

# 印尼打拉根盆地油气成藏特征 与主控因素

郭志峰, 胡孝林, 郭刚, 李冬

(中海油研究总院有限责任公司)

**摘要** 打拉根盆地是印度尼西亚重要的含油气盆地, 油气资源丰富。盆地自陆向海划分为陆上反转构造带、陆架区伸展断裂带和深水区逆冲褶皱带, 各区带油气成藏与分布特征存在差异。认为盆地油气成藏属烃源岩和输导体系联合控藏。烃源岩控制油气分布格局, 中新统煤系为盆地主力烃源岩, 生烃中心主体位于陆架区中部, 油气主要富集在生烃中心附近的有利构造中。输导体系是不同区带油气成藏的主要控制因素, 断裂和构造砂脊是陆上反转构造带油气运移的优势通道, 油气主要富集在上新统与上中新统构造砂脊上的反转背斜中; 生长断裂是陆架区伸展断裂带油气运移的优势通道, 油气主要富集在上新统与上中新统断裂所夹持的断块上; 逆冲断裂是深水区油气运移的优势通道, 油气主要富集在上新统逆冲背斜中。指出陆架区伸展断裂带勘探潜力最大, 深水区逆冲褶皱带勘探潜力次之, 陆上反转构造带具有一定勘探潜力。

**关键词** 印度尼西亚; 打拉根盆地; 上新统; 油气成藏; 主控因素; 输导体系; 勘探潜力

**中图分类号**: TE121.1 **文献标识码**: A

## 1 概况

打拉根盆地(Tarakan Basin)位于印度尼西亚加里曼丹岛东北部, 它是在巽他陆块中东部发育起来的新生代大陆边缘盆地, 呈近南北向展布(图1), 面积 $6.33 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。打拉根盆地的油气勘探始于20世纪初, 1900年和1922年相继发现了Pumusan大气田和Bunyu大油田(位置见图1), 可采储量分别为211 MMboe(百万桶油当量)和216 MMboe(数据源自IHS<sup>[1]</sup>); 之后进入长达50年的勘探低迷期, 直至1974年又发现了Bunyu Nibung大油田(与Bunyu属同一油田群), 可采储量达214 MMboe; 后续发现了一批中小型油气田, 勘探成效一般; 进入21世纪后, 勘探方向转向海域并取得突破, 发现了Badik和Tulip大中型油气田(位置见图1), 其中2010年在陆架区发现的Badik气田为盆地有史以来的最大发现, 可采储量达251 MMboe, 展现出海域巨大的勘探潜力。中国的石油公司长期以来一直在印尼从事油气勘探活动, 已取得较大的勘探成效, 随着资源国对外招标活动

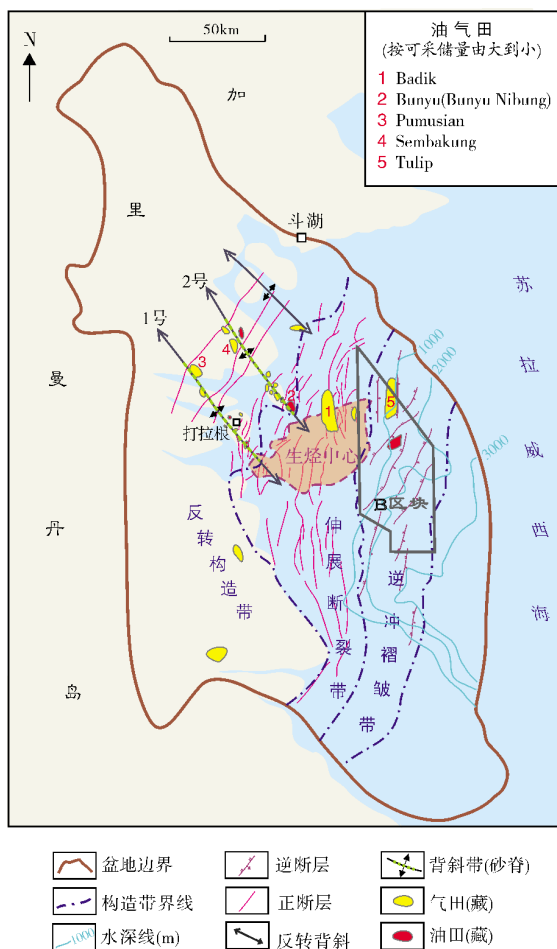
的加强, 打拉根盆地的油气资源也将成为开展对外合作的潜在目标, 因此对打拉根盆地开展油气成藏与勘探潜力的评价十分必要。

目前, 关于打拉根盆地油气成藏方面的系统研究较少, Satyanaa等<sup>[2]</sup>系统研究了构造作用对加里曼丹岛东缘带三个盆地的结构、演化及油气成藏的影响, 强调构造作用是盆地油气差异富集的关键因素; Wight等<sup>[3]</sup>较为详细地论述了打拉根盆地陆上的油气勘探历程、成藏特征与勘探前景, 但对于海域油气成藏方面的研究涉及较少; Akuanbatin等<sup>[4]</sup>针对打拉根盆地Banyu岛中新统、上新统和更新统开展了沉积环境与油气成藏研究, 分析了Bunyu、Bunyu Nibung等大油田的成藏特征, 指出三角洲沉积体系是盆地油气成藏的基础; Biantoro等<sup>[5]</sup>强调生长断裂对打拉根盆地油气成藏的控制作用, 指出与生长断裂伴生的断块、断背斜圈闭是油气聚集的主要场所; 国内学者石洪宇<sup>[6]</sup>认为油气生成时间、运移通道、圈闭形成时间等因素是打拉根盆地油气成藏的主控因素, 指出碳酸盐岩发育区是有利勘探区

收稿日期: 2017-06-12; 改回日期: 2017-12-05

本文受十三五国家科技重大专项“西非—南美海域重点区油气地质评价及关键技术研究”(编号: 2017ZX05032-001)资助

郭志峰: 1982年生, 博士, 工程师, 从事油气藏形成与分布研究。通讯地址: 100028 北京市朝阳区太阳宫南街6号海油大厦A座;  
E-mail: guozhf@cnooc.com.cn



带;李冬等<sup>[7]</sup>研究了加里曼丹岛东缘盆地的油气差异富集,并认为打拉根盆地属于烃源岩和输导体系联合控藏。

根据盆地结构与断裂特征,盆地在平面上可划分为三个构造带,自西向东依次是陆上的反转构造带、陆架区的伸展断裂带和深水区的逆冲褶皱带(图1)。打拉根盆地不同区带的油气藏分布存在差异,陆上反转构造带的油气藏呈条带状分布,陆架区伸展断裂带的油气藏与断裂分布具有很好的对应关系,深水区逆冲褶皱带的油气藏与逆冲断裂分布相对应,这表明各区带油气成藏机制有所不同。由于已有的成果中缺少以区带为单元评价盆地油气成藏规律与控制因素的相关研究,故笔者在梳理盆地油气成藏特征的基础上,重点研究不同区带烃源岩与输导体系对油气成藏的控制作用,以期对打拉根盆地油气勘探及战略选区提供依据。

## 2 构造—沉积演化背景

打拉根盆地的形成与演化主要受到苏拉威西海的洋盆扩张以及加里曼丹岛中部隆升的双重构造作用控制<sup>[2]</sup>,经历了三个构造演化与沉积充填阶段(图2)。

始新世为裂陷期 表现为多洼陷、多沉积中心、分割性强的构造格局,接受陆相沉积,断陷内以扇三角洲沉积、中深湖泥岩沉积为主。

渐新世—上新世为拗陷期 在拗陷早期构造活动较弱,盆地沉降幅度较小,以浅海环境为主,沉积了一套碳酸盐岩地层。中新世开始,苏拉威西海洋盆扩张导致地壳拉伸减薄,盆地东部发生热沉降,西部隆起抬升,形成西高东低的构造格局,沉积环境转变为海陆过渡相和半深海—深海相,三角洲开始大规模发育,自西向东进积,该时期陆架区生长断裂普遍发育,深水区发育重力滑脱成因的逆冲褶皱构造。

上新世至今为反转期 澳大利亚板块和班达弧碰撞,导致加里曼丹岛东缘盆地发生反转,挤压应力自南向北传递至打拉根盆地,形成一系列近平行分布的NW—SE向褶皱构造,具有向西北上倾的特征,1号、2号反转背斜带(位置见图1)于该时期形成,轴迹延伸分别约100 km与40 km<sup>[6]</sup>;在反转期,陆上广大地区上新统及之上地层遭受强烈剥蚀而持续为向东推进的三角洲提供物源,在东部海域沉积了较厚的上新统及第四系。

## 3 油气成藏特征

### 3.1 烃源岩特征

中新统烃源岩是打拉根盆地的主力烃源岩(图2),它为海退期沉积的一套由煤层、暗色泥岩和碳质泥岩所组成的有机质丰度较高的煤系烃源岩,其发育主要与三角洲平原沼泽和海岸平原沼泽相关,目前已发现的油气主要是该套烃源岩的贡献。烃源岩显微组分显示中新统烃源岩富含陆生高等植物来源的有机质,有少量藻类、浮游生物等低等海相生物。有8口钻井揭示了该套烃源岩,有机质类型为Ⅱ—Ⅲ型,有机碳含量为0.5%~6.5%,氢指数为30~600 mg/g,为优质烃源岩,已进入成熟阶段。

另有资料推测盆地始新统发育中深湖相烃源岩<sup>[3]</sup>,由于钻井未钻遇,加上地震剖面深层成像效果差、分辨率低,目前尚不能识别出断陷湖盆的结构及地层

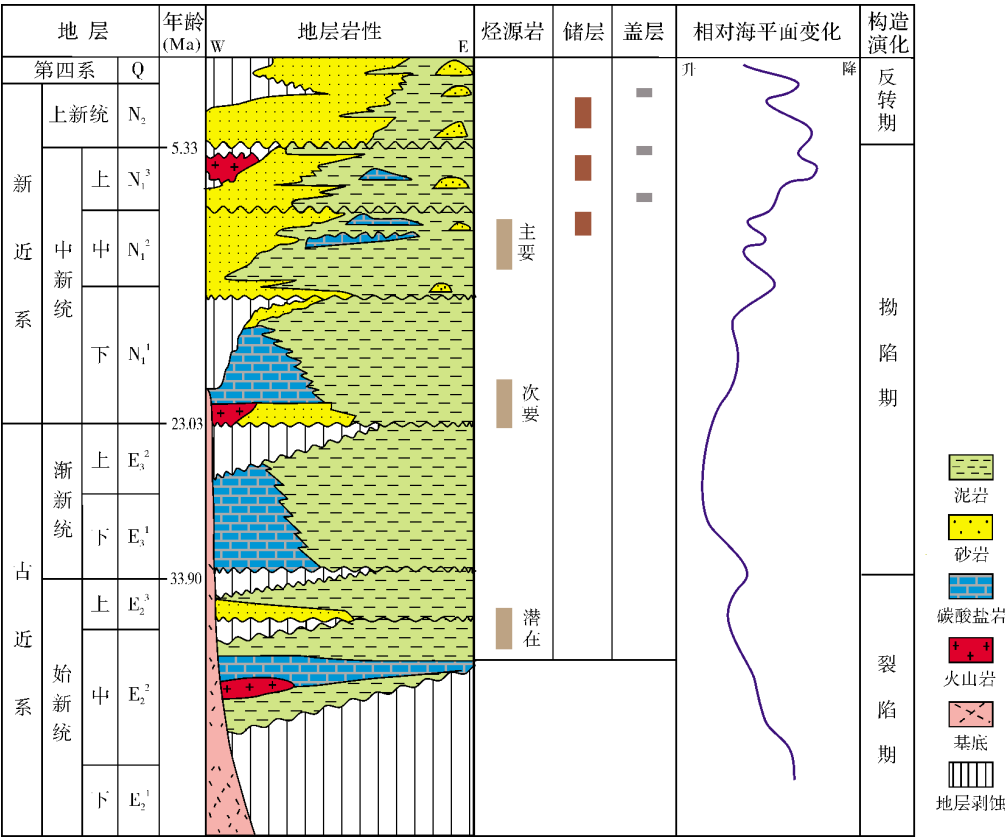


图2 打拉根盆地地层综合柱状图

展布特征,所以始新统烃源岩可作为潜在的烃源岩,有待证实。

3.2 储盖特征

打拉根盆地存在两套储盖组合(图2):中新统和上新统的三角洲砂岩与海相泥岩组合;深水浊积砂岩与海相泥岩组合。

中新统和上新统的三角洲砂岩为主力储层,多期交错叠置的三角洲砂体呈席状展布,埋藏较浅,成岩作用不强,孔渗性好,主要分布在盆地中部。上新统三角洲砂体分布广,厚度大,储层物性最优,单砂体厚度为2~25 m,孔隙度为15%~25%,渗透率为(30~900)×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>。自中新世以来,在三角洲向海推进的过程中,发生过几次短暂的海侵事件,沉积环境转变为滨浅海,期间沉积的海相泥岩作为主要的层间盖层,具备较强的油气封盖能力,可与中新统和上新统储层构成良好的储盖组合。

盆地深水区存在一套浊积砂岩与半深海—深海相泥岩组成的储盖组合。在中新世末期,相对海平面

快速下降,砂体沿海底峡谷被搬运到上陆坡,形成物性良好的浊积砂岩储层,钻井揭示中新统浊积砂岩孔隙度为20%~26%,可与海相泥岩构成优质的储盖组合。

3.3 油气藏类型

在构造区带研究的基础上,按照圈闭类型,打拉根盆地油气藏可分为反转背斜型、断块型与逆冲背斜型等3类(图3)。

反转背斜型 上新世区域挤压作用在盆地陆上形成一系列沿NW—SE向近平行分布的反转背斜带,在上新统与中新统发育反转背斜圈闭。Sembakung气田(位置见图1)属该类型,它受双向断裂夹持,局部发育调节断裂,背斜构造形态明显(图3a),油气富集在背斜核部。

断块型 中新世至上新世三角洲持续发育,携带大量沉积物在陆架区迅速堆积,在重力作用下形成断阶式组合的生长断裂,伴生的掀斜断块圈闭成为油气主要的聚集场所。Badik气田为上新统断块

型气藏,油气富集在上升盘断块中(图3b)。

逆冲背斜型 随着陆架区沉积负载逐渐加重,沉积物开始沿中新统泥岩滑脱面向深水区滑动,形

成逆冲褶皱。上新统和中新统普遍发育逆冲背斜,背斜翼部陡立而地层厚度大,核部平缓而地层厚度薄。

Tulip气田属该类型(图3c),油气富集在背斜核部。

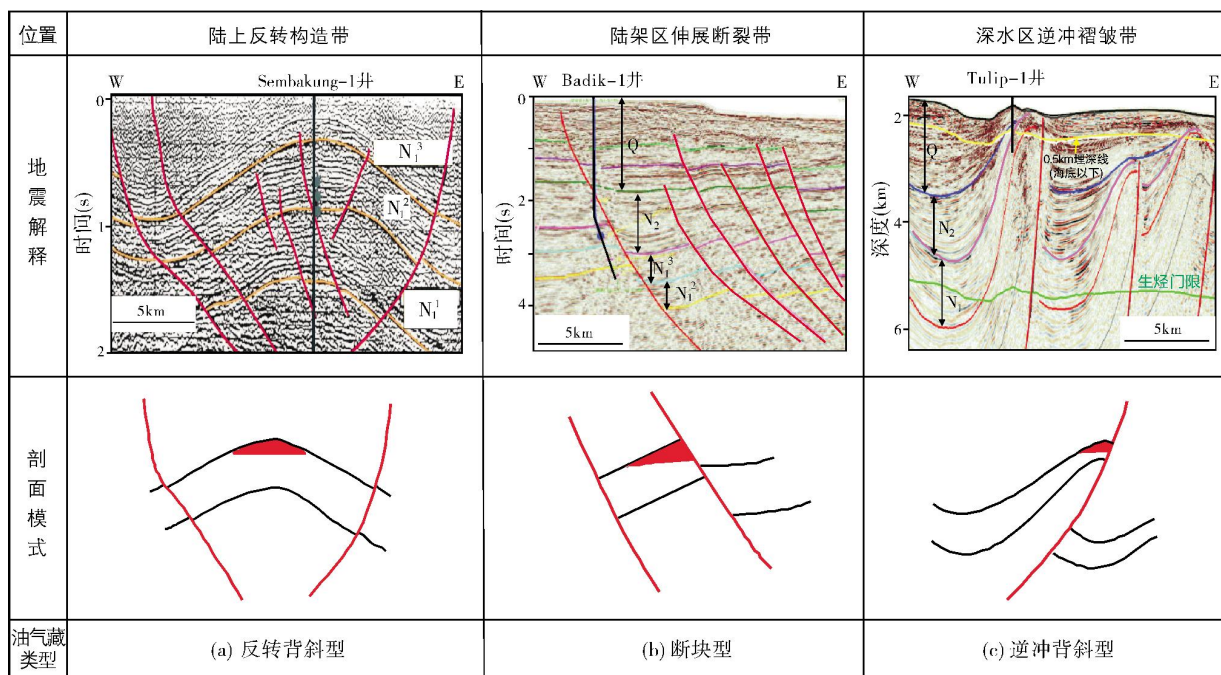


图3 打拉根盆地各区带油气藏典型特征

#### 4 油气成藏主控因素

油气成藏受烃源岩、储盖组合、圈闭、运移和保

存条件等因素影响,对打拉根盆地而言,烃源岩和输导体系对油气成藏的控制更为显著,属于烃源岩与输导体系联合控藏(图4)。

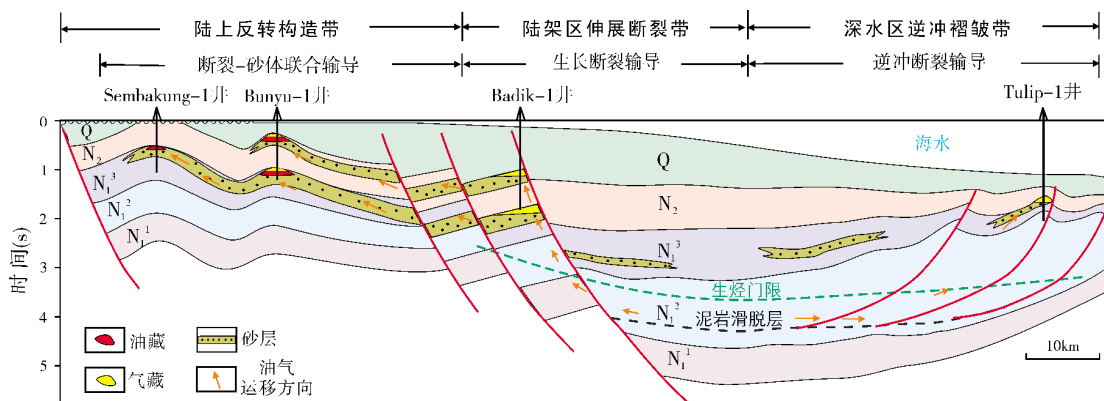


图4 打拉根盆地油气成藏模式

##### 4.1 油气主要富集在生烃中心附近的有利构造

烃源岩控制油气的分布格局,生烃中心附近的有利构造是油气聚集的有利场所,相关理论已在众

多盆地油气勘探实践中得到证实<sup>[8-10]</sup>。根据已掌握的钻井、地震及地化资料,可以确定打拉根盆地生烃中心的主体位于现今陆架区中部(图1),陆上及陆坡区有小范围分布。生烃中心附近的油气储量占盆地总储量的86%,可采储量大于100MMBoe的5个油气田



全部位于生烃中心内或紧邻生烃中心,这表明烃源岩对油气富集的控制十分明显。总体上,生烃中心控制着油气富集区域,附近的反转背斜、伸展断块以及逆冲背斜油气富集程度最高。

**陆上反转构造带** 位于生烃中心的西部(图1,图4),油气可通过断裂和砂体进行短距离运移再聚集,该区带油气富集程度非常高,共发现34个油气田,主要为反转背斜型油气藏,累计可采储量占总储量的60%。

**陆架区伸展断裂带** 位于生烃中心的正上方(图1,图4),油源条件最好,生长断裂可沟通下伏成熟烃源岩,油气富集在与断裂伴生的掀斜断块中,该区带目前仅发现两个油气田,均为断块型油气藏,可采储量占总储量的16%,其中包括盆地储量规模最大的Badik油气田,这说明伸展断裂带是一个重要的油气富集区。

**深水区逆冲褶皱带** 位于生烃中心的东部(图1,图4),油源条件较好,发育逆冲背斜构造,目前发现的两个深水油气田均靠近生烃中心,可采储量占总储量的10%。

此外,远离生烃中心也有少量油气发现,可能是源于生烃中心的油气经过长距离运移而成藏,或者由附近小规模洼陷内的烃源岩供烃成藏<sup>[5]</sup>,但由于缺乏资料,在此暂不作论述。

## 4.2 输导体系是不同区带油气成藏的主要控制因素

断裂是油气垂向运移的主要通道,砂体是油气侧向运移的主要通道,网毯式运聚<sup>[11]</sup>、“中转站”式运移<sup>[12]</sup>、T型运移等油气运移模式中都强调了断裂、砂体及其组合对油气成藏的控制作用<sup>[11-15]</sup>。打拉根盆地油气输导体系具有分带特征(图4);陆上反转构造带发育断裂和砂体联合输导体系,陆架区伸展断裂带发育正断裂垂向输导体系,深水区逆冲褶皱带发育逆断裂垂向输导体系,不同类型的输导体系控制着对应区带的油气成藏。

### 4.2.1 陆上反转构造带

断裂和构造砂脊是陆上油气运移的优势通道,油气主要富集在位于优势运移通道上的反转背斜中。

由于陆上反转构造带发育的烃源岩尚未成熟,不具备生烃条件,因此该带富集的油气来自东侧的

生烃中心。反转构造带与生烃中心交汇处生长断裂发育(图4),通源断裂下切入中新统成熟烃源岩,断裂自中新世中期开始持续活动,可将油气源源不断地输送到中新统和上新统砂体中,并沿砂体侧向运移。中新世至上新世期间三角洲自西向东推进,多期三角洲砂体相互叠置(图4),形成了分布连续、范围广阔的席状砂体,目前共有13口井钻遇中新统和上新统两套三角洲砂体,埋深3 000 m左右的储层,测井解释孔隙度为15%~25%,埋深4 000 m左右的储层孔隙度为9%~19%,渗透率为 $(30\sim900)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,具有非常高的孔隙度和渗透率,应具备较强的油气侧向输导能力。油气经过断裂垂向输导和砂体侧向输导,最终运移至陆上反转背斜带,在反转背斜圈闭中聚集成藏。

值得注意的是,油气沿通源断裂进入浅层砂体后,并非以发散式运移,而是沿着具有高砂地比的构造砂脊集中运移。上新世挤压作用形成多条NW—SE向分布的反转背斜带,反转带东部为三角洲砂体发育区,可形成构造砂脊,钻井揭示砂脊的中新统砂地比高达70%,上新统砂地比也达60%,具备优良的输导能力。1号、2号构造砂脊(位置见图1)向西北方向上倾,向东倾入生烃中心,这种砂体及其与烃源岩的配置关系非常有利于油气运移,而其他构造砂脊因偏离生烃中心而缺乏油气供给,所以1号、2号构造砂脊是陆上反转带油气侧向运移的优势通道。已发现的油气藏集中分布在1号、2号构造砂脊(图1)上,其中,位于2号砂脊上的Bunyu油田在上新统和中新统均获得油气发现。由于向西地层剥蚀程度加大,因此西部的Sembakung油田仅在中新统获得油气发现(上新统遭受剥蚀)。综合分析认为,断裂(垂向)和构造砂脊(侧向)联合输导体系是陆上反转带油气成藏的主要控制因素,构造砂脊上的上新统和上新统( $N_1^3$ )反转背斜是油气最有利的聚集场所。

### 4.2.2 陆架区伸展断裂带

生长断裂是陆架区油气运移的优势通道,油气主要富集在与通源断裂相关的断块中。

陆架区伸展断裂带位于生烃中心正上方,它的油气源条件最优越,断裂可在垂向上沟通烃源岩与储层而成为油气运移的主要通道。中新世以来三角洲持续发育,陆架区沉积物负载一直增大,导致重力成因的生长断裂持续活动,这有利于油气运移。盆地

模拟结果证实,排烃高峰为上新世—更新世,这期间通源断裂持续活动,与排烃期次形成良好的配置关系,在排烃高峰阶段将油气输送至中新统和上新统储层。伸展断裂带已发现的油气藏全部分布在生长断裂附近,属于断块型油气藏。**Badik** 气田被生长断裂和调节断裂夹持(图 4),气藏位于生长断裂上升盘,断块向西上倾,东侧下降盘地层厚度明显增大,反映出断裂对沉积的控制作用及长期活动的特征,这也说明生长断裂作为油气运移通道的有效性以及对油气富集的重要控制作用。

#### 4.2.3 深水区逆冲褶皱带

逆冲断裂是深水区油气运移的优势通道,油气主要富集在逆冲背斜圈闭中。

随着陆架区沉积物负载加重,重力扩展机制下,三角洲沉积物沿中新统泥岩滑脱面向深水区滑动,在滑脱体系前缘带产生反向的、低角度的逆冲断裂和逆冲背斜<sup>[16-18]</sup>,在平面上成排成带分布(图 1),西侧紧邻生烃中心,是深水区油气聚集的有利部位。深水区储层为浊积砂体(图 2),由于不同期次的浊积砂体被海相泥岩包裹,不易形成互相叠置连片的砂体输导层,故侧向输导能力差,而逆冲断裂属于重力滑脱成因,持续活动,具备输导性能,因此,油气可通过沟通烃源岩的逆冲断裂进行运移。临近生烃中心的 B 区块(位置见图 1)位于逆冲褶皱带内,区块内发育 20 个中新统逆冲背斜圈闭,已发现两个油气田,为逆冲背斜型油气藏(图 4),其中,**Tulip** 油气田为目前深水区最大的油气发现,可采储量 102 MMboe,油气主要富集在中新统,圈闭形成受逆冲断裂控制,断裂形态下缓上陡,下端倾入生烃中心,油气可沿断裂运移至逆冲背斜。这表明逆冲断裂是该带油气成藏的主要控制因素。

### 5 勘探潜力分析

陆上反转构造带已发现大量油气藏,油气成藏条件和配置关系优越,具备一定的勘探潜力,且靠近生烃中心,位于 1 号、2 号构造砂脊上的反转背斜是重点勘探目标(图 1,图 4)。研究认为,距离生烃中心越近,勘探潜力越大。当油气沿构造砂脊运移时,由于运移距离越远,油气散失量越大,故远离生烃中心的反转背斜圈闭可能会面临油气充注不足或者不能成藏的风险。此外,反转构造带西部上新统及之上地

层遭受强烈剥蚀,早期形成的油气藏与圈闭被破坏,也降低了该区带的勘探潜力。

陆架区伸展断裂带勘探潜力最大,与通源断裂伴生的断块可作为主要的勘探目标(图 1,图 4)。区带位于生烃中心正上方,油气源条件最优,通源断裂作为油气运移的优势通道,输导能力强,断裂活动与排烃时间匹配,总体成藏条件十分优越。该区带油气勘探应关注断裂的侧向封堵问题,虽然已发现了两个断块型油气藏,但是断裂侧向封堵条件仍然是影响油气成藏的重要因素。

深水区逆冲褶皱带具有较大的勘探潜力,浊积体系中的逆冲背斜是主要的勘探目标(图 1,图 4)。目前该区带内已发现的油气田数量少,储量规模不大,这主要是因为深水区的油气勘探刚刚起步,对油气成藏的认识还不够深入。逆冲背斜带油气成藏条件优越,靠近生烃中心,浊积砂岩储层物性好,被厚层海相泥岩包裹,储盖配置关系好,应具有一定的勘探前景。

总体上,陆架区伸展断裂带油气成藏条件最优,勘探潜力最大,深水区逆冲褶皱带勘探潜力次之,陆上反转构造带具有一定的勘探潜力。

### 6 结 论

打拉根盆地新近系油气成藏属烃源岩和输导体系联合控藏,不同构造区带的成藏条件有别。

陆上反转构造带邻近中新统煤系烃源岩的生烃中心,断裂以及上新统与上中新统的砂体是油气运移的优势通道,油气主要富集在构造砂脊上的反转背斜圈闭中。陆架区伸展断裂带位于生烃中心之上,生长断裂是油气运移的优势通道,油气主要富集在断裂所夹持的断块中。深水区逆冲褶皱带临近生烃中心,逆冲断裂是油气运移的优势通道,油气主要富集在与断裂相关的逆冲背斜中。

陆架区伸展断裂带勘探潜力最大,深水区逆冲褶皱带勘探潜力次之,陆上反转构造带具有一定的勘探潜力。

#### 参考文献

- [1] IHS. Oil & gas field, reservoir & reserves data (2012) [DB/OL]. <http://www.ihs.com/products/oil-gas-information/field-reservoir-data>.
- [2] Satyanaa A H, Nugroha D, Surantoko I. Tectonic controls on the hydrocarbon habitats of the Barito, Kutei, and Tarakan

- Basins, Eastern Kalimantan, Indonesia: Major dissimilarities in adjoining basins[J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 1999, 17 (1/2): 99-122.
- [3] Wight A W R, Hare L H, Reynolds J R. Tarakan Basin, NE Kalimantan, Indonesia: A century of exploration and future potential[J]. *Geological Society of Malaysia, Bulletin* 33,1993: 263-288.
- [4] Akuanbati H, Rosandi T, Samuel L. Depositional environment of the hydrocarbon-bearing Tabul, Santul and Tarakan Formations at Banyu island, NE Kalimantan[C]//Indonesian Petroleum Association. 13th Annual Convention Proceedings(Volume 1), 1984: 425-442.
- [5] Biantoro E, Kusuma M I, Rotinsulu L F. Tarakan Sub-basin growth faults, NE Kalimantan: Their roles in hydrocarbon entrapment[C]// Indonesian Petroleum Association. 25th Annual Convention Proceedings(Volume 1), 1996: 175-189.
- [6] 石洪宇. 打拉根盆地石油地质条件和成藏规律分析[D]. 北京:中国地质大学(北京),2013.
- [7] 李冬,胡孝林,郭刚,等. 印尼加里曼丹岛东部主要含油气盆地油气富集差异[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2016, 36(4): 129-134.
- [8] 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.
- [9] 张功成. 源热共控论[J]. *石油学报*, 2012, 33(5): 723-737.
- [10] 赵文智,邹才能,汪泽成,等. 富油气凹陷“满凹含油”论——内涵与意义[J]. *石油勘探与开发*, 2004, 31(2): 5-13.
- [11] 张善文,王永诗,石砥石,等. 网毯式油气成藏体系——以济阳拗陷新近系为例[J]. *石油勘探与开发*, 2003, 30(1): 1-9.
- [12] 邓运华. 裂谷盆地油气运移“中转站”模式的实践效果——以渤海油田第三系为例[J]. *石油学报*, 2012, 33(1): 18-24.
- [13] 胡孝林,刘琼,范洪耀,等. 北非阿尔及利亚叠合盆地油气成藏特征及主控因素分析[J]. *中国海上油气*, 2013, 25(6): 36-42.
- [14] 刘华,蒋有录,徐昊清,等. 冀中拗陷新近系油气成藏机理与成藏模式[J]. *石油学报*, 2011, 32(6): 928-935.
- [15] 李才,尤丽,朱继田,等. 琼东南盆地深水区中央拗陷断裂体系及其对油气成藏的控制[J]. *海相油气地质*, 2016, 21(1): 73-78.
- [16] 王玉柱,杨克绳. 从地震看重力侧向滑动构造与油气——兼论马西逆同生断层不是反转构造[J]. *海相油气地质*, 2009, 14(1): 26-32.
- [17] 马杏垣,索书田. 论滑覆及岩石圈内多层次滑脱构造[J]. *地质学报*, 1984, 58(3): 205-213.
- [18] 李涛,胡望水,于水,等. 西非被动大陆边缘重力滑脱构造体系下的塑性构造[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2012, 137 (3): 69-76.

编辑:董庸

## Hydrocarbon Accumulation and Main Control Factors in Tarakan Basin, Indonesia

Guo Zhifeng, Hu Xiaolin, Guo Gang, Li Dong

**Abstract:** Tarakan Basin, as an important basin in Indonesia with abundant oil and gas resource, is divided into three zones from land to sea, namely inversion structure belt on land, extensive fault belt on continental shelf, and thrust belt in deep water, with respective features of hydrocarbon accumulation and distribution. It is concluded that hydrocarbon accumulation is controlled by both source rock and conduit system in Tarakan Basin. Oil and gas are mainly concentrated in favorable structures near the center of hydrocarbon generation in the shelf zone, where the Miocene coal strata is the major source rock. The conduit system is the main controlling factor for hydrocarbon accumulation in different zones. Fractures and structural sand ridges are the dominant pathway for hydrocarbon migration in the inversion structure belt, and hydrocarbons are mainly concentrated in the Pliocene and Upper Miocene structural sand ridges. The growth fault is the dominant pathway for oil and gas migration in the extended fault zone on the continental shelf, and oil and gas are mainly concentrated in the Pliocene and Upper Miocene fault blocks. Thrust faults are the dominant pathway in the thrust zone in deep water, and hydrocarbons are mainly enriched in the Pliocene thrust anticline. According to the order of exploration potential, the extensive fault belt on the continental shelf is the largest, followed by the thrust-fold belt in deep water, and the inversion structure belt on land again.

**Key words:** Pliocene; Hydrocarbon accumulation; Control factors; Conduit system; Exploration potential; Tarakan Basin; Indonesia

Guo Zhifeng; PhD, Geological Engineer. Add: CNOOC Research Institute Ltd., 6 Taiyanggong South Str., Chaoyang District, Beijing 100028, China