文章编号:1009-3850(2019)01-0075-14

南海西纳土纳盆地含油气系统分析与勘探前景预测

倪仕琪1,王志欣2,3,宋继叶1

(1. 核工业北京地质研究院,北京 100029; 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; 3. 中国石油大学(北京)盆地与油藏研究中心,北京 102249)

摘要:西纳土纳盆地是南海重要的含油气盆地之一。根据含油气系统"从源岩到圈闭"的核心思想,本文以盆地油气 田的最新资料为基础,结合盆地构造-沉积演化历程,运用石油地质综合研究方法,对盆地内主要含油气系统进行分 析与划分,且在空间上圈定含油气系统展布范围。在此基础上,研究不同含油气系统的基本特征,深入剖析油气分 布规律和主控因素,探讨未来盆地的油气勘探前景及重要勘探领域。研究表明,西纳土纳盆地发育4套含油气系统, Belut-Gabus/Arang/Belut(•)含油气系统和 K/J-Arang(•)含油气系统是最重要的含油气系统,分别富集了盆地内 46.1%和45.0%的油气可采储量。区域上,盆地的油气主要分布于 Anambas 地堑和 Penyu 次盆东部;层系上,油气主 要储集于上渐新统和下中新统;油气藏类型上,油气富集于挤压背斜和披覆背斜等构造型油气藏中。油气分布规律 的主要控制因素是主力烃源岩展布、区域盖层与油气运移路径、反转挤压和基底隆升运动。综合分析认为,Penyu-Penyu(•)含油气系统具有较大的勘探潜力,储层砂体预测和凹陷油气优势运移通道研究是该含油气系统的未来勘 探重点。

关 键 词:西纳土纳盆地;含油气系统;油气分布规律;主控因素;勘探前景 **中图分类号:**TE122.2 **文献标识码:**A

引言

含油气系统理论与分析方法,自 20 世纪 70 年 代初 Dow^[1]首次提出以来,一直是国内外石油地质 领域研究热点,在油气勘探界被广泛认可与应 用^[1-11]。目前已成为国内外各大石油公司开展资源 潜力评价、降低勘探风险与成本、提高勘探成效的 重要手段,也是含油气盆地分析的重要思路。

西纳土纳盆地是发育在东南亚巽他克拉通内 的裂谷盆地,也是南海地区重要的含油气盆地。该 盆地位于南海西南部,马来半岛与加里曼丹岛之间,盆地内部包括 Penyu 次盆、Anambas 地堑(或称 Bawal 地堑)、NB 地堑和 KB 地堑等4个次级构造单元(图1)^[12-17]。盆地自1968年开始钻探,证实了上始新统一下渐新统、上渐新统一下中新统和下中新统3 套含油气层系^[15-17]。截止目前,已发现油气田32个,主要分布在盆地内 Penyu 次盆东部、Anambas 地堑和 NB 地堑南部,盆地探明和控制石油、天然气、凝析油可采储量分别为 643.19 MMbbl、3863.84 Bcf 和 70.83 MMbbl,合计 1358 MMboe^[16-17],是印

收稿日期: 2018-02-11; 改回日期: 2018-04-15

作者简介: 倪仕琪(1992 -),男,助理工程师,主要从事海外油气勘探、石油地质综合研究与资源评价工作。E-mail: cjdxnsq@ sina. cn

资助项目:中核集团集中研发项目(地LTD1601-4);自然资源部油气资源战略中心"全国重点地区能源数据库建设项目" (1212011568801)

度尼西亚重要的产气区,也是我国"海上丝绸之路" 经济带上主要含油气盆地之一。盆地整体勘探程 度中等,现阶段油气勘探过程遇到两个问题:(1)目 前盆地油气可采储量和勘探程度分布不均衡,探明 和控制油气可采储量主要集中在勘探程度较高的 Anambas 地堑和 Penyu 次盆东部地区,而 Penyu 次 盆西部勘探程度低,油气发现较少,缺少资源潜力 和勘探前景等预测研究^[14, 16-18];(2)国内外许多学 者针对东南亚/南海区域性含油气系统特征及其地质要素的研究较为详实,但对西纳土纳盆地内含油 气系统划分与评价缺少系统分析^[19-23]。基于此,本 文遵循"从源岩到圈闭成藏"含油气系统的原则,对 盆地内含油气系统进行综合分析和圈定,重点研究 含油气系统地质要素和地质过程特征,总结与阐述 油气分布规律及其控制因素,以期为盆地未来油气 勘探方向和前景预测提供参考。



图 1 西纳土纳盆地构造纲要图(据文献[15,16]修改)

Fig. 1 Generalized structural framework of the West Natuna Basin in the South China Sea (modified from Ni Shiqi et al., 2017; IHS Energy, 2012)

1 盆地构造 – 沉积演化

西纳土纳盆地属于典型的陆内裂谷盆地,先后 经历了裂谷、裂后、挤压反转和构造稳定4个构造演 化阶段,沉积体系从河流 – 三角洲 – 湖泊沉积过渡 到浅海沉积(图2)^[24-27]:(1)晚始新世—早渐新世 裂谷阶段,在印度-澳大利亚板块与欧亚板块碰撞造 成巽他陆块解体的区域背景下^[14-16, 24],盆地在裂谷 早期发生伸展构造活动,形成—系列孤立的 NE-SW 向延伸的地堑和半地堑,充填冲积扇 – 冲积平原相 粗粒碎屑沉积^[28]。至早渐新世,构造活动相对减 弱,断层活动主要集中在地堑和半地堑边界断层附 近,早期孤立的地堑、半地堑最终连接形成 NE-SW 向的大型沉积中心,盆地进入湖侵沉积阶段,湖泊 体系扩张,发育厚层泥岩^[24,28];(2)晚渐新世—早 中新世裂后阶段,盆地构造活动相对稳定,沉积速 率明显大于沉降速率。盆地早期处于湖退沉积阶 段,开始接受进积式河流 – 三角洲碎屑沉积,晚期 受海侵事件影响,盆地中东部和东北部地区沉积滨 浅海相泥岩^[24,29];(3)早中新世—中中新世挤压反 转阶段,板块间碰撞速率和角度的变化造成巽他陆 架区域性挤压隆升,其中西纳土纳盆地的挤压反转 运动与从马来盆地延伸至盆地内 NW-SE 向走滑断 层的构造活动有关^[14-16]。在走滑断层右旋压扭的 作用下,早期地堑或凹陷中心发生反转形成一系列 挤压背斜、断背斜,这些背斜构造是盆地油气聚集 成藏的有利场所^[26-28](图3)。盆地内发育多套海 侵/海退沉积旋回,说明该时期沉积环境从浅海到滨





海平原交替变化;(4)晚中新世—现今构造稳定阶段,反转构造活动基本停止,盆地发生区域性沉降。 该阶段处于浅海沉积环境,沉积地层与下伏地层角 度不整合接触^[14-17]。

2 含油气系统特征

西纳土纳盆地发育上始新统一下渐新统 Belut 组和下中新统 Arang 组2 套烃源岩层系,除此以外, 马来盆地东南部的渐新统一下中新统 K/J 群烃源 岩层系也是盆地重要的油气来源^[30-33]。各类烃源 岩层具有不同的岩石学和地球化学特征,根据盆地 构造格局、烃源岩、储集层和油气分布特征^[8-10],采 用含油气系统综合分析方法,盆地内识别出4套含 油气系统:Belut-Gabus/Arang/Belut(•)、Arang-Arang(!)、K/J-Arang(•)和 Penyu-Penyu(•)含 油气系统(图4),前两者主要分布在 Anambas 地堑, 后两者集中在 Penyu 次盆中。它们在空间上既相互 区分,又叠置和混合。现以盆地生油凹陷为中心, 以凹陷内有效烃源岩所提供的油气运移最大范围 为界,结合已发现油气藏和钻井资料,确定含油气 系统范围。



图 3 西纳土纳盆地油气藏类型图(据文献[29,30]修改)

Fig. 3 Trap types in the oil and gas reservoirs in the West Natuna Basin (modified from Ginger et al., 1993; Nagura et al., 2000)

2.1 Belut-Gabus/Arang/Belut(・)含油气系统

该含油气系统探明和控制石油可采储量为 202.08 MMbbl,天然气2149.74 Bcf 和凝析油65.94 MMboe,合计626.3 MMboe 油当量,占盆地探明和 控制总油气可采储量46.1%,是盆地主要含油气系 统之一,分布在 Anambas 地堑和 NB 地堑南部地区 (图5)。其烃源岩是上始新统一下中新统 Belut 组 湖相泥岩,储集层为上始新统一下中新统 Belut 组、 Gabus 组和 Arang 组砂岩层系,盖层包括下中新统 Barat 组海陆过渡相泥岩和 Muda 组海相泥岩等区域 性盖层,以及 Belut 组、Gabus 组和 Arang 组湖相泥 岩等层内盖层(图4)。

Belut 组烃源岩主要分布在 NB 地堑南部和 Anambas 地堑中部,根据盆地钻井、油田地化及地震 资料,烃源岩按照盆地构造 - 沉积演化和岩相特征 划分为裂谷早期深湖相泥岩和裂谷晚期滨浅湖相 泥岩/炭质页岩(图5)^[15-17,32]。根据油气藏地化分 析和地震解释,推测深湖相泥岩具有埋藏深、分布局

Fig. 4 Composite stratigraphic column through the petroleum systems in the West Natuna Basin





图 5 Belut-Gabus/Arang/Belut (•)含油气系统区域展布图 Fig. 5 Regional distribution of the Belut-Gabus/Arang/Belut (!) petroleum system in the West Natuna Basin

限、I型干酪根(富含腐泥型藻类有机质)和丰度高 (TOC 值通常 > 2%)等特点;滨浅湖相泥岩/炭质页 岩分布范围广,受河流-三角洲陆源沉积物混入、 有机质保存条件差等因素影响, 烃源岩干酪根类型 为Ⅰ/Ⅲ混合型,以生气为主,有机质丰度变化大, TOC 值范围介于 0.1%~4%^[15, 16, 34]。Belut 组烃源 岩在 Anambas 地堑内大都已进入生油窗, Ro 值范围 0.7%~1.16%。上渐新统--下中新统 Gabus 组和 Arang 组是盆地主力储集层,也是该含油气系统中 重要的储集层(图4)。岩性以河流-三角洲相砂岩 和粉砂岩为主,在 Anambas 地堑分布稳定,整体具 有西南厚、东北薄的沉积特点,孔隙度范围 19%~ 31%,渗透率最大 3000mD^[12-13]。Gabus 组砂岩具 有下粗上细、泥质含量高的特点,见交错层理;Arang 组砂岩粒度较粗,泥质含量较低,发育块状层理,已 发现油气集中在下 Arang 组砂岩层^[17,30]。上始新 统一下渐新统 Belut 组粗粒碎屑岩是盆地次要储集 层,岩性由冲积扇 - 冲积平原和扇三角洲相砂岩、 砂砾岩组成,粒度较粗,成分成熟度和结构成熟度 低。储集物性条件一般,孔隙度平均28%,渗透率 平均1000mD^[28]。Belut 组储层砂体横向变化快,主 要分布于边界断层附近,仅在地堑中部的反转构造 带有少量油气发现。储集层受埋藏差异压实和构 造反转活动等因素的影响,在储集物性方面,中新 统砂岩通常优于渐新统储集层;在砂体展布特征方 面,Gabus 组储层横向连续性最好,下 Arang 组次 之,Belut 组最差^[15-17]。

Belut 组烃源岩从晚渐新世开始进入生烃阶段, 其中埋藏较深的深湖相烃源岩较滨浅湖相烃源岩 率先进入排烃期;后期受中中新世末盆地挤压抬升 的影响,Belut 组烃源岩停止生烃,至上新世开始二 次生烃,一直持续至今(图4)^[32]。生烃灶位于 Anambas 地堑中部断陷,裂谷早期生成的油气沿侧 向输导层向邻近圈闭聚集成藏(图6),而早 – 中中 新世形成的反转构造圈闭距生烃灶较远,且圈闭的 形成时间(<20 Ma)与油气生成、运移同时或稍晚 发生,所以裂谷晚期倾气型烃源岩与上述类型油气 藏有关,如 Udang、Cucut、Tembang 和 Bawal 等气藏,



图 6 Belut-Gabus/Arang/Belut (•)和 Arang-Arang (!)含油气系统油气成藏模式图



油气沿反转期形成的逆断层和走滑断层垂向运移, 再沿侧向输导体系聚集成藏(图6)。勘探实践证 明,反转构造圈闭具有以下特点:(1)受反转期走滑 断层运动的影响,背斜通常具有雁列式的分布特 征;(2)挤压褶皱位于地堑正反转断层上盘,往往被 垂直于褶皱轴向上的正断层或走滑断层切割(图 3 和图 6)^[15-16, 32, 35]。

2.2 Arang-Arang (!) 含油气系统

该含油气系统探明和控制油气可采储量 58.4 MMboe,占盆地总油气可采储量的 4.3%,以发现天然气和凝析油为主,主要分布在 Anambas 地堑南部和 NB 地堑东南侧(图 7)。烃源岩是中新统 Arang 组煤层和含煤泥岩,储集层是下 Arang 组海陆过渡

相砂岩,沉积相以三角洲前缘为主,主要发育水下 分支河道、河口坝等沉积砂体。盖层包括 Muda 组 区域性海相泥岩盖层和 Arang 组滨浅海相层内泥岩 盖层。该含油气系统具有典型的自生自储自盖组 合配置特点。



图 7 Arang-Arang (!)和 K/J-Arang (•)含油气系统区域展布图 Fig. 7 Regional distribution of the Arang-Arang (!) and K/J-Arang (•) petroleum systems in the West Natuna Basin

Arang 组煤系烃源岩形成于 Anambas 地堑南部 的三角洲平原环境。烃源岩层厚度薄,平均厚度 10m,横向变化快,常与砂岩、泥岩互层。干酪根属 Ⅲ型(腐殖型),TOC 含量为4%~89%,Ro 值介于 0.2%~0.75%,成熟度偏低,有效生烃灶分布 局限^[16]。

Anambas 地堑西南部发育大型 Arang 组三角洲 复合砂体,砂体厚度向东北方向减薄尖灭并过渡为 海相泥岩,储集物性也随厚度减薄方向逐渐 变差^[13-16]。

烃源岩排烃期始于晚中新世,一直持续至今 (图4)。油气沿砂体输导层侧向运聚成藏,并被层 内泥岩遮挡(图6)。圈闭类型主要是挤压背斜、断 背斜等构造圈闭,其次是地层圈闭和构造-地层 圈闭。

2.3 K/J-Arang (・)含油气系统

该含油气系统探明和控制石油可采储量为 381.22 MMbbl,天然气 1372.8 Bcf 和凝析油 1.5 MMboe,合计 611.5 MMboe 油当量,占盆地探明和 控制总油气可采储量 45.0%,是盆地主要含油气系 统之一,分布在马来盆地南部和东南部的次级凹陷 以及西纳土纳盆地 Penyu 次盆东北部和 Anambas 地 堑西北部等地区,具有跨盆地、跨区域的分布特点 (图7)^[14-17,30]。

烃源岩是位于马来盆地东南部的渐新统—下 中新统 K 群和 J 群富藻类湖相页岩。受陆源物质混 入和氧化作用的影响,烃源岩以Ⅱ/Ⅲ混合型干酪 根为特征,TOC 值在 0.5% ~3% 之间,大部分处于 生油窗,生烃灶分布广泛^[12,30,33]。油气沿上倾的砂 岩输导层侧向运移,运移方向基本与层状砂层平 行,跨层运移很少,向南长距离运移至西纳土纳盆 地的以 Arang 组砂岩为储集层的挤压背斜、披覆背 斜等构造圈闭和构造 - 地层圈闭中聚集成藏,如

Penyu次盆东北部发现的 Belida 油田是在 Tenggol 东南侧基底隆起之上形成的宽缓披覆背斜油气藏 (图3和图8)^[12-17]。该套烃源岩从早中新世开始生 油气,至中新世末进入生烃高峰,一直持续至今。



图 8 K/J-Arang (·)和 Penyu-Penyu (·)含油气系统油气成藏模式图

Fig. 8 Model for the hydrocarbon accumulation in the K/J-Arang (\cdot) and Penyu-Penyu (\cdot) petroleum systems in the West Natuna Basin

2.4 Penyu-Penyu (·)含油气系统

Penyu-Penyu(•)含油气系统范围相当于整个 Penyu次盆,已发现油气集中在次盆东部的次级凹 陷内,其探明和控制油气可采储量 61.8 MMboe,占 盆地总油气可采储量的 4.6%,以发现石油为主。 与 Anambas 地堑构造格局不同,Penyu 次盆是由一 系列孤立的 ENE – WSW 向地堑、半地堑等次级凹 陷构成,凹陷间被基底隆起遮挡^[19-21]。各次级凹陷 中心发育独立的生烃灶(图 9),Penyu 组烃源岩尽 管分布孤立、分散,但具有相似的岩石学和地球化 学特征,且埋藏深度基本上都处于生油窗内,在西部次级断陷内烃源岩埋深进入高成熟阶段^[14-16]。

Penyu 组烃源岩岩性以湖相泥/页岩为主,其中 深湖相泥岩属倾油型烃源岩,干酪根类型包括 I 和 Ⅱ型,主要分布在次盆中部和西部,具有生烃潜 力^[12-14]。在次盆东部地区,Penyu 组烃源岩沉积在 陆源沉积物输入量较高的冲积平原和滨湖环境中, 干酪根类型以Ⅲ型为主,有机质丰度相对较低(TOC 值 <1%)^[16]。





Penyu 组储集层为河流 - 三角洲相砂岩,紧邻 Penyu 组烃源岩,组成了自生自储的成藏组合关系。 圈闭类型以披覆背斜油气藏为主,断背斜油气藏为 辅,典型油气藏是位于次盆东部的 Bertam 1 油藏 (图8)^[16]。

油气的生成始于中中新世,一直持续至今,中 中新世末和上新世末是油气运聚的两次高峰期^[36]。 大部分油气沿侧向输导层运移至次级凹陷周缘的 基底披覆背斜和掀斜断块等构造圈闭或是边界断 层附近的冲积扇相地层圈闭中聚集成藏(图8)。在 Trengganu 组区域性泥岩盖层的遮挡作用下,Penyu 组烃源岩生成的油气与上覆地层中的反转构造圈 闭之间缺少有效的垂向运移通道,导致 Penyu 组上 覆地层油气储集潜力偏低,尚未发现商业性油气。

3 油气分布特征和主控因素

3.1 油气分布规律

区域上,西纳土纳盆地油气主要集中于 Anambas地堑、Penyu次盆东部、NB地堑南部,油气 可采储量分别占盆地总油气储量的49.7%、49.6% 和0.7%(图10)^[15]。已发现油田主要位于 Anambas地堑中部和南部(以Belanak油田和Udang 油田为例)、NB地堑东南隅(Ikan Pari油田)和Penyu



图 10 西纳土纳盆地不同构造单元储量分布图

Fig. 10 Histograms showing the regional distribution of the oil and gas reserves in different tectonic units in the West Natuna Basin







次盆东北部(以 Belida 油田和 Sembilang 油田为 例),而其他油气区则以发现气田为主,如 Anambas 地堑西北部地区。此外,Penyu 次盆东部地区石油

储量丰富,明显多于 Anambas 地堑石油储量。

层系上,油气可采储量从上始新统到下中新统 地层中均有发现,主要富集于下中新统(Arang 组) 和上渐新统(Gabus 组),分别占总储量的42.4%和 55.0%。上始新统一下渐新统(Belut 组)油气可采 储量仅占总储量的2.6%^[16](图11)。下中新统和 上渐新统石油可采储量大致相同,但后者天然气和 凝析油储量发现较多。 不同构造单元内储集层系的油气分布也存在 差异(图12)。Anambas 地堑富集了盆地内97.9% 的凝析油和62.0%的天然气储量,但主要储集在上 渐新统,占地堑总储量的87.7%。Penyu次盆以储 集石油为特征,油气富集于下中新统,占次盆总储 量的77.9%。在NB地堑中,油气在上渐新统有少 量发现。



图 12 西纳土纳盆地构造单元油气层系分布图 Fig. 12 Stratigraphic distribution of the oil and gas reserves in different tectonic units in the West Natura Basin

在油气藏类型上看,目前已发现油气主要分布 于构造型和构造 - 地层型两大类油气藏。构造型 油气藏富集了全盆地 80.4%的油气可采储量,其中 挤压反转作用形成的、位于逆断层上升盘的挤压背 斜/断背斜油气藏的油气可采储量占总储量的 44.0%,分布在 Penyu次盆和 Anambas 地堑;位于基 底隆起之上的披覆背斜油气藏富集了盆地内33.1% 的油气可采储量,集中在 Tenggol 隆起东南翼至 Penyu次盆东北部一带^[16-17];断层/断块油气藏,主 要分布在 Anambas 地堑南部和 NB 地堑南部的边界 断层附近,油气藏发现数量和规模相对较少,仅占 盆地总储量的 3.3%。

3.2 主控因素

主力烃源岩展布控制盆地油气区域分布。在 Anambas 地堑、Penyu 次盆和 NB 地堑等构造单元中 的油气分布明显受各自烃源岩展布控制,造成构造 单元间的油气可采储量、油气比和油气地球化学特 征具有差异性(图 12)。例如,Anambas 地堑和 Penyu次盆的油气分别来源于不同含油气系统内的 烃源岩,K/J-Arang(·)含油气系统的马来盆地生 烃灶,有机质丰富且生油潜力好,顺层侧向运移成 藏;Belut-Gabus/Arang/Belu(·)含油气系统的 Anambas 地堑中心生烃灶,倾气型烃源岩分布较多, 油气沿断层和输导层聚集成藏。因此,在不同类型 烃源岩的影响下,Penyu次盆石油富集程度明显高 于 Anambas 地堑。

区域盖层与油气运移路径控制了构造单元间 的油气层系分布。在 Penyu 次盆东部凹陷中, Trengganu 组区域盖层保存完整性较好, Penyu 组烃 源岩层生成的油气难以沿断层垂向运移至上覆下 中新统储层中,形成 Penyu-Penyu(•)含油气系统。 该构造单元中新统储集的油气主要来源于 K/J-Arang(•)含油气系统的马来盆地生烃灶,油气沿 输导层上倾方向长距离顺层运移。在 Anambas 地 堑中,其北部和东北部地区受中新世时期强烈反转 运动的影响,发育多条正反转断层,为油气垂向运 移提供通道;而地堑中部和南部受反转构造活动影 响相对较弱,区域性盖层保存较好,油气沿输导层 发生侧向运移。因此,Anambas 地堑北部油气聚集 在下中新统,而在地堑中、南部,油气富集在上渐 新统。

反转挤压和基底隆升运动构成的圈闭控制了 油气藏的形成与富集(图3)。前第三纪基底断裂在 盆地基底构成地垒断块,沉积在这些地垒之上的沉 积物在后期差异压实的作用下,最终形成现今构造 相对简单、断裂不发育、大型宽缓的披覆背斜圈闭。 Belida 油田就是在 Tenggol 东南侧基底隆起之上形 成的 25km² 长轴披覆背斜构造^[17]。中新世时期挤 压反转作用形成的 NE-SW 向挤压背斜/断背斜则是 盆地中常见的油气藏类型,主要位于 Anambas 地堑 和 Penyu 次盆东部地区。该类型圈闭发育在高角度 逆断层的上升盘,在剖面上表现为不对称几何特 征,平面上雁列式分布。褶皱轴线延伸方向还发育 正断层和走滑断层,这些次级断层为油气运聚提供 运移通道^[16]。

4 勘探潜力分析

4.1 Belut-Gabus/Arang/Belut(・) 与 K/J-Arang
(・)含油气系统

Belut-Gabus/Arang/Belut (•)和 K/J-Arang (•)是盆地主要的含油气系统,分别富集了46.1% 和45.0%的总油气可采储量,油气勘探程度较高, 以上渐新统一下中新统 Gabus 组和 Arang 组为砂岩 储层的构造圈闭和构造 - 地层圈闭基本都已钻探, 发现大型油气田远景目标的可能性不大。未来勘 探方向将集中在地堑深部以 Belut 组冲积扇相砂砾 岩为储集层的地层圈闭中^[13, 28, 30, 32]:一方面 Belut 组砂砾岩层沿边界断层发育,常超覆至基底隆起之 上并被层内湖相泥岩遮挡,与地堑中心烃源岩侧变 式接触,形成了有利的生储盖组合配置关系;另一 方面,目的层受到中新世时期反转构造运动及其后 期断裂构造活动的影响较弱,油气保存条件好,具 有良好的油气成藏条件。因此,须结合地球物理资料加强对 Belut 组储层砂体预测,对有利区进行精细评价。

4.2 Arang-Arang (!) 含油气系统

目前,该含油气系统只发现3个小型气藏,勘探 程度较低,但具备一定的勘探潜力,未来勘探重点 在于对烃源岩的地质评价^[32,3435]。因此,需加强对 Arang 组煤系烃源岩的生烃潜力预测与评价,在含 油气系统内探寻有利储层。其次,重视含油气系统 内圈闭形成期与生排烃期之间的匹配关系。

4.3 Penyu-Penyu (・) 含油气系统

Penyu-Penyu (·)含油气系统发现油气藏数量 较少,勘探程度具有东高西低的趋势。该含油气系 统与 Belut-Gabus/Arang/Belut(·) 含油气系统具有 相似的油气成藏模式,但在生储盖组合关系和油气 保存等成藏条件具有优势:Penyu 组具有自生自储 自盖的成藏组合配置关系,河流-三角洲储层物性 良好,各次级凹陷生烃灶生成的油气沿侧向输导体 系运移至凹陷周缘隆起的构造和构造 - 地层圈闭 中聚集成藏,具有近源成藏的特征^[36]。另外,Penyu 次盆受 Tenggol 隆起等周缘基底隆起的遮挡作用, 与 Anambas 地堑相比,次盆构造活动相对较弱,边 界断层部分反转或不反转,含油气系统内区域性泥 岩盖层保存条件好,油气被 Trengganu 盖层遮挡而 储集在 Penyu 组储层中。因此, Penyu-Penyu (•)含 油气系统最具有勘探潜力,是重点勘探领域。对其 有利区预测,西部凹陷应围绕生烃中心寻找良好储 层和圈闭发育的区域,东部凹陷则应重视对油气优 势运移通道。

5 结论

(1)以有效烃源岩为核心,结合已发现的油气 藏和钻井资料,在西纳土纳盆地内识别出4个主要 含油气系统:Belut-Gabus/Arang/Belut(•)、Arang-Arang(!)、K/J-Arang(•)和 Penyu-Penyu(•)含 油气系统,其油气储量分别占总油气可采储量的 46.1%、4.3%、4.6%和45.0%。

(2) 层系上,上渐新统一下中新统地层富集了 盆地内 55.0% 和 42.4% 的油气可采储量,其中上渐 新统地层天然气和凝析油更为富集。区域上,盆地 内油气主要分布在 Penyu 次盆东部和 Anambas 地 堑,分别富集了盆地内 68.6% 的石油和 67.0% 的天 然气。油气藏类型上,挤压背斜和披覆背斜等构造 油气藏是盆地主要油气藏类型,分别储集了盆地内 44.0%和33.1%的油气可采储量。

(3)西纳土纳盆地的油气分布主要受3个因素的控制:主力烃源岩展布控制盆地油气区域分布, 区域盖层与油气运移路径控制了构造单元间的油 气层系分布,反转挤压和基底隆升运动构成的圈闭 控制了油气藏的形成与富集。

(4) 从含油气系统角度分析各含油气系统的勘 探前景和方向。Penyu-Penyu(·)含油气系统最具 勘探潜力,其中低勘探程度的西部凹陷重点是优质 储层和圈闭预测,中 - 高勘探程度的东部凹陷重点 是确定油气优势运移通道。Belut-Gabus/Arang/ Belu(·)与K/J-Arang(·)含油气系统勘探程度较 高,结合地球物理资料加强对地堑深部 Belut 组储 层砂体预测是急需解决的问题。Arang-Arang(!) 含油气系统的研究重心是对 Arang 组烃源岩的生烃 潜力进行评价。

参考文献:

- Dow W G. Application of oil correlation and source rock data to exploration in Williston basin [J]. AAPG Bulletin, 1972, 56 (8): 615.
- [2] Demaison G, Huizinga B J. Genetic classification of petroleum systems [J]. AAPG Bulletin, 1991,75(10):1626-1643.
- [3] Perrodon A, Masse P. Subsidence, sedimentation and petroleum systems [J]. Journal of Petroleum Geology, 1981, 7(1): 5-25.
- [4] Magoon L B, Dow W G. The petroleum system: from source to trap [C]. Tulsa: AAPG Memoir, 1994. 3 – 24.
- [5] 郭永强,刘洛夫,朱胜利,等. 阿姆达林盆地含油气系统划分 与评价[J]. 石油勘探与开发,2006,33(4):515-520.
- [6] 何登发,陈新发,况军,等.准噶尔盆地石炭系烃源岩分布与 含油气系统[J].石油勘探与开发,2010,37(4):397-408.
- [7] 何家雄,张伟,卢振权,等. 南海北部大陆边缘主要盆地含油
 气系统及油气有利勘探方向[J]. 天然气地球科学,2016,27
 (6):943-959.
- [8] 王大鹏,白国平,陆红梅,等.扎格罗斯盆地含油气系统分析 与资源潜力评价[J].现代地质,2016,30(2):361-372.
- [9] 邓超,白国平,仲米虹,等.巴西桑托斯盆地含油气系统划分 与评价[J].海相油气地质,2014,19(3):35-42.
- [10] 王一帆,白国平.中阿拉伯盆地油气分布规律和主控因素研究[J]. 沉积与特提斯地质, 2014, 34(2): 104-112.
- [11] 陈学海, 卢双舫, 陈学洋, 等.北乌斯丘尔特盆地含油气系 统及勘探前景分析[J].特种油气藏[J].2017,24(3):31 -36.

- [12] Nawawi A, Anwar S, Heriyanto N, et al. West Natuna Basin, Petroleum Geology of Indonesian Basins – Principles, Methods, and Application [M]. Jakarta: Pertamina BPPKA, 1996: 86 -88.
- [13] Hakin M R, Naiola M Y Y, Simangunsong Y R A, et al. Hydrocarbon play of West Natuna Basin and challenge for new exploration related to structural setting and stratigraphic succession [J]. Journal of Computational Chemistry, 2008, 20 (10): 1018 - 1027.
- [14] 朱伟林, 胡平, 江文荣, 等. 南亚一东南亚含油气盆地[M]. 北京:科学出版社, 2012.9-89.
- [15] 倪仕琪,王志欣,刘凤鸣,等.印度尼西亚西纳土纳盆地油
 气地质特征与分布规律[J].海洋地质前沿,2017,33(2):
 26-34.
- [16] IHS Energy. West Natura Basin [DB/OL]. (2012 10) [2016 -3-11]. http://www.ihs. com/.
- [17] C&C Reservoirs. Belida Field West Natuna Basin, Indonesia [DB/OL]. (2011 - 5) [2016 - 6 - 15]. http://www. ccreservoirs.com/.
- [18] 杨福忠,洪国良,祝厚勤,等.东南亚地区成藏组合特征及勘探潜力[J].地学前缘,2014,21(3):112-117.
- [19] Doust H, Summer H S. Petroleum systems in rift basins a collective approach in Southeast Asian basins [J]. Petroleum Geoscience, 2007, 13(2): 127 - 144.
- [20] Doust H, Noble R A. Petroleum systems of Indonesia [J]. Marine & Petroleum Geology, 2008, 25(2): 103-129.
- [21] 姚永坚,吕彩丽,康永尚,等.东南亚地区烃源岩特征与主控因素[J].地球科学(中国地质大学学报),2013,38(2):367-378.
- [22] 邓运华. 试论中国南海两个盆地带油气地质差异性[J]. 中国海上油气, 2016, 28(6): 1-8.
- [23] 杨明慧,张厚和,廖宗宝,等. 南海南沙海域主要盆地含油 气系统特征[J]. 地学前缘, 2015, 22(3):48-58.
- [24] Shoup R C, Morley R J, Swiecicki T, et al. Tectono-stratigraphic framework and tertiary paleogeography of Southeast Asia; Gulf of Thailand to South Vietnam Shelf [J]. Houston Geological Society Bulletin, 2013, 55(6): 27, 29, 31, 33, 35, 37, 39.
- [25] Du Bois E P. Review of principal hydrocarbon-bearing basins of the South China Sea area [J]. Energy, 1981, 6(11): 1113 -1140.
- [26] Tjia H D, Liew K K. Changes in tectonic stress field in northern Sunda Shelf basins [J]. Geological Society, London, Special Publications, 1996, 106(1): 291-306.
- [27] Wirojudo G K, Wongsosantiko A. Tertiary tectonic evolution and related hydrocarbon potential in the Natuna area [J]. Energy, 1985, 10(3-4): 433-455.
- [28] Burton D, Wood L J, Burton D. Seismic geomorphology and tectonostratigraphic fill of half grabens, West Natuna Basin, Indonesia [J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(11): 1695-1712.
- [29] Ginger D C, Ardjakusumah W O, Hedley R J, et al. Inversion

history of the West Natuna Basin: examples from the Cumi-Cumi PSC [A]. 22nd Annual Convention Proceeding [C]. Jakarta: Indonesian Petroleum Association, 1993. 635 – 658.

- [30] Nagura H, Honda H, Katori S. Tertiary inversion tectonics and petroleum systems in West Natuna Sea Basins, Indonesia [J]. Journal of the Japanese Association for Petroleum Technology, 2000, 65(1): 91 – 102.
- [31] Sutoto A. Reservoir geology of the Belida field South Natuna Sea, Block B [A]. 20th Annual Convention Proceedings [C]. Jakarta: Indonesian Petroleum Association, 1991; 453 – 478.
- [32] Michael E, Adrian H. The petroleum systems ofWest Block B PSC, South Natuna Sea, Indonesia [A]. 25th Silver Annual Convention Proceedings [C]. Jakarta: Indonesian Petroleum Association, 1996. 465 - 679.
- [33] IHS Energy. Malay Basin[DB/OL]. (2012 10) [2016 3 15]. http://www.ihs.com/.

- [34] Prasetyo B. Source rock evaluation and crude oil characteristics, West Natuna Area, Indonesia [A]. 28th Annual Convention Proceeding [C]. Jakarta: Indonesian Petroleum Association, 2002. 825 - 837.
- [35] Phillips S, Little L, Michael E, et al. Sequence stratigraphy of Tertiary petroleum systems in the West Natuna Basin, Indonesia
 [A]. Howes J V C, Noble R A. Proceedings of the Conference on Petroleum Systems of SE Asia and Australasia [C]. Jakarta: Indonesian Petroleum Association, 1997. 381 – 390.
- [36] Madon M B H, Anuar A, Wong R. Structural evolution, maturation history, and hydrocarbon potential of the Penyu Basin, offshore peninsular Malaysia [A]. Howes J V C, Noble R A. Proceedings of the Conference on Petroleum Systems of SE Asia and Australasia [C]. Jakarta: Indonesian Petroleum Association, 1997. 403 – 424.

The analysis of the petroleum systems and exploration prospects in the West Natuna Basin in the South China Sea

NI Shiqi¹, WANG Zhixin^{2,3}, SONG Jiye¹

(1. Beijing Research Institute of Uranium Geology, Beijing 100029, China; 2. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Exploration, China University of Petroleum, Beijing 100029, China; 3. Center of Basin and Reservoir Research, China University of Petroleum, Beijing 100029, China)

Abstract: The West Natuna Basin is an important petroliferous basin in the South China Sea. The division, distribution, controlling factors and exploration prospects of the major petroleum systems in the Basin are based on the tectonic-sedimentary evolution guided by the thought " from source to trap" in the study of petroleum systems. Four sets of petroleum systems are recognized, including the Belut-Gabus/Arang/Belut (\cdot), K/J-Arang (\cdot), Arang-Arang (!), and Penyu-Penyu (\cdot) petroleum systems. The Belut-Gabus/Arang/Belut (\cdot) and K/J-Arang (\cdot) petroleum systems as the economically important petroleum systems in the West Natuna Basin make up of 46.1% and 45.0% of extractable oil and gas reserves. Regionally, the discovered oil and gas resources reside dominantly in the Anambas garben and the eastern part of the Penyu subbasin. Stratigraphically, they are largely reserved in the upper Oligocene and the lower Miocene strata, and structurally, generally trapped in the compressional anticlines and trap structures. The oil and gas distribution is largely controlled by effective source rocks, favourable regional cap rocks and migration pathways, compressional inversion and basement uplifting. It follows that the Penyu-Penyu (\cdot) petroleum system has the great exploration potential, and the emphasis will be on the evaluation of the reservoir rocks and identification of favourable oil and gas migration pathways in this petroleum system in the depression.

Key words: West Natuna Basin; petroleum system; oil and gas distribution; controlling factor; exploration prospect