

渝东北地区WX2井页岩气赋存特征及其勘探指示意义

付常青^{1,2}, 朱炎铭^{1,2}, 陈尚斌^{1,2}, 梁峰^{2,3}

1. 中国矿业大学 煤层气资源与成藏过程教育部重点实验室, 徐州 221116;

2. 中国矿业大学 资源与地球科学学院, 徐州 221008;

3. 中国石油 勘探开发研究院廊坊分院, 廊坊 065007

摘要: 为了深入研究渝东北地区龙马溪组页岩气赋存特征, 该文以WX2井页岩高温高压等温吸附及覆压孔隙度实验数据为基础, 通过误差最小原则挑选了适合研究区的吸附模型, 并基于孔隙度随有效应力变化关系建立游离气模型, 综合分析了吸附气、游离气及总含气随埋藏深度的变化特征。研究表明: WX2井页岩不同温度下过剩吸附量随着压力增大, 均呈现先增大后减小的趋势, 随着温度的升高, 最大吸附量逐渐减小, 而校正后的绝对吸附量随压力增加, 先迅速增大后增速放缓, 且用D-A模型拟合绝对吸附量数据平均误差最小, 基本可以反应研究区页岩真实吸附过程。页岩样品在加压过程中孔隙及微裂隙会逐渐闭合, 卸压时绝大部分会重新打开, 存在部分塑性变形造成的不可逆损伤, 但不可逆损伤所占比重较轻。不同方向样品孔隙度与有效应力之间具有负指数关系, 富含层理页岩平行样品较垂直样品具有更大的初始孔隙度以及更强的孔隙应力敏感性。页岩气赋存特征综合受控于储集层特征、吸附能力、温度及压力等因素, 其中温度对吸附气和游离气含量为负效应, 储层压力为正效应; 吸附气、游离气及总含气量均遵循先增大后减小的总体趋势, 其中吸附气及游离气含量分别主要受控于温度及储层压力。此外, 临界深度上下, 页岩吸附态与游离态相对含量发生变化, 其对页岩气富集评价具有重要意义。

关键词: WX2井; 赋存特征; 含气量; 临界深度; 渝东北

中图分类号: P618.1

文献标识码: A

文章编号: 1006-7493 (2016) 04-0679-11

Shale Gas Occurrence Characteristics and Exploration Significance of WX2 Well in the Northeast Chongqing

FU Changqing^{1,2}, ZHU Yanming^{1,2}, CHEN Shangbin^{1,2}, LIANG Feng^{2,3}

1. Key Laboratory of Coalbed Methane Resources & Reservoir Formation Process, Ministry of Education, China University of Mining & Technology, Xuzhou 221116, China;

2. School of Resources & Geosciences, China University of Mining & Technology, Xuzhou 221008, China;

3. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development—Langfang Branch, Langfang 065007, China

Abstract: To study the shale gas occurrence characteristics of the Longmaxi Formation in northeast Chongqing, the isothermal adsorption data under high temperature and high pressure and porosity data under burden pressure of the well WX2 shale were analyzed. According to the principle of minimum error, we have chosen a suitable adsorption model for the study area. Based on the relationship between porosity and effective stress, the free gas model is established. In addition, comprehensive analysis of the characteristics of adsorption gas, free gas, and changes in total gas with the buried depth was conducted. The results show that excess adsorption quantity of well WX2 shale increased first and then decreased under different temperatures with an increasing pressure. The

收稿日期: 2016-05-31; **修回日期:** 2016-08-20

基金项目: 煤层气资源与成藏过程教育部重点实验室 (中国矿业大学) 开放基金资助项目 (2016-005); 国家自然科学基金项目 (41272155); 国家基础研究发展计划 (973) 项目 (2012CB214702) 联合资助

作者简介: 付常青, 男, 1990年生, 博士研究生, 从事非常规油气地质研究; E-mail: spirit1208@163.com

maximum adsorption capacity decreased gradually as the temperature increased. After correction, the absolute adsorption quantity shows a rapid increase first and then a slow increase with increasing pressures. As the absolute adsorption data can be fitted with D-A model with the minimum average error, it can represent the real adsorption process of shale in the study area. Pores and micro-cracks of shale samples will gradually close during pressurization, and reopen during depressurization. This process will cause irreversible damage by plastic deformation, but irreversible damage accounts for small proportion. Porosities of samples from different directions have a negative exponent relationship with effective stress. Parallel samples of lamina-rich shales have greater initial porosity and stronger pore stress sensitivity than the vertical samples. Shale gas occurrence characteristic is comprehensively controlled by reservoir characteristics, adsorption capacity, reservoir temperature, and reservoir pressure. Among them, temperature has the negative effects on adsorption gas content and free gas content, and the reservoir pressure has the positive effect. The adsorption gas content, free gas content and total content increases first then decreases. Adsorption gas content and free gas content are mainly controlled by temperature and reservoir pressure, respectively. In addition, relative abundance of adsorption gas and free gas will change near the critical depth, and this will be of great importance for evaluating shale gas enrichment.

Key words: Well WX2; occurrence characteristics; gas content; critical depth; northeast Chongqing

First author: FU Changqing, Ph.D. Candidate; E-mail: spirit1208@163.com

中国南方地区下古生界五峰组-龙马溪组海相页岩因具有厚度大、分布稳定、有机碳含量高、热演化程度高以及含气性良好等特点,成为页岩气勘探研究的重点目标层位(董大忠等, 2012; 郭旭升, 2014; 邹才能等, 2015)。长期以来,页岩气研究主要集中在以有利区优选为目标的储层特征及成藏条件方面(朱炎铭等, 2010; 聂海宽等, 2012; 纪文明等, 2016),且近年来,长宁、昭通、威远及焦石坝区块页岩气成功实现商业开发,显示我国页岩气勘探开发取得突破性进展(郭彤楼和张汉荣, 2014; 梁峰等, 2016)。但除上述4个区块外,其他区域目前尚未获商业气流也暴露出我国在正确认识页岩气赋存特征及揭示页岩气富集规律方面存在瓶颈。因此,下一阶段研究重心将转向以寻找页岩气富集区带为目标的页岩气富集规律方面(金之钧等, 2016; 何治亮等, 2016)。沉积环境、储层物性、页岩气赋存特征、气体运移特征及页岩气保存条件等多种因素均会影响页岩气的富集(夏威等, 2015; 李艳芳等, 2015; 夏阳等, 2015; 刘树根等, 2016; 刘军等, 2015)。因页岩气含量是页岩气富集程度最直观的参数,并对页岩气地质储量、可采资源量预测具有重要意义(郭旭升等, 2016);同时,四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组页岩气勘探实践揭示,厚度、有机碳含量、热演化程度以及顶底板条件相似的页岩,其含气性存在很大差异(魏志红, 2015);其次,我国南方古生界富有机质页岩层一般均经历了早期深埋及晚期抬升两个阶段,受后期构造作用的影响,使得现今页岩气层处于不同埋藏深度,但对不同埋藏深度下,页岩

气各赋存相态含气量变化及其对含量研究成果则极其匮乏,因此,研究页岩气赋存特征就显得尤其重要。中国石油勘探开发研究院廊坊分院在四川盆地边缘渝东北巫溪部署的WX2井,五峰组-龙马溪组富有机质页岩在有机质丰度、脆性矿物含量、富有机质页岩连续厚度等多项静态参数均优于目前商业开发区块的评价井,且页岩最高实测含气量超 $8\text{m}^3/\text{t}$ (梁峰等, 2016; 邹才能等, 2016),因而正确认识WX2井页岩气赋存特征对揭示渝东北地区页岩气富集规律及指导页岩气勘探方面具有重要价值。

南方下古生界五峰组-龙马溪组页岩处于高过成熟度阶段(邹才能等, 2010),页岩气除少部分呈溶解状态赋存于有机质和结构水以外,绝大部分以游离状态赋存于孔隙和裂隙中,或以吸附状态赋存于矿物颗粒和有机质的表面(张金川等, 2004; Curtis et al., 2002),页岩气总含量基本是游离态页岩气和吸附态页岩气之和。对页岩气的赋存特征研究对容积法评价页岩气地质储量有重要意义(张雪芬等, 2010)。等温吸附是研究页岩吸附气含量的重要途径,而吸附模型是对等温吸附曲线进行非线性拟合得到具有物理意义的参数,从而对吸附过程进行描述并对吸附气含量进行预测。页岩吸附模型主要有 Lanmuir 模型(L模型)、Freundlich 模型(F模型)、Langmuir-Freundlich 模型(L-F模型)、Dubinin-Astakhov 模型(D-A模型)及 Dubinin-Radushkevich 模型(D-R模型)(Harpalani et al., 2006; Ji et al., 2015; Singh and Javadpour, 2016; Wang et al., 2016),但各模型在研究区的适用性未有研究成果提及。游离气含量多采用PVT

方程进行计算,其含量受外界环境及储集层孔隙特征的控制,而现阶段针对储集层特征的研究主要集中在孔隙表征及分类,缺少应力条件下页岩孔隙变化研究,造成对不同温压条件下游离气含量认识不清。鉴于此,本文通过WX2井龙马溪组钻井岩心实验分析,旨在揭示以埋藏深度为基础的储层温度及压力控制下的页岩气赋存特征,为渝东北地区海相页岩气富集规律研究及勘探开发提供依据。

1 地质概况

WX2井地处重庆东北部巫溪县东(图1),构造上位于南大巴山弧形褶皱带南部,铁溪-巫溪隐伏断裂带以北,构造位置位于田坝背斜北翼,背斜地表构造形态呈现箱状背斜或断背斜形态,背斜两翼为断层,地表出露地层为上二叠统,背斜北翼地层倾角 $10^{\circ}\sim 50^{\circ}$,深部地层平缓(梁峰等,2016;邹才能等,2016)。该井从顶至底钻遇地层分别为上二叠统长兴组、吴家坪组,下二叠统茅口组、栖霞组、铜矿溪组,中志留统徐家坝组、下志留统龙马溪组,上奥陶统五峰组、临湘组等,其中缺失上志留统、泥盆系、石炭系。WX2井所在地区地温梯度约 $19.5\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$ (邓宾等,2013;汤庆艳等,

2013;曹环宇等,2016),龙马溪组底部页岩储层压力梯度约 $1.4\text{ MPa}/\text{hm}$ (刘若冰,2015;郭彤楼,2016;刘洪林等,2016),为超压储层。目标层为五峰组-龙马溪组,其中TOC大于2.0%层段位于1543~1636 m井段(梁峰等,2016)。五峰组-龙马溪组富有机质页岩段岩性以硅质页岩、炭质泥页岩、黑色泥页岩及黑色页岩为主,其中黑色页岩层理及黄铁矿晶体十分发育,笔石化石丰富,缺乏底栖生物,但含有低等菌藻类及硅质海绵骨针和放射虫,指示深水、低能、缺氧的深水陆棚相沉积环境(熊小辉等,2015)。

2 样品与实验

2.1 样品

本次取样点位于WX2井实测高含气层段,取样深度1623.20 m,实测地温 46.65°C ,储层压力22.72 MPa,现场解吸含气量约 $4.90\text{ mL}/\text{g}$ (图1)。样品中含有大量笔石化石,页岩层理极为发育,有机质类型为I-II₁型, R_o 值为2.76%,处于过成熟演化阶段(梁峰等,2016)。

2.2 实验方法

(1) 高压甲烷等温吸附

将岩芯样品破碎至60~80目($0.18\sim 0.25\text{ mm}$),取100~150 g空气干燥基样品,在贵州省煤田地质

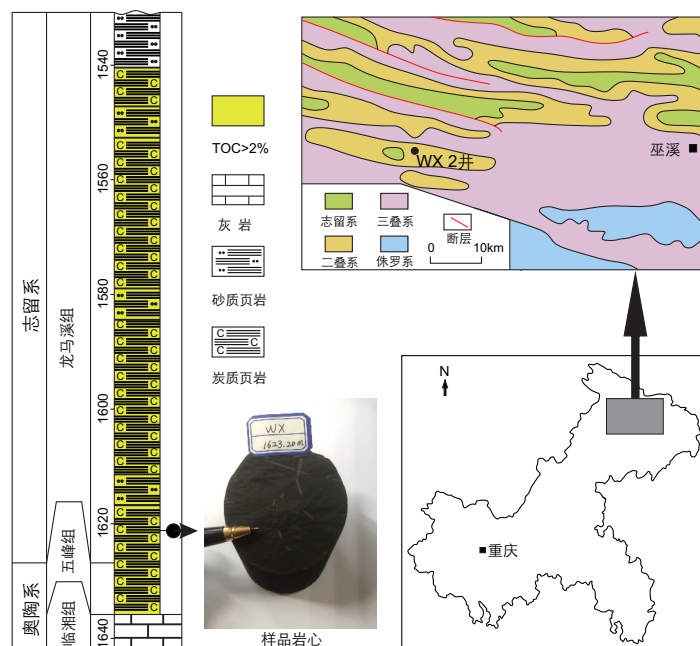


图1 WX2井位置及采样点信息

Fig. 1 The location of WX2 well and sample information

局采用 GAI-100 型高压气体等温吸附仪进行实验。仪器最高压力 69 MPa, 压力传感器精度达到 0.05 %, 实验温度最高 177 °C, 采用先进的数字式油浴, 控温精度为 0.1 °C。为研究不同埋藏深度对应储层温度下页岩吸附能力, 实验中最高吸附压力为 29 MPa, 吸附温度为 30 °C、40 °C、50 °C、60 °C、70 °C 及 80 °C。每个压力点吸附平衡时间一般大于 12 h, 甲烷吸附介质纯度为 99.99 %。因现阶段页岩气吸附实验尚未发布国家标准, 参照《煤的高压等温吸附试验方法》进行实验。

(2) 覆压孔隙度

将实验样品按照《工程岩体试验方法标准》要求, 分别沿层理方向和垂直层理方向加工成直径 25 mm 高度 50 mm 的标准圆柱试样 (后文中分别称为: 平行样及垂直样), 加工后的试样两端面平整度偏差在 0.05 mm 内, 试样侧面光滑笔直, 轴向垂直度不超过 0.001 rad。实验在贵州省煤田地质局采用运用 PDP-200 覆压孔渗测试仪进行。每个压力点加压时间大于 2 h, 实验气体为氦气, 介质纯度为 99.99%, 实验中保持孔隙压力不变, 通过改变围压来改变有效应力从而完成受力过程中孔隙度的测试。

3 结果与讨论

3.1 结果

3.1.1 等温吸附实验结果

WX2 井页岩等温吸附测试结果见表 1。不同温度下, 吸附量随压力的增大均呈现先增大后减小的趋势, 其中 30 °C 时吸附量介于 0~2.59 mL/g, 40 °C 时吸附量介于 0~2.14 mL/g, 50 °C 时吸附量介于 0~1.85 mL/g, 60 °C 时吸附量介于 0~1.68 mL/g,

70 °C 时吸附量介于 0~1.54 mL/g, 80 °C 时吸附量介于 0~1.47 mL/g。各温度条件下, 最大吸附量对应压力均在 6 MPa 附近, 且伴随着温度的升高, 最大吸附量逐渐减小。

3.1.2 覆压孔隙度实验结果

受控于实验仪器限制, 实验过程中, 设置初始围压 2 MPa, 步长 4 MPa, 最大围压 22 MPa, 实验过程中保持孔隙压力 0.5 MPa 不变, WX2 井页岩覆压孔隙度测试结果见表 2。围压从 2~22 MPa, 平行样品孔隙度从 4.69% 降至 2.63%, 垂直样品孔隙度从 4.10% 降至 2.68%。两样品随着围压的增大孔隙度均逐渐减小, 并表现出初期迅速衰减, 后期衰减幅度放缓的整体趋势。

表 2 样品覆压孔隙度测试数据

Table 2 Sample porosity data in confining stress

样品孔隙度/%	围压/MPa					
	2.00	6.00	10.00	14.00	18.00	22.00
平行样	4.69	4.01	3.50	3.28	2.95	2.63
垂直样	4.10	3.59	3.19	2.95	2.75	2.68
平均值	4.40	3.80	3.35	3.12	2.85	2.66

3.2 讨论

3.2.1 吸附模型适用性

现有研究表明, 体积法所测试的吸附数据是过剩吸附量, 也称作吉布斯表面过剩吸附量 (Harpalani et al., 2006; Wang et al., 2016), 在高压吸附实验中, 过剩吸附量明显小于相应的绝对吸附量, 绝对吸附量的计算公式 (郇璇等, 2015):

$$n_{abs} = n_{Gibbs} \left(\frac{\rho_{sorbed}}{\rho_{sorbed} - \rho_{gas}} \right) \quad (1)$$

式中: n_{abs} (mol/g) 为绝对吸附摩尔量, n_{Gibbs} (mol/g) 为压力 p (MPa) 时过剩吸附摩尔量,

表 1 龙马溪组页岩等温吸附实验测试数据

Table 1 Isotherm experimental data of the Longmaxi Formation

温度 30°C		温度 40°C		温度 50°C		温度 60°C		温度 70°C		温度 80°C	
压力 MPa	吸附量 mL/g	压力 MPa	吸附量 mL/g	压力 MPa	吸附量 mL/g	压力 MPa	吸附量 mL/g	压力 MPa	吸附量 mL/g	压力 MPa	吸附量 mL/g
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.71	2.02	1.66	1.45	2.05	1.20	2.23	1.11	2.19	0.94	2.26	0.79
4.06	2.62	3.89	2.04	4.16	1.72	4.53	1.57	4.41	1.46	4.54	1.28
6.62	2.59	6.35	2.14	6.61	1.85	6.86	1.68	6.69	1.54	6.95	1.47
9.25	2.46	8.85	2.13	9.19	1.83	9.32	1.62	9.00	1.53	8.80	1.42
12.98	2.24	12.49	1.95	13.08	1.71	13.38	1.48	13.27	1.41	13.26	1.31
17.56	1.95	16.89	1.73	17.65	1.51	18.29	1.33	17.92	1.26	18.14	1.17
22.31	1.64	21.52	1.50	22.48	1.30	22.99	1.16	22.6	1.10	23.33	1.01
27.94	1.28	26.93	1.21	28.08	1.04	28.73	0.94	28.44	0.90	28.93	0.85

ρ_{sorbed} (mol/mL) 为吸附相的平均密度摩尔密度, ρ_{gas} (mol/mL) 为压力与温度的函数。

将吸附摩尔量转换成吸附体积, 则绝对吸附量计算公式为:

$$V_{\text{abs}} = V_{\text{Gibbs}} \left(\frac{1}{1 - \rho_{\text{gas}} / \rho_{\text{sorbed}}} \right) \quad (2)$$

式中: V_{abs} (mL/g) 为绝对吸附量; V_{Gibbs} (mL/g) 为过剩吸附量; ρ_{sorbed} 多取定值 0.421 g/mL (Wang et al., 2016), ρ_{gas} 按照标准气态方程转换后的计算公式进行计算:

$$\rho_{\text{gas}} = \frac{pM}{RT} \quad (3)$$

式中: M (g/mol) 为摩尔质量, 甲烷为 16, R (cm³·MPa/mol·K) 为理想气体常数, 取值 8.314, T (K) 为热力学温度。

将表 1 实测值带入公式 (2), 通过计算, 龙马溪组页岩过剩及绝对等温吸附曲线如图 2 所示。校正后的绝对吸附量曲线均呈现随测试压力的增加, 先迅速增大, 后增大放缓的变化趋势; 此外, 随着测试温度的升高, 绝对吸附量呈逐渐减小的整体趋势, 与过剩等温吸附曲线保持一致。

利用现阶段常用吸附理论模型 L 模型、F 模型、L-F 模型、D-A 模型及 D-R 模型 (Harpalani et al., 2006; Ji et al., 2015; Singh and Javadpour, 2016; Wang et al., 2016) 对页岩绝对等温吸附数据进行拟合研究。

(1) L 模型

Langmuir 从动力学观点出发, 提出了单分子层吸附的状态方程。L 模型的表达式为:

$$V = V_L \frac{p}{p + p_L} \quad (4)$$

式中: V (mL/g) 为吸附平衡时的吸附量; V_L (mL/g) 为 Langmuir 体积, 即饱和吸附量; p (MPa) 为平衡压力; p_L (MPa) 为 Langmuir 压力。

(2) F 模型

Freundlich 通过热力学方法推导出来的等温吸附方程可以描述多层吸附, F 模型的表达式为:

$$V = ap^n \quad (5)$$

式中: a (m³/(t·MPaⁿ)) 为 Freundlich 系数; n 为 Freundlich 指数。

(3) L-F 模型

L-F 模型方程同时考虑了吸附剂表面的非均匀性以及被吸附分子之间的作用等复杂因素, 模型表达式为:

$$V = V_L \frac{p^n}{p^n + p_L} \quad (6)$$

式中: n 为与温度及页岩孔隙分布有关的模型参数, 用来校正吸附位与吸附分子, 当 $n=1$ 时, 即为 L 模型。

(4) D-A 模型

基于微孔充填及吸附势理论, Dubinin 和 Astakhov 提出的 D-A 吸附模型为:

$$V = V_0 \exp \left\{ -D \left[\ln \left(\frac{p_0}{p} \right) \right]^n \right\} \quad (7)$$

式中: V_0 (mL/g) 为吸附剂的微孔体积; D 在特定吸附质和吸附剂为常数, 其表达式为 $(RT/E)^n$, 其中 E (L·MPa/mol) 为吸附特征能, n 为与吸附剂非均匀性相关的参数。

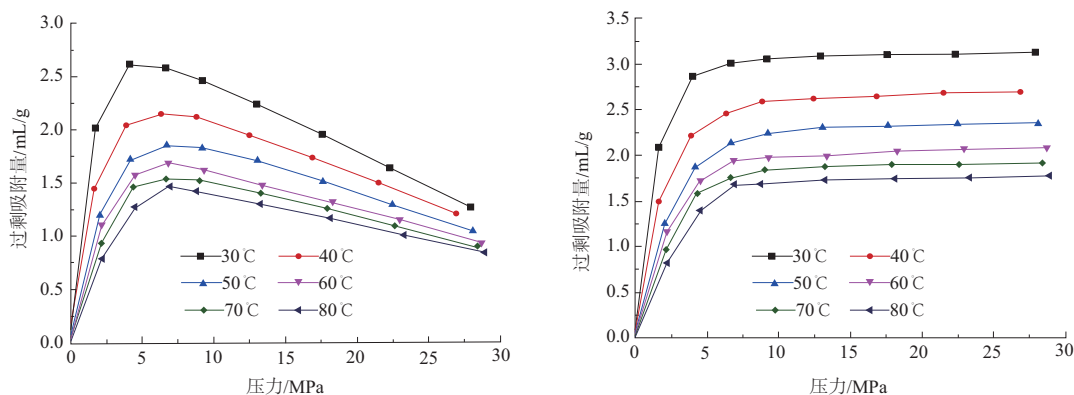


图2 龙马溪组页岩过剩等温吸附曲线(左)及绝对等温吸附曲线(右)

Fig. 2 Excess adsorption isotherm (left) and absolute adsorption isotherms (right) of the Longmaxi Formation

(5) D-R模型

Dubinini 和 Radushkevitch 研究表明, D-A 模型中, 当 $n=2$ 的值可能适合某些情况, 由此建立的 D-R 模型为:

$$V = V_0 \exp \left\{ -D \left[\ln \left(\frac{p_0}{p} \right) \right]^2 \right\} \quad (8)$$

本次利用误差最小原则挑选适合研究区的等温吸附模型。基于计算结果, 对各模型的拟合结果与实测结果的误差进行计算, 方程为 (Harpalani et al., 2006; Wang et al., 2016):

$$r = \frac{(V_{\text{exp}} - V_{\text{eq}}) \times 100}{V_{\text{exp}}} \quad (9)$$

式中: V_{exp} (mL/g) 为实验吸附量, V_{eq} (mL/g) 为拟合吸附量, r 为误差。

将每个温度点下的吸附点误差取平均值, 作为此温度下的平均误差:

$$ARE = \frac{1}{j} \sum_{i=1}^j abs(r_i) \quad (10)$$

式中: ARE 为每个温度点下的平均误差值, j 为每个温度点下的测量数, $abs(r_i)$ 为每个测量点误差的绝对值。

从各模型拟合结果的误差来看 (表3), F 模型平均误差最大, D-R 模型次之, L-F 模型及 D-A 模型拟合效果较好, 误差值均小于 1%, 且以 D-A 模型误差最小。此外, 采样测试点储层条件下 (地温 46.65 °C, 储层压力 22.72 MPa), D-A 模型误差仅 0.191% (测试温度 50 °C), 并基于研究区地温梯度, 五峰组-龙马溪组目标层温度在 50~80 °C 之间, 而此温度范围内 D-A 模型误差值同样最小。鉴于此, D-A 模型最适合用来拟合研究区等温吸附实验数据, 其基本可以反应页岩真实吸附过程。

3.2.2 吸附气含量计算

吸附气含量严格受控于页岩的吸附能力。根据前人研究成果, 研究区地温场介于 19~25 °C/km, 储层压力系数介于 0.80~1.50 (换算为储层压力梯度介于 0.8~1.5 MPa/hm) (邓宾等, 2013; 汤庆艳等, 2013; 刘若冰, 2015; 曹环宇等, 2016; 郭彤楼, 2016; 刘洪林等, 2016)。为全面考虑温压控制下页岩气含量, 研究中分别选取不同地温梯度 (20 °C/km 和 25 °C/km) 及储层压力梯度 (0.8 MPa/hm 和 1.5 MPa/hm) 进行对比研究。假设地表温度为恒温带温度 15 °C, 储层压力为 0 MPa, 利用地温梯度和压力梯度, 可计算不同埋深的温度及储层压力, 再根据优选的 D-A 等温吸附模型, 即可求得各温压条件下页岩吸附气含量, 以此反演不同深度 (温压) 环境中页岩吸附气量特征 (图3)。

预测 0 到 4000 m 埋深条件下, 页岩吸附气量呈现先增大后减小的整体趋势, 最大吸附气含量均出现在埋深 750 m 附近。相同埋深条件下, 储层压力梯度越高, 地温梯度越小, 则吸附气含量越大。反之, 储层压力梯度越低, 地温梯度越大,

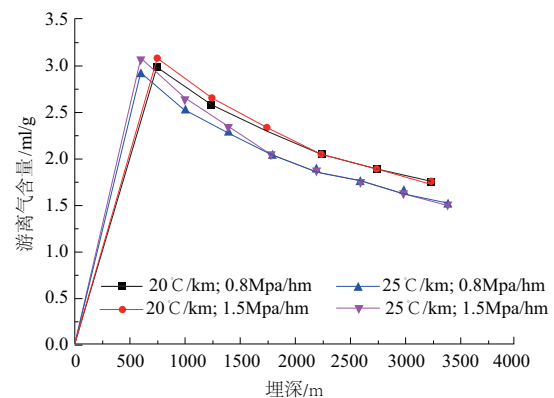


图3 不同埋深条件下页岩的吸附特征

Fig. 3 Adsorption characteristics of shales under different burial depths

表3 各模型拟合参数及误差

Table 3 Fitting results and fitting errors of different models

测试 温度 /°C	L模型			F模型			L-F模型				D-A模型				D-R模型		
	V_L mL/g	P_L MPa	误差 %	a mL/(g·MPa ⁿ)	n	误差 %	V_L mL/g	P_L MPa	n	误差 %	V_0 mL/g	D	n	误差 %	V_0 mL/g	D	误差 %
30	0.933	3.331	2.618	2.298	0.107	5.609	3.120	1.392	1.939	0.243	3.105	0.002	4.718	0.319	3.245	0.039	3.553
40	1.561	2.960	2.856	1.690	0.160	7.027	2.727	1.767	1.511	0.476	2.664	0.010	3.534	0.565	2.826	0.058	3.949
50	2.238	2.694	4.082	1.387	0.179	7.872	2.380	3.152	1.734	0.405	2.342	0.011	3.739	0.191	2.491	0.072	4.742
60	2.144	2.361	4.418	1.271	0.165	7.336	2.088	3.697	1.915	0.869	2.059	0.008	4.100	0.878	2.188	0.068	4.883
70	2.643	2.265	6.036	1.132	0.178	9.225	1.912	5.314	2.188	0.419	1.897	0.005	4.581	0.537	2.048	0.077	6.233
80	3.497	2.210	7.808	0.990	0.197	10.802	1.784	6.956	2.18	1.254	1.765	0.007	4.470	1.135	1.924	0.091	7.466

则吸附气含量越小。由此可见,温度对页岩吸附的影响是消极的,在其他条件不变的情况下,吸附能力随温度增大而降低,而储层压力对页岩吸附的影响却是积极的,在其他条件不变的情况下,吸附能力随储层压力的增大而升高。随着埋藏深度的增大,相同地温条件下吸附气含量趋于相同,且现今全球获工业气流页岩气开采深度基本大于1000 m (邹才能等, 2015), 对比可知,在此埋深条件下,吸附气含量受储层压力影响微弱,而主要受控于储层温度。

3.2.3 覆压孔隙模型求取

众多学者研究认为孔隙度随有效应力增加而减小,且总结了孔隙度的变化关系式 (Athy, 1930; Giles et al., 1998), 较具有代表性的是:

$$\phi_t = \phi_0 e^{-C_p p_t} \quad (11)$$

式中: ϕ_t (%) 为 t 时刻的孔隙度, ϕ_0 (%) 为初始状态的孔隙度, C_p (MPa^{-1}) 为孔隙压缩系数, p_t (MPa) 为 t 时刻的有效应力。

本次研究中,有效应力根据 Terzaghi 的定义 (耶格等, 1981), 计算公式为:

$$p_t = \sigma - p_p \quad (12)$$

式中: σ (MPa) 为外部应力,即为本实验中施加的围压; p_p (MPa) 为孔隙压力。

对 WX2 垂直样品先加压而后卸压,当最大有效应力为 21.5 MPa, 回复后孔隙度损失量为 10.976% (图4), 表明页岩样品在加压过程中孔隙及微裂隙会逐渐关闭,卸压时绝大部分已经关闭的孔隙和微裂隙会重新打开,仍存在部分塑性变

形造成的不可逆损伤。但由于不可逆损伤所占比重较轻,因此,利用页岩覆压孔隙度实验,可以表征页岩在经历构造抬升,有效应力变化时孔隙的特征。

利用表2实验结果,进行有效应力与孔隙度的拟合 (图5)。

不同方向样品孔隙度随应力拟合曲线相关系数分别为 0.9803 与 0.9473, 表明孔隙度与有效应力之间符合负指数关系。相比之下,平行样品较垂直样品具有更大的初始孔隙度,但随着有效应力的增加,平行样品孔隙度衰减幅度较大,孔隙度迅速减小并小于垂直样品孔隙度。究其原因: WX2 井龙马溪组富有机质页岩页理发育,而页理作为薄弱面具有更多的孔隙空间 (李传亮等, 2003), 使其得平行样品较垂直样品具有更大的初

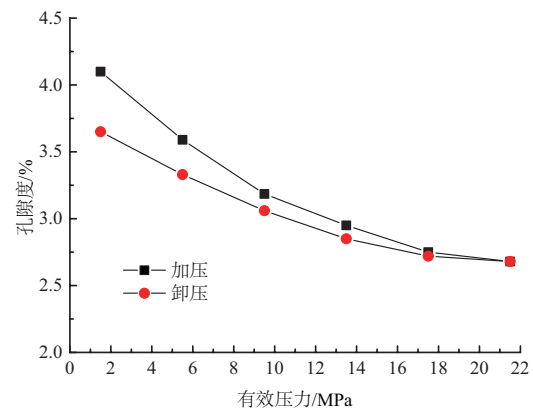


图4 垂直样品孔隙度随有效应力相应关系

Fig. 4 The relationship between vertical sample porosity and effective stress

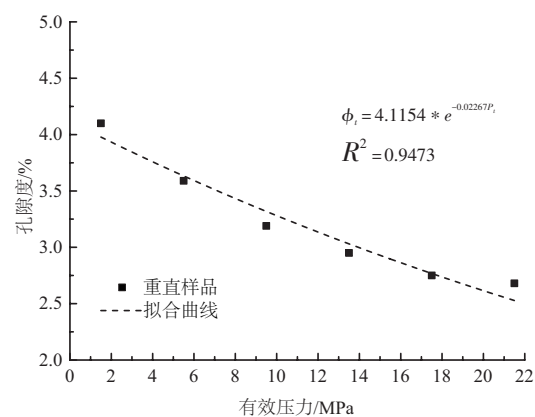
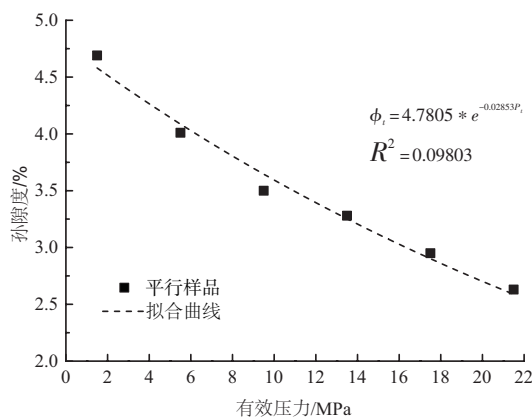


图5 有效应力与孔隙度关系

Fig. 5 The relationship between porosity and effective stress

始孔隙度,但同时,因样品具有较大的孔隙度,使具有更强的孔隙应力敏感性 (Milliken et al., 2013),最终表现为随应力增加,孔隙度降低趋势更明显。

对于富含层理页岩而言,要想较为准确获取样品孔隙度,避免页岩结构各向异性的影响,需综合平行于层面与垂直于层面柱状样品孔隙度,取其平均值。因此,利用表2中平均孔隙度数据,建立WX2页岩覆压孔隙度综合模型,见式13。

$$\phi_i = 4.4507 * e^{-0.0257p_i} \quad (13)$$

式中: ϕ_i (%) 为平均孔隙度。

3.2.4 游离气含量计算

页岩气中的游离气主要储集于页岩孔隙中 (游声刚等, 2015), 因此准确获得不同温压条件下页岩孔隙度的变化, 即可对页岩中游离气含量进行研究。由于实验未获得温度对孔隙度的影响数据, 本次仅研究不同储层压力梯度对不同埋藏深度页岩游离气的影响, 但包含温度对气体体积膨胀产生的影响。

对游离气含量的计算采用理想气态方程:

$$\frac{pV}{T} = \frac{p_0V_0}{T_0} \quad (14)$$

式中: p (MPa) 为某深度时储层压力, V (mL/g) 为某深度时对应孔隙体积; T (K) 为某深度时储层开氏温度, 式中 p_0 、 V_0 、 T_0 为折算到 0℃、101.325 kPa 时所对应的压力、游离气含量及开氏温度。

由温度与深度的关系可知, 温度与埋深成正比, 建立温度与深度的关系:

$$T = h/1000 \times dT + 15 \quad (15)$$

式中: h (m) 为页岩埋藏深度, dT (°C/km) 为温度梯度。

储层压力的计算公式为:

$$p = hg\eta\rho_w \times 10^{-6} \quad (16)$$

式中: g (N/kg) 为重力加速度, 值取 10.0, η 为储层系数; ρ_w (kg/m³) 为水体的密度, 值取 1.0×10^3 。

储层有效应力计算公式为:

$$p_i = hg(\rho_R - \eta\rho_w) \times 10^{-6} \quad (17)$$

式中: p_i (MPa) 为储层有效应力, ρ_R (kg/m³) 为岩石平均的密度, 取平均值 2.6×10^3 。

利用上述公式, 分别计算不同埋深的储层孔隙体积、温度和压力 (与吸附气含量计算中地温梯度及储层压力梯度取值相同), 再根据理想气态方程, 即可反演不同深度 (温压) 环境中页岩游离气量特征 (图6)。

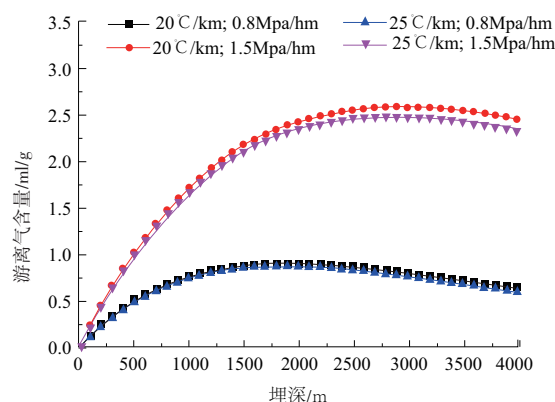


图6 不同埋深条件下页岩的游离气特征

Fig. 6 Characteristics of free gas in shale under different burial depths

预测 0 到 4000 m 埋深范围内, 游离气量同样呈现先增大后减小的整体趋势, 最大游离气含量在不同储层压力梯度下差异较大, 分别出现在 1900 m 及 2900 m 附近, 而基本不受地温梯度的影响。相同埋深条件下, 储层压力梯度越高, 地温梯度越小, 则游离气含量越大; 反之, 储层压力梯度越低, 地温梯度越大, 则游离气含量越小。由此可见, 温度对页岩游离气的影响同样是消极的, 而储层压力梯度对页岩游离气的影响同样是积极地, 且对比可知, 储层压力较储层温度的影响更大。因此, 对于不同埋藏深度页岩, 其游离气含量受温度影响微弱, 而主要受控于储层压力, 且随着埋藏深度的增大, 不同温压条件下游离气含量差异逐渐增大, 表明储层压力对页岩游离气含量的影响随埋藏深度的增大而逐渐增大。

3.2.5 总含气量及吸附气与游离气比例

页岩气除少部分呈溶解状态, 因此总含气量可近似于吸附气与游离气含量之和。分别将相同地温及储层压力下的吸附气及游离气相加, 即可反演不同埋深 (温压) 下页岩总含气量特征 (图7)。随埋藏深度的增大, 总含气量呈现先增大后减小的整体趋势。相同地温梯度下, 储层压力梯度越高, 相同埋深下总含气量越大, 且随埋深增

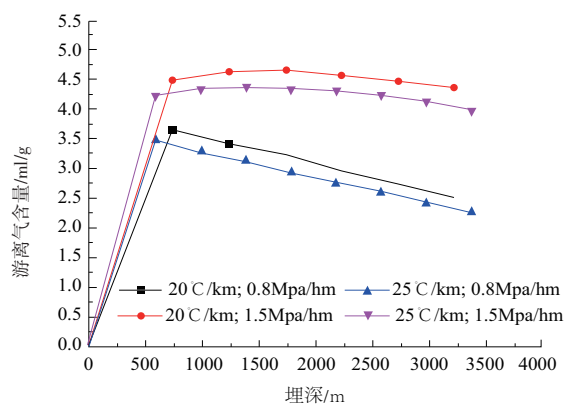


图7 不同埋深条件下页岩总含气量特征

Fig. 7 Characteristics of total gas content under different burial depths

大, 储层压力梯度越高, 总含气量减缓趋势越小; 相同压力梯度下, 随埋深增大, 总含气量趋势基本相近, 且储层压力梯度越高, 总含气量衰减幅度越小。因此, 对于不同埋藏深度页岩, 其总含气量受地温影响小, 而主要受控于储层压力, 储层压力是控制总含气量的主要因素。

利用吸附气及游离气与埋深的相互关系, 计算吸附气与游离气比例见图8。吸附气与游离气之比随着埋藏深度的增大逐渐减小, 表明吸附气占总含气量比重逐渐减小, 游离气比重逐渐增大。当储层压力梯度为0.8 MPa/hm时, 比值均大于1, 表明总含气量中吸附气占主导, 当储层压力梯度为1.5 MPa/hm时, 在埋深1700 m附近, 比值为1, 页岩吸附气与游离气量相同, 可将此深度定义为页岩气赋存相态转换的临界深度。即表示, 在1.5 MPa/hm条件下, 当页岩埋藏深度小于1700 m, 吸附气含量大于游离

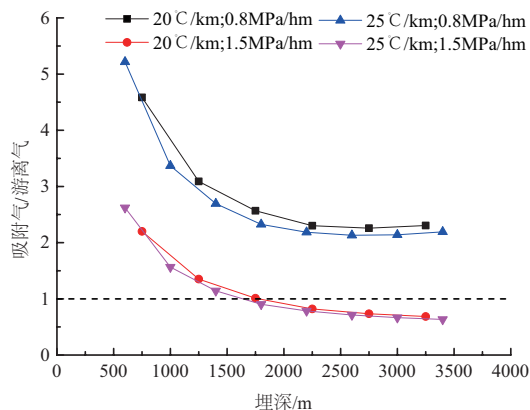


图8 不同埋深条件下吸附气与游离气比值

Fig. 8 Ratios of adsorbed gas and free gas under different burial depths

气含量, 页岩气以吸附气占主导, 当埋深大于1700 m, 游离气含量逐渐超过吸附气含量, 页岩气以游离气占主导。随着储层压力梯度增大, 临界深度逐渐变浅, 相同储层压力梯度条件下, 地温梯度越高, 临界深度越浅, 但比较之下, 温度对比值影响较小, 储层压力则影响较大。

3.2.6 勘探意义

为确定本次吸附气及游离气预测的准确性, 采用WX2井钻井岩芯实测含气量与预测气量进行对比。结合实测等温吸附及覆压孔隙度数据, 模拟龙马溪组底部吸附气、游离气及含气量随页岩埋藏深度特征如图9所示。模型显示, WX2井页岩样品吸附气含量介于0到3.087 mL/g, 最大吸附气含量埋深约800 m, 游离气含量介于0到2.25 mL/g, 最大游离气含量对应埋深约2700 m, 总含气量介于0到4.46 mL/g, 最大含气量出现在1500 m附近。吸附气、游离气及总含气量随埋深均呈现先增大后减小的趋势。WX2井页岩采样深度为1623.20 m, 对应预测含气量总含气量约为4.46 mL/g, 其值与现场实测值误差为8.98% (梁峰等, 2016), 证明本次页岩气赋存研究结果较为可靠。对WX2井页岩吸附气与游离气比值分析可知, 在埋深为2100 m附近吸附气与游离气相等, 即2100 m为WX2井采样点页岩气赋存相态转换临界深度 (图10)。推至研究区, 可用已知地温梯度和压力梯度, 计算不同埋深的温度及储层压力, 结合实验测试结果, 即可初步估算不同深度 (温压) 环境中各相态页岩气赋存特征。

WX2井页岩样品吸附气含量在较小埋深即趋

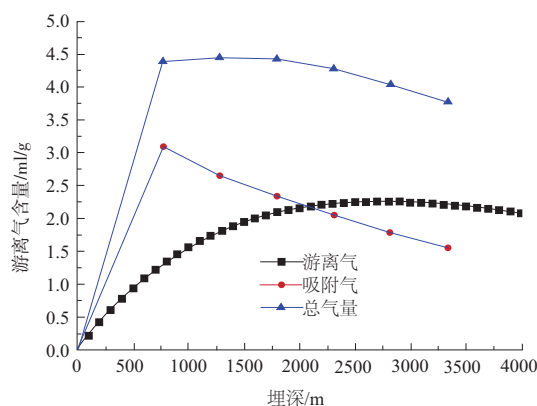


图9 WX2井龙马溪组底部含气量特征

Fig. 9 Characteristics of gas-bearing strata at the base of the Longmaxi Formation in Well WX2

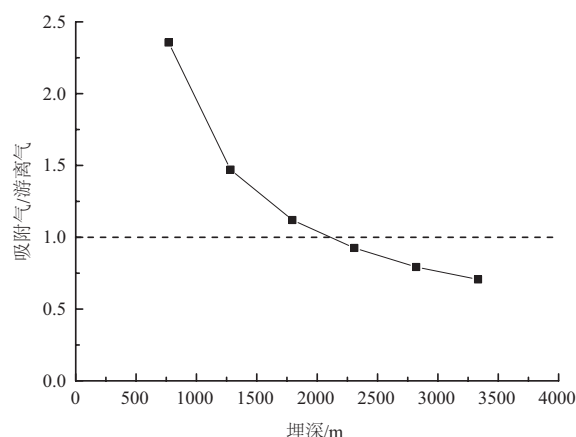


图10 WX2井龙马溪组底部吸附气与游离气比值

Fig. 10 Adsorbed gas and free gas ratio at the base of the Longmaxi Formation in Well WX2

近于最大值,且随着埋藏深度的增大,吸附气含量逐渐减小,而在很小埋深时,游离气含量较小,由此可知,页岩气富集需具有一定的埋藏深度。此外,由于吸附气主要受页岩吸附能力的控制,而游离气受控于页岩气保存能力(唐相路等,2015;肖贤明等,2015),吸附气与游离气富集的主控因素存在差异,因此页岩气各赋存状态含气量及比例对页岩气富集评价具有重要意义。

综上所述,页岩气赋存特征综合受控于储集层特征、吸附能力、地温梯度及储层压力等因素。对某一研究区而言,需综合研究页岩吸附能力与储集空间特征,明确含气量与埋藏深度相关关系,并获得最大含气量埋深范围,以此来确定研究区页岩气最宜开采深度,使页岩气井产能最大化。

4 结论

(1) WX2井页岩过剩吸附量随压力的增大呈先增大后减小的趋势,最大吸附量对应压力均在6MPa附近,伴随着温度的升高,最大吸附量逐渐减小,而校正后的绝对吸附量呈随压力的增加,先迅速增大,后增大放缓的变化趋势,且用D-A模型来拟合绝对吸附量数据,平均误差仅为0.604%,基本可以反页岩真实吸附过程。

(2) WX2井页岩样品在加压过程中孔隙及微裂隙会逐渐关闭,卸压时绝大部分会重新打开,存在部分塑性变形造成的不可逆损伤,但不可逆损伤所占比重较轻。不同方向样品孔隙度随应力

拟合曲线相关系数分别为0.9803与0.9473,指示孔隙度与有效应力之间具有负指数关系,且富含层理页岩平行样品较垂直样品具有更大的初始孔隙度以及更强的孔隙应力敏感性。

(3) 页岩气赋存特征综合受控于储层特征、吸附能力、储层温度及储层压力等因素,温度对吸附气和游离气含量为负效应,储层压力为正效应,吸附气、游离气及总含气量均遵循先增大后减小的总体趋势,其中吸附气及游离气含量分别主要受控于温度及储层压力。此外,临界深度上下,页岩吸附态与游离态相对含量发生变化,其对页岩气富集评价具有重要意义。

参考文献 (References):

- 曹环宇,朱传庆,邱楠生. 2016. 川东地区古生界主要泥页岩最高古温度特征[J]. 地球物理学报, 59(3): 1017-1029.
- 邓宾,刘树根,王国芝,等. 2013. 四川盆地南部地区新生代隆升剥露研究——低温年代学证据[J]. 地球物理学报, 56(6): 1958-1973.
- 董大忠,邹才能,杨桦,等. 2012. 中国页岩气勘探开发进展与发展前景[J]. 石油学报, (增刊1): 107-114.
- 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[J]. 石油勘探与开发, 41(1): 28-36.
- 郭彤楼. 2016. 涪陵页岩气田发现的启示与思考[J]. 地学前缘, 23(1): 29-43.
- 郭旭升,胡东风,李宇平,等. 2016. 海相和湖相页岩气富集机理分析与思考: 以四川盆地龙马溪组 and 自流井组大安寨段为例[J]. 地学前缘, 23(2): 18-28.
- 郭旭升. 2014. 南海海相页岩气“二元富集”规律——四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J]. 地质学报, 88(7): 1209-1218.
- 何治亮,聂海宽,张钰莹. 2016. 四川盆地及其周缘奥陶系五峰组—志留系龙马溪组页岩气富集主控因素分析[J]. 地学前缘, 23(2): 8-17.
- 纪文明,宋岩,姜振学,等. 2016. 四川盆地东南部龙马溪组页岩微-纳米孔隙结构特征及控制因素[J]. 石油学报, 37(2): 182-195.
- 金之钧,胡宗全,高波,等. 2016. 川东南地区五峰组—龙马溪组页岩气富集与高产控制因素[J]. 地学前缘, 23(1): 1-10.
- 李传亮,孔祥言,徐献芝,等. 2003. 多孔介质的流变模型研究[J]. 力学学报, 35(2): 230-234.
- 李艳芳,邵德勇,吕海刚,等. 2015. 四川盆地五峰组—龙马溪组海相页岩元素地球化学特征与有机质富集的关系[J]. 石油学报, 36(12): 1470-1483.
- 梁峰,拜文华,邹才能,等. 2016. 渝东北地区巫溪2井页岩气富集模式及勘探意义[J]. 石油勘探与开发, 43(3): 1-9.
- 刘洪林,王红岩,方朝合,等. 2016. 中国南方海相页岩气超压机制及选区指标研究[J]. 地学前缘, 23(2): 48-54.
- 刘军,姚艳斌,朱正杰,等. 2015. 渝东南地区黑色岩系储集层特征及含气性评价[J]. 矿物岩石地球化学通报, 34(5): 1021-1026.
- 刘若冰. 2015. 超压对川东南地区五峰组—龙马溪组页岩储层影响分析[J]. 沉积学报, 33(4): 817-827.
- 刘树根,邓宾,钟勇,等. 2016. 四川盆地及周缘下古生界页岩气深埋藏—

- 强改造独特地质作用[J]. 地学前缘, 23(1): 11–28.
- 聂海宽, 包书景, 高波, 等. 2012. 四川盆地及其周缘上奥陶统–下志留统页岩气成藏体系研究[J]. 石油实验地质, 34(2): 115–119.
- 汤庆艳, 张铭杰, 余明, 等. 2013. 页岩气形成机制的生烃热模拟研究[J]. 煤炭学报, 38(5): 742–747.
- 唐相路, 姜振学, 张莺莺, 等. 2015. 渝东南地区页岩气富集区差异性分布成因[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 30(3): 24–30.
- 魏志红. 2015. 四川盆地及其周缘五峰组–龙马溪组页岩气的晚期逸散[J]. 石油与天然气地质, 36(4): 659–665.
- 夏威, 于炳松, 孙梦迪. 2015. 渝东南 YK1 井下寒武统牛蹄塘组底部黑色页岩沉积环境及有机质富集机制[J]. 矿物岩石, 35(2): 70–80.
- 夏阳, 金衍, 陈勉, 等. 2015. 页岩气渗流数学模型[J]. 科学通报, 60(24): 2259–2271.
- 肖贤明, 王茂林, 魏强, 等. 2015. 中国南方下古生界页岩气远景区评价[J]. 天然气地球科学, 26(8): 1433–1445.
- 熊小辉, 王剑, 余谦, 等. 2015. 富有机质黑色页岩形成环境及背景的元素地球化学反演——以渝东北地区田坝剖面五峰组–龙马溪组页岩为例[J]. 天然气工业, 35(4): 25–32.
- 郇璇, 张小兵, 韦欢文. 2015. 基于不同类型煤吸附甲烷的吸附势重要参数探讨[J]. 煤炭学报, 40(8): 1859–1864.
- 游声刚, 郭茜, 耿小烬, 等. 2015. 页岩含气量的影响因素分析及含气量测试方法[J]. 中国矿业, 24(12): 80–85.
- 张金川, 金之钧, 袁明生. 2004. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业, 24(7): 15–18.
- 张雪芬, 陆现彩, 张林晔, 等. 2010. 页岩气的赋存形式研究及其石油地质意义[J]. 地球科学进展, 25(6): 597–604.
- 朱炎铭, 陈尚斌, 方俊华, 等. 2010. 四川地区志留系页岩气成藏的地质背景[J]. 煤炭学报, 35(7): 1160–1164.
- 邹才能, 董大忠, 王社教, 等. 2010. 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, 37(6): 641–653.
- 邹才能, 董大忠, 王玉满, 等. 2015. 中国页岩气特征、挑战及前景(一)[J]. 石油勘探与开发, 42(6): 689–701.
- 邹才能, 董大忠, 王玉满, 等. 2016. 中国页岩气特征、挑战及前景(二)[J]. 石油勘探与开发, 43(2): 166–178.
- 耶格 J C 和库克 N G W. 1981. 岩石力学基础[M]. 北京: 科学出版社: 268–272.
- Athy L F. 1930. Density, porosity, and compaction of sedimentary rocks [J]. AAPG Bulletin, 14(1): 1–24.
- Curtis J B. 2002. Fractured shale-gas systems [J]. AAPG bulletin, 86(11): 1921–1938.
- Giles M R, Indrelid S L and James D M D. 1998. Compaction the great unknown in basin modeling [J]. London: Geological Society, Special Publications, 141(1): 15–43.
- Harpalani S, Prusty B K and Dutta P. 2006. Methane/CO₂ sorption modeling for coalbed methane production and CO₂ sequestration [J]. Energy and Fuels, 20(4): 1591–1599.
- 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 [J]. Marine and Petroleum Geology, 68: 94–106.
- Milliken K L, Rudnicki M, Awwiller D N, et al. 2013. Organic matter-hosted pore system, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania [J]. AAPG Bull, 97: 177–200.
- Singh H and Javadpour F. 2016. Langmuir slip-Langmuir sorption permeability model of shale [J]. Fuel, 164: 28–37.
- Wang Y, Zhu Y M, Liu S M, et al. 2016. Methane adsorption measurements and modeling for organic-rich marine shale samples [J]. Fuel, 172: 301–309.