

准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组 优质烃源岩特征及其生烃机制研究

王剑^{1,2)}, 李二庭^{1,2)}, 陈俊^{1,2)}, 米巨磊^{1,2)}, 马聪^{1,2)}, 雷海艳^{1,2)}, 谢礼科^{1,2)}

1) 中国石油新疆油田分公司实验检测研究院, 新疆克拉玛依, 834000;

2) 新疆页岩油勘探开发重点实验室, 新疆克拉玛依, 834000

内容提要: 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组发育凝灰物质, 凝灰物质在页岩油形成过程中具有的重要作用, 其发育层段也是页岩油分布最好的层段, 凝灰物质的分布及与有机质生烃关系的研究对于吉木萨尔页岩油油气藏规律的认识和深入研究具有重要意义。本文通过对吉木萨尔芦草沟组烃源岩精细评价及沉积环境分析, 与烃类活动具有成因关系的成岩矿物解剖, 探讨了形成优质页岩油源岩的控制因素和生烃机制。烃源岩定性评价结果表明, 泥晶白云岩是吉木萨尔凹陷芦草沟组主要生油岩, 烃源岩有机质丰度高, 有机质类型以 I 型和 II₁ 型为主, 生烃潜力较好, R_o 值分布在 0.6%~1.1%, $C_{29}\alpha\alpha S/(S+R)$ 值范围在 0.3~0.5, 显示烃源岩处于成熟阶段; 芦草沟组烃源岩中规则甾烷 C_{27} 、 C_{28} 、 C_{29} 分布为 $C_{27}<C_{28}<C_{29}$, 结合微观分析认为其生烃母质以藻类和超微生物为主, Ts/Tm 值较低, 分布在 0.05~0.18, 具有高含量的 β -胡萝卜素, 反映其母质处于半咸水的弱氧化—弱还原的沉积环境之中, 而这一时期火山活动提供的凝灰物质对烃源岩的生烃环境及热演化进程都有重要影响, 热演化突然增大的层段与有机质成熟的“甜点段”的分布深度一致。凝灰物质与含超微生物及藻类的泥晶白云岩的混合是导致生烃和早期生烃的重要原因, 两者混合的不均一性导致页岩油分布与成熟度的不均匀性。

关键词: 芦草沟组; 烃源岩; 生烃机制; 凝灰物质; 准噶尔盆地

准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组自吉 25 井获工业油流以来, 先后在吉 23 井、吉 171 井、吉 172 井和吉 174 井等多口井获得工业油流, 展现了吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组页岩油良好的勘探和开发前景。但目前钻穿芦草沟组的探井多集中在凹陷东部, 对芦草沟组勘探程度仍相对较低, 该时期的区域构造动力学背景及其与成岩、油气生成关系的认识仍存在较大分歧(匡立春等, 2013; 斯春松等, 2013; 马洪等, 2014; 丁超等, 2015)。前人的研究认为凝灰岩类及地幔热液喷流沉积在吉木萨尔页岩油形成过程中具有重要作用, 指出凝灰岩、沉凝灰岩是该区重要的页岩油储集岩(王鹏等, 2011; 匡立春等, 2012; 李红等, 2013; 蒋宜勤等, 2015; 侯茂国等, 2016; 柳益群等, 2019)。但对于芦草沟组页岩油生烃母质类型及分布、凝灰岩分布及与有机质生烃的关系等重要问题研究较少, 而这些问题的解决对于吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油的勘探开发具有重要的意义。

本文通过对准噶尔盆地吉木萨尔芦草沟组烃源岩生烃母质类型及分布的研究, 与烃类活动具有成因关系的成岩矿物解剖, 探讨形成优质页岩油源岩的控制因素和生烃机制。

1 地质背景

吉木萨尔凹陷位于准噶尔盆地东部的西南段, 其北、西、南三侧均以断裂为界, 北以吉木萨尔断裂为界与沙奇凸起毗邻, 西以西地断裂和老庄湾断裂为界与北三台凸起相接, 南面为阜康断裂带, 向东逐渐过渡为奇台凸起, 凹陷整体呈西深东浅、西断东超的箕状, 面积 1278 km²(图 1)。据其内部沉积, 构造的差异性, 可进一步分为西部深洼带和东部斜坡带。凹陷内构造活动相对较弱, 仅在东端有零星断裂发育。石炭世末期: 北部抬升, 吉木萨尔断裂形成; 三叠纪末期—新生代的印支—燕山—喜山, 以东南抬升为主。芦草沟组为一东高西低、北高南低的箕状凹陷, 主体勘探部位相对平缓, 构造倾角 3°~5°, 芦

注: 本文为新疆维吾尔自治区重点实验室开放课题资助项目(编号: 2017D04023)的成果。

收稿日期: 2019-08-07; 改回日期: 2020-04-16; 责任编辑: 刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2020.03.016

作者简介: 王剑, 男, 1984 年生, 硕士, 研究方向为沉积学与储层地质学; Email: wangjian_2605@126.com。

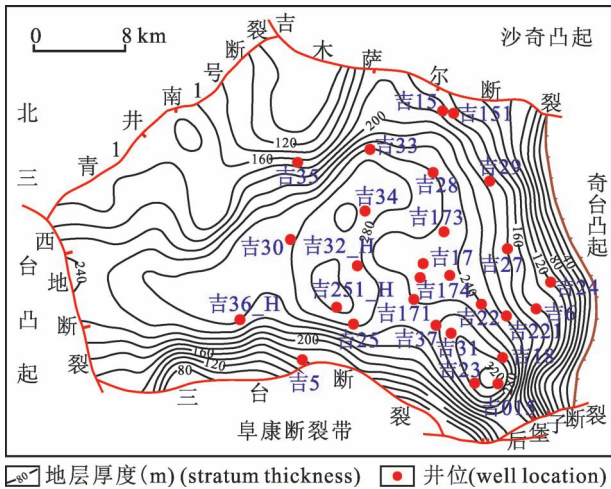
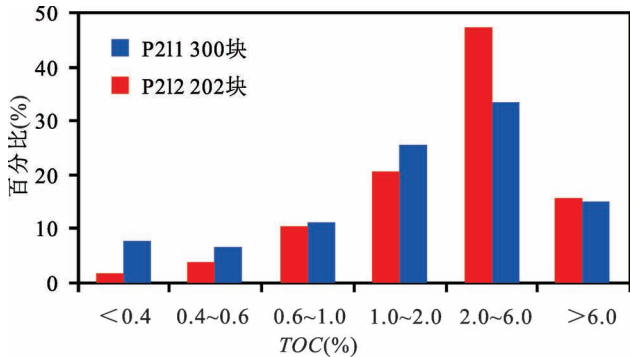


图 1 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷构造位置及井位分布
Fig. 1 Tectonic location and well distribution in Jimsar sag, Junggar Basin

草沟组发育两套较好的页岩油富集段。上含油层段平均厚度 25~35 m,下含油层段平均厚度 40~60 m。非甜点段也少量含油层段(<5 m),该沉积组合发育湖相纹层状凝灰质白云岩、沉凝灰岩、碱性—过碱性的中性凝灰岩以及碱性—过碱性的超基性凝灰岩,与此相对应的含油层段物性较好。由于凝灰岩类的矿物碎屑粒度较细且与湖相沉积物混合并多被油充填,因此难以对此类岩石进行全岩地球化学研究,选择电子探针分析方法开展凝灰岩类的矿物地球化学分析根据石英长石的碱度分析,其里特曼组合指数(σ)均接近或大于 3.3,属于过碱性—碱性岩系列。准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组在晚石炭世至中二叠世属陆内断陷—裂谷环境。深部碱性岩浆和热液流体参与沉积过程,构成研究区特殊的岩浆—热液喷流沉积组合,发育纹层状碱性—过碱性



的中性(安山岩)凝灰岩类和超基性(碳酸岩)凝灰岩类,地球化学显示它们来自地幔,具有较好的储集性能。

2 烃源岩评价

2.1 烃源岩有机质丰度

吉木萨尔凹陷芦草沟组烃源岩以白云质泥岩及暗色泥岩为主,中间夹凝灰岩,有机质丰度存在着极强的非均质性,其有机质丰度值变化范围很宽。根据研究区 16 口井 502 块样品分析结果表明,芦草沟组 78%的源岩样品有机碳(TOC)大于 1.0%, TOC 平均值为 3.24%,生烃潜量(S_1+S_2)大于 6.0 mg/g 的样品数占 55%(图 2)。按我国陆相烃源岩评价标准,芦草沟组属于好—最好生油岩。在纵向上,芦草沟组上、下两段烃源岩整体均属于好的生油岩,其中上段芦二段(P_2l_2)有机质丰度总体好于下段芦一段(P_2l_1)。

2.2 烃源岩有机质类型

吉木萨尔凹陷芦草沟组烃源岩样品热解参数 I_H-T_{max} (图 3)表明,不同岩性源岩有机质类型存在非常强的非均质性,源岩有机质类型变化范围大,白云岩和泥岩的氢指数大部分在 400 mg/g 以上,有机质类型主要为 I 型和 II_1 型,少数为 II_2 型,上、下甜点烃源岩有机质类型以 I 型和 II_1 型为主,少数为 II_2 型,只有个别样品为 III 型。总体来说,芦草沟组烃源岩有机质类型较好,白云岩和泥岩都具有较好的产油潜力。

芦草沟组干酪根显微组分含量数据分别取自 J174 井、J251 井、J30 井,样品共 28 组。统计结果表明,芦草沟组烃源岩中干酪根发育的显微组分类型包括腐泥组、壳质组、镜质组和惰性组(图 4)。腐泥组含量为 46%~86%,其中腐泥无定形体较多,部分

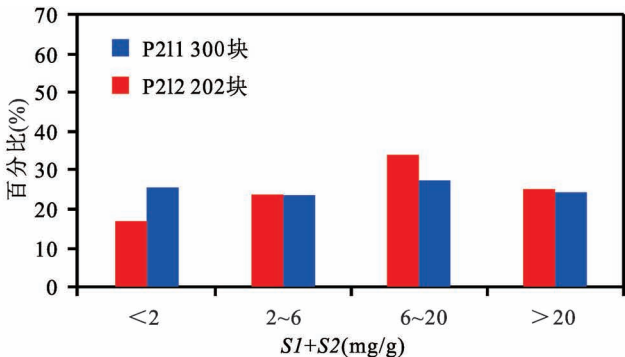


图 2 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组烃源岩 TOC 、 S_1+S_2 柱状分布图

Fig. 2 Histogram of organic carbon and S_1+S_2 of source rocks in the Lucaogou Formation, Jimsar sag, Junggar Basin

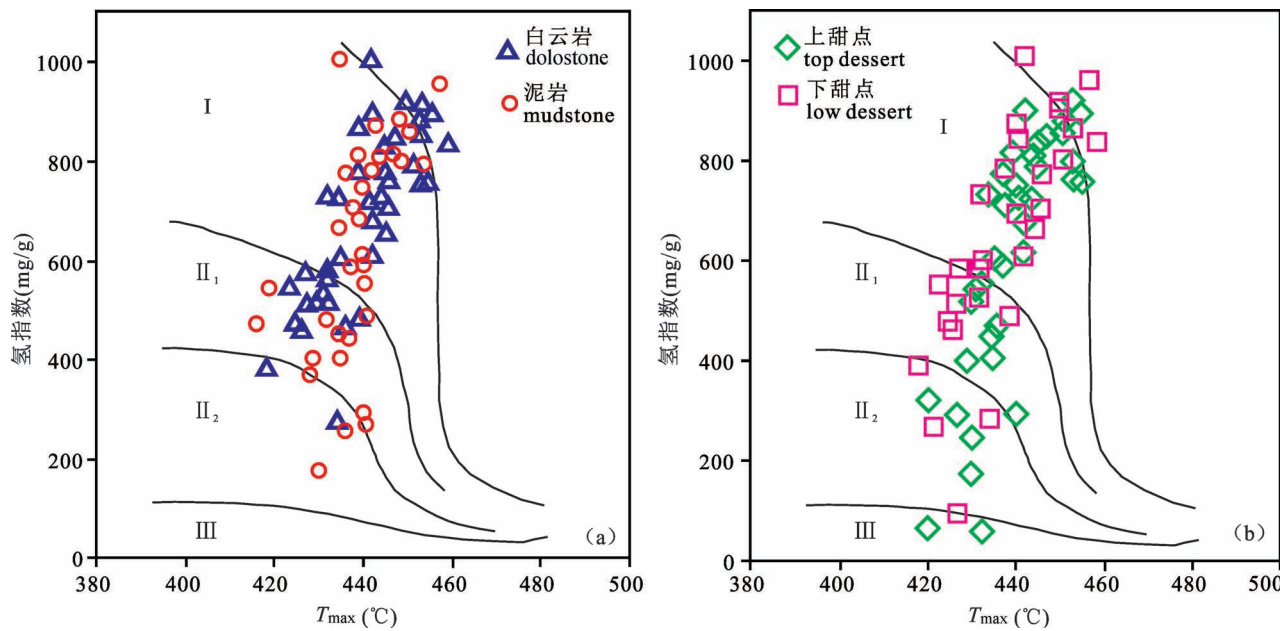


图 3 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组烃源岩 I_H-T_{max} 关系图

Fig. 3 Correlation of I_H-T_{max} of source rocks in the Lucaogou Formation, Jimsar sag, Junggar Basin

样品中有藻类体;壳质组含量为 13%~47%;亚组分类类型主要有菌孢体、壳质碎屑体、孢粉体和木栓质体;镜质组含量在 0~8%,惰质组中丝质体含量在 0~1%。干酪根类型为 I, II 型为主。

芦草沟组烃源岩生烃母质主要包括藻类,还有一些超微生物(图 5)。超微生物白云石是在研究区首次发现的重要生—储油岩类。该类岩石不仅纳米级微生物丰富,而且发育丰富的纳米级晶间孔,部分纳米孔见油滴渗出,表明原油是由超微生物生成并且就近储集于其内部的纳米孔中。更为重要的是,超微生物白云石中不同程度的含凝灰物质,凝灰质碎屑分布均匀,其晶间孔发育,并与粒间孔所联通,从而具有较好的储集性能。此类油层孔隙度多在 3.4%,渗透率多在 $0.045\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,具有典型的源储一体成藏模式。

另外,热水生物群可能是研究区主要的生烃母质,它们主要呈单晶和多晶复合球体,生活在富碱性岩浆—地幔热液环境中。初步分析正是由于碱性长石等凝灰物质的混入,使得该类超微生物能够早期生油。这些球状超微生物是一种嗜热的有机体,它们与藻类是研究区最主要的烃类供给体。

超微生物白云岩中含有丰富的超微生物球体,这些球体为多球复合球体,以一个大球与 1~2 个小球的复合球形为主,少数为一个大球与 4~6 个小

球的复合球形。这些球体大小均匀,分为两个粒级,一个粒级介于 $1\sim 6\mu\text{m}$,另一个介于 $0.1\sim 0.5\mu\text{m}$,均呈均匀状态分布。

这些超微生物白云岩有丰富的油滴渗出。渗出的油呈黑色同心圆状,同心圆边缘呈浸染状,有些球中见到大小在 $0.1\sim 0.5\mu\text{m}$ 的残余白色球。有些超微生物白云岩的矿物成分比较纯,几乎均由白云石构成,但在有些样品中(特别在凝灰质白云岩和含凝灰质白云岩中)可见到较多的碱性长石碎屑,表明碱性长石碎屑与超微生物白云岩关系密切。

2.3 烃源岩有机质成熟度

芦草沟组烃源岩 R_o 值随深度的增加,逐渐增大,上甜点烃源岩 R_o 值分布在 0.6%~1.1%,下甜点烃源岩 R_o 值分布在 0.8%~1.1%(图 6)。总体上芦草沟组上、下甜点的烃源岩均处于成熟阶段。甾烷系列中 C_{29} 异构体的比值 $C_{29}20S/(S+R)$ 和 $C_{29}\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ 是典型的成熟度指标(卢双舫等, 2007)。 $C_{29}\alpha\alpha S/(S+R)$ 值与 $C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ 呈正相关性,上、下甜点烃源岩 $C_{29}\alpha\alpha S/(S+R)$ 值范围在 0.35~0.50(图 7),通常 $C_{29}\alpha\alpha S/(S+R)$ 小于 0.25 为未熟,0.25~0.40 为低熟,大于 0.40 为成熟阶段(Seifert et al., 1981)。 $C_{29}\alpha\alpha S/(S+R)$ 值显示芦草沟组烃源岩基本处于成熟阶段。

3 烃源岩沉积环境

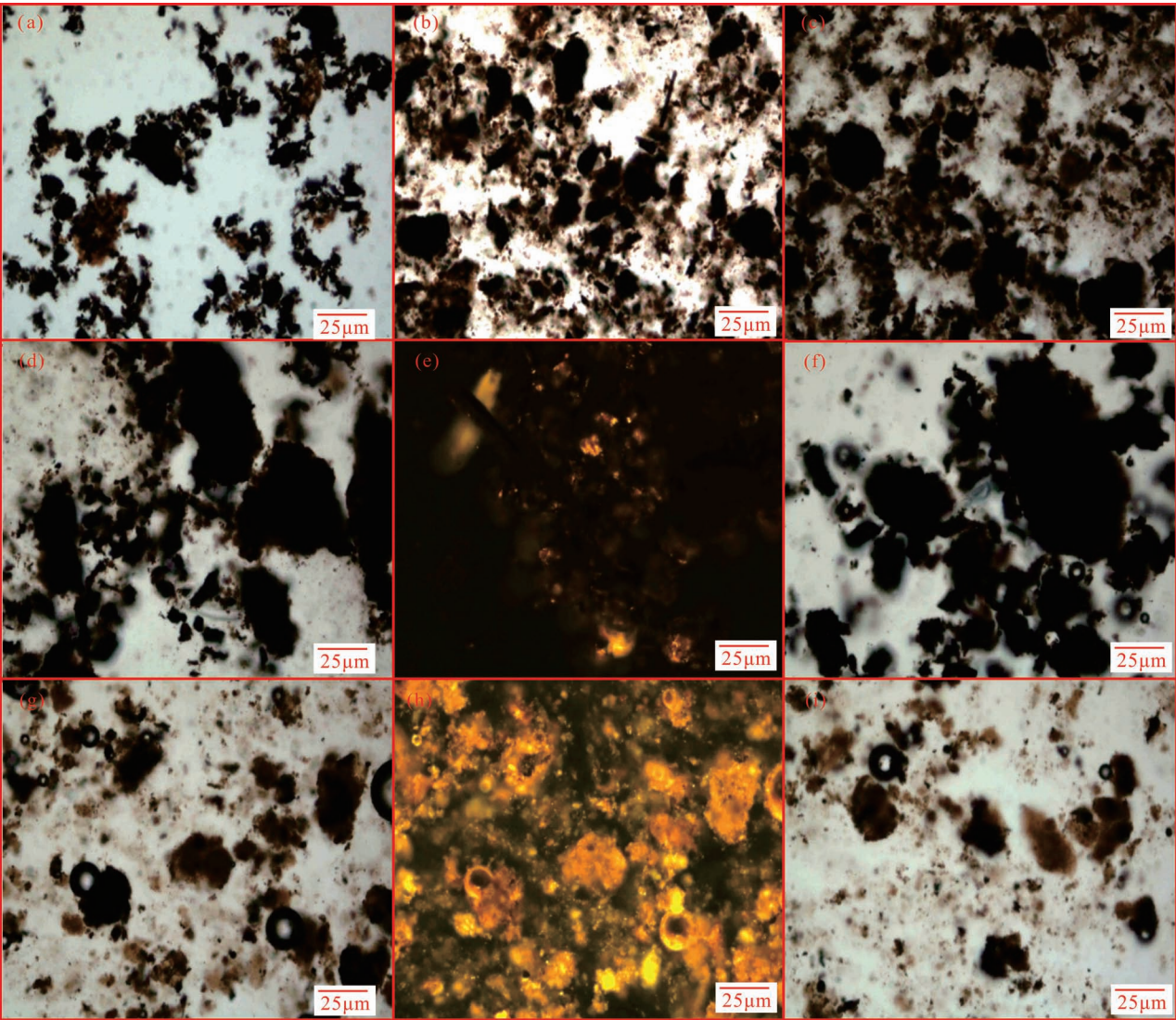


图 4 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组干酪根发育的显微组分类型及特征

Fig. 4 Types and characteristics of microscopic components of kerogen in the Lucaogou Formation, Jimsar sag, Junggar Basin

(a)、(b)、(c) 为 J174 井; (d)、(e)、(f) 为 J251 井; (g)、(h)、(i) 为 J30 井

(a), (b) and (c) the Well J174; (d), (e) and (f) the Well J251; (g), (h) and (i) the Well J30

3.1 链烷烃组成特征

芦草沟组上甜点烃源岩正构烷烃分布曲线主峰碳数在 $nC_{22} \sim nC_{25}$, 下甜点烃源岩正构烷烃主峰碳数偏向低碳数一侧, 主峰碳数在 $nC_{19} \sim nC_{21}$, 表现为明显的藻类等水生生物输入特征 (邓宏文等, 1993)。正构烷烃奇偶优势不明显, CPI 和 OPE 值均在 1 附近, 上甜点烃源岩 ($nC_{20}-$)/($nC_{21}+$) 值略小于 1, 分布范围在 0.60 ~ 1.19, 而下甜点烃源岩 ($nC_{20}-$)/($nC_{21}+$) 值大于 1, 说明上、下甜点烃源岩母质以水生生物贡献为主。

3.2 萜烷组成特征

芦草沟组烃源岩生物标志物色谱质量图见 8。

芦草沟组烃源岩中三环萜烷及四环萜烷的丰度较低, 藿烷系列化合物含量丰富, 有一定丰度的伽马蜡烷, Ts 含量较低, Tm 相对丰度较高。三环萜烷以 C_{21} 为主峰, C_{24} 四环萜烷/ C_{26} 三环萜烷值较高, 分布在 0.70 ~ 1.21, 可能与高盐的沉积环境有关 (Philp et al., 1982)。Ts/Tm 值分布在 0.05 ~ 0.18, 低 Ts/Tm 值反映了咸化湖盆中水体呈碱性的沉积环境 (Peters et al., 2005), 这与 β -胡萝卜素判断的沉积环境相一致。芦草沟组上、下甜点烃源岩中均检测出较高丰度的伽马蜡烷, 伽马蜡烷/ C_{30} 藿烷分布在 0.11 ~ 0.21, 说明原油的母源有机质形成于高盐的咸水环境 (张立平等, 1999)。

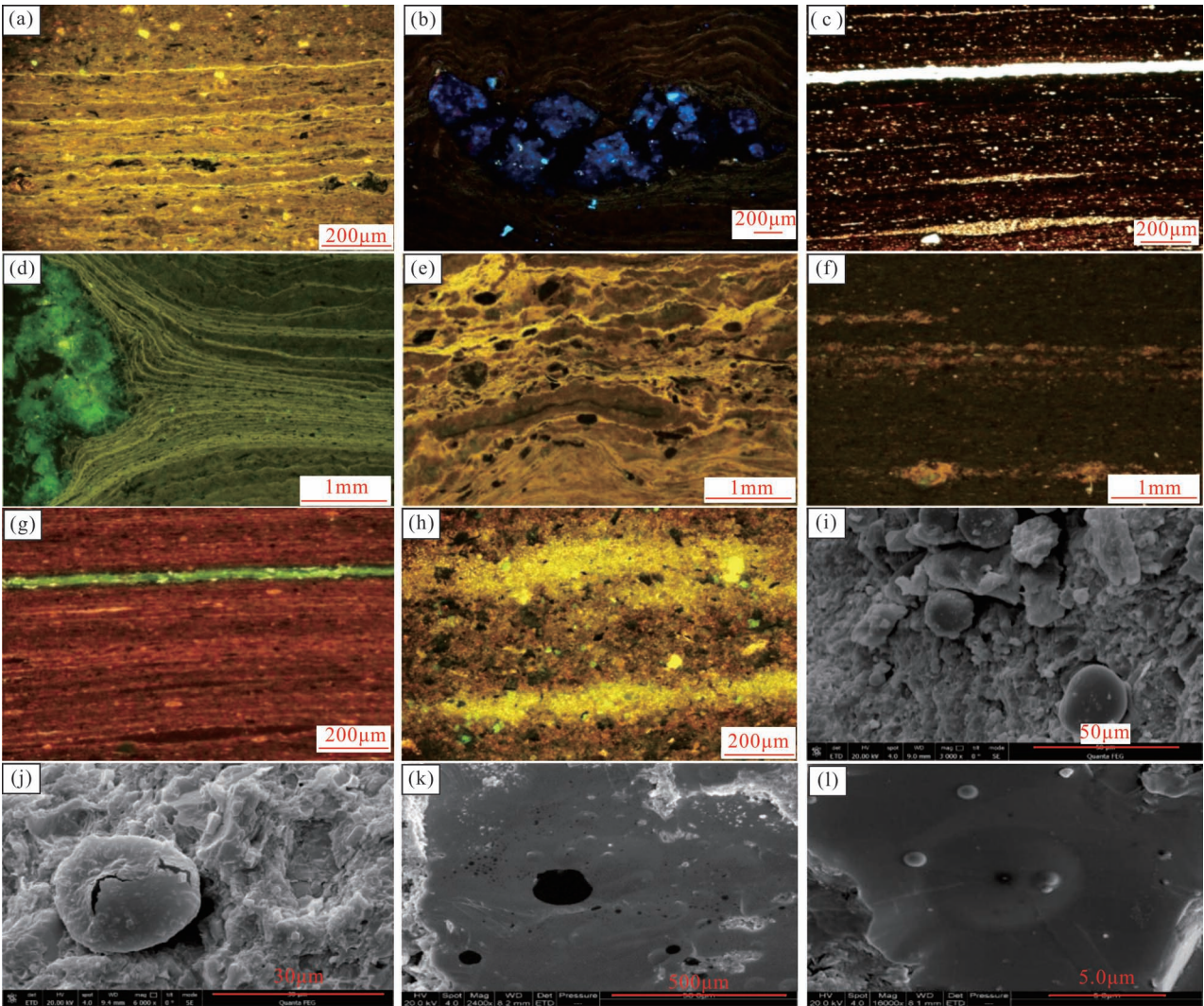


图 5 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组烃源岩生烃母质微观照片
Fig. 5 Micrographs of hydrocarbon-generating parent materials of source rocks in Lucaogou Formation, Jimsar sag, Junggar Basin

(a) J174 井,3216.2 m,荧光;(b) J174 井,3216.2 m,荧光,藻纹层包裹方解石;(c) J174 井,3227.51 m,单偏光;(d) J174 井,3316.2 m,含藻泥晶白云岩;(e) J174 井,3305.8 m;(f) J31 井,2716.43 m;(g) J174 井,3227.51 m,荧光;(h) J174 井,3316.2 m;(i) J174 井,3159.75 m,藻类小球;(j) J174 井,3159.75 m,藻类小球;(k) J30 井,4045.66 m,渗出的油呈黑色同心圆状浸染状;(l) J174 井,3143.7 m,超微生物白云岩有丰富的油滴渗出

(a) the Well J174, 3216.2 m, fluorescence; (b) the Well J174, 3216.2 m, fluorescence, algae-coated calcite; (c) the Well J174, 3227.51 m, plane polarized light system; (d) the Well J174, 3316.2 m, algae-bearing slime dolostone; (e) the Well J174, 3305.8 m; (f) the Well J31, 2716.43 m; (g) the Well J174, 3227.51 m, fluorescence; (h) the Well J174, 3316.2 m; (i) the Well J174, 3159.75 m, algae pellets; (j) the Well J174, 3159.75 m, algae pellets; (k) the Well J30, 4045.66 m, exuded oil appears as black concentric circles; (l) the Well J174, 3143.7 m, ultramicrobial dolostone exudates abundant oil droplets

3.3 甾烷组成特征

芦草沟组烃源岩中甾类化合物的含量较丰富,其中以规则甾烷占优势,孕甾烷及升孕甾烷的含量较小,重排甾烷含量低,重排甾烷/规则甾烷比值分布在 0.01~0.07,造成重排甾烷含量较低的主要原因可能是水体咸化,呈碱性环境。烃源岩中规则甾

烷/17 α (H)—藿烷值分布在 0.12~0.31,可见母质输入主要来源于受细菌改造过的有机质。规则甾烷 C₂₇、C₂₈、C₂₉ 分布表现为 C₂₇<C₂₈<C₂₉,C₂₈ 甾烷/C₂₉ 甾烷值为 0.39~0.85,C₂₇ 甾烷/C₂₉ 甾烷值为 0.11~0.40,表明母质类型为低等水生生物和藻类 (Moldowan et al.,1995)。

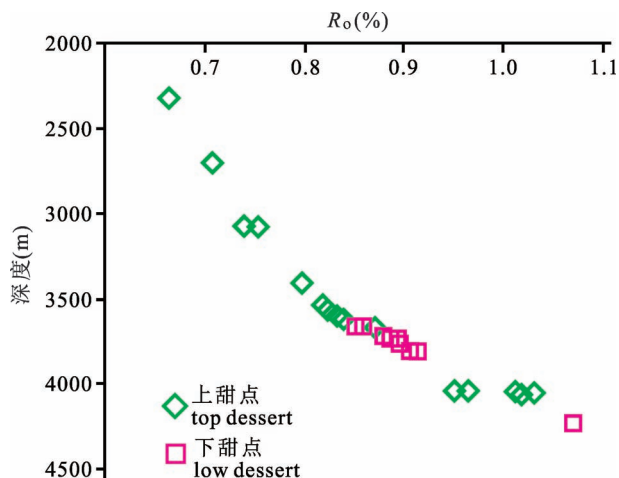


图6 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组
烃源岩 R_o 与深度关系图

Fig. 6 Relationship between R_o and depth source rock
of in Lucaogou Formation, Jimsar sag, Junggar Basin

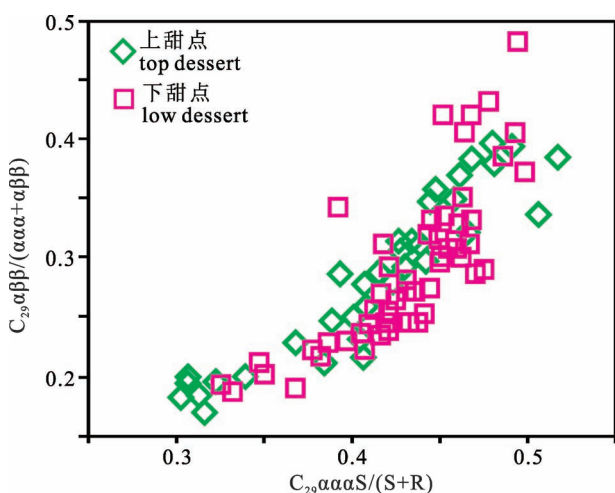


图7 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组烃源岩
 $C_{29}\alpha\alpha\alpha S/(S+R)$ 与 $C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$ 关系图

Fig. 7 Relationship between $C_{29}\alpha\alpha\alpha S/(S+R)$ and $C_{29}\alpha\beta\beta/(\alpha\alpha\alpha+\alpha\beta\beta)$
of source rock of in Lucaogou Formation,
Jimsar sag, Junggar Basin

4 凝灰物质发育与烃源岩生油期关系

镜质体反射率主要受古地温变化的控制,实践中已建立他们间的相互关系。同时,由于温度和时间具有相互补偿的关系,因此新地层和老地层相比需要更高的温度才能达到相似的成熟度(金强等,1998;张景廉等,2000)。

以 J174 井区域内重点井为例:J174 井收集的烃源岩样品深度出现于 3110~3350 m 附近,而且这个

深度段恰好包含了两个上下甜点段(生油较好的层位), $T_{\max}$ 范围在 439~452℃,其镜质体反射率集中在 0.53~0.98。在 3150 m 及 3264 m 附近处镜质体反射率和 $T_{\max}$ 都有一个升高的过程,这个深度正好处于 $P_2l_2^2$ 上部(上甜点段)及 $P_2l_1^2$ 上部(下甜点段),该层位火山活动对沉积物影响明显,出现大量凝灰物质。研究认为凝灰物质的快速堆积使有机质瞬间转化为低熟油,而且凝灰物质的大量喷发不仅提供了营养物质还提供了一个还原环境(肖荣阁等,2001;黄菊芳等,2006;张文正等,2010;王书荣等,2013;陈艳琼等,2015)。火山物质含量多的层位中 $C_{29}20S/(S+R)$ 范围在 0.46~0.52,平均值为 0.49, $C_{29}\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ 范围在 0.28~0.38,平均值为 0.32,达到了有机质成熟的标准,而在火山物质含量少的层位中 $C_{29}20S/(S+R)$ 范围在 0.36~0.53,平均值为 0.4, $C_{29}\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ 范围在 0.21~0.31,平均值为 0.26,是有机质低成熟的标准。

并且,通过对其他井(J30 井、J31 井、J251 井)共 35 块样品做的镜质体反射率中发现大部分样品的成熟度都在 0.6~0.8,而且这三口井与 J174 井一样,在上下甜点处有异常的高点,说明凝灰物质在全区影响有机质成熟度的结果是普遍存在的(图 9)。

5 优质页岩油源岩的控制因素和生烃机制

通过前文分析认为,风携型凝灰物质与生烃母质的早期混合可能是研究区页岩油形成的主要原因。吉木萨尔凹陷晚二叠世火山活动频繁,富含碱性长石、石英碎屑的碱性—过碱性的中性凝灰物质以及富含方解石的碱性—过碱性的超基性凝灰物质在半深湖—沼泽相沉积背景上间歇式降落,它们与湖沼相生物不同程度混合(研究区二叠统发育丰富的介形虫、藻类、超微生物等生烃母质),形成低熟、早熟、分布非均质性极强的页岩油。凝灰物质及湖沼相生物的含量、性质以及分布特征直接控制着页岩油岩的孔隙结构、含油性及页岩油的分布。由于油生成较早并占据了凝灰岩类储层,因此抑制了成岩作用的进行,保留了含油岩石的原始孔隙面貌。

在沉积初期到早期成岩阶段,火山活动频繁,凝灰物质丰富,其作用:①大量的凝灰质降落导致湖沼环境中生物快速大量死亡,同时避免氧化,对有机质向油的转化起到加氢催化作用,促使早生烃和多生烃;另外火山物质中的微量元素对烃源岩的生烃有催化的作用,主要是发生一系列化学反应,产生次生

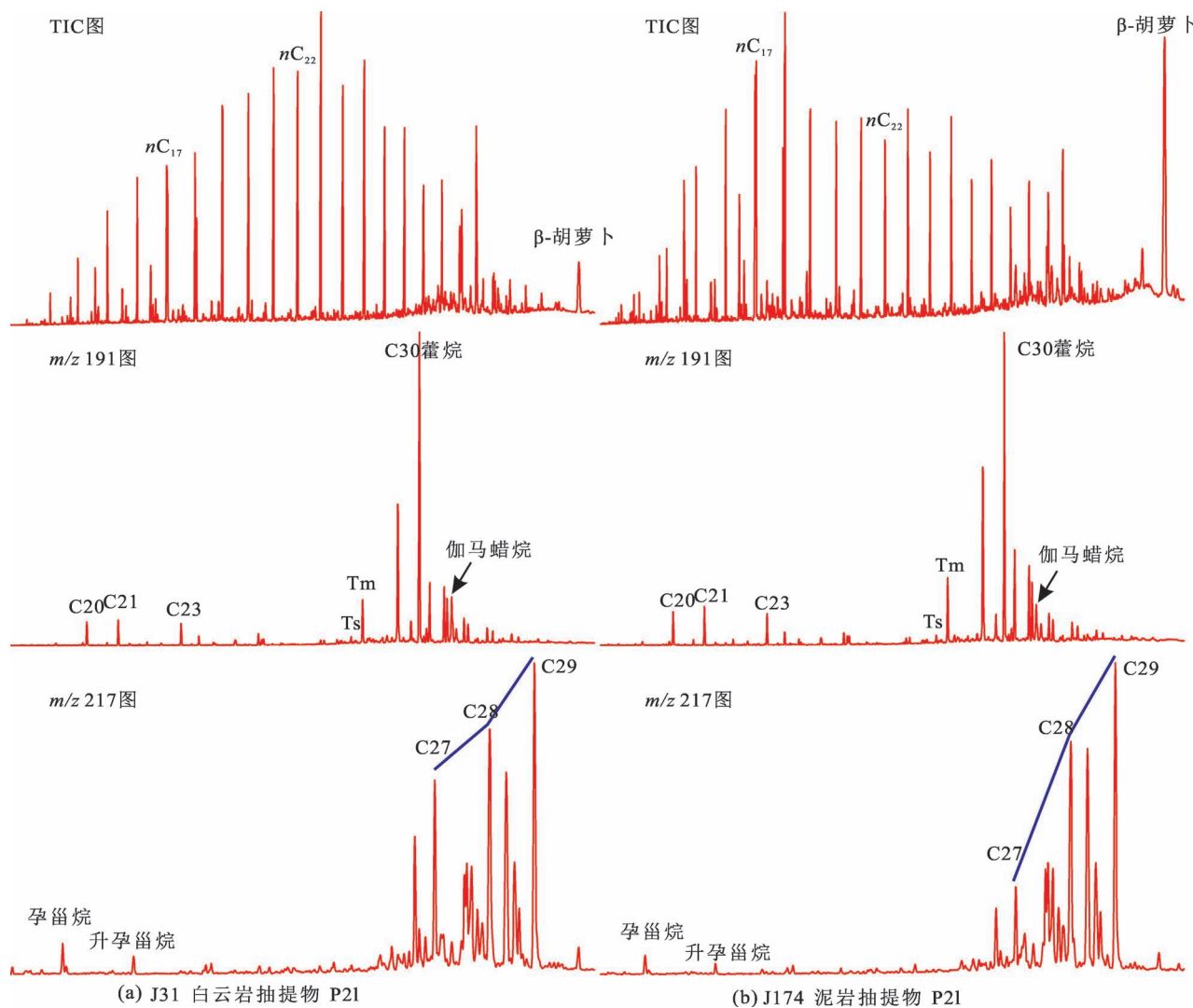


图 8 准噶尔盆地吉木萨尔芦草沟组下甜点烃源岩色谱质量图

Fig. 8 Mass chromatograms of “low dessert” source rocks in the Lucaogou Formation, Jimsar sag, Junggar Basin

孔隙有利于排烃(万从礼等,2001;金强等,2006;高福红等,2009;马克等,2019);②凝灰质碎屑颗粒或原地降落,或经历湖水的作用略有分选就近沉淀,晶屑和岩屑相互支撑,形成极好的原生储集空间;③凝灰物质快速、持续降落会使沉积区保持较高的温度,利于有机质向液态烃转化形成页岩油。火山活动带来的凝灰质含有较高热流值的放射性 U、Th、K 元素,使地层温度升高进而促进烃源岩热演化(邱欣卫等,2009;张文正等,2010;宋世骏等,2018)。在对 J174 井、J251 井、J30 井、J31 井和 J36 井的镜质体反射率测试中,镜质体反射率在各井的上下甜点段均有突然升高的现象。两层段火山活动明显,出现大量凝灰岩和凝灰物质。凝灰物质的快速堆积不但使地层温度升高,而且使有机质瞬间转化为低熟油。

在凝灰物质喷发间歇期,有机质的含量和热演化程度较低,有机质进入成熟期,并通过裂缝运移聚集成藏。因此,研究区的有机质可能经历了凝灰岩型和正常沉积型两种岩类的生烃和演化过程。

6 结论

(1)芦草沟组为一套好—极好的烃源岩层,相比较而言,芦二段上层有机质丰度最高,生烃潜力最好。区域内大部分有机质类型是以 I 型和 II₁ 型为主。R_o 及规则甾烷成熟度指标显示吉木萨尔芦草沟组烃源岩基本处于成熟阶段。

(2)芦草沟组烃源岩生烃母质主要为藻类,还有一些超微生物。沉积环境中水体不深,沉积水体盐度较高,多为半咸水的弱氧化—弱还原碱湖环境。

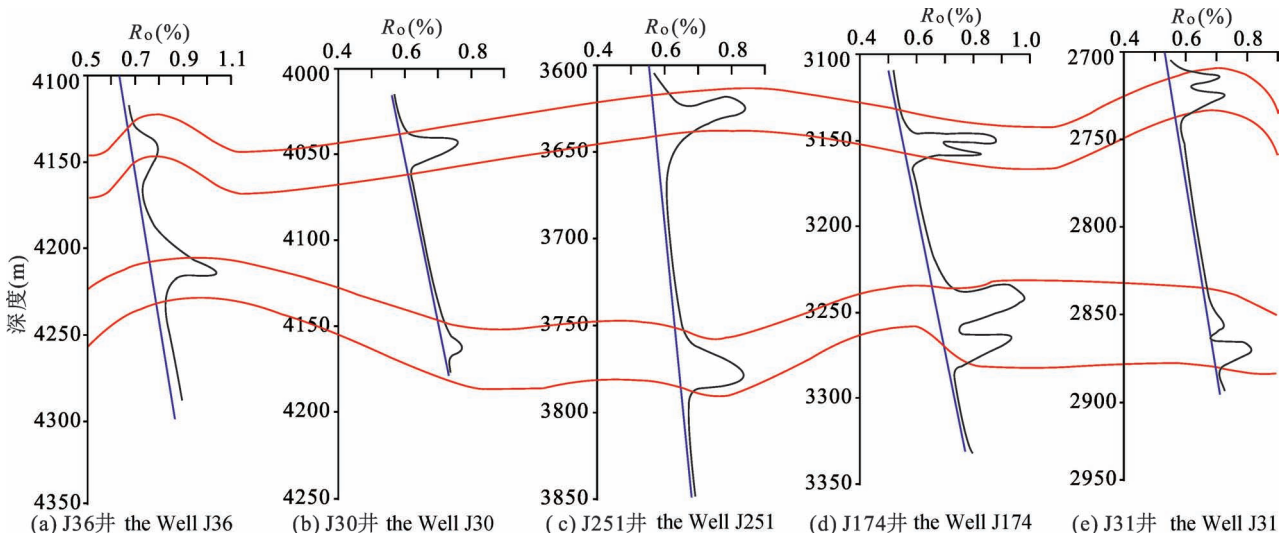


图 9 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组烃源岩 R_o —深度演化图

Fig. 9 Evolution of R_o in source rocks in the Lucaogou Formation, Jimsar sag, Junggar Basin

(3)凝灰物质的快速堆积不但使地层温度升高,而且使有机质瞬间转化为低熟油。大量的凝灰质降落导致湖沼环境中生物快速大量死亡,同时避免氧化,对有机质向油的转化起到加氢催化作用,促使早生烃和多生烃。

参 考 文 献 / References

(The literature whose publishing year followed by a “&” is in Chinese with English abstract; The literature whose publishing year followed by a “#” is in Chinese without English abstract)

陈艳琼,阮灵伟. 2015. 深海热液区超嗜热古菌 *Thermococcus* sp. TVG2 的培养分离与鉴定. 微生物学通报, 42(3): 467~477.

邓宏文,钱凯. 1993. 沉积地球化学与环境分析. 兰州: 甘肃科学技术出版社.

丁超,王佳玮. 2015. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系梧桐沟组沉积演化规律. 中国石油勘探, 20(3): 22~29.

高福红,高红梅,赵磊. 2009. 火山喷发活动对烃源岩的影响:以拉布达林盆地土库力组为例. 岩石学报, 25(10): 2671~2678.

侯茂国,查明,陈洪,高长海,曲江秀,丁修建. 2016. 准噶尔盆地北三台凸起石炭系凝灰岩生烃潜力分析. 新疆石油地质, 37(5): 537~541.

黄菊芳,曾乐平,周洪波. 2006. 深海热液喷口微生物对矿物元素行为的影响. 生态环境, 15(1): 175~178.

蒋宜勤,柳益群,杨召,南云,王睿,周鹏,杨焱钧,寇均益,周宁超. 2015. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷凝灰岩型致密油特征与成因. 石油勘探与开发, 42(6): 741~749.

金强,万从礼,周方喜. 2006. 金湖凹陷闵桥玄武岩中微量元素向烃源岩的迁移及其地质意义. 中国石油大学学报(自然科学版), 30(3): 1~5.

金强,熊寿生,卢培德. 1998. 中国断陷盆地主要生油岩中的火山活动及其意义. 地质论评, 44(2): 136~142.

匡立春,胡文瑄,王绪龙,吴海光,王小林. 2013. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油储层初步研究:岩性与孔隙特征分析. 高校地质学报, 19(3): 529~535.

匡立春,唐勇,雷德文,常秋生,欧阳敏,侯连华,刘得光. 2012. 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. 石油勘探与开发, 39(6): 657~667.

李红,柳益群,李文厚,杨锐,雷川,刘林玉,刘洪福,李海平. 2013. 新疆乌鲁木齐二叠系湖相微生物白云岩成因. 地质通报, 32(4): 661~669.

柳益群,周鼎,焦鑫,冯乔,周小虎. 2019. 深源物质参与湖相烃源岩生烃作用的初步研究—以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系黑色岩系为例. 古地理学报, 21(6): 983~997.

卢双舫,许凤鸣,申家年,方伟,薛海涛. 2007. 松辽盆地齐家—古龙凹陷凝析油气藏成因. 地球科学(中国地质大学学报), 32(2): 209~212.

马洪,李建忠,杨涛,闫伟鹏,唐惠,郭彬程,黄福喜,吕维宁. 2014. 中国陆相湖盆致密油成藏主控因素综述. 石油实验地质, 36(6): 668~677.

马克,刘钰铭,侯加根,黄素,闫林,陈福利,杨雯泽. 2019. 陆相咸化湖混合沉积致密储集层致密化机理—以吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例. 新疆石油地质, 40(3): 253~261.

邱欣卫,刘池洋,李元昊,毛光周,王建强. 2009. 鄂尔多斯盆地延长组凝灰岩夹层展布特征及其地质意义. 沉积学报, 27(6): 1138~1146.

斯春松,陈能贵,余朝丰,李玉文,孟祥超. 2013. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组致密油储层沉积特征. 石油实验地质, 35(5): 528~533.

宋世骏,柳益群,郑庆华,翟亚若. 2018. 含凝灰质致密油层成岩作用与原油充注特点:以鄂尔多斯盆地西北部长4+5段为例. 地质科技情报, 37(5): 54~62.

万从礼,金强,范保军. 2001. 火山矿物对烃源岩生烃演化作用的研究现状. 油气地质与采收率, 8(4): 9~11.

王鹏,潘建国,魏东涛,邵宏舜,魏彩茹,郭璇,周红. 2011. 新型烃源岩—凝灰岩. 西安石油大学学报(自然科学版), 26(4): 19~22.

王书荣,宋到福,何登发. 2013. 三塘湖盆地火山灰对沉积有机质的富集效应及凝灰质烃源岩发育模式. 石油学报, 34(6): 1077~1087.

肖荣阁,张汉城,陈卉泉,张宗恒. 2001. 热水沉积岩及矿物岩石标

- 志. 地学前缘, 8(4): 379~385.
- 张景廉, 王先彬, 曹正林. 2000. 热液烃的生成与深部油气藏. 地球科学进展, 15(5): 545~552.
- 张立平, 黄第藩. 1999. 伽马蜡烷—水体分层的地球化学标志. 沉积学报, 17(1): 136~140.
- 张文正, 杨华, 解丽琴, 杨奕华. 2010. 湖底热水活动及其对优质烃源岩发育的影响——以鄂尔多斯盆地长7烃源岩为例. 石油勘探与开发, 37(4): 424~429.
- Chen Yaqiong, Ruan Lingwei. 2015&. Isolation and identification of hyperthermophilic archaeon *Thermococcus* sp. TVG2 from deep-sea hydrothermal vent. *Microbiology China*, 42(3): 467~477.
- Deng Hongwen, Qian Kai. 1993#. Sedimentary geochemistry and environmental analysis. Lanzhou: Gansu Science and Technology Press.
- Ding Chao, Wang Jiawei. 2015&. Sedimentary development law of Permian Wutonggou Formation in Jimsar sag of Junggar basin China. *Petroleum Exploration*, 20(3): 22~29.
- Gao Fuhong, Gao Hongmei, Zhao Lei. 2009&. Effects of volcanic eruptions on characteristics of source rocks: Taking Shangkuli Formation of Labudalin basin as an example. *Acta Petrologica Sinica*, 25(10): 2671~2678.
- Hou Maoguo, Cha Ming, Chen Hong, Gao Changhai, Qu Jiangxiu, Ding Xiujian. 2016&. Analysis of hydrocarbon potential of Carboniferous tuffite in Beisantai Swell, Junggar Basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 37(5): 537~541.
- Huang Jufang, Zeng Leping, Zhou Hongbo. 2006&. Influence of microorganisms in deep-sea hydrothermal vents on the behavior of mineral elements. *Ecology and Environment*, 15(1): 175~178.
- Jiang Yiqin, Liu Yiqun, Yang Zhao, Nan Yun, Wang Rui, Zhou Peng, Yang Yanjun, Kou Junyi, Zhou Ningchao. 2015&. Characteristics and origin of tuff-type tight oil in Jimusar Depression, Junggar Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 42(6): 741~749.
- Jin Qiang, Wan Congli, Zhou Fangxi. 2006&. Migration of trace elements from basalts to oil source rocks and its geological significance in Minqiao area of Jinhu depression. *Journal of China University of Petroleum*, 30(3): 1~5.
- Jin Qiang, Xiong Shousheng, Lu Peide. 1998&. Volcanic activity in major source rocks in faulted basins of China and its significance. *Geological Review*, 44(2): 136~142.
- Kuang Lichun, Hu Wenxuan, Wang Xulong, Wu Haiguang, Wang Xiaolin. 2013&. Research of the tight oil reservoir in the Lucaogou Formation in Jimusar Sag: analysis of lithology and porosity characteristics. *Geological Journal of China Universities*, 19(3): 529~535.
- Kuang Lichun, Tang Yong, Lei Dewenm Chang Qiusheng, Ou Yangmin, Hou Lianhua, Liu Deguang. 2012&. Formation conditions and exploration potential of tight oil in the Permian saline lacustrine dolomitic rock, Junggar Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 39(6): 657~667.
- Li Hong, Liu Yiqun, Li Wenhui, Yang Rui, Lei Chuan, Liu Linyu, Liu Hongfu, Li Haiping. 2013&. The microbial precipitation of lacustrine dolomite from Permian Formation, Urumchi, Xinjiang, China. *Geological Bulletin of China*, 32(4): 661~669.
- Li Zhexuan, Liu Yiqun, Jiao Xin, Li Hong. 2017. The characteristics of the hydrothermal exhalative dolostone of Lucaogou Formation in Santanghu basin and its geology setting indication. *Acta Geologica Sinica(English Edition)*, 91(z1): 131.
- Liu Yiqun, Zhou Ding, Jiao Xin, Feng Qiao, Zhou Xiaohu. 2019&. A preliminary study on the relationship between deep-sourced materials and hydrocarbon generation in lacustrine source rocks: An example from the Permian black rock series in Jimusar sag, Junggar Basin. *Journal of Palaeogeography(Chinese Edition)*, 21(6): 983~997.
- Lu Shuangfang, Xu Fengming, Shen Jianian, Fang Wei, Xue Haitao. 2007&. Origin of condensate oil/gas reservoir: a case study in Qijia—Gulong depression of Songliao Basin. *Earth Science*, 32(2): 209~212.
- Ma Hong, Li Jianzhong, Yang Tao, Yan Weipeng, Tang Hui, Guo Bincheng, Huang Fuxi, Lv Weining. 2014&. Main controlling factors for tight oil accumulation in continental lacustrine basins in China. *Petroleum Geology & Experiment*, 36(6): 668~677.
- Ma Ke, Liu Yuming, Hou Jiagen, Huang Su, Yan Lin, Chen Fuli, Yang Wenzhe. 2019&. Densification mechanism of tight reservoirs from mixed sedimentation in saline lacustrine environment: a case study of Permian Lucaogou Formation, Jimsar sag. *Xinjiang Petroleum Geology*, 40(3): 253~261.
- Moldowan J M, Mc Caffrey M A. 1995. A novel microbial hydrocarbon degradation pathway revealed by hopane demethylation in a petroleum reservoir. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(9): 1891~1894.
- Philp R P, Gilbert T D. 1982. Unusual distribution of biological markers in an australian crude oil. *Nature*, 299:245~247.
- Peters K E, Walters C C, Moldowan J M. 2005. The biomarker guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and earth history, Cambridge: Cambridge University Press.
- Qiu Xinwei, Liu Chixiang, Li Yuanhao, Mao Guangzhou, Wang Jianqiang. 2009&. Distribution characteristics and geological significances of tuff interlayers in Yanchang Formation of Ordos Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 27(6): 1138~1146.
- Seifert W K, Moldowan J M. 1981. Application of biologic markers in combination with stable carbon isotopes to source rock/oil correlations, Prudhoe Bay, Alaska. *AAPG Bulletin*, 65: 990~991.
- Si Chunsong, Chen Nenggui, Yu Chaofeng, Li Yuwen, Meng Xiangchao. 2013&. Sedimentary characteristics of tight oil reservoir in Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag. *Petroleum Geology & Experiment*, 35(5): 528~533.
- Si Xueqiang, Wang Xin, Zhi Fengqin. 2015. Microscopic characteristics of Tiaohu Formation sedimentary tuff tight oil reservoir from Malang Sag, Santanghu Basin. *Acta Geologica Sinica(English Edition)*, 89(z1): 75~76.
- Song Shijun, Liu Yiqun, Zheng Qinhua, Zhai Yaru. 2018&. Diagenesis and oil filling characteristics of tuffaceous tight reservoir: a case study of Chang 4+5 Member in northwest of Ordos Basin. *Geological Science and Technology Information*, 37(5): 54~62.
- Wan Congli, Fan Baojun, Jin Qiang. 2001&. Current research situation on hydrocarbon-generating evolution of volcanic minerals upon hydrocarbon source rocks. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 8(4): 9~11.
- Wang Peng, Pan Jianguo, Wei Dongtao, Shao Hongshun, Wei Cairu, Guo Xuan, Zhou Hong. 2011&. A new type of hydrocarbon source rock——sedimentary tuff. *Journal of Xian Shiyou University*, 26(4): 19~22.
- Wang Shurong, Song Daofu, He Dengfa. 2013&. The enrichment effect of organic materials by volcanic ash in sediments of the Santanghu Basin and the evolutionary pattern of tuffaceous source rocks. *Acta Petrolei Sinica*, 34(6): 1077~1087.
- Wu Luya, Pang Xiongqi, Zhou Liming, Pang Hong. 2015. The quality evaluation and hydrocarbon generation and expulsion characteristics of Permian Lucaogou Formation source rocks in Jimusar Sag,

- Junggar Basin. *Acta Geologica Sinica*(English Edition), 89(z1): 283~286.
- Xiao Rongge, Zhang Hancheng, Chen Huiquan, Zhang Zongheng. 2001&. Hydrothermal sedimentary rock and indicators of minerals and rocks. *Earth Science Frontiers*, 8(4): 379~385.
- Zhang Jinglian, Wang Xianbin, Cao Zhenglin. 2000&. Hydrothermal hydrocarbon formation and deep petroleum prospect. *Advances in Earth Sciences*, 15(5): 545~552.
- Zhang Liping, Huang Difan. 1999&. Gammacerane Geochemical Indicator of Water Column Stratification. *Acta Sedimentologica Sinica*, 17(1): 136~140.
- Zhang Wenzheng, Yang Hua, Xie Liqin, Yang Yihua. 2010&. Lake-bottom hydrothermal activities and their influences on the high-quality source rock development; A case from Chang 7 source rocks in Ordos Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 37(4): 424~429.

Characteristics and hydrocarbon generation mechanism of high-quality source rocks in Permian Lucaogou Formation, Jimsar Sag, Junggar Basin

WANG Jian^{1,2)}, LI Erting^{1,2)}, CHEN Jun^{1,2)}, MI Julei^{1,2)}, MA Cong^{1,2)}, LEI Haiyan^{1,2)}, XIE Like^{1,2)}

1) *Research Institute of Experiment and Detection, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang, 834000;*

2) *Xinjiang Key Laboratory of Shale Oil Exploration and Development, Karamay, Xinjiang, 834000*

Objectives: Tuff was developed in the Lucaogou Formation in the Jimsar Sag, Junggar Basin. And the tuff matter plays an important role in the formation of shale oil, and its development interval is also the best oil-bearing interval of shale oil. Therefore, the study of distribution of tuff matter and its relationship with the hydrocarbon generation of organic matter is of great significance for the understanding of oil and gas accumulation rules of the Jimsar shale oil.

Methods: Based on evaluation source rocks and analysis its sedimentary environment, combining study of diagenetic minerals that have a genetic relationship with hydrocarbon activities, the controlling factors and hydrocarbon generation mechanism of the formation of high-quality shale oil source rocks of the Lucaogou Formation in the Jimsar Sag were discussed.

Results: Qualitative analysis of source rocks indicate that muddy dolostone is main source rock of Lucaogou Formation in Jimsar Sag. The source rock has high abundance of organic matter and good hydrocarbon generation potential, type of organic matter is mainly type I and type II₁. The source rock is immature stage, with R_o value is between 0.6% and 1.1%, and $C_{29}\alpha\alpha S/(S+R)$ ratio is between 0.3 and 0.5. Distribution of regular sterane C_{27} , C_{28} and C_{29} in source rocks of Lucaogou Formation is $C_{27} < C_{28} < C_{29}$. Combined with microscopic analysis, it is believed its hydrocarbon forming parent material is dominated by algae and supermicrobe. Low Ts/Tm ratio which is between 0.05 and 0.18, and high content of β -carotene reflects its parent material is in weak oxidation to weak reduction deposition environment of brackish water. And tuff provided by volcanic activity during this period has an important influence on hydrocarbon generation environment and thermal evolution process of the source rocks. The layer of sudden increase in thermal evolution is consistent with depth of distribution of mature "dessert segment" of organic matter.

Conclusions: Mixing of tuff materials with muddy dolostone which containing supermicrobes and algae is an important cause of early hydrocarbon generation, heterogeneity of tuff with muddy dolostone causes heterogeneity of shale oil distribution and maturity.

Keywords: Lucaogou Formation; source rock; hydrocarbon generation mechanism; tuff; Jimsar Sag

Acknowledgements: This work was financially supported by the Key Laboratory Open Project Funding Project of Xinjiang (No. 2017D04023)

First author: WANG Jian, male, born in 1984, geologist, majoring in sedimentology and reservoir geology, Email: wangjian_2605@126.com

Manuscript received on: 2019-08-07; Accepted on: 2020-04-16; Edited by: LIU Zhiqiang

Doi: 10.16509/j. georeview. 2020. 03. 016