

文章编号:1672-6561(2012)01-0029-06

缅甸安达曼海弧后拗陷天然气成藏要素及成藏模式

徐思煌¹, 郑 丹¹, 朱光辉², 杨松岭², 李 超¹, 杨传超¹

(1. 中国地质大学(武汉)构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北 武汉 430074;

2. 中海油研究总院 海外评价中心, 北京 100027)

摘 要:缅甸安达曼海已成为中国石油企业的重要海外探区之一。受印度板块向欧亚板块和西缅甸微地块多期斜向俯冲的影响, 该区先后经历了被动陆缘、过渡型陆缘及主动陆缘的演化阶段, 盆地属性与油气成藏特征极为复杂。通过系统梳理安达曼海弧后拗陷的烃源岩、储盖层、圈闭、输导体系与油气生-运-聚匹配史等成藏要素, 总结出该区油气成藏主控因素。结果表明: 本区发育渐新统一中新统、中中新统与上新统 3 套泥质烃源岩, 前二者为成熟烃源岩, 后者为生物气源岩; 岛弧带上碳酸盐岩礁体与斜坡带上砂体的储集条件良好; 斜坡带继承性古隆起之上的断背斜圈闭容积大; 高角度张性断裂与连通性砂体分别构成以垂向、侧向为主的输导体系。结合油气成因、运移方式与圈闭类型的主要特征, 建立了 2 种成藏模式: ①中央凹陷带浅层生物气或混源气垂向运移断块圈闭成藏模式; ②东部斜坡带、西部斜坡和岛弧带热解气侧向运移断背斜-岩性圈闭成藏模式。西部斜坡及岛弧带上的碳酸盐岩礁体和东部斜坡带继承性古隆起之上的大型断背斜是有利勘探目标。

关键词:天然气; 主控因素; 成藏模式; 主动陆缘; 弧后拗陷; 安达曼海; 缅甸

中图分类号: P618.130.2

文献标志码: A

Main controlling factors and models of gas accumulation in Back-arc Depression of Andaman Sea, Burma

XU Si-huang¹, ZHENG Dan¹, ZHU Guang-hui², YANG Song-ling², LI Chao¹, YANG Chuan-chao¹

(1. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, Hubei, China; 2. Overseas Assessment Center, CNOOC Research Institute, Beijing 100027, China)

Abstract: Andaman Sea in Bruma is one of the major foreign exploration regions for oil companies of China. Controlled by multiple episodes of oblique subduction of Indian Plate to Eurasian Plate and western Burma micro-block, the tectonic attribution of this block evolved from passive continental margin, then transitional continental margin and last to active continental margin, with extremely complex basin structure and hydrocarbon accumulation. The main controlling factors of hydrocarbon accumulation were summarized by analyzing the source rock, reservoir, trap, migration pathway and the histories of hydrocarbon generation, migration and accumulation in Back-arc Depression of Andaman Sea. There were three sets of hydrocarbon source rocks in this depression, including mature rocks in Oligocene-Lower Miocene and Middle Miocene and bio-gas rocks in Pliocene. The reservoir conditions of carbonate reefs on island arc and sandbodies on slope were favorable. The capacities of faulted anticline traps developed on inheritable palaeohigh in the eastern and western slopes were large. High-angle extensional faults and connective sandbodies were the main pathways of hydrocarbon migration. Considering the features of

收稿日期: 2011-09-05

基金项目: 国家科技重大专项研究项目(2011ZX05030-002-003)

作者简介: 徐思煌(1964-), 男, 江西万年人, 教授, 理学博士, 从事石油及天然气成藏动力学研究, E-mail: xusih@cug.edu.cn.

hydrocarbon generation, migration pathway and trap types, two types of accumulation models were established; one was biogas or mixed gas migrated vertically and accumulated mainly within fault block traps in shallow layer of central sag zone; another was thermogenic gas migrated laterally and accumulated mainly within anticlinal and lithological traps in the eastern slope and western slope and island arc zone. The results suggested that carbonate reefs on the western slope and island arc and large faulted anticline trap on inheritable palaeohigh in the eastern slope could be the favorable exploration targets.

Key words: gas; main controlling factor; accumulation model; active continental margin; Back-arc Depression; Andaman Sea; Burma

0 引 言

东南亚地区是世界重要油气产区之一^[1-2]。缅甸南部海域的安达曼盆地被认为是未来重要油气勘探区域^[3],已经成为中国石油公司的海外勘探区块,因此备受国内学者的关注^[4-5]。从 20 世纪 80 年代以来,该海域先后发现 Yadana、Yetagun、SPH 等大型天然气田,天然气成因类型主要为热成因气^[2],也包括浅层的生物成因气^[5],显示出良好的勘探前景。但由于该区在构造上位于印度板块与欧亚板块、缅甸微地块的汇聚处,受印度板块的多期俯冲影响^[6],所以晚白垩世以来,该地区先后经历了被动陆缘、过渡型陆缘、主动陆缘的演化阶段,沉积盆地属性与油气成藏条件都极为复杂。此外,该地区面积大,钻井少,勘探程度较低,而且目前对天然气成藏特征与分布规律的认识仍不够深入。鉴于此,笔者在分析区域构造背景的基础上,探讨安达曼海弧后拗陷天然气成藏要素,总结其主控因素,建立成藏模式,以期为该区的油气勘探提供更充分的地质依据。

1 区域构造背景

缅甸海域及邻区板块构造演化经历了 3 个不同阶段^[6-7]:①晚白垩世—古新世为板块初始接触阶段。印度板块开始向北东向漂移,并与欧亚板块从未接触到开始“软”接触、碰撞和俯冲。古新世时,板块间碰撞加强,但火山岛弧并未隆起,西缅地块仍为一体的被动陆缘或过渡性陆缘。②始新世—渐新世为板块碰撞、弧前与弧后盆地发育的雏形阶段。始新世时,板块间硬碰撞,火山活动开始变得强烈起来,火山弧微隆起,将原来的中缅盆地一分为二,弧前、弧后盆地的雏形开始形成,但南部海域仍然为过渡性陆缘。③中新世至现今则为弧前、弧后盆地发育成型并改造的阶段。中新世时,随着印度板块向西缅甸微地块俯冲以及火山弧隆起的继续,弧前、弧

后盆地基本成型并逐渐稳定,形成现今的(海)沟-(火山岛)弧-盆(地)构造体系,属于主动陆缘;上、更新世开始,遭受一系列挤压走滑以及拉分改造。

这种主动陆缘的(海)沟-(火山岛)弧-盆(地)构造体系,在平面上体现为自西向东依次发育增生楔构造带、弧前盆地构造带、火山岛弧构造带和弧后盆地构造带等 4 个构造单元(图 1),相应的构造单元内分别发育不同属性的盆地,即增生楔斜坡盆地、弧前盆地、火山岛弧盆地和弧后盆地。其中,整体呈南北向带状分布的弧前盆地自北向南依次再分为钦敦拗陷、沙林拗陷、皮亚—伊洛瓦底拗陷与安达曼海弧前拗陷。而北窄南宽的弧后盆地自北至南依次再分为睡宝拗陷、勃固拗陷、安达曼海弧后拗陷与丹老拗陷。

研究区安达曼海弧后拗陷北起马达班湾,东南至丹老海脊,东部经丹老阶地过渡到中缅马苏地块,西以岛弧隆起带为界(图 1),面积约 600 000 km²。受印度板块多期斜向俯冲的影响,安达曼海弧后拗陷处于右旋走滑应力场中,是一具有张扭性质的大陆边缘拗陷。以 Mergui 断裂、东 Sagaing 断裂、西 Sagaing 断裂和拗陷基底性质为依据,该弧后拗陷可进一步划分为东部斜坡带、中央凹陷带和西部斜坡带 3 个次一级构造单元(图 1)。安达曼海现有油气勘探主要集中于北部相对浅水区的火山岛弧带与弧后拗陷区,已发现 Yadana、Yetagun、SPH 及 3CA 等 4 个大中型气田,以及 SPT-2、SPT-3、M7-2 及 4BA-1 等多个含气构造(图 1)。其中,弧后拗陷中央的 SPH 气田(SPH-1 井)以及 SPT-1、SPT-2、SPT-3 井的含气构造的气源来自于上新统生成的生物成因气^[5],而火山岛弧带上的 Yadana 与 3CA 气田、4BA-1 含气构造以及东部斜坡上的 Yetagun 凝析气田的天然气被证明属于热成因天然气^[2]。

为方便起见,笔者将火山岛弧带和安达曼弧后拗陷的西部斜坡带合并为统一的油气生成-运移-聚集成藏(生-运-聚)单元进行讨论(图 1)。

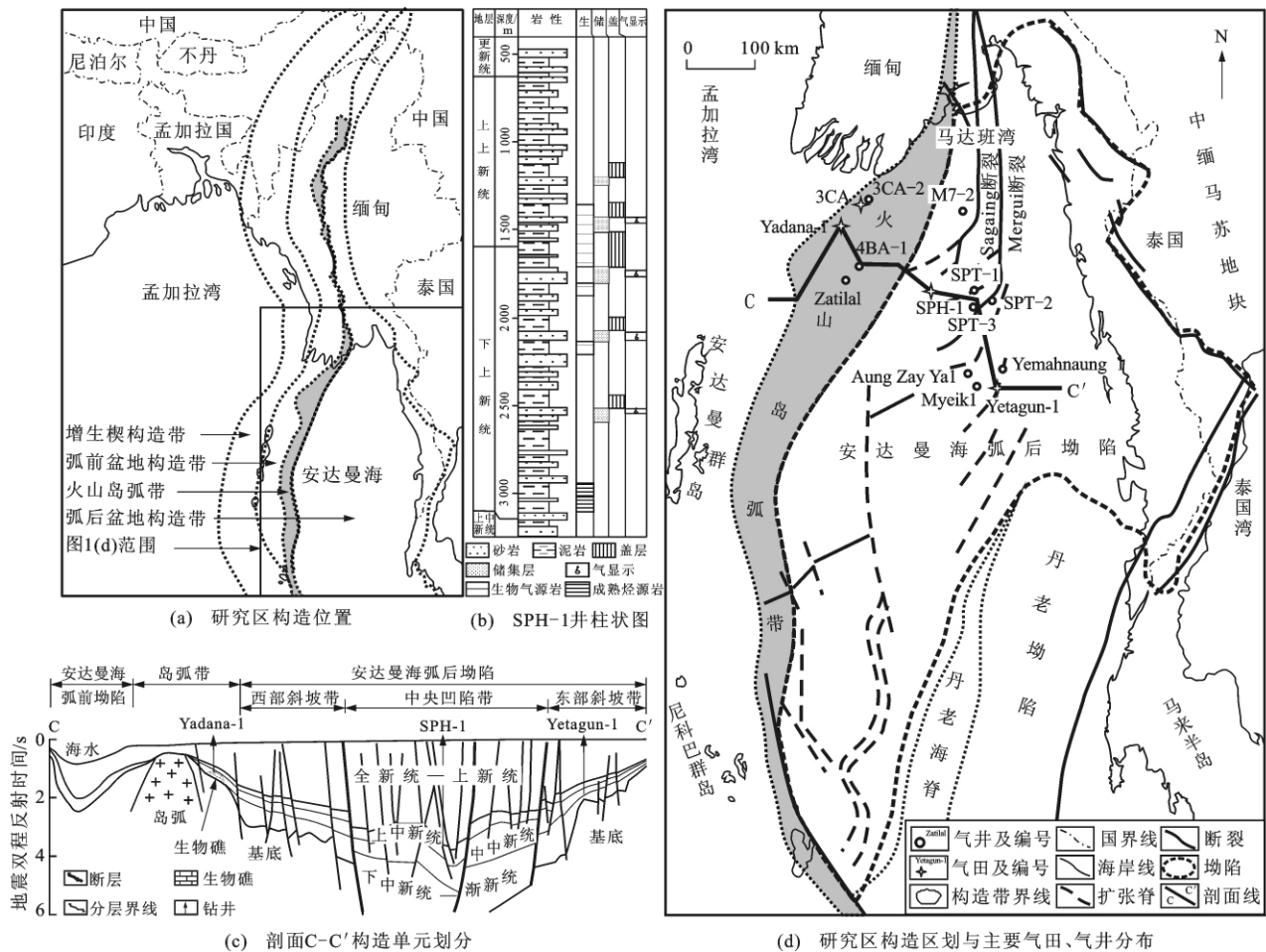


图 1 缅甸安达曼海弧后拗陷构造位置及构造单元划分

Fig. 1 Tectonic location and division of Back-arc Depression in Andaman Sea, Burma

2 天然气成藏要素

2.1 烃源岩条件

安达曼海弧后拗陷发育渐新统一下中新统、中新统和上新统 3 套有利的泥质烃源岩^[4]。

(1) 渐新统一下中新统烃源岩:其主要分布在中央凹陷带,为半深海—深海相泥岩,干酪根类型以Ⅱ型为主,含量(质量分数)高,处于成熟—高成熟阶段,推测其生烃能力较好;此外,拗陷东、西两侧局部地区也发育该套烃源岩,为湖沼相含煤泥岩,其总有机碳含量(TOC)为 1%~6%(平均 1.2%),干酪根以Ⅲ型为主,由于埋藏浅,其镜质体反射率(R_o)约 0.6%,生成天然气和轻质油。

(2) 中中新统烃源岩:其在安达曼海弧后拗陷分布较广,其中以中央凹陷带厚度最大。沉积环境为浅海—半深海相,其 TOC 值为 0.75%~2.0%(平均 1.15%),热解氢指数为 $(200\sim300)\times10^{-3}$,干酪根类型为Ⅱ₂-Ⅲ型, R_o 为 0.6%~1.0%,处于生油

和凝析气阶段。拗陷东部斜坡带中中新统厚层泥岩 TOC 值约 1%,热解氢指数最高达 400×10^{-3} ,但由于埋深浅,处于未成熟至低成熟阶段,生烃能力较差。

(3) 上新统烃源岩:其主要分布在中央凹陷带,地层厚度大,但埋深一般较浅^[5]。其为快速堆积的浅海—三角洲交互相沉积(沉积速率大于 750 m/Ma ^[5]),砂泥岩互层,上新统烃源岩有机质含量低—中等,TOC 值为 0.34%~1.69%(平均 0.68%),生烃潜量为 $(0.05\sim4.53)\times10^{-3}$ (平均 0.76×10^{-3}),干酪根类型为Ⅱ₂-Ⅲ型,成熟度较低,但其较快的沉积速度为该地区生物气的形成提供了良好的物质基础^[8]。但在拗陷中央局部埋深较大地区上新统底部的烃源岩也可达到成熟(图 1)。

2.2 储盖条件

安达曼海弧后拗陷共存在中新统一渐新统和上新统 2 套有效储盖组合。

(1) 中新统一渐新统砂岩或藻灰岩与中新统区域泥岩构成的深层储盖组合:其为一套区域性的储

盖组合,在中央凹陷带埋藏较深,东部斜坡带、西部斜坡及岛弧带上相对较浅,中新统和渐新统成熟烃源岩为其提供热成因气的气源。如位于岛弧带上的 Yadana 气田,其储集层为下中新统一渐新统礁相和陆棚相藻灰岩^[2-4],有效厚度为 76.2 m,孔隙度约为 27%,储集物性好;盖层为上中新统的一套浅海相泥页岩,厚度可达 200 m,封盖效果好。位于东部斜坡带上的 Yetagun 凝析气田,主力储层为下中新统浅海-潮坪相碎屑岩沉积;盖层为中中新统深海相泥岩,厚度大,封盖条件较好。

(2)上新统砂岩与其上部泥岩构成的浅层储盖组合:其主要分布在中央凹陷带,深度一般小于 2 000 m,天然气来自上新统本身的生物气源岩。如 SPH-1 井生物气藏,其储集层为上新统砂岩,深度为 1 473.5~1 495.3 m,为三角洲相沉积环境,孔隙度为 20%~30%,储集条件较好;其盖层为上新统三角洲相砂泥互层中的泥岩(图 1)。

2.3 圈闭条件

安达曼海弧后拗陷自晚白垩世形成以来整体上经历继承性张扭改造作用^[2,9-11],尤其是第四纪以来,其断裂十分发育,导致原有圈闭遭到破坏,在中央凹陷带形成了大量闭合面积小且闭合幅度低的断鼻、断垒和断块等圈闭,圈闭条件较差;而在东部斜坡带、西部斜坡及岛弧带,由于受到的改造作用程度相对较弱,以古隆起背景下的背斜、断背斜圈闭以及特殊沉积相带形成的岩性圈闭为主,圈闭条件仍较为有利。如 Yetagun 凝析气田下中新统发育古隆起背景下的断背斜、断鼻圈闭,断距大于 200 m,横向上与中中新统泥岩对接,圈闭条件优越。Yadana 气田下中新统发育了一套浅海相沉积环境的碳酸盐岩生物礁体,该气田以背斜及断背斜圈闭、礁体岩性圈闭为主,圈闭容积大,有利于油气聚集成藏。

2.4 输导条件

安达曼海弧后拗陷烃源岩主要位于拗陷中心。在中央凹陷带,第四纪改造运动使该区发育大量张性断层,有利于天然气垂向运移至浅部聚集成藏^[12],如 SPH 气田。另外,拗陷内发育多套区域性砂体,拗陷中心深层天然气通过断层和砂体以垂向和横向交互进行的方式进行远距离运移;因此,断裂与连通性较好的砂体构成了有利的输导体系^[13],有利于天然气在东部斜坡带、西部斜坡及岛弧带聚集成藏,如 Yetagun 凝析气田、Yadana 气田。

2.5 生-运-聚匹配条件

烃源岩热演化史研究表明,安达曼海弧后拗陷

渐新统烃源岩生排烃的高峰期为中中新世,下中新统一中新统烃源岩生排烃高峰为晚中新世,上新统烃源岩现今尚未达到生油高峰期,但可提供生物成因气^[14]。由于晚期构造改造作用的差异,中央凹陷带的圈闭多定型于第四纪以来,与渐新统和中中新统烃源岩的生排烃史匹配关系较差,但与上新统烃源岩演化匹配条件好,有利于生物成因气的聚集成藏(图 2)。而在东部斜坡带、西部斜坡及岛弧带,圈闭多具继承性特点,多形成于中新世,在第四纪仅受到较弱程度的断层改造,圈闭的有效性与深层主力烃源岩生排烃史匹配关系较好(图 2)。

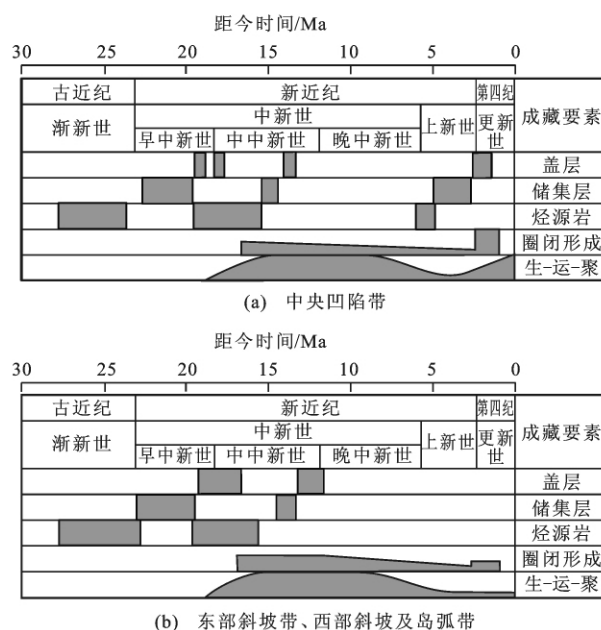


图 2 安达曼海弧后拗陷天然气成藏事件

Fig. 2 Gas accumulation events in Back-arc Depression of Andaman Sea

3 成藏主控因素

在诸多的成藏要素中,安达曼海弧后拗陷的天然气聚集受烃源岩、圈闭和输导条件的制约更明显。

3.1 烃源岩特征控制天然气藏类型

研究区上新统烃源岩埋藏较浅,成熟度较低,大多尚未达到生烃门限,以形成生物气为主^[4-5]。受此影响,在浅部圈闭发育区聚集形成生物气藏,如 SPH 气田。中央凹陷带中新统和渐新统烃源岩已达生烃门限,以产热解气和凝析气为主,油气在拗陷深层或运移至东部斜坡带、西部斜坡及岛弧带上聚集而形成热解气藏或凝析气藏,如 Yetagun 凝析气田和 Yadana 气田。此外,深层的热解气还可以通过断层运移至浅部,与生物气混合而形成混源气藏。

3.2 特殊构造带和沉积相带控制气藏规模

特殊构造带和特殊沉积相带通过制约圈闭的容积而控制气藏的规模。受基底古隆起或岛弧隆起的影响,安达曼海弧后拗陷东部斜坡带、西部斜坡及岛弧带披覆构造发育,圈闭类型以背斜、断背斜为主,闭合面积大、闭合幅度高,直接促使了大型气藏的形成。安达曼海弧后拗陷的中央凹陷带断裂构造比较发育,尤其是 Sagaing 断裂和 Mergui 断裂之间,张扭性断裂密集发育,断块破碎,圈闭形成条件较差;而在 Sagaing 断裂西部靠近岛弧带一侧,断裂相对稀疏,闭合面积和闭合幅度明显增大,且断层两侧砂泥岩对接,横向封闭性好,有利于较大型圈闭的发育。

另外,拗陷西部斜坡及岛弧带局部地区处于特殊沉积相带,中新统生物礁体较为发育^[2],能形成较高孔渗的优质储集体^[15-16],与上方和周围非渗透性岩层组合形成容积较大的岩性圈闭,是 Yadana 这类大型气田形成的最有利因素。

3.3 输导体系控制天然气运-聚方式

输导体系是连接源岩和圈闭的桥梁,也是油气成藏静态要素和动态过程的统一体。输导体系一般由断层或裂缝、砂体以及不整合面组成,可分为单因

素、多因素复合输导体系等多种类型^[17-18]。就安达曼海弧后拗陷天然气成藏而言,起控制作用的输导体系包括断层、砂体以及砂体-断层组合3种类型,其中断层输导起核心作用。一方面,单一高角度断层直接沟通烃源岩与主要储集层,起垂向输导作用,促使中央凹陷带内自深层到浅层皆有气藏分布;另一方面,多条断层与砂层组合形成阶梯式的复合输导体系,有利于油气的侧向运移^[19],从而使拗陷东部斜坡带、西部斜坡及岛弧带的圈闭得以聚集来自中央凹陷带深层的天然气,形成大气田。

4 成藏模式

油气成藏模式的建立是对沉积盆地石油及天然气生-运-聚全过程的模式化总结。其建立的主要依据有生储特征、油气成因、圈闭类型、输导体系等成藏要素。综合安达曼海弧后拗陷上述成藏条件及主控因素,按照“油气成因+运移方式+圈闭类型”的命名原则,建立了2种典型的成藏模式,即:生物气或混源气垂向运移断块圈闭成藏模式、热解气侧向运移断背斜-岩性圈闭成藏模式(图3),以总结该区油气“从源岩到圈闭”的成藏规律。

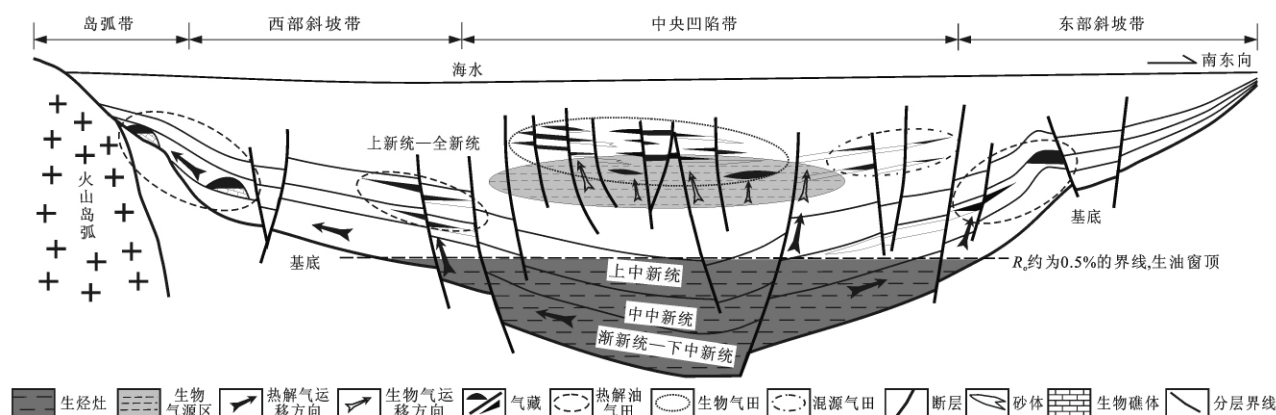


图3 安达曼海弧后拗陷天然气成藏模式

Fig. 3 Gas accumulation models in Back-arc Depression of Andaman Sea

4.1 生物气或混源气垂向运移断块圈闭成藏模式

该成藏模式的主要特点为:①气源主要为浅部上新统生成的生物成因气,少部分为深部热成因气与生物气的混源气;②运移方式为沿高角度断层较短距离的垂向运移;③圈闭类型以断块、断垒、断背斜为主;④该模式主要适用于中央凹陷带的气藏,气藏规模一般较小,分布层位较浅。

4.2 热解气侧向运移断背斜-岩性圈闭成藏模式

该成藏模式的主要特点为:①热解气主要来自于中央凹陷带生油窗范围内中新统和渐新统成熟烃源岩;②主要运移通道为断层和砂体构成的复合输

导体系,运移方向整体上以侧向为主,运移距离较远;③东部斜坡带的圈闭类型以基底古隆起背景下的断背斜、背斜和断块为主,西部斜坡及岛弧带隆起除此之外还包括礁灰岩体构成的岩性圈闭,闭合面积和幅度均较大;④该模式主要适合于东部斜坡带、西部斜坡及岛弧带的油气藏,油气藏规模较大,分布层位较深。

5 结 语

(1)安达曼海弧后拗陷天然气聚集成藏受多种地质条件控制。其中,烃源岩特征控制气藏类型,特

殊构造带和沉积相带控制圈闭规模和优质储层发育,垂向和侧向的输导条件控制天然气运移及聚集成藏方式。

(2)中央凹陷带浅层以及东部斜坡带、西坡斜坡和岛弧带的成藏模式不同:前者为生物气或混源气垂向运移断块圈闭成藏模式;后者为热解气侧向运移断背斜-岩性圈闭成藏模式。

(3)东部斜坡带、西部斜坡及岛弧带油气成藏综合地质条件较为有利。继承性隆起之上的大型断背斜和碳酸盐岩礁体应作为今后的主要勘探目标。

参考文献:

References:

- [1] 叶德燎. 东南亚石油资源与勘探潜力[J]. 中国石油勘探, 2005, 10(1): 55-60.
YE De-liao. Petroleum resources and exploration potential in Southeast Asia[J]. China Petroleum Exploration, 2005, 10(1): 55-60. (in Chinese)
- [2] WABDREY C J. Eocene to miocene composite total petroleum system, Irrawaddy-Andaman and North Burma geologic provinces, Myanmar[C]// WANDREY C J. Petroleum Systems and Related Geologic Studies in Region 8, South Asia. Reston: USA Geological Survey Bulletin, 2006: 11-24.
- [3] MOHAN K, VUBID-DANGWAL S G, SENGUPTA S, et al. Andaman Basin: a future exploration target[J]. The Leading Edge, 2006, 25(8): 964-967.
- [4] 朱光辉, 谢晓军, 邱春光. 弧后走滑拉张盆地石油地质特征与油气勘探潜力——以缅甸 Andaman 海域马达班湾盆地为例[J]. 中国海上油气, 2010, 22(4): 225-231.
ZHU Guang-hui, XIE Xiao-jun, QIU Chun-guang. Petroleum geology and exploration potential in Back-arc strike slip and extension basins—a case of Moattama Bay Basin in Andaman Sea, Myanmar[J]. China Offshore Oil and Gas, 2010, 22(4): 225-231. (in Chinese)
- [5] WANG H P, LV F L, FAN G Z, et al. Geological conditions and accumulation mechanism of shallow biogenic gas reservoirs in Andaman Basin[C]// AAPG. AAPG Annual Conference and Exhibition: Making the Next Giant Leap in Geosciences. Houston: AAPG, 2011: 99.
- [6] REPLUMAZ A, NEGREDO A M, GUILLOT S, et al. Multiple episodes of continental subduction during India/Asia convergence: insight from seismic tomography and tectonic reconstruction[J]. Tectonophysics, 2010, 483(1/2): 125-134.
- [7] KAMESH-RAJU K A. Three-phase tectonic evolution of the Andaman Backarc Basin[J]. Current Science, 2005, 89(11): 1932-1937.
- [8] 关德师. 控制生物气富集成藏的基本地质因素[J]. 天然气工业, 1997, 17(5): 8-12.
GUAN De-shi. Fundamental geologic factors controlling biogas accumulation[J]. Natural Gas Industry, 1997, 17(5): 8-12. (in Chinese)
- [9] RODOLFO K S. Bathymetry and marine geology of the Andaman Basin, and tectonic implications for Southeast Asia[J]. GSA Bulletin, 1969, 80(7): 1203-1230.
- [10] CURRAY J R. Tectonics and history of the Andaman Sea Region[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2005, 25(1): 187-232.
- [11] GUZMAN-SPEZIALE M, NI J F. The opening of the Andaman Sea: where is the short-term displacement being taken up? [J]. Geophysical Research Letters, 1993, 20(24): 2949-2952.
- [12] 郝芳, 邹华耀, 王敏芳, 等. 油气成藏机理研究进展和前沿研究领域[J]. 地质科技情报, 2002, 21(4): 7-14.
HAO Fang, ZOU Hua-yao, WANG Min-fang, et al. Research advances and frontier areas of mechanisms of petroleum accumulation[J]. Geological Science and Technology Information, 2002, 21(4): 7-14. (in Chinese)
- [13] 卓勤功, 宁方兴, 荣娜. 断陷盆地输导体系类型及控藏机制[J]. 地质论评, 2005, 51(4): 416-422.
ZHUO Qin-gong, NING Fang-xing, RONG Na. Types of passage systems and reservoir-controlling mechanisms in rift basins[J]. Geological Review, 2005, 51(4): 416-422. (in Chinese)
- [14] 梅廉夫, 徐思煌, 马立祥, 等. 缅甸海域汇聚型大陆边缘盆地油气成藏主控因素及勘探潜力研究[R]. 武汉: 中国地质大学(武汉), 2010.
MEI Lian-fu, XU Si-huang, MA Li-xiang, et al. Research on main controlling factors of hydrocarbon accumulation and exploration potential in the active continental margin basins in Myanmar Sea[R]. Wuhan: China University of Geosciences, 2010. (in Chinese)
- [15] 吴亚生, 范嘉松. 生物礁的定义和分类[J]. 石油与天然气地质, 1991, 12(3): 346-349.
WU Ya-sheng, FAN Jia-song. Definition and classification of reefs[J]. Oil and Gas Geology, 1991, 12(3): 346-349. (in Chinese)
- [16] 陈清华, 刘池阳, 王书香, 等. 碳酸盐岩缝洞系统研究现状与展望[J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(2): 196-202.
CHEN Qing-hua, LIU Chi-yang, WANG Shu-xiang, et al. Study on carbonate fracture-cavity system: status and prospects[J]. Oil and Gas Geology, 2002, 23(2): 196-202. (in Chinese)
- [17] HINDLE A D. Petroleum migration pathways and charge concentration: a three-dimensional model[J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(9): 1451-1481.
- [18] AYDIN A. Fractures, faults and hydrocarbon entrapment, migration and flow[J]. Marine and Petroleum Geology, 2000, 17(7): 797-814.
- [19] HOOPER E C D. Fluid migration along growth faults in compacting sediments[J]. Journal of Petroleum Geology, 1991, 14(S1): 161-180.