

# 确定烃源岩有效排烃总有机碳阈值的方法及应用

高岗<sup>1</sup>, 杨尚儒<sup>1</sup>, 陈果<sup>1</sup>, 胡丹丹<sup>2</sup>, 赵克<sup>3</sup>

(1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油 玉门油田青西作业区, 甘肃 玉门 735200; 3. 中国石油 华北油田分公司 地球物理勘探研究院, 河北 任丘 062552)

**摘要:**针对油气地质学中排烃源岩难以识别的问题, 依据生排烃原理, 利用常规烃源岩有机碳和热解(Rock-Eval)分析测试参数, 建立了判别排烃源岩的实用方法。该方法主要基于生烃量参数 $[I_{HC} = S_1/w(\text{TOC})]$ 和沥青转化率 $[w(A)/w(\text{TOC})]$ , 判别排烃源岩的总有机碳阈值, 高于该值的烃源岩即为排烃源岩。根据分析测试资料, 对准噶尔盆地和三塘湖盆地二叠系芦草沟组、酒泉盆地营尔凹陷和青西凹陷白垩系下沟组以及鄂尔多斯盆地上三叠统延长组长7段的排烃源岩进行判别, 判别效果较好, 应用该方法时要求烃源岩的母质特征与热演化程度接近。由于气态烃易散失, 所以采用的参数主要反映烃源岩中生成的液态烃量。该方法对于油源岩的判别更为有效。

**关键词:** 总有机碳阈值; 生烃量; 残留烃量; 饱和吸附; 排烃源岩; 油气生成

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

## Method and application for identifying TOC threshold of hydrocarbon-expelling source rocks

Gao Gang<sup>1</sup>, Yang Shangru<sup>1</sup>, Chen Guo<sup>1</sup>, Hu Dandan<sup>2</sup>, Zhao Ke<sup>3</sup>

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. Qingxi Operational Zone of Yumen Oilfield Company, CNPC, Yumen, Gansu 735200, China;

3. Geophysical Exploration Research Institute of Huabei Oilfield Company, CNPC, Renqiu, Hebei 062552, China)

**Abstract:** Considering the fact that hydrocarbon-expelling source rocks are difficult to identify in oil and gas geology, a method to distinguish hydrocarbon-expelling source rocks was proposed using the conventional TOC and pyrolysis analysis parameters (Rock-Eval). This method is used to identify the TOC threshold, based on hydrocarbon-generation amount parameters  $[I_{HC} = S_1/w(\text{TOC})]$  and  $w(A)/w(\text{TOC})$ . Only when TOC content is higher than the threshold, can the source rock be regarded as hydrocarbon-expelling source rock. This method was applied to the source rocks in the Permian Lucaogou Formation in the Junggar and Santanghu basins, the Cretaceous Xigou Formation in the Ying'er and Qingxi sags in the Jiuquan Basin, and the Upper Triassic Yanchang Formation Chang-7 member in the Ordos Basin. The discriminant results are useful, but it requires source rocks with similar organic matter type and maturity. The parameters represent liquid hydrocarbon amount. Gaseous hydrocarbons are lost easily, and as a result, the method is more effective for oil source rock.

**Key words:** TOC threshold; hydrocarbon generating amount; remained hydrocarbon amount; saturated absorption hydrocarbon; hydrocarbon-expelling source rock; oil and gas generation

烃源岩指能生成并排出油气的岩石, 有烃类排出是烃源岩的重要表现<sup>[1-3]</sup>。油气生成与排出并存的烃源岩即有效烃源岩, 可从定性和定量两方面确定。定性方法从概念角度判别烃源岩是否有效, 包括有机质丰度高、生烃潜力高, 且有烃类生成和排出的烃源岩<sup>[4-7]</sup>。定量方法主要根据有机质丰度下限确定有效烃源岩, 常用总有机碳(TOC)含量标定有机质丰度下限, 研究结果显示: 排烃源岩总

有机碳阈值主要介于1%~6%<sup>[8-11]</sup>。目前确定有机质丰度下限的方法以经验统计为主, 未充分考虑烃源岩的生排烃机理。本文深入探讨烃源岩生排烃机理, 结合烃源岩的基本地化参数, 初步建立了判别排烃源岩的方法。

## 1 烃源岩生排烃基本原理

烃源岩主要由无机矿物和有机质组成, 且矿物

颗粒与有机质颗粒间存在孔隙。在烃源岩系统中,有机质生烃前,孔隙主要被水占据,当有机质进入生烃阶段,早期生成的烃类首先占据邻近的孔隙,并排替孔隙水,随着生成烃类的增多而占据不同的孔隙空间。当烃类排出可动的孔隙水后,其余烃类才开始排出烃源岩,此时烃源岩中的烃类基本达到饱和,即烃源岩生成的烃类必须满足自身的饱和吸附才能排出<sup>[12-13]</sup>。

## 2 排烃源岩的识别方法

根据生排烃原理,烃源岩若只生成而不排出烃类,则该烃源岩对常规油气藏的形成是无效的<sup>[14-16]</sup>。当烃源岩的母质特征、成熟度等变化不大时,在开始排烃前,烃源岩中总有机质含量越高,生成的烃量就越多。当烃源岩生成的烃类满足了自身的饱和吸附并排出时,总有机质含量与生成的烃量间的相关关系便会改变。当有机碳含量达到某临界值并继续增加时,生成的烃类满足烃源岩的饱和吸附而排出,已生烃量将偏离正常趋势而降低。图 1 中拐点对应的总有机质含量为排烃源岩的有机质含量下限,烃源岩开始排烃而成为排烃源岩。因此,只有烃源岩的总有机质含量达到其阈值才能成为排烃源岩。

烃源岩常规的有机地化分析测试包括总有机碳含量、氯仿沥青“A”、热解烃( $S_1$ )等。TOC 含量代表岩石中总有机碳的质量分数,氯仿沥青“A”含量为岩石中可溶有机质的质量分数,热解烃  $S_1$  代表烃源岩的残留生烃量 [ $m(\text{烃})/m(\text{岩石}), \text{mg/g}$ ]。根据上述排烃源岩判别原理,利用烃源岩常规有机地化分析测试数据,确定排烃源岩的总有机碳阈值。

## 3 排烃源岩的识别方法应用实例

利用上述排烃源岩识别方法确定了准噶尔盆

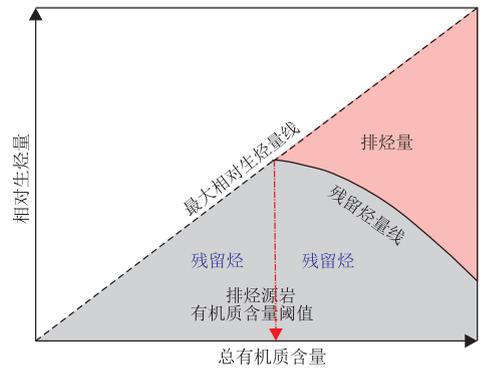


图 1 排烃源岩识别方法示意

Fig.1 Schematic diagram for identifying hydrocarbon-expelling source rocks

地与三塘湖盆地二叠系芦草沟组、酒泉盆地白垩系下沟组和鄂尔多斯盆地上三叠统延长组长 7 段排烃源岩的总有机碳阈值。

### 3.1 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组排烃源岩

准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组泥质烃源岩形成于咸化湖沉积环境,储层岩性主要为粉砂岩和碳酸盐岩,源储互层且呈大面积接触<sup>[17-18]</sup>。烃源岩排烃条件良好,地化分析结果显示:源岩母质类型主要为混合型,部分为腐泥型,具有倾油特征。烃源岩主要处于生油高峰前的热演化阶段,母质特征与热演化程度变化小。本文采用相对生烃量参数 [ $I_{HC} = S_1/w(\text{TOC})$ ] 和沥青转化率 [ $w(A)/w(\text{TOC})$ ] 进行排烃源岩的判别分析。根据排烃原理,绘制了准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组泥质烃源岩  $w(\text{TOC})$  与  $I_{HC}$ 、 $w(A)/w(\text{TOC})$  的关系图(图 2)。

由图 2 可得:随  $w(\text{TOC})$  的增加,  $I_{HC}$  和  $w(A)/w(\text{TOC})$  值均具有先增后降的特征,表明当烃源岩的  $w(\text{TOC})$  达到一定值时才开始大量排烃,拐点对应的  $w(\text{TOC})$  即为排烃源岩的总有机碳阈值。吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组排烃源岩的总有机碳阈值约为 1%,当  $w(\text{TOC}) < 1\%$  时,烃源岩生成的油

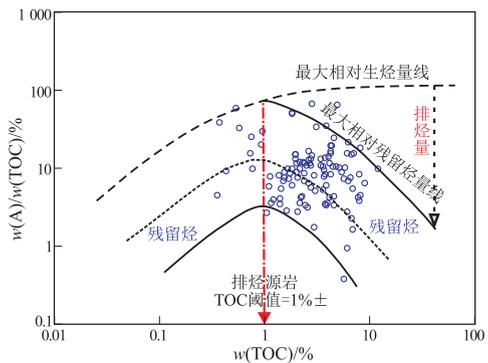
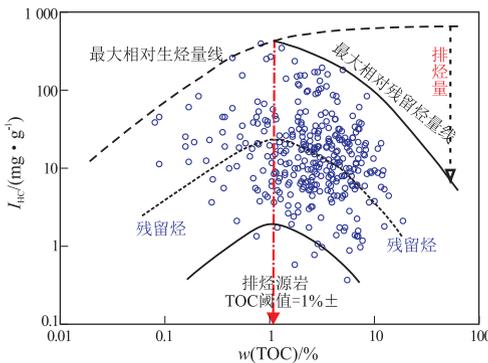


图 2 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组排烃源岩 TOC 阈值判别图版

Fig.2 Discriminant chart illustrating TOC threshold of hydrocarbon-expelling source rocks in the Lucaogou Formation in the Jimusar Sag, Junggar Basin

气未满足自身吸附;当  $w(\text{TOC}) > 1\%$  时,烃源岩生成的油气满足自身吸附并开始排烃。

### 3.2 三塘湖盆地二叠系芦草沟组排烃源岩

三塘湖盆地芦草沟组烃源岩发育特征与准噶尔盆地基本接近<sup>[19-20]</sup>,但同样方法确定的排烃源岩 TOC 阈值在 2.2% 左右(图 3),明显高于准噶尔盆地芦草沟组排烃源岩,这种差异与源储关系和运移作用有关。三塘湖盆地芦草沟组更发育泥质白云岩,当次生溶孔、裂缝发育时,可作为储集层,具有自生自储特征。除自身含有的原始有机质可以生烃外,也可能有邻近烃源岩生成的油气运移而来,受外来烃的影响大,导致  $I_{\text{HC}}$  和  $w(\text{A})/w(\text{TOC})$  值不降反增,使得拐点位置向  $w(\text{TOC})$  高值区移动。准噶尔盆地芦草沟组主要呈源储互层特征,泥质烃源岩生成的油气相对比较容易排出烃源岩进入邻近的储集层,受外来烃的影响较小,故排烃源岩的 TOC 阈值相对较低。

### 3.3 酒泉盆地白垩系下沟组排烃源岩

酒泉盆地油气勘探主要集中在酒东坳陷营尔凹陷和酒西坳陷青西凹陷,2 个凹陷的主要烃源岩

均为白垩系下沟组( $K_1g$ )<sup>[21-22]</sup>。酒泉盆地分割性强,2 个凹陷下沟组沉积环境存在差异,营尔凹陷下沟组主要形成于微咸水—淡水沉积环境,泥岩为主要烃源岩,白云石含量很少或无。母质类型以混合型为主,腐泥型较少,具倾油倾气特征,热演化程度相对较高,以液态石油为主,少量伴生气。依据排烃源岩 TOC 阈值判别图版,营尔凹陷下沟组排烃源岩的总有机碳阈值约为 0.8%(图 4)。

青西凹陷下沟组主要形成于咸化湖沉积环境,岩性包括泥岩、白云质泥岩、泥质白云岩和白云岩,较纯的白云岩很少,普遍含有泥质。泥岩为主要烃源岩,母质类型以混合型为主,少量腐泥型,具倾油特征,主要处于生油高峰前的热演化阶段,以生油为主。青西凹陷下沟组排烃源岩的总有机碳阈值约为 1.0%(图 5)。2 个凹陷排烃源岩总有机碳阈值的差异主要与其热演化程度有关,当烃源岩的  $w(\text{TOC})$  含量相近时,热演化程度越高,生成烃类越多,满足排烃源岩条件的总有机碳阈值会向低值区迁移。由于营尔凹陷下沟组烃源岩的成熟度总体高于青西凹陷,故其排烃源岩的总有机碳阈值相

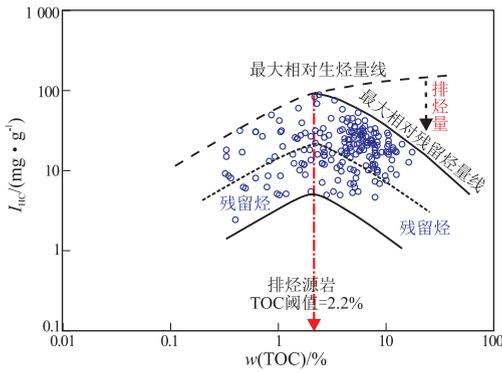


图 3 三塘湖盆地二叠系芦草沟组排烃源岩 TOC 阈值判别图版

Fig.3 Discriminant chart illustrating TOC threshold of hydrocarbon-expelling source rocks in the Permian Lucaogou Formation in the Santanghu Basin

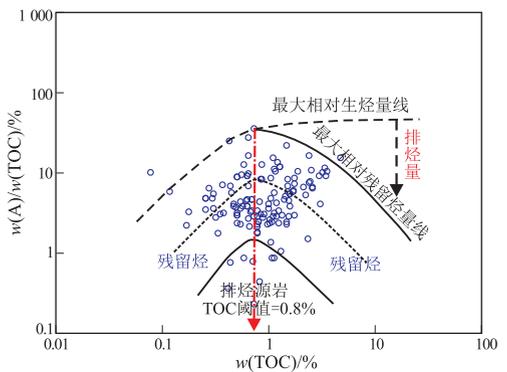
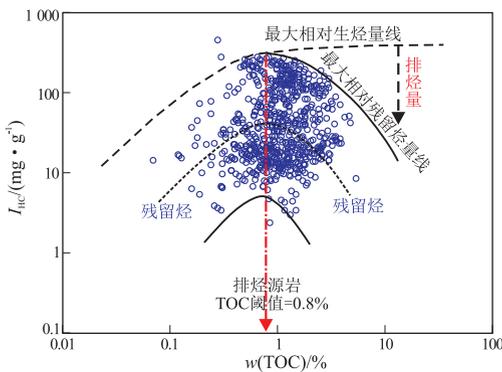
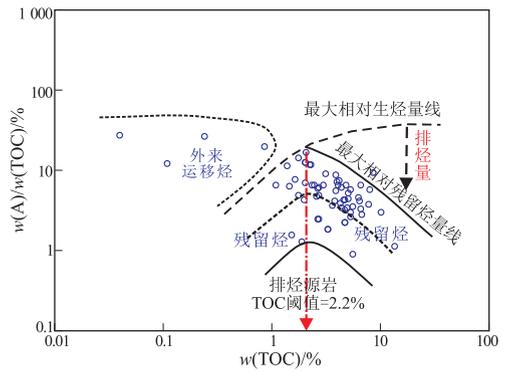


图 4 酒泉盆地营尔凹陷白垩系下沟组排烃源岩 TOC 阈值判别图版

Fig.4 Discriminant chart illustrating TOC threshold of hydrocarbon-expelling source rocks in the Cretaceous Xiagou Formation in the Ying'er Sag, Jiuquan Basin

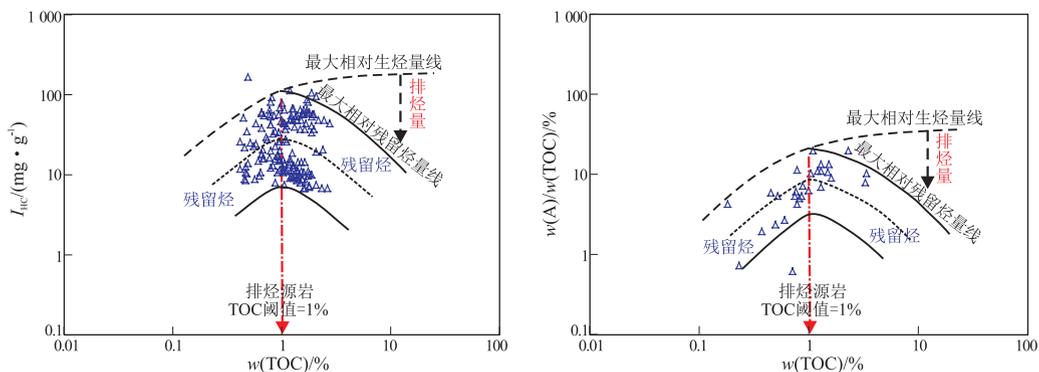


图 5 酒泉盆地青西凹陷白垩系下沟组排烃源岩 TOC 阈值判别图版

Fig.5 Discriminant chart illustrating TOC threshold of hydrocarbon-expelling source rocks in the Cretaceous Xiangou Formation in the Qingxi Sag, Jiuquan Basin

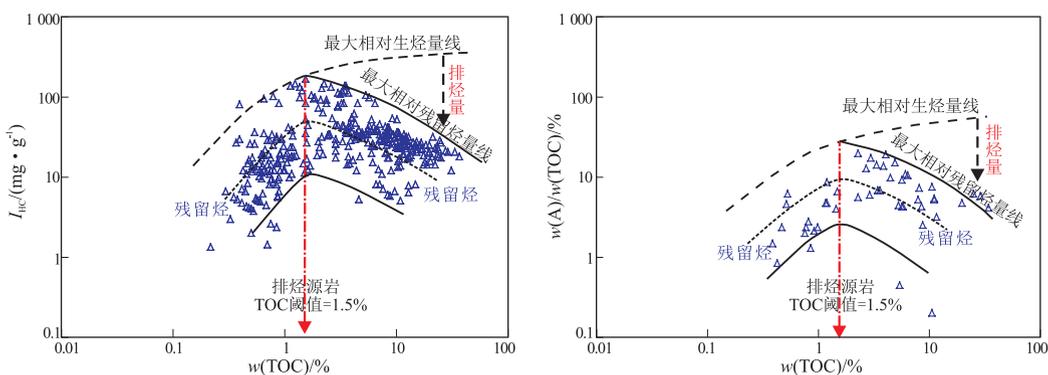


图 6 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长 7 段排烃源岩 TOC 阈值判别图版

Fig.6 Discriminant chart illustrating TOC threshold of hydrocarbon-expelling source rocks in the Triassic Yanchang Formation Chang-7 member in the Ordos Basin

对较低。

### 3.4 鄂尔多斯盆地三叠系长 7 段排烃源岩

鄂尔多斯盆地的烃源岩主要为延长组湖相泥质岩、油页岩,主力烃源岩层段为长 7 段<sup>[23-25]</sup>。本文主要确定长 7 段排烃源岩的总有机碳阈值。长 7 段烃源岩的  $w(\text{TOC})$  介于 0.2%~37%,其中油页岩的  $w(\text{TOC}) > 3%$ 。母质类型以混合型为主,油页岩主要为倾油型母质,且处于生油热演化阶段。依据判别图版,排烃源岩的总有机碳阈值约为 1.5% (图 6)。可见所有的油页岩均为排烃源岩,部分泥岩也为排烃源岩。由于分析数据有限,图 6 中 2 个图版确定的排烃源岩的总有机碳阈值存在细微差异。笔者认为分析数据较多的结果更为可信,因此在分析  $w(\text{A})/w(\text{TOC})$  数据变化规律时,必须参考  $I_{\text{HC}}$  的分析结果。

## 4 排烃源岩识别方法讨论

排烃源岩的确定是油气地质研究的难点之一,本文提出的排烃源岩判别方法建立在大量分析测试数据基础上,假定烃源岩的母质类型与热演化总

体相近。实际研究的烃源岩母质类型与热演化均有一定的变化范围,烃源岩的  $w(\text{TOC})$  大于阈值即代表已经排烃,但小于该值未必不排烃,只是其排烃量相对较低。只有当烃源岩的  $w(\text{TOC})$  大于阈值时,才能排出更多烃类,对源外油气藏的形成更为有效。

从排烃源岩的判别参数来看,该方法应用于生油岩更为有效,因为沥青“*A*”主要代表了烃源岩中的可溶有机质,而气态烃更容易散失,热解烃  $S_1$  也主要代表了烃源岩中的液态烃。对于以生气为主的烃源岩,上述确定排烃源岩总有机碳阈值的方法还需深入探讨。实际地质中的沉积环境、沉积相、气候条件、烃源岩母质类型、热演化程度都存在差异,排烃源岩的总有机碳阈值也不同。针对分析数据较多的地区,可以尝试区分母质类型和热演化程度,来确定其排烃源岩的总有机碳阈值,该工作还需深入研究。

## 5 结论

(1) 本文提出了判别排烃源岩的方法,主要利

用相对生烃量参数 $[I_{HC} = S_1/w(\text{TOC})]$ 和沥青转化率 $[w(\text{A})/w(\text{TOC})]$ ,操作性较强。该方法要求烃源岩的母质特征和热演化程度要大致接近,或仅在较小的范围内变化。

(2)利用排烃源岩判别图版确定了准噶尔盆地与三塘湖盆地二叠系芦草沟组、酒泉盆地营尔凹陷和青西凹陷白垩系下沟组以及鄂尔多斯盆地三叠系长7段排烃源岩的总有机碳阈值,分别为1%, 2.2%, 0.8%, 1%, 1.5%, 判别效果较好。

(3)不同地区和层位的烃源岩母质类型、热演化程度及源储配置关系存在差异,应分别确定其排烃源岩的总有机碳阈值。气态烃易发生散失,本文采用的参数主要反映烃源岩中生成的液态烃量,该方法对于油源岩的判别更为有效。

#### 参考文献:

- [1] Hunt J M. Petroleum geochemistry and geology [M]. San Francisco, USA: W. H. Freeman and Company, 1979: 524.
- [2] Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrence [M]. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 1984.
- [3] Magoon L B, Dow W G. The petroleum system: From source to trap [M]. Tulsa: AAPG, 1994: 627.
- [4] 张林晔, 孔祥星, 张春荣, 等. 济阳坳陷下第三系优质烃源岩的发育及其意义 [J]. 地球化学, 2003, 32(1): 35-42.  
Zhang Linye, Kong Xiangxing, Zhang Chunrong, et al. High-quality oil-prone source rocks in Jiyang Depression [J]. Geochimica, 2003, 32(1): 35-42.
- [5] 杨华, 张文正, 刘显阳, 等. 优质烃源岩在鄂尔多斯低渗透富油盆地形成中的关键作用 [J]. 地球科学与环境学报, 2013, 35(4): 1-9.  
Yang Hua, Zhang Wenzheng, Liu Xianyang, et al. Key role of high-quality source rocks on the formation of low-permeability oil-rich reservoirs in Ordos Basin [J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2013, 35(4): 1-9.
- [6] 朱光有, 金强. 东营凹陷两套优质烃源岩层地质地球化学特征研究 [J]. 沉积学报, 2003, 21(3): 506-512.  
Zhu Guangyou, Jin Qiang. Geochemical characteristics of two sets of excellent source rocks in Dongying Depression [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2003, 21(3): 506-512.
- [7] 谢瑞永, 黄保家, 游君君, 等. 文昌凹陷优质烃源岩地化特征与生烃潜力 [J]. 中国矿业, 2012, 21(9): 69-71.  
Xie Ruiyong, Huang Baojia, You Junjun, et al. The geochemical characteristics and hydrocarbon generation potential of the high-quality source rock in Wenchang Sag [J]. China Mining Magazine, 2012, 21(9): 69-71.
- [8] 王力, 金强, 林腊梅, 等. 柴达木盆地西部古近系—新近系优质烃源岩特征 [J]. 天然气工业, 2009, 29(2): 23-26.  
Wang Li, Jin Qiang, Lin Lamei, et al. Characteristics of quality Tertiary source rocks in west Qaidam Basin [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(2): 23-26.
- [9] 郑红菊, 董月霞, 朱光有, 等. 南堡凹陷优质烃源岩的新发现 [J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(4): 385-391.  
Zheng Hongju, Dong Yuexia, Zhu Guangyou, et al. High-quality source rocks in Nanpu Sag [J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(4): 385-391.
- [10] 侯读杰, 张善文, 肖建新, 等. 济阳坳陷优质烃源岩特征与隐蔽油气藏的关系分析 [J]. 地质前缘, 2008, 15(2): 137-146.  
Hou Dujie, Zhang Shanwen, Xiao Jianxin, et al. The excellent source rocks and accumulation of stratigraphic and lithologic traps in the Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, China [J]. Earth Science Frontiers, 2008, 15(2): 137-146.
- [11] 周建林. 近海陆架盆地优质烃源岩的测井评价展望 [J]. 海相油气地质, 2009, 14(2): 52-58.  
Zhou Jianlin. Prospect of logging evaluation of excellent hydrocarbon source rocks in offshore shelf basins in China [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2009, 14(2): 52-58.
- [12] 霍秋立, 曾花森, 张晓畅, 等. 松辽盆地北部青山口组一段有效烃源岩评价图版的建立及意义 [J]. 石油学报, 2012, 33(3): 379-384.  
Huo Qiuli, Zeng Huasen, Zhang Xiaochang, et al. An evaluation diagram of effective source rocks in the first member of Qingshankou Formation in northern Songliao Basin and its implication [J]. Acta Petroli Sinica, 2012, 33(3): 379-384.
- [13] 祝厚勤, 刘平兰, 庞雄奇, 等. 生烃潜力法研究烃源岩排烃特征的原理及应用 [J]. 中国石油勘探, 2008, 13(3): 5-9.  
Zhu Houqin, Liu Pinglan, Pang Xiongqi, et al. Principle of hydrocarbon-generation potential method studying hydrocarbon expulsion characteristics of source rocks and its application [J]. China Petroleum Exploration, 2008, 13(3): 5-9.
- [14] 金强. 有效烃源岩的重要性及其研究 [J]. 油气地质与采收率, 2001, 8(1): 1-4.  
Jin Qiang. Importance and research about effective hydrocarbon source rocks [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2001, 8(1): 1-4.
- [15] 张彩明, 杜学斌. 陆相湖盆有效烃源岩识别及其石油地质意义 [J]. 青海石油, 2008, 26(2): 5-10.  
Zhang Caiming, Du Xuebin. Continental lacustrine basin effective source rocks identification and petroleum geological significance [J]. Qinghai Petroleum, 2008, 26(2): 5-10.
- [16] 高岗, 王银会, 柳广弟, 等. 酒泉盆地营尔凹陷有效烃源岩的确认及其展布特征 [J]. 石油实验地质, 2013, 35(4): 414-418.  
Gao Gang, Wang Yinwei, Liu Guangdi, et al. Confirmation and distribution features of effective source rocks in Ying'er Sag, Jiuquan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(4): 414-418.
- [17] 斯春松, 陈能贵, 余朝丰, 等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组致密油储层沉积特征 [J]. 石油实验地质, 2013, 35(5): 528-533.  
Si Chunsong, Chen Nengui, Yu Chaofeng, et al. Sedimentary characteristics of tight oil reservoir in Permian Lucaogou Formation, Jimar Sag [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(5): 528-533.

实验研究[J].石油实验地质,2013,35(5):583-586.

Zhang Xing, Yang Shenglai, Wen Bo, et al. Experimental study on threshold pressure gradient of CO<sub>2</sub> miscible flooding in low permeability reservoir [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(5):583-586.

[21] 钟张起, 侯读杰, 李跃红, 等. 二氧化碳驱油藏有利沉积相组合研究[J]. 特种油气藏, 2015, 22(1):115-117.

Zhong Zhangqi, Hou Dujie, Li Yuehong, et al. Research on the favorable sedimentary facies combination in oil reservoirs with CO<sub>2</sub> Flooding[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(1):115-117.

[22] 李南, 田冀, 谭先红, 等. 低渗透油藏 CO<sub>2</sub> 驱微观波及特征[J]. 断块油气田, 2015, 22(2):237-239.

Li Nan, Tian Ji, Tan Xianhong, et al. Microscopic sweeping characteristics of CO<sub>2</sub> flooding in low permeability reservoirs [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2015, 22(2):237-239.

[23] 蒲万芬, 孙波帅, 李一波, 等. 塔河缝洞型超稠油油藏二氧化碳驱实验研究[J]. 特种油气藏, 2016, 23(4):123-126.

Pu Wanfen, Sun Boshuai, Li Yibo, et al. CO<sub>2</sub> flooding experiment of super-heavy oil reservoir in Tahe Oilfield [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(4):123-126.

[24] 李向良. 温度和注入压力对二氧化碳驱油效果的影响规律实验[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(1):84-87.

Li Xiangliang. Experimental study on the effect of temperature and injection pressure on CO<sub>2</sub> flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1):84-87.

[25] Wang Chen, Li Tiantai, Gao Yuan. Quantitative evaluation of inter-

action between CO<sub>2</sub> and micro-nano pore-throat-fracture system of supercritical CO<sub>2</sub> flood in unconventional tight sandstone reservoir ( Russian ) [ C ] // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Moscow, Russia; Society of Petroleum Engineers, 2016. DOI: 10.2118/181958-RU.

[26] 赵仁保, 敖文君, 肖爱国, 等. CO<sub>2</sub> 在原油中的扩散规律及变扩散系数计算方法[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, 40(3):136-142.

Zhao Renbao, Ao Wenjun, Xiao Aiguo, et al. Diffusion law and measurement of variable diffusion coefficient of CO<sub>2</sub> in oil [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2016, 40(3):136-142.

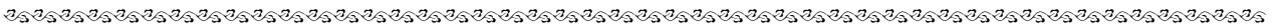
[27] Hamdi Z, Awang M, Bataee M, et al. Cold CO<sub>2</sub> injection for balancing interfacial tension decrease and viscosity increase [ C ] // SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Perth, Australia; Society of Petroleum Engineers, 2016. DOI: 10.2118/182149-MS.

[28] 伦增珉, 王锐, 吕成远, 等. 低渗透油藏二氧化碳驱修正毛管数理论及参数优化[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(2):83-86.

Lun Zengmin, Wang Rui, Lü Chengyuan, et al. Study on modified capillary number theory and its application in parameter optimization of CO<sub>2</sub> flooding in low permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(2):83-86.

[29] Ajibola J, Adam A, Mugeridge A. Gravity driven fingering and mixing during CO<sub>2</sub> sequestration [ C ] // SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Perth, Australia; Society of Petroleum Engineers, 2016. DOI:10.2118/182317-MS.

(编辑 徐文明)



(上接第 401 页)

[18] 匡立春, 唐勇, 雷德文, 等. 准噶尔盆地二叠系咸化湖相云质岩致密油形成条件与勘探潜力[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(6):657-667.

Kuang Lichun, Tang Yong, Lei Dewen, et al. Formation conditions and exploration potential of tight oil in the Permian saline lacustrine dolomitic rock, Junggar Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6):657-667.

[19] 国建英, 钟宁宁, 梁浩, 等. 三塘湖盆地中二叠统原油的来源及其分布特征[J]. 地球化学, 2012, 41(3):266-277.

Guo Jianying, Zhong Ningning, Liang Hao, et al. Study on the source and distribution of Middle Permian oils in the Santanghu Basin [J]. Geochimica, 2012, 41(3):266-277.

[20] 梁浩, 李新宁, 马强, 等. 三塘湖盆地条湖组致密油地质特征及勘探潜力[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(5):563-572.

Liang Hao, Li Xinning, Ma Qiang, et al. Geological features and exploration potential of Permian Tiaohu Formation tight oil, Santanghu Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(5):563-572.

[21] 韩永科, 张莉, 韩小松, 等. 营尔凹陷原油族群划分及勘探意义[J]. 新疆石油地质, 2007, 28(2):146-149.

Han Yongke, Zhang Li, Han Xiaosong, et al. Classification of crude group in Ying'er Sag and its exploratory significance [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2007, 28(2):146-149.

[22] 范铭涛, 杨智明, 田宝忠, 等. 青西油田稠油及沥青成因探讨[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(1):40-41.

Fan Mingtao, Yang Zhiming, Tian Baozhong, et al. The genesis of viscous crude and asphalt of Qingxi Oilfield in Jiuquan Basin, Northwest China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(1):40-41.

[23] 姚泾利, 高岗, 庞锦莲, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组非主力有效烃源岩发育特征[J]. 地球前缘, 2013, 20(2):116-124.

Yao Jingli, Gao Gang, Pang Jinlian, et al. Development characteristics of non-main effective source rocks of the Yanchang Formation in eastern Gansu Province of Ordos Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2013, 20(2):116-124.

[24] 杨华, 张文正, 蔺宏斌, 等. 鄂尔多斯盆地陕北地区长 10 油源及成藏条件分析[J]. 地球化学, 2010, 39(3):274-279.

Yang Hua, Zhang Wenzheng, Lin Hongbin, et al. Origin of Chang 10 oil reservoir in northern Shaanxi region of Ordos Basin [J]. Geochimica, 2010, 39(3):274-279.

[25] 刘显阳, 邓秀芹, 赵彦德, 等. 姬塬地区长 9 油层组油气运移规律及模式探讨[J]. 岩性油气藏, 2011, 23(5):9-15.

Liu Xianyang, Deng Xiuqin, Zhao Yande, et al. Hydrocarbon migration law and model of Chang 9 reservoir in Ji yuan area, Ordos Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2011, 23(5):9-15.

(编辑 黄娟)