

doi: 10.12029/gc20221228001

冯伟明, 林家善, 李嵘, 赵瞻, 彭军, 余谦, 杨平, 曹竣锋, 翟昆, 刘伟, 叶定南. 2024. 上扬子坳紫罗裂陷槽北西段 GWD2 井下石炭统旧司组暗色页岩发育特征及其对生烃中心的约束[J]. 中国地质, 51(6): 2002–2016.

Feng Weiming, Lin Jiashan, Li Rong, Zhao Zhan, Peng Jun, Yu Qian, Yang Ping, Cao Junfeng, Zhai Kun, Liu Wei, Ye Dingnan. 2024. Development characteristics of Lower Carboniferous Jiusi Formation dark shale in well GWD-2 and its constraint to hydrocarbon generation center in the northwest of Yadu-Ziyun-Luodian aulacogen, the upper Yangtze Platform[J]. Geology in China, 51(6): 2002–2016(in Chinese with English abstract).

上扬子坳紫罗裂陷槽北西段 GWD2 井下石炭统旧司组暗色页岩发育特征及其对生烃中心的约束

冯伟明^{1,2}, 林家善^{1,2}, 李嵘^{1,2}, 赵瞻^{1,2}, 彭军³, 余谦^{1,2}, 杨平^{1,2}, 曹竣锋^{1,2},
翟昆⁴, 刘伟^{1,2}, 叶定南⁴

(1. 中国地质调查局成都地质调查中心, 四川 成都 610081; 2. 自然资源部沉积盆地与油气资源重点实验室, 四川 成都 610081; 3. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川 成都 610500; 4. 四川省第六地质大队, 四川 泸州 646000)

摘要:【研究目的】上扬子坳紫罗裂陷槽内广泛分布下石炭统旧司组暗色泥页岩, 其厚度变化大, 该裂陷槽北西段旧司组暗色泥页岩发育特征和生烃中心展布并不清楚。【研究方法】通过对 GWD2 井旧司组的测录井以及岩心观察、岩石薄片鉴定、干酪根类型显微鉴定、有机碳含量、镜质体反射率测定等资料的综合分析, 对旧司组的地层-沉积相、暗色泥页岩分布和有机地化特征进行了详细研究。【研究结果】(1)该井下石炭统旧司组地层厚度大, 钻厚 1148.67 m, 按照岩石组合特征可细分为两段以及五亚段; (2)泥页岩主要分布在旧一段, 以三角洲-浅水陆棚相沉积为主, 泥页岩累积厚度 525 m, TOC \geq 1% 泥页岩累积厚度大, 可达 425 m; (3)该井旧司组暗色泥页岩 TOC 值集中在 1%~2% 区间内, 有机质类型为 II₂ 型和 III 型干酪根, 有机质处于过成熟早期阶段; (4)旧司组沉降中心呈 NW-SE 向长条状展布, 生烃中心与沉降中心分布一致, TOC \geq 1% 的泥质岩烃源岩厚度可达 300 m 以上, 生烃中心具有泥质烃源岩厚度巨大、有机质类型较好、热演化程度较高的生烃条件。【结论】坳紫罗裂陷槽北西段生烃中心下石炭统旧司组泥页岩的生烃强度和总生烃量相当可观, 且具有较好的天然气勘探潜力。

关键词: 泥页岩; 下石炭统; 海陆过渡相; 沉降中心; 生烃中心; 坳紫罗裂陷槽; 油气地质勘查工程

创新点: 根据 GWD2 井下石炭统旧司组巨厚暗色泥页岩基础地质特征的综合分析, 预测了下石炭统旧司组沉降中心和生烃中心的展布。

中图分类号: P618.13 文献标志码: A 文章编号: 1000-3657(2024)06-2002-15

Development characteristics of Lower Carboniferous Jiusi Formation dark shale in well GWD-2 and its constraint to hydrocarbon generation center in the northwest of Yadu-Ziyun-Luodian aulacogen, the upper Yangtze Platform

收稿日期: 2022-12-28; 改回日期: 2023-05-09

基金项目: 中国地质调查局项目(DD20190080、DD20230322、DD20240046)、贵州省科技厅找矿突破战略行动重大协同创新项目([2022]ZD005)和国家科技重大专项(2016ZX05034-004)联合资助。

作者简介: 冯伟明, 男, 1986 年生, 高级工程师, 主要从事沉积学与油气地质调查与研究; E-mail: fengweiming009@163.com。

通讯作者: 林家善, 男, 1982 年生, 高级工程师, 主要从事油气地质研究工作; E-mail: sumlin_2021@163.com。

FENG Weiming^{1,2}, LIN Jiashan^{1,2}, LI Rong^{1,2}, ZHAO Zhan^{1,2}, PENG Jun³, YU Qian^{1,2}, YANG Ping^{1,2},
CAO Junfeng^{1,2}, ZHAI Kun⁴, LIU Wei^{1,2}, YE Dingnan⁴

(1. Chengdu Center, China Geological Survey, Chengdu 610081, Sichuan, China; 2. Key Laboratory Sedimentary Basins Oil and Gas Resources, Ministry of Land and Resources, Chengdu 610081, Sichuan, China; 3. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan, China; 4. The Sixth Geological Brigade of Sichuan, Luzhou 646000, Sichuan, China)

Abstract: This paper is the result of oil and gas exploration engineering.

[Objective] Dark shales in Lower Carboniferous upper are widely distributed in the Yadu–Ziyun–Luodian aulacogen, the upper Yangtze Platform, and its thickness varies greatly. In particular, the development characteristics and hydrocarbon generation center distribution of the dark shale of Jiusi Formation in the northwest section of the rift aulacogen are not clear. **[Methods]** The strata, sedimentary facies, dark shale distribution and organic geochemical characteristics of Jiusi dark shale in well GWD–2 are studied in detail by the logging, core observation, rock thin–section identification, kerogen type microscopic identification, TOC, vitrinite reflectance measurement and other experimental test data. And the following research results were obtained. **[Results]** (1) The drilling thickness of Jiusi Formation in the well GWD–2 is 1148.67 m, according to the characteristics of rock combinations, the Lower Carboniferous Jiusi Formation can be divided into two members and five sub–members. (2) The dark shales are mainly distributed in the first member of Jiusi Formation, which are mainly composed of tidal flat by delta and shallow shelf facies deposits, the cumulative thickness of shale is 525 m, the cumulative thickness of shale with TOC value greater than 1% is 425 m. (3) The TOC value of Jiusi shale of the well is concentrated in the range of 1%–2%, the type of organic matter is mainly type II₂ kerogen and III kerogen, the organic matters are in the early stage of over maturity. (4) It is predicted that the subsidence center of Jiusi Formation is distributed in a long strip with NW–SE direction, and the distribution of hydrocarbon generation center is consistent with the subsidence center. The thickness of argillaceous source rock with TOC value greater than 1% can reach more than 300 m. The hydrocarbon generation center has the hydrocarbon generation conditions of argillaceous source rock with huge thickness, good organic matter type and high degree of thermal evolution. **[Conclusions]** It is concluded that the shale of Lower Carboniferous Jiusi Formation in the hydrocarbon generation center of the northwest section of Yadu–Ziyun–Luodian aulacogen has considerable hydrocarbon generation intensity and total hydrocarbon generation, and has good natural gas exploration potential.

Key words: dark shales; Lower Carboniferous; marine–continental transitional facies; subsidence center; hydrocarbon generation center; Yadu–Ziyun–Luodian aulacogen; oil and gas exploration engineering

Highlights: Based on the comprehensive analysis of the geological characteristics of the thick dark shale of the Lower Carboniferous Jiusi Formation in the well GWD–2, the distribution of the subsidence center and hydrocarbon generation center of the Lower Carboniferous Jiusi Formation was predicted.

About the first author: FENG Weiming, male, born in 1986, senior engineer, mainly engaged in sedimentology and oil and gas geological survey and research; E–mail: fengweiming009@163.com.

About the corresponding author: LIN Jiashan, male, born in 1982, senior engineer, mainly engaged in oil and gas geological research; E–mail: sunlin_2021@163.com.

Fund support: Supported by the projects of China Geological Survey (No.DD20190080, No.DD20230322, No.DD20240046), Guizhou Provincial Fund Project (No.[2022]ZD005) and National Science and Technology Major Project (No.2016ZX05034–004).

1 引 言

中国南方滇黔桂湘地区广泛分布下石炭统暗色泥页岩(田硕夫和杨瑞东, 2016; 张海全等, 2016;

胡东风等, 2018; 田巍等, 2019; 卢树藩等, 2021), 近年来针对下石炭统暗色泥页岩部署实施了十余口地质调查井, 特别是围绕上扬子南缘坳都—紫云—罗甸裂陷槽部署多口页岩气调查井(黔水地

1井、黔紫地1井、贵威地1井、水页1井、威页1井等),在下石炭统暗色泥页岩段获得不同程度的气测异常显示,暗色泥页岩岩心的有机碳含量等分析测试数据也揭示了下石炭统旧司组暗色泥页岩具有较好的生烃能力(卢树藩等, 2016; 苑坤等, 2017; 冯伟明等, 2019; 陈相霖等, 2021; 覃英伦等, 2021)。根据这些调查井的分析测试和测录井资料,针对上扬子南缘垭都—紫云—罗甸裂陷槽下石炭统暗色泥页岩(图 1a),前人在沉积相、地球化学特征、页岩储层特征、页岩气有利区优选等方面的研究取得了部分进展(秦琴等, 2016; 李凯, 2016; 张海全等, 2016; 何江林等, 2017; 苑坤等, 2018; 梅珏

等, 2021; 卢树藩等, 2021; Yuan et al., 2022; Feng et al., 2023),但旧司组的岩石地层划分对比以及生烃中心空间展布等基础油气地质问题研究薄弱,且存在争议,也严重影响了该区的油气勘探。

在垭都—紫云—罗甸裂陷槽北西端威宁县龙街镇附近部署实施的调查井 GWD2 井(图 1a、b),该井钻遇下石炭统旧司组暗色泥页岩。本文在 GWD2 井岩屑和岩心详细观察的基础之上,通过对该井下石炭统旧司组泥页岩的测井曲线、岩石组合、沉积学和有机地球化学特征进行详细分析,详细划分该井下石炭统旧司组与沉积相,查明暗色页岩纵向分布特征和生烃地质条件,结合区内泥质烃

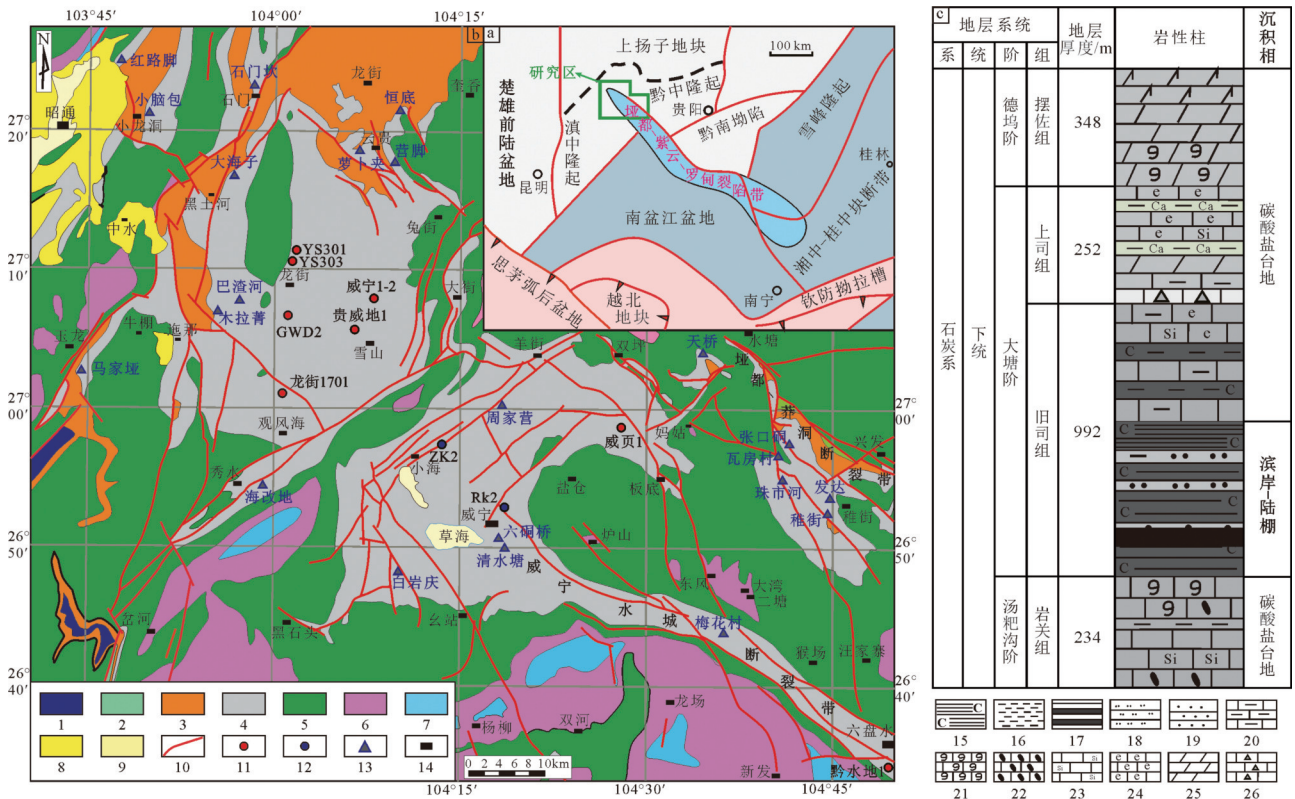


图 1 上扬子垭紫罗裂陷槽北西段地质简图及贵州威宁六硐桥剖面下石炭统地层柱状图(a 据王尚彦等, 2006 和韩伟, 2010; b、c 据贵州省地质局, 1973^①修改)
1—寒武系; 2—奥陶系—志留系; 3—泥盆系; 4—石炭系; 5—二叠系; 6—三叠系; 7—侏罗系; 8—古近系—新近系; 9—第四系; 10—断层; 11—调查井; 12—地热钻孔; 13—地表剖面; 14—地名; 15—碳质页岩; 16—泥岩; 17—煤; 18—粉砂岩; 19—细砂岩; 20—泥质灰岩; 21—生屑灰岩; 22—砂屑灰岩; 23—硅质灰岩; 24—生物灰岩; 25—白云岩; 26—角砾状灰岩

Fig.1 Geological sketch of northwest section of Yadu-Ziyun-Luodian aulacogen in upper Yangzi Platform and stratigraphic column of Lower Carboniferous of Liudongqiao profile in Weining County, Guizhou (a after Wang Shangyan et al., 2006 and Han Wei, 2010; b and c modified from Bureau of Geology Guizhou Province, 1973^①)

1—Cambrian; 2—Ordovician-Silurian; 3—Devonian; 4—Carboniferous; 5—Permian; 6—Triassic; 7—Jurassic; 8—Paleogene-Neogene; 9—Quaternary; 10—Fault; 11—Survey well; 12—Geothermal borehole; 13—Surface profile; 14—Place name; 15—Carbonaceous shale; 16—Mudstone; 17—Coal; 18—Siltstone; 19—Fine sandstone; 20—Argillaceous siltstone; 21—Bioclastic limestone; 22—Calcareenite; 23—Siliceous limestone; 24—Biogenic limestone; 25—Dolomite; 26—Brecciated limestone

源岩厚度变化特征,预测旧司组生烃中心展布和生烃潜力,以期为该区下一步油气勘探提供地质依据。

2 区域地质背景

垭都—紫云—罗甸裂陷槽位于上扬子地块南缘(图1a),现今构造行迹来看,由一系列NW—SE走向褶皱带和断裂组成,为简化处理,该裂陷槽也被称为紫罗裂陷槽(王尚彦等,2006;韩伟,2010)。该裂陷槽展布于黔中隆起与滇中隆起之间,南盘江盆地的北东缘,主体位于贵州威宁—水城—紫云—罗甸一带(图1a)。该裂陷槽呈长条带状,长约500 km,宽度仅几十千米(王尚彦等,2006;韩伟,2010;卢树藩等,2021;Yuan et al.,2022)(图1a)。GWD2井地理位置位于威宁县城北西方向约45 km,位于该裂陷槽的北西端(图1b)。

根据岩性组合、古生物群分布及层序地层界面等特征,李儒峰等(1997)提出了华南下石炭统地层划分方案,其由老至新,依次为岩关组、旧司组、上司组和摆佐组,本文使用该地层划分方案。紫罗裂陷槽北西段下石炭统主要为浅色碳酸盐岩地层,仅旧司组发育暗色细粒碎屑岩,旧司组与下伏的岩关组和上覆的上司组碳酸盐岩均呈整合接触关系(图1c)。旧司组可划分为两段,一段为海陆过渡相含煤碎屑岩沉积建造,岩性为暗色富有机质页岩夹细粒石英砂岩和煤线;二段主要为浅海相碳酸盐岩沉积建造,岩性以泥质灰岩与含碳质钙质页岩不等厚互层为主(图2)。本文重点以具有生烃潜力的旧司组(C_j)暗色泥页岩为研究对象。

目前普遍认为紫罗裂陷槽从泥盆纪开始发育,在泥盆纪—二叠纪大幅度沉降,沉积了台盆相间的巨厚沉积物(梅冥相等,2005;韩伟,2010;田硕夫和杨瑞东,2016;卢树藩等,2021)。早石炭世大塘早期(旧司组沉积期)古气候温暖潮湿,滨海沼泽地貌发育(李儒峰等,1997;梅冥相等,2005;田硕夫和杨瑞东,2016),该裂陷槽北西段昭通—威宁一带海水相对局限,整体上为古陆所限制的闭塞海湾(图1a),向东北和南西方向超覆(Feng et al.,2023)。根据大量旧司组实测地表剖面,威宁草海附近的六硐桥剖面旧司组地层最大厚度达992 m

(图1c),因此有人认为旧司组沉降中心位于威宁草海附近(韩伟,2010;卢树藩等,2021;Yuan et al.,2022)。

3 旧司组地层与沉积相划分

3.1 地层划分

根据1:20万威宁幅区域地质调查报告(贵州省地质局,1973^①)中阐述的旧司组区域地层特征,上司组岩性主要为灰色灰岩夹灰绿色泥岩,根据GWD2井位在地质图上所处的位置,结合该井50~450 m岩屑录井资料(与上司组区域地层描述吻合),因此笔者确定了GWD2井开口层位为下石炭统上司组。

根据该井的岩心观察和岩屑资料,确定该井钻遇了下石炭统旧司组暗色细粒碎屑岩,完钻井深1708.10 m。基于前人下石炭统地层划分方案,综合GWD2井岩心观察、岩屑薄片鉴定(图2)和测井曲线界面识别(图3),对该井旧司组进行详细的岩石地层划分。

根据1:20万威宁幅区域地质调查报告(贵州省地质局,1973^①),威宁部分地区下石炭统上司组底部存在一套含膏岩系,从上往下,该井岩屑录井显示535~540 m井段地层岩性也由膏质白云岩(图2a)突变为泥质灰岩;自然伽马和深侧向电阻率测井曲线在537.40 m处均出现明显突变,GR值跳跃式变高,RLLD值则跳跃式变低(图3)。因此笔者认为该井下石炭统上司组底界位于537.40 m,与邻井贵威地1井旧司组顶界特征对比,两者完全相同(冯伟明等,2019)。

根据该井1705~1706 m岩屑薄片鉴定,岩性为泥晶生屑灰岩(图2b),与旧司组细粒碎屑岩明显不同(图2c~f),自然伽马曲线和深侧向曲线在1686.07 m上下也出现明显的突变(图2),因此笔者认为旧司组底界位于1686.07 m,确定该井钻穿了旧司组。

基于该井旧司组顶、底界线的确定,计算所得旧司组钻厚1148.67 m(图3)。旧司组岩心地层倾角平缓,实测地层倾角为15°~20°,计算所得旧司组垂厚约1095 m。

综合GWD2井测井曲线和岩心、岩屑薄片分析,旧司组也可划分为上下两段,两者的界线为大

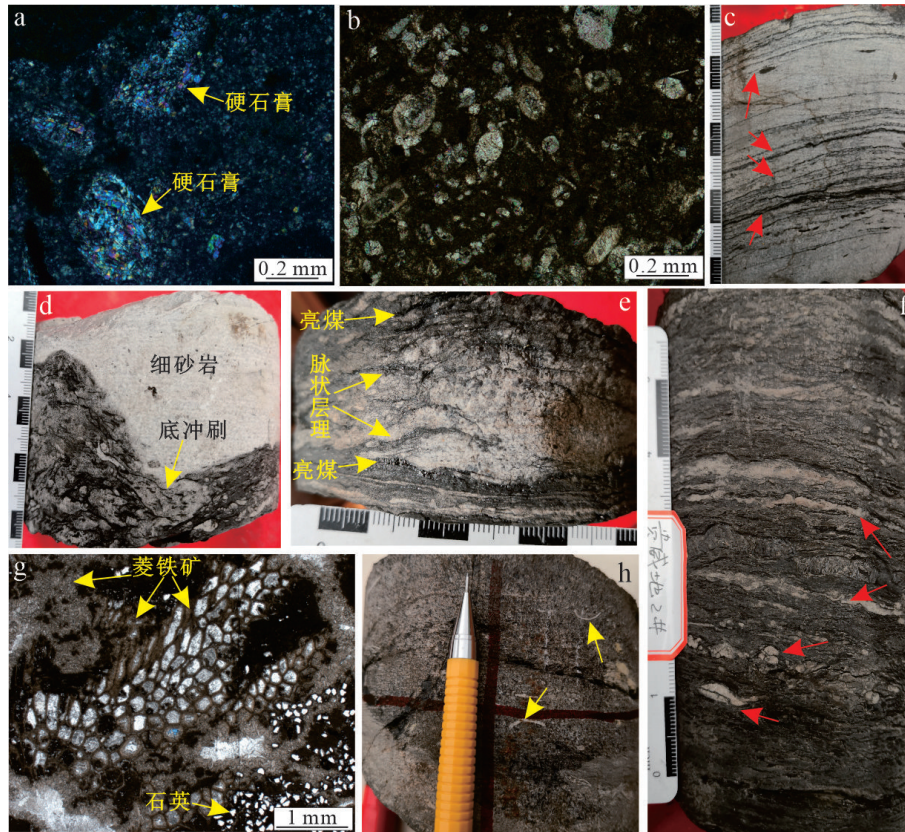


图 2 GWD2 井下石炭统旧司组地层-沉积特征典型照片

a—上司组(C_{1s})底部膏质白云岩, 516~517 m 岩屑; b—岩关组(C_{1y})顶部泥晶生屑灰岩, 见有孔虫和腕足等碎屑, 1705~1706 m 岩屑; c—细砂岩(C_{1j}^1)中发育的平行层理和低角度斜层理(箭头), 1393.29~1393.37 m 岩心; d—细砂岩与粉砂质泥岩(C_{1j}^1)接触面, 底冲刷构造, 1392.11~1392.18 m 岩心; e—灰白色石英粉-细砂岩(C_{1j}^1)夹黑色毫米级煤线, 见脉状层理, 1463.34~1463.39 m 岩心; f—暗色富有机质页岩(C_{1j}^1)夹灰白色粉砂岩条带和透镜体(箭头), 1465.53~1465.37 m 岩心; g—菱铁矿质砂岩(C_{1j}^1), 苔藓虫隔板被菱铁矿交代, TOC 为 1.33%, 1467.10 m 岩心; h—灰色粒屑灰岩(C_{1j}^2), 见亮晶介壳生物碎屑, 960.71~960.77 m 岩心

Fig. 2 Typical photos of stratigraphic and sedimentary characteristics of the Lower Carboniferous Jiusi Formation in well GWD-2
a—Gypsum dolomite at the bottom of the Shangsi Formation (C_{1s}), drill cuttings at a burial depth of 516–517 m; b—Mud crystal bioclastic limestone in the top of the Yanguan Formation (C_{1y}), with fragments such as foraminifera and brachiopods, drill cuttings in a burial depth of 1705–1706 m; c—Parallel bedding and low angle oblique bedding (arrow) developed in fine sandstone (C_{1j}^1), rock core in a burial depth of 1393.29–1393.37 m; d—The contact surface between fine sandstone and silty mudstone (C_{1j}^1), and bottom erosion structure, rock core at a burial depth of 1392.11–1392.18 m; e—Grayish white quartz powder–fine sandstone (C_{1j}^1) mixed with black millimeter grade coal line, with vein like bedding, rock core in a burial depth of 1463.34–1463.39 m; f—Dark organic rich shale (C_{1j}^1) with gray white siltstone bands and lenses (arrow), rock core in a burial depth of 1465.53–1465.37 m; g—Siderite sandstone (C_{1j}^1), bryozoan partition replaced by siderite, mono polarized, TOC 1.33%, rock core in a burial depth of 1467.10 m; h—Gray granular limestone (C_{1j}^2), with bright crystal crustacean bioclasts, rock core in a burial depth of 960.71–960.77 m.

套泥页岩与厚层灰岩的岩性突变面, 自然伽马测井曲线在 1009.15 m 上下也表现为明显突变(图 3)。旧司组一段: 1686.07~1009.15 m, 钻厚 676.92 m, 垂厚约 645 m; 旧司组二段: 1009.15~537.40 m, 钻厚 471.75 m, 垂厚约 450 m。

根据岩性组合和测井电性特征可进一步细分地层, 旧一段可以划分为下亚段(砂泥岩互层为主, 井深 1686.07~1381.20 m)和上亚段(泥页岩为主, 井深 1381.20~1038.60 m); 旧二段可以划分为下亚段

(灰岩为主, 井深 1009.15~870.30 m)、中亚段(钙质页岩为主, 井深 870.30~768.80 m)和上亚段(灰岩为主, 井深 768.80~537.40 m)。

3.2 沉积相划分

根据上述 GWD2 井下石炭统旧司组地层划分方案, 对下石炭统旧司组岩心进行详细的沉积构造、古生物、指相矿物等沉积学标志观察和识别, 结合测井相标志分析, 综合分析划分旧司组沉积相。

旧一段下亚段较发育细砂岩和粉砂岩, 其中细

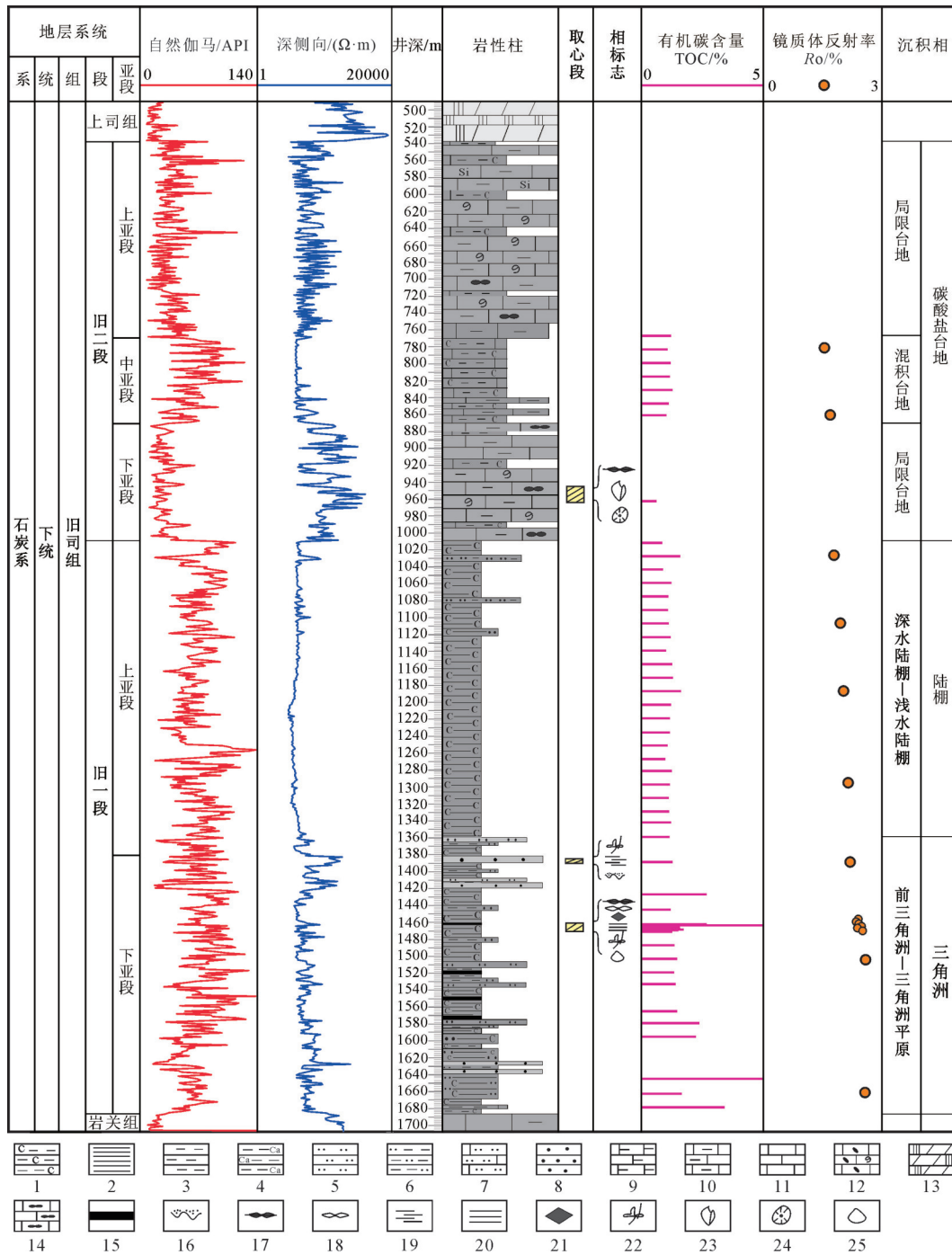


图 3 坳紫罗裂陷槽北西段 GWD2 井下石炭统旧司组油气地质综合柱状图

1—碳质泥岩; 2—页岩; 3—泥岩; 4—钙质泥岩; 5—粉砂岩; 6—粉砂质泥岩; 7—灰质粉砂岩; 8—细砂岩; 9—泥灰岩; 10—泥质灰岩; 11—灰岩; 12—生屑灰岩; 13—膏质白云岩; 14—燧石条带灰岩; 15—煤; 16—底冲刷; 17—脉状层理; 18—透镜状层理; 19—平行层理; 20—水平层理; 21—菱铁矿结核; 22—植物根茎; 23—腕足类; 24—海百合茎; 25—双壳类

Fig.3 Oil and gas geology column of the Lower Carboniferous Jiusi Formation of well GWD-2 in the NW section of the Yadu-Ziyun-Luodian aulacogen

1—Carbonaceous mudstone; 2—Shale; 3—Mudstone; 4—Calcareous mudstone; 5—Siltstone; 6—Silty mudstone; 7—Lime siltstone; 8—Fine sandstone; 9—Marlstone; 10—Argillaceous siltstone; 11—Limestone; 12—Bioclastic limestone; 13—Gypsum dolomite; 14—Chert bands limestone; 15—Coal; 16—Bottom erosion; 17—Vein like bedding; 18—Lenticular bedding; 19—Parallel bedding; 20—Horizontal bedding; 21—Siderite concretion; 22—Plant fossil; 23—Brachiopods; 24—Crinoid stems; 25—Bivalves

砂岩可见平行层理、低角度斜层理(图 2c)和底冲刷构造(图 2d),其指示三角洲前缘水下分流河道沉积;粉砂岩中可见脉状层理,毫米级煤线主要构成了脉状层理(图 2e),其指示三角洲平原天然堤沉积。旧一段下亚段暗色泥页岩中常见灰白色粉砂岩纹层条带或透镜体(图 2f),暗色泥页岩或粉砂质页岩中也常见菱铁矿结核(图 2g),菱铁矿指示还原水体。在旧一段下亚段砂泥岩互层中也常见煤线,煤的光泽普遍较好(图 4a),一般认为煤是三角洲平

原沼泽沉积(董国栋等, 2023)。在古生物相标志方面,该亚段泥页岩发育陆相植物根茎化石(图 4b)和海相双壳化石(图 4c),植物根茎化石常发育在三角洲平原环境,该属双壳指示浅水海洋环境,偶见苔藓虫化石(图 3g),苔藓虫是典型的海相化石。综合沉积相标志分析,旧一段下亚段以三角洲海陆过渡相沉积为主(图 2)。

旧一段上亚段发育相对较纯的大套厚层暗色泥页岩,而粉砂岩少见,以薄夹层产出,在岩屑中常

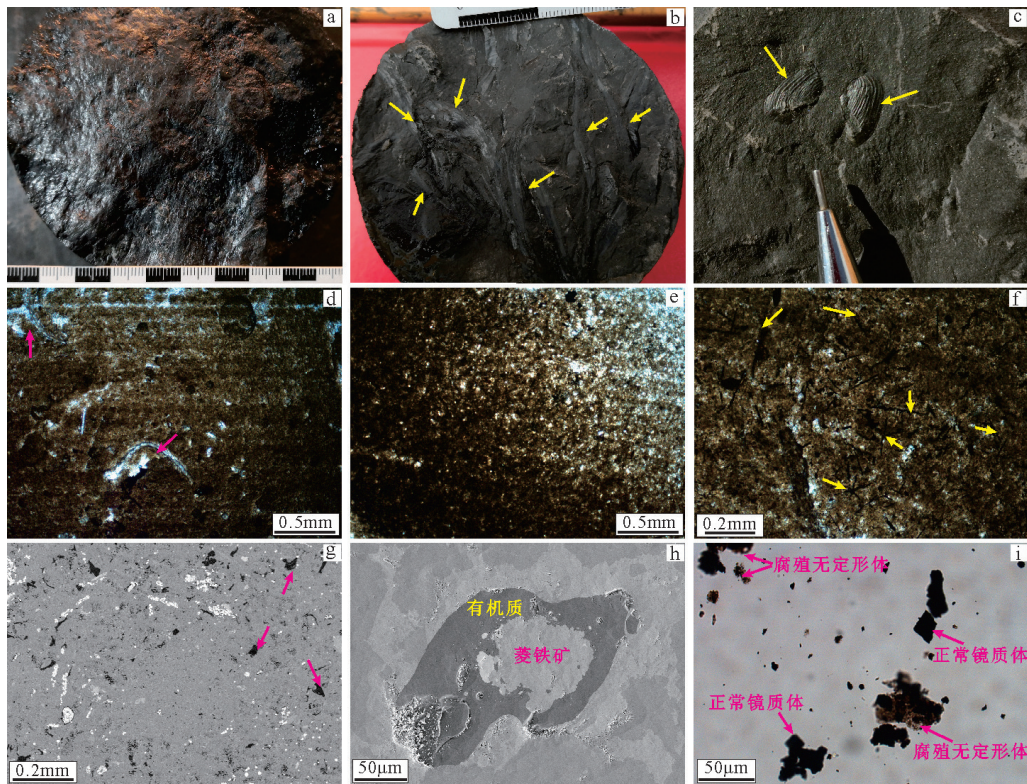


图 4 GWD2 井下石炭统旧司组烃源岩典型照片

a—暗色页岩层面(C_{j^1})见完整的双壳化石, TOC=1.74%, 1468.65 m 岩心; b—暗色页岩层(C_{j^1})面见大量植物根茎化石, TOC=4.53%, 1463.30 m 岩心; c—深黑色亮煤层面(C_{j^1}), 光泽强, 性脆密度小, 1463.39 m 岩心; d—含碳质页岩(C_{j^1}), 含少量方解石, 见腕足化石(箭头), 具水平纹层状结构, TOC=1.63%, 1186~1188 m 岩屑; e—暗色含钙质含粉砂质页岩(C_{j^2}), 具纹层状结构, TOC=1.08%, 782~784 m 岩屑; f—含粉砂质页岩(C_{j^1}), 具水平纹层状结构, 发育杂乱分布的细条带状植物炭屑(箭头), TOC=1.47%, 1564~1566 m 岩屑; g—暗色页岩, 结构致密, 有机质呈碎块状或条带状分布, TOC=1.74%, 1468.75 m 岩心; h—暗色含粉砂质页岩(C_{j^1})中的碎块状有机质, 菱铁矿充填有机质内部, 见少量孔隙, TOC=0.97%, 1467.20 m 岩心; i—暗色页岩(C_{j^1})全岩分离提取干酪根组分显微特征, 1461.30 m 岩心

Fig.4 Typical photos of source rock of the Lower Carboniferous Jiushi Formation in well GWD-2

a—Complete bivalve fossils in the dark shale layer (C_{j^1}), TOC=1.74%, rock core in a burial depth of 1468.65 m; b—A large number of plant rhizome fossils on the dark shale layer (C_{j^1}), TOC=4.53%, rock core in a burial depth of 1463.30 m; c—Deep black bright coal seam surface (C_{j^1}) with strong luster and low brittleness density, rock core at a burial depth of 1463.39 m; d—Carbonaceous shale with a small amount of calcite (C_{j^1}), brachiopod fossils (arrows), and horizontal lamellar structure, TOC=1.63%, drill cuttings in a burial depth of 1186~1188 m; e—Dark calcareous and silty shale with layered structure (C_{j^2}), TOC=1.08%, drill cuttings in a burial depth of 782~784 m; f—Silty shale with horizontal layered structure (C_{j^1}), with randomly distributed fine banded plant carbon fragments (arrows), TOC=1.47%, drill cuttings in a burial depth of 1564~1566 m; g—Dark shale with a dense structure, organic matter distributed in fragmented or banded shapes, TOC=1.74%, rock core in a burial depth of 1468.75 m; h—Fragmentary organic matter filled with siderite in dark silty shale (C_{j^1}), with a small amount of pores, TOC=0.97%, rock core in a burial depth of 1467.20 m; i—Microscopic characteristics of kerogen components extracted from dark shale whole rock, rock core in a burial depth of 1461.30 m

见腕足和双壳等指示浅水海洋环境的生物化石,发育水平纹层(图 4d),大套厚层暗色泥页岩在深侧向曲线上呈现明显的箱形(图 3),指示沉积相以缺乏陆源碎屑输入的浅水陆棚相为主。

旧二段下亚段和上亚段的岩性主要为灰色粒屑灰岩(图 2h)、含燧石条带灰岩、泥灰岩夹深灰色钙质页岩,中亚段的岩性主要为深灰色含碳质钙质页岩夹薄层泥灰岩,深侧向电阻率显示出箱形(图 3)。旧二段的暗色页岩中普遍含方解石和粉砂质石英,发育水平纹层(图 4e),主要为混积台地中的较弱水动力环境沉积。

综上所述,旧一段沉积水体整体上具有向上变深的趋势,下亚段主要为三角洲相沉积,上亚段则主要为浅水陆棚沉积;旧二段沉积期水体较清澈,主要发育碳酸盐台地沉积(图 3)。

4 泥页岩有机地化特征

4.1 有机质类型

GWD2 井旧一段暗色泥页岩在普通光学显微镜下常见黑色长条状有机质(图 4f),在背散射扫描电镜下也可见黑色碎块状或条带状有机质(图 4g~h),这些有机质大多为植物根茎在深埋藏环境形成。GWD2 井 9 件旧一段暗色泥页岩全岩样品提取干酪根的透射光显微鉴定表明,以腐殖无定形体为主,正常镜质体次之(图 4i),干酪根类型指数(TI)介于 6.8~19.5,因此判断旧一段暗色泥页岩的干酪根类型为 II₂~III 型。邻井贵威地 1 井大量干酪根显微组分鉴定结果也指示,旧司组泥页岩的干酪根类型以 II 型为主,少量 III 型。

4.2 有机质丰度

根据 GWD2 井旧司组 54 件暗色泥页岩岩心和岩屑样品以及 1 件煤岩样品的有机碳含量测试结果来看,旧司组 TOC 值变化较大,TOC 介于 0.64%~18.02%,平均值 1.81%($n=55$)。TOC $\geq 1\%$ 样品数占比高达 89.1%,其中绝大部分 TOC 值集中在 1.0%~1.5%,而 TOC $\geq 2\%$ 样品仅 8 件,占样品总数的 14.5%(图 5)。

4.3 有机质成熟度

根据 GWD2 井旧一段 10 件岩心和 5 件岩屑样品的镜质体反射率实验室测试, Ro 介于 2.16%~

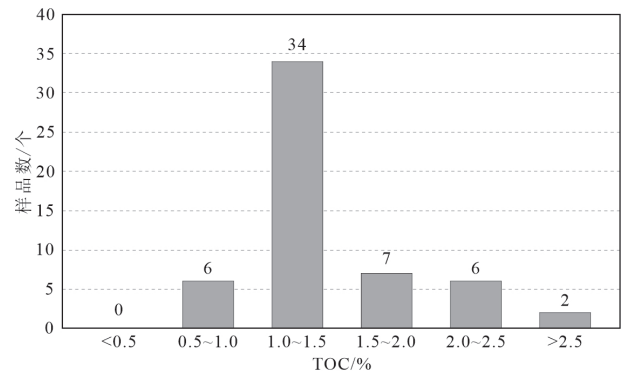


图 5 GWD2 井下石炭统旧司组泥页岩 TOC 频数分布图 ($n=55$)

Fig.5 TOC numbers frequency diagrams of the Lower Carboniferous Jiushi shale in well GWD-2 ($n=55$)

2.54%, 平均值 2.35%, 大部分样品的镜质体测点数介于 10~16 个, 仅 1463.39 m 处煤岩和 1463.30 m 处暗色页岩样品中镜质体较多, 测点数分别达 30 个和 20 个, Ro 分别为 2.48% 和 2.42%(表 1), 表明有机质成熟度高, 处于过成熟生干气阶段。

另外, 岩石热解测试结果表明, 旧一段暗色页岩的有机质的最大热解峰温较高(大于 550℃), (S₁+S₂)/TOC 很低, 且生烃潜力 S₂<1 mg/g(表 1), 暗示有机质成熟较高。

5 泥质烃源岩纵向分布特征

5.1 旧一段

泥质岩类烃源岩主要分布在旧一段(图 2)。旧一段下亚段的泥质岩类烃源岩主要为三角洲相深灰色—灰黑色泥页岩、粉砂质泥岩夹薄层煤线(图 4), 泥页岩单层厚度介于 0.4~2.6 m; 旧一段上亚段主要发育浅水陆棚暗色泥页岩。根据旧一段泥页岩高伽马低电阻率、砂岩的低伽马高电阻率特征, 综合自然伽马和深侧向等测井曲线分析, 旧一段泥页岩厚度为 440 m(图 2), 泥地比高达 70% 左右。

旧一段泥质岩类烃源岩样品 TOC 实测值介于 0.68%~18.02%, 平均值为 1.93%($n=47$), 其中 1 件煤岩样品的 TOC 最高为 18.02%(表 1)。根据岩心 TOC 实测数据刻度测井数据方法, 按经验公式:

$$\text{TOC} = \lg(\text{RLLD}/7) + 0.00166 \times (\text{AC} - 82) \quad (1)$$

式中: RLLD 为深侧向电阻率测井值, AC 为声

表 1 GWD2 井下石炭统旧司组暗色页岩和煤岩岩心 TOC、Ro 和岩石热解参数统计

Table 1 Statistics of TOC, Ro and rock pyrolysis of Lower Carboniferous Jiushi Formation dark shale and coal in the well GWD-2

深度/m	岩性	TOC/ %	Ro/ %	S ₁ / (mg/g)	S ₂ / (mg/g)	T _{max} / °C	(S ₁ +S ₂)/ TOC
1388.40	页岩	1.29	2.31	0.05	0.11	559	12.5
1462.10	页岩	2.66	2.46	0.01	0.23	558	9.0
1463.30	页岩	4.53	2.42	0.02	0.39	554	9.0
1463.39	煤岩	18.02	2.48	0.06	1.58	553	9.1
1465.30	页岩	1.33	2.44	0.01	0.12	552	9.8
1466.45	页岩	1.58	2.47	0.02	0.13	554	9.5
1467.20	页岩	0.97	2.34	0.01	0.09	554	10.3
1468.00	页岩	1.60	2.38	0.01	0.13	554	8.8
1468.75	页岩	1.74	2.49	0.02	0.15	554	9.8
1469.30	页岩	1.52	2.54	0.02	0.13	554	9.9

波测井值。计算可得旧一段 TOC≥1% 泥质烃源岩的累积厚度为 360 m, TOC≥2% 泥页岩的累积厚度仅 50 m(图 2)。

5.2 旧二段

泥质岩类烃源岩在旧二段分布相对较少,主要集中在中亚段,暗色钙质泥页岩常与泥灰岩共生出现,主要为混积台地相沉积。旧二段样品实测 TOC 值介于 0.64%~1.28%(表 1),平均值为 1.11%(n=8)。

根据旧二段钙质页岩的相对高伽马低电阻率和灰岩的低伽马高电阻率特征,综合自然伽马和深侧向等测井曲线分析,旧二段暗色页岩厚度相对较小,累计约 85 m(图 2),泥地比仅 19% 左右。综合 TOC 实测数据和测井曲线分析,根据经验公式:

$$\text{TOC} = 0.0234 \times \text{GR} + 0.2856 \times \text{DEN} - 0.1 \quad (2)$$

其中 GR 为自然伽马测井值, DEN 为密度测井值。计算可得旧二段 TOC≥1% 页岩的累积厚度仅 65 m(图 2),旧二段泥质烃源岩的累积厚度相对较小。

6 对生烃中心的约束

沉积盆地的生烃中心控制了油气的形成和分布(朱光有等, 2005; 梁狄刚等, 2008; 杨平等, 2021), 沉降中心与生烃中心在成因上密切相关, 而沉降中心与厚度中心在平面上重合, 常用厚度中心来代表沉降中心(刘池洋, 2008; 林玉祥等, 2016; 葛家旺等, 2021; Patrick et al., 2022)。坭紫罗裂陷槽北西段下石炭统生烃中心的展布, 控制了该区下石炭统生烃

潜力, 也是该区油气资源潜力评价的重要指标。

6.1 泥质烃源岩展布

坭紫罗裂陷槽下石炭统旧司组的沉积相受到 NW-SE 相同生沉积断裂控制, 沉积相带窄, 横向上相变快的特征(秦琴等, 2016; 田硕夫和杨瑞东, 2016; 卢树藩等, 2021; Yuan et al., 2022), 本文结合该裂陷槽北西段旧司组钻井岩心和地表露头的沉积相分析, 绘制了旧司组沉积相平面展布图(图 6)。区内沉积相主体呈现 NW-SE 展布, 滨岸相和三角洲相主要分布在靠近古隆起的沉积区域, 发育沼泽相和三角洲相含煤线泥页岩; 深水沉积相带则大致位于沉积盆地的中心, 也就是 GWD2 井—贵威地 1 井—ZK2 井—六硐桥—梅花村—黔水地 1 井一带(图 6), 普遍发育含燧石条带或含灰质的泥页岩。

综合该裂陷槽北西段地表剖面和钻井剖面资料, 统计了旧司组的地层厚度(表 2), 最大地层厚度约 1000 m, 其中 GWD2 井厚 1095 m, 六硐桥剖面厚 992 m, 黔水地 1 井厚 1002 m(陈相霖等, 2021)。根据 GWD2 井下石炭统旧司组地层划分对比分析(图 2), 旧一段厚度普遍略大于旧二段, 推测贵威地 1 井和 ZK2 井旧司组地层总厚度也在 1000 m 左右(图 7), 而区内其他剖面或钻井的旧司组地层厚度均小于 700 m(表 2), 因此判断旧司组的厚度中心大致位于 GWD2 井—贵威地 1 井—ZK2 井—六硐桥—梅花村—黔水地 1 井一线, 厚度中心的旧司组地层厚度为 1000 m 左右。综合上述分析认为, 旧司组沉降中心与厚度中心重合, 沉降中心呈现 NW-SE 向长条带状展布。

本文统计了旧司组的泥页岩和泥质烃源岩厚度(表 2), 北西端的 GWD2 井旧司组泥页岩厚 525 m, 泥地比为 46%, TOC≥1% 泥质烃源岩的累积厚度可达 425 m; 南东端的黔水地 1 井泥页岩厚 418 m, 泥地比约 42%, TOC≥1% 泥质烃源岩的累积厚度可达 279 m(陈相霖等, 2021), 与威页 1 井等边缘沉积相带的钻井或剖面比较, GWD2 井和黔水地 1 井的泥质烃源岩厚度显著较大(表 2)。另外, 根据坭紫罗裂陷槽北西段沉降中心钻井剖面 TOC 横向对比分析(图 7), 证实了沉降中心的泥质烃源岩厚度大, 推测沉降中心旧司组泥页岩厚度均大于 400 m。

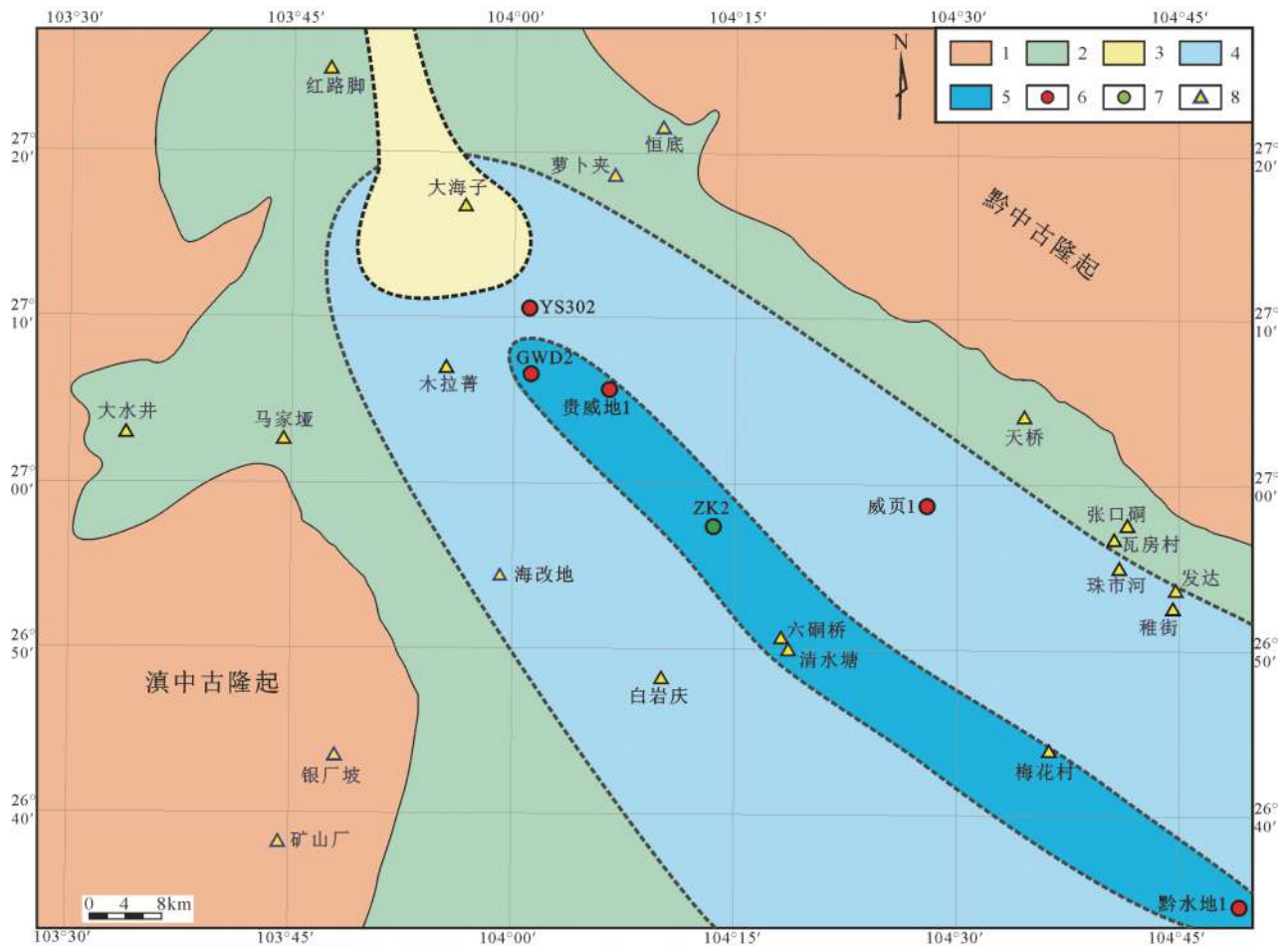


图 6 上扬子坳紫罗裂陷槽北西段下石炭统旧司组沉积相平面展布图(据田硕夫和杨瑞东, 2016; 卢树藩等, 2021; Yuan et al., 2022 修改)

1—古隆起; 2—滨岸; 3—三角洲; 4—浅水陆棚; 5—深水陆棚; 6—调查井; 7—地热钻孔; 8—地表剖面

Fig.6 Sedimentary facies plane distribution map of Lower Carboniferous Jiusi Formation in the NW section of Yadu-Ziyun-Luodian aulacogen (modified from Tian Shuofu and Yang Ruidong, 2016; Lu Shufan et al., 2021; Yuan et al., 2022)
1—Paleo-uplift; 2—Shore facies; 3—Delta facies; 4—Shallow shelf; 5—Deep shelf; 6—Survey well; 7—Geothermal borehole; 8—Surface profile

综合上述旧司组的沉积相、地层展布以及泥质烃源岩展布特征分析,三者主体均呈 NW-SE 向展布,沉降中心具有泥页岩厚度大、有机碳含量高特征,暗示旧司组沉降中心与生烃中心展布基本一致。总体来看,旧司组生烃中心的泥地比大致相同,暗色泥页岩厚度巨大且稳定;但在垂直裂陷槽走向方向上(NW-SE)暗色泥页岩厚度变化极快,由生烃中心向两侧迅速减薄,直至古隆起边缘尖灭(图 8)。

综合坳紫罗裂陷槽北西段下石炭统旧司组钻井和地表剖面的 TOC 实验数据分析, $TOC \geq 1\%$ 泥页岩样品数在泥页岩总采样数中的占比,稳定在

70%~80%,因此笔者推测泥质烃源岩($TOC \geq 1\%$)的平面展布特征与泥页岩展布特征基本一致,生烃中心的泥质烃源岩($TOC \geq 1\%$)厚度大于 300 m,生烃中心在平面上呈 NW-SE 向长条状展布,长约 110 km,宽约 15 km, GWD2 井则位于生烃中心的北西端(图 8)。

6.2 生烃能力估算

按照中国南方泥质岩烃源岩有机碳下限值 0.5%(梁狄刚等, 2008; 陈建平, 2012),研究区下石炭统旧司组暗色泥页岩绝大部分(约 95%)样品 $TOC \geq 0.5\%$,基本上全部达到烃源岩的最低标准,但烃源岩的有机碳丰度一般,大部分(约 60%)样品

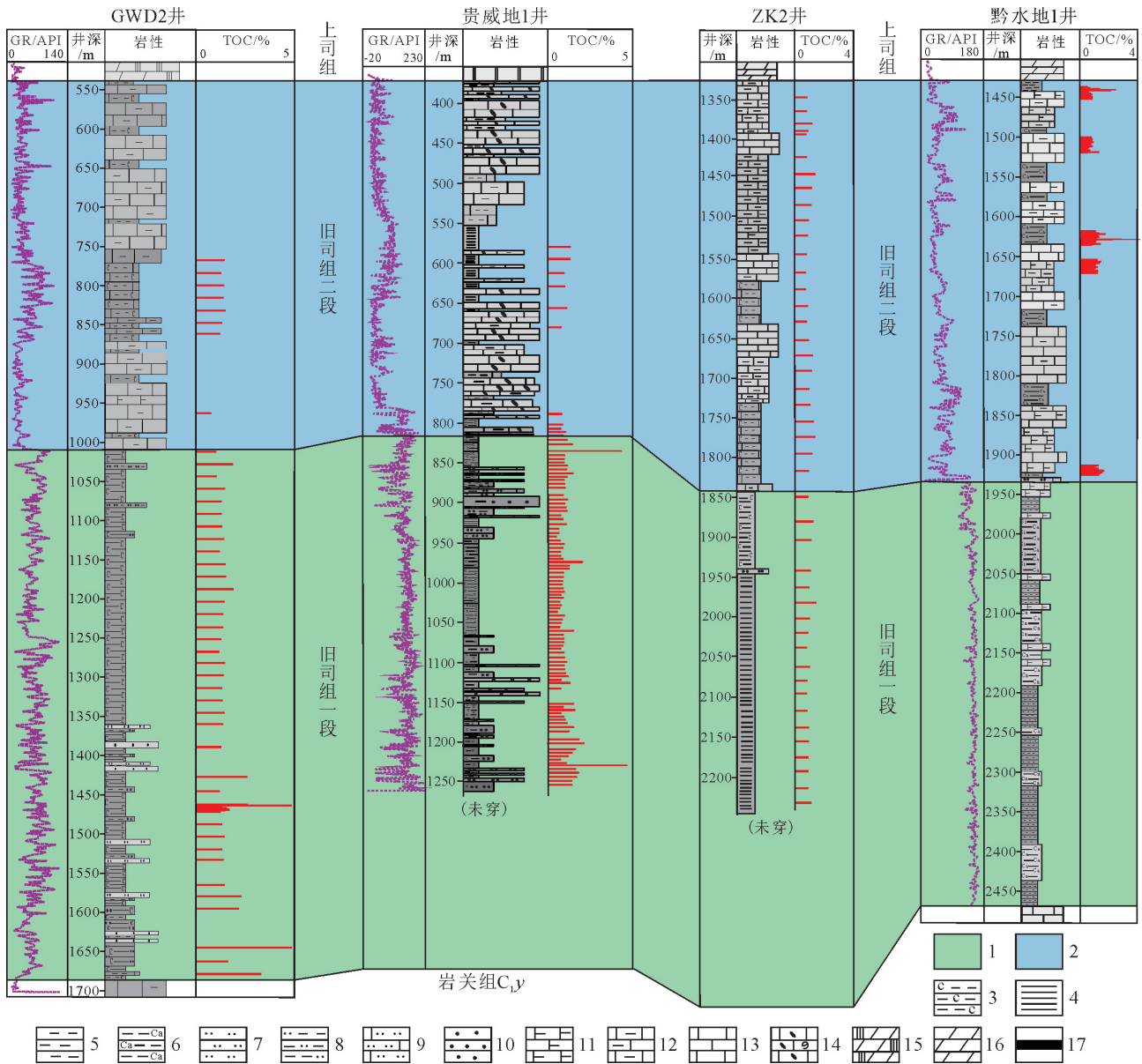


图7 垭紫罗裂陷槽北西段生烃中心旧司组泥页岩横向对比图

(井位见图1, 黔水地1井资料据陈相霖等, 2021, 黔水地1井地层划分方案为笔者修改)

1—旧司组一段; 2—旧司组二段; 3—碳质泥岩; 4—页岩; 5—泥岩; 6—钙质泥岩; 7—粉砂岩; 8—粉砂质泥岩; 9—灰质粉砂岩; 10—细砂岩; 11—泥灰岩; 12—泥质灰岩; 13—灰岩; 14—生屑灰岩; 15—膏质白云岩; 16—白云岩; 17—煤

Fig.7 Correlation diagram of Carboniferous Jiushi hydrocarbon generation center in the Yadu-Ziyun-Luodian aulacogen (well location and profile location in Fig.1, the data of well Qianshuidi-1 after Chen Xianglin et al., 2021, the stratigraphic division plan of that has been revised by authors)

1—Jiushi Formation lower section; 2—Jiushi Formation upper section; 3—Carbonaceous mudstone; 4—Shale; 5—Mudstone; 6—Calcareous mudstone; 7—Siltstone; 8—Silty mudstone; 9—Lime siltstone; 10—Fine sandstone; 11—Marlstone; 12—Argillaceous siltstone; 13—Limestone; 14—Bioclastic limestone; 15—Anhydritic dolomite; 16—Dolomite; 17—Coal

的 TOC 介于 1.0%~1.5%。旧司组泥质岩烃源岩样品的生烃潜力(S_1+S_2)分布于 0.10~1.75 mg/g, 生烃潜力 (S_1+S_2)/TOC 为 7.2~41.9 mg/g, 受高热演化影响, S_1+S_2 值不能准确反映生烃潜力, 但与同样高热

演化程度的四川盆地五峰—龙马溪组相比较(陈建平, 2012; 杨平等, 2021), 其生烃潜力和生烃潜力均相对较低。根据梁狄刚等(2008)和陈建平(2012)关于中国南方烃源岩生烃潜力的有机碳含量

表 2 坳紫罗裂陷槽北西段下石炭统旧司组地层厚度和暗色泥页岩厚度统计

Table 2 Statistics of stratum thickness, shale thickness and argillaceous source rock of the Lower Carboniferous Jiusi Formation in the NW section of Yadu-Ziyun-Luodian aulacogen

钻井/剖面名称	地层厚度/m	泥页岩厚度/m	泥质烃源岩厚度/m (TOC≥1%)	备注及数据来源
贵威1井	>885	>487	>205	未见底, 笔者实测
黔水地1井	1003	418	279	陈相霖等, 2021
威页1井	323	180	122	秦琴等, 2016
ZK2井	>900	>450	>190	未见底, 笔者修测
YS302井		377		梅珏等, 2021
六硐桥—清水塘	992	470	>200	实测
红路脚	111	45	30	笔者修测
马家垭	197	70	39	笔者实测
木拉箐	670	260	190	笔者实测
梅花村	>301	>85	>10	未见底, 笔者实测
大海子	558	185	143	笔者实测
珠市河	>180	>80	>25	未见底, 笔者修测
恒底	104	45	24	笔者实测
大水井	17	9	5	笔者实测
发达—稚街	450	200	115	笔者修测
张口硐—瓦房村	81	30	17	笔者修测
海改地	325	130		威宁幅区调查报告 ^①
白岩庆	673	404		威宁幅区调查报告 ^①
萝卜夹	236	110		威宁幅区调查报告 ^①

(TOC)评价标准(表 3), 下石炭统旧司组泥质岩烃源岩主要属于中等烃源岩。

坳紫罗裂陷槽北西段发育下石炭统旧司组泥质岩烃源岩, 但其厚度变化范围极大, 介于 5~425 m, 但生烃中心的泥质岩烃源岩厚度巨大, TOC ≥ 1% 的泥质岩烃源岩厚度就可达 300 m 以上, 但生烃中心在平面上分布较狭窄, 面积仅 1400 km² 左右(图 8)。本文采用残余有机碳-氢指数法估算旧司组生烃强度和总生烃量(陈建平等, 2012; 杨平等, 2021), 考虑到旧司组泥质岩烃源岩的干酪根类型为 II~III 型, 且处于高一过成熟演化阶段, 有机碳恢

复系数(Kc)取值 1.3, 有机质原始氢指数取值 200 mg/g(陈建平等, 2012; 杨平等, 2021), 估算生烃中心的生烃强度为 198×10⁸~370×10⁸ m³/km², 总生烃量为 28×10¹²~52×10¹² t(图 8)。

7 结 论

(1)GWD2 井下石炭统旧司组地层厚度达 1000 m 以上, 泥页岩厚 525 m, 按照纵向上岩石组合特征划分, 旧司组可细分为两段以及五个亚段。旧司组一段泥地比高, 旧司组一段下亚段发育三角洲相泥页岩, 旧司组一段上亚段发育浅水陆棚相泥页岩; 旧司组二段泥地比低, 旧司组二段中亚段发育混积台地相钙质页岩。

(2)GWD2 井旧司组暗色泥页岩有机质丰度变化范围大, TOC 值集中在 1%~2%, TOC ≥ 1% 泥页岩厚 425 m, 干酪根类型为 II~III 型, Ro 普遍大于 2%, 有机质热成熟度主要处于过成熟早期阶段, 综合评价为中等烃源岩。

(3)坳紫罗裂陷槽北西段旧司组生烃中心呈 NW-SE 向长条状展布, GWD2 井位于旧司组生烃

表 3 上古生界泥质烃源岩生烃潜力评价等级划分标准(据梁狄刚等, 2008; 陈建平等, 2012)

Table 3 Evaluation criteria of the generation potential in the Upper Paleozoic argillaceous source rock (after Liang Digang et al., 2008; Chen Jianping et al., 2012)

评价岩类	有机碳含量 (TOC%) 分级					
	非	差	中等	好	很好	极好
II 型泥质烃源岩	<0.5	0.5~1.0	1.0~2.0	2.0~3.0	3.0~5.0	>5.0
III 型泥质烃源岩	<0.5	0.5~1.0	1.0~2.5	2.5~4.0	4.0~7.0	>7.0

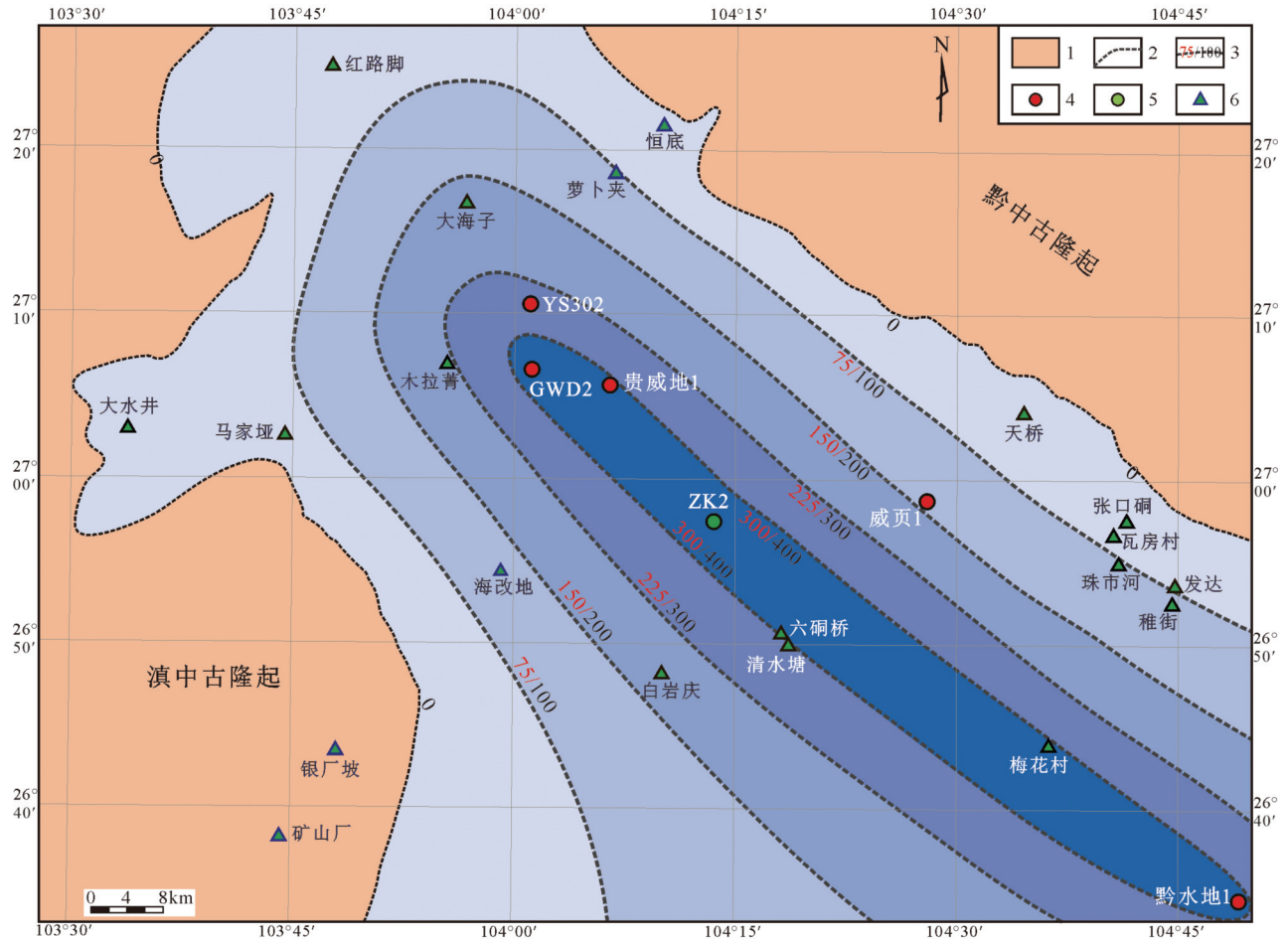


图 8 岷紫罗裂陷槽北西段下石炭统旧司组泥页岩和泥质岩烃源岩($TOC \geq 1\%$)厚度预测图
 1—古隆起; 2—预测厚度等值线(m); 3—泥质烃源岩厚度($TOC \geq 1\%$)/泥页岩厚度; 4—调查井; 5—地热钻孔; 6—地表剖面
 Fig.8 Thickness prediction map of the Lower Carboniferous argillaceous source rock ($TOC \geq 1\%$) in the NW section of Yadu-Ziyun-Luodian aulacogen

1-Paleo-uplift; 2-Prediction thickness contour (m); 3-Thickness of argillaceous source rock ($TOC \geq 1\%$)/thickness of shale; 4-Survey well; 5-Geothermal borehole; 6-Surface profile

中心的北西端, 生烃中心的泥质岩烃源岩($TOC \geq 1\%$)累积厚度可达 300 m 以上, 其生烃强度和总生烃量相当可观。

致谢: 本文在古生物鉴定方面等到了中国地质调查局成都地质调查中心江新胜研究员的帮助, 审稿专家提出许多宝贵的意见, 在此一并表示感谢!

注释

①贵州省地质局. 1973. 1 : 20 万威宁幅区域地质调查报告及地质图 [R].

References

Chen Jianping, Liang Digang, Zhang Shuichang, Deng Chunping, Zhao Zhe, Zhang Dijia. 2012. Evaluation criterion and methods of the

hydrocarbon generation potential for China's Paleozoic marine source rocks[J]. *Acta Geologica Sinica*, 86(7): 1132-1142 (in Chinese with English abstract).

Chen Xianglin, Yuan Kun, Lin Tuo, Jin Chunshuang, Kang Haixia. 2021. Discovery of shale gas within Upper Paleozoic marine facies by Qian Shuidi-1 Well in the northwest of Yaziluo rift trough, Sichuan Province[J]. *Geology in China*, 48(2): 661-662 (in Chinese).

Dong Guodong, Zhao Weibo, Zhang Ziyang, Lu Zixing, Fu Xunxun, Peiwenchao, Gao Xing. 2023. Origin and distribution of sandstone in the Taiyuan Formation in Yulin-Qingjian area of Ordos basin[J]. *Journal of East China University of Technology (Natural Science)*, 46(4): 368-375 (in Chinese with English abstract).

Feng Weiming, Li Rong, Zhao Zhan, Yu Qian, Xie Yuan. 2019. The discovery of tight gas and shale gas in Carboniferous strata in Guiweidi 1 Well, Weining County, Guizhou Province[J]. *Geology*

- in China, 46(5): 1241–1242 (in Chinese).
- Feng W M, Li R, Zhao Z, Yu Q, Liu W, Cao J F. 2023. Geological characterization and exploration potential of shale gas in the Carboniferous Jiusi Formation, northern Guizhou and Yunnan provinces, SW China[J]. *Energy Geoscience*, 4(3): 1–13.
- Ge Jiawang, Zhu Xiaonin, Lei Yongchang, Yu Fusheng. 2021. Tectono-sedimentary development of multiphase rift basins: An example of the Lufeng Depression[J]. *Earth Science Frontiers*, 28(1): 77–89 (in Chinese with English abstract).
- Han Wei. 2010. The Tectonic Evolution and Geological Potentiality in Ziyun–Luodian–Nandan Belt[D]. Xi'an: Northwest University, 8–67 (in Chinese with English abstract).
- Hu Dongfeng, Wei Zhihong, Liu Ruobing, Fan Zhiwei, Han Jing. 2018. 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 (in Chinese with English abstract).
- He Jianglin, Liu Wei, Yu Qian, Qiu Zhen, He Yongzhong, Guo Tianxu, Wang Zhengjiang, Yang Ping. 2017. Geological characteristics of Lower Carboniferous Jiusi shale and its favorable area for shale gas exploration in Guizhou Province[J]. *Chinese Journal of Geology*, 52(1): 203–217 (in Chinese with English abstract).
- Qin Qin, Long Chengxiong, Tang Xiangui. 2016. Analysis of Carboniferous Jiusi Formation shale sedimentary environment in southwestern Guizhou[J]. *Coal Geology of China*, 28(4): 35–40 (in Chinese with English abstract).
- Qin Yinglun, Zhang Jiazheng, Wang Yufang, Kang Haixia, Li Juan, Zhang Ziya, Xue Zong'an, Zhang Yunxiao. 2021. Discovery of shale gas by Guirongye-1 Well within Carboniferous Luzhai Formation in Guizhong depression, Guangxi[J]. *Geology in China*, 48(2): 667–668 (in Chinese).
- Li Kai. 2016. Shale gas accumulation condition of Lower Carboniferous Jiusi Formation in Weining–Shuicheng[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 23(5): 48–53 (in Chinese with English abstract).
- Li Rufeng, Liu Benpei, Zhao Chenglin. 1997. Correlation of Carboniferous depositional sequences on the Yangtze Plate with others on a global scale[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 15(3): 23–28 (in Chinese with English abstract).
- Liang Digang, Guo Tonglou, Chen Jianping, Bian Lizeng, Zhao Zhe. 2008. Some progresses oil studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedimentary regions, Southern China (Part 1): Distribution of four suits of regional marine source rocks[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 13(2): 1–16 (in Chinese with English abstract).
- Lin Yuxiang, Zhao Chengjin, Zhu Chuanzhen, Wu Yuchen, Li Jia, Li Xiuqin. 2016. Migration pattern and geodynamic mechanism of Cenozoic depocenter and subsidence center in Huimin Sag, Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 37(4): 509–519 (in Chinese with English abstract).
- Liu Chiyang. 2008. Dynamics of sedimentary basin and basin reservoir (ore) forming system[J]. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 30(1): 1–23 (in Chinese with English abstract).
- Lu Shufan, Chen Yi, Luo Xiangjian, He Ben, Fu Hongbin. 2021. Sedimentary characteristics and distribution of the Carboniferous black shale in Guizhou Province[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 39(3): 672–685 (in Chinese with English abstract).
- Lu Shufan, He Ben, Du Shengjiang. 2016. Geological conditions and exploration prospect of shale gas in Dawuba Formation of Lower Carboniferous of Daiye-1 Well in southern Guizhou Province[J]. *Geological Survey of China*, 3(4): 6–11 (in Chinese with English abstract).
- Mei Jue, Ji Yubing, Ren Jinglun, Zhang Hanbing, Zhou Yun. 2021. Shale gas accumulation conditions in the Lower Carboniferous Jiusi Formation of Dianqianbei Depression[J]. *Natural Gas Industry*, 41(S1): 51–59 (in Chinese with English abstract).
- Mei Mingxiang, Ma Yongsheng, Deng Jun, Chu Hanmin, Liu Zhirong, Zhang Hai. 2005. Carboniferous to Permian sequence stratigraphic framework of the Yunnan–Guizhou–Guangxi basin and its adjacent areas and global correlation of third-order sea-level change[J]. *Geology in China*, 32(1): 13–24 (in Chinese with English abstract).
- Patrick M, Juerg H, Stuart C. 2022. Tilting of the Australian continent: New evidence from the subsidence and deposition history of the Northern Carnarvon Basin[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 137: 1–21.
- Tian Shuofu, Yang Ruidong. 2016. Lithofacies and paleogeography evolution and characteristics of shale accumulation in Lower Carboniferous, Guizhou, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 43(3): 291–299 (in Chinese with English abstract).
- Tian Wei, Peng Zhongqin, Bai Yunshan, Wang Baozhong, Wang Qiang, Miao Fengbin, Liu Feiyu. 2019. Reservoir characteristics and exploration potential of Lower Carboniferous shale gas in Lianyuan Sag, Central Hunan[J]. *Earth Science*, 44(3): 939–952 (in Chinese with English abstract).
- Wang Shangyan, Zhang Hui, Wang Tianhua, Wang Chunhou, Peng Chenglong, Hu Renfa, Chen Minghua, Shi Lei. 2006. Filling and evolution of the Late Paleozoic Shuicheng–Ziyun aulacogen in western Guizhou, China[J]. *Geological Bulletin of China*, 25(3): 402–407 (in Chinese with English abstract).
- Yuan K, Huang W H, Wang T, Li S Z, Sun X C, Fang X X, Xiao J P, Guo J. 2022. Tectonic evolution and accumulation characteristics of Carboniferous shale gas in Yadu–Ziyun–Luodian aulacogen, South China[J]. *China Geology*, 6(4): 646–659.
- Yuan Kun, Wang Chao, Qin Yinglun, Yu Shufang, Chen Rong, Shi Dishu, Bao Shujing, Lin Tuo, Zhou Zhi. 2017. The discovery of Carboniferous shale gas in Qianziye-1 Well of Qianan (southern Guizhou) depression[J]. *Geology in China*, 44(6): 1253–1254 (in

- Chinese).
- Yuan Kun, Wang Keying, Gong Shuhua, Qin Yinglun, Lu Shufan, Chen Rong, Fang Xinxin. 2018. Shale gas enrichment features and impacting factors in Carboniferous Dawuba Formation, Southern Guizhou Area[J]. *Coal Geology of China*, 30(3): 28–34 (in Chinese with English abstract).
- Yang Ping, Chen Yang, Feng Weiming, Mou Bixin, Wei Honggang, Ke Kun, Liu Jiahong, He Lei. 2021. Key indexes for hydrocarbon formation of tight sandstones and favorable areas of Baiguowan Formation in Xichang Basin[J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 41(3): 454–464 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Haiquan, Wang Zhenghe, Wang He, Liu Wei. 2016. REE geochemistry and sedimentary–tectonic setting of the Early Carboniferous black rock series in southern Guizhou[J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 36(3): 30–36 (in Chinese with English abstract).
- Zhu Guangyou, Jin Qiang, Zhang Shuichang, Guo Changchun, Zhang Shanwen. 2005. Research on the genetic type and hydrocarbon generation potential of the hydrocarbon generation sag in Jiyang depression[J]. *Natural Gas Industry*, 25(11): 17–20 (in Chinese with English abstract).
- ### 附中文参考文献
- 董建平, 梁狄刚, 张水昌, 邓春萍, 赵拈, 张蒂嘉. 2012. 中国古生界海相烃源岩生烃潜力评价标准与方法[J]. *地质学报*, 86(7): 1132–1142.
- 陈相霖, 苑坤, 林拓, 金春爽, 康海霞. 2021. 贵州岷紫罗裂陷槽西北缘(黔水地1井)发现上古生界海相页岩气[J]. *中国地质*, 48(2): 661–662.
- 董国栋, 赵伟波, 张紫阳, 卢子兴, 付勋勋, 裴文超, 高星. 2023. 鄂尔多斯盆地榆林—清涧地区太原组砂岩成因与分布[J]. *东华理工大学学报(自然科学版)*, 46(4): 368–375.
- 冯伟明, 李嵘, 赵瞻, 余谦, 谢渊. 2019. 贵州威宁地区贵威地1井钻获石炭系页岩气和致密砂岩气[J]. *中国地质*, 46(5): 1241–1242.
- 葛家旺, 朱筱敏, 雷永昌, 于福生. 2021. 多幕裂陷盆地构造—沉积响应及陆丰凹陷实例分析[J]. *地学前缘*, 28(1): 77–89.
- 韩伟. 2010. 紫云—罗甸—南丹裂陷带的构造演化及地质意义[D]. 西安: 西北大学, 8–67.
- 胡东风, 魏志红, 刘若冰, 范志伟, 韩京. 2018. 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]. *天然气工业*, 38(10): 28–37.
- 何江林, 刘伟, 余谦, 邱振, 贺永忠, 郭天旭, 汪正江, 杨平. 2017. 贵州下石炭统旧司组页岩气地质特征及有利区优选[J]. *地质科学*, 52(1): 203–217.
- 秦琴, 龙成雄, 唐显贵. 2016. 黔西南地区石炭系旧司组页岩沉积环境分析[J]. *中国煤炭地质*, 28(4): 35–40.
- 覃英伦, 张家政, 王玉芳, 康海霞, 李娟, 张子亚, 薛宗安, 张云泉. 2021. 广西桂中坳陷(桂融页1井)石炭系鹿寨组页岩气重要发现[J]. *中国地质*, 48(2): 667–668.
- 李凯. 2016. 威宁—水城下石炭统旧司组页岩气成藏条件[J]. *特种油气藏*, 23(5): 48–53.
- 李儒峰, 刘本培, 赵澄林. 1997. 扬子板块石炭纪沉积层序及其全球性对比研究[J]. *沉积学报*, 15(3): 23–28.
- 梁狄刚, 郭彤楼, 陈建平, 边立曾, 赵拈. 2008. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(一): 南方四套区域性海相烃源岩的分布[J]. *海相油气地质*, 13(2): 1–16.
- 林玉祥, 赵承锦, 朱传真, 吴玉琛, 李佳, 李秀芹. 2016. 济阳坳陷惠民凹陷新生代沉积—沉降中心迁移规律及其机制[J]. *石油与天然气地质*, 37(4): 509–519.
- 刘池洋. 2008. 沉积盆地动力学与盆地成藏(矿)系统[J]. *地球科学与环境学报*, 30(1): 1–23.
- 卢树藩, 陈祎, 罗香建, 何犇, 符宏斌. 2021. 贵州石炭系黑色页岩层系沉积特征及分布规律研究[J]. *沉积学报*, 39(3): 672–685.
- 卢树藩, 何犇, 杜胜江. 2016. 黔南代页1井下石炭统打屋坝组页岩气地质条件及勘探前景[J]. *中国地质调查*, 3(4): 6–11.
- 梅珏, 计玉冰, 任景伦, 张涵冰, 周芸. 2021. 滇黔北坳陷下石炭统旧司组页岩气成藏条件[J]. *天然气工业*, 41(S1): 51–59.
- 梅冥相, 马永生, 邓军, 初汉民, 刘智荣, 张海. 2005. 滇黔桂盆地及其邻区石炭纪至二叠纪层序地层格架及三级海平面变化的全球对比[J]. *中国地质*, 32(1): 13–24.
- 田硕夫, 杨瑞东. 2016. 贵州早石炭世岩相古地理演化及页岩气成藏特征[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 43(3): 291–299.
- 田巍, 彭中勤, 白云山, 王保忠, 王强, 苗凤彬, 刘飞宇. 2019. 湘中涟源凹陷石炭系测水组页岩气成藏特征及勘探潜力[J]. *地球科学*, 44(3): 939–952.
- 王尚彦, 张慧, 王天华, 王纯厚, 彭成龙, 胡仁发, 陈明华, 石磊. 2006. 黔西水城—紫云地区晚古生代裂陷槽盆地充填和演化[J]. *地质通报*, 25(3): 402–407.
- 苑坤, 王超, 覃英伦, 于抒放, 陈榕, 石砥石, 包书景, 林拓, 周志. 2017. 黔南地区(黔紫页1井)发现上古生界海相页岩气[J]. *中国地质*, 44(6): 1253–1254.
- 苑坤, 王克营, 巩书华, 覃英伦, 卢树藩, 陈榕, 方欣欣. 2018. 黔南地区石炭系打屋坝组页岩气富集特征及其影响因素[J]. *中国煤炭地质*, 30(3): 28–34.
- 杨平, 陈杨, 冯伟明, 牟必鑫, 魏洪刚, 客昆, 刘家洪, 何磊. 2021. 西昌盆地白果湾组致密砂岩油气形成关键指标评价与有利区优选[J]. *沉积与特提斯地质*, 41(3): 454–464.
- 张海全, 王正和, 王鹤, 刘伟. 2016. 黔南地区早石炭世黑色岩系稀土元素地球化学特征及沉积—构造环境分析[J]. *沉积与特提斯地质*, 36(3): 30–36.
- 朱光有, 金强, 张水昌, 郭长春, 张善文. 2005. 济阳坳陷生烃洼陷的成因类型及生烃潜力比较[J]. *天然气工业*, 25(11): 17–20.