

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.249>



基于地球物理和地球化学数据的页岩油甜点区综合预测： 以泌阳凹陷核三段 5 号页岩层为例

尚 飞^{1,2}, 解习农^{1,3}, 李水福², 陆永潮²

1. 中国地质大学构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北武汉 430074

2. 中国地质大学资源学院, 湖北武汉 430074

3. 中国地质大学海洋学院, 湖北武汉 430074

摘要:我国页岩油气勘探开发不断取得实质性进展,有望成为未来油气资源的重要接替能源。而提高页岩油储层钻遇率和油气产量的关键是甜点区的预测和评价。以泌阳凹陷核桃园组三段 5 号富有机质页岩层为研究对象,综合利用多种地球物理方法和地球化学指标,通过岩相、含油性、储集条件和地层压力等关键评价参数分析,探讨了综合信息叠合的页岩油甜点区预测方法。研究表明:(1)脆性矿物含量普遍大于 50%,以灰质页岩和粘土质页岩夹粉砂质页岩为主的岩相是页岩油赋存的优势岩相;(2)低自由烃差值和高含油饱和度均指示高含量游离态页岩油,指示了页岩含油性最好区域;(3)夹层主要发育在深凹区周缘,断裂控制的相互重叠区域或派生断裂控制区微裂缝更为发育;(4)异常高压对页岩油微距离运移和富集的影响较大;(5)基于不同参数阈值对页岩储层进行综合评价划分,采用综合信息叠合法预测出 3 类甜点区。本文为多参数综合评价和识别陆相页岩油甜点区提供了有效范例,对指导陆相页岩油勘探具有重要的实践意义。

关键词:甜点区;陆相页岩油;富有机质页岩;核桃园组;泌阳凹陷;石油地质。

中图分类号: P618

文章编号: 1000-2383(2018)10-3640-12

收稿日期: 2018-05-22

Comprehensive Prediction of Shale Oil Sweet Spots Based on Geophysical and Geochemical Data: A Case Study of the Paleogene Hetaoyuan Formation, Biyang Depression, China

Shang Fei^{1,2}, Xie Xinong^{1,3}, Li Shuifu², Lu Yongchao²

1. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of China University of Geosciences, Ministry of Education, Wuhan 430074, China

2. Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

3. College of Marine Science and Technology, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

Abstract: Shale oil and gas exploration and development in China makes substantive progress, and is likely to be an important successor for oil and gas resources in the future. And the key to improve the drilling encounter rate and oil and gas yield of shale oil is prediction and evaluation of sweet spot. In this paper, taking the 5th organic-matter-rich interval (ORI 5) in the third Member of the Paleogene Hetaoyuan Formation in the Biyang Depression, the key performance indicators are applied to map out sweet spots across the deep depression by comprehensive analysis of various geophysical and geochemical methods. The key indicators are based on a limited number of shale properties, such as lithofacies, oil content, reservoir conditions, and formation pressure. The results show that: (1) The content of brittle minerals is generally larger than 50%, and the calcareous shales and argillaceous shales with silty shales interlayers are advantageous lithofacies for shale oil storage; (2) The indexes of

基金项目:构造与油气资源教育部重点实验室开放课题(No.TPR-2016-11)。

作者简介:尚飞(1988—),男,博士后,主要从事沉积储层及非常规油气地质方面的研究。ORCID: 0000-0003-4986-3061. E-mail: cug275@163.com

引用格式:尚飞,解习农,李水福,等,2018.基于地球物理和地球化学数据的页岩油甜点区综合预测:以泌阳凹陷核三段 5 号页岩层为例.地球科学,43(10):3640-3651.

OSI values >200 mg/g TOC and ΔS_1 values <-2 mg/g Rock indicate the higher content of free shale oil; (3) The interlayer is mainly developed in the periphery of the deep depression, and microfracture is more developed in the derived fracture controlled zones and overlapping areas controlled by faults; (4) Overpressure may have greater impact on the small scale migration and enrichment of shale oil; (5) Shale reservoirs are evaluated based on threshold values of various indicators, and three types of sweet spots are predicted. This paper provides a valid example for comprehensive evaluation and identification of continental shale oil sweet spots using multi-parameters, and has important practical significance for guiding the shale oil exploration.

Key words: sweet spot; continental shale oil; organic-rich shale; Hetaoyuan Formation; Biyang Depression; petroleum geology.

0 引言

近年来,随着非常规油气勘探开发技术的进步和发展,美国页岩油产量呈现爆发式增长,并对常规石油形成了有效补充.页岩油已成为未来油气资源的重要接替能源之一.页岩油属于典型的原地成藏系统,源储一体、滞留聚集、连续分布(邹才能等, 2015),需要依靠水平钻井和水力压裂等关键技术才能实现商业开采,其中提高储层钻遇率和油气产量的关键是甜点区的预测和评价,即准确全面选取关键参数、应用合适评价方法、建立合理评价标准,进而科学预测出页岩油富集甜点区.快速准确识别甜点区不仅为井位部署和井眼轨迹设计提供地质依据,同时还能提高经济效益、降低开发成本,这在低油价时期显得尤为重要.

非常规油气“甜点”主要指生烃潜力大、脆性矿物含量高、地层压力大、裂缝发育、地壳应力非均质性较弱的目的层段或平面分布区(杨瑞召等, 2012; Aybar *et al.*, 2015),对其预测和识别通常需要开展页岩沉积地质背景和页岩组分及属性特征等方面综合评价.其

中前者包括埋深、厚度、分布规律和沉积环境等,后者包括有机质类型及含量、矿物含量、有机质成熟度、含油性、孔隙度、渗透率和力学属性等.上述分析反映了页岩生烃潜力、储集能力和流体可动性,三者的有机结合共同决定页岩油气资源开发前景.

非常规油气“甜点”预测主要侧重于地质分析、地震和测井等地球物理方法,如陈胜等(2017)应用全道集叠前反演技术预测了四川盆地长宁区块下志留统龙马溪组页岩有机碳含量、地层压力等参数的平面分布,通过模糊优化分析对甜点区综合评价;李松峰等(2016)基于井—震资料,采用 TOC 体定量预测技术对普光地区须家河组烃源岩 TOC 含量和厚度进行评价.关键地质评价参数和盆地模拟技术综合分析在量化未开发页岩盆地资源潜力、识别甜点区方面也取得了较好效果(Heege *et al.*, 2015).此外,页岩储层甜点分布预测已开始引进函数主成分分析、人工神经网络、核磁共振因子分析和大数据分析等新方法和新技术.

本文以泌阳凹陷(图 1)核桃园组三段 5 号富有机质页岩层为例,基于三维地震、测井和地球化学等

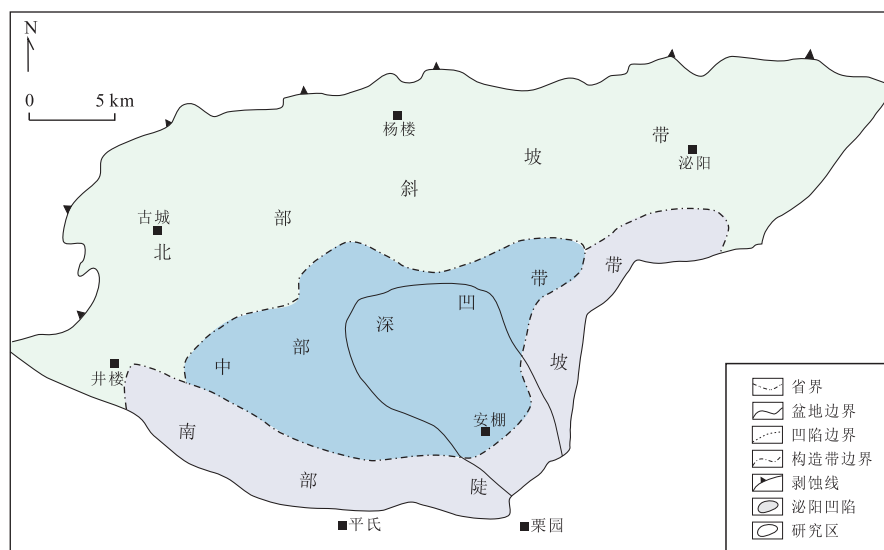


图 1 泌阳凹陷构造单元划分及研究区位置

Fig.1 Structural units of the Biyang Depression and location of the study area

资料,采用多学科页岩储层评价方法预测岩相、有机碳含量、含油性、地层压力、夹层和微裂缝等关键参数的平面分布,探讨其对页岩油甜点区预测的指示意义,明确页岩油富集甜点分布。

1 区域地质背景

南襄盆地位于我国河南省南部和湖北省西北部之间,泌阳凹陷属于该盆地的一个次级构造单元,构造上位于秦岭褶皱带和扬子板块北缘块断带的结合部位,是一个叠置在华北板块与扬子陆块缝合带之上的中生代断陷,空间形态呈南深北浅的扇形箕状(Chen and Philp, 1991)。现今构造格局可划分为 3 个带:北部斜坡带、中部深凹带和南部陡坡带(图 1)。当前页岩油主要勘探区位于凹陷中部的深凹区,即图 1 中黑色方框内。

泌阳凹陷构造演化大致经历了初始断陷、主断陷和拗陷 3 个阶段(胡受权, 1998)。研究区古近系自下而上发育玉皇顶组、大仓房组、核桃园组和廖庄组。核桃园组是主要勘探目的层,由下而上可进一步

划分为核桃园组三段、二段和一段。根据国内外页岩油气勘探开发实际,以有机碳含量 $>2\%$ 、单层厚度 $>10\text{ m}$ 、连续厚度 $>20\text{ m}$ (夹层厚度 $<3\text{ m}$)为富有机质页岩层厘定标准,在核三段自上而下识别出 6 套富有机质页岩层(图 2)。其中 5 号页岩层累计厚度大(23.5~145 m)、埋深适中(2 150~3 195 m)、有机碳含量高,是较好的有机质富集层,具有良好的页岩油资源潜力。

2 分析方法和结果

2.1 泥页岩有机碳含量获取

多元回归分析法预测有机碳含量主要是基于有机质与电阻率、声波时差、自然伽马、中子、密度等测井曲线之间存在密切响应关系(Forti and Chlilngar, 1988)。与改进的 $\Delta\log R$ 技术(朱光有等, 2003; 胡慧婷等, 2013)和 CARBOLOG 法(Bessereau *et al.*, 1991; 刘俊民等, 2008)相比,该方法在研究区具有较高的预测精度和普适性(尚飞等, 2016)。具体方法是,通过分析 5 号页岩层取心段有机碳含量实测数据与对应深度上、下 0.2 m 的各种测井参数平均值间关系,筛选出对有机碳含量变化显著的测井参数,进而将其与有机碳含量实测值拟合,建立具有良好相关性的经验公式计算泥页岩有机质丰度。

利用以上方法结合少量实测 TOC 数据即可获得 5 号页岩层有机碳含量平面分布。结果表明,5 号页岩层有机碳含量均值为 $2.0\% \sim 4.68\%$,平面上呈环带状由深凹区中心向周缘减小,高值区($\text{TOC} > 2.8\%$)分别位于工区北部(BYHF1 井~B159 井区域)和南部(B270 井~B96 井区域)(图 3a)。

2.2 含油性指标获取

目前反映含油性的常用指标是岩石热解分析获得的自由烃含量“ S_1 ”和含油饱和度(OSI),并将 OSI 值超过 100 mg/g TOC 看作是潜在的储层(Cooles *et al.*, 1986; Jarvie, 2012)。其计算公式如下:

$$\text{含油饱和度(OSI)} = S_1 / \text{TOC} \times 100 \quad (1)$$

此外, Li *et al.* (2016) 提出应用自由烃差值法来进行页岩含油性的判识与评价,基本原理是首先根据干酪根生烃原理,从理论上计算出页岩的原始生烃量,再减去实测的自由烃现存量(S_1),用两者差值的正负性及大小来判识和评价页岩的含油性。具体计算方法是:(1)根据有机质类型选择相应的干酪根产烃率曲线(随 R_o 变化的单位有机碳质量的产烃量,每

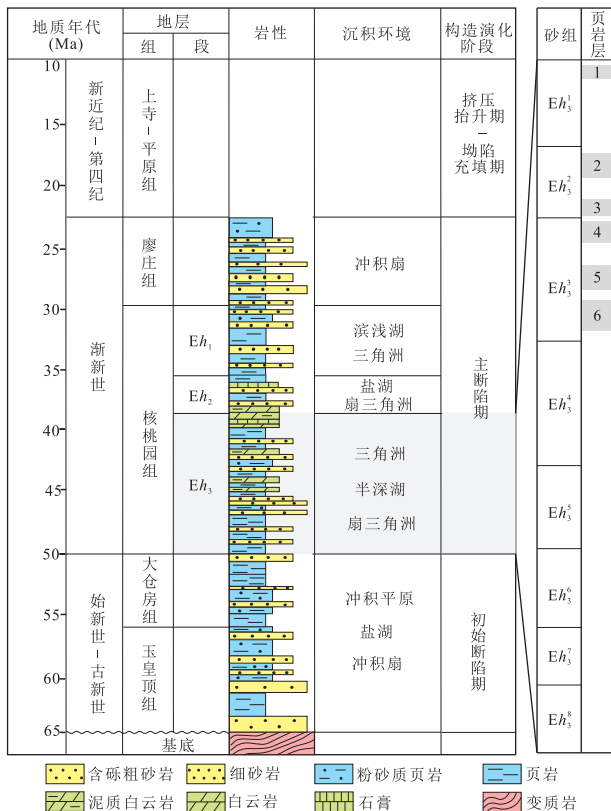


图 2 泌阳凹陷沉积充填及富有机质页岩层分布

Fig.2 Generalized stratigraphic column and organic-rich intervals distribution of the Biyang Depression

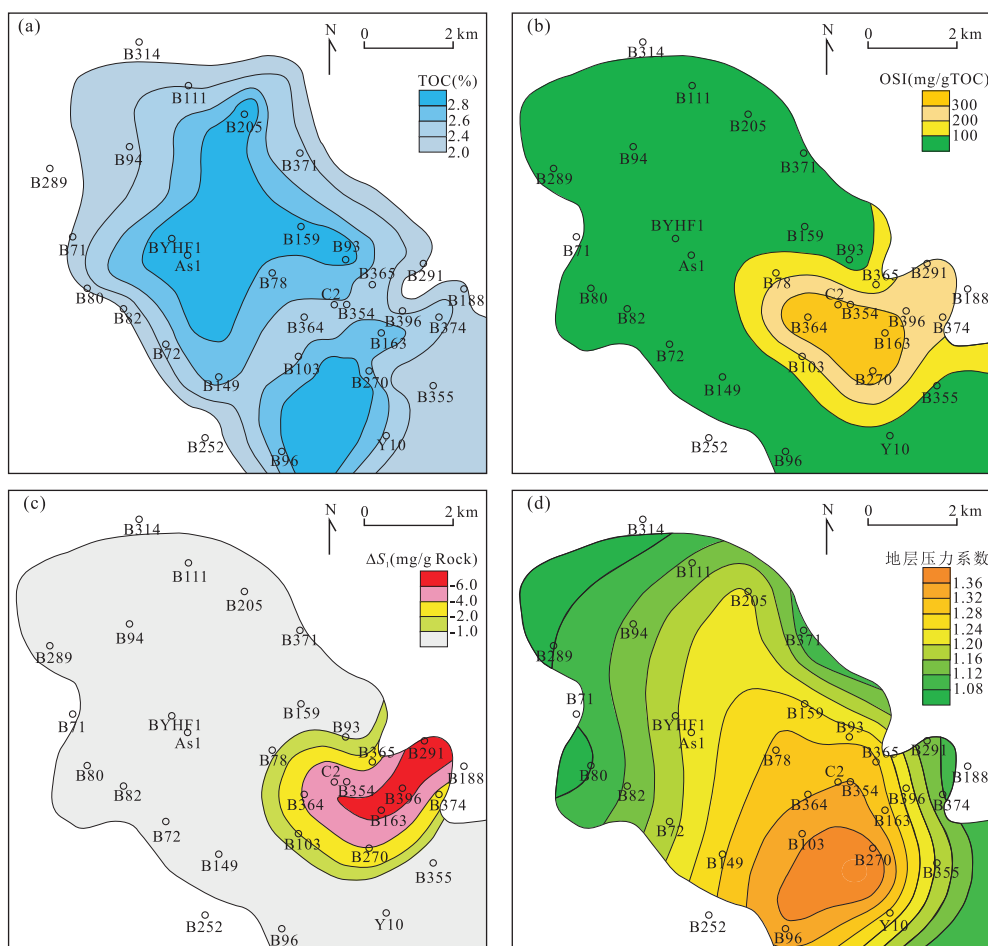


图 3 泌阳凹陷 5 号页岩层页岩有机碳含量等值线图(a)、含油饱和指数等值线图(b)、自由烃差值平面等值线图(c)和平均地层压力等值线图(d)

Fig.3 The TOC contents isoline (a), OSI values isoline (b), ΔS_1 values isoline (c), and formation pressure isoline (d) of ORI 5 in Biyang Depression

个地区不同类型干酪根具有特定的产烃率曲线,通过热模拟获得);(2)根据有机质埋藏深度换算出成熟度(成熟度与深度回归曲线),再由成熟度计算出对应的产烃率(单位有机碳质量所能产生的烃类物质数量);(3)将有机碳含量与产烃率相乘获得单位质量岩石的生烃量(mg/g Rock);(4)用计算的生烃量减去实测的自由烃现存量,即可得到自由烃差值(ΔS_1)。

结果表明,5 号页岩层含油饱和指数均值为 14.5~494.93 mg/g TOC,其中 53% 的数值小于 100 mg/g TOC,大面积连片分布于工区北部、西部和南部(图 3b);自由烃差值均值为 -8.6~4.79 mg/g Rock,其中 59% 的数值大于 -1.0 mg/g Rock,小于 -1.0 mg/g Rock 区域位于工区东部,呈向 B103 井收敛、向 B291 井开口的近椭圆状(图 3c)。

2.3 地层压力计算

异常高压地层孔隙度增大,其测井响应主要表

现为声波时差大于同一深度正常趋势线上的数值、密度小于同一深度正常趋势线上的数值等。基于研究区重点钻井声波时差测井数据,采用等效深度法预测地层压力。地层中某一点的地层压力通式为:

$$P = \frac{1}{100} \rho_{bw} H + \frac{\rho_{bw} - \rho_w}{100C} \ln \frac{\Delta t}{\Delta t_0} \quad (2)$$

式中 P 为地层压力,MPa; ρ_w 为地层水密度, g/cm³; ρ_{bw} 为岩石的平均密度, g/cm³; H 为埋深, m; C 为压实系数,即曲线的斜率; Δt 为深度为 H 的地层的声波时差, μ s/m; Δt_0 为起始声波时差,即深度为零时的声波时差, μ s/m。

5 号页岩层地层压力均值为 1.01~1.40,压力最高值位于 B270 井附近,以此为中心向周缘逐渐降低,到 5 号页岩层边界地层压力约为 1.00(图 3d)。

2.4 地球物理属性分析

在精细地震层位解释基础之上,以 5 号页岩层

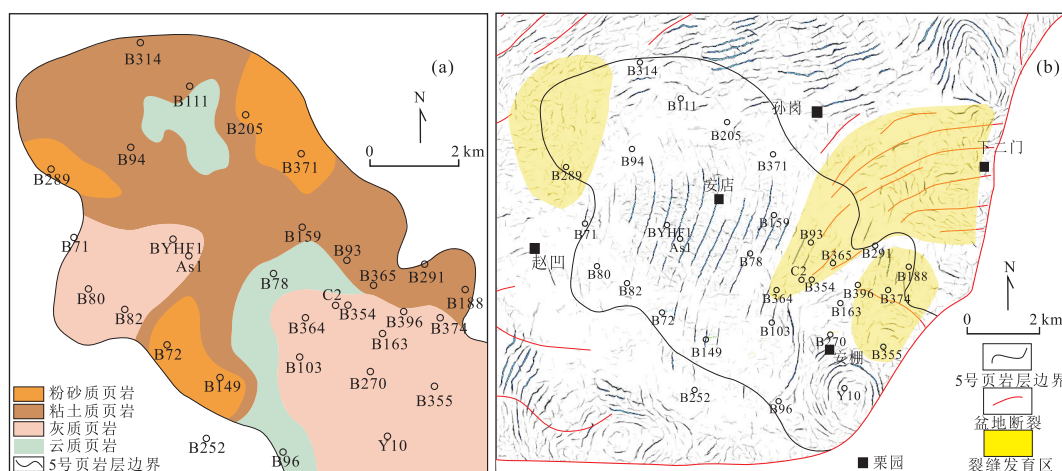


图 4 泌阳凹陷 5 号页岩层岩相平面分布图(a)和裂缝发育区综合预测(b)

Fig.4 Lithofacies(a) and fracture distribution(b) of ORI 5 in Biyang Depression

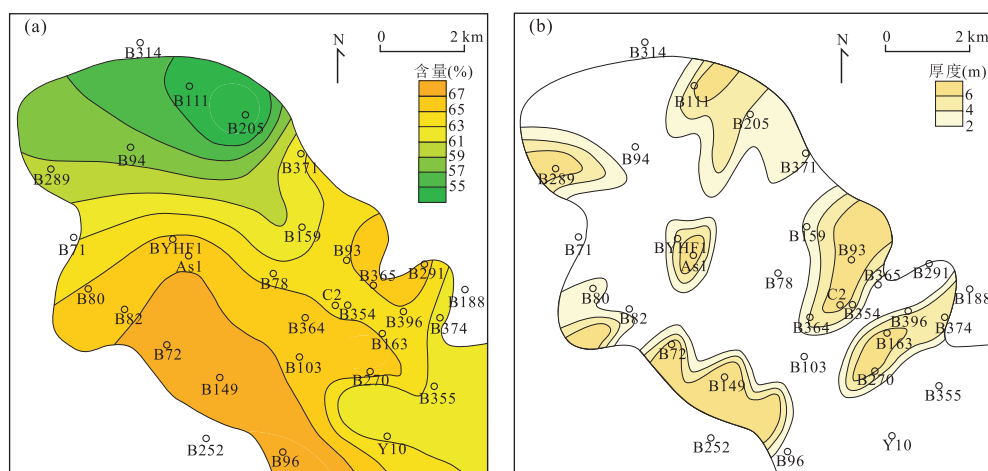


图 5 泌阳凹陷 5 号页岩层脆性矿物含量(a)和夹层厚度(b)等值线图

Fig.5 The brittle mineral contents isoline(a) and interlayer thickness isoline(b) of ORI 5 in Biyang Depression

为目标层位,采用沿层开窗方法分别提取均方根振幅属性、总能量属性、平均瞬时频率属性和弧长属性,同时选取 BYHF1 井作为标准钻井,建立地震属性标定标准模板,通过井震结合及不同地震属性的综合对比标定,选取对泥岩含量差异反应相对较为敏感的均方根振幅属性进行岩相预测。

5 号页岩层以灰质页岩和粘土质页岩为主,分别发育在工区南部和北部,局部发育云质页岩,粉砂质页岩主要位于深凹区周缘(图 4a)。

2.5 微裂缝预测技术

蚂蚁追踪技术是一种叠后微裂缝预测技术,已被证实能准确描述井间裂缝和垂向裂缝,并在裂缝空间分布规律分析上优势显著。本次利用工区三维地震数据体制作蚂蚁追踪数据体,并在层位解释基础上提取沿层切片或水平切片,获得断层和裂缝带

信息,排除各种裂缝发育的假象,叠合多个预测结果,最终明确 5 号页岩层的裂缝分布规律。

通过对不同方案产生的蚂蚁体中所抽取的水平切片综合分析,识别出 3 个裂缝发育区,分别位于 B355-B374 井区域、B364-B93 井区域和 B289 井附近(图 4b)。需要说明的是,图中多处出现的类似于地层呈平行或环状分布的条带状痕迹可能是受地层产状(尤其是高倾角产状)影响而产生的假象;BYHF1 井附近呈现的近于等间距分布的平行弧形条带状痕迹,在地震剖面上表现为一系列近于直立的不明显的同相轴微错断,这可能与原始地震数据处理有关。

2.6 脆性矿物含量和夹层厚度获取

多测井参数回归分析法和多矿物模型法是基于测井资料进行矿物预测的常用方法,其中多矿物模型法在研究区具有较好的预测效果(黄新等,2016)。

利用测井、岩心和岩屑录井资料,以自然伽马曲线确定纯泥岩基线及其包络线,则包络线左侧区域的伽马曲线即对应粉砂质泥岩、粉砂岩、细砂岩或碳酸盐岩等夹层。

5 号页岩层脆性矿物含量为 51.1%~74.1%,平均为 64.1%,平面上北低南高(图 5a),其中深凹区北部普遍低于 60%,南部和中部(如 B78 井附近)总体高于 65%,且在东西边缘处含量最高(约 75%);夹层厚度为 1.6~18.05 m,平均为 8 m,平面上主要在深凹区东西边缘和中部 BYHF1 井附近发育,其中在 B289 井、B72 井、C2 井附近厚度大、分布范围广,其他区域均小于 2 m(图 5b)。

3 讨论

3.1 岩相对页岩油甜点区预测的指示意义

不同岩相有机碳含量统计结果表明,灰质页岩

有机碳含量最高,粘土质页岩次之,粉砂质页岩和云质页岩最低。

5 号页岩层灰质页岩主要发育期气候干旱炎热,湖平面相对较浅,湖盆水体咸化;粘土质页岩主要发育期湖平面相对较高,气候温暖潮湿,湖盆水体为半咸水;粉砂质页岩和泥质粉砂岩的发育与辫状河三角洲和扇三角洲密切相关,当陆源物质供给能力增强时,三角洲向前推进快、朵体延伸较远,有利于在辫状河三角洲和近岸水下扇之间的湖相泥岩中发育滑塌浊积扇。

古生产力和氧化还原元素替代指标与有机碳含量关系表明,良好的保存条件是 5 号页岩层有机质富集的主控因素(Shang *et al.*, 2015)。咸化水体易在半深湖—深湖区域产生水体分层,限制湖水循环;半咸水湖泊水体分层现象不明显,较高的湖平面易在深湖形成缺氧底水,有利于有机质保存;物源输入增强或浊流出现扰乱水体安静环境,有机质易被氧化

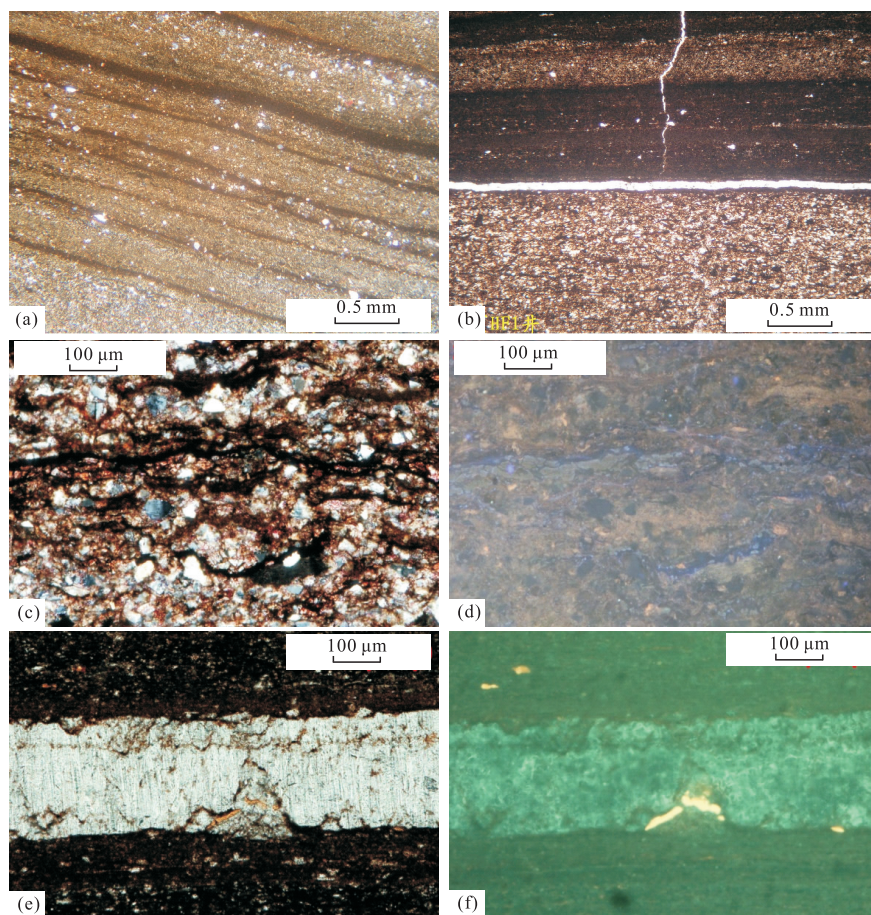


图 6 泌阳凹陷核三段 5 号页岩层页岩岩心、薄片和扫描电镜观察结果

Fig.6 Core, slice, and SEM observation results of ORI 5 in Biyang Depression

a.粉砂质页岩,粉砂和粘土纹层互层,C2 井,2 821.57 m;b.纹层接触面近平行裂缝发育,BYHF 1 井,2 446.5 m;c,d.粒间孔内烃类充填,BYHF 1 井,2 427.55 m;e,f.方解石溶蚀孔内烃类充填,C2 井,2 800.32 m.图 c~f 据张文昭(2014)

破坏。

岩心、薄片和扫描电镜观察结果表明,粉砂质页岩以粉砂和粘土纹层互层(图 6a)为特征,沿纹层易发育近平行裂缝(图 6b),常被次生矿物或液态烃充填;此外,硬性矿物石英和长石有助于减缓压实作用,利于粒间孔保存(图 6c,6d)。因此粘土质页岩夹粉砂质页岩通常表现为高页岩油含量,得益于页岩中的滞留油和夹层中的可动油,这在四川盆地焦石坝海相页岩和北海油田 Kimmeridge Clay 组页岩勘探开发实践中得到证实(Guo and Zhang, 2014;Raji *et al.*, 2015)。另外,测试结果表明灰质页岩具有含油丰度高、孔隙度和渗透率好、孔隙和微裂缝发育等特征(章新文等,2015),如在有机孔和溶蚀孔中可见油富集(图 6e,6f)。因此,灰质页岩和粘土质页岩夹粉砂质页岩是页岩油赋存的优势岩相。

3.2 含油性指标对页岩油甜点区预测的指示意义

研究区较高的有机碳含量不仅保证首先吸附在干酪根和粘土表面的原油量,还能保证存在以游离态填充孔隙未排出或运移排出后仍有一定残余的石油,即在目前技术条件下可开采的游离态页岩油。

自由烃含量“ S_1 ”和含油饱和度(OSI)是评价游离态原油的常用指标。然而,由于 S_1 所表征的释放出来的烃类物质既有游离态又有吸附态,因此当有机碳含量和自由烃含量均较高时,以吸附态存在的烃类比率增大,导致可开采油减少;当页岩的有机碳含量和自由烃含量都较低,二者相除后,其 OSI 值也能超过 100 mg/g TOC,表明储集性能达到要求,但含油性不一定好。与含油饱和度法相比,自由烃差值是理论计算原始生烃量与实测自由烃的现存量差值,是衡量泥页岩排烃条件和保存条件的综合指标。当该差值为负值,且负值绝对值越大,表明外来烃多,页岩的含油性越好;正差值越大,页岩的含油性越差。若差值趋于零,可能有两种情况,一是生烃量和现存量都大,使得两者差值接近于零,表明页岩的含油性好;二是生烃量和现存量都不大,两者差值也可能趋于零,那么页岩的含油性肯定不太好,但也能说明保存条件好。根据该差值大小,并结合含油饱和度,可以较好反映地层的保存条件和储集条件。

5 号页岩层泥页岩含油饱和指数平面图(图 3b)显示高值区主要分布在 B364 井和 B270 井附近,其含油饱和指数超过 300 mg/g TOC;B291 井和 B396 井附近含油饱和指数超过 200 mg/g TOC;含油饱和指数超过 100 mg/g TOC 区域主要位于 B78 井和

B355 井附近。自由烃差值平面等值线图显示(图 3c),B163 井和 B396 井附近自由烃差值最小,都低于 -6.0 mg/g Rock;其次是 B354 井和 C2 井等井附近,自由烃差值低于 -4.0 mg/g Rock。上述两种指标所反映的页岩含油性最好区域基本一致。

3.3 储集条件对页岩油甜点区预测的指示意义

页岩中天然裂缝不仅为页岩油气提供有效储集空间和主要渗流通道,还决定钻井和完井方法,并直接影响水力压裂优化设计和油气开发效率(Hill and Nelson, 2000;Weng *et al.*, 2011;Gale *et al.*, 2014)。陆相富有机质页岩层岩相和结构非均质性较强,其内部普遍发育粉砂岩或碳酸盐岩薄夹层,与源岩相比这些夹层物性条件较好、毛细管压力较小、孔隙压力较低,相邻烃源岩生成的原油只需经过极短距离运移即可进入聚集,从而形成夹层型页岩油藏(Lei *et al.*, 2015;宋国奇等,2015)。同时,夹层的高脆性矿物含量也利于后期储层改造。

3 个预测区域的裂缝发育程度有所差异,其中 B364-B93 井一带裂缝发育数量较多且主体呈 NE 向展布,这可能与盆缘断裂和盆地局部构造变形(包括次级断裂)有关。研究区发育 NW 向唐河—栗园盆缘断裂(NW 向断裂)、NE 向栗园—泌阳盆缘断裂(NE 向断裂)以及与盆缘断裂伴生的次级断裂或断裂系(派生断裂)。由于盆地晚期的构造活动以 NE 向断裂为主体,从受力分析的角度,NE 向断裂是晚期挤压应力来源的主体,是一种主动过程,而 NW 向断裂主要起到应力阻挡作用,是一种被动过程。因此,NE 向断裂带应力相对较大,更有利于裂缝发育。由于派生断裂控制区整体上处于 NE 断裂控制区之内,因此 3 个断裂控制的相互重叠区域或派生断裂控制区裂缝可能更为发育。

3.4 地层压力对页岩油甜点区预测的指示意义

异常地层压力是含油气盆地普遍存在的一种现象,与油气的生成、运移和聚集有密切的关系。干酪根降解成烃增压可能为源岩内部油气初次运移提供能量,但当压力系数小而不足以克服运移阻力时,石油大量原地滞留形成页岩油藏,此时异常高压的存在是源岩内存在滞留油的证据。其次,生烃作用产生的超压会导致应力集中面或岩性接触面形成裂缝,有利于页岩油微距离运移和富集(柳波等,2012),同时,源岩和夹层之间的压力差可作为页岩油运移至夹层成藏的动力之一。另外,济阳坳陷和泌阳凹陷重点井页岩油产能与压力体系关系表明异常高压也是开采过程中获得高产页岩油的能量保障(李吉君等,

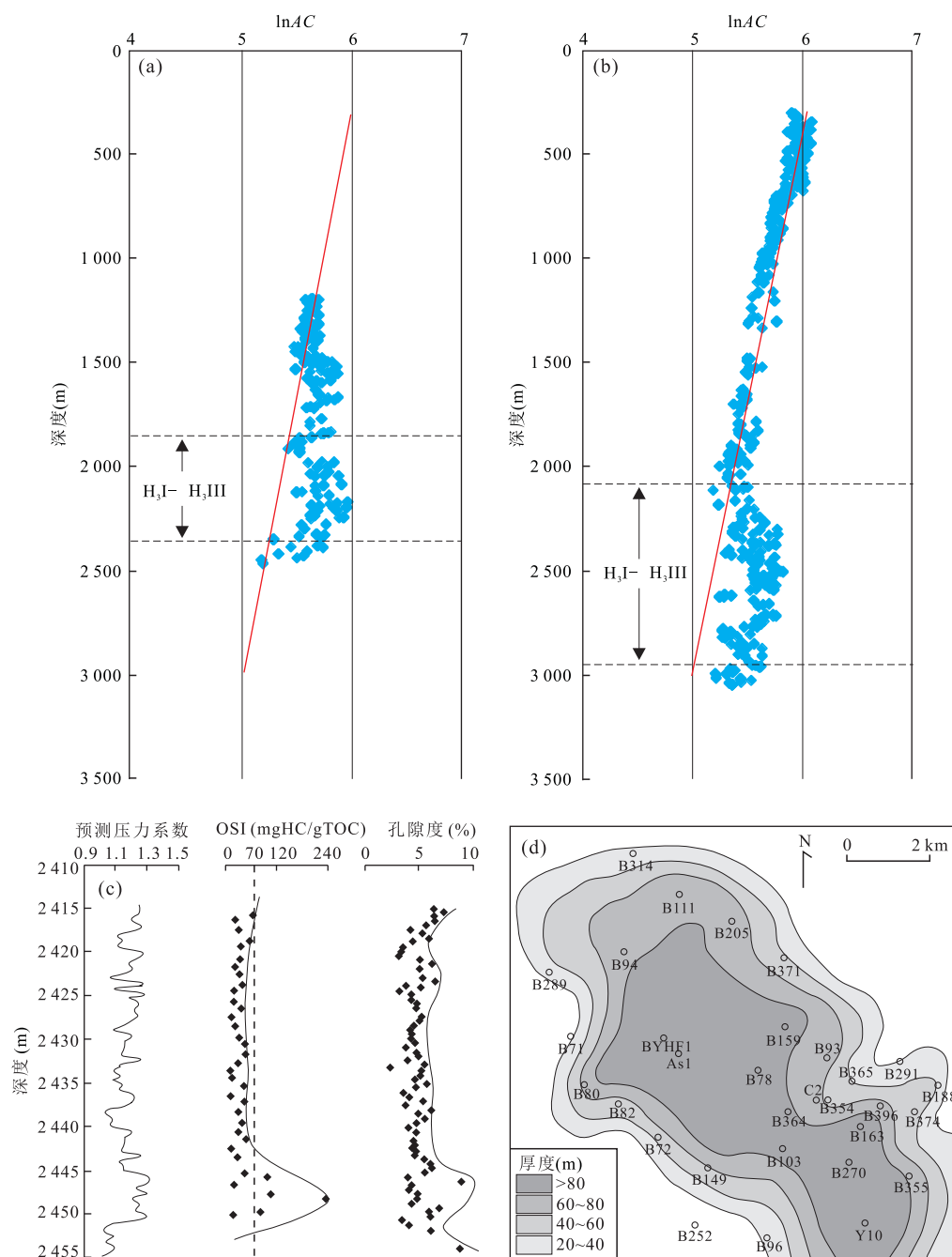


图 7 BYHF1 井(a)和 B364 井(b)声波时差与深度关系;BYHF1 井 5 号页岩层地层压力与含油饱和指数和孔隙度对应关系(c)和 5 号页岩层厚度等值线图(d)

Fig.7 The relationship between depth and acoustic time data from Well BYHF 1 (a) and Well B364 (b), well correlation between overpressure, OSI and porosity values in ORI 5(c) and thickness isoline of ORI 5 in Biyang Depression(d)

2014;宁方兴,2015;宋国奇等,2015)。

由 BYHF 1 井和 B364 井声波时差随深度变化的关系可看出(图 7a,7b),富有机质页岩层所位于的 $H_3 I \sim H_3 III$ 层段数据点均偏离了正常趋势线,说明存在不同程度的低幅超压.其中 BYHF1 井少量数据点在页岩层段以下又回归到正常趋势线上,压力趋于正常压实,表明 BYHF1 井 $H_3 I \sim H_3 III$ 层

位相当于一个压力封存箱.单井地层压力预测结果显示地层压力较大层段对应孔隙度较大(图 7c),如 BYHF1 井 2 445~2 453 m 预测地层压力为 1.2~1.3,核磁共振测试孔隙度为 3.44%~8.93%(平均 5.30%);笔者对比 5 号页岩层平均地层压力等值线图 and 裂缝发育预测图发现,部分高压区裂缝也较发育,如 B364 井、C2 井一带预测平均地层压力为

表 1 泌阳凹陷深凹区 5 号页岩层甜点区综合评价
Table 1 Sweet spot evaluation of ORI 5 in Biyang Depression

指标	I 类甜点区	II 类甜点区	III 类甜点区
含油饱和指数(mg/g TOC)	>300	>300	>200
自由烃差值(mg/g Rock)	<-4.0	<-4.0	<-2.0
地层压力系数	1.28~1.32	>1.28	>1.20
夹层厚度(m)	>2	>2	<2
微裂缝	发育	不发育	不发育
脆性矿物(%)	63~67	63~67	>60
岩相	灰质页岩	灰质页岩	灰质页岩

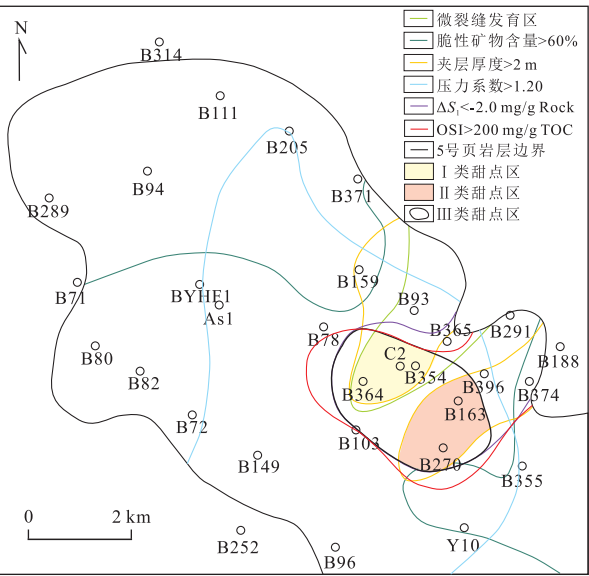


图 8 页岩油富集甜点区预测
Fig.8 Shale oil sweet spot predication

1.28~1.32, 蚂蚁体水平切片也指示该区域裂缝发育, 表明超压有利于形成微裂缝, 从而增强储集能力. 地层压力高值区与含油饱和指数高值区和自由烃差值低值区吻合程度较高(图 3b~3d), 如 B354 井、B364 井和 B163 井区域地层压力为 1.28~1.32、含油饱和指数为 446.06~494.93 mg/g TOC、自由烃差值为 -4.91~-8.6 mg/g Rock, 同时该区域夹层发育, 表明超压可能对页岩油微距离运移和富集的影响更大.

异常高压的成因主要包括: (1) 流体温度增加导致热膨胀, 从而形成超压, 通常发生在高一过成熟阶段(Bradley, 1975; Sharp, 1983); (2) 干酪根降解成烃引起体积增加, 大幅度提高已压实源岩的孔隙压力, 一般发生在成熟阶段(Bredehoeft *et al.*, 1994); (3) 横向挤压的构造应力压缩岩石孔隙, 造成地层压力增加(Berry, 1973). 泌阳凹陷核桃园组沉积期以断陷沉降为主, 到廖庄期才进入反转构造发育阶段, 构造应力场由伸展转变为挤压(杨道庆等, 2005). 烃

源岩处于低熟—成熟阶段, R_o 一般不超过 1.3%, 在此阶段粘土矿物脱水作用释放的自由水和干酪根降解生成的烃类流体不断进入孔隙, 增加地层压力. 地层压力平面分布与富有机质页岩厚度和有机碳含量分布基本一致(图 3a, 3d, 7d), 这些现象说明超压与富有机质页岩生烃密切相关.

3.5 页岩油富集甜点区综合预测

参考前人关于我国页岩油甜点区评价标准(杨智等, 2015; 邹才能等, 2015), 根据泥页岩含油性、地层压力以及微裂缝和夹层发育程度, 并考虑脆性矿物和岩相分布, 采用综合信息叠合法对 5 号页岩层页岩油富集甜点区进行预测. 以 OSI 值大于 200 mg/g TOC、 ΔS_1 值小于 -2.0 mg/g Rock、脆性矿物含量大于 60%、地层压力系数大于 1.2 作为甜点区综合评价关键参数的门槛值. 当仅符合该条件时为 III 类甜点区, 当同时符合该条件以及夹层厚度大于 2 m 时为 II 类甜点区, 当同时符合该条件以及夹层厚度 > 2 m、微裂缝发育时为 I 类甜点区(表 1).

甜点综合预测平面分布如图 8 所示. III 类甜点区位于 B103-B354 井一带, 其地层压力系数超过 1.20, 脆性矿物含量超过 60%, OSI 值大于 200 mg/g TOC, ΔS_1 值低于 -2.0 mg/g Rock, 岩相以灰质页岩为主. 在该区域内, 进一步圈定出以 C2 和 B364 井为中心的 I 类甜点区和以 B270 和 B163 井为中心的 II 类甜点区. 其中 I 类甜点区 OSI 值大于 300 mg/g TOC, ΔS_1 值为 -6.0~-4.0 mg/g Rock, 地层压力系数为 1.28~1.32, 脆性矿物含量为 63%~67%, 微裂缝发育, 夹层厚度大于 2 m; II 类甜点区 OSI 值大于 300 mg/g TOC, ΔS_1 值低于 -4.0 mg/g Rock, 地层压力系数大于 1.28, 脆性矿物含量为 63%~67%, 夹层厚度大于 2 m.

4 结论

(1) 泌阳凹陷 5 号页岩层脆性矿物含量普遍大

于 50%, 岩相以灰质页岩和粘土质页岩夹粉砂质页岩为主, 也是页岩油赋存的优势岩相。低自由烃差值和高含油饱和指数均指示高含量游离态页岩油, 所反映的页岩含油性最好区域基本一致。

(2) 识别出 3 个裂缝发育区, 其中断裂控制的相互重叠区域或派生断裂控制区裂缝更为发育。夹层主要发育在深凹区周缘。地层压力均值为 1.01 ~ 1.40, 超压与富有机质页岩生烃密切相关, 并对页岩油微距离运移和富集影响较大。

(3) 以含油饱和指数大于 200 mg/g TOC、自由烃差值小于 -2.0 mg/g Rock、脆性矿物含量大于 60%、地层压力系数大于 1.2 作为关键参数门槛值, 结合岩相、微裂缝和夹层发育程度, 对页岩油富集甜点区进行综合评价划分, 预测出 3 类甜点区。

References

- Aybar, U., Eshkalak, M. O., Wood, D. A., 2015. Advances in Practical Shale Assessment Techniques. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 27(2): 399 — 401. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.09.024>
- Berry, F. A. F., 1973. High Fluid Potentials in California Coast Ranges and Their Tectonic Significance. *AAPG Bulletin*, 57(7): 1219 — 1249. <https://doi.org/10.1306/83d90e8a-16c7-11d7-8645000102c1865d>
- Bessereau, G., Carpentier, B., Huc, A. Y., 1991. Wireline Logging and Source Rocks Estimation of Organic Carbon Content by the CARBOLOG Method. *The Log Analyst*, 32(3): 279 — 297.
- Bradley, J. S., 1975. Abnormal Formation Pressure. *AAPG Bulletin*, 59(6): 957 — 973.
- Bredhoeft, J. D., Wesley, J. B., Fouch, T. D., 1994. Simulations of the Origin of Fluid Pressure, Fracture Generation, and Movement of Fluids in the Uinta Basin, Utah. *AAPG Bulletin*, 78(11): 1729 — 1747. <https://doi.org/10.1306/a25ff279-171b-11d7-8645000102c1865d>
- Chen, J. H., Philp, R. P., 1991. Porphyrin Distributions in Crude Oils from the Jiangnan and Biyang Basins, China. *Chemical Geology*, 91(2): 139 — 151. [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(91\)90087-8](https://doi.org/10.1016/0009-2541(91)90087-8)
- Chen, S., Zhao, W. Z., Ouyang, Y. L., et al., 2017. Comprehensive Prediction of Shale Gas Sweet Spots Based on Geophysical Properties: A Case Study of the Lower Silurian Longmaxi Formation in Changning Block, Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 37(5): 20 — 30 (in Chinese with English abstract).
- Cooles, G. P., Mackenzie, A. S., Quigley, T. M., 1986. Calculation of Petroleum Masses Generated and Expelled from Source Rocks. *Organic Geochemistry*, 10(1—3): 235 — 245. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90026-4](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90026-4)
- Forti, W. H., Chhllngar, G. V., 1988. Total Organic Carbon Content Determined from Well Logs. *Society of Petroleum Engineers Formation Evaluation*, 3(2): 407 — 419. <https://doi.org/10.2118/15612-pa>
- Gale, J. F. W., Laubach, S. E., Olson, J. E., et al., 2014. Natural Fractures in Shale: A Review and New Observations. *AAPG Bulletin*, 98(11): 2165 — 2216. <https://doi.org/10.1306/08121413151>
- Guo, T. L., Zhang, H. R., 2014. Formation and Enrichment Mode of Jiaoshiba Shale Gasfield, Sichuan Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 41(1): 31 — 40. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(14\)60003-3](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(14)60003-3)
- Heege, J. T., Zijp, M., Nelskamp, S., et al., 2015. Sweet Spot Identification in Underexplored Shales Using Multidisciplinary Reservoir Characterization and Key Performance Indicators: Example of the Posidonia Shale Formation in the Netherlands. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 27: 558 — 577. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.08.032>
- Hill, D. G., Nelson, C. R., 2000. Gas Productive Fractured Shales: An Overview and Update. *Gas Tips*, 6(2): 4 — 13.
- Hu, H. T., Lu, S. F., Liu, C., et al., 2011. Models for Calculating Organic Carbon Content from Logging Information: Comparison and Analysis. *Acta Sedimentologica Sinica*, 29(6): 1199 — 1205 (in Chinese with English abstract).
- Hu, S. Q., 1998. Influence of Paleoclimatic Changes on Development of Terrigenous Sequence in Biyang Fault-Depressed Lacustrine Basin. *Journal of Jiangnan Petroleum Institute*, 20(1): 1 — 6 (in Chinese with English abstract).
- Huang, X., Hu, S. Z., Li, S. F., et al., 2016. Forecast and Distribution of Brittle Minerals in Shales from the Upper Section of the Third Member of Hetaoyuan Formation in the Deep Sag Area of the Biyang Depression. *Petroleum Geology and Experiment*, 38(1): 48 — 55 (in Chinese with English abstract).
- Jarvie, D. M., 2012. Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 1—Shale-Gas Resource Systems. *AAPG Memoir*, 97: 89 — 119. <https://doi.org/10.1306/13321447M973489>
- Lei, Y. H., Luo, X. R., Wang, X. Z., et al., 2015. Characteristics of Silty Laminae in Zhangjiatan Shale of Southeastern Ordos Basin, China: Implications for Shale Gas Formation. *AAPG Bulletin*, 99(4): 661 — 687. <https://doi.org/10.1306/09301414059>
- Li, J. J., Shi, Y. L., Zhang, X. W., et al., 2014. Control Factors of Enrichment and Producibility of Shale Oil: A Case Study of Biyang Depression. *Earth Science*, 39(7):

- 848—857 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2014.079>
- Li, S.F., Hu, S.Z., Xie, X.N., et al., 2016. Assessment of Shale Oil Potential Using a New Free Hydrocarbon Index. *International Journal of Coal Geology*, 156: 74—85.
- Li, S.F., Wang, S.L., Bi, J.X., et al., 2016. Characteristics of Xujiache Formation Source Rock and Process of Hydrocarbon-Generation Evolution in Puguang Area. *Earth Science*, 41(5): 843—852 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2016.071>
- Liu, B., Lü, Y.F., Zhao, R., et al., 2012. Formation Overpressure and Shale Oil Enrichment in the Shale System of Lucaogou Formation, Malang Sag, Santanghu Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 39(6): 699—705 (in Chinese with English abstract).
- Liu, J.M., Peng, P.A., Huang, K.Q., et al., 2008. An Improvement in CARBOLOG Technique and Its Preliminary Application to Evaluating Organic Carbon Content of Source Rocks. *Geochimica*, 37(6): 581—586 (in Chinese with English abstract).
- Ning, F.X., 2015. The Main Control Factors of Shale Oil Enrichment in Jiyang Depression. *Acta Petrolei Sinica*, 36(8): 905—914 (in Chinese with English abstract).
- Raji, M., Gröcke, D. R., Greenwell, H. C., et al., 2015. The Effect of Interbedding on Shale Reservoir Properties. *Marine and Petroleum Geology*, 67: 154—169. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.04.015>
- Shang, F., Liu, Z.J., Xie, X.N., 2016. Application of Well Logs Prediction Method for Organic Carbon Content in Biyang Sag, Nanxiang Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 37(1): 102—106 (in Chinese with English abstract).
- Shang, F., Liu, Z. J., Xie, X. N., et al., 2015. Organic Matter Accumulation Mechanisms of Shale Series in He-Third Member of Eocene Hetaoyuan Formation, Biyang Depression, Eastern China. *Petroleum Science and Technology*, 33(13—14): 1434—1442. <https://doi.org/10.1080/10916466.2015.1075037>
- Sharp, J.M., 1983. Permeability Controls on Aquathermal Pressuring. *AAPG Bulletin*, 67: 2057—2061. <https://doi.org/10.1306/ad4608cd-16f7-11d7-8645000102c1865d>
- Song, G.Q., Xu, X.Y., Li, Z., et al., 2015. Factors Controlling Oil Production from Paleogene Shale in Jiyang Depression. *Oil and Gas Geology*, 36(3): 463—471 (in Chinese with English abstract).
- Weng, X.W., Kresse, O., Cohen, C. E., et al., 2011. Modeling of Hydraulic Fracture Network Propagation in a Naturally Fractured Formation. *SPE Production & Operations*, 26(4): 368—380. <https://doi.org/10.2118/140253-pa>
- Yang, D.Q., Lu, J.L., 2005. Cenozoic Structural Evolution and Mechanism in the Biyang Depression. *Journal of Oil and Gas Technology*, 27(4): 416—419 (in Chinese with English abstract).
- Yang, R.Z., Zhao, Z.G., Pang, H.L., et al., 2012. Shale Gas Sweet Spots: Geological Controlling Factors and Seismic Prediction Methods. *Earth Science Frontiers*, 19(5): 339—347 (in Chinese with English abstract).
- Yang, Z., Hou, L.H., Tao, S.Z., et al., 2015. Formation Conditions and “Sweet Spot” Evaluation of Tight Oil and Shale Oil. *Petroleum Exploration and Development*, 42(5): 555—565 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, W.Z., 2014. Characteristics and Evaluation Factors of Shale Oil Reservoir of the Third Member of Hetaoyuan Formation, Palaeogene in Biyang Depression (Dissertation). China University of Geosciences, Beijing, 65—69 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, X.W., Wang, Y.X., Wang, G.L., et al., 2015. Reservoir Characteristics of Lacustrine Shale Oil of the Paleogene Hetaoyuan Formation in Biyang Sag of Nanxiang Basin, Henan Province. *Journal of Palaeogeography*, 17(1): 107—118 (in Chinese with English abstract).
- Zhu, G.Y., Jin, Q., Zhang, L.Y., 2003. Using Log Information to Analyse the Geochemical Characteristics of Source Rocks in Jiyang Depression. *Well Logging Technology*, 27(2): 104—109 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C.N., Zhu, R.K., Bai, B., et al., 2015. Significance, Geologic Characteristics, Resource Potential and Future Challenges of Tight Oil and Shale Oil. *Bulletin of Mineralogy Petrology and Geochemistry*, 34(1): 3—17 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 陈胜, 赵文智, 欧阳永林, 等, 2017. 利用地球物理综合预测方法识别页岩气储层甜点——以四川盆地长宁区块下志留统龙马溪组为例. *天然气工业*, 37(5): 20—30.
- 胡慧婷, 卢双舫, 刘超, 等, 2011. 测井资料计算源岩有机碳含量模型对比及分析. *沉积学报*, 29(6): 1199—1205.
- 胡受权, 1998. 古气候变迁对泌阳断陷湖盆陆相层序发育的影响. *江汉石油学院学报*, 20(1): 1—6.
- 黄新, 胡守志, 李水福, 等, 2016. 泌阳凹陷深凹区核三上段页岩层脆性矿物预测及分布. *石油实验地质*, 38(1): 48—55.
- 李吉君, 史颖琳, 章新文, 等, 2014. 页岩油富集可采主控因素分析: 以泌阳凹陷为例. *地球科学*, 39(7): 848—857. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2014.079>
- 李松峰, 王生朗, 毕建霞, 等, 2016. 普光地区须家河组烃源岩

- 特征及成烃演化过程. 地球科学, 41(5): 843—852.
<https://doi.org/10.3799/dqkx.2016.071>
- 柳波, 吕延防, 赵荣, 等, 2012. 三塘湖盆地马朗凹陷芦草沟组泥页岩系统地层超压与页岩油富集机理. 石油勘探与开发, 39(6): 699—705.
- 刘俊民, 彭平安, 黄开权, 等, 2008. 改进评价生油岩有机质含量的 CARBOLOG 法及其初步应用. 地球化学, 37(6): 581—586.
- 宁方兴, 2015. 济阳拗陷页岩油富集主控因素. 石油学报, 36(8): 905—914.
- 尚飞, 刘峥君, 解习农, 2016. 有机碳含量测井预测方法在泌阳凹陷的应用. 新疆石油地质, 37(1): 102—106.
- 宋国奇, 徐兴友, 李政, 等, 2015. 济阳拗陷古近系陆相页岩油产量的影响因素. 石油与天然气地质, 36(3): 463—471.
- 杨道庆, 陆建林, 2005. 泌阳凹陷新生代构造演化及其形成机制. 石油天然气学报, 27(4): 416—419.
- 杨瑞召, 赵争光, 庞海玲, 等, 2012. 页岩气富集带地质控制因素及地震预测方法. 地学前缘, 19(5): 339—347.
- 杨智, 侯连华, 陶士振, 等, 2015. 致密油与页岩油形成条件与“甜点区”评价. 石油勘探与开发, 42(5): 555—565.
- 张文昭, 2014. 泌阳凹陷古近系核桃园组三段页岩油储层特征及评价要素(硕士学位论文). 北京: 中国地质大学, 65—69.
- 章新文, 王优先, 王根林, 等, 2015. 河南省南襄盆地泌阳凹陷古近系核桃园组湖相页岩油储集层特征. 古地理学报, 17(1): 107—118.
- 朱光有, 金强, 张林晔, 2003. 用测井信息获取烃源岩的地球化学参数研究. 测井技术, 27(2): 104—109.
- 邹才能, 朱如凯, 白斌, 等, 2015. 致密油与页岩油内涵、特征、潜力及挑战. 矿物岩石地球化学通报, 34(1): 3—17.

* * * * *

● 会讯

“多圈层相互作用与宜居星球”——大陆动力学第六次研讨会在青岛成功举办

2018 年“多圈层相互作用与宜居星球”——大陆动力学第六次研讨会于 10 月 8 日—10 日在青岛召开. 会议由华南大陆动力学委员会主办, 中国科学院海洋研究所深海研究中心和青岛海洋科学与技术试点国家实验室承办. 会议吸引了南京大学、北京大学、中国科学技术大学、中国地质大学(武汉)、中国地质大学(北京)、浙江大学、中国海洋大学、中国科学院海洋研究所、成都理工大学等众多科研院所 100 多名学者和研究生参会.

在开幕式上, 青岛海洋科学与技术试点国家实验室学术委员会秘书长潘克厚和南京大学许志琴院士致欢迎辞. 会议设有 18 个口头交流报告, 西北大学张国伟院士、浙江大学杨树锋院士分别担任了主持人. 中国科学技术大学郑永飞院士、中国地质大学(北京)王成善院士、中国地质大学(北京)李曙光院士和浙江大学杨文采院士分别做了“俯冲带结构与过程”、“高 CO₂ 条件下的陆地环境——松辽科钻”、“大地幔碳酸盐与克拉通破坏”、“扬子克拉通深部成像”的特邀报告. 来自香港大学赵国春教授、中国科学院海洋研究所孙卫东研究院、中国海洋大学李三忠教授和南京大学阮友谊副教授等学者在会上做了精彩的报告. 10 月 10 日, 部分与会专家和学者参加了由中国地质大学(武汉)王璐教授带队的仰口进行超高压变质带流变学的野外考察, 并进行了热烈的学术交流.

中国地质学会大陆地壳与地幔研究分会与华南大陆动力学委员会联合举办的“大陆动力学研讨会”, 自 2013 年以来分别由南京大学、浙江大学、桂林理工大学、成都理工大学、南京大学承办. 每次会议均围绕重大基础地质问题, 邀请知名专家做主题报告, 开展多学科的交流研讨, 以达到“小规模、高质量、前沿性”的会议目标. 会议主题突出、短小精干, 在交流壳幔研究及华南大陆动力学研究的新进展、凝练重大科学问题上取得了令人满意的效果. 本次会议以地球的层圈结构与穿越层圈构造作为会议主题, 研讨多圈层相互作用与宜居星球的演化, 与会代表在相关前沿领域进行了深入的研讨, 同时为今后的交流合作提供了契机. 《地球科学》编辑部派人员参加了会议并进行了宣传, 取得了良好的效果. 会议决定, 下一届“大陆动力学研讨会”将交由桂林理工大学承办.