

白云凹陷烃源岩分布与油气源差异性分析

陈 聪^{1,2}, 龙祖烈^{1,2}, 熊永强³, 朱俊章^{1,2}, 翟普强^{1,2}, 郑仰帝^{1,2}

(1. 中海石油(中国)有限公司 深圳分公司, 广东 深圳 518054;

2. 中海石油深海开发有限公司, 广东 深圳 518054;

3. 中国科学院广州地球化学研究所 有机地球化学国家重点实验室, 广东 广州 510640)

摘 要:针对白云凹陷烃源岩的类型和分布特征争议大,主力烃源岩及成藏贡献不明,不同区带油气分布差异性极大的问题,本研究通过对该区文昌及恩平期沉降速率分析,结合已钻井油-气-岩有机地球化学特征与不同母质类型源岩黄金管高温高压生成天然气模拟实验产物特征,认为白云凹陷发育半深湖、浅湖及海相/海侵3类烃源岩,白云主洼及白云西洼的洼陷区(沉降速率 >200 m/Ma)可能发育规模性半深湖-深湖相源岩,斜坡-隆起区低沉降速率区(<200 m/Ma)文昌组及恩平组发育浅湖相源岩;白云主洼东部恩平组晚期发育海相/海侵泥岩。文昌组浅湖-半深湖相源岩为该区主力气源岩,而斜坡带中-低沉降速率区文昌组及恩平组浅湖相源岩为主力油源岩,海相/海侵源岩未见成藏贡献,呈现“二源供烃”格局。另外,根据烃源岩生排烃史、断裂体系发育等成藏要素及天然气生烃动力学建模,探讨了白云凹陷中浅层及洼陷内中深层气源及成藏特征差异性;认为隆起区已发现的中浅层气藏隶属于凝析油伴生气含气系统,为干酪根裂解气成藏;洼陷内深层气藏隶属于油裂解气含气系统,为洼陷内因缺乏油源断裂沟通疏导未经排出的原油裂解生气,为超压驱动、致密层阻隔的油裂解气成藏。

关键词:白云凹陷;沉降速率;天然气生成动力学;油裂解气

中图分类号:P618.13

文献标志码:A

Analysis of source rock distribution and oil-gas source difference in Baiyun Sag

CHEN Cong^{1,2}, LONG Zulie^{1,2}, XIONG Yongqiang³, ZHU Junzhang^{1,2},

ZHAI Puqiang^{1,2}, ZHENG Yangdi^{1,2}

(1. Shenzhen Branch, CNOOC China Co. Ltd., Shenzhen, Guangdong 518054, China;

2. CNOOC Deep Sea Development Co. Ltd., Shenzhen, Guangdong 518054, China;

3. State Key Laboratory of Organic Geochemistry, Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou, Guangdong 510640, China)

Abstract: In view of the great controversy on the types and distribution characteristics of source rocks in Baiyun Sag, the unknown contribution of main source rocks to hydrocarbon accumulation and the great difference in the distribution of oil and gas in different zones, this paper first studied the organic geochemical characteristics of drilled oil-gas-rocks and the characteristics of the simulated experimental products of natural gas generation from different types of source rocks by analyzing the settlement rate of Wenchang and Enping periods. It has been found that there are three types of source rocks in Baiyun Sag: semi-deep lake, shallow lacustrine and marine or transgressive source rocks. Large-scale semi-deep lake to deep lacustrine source rocks might be developed in the depression area of Baiyun Main Sag and Western Baiyun Sag with high settlement rate (above 200 m/Ma), while shallow lacustrine source

收稿日期:2021-03-09

基金项目:“十三五”国家科技重大专项项目(2016ZX05026-003-006)

作者简介:陈 聪(1987—),男,陕西安康人,工程师,硕士,主要从事油气地化与成藏综合研究。

E-mail:chencong8@cnooc.com.cn

熊永强(1967—),男,江西南昌人,研究员,博士,主要从事分子有机地球化学方面研究.E-mail:xiongyq@gia.ac.cn

rocks were mainly developed in Wenchang Formation and Enping Formation in slope uplift area with low settlement rate (below 200 m/Ma). Marine or transgressive source rocks were developed in Upper Enping Formation in Eastern area of Baiyun Main Sag. The oil-gas accumulation takes a pattern of “two hydrocarbon sources”, with the shallow lacustrine to semi-deep lake source rocks of Wenchang Formation as the main gas source rocks in this area, the shallow lacustrine source rocks of Wenchang Formation and Enping Formation as the main oil source rocks in the slope zone with medium-low settlement rate, and the marine or transgressive source rocks having no contribution to hydrocarbon accumulation. Then, the paper discussed the differences of gas source and reservoir forming characteristics between the middle and shallow layers and the middle and deep layers in Baiyun Sag according to the hydrocarbon generation and expulsion history of source rocks, the fault system development and other reservoir forming factors, and the dynamic modeling of natural gas hydrocarbon generation. It has been found that the middle shallow gas reservoirs discovered in the uplift area belong to the gas bearing system of condensate associated gas and are formed by kerogen cracking gas. Gas discovered in the deep layer in the sag belongs to the oil cracking gas bearing system, which is the oil cracking gas accumulation in the sag due to the lack of oil source fault communication, unclassified crude oil cracking gas, overpressure drive and tight layer barrier.

Key words: Baiyun Sag; settlement rate; natural gas generation kinetics; oil cracking gas

白云凹陷位于珠江口盆地深水区地壳向海减薄的细颈化带,为具有高热流背景的新生代断陷湖盆^[1]。因位于伸展陆缘岩石圈强烈薄化带上,白云凹陷成为大型宽深断陷,湖盆面积达 12 600 km²,断陷期沉积的文昌组及恩平组最大厚度达 6 000 m,且该烃源层系泥岩现今已达高-过成熟热演化阶段,为白云凹陷主力烃源岩^[2-3]。另外,岩石圈薄化过程中,重力均衡作用使得陆缘地表沉陷于海平面之下,具备发育海相源岩的地质条件^[2],意味着该区可能发育湖相、海陆过渡相及海相泥岩等多套烃源岩。然而,受制于该区高地温工程作业的特殊性及洼陷内勘探程度低的影响,目前仅在白云凹陷斜坡-隆起区钻遇文昌组及恩平组泥岩,洼陷内则基本未钻遇文昌组及恩平组,所以无法准确刻画白云凹陷的烃源潜力、沉积相和烃源岩分布特征。不同学者对于该区文昌组及恩平组烃源岩的沉积相及其生烃潜力与成藏贡献问题存在极大分歧:一部分学者认为白云凹陷北部发育恩平组三角洲煤系烃源岩,南部及洼陷深部发育海相烃源岩,文昌组则整体发育滨、浅湖相烃源岩,天然气为煤型气,恩平组煤系及海相源岩为该区主力烃源岩,文昌组则为一套潜在的烃源岩^[4];另一部分学者则认为白云凹陷文昌期为大型宽深断陷湖盆,洼陷区发育大面积欠补偿沉积的大型深湖或半深湖相烃源岩,北部缓坡带发育大规模的河流-三角洲相源岩,恩平期则发育大型三角洲-浅湖相沉积源岩,文昌组偏腐泥型源岩为研究区主力气源岩,恩平组浅湖相泥岩为主力油源岩^[2,5]。整体而言,不同学者对于白云凹陷烃源岩类型、分布及主力油气源岩认识的差异主要受制于该区钻遇古近系泥岩的探井少,而洼陷区缺乏烃源岩实钻井资料,且研究区地处洋陆转换带,煤系、湖相及海相源岩类型多变,对不同相带源岩分布规模及成烃潜力缺乏系统研究。针对上述问题,本研究通过控制优质烃源岩发育的沉降速率分析,建立虚拟井,剖析白云凹陷文昌期不同构造部位沉降速率,结合“十三五”期间白云凹陷已钻遇古近系烃源岩的地球化学特征和原油、天然气的成因研究,刻画白云凹陷半深湖-浅湖-海相/海侵烃源岩的分布范围及成藏贡献。同时,通过文昌组-恩平组不同母质类型泥岩干酪根样品黄金管高温高压生气模拟实验与热史建立天然气生成甲烷动力学模型,厘定该区主力气源岩及成藏动态过程,并探讨白云凹陷不同区带油气分布差异性主控因素。

1 区域地质背景

白云凹陷位于南海北部陆坡深水区,水深变化大,介于 200~2 800 m 之间,为珠江口盆地面积最大、埋藏最深的沉积凹陷,总体上呈 NEE 向展布,包括白云西洼、白云主洼、白云东洼 3 个次级洼陷(图 1)。白云凹陷经历了晚白垩世—早渐新世裂陷阶段、晚渐新世—早中新世的裂后拗陷阶段及中新世晚期至今的断块活动阶段^[2]。自下而上充填了始新统文昌组河湖相沉积、始新统恩平组大型湖盆-三角洲平原-沼泽相沉积、渐新统珠海组三角洲-浅海陆架过渡相沉积、中新统珠江组—粤海组三角洲-陆棚-陆坡深水沉积、上新统一第四系黏土质-粉砂质沉积(图 1)^[1]。此外,白云凹陷因受强烈的拆离作用,地壳急剧薄化,出现“热盆”特征,

实钻井地温梯度最高可达 5.2 °C/100 m,高热流背景下该区烃源岩显示出生烃早、成熟快、易于产生生烃超压等特殊生烃条件和成烃演化过程^[1-2]。目前在白云主洼北部-番禺低隆起及白云主洼东部发现诸如 P30、W3 及 H29 等多个大中型凝析气田,并在白云东洼发现 H16、H20 等中型轻质油田群,但已发现的油气田主体均位于隆起区-斜坡区,洼陷内仅钻探 ZW 井,但该井受制于深水高温高压作业难度大而未获得有效产能^[6]。此外,从烃源岩分布情况看,白云凹陷目前钻遇文昌组及恩平组泥岩的探井较少,仅在白云主洼东部地区 W4、W9、H36 及 W3-2、W3-4 井钻遇文昌组,且除地堑区 W3-2 井钻遇文昌组近 400 m 厚层泥岩外,其余探井因处于斜坡-隆起区而呈富砂沉积特征,仅揭示薄层泥岩,泥岩累计厚度不足百米。钻遇恩平组泥岩的探井相对较多,在白云西洼 P33 井、白云主洼东部 H36、W3-2、W3-4 井及白云东洼 H27、H29 井均有揭示,其中 P33 井累计钻遇 230 m 泥岩,见 22 m 煤层,但煤单层厚度仅 1 m 左右,为含煤/煤系地层,其余地区探井恩平组则均未见煤层分布;此外,已揭示恩平组除 P33 井以富砂沉积外(泥地比为 0.26),其余探井恩平组整体以富泥沉积为主,泥地比高达 0.61~0.99,特别是 H27 井钻遇恩平组泥岩达 412 m,泥岩单层最大厚度达百米。按照古生物及单井沉积相解释,W4、W9 及 W3-2 井文昌组为半深湖相,H36 及 W3-4 井文昌组为浅湖相;P33 井恩平组为湖沼相含煤地层、H27 井恩平组为浅湖相沉积,H29 井恩平组为海相/湖相海侵沉积,W3-4 及 H36 井恩平组处于化石稀少带,沉积相带未定。

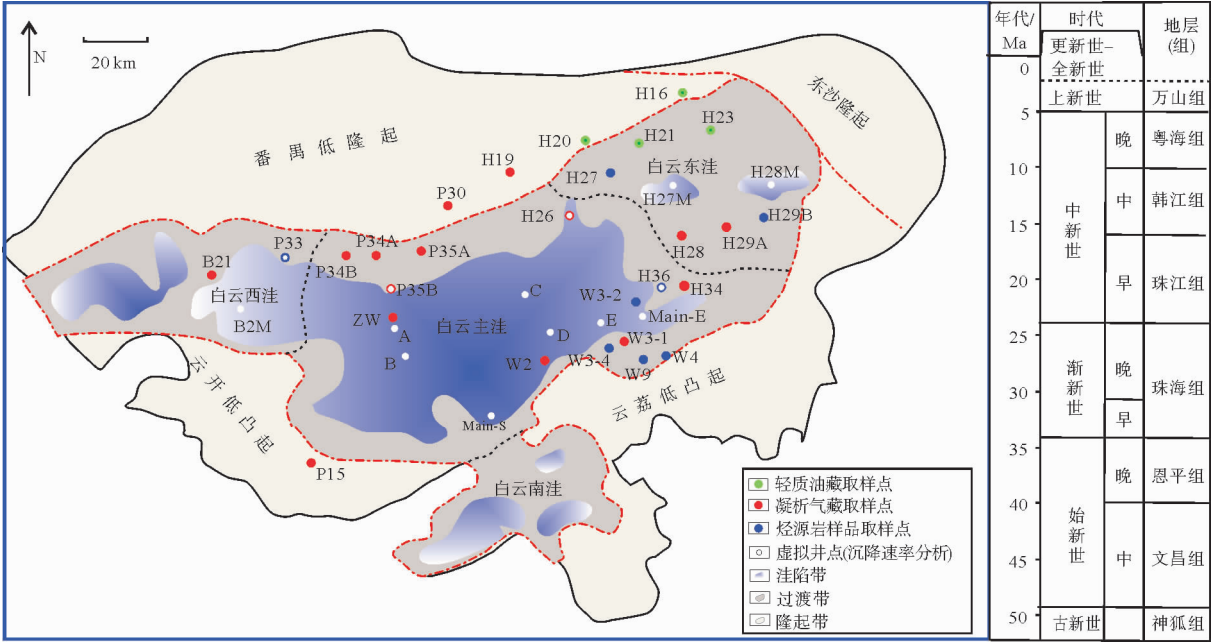


图 1 白云凹陷油气分布格局及地层格架

Fig. 1 Petroleum distribution pattern and stratigraphic framework in Baiyun Sag

2 白云凹陷半深湖-浅湖-海相源岩发育及分布范围探讨

如前所述,白云凹陷古近系钻遇恩平组探井分布范围较广,但沉积相带变化差异较大。文昌组探井较少,且已揭示源岩均处于斜坡-隆起带,洼陷内则基本无探井揭示,不同学者对于该套源岩平面展布、沉积相及烃源潜力争议极大。对此,本研究通过控制优质烃源岩发育的沉降速率以及研究区已发现原油中反映半深湖-深湖相成因的生物标志物的指纹信息,探讨该区半深湖相源岩的发育条件与分布范围。

2.1 白云凹陷文昌期沉降速率分析

Katz^[7]认为快速、饥饿型沉降条件有利于形成深湖相环境,促使藻类等浮游生物发育及繁盛,同时浮游生物及陆源有机质的快速堆积、分解耗氧作用导致沉积物表层为相对还原环境,形成一定程度的水体分层,

利于有机质的保存,从而形成具有高生烃潜力的倾油型烃源岩。姜雪等^[8]研究了渤海湾、珠江口及琼东南等盆地的富生烃凹陷,将沉降速率 >200 m/Ma 作为划分优质烃源岩发育的沉降条件,且在此类半深湖-深湖相优质烃源岩中见密集的藻类纹层,泥岩抽提烃中以富 C_{30} 4-甲基甾烷为特征^[9]。本次研究选取白云凹陷 14 个不同构造位置,建立虚拟井(图 1),恢复虚拟井及近洼陷位置探井文昌期地层的沉降速率(图 2),其中虚拟井 A~E 处于白云主洼的洼陷内,此类虚拟井文昌组厚度均在 4 000 m 以上;斜坡区近洼陷位置已钻遇的 P35B、H26 井及白云主洼南部 Main-S 虚拟井、白云主洼东部 Main-E 虚拟井文昌组厚度均在 2 000 m 左右。此外,建立了白云西洼及白云东洼洼陷中心虚拟井 B2-M、H27-M 及 H28-M,其中 B2-M 井文昌组厚度约 2 500 m,而白云东洼 H27-M 及 H28-M 井文昌组厚度均在 1 500 m 左右。

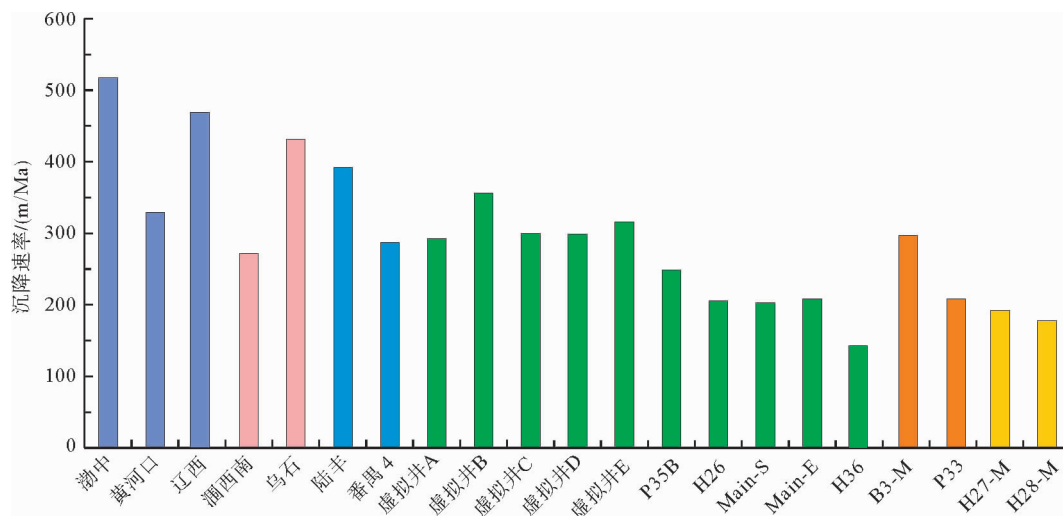


图2 白云凹陷不同构造位置文昌期沉降速率分布及对比

Fig. 2 Distribution and comparison of settlement rate in Wenchang period at different tectonic position in Baiyun Sag

利用盆地模拟方法进行虚拟井沉降速率计算,通过对现今地层厚度的压实校正,消除孔隙度变化的影响,恢复不同虚拟井文昌组在各地史时期的厚度及原始沉积厚度,并通过对古深水及古海平面变化的校正来恢复沉积层的原始沉降量,进而得出总沉降量-时间曲线,获得不同虚拟井文昌期沉降速率^[10-11]。此外,为充分认识沉降速率对白云凹陷烃源岩发育条件的控制作用,对比相同盆地模拟软件及方法恢复的中国近海渤海海域、北部湾盆地及珠江口盆地珠一坳陷富生烃凹陷的沉降速率^[10]。如图 2 所示,白云主洼的洼陷内文昌组厚度 $>4 000$ m 的 A~E 虚拟井文昌组沉降速率为 293~357 m/Ma,与渤海湾盆地黄河口、辽西凹陷及珠江口盆地(东部)珠一坳陷番禺 4 洼具有可比性;白云主洼北部洼陷-斜坡区过渡位置 P35B、H26 探井及白云主洼南部 Main-S、白云主洼东部 Main-E 虚拟井文昌组沉降速率为 205~275 m/Ma,此类区域文昌组厚度整体在 2 000 m 左右。此外,白云西洼洼陷中心的虚拟井 B2M 及斜坡区 P33 井文昌组沉降速率分别为 296 和 209 m/Ma,均具备发育优质烃源岩的沉降条件,意味着在白云主洼及白云西洼的洼陷内均可能发育半深湖-深湖相烃源岩,以沉降速率 >200 m/Ma 区域进行界定,其面积近 4 900 km²。反观白云主洼东部斜坡区 H36 井、白云东洼 H27 与 H28 井以及次洼中心的虚拟井 H27M 和 H28M,文昌组沉降速率仅为 144~189 m/Ma,不满足发育优质半深湖相源岩沉降条件,以浅湖-三角洲相烃源岩为主。

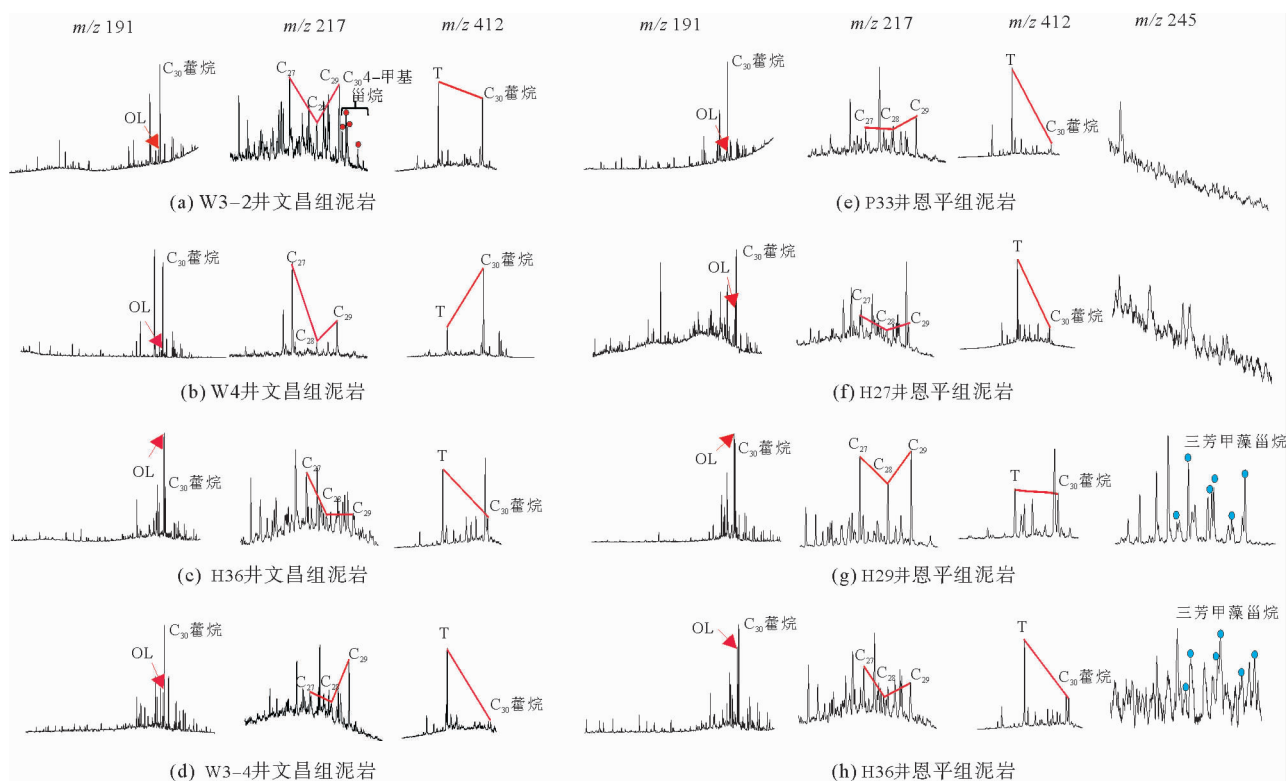
2.2 白云凹陷古近系烃源岩地球化学特征

2.2.1 文昌组

目前白云凹陷仅 W4、W9、H36、W3-4 及 W3-2 井钻遇古近系文昌组,且均处于白云主洼东部地区。其中 W3-2 井位于洼陷内地堑区,位于前述文昌组沉积速率 >200 m/Ma 区域;H36 及 W3-4 井则位于隆起带-斜坡过渡区,位于沉积速率 <200 m/Ma 区域;W4 及 W9 井则处于隆起区发育的文昌期残洼。此外,从沉积相解释结果看,W4、W9 及 W3-2 井文昌组均为半深湖相沉积,H36、W3-4 井为浅湖相沉积。

根据已钻遇文昌组泥岩抽提烃呈现出的生物标志物及碳同位素组成特征看(图 3),白云主洼高沉降速率区发育的 W3-2 井文昌组半深湖相泥岩及隆起带残洼区 W4、W9 井文昌组泥岩抽提烃均具有较低的姥植比,Pr/Ph 为 1.1~1.9,具有一定含量的陆源高等植物生源构成的奥利烷(OL)及双杜松烷(T), $C_{27} \sim C_{28} \sim C_{29}$ 规则甾烷基本呈“V”型或“L”型分布。值得注意的是,在 W3-2 源岩中见珠江口盆地文昌组半深湖相源岩特征生物标志物 C_{30} 4-甲基甾烷^[12],且丰度较高,指示该类源岩沉积于弱氧化性水体环境。此外,该类源岩干酪根稳定碳同位素值较轻,为 $-29.2\text{‰} \sim -28.5\text{‰}$,反映了生源构成以藻类等低等水生生物输入为主。这与国内学者研究认为的半深湖相烃源岩有机质生源以水生生物为主,碳同位素组成较轻,而滨浅湖相源岩因陆源输入较多,碳同位素组成较重观点一致^[13]。另外,该类泥岩干酪根元素组成 H/C 为 1.12~1.43, O/C 为 0.11~0.18,整体为偏腐泥型的 II₁ 型生烃母质类型,具有较好的生油潜力。

然而,低沉降速率区发育的 H36 及 W3-4 文昌组浅湖相泥岩的抽提烃则具有较高的姥植比,Pr/Ph 为 2.3~2.9,并具有高含量的陆源高等植物生源构成的双杜松烷 T 及奥利烷(OL), $C_{27} \sim C_{28} \sim C_{29}$ 规则甾烷基本呈“V”型分布,且不含 C_{30} 4-甲基甾烷,干酪根碳同位素值为 $-27.3\text{‰} \sim -27.0\text{‰}$,指示该类源岩沉积于氧化性水体环境,生源构成以陆源高等植物贡献为主,藻类等水生生物贡献相对较低。从源岩母质类型看,此类浅湖相泥岩干酪根元素组成 H/C 为 0.75~0.96, O/C 为 0.11~0.26,为偏腐殖型的 II₂~III 型生烃母质类型。整体而言,白云主洼已揭示源岩生源及沉积环境等特征与该处文昌组沉降速率具有明显的一致性。隆起带-过渡带低沉降速率区文昌组发育浅湖相源岩,而近洼陷位置文昌组高沉降速率区则发育优质半深湖相源岩,且具有较好的生油能力。



(a) W3-2 井 4 704~4 719 m, 文昌组, 泥岩岩屑, $\delta^{13}C_{\text{干酪根}} = -27.4\text{‰}$, 半深湖相; (b) W4 井 3 195~3 235 m, 文昌组, 泥岩岩屑, $\delta^{13}C_{\text{干酪根}} = -29.2\text{‰}$, 半深湖相; (c) H36 井 3 853.5 m, 文昌组, 泥岩井壁心, $\delta^{13}C_{\text{干酪根}} = -27.4\text{‰}$, 浅湖相; (d) W3-4 井 4 325~4 370 m, 文昌组, 泥岩岩屑, $\delta^{13}C_{\text{干酪根}} = -27.6\text{‰}$, 浅湖相; (e) P33 井 4 295 m, 恩平组, 泥岩岩心, $\delta^{13}C_{\text{干酪根}} = -27.3\text{‰}$, 湖沼相(含煤地层); (f) H27 井 4 608.66 m, 恩平组, 泥岩井壁心, $\delta^{13}C_{\text{干酪根}} = -27.5\text{‰}$, 浅湖相; (g) H29 井 3 041~3 227 m, 恩平组, 泥岩岩屑, $\delta^{13}C_{\text{干酪根}} = -24.9\text{‰}$, 海相/海侵; (h) H36 井 3 800 m, 恩平组, 泥岩井壁心, $\delta^{13}C_{\text{干酪根}} = -25.5\text{‰}$, 海相/海侵。

图 3 白云凹陷文昌组及恩平组不同相带烃源岩生物标志物指纹信息

Fig. 3 Biomarker fingerprints of source rocks in different facies zones of Wenchang and Enping Formations in Baiyun Sag

2.2.2 恩平组

就恩平组泥岩而言,目前在白云凹陷不同次洼均有揭示,但不同区带沉积相变化较大。如在白云凹陷西部的白云西洼 P33 井恩平组为含煤地层,但煤层分布规模较小。白云主洼东部及白云东洼恩平组则未见煤层,发育浅湖-三角洲相源岩,部分区带如白云东洼 H29 井则为海相/海侵泥岩。首先,从 P33 井恩平组煤系泥岩地球化学特征看(图 3),其氯仿沥青“A”抽提物呈极高的姥植比,Pr/Ph 为 3.2~4.8,并具有高含量的陆源高等植物生源构成的双杜松烷 T,且 T/C₃₀藿烷(m/z 412)高达 5.3~5.9,C₂₇~C₂₈~C₂₉规则甾烷基本呈“V”型,且不含 C₃₀4-甲基甾烷,干酪根碳同位素值为-27.3‰~-27.0‰,指示该类源岩沉积于氧化性水体环境,生源构成以陆源高等植物贡献为主,藻类等水生生物贡献相对较低;该类煤系泥岩干酪根元素组成 H/C 为 0.86~0.88,O/C 为 0.02~0.07,整体为 II₂~III 型母质类型,为偏腐殖型源岩。此外,位于白云凹陷东北部的 H27 井恩平组虽未见煤层分布,但已揭示的浅湖相泥岩整体特征与前述 P33 井煤系泥岩特征具有相似性,亦具有极高的姥植比,Pr/Ph 为 3.2~5.3,陆源高等植物生源构成的双杜松烷 T 含量极高,T/C₃₀藿烷(m/z 412)为 3.1~5.9,并具有较高含量奥利烷,C₂₇~C₂₈~C₂₉规则甾烷基本呈“V”型,不含 C₃₀4-甲基甾烷及三芳甲藻甾烷,干酪根碳同位素值为-27.5‰~-27.0‰,干酪根元素组成 H/C 为 0.57~0.64,O/C 为 0.10~0.11,为 II₂~III 型母质类型,整体地球化学特征及母质类型均与 P33 恩平组煤系泥岩及白云主洼斜坡-隆起带低沉降速率区发育的 H36 及 W3-4 井浅湖相泥岩具有相似性。这也意味着在白云凹陷文昌组低沉降速率区发育的浅湖相源岩整体沉积环境、生源构成及有机质类型与恩平组浅湖相或煤系泥岩具有趋同性。

此外,值得注意的是,在白云东洼 H29 井揭示的恩平组泥岩,其有机相中海相沟鞭藻占比高达 46.9%~53.1%,由高等植物与海相藻类混合生源构成,为陆源海相泥岩。该类源岩生标特征虽与前述浅湖-三角洲相和煤系泥岩生标特征相似,均具有高丰度的双杜松烷 T 及奥利烷(OL),呈强陆源输入特征,但在此类源岩芳烃中检测到海相三芳甲藻甾烷^[14],且 Pr/Ph 较低,仅为 1.3~1.7,证实了海相环境的存在;同时泥岩干酪根碳同位素较重,为-24.9‰,这与 Peters 等^[15]认为中、新生代海相地层浮游植物存在钙质、硅质的介质保护,使得碳水化合物不易被降解,而导致干酪根中相对富¹³C,与重的碳同位素特征的观点一致。基于该认识,对白云主洼东部 H36、W3-2 及 W3-4 井恩平组泥岩进行分析,发现该区恩平组泥岩的地球化学特征与 H29 井恩平组陆源海相泥岩的特征具有极好的可比性,Pr/Ph 为 1.3~3.2,均表现出强陆源输入特征,且检测到海相三芳甲藻甾烷,并具有重的干酪根碳同位素组成(-25.5‰~-24.8‰),干酪根 H/C 比为 0.62~1.11,O/C 比为 0.15~0.33,整体为 II₂型生烃母质类型。这意味着在白云主洼东部及白云东洼南部区带恩平组发育海相/海侵沉积的陆源海相泥岩,且此类源岩虽揭示于斜坡或隆起区位置,泥岩厚度仅 200 m 左右,但以厚层泥岩为主,实钻井揭示此类源岩沉积地层泥地比高达 0.61~0.99。但从分布规模上看,已揭示恩平组海相泥岩均处于白云主洼东部,且厚度较薄,均为恩平组晚期沉积;北部 P33 及 H27 井揭示的恩平组近千米地层均未见海相/海侵源岩分布,在恩平组晚期仍为陆湖相沉积,说明恩平组海相/海侵源岩分布规模较为局限,供烃能力有限。

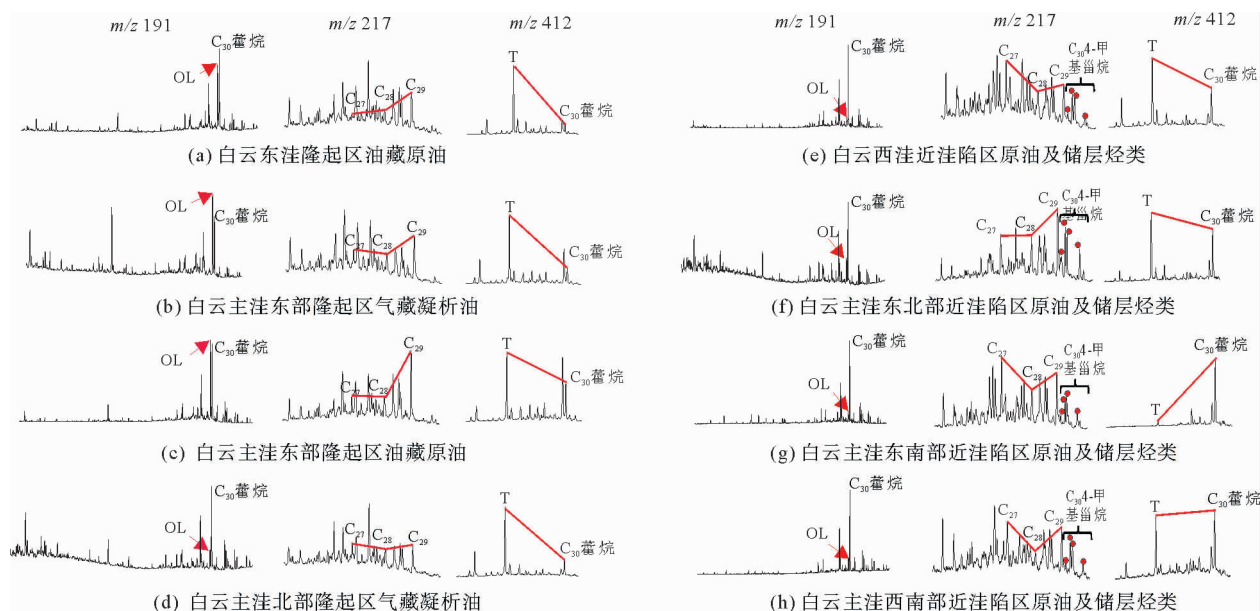
3 白云凹陷油气源对比及主力烃源岩判别

3.1 白云凹陷油源对比及主力油源岩判别

白云凹陷目前已发现油气藏均分布于斜坡-隆起区,仅 ZW 井气藏发现于白云主洼洼陷内。油藏主体分布于白云东洼北部,气藏则分布于白云主洼北部的番禺低隆起及白云主洼东部 W3-H29 鼻状构造带,且均为凝析油气藏。此外,从原油物性上看,研究区已发现的原油及凝析油密度为 0.76~0.80 g/cm³,含蜡量为 1.1%~6.2%,为典型的轻质油。

从已发现的原油及凝析油地球化学特征看(图 4),研究区原油及凝析油姥植比普遍较高(Pr/Ph 为 3.2~7.8),且番禺低隆起凝析油 Pr/Ph(5.2~7.8)整体高于白云东洼原油及白云主洼东区凝析油(3.2~5.8),指示该区原油及凝析油母源岩均沉积于偏氧化性沉积水体,但番禺低隆起凝析油母源岩沉积水体氧化性相对更强。此外,从甾萜类化合物及全油稳定碳同位素组成特征看(图 4、图 5),番禺低隆起凝析油与白云

东洼原油及白云主洼东凝析油的全油碳同位素组成具有一致性,介于 $-27.7\text{‰} \sim -27.1\text{‰}$;规则甾烷 $C_{27} \sim C_{28} \sim C_{29}$ 系列整体呈“V”字或反“L”型,且不含 C_{30} 4-甲基甾烷和海相三芳甲藻甾烷,双杜松烷 T 化合物含量均较丰富,且在白云北坡-番禺低隆起区凝析油中 T 化合物尤为富集,表现出极高的陆源有机质输入特征,指示原油生源构成以陆生高等植物为主,为淡水浅湖相成因。且此类油生物标志物指纹信息及碳同位素组成特征不同于已揭示的恩平组海相/海侵泥岩及文昌组半深湖相泥岩,而与揭示的恩平组及低沉降速率区文昌组浅湖相泥岩具有较好的可比性(图 5),因此,在白云凹陷文昌组低沉降速率区发育的浅湖相源岩在沉积环境、生源构成及有机质类型等特征与恩平组浅湖相或煤系泥岩呈趋同性,这也意味着研究区斜坡-隆起区位置已发现原油及凝析油母源岩可能为恩平组或文昌组低沉降速率区发育的浅湖相源岩。



(a) H16 井 2 177 m, 珠江组, $Pr/Ph=4.7$, $\delta^{13}C_{全油}=-27.4\text{‰}$; (b) W3-1 井 3 070 m, 珠江组, $Pr/Ph=4.5$, $\delta^{13}C_{全油}=-27.7\text{‰}$; (c) H28 井 3 070 m, 珠江组, $Pr/Ph=4.8$, $\delta^{13}C_{全油}=-27.5\text{‰}$; (d) P30 井 2 711~2712 m, 珠江组, $Pr/Ph=4.4$, $\delta^{13}C_{全油}=-27.5\text{‰}$; (e) B2-1 井 3 228.03 m, 珠江组, 气藏凝析油, $Pr/Ph=5.4$, $\delta^{13}C_{全油}=-28.8\text{‰}$; (f) H26 井 3 233 m, 珠江组, 气藏凝析油, $Pr/Ph=6.2$, $\delta^{13}C_{全油}=-28.7\text{‰}$; (g) W2 井 3 990.5 m, 珠江组, 储层烃, $Pr/Ph=3.2$, $\delta^{13}C_{藿烷“A”}=-28.2\text{‰}$; (h) P15 井 2 140 m, 珠江组, 砂岩储层烃, $Pr/Ph=6.3$, $\delta^{13}C_{全油}=-28.4\text{‰}$ 。

图 4 白云凹陷不同区带原油及储层烃生物标志物指纹信息

Fig. 4 Biomarker fingerprint information of crude oil and reservoir hydrocarbon in different zones of Baiyun Sag

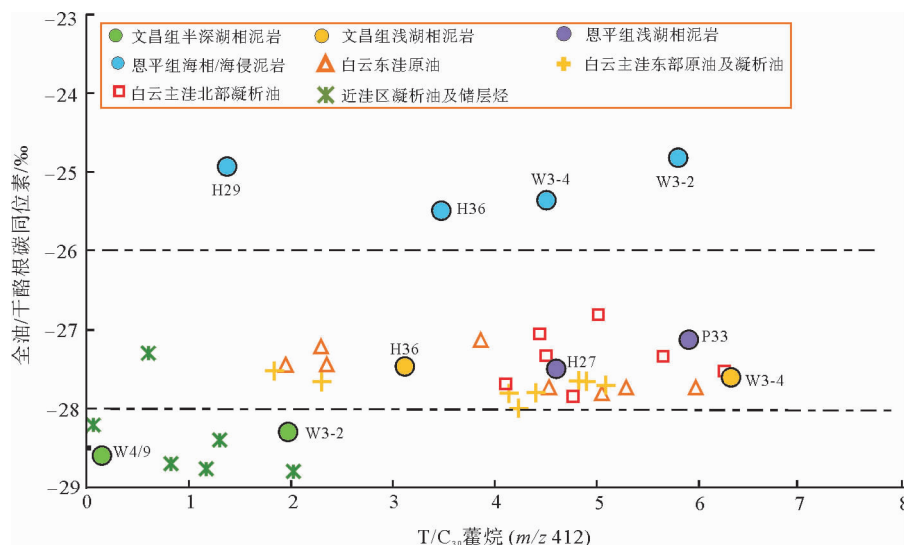


图 5 白云凹陷原油及凝析油母源对比分析

Fig. 5 Comparative analysis of crude oil and condensate mother oil sources in Baiyun Sag

此外,在文昌期高沉降速率区发育的白云主洼及白云西洼洼陷区钻遇的 P35B、H26、B21 等探井的凝析油及 P15、W2 井的储层烃中均见到极为丰富的文昌组半深湖相源岩特征生物标志物 C_{30} 4-甲基甾烷,全油或储层烃氯仿沥青“A”碳同位素值介于 $-29\text{‰} \sim -28\text{‰}$,指示存在半深湖相源岩所生原油。然而,此类原油或储层烃姥植比普遍偏高,Pr/Ph 为 3.2~6.9,并含一定量陆源高等植物来源的双杜松烷(T)及奥利烷(OL),表现出浅湖相的成因来源,故推断上述原油或储层烃主体为浅湖相源岩供烃,但存在洼陷区半深湖相源岩所生原油的混入,即为混源形式。这也间接证实了前述白云主洼及白云西洼洼陷区文昌组存在半深湖相源岩。

综合白云凹陷各区原油及凝析油地球化学特征分析可知,白云凹陷低沉降速率区文昌组及恩平组浅湖相源岩为已发现原油的主力油源岩,海相/海侵泥岩无成藏贡献,文昌组半深湖相源岩所生原油仅在近洼陷位置凝析油中以混源形式出现。

3.2 白云凹陷天然气成因及气源岩分析

白云凹陷天然气地球化学特征在区域上呈一定差异性,且可划分为两个含气系统,其中:

含气系统①为斜坡带白云主洼北部及白云主洼东部气藏天然气,烃气主体为湿气,干燥系数为 0.88~0.92,乙烷碳同位素介于 $-29\text{‰} \sim -28\text{‰}$ 。根据天然气成因判识图认为该类天然气为介于油型气与煤型气之间的混合成因气(图 6),且为干酪根裂解气(图 7),这也意味着白云凹陷天然气可能为混合母质类型源岩(Ⅱ型)所生天然气。而根据选取的文昌组—恩平组不同母质类型泥岩干酪根样品黄金管高温高压生气模拟实验与热史建立的天然气生成甲烷动力学模型,结合该斜坡带位置气藏天然气甲烷碳同位素特征,认为此类天然气与文昌组具有陆源输入特征的 $II_1 \sim II_2$ 型干酪根($\delta^{13}C = -27.8\text{‰}$) 在 $1.4\% R_o \sim 1.6\% R_o$ ($2.0\% \text{ Easy}R_o \sim 2.5\% \text{ Easy}R_o$) 阶段所生天然气具有较好可比性,且为斜坡带位置文昌组源岩 16.5~7 Ma 所生。

含气系统②为洼陷内的 ZW 等井珠海组—恩平组气层天然气属于独立的油裂解气含气系统,天然气组分偏干,干燥系数达 0.95~0.99,且甲烷及乙烷碳同位素偏重, $\delta^{13}C_1$ 为 $-33\text{‰} \sim -30\text{‰}$, $\delta^{13}C_2$ 为 $-23\text{‰} \sim -19\text{‰}$,未检测到丙烷等高碳数重烃,为过成熟阶段的油裂解气(图 7),与文昌组 $II_1 \sim II_2$ 型干酪根模拟实验 $1.5\% R_o \sim 1.9\% R_o$ ($2.5\% \text{ Easy}R_o \sim 4.0\% \text{ Easy}R_o$) 阶段天然气产物甲烷及乙烷碳同位素特征匹配,推测可能为洼陷内文昌组源岩所生原油裂解所生天然气(图 8)。

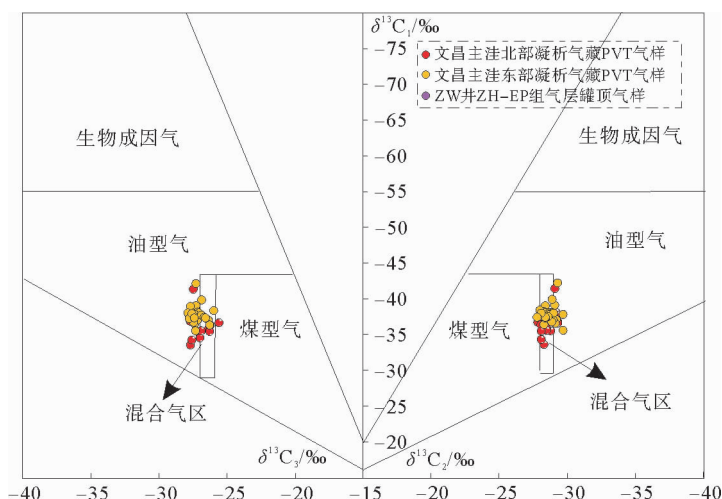


图 6 根据甲烷-乙烷-丙烷碳同位素组成判识天然气成因

Fig. 6 Identification of natural gas genesis based on carbon isotope composition of methane-ethane-propane

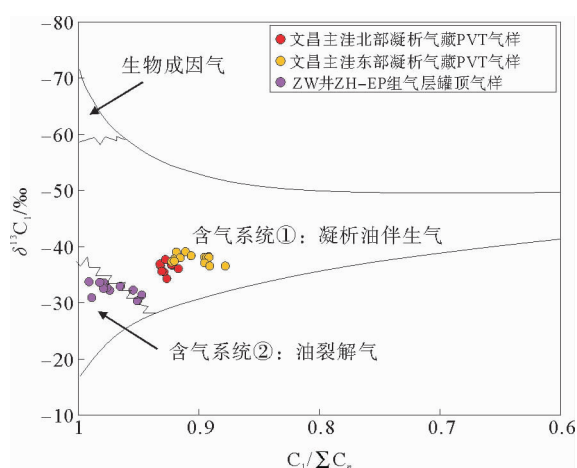


图 7 根据干燥系数与甲烷碳同位素组成判识天然气成因

Fig. 7 Identification of natural gas genesis based on drying coefficient and carbon isotope composition of methane

通过前述油气源分析,可知白云凹陷呈“二源供烃”格局,文昌组具陆源输入特征的半深湖相源岩为该区域主力气源岩,而斜坡位置中-低沉降速率区文昌组及恩平组浅湖相源岩为隆起区已发现原油及凝析油的主力油源岩,海相/海侵源岩未见成藏贡献。

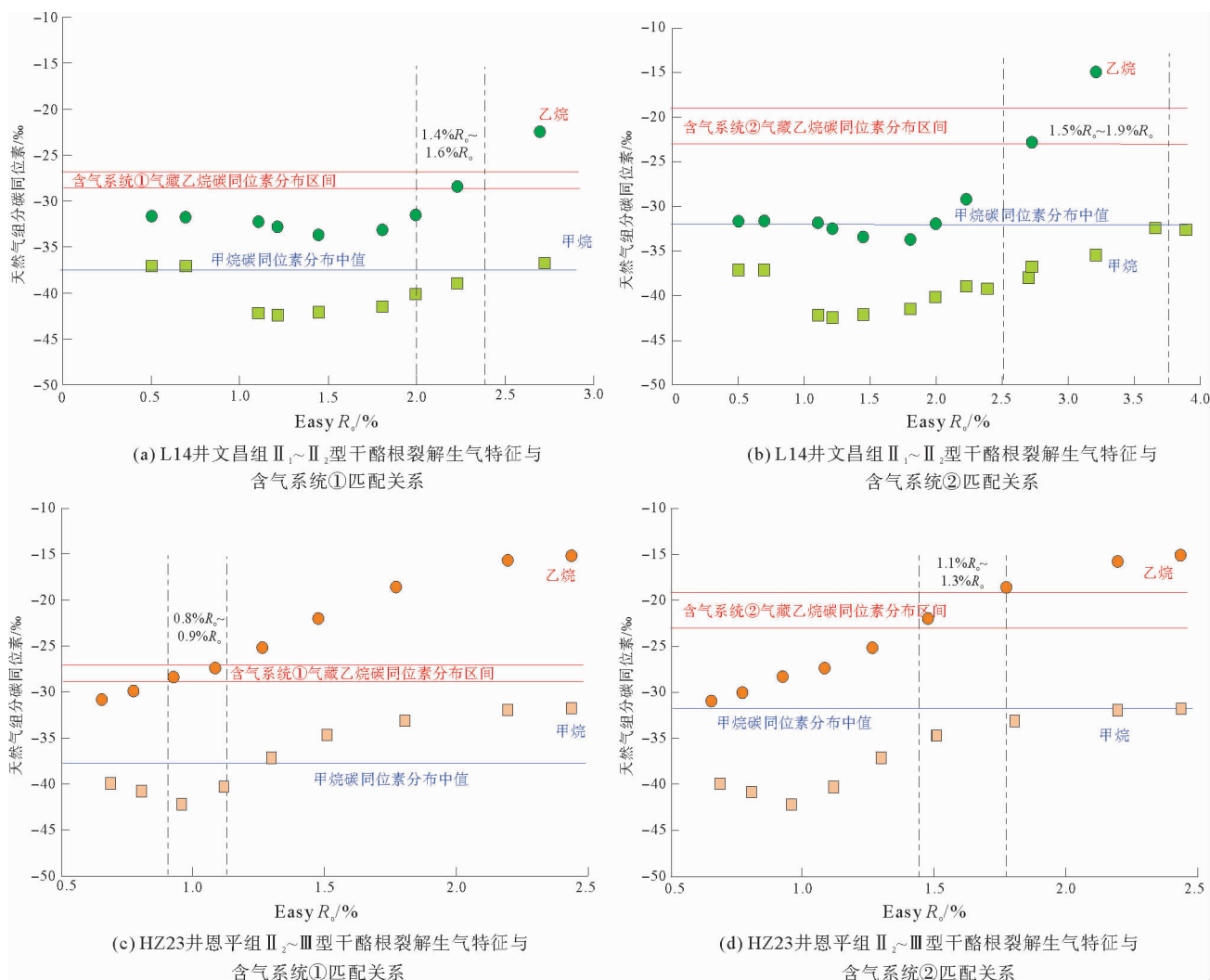


图 8 不同类型源岩所生天然气碳同位素演化特征

Fig. 8 Carbon isotope evolution characteristics of natural gas from different source rocks

4 白云凹陷洼陷内及深部层系成藏潜力

白云凹陷已发现油气主体分布于洼陷斜坡及隆起区位置,原油集中分布于白云东洼斜坡带,三级地质储量规模近 8 000 万 m³;而白云主洼北部及东部则以凝析气藏为主,天然气储量近 3 000 亿 m³[6]。其中白云主洼北部成藏带的隆起区与洼陷区发现的油气在分布层系、成因类型、运移动力及成藏机理上差异极大。白云主洼北部隆起区 P35、P34、P30 及 H19 等气藏如前所述,基本为近源位置文昌组浅湖相源岩所生干酪根裂解气,分布于浅层的珠江组—韩江组,均为常压浮力成藏;然而作为第一口洼陷区中深层勘探的 ZW 井则以油裂解气成藏为主,该井在珠海组(ZH)—恩平组(EP)钻遇近千米砂岩均含气,井底地温近 200 ℃,且从珠海组开始地层普遍出现超压,恩平组压力系数高达 1.5,砂岩储层在超压顶界面位置开始出现致密化特征,对该井深层油裂解气具有明显的封盖作用[6]。对于斜坡区干酪根裂解气成藏系统及洼陷区深层 ZW

井油裂解气成藏系统的剖析则直接关系到白云深水区深层油气勘探方向,因此下面从研究区烃源岩、超压分布及断裂体系等方面进行探讨。

通过前述烃源岩分布及油气源分析可知,白云主洼斜坡区文昌组以浅湖相烃源岩为主,而洼陷区文昌组发育的半深湖-深湖相源岩的中-高沉降速率区面积高达 4 900 km²,规模巨大。从生排烃特征看,白云主洼文昌组生油高峰为 33~23 Ma,而生气高峰为 23~16 Ma,对应于白云运动期,即白云凹陷快速热沉降期^[1],排油期与凹陷热沉降期相迭置。一方面洼陷内沉积充填的巨厚珠江组可能会抑制已生成原油的排出,同时该区洼陷内缺乏油源断裂^[1,6],导致文昌组所生巨量油气缺乏合适的疏导层和路径排出。另一方面,在白云凹陷高地温背景下,随着埋深增加,中深层砂岩孔隙度和渗透率均明显降低,洼陷区珠海组—恩平组砂岩在烃类充注前普遍成岩致密化,致使油气向外排出不畅^[2,6],从而使得未有效排出的原油在高温背景下发生裂解而形成诸如 ZW 井深部层系(珠海组—恩平组)油裂解气藏,且呈非干层即气层的成藏特征。

此外,国内外学者^[16-17]研究认为,油裂解生气产生的异常压力有利于油气的运移和聚集。部分学者通过开展模拟实验认为,1%体积的原油在埋深达 3 600 m 的封闭体系中由天然气裂解所形成的压力即可造成超过静岩压力梯度的超压^[17],该超压所能波及到的层面称之为“包络面”或超压顶界面,认为包络面内为超压驱动形成的致密型油气藏,包络面外泄压层中为浮力运移形成的常规油气藏(图 9)^[18]。对于 ZW 井而言,超压顶界面与珠海组致密储层的深度具有良好的一致性,致密储层之上为常压区,意味着在该区超压包络面直接受控于储层致密化的位置^[6]。然而,因白云凹陷勘探程度相对较低,洼陷区深层探井少,仅通过 ZW 井难以对包络面进行有效控制,推测可能为珠海组,在该包络面以下油裂解气可能存在超压驱动和连片成藏的勘探潜力。

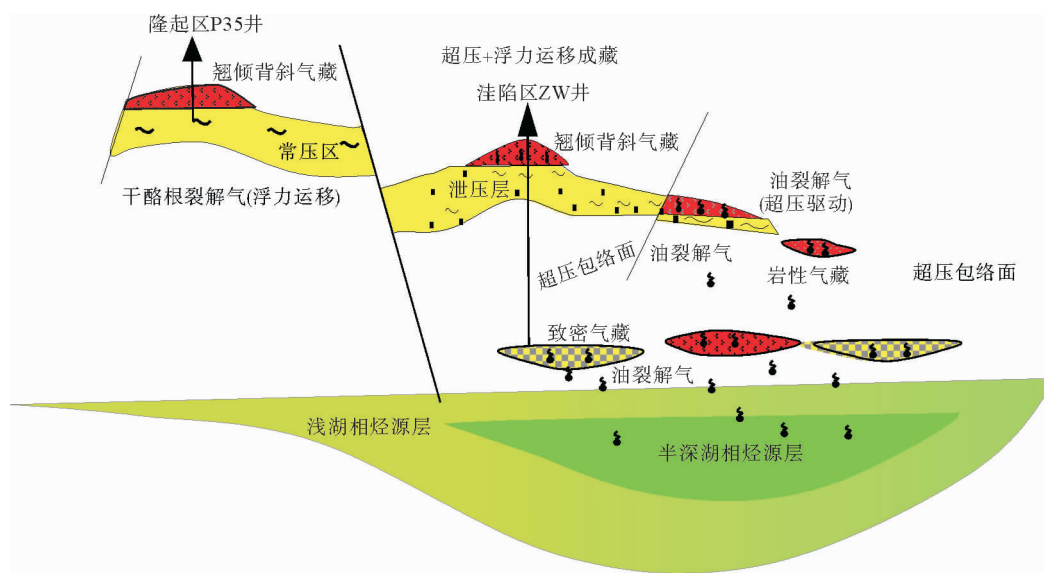


图 9 白云主洼北部生烃超压驱动下油气成藏模式^[18]

Fig. 9 Hydrocarbon accumulation model driven by hydrocarbon generation overpressure^[18]

白云主洼北部隆起区 P35、P34、P30 及 H19 等气藏均为干酪根裂解气聚集,气源灶为近源斜坡区位置文昌组浅湖相。相对于洼陷区半深湖相源岩,该类源岩分布规模相对有限,且生烃期相对滞后,但在斜坡-隆起区位置晚期活动断层(中新世末粤海组沉积期以来)极为发育,沿此类断裂上升盘出现大量反向屋脊状断块控制的半背斜^[1]。晚期活动断裂可有效疏导此类浅湖相成因的干酪根裂解气;同时,珠江组下段巨厚的海相泥岩形成有效断层侧向封堵,为油气成藏提供良好的有效储集空间。

因此,从两个含油气系统储量规模及成藏机制看,受制于目前低勘探程度,白云凹陷发现油气基本为近源晚期充注、常压浮力运移疏导、浅层成藏的干酪根裂解气成藏系统;然而,从白云凹陷优质半深湖相烃源岩

规模及勘探潜力看,油裂解生气增压、超压驱动、致密性储层阻隔的中深层油裂解气成藏系统潜力巨大。

5 结论

1) 通过对白云凹陷不同构造位置文昌组一恩平期沉降速率及已发现原油及储层烃的地球化学特征分析认为,白云凹陷文昌组中-高沉降速率区(>200 m/Ma)发育规模性半深湖-深湖相烃源岩,斜坡-隆起区低沉降速率区(<200 m/Ma)文昌组及恩平组发育浅湖相源岩;白云主洼东部恩平组晚期发育海相/海侵泥岩。

2) 通过油气源对比及不同类型烃源岩黄金管高温高压天然气生成动力学建模研究,认为白云凹陷存在“二源供烃”格局,文昌组以陆源输入特征的半深湖相源岩为该区主力气源岩,而斜坡带中-低沉降速率区文昌组及恩平组浅湖相源岩为主力油源岩,海相/海侵源岩未见成藏贡献。

3) 综合研究区文昌组源岩生排烃期、构造活动及已发现天然气成因研究结果,认为白云主洼洼陷内文昌组烃源岩排油期与白云凹陷快速沉降期相迭置,且缺乏油源断裂沟通,半深湖相成因原油发生裂解,并在深部层系聚集规模性油裂解气,具有一定勘探前景。

参考文献:

- [1] 米立军,张忠涛,庞雄,等.南海北部陆缘白云凹陷油气富集规律及主控因素[J].石油勘探与开发,2018,45(5):902-913.
MI Lijun, ZHANG Zhongtao, PANG Xiong, et al. Main controlling factors of hydrocarbon accumulation in Baiyun Sag at northern continental margin of South China Sea[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 902-913.
- [2] 庞雄,任建业,郑金云,等.陆缘地壳强烈拆离薄化作用下的油气地质特征:以南海北部陆缘深水白云凹陷为例[J].石油勘探与开发,2018,45(1):27-39.
PANG Xiong, REN Jianye, ZHENG Jinyun, et al. Petroleum geology controlled by extensive detachment thinning of continental margin crust: A case study of Baiyun Sag in the deep-water area of northern South China Sea[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(1): 27-39.
- [3] 龙祖烈,陈聪,马宁,等.珠江口盆地深水白云凹陷油气成因来源与成藏特征[J].中国海上油气,2020,32(4):36-45.
LONG Zulie, CHEN Cong, MA Ning, et al. Geneses and accumulation characteristics of hydrocarbons in Baiyun Sag, deep water area of Pearl River Mouth Basin[J]. China Offshore Oil and Gas, 2020, 32(4): 36-45.
- [4] 谢玉洪,张功成,唐武,等.南海北部深水油气成藏理论技术创新与勘探重大突破[J].天然气工业,2020,40(12):1-11.
XIE Yuhong, ZHANG Gongcheng, TANG Wu, et al. Theoretical and technological innovation of oil and gas accumulation and major exploration breakthroughs in deep-water areas, northern South China Sea[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(12): 1-11.
- [5] 米立军,何敏,翟普强,等.珠江口盆地深水白云凹陷高热流背景油气类型与成藏时期综合分析[J].中国海上油气,2019,31(1):1-12.
MI Lijun, HE Min, ZHAI Puqiang, et al. Integrated study on hydrocarbon types and accumulation periods of Baiyun Sag, deep water area of Pearl Mouth Basin under the high heat flow background[J]. China Offshore Oil and Gas, 2019, 31(1): 1-12.
- [6] 田立新,张忠涛,庞雄,等.白云凹陷中深层超压发育特征及油气勘探新启示[J].中国海上油气,2020,32(6):1-11.
TIAN Lixin, ZHANG Zhongtao, PANG Xiong, et al. Characteristics of overpressure development in the mid-deep strata of Baiyun Sag and its new enlightenment in exploration activity[J]. China Offshore Oil and Gas, 2020, 32(6): 1-11.
- [7] KATZ B J. Factors controlling the development of lacustrine petroleum source rocks: An update[C]// HUC A Y. Paleogeography, Paleoclimate, and Source Rocks, Tulsa: AAPG Studies in Geology, 1995, 40: 61-80.
- [8] 姜雪,吴克强,刘丽芳,等.构造活动对富生油凹陷烃源岩的定量控制:以中国近海古近系为例[J].石油学报,2014,35(3):455-461.
JIANG Xue, WU Keqiang, LIU Lifang, et al. Quantitative control of tectonic activity for source rocks in rich oil kitchen sags: A case study of Paleogene in China offshore[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(3): 455-461.
- [9] 傅宁.论4-甲基C₃₀甾烷丰度与烃源岩质量的关系:基于北部湾盆地勘探实践[J].中国海上油气,2018,30(5):11-20.
FU Ning. On relationship between abundance of 4-methyl-C₃₀ sterane and source rock quality: A case study of exploration practices in Beibuwan Basin[J]. China Offshore Oil and Gas, 2018, 30(5): 11-20.
- [10] 李友川.中国近海湖相优质烃源岩形成的主要控制因素[J].中国海上油气,2015,27(3):1-9.

- LI Youchuan, Main controlling factors for the development of high quality lacustrine hydrocarbon source rocks in offshore China[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2015, 27(3): 1-9.
- [11] 张孟然, 姜正龙. 珠江口盆地白云凹陷沉降特征分析[J]. *山东科技大学学报(自然科学版)*, 2016, 35(1): 30-37.
- ZHANG Mengran, JIANG Zhenglong. Analysis of subsidence characteristics of Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin[J]. *Journal of Shandong University of Science and Technology (Natural Science)*, 2016, 35(1): 30-37.
- [12] 张水昌, 龚再升, 梁狄刚, 等. 珠江口盆地东部油气系统地球化学-I: 油组划分、油源对比及混源油确定[J]. *沉积学报*, 2004, 22(增): 15-26.
- ZHANG Shuichang, GONG Zaisheng, LIANG Digang, et al. Geochemistry of petroleum systems in the eastern Pearl River Mouth Basin-I: Oil family classification, oil-source correlation and mixed oil analysis[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2004, 22(S): 15-26.
- [13] SUMMONS R E, GROSJEAN E, LOVE G D, et al. Carbon and hydrogen isotopic analysis of hydrocarbons from the South Oman Salt Basin[J/OL]. *Geochimica Et Cosmochimica Acta*, 2006, 70(18). DOI: 10.1016/j.gca.2006.06.1160.
- [14] SUMMONS R E, VOLKMAN J K, BOREHAM C J. Dinosterane and other steroidal hydrocarbons of dinoflagellate origin in sediments and petroleum[J]. *Geochimica Et Cosmochimica Acta*, 1987, 51(11): 3075-3082.
- [15] PETERS K E, WALTERS C C, MOLDOWAN J M. The biomarker guide: Biomarkers and isotopes in the environment and human history (2nd Ed)[M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2005: 136-156.
- [16] 马洪, 王循, 李欣, 等. 渤海湾盆地深层致密砂岩气勘探潜力浅析[J]. *山东科技大学学报(自然科学版)*, 2012, 31(5): 63-70.
- MA Hong, WANG Xun, LI Xin, et al. Analysis of exploration potential about tight sandstone gas in deep zone of Bohai Basin[J]. *Journal of Shandong University of Science and Technology (Natural Science)*, 2012, 31(5): 63-70.
- [17] BARKER C. Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs[J]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74(8): 1254-1261.
- [18] 冯志强, 张顺, 冯子辉. 在松辽盆地发现“油气超压运移包络面”的意义及油气运移和成藏机理探讨[J]. *中国科学: 地球科学*, 2011, 41(12): 1872-1883.

(责任编辑: 高丽华)