

六盘山盆地页岩吸附气赋存条件及其影响因素

韩伟¹, 艾宁², 李玉宏¹, 张云鹏¹, 郭望¹

(1. 中国地质调查局 西安地质调查中心, 自然资源部 岩浆作用成矿与找矿重点实验室, 西安 710054;
2. 宁夏回族自治区地质调查院, 银川 750021)

摘要: 六盘山盆地具备一定的油气勘探条件。为了探索六盘山盆地页岩吸附气的赋存条件及其影响因素, 通过建立吸附气模型等方法对盆地内 GY1 井白垩系马东山组泥页岩进行了研究。六盘山盆地白垩系泥页岩有机质含量偏低, 最大甲烷吸附能力介于 1.73~2.35 m³/t 之间, 均值为 2.03 m³/t, 具有较强的储气能力。泥页岩吸附能力随深度增加呈先增大后减小的趋势, 存在一个深度拐点, 在浅部压力起主要作用, 而在深部温度起主要作用。泥页岩吸附气的赋存条件主要受 6 个方面的影响, 其中有机质丰度、成熟度和湿度的影响并不显著, 而矿物含量、微观物性和温度、压力是主要的影响因素。在外界地质条件适合的情况下, 六盘山盆地页岩储层中的气体富集程度比较高, 非常有利于页岩气的开发。

关键词: 赋存条件; 吸附气; 泥页岩; 马东山组; 白垩系; 六盘山盆地

中图分类号: TE132.2

文献标识码: A

Occurrence and controls of shale absorbed gas in Liupanshan Basin

HAN Wei¹, AI Ning², LI Yuhong¹, ZHANG Yunpeng¹, GUO Wang¹

(1. Key Laboratory for the Study of Focused Magmatism and Giant Ore Deposits of MNR, Xi'an Center of Geological Survey, CGS, Xi'an, Shaanxi 710054, China; 2. Ningxia Geological Survey, Yinchuan, Ningxia 750021, China)

Abstract: The Liupanshan Basin has potentially favorable conditions for oil and gas exploration. An absorbed gas model and other methods were used to study the mud shale in the Cretaceous Madongshan Formation in the well GY 1 in the Liupanshan Basin in order to discuss the occurrence and controls of the shale absorbed gas. The Cretaceous shale in the basin has a relatively low content of organic matter, but the maximum methane adsorption capacity ranges from 1.73 to 2.35 m³/t with a mean value of 2.03 m³/t indicating a relatively high gas storage capacity. The adsorption capacity of the shale increases first and then decreases with increasing depth. There is a deep inflection point. Pressure plays a major role in shallow formations, while temperature plays a major role at depth. The occurrence conditions of shale absorbed gas were mainly affected by six factors, among which the influence of organic matter abundance, maturity and moisture content were not significant, while mineral content, microscopic properties, temperature and pressure were the main influencing factors. When the external geological conditions are suitable, the gas enrichment degree of the shale reservoir in the Liupanshan Basin could be relatively high and very favorable for exploration.

Key words: occurrence condition; absorbed gas; mud shale; Madongshan Formation; Cretaceous; Liupanshan Basin

六盘山盆地位于宁夏回族自治区, 鄂尔多斯盆地以西。早在 1950 年代, 该盆地就被认为至少有石炭系、白垩系 2 套生油层和第三系良好的储集层, 是鄂尔多斯盆地周缘最有利的油气勘探区, 但时至今日仍未有重大突破。近年来, 随着页岩气勘探开发的兴起, 六盘山盆地又开展了一轮勘探工作, 并在固原凹陷 GY1 井中发现了较好的页岩油

气显示。

前人研究表明, 通常页岩气可分为游离气和吸附气 2 大部分, 不同页岩气产层中二者比例有很大不同, 但吸附气普遍占有较高比例, 一般介于 40%~85% 之间^[1-3]。其中, LU 等^[1]通过实验对上述比例做了精确测定, 多数样品吸附气所占比例超过游离气, 主体介于 55%~80% 之间。此外, 吸附

收稿日期: 2018-09-20; 修订日期: 2018-12-19。

作者简介: 韩伟(1981—), 男, 博士, 高级工程师, 从事盆地构造热演化史及油气地质勘探研究。E-mail: hw_198196@163.com。

基金项目: 国家科技重大专项(2016ZX05034001-006)、中国地质调查局能源矿产地质调查项目(DD20160174)、宁夏高层次科技创新领军人才培养项目和陕西省自然科学基金(2018JM4031)资助。

态的存在还将提高页岩气的保存能力^[3-4]。因此,吸附态的赋存方式是页岩气勘探开发的重要因素^[2-7]。

本文通过对 GY1 井白垩系马东山组泥页岩开展等温吸附实验,并对其吸附气量进行定量模拟;结合实际地质情况,确定地质条件和温压共同作用下吸附气量随深度的变化规律,研究了该区影响吸附气赋存的主控因素,以期为该区探索页岩气勘探有利区提供参考。

1 区域地质背景

六盘山盆地位于鄂尔多斯盆地、贺兰褶皱带与祁连褶皱带之间,属秦祁贺三叉裂谷的夭折分支,构造位置位于华北古板块与甘青藏古板块的交界部位(图 1),其形成与演化明显受控于 2 大板块的相互作用^[8]。

2 吸附气量评价

2.1 吸附气量随深度变化规律

本文分别采用兰格缪尔(Langmuir)模型和吸附势模型对吸附气量进行了定量模拟,进而将吸附势模型进行了地质外推,确定了地质条件下温压共同作用下吸附气量随深度的变化规律。

2.1.1 兰格缪尔模型

页岩气的吸附模拟是将实验数据进行地质外推的关键,兰格缪尔等温吸附模型是目前应用最广泛的平衡态吸附模型^[9-12]。该模型的表达式可变形为:

$$P/V = P/V_L + P_L/V_L \quad (1)$$

式中: P 和 V 分别为实验压力和相应的单位质量样品的吸附气量; V_L 为兰氏体积,代表样品的最大吸附气量; P_L 为吸附气量等于兰氏体积一半时所对应的压力。

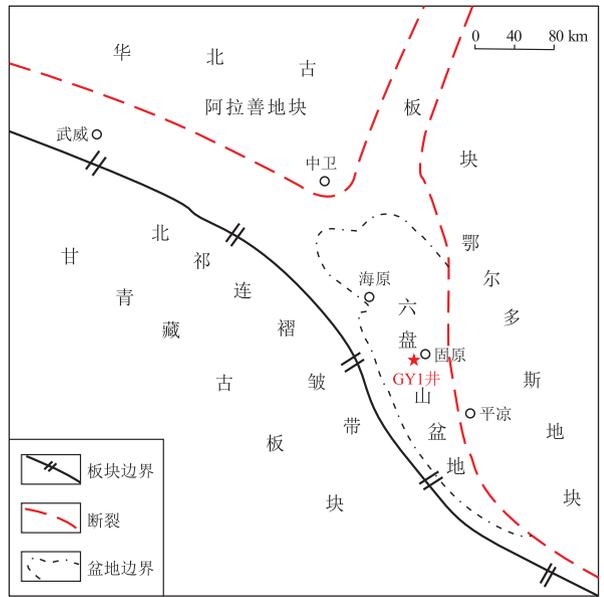


图 1 六盘山盆地构造及 GY1 井位置

Fig.1 Tectonic units and location of well GY 1, Liupanshan Basin

据此,依据实验数据可以绘制以 P/V 为纵坐标, P 为横坐标的散点图,对其进行拟合可以看出, P/V 与 P 符合很好的直线方程式(图 2a),这说明泥页岩的等温吸附符合兰格缪尔方程。由此应用兰格缪尔模型可以很好地拟合泥页岩的等温吸附曲线(图 2b),其中 30 °C、50 °C 条件下的 V_L 和 P_L 分别为 2.36 m³/t、1.94 m³/t 和 1.99 MPa、2.17 MPa。直线方程式斜率的倒数即为 V_L ,而截距与斜率的比值即为 P_L 。兰格缪尔模型是为单层吸附模型,其良好的拟合效果说明泥页岩吸附天然气主要为单层吸附。

但是,兰格缪尔模型是根据一个温度下的等温吸附实验数据得出的适用于该温度条件下的等温吸附式,该式不能预测其他不同温度条件下的吸附量。而在实际工作中,往往需要利用已知温度下的吸附特性预测其他温度下的吸附量,因此只有分别

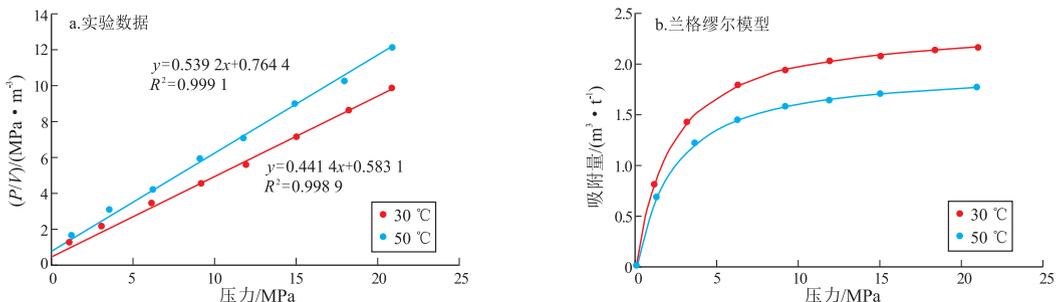


图 2 六盘山盆地 GY1 井白垩系马东山组泥页岩等温吸附甲烷 $p/V-p$ 关系(a)及兰格缪尔模型对等温吸附曲线的拟合(b)

Fig.2 Relationship between isothermal absorbed methane p/V and p of sample mud shale (a) and the Langmuir model for isothermal adsorption curves (b)

进行不同温度下的等温吸附实验,才能获取不同温度条件下的吸附平衡常数,这就需要大量的实验工作,吸附势模型可以较好地解决这一问题。

2.1.2 吸附势模型

吸附势模型是最具代表性的、应用最广泛的多层吸附模型之一。该模型的建立关键是通过计算吸附势和吸附相体积,获取吸附特性曲线。根据吸附势理论,吸附势与压力和温度符合公式(2)关系。

$$\varepsilon = \int_{P_i}^{P_0} \frac{RT}{P} dP = RT \ln \frac{P_0}{P_i} \quad (2)$$

式中: P 为平衡压力; ε 为吸附势; P_0 为气体饱和蒸汽压力; P_i 为气体在一定温度下的平衡压力; R 为气体常数,取 $8.314 \text{ J/mol}\cdot\text{K}$; T 为绝对温度。

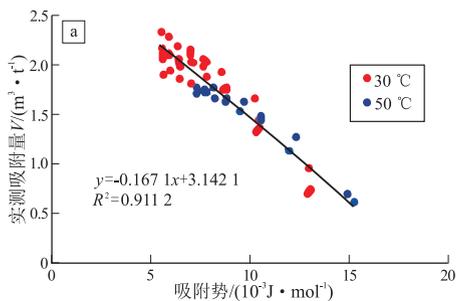
由于地层温度一般处于甲烷等气体的临界温度之上,临界条件下的饱和蒸汽压力已不存在。为此,AMANKWAH 等^[13]建立了超临界条件下的虚拟饱和蒸汽压力 P_s [式(3)],其中 k 值可进行优化选取。将式(3)代入式(2)即可得出相应的吸附势。求取了吸附势,再结合吸附相体积计算公式 [式(4)],便可由吸附实验数据建立吸附特性曲线,由此可求出任意温压条件下的吸附气量。

$$P_s = P_c (T/T_c)^k \quad (3)$$

$$w = V_{ad} M / \rho_{ad} \quad (4)$$

式中: P_c 和 T_c 分别为临界压力和温度; w 为吸附相体积; V_{ad} 为实测吸附量; M 为气体摩尔质量; ρ_{ad} 为气体吸附相密度。

经过优化选取发现,式(3)中 k 值取 8 时不同温度系列的吸附相体积与吸附势的散点基本全部落在一条曲线上,即吸附特性曲线(图 3a),说明了吸附势理论的真实性和准确性。通过吸附特性曲线首先可以求取实验条件下的吸附气量(图 3b),可以看出模型计算值对实测值具有良好的拟合效果,这为下



一步的地质应用奠定了基础。

基于上述 2 种模型,为获取温压共同作用下泥页岩的吸附能力,本文将吸附势模型进行了地质应用。图 4 给出了在静水压力、地表温度 $10 \text{ }^\circ\text{C}$ 、地温梯度 $3 \text{ }^\circ\text{C}/\text{hm}$ 条件下,利用吸附特性曲线所确定的泥页岩吸附能力随深度变化关系。从图 4 中可以看出,页岩吸附能力随深度增加呈先增大后减小的趋势,存在一个深度拐点,地温梯度越高温度开始起主要作用所对应的埋深越小,说明在浅部压力起主要作用,而深部温度起主要作用。

2.2 等温吸附实验

GY1 井白垩系泥页岩储层甲烷等温吸附参数和特征如表 1 所示。本文通过等温吸附实验对研究区泥页岩的吸附能力开展研究,需要说明的是,等温吸附实验只能代表吸附页岩吸附能力,并不能代表页岩真实的吸附气量,页岩真实的吸附气量取

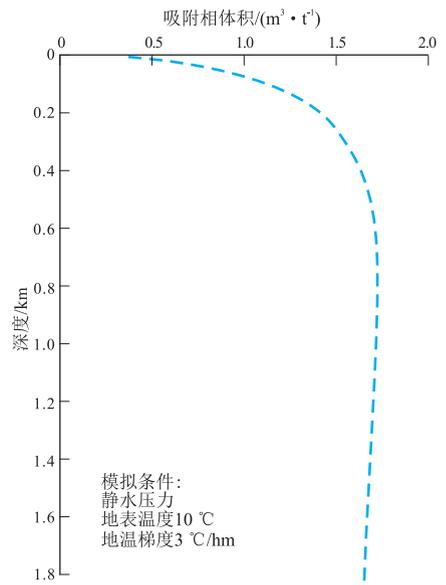


图 4 六盘山盆地白垩系马东山组泥页岩吸附能力随深度的变化

Fig.4 Relationship between adsorption capacity and depth of Cretaceous mud shale in Liupanshan Basin

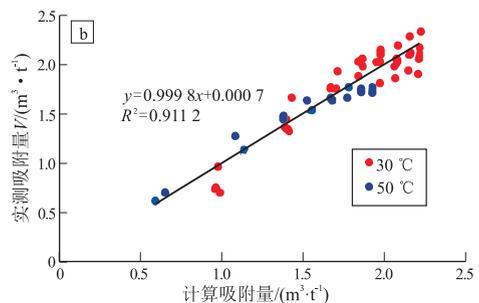


图 3 六盘山盆地白垩系马东山组泥页岩吸附甲烷特性曲线(a)及吸附势模型拟合效果(b)

Fig.3 Adsorption methane characteristic curves (a) and adsorption potential model fitting effect (b) of Cretaceous mud shale in Liupanshan Basin

表 1 六盘山盆地 GY1 井白垩系马东山组泥页岩的等温吸附实验结果

Table 1 Isothermal adsorption experiment results of mud shale from well GY 1 in Cretaceous Madongshan Formation, Liupanshan Basin

样品号	深度/ m	湿度/ %	实验温度/ ℃	V_L / ($m^3 \cdot t^{-1}$)	P_L / MPa	最大甲烷吸附量/ ($m^3 \cdot t^{-1}$)
1	810.28	1.21	30	2.39	2.02	2.19
2	882.80	1.22	30	2.36	1.99	2.12
3	882.80	1.22	50	1.94	2.17	1.73
4	961.28	1.21	30	2.52	1.81	2.35
5	961.28	1.21	50	1.95	1.88	1.79
6	1 034.34	1.24	30	2.30	1.82	2.08
7	1 074.30	1.23	30	2.13	1.95	1.92

决于生烃量和地层的温压条件等多方面因素。

(1) GY1 井白垩系泥页岩气饱和吸附量 (V_L , 又称 Langmuir 体积) 为 1.94 ~ 2.52 m^3/t , 平均 2.23 m^3/t ; 等温吸附实验表明, GY1 井泥页岩最大甲烷吸附量介于 1.73 ~ 2.35 m^3/t , 均值 2.03 m^3/t (表 1); 说明其具有较强的储气能力, 在其他外界条件适合的情况下, 页岩储层中的气体富集程度可能比较高, 非常有利于页岩气开发。

(2) 兰氏压力 (P_L , 又称 Langmuir 压力) 是吸附量值相当于 50% 的气体时所对应的气体被煤吸附时所需压力值, 其大小反映了煤层气解吸的难易程度。实验结果表明, GY1 井白垩系泥页岩 Langmuir 压力中等偏低, 其变化范围为 1.81 ~ 2.17 MPa, 平均 1.95 MPa (表 1), 说明在开采中页岩气不易解吸出来。

(3) 等温条件下, 吸附量与储层压力呈正相关。随着压力的增高, 吸附量变大, 在 0 ~ 2 MPa 左右区间段 (图 5), 吸附量随压力增加而以较高的斜率近似呈线性增长, 此后增长率逐渐变小, 直至吸附增量为零, 泥页岩的吸附达到饱和状态。

3 吸附气赋存影响因素

3.1 有机质丰度的影响

前人通过实验以及生产实践总结, 发现泥页岩的吸附能力和产能与其有机质丰度存在较好的关系, 因此, 泥页岩中有机质丰度是影响泥页岩吸附

气量的核心因素, 并且通常情况下有机质丰度与页岩含气量呈正相关^[3, 6, 14-15]。

本文选取 7 块 GY1 井的白垩系泥页岩作为实验样品, 这些样品的深度介于 810.28 ~ 1074.3 m, 最大甲烷吸附量为 1.73 ~ 2.35 m^3/t , 具有较强的储气能力。但是从 TOC 含量—兰氏体积关系图 (图 6) (有两块样品测试不同温度下的兰氏体积, 图中只录入 30 ℃ 条件下的数据) 中可以看出, 二者并没有明显相关性, 加之 GY1 井中页岩的有机质丰度并不很高, 所以认为有机质丰度对页岩含气量影响并不显著。

3.2 有机质成熟度的影响

有机质成熟度是判别烃源岩不同演化阶段产物特征的关键因素。以页岩气成藏的观点来说, 由于页岩中各种赋存形态的有机质会随着成熟度增高而发生降解和热裂解生烃并运移离开母体, 从而增大固体空间并导致页岩的基质孔隙度增大。也就是说, 在一定的成熟度范围内, 有机质成熟度越高, 越有利于页岩气的生成和聚集^[3]。

六盘山盆地 GY1 井白垩系泥页岩的有机质成熟度 (R_o) 并不是很高, 主要分布在 0.58% ~ 0.71% 之间 (表 2), 以低成熟阶段为主。7 个样品按照埋深其 R_o 由深到浅表现为逐渐降低, 仅在 624.95 m 处 2 块样品达到过成熟, 有机质成熟度与地温变化趋势不相符, 分析可能是因为受构造变形而造成热动力变质所造成 (该 2 块样品未列入本文的作图

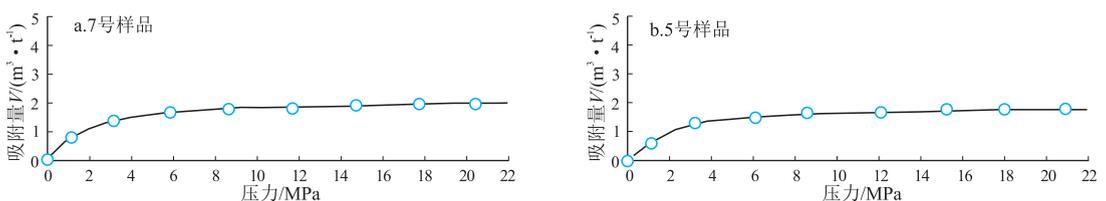


图 5 六盘山盆地 GY1 井白垩系马东山组典型泥页岩甲烷等温吸附曲线

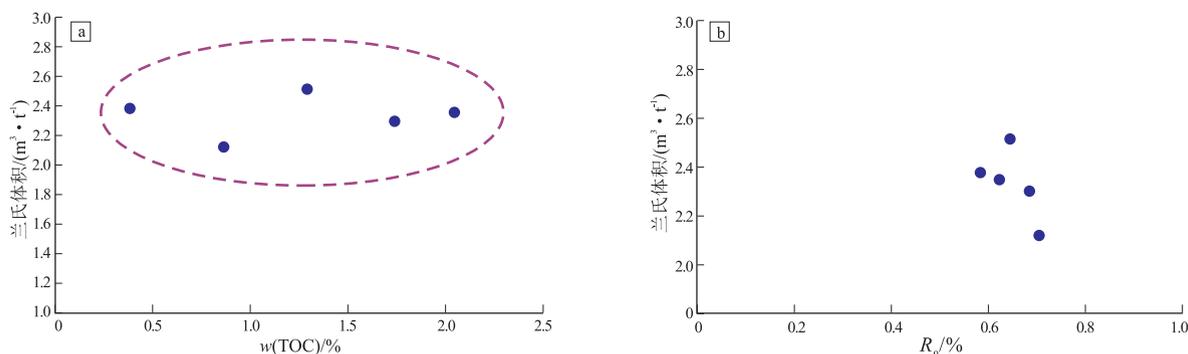


图 6 六盘山盆地 GY1 井白垩系马东山组泥页岩有机质丰度(a)、成熟度(b)与吸附气量的关系

Fig.6 Relationship between organic matter abundance(a) and maturity(b) with adsorbed gas volume of mud shale from well GY 1 in Cretaceous Madongshan Formation, Liupanshan Basin

表 2 六盘山盆地 GY1 井白垩系马东山组泥页岩样品成熟度 (R_0) 分析数据

Table 2 R_0 of shale from well GY 1 in Cretaceous Madongshan Formation, Liupanshan Basin

序号	井深/m	R_0 /%	测定点数	标准离差	备注
1	1 074.30	0.71	15	0.05	
2	1 034.34	0.69	23	0.05	
3	961.28	0.65	15	0.05	
4	882.80	0.62	19	0.05	
5	810.28	0.58	9	0.05	镜质体少
6	624.95	4.07	13	0.10	
7	624.95	4.18	24	0.10	

范围)。从有机质成熟度与吸附气量的关系图(图 4)中可发现,二者并没有明显的相关性,因此认为 GY1 井白垩系地层的有机质成熟度偏低,并未发育大量微孔,而对地层吸附能力产生影响。

3.3 矿物含量的影响

页岩的矿物成分较为复杂,其成分的变化也会影响页岩的吸附能力。LU 等认为在有机碳含量较低的页岩中,伊利石的吸附作用至关重要,而碳酸盐矿物和石英碎屑含量的增加,会减弱页岩的吸附能力^[16]。

通过全岩 X-射线衍射分析,六盘山盆地 GY1 井马东山组泥页岩主要由石英、白云石、长石、方解石、黏土矿物以及方沸石等组成。在测定的 25 个样品中,石英含量在 11.8%~30.6%之间,平均 17.1%;长石含量为 11.7%~30.7%,平均 18.9%;黏土矿物含量为 12.4%~23.7%,平均 17.8%,其中伊蒙混层含量最高,伊利石次之,它们相对含量之和在 90%左右,高岭石和绿泥石含量很少。研究区泥页岩中碳酸盐矿物含量较高,方解石含量为 3.1%~30.4%,平均 11.5%,白云石含量为 2.1%~31.6,平均 14%,这些数据表明,碳酸盐含量高的泥岩主要

发育在湖盆较大的深湖及半深湖相带中。此外,研究区泥页岩样品含有方沸石矿物,含量在 3.4%~25.5%之间,平均 14.2%。沉积岩中的方沸石可能由火山玻璃蚀变形成,也可能是由长石或黏土矿物转变而成。由于研究区缺少火山物质,故研究区的方沸石是由长石或黏土矿物转变而来,并且方沸石与黏土矿物有着较好的正相关性,说明方沸石的形成与黏土矿物有关。

此外,各种矿物还随深度变化展现出不同的变化规律。石英、钾长石、菱铁矿、黄铁矿、方解石、云母及黏土矿物等矿物含量随深度变化不明显,斜长石随深度增加有先增加后减少的规律,而方沸石随深度增加有先减少后增加的规律,白云石随深度增加有减少的趋势。各黏土矿物随深度变化不太明显,高岭石和伊利石随深度增加有略微增加的趋势。

通过实验可知,研究区页岩的吸附能力与硅酸盐矿物、黏土矿物含量呈正相关,与碳酸盐岩含量呈负相关;黏土矿物含量中伊蒙混层越高,吸附能力越强。伊蒙混层中的矿物发生伊利石化等作用会形成微裂(孔)隙,此外伊蒙混层中发育层间缝,这些都使泥页岩的比表面积增加,吸附量增大。因此,GY1 井中矿物含量对吸附气量有一定影响,总体上埋深越深越有利于页岩气吸附。

3.4 微观物性的影响

页岩储层的基质孔隙有残余原生孔隙、黏土矿物伊利石化形成的微裂(孔)隙和不稳定矿物(如长石、方解石)溶蚀形成的溶蚀孔等^[17]。另外,氩离子抛光与扫描电镜结合显示有机质内部存在大量纳米级孔隙,可能为页岩气的重要储存空间^[18]。研究区泥页岩随着比表面积和平均孔径的增大,吸附位增加,泥页岩的吸附气含量相应越大,比表面积和平均孔径与吸附气量具有较好的相关性(图 7),因

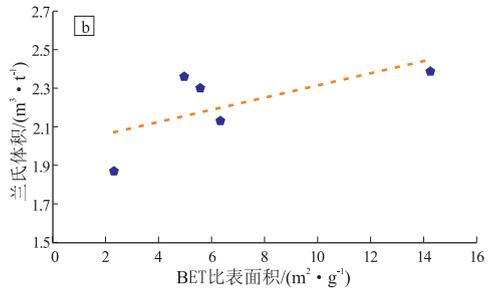
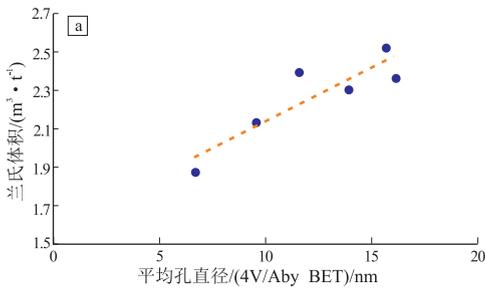


图 7 六盘山盆地 GY1 井白垩系马东山组泥页岩平均孔径(a)、比表面积(b)与吸附气量的关系

Fig.7 Relationship between average pore size(a) and specific surface area of shale(b) with adsorption gas volume of shale from well GY 1 in Cretaceous Madongshan Formation, Liupanshan Basin

此,微观物性对该区吸附气量有较显著影响。

3.5 温度和压力的影响

温度和压力是对岩层吸附能力直接产生影响的因素,地质条件下温压同时随深度增加而增大,但对泥页岩的吸附起相反作用。温度与页岩气吸附能力呈负相关关系,气体吸附是一个放热的过程,在其他条件不变的情况下,温度升高会导致原本吸附在固体表面的气体解吸,造成吸附气量的减小^[19]。而压力与页岩气吸附能力呈正相关关系,压力的增大可增加吸附质的浓度并降低结合能,从而造成吸附气量的增大。

如图 8 中所示,当温度一定时(30 ℃,50 ℃),随着压力的增加,吸附气量逐渐增大,直至达到饱和和吸附状态。但当其他条件不变的情况下,温度由 30 ℃上升至 50 ℃时,明显的可以看出吸附气量的减小。因此,温度和压力对研究区泥页岩吸附气量影响显著。

3.6 湿度的影响

含水量的变化会对页岩气的吸附能力产生很大的影响,由于水的存在会充填孔隙喉道,占据黏

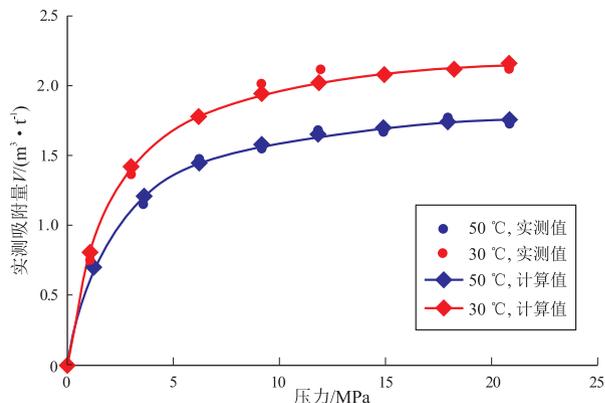


图 8 六盘山盆地不同温压条件下白垩系马东山组泥页岩吸附能力的实测值与计算值

Fig.8 Measured and calculated values of Madongshan shale adsorption capacity under different temperature and pressure conditions, Liupanshan Basin

土矿物和干酪根吸附位,故岩石润湿后会降低吸附气体的能力^[19-21]。本文所进行的不同湿度泥页岩吸附实验表明,泥页岩吸附能力确实受其含水率的影响,总体上随含水率的增大而减小,但影响幅度较小(图 9)。

综上所述,六盘山盆地页岩吸附能力主要受 6 个方面的影响,其中有机质丰度、成熟度和湿度的影响并不显著,而矿物含量、微观物性和温度压力是主要的影响因素。

4 结论

(1)六盘山盆地 GY1 井白垩系马东山组页岩吸附能力随深度增加呈先增大后减小的趋势,并在 500 m 左右存在深度拐点;地温梯度越高温度开始起主要作用所对应的埋深越小,说明在浅部压力起主要作用,而深部温度起主要作用。

(2)GY1 井泥页岩最大甲烷吸附能力介于 1.73~2.35 m³/t,均值 2.03 m³/t,说明其有较强的储气能力。在外界地质条件适合的情况下,页岩储层中的气体富集程度可能比较高,非常有利于页岩气开发。

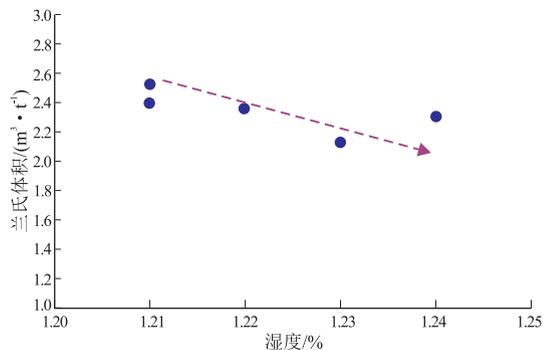


图 9 六盘山盆地 GY1 井白垩系马东山组泥页岩湿度与吸附气量的关系

Fig.9 Relationship between water saturation and adsorbed gas volume of shale from well GY 1 in Cretaceous Madongshan Formation, Liupanshan Basin

(3)六盘山盆地页岩吸附能力主要受6个方面因素的影响,其中有机质丰度、成熟度和湿度的影响并不显著,而矿物含量、微观物性和温度、压力为主要影响因素。

致谢:本文采样分析工作得到宁夏回族自治区矿产地质调查院GY1井相关项目组大力支持,审稿专家和编辑老师为保证文章质量也提出了宝贵意见,特此感谢!

参考文献:

- [1] LU Xiaochun, LI Fanchang, WATSON A T. Adsorption measurements in Devonian shales[J]. *Fuel*, 1995, 74(4): 599-603.
- [2] CURTIS J B. Fractured shale-gas systems[J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [3] 李新景, 胡素云, 程克明. 北美裂缝性页岩气勘探开发的启示[J]. *石油勘探与开发*, 2007, 34(4): 392-400.
LI Xinjing, HU Suyun, CHENG Keming. Suggestions from the development of fractured shale gas in North America[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2007, 34(4): 392-400.
- [4] 徐国盛, 徐志星, 段亮, 等. 页岩气研究现状及发展趋势[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2011, 38(6): 603-610.
XU Guosheng, XU Zhixing, DUAN Liang, et al. Status and development tendency of shale gas research [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2011, 38(6): 603-610.
- [5] MONTGOMERY S L, JARVIE D M, BOWKER K A, et al. Mississippian Barnett shale, Fort Worth Basin, north-central Texas: gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential[J]. *AAPG Bulletin*, 2005, 89(2): 155-175.
- [6] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T E, et al. Unconventional shale-gas systems: the Mississippian Barnett shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment [J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 475-499.
- [7] 聂海宽, 唐玄, 边瑞康. 页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测[J]. *石油学报*, 2009, 30(4): 484-491.
NIE Haikuan, TANG Xuan, BIAN Ruikang. Controlling factors for shale gas accumulation and prediction of potential development area in shale gas reservoir of South China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(4): 484-491.
- [8] 杨福忠, 胡社荣. 六盘山盆地中、新生代构造演化和油气勘探[J]. *新疆石油地质*, 2001, 22(3): 192-195.
YANG Fuzhong, HU Sherong. Tectonic evolution and oil-gas exploration during the Mesozoic and Cenozoic in Liupanshan Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2001, 22(3): 192-195.
- [9] 方帆, 孙冲, 舒向伟, 等. 页岩中甲烷等温吸附量计算问题及方法改进[J]. *石油实验地质*, 2018, 40(1): 71-77.
FANG Fan, SUN Chong, SHU Xiangwei, et al. Problems of methane isothermal adsorption calculation in shale and method improvement [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(1): 71-77.
- [10] 高永利, 李腾, 关新, 等. 基于重量法的页岩气高压等温吸附研究[J]. *石油实验地质*, 2018, 40(4): 566-572.
- [11] GAO Yongli, LI Teng, GUAN Xin, et al. Mass method adsorption characteristics of shale gas under high pressure [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(4): 566-572.
- [12] 程超, 白小军, 林海宇, 等. 川南龙马溪组深层页岩气储层吸附气含量计算方法研究[J]. *特种油气藏*, 2018, 25(4): 1-6.
CHENG Chao, BAI Xiaojun, LIN Haining, et al. Study on the calculation of adsorption gas content of Longmaxi Formation deep shale reservoir in southern Sichuan Basin [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2018, 25(4): 1-6.
- [13] 朱汉卿, 贾爱林, 位云生, 等. 昭通示范区龙马溪组页岩微孔隙结构特征及吸附能力[J]. *油气地质与采收率*, 2018, 25(4): 1-6.
ZHU Hanqing, JIA Ailin, WEI Yunsheng, et al. Characteristics of microscopic pore structure and methane adsorption capacity of shale in the Longmaxi Formation in the Zhaotong area [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2018, 25(4): 1-6.
- [14] AMANKWAH K A G, SCHWARZ J A. A modified approach for estimating pseudo-vapor pressures in the application of the Dubinin-Astakhov equation [J]. *Carbon*, 1995, 33(9): 1313-1319.
- [15] BOWKER K A. Barnett shale gas production, Fort Worth Basin: issues and discussion [J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 523-533.
- [16] MARTINI A M, WALTER L M, MCINTOSH J C. Identification of microbial and thermogenic gas components from Upper Devonian black shale cores, Illinois and Michigan basins [J]. *AAPG Bulletin*, 2008, 92(3): 327-339.
- [17] 张雪芬, 陆现彩, 张林晔, 等. 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*, 2010, 25(6): 597-604.
ZHANG Xuefen, LU Xiancai, ZHANG Linye, et al. Occurrences of shale gas and their petroleum geological significance [J]. *Advances in Earth Science*, 2010, 25(6): 597-604.
- [18] 蒋裕强, 董大忠, 漆麟, 等. 页岩气储层的基本特征及其评价[J]. *天然气工业*, 2010, 30(10): 7-12.
JIANG Yuqiang, DONG Dazhong, QI Lin, et al. Basic features and evaluation of shale gas reservoirs [J]. *Natural Gas Industry*, 2010, 30(10): 7-12.
- [19] LOUCKS R G, REED R M, RUPPEL S C, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett shale [J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2009, 79(12): 848-861.
- [20] ROSS D J K, BUSTIN R M. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2009, 26(6): 916-927.
- [21] KROOSS B M, VAN BERGEN F, GENSTERBLUM Y, et al. High-pressure methane and carbon dioxide adsorption on dry and moisture-equilibrated Pennsylvanian coals [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2002, 51(2): 69-92.
- [22] ROSS D J K, BUSTIN R M. Impact of mass balance calculations on adsorption capacities in microporous shale gas reservoirs [J]. *Fuel*, 2007, 86(17/18): 2696-2706.