

Sedimentary and Petroleum Geological Characters of Lower Cretaceous in West Sub-Sag, South Buir Sag of Tamtsag Basin

Genyao Wu¹, Xiaodong Sun², Defeng Zhu², Qiang Li²

¹Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing

²Exploration and Development Research Institute of Daqing Oilfield Ltd., Daqing Heilongjiang

Email: wugenya@mail.iggcas.ac.cn

Received: Oct. 5th, 2016; accepted: Oct. 24th, 2016; published: Oct. 27th, 2016

Copyright © 2016 by authors and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

Abstract

The evolution of the West Sub-Sag, South Buir Sag of Tamtsag Basin in Mongolia is mainly controlled by extension of the contemporaneous NE-orientated faults. In addition, it is superimposed with the influences of the base-mental relief and the transferring of NEE- /near WE-orientated shear fracture. The early Early Cretaceous was a fault-depressing stage of the West Sub-Sag's tectono-sedimentary evolution, and the facies developing experienced a complete cycle of universal-differentiation-re-universal. In the Tongbomiao and Nantun Formations, the major sedimentary facies-types are fan delta, inshore underwater fan and lacustrine facies. The distribution of fan bodies and each sub-facies occurring of fan delta and inshore underwater fan should be constrained by the source regions to both the eastern and western sides. To the southwestern side of the South Hollow, there existed a "temporary" source region, which resulted in the subsidence center being not superposition with the depocenter during the sedimentary period of the Tongbomiao Formation. Owing to spatial changes of the thickness, lithology and petrofacies, the source rocks and reservoirs in the West Sub-Sag display distinct inhomogeneity. In the South Hollow, the source rocks are better occurred, with the organic materials being mainly II₂-type. The organic thermal evolution can be divided into three stages: unmaturing, maturing and oil-generating peak stages. The sand bodies are better developed in the Central-North Hollow. The available data demonstrate the reservoir's physical property being relatively poor, namely, the majority being reservoir with extra-lower porosity and super-lower permeability.

Keywords

West Sub-Sag of South Buir Sag, Facies-Types, Facies Belt Distribution, Source Rocks, Reservoirs, Early Cretaceous, The Tamtsag Basin

塔木察格盆地南贝尔凹陷西部次凹下白垩统沉积和石油地质特征

吴根耀¹, 孙效东², 朱德丰², 李 强²

¹中国科学院地质与地球物理研究所, 北京

²大庆油田有限责任公司勘探开发研究院, 黑龙江 大庆

Email: wugenyao@mail.iggcas.ac.cn

收稿日期: 2016年10月5日; 录用日期: 2016年10月24日; 发布日期: 2016年10月27日

摘 要

蒙古国塔木察格盆地南贝尔凹陷西部次凹的发育主要受北东向同生正断层控制, 叠加有基底地形起伏和北东东-近东西向剪切变换构造的影响。早白垩世早期为断陷阶段, 相发育在西部次凹全区经历了统一-分异-再统一的完整旋回。铜钵庙组和南屯组主要发育扇三角洲相、近岸水下扇和湖泊相, 扇体展布及其亚相发育受东、西两侧的物源区控制。西南侧的“临时性”物源区造成铜钵庙组沉积期南洼槽的沉降中心与沉积中心不一致。因厚度、岩性和岩相空间变化较大, 源岩和储层发育因地而异。南洼槽烃源岩发育好, 有机质以II₂型为主, 热演化经历了未成熟、成熟和生油高峰3个阶段。砂体发育在中-北洼槽较好, 现有资料表明以特低孔-超低渗型储层为主。

关键词

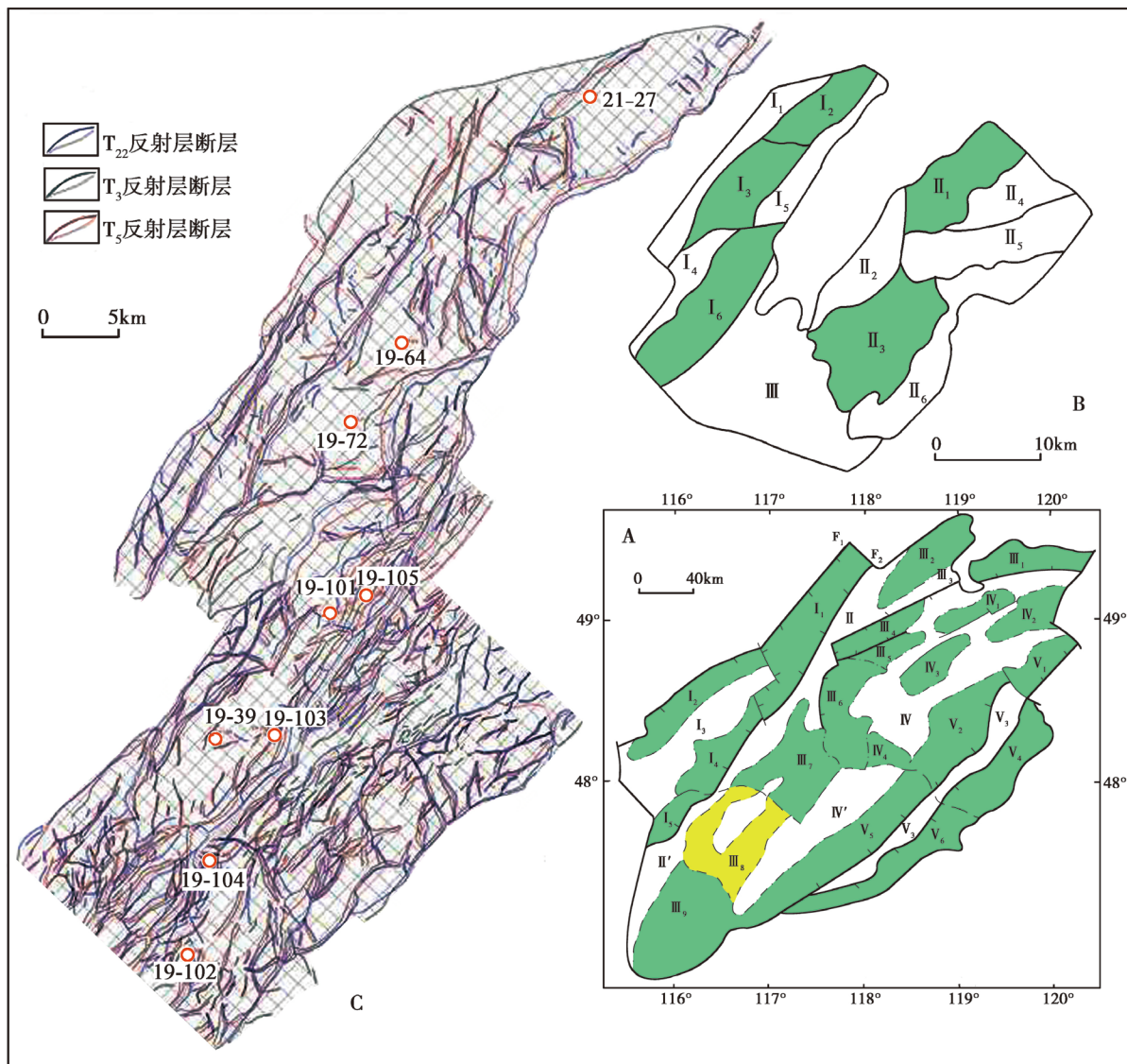
南贝尔凹陷西部次凹, 相类型, 相带分布, 烃源岩, 储层, 早白垩世, 塔木察格盆地

1. 南贝尔凹陷西部次凹概述

位于蒙古国东端的塔木察格盆地是我国内蒙古境内海拉尔盆地的南延; 后者“三坳夹两隆”的构造格局[1]在塔木察格盆地有清楚的反映, 即: 海拉尔盆地的中部坳陷(贝尔湖坳陷)在蒙古境内可分为南贝尔凹陷和其南的塔南凹陷[2]。南贝尔凹陷与中国境内的贝尔凹陷实为同一 III 级构造单元, 两者间以国境线为界(图 1(A))。南贝尔凹陷的主体是 2 个北东向延伸的沉降带, 称西部次凹和东部次凹。在凹陷北部, 这 2 个次凹间被苏德尔特(Sudert)断隆分隔; 在南端, 这 2 个次凹经南部潜山披覆带相连, 故整个凹陷呈向北东开口的马蹄形(图 1(B))。

西部次凹构造相对简单, 其主体由 3 个北东向的洼槽组成, 自北至南称北洼槽、中洼槽和南洼槽。北洼槽和中洼槽在早白垩世一直是一个统一的沉积盆地, 只是被近东西向断裂拦腰截为两个, 下文中以“中-北洼槽”称之。南洼槽与中-北洼槽间为右行斜列关系(图 1(B)), 不仅曾与中-北洼槽相隔, 盆地发育也有不同特征, 主要表现在: 中-北洼槽以东界断裂为控盆断裂, 呈东断西超的箕状盆地, 南洼槽则以西界断裂为控盆断裂, 是西断东超的箕状盆地。

南贝尔凹陷充填的下白垩统称(自下而上)铜钵庙组、南屯组、大磨拐河组和伊敏组, 其层序划分可参阅孙效东等[3]。南屯组沉积后南贝尔凹陷发生闭合隆起, 故南屯组与上覆大磨拐河组之间明显为一角度不整合面(地震反射的 T₂₂ 界面)。据贝尔凹陷的研究, 该隆起造成剥蚀掉的地层厚度最大可达 900 m [4]。



A 图示海拉尔 - 塔木察格盆地的次级构造单元: I.扎赉诺尔坳陷(西部坳陷); I₁.呼伦湖凹陷; I₂.巴彦呼舒凹陷; I₃.汗乌拉凸起; I₄.查干诺尔凹陷; I₅.查南凹陷; II.嵯岗隆起; II'.巴兰 - 沙巴拉格隆起; III.贝尔湖坳陷(中部坳陷); III₁.东明凹陷; III₂.赫尔洪德凹陷; III₃.陵丘凸起; III₄.红旗凹陷; III₅.新宝力格凹陷; III₆.乌尔逊凹陷; III₇.贝尔凹陷; III₈.南贝尔凹陷(黄色); III₉.塔南凹陷; IV.巴彦山隆起; IV₁.乌固诺尔凹陷; IV₂.鄂温克凹陷; IV₃.莫达木吉凹陷; IV₄.五一牧场凹陷; IV'.贝尔 - 布伊诺尔隆起; V.呼和湖坳陷(东部坳陷); V₁.伊敏凹陷; V₂.呼和湖凹陷; V₃.锡林贝尔凸起; V₄.旧桥凹陷; V₅.巴音戈壁凹陷; V₆.桑布尔凹陷; F₁.扎赉诺尔断裂; F₂.阿尔公断裂; B 图示南贝尔凹陷次级构造单元: I.西部次凹; I₁.西部斜坡带; I₂.北洼槽; I₃.中洼槽; I₄.西低凸起; I₅.东断阶带; I₆.南洼槽; II.东部次凹; II₁.北洼槽; II₂.西部断鼻带; II₃.南洼槽; II₄.中央隆起带; II₅.东部断裂构造带; II₆.东部断阶带; III.南部潜山坡覆带; C 图中的反射层: T₂₂.南屯组顶面; T₃.铜钵庙组顶面; T₅.铜钵庙组底面

Figure 1. Location (A), sub-order tectonic units (B) of the South Buir Sag, and overprinted map of the T₂₂, T₃ and T₅ fracture systems in the West Sub-Sag

图 1. 南贝尔凹陷位置(A)、次级构造单元(B)和西部次凹 T₂₂、T₃ 和 T₅ 反射层断裂系统叠合图(C)

据该不整合面可把南贝尔凹陷的演化划为两大阶段: 铜钵庙组 - 南屯组沉积期为断陷阶段, 大磨拐河组 - 伊敏组沉积期为剪切 - 坳陷阶段。

铜钵庙组的底面和顶面均为不整合面(地震反射界面分别为 T₅ 和 T₃), 在西部次凹中 - 北洼槽厚 500 m, 在南洼槽厚 1100 m。该组的岩性岩相变化较大: 北部和西部是成分和结构成熟度均低的砂砾岩夹灰黑色泥岩, 自下至上逐渐变细; 南部和东部则为厚层 - 块状灰黑色泥岩夹薄层粉砂岩砂岩。南屯组岩性上常

分为两段。南一段的最大厚度在中-北洼槽和南洼槽均为 500 m, 岩性则随地而异。在中-北洼槽和南洼槽的西北部, 南一段是灰色砂岩、细砂岩、粉砂岩与深灰-灰黑色泥岩互层; 在南洼槽的中部和东南部是厚层-块状灰色泥岩夹细砂岩。南二段的最大厚度, 在中-北洼槽为 600 m, 在南洼槽为 325 m, 岩性都为厚层灰色-深灰色泥岩夹薄层粉砂岩, 是全区最好的区域性盖层。

地层厚度和沉积相(详见下述)的变化表明断陷阶段总体上盆地的活动性较大, 但至南二段沉积时西部次凹的构造活动性已明显降低。剪切-坳陷阶段的记录在西部次凹空间发育相对稳定。大磨拐河组是(浅)灰色的泥岩夹薄层粉砂岩、砂岩和砾岩, 属典型的三角洲相及浅湖相沉积, 最大厚度为 1200 m。伊敏组下部以砂岩为主上部以泥岩为主, 属河流相沉积, 该组因没有油气地质意义, 研究程度较低。

就断裂发育而言, 西部次凹发育 3 组方向的断裂: 北东向、北东东-近东西向和近南北向。在 T_{22} 界面、 T_3 界面或 T_5 界面上, 这 3 组方向的断裂均有发育, 只是相对而言 T_{22} 界面上的断裂相对稀疏(图 1(C))。北东向断裂是该地最为发育的构造, 除洼槽边界为北东向断裂外, 洼槽内部的次级北东向断裂也十分发育, 他们延伸长度不大, 平面上呈左行雁列, 这在中-北洼槽表现得特别清楚; 相对而言, 南洼槽的次级北东向断裂规模较小, 但断裂密度较大。

北东东-近东西向断裂主要见于西部次凹的中部, 其西段是西低凸起的北界, 中段构成中洼槽与南洼槽之间的分界, 进一步东延成为南洼槽与东断阶带之间的界线。实际上这是一条左行走滑断裂, 在北东向的控盆和控陷断裂发生伸展时起了剪切变换的作用, 导致中-北洼槽与南洼槽的沉积-古地理演化发生分异。在中-北洼槽和南洼槽内部也见北东东-近东西向断裂发育。值得注意的是: 北东向断裂向北延伸时常不穿越北东东-近东西向断裂而“归并”入后者(这在南洼槽尤为多见), 意味着后者是先存构造, 对北东向断裂的发育起制约作用。

近南北向断裂是这 3 组方向的断裂中规模最小的, 常见于北东向断裂的上盘, 构成后者的次级“入”字形构造。在中-北洼槽, 因北东向断裂规模相对较大, 近南北向断裂规模相对较大且走向偏北北东。南洼槽的北东向断裂相对小而密, 近南北向断裂规模也较小; 在盆内常见近南北向断裂偏北北东向, 沿东南界断裂则常见它们偏北北西向。

东部次凹的构造较西部次凹复杂, 可总结为东西分带, 南北分区。所谓“南北分区”, 是因北东东-近东西向剪切断裂构成一变换构造带(东部断裂构造带)而分隔了两个生油中心即北洼槽和南洼槽。东部次凹的北东向断裂已遭受了强烈的改造, 现凹陷内部以发育北北东-近南北向和北东东-近东西向断裂为主。

南贝尔凹陷是海拉尔-塔木察格盆地中颇具石油勘探前景的一个三级构造单元。开展地质调查以来发表了一些石油地质方面的初步报道, 集中于南贝尔凹陷东部次凹的储层尤其是火山碎屑岩储层的研究[5]-[11]。最近, 刘绍军等对南贝尔凹陷的断裂体系发育和盆地演化进行了深入研究[12], 吴根耀等系统报道了该凹陷东部次凹铜钵庙组和南屯组的沉积特征[13]。在此基础上, 本文拟: 1) 分析总结南贝尔凹陷西部次凹下白垩统的沉积特征, 包括铜钵庙组-南屯组的沉积相及其识别标志, 物源区位置和沉积相带展布, 2) 参阅塔南凹陷油气地质研究的最新成果[14][15][16], 重点剖析南贝尔凹陷西部次凹的油气地质特征, 如烃源岩评价、储层分布和物性条件等, 以使读者对南贝尔凹陷西部次凹的沉积-古地理和油气勘探远景有一全面深入的了解。

2. 沉积相

2.1. 铜钵庙组

2.1.1. 扇三角洲相

扇三角洲相是西部次凹最主要的沉积相类型。在中-北洼槽的 19-64 井、19-72 井的铜钵庙组下部和南洼槽的 19-105 井的铜钵庙组上部, 均揭露了大套的扇三角洲沉积, 砂岩粒度粗, 厚度大, 砂体分布的

范围较大。常见砂砾岩或凝灰质砂砾岩为杂色(浅紫红色、棕黄色、绿灰色等),指示了浅水的氧化环境。铜钵庙组的扇三角洲主要发育扇三角洲前缘亚相,包括河口砂坝和水分流河道微相,次为前扇三角洲亚相。扇三角洲平原亚相仅在 19-101 井(孔深 3154~3157 m)铜钵庙组的最下部见及(图 2),岩性为杂色砂砾岩,属辫状河道微相。

2.1.2. 近岸水下扇相

近岸水下扇相层位上见于铜钵庙组中-上部,空间上位于南洼槽,是出现深湖半深湖环境后的沉积。南洼陷西侧的 19-39 井、北部的 19-101 井和 19-105 井均揭露了铜钵庙组大套的厚层块状近岸水下扇砂体,主要包括扇根和扇中两个亚相。取自 19-39 井铜钵庙组近岸水下扇沉积的砂砾岩的岩心的粒度分析结果表明:南洼陷西侧发育的近岸水下扇为扇根亚相,以主沟道微相沉积为多见(这是南贝尔凹陷唯一见扇根亚相发育的地点);搬运方式为牵引流与重力流之间的过渡形式,典型的一段式重力流沉积并不发育。近岸水下扇沉积的砂体厚度可观,如 19-39 井揭露的铜钵庙组近岸水下扇沉积的一个砂组的厚度即达 70 m 以上。19-101 井和 19-105 井揭露的近岸水下扇沉积的砂砾岩的单层厚度较 19-39 井小,泥岩夹层很多,但累计厚度很大,粒度很粗,砾径最大可达 80 mm × 50 mm,一般为 2 mm × 3 mm,分选很差。

2.1.3. 湖泊相

铜钵庙组中-上部的湖泊相沉积以深湖半深湖亚相为主,主要见于南洼槽。19-102 井、19-103 井和 19-104 井均在铜钵庙组中-上部揭露了大套的深湖半深湖相暗色泥岩,19-102 井揭露的灰黑色泥岩的单层最大厚度可达 84 m。在 19-101 井还见铜钵庙组顶部(孔深 2414 m~2420 m)有浊积岩(图 2),指示了深湖半深湖环境中除了近岸水下扇外还有湖底扇发育。

2.1.4. 冲积扇相

冲积扇相仅见于中-北洼槽的铜钵庙组上部地层中。19-64 井揭露了一套厚层-块状砂砾岩夹红色泥岩的沉积,厚度在 100 m 左右,是一套能量逐渐变强的多期冲积扇扇中水道沉积的叠加。19-72 井揭露的为冲积扇扇端的细粒沉积,以杂色泥岩为主。已有资料表明该期冲积扇沉积在中-北洼槽有较为广泛的发育,在西部和北部地区可能发育更好。

2.2. 南屯组

除冲积扇相外,其它 3 种相类型在南屯组中都有发育。

2.2.1. 扇三角洲相

扇三角洲相在中-北洼槽和南洼槽的南屯组一段地层中均有发育。南洼槽的 19-39 井孔深 2300 m~2400 m 所见主要属外前缘亚相的河口砂坝微相,以砂岩厚度薄和粒度细为特点,砂体主要由粉砂岩构成,为低能量的扇三角洲沉积。南一段中的扇三角洲相仅见前缘和前三角洲两个亚相,未见扇三角洲平原亚相。总体看,南一段中的扇三角洲砂体,明显比铜钵庙组中同类砂体的厚度小,粒度细,仅中-北洼槽的 19-64 井钻遇的扇三角洲沉积特征与铜钵庙组的基本相似。从 19-64 井向西(南)经 19-72 井、19-105 井至 19-101 井,扇三角洲砂体有厚度逐渐变薄粒度逐渐变细的特点。这可能反映了:1) 物源区在其东北(即分隔了西部次凹与东部次凹的苏德尔特断隆),随远离物源区而砂体变薄变细;2) 南一段沉积期物源区与堆积区之间的地形反差不像铜钵庙组沉积期那样强烈,为湖盆供应碎屑的河流的能量低,携带碎屑的能力弱,供应的碎屑粒度细。

2.2.2. 近岸水下扇相

近岸水下扇相层位上仅见于南屯组一段,在中-北洼槽和南洼槽的中-南部均有发育,其规模、厚

组	取心次数 / 次	深度 / m	岩性					样品照片	层理	备注	微相	亚相	相
			泥岩	粉泥粉	粉砂岩	砂岩	砾岩						
南屯组	3	2265.94						2265.94		黑色泥岩	湖泥	深湖半深湖	湖泊
		2266											
		2267											
		2268											
		2269											
		2270						2270.62					
		2271											
铜钵庙组	4	2274.56							黑色泥岩, 内见羽状层理	湖泥 + 湖底扇	深湖半深湖	湖泊	
		2413.97											
		2414											
		2415											
		1416											
		2417											
		2418											
铜钵庙组	5	2420.12							杂色砂砾岩	辫状水道	扇根	近岸水下扇	
		2445						2445.40					
		2446											
		2447											
		2448						2448.88					
		2449											
铜钵庙组	6	2451.20							轻变质杂色砂砾岩	辫状水道	扇根	近岸水下扇	
		2974.67											
		2975											
		2976											
铜钵庙组		2978.06							轻变质杂色砂砾岩	辫状河道	平原	扇三角洲	
		3154.25						3155.28					
		3155											
		3156											
		3157											

Figure 2. Sedimentary micro-facies analyses of the core from the Well 19-101 in West Sub-Sag, South Buir Sag
 图 2. 南贝尔凹陷西部次凹 19-101 井岩心的沉积微相分析

度和砂岩粒度都明显较铜钵庙组同类扇体的小。19-102 井和 19-103 井揭露的近岸水下扇由细砂岩组成，属扇中亚相，电测特征显示它明显为正韵律沉积；结合其地震反射特征，推测它们是重力流搬运形成的近岸水下扇砂体。

2.2.3. 湖泊相

湖泊相沉积在中 - 北洼槽和南洼槽的南屯组中均有揭露。其空间发育规律是：中 - 北洼槽以滨浅湖相沉积为主，南洼槽则为大面积的深湖半深湖区；层位上，南一段沉积时有深湖半深湖亚相的沉积，南

二段沉积时仅有滨浅湖亚相的沉积。在南洼槽的 19-102 井、19-103 井和 19-104 井均揭露南一段中有大套的暗色泥岩沉积,属深湖半深湖的湖泥微相;19-103 井钻及的灰黑色泥岩的单层最大厚度可达 243 m。这一深湖半深湖环境还为近岸水下扇的发育提供了堆积空间。

2.3. 沉积相发育特点

综合钻孔所见的岩性特征,可总结西部次凹断陷阶段沉积相的发育有如下特点。

1) 相发育经历了统一-分异-再统一的完整旋回。铜钵庙组沉积初期,随北东向控盆(陷)断层的伸展活动西部次凹出现。尽管当时中-北洼槽与南洼槽间为隆起分隔而成为两个独立的湖盆,但都发育扇三角洲相。之后两者的相发育便出现了明显的分异。南洼槽不断变深(相应地,湖盆变宽),至铜钵庙组沉积晚期已出现大面积的深湖半深湖环境,除大套暗色泥岩外还有近岸水下扇和湖底扇发育。中-北洼槽则在经历了短暂的伸展后发生隆起,至铜钵庙组沉积晚期演化为水上沉积,发育冲积扇相。南一段沉积时两地的沉积相发育依然有明显分异,即:中-北洼槽是扇三角洲相而南洼槽以近岸水下扇相和深湖半深湖相为主。相应地,沉积环境也有不同:南洼槽出现半还原局部还原环境,中-北洼槽依然是浅水氧化环境。就南屯组沉积期的盆地范围而言,南洼槽与铜钵庙组沉积期相同,中-北洼槽则小于铜钵庙组沉积期(湖盆发生了向中央的收缩[12])。至南二段沉积时,中-北洼槽和南洼槽均为滨浅湖相,沉积相的发育趋于统一。

2) 铜钵庙组与南屯组沉积作用的异同。铜钵庙组和南屯组的底面和顶面都是不整合面,反映在其沉积期都发生过水体变深再变浅的过程,故两者各构成一个完整的沉积旋回。两者的不同是砂体厚度和砂岩粒度。钻井已经揭露的铜钵庙组砂岩基本都是厚层-块状砂砾岩,而南屯组则以薄层或中等厚度的细砂岩和粉砂岩为主;南洼槽没有发现南屯组中有砂砾岩沉积,中-北洼槽仅在 19-64 井见南屯组一段发育有砂砾岩,但单层厚度明显比铜钵庙组的薄。这说明相对铜钵庙组沉积期而言,南屯组沉积期的物源区相对后退,古地形反差相对减小,水流搬运能力减弱,因此导致该地南屯组砂岩沉积厚度较薄,粒度较细。

3) 南洼槽沉积作用的特点。铜钵庙组沉积期南洼槽的沉降中心与沉积中心并不一致。沉降中心位于该洼槽北部的 19-101 井区,以发育近岸水下扇相和深湖半深湖(含湖底扇)相为特征,这可能与北东东-近东西向断裂左行走滑派生的拉张作用有关。沉积中心则位于该洼槽中-南部的 19-103 井至 19-102 井一线,这可能与当时存在一个西南部的物源区有关(详见下述)。南一段沉积时仍以发育近岸水下扇和深湖半深湖相为特征,但沉降中心和沉积中心的位置重合,位于 19-103 井西南,反映了西部物源区对沉积的控制。

3. 沉积背景和相带分布

3.1. 物源区分析

塔木察格地区位于蒙古东端,晚侏罗世却表现出与蒙古东部广大地区不同的演化特点。俄蒙交界区侏罗纪的主要构造事件是蒙古-鄂霍次克造山带的发育。早侏罗世末-中侏罗世初蒙古-鄂霍次克洋(蒙古东部称宗莫德洋盆,为北东走向[17])最终闭合[18],继之以中国-东南亚次大陆与西伯利亚次大陆之间的陆-陆碰撞;晚侏罗世该造山带发生坍塌,在蒙古东部形成一组北东走向的伸展盆地[19]。但塔木察格地区晚侏罗世没有沉积盆地发育,而是与大兴安岭属同一构造单元,以强烈的火山活动为特征[2][19]。早白垩世,东北亚大陆边缘地区出现北东向的新生构造并控制了松辽、海拉尔-塔木察格等北东向伸展(或张扭)盆地形成[2][20]。

北东向新生断裂的伸展活动显然是南贝尔凹陷的西部次凹和东部次凹这 2 个北东向延伸的箕状断陷得以形成的主要控制因素。除此之外,塔木察格盆地的发育还受其它两个因素的叠加影响。一是起伏不平的基底地貌,即原晚侏罗世的火山高地在早白垩世盆地发育时作为盆外隆起区存在并为盆地供应碎屑。二是北东东-近东西向左行走滑断裂构成北东向凹陷中的变换构造带;西部次凹的中-北洼槽和南洼槽

分别位于变换构造带以北和以南,除控盆断裂位置不同外,两者相发育和演化特征的不同表征了这一左行剪切断裂的构造变换作用。

西部次凹的南洼槽有 4 个物源区。其西侧的巴兰-沙巴拉格隆起是塔木察格盆地内的边缘隆起,早白垩世是南洼槽的西部永久物源区,故沿该洼槽的西侧边缘地带(如 19-39 井、19-103 井)的碎屑颗粒粗,沉积厚度大。南洼槽之南是塔南凹陷,但铜钵庙组沉积期塔南凹陷仅有中部次凹和东部次凹形成,西部次凹和西部斜坡带处于隆起状态[21],构成南洼槽的西南物源区,故 19-102 井、19-104 井能成为铜钵庙组的沉积中心区(见上述)。至南屯组沉积时,塔南凹陷向西扩大使原隆起的西部次凹和西部斜坡带等成为塔南凹陷的一部分,南贝尔凹陷西部次凹南洼槽的西南物源区消失。南洼槽的另一个“临时性”物源区位于其东侧,即南部潜山披覆带。铜钵庙组沉积初期西部次凹与东部次凹间仅通过南部潜山披覆带南端的水道相连,南部潜山披覆带的中-北部实际上是苏德尔特断隆的南延,是南洼槽的东部物源区。随伸展持续,湖侵向北发生,南部潜山披覆带的隆起范围逐步缩小,至大磨拐河组沉积期全部没入水下。苏德尔特断隆在早白垩世一直是分隔西部次凹与东部次凹的隆起区,是南洼槽东北侧的永久物源区。

西部次凹的中-北洼槽有 2 个物源区。其东侧的苏德尔特断隆在早白垩世持续隆起,兼之中-北洼槽以东界断裂为主控盆断裂,成为中-北洼槽的东部永久物源区。其西的巴兰-沙巴拉格隆起是南贝尔凹陷与查南凹陷之间的凹间隆起,在铜钵庙组-南屯组沉积期间为中-北洼槽供应碎屑,至大磨拐河组沉积期南贝尔凹陷西部次凹的中-北洼槽与查南凹陷属同一湖盆,故中-北洼槽的西侧物源区是次要的“临时性”物源区。

3.2. 相带分布

铜钵庙组一段沉积时南贝尔凹陷的西部次凹刚形成,湖盆窄,仅发育三角洲相沉积且砂体为满盆分布。南屯组二段沉积时控盆(陷)断裂的同沉积伸展活动已趋于平息,扇三角洲的面积明显减少,整个西部次凹以发育滨浅湖相沉积为主。故以下仅讨论铜钵庙组二段、南屯组一段下部和南屯组一段上部的沉积相带平面展布特征。

3.2.1. 铜钵庙组二段

铜钵庙组二段沉积时中-北洼槽内仅有冲积扇发育,故图 3(A)仅示出南洼槽的沉积相带分布。由于其西侧和西南侧均存在物源区,故南洼槽的西南隅碎屑供应最丰富,处于超补偿状态,发育扇三角洲。19-39 井、19-101 井和 19-105 井都钻遇到砂砾岩,由西部物源区供应碎屑,反映沿西界控盆断裂的盆缘地带发育近岸水下扇。沿洼槽的东缘地带也有近岸水下扇发育,但由粉砂岩和泥岩构成,指示了其东侧和东北侧有物源区,但“盆”“山”间的地形反差和供应碎屑的水动力强度显然逊于西缘地带。此时南洼槽是个深-半深湖盆,除近岸水下扇和扇三角洲外深湖半深湖相泥岩也较为发育,局部地点有湖底扇(如 19-101 井所见)。

3.2.2. 南一段下部

此时是一个新的沉积旋回的开始,湖盆水体总体上较铜钵庙组二段沉积时浅。扇三角洲沉积主要在南洼槽的西南部和西侧(如 19-39 井)发育,由西侧物源区供应碎屑。在 19-101 井和 19-105 井也见扇三角洲沉积,明显不同处是砂体薄,粒度细,属低能量的扇三角洲沉积,由东北物源区供应碎屑。沿南洼槽的东缘依然有近岸水下扇和深湖半深湖相泥岩发育,碎屑来自东部物源区。此外,在 19-103 井揭露了一套厚层泥岩夹细砂岩的组合(不同于 19-39 井的扇三角洲砂体),具明显的正韵律特征,指示了深湖半深湖环境中发育的一个近岸水下扇,由东北侧物源区供应碎屑(图 3(B))。

中-北洼槽在南屯组沉积期重又没入水下,在南一段沉积早期出现局部深湖半深湖环境。19-64 井和

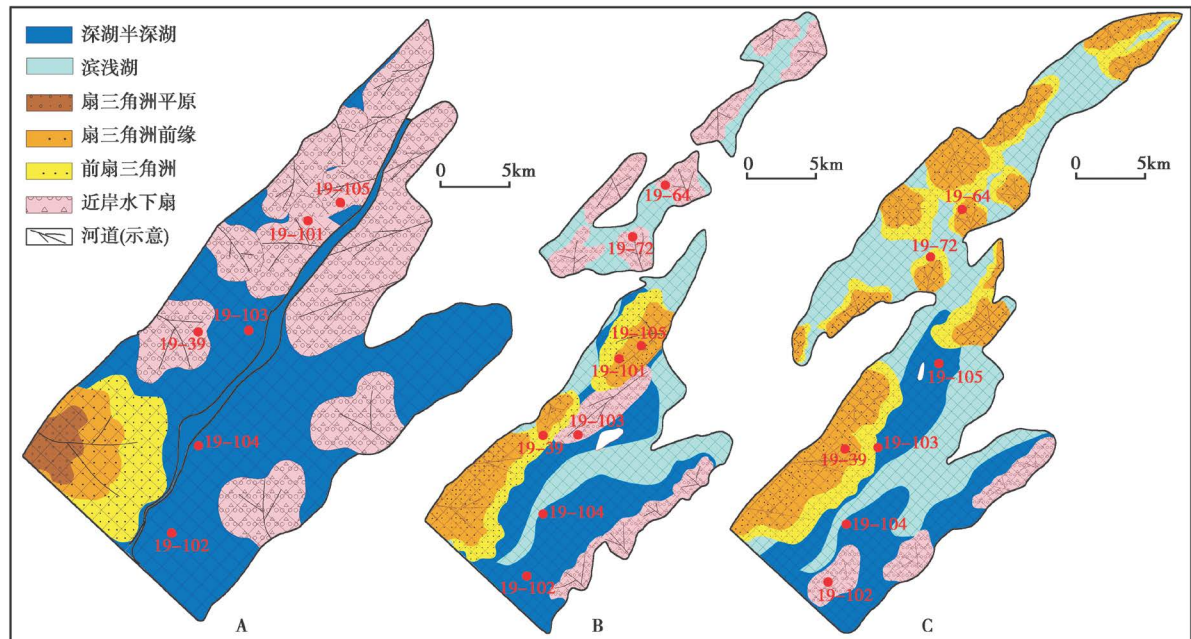


Figure 3. Distribution of sedimentary facies-belts of the No. 2 Member, Tongbomiao Formation (A), lower part of No. 1 Member (B), upper part of No.1 Member (C), Nantun Formation in West Sub-Sag, South Buir Sag

图 3. 南贝尔凹陷西部次凹铜钵庙组二段(A)、南屯组一段下部(B)和上部(C)沉积相带分布

19-72 井揭露的砂岩均以粒度粗、厚度大为特点，属近岸水下扇沉积，当时东部物源区和西部物源区均为中 - 北洼槽供应碎屑(图 3(B))。

3.2.3. 南一段上部

南一段上部沉积时，持续的伸展导致出现两个明显的变化。一是中 - 北洼槽面积扩大，并开始与南洼槽连通；二是因塔南凹陷面积的扩大，南洼槽的西南物源区不再存在。

在南洼槽，西部物源区仍是碎屑的主要供应者，故沿西界断裂有大规模的扇三角洲发育。南洼槽北端的扇三角洲则由东北物源区供应碎屑。沿南洼槽的东缘仍有近岸水下扇发育，碎屑来自东部物源区。要指出的是 19-102 井揭露的一套厚层泥岩夹细砂岩的正韵律沉积，指示了近岸水下扇发育且可能呈北东向延伸。其碎屑是否由位于南部的塔南凹陷中的次级隆起(如西部潜山断裂带)供应，值得今后工作中注意(图 3(C))。

中 - 北洼槽内，沿东界断裂和西界断裂都有扇三角洲发育，分别由东部物源区和西部物源区供应碎屑。与南洼槽相比，中 - 北洼槽以单个扇体的规模小、扇体位置大致与原近岸水下扇位置重合为特征。

4. 烃源岩评价

南贝尔凹陷西部次凹发育铜钵庙组、南屯组及大磨拐河组 3 套生油岩系，以前两者为主。

4.1. 有机质丰度

铜钵庙组泥岩主要发育在南洼槽，尤以中 - 南部地区厚层块状泥岩发育为好。其中，19-39 井和 19-102 井的有机碳平均含量分别为 2.12% (9 个样)和 2.24% (3 个样)，均达到好生油岩标准。这两个井的 S1 + S2 平均含量分别为 5.496 mg/g (15 个样)和 7.06 mg/g (3 个样)，为中等 - 好生油岩。反映有效烃源岩的有效指标氯仿沥青“A”值，19-39 井和 19-102 井的平均值分别为 0.1458% (9 个样)和 0.0603% (3 个样)，基本为中等 - 好生油岩。位于中 - 北洼槽的 19-72 井的有机碳平均含量为 0.15% (2 个样)，没有达到生油岩标

准；该井样品的 S1 + S2 平均值为 0.02 mg/g (2 个样)，没有达到生油岩标准。

南屯组一段在西部次凹的北部和西部主要为灰色泥岩与灰色粉砂岩不等厚互层，在中 - 南部主要为大套灰色、灰黑色泥岩夹细砂岩、粉砂岩和泥质粉砂岩；南屯组二段则在次凹全区发育厚大的黑灰色泥岩。其中，南洼槽的 19-39 井、19-101 井和 19-102 井的有机碳平均含量分别为 1.87% (45 个样)、1.57% (4 个样) 和 2.24% (3 个样)，中 - 北洼槽的 19-72 井为 2.401% (14 个样)，均达到好生油岩标准。该组泥岩生油岩的生烃潜力中等。南洼槽的 19-39 井、19-101 井和 19-102 井的 S1+S2 平均值分别为 3.098 mg/g (30 个样)、3.16 mg/g (4 个样) 和 5.03 mg/g (3 个样)，基本为中等 - 好生油岩；中 - 北洼槽 19-72 井的 S1 + S2 平均值为 6.45 mg/g (14 个样)，达到好生油岩标准。反映有效烃源岩的有效指标氯仿沥青“**A**”值，19-39 井、19-101 井和 19-102 井的平均值分别为 0.0408% (7 个样)、0.0753% (4 个样) 和 0.0161% (2 个样)，基本为中等 - 差生油岩，19-72 井氯仿沥青“**A**”的平均值为 0.0344% (7 个样)，为差生油岩。

大磨拐河组泥岩在西部次凹全区都有发育，主要为滨浅湖相沉积，泥岩的原始有机质丰度很高。19-39 井、19-101 井和 19-72 井的有机碳平均含量分别为 1.37% (52 个样)、2.47% (4 个样) 和 2.944% (2 个样)，均达到好生油岩标准。该组泥岩生油岩的生烃潜力一般。南洼槽 19-39 井和 19-101 井的 S1 + S2 的平均值分别为 0.944 mg/g (56 个样) 和 2.42 mg/g (4 个样)，基本为差 - 非生油岩；中 - 北洼槽 19-72 井的 S1+S2 值为 7.83 mg/g (2 个样)，达到好生油岩标准。但反映有效烃源岩的有效指标氯仿沥青“**A**”值，19-39 井、19-101 井和 19-72 井的平均值分别为 0.0096% (13 个样)、0.0137% (1 个样) 和 0.0232% (2 个样)，均未达到生油岩的标准，据此认为大磨拐河组泥岩为非 - 差生油岩。

西部次凹各层位生油岩的有机质丰度综合评价列于图 4 (图中，分子为平均值(样品数)，分母为最小值~最大值，图 5 同)。该表说明：南洼槽的铜钵庙组和南屯组为中等 - 好生油岩，大磨拐河组是非 - 差生油岩；中 - 北洼槽的铜钵庙组样品较少，暂视作非生油岩，南屯组为差 - 中等生油岩，大磨拐河组是非 - 差生油岩。

4.2. 有机质类型

本文采用常用的有机质类型的三类四分法，即：以水生生物为主的称 I 型，水生生物和陆源植物混合组成的称 II 型，以陆源植物为主的称 III 型；其中，II 型进一步划分为 II₁ 型(水生生物含量多于陆源植物)和 II₂ 型(陆源植物含量多于水生生物)。

铜钵庙组 19-39 井和 19-102 井的干酪根镜下鉴定结果显示：其类型指数(TI)位于 -8.9 至 81.7 之间(图 5)，包括了 3 种类型的有机质。19-39 井的类型指数平均值为 42.11 (7 个样)，为 II₁ 型有机质；19-102 井的类型指数平均值为 7.9 (3 个样)，为 II₂ 型有机质。在干酪根元素 H/C 原子比对 O/C 原子比关系图(图 6)上，19-39 井的点基本落在 I~II₁ 型区间；19-72 井的样点均落在 II₂ 型区间内。结合其它参数值进行综合评价，认为铜钵庙组生油岩的有机质类型主要为 II 型，部分为 I 型。

南屯组 19-39 井、19-102 井和 19-72 井的干酪根镜下鉴定结果显示：其类型指数(TI)位于 17.8 至 31.7 之间(图 5)，均为 II₂ 型有机质。在干酪根元素 H/C 原子比对 O/C 原子比关系图(图 6)上，19-39 井的样品点主要落在 II₂ 型区间，部分样点落在 II₁ 型区间；19-72 井的样品点主要落在 II₂ 型区间内。结合其它参数值进行综合评价，认为南屯组生油岩的有机质类型主要为 II₂ 型。

大磨拐河组 19-39 井和 19-72 井的干酪根镜下鉴定结果显示：其类型指数位于 18.4 至 73.8 之间，均为 II 型有机质。19-39 井的类型指数(TI)平均值为 47.08 (6 个样)，为 II₁ 型有机质；19-72 井的类型指数(TI)平均值为 24.2 (2 个样)，为 II₂ 型有机质。在干酪根元素 H/C 原子比对 O/C 原子比关系图(图 6)上，19-39 井的样品点基本落在 II₂ 型区间，有 2 个样点落在 III 型区间；19-72 井的样品点均落在 III 型区间内。结合其它参数值进行综合评价，认为大磨拐河组生油岩的有机质类型主要为 II₂ 型，部分为 III 型。

钻井	层位	TOC / %	S ₁ +S ₂ / mg / g	沥青“A” / %	总烃 / × 10 ⁻⁶	综合评价
19-39	大磨拐河组	$\frac{1.37(52)}{0.60 \sim 2.96}$	$\frac{0.944(56)}{0.04 \sim 3.69}$	$\frac{0.0096(13)}{0.0044 \sim 0.0137}$	$\frac{65(2)}{62 \sim 69}$	差-中等烃源岩
	南屯组	$\frac{1.87(45)}{1.29 \sim 3.09}$	$\frac{3.098(30)}{1.30 \sim 8.09}$	$\frac{0.0408(7)}{0.0169 \sim 0.098}$	$\frac{293(16)}{57 \sim 745}$	中等-好烃源岩
	铜钵庙组	$\frac{2.12(9)}{0.42 \sim 3.39}$	$\frac{5.496(15)}{1.62 \sim 15.55}$	$\frac{0.1458(9)}{0.045 \sim 0.3249}$	$\frac{1507(5)}{567 \sim 2420}$	好烃源岩
19-101	大磨拐河组	$\frac{2.47(4)}{1.4 \sim 3.6}$	$\frac{2.42(4)}{0.78 \sim 4.78}$	$\frac{0.0137(1)}{0.0137}$		差-中等烃源岩
	南屯组	$\frac{1.57(4)}{1.24 \sim 1.83}$	$\frac{3.16(4)}{2.16 \sim 3.70}$	$\frac{0.0753(4)}{0.0709 \sim 0.0822}$		中等烃源岩
19-102	南屯组	$\frac{2.24(3)}{1.81 \sim 2.51}$	$\frac{5.03(3)}{3.68 \sim 5.82}$	$\frac{0.0161(2)}{0.0159 \sim 0.0163}$		差-中等烃源岩
	铜钵庙组	$\frac{2.79(3)}{2.19 \sim 3.83}$	$\frac{7.06(3)}{5.76 \sim 9.40}$	$\frac{0.0603(3)}{0.0432 \sim 0.0867}$		中等-好烃源岩
19-72	大磨拐河组	$\frac{2.944(2)}{2.490 \sim 3.397}$	$\frac{7.83(2)}{5.25 \sim 10.41}$	$\frac{0.0232(2)}{0.0157 \sim 0.0308}$		非-差烃源岩
	南屯组	$\frac{2.401(14)}{1.402 \sim 3.651}$	$\frac{6.45(14)}{2.48 \sim 12.96}$	$\frac{0.0344(7)}{0.0201 \sim 0.0699}$		差-中等烃源岩
	铜钵庙组	$\frac{0.1501(2)}{0.116 \sim 0.185}$	$\frac{0.02(2)}{0.02 \sim 0.02}$			非生油岩

Figure 4. Organic abundance of the source rocks in West Sub-Sag, South Buir Sag

图 4. 南贝尔凹陷西部次凹生油岩有机质丰度统计图

钻井	层位	H / C 原子比	O / C 原子比	饱 / 芳	类型指数TI	类型指数Tyc	类型评价
19-39	大磨拐河组	$\frac{0.71(10)}{0.64 \sim 0.84}$	$\frac{0.09(10)}{0.07 \sim 0.16}$	$\frac{0.87(6)}{0.75 \sim 0.98}$	$\frac{47.08(6)}{18.4 \sim 73.8}$	$\frac{0.086(55)}{0.024 \sim 0.415}$	II ₂ -III
	南屯组	$\frac{0.73(8)}{0.68 \sim 0.80}$	$\frac{0.07(8)}{0.04 \sim 0.10}$	$\frac{1.27(7)}{0.96 \sim 1.93}$	$\frac{21.4(8)}{17.8 \sim 25.0}$	$\frac{0.284(31)}{0.083 \sim 1.066}$	II ₂
	铜钵庙组	$\frac{0.70(8)}{0.63 \sim 0.77}$	$\frac{0.05(8)}{0.03 \sim 0.06}$	$\frac{1.84(7)}{1.05 \sim 2.73}$	$\frac{42.11(7)}{-8.9 \sim 81.7}$	$\frac{1.805(16)}{0.083 \sim 11.096}$	II ₁
19-72	大磨拐河组	$\frac{0.68(2)}{0.64 \sim 0.72}$	$\frac{0.10(2)}{0.1 \sim 0.11}$	$\frac{1.34(1)}{1.34 \sim 1.34}$	$\frac{24.2(2)}{24.2 \sim 24.2}$	$\frac{8.5(2)}{11.84 \sim 5.17}$	II ₂ -III
	南屯组	$\frac{0.74(7)}{0.7 \sim 0.8}$	$\frac{0.11(7)}{0.09 \sim 0.13}$	$\frac{1.6(3)}{1.40 \sim 1.86}$	$\frac{28.87(7)}{24.2 \sim 31.7}$	$\frac{3.80(16)}{0.088 \sim 13.089}$	II ₂
	铜钵庙组	—	—	—	—	—	—
19-102	南屯组	$\frac{0.73(2)}{0.73 \sim 0.73}$	$\frac{0.09(2)}{0.08 \sim 0.10}$	—	$\frac{17.8(2)}{17.8 \sim 17.8}$	$\frac{7.33(2)}{2.66 \sim 12.0}$	II ₂
	铜钵庙组	$\frac{0.73(3)}{0.70 \sim 0.75}$	$\frac{0.09(3)}{0.06 \sim 0.07}$	$\frac{2.15(3)}{1.68 \sim 2.39}$	$\frac{7.9(3)}{7.8 \sim 7.9}$	$\frac{7.41(3)}{0.28 \sim 20.3}$	II ₂

Figure 5. Parameters of organic types of the source rocks in West Sub-Sag, South Buir Sag

图 5. 南贝尔凹陷西部次凹生油岩有机质类型参数统计图

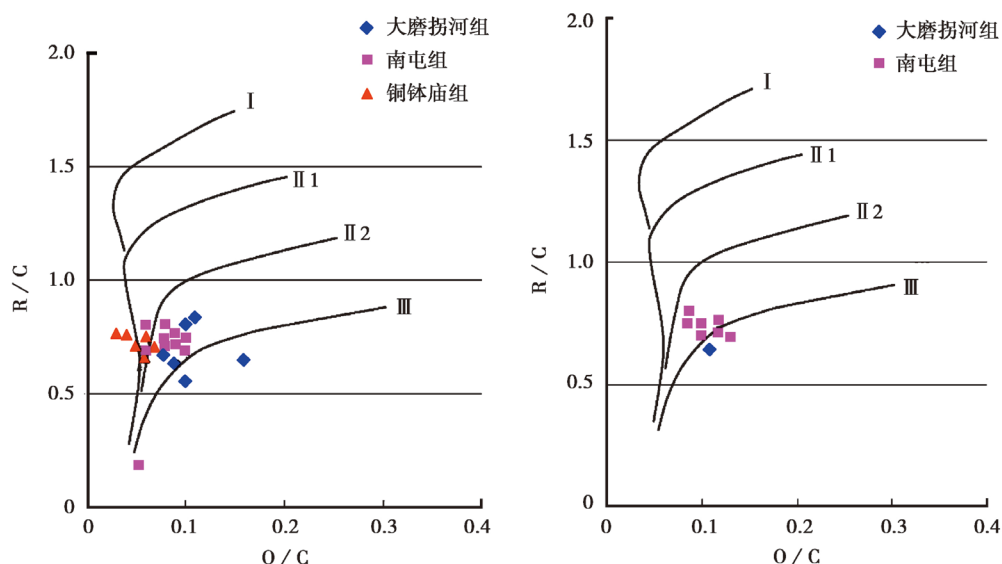


Figure 6. H/C vs. O/C diagram of the source rocks from the Wells 19-39 (left) and 19-72 (right) in West Sub-Sag, South Buir Sag

图 6. 南贝尔凹陷西部次凹 19-39 井(左)和 19-72 井(右)生油岩的 H/C 对 O/C 关系图

4.3. 有机质热演化

本文根据资料拥有情况，主要采用镜质体反射率 R_o 、正构烷烃奇偶优势比 OEP、氯仿沥青“ A ”/C 及岩石热解 $S_1/(S_1 + S_2)$ 等指标判断生油岩的有机质热演化程度。图 7 为 19-39 井的有机质热演化特征，该井是西部次凹区取样分析最系统的一口井。从图 7 可以看出：埋深约在 1600 m 左右镜质体反射率 R_o 值已经达到 0.5% 左右；埋深约在 1750 m 左右，镜质体反射率 R_o 值达到 0.6% 左右，奇偶优势比 OEP 达到 1.3 左右。一般认为此时有机质开始成熟并生成油气，但从氯仿沥青“ A ”/C 及岩石热解 $S_1/(S_1 + S_2)$ 的变化特征看，似乎有机质生成烃类的量并没有明显增加。有机质生成烃类的量明显增加出现在埋深 2100 m 左右，在该深度镜质体反射率 R_o 值达到 1.0% 左右，奇偶优势比 OEP 达到 1.2 左右，可认为有机质在此时已进入生烃高峰期。据此认为西部次凹区有机质热演化的成熟门限深度在 1700 m 左右比较合适。导致该区 1700~2100 m 之间有机质生成烃类的量并没有明显增加的原因主要是：这一深度的大磨拐河组生油岩生成烃类的潜能非常有限，在相同演化条件下生成烃类的量没有明显增加，因此有机质向烃类的转化率没有明显变化。埋深 2100 m 以下为南屯组生油岩，其生油岩的质量的总趋势是由上至下逐渐变好，因此生成油气的量增加明显。至 2500 m 左右进入铜钵庙组生油岩后，生成油气的量增加更为明显，这种增加除与有机质演化程度有关外，与有机质的组成类型的变好也有非常密切的关系(图 7)。

结合其它参数，综合分析西部次凹区生油岩的有机质热演化特征，可将其划分为 3 个演化阶段。1) 未成熟阶段：埋深 1700 m 以上镜质体反射率 R_o 较低，在 0.5% 左右；奇偶优势比 OEP 为 1.4 左右，热解烃 S_2 最高峰温(T_{max})大多小于 435℃，表明有机质尚未成熟，不能生、排烃。2) 成熟阶段：埋深 1750 m 左右以下，镜质体反射率 R_o 为 0.53%，奇偶优势比 OEP 为 1.3 左右， S_2 最高峰温(T_{max})大多数都大于 435℃，表明有机质开始生、排烃。3) 生油高峰阶段：埋深 2300 m 以下，镜质体反射率 R_o 为 0.95%，奇偶优势 OEP 稳定在 1.20 以下，热解烃 S_2 最高峰温(T_{max})大多大于 440℃，氯仿沥青“ A ”/C 及岩石热解 $S_1/(S_1 + S_2)$ 均有明显增加，反映有机质的演化进入生油高峰时期(图 7)。

19-39 井埋深 2600 m 左右的生油岩镜质体反射率 R_o 为 1.11%，这意味着该区在这一深度有机质还没有进入热裂解生气阶段，仍以生成液态烃为主。

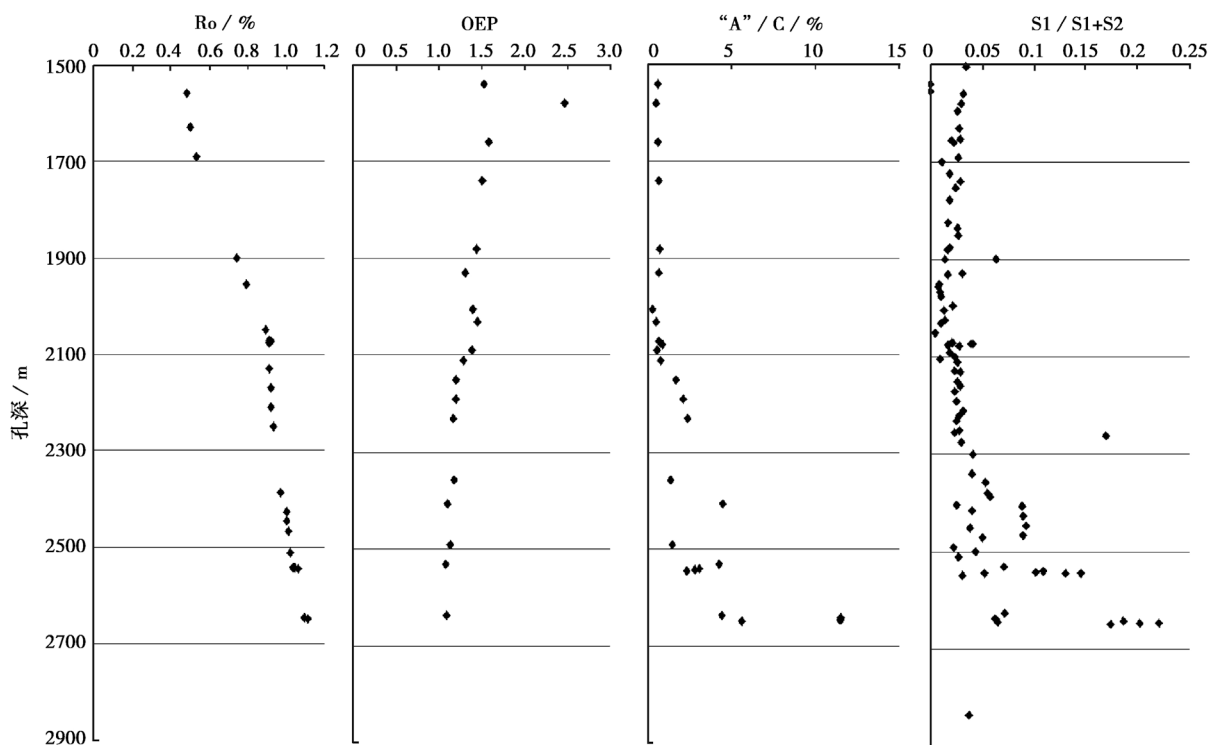


Figure 7. Thermal evolution of organic matters of source rocks from the Well 19-39 in West Sub-Sag, South Buir Sag
图 7. 南贝尔凹陷西部次凹 19-39 井生油岩有机质热演化特征图

4.4. 有效烃源岩分布

对南贝尔凹陷西部次凹的主要生油岩系铜钵庙组和南屯组而言, 影响其有机质演化的主要构造活动发生在白垩纪末期, 因该期构造活动引起白垩系的大量剥蚀。从地震反射特征分析, 南洼槽的剥蚀量比中-北洼槽的剥蚀量大。本次研究主要采用压实恢复法、有机质演化 R_o 值变化规律法及地层地震反射延伸法进行该区的相对剥蚀量恢复, 得到南洼槽 19-39 井以南地区的剥蚀量比中-北洼槽大 200 m 左右的认识。

据此, 如不考虑中-北洼槽的剥蚀量, 南洼槽 19-39 井以南地区以 200 m 剥蚀量恢复, 可分别估算出没有经过剥蚀前南屯组二段、南屯组一段和铜钵庙组埋深大于有机质热演化成熟门限深度的分布范围, 然后将分布范围线投到相应的各段地层的泥岩厚度图上, 就可以得到各段泥岩埋深大于有机质热演化成熟门限深度的分布范围和厚度变化图, 即有效烃源岩厚度图(图 8)。

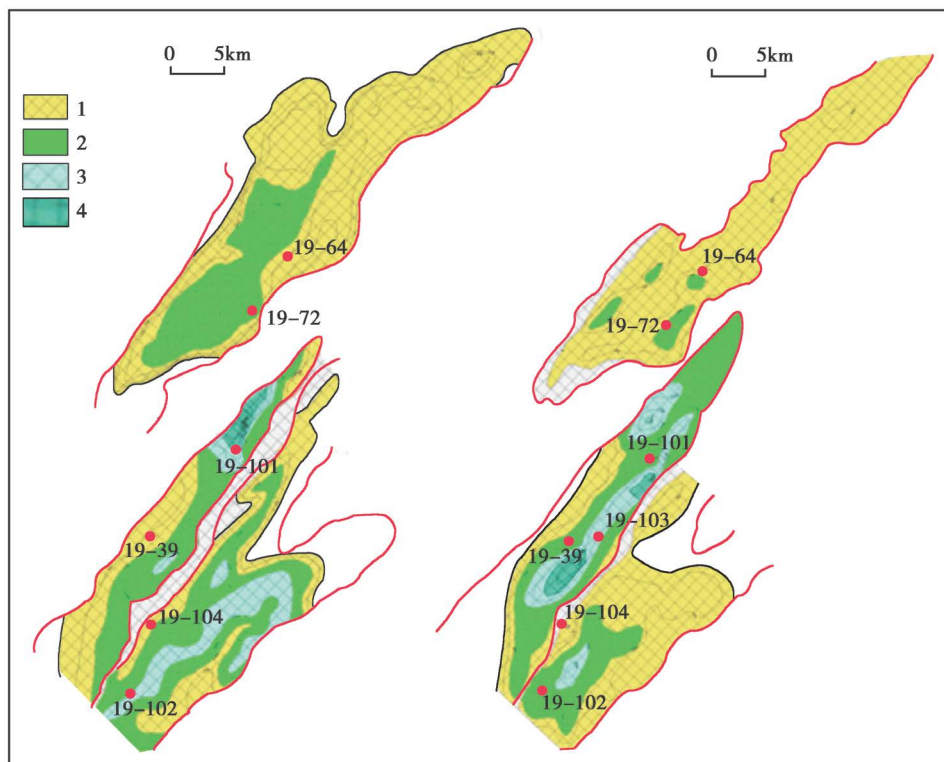
各组段有效烃源岩的最大厚度如下。在中-北洼槽, 铜钵庙组有效烃源岩最大厚度为 125 m, 南屯组一段总体上为 100 m (有 4 个点可略大于此值), 南屯组二段有效烃源岩最大厚度为 150 m。在南洼槽, 铜钵庙组有效烃源岩最大厚度为 400 m, 南屯组一段为 350 m, 南屯组二段有效烃源岩最大厚度为 400 m。

5. 储层特征

5.1. 储层空间分布

南贝尔凹陷西部次凹储层发育的总特征是: 主力含油气层段储层较发育, 但空间分布差异较大。

铜钵庙组是该区的主要勘探目的层之一, 砂岩发育厚度具有由北向南、由西至东发育变差的变化规律。已经钻探的探井在南洼槽的中东部(19-103 井)及中南部(19-102 井和 19-104 井)基本没有钻遇砂岩储层, 仅揭露几个非常薄的粉砂岩层; 而在中-北洼槽(19-64 井和 19-72 井)及南洼槽北部(19-101 井和 19-105



有效烃源岩厚度: 1. 厚度 < 100 m; 2. 厚 100~200 m; 3. 厚 200~300 m; 4. 厚 300~400 m

Figure 8. Thickness of available source rocks in the Tongbomiao (left) and Nantun (right) Formations in West Sub-Sag, South Buir Sag

图 8. 南贝尔凹陷西部次凹铜钵庙组(左)和南屯组一段(右)有效烃源岩厚度图

井)和西部(19-39 井)却钻遇了非常发育的大套厚层 - 块状以近岸水下扇沉积为主的砂砾岩和含砾砂岩层, 砂岩极为发育, 砂地比基本在 60% 以上, 以厚层 - 块状砂砾岩和含砾砂岩夹薄层泥岩组合为特征。现有资料表明: 该层段砂砾岩及含砾砂岩在中 - 北洼槽全区都有发育, 但厚度有变化; 在南洼槽的北部及西侧(19-39 井南 2 km 以北地区)也比较发育, 成为南洼槽的储层发育区。

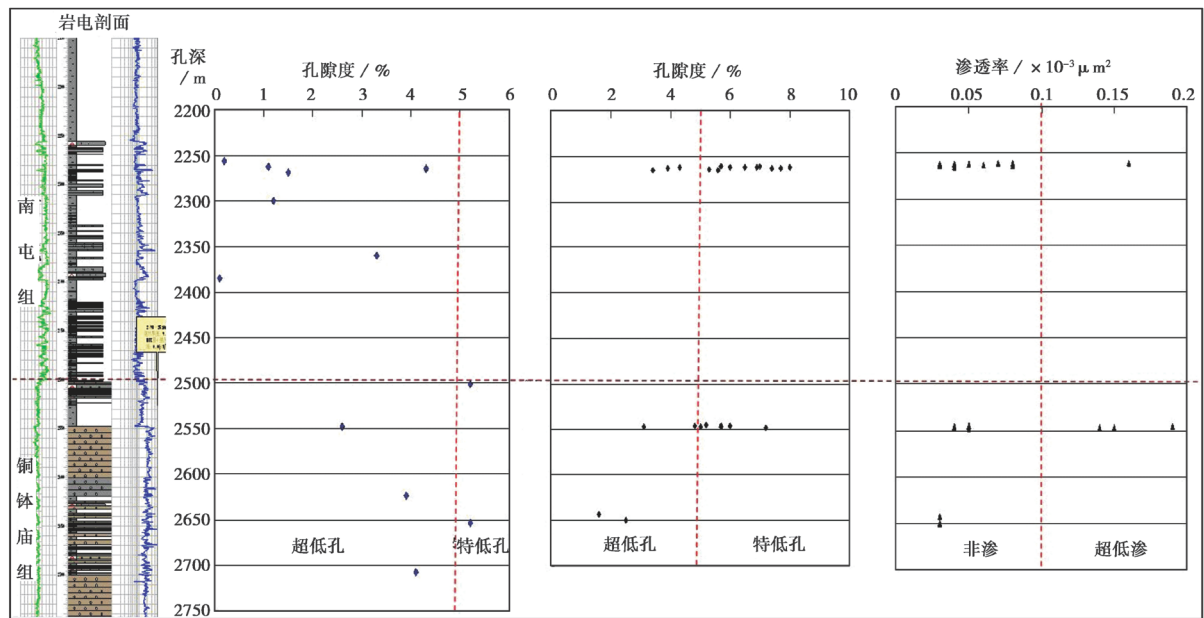
南屯组一段也是该区的主要勘探目的层段之一, 储层的发育分布明显受物源供应的影响, 平面分布不均匀。已经钻探的 8 口井中, 只有 19-104 井没有在该层段钻遇砂岩储层, 其它各井均钻遇了不同发育程度的储层, 砂岩发育的总趋势是由北向南、由西至东发育变差, 厚度变小。

南屯组二段的砂岩储层在西部次凹全区发育较差, 钻探的 8 口井在南屯组二段揭露的几乎全为泥岩, 仅有中 - 北洼槽的 19-64 井揭露了薄层细砂岩和粉砂岩, 表明仅在局部地点发育小规模砂体。

大磨拐河组储层较发育, 主要物源供应来自于南部, 大一段沉积时东北部可能还有物源供应, 发育大型三角洲前缘相砂体和三角洲平原相河道砂体。已有钻井资料显示该层段储层在西部次凹全区都较发育, 具有由南向北发育变差的规律。

5.2. 储层物性条件

目前, 南贝尔凹陷西部次凹砂岩储层的物性分析化验资料较少, 仅南洼槽的 19-39 井在南屯组和铜钵庙组两个纵向上非常有限的深度段内有 23 个样品的分析化验数据。结果表明: 全部样品值的孔隙度为 (3~8)%, 属于超低孔 - 特低孔型储层, 渗透率为 $(0.025\sim 0.2) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属于非渗 - 超低渗型储层(图 9)。该井测井解释的 12 个砂层的孔隙度数据与分析化验的基本一致, 综合评价为非有效储层。除中 - 北洼槽



左. 电测解释 12 个砂层的孔隙度；中和右. 23 个分析样品的孔隙度和渗透率

Figure 9. Reservoir's property vs. depth of the Tongbomiao-Nantun Formations from the Well 19-39 in West Sub-Sag, South Buir Sag

图 9. 南贝尔凹陷西部次凹南洼槽 19-39 井铜钵庙组 - 南屯组储层物性随深度变化图

的 19-64 井外，其它各井的电测解释砂层的孔隙度均小于 10%，渗透率均小于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，属于特低孔 - 超低渗以下储层。19-64 井南屯组砂岩电测解释的物性略高，部分砂层的孔隙度为(10~13)%，但渗透率只有 1 个砂层为 $(1.0\sim 2.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，属于低孔 - 特低渗储层。

综合上述，现有资料表明西部次凹主要目的层段的储层物性条件较差，以特低孔 - 超低渗型储层为主，其孔隙度和渗透率值明显低于东部次凹探井的相同层位的储层电测解释的孔隙度和渗透率值。今后的工作重点应是南洼槽西缘地带的铜钵庙组，尚有望找到物性较好的储层及相应的生储盖组合。

6. 主要认识

1) 铜钵庙组和南屯组是南贝尔凹陷断陷阶段的记录，在西部次凹发育扇三角洲相、近岸水下扇相和湖泊相；铜钵庙组二段在中 - 北洼槽还发育冲积扇相。此时盆地的构造活动性较强，地层厚度和岩性岩性空间相变较大。总体看，相发育在西部次凹全区经历了统一 - 分异 - 再统一的完整旋回。铜钵庙组和南屯组各构成一个次级的沉积旋回，后者明显以砂体厚度薄、砂岩粒度细为特点。

2) 除北东向同生断层的伸展活动外，西部次凹早白垩世的沉积发育还受基底地形起伏和北东东 - 近东西向剪切变换构造的影响。其东、西两侧都存在永久物源区，控制了扇三角洲和近岸水下扇沿次凹的东、西两侧边缘地带发育及其各亚相的平面分布。南洼槽的西南侧铜钵庙组沉积期存在“临时性”物源区，造成南洼槽此时出现沉降中心(在北)和沉积中心(在南)不一致的现象。

3) 南洼槽的铜钵庙组和南屯组为中等 - 好生油岩，中 - 北洼槽的南屯组为差 - 中等生油岩，大磨拐河组在全区都是非 - 差生油岩。有机质类型以 II_2 型为主，少量 II_1 型和 III 型。有机质的热演化可划分为 3 个阶段：埋深 1700 m 以上为未成熟阶段；埋深 1750~2300 m 为成熟阶段，有机质开始生、排烃；埋深 2300 m 以下为生油高峰期，至 2600 m 埋深仍以生成液态烃为主，没有进入热裂解生气阶段。

4) 沉积相的差异导致南洼槽与中 - 北洼槽在烃源岩和储层发育上有明显差异。南洼槽沉积厚，粒度

细, 其有效烃源岩的分布显然优于中 - 北洼槽, 但储层发育则逊于中 - 北洼槽。层位上, 铜钵庙组储层发育优于南屯组。砂体的空间发育有自北向南、由西向东变差的规律性。已有的电测和样品分析数据表明西部次凹的储层物性较差, 以特低孔 - 超低渗型储层为主。今后应注意在南洼槽西缘地带的铜钵庙组中寻找物性较好的储层及相应的生储盖组合。

5) 本文的研究表明: 即使在南贝尔凹陷西部次凹的中 - 北洼槽与南洼槽之间, 因沉积和盆地发育也有差异, 故成藏条件和油气地质特征不尽相同。对比该凹陷的西部次凹和东部次凹, 可发现两者间早白垩世沉积 - 古地理演化的差别十分明显, 反映了塔木察格盆地内部构造的复杂性。总结石油地质特征和指导油气勘探, 必须立足于对每个洼槽各组段沉积体系的平面展布和洼槽构造 - 热演化特征的精细研究。

参考文献 (References)

- [1] 陈均亮, 吴河勇, 朱德丰, 等. 海拉尔盆地构造演化及油气勘探前景[J]. 地质科学, 2007, 42(1): 147-159.
- [2] 吴根耀, 曹瑞成, 蒙启安, 等. 东北亚晚中生代 - 新生代北东向断裂和盆地发育[J]. 大庆石油地质与开发, 2014, 33(1): 1-15.
- [3] 孙效东, 刘赫, 李春柏, 等. 蒙古国塔木察格盆地塔南凹陷下白垩统构造层序地层学的初步研究[J]. 地球科学前沿, 2014, 4(2): 51-66.
- [4] 夏世强, 刘景彦. 不整合面剥蚀量恢复及其构造意义——以南贝尔凹陷 T₂₂ 不整合面为例[J]. 断块油气田, 2012, 19(1): 12-16.
- [5] 金利洪, 高庚. 蒙古某凹陷石油地质特征与成藏类型及控制因素[J]. 内蒙古石油化工, 2008(16): 132-137.
- [6] 郑建东, 闫伟林, 张朴旺. 南贝尔油田凝灰质砂岩储层岩性识别研究[J]. 石油天然气学报(原江汉石油学院学报), 2011, 33(7): 95-100.
- [7] 李晶, 柳成志, 高娟, 等. 南贝尔凹陷下白垩统油源分析及其成藏意义[J]. 特种油气藏, 2012, 19(1): 38-41.
- [8] 邵红君. 南贝尔凹陷东次凹北洼槽南屯组一段储层特征[J]. 科学技术与工程, 2012, 12(18): 4499-4503.
- [9] 周艳平. 塔木察格盆地南贝尔凹陷东次凹南洼槽储层微观特征研究[J]. 内蒙古石油化工, 2012(10): 151-152.
- [10] 张丽媛, 纪友亮, 刘立, 等. 火山碎屑岩储层异常高孔隙成因——以南贝尔凹陷东次凹北洼槽为例[J]. 石油学报, 2012, 33(5): 814-821.
- [11] 张丽媛, 纪友亮, 刘立, 等. 海拉尔 - 塔木察格盆地南贝尔凹陷下白垩统火山碎屑岩储集层成岩演化及控制因素[J]. 古地理学报, 2013, 15(2): 261-274.
- [12] 刘绍军, 高庚, 朱德丰, 等. 蒙古国塔木察格盆地南贝尔凹陷早白垩世断裂发育和盆地演化[J]. 大地构造与成矿学, 2015, 39(5): 780-793.
- [13] 吴根耀, 高庚, 朱德丰, 等. 蒙古国塔木察格盆地南贝尔凹陷铜钵庙组 - 南屯组的主要沉积特征[J]. 地球科学前沿, 2015, 5(6): 397-413.
- [14] 陈玮常, 漆家福, 姜洪福, 等. 蒙古国东方省海塔盆地塔南凹陷断裂特征及其油气意义[J]. 古地理学报, 2013, 15(4): 539-550.
- [15] 刘赫, 李春柏, 李强, 等. 蒙古国塔木察格盆地塔南凹陷铜钵庙组储层的主要特征[J]. 地球科学期刊, 2014, 4(3): 156-164.
- [16] 张革, 孙效东, 刘赫, 等. 塔木察格盆地塔南凹陷南屯组储层特征[J]. 大庆石油地质与开发, 2014, 33(6): 26-30.
- [17] Wu, G.Y. (2014) Palinspastic Reconstruction and Geological Evolution of Permian Residual Marine Basins Bordering China and Mongolia. *Journal of Palaeogeography*, 3, 219-232.
- [18] Zorin, Yu.A. (1999) Geodynamics of the Western Part of the Mongolia-Okhotsk Collision Belt, Trans Baikal Region (Russia) and Mongolia. *Tectonophysics*, 306, 33-56. [http://dx.doi.org/10.1016/S0040-1951\(99\)00042-6](http://dx.doi.org/10.1016/S0040-1951(99)00042-6)
- [19] Wu, G.Y. (2013) Palinspastic Reconstruction and Geological Evolution of Jurassic Basins in Mongolia and Neighboring China. *Journal of Palaeogeography*, 2, 306-317.
- [20] 吴根耀, 梁江平, 杨建国, 等. 白垩纪北东向构造与松辽盆地演化和油气成藏[J]. 大庆石油地质与开发, 2009, 28(6): 1-11.
- [21] 李强, 张革, 孙效东, 等. 蒙古国塔木察格盆地塔南凹陷铜钵庙组的沉积特征和构造 - 古地理意义[J]. 古地理学报, 2014, 16(6): 897-906.

期刊投稿者将享受如下服务：

1. 投稿前咨询服务 (QQ、微信、邮箱皆可)
2. 为您匹配最合适的期刊
3. 24 小时以内解答您的所有疑问
4. 友好的在线投稿界面
5. 专业的同行评审
6. 知网检索
7. 全网络覆盖式推广您的研究

投稿请点击：<http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱：ag@hanspub.org