



Caracterização Geoquímica da Matéria Orgânica contida em Rochas Sedimentares Carbonáticas da Bacia da Margem Continental Cubana

Martin Andrade Ströher

Introdução

A bacia da Margem Continental Cubana é tectonicamente classificada como uma Bacia de antepaís, sendo preenchida por sedimentos meso-cenozóicos e uma sequência de ofiolitos oriunda dos arcos vulcânicos. Atualmente, a margem continental cubana é dividida em domínios tectônicos e o estudo da bacia sedimentar dentro desses domínios é então dificultado pelo baixo grau de conhecimento da orogenia cubana. As Rochas pré-orogênicas cubanas estão agrupadas em Unidades Tectono-Estratigráficas (UTE) contidas nesses domínios (Echevarría *et al.* 1991), normalmente cavalgadas umas sobre as outras. A área de estudo compreende a Unidade Tectono-Estratigráfica Placetas, a qual estão associados os maiores campos petrolíferos de Cuba (Fig. 1), sendo alguns de grande profundidades (~7000 m). A mesma está caracterizada pela presença de rochas carbonáticas, terrígeno-carbonáticas, e silto-argilas. A estrutura tectônica é bastante complexa, com dobras isoclinais, repetições de sequências sedimentares associadas à falhas de baixo ângulo e amplo desenvolvimento de melange caótica. As formações Constancia e Cifuentes são parte da UTE Placetas ao Norte de Cuba do Jurássico Superior. A Formação Cifuentes é caracterizada pela presença de rochas carbonáticas marinhas e terrígeno-carbonáticas. A Formação Constancia é considerada a base da UTE Placetas, e corresponde a alternâncias de arenitos e argilas, com carbonatos subordinados e argilas escuras. As duas formações são indicadas como rochas geradoras de petróleo na Província petrolífera Norte (Fig.1). Este trabalho teve como objetivo utilizar os parâmetros geoquímicos baseados na identificação de biomarcadores (fósseis geoquímicos) para determinar as características do paleoambiente deposicional, grau de evolução térmica e biodegradação da matéria orgânica contida nas amostras estudadas.

Campos petrolíferos em estudo

- 7. Boca de Jaruco
- 8. Yumuri-Puerto Escondido
- 11. Marbella

- Principais complexos metamórficos
- Depocentros

- Limite simplificado entre as Províncias gaso-petrolíferas Norte e Sul
- Campos petrolíferos

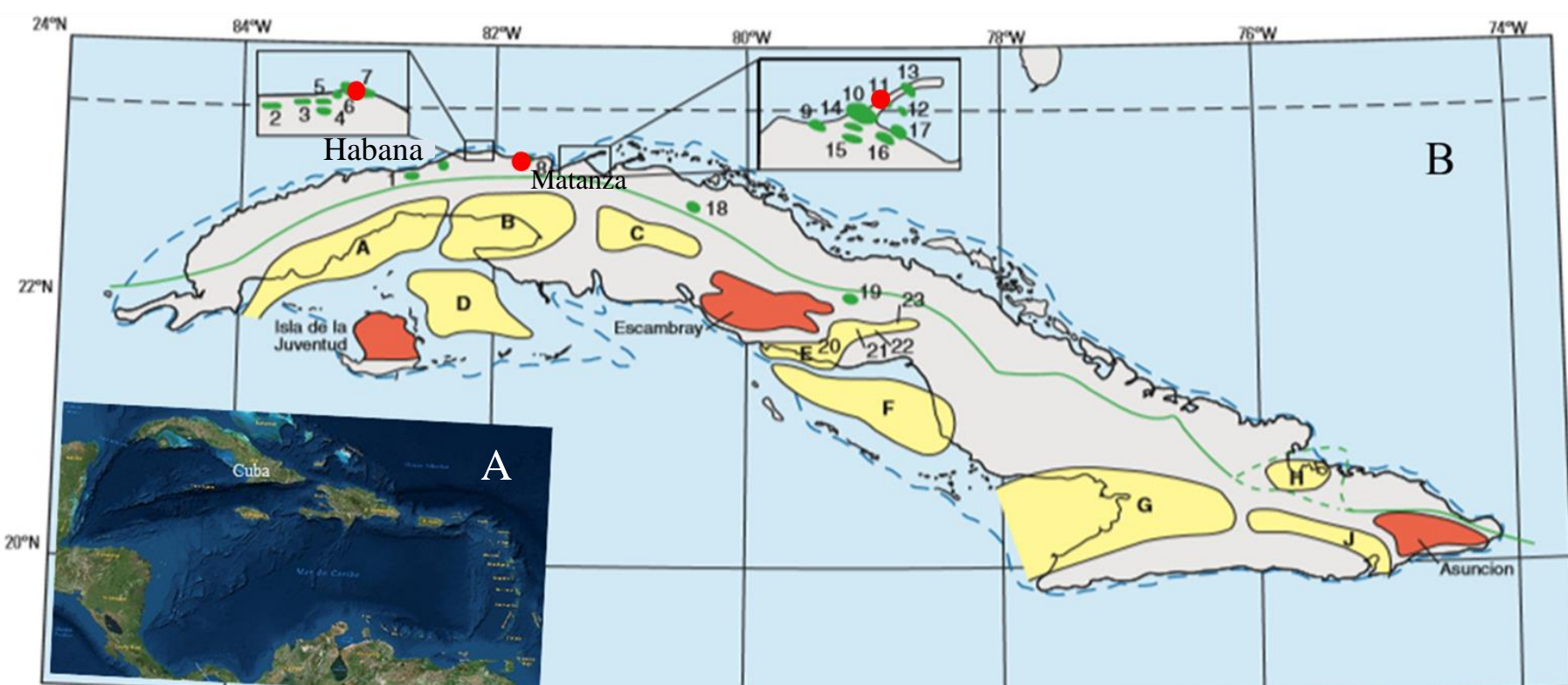


Figura 1. A. Localização de Cuba na área do Caribe; B. Localização dos poços de petróleo (onshore) na margem norte de Cuba (Mod. Echevarría *et al.*, 1991; Schenk, 2008).

Amostras e Métodos

Foram selecionadas 6 amostras de diferentes campos petrolíferos em profundidades que variam entre 1450 – 2538,5 m, nos poços de Boca de Jaruco (7, Fig. 1); Puerto Escondido (8, Fig. 1); Yumuri (8, Fig. 1) e Marbella (11, Fig. 1). A matéria orgânica foi extraída das amostras com diclorometano e os hidrocarbonetos saturados isolados por cromatografia líquida em coluna, e analisados por cromatografia gasosa acoplada à espectrometria de massas. A identificação dos compostos foi realizada de acordo com o espectro de massas e dados da literatura, e os parâmetros geoquímicos calculados através da relação entre biomarcadores específicos.

Conclusão

Por meio dos resultados obtidos, foi observado que somente a amostra 347-99 da Formação Cifuentes possui indício de biodegradação devido à ausência de *n*-alcanos na faixa entre *n*-C15 à *n*-C35. Todas as amostras estudadas possuem uma relação Pristano/Fitano > 1, indicativo de sedimentação em condições anóxicas em ambiente carbonático ou hipersalino. Também foi identificada alta razão gamacerano/hopano, com valor bem elevado para a amostra 405-99 da Formação Cifuentes (Gam/H30 = 1,59), um indicativo de estratificação de coluna d'água e/ou hipersalinidade de sistema paleodeposicional. Portanto, a caracterização geoquímica dos extratos orgânicos das rochas geradoras da Bacia Marginal de Cuba permitiu identificar um paleoambiente deposicional marinho e baixo grau de evolução térmica, sendo que somente a amostra 347-99 apresentou um perfil de biodegradação moderado.

Referências:

Echevarría, G. *et al.*, 1991. Oil and gas exploration in Cuba. *Journal of Petroleum Geology*, v. 14, n. 3, p. 259-274.; Schenk, C.J., 2010. Jurassic-Cretaceous Composite Total Petroleum System and Geologic Models for Oil and Gas Assessment of the North Cuba Basin, Cuba. *Geological Survey Digital Data Series DDS-69-M*, Chap. 2, 94p.

Resultados

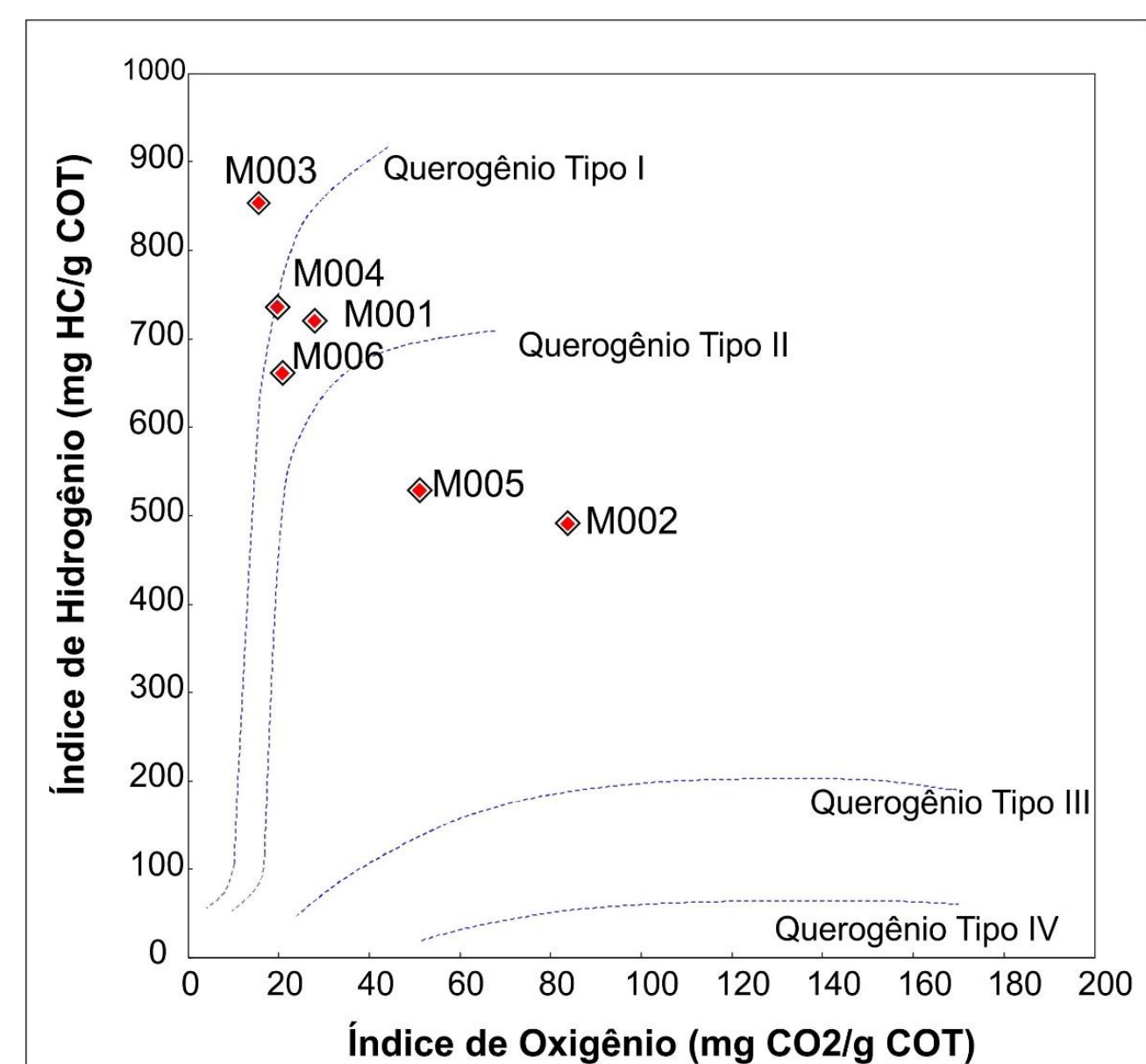


Figura 2. Diagrama tipo Van Krevelen para as amostras estudadas.

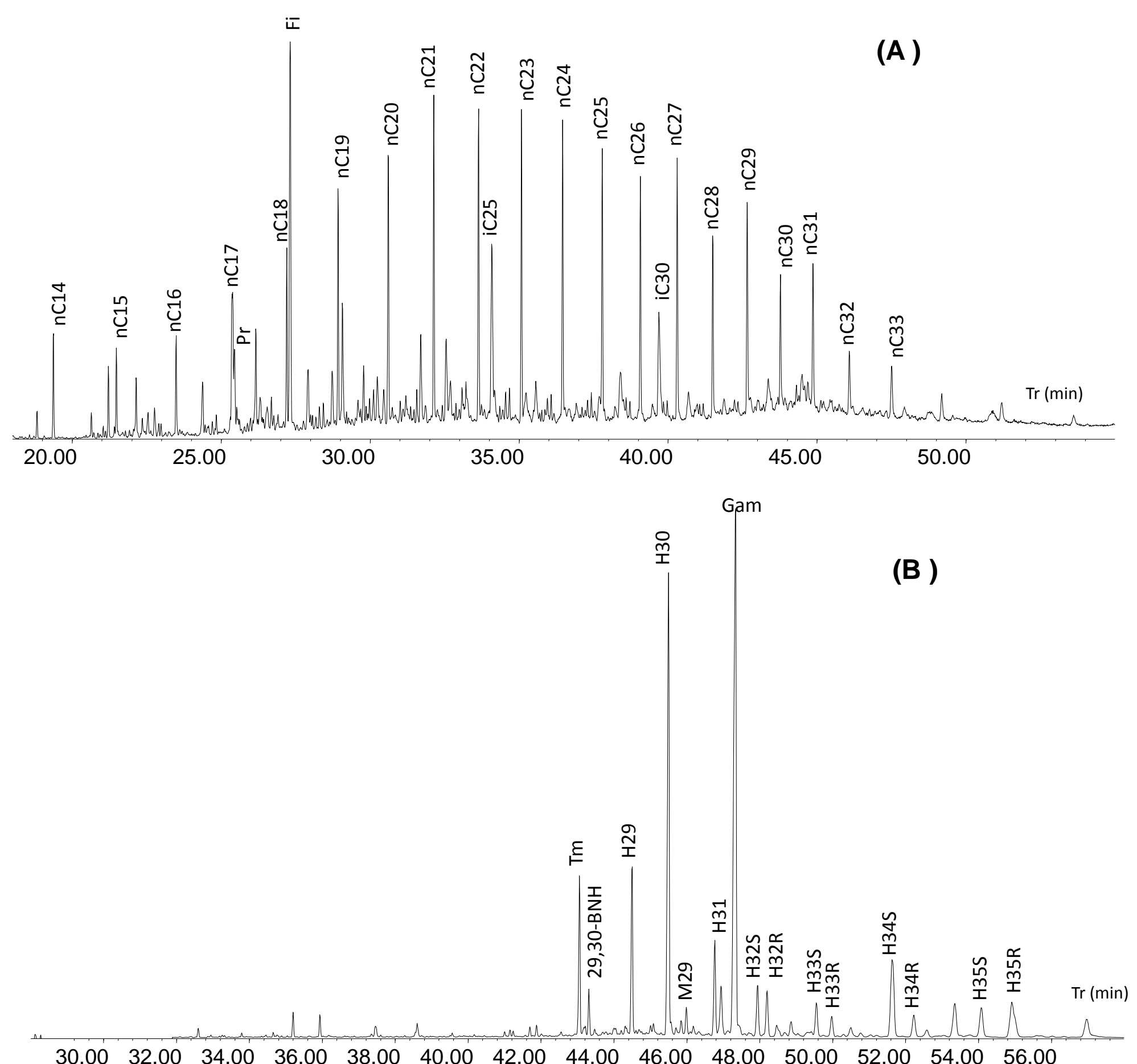


Figura 3. Cromatograma de massas do íon *m/z* 85 (A) e 191 (B) da amostra M005.