

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.388>



涪陵焦石坝地区页岩气赋存特征定量表征及其主控因素

王进, 包汉勇, 陆亚秋, 柳筠, 张梦吟

中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院, 湖北武汉 430223

摘要: 为解决页岩气开发过程中, 单井实测含气量与测试产量存在明显矛盾的问题, 系统开展了测井解释含气量和实测含气量的对比研究, 认为在焦石坝地区使用测井解释含气量来代替实测含气量是可行的. 在详细对比有机质丰度、有机质成熟度、孔隙结构、地层温度和压力等对页岩含气量影响的基础上, 明确孔隙结构是控制页岩气赋存特征的主要因素. 对涪陵焦石坝地区而言, 由于纵向有机质丰度差异而带来的孔径和孔隙度等孔隙结构的不同是导致上、下部气层赋存状态变化的主要原因. 对中国南方海相页岩开发选区评价而言, 在今后的开发选区过程中, 应更加注重开展页岩孔隙结构对赋存状态的影响研究.

关键词: 页岩气; 孔隙结构; 赋存特征; 焦石坝地区; 石油地质.

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2019)03-1001-11

收稿日期: 2018-12-12

Quantitative Characterization and Main Controlling Factors of Shale Gas Occurrence in Jiaoshiba Area, Fuling

Wang Jin, Bao Hanyong, Lu Yaqiu, Liu Yun, Zhang Mengyin

Exploration and Development Research Institute, SINOPEC Jiangnan Oilfield Company, Wuhan 430223, China

Abstract: In order to solve the problem of obvious contradiction between measured gas content and test yield in single well during shale gas development, a systematic comparative study of log interpretation gas content and measured gas content is carried out. It is considered that it is feasible to use log interpretation gas content to replace measured gas content in Jiaoshiba area. On the basis of detailed comparison of the effects of organic matter abundance, organic matter maturity, pore structure, formation temperature and pressure on shale gas content, it is clear that pore structure is the main factor controlling the occurrence characteristics of shale gas. The difference of pore size and porosity caused by the difference of vertical organic matter abundance is the main reason for the change of occurrence state of upper and lower gas reservoirs in Jiaoshiba area, Fuling. For the evaluation of marine shale development constituencies in southern China, more attention should be paid to the study of the influence of shale pore structure on the occurrence state in the optimization of favorable areas for future development.

Key words: shale gas; pore structure; occurrence characteristics; Jiaoshiba area; petroleum geology.

与常规气不同,页岩气的赋存状态主要为吸附态、游离态和溶解态.目前的研究表明,我国南方地区高成熟度页岩中,溶解气含量较少可以忽略,页岩气主要由吸附气和游离气组成(张金川等,2008;聂海宽等,2009).在地层条件下,页岩气主要吸附在干

酪根和粘土颗粒表面,或以游离态赋存在页岩粒间孔隙和天然裂缝中.页岩气的开发本质上是游离气释放—吸附气解析—游离气释放的动态过程(侯宇光等,2014;戴方尧等,2017),因此研究页岩气的赋存特征对页岩气的开发实践有重要的指导意义.

基金项目: 国家科技重大专项(No.2016ZX05060-001).

作者简介: 王进(1986-),男,高级工程师,硕士,从事页岩气地质研究工作,ORCID:0000-0002-9651-3243.E-mail:wsdj2003@163.com

引用格式: 王进,包汉勇,陆亚秋,等.2019.涪陵焦石坝地区页岩气赋存特征定量表征及其主控因素.地球科学,44(3): 1001-1011.

美国的页岩气开发表明,吸附气含量一般在 20%~80%之间(Curtis,2002;Jarvie *et al.*,2007)。国内也有许多学者开展了研究,目前关于页岩中吸附气含量的比例学术界还存在较大争议,有学者认为吸附气是页岩气的主体赋存形式(蒲泊伶等,2010;林俊峰等,2017);也有学者认为应区分页岩气的成因类型,热成因页岩气中游离气含量高于吸附气量,而在生物成因的页岩气中主体为吸附气(王飞宇等,2011)。涪陵焦石坝地区的勘探开发实践证明,不同地区、不同开发小层之间气体赋存状态、含气量差异较大,导致开发效果参差不齐;目前条件下,单井实测含气量与单井产能之间存在较大矛盾,利用实测含气量来指导勘探开发选区还存在较大问题。因此,有必要优选页岩含气量的表征方式,在此基础上开展页岩气赋存状态的主控因素研究,这对于明确完善开发选区评价体系,指导焦石坝和中国南方类似地区的页岩气开发具有重要的意义。

1 研究区概况

涪陵焦石坝地区地理位置属重庆市涪陵区,构造位置属四川盆地川东高陡褶皱带万县复向斜内焦石坝背斜带,构造呈北东向展布。自基底形成后,涪陵地区先后经历了加里东运动、海西运动、印支运动、燕山运动等多期构造运动。在加里东运动晚期(中晚奥陶世—志留纪),受古太平洋板块向西俯冲影响,扬子地台抬升,导致乐山隆起、黔中隆起和雪峰山南部隆起迅速形成,在川东南地区出现川黔拗陷,涪陵地区沉积了五峰—龙马溪组停滞缺氧、相对封闭的深水陆棚相黑色页岩(王进,2017)。

涪陵焦石坝地区页岩气勘探的目的层段是五峰组—龙马溪组龙一段,综合利用钻井、测录井、岩心观察等资料,结合电性特征将其进一步细分为 9 个小层。其中①~⑤小层又称下部气层,厚约 40 m;⑥~⑨小层称为上部气层,厚约 50 m(图 1)。

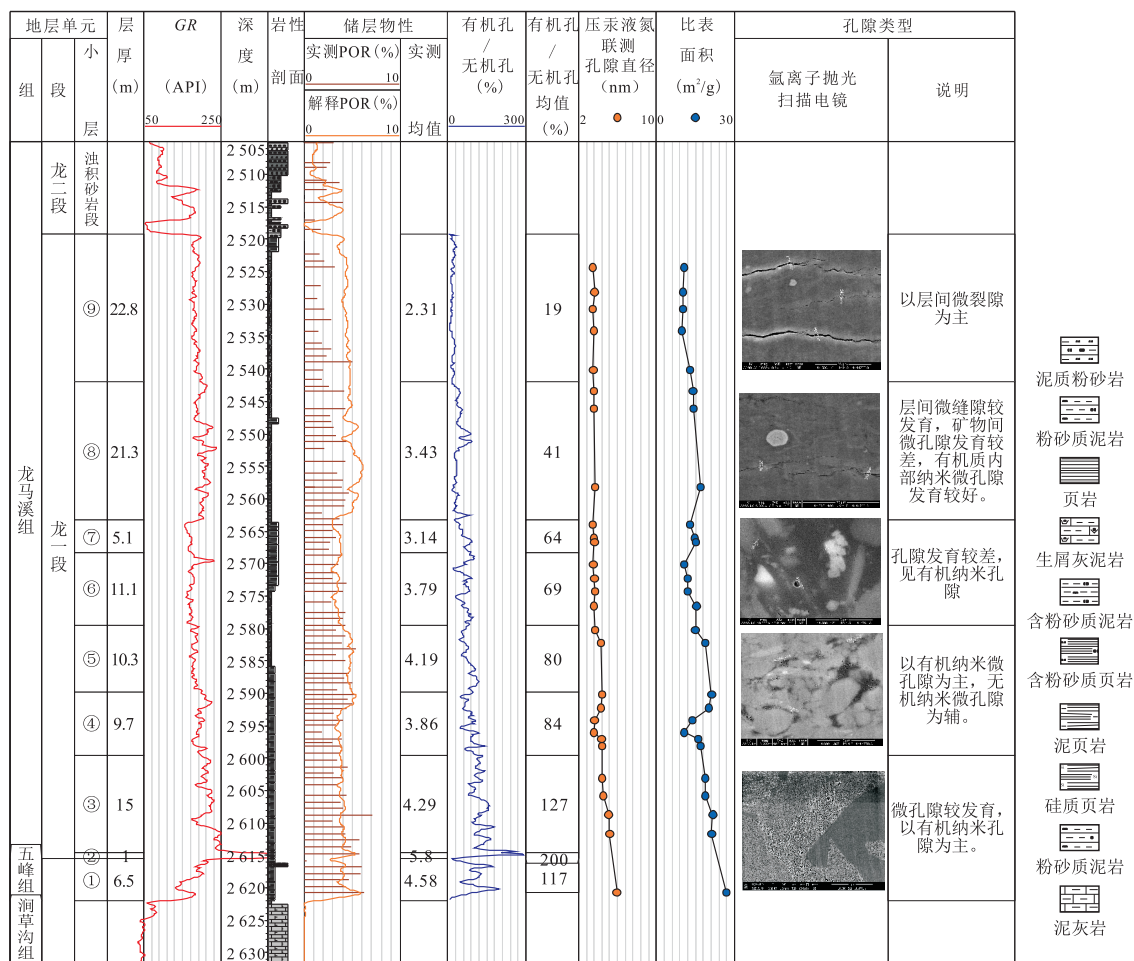


图 1 涪陵焦石坝地区焦页 A 井五峰—龙马溪组孔隙特征柱状图

Fig.1 Stratigraphic column of pore characteristics from Wufeng-Longmaxi Formation of Well JY A in Jiaoshiba area, Fuling

2 页岩含气性定量表征

含气性和可压性是页岩气开发选区过程中最重要的两个参数,其中含气性是基础,可压性是保证。目前评价页岩含气性的方法主要有实测含气量法和测井解释法。

2.1 实测含气量

页岩中含气量的测定主要是参考煤层气的测试方法,解析法是目前含气性测试最直接的方法,解析法测得的含气量主要包括解析气量、损失气量和残余气量。目前针对解析法,研究关注的交点和难点集中在损失气量的计算上,损失气量的恢复由于受到取心方式、逸散时间和测定方法的影响,测试误差较大(唐颖等,2011)。

涪陵焦石坝地区多口取心井开展了页岩岩心含气量测定,表 1 显示,10 口取心井现场实测含气量为 2.33~5.19 m³/t,平均为 3.39 m³/t;其中解析气量结果差异较小,集中在 0.97~1.98 m³/t,而损失气量变化范围较大为 1.07~4.08 m³/t,证实目前损失气量的计算结果受人为回归计算影响,误差相对较大。笔者进一步将探井实测含气量与测井解释含气量对比发现,实测的含气量数值相对于测井解释值偏低。这是因为目前国内与国外公司在页岩取心、取样过程和分析测试等方面还具有明显的差异:国外公司针对页岩岩心含气量测定往往采取密闭取心,岩心出筒直接进入实验室;而国内页岩气取心主要按照常规勘探取心流程,并进行浸水试验等,在这个过程中岩心暴露时间长往往造成大量的天然气逸散,导致实测的含气量数值偏低。同时由于受不同测试单位、不同回归方法的影响,损失气量差异明显,导致单井实测含气量差别较大,不同地区导眼井实测含气量与单井测试产量之间存在明显矛盾;从相关关系图上可以看出,二者甚至呈负相关(图 2),说

表 1 涪陵焦石坝地区取心井优质页岩段实测含气量
Table 1 Statistical data of measured gas content in high-quality shale of core wells in Jiaoshiba area, Fuling

井号	层位	实测含气量 (m ³ /t)	解析气量 (m ³ /t)	损失气量 (m ³ /t)	测井解释 (m ³ /t)	单井测试产量 (10 ⁴ m ³ /d)
焦页 A 井		3.33	1.00	2.33	5.03	10.5
焦页 B 井		2.84	1.00	1.84	5.80	20.3
焦页 C 井		2.33	0.97	1.36	6.46	33.7
焦页 D 井	五峰—	2.47	1.02	1.45	5.32	10.1
焦页 E 井	龙马	3.00	1.02	1.98	6.51	27.9
焦页 F 井	溪组	3.73	1.05	2.68	4.37	6.6
焦页 G 井	①~⑤	3.61	1.03	2.58	5.27	20.8
焦页 H 井	小层	4.32	1.54	2.78	5.18	8.9
焦页 I 井		3.05	1.98	1.07	4.27	0.1
焦页 J 井		5.19	1.11	4.08	5.93	21.1

明现阶段利用实测含气量来表征页岩气的含气性还存在问题。笔者进一步对比发现,随着测试年代的推移,新钻井测试含气量相比之前钻井的实测含气量有增高的趋势,分析可能是由现场仪器测试条件变化所致(图 3)。范明等(2018)在横向对比焦石坝地区两口页岩气井的实测含气量后发现,虽然两口井实测含气量几乎相同,但受孔隙大小的影响,孔隙度较小的井由于页岩气受到的毛管力较大,导致其在井筒条件下解析速度变慢,从而导致开发效果较差。

笔者综合分析以上情况后认为,实测含气量作为目前国内表征页岩含气性的主要手段,其手段和方法还有待完善,在涪陵页岩气的开发评价中,暂无法作为含气性评价的有效指标。

2.2 测井解释

为消除实测含气量中损失气量人为计算导致的误差,统一使用测井解释的含气量开展对比研究,从而保证分析数据在同一平台上。通过测井资料综合解释确定富有机质页岩含气量,已经在北美页岩气勘

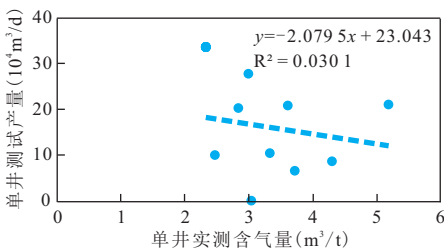


图 2 涪陵焦石坝地区单井实测含气量与单井测试产量相关关系
Fig.2 Correlation between measured gas content of single well and single well test yield in Jiaoshiba area, Fuling

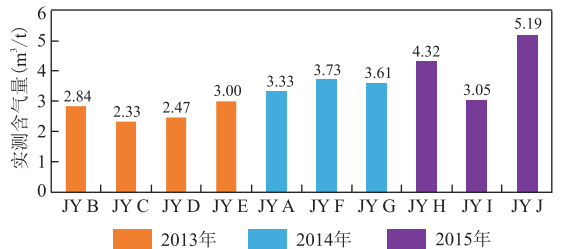


图 3 涪陵焦石坝地区不同钻井时期单井实测含气量直方图
Fig.3 Histogram of measured gas content in single well in different drilling periods in Jiaolingba area, Fuling

探开发中普遍应用,国内也有众多学者提出利用测井解释含气量可以对页岩气进行有效评价(唐颖等,2014;谢庆明等,2014;王金彬等,2015).考虑到页岩总含气量可近似等于吸附气量加上游离气量,笔者分别建立了吸附气量和游离气量测井解释模型.

2.2.1 吸附气含量的确定 可通过兰格缪耳等温吸附实验获得地层吸附气含量.根据涪陵焦石坝地区温压条件(焦页 B 井气层中部地层温度为 80.0 °C,地层压力为 34.0 MPa),该区目的层页岩气吸附已达到饱和,因此,可以用等温吸附实验测得的含气量来标定吸附气含量.

(1)对非地温条件下测定的吸附气含量,以兰格缪耳等温吸附实验为基础,建立了页岩气等温吸附温度校正公式:

$$\text{含气量校正} = 0.0256 \times \Delta T - 0.2893, \quad (1)$$

其中, ΔT 为实验温度与实际温度的差值.

经温度校正后的吸附气含量与有机碳具有良好的相关关系(式 2),表明有机质的丰度与吸附气含量呈正相关.

$$V = 0.6893 \times \text{TOC} - 0.3885 \quad R^2 = 0.92, \quad (2)$$

其中, V 为吸附气含量计算值,%; TOC 为有机碳含量, %.

(2)模拟地温条件测定的吸附气含量可直接用于吸附气含量的计算:

$$V = 0.7656 \times \text{TOC} + 0.0775 \quad R^2 = 0.88, \quad (3)$$

其中, V 为吸附气含量计算值,%; TOC 为有机碳含量, %.

用两种方法计算焦页 B 井的吸附气含量,结果基本一致(表 2),本次使用方法二来计算焦石坝地区页岩中吸附气含量(图 4).

2.2.2 游离气含量的计算 游离气含量与储层的地层压力、温度、孔隙度和含水饱和度有关.

焦石坝地区探井实测原始含水饱和度为 20%~

表 2 焦页 B 井等温吸附试验数据

Table 2 Isothermal adsorption test data of Well JY B

样品 编号	井深 (m)	层位	实测	方法一(校正)	方法二
			TOC (%)	计算吸附 气量(m ³ /t)	计算吸附 气量(m ³ /t)
1	2 330.46	龙马溪组	1.11	1.01	0.93
2	2 355.13	龙马溪组	1.62	1.35	1.32
3	2 363.40	龙马溪组	1.47	1.18	1.20
4	2 385.42	龙马溪组	3.59	2.77	2.83
5	2 397.13	龙马溪组	3.46	2.45	2.73
6	2 414.88	五峰组	4.97	3.32	3.48

40%,原始含水饱和度和粘土矿物含量相关性好.笔

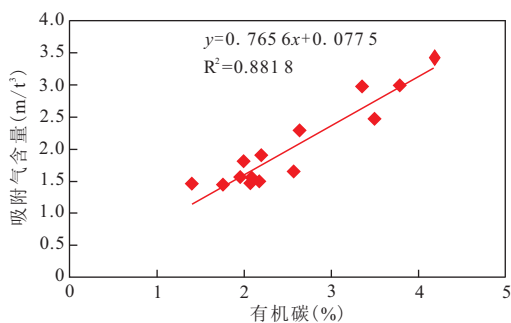


图 4 焦页 B 井 TOC 与吸附气含量交会图

Fig.4 Intersection diagram between TOC and adsorbed gas content of Well JY B

者分析认为焦石坝地区含气页岩中的水主要以束缚态赋存于粘土矿物的微孔隙中,建立了适合于页岩的含气饱和度解释模型(式 4,式 5):

$$S_g = \frac{\text{POR}_{\text{有机}} + c\text{POR}_{\text{碎屑}}}{\text{POR}_{\text{总}}}, \quad (4)$$

其中, S_g 为含气饱和度(%); $\text{POR}_{\text{总}}$ 为总孔隙度(%); $\text{POR}_{\text{有机}}$ 为有机孔孔隙度(%); $\text{POR}_{\text{碎屑}}$ 为碎屑孔缝孔隙度(%); c 为经验系数,根据区域情况调整,焦石坝地区取值 1.

$$S_w = 87.673V_{\text{sh}} \quad R^2 = 0.765, \quad (5)$$

其中, S_w 为原始含水饱和度(%); V_{sh} 为粘土矿物含量(%).

笔者采用页岩气游离气计算的的经验公式(石文睿等,2014),利用孔隙度、气体体积系数、含水饱和度和等参数来计算游离气,公式如下:

$$G_{\text{cfm}} = \frac{1}{B_g} \cdot (\phi_{\text{eff}}(1 - S_w)) \cdot \frac{\psi}{\rho_b}, \quad (6)$$

其中, G_{cfm} 为游离气含量, m³/t; ϕ_{eff} 为有效孔隙度,%; B_g 为体积压缩系数,无量纲; S_w 为含水饱和度,%; ρ_b 为页岩密度, g/cm³; ψ 为常数,取值 32.105 2.

因此,测井解释的总含气量为吸附气含量与游离气含量之和.涪陵地区 10 口探井的测井解释含气量结果见表 1.重新利用测井解释的含气量与单井测试产量建立相关关系,二者呈明显的正相关,相关性好(图 5).说明利用测井解释含气量来表征单井含气性不仅是可行的,而且是合理的.

2.3 焦石坝地区页岩气赋存特征

页岩储层的含气性受多种因素影响,除页岩自身的品质外,还涉及到热演化程度、保存条件等外在因素.从目前焦石坝地区评价井的测井解释含气量来看,受纵向页岩品质发育特征的影响,整个含气页

表 3 焦页 A、B、C 井含气页岩段测井解释含气量分段统计

Table 3 Statistical data of log interpretation of gas content of gas-bearing shale section in wells JYA, JYB, JYC

井号	小层号	顶深(m)	底深(m)	厚度(m)	总气量(m ³ /t)	吸附气(m ³ /t)	游离气(m ³ /t)	吸附气:游离气
焦页 A 井	⑧、⑨	2 519.2	2 563.3	44.1	1.7	0.9	0.8	53 : 47
	⑥、⑦	2 563.3	2 579.5	16.2	2.9	1.2	1.7	41 : 59
	④、⑤	2 579.5	2 599.5	20.0	4.3	1.8	2.6	40 : 60
	①、②、③	2 599.5	2 622.0	22.5	7.2	2.7	4.5	37 : 63
焦页 B 井	⑧、⑨	2 326.5	2 353.5	27.0	2.4	1.2	1.2	50 : 50
	⑥、⑦	2 353.5	2 377.5	24.0	3.4	1.4	2.0	41 : 59
	④、⑤	2 377.5	2 398.0	20.5	5.6	2.2	3.5	39 : 61
	①、②、③	2 398.0	2 415.5	17.5	8.7	3.1	5.6	36 : 64
焦页 C 井	⑧、⑨	2 476.8	2 511.2	34.4	2.2	1.0	1.2	45 : 55
	⑥、⑦	2 511.2	2 534.6	23.4	3.1	1.3	1.8	42 : 58
	④、⑤	2 534.6	2 554.7	20.1	5.1	1.9	3.2	37 : 63
	①、②、③	2 554.7	2 575.0	20.3	7.4	2.7	4.7	36 : 64

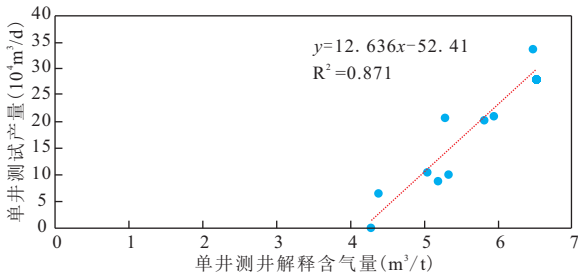


图 5 涪陵地区探井测试产量与测井解释含气量相关关系
Fig.5 Correlation between test yield and gas content in exploratory well logging in Fuling area

岩段页岩含气性纵向上表现为自上而下逐渐增加的趋势。以焦页 A 井为例,测井解释含气量从上部⑧、⑨小层的 1.7 m³/t 向下④~⑤小层增加至 4.3 m³/t,①~③小层为 7.2 m³/t,整个含气页岩段含气量自上而下逐渐增加。从吸附气与游离气所占的比例来看,总体上吸附气与游离气比例为 40 : 60,游离气量明显高于吸附气量,且自上而下吸附气的比例减少、游离气的比例增加(表 3)。

3 涪陵地区页岩气赋存主控因素

页岩游离气的赋存特征与常规气类似,主要受控于孔隙度、含气饱和度等参数。因此,页岩含气特征的复杂性主要体现在页岩中吸附气含量的变化。众多学者研究认为,影响页岩中吸附气含量的主要因素为有机质丰度、有机质成熟度、孔隙结构、地层温度和压力等(侯宇光等,2014;刘宇等,2015;戴方尧等,2017;田华等,2017;徐壮等,2017)。

3.1 有机质丰度

从探井实测的有机质丰度来看,涪陵地区五峰—龙马溪组含气页岩段有机质丰度在 0.60%~5.65%之间,下部气层 TOC 平均值为 3.39%~3.60%,上部气层平均值为 1.33%~1.56%。上、下部气层 TOC 差异较大,自下而上有机质丰度逐渐减小(图 6),与之对应上、下部气层的孔隙类型也有明显差异。

氩离子抛光扫描电镜观察结果显示,下部气层孔隙发育,孔隙类型以有机质孔为主,平面上呈圆形、椭圆形及不规则形状,有机质表面有机质孔隙发育程度高,多呈蜂窝状(图 7a);上部气层孔隙发育程度较下部气层低,孔隙类型主要为层间残余的微裂隙、粉砂颗粒边缘残余的微裂隙、粘土矿物片层间发育的纳米级微孔隙(图 7b)。

研究表明,有机质丰度越高,有机质孔隙越发

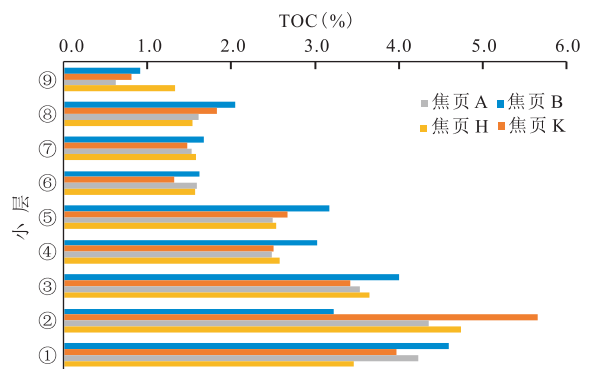


图 6 焦石坝地区取心井实测有机质丰度纵向分布
Fig.6 Longitudinal distribution of measured organic matter abundance in the core well of Jiaoshiba area

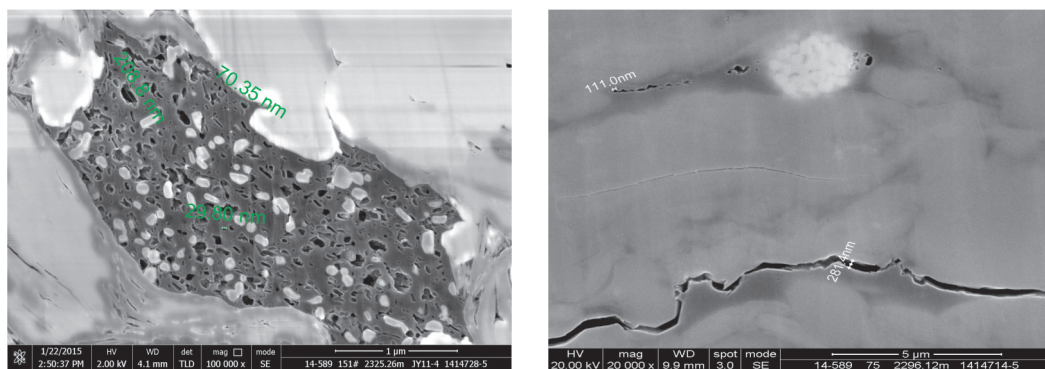


图 7 涪陵地区焦页 K 井五峰—龙马溪组上、下部气层孔隙类型

Fig.7 Pore types of the upper and lower gas layers of Wufeng-Longmaxi Formation of Well JY K in Fuling area

a.纳米级有机质孔隙,下部气层;b.纳米级微裂隙,上部气层

育,而有机质本身具有亲油气性,有利于气体的吸附,有机质丰度的差异导致上、下部气层有机质孔隙发育程度迥异;蜂窝状的有机质孔隙形态复杂,连通性好,在孔隙度增加的前提下也增加了页岩的比表面积,使得页岩吸附能力增强.由此看来,有机质丰度主要是通过控制孔隙类型及其发育程度,从而影响吸附气和游离气含量.

3.2 有机质成熟度

有关成熟度对含气量的影响,已有许多学者开展了不同条件下的热模拟实验,结果表明随着有机质成熟度的增加,干酪根生烃可以形成大量的有机质孔隙,而粘土矿物的转化也会形成大量的粘土矿物孔隙;由此看来,成熟度主要是通过控制页岩孔隙结构特征和比表面的变化,进而对页岩甲烷吸附能力产生间接影响(田华等,2012;王飞宇等,2013;王红岩等,2013).但有机质成熟度也不是越高越好,有学者通过研究认为有机质成熟度与吸附气量之间的正相关关系仅在一定范围内满足,即当镜质体反射率小于 2.5% 时,吸附气量随有机质成熟度的增加而增加,而当镜质体反射率大于 2.5% 后,甲烷的吸附能力有随着成熟度增加而逐渐降低的趋势(Gasparik *et al.*, 2012).也有学者通过对英属哥伦比亚地区下白垩统 Buckinghorse 组页岩研究后认为,吸附气量与有机质成熟度之间呈负相关关系(Chalmers and Bustin, 2008a, 2008b).尽管对有机质成熟度与吸附气量的关系拐点($R_o > 2.5\%$)学者们仍有不同意见,但普遍认为当成熟度较高时,有机质成熟度对页岩吸附气量的影响减弱.

笔者分析认为有机质成熟度不是影响焦石坝地区页岩含气性的主要控制因素,主要是因为涪陵焦石坝地区含气页岩段岩心实测 R_o 为 2.4%~2.8%,

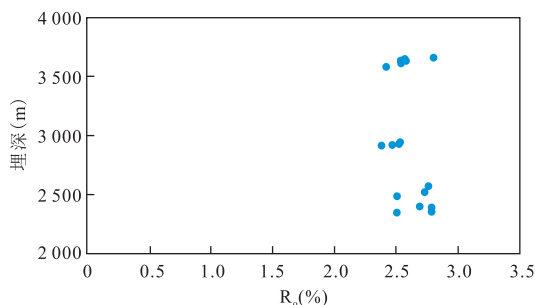


图 8 焦石坝地区埋深与有机质成熟度相关关系

Fig.8 Correlation between buried depth and organic matter maturity in Jiaoshiba area

而且实测的上、下部气层有机质成熟度差异较小, R_o 分布特征与埋深相关性不大(图 8).另外由于本区有机质热演化程度高,已处于大量生干气阶段,有机质成熟度对吸附气含量的影响已经减弱.

3.3 孔隙结构

有机质是页岩气的生烃来源,孔隙是页岩气的储存空间,无论是吸附气含量或是游离气含量均受控于页岩的孔隙特征(刘宇等,2015).孔隙结构对页岩含气性的影响主要体现在孔隙类型、孔隙度、孔隙直径,以及比表面积和孔体积等方面.

3.3.1 孔隙类型 涪陵焦石坝地区五峰—龙马溪组含气页岩段孔隙类型包含有机孔、无机孔及微裂隙 3 大类,自上而下有机质孔增加、无机孔减少,整体上主力含气页岩段①~⑤小层以有机质纳米孔隙为主,⑥~⑨小层以层间微裂隙以及无机孔隙发育为主,有机质孔隙相对减少.因此,下部气层有机质孔隙发育,形态复杂,比表面积大,吸附能力强,吸附气含量比上部气层高.

3.3.2 孔隙度 焦石坝地区五峰—龙马溪组含气页岩段(①~⑨小层)孔隙度在 1.5%~6.3%之间,

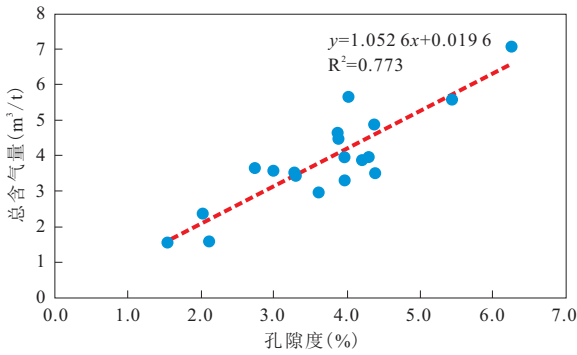


图 9 焦页 A 井孔隙度与总含气量相关关系

Fig.9 Correlation between porosity and total gas content in Well JY A

平均为3.70%，整体为高孔隙度，有利于页岩气储集。其中下部气层（①~⑤小层）孔隙度为3.3~6.3%，平均为4.30%；上部气层（⑥~⑨小层）孔隙度为1.5%~4.3%，平均为3.07%。图9表明页岩总含气量与孔隙度呈正相关关系，含气页岩段自上而下孔隙度呈增加趋势，同时含气量也随之增加，证实了孔隙度对页岩含气性具有一定的控制作用。下部气层孔隙度高且有机质孔隙发育，造成下部气层无论是吸附气含量还是游离气含量均大大高于上部气层；相比之下，随着孔隙度和孔隙类型的变化，上部气层中无论是吸附气含量还是游离气含量均有所降低，但游离气含量降低的幅度更大，从而使得上部气层中游离气含量所占的比例降低。

3.3.3 孔隙直径 页岩孔径大小对页岩气的赋存状态影响较大。为系统获取样品的孔径分布特征，笔者对焦石坝地区多口取心井开展了压汞—吸附联合测定。焦页 A 井各小层孔径分布曲线显示（图 10），孔径分布范围较广，主要集中在 1~50 nm 范围内，属于微—中孔范畴，大孔相对不发育，孔径在 2~7 nm 范围内存在一个极高的峰值。自下而上（①~⑨小层）随深度减小，孔径峰值逐渐向左偏移，反映峰值孔径逐渐减小。

孔径分布统计表（表 4）也表明，总体孔径以中孔为主，微孔较发育，大孔相对不发育（普遍低于 10%）。从不同孔径孔隙所占的比例来看，上、下部气层差异明显：下部气层中孔占绝对优势（除④小层外，均在 95% 以上），反映孔径集中度高，孔隙类型较单一，这与之前扫描电镜下观察到的以有机质孔隙为主较为吻合；上部气层孔径分布范围较广，中孔、微孔、大孔均有分布，中孔虽然仍占主导，但其比例有所降低（74.01%~95.43%），反映总体上上部

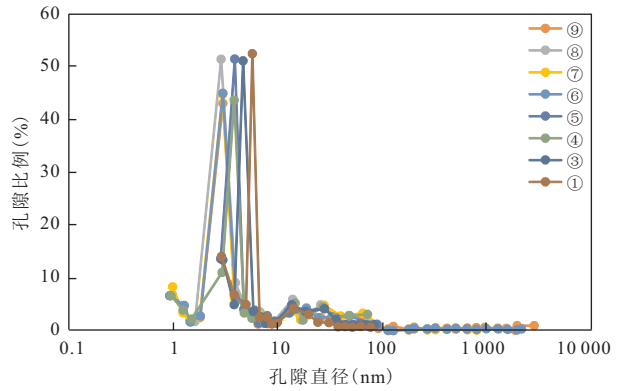


图 10 焦页 A 井各小层孔径分布曲线

Fig.10 Pore size distribution curves of each small layer of Well JY A

⑨ 2 530.6 m, TOC = 0.62%, $V_{sh} = 60.97\%$; ⑧ 2 552.7 m, TOC = 1.61%, $V_{sh} = 48.97\%$; ⑦ 2 565.9 m, TOC = 1.52%, $V_{sh} = 39.38\%$; ⑥ 2 574.0 m, TOC = 1.58%, $V_{sh} = 39.81\%$; ⑤ 2 584.7 m, TOC = 2.49%, $V_{sh} = 37.31\%$; ④ 2 594.7 m, TOC = 2.48%, $V_{sh} = 32.63\%$; ③ 2 607.0 m, TOC = 3.53%, $V_{sh} = 29.90\%$; ① 2 618.8 m, TOC = 4.22%, $V_{sh} = 23.65\%$

表 4 涪陵焦石坝地区焦页 A 井五峰—龙马溪组龙一段页岩孔径分布数据

Table 4 Pore size data of Long 1 Member of Wufeng-Longmaxi Formation in Well JY A in Jiaoshiba area, Fuling

井深(m)	层位	不同孔径孔隙所占总孔隙体积			峰值孔径直径(nm)
		<2 nm	2~50 nm	>50 nm	
2 530.80	⑨	17.26	74.01	8.73	3.56
2 546.08	⑧	1.74	95.43	2.83	3.59
2 566.09	⑦	16.16	79.22	4.62	3.65
2 574.31	⑥	15.76	80.38	3.86	3.68
2 582.19	⑤	/	95.18	4.82	3.97
2 596.02	④	12.68	84.25	3.07	4.15
2 608.70	③	/	97.78	2.22	4.92
2 620.66	①	/	97.91	2.09	5.92

气层孔隙类型较多样，大于 50 nm 的大孔开始增多，微裂隙可能增多。

刘宇等(2015)研究认为，通常页岩孔隙度越高，大孔径所占的比例越大，页岩中以溶解态、游离态赋存的天然气所占比例就越高；反之，小孔径所占总孔隙度的比例大，则页岩气主要以吸附相态赋存于泥页岩中。焦石坝地区下部气层孔隙度高，中孔所占比例高，吸附态比例低、游离态比例较高；而上部气层孔隙度低，微孔所占的比例增加，吸附态比例开始增加。因此，自下而上吸附气在总含气量中所占的比例不断升高，这一结论也与前述的吸附气与游离气比例吻合。

3.3.4 孔隙比表面积和孔体积 焦页 A 井上、下部气层比表面积和孔体积差异较大,以 $15 \text{ m}^2/\text{g}$ 为界,上部气层比表面积分布范围为 $10.58 \sim 15.02 \text{ m}^2/\text{g}$,下部气层为 $16.78 \sim 27.07 \text{ m}^2/\text{g}$;与之类似,孔体积以 $0.02 \text{ mL}/\text{g}$ 为界,上部气层孔体积在 $0.012 \sim 0.017 \text{ mL}/\text{g}$ 之间,下部气层为 $0.021 \sim 0.027 \text{ mL}/\text{g}$ 。不管是比表面积还是孔体积,随深度的增加都呈现出略增大的趋势(图 11)。

吸附气含量与孔隙比表面积呈现很好的正相关关系(图 12),随深度的增加,页岩孔隙的比表面积逐渐增大,吸附气含量增加,下部气层吸附气含量远高于上部气层。笔者进一步分析发现,下部①~⑤小层以中孔、微孔为主,证实了涪陵焦石坝地区中孔、微孔对比表面积的贡献率远远大于大孔。

除此之外,页岩孔体积大小也直接控制着游离气的含量,孔隙中的空间是游离气主要的赋存场所,因此当页岩孔体积增大时,储集的游离气量也就随之升高(姜振学等,2016)。图 13 显示了不同孔径大小对应的孔体积变化率,整体表现为随孔径增加,孔体积变化率降低;曲线在孔径小于 1 nm 以及 $2 \sim 3 \text{ nm}$ 处出现双峰,说明微孔对孔体积的贡献作用最大,其次是中孔,而大孔对孔体积的贡献率微乎其微。图 14 显示了总孔隙体积及微孔、中孔、大孔所对应的孔隙体积分别与游离气含量的相关关系,从图中可以看出游离气含量与总孔隙体积存在一定的正相关关系,而与微孔孔隙体积正相关性最高($R^2 = 0.62$),其次为中孔($R^2 = 0.58$),与大孔相关性较差。随着深度增加,微孔和中孔含量增加,页岩孔隙体积增大,游离气含量呈增加趋势。

焦石坝地区目的层页岩的孔隙特征可总结为:自下而上,页岩孔隙类型由有机质孔为主转为无机孔隙为主,伴随页岩孔隙度、孔径、比表面积和孔体

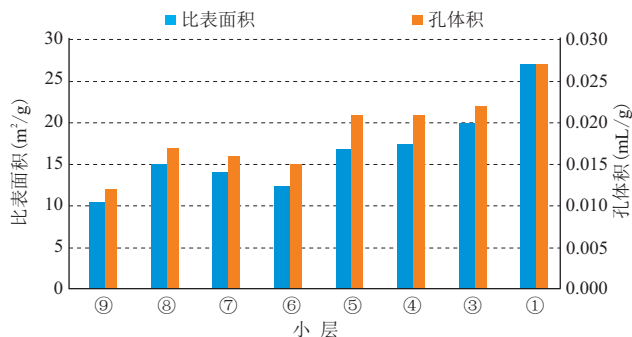


图 11 焦页 A 井不同小层比表面积和孔体积对比

Fig.11 Comparison of specific surface area and pore volume of different layers of Well JY A

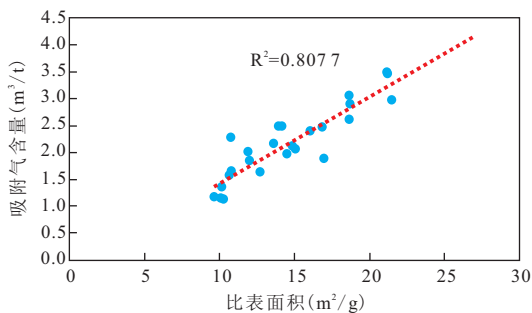


图 12 焦页 A 井比表面积与吸附气含量相关关系

Fig.12 Correlation of specific surface area and adsorbed gas of Well JY A

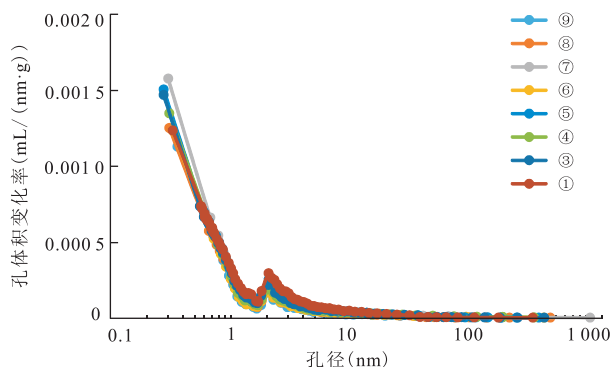


图 13 孔径与孔体积变化率的相关关系

Fig.13 Correlation between aperture and change rate of the pore volume

积的减小,上部气层含气量明显变低;且由于孔径变化明显(上部气层微孔含量比例升高、孔径变小),中孔和微孔对游离气的影响较大,导致自下而上游离气所占的比例逐渐降低,吸附气和游离气的比例由下部的 $40 : 60$ 逐渐转变为上部的 $50 : 50$ 。

3.4 温度和压力

针对页岩来说,不管是吸附气含量和游离气含量,温度和压力都对其影响较大,温度和压力是使得页岩气吸附于页岩孔隙表面的关键。通过开展不同温度下的等温吸附实验笔者发现,随着压力的增加,吸附气量呈现出由快至慢的增加趋势直至完全饱和;而随着温度的增加,分子运动速率加快,稳定性降低,吸附气量降低。温度和压力对页岩含气性的影响在未达到饱和压力值之前是相互抵消的,这是因为随着埋深的增加,地层温度和压力均增加,温度的升高降低了吸附气量,而压力的升高使得吸附气含量增加。

如前所述,焦石坝地区实测焦页 B 井气层中部地层压力为 34.0 MPa ,目的层页岩气吸附已达到饱和,压力对吸附气含量的影响可以忽略。焦页 B 井气

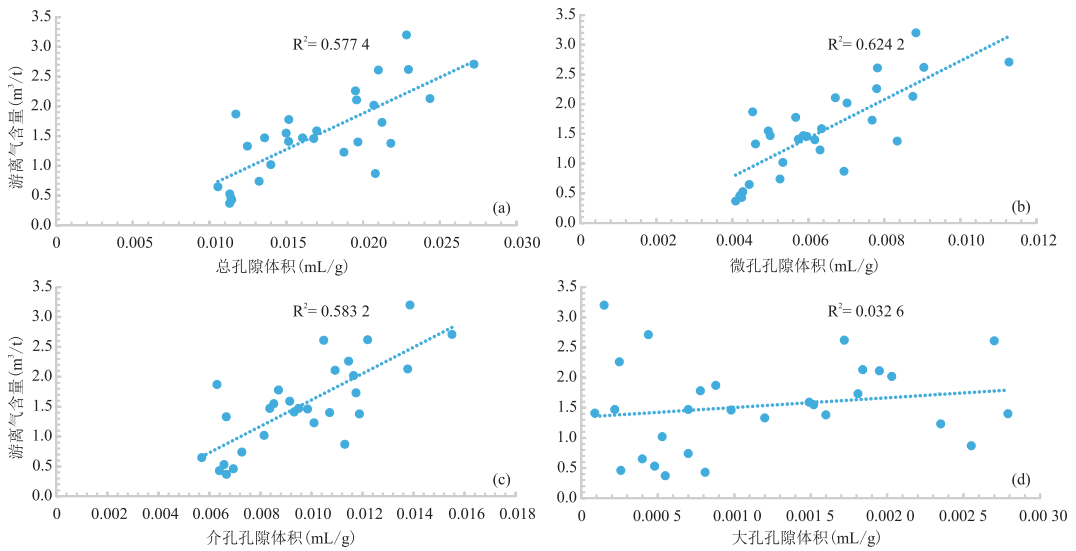


图 14 游离气含量与孔隙体积相关关系

Fig.14 Correlation between free gas content and pore volume

层中部地层温度为 80.0 °C, 据此可计算出本地的地温梯度大致为 2.7 °C/100m; 焦石坝地区上、下部气层总厚度一般为 80~100 m, 纵向上温度差异不超过 3 °C, 该温度差异对含气量的影响较小, 因此温度和压力不是影响本区含气性的主要因素。

4 结论

(1) 含气性和可压性是页岩气开发选区过程中最重要的两个参数, 受不同测试单位、不同回归方法的影响, 涪陵焦石坝地区单井实测含气量与测试产量之间存在明显矛盾, 现阶段利用实测含气量来表征页岩气的含气性还存在问题。从目前焦石坝地区测井解释含气量来看, 统一使用测井解释的含气量开展对比研究是可行的。

(2) 涪陵焦石坝地区上、下部气层地质特征差异明显, 自下而上有机质丰度、孔隙度、孔径、孔体积和比表面积逐渐降低, 导致自下而上页岩气含量中游离气所占的比例逐渐降低, 吸附气的比例逐渐升高, 吸附气和游离气的比例由下部的 40 : 60 逐渐转变为上部的 50 : 50。

(3) 孔隙结构是控制页岩气赋存特征的主要因素, 对涪陵焦石坝地区而言, 由纵向有机质丰度差异而带来的孔径和孔隙度等孔隙结构的不同是导致上、下部气层赋存状态变化的主要原因。对中国南方海相页岩开发选区评价而言, 在今后的开发选区过程中, 应更加注重开展页岩孔隙结构对赋存状态的影响研究。

References

- Chalmers, G. R. L., Bustin, R. M., 2008a. 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. <https://doi.org/10.2113/gscpgbull.56.1.1>
- Chalmers, G. R. L., Bustin, R. M., 2008b. Lower Cretaceous Gas Shales in Northeastern British Columbia, Part II: Evaluation of Regional Potential Gas Resources. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 56 (1): 22 – 61. <https://doi.org/10.2113/gscpgbull.56.1.22>
- Curtis, J. B., 2002. Fractured Shale-Gas Systems. *AAPG Bulletin*, 86 (11): 1921 – 1938. <https://doi.org/10.1306/61e4dbbe-173e-11d7-8645000102c1865d>
- Dai, F. Y., Hao, F., Hu, H. Y., et al., 2017. Occurrence Mechanism and Key Controlling Factors of Wufeng-Longmaxi Shale Gas, Eastern Sichuan Basin. *Earth Science*, 42(7): 1185 – 1194 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.096>
- Fan, M., Yu, L. J., Xu, E. S., et al., 2018. Preservation Mechanism of Fuling Shale Gas. *Petroleum Geology & Experiment*, 40 (1): 126 – 132 (in Chinese with English abstract).
- Gasparik, M. G. A., Bertier, P., Krooss, B. M., et al., 2012. High-Pressure Methane Sorption Isotherms of Black Shales from the Netherlands. *Energy & Fuels*, 26 (8): 4995 – 5004. <https://doi.org/10.1021/ef300405g>
- Hou, Y. G., He, S., Yi, J. Z., et al., 2014. Effect of Pore Structure on Methane Sorption Capacity of Shales. *Petroleum Exploration and Development*, 41 (2): 248 – 256 (in Chinese with English abstract).

- 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. <https://doi.org/10.1306/12190606068>
- Jiang, Z. X., Tang, X. L., Li, Z., et al., 2016. The Whole-Aperture Pore Structure Characteristics and Its Effect on Gas Content of the Longmaxi Formation Shale in the Southeastern Sichuan Basin. *Earth Science Frontiers*, 23(2): 126–134 (in Chinese with English abstract).
- Lin, J. F., Hu, H. Y., Li, Q., 2017. Geochemical Characteristics and Implications of Shale Gas in Jiaoshiha, Eastern Sichuan, China. *Earth Science*, 42 (7): 1124–1133 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.091>
- Liu, Y., Xia, X. H., Li, W., et al., 2015. Pore Characteristics and Relation with Shale Gas in the Longmaxi Formation Shale Reservoir. *Natural Gas Geoscience*, 26(8): 1596–1603 (in Chinese with English abstract).
- Nie, H. K., Tang, X., Bian, R. K., 2009. Controlling Factors for Shale Gas Accumulation and Prediction of Potential Development Area in Shale Gas Reservoir of South China. *Acta Petrolei Sinica*, 30(4): 484–491 (in Chinese with English abstract).
- Pu, B. L., Jiang, Y. L., Wang, Y., et al., 2010. Reservoir-Forming Conditions and Favorable Exploration Zones of Shale Gas in Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 31(2): 225–230 (in Chinese with English abstract).
- 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 (in Chinese with English abstract).
- Tian, H., Zhang, S. C., Liu, S. B., et al., 2012. Determination of Organic-Rich Shale Pore Features by Mercury Injection and Gas Adsorption Methods. *Acta Petrolei Sinica*, 33 (3): 419–427 (in Chinese with English abstract).
- Tian, H., Zhang, S. C., Liu, S. B., et al., 2016. The Dual Influence of Shale Composition and Pore Size on Adsorption Gas Storage Mechanism of Organic-Rich Shale. *Natural Gas Industry*, 27(3): 494–502 (in Chinese with English abstract).
- Wan, J. B., He, Y. F., Liu, M., et al., 2015. Shale Gas Content Measurement and Calculation Method. *Well Logging Technology*, 39(6): 756–761 (in Chinese with English abstract).
- Wang, F. Y., Guan, J., Feng, W. P., et al., 2013. Evolution of Overmature Marine Shale Porosity and Implication to the Free Gas Volume. *Petroleum Exploration and Development*, 40(6): 764–768 (in Chinese with English abstract).
- Wang, F. Y., He, Z. Y., Meng, X. H., et al., 2011. Occurrence of Shale Gas and Prediction of Original Gas In-Place (OGIP). *Natural Gas Geoscience*, 22(3): 501–510 (in Chinese with English abstract).
- Wang, H. Y., Liu, Y. Z., Dong, D. Z., et al., 2013. Scientific Issues on Effective Development of Marine Shale Gas in Southern China. *Petroleum Exploration and Development*, 40(5): 574–579 (in Chinese with English abstract).
- Wang, J., 2017. Genetic Analysis of Shale Gas of Wufeng-Longmaxi Formation in Fuling Jiaoshiha Area. *Jianguhan Petroleum Science and Technology*, 27(3): 1–4 (in Chinese with English abstract).
- Xie, Q. M., Cheng, L. J., Liu, J. F., et al., 2014. Well Logging Interpretation and Evaluation of Gas Shale Reservoir at Longmaxi Formation in Qianjiang Area of Southeast of Chongqing Area. *Progress in Geophysics*, 29 (3): 1312–1318 (in Chinese with English abstract).
- Xu, Z., Shi, W. Z., Zhai, G. Y., et al., 2017. Relationship Differences and Causes between Porosity and Organic Carbon in Black Shales of the Lower Cambrian and the Lower Silurian in Yangtze Area. *Earth Science*, 42(7): 1223–1234 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.099>
- Zhang, J. C., Nie, H. K., Xu, B., et al., 2008. Geological Condition of Shale Gas Accumulation in Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 28(2): 151–156 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 戴方尧, 郝芳, 胡海燕, 等, 2017. 川东焦石坝五峰—龙马溪组页岩气赋存机理及其主控因素. *地球科学*, 42(7): 1185–1194. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.096>
- 范明, 俞凌杰, 徐二社, 等, 2018. 页岩气保存机制探讨. *石油实验地质*, 40(1): 126–132.
- 侯宇光, 何生, 易积正, 等, 2014. 页岩孔隙结构对甲烷吸附能力的影响. *石油勘探与开发*, 41(2): 248–256.
- 姜振学, 唐相路, 李卓, 等, 2016. 川东南地区龙马溪组页岩孔隙结构全孔径表征及其对含气性的控制. *地学前缘*, 23(2): 126–134.
- 林俊峰, 胡海燕, 黎祺, 2017. 川东焦石坝地区页岩气特征及其意义. *地球科学*, 42(7): 1124–1133. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.091>
- 刘宇, 夏筱红, 李伍, 等, 2015. 重庆綦江地区龙马溪组页岩孔

- 隙特征与页岩气赋存关系探讨.天然气地球科学,26(8):1596—1603.
- 聂海宽,唐玄,边瑞康,2009.页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测.石油学报,30(4):484—491.
- 蒲泊伶,蒋有录,王毅,等,2010.四川盆地下志留统龙马溪组页岩气成藏条件及有利地区分析.石油学报,31(2):225—230.
- 唐颖,李乐忠,蒋时馨,等,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.
- 田华,张水昌,柳少波,等,2012.压汞法和气体吸附法研究富有机质页岩孔隙特征.石油学报,33(3):419—427.
- 田华,张水昌,柳少波,等,2016.富有机质页岩成分与孔隙结构对吸附气赋存的控制作用.天然气地球科学,27(3):494—502.
- 万金彬,何羽飞,刘森,等,2015.页岩含气量测定及计算方法研究.测井技术,39(6):756—761.
- 王飞宇,关晶,冯伟平,等,2013.过成熟海相页岩孔隙度演化特征和游离气量.石油勘探与开发,40(6):764—768.
- 王飞宇,贺志勇,孟晓辉,等,2011.页岩气赋存形式和初始原地气量(OGIP)预测技术.天然气地球科学,22(3):501—510.
- 王红岩,刘玉章,董大忠,等,2013.中国南方海相页岩气高效开发的科学问题.石油勘探与开发,40(5):574—579.
- 王进,2017.涪陵焦石坝地区五峰组—龙马溪组页岩气成因分析.江汉石油科技,27(3):1—4.
- 谢庆明,程礼军,刘俊峰,等,2014.渝东南黔江地区龙马溪组页岩气储层测井解释评价研究.地球物理学进展,29(3):1312—1318.
- 徐壮,石万忠,翟刚毅,等,2017.扬子地区下寒武统与下志留统黑色页岩孔隙度与有机碳关系差异性及其原因.地球科学,42(7):1223—1234. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.099>
- 张金川,聂海宽,徐波,等,2008.四川盆地页岩气成藏地质条件.天然气工业,28(2):151—156.