

UNIVERSIDADE FEDERAL DO AMAZONAS
INSTITUTO DE CIÊNCIAS EXATAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS

ANDREZA DE OLIVEIRA MIRANDA

CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA EM JAZIDAS DE GÁS NÃO
CONVENCIONAIS NO NOROESTE DA BACIA DO MÉDIO AMAZONAS

MANAUS
2023

ANDREZA DE OLIVEIRA MIRANDA

CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA EM JAZIDAS DE GÁS NÃO
CONVENCIONAIS NO NOROESTE DA BACIA DO MÉDIO AMAZONAS

Dissertação de Mestrado submetida ao
Programa de Pós-Graduação em Geociências,
da Universidade Federal do Amazonas, para
defesa da mestranda da pós-graduação,
concentrada na linha de pesquisa II de
Geologia Sedimentar e Ambiental.

ORIENTADOR: PROF. DR. LUIS ANTONIO CASTILLO LÓPEZ

MANAUS
2023

Ficha Catalográfica

Ficha catalográfica elaborada automaticamente de acordo com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

M672c Miranda, Andreza de Oliveira
Caracterização petrofísica em jazidas de gás não convencionais
no noroeste da Bacia do Médio Amazonas / Andreza de Oliveira
Miranda . 2023
87 f.: il. color; 31 cm.

Orientadora: Luis Antonio Castillo López
Dissertação (Mestrado em Geociências) - Universidade Federal
do Amazonas.

1. Bacia Média do Amazonas. 2. sistema petrolífero não
convencional. 3. soleiras. 4. modelo tridimensional. I. López, Luis
Antonio Castillo. II. Universidade Federal do Amazonas III. Título

ANDREZA DE OLIVEIRA MIRANDA

**CARACTERIZAÇÃO PETROFÍSICA EM JAZIDAS DE GÁS NÃO
CONVENCIONAIS NO NOROESTE DA BACIA DO MÉDIO AMAZONAS**

Dissertação apresentada ao Programa de
Pós-Graduação em Geociências da
Universidade Federal do Amazonas, como
requisito parcial para obtenção do Título de
Mestre em Geociências, área de
concentração em Geociências.

Aprovada em: 26 de abril de 2023.

BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Luis Antonio Castillo Lopez, Presidente.
Universidade Federal do Amazonas, PPGGEO

Documento assinado digitalmente
 RAPHAEL DI CARLO SILVA DOS SANTOS
Data: 16/05/2023 15:44:30-0300
Verifique em <https://validar.j6.gov.br>

Prof. Dr. Raphael Di Carlo Silva dos Santos, Membro.
Universidade Federal do Amazonas, PPGGEO

Documento assinado digitalmente
 JOEMES DE LIMA SIMAS
Data: 15/05/2023 15:44:26-0300
Verifique em <https://validar.j6.gov.br>

Prof.^a Dr.^a Joemes de Lima Simas, Membro.
Universidade Federal do Amazonas, FT

À Deus e minha amada mãe, que sempre
foi e sempre será meu suporte em todos
os dias de minha vida.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus por me conceder a vida e saúde durante esta etapa de minha formação acadêmica e profissional, e a Nossa Senhora Aparecida por me guiar em toda essa caminhada.

A toda a minha família, em especial minha mãe Maria Aglaide, pela educação e incentivo a buscar conhecimento, e me apoiando para persistir nessa caminhada, além de renúncias em prol da dedicação incansável para o meu bem. Assim como meu irmão Anderson, pelos conselhos e conversas durante esta caminhada.

Ao meu marido Odilio, que me incentivou sempre a buscar o conhecimento, dedicação em me ajudar em todos os percalços, e amor em todos os momentos difíceis durante essa caminhada.

Um agradecimento especial ao meu tio Eucino, que mesmo não podendo se fazer presente, sempre terá um lugar guardado em meu coração, pelo total apoio em minha educação e felicidade, sendo uma fonte de força e coragem durante minha caminhada. Minha eterna gratidão.

Aos meus amigos desde escola, Kaio, Gabriela, Larissa, Jennifer, Natália por persistirem em nossa amizade, com certeza irá durar muito anos. Aos meus colegas da pós – graduação Albert, Stefano, Sebastião, Jonathan, em especial Beatriz por todas as conversas, incentivos, trabalhos em grupo e por me fazer acreditar que cada desespero um dia tem fim.

Aos Professores Dr. Luis Antonio Castillo Lopez e Msc. Ana Carolina pelas palavras de carinho, que muitas vezes foram palavras de coragem para continuar em frente, pelos ensinamentos e cobranças durante a pós - graduação, pois foram fundamentais para meu futuro profissional.

Agradeço à Fapeam, pela bolsa de estudos concedida cuja oportunidade honrosa me permitiu dedicar-me aos estudos e contribuir para a pesquisa na região, a ANP pela disponibilização dos dados para realização da presente dissertação e à dGB pela licença dos módulos Opendtect.

Obrigado a todos

RESUMO

Esta dissertação avalia poços petrolíferos já explorados da região intracratônica da Bacia Média do Amazonas, com um conjunto de dados sísmicos (Volume e Linhas Sísmicas) para definir e caracterizar os sistemas petrolíferos não convencionais presentes na bacia. A partir das linhas sísmicas foram interpretadas quatro (4) sequências deposicionais de 2ª ordem, das quais foram estudadas as sequências superiores para definir as geometrias das soleiras, elemento relevante para estudos de sistemas petrolíferos não convencionais. Além disso, para o caso dos intervalos de gás de folhelhos devonianos, permite previa amarração poço-sísmica seguindo os horizontes, que permite gerar superfícies, mediante a interpolação dos pontos: topos e bases do sistema petrolífero. Portanto, avaliando a sequência Devoniana com o uso de gridagem obteve-se um modelo tridimensional, com a representação do arcabouço populado com as facies e litologias dos poços.

Palavras- Chaves: Bacia Média do Amazonas, sistema petrolífero não convencional, soleiras, modelo tridimensional.

ABSTRACT

This study aims the interpretation of well logging datasets in the intracratonic region of the Middle Amazon Basin, using a set of seismic data (Volume and Seismic Lines) to define and characterize unconventional petroleum systems present in the basin. Four (4) second-order depositional sequences were interpreted from the seismic lines, and the upper sequences were studied to define the geometries of sills, a relevant element for unconventional petroleum systems. In addition, for the case of Devonian shale gas intervals, pre-stack seismic tie was carried out following the horizons, allowing the generation of surfaces through interpolation of the points: tops and bases of the petroleum system. Therefore, by evaluating the Devonian sequence, the unit was mapped, and gridded in a three-dimensional model where the framework was populated with well facies and lithologies.

Keywords: Middle Amazon Basin, unconventional petroleum system, sills, three-dimensional model.

Lista de Figuras

Figura 1 - Mapa de localização geográfica da área de estudo na região noroeste da Bacia do Amazonas	16
Figura 2 - Arcabouço estrutural da Bacia do Amazonas.....	18
Figura 3 - Seção geológica da Bacia do Amazonas	19
Figura 4 - Avaliação Exploratória ou Geológica: durante a execução da operação de perfuração, pela análise e estudo.....	22
Figura 5 - Avaliação Exploratória ou de Produção: Após ter sido considerado de interesse pela avaliação exploratória e completado, pela análise e estudo.....	23
Figura 6 - Tipos de perfilagem	25
Figura 7 - Resposta típica dos perfis.....	26
Figura 8 - Resposta típica dos perfis.....	27
Figura 9 - Faixa de resistividade da água salgada, água doce e óleo	28
Figura 10 - Classificação da porosidade	30
Figura 11 - Imagem comparativa entre Sistemas Petrolíferos Convencionais e Não Convencionais	34
Figura 12 – Triângulo dos recursos não-convencionais	35
Figura 13- Ilustração de fontes convencionais e não convencionais de óleo e gás	36
Figura 14 - Mapa de localização dos poços	38
Figura 15 - Organograma da metodologia utilizada na dissertação.....	41
Figura 16 – Apresentação dos perfis dos poços (Raio Gama, Neutrôn e Sônico) disponibilizados.....	42
Figura 17 – Perfil de raio gama com três litofaceis: deposição de argila (em cinza), areia (em amarelo) e intrusão ígnea (em vermelho).....	43
Figura 18 – Apresentação dos utilizados para correlação das soleiras: Imagem de perfil de poço analisado ilustrando a relação da disposição das soleiras (a). ilustração da disposição de soleiras, modificada Grotzinger (2013) (b). perfis geofísicos de poços e identificação de Soleiras (c).	44
Figura 19 - Perfis com classificação da litologia, das fácies e unidades geológicas.	45
Figura 20 - Correlação estratigráfica entre os poços.	46
Figura 21 - Linhas sísmicas e volumes sísmicos disponibilizados pela ANP	47
Figura 22 - a) seismic facies, b) sequence definition using horizon cube, c) 3D seismic attributes, and d) multiattributes (Relief or TECva) applied to 2D arbitrary seismic lines.	

.....	48
Figura 23 - Mapas de contornos estruturais ao topo das superfícies das formações a) Fm. Nova Olinda b) Fm. Monte Alegre e c) Fm. Barreirinha.....	49
Figura 24 - Apresentação dos dados sísmicos relacionados ao: Volume sísmico (a). Bacia do Amazonas com o atributo estrutural (b). Geometria da intrusão (c). Intrusão de soleira horizontal (d).	50
Figura 25 - Perfis de poços e petrofísica	51
Figura 26 - Artigo submetido à revista científica Brazilian Journal of Geology.....	54
Figura 27 – Modelagem espaço-temporal e distribuição dos folhelhos em subsuperfície	55
Figura 28 - Modelamento espaço-temporal e distribuição dos folhelhos em subsuperfície, a. Gridagem, b. inserção de superfícies chaves dentro do gride, c. geração de camadas entre os horizontes, d população e inserção das fácies ou litologia e ampliação do modelo.	56
Figura 29 - Modelo geológico (estático) preliminar do setor NW da Bacia Média do Amazonas.	57

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Identificações dos dados, coordenadas geográficas e perfis dos poços avaliados.....	38
Tabela 2 – Disposição das soleiras e suas respectivas profundidades.....	51
Tabela 3 – Comportamento dos perfis geofísicos para identificação dos folhelhos.....	52

Lista de Abreviaturas

AEIA/ARI – Avaliação de Impacto Ambiental/Relatório de Impacto Ambiental

ANP – Agência Nacional de Petróleo e Gás e Biocombustíveis

API – Instituto Americano de Petróleo

CWLS – *Canadian Well Logging Society*

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, empresa pública vinculada ao (MME)

LAS – *Log ASCII Standart*

LWD – Logging While Drilling

MME - Ministério de Minas e Energia

MWD – Measurement While Drilling

PPA – Plano Plurianual de Estudos de Geologia e Geofísica

WL – *Wireline*

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	13
2. OBJETIVOS	15
2.1 Objetivo geral	15
2.2 Objetivos específicos	15
3. ÁREA DE ESTUDO	16
3.1 Contexto geológico da Bacia do Amazonas	16
4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	22
4.1 Prospecção de petróleo	22
4.2 Sísmica de Reflexão	23
4.3 Geofísica de Poços	25
4.4 Perfil Geofísico de Poço	26
4.5 Parâmetros petrofísicos	29
4.6 Modelagem Geológica	32
4.7 Sistema Petrolífero	33
5. MATERIAIS E MÉTODOS	38
5.1 Materiais	38
5.2 Métodos	40
6 ANÁLISE E AVALIAÇÃO DOS DADOS	42
7 RESULTADOS	53
7.1 Geometria das Soleiras em sistemas petrolíferos não convencionais atípicos - Artigo submetido a revista	53
7.2 Sistemas petrolíferos não convencionais: Gás de Folhelho na Bacia Media do Amazonas	54
8 CONCLUSÕES	57
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	59
ANEXO	67

1. INTRODUÇÃO

Em virtude do aumento do consumo energético e da dependência em torno das tradicionais fontes de energia, cenário este dominado pelo petróleo, a indústria energética mundial vem empregando grandes esforços para desenvolver fontes alternativas de energia tão competitivas quanto as convencionais. A certeza do domínio da demanda energética dependente do petróleo fez com que os governos e as empresas petrolíferas venham investindo fortemente no desenvolvimento de estudos com novas estratégias de exploração de óleo e gás. De acordo com o Plano Plurianual de Estudos de Geologia e Geofísica (PPA) da ANP (2018), no período de 2007 a 2018 foram investidos, cerca de 1,3 bilhões em pesquisas com objetivo de aumentar conhecimento dos sistemas petrolíferos das bacias sedimentares brasileiras e seus potenciais.

Assim, a Bacia intracratônica do Amazonas tem sido um dos destaques diante da necessidade de busca por recursos energéticos no Brasil, principalmente em decorrência de amplo registro de folhelhos devonianos (Cunha, 2007). Jacomo (2014) afirma que os folhelhos, representam os principais reservatórios decorrentes da produção não convencional. A característica mais importante da composição está na sua baixa permeabilidade, fazendo com que a exploração de reservatórios com essa característica só seja possível com a utilização de tecnologias especiais.

Contudo, os avanços técnicos desenvolvidos pelos Estados Unidos (EUA) em relação à exploração e produção de petróleo e gás de fontes não convencionais (Shale Gás ou Shale Oil) nos últimos anos fez o país obter um crescimento econômico, de 90%, passando de 4,86 trilhões de pés cúbicos por ano em 2010 para 9,35 trilhões de pés cúbicos por ano em 2013. Bem como, reformulou seu papel no cenário mundial da Indústria Petrolífera, isso fez com que a produção de gás a partir de folhelhos emergisse como uma possibilidade real de uma nova fonte de energia em outros países.

Os estudos do AEIA/ARI (2013) indicaram que no Brasil, a ascensão deste mercado tem atraído interesse da Indústria do Petróleo para a avaliação do volume de gás não convencional recuperável principalmente nas bacias sedimentares paleozoicas do Amazonas, cujo alvo principal são os folhelhos pretos devonianos (Frasniano), os quais possuem amplo registro ao longo dessas bacias.

Assim, as pesquisas são imprescindíveis bem como os investimentos em estudos geológicos e de engenharia, usando técnicas multidisciplinares de superfície e subsuperfície, na procura de maximizar a exploração e a produção de hidrocarbonetos. Assim, a

caracterização de um reservatório petrolífero procura estabelecer e definir a parâmetros petrofísicos que ajudem a definir as propriedades para fazer estudo preditivo de prognóstico dos elementos, tais como a geoquímica do petróleo e o modelo estático e dinâmico. Existem exemplos de caracterização de reservatórios petrolíferos (Doyen, 2007; Yarus et al., 2006) onde são estabelecidas as etapas para a caracterização e obtenção de modelo a partir da análise exploratória, integração de dados geofísicos, modelamento e simulação que permitem definir um arcabouço depurado do reservatório. Com o modelo geológico preliminar procura-se obter um modelo com as propriedades intrínsecas do reservatório a partir da petrofísica e os dados sísmicos utilizando módulos computacionais robustos (Opendtect, Petrel, Decision space, Hampson & Russell, Python). A partir de mapas estruturais integrados a geoestatística é construído um arcabouço tridimensional com a estratigrafia detalhada, onde a distribuição litoestratigráfica, de fácies ou das propriedades petrofísicas são inseridas no modelo, o qual é discretizado a fim de otimizar a população das propriedades.

Portanto, este estudo visa caracterizar a jazida não convencional presente na Bacia do Amazonas, com intuito de estimar possíveis áreas que tenham potenciais exploratórios, através da avaliação das reservas e definição da melhor estratégia de exploração para maior recuperação econômica de óleo e gás, utilizando dados de poços já em produção com auxílio dos módulos computacionais, de técnicas (correlação de perfis), geofísica (interpretação dos dados sísmicos) e de engenharia (avaliação de sistema petrolífero, modelagem) para melhor decisão sobre o desenvolvimento do projeto que venha ocorrer e redução dos riscos de insucessos.

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo geral

Identificar e caracterizar reservatórios não convencionais no setor noroeste da Bacia do Médio Amazonas, para estimar possíveis áreas com maior potencial de exploração.

.

2.2 Objetivos específicos

- Analisar perfis geofísicos já perfurados para identificar a geologia, petrofísica e o sistema petrolífero não convencionais;
- Caracterizar as propriedades do reservatório utilizando curvas de perfis geofísicos e de poços;
- Delimitar as fácies – reservatórios utilizando curvas de perfis geofísicos de poços;
- Obter um modelo 3D de subsuperfície, com geometria e extensão das soleiras, visando o possível potencial econômico das jazidas não convencionais;

3. ÁREA DE ESTUDO

A Bacia do Amazonas está situada na porção setentrional da Plataforma Sul Americana, e abrange os Estados do Amazonas e Pará. A presente pesquisa concentra-se na porção noroeste da bacia, conforme a Figura 1.

Figura 1 - Mapa de localização geográfica da área de estudo na região noroeste da Bacia do Amazonas



Fonte: Autora (2023), utilizando banco de dados IBGE (2017).

3.1 Contexto geológico da Bacia do Amazonas

A bacia é constituída pela crosta continental arqueana e proterozóica formada durante dois eventos orogênicos principais: Transamazônico e Brasileiro (Almeida, 2000).

Segundo Wanderley (2005), os dois eventos se referem respectivamente: a organização dos terrenos granito-greenstones e dos cinturões de alto grau metamórfico. O transamazônico; sendo o segundo responsável pela edificação de vários baixos deposicionais, dos quais se destaca o Gráben do Cachimbo, posteriormente invertido no Neoproterozóico – Brasileiro.

Neves (1990), postulam que a configuração que temos atualmente deriva da

dispersão de esforços no fechamento dos arcabouços estruturais ao norte e outra ao sul, onde afloram rochas de idades siluriana, devoniana, permo-carbonífera e localmente proterozoicas.

Com isso, o preenchimento sedimentar da Bacia do Amazonas em parte se deu em função das variações eustáticas do nível do mar e também da tectônica, sendo na borda oeste devido à separação da placa gondwânica e pela separação mesozoica do Oceano Atlântico na borda leste (Cunha, 2007).

Nesse contexto, a estratigrafia da região apresenta duas megassequências sendo a primeira e segunda, respectivamente: Paleozoica e Mesozoica – Cenozoica. A primeira paleozoica, inclui quatro sequências de segunda ordem: Sequência Ordovício-Devoniana, Devono-Tournaisiana, Neoviseana e Pensilvaniano- Permiana (Cunha, 2007).

Após a deposição da sequência Paleozoica, ocorreram eventos magmáticos que culminaram na abertura do Oceano Atlântico, com isso o magmatismo gerou extensas soleiras e diques de rochas básicas na sequência, assim como alojamento das intrusões ao leste da bacia (Gonzaga, 2000).

Um dos eventos mais importantes ocorreu no período EoJurássico- EoCreatáceo, pois houve o desenvolvimento de falhas reversas e anticlinais assimétricas que provocaram aparecimentos de intrusões magmáticas na Megasequência Paleozoica (Gonzaga, 2000).

Por conseguinte, ocorreu a deposição de materiais siliciclásticos presentes no Grupo Javari. Além disso, os sedimentos arenosos presentes na Formação Alter do Chão depositaram devido ao sistema fluvial de alta energia ocorrido no Neocretáceo. Com o surgimento da cadeia Andina, no Paleógeno, os rios presentes e de alta energia deram lugar para rios meandantes e lagos, com deposição de pelitos correspondentes a Formação Solimões.

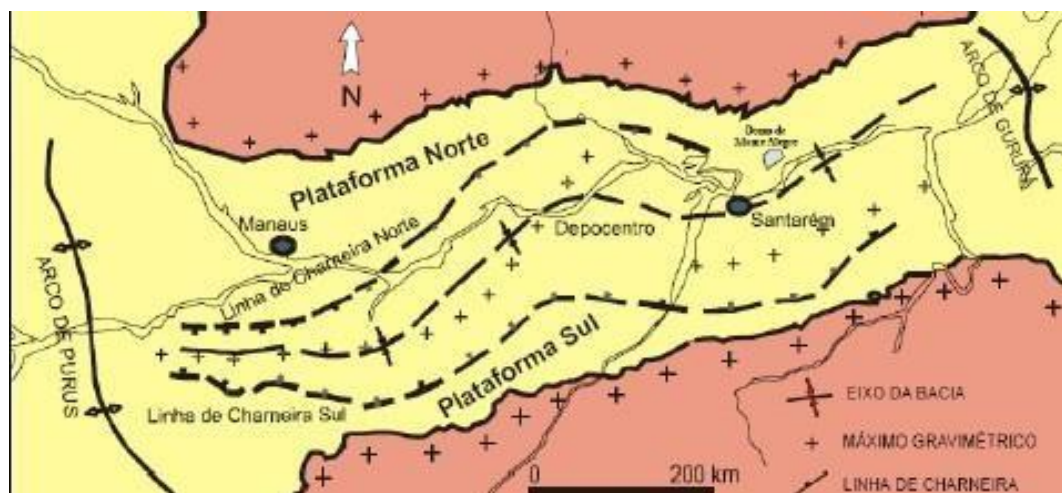
No Cenozoico em decorrência do evento tectônico que reativaram zonas de fraqueza antigas, houve diversos outros feixes de falhas que cortam a bacia nas direções NE-SW e NW-SE. Em relação aos exemplos de falhas, temos o Sistema de Falhas Transcorrentes de Urucará (Mohriak et al., 2009).

- Arcabouço estrutural

O arcabouço estrutural possui duas importantes plataformas, sendo uma a norte e outra a sul, onde afloram rochas de idades siluriana, devoniana, permo-carbonífera e proterozoicas

(NEVES, 1990). A figura 2 representa as plataformas que são separadas por uma calha central contendo duas linhas de charneira e uma calha central limitada pelo Arco de Purus, a oeste, e pelo Arco de Gurupá, a leste (Bahia E Abreu, 1985, Costa, 2002 E Costa E Hasui Et Al., 1997).

Figura 2 - Arcabouço estrutural da Bacia do Amazonas



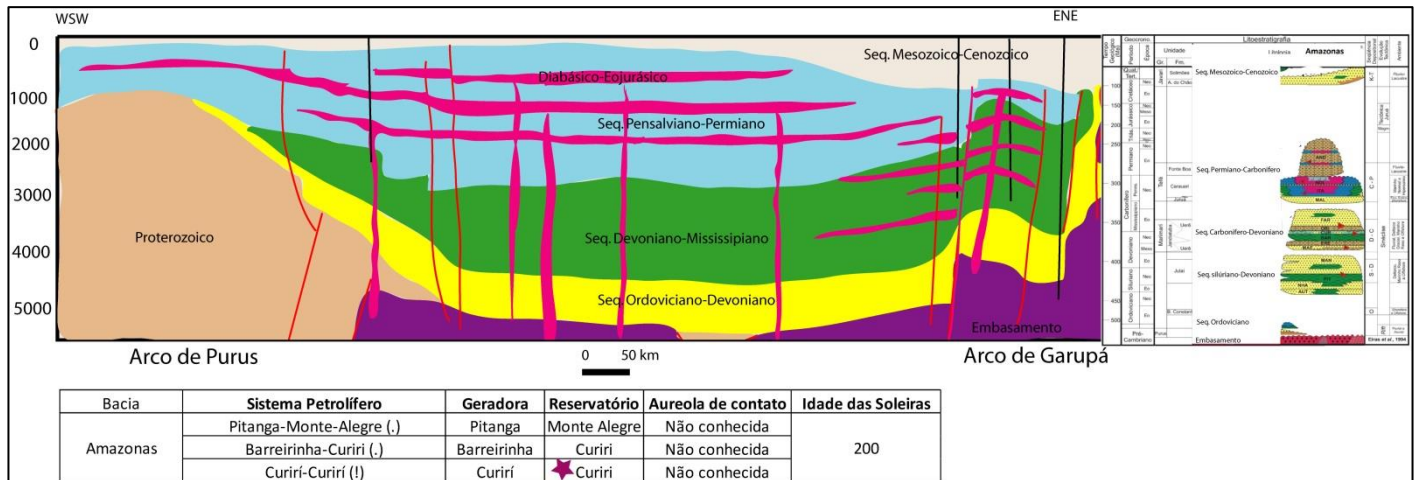
Fonte: modificado de Wanderley Filho et al (1991).

- Arcabouço estratigráfico

O arcabouço estratigráfico é constituído por rochas metamórficas, metavulcânicas, metassedimentares e graníticas (Cordani et al., 1984). De acordo com estudos mais recentes podemos dividir a bacia em duas megassequências deposicionais: Paleozoica e Mesozoica-Cenozoica sedimentar, sendo a primeira constituída de rochas sedimentares e volumosas intrusões de diques e soleiras de diabásio e constituída por sequências de segunda ordem.

Segundo Cunha (2007), as sequências de segunda ordem se deram em função das limitações por discordâncias associadas a episódios orogênicos, e são classificadas em quatro: Sequência Ordovício-Devoniana, Devono-Tournaisiana, Neoviseana e Pensilvaniano-Permiana, e podem ser observadas na Figura 3.

Figura 3 - Seção geológica da Bacia do Amazonas



Fonte: Autores, 2023. Modificado de Cioccoari e Misizaki (2019); ANP (2009); Wanderley Filho et al. (2007).

Sequência Ordovício-Devoniana

É composta por sedimentos clásticos marinhos glaciogênicos, devido ao início da deposição que se deu a partir da transgressão marinha que ocorreu na bacia, depositando-se de leste para oeste. (Cunha, 2007)

A sequência reúne o Grupo Trombetas que compreende as formações:

- Formação Autás Mirim: composta por arenitos e folhelhos neríticos neo-ordovicianos;
- Formação Nhamundá: constituída por arenitos neríticos e glaciogêncios eossilurianos;
- Formação Pitinga: composta por folhelhos e diamictitos marinhos silurianos;
- Formação Manacapuru: constituída por arenitos e pelitos neríticos neossiluriano/eodevonianos;
- Formação Jatapu: constituída por arenitos e siltitos marinhos parálícos, deidade devoniana.

Sequência Devono- Tournaisiana

A sequência possui sedimentos marinhos sobrepostos por incursões glaciais sobre os grupos Urupadi e Curuá, devido ao segundo ciclo transgressivo-regressivo na bacia, onde a invasão marinha foi proveniente da direção leste. (Melo e Loboziak, 2003; Grandstein et al.,

2004)

Os grupos Urupadi e Curuá são formados por:

Urupadi

- Formação Maecuru: composta de arenitos e pelitos neríticos à deltáicos mesodevoniano;
- Formação Ererê: constituída por siltitos, folhelhos e arenitos neríticos, parálicos mesodevonianos

Curuá

- Formação Barreirinha: composta por folhelhos cinza escuro a pretos, ricos em matéria orgânica;
- Formação Curiri: composta por folhelhos, siltitos e diamictitos associados a ambiente periglacial;
- Formação Oriximiná: composta por depósitos fluviais arenoso;

Sequência Neoviseana

Apresenta arenitos e pelitos fluvio-deltaicos e litorâneos, devido influência de tempestades que causaram extenso processo erosivo, sendo o seu topo arcado pela Orogenia Chaquita. É constituída pela formação Faro:

- Formação Faro: composta por arenitos fluvio-deltáico, de idade Viseano.

Sequência Pensilvaniano-Permiana

Segundo Damasceno (2000), é constituída por rochas clásticas, carbonatos e evaporitos continentais e marinhos do grupo Tapajós. Essa sequência é marcada pela alteração climática das condições mais frias para mais quente e árido devido mudanças de paleo-latitudes dos continentes (Cunha, 2007).

A sequência reúne o Grupo Tapajós que compreende as formações:

- Formação Monte Alegre: composta por arenitos eólicos e de wadis, intercalados por siltitos e folhelhos associados à interdunas e lagos
- Formação Itaituba: composta por folhelhos, carbonatos e anidritas de fácies lagunar e marinho rasa/inframaré;
- Formação Nova Olinda: composta por calcários, anidritas e halitas de inframaré e

planícies associadas à sabkha,

- Formação Andirá: caracterizada pela sedimentação predominantemente continental, representada por arenitos e sedimentos vermelhos (red beds) e raras anidritas, de fácies lacustrinas e fluviais.

Sequência Mesozóica- Cenozóica

É discernido pelo grupo Javari, cujos eventos magmáticos data do triássico e jurássico culminaram na abertura do Oceano Atlântico Norte. Destaca-se que o magmatismo gerou extensas soleiras e diques, sendo a leste da bacia. As intrusões alojaram-se preferencialmente na seção devoniana-carbonífero, enquanto a oeste, na sequência evaporítica permocarbonífera preferencialmente na Formação Nova Olinda, e em menor escala nas rochas clásticas devonianas (Gonzaga, 2000).

O Grupo Javari é formado por:

- Formação Alter do Chão: composta por arenitos fluviais do Neocretáceo/Neogeno;
- Formação Solimões: composta por sedimentos pelíticos com fragmentos de concha e restos de plantas miocênicos.

Na figura 3, está apresentada a subdivisão das sequências descritas do tempo geológico em unidades cronoestratigráficas com hierarquia e dados geocronológicos.

4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

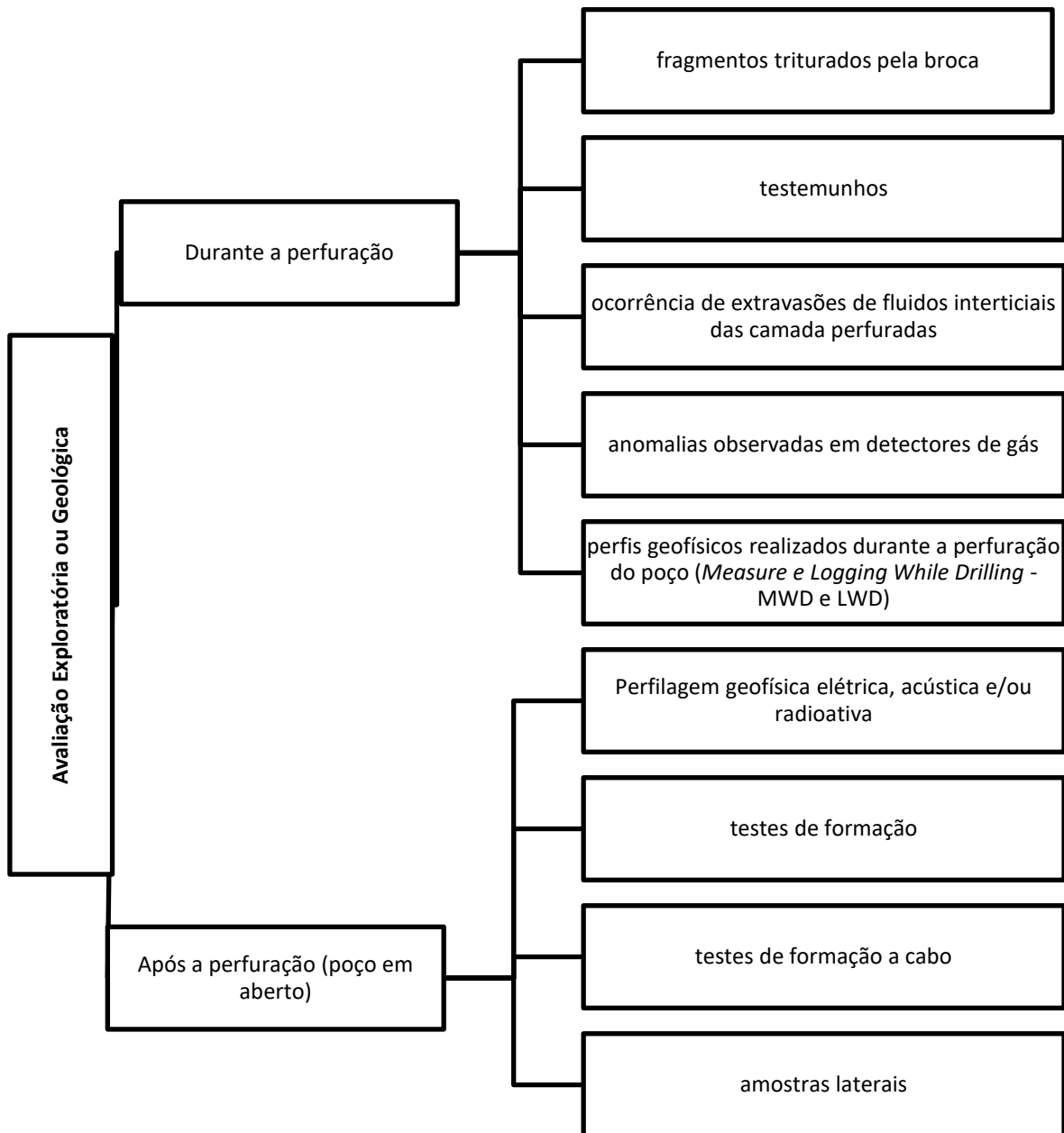
4.1 Prospecção de petróleo

A prospecção do petróleo é uma atividade de grande importância para a constatação do potencial de futuras jazidas de petróleo e gás natural, que através dos métodos geofísicos como, por exemplo: métodos sísmicos, e geológicos podem permitir analisar a estrutura do subsolo (Urdininea, 2010). Após a prospecção e estudo da viabilidade técnica e econômica do possível reservatório, inicia-se a perfuração que constitui a última etapa da prospecção de um poço quer para hidrocarbonetos, água, estudos ambientais dentre outros (Nery, 2013).

Para a constatação do potencial é necessário realizar a identificação das rochas e verificar a comercialidade pelo procedimento denominado, na indústria do petróleo, de avaliação da formação. Assim, para que avaliação seja confiável é preciso observar duas

etapas, figuras 4 e 5.

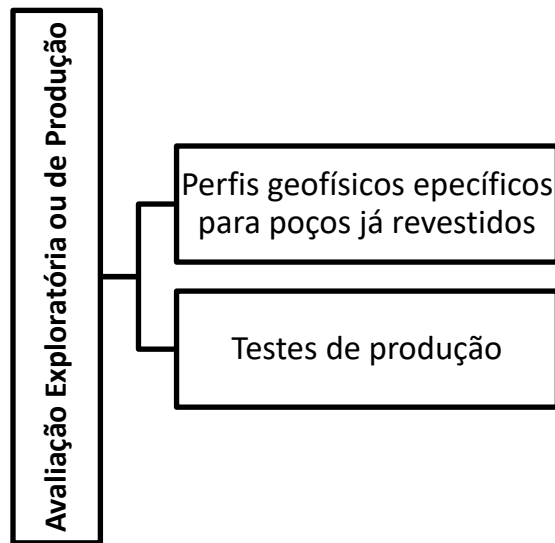
Figura 4 - Avaliação Exploratória ou Geológica: durante a execução da operação de perfuração, pela análise e estudo.



Fonte: modificado de Nery (2013).

Figura 5 - Avaliação Exploratória ou de Produção: Após ter sido considerado de interesse pela avaliação

exploratória e completado, pela análise e estudo



Fonte: modificado de Nery (2013).

4.2 Sísmica de Reflexão

Na exploração petrolífera é necessário o uso de dados sísmicos, sendo um dos métodos utilizados para determinar as características geológicas de superfície, especialmente em bacias sedimentares, onde uma perturbação do meio permite a propagação de ondas na subsuperfície (Kearey, Brooks; Hill, 2009) as quais permitem obter uma imagem que evidenciam dados referentes à organização das estruturas das camadas sedimentares, profundidade da camada, ângulo de inclinação e deformações, dentre outras informações da subsuperfície (Ayres Neto, 2001).

É necessário estabelecer a correta correlação entre as reflexões e as interfaces geológicas, onde estas sejam transmitidas com dimensões laterais compatíveis com a linha sísmica, ou seja, demonstrando feições geológicas para geração de um sinal sísmico (Rosa, 2010)

A melhoria na qualidade das seções de registros sísmicos, a adoção de dados digitais e o uso de técnicas avançadas de processamento são algumas das razões que têm contribuído para o avanço dos levantamentos sísmicos. Atualmente, o método é amplamente utilizado na busca por hidrocarbonetos, desde a etapa de reconhecimento inicial da área até a fase de desenvolvimento, passando pelo mapeamento de estruturas e preparação para perfuração de poços (Kearey, Brooks E Hill, 2009).

4.2.1 Análise de dados sísmicos

A seção sísmica é uma boa representação de subsuperfície através de uma linha reta que mostra a posição relativa das camadas geológicas em subsuperfície (Ribeiro, 2001). Ela é construída a partir empilhamento de uma série de registros sísmicos, os quais são processados em etapas, aplicados filtros, ganhos, análises de velocidades e correções estáticas, até obter uma alta razão sinal/ruído (Kearey; Brooks, 2002). Ao fim, se obtém uma seção migrada, a qual é o recurso primordial na interpretação em profundidade processados e integrados para produzir uma imagem bidimensional da subsuperfície da Terra (Kearey; Brooks, 2002).

A interpretação de dados sísmicos tem dois focos fundamentais, que estão associados às trapas: o primeiro foco é estrutural, onde é possível a definição de elementos estruturais, (descontinuidades nos refletores), para determinação de falhas; e a análise estratigráfica ou também denominada estratigrafia sísmica, que é a análise das sequências de reflexão como expressão sísmica de sequências deposicionais distintas: definir unidades cronoestratigráficas e sequências sedimentares geneticamente relacionadas (Kearey; Brooks, 2002).

Para a interpretação de dados sísmicos é primordial usar ferramentas matemáticas e computacionais como atributos (Taner, Koehler & Sheriff, 1979), análise das fácies sísmicas (Johann, 2000) e no caso particular extrair elementos da onda para definir feições tridimensionais (geocorpos) associados às frequências, tendo caráter geológico, como os corpos ígneos dispostos quase como camadas (Soleiras).

Portanto, a qualidade dos dados sísmicos pode variar dependendo das condições de levantamento, da geologia da área estudada e para isso são utilizados os atributos, definido como medições matemáticas nos dados sísmicos que ajudam a melhorar ou incrementar as características de interesse seja intuitivamente ou pela medição direta (Balch, 1971).

4.2.2 Atributos Sísmicos

De acordo com Sheriff (1991), os atributos sísmicos informações obtidas dos dados sísmicos. Essa ferramenta auxilia na interpretação das seções (Chopra e Marfurt, 2005) e visualização de sequencias sedimentares em seção sísmica, realçando os dados geológicos.

Existem muitas classificações de atributos sísmicos, como: Curvatura utilizada para compreender uma superfície e auxiliar na predição da distribuição de falhas e fraturas, assim como em suas orientações (Roberts, 2001); de Coerência que auxiliam na interpretação sísmica localizando de falhas e para elementos estratigráficos, como paleocanais (Bahorich e

Farmer,1995), e Volume de Amplitude (tecVA) técnica que utiliza o tratamento de dados baseada no princípio da sismo camada elementar (Bulhões; Amorim, 2005) que utiliza dados sísmicos para realçar características geológicas, como descontinuidades, continuidade dos refletores e estruturas estratigráficas. A aplicação dos atributos depende do dado, usuário e os recursos disponíveis; principalmente com o advento da sísmica 3D e a expansão dos mesmos, sua representação pode ser de várias formas, como mapas, seções transversais, gráficos ou imagens (Brown, 1986; Chopra e Marfurt, 2007).

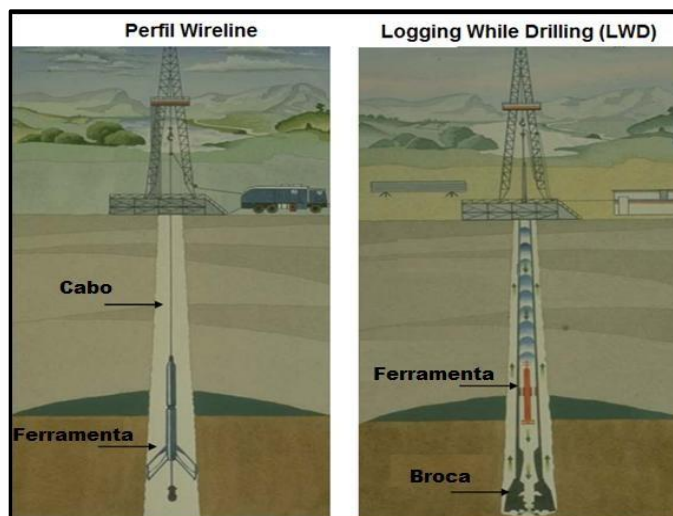
4.3 Geofísica de Poços

A perfilagem é uma técnica aplicada para correlação e avaliação de reservatórios para se determinar a viabilidade econômica de um poço de petróleo, através de perfis geofísicos de poço que auxiliam na imagem visual, em relação à profundidade, propriedades das rochas e dos fluidos obtidos através das ferramentas que são descidas no poço.

Os métodos de avaliação exploratória em poços abertos (sem revestimento) baseiam-se na perfilagem geofísica também denominada *Wireline* – WL, que se refere ao cabo blindado pelo qual os dispositivos de medições são descidos e retirados do poço e, com os arames blindados isolados no interior do cabo, fornece poder elétrico ao dispositivo e meio para a transmissão dos dados até a superfície (Paes, 2013).

Contudo, para poço produtor de hidrocarbonetos esta técnica não pode ser aplicada, dessa forma foram desenvolvidas tecnologias chamadas Measurement While Drilling – MWD e Logging While Drilling – LWD (Figura 6). O primeiro possui ferramentas que ficam acoplados na coluna de perfuração e transmitem para superfície em tempo real dados sobre a operação, já o segundo com avanços da tecnologia possui maior aceitação dos resultados pela indústria devido à perfilagem ser realizada simultaneamente à operação de perfuração e o efeito da transmissão se faz da coluna de lama, assim suportam ambientes hostis que podem substituir de forma parcial ou totalmente o *Wireline* (Nery,2013).

Figura 6 - Tipos de perfilagem

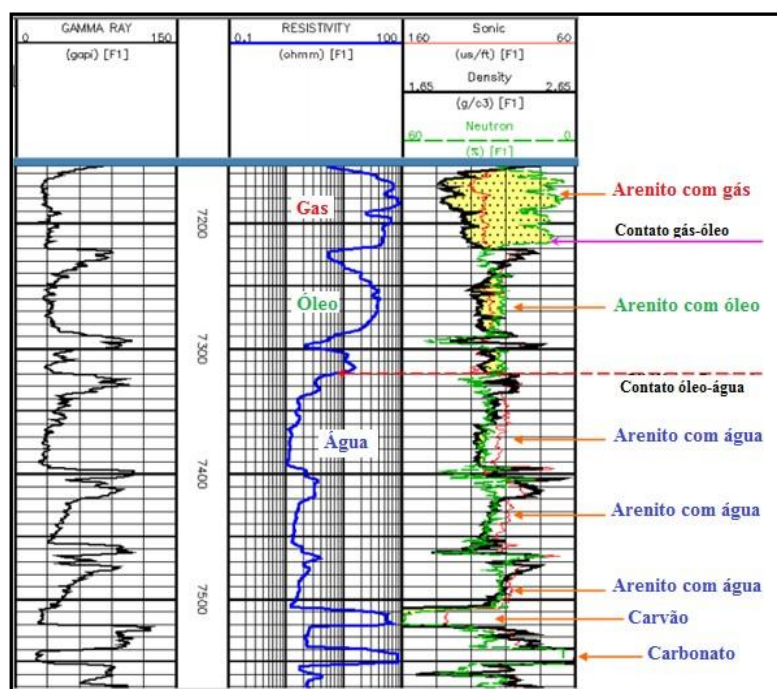


Fonte: Modificado de Sutyono (2011).

4.4 Perfil Geofísico de Poço

Segundo Nery (2013), o perfil geofísico (Figura 7) é a representação gráfica entre as profundidades e as propriedades petrofísicas das rochas atravessadas por um poço, sendo umas das mais importantes ferramentas exploratórias proporcionando correlações de poços, por exemplo: distinguir o fluido presente (óleo, gás ou água) e identificação de zonas produtoras e suas espessuras.

Figura 7 - Resposta típica dos perfis.



Fonte: Modificado de Sutyono (2011).

Os perfis são registrados em uma malha quadriculada, segundo as normas do Instituto Americano de Petróleo (API) e são apresentados aos usuários em formato gráfico e/ou digitalizado. Vários são os formatos digitais usados pelas companhias de perfilagem, porém o mais difundido e usado para cálculos é o *.LAS (*Log ASCII Standart*), desenvolvido pela CWLS (*Canadian Well Logging Society*) (Nery, 2013).

É importante salientar que os perfis geofísicos usados na avaliação de um poço, não fornecem diretamente as propriedades relevantes sobre o potencial econômico das camadas, como porosidade, permeabilidade, saturação, volume de argila, entre outras. Para isso, são realizadas interpretações destas propriedades mediante sinais registrados pelos sensores, em forma de medição elétrica, acústica, radioativas, mecânicas, dentre outras. Também, é possível confeccionar mapas a partir da interpretação qualitativa e quantitativa de perfis e definir associações de fácies.

As informações obtidas a partir dos perfis geofísicos estão demonstradas na figura 8, abaixo:

Figura 8 - Resposta típica dos perfis.

Qualitativos (Evidências Visuais)		Quantitativos (Evidências Numéricas)	
	Litologia como exemplo a identificação de evaporitos		Espessuras das camadas, porosidades, resistividades, velocidades acústicas, densidade
	Tipo de fluido, salinidade da água, fraturas, permeabilidade		Permeabilidade, saturações fluidas, volumes de hidrocarbonetos, volumes de petróleo no reservatório
	Zonas para canhoneio e produção de hidrocarbonetos		Volume dos poços, cálculo da pressão de poros
	Planejamentos de testes de avaliação, zonas para isolamento hidráulico dentre outros		Mergulho das camadas, determinação da inclinação e direção de poços

Fonte: Modificado Nery (2013).

Perfil de Raio Gama (GR)

O perfil de raio gama registra a radioatividade natural presente na formação, essa informação só é possível devido à presença dos elementos: K^{40} , U^{232} e Th^{238} .

Segundo Asquith (2004), os elementos radioativos tendem a se concentrar em frações de argila, assim o perfil de raio gama auxilia na medição do conteúdo argiloso. Com isso, para interpretação qualitativa na presença de folhelhos este perfil apresenta alta resposta, ao contrário de rochas com baixo elementos radioativos, como por exemplo arenitos. Assim, para o cálculo do volume de rocha reservatório e argila que pode estar contida é determinando o índice de argilosidade em API.

Também, é utilizado para identificação litológica, determinação do volume de argila, correlações e energia deposicional.

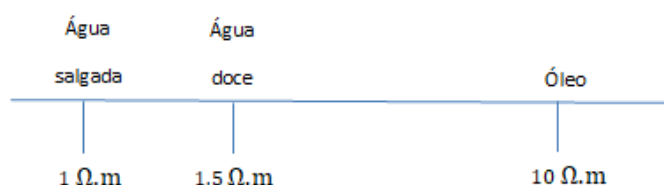
Perfil de Resistividade (ILD)

O perfil de resistividade verifica como a formação resiste em relação à passagem de uma corrente elétrica. Todavia, é necessário observar a porosidade, natureza do fluido contido em seus poros que dependerá da concentração de sais, água presente, natureza da rocha e frações de argila e minerais condutores, e sua distribuição (Asquith et al, 2004).

Para analisar qualitativamente, é necessário verificar os valores de resistividade que podem indicar a presença de água doce, em caso de baixas profundidades, óleo, gás ou rocha com baixa porosidade, a resposta apresenta-se com altos valores. Para baixos valores de resistividade pode indicar a presença de água salgada (Asquith et al, 2004).

A resposta para identificação de água salgada, água doce e óleo está na figura 9:

Figura 9 - Faixa de resistividade da água salgada, água doce e óleo



Fonte: Modificado Scardini, Damasceno e Maximiano (2013).

Perfil de Nêutron (NPHI)

Os perfis de nêutrons medem a porosidade da rocha em função da quantidade da concentração de hidrogênio existente na rocha.

Durante a perfilagem a ferramenta emite nêutrons de alta energia em direção à formação, os quais colidem com o núcleo dos átomos da formação, perdendo energia

(velocidade) a cada colisão. Desta forma, os nêutrons são desacelerados o suficiente para serem capturados pelos núcleos de hidrogênio presentes na água ou nos hidrocarbonetos (massas comparáveis) (Asquith et al, 2004).

Cabe ressaltar que, o perfil de Nêutrons é calibrado para rochas carbonáticas, portanto para avaliação de arenitos (Asquith et al., 2004). Mas, tem como principal função a avaliação de porosidade, argilosidade, identificação de zonas de gás e litotipos (ambos em conjunto com perfil de densidade).

Perfil de Densidade (RHOB)

O perfil de densidade tem o objetivo de medir a densidade de formação, verifica-se a associação da densidade da matriz (densidade dos grãos e densidade do cimento), da rocha (densidade da matriz e densidade dos poros) e do fluido que compõe os poros.

A avaliação desse perfil é utilizada para identificar zonas de gás em conjunto com o perfil de Nêutrons, avaliação de arenitos argilosos, definição litológica, identificação de minerais pesados e correlação (Carvalho, 2014).

Assim, quanto menor número de emissões gama contadas, maior a densidade da rocha, cuja unidade de medida é dada em g/cm^3 e é possível calcular a porosidade, em porcentagem.

Perfil Sônico (DT)

O perfil sônico é utilizado principalmente para determinação da porosidade, correlação de poços e definição litológica. Esse perfil registra o tempo que uma onda sonora compressional leva para percorrer a distância de um pé na formação, que é denominado tempo de trânsito (Δt), cuja unidade é μsft (Asquith et al., 2004).

O tempo de trânsito é função direta da litologia e da porosidade: quanto maior o Δt , maior a separação entre os grãos, portanto, maior a porosidade, sendo a recíproca verdadeira (Asquith et al., 2004).

4.5 Parâmetros petrofísicos

Para a determinação dos parâmetros petrofísicos e posteriormente a caracterização de reservatórios é preciso realizar a construção de um modelo tridimensional que possibilite

reconhecer e avaliar o reservatório de hidrocarbonetos. Além disso, os mesmos são de suma importância na estimativa de reserva, gestão e previsão de produção do reservatório.

Dando importância ao objetivo deste trabalho e a metodologia utilizando conhecimentos de perfilagem de poços, faz-se necessária a definição de algumas características petrofísicas: porosidade, permeabilidade e volume de argila.

4.5.1 Porosidade

A porosidade é um dos parâmetros mais importantes para a engenharia de reservatórios, pois esta mede a capacidade de armazenamento de fluidos das rochas, sendo água, gás, óleo ou a mistura desses (Rosa, 2006), assim como influência nas propriedades das rochas, como resistividade elétrica, densidade e velocidade de onda elástica. Assim, a porosidade é dada pela Equação (1):

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (1)$$

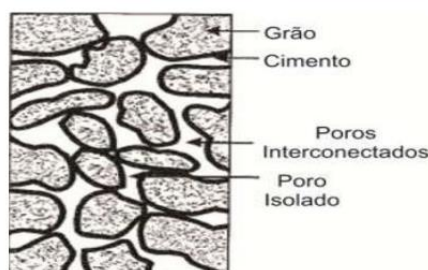
Onde, ϕ é porosidade (%); V_p é o Volume de poros e V_t é o Volume total de rocha.

Quanto à classificação da porosidade, divide-se em: porosidade absoluta, porosidade efetiva e secundária.

A porosidade absoluta corresponde à relação entre o volume total de vazios de uma rocha e o volume total da mesma, como demonstrado na Figura 10 (Rosa, 2006). Quanto à classificação da porosidade, divide-se a conexão entre os poros em dois tipos (Donaldson & Tab, 2004):

- Interconectados – os poros de se interligam
- Não conectados (isolados) – não ocorre ligação entre os poros

Figura 10 - Classificação da porosidade



Fonte: Modificado de Rosa et al., 2006

A porosidade efetiva é a relação entre os espaços vazios interconectados de uma rocha e o volume total da mesma. Ou seja, os espaços onde possivelmente está ocupado por fluidos que podem ser deslocados do meio poroso (Rosa, 2006). Também, denominada como porosidade original, desenvolve-se durante a deposição do material sedimentar (Rosa, 2006). Representada pelos espaços intergranulares, que dependem do tamanho, empacotamento, seleção e forma dos grãos, além da compactação e grau de cimentação (Donaldson & Tab, 2004).

A porosidade secundária é resultante dos processos posteriores (diagênese e catagênese) subsequentes à deposição do material sedimentar. Por exemplo, a porosidade secundária pode ser desenvolvida a partir de fraturas presentes nas rochas devido à dissolução de parte da rocha. (Rosa, 2006). Com isso, para determinação do parâmetro petrofísicos de porosidade pode ser calculado pela seguinte Equação (2).

$$PHI_{eff} = PHI * (1 - Vsh) \quad (2)$$

Sendo: PHI_{eff} é a Porosidade efetiva; PHI é a Porosidade média de nêutrons e Vsh é o Volume de argila

4.5.2 Permeabilidade

É a propriedade que descreve a capacidade da rocha de permitir o fluxo de fluidos, como água, óleo, gás ou outras substâncias, influenciada pelos poros e fissuras na rocha, pelo tamanho, forma e conectividade desses espaços vazios, bem como pela pressão e viscosidades dos fluidos. Com isso, a fórmula é dada pela Equação (3) abaixo.

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta p} \quad (3)$$

Onde: k é a permeabilidade medida expressa em Darcy (D) ou milidarcy (mD); q é a vazão (cm^3/s); μ é a viscosidade do fluido (cp); L é o comprimento do meio poroso (cm); A é a área da seção transversal (cm^2) e Δp é a diferencial de pressão (atm)

Na expressão acima é possível observar que a permeabilidade é inversamente proporcional à viscosidade do fluido, que depende da porosidade efetiva da rocha. A permeabilidade pode ser classificada em três tipos: absoluta, efetiva e relativa (Donaldson & Tab, 2004):

- Permeabilidade Absoluta: Quando um único fluido escoar no meio poroso.
- Permeabilidade Efetiva: Presença de um ou mais fases no escoamento no meio poroso.
- Permeabilidade Relativa: É a razão entre a permeabilidade efetiva e permeabilidade absoluta

4.5.3 Volume de argila

O volume de argila (V_{sh}) de uma formação é um fator que define a qualidade de um reservatório, visto que afeta a porosidade e permeabilidade deste. Caso o reservatório possua muita argila sua produção é suprimida, caso contrário, uma pequena quantidade de argila disseminada nos poros pode ajudar na trapa da água intersticial, permitindo a produção em reservatórios supersaturados em água (Asquith, 1992).

A presença de argila em arenitos diminui a resistividade, devido à água ser retida pelos grãos finos de argila e pela grande capacidade de troca de cátions dos argilominerais. Esta capacidade de troca de cátions é função da área de superfície de contato, que é função do tamanho do grão.

Para calcular o volume de argila Eq.(5), é necessário verificar as curvas dos raios gama (GR) Eq. (4) por exemplo, ou pela combinação de crossplots ou logs, como a combinação do perfil de densidade (RHOB) e o de porosidade neurônica (NPHI) (Ip Help Manual, 2011).

$$V_{sh} = \frac{GR_{lido} - GR_{minimo}}{GR_{máximo} - GR_{minimo}} \quad (4)$$

Sendo: V_{sh} : Volume de folhelho; $GR_{máximo}$: Máximo valor registrado do raio gama;
 GR_{lido} : Média do valor lido do raio gama registrado no folhelho; $GR_{mínimo}$: Mínimo valor registrado do raio gama;

$$V_{sh} = 0.083 \times (2^{3,7 \cdot IGR} - 1) \quad (5)$$

4.6 Modelagem Geológica

Para auxiliar nos estudos de reservatório de hidrocarbonetos utiliza-se uma representação simplificada da complexa realidade dos sistemas deposicionais, denominados

modelagem geológica que pode ser bidimensional (2D) ou tridimensional (3D), cujo objetivo é reproduzir os limites e características internas de depósitos sedimentares em uma área específica.

Os modelos digitais tridimensionais têm se destacado, devido à variação de ângulos, escalas, podendo ser demonstrados e remontados, interrogados e analisados. Assim, durante a análise e interpretação é necessário povoar todo o volume espacial gerado, o que evita a tendência de ignorar áreas de dados esparsos, dúvidas e incertezas cujo leva a melhores conceitos, interpretações melhores descritas (Ford; Mathers; Royse; Aldiss; Morgan, 2010).

A geração desses modelos utiliza dados e interpretação das heterogeneidades subsuperfície, sendo classificadas em 3 tipos: dados geológicos, dados geofísicos e dados de engenharia de petróleo e gás. A interação dessas informações é de suma importância para o processo de modelagem, pois esses podem fornecer insights valiosos sobre a estrutura geológica, a distribuição de materiais e a composição do subsolo, o que pode ser útil em uma ampla gama de aplicações, como: exploração de recursos naturais, estudos ambientais, investigações geotécnicas, planejamento de obras civis e muitos outros (Rosa, 2006).

No desenvolvimento da modelagem geológica seguem-se as seguintes etapas de desenvolvimento: Modelo estrutural, modelo estratigráficos, modelo de fáceis e modelo petrofísico, dentre outros pontos importantes está à dimensão das células que compõe o grid, pois estas auxiliam na representação das heterogeneidades internas devido a sua influência na realidade do reservatório.

4.7 Sistema Petrolífero

Na avaliação dos reservatórios de hidrocarbonetos, é necessário estudar anteriormente o contexto geológico do local, pois auxiliará na compreensão do sistema petrolífero diminuindo o risco envolvido nas fases de exploração, avaliação de reservas petrolíferas e perfurações de poços futuros (Magoon & Dow, 1994).

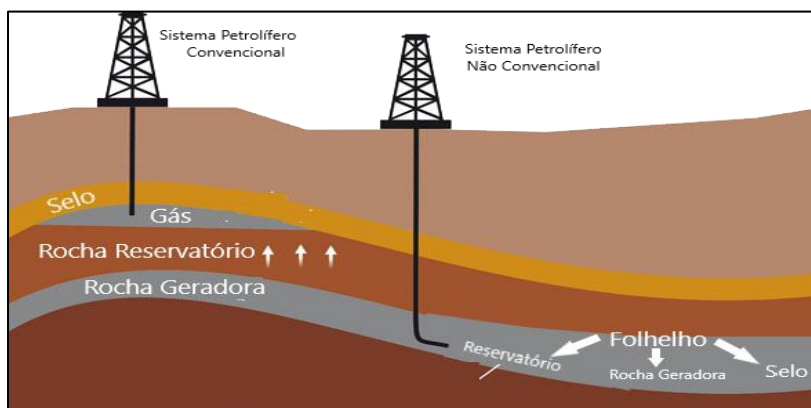
O sistema petrolífero (Figura 11) engloba todos os elementos e processos geológicos necessários à existência de acumulações de óleo e gás, e pode ser classificado em dois tipos: sistemas convencionais e não convencionais.

A grande parte das explorações era realizada em sistemas convencionais, que possuem um processo bem definido e conhecido, com presença de rocha geradora (produção de petróleo a partir de matéria orgânica), rocha reservatório (rocha porosa e permeável que

acumula o petróleo), rocha selante e/ou armadilhas estrutural (aprisionam o petróleo em profundidade) como dobras e falhas (Rosa, 2006).

Contudo, com o crescente incentivo a exploração de reservas não convencionais, devido ao sucesso do *shale gas* e avanços tecnológicos, há um maior interesse nas reservas cujo possuem a função simultânea de rocha geradora, armazenadora e selante (Thomas, 2011).

Figura 11 - Imagem comparativa entre Sistemas Petrolíferos Convencionais e Não Convencionais



Fonte: Modificado de Anadón (2015)

4.7.1 Sistemas Não – Convencionais na Bacia do Amazonas

Os sistemas não convencionais podem ser distinguidos como:

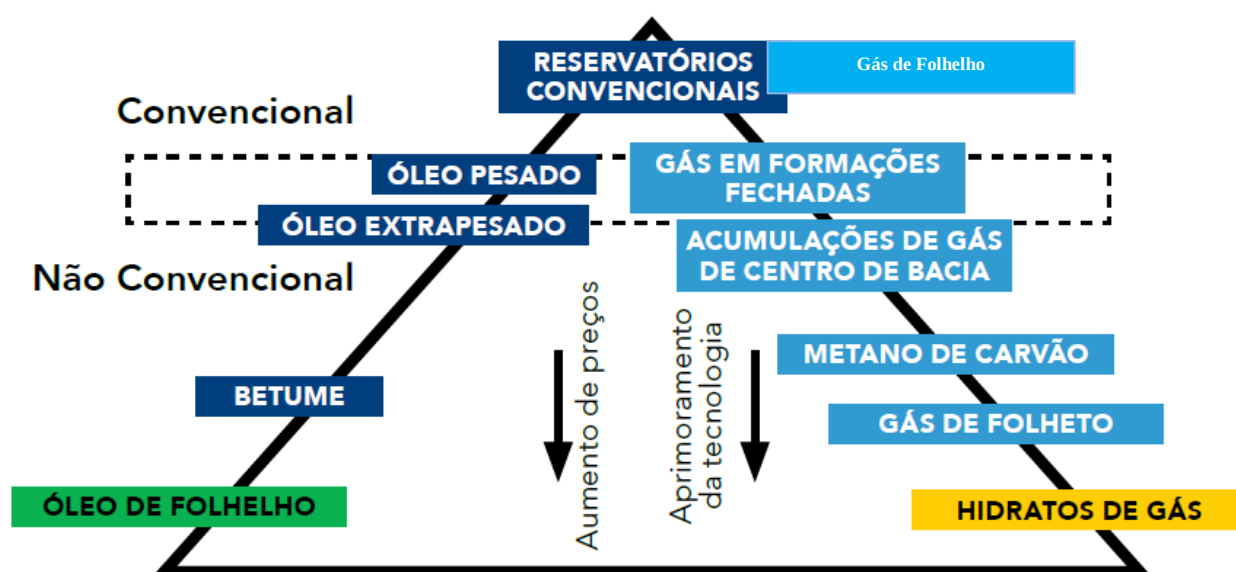
- Rochas reservatórios com permeabilidades muito baixas;
- Reservatórios autossuficientes: realizam as funções simultaneamente de rocha geradora, reservatório e armadilhas estruturais;
- Viscosidade do fluido muito alta;
- Hidrocarboneto em estado quase sólido;
- Particularidades que requerem a utilização de tecnologias avançadas (estimulação e faturamento hidráulico) necessárias à sua produção de forma econômica (Fracfocus, 2014).

Outro fato é a geração atípica, sendo um processo relevante em bacias sedimentares desde que as rochas geradoras sejam adequadas e a temperatura necessária para maturação, não tenha sido atingida durante os processos de subsidência. As intrusões ígneas podem então inserir a rocha geradora na janela de geração de óleo e/ou gás caracterizando uma geração incomum (Magoon & Dow, 1994).

Soleiras e diques são os modelos de intrusões ígneas mais comuns e assim denominadas de acordo com a relação concordante ou não com o acamamento das rochas sedimentares. Um fator relevante é a espessura desta feição que permite inferir o volume de rocha geradora nas janelas de geração de óleo e de gás, e consequente, o volume de petróleo esperado (Cioccarì & Mizusaki, 2019).

Segundo Almeida e Colomer (2013), a denominação não convencional inicialmente foi utilizado para classificar recursos que não eram viáveis economicamente, devido à falta de tecnologia para exploração quanto por retornos econômicos, assim Holdich (2006) propôs uma representação (Figura 12). Sendo esse conceito difundido a partir da política norte-americana de estímulo às fontes “alternativas” de energia.

Figura 12 – Triângulo dos recursos não convencionais.

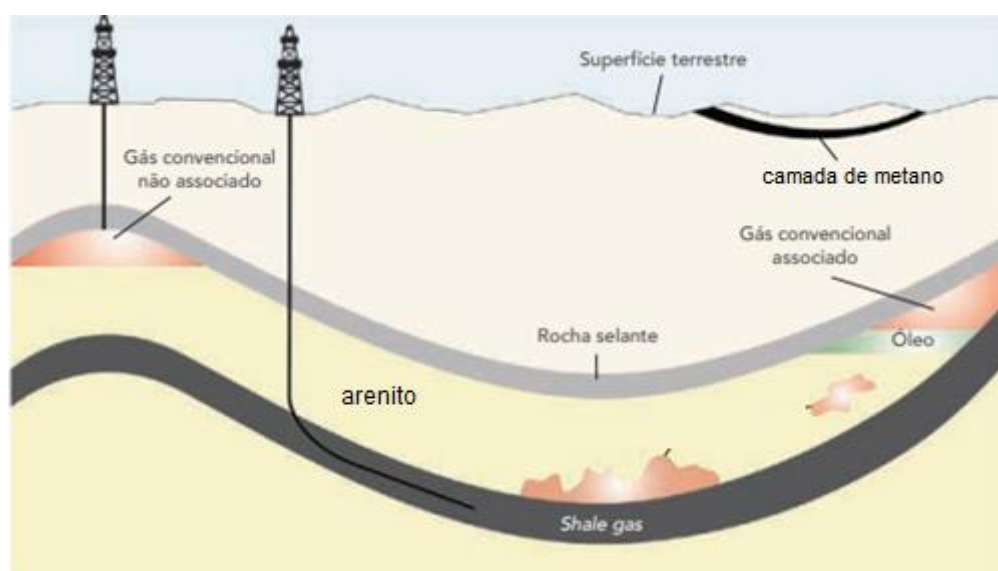


Fonte: Adaptado de Holditch (2006)

Para Cruz (2018), existem os oitos tipos de recursos não convencionais que podem ser verificado na parte de baixo do triângulo de Holditch (2006): *gás em formação fechada (tight gas)* são arenitos fechados encontrados nos centros das bacias sedimentares com baixíssimas permoporosidades e portadores de gás; *Óleo em Formação Fechada (Tight oil)* produção de óleo vinda de arenito fechado de baixa permeabilidade; *Gás de Folhelho (Shale gas)* ocorre em diferentes estágios de maturação térmica, inclusive em folhelho, rochas siliciclásticas, carbonáticas ou mistas, como demonstrado na Figura 13; *Óleo de Folhelho (Shale oil)*: óleo encontrado em folhelhos em condições de maturação. São ricos em argila; *Folhelho*

Betuminoso (Oil shale) rocha rica em matéria orgânica com baixo estágio de maturação térmica que pode gerar óleo após mineração; *Metano de carvão (Coalbed methane)* compreende o gás gerado e armazenado sob camadas de carvões; *Hidratos de gás (Gas hydrates)* metano na forma de um sólido cristalino que pode ser encontrado em sedimentos marinhos ou em camadas de gelo permanente com capacidade de aprisionar gás e *Arenitos oleíferos (Oil sand)* são arenitos impregnados de óleo pesado ou extrapesado.

Figura 13- Ilustração de fontes convencionais e não convencionais de óleo e gás.



Fonte: EIA, 2017.

Assim, dentre a exploração dos reservatórios não –convencionais se destaca o shale gas, popularizado como gás de folhelho, é o gás natural presente em depósitos de rochas sedimentares formadas a partir da lama existente em águas rasas há aproximadamente 350 milhões de anos. (Naturalgas, 2013).

Os depósitos de gás de xisto são depósitos que se distinguem por serem ricos em material orgânico e apresentarem valores muito baixos de permeabilidade, tornando sua exploração mais dispendiosa do que a do gás natural tradicional. A exploração e produção do gás de xisto nesses depósitos apenas se tornaram viável graças às novas técnicas de estimulação de poços, como a fraturação hidráulica e a perfuração horizontal, que garantem um aumento na permeabilidade da rocha, facilitando a recuperação do gás.

Até 2005 a produção do gás de folhelho nos Estados Unidos era insignificante, afirma Pires (2012), mas com a utilização do fraturamento hidráulico (fracking) e o aperfeiçoamento

na perfuração de poços horizontais que antes eram poucas ou nenhuma eram exploradas, hoje é responsável por 23% da produção americana de gás natural (EIA, 2017).

Para Lion, Almeida e Losekann (2016), à exploração de shale gas nos Estados Unidos comprovou que os reservatórios não convencionais são viáveis economicamente, e sugere que este pode ser um momento oportuno para desenvolver os conhecimentos técnicos e econômicos sobre os reservatórios não convencionais das bacias sedimentares brasileiras.

A EIA classifica o Brasil como a 10º maior reserva de shale gas no mundo, as principais bacias terrestres brasileiras que abrangem uma quantidade recuperável de recursos não convencionais são encontradas nas Bacias do Amazonas, Solimões e Paraná, correspondentes a depósitos de folhelhos escuros devonianos (EIA/ARI, 2013).

É importante salientar que os reservatórios não convencionais reconhecidos tem características marcantes como o domínio da presença de folhelhos, a profundidades maiores 4000m e baixas porosidades, o que contrasta com as bacias amazônicas, onde as profundidades do pacote sedimentar variam de 1000 a 5000 metros. Além disso, os folhelhos e as soleiras mais rasas podem ser estabelecidos como marcadores do conteúdo e maturidade da matéria orgânica para a geração de reservatórios atípicos não convencionais de gás, em sequências mais rasas.

5. MATERIAIS E MÉTODOS

5.1 Materiais

O presente trabalho utilizou dados de poços (Figura 14), levantamentos de seções sísmicas 2D, volumes sísmicos e relatórios de geoquímica, geofísica e geologia da porção noroeste da bacia do Amazonas (Tabela 1), disponibilizados pela ANP. Os poços listados e avaliados como: Poço 1, Poço 2 e Poço3, foram os apresentaram maior interesse na avaliação devido ao sucesso na procura e/ou evidência de indícios de hidrocarbonetos. Eles foram classificados em: produtor de gás (Poço1), produtor de gás e condensado (Poço 2), e seco com indicação de gás (Poço3).

Outro fator importante se deu em relação à profundidade de perfuração, pois o Poço 1 apresenta 1975m e pode ser considerado o menor, quando comparado ao Poço 2 com 2040m e poço 3 com 2076m, que alcançam boa parte da zona de interesse (Formação Barreirinha).

Tabela 1 – Identificações dos dados, coordenadas geográficas e perfis dos poços avaliados.

Identificação dos Poços	Coordenadas UTM		Profundidade de perfuração (m)	Raio Gama (GR)	Resistividade (ILD)	Densidade de (RHOB)	Sônico (DT)	Nêutron (NPHI)
	Lat (N)	Long (E)						
Poço 1	9698208.5 m	351588.5 m	2076	X			X	X
Poço 2	9686810.3 m	330914.0 m	2040	X			X	X
Poço 3	9677906.3 m	320280.9 m	1975	X				X

Fonte: Autora.

Figura 14 - Mapa de localização dos poços



Fonte: Autora.

Após a obtenção dos dados foi realizada a organização de seus respectivos perfis compostos, pastas de poço e perfis geofísicos: Raio Gama (GR), Resistividade (ILD) Densidade (RHOB), Sônico (DT) e Neutrônico (NPHI), e Resistividade (ILD), no formato *.LAS – arquivo digital.

Entretanto, de acordo com a Tabela 1 pode-se aferir que não há todos os perfis disponíveis, os perfis de resistividade RLT, RLN e RSN foram assim utilizados a partir de uma representação teórica e/ou simulada das características de formações rochosas, obtida por estimativa das propriedades das rochas: resistividade, ao longo de um poço e/ou perfil geológico, disponibilizadas juntos ao conjunto de informações recebidas.

Primeiramente, utilizou-se o perfil de raio gama para identificar as litologias das formações rochosas, o potencial espontâneo para identificar a presença de camadas permeáveis e impermeáveis, o caliper para identificar mudanças na geometria do poço, e o perfil neutrônico para identificar a presença de água, gás ou óleo nas formações rochosas. Posteriormente, foi inferida qualitativamente a resistividade das formações rochosas com base nas informações obtidas dos perfis geofísicos, ressalta-se que essa abordagem é uma estimativa aproximada e não substitui a medição direta da resistividade com ferramentas de perfilagem resistiva adequada. Por fim, fez-se a interpretação da resistividade observando a análise de dados resistivos obtidos de forma direta e confiável.

5.1.1 Dados sísmicos

Os dados recebido da ANP possuem aproximadamente 900 km de linhas sísmicas 2D E 3D, sendo a linha 2D (9 linhas InLine-IL e 7 Cross Line-XL) e 2 Volumes sísmicos de 17x25 (425 km²) e 12x16 (192 km²) com migrações pós empilhamento em tempo (MIG), pré empilhamento em tempo (PSTM) e profundidade (PSDM).

Além disso, apresentam um comprimento de registro (RL) de até 6s, intervalo de amostragem (SR) de 4ms, frequência no intervalo de 40 e 75 Hz.

Ao final, serão correlacionados todos estes dados sísmicos com os atributos sísmicos para identificar as características relevantes, especialmente as soleiras, que estão estabelecidas nos perfis compostos, destacadas pelas amostras de calha e pelos relatórios na perfilagem de poços. Segundo as representações esquemáticas e interpretamos através das seções sísmicas que as soleiras estão dispostas horizontalmente e estendendo-se em forma contínua.

5.1.2 Softwares utilizados para interpretação de dados sísmicos e processamento digital de

imagens.

Para a interpretação e modelagem de dados sísmicos e dos perfis geofísicos de poço, foi utilizada a versão acadêmica do software Opendtect (dGB, 2020) e Petrel, para auxiliar na avaliação dos dados sísmicos e geológicos a fim de identificar e delimitar a zona de interesse: reservatório não convencionais.

5.1.3 Modelagem Geológica 3D

A partir da avaliação dos dados geológicos, dados geofísicos e dados de engenharia de petróleo realizado o processo da modelagem para interpretação mais consistente do depósito sedimentar da zona de interesse (Formação Barreirinha), utilizando as seguintes etapas:

Modelo Estrutural: Primeira etapa onde foram mapeadas as superfícies para construção do arcabouço estrutural do reservatório;

Modelo Estratigráfico: Na segunda etapa onde, a partir da integração dos dados de poço, sísmica e de engenharia foi determinado o arcabouço estratigráfico.

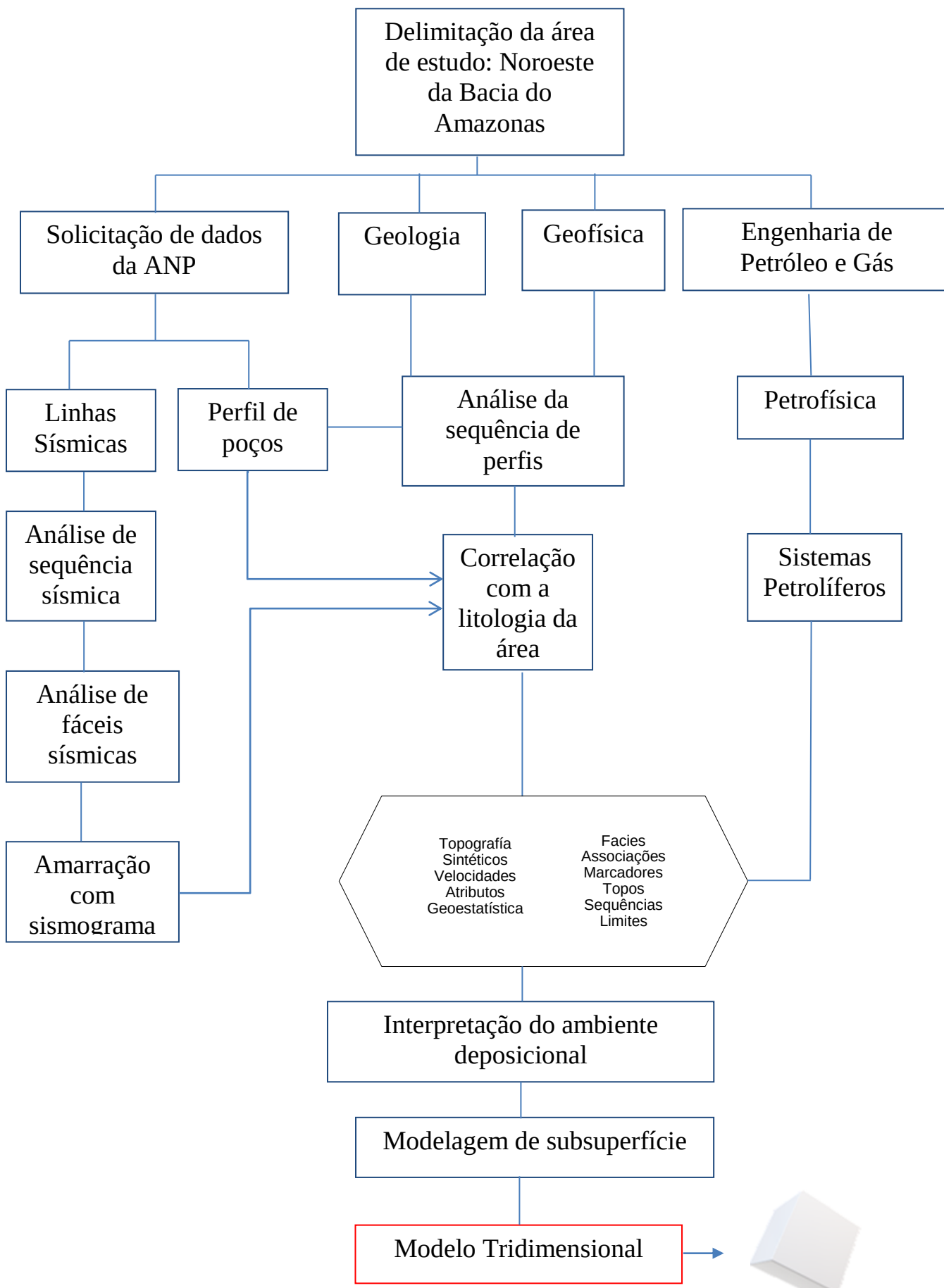
Modelo de Fácies: Etapa de preenchimento das fácies, caracterizada pela distribuição das heterogeneidades internas do reservatório;

Modelo Petrofísico: Por fim, foi realizada a definição da distribuição das propriedades de porosidade e permeabilidade.

5.2 Métodos

Neste trabalho, segue o organograma de atividades (Figura 15) realizadas que inclui os diferentes processos que irão determinar o arcabouço tectono estratigráfico, delimitação de estruturas geológica, identificação das principais zonas de interesse necessárias para realização do modelo de subsuperfície.

Figura 15 - Organograma da metodologia utilizada na dissertação.

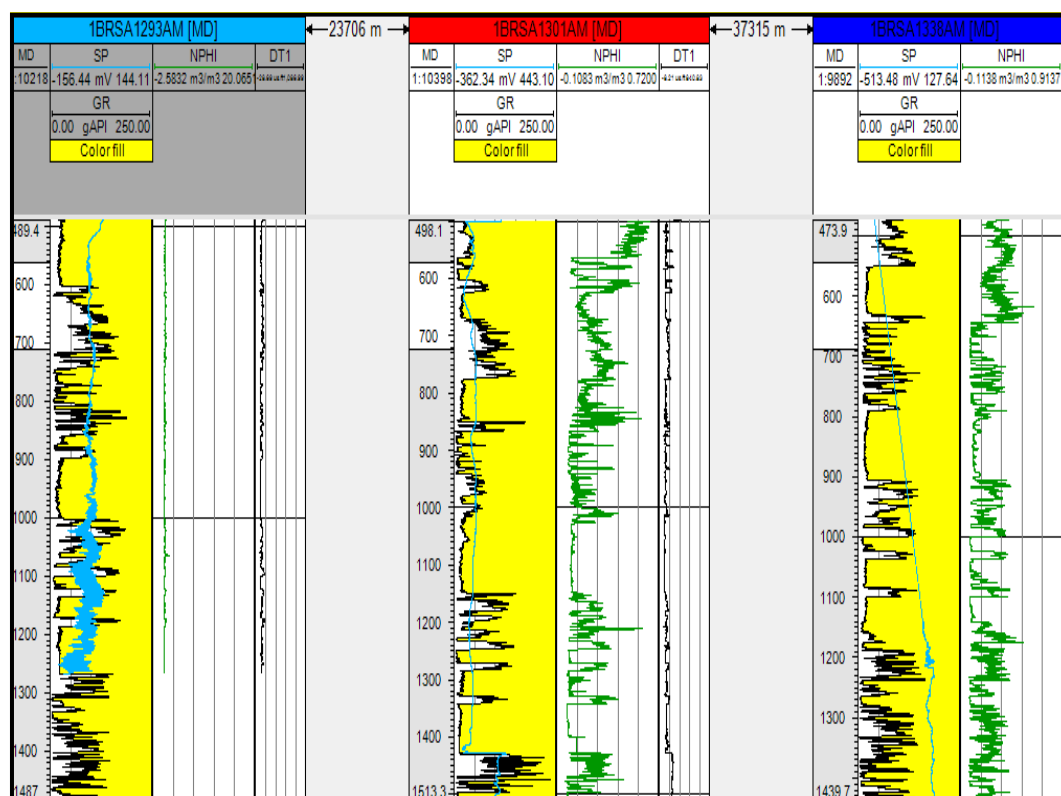


6 ANÁLISE E AVALIAÇÃO DOS DADOS

6.1 Perfis Geofísicos

Com base na organização das informações como: nome, coordenadas de localização, profundidade medida (MD), profundidade vertical total (TVD) e utilizando o método qualitativo: a partir de evidências visuais foi feita a classificação da litologia e litofaceis. Identificamos a zona de interesse a partir da interpretação dos perfis disponíveis como visto na Tabela 1: Raio Gama (GR), Sônico (DT) e Neutrônico (NPHI), para isso utilizou-se o *software Opendtect®* e *Petrel*.

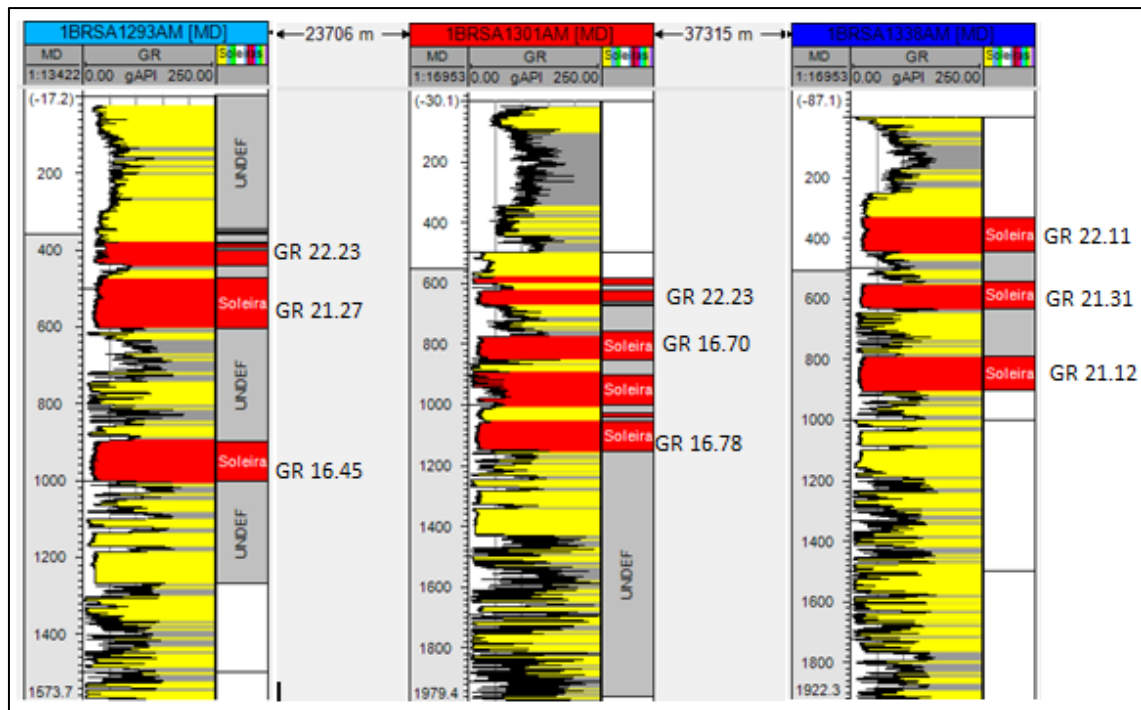
Figura 16 – Apresentação dos perfis dos poços (Raio Gama, Neutrônico e Sônico) disponibilizados.



Fonte: Autora, 2022.

Inicialmente, foi realizada a classificação da litologia utilizando o perfil de Raio Gama (Figura 16). Observando a sequência de análises de Rocha & De Azevedo (2009) e Scardini, Damasceno & Maximiano (2013) podemos mapear a localização das soleiras entre 400 e 1200 m (Figura 17).

Figura 17 – Perfil de raio gama com três litofaceis: deposição de argila (em cinza), areia (em amarelo) e intrusão ígnea (em vermelho)



Fonte: Autora, 2023.

- **Arenitos**

De forma geral as rochas sedimentares possuem baixa radioatividade natural, devido a não presença de elementos radioativos. No perfil de raio gama avaliado é possível observar a resposta do perfil sendo baixa e/ou abaixo da média, variando de 25 até próximo a 100 unidades API. Contudo, é importante ressaltar que os valores do perfil GR podem variar consideravelmente em relação às demais rochas presentes, mesmo dentro de uma mesma formação arenosa, devido a variações na composição mineralógica, porosidade, presença de minerais radioativos, entre outros fatores.

Folhelhos

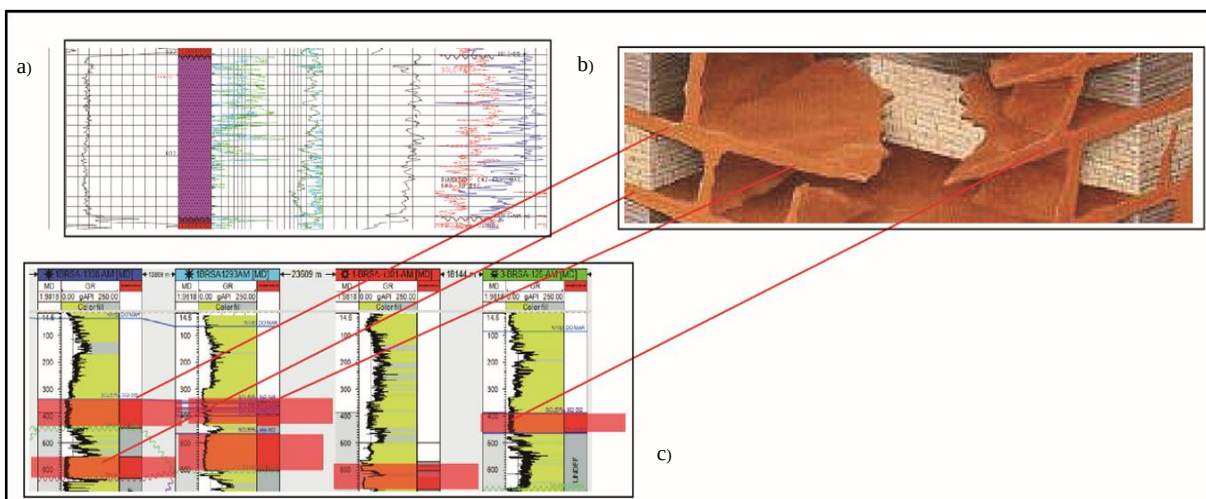
A identificação dos folhelhos pode ser realizada com a interpretação do perfil de gama (GR), que mede a radioatividade natural das formações em virtude da concentração de tório, urânio e potássio. Assim, para os intervalos de folhelhos esse perfil apresenta alta radioatividade, variando de 60 a próxima de 200 unidades API.

Soleiras

O perfil de raio gama na presença de soleiras possuem características distintas, como por exemplo: a forma geométrica na reposta do perfil e baixos valores GR, entre 10 até aproximadamente 25 unidades API. Também, é necessário considerar outras informações geológicas disponíveis para confirmar a sua presença, como dados de poços e informações sísmicas (Reynolds, 2011).

Quando comparados os perfis geofísicos (Figura 18c) com imagens de perfil recebidas (Figura 18a), pode-se verificar a distinção em relação à baixa resposta, quase próxima à zero do perfil. Outro fator a ser considerado está relacionado à forma da soleira que se assemelha a uma forma retangular (Figura 18a e b), demonstrando-se que pacote obteve grande extensão lateral, quando comparado às rochas sedimentares circundantes.

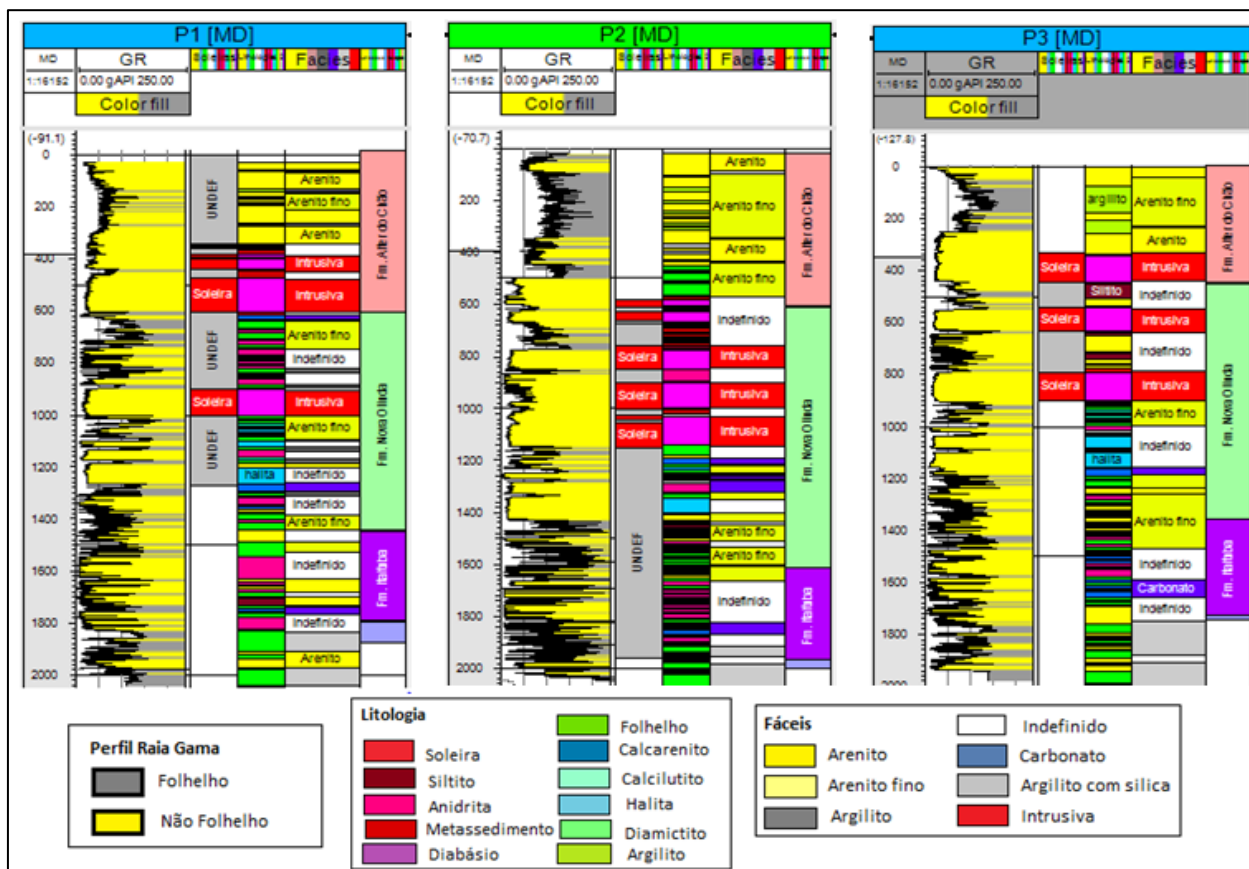
Figura 18 – Apresentação dos utilizados para correlação das soleiras: Imagem de perfil de poço analisado ilustrando a relação da disposição das soleiras (a). ilustração da disposição de soleiras, modificada Grotzinger (2013) (b). perfis geofísicos de poços e identificação de Soleiras (c).



Fonte: Autora, 2023. (Figura 18c adaptada de Press et al. (2006))

Posteriormente, também foi realizada a classificação das fácies e unidades geológicas (Figura 19), juntamente com as informações de perfis, pastas dos perfis compostos dos poços e relatórios de amostra de calha, que auxiliaram também na correlação estratigráfica dos poços (Figura 20).

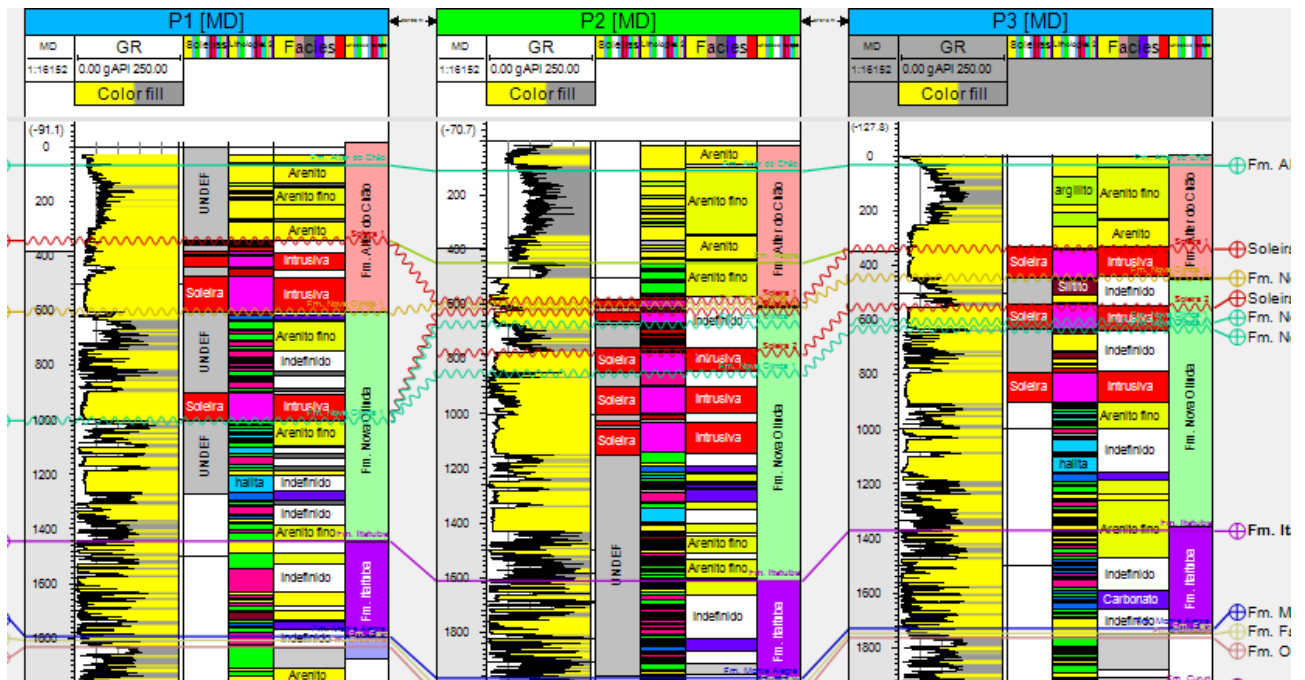
Figura 19 - Perfis com classificação da litologia, das fácies e unidades geológicas.



Fonte: Autora, 2023.

Na figura 19 é possível observar a identificação das litologias constituídas por diamictito, folhelhos e calcarenito, na base do poço; diabásio dispostos horizontalmente entre camadas de folhelhos, siltito, anidrita e halita, presentes em grande parte na formação Nova Olinda. Da mesma forma, ao longo dessa unidade é possível verificar a deposição dos metassedimentos, devido a processos geológicos ocorridos em condições de pressão, temperatura e/ou composição químicas diferentes que transformaram rochas pré-existentes. A determinação das fácies foi realizada de acordo com a identificação litológica das amostras de calha, além disso, é importante salientar que não havia informações acerca de fósseis ou outros elementos, assim temos as seguintes classificações: arenito, arenito fino, argilito, carbonato, argilito com sílica e rocha intrusiva. Em relação às unidades geológicas observou-se a presença das Fm. Cururi, Barreirinha, Oriximiná, Faro, Monte Alegre próxima à base do poço, bem como Fm. Itatuba, Nova Olinda e Alter do Chão próxima à superfície.

Figura 20 - Correlação estratigráfica entre os poços.



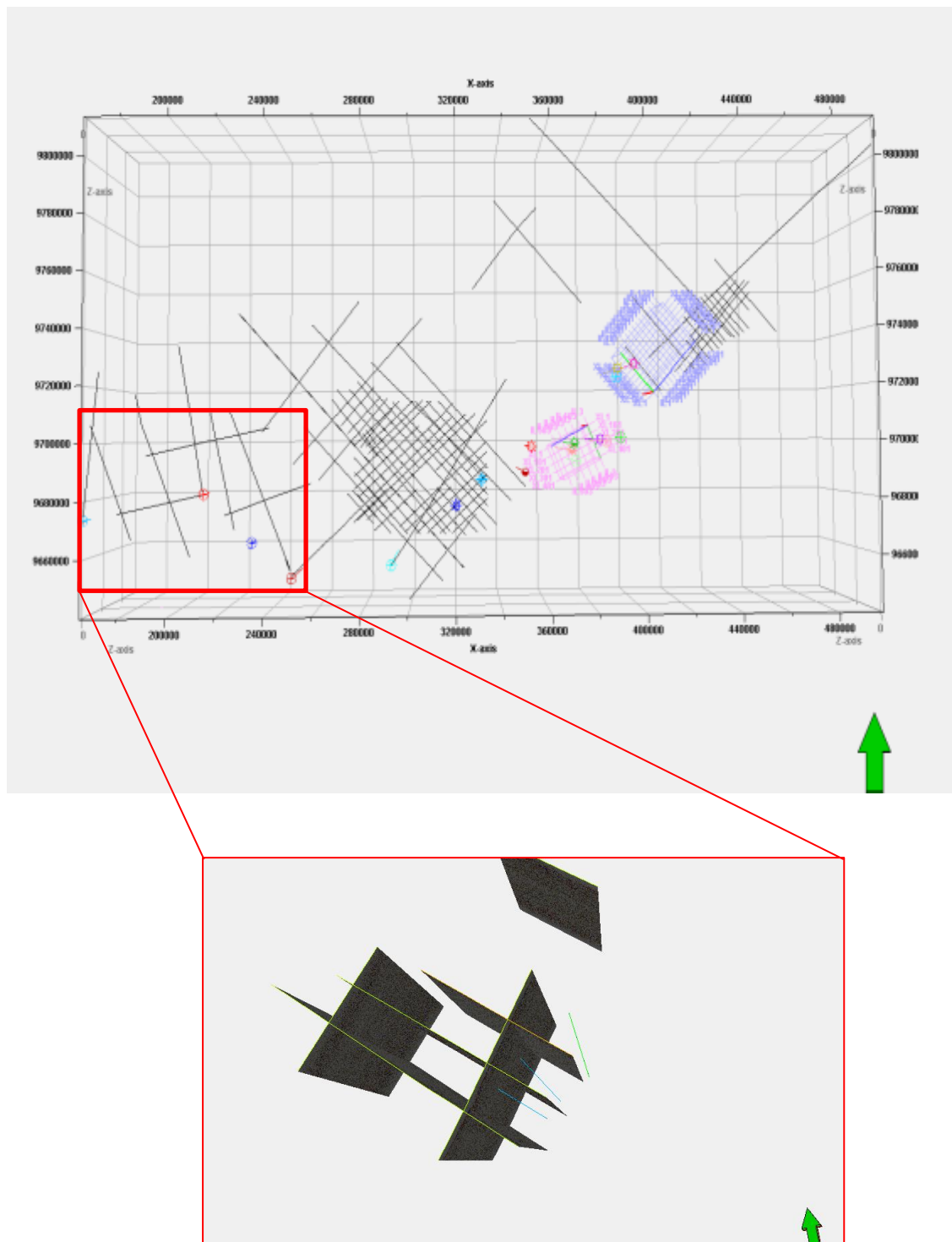
Fonte: Autora, 2023.

Posteriormente, foi definida a continuidade lateral das litologias, e estabelecidas às correlações para correspondência dos topos e bases das formações, como visualizado na Figura 20, aplicando o método pico a pico – ou pico a vale – com relação a uma camada (SIMM; BACON, 2014) para as características similares entre os poços. Observa-se que devido à remasterização dos poços a técnica utilizada está sujeita a possibilidades de erro de interpretação quanto à continuidade lateral, e disposição geométrica das rochas. Entretanto, foi utilizada a fim de determinar a zona de interesse para presente pesquisa com a disposição dos folhelhos na porção inferior da formação, bem como a disposição das soleiras presentes.

6.2 Seções Sísmicas

Com a avaliação dos registros de poços em conjunto com os dados sísmicos disponibilizados pela ANP (Figura 21), foi feita a amarração sísmica para determinar os horizontes, cujos foram interpretados de acordo com as litologias e feições de acordo com informações dos poços (Figura 22).

Figura 21 - Linhas sísmicas e volumes sísmicos disponibilizados pela ANP



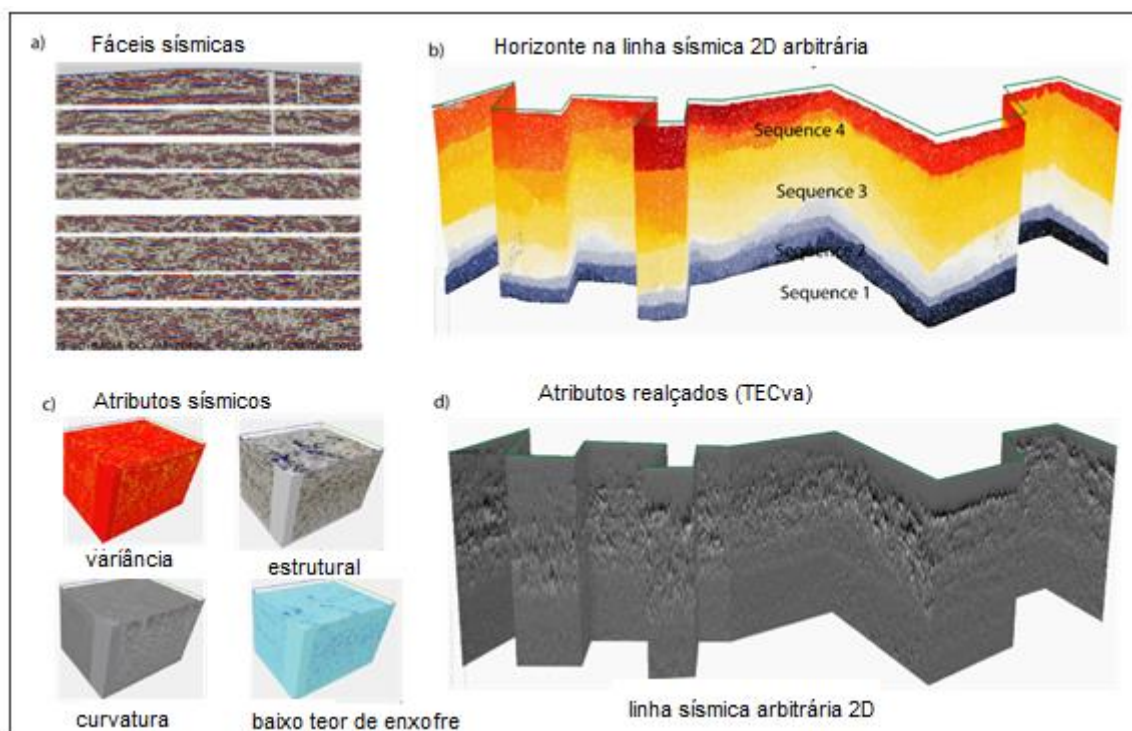
Fonte: Autora, 2023.

Durante a análise das imagens sísmicas, foram identificados os refletores que apresentavam características de continuidade e descontinuidade. Além disso, houve uma correlação das informações das imagens sísmicas com os dados obtidos a partir do perfil de

poço, utilizando as descrições das amostras de calha como ponto de referência, o que possibilitou a integração das informações em uma mesma unidade de medida.

A identificação dos horizontes foi baseada principalmente na descrição litoestratigráfica do poço, levando em conta as características e geometria das sismo-fácies (Figura 22a), para definição da continuidade, coerência e rugosidade dos refletores, sendo quatro horizontes identificados.

Figura 22 - a) fácies sísmicas, b) horizonte na linha sísmica 2D arbitrária c) Atributos sísmicos e d) Atributos realçados(TECva) aplicado na linha sísmica arbitrária 2D.



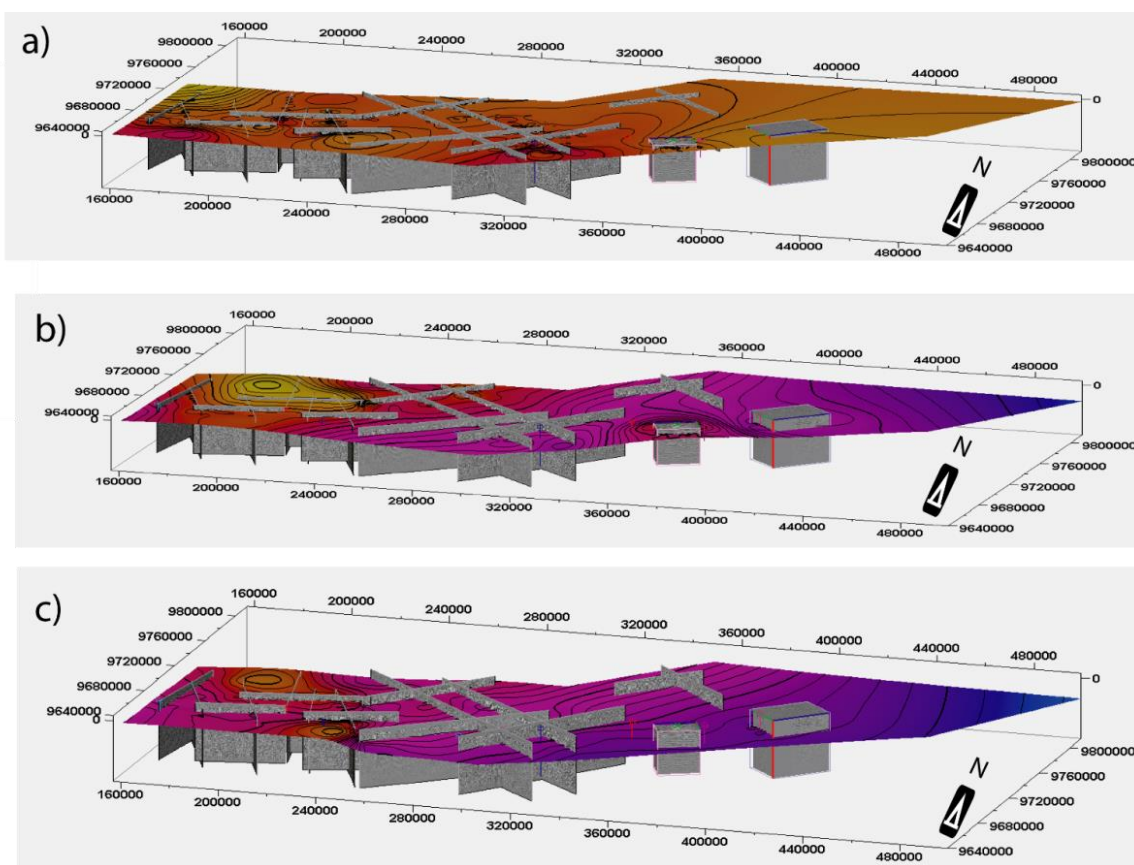
Fonte: Autores, 2023.

A sequência 1 inferior (Figura 22b) é identificado como Fm. Barreinha onde seu padrão apresenta-se com ausência de reflexão e formas, distintas das sequências superiores. O segundo corresponde a Fm. Monte Alegre, a qual corresponde a refletores semelhantes com direção plana paralela à segunda sequência, mas sem presença de descontinuidades.

Encontra-se na sequência 3 na parte superior a Fm. Nova Olinda que internamente apresentam uma série de corpos ígneos com rochas circundantes sedimentares, caracterizados por baixas frequências, quase horizontais, bastante deformados, espalhados desde o topo até a base. Na sequência 4 superior a Fm. Alter do Chão caracterizadas por baixas frequências contínuas no topo e na base, com imagem difusas entre os refletores com estrutura plano paralela até a superfície.

Contudo, para aumentar a confiabilidade dos resultados e com o auxílio da carta cronoestratigráfica, foram estabelecidos esses horizontes cronoestratigráficos por meio da aplicação da ferramenta de rendering em uma linha arbitrária (Figura 22d). A análise sísmica inicial incluiu a identificação da sismo-fácies (Figura 22a) para fins de definição dos horizontes (Figura 23).

Figura 23 - Mapas de contornos estruturais ao topo das superfícies das formações a) Fm. Nova Olinda b) Fm. Monte Alegre e c) Fm. Barreirinha.

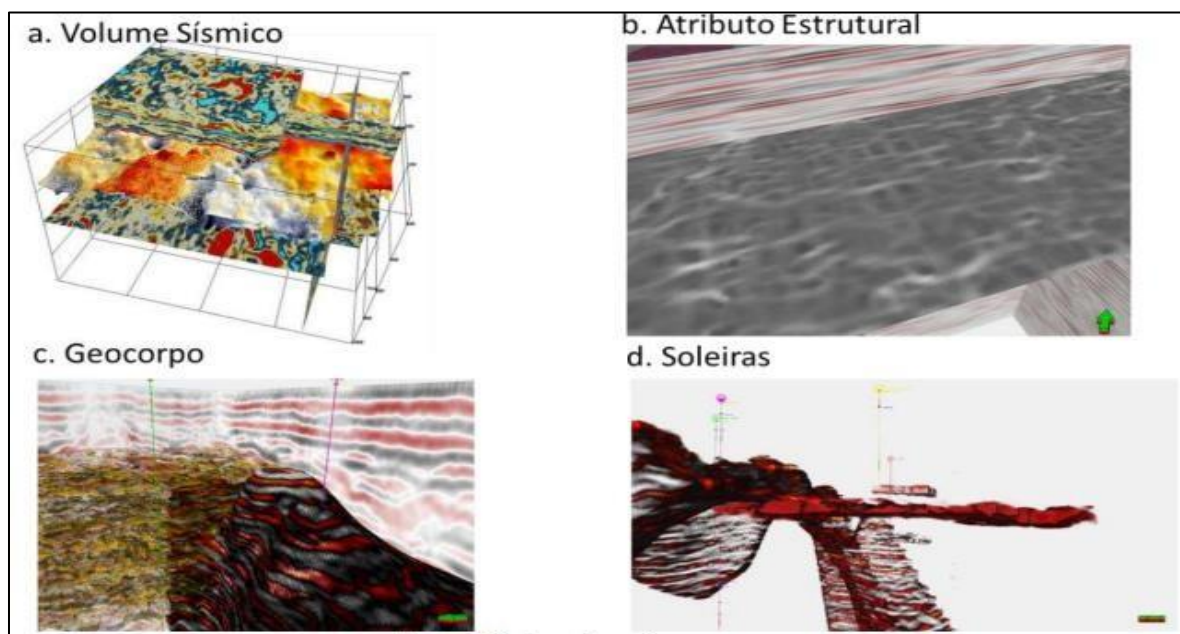


Fonte: Autores, 2023.

Por fim, com intuito de avaliar a zona de interesse foi relacionado os dados sísmicos com análise 3D para avaliação dos atributos estruturais e estratigráficos. Contudo, neste trabalho foram usados os atributos para determinar coerência, curvatura e suavidade das respostas dos refletores, gerando mapas estruturais (Figura 23). Também, utilizou-se multiatributo de relevo (TECva), o qual é um atributo de refletividade que ressalta ainda mais as reflexões ou contrastes de impedâncias maiores, no caso devido a presença de intrusões. Além dos atributos e análises de fácies, existem ferramentas mais robustas como os voxels, usadas para extrair feições tridimensionais, no caso das soleiras é possível obter geocorpos

(Figura 24), cuja geometria podem ser estabelecidas a partir da extração de frequências e amplitudes determinadas.

Figura 24 - Apresentação dos dados sísmicos relacionados ao: Volume sísmico (a). Bacia do Amazonas com o atributo estrutural (b). Geometria da intrusão (c). Intrusão de soleira horizontal (d).



Fonte: Autores, 2023.

6.3 Petrofísica

Para determinar os recursos não convencionais de interesses em subsuperfície, utilizou-se os conceitos da petrofísica, onde os sinais geofísicos gerados por cada tipo de perfil apresentam informações que abrangem uma determinada propriedade da rocha. Dessa forma, é possível realizar uma comparação entre os sinais e verificar se os intervalos possuem porosidade e argilosidade.

Com objetivo avaliar os reservatórios não convencionais, foi primeiramente interpretada a posição e espessura das soleiras, pois sua presença pode alterar a maturação dos hidrocarbonetos. Contudo, observando os locais de disposição os folhelhos foram possíveis estabelecer o volume de argila e sua porosidade (Figura 25), sendo também superfícies-chave constituintes para determinação e simulação do modelo estrutural (Figura 24b).

Assim diante da pesquisa realizada é possível determinar as posições e extensões onde as mesmas estão distribuídas, interpretação qualitativa, com as respectivas profundidades (Tabela 2):

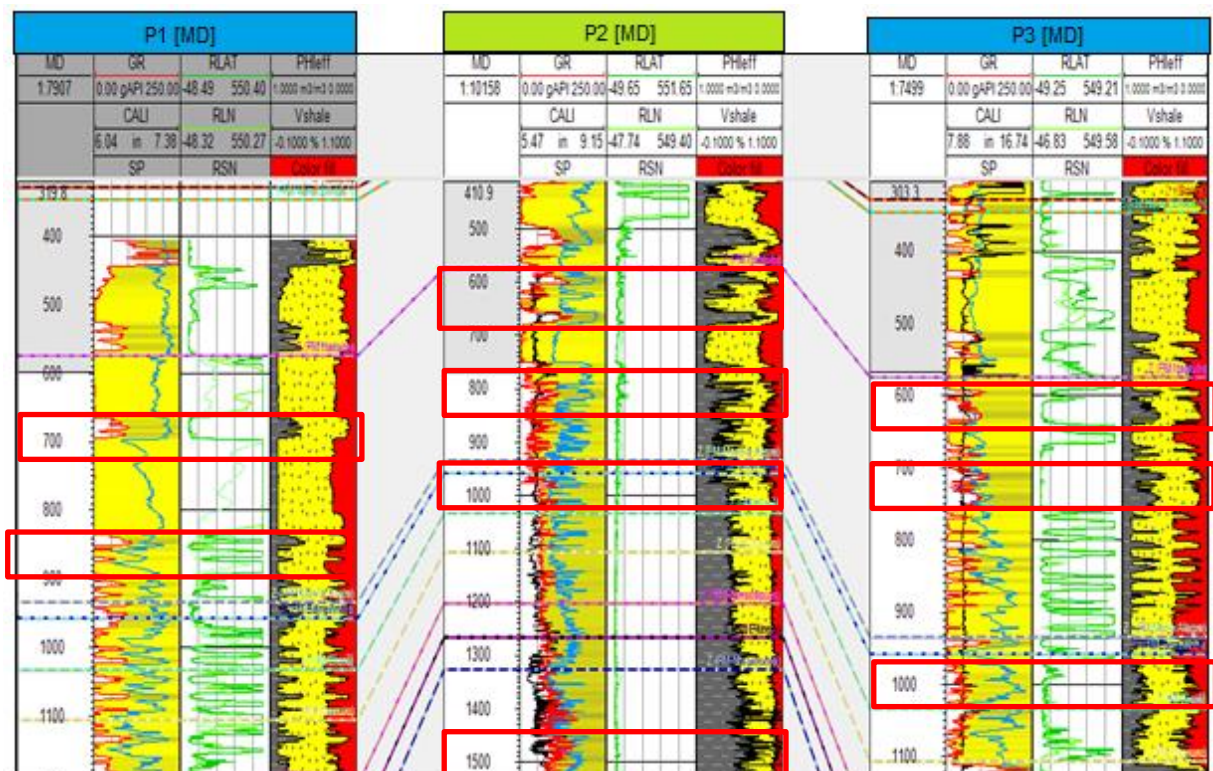
Tabela 2 – Disposição das soleiras e suas respectivas profundidades.

Poços	Disposição das soleiras	Profundidade (m)
Poço 1	Primeira	342m à 445m
	Segunda	540m à 630m
	Terceira	790m à 900m
Poço 2	Primeira	340m à 454m
	Segunda	480m à 602m
	Terceira	902m à 1002m
Poço 3	Primeira	590m à 610m
	Segunda	620m à 650m
	Terceira	778m à 864m

Fonte: Autores, 2023.

Considerando a identificação das soleiras nos perfis de poço, segundo a geometria e às resposta do perfil de RG sendo baixo (10-25 API), resistividade média e valores baixos de porosidades (Figura 25) correlacionados com dados sísmicos, aparecem onde tem grandes contrastes de impedâncias, resultado do tipo de rocha, cujo material magmático apresenta uma textura apertada, com pouca porosidade, com o a permeabilidade também é considerada muito baixa.

Figura 25 - Perfis de poços e petrofísica



Perfil de Resistividade RLT: Resistividade Lateral Transversal; Perfil de Resistividade RLN: Resistividade Longitudinal Normal; Perfil de Resistividade RSN: Resistividade Semi-Normal. Soleiras: retângulos vermelhos indicam a suas localizações.

Fonte: Autora, 2023.

Com o objetivo de determinar o potencial produtivo de gás, foi realizada a avaliação dos perfis para identificação do comportamento dos folhelhos. Correlacionando com as informações anteriores, foi determinado os folhelhos presentes próximo às soleiras para verificar as condições dos mesmos, e verificar sua porosidade e volume de argila.

Tabela 3 – Comportamento dos perfis geofísicos para identificação dos folhelhos.

Perfil Geofísico	Resposta do comportamento dos perfis
Perfil de RG : 60 à aproximadamente 200 unidades API	Altos níveis de radioatividade devido à presença de minerais radioativos, como o urânio.
Perfil de velocidade sísmica	Velocidade sísmica mais baixa em comparação com outras formações, devido à sua porosidade e baixa rigidez.
Perfis de resistividade RLT, RLN e RSN	Resistividade mais baixa em comparação com outras formações, como arenitos ou calcários, devido à sua composição mineralógica e alta retenção de água. Portanto, a presença de baixos valores de resistividade no perfil RLT, RLN e RSN pode ser indicativo da presença de folhelhos.
Perfil de caliper	Diminuição no valor de caliper pode sugerir a presença de folhelhos.

Fonte: Autora, 2023.

Assim, considerando a deposição dos folhelhos intercaladas as intrusões ígneas podemos calcular a porosidade e volume de argila nesses determinados locais, onde:

a) Argilosidade

Para o cálculo do volume de argila (Vsh) foi utilizada a Equação 5. Assim, para o poço 1 foi fixado o GR_{min} em 6,04 API e o GR_{max} em 250,0 API.

A comparação entre os perfis de Raio Gama e o de Volume de Argila demonstram que o método utilizado para o cálculo de argilosidade apresentou bons resultados, o qual resultou em valor médio de argila para todo o intervalo é de aproximadamente 19,4%..

Para o poço 2 foi fixado o GR_{min} em 5,47 API e o GR_{max} em 250,0 API e o volume de argila determinado com valor de 34,90%, e para o poço 3 o GR_{min} em 7,88 API e o GR_{max} em 250,0 API e o volume de argila determinado com valor de 34,90%,

b) Porosidade

Para estimativa foi necessário estimar a porosidade média dos nêutrons, devido o perfil do mesmo ter sido disponibilizado, bem como a correlação do valor dos V_{sh} já calculado com auxílio do perfil de raio gama.

Com isso, no poço 1 para estimativa da porosidade (PHI_{eff}) foi utilizada a Equação 2, com isso a porosidade total calculada é de 18,74 %.

No poço 2, foi determinada a porosidade utilizando os mesmos critérios e fórmulas aplicadas anteriormente. Foi realizado o cálculo de porosidade para toda a seção, sendo esta porosidade calculada de 13,70%. Tal como, para o poço 3 a porosidade foi determinada de 11,62%.

Na Figura 25 observa-se uma diminuição da porosidade com o aumento da profundidade, o que pode significar que os intervalos mais profundos estão mais compactados. Cabe ressaltar que, que valores de porosidade entre 10-50% podem estar relacionados a presença de fraturas.

Por fim, os parâmetros de porosidade e Volume de argila podem ser obtido da petrofísica, sendo estes valores baixos comparados com a disposição da litologias. Assim o cálculo inicial do volume de gás de in place (Gi) pode ser calculado pela Equação (6):

$$Gi = 1,359 * A * h_s * \rho * C_{gi} \quad (6)$$

Onde: 1,359 é o fator de conversão para converter volume (acre-tf), ρ a densidade do folhelho (g/cm^3), h_s é a espessura da formação e o C_{gi} é o conteúdo de gás (scf/ton) para scf de gás in place.

7 RESULTADOS

7.1 Geometria das Soleiras em sistemas petrolíferos não convencionais atípicos - Artigo subetido a revista

Na primeira etapa se inclui a análise das soleiras, correspondentes a sua influência nos sistemas petrolíferos não convencionais ‘atípicos’. Assim incluísse o artigo submetido à

revista científica (Artigo), conforme a figura 26.

Figura 26 - Artigo submetido à revista científica Brazilian Journal of Geology.

Submission Confirmation

Print

Thank you for your submission

Submitted to
Brazilian Journal of Geology

Manuscript ID
BJGEO-2023-0020

Title
GEOPHYSICAL-PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION AND GEOMETRY OF SILLS IN THE MIDDLE AMAZON BASIN.

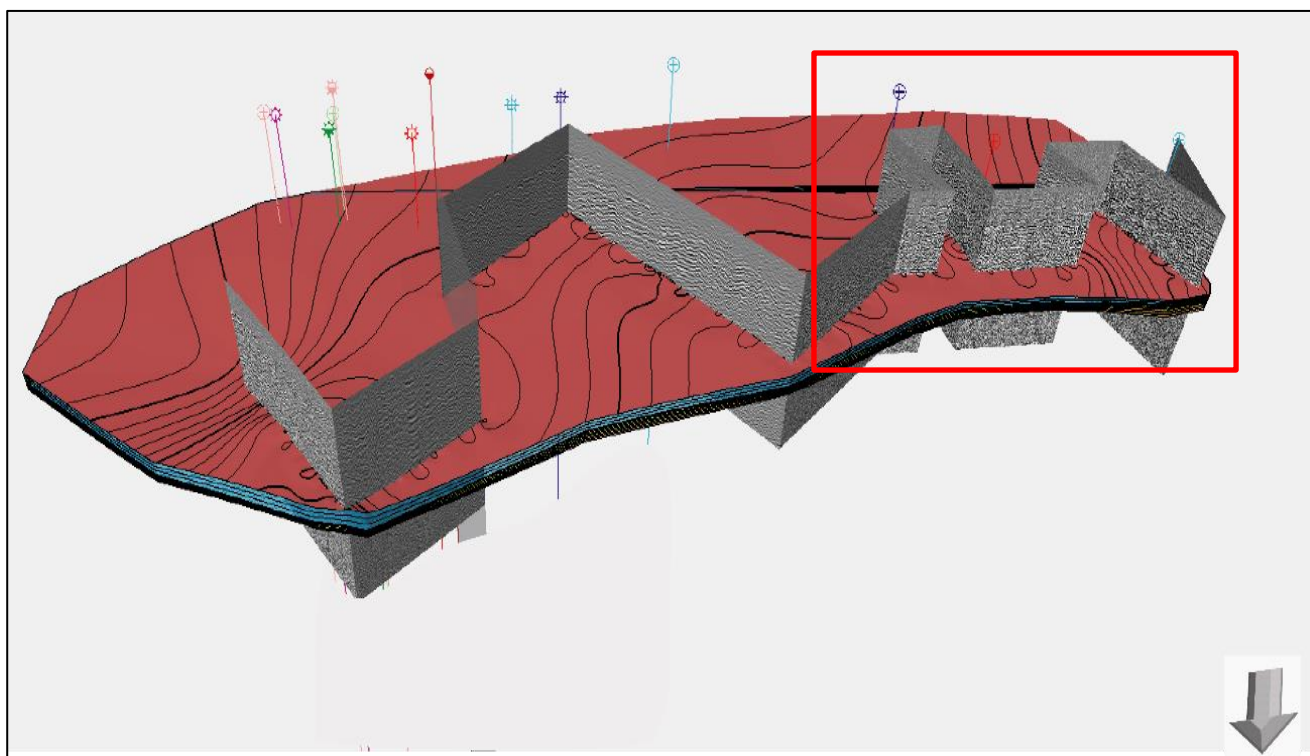
Authors
López, Luis Antonio
Miranda, Andreza
Silva, Carla Giovanna
Duitama, Alejandro

7.2 Sistemas petrolíferos não convencionais: Gás de Folhelho na Bacia Media do Amazonas

Na segunda parte dos resultados abrange a análise do gás de folhelho (Gas Shale), determinando a disposição da Formação de Barreirinhas, sendo realizada a caracterização espaço-temporal, petrofísica e modelagem para determinar a distribuição dos folhelhos e estabelecer um cálculo de reservatório preliminar e aproximado representativo de um setor do leste da Bacia do Médio Amazonas.

A modelagem foi focada na sequência devoniana, onde a partir da interpretação e integração de dados poço-sísmica foram gerados os horizontes que permitem o design das superfícies, as quais servem como entrada ao modelo estrutural inicial. Assim, é possível obter um modelo inicial em profundidade da sequência Devoniana (Figura 27).

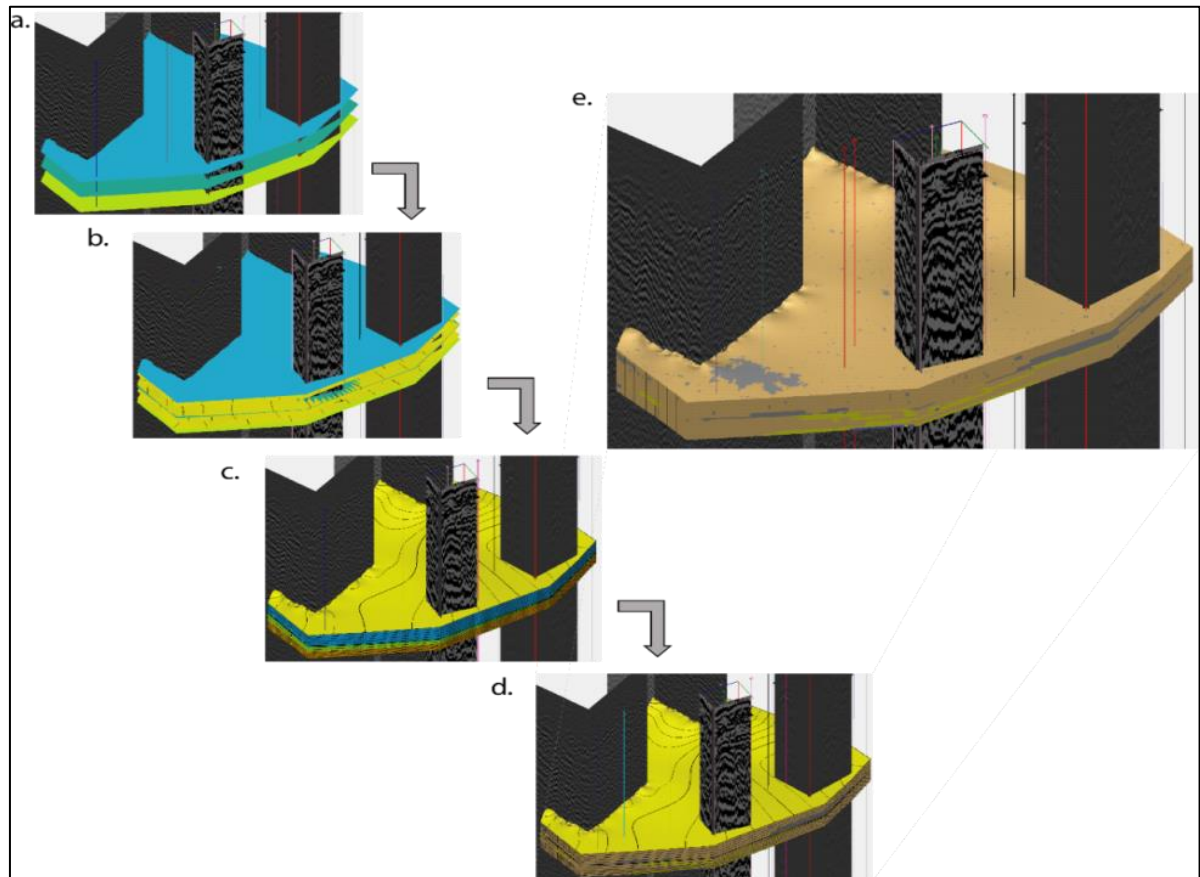
Figura 27 – Modelagem espaço-temporal e distribuição dos folhelhos em subsuperfície.



Fonte: Autores, 2023.

Os mapas de contornos estruturais ao topo e base da Formação Barreirinhas (Figura 28a) foram considerando as superfícies chaves, posterior à amarração poço - sísmica realizou-se a gridagem (Figura 28b), onde permitiu inserir os elementos estruturais e estratigráficos interpretados, ou seja as superfícies e falhas de áreas (Figura 28c), que utilizando o módulo de modelamento do Opendetect, foi populado com as facies e litologias no modelo (Figura 28d, 28e). As litologias dominantes correspondem a presença de material argiloso e com menos arenito e presença de siltitos. Isto marca uma grande diferença com os sistemas petrolíferos não convencionais mais difundidos, como: Marcellous, Vaca Muerta, Permian, os quais apresenta uma litologia dominante de folhelhos, que comparados com a litologia da Bacia do Médio Amazonas, em que a litologia dominante é de siltitos e argila, apresentando um percentual quartzoso.

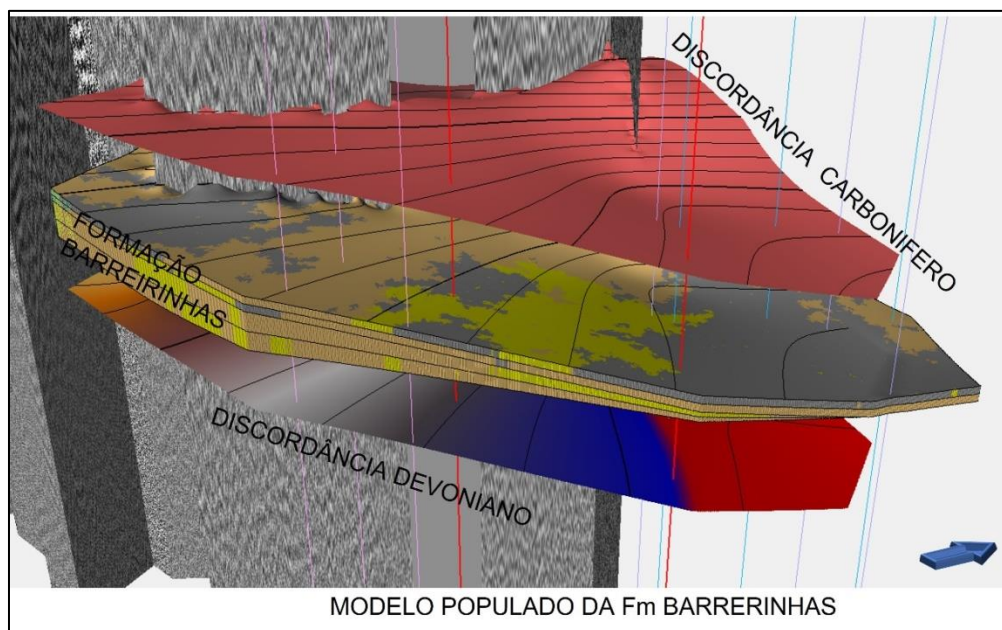
Figura 28 - Modelamento espaço-temporal e distribuição dos folhelhos em subsuperfície, a. Gridagem, b. inserção de superfícies chaves dentro do grille, c. geração de camadas entre os horizontes, d população e inserção das fácies ou litologia e ampliação do modelo.



Fonte: Autores, 2023.

Assim, o modelo 3D foi populado com as propriedades analisadas e obtidas pontualmente permitindo encontrar a distribuição dos folhelhos e determinar suas características petrofísicas (Figura 29).

Figura 29 - Modelo geológico (estático) preliminar do setor NW da Bacia Média do Amazonas.



Fonte: Autores, 2023.

Contudo, ao se analisar o parâmetro petrofísicos no tópico 6.3 pode-se determinar o cálculo inicial do volume de gás de in place (***Gi***), mas é importante ressaltar que essa é uma tarefa complexa que envolve várias etapas e considerações: caracterização do reservatório, determinação dos parâmetros de fluidos, modelagem do reservatório, cálculo do volume e por fim a validação dos resultados. Com isso, não foi realizado este cálculo devido a validação dos resultados obtidos que deve ser realizado com os dados de campo, como produção real de gás e pressões observadas em poços produtores.

8 CONCLUSÕES

Com a presente pesquisa pode-se determinar a presença das soleiras na Bacia do Amazonas que se caracterizam como sistemas atípicos, cuja presença altera a qualidade dos dados de informação e influenciam na disponibilidade de hidrocarbonetos que possam coexistir em subsuperfície.

Avaliando a modelagem (Figura 29) e a figura 24, as áreas circundantes às soleiras estão dispostas com fraturas como observada pela coloração esbranquiçada na figura 24b, entretanto não são extensas e não se conectam com outras para criar passagens que cheguem próximo a superfície. Assim, analisando os perfis geofísicos e volume de argila onde há presença de folhelhos presente na Formação Barreirinha, é notável que essas zonas estejam mais suscetíveis para a possibilidade de fraturamento hidráulico, devido as fraturas e características orgânicas desta rocha.

Isso é um ponto importante, em relação à possibilidade de produção em reservatórios não convencionais, com produção de Shale Gas (Gás de folhelho), assim como a utilização da técnica de faturamento onde se utiliza o processo de bombeio de fluido a altas pressões. Somado a isso, ao induzir fraturas a uma zona que já possui fraturas naturais, há probabilidade de obter redes complexas de fraturas.

Diante do exposto, no caso de exploração deve-se atentar aos problemas operacionais como exemplo: o fato das fraturas chegar até os lençóis freáticos. Assim, deve-se analisar com cautela devida, pois esta é uma região com aspecto de biodiversidade singular.

Por fim, para o cálculo de estimativa da produção do *Shale Gas* que possa vir a ser explorado nesses locais, há ainda incerteza quanto ao método empregado, embora já haja locais onde se realiza a produção de gás de folhelho. Com isso, para futuros trabalhos salienta-se a importâncias de desenvolver uma metodologia para tal, bem como validação dessas informações.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AEIA/ARI (Associação de Estudo Industrial do Amazonas/Agência Reguladora de Infraestrutura do Estado do Amazonas). Estudos sobre a produção de gás não convencional na Bacia do Amazonas. 2013

ALMEIDA, F.F.M.; HASUI, Y. O embasamento da Plataforma Sul Americana. In: O Precambriano do Brasil, p. 1-5. Ed. Edgard Blucher, São Paulo. 378 p. 1984.

ALMEIDA, F.F.M. ; NEVES, B.B.B. ; CARNEIRO, C.D.R. The origin and evolution of the South American Platform. Earth-Science Reviews, 50:77-111 p. 2000.

ANADÓN, L. E. El abecedario de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales 4ª ed. revisada. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2015. 20 p. ISBN 978-987-9139-77-6

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 2ª ed – Brasília: ANEEL, 2005. 243p

ANP - Agência Nacional Do Petróleo, Gás Natural E Biocombustíveis. Bacia Do Amazonas. Sumário Geológico E Setores Em Oferta. Elaborado por: André Ferreira, Ariely Rigueti e Gabriel Bastos 2015 Disponível em:
http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round_13/areas_oferecidas_r13/Sumarios_Geologicos/Sumario_Geologico_Bacia_Amazonas_R13.pdf.

ANP - Agência Nacional Do Petróleo, Gás Natural E Biocombustíveis. Anuário de 2017. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/anuario-estatistico/3819-anuario-estatistico-2017>.

ANP - Agência Nacional Do Petróleo, Gás Natural E Biocombustíveis . Plano Plurianual de Estudos de Geologia e Geofísica (PPA). RESOLUÇÃO ANP Nº 757, DE 23 DE NOVEMBRO DE 2018

ANP - Agência Nacional Do Petróleo, Gás Natural E Biocombustíveis. Plano Plurianual de

Geologia e Geofísica, 2019. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/estudos-geologicos-e-geofisicos/plano-plurianual-de-estudos-de-geologia-e-geofisica>

ASQUITH, G. B.; KRYGOWSKI, D.; GIBSON, C. R. Basic well log analysis. Tulsa, 2004. p. 1-140.

AUWARTER, B. H. Avaliação Do Potencial Da Formação Ponta Grossa Como Reservatório Não Convencional De Gás. Trabalho de Conclusão de Curso. Curitiba, 2016.

AYRANCI, K., & KARAOGLU, A. M. (2015). Determination of the boundary and thickness of an igneous intrusion by well logging data: A case study from the Hekimhan-Hasancelebi region (Eastern Turkey). *Journal of Applied Geophysics*, 117, 48-55.

AYRES NETO, A. (2001). Métodos geofísicos aplicados à prospecção de petróleo. Petrobras.

BAHIA R.R., ABREU F.A.M de. 1985. O rift do Amazonas – sistema aulacogênico na Palataforma amazônica. In: Simp. Geol. Amazônia, 2, Anais, p. 222-241

BALCH, A.H. 1971. Color sonograms: A new dimension in seismic data interpretation: *Geophysics*, 36, 1074-1098.

BRAGA, Y. Uma análise da demanda de gás natural no Brasil: Uma perspectiva metodológica. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

BROWN, A.R. 1986. Interpretation of three-dimensional seismic-data (1st edition), Memoir 42: AAPG and SEG.

CARVALHO, P. B. Caracterização petrofísica do campo de namorado a partir de perfis de poços. Graduação em Geofísica. Universidade Federal Fluminense. 2014.

CATUNENAU, O. 2022. Principles of Sequence Stratigraphy, Second Edition. Elsevier. 486p.

CATUNEANU, O. 2006. Principles of sequence stratigraphy. Amsterdam, Elsevier, 375p.

CHAMUSCA, E. O shale gas e suas perspectivas no brasil e no mundo. 2013. <https://petronoticias.com.br/o-shale-gas-e-suas-perspectivas-no-brasil-e-no-mundo/>. Acesso: 11/10/2021

CHOPRA, S., MARFURT, K.J. 2007. Seismic Attribute for Prospect Identification and Reservoir Characterization. SEG Geophysical Developments Series; no.11. 464p.

CIOCCARI, G. M., MIZUSAKI, A. M. P. Sistemas Petrolíferos Atípicos Nas Bacias Paleozoicas Brasileiras – Uma Revisão. São Paulo, UNESP, Geociências, v. 38, n. 2, p. 367 - 390, 2019

COSTA, A. R. A. Tectônica cenozoica e movimentação salífera na Bacia do Amazonas e suas relações com a geodinâmica das placas da América do Sul, Caribe, Cocos e Nazca. 2002. 238 p. Tese (Mestrado) – Universidade Federal do Pará, Belém, 2002.

COSTA, J. B. S. Geologia e recursos minerais do Estado do Amazonas. Manaus: CPRM, 2002. 348 p.

COSTA J.B.S. & HASUI Y. 1997. Evolução Geológica da Amazônia. In: FINEP/SBG, Contr. Geol. Amazônia, Anais, p. 15-90.

CORDANI, U. G.; NEVES, B. B. B.; FUCK, R. A., Porto, R., THOMAZ FILHO, A., CUNHA, F. M. B. Estudo preliminar de integração do Pré-Cambriano com os eventos tectônicos das bacias sedimentares brasileiras. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 1984. 70p. (Série Ciência – Técnica – Petróleo, Seção Petróleo, 15).

CUNHA, J. S. Caracterização geológica e geoquímica da Bacia do Amazonas: Implicações na prospecção e exploração de hidrocarbonetos. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Amazonas, 2007.

CUNHA, P. R. C.; MELO J. H. G.; SILVA, O.B. Bacia do Amazonas. Boletim de Geociências. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 227-251, maio/nov. 2007.

DGB. Opendtect version 6.4. 2020. Disponível em: <<https://www.dgbes.com/index.php/download>>.

DIAS, H. A. Depósitos Cenozóicos Da Porção Oeste Da Bacia Do Amazonas. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Amazonas, 2008.

DONALDSON, E. C.; TAIB, D. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring reservoir Rock and Fluid Transport Properties. Gulf Professional Publishing, 2004. 1- 140 p.

Doyen, P.M. 2007. Seismic Reservoir Characterization. An Earth Modelling Perspective. Education Tour Series, EAGE. 255p.

Dumitru, O. A., & Mohr, B. A. R. (2010). 3D resistivity inversion of airborne electromagnetic data to image intrusive bodies: Application to kimberlite pipes. Geophysics, 75(4), L51-L63.

EIA/ARI (U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION). (2013). World Shale Gas <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/EbookPooTransparente.pdf>

GASPARETTO JUNIOR, A. Crise do Petróleo. 2014. Disponível em: . Acesso em: 11 jul. 2014.

GONZAGA, F. G.; GONÇALVES, F. T. T.;COUTINHO, I. E. C. Petroleum geology of the Amazonas Basin, Brazil: modeling of hydrocarbon generation and migration. AAPG Memoir 73, 2000. P. 159-178

GRADSTEIN, F.; OGG, J.; SMITH, A. A geologic time scale. Cambridge: University Cambridge, 2004. 589 p.

GROTZINGER, J., Jordan, T. Para entender a terra. 6° ed. Dados eletrônicos. Porto Alegre: Bookman,2013.

JACOMO, F. A. Produção não convencional de petróleo e gás. Palestra apresentada no Workshop onshore de Unconventional Resources. Rio de Janeiro, 2014.

KEAREY, P., BROOKS, M., HILL, I. Geofísica de Exploração. Editora Oficina de Textos; 1ª edição (1 janeiro 2009).

KOSTELNICK, J. 2010. The Maprecellus Shale Play, In The Environmentally Friendly Drilling System Program – Managing MARCELLUS Play Development sensitive Areas, PTTCEFD Workshop, Pittsburg, Pa., Proceedings Petroleum Technology transfer council – APPALACHIAN Region and Environmentally friendly drilling systems program.

LUSTOSA, M. C. J. Meio ambiente, inovação e competitividade na Indústria Brasileira: a cadeia produtiva do petróleo. 245 f. 2002. Tese (Doutorado em Economia)-Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002.

MAGOON, L.B. and DOW, W.G. (1994) The Petroleum System-From Source to Trap. AAPG Memoir 60, 655 p.

MARTINS, D. Ipiranga: a trajetória de uma refinaria em Rio Grande (RS) rumo à consolidação de um grupo empresarial (1930-1967). 2008. 140 f. Programa de pós-graduação (Dissertação de Mestrado)-Faculdade de filosofia e Ciências humanas. Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, 2008.

MCGLADE, A., SPEIRS, J., SORRELL, S. 2013. Methods of estimating shale gas resources – Comparison, evaluation and implications. Energy. 59 (2013) 116-125.

MELANI, L. H. Caracterização Petrofísica De Reservatório Carbonático. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual De Campinas, 2015.

MELO, J. H. G.; LOBOZIAK, S. Devonian-Early Carboniferous miospore biostratigraphy of the Amazon Basin, Northern Brazil. Review of Palaeobotany and Palynology: an international journal, Amsterdam,v. 124, n. 3-4, p. 131-202, May/2003.

MILANI, E. J; Brandão, J. A. S. L. Zalán, P. V. & Gamboa, L. A. P. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. Revista Brasileira de Geofísica vol.18 no. 3 São Paulo, 2000

MITCHUM, R.M., THOMPSON, S., VAIL, P.R., SANGREE, J.B., BUBB, J.N.1972. Concepts of Sequences and Eustatic Cycles. Esso Production Research Company. 73p.

MME/EPE. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. (2019). Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacionalde-recursos-de-oleo-e-gas-2017-2019>

MONTEIRO, L. O Escandalo do petroleo e georgismo e comunismo - 1ªed.(2011)

MOHRIAK, W. U.; SZATMARI, P.; COUTO ANJOS, S. M. Os evaporitos e halocinese na Amazônia. Sal Geologia e Tectônica - Exemplos nas Bacias Brasileiras, 2009, P. 218

NATURALGAS.ORG. Unconventional Natural Gas Resources. Disponível em: Acessado em 02 de abril de 2023.

NERY, G. G. Perfilagem Geofísica em Poço Aberto – Fundamentos básicos com ênfase em petróleo. – Rio de Janeiro:SBGf, 2013. 222p.

NEVES, C. A. O. Prospectos potenciais e áreas prioritárias para exploração na Bacia do Amazonas Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro, v. 1, Jan/Mar, p 95-103, 1990

NEVES, C. A. O. O Estado da Arte: prospectos potenciais e áreas prioritárias para exploração na Bacia do Amazonas”. I Seminário de Interpretação Exploratória, Petrobrás, p. 13-23. 1989.

OLIVEIRA, L. A. Estudo De Diferentes Esquemas De Injeção Aplicado À Injeção Contínua De Vapor Em Reservatórios De Óleo Pesado. Tese de conclusão de curso. Universidade Federal do Rio Grande do Norte – 2015.

PAES, M. Da R. APLICAÇÃO DO SISTEMA LWD EM POÇOS HORIZONTAIS. Tese de graduação em engenharia de petróleo. Niterói, fevereiro de 2013.

PIRES, A. O shale gas no Brasil. Brasil Econômico. Em: 21 de Janeiro de 2012. Acesso em: 22/06/2022. <https://www.institutomillennium.org.br/o-shale-gas-brasil/>

POSAMENTIER H.W., Davies R.J., Cartwright J.A., Wood L.J. 2007. Seismic geomorphology – an overview. In: Davies R.J., Posamentier H.W., Wood L.J., Cartwright J.A. (Eds.). Seismic geomorphology: applications to hydrocarbon exploration and production, Special Publication, p. 1-14

QUINTELLA, C. et al., O Shale Gas À Espreita No Brasil: Desmistificando A Exploração De Recursos De Baixa Permeabilidade. Fev 2019. Ano 6, Nº 9, ISSN 2358-5277

REYNOLDS, J. M. (2011). An introduction to applied and environmental geophysics. Wiley-Blackwell.

ROCHA, L. A. S., De Azevedo, C. T. (2009). Projetos de poços de petróleo: geopressões e assentamento de colunas de revestimentos. 2ª ed. Rio de Janeiro: Interciência.

ROSA, A. J. CARVALHO, R. S.; XAVIER, J.A.D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Intercedência, 2006. Fonte: modificado de Slide Player: http://images.slideplayer.com.br/14/4307119/slides/slide_6.jpg

Rosa, A. L. R Análise do Sinal Sísmico. Sociedade Brasileira de Geofísica (SBGf). Rio de Janeiro: 2010. 668p.

SAYERS, C.M., (1994). The elastic anisotropy of shales. Journal of Geophysical Research, 99 (B1): 767-774

SERRA, O. & L., Well Logging – Data Acquisition and Applications. Ed. Serralog, Méry Corbon, França, 2004. cap. 1, 10, 26, 31.

SCARDINI, R. B., DAMASCENO, D.R., SILVA, C. A. M. Caracterização das propriedades do reservatório utilizando curvas de perfilagem geofísica de poços no Campo de Namorado na Bacia de Campos-RJ. 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 26–29 August 2013. ISSN (online):2159-6832 Copyright: 2013 Pages: 2001

SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica. Processamento de dados Sísmicos. Boletim número 3.2012 – ISSN 2177-9090. Disponível em: https://sbgf.org.br/noticias/images/Boletim-3-2012_22.pdf

TANER, M.T., KOEHLER, F., SHERIFF, R.E. 1979. Complex Seismic Trace Analysis. Geophysics, Volume 44, issue 6. Pages: 1022-1143.

THOMAS, J. E. Fundamentos de engenharia de petróleo. Rio de Janeiro, 2001.

URDININEA , J.J.. A.; Introdução aos Métodos Indiretos de Prospecção de Petróleo e Gás; 2010

VAIL, P.R., SANGREE, J.B., AND BUBB, J.N. 1970. Time-Stratigraphy Zonation using Depositional Sequences, “Exploration News Letter”, Vol, 22, No.1, p. 17-32.

WANDERLEY FILHO, J. R.; COSTA, J. B. S. Contribuição a Evolução Estrutural da Bacia do Amazonas e sua Relação com o Embasamento. Anais do III Simpósio de Geologia da Amazônia, Belém, 1991, p. 244-259.

YARUS, J. M., CHAMBERS, R. L. 2006. Practical Geostatistics – An Armchair Overview for petroleum Reservoir Engineers, Distinguished Author Series.

YERGIN, D. The prize: the epic quest for oil, money and power. New York: Simon & Schuster, 1991.

Zoback, M. and Kohlin, A. 2019. Unconventional Reservoir Geomechanics. Shale Gas, Tight Oil, and induced Seismicity. Cambridge University Press. Stanford University, California. 484 pages.

Zou, C. Zhu, R., Tao, S., Hou, L., Yuan, X., Zhang G., Song, Y., Niu, j., Dong, D., Wu, X., Liu, S., Jiang, L., Wang, S., Guo, Q., Yang, Y, Zhou, C., Bai, B. 2017. Unconventional Petroleum Geology. Second Edition. Elsevier. 482p.

ANEXO

GEOPHYSICAL-PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION AND GEOMETRY OF SILLS IN THE MIDDLE AMAZON BASIN.

Luis Antonio Castillo López¹, Andreza de Oliveira Miranda ², Carla Giovanna Barbosa da Silva³, Alejandro Duitama⁴.

¹ Programa de Pós Graduação em Geologia. Universidade Federal do Amazonas, UFAM, Manaus, Brasil. luiscastillo@ufam.edu.br

² Programa de Pós Graduação em Geologia. Universidade Federal do Amazonas, UFAM, Manaus, Brasil. andrezaomiranda@ufam.edu.br

³ Programa de Graduação em Engenharia do Petróleo e Gás. Universidade Federal do Amazonas, UFAM, Manaus, Brasil. carlagiovannabs@gmail.com

⁴ Programa departamento de Matemáticas. Universidad el Bosque, Bogotá, Colombia. duitamaalejandro@unbosque.edu.com

Abstract

The Amazonas Basin is one of the largest intracratonic basins in the world, influenced by a network of igneous intrusions along thick sedimentary rocks, generating unique structural and stratigraphic characteristics, allowing for the migration of elements into an unconventional oil system. Geophysical data (3D and 2D seismic data and well logs) combined with historical oil and geological data, along with interpretations and evaluations using attributes, rendering, and petrophysical analyses, make it possible to establish a spatial framework. Therefore, the disposition of sills between Paleozoic sequences (second order) whose characteristics influence fractures and faults that facilitate the migration of fluids such as gas, NH₄, CO₂, or hydrocarbons will be investigated.

Keywords: Amazonas Basin, igneous intrusions, geophysical, hydrocarbons.

Introduction

Conventional hydrocarbon production and exploration systems, consisting of elements to produce hydrocarbons, include a source, generator, seal, reservoir, and trap (Zhao et al., 2019). With the advent of the energy transition, gas has become an essential energy source due to its generation capacity, energy self-sufficiency, and availability as one of the least polluting fossil fuels (Cander, 2012). Another critical factor is the production of unconventional gas in areas with igneous intrusions, especially those arranged in layering (sills) that contribute to hydrocarbon generation (Ren et al., 2020).

In the first analysis, shale gas generation stands out due to its extensive record, constituting about 60% of sedimentary rocks worldwide, which affects petrophysical analysis, reservoir geology, and drilling for fossil energy exploration. In addition, shale has simultaneous characteristics of source rock, reservoir, trap, and seal. These factors allow for the establishment of shale deposits that can form hydrocarbon reservoirs with great potentials, such as shale gas and shale oil, found in formations such as the Marcellus and Permian in the United States (Zoback and Kohli, 2019; Zou et al., 2017) and Argentina, such as the Vaca Muerta formation (Yan, 2023).

As for sills, they are not part of the conventional petroleum system, but their presence in sedimentary basins can interfere with the structure (fractures and weakness zones) or temperature levels, thus aiding in the maturity of organic matter that transforms into hydrocarbons, typically gas (Zhao et al., 2019); or they can activate organic matter in the maturity of the source rock (Luo et al., 2017; Kroeger et al., 2022). According to Cioccarri and Mizusaki (2019), there is a trend of investigation in these zones called atypical reservoirs in the search for hydrocarbons.

Thus, the Middle Amazon Basin presents the Barreirinha-Curiri Formation, a tested conventional petroleum system (Cioccarri and Misuzaki, 2019) that were initially analyzed. However, the presence of igneous bodies within the sedimentary packages (Mendonça et al., 2004), which have disposition and thickness, may have influenced shale gas generation in the surrounding sedimentary rocks. These sills extend in a system of interconnected networks, not necessarily associated with the same event (Cioccarri and Misuzaki, 2019), which thermally influences the sedimentary sequences, especially those containing high organic matter content, favoring hydrocarbon generation, such as gas. Understanding the geological conditions that form the magmatic system is essential for future exploration and identification of commercially viable reserves related to atypical systems in sills (Bischoff et al., 2019). Additionally, it should be noted that the behavior of dikes and sills in the case of intrusion into rocks with organic matter or carbonates can result in the enrichment of CO₂, CH₄, and H₂S.

To investigate the disposition of sills, reflection seismic data (2D and 3D) and well data will be used to determine and model the disposition and extension of these features. They comprise a dominant system characterized by its thickness and continuity in the central and eastern sectors of the Middle Amazon Basin. In the Western sector, they are less visible, where sills are thinner and less frequent. The occurrence of sills is accompanied by faults and

fractures in the overlying or underlying layers, forming naturally fractured reservoirs.

Location of the study area and Geological Context of the Petroleum System in the Amazon Basin

The Amazon Basin (Figure 1) is located in the northern portion of the South American Plate, in the northern region of Brazil, covering the states of Amazonas and Pará. Considered one of the largest intracratonic basins, it has an east-west orientation, with two depocenters and a thick sedimentary package of almost 5 km in the eastern part. It is bounded to the north by the Guiana Shield and to the south by the Brazilian Shield, separated from the Marajó Basin to the east by the Gurupá Arch and from the Solimões Basin to the west by the Purus Arch (Ferreira et al., 2015).

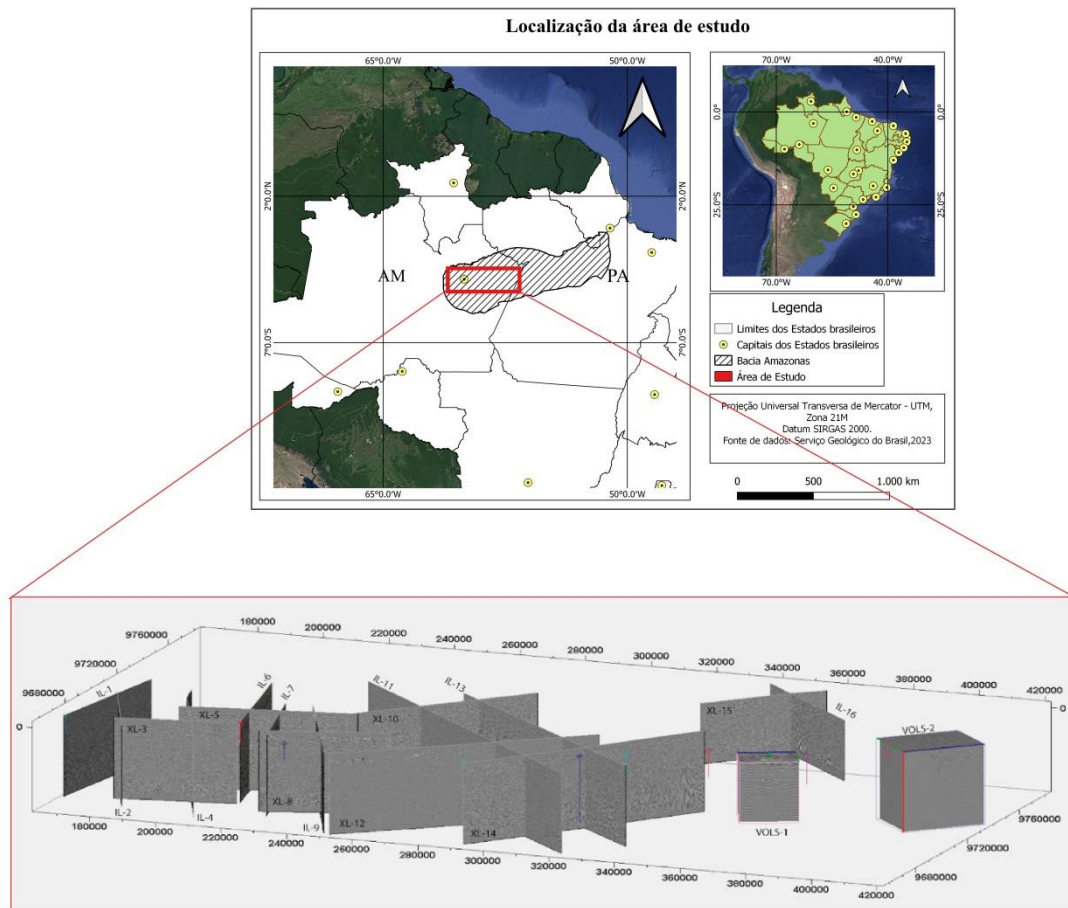


Figure 1: Location of the study area, corresponding to the Middle Amazon Basin, and geophysical data disposition.

According to Caputo and Silva (1990), the intracratonic Amazon Basin presents a recognized conventional petroleum system: Barreirinhas-Curiri, which, in addition to its

extent and depth in the sedimentary package, allows for the establishment of other types of reservoirs, especially in the sub-basin of the middle Amazon. The basin has a large extent, approximately 520,000 km², and a thick sedimentary layer of 5 km, composed of first-order Paleozoic and Mesozoic-Cenozoic mega-sequences (Cunha et al., 2007).

The Paleozoic sequences encompass possible conditions and elements that allow for the inference of different unconventional petroleum systems, as they were affected by the Penatecaua magmatism in the Jurassic (Davies et al., 2017). They are of particular interest as an atypical petroleum system (Cioccari and Mizusaki, 2019), which has few studies compared with the Marcellous or Brannet Shale basins (Zhao et al., 2019), and Vaca Muerta (Speight, 2017).

Therefore, the production of gas found in hydrocarbon-rich shales, known as 'shale gas', has gained increased interest in the exploration and production industry for domestic use today (US Department of Energy, 2009). Due to the extensive record of Devonian shales, which are a single rock with the function of generating, storing, and sealing hydrocarbons, research focused on the identification and quantification of potential zones of this unconventional reservoir, which can be explored through sequential and petrophysical characterization of the fields (Melani, 2015). The second case occurs in crystalline rock types and not in sedimentary rocks, known as atypical systems (Cioccari and Mizusaki, 2019), of which there are reports of over a century where volcanic rocks constitute unconventional reservoirs, particularly sills, which are intrusive igneous or magmatic rocks deposited in layered or stratified form. Due to their genesis and variability in petrophysical properties, these igneous rocks pose challenges in developing hydrocarbon exploration and production, especially the influence of sills on the generation and accumulation of gas in affected sedimentary deposits.

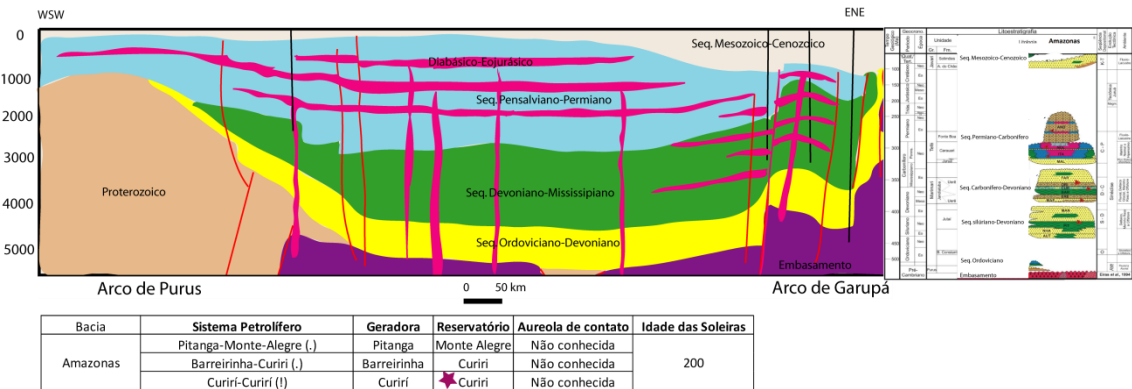


Figure 2. Regional geology and positioning of igneous events influencing the petroleum system (adapted from Cioccari and Mizusaki, 2019; ANP, 2009).

Data and Materials

The data used comprises different seismic sections obtained from 2D and 3D seismic surveys, including approximately 990 km of 2D lines (9 *InLine-IL* and 7 *CrossLine-XL*) and two seismic volumes of 17x25 (425 km²) and 12x16 (192 km²) with final post-stack time migration (MIG) and pre-stack time migration (*PSTM*) and depth (*PSDM*) processing. Additionally, they have a record length (RL) of up to 6s, sampling rate (SR) of 4ms, and frequencies of 40-75 Hz, with regular quality.

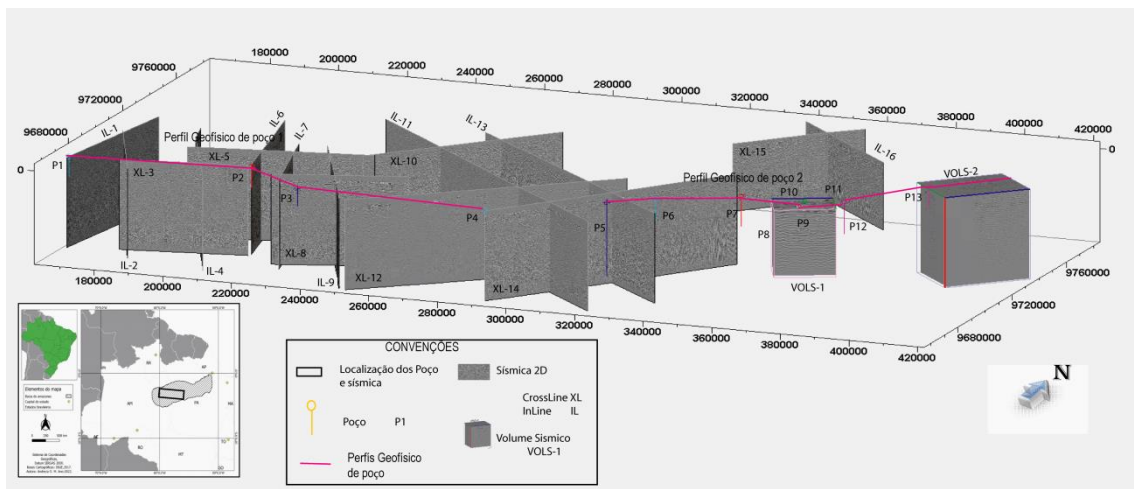


Figure 3. Location of geophysical data. These include 14 wells, 2D and 3D surveys in the Amazon Basin, AM.

Geophysical logs from 14 wells P1 to P14 (Figure 2) were used to evaluate formations and petrophysics, including processing, and correlated using freely available and straightforward computational modules, such as Excel scripts or Python, to more robust modules like Opendetect modules. This study aims to qualitatively interpret the geophysical logs to identify unconventional deposits in the Amazon Basin, estimate potential exploratory areas through characterization and possible assessment of reserves, and define the best strategy for oil and gas exploration to maximize economic recovery. This procedure includes wells already in production, combining tools and techniques such as logs correlation, geophysics (interpretation of seismic data), and engineering (evaluation of petroleum systems, modeling).

Methodology

Geophysical and petrophysical characterization involves the analysis of well data, seismic data, and associated elements of the petroleum system, as well as geostatistics and their integration. Therefore, considering these tools and methods, the procedures for characterizing some parameters of the unconventional and atypical petroleum system will be presented. This will involve data evaluation, analysis and evaluation of logs, correlation, well-seismic tie, seismic-stratigraphic analysis (attributes, rendering, geobody analysis), interpretation, surface generation, integration, and modeling.

Initially, analyses were performed to identify the zone of interest based on the evaluation of Gamma Ray (GR), Resistivity (ILD), Sonic (DT), Density (RHOB), and Neutron (NPHI) logs using robust modules (Opendtect® v. 6.6). According to Nery (2013), the qualitative interpretation is based on visual evidence, aiming to identify lithologies such as evaporites, fluid type, water salinity, fractures, permeability, zones for logging and hydrocarbon production, evaluation test planning, zones for hydraulic isolation, among others.

Therefore, stratigraphic correlation is necessary to determine the lateral continuity of rocks or the lithological equivalence between subsurface units by investigating the lithology present in the evaluated wells. The definition of lateral continuity is established between the correlation lines for matching the tops and bases of formations. After the evaluation of petrophysical profiles, whose interpretation can determine subsurface resource interests, where the signals generated by each type of profile provide information that encompasses a specific rock property, the sequence of analyses by Rocha and De Azevedo (2009) and Scardini, et al. (2013) is followed. In addition, a tie with seismic data was performed along with the well to continue interpreting and integrating geophysical data.

Thus, the initial assessment of the data highlights the influence of igneous material on the lithostratigraphic description of the composite profiles. The sills are present in varying percentages ranging from 7.5% to 15% of dark diabase lithologies in wells in the Amazon region. From channel samples and chromatographic analysis, evidence of the presence of hydrocarbon zones, either oil or gas, is observed (Figure 4a), although with the compounds of the lithologies and position of the sills in the wells (Figure 4b), showing a lithology correlation between the sills and the presence of gas.

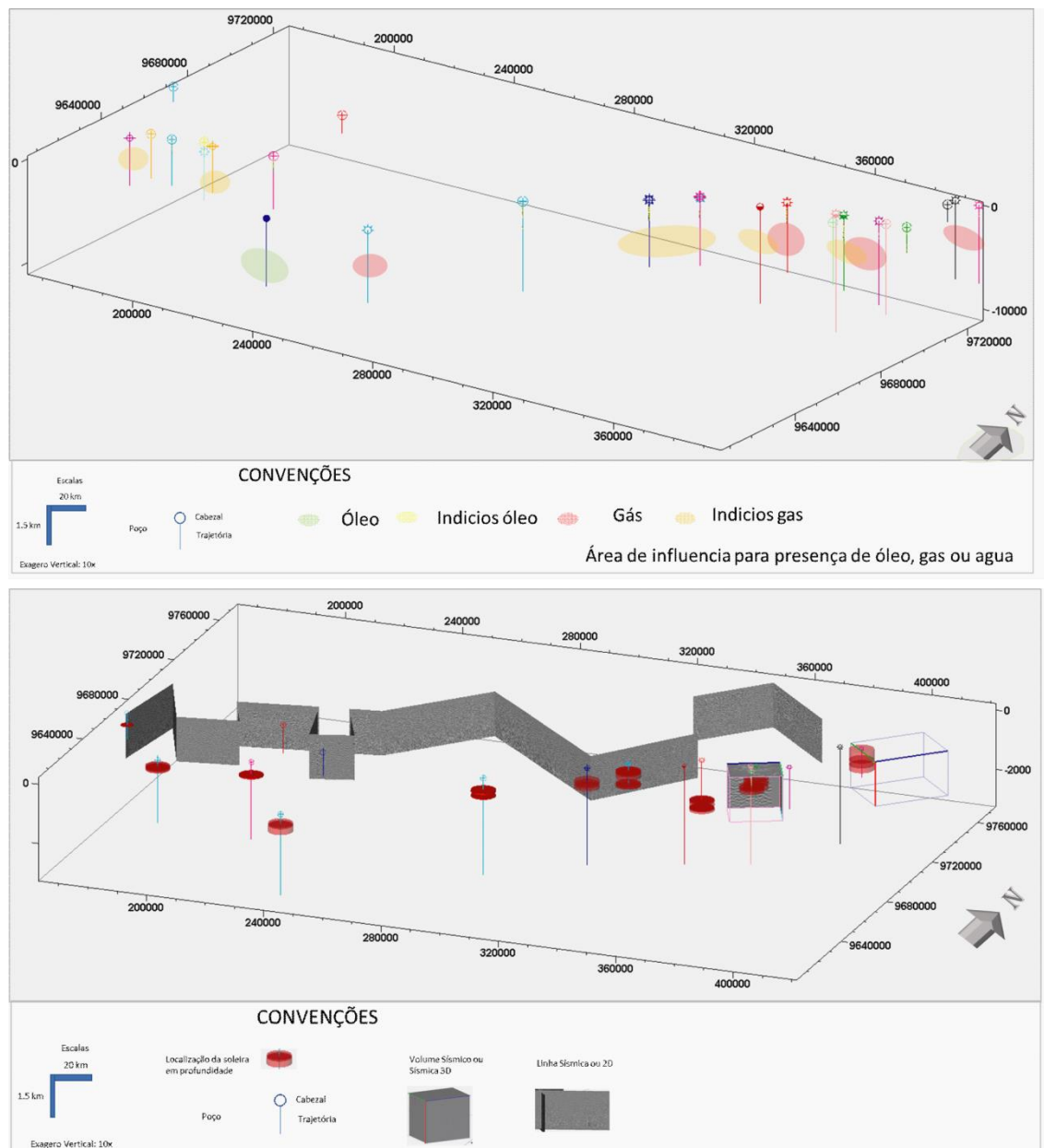


Figure 4 - Presentation of seismic data related to horizontal sill intrusion.

The disposition of the sills and their possible influence on gas presence is inconclusive. However, it is possible established that the sills affect the thermodynamics of organic matter, contributing to the thermal maturity of the source rock and enabling the formation of an atypical petroleum system in the area where the sills act as a trigger. Although the sills are isolated and localized in the wells, seismic reflection methods allow tracking their characteristics. According to the seismic resolution, we can map and generate the configurations and extensions of sills along the sedimentary sequences we previously established.

Analysis of Seismic Data

Although the seismic data has a low resolution (70m), comparisons with geophysical logs, which are on the order of centimeters and can be of great utility, allow for an approximation of the igneous rock bodies and their depth disposition, obtaining a geometric framework of the sill system. For the analysis and interpretation of seismic data, in addition to tying in and integrating with well logs, attributes, voxels, and geobodies were used for the extraction, tracing, and geometries of structural features (faults, fractures, framework) and stratigraphic features (intrusions, sills).

Seismic Facies and Sequences

The seismic data include seismic facies. These upper sequences exhibit continuous reflectors with high amplitudes, predominantly in sectors associated with contrasts in the presence of igneous bodies and sandy intervals with lithologies. In the upper part are the Solimões Formation and the Alter do Chão Formation, characterized by low continuous frequencies at the top and base, with diffuse images between the reflectors (Figure 5). In the Nova Olinda Formation, diabase sills and a series of sediments could be found but characterized by low frequencies or noise scattered from top to base, crossing a series of shales.

To support the analysis, use the chronostratigraphic chart, which permits defining horizons with the rendering tool applied to the arbitrary line (Figure 5b), which, when applied to preliminary seismic analyses, includes the determination of seismic facies. In conjunction with the analyses, seismic attributes combined to determine relevant features, especially the sills, which are well established in the cross sections evidenced by ditch samples and well logging reports. One of the attribute combinations is TECva on relief, which is an attribute that applies reflectivity with a 180° shift, highlighting the reflectors as reliefs, which can be associated with specific contrasts of geological materials in depth, the incidence of fluids in amplitudes, and the continuity of sedimentary intervals.

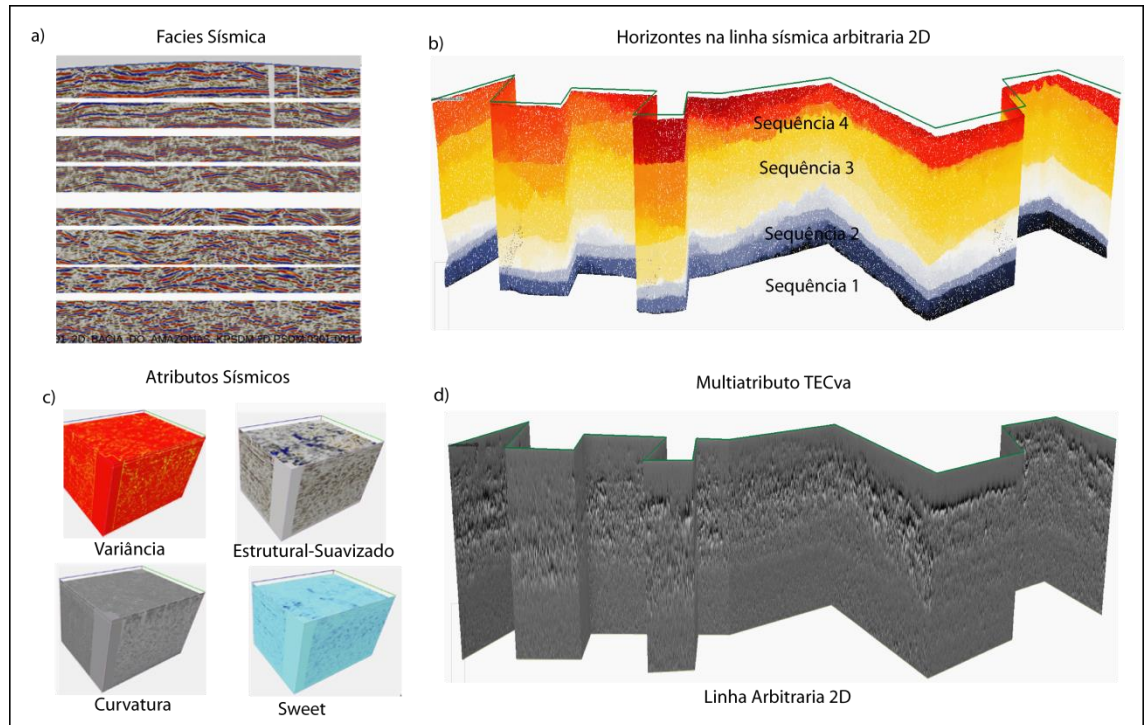


Figure 5. Methodology and tools for seismic analysis and characterization, a) seismic facies, b) sequence definition using horizon cube, c) 3D seismic attributes, and d) multi-attributes (Relief or TECva) applied to 2D arbitrary seismic lines.

The key surfaces, corresponding to the unconformities, represent the limits of the depositional sequences, and we mapped (Horizons) to delimit the intervals of interest. In one of these depositional sequences, the Jurassic-Triassic magmatic event affects the Devonian one, whose Carboniferous and Ordovician boundaries include sills features from some to hundreds of meters. The delimitation of the sequences based on the unconformable surfaces makes it possible to identify some known markers from well logging, including intraformational units, whose structural contours at the top, such as Nova Olinda, Monte Alegre, or Barreirinhas formations, have been affected by igneous intrusions (Figure 6).

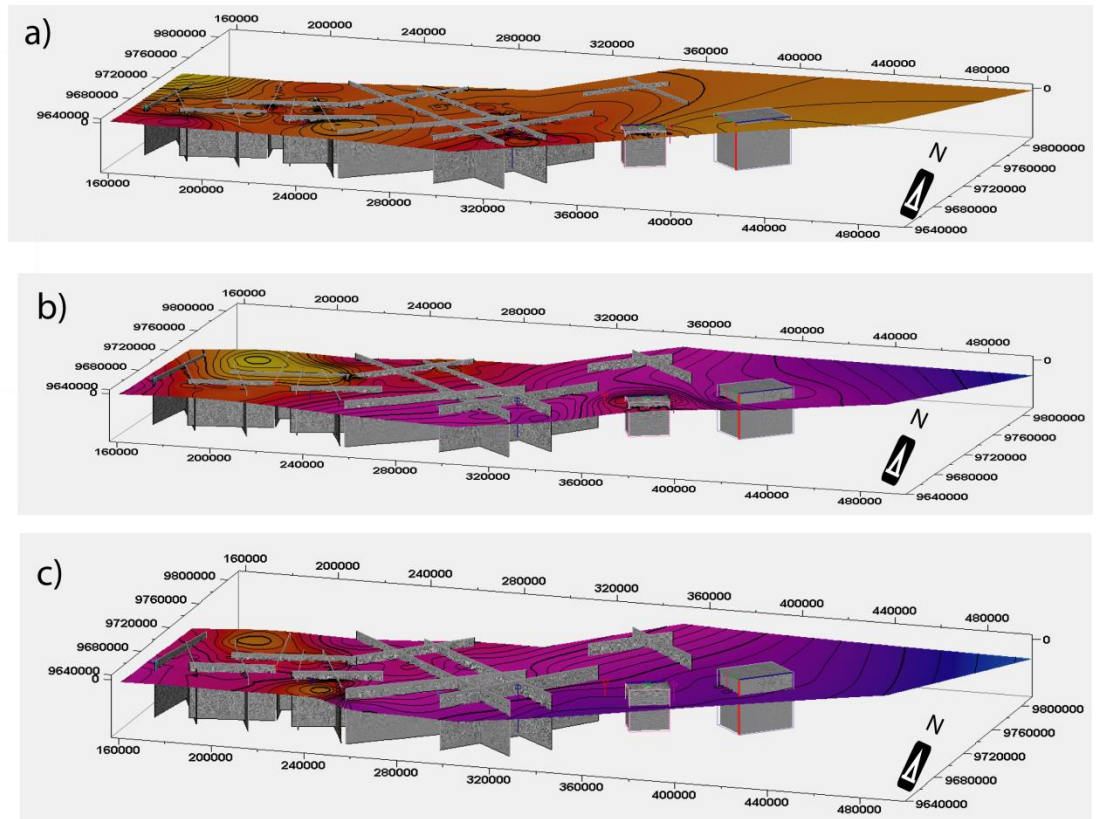


Figure 6. Structural contour maps at the top of the formations a) Nova Olinda, b) Andirá, and c) Monte Alegre, showing the highest density of intrusions.

Petrophysics

Evaluating well geophysical profiles allows for establishing and defining petrophysical parameters that characterize the encountered rock bodies. In igneous bodies, in addition to defining the position and thickness of sills, it is possible to establish the volume of shale and its porosities (Figure 7), which, along with key surfaces, constitute the input for filling and simulating the structural model of the Amazon Basin sector. Considering the identification of sills in well profiles, based on geometry and characteristics that allow defining the presence of diabases, the gamma ray (GR) is relatively low (10-25 API), with average resistivity and low porosity values (Figure 7) correlated in seismic data. Large amplitudes appear from the significant impedance contrasts due to the rock type. The crystalline material presents a tight texture with low porosity; consequently, low permeability is also considered.

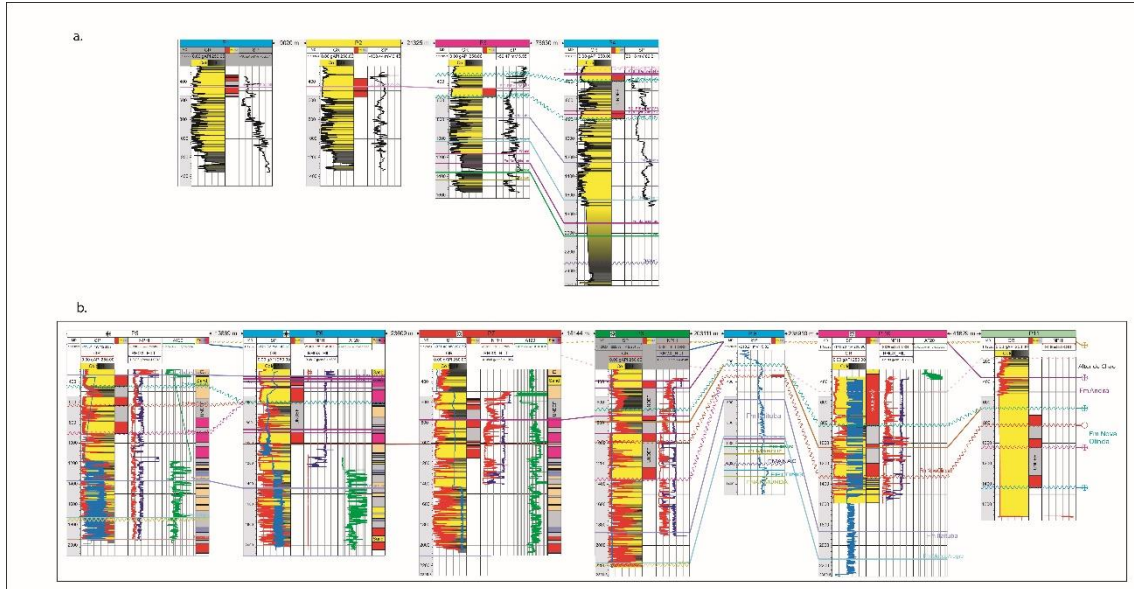


Figure 8. Correlation of lithostratigraphic sections 1 and 2, oriented in the west-east and southwest-northeast directions, respectively (Figure 3).

After correlating and analyzing well log data, they were integrated with seismic methods, integrating the results of seismic facies, tie-ins, and attributes to characterize the sills' geometry.

Integration

Considering the identification of sills, it is necessary to integrate the evaluations of different methods, where criteria permitted to confirm the presence of sills. In the well logs with low gamma ray (10-25 API), medium to high resistivities, and low porosities (Figure 9a), it is possible to determine the position and thickness in the 1D (one-dimensional) depth domain. Thus, in the search for their two-dimensional arrangement, in this case, the well-seismic tie, it is possible to follow the behavior in the seismic reflectors with high amplitudes and good continuity (Figure 9b). By correlating the well geophysical logs with the seismic volume data, it is possible to extract or delineate the corresponding geobodies of the sills.

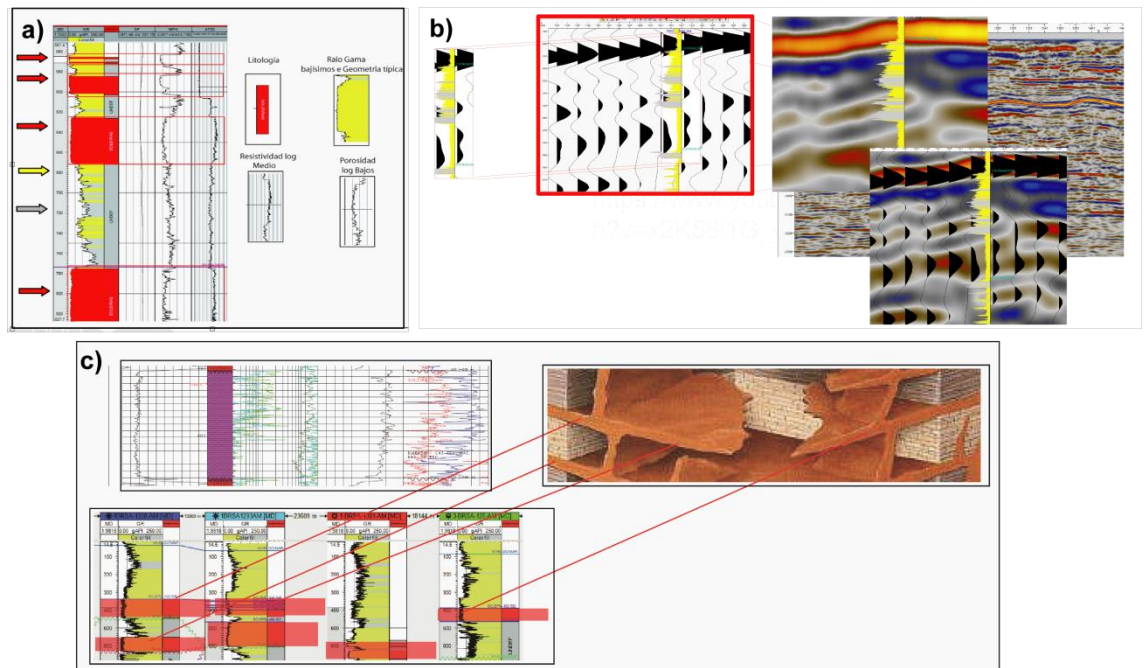


Figure 9. Analysis, identification, and tracking of sills: a) in well geophysical logs, b) correlation with seismic data, c) subsurface geometry design.

Igneous bodies influence the sedimentary rock packages into the Amazonas Basin, affecting the petroleum system. In this research, the aim is to determine the distribution and arrangement of these igneous bodies in addition to the zones of structural weakness (faults, fractures) and areas of interest. The most representative type is a magmatic intrusion, characterized by seismic data with a chaotic and non-reflective image resulting from the igneous rock intruding the sedimentary sequence. Often, these magmatic events are associated with magmatic events or pulses, where the material migrates along zones of weakness such as faults and fractures, forming dikes, or along layers with typical geometries such as concavities configurations, with intersections, or horizontal segments, form sills.

Therefore, it is justified that understanding the petroleum system in the Amazon basins requires knowledge of the sills' geometry and, consequently, the faults and fractures that affect them. In the Middle Amazon Basin, well logs and classical petrophysical analyses were performed, emphasizing the sills' analysis and determining their position and extent (Figure 9).

Results Analysis

According to the evaluation of the methods employed, well logs allow for the positioning and petrophysical behavior of the sills highlighted, but this is a 1D configuration

that requires complementation with another method, such as geophysical methods, especially seismic reflection. 2D and 3D seismic methods help establish the continuity of lithostratigraphic features in well log data. Thus, with the depth location of igneous material crossing sedimentary sequences from depths of over 3000 meters with paths of almost a kilometer and a half, dikes and sills could be identified. The latter covers a range of depths from 300m to 1400 meters, part of the third and fourth-order sequences.

The sills are observed in well log geophysical profiles, and their geometry is based on seismic sections or volumes (Figure 10b). In the case of a more pessimistic scenario where only 2D seismic data or a seismic line with a tied well is available, it is possible to delineate (in the section) the geometry of the sill in a two-dimensional manner, which needs to be extrapolated or modeled into a 2.5D configuration, extending laterally (Figure 10c). The sills' strong behavior (low values, rectangular and linear geometries) can be visualized in gamma ray and spontaneous potential logs. In seismic data, in some cases, it affects the image, generating low amplitudes with discontinuous reflectors due to higher impedance contrast associated with sedimentary rock-sills interactions. In the absence of data, a horizon is interpreted based on geophysical characteristics (high amplitude, continuity, and contrast), and it is extended and interpolated using triangulation techniques (Liu et al., 2015), which allows for the correlation of some of the sills (Figure 10a).

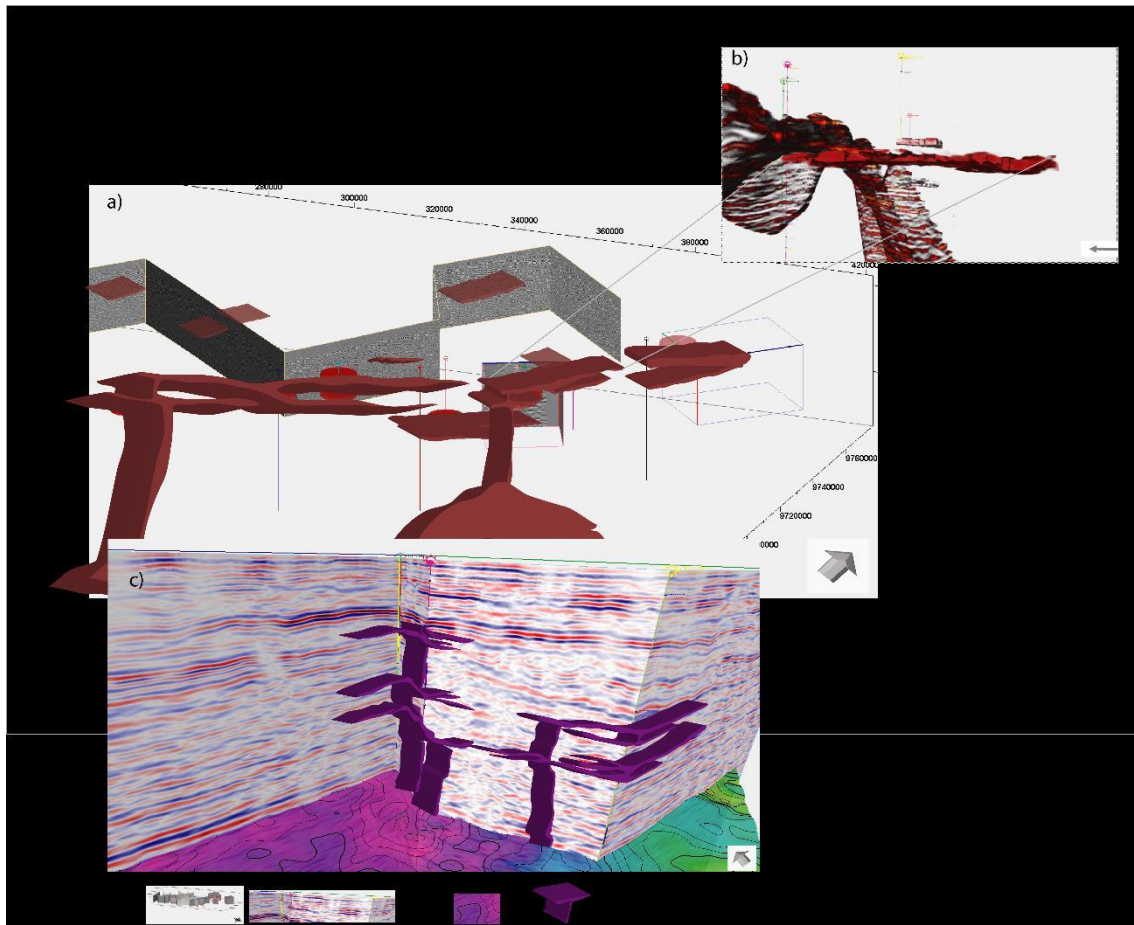


Figure 10. a) Depth geophysical modeling and characterization of dike and sill intrusions, b) Extracted geobodies and corresponding sample reports from a ditch and composite profiles, corresponding to sills or intrusions arranged almost in the form of sedimentary layers, and c) Extracted geobodies from seismic volume.

The seismic reflections show the positioning and extent of the sills and dikes, where 3D seismic data allows for an approximation of their geometry. In the seismic-stratigraphy of the eastern sector of the Middle Amazon Basin, a higher presence of igneous features emerged during its formation and which affects the unconventional or atypical petroleum system. These igneous bodies include dikes and sills, identified by their rectangular shape, low gamma ray values, and semi-continuity in seismic data (Figure 10a). Thus, based on the research, it is possible to determine the positions and extents where the sills spread at depths ranging from 320m to 1400m, with thicknesses ranging from a few meters to hundreds of meters.

However, with the evaluated attributes, the characteristics of the reflectors were verified, including amplitudes, frequencies, edge, and curvature of the sills. The whitish regions identify areas with the possible presence of fractures. The disposition of the sills

(Figure 10a), which does not show an utterly horizontal arrangement, but rather disposed of in a particular manner. Thus, with the evaluation of profiles associated with the study of rock physical properties, a 2D analysis was generated to assess the structural and stratigraphic attributes of the fractures and sills, initially determining the seismic volume (Figure 10c).

With the data model obtained, it is possible to establish the volumes of probable reserves in the unconventional gas reservoir. In the case of reservoirs associated with unconventional atypical reserves, more data and refinement of the model are necessary, along with additional thermodynamic and geochemical analyses, to quantitatively estimate gas reserve volumes.

Conclusions

The igneous deposits do not constitute the main elements of the petroleum system in the Amazonas Basin. However, they have played a role in the genesis and thermal modification of organic matter in the sedimentary deposits, especially in the shales located at depths greater than 3 kilometers in the depocenters. Thus, the Amazonas Basin is characterized by two unconventional petroleum systems already recognized: shale gas and atypical systems associated with the Barreirinhas Formation. In addition to the sedimentary sequences, vertically-oriented dikes and horizontally-oriented sills with tabular geometries extending parallel to the sedimentary layers have produced fractures and faults, which serve as fluid or gas transport pathways. This structural setting is related to unconventional accumulations, informally referred to as 'Atypical' petroleum systems.

A preliminary framework of sill and dike systems could establish with the combination of seismic (2D and 3D) and well data originating from the Jurassic-Triassic magmatism (200 Ma) with a higher density of sills in the eastern sector of the basin. Recognizing the spatiotemporal framework of sills in the Amazonas Basin helps define the elements of the petroleum system and their influence on fluid migration along fractures or faults.

Acknowledgments

The authors acknowledge ANP for the data release and dGB consortium for the Opentect 6.4 Educational version license to the Federal University of Amazonas. Also, thank Fapeam for supporting Petroleum and Gas Engineer Andreza Miranda during her Master's research.

References

ANP, 2009. **Bacia do Amazonas. Seminário Técnico-Ambiental da 10ª rodada de licitações.** Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e biocombustíveis. Decima Terceira Rodada de Licitações, Brasil 13ª Rodada..

BAHORICH, M.; FARMER, S. 3-d **seismic discontinuity for faults and stratigraphic features:** The coherence cube. The leading edge, Society of Exploration Geophysicists, v. 14, n. 10, p. 1053–1058, 1995.

Bischoff, A., Nicol, A., Kennedy, B., Cole, J. 2019. **Intrusion-Related Hydrothermal System in Sedimentary Basins**, “Unlocking subsurface uncertainties using seismic reflection imaging”.

BULHÕES, M. E.; NOGUEIRA, W. A. **Princípio da Sismo Camada Elementar e sua aplicação à Técnica Volume de Amplitudes (tecVA).** In: 9th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, 9, 2005, Salvador, Bahia, Brasil. Anais, SBGf, p. 11-14, 7p. 2005. DOI:10.1190/sbgf2005-275.

Cander, H., 2012. **What are Unconventional Resources? A simple Definition Using Viscosity and Permeability.** American Association Petroleum Geologist. Search and Discovery #80217.

Caputo, M.; Silva, O.B. 1990. **Origem e Evolução das bacias Sedimentares Brasileiras: Sedimentação e tectônica da bacia do Solimões.** 02. ed. Rio de Janeiro: PETROBRAS. v.01, 415p.

Cioccari, G.M., Misuzaki, A.P. 2019. **Sistemas Petrolíferos Atípicos nas Bacias Paleozoicas Brasileiras – Uma Revisão.** São Paulo, UNESP, Geociências, v.38, n.2,p.367-390.

Chopra, S. and Marfurt, K. SEG- 75th Anniversary, Seismic attributes- **A historical perspective**, GEOPHYSICS, VOL. 70, NO. 5 (SEPTEMBER-OCTOBER 2005); P. 3S0–28S0, 32 FIGS. 10.1190/1.2098670, Houston, Texas.

Cunha, P.R.C, MELO, J.H.G., Silva, O.B. 2007. **Bacia do Amazonas**. Boletim de Geociências Petrobras. 15(2), 227-251.

Davies, J.H.L., Marzoli, A., Bertrand, H., Youbi, N., Ernesto M., Chaltegger, U. 2017. **End Triassic mass extinction started by intrusive CAMP activity**. Nature Communication. 8:15596:1-8. doi: 10.1038/nocomms15596.

Ferreira, A., Rigueti, A., Bastos, G. 2015. **Bacia do Amazonas: Súmario Geológico e Setores em Oferta**. Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e biocombustíveis. Decima Terceira Rodada de Licitacoes, Brasil 13ª Rodada.

Fracfocus. Chemical Disclosure Registry. **Hydraulic Fracturing: The Process**. EUA. 2014. Disponível em: <<http://fracfocus.org/hydraulic-fracturing-how-it-works/hydraulic-fracturing-process>>.

Ford, Jon; Mathers, Steve; Royse, Kate; Aldiss, Don; Morgan, David J.R.. 2010 **Geological 3D modelling : scientific discovery and enhanced understanding of the subsurface, with examples from the UK**. *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*, 161 (2). 205-218.

Johann, P.; Castro, D. D.; Barroso, A. S. **Reservoir Geophysics: Seismic Pattern Recognition Applied to Ultra-deepwater Oilfield in Campos Basin, Offshore Brazil**. SPE International, Argentina.2000.

Kroeger, K., Bischoff, A., Nicol, A. 2022. **The role of igneous intrusions in unconventional hydrocarbon systems: Insights from the North Slope of Alaska**. *Marine and Petroleum Geology*, 133, 105320.

Liu, X., Ma, L., Guo, J., Yan, D.M. 2015. **Parallel Computation 3D Clipped Voronoi Diagrams**. *Jpurnal od Latex class files*, Vol. 14, No. 8.

Luo, Y., Luo, X., Gong, S., Sun, F.J., Wang, Z.H., Qi, J.S. 2017. **Effects of igneous intrusions on unconventional hydrocarbon resources: Insights from the Wufeng-**

Longmaxi shale gas play in the Sichuan Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 83, 347-363.

Mendonça, P.M., Spadini, A.R., Milani, E.J. 2004. **Exploração na Petrobrás: 50 anos de sucesso**. Boletim de Geociencias, Rio de Janeiro, v.12, n.1,p. 9-58.

Melani, L. H. **Caracterização Petrofísica de Reservatório Carbonático**. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual De Campinas, 2015.

Nery, G.G. 2013. **Perfilagem Geofísica em poço Aberto – Fundamentos básicos com ênfase em Petróleo**. Rio de Janeiro, SBGf. 222p.

Press, F., Siever, R., Grotzinger, J., Jordan, T. Para Entender a Terra. Tradução Rualdo Menegat. Bookman. 656 p.

Ren, K., Zhao, J., Liu, Q., Zhao, J. 2020. **Hydrocarbons in igneous rock of Brazil: A review**. *Petroleum Research* 5: 265-275. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2020.06.001>.

Ribeiro, H. J. P. S. **Estratigrafia de seqüências: fundamentos e aplicações**. São Leopoldo: Editora Unisinos, 2001. 428p.

Roberts, A. **Curvature attributes and their application to 3d interpreted horizons**. *First break*, Wiley Online Library, v. 19, n. 2, p. 85–100, 2001.

Rocha, C. E. D., & De Azevedo, A. E. 2009. **Análise petrofísica e identificação de hidrocarbonetos em reservatórios de carbonatos**. In Conferência de Engenharia de Petróleo da América Latina e do Caribe da SPE. Sociedade de Engenheiros de Petróleo.

Scardini, D. C., Damasceno, E. A., & Maximiano, F. A. 2013. **Integração de dados de perfilagem, testemunho e produção para caracterização de reservatórios de carbonatos**. In Conferência de Engenharia de Petróleo da América Latina e do Caribe da SPE. Sociedade de Engenheiros de Petróleo.

Simm, R.; Bacon, M. *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. [S.l.]: Cambridge

University Press, 2014. Citado 11 vezes nas páginas 10, 14, 15, 27, 28, 37, 38, 41, 42, 44 e 59.

Sheriff., R. E., comp., 1991, **Encyclopedic dictionary of exploration geophysics**, 3rd ed.: SEG.

Speight, G. J. 2017. **Deep Shale Oil and Gas**. Gulf Professional Publishing, Elsevier. Amsterdam, 487 p.

Taner, M. T., F. Koehler, and R. E. Sheriff, 1979, **Complex seismic trace analysis: Geophysics**, 44, 1041–1063

US Department of Energy. 2009. **Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer**. DOE/NETL-2009/1345. Washington, DC: US Department of Energy. Melani, R. F. (2015). Devonian Shales: Potential Source Rocks for Unconventional Hydrocarbons in Brazil. *Brazilian Journal of Geology*, 45(3), 401-416.

Yan, L. 2023. **Shale gas and shale oil resources in Vaca Muerta, Argentina: Geological characteristics and exploration potential**. *AAPG Bulletin*, 107(4), 569-592.

Zhao, J.Z., Li, J., Wu, W.T., Cao, Q., Bai, Y.B., Er, Ch. 2019. **The Petroleum system: a new classification scheme based on reservoir qualities**.

Zoback, M., Kohli, A.H. 2019. **Unconventional hydrocarbon resources in the United States: A new paradigm**. *AAPG Bulletin*, 103(4), 657-674.

Zou, C. Zhu, R., Tao, S., Hou, L., Yuan, X., Zhang G., Song, Y., Niu, j., Dong, D., Wu, X., Liu, S., Jiang, L., Wang, S., Guo, Q., Yang, Y, Zhou, C., Bai, B. 2017. **Shale gas potential of the Lower Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin, China: Insights from geological, geochemical and geophysical analyses**. *Marine and Petroleum Geology*, 86, 848-869.