

ORIGEM E FORMAÇÃO DAS EXSUDAÇÕES DE PETRÓLEO NO NORTE DA BACIA ONSHORE DO KWANZA

Por Heritier Wandofusu

GENERALIDADES

Segundo Etiope (2015), as Exsudações (*Oil Seeps*) correspondem a fluidos naturalmente enriquecidos em hidrocarbonetos que escapam/migram desde uma fonte até à superfície terrestre, manifestando-se em afloramentos.

Em Angola, este fenómeno é conhecido e referido desde os primórdios, conforme descrito na obra escrita pelos Engenheiros Jose Fragoso Gomes Rebelo e Antonio Correia de Pinho, intitulado *História do Petróleo de Angola – dos primórdios até à primeira descoberta de petróleo no campo Benfica 1955*, que documenta a utilização tradicional de betume e óleos viscosos como combustível pela população local. Na região dos Libongos (Dande), as exsudações de petróleo são mencionadas há mais de 200 anos em relatos de viajantes e exploradores, segundo o G.Brognon e Gverrier (1955). Destaca-se a ocorrência de um extenso afloramento asfáltico conhecido localmente pelos nativos de *Matadi-Ma'husso* “**Pedra de Betume ou Breu**” utilizado historicamente para camuflagem de embarcações. Registos históricos indicam que, em 1767, o então Governador e Capitão General de Angola, D. Francisco Inocencio de Sousa Coutinho, exportou para Lisboa 40 barris de Breu (Pez Negro). Posteriormente, em 1820, o então Governador Manuel Vieira d’Albuquerque Trovar, exportou para Rio de Janeiro 34 barris de Breu produzidos nos afloramentos dos Libongos.

As explorações destes asfaltos remonta aos primórdios, tendo sido criada, entre Janeiro a Novembro de 1839, uma associação destinada à exploração das minas do Dande, nomeadamente na Serra do Libongo.

Para além dos registos de exsudações nos Libongos, a mesma obra refere a ocorrência de asfaltos em afloramentos noutras localidades, designadamente Buco Zau, Quelo, Gondo, Mussera, Lifune, Catumbo, Dande, Benguela Velha (Porto Ambuim), Novo Redondo, Lobito e Chapéu Armado. De forma geral, as exsudações ocorrem ao longo de grande parte nas margens das bacias sedimentares da orla costeira angolana.

Introdução

As exsudações que se manifestam em superfície na bacia do Kwanza, nomeadamente no Bloco KON1, são também designadas por *Oil Seeps* e correspondem a fluxos naturais de migração lateral ou subvertical de hidrocarbonetos, cuja rocha geradora se encontra a alguns quilómetros de distância. Com base nas análises

efectuadas em amostras de óleo, infere-se que os hidrocarbonetos identificados nos afloramentos sob a forma exsudações no Bloco KON1 tem, muitos provavelmente, origem na Formação Cuvo Cinzento, considerada equivalente à formação Bucomazi na Bacia do Baico Congo.

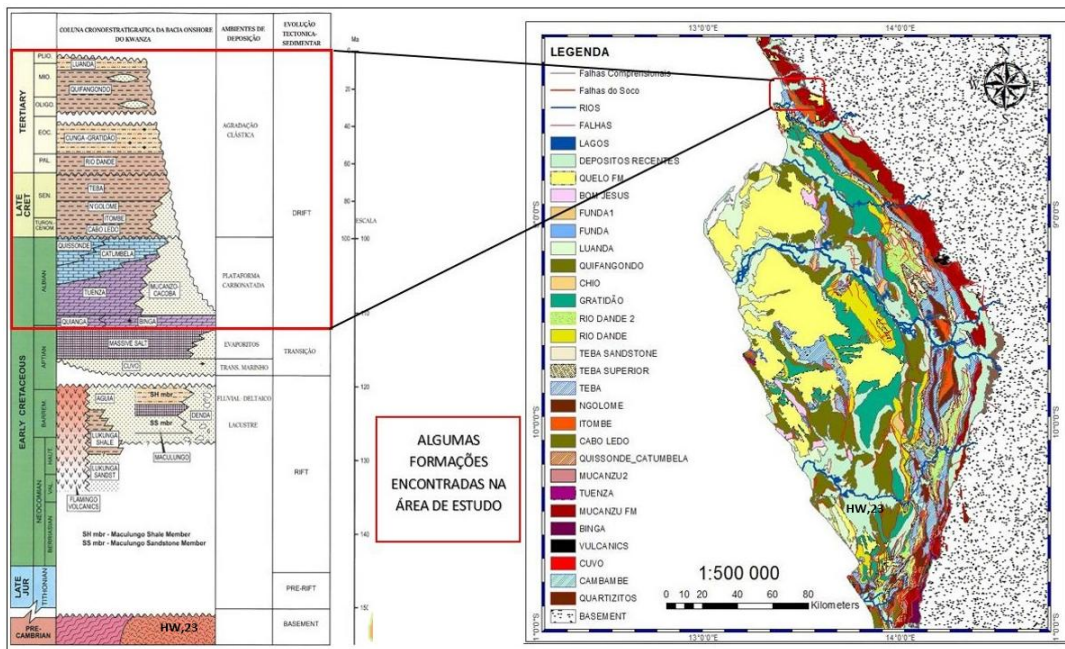


Figura 1. Coluna Litoestratigráfica & o Esboço geológico da Bacia sedimentar Onshore do Kwanza.

A bacia sedimentar do Kwanza apresenta um elevado potencial petrolífero, tendo sido a primeira bacia sedimentar a ser explorada em Angola pelas antigas companhias petrolífera Canha & Formigal, PEMA (Companhia de Pesquisas Minerais de Angola, Petrangol e posteriormente a Petrofina. Foram perfurados aproximadamente 151 poços nos campos Luanda, Benfica, Cacucaco,

Galinda, Tobias, Mulenvos Norte, Mulenvos Sul Catumbela, Mulenvos Sul Binga, Quenguela Norte (zonas Alpha A&B, C e S), Lengua e Bento, com uma produção acumulada de 88 535 MBBLs, actualmente, as actividades petrolíferas na Bacia do Kwanza Onshore estão encarregues a algumas companhias como ACREP SA (KON19), Alfort Petroleum (KON8), Simples Oil (Grupo

Simples) (KON6) e Sonangol E&P (KON11, 12 e KON15).

Conclusão

Segundo o G. Verrier e R. Thiers, (1957), a Bacia Onshore do Kwanza é reconhecida pela presença de alguns afloramentos impregnados de hidrocarbonetos, os quais se distribuem pelas seguintes áreas ou zonas:

- Calucala, Quilungo, Dondo e Mina do Branco; impregnações de areias com asfalto e betume com presença de carvão mineral, encontradas na formação Cuvo (Arenidos e conglomerados micaceous intercalados com calcários e dolomites com uma espessura que varia de 20 a 600 metros), estes sedimentos apresentam uma porosidade na ordem dos 20%;
- Libongos, Husso, Yembe, Caxito e Onzo; impregnações nos calcários oolíticos, encontradas na formação Binga (calcários oolíticos intercalados com dolomites, anydrite e gesso com uma espessura que varia de 50 a 70 metros) com uma porosidade e permeabilidade na ordem de 35/1000mD.
- Cabo ledo e morro do Twenza; impregnações nos gessos e, cabo ledo e betume associado com sal no morro do Twenza encontradas nos arenitos pertencentes a formação Dondo-Cacoba, e dolomites do Twenza com uma espessura que varia de 100 a 400 metros, a porosidade encontrada nestes sedimentos é de 15% nas areias e 20-25% nas dolomites e a permeabilidade acima dos 100 mD para ambos sedimentos;
- Porto Ambuim; impregnações de asfalto encontradas nos argilitos e calcários intercalados nos calcários bioclastos e calcários lumanchelicos dolomitizados com uma espessura que varia de 50 a 200 metros, com uma porosidade que varia de 10-15% e uma permeabilidade de 100-500 mD;
- Vale do Lifune, Onzo (Mossoulo); impregnações de asfalto encontradas nas areias intercalados com siltitos e margas com alguns calcários bioclastos com uma espessura que varia de 50 a 80 metros e uma porosidade na ordem dos 15-20% e permeabilidade 300 mD;
- Vale do rio Dande; impregnações de asfalto encontradas nos calcários bioclastos intercalados com margas com uma espessura que varia de 100 a 250 metros e uma porosidade de 30% e permeabilidade de 1000 mD;

- São Tiago e Ogiua, impregnações de asfalto nos siltitos margosos e calcários na praia e nos afloramentos de São Tiago, estes sedimentos apresentam porosidade abaixo dos 30% e permeabilidade de 150 mD.

Análise/Caracterização dos Afloramentos com Exsudações

A Bacia Sedimentar Onshore do Kwanza é amplamente conhecida pela ocorrência de exsudações de hidrocarbonetos, predominantemente distribuídas ao longo da sua borda, em contacto com o Soco Cristalino. Foram intercaladas mais de oito zonas ou afloramentos com manifestações deste tipo de região. Embora exsudações semelhantes também ocorram na Bacia Onshore do Baixo Congo, particularmente em Mussera, Ambrizete e Mucula. O presente estudo concentra-se exclusivamente nas exsudações da Bacia Onshore do Kwanza.

De acordo com o Brognon e Verrier, foram identificados os seguintes afloramentos com impregnações de exsudações de asfalto:

- Área de Dondo: Exsudações associadas à Formação Cuvo, constituída litologicamente por arenitos de coloração acinzentada e avermelhada, de granulometria fina a grosseira, localmente conglomerática e micácea intercalados com calcários e dolomites. A porosidade atinge valores de até 20%;

- Área do Lifune: Libongos e Husso, na Formação Itombe constituída litologicamente por arenitos intercalados com margas siltosas e calcários bioclastos, com porosidades de até 20% e permeabilidade a volta dos 300 mD. Já na Forma Binga predominam calcários oolíticos, cristalinos e dolomites intercalados com anidrite e gesso, com uma porosidade de até 35% e permeabilidade superiores a 1000mD. Estas propriedades reflectem porosidade e permeabilidade secundaria, resultante de processos tectónicos e químicos;

- Área do Rio Dande: Formação Teba, os calcários bioclastos intercalados com margas com porosidades de até 20%;

- Área do São Tiago: na Formação Cunga, predominam siltitos e margas com porosidades de até 20% e permeabilidade aproximada de 100 mD;

- Área do Cabo Ledo: na Formação Dondo Cacoba e Twenza caracterizado litologicamente por arenitos e dolomites pertencentes a fácies do Twenza, com porosidades de até 10% nos arenitos e 25% nas dolomites;

- Área do Porto Amboim (Benguela Velha), na Formação Cabo Ledo, com

argilas intercaladas com calcários, com porosidades de até 10% e permeabilidade de 400 mD;

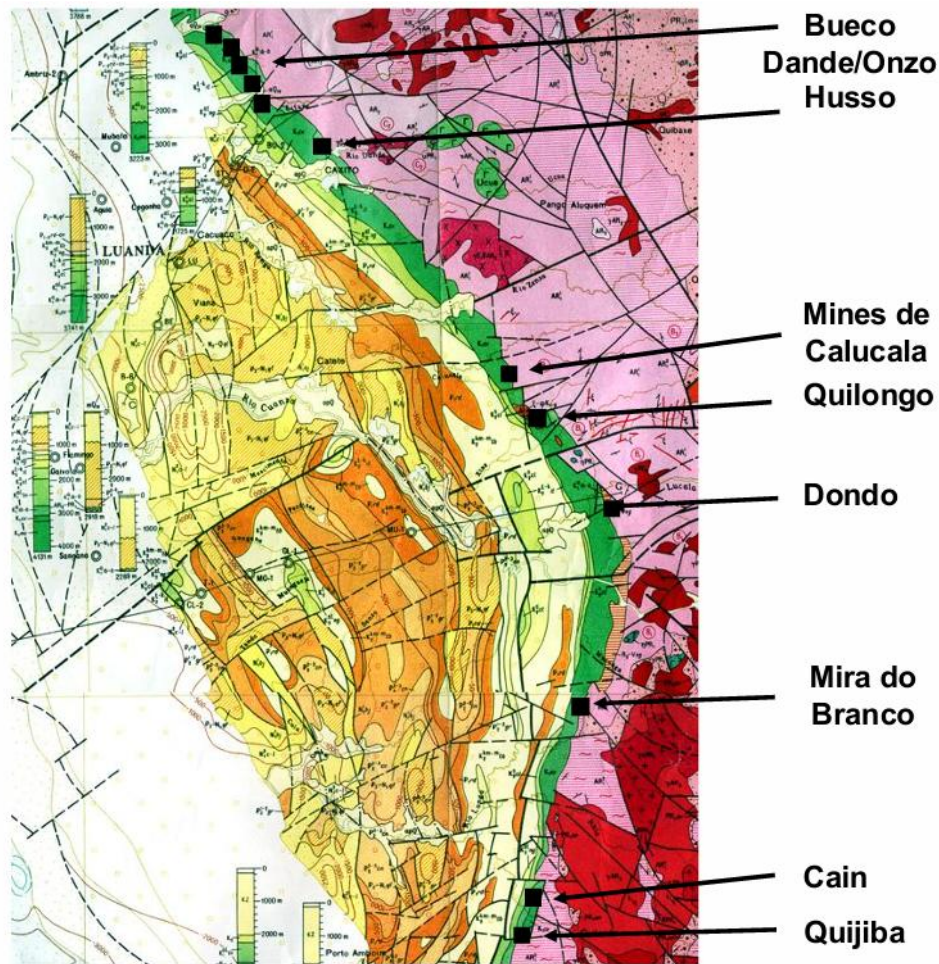


Figura 2. Localização dos Afloramentos com Exsudações na Bacia do Kwanza Onshore.

Foram mapeados cinco afloramentos com exsudações na zona norte da Bacia Onshore do kwanza, mais concretamente no Bloco KON1:

- Antiga Pedreira do GeoMineral (Husso);

- Baixa do Rio Lifune;
- Afloramento na comuna do Yembe;
- Mina a Ceu aberto nos Libongos
- Afloramento na comuna do Ndui.

Abaixo se encontram pequenas sumulas das descrições litológicas dos afloramentos a serem visitados

Tabela 1. Localização dos Afloramentos com Exsudações.

LOCALIZAÇÃO	

AFLORAMENTOS	Latitude	Longitude	10 COTA (m) Fonte: Google Earth
Husso	352396,00 mE	9055683.00 mS	42
Libongos	335814.00 mE	9071938.97 mS	43
Yembe	327717.00 mE	9085017.00 mS	80
Ndui	330900.00 mE	9084215.00 mS	86
Lifune	339428.62 mE	9072119.98 mS	98

Os afloramentos localizados no Husso, Libongos e Yembe pertencem à Formação Binga, caracterizada pela presença de Calcários oolíticos intercalados por calcários cristalinos impregnados de petróleo. Estes sedimentos foram depositados em ambiente de plataforma, variando de externa a interna, com espessuras de camada que variam entre 20 e 30 centímetros. Destaca-se que o afloramento do Yembe, situado à margem da estrada Nacional nº 100, apresenta uma falha que é de salientar que o afloramento do Yembe se encontra a beira da estrada nacional nº100 e apresenta uma falha que separa o afloramento em dois blocos distintos: Bloco Norte, não impregnado de

hidrocarbonetos e o Bloco Sul, impregnado de hidrocarbonetos.

O afloramento do Ndui é constituído predominantemente por Calcários, associados a uma camada bem desenvolvida de gesso, enquanto as exsudações observadas na baixa de Lifune ocorrem em sedimentos de idade Cretacea.

Uma característica comum observada nos afloramentos do Husso, Libongos e Ndui relaciona-se com o desmonte das escarpas. Os sedimentos evidenciam estruturas sedimentares do tipo *hummocky*, *ripple marks* e estruturas plano paralelas, indicativas das condições deposicionais do ambiente sedimentar.

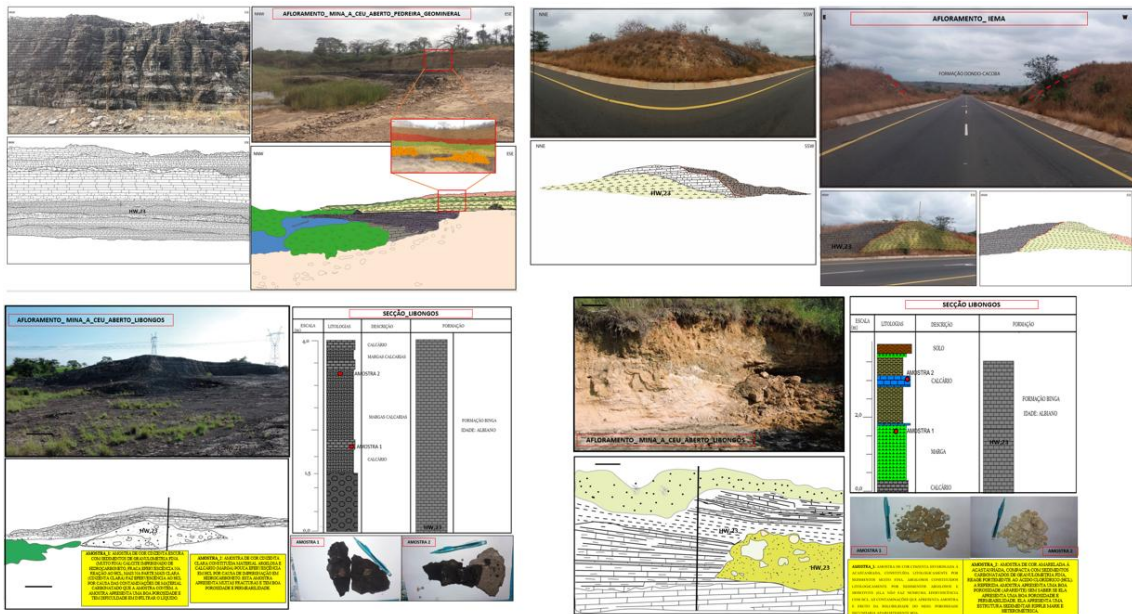


Figura 3. Representação das imagens com impregnações de Petróleo.

A análise microscópica das amostras permitiu caracterizar, em detalhe, os principais aspectos diagenéticos, nomeadamente o grau de seleção, a textura mineralógica, a maturidade e o tamanho/dimensão dos grãos. Os resultados indicam que o carbonato analisado apresenta boa porosidade,

embora com permeabilidade deficiente. Observa-se o desenvolvimento de porosidade secundária associada aos processos de dissolução dos oólitos e do cimento, sendo este último caracterizado por cristais de dimensão muito reduzida em relação aos grãos.

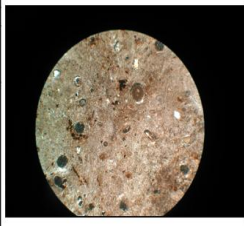
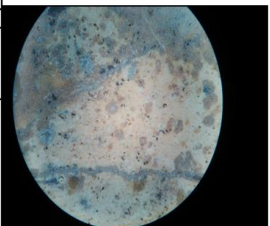
LIBONGOS			HUSSO		
Esqueleto	%		Esqueleto	%	
Oólitos	50	Oólitos	30		
Peloides	40	Peloides	10		
Tipo genético de porosidade:	Secundaria com dissolução dos núcleos dos oólitos, e do cimento	Tipo genético de porosidade:	Secundaria com dissolução dos núcleos do cimento		
Descrição minuciosa dos estágios diagenético evolutivos:		Descrição minuciosa dos estágios diagenético evolutivos:			
1. Micritização dos oólitos		1. Micritização dos oólitos			
2. Esparitização		2. Esparitização			
3. Dissolução		3. Dissolução			
Tipo da rocha carbonatada (família): Micrite		Tipo da rocha carbonatada (família): Calcário alloquímico microespartico			
Nome da rocha segundo Folk: Peloomicrosparenito		Nome da rocha segundo Folk: oobimicrosparenito			
Nome da rocha segundo Dunham: Pacstone		Nome da rocha segundo Dunham: Pacstone			
Nome da rocha segundo Embry & Klovan: Rudstone		Nome da rocha segundo Embry & Klovan: Rudstone			

Figura 4. Representação da descrição Microscópica da formação Binga impregnada de Asfalto.

Caracterização Estrutural/Formas de ocorrência de exsudações

O afloramento dos Libongos, é caracterizado pela presença de exsudação de hidrocarbonetos, que se manifestam ao longo da pendente, percolando através de fracturas, microfracturas e juntas. Parte dessas fracturas encontra-se preenchida por calcite e sílica, resultantes da cristalização de fluidos intersticiais. As fracturas que permanecem abertas funcionam como vias preferenciais abertas funcionam como vias preferenciais de migração dos hidrocarbonetos.

A estratificação plano-paralela indica deposição em ambiente de baixa energia e relativa estabilidade. O elevado número de fracturas está associado a eventos tectónicos ocorridos durante o Cretácico, responsáveis pela formação

de uma falha no topo do afloramento, onde se observa o deslizamento de uma camada sobre outra.

A presença de estruturas do tipo S-G evidencia deformação dúctil-frágil, sugerindo que o topo do afloramento corresponde a uma falha transcorrente. Este nível superior apresenta um conjunto denso de fracturas e microfracturas, variavelmente preenchidas por calcite e sílica. As fracturas não preenchidas constituem canais activos de percolação de hidrocarbonetos. Além disso, observa-se um sistema de fracturação secundaria com orientações diversas, que igualmente actua como rede de migração para hidrocarbonetos betuminosos biodegradados, de coloração escura/negra.

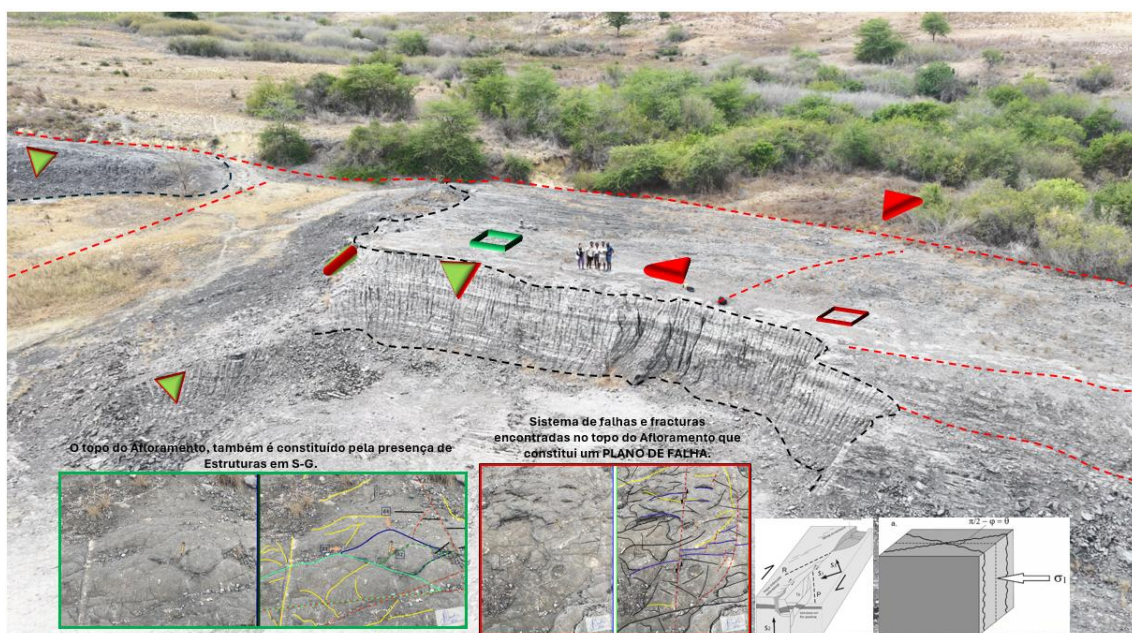


Figura 5. Mina dos Libongos.

A análise estrutural das fracturas foi realizada através da sua plotagem num diagrama de roseta, permitindo determinar a orientação e a distribuição dos seus conjuntos. Foram obtidas 31 medidas de atitudes (direcção, mergulho e inclinação) no afloramento principal da mina dos Libongos. Os dados revelam uma distribuição multi orientada das fracturas, com clara predominância na direcção NW-SE, que corresponde ao principal alinhamento de fracturas não preenchidas. Estas fracturas abertas funcionam como vias eficazes de percolação, formando uma rede de permeabilidade secundaria que aumenta significativamente a permeabilidade efectiva do afloramento.

A polarização dos contornos no diagrama confirma a maior concentração

de dados na direcção preferencial, indicando um regime tectónico coerente com a deformação observada. As exsudações identificadas nos Libongos e áreas adjacentes resultam directamente desta conectividade estrutural, gerada por episódios de reactivação tectónica.

Litologicamente, o afloramento é constituído por calcários oolíticos que geralmente apresentam porosidades primaria praticamente inexistente, contudo a reactivação tectónica promoveu o desenvolvimento de fracturas e microfracturas que actuam como caminhos de migração, facilitando o escape dos hidrocarbonetos da subsuperfície até atingirem a superfície, onde se manifestam sob a forma de exsudações.

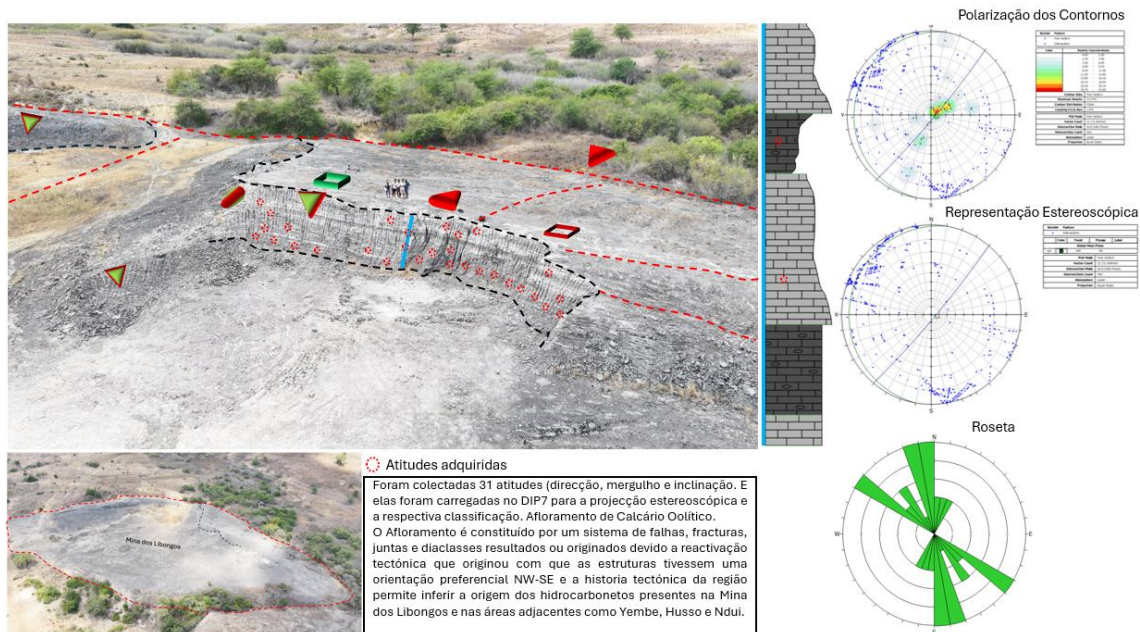


Figura 6. Mina dos Libongos

Origem das Exsudações no Bloco KON1 da Bacia Onshore do Kwanza

As formações analisadas foram depositadas durante a fase tectónica do Drift e afloram ao longo do trajecto da Estrada Nacional nº 100, no sentido Norte (Dande-Yembe). Estas unidades encontram-se tectonicamente ou estruturalmente contactadas por contactos laterais (essencialmente por falhas) com orientação preferencial NW, conforme ilustrado na projecção estereoscópica. O elevado grau de tectonização da área favoreceu o desenvolvimento de múltiplas incisões, resultando numa extensa rede de drenagem maioritário do tipo *Pattern Dendritico* delimitada pelos rios perenes do Dande e Lifune.

Os afloramentos analisados caracterizam-se pela presença/existência de rochas betuminosas, isto é, rochas impregnadas por hidrocarbonetos, evidenciando a ocorrência de processos

de migração e acumulação destes fluidos. Podemos questionar como é que estes hidrocarbonetos foram aí parar? De onde vem?

A avaliação da existência e do grau de maturação das possíveis rochas geradoras na região baseou-se em dados geoquímicos provenientes de poços perfurados nos Blocos Offshore adjacentes às áreas de exsudações. Estes poços atravessaram formações contendo matéria orgânica amorfa, com valores de carbono orgânico total moderados, variando entre 0,5 a 2,3 wt% nas Formações do Pós Sal (Binga, Mucanzo, Catumbela, Quissonde, Ngolome, Teba e Rio Dande) e entre 1 a 4 wt% na Formação Cuvo Cinzento, do Pré Sal. As análises cromatográficas indicam ainda que as amostras do Pré Sal apresentam elevada concentração de gás biogénico predominantemente metano.

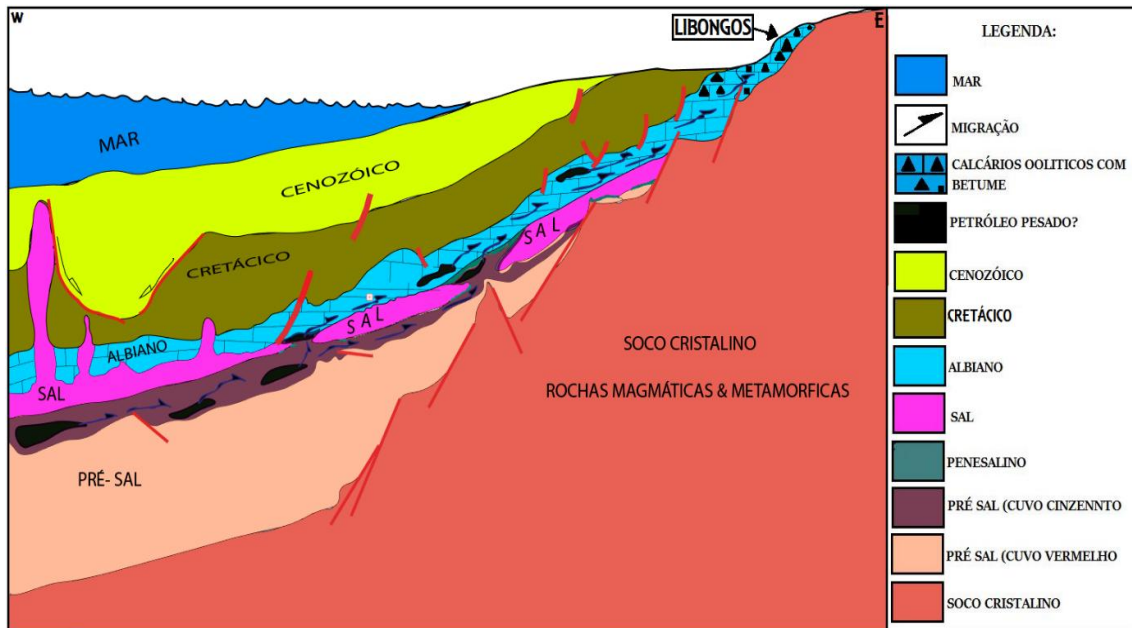


Figura 7. Origem das Exsudações na Bacia Onshore do Kwanza, modificado.

Análise Geoquímica das Formações Geológicas da Área das Exsudações

A análise geoquímica das formações geológicas atravessadas pelos poços perfurados nos blocos Offshore indica que as formações do Pré Sal foram maioritariamente depositadas em ambientes de deposição marinho, associados a uma evolução progressiva do espaço de acomodação, encontrando-se, de modo geral, em estado imaturo,

conforme evidenciado pelos valores de reflectância de vitrinite. A amostra analisada da Formação Cuvo foi caracterizada por matéria orgânica do tipo I/II, depositada em ambiente algal a mar pouco profundo, os dados biomarcadores e de isótopos estáveis indicam que esta formação esteve em zonas de maturação de petróleo.

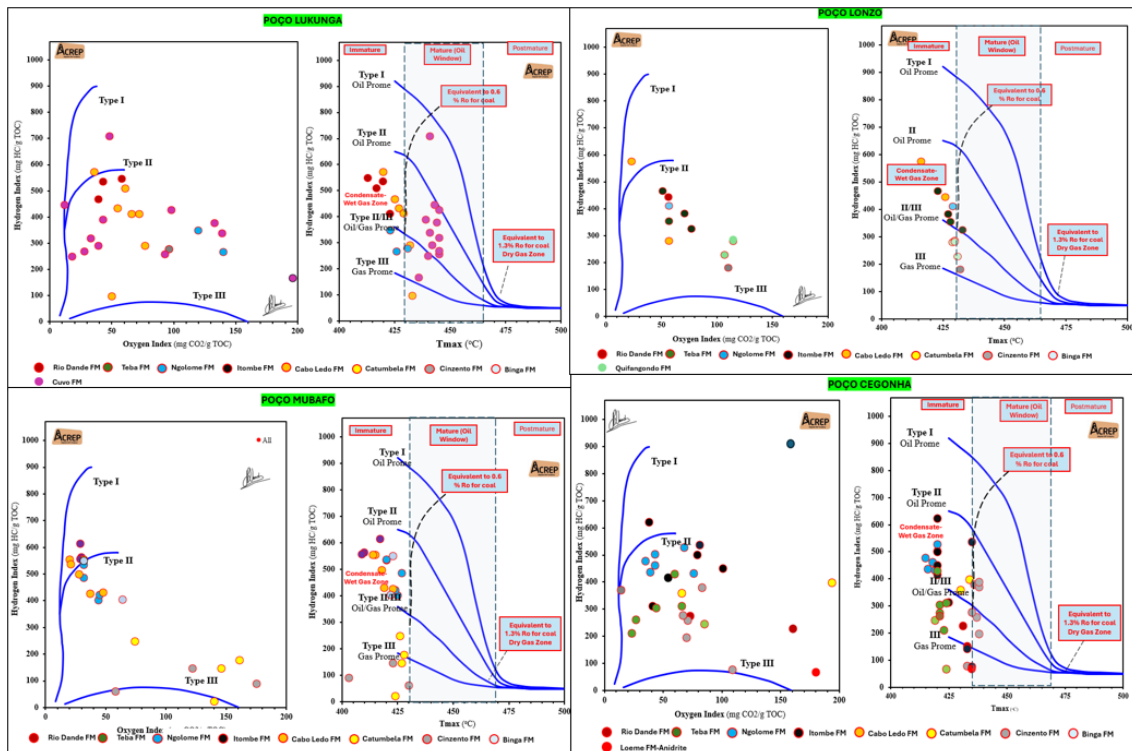


Figura 8. Representação da HI (mg HC/g rocha) vs OI (mg HC/g rocha) & HI (mg HC/g rocha vs Tmax(°C)).

As amostras analisadas apresentam valores de carbono orgânico total (TOC) superiores a 0,5 wt%, o que justifica a sua avaliação e análise do método de pirolise Rock Eval. De modo geral, os resultados indicam baixo potencial gerador de petróleo nas formações Rio Dande, Mucanzo e Binga. Adicionalmente, as Formações e Cabo Ledo e Quissonde no poço Helvi-1 (Bloco Alpha) evidenciam fraca preservação da matéria orgânica, atribuída às suas características litofaciológicas, limitando assim o seu potencial gerador.

Em contraste, as Formações Ngolome e Itombe bem como a Formação Cabo

Ledo no poço Mbandi-1, apresentam bons indícios de geração de petróleo. Em particular, a Formação Cabo Ledo é constituída predominantemente por *Shale*-calcários siltosos, com valores de TOC entre os 2,4 a 4,5 wt% e um bom índice ou potencial de geração elevado entre 12,5 a 12,8 mg HC/g rocha. As Formações Ngolome e Itombe exibem características semelhantes no que respeita à qualidade d matéria orgânica e ao potencial gerador de hidrocarbonetos, conforme confirmado pelas análises das fases obtidas por cromatografia.

Importa salientar que a rocha reservatório do poço Mbandi-1 correspondem às Formações do

Quissonde e Catumbela, nas quais se observa a presença de petróleo biodegradado e material asfáltico (com as mesmas características do asfalto encontrado em afloramentos nos Libongos e Husso). A rocha geradora associada a estes hidrocarbonetos não se encontra nas Formações do Pós Sal, uma vez que a matéria orgânica aí presente se encontra, de modo geral, em estado imaturo. A análise dos biomarcadores dos asfaltos identificados no poço Mbandi-1 e nas exsudações observadas no Bloco KON1, revela assinaturas geoquímicas semelhantes, indicando que estes hidrocarbonetos derivam de rochas geradoras com características similares ou equivalentes.

Embora algumas Formações apresentem potencial gerador significativo de hidrocarbonetos, as Formações do Pós Sal, de forma geral, não atingiram condições suficientes para gerar volumes significativos (grandes quantidades) de hidrocarbonetos. Em contraste, a Formação Cuvo, identificada no poço Tateyela-1 (Bloco Aplha) apresenta bom potencial de gerador, com valores de carbono orgânico total a volta de 4 wt%, o potencial de geração superior a 12 mg HC/g rocha, e valores de reflectância de vitrinite superiores a 1 %Ro, indicando maturidade compatível com a geração de petróleo.

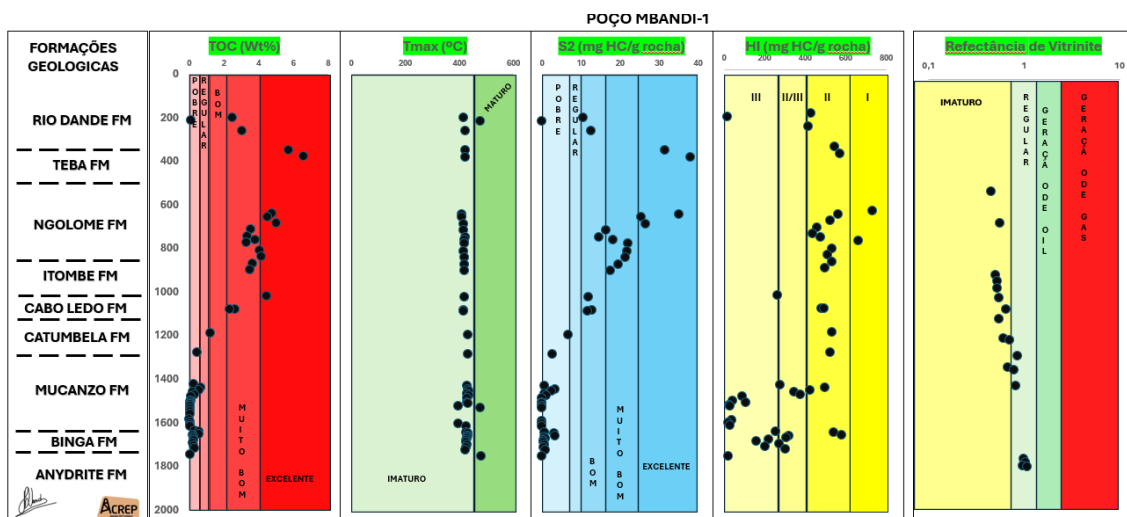


Figura 9. Distribuição geoquímica nas fácies do poço Mbandi-1.

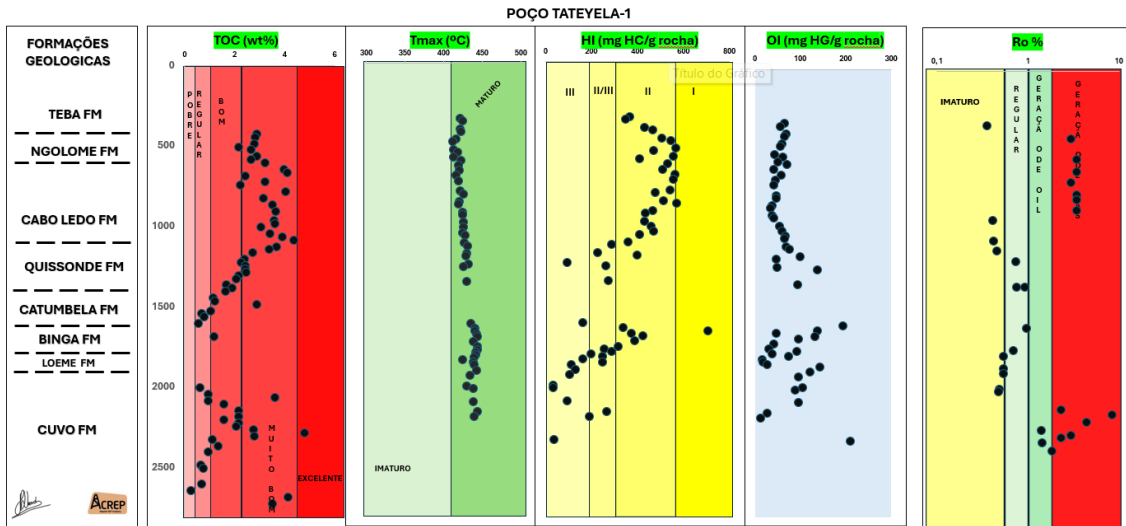


Figura 10. Distribuição geoquímica nas fácies do poço Tateyela-1.

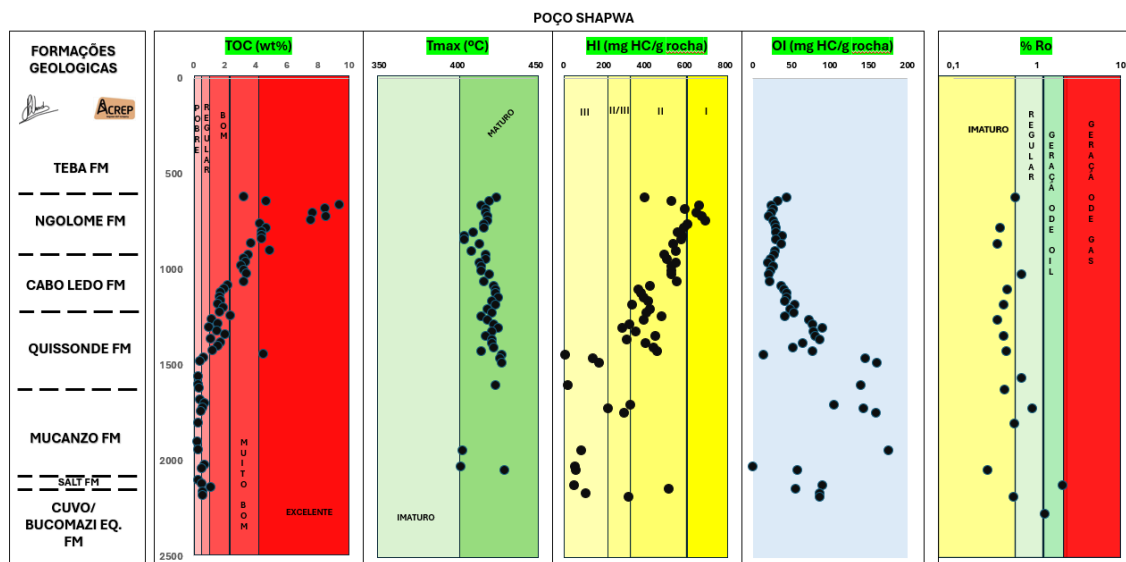


Figura 11. Distribuição geoquímica nas fácies do poço Shapwa.

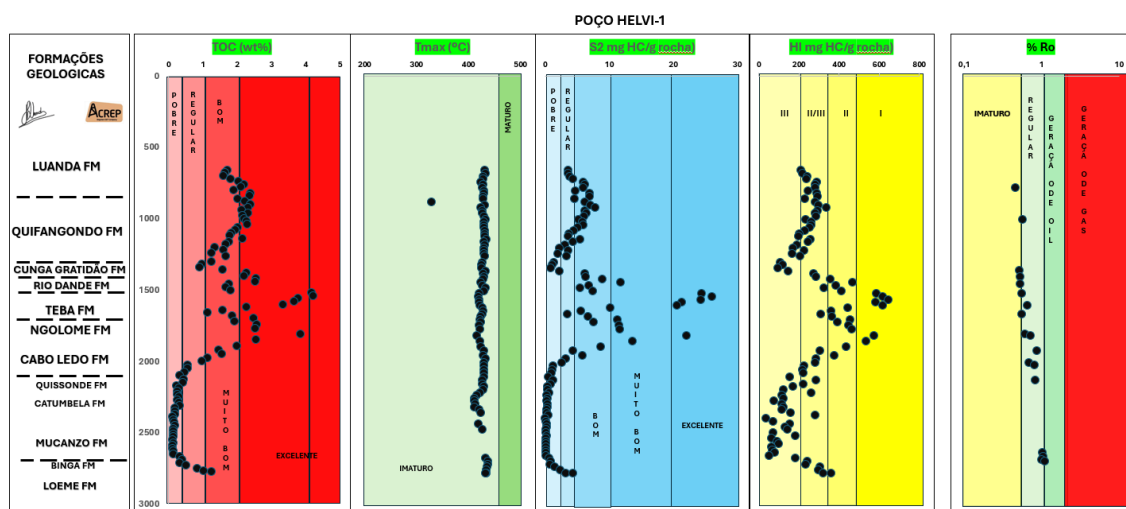


Figura 12. Distribuição geoquímica nas fácies do poço Helvi-1.

A análise geoquímica pormenorizada de amostras de hidrocarbonetos ilustrou que as mesmas são facilmente biodegradados, indica que estes asfaltos e petróleos foram provavelmente gerados a partir de uma rocha geradora depositada em ambiente lacustre Algal hipersalino. Os resultados sugerem que a

Formação Cuvo Cinzento, ou outra Formação equivalente, constitui a principal rocha geradora, caracterizada por elevada contribuição de macerais do tipo Leptinite, ricos em Lípidos, Ceras e Resinas, tais como Esporos e Pólen provenientes de algas e Plâncton.

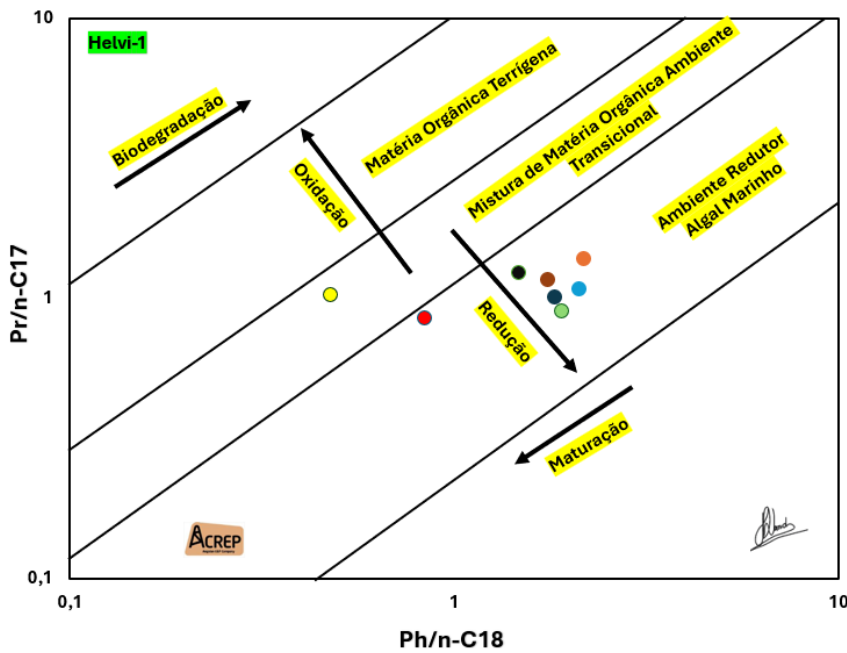


Figura 13. Classificação geoquímica na matéria orgânica da formação Cuvo Cinzento do poço Helvi-1.

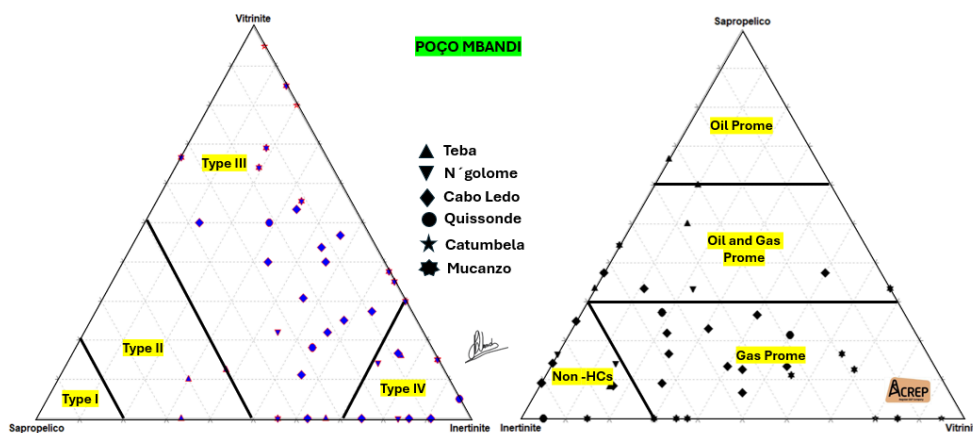


Figura 14. Classificação dos macerais nas formações geológicas do poço Mbandi-1.

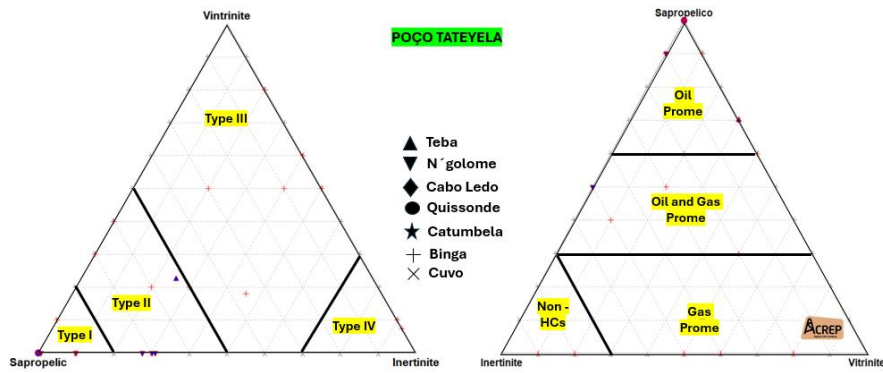


Figura 15. Classificação dos macerais nas formações geológicas do poço Tateyela-1.

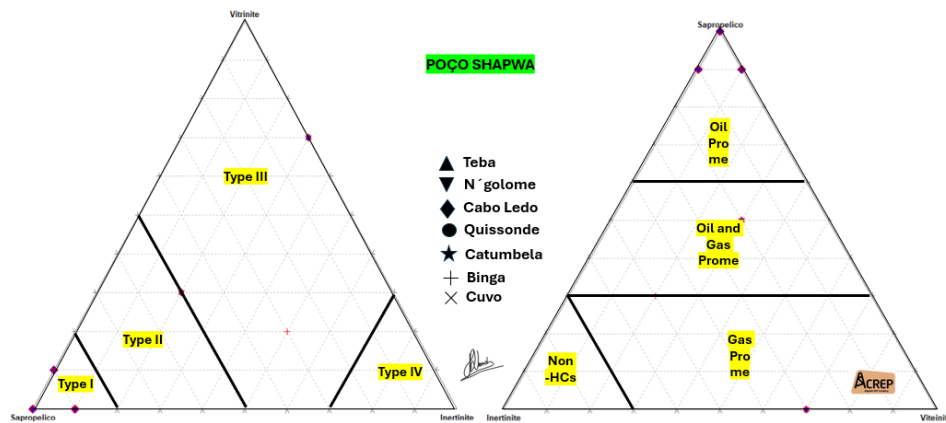


Figura 16. Classificação dos macerais nas formações geológicas do poço Shapwa.

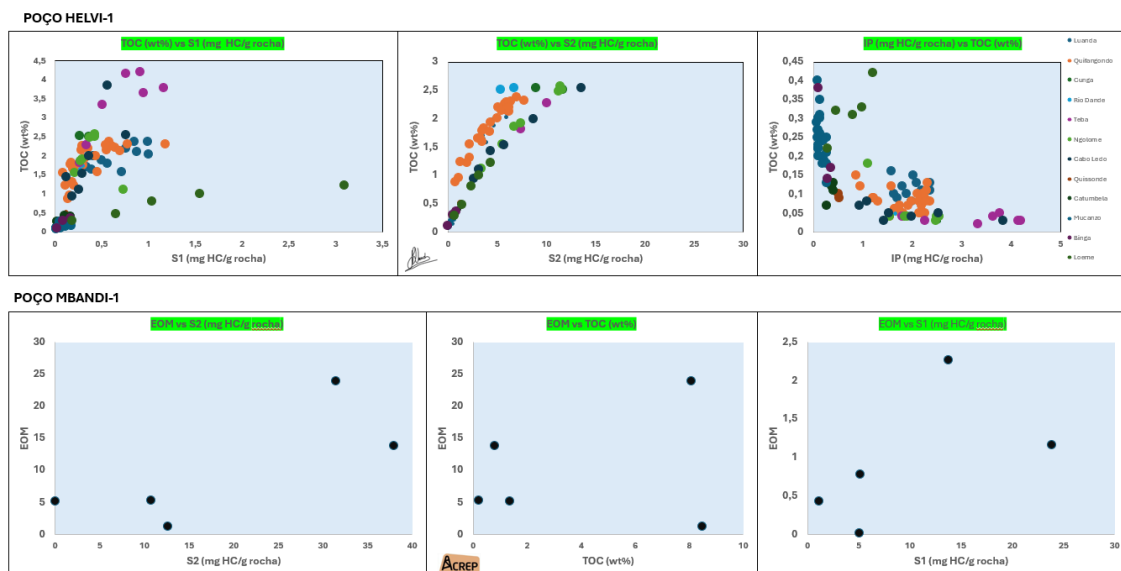


Figura 17. dados geoquímicos nos poços Helvi-1 e Mbandi-1.

Segundo estudos feitos pela Norsk Hydro e pela Petrofina, foram analisadas amostras de hidrocarbonetos recolhidas

em rochas betuminosas, cujos resultados indicam que os betumes identificados nos respectivos afloramentos são

extremamente biodegradados e apresentam proveniência em ambientes lacustres do início do Cretácico, durante a fase tectónica do Pré sal. Estima-se que estes hidrocarbonetos tenham origem na Formação Cuvo cinzento, com a geração ocorrida na janela de petróleo a profundidades superiores a 4000 metros a Oeste da área de estudo, tendo posteriormente migrado no sentido Este, conforme indicado por estudos de correlação geoquímica e Petrofísica

(SPWLA-Society of Petrophysicists & Well Log Analysis).

Os movimentos tectónicos que assolaram/afectaram a região ou zona, associados à movimentação do Sal (hallocinese), favorecem a abertura de vias de migração e o rompimento parcial do sistema petrolífero, facilitando a migração de hidrocarbonetos pesados e biodegradados para a Formação Binga, encontrada em afloramentos.

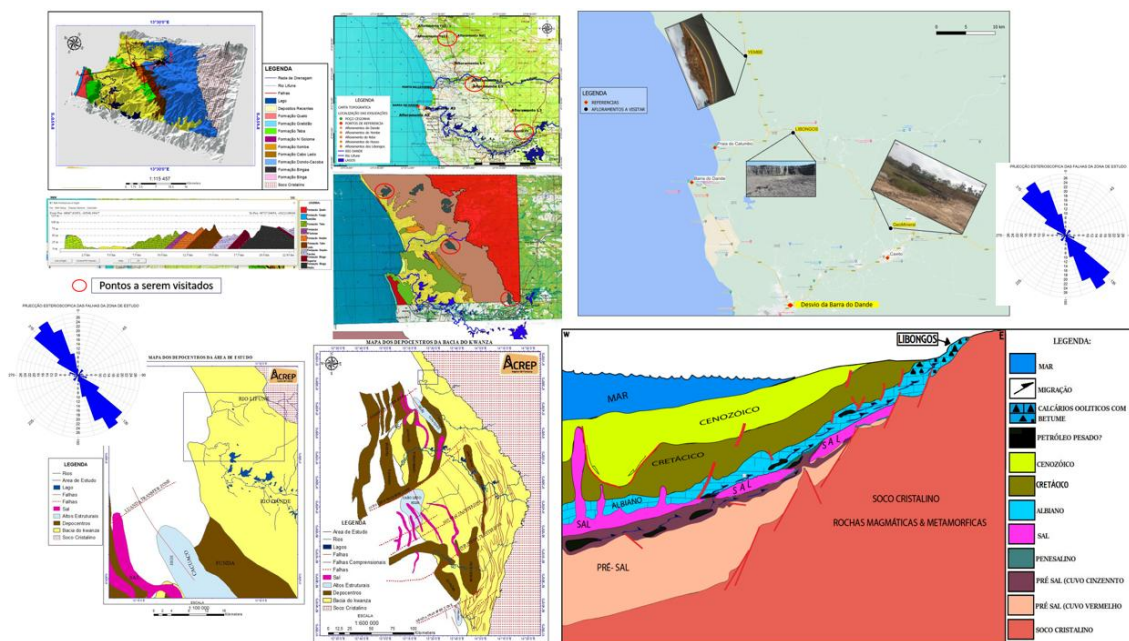


Figura 18. Origem das Exsudações no bloco KON1.

A Análise Laboratorial feito pela Purfina S.A (1955) nas amostras de asfalto recolhidas do afloramento do Libongos foi obtido os seguintes resultados:

LIBONGOS	
Formação Binga - Características do Calcário Impregnado de Betume	
Densidade aparente a 20°C	1,65
Características do Calcário Sem Hidrocarboneto	
CaO	48%
SiO ₂	9,75%
Fe ₂ O ₃	0,60%
MgO	0,12%
Al ₂ O ₃	Traços
Características do Asfalto - Betume	
Ponto de amolecimento (Ring e Ball)	18,2°C
Penetração a 25°C	Superior a 360
Teor de carbono	80,7 %
Teor de hidrogénio	8,9%
Teor de enxofre	0,4%
Teor de azoto	0,2%
Teor de oxigénio	7,8%
Teor em cinzas	2,0%
c/H	9,0%
Análise de Pirolise no calcário betuminoso	
Oil	13%
Água	0,8%
Parafina solido	0,2%
Calcário seco	86%
Análise se pirolise nas amostras de óleo	
Densidade a 20°C	0,9
Viscosidade a 100 °F	23,8
Viscosidade a 210 °F	3,8
Viscosidade a 50°C	2,25
Índice de refração a 20°C	1,5

Os calcários oolíticos, cristalinos e dolomíticos impregnados de hidrocarbonetos pertencem à Formação Binga, caracterizada por uma matriz originalmente não permeável. A porosidade e permeabilidade secundária resultam de processos químicos de dissolução e de dolomitização secundária (evidenciados em lamina delgadas), bem como presença de fracturas. Estas fracturas encontram-se preenchidas por calcite e/ou quartzo. As rochas apresentam porosidade a volta dos $\phi = 30$ a 35% e $k \sim 1D$).

De acordo com Verriers e Thiers (1967), as impregnações de asfalto e hidrocarbonetos encontrados no Bloco KON1, percolam pelas juntas de estratificação, diaclases e microestruturas. Os resultados da pirolise demonstraram que estas amostras de óleo tem um teor máximo de asfalto de 25% e 13% de um óleo com baixo teor de enxofre e nitrogénio.

A correlação entre os registos geológicos e geoquímicos obtidos nos poços perfurados nos blocos adjacentes e aqueles observados nos afloramentos indica que os asfaltos encontrados à superfície nos afloramentos exibem assinaturas geoquímicas semelhantes às dos asfaltos e hidrocarbonetos identificados nos poços, abrangendo diferentes formações geológicas, desde a

Formação Cabo Ledo até a Formação Binga. Esse elevado grau de similaridade geoquímica permite inferir que os asfaltos e hidrocarbonetos observados tem origem numa mesma rocha geradora (Formação Cuvo?), a presença de componente algal indica que a rocha geradora foi depositada num ambiente restrito e lagunal, contudo, os asfaltos encontram-se, ou melhor, encontrarem fortemente biodegradados em consequência dos processos de migração, exposição superficial.

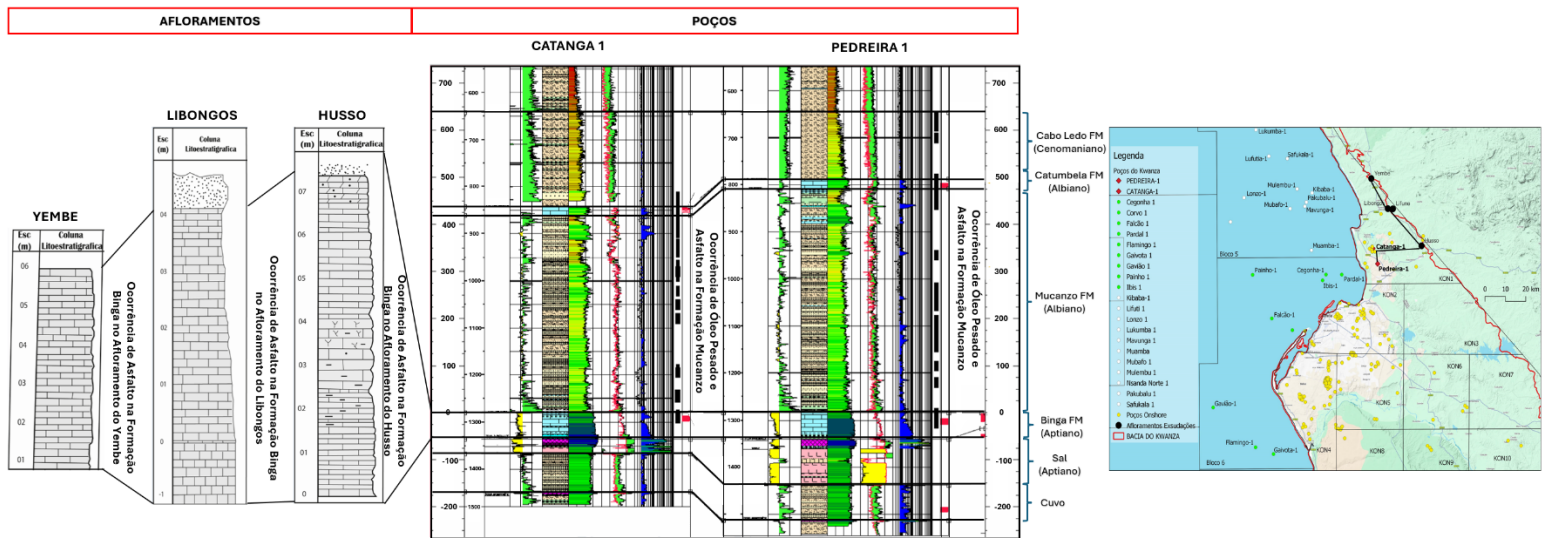


Figura 19. Correlação entre os poços e afloramentos com ocorrência de asfaltos, modificado.

Os gráficos geoquímicos abaixo de diagrama de VanKrevelen, fruto da análise geoquímica as formações geológicas, ilustram que quer nos blocos Aplha e Beta, que são os blocos adjacentes aos afloramentos

impregnados de asfaltos, a Formação Cuvo se encontra dentro da zona madura com temperaturas registrado nos biomarcadores acima de 430°C e valores de Reflectância de Vitrinita acima de 1%.

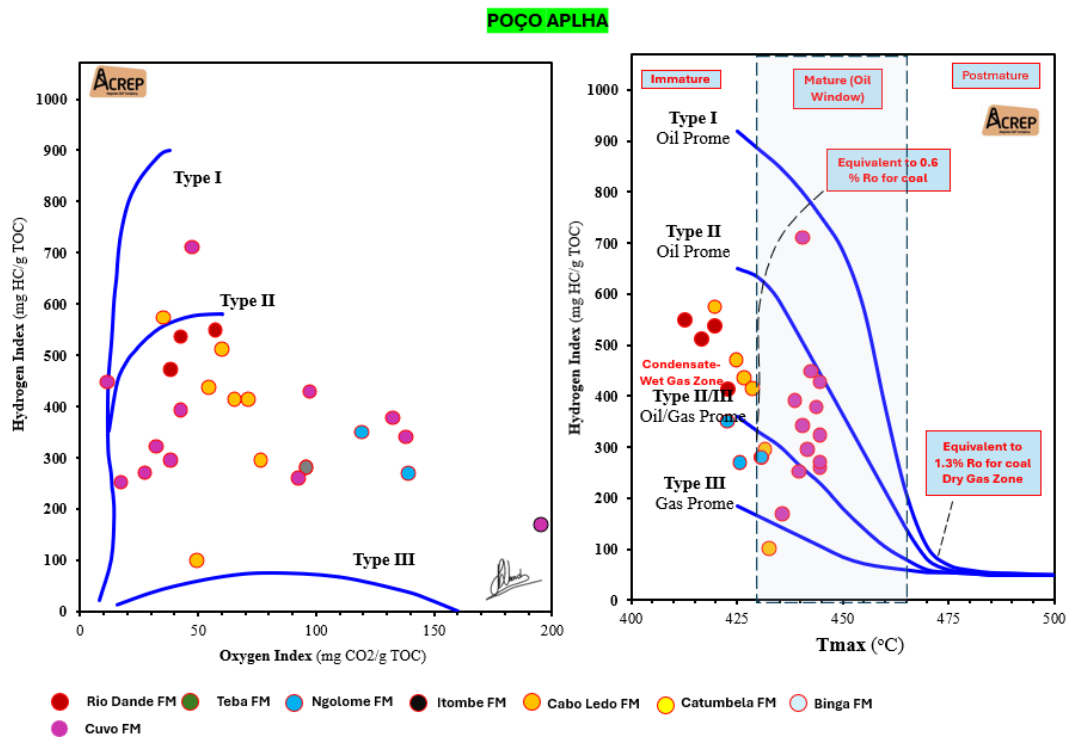


Figura 20. Representação da classificação geoquímica das Formações Geológicas perfuradas no Aplha.

POÇO BETA

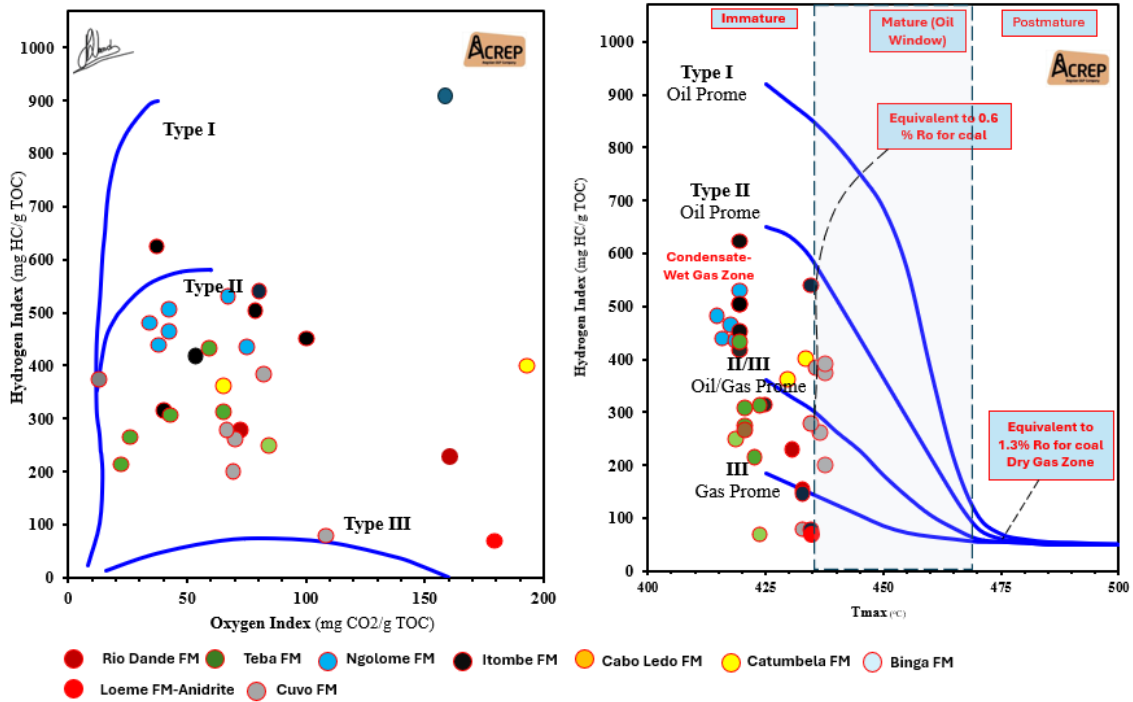


Figura 21. Representação da classificação geoquímica das Formações Geológicas perfuradas no Bloco Beta.

Outra análise realizada pelo TG (2006), indica que os asfaltos do Libongos apresentam baixa maturidade e tem origem em ambientes lagunares do tipo algal (razão C29/C30).