

南海北部琼东南盆地深水区陵水凹陷南部 油气成藏条件

郭明刚¹, 苟再辉², 孙志鹏¹, 朱继田¹, 何丽娟¹, 江汝锋¹, 李涛¹

(1 中海石油(中国)有限公司湛江分公司研究院; 2 中国石油西南油气田分公司信通中心川北总站)

摘要 勘探已证实陵水凹陷浅层新近系发育中央峡谷莺歌海组—黄流组有效天然气成藏组合。渐新统崖城组煤系是陵水凹陷的主力气源岩, 也可为陵水凹陷南部提供烃源。渐新统上部陵水组一段—中新统下部三亚组二段发育扇三角洲、浊积水道、海底扇砂岩储层, 砂体富集的主控因素是凹陷边界断裂转换带、断阶带及构造坡折。陵水凹陷南部具有晚期成藏的特点, 陵水凹陷生成的烃类通过断裂、砂体向南侧发生垂向与侧向运聚。综合储层、运移及圈闭条件等因素, 优选出陵南斜坡反向断阶构造带为有利勘探区带。

关键词 琼东南盆地; 陵水凹陷; 深水沉积; 砂岩储层; 油气运移; 油气成藏

中图分类号 TE122.1

文献标识码 A

1 概况

近年来, 南海北部深水区成为了中国海上油气勘探的热点地区^[1], 琼东南盆地深水区的陵水凹陷(图1)得益于勘探的不断投入和对外合作的不断推动所获得的突破性发现, 证实了陵水富生烃凹陷及浅层新近系中央峡谷莺歌海组—黄流组有效成藏组合(图1, 陵水A气藏), 开启了深水区油气发现的序幕。多轮次的盆地模拟表明, 陵水富生烃凹陷天然气资源潜力巨大^[2-3], 目前所揭示的中央峡谷领域的气藏只是这个富生烃凹陷天然气潜力的一角, 深层的油气勘探仍然值得探索。

对深水区的成藏条件分析表明, 凸起及其倾没端是深水区勘探的最重要领域之一^[4]。本次研究区——陵水凹陷南部, 主要包括陵南低凸起、陵水凹陷南部斜坡以及松南低凸起西部(图1), 整体呈NE—SW向条带状, 东窄西宽, 西部和东部的低凸起区以边界深大断裂为限、中部则以斜坡形式与陵水凹陷相连。研究区主体位于陵水富生烃凹陷中央峡谷南面, 水深1 100~1 800 m, 面积4 778 km²。研究区位于已发现油气藏附近, 油气资源丰富, 多种类型有

利圈闭发育, 预示着该区可能将是另外一个油气聚集有利带。

受到地震资料稀疏、钻井较少等因素的影响, 陵水凹陷南部的勘探、研究程度较低, 主要体现在对烃源岩分布、储层展布特征以及油气主要运移方向的认识不足。目前, 研究区内仅有钻井1口(LSG-1-1井, 图1), 未发现油气。对区内及其周缘多口探井(陵水A气藏的探井、松南低凸起东部YLB-1-1井、北礁凹陷YLA-1-1井)的分析表明, 探井失利的因素主要在于储层和运移, 因此, 储层和运移条件是研究区内油气成藏的关键^[5]。本文通过对已钻井的分析, 结合地震资料(二维为主, 少量三维), 分析了陵水凹陷南部的油气成藏条件, 建立了成藏模式, 并优选出有利区带, 希望为下一步天然气勘探提供依据。

2 地质背景

琼东南盆地位于海南岛以南海域中, 是一个在南海北部准被动大陆边缘前新生代基底上发育起来的裂谷型含油气盆地^[1,6], 面积约6×10⁴ km²。新生代演化史可划分为裂陷阶段和裂后阶段(又可细分为热沉降期、加速沉降期)(图2), 相对应的沉积是一个

收稿日期: 2014-11-10; 改回日期: 2015-12-04

本文受“十三五”国家科技攻关重大专项“琼东南盆地深水区大中型气田形成条件及勘探关键技术”(编号: 2016ZX05026-002)资助

郭明刚: 1974年生, 工程师, 1997年毕业于中国石油大学(北京)地球科学系, 主要从事石油地质综合评价。通讯地址: 524057 广东省湛江市坡头区中海石油(中国)有限公司湛江分公司研究院; E-mail: guomg@cnooc.com.cn

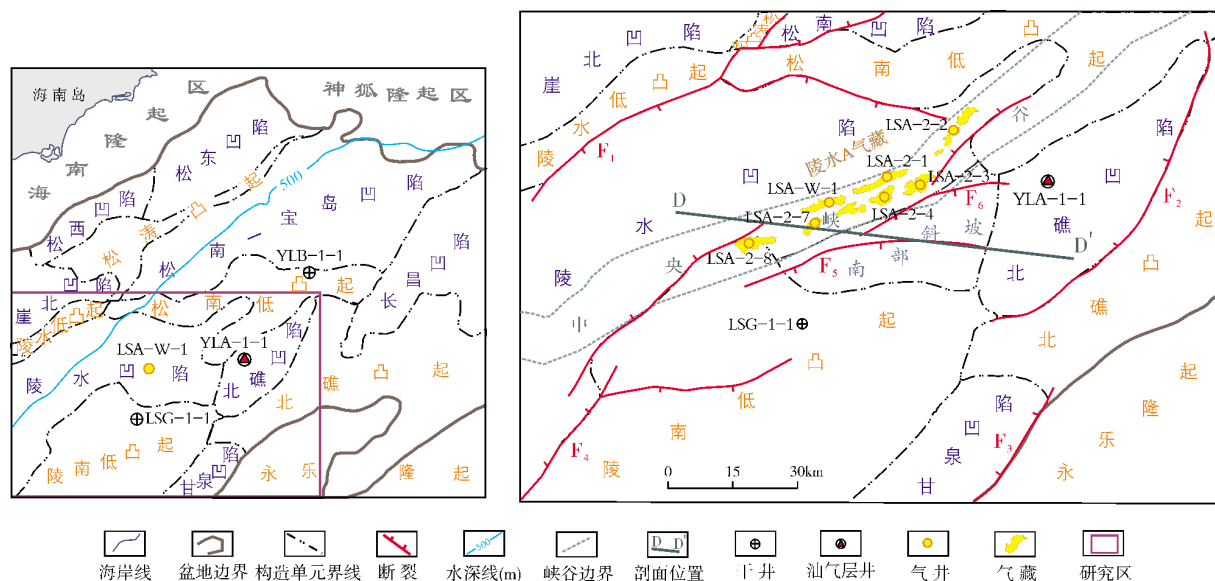


图1 琼东南盆地构造区划及浅层新近系中央峡谷气藏分布

由陆相向海相沉积演变的过程,中中新世末期,区内实现了浅海向深海沉积的转变^[4,7]。早渐新世大范围的海侵,陵水凹陷南部开始接受沉积,沉积了崖城组—陵水组;中新世早期断裂活动基本停止,进入裂后热沉降阶段,沉积了三亚组—梅山组;晚中新世陆坡形成,深水区进入快速沉降阶段,一直到现今,整体处于半深海环境^[8],沉积了中新统黄流组—第四系乐东组。

位于琼东南盆地深水西区的陵水凹陷(图1)是一个高温超压发育的凹陷^[5,9-10],凹陷面积4 652 km²。近年来陵水凹陷内陆续钻探了多口探井,揭示了新近系黄流组—莺歌海组中发育的海底扇和中央峡谷储盖(成藏)组合,研究认为凹陷的主要烃源岩是崖城组煤系地层,以生气为主,近源、垂向、就近成藏是有效的成藏模式^[9,11-12]。

在本次研究区内,陵南低凸起位于陵水凹陷南部,以F₄边界断裂与陵水凹陷相接(图1),面上呈菱形,面积3 118 km²;松南低凸起西部是位于陵水凹陷与北礁凹陷之间的鼻状构造带,以断裂与陵水凹陷相接(图1),面积760 km²,向西倾没于陵水凹陷斜坡区。这两个低凸起的发育均受到边界断裂的控制,它们是从始新世就存在的继承性的古高地,内部主要发育有NE—SW向断裂。

研究区内陵水凹陷东区的南部斜坡,与北礁凹陷的北斜坡相邻(图1),面积900 km²。斜坡区主要发育两组雁列的NE—SW向反向断裂,地层沉积受到南北两侧的凹陷边界断裂及同期的斜坡内部反向断裂的联合控制;斜坡区反向断裂的活动持续到中新世早期,控制了局部崖城组—陵水组沉积,并沿断裂发育了一系列的披覆构造。

3 烃源条件

始新统和渐新统崖城组是陵水凹陷主要的烃源岩层系,其中崖城组煤系地层是凹陷的主要气源岩,始新统中深湖相泥岩是主要油源岩^[6,13-15],由于油源岩埋藏深,已经过成熟,凹陷则以找气为主,这已经得到了钻探证实。邻区钻井资料、盆地模拟^①表明,陵水凹陷崖城组煤系地层具有有机质丰度高(TOC为0.6%~21%),大部分已经成熟($R_o > 1.3\%$),生气量大($38.96 \times 10^{12} \text{ m}^3$),生气强度高($39 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$)的特点,目前整个盆地已发现的天然气均来自该套烃源岩。

“十二五”课题最新研究成果^②表明,陵水凹陷南部崖城组煤系地层预测分布面积约1 300 km²,平均厚度约300 m,但由于地层埋藏浅(尽管水深大,超过1000 m),有机质多未成熟,故研究区仍需陵水凹陷已成熟的煤系烃源岩来供烃。

① 王利杰,孙万华,等. 北礁凹陷北部缓坡构造带永乐19-1构造评价及井位建议[R]. 中海石油(中国)有限公司湛江分公司,2012.

② 王振峰,孙志鹏,黄保家,等. 南海北部深水区潜在富生烃凹陷评价[R]. 中海石油(中国)有限公司湛江分公司,2016.

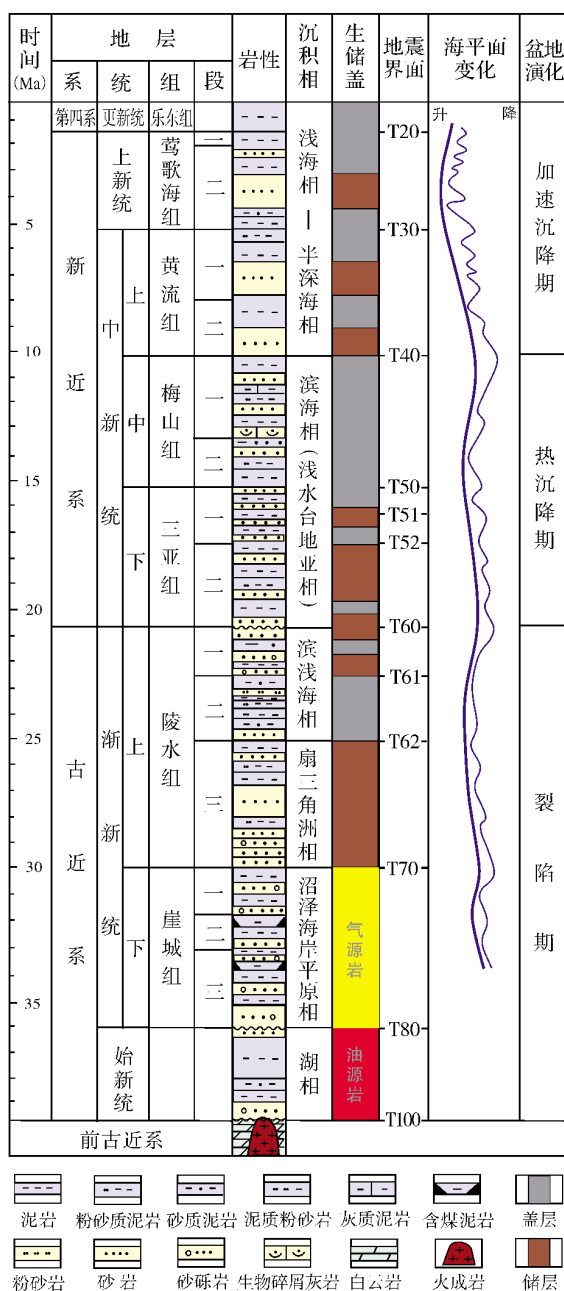


图2 琼东南盆地地层柱状图

4 储层条件

勘探研究表明,琼东南盆地崖城组砂岩由于埋深大、成岩时间长、成岩程度高,故岩性致密(YLA-1-1井崖城组砂岩多为致密干层)。对深水区的区域沉积分析表明,中中新世及其以后,北礁凸起和永乐隆起基本被海水淹没,陵水凹陷南部整体位于远离物源的半深海环境,除了中央峡谷这个以西部物源

为主的沉积体系^[16]外,整体储层不发育。渐新世晚期—中新世早期是研究区主要的储层发育期^[17],特别是位于T60二级层序界面(区域角度不整合面)(图2)上下的陵水组一段和三亚组二段是主要的储层发育层系,这一时期虽然古隆起部分被海水淹没,但存在众多的孤岛,它们可以提供物源。具体来讲,研究区发育的古地貌样式包括地貌脊、槽、沟谷、断裂转换带和断阶带,它们在空间上的不同组合构成了古物源供给系统,决定了砂体的发育位置、富集程度以及内部构成和充填样式。

4.1 断裂转换带和断阶带控制陵水组一段砂岩展布

研究区以及永乐隆起区陵水组一段沉积存在两种控砂模式:断裂转换带控砂模式^[18]和断阶带控砂模式^[19](图3)。

陵南低凸起的古近系砂体分布主要受到呈近NE—SW向的F₂、F₃两条断裂构成的断裂转换带控制(图3)。位于转换带两侧、分别受F₂和F₃断裂控制的北礁凸起和永乐隆起地势高,在转换斜坡处则形成低洼带,两侧隆起区的母岩,经风化剥蚀形成粗碎屑物质,经由NE—SW向水系沿转换斜坡搬运进入陵南低凸起区沉积(图3,模式1)。顺着转换斜坡,可以见到坡上发育有陵水E-1_{hd}高位三角洲,面上呈扇形(图3)。地震剖面上(图4)T52—T61之间前积反射特征明显,中等—强反射,但向北推进距离有限,未到达陵南低凸起北部;剖面上也可见到从永乐隆起到陵南低凸起有多个受到早期断裂控制形成的古地貌高,且每一个古地貌高附近都发育强振幅异常体,反映有砂体被“捕获”沉积下来;越靠近陵南低凸起北部,反射越弱,最后变成弱—空白反射(图4),反映出以细粒沉积为主,粗碎屑物质已经很难推进到此地了。

陵水凹陷南部斜坡区的物源,推断来自东侧F₂断裂上升盘的北礁凸起。断块的抬升和侵蚀可为邻近断陷区提供好的砂源,并且形成分水岭或排水障壁,从而控制砂体的分布^[19]。砂体的展布受到古凸起—断阶—古沟谷的联合控制,特别是断阶为主要的控制因素,在北礁凸起到北礁凹陷之间形成了源—沟—(扇)三角洲体系(图3,模式2),砂体沿北礁凹陷内发育的浊积水道向西推进到陵水凹陷南部斜坡区,受到斜坡区反向断阶形成的古地貌高影响而

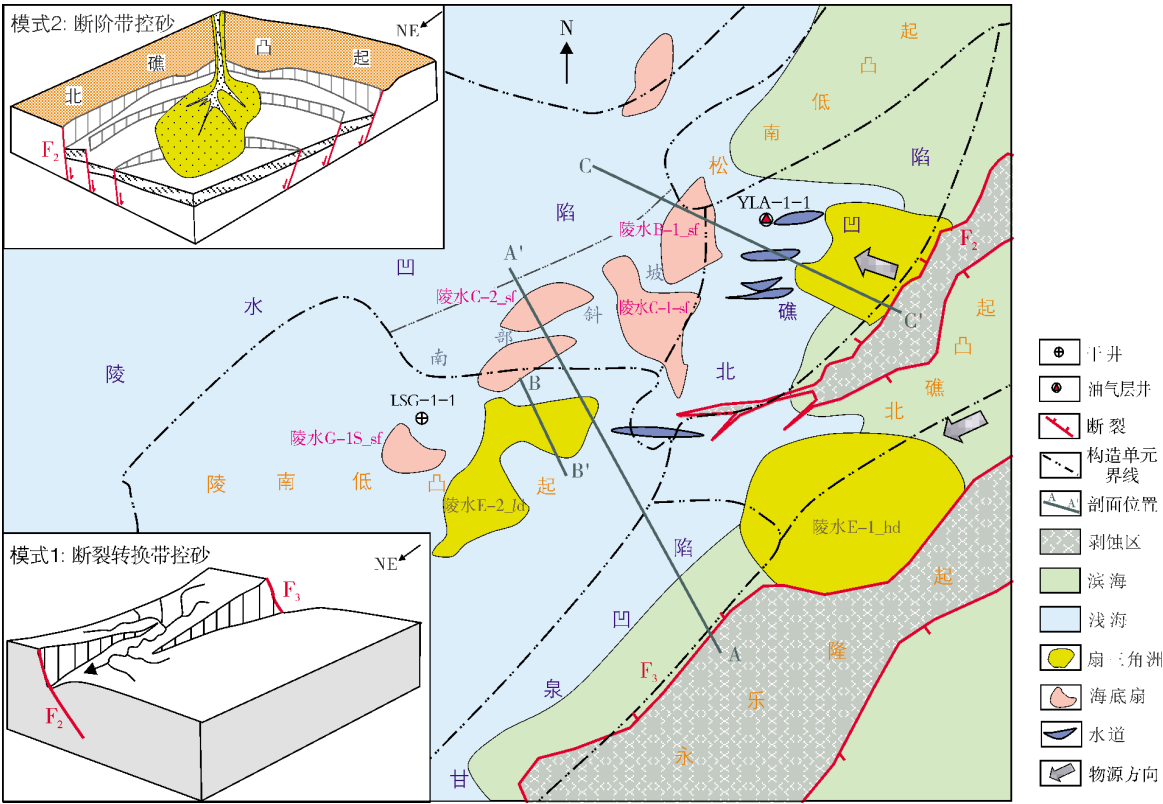


图3 陵水凹陷南部及永乐隆起区渐新世晚期控砂模式图

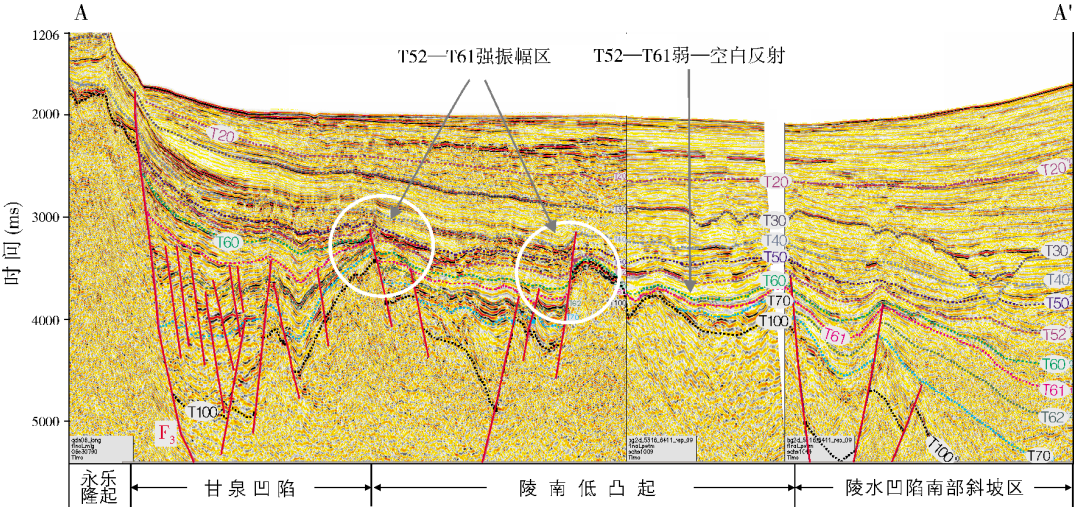


图4 永乐隆起—陵南低凸起—南部斜坡区典型地震剖面

A—A'剖面位置见图3; 反射层代号参见图2的地震界面

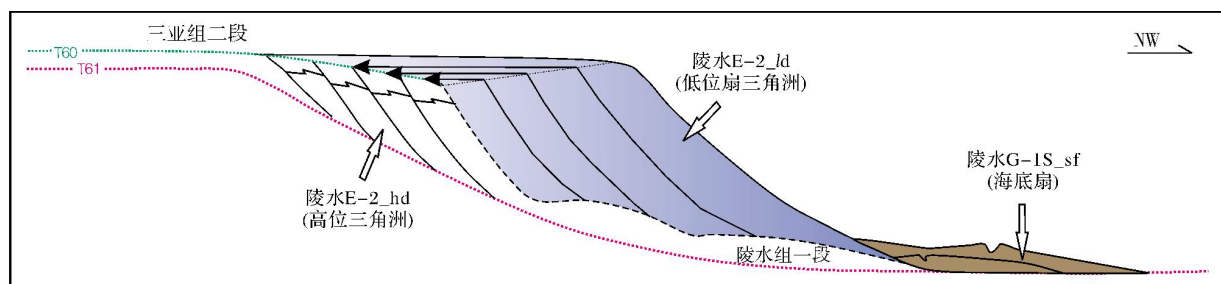
沉积下来,形成海底扇(图3)。地震地质解释表明,从北礁凸起到陵水凹陷南部斜坡形成了一个完整的源-沟-(扇)三角洲-浊积水道-海底扇沉积体系,海底扇规模为 56~128 km²,厚度为 50~200 m。

松南低凸起西部受古地形控制,渐新世晚期—中新世早期由于距离物源区远,物源输送通道未到达此区,整体处于浅海环境,故陵水组一段—三亚组二段储层不发育。

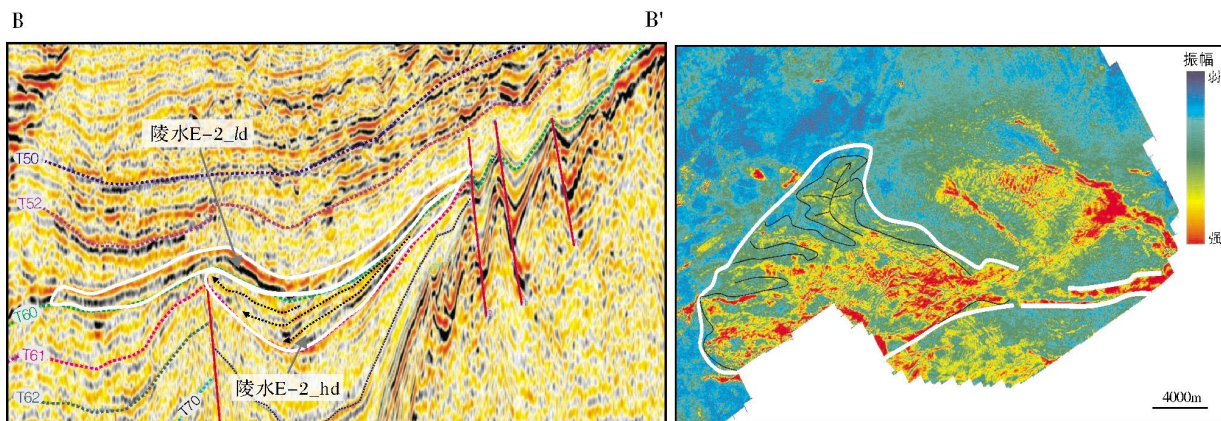
4.2 断裂转换带和构造坡折控制三亚组二段砂岩展布

中新世早期, 琼东南盆地中 F_2 和 F_3 断裂活动进入末期(参见图4), 陵南低凸起带的砂体分布继续受

到断裂转换带的控制。顺着转换斜坡, 可以见到坡上发育有陵水E-2_{ld}低位扇三角洲(图5a, 5b), 地震特征为低频、强振幅、连续反射。在扇三角洲的前方见有陵水G-1S_{sf}海底扇(图5a, 5c), 均方根振幅属性图上呈扇形强振幅区(图5c)。



(a) 渐新世晚期—中新世早期沉积模式图



(b) 典型沉积体地震解释剖面

(c) 陵水G-1S_{sf}分布区均方根振幅

图5 陵南低凸起中新统三亚组二段低位扇三角洲与海底扇地震地质综合分析

B—B'剖面位置见图3; 反射层代号参见图2的地震界面

北礁凸起陡坡带近凹陷一侧通常发育短源快速堆积的扇三角洲, 这些扇三角洲带来的粗碎屑物质, 在海水频繁进退、构造活动等多种因素的作用下, 被搬运到 F_2 断裂控制的南部坡折线以下, 形成海底扇沉积^[20], 在北礁凹陷—陵水凹陷南部斜坡形成了多点源、富砂型海底扇沉积(图3), 面积在48~88 km²之间, 厚度在60~200 m之间。地震地质研究表明, 坡折线以下发育有多个海底扇和浊积水道群, 海底扇在剖面上呈强振幅不连续反射(图6), 在层间均方根振幅图上呈扇形; 浊积水道在剖面上下切特征明显, 强振幅反射(图6), 在层间均方根振幅图上呈近东西向条带状展布。

位于陵水凹陷南部的渐新统上部—中新统下部(扇)三角洲、浊积水道、海底扇砂岩, 由于埋藏浅(海底以下埋藏深度小于2 000 m), 成岩程度低, 预测此地的储层物性好, 这一点已经得到邻区钻井YLB-1-1的证实(测井解释孔隙度大于30%, 为细砂岩水层)^③。

5 输导体系与运移

研究区陵水凹陷南部的陵水组一段—三亚组二段的输导体系格架由4部分组成: 断裂、底辟、输导层砂体、不整合面^[21]。穿层的断裂和底辟是直接沟通烃源的垂向运移通道, 特别是直接与成熟烃源岩相连通的长期继承性活动的深大断裂(如凹陷边界断裂

③ 何丽娟. 琼东南盆地深水区中央峡谷YL2-1-1井钻探成果分析及下步勘探建议[R]. 中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 2011.

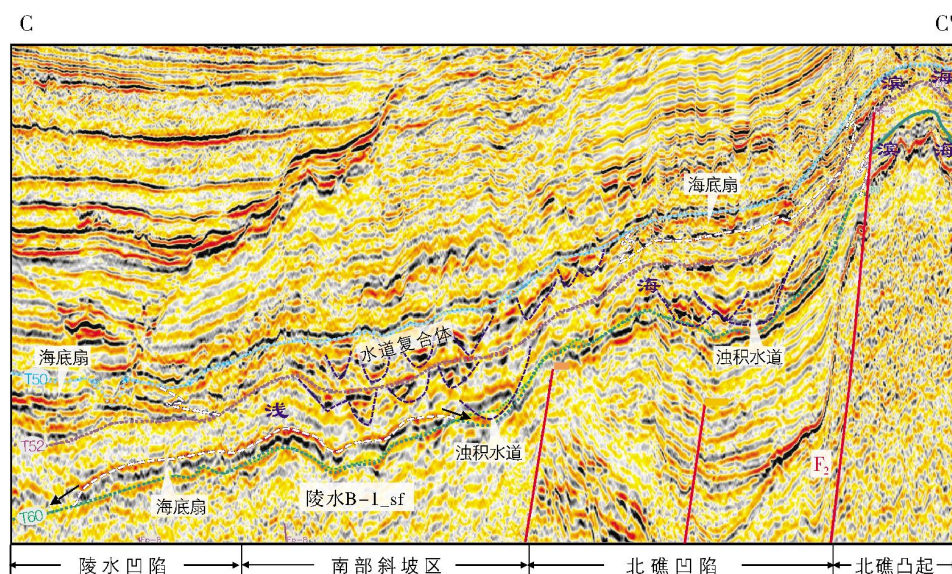


图6 研究区中新统三亚组海底扇和浊积水道群地震解释剖面

C—C'剖面位置见图3; 反射层代号参见图2的地震界面

等)和突发高能量活动的底辟,它们是烃类垂向运移的优势通道。输导层砂体和不整合面则构成了烃类侧向运移的通道体系,其中不整合面的输导能力很大程度上与界面上覆、下伏的输导层砂体有关,所以输导层砂体是侧向运移的关键,特别是沿构造脊的不整合面上下的大型输导层砂体,更是油气侧向运移的高速通道。

关键时刻(现今)的油气运移模拟表明,陵水凹陷南部是陵水凹陷油气侧向运移的有利指向区(图7),中央峡谷(位置见图1)下伏的底辟群是研究区油气垂向运移的主要通道之一,它们沟通了始新统、渐新统优质成熟气源岩,陵水组一段和三亚组二段是主要的侧向输导层系,陵水凹陷生烃中心的油气沿垂向+侧向的输导体系运移,在区内的三亚组—陵水组圈闭内聚集成藏,成藏模式属他源—垂向+侧向晚期成藏(图8)。

陵南低凸起输导体系格架是由沟通烃源的深大断裂或者底辟、古近系发育的削蚀不整合面(构造脊发育)和陵水组一段或三亚组二段输导层砂体构成,这是一种垂向运移+长距离侧向运移(10~60 km)的“T”型输导格架。陵水凹陷的深大断裂如 F_4 断裂(位置见图1),或者中央峡谷下面发育的底辟,构成了该区的油气垂向输导通道,古近系顶界(T60,削蚀不整合面)及其上下临近的砂体构成了油气侧向输导通道,而不整合面上发育有多条构造脊,这进一步

加强了油气的侧向输导能力。需说明的是,如前所述,陵南低凸起南部靠近 F_2 、 F_3 断裂的转换斜坡带,发育有陵水组一段和三亚组二段中等规模的(扇)三角洲、海底扇,由于这些砂体均远离陵水凹陷(图3)而未能与沟通烃源的垂向运移通道相接,故陵水凹陷南部如果要形成有效的油气聚集,烃类需沿陵南低凸起北部的不整合面向南作长距离侧向运移(图7)。

与陵南低凸起类似,松南低凸起西部的侧向输导通道中也缺失输导层砂体,有所不同的是,来自陵水凹陷的油气侧向运移的距离相对较近(10~30 km)。

陵水凹陷南部斜坡的输导体系格架是由底辟、陵水组一段和三亚组二段不整合面(构造脊发育)或输导层砂体构成,这是垂向运移+短距离侧向运移的“T”型输导格架。如前所述,北礁凸起—陵水凹陷南部斜坡陵水组一段—三亚组二段形成了横向范围分布广的(扇)三角洲—浊积水道—海底扇沉积体系,地层富砂,这极大地增强了陵水组一段和三亚组二段的油气侧向输导能力。另外,该区存在多条继承性发育的古构造脊(图7)。浅层中央峡谷的油气钻探已经证实,其下发育有天然气垂向运移的优势通道(底辟群),这些通道与陵水凹陷南部斜坡陵水组一段和三亚组二段的沿构造脊的富砂地层直接相连(图8),构成了本区的输导体系格架。统计表明,底辟群到南部斜坡平面最短距离小于10 km。

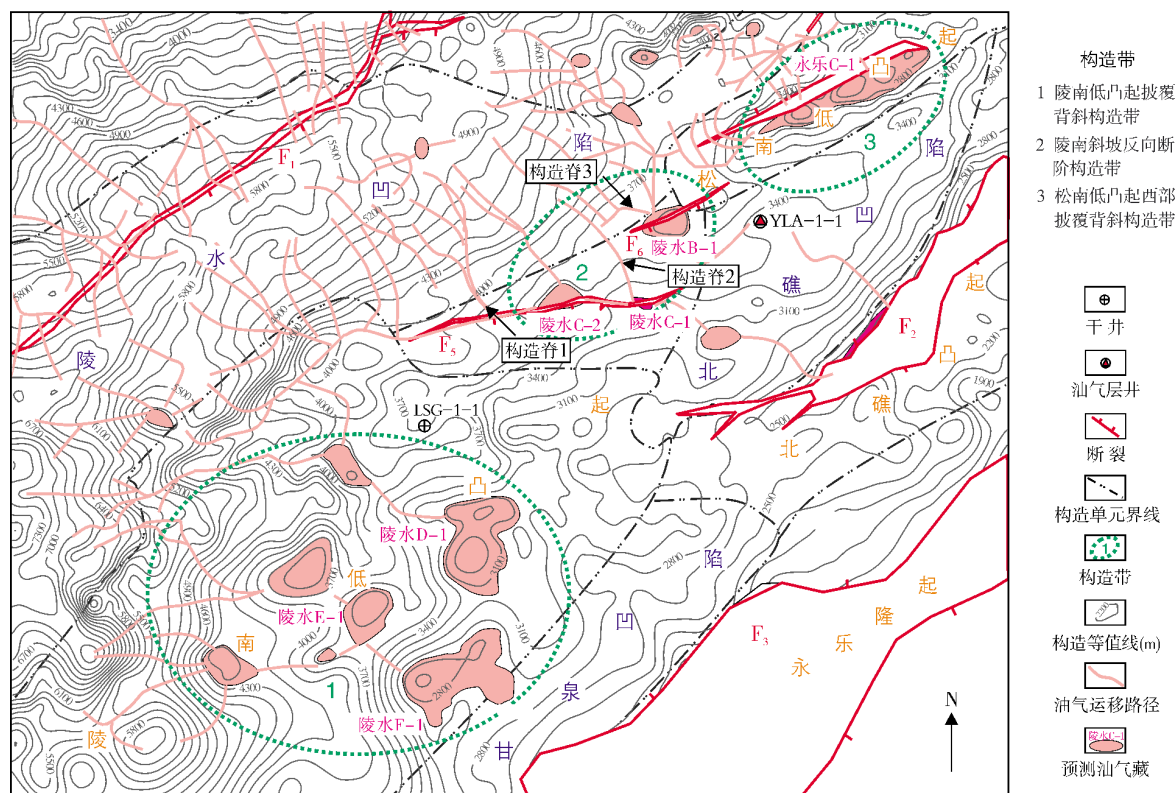


图7 研究区及周围陵水组一段顶油气运移路径图(现今)

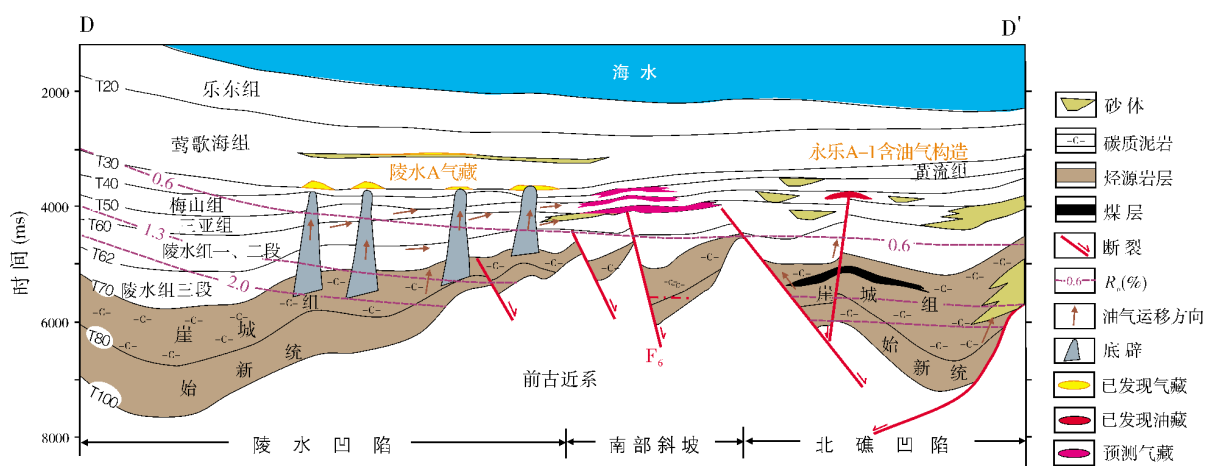


图8 陵水凹陷南部斜坡区油气成藏模式图

D—D'剖面位置见图1

6 有利区带

通过基底形态、断裂和构造特征分析,结合圈闭落实结果,可将研究区陵水凹陷南部划分为3个区带:陵南低凸起披覆背斜构造带,陵南斜坡反向断阶构造带,松南低凸起西部披覆背斜构造带(图7)。

陵南低凸起披覆背斜构造带 位于陵南低凸起,主要发育有陵水D-1、E-1、F-1等多个长期继承性发育的陵水组—三亚组(断)背斜(图7),圈闭垂向叠置好,面积10~60 km²。该带北部储层不发育,南部靠近转换斜坡带发育陵水组一段和三亚组二段(扇)三角洲、海底扇砂岩储层,其与上覆的浅海相泥

岩可构成很好的储盖组合。该构造带位于压力过渡带—常压带,为油气运移的有利指向区。如前所述,由于陵南低凸起北部缺乏输导层砂岩与构造脊配合,侧向运移(特别是远距离侧向运移)有风险,而且陵水凹陷东南部边界断裂和南部斜坡的反向断裂所造成的古地貌高位于有效烃源岩分布区与陵南低凸起披覆背斜构造带之间(图7),这进一步增加了油气向低凸起区侧向运移的难度。该带预测成藏模式为他源—垂向+长距离侧向运移晚期成藏,主要目的层系是三亚组二段和陵水组一段。区带潜在天然气资源量约 $3\,000\times 10^8\text{ m}^3$ 。典型目标是陵水E-1,距离已发现气藏50 km。

陵南斜坡反向断阶构造带 位于陵水凹陷南部斜坡,主要发育崖城组—三亚组披覆背斜圈闭,圈闭面积在 $10\sim 20\text{ km}^2$ 之间,走向NE—SW,被反向断裂切割;圈闭在渐新世早期开始发育,中新世中期定型;深层圈闭多分为南北两块,中浅层断裂没有破坏圈闭的完整性。该带距离供烃区较近,最短距离不超过10 km。陵水组一段—三亚组二段海底扇砂岩发育,储层物性好,砂体面积大,与断裂和圈闭配置好。输导体系格架由底辟+不整合面或输导体砂岩组成,具有3条长期继承性的古构造脊,分别与区带内的3个主要目标陵水C-2、陵水C-1、陵水B-1相连(图7),油气运移模拟表明,这三个圈闭均是有利的油气聚集目标。波阻抗反演^④表明,陵水C-1、陵水C-2的陵水组一段与三亚组目的层在绝对波阻抗上表现为低阻抗、强吸收特征,与邻区中央峡谷气藏的地震响应相似,这反映了该构造带内圈闭很可能已经成藏。预测该带成藏模式为他源—垂向+短距离侧向运移晚期成藏。区带潜在天然气资源量约 $2\,600\times 10^8\text{ m}^3$ 。典型目标陵水C-1,距离已发现的陵水A气藏LSA-2-4气井不超过10 km。

松南低凸起西部披覆背斜构造带 位于松南低凸起西部,主要发育崖城组—三亚组断背斜,圈闭数量少,类型好,规模较大,面积超过 150 km^2 。主要发育崖城组滨海相砂岩,埋藏深、年代老,成岩程度高,物性较差。该构造带位于压力过渡带—常压带,也是油气运移的有利指向区。该构造带处于低凸起的倾没端,距离已发现油气藏相对较近,但由于输导层砂岩欠发育,物性较差,油气侧向运移有一定风

险。预测该带成藏模式为他源—垂向+侧向运移晚期成藏,主要目的层系是崖城组。区带潜在天然气资源量约 $1\,500\times 10^8\text{ m}^3$ 。典型目标是永乐C-1,距离已发现气藏30 km。

根据研究区实际地质资料条件、油气成藏主控因素以及周边油气勘探现状等因素,本次研究确立了研究区的区带优选原则:(1)储层发育的区带(首选以陵水组、三亚组作为目的层的区带);(2)油气运移条件好的区带(近源性);(3)圈闭类型好、规模大的区带;(4)距离已发现油气藏较近、天然气勘探潜力大的区带;(5)烃类检测显示好的区带。经综合分析评价,研究区最有利的成藏区带是陵南斜坡反向断阶构造带:陵水组、三亚组海底扇储层发育,输导体系格架配置最好,油气运移最为有利,烃类检测异常明显,勘探潜力较大,距离已发现油气藏近。陵南低凸起披覆背斜构造带和松南低凸起西部披覆背斜构造带,主要风险在于陵水组、三亚组砂岩欠发育或物性较差而制约了油气的远距离侧向运移。

7 结 论

(1)琼东南盆地陵水凹陷南部渐新统上部—中新统下部陵水组一段和三亚组二段主要发育扇三角洲、浊积水道、海底扇砂岩储层,砂体富集的主控因素是凹陷边界断裂转换带、断阶带及构造坡折的影响。

(2)陵水凹陷南部输导体系格架由断裂或底辟、具有构造脊形态的不整合面和陵水组一段—三亚组二段输导层砂岩组成,油气成藏模式为他源—垂向+侧向晚期成藏,主要目的层系是陵水组一段和三亚组二段。

(3)陵南斜坡反向断阶构造带是陵水凹陷南部最有利的成藏区带。

参 考 文 献

- [1] 郑民,贾承造,李建忠,等. 全球被动陆缘深水勘探领域富油气特征及与我国南海被动陆缘深水对比[J]. 地质科技情报, 2010, 29(6): 45-54.
- [2] 王振峰,李绪深,孙志鹏,等. 琼东南盆地深水区油气成藏条件和勘探潜力[J]. 中国海上油气, 2011, 23(1): 7-13.
- [3] 黄保家,李绪深,王振峰,等. 琼东南盆地深水区烃源岩地球化学特征与天然气潜力[J]. 中国海上油气, 2012, 24(4): 1-7.
- [4] 张功成,米立军,吴景富,等. 凸起及其倾没端——琼东南盆地深水区大中型油气田有利勘探方向[J]. 中国海上油气,

④ 孙志鹏,李涛,郭明刚,等. 琼东南盆地深水区后备领域评价与勘探建议. 中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 2014.

- 2010, 22(6): 360-368.
- [5] 朱伟林. 南海北部深水油气勘探关键地质问题[J]. 地质学报, 2009, 83(8): 1059-1064.
- [6] 马玉波, 吴时国, 袁圣强, 等. 南海北部陆缘盆地与坎波斯盆地深水油气地质条件的对比[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2008, 28(4): 101-110.
- [7] 赵民, 张晓宝, 吉利明, 等. 琼东南盆地构造演化特征及其对油气藏的控制浅析[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3): 494-502.
- [8] 吴时国, 秦蕴珊. 南海北部陆坡沉积体系研究[J]. 沉积学报, 2009, 27(5): 922-930.
- [9] 杨计海. 莺—琼盆地温压场与天然气运聚关系[J]. 天然气工业, 1999, 19(1): 39-43.
- [10] 黄艳辉, 刘震, 郭志峰, 等. 南海北部高温断陷地温-地压系统特征及其成藏意义分析[J]. 地质论评, 2013, 59(3): 470-478.
- [11] 王振峰. 深水重要油气储层——琼东南盆地中央峡谷体系[J]. 沉积学报, 2012, 30(4): 646-653.
- [12] 李冬, 王英民, 王永凤, 等. 琼东南盆地中央峡谷深水天然堤—溢岸沉积[J]. 沉积学报, 2011, 29(4): 689-694.
- [13] 吕宝凤, 袁亚娟. 南海北部深水盆地沉积-构造的差异性及其油气意义[J]. 大地构造与成矿学, 2008, 32(4): 441-447.
- [14] 李友川, 张功成, 傅宁. 南海北部深水油气生成特性研究[J]. 中国海上油气, 2010, 22(6): 375-381.
- [15] 张功成, 刘震, 米立军, 等. 珠江口盆地—琼东南盆地深水古近系沉积演化[J]. 沉积学报, 2009, 27(4): 632-641.
- [16] 刘睿, 周江羽, 张莉, 等. 南海西北次海盆深水扇系统沉积演化特征[J]. 沉积学报, 2013, 31(4): 706-716.
- [17] 朱伟林. 南海北部深水油气地质特征[J]. 石油学报, 2010, 31(4): 521-527.
- [18] 漆家福. 裂陷盆地中的构造变换带及其石油地质意义[J]. 海相油气地质, 2007, 12(4): 43-50.
- [19] 张善文. 济阳坳陷第三系隐蔽油气藏勘探理论与实践[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(6): 731-740, 761.
- [20] 张善文, 王英民, 李群. 应用坡折带理论寻找隐蔽油气藏[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(3): 5-7.
- [21] 陈欢庆, 朱筱敏, 张功成, 等. 琼东南盆地深水古近系陵水组输导体系特征[J]. 地质学报, 2010, 84(1): 138-148.

编辑: 董庸

Conditions of Hydrocarbon Accumulation in the South of Deepwater Lingshui Sag and Adjacent Area, Qiongdongnan Basin, South China Sea

Guo Minggang, Gou Zaihui, Sun Zhipeng, Zhu Jitian, He Lijuan, Jiang Rufeng, Li Tao

Abstract: It is proved that a shallow Neogene Huangliu-Yinggehai gas play is developed in the central canyon in Lingshui Sag and its adjacent area in Qiongdongnan Basin. The deep Oligocene Yacheng coal series is the major matured source rock in the sag, which provides abundant hydrocarbon to the south part of the sag. Fan delta, turbidite channel and submarine fan facies sandstone reservoirs are developed in the Upper Oligocene Lingshui 1st Member Formation and the Lower Miocene Sanya 2nd Member. Main controlling factors of sand body enrichment are contributed to the boundary fault transfer belt, faulted terrace belt and structural slope-break belts. Hydrocarbon accumulation pattern is described as getting close to source rock, migrating in vertical and lateral directions and gathering in the later period. On account of the conditions including reservoir, migration and traps, it is optimized that the reverse faulted terrace belt in the slope of southern Lingshui sag is the areas favorable for exploration.

Key words: Deep-water sediment; Sandstone reservoir; Hydrocarbon migration; Hydrocarbon accumulation; Lingshui sag; Qiongdongnan Basin

Guo Minggang: Geological Engineer. Add: Research Institute of CNOOC Zhanjiang Branch Company, Potou, Zhanjiang, Guangdong, 524057, China