

DOI: 10.16562/j.cnki.0256-1492.2015.04.006

莺歌海盆地中央泥底辟带东方区与 乐东区中深层成藏地质条件

刘志杰^{1,2}, 卢振权³, 张伟^{1,2}, 李晓唐^{1,2}

(1. 中国科学院广州地球化学研究所, 边缘海地质重点实验室, 广州 510640;

2. 中国科学院大学, 北京 100049

3. 中国地质调查局油气资源调查中心, 北京 100029)

摘要:莺歌海盆地位于越南与我国海南岛西南之间的莺歌海海域, 迄今为止天然气勘探已经发现东方 1-1 和乐东 15-1 等浅层气田群。盆地中深层天然气勘探程度较低, 目前仅在东方区东方 13-1、13-2 构造岩性圈闭获得了天然气勘探的重大突破。通过中央泥底辟带东方区和乐东区浅层气藏地质条件及主控因素的深入研究, 重点剖析了东方区中深层高温超压气藏形成的生储盖组合特征及其成藏主控因素, 强调来自越南西部(莺西斜坡)物源、储集物性较好的上中新统黄流组海底扇储盖组合及其岩性圈闭, 是其高温超压领域天然气成藏的关键控制因素。中央泥底辟带东南部乐东区中深层迄今尚未开展大规模天然气勘探, 但天然气地质条件与东方区基本一致, 只是其物源供给体系、储集层及储盖组合类型等可能存在一定的差异, 而储盖组合及圈闭条件依据目前资料分析尚好, 能够形成商业性高温超压天然气藏。因此, 预测乐东区中深层亦具备较好天然气运聚成藏条件, 天然气勘探前景广阔。

关键词:中央泥底辟带; 浅层气成藏条件; 中深层成藏条件; 天然气勘探前景; 莺歌海盆地

中图分类号: P744.4

文献标识码: A

文章编号: 0256-1492(2015)04-0049-13

1 区域地质背景

莺歌海盆地是处于南海西北部大陆边缘的一个新生代走滑伸展盆地^[1], 沿西北走向呈长菱形展布。盆地基底由印支地块和华南地块之间晚古生代造山作用形成的褶皱组成, 包括寒武-志留系复理石陆源沉积、下泥盆系磨拉石沉积和泥盆系一早三叠统碳酸盐沉积, 受勘探深度的限制, 目前能识别基底之上新生代最大厚度为 17 km, 均为海相沉积。新生代盆地形成与太平洋板块、印度板块和欧亚板块的相互作用、红河断裂走滑伸展活动及南海裂解扩张密切相关^[2-4], 其构造沉积具前期断陷后期拗陷的特点, 但是古近纪陆相断陷时间短, 盆地主体为拗陷阶段的巨厚海相沉积。新生代构造活动导致盆地可划分为五个一级构造单元(图 1): 沿盆地中轴走向分布的河内拗陷、莺歌海拗陷及二者之间的临高隆起、盆地西侧的莺西斜坡带和盆地东侧的莺东斜坡带。

莺歌海盆地新生代沉积主要受东部的一号断裂和西部的莺西断裂带的控制。始新世到早中新世,

由于印度板块向欧亚板块俯冲导致印支地块东向挤出, 莺歌海盆地因位于印支半岛与华南地块滑动带的东南段, 受到左旋斜向拉伸作用。中中新世之后印度-欧亚板块之间的碰撞朝正北转变, 印支地块向东南挤出运动减弱。上新世时期, 华南地块向东向挤出使盆地带有右旋扭动的东西向伸展状态。盆地应力场由左旋阶段的南北挤压转变为右旋阶段的南北向拉伸使莺歌海盆地岩石圈构造发生改变^[5], 导致本文所要研究的主要区域盆地中部拗陷区中央泥底辟带形成。

盆地中部莺歌海拗陷发育五排总体上沿北西-南东向展布且呈雁列式排列的泥-流体底辟^[6], 俗称“中央泥底辟带”。该带可划分为西北部的东方区和东南部的乐东区。目前盆地 90% 以上天然气储量和 100% 产量均来自泥底辟构造带。根据勘探程度及深度差异, 研究上一般把上新统莺歌海组一段及第四系乐东组的储盖组合称为浅层。浅层系统的局部构造类型以泥底辟伴生背斜及半背斜为主, 埋藏浅, 属于常压和压力过渡带, 压力系数为 1.0~1.5。而勘探深度较大的中中新统梅山组、上中新统黄流组及上新统莺歌海组下部地层及储盖组合称为中深层。中深层勘探领域埋藏偏深, 且属异常高温超压地层系统(压力系数 > 1.8)。中深层天然气勘探风险高、难度大且投入大^[7]。迄今为止在中央泥底辟

作者简介: 刘志杰(1981—), 男, 硕士生, 主要从事石油地质与海洋地质综合研究, E-mail: 0liuzhijie@163.com

收稿日期: 2014-09-28; 修订日期: 2014-10-18. 张光威编辑

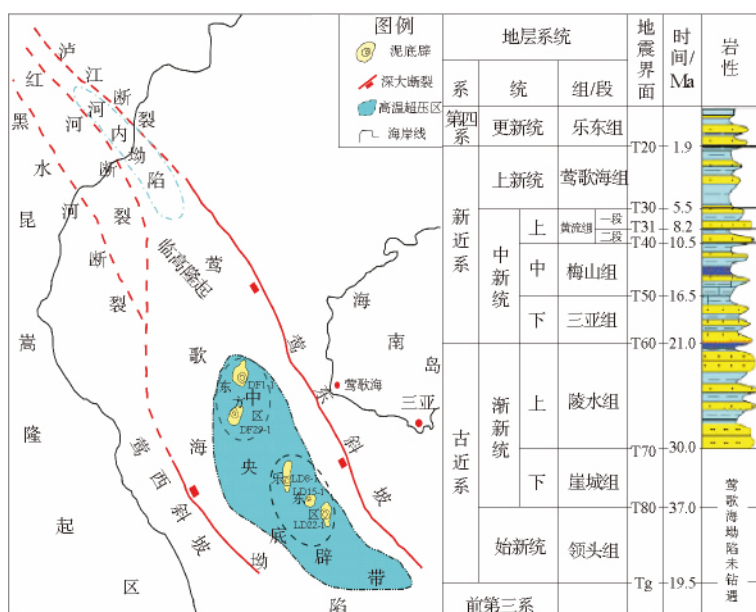


图1 莺歌海盆地基本构造单元展布特征与新生代地层系统构成

Fig.1 The distribution feature of essential tectonic units and Cenozoic stratigraphic system in Yinggehai Basin

带浅层勘探领域,已发现东方 1-1 气田群和乐东 22-1 气田及乐东 15-1 气田群等,而中深层高温超压勘探领域,目前仅在中央泥底辟带西北部东方 1-1 构造西部附近,勘探发现了东方 13-1 和东方 13-2 两个高温超压大气田,而东南部乐东区中深层高温超压领域,迄今天然气勘探尚处在评价探索阶段。

本文旨在分析中央泥底辟带东方区和乐东区浅层气藏地质条件与主控因素的基础上,重点解剖东方区中深层高温超压领域成藏地质条件,进而分析预测乐东区中深层高温超压领域天然气成藏条件及控制因素,评价其天然气勘探前景。

2 中央泥底辟带浅层气藏地质特征及控制因素

中央泥底辟带位于莺歌海盆地东南部,其浅层气藏主要包括西北部东方 1-1 气田群和展布于东南部的乐东气田群。晚中新世及第四纪以来广泛发育的不同类型海相砂岩、与其相邻上覆海侵泥岩及深部中新统陆源海相烃源岩构成的良好生储盖成藏组合,是泥底辟带浅层气成藏的基础。此外,由于受泥底辟幕式活动的影响,形成了大量的泥底辟伴生背斜或断背斜构造圈闭及构造-岩性圈闭,亦为泥底辟带浅层气藏形成提供了重要聚集场所^[8]。总之,中央泥底辟带浅层气藏形成主要与深部泥底辟烃源灶供烃系统、浅海相砂岩储盖组合及泥底辟伴生构造圈闭等地质因素的时空配置密切相关。

2.1 东方区浅层气藏

东方区自下而上发育下中新统三亚组、中中新统梅山组、上中新统黄流组、上新统莺歌海组和第四纪乐东组地层。该区浅层气藏形成及分布,主要与莺歌海组海相储盖组合、泥底辟伴生背斜等构造圈闭、深部中新统泥底辟烃源灶及其烃源供给系统的时空耦合配置密切相关。

莺歌海盆地目前揭示的烃源岩主要为中新统海相陆源烃源岩和渐新统煤系烃源岩。其中,渐新统崖城组-陵水组滨浅海沼泽相烃源岩,可溶有机质、干酪根元素分析与镜下鉴定结果均判定其属腐殖型煤系母质,但分布非常局限,目前仅在临高低隆起和莺东斜坡带钻遇,其对中央泥底辟带东方区浅层气藏的烃源贡献可能性较小;东方区钻遇的烃源岩主要为中新统三亚组-梅山组浅海相泥岩和上新统莺歌海组底部泥岩,分布在盆地裂后热沉降的莺歌海坳陷中央泥底辟区,其构成了向该区浅层气藏供烃的泥底辟烃源灶。中新统及上新统底部烃源岩有机质类型为偏腐殖混合型或腐殖型,属于海相陆源烃源岩,即海相沉积环境中以大量输入的陆源母质为主。虽然二者均为偏腐殖型,但其生源构成存在差异。干酪根显微组成分析表明,崖城组煤系烃源岩以镜质组和惰质组为主,占 40%~80%,灰色无定形仅为 10%~30%;而中新统海相陆源烃源岩,则以灰色无定形占优势(30%~80%),镜质组和惰质组含量较低,为 20%~50%^[9]。以上差异表明,渐

新统崖城组煤系有机质主要来自陆源高等植物,而中新统烃源岩其有机质既有陆源高等植物亦有部分浮游植物的贡献。总之,中新统及上新统底部底辟泥岩是东方区主要烃源岩,东方区浅层气藏的气源供给,主要来自泥底辟热流体活动所控制的中新统及上新统底部泥底辟烃源灶。

中央泥底辟带东方区浅层气藏地球化学特征,亦进一步证实了其烃源主要来自该区中新统及上新统底部海相陆源烃源岩^[9]。根据东方区莺歌海组浅层气藏天然气组成及甲烷同系物碳同位素分析,东方区浅层气藏天然气成因类型属成熟-高熟偏腐殖型气。依据其天然气干燥系数较高(大于 0.96),甲烷碳同位素偏重($\delta^{13}C_1$ 为 $-32.1 \sim -36.8\%$),可以判识推测其成熟生烃门槛及烃源灶深度可能主要来自 4 200 m 以下中新统海相陆源烃源岩^[10]。尚须强调指出,中央泥底辟带目前钻遇中新统海相陆源烃源岩有机质丰度普遍偏低,其 TOC 大多不超过 1% 以上,但有机地球化学分析表明其烃产率高,HC/TOC 一般均大于 3.5% 以上,说明其具有较大生烃潜力,完全能够为东方区浅层气藏提供烃源供给。

东方区浅层气藏储集层主要为不同类型的三角洲、浊积扇、滑塌体及底辟顶部的低位滨海浅滩砂岩,这些不同类型海相砂岩储集层,虽然总体上偏细,但由于埋藏浅(1 000~1 800 m)、压实及成岩程度弱,故其储集物性较好,能够成为浅层气藏的有效储层。以下以东方 1-1 浅层气藏为例,根据地震及钻井测井资料,对该浅层气藏气层储集层特征进行详细分析解剖。

中央泥底辟带东方区东方 1-1 浅层气藏主要产气层自上而下可划分为 I、II、III 3 个气组(图 2)。其中,东方 I 气组是一个三级层序的海侵体系域早期,广泛海侵与强烈的底辟活动,导致该区以滨外沉积为主,主要为滨外泥,但在局部区域发育物性良好的滨外砂坝(图 3 I 气组),岩性以极细石英粉砂岩和极细粒杂砂岩为主,砂岩成分成熟度较高,分选中等,颗粒常具次棱-次圆状,并以点状接触为主,结构成熟度较低。通过对 DF1-1-1 和 DF1-1-4 等 4 口井储集物性综合分析,该气层段砂岩孔隙度为 20%~28%,平均 23.23%,渗透率较低,为 0.64~20 mD,平均 7.14 mD,整体表现为中孔低渗储层特征。

东方 1-1 浅层气藏 II、III 气组,根据岩性和物性差异,则进一步分为 II_上、II_下、III_上 和 III_下 亚气组。其中 II_上 气组位于高水位体系域的末期,临滨砂坝发育,但是后期底辟活动导致区域上隆,砂坝被分割

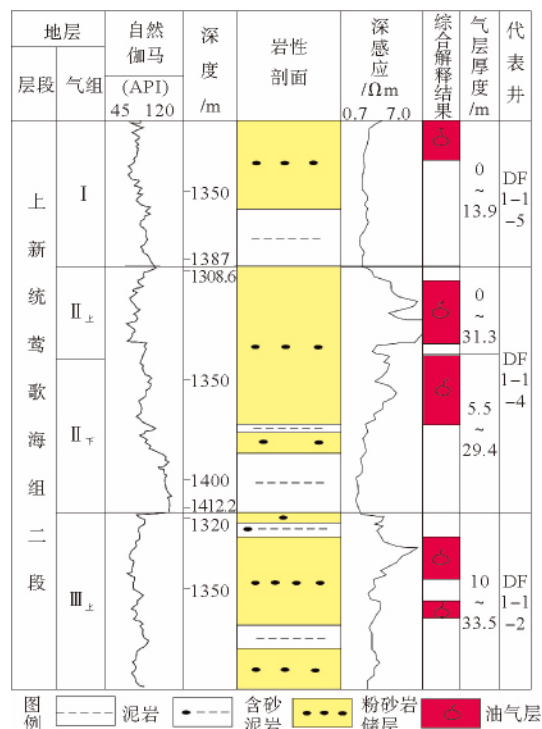


图 2 东方区浅层气组储集层特征

Fig. 2 The features of shallow reservoirs in Dongfang area (Modified after CNOOC)

孤立发育(图 3 II 气组)。该段以粉砂质极细砂岩为主,砂岩成分成熟度较高。结构与 I 气组结构类似,成熟度低。该储层孔隙度一般 26%~30%,平均为 26.58%,渗透率一般 10~160 mD,平均为 57.7 mD,总体表现为高孔中渗,而且孔渗指数相关性好,相关系数达 0.892 4。东方 II_下 气组沉积于层序演化到高水位体系域的后期,海水后退加快,且沉积物供应充足导致临滨砂坝十分发育,砂坝经海水的改造,成为性能良好的储集砂体。砂体以粉砂质极细粒石英砂岩为主,次为石英粉砂岩和极细砂岩,砂岩的成分成熟度较高,结构成熟度与 I 气组类似。该气组孔隙度介于 20%~28%之间,平均 23.74%,渗透率为 0.64~80 mD,平均 9.77 mD,整体表现为中孔低渗储层特点。

东方 1-1 浅层气藏 III_上 气组时期,层序位于高水位体系域的中期,总体水位较高,但是水位已开始缓慢下降,物源充足砂岩含量高,总体上以临滨沙滩为主,局部临滨砂坝发育(图 3 III_上 气组)。储层以极细石英砂岩为主,砂岩成分成熟度较高,其分选中等,颗粒常具次棱-次圆状,并多呈游离状-点状接触,结构成熟度中等。孔隙度变化较大,一般为 16%~28%,平均 22.26%,渗透率为 0.64~80 mD,平均 14.6 mD。整体上具有中孔低渗储层的特点。而

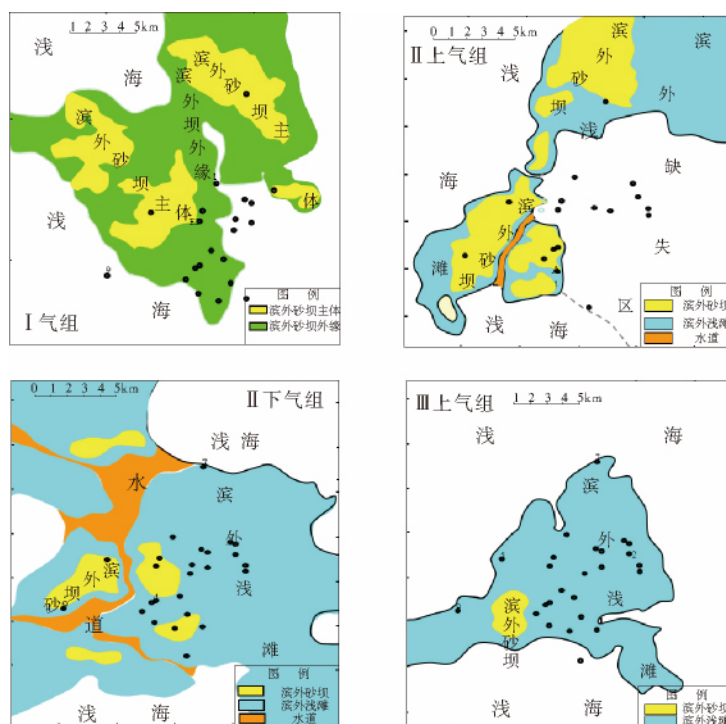


图3 东方 1-1 浅层气藏主要储集层沉积特征(据中海油资料)

Fig. 3 Depositional features of main reservoirs in DF1-1 shallow gas field (Modified after CNOOC)

III_下气组位于高水位体系域的早期,总体水位较高,以细-极细石英砂岩为主,砂岩成分成熟度低,但分选中等磨圆较好,结构成熟度中等。由于水动力条件较强,该储层平均孔隙度 22.75%,平均渗透率 23.45 mD,整体具有中孔中渗储层特点。

前已论及,东方区浅层气藏储层主要为滨浅海相的浅滩与砂坝,由于埋藏浅,砂岩孔隙受上覆岩层压实作用小,多以原生孔隙为主,故具备了较好的储集物性。在上新世-第四纪浅海半深海沉积环境下,泥岩及粉砂质泥岩普遍发育,其占地层总厚达 70%左右,且泥岩单层厚度较大,一般为 20~200 m,区域分布稳定,因此,这种海相泥岩油气封盖能力强,能够形成较好的区域盖层和局部封盖层,与下伏的海相砂岩储集层及深部泥底辟烃源岩,可以构成非常好的下生上储上盖的成藏组合类型,进而为浅层气藏形成奠定了重要的成藏地质条件。

东方区浅层气藏的圈闭类型,主要属泥底辟作用控制的构造型圈闭或构造-岩性圈闭,多以泥底辟伴生断背斜或半背斜圈闭为主(如东方 1-1 和东方 29-1),少量属构造-岩性圈闭类型。这些不同类型浅层气藏圈闭的形成及其时空展布,均与该区泥底辟形成演化密切相关。如东方 1-1 及东方 29-1 浅层气藏圈闭,就是在新世及第四纪晚期因泥底辟强烈上侵活动和上拱挤入,导致在泥底辟活动的两

侧及其顶部形成伴生的断背斜或半背斜构造圈闭类型^[11],由于处在泥底辟活动通道中心及其附近的烃源供给系统,属于油气优势运聚富集区,因此,成为了浅层天然气富集成藏主要场所,进而在泥底辟两侧及顶部的伴生构造圈闭均形成了天然气藏。东方 1-1 及东方 29-1 浅层背斜圈闭气藏即为其典型实例。

东方区浅层气藏的烃源供给系统,主要为泥底辟上侵活动所形成的纵向断裂、微裂隙系统和底辟上拱挤入通道,由此构成了该区浅层天然气运聚成藏的“高速公路”,进而为深部泥底辟烃源灶之天然气向浅层圈闭快速输送提供了极佳的运聚条件,亦促进了浅层天然气快速幕式充注成藏。在中央泥底辟带诸多地震剖面上,普遍能够见到泥底辟体自下而上形成底辟通道及断裂的地震反射模糊带(图 5A),这即是泥底辟活动形成断裂、裂隙破碎带及底辟上侵通道的重要证据,同时,在泥底辟活动区亦见到了一系列的地质地球物理的直接证据(如热流值、地震层速度、地层密度等)^[12]。总之,东方区浅层具备非常好的天然气运聚成藏条件,尤其是其泥底辟纵向运聚通道供给系统的运聚效率高、运聚能力强,是天然气成藏的重要控制因素。

东方区浅层气藏除上述重要地质特征外,另一非常突出的运聚成藏的地质特点是,浅层天然气运

聚成藏时间非常晚(上新世晚期及第四纪),能够有效减少天然气运聚成藏过程中的损失^[13-14],且深部中新统陆源海相烃源岩及泥底辟烃源灶之气源供给量远大于浅层气藏天然气散失量,其天然气处在动平衡运聚成藏过程中,属于运聚动平衡气藏^[15],故迄今尚存在天然气散失泄漏现象,如该区浅层多处地震剖面上的小裂隙及“气烟囱”和海底出现的麻坑等。

综上所述,根据以上东方区浅层气藏基本地质特征及运聚成藏的特殊地质条件,可以对该区浅层天然气运聚成藏的基本规律及关键地质要素进行深入剖析与进一步梳理,即:东方区浅层气藏形成及分布富集,主要与该区泥底辟发育演化过程息息相关。深部泥底辟烃源灶及陆源海相烃源岩为浅层气藏提供了烃源供给;泥底辟上侵活动通道及伴生断裂及裂隙为天然气运聚成藏提供了高速运聚网络系统;泥底辟发育演化伴生的高温超压能为深部气源向浅层运聚富集提供了巨大的运聚动力;海相碎屑岩储盖组合、泥底辟伴生构造圈闭及构造-岩性圈闭为浅层气藏提供了富集场所;浅层天然气运聚成藏时间晚,泥底辟烃源灶气源供给量远大于浅层气藏天然气散失量且保持动平衡成藏过程,是浅层气藏赖以存在的基本保证。鉴此,东方区浅层气藏形成的主要控制因素,可以总结概括为深部泥底辟烃源灶及其运聚供给系统,与浅层海相碎屑岩储盖组合及泥底辟伴生圈闭较好的耦合配置,其运聚成藏时期晚,烃源供给量远大于散失量的动平衡成藏特点,则是其浅层气藏形成的关键控制因素。

2.2 乐东区浅层气藏

乐东区位于莺歌海盆地中央泥底辟带中南部,新近系地层系统与东方区一致。乐东区浅层气藏气

层段主要为上新统莺歌海组一段及第四系乐东组,气层深度为 390~1 800 m。

中央泥底辟带东南部乐东区浅层气藏烃源岩为中新统及上新统底部浅海-半深海相泥岩^[16]。这种海相陆源烃源岩生源母质,以盆地周缘输入的陆源高等植物为主,海相低等生物较少,故构成了偏腐殖型母质。该海相陆源烃源岩虽然有机质丰度普遍偏低,但在泥底辟热流体作用下,其烃产率较高,生烃潜力大,能够为乐东区浅层气藏提供充足的烃源供给。

乐东区中新世之后受到基底断裂右旋走滑作用的影响,沉降沉积中心由西北向东南转移,浅层基本表现出较规则的前积体(图 4),坡折带明显,而且与 T27-T19 对应的 S27-S19 层序界面坡折带依次向盆地中央迁移。坡折带发育演化对该区层序和沉积体系的控制非常关键,并由此形成了与坡折带有关的储集砂体包括浊积砂、斜坡扇、滨岸砂坝和水道砂脊,进而为浅层气藏提供了较好储集条件。

滨岸砂坝储层一般分布在坡折带边缘,长轴平行于坡折带走向,且各砂体连通性好。LD22-1-5、6 井揭示的 T₂₃ 顶部泥质粉砂岩或粉细砂岩储层,其生物虫孔、生物体化石及生物扰动构造发育,常见有由水流和波浪形成的小型板状交错层、平行层理及波状层理,属低位滨海砂坝沉积。该滨海砂坝储层孔隙度为 20%~26%,平均为 21.63%,渗透率在 $(0.32\sim 160)\times 10^{-3}$ mD 之间,平均 29.73 mD,属于中孔中渗储层类型。当相对海平面下降,滨岸砂坝则迁移到原陆架坡折附近,在一定的水动力条件下,如潮汐、风暴作用,会再次搬运到原陆架坡折以下,形成陆坡扇和深水浊积砂沉积,成为多个相对孤立的砂体沉积。具鲍马序列的浊积岩砂体储层,已在乐东 8-1-1 井钻遇,其孔渗性较好,且地震剖面上显

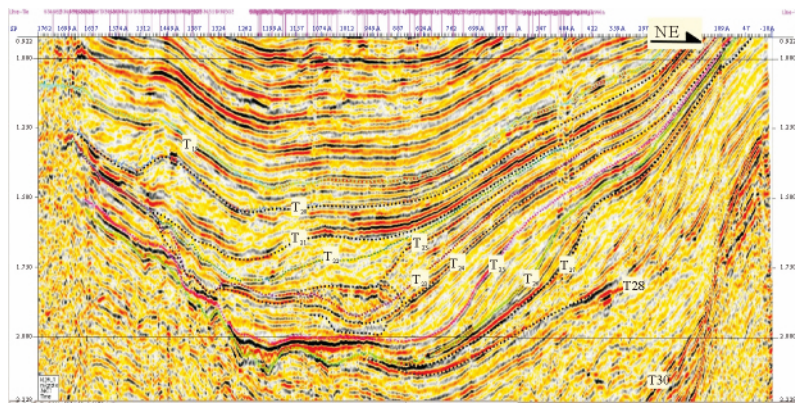


图 4 莺歌海盆地乐东区 3067 层序解释剖面(据中海油资料,修改)

Fig. 4 Interpretation of 3067 seismic section of Ledong area in Yinggehai Basin (Modified after CNOOC)

示该浊积砂体规模大,砂岩储集物性较好。乐东区浅层水道砂亦较发育,沉积物具有海南岛与越南双物源供应的特征。LD15-1-1井钻遇纯净石英粉细砂岩泥质含量低,砂岩岩心孔隙度平均为28%,储集物性好,表明这种水道砂储层储集物性较好,能够作为浅层气藏的主要储集层。

前已论及,乐东区浅层气藏的储层多为与海退有关的低位滨岸砂坝、斜坡扇、盆底扇和浊积水道。当其与相邻上覆海侵泥岩相互配置,则可形成下储上盖的储盖组合类型,进而为油气富集成藏奠定了基础。

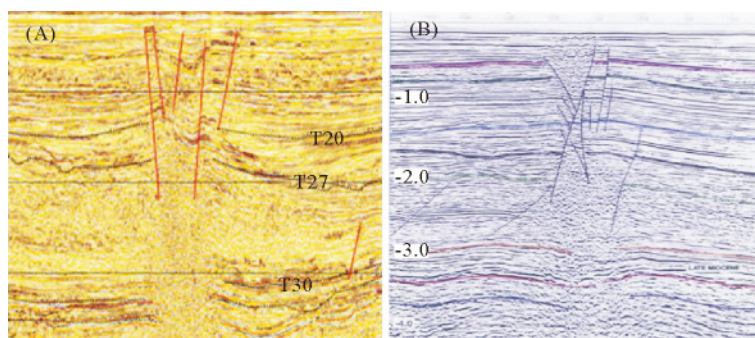
乐东区浅层气藏圈闭类型与东方区类似。主要为与泥底辟作用相关的构造型圈闭及构造-岩性圈闭,如乐东8-1、乐东15-1与乐东22-1。浅层气藏圈闭类型及其分布特征均与泥底辟发育演化过程密切相关。在泥底辟体顶部受到深部底辟上侵入垂直作用力的影响,往往形成具放射状断裂的伴生背斜圈闭类型,典型实例如乐东15-1浅层气藏断背斜圈闭;在泥底辟活动两侧翼部,由于泥底辟活动中心上拱刺穿,构成了侧向封堵并导致地层发生牵引弯曲,故在泥底辟两侧主要形成由底辟封堵的半背斜构造圈闭和在构造背景下构造-岩性圈闭,如乐东8-1浅层气藏半背斜构造圈闭。这些泥底辟伴生构造圈闭类型,由于处在泥底辟体两侧或其顶部,其与泥底辟伴生断裂及裂隙和底辟纵向通道连通,极易捕获中新统烃源岩的烃气供给。

油气运移通道系统是油气能否成藏最重要的控制因素之一。莺歌海盆地中央泥底辟带浅层气藏的烃源,均主要来自深部中新统海相陆源烃源岩及泥底辟烃源灶的供给,那么其幕式泥底辟活动产生的断裂、裂隙及底辟纵向通道构成的天然气高速运聚系统至关重要^[12],它直接控制影响了浅层天然气富

集成藏。乐东区浅层气藏垂向高速天然气运聚系统主要由底辟伴生断裂及裂隙与泥底辟活动通道所构成。由图5B所示可以看出,中央泥底辟带不同区域不同类型泥底辟,在底辟活动中心及附近均发育有大量泥底辟伴生断裂及裂隙和底辟垂直活动通道所构成的天然气纵向运聚系统,由此控制和制约了浅层天然气运聚成藏及其分布富集,而且由于泥底辟热流体上侵活动强烈程度及影响范围的差异,导致该区浅层天然气即烃类气和非烃气分布富集具有分区分块分层运聚富集的特点,尤其是二氧化碳非烃气分布具有局部性富集的规律^[17]。总之,中央泥底辟带乐东区浅层气藏基本地质特征及运聚分布规律乃至成藏控制因素均与东方区类似,与该区泥底辟发育演化及热流体上侵活动、泥底辟烃源灶及其断裂/裂隙和底辟纵向通道构成的高速运聚系统,以及泥底辟伴生构造圈闭等诸因素,在时空上的配置密切相关。

3 东方区中深层高温超压气藏形成条件及控制因素

莺歌海盆地中新统三亚组、梅山组发育了一套巨厚海相泥岩,最大厚度可达5 000 m,伴随着始新世以来经历三期强烈的走滑伸展活动,特别是上新世后活动强烈的右旋走滑伸展运动,导致岩石圈产生大幅沉降、地幔上隆、热软流圈上涌同时地壳变薄^[13]。快速沉降与热流体上涌引起的不平衡压实、热膨胀等一系列增压因素最终导致沉降速率最快、充填岩性最细、生烃作用最强的中央底辟带中深层形成了高温超压带^[7]。当下伏地层压力达到上覆地层破裂压力时,地层即发生破裂,流体和部分塑性泥



(A) 东方区浅层底辟活动通道与断裂及裂隙运聚系统; (B) 乐东区浅层底辟活动通道与断裂及裂隙运聚系统

图5 中央泥底辟带浅层气藏断裂及裂隙和底辟活动通道构成的运聚系统(据中海油资料修改)

Fig. 5 The migration-accumulation system consisting of faults, fractures and diapir activities channels for shallow gas field formation in the central mud diapir belt (Modified after CNOOC)

岩在高温超压潜能驱动下上下侵入和上拱形成大量底辟,同时,底辟活动通道及底辟伴生断裂及裂隙则构成了流体快速垂向运移网络系统^[18],为深部油气纵向运聚到中深层及浅层富集成藏提供了良好条件。据不完全统计世界上有 160 多个沉积盆地油气分布与超压有关^[19],但其与莺歌海盆地中央泥底辟带相比,这些超压盆地地层压力系数偏低,且超压形成深度在 3 500 m 以下,压力系数也多小于 1.5,而莺歌海盆地中央泥底辟带 2 000 m 附近的地层压力系数即达到了 1.5(图 6),表明该区强烈的泥底辟活动形成了独特的高温超压地层系统。因此,莺歌海盆地中央泥底辟带中深层高温超压领域天然气运聚成藏条件的分析研究,更具有石油地质意义和现实的勘探生产意义。以下重点对东方区中深层高温超压气藏形成条件及控制因素进行深入剖析与阐述。

东方区中深层即中中新统梅山组-上中新统黄流组。近期中海油在东方 1-1 底辟构造中深层西侧泥底辟背斜构造背景下的黄流组砂岩岩性圈闭中,先后勘探发现了东方 13-1 和东方 13-2 大型高温超压气田(压力系数 >1.8),获得探明天然气储量规模超过千亿立方米,充分证实了该区高温超压领域具备天然气运聚成藏条件和勘探前景,且具有形成大中型高产天然气田的资源潜力^[7,20]。总之,东方区高温超压领域天然气勘探的重大突破,进一步拓展了天然气勘探新领域。

东方区中深层东方 13-1、13-2 高温超压大气田形成条件及主控因素,根据近年来获得的地质地球物理资料、天然气地球化学分析资料以及钻探成果,

可以大致概括总结为以下几点:

(1)泥底辟活动通道、伴生断裂及裂隙与泥底辟烃源灶的时空配置,是形成高温超压气藏的重要条件

东方区中深层高温超压气藏的烃源供给主要来自中央泥底辟带深部的中新统海相陆源烃源岩。根据中深层东方 13-1、13-2 高温超压大气田天然气地球化学特征,尤其是高成熟度天然气特点^[20],结合泥底辟烃源灶及其烃源运聚供给系统分析和烃源岩成熟热演化特征,可以综合判识和推测其烃气源主要来自 4 300 m 以下的中新统三亚组-梅山组海相烃源岩。东方区中深层高温超压气藏天然气运聚供给系统,则主要由底辟活动通道、底辟伴生断裂及裂隙所构成。由图 7A 所示,可以看出东方 1-1 中深层泥底辟背斜构造西翼即东方 13-1、13-2 高温超压岩性圈闭气藏处,发育了大量错断清晰的高角度断层(图 7B 展示的东方 13-1 气田深部断裂及裂隙更清晰),这些断裂活动始于中新统三亚-梅山组烃源岩,终止于上中新统黄流组上覆的大套泥岩中,沟通了深部中新统烃源与上覆具良好储盖组合的岩性圈闭之间的联系,进而促使中新统烃源岩生成的油气在异常高压作用下,通过断裂及纵向底辟活动通道向上运移到黄流组砂岩中聚集成藏^[21]。

(2)中深层储层质量优劣是高温超压气藏形成的关键控制因素

东方区中深层岩心重矿物研究表明,该区黄流组沉积受到了西北部越南红河物源、东部海南隆起区物源和西南部越南昆嵩隆起物源之 3 个方向供给

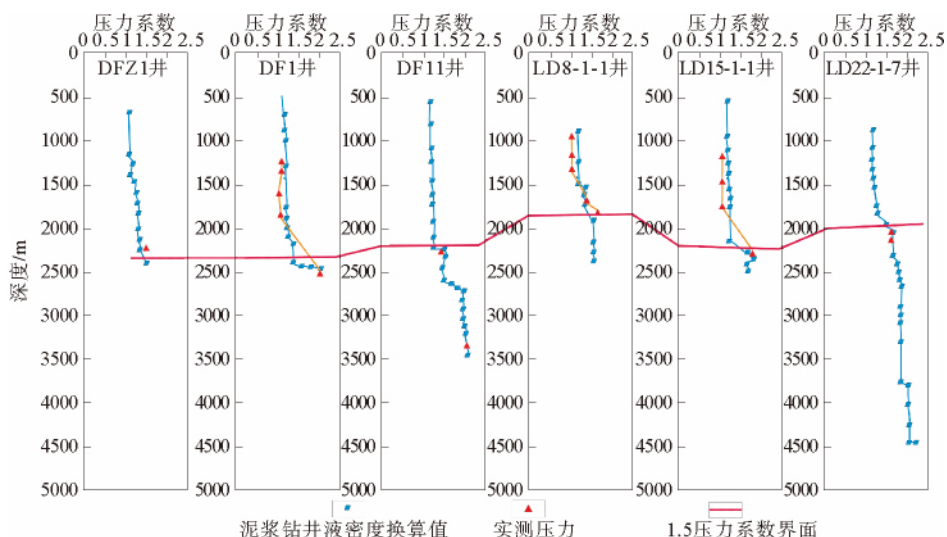
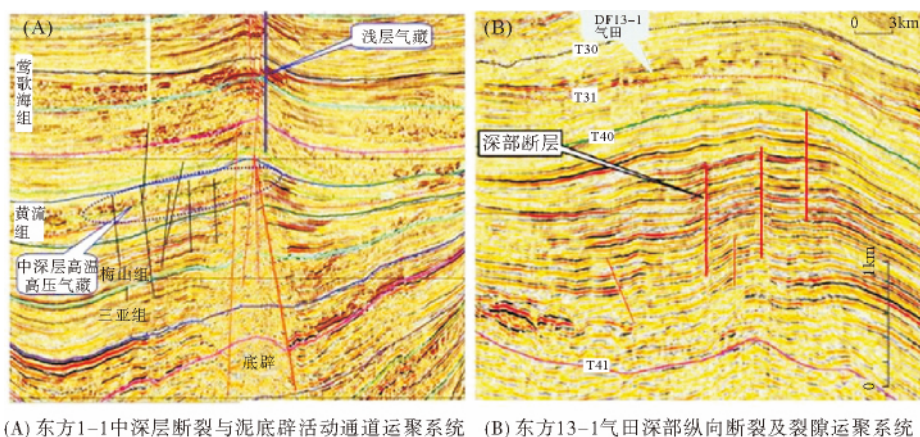


图 6 中央泥底辟带新近系超压界线连井剖面(据中海油资料修改)

Fig. 6 The connecting-well section of overpressured boundary for Neogene strata in the central mud diapir belt (Modified after CNOOC)



(A) 东方1-1中深层断裂与泥底辟活动通道运聚系统 (B) 东方13-1气田深部纵向断裂及裂隙运聚系统

图7 东方区中深层高温超压气藏底辟纵向活动通道与伴生断裂及裂隙运聚系统典型地震剖面(据中海油资料)

Fig. 7 A typical seismic section of the migration-accumulation system composed of diapir longitudinal channels, faults and fractures in middle-deep high temperature and overpressured gas fields (Modified after CNOOC)

体系的影响。由于断层走滑方向改变与红河袭夺导致红河输入沉积物质以泥质碎屑岩为主,输砂能力对东方区影响十分有限^[22]。泥底辟活动导致东方1-1构造上隆拱起,其东部邻区海南隆起物源体系受一号断层控制能到达东方1-1构造东部,但由于距物源供给区较远,其中深层碎屑物偏细多为粉砂岩及泥质粉砂岩储层,属中-低孔特低渗储层,虽然已钻几口探井,但迄今尚未获商业性天然气突破。东方1-1构造西部中深层,即目前东方13-1、13-2高温超压大气田所在位置,由于越南西南部昆嵩隆起物源供给,尤其是蓝江三角洲物源体系携带的陆源碎屑物较粗,在重力流作用下形成了规模颇大的三角洲、海底扇和浊积扇,其中东方13-1、13-2大气田所在的海底扇规模达到了500多平方千米,成为了东方区中深层大中型气藏的主要储集层。须强调指出,东方13-1中深层高温超压大气田黄流组储层主要为多套薄层细砂岩组成的海底扇砂体,实验分析表明,该砂体岩心孔隙度为19.89%~21.86%,渗透率为2.38~6.12 mD,属中孔低渗储层,储集物性较好。根据地震解释追踪东方13-1地区这些海底扇砂体具有叠覆式展布特点,能够形成纵向叠置平面连片的油气藏。

(3)重力流海底扇水道叠置构成的构造-岩性圈闭系统是油气富集成藏的重要场所

进一步分析研究表明,东方1-1构造西侧的东方13-1、13-2上中新统黄流组一段岩性圈闭群,是在越南西南部物源作用下大型重力流海底扇水道砂叠置连片形成的构造-岩性圈闭系统。该海底扇砂体群向西延伸至莺西斜坡谷底,向东超覆尖灭于东方1-1底辟构造西翼,向北延伸至东方13-1构造。

基于重力流的幕式触发机制,东方13-1、13-2海底扇主要形成了4期大规模沉积,每期扇朵叶又发育为数众多的主水道、分支水道沉积微相,其扇体的叠置迁移导致扇内主水道、分支水道叠加迁移,并且晚期水道侵蚀改造早期水道,进而形成了平面连片纵向叠置的4期水道砂。与东方13-1海底扇相似,东方13-2海底扇的钻井岩屑录井及钻井岩心描述表明,其高温超压储层主要为一套灰色细砂岩沉积,局部夹粉-细砂岩或粉砂岩,虽然其岩矿组成中长石屑等不稳定成分含量高(分别为6.9%~7.6%和9.5%~14.4%),但其砂岩储层总体孔隙度仍然较高,介于6.4%与21.5%之间,平均17.3%,尤其是在铸体薄片观察到其原生孔隙类型高达65%,次生孔隙亦达35%,且其渗透率亦较高,为0.1~345 mD,平均45.74 mD。表明该区重力流海底扇砂岩储集物性较好,能够提供良好的油气储集条件。

(4)高温超压储盖组合与烃源供给及运聚系统耦合配置是成藏的关键

东方区中深层储层地层温度为129~141℃,地温梯度4.46℃/100m,地层压力系数1.70~1.82,具有典型高温超压的特点。对于砂岩等碎屑岩储集层,当其储层压力达到上覆地层压力的75%~95%时,上覆地层即会破裂而不具备封盖能力,因此,超高压油气储层的盖层条件要求极为苛刻。东方区中深层黄流组一段和莺歌海组二段地层以浅海-半深海相泥岩为主,其碎屑岩储集层属重力流沉积,分布于厚层泥岩层之中。DF14井钻探结果表明,东方1-1底辟构造西侧黄流组一段细砂岩上部发育了一套厚达220m的海侵-高位体系域浅海相泥岩盖层,该泥岩较纯厚度大塑性强,压实程度较高,覆盖范围

大,具有明显超压(压力系数为1.5~1.9)封盖特点,属于典型异常高压气藏的泥质封盖层类型。因此,这种类型的高压泥质封盖层能够与下伏高压碎屑岩储集层构成良好的异常高压含油气储盖组合,形成东方13-1、13-2这种特殊的高温超压碎屑岩油气藏类型。须强调的是,东方区中深层高温超压气藏的主要储集层为黄流组一段,其储盖组合及其岩性圈闭形成时间与该区泥底辟烃源灶及中新统烃源岩生排烃时间基本同步或略早,在空间与时间上其烃源供给与高温超压储集层、优质高压盖层及岩性圈闭形成和断裂及裂隙运聚系统等成藏要素相互耦合配置良好,是东方区中深层大中型气田形成的最关键地质条件。而东方区中深层来自越南西南部昆嵩隆起物源供给系统的海底扇较粗沉积物及其储盖组合,该区底辟活动及波动区形成的断裂及裂隙运聚系统,与中新统烃源岩及烃源灶生排烃作用的时空配置,则是中深层高温超压气藏形成的主要控制因素。

4 乐东区中深层高温超压气藏形成条件分析与预测

东方区中深层高温超压大气田的发现,充分证实和验证了早期很多专家对该区中深层高温超压勘探领域油气勘探前景及资源潜力的预测^[23]。乐东区位于东方区东南部,中深层高温超压地层系统及沉积充填特点、泥底辟发育演化特征及伴生构造圈闭类型、中新统烃源岩及泥底辟烃源灶与运聚供烃系统等,均与东方区基本相似,只是该区泥底辟活动更为强烈,中深层储集层的物源体系及供给区可能存在一定的差异。但可以肯定的是东方区中深层高温超压商业性高产气藏的勘探突破,预示着乐东区中深层高温超压领域亦具有商业性天然气勘探前景及资源潜力。

(1)中深层优质烃源供给是天然气成藏的重要控制因素

乐东区浅层气藏天然气(除少量生物气外)地球化学特征表明,其烃源供给主要来自中央泥底辟带中新统梅山-三亚组偏腐殖型烃源岩^[24],此外,LD22-1-7井中层T27界面及以下层位钻获天然气,亦属热成因煤型气特征且与浅层气藏天然气的烃源母质类型一致,因此,可以确定和判识乐东区浅层气藏与中深层气藏的烃源岩生烃灶及烃源供给系统基本相同,其烃源供给均主要来自4300m以下中新统梅山组一三亚组海相陆源烃源岩。据地震资料解

释,乐东区这套中深层烃源岩厚4000~6000m,占地层的70%,尽管盆地边缘探井钻遇该层位显示其有机质丰度低,但盆地中部坳陷带LD22-1-7等井揭示的黄流组下部及梅山组泥岩有机质丰度较高,TOC为0.4%~2.97%,平均达到1.28%,达到了好烃源岩的标准^[9],且其产烃率较高,具有较大的生烃潜力。近年来,越南方面研究与勘探成果表明,莺西斜坡带油气主要来自渐新统煤系烃源岩和中新统海相烃源岩的贡献,根据盆地斜向拉分的对称性,盆地东北部莺东斜坡带和中部中央泥底辟带亦可能存在渐新统烃源岩。因此,可以推测乐东区中深层除了存在生烃潜力较大的中新统海相陆源烃源岩外,尚可能发育渐新统煤系烃源岩,由此构成了该区中深层气藏的主要烃源岩及其烃源供给系统,且能够为中深层气藏及浅层气藏提供较充足的烃源。

(2)中深层高温超压储层质量优劣是形成商业性气藏的关键

东方区中深层高温超压气藏主要储集层为海底扇体系之细砂岩和粉砂岩,沉积微相为深水浊积扇水道砂、分支水道和席状砂等。由于物源受盆地西南部越南蓝江三角洲物源供给系统的控制,物源较近形成了一套细砂岩等相对较粗的沉积充填物。位于其东南部的乐东区虽然远离越南蓝江三角洲物源供给系统,但其距海南岛物源供给系统较近,主要接受来自海南岛物源供给系统输送的大量沉积物(碎屑岩重矿物组合表明其主要来自母岩成分以岩浆岩为主的海南岛物源特点)。虽然乐东区LD22-1-7井钻探揭示中深层黄流组砂岩储集层偏细,主要为泥质粉砂岩,但这仅仅是一孔之见,或者没有钻探在有利的砂岩沉积相带之上。因此,尚不能否定乐东区中深层黄流组及其他层位的砂岩亦普遍偏细,缺少粗碎屑岩储集层。

根据地震地质资料及区域地质与沉积相综合分析,乐东区中深层上中新统黄流组及以下层位,在区域海平面升降旋回,均发育有低位域体系的斜坡扇及盆底扇等粗碎屑物,尤其是在晚中新世黄流组时期T40及T31较大海平面下降阶段,其粗碎屑物沉积较普遍,海南岛物源供给系统携带的大量陆源碎屑物不断沉积充填在盆地斜坡及盆底等低水位区域,可以形成不同类型的低位域砂体储集层。同时,由于该区中深层异常高压普遍发育,可抵御和减轻上覆岩层的压实作用,对中深层砂岩孔隙起到保护作用。总之,超压孔隙流体能够支撑和承受上覆地层的巨大压力,使得中深层砂岩储集层得以保持较好的孔渗性。典型的实例如盆地东南部的乐东30-

1 黄流组高压砂岩储层孔隙类型,即是以异常高压流体支撑的原生粒间孔为主,其平均孔隙度保持在 19%左右,渗透率亦达 50~80 mD,表明砂岩储层在高温超压地层系统中能够保持良好储集物性,很显然异常高压的存在,有效地改善和保持了中深层砂岩储层的储集物性。因此,乐东区中深层高温超压地层系统中,黄流组及其他层位低位域体系中不同类型砂岩储层储集物性良好,具备了较好油气储集条件。

(3)中深层高温超压储盖组合与烃源供给及运聚系统耦合配置是油气成藏主控因素

盖层是天然气能否成藏的关键因素,特别是在莺歌海盆地中深层高温超压环境下,盖层封盖质量尤为重要。莺歌海盆地黄流组地层是晚中新世海侵背景下的一套楔形地层,整体上处于滨浅海环境,其中黄流组一段沉积物偏细多为泥岩可作为直接盖层,同时,黄流组一段和上新统莺歌海组二段发育的巨厚海侵泥岩则可作为区域盖层。东方区中深层东方 13-2 高温超压气藏直接盖层即为黄流组一段厚达 220 m 的海侵泥岩。而乐东区乐东 22-1-7 井钻遇莺歌海组二段 1 318 m 厚泥岩,泥质纯且突破压力高,具备了非常强的封闭能力,既是非常好的直接封盖层亦是最佳区域封盖层,可与其下伏不同类型储集层构成良好储盖组合。

乐东区与东方区一样,中新世经受了多次海侵作用,形成了多套以低位三角洲砂体及斜坡扇、海底扇为储层,上覆海侵泥岩为封盖层的储盖组合类型,主要包括梅山-三亚组储盖组合及黄流组一、二段自储自盖式储盖组合类型。其中,低位三角洲砂体受海侵作用的影响,多分布于黄流组与莺歌海组厚层

滨浅海相泥岩中,彼此之间能形成岩性圈闭系统;斜坡扇及海底扇等低位域体系砂体则多与其相邻的海侵泥岩构成下储上盖的储盖组合类型,成为中深层天然气重要的成藏组合类型。须强调的是,乐东区泥底辟活动能量普遍较强,导致底辟核部及两翼地层出现大量断层与裂隙(地震剖面上见到明显底辟伴生断裂及裂隙模糊反射),其与底辟通道构成了中深层高温超压气藏的高效天然气运聚系统,当其与其邻近(中深层)及浅层储盖组合或不同类型圈闭时空耦合配置较好时,即可形成天然气藏。由图 8 所示及以往层序地层学分析^[25]即可看出,乐东区中深层亦与东方区一样,不仅具备充足的烃源供给、良好的底辟通道及其伴生断裂、裂隙构成的运聚系统,而且不同类型低位域砂体与其储盖组合发育,其与有效圈闭及封盖条件时空耦合配置良好,进而控制了乐东区中深层高温超压气藏的形成。

(4)乐东区中深层高温超压天然气运聚成藏模式初步分析与预测

根据乐东区中深层高温超压领域天然气运聚成藏的地质条件,参考借鉴东方区高温超压天然气运聚成藏模式及其主要控制影响因素,在综合分析乐东区具体的地质地球物理、探井测井与地球化学等资料的基础上,结合该区泥底辟形成演化机制及层序地层学分析研究成果,初步总结和建立了乐东区中深层高温超压天然气运聚成藏的概念模式(图 8)。从该成藏模式的基本特征可以看出以下几个重要特点:其一,乐东区中深层高温超压领域天然气藏及浅层气藏的烃源供给系统,均来自中新统泥底辟生烃灶及附近受泥底辟热流体上侵活动影响波及的中新统烃源岩,亦即泥底辟热流体上侵活动促

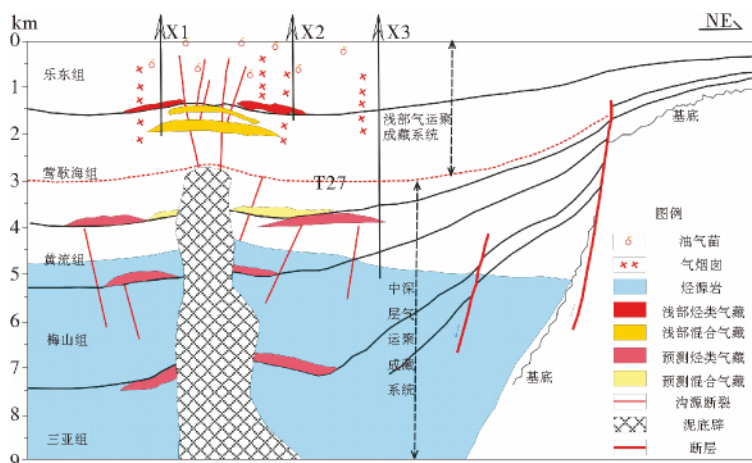


图 8 莺歌海盆地中央泥底辟带乐东区中深层天然气运聚成藏的概念模式

Fig. 8 The model of middle-deep strata natural gas migration and accumulation for Ledong area in the central mud diapir belt, Yinggehai Basin

进控制了中新统烃源岩的成熟生烃,导致其在泥底辟活动通道及伴生断裂、裂隙构成的运聚系统中源源不断地向上运聚富集;其二,中深层高温超压储盖组合及圈闭形成时间较晚(构造圈闭及岩性圈闭形成于中新世晚期即第四纪),且与泥底辟通道、断裂及裂隙构成的天然气运聚系统(最晚期的泥底辟活动控制最终运聚系统格局的形成),和大规模天然气运聚成藏时间(大规模生烃及运聚成藏时间均在晚中新世晚期及第四纪)基本一致,即多元多因素耦合配置,控制了天然气晚期运聚,大大减少了运聚散失量,促进了天然气晚期富集成藏;其三,乐东区中深层高温超压优质储集层类型及其展布规模,是形成商业性高产大气田的关键。根据东方区中深层高温超压大气田储层物性特点,可以确定在高温超压地层条件下,储层储集物性的优劣是决定气田能否富集高产的关键所在。乐东区中深层不同类型低位域砂体发育,且主要以海南岛物源供给系统为主,虽然缺少西南部越南方向的物源供给,但海南岛物源供给系统输送的粗碎屑沉积物,在低位期随着海平面下降会大规模地向海盆的推进,在有利沉积相带形成较好砂岩储集层。乐东区乐东 22-1-7 井虽然在中深层高温超压的中新统地层中未钻遇粗碎屑岩储层,但其仅仅是一孔之见。因此,预测该区中深层肯定存在储集物性较好的不同类型低位域砂岩,只是目前勘探程度低尚未揭示;其四,中深层泥底辟生烃灶及其中新统海相陆源烃源岩提供的烃源充足(有机质丰度高,产烃率高,能够提供充沛的烃源),生烃量及聚集量远远大于散失运聚损耗量,导致天然气运聚成藏过程始终处在动平衡状态,进而保证了天然气在高温超压条件下仍然能够动平衡成藏。典型实例是,在研究区乃至盆地中南部等区域地震剖面及海面上均能见到大量气烟囱及油气苗显示,即是该区天然气运聚动平衡成藏之最直接、最重要的证据和佐证。不过,中深层天然气运聚动平衡散失的天然气则主要向浅层运聚,在泥底辟幕式活动及天然气幕式排放过程中在浅层形成了浅层次生气藏,同时,亦有部分散失在海底海面成为油气苗或形成气烟囱。

总之,中央泥底辟带东南部乐东区与西北部东方区均属中深层高温超压领域,其泥底辟发育演化特征、中新统海相陆源烃源岩、泥底辟生烃灶、底辟断裂及裂隙烃源供给系统、储盖组合与圈闭类型,以及生烃量及聚集量远远大于运聚散失量之动平衡成藏特点等,均非常相似,因此,推测乐东区中深层高温超压领域能够形成大中型富集高产的商业性天然

气藏,虽然尚存在储层质量、高二氧化碳及高压圈闭有效性等风险,但只要坚持中深层勘探,加强研究尽量减少和避开风险,相信乐东区中深层高温超压领域天然气勘探的重大突破指日可待。

5 结论

(1)莺歌海盆地中央泥底辟带东南部乐东区与西北部东方区中深层高温超压领域具有相同的天然气成藏地质条件。尤其是泥底辟发育演化特征、中新统烃源岩、泥底辟生烃灶、底辟断裂及裂隙等烃源供给系统、储盖组合与圈闭类型,以及生烃量及聚集量远远大于运聚散失量之动平衡成藏等特点,均非常相似,因此,可以判断和预测乐东区中深层高温超压领域能够形成富集高产的大中型气田,只是目前勘探研究程度甚低,尚未获得中深层天然气勘探的重大突破。

(2)乐东区中深层高温超压领域储层质量优劣,仍然是该区天然气勘探突破的关键和主要勘探风险。虽然乐东区中深层亦存在不同类型低位域砂岩储层,但目前勘探及研究程度甚低,其中深层储层储集物性到底如何,迄今尚不能盖棺定论,仍须进一步勘探探索。

(3)莺歌海盆地中央泥底辟带浅层气藏与中深层气藏的烃源同源,均来自深部中新统烃源岩及其泥底辟生烃灶的供给,而该区浅层气藏及伴生气烟囱和大量油气苗的形成,实际上是中深层高温超压气藏顶部封盖层发生周期性幕式破裂形成的次生气藏及其伴生产物。因此,该区剖面上自下而上构成了中深层原生近源气藏、浅层远源次生气藏及气烟囱和海上油气苗的油气分布系列,故油气勘探部署即可顺藤摸瓜深浅兼探。

(4)乐东区中深层高温超压天然气运聚成藏模式可概括为“一源多流、聚散动平衡成藏、多元耦合控藏”。中新统海相陆源烃源岩成熟生烃、泥底辟伴生运聚供给系统与有利储盖组合及圈闭等多元时空耦合配置,是形成高温超压大中型气藏的主控因素和关键所在。

参考文献(References)

- [1] 张启明,张泉兴. 一个独特的含油气盆地-莺歌海盆地[J]. 中国海上油气, 1987, 9(1): 11-21. [ZHANG Qiming, ZHANG Quanxin. A distinctive hydrocarbon basin-Yinggehai Basin[J]. China Offshore Oil and Gas, 1987, 9(1): 11-21.]
- [2] 郭令智,钟志洪,王良书,等. 莺歌海盆地周边区域构造演化

- [J]. 高校地质学报, 2001, 7(1): 1-12. [GUO Lingzhi, ZHONG Zhihong, WANG Liangshu, et al. Regional tectonic evolution around Yinggehai basin of South China sea [J]. Geological Journal of China university, 2001, 7(1): 1-12.]
- [3] 钟志洪, 王良书, 夏斌, 等. 2004. 莺歌海盆地成因及其大地构造意义[J]. 地质学报, 2004, 78(3): 302-309. [ZHONG Zhihong, WANG Liangshu, XIA Bing, et al. 2004. The dynamics of Yinggehai basin formation and its tectonic significance [J]. Acta Geologica Sinica, 2004, 78(3): 302-309.]
- [4] 丁中一, 杨小毛, 马莉, 等. 1999. 莺歌海盆地拉伸性质的研究. 地球物理学报. 42(1): 53-61. [DING Zhongyi, YANG Xiaomao, MA Li, et al. A study of the stretching behavior of the Yinggehai basin [J]. Chinese Journal of Geophysics, 1999, 42(1): 53-61.]
- [5] 孙珍, 钟志洪, 周蒂, 等. 红河断裂带的新生代变形机制及莺歌海盆地的实验证据[J]. 热带海洋学报, 2003, 22(2): 2-9. [SUN Zhen, ZHONG Zhihong, ZHOU Ti, et al. Deformation mechanism of Red River fault zone during cenozoic and experimental evidences related to Yinggehai Basin formation [J]. Journal of Tropical Oceanography, 2003, 22(2): 2-9.]
- [6] 郝芳, 李思田, 龚再升, 等. 莺歌海盆地底辟发育机制与流体幕式充注[J]. 中国科学 D 辑, 2001, 31(6): 471-476. [HAO Fang, LISitian, GONG Zaisheng, et al. Developing mechanism and phase filling of diapir in Yinggehai Basin [J]. Science in China Series D; Earth Sciences, 2001, 31(6): 471-476.]
- [7] 裴健翔, 于俊峰, 王立锋, 等. 莺歌海盆地中深层天然气勘探的关键问题及对策[J]. 石油学报, 2011, 32(4): 573-579. [PEI Jianxiang, YU Junfeng, WANG Lifeng, et al. Key challenges and strategies for the success of natural gas exploration in mid-deep strata of the Yinggehai Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(4): 573-579.]
- [8] 曾治平, 周逢德. 东方 1-1 气田泥底辟活动对地热场和圈闭形成的贡献[J]. 海洋石油, 2002(1), 24-29. [ZENG Zhiping, ZHOU Fengde. Mud diapiric action make contribution to forming underground thermal grounds and traps in DF1-1 gas field [J]. Offshore Oil, 2002(1), 24-29.]
- [9] 黄保家, 肖贤明, 董伟良, 等. 莺歌海盆地海相烃源岩特征及生气模式[J]. 天然气工业, 2002, 22(1): 26-30. [HUANG Baojia, XIAO Xianming, DONG Weiliang, et al. Source rock and generation and evolution model of natural gas in Yinggehai Basin [J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(1): 26-30.]
- [10] 郝芳, 邹华耀, 方勇, 等. 超压环境有机质热演化和生烃作用机理[J]. 石油学报, 2006, 27(5): 9-18. [HAO Fang, ZOU Huayao, FANG Yong, et al. Kinetics of organic matter maturation and hydrocarbon generation in overpressure environment [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(5): 9-18.]
- [11] 何家雄, 曾立声, 陈龙操, 等. 莺歌海盆地泥丘发育演化特征与油气远景. 石油与天然气地质, 1990, 11(4): 436-445. [HE Jiexiong, ZAN Lisheng, CHEN Longchao, et al. Characteristics of mud-mound evolution and oil potential in Yinggehai Basin [J]. Oil and Gas Geology, 1990, 11(4): 436-445.]
- [12] 何家雄, 夏斌, 张树林, 等. 莺歌海盆地泥底辟成因展布特征及其与天然气运聚成藏关系[J]. 中国地质, 2006, 33(6): 1336-1343. [HE Jiexiong, XIA Bin, ZHANG Shulin, et al. Origin and distribution of mud diapirs in the Yinggehai Basin and their relation to the migration and accumulation of natural gas [J]. Geology in China, 2006, 33(6): 1336-1343.]
- [13] 何家雄, 李明兴, 陈伟煌, 等. 莺歌海盆地热流体上侵活动与天然气运聚富集关系探讨[J]. 天然气地球科学, 2000, 11(6): 29-43. [HE Jiexiong, Li Mingxing, CHEN Weihuang, et al. Geotemperature field and upwelling action of heat flow body and its relationship with natural gas migration and accumulation in Yinggehai Basin [J]. Nature Gas Geoscience, 2000, 11(6): 29-43.]
- [14] 赵必强, 肖贤明, 胡忠良, 等. 莺歌海盆地东方 1-1 气田天然气来源与运聚模式[J]. 沉积学报, 2005, 23(1): 156-161. [ZHAO Biqiang, XIAO Xianming, HU Zhongliang, et al. Origin and accumulation model of natural gases in the Dongfang 1-1 gas field of the Yinggehai Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2005, 23(1): 156-161.]
- [15] 黄保家, 李绪深, 谢瑞永. 莺歌海盆地输导系统及天然气主运移方向[J]. 天然气工业, 2007, 27(4): 4-6. [HUANG Baojia, LI Xushen, XIE Ruiyong. Carrier system and dominant migration direction of natural gas in the Yinggehai Basin [J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(4): 4-6.]
- [16] Huang B J, Xiao X M, Li X X. Geochemistry and origins of natural gases in the Yinggehai and Qiongdongnan basins, offshore South China Sea [J]. Organic Geochemistry, 2003, 34: 1009-1025.
- [17] 何家雄. 莺歌海盆地东方 1-1 构造的天然气地质地化特征及成因探讨[J]. 天然气地球科学, 1994, 23(5): 1-8. [HE Jiexiong. Geological Geochemical Characteristics and Genesis Discussion of Natural Gas in Dongfang 1-1 Structure of Yinggehai Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 1994, 23(5): 1-8.]
- [18] Clark M K, Schoenbohm L M, Royden L H, et al. Surface uplift, tectonics and erosion of Eastern Tibet from large-scale drainage patterns [J]. Tectonics, 2004, 23: 1-20.
- [19] 陈中红, 查明, 曲江秀. 沉积盆地超压体系油气成藏条件及机理[J]. 天然气地球科学, 2003, 14(2): 97-102. [CHEN Zhonghong, ZHA Ming, QU Jiangxiu. Conditions and mechanism of hydrocarbon accumulation in over pressured systems in sedimentary basins [J]. Natural Gas Geoscience, 2003, 14(2): 97-102.]
- [20] 谢玉洪, 张迎朝, 李绪深, 等. 莺歌海盆地高温超压气藏控藏要素与成藏模式[J]. 石油学报, 2012, 33(4): 601-609. [XIE Yuhong, ZHANG Ying-zhao, LI Xu-shen, et al. Main Controlling Factors and Formation Models of Natural Gas Reservoirs with High-temperature and Overpressure in Yinggehai Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 601-609.]
- [21] 金博, 刘震, 李绪深, 等. 莺歌海盆地泥-流体底辟树形输导系统及运移模式[J]. 地质科学, 2008, 43(4): 810-823. [JIN Bo, LIU Zhen, LI Xushen, et al. Tree-shaped conducting systems and related tree-shaped migration model of mud-fluid diapir in the Yinggehai basin [J]. Chinese Journal of Geology, 2008, 43(4): 810-823.]

- [22] Morley C K. A tectonic model for the Tertiary evolution of strike-slip faults and rift basins in SE Asia [J]. *Tectonophysics*, 2002, 347: 189-215.
- [23] 何家雄,夏斌,刘宝明,等. 莺歌海盆地中深层天然气运聚成藏特征及勘探前景[J]. *石油勘探与开发*, 2005, 32(1): 37-41. [HE Jiexiong, XIA Bin, LIU Baoming, et al. Gas migration and accumulation and the exploration of the middle-deep layers in Yinggehai Basin, offshore South China Sea [J]. *Petroleum exploration and development*, 2005, 32(1): 37-41.]
- [24] 黄保家,李绪深,易平,等. 莺歌海盆地乐东气田天然气地化特征和成藏史[J]. *石油与天然气地质*, 2005, 26(4): 524-529. [HUANG Baojia, LI Xushen, YI Ping, et al. Geochemical behaviors and reservoiring history of natural gas in Ledong gas field in Yinggehai Basin [J]. *Oil and Gas Geology*, 2005, 26(4): 524-529.]
- [25] 张锐,孙作兴,王英超. 莺歌海盆地乐东区强制海退体系域及其特征[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(6): 1159-1164. [ZHANG Rui, SUN Zuoxing, WANG Yingchao. Forced regression system tract and characteristics of Ledong area in Yinggehai Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(6): 1159-1164.]

ASSESSMENT OF ACCUMULATION CONDITIONS FOR MEDIUM-DEEP OIL IN LEDONG AREA OF THE CENTRAL DIAPER BELT, YINGGEHAI BASIN.

LIU Zhijie^{1,2}, LU Zhenquan³, ZHANG Wei^{1,2}, LI Xiaotang^{1,2}

(1. Key Laboratory of Marginal Sea Geology, Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640, China;
2. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China; 3. Oil and Gas Survey, China Geological Survey, Beijing 100029, China)

Abstract: The Yinggehai Basin is located in the Yinggehai sea between Vietnam and Hainan Island. Up to now, only have the shallow gas fields DF1-1 and LD15-1 and several others been discovered. However, the exploration of medium-deep layers of hydrocarbon remains very low. So far, only have the DF13-1/13-2 structural-lithological traps got gas breakthroughs in the Dongfang area. In this paper, by analyzing and studying the geological conditions and main controlling factors of shallow gas fields in Dongfang and Ledong areas, we discussed in depth the characteristics of the source-reservoir-cap assemblages, and controlling factors for medium-deep reservoirs forming and the high temperature and over pressured gas reservoir in the Dongfang area. It is found that the western provenance from Vietnam, the reservoir-cap assemblages and the lithological traps with certain reservoir physical properties of the upper Miocene submarine fan are the key controlling factors for the formation of high temperature and over pressured gas reservoirs. Large scale of natural gas exploration has not been launched so far for the medium-deep strata in the Ledong area. But the basic conditions for hydrocarbon accumulation remain similar between the deep and the shallow. Of course, there may be few differences in provenances, reservoirs and reservoir-cap assemblages between the two areas. However, the conditions of reservoir-cap assemblages and traps are even better in the deeper part according to newest information. In conclusion, there is great potential to discover medium and deep commercial high temperature and over pressured gas reservoirs in the medium-deep layers of the Ledong area.

Key words: the central mud diapir belt; shallow gas accumulation condition; the middle-deep layers accumulation condition; the natural gas exploration prospect; Yinggehai Basin