

东格陵兰盆地油气资源评价

洪唯宇^{1,2}, 刘成林^{1,2*}, 赵越², 平英奇^{1,2}, 梁德秀^{1,2}

(1 中国地质科学院地质力学研究所, 北京 100081;

2 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249)

摘要:东格陵兰盆地陆上和近海地区是目前北极与深水油气勘探的热点地区,但油气勘探程度和资源认识程度低。美国地质调查局(2000、2007年)油气资源评价结果表明该区具有很大的油气资源潜力,同时油气勘探具有高风险和不确定性。通过收集整理东格陵兰盆地、北海盆地油气地质资料及油气田勘探开发数据,从区域上对两个地区的油气成藏条件进行了对比,并采用地球化学方法与类比法,评价了东格陵兰盆地的油气资源潜力。东格陵兰盆地属于晚古生代—中生代的裂谷盆地,呈现两拗一隆的构造格局,与挪威陆架盆地在进入被动陆缘阶段之前具有相同的地质发育过程,沉积环境类似,共同经历古生代和中生代裂谷及裂后的热沉降。东格陵兰盆地发育晚古生代湖相烃源岩、上侏罗统海相烃源岩,储层主要为中侏罗统浅海相砂岩和白垩系深海浊积砂岩,圈闭类型主要为伸展构造圈闭、地垒断块圈闭、盐构造圈闭以及地层圈闭等。东格陵兰盆地油气成藏条件优越,油气资源潜力较大,具有较好的勘探前景。在影响东格陵兰盆地油气资源认识的诸多地质因素中,有利圈闭类型、必要数量的烃源岩以及油气生成条件和适当埋藏史还待进一步证实。

关键词:东格陵兰盆地;北海盆地;类比法;资源评价

中图分类号: P618.13

文献标识码: A

DOI:10.16028/j.1009-2722.2016.08004

美国地质调查局(USGS)于2007年发布了北极油气资源评价结果,共包含33个盆地。其中待发现资源量为:石油900亿桶、天然气1669万亿立方英尺、凝析气440亿桶,其中84%的油气资源分布于海域。东格陵兰盆地油气资源十分丰富,石油、天然气、凝析气的量分别占北极油气资源量的10%、5%、18%,前景十分光明^[1,2]。在格

陵兰东北部甚至发现了富树脂、高硫煤,证实为氢指数高达700个单位的优质源岩^[3]。但目前东格陵兰盆地的勘探程度较低,还有待深入研究。

由于油气在能源结构中的比重越来越大,资源评价方法自20世纪50年代起迅速发展。从50年代的统计预测至80年代的盆地模拟,再到90年代专家系统、决策分析,油气资源评价已经形成一个评价理论较为成熟、评价方法众多、相对完整的科学体系。本文通过收集前人的研究成果,运用石油地质分析方法,以北海盆地作为类比区,对东格陵兰盆地进行油气资源类比评价,进一步分析东格陵兰盆地的油气潜力,为推进东格陵兰盆地开发提供相关地质依据。

收稿日期:2016-03-15

基金项目:国家海洋局极地专项(CHINARE2016-04-03)

作者简介:洪唯宇(1992—),男,在读硕士,主要从事油气成藏评价和非常规油气地质方面的研究工作。E-mail:delicacy_hwy@foxmail.com

* 通讯作者:刘成林(1970—),男,博士生导师,研究员,主要从事油气成藏与资源评价以及非常规油气等方面的研究工作。E-mail:lclzgx@126.com

1 区域地质概况

格陵兰岛是世界上最大的岛,位于北极圈内,处于北美洲东北部、北冰洋和大西洋之间,大部分区域被内陆冰、冰盖和冰川所覆盖,面积约为 $216 \times 10^4 \text{ km}^2$,隶属于丹麦。东格陵兰盆地位于 $60^\circ \sim 80^\circ \text{ N}$ 之间,面积约为 $30 \times 10^4 \text{ km}^2$,约占格陵兰岛总面积的 13.9%,其地理位置如图 1 所示。美国地质调查局(USGS)将东格陵兰岛分为 7 个构造单元:北 Danmarkshavn 盐盆、南 Danmarkshavn 盆地、Thetis 盆地、Jameson 陆盆、Liverpool 陆盆、Jameson 陆盆次火山伸展区、格陵兰东北火山区(图 2)。



图 1 东格陵兰盆地地理位置图(据文献[1])

Fig. 1 The geographical position of the East Greenland Basin (from reference [1])

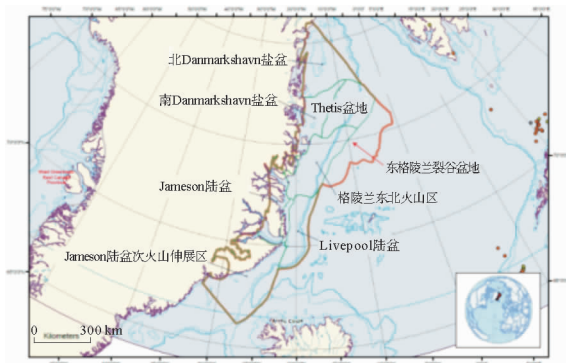


图 2 东格陵兰盆地构造单元划分(据文献[2],略修改)

Fig. 2 The division of tectonic units of the East Greenland Basin (from reference [2], simply modified)

东格陵兰盆地的构造格局主要受制于北大西洋的演化^[4]。北大西洋的构造演化可以划分为 3 个阶段,分别为二叠纪陆内裂谷阶段、三叠纪—侏罗纪同裂谷和热沉降阶段、白垩纪至今的被动陆缘阶段^[5]。在晚二叠世时,格陵兰岛处于泛大陆的北部,与北美大陆、劳诺斯坎底亚是连接在一起的,以陆相沉积为主,后期经历了 5 个主要的演化时期。在后期长达 225 Ma 的地质时期中,格陵兰岛与北美板块部分分离,在新近纪形成了巴芬湾,同时北大西洋的海流进入格陵兰岛与劳诺斯坎底亚、巴伦支地台之间,最终形成了现今的板块构造格局(图 3)。

2 评价方法与流程

在我国油气资源评价方法中,最常用的有类比法、成因法、统计法等^[6]。类比法是指先对已进行过大量油气勘探的地区即所谓油气勘探成熟区的各项类比参数进行统计,再对评价区内的地质参数进行统计,通过各项评分计算出类比系数,从而推算出评价区内的油气资源量。本文是使用类比法来对东格陵兰盆地的资源量进行计算,类比法常常应用于勘探程度较低的地区,东格陵兰盆地就属于勘探程度较低的盆地。

使用类比法时,首先要了解评价区地质情况的基础上,选取类比刻度区。刻度区是指在油气资源评价中能够作为评价区类比标准的评价基本地质单元^[7,8]。刻度区的选取直接影响了评价的最终结果,其重要性不言而喻。要选取勘探程度高、地质规律认识程度高、油气资源探明率高的刻度区。在选择好刻度区之后,对其进行解剖,即对刻度区的石油地质条件、资源量相关系数以及资源量等进行深入研究。此后,再对评价区的含油气条件进行调研与研究。将刻度区与评价区的地质参数、含油气条件进行归纳与整理,再根据统一的类比标准对各项参数进行打分,从而得出刻度区与评价区的类比系数。通过刻度区的资源丰度及其他相关系数,计算出评价区的资源量。最后,对数据进行整理汇总,得出最终结果^[9-11]。其计算公式为^[12]:

$$Q = S \times \sum_{i=1}^n \left(\frac{K_i \times \alpha_i}{n} \right)$$

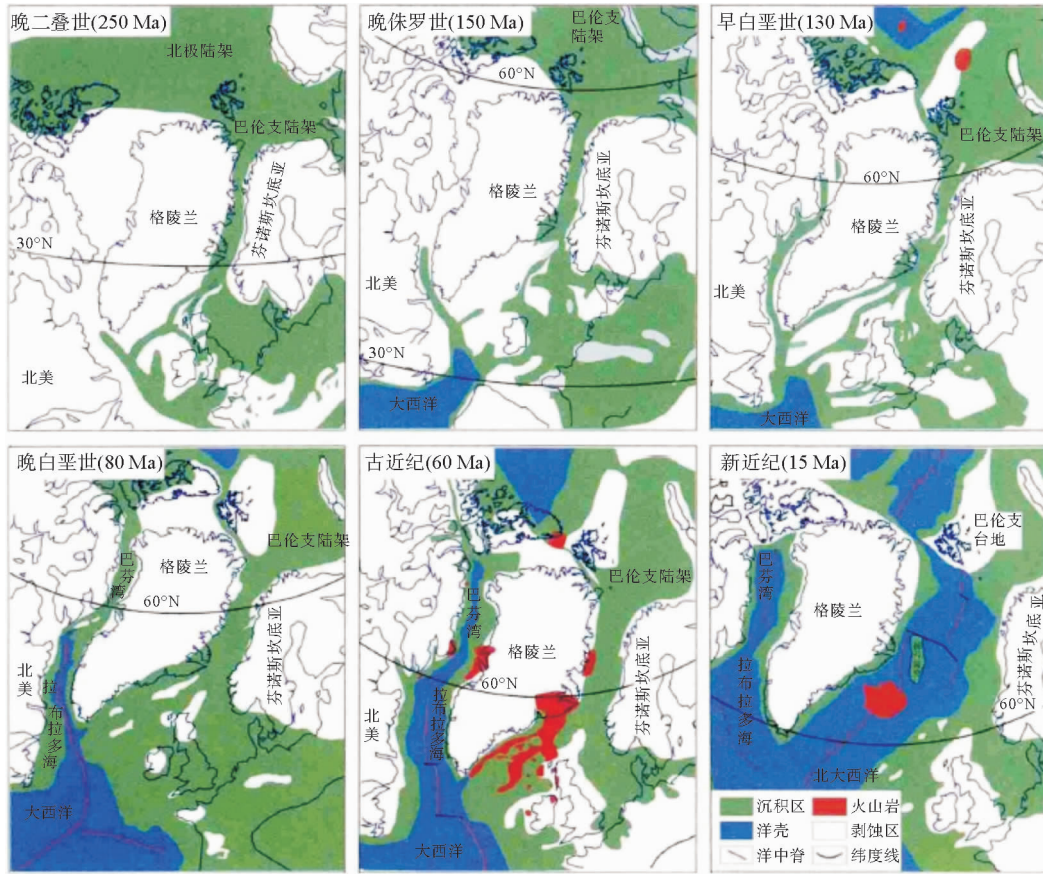


图3 格陵兰大地构造演化 (据文献[4])

Fig. 3 Geotectonic evolution of Greenland (from reference [4])

式中:Q为评价区的油气资源量, 10^8 t
 S为评价区的面积, 10^4 km²
 K_i 为刻度区的油气丰度, 10^4 t/km²
 α_i 为类比系数,其计算公式为:

$$\alpha_i = \frac{\text{评价区类比总分}}{\text{刻度区类比总分}}$$

3 刻度区的建立

在类比法中,选取的刻度区应具有勘探程度高、地质规律认识程度高、油气资源探明率高的特点。同时根据大地构造演化特征来综合考虑,将北海盆地选为本次类比评价中的刻度区。

3.1 北海盆地地质概况

北海盆地位于欧洲西部,北邻挪威海,南至多佛尔海峡,西北以设德兰群岛为界。北海盆地周围的国家有英国、丹麦、挪威、荷兰、德国、法国以及比利时等,盆地面积约为 5.75×10^5 km²。根

据新全球构造的观点,北海盆地初期是一个晚古生代的大陆型裂谷盆地,后又经过漫长的地质演化过程形成了古近纪与新近纪沉积盆地^[13],处于西北欧克拉通之上,可分为多个构造单元(图4)。

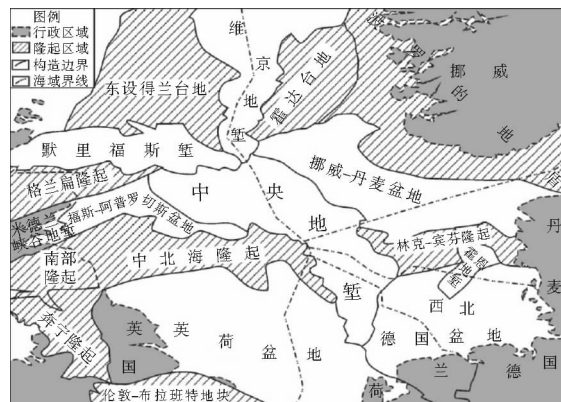


图4 北海盆地构造单元 (据文献[10])

Fig. 4 Tectonic units of North Sea Basin (from reference [10])

3.2 北海盆地油气分布特征

截止 2009 年年底,北海盆地共发现油气田 1 731 个^[14],油气探明控制储量约为 205.22×10^8 t,其中北北海盆地油气资源量为 135.63×10^8 t,占整个北海盆地资源量的 66.1%;南北海盆地油气资源量为 69.59×10^8 t,占整个北海盆地资源量的 33.9%(表 1)。从油气资源的类型来看,北海盆地石油储量为 92.77×10^8 t,天然气储量为 12.9×10^{12} m³。

从平面上来看,北海盆地呈现出一种“北油南气”且“北部油气俱丰”的油气平面分布特征。根据北海盆地南、北油气的分布特征可以推断,北北海盆地和南北海盆地的石油地质条件有较大差异,据此,可以将北海盆地分为南、北 2 个刻度区。

3.3 北海盆地石油地质条件

北海盆地优越的石油地质条件是其巨大的油气资源量的前提。下面对北北海盆地和南北海盆地从烃源岩、储层、盖层、油气运移以及配套史等

几个方面进行石油地质条件分析。

3.3.1 烃源岩特征

北北海盆地分布最为广泛的烃源岩是上侏罗统的 Kimmeridge 黏土组页岩。Kimmeridge 黏土组页岩是一套区域性分布的海相烃源岩^[13-16]。上侏罗统内还发育另一套烃源岩 Heather 组页岩,其分布和 Kimmeridge 黏土组页岩相比较为局限。Kimmeridge 黏土组的干酪根主要为 II 型。Heather 组干酪根为 II 型,TOC 平均值为 2%。

南北海盆地的烃源岩为石炭系的 Westphalian 煤系地层,是该地区内最重要的烃源岩^[17,18]。煤层的 TOC 超过了 60%,其中的页岩层母质主要为 III 型干酪根,TOC 超过 1%,总体上 TOC 平均值为 75%^[19-21]。镜质体反射率 Ro 可达 1.5% 以上,从中心向四周成熟度不断降低^[22]。南北海盆地的 Westphalian 煤系烃源岩镜质体反射率 Ro 普遍 $> 2\%$ ^[23]。烃源岩的成熟度决定了北北海盆地以生油为主,南北海盆地以生气为主。

表 1 北海盆地油气探明控制储量分布 (据文献[14],略修改)

Table 1 Distribution of the proved hydrocarbon in North Sea Basin (from reference [14], simply modified)

构造分区	地貌	油气田数	石油		天然气		油当量		
			储量 / $\times 10^8$ m ³	占全区 /%	储量 / $\times 10^8$ m ³	占全区 /%	储量 / $\times 10^8$ m ³	占全区 /%	
北北海盆地	维京地堑	海上	254	37.86	40.8	20 446	16.4	56.26	27.4
	中央地堑	海上	242	26.58	28.7	13 605	10.9	38.82	18.9
	默里—福斯盆地	海上	101	9.33	10.1	2 511	2.0	11.59	5.6
	霍达台地	海上	38	9.57	10.3	14 844	11.9	22.93	11.2
	其他地区	海上	53	4.08	4.4	2 151	1.7	6.03	2.9
	合计	海上	688	87.42	92.4	53 556	42.9	135.63	66.1
南北海盆地		海上	424	0.99	1.1	24 972	19.9	23.46	11.4
	英荷盆地	陆上	119	0.61	0.6	1 024	0.1	1.53	0.8
	小计		543	1.60	1.7	25 996	20.8	24.99	12.2
		海上	62	0.51	0.5	31 546	25.3	28.91	14.1
	德国西北盆地	陆上	438	3.24	3.5	13 834	11.0	15.69	7.6
	小计		500	3.75	4.0	45 380	36.3	44.60	21.7
合计		海上	486	1.50	1.6	56 518	45.2	52.37	25.6
		陆上	557	3.85	4.2	14 858	11.9	17.22	8.3
	小计		1043	5.35	5.8	71 375	57.1	69.59	33.9
		海上	1174	88.92	95.8	110 074	88.1	188.00	91.6
总计		陆上	557	3.85	4.2	14 858	11.9	17.22	8.4
	小计		1731	92.77	100	124 932	100	205.22	100

3.3.2 储层特征

北海盆地从古生界至新生界发育多套储层。北北海盆地在始新统、古新统、上白垩统以及中下侏罗统均发育有区域性的储层^[13,14]。其中最主要的是中侏罗统的 Brent 群和下侏罗统的 Statfjord 组^[24]。

中侏罗统 Brent 群砂岩储层在东设德兰盆地的平均厚度超过 150 m,平均孔隙度为 18%,渗透率平均值约为 650 mD^[25,26]。

下侏罗统的 Statfjord 组是一套河流—三角洲相的砂岩储层,具有页岩夹层。该储层的平均孔隙度为 13.5%,平均渗透率为 330 mD^[27,28]。

南北海盆地的主要储层是赤底统(下二叠统)的砂岩,储层最大厚度可达 300 m 以上^[29],孔隙度最高可达 30%,渗透率变化范围为 1~3 000 mD^[30]。

3.3.3 盖层特征

北海盆地最主要的盖层是该地区的烃源岩,即上侏罗统的 Kimmeridge 黏土组页岩和 Heather 组页岩,这两套页岩对中侏罗统储层进行封闭,确保油气不会散失。作为区域性盖层,这两套盖层分布广,厚度约为 150~1 000 m^[14]。

南北海盆地的盖层是二叠系 Zechstein 统的盐岩^[13,14,27]。该盖层是一套区域性的盖层,分布范围广,厚度约为 200~1 000 m。

3.3.4 油气运移与配套史特征

北海盆地 Kimmeridge 黏土组烃源岩在白垩纪晚期成熟,此时白垩系地层累计厚度已经过了 1 700 m。维京地堑中的 Kimmeridge 黏土组页岩在古近系达到了生烃高峰期^[31]。油气运移距离短,总体上为垂向运移^[32,33]。据前人研究,北海盆地的成藏组合具有“下生上储”以及“上生下储”的特点^[34]。

对于北海盆地南部,英荷盆地中的烃源岩在晚白垩世时达到了生烃高峰^[35]。南部盐构造发育,盐下部分由于相关构造作用,可以产生断层与裂缝,为油气的垂向运移提供通道^[36],将油气运移盐构造相关的圈闭中。总体来看,南北海盆地的成藏组合具有“下生上储”的特点。

4 评价区石油地质条件

东格陵兰盆地主要沉积了从泥盆系到新近系的地层,基底是受加里东运动影响而形成的变质岩^[37]。从石油地质方面来看,前人主要对东格陵兰盆地二叠系至白垩系的地层进行了研究,主要有 4 套生储盖组合(图 5)。

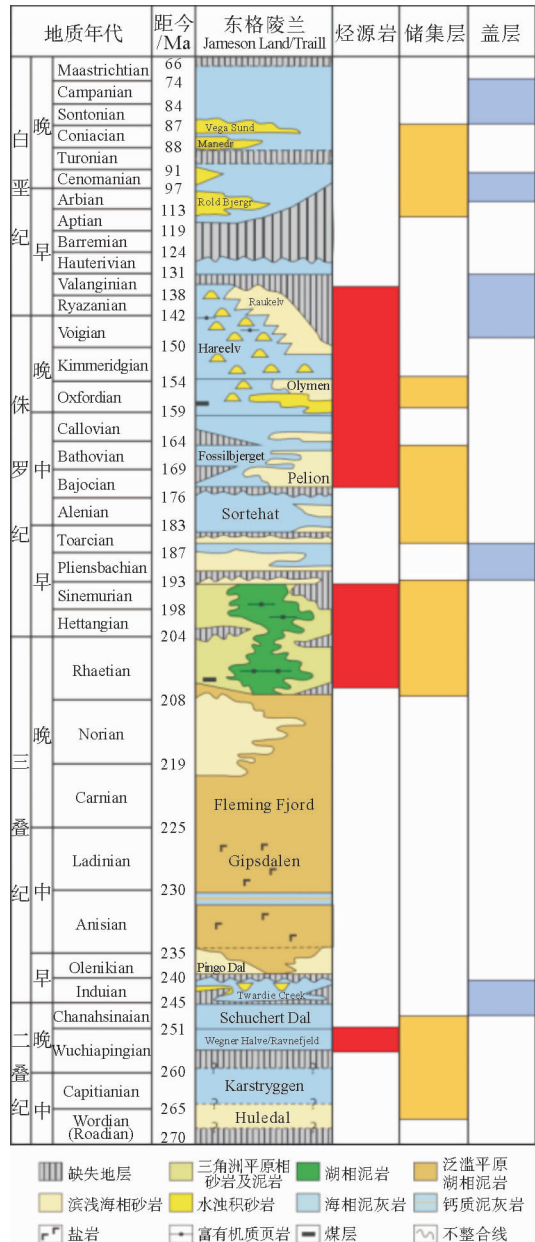


图 5 东格陵兰盆地生储盖组合及地层柱状图 (据文献[3]修改)

Fig. 5 Play and stratigraphic column of East Greenland Basin (modified from reference [3])

4.1 烃源岩特征

东格陵兰盆地有 4 套主要的烃源岩,分别是上二叠统 Ravnefjeld 组、中侏罗统 Fossilbjerget 组、上侏罗统 Hareelv 组的海相页岩以及上三叠统至下侏罗统 Kap Stewart 组的湖相页岩^[3,38]。除此之外还包括一部分潜在的烃源岩。

上二叠统 Ravnefjeld 组是一套海相页岩,沉积于缺氧的浅海环境。在 Jameson 陆盆的中心区域广泛发育富含有机质的暗色页岩,干酪根类型主要为 II 型,也有少量 III 型,具有很好的生烃潜力^[39]。平均 TOC 为 4.5%,氢指数为 300~400 mg HC/g TOC^[40,41]。据前人对超过 20 组岩心的研究,平均镜质体反射率为 1.75%,烃源岩达到过成熟阶段^[42]。

中侏罗统 Fossilbjerget 组相当于北海盆地中的 Heather 组地层,为一套海相页岩夹浅海砂岩,TOC 含量约为 1%~4%^[4,44]。

上三叠统一下侏罗统 Kap Stewart 组页岩主要分布在东格陵兰盆地的 Jameson 陆盆中,属于三角洲平原相。其中有机质包括藻类以及更高等植物的碎屑,干酪根类型为 I 型和 III 型。Kap Stewart 组的总厚度为 155~400 m,其中具有生烃能力的烃源岩厚度约 15 m,密度为 2.4 g/cm³,分布面积为 1.19×10⁴ km²。TOC 含量在整个地层中的分布呈现出较强的非均质性(图 6),变化范围为 0.5%~10.3%。地层中部有一段厚度约为 10~15 m 的页岩具有良好的生油潜力,其

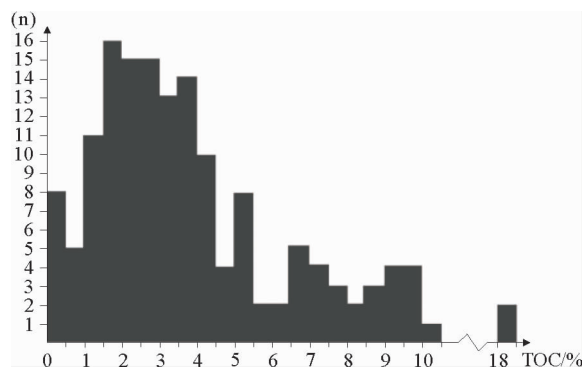


图 6 Kap Stewart 组页岩有机碳含量(TOC)分布
(据文献[43]修改)

Fig. 6 The TOC distribution of shale of Kap Stewart Formation (modified from reference [43])

TOC 含量达 10%,氢指数最高可达 700 mg HC/g TOC,硫含量很低。镜质体反射率平均值小于 1.0%,烃源岩达到低熟—成熟水平^[44-45]。

上侏罗统 Hareelv 组是一套分布在 Jameson 陆盆中的海相暗色页岩,干酪根类型主要为 II 型,厚度为 200~500 m,面积超过 4500 km²。根据前人采集的样本,烃源岩的 TOC 分布范围为 6%~12%,镜质体反射率多分布在 0.5%~0.7%之间,烃源岩达到成熟阶段,氢指数为 200~300 mg HC/g TOC^[46,47]。

4.2 储层特征

东格陵兰盆地发育多套储层,有上二叠统的 Wegener Halvø 组生物礁灰岩,上三叠统至下侏罗统 Kap Stewart 组砂岩,下侏罗统 Neill Klintner 组砂岩,中侏罗统的 Pelion 组砂岩,上侏罗统的 Olympen 组等。各储层的主要沉积环境为深海、浅海相。

上侏罗统的 Olympen 组包含一套浅海以及河流相三角洲的沉积物,厚度不超过 250 m,埋深超过 2 500 m,岩性主要为石英岩屑砂岩。孔隙度变化范围为 7%~27%,平均孔隙度为 20%,渗透率最高为 622 mD^[48]。

另外,上三叠统至下侏罗统 Kap Stewart 组砂岩相当于北海盆地 Statfjord 组砂岩,其储层物性较为相似。有研究表明,东格陵兰盆地的储层孔隙度分布范围为 10%~30%^[49]。其他储层以及潜在储层有待进一步的研究。

4.3 盖层特征

东格陵兰盆地中的盖层大多属于组内盖层,岩性主要为泥岩和页岩,在组内且具有区域分布的特点,但盖层的厚度相对于北海盆地来说较小^[50],受断层活动的影响也不大。

4.4 油气运移与配套史特征

晚侏罗世至早白垩世是大西洋段沉积盆地烃源岩重要的发育期^[5],可以推断东格陵兰盆地的生烃高峰至少在晚白垩世之后。通过对流体包裹体的研究,油气运移的通道是微裂缝,同时也有断层和不整合面作为油气疏导通道^[51-53]。油气主要通过垂向运移、伴侧向运移的方式进入由于拉张

和盐作用形成的背斜圈闭和断层圈闭,以及小部分的层圈闭,运移距离较短。

从烃源岩、储层以及盖层的发育层位来看,东格陵兰盆地主要发育“下生上储”式的生储盖组合。

5 资源量计算与对比分析

5.1 资源量计算

在完成刻度区的建立与评价区的石油地质条

件分析之后,按照统一的标准打分^[12],进行类比计算。

表2列出了东格陵兰盆地与北海盆地、南北海盆地的各项评价参数,表3根据打分标准对各项参数进行评分,列出了石油、天然气、凝析气的资源量丰度,同时删去没有数据的评分标准。据评分,可以计算得出类比系数:

$$\alpha_1 = \frac{\text{东格陵兰盆地类比总分}}{\text{北海盆地类比总分}} = \frac{49.5}{52.3} = 0.95$$

$$\alpha_2 = \frac{\text{东格陵兰盆地类比总分}}{\text{南北海盆地类比总分}} = \frac{49.5}{54.8} = 0.90$$

表2 评价区与刻度区地质参数

Table 2 Geological characteristics of assessment area and scaled area

盆地	东格陵兰盆地	北海盆地	南北海盆地	
圈闭条件	类型 背斜、断层和少量地层圈闭	背斜、断块、岩性圈闭	背斜、断块、盐构造圈闭	
盖层条件	厚度/m	小于北海盆地	150~1 000	200~1 000
	岩性	泥岩、页岩	页岩、泥岩	盐岩
	面积系数	区域性盖层	区域性盖层	区域性盖层
	断裂破坏程度	影响较小	影响较小	相对来说最小
储层条件	沉积相	浅海、深海浊积	辫状河、三角洲河流相	三角洲、河流相
	平均厚度	—	—	—
	孔隙度	20%	16%	15%
	渗透率/mD	< 622	490	< 3 000
	埋深/km	> 4.7	> 3	> 3
油气源岩条件	TOC	7%	6%	75%
	有机质类型	II型、III型	II型为主, III型较少	III型为主, 煤
	成熟度	低成熟—成熟	高成熟—过成熟	高成熟—过成熟
	生烃高峰时间	晚白垩世之后	古近纪	晚白垩世
	运移距离	较短	较短	较短
疏导条件	裂缝、断层、不整合面	断层、微裂缝	断层、裂缝	
配套史条件	区带形成与生烃高峰	区带形成早于生烃高峰	区带形成早于生烃高峰	区带形成早于生烃高峰
	运移方式	垂向运移为主, 伴有侧向运移	垂向运移为主, 伴有侧向运移	侧向运移为主, 伴有垂向运移
	生储盖配置	下生上储为主	下生上储、上生下储	下生上储为主
资源量	石油/ $\times 10^8$ t	—	17.87	0.20
	天然气/ $\times 10^{12}$ m ³	—	1.07	0.73
	凝析气/ $\times 10^8$ t	—	2.53	0.09

表 3 评价区与刻度区地质参数评分及资源丰度

Table 3 Scores and resource abundance of geological characteristics of assessment area & scaled area

盆地		东格陵兰盆地	北北海盆地	南北海盆地
圈闭条件	类型	3.5	3	3
	厚度/m	2	3	3.5
盖层条件	岩性	2.5	2.5	4
	面积系数	3	3	3
	断裂破坏程度	3	3	3.5
	沉积相	3	3.5	3.5
储层条件	平均厚度	—	—	—
	孔隙度	3	2.6	2.5
	渗透率/mD	3.5	3.7	3.8
	埋深/km	1	1.5	1.5
油气源岩条件	TOC	4	4	4
	有机质类型	2	2.5	1
	成熟度	2	2.5	2.5
	生烃高峰时间	3	4	3
	运移距离	3.5	3.5	3.5
	疏导条件	1.5	2	2
配套史条件	区带形成与生烃高峰	3	3	4
	运移方式	2.5	2.5	3
	生储盖配置	3.5	2.5	3.5
类比计算	类比总分	49.5	52.3	54.8
	类比系数	—	0.946 46	0.903 29
资源量丰度	面积/ $\times 10^4 \text{ km}^2$	50	35	22.5
	石油/ $\times 10^4 (\text{t}/\text{km}^2)$	—	0.510 544	0.008 731
	天然气/ $\times 10^8 (\text{m}^3/\text{km}^2)$	—	0.030 571	0.032 444
	凝析气/ $\times 10^4 (\text{t}/\text{km}^2)$	—	0.058 925	0.003 404

根据上文提出的公式可以计算出东格陵兰盆地石油、天然气以及凝析气的资源量。表 4 列出了本次类比计算结果以及 USGS 发布于 2007 年

对北北海盆地、南北海盆地以及东格陵兰盆地的未发现油气资源量评估结果。

表 4 评价区与刻度区未发现资源量

Table 4 The undiscovered petroleum resource of assessment area and scaled area

	北北海盆地	南北海盆地	东格陵兰盆地	
			USGS 评估结果	类比计算结果
石油/ $\times 10^8 \text{ t}$	17.87	0.20	12.14	12.28
天然气/ $\times 10^{12} \text{ m}^3$	1.07	0.73	2.44	1.46
凝析气/ $\times 10^8 \text{ t}$	2.53	0.09	9.01	1.47

5.2 对比分析

通过计算结果对比看出,石油未发现资源量的类比计算结果与 USGS 的评估结果基本吻合,天然气未发现资源量相差较大,而凝析气未发现资源量相差很大。各类资源量的相对误差如下:

$$\delta_{oil} = \frac{|Q_{oil}^* - Q_{oil}|}{Q_{oil}^*} \times 100\% = 1.15\%$$

$$\delta_{gas} = \frac{|Q_{gas}^* - Q_{gas}|}{Q_{gas}^*} \times 100\% = 40.16\%$$

$$\delta_{con} = \frac{|Q_{con}^* - Q_{con}|}{Q_{con}^*} \times 100\% = 83.68\%$$

式中: δ 为相对误差,%;

Q 为本次类比计算的未发现油气资源量;

Q^* 为 USGS 评估的未发现油气资源量。

东格陵兰盆地属于低勘探区域,探井很少,勘探程度对于资源评价的结果会造成较大的影响。另外,东格陵兰盆地与北海盆地的干酪根存在差异,特别是南北海盆地以Ⅲ型干酪根和煤为主,东格陵兰盆地以生油为主,天然气并不多。东格陵兰盆地的埋藏史还有待于进一步证实,同时干酪根类型以及储层温压等条件,国内和国外还存在一定程度上的认识差异。

总体来说,此次类比计算以盆地的性质为出发点,主要采用数理统计的方法,很大程度上消除了参数选取的主观性,对东格陵兰盆地资源量进行分析的结果可信度较强,可以作为参考。

6 结论

东格陵兰盆地内主要有4套主力烃源岩,分别是:上二叠统 Ravnefjeld 组、中侏罗统 Fossilbjerget 组、上侏罗统 Hareelv 组的海相页岩以及上三叠统一下侏罗统 Kap Stewart 组的湖相页岩。同时发育多套储层:上二叠统的 Wegener Halvø 组生物礁灰岩、上三叠统一下侏罗统 Kap Stewart 组砂岩、下侏罗统 Neill Klintner 组砂岩、中侏罗统的 Pelion 组砂岩、上侏罗统的 Olympen 组等。盖层多为组内盖层,还需进一步勘探研究。

通过区域构造演化史的研究,建立北海盆地刻度区,采用类比评分的方法对东格陵兰盆地的未发现资源量进行评估。计算表明,东格陵兰盆

地石油未发现资源量 12.28 亿 t,天然气未发现资源量 1.46 万亿 m³,凝析气 1.47 亿 t。

东格陵兰盆地油气成藏条件优越,油气资源潜力较大,具有较好的勘探前景。在影响东格陵兰盆地油气资源认识的诸多地质因素中,有利圈闭类型、必要数量的烃源岩以及油气生成条件和适当埋藏史还待进一步证实。随着勘探的不断深入,发现大型或超大型油气田将会成为可能。

参考文献:

- [1] 赵 喆,梁英波,胡菁菁,等. 北极地区含油气潜力及勘探开发趋势分析[J]. 地学前缘, 2014, 21(3): 47-55.
- [2] Gautier D L. Assessment of undiscovered oil and gas resources of the East Greenland Rift Basins Province, No. 2007-3077 [R]. Geological Survey (US), 2007.
- [3] Bojesen-Koefoed J A, Christiansen F G, Petersen H I, 等. 格陵兰东北地区的富树脂煤:一种从未认识的高富油侏罗系源岩[J]. 天然气地球科学, 1999, 10(1-2): 69-75.
- [4] 冯杨伟,杨晨艺,屈红军,等. 东格陵兰陆架油气地质特征及勘探潜力[J]. 海洋地质前沿, 2013, 29(4): 27-32.
- [5] 卢景美,李爱山,赵 阳,等. 北大西洋段演化特征和海相烃源岩研究[J]. 中国石油勘探, 2014, 19(4): 80-88.
- [6] 张林晔,李 政,孔样星,等. 成熟探区油气资源评价方法研究——以渤海湾盆地牛庄洼陷为例[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(4): 477-489.
- [7] 胡素云,田克勤,柳广弟,等. 刻度区解剖方法与油气资源评价关键参数研究[J]. 石油学报, 2005, 26(B03): 49-54.
- [8] 郭建宇,张大林,邓宏文,等. 低勘探程度区域油气资源评价方法[J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(6): 43-45.
- [9] 赵文智,胡素云,沈成喜,等. 油气资源评价方法研究新进展[J]. 石油学报, 2005, 26(B03): 25-29.
- [10] 周总瑛,白森舒,何 宏. 成因法与统计法油气资源评价对比分析[J]. 石油实验地质, 2005, 27(1): 67-73.
- [11] 柳广弟,喻 顺,孙明亮. 海相碳酸盐岩层系油气资源类比评价方法与参数体系——以塔里木盆地奥陶系为例[J]. 石油学报, 2012, 33(A02): 125-134.
- [12] 刘成林,车长波. 常规与非常规油气资源评价方法与应用[M]. 北京:地质出版社, 2012.
- [13] 叶德燎,易大同. 北海盆地石油地质特征与勘探实践[M]. 北京:石油工业出版社, 2004.
- [14] 杨艳秋,杨金玉,赵青芳. 北海盆地北部与南部油气成藏条件对比分析[J]. 东华理工大学学报:自然科学版, 2014, 37(1): 62-68.
- [15] Cooper B S, Barnard P C, Telnaes N. The Kimmeridge Clay Formation of The North Sea[M]// Petroleum Source Rocks. Springer Berlin Heidelberg, 1995: 89-110.
- [16] 杨金玉,杨艳秋,赵青芳,等. 北海盆地油气分布特点及石油地质条件[J]. 海洋地质前沿, 2011, 27(12): 1-9.

- [17] Keym M, Dieckmann V, Horsfield B, et al. Source rock heterogeneity of the Upper Jurassic Draupne Formation, North Viking Graben, and its relevance to petroleum generation studies[J]. *Organic Geochemistry*, 2006, 37(2): 220-243.
- [18] Gormly J R, Buck S P, Chung H M. Oil-source rock correlation in the North Viking Graben[J]. *Organic Geochemistry*, 1994, 22(3-5): 403-413.
- [19] Leeder M R, Hardman M. Carboniferous geology of the Southern North Sea Basin and controls on hydrocarbon prospectivity[J]. *Geological Society London Special Publications*, 1990, 55(1): 87-105.
- [20] 张菲菲, 杨金玉, 杨传胜. 北海南部盆地大型气田形成条件[J]. *海洋地质前沿*, 2011, 27(12): 27-33.
- [21] 李国玉. 新编世界含油气盆地图集[M]. 北京: 石油工业出版社, 2005.
- [22] Kubala M, Bastow M, Thompson S, et al. Geothermal regime, petroleum generation and migration[M]// Evans D, Graham C, Armour A, et al. *The Millennium Atlas; Petroleum Geology of the Central and Northern North Sea*. London: Geological Society, 2003: 289-315.
- [23] Doornenbal H, Stevenson A. Petroleum geological atlas of the Southern Permian Basin area[M]. EAGE, 2010.
- [24] Wilkinson M, Haszeldine R S, Fallick A E. Jurassic and Cretaceous clays of the northern and central North Sea hydrocarbon reservoirs reviewed[J]. *Eos Transactions American Geophysical Union*, 2006, 41(1): 197.
- [25] Beydoun W B, Mendes M, Blanco J, et al. North Sea reservoir description: Benefits of an elastic migration/inversion applied to multicomponent vertical seismic profile data[J]. *Geophysics*, 1990, 55(2): 209-217.
- [26] Ehrenberg S N. Influence of Depositional Sand Quality and Diagenesis on Porosity and Permeability: Examples from Brent Group Reservoirs, Northern North Sea[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 1997, 67(1): 197-211.
- [27] Ramm M, Ryseth A E. Reservoir quality and burial diagenesis in the Statfjord Formation, North Sea[J]. *Petroleum Geoscience*, 1996, 2(4): 313-324.
- [28] 孙萍, 赵鹏飞. 北海北部盆地储层特征及其成岩作用分析[J]. *海洋地质前沿*, 2012, 28(2): 23-28.
- [29] Nagtegal P J C. Relationship of Facies and Reservoir Quality in Rotliegendes Desert Sandstones, Southern North Sea Region[J]. *Journal of Petroleum Geology*, 2007, 2(2): 145-158.
- [30] Glennie K W, Provan D M J. Lower Permian Rotliegend reservoir of the Southern North Sea gas province[J]. *Geological Society London Special Publications*, 1990, 50(1): 399-416.
- [31] Grabinski C J. Hydrocarbon Generation and Migration from Jurassic Source Rocks in the East Shetland Basin and Viking Graben of the Northern North Sea[J]. *Journal of the Geological Society*, 1983, 140(3): 445-474.
- [32] Isaksen G H, Ledje H I. Source rock quality and hydrocarbon migration pathways within the greater Utsira high area, Viking Graben, Norwegian North Sea[J]. *AAPG Bulletin*, 2001, 85(5): 861-883.
- [33] 刘政, 何登发, 温志新, 等. 北海盆地形成演化对大油气田的控制作用[J]. *新疆石油地质*, 2012, 33(3): 382-386.
- [34] 张生银, 龚建明, 李双林, 等. 北海盆地油气成藏特征[J]. *海洋地质前沿*, 2012, 28(1): 38-43.
- [35] Fraser A J, Gawthorpe R L. Tectono-stratigraphic development and hydrocarbon habitat of the Carboniferous in northern England[J]. *Geological Society of London Special Publications*, 1990, 55(1): 49-86.
- [36] 刘政, 何登发, 童晓光, 等. 北海盆地大油气田形成条件及分布特征[J]. *中国石油勘探*, 2011, 16(3): 31-43.
- [37] Stemmerik L, Clausen O R, Korstgård J, et al. Petroleum geological investigations in East Greenland: project 'Resources of the sedimentary basins of North and East Greenland'[J]. *Geology of Greenland Survey Bulletin*, 1997, 176: 29-38.
- [38] Stemmerik L, Dam G, Noe-Nygaard N, et al. Sequence stratigraphy of source and reservoir rocks in the Upper Permian and Jurassic of Jameson Land, East Greenland[J]. *Geology of Greenland Survey Bulletin*, 1998, 180: 43-54.
- [39] Nielsen J K, Shen Y, Nielsen J K, et al. Late Permian oxygen-deficiency in the East Greenland Basin: Implications for the potential source rock formation in Northern Europe and Arctic regions[C]//33rd International Geological Congress Abstract, 2008. 吴蛟歧, 译. 东格陵兰盆地晚二叠世缺氧事件: 对北欧和北极潜在烃源岩的意义[J]. *海洋地质*, 2008(3): 64.
- [40] Christiansen F G, Piasecki S, Stemmerik L, et al. Depositional environment and organic geochemistry of the Upper Permian Ravnjeld Formation source rock in East Greenland[J]. *Psychological Reports*, 1962, 10(2): 174.
- [41] Wignall P B, Twitchett R J. Permian-Triassic sedimentology of Jameson Land, East Greenland: incised submarine channels in an anoxic basin[J]. *Journal of the Geological Society*, 2002, 159(6): 691-703.
- [42] Karlsen D A, Leythaeuser D, Schaefer R G. Light hydrocarbon redistribution in a shallow core from the Ravnjeld formation on the Wegener Halvø, East Greenland[J]. *Organic Geochemistry*, 1988, 13(88): 393-398.
- [43] Dam G, Christiansen F G. Organic geochemistry and source potential of the lacustrine shales of the Upper Triassic-Lower Jurassic Kap Stewart Formation, East Greenland[J]. *Marine & Petroleum Geology*, 1990, 7(4): 428-443.
- [44] Ehrenberg S N, Gjerstad H M, Hadler-Jacobson F. Geol-

- ogy of the Smørbukk field-A gas-condensate fault trap [C]// Gulf Coast Association of Geological Societies and Gulf Coast Section of SEPM (Society of Economic, Paleontologists, and Mineralogist) meeting, Lafayette, LA (USA), 17-19 Oct 1990. AAPG Bulletin, 1990, 74: 9.
- [45] Krabbe H. Biomarker distribution in the lacustrine shales of the Upper Triassic-Lower Jurassic Kap Stewart Formation, Jameson Land, Greenland[J]. Marine & Petroleum Geology, 1996, 13(7): 741-754.
- [46] Surlyk F, Noe-Nygaard N. Sand remobilisation and intrusion in the Upper Jurassic Hareelv Formation of East Greenland[J]. Bmj Clinical Research, 2001, 48(2): 582.
- [47] Requejo A G, Hollywood J, Halpern H I, et al. Recognition and source correlation of migrated hydrocarbons in Upper Jurassic Hareelv Formation, Jameson Land, East Greenland[J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(9): 1065-1088.
- [48] Price S P, Whitham A G. Exhumed hydrocarbon traps in East Greenland: Analogs for the lower-middle Jurassic play of northwest Europe[J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(2): 196-221.
- [49] Cheatwood C J, Mansfield C F, Cheatwood C J, et al. Reservoir petrology of analogous Middle Jurassic sandstones from Haltenbanken, Norway, and Jameson Land, east Greenland[J]. AAPG Bulletin, 1986, 70(5): 572.
- [50] 李浩武, 童晓光. 北极地区油气资源及勘探潜力分析[J]. 中国石油勘探, 2010, 15(3): 73-82.
- [51] Jonk R, Parnell J, Whitham A. Fluid inclusion evidence for a Cretaceous-Paleogene petroleum system, Kangerlussuaq Basin, East Greenland[J]. Marine & Petroleum Geology, 2005, 22(3): 319-330.
- [52] Baron M, Parnell J. Relationships between stylolites and cementation in sandstone reservoirs: Examples from the North Sea, U. K. and East Greenland[J]. Sedimentary Geology, 2007, 194(1-2): 17-35.
- [53] Spencer A M, Embry A F, Gautier D L, et al. Arctic Petroleum Geology[C]// Geological Society of London, 2011.

ASSESSMENT FOR PETROLEUM RESOURCE IN EAST GREENLAND BASIN

HONG Weiyu^{1,2}, LIU Chenglin^{1,2*}, ZHAO Yue¹, PING Yingqi^{1,2}, LIANG Dexiu^{1,2}

(1 Institute of Geomechanics, Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 100081, China;

2 State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: The onshore and offshore areas of the East Greenland Basin are the key areas for petroleum exploration in both the North Pole and deep waters at present. The assessment made by the U. S. Geological Survey (USGS) suggested a substantial petroleum potential in this area, with high risk and uncertainty in exploration at the same time. This paper compares the reservoir forming conditions based on the data from the East Greenland Basin and the North Sea Basin. The petroleum potential of East Greenland Basin is assessed applying geochemistry methods and analogy. The East Greenland Basin was a rift basin in Late Paleozoic—Mesozoic, consisting of two depressions with a uplift in between, and it is similar with the Norwegian continental basin before the later entering the stage of passive continental margin. There are similarities in depositional environment, thermal subsidence of rifting and post-rifting deformation in Paleozoic and Mesozoic. In the East Greenland Basin, there were lacustrine source rocks in Late Paleozoic and marine source rocks in Upper Jurassic. There are shallow-marine sandstone reservoirs occurred in the Middle Jurassic and deep-marine turbidity sandstone reservoirs in the Cretaceous. There are various types of trap dominated mainly by extensional structure traps, horst and fault-block traps, salt structure traps, and stratigraphic traps. There are superior reservoir forming conditions, favorable petroleum potential and preferable exploration prospect in the East Greenland Basin. Among all the geological factors, which may affect the accumulation of petroleum resources, the favorable types of trap, essential amount of source rock, conditions of petroleum generation and appropriate burial histories have to be further confirmed.

Key words: East Greenland Basin; North Sea Basin; analogy method; resource assessment