

É possível observar, a partir dos poços existentes na área, a ocorrência de halita com espessuras entre 200 e 500 metros. A presença de espessas camadas de halita e a intrusão de diques e soleiras de diabásio é importante para que a bacia tenha se comportado estruturalmente de forma mais instável, resultando na formação de expressivas estruturas, como formação de dobras na Formação Nova Olinda (Figura 47 – Seção sísmica 0254-0219).

Na porção central da Área 03 foram encontrados diques sistematicamente orientados, sugerindo os mesmos como sendo alimentadores das soleiras de diabásio (Figura 48 – Seção sísmica 0254-0223).

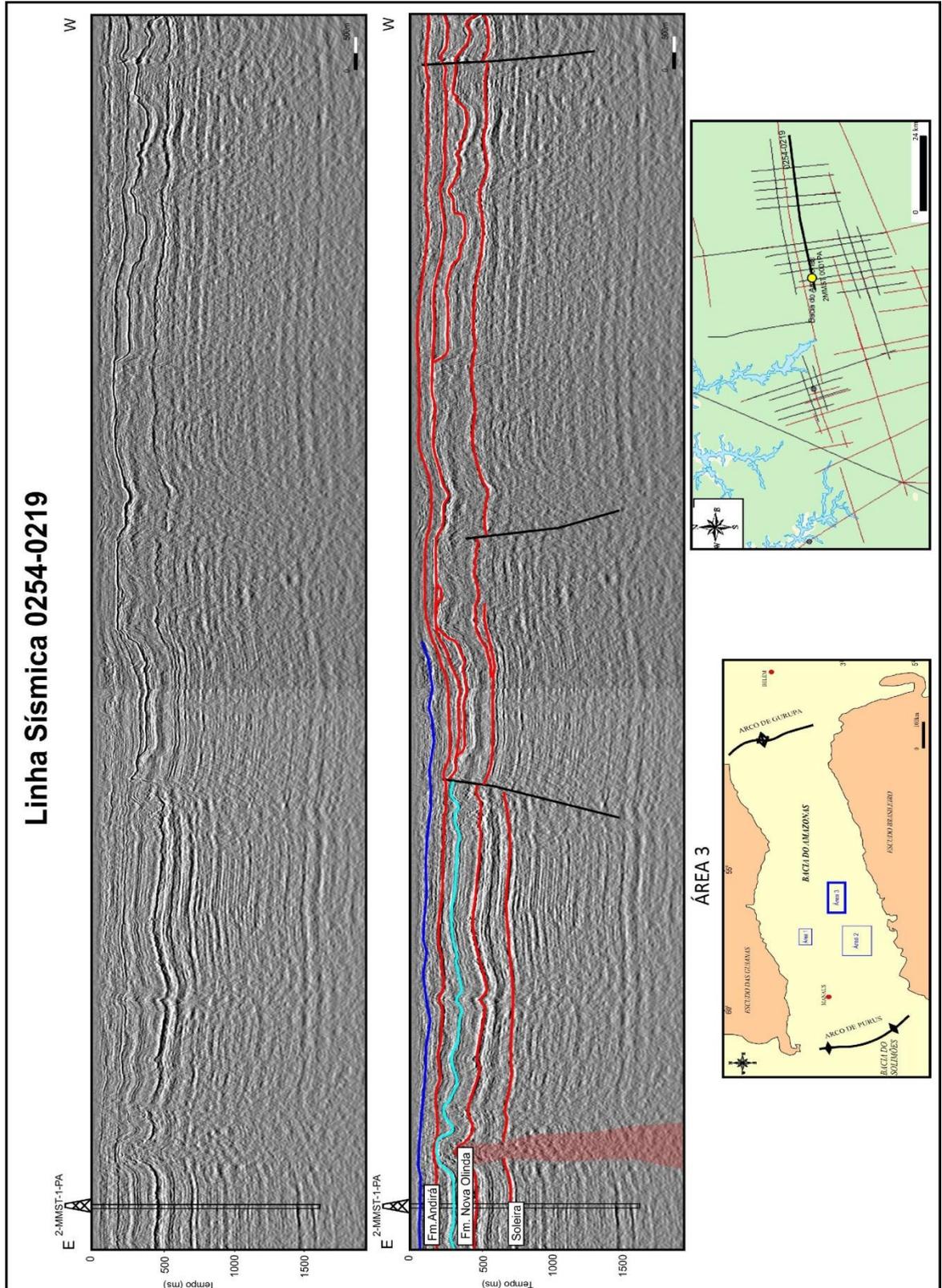


Figura 47: Seção sísmica 0254-0219, expressivas estruturas, como formação de dobras na Formação Nova Olinda.

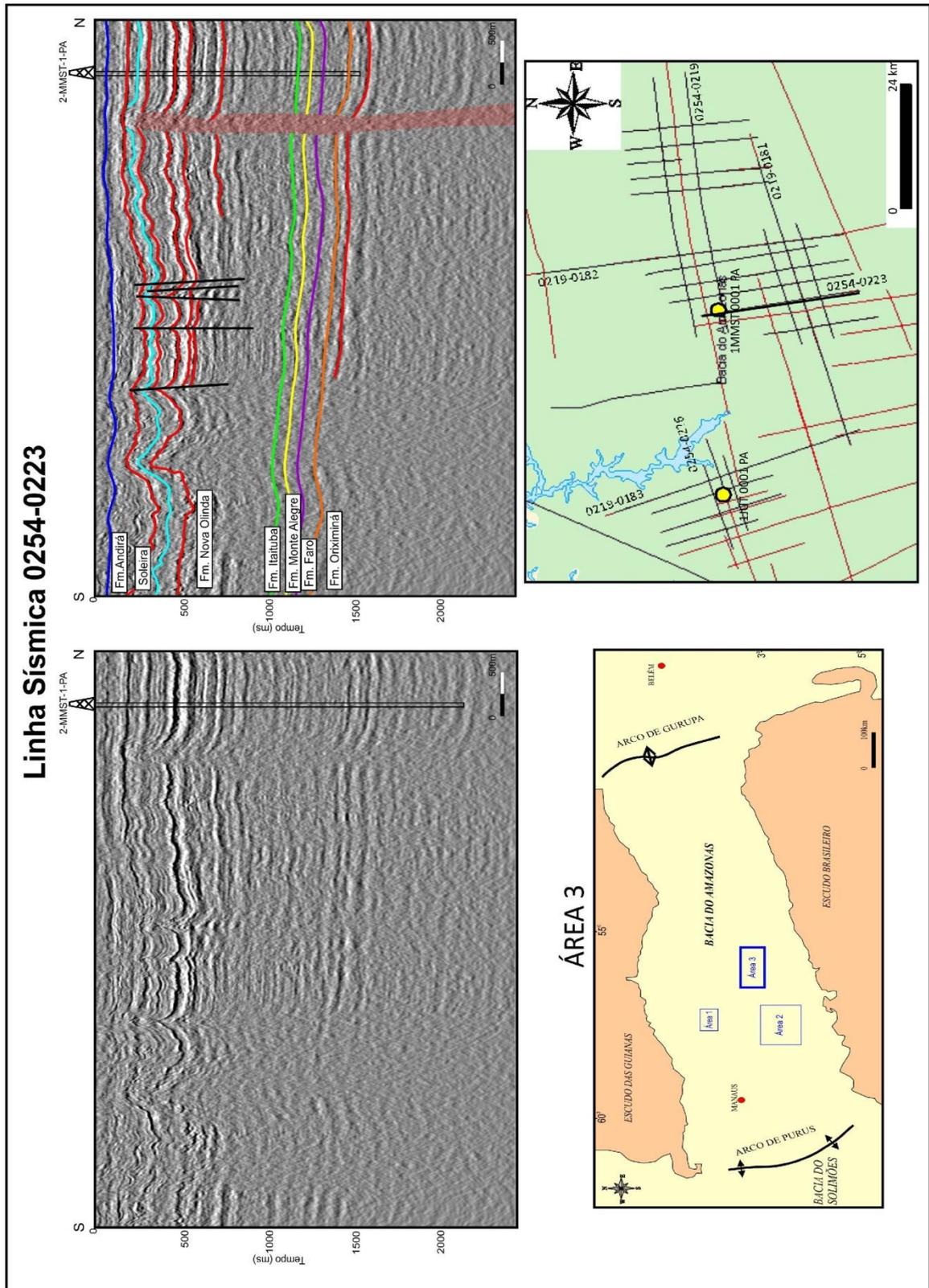


Figura 48: Diques alimentadores soleiras de diabásio podem ser vistos na seção sísmica 0254-0223.

7.2 Dados Geoquímicos

Foram utilizados dados de dois poços (1-RX-3-AM, e 1-AX-1-AM), disponibilizados pela ANP, e dois poços (1-FO-1-PA e 1-PAM-1-AM) compilados a partir de artigos publicados (Figura 49). Estes dados foram obtidos por análise de pirólise Rock-Eval e teor de carbônico orgânico (%COT), gerando os seguintes parâmetros: S_2 (quantidade de hidrocarbonetos), PG (potencial de geração), IH (índice de hidrogênio), S_1 (hidrocarbonetos livres), T_{max} (evolução térmica), IP (índice de produção), S_3 (concentração de dióxido de carbono) e IO (índice de oxigênio), os quais serão apresentados neste capítulo e interpretados no Capítulo 8.

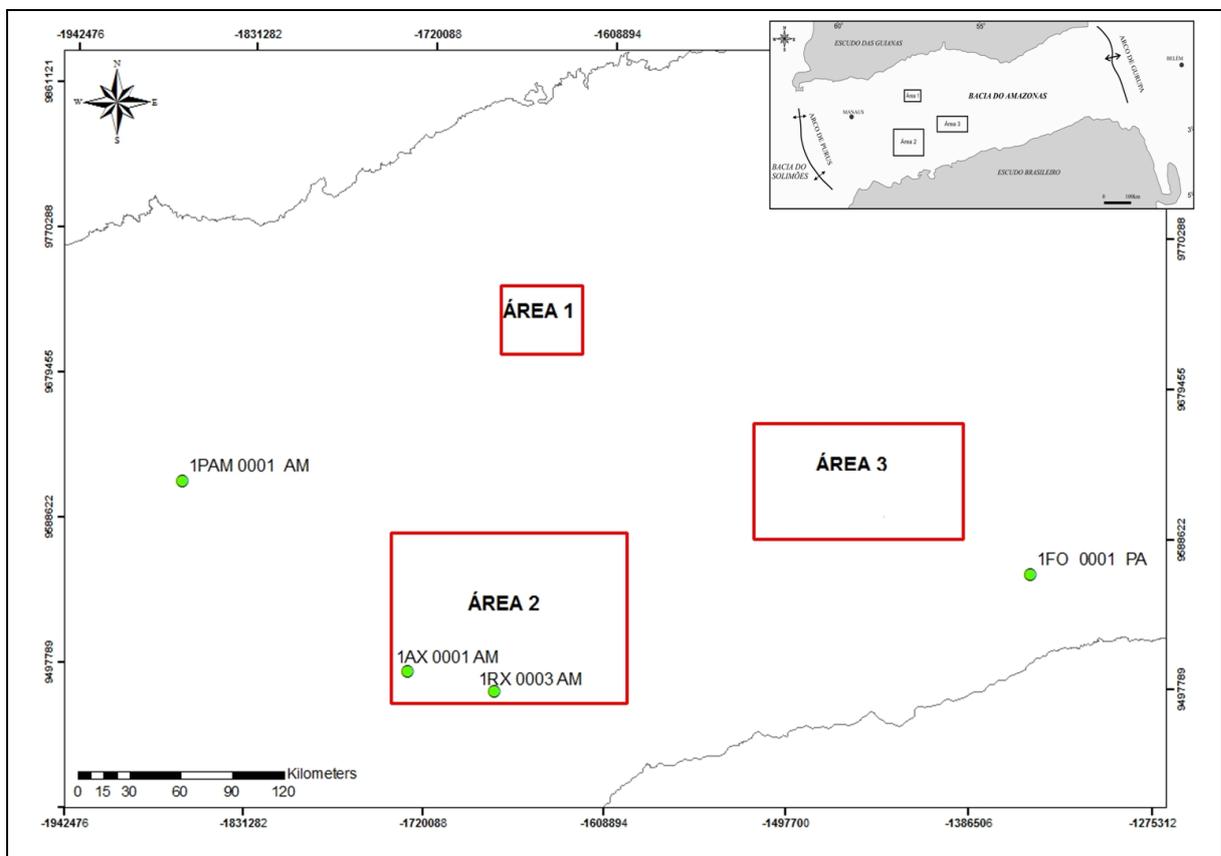


Figura 49: Mapa de localização dos poços analisados de dados geoquímicos.

7.2.1 Carbono Orgânico Total (%COT)

O teor de carbono orgânico refere-se à quantidade de matéria orgânica presente na rocha sedimentar. O valor de COT também é influenciado pelo soterramento sedimentar e as reações responsáveis pela transformação da matéria orgânica em petróleo, diminuindo progressivamente ao longo da metagênese e catagênese (TISSOT e WELTE, 1984).

Área 02

Segundo Peters e Cassa (1994), são consideradas como rochas potencialmente geradoras de petróleo aquelas que apresentam valores de COT igual ou superior a 1%.

Os valores de COT analisados variam de 0,1 a 4,4%. As maiores concentrações de COT nos poços da área 02 encontram-se na Formação Barreirinhas (Figura 50 A e B). O poço 1-AX-1-AM registra valores de COT que variam de 0,32 a 4,4% em uma profundidade próxima a 3500m. O poço 1-RX-3-AM registra valor de COT variando entre 1 e 4%.

Figura 50A: Relação entre profundidade e porcentagem de carbono orgânico total (COT) do poço 1-AX-1-AM.

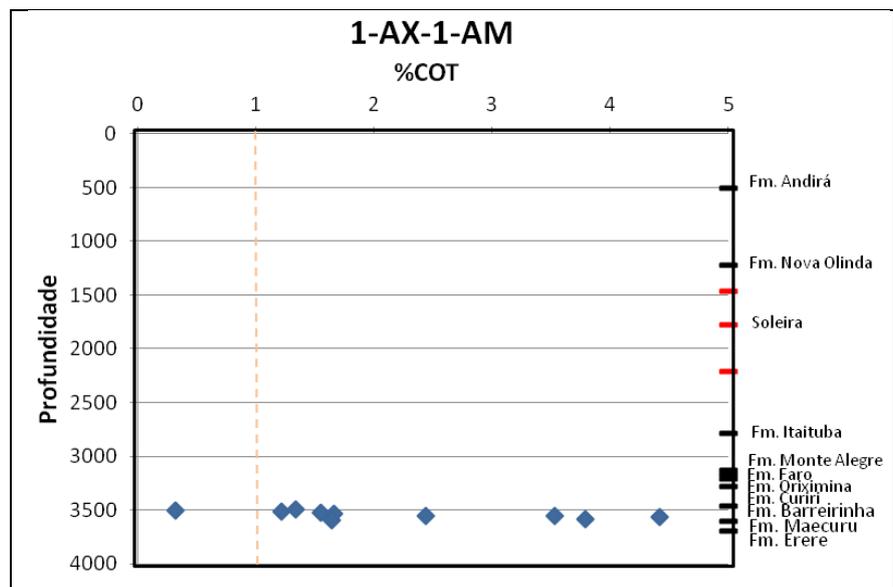
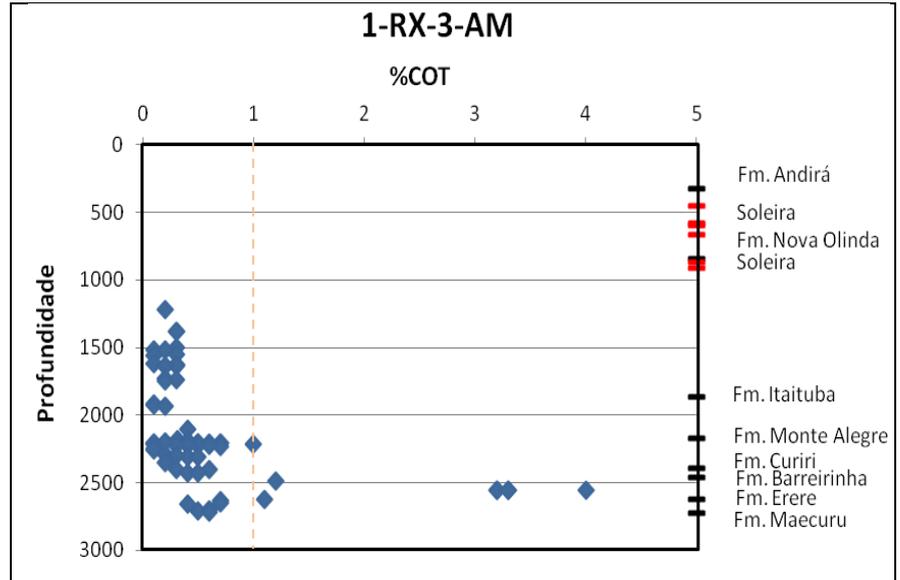


Figura 50B: Relação entre profundidade e porcentagem de carbono orgânico total (COT) do poço 1-RX-3-AM.



O poço 1-PAM-1-AM está localizado na porção mais a oeste da bacia, entre as áreas 01 e 02, este poço registra COT de 0,02 a 6,26% (Figura 51).

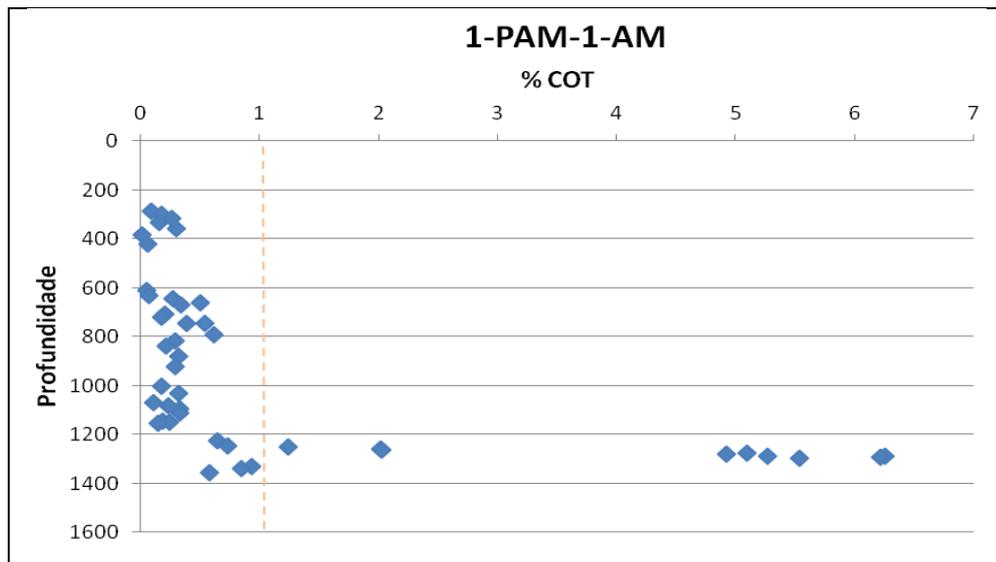


Figura 51: Relação entre profundidade e Carbono orgânico total do poço 1-PAM-1-AM.

Área 03

O poço 1-FO-1-PA está localizado mais próximo da área 03, possui uma variação de baixa concentração de COT entre 0,06 a 1,61% (Figura 52).

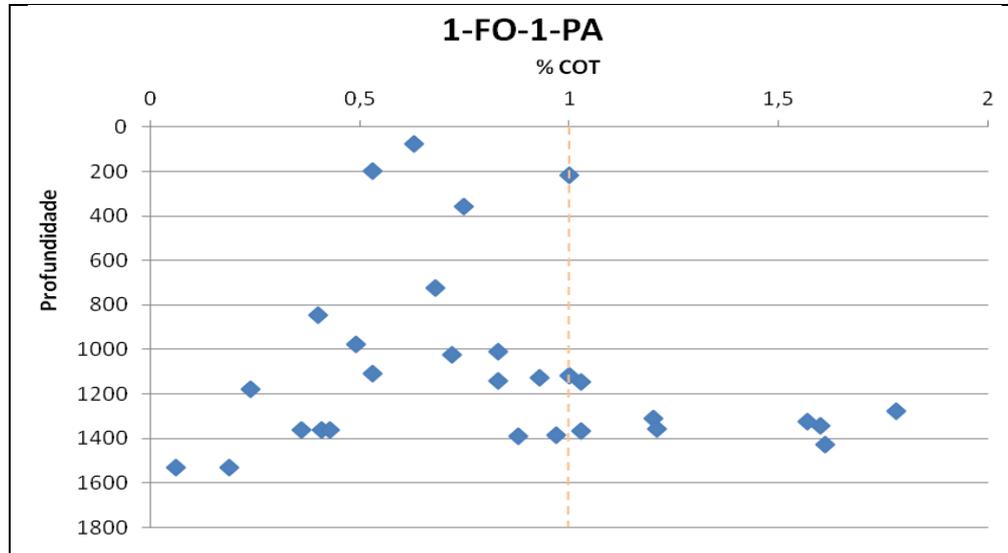


Figura 52: Relação entre profundidade e Carbono orgânico total do poço 1-FO-1-PA.

7.2.2 Pirólise Rock-Eval

Na Pirólise Rock-Eval simula-se, em condições físico-químicas de laboratório, o processo natural de meta/catagênese da matéria orgânica e a geração do petróleo.

Concentração de S1

O pico S1 corresponde à quantidade (mgHC/g de rocha) de hidrocarbonetos livres, que não tenha sofrido migração e que podem ser extraídos normalmente por solventes orgânicos (ESPITALIÉ et al., 1985).

A média dos valores de hidrocarbonetos livres (betume) varia entre 0,39 mgHC/g e 3,26 mgHC/g de rocha (Figura 53). Segundo Gomes (2008), em grande parte da bacia há um domínio de valores entre 0,1 e 2,3 mgHC/g de rocha.

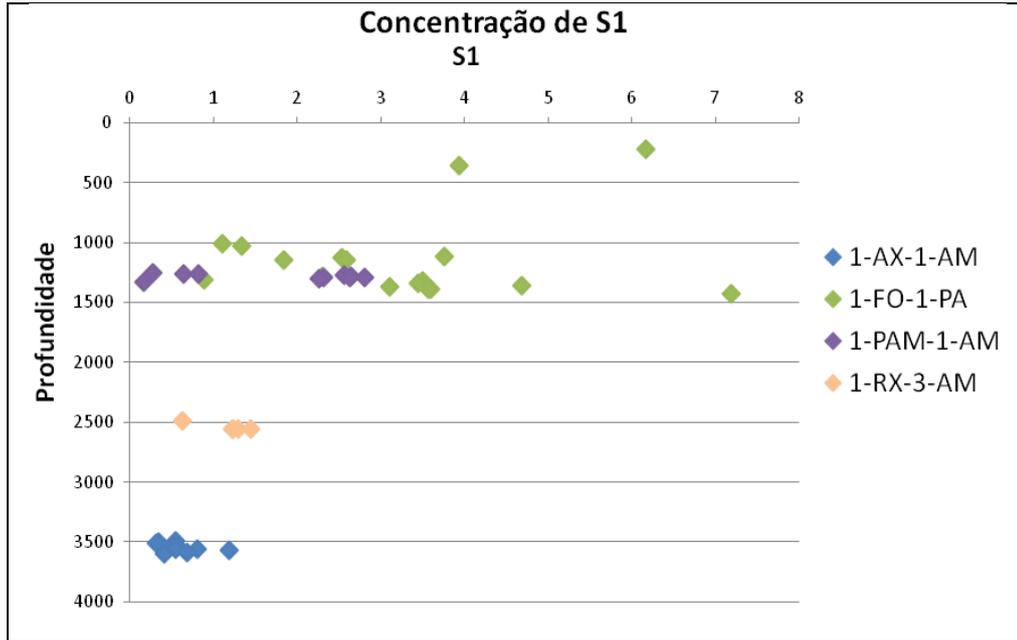


Figura 53: Relação entre a profundidade e a concentração de S1 para os quatro poços analisados.

Concentração de S2

O pico S2 corresponde à quantidade de hidrocarbonetos (mgHC/g de rocha) que a rocha analisada teria condição de produzir caso o processo de maturação tivesse continuado.

Os valores de S2 nos poços analisados variam de 0,3 mgHC/g a 16,39 mgHC/g de rocha (Figura 54). O poço com as maiores concentrações de S2 é o poço 1-PAM-1-AM, localizado entre as áreas 01 e 02. Os valores de S2 que influenciam para o aumento da concentração de potencial de geração.

Gomes (2008), apresentou valores variando de 11 a 18 mgHC/g na porção centro-norte da Bacia do Amazonas.

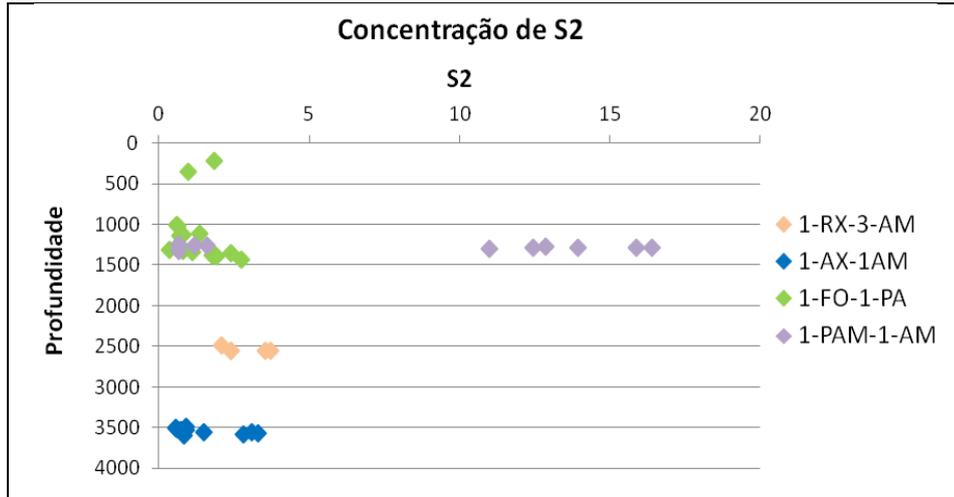


Figura 54: Relação entre a profundidade e a concentração de S2 para os quatro poços analisados.

Concentração de S3

O pico S₃ representa a quantidade de dióxido de carbono (CO₂) liberado pelo craqueamento térmico do querogênio e que esta presente na rocha (mgCO₂/g de Rocha) (ESPITALIÉ et al. 1985).

A concentração da quantidade de dióxido de carbono nos poços avaliados variam entre 0,3 mgHC/g e 4,08 mgHC/g de rocha (Figura 55).

As maiores concentrações de S3 encontram-se no poço 1-FO-1-PA próximo da área 03, com S3 de 2,85 mgHC/g a 3,87 mgHC/g em profundidades de 1323m a 1428m.

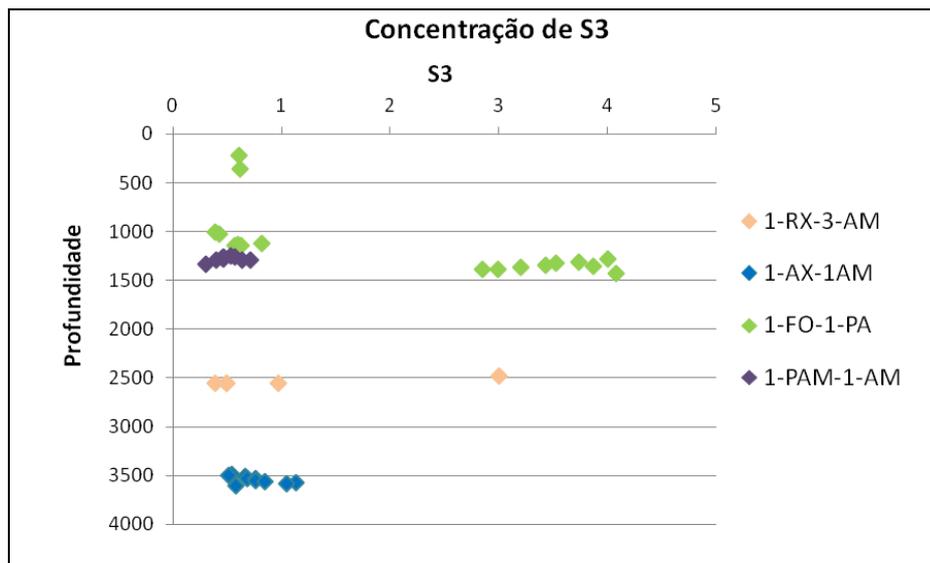


Figura 55: Relação entre a profundidade e a concentração de S3 para os quatro poços analisados.

Potencial de Geração - PG

O potencial de geração da rocha ($S_1 + S_2$), cuja unidade é dada em mgHC/g de Rocha, corresponde a quantidade de hidrocarbonetos livres (S_1) somado a quantidade de hidrocarbonetos que a rocha pode gerar (S_2) (SMITH, 1990 apud GOMES 2008).

O potencial de geração apresenta valores que variam entre 0,83 a 19,02 mgHC/g de Rocha. A maior concentração do potencial de geração encontra-se no poço 1-PAM-1-AM devido aos altos valores de S_2 (Figura 56).

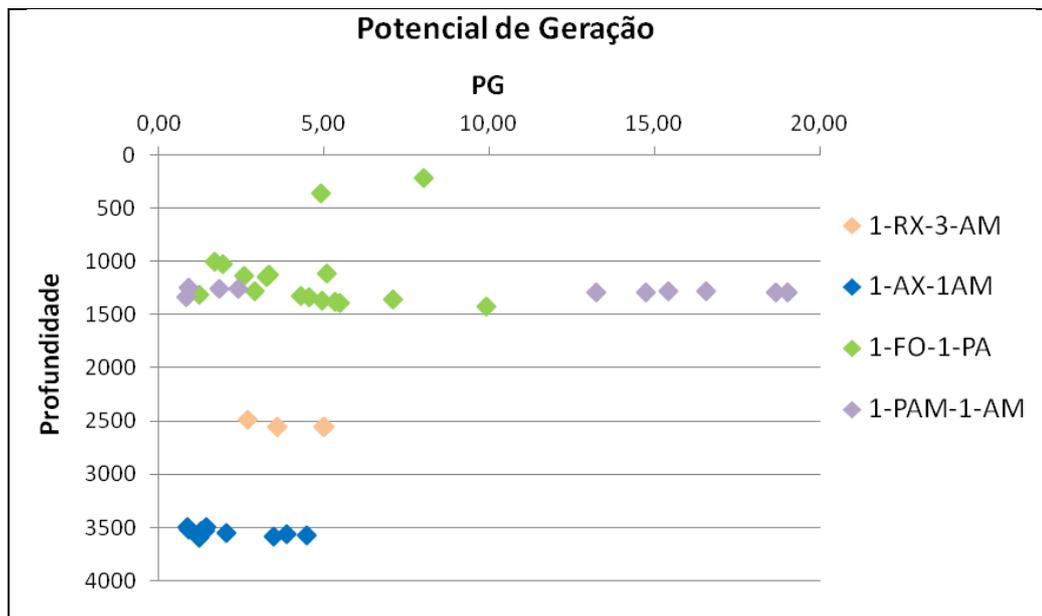


Figura 56: Relação entre a profundidade e o potencial de geração para os quatro poços analisados.

Índice de Produção - IP

O índice de produção ou IP (S_1/S_1+S_2) indica o avanço do processo de geração e do nível de maturação da rocha geradora, ou seja, significa uma progressiva redução do potencial de geração (S_1+S_2) acompanhada por um aumento progressivo da quantidade de hidrocarbonetos livres (S_1), (ESPITALIÉ et al., 1985).

O índice de produção dos poços analisados varia entre 0,14 e 0,81. O poço 1-FO-1-PA, próximo à área 03, apresenta os maiores valores de índice de produção (Figura 57).

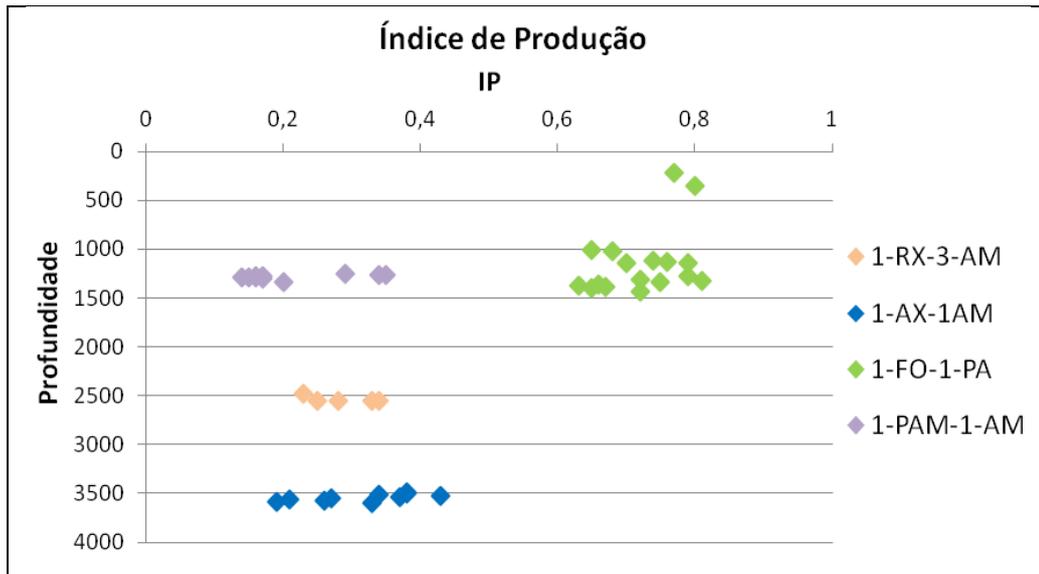


Figura 57: Relação entre a profundidade e o índice de produção para os quatro poços analisados.

Temperatura Máxima - T_{máx}

A temperatura (em °C) na qual ocorre o máximo de geração de hidrocarbonetos pelo craqueamento do querogênio é denominada de T_{máx} e corresponde ao grau de evolução térmica da matéria orgânica, sendo utilizado como parâmetro de maturação (ESPITALIÉ et al., 1985).

Os valores de Temperatura máxima variam de 367°C a 497°C. Esses valores podem ser justificados pelo efeito térmico causado por intrusões de diabásio (Figura 58).

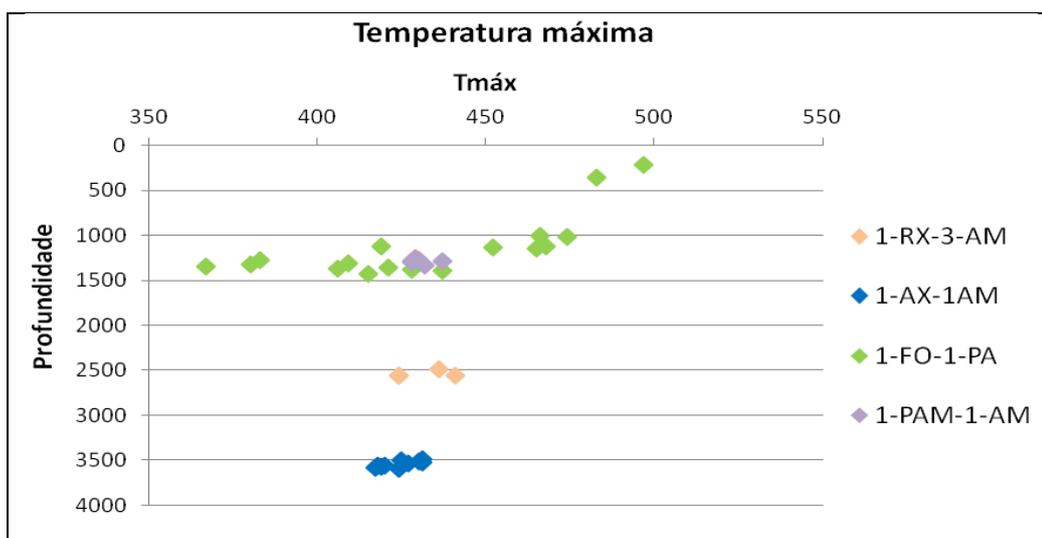


Figura 58: Relação entre a profundidade e a temperatura máxima dos quatro poços analisados.

Índice de Hidrogênio – IH

Os valores do Índice de Hidrogênio (IH) são calculados através da razão S2/COT e expresso em mgHC/g COT, isso se deve ao fato dos valores de S2 refletirem a quantidade de hidrogênio presente na matéria orgânica, (ESPITALIÉ et al., 1985). É importante destacar que quanto maior o valor de IH torna-se mais favorável a existência de óleo.

O índice de hidrogênio apresenta valores que variam de 0,39 a 282 mgHC/g COT. Os maiores valores de IH foram registrados no poço 1-PAM-1AM (Figura 59).

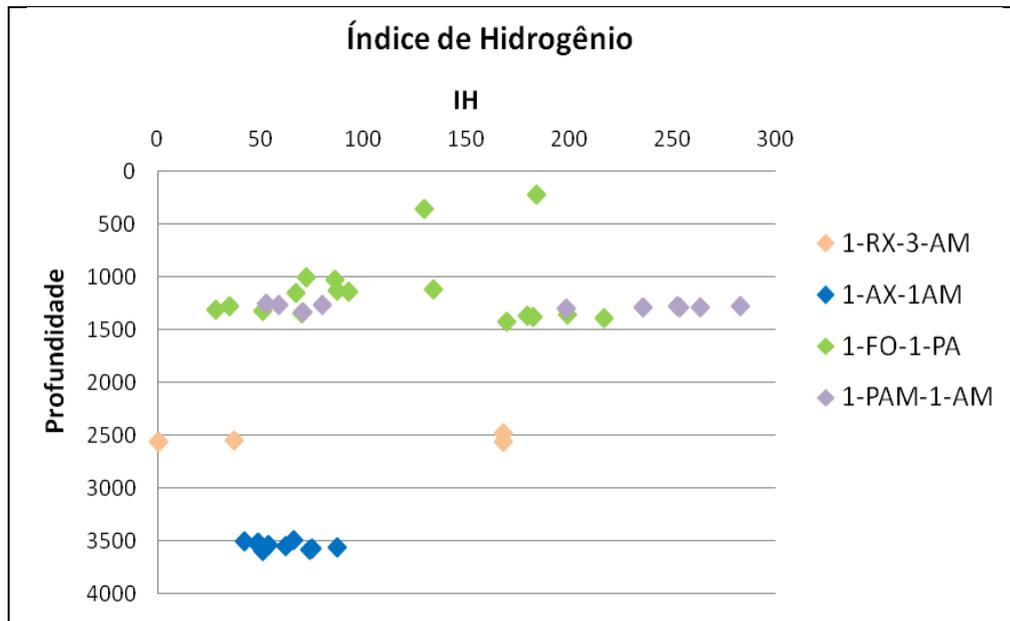


Figura 59: Relação entre a profundidade e o índice de hidrogênio para os quatro poços analisados.

Índice de Oxigênio – IO

Os valores do Índice de Oxigênio (IO) são calculados pela razão S3/COT e expresso em mgCO₂/g COT, isso se deve ao fato dos valores de S3 refletirem a quantidade de oxigênio presente na matéria orgânica (ESPITALIÉ et al., 1985). É interessante destacar que quanto maior o valor do IO, mais favorável é para existência de gás natural.

O índice de oxigênio apresenta valores que variam de 7,59 a 339,77 mgHC/g COT. Os maiores valores de IO foram registrados no poço 1-FO-1-PA, com variação de 46,99 até 339,77 mgHC/g COT (Figura 60).

RESULTADOS

Este trabalho teve como principal objetivo caracterizar/reconhecer o volume das intrusões de soleiras nos sedimentos da Bacia do Amazonas, contribuindo, desta forma, para simular uma variação do fluxo e dos parâmetros geotérmicos. A análise sismoestratigráfica baseou-se, principalmente, na interpretação de 20 linhas sísmicas 2D pós-*stack*, na qual foram reconhecidos e mapeados horizontes sísmicos (topos de formações e corpos ígneos intrusivos), utilizando dados de poços e dados da literatura para correlação.

Os topos das formações foram mapeados ao longo de todo o bloco de dados, os mesmos comportam-se de forma bastante homogênea. Os refletores sísmicos são paralelamente contínuos, apresentando um relevo em tempo sísmico bastante suave, conforme pode ser observado nas seções sísmicas. As intrusões de soleiras estão presentes nas sequências entre folhelhos/siltitos e anidritas das formações Andirá e Nova Olinda, respectivamente.

Através dos dados geoquímicos de análise de pirólise Rock-Eval e teor de carbono orgânico, foi possível avaliar e correlacionar os parâmetros como S_2 (potencial de geração), IH (índice de hidrogênio), S_1 (hidrocarbonetos livres) e T_{max} (evolução térmica) com a profundidade.

Área 01

A base da Sequência pré-Neocretácea (pré-Albiana), Formação Nova Olinda, possui uma espessura média de 1000m, sendo representada por um espesso pacote evaporítico, no qual se intercalam sucessões de arenitos e folhelhos, com uma seção arenosa na seção basal, que constitui o reservatório gasífero do campo de Japiim. As soleiras de diabásio estão posicionadas na sequência evaporítica, junto às camadas de halita e folhelho com uma espessura de aproximadamente 410m. A Sequência Cretácea-Terciária apresenta-se pouco modificada, é representada por arenitos intercalados por argilitos. As dobras irregulares e complexas observadas nos níveis de evaporitos, intrudidos pelas soleiras de diabásio, resultaram da condição de extrema plasticidade e mobilidade tectônica, possivelmente, decorrente da presença de camadas de sal, as soleiras ao intrudirem nas camadas evaporíticas, podem também aparecerem como corpos tabulares com espessuras uniforme por longas distâncias.

Podem ser vistos nesta área uma estrutura em domo, um arqueamento da soleira de diabásio. Sugere-se que esta estrutura seja originada pelo fluxo do sal da Formação Nova Olinda.

Área 02

As intrusões de soleiras estão presentes nas sequências entre folhelhos/siltitos da formação Andirá e anidritas da formação Nova Olinda. São vistas soleiras em forma de pires, interligadas a diques, sendo assim, sugere-se que as soleiras de diabásio, observadas nesta área, podem estar intimamente relacionadas a diques sistematicamente orientados, tendo estes diques como alimentadores de soleiras.

Áreas isoladas com gradientes mais acentuados são raramente provocadas pela presença de falhamentos, estando provavelmente associados a efeitos paleogeomórficos das discordâncias. Pode-se observar a grande variação de espessura das soleiras de diabásio em até 500m, dentro das formações Andirá e Nova Olinda.

O poço 1-PAM-1-AM está localizado na porção mais a oeste da bacia, entre as áreas 01 e 02. A maior concentração de potencial de geração dos poços analisados encontra-se neste poço, que variam entre 0,83 a 19,02 mgHC/g de rocha. Registra-se um COT variando de 0,02 a 6,26%. O mesmo é o poço que possui maior concentração de S₂, sendo que o pico S₂ correspondente à quantidade de hidrocarbonetos (mgHC/g de rocha), que a rocha analisada teria condição de produzir caso o processo de maturação tivesse continuado. No entanto, o Índice de produção apresentou valores inferiores a 0,4.

As maiores concentrações de COT nos poços da área 02 encontram-se na Formação Barreirinhas. O poço 1-AX-1-AM registra valores de COT que variam de 0,32 a 4,4%, em uma profundidade próxima a 3500m, e o poço 1-RX-3-AM registra valor de COT variando entre 1 e 4% a aproximadamente 2500m de profundidade. De acordo com Peters e Cassa (1994), são consideradas como rochas potencialmente geradoras de petróleo aquelas que apresentam valores de COT igual ou superior a 1%, sendo assim, pôde-se comprovar a presença de possíveis intervalos geradores de hidrocarboneto nas rochas associadas à Formação Barreirinha, nesta área. Estes poços possuem em média uma temperatura máxima (T_{max}) de 430°C.

A partir da interpretação sísmica da área 02, analisada juntamente com os dados geoquímicos dos poços 1-AX-1-AM e 1-RX-3-AM, pode-se afirmar que o complexo de soleiras associadas aos diques possui grande influência na geração e expulsão de hidrocarbonetos da Formação Barreirinhas, assim como no craqueamento do óleo, pois sem ele não haveria calor para a transformação de grande parte do querogênio em petróleo. A relação entre o tempo de geração de HC e a formação das estruturas é importante para o traqueamento. Sendo assim, a temperatura, o volume e a geometria das intrusões ígneas foram fatores decisivos na evolução termal e geração de petróleo.

Área 03

Extensas soleiras planares com segmentos transgressivos ocorrem em níveis mais rasos na estratigrafia da Bacia do Amazonas, em maiores volumes na Formação Andirá. Notavelmente, em determinados locais a queda de lençóis de soleiras varia de inclinação de 30° a 45°, estes lençóis inclinados atravessam os estratos horizontalmente indicando a morfologia de pires. Este comportamento é observado em grande parte na porção leste da área 03. Esta área apresenta uma variedade de estilos estruturais decorrentes de pulsos tectônicos, com falhas transcorrentes de direções NW-SE e NE-SW do Mesozóico, que foram reativadas no Cenozóico.

A presença de espessas camadas de halita e a intrusão de diques e soleiras de diabásio é importante para que a bacia tenha se comportado estruturalmente de forma mais instável, resultando na formação de expressivas estruturas, como formação de dobras na Formação Nova Olinda. Na porção central da área foram encontrados diques sistematicamente orientados, corroborando que os mesmos são alimentadores das soleiras de diabásio (Figura 61).

O poço 1-FO-1-PA está localizado próximo da área 03, possui uma variação de baixa concentração de COT, entre 0,06 a 1,61%. A concentração da quantidade de dióxido de carbono (S3) liberado pelo craqueamento térmico do querogênio e que esta presente na rocha varia entre 0,3 mgHC/g e 4,08 mgHC/g de rocha. O potencial de geração é inferior a 10 mgHC/g de rocha. Este poço ainda apresenta os maiores valores de índice de produção, que indica o avanço do processo de geração e do nível de maturação da rocha geradora, entre 0,6 e 0,8, e também valores significativos do Índice de Hidrogênio (IH) 28 a 217 mgHC/g COT, na qual quanto maior o valor de IH, torna-se mais favorável a existência de óleo.

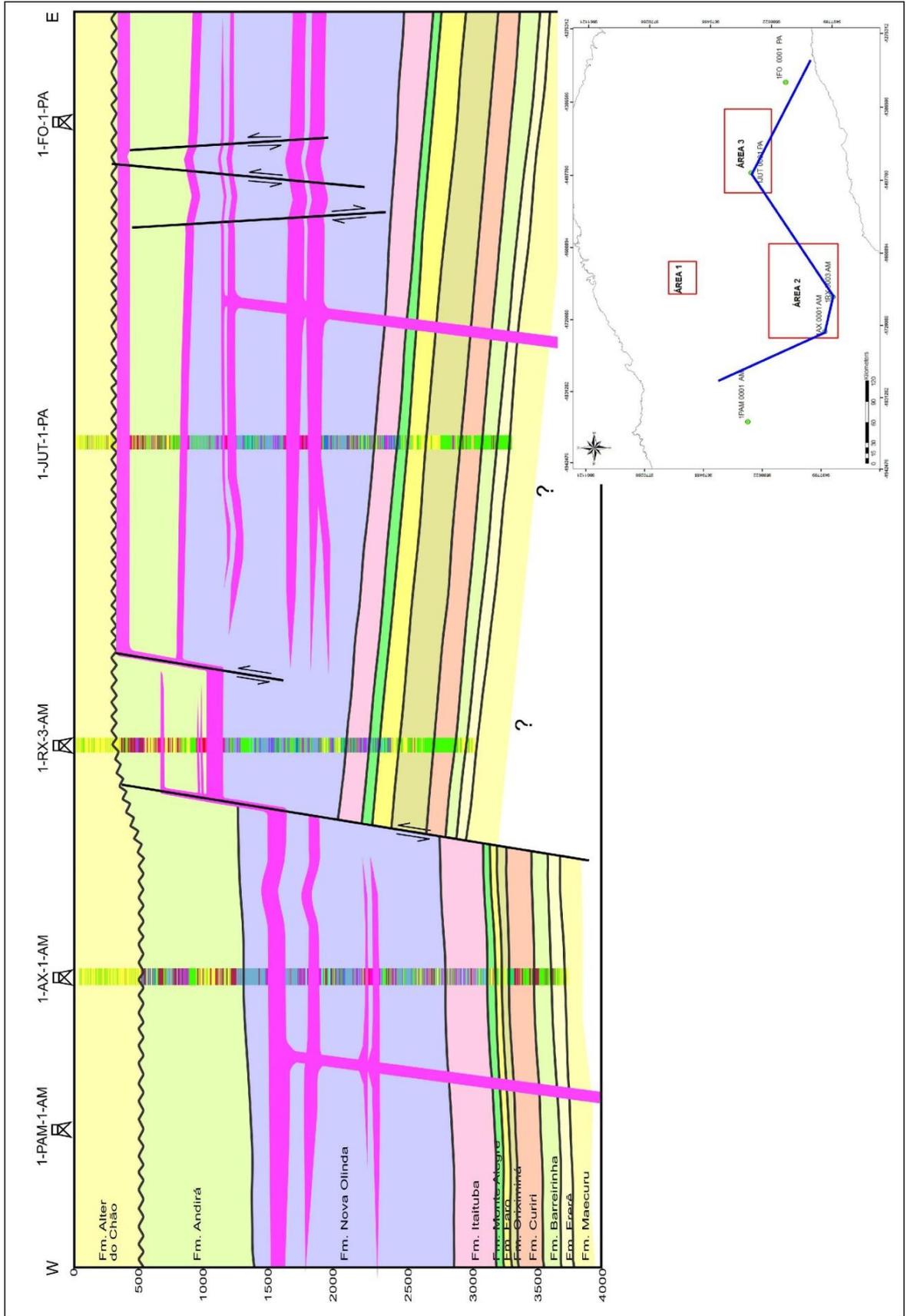


Figura 61: Seção esquemática evidenciando as intrusões de diabásio na Bacia do Amazonas.

CONCLUSÕES E SUGESTÕES

Conseguiu-se caracterizar/reconhecer o volume das intrusões de soleiras nos sedimentos da Bacia do Amazonas, estas intrusões estão presentes nas sequências entre folhelhos/siltitos e anidritas das formações Andirá e Nova Olinda, respectivamente.

Através deste estudo foi possível reconhecer um complexo de soleiras composta por uma série de diques interligados, tendo estes diques como alimentadores das soleiras. Em determinados locais observou-se a queda dos lençóis de soleiras que variam de inclinação de 30° a 45°, estes lençóis inclinados atravessam os estratos horizontalmente indicando a morfologia em forma de pires. A formação de intrusões em forma de pires é baseada na geometria da intrusão e a relação espacial entre a soleira e o dique alimentador.

Como foi visto, o modelo de intrusões de soleiras para a Bacia do Amazonas seria mais semelhante ao modelo de Chevallier e Woodford (1999), porém encontramos bem marcados nas seções sísmicas uma mistura de pelo menos dois dos três modelos de intrusão de soleiras,.

A queda dos lençóis de soleiras explica o motivo de, provavelmente, não haver uma variação de idade entre as soleiras neste segmento da bacia, pois essa geometria permite que a mesma soleira original se bifurque e intruda em níveis estratigráficos em profundidades distintas.

Mapeou-se também uma estrutura domo, ou seja, um arqueamento da soleira de diabásio na qual foi originada pelo fluxo do sal da Formação Nova Olinda.

As soleiras ao intrudirem as camadas evaporíticas podem permanecer como corpos tabulares com espessuras uniformes por longas distâncias, formando extensas soleiras planares com segmentos transgressivos que ocorrem em níveis mais rasos na estratigrafia da Bacia do Amazonas, na Formação Andirá. Porém também foi visto uma grande variação da espessura das soleiras de diabásio de até 500m, ainda dentro da Formação Andirá e na Formação Nova Olinda.

Foram reconhecidos ainda os topos das distintas formações registradas na bacia, os mesmos comportam-se de forma bastante homogenia, em sua maioria os refletores sísmicos são paralelamente contínuos, apresentando um relevo em tempo

sísmico bastante suave. Porém, a presença de espessas camadas de halita e a intrusão de diques e soleiras de diabásio resultou na formação de dobras na Formação Nova Olinda. Em áreas isoladas, os gradientes mais acentuados são raramente provocados pela presença de falhamentos, estando provavelmente associados a efeitos paleogeomórficos das discordâncias.

A partir da análise sísmica juntamente com dados geoquímicos, pôde-se afirmar que o complexo de soleiras associadas aos diques possui grande influência na geração e expulsão de hidrocarbonetos da Formação Barreirinha, assim como no craqueamento do óleo, pois sem ele não haveria calor suficiente para a transformação de grande parte do querogênio em petróleo. A relação entre o tempo de geração de HC e a formação das estruturas é importante para o trapeamento. Sendo assim, a temperatura, o volume e a geometria das intrusões ígneas foram fatores decisivos na evolução termal e geração de petróleo. Através dos dados geoquímicos dos poços foi possível comprovar que rochas associadas à Formação Barreirinhas são potencialmente geradoras de petróleo e mais favorável a formação de óleo.

Para futuros trabalhos sugere-se a utilização de mais dados geoquímicos para uma melhor correlação dos dados já existentes com a interpretação sísmica, sendo possível fazer uma modelagem geoquímica das áreas estudadas.