

内蒙古天草凹陷油气生成的盆地数值模拟及油气资源远景分析*

林卫东¹, 周永章¹, 郝银全², 张虎权^{3,4}, 付善明¹

(1. 中山大学地球环境与地球资源研究中心 // 地球科学系, 广东 广州 510725;

2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;

3. 中国石油勘探开发研究院西北分院, 甘肃 兰州 730000;

4. 西南石油学院, 四川 南充 637001)

摘要: 利用 BASIMS 盆地模拟系统对银根—额济纳旗盆地天草凹陷白垩系烃源岩的油气生成进行了模拟研究。模拟结果表明, 白垩系烃源岩的油气生成过程经历了早白垩世早中期初步生排烃阶段, 早白垩世中晚期大规模生排烃阶段和晚白垩世以来生排烃停滞阶段 3 个时期, 全区累计生烃 1836.80 Mt, 下白垩统巴音戈壁组烃源岩是天草凹陷的主力烃源岩层系, 其生排烃量占总量的 90%。用聚集系数法计算的天草凹陷的总资源量为 0.74×10^8 t, 在同规模、同等勘探程度的油气勘探新区中是很有资源远景的地区之一。

关键词: 天草凹陷; 盆地数值模拟; 热演化史; 生排烃史; 资源量

中图分类号: P618.130.2 **文献标识码:** A **文章编号:** 0529-6579 (2005) 03-0105-04

自 1978 年 Yüklér 等人建立了世界上第一个盆地模拟系统以来, 盆地数值模拟因其较其它技术可更有效地从时间—空间的角度来定量模拟含油气盆地的形成和演化, 进而指导油田的油气勘探工作, 所以得到了迅速的发展和广泛的应用^[1~3]。实践证明, 盆地模拟改进和完善了含油气沉积盆地分析的方法, 是含油气盆地定量动态分析和石油地质量化的有效途径^[4,5]。中国石油勘探开发研究院研制的 BASIMS 盆地综合模拟系统, 是全国二次资评以及中国石油 2002 年资评的骨干软件, 本文利用该模拟系统对天草凹陷白垩系烃源岩的油气生成进行了模拟研究, 在此基础上分析了其油气资源远景。

1 地质背景

天草凹陷位于银根—额济纳旗盆地白垩纪断陷盆地群的西北部, 地处内蒙古额济纳旗, 呈北东向展布, 长 120 km, 宽 12~15 km, 面积约 1900 km², 是银—额盆地规模较大的凹陷之一 (图 1), 经历了早白垩世断陷发生、发展阶段, 晚白垩世拗陷阶段, 第三纪到第四纪挤压抬升等主要的构造演化发展阶段, 其中第一阶段是形成盆地沉积建造的主要时期, 沉积了 2 000~3 000 m 的早白垩世沉积, 其间经历了 2 次大的湖侵、湖退, 对应沉积了两套浅一半深湖相烃源岩和扇三角洲砂体。该凹陷内惟一的探井天 1 井自下而上依次钻遇下白垩统 (细分为

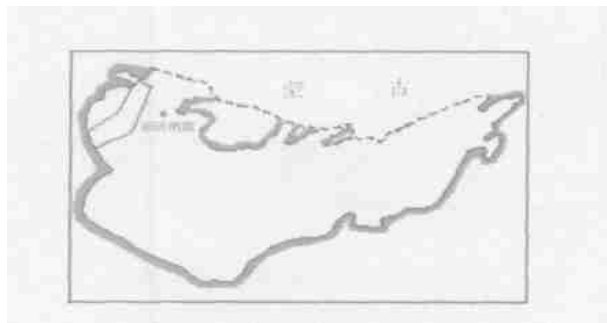


图 1 天草凹陷位置图

Fig 1 Location of the Tiancao depression

巴音戈壁组、苏红图组 1 段、苏红图组 2 段)、第三系和第四系, 其中大套地层属下白垩统 (图 2)。该井油气丰富, 在 1606.1~1751.0 m 井段共见荧光级显示 3 层 4.5 m, 井壁取心在 1590.5~1750.5 m 井段见油迹砂岩 3 颗, 荧光砂岩 4 颗, 气测在井段 1531.0~1786.4 m 共解释异常段 12 层 78 m, 其中含油显示段 9 层 65 m, 表明天草凹陷发生过石油的生成、运聚过程, 是一个富含油气的凹陷。

2 油气生成盆地模拟的基本思路

干酪根成油理论认为, 油气是分散在沉积岩中的不溶有机质干酪根在一定的温度和热力作用下降解形成的。因此, 烃源岩的热演化史和生排烃史的模拟是油气生成模拟的核心部分。烃源岩的热演化

* 收稿日期: 2004—05—11

基金项目: 中国石油“十五”油气勘探科技工程资助项目 (200204—06)

作者简介: 林卫东 (1968 年生), 男, 博士生; 通讯联系人: 周永章; E-mail: esszhou@zsu.edu.cn

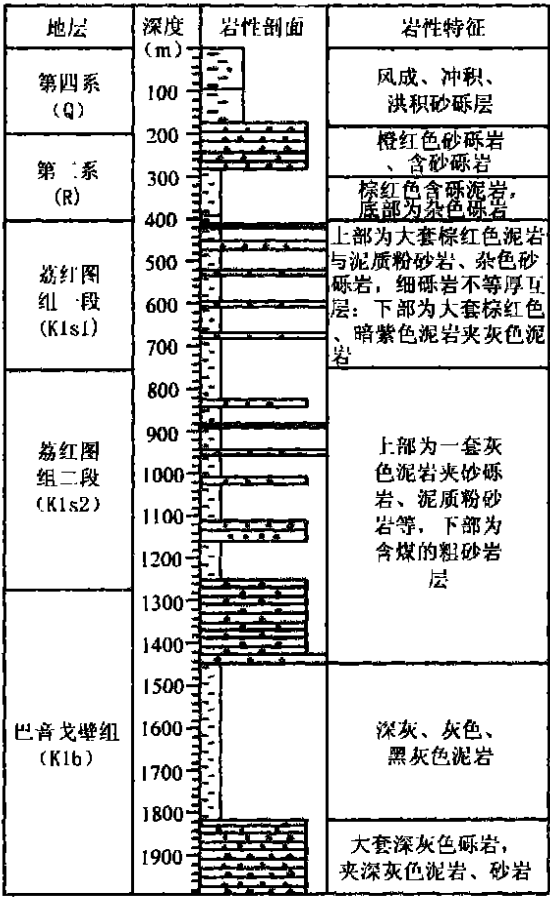


图 2 天草凹陷地层综合柱状图

Fig. 2 Histogram of the Tiancao depression

史模拟的基本原理是按照地球热力学的方法，首先确定今地温与今热流，然后假定古今热流符合一定的数学关系（如线性或指数关系），从而模拟古热流和古地温，并将正演的计算结果用实测的地球化学温标来检验。生烃史是指模拟地下源岩中的有机质成熟度史和生烃过程。由于生烃机理研究的比较深入，因此生烃史模型也是相对最成熟的模型，目前已普遍建立了化学动力学模型和实验产烃率模型，以及成熟度的各种计算模型（TTI、Easy Ro 等），在地质因素上考虑了地史过程中生油层的剥蚀及油气的损失量。有关盆地模拟的地质模型和数学模型见文献^[6~8]。

3 盆地模拟重点参数的取值

- (1) 盆模范围、人工井点数。盆模范围为天草东西断裂以内凹陷主体，面积 1600 km²，人工井点数为 326 个。
- (2) 地层、有效烃源岩分布。下白垩统巴音戈壁组浅一半深湖相深灰、灰黑色泥岩是天草凹陷主要烃源岩，分布面积约 380 km²，平均厚度 490 m。

烃源岩的有机质丰度高，有机碳 0.8% ~ 2.77%，平均 1.34%，居银—额盆地 12 个重点凹陷的前列，有机质类型以 II₁ 型为主，受早白垩世裂谷盆地高地温梯度的影响，有机质的成熟度较高，如天 1 井在 1400 ~ 1900 m 范围内的镜质体反射率 Ro 值在 0.6% ~ 1.04% 之间，已经历成熟阶段。

模拟地层下至白垩系底，上至第四系，纵向上确定了 K_{1b} 和 K_{1s1} 等 2 个烃源层，有效烃源岩是指成熟的（Ro 值大于 0.5%）有机碳含量在 0.4% 的各类烃源岩，有效烃源岩的面积和厚度是根据烃源岩的丰度、成熟度结合沉积相和地层残余厚度预测的。

(3) 有机碳。根据有机碳、暗色泥岩发育程度对两套烃源岩划分出有利生烃区、较有利生烃区和较差生烃区，然后分区取有机碳平均值录入。

(4) 干酪根类型百分比、有机碳恢复系数。干酪根类型百分比是在各层有机质类型研究基础上确定的。有机碳恢复系数则根据各层平均反射率、干酪根类型百分比，采用热解法按类型百分比加权计算后获得。

(5) 烃源岩产烃率图版。烃源岩产烃率图版是依据国内同类沉积环境、同类干酪根岩石样品的温压釜热模拟生烃曲线修改编制。

(6) 埋深—Ro 关系。根据天 1 井反射率曲线与盆模计算结果建立。

(7) 剥蚀信息。根据地史研究取得的认识，重点设置了 3 次抬升：早白垩世末、晚白垩世末和第三纪末，分别编制地层残留厚度图、原始厚度图。

4 结果分析与讨论

4.1 生排烃史

模拟结果表明，在天草凹陷的地质历史过程中，其生排烃过程可以划分为 3 个阶段，即早白垩世早中期初步生排烃阶段，早白垩世中晚期大规模生排烃阶段和晚白垩世以来生排烃停滞阶段（表 1）。

早白垩世早中期，天草凹陷处于裂谷盆地形成初期阶段，受地幔热柱上拱活动的影响，地壳表层出现张性构造条件，凹陷深陷加强，湖盆水体加深，水域湖岸扩展，湖盆发育达到鼎盛期，形成了下白垩统巴音戈壁组烃源岩（K_{1b}）和苏红图组一段（K_{1s1}）两套烃源岩，尽管埋藏较浅，但由于处于裂谷盆地高地温背景环境中，K_{1b} 烃源岩在已进入初步生排烃阶段，盆地数值模拟表明，K_{1b} 烃源岩在 K_{1b} 期和 K_{1s1} 期（约 135 ~ 107Ma 间）的生烃

量分别为为 82、164 Mt，排烃量为 45.92、23.78 Mt；K₁S₁ 烃源岩则在 K₁S₁ 末期开始生排烃，但量甚微（表 1，图 3）。

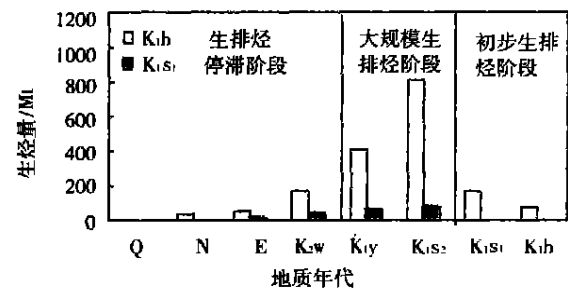


图 3 天草凹陷生烃量史直方图

Fig. 3 Histogram of hydrocarbon generating amount history of the Tiancao depression

早白垩世中晚期，天草凹陷进入裂谷盆地发育全盛期，接受了较厚的沉积盖层，由于受早白垩世裂谷盆地高地温梯度和较深埋藏的影响，两套烃源

岩迅速进入成熟阶段，并开始大量生排烃，其中 K₁b 烃源岩在 K₁S₂ 期和 K₁Y 期的生烃量分别为 820、410 Mt，排烃量为 246、143.5 Mt；K₁S₁ 烃源岩较 K₁b 烃源岩的生排烃量少。

晚白垩世以后，天草凹陷构造格局和沉积环境发生变化，随着早白垩世末期地下能量大量释放，裂陷作用终止，沉积作用基本停止，盆地遭受抬升，地温梯度减小，下白垩统烃源岩的生排烃量逐渐减少（表 1）。

4.2 生排烃量

下白垩统巴音戈壁组烃源岩是天草凹陷的主力烃源岩层系，其生烃条件与我国其它盆地白垩系相比，基本与二连盆地、海拉尔盆地相当，比酒西、花海等盆地略好^[9, 10]。模拟结果表明，全区累计生烃 1836.80 Mt，下白垩统巴音戈壁组和苏红图组二段的贡献分别为 1640 和 196.8 Mt，累计排烃 580.01 Mt，二段分别排烃 516.60 和 63.41 Mt（表 1），巴音戈壁组烃源岩生排烃量占总量的 90%。

表 1 不同地质历史时期天草凹陷生排烃量

Tab 1 Hydrocarbon generating and expelling amount of the Tiancao depression during geological history								
Mt								
生排烃阶段	地质时代	地质年代	生烃量			排烃量		
		Ma	K ₁ b	K ₁ s	各时期生烃量	K ₁ b	K ₁ s	各时期排烃量
晚白垩世以来生排烃停滞阶段	Q	0—1.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	N	1.64—23.3	32.80	0.00	32.80	7.87	0.00	7.87
	E	23.3—65	49.20	15.74	64.94	16.73	4.72	21.45
	K ₂ w	65—95	164.00	39.36	203.36	32.80	13.38	46.18
早白垩世中晚期大规模生排烃阶段	K ₁ y	95—100	410.00	59.04	469.04	143.50	20.66	164.16
	K ₁ s ₂	100—107	820.00	898.72	246.00	23.62	269.62	
	K ₁ s ₁	107—110	164.00	3.94	167.94	45.92	1.02	46.94
	K ₁ b	110—135	82.00	0.00	82.00	23.78	0.00	23.78
总量			1640.00	196.80	1836.80	516.60	63.41	580.01

5 油气资源远景分析

天草凹陷资源量的计算采用聚集系数法。即： $Q_{\text{聚}} = Q_{\text{生}} \alpha$ 。式中， $Q_{\text{聚}}$ 为油气聚集量， $Q_{\text{生}}$ 为油气生成量， α 为油气聚集系数，其取值主要决定于油气输导体系、保存条件、圈闭条件以及油气大规模运聚与圈闭形成其的匹配关系等石油地质条件。根据中国及世界高勘探程度含油气盆地统计数据，其值通常在 0.01~0.2 之间^[11, 12]。天草凹陷油气成藏条件优越，下白垩统巴音戈壁组上部是主要的含油层系，巴音戈壁组中部的湖相暗色泥岩类烃源岩

的有机质丰度高、类型好，上部扇三角洲砂体储层物性总体以低孔低渗为主，但局部层段不乏好的储层，发育苏一段中上部—苏二段泥质岩区域盖层，圈闭较发育，圈闭面积系数 20%~25%，以断鼻、断块为主，生储盖和圈闭在时空上具有良好的成藏配置关系，经过与天草凹陷石油地质条件类似的两连盆地、海拉尔盆地以及酒泉盆地的地质类比，确定聚积系数为 0.04，由此计算天草凹陷的总资源量为 0.74×10^8 t。计算结果表明，天草凹陷资源丰富，在同规模、同等勘探程度的新区凹陷中是很有资源远景的地区之一，是值得进一步勘探的。

参考文献:

[1] LERCHE I. Basin analysis quantitative methods: Vol. 1[M] . Sandiego, California: Academic Press 1990

[2] 张庆春, 石广仁, 田在艺. 盆地模拟技术的发展现状与未来展望[J] . 石油实验地质, 2001, 23(3): 312—317.

[3] 石广仁. 油气盆地数值模拟方法, 第 2 版[M] . 北京: 石油工业出版社, 1999.

[4] 罗晓容. 数值盆地模拟方法在地质研究中的应用[J] . 石油勘探与开发, 2000, 27(2): 6—10.

[5] 石广仁, 李阿梅, 张庆春. 盆地模拟技术新进展 (一)——国内外发展状况[J] . 石油勘探与开发, 1997, 24(3): 38—40.

[6] WELTE D H, HORSFIELD B, BAKER D R. Petroleum and Basin Evaluation[M] . Saladruck, Berlin: Springer Verlag 1997.

[7] ALLEN P A, ALLEN J R. Basin Analysis: Principles and Applications[M] . Oxford London: Blackwell Scientific Publications 1990.

[8] 郭秋麟, 米石云, 石广仁. 盆地模拟原理方法[M] . 北京: 石油工业出版社, 1998

[9] 方杰, 郑宪, 张宏. 二连裂谷系下白垩统烃源岩成油模式[J] . 石油学报, 1998, 19(4): 35—40

[10] 陈建平, 陈建军, 张立平等. 酒西盆地油气形成与勘探方向新认识(一)—基本石油地质条件及生油潜力[J] . 石油勘探与开发, 2001, 28(1): 19—22.

[11] 杨海波, 兰文芳, 张闻林等. 准噶尔盆地南缘盆地模拟—PRA 盆地模拟软件应用[J] . 新疆石油地质, 1999, 20(1): 58—61

[12] 卢兵力, 李晓东, 耿德祥等. 松南十屋断陷盆地模拟[J] . 天然气工业, 2000, 20(增刊): 23—25

Numeric Basin Modeling and the Prospect of Petroleum Resources of Tiancao Depression

LIN Wei dong¹, ZHOU Yong zhang¹, HAO Yin quan², ZHANG Hu quan^{3,4}, FU Shan ming¹

- (1. Center for Earth Environment and Resources //Department of Geosciences, Sun Yat sen University, Guangzhou 510725, China;
2. Research Institute of Petroleum Exploration &Development, Petrochina, Beijing 100083, China;
3. Northwest Branch, Research Institute of Petroleum Exploration &Development, Petrochina, Lanzhou 730020, China;
4. Southwest Petroleum Institute, Nanchong 637001, Sichuan, China)

Abstract: Based on BASIMS basin modeling system, the hydrocarbon generation of the Cretaceous source rock in the Tiancao depression, Yingen Ejinaqibasin was simulated. The simulated results show that hydrocarbon generation of the Cretaceous source rock involves three stages including primary generation period in the early and middle Early Cretaceous stage, large scale generation stage in the middle and late Early Cretaceous stage and the generation stagnant period since the Late Cretaceous. The total amount of hydrocarbon generated in geological history is 1836.80 million tons, 90% of which were generated by Bayingebi formation source rock of the Lower Cretaceous. The total quantity of oil and gas sources is 74 million ton, which is assessed by accumulation coefficient method. This indicates that the Tiancao depression is one of the areas with source prospect.

Key words: the Tiancao depression; numeric basin simulation; thermal history; hydrocarbon generating history; source prospect