

Caracterização da matéria orgânica em rochas das Formações Irati e Ponta Grossa, Bacia do Paraná através da análise de carbono orgânico total (COT) e Rock-Eval

Guilherme Luiz Morais¹ e Wolfgang Kalkreuth¹

¹Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Instituto de Geociências
guilhermeluizmorais1995@gmail.com@gmail.com; wolfgang.kalkreuth@ufrgs.br

INTRODUÇÃO

A Bacia do Paraná é caracterizada por ser uma das maiores reservas de folhelhos betuminosos do mundo e apresenta um grande potencial para geração de gás e óleo nos sistemas petrolíferos Ponta Grossa e Irati. Tal bacia se encontra na região centro-sul do Brasil, mais especificamente abrangendo os estados do Mato Grosso do Sul e o estado do Rio Grande do Sul (Fig. 1). Estudos científicos vêm trabalhando em cima da caracterização geoquímica destas rochas para explicar os devidos processos de formação destes recursos naturais encontrados em tal reserva deposicional.

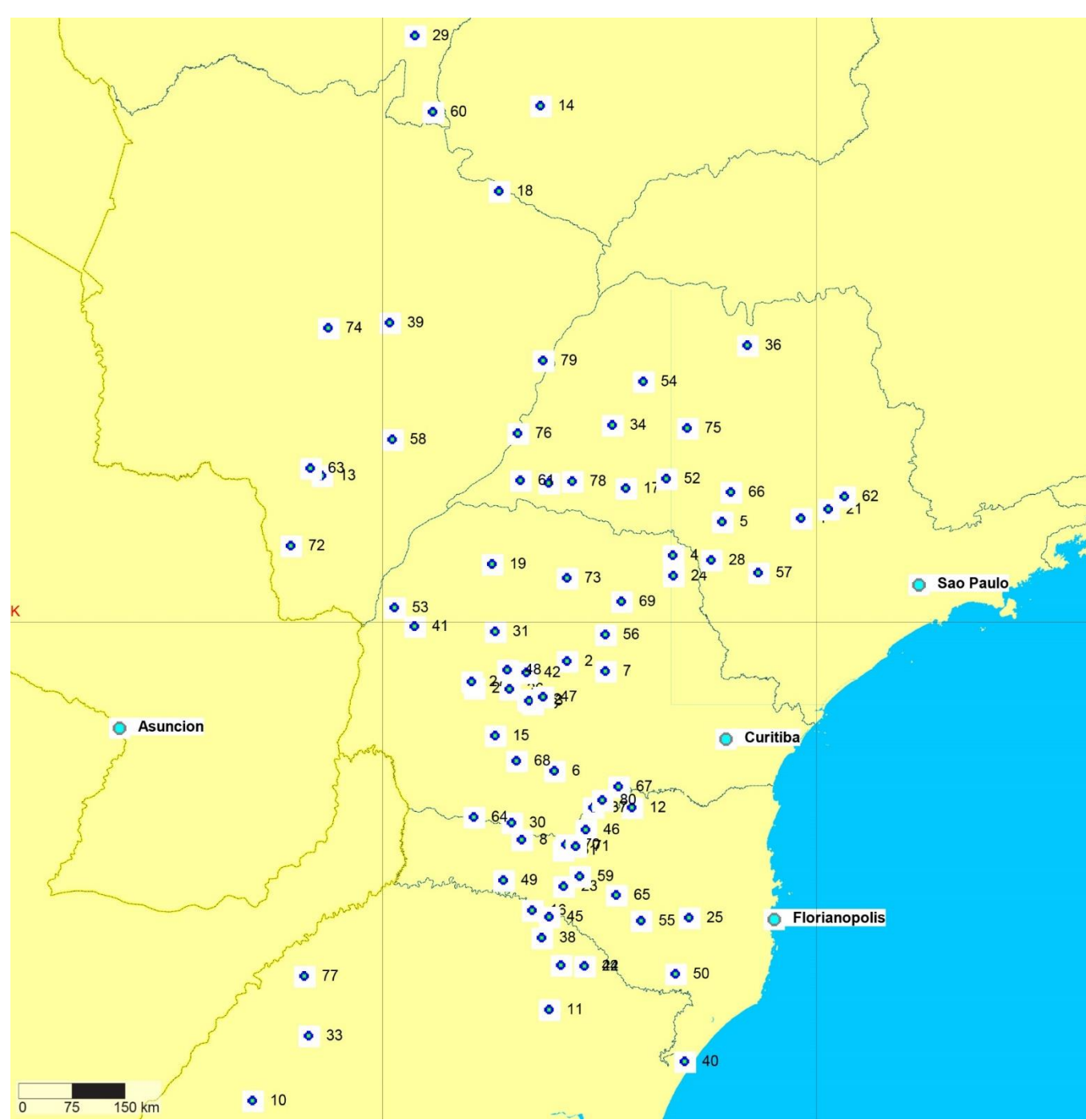


Figura 1. Mapa de localização da área de estudo e dos 103 furos de sondagem fornecidos pelo BDEP/ANP.

METODOLOGIA E OBJETIVOS

O presente estudo teve como objetivo primordial a caracterização do potencial geoquímico das rochas que compõem as Formações Irati (Permiano) e Ponta Grossa (Devoniano), sistemas petrolíferos da Bacia do Paraná. Por meio do BDEP (Banco de Dados de Exploração e Produção) e ANP (Agência Brasileira de Petróleo) tivemos o acesso a 103 furos de sondagem em diversos locais da Bacia do Paraná, totalizando um conjunto de aproximadamente 1800 amostras para serem catalogadas, processadas e interpretadas por meio de métodos geoquímicos.

Foram separadas amostras com dados qualificatórios para tal estudo, e a partir delas utilizamos algumas metodologias para a identificação de parâmetros organoquímicos, responsáveis diretos pelo grau de maturação térmica e geração de hidrocarbonetos a partir do tipo de matéria orgânica das amostras.

Os furos de sondagem incluem os dados geoquímicos gerados a partir de análises de teor de carbono orgânico (COT), onde encontramos os parâmetros utilizados para caracterizar as rochas geradoras de hidrocarbonetos. Para a matéria orgânica os parâmetros utilizados foram em relação ao potencial para produção de petróleo, classificados em percentagens de carbono orgânico total (Tabela. 1)

Tabela 1. Parâmetros geoquímicos para quantificar a maturação da rocha através da percentagem de Carbono Orgânico Total (COT). Adaptado de Peters & Cassa, 1994.

Potencial de Geração de Hidrocarbonetos	COT (%)
Baixo	0 - 0,5
Médio	0,5 - 1,0
Alto	1,0 - 2,0
Muito alto	2,0 - 4,0
Excelente	> 4,0

Outro tipo de análise utilizada foi a pirólise Rock-Eval (Epistalie et al., 1977), a qual permite a caracterização do tipo de querogênio e da transformação da matéria orgânica particulada em petróleo e gás natural. Esta técnica consiste em uma simulação dos processos naturais da geração de hidrocarbonetos e os resultados da pirólise são divididos em três tipos: S1 e S2 (mg HC/g COT) que caracteriza a evolução de hidrocarbonetos e S3 (mg CO₂/g COT) que expressa a evolução de CO₂. A partir dos dados de índice de hidrogênio e índice de oxigênio (Fig. 2) podemos determinar a transformação da matéria orgânica e caracterizar o tipo de querogênio (I, II, III e IV) através do diagrama de Van Krevelen (1950).

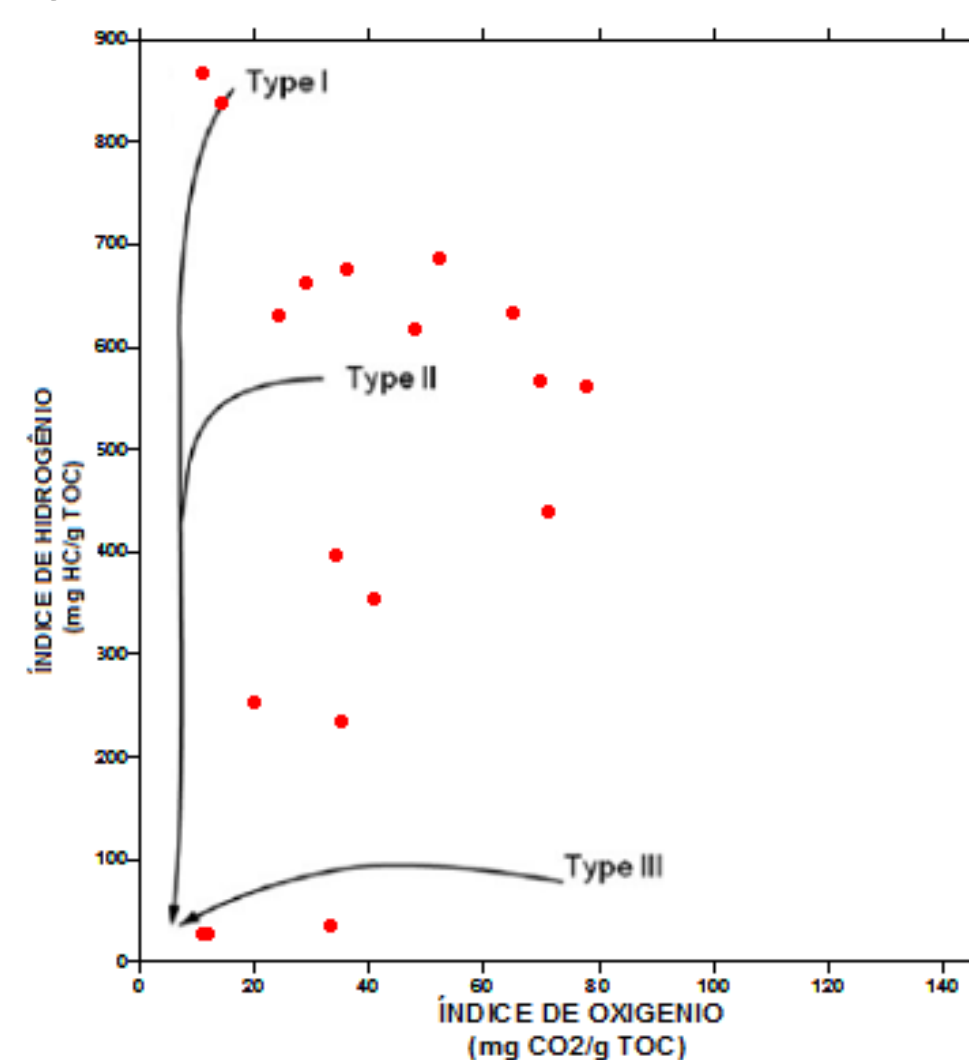


Figura 2. Exemplo da aplicação do diagrama de Van Krevelen para avaliar o tipo do querogênio nas amostras da Formação Irati, poço 1-AS-1-SP.

Para a classificação de querogênio podemos utilizar outros parâmetros de dados geoquímicos analisados (Tabela.2).

Tabela 2. Parâmetro geoquímico que descreve o tipo de querogênio (qualidade) e o caráter dos produtos expelidos. Adaptado de Peters & Cassa, 1994.

Tipo de Querogênio	IH (mg HC/g COT)	Principal produto expelido no pico de maturação
I	> 600	Óleo
II	300-600	Óleo
III/III	200-300	Mistura de óleo e gás
III	50-200	Gás
IV	< 50	Nenhum

RESULTADOS PRELIMINARES E CONCLUSÕES

Os resultados mostram diferença entre as Formações, na Formação Irati obtivemos valores em relação ao COT classificado como bom (1-2), temperatura máxima (T_{máx}) classificando como rochas quimicamente imaturas e índice de hidrogênio (IH) com valores entre 0,1-866, o mínimo representa um valor afetado pela proximidade com o diabásio, no entanto a maioria dos valores nos mostram parâmetros de querogênio tipo II.

Estas classificações nos mostram que a Formação Irati apresenta potencial gerador. Para a Formação Ponta Grossa os valores foram mais baixos, com um baixo potencial para geração de hidrocarbonetos. Através de T_{máx} tem se a interpretação de rochas quimicamente maduras devido à alta profundidade que se encontra a formação, já o IH apresenta valores entre 2-471 e a maioria reflete em um querogênio de tipo III.

REFERENCIAS

Epistalie, J.; Laporte, J.L.; Madec, M.; Marquis, F.; Leplat, P.; Paulet, J. & Boutefeu, F., 1977. Methode rapide de caracterisation des roches meres, de leur potentiel petrolier et de leur degred'evolution. Revenue Institut Francais du Petrole 32: 23-42

Peters, K. E. & Cassa, M. R. 1994. Applied Source Rock Geochemistry. In: Magoon, L.B, and Dow. W.G., The Petroleum System – from source to trap: AAPG Memoir 60: 93-120

Van Krevelen, D. W. (1950). "Graphical-statistical method for the study of structure and reaction processes of coal", Fuel, 29, 269-84.