

引用: 汪凯明. 下扬子皖南地区下寒武统页岩气地质特征及成藏控制因素[J]. 中国石油勘探, 2021,26(5):83-99.

Wang Kaiming. Geological characteristics and controlling factors of shale gas accumulation of the Lower Cambrian in the southern Anhui of Lower Yangtze area[J]. China Petroleum Exploration, 2021,26(5):83-99.

# 下扬子皖南地区下寒武统页岩气地质特征及成藏控制因素

汪凯明

(中国石化华东油气分公司勘探开发研究院)

**摘要:** 中国南方下寒武统页岩气资源丰富, 有望成为页岩气增储上产的重要接替领域, 但地质条件较志留系页岩气更加复杂, 为探索过成熟古老页岩气成藏控制因素, 以下扬子皖南地区下寒武统荷塘组为研究对象, 利用钻井、测井、岩心、露头及分析测试等资料, 开展下寒武统页岩气地质特征与成藏控制因素研究。研究认为: 有效的烃源条件、有效的储集条件和有效的保存条件是页岩气成藏的基础, 三者良好的动态耦合、时空配置是页岩气富集的关键。(1) 滞留烃是页岩气成藏的物质基础, 热演化程度是影响排烃效率的主要因素; (2) 热演化程度和保存条件联合控储,  $R_o$  为 1.8%~3.2% 是生储耦合的最佳窗口, 高压—超高压地层有利于孔隙的保持; (3) 保存条件是页岩气成藏的关键因素, 致密的顶底板条件和侧向逆断层有利于形成“封存箱”, “晚生晚抬型”埋藏史有利于持续生烃、减缓逸散。寻找改造作用弱、热演化程度适中的构造稳定区是下寒武统页岩气勘探的主要方向。

**关键词:** 下寒武统; 页岩气; 主控因素; 滞留烃; 热演化程度; 生储耦合; 保存条件; 中国南方

**中图分类号:** TE111.2 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3969/j.issn.1672-7703.2021.05.008

## Geological characteristics and controlling factors of shale gas accumulation of the Lower Cambrian in the southern Anhui of Lower Yangtze area

Wang Kaiming

(Research Institute of Exploration and Development, Sinopec East China Oil & Gas Company)

**Abstract:** The shale gas resources are abundant of the Lower Cambrian in southern China, which is expected to be a major replacement field for increasing reserves and production. However, geological conditions of the Lower Cambrian are more complex than those of Silurian shale gas. By taking the Lower Cambrian Hetang Formation in the southern Anhui of lower Yangtze area as study object, the geological characteristics and main controlling factors of shale gas accumulation of the Lower Cambrian are studied based on well drilling, logging, core sample, outcrop and lab test data. The results show that the effective hydrocarbon source conditions, reservoir conditions and preservation conditions are the basis for shale gas accumulation, and the proper dynamic coupling and space-time configuration of the three are the key to shale gas enrichment. (1) The remained hydrocarbon is material basis for shale gas accumulation, and the degree of thermal evolution is the main factor affecting hydrocarbon expulsion efficiency; (2) The degree of thermal evolution and preservation conditions jointly control the shale gas enrichment. The best window for the coupling of gas generation and reservoir occurs when  $R_o$  ranges from 1.8%-3.2%, and high pressure to overpressure formation is conducive to the maintenance of pores; (3) The preservation conditions are the key factors for the formation of shale gas reservoir. The tight roof and floor conditions and lateral reverse faults are favorable for the formation of “sealing box”, and the burial history of “late hydrocarbon generation and late tectonic uplift” is conducive to continuous hydrocarbon generation and slow down gas escape. The main target of shale gas exploration of the Lower Cambrian is structural stable areas with weak reformation and moderate thermal evolution.

**Key words:** Lower Cambrian, shale gas, main controlling factor, remained hydrocarbon, maturity, coupling of gas generation and expulsion, preservation condition, south China

基金项目: 国家科技重大专项“南方海相页岩气勘探潜力与目标评价”(2017ZX05036-003-009)。

作者简介: 汪凯明(1982-), 男, 湖北云梦人, 硕士, 2010年毕业于长江大学, 副研究员, 主要从事油气地质综合研究及勘探开发规划工作。

地址: 江苏省南京市建邺区江东中路375号金融城9号楼, 邮政编码: 210019。E-mail: kaiming214@126.com

收稿日期: 2021-03-08; 修改日期: 2021-08-17

## 0 引言

中国南方震旦系、寒武系、奥陶系和志留系发育多套海相富有机质页岩,目前仅上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气实现商业开发,在四川盆地及周缘地区已发现涪陵、威远、长宁、昭通、威荣、永川等页岩气田<sup>[1-9]</sup>,至2020年年底,累计探明页岩气地质储量超 $2.0 \times 10^{12} \text{m}^3$ ,页岩气年产量为 $200 \times 10^8 \text{m}^3$ <sup>[10]</sup>。同时,寒武系页岩气勘探也取得了一些积极进展,2009年黔中隆起方深1井开展老井压裂,试获少量气流,2011年川南威远古隆起威201井压裂获气 $1.08 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ <sup>[11]</sup>,2011年黔南坳陷黄页1井压裂获得 $418 \text{m}^3/\text{d}$ 低产气流,2014年川南威远古隆起金页1HF井压裂获得页岩气无阻流量 $10.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ <sup>[12]</sup>,2017年中扬子宜昌地区黄陵古隆起周缘鄂宜页1HF井压裂获得 $6.02 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、无阻流量为 $12.38 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的高产页岩气流<sup>[13]</sup>,但多数井为无气、微气或氮气状态,效果较好的钻井局限在威远古隆起、黄陵古隆起、雪峰古隆起和汉南古隆起等几个古隆起周缘。整体而言下寒武统页岩气勘探程度较低,距离商业开发仍有较大差距。

下寒武统页岩作为中国南方古生界最好的烃源岩发育层系之一,具有分布面积广、连续厚度大、有机碳含量高有利条件,TOC > 1.5%的页岩分布面积达 $38.65 \times 10^4 \text{km}^2$ ,占扬子地区的41.9%<sup>[14]</sup>,蕴藏着巨大的页岩气资源潜力,对拓展页岩气勘探领域具有重要的战略意义。同时也面临地层时代老、热演化程度高、储集物性差、构造改造强烈、保存条件差、成藏富集条件苛刻等诸多挑战。本文以下扬子皖南地区为主要研究对象,利用页岩气钻井、野外露头和分析测试等资料,分析中国南方下寒武统页岩气地质特征,试图揭示高热演化程度、古老页岩气成藏控制因素,以期为今后下寒武统页岩气勘探潜力评价提供参考。

## 1 区域地质背景

下扬子地区位于扬子板块东段,北界为连云港—黄梅断裂、秦岭—胶南苏鲁构造带,南部以江山—绍兴断裂为界,与华南板块毗邻,东邻环太平洋构造带,西接特提斯构造域<sup>[15]</sup>,是中国南方地区海相中生界、古生界发育最全、保存也较为完整的地区之一。扬子地台在晋宁运动之后形成了统一的结晶基底,随着罗迪尼亚超大陆的裂解,在震旦纪末至寒武纪初,快速海侵作用使扬子地台整体开始接受稳定的海相沉积,

直至古生代末期<sup>[16]</sup>。早寒武世早期,受地壳拉张裂陷作用的影响,在下扬子地区呈现“一台两盆”的基本构造格局(图1),中央台地大致位于南京—南通一带,以碳酸盐岩沉积为主;台地南北两侧发育休宁—安吉和滁州—盐城两个NE向斜列式深水海盆,为下寒武统富有机质页岩的发育提供了有利沉积环境,沉积建造以黑色页岩、硅质岩和暗色细粉晶灰岩为主<sup>[17]</sup>。

## 2 页岩气地质特征

### 2.1 沉积特征

下扬子地区早寒武世早期为盆地、陆棚、斜坡、台地边缘和局限台地相沉积,下寒武统荷塘组(幕府山组)黑色富有机质页岩形成于浅海盆地相—深水陆棚相滞留、缺氧还原环境,主要为硅质页岩、碳质页岩和硅质岩组合,局部可见少量泥质灰岩薄层,水平纹层发育,含黄铁矿,富含放射虫、硅质海绵骨针和藻类化石,放射虫呈圆形和椭圆形<sup>[18]</sup>。大量钻井和露头资料显示(图1),荷塘组页岩厚度大,横向分布广泛,XY1井页岩厚度大于270m, WY1井页岩厚度为282m, WN2井页岩厚度为276.5m, SD121井页岩厚度为113m,平面上以石台—安吉一带最为发育,页岩厚度超过600m。

### 2.2 岩石矿物学特征

WY1井荷塘组18件岩心样品的全岩X射线衍射测试结果表明,样品矿物组成以石英、黏土矿物为主,其次为钾长石、方解石和黄铁矿等,剖面自下而上石英含量呈明显减少趋势,黏土矿物含量呈明显增多趋势,其他矿物含量变化特征不甚明显(图2)。石英含量介于49.2%~96.9%,平均值为70.1%;黏土矿物含量介于1.9%~29.9%,平均值为15.3%;方解石含量介于0.5%~7.2%,平均值为3.9%;钾长石含量介于0~14.8%,平均值为9.8%;黄铁矿含量介于0.8%~5.3%,平均值为3.3%。黏土矿物组成以伊利石和伊/蒙混层为主,含少量绿泥石,其中伊利石相对含量介于18.0%~82.0%,平均值为65.1%;伊/蒙混层相对含量介于10.0%~45.0%,平均值为28.2%;绿泥石相对含量介于0~72.0%,平均值为6.7%。黏土矿物组成反映荷塘组页岩具有高热演化、过成熟的特点,高岭石、蒙皂石等不稳定矿物组分向伊利石转化,因此黏土矿物组成以伊利石与伊/蒙混层为主。

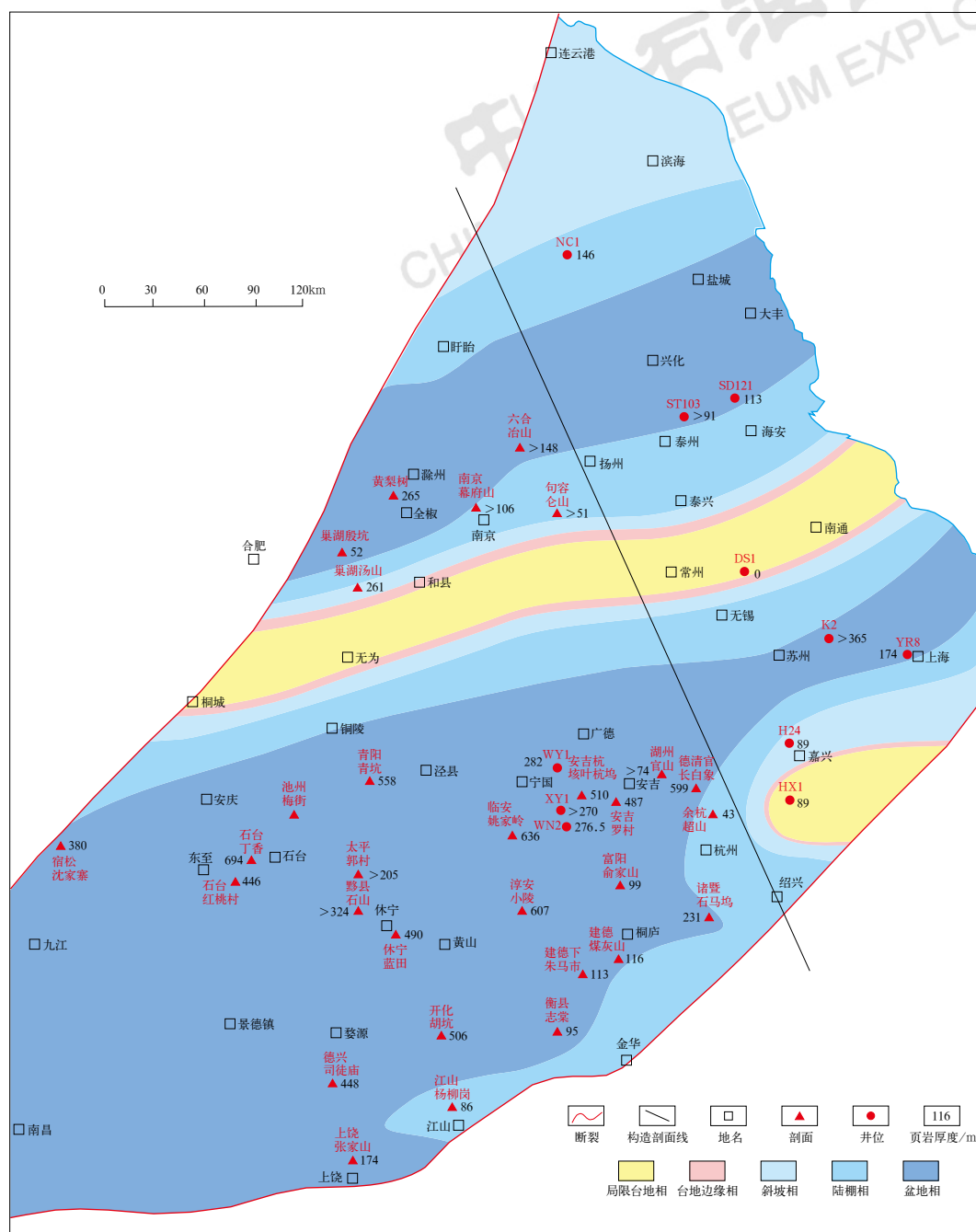


图1 下扬子地区早寒武世沉积相分布图

Fig.1 Sedimentary facies map in the Early Cambrian in lower Yangtze area

在全岩矿物组成定量分析的基础上,以石英+长石、黏土矿物和碳酸盐矿物为三端元划分页岩岩石类型(图3a),研究区WY1井、XY1井荷塘组样品均为硅质页岩。与中、上扬子地区10口页岩气钻井下寒武统筲竹寺组、九门冲组、牛蹄塘组、水井沱组页岩矿物组成相比<sup>[13,19-21]</sup>,下扬子地区WY1井、XY1井荷塘组石英+长石(硅质)含量明显较高,而黏土矿物和碳酸盐矿物含量明显偏低,中扬子地区反之,上扬子地区居中(图3b),如四川盆地川西南威远地

区JinY1井筲竹寺组石英+长石(硅质)含量平均为48.1%<sup>[19]</sup>,黔南坳陷HY1井九门冲组石英+长石(硅质)含量平均为56.8%,渝东南地区武陵褶皱带长生背斜CS1井水井沱组石英+长石(硅质)含量平均为53.9%,湘西北地区武陵褶皱带太阳山背斜西翼CY1井牛蹄塘组石英+长石(硅质)含量平均为56.6%<sup>[20]</sup>,中扬子鄂西宜昌地区黄陵古隆起西南斜坡带WD1井水井沱组石英+长石(硅质)平均含量为47.3%,WD2井水井沱组石英+长石(硅质)平均含量为37.6%<sup>[13]</sup>。

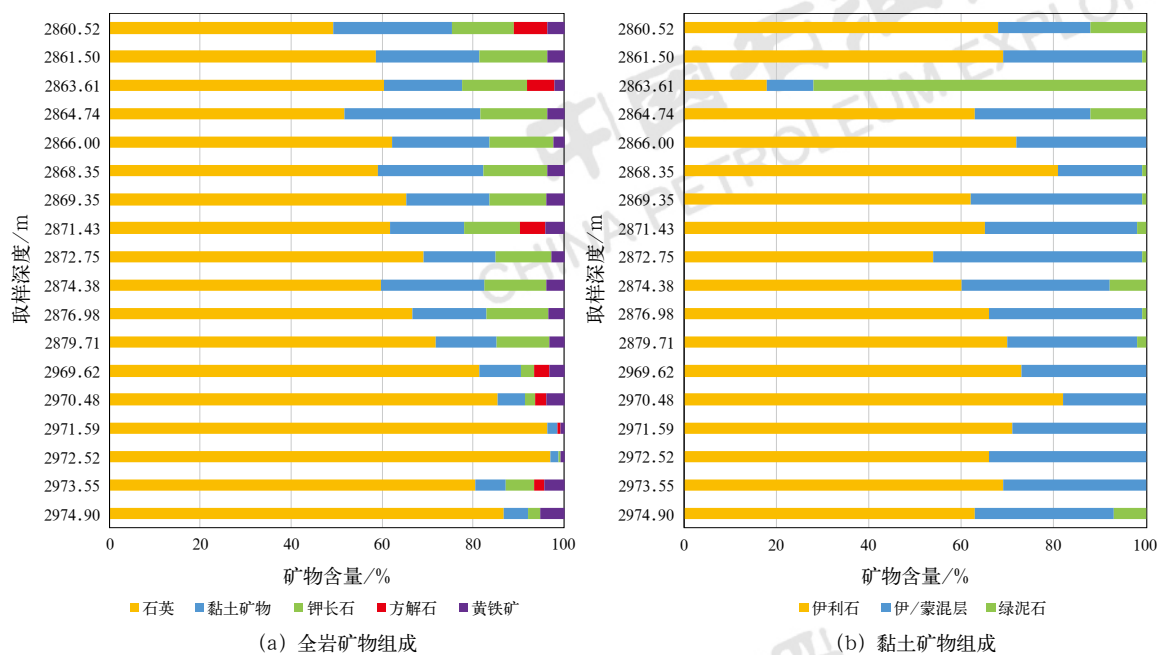
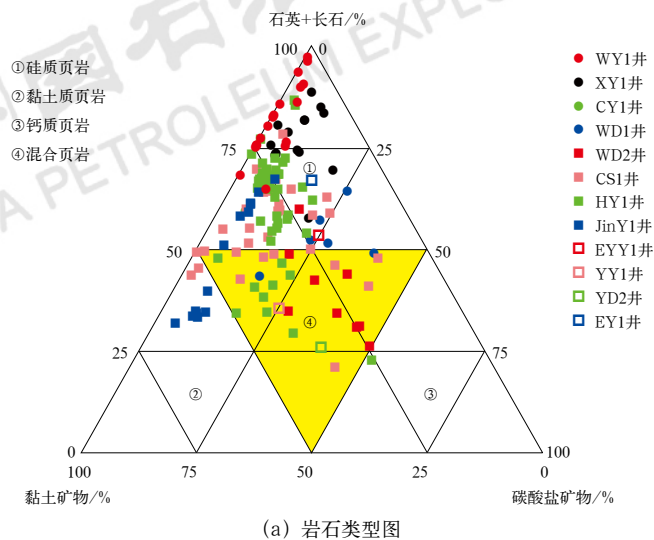
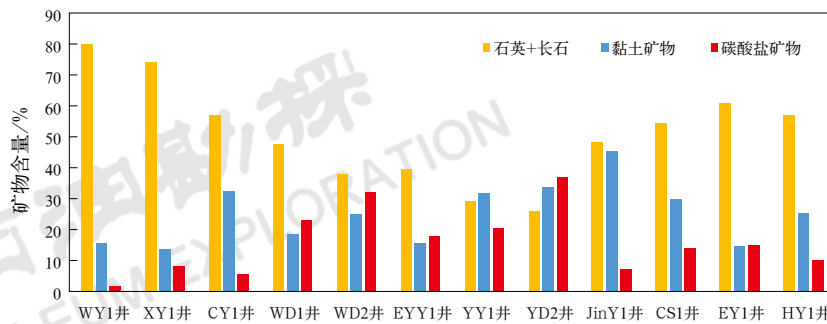


图2 WY1井荷塘组全岩矿物组成特征

Fig.2 Mineral composition of Hetang Formation shale in Well WY1



(a) 岩石类型图



(b) 矿物组成对比图

图3 扬子地区下寒武统页岩岩石类型及矿物组成特征 (部分数据据文献 [13, 19–21])

Fig.3 Rock types and mineral composition of the Lower Cambrian shale in Yangtze area (part of the data is according to references [13, 19–21])

海相沉积岩中的  $Al/(Al+Fe+Mn)$  值是判断硅质成因的一个重要指标, 该值随着热水沉积物含量的增多而减少, 受热水作用影响后其值小于 0.35, 纯热水成因其值接近 0.01, 纯生物成因其值接近 0.60<sup>[22]</sup>, XY1 井、WY1 井荷塘组页岩样品  $Al/(Al+Fe+Mn)$  值变化范围较大, 分布在 0.33 ~ 0.88, 平均值为 0.73, 与纯生物成因的比值较为接近。在  $Al-Fe-Mn$  三角图上 (图 4), 绝大部分样品落入生物成因区, 指示研究区硅质主要为生物成因, 同时岩石薄片富含放射虫和硅质海绵骨针, 说明生物硅是硅质页岩形成的主要贡献者。

### 2.3 有机地球化学特征

钻井岩心和露头样品测试结果均显示荷塘组页岩具有较高的有机碳含量 (图 5), XY1 井岩心样品 TOC 分布在 1.01%~14.51%, 平均值为 5.59%; WY1 井岩心样品 TOC 分布在 2.07%~11.90%, 平均值为 5.90%; WN2 井岩心样品 TOC 分布在

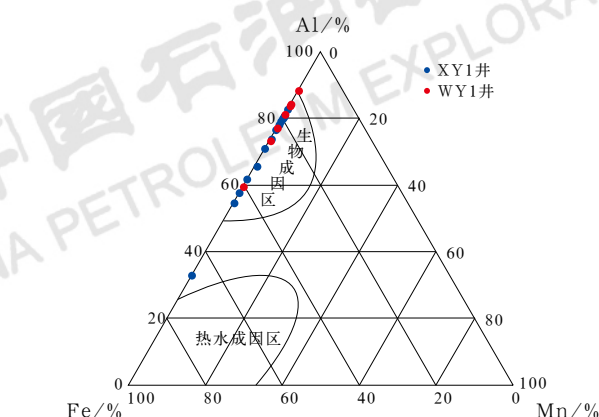


图4 XY1井、WY1井荷塘组页岩  $Al-Fe-Mn$  三角图  
Fig.4  $Al-Fe-Mn$  triangle diagram of Hetang Formation shale in Wells XY1 and WY1

1.07%~9.93%, 平均值为 4.50%; SD121 井岩心样品 TOC 分布在 0.13%~4.86%, 平均值为 2.60%; 石台红桃村、安吉罗村、湖州官山、池州梅街村、休宁蓝田、南京幕府山等露头剖面样品 TOC 分布在 0.48%~7.38%, 平均值为 2.73%。

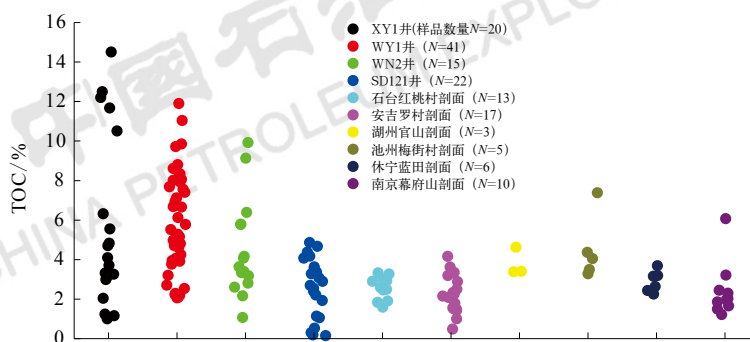


图5 下扬子地区荷塘组页岩 TOC 分布图

Fig.5 TOC distribution diagram of Hetang Formation shale in lower Yangtze area

有机碳含量与石英含量存在良好的正相关关系 (图 6a), 与黏土矿物含量呈负相关关系 (图 6b), 该特征也说明研究区页岩中的硅质并非陆源碎屑, 主

要来源于有机成因的生物硅, 镜下可见放射虫、海绵骨针等高有机质生产力的内生硅质矿物, 早寒武世安静、缺氧、强还原的深水陆棚环境有利于有机质富集和保存。

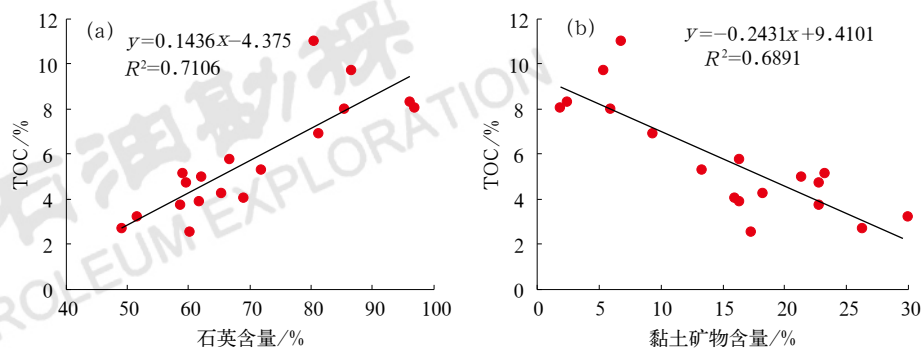


图6 WY1井荷塘组页岩 TOC 与石英、黏土矿物含量相关关系图

Fig.6 Relationship between TOC and quartz & clay mineral content of Hetang Formation shales in Well WY1



干酪根碳同位素值是划分高—过成熟烃源岩有机质类型的有效指标。黄第藩等研究认为 I 型干酪根的碳同位素  $\delta^{13}\text{C}$  值介于  $-29\text{‰}$ ~ $-27\text{‰}$ , II 型干酪根  $\delta^{13}\text{C}$  值介于  $-27\text{‰}$ ~ $-26\text{‰}$ , III 型干酪根  $\delta^{13}\text{C}$  值介于  $-26\text{‰}$ ~ $-22.5\text{‰}$  [23], XY1 井荷塘组页岩干酪根碳同

位素值主要分布在  $-32\text{‰}$ ~ $-27\text{‰}$ , 属于 I 型干酪根。

WY1 井、XY1 井荷塘组 23 件样品 659 个测点显示,  $R_o$  分布在  $2.7\%$ ~ $5.4\%$ , 平均高达  $4.0\%$  (图 7), 均处于过成熟阶段, 干酪根已全部降解生气, 滞留于页岩的液态烃也完全裂解生气。

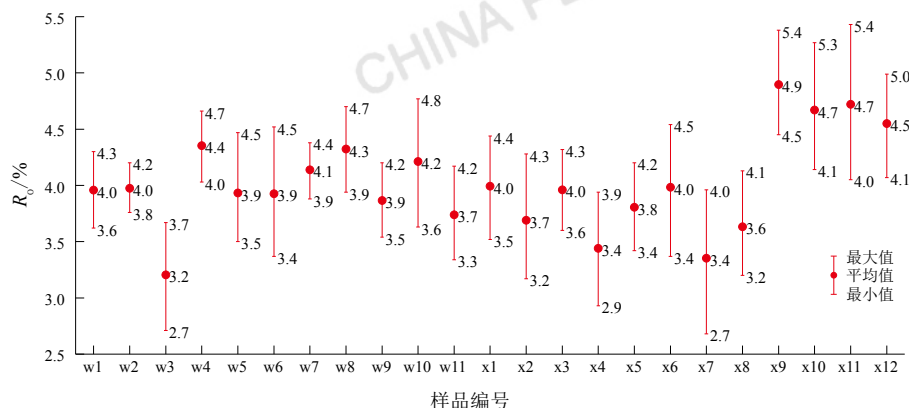


图 7 WY1 井、XY1 井荷塘组页岩  $R_o$  测试结果

Fig.7  $R_o$  lab test result of Hetang Formation shale in Wells WY1 and XY1

与四川盆地五峰组—龙马溪组深水陆棚相页岩相比, 下扬子地区盆地相荷塘组页岩 TOC 略高, 有机质类型相似, 热演化程度明显偏高, 如焦石坝 JY1 井优质泥页岩 TOC 平均值为  $3.50\%$ , 有机质类型为 I 型,  $R_o$  为  $2.20\%$ ~ $3.06\%$ , 平均值为  $2.65\%$  [24]。

## 2.4 物性特征

页岩的孔隙结构特征对页岩气的赋存和储集作用明显, 通过岩心、岩石薄片、氩离子抛光扫描电镜观察发现, 研究区荷塘组页岩储集空间类型多样, 按照成因划分为有机质孔隙、无机孔隙和微裂缝 3 种类型 (图 8), 无机孔隙主要包括晶间孔、粒间孔、粒

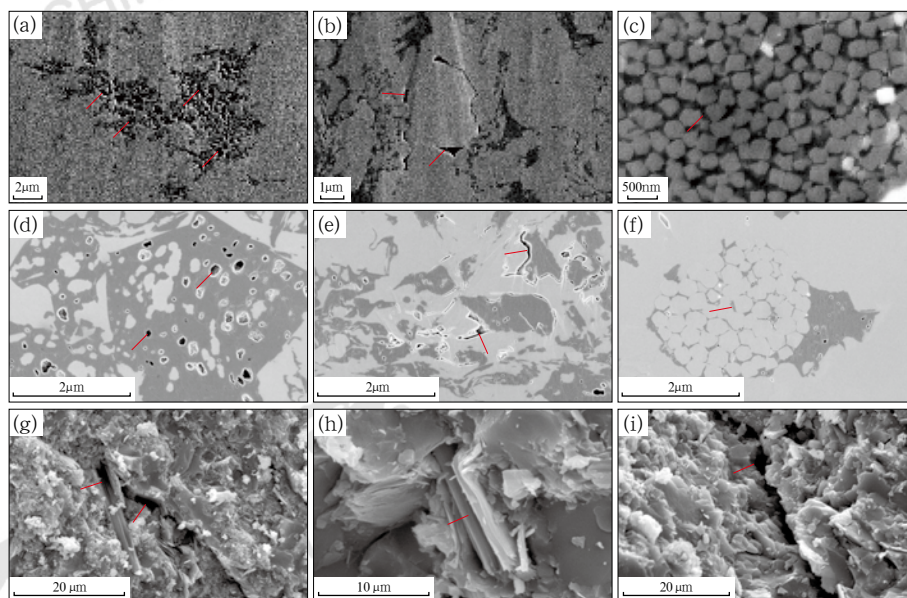


图 8 研究区荷塘组页岩储集空间类型

Fig.8 Types of reservoir space of Hetang Formation shale

- (a) WY1 井, 2967.24m, 粒内蜂窝状有机质孔隙, 连通性好; (b) WY1 井, 2970.48m, 粒间孔较发育; (c) WY1 井, 2879.71m, 有机质与大量草莓状黄铁矿共生, 黄铁矿晶间孔较发育; (d) XY1 井, 2401.12m, 孤立的有机质孔隙; (e) XY1 井, 2732.02m, 有机质收缩缝; (f) XY1 井, 2732.41m, 草莓状黄铁矿晶间孔; (g) XY1 井, 2671.67m, 晶间孔, 连通性好; (h) XY1 井, 2396.39m, 晶间溶蚀孔; (i) XY1 井, 2845.52m, 晶间微裂缝, 连通性好

内孔和溶蚀孔，微裂缝主要包括构造裂缝及有机质收缩缝，有机质内部发育大量的有机质孔隙。XY1井样品测试有机质孔隙孔径主要分布在10~20nm，占比为61%，样品中未见孔径大于50nm的大孔（图9），有机质孔隙呈扁长不规则形状，边缘塌陷，孔径明显低于下志留统页岩；四川盆地焦石坝地区JY1井页岩有机质孔隙呈圆形—椭圆形，孔径以10~190nm为主，部分高达270~600nm<sup>[25]</sup>。XY1井样品CO<sub>2</sub>吸附脱附测试结果显示，孔隙比表面积介于4.3~7.5m<sup>2</sup>/g，总孔隙体积仅为0.0064~0.0118cm<sup>3</sup>/g，与四川盆地威远、长宁—昭通地区筇竹寺组基本相当<sup>[26]</sup>，但明显低于焦石坝JY1井，后者比表面积平均为18.9m<sup>2</sup>/g，孔隙体积平均为0.013cm<sup>3</sup>/g<sup>[27]</sup>。

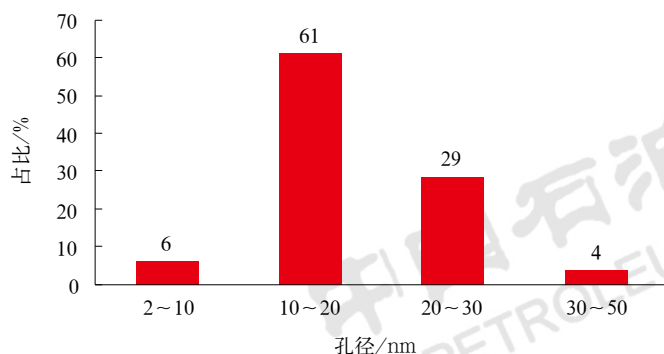


图9 XY1井荷塘组页岩孔径分布直方图

Fig.9 Pore size distribution diagram of Hetang Formation shale in Well XY1

实验分析显示研究区荷塘组页岩整体具低孔、特低渗特征，XY1井荷塘组15件页岩样品孔隙度介于0.30%~2.82%，平均为1.47%；WY1井荷塘组18件页岩样品孔隙度介于0.04%~2.91%，平均为0.71%，WY1井样品脉冲渗透率实测为0.0000064~0.0006628mD，平均为0.0002184mD，孔隙度和渗透率远低于焦石坝地区JY1井优质页岩段，JY1井龙马溪组优质页岩段孔隙度平均为4.80%，渗透率平均为0.16mD<sup>[28]</sup>。研究区荷塘组页岩孔隙度与TOC之间呈现较好的正相关性（图10），指示以有机质孔隙为主，有机质孔隙是页岩气储层中主要的贡献者。

## 2.5 密度特征

页岩密度是利用体积法计算吸附气地质储量的重要参数<sup>[29]</sup>，取决于矿物组分、孔隙特征等，在公开

发表的文献中，关于页岩密度的研究较少，本次研究发现荷塘组页岩密度与孔隙度、TOC具有良好的负相关性（图11），表明页岩TOC越高，有机质孔隙越发育，页岩密度趋小。

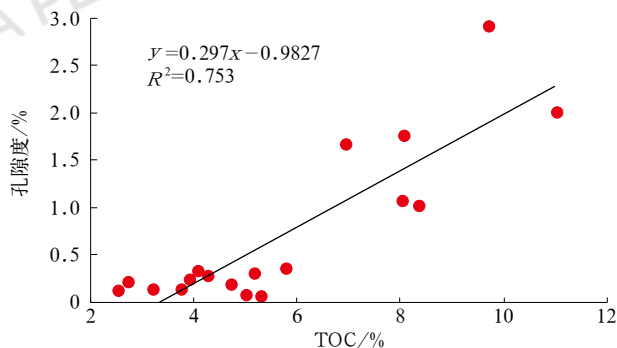


图10 研究区荷塘组页岩TOC与孔隙度关系图

Fig.10 Relationship between TOC and porosity of Hetang Formation shale in the study area

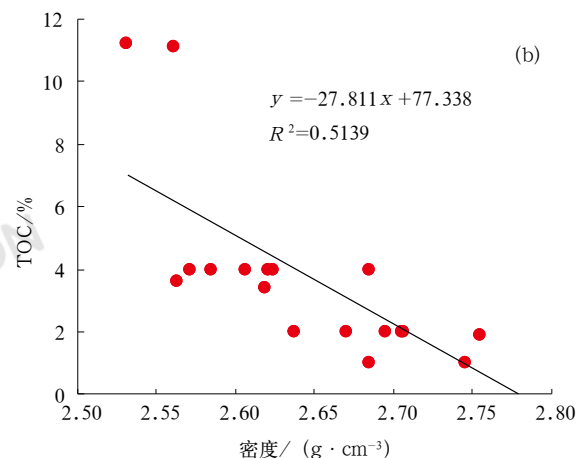
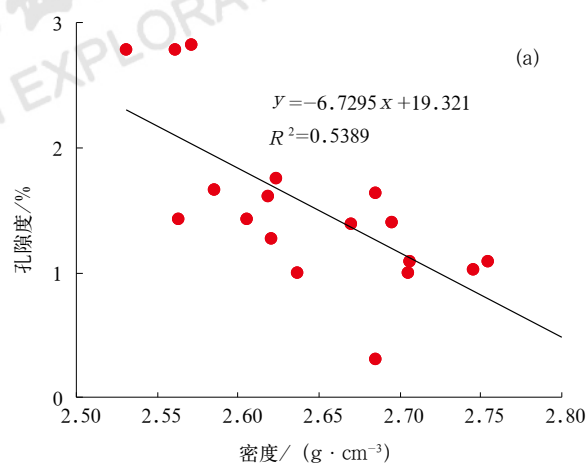


图11 研究区荷塘组页岩密度与孔隙度、TOC关系图  
Fig.11 Relationship between density and porosity & TOC of Hetang Formation shale in the study area

## 2.6 含气性特征

含气性是页岩气富集程度的最直观表现。XY1井和WY1井荷塘组页岩含气量整体较低,XY1井岩心含气量测试最高为 $1.30\text{m}^3/\text{t}$ ,平均为 $0.94\text{m}^3/\text{t}$ ,WY1井岩心含气量测试最高仅为 $0.153\text{m}^3/\text{t}$ 。XY1井4件页岩样品的等温吸附实验显示,朗格缪尔体积为 $0.72\sim 4.70\text{m}^3/\text{t}$ ,页岩吸附能力主要受控于TOC,TOC越高吸附能力越强(图12a),页岩吸附能力与孔隙度呈现较好的正相关关系(图12b),相关系数( $R^2$ )高达0.9842,也可说明良好的储集空间是页岩气赋存的基础,页岩孔隙越发育,其孔隙比表面积越大,越有利于吸附气的赋存,可为游离气提供储集空间。因此,在保存条件相似的情况下,页岩含气性受生烃条件和储集条件的影响。

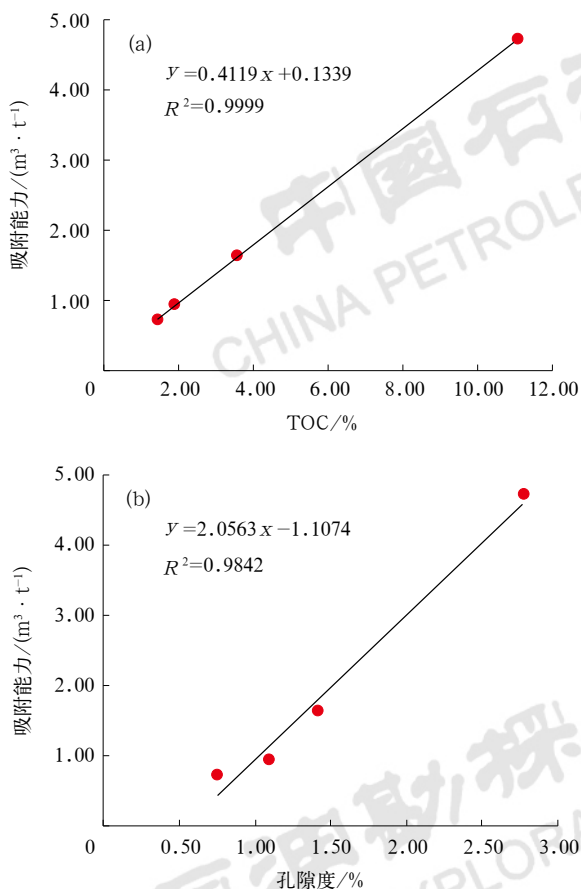


图12 研究区荷塘组页岩 TOC、孔隙度与甲烷吸附能力的关系图

Fig.12 Relationship between methane adsorption capacity and TOC & porosity of Hetang Formation shale in the study area

## 2.7 脆性特征

脆性特性是页岩气储层可压裂性评价的重要参数,对页岩气的开发效果具有重要影响,根据国内外对页岩气储层可压裂性的评价经验,通常用脆性矿物指数来表征压裂的难易程度。研究区基于硅质矿物的脆性矿物指数为53%~89%,平均为74%,岩石力学参数实验测得的XY1井页岩静态杨氏模量为 $37.86\sim 55.85\text{GPa}$ ,静态泊松比为 $0.19\sim 0.28$ ,表现出高脆性、高杨氏模量、低泊松比特征,有利于后期的压裂改造。

WY1井声波扫描测得最大水平主应力为 $83.6\sim 93.0\text{MPa}$ ,最小水平主应力为 $49.8\sim 56.6\text{MPa}$ ,两向应力差异系数为 $0.39\sim 0.40$ ,两向应力差异系数明显高于JY1井的 $0.11\sim 0.34^{[30]}$ ,反映区域构造应力强,压裂改造过程中较难形成复杂缝网系统。

## 3 页岩气成藏控制因素及勘探方向

国内学者通过四川盆地及周缘五峰组—龙马溪组页岩气勘探研究,取得了“二元富集”“三元富集”“三因素控气”等一系列页岩气富集高产地质理论认识<sup>[28,31-33]</sup>,总体上已基本形成共识,认为深水陆棚优质页岩是页岩气富集的基础,良好的保存条件是页岩气高产的关键,并有效指导了页岩气的勘探开发。但与下寒武统页岩气成藏富集主控因素相关的公开研究成果相对较少,本文结合前人研究成果和下寒武统页岩气勘探实践,深入两者成藏条件的差异分析,认为“3个有效条件”是页岩气成藏的基础,即有效的烃源条件、有效的储集条件和有效的保存条件,三者良好的动态耦合、时空配置是页岩气富集的关键。

### 3.1 滞留烃是页岩气成藏的物质基础

页岩气具有自生自储、源储一体、原地就近聚集、连续成藏的模式和特点,其生烃、排烃、运移、聚集过程全部在源内完成,属未排出烃源岩的“滞留气”,因此,对于页岩气而言,滞留烃量的多少决定页岩的勘探潜力,滞留烃量越多,意味着成藏的物质基础越雄厚。滞留烃量受控于页岩品质和排烃效率,在页岩品质相似的情况下,排烃效率越高,滞留烃量则越少,页岩气成藏的物质基础自然就越贫乏,因此,排烃效率直接影响页岩气藏的富集程度。

页岩生排烃是一个复杂的地质过程,是各种地质要素综合作用的结果。排烃效率受内部、外部多



重因素的影响,内部因素取决于页岩的生烃潜力,即有机质丰度、有机质类型和热演化程度,外部因素包括页岩厚度、上下岩性组合特征、页岩层理结构、裂缝发育特征、地层温度压力状态、流体势和构造地质作用等<sup>[34]</sup>。目前关于排烃效率的认识有所差异,Jarvie等提出Barnett页岩总生烃量有40%滞留于烃源岩中<sup>[35]</sup>;赵文智等认为一般烃源岩的排烃效率在40%~60%<sup>[36]</sup>;马卫等通过模拟实验研究认为腐泥型有机质在成熟阶段的排烃效率为30%~60%,高成熟阶段的排烃效率为60%~80%,过成熟阶段的排烃效率达到80%以上<sup>[37]</sup>。总体而言,在外部因素相似的情况下,随着热演化程度的升高,烃源岩的排烃效率逐渐增大,热演化程度是影响排烃效率的主要因素。下寒武统高一过成熟页岩气来源于干酪根降解生气和液态烃裂解生气,干酪根降解生气期 $R_o$ 介于0.8%~2.0%,液态烃裂解生气期 $R_o$ 介于1.6%~3.2%,高一过成熟阶段滞留液态烃发生裂解和排烃,未排出的气态烃成为页岩气成藏的有效气源。

$R_o > 2.0\%$ 的干酪根已不具备生烃潜力<sup>[38]</sup>, $R_o > 3.5\%$ 的滞留液态烃裂解生气的的能力基本衰竭<sup>[26]</sup>。因此,对于过成熟的下寒武统页岩而言,生烃能力几乎枯竭和极高的排烃效率导致气源贫乏是影响页岩气规模有效成藏的最主要因素。

### 3.2 热演化程度和保存条件联合控储

#### 3.2.1 适中的热演化程度有利于生储耦合, $R_o$ 为1.8%~3.2%是生储耦合的最佳窗口

热演化程度过高会严重影响页岩的孔隙结构,从南方地区下寒武统和五峰组—龙马溪组页岩气热演化程度与孔隙度分析测试资料来看<sup>[20-21,24,26,39-44]</sup>,整体上随着热演化程度的升高,孔隙度呈现先增加后减小的趋势(图13),当 $R_o$ 为2.5%~3.0%时,页岩孔隙度相对较高,孔隙度主要介于3.0%~5.0%,当 $R_o > 3.5\%$ 时,有机质炭化,有机质孔隙被充填,基质孔隙大幅度减少,孔隙度基本上小于2.0%;此外,资料井下寒武统页岩孔隙度普遍小于3.0%,明显低于五峰组—龙马溪组页岩。

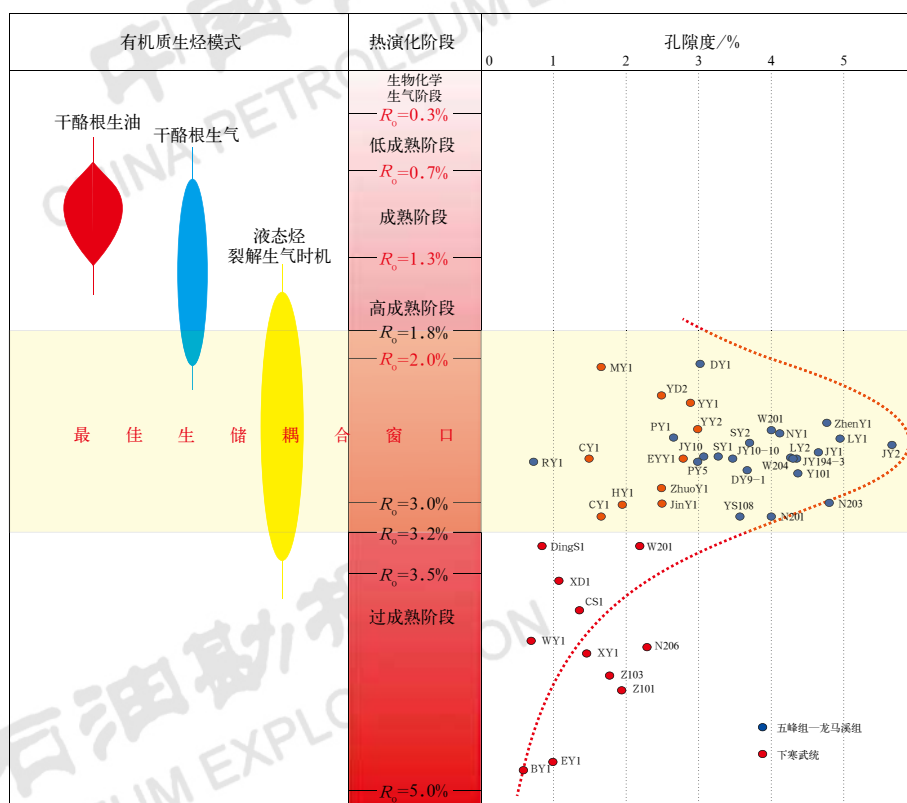


图13 南方地区下古生界页岩气生储耦合模式图(有机质生烃模式底图据文献[45])

Fig.13 Coupling model of hydrocarbon source and reservoir of Lower Paleozoic shale gas in the southern China (hydrocarbon generation model is according to references [45])

富有机质页岩热演化过程中,生烃—储集是一个相互反馈、此消彼长的过程,热演化程度过低( $R_o < 1.6\%$ ),液态烃尚未开始裂解生气,导致气源不充足;热演化程度过高( $R_o > 3.5\%$ ),一方面生烃能力衰竭,另一方面有机质炭化,有机质孔隙塌陷、充填和消亡,导致储层致密化,而储层致密化又会加剧排烃作用,以致滞留烃量变低,因此,生烃与储集需要达到最佳的平衡状态。本文提出了生储耦合的概念,其基本内涵是富有机质页岩在高—过成熟阶段滞留烃充分裂解生气,提供充足的气源,与此同时,形成大量有机质孔隙为页岩气提供良好的储集空间,生储两者相互作用、良性互动,达到最佳的配置状态, $R_o$ 为 $1.8\% \sim 3.2\%$ 即为最佳的生储耦合窗口(图13)。

表1 南方地区下寒武统页岩气典型井基本参数表

Table 1 Basic parameters of Lower Cambrian shale gas of typical wells in the southern China

盆地/地区	典型井	页岩埋深/m	TOC/%	$R_o$ /%	孔隙度/%	含气量/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$ )	压力 系数	测试产量/ ( $10^4 \text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$ )	数据来源
四川盆地	W201	2652~2704	2.8	3.30	2.2	2.01	0.92	1.08(直井)	文献[26]
四川盆地	JinY1	3315~3370	2.7	3.00	2.5	2.03	1.20	10.5(水平井)	文献[12,26]
湘西北	CY1	1120~1250	9.8	2.70	1.5	1.02	0.90	无气	文献[20]
黔南坳陷	HY1	2329~2421	6.9	3.02	1.9	1.02	0.95	0.0418(直井)	本文

氩离子抛光扫描电镜显示,页岩有机质孔隙的形态、孔径分布等微观结构特征同样受到保存条件的影响。以川东南地区6口五峰组—龙马溪组页岩气典型井为例(图14),其页岩有机碳含量、热演化程度相近,因此有机质生烃演化过程中形成的有机质孔隙基本相当,但地层压力系数相对较高的JY1井和NY1井,其有机质孔隙圆度高,孔径大,以大于200nm的大孔为主,孔隙形态呈近球形—椭球形,而压力系数仅为0.9的RY1井,有机质孔隙以孔径为2~50nm的中孔为主,局部分布微孔,整体上随着地层压力系数的降低,孔径不断减小,有机质孔隙边缘出现塌陷,由近球形—椭球形演变为凹坑状、不规则状和片麻状,孔隙度也逐渐变低,表明高压—超高压环境有利于页岩有机质孔隙的保存。

综上所述,认为在高压—超高压环境中,即便是进入高—过成熟阶段的页岩储层仍能保持较高的孔隙度,为页岩气赋存提供良好的储集空间。因此,保存条件是高—过成熟页岩气勘探评价中首先要考虑和重点研究的。

### 3.2.2 高压—超高压环境有利于孔隙的保持

地层压力系数是评价保存条件的综合指标,高压—超高压指示良好的保存条件。对比分析下寒武统4口页岩气典型井(表1),仅指示页岩有机质热演化程度的 $R_o$ 基本相当,其他参数各异,其中JinY1井页岩TOC最低,孔隙度却最高,CY1井页岩TOC最高,且页岩埋深最小,孔隙度却最低,似乎有悖于前文TOC与孔隙度正相关的认识,究其原因在于地层压力系数,即保存条件。良好的保存条件使孔隙内的高—超流流体压力能够有效支撑部分围压,减缓压实作用,有利于孔隙的保存,对页岩物性的改善起到积极作用,同时,异常高压能够抑制成岩作用、产生微裂缝并提高储层的储集性能<sup>[46]</sup>。

## 3.3 良好的保存条件是页岩气成藏的关键

### 3.3.1 顶底板和侧向封堵条件

页岩气属“源储”一体,源内短距离运聚成藏,自身为一个半封闭、半开放的成藏系统,封闭性来自页岩致密的顶底板条件和侧向逆断层,即形成一个顶底四周被致密岩层阻隔围限、相对独立的“封存箱”,“封存箱”能够有效减缓和阻断烃类向箱外运移和逸散。

从勘探实践来看,发育大套厚层页岩或顶底板发育致密岩性封隔的页岩段一般具有良好的含气性,以渝东南南川地区五峰组—龙马溪组一段页岩气为例,其顶板为龙马溪组二段深灰色泥岩,厚30~50m,孔隙度为 $1.2\% \sim 1.8\%$ ,密度为 $2.7 \sim 2.75 \text{g/cm}^3$ ,渗透率平均为0.0016mD,底板为临湘组和宝塔组连续沉积的灰色瘤状灰岩,厚40~50m,基质孔隙度为 $1.3\% \sim 1.6\%$ ,密度为 $2.73 \sim 2.77 \text{g/cm}^3$ ,渗透率平均为0.0017mD,在80℃条件下,顶底板地层突破压力为60~70MPa,具有良好的封隔性;下寒武统

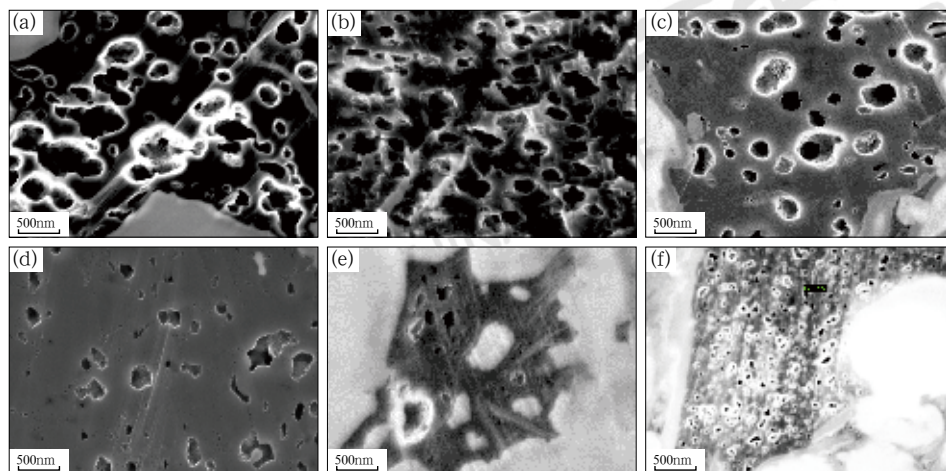


图 14 不同地层压力系数条件下页岩孔径特征图

Fig.14 Pore size characteristics of shale with different formation pressure coefficients

- (a) JY1 井, 2385.42m, TOC 为 3.90%,  $R_o$  为 2.65%, 压力系数为 1.55, 有机质孔隙呈近球形—椭圆形, 孔径为 100~1000nm, 孔隙度为 4.8%;  
 (b) NY1 井, 4409.19m, TOC 为 3.17%,  $R_o$  为 2.53%, 压力系数为 1.35, 有机质孔隙呈近球形—椭圆形, 孔径为 10~600nm, 孔隙度为 4.1%;  
 (c) SY2 井, 2981.40m, TOC 为 3.21%,  $R_o$  为 2.65%, 压力系数为 1.20, 有机质孔隙呈近球形—椭圆形, 孔径为 4~500nm, 孔隙度为 3.4%;  
 (d) JY10-10 井, 3399.24m, TOC 为 3.12,  $R_o$  为 2.67%, 压力系数为 1.12, 有机质孔隙由椭圆形演变为凹坑状, 孔径为 10~300nm, 孔隙度为 3.3%;  
 (e) LY1 井, 2835.20m, TOC 为 3.45%,  $R_o$  为 2.56%, 压力系数为 1.08, 有机质孔隙呈不规则状, 孔径为 2~100nm, 孔隙度为 3.1%;  
 (f) RY1 井, 4033.00m, TOC 为 3.20%,  $R_o$  为 2.70%, 压力系数为 0.90, 有机质孔隙呈片麻状, 孔径小于 50nm, 孔隙度为 1.8%

页岩气顶板条件尚可, 但底板条件堪忧, 因地而异, 上扬子地区底板多为震旦系灯影组, 因受晚震旦世—早寒武世桐湾运动影响, 两者为区域不整合, 灯影组古岩溶、裂缝发育, 封隔能力较差, 局部为下寒武统麦地坪组, 川南 JinY1 井麦地坪组厚为 100 余米, 岩性为深灰色粉砂质页岩、深灰色硅磷白云岩、黑色硅质岩<sup>[19]</sup>, 岩性致密, 封隔条件好; 中扬子黄陵古隆起下寒武统水井沱组页岩气底板为岩家河组, 厚约 75m<sup>[47]</sup>, 因此, 下寒武统页岩气纵向上“甜点段”的优选需要适当远离不整合面, 根据页岩厚度、排烃能力及目前的压裂工艺水平, 认为“甜点段”底部距离不整合面至少大于 30m。

侧向发育反向逆断层的页岩段也能具有较好的含气性, 例如在渝东南盆缘转换带平桥南斜坡上倾端的 JY10-10HF 井, 页岩埋深为 2802m, 距离目的层出露边界仅 4.6km, 但由于距离出露边界 1.6km 处发育一条反向逆断层, 断距为 50~150m, 该断层形成于气藏调整的早期, 在气藏后期调整、破坏的过程中, 发挥良好的侧向遮挡作用, 以致该井气藏压力系数仍有 1.12, 测试日产气  $9.8 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

此外, 因页岩水平层理发育的自身属性, 以致横向渗透率远远高于垂向渗透率, 因此正向构造的含气性往往优于负向构造。从目前勘探实践来看, 盆外残留向斜型页岩气藏压力多为常压, 因此, 对于负向

构造, 页岩气靶区应选择远离目的层剥蚀边界, 距离剥蚀区越远, 气体横向逸散相对越少, 越有利于页岩气残留聚集, 向斜构造表现为环带成藏、中心富集的特点。

### 3.3.2 构造强度和末次抬升时间

保存条件是影响页岩气藏富集程度的关键因素, 而构造作用则对保存条件起决定性作用, 具体表现为构造作用的方式、强度、早晚和期次, 对越古老的地层, 其影响作用越突出。南方地区下古生界页岩普遍遭受了加里东期、海西期、印支期、燕山期和喜马拉雅期构造旋回的叠加改造, 主要表现为多期次的抬升剥蚀和构造变形, 所处的盆地几乎均为改造型残留盆地, 只是改造强度有所差异而已。构造挤压可形成隆凹相间、狭长窄陡的构造格局和变形样式, 多期次的断裂切割分离原本连片发育的页岩层系, 构造抬升导致背斜核部和向斜翼部等相对高部位不同程度剥蚀, 页岩甚至直接出露地表, 下扬子地区尤其遭受了印支晚期—燕山中期逆冲推覆阶段、燕山晚期—喜马拉雅早期拉张裂陷阶段和喜马拉雅晚期隆升剥蚀阶段, 构造变形强度大, 深大断裂发育 (图 15), 显然对页岩气有效保存造成极大破坏。

无论是常规油气还是非常规页岩油气, 构造与油气生成运聚的时空配置关系都至关重要。页岩达到最大埋深之后的构造抬升期, 页岩气藏进入动态调整成



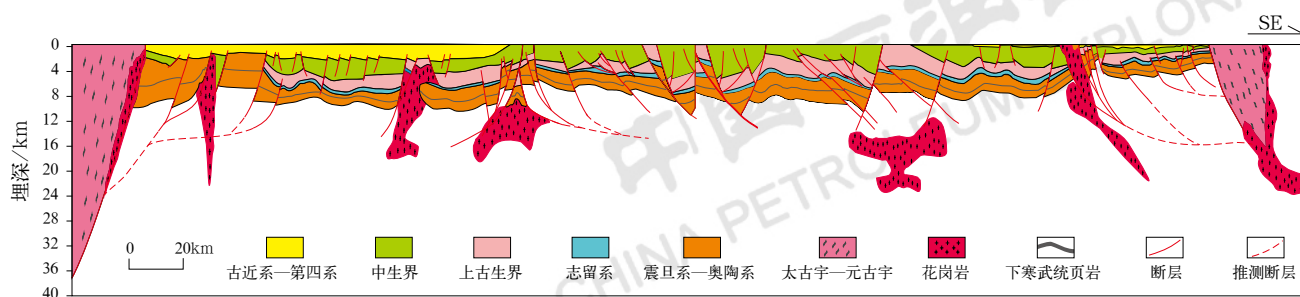


图 15 下扬子地区构造剖面图 (剖面位置见图 1)

Fig.15 Structural section of the lower Yangtze area (section location is in Fig.1)

藏阶段, 抬升期的早晚、抬升幅度对页岩气藏的封闭性、富集程度起到决定性作用, 直接表现就是气藏的压力系数。

根据生烃和抬升时间的早晚, 南方古生界页岩可划分为“晚生晚抬型”和“早生早抬型”。“晚生晚抬型”是指富有机质页岩较晚进入生烃高峰期, 最大埋深之后的构造抬升时间晚, 经历构造改造的周期短, 页岩气晚期逸散时间短, 逸散程度低, 有效保存条件好, 有利于页岩气残留聚集、动态调整成藏; 而“早生早抬型”与之相反, 生烃早则意味着经历了距今更长时间的构造改造, 逸散持续时间也相应更长, 相对而言不利于页岩气保存。

以四川盆地东南缘齐岳山以西焦石坝背斜 JY1 井和齐岳山以东武隆向斜 LY1 井为例, 晚奥陶世—早志留世均处于川东南深水陆棚沉积环境, 五峰组—龙马溪组优质页岩厚度、TOC、岩石矿物组成等静态指标基本相当, 但构造改造的强度和抬升的时间不同, 以致页岩含气性和地层压力系数存在明显差异。

“晚生晚抬型”页岩如四川盆地焦石坝背斜, 构造改造的强度较武陵褶皱带弱, 地层横向和纵向连续性好、变形弱、剥蚀量较小, 中生界、古生界实体保存好, 发育低幅宽缓褶皱构造样式 (图 16),

末次抬升时间较晚, JY1 井距今 85Ma 才开始抬升 (图 17a), 五峰组—龙马溪组优质页岩段含气量平均值为  $4.30\text{m}^3/\text{t}$ , 气藏压力系数为 1.55<sup>[28]</sup>, 为高压页岩气藏。“早生早抬型”页岩如四川盆地外的武陵褶皱带, 构造改造作用强, 地层剥蚀量相对较大, 背斜核部上古生界剥蚀殆尽, 仅部分向斜核部残留侏罗系, 翼部中古生界遭受大量剥蚀, 直接出露地表, 保存条件相对较差, 且末次抬升时间相对较早, LY1 井距今 95Ma 就已经开始抬升 (图 17b), 较 JY1 井显然遭受了更长时间的逸散, 五峰组—龙马溪组优质页岩段含气量平均值为  $2.38\text{m}^3/\text{t}$ , 气藏压力系数为 1.08, 为典型的常压页岩气藏。

从威远古隆起 W201 井和 XY1 井下寒武统页岩沉积埋藏史来看 (图 17c、d), 特征更为明显, 前者属“晚生晚抬型”, 后者属“早生早抬型”。相同的是, 两者均持续沉积, 直至中奥陶世达到成熟期, 开始生成液态烃; 不同的是, 前者到早白垩世中期才结束生烃, 后者到中—晚志留世就已经结束生烃, 两者相差约 300Ma, W201 井页岩生烃持续时间长, 经历了更长时间的生烃过程, 并且在早白垩世晚期才达到最大埋深, 在距今 90Ma 才开始持续抬升, 而 XY1 井页岩在晚志留世就已达到最大埋深, 在距今 415Ma 便开始抬升, 末次持续抬升期为早白垩世,

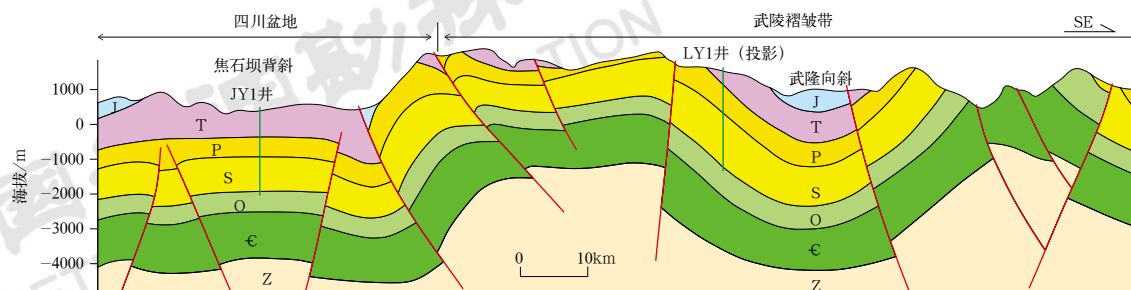


图 16 四川盆地东南缘地区构造剖面图

Fig.16 Structural section of the southeastern margin in Sichuan Basin



距今 140Ma, 显然, XY1 井经历了更早、更长、更为复杂的抬升作用, 导致页岩原始封闭性被打破, 页岩气保存条件破坏严重。WY1 井微电阻率成像测井结果可很好地说明这一点, 震旦系皮园村组一中寒武统杨柳岗组高导缝、高阻缝和小断层发育密集, 高导缝密度平均为 3.42 条 /m, 高阻缝密度平均为 3.86

条 /m, 小断层密度平均为 2.19 条 /m, 裂缝分布平均可达  $4.25\text{m}/\text{m}^2$  (图 18), 地层倾角整体较高, 主频范围分布在  $20^\circ \sim 30^\circ$ , 岩心观察可见高角度裂缝被不同期次的方解石脉充填, 反映了多期次、长时间持续的强烈构造作用, 构造保存条件差是研究区下寒武统页岩含气性差的主要原因之一。

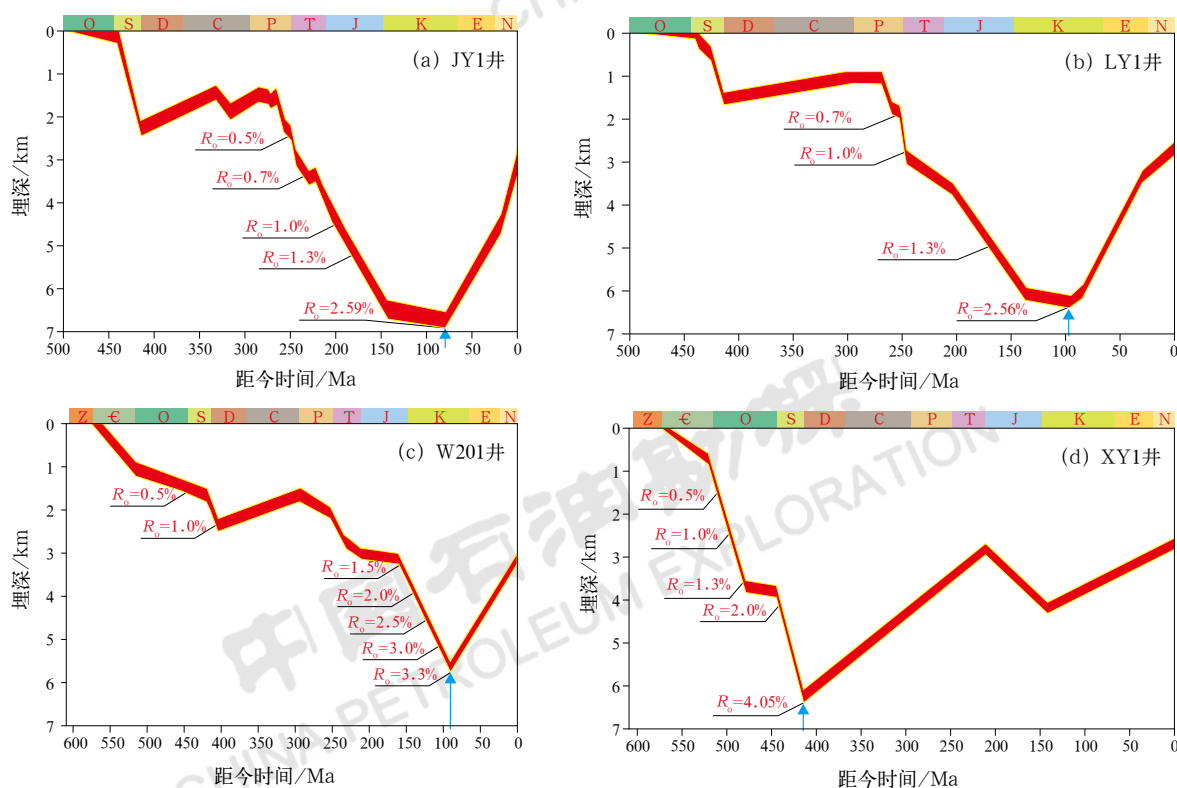


图 17 南方地区页岩气典型井埋藏史与热演化史

Fig.17 Burial and thermal evolution history of typical shale gas wells in the southern China

### 3.4 页岩气勘探方向

综上所述, 寻找“晚生晚抬型”埋藏史、最佳的生储耦合窗口 ( $R_o$  为 1.8%~3.2%) 和构造稳定区是下寒武统页岩气勘探的主要方向。下扬子皖南地区下寒武统页岩热演化程度平面上呈现西南高、东北低的特征 (图 19), 皖南广德一带页岩热演化程度相对较低,  $R_o$  在 3.0% 左右, 页岩厚度为 150~200m, 有机碳含量为 2%~5%, 二维地震勘探发现构造相对稳定区埋深在 2000~3000m, 值得关注。黔南坳陷黄平地区及江南—雪峰山西缘一带紧邻川东鄂西深水陆棚沉积中心<sup>[48]</sup>, 优质页岩发育, 厚度为 50~200m, 横向分布稳定, 有机碳含量为 3%~7%, 热演化程度较低,  $R_o$  分布在 2.6%~3.0%, 前期二维地震解释发现多个相对稳定的块体构造和逆冲推覆体下盘目标<sup>[49-52]</sup>,

断裂不发育, 具有较好的保存条件, 后期通过三维地震精细勘探进一步落实构造稳定目标, 选择有利靶区有望实现勘探突破。古隆起及其周缘页岩埋深适中, 热演化程度较低,  $R_o$  介于 2.5%~3.0%, 具有“晚生晚抬型”埋藏史特征, 有利于页岩气保存, 近年来黄陵古隆起南缘、汉南古隆起南缘下寒武统页岩气勘探取得良好发现<sup>[53-54]</sup>, 展现出古隆起及其周缘良好的勘探前景, 古隆起及其周缘是下寒武统页岩气勘探的有利区带。

## 4 结论与建议

(1) 下扬子皖南地区下寒武统页岩具有厚度大、有机质丰度高、脆性矿物含量高等有利条件,  $\text{TOC} > 2.0\%$  的富有机质页岩厚度达 200m 以上, 同时面临

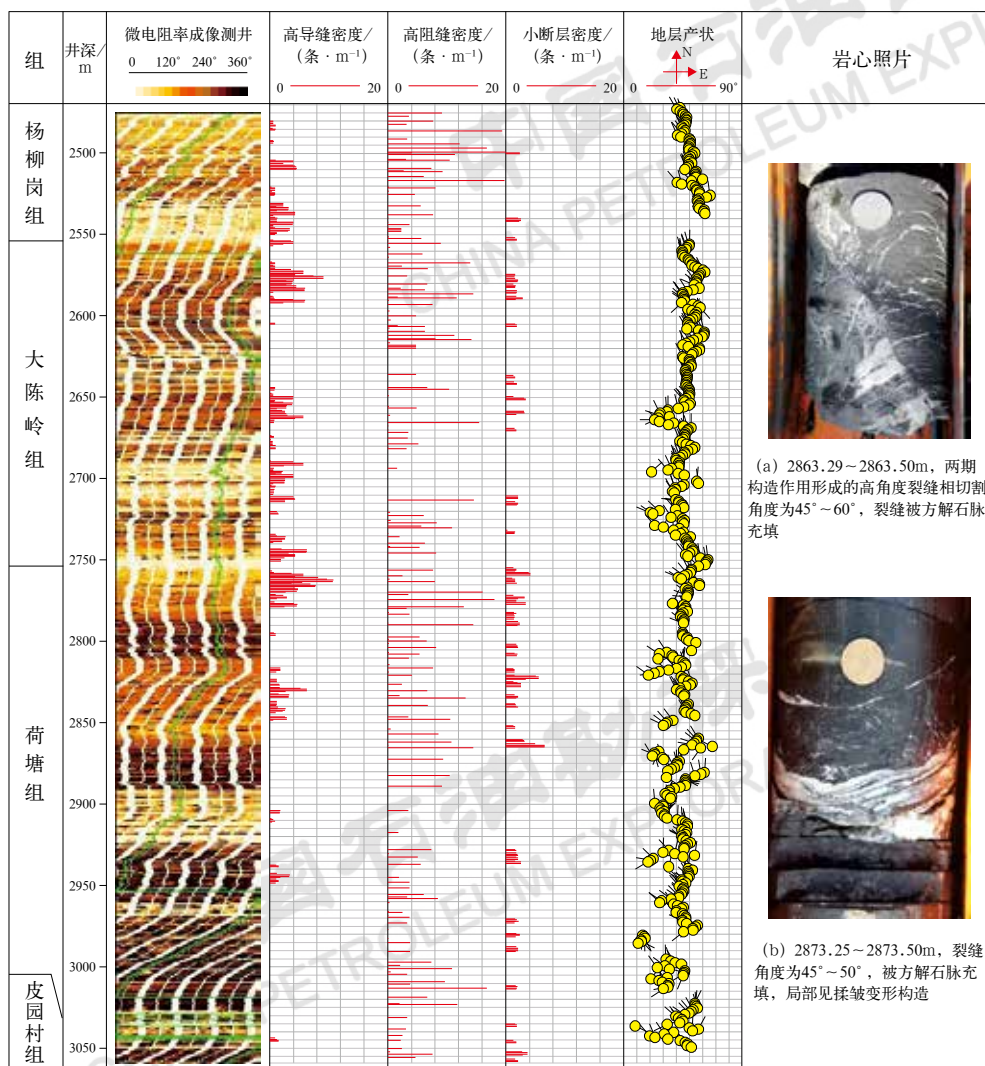
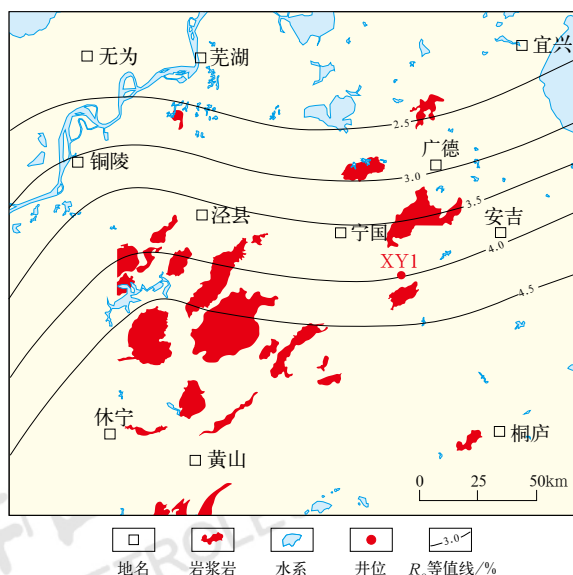


图 18 WY1 井皮园村组—杨柳岗组裂缝发育特征图

Fig.18 Characteristics of fracture development of Piyuancun Formation–Yangliugang Formation in Well WY1

图 19 皖南地区下寒武统页岩  $R_0$  等值线图Fig.19  $R_0$  contour map of the Lower Cambrian shale in the southern Anhui area

演化程度过高 ( $R_0$  平均高达 4.0%)、生烃早、抬升早、构造改造时间长的不利因素, 滞留烃少、物性和保存条件差是影响页岩气规模有效成藏的主要因素。

(2) 烃源条件、储集条件和保存条件是古老页岩气成藏的 3 个基本要素, 三者良好的动态耦合、时空配置是页岩气富集的关键。滞留烃是页岩气成藏的物质基础、热演化程度和保存条件联合控储, 良好的保存条件是页岩气成藏的关键, 下寒武统页岩气成藏地质要素的研究需要更加突出全方位整体评价。

(3) 保存条件和热演化程度是影响下寒武统古老页岩气成藏富集的主要因素, 寻找“晚生晚抬型”埋藏史、最佳的生储耦合窗口 ( $R_0$  为 1.8%~3.2%) 和构造稳定区是下寒武统页岩气勘探的主要方向, 皖南广德地区、黔南坳陷黄平地区、江南—雪峰山推覆体下盘和古隆起及其周缘有机质热演化程度较低,

保存条件较好，是下寒武统页岩气勘探值得关注的领域。

### 参考文献

- [1] 郭旭升, 胡东风, 魏志红, 等. 涪陵页岩气田的发现与勘探认识[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(3): 24–37.  
Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Wei Zhihong, *et al.* Discovery and exploration of Fuling shale gas field[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(3): 24–37.
- [2] 梁兴, 王高成, 张介辉, 等. 昭通国家级示范区页岩气一体化高效开发模式及实践启示[J]. 中国石油勘探, 2017, 22(1): 29–37.  
Liang Xing, Wang Gaocheng, Zhang Jiehui, *et al.* High-efficiency integrated shale gas development model of Zhaotong National Demonstration Zone and its practical enlightenment[J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(1): 29–37.
- [3] 曾庆才, 陈胜, 贺佩, 等. 四川盆地威远龙马溪组页岩气甜点区地震定量预测[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(3): 406–414.  
Zeng Qingcai, Chen Sheng, He Pei, *et al.* Quantitative seismic prediction of shale gas sweet spots in Lower Silurian Longmaxi Formation, Weiyuan area, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 406–414.
- [4] 何希鹏. 四川盆地东部页岩气甜点评价体系与富集高产影响因素[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 59–71.  
He Xipeng. Sweet spot evaluation system and enrichment and high yield influential factors of shale gas in Nanchuan area of eastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 59–71.
- [5] 孙焕泉, 周德华, 蔡勋育, 等. 中国石化页岩气发展现状与趋势[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(2): 14–26.  
Sun Huanquan, Zhou Dehua, Cai Xunyu, *et al.* Progress and prospect of shale gas development of Sinopec[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 14–26.
- [6] 谢军, 鲜成钢, 吴建发, 等. 长宁国家级页岩气示范区地质工程一体化最优化关键要素实践与认识[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(2): 174–185.  
Xie Jun, Xian Chenggang, Wu Jianfa, *et al.* Optimal key elements of geoenvironment integration in Changning National Shale Gas Demonstration Zone[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(2): 174–185.
- [7] 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.
- [8] 张国生, 王小林, 朱世佳. “十四五”我国油气发展路径选择[J]. 石油科技论坛, 2020, 39(6): 7–12.  
Zhang Guosheng, Wang Xiaolin, Zhu Shijia. China's option for oil and gas development path in 14<sup>th</sup> Five-year Plan Period[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2020, 39(6): 7–12.
- [9] 潘继平. 非常规天然气资源开发政策困境及对策建议[J]. 石油科技论坛, 2019, 38(1): 1–7.  
Pan Jiping. Policy dilemma of unconventional natural gas resources development and suggestions on countermeasures[J]. Oil Forum, 2019, 38(1): 1–7.
- [10] 邹才能, 赵群, 丛连铸, 等. 中国页岩气开发进展、潜力及前景[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 1–14.  
Zou Caineng, Zhao Qun, Cong Lianzhu, *et al.* Development progress, potential and prospect of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 1–14.
- [11] 董大忠, 高世葵, 黄金亮, 等. 论四川盆地页岩气资源勘探开发前景[J]. 天然气工业, 2014, 34(12): 1–15.  
Dong Dazhong, Gao Shikui, Huang Jinliang, *et al.* A discussion on the shale gas exploration & development prospect in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(12): 1–15.
- [12] 曾义金, 陈作, 卞晓冰. 川东南深层页岩气分段压裂技术的突破与认识[J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 61–67.  
Zeng Yijin, Chen Zuo, Bian Xiaobing. Breakthrough in staged fracturing technology for deep shale gas reservoirs in SE Sichuan Basin and its implications[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 61–67.
- [13] 李海, 刘安, 罗胜元, 等. 鄂西宜昌地区寒武系页岩孔隙结构特征及发育主控因素[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(6): 20–27.  
Li Hai, Liu An, Luo Shengyuan, *et al.* Pore structure characteristics and development control factors of Cambrian shale in the Yichang area, western Hubei[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(6): 20–27.
- [14] 文玲, 胡书毅, 田海芹. 扬子地区寒武系烃源岩研究[J]. 西北地质, 2001, 34(2): 67–74.  
Wen Ling, Hu Shuyi, Tian Haiqin. A study on hydrocarbon source rock of Cambrian in Yangtze area, China[J]. North-western Geology, 2001, 34(2): 67–74.
- [15] 任纪舜, 陈延愚, 牛宝贵, 等. 中国东部及邻区大陆岩石圈的构造演化与成矿[M]. 北京: 科学出版社, 1990.  
Ren Jishun, Chen Yanyu, Niu Baogui, *et al.* The tectonic evolution and mineralization of the continental lithosphere in China east and adjacent areas[M]. Beijing: Science Press, 1990.
- [16] 蔡周荣, 夏斌, 黄强太, 等. 上、下扬子区古生界页岩气形成和保存的构造背景对比分析[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(8): 1446–1454.  
Cai Zhourong, Xia Bin, Huang Qiangtai, *et al.* Comparative study of the tectonic setting on the formation and preservation of Paleozoic shale gas between the Upper Yangtze and the Lower Yangtze platforms[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(8): 1446–1454.
- [17] 郭念发. 下扬子盆地与区域地质构造演化特征及油气成藏分析[J]. 浙江地质, 1996, 12(2): 19–27.  
Guo Nianfa. Evolutionary ground of basin and regional structure in Lower Yangtze area[J]. Geology of Zhejiang, 1996, 12(2): 19–27.
- [18] 吴跃东. 皖南东至地区寒武纪沉积相及其时空演化[J]. 安徽地质, 1997, 7(3): 34–39.  
Wu Yuedong. The Cambrian sedimentary facies and its temporalspatial evolution in the Dongzhi area of south Anhui[J]. Geology of Anhui, 1997, 7(3): 34–39.
- [19] 程建, 郑伦举. 川南地区金页1井早寒武世烃源岩沉积地球化学特征[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(4): 800–810.  
Cheng Jian, Zheng Lunju. Sedimentary geochemical characteristics of the Early Cambrian source rocks in Well Jinye 1 in southern

- Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2020,41(4):800–810.
- [20] 林拓, 张金川, 李博, 等. 湘西北常页1井下寒武统牛蹄塘组页岩气聚集条件及含气特征[J]. *石油学报*, 2014,35(5):839–846.
- Lin Tuo, Zhang Jinchuan, Li Bo, *et al.* Shale gas accumulation conditions and gas-bearing properties of the Lower Cambrian Niutitang Formation in Well Changye 1, northwestern Hunan[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014,35(5):839–846.
- [21] 陈孝红, 危凯, 张保民, 等. 湖北宜昌寒武系水井沱组页岩气藏主控地质因素和富集模式[J]. *中国地质*, 2018,45(2):207–226.
- Chen Xiaohong, Wei Kai, Zhang Baomin, *et al.* Main geological factors controlling shale gas reservoir in the Cambrian Shuijingtuo Formation in Yichang of Hubei Province as well as its enrichment patterns[J]. *Geology in China*, 2018,45(2):207–226.
- [22] Adachi M, Yamamoto K, Sugisaki R. Hydrothermal chert and associated siliceous rocks from the northern Pacific their geological significance as indication of ocean ridge activity[J]. *Sedimentary Geology*, 1986,47(1–2):125–148.
- [23] 黄第藩, 李晋超, 张大江. 干酪根的类型及其分类参数的有效性、局限性和相关性[J]. *沉积学报*, 1984,2(3):18–33.
- Huang Difan, Li Jinchao, Zhang Dajiang. Kerogen types and study on effectiveness, limitation and interrelation of their identification parameters[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1984,2(3):18–33.
- [24] 郭彤楼, 张汉荣. 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*, 2014,41(1):28–36.
- Guo Tonglou, Zhang Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014,41(1):28–36.
- [25] 何希鹏, 高玉巧, 唐显春, 等. 渝东南地区常压页岩气富集主控因素分析[J]. *天然气地球科学*, 2017,28(4):654–664.
- He Xipeng, Gao Yuqiao, Tang Xianchun, *et al.* Analysis of major factors controlling the accumulation in normal pressure shale gas in the southeast of Chongqing[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017,28(4):654–664.
- [26] 赵文智, 李建忠, 杨涛, 等. 中国南海相页岩气成藏差异性比较与意义[J]. *石油勘探与开发*, 2016,43(4):499–510.
- Zhao Wenzhi, Li Jianzhong, Yang Tao, *et al.* Geological difference and its significance of marine shale gases in south China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016,43(4):499–510.
- [27] 郭旭升, 李宇平, 刘若冰, 等. 四川盆地焦石坝地区龙马溪组页岩微观孔隙结构特征及其控制因素[J]. *天然气工业*, 2013,34(6):9–16.
- Guo Xusheng, Li Yuping, Liu Ruobing, *et al.* Characteristics and controlling factors of micro-pore structures of Longmaxi shale play in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2013,34(6):9–16.
- [28] 郭旭升. 南海相页岩气“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*, 2014,88(7):1209–1218.
- Guo Xusheng. Rules of two-factor enrichment for marine Shale gas in southern China: understanding from the Longmaxi Formation shale gas in Sichuan Basin and its surrounding area[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2014,88(7):1209–1218.
- [29] 中华人民共和国国土资源部. 页岩气资源/储量计算与评价技术规范: DZ/T 0254—2014[S]. 北京: 中国标准出版社, 2014.
- Ministry of Land and Resources of the People's Republic of China. Regulation of shale gas resources/reserves estimation: DZ/T 0254—2014[S]. Beijing: Standards Press of China, 2014.
- [30] 王志刚. 涪陵焦石坝地区页岩气水平井压裂改造实践与认识[J]. *石油与天然气地质*, 2014,35(3):425–430.
- Wang Zhigang. Practice and cognition of shale gas horizontal well fracturing stimulation in Jiaoshiba of Fuling area[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014,35(3):425–430.
- [31] 王志刚. 涪陵页岩气勘探开发重大突破与启示[J]. *石油与天然气地质*, 2015,36(1):1–6.
- Wang Zhigang. Breakthrough of Fuling shale gas exploration and development and its inspiration[J]. *Oil & Gas Geology*, 2015,36(1):1–6.
- [32] 何治亮, 胡宗全, 聂海宽, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气富集特征与“建造—改造”评价思路[J]. *天然气地球科学*, 2017,28(5):724–733.
- He Zhiliang, Hu Zongquan, Nie Haikuan, *et al.* Characterization of shale gas enrichment in the Wufeng–Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its evaluation of geological construction–transformation evolution sequence[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017,28(5):724–733.
- [33] 何希鹏, 齐艳平, 何贵松, 等. 渝东南构造复杂区常压页岩气富集高产主控因素再认识[J]. *油气藏评价与开发*, 2019,9(5):32–39.
- He Xipeng, Qi Yanping, He Guisong, *et al.* Further understanding of main controlling factors of normal pressure shale gas enrichment and high yield in the area with complex structure of the southeast area of Chongqing[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2019,9(5):32–39.
- [34] 陈中红, 查明. 烃源岩排烃作用研究现状及展望[J]. *地球科学进展*, 2005,20(4):459–466.
- Chen Zhonghong, Zha Ming. Current situation and prospect of the investigation on hydrocarbon expulsion from source rocks[J]. *Advances in Earth Science*, 2005,20(4):459–466.
- [35] 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.
- [36] 赵文智, 王兆云, 王红军, 等. 再论有机质“接力成气”的内涵与意义[J]. *石油勘探与开发*, 2011,38(2):129–135.
- Zhao Wenzhi, Wang Zhaoyun, Wang Hongjun, *et al.* Further discussion on the connotation and significance of the natural gas relaying generation model from organic materials[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2011,38(2):129–135.
- [37] 马卫, 李剑, 王东良, 等. 烃源岩排烃效率及其影响因素[J]. *天然气地球科学*, 2016,27(9):1742–1749.
- Ma Wei, Li Jian, Wang Dongliang, *et al.* Hydrocarbon expulsion efficiency of source rocks and its influencing factors[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016,27(9):1742–1749.
- [38] 钟宁宁, 赵喆, 李艳霞, 等. 论南海相层系有效供烃能力的主要控制因素[J]. *地质学报*, 2010,84(2):149–158.
- Zhong Ningning, Zhao Zhe, Li Yanxia, *et al.* An approach to the main controls on the potential of efficient hydrocarbon supply of marine sequences in south China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2010,84(2):149–158.
- [39] 刘若冰. 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, 2015, 33(4): 817–827.
- Liu Ruobing. Analyses of influences on shale reservoirs of Wufeng–Longmaxi Formation by overpressure in the south–eastern part of Sichuan Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2015, 33(4): 817–827.
- [40] 卢树藩, 陈厚国. 黔南地区麻页1井寒武系牛蹄塘组页岩特征及页岩气勘探前景[J]. 中国石油勘探, 2017, 22(3): 81–87.
- Lu Shufan, Chen Houguo. Shale characteristics and shale gas exploration prospect in Cambrian Niutitang Formation in Well MY–1, southern Guizhou[J]. *China Petroleum Exploration*, 2017, 22(3): 81–87.
- [41] 孟凡洋, 陈科, 包书景, 等. 湘西北复杂构造区下寒武统页岩含气性及主控因素分析: 以慈页1井为例[J]. 岩性油气藏, 2018, 30(5): 29–39.
- Meng Fanyang, Chen Ke, Bao Shujing, *et al.* Gas-bearing property and main controlling factors of Lower Cambrian shale in complex tectonic area of northwestern Hunan Province: a case of well Ciye 1[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2018, 30(5): 29–39.
- [42] 熊亮. 四川盆地及周缘下寒武统富有机质页岩孔隙发育特征[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(9): 1319–1331.
- Xiong Liang. The characteristics of pore development of the Lower Cambrian organic rich shale in Sichuan Basin and its periphery[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(9): 1319–1331.
- [43] 董敏, 张林炎, 王宗秀, 等. 鄂西地区下寒武统牛蹄塘组页岩气成藏及保存条件分析: 以XD1井为例[J]. 地球科学, 2019, 44(11): 3616–3627.
- Dong Min, Zhang Linyan, Wang Zongxiu, *et al.* Accumulation characteristics and preservation conditions of Niutitang Formation of Lower Cambrian series shale gas in West Hubei: a case study of Well XD1[J]. *Earth Science*, 2019, 44(11): 3616–3627.
- [44] 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.
- [45] 赵文智, 贾爱林, 位云生, 等. 中国页岩气勘探开发进展及发展展望[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1): 31–44.
- Zhao Wenzhi, Jia Ailin, Wei Yunsheng, *et al.* Progress in shale gas exploration in China and prospects for future development[J]. *China Petroleum Exploration*, 2020, 25(1): 31–44.
- [46] 查明, 张卫海, 曲江秀. 准噶尔盆地异常高压特征、成因及勘探意义[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(2): 31–35.
- Zha Ming, Zhang Weihai, Qu Jiangxiu. The character and origin of overpressure and its explorational significance in Junggar Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2000, 27(2): 31–35.
- [47] 罗胜元, 陈孝红, 岳勇, 等. 中扬子宜昌地区沉积–构造演化与寒武系页岩气富集规律[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(8): 1052–1068.
- Luo Shengyuan, Chen Xiaohong, Yue Yong, *et al.* Analysis of sedimentary–tectonic evolution characteristics and shale gas enrichment in Yichang area, Middle Yangtze[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2020, 31(8): 1052–1068.
- [48] 梁狄刚, 郭彤楼, 边立曾, 等. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(三): 南方四套区域性海相烃源岩的沉积相及发育的控制因素[J]. 海相油气地质, 2009, 14(2): 1–19.
- Liang Digang, Guo Tonglou, Bian Lizeng, *et al.* Some progresses on studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedimentary regions, southern China (part3): controlling factors on the sedimentary facies and development of Paleozoic marine source rocks[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2009, 14(2): 1–19.
- [49] 张培先. 黔中隆起及邻区下寒武统页岩气成藏特殊性分析[J]. 石油实验地质, 2017, 39(2): 162–168.
- Zhang Peixian. Peculiar accumulation conditions for shale gas in the Lower Cambrian in Qianzhong Uplift and its periphery[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2017, 39(2): 162–168.
- [50] 魏肖. 黄平凹陷及周缘下寒武统海相页岩气成藏及保存条件研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2018.
- Wei Xiao. Accumulation and preservation conditions research on Marine Shale Gas of the Lower Cambrian in Huangping Sag and its periphery[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2018.
- [51] 苗凤彬, 彭中勤, 王传尚, 等. 雪峰隆起西缘湘张地1井牛蹄塘组页岩含气性特征及控制因素[J]. 地球科学, 2019, 44(11): 3662–3677.
- Miao Fengbin, Peng Zhongqin, Wang Chuanshang, *et al.* Gas-bearing capacity and controlling factors of Niutitang Formation shale in Well XZD–1, western margin of Xuefeng Uplift[J]. *Earth Science*, 2019, 44(11): 3662–3677.
- [52] 彭中勤, 田巍, 苗凤彬, 等. 雪峰古隆起边缘下寒武统牛蹄塘组页岩气成藏地质特征及有利区预测[J]. 地球科学, 2019, 44(10): 3512–3528.
- Peng Zhongqin, Tian Wei, Miao Fengbin, *et al.* Geological features and favorable area prediction of shale gas in Lower Cambrian Niutitang Formation of Xuefeng ancient uplift and its periphery[J]. *Earth Science*, 2019, 44(10): 3512–3528.
- [53] 翟刚毅, 包书景, 王玉芳, 等. 古隆起边缘成藏模式与湖北宜昌页岩气重大发现[J]. 地球学报, 2017, 38(4): 441–447.
- Zhai Gangyi, Bao Shujing, Wang Yufang, *et al.* Reservoir accumulation model at the edge of palaeohigh and significant discovery of shale gas in Yichang area, Hubei Province[J]. *Acta Geoscientica Sinica*, 2017, 38(4): 441–447.
- [54] 陈科, 翟刚毅, 包书景, 等. 华南黄陵隆起构造演化及其对页岩气保存的控制作用[J]. 中国地质, 2020, 47(1): 161–172.
- Chen Ke, Zhai Gangyi, Bao Shujing, *et al.* Tectonic evolution of the Huangling Uplift and its control effect on shale gas preservation in south China[J]. *Geology in China*, 2020, 47(1): 161–172.