关于琼东南盆地始新统地层研究的思考

李胜勇[1)],吴其林[2)]
1)中海石油(中国)有限公司湛江分公司,广东湛江,524057;
2)广东石油化工学院石油工程学院,广东茂名,525000

www.geojournals.cn/georev

内容提要:始新统湖相地层是琼东南盆地原油勘探领域的主力烃源岩,历年来各轮资源评价结果均显示具有较好的石油勘探前景,但自1987年Ying9井首次钻遇油层至今,琼东南盆地原油勘探领域一直未取得重大突破。近年来寄予厚望的S3X井钻探失利具有一定典型性,笔者等以S3X井钻后分析为契机,通过与珠江口和北部湾盆地始新统地层对比研究,提出了不同于以往的看法。分析显示琼东南盆地已发现原油中,源于低等水生生物的C_{30}4-甲基甾烷含量,以及反映氧化还原条件的姥植比(Pr/Ph)参数,均弱于珠江口和北部湾盆地半深湖相优质烃源岩;琼东南盆地"低频—连续—强振幅"地震相特征与珠江口盆地钻井证实的半深湖相优质烃源岩地震反射特征差异较大;琼东南盆地在区域位置、构造演化与沉积充填模式方面与珠江口和北部湾盆地也存在明显差异,使得始新统湖相地层的分布规模和优质烃源岩的发育条件等方面,均弱于珠江口和北部湾盆地。因此,建议在与周缘盆地始新统地层的对比研究过程中应适度审慎,尤其是以陵水凹陷为代表的中央坳陷带始新统湖相烃源岩分布规模不宜过于乐观。同时,指出受地貌格局影响,不同凹陷海侵进程并不同步,琼东南盆地除始新统发育湖相地层外,渐新统崖城组早期部分凹陷也具有发育湖相地层和油型烃源岩的条件,这一新观点在一定程度可扩展琼东南盆地原油勘探研究的局面和思路。

关键词:始新统地层;湖相烃源岩;C_{30}4-甲基甾烷;低频连续强反射;对比研究;原油勘探;琼东南盆地

琼东南盆地涵盖浅水到超深水海域,是我国海上重要的油气勘探开发基地(图1),目前已发现包括崖13、陵水25、陵水17等在内多个大中型气田,累计探明天然气地质储量超过3000亿m^3(王振峰等,2016;徐长贵,2022),但油气发现不均衡,目前尚未发现具有商业开采价值的油田,早日实现琼东南盆地原油领域重大突破是历代石油勘探工作者不懈追求的目标。前人研究认为,琼东南盆地主要发育始新统湖相烃源岩与崖城组海陆过渡相烃源岩(徐新德等,2016),其中前者主要生油,后者主要生气,因此始新统地层的研究直接关系到始新统湖相烃源岩评价以及原油领域的勘探部署工作。

琼东南盆地由于新生代沉积地层较厚,最厚超过12000 m,盆地大部分区域处于深水甚至超深水海域,加之地层发育异常超压,受工程作业和勘探进程影响,已钻井多分布在盆地边缘或凸起高部位,完井深度较浅,地层揭露不全,还未钻遇过始新统湖相烃源岩,缺乏相关一手研究资料。通过已钻井资料结合地震反射特征,以及与周边已钻遇始新统湖相烃源岩的盆地开展对比研究,认为琼东南盆地广泛发育始新统中深湖相优质烃源岩(黄保家等,2012a;王振峰等,2014;刘妍鹏等,2016;邓广君,2017),在这一认识基础上,近年在原油领域推动钻探了一口期望值较高的探井(S3X),并首次计划钻探始新统地层以揭示中深湖相烃源岩,遗憾的是,钻探结果在多个层面均未实现钻前预期。

事实上,从20世纪70年代末在琼东南盆地开始油气勘探发现首口油层井(Ying9)至今,经过近40年的持续勘探,还一直没有超过Ying9井钻探成效的新井出现。这一现状令人深思,一方面反映了琼东南盆地原油领域勘探的复杂性,另一方面也反映了原油领域的相关研究,尤其是始新统烃源岩地层的相关研究亟需总结经验教训,但长期以来由于该领域勘探发现欠佳,专门针对始新统地层的报道

注:本文为广东省高校特色创新项目(编号:2020KTSCX084)与广东省普通高校创新团队——油气资源勘探开发创新团队(编号:2022KCXTD018)的成果。
收稿日期:2022-07-05;改回日期:2022-11-17;网络首发:2022-12-20;责任编辑:刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2022.12.001
作者简介:李胜勇,男,1986年生,硕士,工程师,主要从事油气勘探综合地质研究;Email:lishy10@cnooc.com.cn。

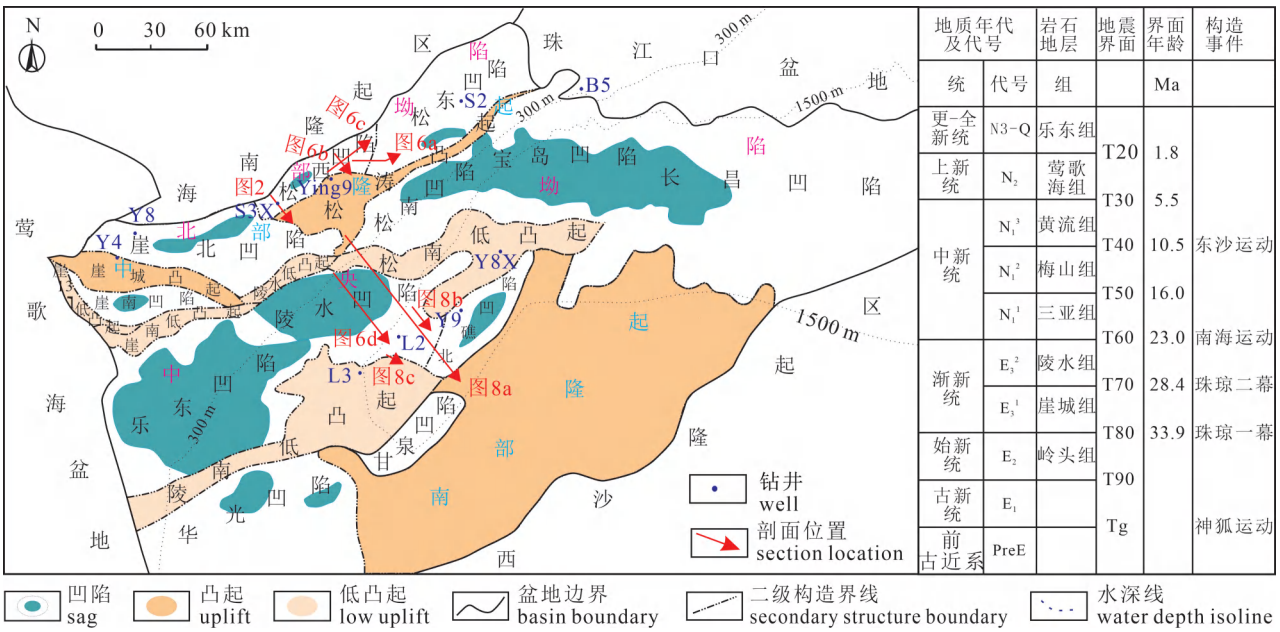

图 1 琼东南盆地构造区划分布图

Fig. 1 Tectonic zoning distribution of Qiongdongnan Basin

相对较少。笔者等通过 S3X 井的钻探研究为契机,通过与珠江口和北部湾盆地始新统地层的对比研究,取得了新认识,以期为相关研究领域的从业者提供参考,同时为勘探部署提供决策依据,具有一定理论意义与现实经济意义。

1　S3X 井钻探概况

S3X 井与 Ying9 井均分布在北部坳陷带的松西凹陷,整个北部坳陷带是琼东南盆地原油勘探的主要区带。1979 年钻探的 Ying9 井油层分析化验含有一定丰度的 C_{30}4-甲基甾烷(黄保家等,2012a;王振峰等,2014;徐新德等,2016;刘妍鹏等,2016;邓广君,2017),后来在北部坳陷带及周缘钻探的多口井也陆续发现 C_{30}4-甲基甾烷这一低等水生生物标志化合物,加上部分凹陷底部地震反射具有一定程度的强振幅异常,通过类比珠江口盆地与北部湾盆地烃源岩地化指标与地震相特征后,认为包括松西凹陷在内的北部坳陷带均发育始新统半深湖相优质烃源岩,使得历年来各轮资源评价中,始新统源岩的生烃潜力都较为可观,石油地质资源量约 2.0~14.9 亿 t(徐新德等❶;胡晨晖等❷),具有较好的石油勘探前景。

S3 构造位于松西凹陷南侧缓坡近洼区,主要目的层为陵水组与崖城组,由松西凹陷西次洼与崖北凹陷东次洼联合供烃,构造深部及周缘始新统地层振幅异常特征明显(图 2),分布范围广,发育继承性构造脊,具有凹中隆构造背景,相较处于缓坡远端但已经成功钻探的 Ying9 含油构造,S3 构造在烃源与运移条件方面更具优势,是近年来新发现成藏条件较为优越的构造,预测构造潜在资源量较为可观,被评为琼东南盆地原油领域突破的首选目标(付大巍等❸)。同时,由于 S3 构造下方始新统地层具有"低频—连续—强振幅"特征,即前述推测的"始新统半深湖相优质烃源岩",加之该地层埋深相对较浅,不发育异常超压,处于浅水区,是揭示始新统烃源岩的难得机会,特将始新统地层首次作为次要目的层加以钻探,所以钻前对 S3X 井寄予厚望,且意义重大。

实际钻探显示,S3X 井全井段岩屑录井无油气显示、气测录井无明显异常,测井解释无油气层,为一口干井。同时首次揭示始新统湖相烃源岩(泥岩或页岩)的计划也失败,实钻显示该套具有强振幅异常的"始新统烃源岩"地层,钻井现场岩屑录井与井壁取心均为红褐色花岗岩(图 2),导致随钻决策以为钻遇了前古近系基底而提前完钻,虽然后来依靠薄片资料在显微镜下进一步鉴定为花岗质砾岩与砂砾岩,将该套地层定为"始新统"地层,但依然与钻前预测的"半深湖相优质烃源岩"相去甚远。

分析认为松西凹陷始新统湖相烃源岩条件远低于预期,供烃能力不足是该井失利的主要原因。S3X 井原油目的层钻探落空与始新统湖相烃源岩揭

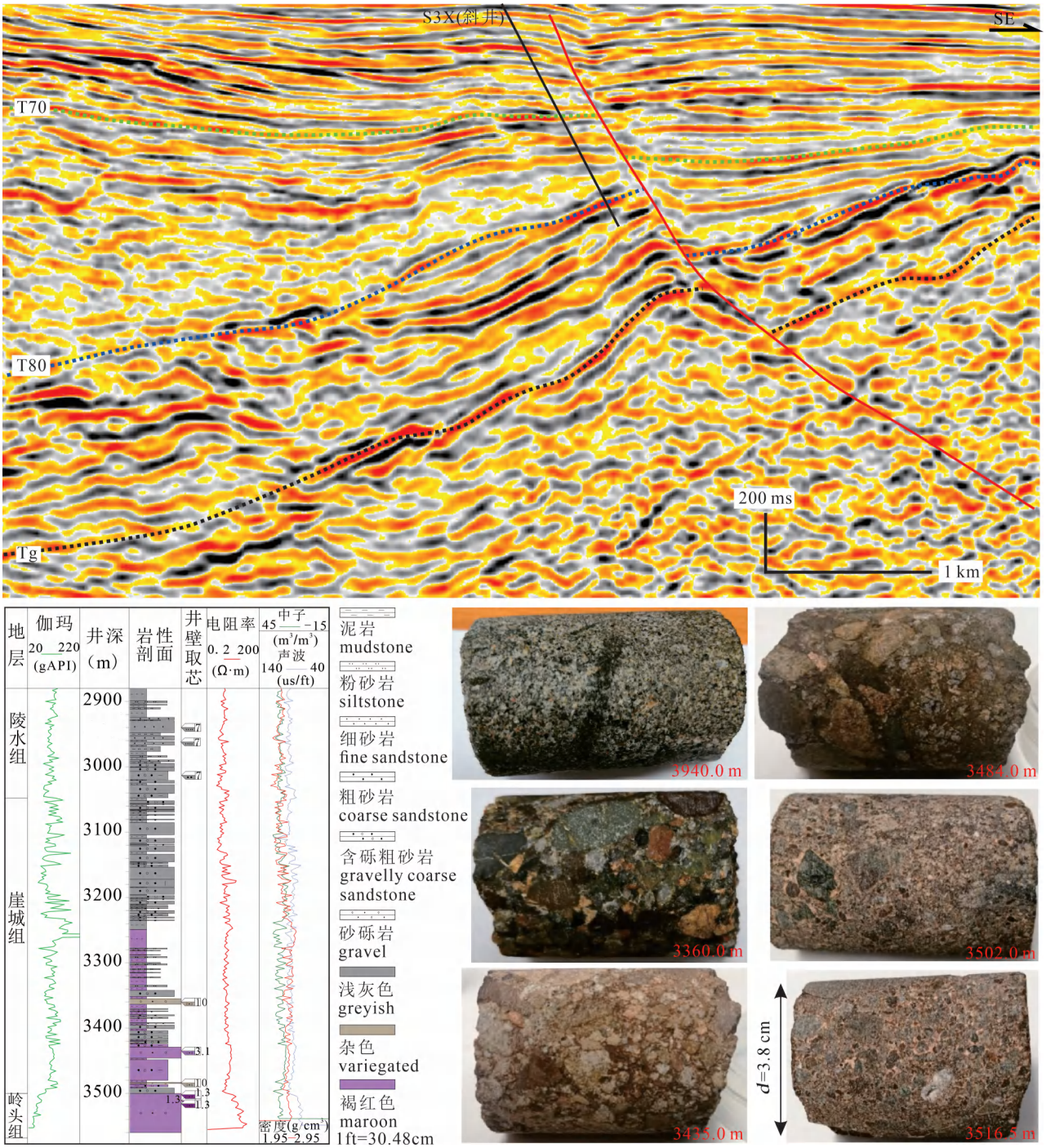

图 2 琼东南盆地松西凹陷过 S3X 井地震剖面与实钻岩性特征

Fig. 2 Seismic profile and actual drilling lithological characteristics through the Well S3X in the Songxi Sag, Qiongdongnan Basin

露失败,反映了琼东南盆地始新统地层在勘探研究过程中存在一定程度的误判,进而影响了烃源岩评价与油气勘探成败。

2 始新统地层研究的思考

2.1 地层年代的不确定性

目前,琼东南盆地还没有古生物资料或相关测年资料证实已经钻探了始新统地层,以往始新统地层研究成果多是利用地震资料结合区域演化与钻井地化特征对比推测取得(黄保家等,2012a;王振峰

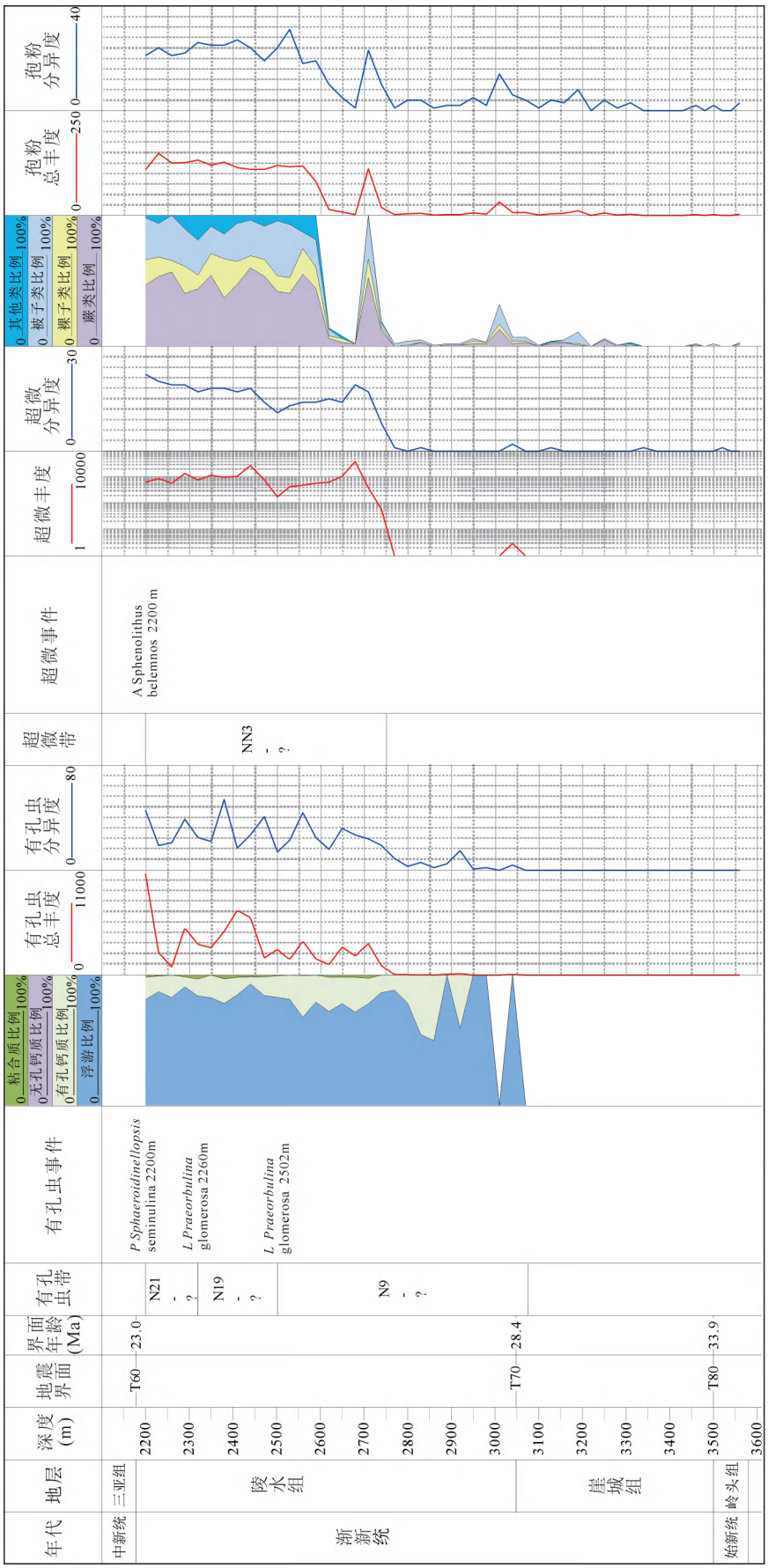

图3 琼东南盆地松西凹陷S3X井孢粉地层与微体古生物地层综合图

Fig.3 Comprehensive figure of sporopollen strata and micro palaeontological strata of the Well S3X in the Songxi Sag, Qiongdongnan Basin

等,2014;徐新德等,2016;刘妍鹏等,2016;邓广君,2017),受此影响,关于琼东南盆地始新统地层的发育情况和分布范围,不同研究团队或机构的相关认识存在诸多差异(李绪宣等,2007;庞凌云,2012;廖计华等,2012;蔡国富等,2013;刘妍鹏等,2016;邓广君,2017)。新钻探的 S3X 井古生物资料主要分布在渐新统陵水组及之上地层(图 3),有孔虫事件与钙质超微事件所标定的地质年龄较为局限,导致崖城组及始新统地层缺乏生物事件年龄的标定。同时由于该井钻探失利,在当时低油价与降本增效背景下,未能开展包括锆石测年分析在内的其他更多相关实验工作,只能更多利用钻井岩电资料结合区域地震资料开展分析。虽然 S3X 井首次针对“始新统”地层进行了钻探,并将井深 3500 m 以下的褐红色砂砾岩段划分为“始新统”地层,但该井始新统地层的划分缺乏直接的年代依据,其结论还存在一定的不确定性。

首先,从岩相特征看,该井始新统顶界面 3500 m 以下井段为红褐色或灰褐色花岗质砂砾岩,颜色特征与周缘崖城组灰色或浅灰色为主的地层表现出明显差异,但无论从该井纵向上还是区域对比看,该深度和现象都不足以成为划分始新统地层的绝对证据。因为 S3X 井底至崖城组 3250 m 地层颜色均具有一定异常(图 2),表现为灰褐色或红褐色,3250 m 之上录井颜色才变为区域常见

的浅灰色,地层颜色与岩性均未在 3500 m 处发生突变;从区域上看,盆地南侧北礁凹陷及其周缘 Y9 与 L3 井下部也钻遇薄层红褐色泥岩或褐红色砂岩,但是该区将其划分为渐新世早期的崖城组三段,松南低凸起上 Y8X 井区将钻遇的红褐色或棕红色地层划分为中生界基岩风化壳。可见琼东南盆地类似红褐色或褐红色等异常颜色地层仅反映了偏氧化的沉积环境或母岩所具有的特征,该现象在区域上广泛存在,不具有固定时代意义,更非始新统地层的“标志层”。结合井壁取心与薄片资料,发现 S3X 井特殊颜色井段岩性均鉴定为花岗质砾岩或砂砾岩,组分以岩屑砂岩或长石砂岩为主,岩屑多为岩浆岩岩屑,具体以花岗岩和安山岩岩屑为主(图 4),局部可见沸石胶结物,且从井底至陵水组岩浆岩岩屑含量逐渐减少、岩屑颜色逐渐变浅,至 3250 m 井段之上才变为常规浅灰色石英砂岩,这一现象和变化趋势反映了 S3X 井下部井段特殊颜色为物源区母岩引起的可能性更高,非特殊气候环境造成。上述认识与南侧松涛凸起物源区 L2 井钻遇的红褐色安山岩基底分布特征相符,而松涛凸起在崖城组沉积后期逐渐被淹没,从而结束了特殊颜色母岩的供给,与 S3X 井特殊颜色井段的时空分布特征较为匹配。

其次,从电测曲线与地震反射特征看,S3X 井在 3500 m 处除自然伽马曲线表现为渐变特征外,电阻率曲线与声波、密度等物性曲线均表现为突变特征,该深度附近地震波组也具有明显变化特征。宏观上崖城组及以下地层可划分为三套地震波组,崖城组上部(3052~3231 m)富砂段对应地震剖面表现为强—中振幅,中—高连续反射特征,下部(3231~3500 m)富泥层段对应弱振幅—空白、杂乱反射,3500 m 以下砂砾岩段则对应中—强振幅,中—低连续反射特征,3500 m 上下两套地震波组具有不整合接触关系,因此 3500 m 处的确具有重要地层分界面的特征。但由于 S3X 井从陵水组三段 2780 m 往下孢粉样品开始急剧较少、崖城组一段 3070 m 往下微体古生物化石开始急剧变少至无,使得下部井段缺少古生物年代资料支持(图 3),增加了 3500 m 以下地层时代归属的研究难度,不同研究者根据经验和需求差异将得出不同结论,增加了不确定性。

比如从盆地原油勘探需求角度出发,在没有具体年代资料情况下,将 3500 m 以下井段地层的时代归属划为始新统是可行的,一方面该界面与上部崖城组本身具有不整合接触关系,具有一定构造背景,同时也能提升始新统地层的研究进度,进一步完善始新统湖相烃源岩的分布范围,从而为原油领域的勘探奠定烃源基础,提升勘探信心。但如果从类比陵南低凸起 L3 井的角度,则会得出不同结论,因为该井区崖城组 4100 m 附近也具有类似下部强反射与上部弱反射变化的波组特征,也具有类似不整合接触关系,但古生物资料显示该井下部强反射段为渐新世崖城组三段地层(刘晓锋等,2018),而且该井区崖城组三段也具有岩浆岩影响,钻遇两套薄层安山岩共计 4.5 m 厚,与本井 3500 m 附近大量安山岩岩屑砂岩段具有一定可比性,因此从区域类比的角度,S3X 井 3500 m 之下的井段也可划分为渐新统崖城组三段。

综上所述,SX3 井始新统地层归属尚具有不确定性,存在将崖城组三段地层划为始新统的可能,较为乐观的推测了始新统地层厚度与分布范围;扩展至区域,这种“乐观”比例更为明显,尤其是盆地主体沉降区中央坳陷带,深部地层既无相关井钻遇,没有直接地层年代依据,受中部隆起阻隔及复杂断层与成像影响,难以利用北部坳陷带 SX3 井标定的始新统界面地震引层至中央坳陷带,导致中央坳陷带广阔区域始新统地层的划分缺乏直接甚至间接依据,不同研究者或机构虽然利用盆地演化模式或经验推断划分出厚薄不等的始新统地层,但难以形成客观、统一的认识。

2.2 地层岩性(泥质烃源岩)预测的多解性

始新统地层是琼东南盆地寄予厚望的油型烃源岩,其湖相泥岩或页岩的分布区域与规模是始新统地层研究的重要内容。即使 S3X 井钻遇了始新统地层,由于其岩性为厚层砂砾岩,而非预期的半深湖相泥岩或页岩,因此是对始新统地层研究成果的一种负向反馈。南海北部珠江口与北部湾盆地已证实典型始新统半深湖相泥岩或油页岩烃源岩富含 C_{30}4-甲基甾烷、地震资料具有“低频—连续—强振幅”等特征(黄保家等,2012b;吴克强等,2015;傅宁等,2017;陈聪等,2022),琼东南盆地常根据此类特征来判断是否发育始新统半深湖相优质烃源岩及其具体分布范围,但这两种类比方法随着时间推移在研究过程中逐渐变得实用主义,减少了辩证分析,本文提及的 S3X 井“始新统半深湖相优质烃源岩”的钻探落空就是其中典型案例。

2.2.1 地球化学类比的不同解读

琼东南盆地始新统地层研究在地化特征类比过程中有两个值得注意的地方,其一是当油层或砂岩抽提物中含有一定量 C_{30}4-甲基甾烷时就习惯性推

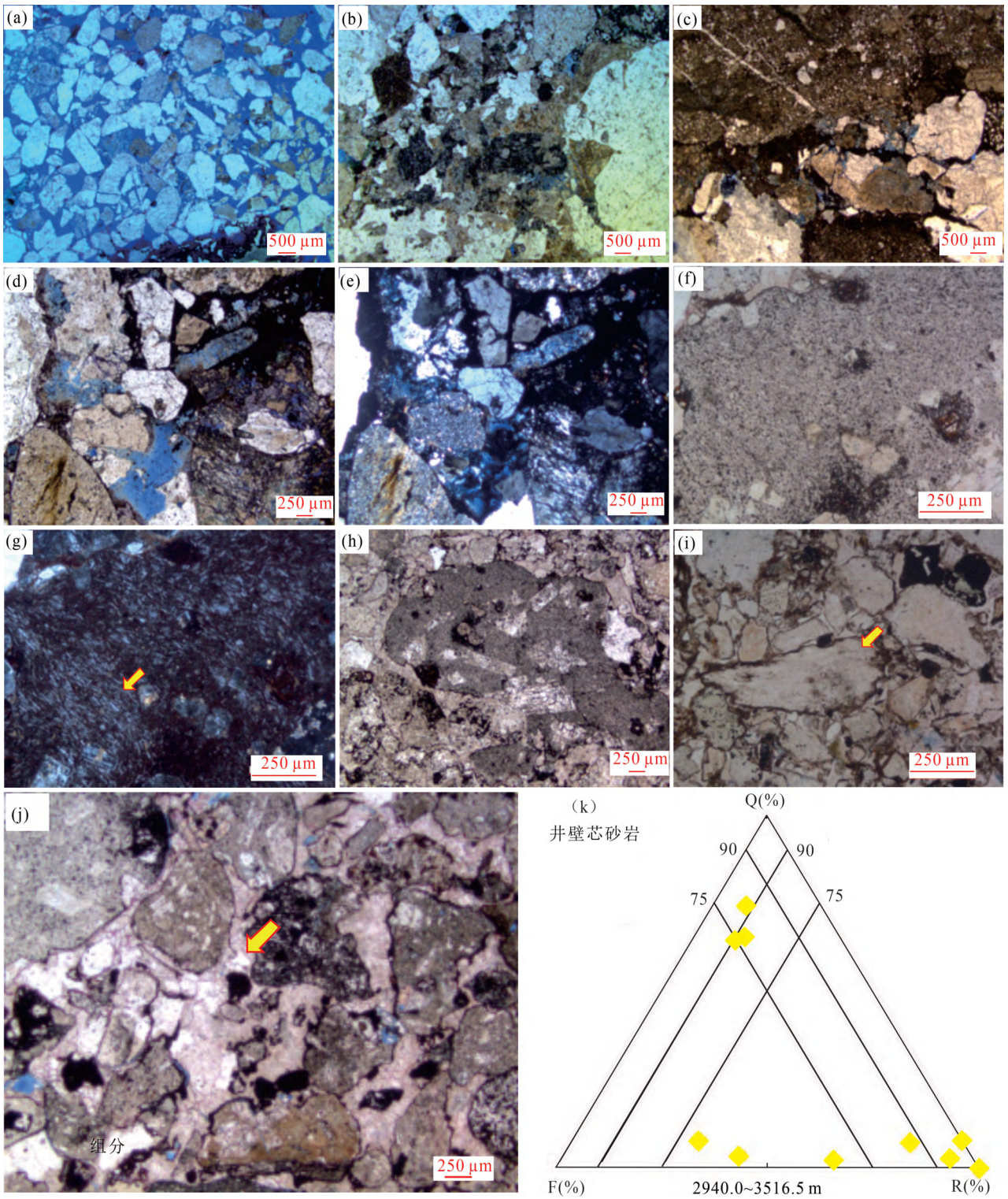

图 4 琼东南盆地松西凹陷 S3X 井 2490.0~3516.5 m 井壁芯砂岩组分与薄片特征

Fig. 4 Composition and thin section characteristics of sandstone in the sidewall core of the Well S3X, 2490.0~3516.5 m, in the Songxi Sag, Qiongdongnan Basin

(a) 2940.0 m(-)岩屑长石石英中砂岩;(b) 3360.0 m 花岗质砾岩;(c) 3435.0 m 岩浆岩岩屑;(d)、(e) 3484.0 m(-)(+)花岗岩岩屑;(f)、(g) 3502.0 m(-)(+)安山岩岩屑;(h) 3502.0 m(-)岩浆岩岩屑;(i) 3511.0 m(-)塑性岩屑;(i) 3516.5m(-)沸石胶结

(a) 2940.0 m(-) lithic feldspathic quartz medium sandstone; (b) 3360.0 m granitic conglomerate; (c) 3435.0 m conglomerate magmatic rock debris; (d), (e) 3484.0 m(-)(+) granite debris; (f), (g) 3502.0 m(-)(+) andesite cuttings; (h) 3502.0 m(-) magmatic rock debris; (i) 3511.0 m(-) plastic rock debris; (i) 3516.5 m(-) zeolite cementation

测来自半深湖相优质烃源岩,相应的井区所在供烃凹陷则会推测发育半深湖—深湖相沉积,具有模式化倾向;其二是在传统沉积演化认识下,统一将生油型烃源岩称之为始新统湖相烃源岩,这一认识和观点已根深蒂固较少提出异议,在一定程度限制了研究思路与探讨空间。

前人研究发现,C_{30}4-甲基甾烷源于欠补偿的淡水或咸化湖盆的细菌或藻类生物,其丰度与藻类(或细菌)含量呈正相关关系(傅家谟等,1985;黄弟藩等,1989;裴存旻等,1991;李友川等,2012),因此相对含量越高,烃源岩品质越好,越可能来自半深湖或深湖相泥页岩贡献,这一认识业界虽有相关阐述,但未形成定量的通用标准。同时,“富含”、“高含”、“丰富”等词语相对偏定性,带有一定主观色彩,如最早钻遇油层的 Ying9 井,是琼东南盆地较为典型的“富含”C_{30}4-甲基甾烷的井,其生烃母质是否一定为半深湖—深湖相优质烃源岩,笔者等认为还存在辩证讨论空间。

首先,Ying9 井原油具有高蜡、低硫的物性特征,并具有一定丰度的 C_{30}4-甲基甾烷,与珠江口和北部湾盆地始新统原油特征较为相似,其生烃母质来自于湖相烃源岩的结论已取得广泛共识,但将其确定为“半深湖—深湖相优质烃源岩”,笔者等则认为尚存讨论空间,因为与珠江口盆地(EP23-1-1)和北部湾盆地(WZ11-2N-1)真正半深湖—深湖相优质烃源岩供烃富含 C_{30}4-甲基甾烷的谱图特征相比(图5),其相对峰值和含量都远低于后者(张功成等,2013;刘妍鹏等,2016;傅宁等,2017)。虽然珠江口盆地珠三坳陷钻井证实的半深湖烃源岩 C_{30}4-甲基甾烷含量也相对不高,但其主要是受 C_{29} 甾烷等其他化合物强共逸出峰的影响所致(傅宁等,2012),是南海北部半深湖相独有的甾烷分布模式,琼东南盆地的甾烷分布特征与之有差异,因此不能在类比过程中根据两者 C_{30}4-甲基甾烷含量相当,就认为烃源岩条件和品质也相同。事实上,北部湾盆地大量钻井资料统计显示,始新统湖相烃源岩在平面上与各层段有机质类型有差异,存在明显的非均质性,类比北部湾盆地依据 C_{30}4-甲基甾烷丰度所划分的烃源岩品质等级(傅宁,2018),Ying9 井原油甾萜烷生物标识化合物分布特征多与北部湾盆地源自湖相一般烃源岩的原油特征相似,少量与湖相好烃源岩级别相似,整体与北部湾盆地的湖相优质烃源岩差距明显。

其次,北部湾盆地湖相一般烃源岩的沉积环境多为浅湖相(傅宁,2018),如直接类比,Ying9 井原油可能也为浅湖相烃源岩供给,并非传统认为的“半深湖—深湖相”。考虑到湖泊不同亚相的烃源岩虽与 C_{30}4-甲基甾烷丰度有一定联系,但并非简单对应关系(马宁等,2021),因此不宜通过 C_{30}4-甲基甾烷特征的间接分类再进行沉积环境的简单类比。

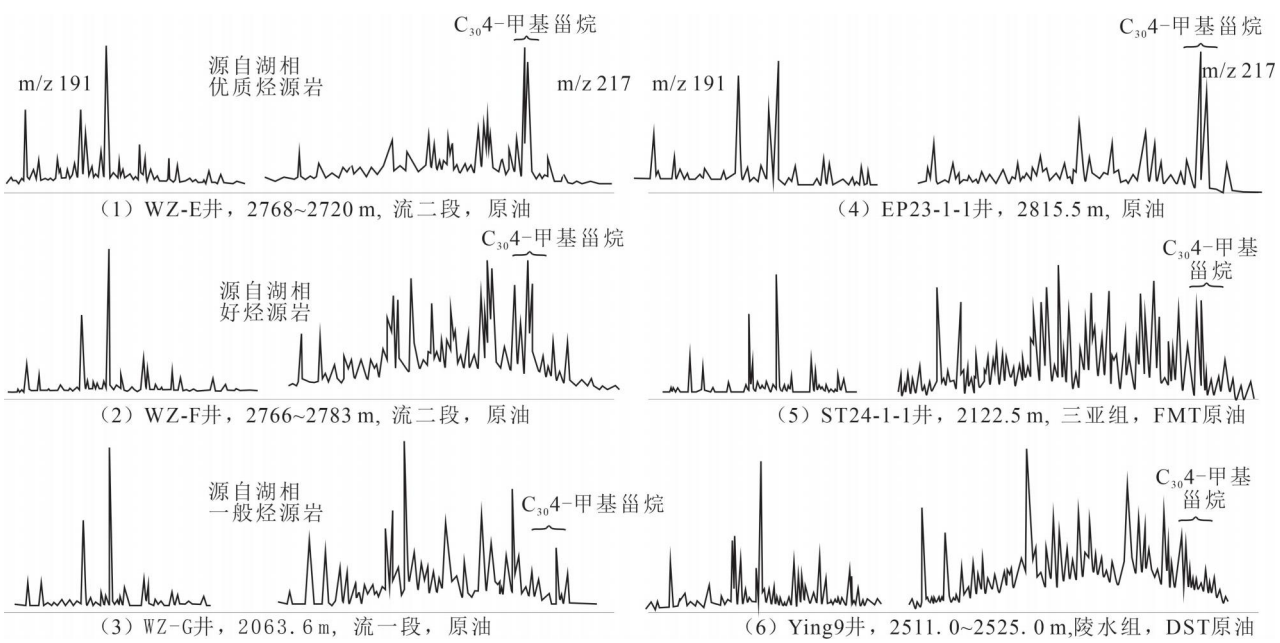

图 5 琼东南盆地与珠江口和北部湾盆地湖相原油甾萜烷分布图(据张功成等,2013;刘妍鹏等,2016;傅宁等,2017)

Fig. 5 Distribution of steranes and terpanes in lacustrine crude oils from Qiongdongnan Basin, Pearl River Estuary and Beibu Gulf Basin(modified from Zhang Gongcheng et al., 2013&; Liu Yanhua et al., 2016&; Fu Ning et al., 2017&)

虽然姥鲛烷与植烷的比值受到沉积环境、有机质来源和有机质成熟度的影响(李友川等,2019),但对于生油窗内的样品,姥植比(Pr/Ph)依然是中国湖相含油气盆地判断沉积环境最常用的有效地球化学参数(王铁冠,1990),尤其是对氧化—还原条件的判别。统计数据显示,北部湾盆地始新统半深湖—深湖相原油 Pr/Ph 多分布在 0.65~2.5(黄保家等,2012b)、1.2~2.8(李友川等,2019),珠江口盆地始新统半深湖—深湖相原油 Pr/Ph 多分布在 0.76~2.89(张向涛等,2020)、0.79~2.02(陈希文等,2016),琼东南盆地包括 Ying9 井在内的已发现原油 Pr/Ph 多分布在 3.04~3.94(刘妍鹏等,2016),基本大于氧化还原环境的临界值 2.8~3.0(梅博文等,1980),因此前者处于还原环境与半深湖—深湖沉积环境相匹配,而琼东南盆地的油型烃源岩形成于弱还原—弱氧化环境,其氧化性更强,与珠江口和北部湾盆地半深湖—深湖相烃源岩有一定差异,推测其沉积水体更浅,处于浅湖相的可能性更高。

综上,琼东南盆地已发现原油的生烃母质无论是烃源岩品质,还是沉积环境的还原条件都弱于珠江口和北部湾盆地半深湖—深湖相优质烃源岩,类比之下其生烃母质多与珠江口和北部湾盆地的浅湖相一般烃源岩更为相当。

在地层时代方面,北部湾盆地与珠江口盆地始新世与渐新世均发育湖相烃源岩。虽然始新世为湖相沉积的鼎盛期,烃源岩规模大,是北部湾盆地的主力烃源岩,但钻井证实渐新统涠洲组也发育湖相烃源岩,只是渐新统涠洲组湖相烃源岩整体埋深相对较浅尚未全部成熟,供烃规模有限。珠江口盆地与之类似,且从全盆来看始新统文昌组与渐新统恩平组湖相烃源岩均为主力源岩。因此,南海北部始新统与渐新统地层均可发育湖相油型烃源岩,只是始新统湖相烃源岩更具区域代表性,从地层时代分布看,并不具有唯一性,应结合盆地实际地质情况具体分析。

与北部湾盆地、珠江口盆地珠一坳陷和珠三坳陷相比,琼东南盆地开始海侵的时间相对较早,渐新世早期崖城组整体表现为海陆过渡相沉积,但受多凹多凸构造格局影响,不同凹陷的海侵进程并不同步,由于海水主要从东侧进入盆地(高阳东等,2021),因此盆地东侧的长昌凹陷、北礁凹陷一带海侵较早,而盆地西侧的松西凹陷、崖北凹陷一带海侵相对较晚,如崖北凹陷 Y8 井的古生物资料显示,3328.4~3733.8 m 富泥井段有孔虫极少,整体表现以毕克卷转虫为特征的优势性动物群,且含少量属种的介形虫,反映沉积水体偏淡化(夏伦煜❹),推测崖北凹陷与松西凹陷所在的北部坳陷带西侧在崖城组三段沉积期(31.5~33.9 Ma)没有受到明显海侵影响(蔡国富等,2013)。这一微观现象与宏观地震资料所反映的特征相互印证,以松西凹陷至松东凹陷间的地震剖面为例(图 6a),东西两侧凹陷的始新统地层与崖城组地层地震相特征差异较大,地层被凹间脊阻隔尚未连通,直到 T70 面之上进入陵水组沉积期,两侧地层才完全连通,地震相才变为振幅能量相当、连续、平行的海相反射特征,反映崖城组早期盆地西侧各凹陷的海侵是局部、间歇性的,直到进入崖城组晚期至陵水组沉积期才实现彻底海侵。因此从沉积演化角度,盆地海侵具有阶段性,盆地西侧部分凹陷的海侵时间滞后,使得渐新统崖城组沉积早期,即崖三段沉积期(31.5~33.9 Ma),崖北或松西凹陷可能还延续湖相(或潟湖相)沉积,即渐新统早期琼东南盆地局部还具有发育生油型烃源岩的条件,油型烃源岩的研究不应局限在始新统地层。

2.2.2　地震反射特征的辩证分析

地震反射特征的类比广泛应用于琼东南盆地始新统地层研究中,尤其是在沉积相展布与烃源岩规模评估过程中,由于地震反射的复杂性,其相似程度的判断受个人主观经验影响较大。S3X 井首次针对琼东南盆地“低频—连续—强振幅”地震相特征进行了钻探,直观检验了之前地震特征类比的成果认识,同时也为盆地其它始新统类似反射提供了参考,但遗憾的是,实际钻探效果反映地震资料类比存在多解性,需要吸取经验教训加以改进才能进一步有效指导勘探。

S3X 井地震特征类比的误判,在一定程度上受到了前述地化特征类比结论的影响。由于松涛凸起上 Ying9 井油藏“富含”C_{30}4-甲基甾烷,据此推测其来自始新统“半深湖相优质烃源岩”,即该区所在的供烃凹陷—松西凹陷始新统发育半深湖泥页岩沉积,在这样的逻辑背景下,发育在凹陷底部又具有一定“低频—连续—强振幅”特征的区域将其预测为“半深湖相优质烃源岩”似乎是合理选择,从而降低了与真正半深湖—深湖地震相特征对比的标准。因为 S3X 井区所在的松西凹陷西次洼始新统地层整体具有强振幅异常特征,但大多数区域反射较为杂乱,仅局部连续性好,地震同相轴振幅的强弱与连续性在纵横向分布规律性不明显,一定程度上反映了较为复杂的水动力特征,这与中深湖相还原环境偏

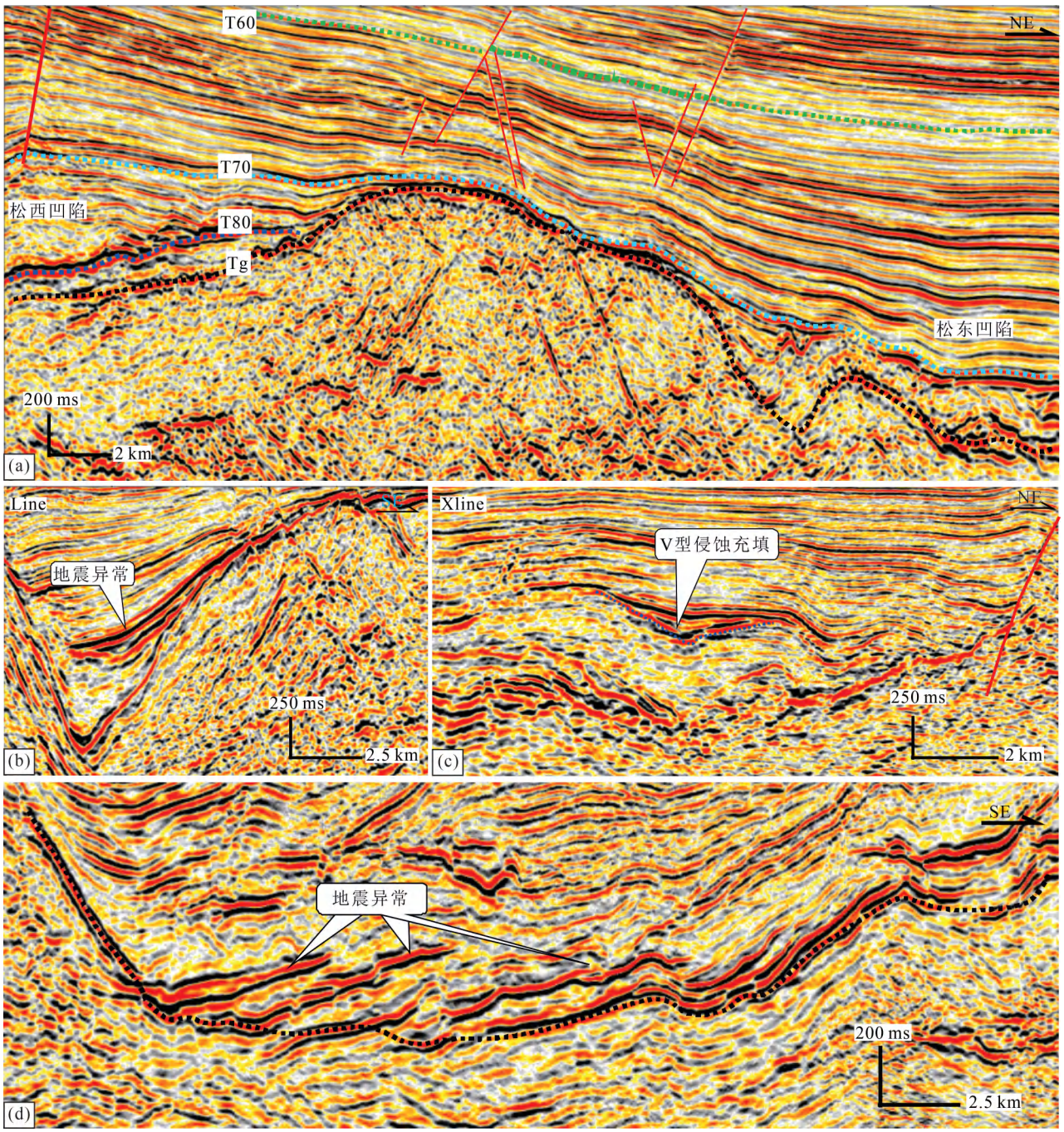

图 6 琼东南盆地松西凹陷与松东凹陷古近系地震剖面(a)；松西凹陷疑似半深湖相烃源岩地震剖面(b)、(c)；陵水凹陷疑似半深湖相烃源岩地震剖面(d)

Fig. 6 Paleogene seismic profile of the Songxi Sag and Songdong Sag (a); seismic profile of suspected semi deep lacustrine source rocks in the Songxi Sag (b), (c); seismic profile of suspected semi deep lacustrine source rocks in the Lingshui Sag(d), Qiongdongnan Basin

安静、低能的水体特征不符。同时该区并不存在较多复杂断层影响,但振幅异常段的能量分布与反射频率不稳定,使得整体成层性欠佳,与真正半深湖相低频、稳定连续的分布特征差异较大,甚至在局部可见类似前积的反射特征,如果不受到该区发育“半深湖相优质烃源岩”这一先入为主观点的影响,仅从地震反射特征的角度类比,与珠江口盆地典型半深湖相“低频—连续—强振幅”特征(张功成等,2013)相似度是较低的。

在 S3X 井已钻“低频—连续—强振幅”特征的

认识基础上,将其它凹陷的“低频—连续—强振幅”反射区进行再分析后取得了新认识,如松西凹陷东部“低频—连续—强反射”区早前推测为“典型始新统湖相烃源岩”(图 6b、c),但是在南北向地震剖面中其异常主体位于南侧近岸缓坡带,呈楔状前积反射构型向北侧沉降中心区尖灭减薄,东西向剖面中其主体呈 V 型侵蚀水道充填,反映了沉积水体能量较强,为砂岩或砂泥岩互层的概率较高,与半深湖相烃源岩沉积所需要的弱水动力还原环境明显不同,因此其为始新统中深湖相烃源岩的可能性较低。再如处于中央坳陷带的陵水凹陷其底部虽有较多强反射(图 6d),曾经也被认为是反映始新统湖相烃源岩的地震反射特征,但该强反射与基底呈斜交接触关系,与围岩呈突变接触,其分布与变化特征无规律可循,且整体表现为高阻抗特征,结合南部陵南斜坡带 L2 井区已经钻遇厚层安山岩与凝灰岩,综合推测陵水凹陷底部的振幅异常区为岩浆岩反射特征的概率较大,如果将其作为始新统湖相烃源岩研究指导勘探部署,则再一次误判落空的风险较高。

琼东南盆地实际钻井资料显示,古近系烃源岩富泥层段主要表现为中弱振幅、中低频、中—高连续的反射特征,如 S3X 井 3250~3400 m 深度段;厚层泥岩夹薄砂岩的组合特征也可能表现为顶面强振幅、中下部为中弱振幅、低频、中—高连续的反射特征,如 Y8 井 3300~3800 m 深度段。结合已钻井地化特征与地震资料综合推测,ST24-1-1 井所在的松东凹陷西次洼发育半深湖—深湖相烃源岩的可能性较大,但其有效烃源岩分布局限,规模相对较小。整体来看,琼东南盆地烃源岩地震相特征与珠江口盆地典型“低频—连续—强振幅”半深湖—深湖相泥页岩烃源岩特征有一定差别。上述松西凹陷与陵水凹陷强振幅异常区只表现为强振幅,低频与连续性特征均不明显,与琼东南盆地已钻富泥层段地震特征不同,也与珠江口盆地始新统优质烃源岩典型地震相特征差异较大,为始新统半深湖相烃源岩的概率较低。

2.3　地层分布认识与实钻不匹配问题

由于对始新统地层分布与泥质烃源岩的类比整体偏乐观,得出琼东南盆地广泛发育始新统地层的结论,加上传统观点认为始新统发育半深湖—深湖相优质烃源岩,使得历年来各轮资源评价结果均认为具有较好石油勘探前景。但是,琼东南盆地多年来实际勘探结果与这一认识出入较大,除了最新针对松西凹陷始新统烃源岩直接钻探的 SX3 井失利之外,在其它推测发育始新统源岩的凹陷也已陆续钻探了上百口探井,即使接连发现了多个大中型气田与含气构造,累计探明超过两千亿方天然气地质储量,但相关分析化验资料却没有发现始新统湖相烃源岩贡献的痕迹。仅仅是在远离现今主力生烃凹陷的一些零星钻井发现了表征湖相烃源岩的 C_{30}4-甲基甾烷,如松涛凸起北侧的 Ying9 井、宝岛北坡的 S2 井与 B5 井,崖北凹陷西南侧的 Y4 井,以及北礁凹陷的 Y9 等井。同时,琼东南盆地始新统烃源岩各轮资源评估均具有数亿吨原油资源量,在实际勘探中却一直未取得相对应的勘探突破和储量发现,使得原油勘探与始新统资源评价工作在某种程度处于不利境地。

琼东南盆地始新统地层的相关认识与原油勘探实践不匹配的这个矛盾现象长期存在,但按照始新统一贯的研究认识却难以作出合理解释。笔者等认为琼东南盆地始新统地层研究中存在的一系列误判,是形成这一矛盾现象的直接原因,其在烃源岩地层研究过程中放大了类比对象的相同点,忽视了不同盆地地质背景的差异所导致,下面从盆地区域构造背景与充填模式两方面差异进行简要补充。

琼东南盆地虽然也处于新华夏构造体系中的第一沉降带(李四光,1973),在早期区域张裂作用背景下,也具有发育始新统地层的构造条件,但在时空上并未处于始新世主裂陷幕的强裂陷区,其处于远离陆地的内盆地带,位于洋—陆过渡壳上,其主成盆期为渐新世—早中新世(邓运华,2016),相对较晚,由于始新世裂陷幕处于弱裂陷区,使得始新世成盆初期湖盆规模相对较小,到了崖城期与陵水期盆地范围才明显扩大;而北部湾盆地与珠江口盆地(珠一坳陷、珠三坳陷)处于靠近陆地的外盆地带,处于始新世主裂陷幕的强裂陷区,主成盆期为始新世—早渐新世,相对较早,所以始新世裂陷湖盆规模就较大,广泛发育大规模半深湖—深湖相沉积。

由于琼东南盆地始新世处于张裂作用较小的弱裂陷区,仅形成一些中小规模的断陷群,虽然按照郭刚等(2016)研究的“三步定洼法”推测琼东南盆地也具备发育半深湖相的条件,但与处于强裂陷区发育大规模断陷的北部湾盆地与珠江口盆地(珠一坳陷、珠三坳陷)进行横向对比时,其地质背景存在明显强弱差异。因此,理论上无论是始新统地层的分布规模,还是半深湖相优质烃源岩的发育条件都弱于北部湾盆地与珠江口盆地,而不能在各个环节均进行乐观对比。

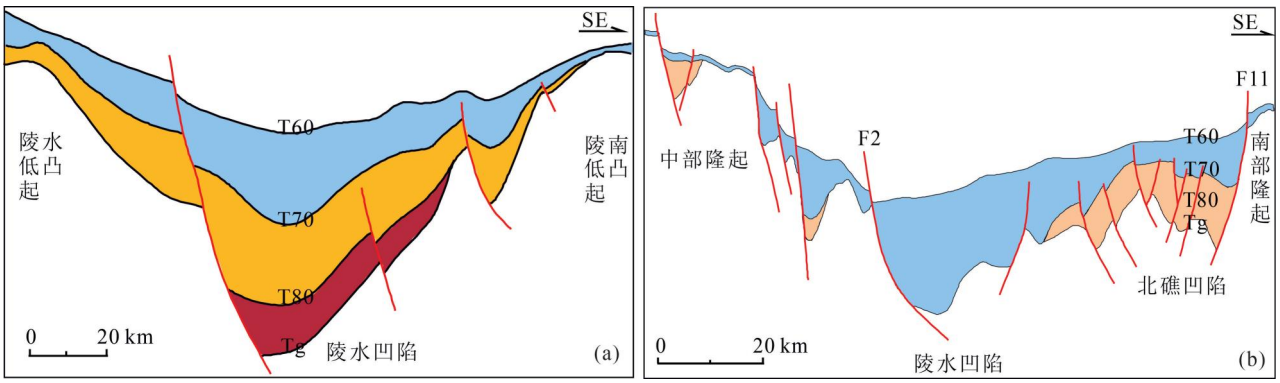

图 7 琼东南盆地古近纪半地堑继承性充填模式图(a)和古近纪断陷迁移型充填模式图(b)

Fig. 7 Inherited filling pattern of Paleogene half graben (a) and migration filling mode of Paleogene fault depression (b) in the Qiongdongnan Basin

另外,在层序充填演化方面,琼东南盆地长期受典型地堑或半地堑模式指导(图 7a),认为在断陷期依次充填了始新统岭头组、渐新统崖城组和陵水组,地层呈平行或似平行、发散或似发散状,经历了从湖相到海陆过渡相、滨—浅海到半深海的沉积演变历程(李绪宣等,2006;王华等❺)。由于此种模式地层分布较为连续、均匀,结合南海北部其它继承性盆地沉积充填经验,推测始新统地层主要分布在各凹陷的底部,尤其是中央坳陷带各凹陷埋藏最深、体积最大,始新统相对应的地层厚度与规模也较大,从而推测中央坳陷带广泛发育半深湖—深湖相沉积环境与湖相优质烃源岩(李绪宣等,2007;庞凌云,2012;廖计华等,2012;蔡国富等,2013 刘妍鹏等,2016;邓广君,2017),但目前大量钻探实践与这一认识并不吻合。

笔者等通过精细研究陵南斜坡带与松南低凸起一带成像质量较高的地震反射特征,发现该区古近系底部发育一套地层楔状体,从南侧北礁凹陷至北侧陵水凹陷与松南—宝岛凹陷地层厚度逐渐减薄至尖灭,尤以陵水凹陷东南侧最为清晰(图 8),上覆地层渐次超覆在该楔状体之上呈不整合接触关系,同时陵南低凸起与松南低凸起可见构造隆升形成的反转现象,并且古近纪早期至晚期整个盆地沉积中心发生了明显迁移,这与经典地堑或半地堑模式指导下的均匀、继承性沉积充填特征有所不同,更像是何登发(2018)提出断陷迁移型盆地背景下的差异化充填(图 7b)。其关键区别在于地堑或半地堑模式的控洼断层为同一断层(或继承性活动),断陷迁移型盆地其控洼断层为不同断层(或差异性活动),以陵水凹陷所在的琼东南盆地中部为例,早期裂陷Ⅰ

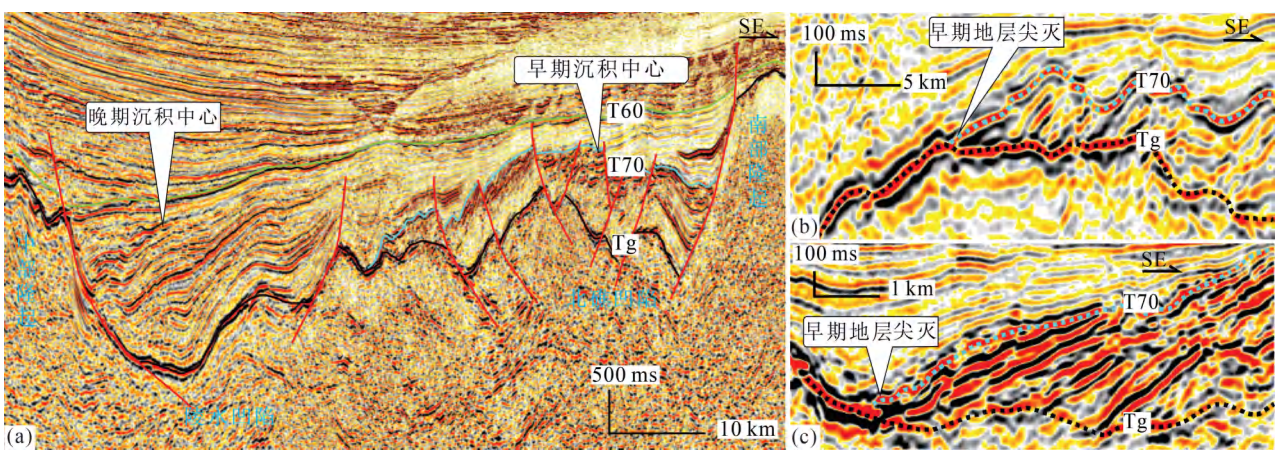

图 8 琼东南盆地陵水凹陷古近系地层格架典型剖面与崖城组地层尖灭图

Fig. 8 Typical section of Paleogene stratigraphic framework and pinchout diagram of the Yacheng Formation in the Lingshui Sag, Qiongdongnan Basin

幕主控洼断层为南部隆起的 F11,因此早期沉积—沉降中心分布在北礁凹陷,后期裂陷Ⅱ幕主控洼断层为中部隆起的 F2,虽然该时期 F11 断层也具有继承性活动,但该区整体具有构造隆升影响,使得沉积—沉降中心由北礁凹陷迁移至陵水凹陷,即现今的中央坳陷带。同时,由于 F11 为成盆初期始新世裂陷幕弱裂陷区构造活动形成,构造沉降规模相对较小,而 F2 为渐新世主成盆期强裂陷区构造活动形成,其构造沉降规模相对较大,形成盆地级的沉降中心。且任建业等(2015,2018)与谢玉洪等(2020)认为琼东南盆地 F2 断层具有洋陆转换带大型拆离断层性质,有别于先前高角度正断层控制的裂陷幕,因此与常规地堑或半地堑继承性沉积充填模式有所不同。

综上所述,由于始新统与渐新统地层沉积中心存在迁移演化,所以并非每个凹陷的底部都发育始新统地层,始新统地层仅分布在早期沉降中心。古近系下部地层楔状体的分布特征、凹陷沉积中心的迁移与盆地差异化充填模式,反映中央坳陷陵水凹陷一带始新统地层整体分布较少,因此该区发育半深湖—深湖相优质烃源岩的概率较低,这一认识与实际钻井结果吻合,但由于该认识涉及地层格架的大调整,影响较大,在此不再赘述,笔者等将单独阐文加以详细论述。

3　结论

(1)始新统湖相地层是琼东南盆地原油勘探领域主力烃源岩,但目前尚无钻井证实。琼东南盆地始新统地层时代与地层岩性类比研究过程中存在一定程度的乐观解读,“始新统湖相烃源岩”与“半深湖相优质烃源岩”存在一定程度的“误判”和“滥用”,导致始新统地层规模增大、分布变广、烃源岩品质变好,乐观估计了琼东南盆地原油领域的勘探潜力,导致 S3X 井的钻探失利,以及实际钻探情况与研究认识不匹配的矛盾现象。

(2)类比北部湾与珠江口盆地优质烃源岩特征,琼东南盆地已钻井油层或砂岩抽提物含 C_{30}4-甲基甾烷的生烃母质来自浅湖相烃源岩的可能性更高,而非传统半深湖—深湖相优质烃源岩;琼东南盆地松西凹陷与陵水凹陷内“低频—连续—强振幅”地震反射特征与珠江口盆地钻井证实的半深湖相优质烃源岩地震相差异较大,推测前者是砂泥岩互层的概率较高,后者是岩浆岩的概率较高。

(3)琼东南盆地在区域位置、构造演化与沉积充填模式方面与北部湾盆地和珠江口盆地(珠一坳陷、珠三坳陷)有明显差异,未处于始新世主裂陷幕的强裂陷区,无论是湖相地层的规模还是半深湖—深湖相优质烃源岩的发育条件,客观上都弱于北部湾与珠江口盆地,乐观性推测易提升误判风险。琼东南盆地在断陷迁移型盆地背景下进行了差异化充填,古近纪早期与晚期沉积中心发生了明显迁移,始新统地层仅分布在早期沉积中心所在的凹陷或区域。受地貌格局影响,不同凹陷海侵进程存在先后差异,琼东南盆地除始新统发育湖相地层外,渐新统崖城组早期也具有发育湖相地层和油型烃源岩的条件。

注　释　/　Notes

❶徐新德, 熊小峰, 孙爱霞, 等. 2015. 全国油气资源动态评价—琼东南及莺歌海盆地油气资源动态评价. 湛江:中海石油(中国)有限公司湛江分公司.

❷胡晨晖, 郭潇潇, 吴杨瑜. 2020. 三五”油气资源评价项目—南海西部及中南部海域油气资源评价. 湛江:中海石油(中国)有限公司湛江分公司.

❸付大巍, 李勇, 雷新. 2018. 松西凹陷南斜坡松涛 31-6 目标评价与井位建议. 湛江: 中海石油(中国)有限公司湛江分公司.

❹夏伦煜. 1983. 崖 8-2-1 井微古分析报告. 湛江: 南海石油勘探指挥部化验室.

❺王华, 甘华军, 任金锋. 2014. 南海西北部深水区古近系沉积相及烃源岩识别和储层评价. 湛江: 中海石油(中国)有限公司湛江分公司.

参　考　文　献　/　References

(The literature whose publishing year followed by a “&” is in Chinese with English abstract; The literature whose publishing year followed by a “#” is in Chinese without English abstract)

蔡国富, 邵磊, 乔培军, 梁建设. 2013. 琼东南盆地古近纪海侵及沉积环境演化. 石油学报, 34(S2): 91~101.

陈聪, 龙祖烈, 熊永强, 朱俊章, 翟普强, 郑仰帝. 2022. 白云凹陷烃源岩分布与油气源差异性分析. 山东科技大学学报(自然科学版), 41(1): 1~12.

陈希文, 包建平, 朱翠山. 2016. 珠江口盆地不同类型原油地球化学特征. 世界地质, 35(4): 1066~1075.

邓广君. 2017. 琼东南北部坳陷带始新统烃源岩识别及资源潜力. 石油地质与工程, 31(3): 52~55.

邓运华. 2016. 试论中国南海两个盆地带油气地质差异性. 中国海上油气, 28(6): 1~8.

傅家谟, 徐芬芳, 陈德玉, 刘德汉, 胡成一, 贾蓉芬, 徐世平, Brassell A S, Egliton G. 1985. 茂名油页岩中生物输入的标志化合物. 地球化学, 15(2): 99~114.

傅宁, 李友川, 徐建永, 孙玉梅. 2012. 珠三坳陷文昌组中深湖相烃源岩新的生物标识化合物组合模式与油源对比. 中国海上油气, 24(4): 13~19.

傅宁, 林青, 王珂. 2017. 北部湾盆地主要凹陷流沙港组二段主力烃源岩再评价. 中国海上油气, 29(5): 12~21.

傅宁. 2018. 论 4-甲基 C30 甾烷丰度与烃源岩质量关系. 中国海上油气, 30(5): 11~20.

高阳东, 向绪洪, 张向涛. 2021. 南海北部新生代沉积演变及其油气地质意义. 天然气地球科学, 32(5): 645~656.

郭刚, 吴景富, 吴克强, 于开平. 2016 珠江口盆地隆起区残留哇陷地质特征与石油勘探新领域. 中国海上油气, 28(6): 1~8.

何登发. 2018. "下削上超"地层不整合的基本类型与地质意义. 石油勘探与开发, 45(6): 995~1006.

黄保家, 李绪深, 王振峰, 李里, 黄义文. 2012a. 琼东南盆地深水区烃源岩地球化学特征与天然气潜力. 中国海上油气, 24(4): 1~7.

黄保家, 黄合庭, 吴国瑄, 游君君. 2012b. 北部湾盆地始新统湖相富有机质页岩特征及成因机制. 石油学报, 33(1): 25~31.

黄弟藩, 张大江, 李晋超. 1989. 论 4-甲基甾烷和孕甾烷的成因. 石油勘探与开发, 116(3): 8~15.

李四光. 1973. 地质力学概论. 北京: 科学出版社: 1~228.

李绪宣, 钟志洪, 董伟良, 孙珍, 王良书, 夏斌, 张敏强. 2006. 琼东南盆地古近纪构造特征及其动力学机制. 石油勘探与开发, 33(6): 713~721.

李绪宣, 刘宝明, 赵俊青. 2007. 琼东南盆地古近纪层序结构、充填样式及生烃潜力. 中国海上油气, 19(4): 217~224.

李友川, 邓运华, 张功成. 2012. 中国近海海域烃源岩和油气的分带性. 中国海上油气, 24(1): 6~12.

李友川, 兰蕾, 王珂, 杨永才. 2019. 北部湾盆地流沙港组湖相烃源岩的差异. 石油学报, 40(12): 1451~1459.

廖计华, 王华, 肖军, 李俊良, 严德天, 李国良, 夏存银, 李彦丽, 任桂媛. 2012. 琼东南盆地古近纪幕式裂陷及构造、层序和沉积的综合响应过程. 吉林大学学报(地球科学版), 42(4): 970~983.

刘晓锋, 孙志鹏, 刘新宇, 刘东生, 翟世奎, 龙海燕, 姜龙杰, 毕东杰. 2018. 南海北部深水区 LS33a 钻井微体古生物年代地层格架. 沉积学报, 36(5): 890~902.

刘妍鹏, 陈红汉, 苏奥, 翟普强, 熊万林, 孔令涛. 2016. 从含油气检测来洞悉琼东南盆地东部发育始新统烃源岩的可能性. 地球科学, 41(9): 1539~1547.

马宁, 龙祖烈, 柳保军, 陈聪, 李清泉. 2021. 白云凹陷不同相带烃源岩地球化学特征及成藏贡献. 海洋地质前沿, 37(10): 25~32.

梅博文, 刘希江. 1980. 我国原油中异戊间二烯烷烃的分布及其与地质环境的关系. 石油与天然气地质, 1(2): 99~116.

庞凌云. 2012. 南海北部边缘盆地古近系沉积体系特征、展布及油气分布关系. 导师: 于兴河. 北京: 中国地质大学博士学位论文: 1~125.

裴存旻, 张明辉, 沈汝浪, 张俊达, 朱滋芳. 1991. 珠江口盆地 C_{30}4-甲基甾烷的研究. 石油与天然气地质, 12(2): 231~239.

任建业, 庞雄, 雷超, 袁立忠, 刘军, 杨林龙. 2015. 被动陆源洋陆转换带和岩石圈伸展破裂过程分析及其对南海陆缘深水盆地研究启示. 地学前缘, 22(1): 102~114.

任建业, 庞雄, 于鹏, 雷超, 罗盼. 2018. 南海北部陆缘深水—超深水盆地成因机制分析. 地球物理学报, 61(12): 4901~4920.

王铁冠. 1990. 试论我国某些原油与生油岩中的沉积环境生物标志物. 地球化学, (3): 256~262.

王振峰, 甘华军, 王华, 任金锋, 刘小龙. 2014. 琼东南盆地深水区古近系层序地层特征及烃源岩分布预测. 中国海上油气, 26(1): 9~18.

王振峰, 孙志鹏, 张迎朝, 郭明刚, 朱继田, 黄保家, 张道军, 江汝锋, 满晓, 张海洋. 2016. 南海北部琼东南盆地深水中央峡谷大气田分布与成藏规律. 中国石油勘探, 21(4): 54~64.

吴克强, 刘志峰, 王升兰, 郭刚. 2015. 珠一坳陷北部洼陷带始新统半深湖—深湖相烃源岩综合判识. 中国海上油气, 27(3): 10~15.

谢玉洪, 张功成, 唐武, 赵钊. 2020. 南海北部深水区油气成藏理论技术创新与勘探重大突破. 天然气工业, 40(12): 1~11.

徐新德, 张迎朝, 梁刚, 熊小峰, 李兴, 郭潇潇, 刘海钰. 2016. 南海北部琼东南盆地深水区烃源条件及天然气成藏机制. 天然气地球科学, 27(11): 1985~1992.

徐长贵. 2022. 中国近海油气勘探新进展与勘探突破方向. 中国海上油气, 34(1): 9~16.

张功成, 梁建设, 徐建永, 赵志刚, 李友川, 何仕斌. 2013. 中国近海潜在富烃凹陷评价方法与烃源岩识别. 中国海上油气, 25(1): 13~20.

张向涛, 朱俊章, 熊万林, 秦成岗, 杜家元, 孔祥星, 张林晔. 2020. 番禺 4 洼文昌组烃源岩生物标志化合物特征与油源标识. 中国海上油气, 32(4): 12~21.

Cai Guofu, Shao Lei, Qiao Peijun, Liang Jianshe. 2013&. Marine transgression and evolution of depositional environment in the Paleogene strata of Qiongdongnan Basin, South China Sea. Acta Petrolei Sinica, 34(S. 2): 91~101.

Chen Cong, Long Zulie, Xiong Yongqiang, Zhu Junzhang, Zhai Puqiang, Zheng Yangdi. 2022&. Analysis of source rock distribution and oil—gas source difference in Baiyun Sag. Journal of Shandong University of Science and Tcchnology(Natural Science), 41(1): 1~12.

Chen Xiwen, Bao Jianping, Zhu cuishan. 2016&. Geochemical characteristics in different crude oils from the Pearl River Mouth Basin. Global Geology, 35(4): 1066~1075.

Deng Guangjun. 2017#. Identification of Eocene source rocks and resource potential in the northern depression of southeastern Hainan. Petroleum Geology and Engineering, 31(3): 52~55.

Deng Yunhua. 2016&. Difference analyses on petroleum geology between the two basin belts in South China Sea. China Offshore Oil and Gas, 28(6): 1~8.

Fu Jiamo, Xu Fenfang, Chen Deyu, Liu Dehan, Hu Chengyi, Jia Rongfen, Xu Shiping, Brassell A S, Egliton G. 1985&. Biomarker Compounds of biological inputs in Maoming oil shale. Geochimica, 15(2): 99~114.

Fu Ning, Li Youchuan, Xu Jianyong, Sun Yumei. 2012&. A new biomarker combination in the Wenchang Formation source rock of middle—deep lacustrine facies and oil-source correlations in Zhu III depression. China Offshore Oil and Gas, 24(4): 13~19.

Fu Ning, Lin Qin, Wang Ke. 2017. Main source rock reevaluation of Member 2 of Liushagang Formation in the sags of Beibuwan basin. China Offshore Oil and Gas, 29(5): 12~21.

Fu Ning. 2018&. On relationship between abundance of 4-methyl-C_{30} sterane and source rock quality: a case study of exploration practices in Beibuwan basin. China Offshore Oil and Gas, 30(5): 11~20.

Gao Yangdong, Xiang Xuhong, Zhang, Xiangtao. 2021&. Cenozoic sedimentary evolution and its geological significance for hydrocarbon exploration in the northern South China Sea. Natural Gas Geoscience, 32(5): 645~656.

Guo Gang, Wu Jingfu, Wu Keqiang, Guo Kaiping. 2016&. Geological characterics of residual sags and a new field of petroleum exploration in the uplift area of Pearl River Mouth Basin. China Offshore Oil and Gas, 28(6): 1~8.

He Dengfa. 2018&. Basic types and geologic significances of "truncation and onlap" unconformities. Petroleum Exploration and

Development, 45(6): 995~1006.

Huang Baojia, Huang Heting, Wu Guoxuan, You Junjun. 2012b&. Geochemical characteristics and formation mechanism of Eocene lacustrine organic-rich shales in the Beibuwan Basin. Acta Petrolei Sinica, 33(1): 25~31.

Huang Baojia, Li Xushen, Wang Zhenfeng, Li Li, Huang Yiwen. 2012a&. Source rock geochemistry and gas potential in the deep water area, Qiongdongnan basin. China Offshore Oil and Gas, 24(4): 1~7.

Huang Difan, Zhang Dajiang, Li Jinchao. 1989&. On origin of 4-methy1 steranes and pregnanes. Petroleum Exploration and Development, 16(3): 8~16.

Li Siguang. 1973. Introduction to Geomechanics. Beijing: Science Press: 1~228.

Li Xuxuan, Liu Baoming, Zhao Junqing. 2007&. Paleogene sequence configuration, depositional filling pattern and hydrocarbon generation potential in Qiongdongnan basin. China Offshore Oil and Gas, 19(4): 217~224.

Li Xuxuan, Zhong Zhihong, Dong Weiliang, Sun Zhen, Wang Liangshu, Xia Bin, Zhang Minqiang. 2006&. Paleogene rift structure and its dynamics of Qiongdongnan Basin. Petroleum Exploration and Development, 33(6): 713~721.

Li Youchuan, Deng Yunhua, Zhang Gongcheng. 2012. Zoned distribution of source rocks and hydrocarbon offshore China. China Offshore Oil and Gas, 24(1): 6~12.

Li Youchuan, Lan Lei, Wang Ke, Yang Yongcai. 2019&. Differences in lacustrine source rocks of Liushagang Formation in the Beibuwan Basin. Acta Petrolei Sinica, 40(12): 1451~1459.

Liao Ji hua, Wan Hua, Xiao Jun, Li Junliang, Yan Detian, Li Guoliang, Xia Cunyin, Li Yanli, Ren Guiyuan. 2012&. Episodic rifting and integrated response process of tectonic sequence stratigraphy and sedimentary filling in paleogene of Qiongdongnan Basin, South China Sea. Journal of Jilin Univcrsity(Earth Science Edition), 42(4): 970~983.

Liao Ji hua, Wan Hua, Xiao Jun, Li Junliang, Yan Detian, Li Guoliang, Xia Cunyin, Li Yanli, Ren Guiyuan. 2012&. Episodic rifting and integrated response process of tectonic sequence stratigraphy and sedimentary filling in paleogene of Qiongdongnan Basin, South China Sea. Journal of Jilin Univcrsity(Earth Science Edition), 42(4): 970~983.

Liu Yanhua, Chen Honghan, Su Ao, Zhai Puqiang, Xiong Wanlin, Kong Lingtao. 2016&. Eocene source rock determination in Qiongdongnan Basin, the South China Sea: a hydrocarbon detection perspective. Earth Science, 41(9): 1539~1547.

Ma Ning, Long Zulie, Liu Baojun, Chen Cong, Li Qingquan. 2021&. Geochemical characteristics of source rocks in different sedimentary facies zones and their contributions to the hydrocarbon reservoirs in the Baiyun Sag. Marine Geology Frontiers, 37(10): 25~32.

Mei Bowen, Liu Xijiang. 1980&. The distribution of isoprenoid alkanes tn china´s crude oil and its relation with the geologic environment. Oil&Gas Geology, 1(2): 99~116.

Pang Lingyun. 2012&. The Characteristics and Extension of Depositional System and their relationship with Hydrocarbon Distribution in Paleogene in north margin basins, South China Sea. Dissertation Advisor: Yu Xinghe. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), Doctoral Dissertation: 1~125.

Pei Cunmin, Zhang Minghui, Shen Rulang, Zhang Junda, Zhu Zifang. 1991&. Study on C_{30}4-methyl steranes of Pearl River Mouth basin. Oil & Gas Geology, 12(2): 231~239.

Ren Jianye, Pang Xiong, Lei Cao, Yuan Lizhong, Liu Jun, Yang Linlong. 2015&. Ocean and continent transition in passive continental margins and analysis of extension and breakup process; Implication for research of the deepwater basins in the continental margins of South China Sea. Earth Science Frontiers, 22(1): 102~114

Ren Jianye, Pang Xiong, Yu Peng, Lei Cao, Luo Pan. 2018&. Characteristics and formation mechanism of decpwater and ultra-deepwater basins in the continental margin of the South China Sea. Chinese Journal of Geophysics. (in Chinese), 61(12): 4901~4920.

Wang Tieguan. 1990&. A contribution to some sedimentary environmental biomarkers in crude oils and source rocks in China. Geochimica, 3: 256~262.

Wang Zhenfeng, Gan Huajun, Wang Hua, Ren Jinfeng, Liu Xiaolong. 2014&. Paleogene sequence stratigraphy and source rock distribution in the deep water area, Qiongdongnan basin. China Offshore Oil and Gas, 26(1): 9~18.

Wang Zhenfeng, Sun Zhipeng, Zhang Yingzhao, Guo Minggang, Zhu Jitian, Huang Baojia, Zhang Daojun, Jiang Rufeng, Man Xiao, Zhang Haiyang. 2016&. Distribution and hydrocarbon accumulation mechanism of the giant deepwater Central Canyon gas field in Qiongdongnan Basin, northern South China Se. China Petroleum Exploration, 1(4): 54~64.

Wu Keqiang, Liu Zhifeng, Wang Shenglan, Guo Gang. 2015&. Composite recognition of Eocene semi-deep and deep lacustrine facies source rocks in northern subsags belt of Zhu I depression, Pearl River Mouth basin. China Offshore Oil and Gas, 27(3): 10~15.

Xie Yuhong, Zhang Gongcheng, Tang Wu, Zhao Zhao. 2020&. Theoretical and technological innovation of oil and gas accumulation and major exploration breakthroughs in deep-water areas, northern South China Sea. Natural Gas Industry, 40(12): 1~11.

Xu Changgui. 2022&. New progress and breakthrough directions of oil and gas exploration in China offshore area. China Offshore Oil and Gas, 34(1): 9~16.

Xu Xinde, Zhang Yingzhao, Liang Gang, Xiong Xiaofeng, Li Xing, Guo Xiaoxiao, Liu Haiyu. 2016&. Hydrocarbon source condition and accumulation mechanism of natural gas in deepwater area of Qiongdongnan Basin, northern South China Sea. Natural Gas Geoscience, 27(11): 1985~1992.

Zhang Gongcheng, Liana Jianshe, Xu Jianyong, Zhao Zhigang, Li Youchuan, He Shibin. 2013&. An evaluation method of potential hydrocarbon-rich sags and their source rock identification offshore China. China Offshore Oil and Gas, 25(1): 13~20.

Zhang Xiangtao, Zhu Junzhang, Xiong Wanlin, Qin Chenggang, Du Jiayuan, Kong Xiangxing, Zhang Linye. 2020&. Biomarker characteristics and oil-source discrimination of source rocks in Wenchang Formation of Panyu 4 sag. China Offshore Oil and Gas, 32(4): 12~21.

Thoughts on Eocene strata research in Qiongdongnan Basin

LI Shengyong[1)], WU Qilin[2)]

1) *Zhanjiang Branch of CNOOC Ltd.*, *Zhanjiang*, *Guangdong*, 524057;

2) *College of Petroleum Engineering*, *Guangdong University of Petrochemical Technology*, *Maoming*, *Guangdong*, 525000

Abstract: Eocene lacustrine strata are the main source rocks in the field of crude oil exploration in the Qiongdongnan Basin. Over the years, the results of various rounds of resource evaluation show that they have good prospects for oil exploration. However, since the oil layer was first drilled in the Well Ying9 in 1987, no major breakthrough has been made in the field of crude oil exploration in the Qiongdongnan Basin. In recent years, the drilling failure of the Well S3X, which has high hopes, is typical. Taking the post drilling analysis of the Well S3X as an opportunity, this paper puts forward a different view from the past through the comparative study with the Eocene strata of the Pearl River Mouth Basin and the Beibu Gulf Basin. The analysis shows that the content of $C_{30}4$ methylsterane from lower aquatic organisms and the Pr/Ph parameter reflecting redox conditions in the crude oil found in the Qiongdongnan Basin are weaker than those of semi deep lacustrine high-quality source rocks in the Pearl River Estuary and Beibu Gulf Basin; the characteristics of "low frequency continuous strong amplitude" seismic facies in the Qiongdongnan Basin are quite different from those of semi deep lacustrine high-quality source rocks confirmed by drilling in the Pearl River Estuary and the Beibu Gulf Basin; The Qiongdongnan Basin is also significantly different from the Pearl River Estuary and the Beibu Gulf Basin in terms of regional location, structural evolution and sedimentary filling mode, which makes it objectively inferior to the Pearl River Estuary and the Beibu Gulf Basin in terms of the scale of Eocene lacustrine strata and the development conditions of high-quality source rocks. Therefore, it is suggested that we should be prudent in the process of comparative study with Eocene strata in surrounding basins, especially in the study of distribution scale of Eocene lacustrine source rocks in the central depression belt represented by the Lingshui Depression. At the same time, it is pointed out that due to the influence of the geomorphic pattern, the transgression processes of different depressions are not synchronized. In addition to the lacustrine facies strata developed in Eocene, some depressions in the early Oligocene Yacheng Formation also have the conditions for the development of lacustrine facies strata and oil-type source rocks. This new viewpoint can expand the situation and thinking of crude oil exploration and research in the Qiongdongnan Basin to a certain extent.

Keywords: Eocene strata; lacustrine source rocks; $C_{30}4$ methylsteranes; low frequency continuous strong amplitude; correlation study; crude oil exploration; Qiongdongnan Basin

Acknowledgements: This study was supported by the innovation project of educational commission of Guangdong Province (No. 2020KTSCX084) and innovation team of ordinary Universities in Guangdong Province——oil and gas resources exploration and development innovation team(No. 2022KCXTD018)

First author: LI Shengyong, male, born in 1986, postgraduate, engineer, is mainly engaged in comprehensive geological research of oil and gas exploration; Email: lishy10@cnooc.com.cn

Manuscript received on: 2022-07-05; Accepted on: 2022-11-17; Network published on: 2022-12-20

Doi: 10.16509/j.georeview.2022.12.001 **Edited by**: LIU Zhiqiang