

文章编号: 1000-0550(2014)02-0385-06

吉木萨尔凹陷芦草沟组泥质岩类生烃潜力差异性分析

王成云¹ 匡立春² 高岗¹ 崔玮¹ 孔玉华² 向宝力² 柳广弟¹

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

摘要 吉木萨尔凹陷芦草沟组为吉木萨尔凹陷最主要的烃源岩,该套烃源岩岩性多样,多为过渡性岩类,为了研究不同泥质岩类生烃潜力特征的差异性,以录井岩芯为基础,将泥质岩类划分为纯泥岩、砂质泥岩、灰质泥岩和云质泥岩四类,并主要从有机地球化学的角度对四类岩性泥岩的生烃潜力特征做出评价。结果表明,纯泥岩有机质丰度较云质泥岩、灰质泥岩、砂质泥岩略高;纯泥岩有机质类型最好,其次是灰质泥岩和云质泥岩,砂质泥岩干酪根类型最差。在此基础上,结合HI分析,认为纯泥岩生烃潜力最高,其次是云质泥岩、砂质泥岩,灰质泥岩生烃潜力最差。

关键词 吉木萨尔凹陷 芦草沟组 泥岩 生烃潜力 有机地球化学

第一作者简介 王成云 女 1988年出生 硕士研究生 E-mail: wchy_2011@126.com

通讯作者 高岗 E-mail: gaogang2819@sina.com

中图分类号 P618.130.2 **文献标识码** A

随着全球非常规油气勘探开发的进展,致密油成为了继页岩气之后的又一新热点^[1,2],被石油工业界誉为“黑金”^[3]。致密油是指以吸附或游离状态赋存于生油岩中,或与生油岩互层、紧邻的致密砂岩、致密碳酸盐岩等储集岩中,未经过大规模长距离运移的石油聚集^[4]。在美国,致密油的勘探开发得到了高度重视,2008年Williston盆地Bakken组致密油实现规模开发,该突破被确定为全球十大发现之一^[2]。美国致密油勘探的成功极大的促进了非常规油气勘探理论的发展,并掀起了中国致密油勘探的热潮。实际上,致密油资源在中国主要盆地广泛分布,目前已获得了一些重要的勘探发现,具有形成规模储量和有效开发的条件。但是中国致密油的勘探开发和相关研究仍处于准备阶段,对常规的烃源岩层系的精细评价还需深入研究。准噶尔盆地中二叠统芦草沟组致密油发现于20世纪80年代中期,主要分布在盆地南缘的博格达山前凹陷和吉木萨尔凹陷^[4]。近两年,在吉木萨尔凹陷芦草沟组陆续取得重大勘探发现,本文从有机地球化学的角度探讨吉木萨尔凹陷芦草沟组不同泥质烃源岩的生烃潜力,为致密油的勘探提供地质依据。

1 地质背景

吉木萨尔凹陷位于准噶尔盆地东部,被吉木萨尔断裂、老庄弯断裂、三台断裂、西地断裂及一些中小型

断裂所夹持,东面受地层控制,由西部深洼陷区和东部斜坡带构成(图1)^[5]。吉木萨尔凹陷芦草沟组地层全凹陷分布,为一套以半深湖—深湖相沉积为主,局部为滨浅湖或滩坝、三角洲前缘席状砂沉积的地层,是该凹陷最主要的烃源岩,厚度大、面积广,厚度大于200m的有利区面积达806km²。该套烃源岩岩性多变、矿物成分多样,多为过渡性岩类,本文主要研究泥岩类烃源岩的生烃特征,将泥岩类烃源岩划分为纯泥岩、砂质泥岩、灰质泥岩和白云质泥岩,从有机质丰度、类型及演化程度的角度,比较四类泥岩的生烃潜力特征,优选出生烃潜力较好的岩性。

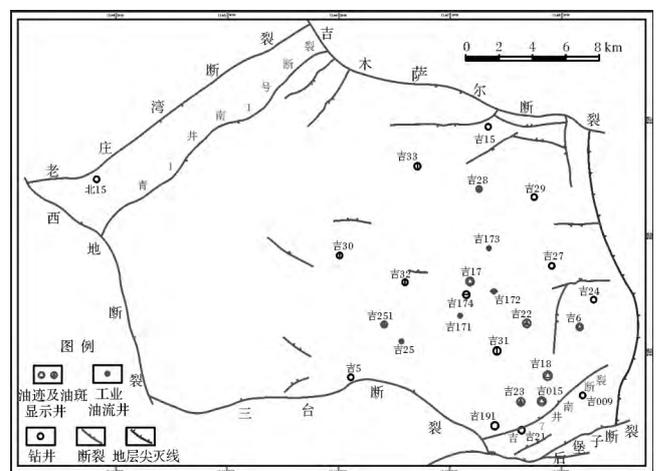


图1 吉木萨尔凹陷芦草沟组构造简图

Fig.1 Tectonic map of Lucaogou Formation in Jimusar sag

收稿日期: 2013-02-25; 收修改稿日期: 2013-08-12

2 不同泥质岩类有机质丰度对比

有机质丰度可以反映岩石中有机质的相对质量分数,能够衡量和评价岩石的生烃潜力^[6],高的有机质丰度是烃源岩生烃的基础,而有机碳含量(TOC)、岩石热解参数(S_1+S_2)、氯仿沥青“A”含量等是评价有机质丰度的重要指标。研究区样品的测试结果统计如下表 1。

根据研究区样品测试结果统计分析(表 1),不同岩性泥岩的有机碳(TOC)含量平均值均高达 3% 以上,纯泥岩的 TOC 平均含量最高为 3.82%,其次是灰质泥岩 TOC 平均含量为 3.57%,再次为砂质泥岩 TOC 平均含量为 3.53%,云质泥岩的 TOC 平均含量最低为 3.36%。四种岩性泥岩的有机碳(TOC)含量分布范围均较大,纯泥岩、灰质泥岩和砂质泥岩的有机碳含量最大值均超过 10%,灰质泥岩有机碳含量最高值达 12.31%,云质泥岩的分布范围相对较窄,但最低值相对较高为 0.44%,最高值为 8.91%。不同岩性泥岩热解 S_1+S_2 分布范围也很大,与有机碳含量的分布特征类似(图 2),灰质泥岩的热解 S_1+S_2 的分布区间最大,最大值高达 70.6 mg/g,云质泥岩的分布范围仍较窄,分布在 0.47~40.69 mg/g 之间。各种岩性热解 S_1+S_2 的均值均较大,但纯泥岩的热解 S_1+S_2 的均值明显高另外三种泥岩的热解 S_1+S_2 。纯泥岩的热解 S_1+S_2 的均值为 17.73 mg/g,而云质泥岩、灰质泥岩与砂质泥岩的热解 S_1+S_2 的均值分别为 13.49 mg/g、13.7 mg/g 与 14.30 mg/g。氯仿沥青“A”的测试样品相对较少,就已有的数据分析,纯泥岩与云质泥岩的氯仿沥青“A”含量较其他两类泥岩明显偏高,平均值均大于 0.3%。但是灰质泥岩与砂质泥岩氯仿沥青

“A”含量亦达到了较高水平,均值分别为 0.29% 与 0.24%。由上述分析可见,三种指标分析的结果相似,不同岩性泥岩均具有较高的有机质丰度,按照传统的陆相烃源岩有机质丰度评价标准^[7,8],多达到了较好—好烃源岩水平。相比较而言,纯泥岩有机质丰度较高,可能具有较高的生烃潜力。

表 1 研究区不同泥质烃源岩有机质丰度统计表

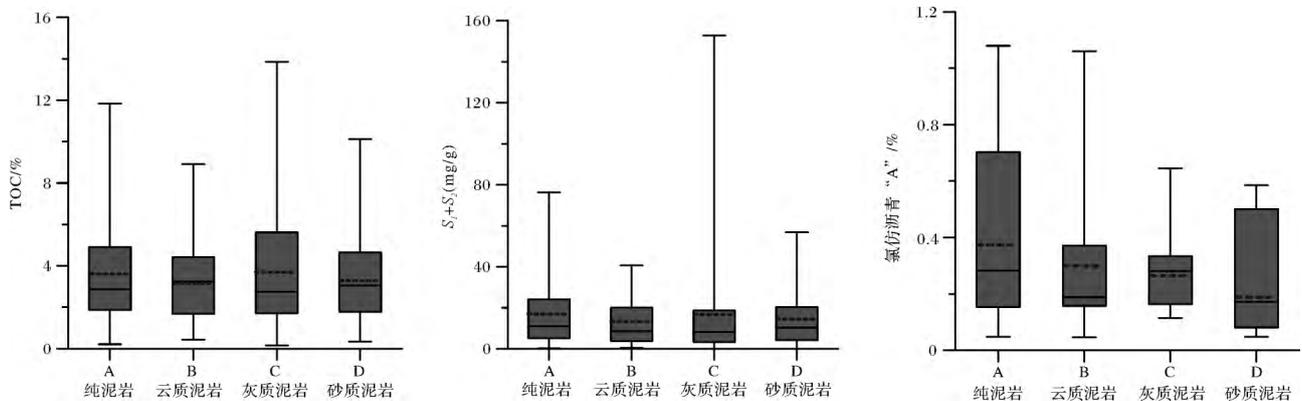
Table 1 Statistical table of organic matter abundance of different kinds mudstone in study area

层位	岩性	有机碳(%)	氯仿沥青“A”(%)	S_1+S_2 (mg/g)
二叠系 芦草沟组	纯泥岩	0.21 ~ 11.83 3.82(109)	0.0475 ~ 1.079 5 0.3794(16)	0.18 ~ 76.21 17.73(109)
	云质泥岩	0.44 ~ 8.91 3.36(34)	0.0457 ~ 1.060 4 0.3352(13)	0.47 ~ 40.69 13.49(34)
	灰质泥岩	0.16 ~ 12.31 3.57(39)	0.1148 ~ 0.645 4 0.2946(8)	0.05 ~ 70.6 13.7(38)
	砂质泥岩	0.44 ~ 10.12 3.53(56)	0.0484 ~ 0.585 1 0.2379(8)	0.42 ~ 56.82 14.30(56)

注: 最小值 ~ 最大值
平均值(样品数)

3 不同泥质岩类有机质类型与成熟度对比

有机质丰度直接决定了烃源岩生烃物质含量的多少,但一套烃源岩最终到底能生成多少油气,不但只取决于烃源岩的有机质丰度,还与烃源岩中有机质的类型相关。有机质类型决定了烃源岩的生烃潜力。目前,确定有机质类型的评价指标包括很多种类,主要包括干酪根的元素组成、热解氢指数(HI)—氧指数(OI)、类型指数(S_2/S_3)、干酪根显微组分组成及其类型指数、干酪根碳同位素、饱和烃气相色谱特征和生标参数等。这些方法各有优缺点,故不应分



注: 图中虚线为平均值。

图 2 不同岩性泥岩有机碳含量(TOC)、岩石热解参数(S_1+S_2)及氯仿沥青“A”含量箱须图

Fig.2 The box chart of organic matter abundance, Rock-Eval parameters S_1+S_2 , chloroform bitumen "A" content of different kinds source rock

别和相互排斥的使用,而应联合使用。

因为不同岩性泥岩有机质类型可能仅有细微的差异,为了提高不同泥岩有机质的类型确定的准确性和可信度,本文充分应用目前掌握的分析测试资料,主要从干酪根显微组分、干酪根元素特征、烃源岩热解类型特征等多个方面入手对其进行了评价和研究。

3.1 有机质类型对比

用干酪根的 H/C 原子比和 O/C 原子比为纵、横坐标来绘制 Van Krevelen 图以确定干酪根类型是目前应用广泛、行之有效的一种方法^[9]。本文共收集了吉木萨尔凹陷 9 口井,96 个样品的干酪根元素分析数据,其中纯泥岩 66 个样品,云质泥岩 9 个样品,灰质泥岩 15 个样品,砂质泥岩 6 个样品。据此,对吉木萨尔凹陷不同岩性泥岩干酪根类型进行了初步划分(图 3)。从图中可看出,不同岩性泥岩干酪根类型均主要为 I 型和 II 型,纯泥岩与灰质泥岩有个别数据点落在 III 型区域。

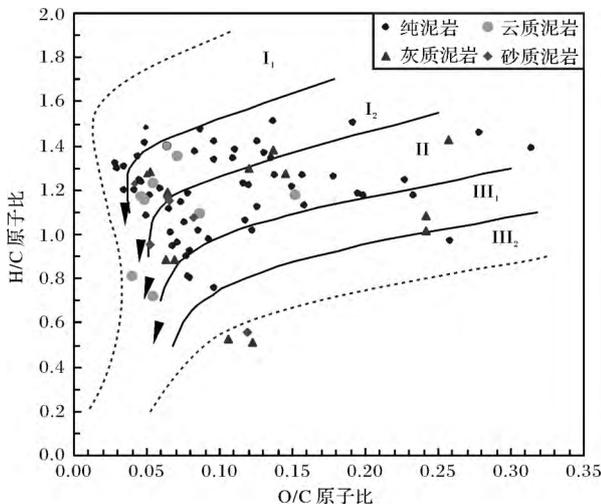


图 3 不同岩性泥岩干酪根元素分类范氏图

Fig.3 Relation of the atomic of hydrogen to carbon to that of oxygen to carbon for kerogens from different kinds mudstone

利用氢指数(HI)与最大裂解温度(T_{max})划分有机质类型,是法国石油研究院根据不同有机质类型、不同成熟度烃源岩中单位重量有机碳的生烃能力的差异提出的有机质类型图示法,其特点是简单明了,实用性强^[10]。吉木萨尔凹陷芦草沟组热解资料相对丰富,此次共收集了 10 口井,236 个分析数据,绘制了 HI 与 T_{max} 关系图(图 4)。由图可见,纯泥岩与云质泥岩干酪根类型较好主要为 I 型和 II₁ 型,其中,云质泥岩只有 8 个数据点落在 II 型范围内,没有数据点落在 III 区域。灰质泥岩与砂质泥岩干酪根类型除

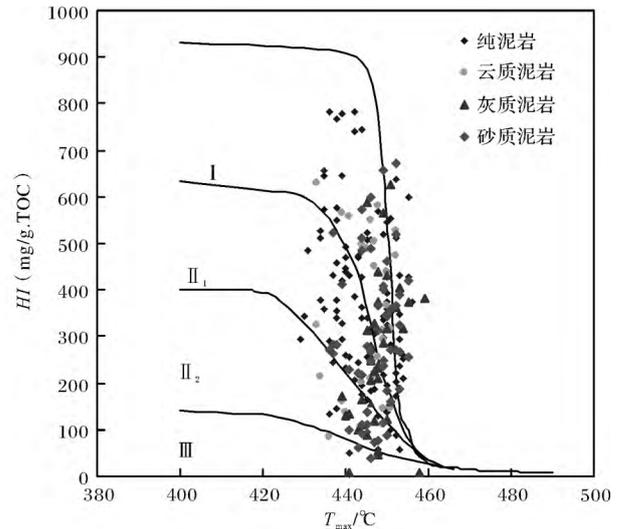


图 4 不同岩性泥岩 T_{max} 与 HI 关系图

Fig.4 HI and T_{max} diagram of Rock-Eval results for different kinds mudstone

了 I 型和 II₁ 型外,II₂ 型也是主要类型。

干酪根碳同位素也是反映有机质类型的一个重要指标^[11]。如图 5 所示,不同岩性的干酪根碳同位素均主要分布在 $-28\text{‰} \sim -25\text{‰}$ 之间,II 型干酪根均占 50% 以上。虽然都是以混合型为主,纯泥岩的干酪根类型明显好于其他岩性泥岩,约 70% 的样品干酪根碳同位素小于 -26‰ ,以偏腐泥型为主。砂质泥岩只有四个样品,分析结果偶然性比较大,但是有两个样品干酪根碳同位素大于 -24‰ ,说明砂质泥岩的干酪根类型可能相对较差。

干酪根显微组分特征及其含量不仅可以反映有机质类型,还可以反映有机质母质对生烃的贡献^[12]。一般情况下,腐泥组和壳质组为富氢组分,生烃潜力较高,镜质组为富氧组分,含氢量低,只利于生气,生油潜力有限,惰质组富碳贫氢不具有生烃潜力。研究区目的层的干酪根显微组分分析样品相对较少只有 4 口井的资料,以吉 174 井数据为主,缺少砂质泥岩资料。如图 6 所示,纯泥岩和灰质泥岩以富氢组分的腐泥组和壳质组为主,平均含量高于 60%,云质泥岩的镜质组含量较高,平均含量将近 50%。

综合上述几种方法分析,吉木萨尔凹陷芦草沟组不同岩性泥岩总体母质类型较好,以 I 型和 II 型为主,纯泥岩干酪根类型最好,其次是灰质泥岩和云质泥岩,砂质泥岩干酪根类型最差。

3.2 有机质演化程度对比

有机质的丰度决定了烃源岩生烃物质基础的多

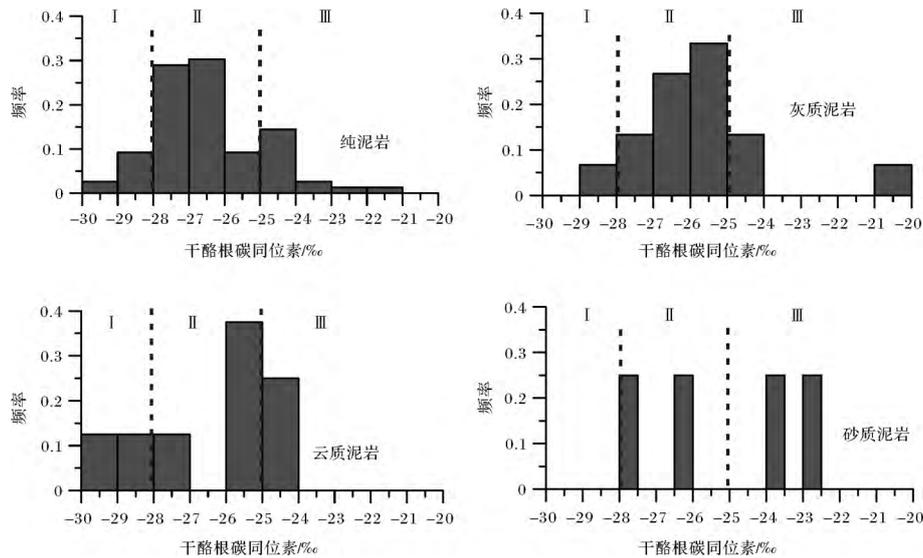


图 5 不同岩性干酪根碳同位素组分布图

Fig.5 The box chart of $^{13}\delta\text{C}$ of kerogens from different kinds mudstone

表 2 不同泥质岩类成熟度参数对比表

Table 2 Correlation table of maturity parameters of different kinds mudstone

岩性	纯泥岩	云质泥岩	灰质泥岩	砂质泥岩
R_o (%)	0.67~1/0.87(27)	0.81~0.88/0.85(5)	0.81~0.94/0.88(12)	0.82~0.95/0.87(14)
T_{\max} (°C)	429~456/445(114)	433~452/445(31)	439~459/448(38)	436~455/446(53)

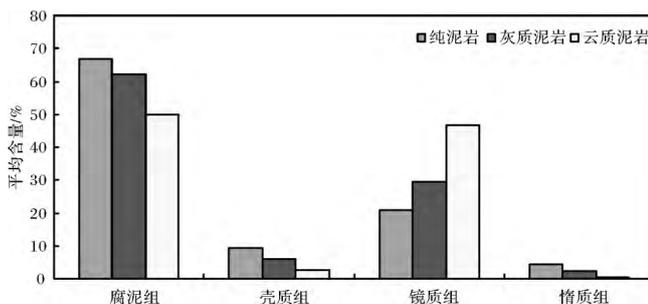


图 6 不同岩性泥岩显微组分含量柱状图

Fig.6 Frequency histograms of organic microscopic components of different kinds mudstone

少,有机质类型决定烃源岩的生烃潜力,但是能够生成多少油或气与烃源岩的演化程度有着密切的关系。本文结合研究区的镜质体反射率(R_o)和岩石热解参数 T_{\max} 资料对不同岩性的泥岩成熟度进行评价。研究区芦苇沟组不同岩性泥岩镜质体反射率(R_o)主要分布在0.67%~1.0%之间, R_o 平均值在0.85%~0.88%之间,均处于成熟演化阶段。不同岩性泥岩最大热解峰温 T_{\max} 平均值主要分布在445°C~448°C之间,没有明显差异。综上,吉木萨尔凹陷芦苇沟组不同岩性泥岩演化程度没有明显差异,均主要处于成熟

演化阶段。

4 不同泥质烃源岩生烃潜力

烃源岩的生烃能力取决于很多因素,如烃源岩的分布厚度、有机质类型、丰度、演化程度等。通常而言,烃源岩分布广、厚度大、有机质类型好、成熟度适中,则生烃潜力就大^[13]。就宏观地质因素讲,准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦苇沟组烃源岩整体应具备良好的生烃潜力,因为该套烃源岩在整个凹陷均有分布,厚度200 m以上地层面积约占凹陷总面积的70%,地层最厚达450 m。从微观层面分析,岩心观察显示,该区芦苇沟组地层岩性变化频繁,甚至以厘米级互层,记录了湖平面多次波动、沉积环境多变的演化过程。沉积环境不但控制了烃源岩的岩性,而且对烃源岩的有机质丰度、类型等也相应的存在一定的影响,从而使得不同岩性烃源岩生烃潜力具有差异性。

就上述分析,泥岩类烃源岩总体具有良好的生烃潜力,但是岩性不同生烃潜力亦存在细微差异。不同岩性泥岩均处于成熟演化阶段,因成熟度一致,有机质丰度与类型可以直接反映生烃潜力的差异。机质丰度是烃源岩生烃的基础,有机碳含量(TOC)、岩石

表3 不同岩性泥岩生烃潜力统计表

Table 3 Statistical table of hydrocarbon potential of different kinds mudstone

岩性	纯泥岩	云质泥岩	灰质泥岩	砂质泥岩
H/C	0.75~1.51/1.20(53)	0.71~1.39/1.12(9)	0.51~1.42/1.07(13)	0.95~1.22/1.02(5)
HI(mg/g)	4.8~782.0/356.5(117)	82.4~630.0/343.9(34)	6.3~624.3/251.4(39)	38.6~670.0/295.9(56)

热解参数(S_1+S_2)、氯仿沥青"A"含量等指标,四种岩性泥岩均显示高有机质丰度特征,灰质泥岩与纯泥岩有机质丰度比云质泥岩与砂质泥岩有机质丰度略高。在烃源岩有机质丰度较好的情况下,烃源岩的生烃潜力最终要归结于干酪根的生烃潜力,即干酪根富氢组分的丰度,因为无论残余碳的数量如何,在干酪根用完氢后,生油就会结束^[14]。Rock-Eval热解法,是当前烃源岩评价的主要工具,热解参数HI代表了单位有机碳热解烃量的多少,是烃源岩生烃潜力的直接参数。表3所示,纯泥岩与云质泥岩HI明显高于另外两类泥岩,HI均值分别为356.5 mg/g与343.9 mg/g。另外,在物理意义上H/C原子比与HI相近,H/C原子比是干酪根类型评价最有效的指标,对于干酪根的生烃潜力具有一定的参考意义。如表3所示,纯泥岩H/C均值为1.2,生烃能力明显好于其他岩性泥岩。灰质泥岩H/C均值为1.02,生烃潜力最差。两种方法的评价结果相似,纯泥岩与云质泥岩的生烃潜力优于灰质泥岩与砂质泥岩。

4 结论与认识

以上烃源岩地球化学特征表明,吉木萨尔凹陷芦草沟组不同岩性泥岩总体有机质丰度高、类型好,普遍处于成熟演化阶段。不同岩性泥岩有机质丰度均较高,生烃潜力的差异性主要由富氢组分丰度差异性决定的。纯泥岩腐泥组含量最高,有机质类型最好,其次是灰质泥岩和云质泥岩,砂质泥岩干酪根类型最差。最终根据HI及H/C原子比,可认为纯泥岩生烃潜力最高,其次是云质泥岩、砂质泥岩,灰质泥岩生烃潜力最差。

参考文献(References)

- 孙攢东, 贾承造, 李相方, 等. 非常规油气勘探与开发: 上册[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011: 1-150 [Sun Zandong, Jia Chengzao, Li Xiangfang, et al. Unconventional Oil & Gas Exploration and Development: upper volumes [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 1-150]
- 邹才能, 陶士振, 侯连华, 等. 非常规油气地质[M]. 北京: 地质出版社, 2011: 1-310 [Zou Caineng, Tao Shizhen, Hou Lianhua, et al. Unconventional Petroleum Geology [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2011: 1-310]
- Bruce Johnstone. Bakken Black gold [N]. Leader-Poster, 2007, 12, 10 (6)
- 贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 343-350 [Jia Chengzao, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 343-350]
- 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 Guimin, Cheng Xiansheng, 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]
- 何金先, 段毅, 张晓丽, 等. 鄂尔多斯盆地华庆地区延长组长8烃源岩生烃潜力评价[J]. 兰州大学学报: 自然科学版, 2011, 47(6): 18-22 [He Jinxian, Duan Yi, Zhang Xiaoli, et al. Evaluation of hydrocarbon generation potentials of Chang-8 source rocks in Huaqing area, Ordos Basin [J]. Journal of Lanzhou University: Natural Sciences, 2011, 47(6): 18-22]
- 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]
- 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]
- Espitalie J, Laporte J, Madec M, et al. Rapid method for characterizing the petroleum potential and degree of evolution of source rock [J]. Evue de l'institute Francais du Petrole, 1977, 1: 23-42
- 唐友军, 文志刚, 徐耀辉. 岩石热解参数及在石油勘探中的应用[J]. 西部探矿工程, 2006(9): 87-88 [Tang Youjun, Wen Zhigang, Xu Yaohui. Rock pyrolysis parameter and its application in petroleum exploration [J]. West-China Exploration Engineering, 2006(9): 87-88]
- 曾超, 毛治超. 稳定碳同位素分析技术及其在地球化学中的应用[J]. 石油天然气学报, 2012, 32(2): 228-231 [Zeng Chao, Mao Zhichao. Stable carbon isotope technique and its application in geochemistry [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 32(2): 228-231]
- 陈建渝, 郝芳. 有机岩石学研究有机质类型和成熟度的改进[J]. 石油实验地质, 1990, 12(4): 426-430 [Chen Jianyu, Hao Fang. Improvement on study of organic types and maturation with organic petrology [J]. Experimental Petroleum Geology, 1990, 12(4): 426-

- 430]
- 13 王斌, 吴明, 王绪龙, 等. 准噶尔盆地腹部三叠系烃源岩特征与评价[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2011, 33(2): 12-20 [Wang Bin, Wu Ming, Wang Xulong, *et al.* Source rock features and evaluation of Triassic strata in the central Junggar Basin [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2011, 33(2): 12-20]
- 14 Baskin D K. 利用干酪根 H/C 比评价烃源岩热成熟度与生烃潜力[J]. 天然气地球科学, 2002, 13(5): 41-49 [Baskin D K. Use of kerogen H/C ratio evaluation of hydrocarbon source rock thermal maturity and hydrocarbon generation potential [J]. Natural Gas Geoscience, 2002, 13(5): 41-49]

Difference in Hydrocarbon Generation Potential of the Shaly Source Rocks in Jimusar Sag, Permian Lucaogou Formation

WANG Cheng-yun¹ KUANG Li-chun² GAO Gang¹ CUI Wei¹
KONG Yu-hua² XIANG Bao-li² LIU Guang-di¹

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

2. Xinjiang Oilfield Company, CNPC, Kelamayi, Xinjiang 834000)

Abstract: The Lucaogou Formation, the main hydrocarbon source rocks in Jimusar sag, is characterized by various lithology, which are mainly transitional types. Aiming at obtaining the difference in hydrocarbon generation potential characteristics of various sorts of mudstone, shale in this formation is divided into four types based on the logging lithology, which are pure shale, sandy mudstone, lime mudstone and dolomitic mudstone. And an evaluation about hydrocarbon generation potential characteristics of the four types of mudstone is made respectively from the organic geochemistry perspective. The results show that the abundance of organic material of pure shale is higher than other three types of mudstones, like lime mudstone, dolomitic mudstone, and sandy mudstone. Considering the type of organic matter in shale, pure mudstone is the best of them, followed by lime mudstone and dolomitic mudstone, and sandy mudstone is the worst, and combining what has been discussed above and the analysis of HI, it is concluded that pure mudstone shows the greatest hydrocarbon generation potential, followed by lime mudstone and dolomitic mudstone and sandy mudstone.

Key words: Jimusar sag; Lucaogou Formation; shale; hydrocarbon potential; organic geochemistry