

页岩含气量理论图版

薛冰^{1,2}, 张金川^{1,2}, 杨超^{1,2}, 张鹏^{1,2}, 裴松伟^{1,2}

(1. 中国地质大学 能源学院, 北京 100083; 2. 中国地质大学 页岩气资源勘查与战略评价国土资源部重点实验室, 北京 100083)

摘要:页岩含气量主要包括游离气含量和吸附气含量,其中游离气含量的影响因素有孔隙度、含气饱和度、密度、压力、温度等,而影响吸附气含量的因素有有机碳含量、有机质成熟度、压力、温度等。不同有机质类型的页岩吸附能力(吸附量/有机碳含量)差别较大,且Ⅲ型>Ⅱ型>Ⅰ型,并分别建立了游离气含量和吸附气含量的计算公式。为了快速、准确地获取页岩含气量,分析并筛选了页岩含气量主控关键参数,基于含气量理论计算公式等相关理论计算得出不同有机质类型的页岩含气量图版。总体上,页岩含气量随深度增加而变大,但变大趋势逐渐降低。页岩含气量图版理论值与页岩现场测试含气量相关性拟合表明图版具有广泛的实用性。在页岩气勘探初期地质参数较少的情况下,页岩含气量图版的建立从理论上预测含气量,为合理评价页岩气资源潜力和预测有利区提供了依据。

关键词:图版;游离气;吸附气;有机质类型;页岩气

中图分类号:TE122.1 **文献标识码:**A

Theoretical chart of shale gas content

Xue Bing^{1,2}, Zhang Jinchuan^{1,2}, Yang Chao^{1,2}, Zhang Peng^{1,2}, Pei Songwei^{1,2}

(1. School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 2. Key Laboratory for Shale Gas Exploration and Assessment, Ministry of Land and Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China)

Abstract: Shale gas content is composed of free gas content and adsorbed gas content. The free gas content may be influenced by porosity, gas saturation, density, pressure and temperature, while the adsorbed gas content is affected by organic carbon content, organic matter maturity, pressure and temperature. The adsorption capacities of organic matters of different types (adsorption/TOC) of shale are quite different, and show the sequence of Ⅲ > Ⅱ > Ⅰ. Thus, different formulas were proposed for the calculation of free gas content and adsorbed gas content. Through analyzing and selecting the key factors for shale gas content, and based on relational theoretical calculations, charts of shale gas content were developed for different organic matter types, so as to quickly and accurately calculate shale gas content. Overall, shale gas content increases with depth, but the increment decreases progressively. The theoretical values calculated with the charts correlate well with the field measured values, indicating the wide applicability of these charts. The theoretical shale gas content obtained with these charts can provide a reliable basis for the reasonable evaluation of shale gas resource potential and prediction of play fairways in the early stage of shale gas exploration when the available geologic parameters are rare.

Key words: chart, free gas, adsorbed gas, organic matter type, shale gas

含气量对页岩含气性评价、资源储量预测具有重要的意义^[1-8]。某一地区含气量的获取可以更好地指导生产实践和制定下一步计划^[9],因而如何快速准确地获取含气量变得十分重要。目前,页岩含气量的获取方法主要有现场测试、等温吸附实验和测井解释等^[2,4,7],但含气量现场测试成本高,等温吸附实验得到的是吸附气量的最大值,只能作为含气量的参考,测井解释适用于范围小、难度大、成本高。尤其是在地质条件复杂或者勘探初期地质参数较少的情况下,含气量的准确获取更加困难。由于利用公式计

算含气量过于复杂,参数获取较难,故开发研制了页岩含气量图版,从理论上对页岩含气量及其变化展开研究,达到快速预测含气量,合理评价页岩气资源潜力的目的。由于该领域尚无相关性研究,故讨论中难免有不足之处。

1 页岩含气量理论计算

页岩含气量主要包括游离气含量和吸附气含量,溶解气含量较小^[1-10]。为使图版具有更广的适用性,

收稿日期:2014-09-18;修订日期:2014-12-08。

第一作者简介:薛冰(1987—),男,硕士研究生,非常规天然气地质。E-mail: xuebingru@yeah.net。

基金项目:国家自然科学基金项目(41102088,41272167)。

溶解气在此不作考虑。通过对游离气和吸附气影响因素的分析,得到页岩游离气含量和吸附气含量的理论计算值,两者之和即为页岩含气量理论值。

1.1 页岩游离气含量

页岩游离气含量的影响因素主要包括孔隙度、含气饱和度、密度、压力和温度^[1-3]。

页岩的储集空间包括孔隙和微裂缝^[4-5,11-13],两者直接影响着页岩中游离态天然气的含量。页岩的储集空间可用孔隙度来表征,页岩孔隙度(Φ_g)随深度变化关系十分复杂。在压实平衡的条件下,随深度呈指数函数关系^[14],而在非正常压实情况下,页岩孔隙度随深度变化关系难以确定。笔者在此处只针对页岩孔隙度进行讨论,不考虑深度和其他因素对孔隙度的影响,将孔隙度划分为1%,2%,...,9%,10%十种情况进行页岩气中游离态天然气含量的计算。

压力对页岩中的游离气影响较大。随着压力的增加,页岩中的游离气呈增长趋势。页岩密度主要通过控制孔隙度来影响游离气含量^[1],本次研究不考虑密度对孔隙度的影响,只作为游离气含量计算的一个参数,页岩密度(ρ)主要集中在2.2~2.7 g/cm³;研究过程中考虑计算过程的理想化与最大游离气含量的求取,假设页岩孔隙中充满了气体(即含气饱和度 $S_g = 100\%$),并将不同有机质类型对页岩游离气含量的影响考虑在内。页岩气中游离气含量($q_{游}$)计算公式如下:

$$q_{游} = k \frac{\Phi_g S_g}{\rho B_g} \quad (1)$$

式中: Φ_g 为含气页岩孔隙度,%; S_g 为含气饱和度,%; ρ 为页岩密度,g/cm³; B_g 为体积系数,无量纲; k 为(不同有机质)类型系数,无量纲。其中,

$$B_g = \frac{V_g}{V_{sc}} \quad (2)$$

式中: V_g 为地层条件下 n mol 气体的体积,m³; V_{sc} 为地面标准状态下 n mol 气体的体积,m³。地面标准状态下的天然气体积可用理想气体状态方程 $p_{sc} V_{sc} = nRT_{sc}$ 导出,地层条件下的天然气体积可用压缩因子状态方程 $pV_g = nZRT$ 导出。其中, n 为气体摩尔数,kmol; T 为地层温度,K[$T = (273.15 + t)K$]; p 为地层压力,MPa; R 为通用气体常数,MPa·m³(kmol·K)⁻¹; t 为地层温度,℃; t_{sc} 为标准状态下的地层温度, $t_{sc} = 20$ ℃; Z 为压缩因子,无量纲,压缩因子 Z 可根据天然气的双参数压缩因子图版获得。标准状态下 $p_{sc} = 0.101\ 325$ MPa, $T_{sc} = (273.15 + 20)^\circ\text{C}$,所以:

$$\begin{aligned} B_g &= \frac{p_{sc}}{(20 + 273.15)} \times \frac{Z(t + 273.15)}{p} \\ &= 3.456 \times 10^{-4} Z \frac{t + 273.15}{p} \end{aligned} \quad (3)$$

$q_{游}$ 可利用下式求取:

$$q_{游} = k \frac{2\ 893.5 \Phi_g S_g p}{\rho Z(t + 273.15)} \quad (4)$$

1.2 页岩吸附气含量

影响吸附气含量的因素包括有机碳含量、压力、温度、有机质成熟度、总烃量和密度等,其中有机碳含量是吸附气含量的主要影响因素^[1,4,12,15-18]。本文中的吸附气量通过等温吸附实验获得,是页岩的最大吸附气量。页岩有机碳含量(TOC)与兰氏体积(单位质量泥页岩的最大等温吸附气量) V_L 呈较好的正相关性。不同有机质类型的页岩兰氏体积有所差别,故将不同有机质类型的页岩吸附气含量分别进行讨论。通过统计分析海相、陆相以及海陆过渡相共174个数据点得到兰氏体积与 TOC 关系图及兰氏压力与兰氏体积关系图(图1)。拟合结果表明,I型、II型和III型干酪根的页岩有机碳含量与兰氏体积拟合系数(R^2)都较高,分别达到0.797 3,0.701 0和0.750 8。

通过研究上述等温吸附实验中兰氏体积与兰氏压力的关系,兰氏体积与兰氏压力呈较好的正相关关系,不同有机质类型的拟合系数(R^2)都达到0.6,说明兰氏体积是兰氏压力的影响因素。同时可以看出,不同有机质类型的泥页岩兰氏体积(最大等温吸附气量)分布范围和单位有机质含量的兰氏体积(吸附气量/ TOC)都具有差异(表1)。

从表1中可以看出,III型干酪根泥页岩吸附能力最好,II型干酪根泥页岩吸附能力次之,I型干酪根泥页岩吸附能力较小,说明有机质类型也是页岩吸附气量的主要影响因素。

压力对页岩吸附气含量的影响表现为随着压力的升高,吸附气含量呈递增趋势。但是压力增大到一定程度后,吸附曲线趋于平稳,主要是由于有机质的吸附表面积是一定的。温度也是影响页岩吸附气含量的主要因素。温度与页岩吸附气含量呈负相关关系,即随着温度的升高,吸附气量降低。有机碳含量和温度都直接影响吸附气含量,所以对 TOC 和温度与吸附气含量的二元线性回归得出页岩吸附气含量。

有机质成熟度对页岩吸附气含量影响不明显。页岩成熟度范围从0.6%~4.0%均有页岩气产出,可见页岩的成熟度不是制约页岩气聚集的主要因素^[3],所以本次研究中不做考虑。总烃量和密度与吸附气含量都有一定的关系,但两者都是通过影响页岩有机碳含量来间接影响吸附气含量,不是吸附气量的直接控制因素,故不作为本次页岩吸附气研究参数考虑。

页岩气中实际吸附气含量不能直接获得,目前国

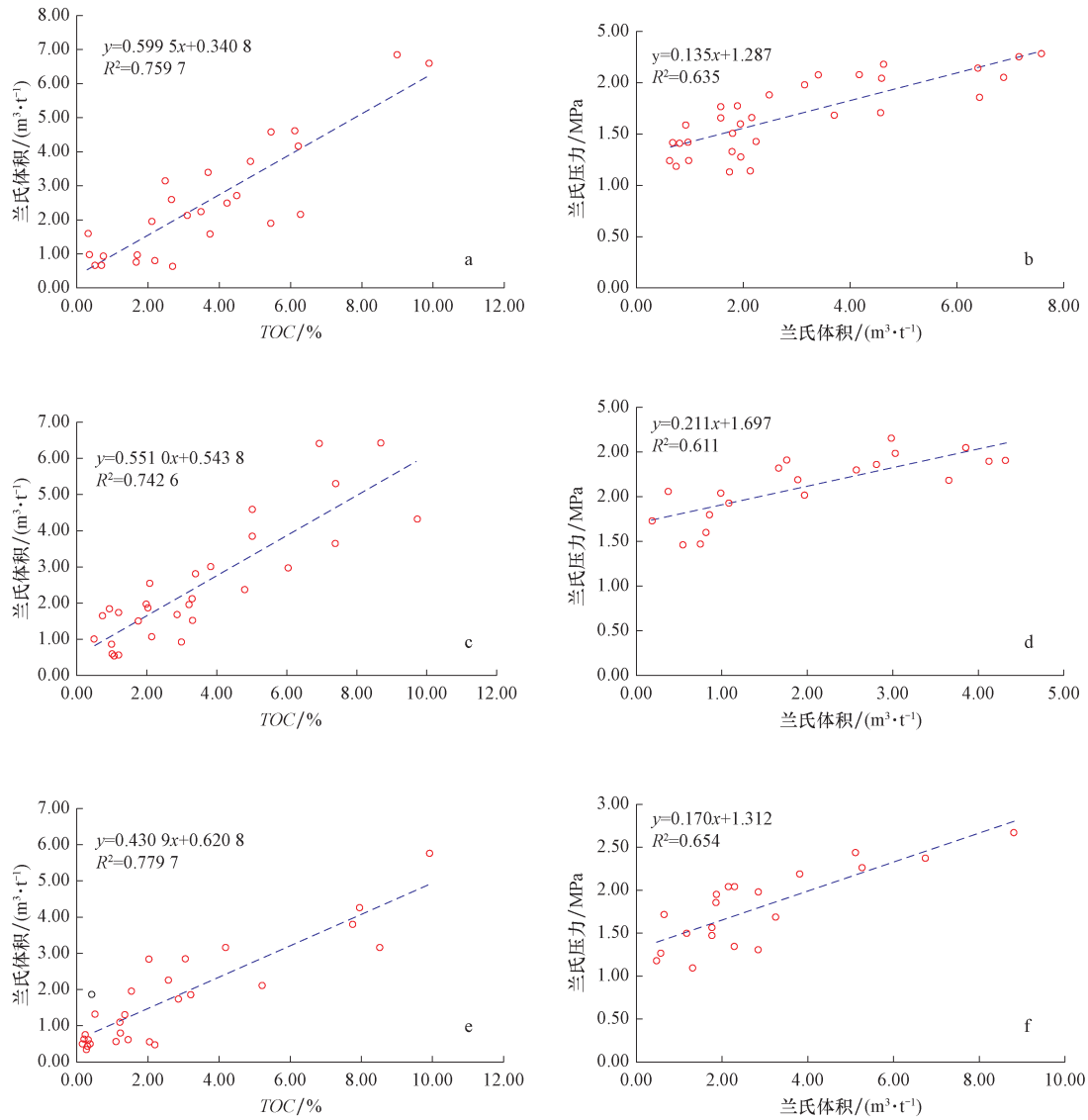


图 1 不同有机质类型兰氏体积与有机碳含量(TOC)、兰氏压力与兰氏体积关系

Fig. 1 Relationship of Langmuir volume vs. TOC and Langmuir Pressure vs. Langmuir volume of different organic matter types
a, b. I 型有机质; c, d. II 型有机质; e, f. III 型有机质

表 1 不同有机质类型最大等温吸附气量与
吸附气量/有机碳含量(TOC)

Table 1 Saturated adsorption capacity and adsorption/
TOC of different organic matter types

有机质类型	最大等温吸附气量/ ($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	吸附气量/TOC ($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)
I 型	0.64 ~ 7.61	0.693
II 型	0.54 ~ 4.31	0.706
III 型	0.51 ~ 5.75	0.716

内普遍通过等温吸附实验来测量页岩的最大吸附气量^[19-21],采用等温吸附模拟实验,建立吸附气含量与压力、温度的关系模型^[2,7]。国外勘探实践表明,页岩吸附气大多服从兰氏等温吸附式:

$$V = V_L p / (p_L + p) \quad (5)$$

式中: V 为吸附气量, m^3 ; p 为气体压力, MPa, V_L 为兰氏体积, m^3 ; p_L 为兰氏压力, MPa。

V_L 描述的是无限大压力下的吸附气量,即饱和吸附量; p_L 描述的是吸附气含量等于 1/2 兰氏体积时的压力。等温吸附主要反映了页岩对甲烷气体的吸附能力,其结果往往比页岩的实际吸附含气量大。兰氏等温吸附公式表明压力是吸附气含量的重要影响因素。

通过统计与分析海相、陆相以及海陆过渡相数据点,并结合图 1 中不同有机质类型页岩兰氏体积与 TOC 拟合公式和兰氏体积与兰氏压力拟合公式,得到不同有机质类型页岩的吸附气含量计算公式。将图 1b 中 I 型兰氏体积与兰氏压力拟合公式

$$p_L = 0.135 V_L + 1.287 \quad (6)$$

代入式(5)中得

$$V = V_L p / (0.135 V_L + 1.287 + p) \quad (7)$$

再将图 1a 中 I 型页岩兰氏体积与 TOC 拟合公式

$$V_L = 5.9995 TOC + 0.3408 \quad (8)$$

代入式(7)中得 I 型页岩吸附气含量 V_I :

$$V_I = (0.5724TOC + 0.0195t + 0.0098)p / (0.0773TOC + 0.0026t + 1.2883 + p) \quad (9)$$

同理可得 II 型和 III 型页岩吸附气含量的计算公式。

$$\text{II 型: } V_{II} = (0.5390TOC + 0.0119t + 0.2588)p / (0.1137TOC + 0.0025t + 1.7516 + p) \quad (10)$$

$$\text{III 型: } V_{III} = (0.4288TOC + 0.0088t + 0.4998)p / (0.0729TOC + 0.0015t + 1.3970 + p) \quad (11)$$

其中,地层压力 p 、地层温度 t 可根据地温梯度、压力系数与深度进行计算。此处所取地温梯度为 $3\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$, 压力系数为 0.9 。

2 页岩气含气量图版研制

考虑到图版应具有适用性与代表性,按照不同有机质类型页岩分类原则,结合含气量理论计算公式,假设有机碳含量不变,孔隙度变化,分别编制了页岩含气量随深度变化的 3 套图版: I 型干酪根页岩含气量

图版、II 型干酪根页岩含气量图版和 III 型干酪根页岩含气量图版。

2.1 I 型干酪根页岩含气量图版

根据 I 型干酪根页岩吸附气含量计算公式(9)与游离气含量计算公式(4)可以得到 I 型干酪根页岩含气量 q_I 的计算公式,即

$$q_I = k \frac{2893.5\Phi_g S_g p}{\rho Z(t + 273.15)} + \frac{(0.5724TOC + 0.0195t + 0.0098)p}{0.0773TOC + 0.0026t + 1.2883 + p} \quad (12)$$

根据上式得到 I 型干酪根页岩含气量理论计算值,并得到不同有机碳含量和孔隙度情况下的含气量。图 2 为 I 型干酪根泥页岩有机碳含量分别为 0.5% , 1.0% , 1.5% , 2.0% , 3.0% 和 4.0% 的情况下,孔隙度分别为 1% , 2% , $\dots$, 9% , 10% 时页岩含气量随深度的变化。

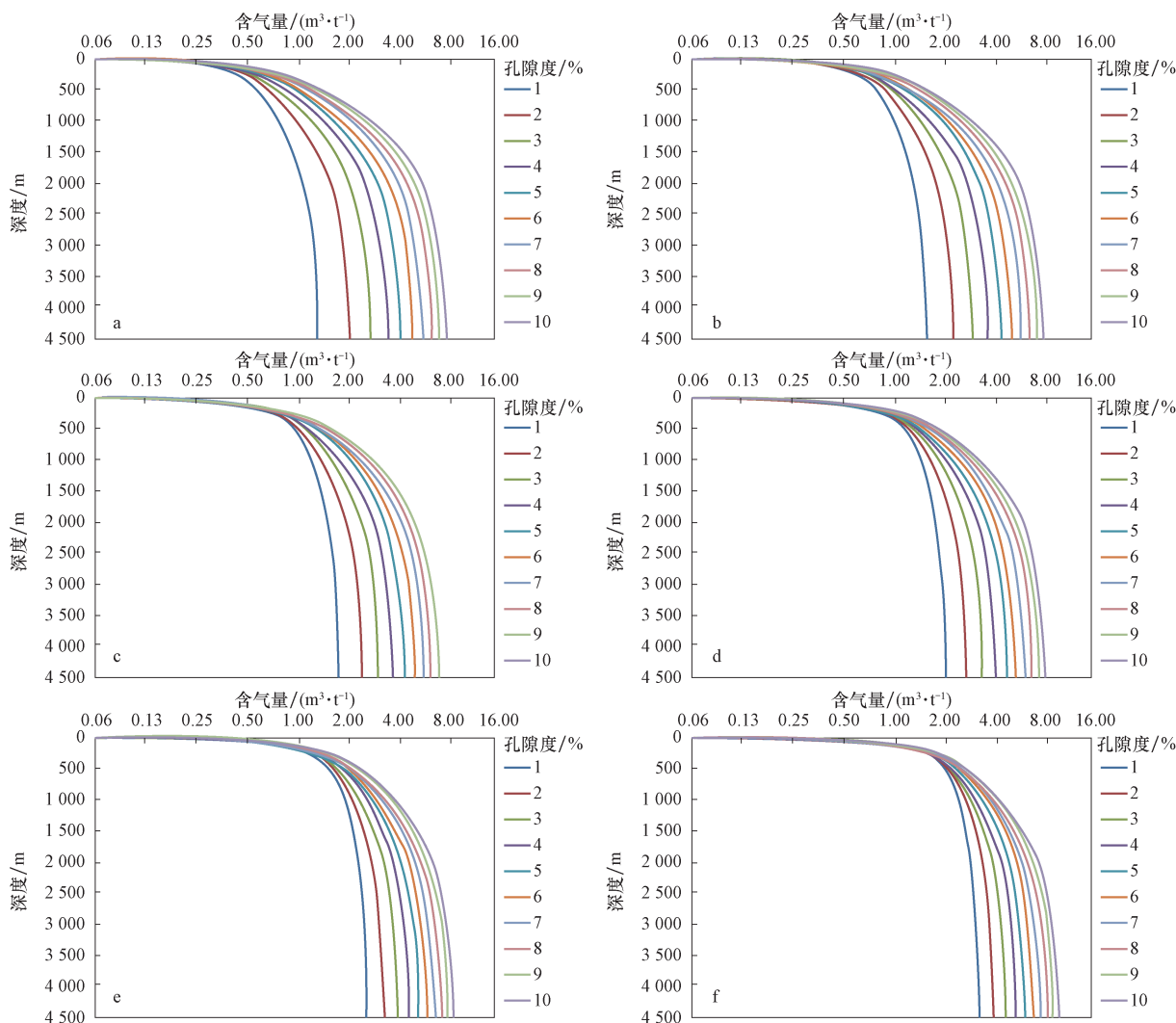


图 2 I 型干酪根页岩含气量部分图版

Fig. 2 Chart of shale gas content of type I kerogen

a. TOC (有机碳含量) = 0.5% ; b. TOC = 1.0% ; c. TOC = 1.5% ; d. TOC = 2.0% ; e. TOC = 3.0% ; f. TOC = 4.0%

从图2可以看出,Ⅰ型干酪根页岩含气量随深度的增大而变大,但变大趋势逐渐降低。对单一图版而言, TOC 和深度一定时,页岩含气量随孔隙度的增大而变大,但变大趋势逐渐减小。对所有图版而言,孔隙度和有机质类型一定时,相同深度的页岩含气量随 TOC 的增加而变大。

2.2 Ⅱ型干酪根页岩含气量图版

根据Ⅱ型干酪根页岩吸附气含量计算公式(10)与游离气含量计算公式(4)可以得到Ⅱ型干酪根页岩含气量 q_{II} 计算公式,即

$$q_{II} = k \frac{2893.5 \Phi_g S_g p}{\rho Z (t + 273.15)} + \frac{(0.5390 TOC + 0.0119 t + 0.2588)p}{0.1137 TOC + 0.0025 t + 1.7516 + p} \quad (13)$$

根据上式得到Ⅱ型干酪根页岩含气量理论计算值,并得到不同有机碳含量和孔隙度情况下的含气量。图3为Ⅱ型干酪根页岩有机碳含量分别为0.5%,

1.0%,1.5%,2.0%,3.0%和4.0%的情况下,孔隙度分别为1%,2%,…,9%,10%时页岩含气量随深度的变化。

从图3可以看出,Ⅱ型干酪根页岩含气量随深度的增大而变大,但变大趋势逐渐降低。对单一图版而言, TOC 和深度一定时,页岩含气量随孔隙度的增大而变大,但变大趋势逐渐减小。对所有图版而言,孔隙度和有机质类型一定时,相同深度的页岩含气量随 TOC 的增加而变大。

2.3 Ⅲ型干酪根页岩含气量图版

根据Ⅲ型干酪根页岩吸附气含量计算公式(11)与游离气含量计算公式(4)可以得到Ⅲ型干酪根页岩含气量 q_{III} 的计算公式,即

$$q_{III} = k \frac{2893.5 \Phi_g S_g p}{\rho Z (t + 273.15)} + \frac{(0.4288 TOC + 0.0088 t + 0.4998)p}{0.0729 TOC + 0.0015 t + 1.3970 + p} \quad (14)$$

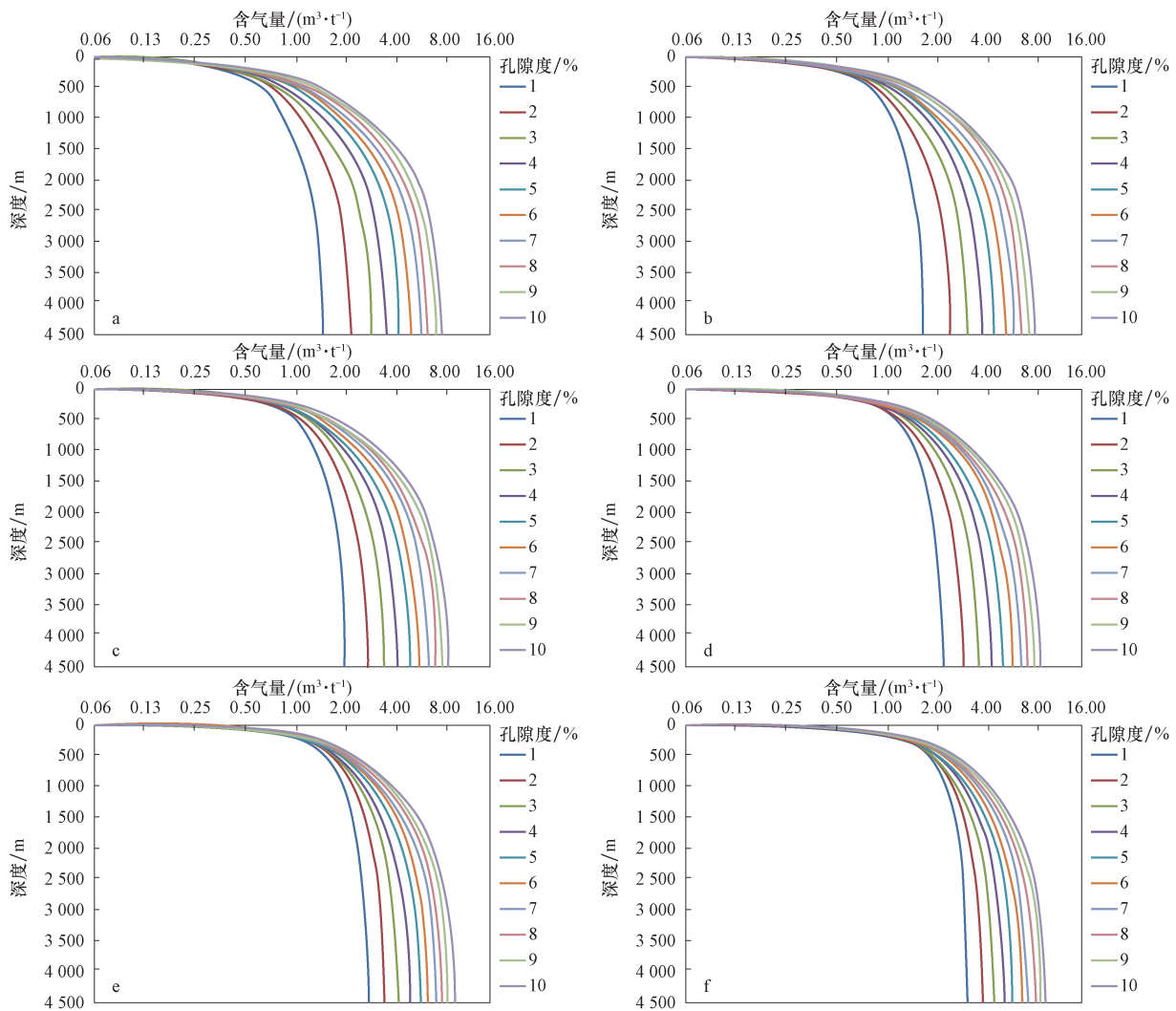


图3 Ⅱ型干酪根页岩含气量部分图版

Fig.3 Chart of shale gas content of type II kerogen

a. TOC (有机碳含量) = 0.5%; b. TOC = 1.0%; c. TOC = 1.5%; d. TOC = 2.0%; e. TOC = 3.0%; f. TOC = 4.0%

根据上式得到Ⅲ型干酪根页岩含气量理论计算值,并得到不同有机碳含量和孔隙度情况下的含气量。图4为Ⅲ型干酪根泥页岩有机碳含量分别为0.5%,1.0%,1.5%,2.0%,3.0%和4.0%的情况下,孔隙度分别为1%,2%,…9%,10%时页岩含气量随深度的变化。

从图4可以看出,Ⅲ型干酪根页岩含气量随深度的增大而变大,但变大趋势逐渐降低。对单一图版而言,TOC和深度一定时,页岩含气量随孔隙度的增大而变大,但变大趋势逐渐减小。对所有图版而言,孔隙度和有机质类型一定时,相同深度的页岩含气量随TOC的增加而变大。

总体上,页岩含气量与深度呈正相关关系,但增大幅度随深度增加逐渐减小,尤其当深度大于1 500 m时,页岩含气量增大不明显,这可能与页岩吸附气含量和游离气含量增长不同步有关。在深度为1 500 m或者更浅

地层,页岩气中以吸附气含量的增加为主,游离气含量增加为辅。从等温吸附实验可知,随着深度和压力的增加,吸附气含量增加变缓,甚至逐步变平缓,此时游离气含量增加占主导,但游离气含量随埋深变化表现为平稳增加^[4],使得页岩含气量在埋深较大时增大趋势降低。在TOC和孔隙度一定时,相同深度的不同有机质类型页岩含气量具有相对差异,即Ⅲ型>Ⅱ型>Ⅰ型,这主要是由于不同有机质类型页岩干酪根吸附能力具有差异。

以上图版简便实用,运用效果较好。在地质情况不明或者地质参数获取难度大时,利用图版可以根据较少参数快速、直观地提供含气量理论计算数值,尤其是在页岩气勘探初期,可为快速评价页岩气资源潜力和合理预测有利区提供依据。

2.4 页岩含气量图版应用

通过有机质类型、有机碳含量和相应孔隙度数据,

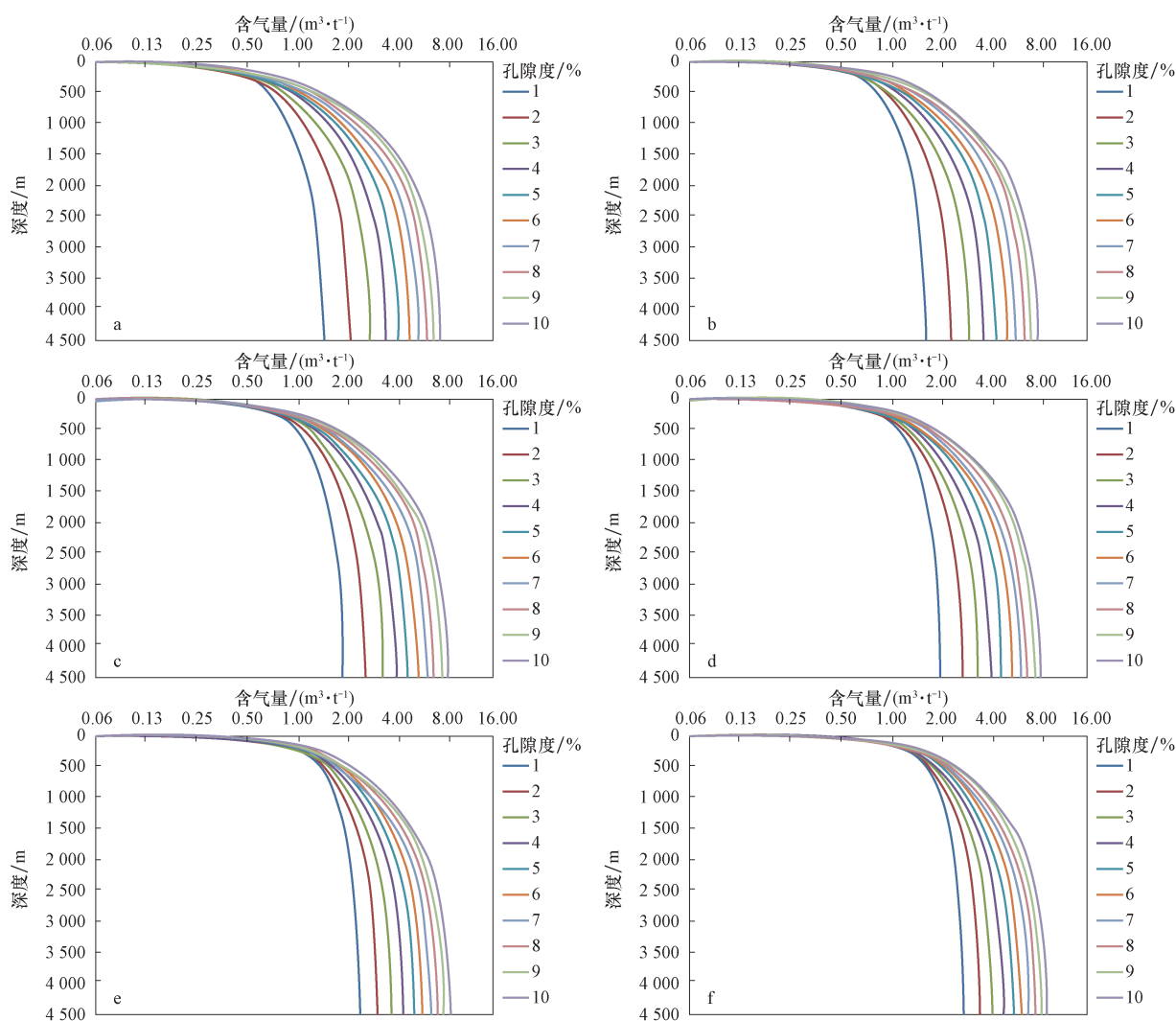


图4 Ⅲ型干酪根页岩含气量部分图版

Fig. 4 Chart of shale gas content of type Ⅲ kerogen

a. TOC(有机碳含量)=0.5%;b. TOC=1.0%;c. TOC=1.5%;d. TOC=2.0%;e. TOC=3.0%;f. TOC=4.0%

表 2 不同地区页岩含气量实测值与图版理论值对比
Table 2 Comparison between the measured values and theoretical values of gas content in different areas

地区	深度/m	有机质类型	有机碳含量/%	孔隙度/%	图版理论值/ ($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	实测值/ ($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)
贵州	764.48	I 型	3.44	2.87	2.3	2.00
贵州	805.30	I 型	1.63	2.08	1.4	1.79
贵州	852.30	II 型	2.20	2.39	1.8	1.80
贵州	606.00	II 型	0.76	0.60	0.8	0.76
辽河油田	2 735.00	II 型	2.25	0.70	2.0	1.82
辽河油田	2 761.50	II 型	5.55	2.50	5.3	5.76
辽河油田	1 330.00	III 型	1.60	0.60	1.3	0.70
延长油矿	1 730.00	II 型	3.50	1.50	2.8	2.36
延长油矿	973.00	II 型	2.58	3.50	2.3	2.03

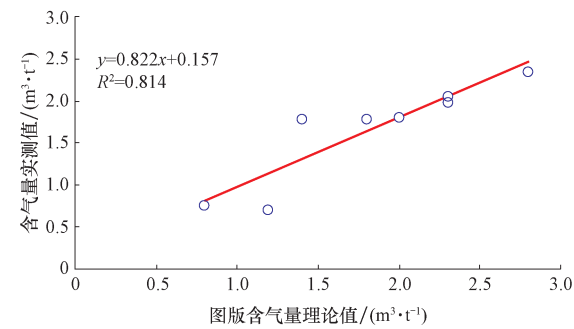


图 5 不同地区含气量实测值与图版理论值关系
Fig. 5 Correlation between the measured value and theoretical value of gas content in different areas

可从相应页岩含气量图版中快速获得含气量数值。为了检验页岩含气量图版的准确性,选取了南方地区(贵州)、辽河凹陷和延长油矿等 3 个地区的现场解吸实验得到的实测含气量值,与图版法得到的含气量进行对比(表 2;图 5)。

从表 2 和图 5 中可以看出,3 个地区的含气量实测值与页岩含气量图版理论值误差较小,在可接受范围内,拟合系数(R^2)超过了 0.8。造成图版理论值与实测值差异还有其他因素影响,主要包括两方面:第一,页岩含气量图版值是页岩在一定条件(TOC 和孔隙度 Φ_g)下计算的理论含气量,而对于经历过构造作用、地层破坏和水滤等其他复杂地质作用的页岩地层,由于受到上述作用的破坏而造成原始地层含气量的逸散损失,使得含气量实测值比理论计算值偏小;第二,对于页岩地层原始储气就未到达饱和的情况,所得实测值与理论值也有误差。因此为了获得更为准确的含气量预测,需要考虑更多的因素。

I 型、II 型和 III 型干酪根页岩含气量理论值差异主要体现在页岩的吸附能力和孔隙发育两个方面。III 型干酪根吸附能力比 I 型和 II 型干酪根吸附能力都强,使得 III 型页岩吸附气含量最大,页岩游离气含量主要受页岩孔隙度和含气饱和度影响,从而在页岩孔隙

度和含气饱和度一定的情况下,III 型页岩含气量最大,II 型页岩含气量次之,I 型页岩含气量较小。总的来说,页岩含气量图版简便实用,运用效果较好,可以满足页岩气勘探初期对含气量的基本要求。

3 应用条件讨论

页岩含气量图版的编制为页岩含气量预测提供了理论参考,尤其是在页岩气勘探初期或地质条件复杂情况下,地质参数较少,页岩含气量图版可以快速预测含气量,为合理评价页岩气资源潜力和预测有利区提供了依据。

在利用页岩含气量图版进行含气量预测时,需要考虑以下条件:页岩含气量图版是页岩在一定条件(TOC 和孔隙度 Φ_g)下理论计算的含气量,而与生气多少、生气过程及保存好坏无关系。因此页岩含气量图版对于页岩发育及保存条件好的地层的含气量预测较为准确;在地质条件过于复杂、构造作用强烈、地层破坏严重等情况下,由于原始地层含气量的逸散损失,会使页岩含气量图版预测含气量与实际含气量存在很大偏差。另外,在地层原始储气未到达饱和的情况下,会使得实测含气量比理论计算含气量偏小,这要求考虑更多的地质参数来进行含气量的预测。

4 结论

1) 不同有机质类型的泥页岩吸附气量存在差别,主要表现为单位 TOC 的吸附能力不同,即 III 型 > II 型 > I 型,说明有机质类型是页岩吸附气量的主要影响因素。

2) 图版揭示了页岩含气量随深度的增大而变大,但变大趋势逐渐降低; TOC 和有机质类型一定时,同一深度的页岩含气量随孔隙度的增大而变大,但变大趋势同样逐渐减小;而孔隙度和有机质类型一定时,同一深度的页岩含气量随 TOC 的增加而变大;在 TOC 和孔隙度一定时,相同深度的不同有机质类型页岩含气量也具有相对差异,即 III 型 > II 型 > I 型。

3) 图版可以根据较少参数快速、直观地提供含气量预测数值。尤其是在页岩气勘探初期地质参数较少的情况下,页岩含气量图版的建立从理论上预测含气量,为快速评价页岩气资源潜力和预测有利区提供了依据。不同地区的含气量实测值与图版理论值的对比结果证明图版具有较好的实用价值。

参 考 文 献

[1] 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,2012,02:349-361.
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, 02: 349–361.
- [2] 张金川, 林腊梅, 李玉喜, 等. 页岩气资源评价方法与技术: 概率体积法[J]. *地质前缘*, 2012, 19(2): 184–191.
- Zhang Jinchuan, Lin Lamei, Li Yuxi, et al. The method of shale gas assessment: probability volume method[J]. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(2): 184–191.
- [3] 张琴, 刘洪林, 拜文华, 等. 渝东南地区龙马溪组页岩含气量及其主控因素分析[J]. *天然气工业*, 2013, 05: 35–39.
- Zhang Qin, Liu Honglin, Bai Wenhua, et al. Shale gas content and its main controlling factors in Longmaxi shales in southeastern Chongqing[J]. *Natural Gas Industry*, 2013, 05: 35–39.
- [4] 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 Yuxi, Qiao Dewu, Jiang Wenli, et al. Gas content of gas-bearing shale and its geological evaluation summary[J]. *Geological Bulletin of China*, 2011, 30(2/3): 308–317.
- [5] 杨超, 张金川, 李婉君, 等. 辽河坳陷沙三、沙四段泥页岩微观孔隙特征及其成藏意义[J]. *石油与天然气地质*, 2014, 04: 286–294.
- Yang Chao, Zhang Jinchuan, Li Wanjuan, et al. Microscopic pore characteristic of Sha-3 and Sha-4 shale and their accumulation significance in Liaohe Depression[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 04: 286–294.
- [6] 葛明娜, 张金川, 李晓光, 等. 辽河东部凸起上古生界页岩含气性分析[J]. *断块油气田*, 2012, 06: 722–726.
- Ge Mingna, Zhang Jinchuan, Li Xiaoguang, et al. Gas-bearing property analysis on Upper Paleozoic shale in eastern Uplift of Liaohe Basin[J]. *Fault Block Oil & Gas Field*, 2012, 06: 722–726.
- [7] 谢忱, 张金川, 李玉喜. 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.
- [8] 张金川, 徐波, 聂海宽, 等. 中国页岩气资源勘探潜力[J]. *天然气工业*, 2008, 28(6): 136–140.
- Zhang Jinchuan, Xu Bo, Nie Haikuan, et al. Exploration potential of shale gas resources in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2008, 28(6): 136–140.
- [9] 邹才能, 董大忠, 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, 06: 641–653.
- Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Shejiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, 06: 641–653.
- [10] 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, 07: 15–18.
- Zhang Jinchuan, Jin Zhijun, Yuan Mingsheng. Shale gas accumulation mechanism and its distribution[J]. *Natural Gas Industry*, 2004, 07: 15–18.
- [11] 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.
- [12] 韩双彪, 张金川, 邢雅文, 等. 渝东南下志留统龙马溪组页岩气聚集条件与资源潜力[J]. *煤炭学报*, 2013, z1: 168–173.
- Han Shuangbiao, Zhang Jinchuan, Xing Yawen, et al. Shale gas accumulation conditions and resource potential of the Lower Silurian Longmaxi Formation in southeast Chongqing[J]. *Journal of China Coal Society*, 2013, z1: 168–173.
- [13] 张金川, 边瑞康, 荆铁亚, 等. 页岩气理论研究的基础意义[J]. *地质通报*, 2011, 30(2/3): 318–323.
- Zhang Jinchuan, Bian Ruikang, Jin Tieya, et al. Fundamental significance of gas shale theoretical research[J]. *Geological Bulletin of China*, 2011, 30(2/3): 318–323.
- [14] 牟中海. 计算地层古厚度的一种方法[J]. *石油实验地质*, 1993, 04: 414–422.
- Mou Zhonghai. A new method to calculate the ancient thickness of sedimentary sequences[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 1993, 04: 414–422.
- [15] 涂乙, 邹海燕, 孟海平, 等. 页岩气评价标准与储层分类[J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(1): 153–158.
- Tu Yi, Zou Haiyan, Meng Haiping, et al. Evaluation criteria and classification of shale gas reservoirs[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(1): 153–158.
- [16] 单衍胜, 张金川, 李晓光, 等. 辽河盆地东部凸起太原组页岩气聚集条件及有利区预测[J]. *大庆石油学院学报*, 2012, 01: 1–8.
- Shan Yansheng, Zhang Jinchuan, Li Xiaoguang, et al. shale gas accumulation factors and prediction of favorable area of Taiyuan formation in Liaohe Eastern Uplift[J]. *Journal of Daqing Petroleum Institute*, 2012, 36(1): 1–7.
- [17] 杨德婷, 张金川, 王香增, 等. 陆相页岩气的泥页岩评价——以延长寺湾组上三叠统延长组长7段为例[J]. *东北石油大学学报*, 2012, 04: 10–17.
- Yang Yiting, Zhang Jinchuan, Wang Xiangzeng, et al. Source rock evaluation of continental shale gas: a case study of Chang 7 of Mesozoic Yanchang Formation in Xia Siwan area of Yanchang[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2012, 36(1): 10–17.
- [18] 龙鹏宇, 张金川, 李玉喜, 等. 重庆及其周缘地区下古生界页岩气成藏条件及有利区预测[J]. *地质前缘*, 2012, 19(2): 221–233.
- Long Pengyu, Zhang Jinchuan, Li Yuxi, et al. Reservoir forming conditions and strategic select favorable area of shale gas in the Lower Paleozoic of Chongqing and its adjacent areas[J]. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(2): 221–233.
- [19] Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A, et al. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, north central Texas: Gas shale play with multitrillion cubic foot potential[J]. *AAPG Bulletin*, 2005, 89(2): 155–175.
- [20] 胡明毅, 邓庆杰, 胡忠贵. 上扬子地区下寒武统牛蹄塘组页岩气成藏条件[J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(2): 272–279.
- Hu Mingyi, Deng Qingjie, Hu Zhonggui. Shale gas accumulation conditions of the Lower Cambrian Niutitang Formation in Upper Yangtze region[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(2): 272–279.
- [21] 李武广, 杨胜来, 徐晶, 等. 考虑地层温度和压力的页岩吸附气含量计算新模型[J]. *天然气地球科学*, 2012, 04: 791–796.
- Li Wuguang, Yang Shenglai, Xu Jing, et al. A new model for shale adsorptive gas amount under a certain geological conditions of temperature and pressure[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2012, 04: 791–796.