

doi:10.3799/dqkx.2017.094

涪陵地区页岩含气量计算模型及应用

张晓明¹, 石万忠^{1,2*}, 舒志国³, 徐 壮¹, 王 超¹, 袁 琪¹, 徐清海¹, 王 任¹

1. 中国地质大学资源学院, 湖北武汉 430074

2. 中国地质大学构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北武汉 430074

3. 中石化江汉油田分公司勘探开发研究院, 湖北武汉 430223

摘要: 目前页岩含气量的预测获取方法主要包括现场解吸法、测井解释法、等温吸附法、线性拟合法以及地震反演法等, 但每种方法都存在不足, 因此研制了涪陵地区页岩含气量计算模型, 为页岩资源量评价奠定基础. 以岩心实验为基础, 筛选并分析了研究区页岩游离气含量和吸附气含量的主控参数, 分别建立了游离气含量和吸附气含量的计算模型, 最终利用该模型得到了研究区页岩含气量与孔隙度、TOC 和深度的演化图版以及单井页岩含气量分布特征. 当孔隙度和 TOC 一定时, 页岩含气量随深度的增加而增加, 但是增加幅度逐渐降低; 当深度一定时, 页岩含气量随孔隙度和 TOC 的增大而增加. A 井五峰组—龙马溪组页岩气储层含气量呈现“上低下高”且随深度的增加而明显增加的特征; 其中下部 I 段储层段, 总含气量高达 7.76 m³/t, 游离气含量占 60.57%, 为优质层段.

关键词: 涪陵; 页岩含气量; 演化; 分布特征; 石油地质.

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2017)07-1157-12

收稿日期: 2016-10-30

Calculation Model of Shale Gas Content and Its Application in Fuling Area

Zhang Xiaoming¹, Shi Wanzhong^{1,2*}, Shu Zhiguo³, Xu Zhuang¹, Wang Chao¹, Yuan Qi¹, Xu Qinghai¹, Wang Ren¹

1. Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

2. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development of Jiangnan Oilfield Company, SINOPEC, Wuhan 430223, China

Abstract: The existing prediction methods of shale gas content include in situ desorption, logging interpretation, isothermal adsorption, linear fitting, seismic inversion and so on, but each method is deficient in some aspects. A new calculation model of shale gas content in Fuling area is established in this study, laying the foundation for the evaluation of shale resources. Based on the core experiment, the main controlling factors were selected through analyzing the influencing factors of shale free gas content and adsorbed gas content in Fuling area. Then, calculation models of free gas content and adsorbed gas content were established respectively with the integration of the theoretical calculation model and experimental formula to analyze the main controlling factors. Finally, the evolution charts of shale gas content versus porosity, TOC and depth and distribution characteristics of shale gas content in single well in studied area were obtained utilizing the calculation models proposed above. The shale gas content increases with depth when porosity and TOC are constant, but the increment decreases progressively; when the depth is certain, the shale gas content increases with porosity and TOC. The shale gas content of Wufeng Formation and Longmaxi Formation of well A increases with layer depth; the total gas content is up to 7.76 m³/t under lower shale reservoir of Member 1, the content of free gas accounted for 60.57%, which indicates high-quality member for shale gas reservoir.

Key words: fuling; shale gas content; evolution; distribution characteristics; petroleum geology.

基金项目: 中国地质调查局油气基础性公益性地质调查项目(No. DD20160185); 国家重大油气专项(No. 2016ZX05034-002-003); 国家自然科学基金项目(No. 41672134); 国家基础地质调查项目(No. 12120114055801); 高等学校创新引智计划(No. B14031).

作者简介: 张晓明(1989-), 男, 博士研究生, 主要从事页岩气研究. ORCID: 0000-0002-5388-0924. E-mail: 313477907@qq.com

* **通讯作者:** 石万忠, ORCID: 0000-0003-0207-708X. E-mail: shiwz@cug.edu.cn

引用格式: 张晓明, 石万忠, 舒志国, 等, 2017. 涪陵地区页岩含气量计算模型及应用. 地球科学, 42(7): 1157-1168.

0 引言

页岩含气量是指每吨页岩中所含天然气折算到标准压力和温度(101.325 kPa, 25 °C)条件下的天然气总量,包括游离气、吸附气和溶解气. 游离气是指以游离状态存储于页岩微裂缝和孔隙中的天然气,吸附气是指吸附于有机质颗粒、黏土矿物颗粒表面上的天然气,溶解气是指溶解于干酪根、沥青质以及液态原油中的天然气;一般以游离气和吸附气为主,溶解气仅少量存在(Curtis, 2002; Montgomery *et al.*, 2005; Jarvie *et al.*, 2007; 李玉喜等, 2011; 宋涛涛和毛小平, 2013; Pan *et al.*, 2016).

页岩含气量是页岩气资源评价和有利区优选的关键性参数,也是评价页岩是否具有商业开采价值的一个重要标准. 目前页岩含气量的预测获取方法主要包括现场解吸法、测井解释法、等温吸附法、线性拟合法以及地震反演法等. 页岩储层实际含气量需要通过现场解吸法才能获得,但受取心方式和提钻时间的影响,损失气含量估算误差较大,而且由于测试时间长、费用高等原因,一般仅测试储层段有限的的数据(Waechter *et al.*, 2004; Shtepani *et al.*, 2010; 唐颖等, 2011). 通过测井资料结合实验测试数据建立页岩含气量测井解释模型,可以求得整个页岩储层段连续的含气量数据. Lewis *et al.* (2004)提出了页岩含气量测井计算模型,该模型被斯伦贝谢公司用在测井解释软件中. 唐颖等(2014)和石文睿等(2015)利用测井解释法,分别求取了澳大利亚 Eromanga 盆地白垩系 Toolebuc 页岩和焦石坝地区上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩含气量. 但是测井解释方法适用范围较小,仅针对单井页岩含气量的计算,并不能得到区域上含气量的演化特征. 等温吸附法获得的是页岩最大吸附气含量,并没有考虑到游离气含量,故与实际含气量差别较大(唐颖等, 2014; 薛冰等, 2015). 聂海宽和张金川(2012)在研究四川盆地及其周缘下古生界页岩时认为,页岩含气量主要受有机地球化学参数、矿物组成、物性参数等内部因素以及深度、温度、压力等外部因素的影响,并选取主控参数与实测含气量进行多元线性回归拟合得到页岩含气量计算公式. 地震反演法主要是从页岩实测含气量出发,利用地球物理测井资料,优选出与含气量相关性最好的参数,建立计算含气量的区域性统计学方程,并结合三维地震数据体,反演出含气量数据体,从而达到定量预测页岩含气量的目的. 郭旭升等(2015)采用叠前反演,预测了焦

石坝地区页岩含气量剖面及平面分布特征. 但是线性拟合法和地震反演法的准确性受到含气量实测值、地震资料精度等的制约.

由于上述各方法在获取页岩含气量中存在不足,故本文研制了涪陵地区页岩含气量计算模型,对页岩含气量及其演化特征开展研究,力图快速准确地预测该地区页岩含气量大小,为后续页岩资源量评价奠定基础.

1 区域地质

涪陵地处四川盆地东南部,构造上隶属于四川盆地东部川东隔挡式褶皱带,位于万县复向斜南部与方斗山复背斜西侧的交汇区域(图 1),研究区内已钻的各参数井和探井均位于包鸾—焦石坝背斜带. 涪陵页岩气田焦石坝构造为主体平缓、边缘被北东向和近南北向两组断层所夹持的似箱状断背斜构造(郭彤楼和张汉荣, 2014),构造高点位于研究区东北部.

晚奥陶世—早志留世,四川盆地及周缘夹持在南部黔中隆起、西部川中隆起、东部雪峰隆起 3 大古隆起之间,向北与秦岭相通,形成“三隆夹一坳”的半闭塞滞留环境,使得早中奥陶世具备广海特征的海域变为被隆起所包围的局限海域,形成大面积低能、缺氧的沉积环境. 研究区在上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组底部沉积时期主体为深水陆棚沉积环境,发育了一套暗色、细粒、富硅质、富有机质泥页岩(Guo, 2013; 郭彤楼和张汉荣, 2014).

纵向上,依据岩性、电性及生物特征等的变化,

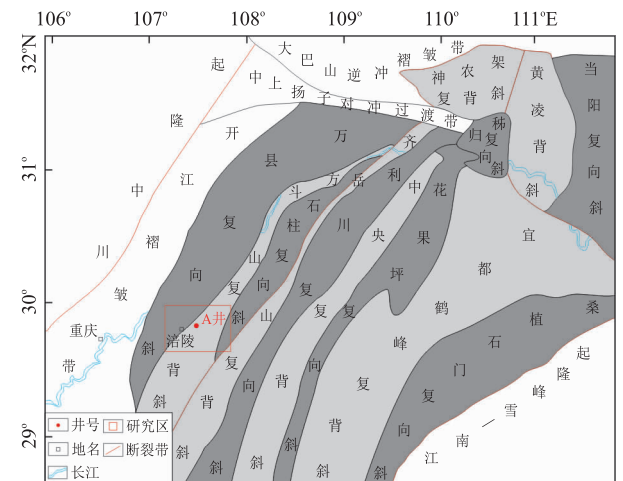


图 1 涪陵地区构造位置

Fig. 1 Tectonic location of Fuling area

引自梅廉夫等(2010)

研究区上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组底部页岩气储层被进一步划分为3个层段. 下部I段储层段, 位于深水硅泥质陆棚微相(I₁亚段)和深水泥质陆棚微相(I₂亚段)沉积环境, 发育暗色富硅质富有机质泥页岩和暗色富有机质泥页岩, 具备高有机质含量和高自生硅质含量的“双高”典型特征; 测井显示高自然伽马(GR)、高铀(U)、低密度(DEN)、低钍/铀(TH/U)特征, 其中TH/U小于2. 中部II段储层段, 位于深水砂泥质陆棚微相沉积环境, 发育暗色富有机质砂泥质泥页岩, 有机质含量和自生硅质含量普遍较低, 陆源硅质含量相对较高; 测井显示低GR、低U、高DEN、高TH/U值特征, 其中TH/U大于2. 上部III段储层段, 位于深水混积陆棚微相(III₁亚段)和深水砂泥质陆棚微相(III₂亚段)沉积环境, 发育暗色富有机质钙质泥页岩和暗色富有机质砂泥质泥页岩, 有机质含量相对较高, 陆源硅质含量有所增加; 测井显示较低GR、较低U、高DEN、较高TH/U值特征, 其中TH/U大于2.

2 页岩含气量计算模型

2.1 页岩吸附气含量计算模型

吸附气一般吸附于页岩有机质和黏土矿物表面, 其影响因素包括有机碳含量、有机质类型及成熟度、矿物成分和含量、孔隙结构、含水量以及温压条件. 在恒定的温度条件下, Langmuir模型(Langmuir, 1918)给出了压力与吸附气含量之间定量的评价, 由于该等温吸附模型简明, 并且具有足够高的精度而得到了广泛的应用(Lewis *et al.*, 2004; Ambrose *et al.*, 2012; Ji *et al.*, 2014, 2015). 本文使用Langmuir模型来描述页岩的甲烷吸附能力:

$$G_a = G_L \times \frac{P}{P + P_L}, \quad (1)$$

式中: G_a 为吸附气含量, m^3/t ; P 为气体压力, MPa; G_L 为Langmuir体积, 代表最大吸附能力, 其物理意义是在给定的温度条件下页岩吸附甲烷达到饱和时的吸附气含量, m^3/t ; P_L 为Langmuir压力, 即Langmuir体积的一半所对应的压力, MPa.

2.1.1 Langmuir体积表征方法 有机碳是影响页岩吸附能力的主要因素之一. 应用先进的氩离子剖光和高分辨率扫描电子显微镜技术, 学者们已经发现页岩有机碳中发育了复杂的纳米级别孔隙网络(Slatt and O'Brien, 2011; Curtis *et al.*, 2012; Loucks *et al.*, 2012; 张林晔等, 2015; 杨永飞等, 2016). 这些有机碳

中的微孔隙对页岩甲烷吸附能力有重要的贡献, 相比于大孔, 它们不仅能够提供更多的比表面积而且具有更大的吸附能. 另外, 有机碳是烃类气体的来源, 控制着气体生成量的强度(Wang *et al.*, 2013). Zhang *et al.* (2012)和Tan *et al.* (2014)通过实验发现页岩饱和吸附量与有机碳含量之间有明显的线性关系, 并给出了拟合关系式. 其余部分学者如Ross and Bustin (2007)、Gasparik *et al.* (2014)和Yang *et al.* (2015)分别对加拿大东北部下侏罗统Gordondale组页岩、欧洲Alum页岩和Posidonia页岩、美国Barnett页岩以及中国四川盆地下志留统页岩的研究也证实了有机碳含量越高, 页岩的饱和吸附量越大(图2). 笔者将涪陵地区烘干样品在85℃(近似储层温度)条件下进行等温吸附实验, 结果表明页岩的饱和吸附量与有机碳含量之间存在良好的正相关关系, 且相关系数较高(图2). 基于涪陵地区大量的实验测试数据, 采用最小二乘法拟合得到涪陵地区页岩Langmuir体积与TOC之间的线性回归方程为:

$$G_L = 0.921 \times \text{TOC} + 0.625, R^2 = 0.750, \quad (2)$$

黏土矿物是除了有机碳外另一影响页岩吸附能力的重要因素, 与石英和方解石相比, 黏土矿物具有较多的微孔隙和较大的比表面积, 从而对甲烷具有较强的吸附能力(Venaruzzo *et al.*, 2002; Volzone *et al.*, 2002; Ross and Bustin, 2007, 2008, 2009; Chalmers and Bustin, 2008; Tan *et al.*, 2014). 然而Wang *et al.* (2013)研究四川盆地下寒武统、下志留统和上二叠统页岩样品时发现, 黏土矿物含量与甲烷吸附量具有负相关关系; Gasparik *et al.* (2014)研究欧洲Alum、Mississippian、Pennsylvanian、Posidonia页岩样品和美国Barnett、Haynesville、Eagle Ford页岩样品时发现, 黏土矿物含量与甲烷吸附量没有相关性. 为了确定本地区的黏土矿物是否对页

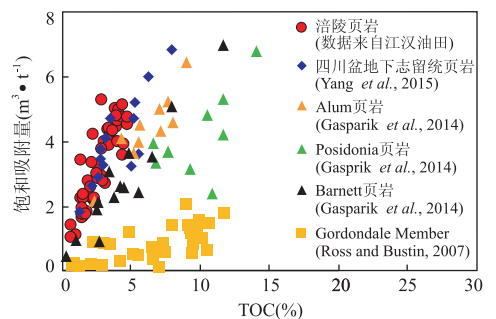


图2 页岩有机碳含量与饱和吸附量关系

Fig. 2 Relationship of Langmuir volume and TOC of different organic-rich shales

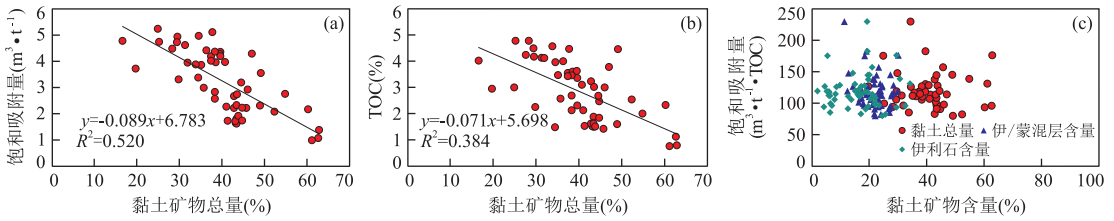


图 3 涪陵地区页岩黏土矿物对饱和和吸附量的影响

Fig. 3 Effect of clay minerals on the Langmuir volume of shales in Fuling area

数据来自江汉油田

岩的吸附能力有影响,以页岩样品 Langmuir 吸附量对黏土矿物总量作图,图 3a 显示黏土矿物总量与页岩饱和和吸附量呈现一定的负相关关系.事实上,高黏土矿物含量的样品由于其较低的有机碳含量(图 3b),造成其饱和吸附量较低,这也从侧面反映出有机碳是控制本地区富有机质页岩甲烷吸附能力的主要因素.当把 Langmuir 吸附量对有机碳进行归一化处理,笔者发现页岩的甲烷吸附量与黏土矿物总量以及占主导的黏土矿物(伊/蒙混层和伊利石)含量之间都没有明显的相关关系(图 3c).应该指出的是,研究区蒙脱石大部分已转化成伊/蒙混层和伊利石,而伊/蒙混层和伊利石的吸附能力明显低于纯净的蒙脱石(Ji *et al.*, 2012),这也导致了黏土矿物对本地区富有机质页岩的吸附能力没有明显影响.

此外,页岩中的含水量对其吸附能力有很大影响.一般来说,在一定的范围内吸附气含量与页岩的含水量呈负相关关系.页岩内孔隙表面上可供气体分子吸附的有效位点是一定的,页岩中水含量越高,可能占据的有效吸附位点就越多,相对留给气体分子吸附的有效位点就会减少,从而降低了其吸附能力. Ross and Bustin(2007)对加拿大东北部下侏罗统页岩吸附能力的研究表明,水分可以使其吸附能力降低 40%;Hildenbrand *et al.* (2006)发现水分会使煤层中的气体吸附量降低 60%~90%;Gasparik *et al.* (2014)也指出,与干样品相比,页岩相对湿度 >75%时,会使吸附能力下降 40%~60%.涪陵地区页岩干样和平衡水样在相同实验条件下的甲烷等温吸附实验结果显示,在相同的温度和压力条件下平衡水样比干样的甲烷吸附量要低(图 4a~4e).研究区页岩样品在平衡水状态和干燥状态条件下甲烷吸附能力之间的关系式为 $G_{SC_{meq}} = 0.917 \times G_{SC_{dry}}$ (图 4f),这也表明水含量降低了约 8%的页岩吸附能力.所以,地层条件下涪陵地区页岩 Langmuir 体积为 92%干样 G_L .

2.1.2 Langmuir 压力表征方法 前人研究表明,

Langmuir 压力自然对数与温度倒数之间有很好的线性关系(Gasparik *et al.*, 2014; Ji *et al.*, 2015; Yang *et al.*, 2015),这种关系在世界多处页岩样品中得到证实(图 5),包括美国 Barnett 页岩和 Haynesville 页岩,欧洲 Alum 页岩和 Posidonia 页岩,以及中国四川盆地和上扬子地台下志留统页岩.涪陵地区页岩样品的等温吸附实验分别在 30 °C 和 85 °C 条件下进行(图 6),得到不同温度对应的 Langmuir 特征数据,采用最小二乘法拟合得到涪陵地区 Langmuir 压力自然对数和温度倒数之间的经验关系式为:

$$\ln P_L = \frac{-1447.46}{t + 273.15} + 5.65, R^2 = 0.933, (3)$$

将涪陵地区页岩 Langmuir 体积与 TOC 之间的关系式(2)和 Langmuir 压力与温度之间的关系式(3)代入 Langmuir 模型式(1)中,可以得到吸附气含量与 TOC、温度和压力的表征公式为:

$$G_a = \frac{92\% \times (0.921 \times TOC + 0.625) \times P}{P + \exp\left(\frac{-1447.46}{t + 273.15} + 5.65\right)}, (4)$$

地层压力和温度与埋藏深度的计算公式近似地表示为:

$$P = P_C \times \rho_w \times g \times h \times 10^{-6}, (5)$$

$$t = t_0 + t_G \times h, (6)$$

式中: P 为地层压力, MPa; t 为地层温度, °C; P_C 为地层压力系数; ρ_w 为水体的密度, kg/m³; g 为重力加速度, N/kg; t_0 为地表温度, °C; t_G 为地温梯度, °C/m; h 为地层埋深, m.

将公式(5)和公式(6)代入公式(4)中,得到涪陵地区页岩吸附气含量与 TOC 和深度的表征公式为:

$$G_a = \frac{92\% \times (0.921 \times TOC + 0.625) \times P_C \times \rho_w \times g \times h \times 10^{-6}}{(P_C \times \rho_w \times g \times h \times 10^{-6}) + \exp\left(\frac{-1447.46}{(t_0 + t_G \times h) + 273.15} + 5.65\right)}, (7)$$

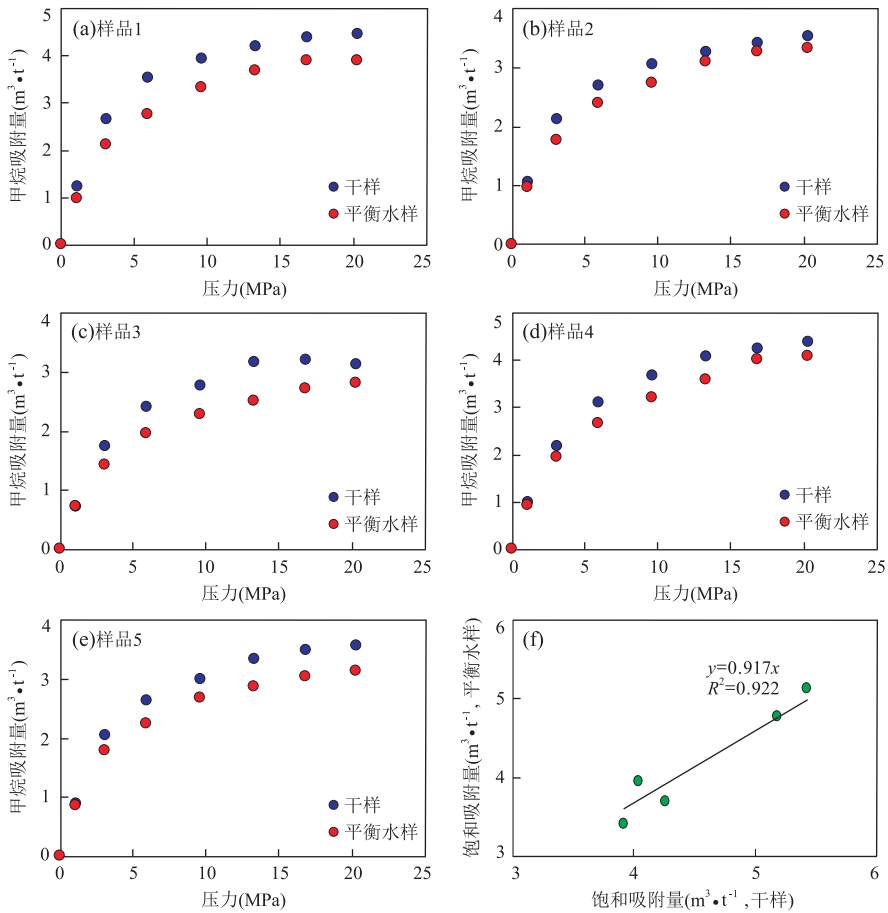


图 4 涪陵地区页岩平衡水样和干样等温吸附对比

Fig. 4 Comparison of methane sorption capacities under moisture-equilibrated conditions with those under dry conditions for Fuling shale samples

修改自郭旭升(2014)

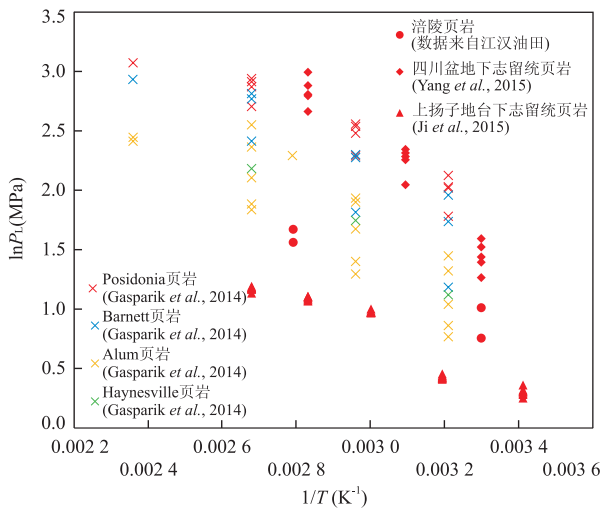


图 5 不同温度条件下页岩样品 $\ln P_L$ 与 $1/T$ 关系

Fig. 5 Linear relationships of the logarithm of Langmuir pressure versus the inverse of the temperature of different organic-rich shales

$T=t+273.15$, 单位为 K; t 为地层温度, 单位为 $^{\circ}\text{C}$

2.2 页岩游离气含量计算模型

游离气一般存储于页岩的孔隙和微裂缝中, 其含量的主要影响因素包括页岩孔隙度、含气饱和度以及温压条件等. Lewis *et al.* (2004) 提出页岩游离气含量计算公式为:

$$G_I = \frac{\Phi \times S_g}{B_g \times \rho_b} \quad (8)$$

式中: G_I 为游离气含量, m^3/t ; Φ 为孔隙度, %; S_g 为含气饱和度, %; B_g 为天然气体积系数, m^3/m^3 ; ρ_b 为地层密度, g/cm^3 .

Ambrose *et al.* (2012) 把页岩总孔隙体积分成吸附气体体积、游离气体体积和孤立的孔隙体积, 并考虑到吸附态气体的存在会占据游离气的容纳空间, 所以在计算游离气含量时要除去吸附气所占据的体积空间, 提出了新的游离气含量计算模型为:

$$G_f = \frac{\Phi \times S_g}{B_g \times \rho_b} - \frac{1.318 \times 10^{-6} \times M}{B_g \times \rho_s} \times G_a \quad (9)$$

式中: M 为天然气视分子量, g/mol , 甲烷为 16; ρ_s

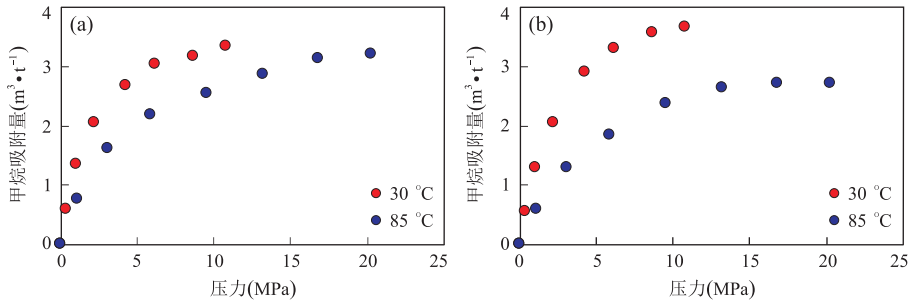


图 6 涪陵地区页岩样品 30 °C 和 85 °C 条件下等温吸附对比

Fig. 6 Methane adsorption isotherms of shale samples from Fuling area measured at 30 °C and 85 °C
数据来自江汉油田

为吸附态甲烷密度, g/cm^3 , 页岩储层一般取 0.37; G_a 为吸附气含量, m^3/t .

2.2.1 含气饱和度表征方法 目前,页岩含气饱和度的计算方法包括公式估算法和岩心分析法. 其中利用阿尔奇公式计算含气饱和度的约束条件是,仅有地层水导电而构成岩石骨架的矿物成分不导电. 涪陵地区由于页岩储层中发育导电矿物黄铁矿,会使页岩储层电阻率异常变小,阿尔奇公式计算得到的含气饱和度准确度变低,可靠性变差(石文睿等, 2015). 其次,阿尔奇公式的理论基础主要是针对低泥质含量的砂岩储层,对于纳米级孔隙的页岩储层,由于其孔隙结构的复杂性使得岩石导电系统更加复杂,因此基于阿尔奇公式计算页岩储层含气饱和度的适用性尚需要进一步研究(郭旭升, 2014).

而均质性孔隙型气体储层,其束缚流体饱和度和孔隙度的乘积趋于一个常数,因此可以通过建立密闭取心岩心分析含水饱和度和孔隙度之间的关系式,最终计算得到不同储层深度对应的含气饱和度值. 郭旭升(2014)根据涪陵地区 JY4 井页岩气储层封蜡岩心样实测原始含水饱和度和孔隙度之间的相关性分析(图 7),建立了含水饱和度计算模型($S_w = 382.39 \times \phi^{-1.4552}$),最终得到含气饱和度(S_g)计算公式为:

$$S_g = 100 - S_w = 100 - 382.39 \times \phi^{-1.4552}, \quad (10)$$

2.2.2 天然气体积系数表征方法 天然气体积系数是指地面标准状态(20 °C, 0.101 325 MPa)下单位体积天然气在地层条件下的体积. 天然气体积系数的计算公式为(薛冰等, 2015):

$$B_g = \frac{V_g}{V_{sc}}, \quad (11)$$

式中: V_g 为地层条件下 n mol 气体的体积, m^3 ; V_{sc} 为地面标准状态下 n mol 气体的体积, m^3 .

地层条件下的气体体积可用压缩因子状态方

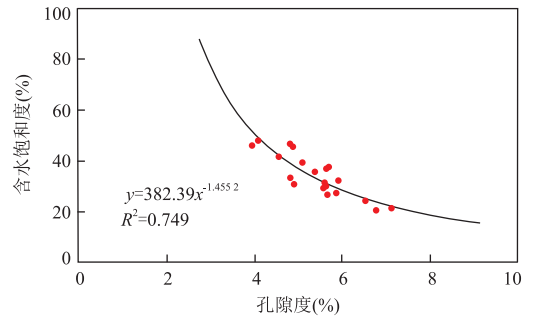


图 7 涪陵地区页岩密闭取心样含水饱和度与孔隙度关系
Fig. 7 Relationship between water saturation and porosity of sealed shale samples from Fuling area

引自郭旭升(2014)

程导出:

$$P \times V_g = Z \times n \times R \times (t + 273.15), \quad (12)$$

地面标准状态下的气体体积可用理想气体状态方程导出:

$$P_{sc} \times V_{sc} = n \times R \times (t_{sc} + 273.15), \quad (13)$$

式中: P 为地层压力, MPa; t 为地层温度, °C; n 为气体摩尔数, kmol; R 为通用气体常数, $(\text{MPa} \cdot \text{m}^3)/(\text{kmol} \cdot \text{K})$; Z 为压缩因子; 标准状态下, 地层压力 $P_{sc} = 0.101325$ MPa, 地层温度 $t_{sc} = 20$ °C, 所以:

$$B_g = \frac{[Z \times n \times R \times (t + 273.15)]/P}{[n \times R \times (20 + 273.15)]/0.101325} = 3.456 \times 10^{-4} \times Z \times \frac{(t + 273.15)}{P}, \quad (14)$$

公式(14)表明,要想得到天然气体积系数 B_g ,就必须首先得到天然气压缩因子 Z . 天然气压缩因子 Z 表示实际气体受到压缩后与理想气体受到相同压力压缩后在体积上的偏差. 目前常用的 Standing 通用压缩因子图版(Standing and Katz, 1942)的适用范围为视对比压力小于 15(约 60 MPa)的区域,显然,传统计算方法对于高压天然气的计算存在较大偏差. 针对该问题,管虹翔等(2011)综合利用传

统压缩因子图版与高压天然气压缩因子实验数据进行拟合,找到了高精度的能够同时兼顾高中低压范围的天然气压缩因子表征方法。

郭旭升(2014)对涪陵地区页岩储层段天然气组分分析得出,天然气以甲烷为主,摩尔分数为 97.22%~98.41%,平均为 98.11%,乙烷摩尔分数为 0.55%~0.80%,丙烷及以上重烃组分含量较少,二氧化碳摩尔分数为 0~0.37%,氮气摩尔分数为 0.80%~2.19%,未见硫化氢。天然气临界温度为 189.7~191.4 K,平均为 191.0 K,临界压力为 4.58~4.64 MPa,平均为 4.61 MPa。根据管虹翔等(2011)提出的天然气压缩因子表征方法,笔者计算出涪陵地区天然气压缩因子,并由公式(14)得到不同压力和温度条件下的天然气体积系数 B_g 。

2.2.3 地层密度表征方法 由于页岩中有机碳的密度明显低于围岩基质的密度,并且相同成熟度条件下,高有机碳页岩有机孔隙更为发育,更有利于气体的存储,使得优质页岩的密度值降低。Schmoker(1979)证实了页岩的地层密度与有机碳含量之间具有良好的线性关系。涪陵地区五峰组—龙马溪组页岩气储层,地层密度与有机碳含量之间也具有较为明显的负相关关系(陈祖庆,2014;李金磊和尹正武,2015;陈超等,2016;王健等,2016)。郭旭升(2014)采用最小二乘法,求得涪陵地区地层密度与有机碳含量之间的经验公式为:

$$\rho_b = -0.065 \times \text{TOC} + 2.757, R^2 = 0.819, \quad (15)$$

将上述含气饱和度、天然气体积系数以及地层密度表征公示代入页岩游离气含量计算公式(9)中,即得到涪陵地区页岩游离气含量与孔隙度、TOC、温度和压力的表征公示为:

$$G_f = \frac{\frac{\phi \times (100 - 382.39 \times \phi^{-1.4552})}{3.456 \times 10^{-4} \times Z \times \frac{(t+273.15)}{P}} \times (-0.065 \times \text{TOC} + 2.757)}{\frac{1.318 \times 10^{-6} \times 16}{3.456 \times 10^{-4} \times Z \times \frac{(t+273.15)}{P}} \times 0.37} \times G_a, \quad (16)$$

再将地层压力和温度与埋藏深度的计算公式代入公式(16)中,得到涪陵地区页岩游离气含量与孔隙度、TOC 和深度的表征公示为:

$$G_f = \frac{\frac{\phi \times (100 - 382.39 \times \phi^{-1.4552})}{3.456 \times 10^{-4} \times Z \times \frac{[(C_0 + t_G \times h) + 273.15]}{P_C \times \rho_w \times g \times h \times 10^{-6}}} \times (-0.065 \times \text{TOC} + 2.757)}{\frac{1.318 \times 10^{-6} \times 16}{3.456 \times 10^{-4} \times Z \times \frac{[(C_0 + t_G \times h) + 273.15]}{P_C \times \rho_w \times g \times h \times 10^{-6}}} \times 0.37} \times G_a, \quad (17)$$

3 页岩含气量计算模型的应用

3.1 页岩含气量演化图版

根据公式(7)和公式(17),可以得到涪陵地区不同孔隙度和有机碳含量条件下的页岩含气量随深度的演化特征。已知涪陵地区地层压力系数为 1.55,年平均地表温度为 15 °C,地温梯度为 2.83 °C/100 m(郭旭升,2014)。图 8 显示,当孔隙度和 TOC 一定时,涪陵地区页岩含气量随深度的增加而增加,增加趋势逐渐减小;但高孔隙度页岩相对低孔隙度页岩增加趋势有所变大。对单一图版而言,当孔隙度和深度一定时,页岩含气量随 TOC 的增大而增加;但高孔隙度页岩相对低孔隙度页岩增加趋势逐渐减小。对所有图版而言,当 TOC 和深度一定时,页岩含气量随孔隙度的增大而增加。

总体而言,涪陵地区页岩含气量随深度的增加而增加,但是增加幅度逐渐降低,尤其是当深度大于 2 000 m 时,增加不明显。在地层埋深小于 2 000 m 时,页岩吸附气含量和游离气含量都呈明显增加的趋势,使得页岩含气量快速增加。随着深度的继续增加,页岩吸附气含量增加变缓,达到峰值后,存在降低的趋势,而页岩游离气含量平稳增加,并成为页岩气的主体,使得页岩含气量在埋深较大时增加趋势降低(图 8)。

页岩含气量演化图版是在一定(TOC 和孔隙度)条件下计算的理论含气量,而与页岩生气强度、保存条件以及气体运移过程没有关系。因此,页岩含气量演化图版对于保存条件较好,且没有大范围气体运移地层的含气量预测较为准确。在构造作用强烈、地层破坏严重、气体大规模运移等情况下,页岩原始含气量逸散损失,使得预测含气量与实际含气量存在较大偏差。

涪陵地区五峰组—龙马溪组页岩有机碳含量高,有机质类型好(主要为 I 型干酪根),热演化程度适中(镜质体反射率 R_o 值为 2.20%~3.13%),页岩处于生气的有利阶段,生气强度较高(郭彤楼和刘若冰,2013;郭旭升等,2014)。涪陵地区页岩气储层的下伏地层为涧草沟组和宝塔组连续沉积的深灰色瘤状灰岩、灰岩,岩性致密,物性较差,对上覆页岩气层具有很好的封隔效果;上覆地层为大套致密的灰色—深灰色中厚层泥岩夹薄层粉砂质泥岩、粉砂岩,对下伏页岩气层具有较好的遮挡作用;从而使得涪陵页岩层保存条件良好(Guo, 2013;郭彤楼和刘若冰,2013;郭旭升等,2014)。涪陵地区主体为平缓的

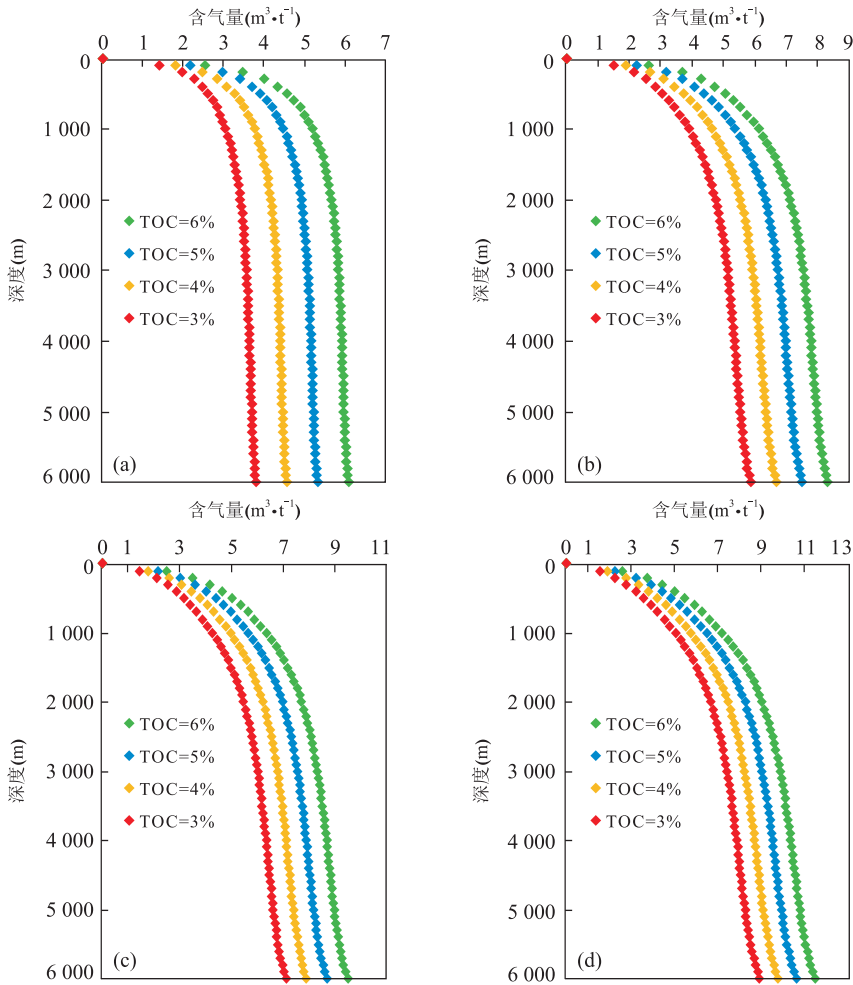


图 8 涪陵地区页岩含气量演化图版

Fig. 8 Evolution charts of shale gas content of Fuling area

a. 孔隙度为 3%; b. 孔隙度为 4%; c. 孔隙度为 5%; d. 孔隙度为 6%

背斜构造,使得该区不存在气体大范围运移,而是沿着微裂缝向背斜高部位微距离汇聚(郭彤楼和张汉荣,2014).较高的生气强度、良好的保存条件、没有大范围气体运移散失,决定了页岩含气量演化图版在涪陵地区具有较好的适用性.

3.2 单井页岩含气量计算

涪陵地区五峰组—龙马溪组页岩气储层的 TOC 与地层密度之间具有明显的负相关关系(陈祖庆,2014;李金磊和尹正武,2015;陈超等,2016;王健等,2016),故采用密度测井计算 TOC 含量;研究区页岩气储层声波测井曲线与氦气法岩心孔隙度相关性较好,并且郭旭升(2014)证实了利用声波测井计算孔隙度是可行的,因此本文用声波测井资料计算孔隙度.进而将上述页岩含气量计算模型应用到涪陵地区 A 井,笔者得到了该井上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩气储层的含气量分布(图 9),吸附气含量、游离气含量和总含气量均呈现“上低下

高”且随深度的增加而明显增加的特征.图 9 显示,Ⅲ段储层段吸附气含量平均值为 $1.20 \text{ m}^3/\text{t}$,游离气含量平均值为 $1.06 \text{ m}^3/\text{t}$,总含气量平均值为 $2.26 \text{ m}^3/\text{t}$;Ⅱ段储层段吸附气含量平均值为 $1.65 \text{ m}^3/\text{t}$,游离气含量平均值为 $1.26 \text{ m}^3/\text{t}$,总含气量平均值为 $2.92 \text{ m}^3/\text{t}$;Ⅰ段储层段吸附气含量平均值为 $3.06 \text{ m}^3/\text{t}$,游离气含量平均值为 $4.70 \text{ m}^3/\text{t}$,总含气量平均值为 $7.76 \text{ m}^3/\text{t}$.尤其值得注意的是,下部Ⅰ段约 40 m 厚的页岩气储层段,总含气量大,游离气含量高(占总含气量的 60.57%),为优质层段.

A 井上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组现场解吸法实测含气量平均为 $1.97 \text{ m}^3/\text{t}$,主要以损失气与解吸气为主,残余气含量较低,纵向上整体呈现出自上而下逐渐增加的特征(图 9).将计算含气量与现场解吸含气量进行对比后,笔者发现两者变化趋势相同,但是绝对值有所偏差,现场解吸含气量小于计算含气量.应当指出,损失气是页岩含气量的重要

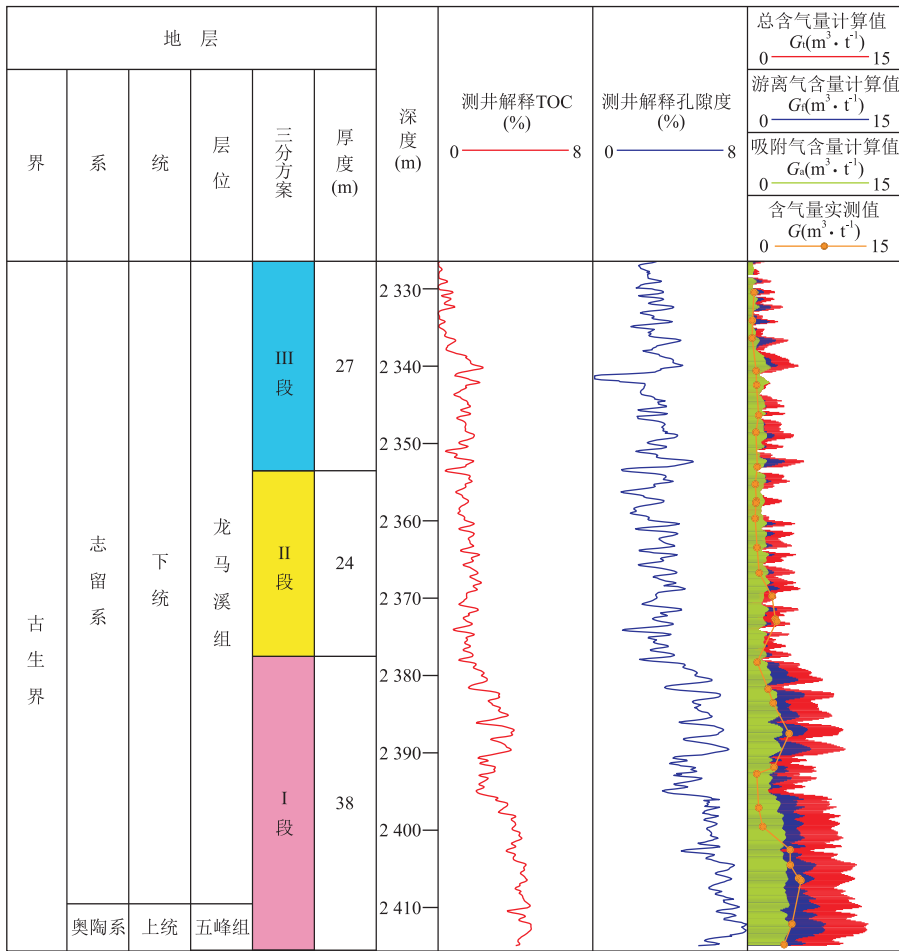


图 9 涪陵地区 A 井页岩气储层段含气量分布
Fig. 9 Shale gas content distribution of well A in Fuling area

组成部分,在钻井取心过程中,气体散失不可避免,取心方式、测定方法、逸散时间以及估算方法都会影响损失气量的大小,致使解吸法含气量不能代表岩石总含气量,通常要小于实际的总含气量(帅琴等, 2012). 此外,涪陵气田首口页岩气井在 2012 年试获 $20.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的高产页岩气,至今已钻探开发井 200 余口,2015 年完成 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 产能建设,年产页岩气 $35 \times 10^8 \text{ m}^3$ (郭彤楼, 2016),显然低的现场解吸含气量与如此高的产量也不免产生矛盾,这也从侧面证实了本文计算含气量的可靠性。

4 结论

(1)笔者以岩心实验为基础,筛选出涪陵地区页岩游离气含量和吸附气含量主控参数,将理论计算模型与经验公式结合起来对主控参数进行了分析,分别建立了游离气含量和吸附气含量计算模型,并利用该模型得到了研究区页岩含气量演化图版和单

井页岩含气量分布特征。

(2)涪陵地区页岩含气量演化图版显示:当孔隙度和 TOC 一定时,页岩含气量随深度的增加而增加,增加趋势逐渐减小,但高孔隙度页岩相对低孔隙度页岩增加趋势有所变大;当孔隙度一定时,相同深度的页岩含气量随 TOC 的增大而增加,但高孔隙度页岩相对低孔隙度页岩增加趋势逐渐减小;当 TOC 一定时,相同深度的页岩含气量随孔隙度的增大而增加。

(3)涪陵地区 A 井上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气储层含气量呈现“上低下高”且随深度的增加而明显增加的特征;其中下部 I 段页岩气储层段,总含气量大,游离气含量高,为优质层段。

致谢:文中实验数据来自中石化江汉油田分公司勘探开发研究院,在此表示诚挚的谢意! 同时感谢三位匿名审稿人的宝贵意见和建议!

References

Ambrose, R. J., Hartman, R. C., Diaz-Campos, M., et al.,

2012. Shale Gas-In-Place Calculations Part I; New Pore-Scale Considerations. *SPE Journal*, 17(1): 219—229. doi:10.2118/131772-pa
- Chalmers, G. R. L., Bustin, R. M., 2008. Lower Cretaceous Gas Shales in Northeastern British Columbia, Part I: Geological Controls on Methane Sorption Capacity. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 56(1): 1—21. doi:10.2113/gscpgbull.56.1.1
- Chen, C., Liu, Y., Wang, M. F., et al., 2016. Research on Shale TOC Content Prediction Techniques and Contrast in Jiaoshiba Area, Sichuan Basin, China. *Journal of Chengdu University of Technology: Science and Technology Edition*, 43(1): 50—58 (in Chinese with English abstract).
- Chen, Z. Q., 2014. Quantitative Seismic Prediction Technique of Marine Shale TOC and Its Application: A Case from the Longmaxi Shale Play in the Jiaoshiba Area, Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 34(6): 24—29 (in Chinese with English abstract).
- Curtis, J. B., 2002. Fractured Shale-Gas Systems. *AAPG Bulletin*, 86(11): 1921—1938. doi:10.1306/61eeddb-173e-11d7-8645000102c1865d
- Curtis, M. E., Sondergeld, C. H., Ambrose, R. J., et al., 2012. Microstructural Investigation of Gas Shales in Two and Three Dimensions Using Nanometer-Scale Resolution Imaging. *AAPG Bulletin*, 96(4): 665—677. doi:10.1306/08151110188
- Gasparik, M., Bertier, P., Gensterblum, Y., et al., 2014. Geological Controls on the Methane Storage Capacity in Organic-Rich Shales. *International Journal of Coal Geology*, 123: 34—51. doi:10.1016/j.coal.2013.06.010
- Guan, H. X., Duan, G. X., Qi, T., et al., 2011. A New Computing Method of Gas Compressibility Factor. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 18(2): 85—88 (in Chinese with English abstract).
- Guo, T. L., 2013. Evaluation of Highly Thermally Mature Shale-Gas Reservoirs in Complex Structural Parts of the Sichuan Basin. *Journal of Earth Science*, 24(6): 863—873. doi:10.1007/s12583-013-0384-4
- Guo, T. L., 2016. Discovery and Characteristics of the Fuling Shale Gas Field and Its Enlightenment and Thinking. *Earth Science Frontiers*, 23(1): 29—43 (in Chinese with English abstract).
- Guo, T. L., Liu, R. B., 2013. Implications from Marine Shale Gas Exploration Breakthrough in Complicated Structural Area at High Thermal Stage: Taking Longmaxi Formation in Well JY1 as an Example. *Natural Gas Geoscience*, 24(4): 643—651 (in Chinese with English abstract).
- Guo, T. L., Zhang, H. R., 2014. Formation and Enrichment Mode of Jiaoshiba Shale Gas Field, Sichuan Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 41(1): 28—36 (in Chinese with English abstract).
- Guo, X. S., 2014. Enrichment Mode and Exploration Technology in Jiaoshiba Area of Fuling Shale Gas Field. Science Press, Beijing (in Chinese).
- Guo, X. S., Hu, D. F., Wen, Z. D., et al., 2014. 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*, 41(3): 893—901 (in Chinese with English abstract).
- Guo, X. S., Yin, Z. W., Li, J. L., 2015. Quantitative Seismic Prediction of Marine Shale Gas Content, a Case Study in Jiaoshiba Area, Sichuan Basin. *Oil Geophysical Prospecting*, 50(1): 144—149 (in Chinese with English abstract).
- Hildenbrand, A., Krooss, B. M., Busch, A., et al., 2006. Evolution of Methane Sorption Capacity of Coal Seams as a Function of Burial History—A Case Study from the Campine Basin, NE Belgium. *International Journal of Coal Geology*, 66(3): 179—203. doi:10.1016/j.coal.2005.07.006
- Jarvie, D. M., Hill, R. J., Ruble, T. E., et al., 2007. Unconventional Shale-Gas Systems: The Mississippian Barnett Shale of North-Central Texas as One Model for Thermogenic Shale-Gas Assessment. *AAPG Bulletin*, 91(4): 475—499. doi:10.1306/12190606068
- Ji, L. M., Zhang, T. W., Milliken, K. L., et al., 2012. Experimental Investigation of Main Controls to Methane Adsorption in Clay-Rich Rocks. *Applied Geochemistry*, 27(12): 2533—2545. doi:10.1016/j.apgeochem.2012.08.027
- Ji, W. M., Song, Y., Jiang, Z. X., et al., 2014. Geological Controls and Estimation Algorithms of Lacustrine Shale Gas Adsorption Capacity: A Case Study of the Triassic Strata in the Southeastern Ordos Basin, China. *International Journal of Coal Geology*, 134—135: 61—73. doi:10.1016/j.coal.2014.09.005
- Ji, W. M., Song, Y., Jiang, Z. X., et al., 2015. Estimation of Marine Shale Methane Adsorption Capacity Based on Experimental Investigations of Lower Silurian Longmaxi Formation in the Upper Yangtze Platform, South China. *Marine and Petroleum Geology*, 68: 94—106. doi:10.1016/j.marpetgeo.2015.08.012
- Langmuir, I., 1918. The Adsorption of Gases on Plane Surfaces of Glass, Mica and Platinum. *Journal of the American Chemical Society*, 40(9): 1361—1403. doi:10.1021/ja02242a004

- Lewis, R. , Ingraham, D. , Percy, M. , et al. , 2004. New Evaluation Techniques for Gas Shale Reservoirs. Reservoir Symposium, Schlumberger.
- Li, J. L. , Yin, Z. W. , 2015. Seismic Quantitative Prediction Method of Shale Gas Reservoirs in the Jiaoshiba Area, Sichuan Basin. *Geophysical Prospecting for Petroleum*, 54 (3): 324—330 (in Chinese with English abstract).
- Li, Y. X. , Qiao, D. W. , Jiang, W. L. , et al. , 2011. Gas Content of Gas-Bearing Shale and Its Geological Evaluation Summary. *Geological Bulletin of China*, 30 (2/3): 308—317 (in Chinese with English abstract).
- Loucks, R. G. , Reed, R. M. , Ruppel, S. C. , et al. , 2012. Spectrum of Pore Types and Networks in Mudrocks and a Descriptive Classification for Matrix-Related Mudrock Pores. *AAPG Bulletin*, 96 (6): 1071—1098. doi: 10.1306/08171111061
- Mei, L. F. , Liu, Z. Q. , Tang, J. G. , et al. , 2010. Mesozoic Intra-Continental Progressive Deformation in Western Hunan-Hubei-Eastern Sichuan Provinces of China; Evidence from Apatite Fission Track and Balanced Cross-Section. *Earth Science*, 35 (2): 161—174 (in Chinese with English abstract).
- Montgomery, S. L. , Jarvie, D. M. , Bowker, K. A. , et al. , 2005. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, North-Central Texas; Gas-Shale Play with Multi-Trillion Cubic Foot Potential. *AAPG Bulletin*, 89(2): 155—175. doi: 10.1306/09170404042
- Nie, H. K. , Zhang, J. C. , 2012. Shale Gas Accumulation Conditions and Gas Content Calculation; A Case Study of Sichuan Basin and Its Periphery in the Lower Paleozoic. *Acta Geologica Sinica*, 86 (2): 349—361 (in Chinese with English abstract).
- Pan, L. , Xiao, X. M. , Tian, H. , et al. , 2016. Geological Models of Gas in Place of the Longmaxi Shale in Southeast Chongqing, South China. *Marine and Petroleum Geology*, 73: 433—444. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2016.03.018
- Ross, D. J. K. , Bustin, R. M. , 2007. Shale Gas Potential of the Lower Jurassic Gordondale Member, Northeastern British Columbia, Canada. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 55(1): 51—75. doi: 10.2113/gscpgbull.55.1.51
- Ross, D. J. K. , Bustin, R. M. , 2008. Characterizing the Shale Gas Resource Potential of Devonian-Mississippian Strata in the Western Canada Sedimentary Basin; Application of an Integrated Formation Evaluation. *AAPG Bulletin*, 92(1): 87—125. doi: 10.1306/09040707048
- Ross, D. J. K. , Bustin, R. M. , 2009. The Importance of Shale Composition and Pore Structure upon Gas Storage Potential of Shale Gas Reservoirs. *Marine and Petroleum Geology*, 26(6): 916—927. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2008.06.004
- Schmoker, J. W. , 1979. Determination of Organic Content of Appalachian Devonian Shales from Formation-Density Logs; GEOLOGIC NOTES. *AAPG Bulletin*, 63 (9): 1504—1537. doi: 10.1306/2f9185d1-16ce-11d7-8645000102c1865d
- Shi, W. R. , Zhang, C. M. , Zhang, Z. S. , et al. , 2015. Log Evaluation of Gas Content from Jiaoshiba Shale Gas Reservoir in Fuling Gas Field. *Well Logging Technology*, 39(3): 357—362 (in Chinese with English abstract).
- Shtepani, E. , Noll, L. A. , Elrod, L. W. , et al. , 2010. A New Regression-Based Method for Accurate Measurement of Coal and Shale Gas Content. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 13(2): 359—364. doi: 10.2118/115405-pa
- Shuai, Q. , Huang, R. C. , Gao, Q. , et al. , 2012. Research Development of Analytical Techniques for Shale Gas. *Rock and Mineral Analysis*, 31 (6): 931—938 (in Chinese with English abstract).
- Slatt, R. M. , O'Brien, N. R. , 2011. Pore Types in the Barnett and Woodford Gas Shales; Contribution to Understanding Gas Storage and Migration Pathways in Fine-Grained Rocks. *AAPG Bulletin*, 95(12): 2017—2030. doi: 10.1306/03301110145
- Song, T. T. , Mao, X. P. , 2013. Discussion on Gas Content Calculation Method of Shale Gas Resource Evaluation. *China Mining Magazine*, 22(1): 34—36, 52 (in Chinese with English abstract).
- Standing, M. B. , Katz, D. L. , 1942. Density of Natural Gases. *Transactions of the AIME*, 146(1): 140—149. doi: 10.2118/942140-g
- Tan, J. Q. , Weniger, P. , Krooss, B. , et al. , 2014. Shale Gas Potential of the Major Marine Shale Formations in the Upper Yangtze Platform, South China, Part II: Methane Sorption Capacity. *Fuel*, 129: 204—218. doi: 10.1016/j.fuel.2014.03.064
- Tang, Y. , Li, L. Z. , Jiang, S. X. , 2014. A Logging Interpretation Methodology of Gas Content in Shale Reservoirs and Its Application. *Natural Gas Industry*, 34 (12): 46—54 (in Chinese with English abstract).
- Tang, Y. , Zhang, J. C. , Liu, Z. J. , et al. , 2011. Use and Improvement of the Desorption Method in Shale Gas Content Tests. *Natural Gas Industry*, 31(10): 108—112, 128 (in Chinese with English abstract).
- Venaruzzo, J. L. , Volzone, C. , Rueda, M. L. , et al. , 2002. Modified Bentonitic Clay Minerals as Adsorbents of CO₂ and SO₂ Gases. *Microporous and Mesoporous Materials*, 56

- (1): 73—80. doi: 10. 1016/S1387—1811(02)00443—2
- Volzone, C., Rinaldi, J. O., Ortiga, J., 2002. N₂ and CO₂ Adsorption by TMA- and HDP-Montmorillonites. *Material Research*, 5(4): 475—479. doi: 10. 1590/S1516—14392002000400013
- Waechter, N. B., Hampton, G. L., Shippis, J. C., 2004. Overview of Coal and Shale Gas Measurement: Field and Laboratory Procedures. International Coalbed Methane Symposium, The University of Alabama, Tuscaloosa, Alabama.
- Wang, J., Shi, W. Z., Shu, Z. G., et al., 2016. TOC Content Quantitative Prediction in Organic-Rich Shale. *Oil Geophysical Prospecting*, 51(3): 596—604 (in Chinese with English abstract).
- Wang, S. B., Song, Z. G., Cao, T. T., et al., 2013. The Methane Sorption Capacity of Paleozoic Shales from the Sichuan Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 44: 112—119. doi: 10. 1016/j. marpetgeo. 2013. 03. 007
- Xue, B., Zhang, J. C., Yang, C., et al., 2015. Theoretical Chart of Shale Gas Content. *Oil and Gas Geology*, 36(2): 339—346 (in Chinese with English abstract).
- Yang, F., Ning, Z. F., Zhang, R., et al., 2015. Investigations on the Methane Sorption Capacity of Marine Shales from Sichuan Basin, China. *International Journal of Coal Geology*, 146: 104—117. doi: 10. 1016/j. coal. 2015. 05. 009
- Yang, Y. F., Wang, C. C., Yao, J., et al., 2016. A New Method for Microscopic Pore Structure Analysis in Shale Matrix. *Earth Science*, 41(6): 1067—1073 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, L. Y., Li, J. Y., Li, Z., et al., 2015. Development Characteristics and Formation Mechanism of Intra-Organic Reservoir Space in Lacustrine Shales. *Earth Science*, 40(11): 1824—1833 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, T. W., Ellis, G. S., Ruppel, S. C., et al., 2012. Effect of Organic-Matter Type and Thermal Maturity on Methane Adsorption in Shale-Gas Systems. *Organic Geochemistry*, 47: 120—131. doi: 10. 1016/j. orggeochem. 2012. 03. 012
- 附中文参考文献**
- 陈超, 刘韵, 王明飞, 等, 2016. 焦石坝地区泥页岩有机碳含量预测技术及对比. 成都理工大学学报(自然科学版), 43(1): 50—58.
- 陈祖庆, 2014. 海相页岩 TOC 地震定量预测技术及其应用——以四川盆地焦石坝地区为例. 天然气工业, 34(6): 24—29.
- 管虹翔, 段国喜, 齐桃, 等, 2011. 一种新型天然气压缩因子数值计算方法. 特种油气藏, 18(2): 85—88.
- 郭彤楼, 2016. 涪陵页岩气田发现的启示与思考. 地质前缘, 23(1): 29—43.
- 郭彤楼, 刘若冰, 2013. 复杂构造区高演化程度海相页岩气勘探突破的启示——以四川盆地东部盆缘 JY1 井为例. 天然气地球科学, 24(4): 643—651.
- 郭彤楼, 张汉荣, 2014. 四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式. 石油勘探与开发, 41(1): 28—36.
- 郭旭升, 2014. 涪陵页岩气田焦石坝区块富集机理与勘探技术. 北京: 科学出版社.
- 郭旭升, 胡东风, 文治东, 等, 2014. 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—龙马溪组为例. 中国地质, 41(3): 893—901.
- 郭旭升, 尹正武, 李金磊, 2015. 海相页岩含气量地震定量预测技术及其应用——以四川盆地焦石坝地区为例. 石油地球物理勘探, 50(1): 144—149.
- 李金磊, 尹正武, 2015. 四川盆地焦石坝地区页岩气储层地震定量预测方法. 石油物探, 54(3): 324—330.
- 李玉喜, 乔德武, 蒋文利, 等, 2011. 页岩气含气量和页岩气地质评价综述. 地质通报, 30(2—3): 308—317.
- 梅廉夫, 刘昭茜, 汤济广, 等, 2010. 鄂湘西—川东中生代陆内递进扩展变形: 来自裂变径迹和平衡剖面的证据. 地球科学, 35(2): 161—174.
- 聂海宽, 张金川, 2012. 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. 地质学报, 86(2): 349—361.
- 石文睿, 张超谟, 张占松, 等, 2015. 涪陵页岩气田焦石坝页岩气储层含气量测井评价. 测井技术, 39(3): 357—362.
- 帅琴, 黄瑞成, 高强, 等, 2012. 页岩气实验测试技术现状与研究进展. 岩矿测试, 31(6): 931—938.
- 宋涛涛, 毛小平, 2013. 页岩气资源评价中含气量计算方法初探. 中国矿业, 22(1): 34—36, 52.
- 唐颖, 李乐忠, 蒋时馨, 2014. 页岩储层含气量测井解释方法及其应用研究. 天然气工业, 34(12): 46—54.
- 唐颖, 张金川, 刘珠江, 等, 2011. 解吸法测量页岩含气量及其方法的改进. 天然气工业, 31(10): 108—112, 128.
- 王健, 石万忠, 舒志国, 等, 2016. 富有机质页岩 TOC 含量的地球物理量化预测. 石油地球物理勘探, 51(3): 596—604.
- 薛冰, 张金川, 杨超, 等, 2015. 页岩含气量理论图版. 石油与天然气地质, 36(2): 339—346.
- 杨永飞, 王晨晨, 姚军, 等, 2016. 页岩基质微观孔隙结构分析新方法. 地球科学, 41(6): 1067—1073.
- 张林晔, 李钜源, 李政, 等, 2015. 湖相页岩有机储集空间发育特点与成因机制. 地球科学, 40(11): 1824—1833.