

引用格式:蒋恕,李醇,陈国辉,等.中美常压页岩气赋存状态及其对可动性与产量的影响——以彭水和阿巴拉契亚为例[J].油气藏评价与开发,2022,12(3):399-406.

JIANG Shu, LI Chun, CHEN Guohui, et al. Occurrence of normally-pressured shale gas in China and the United States and their effects on mobility and production: A case study of southeast Sichuan Basin and Appalachia Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(3): 399-406.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2022.03.001

中美常压页岩气赋存状态及其对可动性与产量的影响

——以彭水和阿巴拉契亚为例

蒋恕^{1,2}, 李醇^{1,2}, 陈国辉^{1,2}, 郭彤楼³, 吴聿元⁴, 何希鹏⁴, 高玉巧⁴, 张培先⁴

(1. 构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北 武汉 430074; 2. 中国地质大学(武汉), 湖北 武汉 430074;
3. 中国石化西南油气分公司, 四川 成都 610041; 4. 中国石化华东油气分公司, 江苏 南京 210019)

摘要:美国阿巴拉契亚盆地 Ohio 组页岩、Marcellus 组页岩等常压页岩气区已获得商业化开采, 中国川东南地区五峰组—龙马溪组页岩虽已初步开发, 但由于埋深大、储层物性差等原因导致产出效益没有美国典型页岩气田好。常压页岩气因储层深度导致绝对压力存在差异, 从而对气体赋存状态产生影响, 进而对含气性与可动性产生显著影响, 因而亟须对中美常压页岩气储层条件、气体赋存状态、含气性、可动性差异等开展定量研究。选取典型常压的中国彭水地区隆页 1 井五峰组—龙马溪组页岩与美国阿巴拉契亚盆地 Marcellus 组页岩与 Ohio 组页岩作为研究对象, 以体积法为基础, 综合考虑页岩储层温度、储层压力、成熟度、水、油对吸附程度与最大吸附能力的影响, 以及温度、压力、孔隙度与含水饱和度对确定游离气量的影响, 对三组页岩储层含气性进行评价, 并以三组页岩储层压力作为起始压力, 以 5 MPa 的降压幅度进行降压生产模拟, 在分别阐明降压生产中吸附、游离气产出过程的基础上, 揭示中美常压页岩气产量差异的根本原因: 国内五峰组—龙马溪组页岩相比于阿巴拉契亚盆地 Marcellus 组页岩吸附能力较弱, 吸附气量较低, 游离气含量较低, 导致总产气量也明显较低; 而相比于 Ohio 组页岩, 常压的五峰组—龙马溪组页岩埋深大, 温度、压力高, 由此造成吸附气采出程度极低, 含气孔隙度略低导致游离气采出程度较低, 二者综合导致总产气量也明显较低。

关键词:常压页岩气; 赋存状态; 含气性; 页岩气产量; 五峰组—龙马溪组页岩; 美国页岩

中图分类号: TE122

文献标识码: A

Occurrence of normally-pressured shale gas in China and the United States and their effects on mobility and production: A case study of southeast Sichuan Basin and Appalachia Basin

JIANG Shu^{1,2}, LI Chun^{1,2}, CHEN Guohui^{1,2}, GUO Tonglou³, WU Yuyuan⁴, HE Xipeng⁴, GAO Yuqiao⁴, ZHANG Peixian⁴

(1. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources Ministry of Education, Wuhan, Hubei 430074, China;
2. China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan, Hubei 430074, China; 3. Sinopec Southwest Oil and Gas Company, Chengdu, Sichuan 610041, China; 4. Sinopec Southwest Oil and Gas Company, Nanjing, Jiangsu 210019, China)

Abstract: Normal pressure shale gas plays such as the Ohio Formation Shale and Marcellus Formation Shale in the Appalachian Basin in the U.S. have been developed commercially. Although Wufeng-Longmaxi Shale in southeast Sichuan Basin in China has been initially developed, its production efficiency is not obvious and its cost is high due to the large burial depth and poor reservoir properties physical properties. In the normal pressure shale gas formation, the absolute pressure changes at different depths, which

收稿日期: 2021-09-10。

第一作者简介:蒋恕(1976—),男,教授,博士研究生导师,构造与油气资源教育部重点实验室主任,学科首席,主要从事常规和非常规油气及地热勘探开发研究。地址:湖北省武汉市洪山区鲁磨路388号中国地质大学(武汉),邮政编码:430074。E-mail: jiangsu@cug.edu.cn

基金项目:国家自然科学基金重点项目“复杂构造带常压页岩气动态赋存机理与可动性研究”(42130803);国家自然科学基金面上项目“不同岩相页岩油与油页岩储层原位加热增孔致裂机理与预测”(42072174);中国石化华东油气分公司常压页岩气研究项目“川东南与美国常压页岩气对比及技术策略研究”(34600000-19-ZC0607-0004)。

influences the gas occurrence state, and then has a significant influence on gas content and mobility. Therefore, it is urgent to carry out quantitative research on the differences of normal pressure shale gas reservoir conditions, gas occurrence state, gas content and mobility between China and the US. In this study, the Wufeng-Longmaxi shales of Well-LY1 in Pengshui of China and the Marcellus shale and Ohio Shale of Appalachian Basin in the United States are selected as the research objects under normal pressure. Based on the volume method, and with the considering of the influence of the temperature, pressure, maturity, water and oil on the adsorption capability and maximum adsorption capacity, and the temperature and pressure, porosity and water saturation on the determination of free gas volume, the gas content of three groups of shale reservoirs is evaluated. The reservoir pressures are considered as the initial pressures and the simulation are conducted based on a pressure drop of 5 MPa. On the basis of clarifying the desorption process of adsorption and free gas in the depressurized production respectively, the fundamental cause of the difference in normal pressure shale gas production between China and the U.S. is revealed. Compared to the Marcellus Shale in Appalachian Basin, the lower adsorption capacity, porosity and free gas of the Wufeng-Longmaxi shales result in low production of adsorbed gas and free gas. However, compared to the shale of the Ohio Formation, the deeper burial, higher temperature and higher pressure in the Wufeng-Longmaxi shales result in the extremely low recovery rate of adsorbed gas. Its lower porosity also contributes to the lower free gas production.

Keywords: normal pressure shale gas; occurrence state; gas content; shale gas production; Wufeng-Longmaxi shale; U.S. Shales

美国在阿巴拉契亚盆地 Marcellus 组页岩、Ohio 组页岩等地的常压区均已获得商业化开采的成功经验。Marcellus 页岩水平井平均日产气量达 $5.8 \times 10^4 \text{ m}^3$, 且初期产量可达 $12 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}^{[1-5]}$, Ohio 页岩基本无水平井, 平均单井日产气量 $0.75 \times 10^4 \text{ m}^3$, 但由于深度浅(约 1 000 m)等原因依旧具有商业开发价值^[6-8]。相比之下, 国内五峰组—龙马溪组页岩常压区 LY1 井水平井平均日产气量仅为 $2.5 \times 10^4 \text{ m}^3$, PY1 井更是低于 $1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 较美国常压页岩气区经济效益偏低。现阶段, 学者们已经对中国常压页岩气开展了大量研究, 并初步对比了中美常压页岩气的差异性特征。邹才能等^[9]认为对比北美常压页岩气区, 中国页岩气形成工业价值的基本地质条件为总有机碳含量 (TOC) 大于 2%、镜质体反射率 (R_o) 大于 1.1%、脆性矿物含量大于 40%、黏土含量小于 30%、有效页岩厚度大于 30 m。李建忠等^[10]对比了中美页岩气成藏条件、分布特征差异研究与启示认为较美国页岩气藏, 我国页岩总体呈现为“一深二杂三多”, 具体表现为埋深大、热演化程度复杂、分布层位与构造运动多。万玉金等^[11]针对北美 Fayetteville 气田开发实践深入分析, 总结出中国应采用转变开发方式、改进工艺技术、深化对页岩气甜点区认识、开辟试验区、实行滚动开发、调整水平井部署方位、大量钻井等方式提高高产井比例。郭彤楼等^[11,12]指出中美常压页岩气存在三大差别: 一是美国页岩气藏富有机质页岩连续分布面积大; 二是绝大多数有机质热演化程度

不高、吸附比例大; 三是页岩后期经历的构造运动期次少、强度低。但前人对中美常压页岩气的差异性比较局限于地质特征、静态指标及现场试采数据的对比, 缺乏对中美常压页岩气赋存状态差异及其对储层含气性及产气特征的定量化对比, 导致对常压页岩气赋存状态及其对含气性与产气特征的影响缺乏系统性认识。

对彭水地区隆页 1 井五峰组—龙马溪组页岩与阿巴拉契亚盆地 Marcellus 组、Ohio 组页岩储层含气孔隙度、含水饱和度和吸附能力等特征开展研究, 确定该地区页岩储层特征。在储层特征研究的基础上, 基于体积法并考虑水、油及有机质热成熟度对吸附的影响, 考虑孔隙度、含水饱和度与游离气密度对游离气量的影响, 对该地区的吸附、游离气含量进行定量评价。同时基于因储层压力差异导致的吸附程度差异和游离气密度变化差异, 进行降压生产模拟分析, 分别阐明降压生产过程中吸附气和游离气的产出过程以及由此所造成的产量差异, 揭示其赋存状态及对含气性与产气特征的影响。

1 储层地化、物性特征对比

彭水地区五峰组—龙马溪组页岩位于四川盆地周缘, 压力系数约为 0.8 ~ 1.2; 阿巴拉契亚盆地 Ohio 组常压和低压的页岩主要位于 Great Big Sandy 产区, 压力系数约为 0.3 ~ 0.9; Marcellus 组页岩既有超压区

又有常压区,常压区主要位于宾夕法尼亚州中部,压力系数约为0.7~1.1。三组页岩压力系数均小于1.2,为典型的常压区。

1.1 中美常压页岩储层深度、温度、压力对比

阿巴拉契亚盆地 Ohio 组页岩埋深主要介于 700~1 300 m, Marcellus 组页岩较 Ohio 组页岩更深,约为 1 500~2 800 m, 彭水地区五峰组—龙马溪组页岩最深,达 2 000~2 800 m(表 1)。储层埋深差异将对储层温度压力产生影响,五峰组—龙马溪组页岩温度、压力最高,可达 83.7~109.1 °C 与 20.8~29.1 MPa, Marcellus 组页岩次之,达 47.9~90.8 °C 与 13.6~25.3 MPa, Ohio 组页岩最低,仅为 21.5~41.3 °C 与 4.5~8.3 MPa^[13](图 1)。Marcellus、Ohio 与五峰组—龙马溪组页岩均为常压,但五峰组—龙马溪组页岩深度明显大于 Marcellus 页岩与 Ohio 页岩,因此,五峰组—龙马溪组页岩绝对压力与温度也明显更高,绝对压力与温度的差异将会影响吸附与游离气的赋存与产出。

表 1 中美典型常压页岩储层温度和压力对比
Table 1 Comparison of reservoir temperature and pressure of representative normally-pressured shale gas reservoirs in China and U.S.

页岩	深度(m)	压力系数	温度(°C)	压力(MPa)
五峰组—龙马溪组	2 000~2 800	1.06	83.7~109.1	20.8~29.1
Ohio	700~1 300	0.58	21.5~41.3	4.5~8.3
Marcellus	1 500~2 800	0.93	47.9~90.8	13.6~25.3
Lewis	900~1 800	0.74	72.0~94.0	4.6~9.3

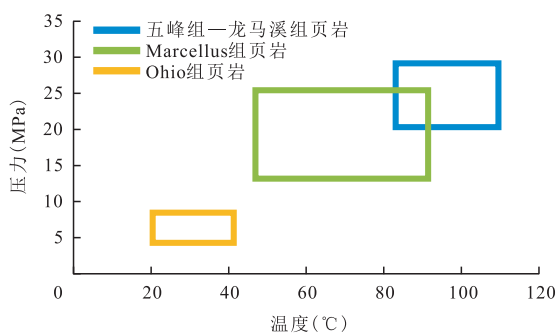


图 1 五峰组—龙马溪组、Marcellus 和 Ohio 三组页岩温度、压力差异对比

Fig. 1 Comparison of differences in temperature and pressure of Wufeng-Longmaxi, Marcellus and Ohio shales

1.2 总有机碳含量与有机质成熟度对比

阿巴拉契亚盆地 Ohio 组页岩 TOC 介于 2%~6%, R_o 介于 0.6%~1.5% 且含液态烃,处于低熟—成熟阶段; Marcellus 组页岩 TOC 介于 2%~8%, R_o 介于 1.3%~3%, 处于成熟阶段; 而彭水地区五峰组—龙马溪组页岩 TOC 介于 1.8%~4.3%, R_o 介于 2.4%~3%(图 2), 处于高过成熟阶段^[1]。

1.3 含气孔隙度对比

含气孔隙度定义为气体所占岩石孔隙体积与总体积之比。彭水地区五峰组—龙马溪组页岩含气孔隙度(图 3)介于 0.3%~4.3%^[14], 平均为 2.1%, 优质层为 ①—⑤ 小层。彭页 1 井优质层含气孔隙度为 1.7%, 焦页 10-10 井优质层含气孔隙度为 2.1%, 隆页 1 井页岩含气孔隙度较高, 优质层可达 3.4%(图 3)。何希鹏等^[15]认为武隆地区为生烃中心, 有机质丰度、成熟度相比研究区其他区块更高, 有机质孔含量更多, 对含气孔隙度的贡献更大。

阿巴拉契亚盆地 Ohio 组页岩含气孔隙度介于 0.4%~5.0%^[16], 差异较大, 平均为 3.2%, 优质层平均孔隙度为 4.7%(图 4), 并未严格按照随着深度增加而降低的规律变化, 具有明显的优质层。各井含气孔隙度剖面图表明, Lower Huron 段含气孔隙度明显更高, 可达 4%~5.4%^[17-18]。推测由于 Lower Huron 段有机质丰度、成熟度含量更高, 存在生烃增压作用阻碍压实, 且有机质孔更多, 有机质孔体积对含气孔隙度的贡献与生烃增压作用产生的阻碍压实

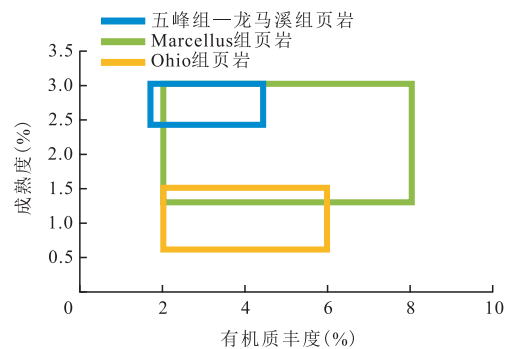


图 2 五峰组—龙马溪组、Marcellus 和 Ohio 三组页岩有机质丰度、成熟度差异对比

Fig. 2 Comparison of differences in organic matter abundance and maturity of Wufeng-Longmaxi, Marcellus and Ohio shales

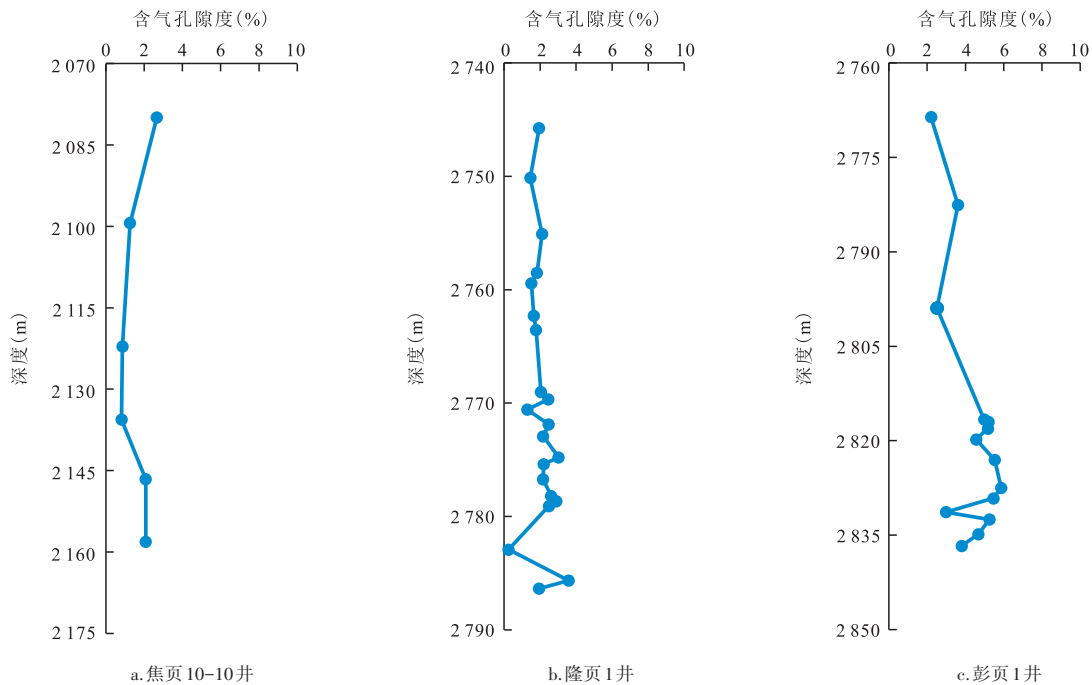


图3 五峰组—龙马溪组页岩含气孔隙度剖面(据文献[14]修改)

Fig. 3 Gas porosity profile of shale in Wufeng-Longmaxi Formation (Modified from reference [14])

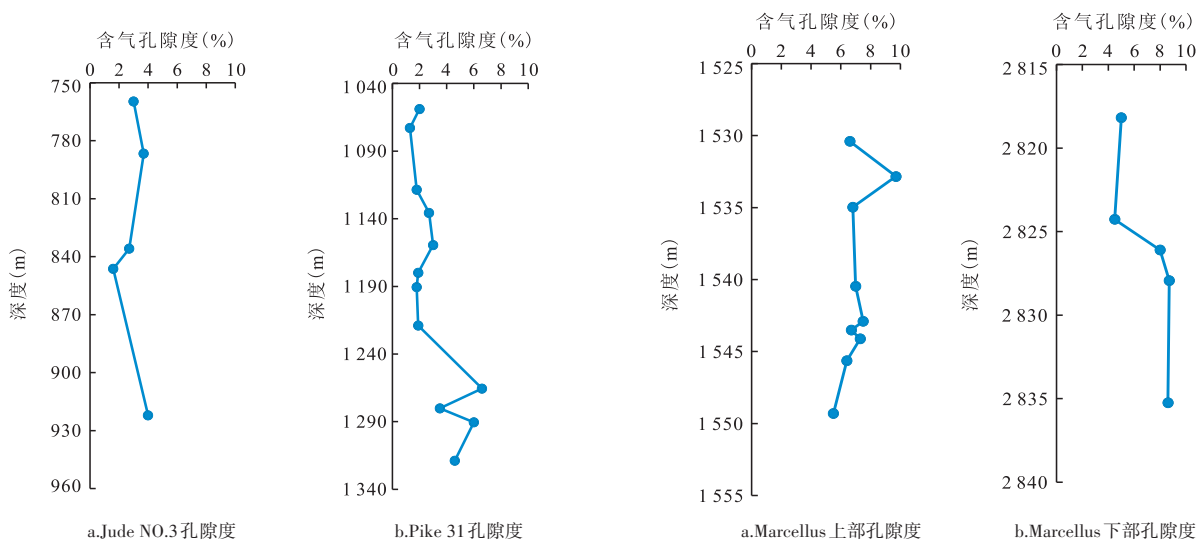


图4 Ohio组页岩含气孔隙度剖面(据文献[2]、[16]修改)

Fig. 4 Gas porosity profile of Ohio Formation shale
(Modified from reference [2] and [16])

图5 Marcellus组页岩含气孔隙度剖面

Fig. 5 Shale gas porosity profile of Marcellus Formation

效果超过了压实作用对含气孔隙度的抑制作用。

阿巴拉契亚盆地 Marcellus 组页岩含气孔隙度介于 4.5% ~ 9.7%^[18], 优质层为 Marcellus 下部, 平均为 7.0% (图 5)。Marcellus 组页岩有机质丰度较 Ohio 组页岩与五峰组—龙马溪组页岩高, 有机质孔偏多, 且

Marcellus 组页岩古埋深较五峰组—龙马溪组页岩浅, 孔隙受压实作用影响较五峰组—龙马溪组页岩小, 因此, Marcellus 页岩含气孔隙度最高^[19]。

对比阿巴拉契亚盆地 Ohio 组页岩、Marcellus 组页岩与彭水地区五峰组—龙马溪组页岩含气孔隙

度,显示五峰组—龙马溪组页岩无论是平均含气孔隙度还是优质层含气孔隙度都比Ohio组与Marcellus组页岩略低。可能由于五峰组—龙马溪组页岩最大古埋深(6 500 ~ 7 300 m)远大于Ohio组页岩与Marcellus组页岩最大古埋深(3 100 m)。古埋深较大造成的储层的压实作用较大,尽管五峰组—龙马溪组页岩因有机质丰度、成熟度的综合作用产生的有机质孔较Ohio组更多,但压实作用差异太大,对页岩含气孔隙度的抑制作用超过了有机质孔的贡献作用,因此,五峰组—龙马溪组页岩含气孔隙度最低。

2 赋存状态及含气量差异性研究

气体赋存状态与含气性作为页岩气评价中一个重要指标,它是评价页岩气储层是否达到经济开采价值的一项重要指标,页岩气资源量评价可靠性首先取决于页岩气赋存状态与含气性评价的准确性。页岩气赋存状态分为吸附态、游离态与溶解态,其中溶解态页岩气由于含量极少,可以忽略其对含气性的影响。页岩气含气性受控因素众多,本研究以体积法为基础,综合考虑温度、压力、成熟度、水、油对吸附程度与最大吸附能力的影响,游离气量的确定考虑温度、压力、孔隙度与含水饱和度的影响。

2.1 吸附气量对比

页岩气的吸附主要发生在有机质与黏土矿物表面,而有机质表面以亲油性为主,黏土矿物表面以亲水性为主,因此,油与水对页岩气的最大吸附能力存

在大幅度的抑制作用。研究表明干燥样品的最大吸附能力约为含水样品的2.2倍^[20](图6a),在不同压力条件下,洗油样品较原始样品对页岩气的最大吸附能力也有不同程度的增强(图6b)。

成熟度对最大吸附能力的影响表现为,随着成熟度的升高,最大吸附能力呈现先升高后降低的现象(图7)。研究表明为当 R_o 小于2.2%时,随着 R_o 的升高,生烃作用所产生的有机孔含量增加,页岩最大吸附能力增强;当 R_o 大于2.2%时,随着 R_o 的进一步升高,埋深变大,压实作用增强,导致有机质孔隙变形、缩小、闭合,页岩最大吸附能力反而降低。

彭水地区五峰组—龙马溪组页岩埋深2 000 ~ 3 000 m,较阿巴拉契亚盆地Marcellus组页岩(1 500 ~ 2 800 m)、Ohio组页岩(700 ~ 1 300 m)埋深更大,导致储层温度(五峰组—龙马溪组约为83.7 ~ 109.1 °C, Marcellus组页岩约为47.9 ~ 90.8 °C, Ohio组页岩约为21.5 ~ 41.3 °C)与压力(五峰组—龙马溪组约为20.8 ~ 29.1 MPa, Marcellus组页岩约为13.6 ~ 25.3 MPa, Ohio组页岩为4.5 ~ 8.3 MPa)更高^[21]。尽管同为常压页岩气田,但温度、压力条件的差异将导致气体赋存机理与赋存状态的明显差异。储层温度、压力的差异决定了吸附的程度,Ohio页岩在其储层压力下处于吸附的未饱和阶段;五峰组—龙马溪组页岩储层压力高,处于吸附的饱和阶段;Marcellus页岩尽管储层压力也较高,但其吸附能力强于五峰组—龙马溪组页岩,因此,在其储层压力下处于吸附的较饱和阶段(图8)。

虽然Ohio组页岩有机质丰度(2% ~ 6%)高于

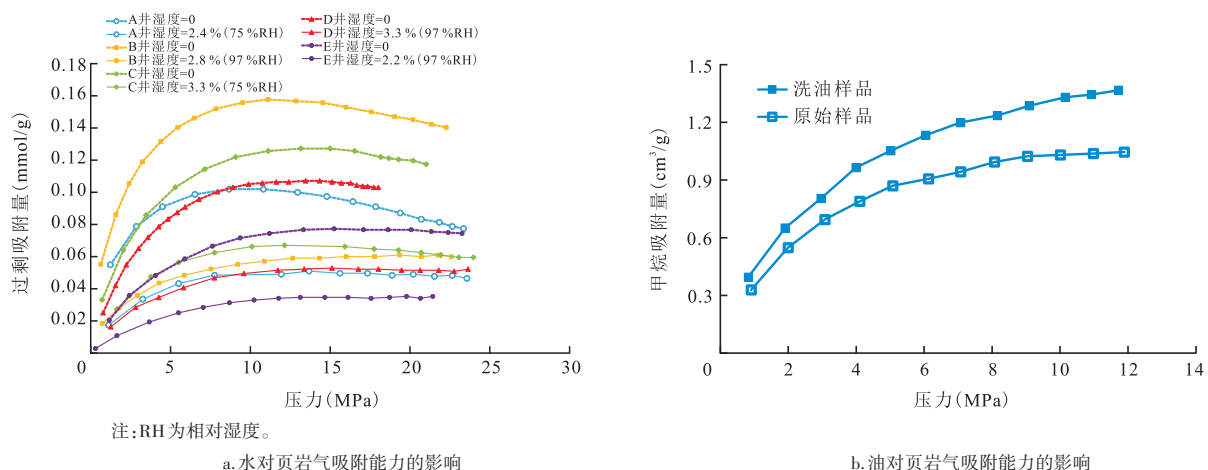


图6 含水含油对页岩气吸附能力的影响

Fig. 6 Effect of water and oil saturation on adsorption capacity of shale gas

五峰组—龙马溪组页岩有机质丰度(1.8%~4.3%),但Ohio组页岩成熟度处于低熟—成熟阶段,生气较少且含液态烃,有机质孔尚未大量发育,而五峰组—龙马溪组页岩处于高过成熟阶段,有机质孔已较为发育,导致Ohio组页岩的最大吸附能力明显低于五峰组—龙马溪组页岩。综合储层温度、压力、含水对吸附程度的影响,特别由于五峰组—龙马溪组储层压力高达29.1 MPa,远高于Ohio页岩最高为8.3 MPa的压力,五峰组—龙马溪组页岩比Ohio组页岩吸附量高出5~6倍、吸附比例高出20%(五峰组—龙马溪组页岩吸附量,吸附比例分别为3.2 cm³/g,59%;Ohio页岩吸附量,吸附比例分别为0.6 cm³/g,40%)。Marcellus组页岩有机质丰度(2%~8%)远高于Ohio组页岩与五峰组—龙马溪组页岩,且处于成熟阶段,有机质孔大量发育,因此,吸附能力强于Ohio组页岩与五峰组—龙马溪组页岩。Marcellus组页岩优质层吸附量(5.8 cm³/g)为五峰组—龙马溪组页岩的1.4倍,为Ohio组页岩的7.5倍,吸附比例(66%)也高于Ohio

组页岩(40%)与五峰组—龙马溪组页岩(59%)。

2.2 游离气量对比

游离气量由含气孔隙度与游离气密度共同决定,Marcellus页岩含气孔隙度最高(7%),Ohio组页岩次之(平均约为3%,优质层约在4%~5.5%之间),五峰组—龙马溪组页岩最低(隆页1井平均约为3.4%,彭页1和焦页10-10井分别约为1.6%和2.1%)。由于五峰组—龙马溪组页岩孔隙度较小,压力较高,游离气密度(约170.92 kg/m³)最高,Marcellus页岩次之(约150.08 kg/m³),Ohio组页岩最低(约49.73 kg/m³)。综合含气孔隙度与游离气密度的差异对各储层游离气量进行评价,结果为Marcellus组页岩游离气量最高,可达3.0 cm³/g左右;五峰组—龙马溪组页岩次之,为1.8 cm³/g左右;Ohio组页岩最低,仅为0.6 cm³/g左右。

吸附、游离气含量的差异导致Marcellus组页岩总含气量最高,可达8.9 cm³/g左右,高出五峰组—龙马溪组页岩总含气量40%,且为Ohio组页岩的4.5倍;五峰组—龙马溪组页岩次之,为6.2 cm³/g;Ohio组页岩最低,仅为2.0 cm³/g(图9)。

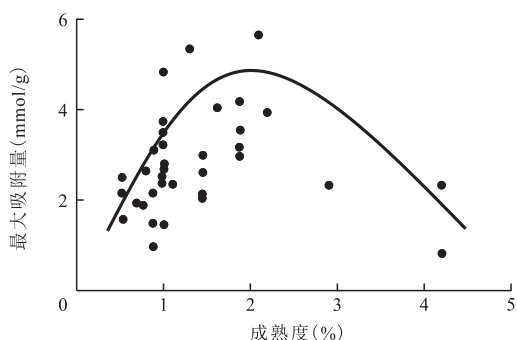


图7 成熟度对吸附能力的影响

Fig. 7 Effect of maturity on adsorption capacity

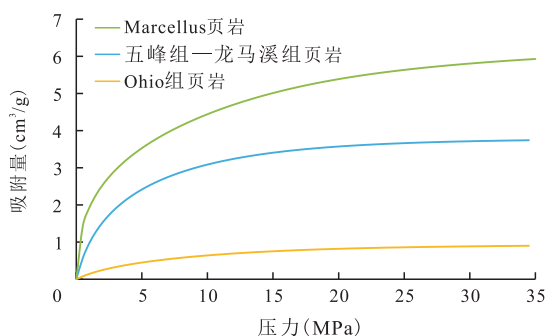
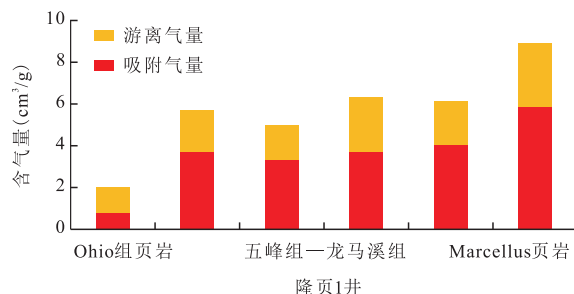


图8 Ohio、五峰组—龙马溪组和Marcellus三组页岩吸附能力对比

Fig. 8 Comparison of adsorption capacity of Ohio, Wufeng-Longmaxi and Marcellus shales

3 赋存状态对降压产出气量的影响

为阐明常压页岩气赋存机理对产量的影响,探究是何原因导致彭水地区隆页1井五峰组—龙马溪组页岩含气量较高,但产气量远低于Marcellus组页岩,仅略高于Ohio组页岩。分别以隆页1井五峰组—龙马溪组页岩和阿巴拉契亚盆地Marcellus组页岩



注:两个柱子代表两个不同样品。

图9 Ohio、五峰组—龙马溪组和Marcellus三组页岩含气性对比

Fig. 9 Comparison of gas content of Ohio, Wufeng-Longmaxi and Marcellus shales

岩与 Ohio 组页岩储层压力作为起始压力,以 5 MPa 的降压幅度进行降压生产模拟,在分别阐明降压生产中吸附、游离气产出过程的基础上,揭示造成页岩气产量差异的根本原因(图 10)。

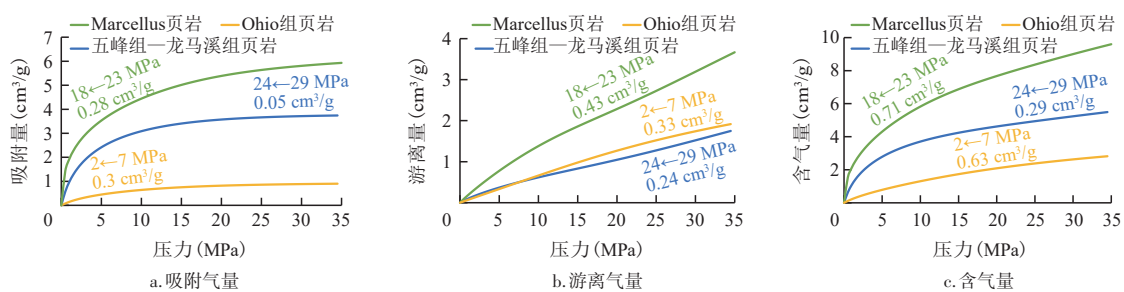
模拟降压产出气量分析表明,尽管彭水地区隆页 1 井五峰组—龙马溪组页岩含气量高,但由于埋深大,储层压力高,吸附量位于吸附等温线的饱和阶段,小幅度的降压难以生产出具有实际价值的吸附气量(0.05 cm³/g),Ohio 组页岩尽管含气量低但由于埋深浅,储层压力低,吸附量位于吸附等温线的未饱和阶段,吸附气量对压力的敏感程度高,因此,在同样的压力降幅条件下生产出的吸附气量(0.3 cm³/g)明显高于五峰组—龙马溪组页岩。产出的游离气量由于相同的降压幅度对气体的密度影响差异很小,因而孔隙度作为产出气量的主控因素,导致 Ohio 组页岩产出的游离气量(0.33 cm³/g)略大于隆页 1 井五峰组—龙马溪组游离气量(0.24 cm³/g),且游离气量的差异大小取决于孔隙度的差异大小。Marcellus 组页岩虽然埋深也较大,储层温度与压力同样偏大,但其吸附能力强,在其储层压力下吸附量位于吸附等

温线的较饱和阶段,小幅度降压依旧能生产出与 Ohio 组页岩相当的吸附气量(0.28 cm³/g)。同时由于其含气孔隙度高于五峰组—龙马溪组页岩与 Ohio 组页岩,因此,其降压产出的游离气量(0.43 cm³/g)最高(图 11)。

4 结论

1) 彭水地区隆页 1 井五峰组—龙马溪组常压页岩含气量高但产气量低,原因在于相比于 Marcellus 组页岩吸附气含量低,孔隙度低,造成采出吸附气量较低及采出的游离气量较低,导致总产气量也明显较低。而相比于 Ohio 组页岩,五峰组—龙马溪组页岩埋深大,温度、压力高,很难降压到吸附气大量产出的阶段,由此造成吸附气采出程度极低,并且含气孔隙度较低导致游离气采出程度也较低,二者综合导致五峰组—龙马溪组页岩单位体积总产气量也明显较低。

2) 由于五峰组—龙马溪组页岩深层压力高导致吸附气降压开采困难,加上储层孔隙度低及常压



注:根据地层压力条件进行降压生产模拟(Marcellus 页岩压力从 23 MPa 降至 18 MPa,五峰组—龙马溪组页岩从 29 MPa 降至 24 MPa,Ohio 组页岩从 7 MPa 降至 2 MPa),相同降压幅度下产出的吸附气量、游离气量和总含气量。

图 10 Marcellus、Ohio 和五峰组—龙马溪组三组页岩降压生产模拟

Fig. 10 Analytical simulation results of pressure reduction of Marcellus, Ohio and Wufeng-Longmaxi shales

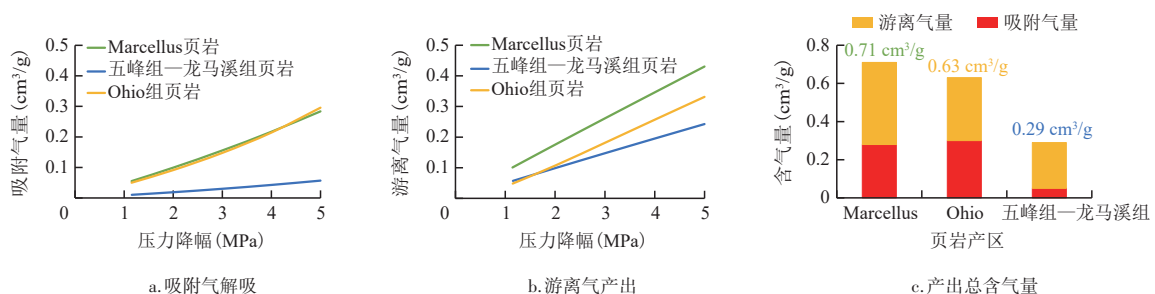


图 11 Marcellus、Ohio 和五峰组—龙马溪组三组页岩模拟生产对比

Fig. 11 Comparison of simulated shale desorption of Marcellus, Ohio and Wufeng-Longmaxi shales

区构造活动导致游离气含气量低。如能通过新技术提高吸附气的采出程度,五峰组—龙马溪组常压页岩气产气量与经济效益也将会大幅度提高。

参 考 文 献

- [1] 郭彤楼,蒋恕,张培先,等.四川盆地外围常压页岩气勘探开发进展与攻关方向[J].石油实验地质,2020,42(5):837-845.
GUO Tonglou, JIANG Shu, ZHANG Peixian, et al. Progress and direction of exploration and development of normally-pressured shale gas from the periphery of Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(5): 837-845.
- [2] LANCASTER D E, GULDRY F K, GRAHAM R L, et al. A case study of the evaluations completion' and testing of a devonian shale gas well[J]. Journal of Petroleum Technology, 1989, 41(5): 509-518.
- [3] GUO C H, XU J C, WU K L, et al. Study on gas flow through nano pores of shale gas reservoirs[J]. Fuel, 2015, 143: 107-117.
- [4] DARABI H, ETTEHAD A, JAVADPOUR F, et al. Gas flow in ultra-tight shale strata[J]. Journal of Fluid Mechanics, 2012, 710(12): 641-658.
- [5] SMITH T H. Temperature and pressure controls on the fractured Devonian shale gas play of the Appalachian Basin, Ohio Geological Society: Major natural gas plays of the Appalachian Basin[C]// Paper presented at the October 1994 Ohio Geological Society Second Annual Technical Symposium: "Major Natural Gas Plays of the Appalachian Basin of Ohio and Surrounding Areas", Canton, Ohio, USA, October 1994.
- [6] JAVADPOUR F, FISHER D, UNSWORTH M. Nanoscale gas flow in shale gas sediments[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2007, 46(10): 55-61.
- [7] HAO F, ZOU H Y, LU Y C. Mechanisms of shale gas storage: Implications for shale gas exploration in China[J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(8): 1325-1346.
- [8] HU Q H, LIU X G, GAO Z Y, et al. Pore structure and tracer migration behavior of typical American and Chinese shales[J]. Petroleum Science, 2015, 12(4): 651-663.
- [9] 邹才能,董大忠,杨桦,等.中国页岩气形成条件及勘探实践[J].天然气工业,2011,31(12):26-39.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, YANG Hua, et al. Conditions of shale gas accumulation and exploration practices in China[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(12): 26-39.
- [10] 李建忠,李登华,董大忠,等.中美页岩气成藏条件、分布特征差异研究与启示[J].中国工程科学,2012,14(6):56-63.
LI Jianzhong, LI Denghua, DONG Dazhong, et al. Comparison and enlightenment on formation condition and distribution characteristics of shale gas between China and U.S.[J]. Strategic Study of CAE, 2012, 14(6): 56-63.
- [11] 万玉金,李熙喆,卢斌,等.Fayetteville页岩气开发实践与启示[J].天然气地球科学,2019,30(11):1655-1666.
WAN Yujin, LI Xizhe, LU Bin, et al. The development of Fayetteville shale play and its implications[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(11): 1655-1666.
- [12] 郭彤楼.中国式页岩气关键地质问题与成藏富集主控因素[J].石油勘探与开发,2016,43(3):317-326.
GUO Tonglou. Key geological issues and main controls on accumulation and enrichment of Chinese shale gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(3): 317-326.
- [13] SHUMAKER R C. A detailed geologic study of three fractured Devonian shale gas fields in the Appalachian Basin[C]// Paper SPE-10791-MS presented at the SPE Unconventional Gas Recovery Symposium, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, May 1982.
- [14] 曾凡武.彭水地区五峰组—龙马溪组页岩气富集主控因素[J].中国煤炭地质,2016,28(11):25-29.
ZENG Fanwu. Main controlling factors of shale gas enrichment in Pengshui Area Wufeng, Longmaxi Formations[J]. Coal Geology of China, 2016, 28(11): 25-29.
- [15] 何希鹏,王运海,王彦祺,等.渝东南盆缘转换带常压页岩气勘探实践[J].中国石油勘探,2020,25(1):126-136.
HE Xipeng, WANG Yunhai, WANG Yanqi, et al. Exploration practices of normal-pressure shale gas in the marginal transition zone of the southeast Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 126-136.
- [16] NUTTAL B C, EBLE C, BUSTIN R M, et al. Analysis of Devonian black shales in Kentucky for potential carbon dioxide sequestration and enhanced natural gas production[C]// Paper presented at the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies 5, Vancouver, Canada, September 2004.
- [17] FRUHN K H, MERCER J C. Fractured shale gas reservoir performance study: An offset well interference field test[J]. Journal of Petroleum Technology, 1984, 36(2): 291-300.
- [18] 方栋梁,孟志勇.页岩气富集高产主控因素分析——以四川盆地涪陵地区五峰组—龙马溪组一段页岩为例[J].石油实验地质,2020,42(1):37-41.
FANG Dongliang, MENG Zhiyong. Main controlling factors of shale gas enrichment and high yield: a case study of Wufeng-Longmaxi formations in Fuling area, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(1): 37-41.
- [19] 颜彩娜,金之钧,赵建华,等.美国Marcellus页岩与中国南方龙马溪组页岩地质特征对比及启示[J].地质科技情报,2016,35(6):122-130.
YAN Caina, JIN Zhijun, ZHAO Jianhua, et al. Comparison of Marcellus shale in United States and Longmaxi Formation shale in southern China[J]. Geological Science and Technology Information, 2016, 35(6): 122-130.
- [20] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T, 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.
- [21] SCHEPERS K C, NUTTALL B, OUDINOT A, et al. Reservoir modeling and simulation of the Devonian gas shale of eastern Kentucky for enhanced gas recovery and CO₂ storage[C]// Paper SPE-126620-MS presented at the SPE International Conference on CO₂ Capture, Storage, and Utilization, San Diego, California, USA, November 2009.

(编辑 柳超超)