

文章编号:1000-0550(2017)04-0824-10

doi: 10.14027/j.cnki.cjxb.2017.04.016

吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油系统的成藏特殊性

高岗¹, 向宝力², 李涛涛¹, 任江玲², 孔玉华³

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. 新疆油田分公司实验检测研究院, 新疆克拉玛依 834000

3. 新疆油田分公司勘探开发研究院, 新疆克拉玛依 834000

摘要 通过烃源岩条件、储层特征与原油类型分布及其来源、源—储配置关系的系统分析, 分析了准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组上、下段致密油系统的自生自储与层控成藏特征。结果表明, 芦草沟组咸水湖相沉积中的不同岩性均有不同含量的原始有机质, 其中的泥岩有机质丰度和生烃潜力最高, 为主力烃源岩, 母质类型具倾油特征, 处于生油阶段。位于烃源岩层系内的砂岩类与碳酸盐岩类储集层主要为低孔低渗—致密背景, 含油性与物性差异存在密切关系。源—储配置表现为互层和泥包砂特征, 具有源、储邻近叠置分布的致密油聚集条件。芦草沟组上、下段的原油物性与地化特征存在明显差异, 分别主要来自邻近层段烃源岩。综合研究认为吉木萨尔凹陷内芦草沟组具有就近运移、自生自储的层控致密油成藏模式。

关键词 吉木萨尔凹陷; 芦草沟组; 致密油; 烃源岩; 成藏模式

第一作者简介 高岗, 男, 1966年出生, 副教授, 油气地球化学、油气成藏与油气资源评价, E-mail: gaogang2819@sina.com

中图分类号 P618.13 **文献标识码** A

吉木萨尔凹陷是准噶尔盆地近几年证实的重要含油气凹陷之一, 其中的芦草沟组既发育烃源岩, 又发育储集层, 形成典型的自生自储油气系统。芦草沟组致密油发现于20世纪80年代中期^[1]。2011年吉25井在芦草沟组试油, 获得日产油11.86 m³^[2]。之后陆续钻多口探井获工业油流^[1]。前人对芦草沟组的岩性和沉积环境进行了较多研究^[3-5], 基本都认为芦草沟组主要发育湖泊背景下的细碎屑岩夹碳酸盐岩沉积, 见少量油页岩层, 含有鱼、叶肢介、双壳类等化石。在这种碳酸盐矿物分布较为普遍的细粒沉积背景上, 储集层普遍致密, 具备形成致密油的潜力^[2,6]。近年来, 有关其他地区致密油的地质研究与成藏特征分析已开展了较多的工作^[7-8]。本文主要通过原油类型分布与烃源岩、储集层的分布关系及油气运移特征探讨吉木萨尔凹陷芦草沟组的致密油成藏特征与成藏模式。

1 地质概况

吉木萨尔凹陷位于准噶尔盆地东部, 是于石炭系褶皱基底发展起来的一个西断东超的箕状断陷^[9](图1左)。凹陷基底大体为西倾的单斜背景, 二叠系向东超覆沉积, 凹陷北部、西部与南部均为断裂带

界^[3]。凹陷内除缺失上白垩统外, 其他地层均有沉积, 主力烃源岩和储集层主要发育于二叠系芦草沟组(P₂l), 凹陷内发现的油气主要与该套烃源岩有关^[10-14]。芦草沟组整合于将军庙组(P₂j)之上, 不整合于梧桐沟组(P₃wt)之下。已有钻井揭示的岩芯显示, 芦草沟组岩性复杂, 多为过渡性岩类, 主要分为碎屑岩类和碳酸盐类, 碎屑岩类以泥岩和粉砂岩为主。碳酸盐岩类以白云岩为主, 灰岩较少, 并且主要为薄层^[3,4]。泥岩类以大段厚层和夹层的形式分布在芦草沟组。据岩性组合差异, 二叠系芦草沟组分为上、下两段(P₂l₂、P₂l₁), 上段和下段又各分为2个岩性组合段。由上到下分为P₂l₂¹、P₂l₂²、P₂l₁¹与P₂l₁², 其岩性分别主要为灰色泥岩、灰色含云质砂岩、灰色含云质泥岩和灰色含云质砂岩(图1右)。砂岩和碳酸盐岩类主要为储集层, 总体致密, 分布稳定, 但非均质性极强, 与烃源岩大面积垂向叠合, 具有形成源内致密油的良好地质条件。

2 样品与实验

本次共采集岩芯样品93块, 全部进行了有机碳(TOC)含量与热解(Rock-Eval)分析, 对其中12个不同岩性样品增加了抽提后TOC与热解分析。对53

收稿日期: 2016-04-18; 收修改稿日期: 2016-07-30

基金项目: 国家自然科学基金项目(41372142); 国家科技重大专项项目(2017ZX05008006-003) [Foundation: National Natural Science Foundation of China, No. 41372142; National Science and Technology Major Project, No. 2017ZX05008006-003]

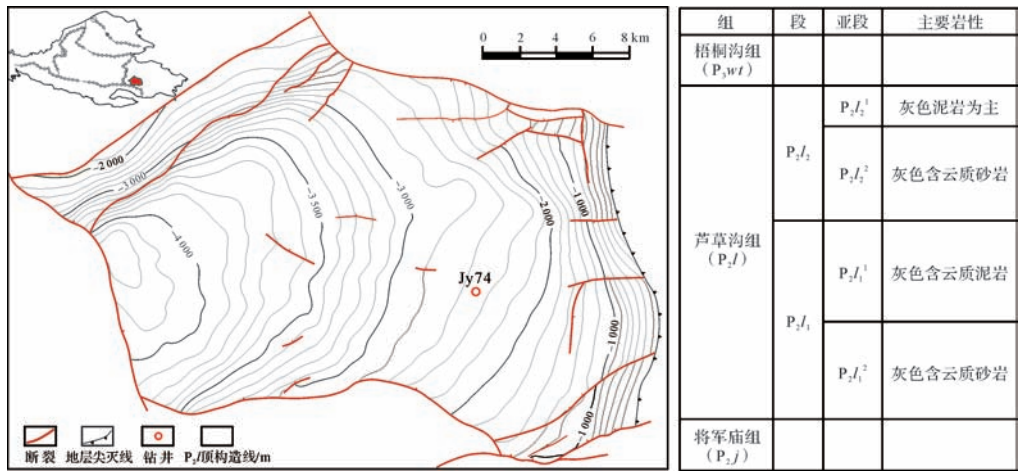


图1 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷区域构造特征和岩性段划分图

Fig.1 Regional tectonic map and lithology column of the Lucaogou Formation in Jimusaer sag, Junggar Basin

块泥岩样品进行了可溶有机质抽提、族组分分离和饱和烃 GC-MS 分析。采集了芦草沟组 18 个原油样品,其中上、下段分别有 10 个和 8 个,对原油样品进行了族组分分离与定量以及饱和烃 GC-MS 分析。岩石 TOC 含量主要在 Leco CS-230 碳硫分析仪上测定。热解 (Rock-Eval) 分析在 OGE-II 型岩石热解分析仪 (中国石油勘探开发研究院石油地质实验研究中心研发) 上进行,主要参数包括最高热解峰温 T_{max} (°C)、 S_1 (mg HC/g 岩石) 和 S_2 (mg HC/g 岩石)。氯仿沥青与族组分主要分别按照 SY/T 5118—2005 和 SY/T 5119—2008 标准在中国石油大学 (北京) 油气资源与探测国家重点实验室完成。饱和烃 GC-MS 在新疆油田分公司实验检测研究院用 Agilent 7890-5975c 气相色谱质谱联用仪完成。此外,有部分 TOC、热解、可溶有机质抽提与分离数据、饱和烃 GC-MS 分析资料、储集层物性分析数据、铸体薄片分析资料、镜质体反射率 (R_o /%) 与有机显微组分数据等主要收集于新疆油田实验检测研究院和科研开发研究院。

3 烃源岩有机地化特征与成烃条件

吉木萨尔凹陷芦草沟组为三角洲相—半咸水湖相沉积,具丰富的水生生物及藻类有机质输入^[3]。芦草沟组岩石的有机质丰度普遍较高,TOC 含量最高接近 20%,热解 S_1+S_2 最高超过 90 mg HC/g 岩石。由于芦草沟组普遍发育碳酸盐岩—碎屑岩过渡岩性,不同岩性均含有一定量的有机质 (图 2),绝大部分泥岩类样品 TOC 含量超过 1%, S_1+S_2 大于 6 mg HC/g 岩石,90% 的样品达到好—极好烃源岩;粉砂岩类

TOC 含量最高为 10%, S_1+S_2 最高接近 80 mg HC/g 岩石;白云岩样品 TOC 含量最高接近 16%, S_1+S_2 最高超过 90 mg HC/g 岩石,50% 以上达到好—极好烃源岩;灰岩类样品 TOC 含量最高接近 8%, S_1+S_2 最高超过 60 mg HC/g 岩石,显示 95% 以上样品为好—极好烃源岩 (图 2)。此外,不同岩性的氯仿沥青“A”含量也普遍较高,显示了好—极好烃源岩 (图 3)。但在 TOC 含量较低时,一些较高氯仿沥青“A”含量的样品应该有运移烃的影响 (图 3)。

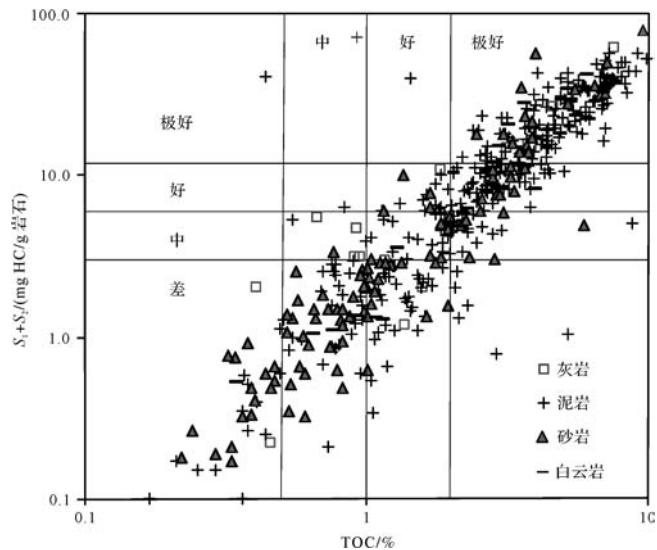


图2 不同岩性源岩 TOC 含量与热解 S_1+S_2 关系图

Fig.2 The diagram of TOC and Rock-Eval parameters S_1+S_2 of different lithology source rocks

由于灰岩、白云岩与砂岩类本身主要为储层,其有机质丰度更易受到运移烃的影响。根据不同岩石

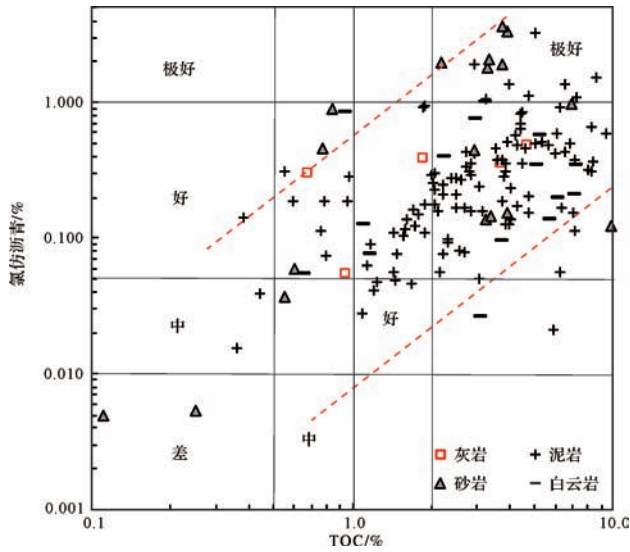


图3 不同岩性烃源岩 TOC 含量与氯仿沥青“ A ”含量关系图
Fig.3 The diagram of TOC and chloroform bitumen “ A ” of different lithology source rocks

抽提前、后的 TOC 与热解分析结果,抽提后各样品的热解 S_1 都显著地降低了,表明岩石中已生成的烃大部分都被可溶有机质抽提了,残余的极少。这样,抽提之后的岩石就主要应为残余固体有机质。根据抽提前、后样品 TOC 含量与热解 S_2 值对比(图 4B)来看,除一个灰岩样品在抽提前 TOC 含量为 0.58%、抽提后 TOC 含量降低至 0.11% 而降低幅度较大外,其他岩性的样品抽提后 TOC 和热解 S_1 值有不同程度的降低(图 4A, B)。这种特征表明不同岩性都不同

程度地含有固体有机质,具有原始生烃能力,但泥岩的有机质丰度和生烃潜力最高(图 2,4)。研究区目的层不同岩性普遍含有有机质主要应与芦草沟组的混合沉积特征有关^[3],其岩石普遍含有碳酸盐矿物,既有盆外物质供应,亦有盆内物质(包括碳酸盐、有机质等),所以,泥岩类之外的碳酸盐岩类与砂岩类中也含有盆内形成的有机质。

烃源岩有机显微组分中的腐泥组和壳质组多富氢组分,生烃潜力高,镜质组与惰质组生烃潜力低。有机岩石学分析表明,芦草沟组泥质岩有机显微组分以腐泥组和壳质组为主,大部分样品含量达 60% 以上;惰质组含量总体极低,均小于 10%,仅芦草沟组上段有个别样品含量为 20% 左右。可见,有机显微组分相对含量显示吉木萨尔凹陷芦草沟组烃源岩的总体生烃潜力较高。芦草沟组烃源岩干酪根类型主要为 I 型和 II 型,具有较好的倾油特征,生气能力较弱(图 5)。芦草沟组烃源岩镜质体反射率($R_o/\%$)实测数据分布在 0.7%~1% 之间,热解 T_{max} 值分布在 435℃~455℃ 之间,显示烃源岩总体处于成熟生油阶段,具备形成液态石油聚集的条件。

4 储层岩性与储集特征

芦草沟组储集岩主要为粉细砂岩类与碳酸盐岩类。其中的碳酸盐岩孔隙度在 1.1%~17% 之间,主要都低于 10%;渗透率介于 $(0.004 \sim 16) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,有 2 个高值分别为 $90.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $335 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

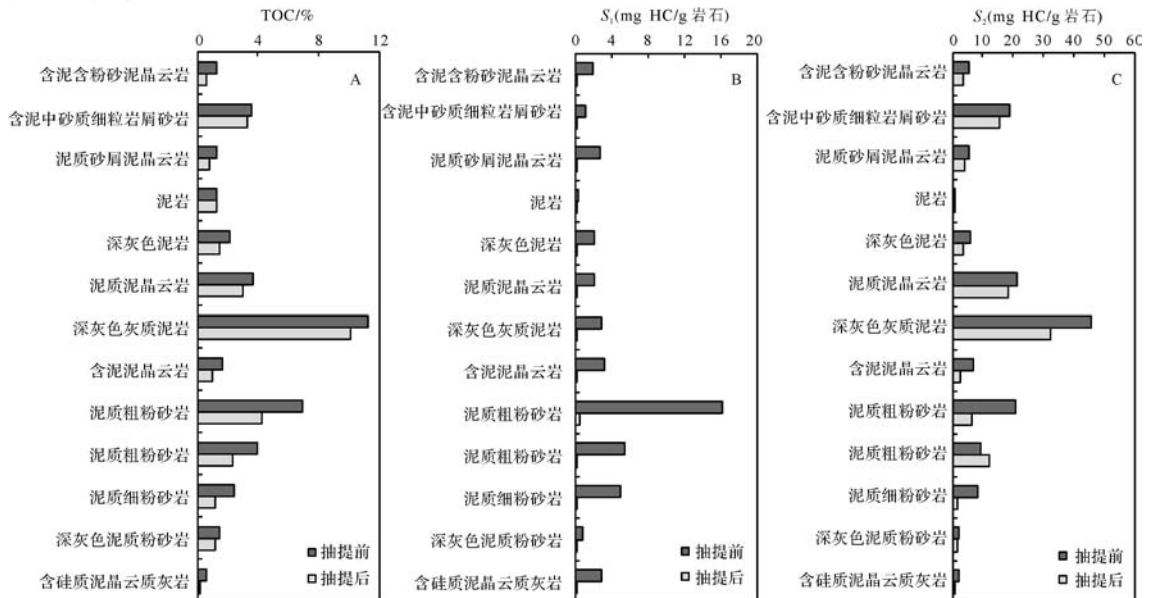


图4 吉木萨尔凹陷芦草沟组不同岩性岩石抽提前、后的 TOC 含量对比图

Fig.4 Comparison of TOC content and Rock-Eval S_1 and S_2 parameters before and after extraction of different lithology rocks of the Lucaogou Formation in Jimusaer sag, Junggar Basin

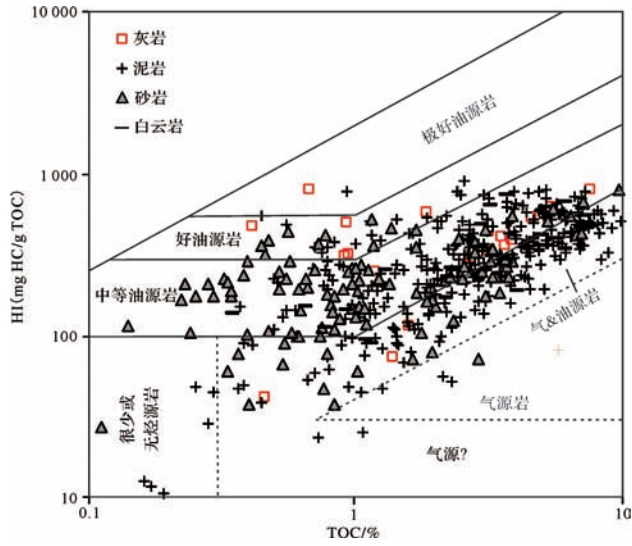


图5 芦草沟组不同岩性岩石 TOC 含量—热解氢指数关系图(据 Korkmaz et al. [15])

Fig.5 The distribution of different lithology of the Lucaogou Formation on an HI-TOC diagram, source evaluation interpretation (according to Korkmaz et al. [15])

砂岩类的孔隙度分布在 1.9%~20% 之间,有 63% 的样品低于 10%;渗透率主要在 $(0.03 \sim 4) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,仅 1 个样品较高 $(27 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2)$ 。另外,泥岩类的测试孔隙度介于 0.3%~18% 之间,82% 的样品低于 10%,渗透率在 $(0.013 \sim 9) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,仅两

个样品分别为 $12.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $106 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 6)。可见,芦草沟组储集层物性总体为低孔低渗—致密特征,其中有些样品的渗透率较高,主要应与微裂缝存在有关。储集层的含油性与物性存在密切关系,泥岩类物性较差,因致密而含油性差,含油级别主要为荧光级别,难以作为有效储集层(图 7)。含油性较好的层段主要为物性相对较好的砂岩和白云岩段(图 7)。

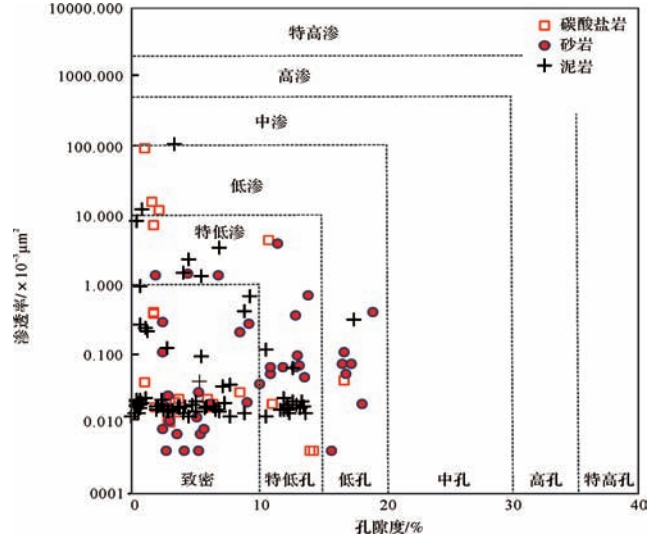


图6 吉木萨尔凹陷芦草沟组不同岩性孔隙度—渗透率关系图
Fig.6 Diagram of porosity vs permeability of different lithology rocks of the Lucaogou Formation in Jimusaer sag, Junggar Basin

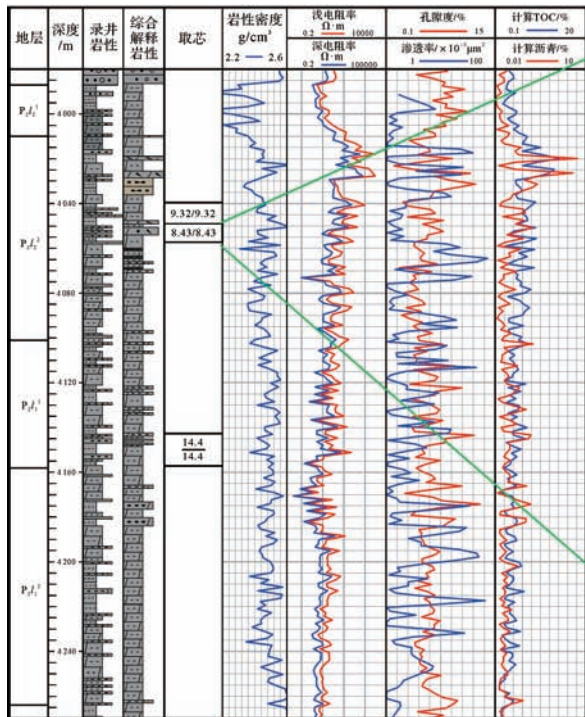


图7 吉30井芦草沟组岩芯含油分布图

Fig.7 The column histogram of core oil in Well J30 of Lucaogou Formation in Jimusaer sag, Junggar Basin

芦苇沟组储层孔隙类型包括原生孔隙、次生孔隙及裂缝三大类。由于碳酸盐矿物的存在和复杂的成岩作用过程,原生孔隙已经很少,主要为与溶蚀作用、应力作用有关的溶蚀孔隙和裂缝,溶蚀孔隙最为发育(图8)。储集岩的储集空间类型总体以粒内溶孔和粒间溶孔为主,但不同岩性储层的储集空间类型分布略有不同。白云岩主要以粒间溶孔为主,溶孔相对含

量将近70%,其次是粒内溶孔,其他孔隙类型约占10%;粉砂岩孔隙空间类型与白云岩相似,但剩余粒间孔含量约占10%左右。泥岩主要以粒内溶孔为主,约为60%,其次是粒间溶孔,占26.3%,另外还有极少量的剩余粒间孔、收缩孔、粒膜孔、收缩缝;灰岩中的粒内溶孔约占37.5%,粒间溶孔约占25%,半充填缝、体腔孔和晶间孔含量均超过10%(图9)。

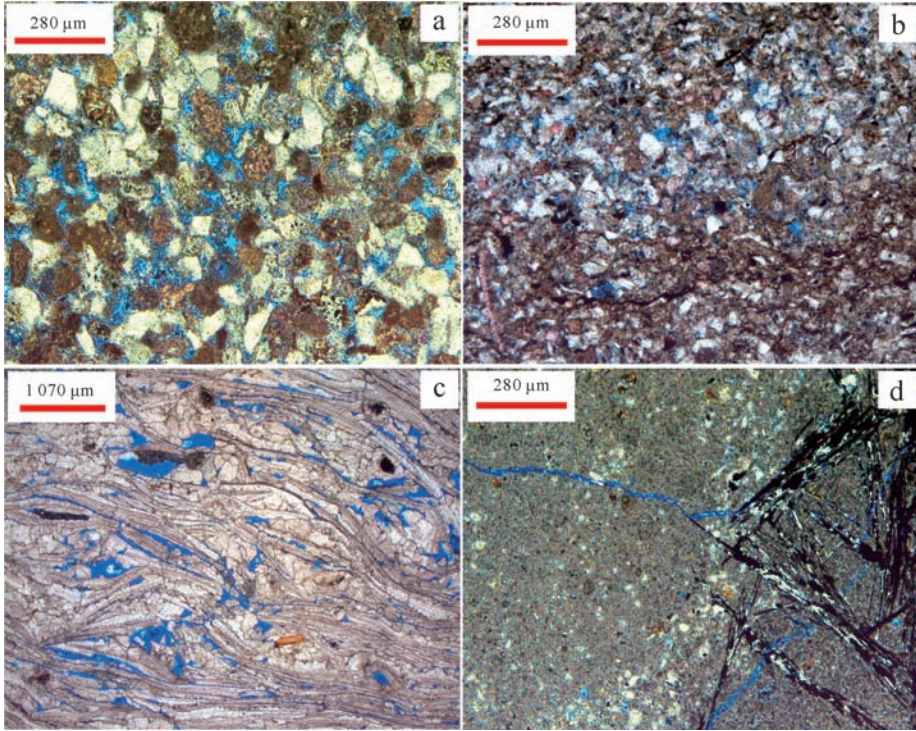


图8 吉木萨尔凹陷芦苇沟组储集层孔隙特征(铸体薄片)

a. Jy74井,3 114.86 m, $P_2l_2^2$, 内碎屑质极细粒砂岩, 剩余粒间孔; b. Jy 74井, 3 199.75 m, $P_2l_2^2$, 粉砂岩, 剩余粒间孔; c. Jy 74井, 3 165.32 m, $P_2l_2^2$, 亮晶生屑灰岩, 微裂缝; d. Jy 74井, 3 268.48 m, $P_2l_1^1$, 陆屑泥晶云岩, 微裂缝。

Fig.8 The pore morphological characteristics of reservoir rocks of Lucaogou Formation in Jimusaer sag, Junggar Basin

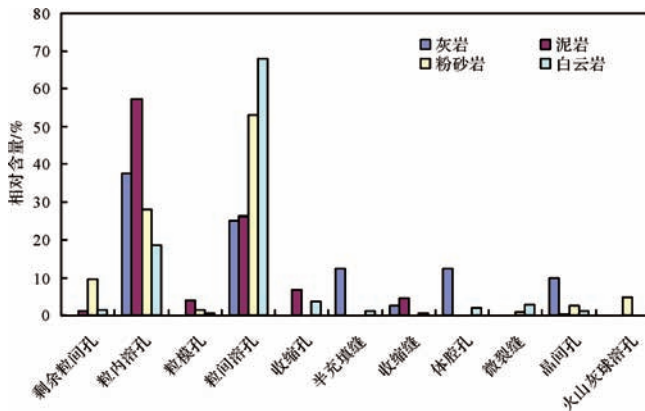


图9 吉木萨尔凹陷芦苇沟组不同岩性储层孔隙类型分布

Fig.9 The pore type contrast of different kinds of reservoir rocks of Lucaogou Formation in Jimusaer sag, Junggar Basin

5 原油成因类型及其分布特征

吉木萨尔凹陷芦苇沟组原油密度主要分布 0.871 4~0.919 3 g/cm^3 之间,黏度主要分布在 35.2~419.5 $mPa \cdot s$ 之间,以中一重质油为主。原油族组成中以饱和烃为主,分布在 43.59%~80.98% 之间;芳香烃含量在 11.66%~19.25% 之间;非烃+沥青质含量分布在 5.76%~31.34% 之间。原油饱和烃中的正构烷烃呈单峰型,主峰碳分布为 nC_{23} 或 nC_{25} , Pr/Ph 值略大于 1,具有较高丰度的 β -胡萝卜素,说明生成烃类的源岩形成干旱的弱氧化—弱还原环境。原油萘烷组成中,三环萘烷丰度低, γ -蜡烷含量高,反映沉积水体具有一定盐度。规则甾烷 $\alpha\alpha\alpha$ -20R- C_{27} 、 $\alpha\alpha\alpha$ -20R-

C_{28} 、 $\alpha\alpha\alpha$ -20R- C_{29} 呈“/”型分布。重排甾烷含量较少。原油 $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha)$ - C_{29} 甾烷分布在 0.12~0.34 之间,20S/(20S+20R)- C_{29} 甾烷分布 0.16~0.46 之间,表明原油总体成熟度不高。

主要依据甾、萜烷生物标志化合物组成等将原油分为 A、B 两类(图 10)。其主要差别在于 A 类原油正构烷烃相对更丰富,并呈单峰型分布,主峰碳为 nC_{23} ,与正构烷烃相比,有相对较低的异构烷烃 Pr、Ph 等含量, β -胡萝卜烷含量中等;藿烷组成中,三环藿烷 C_{20} 、 C_{21} 、 C_{23} 含量相对较低,相比之下 B 类原油的上述化合物含量相对较高。A 类原油总体有一定含量的 Ts,而 B 类则几乎看不到 Ts,但有相对较高含量的 Tm。两类原油的伽马蜡烷含量接近,孕甾烷、升孕甾烷含量均较低,规则甾烷 $\alpha\alpha\alpha$ -20R- C_{27} 、 $\alpha\alpha\alpha$ -20R- C_{28} 、 $\alpha\alpha\alpha$ -20R- C_{29} 均呈上升型分布,但 A 类原油的 $\alpha\alpha\alpha$ -20R- C_{27} 相对要高(图 10)。此外,根据多口钻井的统计,A 类与 B 类原油的密度分别分布在 0.871 4~0.899 1 g/cm^3 和 0.894 5~0.919 3 g/cm^3 之间,均值分别为 0.889 0 g/cm^3 和 0.909 9 g/cm^3 。可见,芦草沟组下部的 B 类原油密度高于上部 A 类原油密度。A 类原油族组成中的饱和烃相对含量高于 B 类,而胶质与沥青质含量则相对要低。通过与烃源

岩对比发现,A 类原油主要与芦草沟组上段(P_2l_2)烃源岩有很好的亲缘关系,与芦草沟组下段(P_2l_1)相似性差(图 10);B 类原油主要与芦草沟组下段(P_2l_1)泥岩有很好的亲缘关系,而与芦草沟组上段(P_2l_2)相似性差(图 10)。

依据不同钻井芦草沟组的原油类型分布(图 11)来看,A 类原油主要分布在芦草沟组上段,B 类原油主要分布在芦草沟组下段。这与不同类型原油主要来自邻近层段的烃源岩的油源对比结果是一致的,具有显著的近源自生自储、成层性分布特征。

6 源储配置关系与致密油运聚模式

根据钻井揭示的岩性组合来看,芦草沟组上段泥岩发育,存在大套的优质烃源岩。储集层岩性主要为粉砂岩类和白云岩类,单层厚度差异较大,粉砂岩类平均厚度为 15.30 m,白云岩类平均厚度为 8.34 m。其中,杂色含泥粉砂岩单层厚度最厚,约 6~7 m,发育程度不同。源储组合形式主要表现为泥包砂(大套的白云质泥岩中夹有薄层的粉砂岩)、砂包泥(在相对厚层的粉砂岩中夹有薄层的泥岩)和砂泥互层(粉砂岩与泥岩不等厚互层)三种。剖面上,芦草沟组上段岩性组合全区基本稳定分布,向东由于沉积相带变

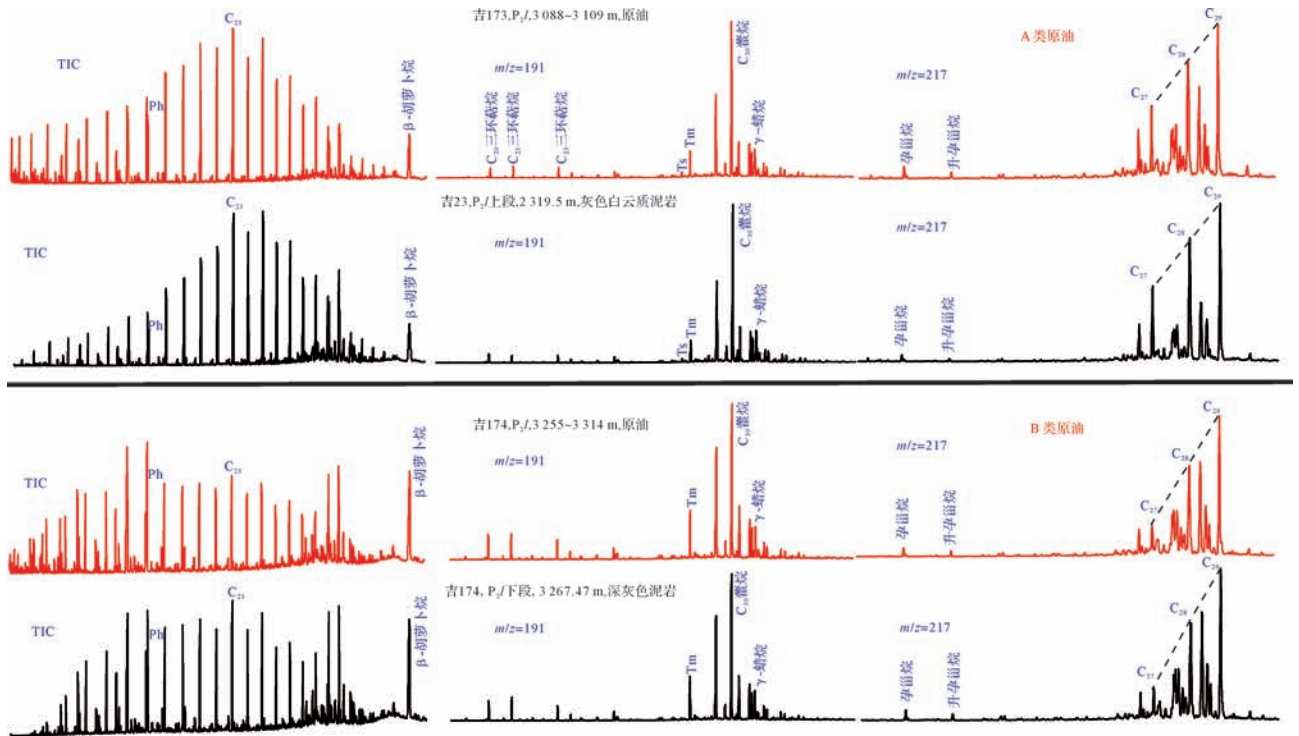


图 10 芦草沟组原油类型与相应烃源岩生物标志化合物组成对比图

Fig.10 The comparison of total ion current(TIC), terpane(m/z 191) and sterane(m/z 217) fragmentograms of different types of crude oils and source rocks of the Lucaogou Formation in Jimusaer sag, Junggar Basin

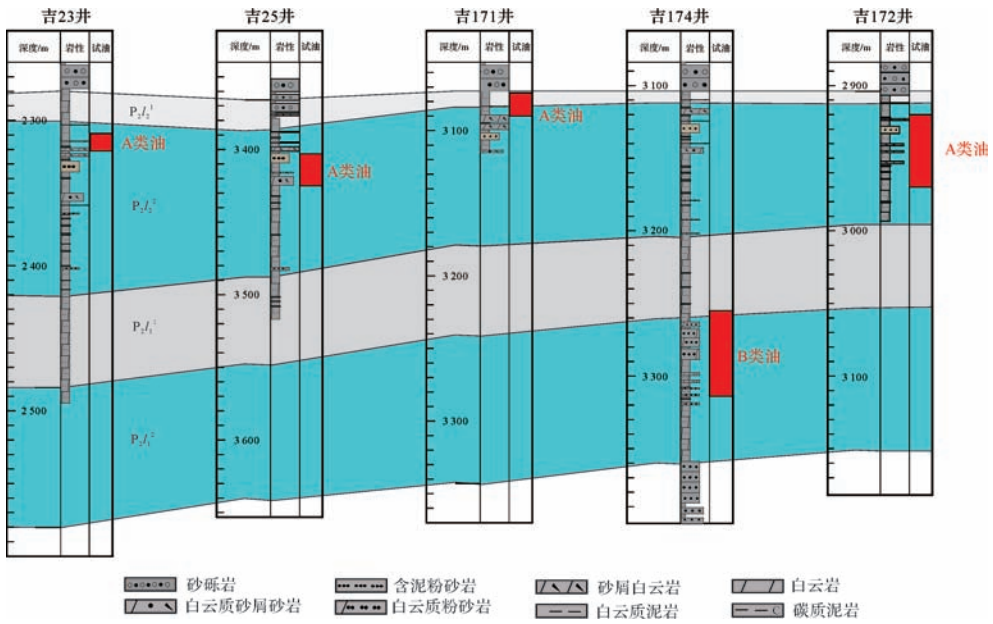


图 11 吉木萨尔凹陷芦草沟组原油类型分布剖面图

Fig.11 The section plot of crude oil types in the Lucaogou Formation in Jimusaer sag, Junggar Basin

化,砂体厚度减薄,砂屑白云岩、白云质砂屑砂岩不发育;芦草沟组下段钻穿的井较少,以厚层粉砂岩夹薄层泥岩、粉砂岩与泥岩互层为优势组合(图 12)。

吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油垂向运移距离较短,常规的油气运移效应不明显。岩芯观察发现,泥岩层段含油性差,但是泥岩水平纹层面往往有较好的含油性,主要与水平纹层的渗透性高于泥岩基质有

关,泥岩中生成的烃类会在层界面上汇聚并水平调整运移(图 13)。相邻近的岩层由于渗透性差异,含油性也明显不同,渗透性好的部位含油性好。裂缝面也经常观察到明显的含油特征,可见有残留的沥青。岩石发育的少量碳酸盐岩缝合线也可以作为油气运移路径(图 13)。可见,芦草沟组岩石层面、裂缝、相对渗透性层以及缝合线等都可以作为油气运移的通道。

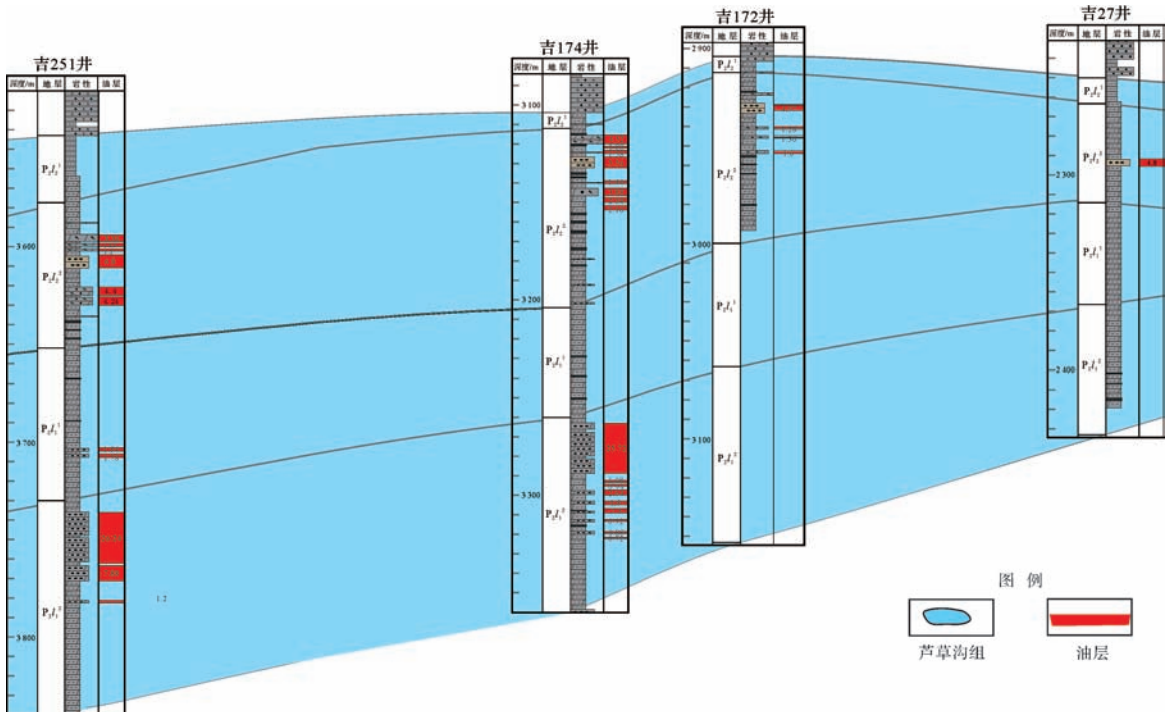


图 12 吉 251—吉 174—吉 172—吉 27 联井烃源岩—油层配置关系剖面图

Fig.12 The configuration section plot of source rock and oil layer in the Wells J251, J172, J174 and J27 in Jimusaer sag, Junggar Basin

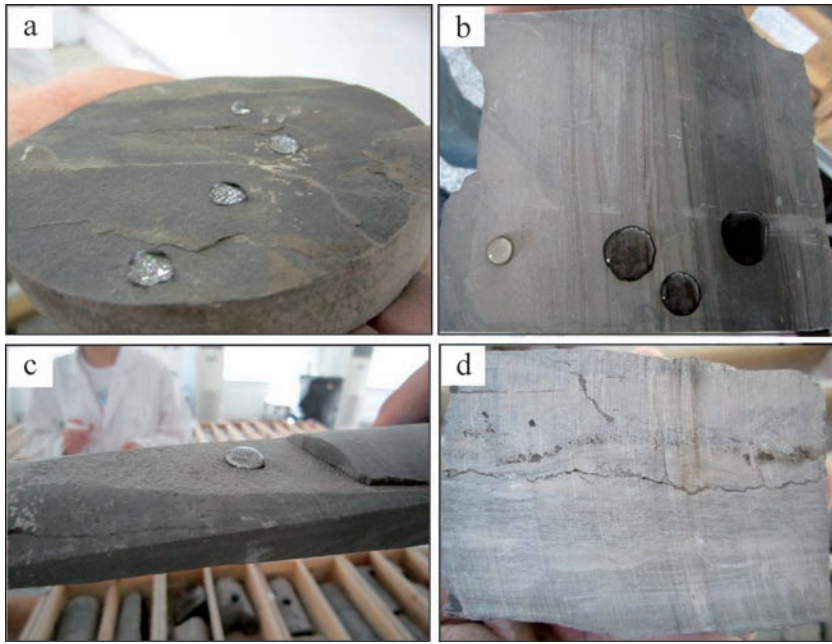


图 13 Jy74 井芦草沟组地层层面、裂缝、缝合线与不同物性层段含油性差异对比图

a. 3 157.7~3 158 m, 灰色白云质泥岩; b. 3 158.0~3 158.7 m, 灰色白云质粉砂岩; c. 3 255.46~3 255.68 m, 粉砂质泥岩裂缝面含油; d. 3 123.1~3 123.3 m, 近平行层面缝合线。

Fig.13 The comparison diagram of the stratigraphic bedding plane, fractures, stylolites and oil-bearing layers with different physical properties in Lucaogou Formation of the Well Jy74, Jimusaer sag, Junggar Basin

芦草沟组致密油层与烃源岩呈互层或呈烃源岩内夹层型,以从烃源岩到储层的直接排烃为主,储集层本身所含的有机质也可生成部分油气真正自生自储。从源岩中生成的烃类以生烃增压为动力,以孔喉为通道,直接进入相邻的致密储集层。虽然致密储层孔喉较小,排烃速率低,但是由于源储大面积稳定接触以及储集层有机质的生烃,致密油的聚集量亦是可观的。源储互层或夹层型致密油聚集量与源岩生排

油量、互层的厚度和孔隙度有关。综合芦草沟组上段与下段原油特征差异可以看出,芦草沟组具有明显的就近自生自储的层控成藏特征(图 14)。

7 结论与认识

(1) 岩石可溶有机质抽提前、后的有机地化分析表明准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组咸水湖相沉积中不同岩性的岩石都不同程度地含有原始有机质,

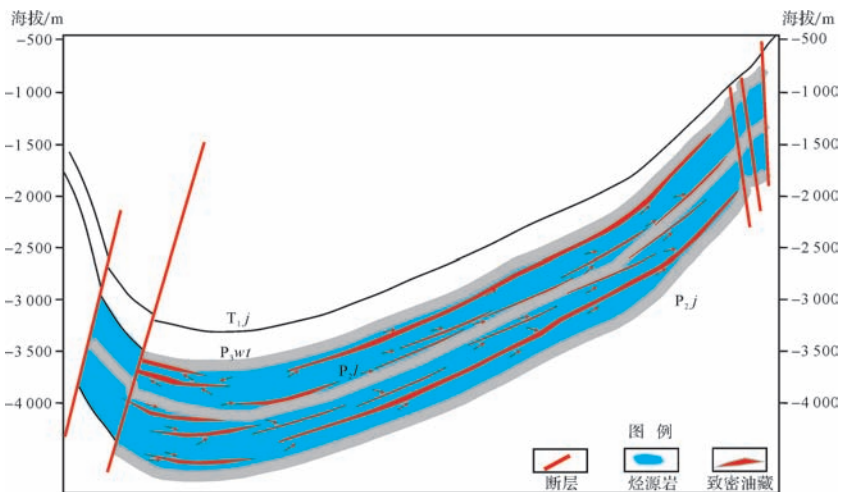


图 14 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油成藏模式图

Fig.14 The tight oil accumulation model of the Lucaogou Formation in Jimusaer sag, Junggar Basin

母质类型好,普遍具倾油特征,主要处于成熟生油阶段,其中的泥岩有机质丰度和生烃潜力最高,为主力烃源岩。

(2) 岩性、物性与含油性分析表明储集岩主要为粉细砂岩类与碳酸盐岩类,总体为低孔低渗—致密特征,储集层的含油性与物性存在密切关系。

(3) 岩性空间配置关系显示源—储配置具有互层和泥包砂特征,具备形成致密油聚集的基本条件。

(4) 芦苇沟组上、下段的原油物性与地化特征差异显著,油源对比表明它们主要来自邻近层段烃源岩。综合分析认为吉木萨尔凹陷内芦苇沟组总体具有就近运移、自生自储的层控成藏模式。

参考文献 (References)

- [1] 王宜林,张义杰,王国辉,等. 准噶尔盆地油气勘探开发成果及前景[J]. 新疆石油地质, 2002, 23(6): 449-455. [Wang Yilin, Zhang Yijie, Wang Guohui, et al. Achievements and prospect for petroleum exploration and development in Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2002, 23(6): 449-455.]
- [2] 吴承美,郭智能,唐伏平,等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦苇沟组致密油初期开采特征[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(5): 570-573. [Wu Chengmei, Guo Zhineng, Tang Fuping, et al. Early exploitation characteristics of Lucaogou tight oil of Permian in Jimusaer sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(5): 570-573.]
- [3] 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.]
- [4] 张健,刘楼军,黄芸,等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷中—上二叠统沉积相特征[J]. 新疆地质, 2003, 21(4): 412-414. [Zhang Jian, Liu Loujun, Huang Yun, et al. Sedimentary characteristics of middle-upper Permian in Jimusaer sag of Junggar Basin[J]. Xinjiang Geology, 2003, 21(4): 412-414.]
- [5] 张义杰,齐雪峰,程显胜,等. 准噶尔盆地晚石炭世和二叠纪沉积环境[J]. 新疆石油地质, 2007, 28(6): 673-675. [Zhang Yijie, Qi Xuefeng, Cheng Xiansheng, et al. Approach to sedimentary environment of late Carboniferous-Permian in Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2007, 28(6): 673-675.]
- [6] 匡立春,高岗,向宝力,等. 吉木萨尔凹陷芦苇沟组有效源岩有机碳含量下限分析[J]. 石油实验地质, 2014, 36(2): 224-229. [Kuang Lichun, Gao Gang, Xiang Baoli, et al. Lowest limit of organic carbon content in effective source rocks from Lucaogou Formation in Jimusaer sag[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(2): 224-229.]
- [7] 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.]
- [8] 邹才能,朱如凯,吴松涛,等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 2012, 33(2): 173-187. [Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: Taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173-187.]
- [9] 斯春松,陈能贵,余朝丰,等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦苇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.]
- [10] 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.]
- [11] 廖健德,罗力崇,吴运强,等. 吉木萨尔凹陷东斜坡区油气成藏分析[J]. 油气地质与采收率, 2005, 12(4): 52-54. [Liao Jiande, Luo Lichong, Wu Yunqiang, et al. Oil and gas reservoir-forming analyses in east slope region of Jimusaer sag[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2005, 12(4): 52-54.]
- [12] 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 Jimsaer depression, eastern Junggar Basin[J]. Acta Geoscientica Sinica, 2005, 26(3): 259-264.]
- [13] 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, Cheng Xiansheng, Zhao Zengyi, et al. Oil source and reservoir-forming analysis of east slope in Jimusaer sag, Junggar Basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2006, 29(3): 5-7.]
- [14] 徐耀辉,王志刚,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(江汉石油学院学报), 2007, 29(3): 20-22. [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 (Journal of Jianghan Petroleum Institute), 2007, 29(3): 20-22.]
- [15] Korkmaz S, Kara-Gülbay R, İztan Y H. Organic geochemistry of the Lower Cretaceous black shales and oil seep in the Sinop Basin, Northern Turkey: an oil-source rock correlation study[J]. Marine and Petroleum Geology, 2013, 43: 272-283.

Tight Oil System Particularity of Lucaogou Formation in Jimusaer Sag, Junggar Basin

GAO Gang¹, XIANG BaoLi², LI TaoTao¹, REN JiangLing², KONG YuHua³

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

2. Experimental Testing Institute, Xinjiang Oil Field Company, Karamay, Xinjiang 834000, China

3. Exploration & Development Institute, Xinjiang Oil Field Company, Karamay, Xinjiang 834000, China

Abstract: Based on the analysis of source rock, reservoir, crude oil origin and spatial configuration relationship between source rock and reservoir, it was proposed of the stratiform and self-generating and self-preserving tight oil accumulation model of the Lucaogou Formation in the Jimusaer sag of the Junggar Basin. In salt water lake facies sedimentary rocks of the Lucaogou Formation, individual lithology had different content of original organic matter which trended to generate oil, in them, as main source rock, shale has the highest organic matter abundance and hydrocarbon potential, oil-prone parent matter type and the mature stage for oil generation. The sandstone and carbonate reservoirs which were distributed in source rock layer had reservoir background of low porosity and low permeability, and their oilness has a close relationship with physical property difference. The Lucaogou Formation had basic tight oil accumulation condition because of alternating layers between shale and reservoir, and reservoir involved in shale. The crudes oil in the Upper and the Lower member of the Lucaogou Formation, which having obvious density and geochemistry differences, came from the source rocks adjent to them, respectively. Comprhansive researches show the Lucaogou Formation has stratabound tight oil accumulation model with close migration distance and self-generating and self-reservoir in Jimusaer sag of Junggar Basin.

Key words: Jimusaer sag; Lucaogou Formation; tight oil; source rock; oil accumulation model