



UNIVERSIDADE
E D U A R D O
MONDLANE

FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
LICENCIATURA EM GEOLOGIA APLICADA

PROJECTO CIENTÍFICO

**TEMA: Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos
Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze**

Autor: Calisto Adelino José Langa

Maputo, Julho de 2025



UNIVERSIDADE
E D U A R D O
MONDLANE

FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
LICENCIATURA EM GEOLOGIA APLICADA

PROJECTO CIENTÍFICO

**TEMA: Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos
Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze**

Autor: Calisto Adelino José Langa

Supervisor:

Mestre Belarmino Massingue

(Universidade Eduardo Mondlane)

Co-Supervisor:

MSc Dércio Levy

(Empresa Nacional de Hidrocarbonetos)

Maputo, Julho de 2025

AGRADECIMENTOS

Agradeço, em primeiro lugar a Deus, pelo dom da vida e discernimento, bem como a oportunidade concedida para a realização de um dos meus sonhos, que era de frequentar e concluir com êxito o Curso de Geologia Aplicada na nossa privilegiada Universidade Eduardo Mondlane. Na verdade, o suporte constante do Altíssimo tem sido uma bênção na minha vida e um alicerce fundamental na minha jornada estudantil.

Expresso o meu profundo agradecimento aos meus pais Adelino Langa e Zélia Sambo, meus deuses daqui da Terra, que têm investido incansavelmente e sem reservas para o meu crescimento, transmitindo lições e experiências de vida, que tem sido uma bênção para o meu amadurecimento como homem.

Aos meus queridos irmãos, Cedric Valter e Gisela Eunice, o meu agradecimento especial pela compreensão, apoio constante e presente ao longo desta jornada.

Aos meus supervisores, a quem agradeço pela oportunidade e disponibilidade oferecida para a realização desta monografia, assistência dedicada, atenção cuidadosa e ainda pelas excelentes contribuições que enriqueceram significativamente o presente deste trabalho.

O meu obrigado é extensivo à direcção e os quadros do Instituto Nacional de Petróleos (INP) pela excelente colaboração e fornecimento de dados que possibilitaram a concretização do presente trabalho. Agradeço ao Corpo de Docência da Universidade Eduardo Mondlane, em especial e particularmente do Departamento de Geologia, pelos conhecimentos transmitidos ao longo do meu percurso académico. Aos funcionários do Departamento de Geologia pela disposição e criação de condições necessárias para o meu aprendizado.

Aos meus grandes companheiros e colegas do Curso de Geologia Aplicada e Cartografia & Pesquisa Geológica do ano 2018, os quais quero sempre a dr.^a Aldevina dos Anjos, dr. Jardel Péu, dr. Lázaro Mavaievie, Manuel Carmona, dr. Milton Milambo, João Sozinho, dr. Cardoso Bande, dr. Olímpio de Deus e aos mazas Alcídio Lopes, dr.^a Milene Nobre, dr.^a Glaydes Fumo, Wilva de Sousa, Lenilde Mabjaia, dr. Jesse Ocuane, Almeida Nhavoto e Dadá Oficial, o meu muitíssimo obrigado pelas memórias e experiências de vida partilhadas.

**Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos
na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze**

DEDICATÓRIA

Dedico este projecto científico com profundo carinho à minha família, expressando minha eterna gratidão aos meus pais, Adelino Langa e Zélia Sambo, e aos meus irmãos, Cedric Valter e Gisela Eunice. A sua presença constante e apoio inabalável foram fundamentais para superar desafios e alcançar este marco acadêmico. Este trabalho é dedicado a eles, que são a luz que ilumina o caminho da minha jornada.

DECLARAÇÃO DE HONRA

Eu, **Calisto Adelino José Langa**, declaro por minha honra que o presente Projecto Científico é da minha autoria, não foi submetido ou apresentado em nenhuma outra instituição para a obtenção de qualquer grau académico e é resultado da minha pesquisa e das orientações dos Supervisores, sendo que todas as bibliografias consultadas se encontram devidamente citadas e referenciadas na Bibliografia.

O Candidato

(Calisto Langa)

RESUMO

O presente trabalho centrou-se na caracterização petrofísica dos reservatórios encontrados ao longo do furo Savane-1, localizado a norte do *Mozambique Coastal Plain* (MCP), executado pela empresa Norueguesa DNO em 2004, considerado tecnicamente seco. Os alvos primários e secundários eram estruturas geológicas de idade Cretácico Superior, concretamente na Formação de Grudja Inferior, depositada no intervalo que varia de Campaniano – Maastrichtiano (G9 a G12). O objectivo principal deste projecto científico é identificar potenciais reservatórios de hidrocarbonetos. Utilizando diagrfias eléctricas convencionais do furo Savane-1. O estudo envolveu a análise detalhada de litologia, análise dos fluídos existentes no reservatório, e a determinação de parâmetros petrofísicos como volume de argila, porosidade, permeabilidade, saturação de fluídos e espessura de areia (*net sand*). Foram utilizadas diagrfias disponíveis, incluindo Raios Gama (GR), Potencial Espontâneo (SP), Caliper (CAL), Resistividade (HLLS, HLLD), Neutrão (NPHI), Densidade (RHOB) e Sônico (DT). Para a análise destes dados, foi utilizada a plataforma *Techlog* versão 2015.3 e, para mapeamento sismo-estratigráfico, o *Petrel* 2017. Este estudo identificou três (3) potenciais reservatórios nas idades Maastrichtiano (Zona 1) e Santoniano – Turoniano (Zonas 2 e 3), compostos principalmente por arenito, com argila intercalada em algumas camadas que foram analisadas detalhadamente. De um modo geral os três reservatórios identificados, a porosidade efectiva, na zona 1 apresenta valor médio de 34.2% e 31% nas zonas 2 e 3 respectivamente sugerindo uma capacidade diferenciada de acumulação de hidrocarbonetos, a resistividade as três zonas apresentam valores relativamente baixos, variando de (0 a 3,5 ohm) sinalizando um fraco potencial em acumular hidrocarbonetos. No entanto, a Zona 3 mostrou evidencias de manifestações de hidrocarbonetos na Formação das Argilas do Domo Superior, distinta pelas suas propriedades economicamente interessantes. Os tipos de fluídos definidos nos reservatórios, baseadas nas assinaturas dos perfís de neutrões-densidade e resistividade, indicam a presença de dois fluídos no reservatório: água e gás. A alta saturação de água, que atinge cerca de 80%, indica que a proporção de espaços vazios ocupados por água é alta, resultando numa baixa saturação de hidrocarbonetos. Os resultados mostram que o potencial de hidrocarbonetos no furo Savane-1 é baixo devido às pequenas espessuras dos reservatórios nas Zonas 2 e 3 (2.713 e 5.471 metros respectivamente), e à baixa saturação de hidrocarbonetos.

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

Palavras-chaves: Petrofísica, hidrocarbonetos, reservatórios, Planície Costeira de Moçambique, Bloco de Inhaminga.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Mapa demonstrando a base de dados (linhas sísmicas e de furos) usados para o presente trabalho	7
Figura 2: Fluxograma exibindo o processo de elaboração do presente trabalho	8
Figura 3: Ilustração da metodologia usada para a identificação de reservatórios. Fonte: Adaptado de Andersen 2011, extraído (Gooneratne et al., 2019).....	10
Figura 4: Mapa de localização da área de estudo, com a ilustração de divisões distritais e administrativas, vilas, cidades e vias de acesso.....	15
Figura 5: Manchas laranjas indicam a constituição das diversas bacias sedimentares durante a fragmentação do Gondwana Oeste, resultando na formação dos blocos da Índia e da Antártica adaptado de Reeves et al., 2016.....	17
Figura 6: (A) Modelo Digital de Elevação (DEM) Hipo-Gráfico representando o Sistema do Rift do Leste Africano, onde são evidenciados os braços existentes e as linhas pretas representam falhas geológicas. (Chorowicz, 2005). (B) Mapa estrutural da Planície Costeira de Moçambique, evidenciando as principais feições tectónicas e geológicas, incluindo falhas e zonas de fractura (adaptado de ECL, 2000).....	19
Figura 7: Estratigrafia generalizada da Bacia de Moçambique (Fonte: ECL, 2000).	22
Figura 8: Mapa geológico da área de estudo, elaborado pelo autor (2024).	23
Figura 9: Coluna tectono-estratigráfica do bloco de Inhaminga segundo (Pfaffhuber et al., 2009).	25
Figura 10: Exemplifica de uma Ferramenta de Registo (à esquerda). A operação de registo por cabo mostrando o camião de registo, o cabo de registo suspenso na sonda, em seguida, baixado no furo com as ferramentas de registo na extremidade do cabo (ao centro) extraído do cap.16 Mondol in (Bjørlykke, 2015). Exemplo de um ecrã de registo de raios gama gravado (à direita), elaborado pelo autor 2023.	27
Figura 11: Representação da zona invadida (Flushed zone – Rxo) zona intermédia (Ri) e zona não invadida ou virgem (Uninvaded zone – Rt), fonte: Asquith & Krygowski (2004).	31

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

Figura 12: Apresentam-se as respectivas litologias associadas às diagrfias utilizadas no presente estudo. Adaptado de Baker Atlas, 2002.	33
Figura 13: Secção das Diagrafias do furo Savane-1 que foram usados no estudo em análise. O track 1 exhibe a profundidade do furo, o track 2 exhibe a diagrafia de raios gama, o track 3 exhibe o caliper, o track 4 mostra o exhibe as diagrafias de densidade e neutrão, igualmente no track 5 mostra as diagrafias de resistividade da zona invadida pelo fluido de perfuração (esverdeado) e resistividade da zona não invadida (laranja) e o track 6 o potencial espontâneo.	34
Figura 14: Secção dos perfís estimados no furo Savane-1, onde ilustram o volume de argila (Vsh), porosidades efectiva (PHIE) e total (PHIT) e também saturação de água (Sw).....	38
Figura 15: Mostra as etapas de geração de sismograma sintético extraído de (Cox et al., 2020).....	39
Figura 16: Representação esquemática mostrando a definição de NGT, NT, e NP (Fonte: Schön, 2015).....	40
Figura 17: Coluna estratigráfica do Furo Savane-1 (Fonte: Adaptado do INP).....	42
Figura 18: Janela mostrando o processo de Geração do Sismograma Sintético para o furo Savane-1.	43
Figura 19: Janela exibindo o processo de geração de Sismograma Sintético e o perfil Raios Gama para o furo Savane-1.....	44
Figura 20: Reservatório da Zona 1 exibindo com as diagrafias de GR (coluna 1), Volume de argila (coluna 2), Combinação de NPHI-RHOB (coluna 3), Caliper e DT (coluna 4), HLLS e HLLD (coluna 5), Porosidades total e efectiva (coluna 6), SP (coluna 7) e Saturação de água (Fonte: Elaboração do autor no Techlog64 2015.3).	47
Figura 21: Reservatório da Zona 2 exibindo com as diagrafias de GR (coluna 1), Volume de argila (coluna 2), Combinação de NPHI-RHOB (coluna 3), Caliper e DT (coluna 4), HLLS e HLLD (coluna 5), Porosidades total e efectiva (coluna 6), SP (coluna 7) e Saturação de água (Fonte: Elaboração do autor no Techlog64 2015.3).	48
Figura 22: Reservatório da Zona 3 exibindo com as diagrafias de GR (coluna 1), Volume de argila (coluna 2), Combinação de NPHI-RHOB (coluna 3), Caliper e DT (coluna 4), HLLS e HLLD (coluna 5), Porosidades total e efectiva (coluna 6), SP (coluna 7) e Saturação de água (Fonte: Elaboração do autor no Techlog64 2015.3).	48

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Valores de cut-off usados para obter o intervalo de net -reservoir e net-pay	12
Tabela 2: Parâmetros sísmicos e interpretação geológica. Extraído de Roque, 2007 (Dados compilados de Mitchum et al.,1977b; Sangree e Widmier, 1977; Mignot, 1984; Hardage, 1987; Catafau, 1987; Lobo, 1995);.....	13
Tabela 3: Relaciona os diferentes materiais e a sua respectiva resistividade, adaptado de Well logging Methods (Szabó, s.d.).....	31
Tabela 4: Tabela Padrão de Porosidade e Permeabilidade, adaptado de Fundamentals of Petroleum Geology 1997.....	36
Tabela 5: Zonas de interesse identificadas no furo Savane-1, juntamente com as respectivas espessuras.	45
Tabela 6: Ilustração dos Topos Estratigráficos de Formações geológicas.....	45
Tabela 7: Representação das diferentes velocidades de som e as respectivos significados, Adaptado de Glover (2002).	49
Tabela 8: Relações das três zonas com suas características e propriedades petrofísicas	50
Tabela 9: Resumo dos parâmetros petrofísicas calculados (Net Reservoir, Net Pay, N/G Reservoir, Vsh, PHIE e Sw).	51

LISTA DE ANEXOS

Anexos 1. Tabela mostrando nomenclatura, orientação e comprimento das secções sísmicas. ...	ii
Anexos 1.1. Tabela Resumo dos furos do Bloco de Inhaminga.....	iii
Anexos 1.2. Relação das diagrfias e os furos da parte onshore da zona do Zambeze.....	iii
Anexos 2. Representação dos diferentes padrões das reflexões sísmicas adaptado (segundo Al-Masgari, 2021).....	iv
Anexos 2.1. Representação dos horizontes sismoestratigráficos com base no furo savane-1 na linha sísmica AT-106_Stack_1971.....	v
Anexos 2.2. ZONA 1.....	vi
Anexos 2.3. ZONA 2.....	vii

**Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos
na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze**

Anexos 2.4. ZONA 3..... viii
Anexos 3. Ilustração do Furo Savane-1 em toda sua extensão e as zonas identificada xi

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1: Índice de Raios Gama29
Equação 2: Equação de Larionov (1969) para o cálculo de argilas de rochas antigas do Terciário ou mais jovens não consolidadas.....29
Equação 3: Equação de Larionov (1969) para o cálculo de argilas de rochas do Mesozóico,...30
Equação 4: Equação de Clavier (1984) et al, para cálculo de volume de argilas.....30
Equação 5: Equação de Stieber (1970) para o cálculo do volume de argilas.....30
Equação 6: Cálculo da porosidade efectiva.....35
Equação 7: Método de Archie (1942) para avaliar a saturação de água numa formação de reservatório37
Equação 8: Equação de Simandoux (1963), para avaliar a saturação de água numa formação de reservatório).....37

LISTA DE ABREVIATURAS

°C - Graus Celsius

2D - Bidimensional

AI - Impedância acústica

API - American Petroleum Institute

DEM - Digital Elevation Model

DHI - Direct Hydrocarbon Indicator

DNO - Det Norske Oljeselskap

EARS - East African Rift System

ECL - Exploration Consultant Limited

EN1 - Estrada Nacional 1

GR - Gamma Ray

GTK - Geologian Tut Kimuskeskus

Km - Quilómetros

LAS - LaSer

Ma - Milhões de anos

MCP - Mozambique Coastal Plain

mD - mili Darcy

R_a - Resistividade aparente

PC - Projecto Científico

SWT - Seismic Well-Tie

TWT - Two Way Time

Índice

AGRADECIMENTOS	i
DEDICATÓRIA.....	ii
DECLARAÇÃO DE HONRA	iii
RESUMO	iv
LISTA DE FIGURAS	v
LISTA DE TABELAS	vii
LISTA DE ABREVIATURAS.....	ix
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.2. Relevância do projecto e Justificativa	3
1.3. Objectivos	5
1.3.1. Objectivo Geral.....	5
1.3.2. Objectivos Específicos.....	5
2. MATERIAIS E MÉTODOS.....	6
2.1. Base de Dados Utilizada	6
2.2. Materiais Usados.....	7
2.3. Metodologia de Trabalho.....	8
2.4. Revisão Bibliográfica	8
2.5. Análise de diagrfias.....	9
2.5.2. Identificação de Litologias e Zonas de Interesse	9
2.5.3. Identificação de Fluídos.....	11
2.6. Cálculo de Parâmetros Petrofísicos	11
2.7. Relação entre Impedância Acústica e Reflexões Sísmicas.....	12
2.8. Critérios para Identificação de Fácies Sísmicas	13

**Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos
na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze**

2.9. Produção do relatório final do trabalho	14
3. GENERALIDADES DA ÁREA DE ESTUDO	15
3.1. Enquadramento Geográfico e Geológico da Área de Estudo	15
3.1.1. Localização Geográfica	15
3.4. Enquadramento Geológico	16
3.2.1. Geotectónica regional	18
3.3. Estrutura Geológica da Parte Norte da Planície Costeira de Moçambique	20
3.4. Estratigrafia da Bacia de Moçambique	21
3.4.1. Geologia e estratigrafia da área de estudo	22
3.4.2. Estratigrafia da área em estudo.....	24
4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	27
4.1. Diagrafias de furo	27
4.2.1 Tipos de diagrafias.....	28
4.2.2 Diagrafia de Caliper (CALI) ou Diâmetro de furo	28
4.2.3. Diagrafia de Raios Gama (GR).....	28
4.2.3.1. Cálculo do Volume de Argila (V_{sh})	28
4.2.4 Diagrafia de Potencial Espontâneo (SP).....	30
4.2.5 Diagrafia de Densidade Global (<i>Bulk Density - RHOB</i>).....	30
4.2.6 Diagrafia de Resistividade	31
4.2.7 Diagrafia de Neutrão (NHPI).....	32
4.3. Caracterização de reservatórios	34
4.3.1. Porosidade.....	35
4.3.2. Permeabilidade.....	35
4.3.3. Saturação.....	36

**Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos
na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze**

4.4. Amarração dos dados de furo com sísmica	38
4.5. Net to Gross e Net Pay	40
5. APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	41
5.1. Informações gerais sobre o Furo Savane-1	41
5.2. Integração do furo com a sísmica (Seismic well-tie).....	42
5.2.1. Mapeamento de Horizontes	45
5.3. Interpretação das Diagrafias	46
5.3.1. Identificação das Litologias de Interesse	47
5.5. Determinação do Net-Reservoir e Net-Pay	51
5.4. Discussão de Resultados	52
6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	56
6.1. CONCLUSÕES	56
6.2. RECOMENDAÇÕES	57
7. REFÊRENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	58
ANEXOS	i

1. INTRODUÇÃO

A caracterização de reservatórios de petróleo pode ser descrita como um processo que inclui o estudo, a integração, a análise e a compreensão de todos os dados e informações disponíveis sobre o furo (Lombard e Akinlua, 2009). A análise petrofísica de perfís de diagrfias é uma ferramenta essencial para a caracterização de rochas de reservatório e crucial para a produtividade dos furos em reservatórios contendo hidrocarbonetos. As propriedades petrofísicas tais como, porosidade, saturação de água e permeabilidade, são parâmetros críticos no processo de avaliação de formação (Pinheiro, 2014). Sendo utilizados para determinação das características das formações subsuperficiais.

A avaliação de reservatórios evoluiu para uma abordagem integrada, essencial na geologia de petróleos para resolver problemas de pesquisa e produção (Ketzer, 2002). A integração de dados sísmicos e de perfís de diagrfias, denominada de sismograma sintético, permite verificar e calibrar propriedades do reservatório, convertendo medições de profundidade para o domínio do tempo ou vice-versa (Samuels, 2013).

No contexto de Moçambique, a Planície Costeira tem demonstrado um elevado potencial para a exploração de hidrocarbonetos, sendo o Bloco de Inhaminga uma área estratégica. No entanto, enquanto regiões como Búzi e o Delta do Zambezi avançaram significativamente, o Bloco de Inhaminga permanece relativamente subexplorado. A aplicação de técnicas avançadas de caracterização petrofísica, como as previstas para o presente estudo do furo Savane-1, desempenha um papel fundamental na compreensão das formações geológicas na sub-superfície e das suas propriedades. A análise destas formações visa identificar potenciais reservatórios de hidrocarbonetos, com o objectivo de aprimorar as previsões relativas à presença e viabilidade de acumulações comerciais, promovendo o desenvolvimento estratégico da indústria de petróleo e gás em Moçambique.

Para alcançar este desiderato, será realizada uma caracterização petrofísica detalhada dos reservatórios penetrados pelo furo Savane-1. Este processo integrará a análise de perfís de diagrfias com dados sísmicos, incluindo a geração de sismogramas sintéticos. O estudo utilizará ferramentas tecnológicas, tanto convencionais como avançadas, de modo a fornecer uma avaliação

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

precisa dos reservatórios, com vista a uma melhor compreensão das formações geológicas e ao aprimoramento das estratégias de pesquisa de hidrocarbonetos.

1.1. Apresentação do Problema

O Bloco de Inhaminga, situado na Bacia do Baixo Zambeze, representa uma área *onshore* com significativo potencial para acumulação de hidrocarbonetos. Contudo, trata-se de uma região ainda pouco explorada e limitada por dados geológicos e petrofísicas detalhados, dificultando a avaliação precisa das formações e a identificação de armadilhas estruturais e estratigráficas. As principais lacunas incluem a ausência de análise petrofísicas aprofundadas e ausência de dados furos existentes (Chite-1, Sangussi-1 e Inhaminga High-1).

Neste cenário, o furo Savane-1, perfurado no Bloco de Inhaminga, apresenta-se como uma fonte crucial de dados que pode suprir essas limitações. Este estudo visa caracterizar as formações geológicas atravessadas pelo furo, determinar parâmetros petrofísicos como porosidade, permeabilidade e saturação de hidrocarbonetos, e correlacionar os resultados com os dados sísmicos existentes. A caracterização precisa dessas formações é essencial para identificar zonas reservatórias, permitindo avaliar o real potencial de acumulação de hidrocarbonetos na região.

Nesse caso, há uma necessidade de realizar um estudo detalhado dos reservatórios penetrados pelo furo Savane-1, no Bloco de Inhaminga. No entanto, este estudo é essencial para melhorar a compreensão geológica da região, permitindo assim um planeamento mais eficaz das actividades de pesquisa e suportando decisões de investimento mais informadas, minimizando riscos e maximizando o retorno sobre o investimento na pesquisa de hidrocarbonetos. Neste âmbito surgiram as seguintes perguntas de pesquisa:

Quais são as propriedades das rochas reservatórios existentes no furo Savane-1?

Qual a formação geológica no furo Savane-1 que apresenta propriedades petrofísicas para ser considerado reservatório?

1.2. Relevância do projecto e Justificativa

O presente trabalho visa aprofundar o entendimento do sistema petrolífero do *Mozambique Coastal Plain* (MCP), através da caracterização petrofísica dos reservatórios atravessados pelo furo Savane-1, localizado no bloco de Inhaminga. A pesquisa combina uma revisão bibliográfica detalhada à análise de dados geológicos e geofísicos (G&G), que inclui sísmica bi-dimensional (2D) e dados de furos (diagrafias), com o objectivo de criar uma base sólida de conhecimento sobre as formações reservatório na região. Este estudo fornecerá informações geológicas e petrofísicas essenciais que servirão como referência para futuras investigações e iniciativas de pesquisa de hidrocarbonetos do MCP.

A identificação e caracterização dos reservatórios de hidrocarbonetos são cruciais para avaliar o potencial de exploração e produção da área. Parâmetros como porosidade, permeabilidade, saturação de fluídos e espessura das formações, são fundamentais para determinar a qualidade e capacidade de armazenamento dos reservatórios, bem como para prever o comportamento dos fluídos durante a produção em caso de descoberta. Além disso, os dados sísmicos e os registos de furos desempenham um papel importante na cartografia da extensão dos reservatórios e na identificação de zonas de interesse económico.

A caracterização detalhada dos reservatórios é essencial para otimizar o desenvolvimento do campo, maximizar o retorno sobre o investimento e reduzir custos desnecessários em formações de menor relevância, permitindo decisões mais fundamentadas e uma análise de riscos mais precisa em projetos de exploração. Este estudo também visa contribuir para a melhoria das actividades de prospeção e produção, com o intuito de reduzir custos operacionais e aumentar a eficiência em caso de descobertas.

Embora áreas vizinhas como Búzi e o Delta do Zambezi já tenham feito progressos significativos, o conhecimento geológico da Planície Costeira de Moçambique, especialmente no Bloco de Inhaminga, ainda é limitado. Esta região é considerada promissora para descobertas de hidrocarbonetos, mas enfrenta desafios maiores pelo facto de apresentar rochas selantes e *overbuden*.

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

Segundo Chiulele (2014) identificou as formações de Cheringoma e os Arenitos de Domo como potenciais reservatórios na Bacia de Moçambique. No entanto, o entendimento detalhado da petrofísica dessas formações no Bloco de Inhaminga ainda está numa fase inicial. Este trabalho pretende aprofundar a caracterização petrofísica dessas formações, com especial foco no Bloco de Inhaminga, para otimizar a pesquisa de hidrocarbonetos na região. A continuidade deste estudo é fundamental para suprir as lacunas de conhecimento existentes e melhorar as condições para futuras descobertas, contribuindo para o desenvolvimento da indústria de hidrocarbonetos em Moçambique.

Assim, este trabalho científico oferece uma oportunidade para fornecer informações valiosas sobre as propriedades petrofísicas dos reservatórios no Bloco de Inhaminga, com o objectivo primordial em subsidiar os moçambicanos de uma referencia fiável e também apoiar a empresa DNO e outros projectos futuros, promovendo uma exploração mais eficaz e informada da região.

1.3. Objectivos

1.3.1. Objectivo Geral

- Caracterização petrofísica dos reservatórios atravessados pelo furo Savane-1;

1.3.2. Objectivos Específicos

- Interpretar os dados petrofísicos baseado em diagrfias: Raios Gama (GR), Resistividade profunda (HLLD), Resistividade superficial (HLLS), *Caliper* (CALI), Neutrão (NPHI), Densidade (RHOB), Potencial espontâneo (SP), e Sônico (DT);
- Identificar litologias e delimitar os potenciais reservatórios no furo Savane-1;
- Caracterizar os principais potenciais reservatórios;
- Identificar os fluidos nos reservatórios (zonas de hidrocarbonetos e zonas de água) e
- Determinar os parâmetros petrofísicos das potenciais zonas de interesse (Porosidade, Permeabilidade, Saturação de fluídos, *Net Reservoir* e *Net Pay*) dos reservatórios identificados ao longo do furo Savane-1.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

2.1. Base de Dados Utilizada

Os dados sísmicos e de furos interpretados neste trabalho foram disponibilizados pelo Instituto Nacional de Petróleo (INP), que é a entidade reguladora das actividades de pesquisa e produção de Hidrocarbonetos em Moçambique. O conjunto de dados inclui 25 linhas sísmicas migradas adquiridas na Planície Costeira de Moçambique, precisamente na circunscrição do Bloco de Inhaminga. A lista das 25 linhas sísmicas encontra-se disponível na tabela (Anexos 1).

A fase de selecção de dados, centrou-se exclusivamente na análise das diagrfias do furo Savane-1, perfurado na área de estudo, juntamente com as respectivas descrições litológicas e os topos das formações geológicas definido pelo operador DNO/ASA. A escolha do furo Savane-1 como o objecto principal desta pesquisa baseou-se em critérios como a qualidade e a quantidade de informação providenciada, que permite uma análise detalhada e potencialmente conclusiva. Portanto, o furo Savane-1, apresenta os melhores requisitos para merecer um estudo pormenorizado, oferecendo dados que podem proporcionar conclusões mais precisas e concretas. O resumo dos critérios de segregação está apresentado na tabela (Anexos 1).

Para uma melhor compreensão da base de dados utilizada e da sua importância para o estudo, a Figura 1 ilustra de forma detalhada a distribuição e a composição dos dados analisados.

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

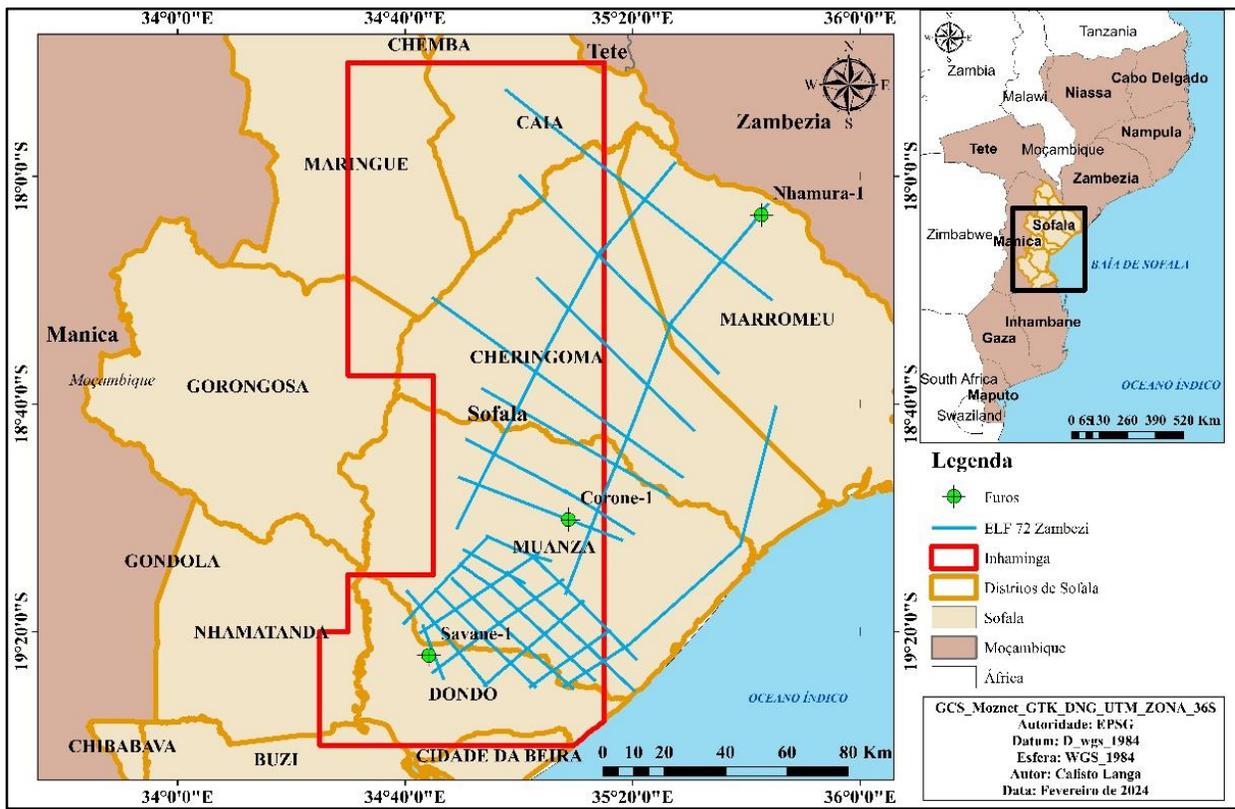


Figura 1: Mapa demonstrando a base de dados (linhas sísmicas e de furos) usados para o presente trabalho.

2.2. Materiais Usados

Para a elaboração do presente trabalho, foram usados os seguintes *softwares*:

- **Petrel Platform 2017:** utilizado para a análise e interpretação de dados geológicos e geofísicos, incluindo dados sísmicos e de furos realizada no laboratório de petróleo do Departamento de Geologia.
- **ArGis 10.6:** empregado para a elaboração dos mapas de localização e geológicos da área de estudo.
- **Techlog 2015.3:** utilizado para a visualização e interpretação das diagrfias de furo laboratório de petróleo do departamento de Geologia, com licenças autorizadas.

2.3. Metodologia de Trabalho

O estudo seguiu um método estruturado que incluiu revisão de literatura relevante, recolha de dados, avaliação de qualidade, pré-processamento, determinação de parâmetros petrofísicos e interpretação, determinação de tendências, discussão e elaboração de conclusões. O desenvolvimento deste trabalho seguiu uma abordagem sistemática, descrita segundo a Figura 2 a seguir:

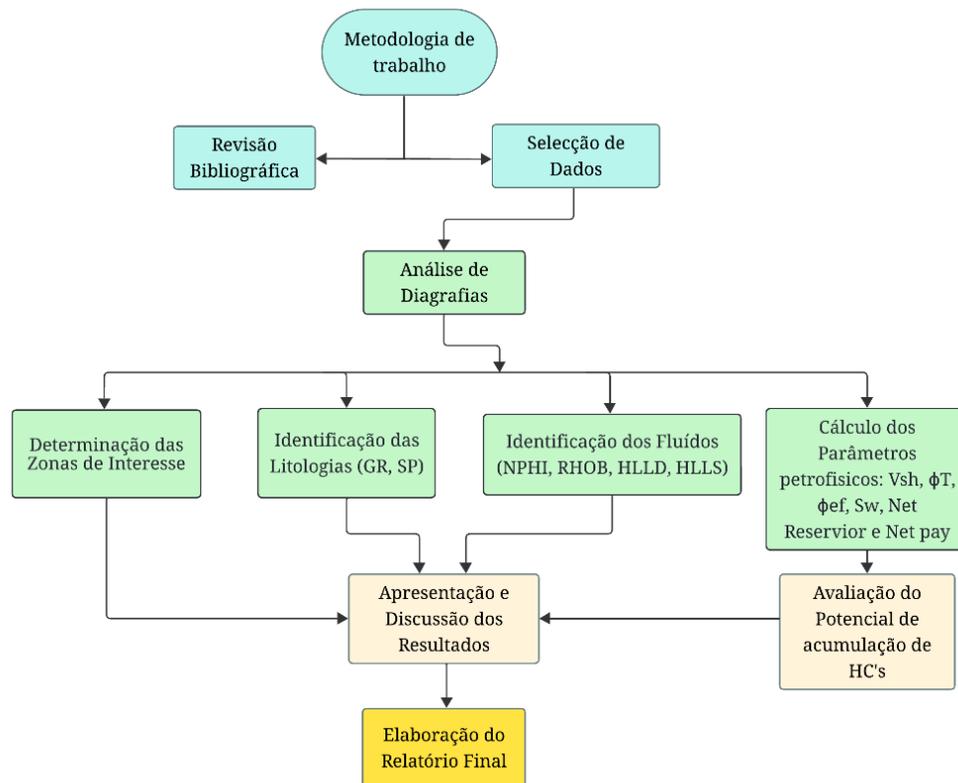


Figura 2: Fluxograma exibindo o processo de elaboração do presente trabalho.

2.4. Revisão Bibliográfica

A pesquisa bibliográfica abrangeu uma ampla variedade de fontes, incluindo livros, artigos científicos, dissertações, teses, projectos científicos e relatórios de pesquisa (como ECL 2000). Essa revisão concentrou-se *no Mozambique Coastal Plain*, especialmente na região do Baixo Zambeze. As consultas foram realizadas nas bibliotecas do Departamento de Geologia da

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

Universidade Eduardo Mondlane (UEM) e no Instituto Nacional de Petróleo (INP). Igualmente, páginas na internet relevantes foram exploradas.

2.5. Análise de diagrfias

2.5.2. Identificação de Litologias e Zonas de Interesse

A caracterização litológica foi conduzida em duas etapas: inicialmente, o Índice de Radioatividade (IGR) foi calculado a partir do perfil de Raios Gama (GR), fornecendo uma classificação preliminar das litologias. Posteriormente, o Volume de Argila (V_{shale}) foi estimado utilizando a equação de Equação de Larionov (1969), com o cálculo automatizado no software Techlog para eficiência na identificação das zonas argilosas.

Para identificar as zonas de interesse e o potencial de hidrocarbonetos, foram analisadas as diagrfias de Neutrão (NPHI) e Densidade (RHOB) como demonstra a figura 3. A técnica de cruzamento foi aplicada para distinguir entre zonas argilosas e arenosas, e para identificar possíveis reservatórios. Zonas argilosas foram detectadas quando o perfil de neutrão apresentava valores maiores que o de densidade ($\Phi_N > \Phi_D$), ao passo que a relação ($\Phi_N < \Phi_D$) pode indicar zonas arenosas, mas não necessariamente a presença de hidrocarbonetos. Para confirmar hidrocarbonetos, é preciso combinar outros dados e perfís adicionais como de resistividade.

A análise das leituras de Gamma Ray (GR) auxiliou na discriminação das rochas, com valores específicos para diferentes litologias, como areias (15-60 API), carbonatos (10-20 API) e argilas (80-140 API). O cruzamento entre os perfís de neutrão e densidade também foi utilizado para identificar reservatórios de gás, complementado por leituras de resistividade.

É fundamental sublinhar que a radiação detectada pelo GR está directamente relacionada com os valores de API: valores baixos correspondem a baixas concentrações de elementos radioativos, enquanto valores elevados indicam concentrações mais altas.

Além disso, para uma análise mais detalhada, é essencial colocar as diagrfias de Neutrão (NPHI) e de densidade (RHOB) no mesmo *track*, de modo a observar o cruzamento dos dois perfís. Esta técnica de cruzamento permite uma discriminação litológica eficaz:

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

- **Zonas de Argila:** identificadas quando o perfil de neutrão apresenta valores maiores que o perfil de densidade ($\Phi_N > \Phi_D$).
- **Presença de Hidrocarbonetos:** indicada quando os valores do perfil de neutrão são menores que os do perfil de densidade ($\Phi_N < \Phi_D$).

O cruzamento nos registos de neutrão-densidade também pode revelar reservatórios de gás, especialmente quando acompanhado por leituras elevadas de resistividade. A avaliação da porosidade do reservatório pode ser calculada a partir dos registos de neutrões e densidade. O último passo, para uma interpretação rápida, é calcular a saturação de água no *pay zone*.

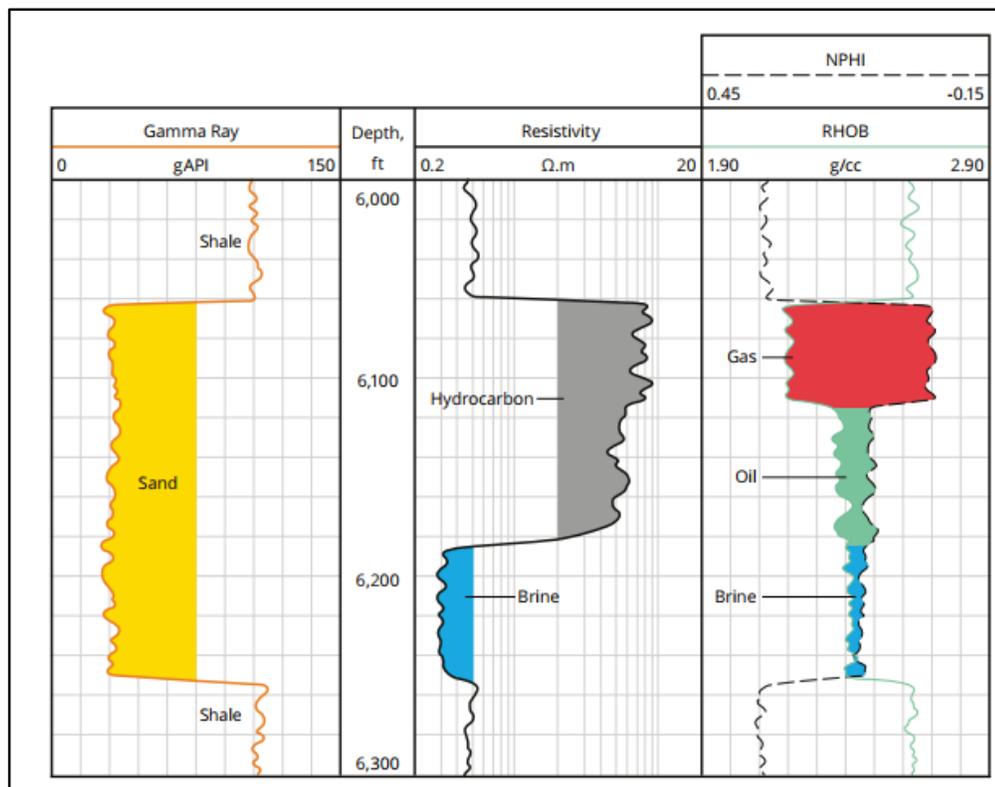


Figura 3: Ilustração da metodologia usada para a identificação de reservatórios. Fonte: Adaptado de Andersen 2011, extraído (Gooneratne et al., 2019).

NOTAS: optou-se pela utilização do furo Savane-1 devido à sua maior representatividade das litologias e das diagrfias em comparação com o furo Corone-1, que apresenta algumas inconsistências e poucos reservatórios.

2.5.3. Identificação de Fluidos

Na avaliação das formações, é crucial identificar os tipos de fluidos presentes, diferenciando entre hidrocarbonetos (gás e petróleo) e água:

- **Análise de Resistividade:** A presença de hidrocarbonetos é indicada por altos valores de resistividade profunda (HLLD). Quando a resistividade superficial (HLLS) é superior à resistividade profunda (HLLD), isto indica a presença de água nas camadas analisadas.

2.6. Cálculo de Parâmetros Petrofísicos

A caracterização petrofísica dos reservatórios do Furo Savane-1 no Bloco de Inhaminga foi realizada através da interpretação de diversos *logs*, utilizando métodos específicos para calcular os principais parâmetros petrofísicos: volume de argila, porosidade total, porosidade efectiva, saturação de água, permeabilidade, e os parâmetros *Net-to-Gross* e *Net Pay*. O volume de argila (Vsh) foi determinado com base no log de Radioatividade Natural (GR), utilizando a equação de Clavier et al. (1971), essencial para a caracterização do reservatório e cálculo subsequente de outros parâmetros.

A porosidade total foi estimada através do método *Neutron-Density*, que combina os *logs* NPHI e RHOB, permitindo uma estimativa precisa da porosidade do reservatório. A porosidade efectiva foi determinada combinando os *logs* de volume de argila (Vsh), NPHI e RHOB, o que possibilita a correção dos efeitos da argila na porosidade total, resultando numa medida mais fiável da porosidade disponível para armazenamento de fluidos.

A saturação de água foi calculada utilizando o método de *Simandoux*, que requer o *log* de resistividade da formação, a porosidade efectiva e o volume de argila, sendo fundamental para avaliar a quantidade de água presente no reservatório. A permeabilidade foi estimada com o método de *Wyllie-Rose*, baseado no *log* de porosidade total, que permite avaliar a capacidade do reservatório de transmitir fluidos.

Os parâmetros *Net-to-Gross* e *Net Pay* foram obtidos através da aplicação de *cut-offs* petrofísicos para porosidade total, volume de argila e saturação de água. Estes parâmetros são cruciais para identificar os intervalos mais favoráveis no reservatório, onde se encontram as melhores condições petrofísicas.

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

Finalmente, o cálculo dos intervalos de *Net Pay* e *Net Reservoir* foi realizado com recurso ao *software* Techlog 2015.3, o qual integra os parâmetros de entrada necessários, como volume de argila, porosidade efectiva e saturação de água, permitindo a identificação das zonas de maior interesse no reservatório.

Tabela 1: Valores de cut-off usados para obter o intervalo de net -reservoir e net-pay

Parâmetros	Intervalos dos Valores Possíveis
Saturação da Água	0% a 80%
Volume de Argilas	0% a 30%
Porosidade Efectiva	10% a 25%

2.7. Relação entre Impedância Acústica e Reflexões Sísmicas

A polaridade normal regista as ondas com coeficientes de reflexão positivos como vales, enquanto a polaridade negativa inverte esta relação, transformando picos em vales e vice-versa. Essa distinção é essencial para garantir a correta interpretação dos dados sísmicos.

A polaridade positiva ocorre quando a impedância acústica da camada superior é menor do que a da camada inferior, resultando num pico visualizado no traço sísmico. Geologicamente, esta polaridade pode indicar a presença de rochas menos densas ou zonas saturadas com hidrocarbonetos, como gás ou petróleo. Por outro lado, a polaridade negativa, associada a camadas mais densas ou saturadas com água, manifesta-se como um vale nos dados sísmicos.

A relação entre a impedância acústica e a polaridade é crítica, uma vez que a amplitude das reflexões sísmicas é proporcional ao contraste de impedância entre camadas. Reflexões fortes indicam grandes contrastes, sugerindo potenciais mudanças significativas na litologia ou a presença de hidrocarbonetos, enquanto reflexões fracas indicam menor contraste. A análise da polaridade permite assim inferir a sequência estratigráfica e distinguir zonas de interesse, como reservatórios produtivos e não produtivos.

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

2.8. Critérios para Identificação de Fácies Sísmicas

A descrição das fácies sísmicas é um passo crucial na interpretação sísmica e na caracterização dos reservatórios. Este processo envolve a análise detalhada dos padrões sísmicos para identificar diferentes unidades geológicas e suas propriedades. Cada fácies exibe um conjunto de reflexões internas características que a distingue das adjacentes (Silva, 2012).

A metodologia adotada neste estudo baseia-se nos critérios estabelecidos por Mitchum et al. (1977b) e outros autores, que definem as fácies sísmicas com base em atributos como amplitude, continuidade, frequência, configuração e assinatura dos reflectores sísmicos. A tabela abaixo aprofunda e detalha mais sobre estes parâmetros e que podem ser aprofundados no Anexos 2.

Tabela 2: Parâmetros sísmicos e interpretação geológica. Extraído de Roque, 2007 (Dados compilados de Mitchum et al., 1977b; Sangree e Widmier, 1977; Mignot, 1984; Hardage, 1987; Catafau, 1987; Lobo, 1995);

Parâmetros Sísmicos	Conceito	Interpretação Geológica
Continuidade das Reflexões	Corresponde à justaposição lateral de reflexões sucessivas num mesmo horizonte, relacionada com a continuidade física deste.	Indica a continuidade da estratificação e extensão de um ambiente de deposição. A elevada continuidade sugere condições de sedimentação estáveis e ausência de perturbações no regime energético, enquanto a baixa continuidade sugere um ambiente sujeito a variações de energia deposicional.
Amplitude das Reflexões	Refere-se à amplitude máxima da onda refletida, dependendo do coeficiente de reflexão e da impedância acústica. Está relacionada com o espaçamento dos estratos e o conteúdo em fluídos.	O forte contraste de impedância entre dois meios resulta em grande amplitude, indicando mudanças na natureza das formações e altos níveis de deposição. A magnitude e continuidade da amplitude podem deduzir a litologia e variações de energia no meio. Fortes amplitudes sugerem depósitos de alta energia, enquanto fracas amplitudes indicam ambientes de baixa energia.
Frequência das Reflexões	Intervalo de tempo entre reflexões sucessivas.	Está relacionada com as características sedimentares, como o conteúdo em fluídos e o espaçamento dos estratos. Altas frequências indicam zonas de transição, como ambientes deltaicos, enquanto baixas frequências correspondem a ambientes de sedimentação constante, como plataformas carbonáticas.

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

Assinatura das Reflexões	Características particulares exibidas por um horizonte, que incluem forma, continuidade e amplitude das reflexões.	Estas características permitem a identificação e correlação de horizontes específicos em diferentes áreas. A assinatura de um horizonte, quando analisada corretamente, pode fornecer informações sobre a natureza dos sedimentos e a história deposicional da bacia.
---------------------------------	--	---

2.9. Produção do relatório final do trabalho

Nesta fase, procedeu-se à compilação de toda a informação dos precedentes bibliográficos e dos resultados obtidos de diversas análises e cálculo de parâmetros petrofísicos. Este relatório foi produzido ao longo do período de execução desta pesquisa científica, apresentando-a sob a forma de um relatório final de Projecto Científico. Este documento foi elaborado em conformidade com as normas de apresentação de um relatório de conclusão do curso de Licenciatura no Departamento de Geologia da UEM.

3. GENERALIDADES DA ÁREA DE ESTUDO

3.1. Enquadramento Geográfico e Geológico da Área de Estudo

3.1.1. Localização Geográfica

O Bloco de Inhaminga, onde se encontra o furo Savane-1 com as coordenadas 19° 24' 10,30" S e 34° 44' 10,54" E, situa-se na província de Sofala. Com uma extensão de aproximadamente 16.166,41 km², abrange os distritos de Caia, Cheringoma, Dondo, Gorongosa, Maríngue e Muanza. O acesso principal é pela Estrada Nacional (EN1), passando pelo cruzamento de Inchope, seguindo depois na direcção a Cidade da Beira, onde se percorre a Estrada Nacional N6 e em seguida, utiliza-se estrada secundária de número 213/282, conhecida como Matundo-Dondo. Na Figura 4, pode-se observar o mapa que indica a localização da área de estudo.

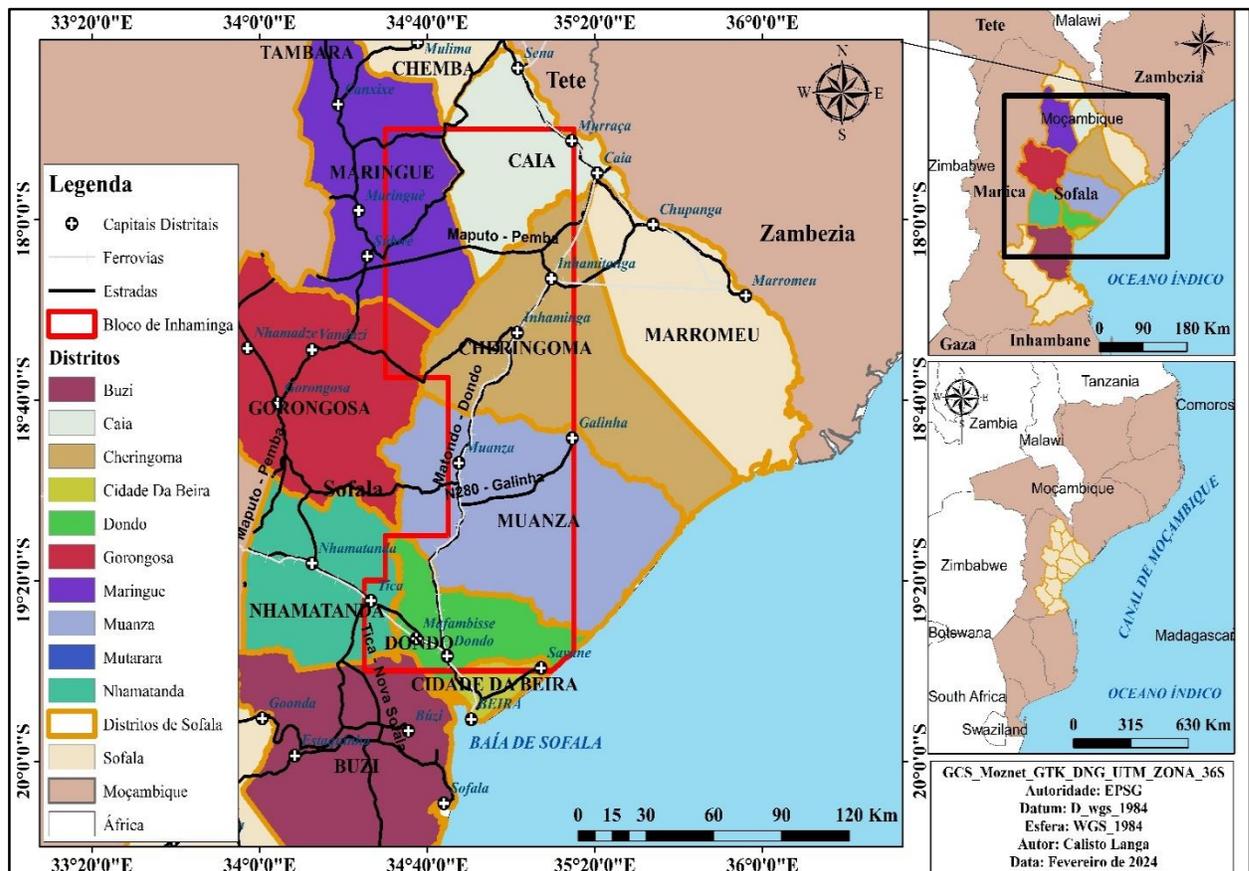


Figura 4: Mapa de localização da área de estudo, com a ilustração de divisões distritais e administrativas, vilas, cidades e vias de acesso.

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

O **distrito de Dondo** situa-se na parte Centro-Este da província de Sofala, faz fronteira a Norte com os Distritos de Muanza e Gorongosa; a Sul com a Cidade da Beira e Distrito do Búzi, Oeste com o Distrito de Nhamatanda e Este com o Oceano Índico (MAE, 2005).

3.3. Clima e hidrografia

O **distrito de Dondo**, segundo a classificação climática de Köppen, é uma transição entre tropical chuvoso e estepe com estação seca no inverno. Destaca-se a precipitação mensal entre Novembro e Abril, com Janeiro sendo o mês mais chuvoso, com média de 265 mm. A temperatura média anual é de 24,7 °C. O Rio Púngué é o principal rio, representando risco de cheias por falta de regulação. Outros rios sazonais incluem o Sangussi e o Savana, com seus afluentes (Madzize, Nharirongué, Getecha e Nhamechinda) (MAE, 2005).

3.4. Enquadramento Geológico

A área de estudo enquadra-se no norte do Planície Costeira de Moçambique, na qual foi formada devido a múltiplos eventos tectónicos que causaram a fragmentação do supercontinente Gondwana e a deriva sul da placa Antártida durante o Jurássico Inferior ao Médio. Uma pluma mantélica foi identificada como a força motriz para esta dispersão inicial, resultando na colocação de grandes quantidades de material magmático no Leste de África e na margem conjugada da Antártida durante o período Toarciano. A evolução do MCP inclui duas fases principais: o rifteamento e a deriva da Antártida em relação à placa Africana, seguido pela rotação do eixo de rifteamento e movimento para sul (José et al., 2024).

Nessa bacia, depositaram-se sedimentos do Jurássico Superior, Cretácico e Cenozóico, presentes tanto em áreas continentais quanto marinhas, com espessura variando de 1100 a 4500 metros (aumentando de Este para Nordeste) e no Delta do Zambezi, atingem até 12 km (Salman & Abdula 1995).

Salman & Abdula (1995) acreditam que o Gondwana passou por duas fases durante a fragmentação e desintegração, designadamente:

- **Estágio Gondwana**, subdividida em **Fase de Rifteamento** [Carbónico Superior (303 Ma) - Jurássico Inferior-Médio (107 Ma)], caracterizada pelo desenvolvimento de riftes,

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

posteriormente preenchidos por sedimentos terrígenos e carbonáticos como ilustra a figura 5, e **Fase Final** [Jurássico Inferior-Médio (157 Ma)], marcada pelo fluxo de lavas basálticas, assinalando o fim do Karoo (Salman & Abdula 1995).

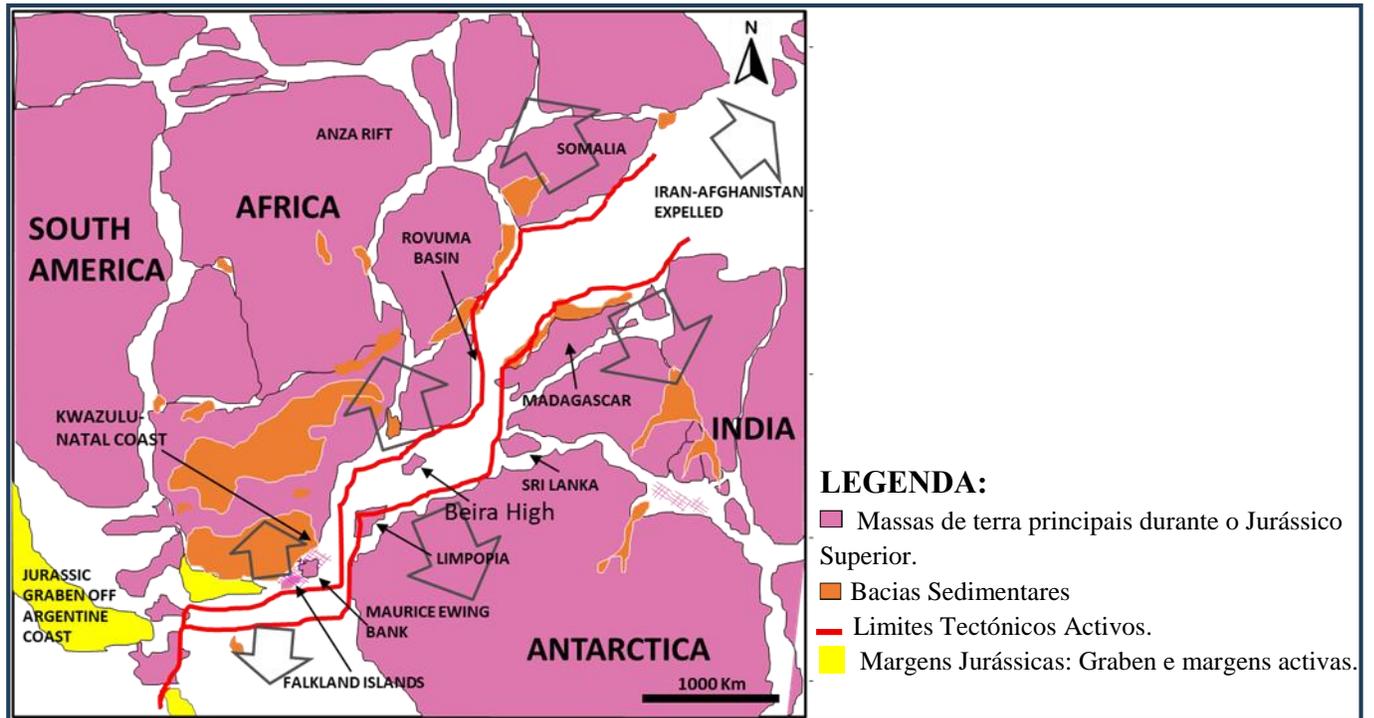


Figura 5: Manchas laranjas indicam a constituição das diversas bacias sedimentares durante a fragmentação do Gondwana Oeste, resultando na formação dos blocos da Índia e da Antártica adaptado de Reeves et al., 2016.

Ainda de acordo com Salman & Abdula (1995), o **Estágio Pós-Gondwana** pode ser dividido em três fases distintas, designadamente:

1ª Fase: Fragmentação de Gondwana [Jurássico Superior (157.6 Ma) - Cretáceo Inferior (118 Ma)], formaram-se os blocos Leste e Oeste, com falhas transformes paralelas ao *Davie Ridge*. Depois, ocorreram transgressões marítimas, depositando as Formações de *Red beds*, Lupata e Maputo, seguidas pela regressão e deposição da Formação de Sena. Durante essas fases, houve também a formação de Basaltos de Movene e Pequenos Libombos.

2ª Fase: Estabilização [Albiano (118 Ma) - Eoceno (35 Ma)], transgressões e regressões marítimas levaram à deposição de diversas formações, incluindo Arenitos de Domo e Argilas de

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

Domo Superior. Após a deposição da Formação de Grudja Inferior, houve uma descida do nível do mar que expôs a formação, causando a sua erosão, seguida pela subida do nível do mar no Paleoceno, que resultou na deposição da Formação de Grudja Superior. Com a contínua transgressão, seguiu-se a deposição da Formação de Cheringoma.

3ª Fase: Neoriftamento (Eoceno - Presente), com um levantamento do Cratão Africano (Oligoceno) seguido por regressão e transgressão marinha, resultando na formação de Complexos Deltaicos de Zambezi e de Limpopo, seguida por uma transgressão que condicionou a deposição entre os complexos deltaicos e as Formações de Inharrime e Temane.

3.2.1. Geotectónica regional

Moçambique encontra-se na extremidade sul do Sistema do Rift Este Africano (Domingues et al., 2016). O Sistema do Rife Este Africano (EARS) um sistema de cristas intracontinentais que divide as placas Núbia e Somali. O EARS, caracterizado por falhas que geram grabens, divide-se em Ramo Oriental e Ramo Ocidental, onde para Moçambique é afectado tanto pelos braços Este (Grabens das Quirimbas e na bacia do Rovuma) e Oeste do Sistema de Rife Este Africano (Chorowicz, 2005) (figura 6 A).

O Ramo Oriental, mais maduro, estende-se do Afar, na Etiópia, à Tanzânia. Separado na zona de cisalhamento Aswa, o Ramo Ocidental estende-se do Lago Alberto (Uganda) ao rifte do Malawi, possivelmente atravessando o Rift Urema em Moçambique. A atividade sísmica é evidente ao longo do Ramo Ocidental, respaldada pelo sismo de magnitude 7 em 2006 e réplicas em Moçambique (Craig et al., 2011). A actividade sísmica está presente ao longo de todo o Ramo Ocidental, desde Uganda até Moçambique (Yang & Chen, 2010).

Moçambique é afectado tanto pelos braços Este (Grabens das Quirimbas e na bacia do Rovuma) e Oeste do Sistema de Rife Este Africano.

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

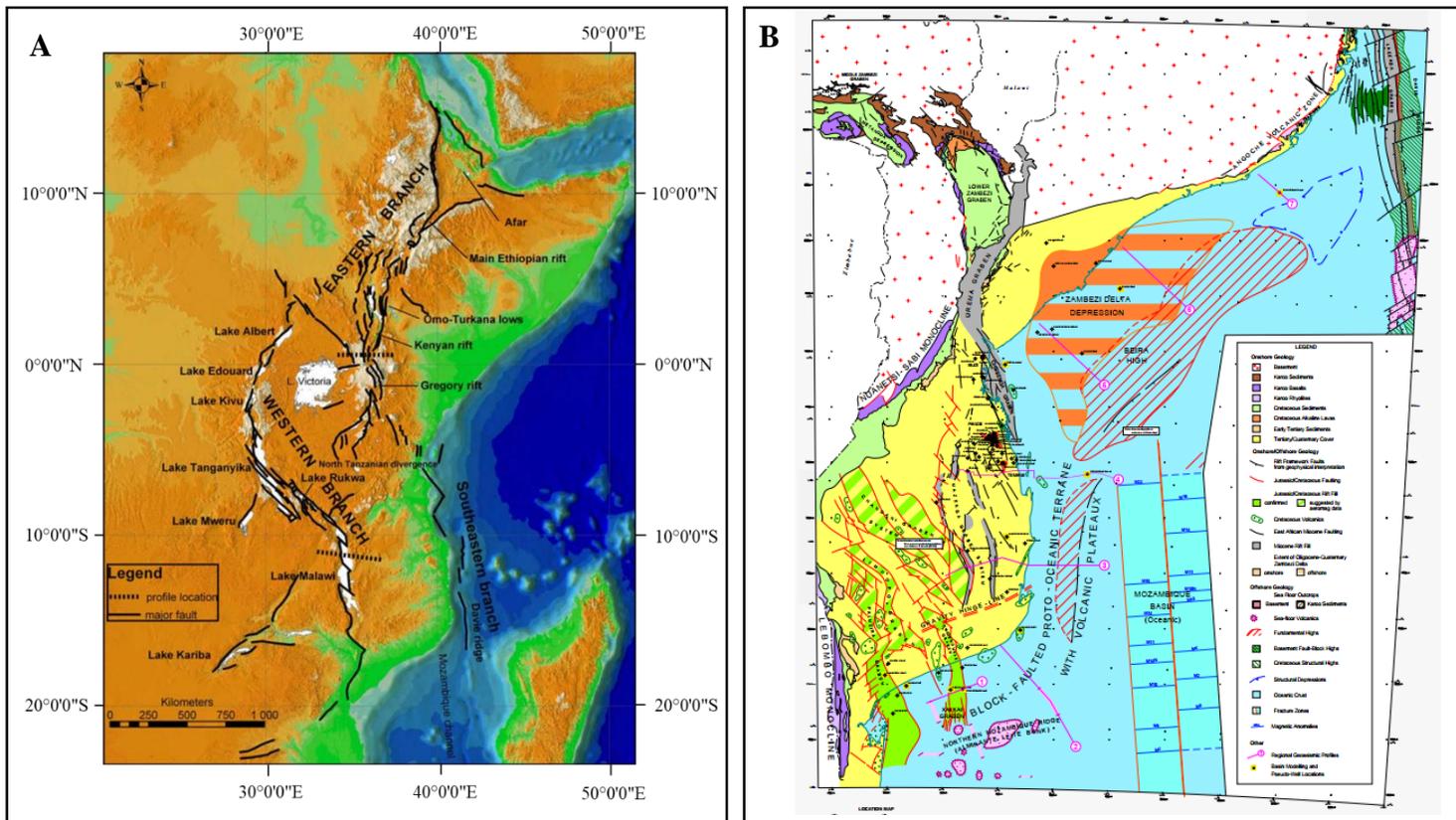


Figura 6: (A) Modelo Digital de Elevação (DEM) Hipsó-gráfico representando o Sistema do Rift do Leste Africano, onde são evidenciados os braços existentes e as linhas pretas representam falhas geológicas. (Chorowicz, 2005). (B) Mapa estrutural da Planície Costeira de Moçambique, evidenciando as principais feições tectônicas e geológicas, incluindo falhas e zonas de fractura (adaptado de ECL, 2000).

Moçambique é delimitado pelo Oceano Índico a leste e pelos cratões de Kaapvaal (2,7–3,6 Ga) e Zimbabwe (2,5–3,0 Ga) a oeste, separados pelo cinturão de Limpopo (2,7 Ga). A região sul e central é ocupada pela Planície Costeira de Moçambique, uma bacia profunda do Cretáceo Superior e Terciário. A Província de Kaapvaal apresenta granitoides, granitos e deformações de rochas ultrabásicas. O cratão do Zimbabwe é composto por rochas cristalinas do embasamento, como *greenstones*, gnaisses, migmatitos e granitos intrusivos tardios, sobrepostos no norte, noroeste e leste por bacias sedimentares do Proterozóico e Fanerozóico (Carruthers et al., 1993).

Na região central e sul de Moçambique, estende-se a Planície Costeira de Moçambique, uma vasta bacia sedimentar. Os sedimentos do MCP repousam sobre um embasamento basáltico formado durante o rifteamento do Mesozóico ou Karoo (Flores 1973) citado (Domingues et al., 2016). A

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

deformação do Cenozóico resultou na formação de grabens, como os de Urema e Mazenga, controlados pelas estruturas tectônicas activas dos sistemas de Inhaminga e Zambeze (Domingues et al., 2016). Sendo, a noroeste, localiza-se o monoclinal de Nuanetsi-Sabi e o Cratão do Zimbabwe, e a oeste, o monoclinal dos Libombos e o Cratão de Kaapvaal. Durante o rifteamento inicial do Mesozóico, erupções deram origem aos basaltos de Karoo, sendo o monoclinal dos Libombos e Nuanetsi-Sabi as mais proeminentes evidenciado figura 6 B. Na Planície Costeira de Moçambique, esses basaltos são encontrados a cerca de 3200 m de profundidade, cobertos por sedimentos do Cretáceo Superior e Terciário.

A região central de Moçambique experimentou deformações ao longo de dois sistemas de falhas desde o Cretácico: o Sistema Tectónico do Zambeze (*Zambeze Tectonic System* - ZTS) e o Sistema Tectónico de Inhaminga (*Inhaminga Tectonic System* - ITS). O ZTS é composto principalmente por falhas no limite Noroeste-Sudeste do baixo Zambeze, enquanto o ITS inclui o graben Norte-Sul de Shire e o graben de Urema, conectando-se ao rifte do Malawi ao norte. Uma estrutura adicional proposta no sul de Moçambique é o graben de Mazenga (Cheamisso, 2018).

3.3. Estrutura Geológica da Parte Norte da Planície Costeira de Moçambique

De acordo com Salman et al., 1990, a geologia da parte norte da Planície Costeira de Moçambique é influenciada pelos movimentos do bloco rochoso, destacando-se os grabens como elementos tectónicos essenciais. Esses grabens, formados em diferentes períodos, incluem, nomeadamente:

- Os grabens formados na época pós-Gondwana (Estágio inicial de rifte): Palmeiras, Xai-Xai/Chidenguele, Changani; Limpopo e Funhalouro/Mazenga.
- Os grabens formados na época pré-Gondwana (Estágio neo-riftogénico): Urema, Chissenga, Nachengue, entre outros.

O Baixo Zambeze, a noroeste da bacia, é composto por sedimentos das formações Lupata e Sena, e estende-se para sudeste, sendo parte do estágio inicial de rifte pós-Gondwana. O graben apresenta orientação sudeste e é interrompido por falhas transversais relacionadas ao Sistema do Rifte do Leste Africano, formando o graben de Urema. Essas falhas, que formam o graben de Urema, estão

relacionadas com o Inhaminga High, que tem uma orientação geral sul-sudoeste (Salman et al., 1990).

As estruturas de neo-rifteamento estão associadas ao Sistema do Rifte do Este Africano, incluindo o graben de Urema, que corta o Graben Inferior do Zambeze, o Inhaminga-high, formado simultaneamente com o Nemo High, e o Planalto de Cheringoma, mergulhando sob depósitos deltaicos. A leste, o planalto mergulha gradualmente abaixo dos depósitos deltaicos Oligo-Mioceno da Depressão Delta do Zambeze (Salman et al., 1990).

O graben de Chissenga, considerado a extensão Sul do Graben de Urema, formou-se no Cretácico Inferior. Essas estruturas evidenciam a complexidade da evolução tectónica na região, contribuindo para a compreensão da geodinâmica local (Salman et al., 1990).

3.4. Estratigrafia da Bacia de Moçambique

De acordo com Salman e Abdula (1995), a sequência sedimentar da Bacia de Moçambique, em termos estratigráficos, é composta por: (i) rochas do Jurássico Superior, que consistem principalmente em depósitos sin-rifte formados por areias vermelhas, distribuídas na parte sul da bacia; (ii) rochas do Cretácico, constituídas por depósitos sedimentares terrígenos de origem continental e marinha; e (iii) rochas do Cenozóico, caracterizadas por depósitos sedimentares predominantemente de origem marinha e deltáica. Estas camadas sedimentares sobrepõem-se a rochas ígneas do Karoo (Figura 7).

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

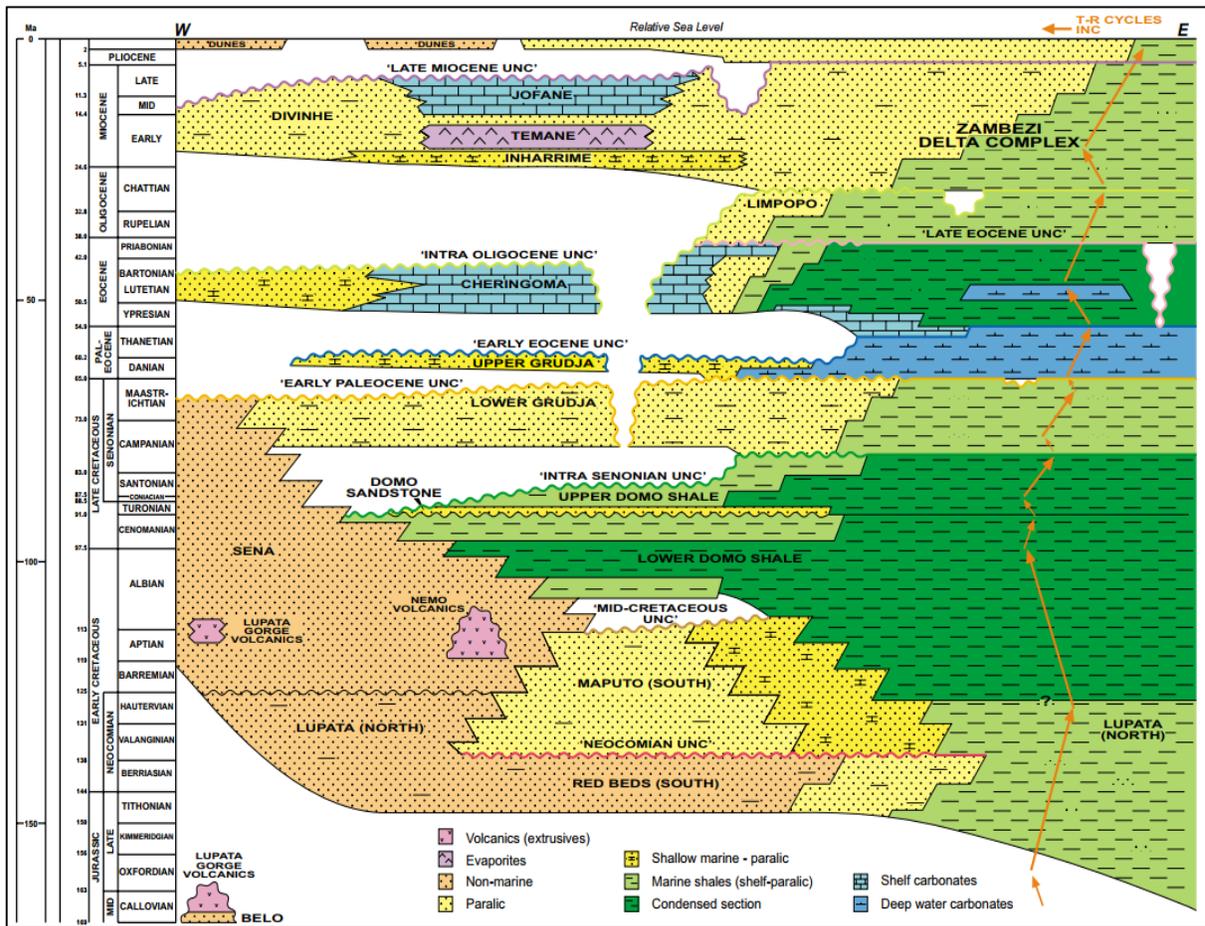


Figura 7: Estratigrafia generalizada da Bacia de Moçambique (Fonte: ECL, 2000).

3.4.1. Geologia e estratigrafia da área de estudo

A área de estudo apresentada na Fig.8 abrange por formações do Fanerozóico, desde o Jurássico até ao Quaternário. Ao examinar o subsolo, nota-se que a litoestratigrafia local apresenta semelhanças com a da Planície Costeira de Moçambique, embora algumas formações sejam identificadas por equivalência. De acordo com Impacto (2012) e GTK (2006), os distritos incluem várias formações geológicas distintas, cada uma com características únicas. A seguir, descrever-se-á brevemente algumas dessas formações;

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

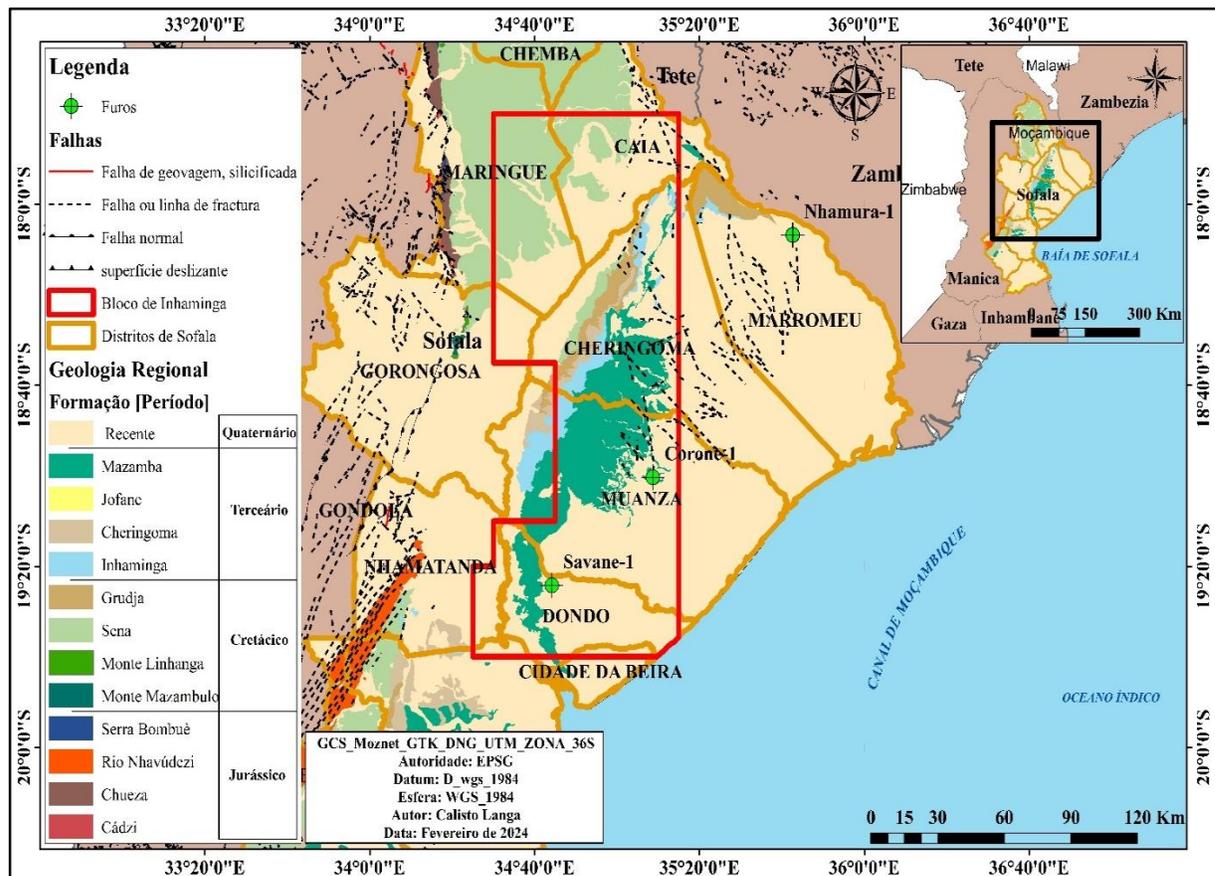


Figura 8: Mapa geológico da área de estudo, elaborado pelo autor (2024).

Formação de Sena é caracterizada por arenito arcósico de granulometria média a grosseira, com seixos e conglomerados compostos por granito, gnaíse, quartzito, riolitos e lavas alcalinas derivadas do embasamento cristalino, do Karoo vulcânico e do Grupo da Lupata GTK (2006).

Formação das Argilas do Domo Superior do Cretáceo Superior, caracterizar-se por apresentar arenitos quartzosos intercalados com argilitos negros, onde foi depositado num ambiente continental GTK (2006).

Formação do Grudja Inferior do Cretáceo Superior (Campaniano-Maastrichtiano), é marcada por intercalações de arenitos, siltitos, argilitos e margas. Os arenitos, subdivididos em horizontes G6 a G12, apresentam características glauconíticas e, notavelmente, os horizontes G6 e G9 são associados as descobertas de acumulações de gás em quantidades comerciais. Esses arenitos são predominantemente glauconíticos, com grãos de quartzo de cores claras a cinzentas, subangulares

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

a subarredondados, e granulometria fina a grosseira, exibindo uma sequência de granulometria ascendente GTK (2006).

Formação do Grudja Superior, de idade paleocênica, é caracterizada por intercalações de arenitos, calcários, margas e argilas. Os arenitos geralmente são glauconíticos, de grãos finos a grosseiros e cor cinza clara. O calcário é microcristalino a criptocristalino, argiloso a muito arenoso, de cor creme a amarelo, com abundância de fósseis de crinoides. As margas variam de cinza clara a escura, e as argilas são cinzentas a verdes. Os sedimentos da Formação de Grudja Superior foram depositados em ambiente marinho de águas rasas GTK (2006).

Formação de Cheringoma, do Eoceno, é constituída principalmente por calcários arenosos microcristalinos e dolomitos, com variação de cor de branco a castanho, apresentando muitos fósseis, incluindo foraminíferos e conchas. A quantidade de dolomito aumenta com a profundidade, indicando um ambiente marinho de águas rasas GTK (2006).

Formação de Inharrime compreende uma sequência de dolomitos vermelhos, argilas vermelhas e arenitos com bandas individuais de anidrite, depositados em um ambiente lagunar restrito GTK (2006).

3.4.2. Estratigrafia da área em estudo

- **Estratigrafia local e Contexto geológico**

A área de estudo conforme a Fig.9 está inserida numa região com uma estratigrafia complexa que reflecte uma evolução geológica significativa, desde o Karoo até às manifestações magmáticas associadas à Formação Lupata. Estas camadas mais antigas são seguidas por uma sucessão de formações sedimentares que se depositaram em diferentes ambientes ao longo do tempo. A composição dessas camadas, como os conglomerados, arenitos, argilitos e calcários, evidencia variações nos ambientes deposicionais, que incluem ambientes fluviais, deltáicos e marinhos.

As formações mais profundas, como as Formações de Grudja Inferior, Areias de Domo e Maputo, compreendem o período Cretácico, são vistos como potenciais reservatórios de hidrocarbonetos. Por outro lado, no topo da sucessão estratigráfica encontram-se formações mais recentes, como a Formação Inharrime e a Formação Cheringoma.

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

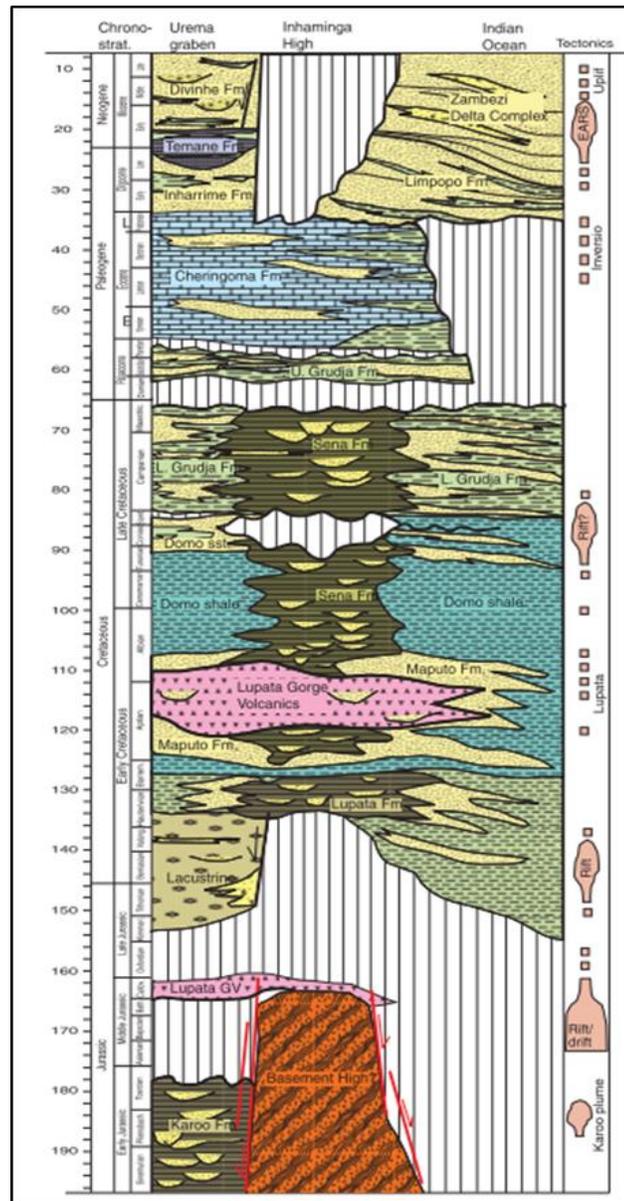


Figura 9: Coluna tectono-estratigráfica do bloco de Inhaminga segundo (Pfaffhuber et al., 2009).

• Estratigrafia do Furo Savane-1

Os dados do furo Savane-1, com uma profundidade total de 1962 metros, proporcionam uma avaliação prática da estratigrafia regional do Bloco de Inhaminga. As formações geológicas atravessadas no furo correspondem ao que foi previsto na estratigrafia local, nomeadamente:

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

- **Formação de Argilas do Domo Superior** (1864 - 1962 metros): composta por siltito, argilito e arenito.
- **Formação Sena** (1568 - 1864 metros): composta predominantemente por siltito e arenito argiloso.
- **Formação Grudja Inferior** (843 - 1568 metros), subdividida em membros, constituída por arenito, argilito, siltito e calcário.
- **Formação Grudja Superior** (546 - 843 metros): composta por arenito, argilito, siltito, dolomito e calcário.
- **Formação Cheringoma** (373 - 546 metros): composta por arenito, argilito e uma pequena quantidade de dolomito.
- **Formação de Inharrime** (221 – 373 metros): constituída por arenito, com partes de argilito.
- **Formação do Recente** (0 - 221 metros): composta principalmente por arenito, com três camadas de conglomerado e uma camada de argilito;

4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

4.1. Diagrafias de furo

Para alguns autores *Well logging* é um processo contínuo que visa registrar diversas propriedades físicas, químicas e eléctricas das rochas ou misturas de fluídos encontrados durante a perfuração de um poço na crosta terrestre (sub-superfície). Além disso, o registo abrange actividades como o controle das condições técnicas dos furos de sondagem, a amostragem de formações e a extração de testemunhos de parede lateral (Liu, 2017). Os elementos envolvidos nesse processo são esquematizados na figura 10 abaixo.

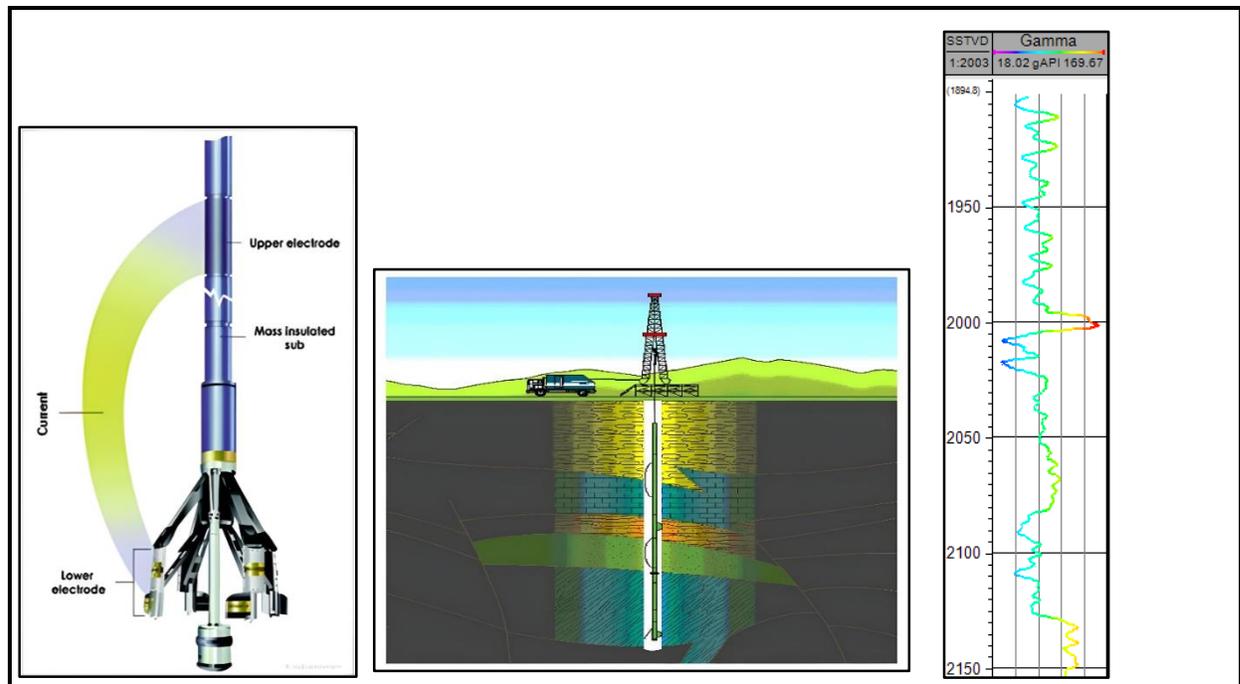


Figura 10: Exemplifica de uma Ferramenta de Registo (à esquerda). A operação de registo por cabo mostrando o camião de registo, o cabo de registo suspenso na sonda, em seguida, baixado no furo com as ferramentas de registo na extremidade do cabo (ao centro) extraído do cap.16 Mondol in (Bjørlykke, 2015). Exemplo de um ecrã de registo de raios gama gravado (à direita), elaborado pelo autor 2023.

Na indústria petrolífera, as diagrafias são vitais para caracterizar propriedades geológicas e petrofísicas, como litologia e porosidade. Essas medições revelam informações sobre fluídos nas formações, identificando zonas produtivas e diferenciando tipos de hidrocarbonetos. Além disso, é possível usar essas informações para estimar as reservas de hidrocarbonetos. As diagrafias

desempenham papel crucial na avaliação da completação e produção do poço, verificando cimentação e detetando corrosão, garantindo operações eficientes e sustentáveis (Craveiro, 2013).

4.2.1 Tipos de diagrafas

Dada a extensa variedade de parâmetros físicos que podem ser mensurados, o mercado oferece dezenas de equipamentos distintos para a perfilagem, cada um com uma finalidade específica (ELLIS & SINGER, 2008) in (Teixeira, 2017). Neste estudo, foram utilizados tipos de perfís geofísicos, nomeadamente:

4.2.2 Diagrafia de Caliper (CALI) ou Diâmetro de furo

O Caliper regista continuamente o diâmetro do furo em relação à profundidade para controlar a geometria, já que o diâmetro da broca não coincide normalmente devido às características variáveis das formações geológicas. Quando o furo tem diâmetro maior, denominado "*cave*" ou "*washout*". indica formações impermeáveis como argilitos. Se o diâmetro é menor, ocorre "*Mud cake*", indicando formações permeáveis como arenitos (Langa, 2020).

4.2.3. Diagrafia de Raios Gama (GR)

O **perfil de Raios Gama (GR)** quantifica a radioactividade natural de uma litologia específica, expressa em graus API (*American Petroleum Institute*). A medição é realizada por um cintilómetro que detecta e diferencia a radiação emitida naturalmente pelas rochas devido ao decaimento de isótopos instáveis presentes nelas, como ^{40}K , ^{232}Th e ^{238}U . Devido à capacidade de discriminar entre camadas radioativas e não radioativas, os perfís de raios gama são empregados para a identificação litológica, correlação estratigráfica, determinação do volume de argilas e interpretação de ambientes deposicionais (ELLIS & SINGER, 2008) in (Teixeira, 2017).

4.2.3.1. Cálculo do Volume de Argila (V_{sh})

Os valores do perfil de raios gama (GR) desempenham um papel crucial no cálculo do volume de argilas (V_{sh}) presentes em rochas. O V_{sh} é um indicador essencial na diferenciação entre reservatórios e não reservatórios, sendo utilizado com um valor de limiar para análise discriminatória. Esta metodologia é aplicada na avaliação de reservatórios compostos por arenitos argilosos, além de servir como parâmetro de mapeamento para análise de fácies em arenitos e carbonatos (Bjørlykke, 2015).

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

A radioactividade característica das argilas, superior à das rochas arenosas, é utilizada na determinação do conteúdo de argila através dos perfis de raios gama. Devido à tendência das argilas serem geralmente mais radioativas que as areias e carbonatos, o registo GR torna-se uma ferramenta valiosa para calcular o volume das argilas nos poros dos reservatórios (Abd Elaziz et., 2022). Para a estimativa foi utilizado o perfil de raios gama (GR).

Para o cálculo do Vsh determina-se primeiro o índice de radiação GR (I_{GR}) utilizando os dados do Log GR através da equação:

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (\text{Equação 1: Índice de GR})$$

Onde: I_{GR} – Índice de GR

GR_{log} – Valor de GR lido na profundidade de interesse no Log-GR, em unidade API.

GR_{min} – Valor de GR mínimo lido nos intervalos de formações limpas (arenitos, carbonatos), em unidade API.

GR_{max} – Valor de GR máximo lido ao longo de formações de argilitos ou argilas, em unidade API.

Com base no índice de raios gama (IGR), é possível empregar modelos empíricos para calcular o volume de argila (Vsh). Os modelos mais amplamente utilizados para essa finalidade são:

Equação de Larionov (1969) para as rochas antigas do Terciário ou mais jovens não consolidadas

$$V_{sh} = 0.33 [2^{(2 * IGR)} - 1.0] \quad (\text{Equação 2: Equação de Larionov (1969) para o cálculo de argilas de rochas antigas do Terciário ou mais jovens não consolidadas})$$

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

Equação de Larionov para as rochas do Mesozóico consolidadas:

$$V_{sh} = 0.083 [2^{(3.7 * IGR)} - 1.0] \quad (\text{Equação 3: Equação de Larionov (1969) para o cálculo de argilas de rochas do Mesozóico})$$

Equação de Clavier (1984) et al:

$$V_{sh} = 1.7 - [3.38 - (IGR + 0.7)^2]^{1/2} \quad (\text{Equação 4: Equação de Clavier (1984) et al, para cálculo de volume de argilas})$$

Equação de Stieber (1970):

$$V_{sh} = IGR / (3 - 2IGR) \quad (\text{Equação 5: Equação de Stieber (1970), para o cálculo do volume de argilas})$$

4.2.4 Diagrama de Potencial Espontâneo (SP)

As diagramas de Potencial Espontâneo (SP) medem a diferença de potencial elétrico entre um eléctrodo no poço e a superfície, resultante de fluxos de cargas nas formações geológicas. Esses fluxos podem surgir de interações elétricas nas rochas (origem electroquímica) ou de movimentos de fluidos com iões condutores. As medições SP são relativas, analisando deflexões em relação a um valor constante. A amplitude da deflexão, conhecida como Potencial Espontâneo Estático (SSP), identifica camadas impermeáveis, como argilas, e zonas permeáveis, como arenitos. O SP também determina a resistividade da água nas formações e estima o volume da fração argilosa (Craveiro, 2013).

4.2.5 Diagrama de Densidade Global (*Bulk Density - RHOB*)

O **perfil de Densidade** exibe a densidade média em função da massa específica dos principais minerais constituintes da matriz das rochas analisadas e do fluido contido em seus poros (densidade aparente). A medição é obtida por meio da interacção dos electrões presentes na formação geológica com a radiação gama artificial emitida pela sonda, resultando em valores expressos em g/cm³ (BASSIOUNI, 1994) in (Teixeira, 2017). Essa técnica proporciona informações cruciais

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

sobre a composição e a porosidade das formações rochosas, sendo fundamental na caracterização petrofísica do subsolo.

4.2.6 Diagrama de Resistividade

O **perfil de resistividade** (*resistivity log*) mensura a resistividade da formação, expressa em ohm.m, sendo esta propriedade física que dificulta a condução elétrica. A resistividade das formações é determinada utilizando sondas de resistividade e condutividade. Inicialmente, mede-se a resistividade da zona invadida (*flushed* – R_{xo}), que foi penetrada pelo fluido de perfuração. Posteriormente, avalia-se a resistividade da zona intermédia (R_i) e, por último, a resistividade da zona não invadida ou virgem (*Uninvaded zone* – R_t), que representa a resistividade real da formação geológica (Craveiro, 2013).

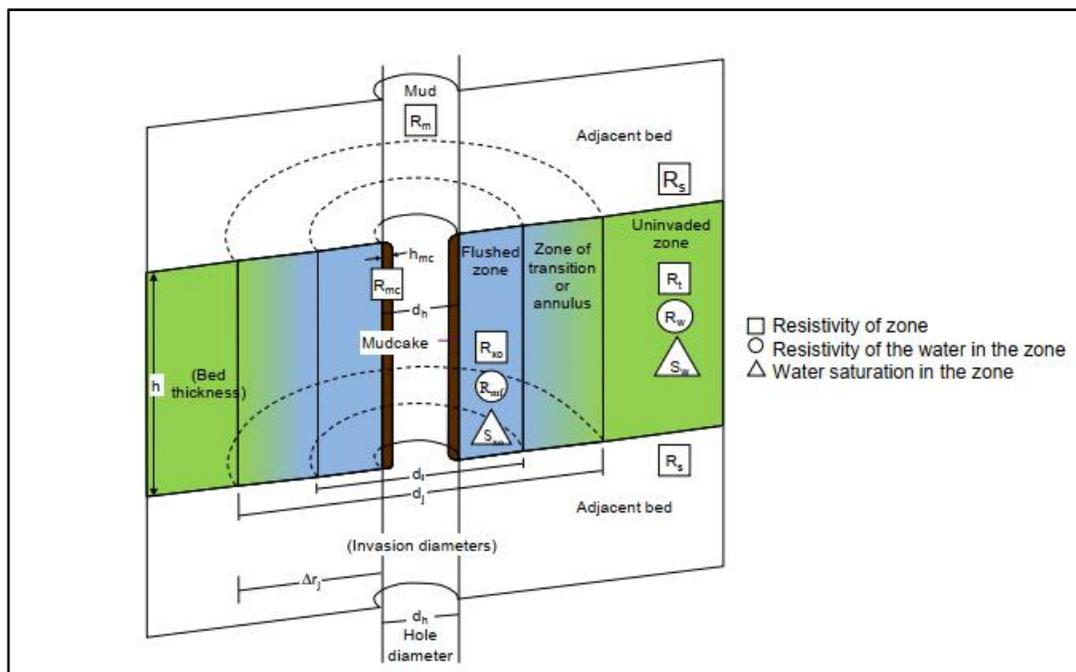


Figura 11: Representação da zona invadida (Flushed zone – R_{xo}) zona intermédia (R_i) e zona não invadida ou virgem (Uninvaded zone – R_t), fonte: Asquith & Krygowski (2004).

Tabela 3: Relaciona os diferentes materiais e a sua respectiva resistividade, adaptado de Well logging Methods (Szabó, s.d.).

Rocha/Fluido	R_a (ohmm)
--------------	--------------

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

Quartzo		$10^{12} - 3 \cdot 10^{14}$
Mármore		$5 \cdot 10^7 - 3 \cdot 10^9$
Argila/Folhelho		2 - 10
Areia	Salmoura	0.5 - 10
	Óleo	$5 - 10^3$
Calcário		10^3
Sulfetos		<1.0
Grafite		0.1 - 10
Óleo		$2 \cdot 10^{14}$
Água destilada		$2 \cdot 10^{14}$
Salmoura		0.06 - 3.40
Gás		$> 10^5 - 10^{14}$

4.2.7 Diagrama de Neutrão (NHPI)

O **perfil neutrónico** mensura a quantidade de neutrões que retorna ao receptor após interagir com a formação, fornecendo dados cruciais sobre a composição. A perda de energia nesse processo, especialmente em choques com núcleos de hidrogénio, indica porosidade. Em conjunto com o perfil de Porosidade por Densidade (PHIDEN), o perfil de NPHI identifica hidrocarbonetos e litologia. Em áreas com gás, o NPHI mostra baixa porosidade, enquanto o PHIDEN revela alta porosidade. Em presença de argila, a porosidade do NPHI é maior que no PHIDEN, invertendo-se em zonas com gás (Carvalho, 2014). Na Figura 12, encontram-se representadas as respostas características das diagramas descritas anteriormente.

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

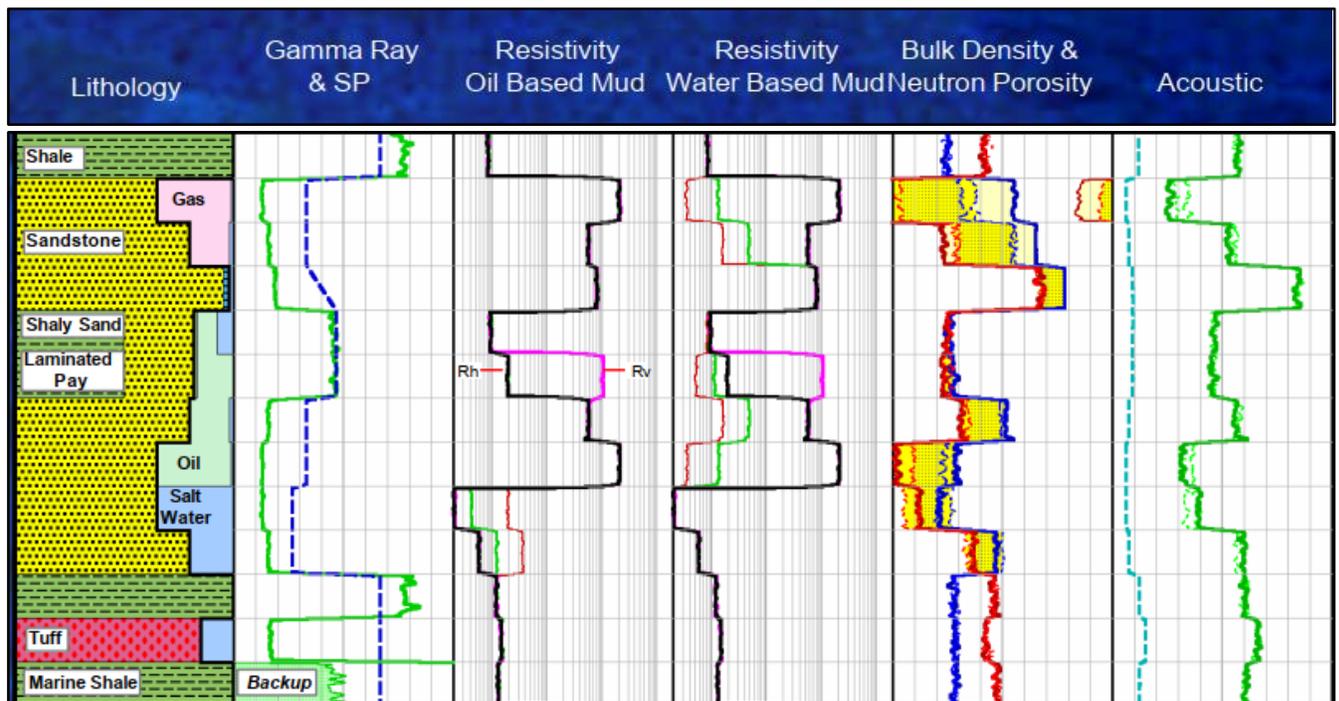


Figura 12: Apresentam-se as respectivas litologias associadas às diagrfias utilizadas no presente estudo. Adaptado de Baker Atlas, 2002.

A Figura 13 apresenta as assinaturas das diagrfias selecionadas do furo Savane-1, utilizadas para a avaliação dos reservatórios na área em análise.

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

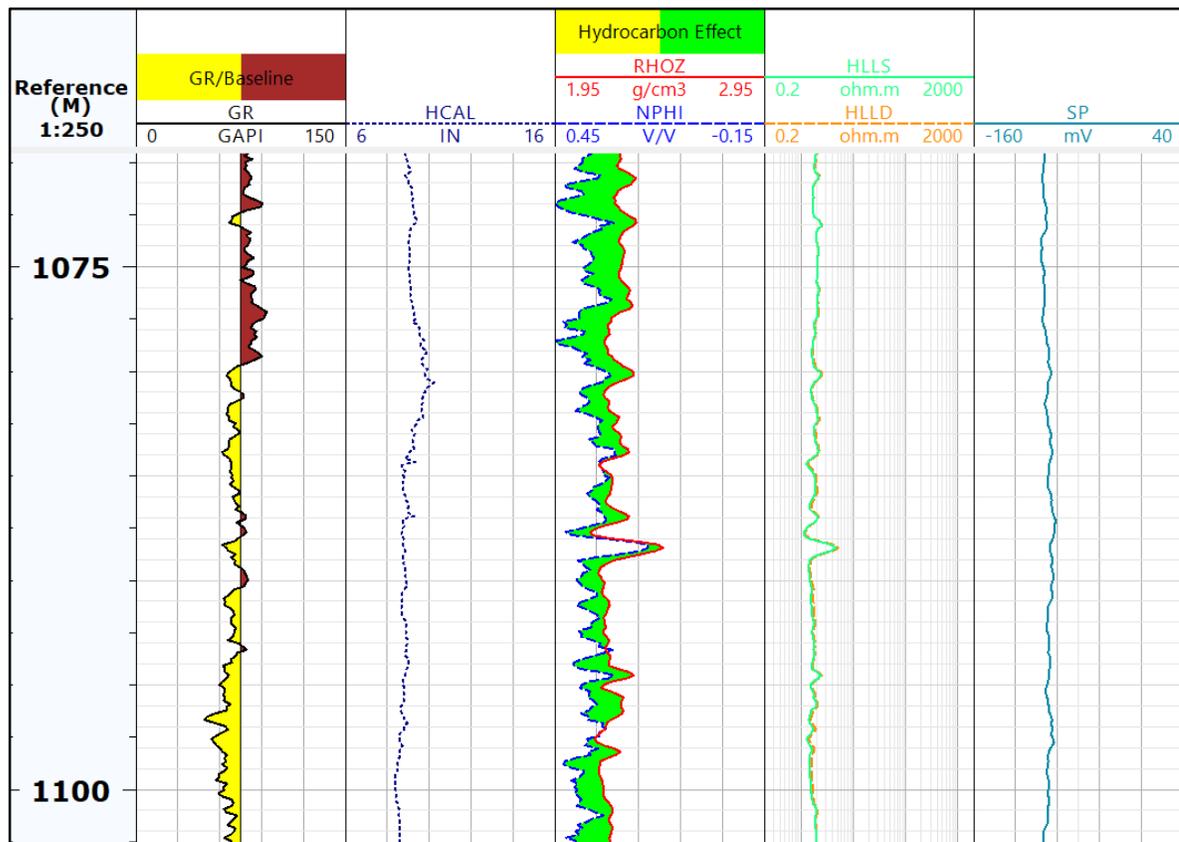


Figura 13: Secção das Diagrafias do furo Savane-1 que foram usados no estudo em análise. O track 1 exhibe a profundidade do furo, o track 2 exhibe a diagrafia de raios gama, o track 3 exhibe o caliper, o track 4 mostra o exhibe as diagrafias de densidade e neutrão, igualmente no track 5 mostra as diagrafias de resistividade da zona invadida pelo fluido de perfuração (esverdeado) e resistividade da zona não invadida (laranja) e o track 6 o potencial espontâneo.

4.3. Caracterização de reservatórios

A caracterização e a determinação das propriedades petrofísicas de rochas reservatórias são objectos essenciais na engenharia de petróleos. Apesar da existência de diversos tipos de rochas reservatórias, a maioria das descobertas de petróleo ocorre em rochas areníticas e carbonáticas, devido à sua adequada porosidade e permeabilidade para a acumulação de hidrocarbonetos. Enquanto os arenitos geralmente apresentam uma homogeneidade relativa, as rochas carbonáticas podem exhibir variações significativas no tamanho e na distribuição de poros, resultando em uma alta heterogeneidade que pode tornar complexo armazenamento e a transmissão de fluídos no meio poroso (Porto, 2015).

4.3.1. Porosidade

A porosidade de uma rocha reservatório refere-se à fração do volume total do reservatório que não é preenchida pela estrutura sólida da própria rocha. O espaço vazio presente entre os grãos, conhecido como porosidade ou interstício, é ocupado por fluídos (líquidos e/ou gases) (Tiab & Donaldson, 2004).

Tanto a porosidade efectiva e total usadas estão representadas na Figura 14.

A fórmula matemática é apresentada, onde:

$$\phi = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \quad \text{(Equação 6: porosidade efectiva)}$$

ϕ = é a porosidade; V_b = é o volume total da rocha reservatório; V_{gr} = volume dos grãos;

e V_p = volume de poros.

Durante processos diagenéticos, alguns poros tornam-se isolados, levando a duas categorias de porosidade: total (absoluta) e efetiva. A porosidade total considera todos os espaços vazios, enquanto a porosidade efetiva leva em conta apenas os poros interconectados, influenciando a condutividade de fluídos nas rochas de reservatório. O texto destaca que a porosidade efetiva é afetada por vários fatores litológicos, como o tipo de argilas presentes na rocha, a heterogeneidade dos tamanhos de grãos e o empacotamento dos mesmos, bem como qualquer intemperismo e lixiviação que possam ter afetado a rocha (Tiab & Donaldson, 2004).

4.3.2. Permeabilidade

De acordo com Baig, 2018 a permeabilidade é uma propriedade dinâmica das rochas de reservatório que mensura a facilidade com que um fluido pode se deslocar através delas. A Lei de Darcy (Darcy, 1856) estabelece que a taxa de fluxo de um fluido de fase única por meio de um meio poroso é proporcional à permeabilidade da rocha e ao gradiente de pressão efetivo, sendo inversamente proporcional à viscosidade do fluido. A unidade de medida da permeabilidade é o mili-Darcy (mD).

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

A permeabilidade em reservatórios é afectada conectividade entre os poros, pelos colos dos poros e pelo tamanho dos grãos. Em depósitos clásticos, assume-se que poros maiores estão geralmente associados a grãos e colos maiores, favorecendo uma melhor conectividade. No entanto, em reservatórios carbonáticos, a matriz não segue essa estrutura granular. A heterogeneidade e a natureza específica da matriz tornam a permeabilidade complexa e variável, exigindo análises específicas para cada tipo de rocha reservatório.

Tabela 4: Tabela Padrão de Porosidade e Permeabilidade, adaptado de Fundamentals of Petroleum Geology 1997.

Porosidade em percentagem (%)	Descrição Qualitativa	Valor Médio de K (md)	Descrição Qualitativa
0-5	Insignificante	<10.5	Pobre para razoável
5-10	Pobre	15-50	Moderado
15-20	Bom	50-250	Muito Bom
20-30	Muito Bom	250-10000	Muito Bom
>30	Excelente	>1000	Excelente

4.3.3. Saturação

A saturação (S) é um parâmetro vital na caracterização de reservatórios, estimando a percentagem de poros na rocha/formação preenchidos com fluidos (petróleo, gás e água) para quantificar as reservas presentes. A maioria dos reservatórios envolve pelo menos duas fases líquidas distintas, como gás-água ou petróleo-água. Alguns reservatórios apresentam as três fases de gás, petróleo e água (Dandekar, 2013).

A saturação de água (S_w), refere-se à fração dos espaços porosos preenchida por água na zona não invadida. Esta medida é expressa em volume/volume, percentagem ou unidades de saturação, indicando a quantidade de espaço não perturbado ocupado pela água (Mahmoud, 2021).

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

A determinação da saturação ocorre através de amostras dos testemunhos ou análises indiretas de perfis de resistividade, dielétricos e de neutrões (Schön, 2015). A estimativa da saturação de hidrocarbonetos requer o conhecimento prévio da saturação de água (S_w), frequentemente calculada pela condutividade da água da formação, conforme definido por Gus Archie (1942). A sua representação esta patente na figura 14.

Diferentes métodos podem ser utilizados para avaliar a saturação de água numa formação de reservatório, em que se destacam as seguintes:

- O método de Archie (1942), que envolve formações de arenito limpas.

$$S_w = \sqrt{\frac{a.R_w}{\phi^m \cdot R_t}} \quad \text{ou} \quad S_w^n = \frac{F.R_w}{R_t} \quad \text{(Equação 7: O método de Archie (1942) para avaliar a saturação de água numa formação de reservatório)}$$

- O método de arenito argiloso, compreendendo a abordagem de resistividade (modelo Simandoux-1963, modelo Poupon & Leveaux-1971, modelo Schlumberger-1972 e 1975, modelo indonésio-1979) e a abordagem de condutividade (modelo Waxman-Smith 1968, modelo de água dupla, modelo Juhasz-1980).

Equação de Simandoux (1963):

$$S_w = \left[\frac{a.R_w}{R_t \cdot \phi_{eff}^m} + \left(\frac{a.R_w.Vsh}{2.R_{sh} \cdot \phi_{eff}^m} \right)^2 \right]^n - \frac{a.R_w.Vsh}{2.R_{sh} \cdot \phi_{eff}^m} \quad \text{(Equação 8: Equação de Simandoux (1963), para avaliar a saturação de água numa formação de reservatório)}$$

Onde:

S_w – Saturação da água; **R_w** – Resistividade da água; **R_t** – Resistividade total medida nos logs de resistividade; **Φ** – Porosidade total; **Φ_{eff}** - Porosidade efectiva; **F** – Factor de Formação; **Vsh** – Volume de argila; **R_{sh}** - Resistividade de argila; **a** – Factor de tortuosidade, medida de complexidade do fluxo entre poros; **n** - Exponente de Saturação e **m** - Factor de cimentação estes últimos são medidos no laboratório.

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

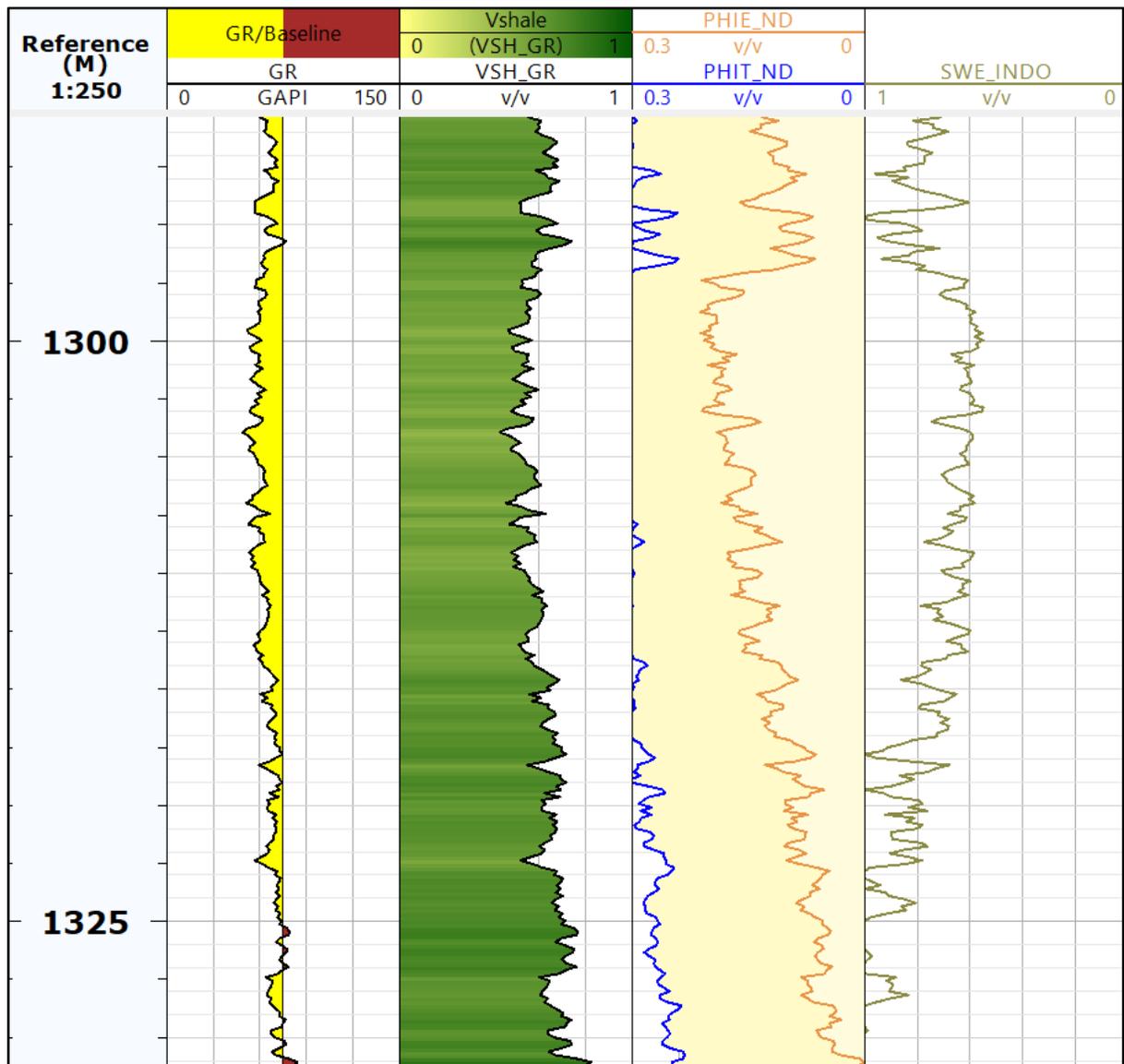


Figura 14: Secção dos perfis estimados no furo Savane-1, onde ilustram o volume de argila (Vsh), porosidades efectiva (PHIE) e total (PHIT) e também saturação de água (Sw).

4.4. Amarração dos dados de furo com sísmica

A interpretação sísmica foi realizada na plataforma Schlumberger Petrel, versão 2017. O processo *Seismic-Well Tie* (amarração da sísmica ao furo) envolve a geração de um sismograma sintético a partir dos registros de furo e onda sísmica. Isso permite uma correlação precisa com os dados sísmicos, estabelecendo uma relação exacta entre tempo e profundidade. Os passos incluem a

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

combinação de registros sônico e de densidade para criar um registro de impedância acústica (AI), usado para gerar coeficientes de refletividade. Essa série é então convoluída com um comprimento de onda sísmica para criar o sismograma sintético. Posteriormente, o sismograma pode ser ajustado, estendido ou comprimido na tentativa de alinhá-lo com os dados sísmicos reais. Com a devida ilustração na figura 15.

Este processo estabelece uma relação tempo-profundidade para o poço, permitindo a conversão temporal dos dados de registro e a transferência de informações entre os domínios de profundidade e tempo. O procedimento compreende etapas, embora cada uma delas possa variar conforme os dados disponíveis e o nível de precisão e confiança desejado no resultado da *Seismic-Well Tie* - SWT.

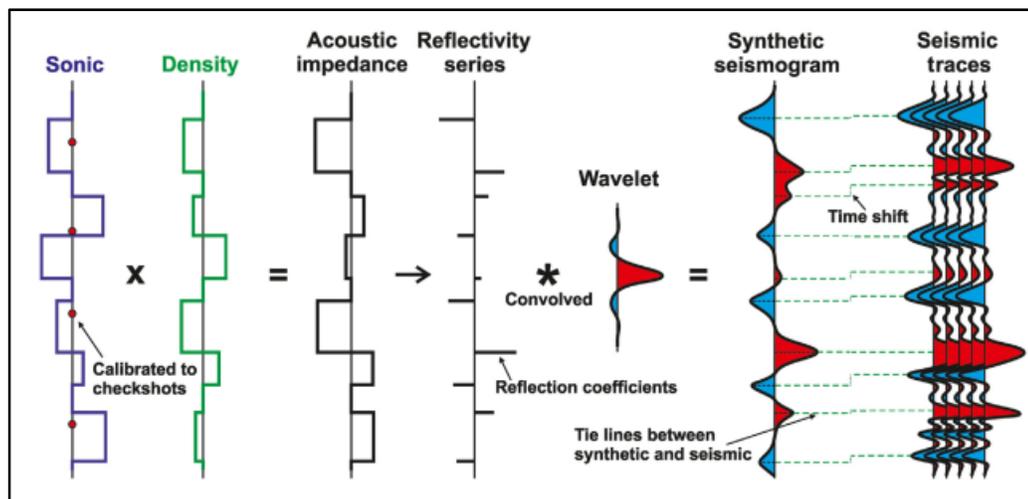


Figura 15: Mostra as etapas de geração de sismograma sintético extraído de (Cox et al., 2020).

O sismograma sintético, discutido por autores como (Basbar et al., 2022; Cox et al., 2020), destaca-se como crucial. Ao conectar litologias a padrões de reflexão, possibilita a identificação precisa de origens de refletores sísmicos, oferecendo aplicações práticas na correlação geológica e validação de dados. Sensível e versátil, é fundamental para compreender de forma confiável a sub-superfície geológica.

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

4.5. Net to Gross e Net Pay

O *Net to Gross (NTG)* refere-se à proporção de areias limpas em relação às argilas dentro do reservatório. O *NTG* reflecte a qualidade das areias no potencial reservatório, quanto maior for o seu valor melhor é a qualidade dos arenitos Schön (2015).

De acordo Schön (2015), a definição do *NTG* exige o conhecimento da porosidade, permeabilidade e saturação de fluido que são critérios fundamentais para determinar o *Gross Thickness*, *Net Thickness* e *Net Pay*, conforme a Figura 16.

Gross Thickness/Sand (GT): refere-se à unidade estratigráfica e litológica que constituem o reservatório, independentemente da presença de fluido na formação.

Net Thickness/Sand (NT): representa o intervalo total da rocha de qualidade do reservatório dentro do *Gross thickness*, e estes contêm fluídos, e deve exceder alguns limites definidos, conhecidos como (*Cutoffs Threshold*).

No-net sand (hshale): corresponde ao intervalo de sequência argilosa dentro da espessura total do reservatório.

Net pay (NP) ou Pay Zone: refere-se à porção do reservatório que contém hidrocarbonetos que podem ser produzidos economicamente.

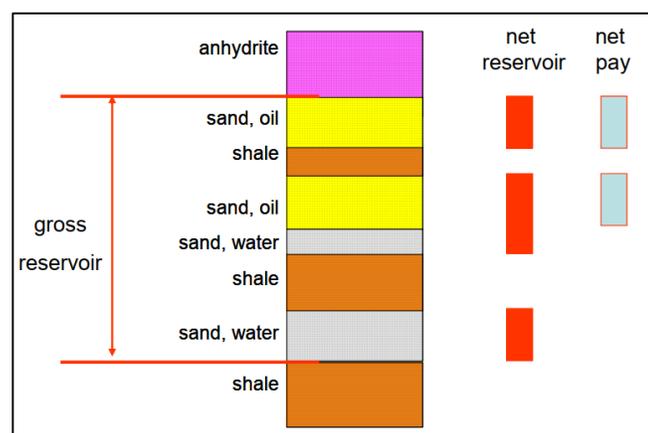


Figura 16: Representação esquemática mostrando a definição de *NTG*, *NT*, e *NP* (Fonte: Schön, 2015).

5. APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Neste capítulo, apresentam-se e discutem-se os principais resultados obtidos com a análise petrofísica dos reservatórios atravessados pelo furo Savane-1 no Bloco de Inhaminga. Inicialmente, são apresentados os dados sísmicos e diagrfias utilizadas para identificar as formações potenciais de reservatório. Em seguida, analisa-se a porosidade, permeabilidade, saturação de fluídos e espessura das formações, correlacionando-as com as características regionais da Planície Costeira de Moçambique. Por fim, são discutidas as implicações dos resultados para o potencial de acumulação de hidrocarbonetos na área, considerando-se as limitações dos dados e as incertezas associadas.

5.1. Informações gerais sobre o Furo Savane-1

O furo Savane-1 foi inicialmente executado pela empresa DNO-Moçambique, começando a 30 de Junho de 2004 e sendo concluído a 13 de Julho de 2004. As medições do furo foram realizadas entre as profundidades de 221 a 1962 metros, atravessando, do topo para a base, as formações geológicas desde o Holoceno até às Argilas do Domo Superior como ilustra a Figura 17.

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

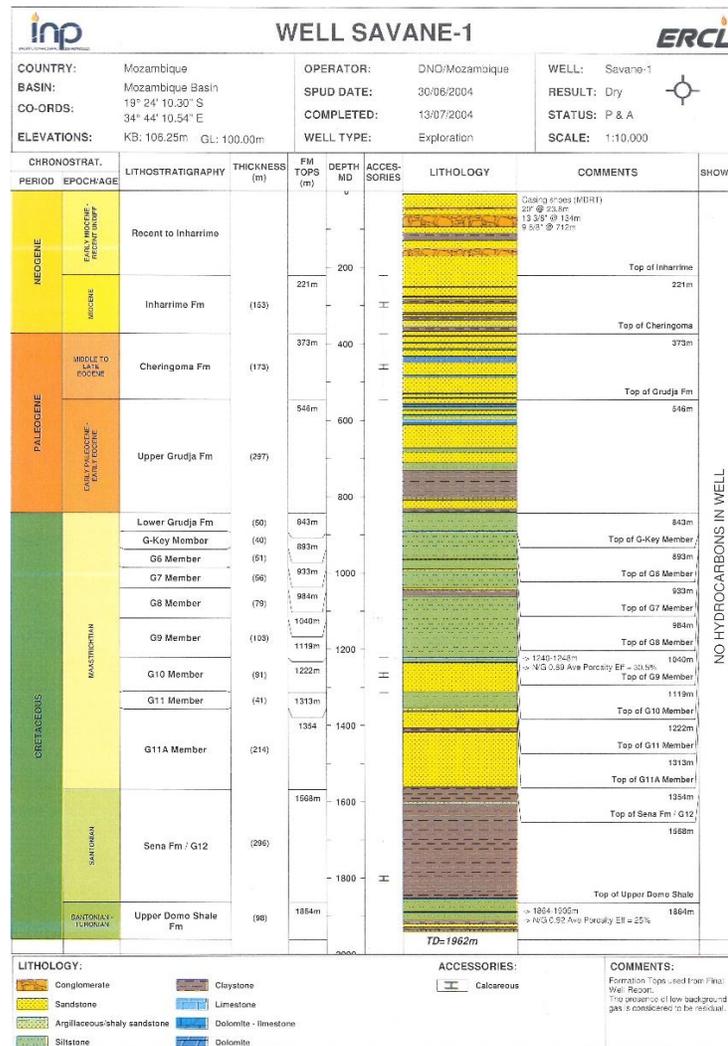


Figura 17: Coluna estratigráfica do Furo Savane-1 (Fonte: Adaptado do INP).

5.2. Integração do furo com a sísmica (Seismic well-tie)

Para avaliar o potencial petrofísico da região de estudo, analisou-se qualitativamente as diagrfias do furo Savane-1. Utilizou-se diversas diagrfias, incluindo Raios Gama (GR), Resistividade profunda (HLLD), Resistividade superficial (HLLS), *Caliper* (CALI), Neutrão (NPHI), Densidade (RHOB), Potencial espontâneo (SP), e Sônico (DT). O sismograma sintético foi utilizado para integração dos dados obtidos do furo savane-1 com sismo-estratigrafia da área de estudo como mostra a figura 18.

Este processo baseou-se no registo de *checkshots*, que permitiram construir a curva de tempo verdadeiro (TWT) e converter as profundidades do furo em tempo sísmico. Em seguida, realizou-

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

se a calibração sónica, ajustando o perfil sónico (DT) do furo para alinhar os tempos integrados com os tempos medidos nos *checkshots*, garantindo a coerência do modelo de velocidades.

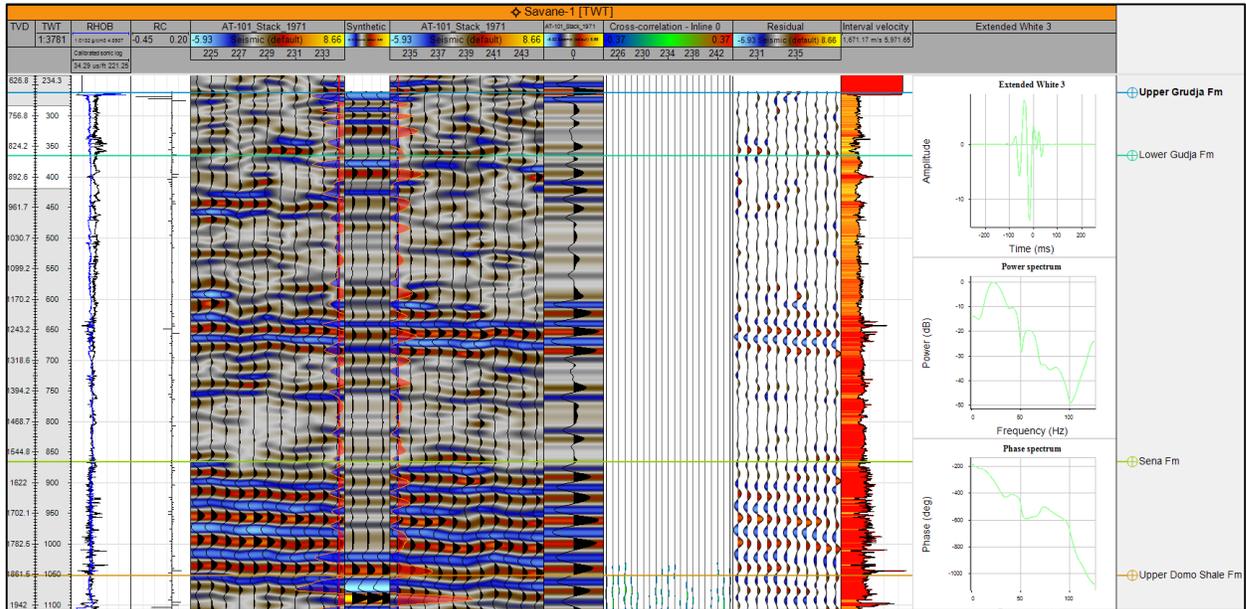


Figura 18: Janela mostrando o processo de Geração do Sismograma Sintético para o furo Savane-1.

Após a criação do sismograma sintético, que permite a comparação de dados de diferentes naturezas, como diagrfias e dados sísmicos, revelou que:

- **Nos intervalos com baixos valores de raios gama (GR)**, correspondentes a arenitos, o sismograma sintético ajustou-se de forma satisfatória aos traços sísmicos, permitindo identificar contactos nítidos e bem definidos. Estas zonas foram delimitadas como potenciais reservatórios.
- **Nas camadas com altos valores de GR**, dominadas por argilas, a correspondência entre o sismograma sintético e os traços sísmicos foi menos clara, devido ao baixo contraste de impedância acústica.

Os intervalos destacados na imagem (círculos laranjas) representam as zonas onde houve melhor concordância entre os dados do furo e os dados sísmicos, correspondendo a áreas com maior potencial de arenitos. A polaridade adoptada na sísmica foi normal, com aumentos de impedância

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

gerando reflexões de fase positiva, representadas a azul nos traços sísmicos, conforme a figura 19.

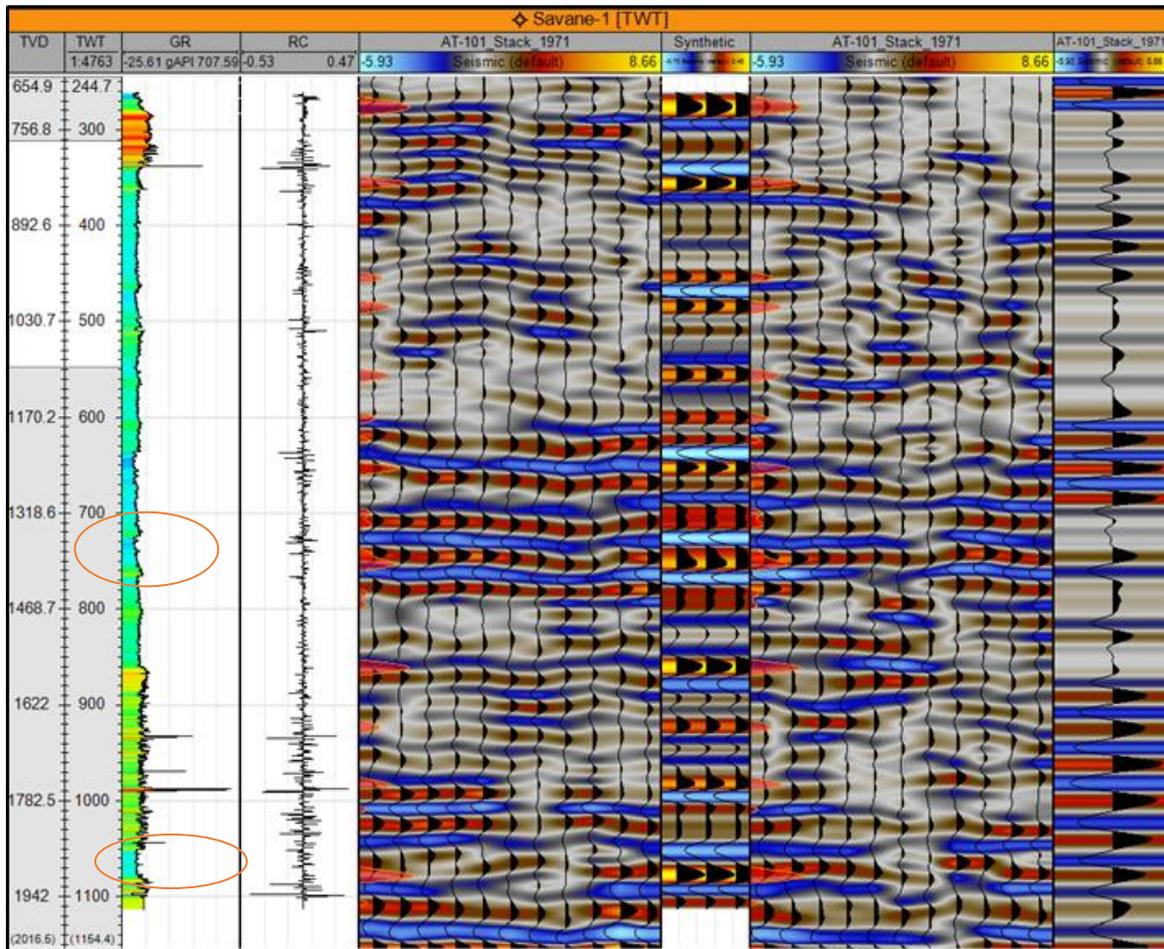


Figura 19: Janela exibindo o processo de geração de Sismograma Sintético e o perfil Raios Gama para o furo Savane-1.

Com base no parâmetro de GR foi possível discriminar as possíveis formações reservatórias que representam o interesse das análises posteriores.

Após a análise realizada, foi possível identificar três (3) zonas com potencial para armazenar (reservatórios) hidrocarbonetos, no furo Savane-1. Seguiu-se a avaliação detalhada das formações descritas na tabela a seguir:

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

Tabela 5: Zonas de interesse identificadas no furo Savane-1, juntamente com as respectivas espessuras.

Zonas de Interesse	Topo (m)	Base (m)	Esperssura (m)	Formação Geológica
ZONA 1	1237,42	1248.64	11.22	Grudja Inferior
ZONA 2	1864,85	1878.30	13.45	Argilas de Domo Superior
ZONA 3	1879,06	1904.80	25.74	Argilas de Domo Superior

Fonte: Elaboração do autor (2024)

5.2.1 Mapeamento de Horizontes

De acordo com a linha sísmica AT-101_Stack_1971 e com auxílio das informações de furo Savane-1, foram definidos 4 horizontes sismoestratigráficos na área de estudo, denominadas da base para o topo de:

Tabela 6: Ilustração dos Topos Estratigráficos de Formações geológicas.

Horizontes	Topos das Formações	Cor Representante
Horizontes 1	Formação de Argilas do Domo Superior	Verde Escuro
Horizontes 2	Formação Sena	Amarelo
Horizontes 3	Formação Grudja Inferior	Laranja
Horizontes 4	Formação Grudja Superior	Castanho

NOTA BEM: A representação dos horizontes esta patente nos Anexos 2.1.

Horizonte 1: mapeado no intervalo de tempo entre 1051,69 ms e 1104,22 ms, este horizonte revelou uma fácies sísmica composta por reflectores relativamente paralelos, caóticos e moderadamente descontínuos, com baixa frequência e amplitude. Figura nos Anexos 2.1.

Horizonte 2: mapeado no intervalo de tempo entre 865,36 ms e 1051,69 ms, identificou-se uma fácies sísmica composta por reflectores subparalelos, localmente caóticos e moderadamente descontínuos, com baixa frequência e amplitude. Figura nos Anexos 2.1.

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

Horizonte 3: mapeado no intervalo de tempo entre 365,14 ms e 865,36 ms, observou-se uma variação significativa nas faces sísmicas ao longo do perfil. Na porção subparalela, os reflectores apresentaram moderada a alta frequência, boa continuidade e amplitude moderada. Contudo, na parte central, os reflectores caóticos, com amplitude e frequência moderadas e alguma continuidade. Figura nos Anexos 2.1.

Horizonte 4: Mapeado no intervalo de tempo entre 261,35 ms e 365,14 ms, revelou-se uma fácies sísmica caracterizada por reflectores subparalelos com moderada frequência e amplitude, e boa continuidade. Figura nos Anexos 2.1.

5.3. Interpretação das Diagrafias

A análise conjunta dessas diagrafias, permitiu identificar as litologias presentes com base no GR, o cruzamento das diagrafias de Neutrão-Densidade, SP e Caliper, determinar possíveis reservatórios através da porosidade total (PHIT), porosidade efectiva (PHIE) e DT, analisar o tipo de fluído da formação utilizando o log de saturação de água (Sw) e o log da resistividade. A seguir, serão detalhadas as características das três zonas analisadas, com base nas informações extraídas das diagrafias.

O log de todo furo encontra-se no Anexos 3.

Zona	Formação	Profundidade (m)	GR (API)	Porosidade Efetiva (PHIE) (%)	Resistividade (ohm)	Saturação de Água (Sw) (%)	Tipo de Litologia
Zona 1	Grudja Inferior (G9)	1237,42 – 1248,64	<75	17 – 26	0,54 – 1,42	>90	Arenito Permeável (<i>Clean Sandstone</i>)
Zona 2	Argilas do Domo Superior	1864,85 – 1878,3	<75	9 – 18	0,55 – 1,23	>90	Arenito Argiloso/Permeável
Zona 3	Argilas do Domo Superior	1879,06 – 1904,8	<75	9 – 18	0,55 – 1,23	>90	Arenito Argiloso/Permeável

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

5.3.1. Identificação das Litologias de Interesse

A análise do perfil de GR indicou valores inferiores a 75 API em todas as zonas, sugerindo a presença de formações areníticas com baixa quantidade de minerais argilosos. O cruzamento das diagrfias de Neutrão e Densidade (NPHI e RHOB) revelou zonas amarelas, típicas de areias permeáveis. O perfil Caliper (HCAL) mostrou a presença de *mudcake*, especialmente na Zona 1 (Figura 20), o que indica uma redução no diâmetro do furo devido à deposição de partículas de lama de perfuração, fenómeno característico de formações permeáveis e areníticas. *Mudcake* desenvolve-se quando a lama de perfuração é filtrada, permitindo que o líquido penetre na formação, enquanto os sólidos da lama se depositam nas paredes (Bassioni, 1994).

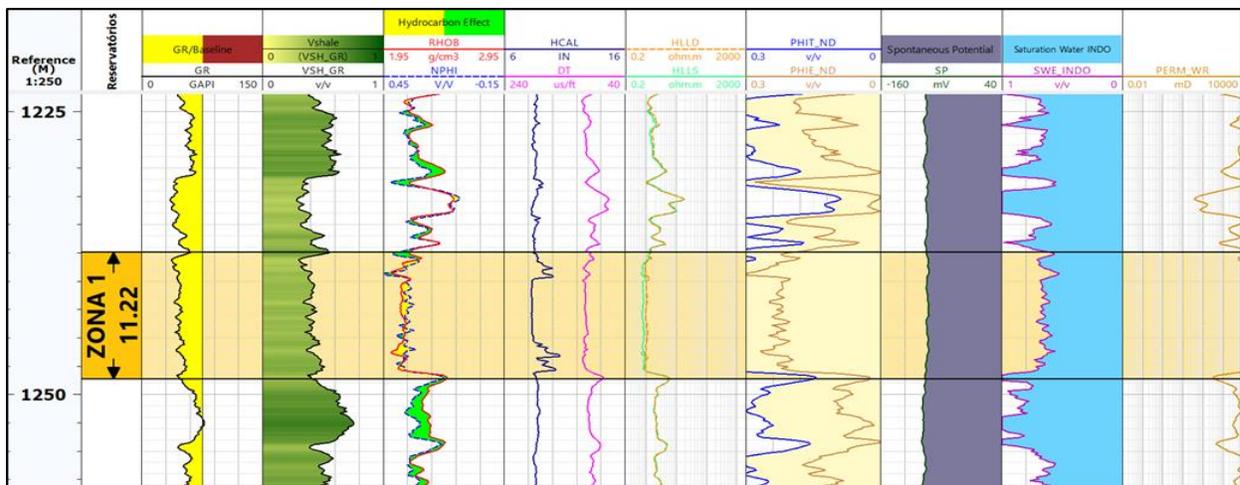


Figura 20: Reservatório da Zona 1 exibindo com as diagrfias de GR (coluna 1), Volume de argila (coluna 2), Combinação de NPHI-RHOB (coluna 3), Caliper e DT (coluna 4), HLLS e HLLD (coluna 5), Porosidades total e efectiva (coluna 6), SP (coluna 7) e Saturação de água (Fonte: Elaboração do autor no Techlog64 2015.3).

A análise do perfil de GR, revelou valores inferiores a $GR < 75$ indicando uma predominância formação areníticas em relação às argilosas, sugerindo assim zonas de permeáveis. O desenvolvimento de *mud-cake* nas zonas 2 (figura 21) e 3 (figura 22), observado através da diagrfia Caliper (CAL) é um indicativo de permeabilidade, já que o *mudcake* se forma pela acumulação de partículas sólidas do fluído de perfuração nas paredes do furo quando as zonas porosas e permeáveis são invadidas pelo fluído.

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

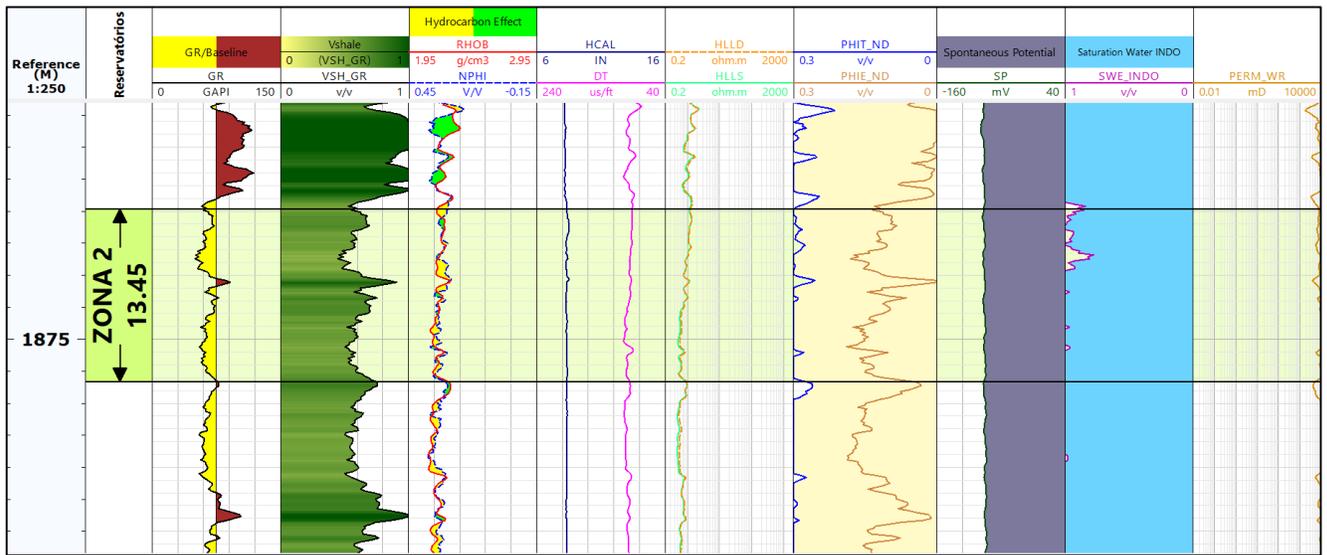


Figura 21: Reservatório da Zona 2 exibindo com as diagrfias de GR (coluna 1), Volume de argila (coluna 2), Combinação de NPHI-RHOB (coluna 3), Caliper e DT (coluna 4), HLLS e HLLD (coluna 5), Porosidades total e efectiva (coluna 6), SP (coluna 7) e Saturação de água (Fonte: Elaboração do autor no Techlog64 2015.3).

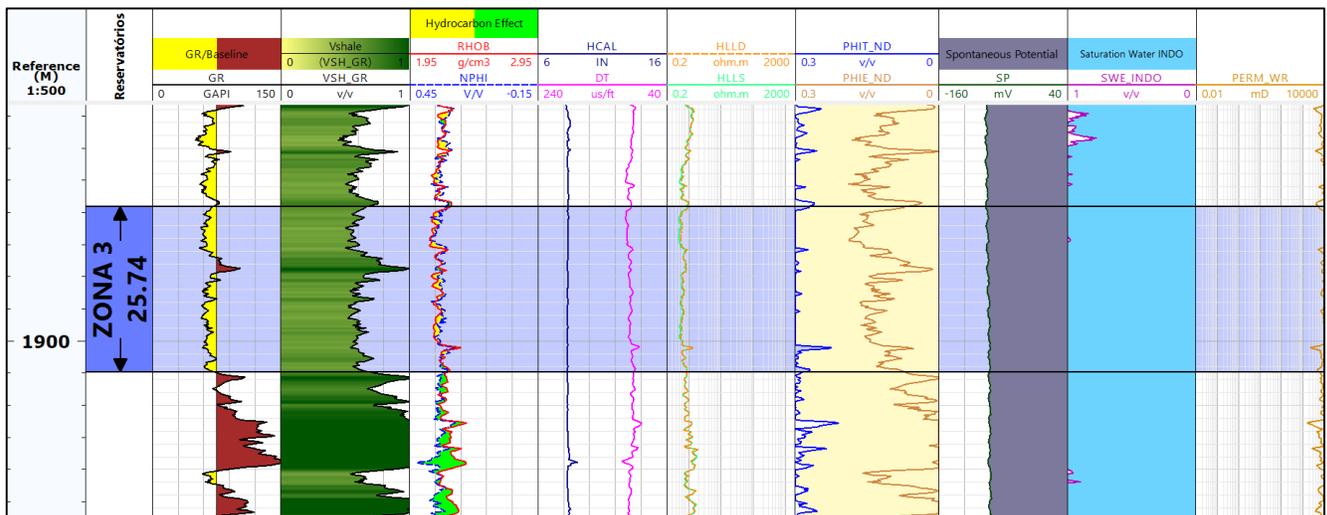


Figura 22: Reservatório da Zona 3 exibindo com as diagrfias de GR (coluna 1), Volume de argila (coluna 2), Combinação de NPHI-RHOB (coluna 3), Caliper e DT (coluna 4), HLLS e HLLD (coluna 5), Porosidades total e efectiva (coluna 6), SP (coluna 7) e Saturação de água (Fonte: Elaboração do autor no Techlog64 2015.3).

Por meio do cruzamento das diagrfias densidade (RHOB) e neutrão (NPHI), permitiu identificar zonas amarelas, indicativas de formações expressivas compostas por areias permeáveis e com alguma intercalação de formação argilosa (parte castanho-vermelho).

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

Os valores de Potencial Espontâneo (SP) apresentaram deflexão negativa em todas as três (3) zonas, corroborando a presença de *clean rock*, com predominância de arenitos. Os baixos valores que oscilam 90 a 105 us/ft do perfil DT indicam maior tempo de trânsito, característico de para formações densas e de baixa permeabilidade na zona 1 conforme a tabela 7. Os perfís DT exibem valores baixos que variam entre 89 a 103 us/ft na zona 2 e para a zona 3 os valores são de 83 a 101 us/ft isso segundo a tabela 7.

Tabela 7: Representação das diferentes velocidades de som e as respectivos significados, Adaptado de Glover (2002).

Velocidade de Som (us/ft)				
40	80	120	180	220
Formações com porosidade baixa (compactas)	Formações com porosidade moderadamente baixa	Formações com porosidade média	Formações com porosidade moderadamente alta	Formações com porosidade altas (menos compactas)

5.3.2. Potencial de Reservatório e Porosidade Total e Efectiva

Tanto a porosidade efectiva (PHIE) quanto a porosidade total (PHIT) foram derivadas da combinação das diagrfias de neutrão-densidade, que na zona 1, a porosidade efectiva (PHIE) apresenta valores que variam entre 17% e 26%, sendo classificada como de boa a muito boa qualidade, de acordo com os critérios estabelecidos por Etu-Effeotor (1997), conforme descrito na Tabela 4. A porosidade total (PHIT) nesta mesma zona oscila entre 22% e 31%, reforçando sua classificação de boa a muito boa qualidade.

Nas Zonas 2 e 3, os valores de porosidade efectiva (PHIE) situam-se entre 9% e 18%, sendo enquadrados como de qualidade pobre a boa, segundo a classificação de Etu-Effeotor (1997). No entanto, ao analisar os valores de porosidade total (PHIT), que variam de 14% a 23%, observa-se uma qualidade moderada a boa para estas zonas.

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

A permeabilidade foi classificada como excelente nas três zonas e foi classificada usando o método *Wyllie-Rose*, com valores superiores a 1000 mD, tanto na Formação Grudja Inferior como nas Argilas do Domo Superior conforme nos Anexos 2.2 e), Anexos 2.3 e) e Anexos 2.4 e).

5.3.3. Saturação de Água e Resistividade Real e Superficial

As três zonas apresentam uma saturação de água superior a 90%, o que sugere que o potencial para acumulação de hidrocarbonetos é baixo. O perfil resistividade profunda (HLLD) exhibe valores relativamente baixos 0,88 a 3,5 ohm, o que sugere uma completa saturação de água nessas camadas enquanto a pequena separação em relação à resistividade superficial (HLLS) indica formações com baixa a moderada permeabilidade isso para Zona 1. O perfil de resistividade profunda (HLLD) para a zona 2, exhibe valores relativamente baixos, variando entre 0.54 a 1.42 ohm. Na zona 3, foram registados valores de 0.55 a 1.23 ohm, o que indica zona de mistura de areia húmida ou salobre.

A análise conjunta das diagrfias do furo Savane-1 permitiu identificar três zonas com potencial como reservatórios, correspondentes a três seqüências estratigráficas. A correlação entre o sismograma sintético gerado e as informações geológicas da Planície Costeira de Moçambique, o relatório final do furo Savane-1 e as diagrfias revelou áreas de concordância que foram essenciais para discriminar as zonas potenciais de reservatório. Abaixo segue um resumo da interpretação dos resultados com base nas principais características das formações e nas suas propriedades petrofísicas.

Tabela 8: Relações das três zonas com suas características e propriedades petrofísicas.

Zona	Formação Geológica	Profundidade (m)	Resistividade (ohm)	Saturação de Água (Sw) (%)	Ambiente de Deposição	Tipo de Litologia
Zona 1	Grudja Inferior (G9)	1237,42 – 1248,64	0,54 – 1,42	>90	Fluvial	Arenito Permeável (<i>Clean Sandstone</i>)

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

Zona 2	Argilas do Domo Superior	1864,85 – 1878,3	0,55 – 1,23	>90	Transgressiv e Shelf Sand	Arenito Argiloso com Intercalações
Zona 3	Argilas do Domo Superior	1879,06 – 1904,8	0,55 – 1,23	>90	Transgressiv e Shelf Sand	Arenito Argiloso com Intercalações

5.5. Determinação do Net-Reservoir e Net-Pay

A qualidade dos reservatórios e o seu potencial de acumulação de hidrocarbonetos são avaliados com base em parâmetros petrofísicos obtidos a partir da interpretação de diagrfias e dados geológicos. Neste estudo, foram estimados o volume de argila (Vsh), porosidade efectiva, saturação de água e saturação de hidrocarbonetos, com o objectivo de caracterizar as zonas de reservatório previamente identificadas.

Para determinar os intervalos de *Net-Reservoir* e *Net-Pay*, foram aplicados valores de referência (*cut-offs*) específicos para cada parâmetro, conforme descrito na tabela 1.

Tabela 9: Resumo dos parâmetros petrofísicas calculados (Net Reservoir, Net Pay, N/G Reservoir, Vsh, PHIE e Sw).

Reservatórios	Topo (m)	Base (m)	FLAG	Gross (m)	Net (m)	NTG (%)	Av Vsh (v/v)	Av Phie (v/)	Av Sw (v)
ZONA 1	1237.420	1248.640	Gross Reservoir	11.220	11.152	0.944	0.253	0.342	0.622
			Pay Zone	11.220	11.152	0.994	0.253	0.342	0.622
ZONA 2	1864.850	1878.300	Gross Reservoir	13.450	10.058	0.748	0.401	0.308	0.954
			Pay Zone	13.450	2.713	0.748	0.344	0.300	0.839
ZONA 3	1879.060	1904.800	Gross Reservoir	25.740	20.983	0.816	0.419	0.314	0.998
			Pay Zone	25.740	5.471	0.816	0.419	0.314	0.998

5.4. Discussão de Resultados

Nesta secção, apresenta-se a análise integrada dos resultados obtidos a partir das diagrfias do furo Savane-1, com enfoque nas propriedades petrofísicas das três zonas identificadas e nas suas implicações para o potencial de acumulação de hidrocarbonetos. O facto de ter 3 zonas significação são as três sequências estratigráficas, justifica-se pela correlação feita entre o sismograma sintético gerado e o furo savane-1, informações da geologia da bacia de Moçambique, relatório final do furo savane-1 e as diagrfias onde nas áreas de concordância e os traços sísmicos foram essenciais para discriminar como zonas potenciais reservatórios.

A curva de DT expressa uma diferença notável nas zonas 2 e 3, fenómeno interpretado como resultante das intercalações de arenitos e siltitos/ argilitos de forma heterogénea. Por outro lado, com a saturação da água a zona 2 tem uma saturação aproximada a 1, onde apresenta alguns vazios e na zona e 3 a saturação é completa. Através da resistividade foi constada que esta decresce de cima para baixo, nesse caso zona 2 que é menos salobre para zona 3 que é mais salobre.

Os resultados da interpretação das formas das diagrfias de GR e SP nos reservatórios indicam que, na zona 1, a presença de um padrão de GR em forma de bloco ou sino sugere uma homogeneidade de areia, característica de um ambiente de deposição fluvial corroborando com a descrição da Formação de Grudja que segundo Salman & Abdula (1995) é constituída por intercalações de areias e argilas. Nas zonas 2 e 3, a predominância de arenitos de grão fino a médio e argilas, com variações energéticas, aponta para um ambiente de deposição *transgressive shelf sand*. Essas formações podem ser interpretadas como arenitos argilosos ou arenitos muito finos, com alto teor de silte e baixo teor de argila.

No perfil HCAL, nota-se uma variação no diâmetro do furo, indicando a presença de *mudcake*, especialmente evidente na zona 1, onde a variação é mais acentuada na parte inferior, com uma média de 8 polegadas. Nas demais áreas, o diâmetro permanece constantemente baixo, em torno de 8 polegadas, sugerindo a continuidade do *mudcake* e a possível presença de uma zona permeável composta por partículas sólidas, como o arenito.

No que diz respeito à resistividade real, as três áreas exibem valores baixos, variando de 0 a 3,5 ohm. Esta condição pode ser atribuída à presença de minerais pesados (pirite) ou de argilas (clorite

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

e glauconite). As argilas, em particular, retêm água em sua micro-porosidade, afectando a troca de cátions nos fluídos porosos, o que pode resultar na supressão da leitura nos perfís eléctricos, como descrito Lubis in Worthington, 2000. Por outro lado, os baixos valores podem sugerir uma quantidade extremamente baixa de gás, embora esses cruzamentos também possam ser atribuídos a outros factores (Mjili & Mulibo, 2018).

Em todas as zonas, os perfís DT mostram valores baixos (80 – 120 us/ft), indicando intervalos de trânsito de som curtos, com velocidades de propagação do som muito elevadas, conforme Bassioni (1994). Este padrão é característico de camadas menos porosas e/ou compactas, sugerindo também a presença de fluídos nos poros, os quais reduzem a velocidade de propagação das ondas. O volume de argila nas zonas apresentam-se valores > 35% que segundo o autor (Davies, 2002) são considerados reservatórios contendo argilas.

Nas análises das três zonas, observou-se variações na porosidade efectiva, indicativas de diferentes potenciais de armazenamento de fluídos. A zona 1 (Grudja Inferior) revela porosidade de boa a muito boa, enquanto as zonas 2 e 3 (Argilas do Domo Superior) demonstram uma porosidade que varia de pobre a boa. Essas diferenças sugerem uma capacidade diferenciada de acumulação de hidrocarbonetos, com a Grudja Inferior apresentando maior potencial nesse aspecto. Os valores de porosidade total (PHIT) indicam uma variabilidade significativa entre as zonas analisadas no furo Savane-1. A zona 1, com valores entre 22% e 31%, destaca-se pela sua alta qualidade, evidenciando excelente capacidade de armazenamento e potencial para acumulação de hidrocarbonetos. Já as zonas 2 e 3 apresentam porosidades totais entre 14% e 23%, classificadas como moderadas a boas, indicando menor capacidade de armazenamento. Esses números apontam para a heterogeneidade do reservatório e sugerem que a Zona 1 tem maior potencial produtivo, tornando-se um alvo prioritário para pesquisa.

Além disso, a permeabilidade superior a 1000 mD nas formações de Grudja e Argilas do Domo Superior destaca uma excelente capacidade de armazenamento e transmissão de fluídos, o que é fundamental para facilitar a produção de hidrocarbonetos.

Na análise quantitativa dos três (3) reservatórios, constatou-se que as zonas apresentam mais de 80 % de saturação de água, o que sugere que são áreas de hidrocarbonetos não economicamente

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

viável. Além disso, essas zonas são caracterizadas por cruzamentos finos/pequenos e valores de resistividade baixos, indicando quantidades insignificantes gás.

Por outro lado, a zona 1, localizada entre os 1237.42 m e os 1248.64 m, apresenta características petrofísicas muito favoráveis. O NTG é de 1.0, indicando que toda a espessura da zona corresponde a rocha reservatório. A porosidade média efectiva é de 34.2%, valor bastante elevado e indicativo de excelente capacidade de armazenamento. O volume de argilas é de 32.7%, abaixo do limite de 35%, o que confirma a presença de um arenito relativamente limpo. A saturação de água é de 62.2%, o que, apesar de ser moderadamente alto, ainda sugere a possibilidade de presença de hidrocarbonetos, sobretudo se considerado o contexto da Planície Costeira de Moçambique, onde os reservatórios de gás apresentam baixa resistividade e, conseqüentemente, valores de saturação de água aparentemente elevados.

A Zona 2 que corresponde a Formação de Argilas do Domo Superior. Esta zona apresenta um NTG médio de 74.8%, o que é deveras positivo. A porosidade média efetiva situa-se em torno dos 30%, valor igualmente aceitável para reservatórios. Contudo, o volume de argila varia entre 34-41%, o que indica uma elevada presença de argilas, podendo comprometer a permeabilidade e dificultar o fluxo de fluidos. A saturação de água nesta zona varia entre 83.9-95.4%, o que representa um desafio significativo, pois indica que a maior parte do volume poroso está saturado com água, limitando o potencial efectivo de produção de hidrocarbonetos.

A Zona 3 apresenta porosidade ainda mais elevada 36.8% e NTG de 81.5%. No entanto, o Vshale de 41.9% é ligeiramente superior ao valor limiar ideal, e a saturação de água atinge 98%. Este valor extremamente elevado indica que, apesar das boas características de armazenamento, a presença de hidrocarbonetos livres nesta zona é praticamente inexistente. Tal como na Zona 2, o elevado conteúdo de água compromete significativamente o seu valor económico como reservatório produtivo.

A partir da análise integrada dos dados, conclui-se que a zona 1 é a que oferece melhores condições para estudos mais aprofundados. Com um NTG perfeito, porosidade elevada, Vshale abaixo do limiar crítico e uma saturação de água moderada, esta zona destaca-se como a mais promissora em termos de acumulação de hidrocarbonetos. As zonas 2 e 3, embora apresentem espessuras e

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

porosidades adequadas, são fortemente condicionadas pela presença de elevados teores de argilas e altos valores de S_w , que comprometem a mobilidade e a viabilidade de extração dos hidrocarbonetos presentes.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6.1. CONCLUSÕES

A análise qualitativa e quantitativa das diagrfias do furo Savane-1, realizada com o objectivo de caracterizar os potenciais reservatórios de hidrocarbonetos no Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze, revelou-se eficaz, apesar de algumas limitações, usou-se apenas um furo e má qualidade das linhas sísmicas bidimensionais (2D) inerentes ao processo. Com base nos dados obtidos, é possível concluir que

- A análise da diagrfia GR revelou que a zona 1 é maioritariamente composta por arenitos, enquanto as zonas 2 e 3 consistem em arenitos argilosos, ou seja, arenitos com intercalação de argilas.
- As diagrfias de Resistividade Profunda e Resistividade Superficial indicam que as formações estão essencialmente saturadas com água salobra, devido aos baixos valores de Resistividade Profunda em comparação com os valores de Resistividade Superficial.
- A análise dos parâmetros petrofísicos evidenciou uma variação significativa na porosidade total. A zona 1, associada à formação Grudja Inferior, apresenta uma porosidade de boa a muito boa, enquanto as zonas 2 e 3, correspondentes às Argilas do Domo Superior, demonstram uma porosidade que varia de pobre a boa, devido a composição litológica desta formação, que é dominada por sequências argilosas com pequenas intercalações de siltitos e argilas;
- Em termos de permeabilidade, as três (3) zonas apresentam valores superiores a 1000 mD, indicando uma boa capacidade de transmissão de fluídos. No entanto, a elevada saturação de água nas três zonas, superior a 90%, sugere que estas áreas não são economicamente viáveis para a produção de hidrocarbonetos.
- O *Net Reservoir* na zona 3, que se encontra na formação Argilas do Domo Superior, é de 5.471 metros, o que sugere um potencial de armazenamento de gás. Os reservatórios de gás nos campos de Búzi, Pande, Temane e Inhassoro, apresentam *Net Reservoirs* com o mesmo intervalo ao observado no furo Savane-1. Contudo, economicamente, esta zona não se revela promissora devido à baixa saturação de hidrocarbonetos.

6.2. RECOMENDAÇÕES

Tomando em consideração que a prospeção e pesquisa de recursos naturais como os hidrocarbonetos é um processo muito complexo, e havendo a necessidade da aplicação de diferentes métodos para reduzir as incertezas, recomenda-se o seguinte:

- ✓ Que se faça a análise de dados de diagrfias obtidos em diferentes pontos/furos de pesquisa no Bloco de Inhaminga e efectuar a correlação entre estes dados, de forma a obter uma compreensão mais abrangente das formações geológicas existentes.
- ✓ Que sejam desenvolvidos estudos com um maior número de diagrfias promovendo uma análise quantitativa petrofísica mais robusta e consistente, visando uma avaliação mais precisa e confiável dos parâmetros petrofísicos.
- ✓ Que se proceda num estudo de análise petrofísica das amostras de arenitos para avaliar a sua qualidade e potencial.
- ✓ Que se realize o mapeamento da sub-superfície e da extensão dos reservatórios, das secções reservatórias identificadas através da interpretação das secções sísmicas, com o objectivo de discriminar a extensão lateral e a geometria dos potenciais reservatórios.

7. REFÊRENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abd Elaziz, M., Ghoneimi, A., Elsheikh, A.H. et al. *Predicting Shale Volume from Seismic Traces Using Modified Random Vector Functional Link Based on Transient Search Optimization Model: A Case Study from Netherlands North Sea*. Nat Resour Res 31, 1775–1791 (2022). <https://doi.org/10.1007/s11053-022-10049-4>
- Administração Local, D. (2005). Perfil do Distrito de Dondo Província de Sofala. Ministério da Administração Estatal <https://www.portaldogoverno.gov.mz/por/content/download/2928/23692/version/1/file/Dondo.pdf>
- Asquith, G & Krygowski, D. (2004) *Basic well log analysis*. Second Edition. Tulsa, OK. AAPG.
- Baig, M. H. (2018). *Digital Image Analysis for Petrophysical Evaluation*. Dissertação de Mestrado, University of Stavanger, Norway
- Basbar, A. B. I., Abdalgader, A. M., & Jaafar, M. O. (2022). *Construction of Synthetic Seismogram in Abu Sufyan Oil Field*. Sudan University of Science and Technology, Sudan.
- Bassiouni, Zaki (1994). Theory, Measurements and Interpretation of Well Logs, Vol.4. Richardson, SPE Textbook Series, Texas. USA.
- Bjørlykke, Knut (2015). Petroleum Geoscience. In *Petroleum Geoscience* (Vol. 1, Issue 2). <https://doi.org/10.1007/978-3-642-34132-8>
- Carruthers, R., Greenbaum, D., Jackson, P. ., Mtetwa, S., Peart, R. ., & Shedlock, S. . (1993). *Geological and Geophysical Characterisation of Lineaments in Southeast Zimbabwe and Implications for Groundwater Exploration*.
- Carvalho, P. B. DE. (2014). *Caracterizaçã Petrofísica do Campo de Namorado a partir de Perfis de Poço*. Trabalho de graduação, Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, Brasil.
- Cheamisso, V. (2018). *Identificação e Caracterizaçã das Fontes Sismogénicas associadas ao Sistema de Falhas do Rift Este Africano na Região Centro de Moçambique (Machaze E Inhaminga)*. Tese de Licenciatura, Departamento de Geologia, UEM. Maputo, Moçambique.

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

- Chorowicz, J. (2005). *The East African rift system*. Journal of African Earth Sciences, 43(1–3), 379–410. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2005.07.019>
- Cox, D. R., Newton, A. M. W., & Huuse, M. (2020). *An introduction to seismic reflection data: Acquisition, processing and interpretation*. In Regional Geology and Tectonics: Volume 1: Principles of Geologic Analysis (pp. 571–603). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-64134-2.00020-1>
- Chiulele, S. M. (2014). *Caracterização Sísmica Estrutural da Área de Búzi e a sua Influência na Acumulação de Hidrocarbonetos*. Tese de Licenciatura, Departamento de Geologia, UEM. Maputo, Moçambique.
- Craig, T. J., Jackson, J. A., Priestley, K., & Mckenzie, D. (2011). *Earthquake distribution patterns in Africa: Their relationship to variations in lithospheric and geological structure, and their rheological implications*. Geophysical Journal International, 185(1), 403–434. <https://doi.org/10.1111/j.1365-246X.2011.04950.x>
- Craveiro, K. D. E. S. (2013). *Well Logging Analysis – Análise de diagrafas em poços na bacia de Rio Grande do Norte*. Dissertação de Mestrado, Instituto Técnico Lisboa, Portugal.
- Dandekar, A. Y. (2013). *Rock and Petroleum Reservoir Fluid Properties*. <https://doi.org/10.2134/agronmonogr9.1.c21>
- Davies, D. K. (2002). *Foundation of Petrophysics*. Petroskills Training, Vol. B.
- Domingues, A., Ferreira, A. M. G., Chang, S., Cust, S., & Fonseca, F. B. D. (2016). *Ambient noise tomography of the East African Rift in Mozambique*. Geophysical Journal International, 1565–1578. <https://doi.org/10.1093/gji/ggv538/>
- ECL (2000). *The Petroleum Geology and Hydrocarbon Prospectivity of Mozambique*. Artigo não publicado pela ENH
- Etu-Efeotor, J.O, (1997), *Fundamentals of Petroleum Geology*, Paragraphics Port Harcourt, Nigéria.

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

- Gooneratne, C. P., Li, B., Deffenbaugh, M., & Moellendick, T. (2019). *Instruments for Formation Evaluation. Instruments, Measurement Principles and Communication Technologies for Downhole Drilling Environments*. https://doi.org/10.1007/978-3-030-04900-3_2
- Glover, Paul. (2002), Petrophysics MSc Course Notes. Universidade de Laval. Canadá
- GTK Consortium (2006a). Map Explanation; Volume 2: Sheets 1630 – 1934. Geology of Degree Sheets Mecumbura, Chioco, Tete, Tambara, Guro, Chemba, Manica, Catandica, Gorongosa, Rotanda, Chimoio and Beira, Mozambique. Ministério dos Recursos Minerais, Direcção Nacional de Geologia, Maputo.
- GTK Consortium (2006c). Map Explanation; Volume 3: Sheets 1735-1739, 1835-1836 and 1935. Geology of Degree Sheets Mutarara, Quelimane, Namacurra/Maganja, Pebane, Marromeu/Inhaminga, Chinde and Savane, Mozambique. Ministério dos Recursos Minerais, Direcção Nacional de Geologia, Maputo.
- IMPACTO, Perfil Ambiental e Mapeamento do Uso Actual da Terra nos Distritos da Zona Costeira de Moçambique, Distrito de Dondo Província de Sofala, 2012
- Johnson, M. et al. (2020). *Integrating Geological and Petrophysical Data for Reservoir Characterization*. AAPG Bulletin, 104(9), 2087-2107
- José, D. L., Chaúque, Z., Uanzo, F., Cabral, O., Manhiça, H., Juvane, M., Morais, R., & Jokat, W. (2024). Tectonics and evolution of the Palmeiras and Xai-Xai Grabens, offshore southern Mozambique. *Marine and Petroleum Geology*, 160(July 2023). <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2023.106608>
- Ketzer, J. M. (2002). *Diagenesis and Sequence Stratigraphy: an integrated approach to constrain evolution of reservoir quality in sandstones*. Tese de Doutoramento, Uppsala University. Sweden.
- Langa, H. C. (2020). *Caracterização Petrofísica dos Reservatórios de Hidrocarbonetos nos Furos Nhamura-1 e Rio Nhanguazi-1 no Onshore e da Depressão do Delta do Zambezi*. Tese de Licenciatura, Departamento de Geologia, UEM. Maputo, Moçambique.

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

- Liu, H. (2017). *Principles and Applications of Well Logging*. In *Principles and Applications of Well Logging* Beijing, China. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-54977-3>
- Lombard, D., & Akinlua, A. (2009). *Reservoir Characterization of wells KDI, KEI, KF1, KH1, in block 3, Orange Basin, offshore South Africa*.
- Mahmoud, H. A. (2021). *Integration of Wireline and Core data for Improving the Formation Evaluation of the Jurassic Reservoirs in Gullfaks Field, North Sea, Norway*. Dissertação de Mestrado, Cairo University, Egypt. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.14380.74883>
- Mjili, A. S., & Mulibo, G. D. (2018). *Petrophysical Analysis of Reservoirs Rocks at Mchungwa Well in Block 7 Offshore, Tanzania: Geological Implication on the Reservoir Quality*. Open Journal of Geology, 08(08), 764–780. <https://doi.org/10.4236/ojg.2018.88045>
- Pfaffhuber, A. A., Monstad, S., & Rudd, J. (2009). Airborne electromagnetic hydrocarbon mapping in Mozambique. *Exploration Geophysics*, 40(3), 237-245.),
- Porto, A. L. (2015). *Estimação de Propriedades Petrofísicas de Rochas Sedimentares a partir de Imagens Microtomográficas de Raios-X*. Tese De Doutorado, Universidade Federal de Campina Grande, Paraíba, Brasil. <https://doi.org/10.22409/tn.17i34.p38060>
- Reeves, C. V., Teasdale, J. P., & Mahanjane, E. S. (2016). *Insight into the Eastern Margin of Africa from a new tectonic model of the Indian Ocean*. Geological Society, London, Special Publications, 431(1), 299-322.),
- Roque, A. *Tectonostratigrafia do cenozóico das margens continentais sul e sudoeste portuguesas: um modelo de correlação sismostratigráfica*. Tese de Doutorado, Universidade de Lisboa, Portugal 2007
- Samuels, P.D. (2013). *Evaluation of Petrophysical Properties in the Ak Field of the Niger Delta Province of Nigeria Using Integrated Data*. Dissertação de Mestrado, University of Abuja, Nigeria
- Salman, G., & Abdula, I. (1995). *Development of the Mozambique and Ruvuma sedimentary basins, offshore Mozambique*. *Sedimentary Geology*, 96(1-2), 7-41.

**Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos
na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze**

[https://doi.org/10.1016/0037-0738\(95\)00125-R](https://doi.org/10.1016/0037-0738(95)00125-R)

Salman, G., Sheremetiev, Y., & Koblents, A. (1990). *The northern part of Mozambique Basin, a report on the geology and the oil and gas potential of Zambezi Licence Block, Mozambique..* Artigo não publicado pela ENH.

Savane-1 Summary Sheet, Instituto Nacional de Petróleos.

Schön, J. (2015). *Basic Well Logging and Formation Evaluation*. 1st edition

Silva, H. P. N. da. (2012). *Hugo Pascoal Neto da Silva Caracterização e Delimitação de Reservatórios Usando Atributos Sísmicos Hugo Pascoal Neto da Silva Caracterização e Delimitação de Reservatórios Usando Atributos Sísmicos*. Dissertação de Mestrado , Universidade de Aveiro, Portugal.

Szabó, N. P. (s.d.). *Well Logging Methods*. Department of Geophysics, University of Miskolc. Hungria .

Teixeira, W. S. (2017) *Análise tectonoestratigráfica do intervalo Aptiano-Mioceno na porção offshore da região central da Bacia do Espírito Santo*. Trabalho de graduação, Universidade Estadual Paulista, São Paulo, Brasil.

Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2004). *Theory and Practice of Measuring Reservoir rock and Fluid Transport Properties*. Elsevier, Oxfordshire, United Kingdom.

Yang, Z., & Chen, W. P. (2010). *Earthquakes along the East African Rift System: A multiscale, system-wide perspective*. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 115(12), 1–31. <https://doi.org/10.1029/2009JB006779>

ANEXOS

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

Anexos 1. Tabela mostrando nomenclatura, orientação e comprimento das secções sísmicas.

Nome da Secção Sísmica	Ano de Aquisição	Orientação (Strike/Dip)	Extensão Linear (km)	Local
AT-101_Stack_1971	1972	N-S	17.71932	Inhaminga
AT-102_Stack_1971	1972	SW-NE	38.3617	Inhaminga
AT-103_Stack_1971	1972	NW-SE	37.89821	Inhaminga
AT-104_Stack_1971	1972	SW-NE	34.10161	Inhaminga
AT-105_Stack_1971	1972	NW-SE	47.61667	Inhaminga
AT-106_Stack_1971	1972	SW-NE	48.47214	Inhaminga
AT-107_Stack_1971	1972	NW-SE	53.44824	Inhaminga
AT-108_Stack_1971	1972	SW-NE	41.45639	Inhaminga
AT-109_Stack_1971	1972	NW-SE	60.90502	Inhaminga
AT-110_Stack_1971	1972	SW-NE	31.73001	Inhaminga
AT-111_Stack_1971	1972	NW-SE	74.90082	Inhaminga
AT-112_Stack_1971	1972	SW-NE	24.36473	Inhaminga
AT-113_Stack_1971	1972	NW-SE	65.75467	Inhaminga
CV-304_Stack_1971	1972	SW-NE	141.3142	Inhaminga
CV-310A_Stack_1971	1972	SW-NE	96.49754	Inhaminga
CV-310B_Stack_1971	1972	SW-NE	48.09523	Inhaminga
CV-317_Stack_1971	1972	SW_NE	57.68612	Inhaminga

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

CV-319_Stack_1971	1972	NW-SE	61.10349	Inhaminga
CV-323_Stack_1971	1972	NW-SE	65.11582	Inhaminga
CV-327_Stack_1971	1972	NW-SE	98.78167	Inhaminga
CV-331_Stack_1971	1972	NW-SE	70.89408	Inhaminga
CV-333_Stack_1971	1972	NW-SE	83.42998	Inhaminga
CV-337_Stack_1971	1972	NW-SE	76.82123	Inhaminga
CV-337B_Stack_1971	1972	NW-SE	28.30165	Inhaminga
CU-212_Stack_1971	1972	S-NE	49.06835	Inhaminga

Anexos 1.1. Tabela Resumo dos furos do Bloco de Inhaminga

Furo	Operador	Ano	Prof. Total (m)	Formação na Base
Nhamura-1	Aquitaine	1972	5489	Basaltos Pré-câmbricos
Corone-1	DNO/ASA	2004	2074	Domo Xisto
Savane-1	DNO/ASA	2004	1856	Domo

Anexos 1.2. Relação das diagrafas e os furos da parte onshore da zona do Zambeze

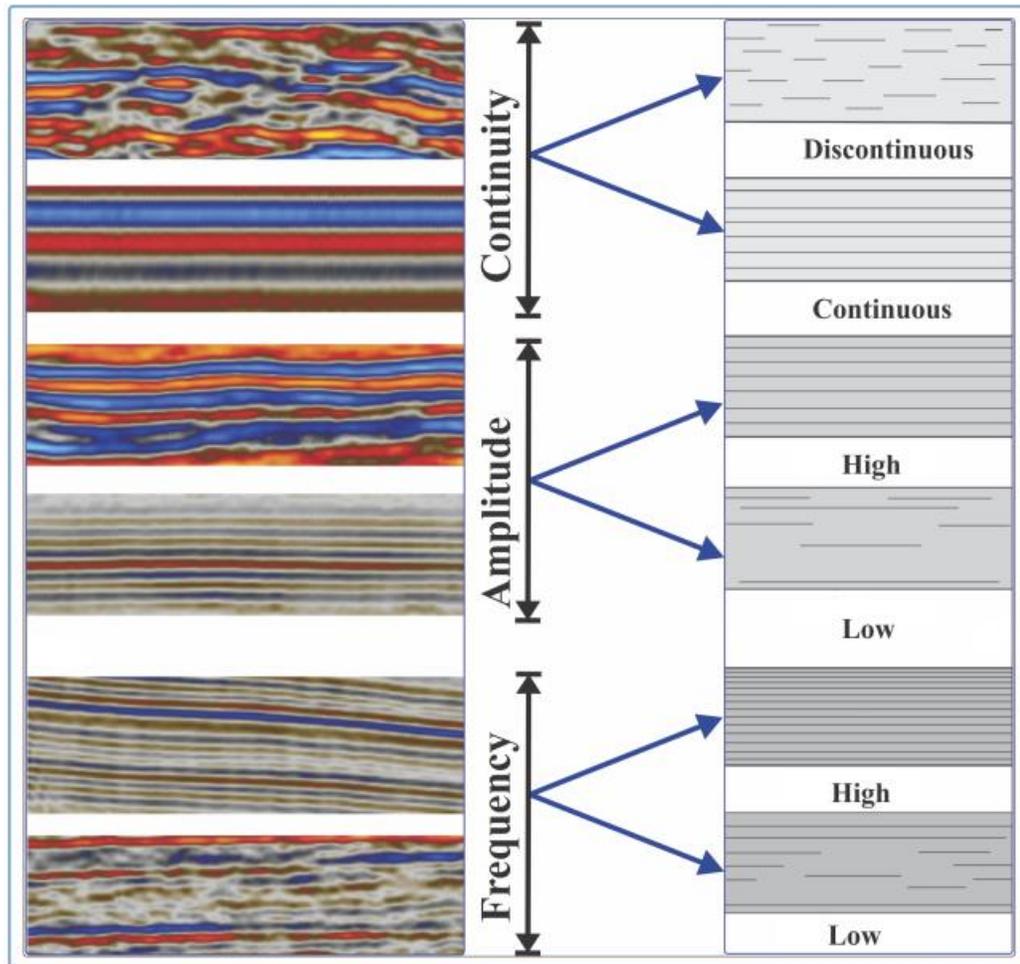
Diagrafias	Savane-1	Corone-1	Nhamurra-1
Raios Gama (GR)	✓	✓	✓
Neutrão (NPHI)	✓	✓	MD
Densidade (RHOB)	!!	!!	MD
Sónico (DT)	✓	✓	MD

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

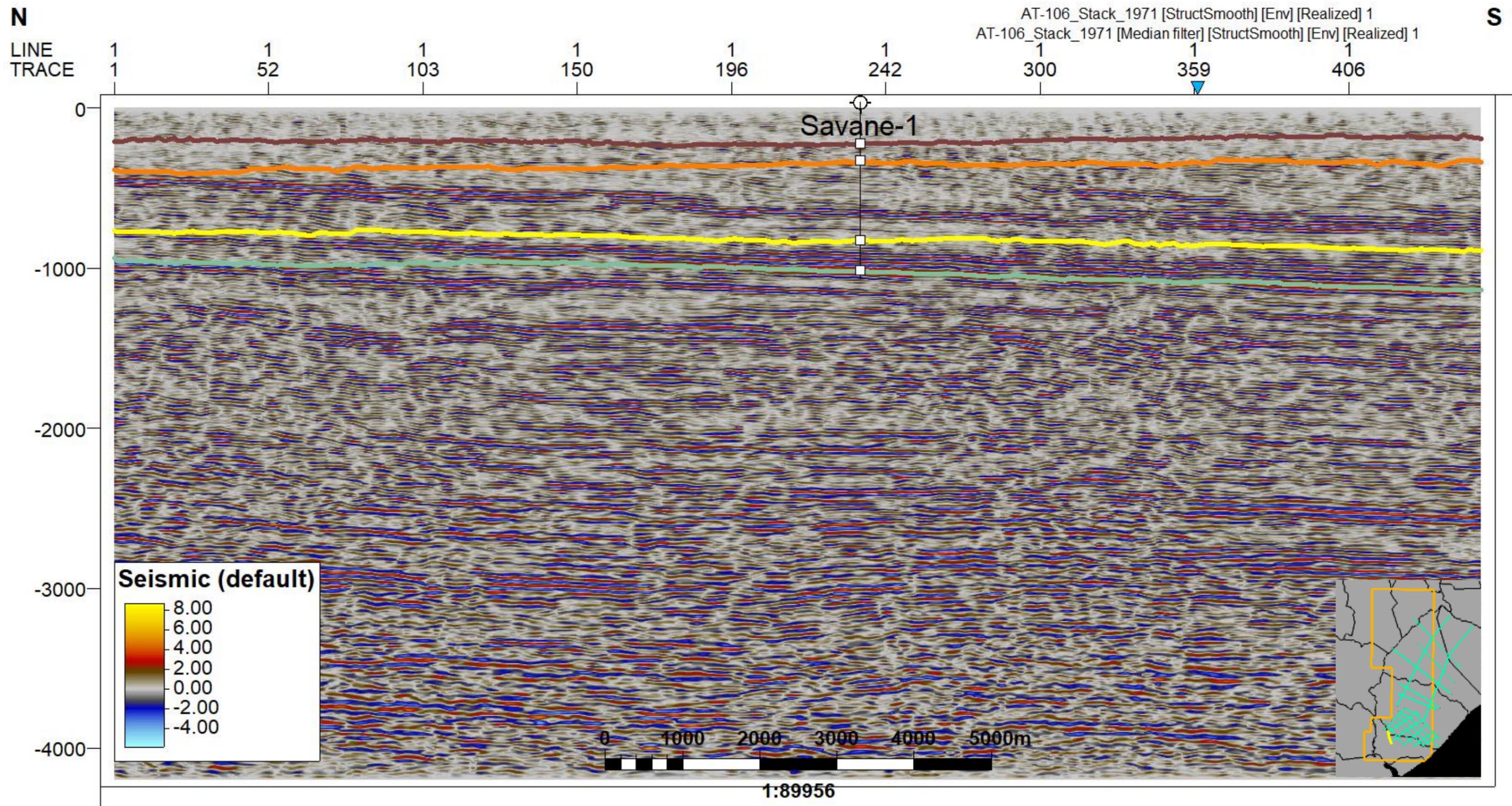
Resistividade (Profunda e Superficial)	✓✓	✓✓	✓✓
Caliper (CALI)	✓	✓	MD
Potencial Espontâneo (SP)	✓	✓	✓

✓ - Apresenta a propriedade/perfil ○ - Não apresenta a propriedade/perfil

MD – Missing Data em vários pontos de Profundidade !! – Exceções



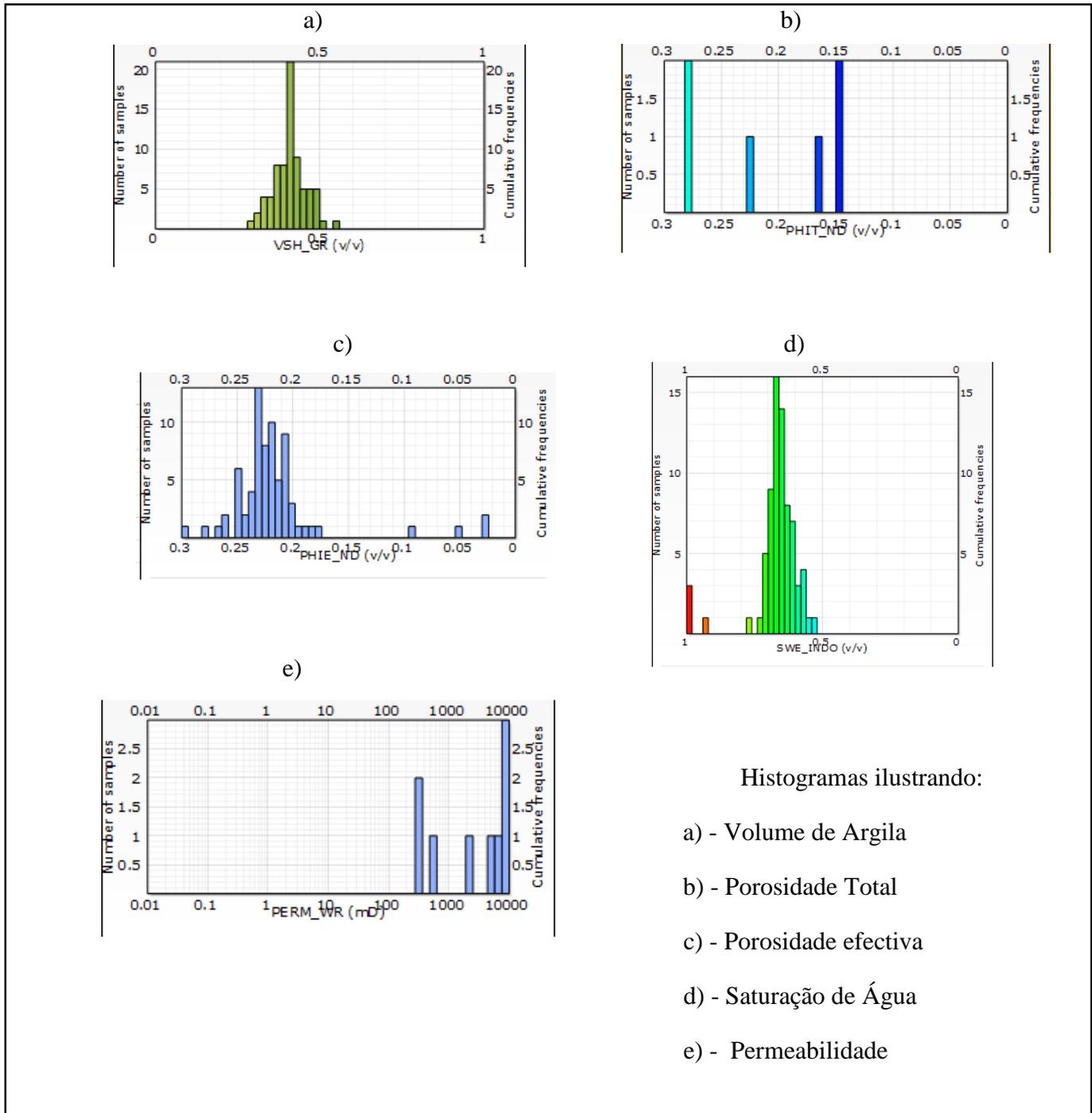
Anexos 2. Representação dos diferentes padrões das reflexões sísmicas adaptado (segundo Al-Masgari, 2021)



Anexos 2.1. Representação dos horizontes sismoestratigráficos com base no furo savane-1 na linha sísmica AT-106_Stack_1971.

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

Anexos 2.2. ZONA 1

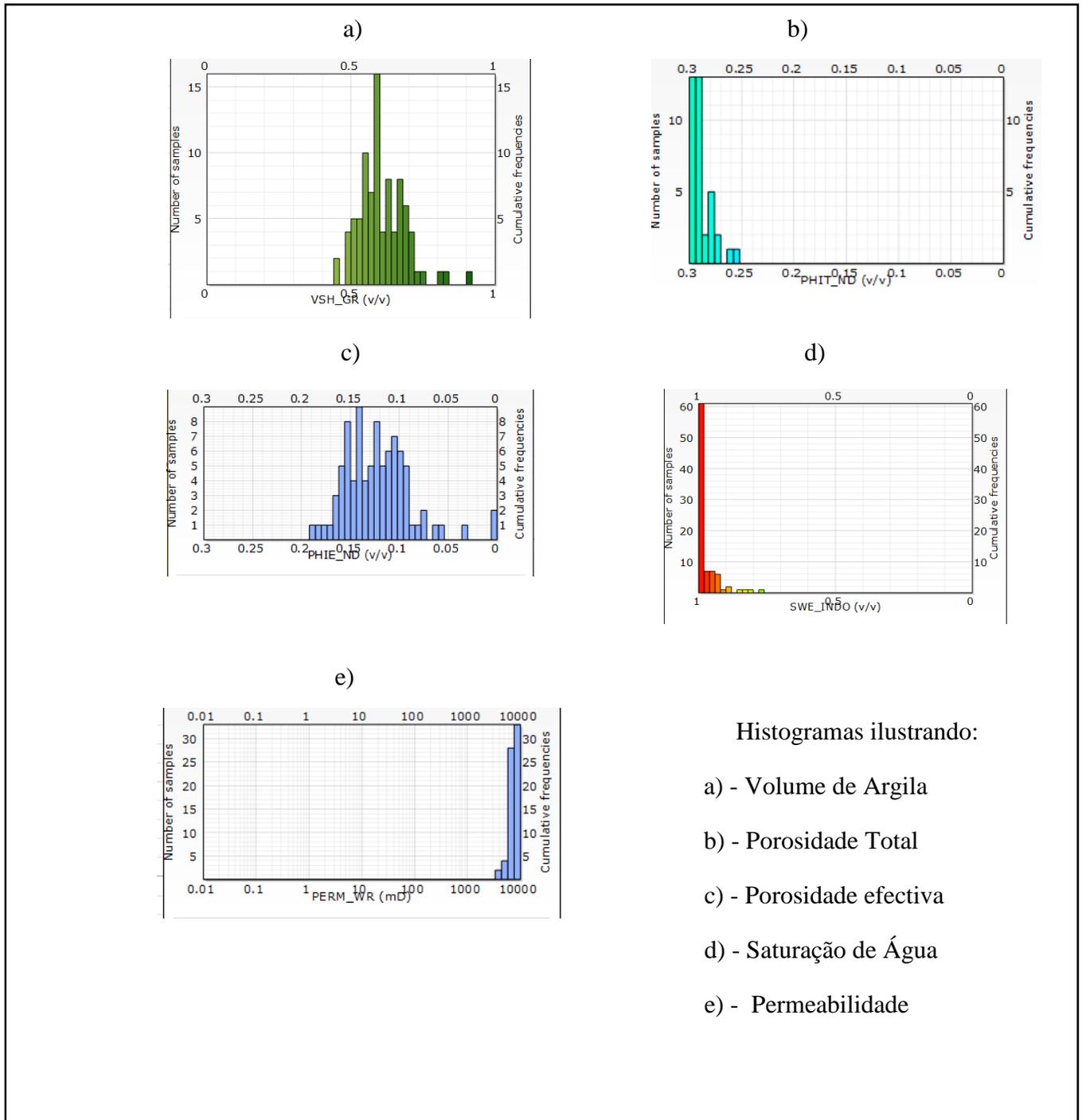


Histogramas ilustrando:

- a) - Volume de Argila
- b) - Porosidade Total
- c) - Porosidade efectiva
- d) - Saturação de Água
- e) - Permeabilidade

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

Anexos 2.3. ZONA 2

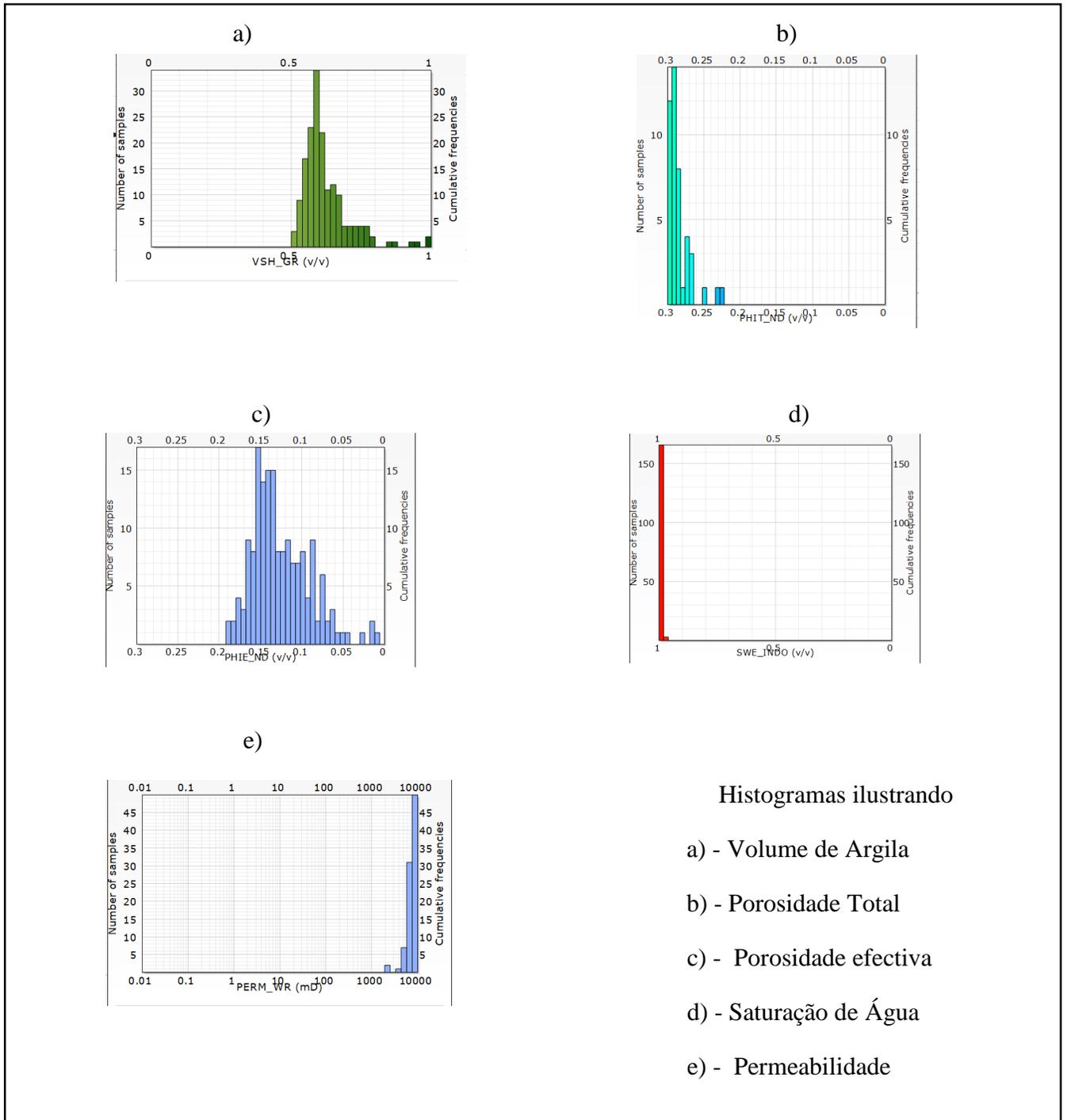


Histogramas ilustrando:

- a) - Volume de Argila
- b) - Porosidade Total
- c) - Porosidade efectiva
- d) - Saturação de Água
- e) - Permeabilidade

Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

Anexos 2.4. ZONA 3



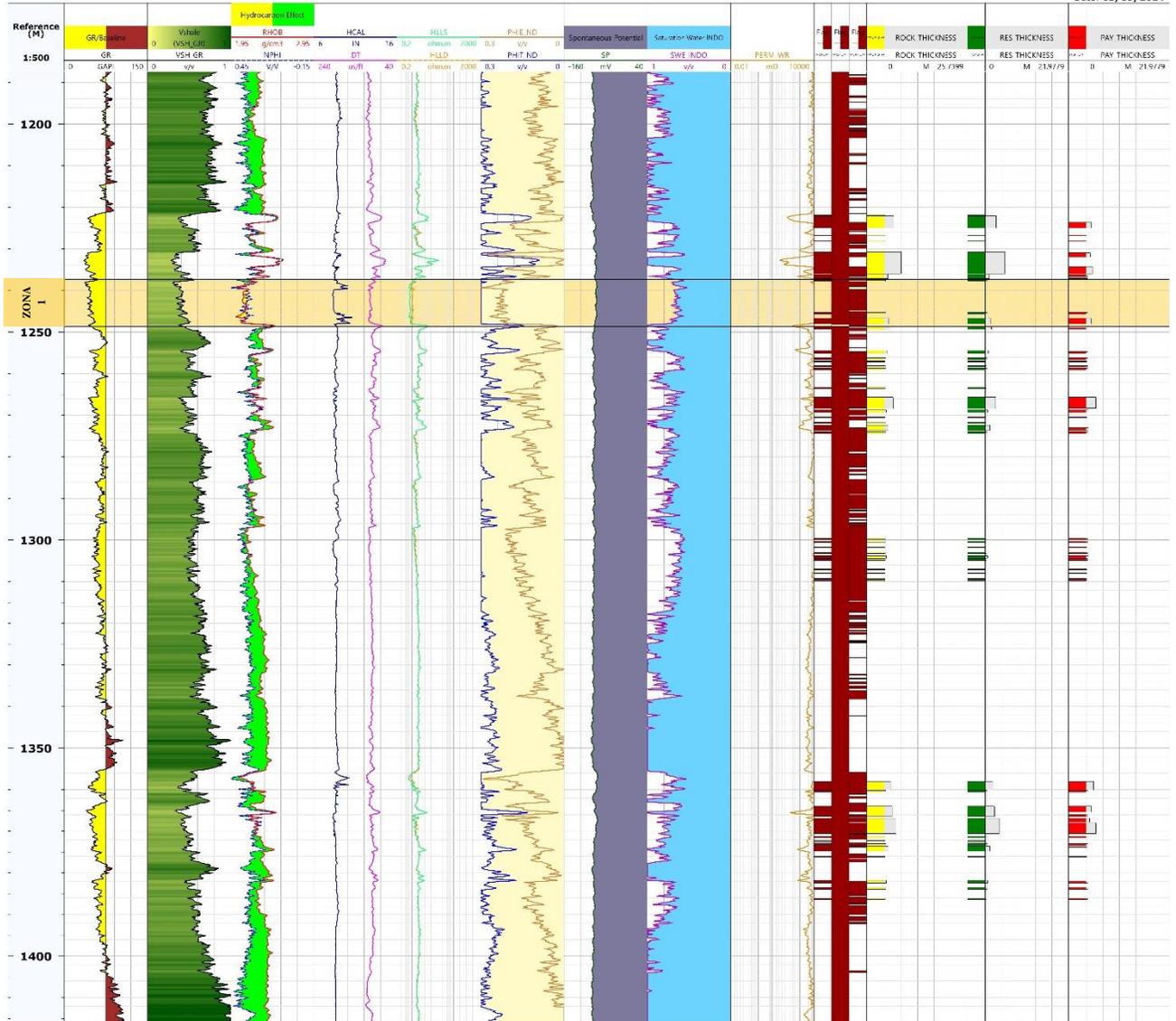
Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze

LAYOUT
Well(s): Savane-1

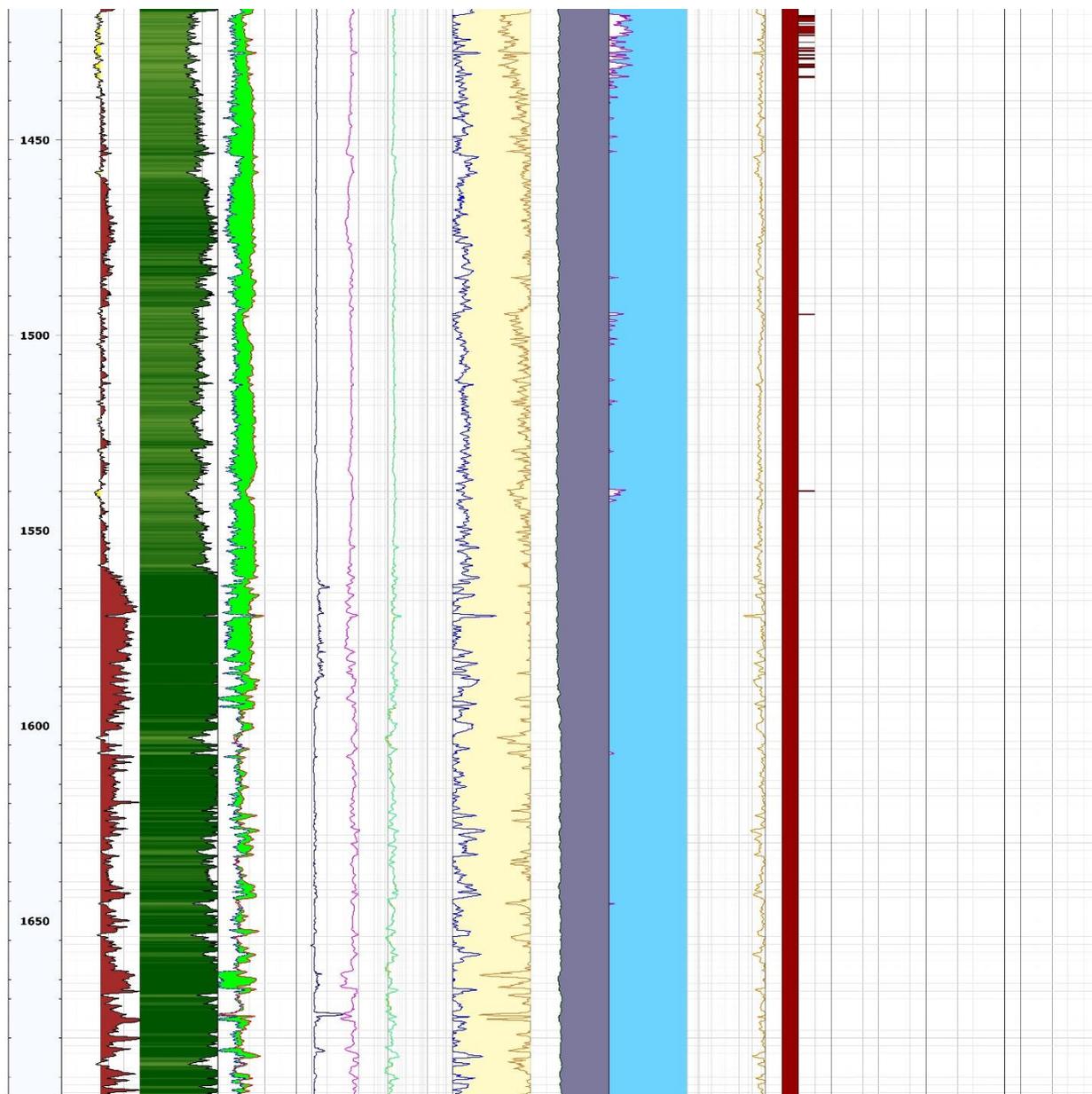


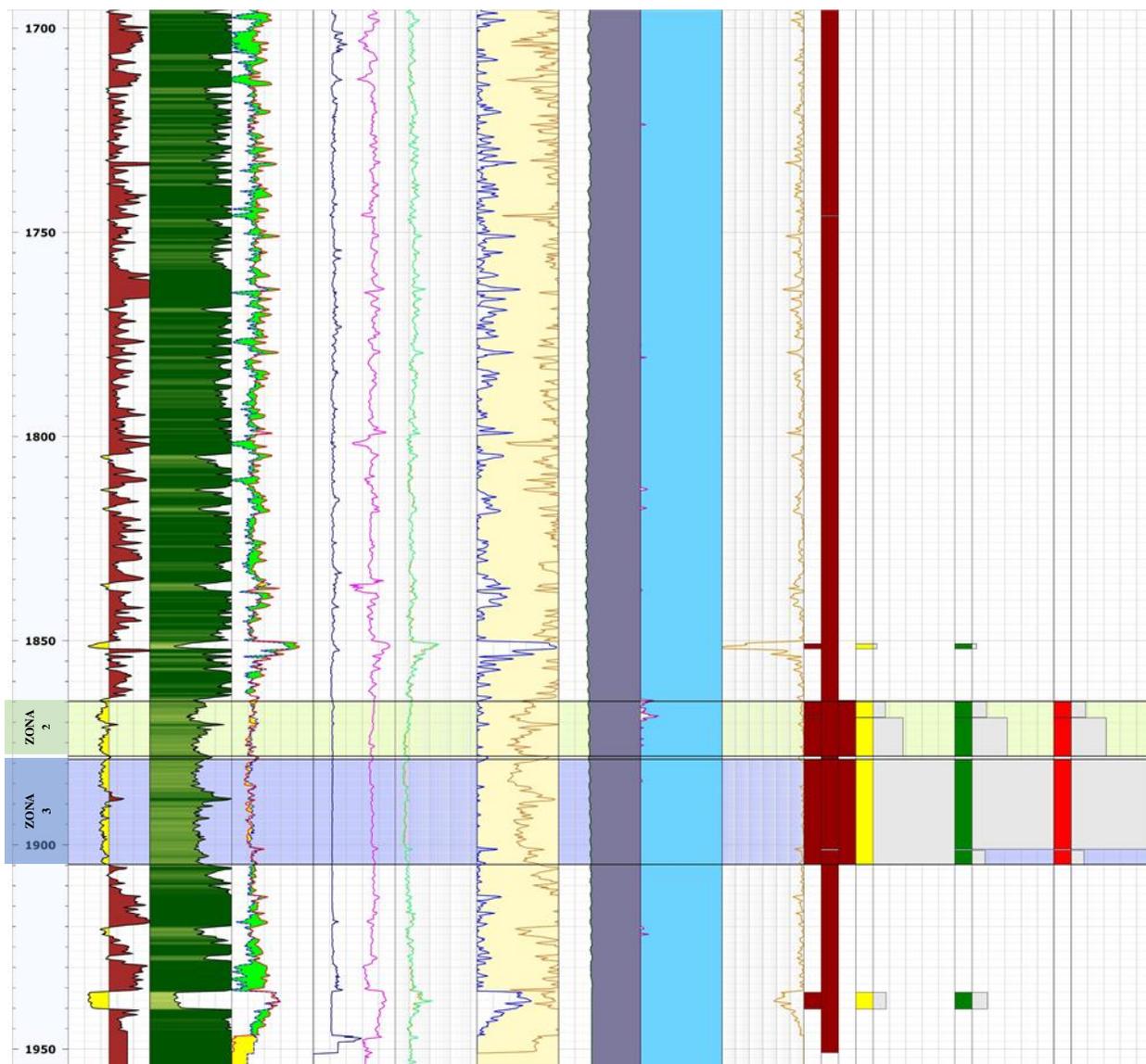
Project: MONOGRAFIA
Dataset(s): Bloco de Inhaminga
Scale: 1:500

Author: Calisto LANGA
(ID: LANGA_04)
Date: 03/09/2024



Caracterização Petrofísica e Avaliação do Potencial de Acumulação dos Hidrocarbonetos na parte Sul do Bloco de Inhaminga/Baixo Zambeze





Anexos 3. Ilustração do Furo Savane-1 em toda sua extensão e as zonas identificada.