

中国南方海相与陆相页岩裂缝发育特征及 主控因素对比

——以黔北岑巩地区下寒武统为例

王濡岳^{1,2}, 胡宗全^{1,2}, 刘敬寿³, 王兴华³, 龚大建⁴, 杨滔⁵

[1. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 100083;

3. 中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083; 4. 中国国储能源化工集团股份公司, 北京 100107;

5. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249]

摘要:依据裂缝发育特征与对应分析测试资料,分析了下寒武统变马冲组二段(变二段)页岩裂缝发育特征、主控因素及海相与陆相页岩裂缝发育的差异性。结果表明,变二段兼具海相与陆相页岩部分特征,页岩段裂缝以低角度层理、层间和滑脱缝为主,与陆相页岩相似;砂泥互层与砂岩段裂缝发育程度高,以高角度构造缝为主。裂缝发育受构造应力、岩性与矿物组分、地层厚度、TOC和储层非均质性影响,主要表现为:岩性与岩石力学性质控制构造缝的发育,地层厚度控制裂缝的密度与尺度,TOC控制层间超压裂缝发育,储层非均质性控制层理缝的发育。海相与陆相页岩TOC、石英、脆性和裂缝具有不同耦合特征,海相页岩较大的脆性与单层厚度利于储层改造,但在强改造下易发育穿层裂缝,不利于保存。陆相页岩较低的单层厚度、较强的塑性与非均质性能有效避免穿层裂缝的发育,利于页岩气保存。变二段不同岩性组合及其裂缝发育特征与主控因素对海相与陆相页岩气保存、富集与储层改造等方面具有一定参考价值。

关键词:非均质性;海相页岩;陆相页岩;裂缝;页岩;上扬子地区

中图分类号:TE121.1

文献标识码:A

Comparative analysis of characteristics and controlling factors of fractures in marine and continental shales: A case study of the Lower Cambrian in Cengong area, northern Guizhou Province

Wang Ruyue^{1,2}, Hu Zongquan^{1,2}, Liu Jingshou³, Wang Xinghua³, Gong Dajian⁴, Yang Tao⁵

[1. *Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China*; 2. *State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 100083, China*; 3. *School of Energy Resources, China University of Geosciences(Beijing), Beijing 100083, China*; 4. *China Energy Reserve Corporation, Beijing 100107, China*; 5. *College of Geosciences, China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China*]

Abstract: The study analyzed the shale fracture characteristics, controlling factors and differences of fractures developed in marine and continental shales in the second Member of the Lower Cambrian Bianmachong Formation($\epsilon_1 b^2$) based on fracture observation and experimental data. The results show that the $\epsilon_1 b^2$ shales show certain features of both marine and continental shales. Its fractures are dominated by fractures at low angle with bedding, interlayer and slip fractures, which are similar to those in continental shales. The fractures in sandstone-shale alternating intervals and sandstone intervals are highly developed, with the high dip-angle structural fractures being dominant. The controlling factors of fracture development are mainly represented as follows: lithology and rock mechanical property control structural fracture development; stratum thickness controls the density and scale of fractures; TOC influences the development of interlayer overpressure fractures; and reservoir heterogeneity controls the development of bedding-parallel fractures. In addition, the TOC, quartz content, brittleness and fracture have different coupling relationships in marine and continental

收稿日期:2018-02-01;修订日期:2018-04-23。

第一作者简介:王濡岳(1990—),男,博士、工程师,非常规油气地质。E-mail:wangruiyue_syky@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05036002-001,2017ZX05036004-001,2017ZX05036004-007)。

shales. Although the greater brittleness and single layer thickness of marine shale are favorable for reservoir stimulation, cross-layer fractures may form easily under strong deformation, thus are unfavorable for hydrocarbon preservation. However, continental shales have lower single layer thickness, stronger ductility and heterogeneity. They can effectively prevent the development of cross-layer fractures, thus can facilitate the preservation of shale gas. In general, the different lithologic combinations and their corresponding characteristics and controlling factors of fracture development in the C_1b^2 are of referential value in the aspects of gas preservation, enrichment and reservoir stimulation in marine and continental shale gas.

Key words: heterogeneity, marine shale, continental shale, fracture, shale, Upper Yangtze region

页岩气是生成并储集于富有机质泥页岩层系内,以吸附及游离态为主要赋存方式,一种源、储一体的天然气成藏系统^[1]。虽然目前商业性开发的页岩气多产于海相地层,但我国陆相与过渡相页岩发育广泛,是未来页岩油气勘探开发的重要接替领域,目前已在四川盆地元坝、涪陵、建南、新场和鄂尔多斯盆地延长探区获得了陆相页岩气突破^[2-3]。天然裂缝能够改善页岩的储、渗能力,影响页岩气藏的保存条件与开采效益^[4-10]。川、黔、湘交界下寒武统变马冲组为一套以陆棚与前三三角洲相为主的海相-过渡相沉积层系^[11],对应明心寺组,砂泥岩互层的岩性组合与我国陆相与过渡相富有机质页岩具有一定相似性,其页岩裂缝发育特征亦有重要参考借鉴意义。本文以黔东南地区变马冲组二段(变二段)为例,深入

分析了变二段裂缝发育特征、主控因素及海相陆相页岩裂缝发育的差异性,以期对我国页岩油气勘探开发提供参考。

1 地质特征

研究区地处贵州黔东南州东北部,铜仁市西南部(图 1),位于上扬子地块东南缘湘鄂西隔槽式褶皱带。在南华纪裂陷盆地基础上,震旦纪至早寒武世由于沉积环境的不同,黔北地区大致沿龙里—黄平浪洞—石阡本庄—沿河甘溪一线出现沉积相的差异,分为东、西两个相区。研究区位于东部相区,下寒武统除牛蹄塘组外,还发育变马冲组黑色页岩层系(图 1)。变马冲组在区内发育稳定,变二段厚度介于

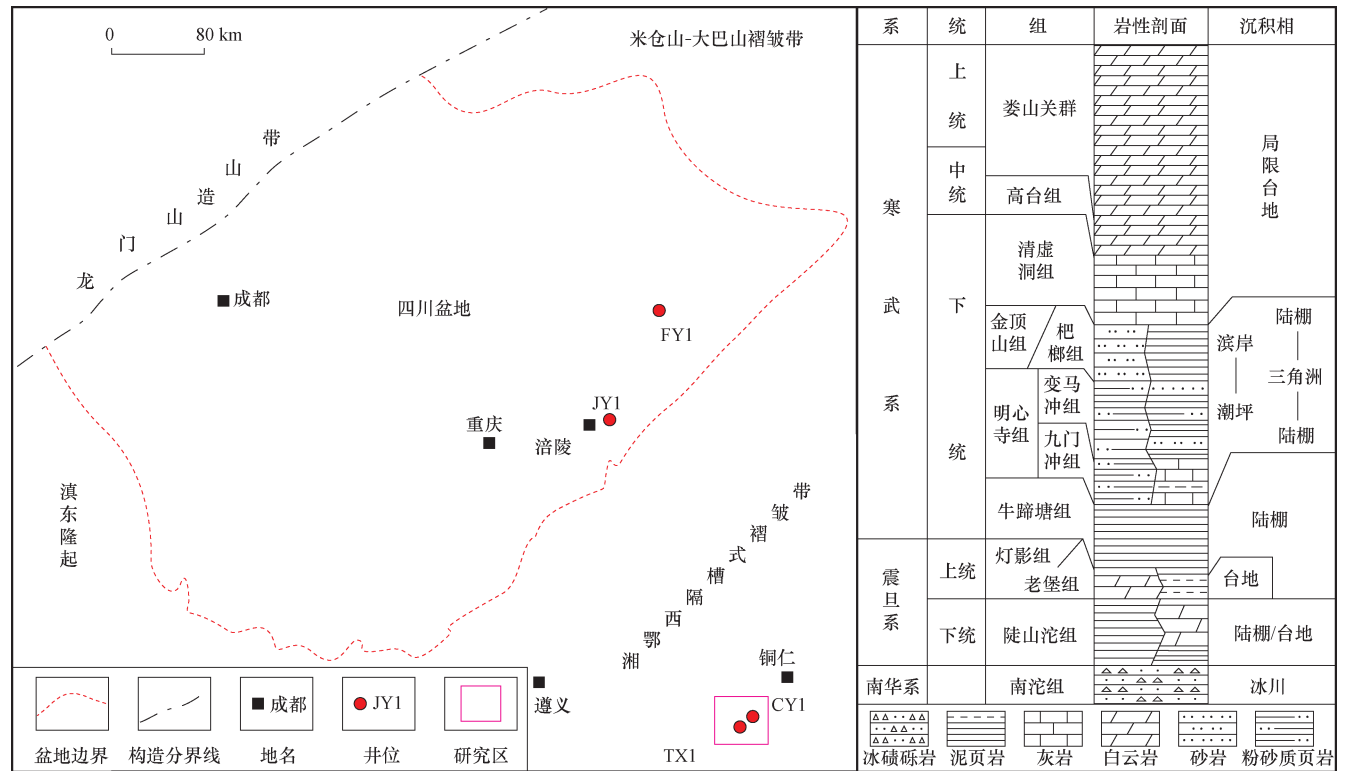


图 1 黔北岑巩地区位置与地层发育特征
Fig. 1 Location and stratigraphic characteristics of Cengong area, northern Guizhou Province

162~172 m,以陆棚-前三角洲相为主,岩性以深灰至灰黑色页岩及页岩与细砂-粉砂岩不等厚互层为主。变二段共有4段单层厚度大于15 m页岩段,页岩单层最大厚度35.5 m。变二段TOC介于0.73%~1.72%,平均值为1.33%,有机质类型以I型为主;矿物组分以石英和粘土矿物为主,其次为斜长石黄铁矿和碳酸盐岩,石英含量为20.1%~50.8%,平均值为35.0%,粘土含量为21.3%~55.8%,平均值为44.7%,斜长石、黄铁矿和碳酸盐岩均值分别为9.0%、5.6%和5.2%;孔隙度介于1.7%~3.8%,平均值为3.3%;页岩含气量介于0.3~1.3 m³/t,均值1.0 m³/t。总体而言,变二段在TOC、物性、脆性与含气性方面与川东北地区下侏罗统陆相页岩具有一定相似性^[12-13]。

2 裂缝发育特征

2.1 岩心裂缝特征

裂缝根据其成因可划分为构造缝与非构造缝,构造缝可进一步划分为剪性裂缝与滑脱性裂缝;非构造缝可进一步划分为成岩裂缝(层理缝、收缩缝和溶蚀缝等)和异常压力缝等裂缝类型^[8,14-17]。变二段岩心构造缝主要发育高角度构造缝和低角度滑脱缝;非构造缝主要为层理缝与层间缝(图2)。砂岩与砂泥互层中裂缝以垂直或高角度构造缝为主,其次为低角度及水平缝,页岩以近平层间缝和层理缝为主,其次为高角度构造缝和低角度滑脱缝。受多期构造运动影响,裂缝具有多期充填与改造的特点(图2a,c-e)。此外,在砂岩及砂泥互层中可见裂缝在不同岩性中的差异发育、微型褶皱、断层及其伴生缝(图2i-k)。川东南涪陵地区下侏罗统自流井组大安寨段陆相页岩与变二段裂缝特征具有一定相似性,即页岩段裂缝主要为层理缝、层间缝及部分水平滑脱缝(图2d,h,l)。受控于齐岳山断裂两侧不同构造改造强度,变二段岩心揉皱变形强度与构造裂缝发育程度均大于涪陵地区大安寨段(图2)。

岩心裂缝统计显示(图3),变二段页岩裂缝以水平缝(0°~15°)为主,砂泥岩地层以高角度与垂直缝为主;裂缝开度普遍小于1 mm,主体介于0.2~1 mm,砂泥岩地层裂缝开度分布更为集中;裂缝长度主体介于0~10 cm,砂泥互层地层裂缝长度较低;充填程度方面,岩心裂缝大部分被充填,充填物以方解石为主,页岩中未充填缝比例较高,主要为层理缝及低角度滑脱缝。此外,变二段页岩裂缝参数特征与涪陵下侏罗统大安寨二亚段陆相页岩裂缝发育特征也具有

一定相似性。

变二段岩心裂缝的发育特征在纵向上变化明显,高角度构造缝主要发育在上、下砂岩层段及中部砂泥互层段;水平层理与层间缝主要发育在中部页岩段(图4)。层理缝发育程度与气测值具有一定对应关系,但在部分层段具有明显幅度差,对应层段页岩非层理缝发育程度较高(图4阴影层段),表明不同类型裂缝的叠加共同控制了页岩的孔渗与含气性。

2.2 裂缝微观特征

变二段页岩裂缝微观特征显示,方解石充填缝中解理与次级孔、缝发育,生物骨架内见溶解与交代产生的次生孔缝,对页岩储层孔、渗具有一定程度贡献(图5a-c)。微米-纳米尺度下,页岩裂缝以非构造层间、粒间与粒内缝为主,开度达微米级,层间方解石、石英和黄铁矿等刚性矿物有利于粒间孔缝的发育与保存,面孔率较高,胶结薄弱,其顺层分布促进了层理缝与滑脱缝的形成(图5d,e)。挤压与滑动作用使滑脱缝面矿物具有碎裂化结构,颗粒磨圆与破碎度高,粒间孔、缝发育(图5f)。微米-纳米级微裂缝与宏观裂缝互相沟通,构成裂缝网络,能够有效增加页岩储集空间与渗透能力。

3 裂缝发育主控因素

3.1 构造作用与构造部位

构造因素是影响页岩裂缝发育的控制因素之一,裂缝的发育程度受构造应力与构造部位控制明显,在相同岩相条件下,距断层与褶皱核部越近,高角度裂缝与低角度滑脱缝密度越大^[7,16]。对于南方海相页岩气,保存条件至关重要,而高角度裂缝的发育规模通常能够反映页岩气的保存条件^[8,10]。川东南焦石坝、丁山地区及黔东南岑巩地区构造稳定部位高角度裂缝规模较小,多被方解石充填或半充填,基本未见开启裂缝;而靠近断裂带区域,由于构造作用强烈,高角度裂缝不仅更加发育,且规模变大,开启程度高,保存条件较差^[6,8,10]。因此,适度的构造作用能够产生大量小尺度裂缝并避免穿层裂缝与断裂的形成,这种“断而不穿,裂而不破”的状态最为理想^[18]。

3.2 岩性与矿物组分

岩性与矿物组分对裂缝发育的影响主要体现在岩石力学性质上,相同应力条件下,低泊松比、高杨氏模量页岩脆性大,利于构造与诱导裂缝发育^[7]。此外,受

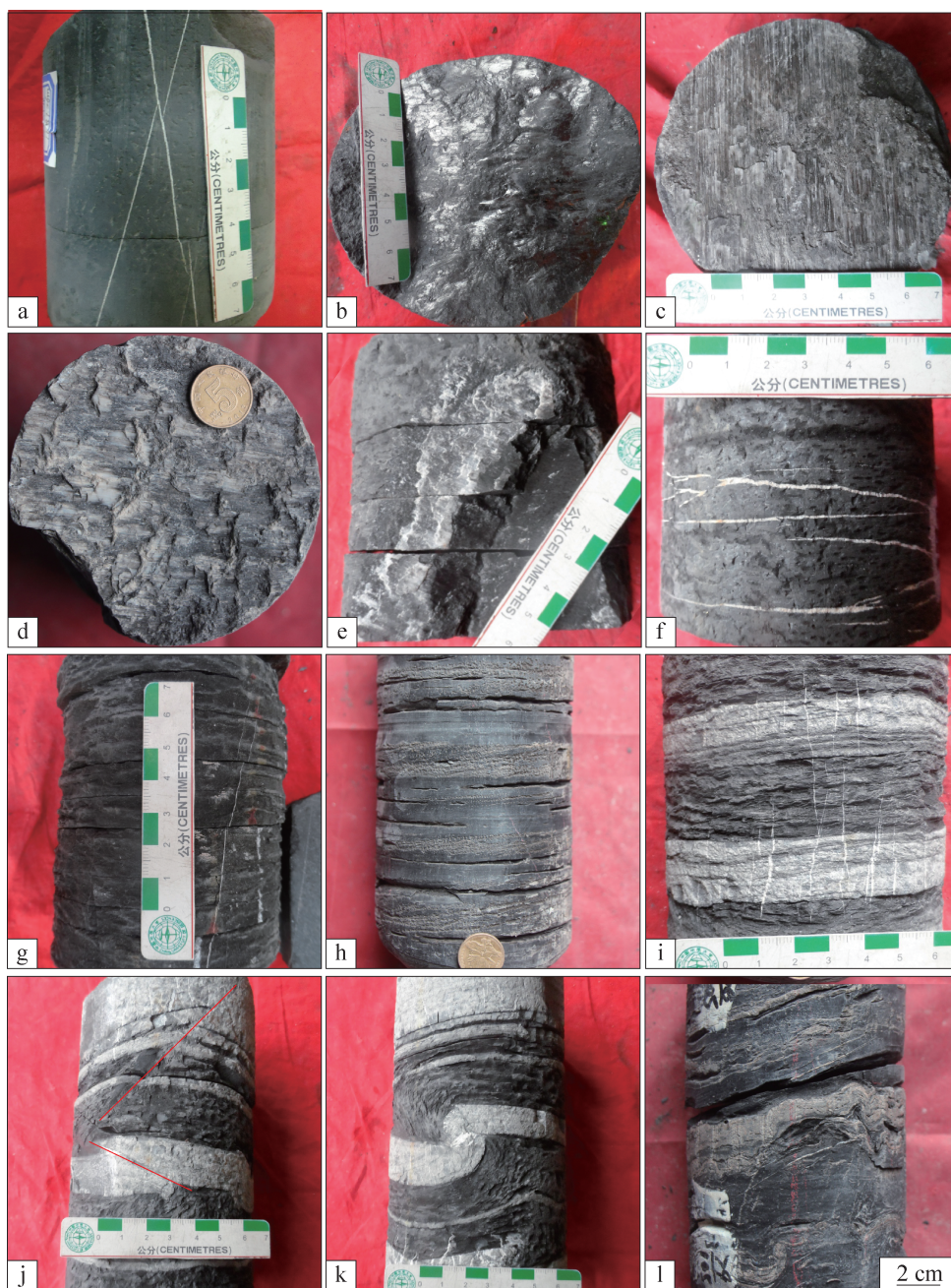


图2 黔北与川东地区页岩岩心裂缝特征

Fig. 2 Characteristics of fractures in the cores in northern Guizhou Province and eastern Sichuan Province

a. 高角度剪切缝, 两期方解石充填, 变二段, CY1 井, 埋深 1 183 m; b. 低角度滑脱缝, 矿物碎裂-糜棱化, 变二段, TX1 井, 埋深 1 569.8 m; c. 水平滑脱缝, 发育于早期方解石充填缝, 变二段, TX1 井, 埋深 1 528.3 m; d. 水平滑脱缝, 大安寨二段, FY1 井, 埋深 2 585.3 m; e. 高角度构造缝, 叠加发育于早期方解石充填缝, 见擦痕, TX1 井, 埋深 1 520.1 m; f. 层间方解石充填缝, TX1 井, 埋深 1 512.3 m; g. 层理缝, TX1 井, 埋深 1 485.8 m; h. 层理缝, 大安寨二段, FY1 井, 埋深 2 602.3 m; i. 裂缝在砂岩内开度大、延伸长, 终止于泥页岩, TX1 井, 埋深 1 490.7 m; j. 微型逆断层及其伴生缝, 变二段, TX1 井, 埋深 1 492.7 m; k. 微型褶皱及其伴生缝, 变二段, TX1 井, 埋深 1 486.1 m; l. 挤压揉皱现象及层间方解石充填缝, 大安寨二段, FY1 井, 埋深 2 597.5 m

砂泥岩岩石力学性质差异影响, 岩性变化界面附近页岩裂缝密度明显增加(图4)。页岩抗剪强度较低, 在相同区域水平应力作用下更易沿层理面剪切滑动, 形成低角度滑脱缝^[7,14]。变二段上、下部发育细砂与粉砂岩夹薄层页岩, 中部发育黑色页岩夹少量

薄层粉砂岩。与页岩相比, 砂岩具有高杨氏模量、低泊松比和低抗拉强度的特点, 易形成构造裂缝。阵列声波测井能够通过测量纵、横波在岩石中的传播速度计算连续深度原地条件下岩石的动态力学参数并用以评价页岩的岩石力学性质与脆性特征^[19-20]。阵列

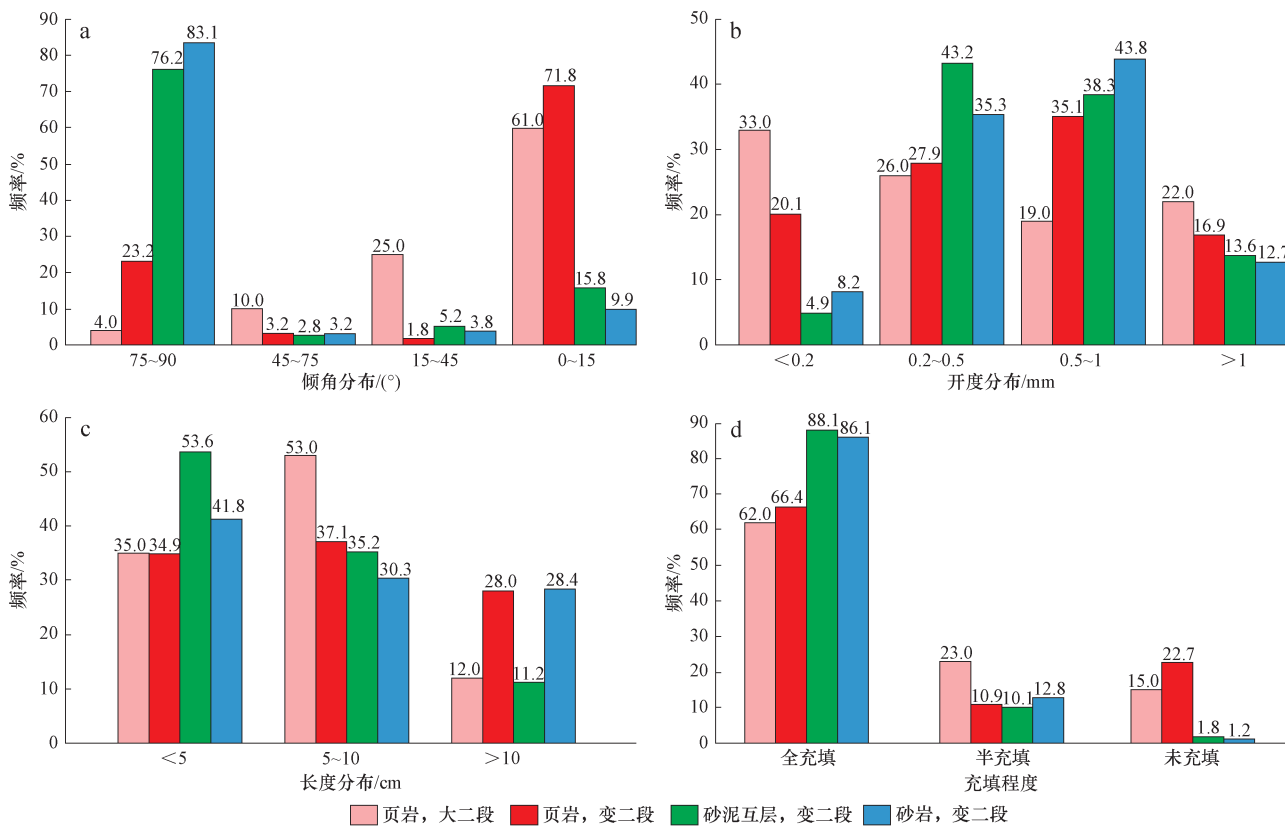


图 3 黔北与川东地区岩心裂缝参数统计

Fig. 3 Statistics of fracture parameters in cores in northern Guizhou Province and eastern Sichuan Province

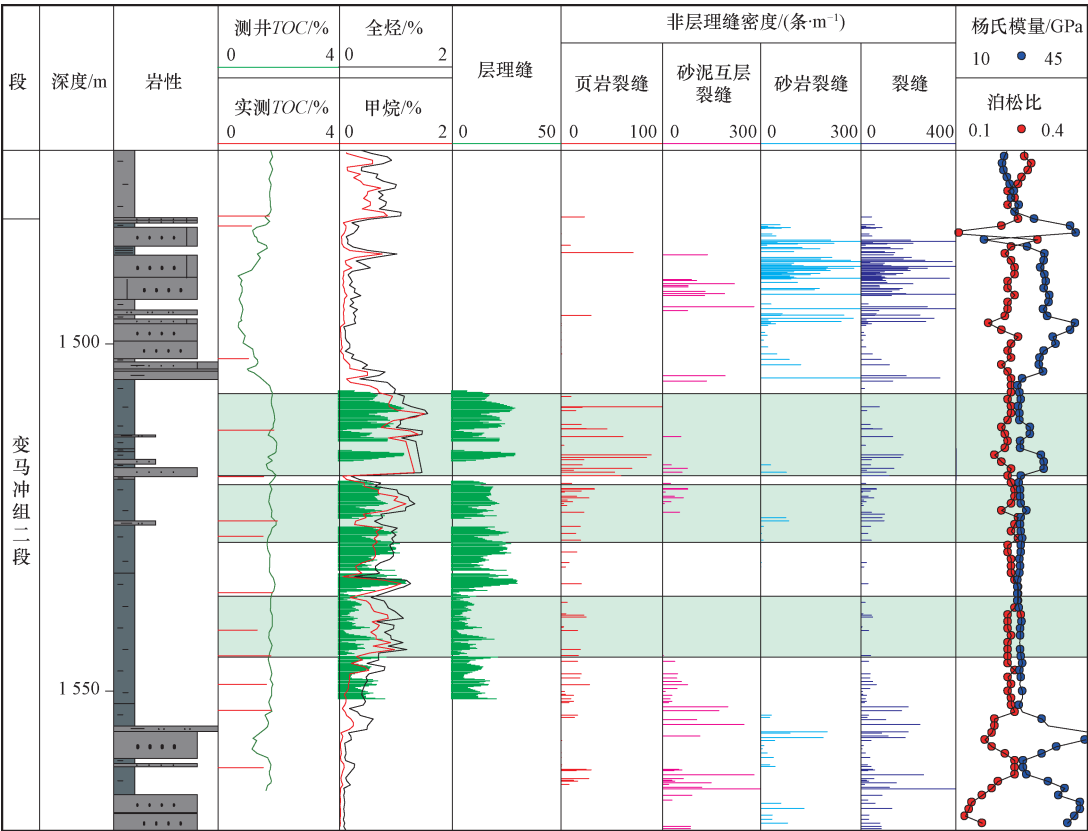


图 4 黔北岑巩地区 TX1 井变二段裂缝特征综合柱状图

Fig. 4 Composite columnar section showing fracture characteristics of the C_1b^2 in Well TX1, Cengong area, northern Guizhou Province

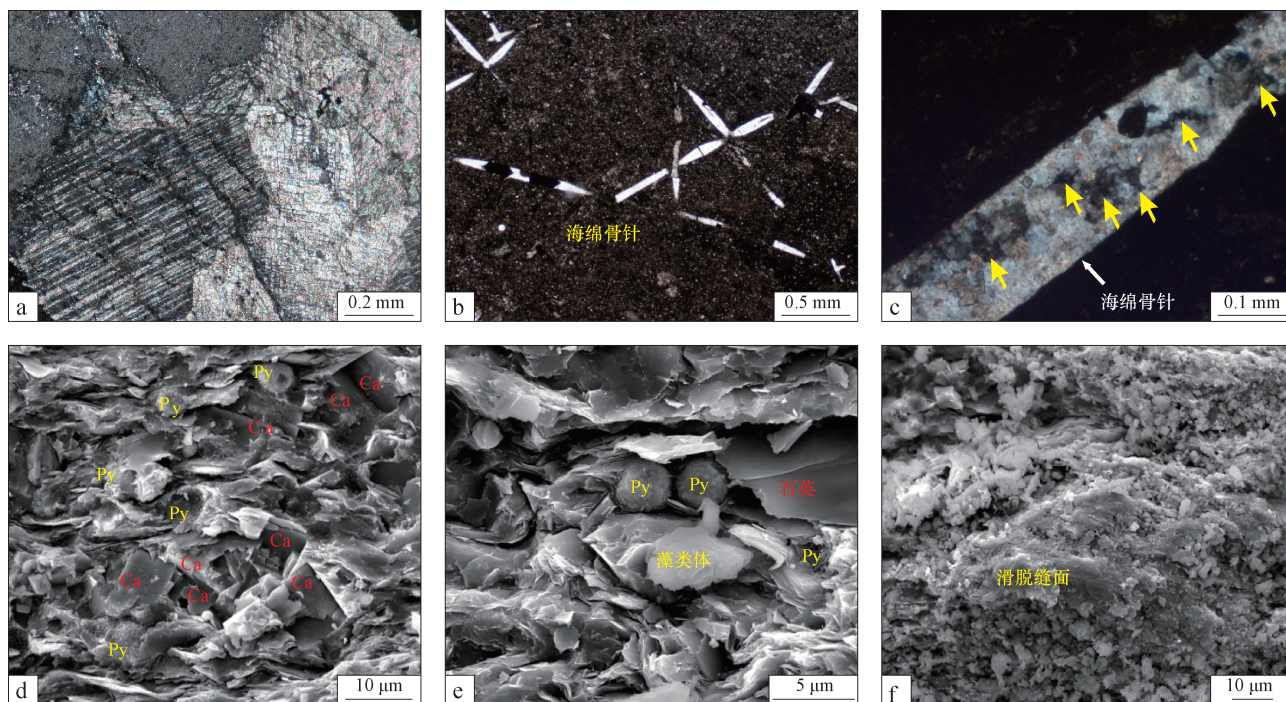


图5 黔北岑巩地区变二段页岩裂缝微观特征

Fig. 5 Microscopic characteristics of fractures in the C_{1b}^2 shale in Cengong area, northern Guizhou Province

a. 高角度方解石充填缝微, 方解石内次级裂缝与节理发育特征明显, 正交偏光, TX1 井, 埋深 1 527.6 m; b. 硅质海绵骨针大量发育, 见方解石与黄铁矿交代, TX1 井, 埋深 1 527.6 m; c. 硅质海绵骨针内部粒间与粒内溶孔发育, CY1 井, 埋深 1 182.7 m; d. 粘土矿物层间缝及黏土、方解石 (Ca) 与莓状黄铁矿 (Py) 粒间孔缝, 方解石内部见溶蚀孔, TX1 井, 埋深 1 466.6 m; e. 石英、黄铁矿与黏土矿物粒间孔缝, TX1 井, 埋深 1 581.1 m; f. 滑脱缝面, 碎裂-碎粉化矿物粒间孔缝发育, TX1 井, 埋深 1 544.8 m

声波测井解释结果显示变二段脆性纵向分布表现为上部与下部砂岩段脆性较高, 中部黑色页岩段脆性明显降低, 上下部砂岩段裂缝发育程度明显强于中部页岩段 (图 4)。

石英作为最主要脆性矿物, 其含量高低直接影响岩石力学性质, 变二段页岩、砂岩及砂泥互层地层动态杨氏模量均随石英含量增加而增大, 泊松比随石英含量增加而减小 (图 6a)。对单矿物含量与裂缝密度间

关系统计结果显示, 变二段页岩裂缝密度与石英含量具有较好正相关关系, 粘土矿物含量与岩心裂缝发育程度则具有一定负相关关系 (图 6b)。

3.3 地层厚度

天然裂缝的形成与分布除受构造应力控制外, 主要受岩石力学层控制。岩石力学层指岩石力学行为相近或岩石力学性质相一致的岩层, 厚度大地层均

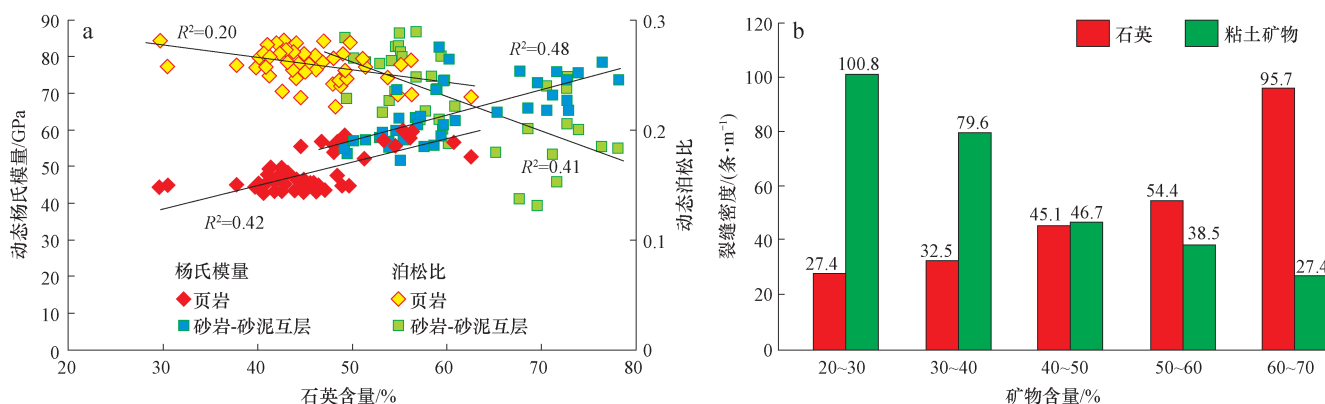


图6 黔北岑巩地区 TX1 井变二段矿物含量与脆性(a)及裂缝发育程度(b)关系

Fig. 6 Mineral content vs. brittleness (a) and fracture density (b) of the C_{1b}^2 in Well TX1, Cengong area, northern Guizhou Province

质性和能干性要强于厚度小的地层,在一定的厚度范围内,随着层厚增大,裂缝密度降低,裂缝尺度增加;而层厚越小,裂缝密度越大,但裂缝尺度会随之减小^[21]。变二段地层厚度与裂缝参数统计分析显示,随地层厚度的增加,裂缝密度逐渐降低(图7)。砂泥互层段地层厚度较薄,裂缝密度高于纯页岩段,且受控于地层厚度,裂缝尺度较小,对保存条件影响较小(图2i—k,图4)。因此,对于砂泥互层含气页岩层系,顶底部良好封盖层条件下,页岩中部砂泥互层的岩性组合利于裂缝的适度发育、游离气的富集与储层改造。

3.4 TOC 含量

在相同构造应力背景下,有机质丰度是影响黑色页岩裂缝发育程度的重要因素之一。变二段页岩藻类与海绵骨针大量发育,使石英与 TOC 具有正相关关系(图8),而石英与裂缝密度的正相关性使 TOC、石英和裂缝密度三者具有协同变化规律。富有机质页岩生排烃阶段往往形成异常高压,并伴随发育水平顺层纤维状脉体(beef)等生排烃裂缝,其充填物主要为方解石、石英和黄铁矿^[22]。研究区变二段页岩层间方解石充填缝较为发育,部分方解石充填物呈纤维状结构,且 TOC 与层间方解石充填缝密度具有良好正相关性(图8),与东营凹陷沙三下亚段陆相页岩层间方解石充填缝与 TOC 关系相似^[23],表明 TOC 对层间超压缝等非构造缝的发育具有重要影响。同时,值得注意的是,水平超压方解石充填缝力学性质薄弱,易成为滑脱缝发育所利用的薄弱面(图2c,d),因此其发育程度对低角度滑脱缝的发育亦具有促进作用。

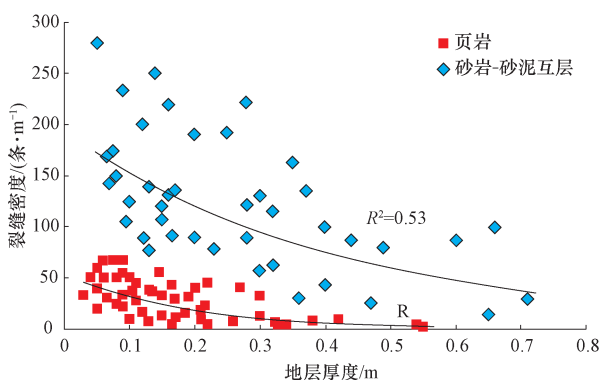


图7 黔北岑巩地区变二段地层厚度与裂缝密度关系

Fig. 7 Relationship between stratum thickness and fracture density in the $\epsilon_1 b^2$ in Cengong area, northern Guizhou Province

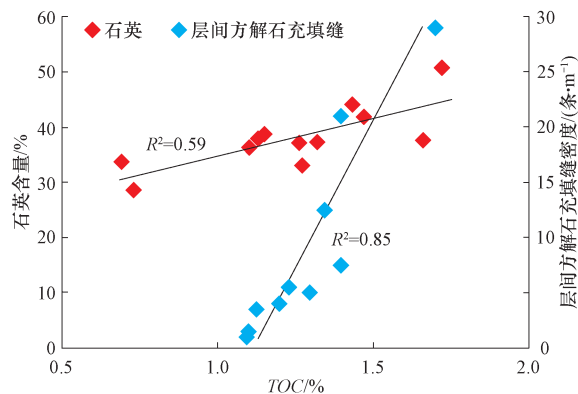


图8 黔北岑巩地区变二段 TOC 与石英及层间方解石充填缝关系

Fig. 8 Relationship of TOC with quartz contents and calcite-filled interlayer fracture density in the $\epsilon_1 b^2$ in Cengong area, northern Guizhou Province

3.5 储层非均质性

受岩石力学性质差异影响,地层岩性变化处往往是裂缝发育带,相同岩性中,矿物组分非均质性越强、离散程度越高,越易产生裂缝。虽然储层横向非均质性对致密砂岩裂缝的发育具有一定影响^[24],但页岩储层横向特征总体较为稳定,纵向非均质性较强,裂缝发育主要受纵向非均质性控制。石英含量与页岩岩石结构和岩石力学性质密切相关,其纵向变化规律对页岩储层非均质性与裂缝发育程度均具有重要影响。变二段页岩层理缝密度与石英离散程度具有较好正相关性(图9),表明储层非均质性与薄弱层理面的发育具有重要控制作用,纵向上矿物组分(尤其是石英含量)变化速率越快,层理缝越发育。

离散度:

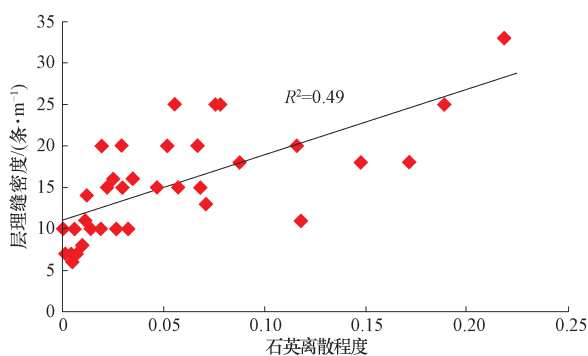


图9 黔北岑巩地区变二段页岩层理缝密度与储层非均质性关系

Fig. 9 Relationship between bedding-parallel fracture density and reservoir heterogeneity in the $\epsilon_1 b^2$ shale, Cengong area, northern Guizhou Province

$$D_n = [C_n - (C_{n-1} + C_n + C_{n+1})/3] / [(C_{n-1} + C_n + C_{n+1})/3] \quad (1)$$

式中: C_{n-1}, C_n, C_{n+1} 为相邻连续数据。

4 海相和陆相页岩裂缝发育特征差异性探讨

我国南方经历多期构造运动,页岩中构造裂缝不同程度发育,其形成主要受控于构造应力与岩石力学性质^[7]。海相页岩如五峰组—龙马溪组和牛蹄塘组, TOC 与石英含量通常具有正相关关系,随 TOC 与石英含量的增加,页岩脆性与层间裂缝发育程度增加,使页岩 TOC 、有机孔、石英含量(脆性)、裂缝四者具有良好耦合关系,加之良好的保存条件与地层压力系数,使焦石坝五峰组—龙马溪组具有“五性一体”页岩气富集特征^[25]。但对于海相页岩,较高的石英含量与脆性及

较大的单层厚度在强构造作用下易发育大尺度穿层裂缝,不利于页岩气的保存,从而造成四川盆地外大量受构造保存影响的页岩气失利井(图10)。

陆相页岩 TOC 通常与石英负相关,与粘土含量正相关^[13],从而造成页岩 TOC 、有机孔、脆性和裂缝等参数间的复杂耦合关系。陆相页岩较强的储层非均质性与高 TOC 利于低角度的层理缝、层间缝及滑脱缝的发育。较低的单层厚度、较强的塑性与储层非均质性虽然不利于储层改造,但能够有效避免大尺度高角度穿层裂缝的发育,页岩塑性与自封闭性更强,利于页岩气的保存(图10),如建南地区下侏罗统自流井组东岳庙段^[26],1 000 m 以浅埋深条件下仍具有工业页岩气聚集。

变二段页岩兼具部分海相与陆相页岩特征, TOC 与石英的正相关性具有海相页岩特征,岩性组合、脆性矿物含量与岩石力学性质与陆相页岩相似。虽然地处

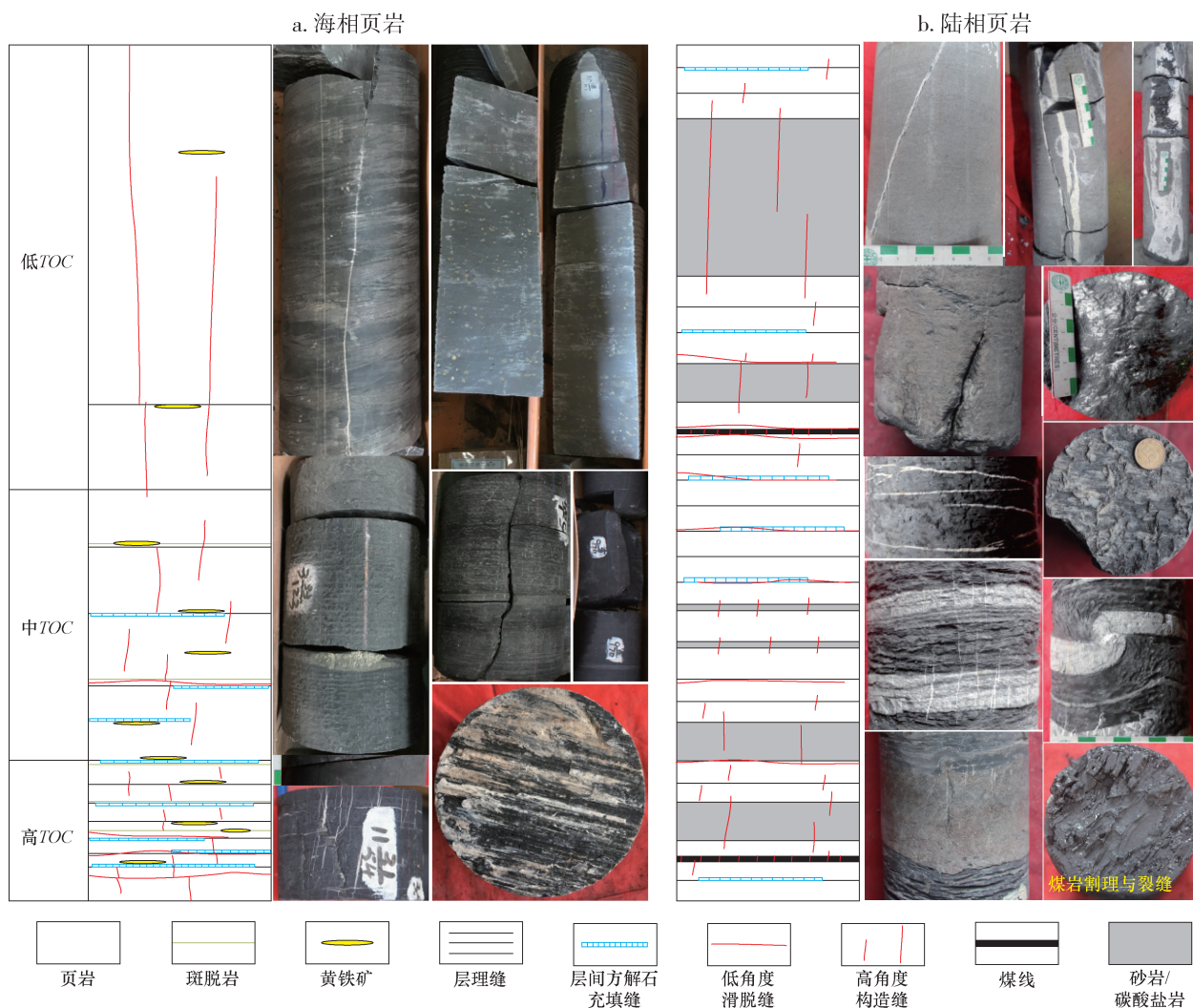


图10 中国南方不同类型页岩裂缝发育模式

Fig. 10 Developmental patterns of different types of fractures in shales in South China

齐岳山断裂东侧湘鄂西隔槽式褶皱带,构造变形较强,但在1 500 m埋深条件下平均含气量可达 $1.0 \text{ m}^3/\text{t}$,其裂缝发育特征与主控因素,如 TOC 与储层非均质性对低角度层理、层间及滑脱缝的控制作用和不同力学性质岩性组合裂缝发育特征对南方海相与陆相页岩气保存条件、富集规律与储层改造等方面均具有一定参考借鉴意义。

5 结论

1) 下寒武统变二段兼具海相与陆相页岩部分特征,页岩段裂缝以低角度层理缝、层间缝和滑脱缝为主,与陆相页岩相似;砂泥互层与砂岩段裂缝发育程度大于页岩段,以高角度构造缝为主。不同类型裂缝的叠加发育形成现今裂缝组合形态并共同控制了页岩的孔参与含气性。

2) 变二段页岩裂缝主要受构造应力、岩性与矿物组分、地层厚度、 TOC 和储层非均质性影响,主要体现为:岩性与岩石力学性质控制构造裂缝发育;地层厚度控制裂缝发育的密度与尺度; TOC 控制层间超压裂缝的发育;储层纵向非均质对层理缝的发育具有重要控制作用。

3) 海相与陆相页岩 TOC 、石英、岩石力学性质和裂缝具有不同耦合特征,海相页岩较大的脆性与单层厚度利于储层改造,但在强构造作用下易发育大尺度穿层裂缝,不利于保存。陆相页岩较低的单层厚度、较强的塑性与非均质性虽不利于储层改造,但能有效避免大尺度穿层裂缝的发育,自封闭性更强,利于页岩气保存。变二段不同岩性组合及其裂缝发育特征与主控因素对海相与陆相页岩气保存条件、富集规律与储层改造等方面具有一定参考价值。

致谢:本论文部分原始数据引用了中国石化江汉油田分公司、中国石化勘探分公司和铜仁中能天然气有限公司的成果,在此表示衷心感谢!

参 考 文 献

- [1] 胡宗全,杜伟,彭勇民,等. 页岩微观孔隙特征及源-储关系:以川东南地区五峰组-龙马溪组为例[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(6): 1001-1008.
Hu Zongquan, Du Wei, Peng Yongmin, et al. Microscopic pore characteristics and the source-reservoir relationship of shale: A case study from the Wufeng and Longmaxi Formations in Southeast Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(6): 1001-1008.
- [2] 周德华,焦方正,郭旭升,等. 川东南涪陵地区下侏罗统页岩油气地质特征[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(4): 450-454.
Zhou Dehua, Jiao Fangzheng, Guo Xusheng, et al. Geological features of the Lower Jurassic shale gas play in Fuling area, the southeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(4): 450-454.
- [3] 朱彤,王峰,俞凌杰,等. 四川盆地页岩气富集控制因素及类型[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(3): 399-407.
Zhu Tong, Wang Feng, Yu Lingjie, et al. Controlling factors and types of shale gas enrichment in the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(3): 399-407.
- [4] 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.
- [5] 聂海宽,金之钧,边瑞康,等. 四川盆地及其周缘上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气“源-盖控藏”富集[J]. 石油学报, 2016, 37(5): 557-571.
Nie Haikuan, Jin Zhijun, Bian Ruikang, et al. The “source-cap hydrocarbon-controlling” enrichment of shale gas in Upper Ordovician Wufeng Formation-Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin and its periphery[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(5): 557-571.
- [6] 王濡岳,丁文龙,龚大建,等. 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[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(1): 45-55.
Wang Ruyue, Ding Wenlong, Gong Dajian, et al. 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[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(1): 45-55.
- [7] 王濡岳,丁文龙,龚大建,等. 渝东南—黔北地区下寒武统牛蹄塘组页岩裂缝发育特征与主控因素分析[J]. 石油学报, 2016, 37(7): 832-845, 877.
Wang Ruyue, Ding Wenlong, Gong Dajian, et al. Development characteristics and major controlling factors of shale fractures in the Lower Cambrian Niutitang Formation, southeastern Chongqing-northern Guizhou area[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(7): 832-845, 877.
- [8] 郭旭升,胡东风,魏祥峰,等. 四川盆地焦石坝地区页岩裂缝发育主控因素及对产能的影响[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6): 799-808.
Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Wei Xiangfeng, et al. Main controlling factors on shale fractures and their influences on production capacity in Jiaoshiba area, the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 799-808.
- [9] Wang R, Gu Y, Ding W, et al. Characteristics and dominant control-

- ling factors of organic-rich marine shales with high thermal maturity: A case study of the Lower Cambrian Niutitang Formation in the Cen'gong block, southern China[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 33: 81–96.
- [10] 王濡岳, 龚大建, 冷济高, 等. 黔北地区下寒武统牛蹄塘组页岩储层发育特征: 以岑巩区块为例[J]. 地学前缘, 2017, 24(6): 286–299.
- Wang Ruyue, Gong Dajian, Leng Jigao, et al. Developmental characteristics of the Lower Cambrian Niutitang shale reservoir in Northern Guizhou area: a case study in the Cengong block[J]. Earth Science Frontiers, 2017, 24(6): 286–299.
- [11] 徐世球, 李富强, 肖诗宇. 川黔湘交界早寒武世“变马冲组”沉积层序与古环境[J]. 地球科学, 1997, 22(5): 520–525.
- Xu Shiqiu, Li Fuqiang, Xiao Shiyu. Sedimentary sequence and paleo-environment of “Bianmachong Formation” in early Cambrian in the boundary area of Sichuan, Guizhou and Hunan[J]. Earth Science, 1997, 22(5): 520–525.
- [12] 朱彤, 包书景, 王烽. 四川盆地陆相页岩气形成条件及勘探开发前景[J]. 天然气工业, 2012, 32(9): 16–21.
- Zhu Tong, Bao Shujing, Wang Feng. Pooling conditions of non-marine shale gas in the Sichuan Basin and its exploration and development prospect[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(9): 16–21.
- [13] 聂海宽, 马鑫, 余川. 川东下侏罗统自流井组页岩储层特征及勘探潜力评价[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(3): 438–447.
- Nie Haikuan, Ma Xin, Yu Chuan, et al. Shale gas reservoir characteristics and its exploration potential-analysis on the Lower Jurassic shale in the eastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(3): 438–447.
- [14] 曾联波, 肖淑蓉. 低渗透储集层中的泥岩裂缝储集体[J]. 石油实验地质, 1999, 21(3): 266–269.
- Zeng Lianbo, Xiao Shurong. Fractures in the mudstone of tight reservoirs[J]. Experimental Petroleum Geology, 1999, 21(3): 266–269.
- [15] 曾联波, 漆家福, 王永秀. 低渗透储层构造裂缝的成因类型及其形成地质条件[J]. 石油学报, 2007, 28(4): 52–56.
- Zeng Lianbo, Qi Jiafu, Wang Yongxiu. Origin type of tectonic fractures and geological conditions in low-permeability reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(4): 52–56.
- [16] Zeng L, Lyu W, Li J, et al. Natural fractures and their influence on shale gas enrichment in Sichuan Basin, China[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2016, 30: 1–9.
- [17] Wang R, Ding W, Zhang Y, et al. Analysis of developmental characteristics and dominant factors of fractures in Lower Cambrian marine shale reservoirs: A case study of Niutitang formation in Cen'gong block, southern China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 138: 31–49.
- [18] 何治亮, 聂海宽, 张钰莹. 四川盆地及其周缘奥陶系五峰组—志留系龙马溪组页岩气富集主控因素分析[J]. 地学前缘, 2016, 23(2): 8–17.
- He Zhiliang, Nie Haikuan, Zhang Yuying. The main factors of shale gas enrichment of Ordovician Wufeng Formation Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its adjacent areas[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(2): 8–17.
- [19] 王濡岳, 丁文龙, 王哲, 等. 页岩气储层地球物理测井评价研究现状[J]. 地球物理学进展, 2015, 30(1): 228–241.
- Wang Ruyue, Ding Wenlong, Wang Zhe, et al. Progress of geophysical well logging in shale gas reservoir evaluation[J]. Progress in Geophysics, 2015, 30(1): 228–241.
- [20] 王濡岳, 龚大建, 丁文龙, 等. 上扬子地区下寒武统牛蹄塘组页岩储层脆性评价: 以贵州岑巩区块为例[J]. 地学前缘, 2016, 23(1): 87–95.
- Wang Ruyue, Gong Dajian, Ding Wenlong, et al. Brittleness evaluation of the Lower Cambrian Niutitang shale in the Upper Yangtze region: A case study in the Cen'gong block, Guizhou province[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 87–95.
- [21] Laubach S E, Olson J E, Gross M R. Mechanical and fracture stratigraphy[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(11): 1413–1426.
- [22] Cobbold P R, Zanella A, Rodrigues N, et al. Bedding-parallel fibrous veins (beef and cone-in-cone): Worldwide occurrence and possible significance in terms of fluid overpressure, hydrocarbon generation and mineralization[J]. Marine and Petroleum Geology, 2013, 43(4): 1–20.
- [23] 刘庆, 张林晔, 沈忠民, 等. 东营凹陷富有机质烃源岩顺层微裂隙的发育与油气运移[J]. 地质论评, 2004, 50(6): 593–597.
- Liu Qing, Zhang Linye, Shen Zhongmin, et al. Microfracture occurrence and its significance to the hydrocarbons expulsion in source rocks with high organic matter abundance, Dongying depression[J]. Geological Review, 2004, 50(6): 593–597.
- [24] 曾联波, 赵继勇, 朱圣举, 等. 岩层非均质性对裂缝发育的影响研究[J]. 自然科学进展, 2008, 18(2): 216–220.
- [25] 金之钧, 胡宗全, 高波, 等. 川东南地区五峰组龙马溪组页岩气富集与高产控制因素[J]. 地学前缘, 2016, 23(1): 1–10.
- Jin Zhijun, Hu Zongquan, Gao Bo, et al. Controlling Factors on the Enrichment and High Productivity of Shale Gas in the Wufeng Longmaxi Formation, southeastern Sichuan Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 1–10.
- [26] 周德华, 焦方正. 页岩气“甜点”评价与预测——以四川盆地建南地区侏罗系为例[J]. 石油实验地质, 2012, 34(2): 109–114.
- Zhou Dehua, Jiao Fangzheng. Evaluation and prediction of shale gas sweet spots: a case study in Jurassic of Jiannan area, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2012, 34(2): 109–114.