

莺歌海盆地中央泥底辟带乐东区中深层成藏条件与勘探风险分析

张 伟^{1,2}, 何家雄¹, 李晓唐^{1,2}, 刘志杰^{1,2}, 张景茹^{1,2}, 龚晓峰^{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, 广东 广州 510640;

2. 中国科学院大学, 北京 100049)

摘要:根据区域地质、地震、钻井及油气地球化学等资料,从油气成藏基本要素,即烃源岩特征、储层及圈闭类型、油气运聚系统及成藏风险分析等方面入手,深入剖析乐东区中深层天然气成藏条件及主控因素。根据乐东区浅层天然气地质地球化学分析,天然气成因类型属成熟—高熟煤型气,其烃源主要来自中新统中深层梅山组—黄流组成熟—高成熟偏腐殖型烃源岩,而 L22-1-7 深探井钻探则进一步证实了该套烃源岩的存在,表明该区中深层具备烃源条件及良好烃源物质基础。乐东区中深层储层虽然个别探井揭示其发育及储集物性偏差,但尚不能否定全区。通过地震地质资料分析,该区中深层储层类型以低位域砂岩为主,多属于强制海退形成有关的低位滨岸砂坝、斜坡扇、盆底扇及水道砂等,预测其具有较好储集物性。再者,乐东区泥底辟活动强烈,泥底辟上拱刺穿形成了纵向断裂及裂隙系统,亦为深部天然气垂向运聚成藏提供了高速运聚通道。乐东区中深层天然气成藏,尽管目前尚存在诸多勘探风险和不确定因素,尤其是储集层分布及物性这个关键成藏控制因素,以及非烃气风险等仍然存在,但中深层具备天然气成藏条件及勘探前景是不容置疑的。

关键词:莺歌海盆地;乐东区;中深层成藏条件;中深层储层;勘探前景及风险

中图分类号:TE122.3

文献标志码:A

文章编号:1672-1926(2015)05-0880-13

引用格式:Zhang Wei, He Jiaxiong, Li Xiaotang, *et al.* The reservoir forming conditions and exploration risks of middle-deep strata in Ledong area of the central diapir zone, Yinggehai Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(5): 880-892. [张伟, 何家雄, 李晓唐, 等. 莺歌海盆地中央泥底辟带乐东区中深层成藏条件与勘探风险分析[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(5): 880-892.]

0 引言

随着莺歌海盆地勘探进程的推进和勘探程度逐渐提高,浅层可供钻探的有利目标日趋减少,而增储上产的要求却日益迫切,因此,开辟新的勘探领域尤为重要,东方区中深层 DF1-1-11、DF1-1-14 井及 DF13-1/2 等高温高压气田(藏)的发现,不仅打破了莺歌海盆地高温高压能否成藏的瓶颈问题,同时也表明底辟带异常超高压地层中天然气成藏是毋庸置疑的^[1-2],其成藏关键是储层的性质和圈闭的规模。

位于中央泥底辟带东南部的乐东区,具有与西北部东方区类似的泥底辟发育演化特点及油气成藏地质条件^[3-6],且钻井也显示具有较好的油气显示,因此,乐东区中深层亦具有较大油气勘探潜力及形成大气田的条件,其应是中央泥底辟带东南部增储上产最重要的天然气勘探领域之一。但乐东区中深层勘探程度极低,钻井揭露极少,目前仅 L15-1-1 井和 L22-1-7 井钻遇 T₂₇ 界面, L22-1-7 井在该区中层(T₂₇ 面上砂岩段)上新统莺歌海组下部钻遇了气层并取得天然气样,表明乐东区中深层存在天然气成藏地

收稿日期:2014-08-11;修回日期:2014-11-12.

基金项目:国家自然科学基金项目(编号:41176052);国家重点基础研究发展计划项目(编号:2009CB219501)联合资助。

作者简介:张伟(1987-),男,湖北赤壁人,博士研究生,主要从事海洋地质、油气勘探与地质综合研究。E-mail:zhangwei@gig.ac.cn.

通讯作者:何家雄(1956-),男,湖北天门人,研究员,博士,主要从事油气勘探与地质综合研究。E-mail:hejx@gig.ac.cn.

质条件。L22-1-7 井虽然未钻到预测的上中新统黄流组低位域砂岩储层天然气藏,但仅凭一孔之见尚不能否定整个乐东区中深层黄流组及其他层位的天然气勘探潜力。

本文从乐东区中深层油气成藏基本要素,即烃源岩特征、圈闭、储层发育特点,油气运聚成藏条件和成藏风险分析等为切入点,深入分析研究乐东区中深层天然气成藏的基本地质条件及成藏主控因素,综合评价预测其天然气勘探风险,以期为该区内中深层高温超压天然气勘探领域的突破提供决策依据,亦为中深层天然气勘探部署及勘探目标评价优选等提供参考借鉴。

1 地质背景及勘探概况

莺歌海盆地位于我国海南省海南岛西南陆缘与越南之间的莺歌海海域,是南海北部边缘西区非常独特的新生代走滑伸展型盆地(图 1),新生代最大沉积厚度超过 17 000m^[7]。盆地呈菱形长带状沿 NNW 向展布,其主体由西北部河内拗陷与东南部莺歌海拗陷所组成,2 拗陷间被临高低隆起分隔,盆地东北和西南边缘则分别为莺东斜坡和莺西斜坡 2 个构造单元所组成^[7]。目前该区油气勘探主要集中在盆地中部莺歌海拗陷中央泥底辟带浅层和莺东斜坡带中南段。近年来,在中央泥底辟带中深层西北部东方区 DF13-1/2 砂体上多口探井均获得了商业性天然气发现^[1-2],显示出中深层具有广阔的油气勘探前景。莺歌海盆地形成演化大致可划分为 3 个阶段^[8]:古近纪断陷阶段,早中新世—上新世热沉降拗陷阶段及上新世之后的快速热沉降阶段。盆地自下而上新生代沉积地层发育完整(图 1)。在构造沉积演化过程中,莺歌海盆地经历了基底的构造运动及几次相对海平面升降过程,这种海平面的升降旋回导致不同沉积相带在纵向上相互叠置,形成了 S70、S60、S40 等二级层序界面以及 S31、S42 等多个次一级层序界面,进而在莺歌海盆地自下而上形成了多套不同的生储盖组合类型^[9]。

本文研究区域为莺歌海拗陷中央泥底辟带东南部乐东区(图 1),该区迄今已发现 L15-1、L22-1 等浅层气田和 L8-1、L20-1 等浅层含气构造,中深层(指 T₂₃反射层以深的地层)由于勘探程度的限制,目前只有 L15-1-1、L15-1-4 和 L22-1-7 等井钻遇,L15-1-1 井钻穿中层(钻过 T₂₇界面),L15-1-4 井钻遇了部分中层(钻过 T₂₃界面)。L15-1-1 井和 L15-1-4 井在中层见到丰富的油气显示,其中,L15-1-4

井在 T₂₃层段获得工业气流。L22-1-7 井亦钻入中深层中中新统梅山组并揭示了梅山组烃源岩,且在上新统莺歌海组下部及上中新统黄流组均见到了油气显示,尚未获商业性天然气流。总之,虽然乐东区中深层天然气勘探尚未取得重大突破,但其存在天然气运聚成藏条件和广阔的勘探前景是不容置疑的。

2 中深层烃源条件分析

莺歌海盆地目前钻井基本上位于盆地边缘或是盆地凹陷内部的浅层,中深层烃源岩揭示较少,对于乐东区在 L22-1-7 井钻探之前,中深层烃源岩及生烃潜力不甚清楚。而前人对该区的气—源对比结果也认为该区浅层烃类气主要来自梅山组烃源岩^[10-11],但这套烃源岩除了在盆地东南部 L30-1-1A 井钻遇到,中央泥底辟带乐东区所钻数十口井由于钻探深度所限均未钻达。L22-1-7 井的钻探,进一步证实了莺歌海盆地存在中新统这套烃源岩。该井上中新统黄流组下部—中中新统梅山组泥岩烃源岩以大套灰色泥岩和粉砂质泥岩为主,钻遇厚度分别为 390m 和 429m,占地层厚度分别为 76.9% 和 91.8%,根据井壁取心泥岩样品(已排除污染)分析,该套烃源岩有机质丰度较高,其有机碳含量为 1.52%~3.03%,平均高达 2.1%^[12],达到好烃源岩标准。但由于莺歌海盆地海相烃源岩有机质丰度总体偏低,L22-1-7 井高有机质丰度可能有一定局限性,故中新统烃源岩生烃潜力一直尚存疑义,但李可为^[13]对莺歌海盆地海相烃源岩生烃潜力的研究成果表明,该区中新统海相陆源烃源岩虽然有机质丰度较低,但烃源岩总烃含量较高,烃转化率高,其与北部湾盆地及珠江口盆地古近系中深湖相烃源岩基本相当,因此,莺歌海盆地中新统海相陆源烃源岩具较大生烃潜力是可以肯定的。

根据 L22-1-7 井天然气地球化学分析,该井钻遇上新统莺歌海组下部中深层天然气组成中,CH₄ 含量高,为 8.75%~65.51%,C₂₊ 含量较低,为 0.64%~4.97%,而非烃气 CO₂ 含量甚低,仅为 0.07%~1.72%。中深层上中新统黄流组天然气组成以 CH₄ 为主,含量达 4.88%~59.96%,C₂₊ 含量较低,为 0.19%~3.18%,非烃气 CO₂ 含量甚低,仅为 0%~0.05%。中中新统梅山组天然气组成亦与黄流组及莺歌海组相似,但由于空气混入太多,导致其天然气组成中烃类气含量较低,而非烃气含量甚高(C₁ 含量为 8.82%,C₂₊ 含量为 0.11%,非烃气

中,CO₂含量为 0.05%,N₂含量为 74.32%)。上述中深层天然气干燥系数(C₁/∑C_n)偏高达 0.93~0.99,天然气 CH₄ 同系物碳同位素分析表明,其 δ¹³C₁ 值为 -40.09‰~-33.06‰,δ¹³C₂ 值为 -28.89‰~-22.95‰。根据天然气成因分析,可以确定 L22-1-7 井中深层钻获天然气属热成因煤型气,依据该区天然气碳同位素成熟度判识方程,亦可判识确定其为成熟—高熟偏腐殖型天然气(成熟度 R_c 值为 0.75%~1.73%)。其与乐东区浅层天然气气源生母质类型相同、成熟度基本一致。

综上所述,根据乐东区 L22-1-7 井钻遇中深层

天然气地质地球化学特征,其天然气成因类型属高熟偏腐殖的煤型气,且与中央泥底辟带浅层及乐东区中深层天然气成因类型基本一致,烃源供给主要来自 4 300m 以深中新统梅山组—三亚组海相陆源烃源岩,该井及东南部邻区 L30-1-1A 井亦证实钻遇到高有机质丰度的中新统烃源岩^[14],且具备较大生烃潜力,因此,可以综合判识与确定中央泥底辟带乐东区中深层存在中新统海相陆源烃源岩,且处在成熟—高熟生烃高峰期,具有较大生烃潜力及良好的烃源物质基础,能够为形成中深层天然气藏提供充足的烃源供给。

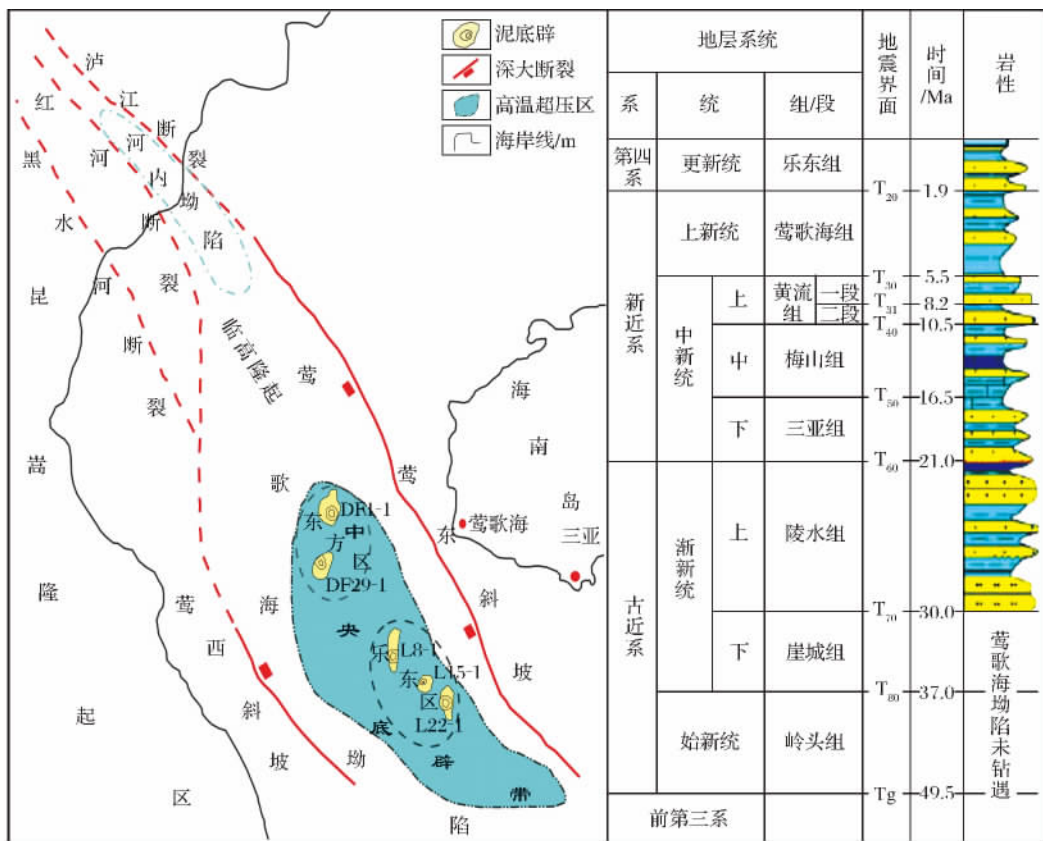


图 1 莺歌海盆地基本构造单元展布特征与新生代地层系统构成

Fig. 1 Basic tectonic units distribution and Cenozoic strata system of Yinggehai Basin

3 中深层储层及储盖组合特征

3.1 中深层储层质量

东方区中深层天然气勘探实践表明,储层质量是中深层天然气勘探的关键所在^[1-4],高温超压环境下发育的具较好储集物性的海底扇砂岩储层,为东方区中深层高温超压大气田形成提供了必备的储集条件。目前,虽然乐东区中深层天然气勘探尚处在评价探索阶段,且 L22-1-7 井钻探揭示其中深层储层物性欠佳或缺失(主要目的层黄流组储层物性太

差而失利),但亦应看到 L22-1-7 井上中新统黄流组仍然存在含气泥质粉砂岩(测井曲线有明显含气特征),只是岩性太细储集物性偏差导致天然气难以富集成藏,而且该井亦仅仅是一孔之见,据此尚不能盖棺定论,更不能完全否定整个乐东勘探区带储集层发育及展布和储层物性的优劣。

根据乐东区地震、钻井资料及沉积充填特征与层序地层学分析,表明该区中深层(T₂₃以深)具有发育较好储层的条件,且储层类型多样,特点鲜明,以下将中层(T₂₃—T₃₀)和深层(T₃₀以深)储层发育特

征重点加以分析阐述。

乐东区中层(S27—S30 层序)重矿组合(图 2),以 L22-1-7 井 S27—S30 层序为代表,主要由锆石(19.9%~22.2%)、白钛矿(28.4%~44.2%)以及赤褐铁矿、电气石组成,而来自变质岩的石榴石、帘石类矿物含量低(均小于 6.6%);母岩成分以岩浆岩(45.3%~51.5%)、沉积岩(33.9%~51.9%)为主,变质岩成分小于 15%。这与其上倾方向的海南岛母岩区地质特征相符,说明海南岛仍是该区的主要物源区,西边物源仅对局部构造(L22-1)有一定的影响。莺歌海盆地乐东区中—浅层基本为比较规则的前积体,有明显的坡折。总体以陆架/陆坡由海南岛向沉积中心逐渐推进型浅海—半深海体系为主。在海南岛及越南、红河物源的影响下,沉积自盆地边缘向中心推进。乐东区中浅层虽看似一套单调的前积推进斜层,地震、钻井和古生物资料表明这些应是强制海退期低位滨海砂体特征^[15]。由于该区沉积物供应不很充分,所以强制海退常以非加积型为主,地震剖面上常见顶面剥蚀、阶状下降等典型特征,代表着非典型的陆架陆坡沉积。

根据大量的岩心观察、测井资料分析和地震剖面解释,乐东区中层(T_{23} — T_{30})储层多与强制海退

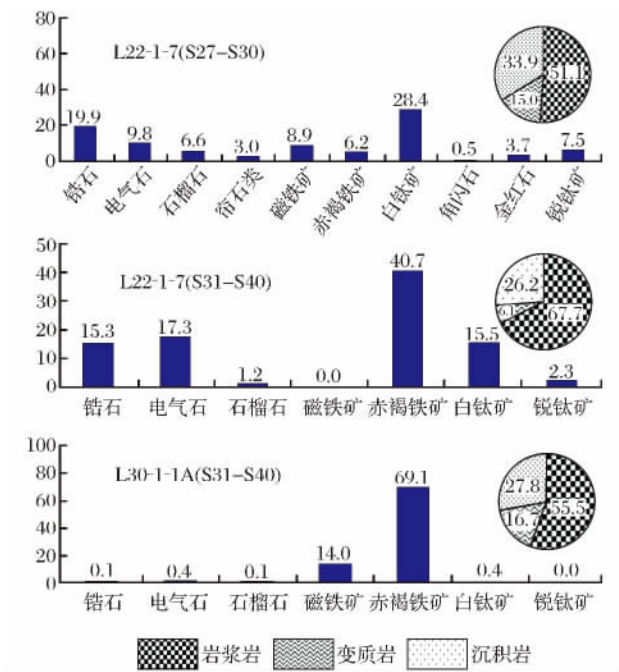


图 2 乐东地区探井中深层莺歌海组二段与黄流组重矿物组合与母岩成分^①

Fig. 2 Heavy mineral combination and parent rock composition of the second member of Yinggehai Formation and Huangliu Formation in Ledong mid-deep strata^①

形成的低位滨岸砂坝、斜坡扇、盆底扇及水道砂有关(图 3)。尤其是低位滨岸砂坝,具有砂岩储集物性好,多成带分布,能够成为较好的油气储集层,应是中深层重要的勘探目的层。乐东区钻探的 L15-1-1 井及 L15-1-4 井单井相分析表明,中层为陆坡及半深海沉积环境,发育陆坡扇及盆底扇沉积体。在 T_{20} — T_{27} 沉积时, L15-1 构造处发育陆坡扇及盆底扇[图 3(a)],构成了 L15-1 构造中层重要储集层(地震剖面上表现出清晰的亮点显示)。这些陆坡扇、斜坡扇、盆底扇及浊积水道滞留砂(盆底扇底部)沉积砂体是该区中深层主要勘探目的层,推测其砂岩储集物性良好^[15]。再者,如 L8-1 构造上新统 T_{25} 反射层附近的砂岩储层,其在地震剖面上强振幅(亮点)明显,可识别出 L8-1A、L8-1B、L8-1C 等多个砂岩储集体[图 3(b)],这些砂岩储集体可能属陆坡扇或海底扇沉积,根据地震反射特征及邻区钻井对比推测其储集物性较好,亦是重要的油气勘探目标。

乐东区中层不仅有低位的盆底扇,还有不少水道体系[图 3(a)]。水道成因有汇聚型中央水道(如 L30-1)、潮流冲刷型水道(如 L15-1)、二台阶下切谷(如 L10-1)等多种类型。内部的充填物可以是砂,也可是泥,因此沿这一地形可形成各种岩性圈闭,如谷肩型、侧向遮挡型、透镜体型等。在泥底辟周围,容易发育潮流冲刷型水道,特点是水道两翼为砂,中间为泥,而且砂岩的物性一般会好于未经改造的盆底扇。砂岩可单独成脊或上超于底辟上,并与上覆海侵/高位泥岩一起构成岩性地层圈闭。该区 L15-1、L8-1 等构造均有所钻遇。其中,地震解释及 L15-1-1 钻井揭示 T_{27} 界面水道砂岩为纯净的石英粉细砂岩,泥质含量很少,正韵律,底部见泥砾岩,属于底部冲刷滞留再沉积,砂岩岩心孔隙度平均为 28%^②,储集物性较好,现场解释 2 320m~2 332.5m 为可疑气层,但由于没有进行测试,因此水道砂的含气潜力尚不清楚。

乐东区深层(T_{30} 以深)区域上具有有利于储层形成发育的地质背景。乐东区深井 L22-1-7 井(S31-S40 层序)重矿组合(图 2),主要由锆石(15.3%)、白钛矿(15.5%)、赤褐铁矿(40.7%)以及电气石(17.3%)组成,而来自变质岩的石榴石(1.2%)等矿物含量低;母岩成分以岩浆岩(67.7%)、沉积岩(26.2%)为主,变

① 中海石油(中国)有限公司湛江分公司. 莺歌海盆地层序地层和沉积特征. 内部报告, 2004.

② 中海石油(中国)有限公司湛江分公司. 莺歌海盆地中央底辟带中浅层潜力再评价及滚动勘探准备建议. 内部报告, 2007.

质岩成分少(6.1%),这与其上倾方向的海南岛母岩区地质特征相符,说明海南岛也是该区的主要物源区,而乐东区东南部深井 L301-1A 井重矿物(S31—S40 层序)组合中磁铁矿(14.0%)和赤褐铁矿(69.1%)含量相对较高,而锆石、白钛矿等含量很少(低于0.4%),但母岩成分以岩浆岩(55.5%)、沉积岩(27.8%)为主,变质岩成分相对少(16.7%),总体上反映出海南岛方向物源和越南方向物源双向影响的结果。综合这2口井重矿及母岩成分分析资料来看,海南岛方向物源仍是乐东区黄流组时期的主要物源,但是也有来自越南方向的物源供给。从沉积相发育特征来看,莺歌海盆地在中新世梅山末期、晚中新世黄流中期(相当于 T_{31} 界面形成时期)和晚期(相当于 T_{301} 界面形成时期),均发生过大规模的海平面下降,有利于储层砂体发育。乐东区中深层上新统黄流组一段(T_{30} — T_{31})多以滨浅海沉积为主

[图4(a)],且靠近海南岛物源方向物源区发育了较大范围的三角洲沉积,其低位域三角洲及三角洲前缘席状砂即为较好海相储集层;黄流组二段(T_{31} — T_{40})时期,海南岛物源供给更为充足,靠近1号断裂带下降盘亦发育了大型三角洲沉积[图4(b)],由于靠近海南岛物源,应当发育具有较粗碎屑物质的沉积体;在三角洲前缘发育了碎屑物质经再搬运重新沉积的滑塌体沉积及浊积扇等,其前三角洲区域还发育了浊积水道充填和决口扇,这些扇体均可作为中深层重要储集层。例如,L15-1构造部位发育了 T_{30} 、 T_{40} 面上盆底扇和 T_{31} 面上三角洲相和滨海相沉积,其是中深层(T_{30} 以深)高温超压领域的重要储集层。L8-1构造中深层在时间构造图和深度构造图上均有构造,且构造形成早,尤其是构造南部在中中新世梅山末期为一个古高地,由于水深浅,其上覆沉积(黄流组)在波浪作用下分选变好、泥质含量低,形成了较好储集层。

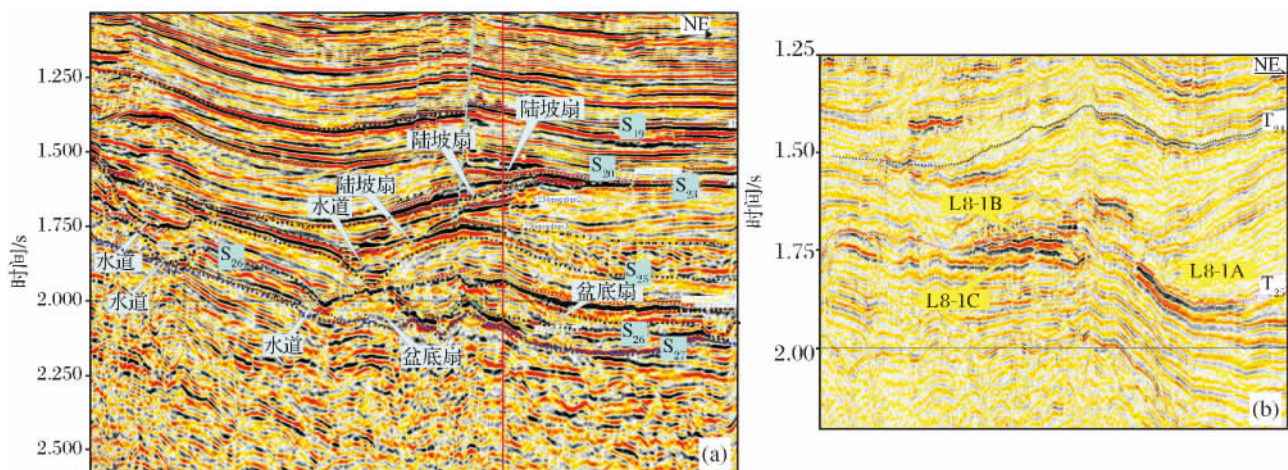


图3 莺歌海盆地乐东区中深层典型地震解释剖面

Fig. 3 Typical seismic profiles of mid-deep layers of Ledong area in Yinggehai Basin

(a)通过 L15-1 构造上新统沉积相及层序地层解释典型地震剖面;

(b)L8-1 构造中深层上新统 L8-1A、L8-1B、L8-1C 砂体典型地震解释剖面

诚然,乐东区迄今仅 L22-1-7 钻井揭示了中深层黄流组和梅山组上部地层,其中梅山组一段(未钻穿)属半深海相,为大套灰色泥岩夹薄层泥质粉砂岩和粉砂岩沉积,而黄流组二段为低位三角洲—浅海相沉积。其中黄流组二段下部为三角洲前缘分流间微相,钻前认为是低位盆底扇,实际上钻探未钻遇;黄流组二段上部为内浅海亚相。黄流组一段沉积相为浅海相,底部为一低位扇,中上部为内浅海沉积,主要为一套灰色泥岩(或粉砂质泥岩)与泥质粉砂岩(或粉砂岩)的不等厚互层,上部单层厚度较大,下部单层厚度较小。另据 L22-1-7 井井壁取心薄片鉴定

结果表明,黄流组碎屑岩主要以含钙质、泥质或含碳酸盐质的石英粉砂岩为主,泥质含量较高为 18%~40%,钙质含量为 3.5%~17%。测井解释孔隙度为 15.2%~23%,渗透率为 $(11.3 \sim 592.9) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于中孔中—低渗储层,油气储集物性欠佳,但这仅仅是一孔之见,尚不能代表乐东区中深层黄流组储层特征。乐东区及邻区钻井统计揭示(图5),在 1 500~3 300m 储层物性为低—中孔、低—中渗;而埋深在 3 300~4 700m 之间,L22-1-7 井与 L30-1-1A 井中深在层储层物性纵向变化小,主要为中孔、中—低渗特征,且较中浅层储层物性有

变好趋势,结合该区压力系数分析,推测认为物性纵向微弱变化与发育超压的保护有关,因此乐东区中深层仍有可能发育储层物性较好的储层。总之,根据以上对乐东区中深层中新统储集层类型及质量分

析评价及 L22-1-7 井钻探结果,可以预测该区中深层高温超压领域存在较好储集层,且储层质量优劣应是该区中深层天然气成藏的关键和主要控制因素之一。

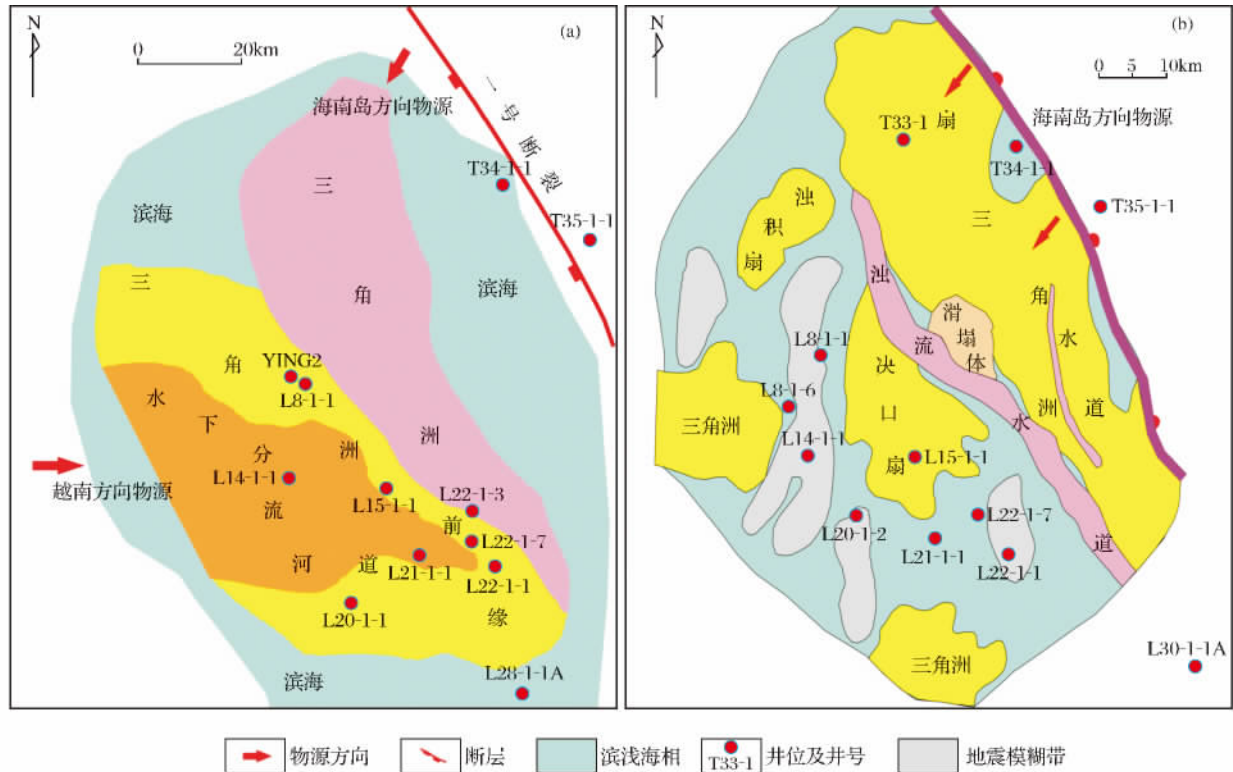


图 4 莺歌海盆地乐东区黄流组一段(a)、黄流组二段(b)沉积相发育特征^①
 Fig. 4 Sedimentary facies characteristics of the first member (a) and the second member (b) of Huangliu Formation in Ledong area, Yinggehai Basin^①

3.2 中深层储盖组合特征

从区域沉积相看, S27—S30 层序发育期间,莺歌海盆地中央泥底辟带主要为半深海相,沉积了巨厚的半深海相泥岩,乐东区北部的 L8-1 构造 T₂₉—T₃₀ 层序(上新统莺歌海组下部)地震反射特征表现为不连续弱振幅特征,为半深海相泥岩沉积,可作为乐东区的区域盖层。此外,上中新统黄流组一段和黄流组二段上部发育的海侵域浅海相泥岩也可作为直接盖层,其与下伏的低位三角洲砂岩共同构成了多套储盖组合。大量地震地质资料表明,乐东区中深层高温超压领域上述中新统多套储盖组合类型分布较普遍。如乐东区中部 L15-1 构造也发育 3 套储盖组合,具体为 T₄₀ 面上盆底扇砂体与上覆 T₃₂—T₃₁ 浅海相泥岩组成的下储上盖的储盖组合; T₃₁—T₃₀₁ 面上三角洲沉积与滨海相砂泥岩互层组成的储

盖组合; T₃₀₁ 面上盆底扇砂体与莺歌海组下部大套半深海相泥岩组成的下储上盖的储盖组合。乐东区南部 L22-1-7 井钻探结果,亦证实该区中深层高温超压领域区域封盖层广泛分布。该井钻探表明,中深层莺歌海组下部至黄流组顶部,海侵泥岩非常发育,从 2 300~3 640m 厚达 1 340m 井段基本均为泥岩。而下伏的黄流组泥质粉砂岩储层亦较发育,只是储集物性偏差,但亦构成了下储上盖的储盖组合类型。总之,根据地震及区域地质资料分析,乐东区中深层储盖组合发育,但是储层类型及其质量应是该区中深层成藏的主控因素,东方区中深层勘探成功即充分证实了这一点^[1-4]。因此,乐东区中深层储层质量优劣及其评价预测,仍然是该区中深层天然气勘探突破的关键所在。

① 中海石油(中国)有限公司湛江分公司研究院. 莺歌海盆新近系沉积研究新进展及重点区带重力流沉积体系. 内部报告, 2013.

4 中深层构造圈闭类型及其含油气性

中海油研究中心 1997 年应用叠前深度偏移技术落实了中央泥底辟带九大中深层构造圈闭^[45],其中展布于乐东区中深层的有 L8-1、L14-1、L15-1、L20-1、L21-1 及 L22-1 共 6 个构造圈闭(表 1),这些构造圈闭规模较大,圈闭面积介于 81~305km²之间,高点埋深为 3 450~4 380m,闭合幅度在 110~360m 之间;构造圈闭类型以断背斜、背斜及断块为主。这些构造圈闭形成时间早,能够捕获深部早期生成的油气,形成原生近源运聚成藏的油气藏。

由于该区泥底辟及热流体上侵活动强烈,乐东区中深层泥底辟伴生构造圈闭类型多以被底辟断层复杂化的背斜圈闭、断块圈闭及构造-岩性圈闭为主,例如,L8-1 中深层黄流组构造圈闭落实程度较高,在时间构造图和深度构造图上[图 6(a)],其构造圈闭特征均非常明显。该局部构造形成早,而且是多期发育而成,在晚中新世及上新世早期即形成,属于受底辟作用形成的 SN 各有高点且长轴近南北向的底辟伴生背斜构造类型。L15-1 为乐东区近南北向的底辟构造,构造中深层为典型的泥底辟伴生背斜圈闭类型[图 6(b)],圈闭规模大,且在 T₃₀-

T₂₇时期即开始发育,在上新世晚期莺歌海一段沉积末期即已定型。L22-1 中深层构造圈闭也是由泥底辟上侵活动形成的底辟伴生构造,该构造浅层已钻探了 L22-1-1 等多口探井,发现了中等规模的浅层优质天然气田。其中深层构造是一个 NW—SE 向的长轴背斜[图 6(c)],构造圈闭规模大,中深层黄流组不同构造层具有较好的继承性,且叠合程度较好。乐东区中深层主要目的层段集中在黄流组和梅山组,在晚中新世黄流期发育的低位体系域砂体以及中中新世梅山时期发育的不同类型砂体是中深层主要的储集层^[5-6,16]。如 L8-1 中深层黄流组构造圈闭南部在中中新世梅山末期已为一个古高地,由于水深浅,上中新统黄流组沉积在波浪作用下其碎屑岩分选变好、泥质含量降低,能够形成一套储集物性好的储集层。

由于底辟断裂及裂隙发育,深部天然气及其他流体上侵活动与渗漏现象普遍,在地震剖面上,在不同类型底辟伴生构造圈闭及其周缘,往往产生大量强振幅显示即“亮点”,必须指出的是,裴健翔等^[17]研究认为,用“亮点”识别气层存在“陷阱”,特别是在底辟带中深层勘探中“亮点”可能由含气干层或含气水层产生,还可以是由岩性和物性变化产生,这就需

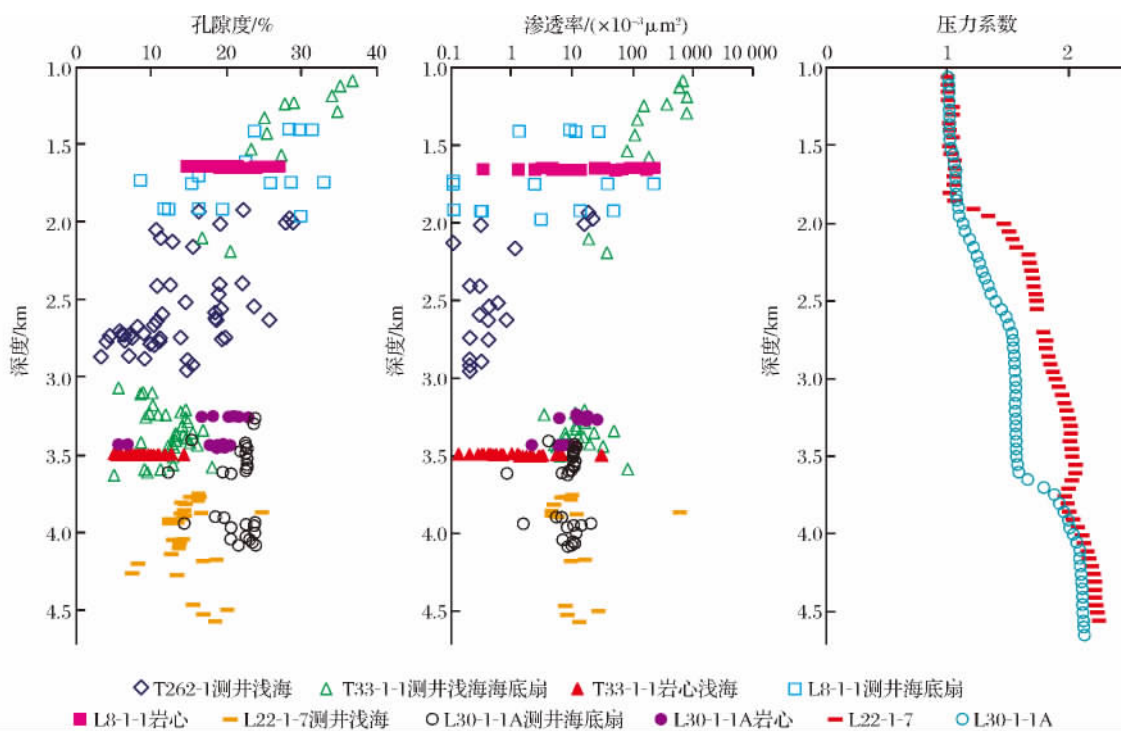


图 5 乐东区及邻区钻井揭示储层物性与压力系数随深度分布特征^①

Fig. 5 Vertical distribution of reservoir physical property and pressure coefficient of wells in Ledong area and its vicinity^①

① 中海石油(中国)有限公司湛江分公司研究院. 莺歌海盆新近系沉积研究新进展及重点区带重力流沉积体系. 内部报告, 2013.

表 1 乐东区中深层圈闭要素特征与比较排队^①

Table 1 Element characteristics and comparison of mid-deep traps in Ledong area^①

圈闭名称	层位	圈闭类型	面积/km ²	闭合幅度/m	高点/m	最低圈闭线	预测资源量/(×10 ⁸ m ³)	排序
L8-1	T ₃₀	断背斜	294.55	250	3 450	3 700	4 736	1
	T ₃₀₁		280.16	230	3 670	3 900		
	T ₃₂		280.05	300	3 900	4 200		
	T ₄₀		305.43	330	4 150	4 480		
	T ₄₁		296.44	360	4 380	4 740		
L22-1	T _{301db}	背斜	138.4	170	3 810	3 980	2 656	2
	T ₃₀₁		130.2	170	3 950	4 120		
	T ₃₁		81.4	110	4 070	4 180		
	T ₃₂		139.0	170	4 210	4 380		
	T _{40db}		148.8	190	4 290	4 480		
	T ₄₀		138.3	190	4 370	4 560		
L14-1	T ₃₀ —T ₄₀	背斜	296				2 405	3
L15-1	T ₃₀ —T ₄₀	背斜	197	125~225	3 575~4 175		1 698	4
L20-1	T ₃₀ —T ₄₀	背斜	300				1 200	5
L21-1	T ₃₀ —T ₄₀	背斜	150				1 200	6

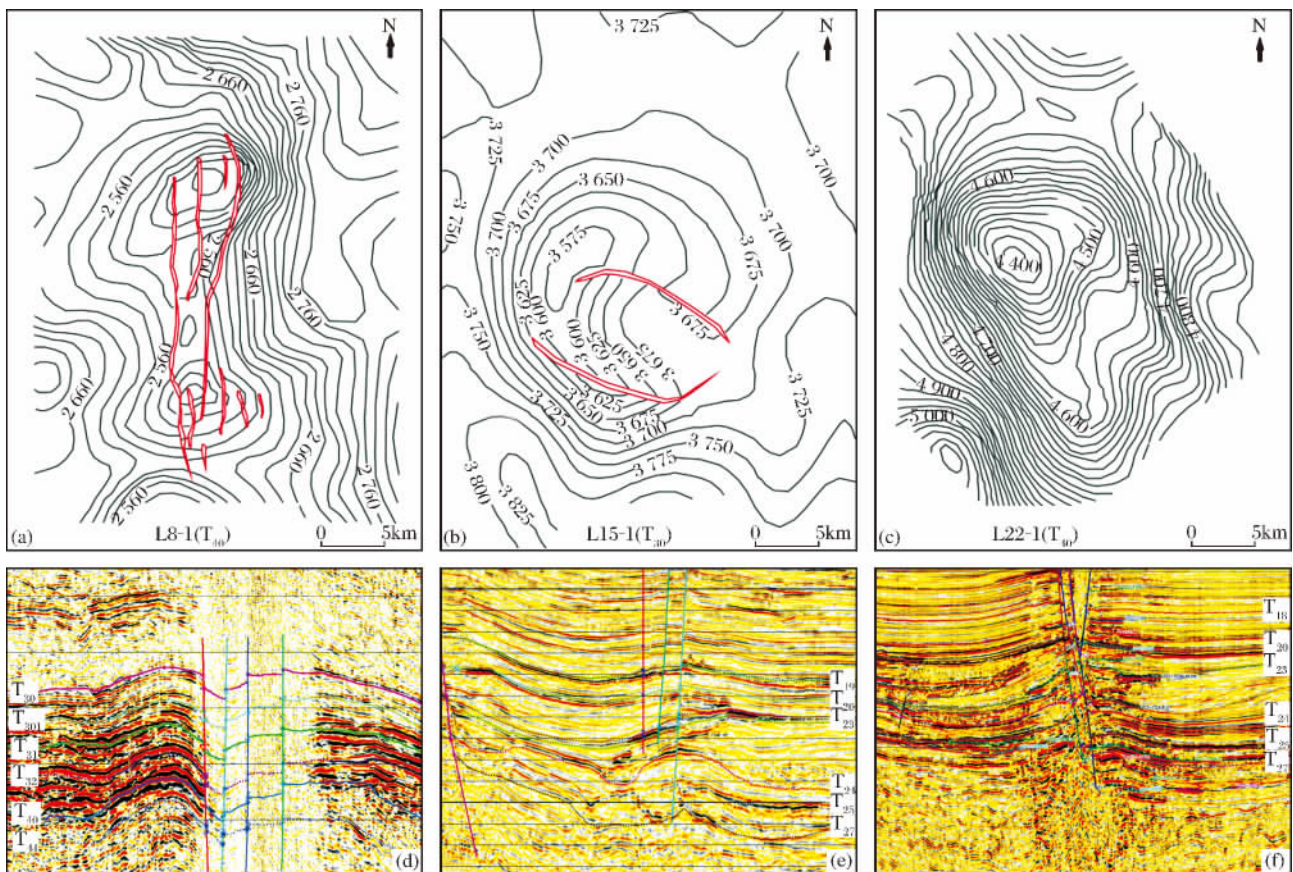


图 6 乐东区中深层圈闭特征与泥底辟及断裂系统构成的油气纵向运聚通道典型地震剖面

Fig. 6 Typical seismic profile of trap feature and conduction ways composed of mud diapirs and faults of mid-deep strata in Ledong area

① 中海石油(中国)有限公司湛江分公司. 莺歌海盆地中央底辟带中浅层潜力再评价及滚动勘探准备建议. 内部报告, 2007.

要对“亮点”去伪存真;根据该区浅层气层的统计,浅层“亮点”大多为含气“亮点”,而浅层气藏与中深层气藏同源,天然气成因类型一致,其均为深部烃源供给(供大于散)而运聚成藏的产物,亦即浅层气藏本质上是“次生气藏”或“再运聚气藏”,因此,浅层气藏大量产出,亦表明和指示其中深层构造圈闭确实含气,且具有较大油气勘探潜力。L8-1 构造圈闭 T_{30} 、 T_{31} 、 T_{40} 、 T_{41} 等不同层段,均可见到近 SN 向展布的断裂及裂隙较发育,表明其深部油气垂向运聚通道畅通[图 6(d)],因此在地震剖面上均见到明显的“亮点”显示^[17]。通过以上分析,可以预测 L8-1 中深层黄流组构造圈闭含油气可能性极大,具有较好的勘探前景。L15-1 中深层构造圈闭亦发现 6 个含气“亮点”,这些亮点面积大,叠合程度高,亮点范围与构造圈闭的吻合度也较高,且断裂等油气运移通道发育[图 6(e)]。根据该区浅层气田勘探经验,这些地震反射层亮点特征应为含气亮点,且亮点 2 在 L15-1-4 井 DST1 (T_{23} 层段)测试中已获得天然气流,亮点 5 亦在 L22-1-7 井电测解释为气层,表明 L15-1 中深层构造圈闭及周缘含油气性较好,亦具油气勘探潜力。L22-1 中深层构造圈闭,由于泥底辟上侵活动强烈,其伴生断裂及裂隙亦较发育[图 6(f)]。该构造圈闭 T_{30} — T_{40} 黄流组在地震反射剖面上亦具有明显的强反射亮点异常,表明其具有含油气性,预测其具有较大油气勘探潜力。

必须指出地是,乐东区泥底辟异常发育,泥底辟热流体上侵活动强烈,在上侵挤入的幕式活动演化过程中,除了在其两侧及顶部形成不同类型底辟伴生构造外,在泥底辟上侵活动中心则形成了纵向底辟通道和底辟伴生断裂及裂隙系统,在底辟体构造顶部伴生构造亦形成了伴生断裂和微裂隙(图 6)。这些泥底辟伴生断裂及裂隙和泥底辟活动通道,均为深部泥底辟烃源灶之天然气向浅层及中深层具良好储盖组合的圈闭聚集场所垂向运聚的“高速通道”,且随着底辟断裂和微裂隙等幕式周期性开启和闭合,深层天然气等流体阶段性的向中浅层幕式充注与运移,最终在运聚成藏条件配置良好的泥底辟构造顶部及其侧翼构造和岩性圈闭中富集成藏^[18-21]。

5 中深层油气成藏风险分析

莺歌海盆地中央泥底辟带热流体活动强烈,属于高温盆地,平均地温梯度能达到 $4.25^{\circ}\text{C}/100\text{m}$,压力系数可达 $2.2^{[22]}$ 。乐东区也处于泥底辟强烈发育区,发育中深层圈闭的几个大构造均受控于底辟活动,普

遍发育高温超压。乐东区钻井揭示, T_{24} 界面大致为压力 1.5 的转换界面,埋深介于 $1\ 395\sim 2\ 055\text{m}$ 之间, T_{24} 界面以深,压力系数大于 1.5,越往下因埋深加大而压力越大,因此,乐东区中深层发育异常高压甚至超高压,存在较大的风险。L22-1-7 井在 $2\ 153.2\sim 2\ 189.2\text{m}(T_{27}-T_{23})$ 处地层压力系数分别为 $1.617\sim 1.624$,而根据 VSP 或声波计算的地层压力系数在 T_{27} 界面以下均要大于 1.6,而且随深度的增加,压力系数有增大的趋势,在 T_{40} 界面附近,地层压力系数接近 2.2(图 5)。但鉴于东方区中深层高温超压气藏勘探成功,表明高温高压并不是中深层成藏的主要风险,因此这种高温超压也应当不是乐东区中深层成藏的主要障碍,其主要的勘探风险应在于非烃气风险(主要是 CO_2)和储层物性风险。

5.1 高 CO_2 非烃气风险

前已论及,泥底辟及其热流体活动为乐东区中深层油气运聚成藏提供垂向通道和运聚动力。同时,泥底辟热流体上侵活动之热力作用,在促进加速有机质成熟生烃的过程中,亦可导致含碳酸盐物质的岩石发生热分解形成大量岩石化学成因的 CO_2 等非烃气。这种 CO_2 在中央泥底辟带浅层气藏中分布较普遍,且具有分区分块及分层性和局部富集规律及特点^[23],其 CO_2 气源则主要来自受泥底辟热流体上侵活动强烈及其影响特别大的地区。

根据中央泥底辟带浅层气藏 CO_2 分布规律的复杂性,结合该区近年来几口深探井钻探情况,尤其是借鉴浅层气藏 CO_2 分区分块分层的分布特点(图 7),可以对乐东区中深层高温超压领域 CO_2 风险进行分析预测,综合评价 CO_2 风险存在的可能性。

由图 7 可以看出,L22-1 和 L15-1 浅层气藏天然气组份(即烃类气、 CO_2 等)的分布具有明显的分区分块及分层运聚富集的特征。其中 L22-1 浅层气藏中烃类气富集于不同层段储层之中,而 CO_2 则仅在局部层段富集,且在靠近断裂的储层中的 CO_2 含量较高,而远离断裂的储层中的 CO_2 含量有所减少[图 7(a)]。L15-1 浅层气藏中烃类气具有明显的分区分块及分层特点(西块烃类气富集,东块非烃气较高;而下部层段东西块非烃气均富集),且靠近深大断裂附近非烃气较富集[图 7(b)]。推测造成这种差异的原因可能跟热流体侵入活动强度,以及断裂—微裂隙垂向输导通道通畅程度密切相关^[24]。中央泥底辟带乐东区唯一的深探井 L22-1-7 井钻获天然气组成中,无论是浅层还是中深层其 CO_2 含量均小于 5%[图 7(c)],且 CO_2 含量变化并未随深度

增大而增加,这就充分证实和表明,莺歌海盆地中央泥底辟带这种特有的壳源型岩石化学成因 CO₂ 之气源,属于局部性气源,且与泥底辟热流体上侵活动及影响程度密切相关,剖面分布上不具有随深度加大而 CO₂ 含量递增的变化规律。总之,中央泥底辟带乐东区浅层气藏 CO₂ 分布具明显分区分块分层的局部富集特点,且 CO₂ 纵向上分布并不像中国东部陆相断陷盆地火山幔源型 CO₂ 那样具有随深度加大

而 CO₂ 含量增加的变化规律。因此,乐东区中深层高温超压天然气勘探领域,虽然与该区浅层一样亦存在高 CO₂ 风险,但由于这种壳源型岩石化学成因 CO₂ 气源具有局部性,CO₂ 分布主要与泥底辟及其断裂展布密切相关,且具分区分块分层富集的特点,并非“漫天飞雪”。因此,可以预测乐东区中深层气藏 CO₂ 分布规律应与浅层气藏 CO₂ 分布规律类似,仅在某些局部区块及层段可能存在高 CO₂ 风险。

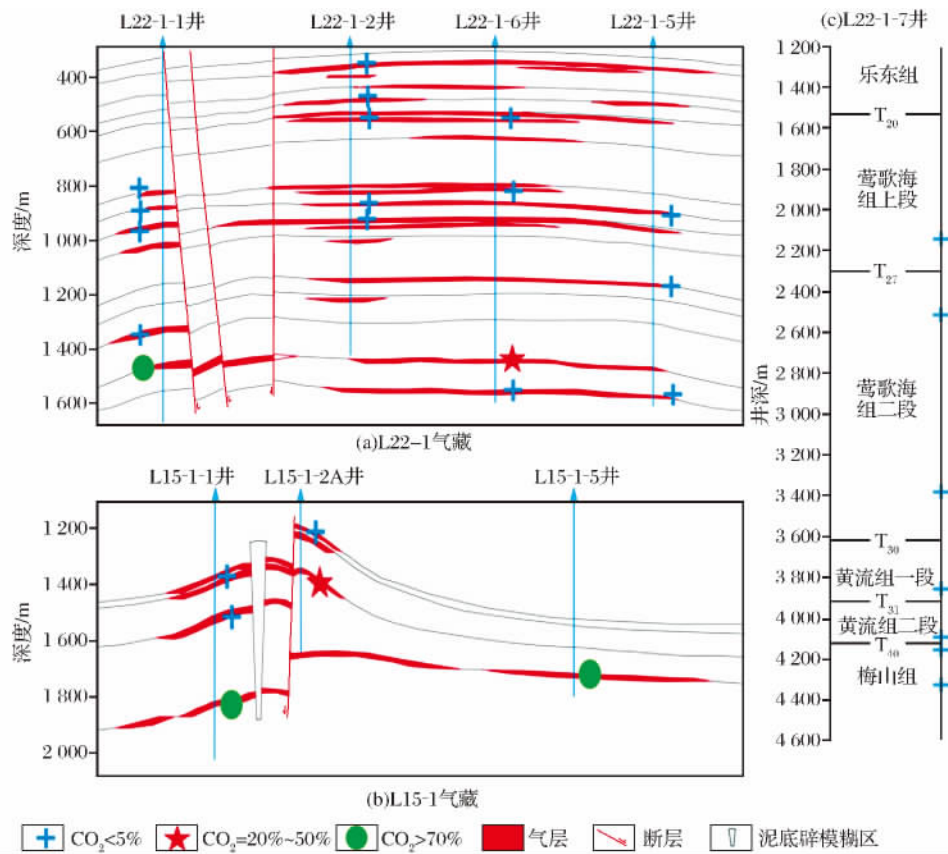


图 7 中央泥底辟带乐东区天然气藏中 CO₂ 分区分块分层分布特征(据文献[24],修改)

Fig. 7 Partitioned, chunked and hierarchical distribution characteristics of CO₂ from gas reservoirs in Ledong area(modified from reference[24])

5.2 中深层储层物性风险

前已述及,乐东区中层上新统莺歌海组下部地层(T₂₃—T₂₇),区域上主要属于坡折下倾方向的沉积充填环境,其水深相对较深,牵引流动力难以达到,整体以大套泥岩沉积为主;其储层主要属重力流成因的滑塌浊积砂体,故储集层特征相对浅层储集体,具有储集物性较差,泥质和其他胶结物含量较高、孔隙度偏小和渗透率低的特点。

乐东区深层(T₃₀以深)储层而言,虽然 L22-1-7 井揭示上中新统黄流组一中中新统梅山组砂岩储集层薄且偏细,储集物性差,但这仅仅是一孔之见和某一

相带某种储集体类型储层分布及储集物性特点,尚不能代表中深层高温超压领域不同相带及不同类型储集层展布特征及其储集物性特点。根据中央泥底辟带浅层气藏储层岩心分析数据统计表明,浅层气藏不同区带不同类型储集体储集物性及非均质性均差异颇大,其中,临滨砂储层孔隙度为 25%,渗透率均值为 102×10⁻³ μm²,储集物性较好,属于高孔高渗储集层;水道储层孔隙度约为 25%、渗透率均值约为 61×10⁻³ μm²,属于高孔中渗储集层;滨外风暴席状砂储层孔隙度为 16.2%,渗透率均值为 2.4×10⁻³ μm²,属于高孔特低渗储集层;浊积砂储层孔隙度为 19%,渗透

率均值为 $18 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属于高孔低渗储集层。因此, 中央泥底辟带浅层不同区带不同类型储集体储层物性差异及非均质性均非常明显, 既有优质储集层亦有差储集层, 并非“铁板”一块。

5.3 中深层勘探风险规避

认识到乐东区存在诸多勘探风险这一实际情况, 如何有效规避勘探风险是目前面临的关键问题。虽然该区非烃气分布复杂, 但鉴于该区 CO_2 分布与泥底辟及其断裂展布等密切相关, 因此, 在选取井位时, 可以有的放矢地选取断层特别是深大断裂相对较远的位置。借鉴东方区 DF13-1 和 DF13-2 等气田^[1-3] 勘探成功的经验, 选取远离底辟带中心且又处在泥底辟影响的波及区钻探, 基本能够规避高 CO_2 风险。因为这些区域断裂活动相对较弱, 底辟热流体及 CO_2 向其充注及影响相对较困难, 高 CO_2 风险应比底辟活动中心低。至于储层物性风险规避问题, 在分析确定物源方向基础之上, 应综合分析不同沉积相带对储层物性的影响, 结合地球物理测井和有限钻井资料预测有利储层展布区。根据上述乐东区油气成藏各要素的分析来看, 乐东区中深层高温超压领域, 亦与该区浅层储集层特征及展布特点基本类似, 在不同区带不同相带其储集体储层类型及其储集物性与展布规律等, 均存在明显差异和非均质性, 其不仅存在储层类型及储集物性偏差的风险, 同时亦有发育优质储层类型及较好储集物性储层的条件。

必须强调指出, 该区主要物源来自海南岛物源供给体系, 因此, 在海南岛物源供给区方向应当存在颗粒物质较粗的碎屑岩沉积体, 即应存在中深层高温超压油气藏形成所需的储集条件较好的有利碎屑岩沉积相带。因此, 乐东区中深层天然气勘探方向, 应重点分析评价来自海南岛物源供给区的陆架低位体碎屑岩沉积, 深入研究其储盖组合及圈闭等油气运聚成藏条件, 方可获得中深层天然气突破。总之, 尽管乐东区中深层高温超压领域尚存在诸多油气勘探风险, 但其风险与机遇并存, 坚定不移、毫不动摇的坚持中深层油气勘探探索, 必然会取得乐东区中深层天然气勘探的重大突破。

6 结论

(1) 中央泥底辟带乐东区中深层泥底辟烃源灶及中新统陆源海相烃源岩, 虽然总体上有机质丰度欠佳(仅局部及个别井有机质丰度高), 但其烃产率高, 且处在成熟—高熟生烃高峰期, 具有较大生烃潜力, 能够为中深层高温超压油气藏形成提供丰富的

烃源物质基础。

(2) 乐东区中层($T_{23}-T_{30}$)上新统莺歌海组下部储层以低位域砂岩为主, 储层多与强制海退形成的低位滨岸砂坝、斜坡扇、盆底扇及水道有关。而深层(T_{30} 以深)上中新统黄流组主要以盆底扇、三角洲和滨海相沉积砂岩等储层为主。中央泥底辟带不同区带不同类型储集体储层储集物性及非均质性差异明显, 乐东区中深层高温超压领域不仅存在储层偏差的风险, 亦有发现优质储层的机遇。

(3) 乐东区中深层构造类型多样且较落实, 含油气亮点型圈闭发育, 预测能够形成不同类型的泥底辟伴生油气藏。

(4) 乐东区中深层泥底辟上侵活动强烈, 泥底辟热流体高温超压潜能导致底辟上拱或刺穿, 在底辟活动中心及附近和底辟顶部形成了断裂及裂隙系统, 构成了深部气源向浅层及中深层圈闭运聚成藏的纵向高速运聚通道, 为深部天然气向上运聚到中深层及浅层具备储盖组合的圈闭中富集成藏提供了重要输导条件。

(5) 乐东区中深层高温超压领域天然气勘探, 虽然存在高非烃气风险和储层物性优劣的风险, 但少量探井钻探表明其已具备天然气成藏基本地质条件, 因此, 虽然勘探风险与机遇并存, 但获得商业性天然气突破指日可待!

参考文献(References):

- [1] Xie Yuhong, Zhang Yingzhao, Li Xushen, *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. [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.]
- [2] Wang Zhenfeng, Pei Jianxiang. A new accumulation model of high pressure gas in Huangliu Formation of the middle-deep interval in Yinggehai Basin: The significance of discovering a good quality gas pay with overpressure and high production in well DF14 [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2011, 23(4): 213-217. [王振峰, 裴健翔. 莺歌海盆地中深层黄流组高压气藏形成新模式—DF14 井钻获强超压优质高产天然气层的意义[J]. *中国海上油气*, 2011, 23(4): 213-217.]
- [3] Zhang Huolan, Pei Jianxiang, Zhang Yingzhao, *et al.* Overpressure reservoirs in the mid-deep Huangliu Formation of the Dongfang area, Yinggehai Basin, South China Sea [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(3): 284-293. [张伙兰, 裴健翔, 张迎朝, 等. 莺歌海盆地东方区中深层黄流组超压储集层特征[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(3): 284-293.]
- [4] Xie Yuhong, Fan Caiwei. Some new knowledge about the ori-

- gin of Huangliu Formation reservoirs in Dongfang area, Yinggehai Basin[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2010, 22(6):355-359. [谢玉洪, 范彩伟. 莺歌海盆地东方区黄流组储层成因新认识[J]. *中国海上油气*, 2010, 22(6):355-359.]
- [5] Li Xushen, Pei Jianxiang, Li Yanli. Gas play conditions and accumulation patterns of the Ledong Gasfields, Yinggehai Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2013, 33(11):16-21. [李绪深, 裴健翔, 李彦丽. 莺歌海盆地乐东气田天然气成藏条件及富集模式[J]. *天然气工业*, 2013, 33(11):16-21.]
- [6] Hao Defeng, Han Guangming, Hu Qianwei. Gas migration and accumulation analysis of the middle layers in Ledong area, Yinggehai Basin[J]. *Neijiang Science & Technology*, 2011, (11):138-147. [郝德峰, 韩光明, 胡潜伟. 莺歌海盆地乐东区中层天然气成藏条件分析[J]. *内江科技*, 2011, (11):138-147.]
- [7] He Jiaxiong, Liu Hailing, Yao Yongjian, *et al.* The Petroleum Geology and the Resource Potential of the Marginal Basins in the northern South China Sea [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007. [何家雄, 刘海龄, 姚永坚, 等. 南海北部边缘盆地油气地质及资源前景[M]. 北京: 石油工业出版社, 2007.]
- [8] Sun Jiazhen, Li Lanbin, Yang Shigong, *et al.* Evolution of transform-extension Yinggehai Basin[J]. *Earth Science: Journal of China University of Geosciences*, 1995, 20(3):243-249. [孙家振, 李兰斌, 杨士恭, 等. 转换—伸展盆地—莺歌海的演化[J]. *地球科学: 中国地质大学学报*, 1995, 20(3):243-249.]
- [9] Lv Ming. Reservoir characteristics of the gas-bearing area in Ying-Qiong Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 1999, 19(1):20-24. [吕明. 莺-琼盆地含气区储层特征[J]. *天然气工业*, 1999, 19(1):20-24.]
- [10] Huang Baojia, Xiao Xianming, Dong Weiliang. Source rocks and generation & evolution model of natural gas in Yinggehai Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2002, 22(1):26-30. [黄保家, 肖贤明, 董伟良. 莺歌海盆地烃源岩特征及天然气生成演化模式[J]. *天然气工业*, 2002, 22(1):26-30.]
- [11] Huang Baojia, Li Xushen, Yi Ping, *et al.* Geochemical behaviors and reservoiring history of natural gas in Ledong Gasfield in Yinggehai Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2005, 26(4):524-529. [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.]
- [12] He Jiaxiong, 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):37-42. [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):37-42.]
- [13] Li Kewei. Geochemical study of marine gas and oil their source rocks in Yinggehai Basin [J]. *China Offshore Oil & Gas*, 1991, 5(3):5-14. [李可为. 莺歌海盆地海相油气及其源岩地球化学研究[J]. *中国海上油气*, 1991, 5(3):5-14.]
- [14] Yi Ping, Yang Jihai, Huang Baojia. Gas reservoir formation conditions and favorable exploration areas in the central depression of Yinggehai Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2005, 25(6):24-27. [易平, 杨计海, 黄保家. 莺歌海盆地中部拗陷天然气成藏条件及勘探方向[J]. *天然气工业*, 2005, 25(6):24-27.]
- [15] Zhang Rui, Sun Xuoxin, Wang Yingchao. Forced regression system tract and characteristics of Ledong area in Yinggehai Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(6):1159-1164. [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.]
- [16] He Jiaxiong, Liu Quanwen, Liu Baoming, *et al.* Analysis of the characters of forming natural gas reservoirs basing on two deep drilling wells in the middle-deep beds in Yinggehai Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2004, 15(3):230-237. [何家雄, 刘全稳, 刘宝明, 等. 从两口深井看莺歌海盆地中深层天然气成藏特征[J]. *天然气地球科学*, 2004, 15(3):230-237.]
- [17] 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. [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.]
- [18] Yin Xiulan, Li Sitian, Yang Jihai *et al.* Correlations between overpressure fluid activity and fault system in Yinggehai Basin[J]. *Acta Geoscientia Sinica*, 2002, 23(2):141-146. [殷秀兰, 李思田, 杨计海, 等. 莺歌海盆地超压流体活动与断裂系统的相互关系[J]. *地球学报*, 2002, 23(2):141-146.]
- [19] Zhang Minqiang. Migration accumulation characteristics of natural gas in the diapir structure belt of Yinggehai Basin [J]. *Journal of the University of Petroleum, China*, 2000, 24(4):39-42. [张敏强. 莺歌海盆地底辟构造带天然气运聚特征[J]. *石油大学学报: 自然科学版*, 2000, 24(4):39-42.]
- [20] Baojia Huang, Xianming Xiao, Zhongliang Hu, *et al.* Geochemistry and episodic accumulation of natural gases from the Ledong Gasfield in the Yinggehai Basin, offshore South China Sea[J]. *Organic Geochemistry*, 2005, 36(12):1689-1702.
- [21] Xinong Xie, Sitian Li, Weiliang Dong, *et al.* Evidence for episodic expulsion of hot fluids along faults near diapiric structures of the Yinggehai Basin, South China Sea[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2001, 18:715-728.
- [22] Jin Bo, Liu Zhen, Li Xushen, *et al.* Relationship between accumulation of natural gas and geotemperature-geopressure system in Yinggehai Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2008, 19(1):49-55. [金博, 刘震, 李绪深, 等. 莺歌海盆地地温—地压系统特征及其对天然气成藏的意义[J]. *天然气地球科学*, 2008, 19(1):49-55.]
- [23] He Jiaxiong, Zhu Youhai, Yao Yongjian, *et al.* CO₂ Geology and Its Resource Utilization in North Marginal Basins, South China Sea[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009:148-159. [何家雄, 祝有海, 姚永坚, 等. 南海北部边缘盆地 CO₂ 地质及资源化利用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009:148-159.]
- [24] Huang Zhilong, Huang Baojia, Gao Gang, *et al.* Distribution rules of CO₂ in shallow gas reservoir and relevant causes in the Yinggehai Basin[J]. *Geoscience*, 2010, 24(6):1140-1147. [黄志龙, 黄保家, 高岗, 等. 莺歌海盆地浅层气藏 CO₂ 分布特征及其原因分析[J]. *现代地质*, 2010, 24(6):1140-1147.]

The Reservoir Forming Conditions and Exploration Risks of Middle-Deep Strata in Ledong Area of the Central Diapir Zone, Yinggehai Basin

ZHANG Wei^{1,2}, HE Jia-xiong¹, LI Xiao-tang^{1,2}, LIU Zhi-jie^{1,2}, ZHANG Jing-ru^{1,2}, GONG Xiao-feng^{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)

Abstract: The prospecting of mid-deep layers of Ledong area in the Yinggehai Basin is at the exploration stage at present. Based on regional geology, seismic data, boreholes as well as geochemical data, the conditions of natural gas accumulation and its controlling factors of the middle-deep layers in Ledong area were analyzed, including the characteristics of source rocks, the styles of reservoirs and traps, petroleum conduction system and accumulation risks. According to the geochemical features of the natural gas in the shallow layers, they belong to mature-high mature coal-derived gas, which is sourced from the mature-high mature humic source rocks in the Miocene Meishan-Huangliu Formations. Moreover, the drilling of well L22-1-7 confirmed the existence of this set of source rocks and it indicated that Ledong area has a good condition of source rocks. Although individual borehole revealed that the development and the reservoir physical properties of the middle-deep layers in Ledong area were not promising, we can't ignore the whole area. The seismic and geologic data showed that the styles of reservoirs of the middle-deep layers in Ledong area are dominated by low stand sandstones, including coastal sand dams, slope fans, floor fans and channel sandstones, etc., which were formed in the forced regression environment and should have good physical properties. What's more, vertical faults and microcracks system resulted from upwarping and piercing forces of diapirs in Ledong area provided high efficient conduction pathways for vertical migration and accumulation of deep hydrocarbons. Though there are many exploration risks and some uncertain factors in the hydrocarbon accumulation of middle-deep layers in Ledong area, especially the key controlling factor on the distribution and physical properties of reservoirs, and nonhydrocarbon gas risks, the middle-deep layer gas accumulation conditions and exploration prospects are unassailable.

Key words: Yinggehai Basin; Ledong area; Middle-deep layer reservoir forming condition; Middle-deep layer reservoir; Exploration prospect and risk

(上接第 832 页)

wells. Sedimentary structures and micro-bedding structures were delineated by cores and sections. Differences of total organic content and organic types between dark shale in different sedimentary environments were revealed by testing data and logging interpretation. Dark shale of the Chang 7 member distributes in the subaqueous distributary bay of delta front and semi-deep to deep lacustrine. In semi-deep to deep lacustrine, dark shale has great continuous thickness and sandstones have thin thickness. However, in delta front, dark shale has thin continuous thickness, shale and sandstone interbeddings have similar thickness or thin shale layer and thick sandstone layer. In semi-deep to deep lacustrine, dark shale always has lamellation, horizontal lamination and sandy lamination, whereas lamellation does not develop very well in delta front shales. Organic types of delta front are mainly type II₂ and III, and type I and type II₁ to semi-deep to deep lacustrine shales, respectively. TOC of semi-deep to deep lacustrine shale are higher than that of delta front shale. Based on these comparisons, we concluded that shales which distribute in semi-deep to deep lacustrine are the more favorable prospecting target for shale gas/oil in the Yanchang Formation.

Key words: Organic-rich shale; Shale gas/oil; Sedimentary facies; Distribution of shale; Yanchang Formation