

泌阳凹陷页岩油富集及可动性探讨

冯国奇¹,李吉君¹,刘洁文¹,章新文²,余志远²,谭静娟²

[1. 中国石油大学(华东)地球科学学院,山东 青岛 266580;

2. 中国石化河南油田分公司石油勘探开发研究院,河南 郑州 450000]

摘要: 中国陆相页岩油资源丰富,但近年来的开发实践并没有取得预期的效果。针对这一问题,本文应用显微镜薄片观察、岩石热解、低温氮气吸附、页岩油吸附实验、高压压汞和核磁共振等实验对泌阳凹陷页岩油富集及可动性主控因素进行了研究。结果表明:页岩油富集层段 *TOC* 含量较高,无机大孔隙较为发育。页岩油富集时饱和烃含量较高,沥青质含量较低,由此页岩油的可动性较好。粘土矿物是页岩比表面积的主要贡献者,是页岩油吸附的主要载体,粘土矿物含量越低,页岩油的可动性越好。泌阳凹陷纵向上页岩油富集的最佳深度为 2 800 m,页岩油在 3 000 m 以深 *API* 度较高,粘度较低,具较好的可动性。泌页 HF1 井、安深 1 井深度为 2 400~2 500 m,还未达到页岩油富集、可动的最佳深度段,不利于页岩油的开采。高温条件下小分子烃吸附能力较弱,深层(3 000 m 以深)是该区未来的有利勘探目标。泌阳凹陷地层压力系数较小,高声波时差主要是高 *TOC* 的反映。

关键词: 可动性;储集能力;油气富集;页岩油;泌阳凹陷;南襄盆地

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

Discussion on the enrichment and mobility of continental shale oil in Biyang Depression

Feng Guoqi¹, Li Jijun¹, Liu Jiwen¹, Zhang Xinwen², Yu Zhiyuan², Tan Jingjuan²

[1. School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China; 2. Petroleum Exploration and Production Research Institute of Henan Oilfield Co., Ltd., SINOPEC, Zhengzhou, Henan 450000, China]

Abstract: China is rich in continental shale oil resources, but no substantial breakthrough has been made in their development over recent years. In view of the issue, various data including thin section observation, rock pyrolysis, low-temperature nitrogen adsorption (LTNA), shale oil adsorption experiment, high pressure mercury injection (HPMI) experiment, and nuclear magnetic resonance (NMR) are integrated to investigate the major factors controlling shale oil accumulation and mobility in Biyang Depression. The results show that the *TOC* of shale interval enriched with oil is relatively higher, and its inorganic macropores are well developed. The shale reservoir enriched with oil is usually characterized by higher content of saturated hydrocarbon and lower content of asphaltene, so the shale oil has higher mobility. Clay minerals are the main contributor to the specific surface area of shale and the main carrier for shale oil adsorption. Thus, the lower the clay mineral content, the better the mobility of shale oil. The optimal depth for shale oil enrichment is 2 800 m in Biyang Depression. When the burial depth exceeds 3 000 m, the shale oil has a higher *API* degree and lower viscosity, thus fair mobility. The depth of Wells HF1 and Anshen1 is in the range from 2 400 m to 2 500 m, being shallower compared with the optimal depth for shale oil production. In addition, the adsorption capacity of small molecular hydrocarbons is relatively weaker under high temperature, so the deep intervals (over 3 000 m in depth) are the play fairway for petroleum exploration in the area. The pressure coefficient of Biyang formations is relatively small, and the higher interval transit time mainly indicates higher *TOC*.

Key words: mobility, reservoir capacity, hydrocarbon enrichment, shale oil, Biyang Depression, Nanxiang Basin

收稿日期:2019-01-15;修订日期:2019-08-16。

第一作者简介:冯国奇(1994—),男,硕士研究生,油气地质与勘探。E-mail: fengguoqi_1994@163.com。

通讯作者简介:李吉君(1981—),男,博士、教授,油气地质与勘探。E-mail: lijijuncup@qq.com。

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05049-005-005)。

随着世界对油气资源需求的持续增加,非常规油气资源已经成为了目前勘探开发的主要目标。北美页岩油资源大规模开发的成功,证实页岩油具有巨大资源潜力^[1-4]的同时也推动了中国学者对中国陆相页岩油的勘探开发进行大量研究。胜利、大庆、辽河、河南、吉林、江汉、长庆、新疆等油田都进行了有关页岩油评价、勘探和开发等问题的研究^[5-10]。河南油田泌阳凹陷的泌页 HF1 井在页岩油勘探早期取得了重要突破^[11-12]。

中国页岩油资源十分丰富,技术可采储量仅次于俄罗斯和美国,位居世界第 3 位,可采资源量约为 $(30 \sim 60) \times 10^8$ t,具有相当大的勘探开发前景^[13-14]。但是,近年来中国对页岩油的勘探开发工作并没有取得预期的效果。相比于北美页岩油开发,中国页岩油产能普遍较低,即使初始产量较高,产量递减也很快,经济效益较差^[15-17]。中国与北美地区地质条件的差异是产能差别较大的重要因素。北美广泛分布的页岩主要以海相页岩为主,石英等脆性矿物含量较高,具有较好的可压裂性^[18-19]。普遍发育的丰富天然裂缝提供了优势的运移通道与充足的储集空间,为页岩油的富集奠定了基础^[20]。中国页岩油主要富集在深湖—半深湖相陆相页岩中,粘土矿物含量相对较高,石英等脆性矿物含量相对较低^[21-23],可压裂性较差。目前对中国页岩油赋存机理和可动性因素认识不明确

等问题也导致了我国页岩油开发无法获得预期的产量和经济效益。因此,本文以泌阳凹陷为例,以地质、地化分析实验,生产测试及数值模拟等技术为手段,结合石油地质和地球化学等理论及北美页岩油成功开发的经验,对泌阳凹陷陆相页岩油富集及可动性主控因素进行了研究。

1 研究区地质概况

泌阳凹陷位于河南省境内,是南襄盆地的一个次级构造单元,是中国东部中生代典型的富油凹陷,面积约 1 000 km²。泌阳凹陷为一个自南向北抬升的箕状构造,分为南部陡坡构造带、中部深凹构造带和北部斜坡构造带 3 个构造单元^[24](图 1)。泌阳凹陷发育有多套沉积地层,自下而上包括玉皇顶组、大仓房组、核桃园组、廖庄组、凤凰镇组和平原组,其中古近系核桃园组富有机质湖相页岩为主要的生油与储集岩段^[25-27]。核桃园组主要分布在中部深凹构造带,面积约为 400 km²,沉积厚度为 2 000 ~ 3 000 m。核二段、核三上段和核三下段是核桃园组主要的页岩岩层,TOC 含量较高,有机质类型较好(以 I 型和 II₁ 型为主),有机质成熟度为 0.5% ~ 1.7%。目前泌阳凹陷资源探明率已经达到 70% 左右,属于高成熟勘探区^[28]。

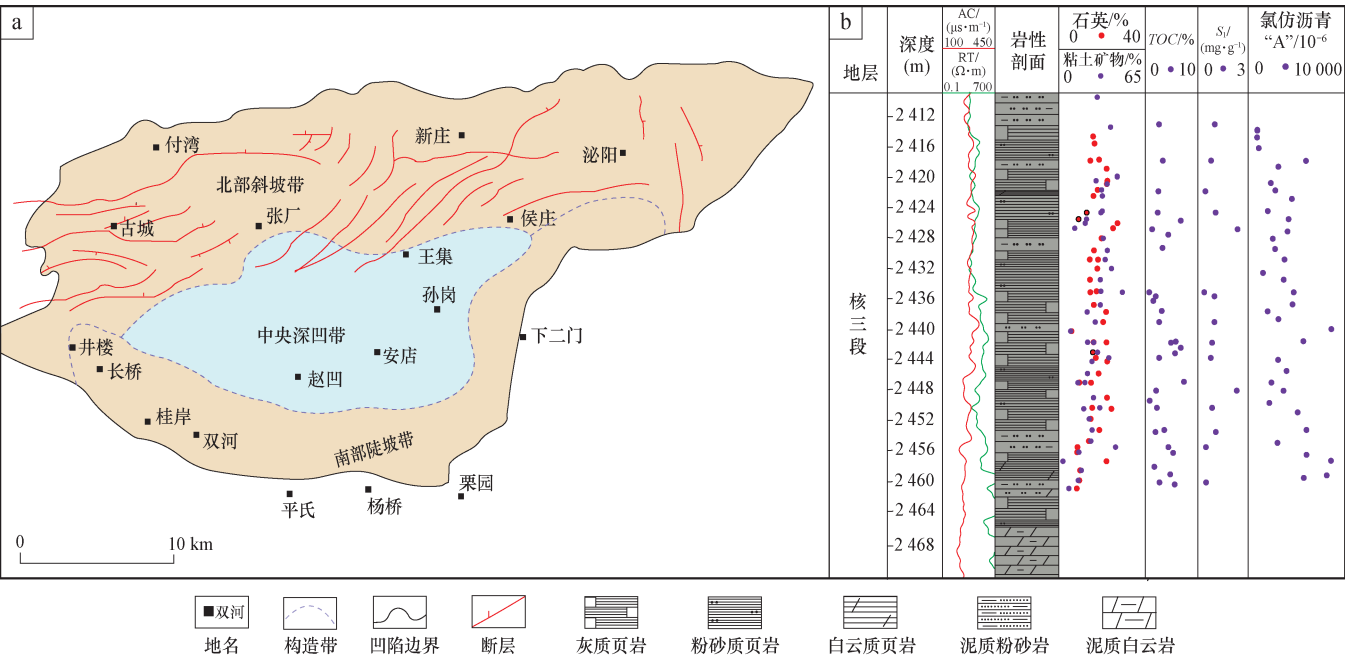


图 1 泌阳凹陷构造位置(a)与地层综合柱状图(b)
Fig. 1 The structural map(a) and composite stratigraphic column(b) of Biyang Depression

2 样品与实验

2.1 样品信息

本次研究的样品主要来自于泌阳凹陷的8口页岩层位取心井,包括安深1井(AS1)、泌页1井(BY1)和程2井(C2)等关键井。样品深度为1 700~3 400 m,主要为核二、核三段样品,岩性主要包括泥岩、粘土页岩、粉质页岩、灰色页岩和白云质页岩等。

2.2 实验

针对相关问题本次研究设计进行了包括TOC、岩石热解、低温氮气吸附和页岩油吸附、高压压汞和核磁共振等实验。其中TOC、热解实验按照国家标准进行,先前的工作^[29]已经对页岩油(纯矿物和页岩样品)吸附实验和低温氮气吸附等实验进行了详细的介绍,在此仅做简单的介绍。

2.2.1 低温氮气吸附实验

低温氮气吸附实验采用ASAP 2460-2HD比表面积及孔径分析仪,吸附介质为纯度为99.9%的氮气。将60~80目的样品在240℃的温度下真空脱气12 h,之后在-195.8℃的温度条件下测量不同压力下氮气的吸附量,从而得到比表面积及平均孔径等参数。

2.2.2 页岩油吸附实验

页岩油吸附实验应用3H-2000PW多站重量法蒸汽吸附仪,分别设计了纯矿物吸附实验及泌阳凹陷页岩样品吸附实验。实验前对实验样品进行24 h烘干预处理,实验温度为25℃,饱和蒸汽压为0.07 kPa。

2.2.3 高压压汞实验

高压压汞实验采用Autopore IV 9520全自动压汞仪,孔径测量范围为3 nm~1 000 μm,进汞和退汞体积精度小于0.1 μL。样品制要经过24 h的干燥处理,试验最高进汞压力达到200 MPa。

2.2.4 核磁共振实验

对页岩样品分别进行原始样品、饱和MnCl₂、真空加热和洗油烘干等不同状态下的核磁共振实验。核磁实验采用的是MARAN-2型核磁共振仪,参数为0.3 ms,等待时间6 s,扫描次数128次。

3 结果与讨论

3.1 页岩油富集主控因素

页岩含油量高是页岩油可开发的物质基础,通过对泌阳凹陷页岩油的研究表明,有机质丰度、页岩的储集能力(孔隙尺寸、无机孔含量和孔隙复杂程度)是制约页岩油富集量的主要因素。

3.1.1 有机质丰度

一定厚度的高丰度成熟烃源岩是常规、非常规油气藏的物质基础。相对常规油气而言,致密油气运移距离较短,受构造控制作用较弱,具有更加明显的源控性。

表征页岩含油性的参数包括热解参数 S_1 和氯仿沥青“A”含量,由于实验操作简便,残留烃含量 S_1 应用更为广泛^[30]。 S_1 为烃源岩样品加热到300℃时的热解产物,约为岩样中的C₇—C₃₂烃^[31],富轻质组分而贫重质组分;氯仿沥青“A”是恒重过程中在岩样未经盐酸处理前用氯仿抽提出来的物质,其中小于C₁₄的轻烃组分基本上损失殆尽,因此氯仿沥青“A”缺乏轻烃组分。因此,综合 S_1 与氯仿沥青“A”含量这两个指标来分析页岩含油性比较准确,更加符合实际情况。

图2a和图2b为泌阳凹陷核桃园组TOC与 S_1 和氯仿沥青“A”含量的关系图。图中使用包络线来表示在本次研究区其他条件(有机质类型、成熟度、储集条件)取最优值时,TOC对 S_1 的影响。通过图中包络线可以看出,随TOC含量的变化 S_1 与氯仿沥青“A”含量有着相似的变化趋势,即当TOC含量小于2%时随着TOC含量的升高, S_1 与氯仿沥青“A”的含量均升高;当TOC含量达到2%时, S_1 与氯仿沥青“A”的含量均达到稳定的高值。这与卢双舫等人^[32]提出的含油量与TOC关系的“三分性”相一致。当TOC小于2%时,生成的烃类物质较少,无法使页岩达到饱和,随着TOC含量的增加,生成的原油量逐渐增多,页岩中含油量逐渐增加。当TOC达到界限值(2%)时,所生成的烃类物质的量已经足够是页岩自身达到饱和状态,当TOC含量继续增加时,由于页岩的储集空间有限,多生成的烃类会发生运移从而排出源岩。由此,页岩油含量保持稳定高值,不随TOC的增加而增加。由于不同地区的地质情况并不相同,因此TOC的界线值会有所差异。

3.1.2 储集能力

原油初次运移过程中会首先在孔隙度较高、大孔隙较发育的源内“甜点”区聚集,之后才会从源岩中排

出,运移至储集层。因此良好的储集能力是制约页岩油富集的重要因素,页岩油勘探应着力寻找高孔渗“甜点”区。而页岩的储集能力又主要与孔隙度、孔隙尺寸和孔隙类型等因素相关。

1) 孔隙

页岩油属于原位聚集成藏,因此页岩的孔隙发育程度即孔隙度的大小决定了页岩油含量的上限。结合

“ S_1 ”与氮测孔隙度和压汞孔隙度的散点图(图 2c 和 2d),可以发现 S_1 即页岩的含油性与孔隙度呈正相关关系,随着孔隙度的增加页岩的含油性逐渐增加。这是因为烃源岩生成的石油会优先储集在自身的孔隙之中,之后才会通过幕式排烃作用排出源岩,而页岩油是由于排烃不畅而残留在烃源岩中的石油,因此页岩内孔隙度的大小决定了页岩油的富集程度,高孔隙度的

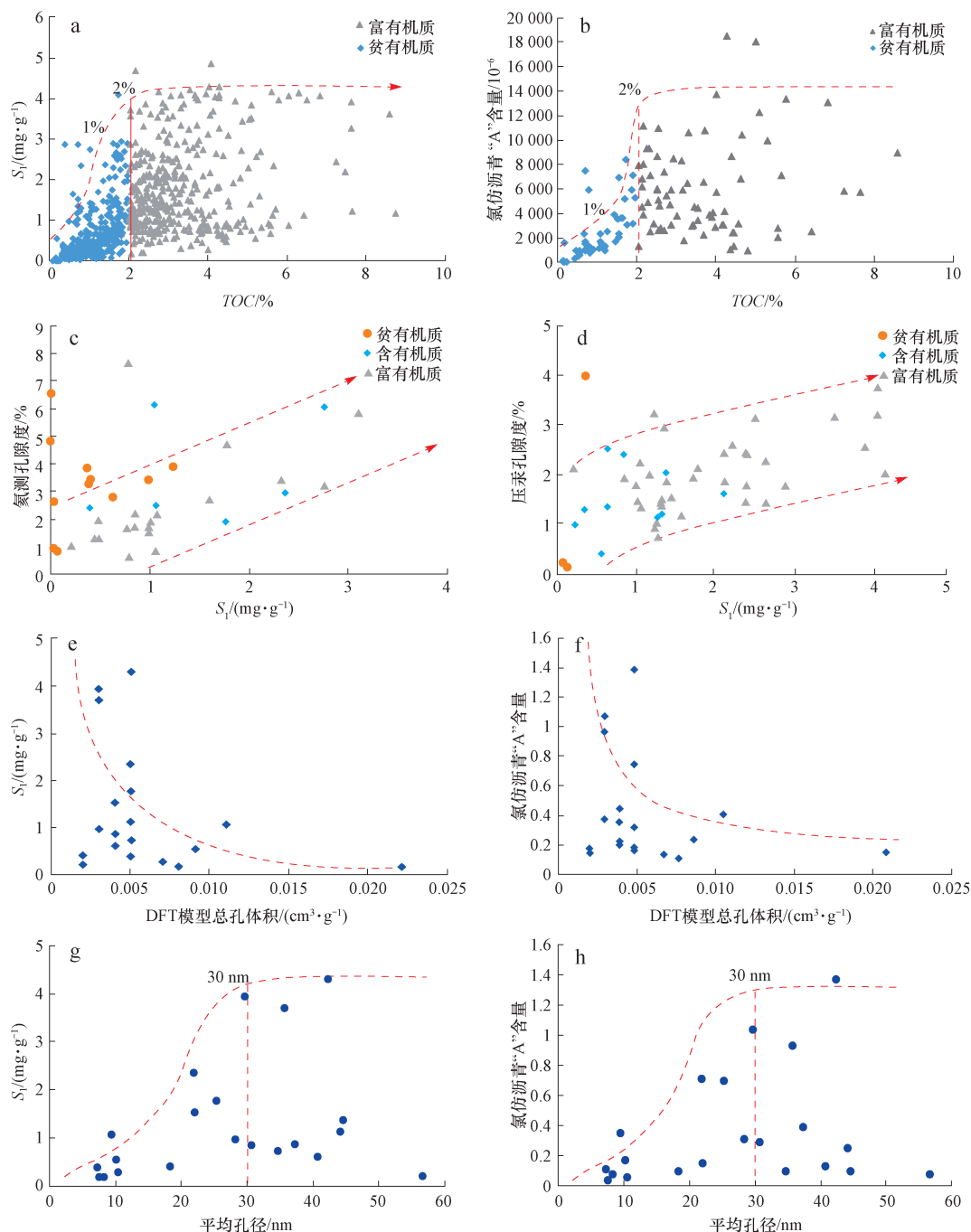


图2 核桃园组页岩含油性与各影响因素关系

Fig. 2 The relationship between oil-bearing property and influencing factors of Hetaoyuan shale in Biyang Depression

- a. S_1 与 TOC 含量关系; b. 氮仿沥青“A”含量与 TOC 含量关系; c. S_1 与氮测孔隙度关系; d. S_1 与压汞孔隙度关系; e. S_1 与 DFT 模型总孔体积关系; f. 氮仿沥青“A”含量与 DFT 模型总孔体积关系; g. S_1 与平均孔径关系; h. 氮仿沥青“A”含量与平均孔径关系

源内“甜点”区是页岩油勘探的重点。

2) 孔隙尺寸

本次研究应用氮测、压汞和低温 N₂ 吸附等实验来测量页岩孔隙度。氮测和压汞实验可以揭示出页岩中较大的孔隙(宏孔),而低温 N₂ 吸附实验主要揭示页岩中的小孔隙(微孔和介孔)。将孔隙度实验指标和含油性指标(S_i 和氯仿沥青“A”含量)相结合,发现页岩含油性与氮测孔隙度和压汞孔隙度呈正相关关系,与低温 N₂ 吸附揭示的微、介孔等相对较小的孔隙呈负相关(图 2e,f)。这说明页岩油主要富集在较大孔隙

中,微、介孔等小孔隙对页岩油富集程度的贡献较小。

通过图 2g 和图 2h 中的包络线可以看出,S_i 和氯仿沥青“A”含量与平均孔径大小呈正相关关系,随着平均孔径的变大,S_i 和氯仿沥青“A”含量逐渐增加;当孔径大小达到 30 nm 时,S_i 和氯仿沥青“A”含量达到最高值。泌阳凹陷页岩含油性较好的点均具有较高的平均孔径,页岩的含油性上限受平均孔径大小的控制,页岩油主要储集在较大的孔隙中。

3) 孔隙类型

从成因角度来讲,页岩孔隙可以被分为有机孔隙、无机孔隙和微裂缝^[33]。有机孔隙赋存于有机质内部,主要是有机质生烃过程中固态物质的消耗形成的。中国南方高成熟度页岩由于有机质大量生烃,微-纳米级有机孔隙十分发育,TOC 含量与有效孔隙体积呈明显的正相关关系^[34]。本次研究发现,随 TOC 含量的增高,BJH 模型总孔隙体积与 BET 模型比表面积均表现出下降的趋势(图 3),这表明页岩中有机孔隙不发育。这主要是因为泌阳凹陷有机质成熟度较低,有机质孔尚未大量生烃形成。通过扫描电镜实验,在研究区页岩有机质中未发现有机孔隙的存在(图 4a—c),这也证明了上述观点。在扫描电镜下也观察到无机孔隙的发育,主要包括粒间孔和溶蚀孔,此外还发育微裂缝(图 4d—f)。综上可以确定无机孔隙是页岩油富集的主要场所,有机孔隙对页岩油的存储作用有限。

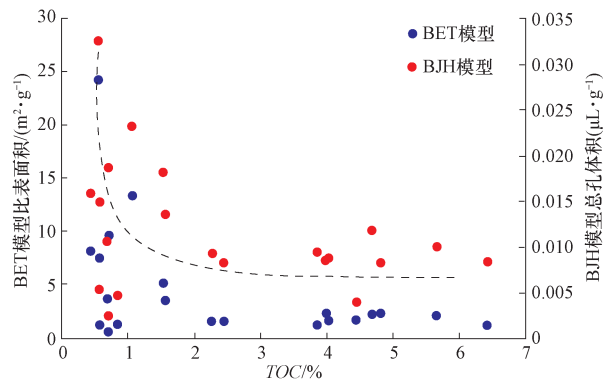


图 3 泌阳凹陷核桃园组页岩比表面积和总孔隙体积与 TOC 含量的关系

Fig. 3 Special surface area and total pore volume vs. TOC of Hetaoyuan shale, Biyang Depression

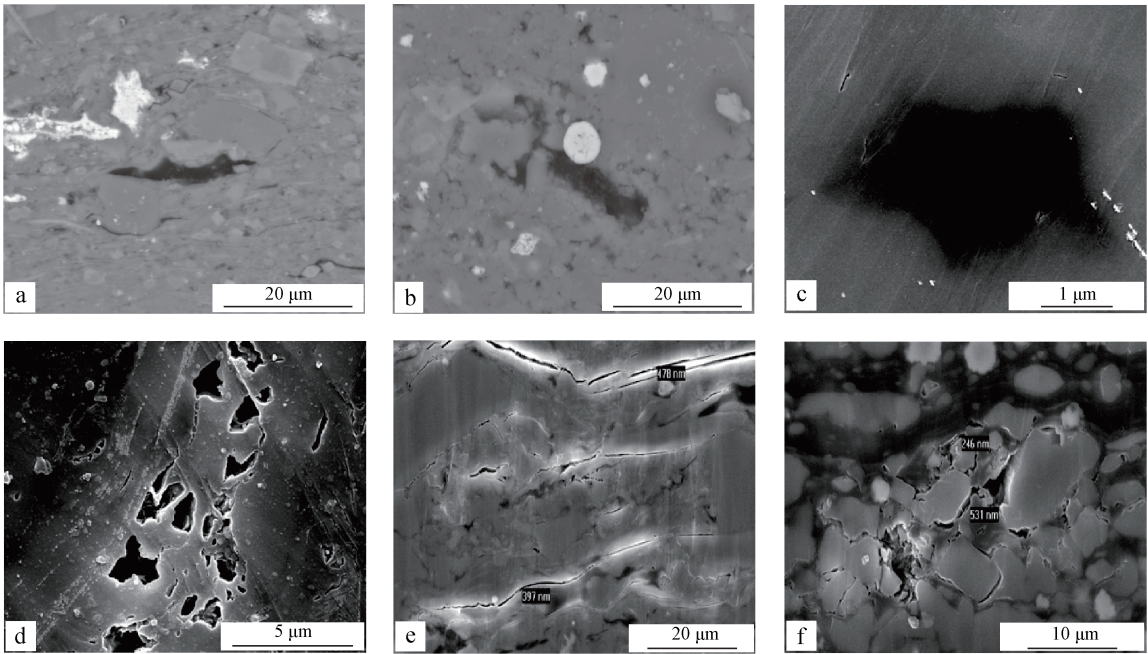


图 4 泌阳凹陷核桃园组页岩扫描电镜照片

Fig. 4 SEM images of the Hetaoyuan shale, Biyang Depression

a. 有机质孔隙不发育,程 2 井,埋深 2 823.22 m; b. 有机质孔隙不发育,程 2 井,埋深 2 789.00 m; c. 有机质孔隙不发育,泌 93 井,埋深 3 220.00 m; d. 溶蚀孔隙,泌页 HF1 井,埋深 2 208.00 m; e. 微裂缝,泌页 HF1 井,埋深 2 207.60 m; f. 矿物粒间孔,泌页 HF1 井,埋深度 2 450.00 m

4) 油水赋存空间的差异

核磁共振实验结果如图5所示,其中区域①代表页岩中水信号、②为可动油信号、③为不可动油信号、④为基底信号,其中②+③即为总油信号。因此可以用总油信号(②+③)与全部信号的比值表示页岩中的含油比,用总油信号(②+③)与水信号(①)的比值表示油水比。结合低温氮气吸附 BJH 模型平均孔径实验数据发现,随着 BJH 平均孔径增大,泥页岩层中含油比不断增高,油水比也在升高(图6),说明油相对于水更多地赋存在大孔隙中。

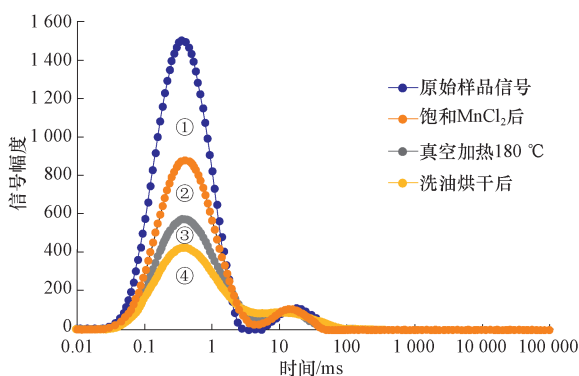


图5 不同处理条件核磁共振 T_2 谱对比

Fig. 5 The comparison of NMR T_2 spectrums under different processing conditions

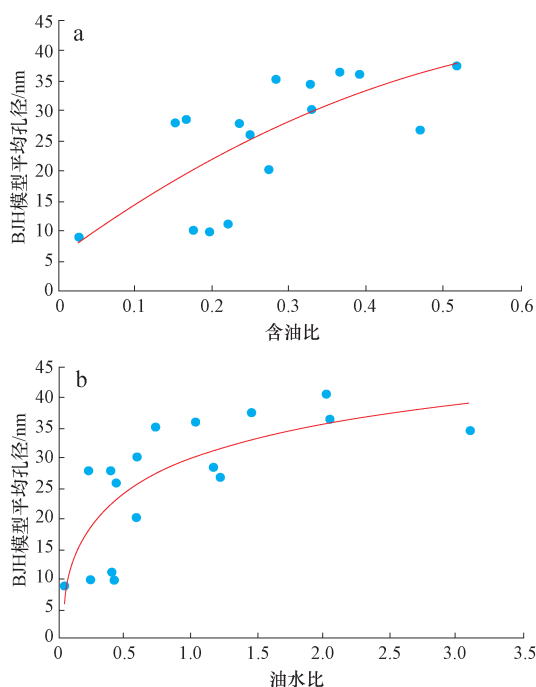


图6 BJH 模型平均孔径与含油比及油水比关系

Fig. 6 BJH average pore size vs. oil-bearing property and oil-to-water ratio

- a. BJH 模型平均孔径与含油比的关系;
- b. BJH 模型平均孔径与油水比的关系

3.2 页岩油可动性主控因素

页岩油可动性是页岩油可采的重要因素,与产能密切相关。页岩油相对富集且可动性较好的区域是页岩油勘探开发的有利目标区域^[35-36]。本文通过对生产资料及实验数据等资料的分析揭示了页岩油可动性的主要控制因素。

3.2.1 可动油量

对于可动油量评价,Jarvie^[37]基于勘探经验提出了含油饱和度指数 $OSI[S_1/(100TOC)] > 100 \text{ mg/g}$ 的可动性判别指标。该指标最初应用于利用井剖面或现场数据识别烃类的运移,即识别低有机质丰度的非源储层,当有原油充注时,该类储层会呈现 S_1/TOC 明显增高的特征^[37-38]。不可否认,对于夹层型(三明治型,比如 Bakken)该指标是适用的。但对于自生自储的源岩层这种方法可能并不适合,因为源岩层具有较高的有机碳含量,从而导致 S_1/TOC 往往较低。而实际上赋存在源岩层中的页岩油资源量可能更为可观^[37-38]。本次研究应用生排烃理论对页岩油可动的标准进行了重新厘定。

伴随着排烃作用的发生,有机质的生烃潜力指数将出现下降的趋势,依据这一特点结合泌阳凹陷样品实验数据可以判断泌阳凹陷排烃门限在埋深 2 000 m 左右(图7a)。排烃门限对应的含油性可作为页岩油可动的含油性下限。由图7b,c可以看出,应用排烃门限法所确定的页岩油可动的含油性下限为 $S_1/(100TOC) = 60 \text{ mg/g}$ 和 $A/TOC = 220 \text{ mg/g}$ (A 表示氯仿沥青“A”含量)。超出排烃门限的含油量部分(黄色和蓝色部分)是因排烃不畅而残留在泥页岩内部的,实施压裂作业后,超出的油量可排出泥页岩。可动油量在埋深 2 800 ~ 3 100 m 达到最大。

饱和烃极性较小、吸附作用较弱,胶质沥青质极性较强、易于在粘土矿物表面产生吸附。由于吸附作用的差异,原油初次运移过程中饱和烃会优先运移,胶质和沥青质滞后运移,从而发生成分分馏作用,即地质色层效应。由此,当页岩含油性较好时,其排烃效率一般较低,饱和烃含量较高,原油吸附作用较弱,可动性较好。对原油族组分统计分析可以发现,含油性超过 $S_1/(100TOC) = 60 \text{ mg/g}$, $A/TOC = 220 \text{ mg/g}$ 的界限值时,其饱和烃含量一般超过 50%,沥青质含量低于 5%。而且,随着 $S_1/(100TOC)$ 和 A/TOC 的逐渐升高,页岩油中饱和烃含量逐渐增加,沥青质含量逐渐降低(图8)。由此可以说明页岩油可动性与页岩含油性存在内在的必然联系,页岩油含量越高,页岩油可动性越好。

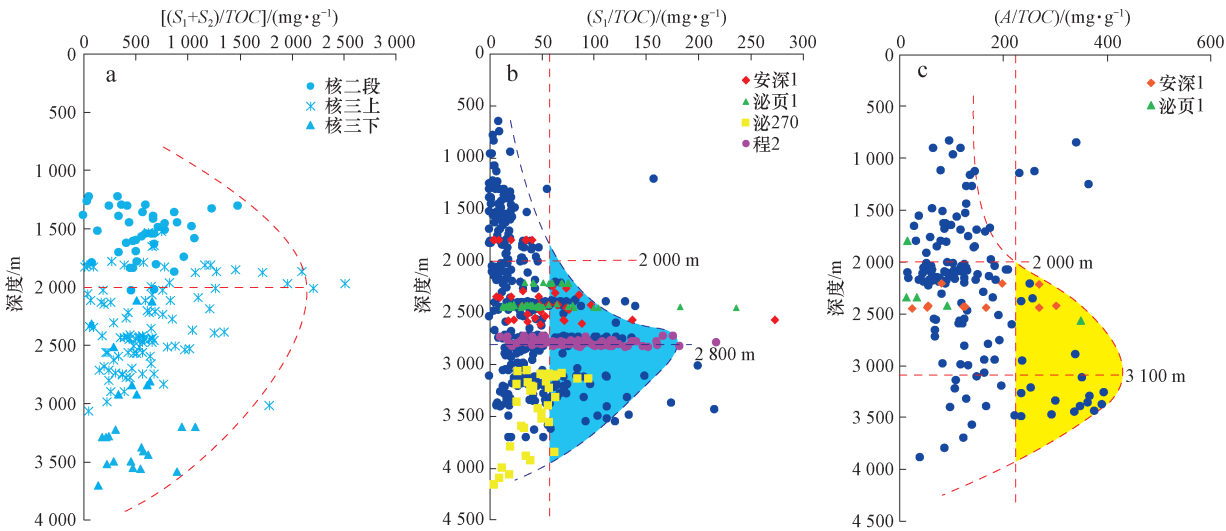


图 7 泌阳凹陷核桃园组 $(S_1 + S_2)/TOC$, S_1/TOC 和 A/TOC 与深度的关系

Fig. 7 $(S_1 + S_2)/TOC$, S_1/TOC and A/TOC vs. depth of the Hetaoyuan Formation, Biyang Depression

a. $(S_1 + S_2)/TOC$ 与深度的关系; b. S_1/TOC 与深度的关系; c. A/TOC 与深度的关系

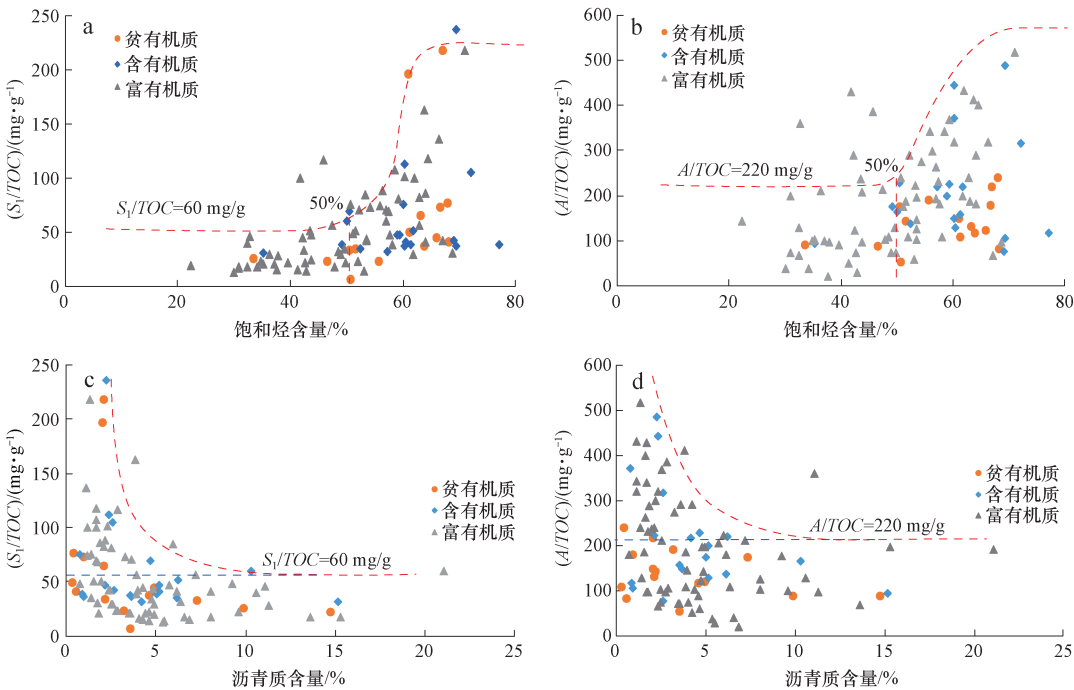


图 8 泌阳凹陷泥页岩 S_1/TOC 与原油族组分关系

Fig. 8 The relationship between S_1/TOC and oil group components in the shale of Biyang Depression

a. S_1/TOC 与饱和烃含量关系; b. A/TOC 与饱和烃含量关系; c. S_1/TOC 与沥青质含量关系; d. A/TOC 与沥青质含量关系

确定了页岩油可动的评价标准便可对可动油量进行计算,本次研究采用 $S_{1可动} = S_1 - 60TOC/100$ 方法进行计算。计算表明,随 TOC 含量的升高,可动 S_1 含量也呈现出增加的趋势。 $TOC < 1\%$ 时,平均可动 S_1 为 0.39 mg/g ; $1\% < TOC < 2\%$ 时,平均可动 S_1 为 0.64 mg/g ; $2\% < TOC < 3\%$ 时,平均可动 S_1 为 0.84 mg/g ; 当 $TOC > 3\%$ 时,平均可动 S_1 为 1.02 mg/g 。

3.2.2 物质组成

1) 矿物组成的影响

页岩油主要以吸附态和游离态赋存于泥页岩中。吸附态页岩油主要吸附在矿物颗粒和有机质表面。通过图 9 可以看出,粘土矿物与页岩中可动 S_1 的含量呈负相关关系,而石英含量与页岩中可动 S_1 含量具有一

定的正相关关系。图 10 表明,随着石英含量的增加压汞孔隙度即宏孔孔隙度逐渐增加,页岩的储集能力增大,页岩含油量增大,从而页岩油可动性变好;随着粘土含量的增加大孔孔隙度逐渐变小,页岩含油量变小,可动性变差。

先前的研究已经对这一问题进行了相关探讨,结果表明粘土矿物含量与 BET 模型比表面积和 DFT 模型总孔隙体积均呈现出较好的相关性,粘土矿物含量增多,BET 模型比表面积和 DFT 模型总孔隙体积均逐渐增大,表明粘土矿物是比表面积和总孔隙度的主要贡献者。而当 BET 模型比表面积和 DFT 模型总孔隙度增加时,页岩油的吸附能力也有所增加^[29]。粘土矿物含量越高,页岩油吸附作用越强,页岩油可动性越差。

2) 有机质的影响

由图 3 可以看出,TOC 与比表面积及总孔隙体积均呈负相关,由此可以说明有机质对页岩油吸附量的贡献较小。这表明了粘土矿物是比表面积的主要贡献者,相对石英等脆性矿物及 TOC 而言粘土矿物具有更强的吸附性能,是页岩油吸附的主要载体。且研究区有机质演化程度较低,有机质孔隙不发育(图 4a—c),

对页岩储集能力的贡献有限。因此有机质对页岩油可动性的影响较小。

3.2.3 原油性质

API 度是美国石油协会制定的一种表示石油密度的量度, $API = 141.5 / \rho_{15.6\text{ }^{\circ}\text{C}} - 131.5 (\rho_{15.6\text{ }^{\circ}\text{C}} \text{ 表示 } 15.6\text{ }^{\circ}\text{C} \text{ 时的石油相对密度})$ 。国外致密油 API 度一般高于 40,主要为轻质油和凝析油,密度较小,粘度较低,可动性较好,产量较高,且稳产时间较长。相比于美国页岩油,泌阳凹陷页岩油 API 度较低为 30~40(图 11a),页岩油产能较低,减产速度快。

原油组分会对原油的密度和粘度产生重要的影响,进而影响其可动性。当页岩油中轻质组分较多,重质组分较少时,原油 API 度较高,页岩油密度和粘度较小,可动性较好。本次研究发现,随着埋深的增加页岩油中胶质沥青质的含量逐渐减少,饱和烃含量逐渐增多,页岩油密度逐渐降低,原油粘度逐渐减小,可动性逐渐变好(图 11b—d)。当深度达到 3 000 m 时,泌阳凹陷有机质成熟度达到 1.2% 左右,原油组分中饱和烃组分达到 60%,胶质、沥青质含量降至 20%,API 度升至 36 左右(图 11a),粘度骤减(图 11b)。因此可知

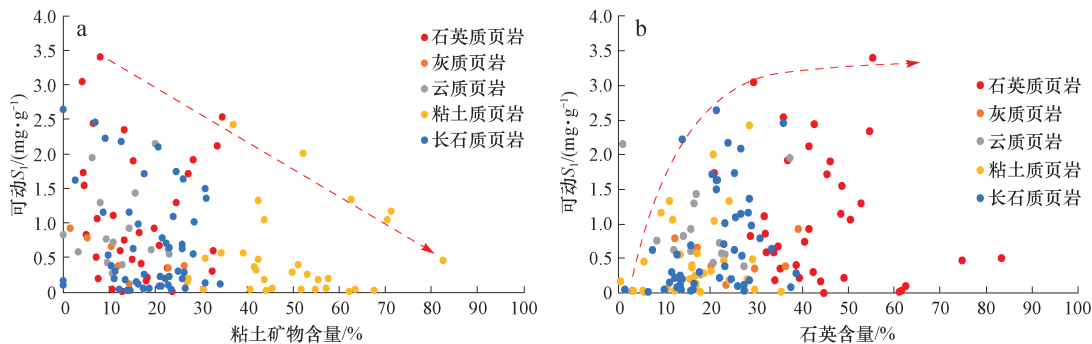


图 9 泌阳凹陷核桃园组可动页岩油随矿物含量变化的趋势

Fig. 9 The trend of movable shale oil content changing with mineral contents in the Hetaoyuan Formation, Biyang Depression

a. 可动 S_1 与粘土矿物含量关系; b. 可动 S_1 与石英含量关系

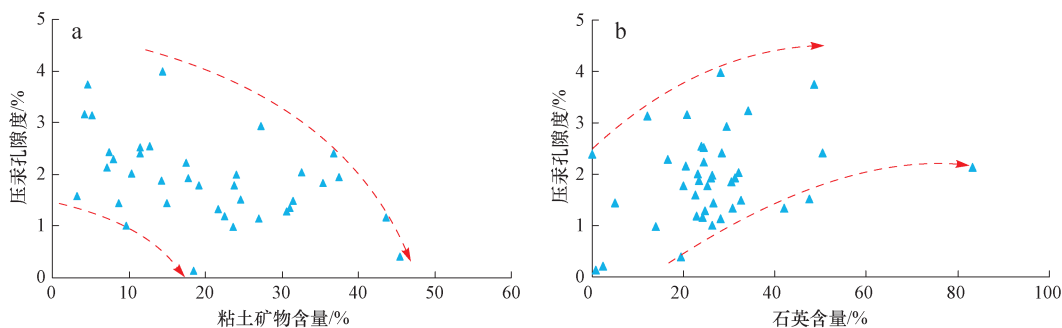


图 10 核桃园组页岩石英含量和粘土矿物含量与压汞孔隙度的关系

Fig. 10 Quartz content and clay mineral contents vs. mercury pressure porosity in the Hetaoyuan Formation, Biyang Depression

a. 压汞孔隙度与粘土矿物含量关系; b. 压汞孔隙度与石英含量关系

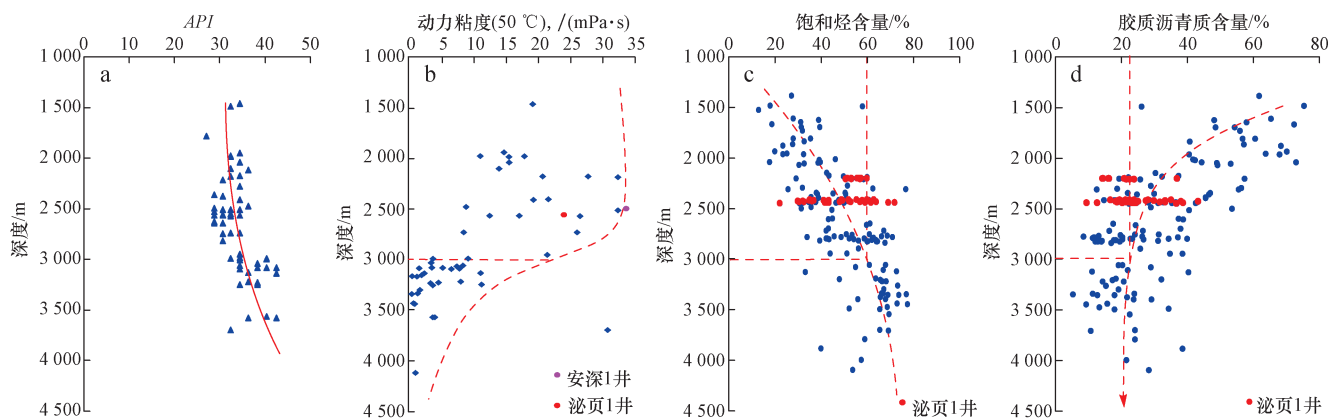


图11 泌阳凹陷原油组分、粘度及API度与深度的关系

Fig. 11 Crude oil composition, viscosity and API degree vs. depth in Biyang Depression

a. API 随深度的变化趋势; b. 动力粘度随深度的变化趋势; c. 饱和烃含量随深度的变化趋势; d. 胶质沥青质含量随深度的变化趋势

随着深度的增加,页岩油可动性逐渐变好,泌阳凹陷3 000 m以深的页岩油具有较好的可动性。Tian 等^[39]通过分子动力学研究表明,随着埋深的增加,地层温度逐渐升高,页岩油吸附层数减少,吸附相密度变小,总吸附量减少;同时页岩油组分变轻,密度与粘度均减小,吸附相密度变小,可动性变好。虽然埋深的增加会导致压力增加,吸附作用增强,密度与粘度变大,但是变化趋势较温度引起的变化小。因此,总体来说随着深度的增加页岩油可动性逐渐变好。

通过 S_1/TOC 表征页岩的含油性(图7),发现泌阳凹陷页岩油富集的最佳深度为2 800 m;通过 A/TOC 指数得到的最佳深度为3 100 m。页岩油可动性较好的深度为3 000 m以下。因此结合上述研究认为泌阳凹陷勘探应该向深处进行(3 000 m以深),而目前泌页HF1井、安深1井深度为2 400~2 500 m,还未达到页岩含油性的最佳深度段,此外受有机质成熟度较低影响,胶质沥青质含量较高,原油API度较低,吸附作用较强,粘度较大,可动性较差,不利于页岩油的开采。因此泌阳凹陷的深层(3 000 m以深)是该区未来的有利勘探目标。

3.2.4 异常高压

超压的存在为页岩油的开发提供了能量支持。页岩油气田的产量和地层压力系数有着密切的关系,在其他地质条件相似的情况下,地层压力系数越大页岩油产量越高,地层压力高的地层通常是页岩油开采价值较高的目的层位^[40-41]。

目前主要应用异常高的声波时差值来测井识别异常高压。对于高压砂岩层段,地层孔隙流体的压力大于地层静水压力,因而地层流体承受了部分上覆地层的压力,使岩石骨架承受的压力减小,降低了声波通过

岩石的速度,延长了声波在地层中的传播时间,在声波时差测井上显示出异常段^[42]。

实测地层压力多为正常压力,压力系数介于0.90~1.10^[41],这对于页岩油开采是一个不利因素同时也说明,泥页岩中高声波时差值有时为高TOC含量的响应,因此应用声波时差测井预测泥页岩的超压段具有一定的风险性。

4 结论

1) 页岩油主要富集在有机质丰度较高,储集能力较好的页岩层段。较高的TOC含量是页岩油大量富集的物质基础;无机大孔较发育、孔隙均质性较强的页岩储集能力较好,是页岩油富集的重要保障。

2) 页岩油富集时,饱和烃含量较高,胶质沥青质含量较低,原油密度较低,粘度较小,可动性较好。粘土矿物是页岩油吸附的主要载体,粘土矿物含量越低,页岩油可动性越好。

3) 随着深度的增加页岩油品质逐渐变好,吸附作用较弱,可动性变好。综合分析认为3 000 m以深是泌阳凹陷页岩油可动性较好的区域,是未来页岩油勘探的有利目标区。异常超压的存在有利于页岩油的开采,但运用声波时差识别页岩的超压层有一定风险性。

参 考 文 献

- [1] Wright M C, Court R W, Kafantaris F C A, et al. A new rapid method for shale oil and shale gas assessment[J]. Fuel, 2015, 153: 231 ~ 239.
- [2] Han Y, Horsfield B, Curry D J. Control of facies, maturation and primary migration on biomarkers in the Barnett Shale sequence in the Marathon 1 Mesquite well, Texas[J]. Marine & Petroleum Geology, 2017, 85: 106 ~ 116.

- [3] Furnann A, Mastalerz M, Schimmelmann A, et al. Relationships between porosity, organic matter, and mineral matter in mature organic-rich marine mudstones of the Belle Fourche and Second White Specks formations in Alberta, Canada[J]. *Marine & Petroleum Geology*, 2014, 54(6): 65–81.
- [4] Rivera K T, Puckette J, Quan T M. Evaluation of redox versus thermal maturity controls on $\delta^{15}\text{N}$ in organic rich shales: A case study of the Woodford Shale, Anadarko Basin, Oklahoma, USA[J]. *Organic Geochemistry*, 2015, 83–84: 127–139.
- [5] 宋国奇, 张林晔, 卢双舫, 等. 页岩油资源评价技术方法及其应用[J]. *地学前缘*, 2013, 20(04): 221–228.
- Song Guoqi, Zhang Linye, Lu Shuangfang, et al. Resource evaluation method for shale oil and its application[J]. *Earth Science Frontiers*, 2013, 20(04): 221–228.
- [6] 薛海涛, 田善思, 卢双舫, 等. 页岩油资源定量评价中关键参数的选取与校正——以松辽盆地北部青山口组为例[J]. *矿物岩石地球化学通报*, 2015, 34(01): 70–78+2.
- Xue Haitao, Tian Shansi, Lu Shuangfang, et al. Selection and verification of key parameters in the quantitative evaluation of shale oil: A case study at the Qingshankou Formation, northern Songliao Basin[J]. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 2015, 34(01): 70–78+2.
- [7] 黄文彪, 邓守伟, 卢双舫, 等. 泥页岩有机非均质性评价及其在页岩油资源评价中的应用——以松辽盆地南部青山口组为例[J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(05): 704–711.
- Huang Wenbiao, Deng Shouwei, Lu Shuangfang, et al. Shale organic heterogeneity evaluation method and its application to shale oil resource evaluation: A case study from Qingshankou Formation, southern Songliao Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(05): 704–711.
- [8] 李吉君, 史颖琳, 章新文, 等. 页岩油富集可采主控因素分析: 以泌阳凹陷为例[J]. *地球科学(中国地质大学学报)*, 2014, 39(07): 848–857.
- Li Jijun, Shi Yinglin, Zhang Xinwen, et al. Control factors of enrichment and producibility of shale oil: A case study of Biyang Depression[J]. *Earth Science (Journal of China University of Geosciences)*, 2014, 39(07): 848–857.
- [9] 李吉君, 史颖琳, 黄振凯, 等. 松辽盆地北部陆相泥页岩孔隙特征及其对页岩油赋存的影响[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2015, 39(04): 27–34.
- Li Jijun, Shi Yinglin, Huang Zhenkai, et al. Pore characteristics of continental shale and its impact on storage of shale oil in northern Songliao Basin[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2015, 39(04): 27–34.
- [10] 王文广, 郑民, 王民, 等. 页岩油可动资源量评价方法探讨及在东濮凹陷北部古近系沙河街组应用[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(04): 771–781.
- Wang Wenguang, Zheng Min, Wang Min, et al. The discussion of the evaluation method of shale oil movable resources amount and Palaeogene Shahejie Formation application effect in the northern of Dongpu depression[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(04): 771–781.
- [11] 王优先. 陆相页岩油成藏地质条件及富集高产主控因素——以泌阳凹陷为例[J]. *断块油气田*, 2015, 22(05): 588–593.
- Wang Youxian. Geologic conditions of continental shale oil accumulation and main controlling factors of enrichment and high production: Taking Biyang Depression as an example[J]. *Fault-block Oil & Gas Field*, 2015, 22(05): 588–593.
- [12] 吕明久, 付代国, 何斌, 等. 泌阳凹陷深凹区页岩油勘探实践[J]. *石油地质与工程*, 2012, 26(3): 85–87.
- Lv Mingjiu, Fu Daiguo, He Bin, et al. Exploration practice of shale oil in deep sag area of Biyang depression[J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2012, 26(3): 85–87.
- [13] 卢双舫, 陈国辉, 王民, 等. 辽河拗陷大民屯凹陷沙河街组四段页岩油富集资源潜力评价[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(01): 8–14.
- Lu Shuangfang, Chen Guohui, Wang Min, et al. Potential evaluation of enriched shale oil resource of Member 4 of the Shahejie Formation in the Damintun Sag, Liaohe Depression[J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(01): 8–14.
- [14] 孙善勇, 刘惠民, 操应长, 等. 湖相深水细粒沉积岩米兰科维奇旋回及其页岩油勘探意义——以东营凹陷牛页1井沙四上亚段为例[J]. *中国矿业大学学报*, 2017, 46(04): 846–858.
- Sun Shanyong, Liu Huimin, Cao Yingchang, et al. Milankovitch cycle of lacustrine deepwater fine-grained sedimentary rocks and its significance to shale oil: A case study of the upper Es4 member of well NY1 in Dongying sag[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2017, 46(04): 846–858.
- [15] 张金川, 林腊梅, 李玉喜, 等. 页岩油分类与评价[J]. *地学前缘*, 2012, 19(5): 322–331.
- Zhang Jinchuan, Lin Lamei, Li Yuxi, et al. Classification and evaluation of shale oil[J]. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(5): 322–331.
- [16] 卢双舫, 薛海涛, 王民, 等. 页岩油评价中的若干关键问题及研究趋势[J]. *石油学报*, 2016, 37(10): 1309–1322.
- Lu Shuangfang, Xue Haitao, Wang Min, et al. Several key issues and research trends in evaluation of shale oil[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(10): 1309–1322.
- [17] 马永生, 冯建辉, 牟泽辉, 等. 中国石化非常规油气资源潜力及勘探进展[J]. *中国工程科学*, 2012, 14(6): 22–30.
- Ma Yongsheng, Feng Jianhui, Mou Zehui, et al. The potential and exploring progress of unconventional hydrocarbon resources in SIN-OPEC[J]. *Engineering Sciences*, 2012, 14(6): 22–30.
- [18] Soeder D J. The successful development of gas and oil resources from shales in North America[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2018, 163.
- [19] Hackley P C, Cardott B J. Application of organic petrography in North American shale petroleum systems: A review[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2016, 163: 8–51.
- [20] Silva P N K D, Simons S J R, Stevens P, et al. A comparison of North American shale plays with emerging non-marine shale plays in Australia[J]. *Marine & Petroleum Geology*, 2015, 67: 16–29.
- [21] Li T, Jiang Z, Li Z, et al. Continental shale pore structure characteristics and their controlling factors: A case study from the lower third member of the Shahejie Formation, Zhanhua Sag, Eastern China[J]. *Journal of Natural Gas Science & Engineering*, 2017, 45.
- [22] Li Z, Oyediran Ibrahim Adewuyi, Huang R, et al. Study on pore struc-

- ture characteristics of marine and continental shale in China [J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2016, 33: 143–152.
- [23] Li J, Wang W, Cao Q, et al. Impact of hydrocarbon expulsion efficiency of continental shale upon shale oil accumulations in eastern China [J]. Marine & Petroleum Geology, 2015, 59(59): 467–479.
- [24] 王敏, 秦伟军, 赵追, 等. 南襄盆地泌阳凹陷油气藏形成条件及聚集规律[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(2): 169–172.
- Wang Min, Qing Weijun, Zhao Zhui, et al. Pool-forming condition and accumulation regularity of oils and gases in Biyang Depression, Nanxiang Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2001, 22(2): 169–172.
- [25] Dong T, He S, Liu G, et al. Geochemistry and correlation of crude oils from reservoirs and source rocks in southern Biyang Sag, Nanxiang Basin, China [J]. Organic Geochemistry, 2015, 80: 18–34.
- [26] 张永华, 张悦, 杜伟, 等. 混沌属性预测泌阳凹陷陡坡带小型砂砾岩体[J]. 特种油气藏, 2016, 23(3): 11–15.
- Zhang Yonghua, Zhang Yue, Du Weir, et al. Application of chaos attributes to predict the small-scale glutenite bodies in the steep-slope zone of Biyang Depression [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(3): 11–15.
- [27] 朱景修. 泌阳凹陷流体势特征及油气运聚单元划分[J]. 成都理工大学学报(自科版), 2016, 43(4): 507–512.
- Zhu Jingxiu. Characteristics of fluid potential and classification of hydrocarbon migration and accumulation unit in Biyang depression, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Social Sciences), 2016, 43(4): 507–512.
- [28] 董田, 何生, 林社卿. 泌阳凹陷核桃园组烃源岩有机地化特征及热演化成熟史[J]. 石油实验地质, 2013, 35(02): 187–194.
- Dong Tian, He Sheng, Lin Sheqing. Organic geochemical characteristics and thermal evolution maturity history modeling of source rocks in Eocene Hetaoyuan Formation of Biyang Sag, Nanxiang Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2013, 35(02): 187–194.
- [29] Jijun Li, Liu Z, Junqian L I, et al. Fractal characteristics of continental shale pores and its significance to the occurrence of shale oil in china; a case study of biyang depression [J]. Fractals-complex Geometry Patterns & Scaling in Nature & Society, 2018: 1840008.
- [30] 王民, 石蕾, 王文广, 等. 中美页岩油、致密油发育的地球化学特征对比[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(03): 67–73.
- Wang Min, Shi Lei, Wang Wenguang, et al. Comparative study on geochemical characteristics of shale oil between China and U. S. A [J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(03): 67–73.
- [31] Jiang F, Pang X, Bai J, et al. Comprehensive assessment of source rocks in the Bohai Sea area, eastern China [J]. AAPG Bulletin, 2016, 100(6): 969–1002.
- [32] 卢双舫, 黄文彪, 陈方文, 等. 页岩油气资源分级评价标准探讨[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(02): 249–256.
- Lu Shuangfang, Huang Wenbiao, Chen Fangwen, et al. Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources: Discussion and application [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(02): 249–256.
- [33] 王书彦, 胡润, 任东超, 等. 页岩孔隙成因类型及其演化发育机理——以川东南地区页岩为例[J]. 山东科技大学学报(自然科学版), 2015, 34(6): 9–15.
- Wang Shuyan, Hu Run, Ren Dongchao, et al. Genetic types and development mechanism of shale pores——With the example of shale in southeast Sichuan [J]. Journal of Shandong University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2015, 34(6): 9–15.
- [34] 史森, 于炳松, 薛志鹏, 等. 黔西北地区龙马溪组页岩气储层孔隙特征及其储气意义[J]. 地学前缘, 2016, 23(1): 206–217.
- Shi Miao, Yu Bingsong, Xue Zhipeng, et al. Pore characteristics and significance of the Longmaxi Formation shale gas reservoirs in northwestern Guizhou, China [J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 206–217.
- [35] Li J, Lu S, Xie L, et al. Modeling of hydrocarbon adsorption on continental oil shale: A case study on n-alkane [J]. Fuel, 2017, 206: 603–613.
- [36] Han H, Zhong N, Ma Y, et al. Gas storage and controlling factors in an over-mature marine shale: A case study of the Lower Cambrian Lujiaping shale in the Dabashan arc-like thrust-fold belt, southwestern China [J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2016, 33: 839–853.
- [37] Jarvie D M and Baker D R. Application of the Rock-Eval III oil show analyzer to the study of gaseous hydrocarbons in an Oklahoma gas well [M]. 1984, 187th ACS National Meeting, St. Louis, Missouri.
- [38] Baker D R. Organic Geochemistry of Cherokee Group on Southeastern Kansas and Northeastern Oklahoma [J]. AAPG Bulletin, 1962, 46(9): 1621–1642.
- [39] Tian S, Xue H, Lu S, et al. Molecular simulation of oil mixture adsorption character in shale system [J]. Journal of Nanoscience & Nanotechnology, 2017, 17(9): 6198–6209.
- [40] 陈祥, 王敏, 严永新. 陆相页岩油勘探 [M]. 石油工业出版社, 2015.
- Chen Xiang, Wang Min, Yan Yongxin. Continental shale oil exploration [M]. Petroleum Industry Press, 2015.
- [41] 宋国奇, 徐兴友, 李政, 等. 济阳拗陷古近系陆相页岩油产量的影响因素[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(03): 463–471.
- Song Guoqi, Xu Xingyou, Li Zheng, et al. Factors controlling oil production from Paleogene shale in Jiyang depression [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(03): 463–471.
- [42] 章成广, 江万哲, 潘和平. 声波测井原理与应用 [M]. 石油工业出版社, 2009.
- Zhang Chengguang, Jiang Wangzhe, Pan Heping. Principle and application of acoustic logging [M]. Petroleum Industry Press, 2015.

(编辑 张玉银)