

文章编号:1000-0550(2020)05-0946-10

DOI: 10.14027/j.issn.1000-0550.2020.005

玛湖凹陷风城组烃源岩特征与生烃模式

刘得光¹,周路^{2,3},李世宏¹,马万云¹,郭文建¹

1.新疆油田公司勘探开发研究院 新疆克拉玛依 834000
2.西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室,成都 610500
3.西南石油大学地球科学与技术学院,成都 610500

摘要 基于最新油气勘探成果及烃源岩有机地化分析数据和热模拟实验结果,评价了准噶尔盆地玛湖凹陷下二叠统风城组烃源岩的生烃能力,并进一步建立其生烃模式。研究区风城组发育一套沉积环境、岩性复杂多变的碱性湖泊相烃源岩,沉积水体盐度、碱度及成岩环境等变化快,致使源岩岩性复杂多变。其残余有机质丰度不高,类型为Ⅰ—Ⅱ型,大部分处于成熟阶段,热演化进程较慢。该组三个地层段均发育中—好烃源岩,少部分为很好烃源岩。风城组碱性湖泊相源岩生烃能力、模式与正常湖相源岩基本一致,为单峰式生油高峰,但其特点为生油持续时间长、总产油率远高于产气率、转化率高,主体处于生油阶段。油气勘探实践也证实玛湖凹陷是以含油为主的油气系统,在浅层或深层均以形成油藏为主。

关键词 玛湖凹陷;风城组;烃源岩;生烃模式;生油高峰

第一作者简介 刘得光,男,1965年出生,硕士研究生,高级工程师,油气地球化学,E-mail: liudegu@126.com

通信作者 周路,男,教授,E-mail: zhoulu9@126.com

中图分类号 P618.13 **文献标志码** A

0 引言

近年来,准噶尔盆地玛湖凹陷油气勘探取得了国内外瞩目的成果,在二叠系、三叠系、侏罗系等多层系已发现众多油田^[1-3],这些油田主要分布于断裂带、凸起和斜坡区。加上断裂带上盘的稠油油藏,累计探明石油地质储量远超过 $20\times10^9\text{ t}$ 。这些石油几乎均来自下二叠统风城组烃源岩,可见其生油能力非常强。

风城组是一套沉积环境、沉积相与岩相复杂多变的地层,前人对其沉积相、储集岩、烃源岩等方面做了大量研究,取得的主要认识包括:1)风城组为碱性湖泊背景下沉积的混积岩,既有碎屑岩,又有火山岩,局部夹有化学岩^[4-6],还有少量藻类灰岩,即生物岩。2)风城组随着沉积环境碱性增强,细菌活性增强,改造形成的无定形体有机质含量升高,生烃母质以菌、藻类为主。除了发育典型的白云质岩外,还出现特征性碱类矿物和火山矿物,这对生烃起延滞作用,使得风城组烃源岩生油窗拉长。3)风城组烃源岩具有早期生烃、持续生烃、多期高峰、生油时

间长的特征^[7-8]。但风城组烃源岩的生烃潜力未进行系统评价,其生烃模式有待深入研究。本文通过大量的烃源岩有机地球化学地化分析数据、高压釜热模拟实验结果以及探井试油成果资料,进一步研究了风城组烃源岩特殊性及其生烃能力,并建立了该组烃源岩的生烃模式,为玛湖凹陷区油气勘探方向及目标选择提供地球化学依据。

1 地质概况

风城组主要分布于准噶尔盆地中央坳陷的次级构造单元玛湖凹陷,向西延伸至乌夏断裂带与克百断裂带。玛湖凹陷南与中拐凸起、达巴松凸起相接,东与夏盐凸起、英西凹陷与石英滩凸起毗邻,总面积约 5200 km^2 (图1);自下而上发育的地层有石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、第三系至第四系,大层系之间多为角度不整合接触,每个层系储盖层发育,构成多个质量不一的储盖组合。主力烃源岩为风城组^[9],其次发育有中二叠统下乌尔禾组、下二叠统佳木河组烃源岩。

收稿日期:2019-10-24; 收修改稿日期:2020-03-20

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05008-004-008)[Foundation: National Science and Technology Major Project, No. 2017ZX05008-004-008]

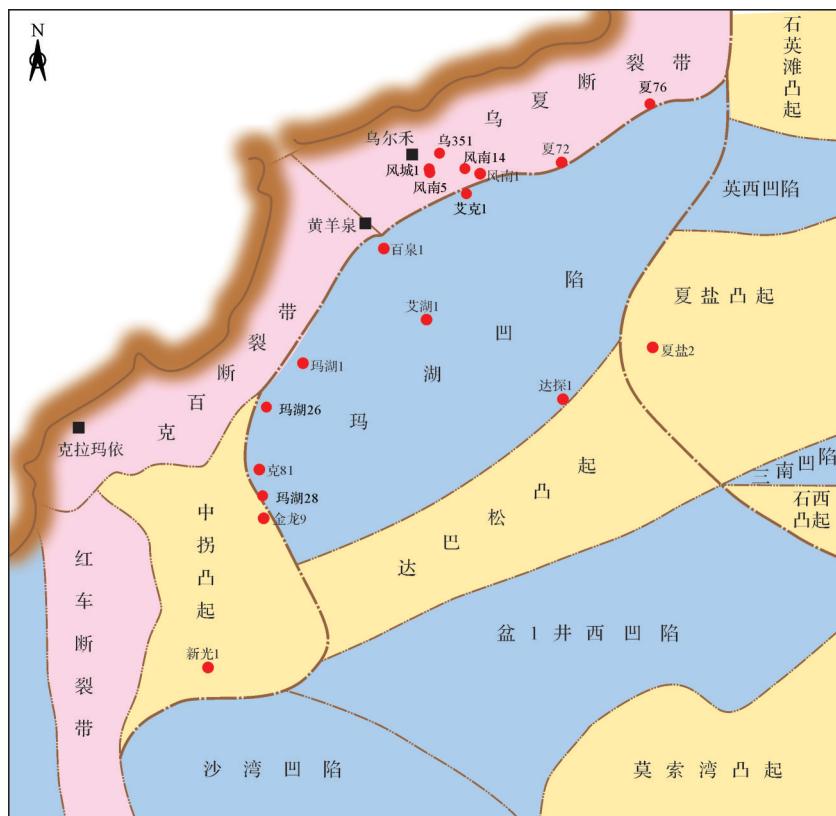


图1 准噶尔盆地玛湖凹陷构造位置

Fig.1 Structural location of Mahu Depression in Junggar Basin

玛湖凹陷风城组厚度多在150~1 000 m之间,最厚处可达1 800 m,埋藏深度为2 600~6 500 m,与下伏佳木河组及上覆夏子街组均呈不整合接触^[10]。风城组在凹陷边缘玛南—克百断裂带主体沉积了厚层砂砾岩,向凹陷内粒度逐渐变细,过渡为湖相泥岩。自下而上划分为风一段($P_1 f_1$)、风二段($P_1 f_2$)和风三段($P_1 f_3$),各层段岩性在垂向和平面上差异较大。风一段在玛湖凹陷东北部以火山碎屑岩、灰质泥质岩、灰质砂岩为主,在凹陷中西部云质碎屑岩发育,碱性矿物较为发育等,总厚度为200~450 m。风二段在大部分区域主要为云质碎屑岩类,碱性矿物和碱性岩较发育,厚度为250~650 m。风三段主要为湖泊相云质岩类和厚层泥岩,上部发育薄层细砂岩等,总厚度为150~550 m(图2)。

2 烃源岩沉积环境与岩性特征

2.1 烃源岩沉积环境

基于沉积学、岩石矿物学、有机地化特征、生烃特征等,风城组被认为是中国至今发现的最古老的碱湖沉积,是湖相优质烃源岩的一种重要类型^[7-8],总

体处于咸(碱)化湖盆沉积环境。风城组沉积时期,玛湖凹陷内为碱性湖泊环境,属于碳酸盐湖,不同于常见的盐湖(硫酸盐湖),最主要的证据是碱类矿物发育,主要有硅硼钠石、碳酸钠钙石、碳镁钠石、碳氢钠石和苏打石等,偶见骸晶状石盐^[6];而且碳酸盐矿物分布广、含量较高,主要为白云石和方解石,其次是碎屑岩在成岩阶段普遍发生了云质化、方解石化。

碱类矿物的普遍发育,指示玛湖凹陷风城组碱(咸)化程度高^[11],认为其碱(咸)化成因主要为蒸发成因和热液成因。风南—乌尔禾地区风城组的碳酸盐矿物空间展布具有“牛眼”特征,有学者认为蒸发浓缩是直接的成盐诱导因素^[12]。热液成因认为碱类矿物物质组分主要来源于深部热液,比如来自热液喷流含盐火山—沉积建造及热水沉积等^[13]。实验数据揭示出碳氢钠石的稳定温度在69.5 °C~191.5 °C,温度条件在地表碱性蒸发盐湖环境中是无法达到的,这表明在现代盐湖中很难形成碳酸钠钙石和碳氢钠石。大量硅硼钠石的形成很可能与热液活动有关,而非蒸发沉积成因,硅硼钠石形成所需的硅和硼可能主要直接来自于深源的碱性热卤水,碱湖沉积并

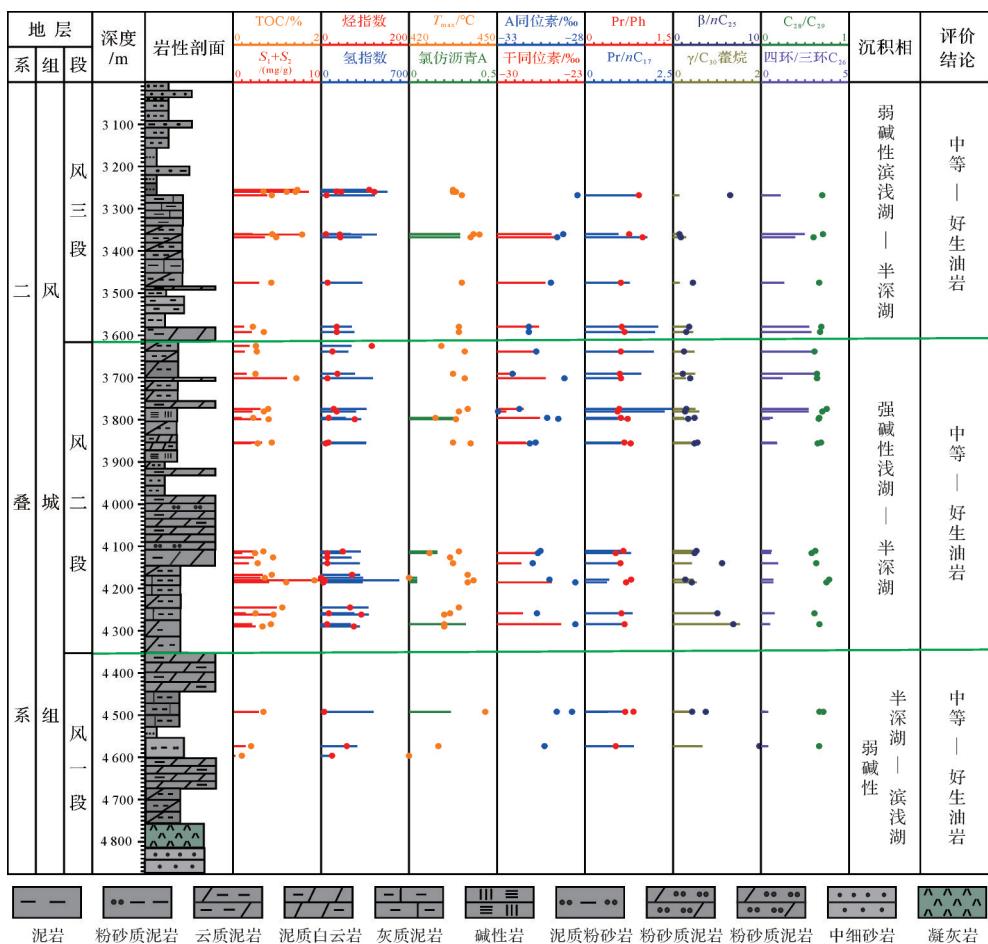


图2 玛湖凹陷风城组地层及有机地化综合柱状图

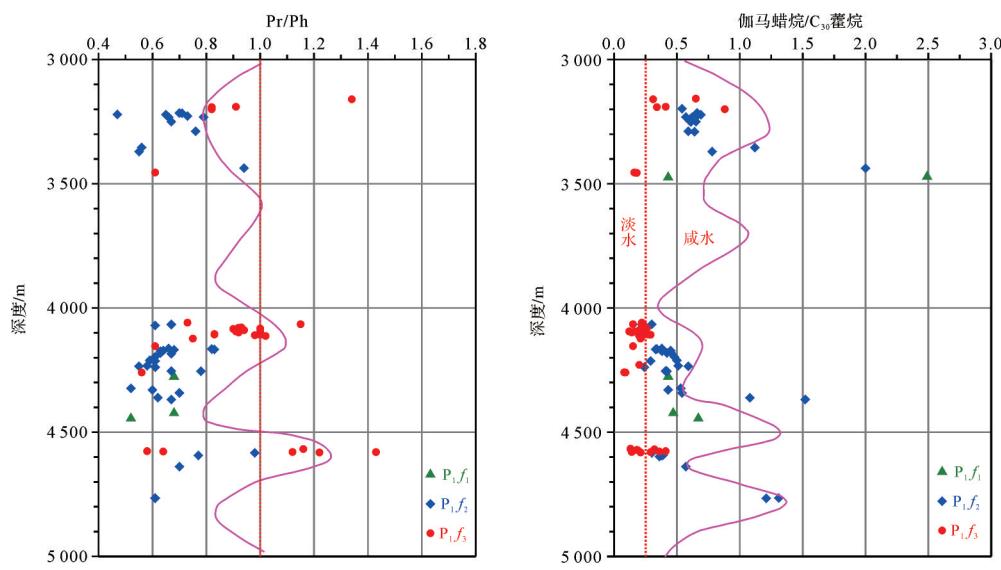
Fig.2 Comprehensive histogram of Fengcheng Formation and organic geochemistry in Mahu Depression

非蒸发成因,而与热液活动有关^[6]。同时,准噶尔盆地西北缘深大断裂及次级断层为热液流体运移的良好通道。因此,风城组沉积环境应为碳酸盐湖泊,水体碱度较高,有一定的蒸发量,但后期局部地区热液活动和成岩作用又促使了这套地层碱性矿物非常发育,且产状丰富。

风城组含碱矿物与盐岩含量及其厚度显示,风二段比风一段、风三段的沉积水体更偏碱性。风二段源岩抽提物Pr/Ph多小于1.0,伽马蜡烷/C₃₀藿烷多大于0.25,还有相当一部分大于0.50(图3),β-胡萝卜烷含量高,三环萜烷C₂₀、C₂₁、C₂₃呈上升型分布,都显示出水体盐度高、还原性强。即使同一段地层碳酸盐岩、碱性岩及其含量等经常以厘米级或毫米级地变化着,其水体碱度、盐度和还原性等都随之变化,这是风城组显著的特性。其次,该组碱湖相源岩生物标志物特征与半咸水—咸水湖相源岩的相似,没有发现它们之间有明显差异。

2.2 烃源岩岩性特征

风城组主要由陆源碎屑、碳酸盐组分和火山物质三个端元以不同比例混积而成,可细分出泥质岩、云质岩、灰质泥岩、砂砾岩、凝灰岩和混积岩6种类型,该套地层岩性既特殊又复杂多变,在国内外都非常罕见。云质岩主要包括云质泥岩、云质粉砂岩等,白云石化现象较普遍。白云岩按产状和沉积构造可分为纹层状泥质白云岩、薄层状白云岩和斑状白云岩,主要为准同生白云岩和后生白云岩。准同生白云岩形成于半深湖咸水环境;后生白云岩是发育在半深湖咸水环境下的碳酸盐岩灰泥在成岩期经后生白云石化作用形成的^[14]。同生、准同生期形成的白云石多呈微层状富集的碳酸盐层(文石及高镁方解石),经成岩期调整,发生白云石化^[5]。该类成因的云质岩往往纹层较发育,富含有机质,主要为泥晶白云石,反映形成较早,少量经重结晶作用呈粉晶白云石。这类岩石纹层普遍发育,细粒陆源碎屑纹层与

图3 玛湖凹陷风城组Pr/Ph、伽马蜡烷/C₃₀藿烷垂向分布Fig.3 Vertical distribution of Pr/Ph and gamma paraffin/C₃₀ hopane in Fengcheng Formation, Mahu Depression

泥晶纹层呈互层状,为一个主要类型生油岩。另外,风城组烃源岩还有灰黑色、黑色泥岩、灰质泥岩、凝灰质泥岩、沉凝灰岩和混积岩等。

3 烃源岩生烃能力评价

烃源岩的生烃能力受诸多因素影响,如烃源岩有机质丰度、类型及其热演化程度等^[15]。通常来说,生烃总量大的烃源岩分布广、厚度大,其有机质丰度高、类型好、成熟度适中^[16]。

3.1 有机质丰度

烃源岩中有机质是油气生成的物质基础,常见判识其丰度的指标参数包括总有机碳含量、岩石热解中的生烃潜量、氯仿沥青“A”含量等^[16-18]。

风城组源岩最大特点是现今残余有机质丰度不高,有机碳含量一般不超过2.0%,大于1.0%的好烃源岩占45%左右,还有一部分含量小于1.0%,生烃潜量(S_1+S_2)多数为2~10 mg/g,氯仿沥青“A”含量为0.05%~0.50%,可能是原始有机质大量生、排烃后导致源岩中残留量降低,风城组大部分达到中等—好标准,少部分属于很好烃源岩(图2),还有一部分为非烃源岩。

风城组烃源岩包括云质泥岩、泥质云岩、灰质泥岩、沉凝灰岩及混积岩等,常见薄层、透镜状及纹层状分布且高含碱的岩石夹在其中,甚至还有厚度极薄的藻类纹层碳酸盐岩。岩性常常是厘米级或毫米级地变化,一块岩石样品可包含多种岩性,很难用一

种岩性对其定名。实际上,难以对大量的地化分析样品都做岩性定名,这就导致按照岩性来区分烃源岩有机质丰度、类型及成熟度等存在困难,即使区分了,它们之间也无多大差异(图4)。因此,不如分层段评价生油岩更有意义,至少可掌控哪一段生烃能力更好。已有的岩石有机碳、热解实验分析数据表明,风二段、风三段与风一段有机质丰度相当,大部分不高,多为中等—好烃源岩(图5)。风一段样品很少,代表性不够,2019年在风南地区钻探的玛页1井风一段取到了黑色、灰黑色泥岩,累计厚度在90 m左右,应为良好烃源岩。

3.2 有机质类型

岩石热解氢指数、干酪根元素、碳同位素分析数据显示,风城组有机质类型从Ⅰ~Ⅲ型均有分布,Ⅲ型很少,总体表现出风二段有机质类型优于风三段、风三段优于风一段的特征^[7]。风城组源岩氢指数(HI)大部分为200~700 mg/g,有机质均以Ⅱ、Ⅰ型为主(图6)。有机碳含量为0.5%~2.0%的样品占了绝大多数,对应的氢指数主要为100~600 mg/g,它们之间相关性较差,显示出有机质类型的多样性。在成熟度大致类似时,反映出不同性质源岩生烃能力的差异,一般情况下,对于氢指数较低的样品已历过了主要生烃期,氢指数较高的则还没有进入大量生排烃期。

风城组烃源岩有机碳与氢指数(HI)关系表明,有机碳含量0.70%时氢指数对应在200 mg/g上下,即可成为有效源岩;烃源岩生油下限的氢指数约为

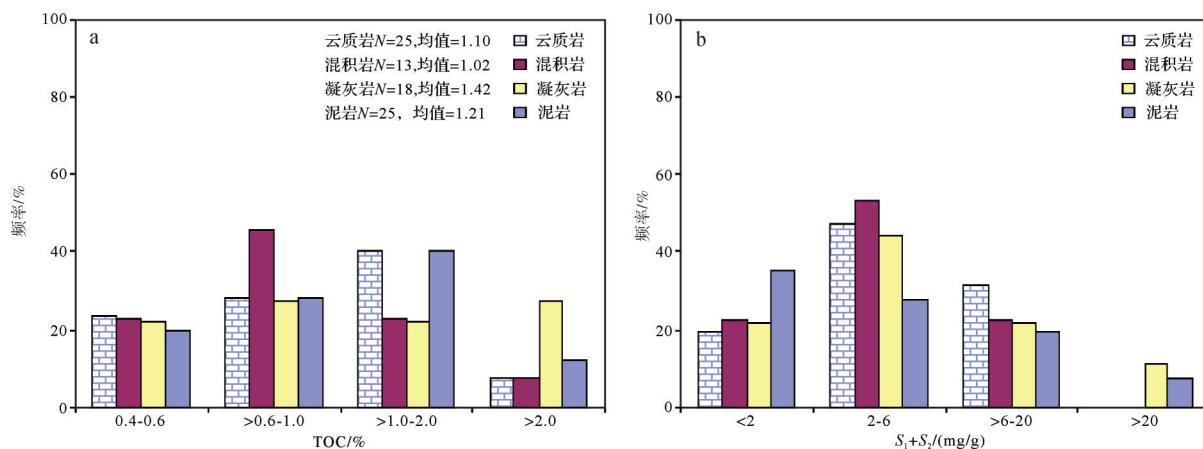
图4 风城组不同岩性有机碳含量(TOC, %)与生烃潜量(S_1+S_2 , mg/g)分布频率

Fig.4 Distribution frequency of TOC(%) and hydrocarbon generating potential S_1+S_2 (mg/g) in different lithologies, Fengcheng Formation

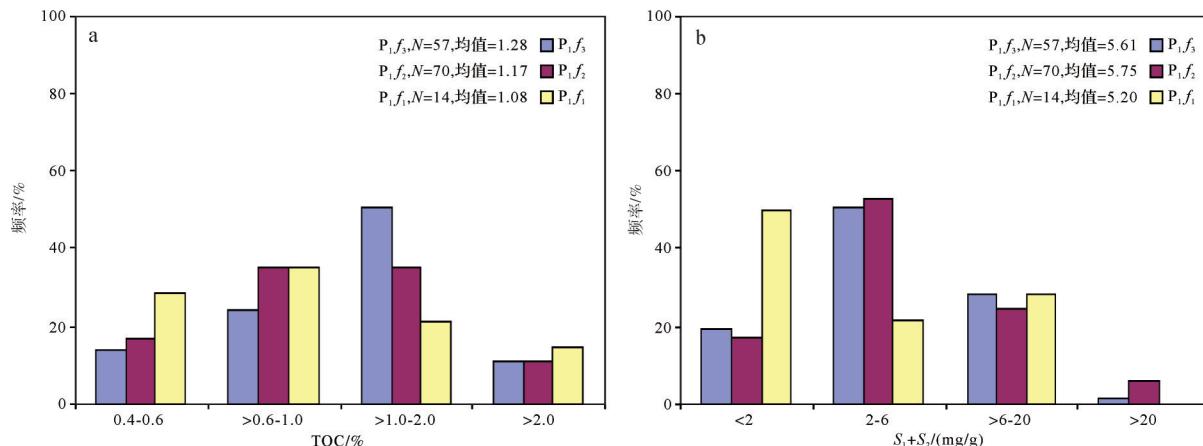
图5 风城组不同层段有机碳含量(TOC, %)与生烃潜量(S_1+S_2 , mg/g)分布频率

Fig.5 Distribution frequency of organic carbon content (TOC, %) and hydrocarbon generation potential (S_1+S_2 , mg/g) in different intervals of Fengcheng Formation

100 mg/g, 残余有机碳含量基本小于0.50%。

3.3 有机质成熟度

岩石最高热解峰温数据表明,风城组烃源岩在3 000~5 000 m深度内成熟度没明显变化,占60%左右的样品最高热解峰温 T_{max} 在435 °C~450 °C之间,均处于成熟阶段(图7)。还有40%的样品岩石最高热解峰温 T_{max} 低于435 °C,这可能与岩石中残余较多的沥青质有关。实测样品镜质体反射率数据很少,深度不超过5 000 m,其值都小于1.10%,而且测点均不足30个。在埋深从3 000 m增加到5 000 m左右时,按照现今地温梯度2.3 °C/100 m计算,风城组地温从80 °C大约增加了46 °C至126 °C,但源岩成熟度没有质的飞跃,这种现象不多见。依据盆地热演化史模拟结果,在埋深大于6 000 m以下风城组才进入高成

熟,可见该源岩热演化进程较慢,生油持续时间长。这可能主要是风城组所经历的地温相对较低、生排烃的成岩环境特殊,且干酪根含油后热演化进程可能变慢等原因所致。

综上所述,风城组三段均发育有效烃源岩,其沉积环境、水体盐度、碱度及火山活动等在垂向上、平面上都有明显变化,导致烃源岩岩性、厚度与有机质丰度、类型等也随之频繁变化(图2)。

4 生烃模式

4.1 烃源岩生烃模拟实验

选取了风城组发育地区的乌351、风南1井风城组两块源岩样品,它们有机质丰度高、类型为腐泥型,而且现今成熟度较低(表1)。对该两块样品进行

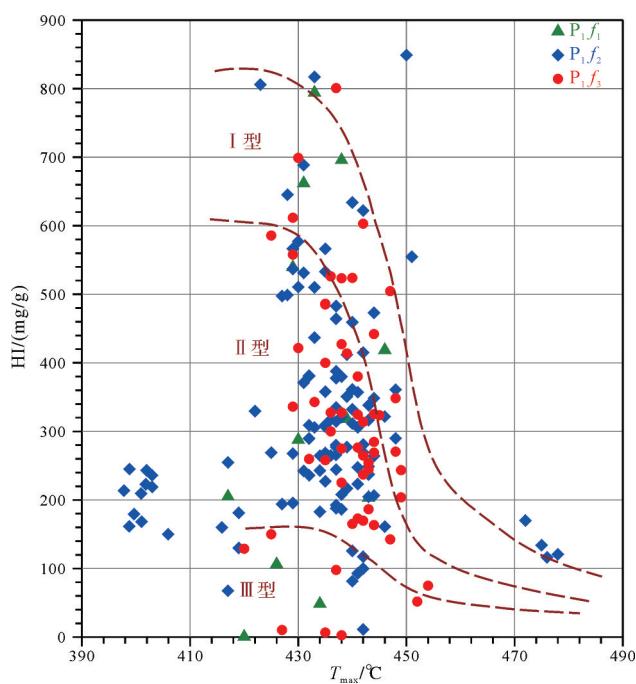


图6 风城组岩石最高热解峰温(T_{\max} , °C)与氢指数(HI, mg/g TOC)关系

Fig.6 Relationship between maximum pyrolysis peak temperature (T_{\max} , °C) of the rock and hydrogen index (HI, mg/g TOC), Fengcheng Formation

高压釜封闭体系加水热模拟实验,加水量约为样品量10%,压力在4~35 MPa之间;加热温度区间为250 °C~500 °C,1 °C/min升温速率,升至温度点,保持48 h,取8个温度点计量产烃量。

热模拟实验结果表明,风城组烃源岩总烃产率高,主要生油,气产量少,存在一个生油高峰(图8)。快速生油始于300 °C,生油高峰位于350 °C($R_o=0.90\%$),此时乌351、风南1井两个样品产油率为540 mg/gTOC、424 mg/gTOC;温度达到420 °C($R_o=1.3\%$)之后进入产油率下降阶段。整个加热产油过程出现一个生油高峰,模拟产物在成熟阶段油气比低,以产油为主,温度在400 °C左右时,油气比约400 m³/t。快速生气始于375 °C,至450 °C左右生气量达到最大,

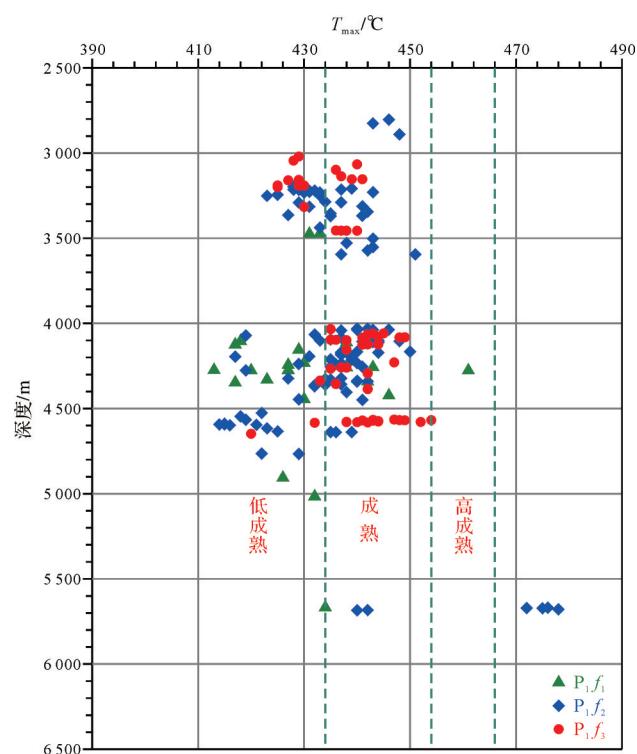


图7 风城组烃源岩最高热解峰温(T_{\max} , °C)与深度关系

Fig.7 Relationship between maximum pyrolysis peak temperature (T_{\max} , °C) and depth of source rock, Fengcheng Formation

两个样品产气率为351 mg/gTOC、276 mg/gTOC。在350 °C~400 °C以干酪根裂解气为主,450 °C之后以原油裂解气为主,原油裂解气占总气量60%以上。

准噶尔盆地二叠系其它层系Ⅰ、Ⅱ型烃源岩高峰期产油率为410 mg/g TOC(3块样品)、390 mg/g TOC(8块样品),乌351、风南1井两个样品有机质丰度是风城组中含量高的,产油率最高多了120 mg/gTOC。从岩石热解数据看,生烃潜力指数(S_1+S_2)多为2~25 mg/gTOC,氢指数(HI)也与国内多数湖相烃源岩相当,也就是说风城组碱性湖泊相烃源岩的生油潜力比一般湖相(淡水、微咸水—咸水、硫酸盐湖)烃源岩没有明显地高。

表1 风城组源岩热模拟实验样品有机地化数据

Table 1 Organic geochemical data for thermal simulation experiment samples of source rock, Fengcheng Formation

井号	层位	深度/m	TOC/%	沥青“A”/%	S_1 /(mg/g)	S_2 /(mg/g)	HI/(mg/g)	OI/(mg/g)	T_{\max} /°C	R_o /%
乌351	P ₁ f ₂	3 316	2.37	0.2163	0.48	14.40	608	9	436	0.60
风南1	P ₁ f ₃	4 096.8	3.05	0.4970	1.26	18.42	604	20	446	0.90

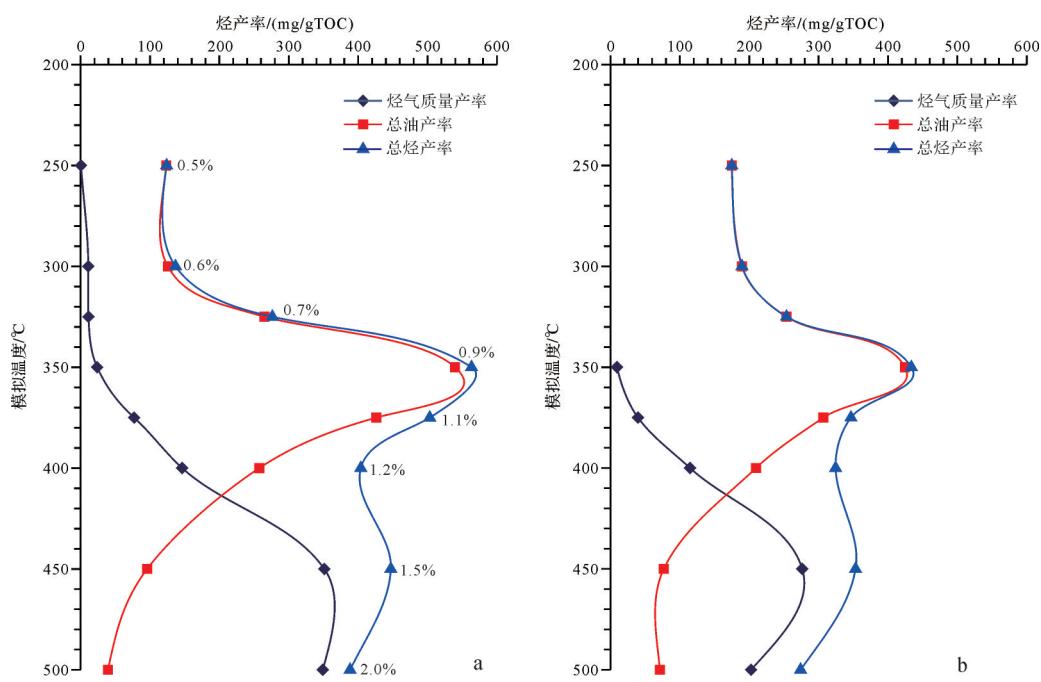


图8 乌351(a)、风南1井(b)风城组源岩样品烃产率曲线

Fig.8 Hydrocarbon yield curves of two source rock samples from Fengcheng Formation, wells Wu351(a) and Fengnan 1(b)

4.2 烃源岩地质条件下的生烃演化

我国许多湖相盆地中存在着一定数量的未成熟、低成熟石油^[19-20]。风城组也存在这类原油,但数量很少,少见这种原始状态的石油,大部分已被生物降解形成了稠油,风城组生油岩在此阶段应不会有生油量较大的次一级高峰。部分地区风城组具有页岩油特征,源储一体,初次运移出液态烃会赋存在致密储层中,其含量较高,而且源岩和储层很难区分,因此,在埋藏不大的深度内会出现 S_1/TOC 、沥青“A”/TOC 比值增高,会出现一个次一级生油高峰假象。为了消除初次运移油的影响,凡是做有机碳、热解的样品都经过了经浸泡处理,尽可能排除其影响。

风城组岩芯做了有数量较多的有机碳、热解实验分析。岩石热解产率指数(S_1/S_1+S_2)、氢指数(HI)、有机碳含量(TOC)以及氯仿沥青“A”含量与深度关系显示(图9),风城组烃源岩初始生油门限深度约3 500 m,大量生油深度约3 800~5 000 m,相当于镜质体反射率在0.8%~1.2%范围,生油结束下限大致在5 500 m。在这一深度范围风城组现今正处于大量生油期,钻井过程中油气显示丰富,是页岩油勘探有利领域。凹陷内风城组主体埋深大于5 000 m,而小于7 000 m,现今凹陷深埋区风城组大部分处于生成凝析油气阶段。

玛湖凹陷二叠系、三叠系和侏罗系油藏油源均为风城组,油质中等左右,原油密度最小的为0.805 g/cm³左右。大多数油藏的气油比不高,最高不超过300 m³/t,该凹陷内至今没有发现来自风城组气源的气藏,这也反映了该源岩以生油为主,持续时间长,为三叠系百口泉组、二叠系大面积成藏提供了充足油源。风城组生油窗的深度范围大,应主要与其在地质历史时期长期处于较低的地温场中有关,准噶尔盆地自白垩纪后就进入了冷盆地阶段,地温梯度一般小于2.5 °C/100m;其次与风城组干酪根类型除了Ⅰ型外,还与Ⅱ型有关,在达到了高成熟阶段Ⅱ型干酪根还可生成较多的凝析油气。

根据岩石有机碳热解和热模拟数据,显示出风城组生烃演化模式与Tissot *et al.*^[15], Pepper *et al.*^[21]提出的模式类似,以一段式生油高峰为主,应不存在多个生烃高峰。无论是哪种构造类型的盆地或凹陷,无论是古生界、中生界还是新生界,无论是淡水、微咸水相还是咸水相甚至盐湖相沉积环境烃源岩,随着成熟度增加生烃潜力指数的演化规律基本一致,没有一个富油盆地或凹陷例外^[18]。实际数据表明,玛湖凹陷风城组生烃、排烃模式也没有例外,在低成熟阶段Ⅰ型有机质最大生烃潜力指数基本在800~900 mg/gTOC,随着成熟度增加逐渐降低,生油高峰阶段下降一半左右,至生油窗下限时,残余热解生烃潜力

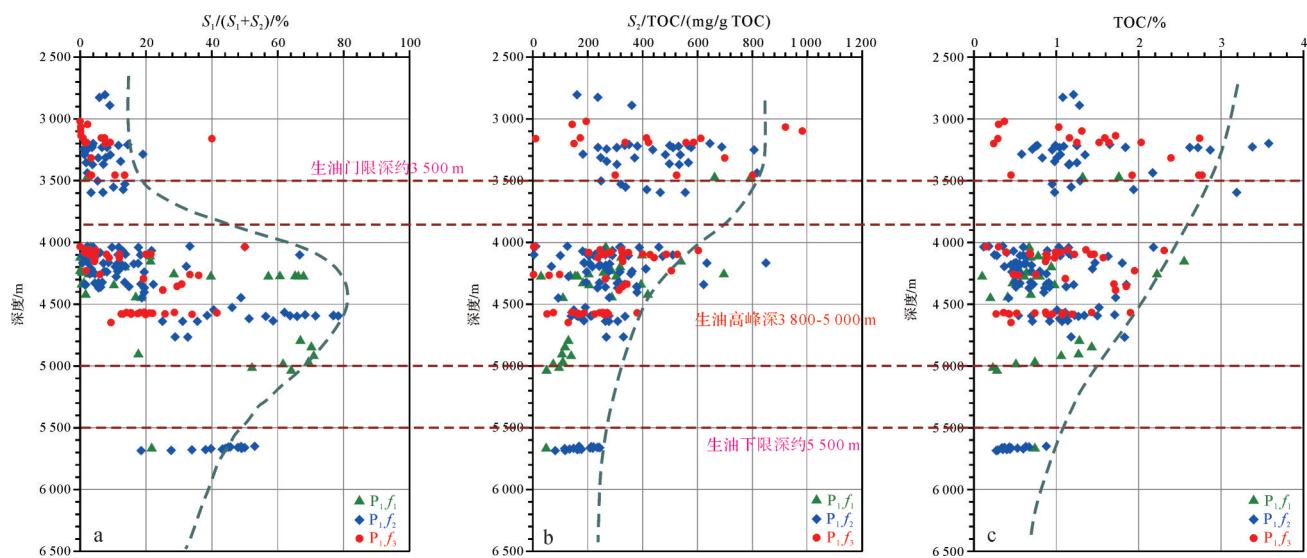


图9 玛湖凹陷风城组烃源岩产率指数($S_1/(S_1+S_2)$)、氢指数(HI)、有机碳含量(TOC, %)与深度关系
Fig.9 Relationship between source rock productivity index ($S_1/(S_1+S_2)$), hydrogen index (HI), organic carbon (%) vs. depth,
Fengcheng Formation of Mahu Depression

指数在100 mg/gTOC左右这一过程中生烃潜力指数没有出现2个以上生烃高峰。同时,无论在什么演化阶段,残留烃始终只占生成烃类中较小的部分,表明这些烃源岩在大量生烃的同时也大量排烃,风城组排烃效率没有明显高于其它盆地或凹陷的优质烃源岩。

一般地质条件下,控制湖相烃源岩生烃量和排烃效率的主要因素是有机质丰度、类型和成熟度^[18]。不同的是风城组烃源岩在高成熟期仍主要生成轻质油,只是生气量很低。总之,风城组生油岩生烃模式为持续生油、油多气少、转化率高,油质逐渐变轻,存在一个生油高峰。这一生烃模式不仅有大量试验数据的支撑,还在油气勘探中得到了验证,例如,如达探1井5 619~5 697 m风城组储层原油密度为0.79 g/cm³,50 °C时黏度为1.75 mPa·s。一般情况下,油质轻的油藏会有较高产量天然气,该井天然气产出量几乎可忽略不计,这恰好佐证了这套生油岩即使在高成熟阶段产气量也很少。因此,以风城组为主力烃源岩的玛湖凹陷应是以含油为主的油气系统,不论是浅层,还是深层主要形成油藏,气藏很少,且规模较小,这一点已在过去的油气勘探开发实践中得到了验证。

5 结论

(1) 风城组烃源岩沉积环境应为碱性湖泊,有

的时期水体碱度较高,有一定的蒸发量,后期断裂带区热液活动和成岩作用又促使了碱性矿物发育,早期沉积碎屑岩发生明显的碳酸盐化。烃源岩为一套细粒碎屑岩与碳酸盐岩及沉凝灰岩的混积岩,包括泥岩、云质泥岩、泥质云岩、灰质泥岩、沉凝灰岩等。

(2) 风城组沉积水体盐度、碱度及成岩环境等空间变化快,致使烃源岩岩性复杂多变,有机质丰度、性质等也随之频繁变化。现今残余有机质丰度不高,三个时段烃源岩的有机质含量相当,均以Ⅱ、Ⅰ型为主。大部分处于成熟阶段,热演化进程较慢,以中—好源岩为主,发育少量很好源岩。

(3) 风城组源岩生烃模式为生油较早、持续时间长、油多气少、存在一个生油高峰,现今主体处于生油阶段;3 800~5 500 m深度范围是风城组页岩油勘探有利深度。风城组生烃能力、排烃效率没明显高于其它盆地或凹陷的湖相优质烃源岩。玛湖凹陷是以含油为主的油气系统,不论是浅层还是深层主要形成油藏,发现的气藏很少,勘探对象应该主要是油藏。

总之,受当前资料和认知水平的限制,有关风城组烃源岩的生烃、排烃以及聚集成藏仍然有许多问题需要进一步深入研究。

致谢 在本文的修改过程中得到了审稿专家和编辑的细心指导,特此非常感谢!

参考文献(References)

- [1] 匡立春, 唐勇, 雷德文, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷斜坡区三叠系百口泉组扇控大面积岩性油藏勘探实践[J]. 中国石油勘探, 2014, 19(6): 14-23. [Kuang Lichun, Tang Yong, Lei Dewen, et al. Exploration of fan-controlled large-area lithologic oil reservoirs of Triassic Baikouquan Formation in slope zone of Mahu Depression in Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2014, 19(6): 14-23.]
- [2] 雷德文, 陈刚强, 刘海磊, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷大油(气)区形成条件与勘探方向研究[J]. 地质学报, 2017, 91(7): 1604-1619. [Lei Dewen, Chen Gangqiang, Liu Hailei, et al. Study on the forming conditions and exploration fields of the Mahu giant oil (gas) province, Junggar Basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2017, 91(7): 1604-1619.]
- [3] 陈萍, 张玲, 王惠民. 准噶尔盆地油气储量增长趋势与潜力分析[J]. 石油实验地质, 2015, 37(1): 124-128. [Chen Ping, Zhang Ling, Wang Huimin. Reserves growth trend and potential analysis of Junggar Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(1): 124-128.]
- [4] 李学良, 张奎华, 林会喜, 等. 准噶尔盆地西北缘二叠系风城组储层发育特征及油气富集因素[J]. 特种油气藏, 2019, 26(1): 37-44. [Li Xueliang, Zhang Kuihua, Lin Huixi, et al. Reservoir characterization and hydrocarbon enrichment factors of the Permian Fengcheng Formation in the northwestern margin of Junggar Basin [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2019, 26 (1) : 37-44.]
- [5] 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.]
- [6] 张元元, 李威, 唐文斌. 玛湖凹陷风城组碱湖烃源岩发育的构造背景和形成环境[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(1): 48-54. [Zhang Yuanyuan, Li Wei, Tang Wenbin. Tectonic setting and environment of alkaline lacustrine source rocks in the Lower Permian Fengcheng Formation of Mahu Sag [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(1): 48-54.]
- [7] 王小军, 王婷婷, 曹剑. 玛湖凹陷风城组碱湖烃源岩基本特征及其高效生烃[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(1): 9-15. [Wang Xiaojun, Wang Tingting, Cao Jian. Basic characteristics and highly efficient hydrocarbon generation of alkaline-lacustrine source rocks in Fengcheng Formation of Mahu Sag [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(1): 9-15.]
- [8] 支东明, 曹剑, 向宝力, 等. 玛湖凹陷风城组碱湖烃源岩生烃机理及资源量新认识[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(5): 499-506. [Zhi Dongming, Cao Jian, Xiang Baoli, et al. Fengcheng alkaline lacustrine source rocks of Lower Permian in Mahu Sag in Junggar Basin: Hydrocarbon generation mechanism and petroleum resources reestimation [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(5): 499-506.]
- [9] 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 等. 准噶尔盆地油气源、油气分布与油气系统[J]. 地质学报, 2016, 90(3): 421-450. [Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping, et al. Oil and gas source, occurrence and petroleum system in the Junggar Basin, Northwest China [J]. Acta Geologica Sinica, 2016, 90(3): 421-450.]
- [10] 鲁新川, 孔玉华, 常娟, 等. 准噶尔盆地西北缘克百地区二叠系风城组砂砾岩储层特征及主控因素分析[J]. 天然气地质学, 2012, 23(3): 474-481. [Lu Xinchuan, Kong Yuhua, Chang Juan, et al. Characteristics and main controlling factors of sand-gravel stone reservoir of Permian Fengcheng Formation in Kebai area, Northwest Junggar Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(3): 474-481.]
- [11] 秦志军, 陈丽华, 李玉文, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷下二叠统风城组碱湖古沉积背景[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(1): 1-6. [Qin Zhijun, Chen Lihua, Li Yuwen, et al. Paleo-Sedimentary setting of the Lower Permian Fengcheng alkali lake in Mahu Sag, Junggar Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37 (1): 1-6.]
- [12] 余宽宏, 操应长, 邱隆伟, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷早二叠世风城组沉积时期古湖盆卤水演化及碳酸盐矿物形成机理[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(7): 1248-1263. [Yu Kuanhong, Cao Yingchang, Qiu Longwei, et al. Brine evolution of ancient lake and mechanism of carbonate minerals during the sedimentation of Early Permian Fengcheng Formation in Mahu Depression, Junggar Basin, China [J]. Nature Gas Geoscience, 2016, 27(7): 1248-1263.]
- [13] 蒋宜勤, 文华国, 祁利祺, 等. 准噶尔盆地乌尔禾地区二叠系风城组盐类矿物和成因分析[J]. 矿物岩石, 2012, 32(2): 105-114. [Jiang Yiqin, Wen Huagu, Qi Liqi, et al. Salt minerals and their genesis of the Permian Fengcheng Formation in Urho area, Junggar Basin [J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 2012, 32(2): 105-114.]
- [14] 冯有良, 张义杰, 王瑞菊, 等. 准噶尔盆地西北缘风城组白云岩成因及油气富集因素[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(6): 685-692. [Feng Youliang, Zhang Yijie, Wang Ruiju, et al. Dolomites genesis and hydrocarbon enrichment of the Fengcheng Formation in the northwestern margin of Junggar Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38 (6) : 685-692.]
- [15] Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrence [M]. New York: Springer Verlag, 1984.
- [16] 黄第藩, 李晋超. 中国陆相油气生成[M]. 北京: 石油工业出版社, 1982. [Huang Difan, Li Jinchao. Continental petroleum generation of China [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1982.]
- [17] Magoon L B, Dow W G. The petroleum system: From source to trap [M]. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Ge-

- ologists, 1994; 93-117.
- [18] 陈建平,孙永革,钟宁宁,等. 地质条件下湖相烃源岩生排烃效率与模式[J]. 地质学报,2014,88(11):2005-2032. [Chen Jianping, Sun Yongge, Zhong Ningning, et al. The efficiency and model of petroleum expulsion from the lacustrine source rocks within geological frame [J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(11): 2005-2032.]
- [19] 黄第藩,李晋超,周翥虹,等. 陆相有机质演化和成烃机理[M]. 北京:石油工业出版社,1984:1-228. [Huang Difan, Li Jinchao, Zhou Zhuhong, et al. Evolution of continental organic matter and hydrocarbon formation mechanism [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1984: 1-228.]
- [20] 黄第藩,张大江,王培荣,等. 中国未成熟石油成因机制和成藏条件[M]. 北京:石油工业出版社,2003:1-677. [Huang Difan, Zhang Dajiang, Wang Peirong, et al. Genetic mechanism and accumulation condition of immature oil in China [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003: 1-677.]
- [21] Pepper A S, Corvi P J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part III: Modelling an open system[J]. Marine and Petroleum Geology, 1995, 12(4): 417-452.

Characteristics of Source Rocks and Hydrocarbon Generation Models of Fengcheng Formation in Mahu Depression

LIU DeGuang¹, ZHOU Lu^{2,3}, LI ShiHong¹, MA WanYun¹, GUO WenJian¹

1. Research Institute of Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China

2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir and Exploration, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

3. College of Geosciences and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China

Abstract: This study takes into account the most recent oil and gas exploration results, as well as experimental data from organic geochemical analysis of source rocks and the results of autoclave thermal simulation, to evaluate the hydrocarbon generation capacity of the lower Permian Fengcheng Formation in the Mahu Sag, Junggar Basin, and summarizes its hydrocarbon generation model. A set of alkaline lacustrine source rocks with complex sedimentary environment and lithology are developed in this formation. The salinity, alkalinity and diagenetic environment of the sedimentary water changed rapidly, which has caused the source rock lithology to be complex and variable. The abundance of residual organic matter is not high, and is mainly type I-II, most of which is mature stage, and the thermal evolution process was slow. The three strata have all developed medium-to-good source rocks; a few of them are very good source rocks. The hydrocarbon generation capacity and model of the basic lacustrine source rocks are basically similar to normal lacustrine source rocks, having a single oil-generation peak, but in this case it is characterized by a long oil generation duration, giving a total oil production rate far higher than the gas production rate and a high conversion rate, and the main body is at the oil generation stage. This life-cycle hydrocarbon model has been verified by oil and gas exploration results. The Mahu Depression is an oil-bearing oil/gas system, mainly formed in shallow or deep layers. This understanding has guiding significance for subsequent oil and gas exploration deployment.

Key words: Mahu Depression; Fengcheng Formation; source rocks; hydrocarbon generation model; oil generation peak