

黔北地区海相页岩气保存条件 ——以贵州岑巩区块下寒武统牛蹄塘组为例

王濡岳^{1,2,3}, 丁文龙^{1,2,3}, 龚大建^{4,5}, 冷济高^{4,5}, 王兴华^{1,2,3}, 尹 帅^{1,2,3}, 孙雅雄^{1,2,3}

(1. 中国地质大学 能源学院, 北京 100083; 2. 中国地质大学 海相储层演化与油气富集机理教育部重点实验室, 北京 100083;
3. 中国地质大学 页岩气资源战略评价国土资源部重点实验室, 北京 100083; 4. 中国国储能源化工集团股份有限公司, 北京 100107;
5. 铜仁中能天然气有限公司, 贵州 铜仁 554300)

摘要:中国南方地区发育多套海相富有机质页岩,页岩气资源丰富,但与北美地区相比,具有形成时代老、热演化程度高、构造期次多、构造变形复杂、地应力状态与地表条件复杂及保存条件差异大等特点。与已获得突破的龙马溪组相比,下寒武统牛蹄塘组形成时代更老,储层特殊性与复杂性更大,对保存条件要求更高。为此,针对南方复杂构造区特殊地质条件,以贵州岑巩区块牛蹄塘组为例,通过地震资料精细解释与构造演化分析,结合物质基础、顶底板与区域盖层、天然气组分、地层水条件、地层压力等因素对页岩气保存条件进行了研究。结果表明,以断裂和剥蚀为主的后期改造是页岩气散失的根本原因。研究区构造演化具有“早期小幅抬升,长期相对稳定,后期强烈改造”的特点。区内北东-北北东向隔槽式褶皱、高角度逆冲与走滑断裂发育,中部宽缓构造部位断裂较少,埋深适中,保存条件较好。天然气组分与地层水特征表明,优良的顶、底板与区域盖层有效减缓了页岩气的散失与地层水的侵入。最后,提出了页岩气构造保存条件评价指标体系,并对研究区构造保存有利区进行了优选。

关键词:保存条件;页岩气;牛蹄塘组;下寒武统;岑巩区块;黔北地区

中图分类号:TE132.8

文献标识码:A

Gas preservation conditions of marine shale in northern Guizhou area: A case study of the Lower Cambrian Niutitang Formation in the Cen'gong block, Guizhou Province

Wang Ruyue^{1,2,3}, Ding Wenlong^{1,2,3}, Gong Dajian^{4,5}, Leng Jigao^{4,5},
Wang Xinghua^{1,2,3}, Yin Shuai^{1,2,3}, Sun Yaxiong^{1,2,3}

(1. School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 2. Key Laboratory for Marine Reservoir Evolution and Hydrocarbon Abundance Mechanism, Ministry of Education, China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 3. Key Laboratory for Shale Gas Exploitation and Assessment, Ministry of Land and Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China;
4. China Energy Reserve Corporation, Beijing 100107, China; 5. Tongren Sino-Energy Natural Gas Corporation, Tongren, Guizhou 554300, China)

Abstract: South China, where develops several sets of marine organic-rich shales, is an important area for shale gas E & D. Compared with North America, the marine organic-rich shales in southern China have the characteristics of old geologic age, high maturity, multi-episodic tectonic movements, complex surface conditions, complicated earth stress state and large differences of preservation conditions. In comparison with the Longmaxi shale that has achieved a breakthrough in shale gas exploration and development in Sichuan Basin and its periphery, the Lower Cambrian Niutitang shale has an older age, greater particularity and complexity and higher requirement to preservation conditions. On the basis of the geological conditions of the complex structure areas in southern China, the preservation conditions of the Niutitang shale in the Cen'gong block were analyzed through precise seismic interpretation, tectonic evolution, material foundation, cap rocks, reservoir pressure, and component of natural gas and aquifers. The results indicate that late tectonic reconstruction dominated by denudation and faulting is the major factor leading to the dissipation of shale gas. The tectonic evolution of the study area has the characteristic of “moderate early uplifting, long-term stability and intensive late reformation”.

收稿日期:2015-03-20;修订日期:2015-10-26。

第一作者简介:王濡岳(1990—),男,博士研究生,石油构造分析。E-mail:wry1990@vip.qq.com。

通讯作者简介:丁文龙(1965—),男,教授、博士生导师,石油构造分析、非常规油气地质。E-mail:dingwenlong2006@126.com。

基金项目:国家自然科学基金面上项目(41372139,41072098);国家科技重大专项(2011ZX05018-001-002,2016ZX05046-003-001-001);中国地质调查局油气资源调查中心页岩气资源潜力评价项目(2015-01-04-06-009-06)。

Besides, NE-NNE-trending trough-like folds, high dip-angle thrust faults and strike-slip faults are well-developed in the study area, and the central wide and gentle structure zone has less faults, moderate buried depth and good preservation conditions. In addition, the component of the natural gas and strata water shows that the superior roof, floor and regional cap rocks can effectively retard the gas dissipation and strata water invasion. Finally, an evaluation index system of structural preservation conditions is put forward and applied to identify the favorable preservation zones in the Cen'gong block.

Key words: preservation, shale gas, Niutitang Formation, Lower Cambrian, Cen'gong block, northern Guizhou area

与北美地区相比,中国南方海相页岩气具有其特殊性,主要表现为形成时代老、热演化程度高、构造运动期次多、构造变形复杂、地应力状态与地表条件复杂、保存条件差异大等特点^[1-4]。以往的研究主要采用静态指标的类比与叠合预测页岩气发育的有利区,过多地强调我国与美国页岩气地质条件间的共性,而忽视了对其特殊性的研究^[5-16]。四川盆地及周缘下古生界海相页岩气勘探实践表明,海相泥页岩具有良好的物质基础,钻探中具有普遍含气的特征,但是含气量、试气效果与产能差异很大,页岩气保存条件的重要性越来越受到重视^[17-22]。本文主要依据贵州岑巩区块下寒武统牛蹄塘组页岩气勘探实践,以构造演化与地震资料构造精细解释为切入点,结合页岩气形成的物质基础、顶底板与区域盖层条件、天然气组分、地层水条件、地层压力等因素对研究区页岩气保存条件进行了研究与探讨。研究认为构造作用是影响页岩气保存的主控因素,提出了页岩气构造保存条件评价指标体系,并对研究区构造保存有利区进行了优选,以期为研究区及地质条件相似地区的

页岩气勘探部署与甜点预测提供进一步的参考依据。

1 区域地质特征

贵州岑巩区块地处贵州省东部铜仁市的西南部(图1a),位于上扬子地块东南缘黔北地区,处于湘鄂西隔槽式褶皱带。从沉积环境上看,早寒武世为江南页岩盆地的台地边缘斜坡深水陆棚沉积,区块由南东向北西水体逐渐变浅。研究区出露地层主要有南华系、震旦系、寒武系的牛蹄塘组、九门冲组、变马冲组、杷榔组、清虚洞组、高台组、娄山关群(图1b),奥陶系下统的部分地层仅在研究区东侧部分出露。牛蹄塘组埋深主体位于1 200~2 200 m,在区内发育稳定,平均厚度60 m左右,以黑色页岩和黑色硅质页岩为主。有机碳含量(TOC)为1.7%~9.6%,平均为4.6%,等效镜质体反射率(R_o)为2.2%~4.4%;石英、长石、黄铁矿等脆性矿物含量大于60%,含气量为0.10~2.88 m^3/t ,具有良好的页岩气资源潜力。

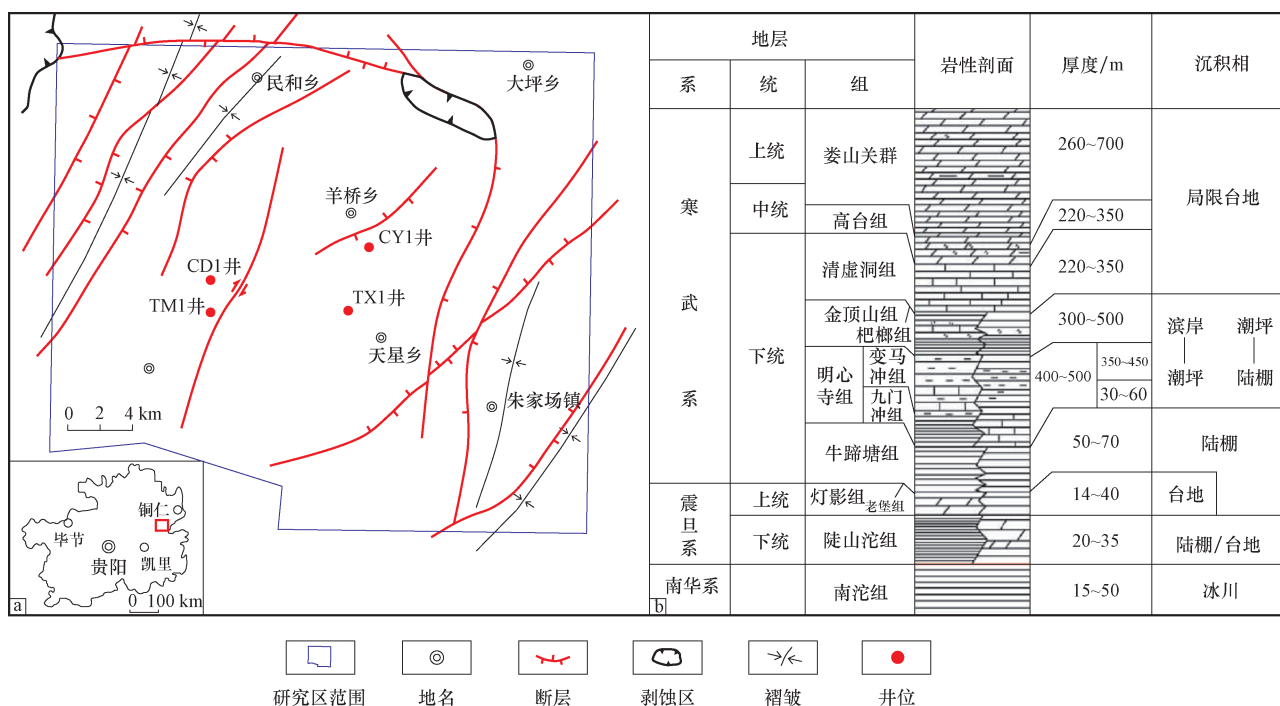


图1 岑巩区块构造研究区位置与地层发育特征

Fig. 1 Geographic location and stratigraphic characteristics of the Cen'gong block

a. 研究区位置与构造纲要图; b. 研究区地层综合柱状图(据文献^[13],有修改)

2 构造运动

2.1 构造演化与抬升剥蚀

岑巩区块牛蹄塘组页岩经历了长期构造演化,主要表现为“早期小幅抬升,长期相对稳定,后期强烈改造”的特点。即下寒武统牛蹄塘组在奥陶纪末期达到最大埋深 3 500 ~ 4 000 m,晚奥陶世都匀运动使研究区伴随黔中隆起的形成抬升至地表接受风化剥蚀^[23]。晚加里东期至海西期—印支期研究区构造运动强度较低,构造环境相对稳定,剥蚀与沉积厚度均较小,牛蹄塘组埋深总体位于 3 000 m 附近。燕山期研究区经历了强烈的构造运动,北北东向褶皱、断裂大规模发育,奠定了现今地质构造和地貌发育的基础^[24-25]。

研究区早期抬升属于整体性抬升,具有抬升范围大、抬升幅度小和剥蚀厚度小的特点,区域构造保存条件较好。在较长的构造演化时期内抬升、沉降幅度较小,构造环境相对稳定,牛蹄塘组页岩在燕山运动前埋深基本位于 3 000 m 附近,具有持续生烃、长期稳定的特点,因此使研究区牛蹄塘组页岩等效镜质体反射率(R_o)明显低于北部与东部未受黔中隆起影响地区。燕山期大规模褶皱与断裂的发育对页岩气的分布、富集与保存具有重要影响,后期改造对页岩气的保存起决定性的作用。

2.2 断层和裂缝

断裂和裂缝对页岩气聚集具有双重作用。一方

面,其发育程度和规模是影响页岩含气量和页岩气聚集的主要因素,决定页岩渗透率的大小并控制页岩孔隙的连通程度。另一方面,断层与裂缝发育规模过大,会导致天然气的过早散失,不利于页岩气的富集与保存^[26-27]。断层对页岩气破坏作用表现在“通天”断裂可断穿上部区域盖层,成为页岩气散失和大气水下渗的通道。而断穿页岩与高渗透性地层的开启断层也可造成页岩气向低势区运移而造成含气量降低^[21-22,28-29]。裂缝对页岩气破坏作用表现在高角度裂缝如果发育规模过大,会将页岩与不利于保存的断裂或高渗透地层沟通。低角度裂缝的发育对页岩横向渗透率改善效果显著,如果与“通天”断裂或与高渗透层相连的开启断裂沟通,也将不利于页岩气的保存。此外,南方地表及浅层多为碳酸盐岩地层,溶洞、暗河发育,断层与裂缝的发育为钻井施工带来困难。

中国南海相地层经历了多期复杂的构造运动,断裂具有类型多、分布广、多期次及相互叠加干扰等特征,复杂的断裂系统使页岩气保存条件遭到不同程度的破坏。研究区褶皱、断裂非常发育,以北东和北北东向为主,断层倾角较大,挤压走滑变形特征明显(图 1)。区内 CY1 井、TX1 井和 TM1 井的钻探情况证实了断裂构造对页岩气保存的重要影响(图 1,图 2):TX1 井位于构造稳定部位,距断裂较远,钻井施工顺利,牛蹄塘组现场解析含气量为 1.1 ~ 2.88 m³/t,含气性与保存条件较好;CY1 井位于断裂附近,浅层 500 m 碳酸盐岩钻进过程中共出现 4 次漏失,该井牛蹄塘组 TOC 含量、储层物性与 TX1 井基本一致,含气量为 0.3 ~ 1.8 m³/t,压裂后虽试气点火成功,但由于断裂沟

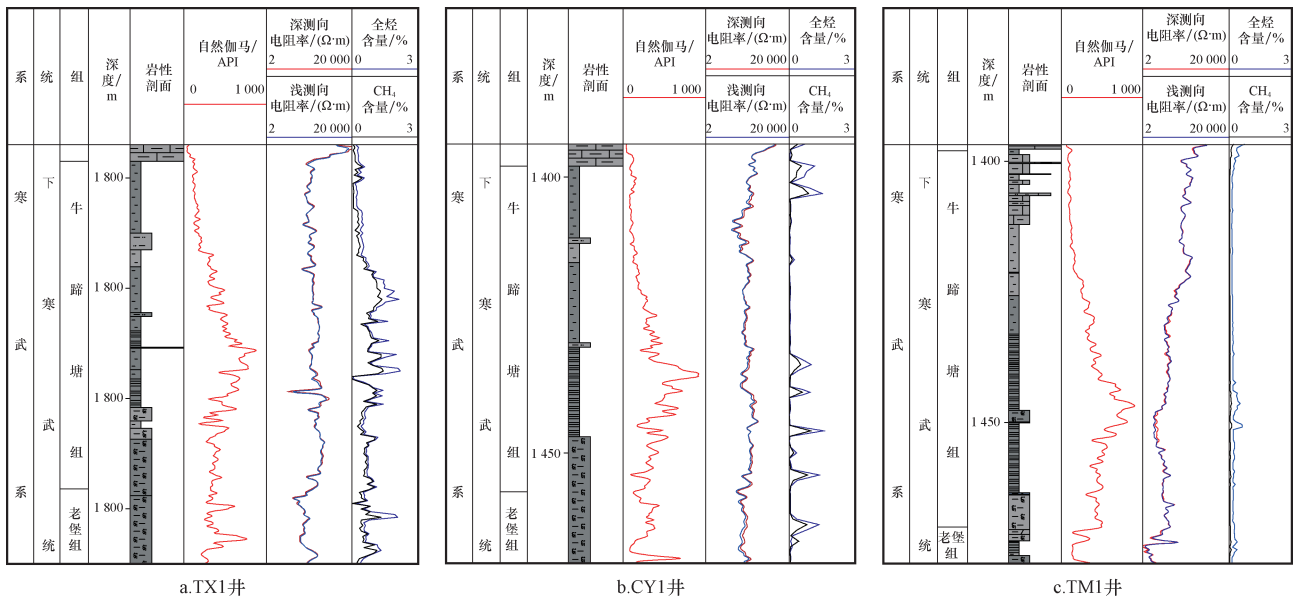


图2 岑巩区块 TX1 井、CY1 井和 TM1 井牛蹄塘组页岩气显示

Fig. 2 Shale gas shows of the Niutitang shale in the TX 1, CY 1 and TM 1 wells in the Cen'gong block

通了下部含水层,产气量有限;TM1井位于走滑断裂带,高角度断层、裂缝非常发育(图3a),钻至浅层即出现气测异常显示,现场解吸含气量仅为 $0.1 \sim 0.4 \text{ m}^3/\text{t}$,断层与裂缝的发育沟通了牛蹄塘组与下部含水层,下伏老堡组出现大量溶蚀孔洞,造成钻井液大量漏失,并使牛蹄塘组下部与老堡组地层较TX1井与CY1井出现明显的电阻率低异常(图2,图3b)。而TX1井中部的电阻率低异常则与牛蹄塘组岩心石墨化有关(图3c)。

2.3 构造样式

不同构造样式地层的褶皱变形、破裂程度、剥蚀程度、横向渗流和扩散作用存在差异,弱构造改造带之间的低潜微幅构造样式对页岩气保存较为有利^[19-22,30]。昭通-长宁地区龙马溪组页岩气层剖面图显示,在宽缓构造样式下,随着埋深与距地表露头距离的增加,含气页岩层系地层压力系数与产量逐渐增加,页岩气保存条件逐渐变好;而构造变形强烈地区保存条件较差,页岩含气微弱(图4a)。研究区构造样式主要为宽缓背斜及背斜间夹持的宽缓的鞍状构造,与焦石坝地区及昭通-长宁地区构造样式均具有一定程度的相似性,有利于页岩气的保存(图4)。研究区低幅宽缓背斜核部发育深层滑脱断层及走滑断层,不利于页岩气的保存,因此对于复杂构造区的页岩气勘探应当重视断裂构造的精细解释以降低勘探风险(图4c)。

3 顶、底板与区域盖层条件

页岩气自生自储的特点使其自身具有一定的封盖保存能力,且随着埋深与地层压力的增加,页岩的渗透

率会急剧下降(图5),因此在埋藏条件下,下古生界海相泥页岩的渗透性极低,具有一定的自封闭性^[21-22]。但对于南方复杂构造区过成熟海相页岩,较低的生烃潜力、多期的构造运动、复杂的储层特征使盖层条件变得尤为重要。通过借鉴常规油气盖层评价思路和页岩气自身保存特点,将页岩气盖层分为顶底板盖层和区域盖层。

良好的顶板底板可以减缓页岩气的逸散,在压裂改造时避免人工裂缝与断裂、高渗透性或含水地层沟通,降低页岩储层改造的风险。泥页岩、碳酸盐岩和膏盐等致密岩层都可作为顶底板盖层。区域盖层主要是含气页岩层系直接盖层之上的各种泥页岩、膏盐地层,对维持其下伏地层构造形态的稳定及压力体系具有重要意义。研究区牛蹄塘组页岩顶底板分别为上覆九门冲组灰岩-泥页岩组合(30~40 m)与下伏老堡组硅质泥岩(30~50 m)。区域盖层为九门冲组之上总厚度大于800 m的变马冲组-一把榔组泥页岩。九门冲组灰岩具有较好的顶板封盖条件:邻近地区庄1井九门冲组灰岩孔隙度略大于1%;黔山1井54个样品测定孔隙率 $0.36\% \sim 4.11\%$,半数以上样品为 $0.5\% \sim 1\%$;西南侧麻江基东一带九门冲组灰岩孔隙度为 2.71% ^[31]。黔东九门冲组灰岩排驱压力为 $11.4 \sim 13.2 \text{ MPa}$;庄1井样品渗透率为 $(0.000199 \sim 0.042500) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;此外九门冲组内部黑色页岩段渗透率为 $0.0000001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,突破压力 20.1 MPa ,属于封闭良好型盖层^[31-34]。下伏老堡组硅质泥岩样品孔隙度为 $0.86\% \sim 1.38\%$,半数以上样品低于1%,渗透率普遍低于 $0.005 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,盖层扩散系数小于 $2 \times 10^{-7} \text{ cm}^2/\text{s}$,具有良好的底板封盖能力。黔山1井变马冲组-一把榔组泥页岩孔隙度为 $0.37\% \sim 0.64\%$,突破压



图3 岑巩区块牛蹄塘组页岩岩心照片

Fig. 3 Photos of the Niutitang shale cores in the Cen'gong block

a. TM1井,埋深1440~1483 m,走滑断裂带高角度裂缝发育;b. TM1井,埋深1504 m,老堡组硅质岩溶蚀孔洞发育;
c. TX1井,埋深1798 m,牛蹄塘组岩心石墨化现象

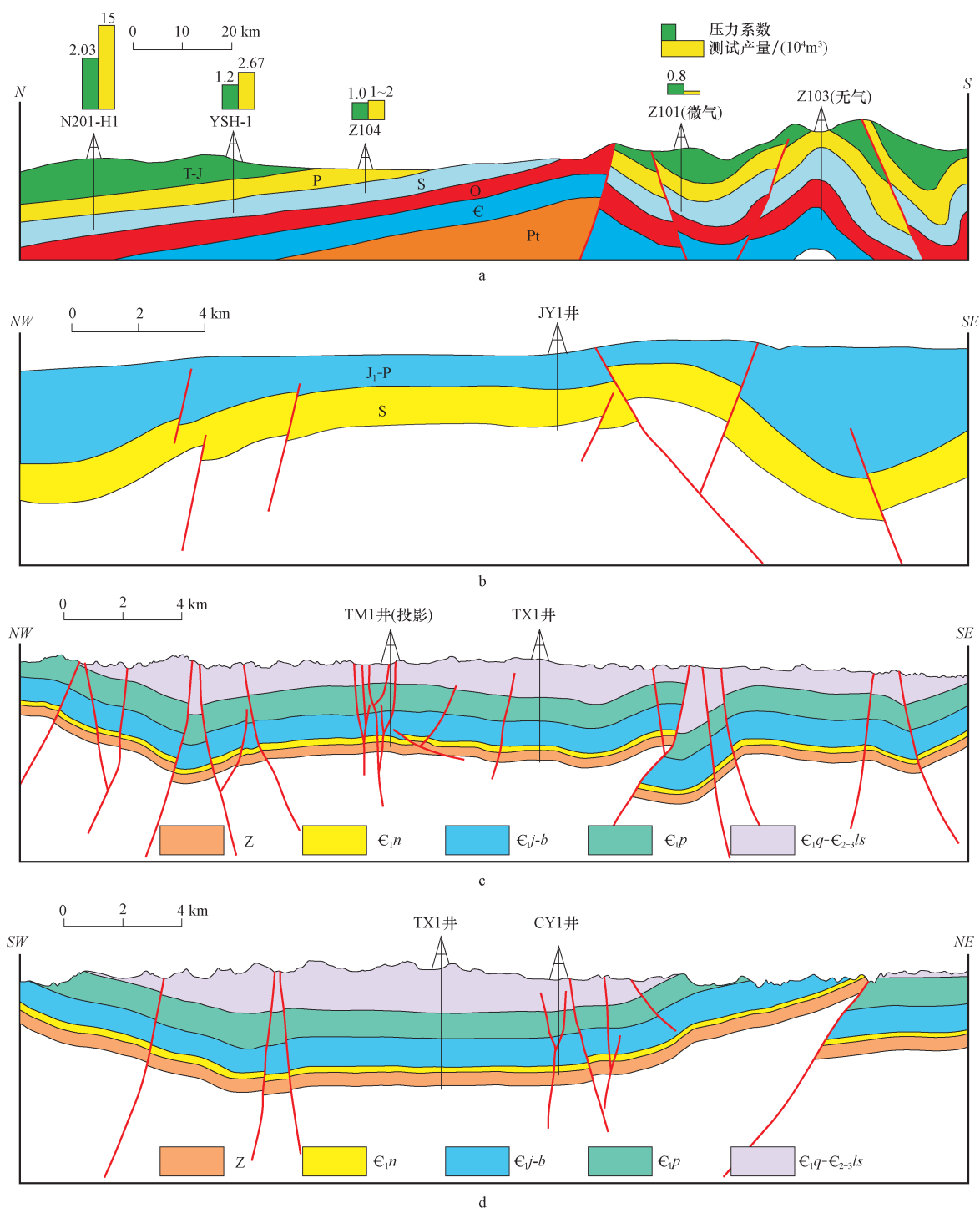


图4 中国南方不同页岩气区块构造样式

Fig. 4 Structural styles of different shale gas blocks in South China

a. 川南昭通—长宁地区构造样式^[19]; b. 焦石坝地区构造样式^[20]; c, d. 岑巩区块构造样式
Z. 震旦系; E_{1n} . 牛蹄塘组; E_{1j-b} . 九门冲—变马冲组; E_{1p} . 杷榔组; $E_{1q}-E_{2-3ls}$. 清虚洞组—娄山关群

力为 8.87 ~ 13.44 MPa 并普遍大于 10 MPa, 微孔半径普遍小于 8 nm, 中值半径小于 4 nm, 表明变马冲组—杷榔组泥页岩具有良好的区域封盖能力^[34]。此外, 九门冲组与变马冲组内的黑色泥页岩段普遍含气, 不仅证明了泥页岩自身具有一定的封盖保存能力, 而且对下伏牛蹄塘组页岩起一定程度的烃浓度封闭作用。

4 天然气组分

根据天然气组分可以判断天然气的成因和来源, 对页岩气的保存条件具有一定的指示作用。CY1 井牛蹄塘组页岩的天然气组分及稳定碳同位素分析结果显示, 气体组分以 CH_4 为主, 含量在 95% 以上, C_1/C_{2+3}

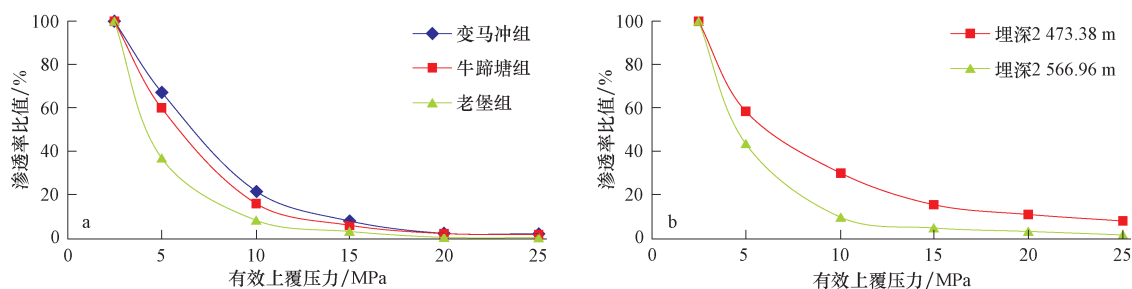
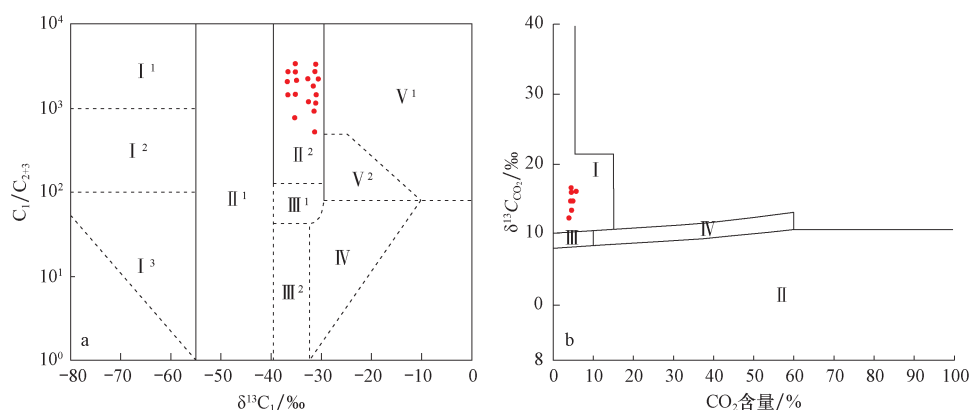


图5 岑巩区块页岩渗透率随围压变化

Fig. 5 Relationship between shale permeability and confining pressure

a. TX1 井页岩渗透率随围压变化; b. JY2 井龙马溪组页岩渗透率随围压变化^[21]

(注: 渗透率比值为渗透率测量值与未加压条件下渗透率最大值的比值)

图6 岑巩区块 CH_4 与 CO_2 成因鉴别图(鉴别图版据文献[35])Fig. 6 Genetic identification charts of CH_4 and CO_2 in the Cen'gong blocka. CH_4 成因鉴别图版; b. CO_2 成因鉴别图版

I^1 . 生物气; I^2 . 生物气和亚生物气; I^3 . 亚生物气; II^1 . 伴生气; II^2 . 油型裂解气; III^1 . 油型裂解气和煤成气; III^2 . 凝析油气和煤成气; IV . 煤成气; V^1 . 无机气; V^2 . 无机气和煤成气; I . 有机成因 CO_2 区; II . 无机成因 CO_2 区; III . 有机成因与无机成因 CO_2 共存区; IV . 有机、无机 CO_2 混合气区

分布在 421.1 ~ 4 960.5, 平均为 2 849.8。碳同位素值 $\delta^{13}\text{C}$ 为 -36.5‰ ~ -31.4‰ , 平均为 -33.6‰ , 成因类型为油型裂解气(图 6a)。TX1 井与 TM1 井解析气体组分显示(表 1), 保存条件较好的 TX1 井 CH_4 含量为 76.4% ~ 81.3%, 平均 79.6%, N_2 含量为 13.8% ~ 19.7%, 平均 16.2%, CO_2 含量均值为 2.63%。 CH_4 与 CO_2 碳同位素值分别为 34.3‰ ~ 39.3‰ 和 11.9‰ ~ 15.8‰ , CO_2 来源为有机成因(图 6b)。对于 N_2 的来源, TX1 井及周边黔山 1 井与保页 2 井气体组分资料显示 $\text{C}_{\text{N}_2}/\text{C}_{\text{Ar}} > 100$, $\delta^{15}\text{N}$ 为 -10‰ ~ -1‰ 且伴生 CH_4 的 $\delta^{13}\text{C}$ 为 -55‰ ~ -30‰ , 说明氮气来源主要为有机质热解及地壳超深部和上地幔来源的原生 N_2 , 并非大气来源^[36-39], 显示出有利的保存条件。而保存条件较差的 TM1 井气体组分中 N_2 所占比重普遍大于 95%, 为大气来源。因此, 气体组分及其来源可作为页岩气保存条件优劣的判别性指标。

5 地层水条件

地层水在纵向上分为自由交替带、交替阻滞带和交替停止带 3 个不同区带^[30,40]。一般认为位于交替阻滞带和交替停止带, 地层水矿化度大于 20 g/L 的地区与层系油气保存条件较好, 而自由交替带受地表水强烈影响, 长期冲刷、氧化, 不利于油气保存。

研究区 TX1 井含水层位水样分析数据显示, 地层水中阳离子含量为 531 ~ 660 mg/L, 阴离子含量为 1 326 ~ 1 660 mg/L, 总矿化度小于 3 g/L, 水型为重碳酸钠型(NaHCO_3 型), 来源为大气淡水, 属于地下水自由交替带。对于研究区所在的黔东地区, 牛蹄塘组页岩不仅拥有九门冲组与老堡组良好的顶底板, 还有总厚度大于 800 m 的变马冲组—把榔组泥页岩区域盖层, 致密的顶底板与巨厚的区域盖层有效降低了大气水下渗对含气页岩层系的破坏作用, 加之宽缓、平稳的构造样式, 使页岩气能够有效保存(图 4)。而天然气

表 1 岑巩区块牛蹄塘组气体组分
Table 1 Gas composition of the Niutitang shale in the Cen'gong block

地层	井名	气体组分含量/%				
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	CO ₂	N ₂
牛蹄塘组	TX1	80.70	1.97	0.03	2.33	14.96
	TX1	79.13	1.22	0.01	2.70	16.93
	TX1	76.43	1.09	0.01	2.74	19.74
	TX1	80.95	1.83	0.03	2.60	14.58
	TX1	81.30	2.24	0.04	2.55	13.87
	TX1	77.85	1.43	0.03	2.91	17.78
	TX1	80.61	1.38	0.03	2.60	15.39
	TM1	3.17	0	0	0.36	96.47
	TM1	2.73	0.34	0	0.27	96.66
	TM1	4.56	0.34	0.16	0.29	94.65
	TM1	1.46	0.14	0	0.05	98.35
	TM1	1.68	0.17	0	0.56	97.60
	TM1	4.02	0.35	0	0.42	95.21
	TM1	33.63	0.95	0.03	0.64	64.75
	TM1	2.29	0.49	0	0.27	96.95

组分中氮气的非大气来源也间接证明了地层水条件并未对研究区 TX1 井页岩气保存造成严重影响。笔者认为,在拥有平缓构造样式、良好顶底板封隔条件及有效上覆区域性隔水层的条件下,地层水自由交替带(浅埋深地层)中仍存在具有工业价值的页岩气聚集。

6 地层压力

地层压力系数对页岩气的保存条件具有一定的指示作用^[21-22,29],对美国与中国下古生界主要产气页岩层系的埋深、热演化程度和地层压力资料的统计与对比分析表明(表 2):热演化程度较低、埋深较浅的含气页岩层系,如 Antrim,Ohio 和 New Albany 页岩,地层压力表现为低压或常压;埋深介于 1 000 ~ 3 000 m 的热成因含气页岩层系通常为常压-微超压,个别为低压或超压;埋深大于 2 000 ~ 3 000 m 的热成因含气页岩层系,如 Haynesville 和龙马溪组页岩,地层压力普遍超压。研究区牛蹄塘组埋深主要介于 1 200 ~ 2 000 m,等效 R_o 大于 2.2%,地层压力系数为 0.93 ~ 1.13,属于常压,与美国 Barnett,Marcellus,Woodford 和 Eagle Ford 页岩具有类似的天然气成因、埋深和地层压力系数。研究区在燕山运动前构造演化具有长期相对稳定的特征,埋深长期小于 4 000 m,生、排烃速率低于持续沉降型盆地。而对于浅埋深地层,大气水的下渗、较低的围压增大了页岩的渗透率(图 5),降低了泥页岩盖层的封闭能力^[22,44],不利于异常高压的形成,这与美国和我国浅埋深含气页岩层系压力系数一般小于 1.3 的现象相一致(表 2)。

如图 7 所示,W201 井为低压-常压(压力系数 0.92),JY1 井为异常高压(压力系数 1.55),而 2 口井

表 2 美国与中国主要产气页岩层系地层压力系数(据文献[20,41-43]等资料汇编)
Table 2 Formation pressure coefficients of major gas-producing shales in U. S. and China(after [20,21-43])

页岩名称	盆地(地区)名称	埋深/m	R_o /%	地层压力系数
Antrim	Michigan	180 ~ 670	0.4 ~ 0.6	0.81
Ohio	Appalachian	610 ~ 1 530	0.4 ~ 1.3	0.35 ~ 0.93
New Albany	Illinois	180 ~ 1 500	0.4 ~ 1.0	0.99
Barnett	Fort Worth	1 980 ~ 2 600	1.0 ~ 1.7	0.99 ~ 1.21
Lewis	San Juan	915 ~ 1 830	1.60 ~ 1.88	0.47 ~ 0.58
Marcellus	Appalachian	1 220 ~ 2 590	1.2 ~ 3.5	0.70 ~ 1.24
Woodford	Anadarko	1 830 ~ 3 350	1 ~ 4	1.11
Eagle Ford	Maverick	1 220 ~ 3 650	1.00 ~ 1.27	0.99 ~ 1.26
Fayetteville	Arkoma	305 ~ 2 135	1 ~ 4	1.38 ~ 1.84
Haynesville	East Texas	3 050 ~ 4 000	1.2 ~ 3.0	1.62 ~ 2.08
龙马溪组	重庆焦石坝	2 200 ~ 4 500	2.20 ~ 3.06	1.55
牛蹄塘组	贵州岑巩	1 200 ~ 2 200	2.3 ~ 4.0	0.91 ~ 1.13

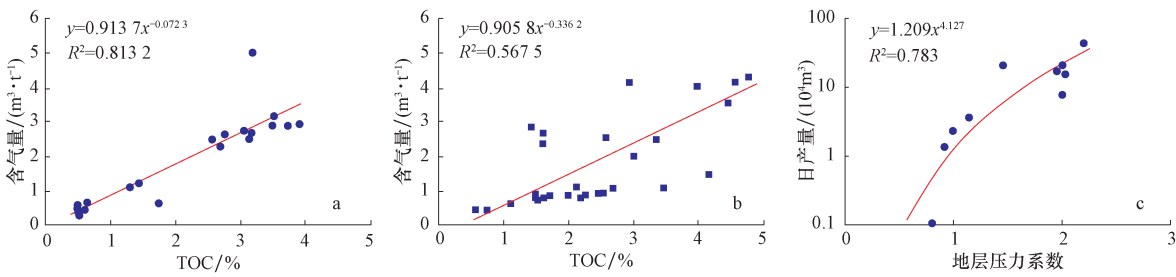


图 7 页岩含气量、地层压力与产量间的关系

Fig. 7 Relationships between shale gas content,formation pressure and gas production

a. W201 井龙马溪组页岩 TOC 与含气量关系^[45]; b. JY1 井龙马溪组页岩 TOC 与含气量关系^[46];
c. 四川盆地及周缘地区下古生界页岩气产量与压力系数关系^[21]

含气量较为接近且与 TOC 含量相关性较为一致,表明地层压力对页岩的含气量并无显著影响,而地层压力系数一般与页岩气的产量具有正相关关系(图 7c)。页岩气的最终采收率一般由含气量决定,W201 井与 JY-1 井龙马溪组页岩含气量相当,但地层压力差别较大,表明地层压力对初期产量有显著的影响,但对采收率及保存条件并不起决定性作用。因此,对于浅埋深含气页岩层系,低压至常压地层中仍然存在具有工业价值的页岩气聚集。

7 有利区优选

对研究区过成熟海相页岩气保存条件各项指标的研究表明,后期构造运动改造作用是页岩气散失的根

本原因,并主要通过断裂和剥蚀作用改变页岩气的保存条件。本次研究以构造因素为重点,参考常规油气保存条件评价方法与指标,结合页岩气的赋存与保存特征及研究区实际勘探情况,总结出适用于岑巩区块的海相页岩气构造保存条件评价指标体系(表 3)。依据该指标体系,结合研究区实际地质情况,通过选取埋藏深度、构造部位、地层产状、距露头距离、盖层条件、断裂发育情况、地层压力系数等关键参数,对岑巩区块牛蹄塘组页岩气构造有利区进行了划分(图 8),为研究区下一步的勘探部署与甜点预测提供重要依据。

8 结论

1) 我国南方海相地层经历了多期复杂的构造运

表 3 岑巩区块过成熟海相页岩气构造保存条件评价指标

Table 3 Evaluation index system of structural preservation for overmature marine shale gas in the Cen' gong block

评价参数	评价指标体系			
	好(Ⅰ)	较好(Ⅱ)	一般(Ⅲ)	差(Ⅳ)
埋藏深度/m	>2 000	1 500~2 000	1 000~1 500	<1 000
构造部位	宽缓褶皱核部	有断层遮挡的褶皱宽缓的两翼	开阔褶皱核部	开阔褶皱翼部、紧闭褶皱核部
地层产状(倾角)/(°)	<5	5~10	10~20	>20
距目的层露头距离/km	>15	10~15	5~10	<5
盖层条件	盖层封闭性	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ
	顶、底板厚度/m	>50	30~50	15~30
	顶、底板均质程度	均质	均质	较均质
	区域盖层厚度/m	>300	150~300	50~150
断裂发育情况	区域盖层分布	大面积连片	较大面积连片	较大面积连片
	巨型、大型断裂发育情况	无	基本无	较少
	距深大、通天断裂距离/km	>5	3~5	1~3
	距小型、高角度断裂距离/km	>2	1~2	0.5~1
岩浆与热液活动	页岩气大规模生成、聚集前	无-弱	无-弱	弱-中等
	页岩气大规模生成、聚集后	无或距离远	无或距离较远	弱-中等
地层压力系数	>1.0	0.9~1.0	0.7~0.9	<0.7

注:部分指标参考文献[29-30]。

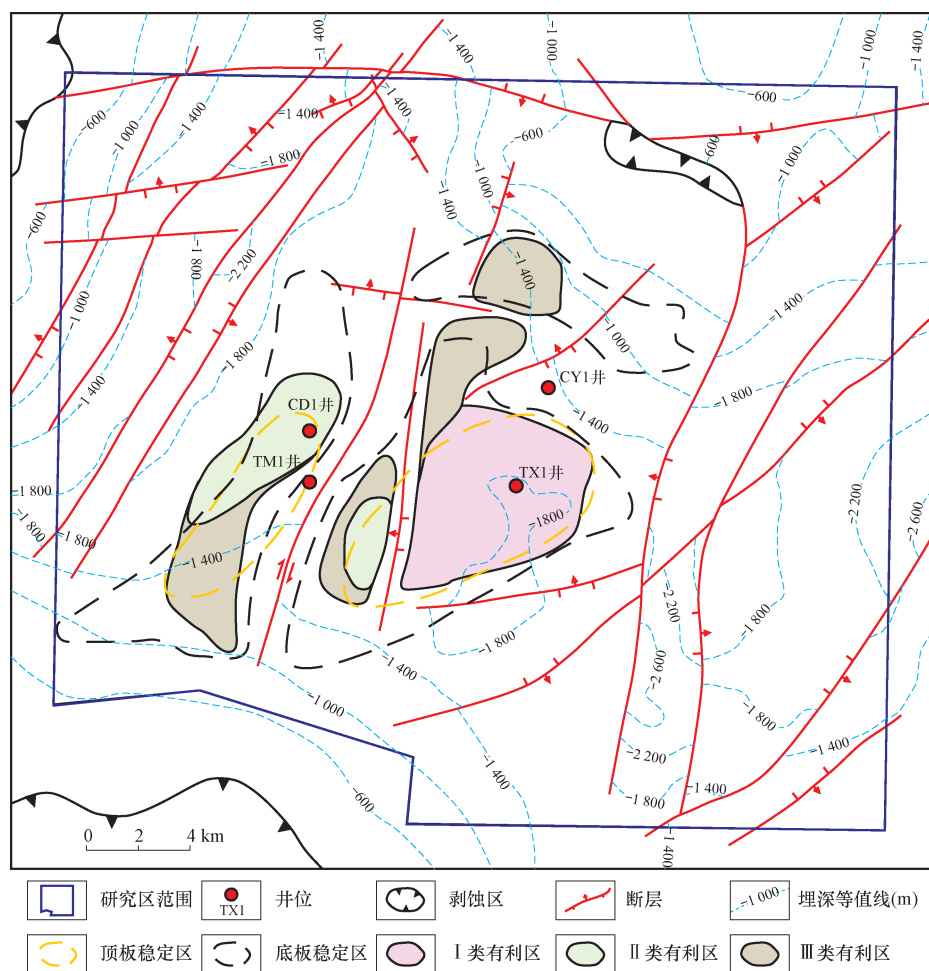


图8 岑巩区块牛蹄塘组页岩气构造有利区

Fig. 8 Favorable structural zones for the Niutitang shale gas reservoir in the Cen'gong block

动,导致页岩气的保存条件遭到不同程度的破坏。对研究区海相页岩气保存条件的研究表明,以断裂作用和剥蚀作用为主的后期构造改造是页岩气散失的根本原因,构造作用是影响页岩气保存的主控因素。因此,构造保存条件是页岩气保存条件研究中最重要内容。

2) 研究区构造演化具有“早期小幅抬升,长期相对稳定,后期强烈改造”的特点;区内 NE - NNE 向隔槽式褶皱、高角度逆冲与走滑断裂发育;中 - 部宽缓构造部位断裂较少,埋深适中,地层压力相对较高,保存条件较好。天然气组分与地层水特征表明优良的顶底板与区域盖层有效减缓了页岩气的散失与地层水的侵入。

3) 南方复杂构造区断裂构造具有类型多样、分布广泛、多期发育、多期活动和相互叠加干扰等特征,复杂的断裂系统控制了页岩气的保存与分布。此外,南方地表及浅层多为碳酸盐岩地层,溶洞、暗河发育,断层与裂缝的发育为钻井施工带来困难。因此,对南方复杂构造区的页岩气勘探应重视构造的精细解释以降低勘探风险。

4) 页岩气保存条件的评价应以构造演化、构造样式、断裂体系、顶底板与区域盖层条件等构造因素为切入点,结合页岩气形成与聚集的物质基础与天然气组

分、地层水条件和地层压力等现今判识性指标,系统、全面、动态地分析各保存指标之间的时空配置关系及其权重,藉以对页岩气保存条件作出准确、合理的评价。

参 考 文 献

- [1] 金之钧,蔡立国. 中国海相油气勘探前景、主要问题与对策[J]. 石油与天然气地质,2006,27(6):722 - 730.
Jin Zhijun, Cai Ligu. Exploration prospects, problems and strategies of marine oil and gas in China[J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(6): 722 - 730.
- [2] 蔡立国,金之钧,陈孔全,等. 中国海相层系油气基本特点与潜力[J]. 石油与天然气地质,2008,29(5):557 - 564.
Cai Ligu, Jin Zhijun, Chen Kongquan. Essential Feature and potential of hydrocarbon accumulation in China marine sequences[J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(5): 557 - 564.
- [3] 康玉柱. 中国非常规页岩油气藏特征及勘探前景展望[J]. 天然气工业,2012,32(4):1 - 5.
Kang Yuzhu. Characteristics and exploration prospect of unconventional shale gas reservoirs in China[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(4): 1 - 5.
- [4] 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.
- [5] 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,et al. 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.
- [6] Ding W,Wan H,Su A,et al. Characteristics of Triassic marine source rocks and prediction of favorable hydrocarbon generation area in Qiangtang basin,Tibet[J]. Energy Exploration & Exploitation,2011,29(2):143-160.
- [7] 久凯,丁文龙,黄文辉,等.渤海湾盆地济阳坳陷沙三段页岩气地质条件分析[J].大庆石油学院学报,2012,36(2):65-70.
Jiu Kai,Ding Wenlong,Huang Wenhui,et al. Analysis of geological condition of the formation of Shahejie shale gas in Jiyang Depression in Bohai Bay Basin[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute,2012,36(2):65-70.
- [8] 朱定伟,丁文龙,邓礼华,等.中扬子地区泥页岩发育特征与页岩气形成条件分析[J].特种油气藏,2012,19(1):34-37.
Zhu Dingwei,Ding Wenlong,Deng Lihua,et al. Development characteristics of mud shale and shale gas formation conditions in the middle Yangtze region[J]. Special Oil and Gas Reservoirs,2012,19(1):34-37.
- [9] Ding W,Wan H,Zhang Y,et al. Characteristics of the Middle Jurassic marine source rocks and prediction of favorable source rock kitchens in the Qiangtang Basin of Tibet[J]. Journal of Asian Earth Sciences,2013,66:63-72.
- [10] Ding W,Zhu D,Cai J,et al. Analysis of the Developmental Characteristics and Major Regulating Factors of Fractures in Marine-Continental Transitional Shale-Gas Reservoirs: A Case Study of the Carboniferous-Permian Strata in the Southeastern Ordos Basin, Central China[J]. Marine and Petroleum Geology,2013,45:121-133.
- [11] 宫美林,丁文龙,皮东东,等.鄂尔多斯盆地东南部下寺湾—云岩区二叠系山西组页岩气形成条件[J].东北石油大学学报,2013,37(3):1-10.
Gong Meilin,Ding Wenlong,Pi Dongdong,et al. Forming conditions of shale gas of the Shanxi formation of Permian in the southeast of Ordos basin[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute,2013,37(3):1-10.
- [12] 曾维特,丁文龙,张金川,等.中国西北地区页岩气形成地质条件分析[J].地质科技情报,2013,32(4):139-150.
Zeng Weite,Ding Wenlong,Zhang Jinchuan,et al. Analysis of geological controls on shale gas accumulation in northwest China[J]. Geological Science and Technology Information,2013,32(4):139-150.
- [13] 聂永生,冷济高,韩建辉,等.黔东南地区岑巩页岩气区块勘探潜力[J].石油与天然气地质,2013,34(2):274-280.
Nie Yongsheng,Leng Jigao,Han Jianhui,et al. Exploration potential of shale gas in Cen'gong block,southeastern Guizhou province[J]. Oil & Gas Geology,2013,34(2):274-280.
- [14] 武晓玲,高波,叶欣,等.中国东部断陷盆地页岩油成藏条件与勘探潜力[J].石油与天然气地质,2013,34(4):455-462.
Wu Xiaoling,Gao Bo,Ye Xin,et al. Shale oil accumulation conditions and exploration potential of faulted basins in the east of China[J]. Oil & Gas Geology,2013,34(4):455-462.
- [15] 冷济高,韩建辉,李飞,等.湘西北地区花垣页岩气区块勘探潜力[J].天然气地球科学,2014,25(4):624-631.
Leng Jigao,Han Jianhui,Li Fei,et al. Exploration potential of shale gas in Huayuan block,northwest Hunan province[J]. Natural Gas Geoscience,2014,25(4):624-631.
- [16] 刘光祥,金之钧,邓模,等.川东地区上二叠统龙潭组页岩气勘探潜力[J].石油与天然气地质,2015,36(3):481-487.
Liu Guangxiang,Jin Zhijun,Deng Mo,et al. Exploration potential for shale gas in the Upper Permian Longtan Formation in eastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology,2015,36(3):481-487.
- [17] 张金川,李玉喜,聂海宽,等.渝页1井地质背景及钻探效果[J].天然气工业,2010,30(12):114-118.
Zhang Jinchuan,Li Yuxi,Nie Haikuan,et al. Geologic setting and drilling effect of the shale cored well Yuye-1,Penshui county of Chongqing[J]. Natural Gas Industry,2010,30(12):114-118.
- [18] 李世臻,姜文利,王倩,等.中国页岩气地质调查评价研究现状与存在问题[J].地质通报,2013,32(9):1140-1146.
Li Shizhen,Jiang Wenli,Wang Qian,et al. Research status and currently existent problems of shale gas geological survey and evaluation in China[J]. Geological Bulletin of China,2013,32(9):1440-1446.
- [19] 郭旭升.南海海相页岩气“二元富集”规律——四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J].地质学报,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.
- [20] 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.
- [21] 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 Dongfeng,Zhang Hanrong,Ni Kai,et al. Main controlling factors for gas preservation conditions of marine shales in southeastern margin of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry,2014,34(6):17-23.
- [22] 魏志红.四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组页岩气的晚期逸散[J].石油与天然气地质,2015,36(4):659-665.
Wei Zhihong. Late fugitive emission of shale gas from Wufeng—Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery[J]. Oil & Gas Geology,2015,36(4):659-665.
- [23] 邓新,杨坤光,刘彦良,等.黔中隆起性质及其构造演化[J].地学前缘,2010,17(3):079-089.
Deng Xin,Yang Kunguang,Liu Yanliang,et al. Characteristics and tectonic evolution of Qianzhong Uplift[J]. Earth Science Frontiers,2010,17(3):079-089.
- [24] 何治亮,汪新伟,李双建,等.中上扬子地区燕山运动及其对油气保存的影响[J].石油实验地质,2011,33(1):1-11.
He Zhiliang,Wang Xinwei,Li Shuangjian,et al. Yanshan movement and its influence on petroleum preservation in middle-upper Yangtze region[J]. Petroleum Geology & Experiment,2011,33(1):1-11.

- [25] 久凯,丁文龙,李玉喜,等. 黔北地区构造特征与下寒武统页岩气储层裂缝研究[J]. 天然气地球科学,2012,23(4):797-803.
Jiu Kai, Ding Wenlong, Li Yuxi, et al. Structural features in northern Guizhou area and reservoir fracture of Lower Cambrian shale gas[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(4):797-803.
- [26] 丁文龙,许长春,久凯,等. 泥页岩裂缝研究进展[J]. 地球科学进展,2011,26(2):135-144.
Ding Wenlong, Xu Changchun, Jiu Kai, et al. The research progress of shale fractures[J]. Advances in Earth Science, 2011, 26(2):135-144.
- [27] 丁文龙,李超,李春燕,等. 页岩裂缝发育主控因素及其对含气性的影响[J]. 地学前缘,2012,19(2):212-220.
Ding Wenlong, Li Chao, Li Chunyan, et al. Dominant factor of fracture development in shale and its relationship to gas accumulation[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(2):212-220.
- [28] 郭彤楼,楼章华,马永生. 南方海相油气保存条件评价和勘探决策中应注意的几个问题[J]. 石油实验地质,2003,25(1):3-9.
Guo Tonglou, Lou Zhanghua, Ma Yongsheng. Several problems on oil and gas preservation and their commercial prospecting in marine sequences of south China[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2003, 25(1):3-9.
- [29] 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 Haikuan, Bao Shujing, Gao Bo, 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.
- [30] 马永生,楼章华,郭彤楼,等. 中国南方海相地层油气保存条件综合评价技术体系探讨[J]. 地质学报,2006,80(3):406-417.
Ma Yongsheng, Lou Zhanghua, Guo Tonglou, et al. An exploration on a technological system of petroleum preservation evaluation for marine strata in south China[J]. Acta Geologica Sinica, 2006, 80(3):406-417.
- [31] 赵泽恒,薛秀丽,张桂权. 贵州黄平凹陷下古生界油气勘探潜力[J]. 海相油气地质,2007,12(3):33-43.
Zhao Zeheng, Xiu Xiuli, Zhang Guiquan. Hydrocarbon potential of Lower Paleozoic Formations in Huangping sag[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2007, 12(3):33-43.
- [32] 胡惟元. 黔东下寒武统九门冲组灰岩的成岩特征[J]. 贵州科学,1991,9(3):172-178.
Hu Weiyuan. Diagenetic characteristics of the limestone of Lower Cambrian Jiumenchong formation in eastern Guizhou[J]. Guizhou Science, 1991, 9(3):172-178.
- [33] 胡惟元. 黔东九门冲组灰岩重结晶作用与储集性[J]. 石油勘探与开发,1992,19(2):91-99.
Hu Weiyuan. The recrystallization and reservoir properties of the Jiumenchong limestone formation, eastern Guizhou[J]. Petroleum Exploration and Development, 1992, 19(2):91-99.
- [34] 胡惟元,袁洪. 黔东下古生界区域盖层与找气前景[J]. 贵州地质,1995,12(1):56-60.
Hu Weiyuan, Yuan Hong. Lower Paleozoic cover and prospect for natural gas in eastern Guizhou[J]. Guizhou Geology, 1995, 12(1):56-60.
- [35] 戴金星. 天然气碳氢同位素特征和各类天然气鉴别[J]. 天然气地球科学,1993,2(3):1-40.
Dai Jinxing. Natural gas carbon and hydrogen isotopic characteristics and genetic identification of natural gases in China[J]. Natural Gas Geoscience, 1993, 2(3):1-40.
- [36] 陈安定. 氮气对海相地层油气保存的指示作用[J]. 石油实验地质,2005,27(1):85-89.
Chen Anding. Nitrogen as an index of oil-gas preservation conditions in marine strata[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2005, 27(1):85-89.
- [37] 杨秀然. 凯里地区下寒武统碳酸盐岩天然气特征及成因探讨[J]. 贵州地质,1993,10(3):214-218.
Yang Xiuran. Characteristics of the natural gas and its genesis in Lower Cambrian carbonate rocks of Kaili, Guizhou[J]. Geology of Guizhou, 1993, 10(3):214-218.
- [38] 朱岳年. 天然气中分子氮成因及判识[J]. 石油大学学报(自然科学版),1999,23(2):22-26.
Zhu Yuenian. Origins of molecular nitrogen in natural gases and their identification[J]. Journal of the University of Petroleum, China, 1999, 23(2):22-26.
- [39] 刘全有,刘文汇, Krooss B M, 等. 天然气中氮的地球化学研究进展[J]. 天然气地球科学,2006,17(1):119-124.
Liu Quanyou, Liu Wenhui, Krooss B M, et al. Advances in nitrogen geochemistry of natural gas[J]. Natural Gas Geoscience, 2006, 17(1):119-124.
- [40] 楼章华,朱蓉. 中国南方海相地层水文地质地球化学特征与油气保存条件[J]. 石油与天然气地质,2006,27(5):584-593.
Lou Zhanghua, Zhu Rong. Hydrogeological and hydrogeochemical characteristics and hydrocarbon preservation conditions in marine strata in southern China[J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(5):584-593.
- [41] Curtis J B. Fractured shale-gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11):1921-1938.
- [42] Bowker K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion. AAPG Bulletin, 2007, 91(4):523-533.
- [43] 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 conditions and distribution characteristics of shale gas between China and U. S. [J]. Engineering Sciences, 2012, 14(6):56-63.
- [44] 李双建,沃玉进,周雁,等. 影响高演化泥岩盖层封闭性的主控因素分析[J]. 地质学报,2011,85(10):1691-1697.
Li Shuangjian, Wo Yujin, Zhou Yan, et al. Controlling factors affect sealing capability of well-developed muddy cap rock[J]. Acta Geologica Sinica, 2011, 85(10):1691-1697.
- [45] 李延钧,刘欢,张烈辉,等. 四川盆地南部下古生界龙马溪组页岩气评价指标下限[J]. 中国科学:地球科学,2013,43:1088-1095.
Li Yanjun, Liu Huan, Zhang Liehui, et al. Lower limits of evaluation parameters for the Lower Paleozoic Longmaxi shale gas in southern Sichuan province[J]. Science China: Earth Sciences, 2013, 56:710-717.
- [46] Guo T. 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.