

# 吉木萨尔凹陷芦草沟组 有效源岩有机碳含量下限分析

匡立春<sup>1</sup>, 高岗<sup>2</sup>, 向宝力<sup>1</sup>, 王绪龙<sup>1</sup>, 王成云<sup>2</sup>, 柳广弟<sup>2</sup>

(1. 中国石油新疆油田公司, 新疆克拉玛依 834000; 2. 中国石油大学 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249)

**摘要:**通过对准噶尔盆地吉木萨尔凹陷吉174井芦草沟组烃源岩发育与有机地化特征的分析, 根据排烃机理, 利用可溶有机质转化率、热解  $S_1/w$  (TOC) 参数与有机碳含量的关系, 确定了泥岩类烃源岩排烃有机碳含量下限值。总体上, 吉174井芦草沟组泥质烃源岩发育, 不同岩性泥岩生排烃条件相近, 但由于不同岩性泥岩的矿物组成、有机质特征的差异, 导致其排烃的有机碳含量下限值有所不同, 较纯泥质烃源岩、粉砂质烃源岩、灰质和云质有效烃源岩的有机碳含量下限值分别为 2.50%、2.80%、1.45%、1.30%。含碳酸盐的有效烃源岩相对所占比例要高于较纯泥岩和粉砂质泥岩, 但都超过了 50%。吉174井芦草沟组泥质有效烃源岩发育, 有机质丰度下限值明显较高, 对油气藏有重要贡献。

**关键词:** 有机碳含量下限值; 有效烃源岩; 吉174井; 芦草沟组; 吉木萨尔凹陷; 准噶尔盆地

中图分类号: TE122.1<sup>+</sup>1

文献标识码: A

## Lowest limit of organic carbon content in effective source rocks from Lucaogou Formation in Jimusar Sag

Kuang Lichun<sup>1</sup>, Gao Gang<sup>2</sup>, Xiang Baoli<sup>1</sup>, Wang Xulong<sup>1</sup>, Wang Chengyun<sup>2</sup>, Liu Guangdi<sup>2</sup>

(1. Xinjiang Oil Field Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China;

2. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

**Abstract:** The generation and organic geochemical features of source rocks from the Lucaogou Formation in Ji174 well area in the Jimusar Sag of the Junggar Basin were studied. According to hydrocarbon expulsion laws as well as the relationships between soluble organic matter transformation rate, pyrolysis  $S_1/w$  (TOC) and organic carbon content, the lowest limit of organic carbon content for hydrocarbon expulsion in lutaceous source rocks was determined. In the Lucaogou Formation in Ji174 well area, lutaceous source rocks developed well, and their hydrocarbon generation conditions were similar even though the lithology was various. Due to the differences in mineral compositions and organic matter characteristics, the lowest limit of organic carbon content for hydrocarbon expulsion was different. For pure lutaceous, silty, calcareous and dolomite source rocks, the lowest limits were 2.50%, 2.80%, 1.45% and 1.30%, respectively. The carbonate-containing effective source rocks took larger proportions than pure and silty mudstones, all over 50%. It was concluded that in the Lucaogou Formation in Ji174 well area, lutaceous effective source rocks were well-developed, and the lowest limits of organic carbon content were higher, which were favorable for hydrocarbon reservoirs.

**Key words:** lowest limit of organic carbon content; effective source rock; Ji174 well; Lucaogou Formation; Jimusar Sag; Junggar Basin

吉木萨尔凹陷位于准噶尔盆地东部帐北断褶带以东, 凹陷南北宽约 30 km, 东西长约 60 km, 面积约为 1 500 km<sup>2</sup>[1-2]。该凹陷是在中石炭统褶皱基底上发展起来的一个西断东超的箕状凹陷(图 1), 其周边边界特征明显, 西以西地断裂和老庄湾断裂与北三台凸起相接, 北以吉木萨尔断裂与沙奇

凸起毗邻, 南面为三台断裂, 向东则表现为一个逐渐抬升的斜坡, 最终过渡到古西凸起上。该区经历了海西、印支、燕山、喜马拉雅等多期构造运动。沉积的地层包括石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、第三系及第四系, 地层厚度由西向东逐渐变薄[3]。吉174井位于吉木萨尔凹陷东斜坡(图 1)。

收稿日期: 2013-02-02; 修订日期: 2014-02-22。

作者简介: 匡立春(1962—), 男, 博士, 教授级高级工程师, 从事石油地质综合研究及油气勘探、科研工作。E-mail: klc@petrochina.com.cn。

基金项目: 全国油气资源战略选区调查与评价专项“西北区页岩气资源调查评价与选区”子项目(14B12XQ150903)资助。

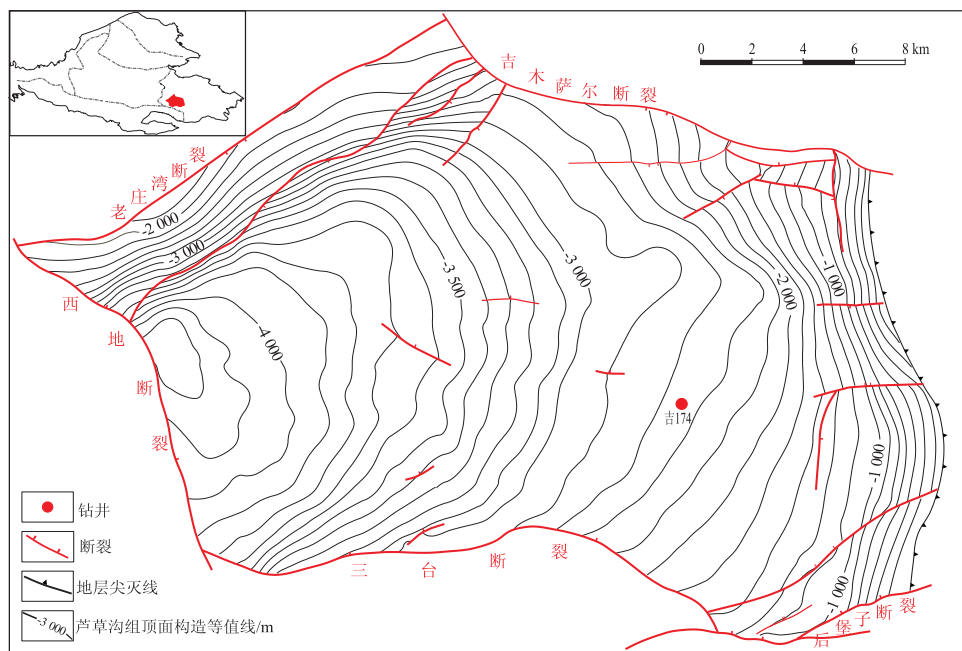


图1 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷构造与吉174井位置

Fig.1 Tectonic units and location of Ji174 well in Jimusar Sag, Junggar Basin

该井钻遇二叠系芦草沟组及以上地层,其中芦草沟组全井段取心 256 m,烃源岩发育,但岩性复杂,以泥岩类为主,对其中可能烃源岩进行了系统的分析测试。但对这种典型湖相泥岩其有效性如何确定还未进行过深入研究,已有的研究主要是对烃源岩有机地化特征进行的分析<sup>[4-6]</sup>,评价也主要依据的是一般烃源岩的评价标准<sup>[7-8]</sup>。已有的有关有效烃源岩的研究主要都是从有机质丰度本身进行分析,未充分考虑烃源岩的排烃机理与排烃特征<sup>[9-12]</sup>。本文将重点以该井为例,依据排烃机理探讨陆相湖泊泥岩的排烃与有机质丰度下限特征。

### 1 吉174井烃源岩发育特征

吉174井芦草沟组灰色、深灰色、黑色泥岩发育,在泥岩内夹有粉砂岩、泥质粉砂岩、白云岩、灰岩等孔隙性储集层。烃源岩与储集层基本呈一体特征,属于近源自生自储特征。全井段不同岩性荧光显示普遍,泥岩中都有普遍的荧光显示,孔隙性储集层中普遍含油,有的油层厚度仅 5 cm,含油性 与储集层物性关系最为密切(图2)。泥岩可以分为较纯的泥岩、灰质泥岩、云质泥岩、粉砂质泥岩等,这些不同特征的泥岩普遍都含有有机质,但由于沉积环境、物源距离、有机质来源、水体深度等方面的差异,其有机质特征应该存在一定差异。

### 2 烃源岩基本有机地化特征

不同岩性泥岩的有机碳含量均有较大的分布范

表1 吉木萨尔凹陷芦草沟组不同泥岩有机质丰度统计

Table 1 Statistics of organic matter abundance of mudstones with different lithology from Lucaogou Formation in Jimusar Sag

| 岩性    | 有机碳/%      | 氯仿沥青“ A ”/%     | (S <sub>1</sub> +S <sub>2</sub> )/(mg·g <sup>-1</sup> ) |
|-------|------------|-----------------|---|
| 灰质泥岩  | 0.16~13.86 | 0.005~2.78      | 0.05~152.76   |
|       | 3.73(35)   | 0.5297(16)      | 17.62(35)   |
| 纯泥岩   | 0.21~11.83 | 0.006 7~3.858 3 | 0.18~76.21  |
|       | 3.96(60)   | 0.451 1(23)     | 16.27(60)   |
| 粉砂质泥岩 | 0.44~10.12 | 0.028 1~3.202 4 | 0.42~56.82  |
|       | 3.604(45)  | 0.541 2(21)     | 14.51(45)   |
| 云质泥岩  | 0.77~7.09  | 0.112 2~1.060 4 | 0.97~33.26  |
|       | 3.30(15)   | 0.273 7(8)      | 12.48(15)   |
| 所有泥岩  | 0.16~13.86 | 0.005~3.858 3   | 0.05~152.76   |
|       | 3.75(155)  | 0.476 5(68)     | 15.70(155)  |

注:表中分式意义为:  $\frac{\text{最小值} \sim \text{最大值}}{\text{平均值}(\text{样品数})}$ 。

围(表1)。灰质泥岩、纯泥岩和粉砂质泥岩的最高有机碳含量都超过了10%,其中灰质泥岩达到了13.86%;云质泥岩含量稍窄,但最低值比较高,为0.77%,最高值为7.09%。有机碳含量均值均在3%以上,纯泥岩最高,其次为灰质泥岩和粉砂质泥岩,云质泥岩最低,但仍高达3.30%。如果不考虑岩性,则各类泥岩综合起来有机碳含量均值也很高,达到3.75%。不同岩性泥岩的氯仿沥青“A”含量也较高,均值都在0.25%以上,云质泥岩最低,但均值也高达0.273 7%;各类泥岩均值高达0.476 5%。热解S<sub>1</sub>+S<sub>2</sub>均值也都很高,最低的云质泥岩均值也高达12.48 mg/g。各类泥岩综合起来S<sub>1</sub>+S<sub>2</sub>均值也高达15.70 mg/g。

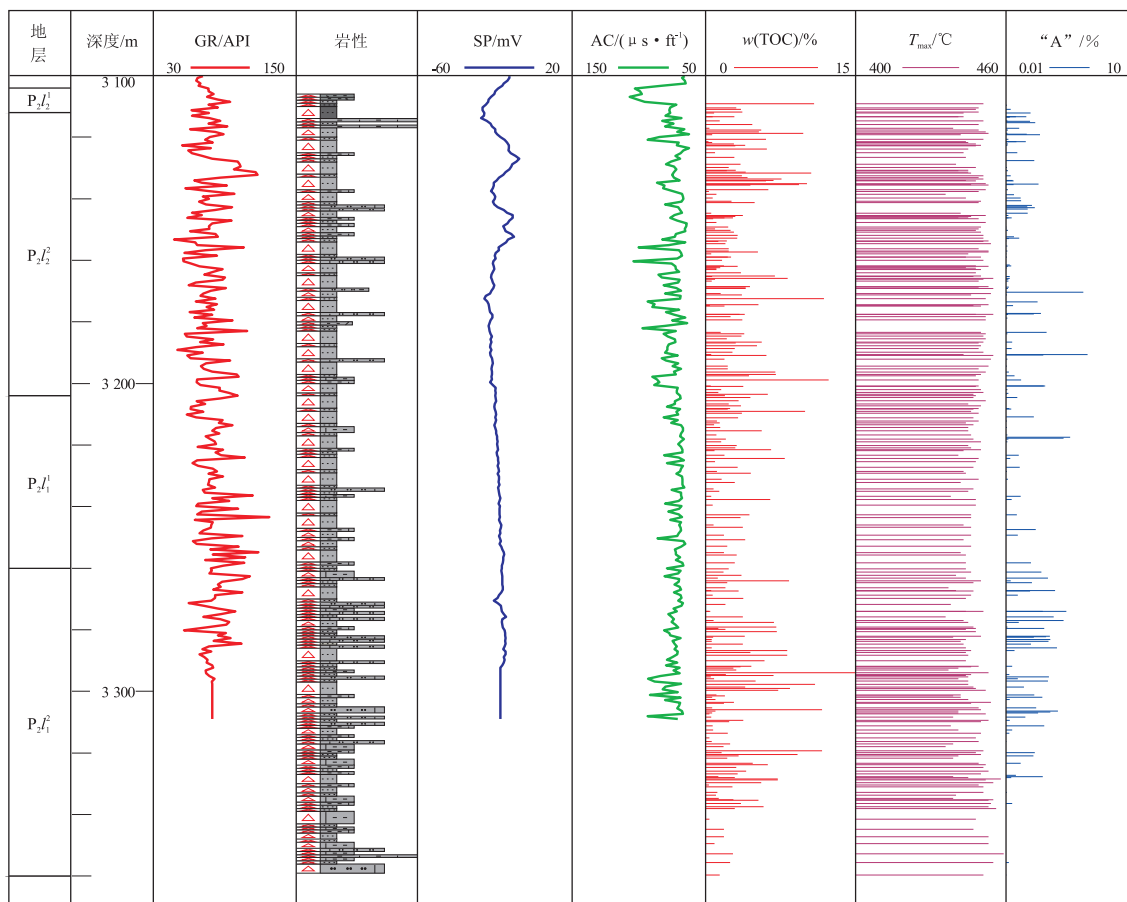


图 2 吉木萨尔凹陷吉 174 井有机地化综合柱状图

Fig.2 Comprehensive histogram of organic geochemical features of Ji174 well in Jimusar Sag

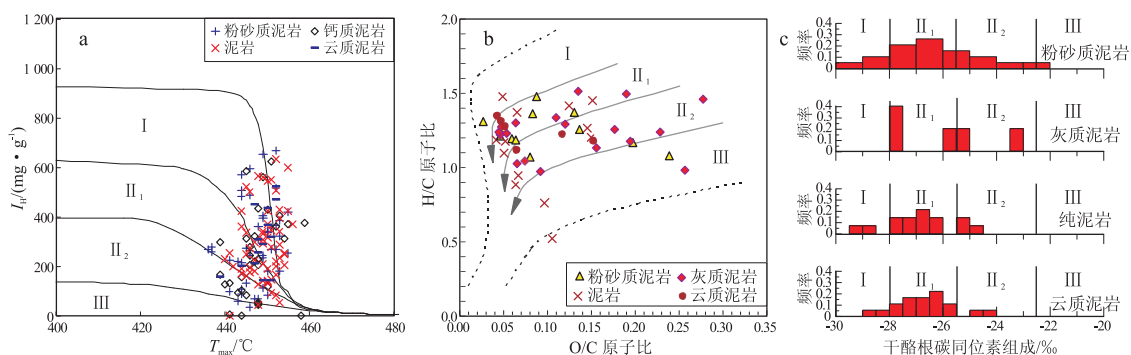


图 3 吉木萨尔凹陷芦苇沟组烃源岩有机地化特征

Fig.3 Organic geochemical features of source rocks from Lucaogou Formation in Jimusar Sag

可见,不同岩性泥岩均具有较高的有机质丰度,按照传统的烃源岩有机质丰度评价标准<sup>[6-7]</sup>,多达到了较好—好烃源岩水平。

烃源岩母质类型总体较好,具有倾油特征(图 3)。热解参数似乎显示了较多的 I 型有机质,其次为混合型(图 3a),但干酪根元素组成与碳同位素组成显示了混合型为主的特点,部分 I 型和少量 III 型(图 3b,c)。其中干酪根碳同位素组成显示的有机质类型对不同岩性还是有一定差异,较纯泥岩

的母质类型以 II<sub>1</sub> 型为主,有少量的 I 型与 II<sub>2</sub> 型母质;云质泥岩也显示了类似的母质类型分布特征;灰质泥岩具有混合型母质类型特征;粉砂质泥岩的类型分布广,各种类型均有,但仍以 II<sub>1</sub> 型为主,少量的 III 型(图 3c)。这在一定程度上说明了粉砂质泥岩水动力、物源、有机质类型多变,这与之相对较复杂的沉积条件是一致的。根据测试结果,烃源岩 R<sub>o</sub> 主要分布在 0.78%~0.95% 之间,总体分布较为集中;热解 T<sub>max</sub> 主要分布在 430~460 °C 之

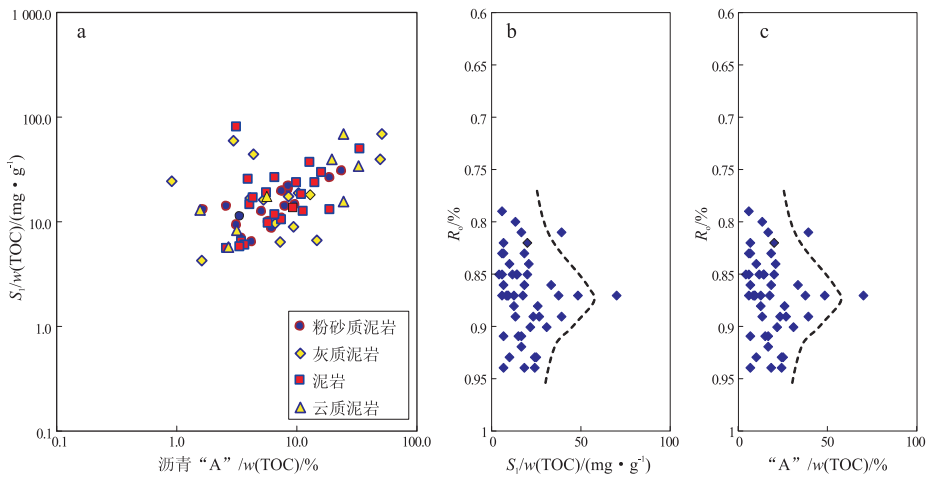


图 4 吉木萨尔凹陷芦草沟组烃源岩热解  $S_1/w(TOC)$  - “A”/w( TOC) -  $R_0$  的相关关系

Fig.4 Relationship between  $S_1/w( TOC)$ , “A”/w( TOC) and  $R_0$  of source rocks from Lucaogou Formation in Jimusar Sag

间,主峰在 450 °C 左右。可溶有机质转化率(氯仿沥青“ A”/w( TOC))分布在 0.8% ~ 60%之间,主要分布在 4% ~ 12%之间(图 4a),相应的代表相对于有机碳的已生烃量参数  $S_1/w( TOC)$  与可溶有机质转化率之间有良好的相关关系,其值基本都在 4 mg/g 以上分布,个别最高超过 200 mg/g,主峰在 4~20 mg/g 之间(图 4a)。所以,综合分析,烃源岩热演化主要处于成熟演化阶段,以生液态石油为主。已有的数据显示生油高峰对应的  $R_0$  大致在 0.85% ~ 0.90%之间(图 4b, c)。

### 3 烃源岩排烃特征与有机质含量下限值分析

前面的分析表明,吉 174 井芦草沟组泥岩已经达到了生油阶段。由于烃源岩内各种矿物成分与固体干酪根的存在,其生成的石油不可能全部排出,总有一部分要残留于烃源岩中,即烃源岩有一定的饱和吸附烃量,只有生成的烃类含量超过了饱

和吸附量才能有多余的烃类排出。氯仿沥青“ A”与热解  $S_1$  就代表了烃源岩内残留的烃类。在成熟度大体相近时,如果不排烃,则烃源岩内的石油会随有机碳含量增加而不断增多,烃类含量将与有机碳含量呈线性关系。但当生成的烃类含量超过饱和和吸附量时,多余的烃类就将排出烃源岩。烃源岩沥青“ A”/w( TOC)和热解  $S_1/w( TOC)$  代表了单位有机碳对应的已生烃量。图 5 显示了这 2 个参数未见线性关系,而是随有机碳含量增加出现了峰值,在峰值之后,沥青“ A”/w( TOC)和热解  $S_1/w( TOC)$  随有机碳含量增加未持续明显增加,而是降低了,降低的部分表示有烃类排出烃源岩了。峰值对应的 TOC 含量应大致为排烃的有机碳含量下限值。有机碳含量较低、相对生烃量较高的数据点则代表了外来运移烃的可能影响。

如果将图 5 按岩性不同作图,则峰值与 TOC 含量下限值分布更清晰(图 6)。依据沥青“ A”/w( TOC)

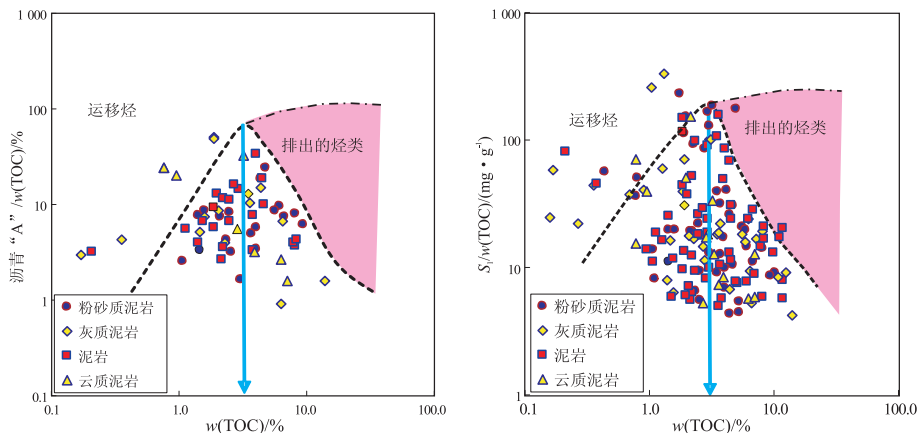


图 5 吉木萨尔凹陷吉 174 井芦草沟组泥岩类相对生烃量参数与 TOC 关系

Fig.5 Relationship between relative hydrocarbon generation parameter and TOC of mudstones from Lucaogou Formation in Ji174 well, Jimusar Sag

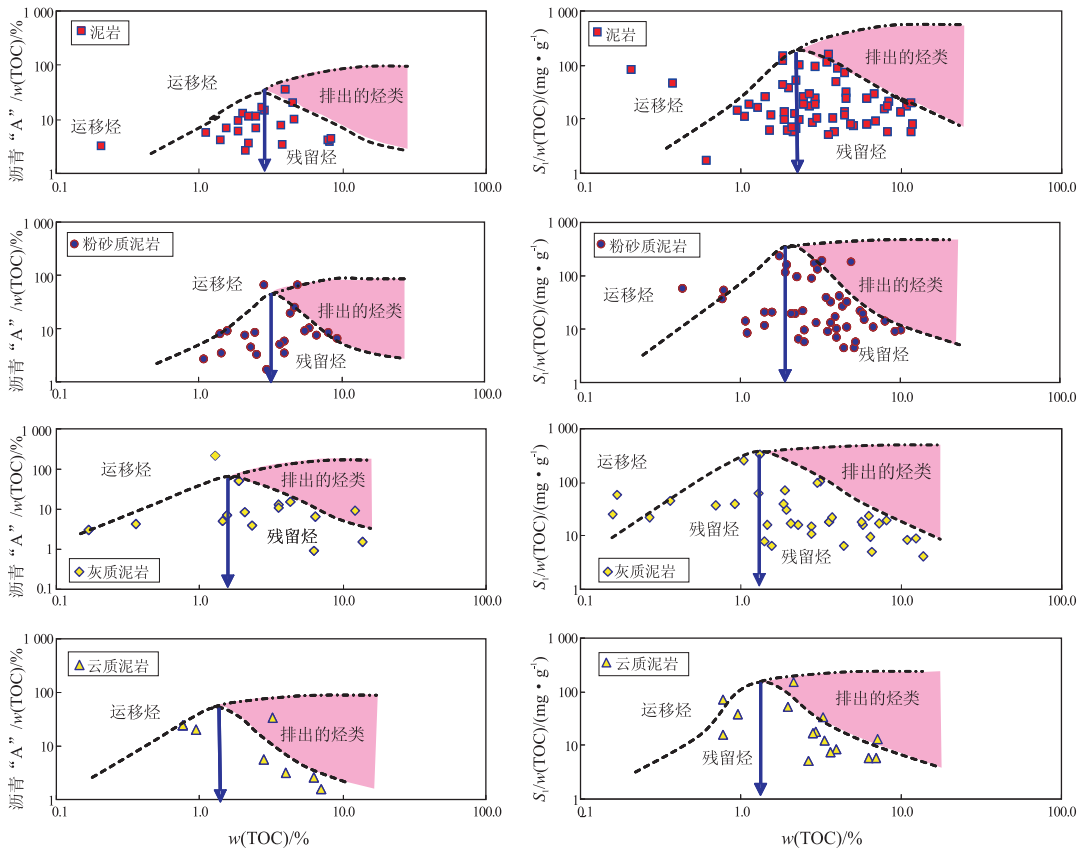


图 6 吉木萨尔凹陷芦草沟组不同岩性泥岩相对生烃量参数-TOC 关系

Fig.6 Relationship between relative hydrocarbon generation parameter and TOC of mudstones with different lithology from Lucaogou Formation in Jimusar Sag

表 2 吉木萨尔凹陷芦草沟组不同岩性泥岩排烃 TOC 含量下限值分布

Table 2 Lowest limits of TOC content of mudstones with different lithology from Lucaogou Formation in Jimusar Sag

| 岩性    | TOC 含量下限值/%        |                          |      |
|-------|--------------------|--------------------------|------|
|       | 沥青“A”/<br>w(TOC)确定 | S <sub>1</sub> /w(TOC)确定 | 平均值  |
| 泥岩    | 2.70               | 2.30                     | 2.50 |
| 粉砂质泥岩 | 3.30               | 2.30                     | 2.80 |
| 灰质泥岩  | 1.60               | 1.30                     | 1.45 |
| 云质泥岩  | 1.30               | 1.30                     | 1.30 |

和热解 S<sub>1</sub>/w(TOC) 确定有机碳含量下限值有一定差异,前者确定的下限值略高于后者,取均值作为排烃的有机碳含量下限值(表 2)。其中较纯泥岩与粉砂质泥岩相比,有机碳含量下限值稍低,为 2.50%,后者稍高,为 2.80%,这应该与较纯泥岩沉积水体相对更深、水生生物母质贡献相对较大、生烃潜力较高有关;粉砂质泥岩母质类型稍差,生成相同量的烃就需相对更多的有机碳含量。灰质与云质泥岩下限值更低,分别为 1.45% 和 1.40%,这

主要是由于碳酸盐与黏土矿物相比,吸附性要弱,在相近条件下,碳酸盐含量高,满足饱和吸附的烃量相对要低,因而需要的有机碳含量就要低一些;而黏土矿物含量高,满足饱和吸附的烃量相对就要高,因而需要的有机碳含量就要高一些。

依据上述的有机碳含量下限值,根据有机碳含量分布特征确定较纯泥岩有 57% 的样品达到了有效烃源岩标准,粉砂质泥岩有 56% 的样品可以作为有效烃源岩,灰质泥岩为 66%,云质泥岩为 77%。可见不同岩性泥岩的样品有效烃源岩达标率有一定差异,应该与生排烃特征的差异有关。

#### 4 结论与认识

吉 174 井芦草沟组烃源岩以泥岩为主,不同岩性泥岩母质类型与成熟度相近,有相近的生排烃条件。依据可溶有机质转化率、热解 S<sub>1</sub>/w(TOC) 参数可以较好地确定烃源岩排烃的有机碳含量下限值,据此确定较纯、粉砂质、灰质、云质泥质有效烃源岩的有机碳含量下限值分别为 2.50%、2.80%、1.45%、1.30%。含碳酸盐的有效烃源岩相对所占比例要高于较纯泥岩和粉砂质泥岩,均超过了

50%。总之,吉 174 井有较多的有效烃源岩分布。

#### 参考文献:

- [1] 陈新发,曲国胜,马宗晋,等.准噶尔盆地构造格局与油气区带预测[J].新疆石油地质,2008,29(4):425-430.  
Chen Xinfa, Qu Guosheng, Ma Zongjin, et al. Tectonic frameworks and potential oil-gas traps in Junggar basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(4): 425-430.
- [2] 斯春松,陈能贵,余朝奉,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 Nenggui, Yu Chaofeng, et al. Sedimentary characteristics of tight oil reservoir in Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(5): 528-533.
- [3] 方世虎,徐怀民,宋岩,等.准噶尔盆地东部吉木萨尔凹陷复合含油气系统特征及其演化[J].地球学报,2005,26(3):259-264.  
Fang Shihu, Xu Huaimin, Song Yan, et al. Characteristics and evolution of the composite petroleum system in Jimsar depression, eastern Junggar basin[J]. Acta Geoscientica Sinica, 2005, 26(3): 259-264.
- [4] 刘翠敏,程显胜,赵增义,等.准噶尔盆地吉木萨尔凹陷东斜坡油源及成藏分析[J].天然气勘探与开发,2006,29(3):5-7.  
Liu Cuimin, Chen Xianshen, Zhao Zengyi, et al. Oil source and reservoir-forming analysis of east slope in Jimusar sag, Junggar basin[J]. Natural Gas Exploration & Development, 2006, 29(3): 5-7.
- [5] 马哲,宁淑红,姜莉.准噶尔盆地烃源岩生烃模型[J].新疆石油地质,1998,19(4):278-280.  
Ma Zhe, Ning Shuhong, Jiang Li. Hydrocarbon generation model of source rock in Junggar basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1998, 19(4): 278-280.
- [6] 王东营,汤达祯,苟明福,等.准噶尔南缘阜康地区芦草沟组油页岩地质特征[J].中国石油勘探,2007,13(6):18-22.  
Wang Dongying, Tang Dazhen, Gou Mingfu, et al. Oil-shale geology of Lucaogou Formation in Fukang area on southern margin of Junggar basin[J]. China Petroleum Exploration, 2007, 13(6): 18-22.
- [7] 徐耀辉,文志刚,唐友军.准噶尔盆地南缘上二叠统烃源岩评价[J].石油天然气学报,2007,29(3):20-24.  
Xu Yaohui, Wen Zhigang, Tang Youjun. Evaluation on upper Permian hydrocarbon source rock in the southern margin of Junggar Basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2007, 29(3): 20-24.
- [8] 赵白.石炭、二叠系是准噶尔盆地的主要油源岩[J].新疆石油地质,1994,15(1):10-15.  
Zhao Bai. The Carboniferous and Permian as major oil source rocks in Junggar basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1994, 15(1): 10-15.
- [9] 朱光有,金强,王锐.有效烃源岩的识别方法[J].石油大学学报:自然科学版,2003,27(2):6-10.  
Zhu Guangyou, Jin Qiang, Wang Rui. Identification methods for efficient source rocks[J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Sciences, 2003, 27(2): 6-10.
- [10] 金强,查明,赵磊.柴达木盆地西部第三系盐湖相有效生油岩的识别[J].沉积学报,2001,19(1):125-129.  
Jin Qiang, Zha Ming, Zhao Lei. Identification of effective source rocks in the Tertiary evaporate facies in the western Qaidam Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2001, 19(1): 125-129.
- [11] 饶丹,章平澜,邱蕴玉.有效烃源岩下限指标初探[J].石油实验地质,2003,25(增刊):578-581.  
Rao Dan, Zhang Pinglan, Qiu Yunyu. Discussion on lower limit of content of organic matters for effective source rocks[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2003, 25(S): 578-581.
- [12] 陈安定.海相“有效烃源岩”定义及丰度下限问题讨论[J].石油勘探与开发,2005,32(2):23-25.  
Chen Anding. Definition and abundance threshold of marine source rocks developed in South China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(2): 23-25.
- [21] 孔金祥,杨百全.四川碳酸盐岩自生自储气藏类型及形成机制[J].石油学报,1991,12(2):20-27.  
Kong Jinxiang, Yang Baiquan. A study of the mechanism of the formation of the carbonate gas reservoir with the gas generated from the reservoir rock formation itself in Sichuan province[J]. Acta Petrolei Sinica, 1991, 12(2): 20-27.
- [22] 孙玮,刘树根,徐国盛,等.四川盆地深层海相碳酸盐岩气藏成藏模式[J].岩石学报,2011,27(8):2349-2361.  
Sun Wei, Liu Shugen, Xu Guosheng, et al. Formation models of marine carbonate natural gas pools in the deep part of the Sichuan Basin, China[J]. Acta Petrologica Sinica, 2011, 27(8): 2349-2361.
- [23] 李国辉,李翔,杨西南.四川盆地加里东古隆起震旦系气藏成藏控制因素[J].石油与天然气地质,2000,21(1):80-83.  
Li Guohui, Li Xiang, Yang Xinan. Controlling factors of Sinian gas pools in Caledonian paleouplift, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2000, 21(1): 80-83.
- [24] 李剑,罗霞,刘人和,等.中国天然气晚期成藏的地球化学特征[J].沉积学报,2004,22(S1):33-38.  
Li Jian, Luo Xia, Liu Renhe, et al. Characteristics of organic geochemistry of natural gas accumulated in late stage in China[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2004, 22(S1): 33-38.
- [25] 刘树根,马永生,孙玮,等.四川盆地威远气田和资阳含气区震旦系油气成藏差异性研究[J].地质学报,2008,82(3):328-337.  
Liu Shugen, Ma Yongsheng, Sun Wei, et al. Studying on the differences of Sinian natural gas pools between Weiyuan gas field and Ziyang gas-brone area, Sichuan Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2008, 82(3): 328-337.

(编辑 徐文明)

(编辑 黄娟)



(上接第 223 页)