

# 涪陵页岩气田白马构造带变形特征及页岩气成藏模式

周杨帆<sup>1,2</sup>, 罗良<sup>1,2\*</sup>, 曾联波<sup>1,2</sup>, 刘超<sup>3</sup>, 刘世强<sup>1,2</sup>, 犹钰玲<sup>1,2</sup>, 莫娟<sup>1,2</sup>

1 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

2 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249

3 中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院, 潜江 433100

\* 通信作者, luoliang1225@163.com

收稿日期: 2023-12-11

**摘要** 涪陵页岩气田南部白马构造带自下古生界海相页岩生气以来, 经历了多期构造运动, 构造变形复杂且差异性较强, 这对页岩气藏含气量具有控制作用, 使得成藏模式多样, 限制了勘探开发进程。本文通过三维地震精细解释, 结合系列岩心、钻测井资料, 分析白马构造带构造特征与演化过程, 在此基础上建立了页岩气富集成藏的三种模式。研究表明: (1) 白马构造带主要发育北东向构造, 表现出纵向分层与东西分带的差异变形特征。纵向上被寒武系覃家庙组膏盐层、志留系龙马溪组泥页岩层和三叠系嘉陵江组膏盐层三套滑脱层划分为上、中、下及前寒武系四套构造变形层。平面上自西向东可划分为断褶变形带与宽缓向斜带。(2) 燕山晚期为构造变形活跃期, 江南—雪峰造山作用产生自南东向北西的挤压, 形成白马构造带主体北东向构造。喜山期为构造改造及定型期, 印欧板块碰撞与青藏高原向东逃逸的远程效应引起四川盆地发生逆时针旋转, 在川东地区表现为右旋剪切作用, 发育走滑剪切带。白马构造带受到近东西向挤压, 先存的北东向构造受到改造, 向北逐渐转为近南北向。(3) 白马构造带可划分为低压破碎背斜型、常压宽缓向斜型与常压平缓斜坡型三种页岩气富集成藏模式。其中, 白马南斜坡页岩气富集保存条件较好, 单井含气量高, 白马向斜核部与东翼次之, 单井含气量较高, 北翼较差, 单井含气量略低; 石门—金坪背斜带不利于页岩气富集保存。

**关键词** 白马构造带; 构造变形; 页岩气; 成藏模式

**中图分类号:** P618.13; P542.3

## Deformation characteristics and shale gas accumulation model of the Baima structural belt in the Fuling shale gas field

ZHOU Yangfan<sup>1,2</sup>, LUO Liang<sup>1,2</sup>, ZENG Lianbo<sup>1,2</sup>, LIU Chao<sup>3</sup>, LIU Shiqiang<sup>1,2</sup>, YOU Yuling<sup>1,2</sup>, MO Juan<sup>1,2</sup>

1 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 College of Geosciences, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

3 Research Institute of Exploration and Development, Jiangnan Oilfield Company, SINOPEC, Qianjiang 433100, China

**Abstract** The Baima structure belt in the southern part of Fuling shale gas field has experienced many periods of structural movements since the Lower Paleozoic marine shale gasification, and the structural deformation is complicated and different,

引用格式: 周杨帆, 罗良, 曾联波, 刘超, 刘世强, 犹钰玲, 莫娟. 涪陵页岩气田白马构造带变形特征及页岩气成藏模式. 石油科学通报, 2024, 02: 183-195

ZHOU Yangfan, LUO Liang, ZENG Lianbo, LIU Chao, LIU Shiqiang, YOU Yuling, MO Juan. Deformation characteristics and shale gas accumulation model of the Baima structural belt in the Fuling shale gas field. Petroleum Science Bulletin, 2024, 02: 183-195. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.02.014

which has a controlling effect on the gas content of shale gas reservoirs, making the formation mode diverse and restricting the process of exploration and development. This paper analyzes the structural characteristics and evolution process of the Baima structure belt through 3D seismic interpretation, combined with a series of cores and drilling and logging data, and establishes three modes of shale gas enrichment and reservoir formation on the basis of these data. The study shows that: (1) the Baima structure belt mainly develops north-east oriented structures, and exhibits different deformation characteristics of vertical stratification and east-west stratification. Vertically, it is divided into four sets of upper, middle, lower, and Precambrian structural deformation layers by three sets of sliding layers, namely, the Cambrian Qinjiamiao Formation Salt Bed, the Silurian Longmaxi Formation Mud Shale Bed, and the Triassic Jialingjiang Formation Salt Bed. The plane from west to east can be divided into a fold deformation zone and a wide and slow oblique zone. (2) The late Yanshan period is an active period of structural deformation, and the Jiangnan-Xuefeng orogeny produces extrusion from the south-east to the north-west, forming the main north-east oriented tectonic structure of the Baima structure belt. Himalayan period for the structural transformation and finalization of the period, the Indo-European plate collision and the Tibetan Plateau to the east to escape the remote effect caused by the Sichuan Basin counterclockwise rotation, in the eastern part of the Sichuan region for the performance of the right-handed shear, the development of slip shear zones. The Baima structure belt is extruded in the east-west direction, and the first existing northeast structure is modified, and then it gradually turns into the north-south direction. (3) The Baima structure belt can be classified into three shale gas enrichment and storage modes: low-pressure crushed backslope type, normal-pressure wide and slow sloping type, and normal-pressure gentle sloping type. Among them, the shale gas enrichment and preservation conditions in the south slope of Baima are better, with high gas content in a single well. The core and the east wing of the Baima syncline are followed, and the gas content of a single well is higher. The north wing is poor, and the gas content of a single well is slightly lower. The Shimen-Jinping anticline belt is unfavorable for shale gas enrichment and preservation.

**Keywords** Baima structural belt; structural deformation; shale gas; accumulation model

**doi:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.02.014

## 0 引言

四川盆地东部涪陵页岩气田焦石坝主体区页岩气勘探开发取得了巨大成功,川东盆缘转换带已成为中国南方海相页岩气勘探的重要领域<sup>[1-4]</sup>。受中生代构造边界差异制约作用,川东盆缘转换带不同地区构造变形特征差异显著,导致页岩气保存条件及其主控因素不尽相同<sup>[5-11]</sup>。白马构造带位于川东高陡褶皱带万县复向斜南部,为齐岳山断层与川东隔档式褶皱带交接部位,也是湘鄂西隔槽式褶皱带与武陵山叠合构造带过渡区。相较于焦石坝主体区,白马构造带构造变形与演化更为复杂,页岩气成藏模式多样<sup>[12-15]</sup>。

随着涪陵气田页岩气产建推进,白马构造带已成为下一步重点产能接替区。然而,白马构造带变形特征、演化过程及页岩气富集成藏模式的研究仍不够深入,严重制约了页岩气勘探开发进程<sup>[16-18]</sup>。本文利用三维地震和钻井资料,明确了白马构造带不同部位的差异变形特征与演化过程,并在此基础上,建立了三种页岩气富集成藏模式,以期揭示该区页岩气成藏机理,为下一步勘探开发提供理论依据。

## 1 地质概况

白马构造带位于川东隔档式褶皱带与湘鄂西隔槽

式褶皱带的过渡部位,东西分别以齐岳山断层和石门-金坪断层为界,北邻焦石坝背斜,南接金佛山隆起(图 1a)。白马构造带经历了多期构造变形的叠加改造,整体以北东向至北北东向构造为主,发育大量逆断层(图 1b)。构造带整体呈“北高南低,西高东低”的格局,纵向上发育多套滑脱层,形成差异滑脱变形。

白马构造带地层总厚度超过 10 km,主要为古生界和中生界(缺失泥盆系和石炭系),地表主要出露二叠系与三叠系,侏罗系仅在向斜核部少量出露。研究区页岩气勘探开发目的层系为上奥陶统五峰组与下志留统龙马溪组一段,为深水陆棚沉积,埋藏深度介于 3500~4600 m,页岩品质分布稳定,具有一定开发潜力。

## 2 构造变形特征

受江南-雪峰造山带南东至北西的逆冲作用影响,白马构造带平面上呈“宽向斜、窄背斜”的隔档式褶皱特征,变形集中在东西边缘,西侧背斜带变形最为强烈,向斜部位变形相对较弱。白马构造带主体发育北东向断层,北段与乌江断层相接,断层走向由北东向逐渐转为北北东-近南北向。受多期构造运动与多套滑脱层联合控制,白马构造带具有纵向分层和东西分带的构造变形特征。

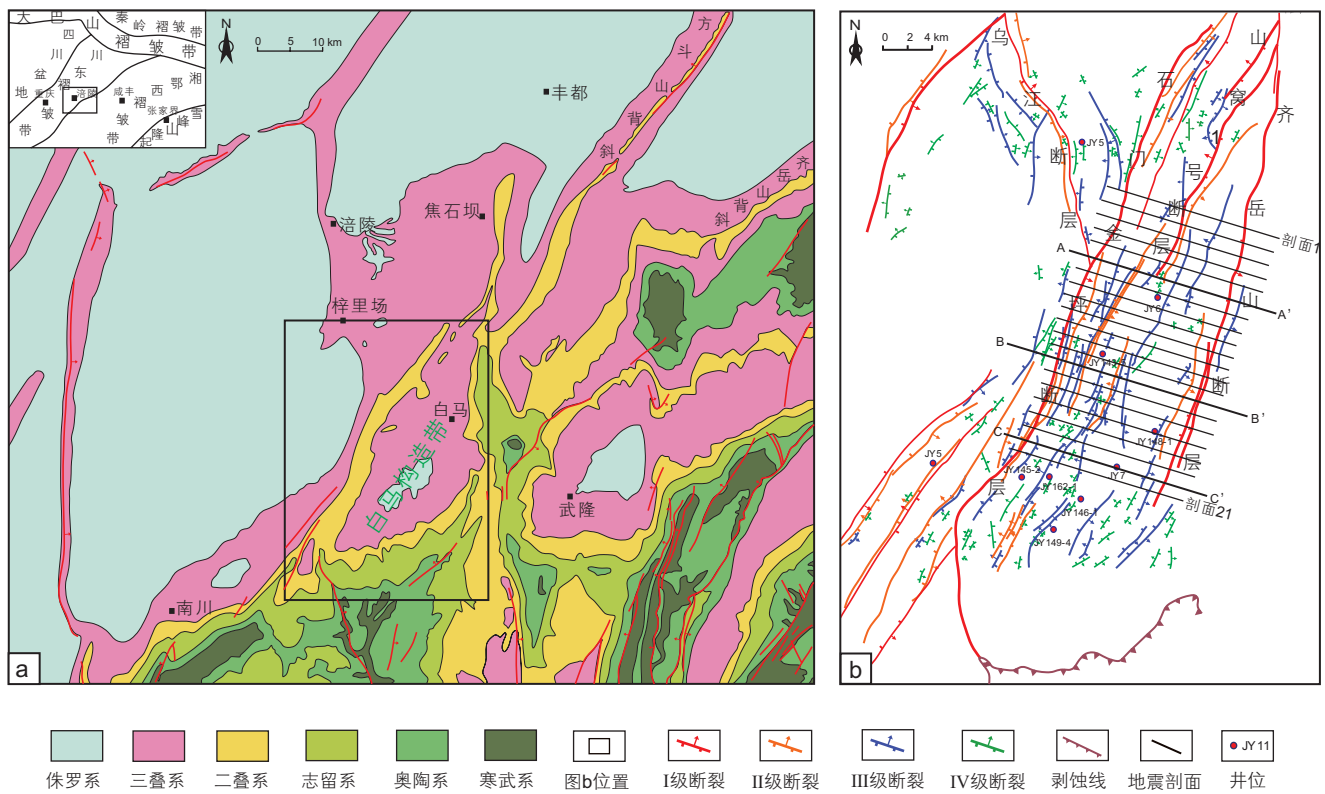


图1 (a) 白马构造带及其邻区地质图; (b) 白马构造带五峰组底面断裂系统图

Fig. 1 (a) Geological map of the Baima structural belt and its surrounding areas; (b) Fault system map of the bottom of the Wufeng Formation in the Baima structural belt

## 2.1 分层性

白马构造带自下而上发育3套滑脱层,分别是寒武系覃家庙组膏盐层、志留系龙马溪组泥页岩层和三叠系嘉陵江组膏盐层。其中寒武系和三叠系膏盐层为主要滑脱层,大多数断层自二者发育或终止。龙马溪组泥页岩层为次要滑脱层,影响次级断层发育。以上述三套滑脱层为界,白马构造带纵向上可划分为上、中、下及前寒武系四套构造变形层(图2剖面BB')。

上构造变形层剥蚀严重,仅在白马向斜核部少量残余,以侏罗系陆相碎屑岩为主,断层发育不明显,仅发生轻微褶皱变形。

中构造变形层变形相对较强,次级断层发育程度低,以褶皱变形为主。由于志留系滑脱层的遮挡作用,该变形层受下构造变形层断层的影响较小,但下构造变形层的变形会引起上部地层产生相似的起伏。

下构造变形层变形最为强烈。石门-金坪断层作为白马构造带主控断层,沿寒武系膏盐层顺层滑脱,发生高角度逆冲作用与断层相关褶皱作用,发育断展褶皱、冲起构造与三角带构造。主控断层上盘伴生大量次级断层,在剖面上多呈“Y”字形与叠瓦状断裂

组合,断距相对较小,向上均消失于志留系泥页岩层中。

前寒武系构造变形层变形较弱,次级断层密度、规模均较小。齐岳山断层为其主控断层,受其影响,南东侧基底隆升高,向北西趋于平缓(图2剖面BB')。

## 2.2 分带性

根据变形强度,白马构造带自西向东可划分为断褶变形带与宽缓向斜带。

### 2.2.1 断褶变形带

断褶变形带主体为白马构造带西侧的石门-金坪背斜带。该带表现为强烈冲断变形特征,发育大量北东向逆断层及其相关褶皱。主控断层为石门-金坪断层,剖面呈铲式,断距大、平面延伸长,发育于寒武系膏盐层、为向上冲破地表的“通天断层”,上盘发育断展褶皱,形成两翼不对称的断背斜,其中西翼窄陡,东翼与白马向斜相连,伴生一系列叠瓦状反冲断层(图2剖面CC'),断距均在100 m以下,多向上消失于龙马溪组泥页岩层中,将背斜破碎化。自北向南冲断作用增强,背斜主体区逐渐变窄,隆升变形强烈。

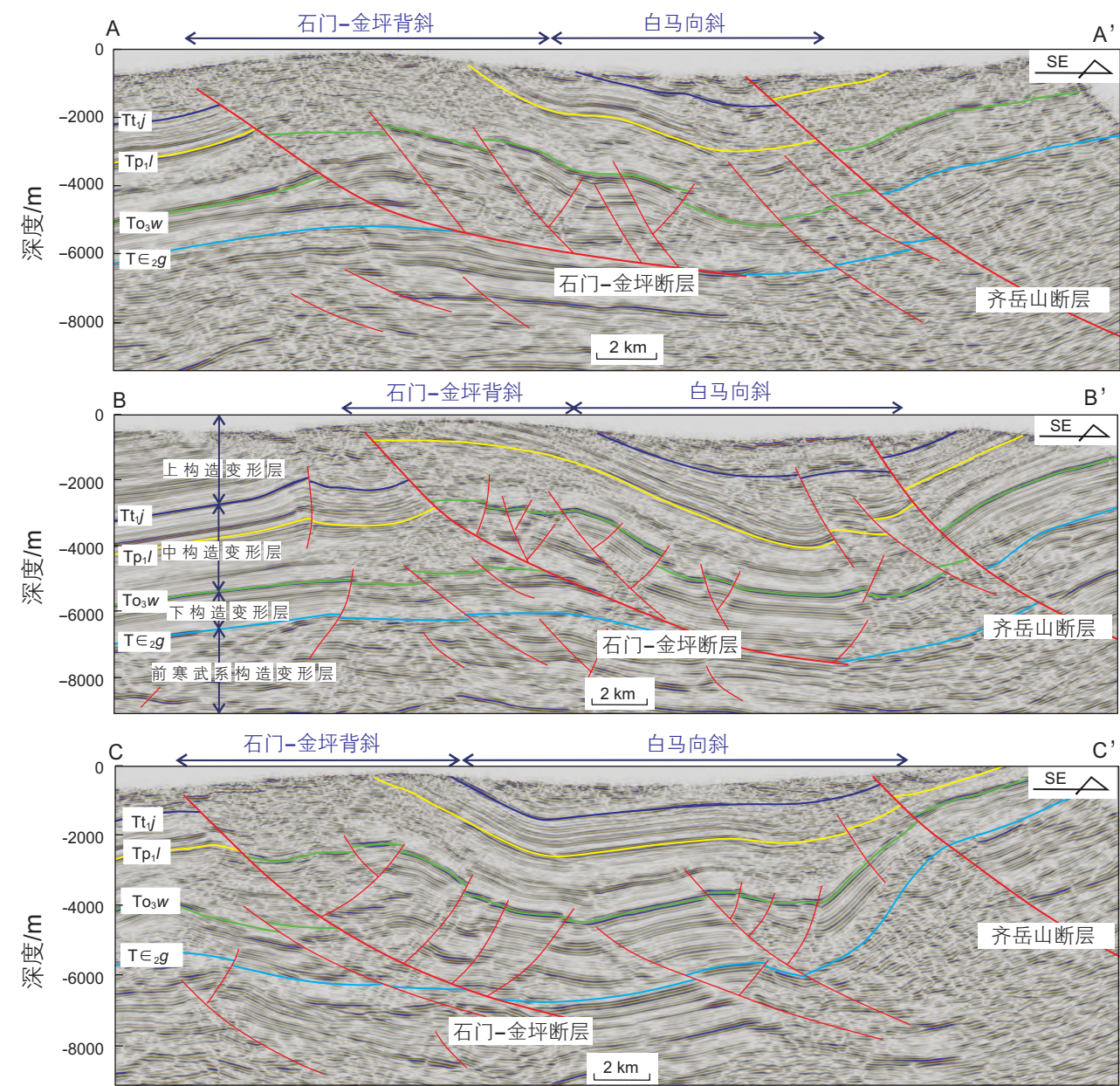


图 2 白马构造带NW-SE向地震剖面解释图(剖面位置见图 1)  
Fig. 2 NW-SE Seismic profile interpretation of the Baima structural belt (See the profile position in Fig. 1)

石门-金坪断层北部受乌江断层走滑作用影响, 转为北北东-近南北向, 具压扭性质。

2.2.2 宽缓向斜带

宽缓向斜带主体为白马向斜及其南部斜坡, 变形较弱, 以褶皱变形为主, 发育北东向、规模相对较小的逆断层及其相关褶皱。主控断层为齐岳山断层, 为铲式通天断层, 控制向斜边界。白马向斜核部平缓宽阔, 向北收敛倾伏, 北部为白马断鼻, 两翼较陡; 向南散开, 并与南斜坡相连, 西翼地层相对平缓, 东翼靠近齐岳山断层则急剧变陡, 部分地层有倒转现象。向斜带内断层密度低, 仅南部斜坡区发育少量北东向

小断层, 大型断层多分布于北部及齐岳山断层周缘, 整体地层产状变化较大。

针对白马向斜截取 21 条垂直其走向的剖面(图 1b), 根据地层长度守恒原理, 用 2D move 进行平衡剖面恢复, 得出挤压变形前原始剖面, 对比恢复前后的剖面长度并计算其缩短率, 经统计, 白马向斜内 NW-SE 向剖面五峰组底界缩短率自北向南逐渐增大(图 3), 表明构造变形向南逐渐增强。

通过地震解释剖面可以看出, 自北向南, 背斜形变增强, 向斜形变减弱(图 2)。测量三维地震数据内断层断距并进行统计得出, 自北向南, 齐岳山断层断

距逐渐减小，而石门-金坪断层断距逐渐增大(图 4)，结合剖面缩短率变化规律(图 3)，可知向南挤压作用增强，同时由山前逐渐转向盆内，且主要作用于西侧石门-金坪断层。

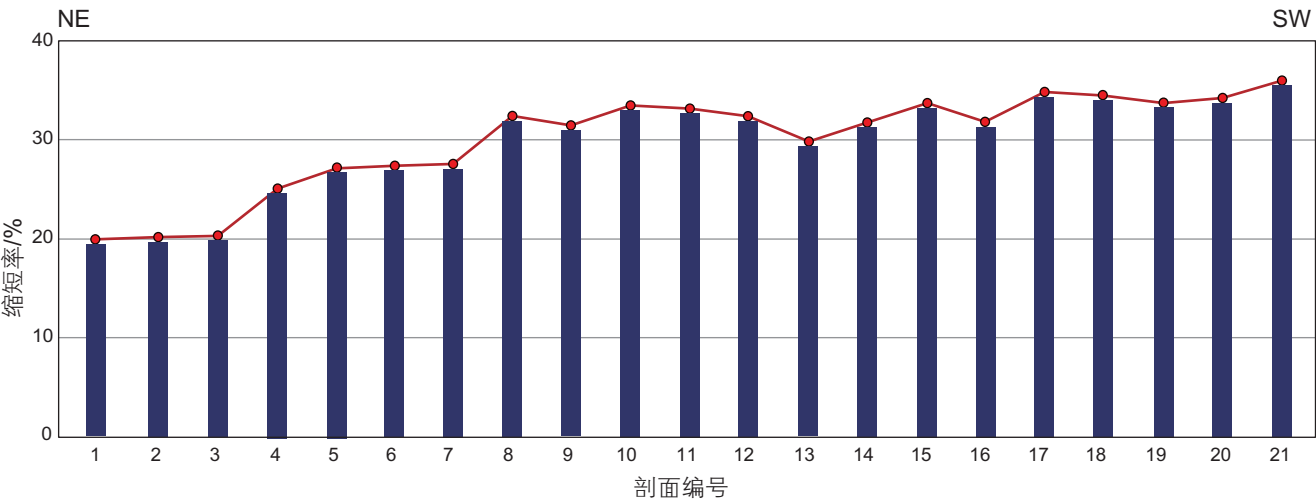


图 3 白马构造带五峰组底界缩短率变化图(剖面位置见图 1)  
Fig. 3 Chart of shortening rate of the bottom of the Wufeng Formation in the Baima structural belt (See the profile position in Fig. 1)

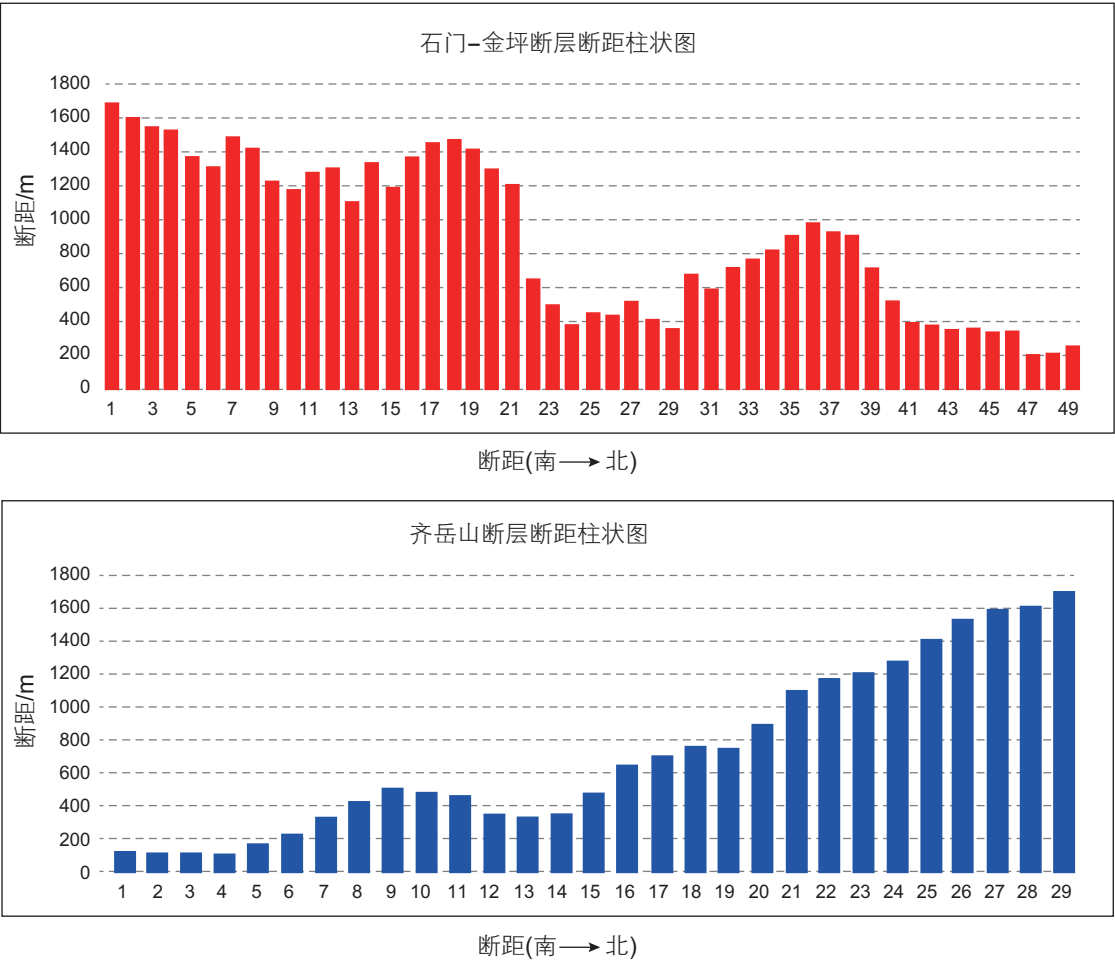


图 4 白马构造带主干断层断距对比图  
Fig. 4 Comparison of the distance between the main faults of the Baima structural belt

### 3 构造演化

晚侏罗世以来,川东地区受到东侧江南-雪峰古陆、北侧大巴山和米仓山,以及西侧龙门山的综合影响,发育强烈褶皱变形<sup>[19-27]</sup>。以往针对地层接触关系与热年代学的研究将川东褶皱带初始变形时间限制在晚侏罗世末到早白垩世晚期<sup>[28-29]</sup>,因此白马构造带主体北东向构造形成于燕山晚期。新生代,川东地区仅部分地区有沉积记录,处于挤压隆升环境,受印欧板块碰撞远程影响,四川盆地发生逆时针旋转<sup>[30-31]</sup>,川东地区表现为右行剪切带。结合研究区北部NW向乌江断层对NE向构造的截切作用(图 1b),表明该时期产生第二次演化,北西向至近南北向构造在此阶段形成。本文认为,白马构造带主要经历了燕山晚期与喜山期两个演化阶段。

燕山晚期为构造变形活跃期,受江南-雪峰造山挤压作用影响,北东向主体断褶构造在此阶段形成。齐岳山断层沿前震旦系基底拆离面发生逆冲,上盘地层大幅隆起,断层以西白马构造带主滑脱层变化,地层主要沿寒武系膏盐层逆冲,形成一系列走向北东、倾向南东的前展式逆冲构造,“隔档式”构造形成。白马向斜与石门-金坪背斜在此阶段展露雏形,其南端地层受金佛山构造遮挡,抬升至地表,遭受轻微剥蚀。根据前文构造缩短率与主控断层断距变化图可知,水平最大挤压应力自南东向北西传播,使得地层形变进一步增强,石门-金坪背斜上盘发育小型反冲断层,核部隆起,遭受剥蚀。

喜山期为构造改造及定型期,来自雪峰山方向的应力变形不断向北西方向传递,叠加龙门山冲断带南东向挤压与青藏高原向东逃逸的远程影响(图 5),在研究区表现为近东西向挤压,该阶段主要形成近南北

向构造。埋藏史图显示约 90 Ma 时地层迅速抬升(图 6),研究区白垩系及以上地层严重剥蚀,形成现今构造格局。

### 4 成藏模式

#### 4.1 页岩埋藏-生烃过程

焦页 145-2 井埋藏-生烃演化史图显示,该井钻遇的富有机质泥页岩主要发育于晚奥陶世-早志留世,沉积过程经历三次旋回(图 6)。志留纪初期,目的层快速埋藏,随后受加里东运动影响整体缓慢抬升,泥盆系和石炭系被剥蚀;中二叠世之后,目的层快速沉降进入生油窗,大量生油;三叠纪中晚期,受印支运动影响再次缓慢隆升,下三叠统嘉陵江组轻微剥蚀;侏罗纪中期至白垩纪晚期,持续沉降,目的层最大埋深接近 7400 m;晚白垩世末(约 90~70 Ma),发生多阶段抬升剥蚀。

由于快速埋藏增温,五峰组-龙马溪组页岩在晚志留世进入低成熟阶段( $R_o=0.5\%\sim 0.7\%$ ),中-晚侏罗世逐渐进入高成熟度阶段,并在白垩纪达到过成熟阶段( $R_o>2.5\%$ )。白垩纪末期之后,地层抬升剥蚀,五峰组-龙马溪组页岩升温停止,热成熟度不再继续增加,但 $R_o$ 值仍维持在 2.5% 以上,表明焦页 145-2 井尚属于页岩生气的有利热演化范围,但由于无法维持生烃所需热演化度的深度,已停止供烃,气藏进入保存调整阶段,对保存条件要求较高。

#### 4.2 生储盖评价

页岩气富集成藏须满足良好的生储盖条件,虽然理论上页岩本身可构成相对封闭的生储系统,且由于页岩具有吸附性,即使后期受到改造与破坏,其富集气也可一定程度上保存<sup>[32-38]</sup>。然而,白马构造带经

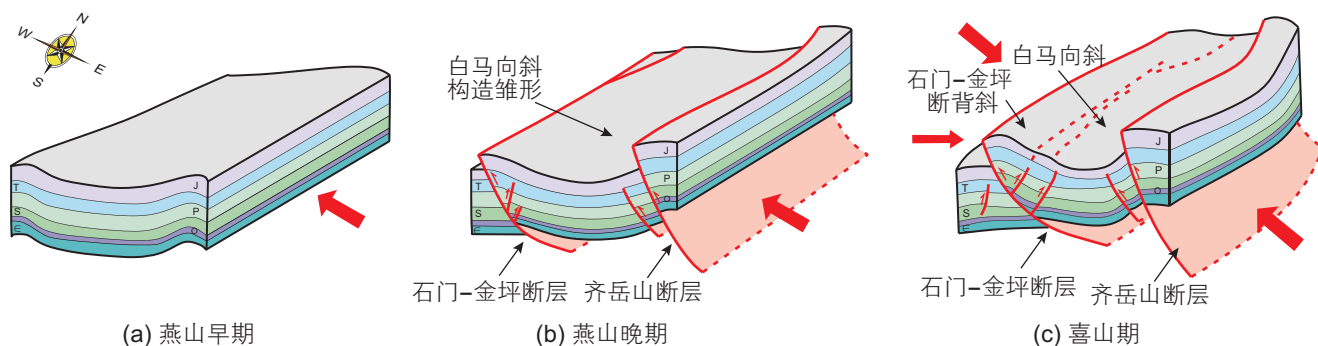


图 5 白马构造带构造演化模式图

Fig. 5 Structural evolution model of the Baima structural belt

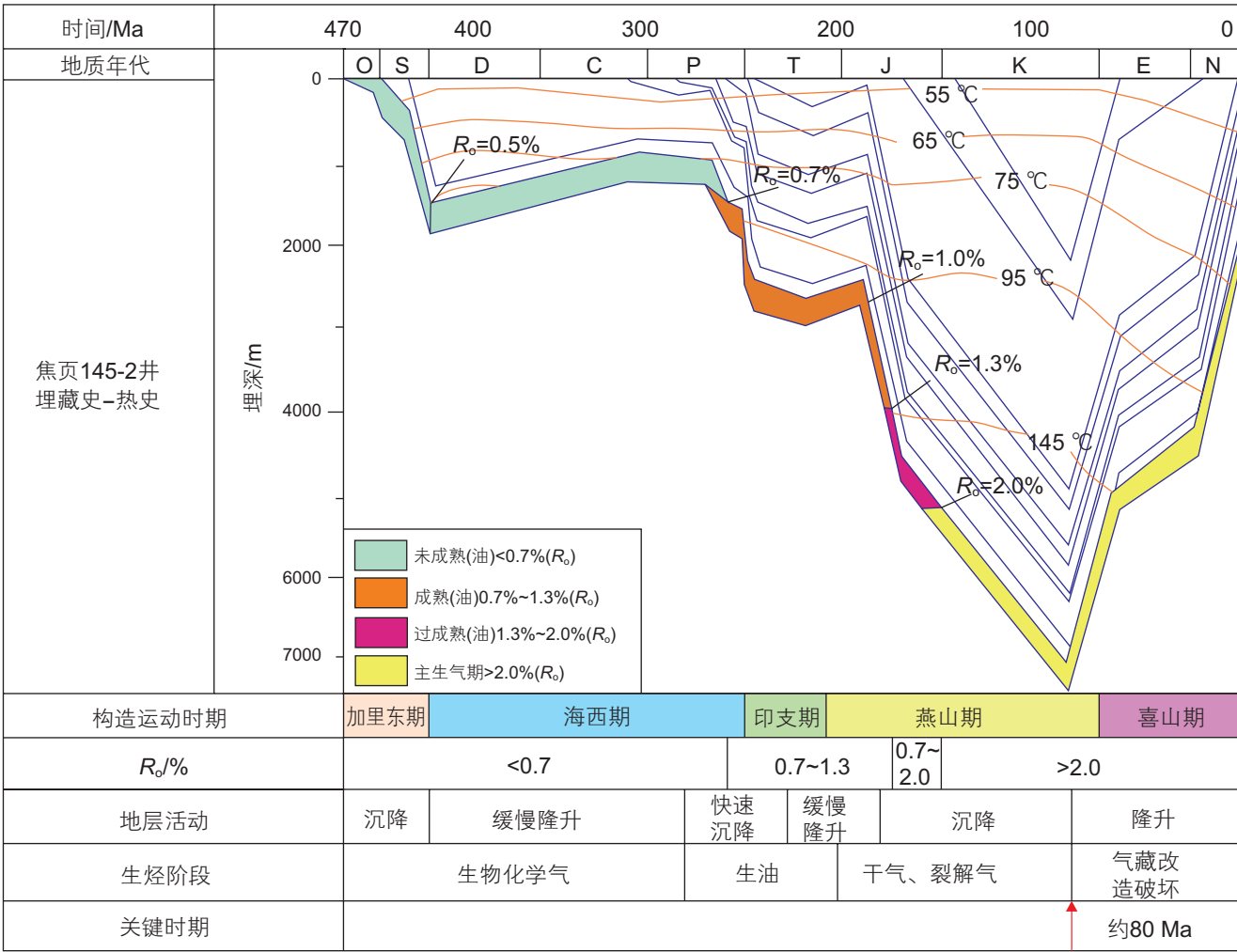


图6 白马构造带焦页145-2井埋藏-生烃演化史图

Fig. 6 Thermal evolutionary history of hydrocarbon burial of the JY145-2 well in the Baima structural belt

历多期构造运动，变形强度大，页岩气保存的顶底板条件不可忽视。良好的页岩气保存顶底板条件多呈“三明治”式展布，即以一定厚度的致密泥页岩、膏盐层、石灰岩、白云岩等非渗透或低渗透岩层为顶、底板，相应的页岩气藏位于顶、底板之间的主力产气页岩层内<sup>[32,37]</sup>。

白马构造带页岩气目的储层为五峰组-龙马溪组一段3亚段，页岩品质分布稳定，埋藏深度介于3500~4600 m。页岩气层(TOC≥1%)的厚度介于90~120 m，比焦石坝区块略厚，底部优质页岩层段(TOC≥3%)厚度约45 m，平面展布连续稳定，是页岩气富集的物质基础。其中，优质页岩层段测井解释有机碳在3.0%~3.5%，实测含气饱和度平均62%左右，均优于平桥区块。测井解释孔隙度平均为3.4%，含气量平均为4.6 m<sup>3</sup>/t，总体含气条件较优越。区域盖层是下三叠统嘉陵江组膏盐层，厚度超过400 m，岩性致密，封盖能力好，且在白马构造带呈区域性连片分布。

顶板是志留系龙马溪组二段，主要为粉砂岩与泥岩互层型盖层，分布均匀、封盖性好。底板是五峰组底部至宝塔组致密灰岩，厚度均匀，分布稳定，能有效封闭五峰-龙马溪组页岩气。

4.3 控制页岩气富集成藏的构造因素

勘探证实构造变形直接影响页岩气的富集与保存。胡东风等人(2014)通过全直径岩心分析发现，泥页岩储层中页岩气的横向渗透率是垂向渗透率的2到8倍<sup>[39]</sup>，这表明页岩气主要散失通道是横向顺层扩散。当深埋地下的页岩储层侧向出露或与开启性断层接触时，有可能因连通高渗透层使得页岩气逸散，导致气藏破坏。除断层外，地层倾角和埋深也是影响页岩侧向封闭性的关键地质参数，二者直接影响作用在页理面上的正应力<sup>[40-41]</sup>。五峰组-龙马溪组页岩层为含碳质高塑性层，滑脱作用强，层间滑脱缝发育，若页岩地层倾角较大，侧向出露地表或与断裂连通，气体顺

层逸散导致气藏丰度降低乃至破坏。若目的层埋深浅，页岩气层渗透率、扩散系数、解吸速率均随之增大，页岩自身封闭性变差。

白马构造带页岩气富集受断裂影响较为显著。根据断层规模、断距、延伸长度及其对目的储层及其顶底板、盖层的截切关系，结合中石化江汉油田对断层规模与页岩气破坏程度的对应关系建立断裂系统划分方案(表 1)，将研究区断裂系统分为 I~IV 级(图 1b)。

石门-金坪背斜西翼通天断层切穿盖层，断距最高可达 2000 m，伴生大量 II、III 级断层(图 1b)，形成一系列破碎断夹块。背斜轴部及东翼褶皱变形强烈，张性高角度裂缝发育，上下沟通，大大增强了页岩的垂向渗透性。背斜带页岩气多通过裂缝-断层面逃逸散失，且背斜隆起高、目的层埋深小、地层倾角大、储层页理面上的正应力较小，页岩气难以富集。

白马向斜埋深大，内部次级断层欠发育，仅有少量未断穿储层和盖层的 III、IV 级断层(图 1b)。核部地层平缓，褶皱变形弱；西翼地层倾角小，距破碎背斜带较远，受主干断裂影响弱；而东翼被齐岳山断层遮

挡，地层较陡，受断裂影响大，钻井结果显示无断裂发育的向斜核部油气含量较高。

白马南斜坡内部次级断层相对较发育，但规模小，断距普遍在 50~100 m，裂缝多在东侧近齐岳山断层的下盘地层发育。斜坡南段靠近剥蚀区(图 1b)，地层倾角大，页岩气易顺层逸散；而北段地层较平缓，且埋深大，更利于页岩气富集保存。

4.4 白马构造带页岩气富集成藏模式

在上述研究基础上，综合分析白马构造带变形特征与页岩气富集规律，并结合实际钻探成果，建立了三种类型的页岩气富集成藏模式。

4.4.1 低压破碎背斜型

石门-金坪背斜带储层埋深介于 2250~4000 m，含气量 3.0~3.5 m<sup>3</sup>/t，孔隙度 2.5%~3.0%，地层压力系数 0.9~1.0，为低压页岩气藏(表 2)。背斜西翼主控断层断穿储层上覆顶板和盖层，成为页岩气散失的主要通道。轴部与东翼发育大量北东向 II、III 级断层(图 1b)，页岩气保存条件被破坏，导致页岩气逸散，表现

表 1 研究区断裂系统划分方案表

Table 1 Fault system division scheme in the study area

| 断裂级别    | 划分方法                                              | 对页岩气保存条件的影响                |
|---------|---------------------------------------------------|----------------------------|
| I 级断层   | 区域大断裂，向上断穿区域盖层，向下断至目的储层之下，断距通常>300 m              | 破坏，其一定范围内区域不利于页岩气保存        |
| II 级断层  | 断裂未切穿区域盖层，但断开目的储层及顶底板，断距介于 100~300 m，断层延伸长度>10 km | 有一定影响，但对钻井工程影响较大，易造成井轨迹偏离等 |
| III 级断层 | 切穿页岩气储层，但未断开顶底板，断距<100 m                          | 基本不影响                      |
| IV 级断层  | 未完全断开页岩气储层                                        | 无影响                        |

表 2 白马构造带五峰-龙马溪组构造变形与页岩气富集条件的关系表

Table 2 Relationship between the tectonics of the Wufeng-Longmaxi Formation and shale gas enrichment conditions in the Baima structural belt

| 构造带       | 冲断变形带             | 褶皱变形带                                               |                                                    |
|-----------|-------------------|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| 构造单元      | 石门-金坪背斜           | 白马向斜                                                | 白马南斜坡                                              |
| 断层        | I、II 级断层发育，主要断层通天 | 断层不发育                                               | III、IV 级断层较发育，断距 50~100 m                          |
| 储层埋深/m    | 2250~4000         | 2250~5000                                           | 2500~4000                                          |
| 地层倾角/°    | 15~50             | 0~30                                                | 5~36                                               |
| 据剥蚀线距离/km | 0~20              | >9                                                  | 0~9.5                                              |
| 地层压力系数    | 0.9~1.0           | 1.0~1.3                                             | 1.09~1.34                                          |
| 孔隙度/%     | 2.0~3.0           | 3.0~3.5                                             | 3.5~4.0                                            |
| 含气饱和度/%   | <50               | 60                                                  | 65                                                 |
| 富集情况      | 逸散严重              | 向斜中心富集                                              | 斜坡深层富集                                             |
| 勘探实施情况    | 焦页 145-2 井含气性差    | 焦页 148-1 井 8.77×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> 含气性好 | 焦页 146-1 井 9.1×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> 含气性好 |

为实测钻井含气量极低(如焦页 145-2 井)。此外,背斜轴部表现为强张性应力场特征,发育向上开口“V”字形张节理(图 7),物性较好,压裂时人造缝纵向延伸大,横向延伸范围小,体积改造难度大<sup>[42-43]</sup>。测井结果显示,背斜带核部焦页 145-2 井预测压力系数为 0.98,孔隙度 2.4%,含气量为 3.6 m<sup>3</sup>t,其东侧白马向斜西翼的焦页 162-1 井预测压力系数为 1.14,孔隙度 3.1%,含气量为 3.78 m<sup>3</sup>t。对比得出,石门-金坪背斜页岩气逸散严重,不利于富集成藏。

#### 4.4.2 常压宽缓向斜型

白马向斜目的储层埋深介于 2250~5000 m,地层宽缓,测井解释含气优质页岩段有机碳含量 3.4%~4.0%,含气量 3.4~5.4 m<sup>3</sup>/t,含气性较好,孔隙度 3.0%~3.5%,地层压力系数 1.0~1.3,为常压页岩气藏(表 2)。向斜北翼与白马、和顺断鼻相连,埋深较浅,II、III级断层发育,周缘发育天然“X”型裂缝,促使页岩气向上逸散。向斜核部与南翼埋深较大,无明显断层发育,页岩气主要沿水平层理向中心部位运移(图 8),具有较好的富集条件。

研究表明,地层埋深增加会导致页岩由脆性向塑性转变<sup>[44]</sup>,受工程工艺条件限制,当目的层埋深大

于 3500 m 时,埋藏越深,后期压裂改造难度越大。目前,白马向斜埋深大于 3500 m 的钻井数量较少,其中向斜核部焦页 148-1 井(埋深约 4000 m)预测压力系数为 1.22,孔隙度 3.26%,含气量为 4.68 m<sup>3</sup>t,均处于较高范围,表明向斜核部开发潜力大。

#### 4.4.3 常压平缓斜坡型

白马南斜坡五峰组底埋深介于 2500~4000 m,其中,焦页 7 井区以北埋深相对较大,介于 3500~4000 m,以南埋深较小,小于 3500 m。含气页岩段有机碳含量 3.2%~3.8%,高于平桥区块,略低于白马向斜主体区,但孔隙度较白马向斜主体区高,平均为 3.5%。优质页岩段含气量 3.5~5.5 m<sup>3</sup>/t,实测地层压力系数介于 1.09~1.34,以常压页岩气藏为主(表 2)。斜坡北段与白马向斜相连,地层平缓,发育 III、IV 级断层,对页岩气保存影响小。南段目的储层抬升幅度大,上覆压力卸载产生的微裂缝较多,页岩气逸散加剧,预测压力系数偏低,产气量相对较低,页岩气主要通过储层内 E 型裂缝顺层传播并向斜坡低点运聚(图 9)。

钻测井数据表明,斜坡南段焦页 149-4 井预测压力系数为 1.16,孔隙度 2.82%,含气量为 3.38 m<sup>3</sup>t;北段焦页 7 井预测压力系数为 1.24,孔隙度 3.5%,含气

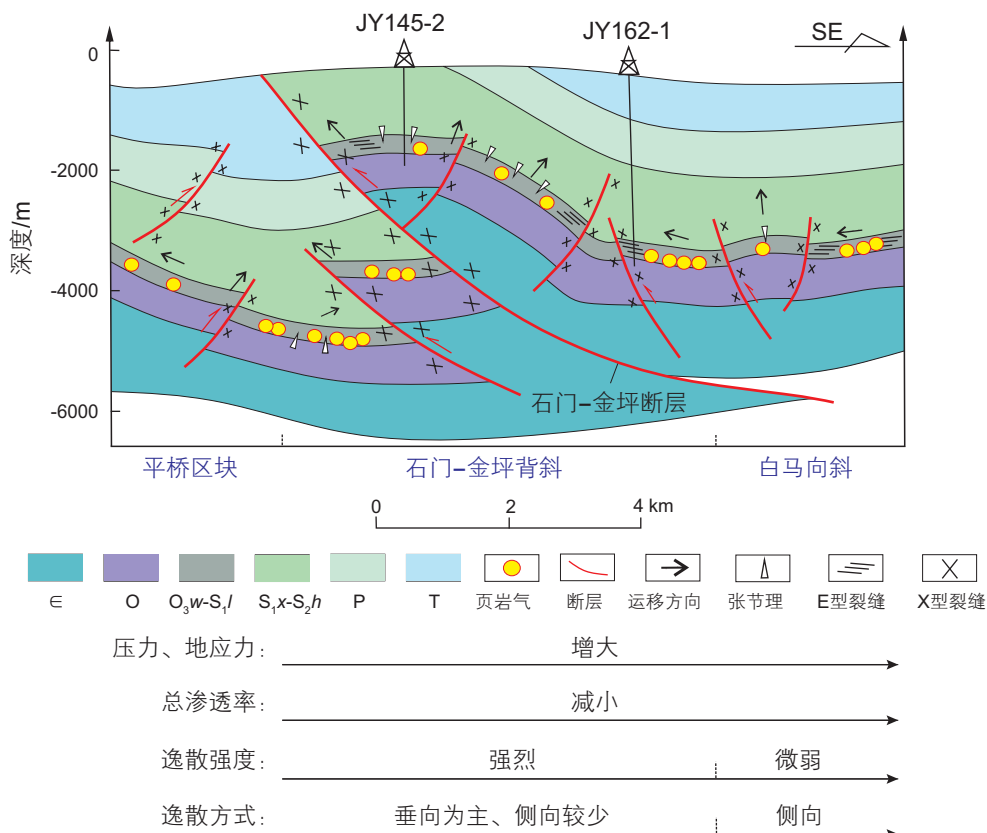


图 7 白马构造带低压破碎背斜型页岩气富集成藏模式图

Fig. 7 Anticline shale gas accumulation pattern of the Baima structural belt

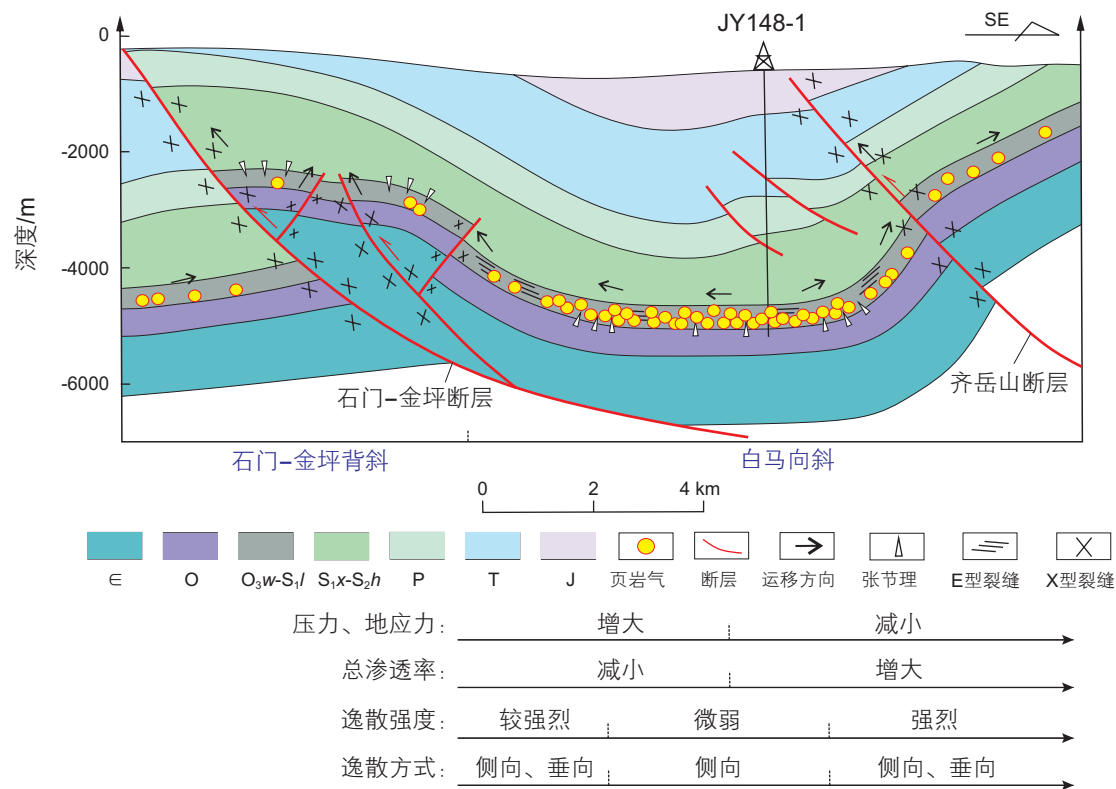


图 8 白马构造带常压宽缓向斜型页岩气富集成藏模式图

Fig. 8 Syncline shale gas accumulation pattern of the Baima structural belt

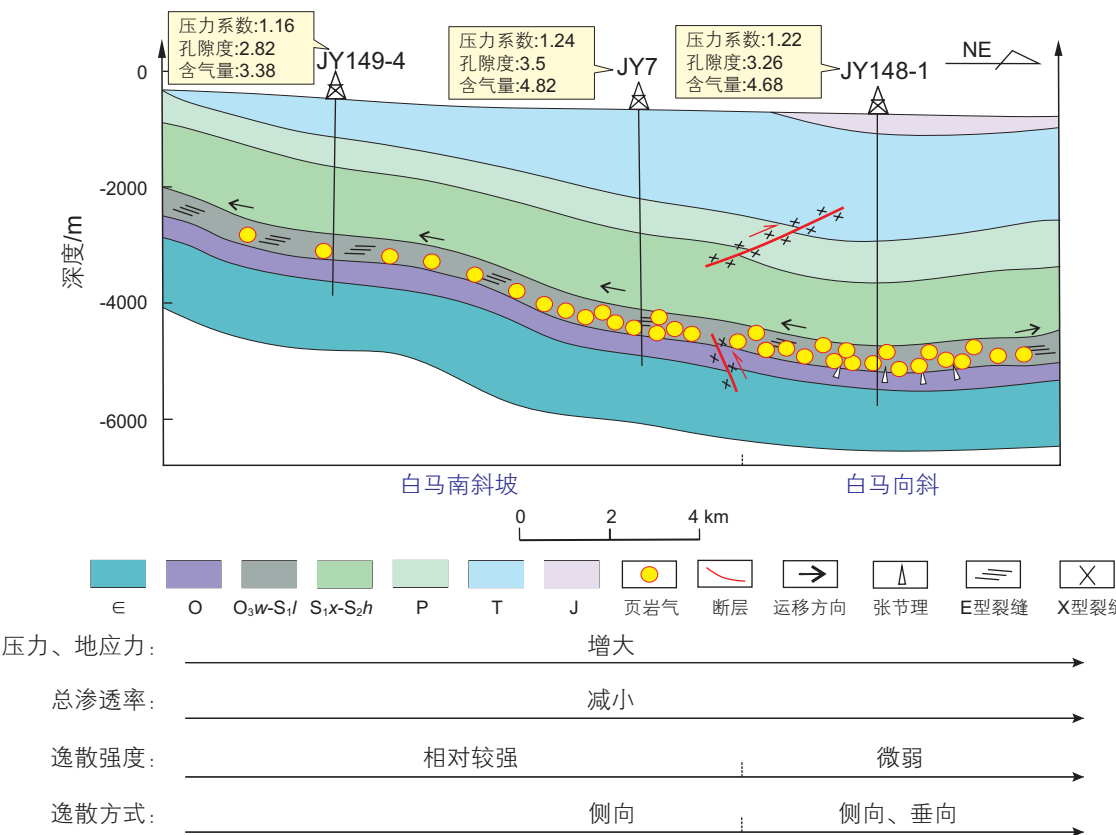


图 9 白马构造带常压平缓斜坡型页岩气富集成藏模式图

Fig. 9 Monoclinic shale gas accumulation pattern of the Baima structural belt

量为 4.82 m<sup>3</sup>t; 北侧白马向斜内焦页 148-1 井预测压力系数为 1.22, 孔隙度 3.26%, 含气量为 4.68 m<sup>3</sup>t, 对比数据表明, 随着储层埋深增加, 页岩气井含气量呈现由北至南逐渐降低的趋势, 斜坡北段远离剥蚀边界的深层地区页岩气储集与保存条件较好, 为勘探有利区。

## 5 结论

(1) 白马构造带受多期挤压与多套滑脱层影响, 主要发育 NE 向构造, 兼有少量近 S-N 向构造, 表现出纵向分层与东西分带的差异构造变形特征。

(2) 燕山晚期为变形活跃期, 江南-雪峰构造体系

向北西前展式扩展, 形成白马构造带主体北东向构造; 喜山期为改造定型期, 印藏碰撞的远程影响产生近东西向挤压应力, 形成近南北向构造, 叠加和改造了早期北东向构造。

(3) 基于差异构造变形特征与页岩气富集成藏规律, 结合钻井数据, 白马构造带可划分为低压破碎背斜型、常压宽缓向斜型与常压平缓斜坡型三种页岩气成藏模式。白马南斜坡深层页岩气富集保存条件较好, 单井含气量高, 白马向斜核部与东翼次之, 单井含气量较高, 而北翼较差, 单井含气量略低; 石门-金坪背斜带不利于页岩气富集保存。

致谢: 感谢中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院提供的资料支持。

## 参考文献

- [1] 魏祥峰, 刘珠江, 王强, 等. 川东南丁山与焦石坝地区五峰组-龙马溪组页岩气富集条件差异分析与思考[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(8): 1041-1051. [WEI X F, LIU Z J, WANG Q, et al. Analysis and thinking of the difference of Wufeng-Longmaxi shale gas enrichment conditions between Dingshan and Jiaoshiba areas in southeastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(8): 1041-1051.]
- [2] 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 X P, WANG Y H, WANG Y Q, et al. Exploration practices of normal-pressure shale gas in the marginal transition zone of the southeast Chongqing Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 126-136.]
- [3] 何希鹏, 何贵松, 高玉巧, 等. 渝东南盆缘转换带常压页岩气地质特征及富集高产规律[J]. 天然气工业, 2018, 38(12): 1-12. [HE X P, HE G S, GAO Y Q, et al. Geological characteristics and enrichment laws of normal-pressure shale gas in the basin-margin transition zone of SE Chongqing[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(12): 1-12.]
- [4] 刘尧文. 复杂构造区深层页岩气藏射孔参数优化及应用——以涪陵页岩气田白马区块为例[J]. 天然气工业, 2021, 41(01): 136-145. [LIU Y W. Optimization of application of perforation parameters of deep shale gas reservoirs in complex structural areas: a case study of the Baima Block of Fuling Shale Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(01): 136-145.]
- [5] 何贵松, 何希鹏, 高玉巧, 等. 渝东南盆缘转换带金佛斜坡常压页岩气富集模式[J]. 天然气工业, 2020, 40(6): 50-60. [HE G S, HE X P, GAO Y Q, et al. Enrichment model of normal-pressure shale gas in the Jinfo slope of the basin-margin transition zone in southeast Chongqing[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(6): 50-60.]
- [6] GUO T L. Evaluation of highly thermally mature shale-gas reservoirs in complex structural parts of the Sichuan Basin[J]. Journal of Earth Science, 2013, 24(6): 863-873.
- [7] 郭卫星, 唐建明, 欧阳嘉穗, 等. 四川盆地南部构造变形特征及其与页岩气保存条件的关系[J]. 天然气工业, 2021, 41(5): 11-19. [GUO W X, TANG J M, OUYANG J S, et al. Characteristics of structural deformation in the southern Sichuan Basin and its relationship with the storage condition of shale gas[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(5): 11-19.]
- [8] 庾秀松, 陈孔全, 罗顺社, 等. 四川盆地东南缘齐岳山断裂构造特征与页岩气保存条件[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(5): 1017-1024. [TUO X S, CHEN K Q, LUO S S, et al. Structural characteristics of Qiyueshan fault and shale gas preservation at the southeastern margin of Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(5): 1017-1024.]
- [9] TANG Y, YANG F, LÜ Q Q, et al. Analysis of the tectonic stress field of SE Sichuan and its impact on the preservation of shale gas in Lower Silurian Longmaxi Formation of the Dingshan region, China[J]. Journal of the Geological Society of India, 2018, 92(5): 92-100.
- [10] 周立夫, 陈孔全, 唐永, 等. 川南綦江-赤水地区晚燕山期以来差异构造变形[J]. 地质科技情报, 2016, 35(4): 66-73. [ZHOU L F, CHEN K Q, TANG Y, et al. Tectonic deformation in Qijiang-Chishui area of south Sichuan since Late Yanshanian[J]. Geological Science and Technology Information, 2016, 35(4): 66-73.]
- [11] 魏峰, 陈孔全, 庾秀松. 川东齐岳山断层北部差异构造变形特征[J]. 石油实验地质, 2019, 41(3): 348-354. [WEI F, CHEN K Q, TUO X S. Differential tectonic deformation in the northern Qiyueshan fault, eastern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(3): 348-354.]
- [12] 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 X S. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in southern China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2014, 88(7): 1209–1218.]
- [13] 陈孔全, 张斗中, 庾秀松. 中扬子地块西部地区结构构造与页岩气保存条件的关系[J]. *天然气工业*, 2020, 40(4): 9–19. [CHEN K Q, ZHANG D Z, TUO X S. Relationship between geological structure and marine shale gas preservation conditions in the western Middle Yangtze Block[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(4): 9–19.]
- [14] 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.
- [15] 胡东风, 张汉荣, 倪楷, 等. 四川盆地东南缘海相页岩气保存条件及其主控因素[J]. *天然气工业*, 2014, 34(6): 17–23. [HU D F, ZHANG H R, NI K, et al. Main controlling factors for gas preservation conditions of marine shales in southeastern margins of the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(6): 17–23.]
- [16] 聂海宽, 包书景, 高波, 等. 四川盆地及其周缘下古生界页岩气保存条件研究[J]. *地学前缘*, 2012, 19(3): 280–294. [NIE H K, BAO S J, GAO B, et al. A study of shale gas preservation conditions for the Lower Paleozoic in Sichuan Basin and its periphery[J]. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(3): 280–294.]
- [17] 邹才能, 董大忠, 王玉满, 等. 中国页岩气特征、挑战及前景(一)[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(6): 689–701. [ZOU C N, DONG D Z, WANG Y M, et al. Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects(I) [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(6): 689–701.]
- [18] 汤济广, 李豫, 汪凯明, 等. 四川盆地东南地区龙马溪组页岩气有效保存区综合评价[J]. *天然气工业*, 2015, 35(5): 15–23. [TANG J G, LI Y, WANG K M, et al. Comprehensive evaluation shale of effective preservation zone of Longmaxi Formation gas in the southeast Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(5): 15–23.]
- [19] 金之钧, 龙胜祥, 周雁, 等. 中国南方膏盐岩分布特征[J]. *石油与天然气地质*, 2006, 27(5): 571–583. [JIN Z J, LONG S X, ZHOU Y, et al. A study on the distribution of saline-deposit in southern China[J]. *Oil&Gas Geology*, 2006, 27(5): 571–583.]
- [20] 舒良树. 华南构造演化的基本特征[J]. *地质通报*, 2012, 31(7): 1035–1053. [SHU L S. An analysis of principal features of tectonic evolution in South China Block[J]. *Geological Bulletin of China*, 2012, 31(7): 1035–1053.]
- [21] 罗良, 漆家福, 张明正. 四川盆地周缘冲断带构造演化及变形差异性研究[J]. *地质论评*, 2015, 61(03): 525–535. [LUO L, QI J F, ZHANG M Z. Difference study on evolution and deformation of the fold—thrust belts surrounding Sichuan Basin[J]. *Geological Review*, 2015, 61(03): 525–535.]
- [22] 颜丹平, 金哲龙, 张维宸, 等. 川渝湘鄂薄皮构造带多层拆离滑脱系的岩石力学性质及其对构造变形样式的控制[J]. *地质通报*, 2008, 27(10): 1687–1697. [YAN D P, JIN Z L, ZHANG W C, et al. Rock mechanical characteristics of the multi-layer detachment fault system and their controls on the structural deformation style of the Sichuan-Chongqing-Hunan-Hubei thin-skinned belt, South Gansu, China[J]. *Geological Bulletin of China*, 2008, 27(10): 1687–1697.]
- [23] 丘元禧, 张渝昌, 马文璞. 雪峰山陆内造山带的构造特征与演化[J]. *高校地质学报*, 1998, (04): 73–84. [QIU Y X, ZHANG Y C, MA W P. Structural characteristics and evolution of the intracontinental orogenic belt in Xuefeng Mountain[J]. *Geological Journal of China Universities*, 1998, (04): 73–84.]
- [24] SHU L S, WANG B, CAWOOD P A, et al. Early Paleozoic and Early Mesozoic intraplate tectonic and magmatic events in the Cathaysia Block, South China[J]. *Tectonics*, 2015, 34(8): 1600–1621.
- [25] 石红才, 施小斌. 中、上扬子白垩纪以来的剥蚀过程及构造意义—低温年代学数据约束[J]. *地球物理学报*, 2014, 57(8): 2608–2619. [SHI H C, SHI X B. Exhumation process of Middle-Upper Yangtze since cretaceous and its tectonic significance: Low-temperature thermochronology constraints[J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2014, 57(8): 2608–2619.]
- [26] WANG E, MWNG K, SU Z, et al. Block rotation: Tectonic response of the Sichuan basin to the southeastward growth of the Tibetan Plateau along the Xianshuihe-Xiaojiang fault[J]. *Tectonics*, 2014, 33(5): 686–718.
- [27] 邹玉涛, 段金宝, 赵艳军, 等. 川东高陡断褶带构造特征及其演化[J]. *地质学报*, 2015, 89(11): 2046–2052. [ZOU Y T, DUAN J B, ZHAO Y J, et al. Tectonic characteristics and evolution of the high and steep fault folding belt in east Sichuan[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2015, 89(11): 2046–2052.]
- [28] 胡召齐, 朱光, 刘国生, 等. 川东“侏罗山式”褶皱带形成时代: 不整合面的证据[J]. *地质论评*, 2009, 55(1): 32–42. [HU Z Q, ZHU G, LIU G S, et al. The folding time of the eastern Sichuan jura-type fold belt: evidence from unconformity[J]. *Geological Review*, 2009, 55 (1): 32–42.]
- [29] 梅廉夫, 刘昭茜, 汤济广, 等. 湘鄂西—川东中生代陆内递进扩展变形: 来自裂变径迹和平衡剖面的证据[J]. *地球科学: 中国地质大学学报*, 2010, 35(2): 161–174. [MEI L F, LIU Z Q, TANG J G, et al. Mesozoic intra-continental progressive deformation in western Hunan-Hubei-eastern Sichuan Provinces of China: Evidence from apatite fission track and balanced cross-section[J]. *Earth Science: Journal of China University of Geosciences*, 2010, 35(2): 161–174.]
- [30] 王平, 刘少峰, 郜瑯琚, 等. 川东弧形带三维构造扩展的AFT记录[J]. *地球物理学报*, 2012, 55(5): 1662–1673. [WANG P, LIU S F, GAO T J, et al. Cretaceous transportation of eastern Sichuan arcuate fold belt in three dimensions: Insights from AFT analysis[J].

- Chinese Journal of Geophysics, 2012, 55(5): 1662–1673.]
- [31] WANG E, MENG K, SU Z, et al. Block rotation: Tectonic response of the Sichuan basin to the southeastward growth of the Tibetan Plateau along the Xianshuihe-Xiaojiang fault[J]. Tectonics, 2014, 33(5): 686–718.
- [32] 张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业, 2004, (07): 15–18+131–132. [ZHANG J C, JIN Z J, YUAN M S. Reservoiring mechanism of shale gas and its distribution[J]. Natural Gas Industry, 2004, (07): 15–18+131–132.]
- [33] 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(04): 484–491. [NIE H K, TANG X, BIAN R K. 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(04): 484–491.]
- [34] 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+113–114. [JIANG Y Q, DONG D Z, QI L, et al. Basic features and evaluation of shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(10): 7–12+113–114.]
- [35] 陈更生, 董大忠, 王世谦, 等. 页岩气藏形成机理与富集规律初探[J]. 天然气工业, 2009, 29(05): 17–21+134–135. [CHEN G S, DONG D Z, WANG S Q, et al. A preliminary study on accumulation mechanism and enrichment pattern of shale gas[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(05): 17–21+134–135.]
- [36] 郭旭升. 南方海相页岩气“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(07): 1209–1218. [GUO X S. 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(07): 1209–1218.]
- [37] 杨光庆, 候读杰, 包书景, 等. 页岩气纵向评价单元划分的方法[J]. 天然气工业, 2012, 32(12): 118–122+137–138. [YANG G Q, HOU D J, BAO S J, et al. Division methods of vertical assessment units of shale gas plays[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(12): 118–122+137–138.]
- [38] 胡德高, 刘超. 四川盆地涪陵页岩气田单井可压性地质因素研究[J]. 石油实验地质, 2018, 40(1): 20–24. [HU D G, LIU C. Geological factors of well fracability in Fuling shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(1): 20–24.]
- [39] 胡东风, 魏志红, 刘若冰, 等. 桂中坳陷下石炭统黑色页岩发育特征及页岩气勘探潜力[J]. 2018, 天然气工业, 38(10): 28–37. [HU D F, WEI Z H, LIU R B, et al. Development characteristics and shale gas exploration potential of the Lower Carboniferous black shale in the Guizhong Depression[J]. Natural Gas Industry, 38(10): 28–37.]
- [40] 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 X P, GAO Y Q, TANG X C, 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.]
- [41] 谭淋耘, 徐铤, 李大华, 等. 页岩气成藏主控因素与成藏模式研究: 以渝东南地区五峰组–龙马溪组为例[J]. 地质科技情报, 2015, 34(3): 126–132. [TAN L Y, XU D, LI D H, et al. Research on the main control factors and models for shale gas accumulation: A case study of Wufeng and Longmaxi Formations in southeastern Chongqing[J]. Geological Science and Technology Information, 2015, 34(3): 126–132.]
- [42] 楼一珊. 地层倾角对地应力的影响研究[J]. 钻采工艺, 1998, 21(6): 22–23. [LOU Y S. Study on the influence of formation dip Angle on ground stress [J]. Oil Drilling & Production Technology, 1998, 21(6): 22–23.]
- [43] 胡东风. 四川盆地东南缘向斜构造五峰组–龙马溪组常压页岩气富集主控因素[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(05): 605–615. [HU D F. Main controlling factors on normal pressure shale gas enrichments in Wufeng-Longmaxi Formations in synclines, southeastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(05): 605–615.]
- [44] 左建平, 谢和平, 周宏伟, 等. 温度影响下煤层顶板砂岩的破坏机制及塑性特性[J]. 中国科学(E辑: 技术科学), 2007, 37(11): 1394–1402. [ZUO J P, XIE H P, ZHOU H W, et al. Failure mechanism and plastic properties of coal seam roof sandstone under temperature influence[J]. Science in China(Series E), 2007, 37(11): 1394–1402.]

(编辑 付娟娟)