

琼东南盆地深水西区 L25 气田天然气成因、来源与成藏过程

张迎朝, 李绪深, 徐新德, 甘军, 杨希冰, 梁刚, 何小胡, 李兴

中海石油(中国)有限公司湛江分公司研究院

摘要 L25 气田位于琼东南盆地深水西区,由上中新统黄流组早、晚 2 期限制型重力流水道岩性圈闭相关气藏纵向叠置而成,早期的Ⅲ、Ⅳ气组为强超压气藏(压力系数 1.806~1.840),晚期的Ⅰ、Ⅱ气组为常压气藏(压力系数 1.170~1.188)。天然气组分、天然气碳同位素分析表明,L25 气田天然气为有机成因煤型气。通过对天然气甲烷碳同位素与烃源岩镜质组反射率之间的关系、凝析油生物标志化合物特征、烃源岩埋藏史、热史等的综合分析,认为 L25 气田天然气来源于乐东凹陷下渐新统崖城组海相烃源岩生成的成熟—高成熟天然气。天然气成藏过程分析揭示,L25 气田经历了早、晚 2 期天然气充注成藏:2.0Ma,成熟—高成熟天然气充注于晚期沉积的限制型重力流水道岩性圈闭,形成Ⅰ、Ⅱ气组常压气藏;近于现今,高成熟天然气充注于早期沉积的限制型重力流水道岩性圈闭,形成Ⅲ、Ⅳ气组强超压气藏。沉积与储层、压力演化及成藏特征的研究表明,早期天然气充注的规模化的储集体是琼东南盆地深水区新近系更有利的天然气勘探方向。

关键词 天然气成因;天然气来源;成藏过程;L25 气田;琼东南盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

琼东南盆地深水西区黄流组发育东西绵延几百千米的中央峡谷限制型重力流水道砂^[1],砂体与下伏的乐东凹陷、陵水凹陷等已证实的富生烃凹陷相叠置。近年来,在中央峡谷L25区、L17区和L18区上中新统黄流组和新统莺歌海组分别获得高产工业气流^[2-3],揭开了琼东南盆地深水油气勘探的序幕。受限于深水区长带地震资料品质差、烃源岩资料少,前人多通过类比分析邻近浅水区气田的资料,来推测深水区长带气田的烃源岩、输导通道及成藏模式^[4-6],但对深水区长带气田的成藏过程少有研究。L25气田是琼东南盆地深水区长带首个发育强超压气藏的大气田(上中新统黄流组Ⅲ、Ⅳ气组的储层孔隙压力系数大于1.8),水深约975 m。L25气田Ⅲ、Ⅳ气组的储层为限制型重力流水道早期沉积砂岩,其天然气甲烷碳同位素较重, $\delta^{13}C_1$ 值为-35.97‰;L25气田Ⅰ、Ⅱ气组的储层为限制型重力流水道晚期沉积砂岩,气藏为常压,压力系数为1.170~1.188,其天然气甲烷碳同位素偏轻, $\delta^{13}C_1$ 值为-39.37‰~-38.3‰。由此可见,

L25气田的形成经历了复杂的成藏过程。从天然气组分、天然气碳同位素组成和凝析油生物标志化合物特征等方面,剖析了L25气田天然气成因、来源,在此基础上探讨了L25气田天然气充注时期、储层物性、储层压力和成藏过程,并在对比分析成藏要素、成藏特征的基础上,提出早期天然气充注的规模化的储集体是琼东南盆地深水区长带新近系有利的勘探方向。

1 L25气田石油地质特征

1.1 基本地质特征

琼东南盆地是南海北部陆缘西部的一个准被动大陆边缘聚敛型盆地。琼东南盆地经历了断陷阶段陆相盆地(古新世—始新世)、拗—断阶段海陆过渡相—海相盆地(渐新世)、断—拗阶段海相盆地(早中新世)和被动大陆边缘阶段海相盆地(中中新世—全新世)4个成盆构造演化阶段^[7],分别形成了古新统—始新统

收稿日期: 2018-03-11; 改回日期: 2018-09-08; 网络发表日期: 2019-03-12

本文受国家科技重大专项“琼东南盆地深水区长带大中型气田形成条件与勘探关键技术”课题(编号:2016ZX05026-02)资助

第一作者: 张迎朝, 教授级高工, 长期从事南海油气地质研究与勘探。通信地址: 524057 广东省湛江市坡头区南调路 22 号中海石油(中国)有限公司湛江分公司研究院; E-mail: zhangyingzh@cnooc.com.cn

湖相沉积,渐新统崖城组和陵水组海陆过渡相和浅海相沉积,以及中新统三亚组、梅山组、黄流组和上新统

莺歌海组及更新统一全新统乐东组的海相沉积。L25气田位于琼东南盆地西区乐东凹陷深水(图1)。

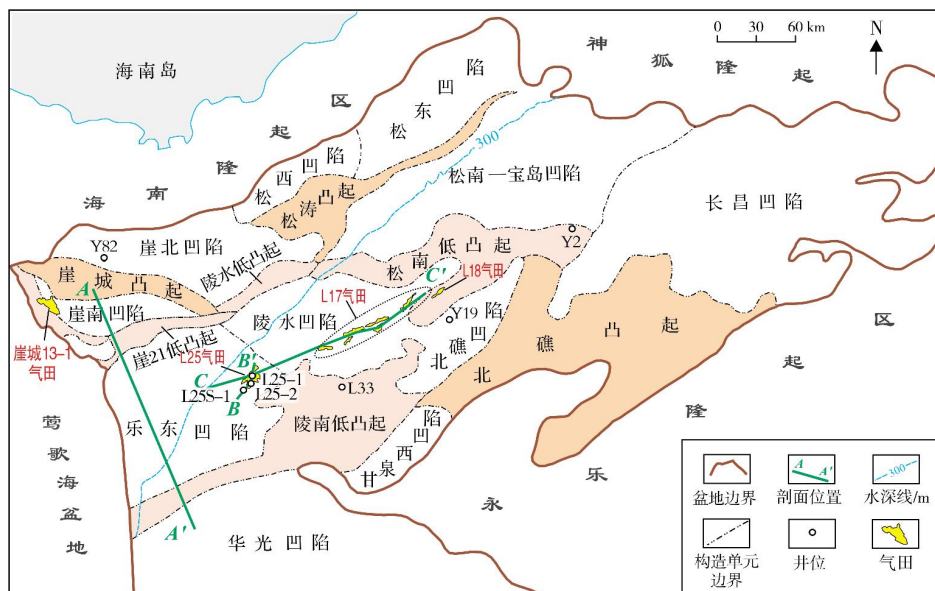


图1 琼东南盆地构造区划及气田分布

L25气田由上中新统黄流组 I、II、III、IV 气组的4个岩性圈闭气藏构成(图2)。通过对气藏的气水分布、气油比、温压系统的分析表明,L25气田的4个气藏具有不同的气水界面、气油比和压力系统: III、IV气组为底水气藏,气油比为 $9\,136\sim 9\,872\text{ m}^3/\text{m}^3$,

气藏压力系数为 $1.806\sim 1.840$,地温梯度为 $3.87\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ m}$,属于强超压凝析气藏; I、II气组也为底水气藏,气油比为 $9\,177\sim 12\,556\text{ m}^3/\text{m}^3$,气藏压力系数为 $1.170\sim 1.188$,地温梯度为 $3.87\text{ }^\circ\text{C}/100\text{ m}$,属于常压凝析气藏。

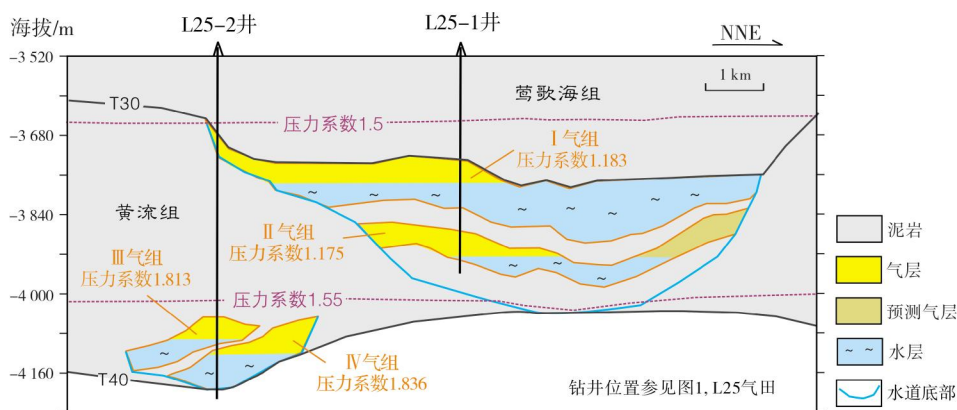


图2 琼东南盆地L25气田气藏剖面

1.2 烃源岩特征

地震资料揭示乐东凹陷新生界发育齐全(图3),厚度逾千米。乐东凹陷发育下渐新统崖城组海陆过渡相烃源岩、海相烃源岩和中新统梅山组海相烃源岩。

崖城组海陆过渡相泥质烃源岩及煤系烃源岩发育于乐东凹陷北部和陵南低凸起周缘。位于陵南低凸起的L33井,其崖城组为海陆过渡相砂泥岩互层沉积,总厚度为 419 m ,其中泥岩厚近 300 m ,泥岩

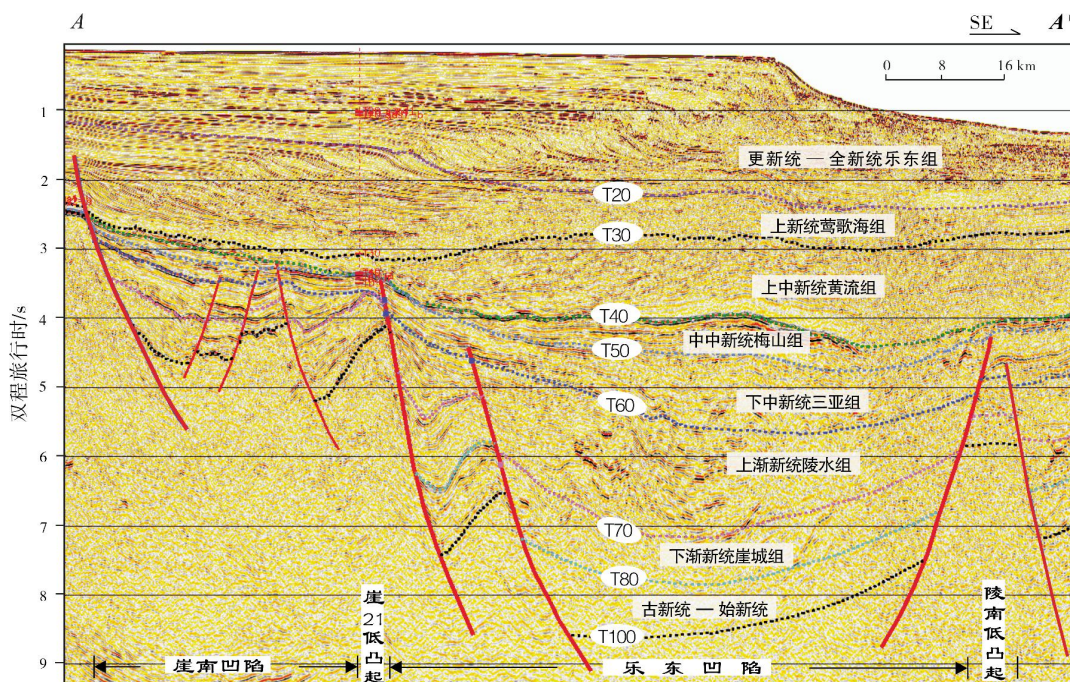


图3 琼东南盆地过乐东凹陷区域地震解释剖面

剖面位置见图1

单层最大厚度达75m, 泥岩TOC为0.33%~1.17%, 平均值为0.79%。位于北礁凹陷北坡的Y19井, 在崖城组海陆过渡相地层中发现了6 m/3层的煤层, 为优质烃源岩。

崖城组海相泥质烃源岩主要发育于乐东凹陷的中部和斜坡。位于宝岛凹陷南坡的Y2井, 钻遇了48 m的崖城组海相泥岩, 其TOC为1.24%~1.46%, 属于较好烃源岩^[8]。崖城组海相烃源岩中的有机质主要来源于陆生高等植物, 部分来源于海生低等浮游植物。陆生高等植物来源的有机质经过长距离搬运, 可能遭受了氧化降解、稀释。崖城组浅海相泥岩往往厚度大、分布广, 有机质保存条件好, 热演化程度高。现今L25-1井区崖城组的镜质组反射率大于2.0%, 可补偿烃源岩有机质丰度偏低的不利条件, 因此崖城组烃源岩具有良好的生气能力。

中新统梅山组海相烃源岩以腐殖型有机质为主, 有机质丰度低—中等, 属中等烃源岩, 烃源岩的热演化程度低, L25-1井区梅山组现今的镜质组反射率为0.8%。

1.3 沉积储层与圈闭特征

中中新世, 琼东南盆地进入被动大陆边缘演化阶段, 盆地北部开始出现陆架坡折, 陆架坡折之上为

三角洲—滨浅海沉积环境, 陆架坡折之下为半深海—深海沉积环境。其中, 深海海底平原区距离盆地北部隆起物源区和南部隆起物源区均较远, 且向南受到斜坡、隆起的限制, 从而形成沿盆地轴向分布的古洼槽地貌^[6]。晚中新世—上新世, 在盆地中央轴向古洼槽中发育了2幕限制型重力流沉积^[6]。

L25气田区在晚中新世黄流期发育“1幕2期”限制型重力流沉积(图4)。

黄流组Ⅲ、Ⅳ气组为限制型重力流水道早期沉积, 重力流水道规模小, 形成的砂体、岩性圈闭规模小, 含气面积2.8~3.8 km²。钻井岩屑薄片分析表明: Ⅲ、Ⅳ气组储层岩石类型以石英砂岩、岩屑石英砂岩为主, 成分成熟度较高; 碎屑颗粒主要由细粒组成, 长石主要为钾长石, 岩屑以变质岩岩屑为主, 碎屑颗粒呈次棱—次圆状、点式接触, 分选中等—好; 孔隙类型以粒间孔为主, 次为长石溶孔, 发育少量粒内溶孔、铸模孔, 孔隙发育中等, 为中孔、中渗储层, 测井解释孔隙度为18.1%~21.3%、渗透率为(22.5~61.7)×10⁻³ μm²。

黄流组Ⅰ、Ⅱ气组为限制型重力流水道晚期沉积, 重力流水道规模大, 形成的砂体、岩性圈闭规模大, 含气面积达17.1~38.9 km²。钻井井壁取心薄

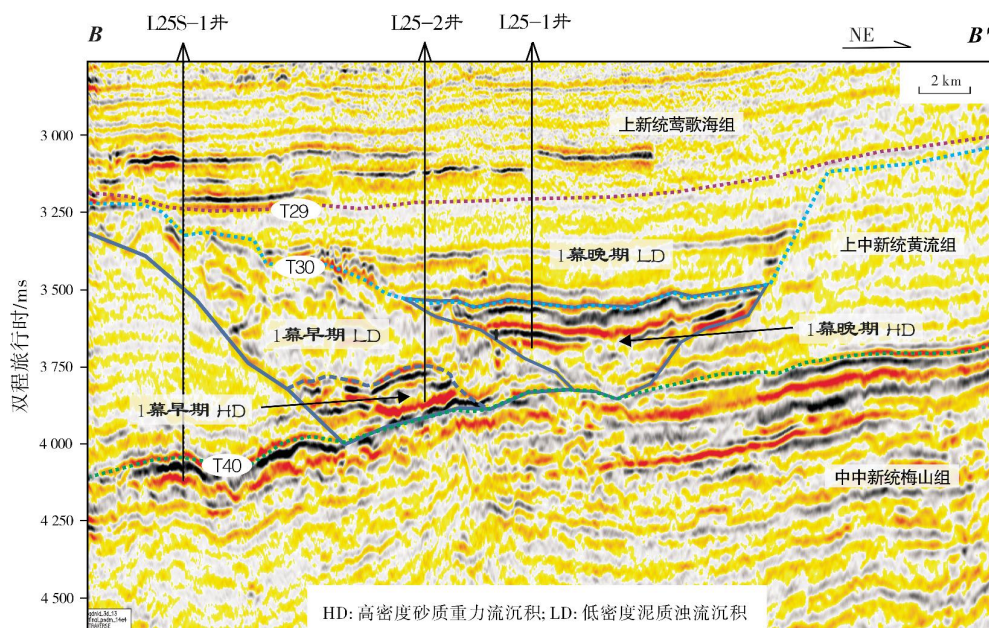


图4 琼东南盆地L25气田区晚中新世黄流期发育“1幕2期”限制型重力流沉积
剖面位置见图1

片分析表明: I、II气组储层以极细砂岩为主,其次为细砂岩,少量中砂岩;岩石类型以石英砂岩、岩屑石英砂岩为主,成分成熟度较高;碎屑颗粒呈次棱—次圆状、点式接触,分选中等—好;孔隙类型以粒间孔为主,次为长石溶孔和铸模孔,少量粒间溶孔,孔隙发育中等,连通性中等,为中孔、中渗储

层,测井解释孔隙度为16.9%~17.7%、渗透率为 $(16.3\sim22.0)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

由于后期浊流侵蚀、沉积迁移和差异压实作用,造成L25气田黄流组各砂岩顶面在轴向洼槽内起伏,且砂岩被上下泥岩和轴向洼槽壁的深海相泥岩所封闭,形成了L25岩性圈闭群(图5)。

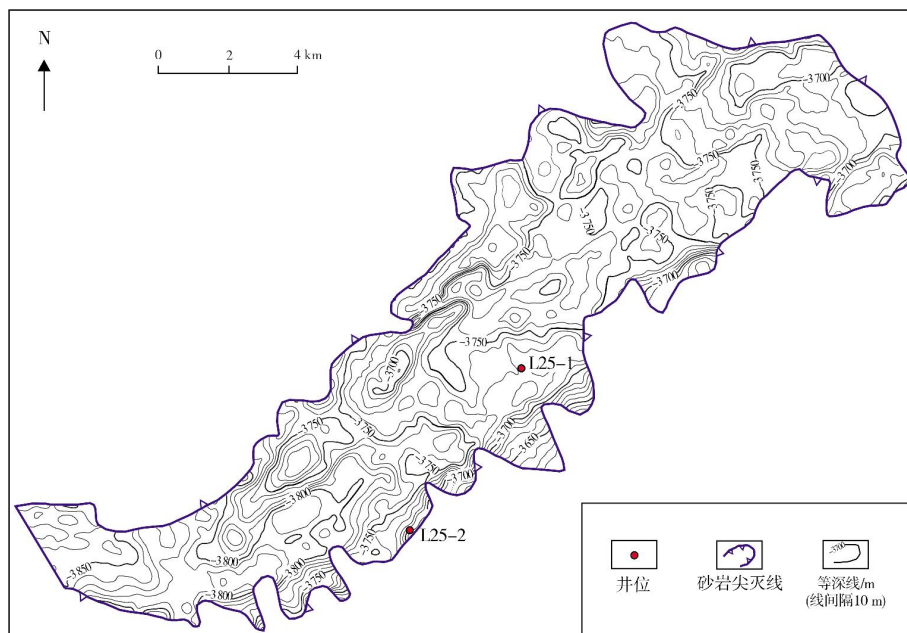


图5 琼东南盆地L25气田上中新统黄流组I气组砂体顶面海拔深度等值线图

1.4 天然气输导体系特征

区域地震资料分析表明:受控于基底性质、沉积盖层充填响应差异,琼东南盆地西区新近系断裂不发育(图3)。因此,天然气垂向输导体系是盆地西区新近系油气成藏的主控因素之一^[6]。L25气田区下渐新统崖城组浅海相烃源岩,因沉积速率(400 m/Ma)大,压实过程中厚层泥岩孔隙流体排出不畅,呈现欠压实,发育异常孔隙流体压力,压力系数超过2.2,具有较大的地层剩余压力。上渐新统、中新统巨厚泥岩沉积速率(分别为235 m/Ma、240 m/Ma)亦较大,同样易于发生欠压实,表现为地层超压。乐东凹陷钻井资料研究表明:当地层埋深至2 900 m,出现孔隙压力系数 ≥ 1.2 的超压^[9](图6),相应发育超压成因断裂或裂隙。地震解释表明(图7):在L25气田所处的乐东凹陷,渐新统、中新统超压断裂或裂隙发育,这些断裂或裂隙沟通了深部下渐新统崖城组成熟—高成熟烃源岩与浅部上中新统黄流组储层,天然气可沿断裂或裂隙运移至L25气田

岩性圈闭群聚集。因此,超压成因的断裂或裂隙构成了L25气田的天然气运移通道。

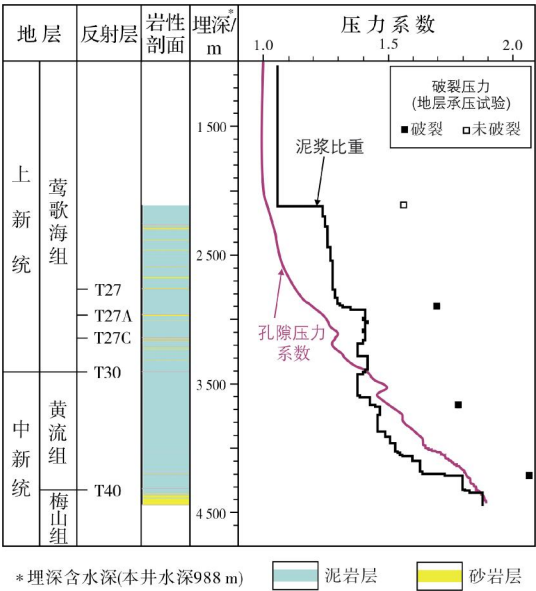


图6 琼东南盆地深水L25S-1井压力剖面(据文献[9])

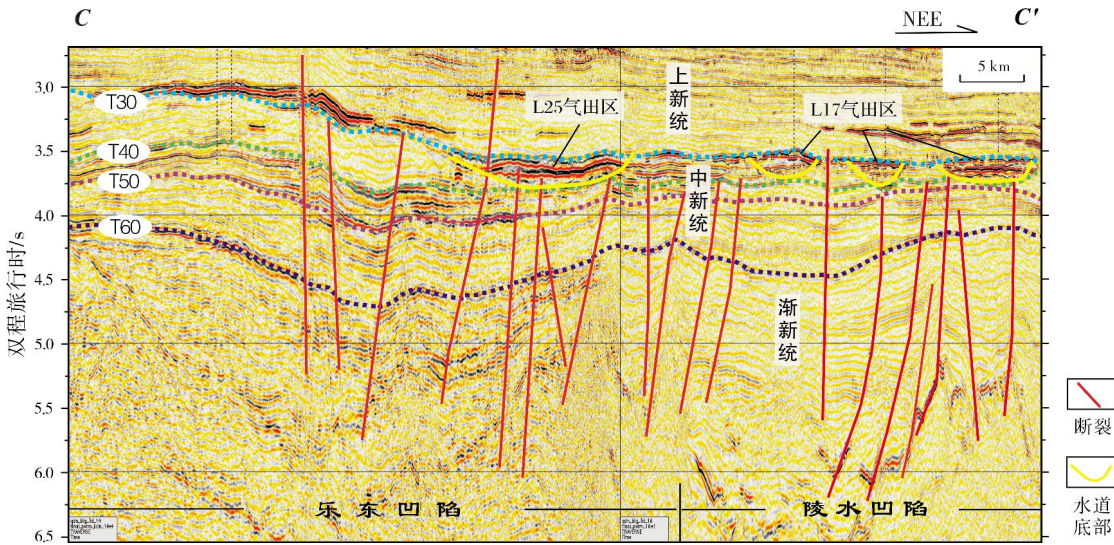


图7 琼东南盆地深水L25气田、L17气田渐新统、中新统超压断裂或裂隙发育特征
剖面位置见图1

2 L25气田油气成因、来源

2.1 天然气组分特征

L25气田天然气以烃类气体为主(表1),烃类气占89.78%~95.13%,烃类气体中又以甲烷为主,达

81.38%~87.31%。高含量的甲烷气体,反映了L25气田具备良好的保存条件。 C_2+ 重烃气体含量低,为7.77%~8.07%。天然气干燥系数($C_1/\Sigma C_{1+}$)为0.90~0.91,表明天然气为湿气。非烃气体含量低,二氧化碳和氮气占4.87%~10.22%。因此,L25气田的天然气属于高烃湿气。

表1 琼东南盆地深水L25气田天然气组分

井号	气组	海拔/m	样品类型*	烃类气组成/%					非烃气组成/%		干燥系数
				C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	CO ₂	N ₂	
L25-1	I	-3 760.8	MDT	87.31	4.70	1.63	0.76	0.74	3.08	1.79	0.92
	II	-3 920.0~-3 890.0	DST	85.17	4.77	1.58	0.79	0.63	6.08	0.97	0.92
L25-2	III	-4 094.0	MDT	81.38	4.95	1.46	0.73	0.93	8.89	1.33	0.91

* MDT: 模块式地层动态测试; DST: 钻杆地层测试。

2.2 天然气碳同位素特征及天然气来源

L25气田天然气碳同位素组成特征见表2。依据甲烷碳同位素($\delta^{13}\text{C}_1$)可以判断天然气是有机还是无机成因,本文以 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值大于 -30‰ 作为界定无机成因天然气的标准。如表2所示,L25气田天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 介于 -39.37‰ ~ -35.97‰ 之间,类似于浅水区

崖城13-1气田天然气甲烷的碳同位素特征($\delta^{13}\text{C}_1$ 为 -40‰ ~ -35‰ ^[10]),均为有机成因天然气。L25气田深部气组和浅部气组的天然气甲烷碳同位素存在明显差异:Ⅲ、Ⅳ气组天然气甲烷碳同位素值较重, $\delta^{13}\text{C}_1$ 为 -35.97‰ (表2,Ⅲ气组);而Ⅰ、Ⅱ气组天然气甲烷碳同位素值偏轻, $\delta^{13}\text{C}_1$ 为 -39.37‰ ~ -38.3‰ 。这说明Ⅲ、Ⅳ气组天然气成熟度高于Ⅰ、Ⅱ气组。

表2 琼东南盆地L25气田天然气碳同位素特征、天然气成熟度与烃源岩埋深

井号	气组	海拔/m	样品类型*	碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ /‰						天然气成熟度 ^① R_o /%	烃源岩埋深 ^② Z/m
				C ₁	C ₂	C ₃	nC ₄	nC ₅	CO ₂		
L25-1	I	-3 760.8	MDT	-39.37	-25.39	-23.30	-22.62	-22.35	-8.97	1.21	-5 624
	II	-3 920.0~-3 890.0	DST	-38.30	-25.15	-23.71	-23.40	-22.13	-3.68	1.35	-5 978
L25-2	III	-4 094.0	MDT	-35.97	-25.57	-23.13	-22.48	-21.23	-4.53	1.65	-6 626

* MDT: 模块式地层动态测试; DST: 钻杆地层测试。① $R_o = (\delta^{13}\text{C}_1 + 48.698) / 7.7275$; ② $Z = 3231.4 \ln(R_o) + 5008.2$ 。

天然气中的重烃碳同位素组成主要受控于生气母质。国内学者认为煤型气乙烷碳同位素($\delta^{13}\text{C}_2$)大于 -28.1‰ 、丙烷碳同位素($\delta^{13}\text{C}_3$)大于 -23.2‰ ;油型气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 小于 -28.8‰ 、 $\delta^{13}\text{C}_3$ 小于 -25.5‰ ^[11-12]。L25气田天然气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 为 -25.57‰ ~ -25.15‰ (表2), $\delta^{13}\text{C}_3$ 为 -23.71‰ ~ -23.13‰ ,接近煤型气 $\delta^{13}\text{C}_3$ 大于 -23.2‰ 的标准;浅水区崖城13-1气田天然气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 主要为 -27‰ ~ -24‰ ^[10], $\delta^{13}\text{C}_3$ 主要为 -25‰ ~ -22‰ (存在天然气碳同位素倒转而偏轻,但大于 -25.5‰ 的油型气丙烷碳同位素标准)。可见,深水区、浅水区2个气田的天然气重烃碳同位素组成特征相近。结合琼东南盆地烃源岩发育条件和天然气成藏特征,认为L25气田天然气属于煤型气。

L25气田天然气中二氧化碳的碳同位素($\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$)为 -8.97‰ ~ -3.68‰ 。根据戴金星等的研究成果^[12]:有机成因CO₂气体的 $\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$ 值小于 -10‰ ,主要分布在 -30‰ ~ -10‰ 之间;无机成因的 $\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$ 值大于 -8‰ ,主要分布在 -8‰ ~ 3‰ 之间。因此,L25气田天然气中的二氧化碳主要是无机成因气。

根据琼东南盆地天然气甲烷碳同位素 $\delta^{13}\text{C}_1$ 和烃源岩成熟度(R_o)之间的关系式^[13],L25气田天然气成熟度为 1.21% ~ 1.65% (表2)。结合L25气田区埋藏史、烃源岩热史研究(图8),L25气田天然气成熟度与下渐新统崖城组热演化程度吻合,因此,天然气应主要来源于成熟—高成熟的崖城组烃源岩。

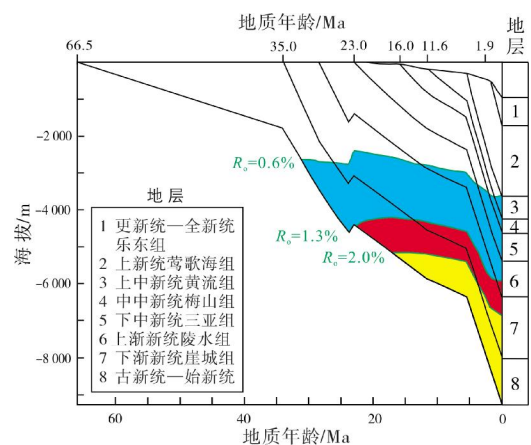


图8 琼东南盆地乐东凹陷L25-1井区烃源岩埋藏及热演化史剖面

2.3 凝析油生物标志化合物特征及来源

饱和烃是油气的重要组成部分,其生物标志化合物蕴涵着丰富的地质信息,是研究烃源岩与油气中有机质来源、成熟度与沉积环境的重要依据^[14]。通过系统剖析L25气田凝析油类异戊二烯烷烃、萜烷和甾烷系列特征,探讨了有机质来源、沉积环境与成熟度。

2.3.1 类异戊二烯烷烃特征

类异戊二烯烷烃具有较稳定的结构,在地质演化过程中,受热演化作用的影响较小。类异戊二烯烷烃中的姥鲛烷(Pr)与植烷(Ph)的比值,可以反映有机质沉积环境:Pr/Ph值小于1,指示较强的还原环境;Pr/Ph值大于3,指示有机质沉积环境为氧化环境。浅水区崖城13-1气田,以海陆过渡相煤系地层为主力烃源岩,其凝析油的Pr/Ph值多在7~8之间,指示烃源岩有机质的沉积环境氧化性较强。L25气田凝析油Pr/Ph值为3.27,反映烃源岩有机质形成于弱氧化环境。

2.3.2 萜烷系列特征

L25气田凝析油中检测出的正常三环萜烷的碳数范围为C₁₉—C₂₅,呈现以C₁₉三环萜烷为主峰的“前峰型”分布,三环萜烷(C₁₉+C₂₀)/C₂₃值为2.19,反映陆源高

等植物为烃源岩的主要成烃母质;三环萜烷/藿烷值达0.16,三环萜烷/C₃₀藿烷值为0.55,显示烃源岩形成于偏氧化环境。

藿烷是五环三萜烷化合物中最重要的一类。藿烷类化合物包含C₂₇藿烷、C₃₀—C₃₅藿烷、C₃₀莫烷、C₂₉重排藿烷和重排莫烷、T_m、Ts和C₂₉T_s等,以C₃₀藿烷为主峰。L25气田凝析油中检测出的正常藿烷的碳数范围为C₂₇—C₃₅(缺少C₂₈),还有重排藿烷、T_m、T_s、C₂₉T_s等化合物(图9a)。在C₃₁、C₃₃、C₃₅升藿烷组成中,C₃₁升藿烷相对含量占优势,C₃₃升藿烷次之,C₃₅升藿烷最低,同样反映了烃源岩形成于偏氧化环境。L25气田凝析油中检测出较丰富的奥利烷(图9a),奥利烷指数(奥利烷/(奥利烷+C₃₀藿烷))高达0.52(新生代烃源岩生成的原油,奥利烷指数大于0.2^[15]),反映出烃源岩以陆源高等植物为主要成烃母质。作为表征陆源高等植物输入量的特殊生物标志物,W、T双杜松烷,在L25气田凝析油中含量均较低(图9a),这与盆地浅海相烃源岩萜烷生物标志物分布模式相似^[16](图9b);而浅水区崖城13-1气田典型煤系凝析油中的W、T双杜松烷极其丰富^[16-18](图9c)。L25气田凝析油T_s、T_m含量相当(图9a),T_s/T_m值为0.85,表现出成熟油的特征;C₃₁藿烷22S/(22S+22R)值为0.58,达到了异构化平衡点,说明凝析油达到了成熟阶段。

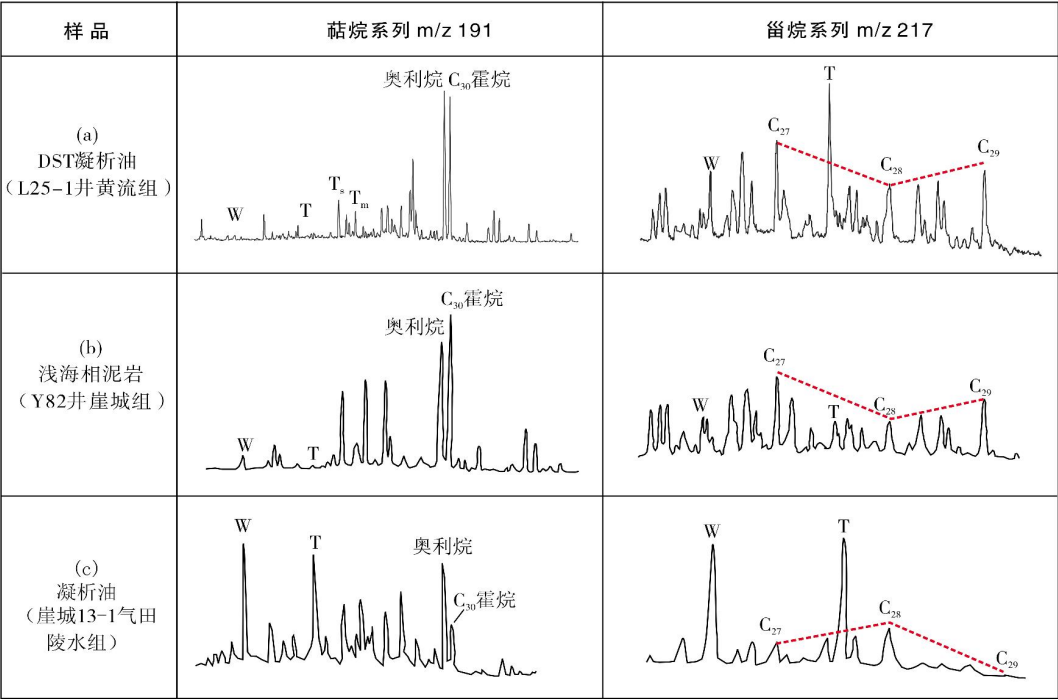


图9 琼东南盆地凝析油和烃源岩饱和烃甾萜烷系列质量色谱图

2.3.3 甾烷系列特征

甾烷系列是烃类重要的生物标志化合物。 C_{27} 甾烷/ C_{29} 甾烷相对组成,可反映烃源岩有机质生源构成: C_{27} 甾烷优势反映以水生生物母质为主, C_{29} 甾烷优势则反映以高等植物母质为主。L25气田凝析油规则甾烷中的 C_{27} 甾烷、 C_{29} 甾烷相对含量相当,分别为38.5%、36.7%,而 C_{28} 甾烷相对含量低(图9a)。这说明烃源岩中含有一定比例的低等水生生物有机质。L25气田凝析油甾烷生物标志物分布模式及特点,有别于浅水区崖城13-1气田典型煤系凝析油^[16-18](图9c),而与盆地内代表浅海相烃源岩的甾烷生物标志物分布模式存在密切的亲缘关系(图9b)。

3 L25气田成藏过程

如前所述, L25气田上中新统黄流组 I、II气组天然气的 $\delta^{13}C_1$ 为-39.37‰~-38.30‰(表2),较III、IV气组($\delta^{13}C_1$ 为-35.97‰)明显偏轻,反映I、II气组天然气成熟度低于III、IV气组,两者不是同一时期充注的天然气。对埋藏史、烃源岩热史和油气成藏史等的综合分析表明, L25气田具有早、晚2期天然气充注,早期常压、晚期超压的天然气成

藏特征。

3.1 早期天然气充注

L25气田黄流组 I、II气组,天然气碳同位素呈 $\delta^{13}C_1 < \delta^{13}C_2 < \delta^{13}C_3 < \delta^{13}C_4$ 的正序列分布,据此推断为下渐新统崖城组烃源岩早期生成并充注的天然气,没有晚期天然气混入。I、II气组天然气来源于气田区海拔深度为-6 000~-5 600 m的崖城组烃源岩,相应的烃源岩镜质组反射率为1.21%~1.35%(表2)。结合L25-1井区单点埋藏史、热史(图8)分析,该期天然气充注时间为2.0 Ma。

2.0 Ma时,崖城组烃源岩发育压力系数大于2.0的超压^[19],其剩余压力达56.89 MPa(表3),成藏动力充沛。在高“源-储”剩余压力差(54.13 MPa)的驱动下,崖城组烃源岩生成的成熟-高成熟天然气沿渐新统、中新统发育的超压成因断裂或裂隙,垂向运移进入L25气田区黄流组限制型重力流水道砂岩 I、II气组岩性圈闭群聚集成藏。此时 I、II气组岩性圈闭群平均海拔深度约-2 800 m,周围泥岩出现了异常压力,压力系数约1.1(L25区开始出现异常压力的海拔深度约-2 000 m), I、II气组平均剩余压力为2.76 MPa(表3)。

表3 琼东南盆地 L25 气田烃源岩、储层剩余压力和烃源岩-储层剩余压力差

气藏	天然气充注时期	烃源岩层			储层			烃源岩-储层剩余压力差
		海拔深度/m	压力系数	剩余压力/MPa	海拔深度/m	压力系数	剩余压力	
I、II气组	早期	-5 800	2.00	56.89	-2 800	1.10	2.76	54.13
III、IV气组	晚期	-6 600	2.20	77.68	-4 100	1.84	33.78	43.90

从 L25 气田黄流组砂岩沉积(参见图 8,地质年龄11.6 Ma~5.5 Ma)到天然气早期充注(2.0 Ma)的地质历史过程中,影响储层孔隙发育和演化的主要成岩作用有压实作用、胶结作用。胶结作用(减少孔隙作用占 8.3%)造成的原生孔隙减少明显弱于压实作用(减少孔隙作用占 50.5%)^[20],即压实作用中等、胶结作用较弱,砂岩以原生粒间孔为主。按照 L25 气田黄流组储层物性演化趋势^[21],天然气早期充注时(2.0 Ma), I、II气组砂岩孔隙度约为 27%,渗透率约为 $200 \times 10^{-3} \mu m^2$,为高孔高渗储层,即天然气早期充注时储层为常压、高孔高渗^[20]。

3.2 晚期天然气充注

L25 气田黄流组 III气组,天然气碳同位素亦呈 $\delta^{13}C_1 < \delta^{13}C_2 < \delta^{13}C_3 < \delta^{13}C_4$ 的正序列分布,据此推断为下渐新统崖城组烃源岩晚期生成并充注的天然气,没有早期天然气的充注混入。天然气来源于 L25 气田区海拔深度为-6 600 m的崖城组烃源岩,烃源岩镜质组反射率为 1.65%(表 2)。根据 L25-1 井区单点埋藏史、热史(图 8),现今崖城组烃源岩中部海拔深度为-6 500 m,故认为晚期天然气充注时间近于现今。

近于现今,崖城组烃源岩的压力系数大于2.2,其剩余压力达77.68 MPa(表3)。在较高的“源-储”剩余压力差(43.90 MPa)的驱动下,崖城组烃源岩生成的高成熟天然气沿中新统、上渐新统发育的超压成因断裂或裂隙,垂向运移进入 L25 气田区黄流组限制型重力流水道Ⅲ、Ⅳ气组的岩性圈闭群聚集成藏。此时的Ⅲ、Ⅳ气组海拔深度约为-4 100 m,压力系数为1.84;L25-2井区Ⅲ、Ⅳ气组邻近的泥岩背景压力系数约1.6,说明Ⅲ、Ⅳ气组砂体存在压力传递,即储层超压与天然气充注近于同期;且因Ⅲ、Ⅳ气组砂体规模较小(Ⅲ、Ⅳ气组砂岩物性与Ⅰ、Ⅱ气组相当),有利于强超压状态的保持。按照L25气田黄流组储层物性演化趋势^[21],天然气晚期充注时,Ⅲ、Ⅳ气组砂岩储层平均剩余压力为33.78 MPa,平均孔隙度为18%,平均渗透率为 $22 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为中孔中渗储层。相比较而言,天然气晚期充注时,L25气田Ⅱ气组现今储层海拔深度约为-3 900 m(图2),实际压力系数约为1.175,邻近的泥岩背景压力系数约为1.5。分析认为这与Ⅰ、Ⅱ气组砂岩厚度大、延伸分布广,有利于压力释放有关。

3.3 天然气成藏有利条件

基于限制型重力流水道沉积、储层特征以及“源-储”剩余压力差、储量规模等成藏特征综合分析可知:早期天然气充注时,“源-储”剩余压力差更大,成藏动力更充沛;同一时期,上中新统黄流组储层埋藏浅,为高孔高渗储层;砂体厚度大、平面分布广,岩性圈闭规模大,有利于新近系天然气规模成藏。因此,早期天然气充注的规模化的储集体是琼东南盆地深水新近系更有利的天然气勘探方向。

4 结 论

(1)对天然气甲烷碳同位素与烃源岩镜质组反射率之间的关系、凝析油生物标志化合物特征、烃源岩埋藏史以及热史的综合分析表明:琼东南盆地深水西区 L25 气田的天然气及凝析油,来源于乐东凹陷下渐新统崖城组海相烃源岩生成的成熟—高成熟煤型气;渐新统、中新统超压断裂或裂隙发育,构成了天然气垂向运移的通道。

(2)天然气成藏动态过程分析揭示,L25 气田的形成经历了早、晚 2 期天然气充注成藏过程:2.0 Ma,成熟—高成熟天然气充注于晚期沉积(黄流组Ⅰ、Ⅱ气组)的限制型重力流水道岩性圈闭,此时Ⅰ、Ⅱ气组为常压、高孔高渗气藏;近于现今,高成熟天然气充注于早期沉积(黄流组Ⅲ、Ⅳ气组)的限制型重力流水道岩性圈闭,现今Ⅲ、Ⅳ气组演化为强超压、中孔中渗气藏。

(3)早期天然气充注的规模化的储集体是盆地深水新近系更有利的天然气勘探方向。

参 考 文 献

- [1] 王振峰,孙志鹏,朱继田,等.南海西部深水天然气地质与大气田重大发现[J].天然气工业,2015,35(10): 11-20.
- [2] 谢玉洪.南海北部自营深水天然气勘探重大突破及其启示[J].天然气工业,2014,34(10): 1-8.
- [3] 杨金海,李才,李涛,等.琼东南盆地深水中央峡谷天然气成藏条件与成藏模式[J].地质学报,2014,88(11): 2141-2149.
- [4] 姚哲,王振峰,左倩媚,等.琼东南盆地中央峡谷深水大气田形成关键要素与勘探前景[J].石油学报,2015,36(11): 1358-1366.
- [5] 许怀智,张迎朝,林春明,等.琼东南盆地中央峡谷天然气成藏特征及其主控因素[J].地质学报,2014,88(9): 1741-1752.
- [6] 张迎朝,徐新德,甘军,等.琼东南盆地深水大气田地质特征、成藏模式及勘探方向研究[J].地质学报,2017,91(7): 1620-1633.
- [7] 张迎朝,甘军,杨希冰,等.琼东南盆地陵水凹陷构造演化及其对深水大气田形成的控制作用[J].海洋地质前沿,2017,33(10): 22-31.
- [8] 黄保家,李绪深,王振峰,等.琼东南盆地深水烃源岩特征与天然气潜力[J].中国海上油气,2012,24(4): 1-7.
- [9] 刘爱群,宋鹏,李明,等.琼东南盆地 LS25-1S-1 井钻后压力成果认识[R].湛江:中海石油(中国)有限公司湛江分公司,2017.
- [10] 潘贤庄,张国华,黄义文,等.崖 13-1 气田天然气的混源特征[J].中国海上油气(地质),2001,15(2): 99-104.
- [11] 卢双舫,张敏.油气地球化学[M].北京:石油工业出版社,2008: 130-138.
- [12] 戴金星,宋岩.鉴别煤成气的指标[M]//《煤成气地质研究》编委会.煤成气地质研究.北京:石油工业出版社,1987: 156-170.
- [13] 潘贤庄,蒋助生,王培荣.莺-琼盆地天然气成因类型及气源研究[R].湛江:中国海洋石油南海西部公司,1998.
- [14] 戴鸿鸣,王顺玉,陈义才.油气勘探地球化学[M].北京:石油工业出版社,2011: 175-208.

- [15] 王铁玲. 奥利烷在沉积物和原油中的分布及其地球化学意义[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2011, 33(7): 13-18.
- [16] HUANG Baojia, TIAN Hui, LI Xushen, etc. Geochemistry, origin and accumulation of natural gases in the deepwater area of the Qiongdongnan Basin, South China Sea[J]. Marine and petroleum geology, 2016, 72: 254-267.
- [17] 何家雄, 陈伟煌, 李明兴. 莺-琼盆地天然气成因类型及气源剖析[J]. 中国海上油气(地质), 2000, 14(6): 398-405.
- [18] 徐新德, 张迎朝, 梁刚, 等. 南海北部琼东南盆地深水区烃源条件及天然气成藏机制[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(11): 1985-1992.
- [19] 翟普强, 陈红汉. 琼东南盆地超压系统泄压带: 可能的天然气聚集场所[J]. 地球科学(中国地质大学学报), 2013, 38(4): 832-840.
- [20] 尤丽, 刘昆, 钟佳, 等. 乐东-陵水凹陷中新统优质储层形成机理与预测研究[R]. 湛江: 中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 2017.
- [21] 宋爱学, 钟佳, 陈祖银, 等. 深水乐东凹陷陵水 25-4 目标评价与井位建议[R]. 湛江: 中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 2017.

编辑: 董庸

Genesis, origin, and accumulation process of the natural gas of L25 gas field in the western deepwater area, Qiongdongnan Basin

ZHANG Yingzhao, LI Xushen, XU Xinde, GAN Jun,
YANG Xibing, LIANG Gang, HE Xiaohu, LI Xing

Abstract: L25 gas field, locating in the western deepwater area, Qiongdongnan Basin, consists of vertically superimposed gas pools associated with two phases of confined gravity flow deposit in Upper Miocene Huangliu Formation. The early phase III and IV gas units are strong overpressure gas pools with pore pressure coefficients from 1.806 to 1.840. The late phase I and II gas units are normal pressure gas pools with pore pressure coefficients from 1.170 to 1.188. The characteristics of natural gas component and carbon isotope of L25 gas field show that the natural gas was coal-type organic origin gas. The integrated study of the relationship between carbon isotope of methane and vitrinite reflection ratio of source rock, the biomarker of condensate oil, the burial history and thermal evolution history of source rock, indicates that the mature and high-mature gas dominantly come from marine source rock of Lower Oligocene Yacheng Formation in Ledong Sag. Analysis of natural gas accumulation process reveals that L25 gas field experience two stages of gas filling in the early and late periods. About 2.0Ma, mature and high-mature gas filled the lithological traps associated with the late phase confined gravity flow deposit, forming I and II gas units with normal pressures. About present, high-mature gas filled the lithological traps associated with the early phase confined gravity flow deposit, forming III and IV gas units with strong overpressures. The comparative research on the features of deposit and reservoir, pressure evolution and accumulation, shows that the Neogene large-scale reservoir filled with gas in the early stage is more economical accumulation for exploration in the deepwater area, Qiongdongnan Basin.

Key words: genesis of natural gas; origin of natural gas; accumulation process of natural gas; L25 gas field; Qiongdongnan Basin

ZHANG Yingzhao, First author: Professorate Senior Engineer. Add: Research Institute of Zhanjiang Branch Company of CNOOC Ltd., No. 22 Nantiao Rd., Zhanjiang, Guangdong 524057, China