

doi:10.12097/j.issn.1671-2552.2023.2-3.017

新疆三塘湖盆地芦草沟组混积岩型致密油形成条件与富集因素

方向¹, 郝翠果¹, 刘俊田², 宋微¹FANG Xiang¹, HAO Cuiguo¹, LIU Juntian², SONG Wei¹

1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;

2. 吐哈油田勘探开发研究院, 新疆 哈密 839009

1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China;

2. Research Institute of Exploration and Development, Tuha Oil Field Company, PetroChina, Hami 839009, Xinjiang, China

摘要:新疆三塘湖盆地芦草沟组发育一套火山碎屑岩、云质岩及泥质岩混杂沉积的湖相沉积建造,为典型的混积岩系沉积,具有独特的致密油形成条件,明确其富集因素对研究致密油分布、厘定有利探区具有重要意义。对芦草沟组形成条件与关键成藏条件进行分析,研究表明,芦草沟组形成于咸水—半咸水水体环境,主体为浅湖—半深湖环境,暗色细粒沉积物发育,具有优越的生油条件,其中有机质丰度大于2%、厚度大于100 m的优质烃源岩分布面积超过1200 km²。受火山活动、裂缝、溶蚀作用等因素控制,有利储层较发育。芦草沟组源储互层、紧密接触,为规模致密油的形成奠定了良好的基础,油气富集主要受烃源岩品质、储层品质、源储配置、异常压力等因素的控制。

关键词:三塘湖盆地; 芦草沟组; 混积岩; 致密油; 富集控制因素; 新疆

中图分类号: P618.130.2 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-2552(2023)02/03-0397-14

Fang X, Hao C G, Liu J T, Song W. Geological conditions and enrichment factors of the Lucaogou Formation diamictite tight oil in Santanghu Basin, Xinjiang. *Geological Bulletin of China*, 2023, 42(2/3): 397-410

Abstract: The Lucaogou Formation in Santanghu Basin of Xinjiang is a set of lacustrine deposit, which is typical diamictite, mainly composed of detrital material of terrigenous origin, dust fall, carbonate rock in variable proportions. It has special geological formation conditions for tight oil, and unravelling its enrichment factors is critical for the further evaluation of the tight oil distribution and the favorable exploration area. In order to find out its enrichment factors, we make a comprehensive analysis of its geological background and main controlling factors in reservoir forming. The results indicate that deposited in saline sedimentation background, the deposits in the Lucaogou Formation in Santanghu Basin are dominated by shallow—semi-deep lacustrine facies, with dark fine-grained depositions. It has excellent oil-generating conditions. The distribution area of high-quality source rocks with organic matter abundance greater than 2% and thickness greater than 100 m exceeds 1200 km². Under the influence of volcanism, fault-crack and dissolution, favorable reservoir is widely developed. The condition of source rock-reservoir integration and intimate contact in the Lucaogou Formation provides a good foundation for massive tight oil accumulation. The enrichment of tight oil in the Lucaogou Formation is mainly controlled by the quality of source rock, the quality of reservoir, source-reservoir assemblage and overpressure.

Key words: Santanghu Basin; Lucaogou Formation; diamictite; tight oil; enrichment factors; Xinjiang

致密油指赋存于覆压基质渗透率主体小于或等于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (空气渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) 的

致密储集层中的石油聚集(邹才能等, 2011)。目前,国际上致密油已依靠水平井、体积压裂等技术

收稿日期: 2021-03-29; 修订日期: 2021-05-09

资助项目: “十四五”中国石油前瞻性基础性技术攻关课题《致密油甜点区评价与新区新领域优选研究》(编号: 2021DJ2205)

作者简介: 方向(1970-), 男, 博士, 高级工程师, 从事油气地质学和致密油气研究。E-mail: fxi@petrochina.com.cn

实现规模工业开采,特别是北美致密油勘探开发取得了重大突破和快速发展(胡素云等,2018),助力了美国石油能源基本实现独立。中国陆相致密油勘探开发实践也在多个盆地和地区取得积极进展(乔德武等,2011),展现出了巨大的资源潜力和良好的发展前景(方向等,2019)。

与北美的海相致密油不同,中国主要发育陆相致密油(李登华等,2017),广泛分布在二叠纪—古近纪的各期陆相沉积地层中(胡素云等,2019)。通常按储层岩性特征,将其划分为砂岩型、碳酸盐岩型、混积岩型和凝灰岩型致密油(陈常超等,2008)。其中,砂岩型致密油分布广泛,在松辽、鄂尔多斯等盆地都已规模建产(杨智等,2017),是目前致密油勘探开发的主力类型;碳酸盐岩型致密油在四川、柴达木等盆地有所发现,成为油气勘探开发的重要补充(付锁堂等,2013);而混积岩型致密油在三塘湖、准噶尔等盆地也有突破(匡立春等,2012),其中准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油探明储量超亿吨,有望成为未来油气勘探开发的重要战场,但总体成效有待提高。

三塘湖盆地是中国最早开展致密油勘探的地区之一。在2012年,部署的多口探井以探索中二叠统芦草沟组致密油为目标,并在芦草沟组见到良好显示(李新宁等,2015),但试油及试采效果不佳。其中芦1井在钻探芦草沟组过程中,在之上的条湖组发现了一套凝灰岩致密油层(陈旋等,2018),拉开了三塘湖盆地致密油勘探的序幕。经过多年攻关,随着地质认识的深入及钻井、改造工艺方面的技术进步,在条湖组凝灰岩致密油地质认识和勘探开发方面取得了重要进展,已累产原油约 100×10^4 t。研究表明,条湖组致密油源于下伏的芦草沟组烃源岩(国建英等,2012),揭示芦草沟组源内型致密油可能有更大的潜力。与此同时,对芦草沟组致密油的研究和探索也在持续,在现有工艺技术条件下也取得了一定成效,近年来多口井获工业油流,但相比盆地内的条湖组致密油,以及成藏地质条件类似的准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油,目前取得的勘探成果与其优越的成藏条件及资源基础不匹配,说明目前的研究和认识程度不够精确,制约了致密油资源的开发利用。

以往关于三塘湖盆地致密油的研究以条湖组凝灰岩型致密油为主,芦草沟组研究以烃源岩、储

层、资源评价等为主(梁浩等,2002),对其富集因素的探讨较少,而近源找油和寻找富集区(甜点)是致密油勘探突破的关键。本文从混积岩型致密油的形成条件出发,通过与准噶尔盆地吉木萨尔凹陷、鄂尔多斯盆地等地区致密油的形成条件对比,探讨三塘湖盆地芦草沟组致密油形成的特色有利条件,结合连续型聚集和局部富集的特征,提出富集主控因素,以促进这一特殊类型致密油有利区的进一步评价和勘探。

1 区域地质概况

三塘湖盆地是位于新疆东北部的狭长型不规则山间小盆地,呈北西—南东走向展布,东西长约500 km,南北宽40~70 km,面积约23000 km²。盆地地处哈萨克斯坦板块边缘,紧靠哈萨克斯坦板块与西伯利亚板块拼接部位,可分为北部隆起带、中央拗陷带和南部冲断带(刘兴旺等,2010),中央拗陷带在东西方向上凹凸相间,马朗凹陷和条湖凹陷是芦草沟组混积岩型致密油分布的主要地区(图1)。

盆地结晶基底为前寒武系,随着其间古亚洲洋在石炭纪—二叠纪的俯冲、关闭,以及三叠纪以来哈萨克斯坦板块与西伯利亚板块的碰撞造山,三塘湖盆地经历过多期次构造运动,形成现今东西向狭长条带状叠合改造盆地,存在早二叠世/中二叠世、三叠纪/侏罗纪、侏罗纪/白垩纪、白垩纪/古近纪、新近纪/第四纪等多个区域性不整合,历经石炭纪—早二叠世弧后裂谷边缘、中二叠世弧后拉张断陷、三叠纪之后的类前陆盆地等演化阶段,相应形成石炭系—下二叠统、中二叠统、三叠系、侏罗系、白垩系、古近系—第四系构造—沉积建造,其中中二叠世处于弧后拉张构造背景,芦草沟期形成多个断陷(图1、图2)。湖盆水体相对长期发育,沉积了以暗色泥岩、灰云质泥岩为主的地层,是三塘湖盆地主要的烃源岩发育层段。

2 地层沉积特征

2.1 沉积地层

三塘湖盆地中二叠统沉积建造自下而上包括芦草沟组和条湖组,芦草沟组为一套半深湖—滨浅湖碎屑岩、碳酸盐岩和火山碎屑岩沉积,条湖组则为一套火山熔岩、火山碎屑岩夹碎屑岩沉积组合,与芦草沟组岩性差异较大,二者均是盆地致密油的

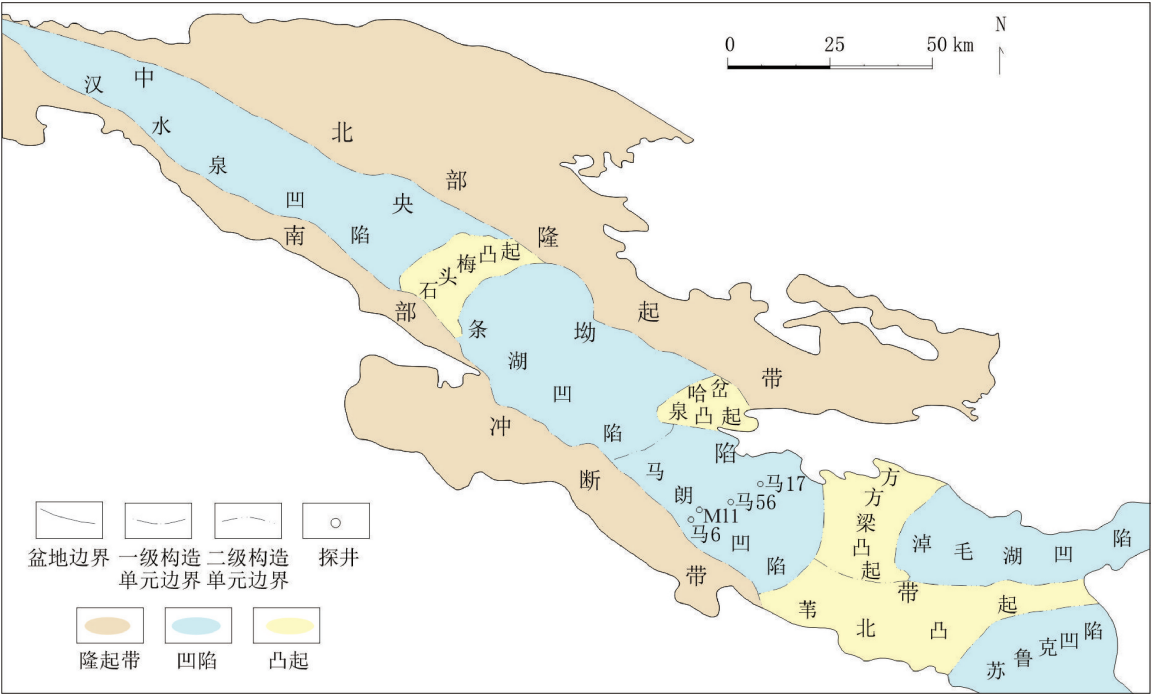


图 1 三塘湖盆地构造单元划分
Fig. 1 Division of structural units in Santanghu Basin

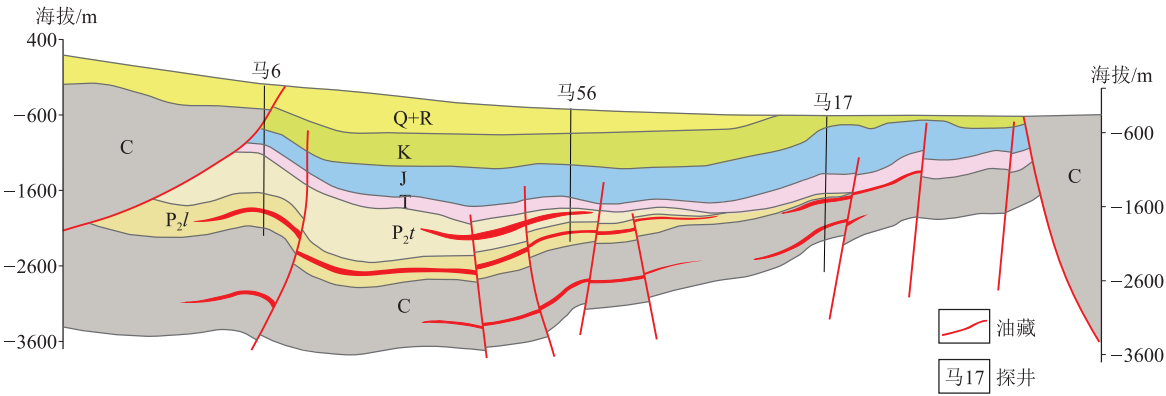


图 2 三塘湖盆地马朗凹陷地质剖面
Fig. 2 Geological section in Malang sag, Santanghu Basin
C—石炭系;P₂l—芦草沟组;P₂t—条湖组;T—三叠系;J—侏罗系;K—白垩系;Q+R—新生界

主要发育层段。中二叠统沉积不整合覆盖于以中—基性火山岩及火山碎屑岩为主的石炭系卡拉岗组之上,与局部残留的上二叠统下仓房沟群或大面积分布的三叠系不整合接触。

芦草沟组为典型的混积岩系沉积。混积岩一词来源于 1984 年 Mount 提出的“混合沉积物”概念,原意是指陆源碎屑与内源碳酸盐组分在沉积上的混合(高岗等,2018)。现今混积岩含义更广泛,

包括不同组分及不同岩性的混合形式,具有岩性复杂多变、岩层频繁互层、纹层较发育的特点。由于沉积环境主体为咸化湖盆的三角洲前缘到深湖相(徐伟等,2014),通常以中细粒沉积物为主,烃源岩发育,有机质丰度高,生烃条件较好,同时发育多种类型的孔隙,具有形成规模致密油气聚集的独特地质条件。三塘湖盆地芦草沟组除具有大多数混积岩的一般特点外,还包括火山物质的混入。

芦草沟组主要分布于马朗凹陷和条湖凹陷,最大厚度位于马朗凹陷,达 800 m,南厚北薄,北部地层发育不全,厚 0~170 m。自下而上分为 3 段,其中芦草沟组一段以砂泥岩为主,夹少量泥灰岩,总体以下粗上细的正粒序沉积特征为主;芦草沟组二段以泥灰岩、泥质云岩等碳酸盐岩为主,夹少量炭质泥岩、凝灰质泥岩等,分布相对稳定,厚度一般 100~300 m,是主力烃源岩发育层段,也是致密油分布的主要层段;芦草沟组三段以泥岩为主,夹薄层泥灰岩。

2.2 沉积相

芦草沟组属于断陷湖盆沉积,岩性复杂多变,包含多种来源、多种成分的岩石类型,呈互层状组合关系。

三塘湖盆地芦草沟组为咸化湖泊环境,以细粒沉积岩为主。以芦二段为例,细粒沉积岩的 B/Ga 值平均为 17.48, Sr/Ba 值平均为 3.52 (徐雄飞等,

2020),反映水体盐度较高。同时,芦草沟组还具有多物源、多成分混杂、浅湖—深湖相带发育、粗碎屑相带局部发育的沉积特点(图 3)。湖盆南陡北缓,南部边缘相较发育,主体为陆源碎屑沉积,北部边缘相已基本被剥蚀,浅湖—深湖相带广泛发育,形成了丰富的暗色泥岩类沉积,为优质烃源岩发育和致密油形成提供了优越的物质基础,也为致密油的大面积分布创造了条件。如芦 1 井 3040~3239.26 m 连续取心井段(芦草沟组),表现为泥岩、白云岩、泥灰岩、凝灰岩等岩性及其过渡岩性频繁互层,包含凝灰质泥岩、白云质泥岩、粉砂质泥岩、灰质泥岩、含灰泥岩、含白云质泥岩、泥质白云岩、凝灰岩等细粒岩性频繁互层,纹层发育(图 4),单层岩性厚度一般不超过 30 cm,多数岩性纹层在 5 cm 以下,薄片中也常见纹层结构(图 5)。整体上,沉积物粒度较

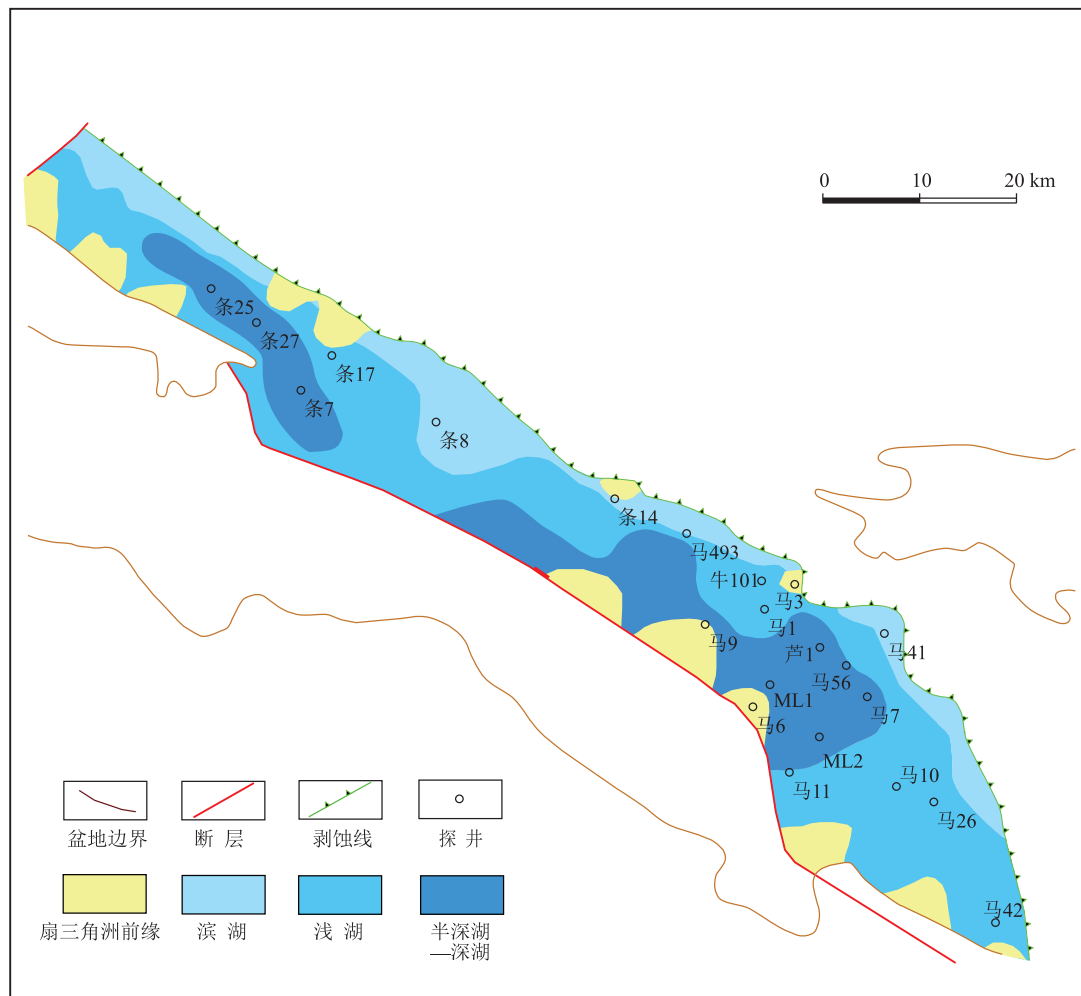


图3 三塘湖盆地芦草沟组沉积相分布

Fig. 3 The sedimentary facies planar distribution of Lucaogou Formation in Santanghu Basin



图 4 三塘湖盆地芦 1 井芦草沟组岩心照片 (3072.39~3076.10 m, 岩心盒长 1 m)

Fig. 4 Core photos of Lucaogou Formation in Santanghu Basin

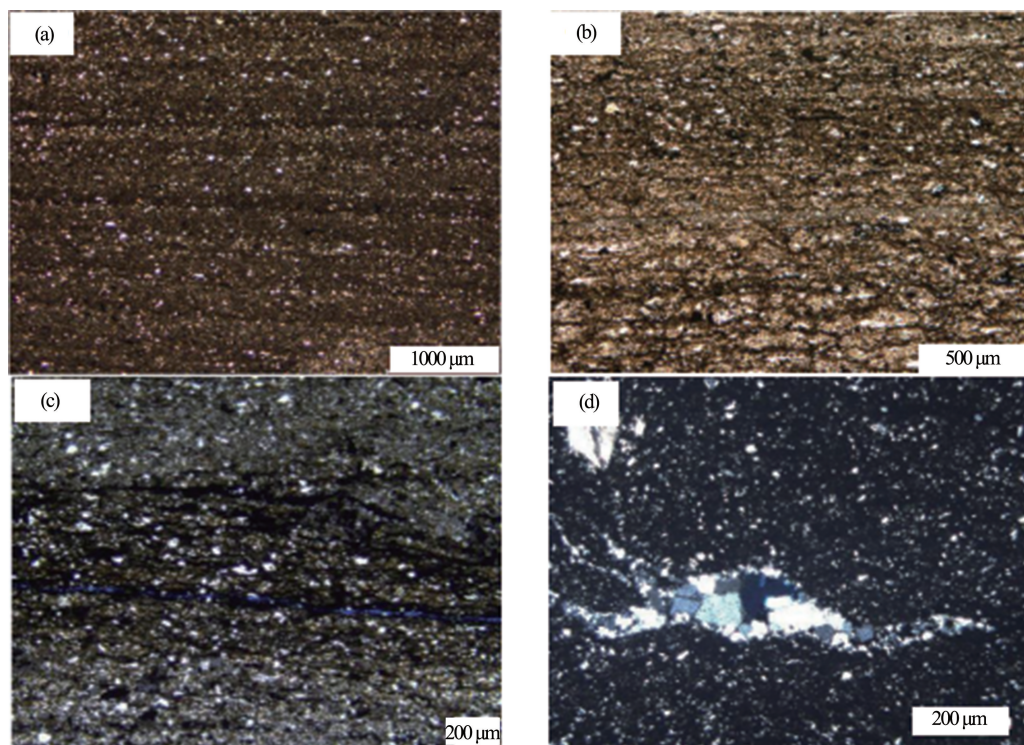


图 5 三塘湖盆地芦草沟组显微镜下特征

Fig. 5 Photomicrograph of Lucaogou Formation in Santanghu Basin

a—芦 1 井, 3054.56 m, 泥-粉晶凝灰质白云岩, 单偏光, 泥晶-粉晶结构, 纹层状、波状构造, 凝灰质与白云质条带薄互层, 纹层主要在 0.165~0.316 mm 之间, 矿物成分主要由碳酸盐组成, 长英质占次要地位; b—芦 1 井, 3059.57 m, 含有机质凝灰岩, 单偏光, 凝灰质结构, 纹层构造, 含生物碎屑, 矿物组成主要为长英质类, 其次为碳酸盐类矿物; c—ML1 井, 3504.4 m, 富有机质白云质凝灰岩, 单偏光, 凝灰质结构, 纹层状构造, 纹层内部发育大量炭质条带, 亮纹层内主要是云质, 暗纹层主要为炭质夹长英质, 有机质含量 8%; d—ML1 井, 3596.72 m, 白云质凝灰岩, 单偏光, 凝灰质结构, 无纹层, 发育很多溶蚀孔, 发育部分长英质条带和云质条带, 岩石主要由长英质和部分碳酸盐矿物构成, 碳酸盐矿物部分呈团块状, 有机质含量 2%

细,颜色以灰色、深灰色为主,主要发育水平纹层,偶见波状层理、斜层理等沉积构造,反映了总体平静、局部扰动的浅湖—半深湖相沉积环境。

芦草沟组沉积时期,条湖凹陷和马朗凹陷连通,整体上自下而上表现为湖侵过程,不同地区有一定差异性。芦草沟组一段沉积时,湖盆范围较广,主要由滨浅湖和扇三角洲相沉积体系组成,向东水体加深,条湖凹陷南、北两侧为扇三角洲环境下形成的砾岩、含砾砂岩等粗碎屑岩,为三角洲前缘亚相和前三角洲亚相沉积。芦草沟组二、三段湖盆范围进一步扩大,条湖—马朗凹陷基本为湖泊相,与早期相比,半深湖—深湖范围扩大,并向西迁移。之后的条湖组为一套火山岩夹碎屑岩地层,碎屑岩为河流—沼泽相沉积,火山岩以中基性喷发相为主,受晚二叠世末盆地整体抬升和后期逆冲推覆作用影响,中二叠统受到不同程度的剥蚀和断缺。

芦草沟组沉积期间,还发生了多期次火山喷发作用,地层中夹有中基性岩及火山碎屑岩,薄片中也常见凝灰质成分与有机质、云质、灰质成分共存,长英质类矿物是凝灰质的主要组成部分(图5)。这类火山物质为三塘湖盆地致密油的形成与富集提供了独特的有利地质条件,尤其在烃源岩生烃能力与储集性能方面起到了建设性作用。

3 烃源岩特征

以往的研究确认,芦草沟组烃源岩是盆地最重要的烃源岩层。芦草沟组致密油油源对比进一步表明,油源主要来自于芦草沟组二段(国建英等,

2012),近源成藏。

3.1 烃源岩分布

芦草沟组二段烃源岩在盆地中部和南部大面积稳定分布,为致密油规模聚集提供了良好的物质基础(图6)。整体上,烃源岩厚度自南向北逐渐减薄,最厚处大于300 m,优质烃源岩(TOC>2%)厚度大于100 m的面积超过1200 km²(图6),约占现今残留地层分布面积的2/3。最优质的烃源岩主要分布在马朗凹陷和条湖凹陷,厚度大,是主力生烃区;二者之间的广大结合部位也是较优质烃源岩分布的地区,厚度在100~200 m之间,也是有利生烃区。

3.2 烃源岩地化指标

三塘湖盆地致密油的烃源岩发育于咸化湖盆的浅湖—半深湖环境,暗色细粒沉积物发育,有机质丰度高,类型主要为I—II型,以生油为主,优质烃源岩厚度大,占比高,具有较好的生烃潜力,利于油气规模聚集。由于兼具咸化湖盆和火山作用的特点,属于优质的混积岩类致密油烃源岩(表1)。

从地化指标看,芦草沟组二段烃源岩有机质丰度均大于2%,最大可达14.0%,热解生烃潜量为20~140 mg/g,属好烃源岩;烃源岩显微组分中腐泥组含量高,为3.63%~95.14%,平均60.43%,具有富H、贫O的元素特征,O/C、H/C值分别为0.05~0.15和1~1.5,大部分烃源岩的氢指数在700 mg/g左右,有机质类型为I—II₁型,而且泥质岩镜质体反射率实测数据分布在0.5%~1.3%范围,总体处于低熟—成熟阶段,以生油为主。

表1 典型混积岩型致密油烃源岩参数

Table 1 Main source rock parameter of typical diamictite tight oil

地区	层系	烃源岩厚度 /m	有机质丰度 /%	热解生烃潜量 /(mg·g ⁻¹)	有机质类型
三塘湖盆地	二叠系芦草沟组	50~250	2~14	20~140	I—II ₁
准噶尔盆地 吉木萨尔凹陷	二叠系芦草沟组	100~240	1~26	0.4~213	I—II ₁
柴达木盆地 西南部	古近系下干柴沟组	300~800	0.4~2.66	0.5~40	I—II ₁
酒泉盆地 青西凹陷	白垩系下沟组	50~300	0.5~4.7	2~41.6	II
渤海湾盆地 沧东凹陷	古近系孔店组	50~300	1.89~5.41	9.03~67	I—II ₂

注:部分数据据匡立春等,2012;付锁堂等,2013

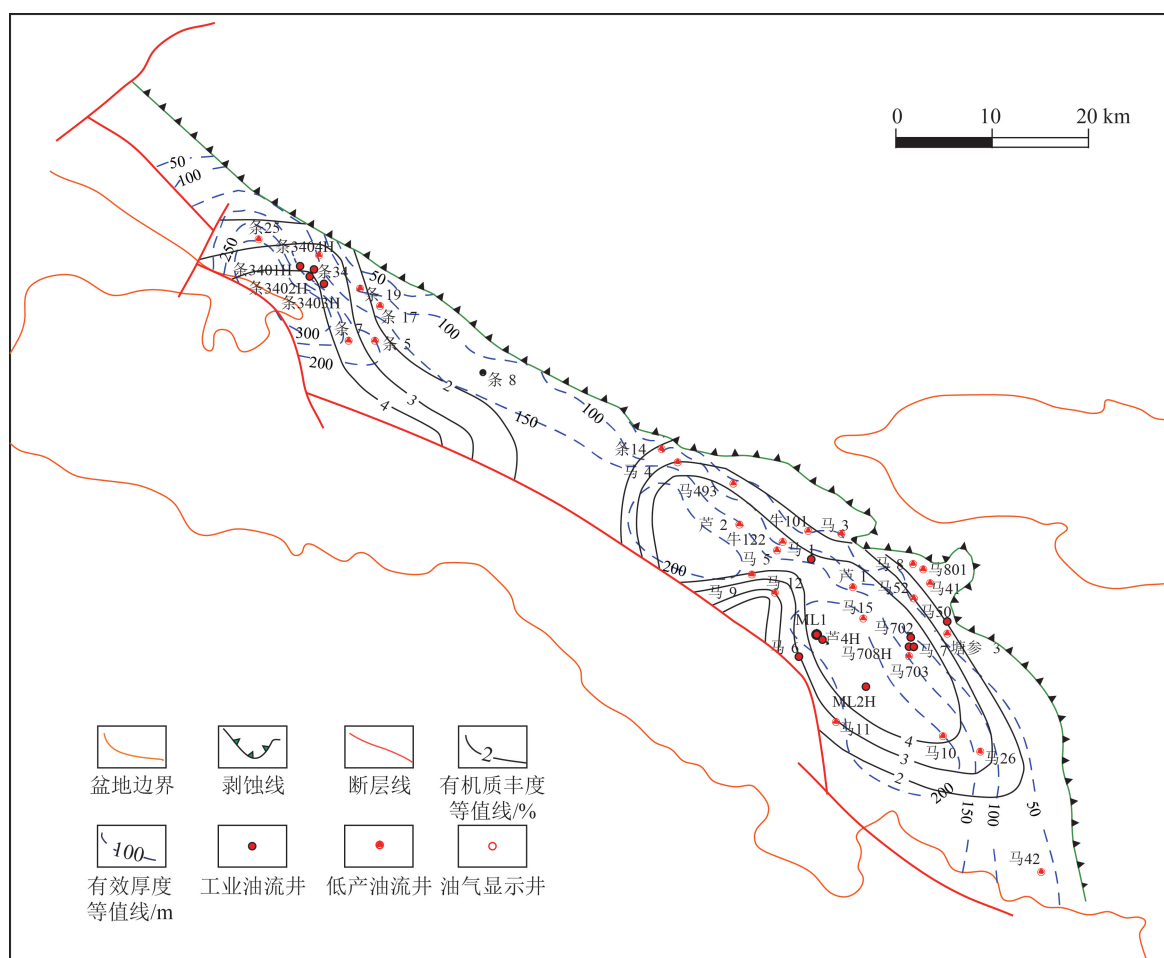


图 6 三塘湖盆地芦草沟组二段优质烃源岩分布

Fig. 6 The planar distribution of excellent source-rock in Lucaogou Formation in Santanghu

以处于湖盆中心区附近的芦 1 井为例,3040~3223 m 芦二段取心样品分析表明,有机碳含量普遍较高,TOC 平均为 5.0%,大于 2% 的占取心段的 75%,累计厚度 143 m。S1+S2 在 3.8~186 mg/g 之间,有机质类型为 I—II₁ 型,镜质体反射率处于 0.82%~0.85% 之间, $T_{\max}$ 值主体处于 440~450℃ 之间,表明烃源岩已进入成熟阶段。

3.3 生烃潜力

碳酸盐岩分布、伽马蜡烷指数 (GI)、原油碳同位素组成等表明,芦草沟组沉积于咸水—半咸水古水体环境,有利于有机质富集与保存(冯桥等,2004)。江汉、鄂尔多斯、渤海湾等多个沉积盆地都已证实,咸化湖盆烃源岩具有极好的生烃能力。三塘湖盆地芦草沟组二段 TOC 含量在 2.0%~14.0% 之间,热解生烃潜量最小值为 20~140 mg/g,为极好烃源岩(卿忠等,2016),处于低成熟—成熟阶段,与

准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组烃源岩具有较好的相似性(王炳凯等,2017),二者都具有较好生烃能力。

值得注意的是,与鄂尔多斯盆地长 7 段烃源岩中含有多层凝灰岩类似(崔景伟等,2019),三塘湖盆地芦草沟组烃源岩发育段地层中含有一定比例的火山物质(图 5)。已有研究表明,长 7 段地层中含有的火山碎屑成分可促进水体中生物菌藻类等低等水生生物的勃发和有机质的富集(马芳侠等,2017),大大提高烃源岩层段的生烃潜力,同时火山活动及藻类勃发可导致湖底生态环境保持强还原环境,有利于有机质的保存,形成富有机质纹层沉积,且大面积稳定分布,为规模致密油形成的有利因素。目前鄂尔多斯盆地长 7 段勘探开发证实,其具有丰富的致密油资源。三塘湖盆地芦草沟组中的火山物质可能也存在类似的作用。

4 储层特征

4.1 岩性特征

三塘湖盆地芦草沟组沉积时期,湖盆沉积欠补偿作用较明显,以细粒沉积物为主体,储层岩性非常复杂,岩性变化也非常明显(图3)。总体上,储层岩性类型以碳酸盐岩类和凝灰岩类为主。碳酸盐岩类主要由泥晶灰岩、白云岩及凝灰质灰岩组成;凝灰岩类根据成分差异,可分为流纹质凝灰岩、英安质凝灰岩、玄武质凝灰岩等,或根据结构构造及显微特征差异,分为玻屑凝灰岩、晶屑凝灰岩、岩屑凝灰岩等。此外,在盆地边缘局部发育以陆源碎屑为主的砂砾岩、灰质砂岩等储层,虽然碎屑岩颗粒的粒度变化大,但粒度较细,颗粒的分选性和磨圆度较差。

4.2 储集空间类型

与其他致密油区致密储层类似(李君文等, 2006; 马芳侠等, 2017; 查明等, 2017; 郭迎春等, 2018; 周立宏等, 2018; 崔景伟等, 2019; 吴因业等, 2019), 三塘湖盆地芦草沟组储集空间主要由无机矿物孔组成,有机质孔起到了一定的储集作用。由于芦草沟组混积岩中有机质含量高,且源储互层,利于有机酸对储层空间改造,有机孔比例明显高于其他地区的致密储层。总体上,芦草沟组储层中原生孔较少,溶蚀孔、溶蚀缝等次生孔较发育,是储集空间的主体。

无机孔主要为晶间孔、晶内溶孔、粒间孔及局部裂缝溶蚀孔,无机晶间孔与有机质孔是主要的孔隙类型。由于芦草沟组优质烃源岩分布广泛且源储交互,大部分地区进入生油窗,热演化过程中排出的有机酸对于邻近富含碳酸盐矿物和凝灰质的储层起到了建设性作用(图5-d),次生孔为储集空间的主体,原生孔较少,这也是芦草沟组致密油的独特之处。相邻的条湖组致密油储层以凝灰岩为主,有机质含量较低,储集空间以脱玻化孔为主,但其含沉积有机质凝灰岩的孔隙度也明显大于其他类型致密储层,说明有机质含量对储集空间类型和发育具有一定控制作用。

晶间孔普遍发育(图7),孔隙半径范围在50~300 nm之间,凹陷和斜坡部位分别以泥晶白云石晶间孔和微晶—亮晶白云石晶间孔为主,还可见少量方解石晶间孔、自生石英晶间孔,晶间孔常受

到不同程度的溶蚀作用改造,是芦草沟组储层最主要的储集空间;晶内溶孔为白云石、长石、石英、方沸石等晶体内部局部微溶蚀而成,较少见,孔隙半径也普遍较小,以10~50 nm为主;粒间孔主要发育在陆源碎屑较发育的盆地边缘及斜坡区,凹陷内部少量发育,也常受到不同程度的溶蚀作用改造,孔隙半径为1~1000 μm 。

裂缝及裂缝溶蚀孔在全区均有分布,但分布不均,多数裂缝被充填,少部分为半充填或未充填的有效缝,可分为构造缝、溶蚀缝、层间缝和成岩缝。岩心观察缝面普遍含油。

由于芦草沟组各类储层中不同程度地存在有机质成分,受有机质生烃作用影响,储层内有机孔较发育,在多数有机质体上可见到大小不一、分布不均的有机孔,以近圆形气孔为主(图7-d),孔隙半径为10~1000 nm。

4.3 储层物性

芦草沟组整体物性致密,根据芦1、ML1、马56、牛122等7口井中芦草沟组222个岩心及井壁取心样品分析结果统计,孔隙度主要集中在小于12%的范围,占样品总量的92%,大于12%的只占样品总量的6%;而渗透率整体小于0.1 mD,占样品总数的66.2%(图8)。统计表明,芦草沟组储层除个别样品受微裂缝影响物性较好外(梁浩等, 2002),基本属于特低孔特低渗,尤其是渗透率极低。储层物性主要与后期溶蚀作用有关,溶蚀作用较弱的储层物性较差,溶蚀作用较强的储层物性较好。

储层岩石基质孔喉非常微小,孔隙结构总体为小孔微喉、中—差分选性、中歪度,微裂缝发育;基质孔喉半径的分布为明显的双峰型,其中孔喉半径小于4 μm 的为基质孔隙,占总孔隙体积的82.5%~97.4%,大于4 μm 的为微裂缝,占总孔隙体积的2.6%~17.5%;储层有效孔隙仅占整个孔喉体积的7.6%~24.4%,孔喉结构极差。

这类储层与烃源岩交互出现,利于形成大面积展布的致密油资源。由于具有混积岩薄互层的特点,致密储层具有连续性或准连续性的特征,局部物性较好的层段和地区则形成致密油的甜点段和甜点区。如斜坡部位物性较好,孔隙度和渗透率均较高,普遍孔隙度高于5%,渗透率在0.5~5 mD之间,马朗凹陷腹部孔隙度较低但渗透率较高,可能是微裂缝及局部溶蚀作用改善储层渗流性能所致

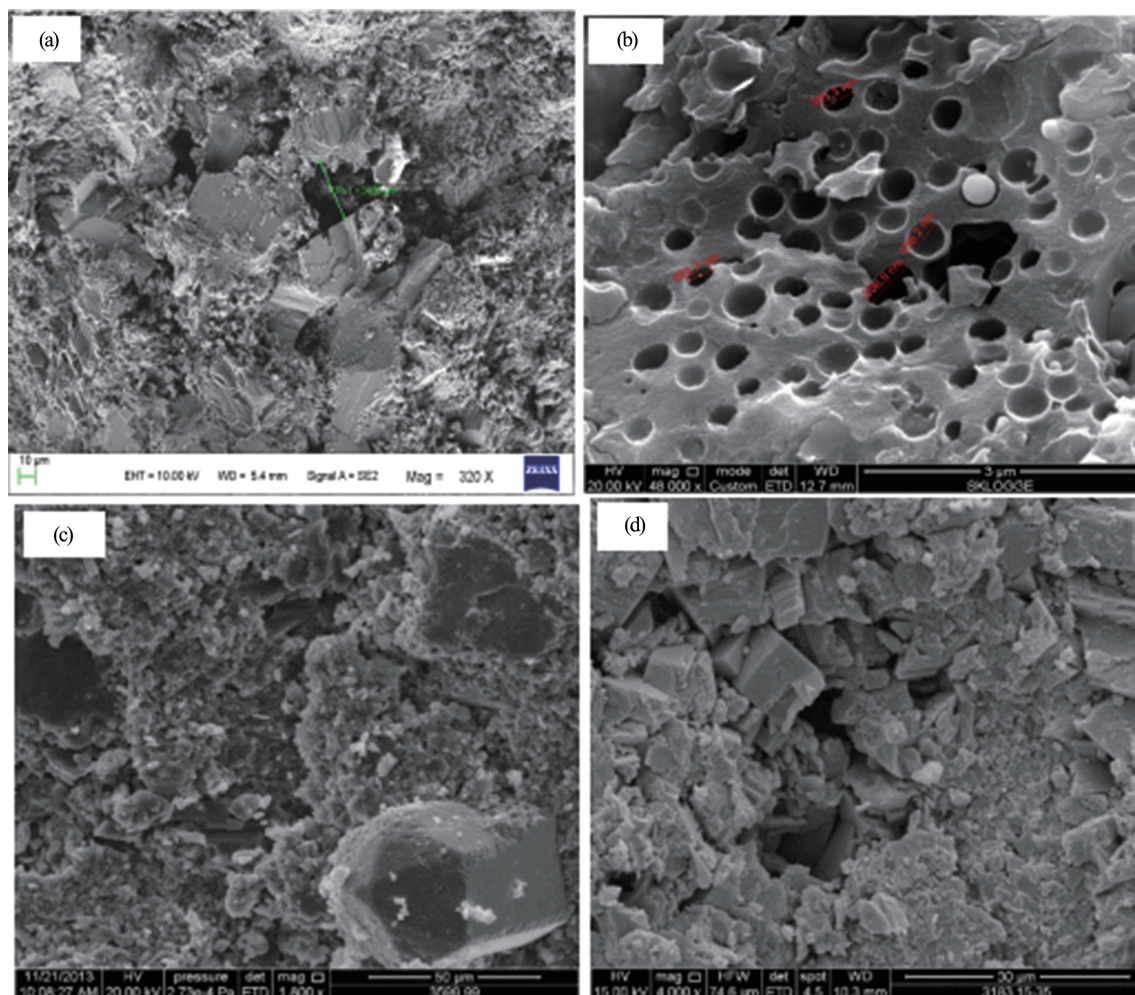


图 7 三塘湖盆地芦草沟组典型储层扫描电镜图片

Fig. 7 SEM photographs of typical reservoirs in Lucaogou Formation, Santanghu Basin

a—ML1, 3599.98 m, 凝灰岩, 晶间孔、粒间孔; b—芦 1, 3183.15 m, 灰质白云岩, 晶间孔; c—条 3402, 3227.23~3227.37 m, 凝灰岩, 溶蚀孔、粒间孔; d—芦 1 井, 3076.4 m, 泥—粉晶富有机质白云岩, 有机质微孔

(李君文等, 2006)。

三塘湖盆地芦草沟组混积岩致密油与准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组混积岩致密油具有相似的地质背景和形成条件(杨智等, 2018), 二者的致密油都是二油(吸附油、游离油)共存、游离态为主(支东明等, 2019)。渤海湾盆地歧口凹陷孔二段混积岩型致密油也具有该特点(王文广等, 2018), 即大部分致密油以游离态赋存于脆性矿物的粒间(晶间)孔、粒间或粒内溶孔和微裂缝中, 部分以吸附态赋存于富含有机质层段的干酪根和粘土表面, 主要分布于纳米级基质孔隙中。这种特点反映了混积岩型储层类型和结构复杂的特点, 以及致密油连续性聚集和局部富集的特征。

5 致密油富集控制因素

三塘湖盆地芦草沟组致密油为典型的源内近源成藏(冯乔等, 2004), 芦草沟组储层与烃源岩互层、紧密接触, 致密油为自生自储或短距离运移就近成藏, 纵向上芦草沟组全井段不同岩性均见荧光级别以上的油气显示, 横向上芦草沟组大面积含油, 揭示芦草沟组的井几乎都有显示, 而且含油不分构造高低, 不受构造圈闭控制(图 2), 呈现大面积整体含油、连续或准连续型聚集的特点。同时由于地质条件的差异, 富集程度表现出一定的差异, 较集中和富集的层段和地区形成了致密油甜点段和甜点区, 而甜点是致密油资源效益动用的首选目标

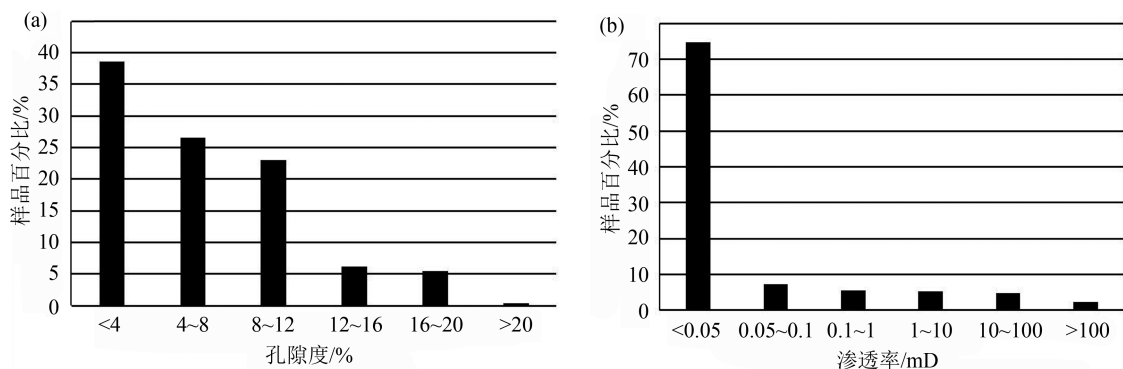


图8 三塘湖盆地芦草沟组油层孔隙度(a)和渗透率(b)分布直方图

Fig. 8 The porosity(a) and permeability(b) distribution of Lucaogou Formation in Santanghu Basin

(杨智等,2015),其分布主要受烃源岩品质、储层品质、源储配置、异常压力等因素的控制,其中源储配置是最主要的控制因素。

5.1 烃源岩品质

芦草沟组已发现的油藏主要分布于牛圈湖构造带、马中构造带及黑墩构造带上,马朗凹陷北斜坡区的牛圈湖构造带(如马1井、芦1井)、马中构造带(如马7井)烃源岩厚度均大于100 m,有机质丰度在3%~4%之间,镜质组反射率值大于0.7%。处于马朗凹陷南缘的黑墩构造带(如马6井、ML1井)烃源岩品质更优,烃源岩厚度大于200 m,有机质丰度大于4%,镜质组反射率值大于0.8%。由于致密油的运移距离很小,从成藏机制分析,优质烃源岩的分布对油气富集程度也应具有最直接和最重要的控制作用。

纵向上,钻探揭示油气显示段集中于生烃条件好的泥灰岩和灰质泥岩段,有机质丰度高的井段含油饱和度(图9)。平面上,优质烃源岩主要发育在马朗凹陷,厚度最大可达120 m,而条湖凹陷厚度只有60 m,总体上马朗凹陷的油气富集程度明显优于条湖凹陷。

现今芦草沟组烃源岩的热演化程度普遍处于低成熟—成熟阶段,镜质组反射率值一般在0.7%~1.3%之间,处于成熟生烃范围内的探井油气显示丰富。芦二段埋深较大的地区原油物性变好,气油比较高,也说明烃源岩成熟度越高,生油量越高,油气富集程度越高,表明成熟度是控制成藏的关键因素之一。受烃源岩分布和热演化程度的控制,氯仿沥青“A”含量的高值区出现在厚度大和成熟度高的叠

加区域,烃源岩品质的控藏作用明显。

5.2 有利储层分布

有利储层分布对致密油局部富集的控制作用非常明显,纵向上孔隙度高的井段含油性好(图9),平面上表现为储层岩性、物性有利的地区是甜点区,油气显示丰富,试油产量高。有利储层的分布主要受沉积环境、火山活动、溶蚀作用及裂缝的控制。

沉积时期,古环境控制了有利储层的分布,如马朗凹陷北部中二叠统沉积前具有缓坡结构,自北向南围绕洼陷依次呈现高、中、低3个台阶带,中间台阶带沉积环境稳定,物源不足但有一定的水动力条件,发育亮晶—粒屑级碳酸盐岩、白云岩等有利储层,原生微孔隙较发育,后期位于构造高部位,构造活动活跃,断裂和裂缝相对发育,有效地沟通了基质孔隙,改造了渗流条件,成为致密油储层的甜点区。牛圈湖构造带、马中构造带就位于此带。

有利储层的分布还受火山活动、溶蚀作用等的控制。二叠纪火山活动频繁,细粒凝灰物质多以纹层方式存在,局部地区或层段较集中,有利于形成富石英、长石晶屑等脆性成分的岩石类型。而且凝灰质的不稳定组分在有机酸的作用下容易发生溶蚀,为储层物性的改善提供了较好的物质基础。

微缝、微断裂也是形成优质储层的关键因素之一。芦草沟组储层整体脆性矿物含量高,碳酸盐岩、硅质等脆性矿物含量一般大于60%,加之盆地受南、北双向挤压,断裂多且分布广,多期次断裂活动形成大量的微断裂、微裂缝,未被充填的裂缝既是油气重要的储集空间,也是主要的渗流通道,还

可以沟通晶间孔、溶蚀孔等,有效改善了储层物性和渗流能力。勘探实践表明,纵向上,优质储层段附近发育微缝及微断裂,岩心上可见破碎带、大裂缝,还发育肉眼难以观察到的微裂缝,裂面上普遍含油,有气泡顶出和油斑外渗现象。

5.3 源储配置

芦草沟组致密油连续性分布,但含油性在不同井段和岩性上有差异,非均质性很强。在源岩和储层大面积、连续分布的背景下,源储配置是决定致密油油气富集程度的最主要因素。从近源聚集的特点出发,源储配置包括油源条件和储集性能的匹配,优源劣储或劣源优储都难以形成富集层段或富集区。

纵向上,芦草沟组在整体含油的基础上,局部富集,以岩性、物性、电性、含油气性等为依据,可以划分出上、中、下 3 套甜点段(图 9)。下甜点段位于芦一段,源岩条件较差,储地比为 70%,储层以厚层晶屑凝灰岩为主,厚度在 5~30 m 之间,局部大于 30 m;中甜点段位于优质源内,储层以薄层—薄互层状凝灰岩为主,白云石含量较高,源储关系配置好,储地比为 50%,厚度大部分在 5~30 m 之间;上甜点段整体位于优质源岩之上,储地比为 40%,储层以中—薄层凝灰岩为主,厚度大部分在 5~40 m 之间。根据源储配置分析,中甜点具有最有利的储盖配置。已有钻井也证实,中甜点具有丰富的油气显示和油气产量,含油饱和度最高。

5.4 异常高压

三塘湖盆地的地层压力总体不高,在约 2000 m 深度之上主要为低压异常(高岗等,2008),尤其是侏罗系主要为异常低压。在此背景下,芦草沟组压力系数明显高于上覆侏罗系,普遍具有异常高压,介于 1~1.60 之间(图 10),尤其是致密油富集段芦草沟组二段泥岩流体压力系数最高,烃源岩内大量烃类生成与滞留是超压形成的主要原因。异常高压段的岩层处于欠压实状态,孔隙度偏高,且易于形成裂缝,对致密油的聚集和保存非常有利。马朗凹陷芦草沟组地层压力变化趋势与烃源岩丰度、厚度平面展布规律一致,平面上异常压力较高的地区也是芦草沟组致密油资源较丰富的地区(图 10)。因此,异常高压可作为预测致密油资源富集区的重要指标。

平面上,油气显示较好的井位大都位于压力系数大于 1.2 的区域,反映了异常高压在成藏方面的

建设性作用。准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组混积岩型致密油也具有此特征,该区芦草沟组压力系数普遍偏高,介于 1.16~1.40 之间。研究认为,生烃增压作用是异常高压的主要原因之一(王建功等,2012)。

6 勘探潜力

三塘湖盆地芦草沟组致密油属于混积岩型致密油(陈旋等,2019),具有较好的成藏条件,烃源条件优越,储层类型多样且大面积连续或准连续分布,源储一体,利于形成大面积分布的连续型致密油资源。初步评价,地质资源量达 3.2×10^8 t(方向等,2019),资源丰度为 17.56×10^4 t/km²。荀红光等(2016)采用 EUR 分级类比法,计算得到条湖与马朗凹陷芦草沟组致密油总可采资源量为 5494.82×10^4 t,表明芦草沟组致密油具有资源量大、资源丰度高、勘探潜力大的特点。

从进源找油理论出发,芦草沟组致密油的成藏地质条件明显好于之上的条湖组致密油。目前条湖组致密油初步评价地质资源量为 1.43×10^8 t,已探明石油地质储量为 3698×10^4 t,间接表明三塘湖盆地致密油具有较好的勘探前景。近年,在环马朗凹陷斜坡区有多口井在芦草沟组获得工业油流,相继发现了牛圈湖、马中、黑墩等致密油藏,也证实芦草沟组致密油具有良好的勘探开发前景。但由于储层岩性复杂,有利储层的分布预测难度较大,相关研究工作仍需精细开展,以推动致密油的实质性突破和发展。

由于中国独特的小陆块碰撞区域构造背景和多旋回演化过程,混积岩系在各个地质时代、多个盆地均有分布,如准噶尔盆地吉木萨尔凹陷的二叠系芦草沟组(杨智等,2018)、三塘湖盆地的二叠系芦草沟组(梁浩等,2002)、四川盆地川中地区的侏罗系自流井组(吴因业等,2019)、酒泉盆地青西凹陷的白垩系下沟组(郭迎春等,2018)、柴达木盆地西南地区的古近系下干柴沟组(付锁堂等,2013)、渤海湾盆地束鹿凹陷的古近系沙三段和歧口凹陷的古近系孔店组(周立宏等,2018)等。近年来,在这些盆地的混积岩型致密油勘探开发中均有发现,展现了这一领域致密油勘探的巨大潜力。研究分析三塘湖盆地芦草沟组致密油的形成条件与富集规律,对其他地区的同类型致密油有重要的意义。

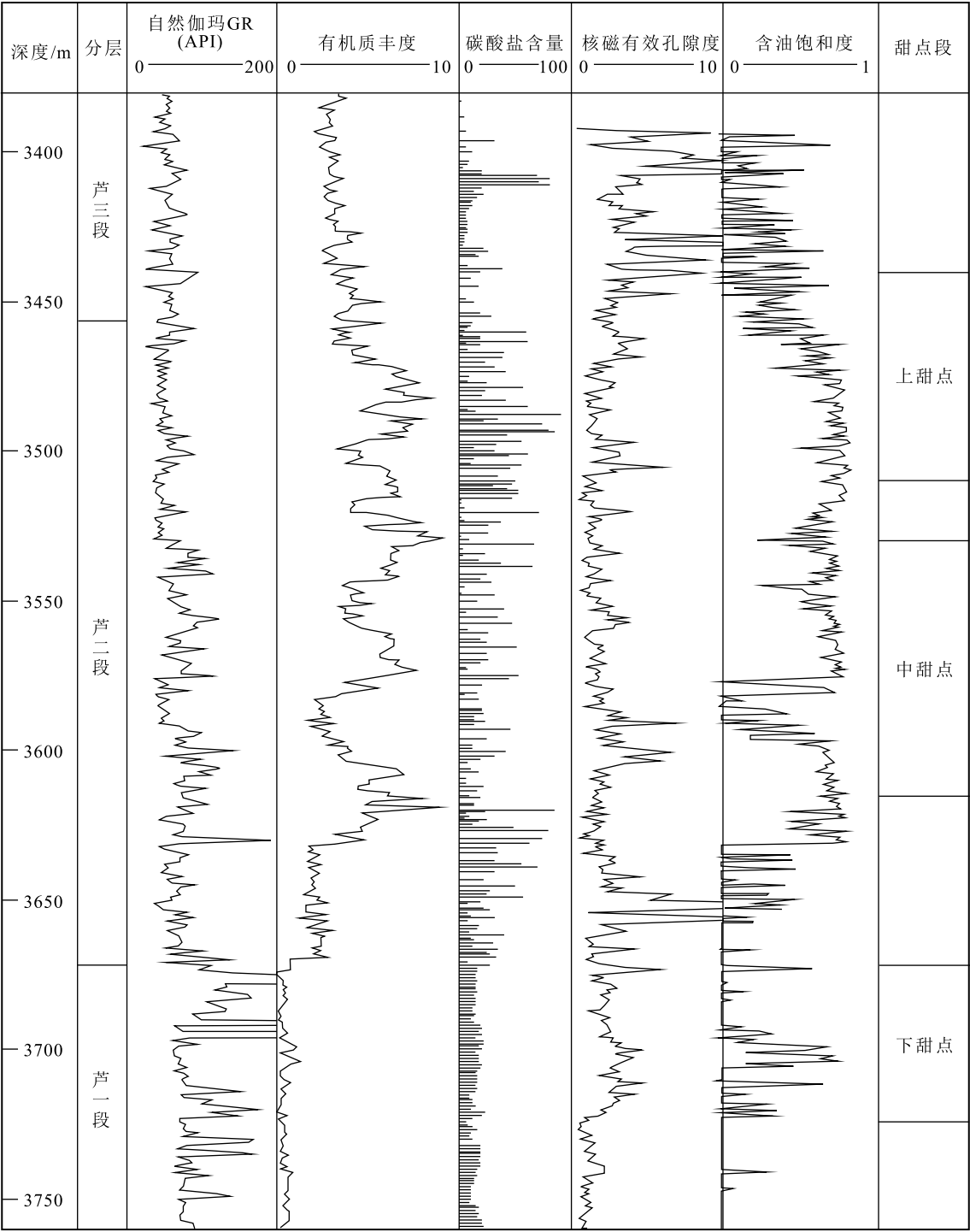


图9 三塘湖盆地 ML1 井芦草沟组甜点段分布图
Fig. 9 Sweet-spot column of the Lucaogou Formation in Well ML1 in Santanghu Basin

7 结 论

(1)三塘湖盆地芦草沟组混积岩具有滨浅湖—深湖相带发育的沉积特点,独特的咸化湖盆背景和

火山作用为致密油的形成和富集提供了有利条件。
(2)芦草沟组二段暗色细粒沉积物厚度大,分布广,有机质丰度高,生烃条件优越,火山物质的混入也为有机质富集和保存提供了有利条件,具有形

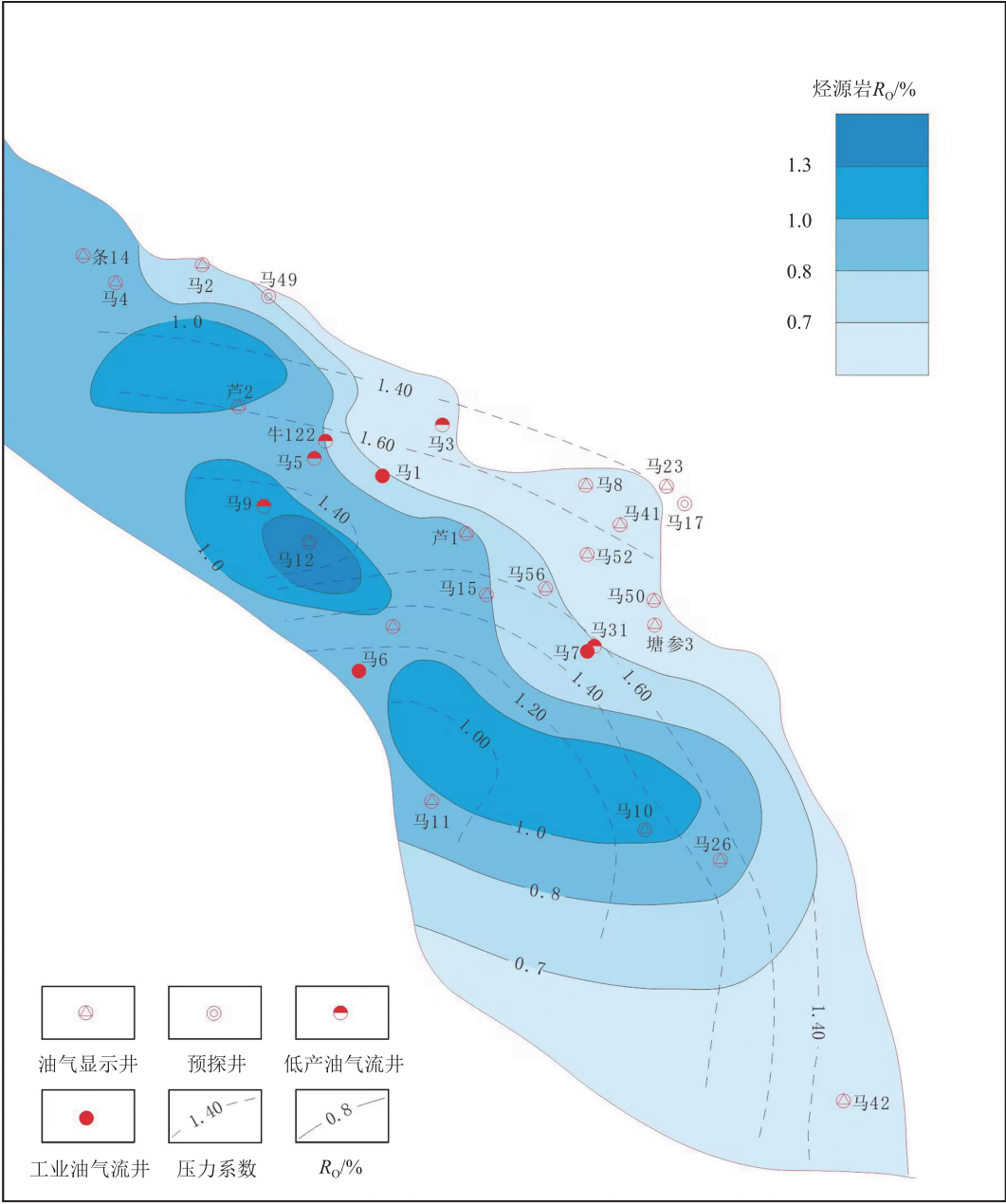


图 10 三塘湖盆地马朗凹陷芦草沟组压力系数与烃源岩成熟度叠合图

Fig. 10 Overlay map of pressure coefficient and source-rock maturity of Lucaogou Formation in Malang sag, Santanghu Basin

成规模致密油的良好物质基础。

(3) 芦草沟组致密源储交相互层、紧密接触, 利于形成连续性分布的混积岩型致密油, 致密油围绕芦草沟组深洼区环带状分布。

(4) 油气富集主要受烃源岩品质、储层品质、源储配置、异常压力等因素控制, 源储配置是最核心的控制因素, 中甜点段具有最有利的储盖配置。

(5) 三塘湖盆地芦草沟组致密油资源潜力大,

勘探前景好, 由于混积岩储层非均质性强, 资源的探索难度大, 目前研究的精度和尺度不能满足勘探需求, 应进一步深化、细化岩性预测、烃源岩评价等方面的研究, 根据富集因素针对性锁定有利区和有利层段, 坚持探索, 推动混积岩型致密油资源的认识和开发利用。

致谢:感谢“十四五”中石油公司致密油项目组及吐哈油田勘探开发研究院致密油研究团队对本

课题的大力支持和帮助,尤其是吐哈油田勘探开发研究院提供了大量基础数据,为本文奠定了坚实基础,感谢审稿专家提出的建设性意见和建议。

参考文献

- 陈常超,黄志龙,陈旋,等.新疆三塘湖盆地上石炭统近源凝灰岩致密油藏形成条件[J].地质通报,2018,37(1): 83-92.
- 陈旋,刘俊田,冯亚琴等.三塘湖盆地条湖组火山湖相凝灰岩致密油形成条件与富集因素[J].新疆地质,2018,36(2): 246-251.
- 陈旋,刘小琦,王雪纯,等.三塘湖盆地芦草沟组页岩油储层形成机理及分布特征[J].天然气地球科学,2019,30(8): 1180-1189.
- 查明,苏阳,高长海,等.致密储层储集空间特征及影响因素—以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J].中国矿业大学学报,2017,46(1): 85-95.
- 崔景伟,朱如凯,范春怡,等.页岩层系油气资源有序共生及其勘探意义——以鄂尔多斯盆地延长组长 7 页岩层系为例[J].地质通报,2019,38(6): 1052-1061.
- 方向,杨智,郭旭光,等.中国重点盆地致密油资源分级评价标准及勘探潜力[J].天然气地球科学,2019,30(8): 1094-1105.
- 付锁堂,张道伟,薛建勤,等.柴达木盆地致密油形成的地质条件及勘探潜力分析[J].沉积学报,2013,31(4): 672-681.
- 冯乔,柳益群,郝建荣.三塘湖盆地芦草沟组烃源岩及其古环境[J].沉积学报,2004,22(3): 629-634.
- 高岗,杨尚儒,屈童.混合沉积研究现状及其与油气富集的关系[J].地质科技情报,2018,37(6): 82-88.
- 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.
- 高岗,李华明,梁浩,等.三塘湖盆地地层压力分布特征及其成因分析[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2008,30(2): 34-38.
- 郭迎春,宋岩,方欣欣,等.酒泉盆地青西凹陷下沟组混积层系致密油成藏机理与富集影响因素[J].石油与天然气地质,2018,39(4): 766-777.
- 苟红光,赵莉莉,梁桂宾,等.EUR 分级类比法在致密油资源评价中的应用——以三塘湖盆地芦草沟组为例[J].岩性油气藏,2016,28(3): 27-33.
- 胡素云,朱如凯,吴松涛,等.中国陆相致密油效益勘探开发[J].石油勘探与开发,2018,45(4): 737-748.
- 胡素云,陶士振,闫伟鹏,等.中国陆相致密油富集规律及勘探开发关键技术研究进展[J].天然气地球科学,2019,30(8): 1083-1093.
- 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.
- 梁浩,苟红光.马朗凹陷二叠系芦草沟组储层特征及评价[J].吐哈油气,2002,7(1): 11-16.
- 李君文,陈洪德,伍新河.马郎凹陷芦草沟组储层特征及控制因素[J].地质找矿论丛,2006,21(2): 125-128.
- 刘兴旺,郑建京,杨鑫,等.三塘湖盆地及其周缘地区古生代构造演化及原型盆地研究[J].天然气地球科学,2010,21(6): 947-954.
- 李新宁,马强,梁辉,等.三塘湖盆地二叠系芦草沟组二段混积岩致密油地质特征及勘探潜力[J].石油勘探与开发,2015,42(6): 763-771.
- 卿忠,刘俊田,张品,等.三塘湖盆地页岩油资源评价关键参数的校正[J].石油地质与工程,2016,30(1): 6-9.
- 李登华,刘卓亚,张国生,等.中美致密油成藏条件、分布特征和开发现状对比与启示[J].天然气地球科学,2017,28(7): 1126-1138.
- 马芳侠,李耀华,葛云锦,等.鄂尔多斯盆地延长组致密油有效烃源岩评价[J].特种油气藏,2017,24(5): 37-41.
- 乔德武,任收麦,邱海峻,等.中国油气资源勘探现状与战略选区[J].地质通报,2011,30(2/3): 187-196.
- 王建功,柳波,吕廷防,等.三塘湖盆地马朗凹陷芦草沟组泥页岩系统地层超压与页岩油富集机理[J].石油勘探与开发,2012,39(6): 699-705.
- 吴因业,吕佳蕾,方向,等.湖相碳酸盐岩—混积岩储层有利相带分析——以柴达木盆地古近系为例[J].天然气地球科学,2019,30(8): 1150-1157.
- 王炳凯,冯乔,田方正,等.新疆准噶尔盆地南缘二叠系芦草沟组烃源岩生物标志化合物特征及意义[J].地质通报,2017,36(2/3): 304-313.
- 王文广,林承焰,郑民,等.致密油/页岩油富集模式及资源潜力:以黄骅坳陷沧东凹陷孔二段为例[J].中国矿业大学学报,2018,47(2): 332-344.
- 徐伟,陈开远,曹正林,等.咸化湖盆混积岩成因机理研究[J].岩石学报,2014,30(6): 1804-1816.
- 徐雄飞,于祥春,卿忠,等.三塘湖盆地芦草沟组岩相特征及其与页岩油藏的关系[J].新疆石油地质,2020,41(6): 677-684.
- 杨智,侯连华,陶士振,等.致密油与页岩油形成条件与“甜点区”评价[J].石油勘探与开发,2015,42(5): 555-565.
- 杨智,付金华,郭秋麟,等.鄂尔多斯盆地三叠系延长组陆相致密油发现、特征及潜力[J].中国石油勘探,2017,22(6): 9-15.
- 杨智,侯连华,林森虎,等.吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油—页岩油地质特征与勘探潜力[J].中国石油勘探,2018,23(4): 76-85.
- 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.
- 周立宏,蒲秀刚,肖敦清,等.渤海湾盆地沧东凹陷孔二段页岩油形成条件及富集主控因素[J].天然气地球科学,2018,29(9): 1323-1332.
- 支东明,唐勇,杨智峰,等.准噶尔盆地吉木萨尔凹陷陆相页岩油地质特征与聚集机理[J].石油与天然气地质,2019,40(3): 524-534.