 周尚文,王红岩,薛华庆,等.基于 Ono-Kondo 格子模型的页岩气超临界吸附机理探讨[J].地球科学,2017,42(8):1421-1430.
Zhou Shangwen,Wang Hongyan,Xue Huaqing,et al. Discussion on the supercritical adsorption mechanism of shale gas based on Ono-Kondo lattice model [J]. Earth Science,2017,42(8):1421-1430.
- [29] 李海涛,王科,张庆,等.基于修正容积法计算页岩气井改造区原始天然气地质储量[J].天然气工业,2017,37(11).
Li Haitao,Wang Ke,Zhang Qing,et al. Calculation of OGIP in the stimulated zone of a shale gas well based on the modified volumetric method [J]. Natural Gas Industry,2017,37(11).

(编辑 张亚雄)