

Main Characters of Lower Cretaceous Source Rocks and Reservoirs in the East Sub-Sag of South Buir Sag, Tamtsag Basin

Defeng Zhu¹, Genyao Wu²

¹Exploration and Development Research Institute of Daqing Oilfield Ltd., Daqing Heilongjiang

²Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing

Email: 762186103@qq.com

Received: Mar. 23rd, 2020; accepted: Apr. 3rd, 2020; published: Apr. 10th, 2020

Abstract

The East Sub-Sag of South Buir Sag, Tamtsag Basin in Mongolia has a good prospect for oil-gas exploration. The paper introduced the distribution of the Lower Cretaceous source rocks and pointed out that the abundance of organic materials in the Nantun Formation is relatively high, while the abundance of organic materials in the Tongbomiao Formation is changed from place to place. The types of organic materials in the East Sub-Sag take II1 and II2 as the dominant ones. The oil-producing threshold is in the burial depth of 1600 m, so the organic materials of source rocks in the Tongbomiao and Nantun Formations are in the mature stage, and the source rocks in the Damoguaihe Formation are just to enter the stage of hydrocarbon's producing and discharging. The lower system tract of the No.1 Member, Nantun Formation should be the most interesting target strata, and the II Oil Group a main oil-bearing layer. The majority of pore's types consist of primary pore and dissolution pore. Generally speaking, the reservoir of the Nantun Formation belongs to a type of low-porosity and low-permeability. The planar distribution of reservoirs and porosities might be related to the contemporaneous depression-controlling faults, source regions and buried depth of the sandstone bodies.

Keywords

East Sub-Sag of South Buir Sag, Source Rocks, Thermal Evolution, Oil Groups, Reservoirs, Lower Cretaceous, Tamtsag Basin

塔木察格盆地南贝尔凹陷东部次凹下白垩统烃源岩和储集层的主要特征

朱德丰¹, 吴根耀²

¹大庆油田有限责任公司勘探开发研究院, 黑龙江 大庆

²中国科学院地质与地球物理研究所, 北京

Email: 762186103@qq.com

收稿日期: 2020年3月23日; 录用日期: 2020年4月3日; 发布日期: 2020年4月10日

摘要

蒙古国塔木察格盆地南贝尔凹陷的东部次凹有较好的油气勘探前景。本文介绍了烃源岩的分布, 指出南屯组有机质丰度普遍较高, 铜钵庙组有机质丰度随地而异。有机质类型以II1型和II2型为主, 埋深1600 m为生油门限, 铜钵庙组和南屯组烃源岩的有机质处于成熟阶段, 大磨拐河组烃源岩刚进入生排烃阶段。南屯组下部的低位体系域是最有利的目的层系, II油组是主力含油气层段。南屯组储层的孔隙类型主要为原生孔和溶蚀孔, 总体属低孔低渗型储层, 储层和孔隙度的平面分布受控陷断层、物源区和埋深等因素控制。

关键词

南贝尔凹陷东部次凹, 烃源岩, 热演化, 油组, 储集层, 下白垩统, 塔木察格盆地

Copyright © 2020 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

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



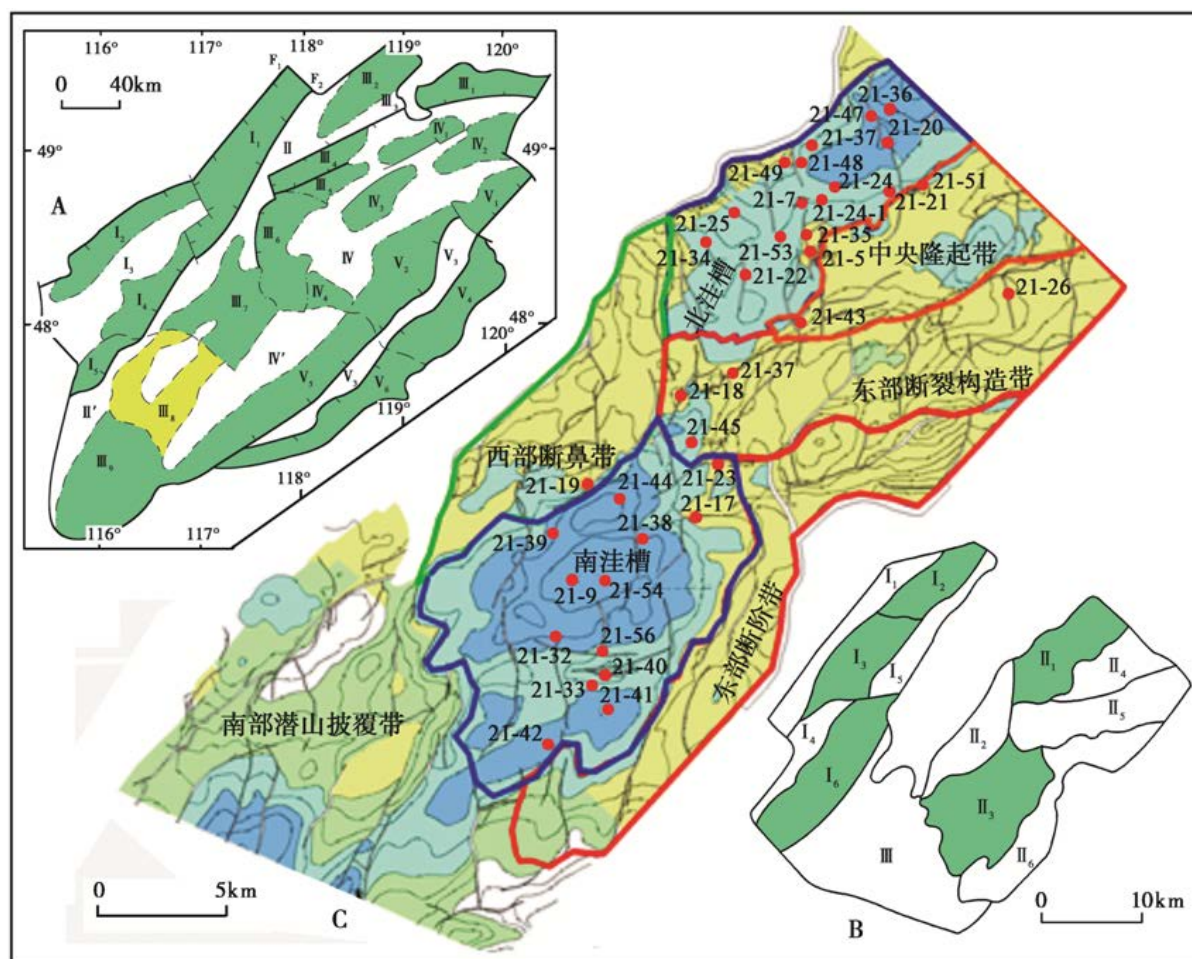
Open Access

1. 概述

蒙古国东端的塔木察格盆地是中国境内海拉尔盆地的南延, 前者的次级(III级)构造单元南贝尔凹陷是海拉尔盆地的次级构造单元贝尔凹陷的南延(图 1(A), 据吴根耀等[1])。南贝尔凹陷的主体是 2 个东北向延伸的沉降带, 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, 故整个凹陷呈向北开口的马蹄形(图 1(B))。这 2 个次凹尽管面积相差不大, 但西部次凹的生储盖匹配不好(烃源岩在南洼槽发育较好, 储集层在北洼槽发育较好), 故油气勘探前景逊于东部次凹。

南贝尔凹陷充填的下白垩统称(自下而上)铜钵庙组(K_{1t})、南屯组(K_{1n})、大磨拐河组(K_{1d})和伊敏组(K_{1y}), 前两者是勘探目的层。其层序划分同塔南凹陷下白垩统的层序划分, 即: 铜钵庙组(分别以地震反射的 T_5 和 T_3 界面为底面和顶面)分 2 个三级层序, 称 SQ1 和 SQ2 (岩性上分别对应铜钵庙组一段和二段), 两者间以 T_{3-1} 反射层为分界; 南屯组(以地震反射的 T_{22} 界面为顶面)对应的三级层序为 SQ3, 分 3 个四级层序(南一段为 Sq31 和 Sq32, 南二段为 Sq33); 大磨拐河组(以地震反射的 T_2 界面为顶面)和伊敏组(以地震反射的 T_{04} 界面为顶面)各对应 1 个三级层序, 分别称 SQ4 和 SQ5。

近年里对南贝尔凹陷下白垩统的石油地质特征已有初步报道, 集中于东部次凹的火山碎屑岩储层[2]-[8]。本文拟在参阅南贝尔凹陷断裂发育[9]、沉积体系展布和盆地演化[10]的最新研究成果的基础上, 系统介绍南贝尔凹陷东部次凹各烃源岩层、储集层和油层组的主要特征, 为评价资源量和分析油气藏类型提供依据。



(A)图中海拉尔-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.南部潜山披覆带

Figure 1. Location (A), sub-order tectonic units (B) of the South Buir Sag, Tamsag Basin and boreholes in the East Sub-Sag (C)

图 1. 塔木察格盆地南贝尔凹陷位置(A)、次级构造单元(B)和东部次凹钻孔分布图(C)

2. 烃源岩

本区广泛发育 3 套烃源岩: 铜钵庙组深灰-灰黑色泥岩, 南屯组富含有机质的深灰-灰黑色泥岩, 大磨拐河组的深灰色泥岩。受演化阶段的控制, 南贝尔凹陷主要油源来自南屯组和铜钵庙组烃源岩, 大磨拐河组烃源岩成熟度差, 对油气成藏贡献较小。

2.1. 烃源岩分布

铜钵庙组烃源岩的岩性为深灰-灰黑色泥岩、凝灰质泥岩及碳质泥岩, 总体上是滨浅湖或扇三角洲前缘河道间沉积, 主要分布在南洼槽、北洼槽及中央隆起带。暗色泥岩在南洼槽厚度最大, 分布范围最广, 在 21-44 井区附近最大厚度可逾 200 m, 属深湖半深湖沉积体系。沿北洼槽的西界断裂烃源

岩厚度也可逾 200 m。其他地区铜钵庙组烃源岩普遍为 50~100 m 厚, 在东部次凹的分布面积可达 687 km² (图 2)。

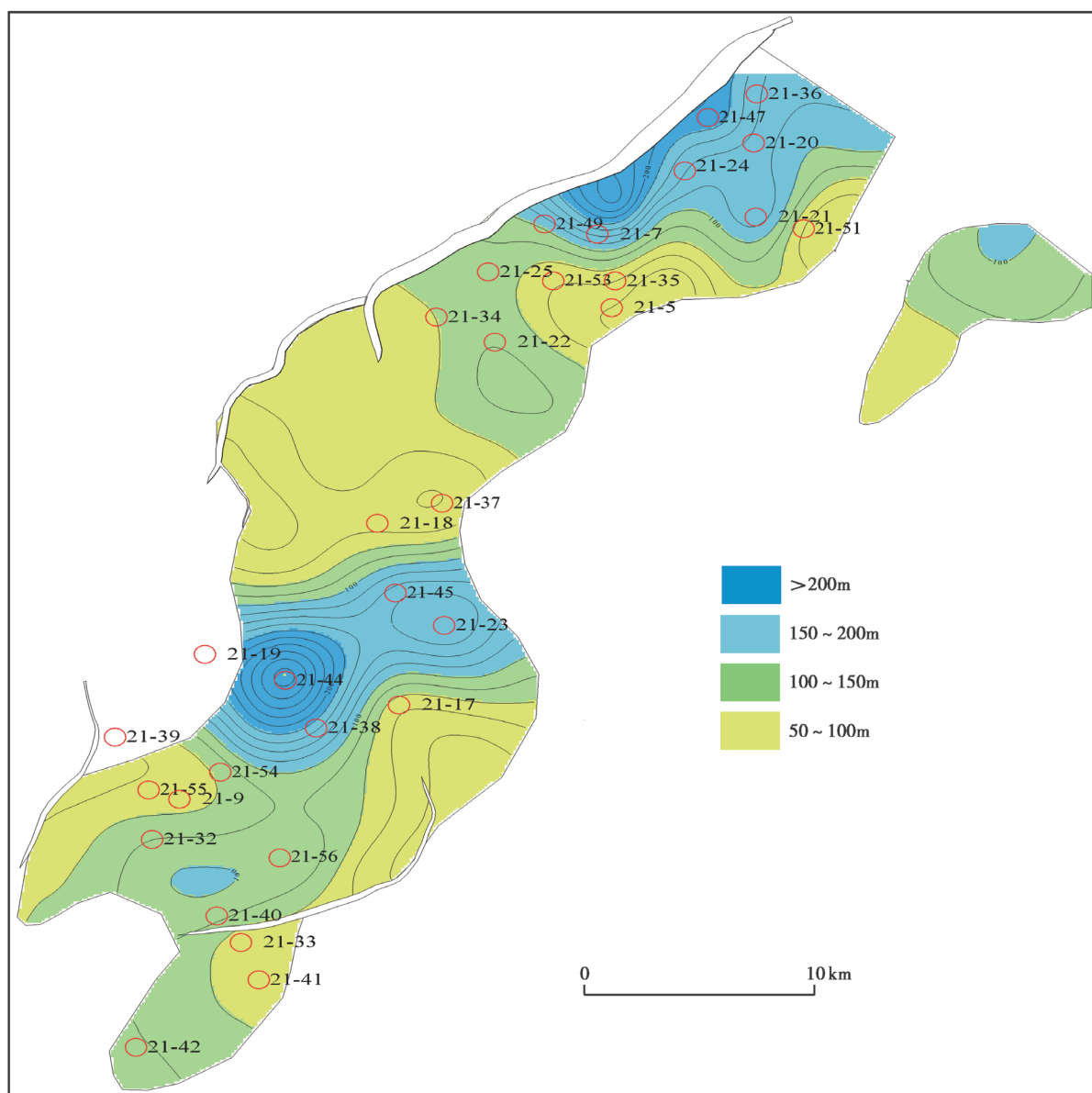


Figure 2. Thickness of the Tongbomiao Formation source rocks in the East Sub-Sag of South Buir Sag
图 2. 南贝尔凹陷东部次凹铜钵庙组烃源岩厚度图

南屯组烃源岩(暗色泥岩)在东部次凹十分发育, 厚度达 300~600 m, 分布范围也较广。1650 m 深度以下, 南屯组烃源岩的分布面积为 667 km², 且南、北两个洼槽当时是一个统一的凹陷。在南洼槽, 烃源岩沉积中心位于 21-9 井~21-56 井区, 厚度达 600 m。北洼槽则在 21-25 井~21-24 井区暗色泥岩厚度最大, 可达 800 m。此外, 在东部断裂构造带的 21-26 井区也发育少量烃源岩, 厚度在 100~200 m (图 3)。

2.2. 有机质丰度

1) 铜钵庙组

铜钵庙组烃源岩有机质丰度较低, 各次凹有机质丰度的差异也较大(表 1)。南洼槽的 21-9 井有机质丰度最高, 有机碳为(0.175~2.186)%, 氯仿沥青“**A**”为(0.0053~0.215)%, 是有机质丰度很高的优质烃源岩。西部断鼻带边缘的 21-19 井烃源岩有机质丰度也较高, 有机碳为(2.725~4.872)%, 氯仿沥青“**A**”为 0.1~0.2012, 生烃潜量(S1 + S2)在(0.3~10.56) mg/g, 也是有机质丰度很高的优质烃源岩。北洼槽铜钵庙组的有机质丰度较低, 21-7 井和 21-24 井铜钵庙组的有机质含量均低于 1%, 氯仿沥青“**A**”在 0.0014~0.01424, S1 + S2 在(0.08~1.43) mg/g, 属于差烃源岩(图 4, 表 1)。

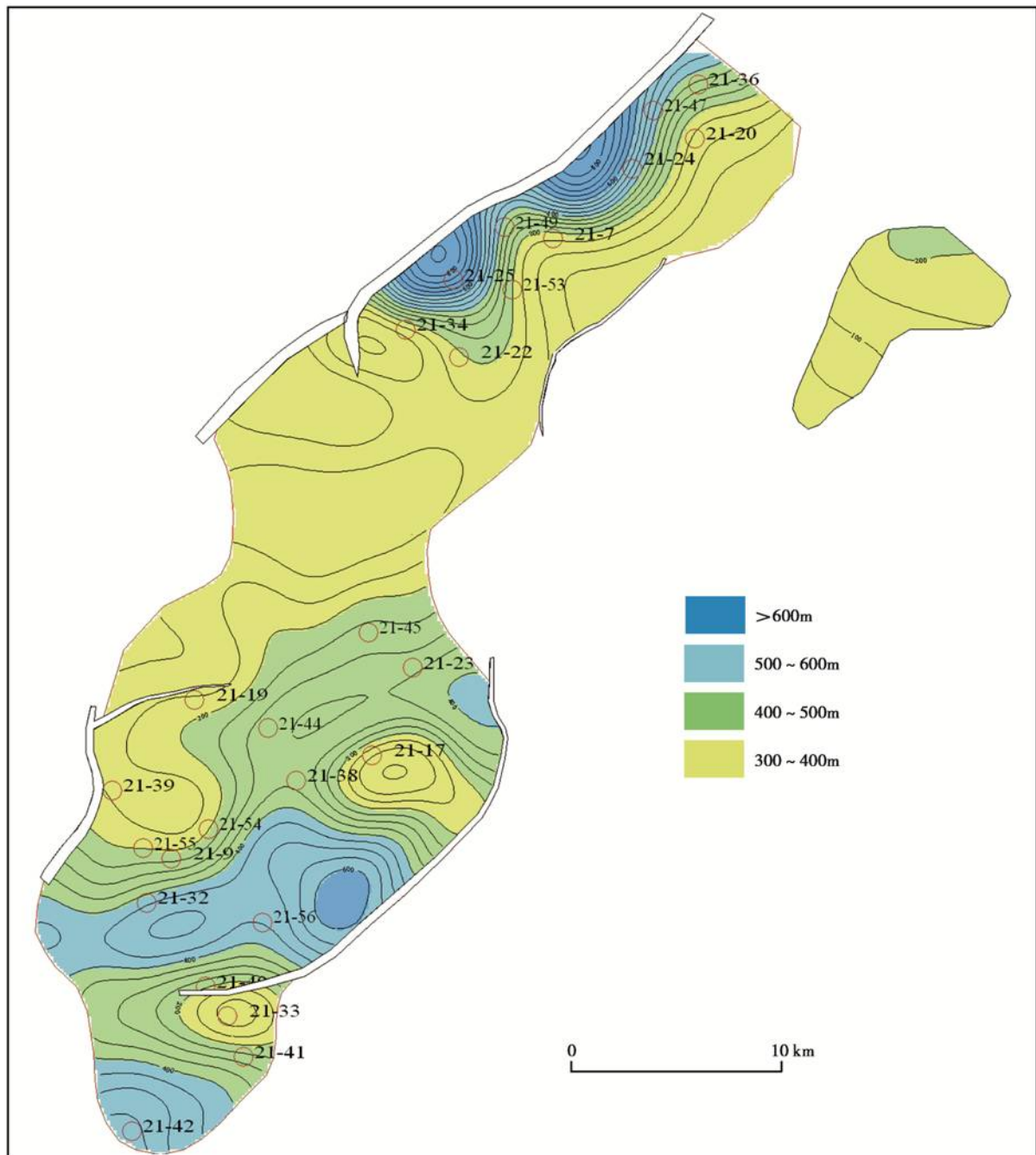


Figure 3. Thickness of the Nantun Formation source rocks in the East Sub-Sag of South Buir Sag
图 3. 南贝尔凹陷东部次凹南屯组烃源岩厚度图

2) 南屯组

南屯组烃源岩的有机质丰度普遍较高, 综合评价为好。

北洼槽 21-7 井有机碳为(1.573~4.080)%, 平均为 2.549%, 氯仿沥青“A”为(0.0328~0.1424)%, 平均为 0.1023%, 生烃潜量(S1 + S2)为(6.30~53.82) mg/g, 平均为 21.99 mg/g。21-24 井有机碳为(0.382~2.803)%, 平均为 1.965%, 氯仿沥青“A”为(0.0641~0.1062)%, 生烃潜量(S1 + S2)为(0.5~24.53) mg/g, 是有机质丰度很高的烃源岩。

南洼槽 21-9 井有机碳为(1.87~2.3)%, 平均为 1.926%, 氯仿沥青“A”为(0.0885~0.1488)%, 生烃潜量(S1 + S2)为(2.0~8.2) mg/g, 平均为 6.52 mg/g。21-44 井有机碳为(1.877~3.629)%, 平均为 2.821%, 氯仿沥青“A”为(0.033~0.186)%, 生烃潜量(S1 + S2)为(2.99~16.34) mg/g, 平均为 6.52 mg/g, 是一套有机质丰度高的烃源岩。

位于东部断裂构造带的 21-26 井在南屯组也钻遇烃源岩, 有机碳为(1.968~2.669)%, 氯仿沥青“A”为(0.0209~0.1016)%, 也是一套有机质丰度高的烃源岩(图 4)。

3) 大磨拐河组

北洼槽 21-7 井有机碳为(1.528~2.727)%, 氯仿沥青“A”为(0.0004~0.0242)%, 生烃潜量(S1 + S2)为(6.30~53.82) mg/g。21-24 井有机碳为(1.568~1.694)%, 氯仿沥青“A”为(0.0234~0.0272)%, 生烃潜量(S1 + S2)为(3.9~4.73) mg/g。南洼槽的 21-44 井有机碳为(1.3~2.364)%, 氯仿沥青“A”为(0.017~0.022)%, 生烃潜量(S1 + S2)为(1.3~4.06) mg/g。它们都属于中等烃源岩(图 4)。

2.3. 有机质类型

在 H/C 对 O/C 原子比关系图(图 5)上, 南贝尔凹陷东部次凹的有机质类型表现为以 III1 和 II2 型为主; 各层段的有机质类型尚有差别, 这与当时的沉积环境有关(表 2)。

Table 1. Statistics of organic materials in the source rocks of East Sub-Sag of South Buir Sag

表 1. 南贝尔凹陷东部次凹烃源岩有机质丰度统计表

次级单元	钻井	层位	样品深度/m	TOC/%	氯仿沥青“A”/%	S1 + S2/mg/g	评价
北洼槽	21-7	K _{1d}	1500~1650	1.528~2.727	0.0004~0.0242	0.2~85.2	中
		K _{1n}	1674~1790	1.573~4.080	0.0328~0.5387	6.3~53.82	好
		K _{1t}	2240~2479	0.221~0.740	0.0014~0.01424	0.72~1.43	差
	21-24	K _{1d}	1700~1750	1.568~1.694	0.0234~0.0272	3.9~4.73	中
		K _{1n}	1816~2224	0.382~2.803	0.0641~0.1062	0.5~24.53	好
		K _{1t}	2606~2700	0.236~0.265	0.0033~0.0036	0.08~0.14	差
南洼槽	21-9	K _{1n}	2180~2189	0.999~2.373	0.0885~0.1488	4.05~8.6	好
		K _{1t}	2348~2371	0.175~2.186	0.0053~0.215	0.3~10.56	好
		K _{1d}	1804~1808	1.300~2.364	0.017~0.022	1.3~4.06	中
东部断裂构造带	21-44	K _{1n}	2075~2484	1.877~3.629	0.033~0.186	2.99~16.34	好
		K _{1n}	2136~2139	2.387~4.501	0.0489~0.092	5.56~18.68	好
		K _{1n}	1244~1253	1.968~2.669	0.0209~0.1016		好
西部断鼻带	21-26	K _{1t}	1674~1679	0.603	0.003		差
		K _{1t}	2070~2080	2.725~4.872	0.1~0.2012		好

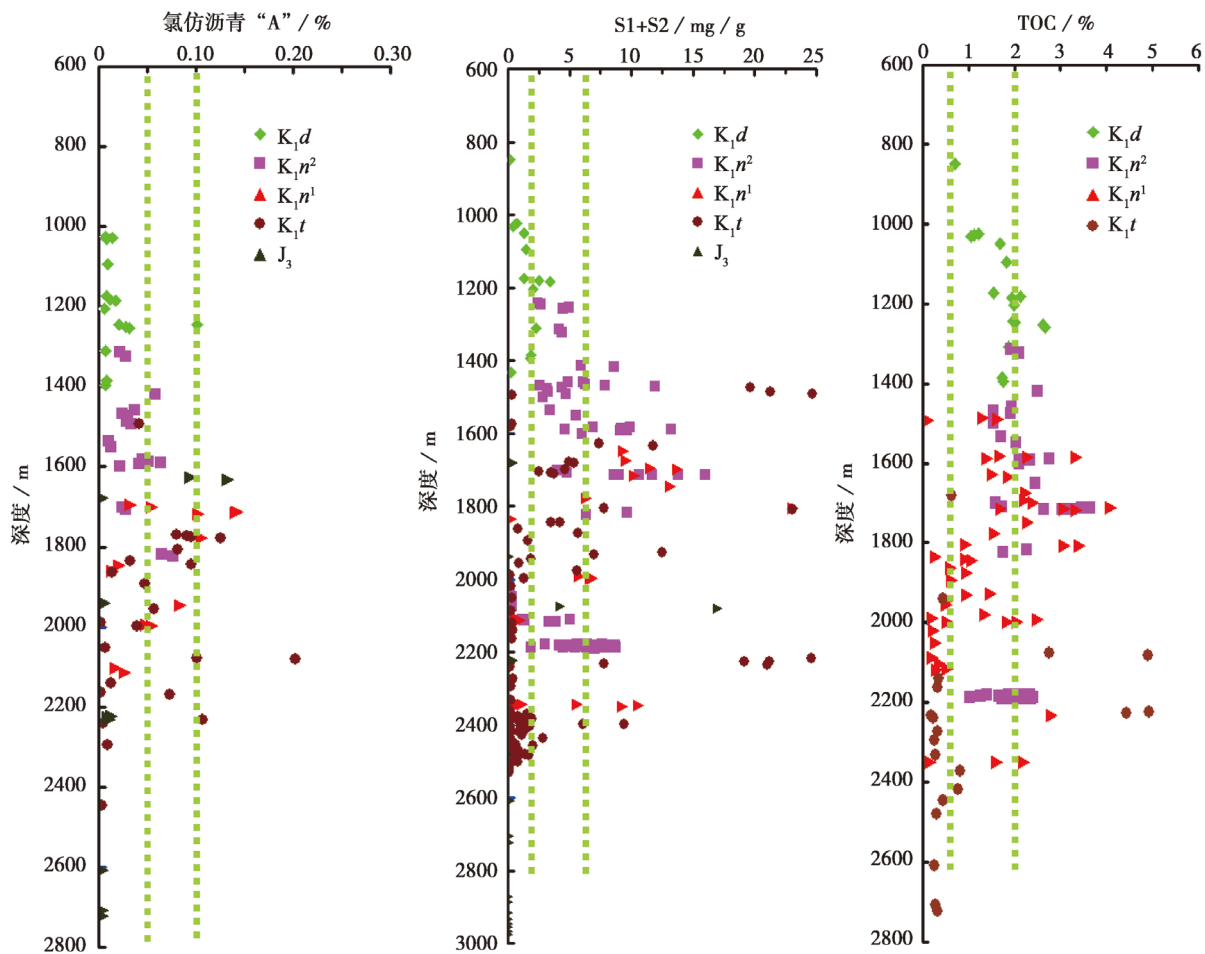


Figure 4. Abundances of organic materials in the source rocks of East Sub-Sag of South Buir Sag
 图 4. 南贝尔凹陷东部次凹烃源岩有机质丰度图

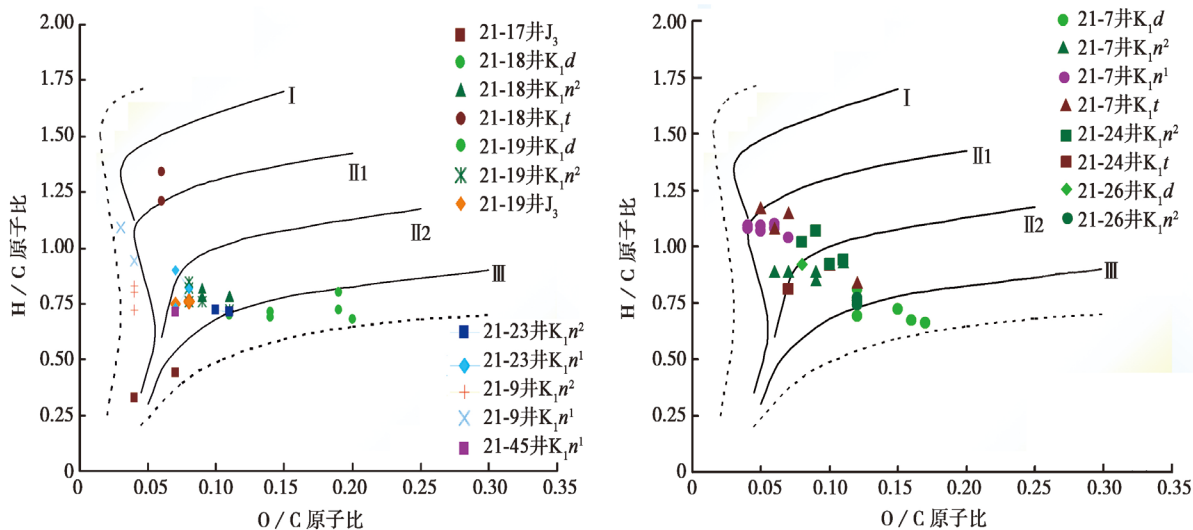


Figure 5. H/C vs. O/C atomic ratio diagrams of the South Hollow (left) and North Hollow (right) of the East Sub-Sag of South Buir Sag
 图 5. 南贝尔凹陷东部次凹南洼槽(左)和北洼槽(右)的 H/C 对 O/C 原子比关系图

Table 2. Statistics of type parameters of organic materials in East Sub-Sag of South Buir Sag
表 2. 南贝尔凹陷东部次凹有机质类型参数统计表

钻井	层位	样品深度/m	O/C	H/C	钻井	层位	样品深度/m	O/C	H/C
		1095.00	0.17	0.66			1024.00	0.19	0.80
	K _{1d}	1205.00	0.16	0.67		k _{1d}	1027.00	0.19	0.72
		1310.00	0.15	0.72			1032.20	0.20	0.68
		1395.00	0.12	0.69			1459.60	0.09	0.82
		1535.00	0.11	0.93	21-18	k _{1n}	1468.63	0.11	0.78
		1550.00	0.09	0.85			1473.63	0.09	0.78
21-7		1591.30	0.07	0.89		k _{1t}	1628.50	0.06	1.21
		1600.00	0.09	0.89			1634.30	0.06	1.34
		1700.00	0.06	1.10			1846.75	0.10	0.72
		1712.90	0.04	1.09			1857.75	0.11	0.71
	K _{1n}	1716.00	0.05	1.07	21-23	k _{1n}	1945.58	0.07	0.90
		1778.00	0.07	1.04			1949.48	0.08	0.82
		1845.00	0.07	1.15			2170.19	0.07	0.73
		1894	0.1	0.92			2180.70	0.04	0.80
		1701.14	0.11	0.94			2182.40	0.04	0.83
		1707.94	0.10	0.92			2185.30	0.04	0.72
21-24	K _{1n}	1818.11	0.08	1.02	21-9	k _{1n}	2188.30	0.04	0.83
		1822.91	0.09	1.07			2348.86	0.04	0.94
	K _{1t}	2232.35	0.07	0.81			2350.26	0.03	1.09
		1770.14	0.07	1.10			1994.03	0.07	0.71
21-20	K _{1n}	1772.64	0.07	1.07	21-45	k _{1n}	1998.83	0.07	0.71
		1775.64	0.06	1.08			1312.94	0.09	0.76
		1777.84	0.06	1.05			1317.94	0.11	0.72
		1582.28	0.08	1.12	21-19	k _{1n}	1413.50	0.08	0.85
21-34	K _{1n}	1585.28	0.08	1.20			1484.00	0.08	0.82
		1805.57	0.08	1.38			1487.00	0.08	0.76

铜钵庙组烃源岩的有机质类型在东部次凹南洼槽为腐泥型干酪根, 有机质类型的各参数均较好; 在北洼槽为腐殖腐泥型干酪根(III 型)。南屯组烃源岩的有机质类型普遍为混合型干酪根, 即 III~II2 型, 有利于生油。其中, 南洼槽为偏腐植混合型干酪根(II2 型), 北洼槽烃源岩有机质类型以 III 型干酪根为主。大磨拐河组烃源岩的有机质类型主要为腐植型干酪根, 但北洼槽 21-7 井和南洼槽 21-19 井、21-18 井见大磨拐河组烃源岩样品的有机质类型为 III 型。

2.4. 有机质成熟度和热演化

单井样品的地化指标分析证明: 暗色泥岩埋深达到 1600 m, R_o 值一般达到 0.5%, OEP 值小于 1.2, T_{max} 大于 435°C, 达到生油门限; 埋深增加到 1900 m 时, R_o 值达到 0.7%, OEP 值稳定在 1.0 左右, 有

机质演化进入生油高峰。

东部次凹的铜钵庙组和南屯组烃源岩有机质为成熟热演化阶段, 镜质体反射率 R_o 为(0.55~0.91)%, 普遍高于 0.78, 平均值为 0.80%, 岩石热解峰温普遍高于 436℃, 正处于石油生成高峰期。其中, 南洼槽烃源岩的有机质成熟度相对较高, R_o 为 0.88%, 北洼槽烃源岩的有机质成熟度相对较低, R_o 为(0.74~0.78)%。

大磨拐河组因埋深小, 烃源岩有机质热演化成熟度普遍较低, 为低熟烃源岩。北洼槽烃源岩的镜质体反射率 R_o 仅 0.48%, 为未熟烃源岩; 西部断鼻带的 21-19 井烃源岩的 R_o 为 0.59%, OEP 为 1.29~1.45, 属低熟烃源岩; 东部断裂构造带的 21-18 井烃源岩的 R_o 为(0.64~0.65)%, 也处于低成熟热演化阶段。即: 大磨拐河组烃源岩刚刚进入生排烃门限, 处于排烃的初期阶段。

综合分析各项热演化参数, 南贝尔凹陷东部次凹的热演化可分为 3 个阶段: 未成熟阶段、低成熟阶段和生油高峰期。埋深 1600 m 左右开始进入成熟门限(成熟层位为大磨拐河组下部), 1750 m 左右(南屯组中部)进入大量生、排烃阶段, 简述如下。

1) 未成熟阶段: 21-7 井 1593 m 深处镜质体反射率 R_o 为 0.49%; 1600 m 热解烃 S2 最高峰温(T_{max})大多数都小于 435℃, 奇偶优势明显, OEP 均大于 1.30 以上; Pr/nC_{17} 、 Ph/nC_{18} 呈增大趋势, 转化率沥青“ A ”/TOC、HC/TOC 较低。多井统计情况表明 1600 m 以上有机质热演化程度不高, 处于未成熟阶段。

2) 成熟阶段: 1600 m 以下镜质体反射率 R_o 大于 0.5%; 1700 m 以下热解烃 S2 最高峰温(T_{max})大多数都大于 435℃; 类异戊间二烯 Pr/nC_{17} 和 OEP 在 1600 m 出现明显拐点; 转化率沥青“ A ”/TOC、HC/TOC、生烃潜量($S_1 + S_2$)、氢指数(IH)和($S_1 + S_2$)/TOC 等参数在 1600 m 开始快速增加, 表明有机质已经开始生、排烃。

3) 生油高峰期: 21-7 井 1900 m 镜质体反射率 R_o 为 0.80%; 1900 m 热解烃 S2 最高峰温(T_{max})已大于 440℃。类异戊间二烯 Pr/nC_{17} 和 Ph/nC_{18} 在 1900 m 以下开始趋于稳定; 奇偶优势 OEP 亦开始稳定在 1.20 以下; 转化率沥青“ A ”/TOC、HC/TOC 达到最高值, 在 1927 m 最高可以达到 36.57% 和 31.00%。上述参数说明埋深 1900 m 开始进入生油高峰期阶段(图 6)。

3. 油组发育

南屯组一段(K_1n^1)下部的 Sq31 四级层序是主要的含油气层段, 厚 60~400 m。由于经历了铜钵庙组沉积期末的隆起剥蚀, 东部次凹的各洼槽间尚处于被分隔的状态, Sq31 的厚度随地而异。它在北洼槽发育最好, 沿西界断裂厚度可逾 400 m。南洼槽 Sq31 的厚度可达 300 m, 但在 21-44 井次洼仅厚 100~200 m。东部断裂构造带(21-26 井) Sq31 的发育尚可, 厚度近 200 m。Sq31 内发育 3 个油层组, 自上至下称 I 油组、II 油组和 III 油组, 每个油组分别相当于一个五级层序。通过连井对比(图 7), 已基本明确了各油组的平面发育特征。

I 油组仅在北洼槽西部边界断层附近发育, 向东在 21-53 井~21-24-1 井一线尖灭, 属于 Sq31 层序低位体系域上部的沉积。I 油组地层厚 10~50 m, 在 21-25 井以北发育最好(厚达 50 m)。砂岩厚度为 5~30 m, 由西部边界断层向东减薄, 形成 3 个小型朵状体。总体看 I 油组的储层发育较差。

II 油组在东部次凹全区广泛发育, 地层厚 60~180 m, 在北洼槽的 21-25 井区和南洼槽的 21-56 井北东部厚度最大(图 8(左))。岩性为凝灰质粉砂岩和凝灰质细砂岩夹薄层泥岩, 总体是一个下粗上细的正旋回, 与 I 油组间隔以 10~20 m 厚的泥岩。该油组的砂岩储集层发育较好, 砂岩厚 20~140 m, 平均砂岩厚度 68 m。在北洼槽边界断层根部, 沿断层出现 2~3 个砂岩富集区带, 受扇三角洲发育控制, 砂地比最高达 75%。南洼槽砂岩富集区沿东部边界断层向 21-9 井区呈朵状展布, 反映该时期沉积时, 扇体近东西向或偏南向的发育特征(图 8(右))。该油组是南贝尔凹陷东部次凹的主力含油气层段。

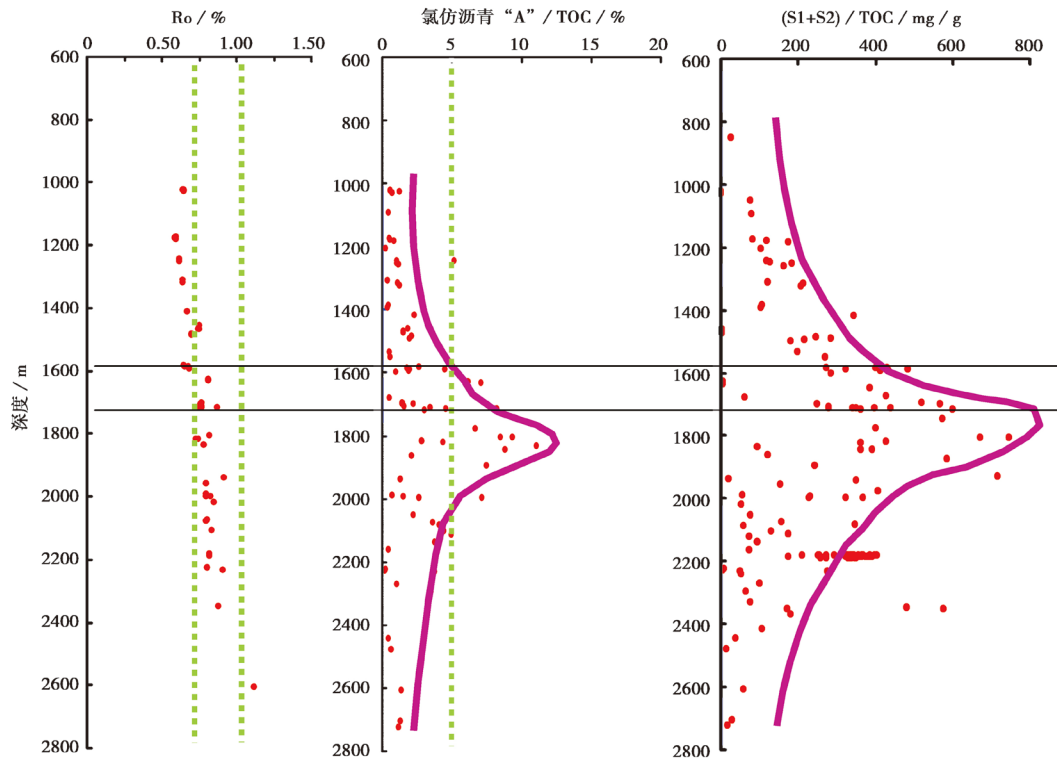


Figure 6. Evolution of the source rocks in East Sub-Sag of South Buir Sag
图 6. 南贝尔凹陷东部次凹烃源岩演化图

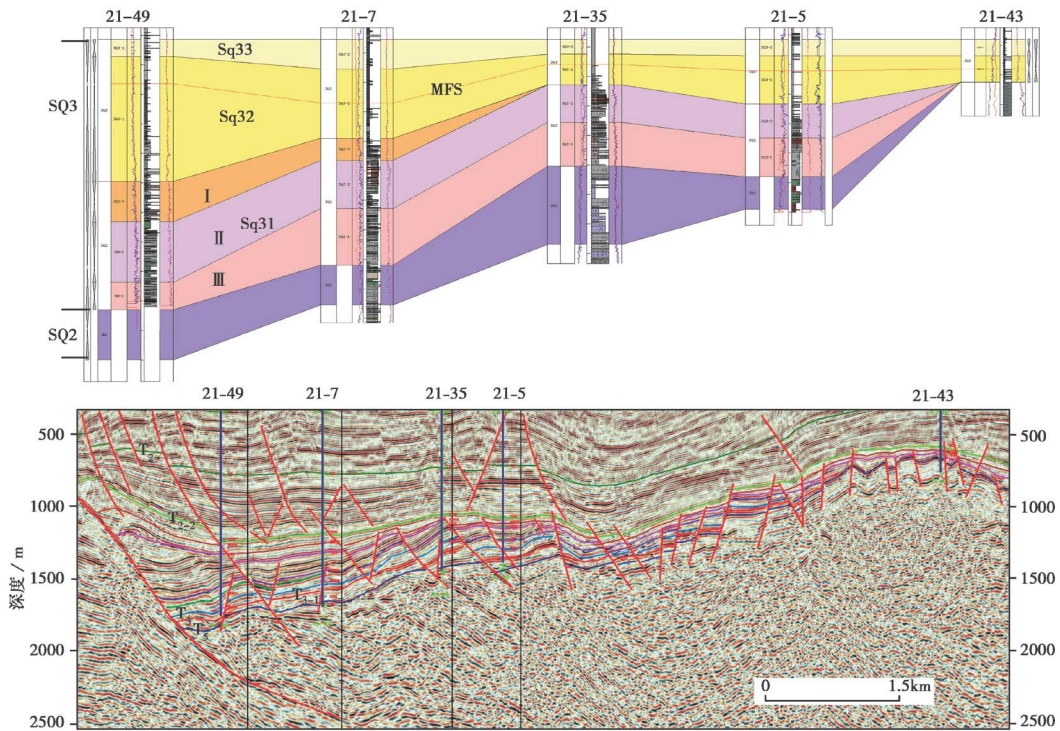


Figure 7. A cross profile of the North Hollow of East Sub-Sag, showing correlation of oil groups (upper) and framework of sequence stratigraphy (lower)
图 7. 东部次凹北洼槽的横剖面图, 示油组对比(上)和层序地层格架(下)

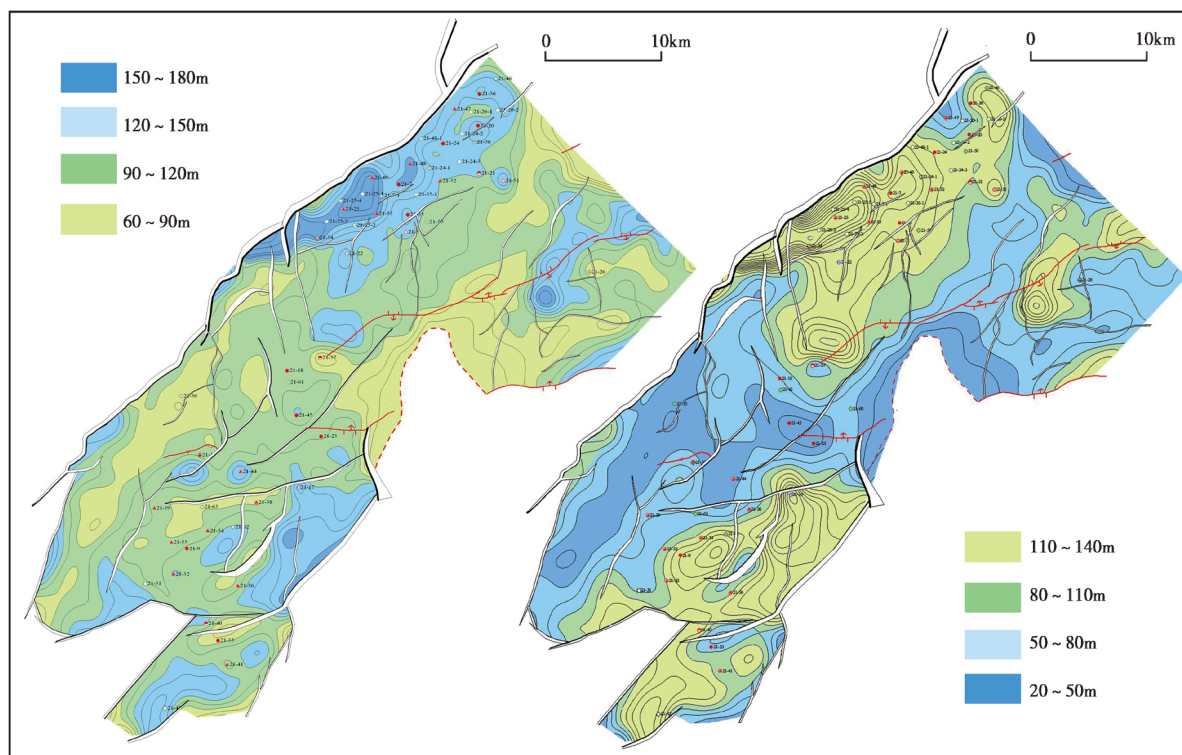


Figure 8. Thickness of stratigraphy (left) and sandstone (right) of the II Oil Group in No.1 Member of Nantun Formation in East Sub-Sag of South Buir Sag

图 8. 南贝尔凹陷东部次凹南屯组一段 II 油组地层厚度(左)和砂岩厚度(右)图

III 油组地层的发育范围略小于 II 油组; 在中央隆起带东部和西部断鼻带中部未发育该油组地层, 说明在南屯组初始沉降时, 这些地区仍处于剥蚀状态。其岩性与 II 油组相似, 也具正旋回沉积特征, 与 II 油组之间隔以 10~30 m 厚的泥岩层。III 油组地层厚 40~160 m, 在北洼槽的 21-48 井北东和南洼槽的 21-17 井南东地层厚度最大, 达 150 m 以上。该油组的砂岩发育, 厚 20~100 m, 平均砂岩厚度 45 m。砂体的展布特征与 II 油组相似, 在北洼槽沿边界断层根部发育 3 个朵状砂岩富集区, 但朵状体向东延伸范围较 II 油组大。南洼槽则沿东部边界断层向 21-9 井区以及 21-17 井区发育两个朵状砂岩富集区, 显示该时期沉积时, 扇体近东西向或偏南向的发育特征。该油组尽管见油气显示, 但未见有效成藏, 可能是初次运移进入 III 油组储层的油气在浮力作用下向上运移至 II 油组聚集成藏所致。

综合分析南屯组一段下部 3 个油组的平面发育特征, 反映了南贝尔凹陷东部次凹在南一段沉积期因同生断层的伸展活动, 盆地面积不断扩大(南一段沉积晚期出现最大湖泛面, 即图 7 上图中所示的 MFS); 相应地, II 油组的沉积范围较 III 油组扩大。但砂岩发育区的范围自 II 油组向上却逐渐缩小, 反映了低位体系域逐渐退积的沉积特征。

4. 储层特征

4.1. 储层岩性

南屯组一段储层由陆源碎屑岩、凝灰质砂岩和火山碎屑岩组成。

陆源碎屑岩包括不等粒砂岩、长石岩屑砂岩、钙质中砂岩、钙质粗砂岩、含砾砂岩和砾岩。砂岩一般为细粒到中粒, 分选较差, 磨圆度次圆, 接触关系为点接触, 长石风化程度中等, 孔隙式胶结。颗粒排列较松, 孔隙发育差。泥质重结晶, 方解石充填孔隙。

凝灰质砂岩主要为凝灰质细砂岩、凝灰质中砂岩、凝灰质不等粒砂岩、凝灰质长石岩屑砂岩和凝灰质含砾砂岩。颗粒排列中等紧密, 孔隙发育中等。大小颗粒穿插, 有些呈杂乱分布。岩块为中性酸性喷发岩和凝灰岩。泥质重结晶呈团块状, 碳酸岩零散分布, 部分方解石溶蚀交代颗粒。孔隙式胶结, 少量薄膜式, 接触关系为点接触, 磨圆度次圆, 分选中等, 主要粒径区间为 0.2~2 μm 。

火山碎屑岩为沉凝灰岩和流纹质凝灰岩。岩石由长石晶屑、岩屑、少量玻屑及火山灰组成, 部分碎屑经短距离搬运具磨圆现象。岩屑主要为中、酸性喷发岩。玻屑已脱玻化。泥质、碳酸岩与火山灰相混充填孔隙。岩石局部被方解石、硅质溶蚀交代。

4.2. 储层物性

扫描电镜和铸体薄片鉴定表明南屯组一段储层的孔隙类型主要为原生孔和溶蚀孔; 其中, 溶蚀孔有溶蚀粒间孔隙、溶蚀粒内孔隙、火山物质溶蚀孔隙、铸模孔隙和混合孔隙。其储层孔隙度分布范围为 (2.4~24.9)%, 主要分布区间为 (8~20)%, 平均为 14%, 属于低孔隙度。渗透率为 0.01~462 mD, 平均为 25.3 mD, 主要分布区间在 0.1~30 mD, 小部分大于 100 mD, 属于低渗透率。故南贝尔凹陷东部次凹南屯组一段储层整体属低孔低渗型储层(表 3)。

Table 3. Physical properties of the reservoir in No.1 Member, Nantun Formation in North Hollow, East Sub-Sag
表 3. 南贝尔凹陷东部次凹北洼槽南一段储层物性表

区块	层位	沉积相	地层厚度/m	储层厚度/m	储层岩性	储集类型	储层物性		
							孔隙度/%	渗透率/mD	非均质性
21-35 井	K ₁ n ¹	近岸水下扇	500	106	粗砂岩、中砂岩、细砂岩和凝灰质不等粒砂岩	孔隙	14	25.3	中强

4.3. 储层平面分布

南贝尔凹陷东部次凹受同生断层活动及体系域演化控制, 铜钵庙组和南屯组中下部砂岩比较发育, 各期扇体叠合连片分布; 兼之有不同物源区供应碎屑, 储层砂体具分区、分带的分布特征。

以北洼槽的南屯组一段主力油组(II 油组)为例(图 9(左)), 储层砂岩普遍发育, 但厚度不一, 为 10~90 m。砂体展布的总特征是西厚东薄, 反映了西界断层的控陷作用; 在 21-36 井以北、21-24 井以西和 21-25 井以西形成 3 个砂岩厚度的高值区, 最厚可逾 90 m。东南部仅在 21-35 井区出现砂岩高值区, 与局部地段发育东界断裂有关, 这使北洼槽中部形成一个近北北东向的砂岩高值区。远离物源的地方以及构造高部位受剥蚀影响, 储层厚度变薄, 故 21-36 井北和 21-25 井西的砂体向南东明显减薄。

4.4. 孔隙度平面分布

利用东部次凹 7 口井 44 层的岩心分析的有效孔隙度与岩性密度和声波时差测井资料, 建立测井计算有效孔隙度模型, 运用 Jason 软件进行了孔隙度平面分布特征的预测, 结果如下。

北洼槽南屯组一段 II 油组的储层孔隙度分布范围在 (7~17)%。孔隙度值大于 12% 的储层大致呈北东向条带状展布, 与西界控陷断裂走向一致, 但在西侧的山前地区因油组的埋深增大, 孔隙度值随之降低。沿北洼槽的走向方向孔隙度出现出中间大两端小的变化趋势, 即: 孔隙度在南西端(21-34 井附近)最低, 向北东方向逐渐增大, 自 21-24 井开始又逐渐向北东方向减小。油气显示较好的井其对应的孔隙度值相对较高, 如 21-35 井 II 油组孔隙度为 17.4%, 21-7 井为 17.5%, 而未见油气显示的 21-34 井 II 油组的孔隙度值明显偏低, 为 7% 左右(图 9(右))。

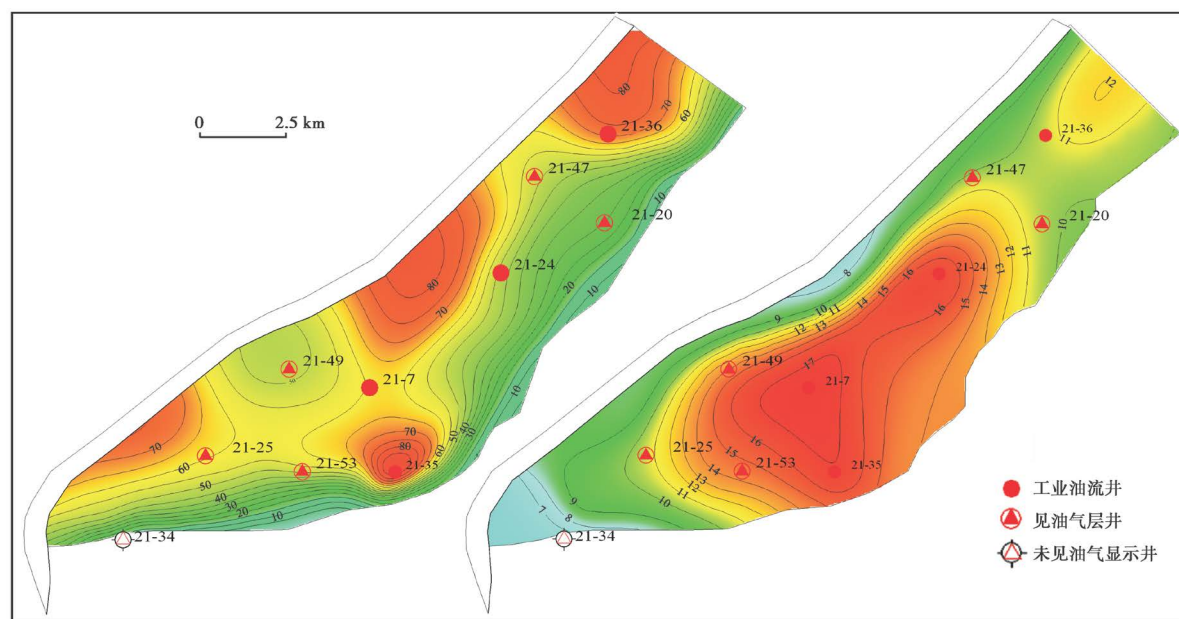


Figure 9. Sandstone's thickness/m (left) and porosity/% (right) of the main oil layer (II Oil Group) of the Nantun Formation in the North Hollow, East Sub-Sag

图 9. 北洼槽南屯组主力油组(II油组)砂体厚度/m (左)和孔隙度/% (右)图

5. 主要认识

1) 南贝尔凹陷东部次凹的南屯组有机质丰度普遍较高, 为好烃源岩。铜钵庙组的有机质丰度较低且各次凹的有机质丰度差异较大, 仅南洼槽及西部断鼻带的铜钵庙组为好烃源岩。大磨拐河组虽属中等烃源岩, 但有机质成熟度较低, 对油气成藏贡献不大。

2) 东部次凹的有机质类型为 III1 和 II2 型。埋深 1600 m 为生油门限, 故铜钵庙组和南屯组烃源岩的有机质处于成熟热演化阶段; 南洼槽烃源岩有机质的成熟度($R_o = 0.88\%$)略高于北洼槽烃源岩的有机质成熟度, 后者的 $R_o = (0.74\sim 0.78)\%$ 。

3) 南屯组一段下部(Sq31 层序)是主要的含油气层段, 可细分为 3 个油组, II 油组是主力含油气层段。该阶段受同生断层的伸展活动控制, 盆地面积不断扩大而砂岩发育区逐渐缩小, 低位体系域是最有利的目的层段。除 II 油组部分油气来自 III 油组形成近源油气藏外, 其它为自生自储型油气藏。

4) 南屯组一段的孔隙类型主要为原生孔和溶蚀孔, 储层整体属低孔低渗型储层。储层平面分布受控陷断裂和物源区控制, 远离物源的地区及构造高部位储层厚度变薄。孔隙度平面分布受控陷断裂和埋深影响, 随埋深增大孔隙度降低。

参考文献

- [1] 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.
- [2] 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, 34(16): 132-137.
- [3] 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.
- [4] 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.
- [5] 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.

- [6] 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.
- [7] 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.
- [8] 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.
- [9] 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.
- [10] 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.