



Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia e Ciências

Faculdade de Geologia

Ana Cristina Meirelles Quintanilha Coelho

Metodologia integrada de exploração de petróleo utilizando gravimetria e interpretação sísmica para a identificação de reservatórios fraturados.

Estudo de caso na Bacia de Sergipe-Alagoas

Rio de Janeiro

2017

Ana Cristina Meirelles Quintanilha Coelho

Metodologia integrada de exploração de petróleo utilizando gravimetria e interpretação sísmica para a identificação de reservatórios fraturados. Estudo de caso na Bacia de Sergipe-Alagoas

Tese apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Doutor, ao Programa de Pós-Graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias.

Orientador: Prof. Dr. Paulo de Tarso L. Menezes

Coorientador: Prof. Dr. Miguel Ângelo Mane

Rio de Janeiro

2017

CATALOGAÇÃO NA FONTE
UERJ / REDE SIRIUS / BIBLIOTECA CTC/C

C672 Coelho, Ana Cristina Meirelles Quintanilha.
Metodologia integrada de exploração de petróleo utilizando gravimetria e interpretação sísmica para a identificação de reservatórios fraturados. Estudo de caso na Bacia de Sergipe-Alagoas. – 2017.
104 f. : il.

Orientador: Paulo de Tarso Luiz Menezes.
Coorientador: Miguel Ângelo Mane.
Tese (Doutorado) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro,
Faculdade de Geologia.
Bibliografia.

1. Geoquímica orgânica – Sergipe, Rio, Bacia – Teses. 2. Bacias (Geologia) – Alagoas – Teses. 3. Hidrocarbonetos – Teses. 4. Petróleo – Geologia – Teses. 5. Bacias (Geologia) – Sergipe – Teses. I. Menezes, Paulo de Tarso Luiz. II. Mane, Miguel Ângelo. III. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de Geologia. IV. Título.

CDU 551.3.051(813.5/7)

Bibliotecária responsável: Fernanda Lobo / CRB-7:5265

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta dissertação, desde que citada a fonte.

Assinatura

Data

Ana Cristina Meirelles Quintanilha Coelho

Metodologia integrada de exploração de petróleo utilizando gravimetria e interpretação sísmica para a identificação de reservatórios fraturados. Estudo de caso na Bacia de Sergipe-Alagoas

Tese apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Doutor, ao Programa de Pós-Graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias

Aprovada em 30 de novembro de 2017.

Orientador: Prof. Dr. Paulo de Tarso L. Menezes
Faculdade de Geologia UERJ

Coorientador: Prof. Dr. Miguel Ângelo Mane
Faculdade de Geologia UERJ

Banca Examinadora: _____
Prof. Dr. Mauro Cesar Geraldês
Faculdade de Geologia UERJ

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci
Universidade Federal Fluminense

Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire
Universidade Federal Fluminense

Prof. Dr. Fábio André Perosi
Universidade Federal do Rio de Janeiro

Rio de Janeiro

2017

DEDICATÓRIA

Ao meu esposo Flavio por todo seu apoio, compreensão e incentivo que foram fundamentais para alcançar está conquista.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por minha vida e todas as bênçãos e oportunidades que me concedeu. Por ter me sustentado em todas as dificuldades, sempre me direcionando e capacitando a cada desafio.

Aos meus orientadores Paulo de Tarso e Miguel Mane que me direcionaram durante todas as etapas do trabalho com todo o apoio, paciência e empenho dispensados para me conduzir com êxito a finalização do trabalho.

Agradeço a Agência Nacional do Petróleo (ANP) por disponibilizar os dados sísmicos, gravimétricos e de poços e a Petrobras pelo suporte financeiro para execução da pesquisa e ao Prof. Sérgio Bergamachi por sua ajuda e suporte na administração do recurso repassado.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação em Análise de Bacias da UERJ, em especial aos professores Rene Rodrigues e Mônica Heilbron que me acompanharam ao longo do trabalho com suas contribuições nos seminários, que permitiram enriquecer, direcionar e melhorar os resultados da pesquisa. As secretárias da Pós-Graduação Juçara e Marianni que sempre foram muito atenciosas.

Agradeço ao Andres Cesar Gordon por ter me auxiliado no início e desenvolvimento do projeto com dicas, sugestões e contribuições.

Agradeço a empresa CGG por disponibilizar os pacotes de software para executar a inversão sísmica, a Shulumberger por fornecer a licença acadêmica dos softwares para a interpretação sísmica e a Intrepid Geophysics por prover a licença acadêmica para trabalhar os dados gravimétricos. Agradeço ao Laboratório de Geofísica Exploratória (LAGEX) e ao Laboratório de Interpretação Sismoestratigráfica da UERJ/STATOIL por fornecem os recursos computacionais.

Aos amigos Pedro Henrique Coelho, Gregório Tetsujii, Frank Cardoso e Natacha Rocha que me auxiliaram no uso dos softwares de interpretação sísmica para o gerenciamento dos dados.

Aos meus amigos e familiares que me apoiaram, especialmente compreendendo minha ausência.

O princípio fundamental do saber é: procura obter sabedoria; investe todo o teu ser e o que possuis para adquirir entendimento.

Provérbios 4:7

O temor do SENHOR é a instrução da sabedoria, e a humildade precede a honra.

Provérbios 15:33

RESUMO

COELHO, Ana Cristina Meirelles Quintanilha. *Metodologia integrada de exploração de petróleo utilizando gravimetria e interpretação sísmica para a identificação de reservatórios fraturados: estudo de caso na Bacia de Sergipe-Alagoas*. 2017. 100 f. Tese (Doutorado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

A exploração e a produção de recursos de petróleo em outros tipos de reservatórios representam uma nova oportunidade para complementar a crescente demanda por fontes energéticas no Brasil. Usualmente, o sucesso exploratório deste tipo de jazida depende da determinação de uma série de fatores, dentre eles: a localização dos *sweet-spots* (áreas com maior concentração de hidrocarbonetos nas rochas geradoras), a identificação das formações geológicas com alto conteúdo de carbono orgânico total (COT) e maturação térmica suficientes para a geração de hidrocarbonetos, bem como a determinação da configuração do sistema natural de falhas e fraturas. A aplicação de métodos geofísicos para a caracterização dos reservatórios não convencionais, em especial o emprego de interpretação sísmica integrada aos dados petrofísicos de poços, constituem ferramentas fundamentais para obter a geometria externa das acumulações e a definição das heterogeneidades estruturais, estratigráficas e faciológicas. Na presente tese, apresenta-se uma nova metodologia integrada para a exploração e caracterização de reservatórios não convencionais, que abrange desde a escala regional, utilizando o método gravimétrico para a definição, a priori, das áreas mais favoráveis ao fraturamento, até uma escala de maior detalhe através da interpretação sísmica via determinação de atributos estruturais e estratigráficos, seguida por inversão sísmica com análise petrofísica para melhor entendimento das características dos reservatórios, em especial a definição das fácies reservatórios e não reservatórios.

Palavras-chave: Gravimetria. Interpretação Sísmica. Atributos Sísmicos. Inversão Sísmica.
Reservatório de Petróleo.

ABSTRACT

COELHO, Ana Cristina Meirelles Quintanilha. *Integrated oil exploration methodology using gravimetry and seismic interpretation for the identification of fractured reservoirs: a case study in the Sergipe-Alagoas Basin*. 2017. 100 f. Tese (Doutorado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

The exploration and production of oil resources in other types of reservoirs represents a new opportunity to complement the increasing demand for energy sources in Brazil. Usually, the exploratory success of this type of deposit depends on the determination of a series of factors, among them: the location of the sweet-spots (areas with the highest concentration of hydrocarbons in the source rocks), the identification of geological formations with a high content of organic carbon total (TOC) and thermal maturity for hydrocarbon generation, as well as determination of the natural system configuration of faults and fractures. Geophysical methods for the characterization of unconventional reservoirs, in particular, seismic interpretation and petrophysical well data integrated, are fundamental tools to get the external geometry of the accumulations and the definition of structural, stratigraphic and facies heterogeneities. This thesis presents a new methodology for the exploration and characterization of unconventional reservoirs, from the regional scale, using the gravimetric method for the a priori definition of the areas more favorable to fracturing, up to a detail scale of greater through the seismic attributes interpretation for determination of structural and stratigraphic features, followed by seismic inversion with petrophysical analysis to better understand the characteristics of the reservoirs, especially the definition of reservoir and no reservoirs facies.

Keywords: Gravity. Seismic Interpretation. Seismic Attribute. Seismic Inversion. Petroleum reservoir.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Mapa de Localização da Bacia de Sergipe-Alagoas e bacias limítrofes	22
Figura 2 –	Mapa geológico regional da Bacia de Sergipe-Alagoas <i>onshore</i> e a área de estudo	23
Figura 3 –	Carta Estratigráfica da Sub-Bacia de Sergipe com ambiente deposicional e litoestratigrafia	25
Figura 4 –	Carta Estratigráfica da Sub-Bacia de Sergipe apresentando a evolução tectônica	26
Figura 5 –	Arcabouço estrutural da Sub-Bacia de Sergipe e localização da região de estudo com a área dos volumes sísmicos	29
Figura 6 –	Modelo estrutural do compartimento Baixo de São Francisco	29
Figura 7 –	Seção geológica esquemática do sistema petrolífero Barra de Itiúba e Coqueiro Seco	30
Figura 8 –	Seção geológica esquemática do sistema petrolífero Muribeca	30
Figura 9 –	Mapa de maturação das rochas geradoras das Formações Barra de Itiúba e Coqueiro Seco e localização da área de estudo	32
Figura 10 –	Mapa de localização dos campos de petróleo em produção com destaque para o Campo de Brejo Grande e Tigre	34
Figura 11 –	Triângulo de recursos convencionais e não convencionais, apresentando os riscos associados a exploração	36
Figura 12 –	Modelo da técnica de fraturamento hidráulico e perfuração horizontal	37
Figura 13 –	Tipos de Reservatórios Não Convencionais	37
Figura 14 –	Armazenamento de hidrocarbonetos no reservatório	40
Figura 15 –	Acumulação de hidrocarboneto na rocha mostrando a alta permeabilidade no <i>sweet-spot</i>	40
Figura 16 –	Avaliação de recursos de <i>shale gas/oil</i>	44
Figura 17 –	Relação dos países da América Latina com recursos de <i>shale Gas</i> recuperáveis	44
Figura 18 –	Mapas das Bacias sedimentares ofertadas pela ANP na 12 ^a rodada de licitações	45

Figura 19 –	Mapa dos plays de recursos não convencionais no Brasil	46
Figura 20 –	Bacias brasileiras com potencial para exploração dos recursos não convencionais com as principais características dos folhelhos geradores	46
Figura 21 –	Características dos reservatórios folhelhos explorados nas principais bacias mundiais	47
Figura 22 –	Plays não convencionais nos folhelhos fraturados da Bacia do Recôncavo	47
Figura 23 –	Figura esquemática do banco de dados disponível	49
Figura 24 –	Mapa de localização dos dados utilizados no projeto	50
Figura 25 –	Fluxo de trabalho aplicado aos dados gravimétrico	51
Figura 26 –	Fluxo de trabalho aplicado aos dados sísmicos para interpretação	51
Figura 27 –	Fluxo de trabalho aplicado na inversão sísmica	52
Figura 28 –	Mapa de anomalia Bouguer com as estações de gravidade	54
Figura 29 –	Mapa de anomalia Bouguer com os principais compartimentos geológicos e estruturais da Sub-Bacia de Sergipe	55
Figura 30 –	Conceito do método de Bordas multi-escala <i>worming</i>	57
Figura 31 –	Interpretação dos lineamentos gravimétricos (linhas sólida preta) sobreposto ao mapa de anomalia de Bouguer da área de estudo nos compartimentos geológicos Baixo de Japarutuba e Baixo da Ilha das Flores (Baixo do São Francisco) e Rampa Alagamar	57
Figura 32 –	Comparação dos dados originais (a) e filtrados com <i>dip-steered median</i> (b) no volume sísmico 3D Brejo Grande (Crossline 250)	59
Figura 33 –	Comparação das técnicas de filtragem no volume sísmico Brejo Grande	60
Figura 34 –	Amarração Sísmica do poço 1-ARO-02	61
Figura 35 –	Seção sísmica interpretada a partir dos horizontes mostrando a sequência deposicional litoestratigráfica associada às fases tectônicas da Sub-Bacia de Sergipe	62
Figura 36 –	Seção sísmica <i>inline</i> 198 mostrando a comparação entre o dado original (esquerda) e o atributo amplitude RMS (direita)	65
Figura 37 –	Interpretação sísmica do atributo RMS na <i>crossline</i> 237, baseada na litologia e <i>gamma ray</i> do poço 1-ARO-02 mostrando as discordâncias, falhas e pacotes litológicos	66

Figura 38 –	Seção <i>crossline</i> 167 apresentando a comparação do dado original e do atributo envelope	67
Figura 39 –	Interpretação sísmica de direção <i>strike</i> da <i>crossline</i> 287, orientada pelo poço 1-CAP-01 mostrando as principais superfícies de discordâncias da Bacia e grabens do rifte	68
Figura 40 –	Volume 3D Brejo Grande com o atributo tcVA mostrando os pacotes bem marcados do embasamento, rifte e pós-rifte	69
Figura 41 –	Seção <i>crossline</i> 305 de direção <i>strike</i> interpretada mostrando o arcabouço estrutural da Bacia de Sergipe	70
Figura 42 –	Seção <i>crossline</i> 276 apresentando a comparação entre os dados originais à esquerda e o atributo variância à direita	71
Figura 43 –	Interpretação de falhas utilizando o atributo variância à esquerda <i>inline</i> 64 (direção <i>dip</i>) e a direita <i>crossline</i> 85 (direção <i>strike</i>)	71
Figura 44 –	Atributo de variância no volume original mostrando as principais falhas no <i>time slice</i> 1800 ms	73
Figura 45 –	Volume de variância com o atributo <i>ant-tracking</i> no <i>time slice</i> de 1800 ms, mostrando as falhas realçadas	74
Figura 46 –	Mapa estrutural em tempo do horizonte do topo da Formação Coqueiro Seco no volume sísmico Brejo Grande	74
Figura 47 –	Seção sísmica interpretada no volume sísmico Tigre Ponta Manguês, mostrando o horizonte do topo da Formação Coqueiro Seco e as falhas regionais da Bacia	76
Figura 48 –	Figura 48 Volume sísmico 3D Tigre Ponta Manguês, mostrando a superfície do horizonte do topo da Formação Coqueiro Seco	76
Figura 49 –	Mapa estrutural em tempo da superfície do horizonte do topo da formação Coqueiro Seco no volume sísmico Tigre Ponta Manguês	77
Figura 50 –	Visualização 3D do mapa de atributo <i>ant-tracking</i> no horizonte alvo Coqueiro Seco, com a distribuição dos poços no volume sísmico Brejo Grande	78

Figura 51 –	Visualização 3D do mapa de atributo <i>ant-tracking</i> no horizonte alvo Coqueiro Seco no volume sísmico Tigre Ponta Manguês	78
Figura 52 –	Mapa de falhas gravimétricas sobrepostas ao mapa Bouguer com a localização dos levantamentos sísmicos 3D Tigre Ponta Manguês e Brejo Grande	80
Figura 53 –	Mapa de falhas gravimétricas em vermelho sobrepostas a superfície sísmica da Formação Coqueiro Seco no volume Brejo Grande	81
Figura 54 –	Janela de controle de qualidade da inversão sísmica	85
Figura 55 –	Modelo de baixa frequência construído a partir das curvas de impedância filtradas e horizontes interpretados	86
Figura 56 –	Volume de impedância acústica absoluta apresentando a boa correlação com a impedância acústica do poço	87
Figura 57 –	Comparação entre o dado sísmico original em amplitude (esquerda) e o dado sísmico invertido em impedância acústica absoluta (direita) mostrando os principais horizontes e o perfil de litologia e <i>gamma ray</i> do poço 1ARO-0002	88
Figura 58 –	Volume de <i>gamma ray</i> com a impedância recuperada no poço 1-ARO-0002	90
Figura 59 –	Figura 59 <i>crossplot</i> de impedância do poço e o <i>gamma ray</i> , mostrando as areias de alta impedância e os folhelhos com baixa impedância. As cores em tons azulados representam as areias e em tons vermelho alaranjado os folhelhos	91
Figura 60 –	Interpretação das fácies associada aos principais horizontes.	92
Figura 61 –	Mapa do modelo de litologia na superfície sísmica da Formação Coqueiro Seco	93
Figura 62 –	Mapa de Fácies com a separação de areias e folhelhos e a localização do Poço 1-ARO-02 que atinge a Formação Coqueiro Seco	94
Figura 63 –	Mapa com a delimitação dos <i>sweet-spots</i> exploratórios na Bacia de Sergipe mostrando o poço 1-ARO-02 e o volume sísmico de folhelhos com o horizonte da Formação Coqueiro Seco	95

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional de Petróleo
API	<i>American Petroleum Institute</i>
BDEP	Banco de Dados Técnicos e Produção
COT	<i>American Petroleum Institute</i>
EIA	<i>Information Administration dos EUA</i>
EUA	Estados Unidos da América
FUNPEC	Fundação Norte-Rio-Grandense de Pesquisa e Cultura
SSB	<i>Seismic Spectral Blueing</i>
tecVA	Técnica Volume de Amplitudes
UFRN	Universidade Federal do Rio Grande do Norte
RMS	<i>Root Mean Square</i>

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	18
1	GEOLOGIA REGIONAL	21
1.1	Evolução Tectono-Estratigráfica	23
1.2	Geologia Estrutural	27
1.3	Sistema Petrolífero Convencional da Bacia	28
1.4	Campos de Produção	33
2	EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (E&P)	35
2.1	Reservatórios Não Convencionais	35
2.2	Técnicas Exploratórias	36
2.3	Tipos de Reservatórios Não Convencionais	37
2.4	Sistema Petrolífero Não Convencional	38
2.5	Reservatórios Fraturados	41
2.6	Panorama da Exploração Mundial	42
2.7	Cenário Exploratório no Brasil	43
2.7.1	<u>Bacias com Potencial em Reservatórios Não Convencionais</u>	45
2.7.2	<u>Produção em Reservatórios Fraturados no Brasil</u>	47
3	METODOLOGIA E DADOS	48
3.1	Pacote de Dados	49
3.2	Fluxos de trabalho	50
4	GRAVIMETRIA	53
4.1	Conjunto de Dados Gravimétricos	53
4.2	Interpretação Geológica	53
4.3	Interpretação Gravimétrica de Falhas	55
5	INTERPRETAÇÃO SÍSMICA	58
5.1	Condicionamento do dado sísmico	58
5.2	Amarração Sísmica-Poço	60
5.3	Interpretação Litoestratigráfica	61
5.4	Interpretação e Análise de Atributos Sísmicos	63
5.4.1	<u>Atributo Amplitude RMS</u>	64
5.4.2	<u>Atributo Amplitude Instantânea Envelope</u>	67

5.4.3	<u>Atributo tecVA (Técnica Volume de Amplitudes)</u>	68
5.4.4	<u>Atributo de Variância</u>	70
5.4.5	<u>Multi-Atributo <i>Ant-Tracking</i></u>	72
5.5	Interpretação Estrutural	75
5.5.1	<u>Avaliação das Falhas Sísmicas</u>	77
5.6	Correlação das Falhas Gravimétricas e Sísmicas	79
6	INVERSÃO SÍSMICA	82
6.1	Inversão Sísmica <i>Model-based</i>	83
6.2	Fluxo de Trabalho	83
6.2.1	<u>Controle de Qualidade e Correlação Sísmica-Poço</u>	84
6.2.2	<u>Modelo de Baixa Frequência</u>	85
6.3	Inversão para Impedância	87
6.4	Modelo Litológico	89
	CONSIDERAÇÕES FINAIS	96
	REFERÊNCIAS	98

INTRODUÇÃO

A exploração petrolífera em reservatórios, como os não convencionais representa um novo desafio para a indústria mundial de petróleo e, especialmente, para o Brasil, que possui um grande potencial, ainda pouco conhecido em suas bacias sedimentares *onshore*. A busca por novas possibilidades de exploração, em face da escassez dos recursos energéticos convencionais, constitui um fator relevante de interesse estratégico e econômico para fomentar a pesquisa no país.

No cenário mundial, os Estados Unidos da América (EUA) se destacam como o país de maior reserva e produção mundial de petróleo em reservatórios não convencionais. Segundo dados da *Energy Information Administration dos EUA* (EIA, 2013), a produção de gás natural aumentou 35% de 2005 a 2013 e, atualmente, corresponde a 45% da produção total de gás com projeção de 60% para 2025.

Segundo a EIA (2013), o Brasil ocupa a 10^a posição entre os países que possuem recursos em reservatórios não convencionais tecnicamente recuperáveis. Entretanto, o cenário exploratório da produção e do desenvolvimento de tais recursos ainda é incipiente, devido às limitações técnicas, operacionais e, principalmente, regulatórias. Apesar deste quadro, o país possui grande potencial prolífero para a exploração de petróleo em reservatórios não convencionais nas bacias *onshore*. Para tal, é necessário incrementar o conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras e desenvolver metodologias exploratórias para auxiliar na prospecção destes recursos.

Em tentativa de fomentar a pesquisa e a exploração em reservas não convencionais no país, a Agência Nacional de Petróleo (ANP), realizou em 2013 a rodada de licitação com blocos exploratórios em bacias de novas fronteiras e bacias maduras, com o principal objetivo de estimular o conhecimento geológico nas bacias potencialmente portadoras de petróleo, dentre estas a Bacia de Sergipe-Alagoas.

A Bacia de Sergipe-Alagoas está incluída entre as bacias sedimentares brasileiras que possui as principais características favoráveis para a investigação, tais como: ser uma bacia de longo histórico exploratório com muitos poços perfurados; possuir um sistema petrolífero ativo comprovado, com rochas geradoras que apresentam teor de carbono orgânico total (COT) suficientes para geração de hidrocarbonetos; possuir dados geológicos e geofísicos disponíveis para as pesquisas e possuir infraestrutura instalada (bens e serviços), necessários para as operações de produção.

As pesquisas sísmicas são amplamente utilizadas na indústria petrolífera nas fases iniciais do estudo de reservatórios de petróleo para determinar, ainda na fase de exploração, as principais áreas favoráveis para a identificação de *plays* em uma bacia sedimentar. A análise das propriedades físicas das rochas a partir da interação poço-sísmica é uma ferramenta fundamental na identificação e na avaliação dos reservatórios e requer uma avaliação detalhada das heterogeneidades geológicas e do sistema petrofísico em todas as escalas.

Nesta abordagem, a pesquisa utilizando as metodologias da geofísica aplicada à interpretação sísmica, para caracterizar os reservatórios de hidrocarbonetos e identificar as formações geológicas potenciais são importantes para auxiliar na orientação do processo exploratório e na mitigação dos riscos associados. Neste sentido, o objetivo do trabalho é contribuir para identificação de zonas fraturadas em escala regional que possam ser favoráveis ou não a produção de petróleo e para a caracterização em detalhe do possível reservatório não convencional na Bacia de Sergipe-Alagoas.

As metodologias de caracterização de reservatórios não convencionais são basicamente as mesmas aplicadas à exploração de petróleo convencional. Apenas a forma de interpretar a informação geológica/geofísica é diferente, pois trata-se de reservatórios de folhelhos onde a rocha geradora também assume o papel de rocha reservatório.

A proposta do trabalho é desenvolver uma metodologia para predição e compreensão de reservatórios de petróleo com a integração de dados geológicos e geofísicos, utilizando a gravimetria na exploração regional para a seleção das melhores áreas, de modo a auxiliar na otimização do custo exploratório e na definição das áreas estratégicas para produção; a sísmica para a interpretação estrutural e litoestratigráfica, com a geração de superfícies geológicas (horizontes) e identificação de falhas e fraturas, especialmente utilizando atributos sísmicos para realçar as estruturas e a inversão sísmica para a interpretação da distribuição das fácies através da geração do modelo de litologias. Para tal foi desenvolvida uma metodologia para a caracterização geológica, através de ferramentas geofísicas, segundo as seguintes etapas: Interpretação estrutural regional gravimétrica com o mapeamento e correlação das discontinuidades estruturais, para definição das principais zonas de falhas e fraturas; Aplicação de uma série de atributos sísmicos, como suporte às interpretações; Inversão dos dados sísmicos em parâmetros quantitativos das propriedades físicas das rochas para caracterização do reservatório e predição da distribuição das fácies e Integração das interpretações para definir os principais *plays* exploratórios.

No Brasil a determinação das bacias sedimentares que apresentam as condições favoráveis para a exploração em reservatórios não convencionais ainda estão em desenvolvimento.

O panorama atual da exploração de hidrocarbonetos no país está voltado para a exploração nos campos *offshore* nas bacias da margem continental sudeste. Dessa maneira, os recursos não convencionais não estão sob o foco da exploração. Apesar disso, devem ser considerados importantes do ponto de vista econômico, uma vez que o desenvolvimento da exploração de petróleo não convencional pode viabilizar vários projetos de pequeno porte, de modo a fortalecer a economia do país, inclusive com a geração de empregos nesta indústria. Neste ponto, destacam-se os grandes desafios como: fomentar a pesquisa, desenvolver os aspectos técnicos, operacionais, logísticos e regulatórios. O desenvolvimento depende do acesso às tecnologias e os conhecimentos necessários para a exploração com custos efetivos, além da avaliação dos riscos ambientais que envolvem este tipo de exploração.

A perspectiva de exploração em reservatórios não convencionais, no Brasil são promissoras, mesmo ainda com grandes obstáculos a serem superados. Para o avanço nesta área é fundamental para o país desenvolver pesquisas que possibilite conhecer o potencial petrolífero das bacias maduras *onshore* que ainda podem conter significativas reservas de hidrocarbonetos.

1 GEOLOGIA REGIONAL

A Bacia de Sergipe-Alagoas está localizada na margem leste continental brasileira, na região nordeste, em uma faixa paralela à costa de direção NE-SW. É limitada a norte pela Bacia de Alagoas, a sul pela Bacia do Jacuípe e a oeste pelo embasamento da bacia (Figura 1). A porção *onshore* possui aproximadamente 150 km de extensão e 35 km de largura, pertencente ao respectivo estado. A área de estudo está compreendida no limite entre os estados de Sergipe e Alagoas, na foz do Rio São Francisco.

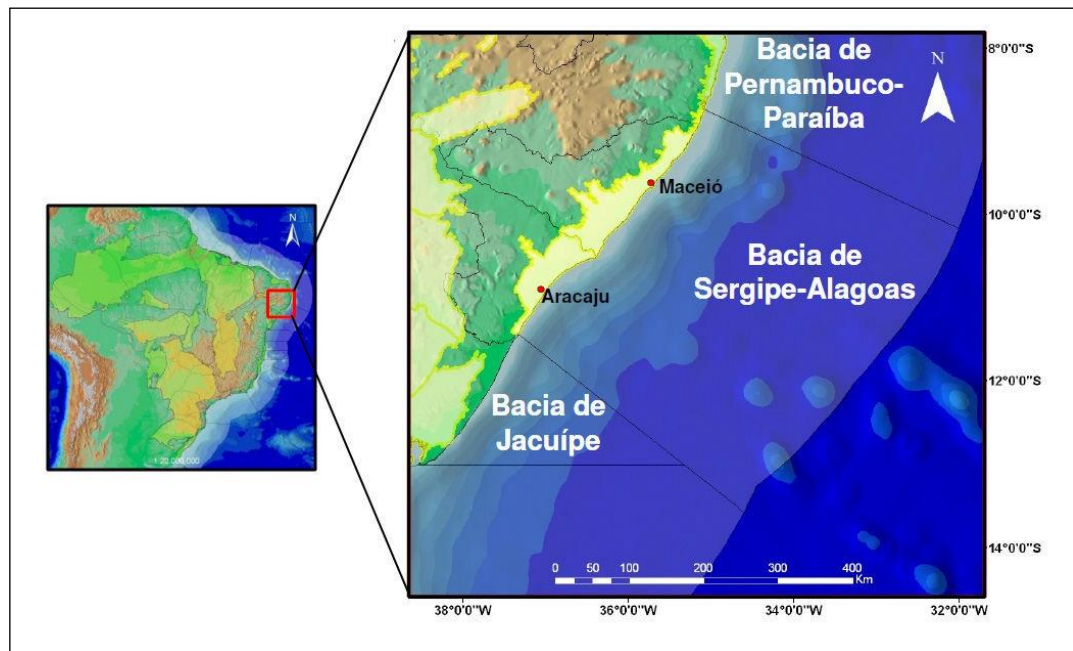
O arcabouço tectônico foi formado pela separação dos continentes da África e da América do Sul, relacionado ao *break-up* do Supercontinente Gondwana, no Triássico, e ao desenvolvimento do Rifte do Atlântico Sul, no Neo-Jurássico superior ao Eo-Cretáceo (AQUINO; LANA, 1990).

A quebra do supercontinente Gondwana gerou, na Bacia do Sergipe-Alagoas, bem como nas demais bacias marginais, feições de riftes formados por mecanismos extensionais associados a derrames basálticos, ocorridos na abertura do Atlântico Sul (ASMUS; PORTO, 1980; ASMUS; BAISCH, 1983; SZATMARI et al. 1985; CHANG et al. 1992; MIZUSAKI et al. 2002).

A Bacia de Sergipe-Alagoas possui terrenos de idades e ambientes tectônicos distintos. O embasamento é formado por rochas metamórficas de baixo grau da Faixa Sergipana (FEIJÓ, 1994), constituído por gnaisses-migmatíticos, cobertos por metassedimentos (FILHO et al. 2003), associados à orogenia Brasiliana do final do Neo-proterozoico.

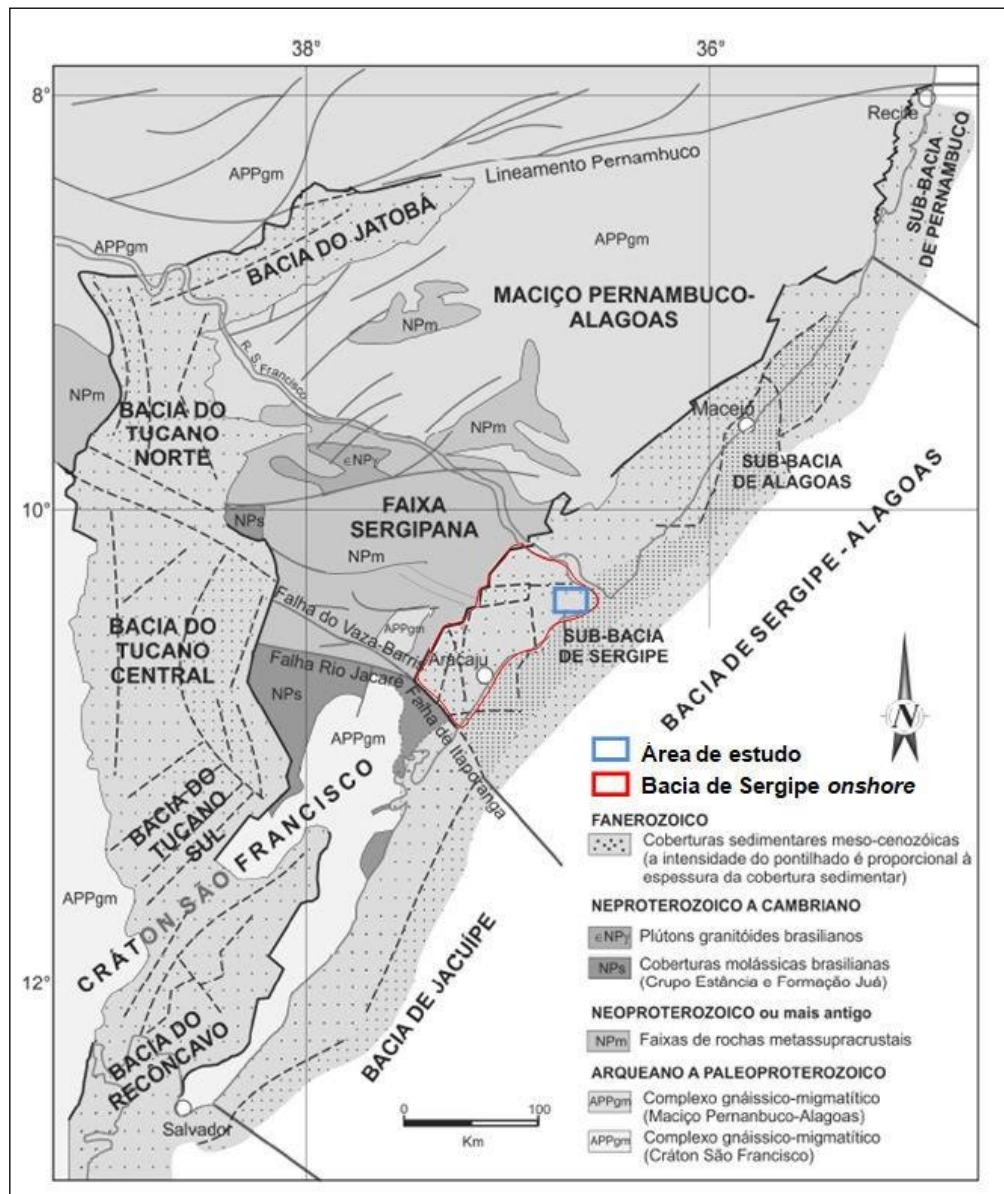
A Faixa Sergipana constitui um cinturão metavulcânico-sedimentar de idade Neoproterozoico, intrudido por granitóides sin a pós-tectônicos (SILVA; MCCLAY et al. 1995; FILHO et al. 2003; SCHOBENHAUS et al. 2004; OLIVEIRA et al. 2006), delimitada ao sul pelo Cráton do São Francisco e ao norte pelo Maciço Pernambuco-Alagoas e pelo lineamento de Pernambuco de direção leste-oeste (Figura 2), que exerceu importante controle tectônico na formação da bacia (CORDANI, 1984; CHANG et al. 1992).

Figura 1– Mapa de Localização da Bacia de Sergipe-Alagoas e bacias limítrofes.



Fonte: COELHO, 2017.

Figura 2 – Mapa geológico regional da Bacia de Sergipe-Alagoas *onshore* e a área de estudo.



Fonte: LANA, 1990.

1.1 Evolução Tectono-Estratigráfica

Dentro do contexto tectônico da margem leste continental foram caracterizados quatro estágios de tectonismo e sedimentação distintos, compreendendo a fase pré-rifte de caráter continental, a fase rifte de quebra continental, a fase transicional ou pós-rifte e a fase drifte essencialmente oceânica (PONTE; ASMUS, 1978).

A deposição da sucessão estratigráfica ocorreu no final do Paleozoico no Permo-Carbonífero, registrando a fase de sinéclise interior até o final do Jurássico, incluindo o início

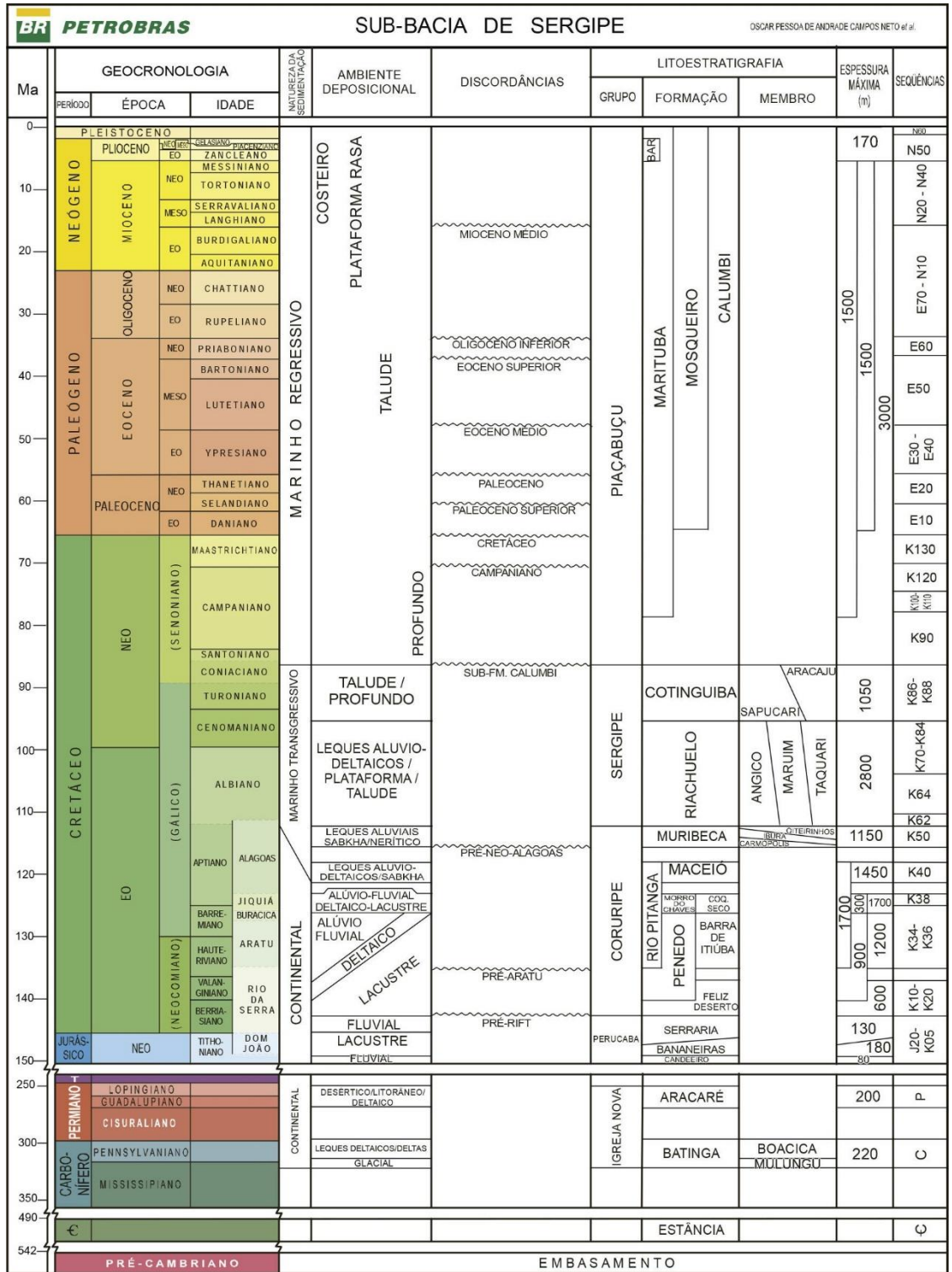
do Cretáceo, no Neocomiano marcado por registro sedimentar de origem continental. A partir do Neocomiano (Hauteriviano) a bacia começou sofrer reflexos da abertura do Oceano Atlântico, desenvolvendo a fase rifte até a metade do Aptiano, quando passou a ter um caráter transicional e no final do Aptiano até o recente evoluiu para uma bacia do tipo margem passiva.

A Bacia de Sergipe-Alagoas apresenta o registro tectono-estratigráfico mais completo entre as bacias marginais brasileiras (Figura 3), sendo composta por vinte e três sequencias deposicionais (NETO; LIMA; CRUZ, 2007), representadas pelas fases tectônicas de sinéclise, pré-rifte, rifte, pós-rifte e drifte (Figura 4).

A fase sinéclise corresponde a sequência Permo-Carbonífera caracterizada por depressões de dimensões continentais em ambiente glacial/periglacial representada pela Formação Batinga do Carbonífero, e marinho costeiro em ambiente continental desértico, litorâneo e deltaico pertencente a Formação Aracaré. O Pré-rifte é representado pela sequência Juro-Cretácea depositada em meio graben. Na depressão tectônica, desenvolveram-se lagos pouco profundos com a deposição de sedimentos de ambiente lacustre da Formação Bananeiras, e de ambiente deltaico da Formação Candeeiro e, eventualmente, sedimentos transportados por rios entrelaçados que possibilitaram a deposição de grandes e contínuos pacotes sedimentares da Formação Serraria.

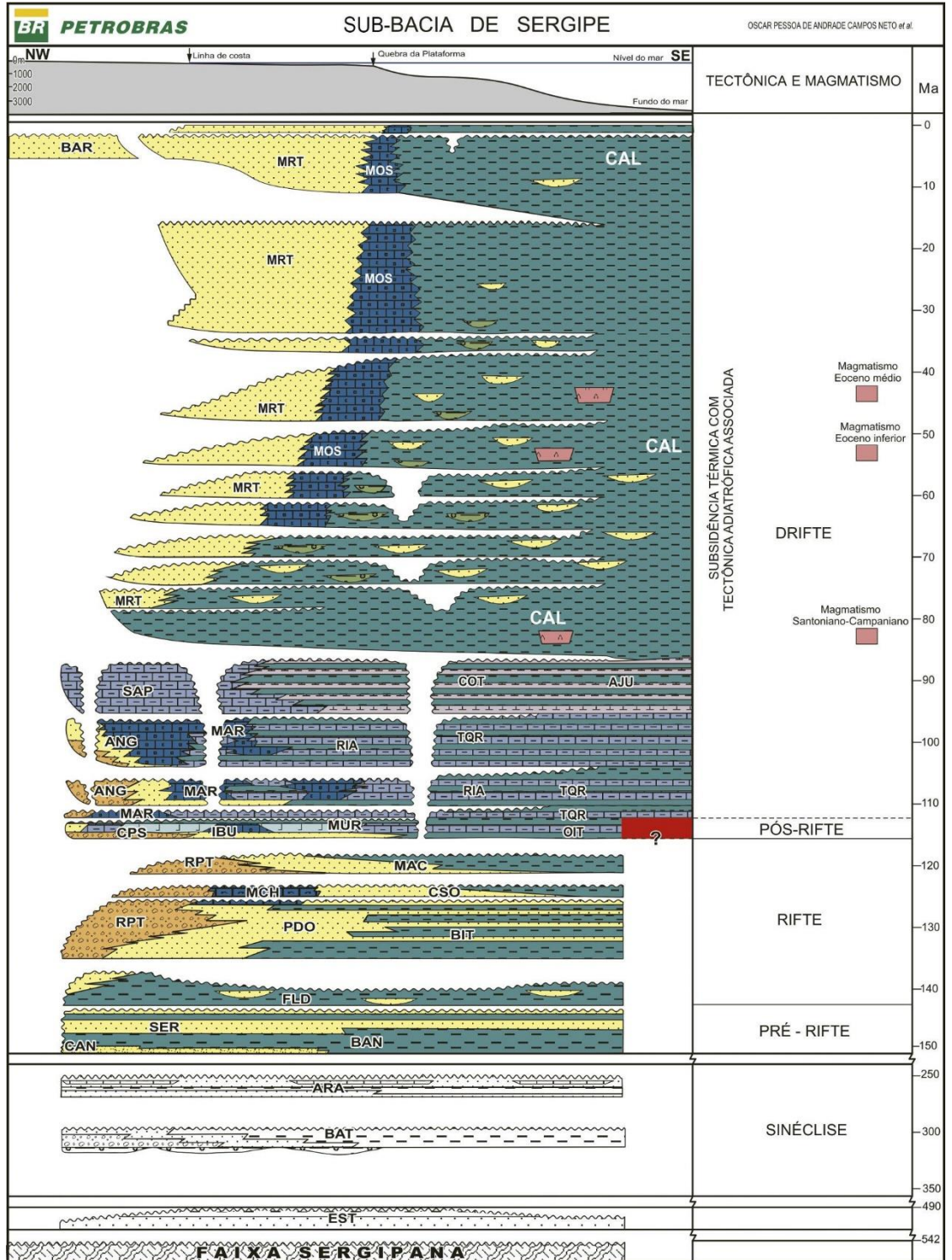
A fase rifte corresponde à fase de subsidência mecânica da bacia, com deposição em ambiente continental e marinho restrito. Nesta fase foi depositada a Formação Barra de Itiúba, acima da discordância Pré-Aratú, seguidos pelas Formações Rio Pitanga, Coqueiro Seco e Morro do Chaves. Esta fase antecede a abertura do Oceano Atlântico sendo representada por leques aluviais que gradaram lateralmente para deltas com sedimentos grosseiros, em sistemas alternados prográdantes e transgressivos e podendo ser subdividida em dois intervalos distintos: Neocomiano/Barremiano e EoAptiano. A seção Neocomiana/Barremiana compreende os depósitos lacustres e deltaicos da Formação Barra de Itiúba, depósitos fluviais/eólicos da Formação Penedo, e cunha clástica de borda de bacia da Formação Rio Pitanga e por arenitos, folhelhos, evaporitos e calcilutitos da Formação Maceió. A seção Eoaptiana constitui essencialmente folhelhos lacustres da Formação Coqueiro Seco e bancos carbonáticos/coquinas do Membro Morro do Chaves que se desenvolveram nos altos estruturais.

Figura 3 – Carta Estratigráfica da Sub-Bacia de Sergipe com ambiente deposicional e litoestratigrafia.



Fonte: NETO; LIMA; CRUZ, 2007).

Figura 4 – Carta Estratigráfica da Sub-Bacia de Sergipe apresentando a evolução tectônica.



Fonte: NETO; LIMA; CRUZ, 2007).

1.2 Geologia Estrutural

O quadro estrutural da Bacia de Sergipe-Alagoas foi estabelecido na fase rifte, controlado por um sistema de falhas normais sintéticas e antitéticas, caracterizado por rifte assimétrico, subdividido em compartimentos tectônicos internos, altos e baixos, que formaram um padrão em *échelon* ao longo do *strike* geral da bacia SW-NE (OJEDA; FUGITA, 1974). As principais feições estruturais correspondem aos blocos altos e baixos que apresentam depocentros de orientação NE (DESTRO, 1995) nos blocos baixos da linha de charneira (Figura 5).

A tectônica do estágio rifte é interpretada por falhas de direções NE, N-S, E-W e secundariamente NW, resultantes de esforços distensionais de um binário de cisalhamento sinistral. As falhas são interpretadas como falhas normais (FALKENHEIN et al. 1986). As estruturas foram formadas em duas fases, a primeira em um regime de transcorrência com cisalhamento simples e um regime transtraccional sinistral. E a outra fase de reativação e implantação de falhas normais NE formadas por regimes distensionais NW-SE perpendicular à margem com falhas da linha de charneira (LANA; MILANI, 1986).

A tectônica do estágio pós-rifte é marcada por uma fase distensiva recorrente no Eoaptiano com falhas normais NW-SE e intensa erosão e discordância pós-rifte com depocentros de orientação NE nos blocos baixos da linha de charneira. Nesta fase há ocorrências de eventos tectônicos de reativação das falhas de borda de bacia de direção NE e N-NE.

A área de estudo ocupa a porção do extremo nordeste da Bacia de Sergipe-Alagoas, abrangendo os compartimentos do Baixo de São Francisco (Baixo Ilha das Flores), Rampa Alagamar e Baixo do Japarutuba.

O Baixo de São Francisco (Figura 6) constitui um meio graben limitado entre os sistemas de falhas N-S denominado Falha Ponta dos Mangues e E-W Falha de Penedo, é constituído por diversos blocos antitéticos escalonados, incluindo o Baixo da Ilha das Flores na porção terrestre (VIEIRA; OLIVEIRA, 1991).

A Rampa Alagamar corresponde a uma estrutura homoclinal, que sobe na direção nordeste, foi formada junto a Falha de Ponta dos Mangues por basculamento acentuado para sudoeste devido maior subsidência. O compartimento é delimitado a oeste pelas falhas de Piranhas e Ponta dos Mangues, ambas com direção N-NE e mergulho para E.

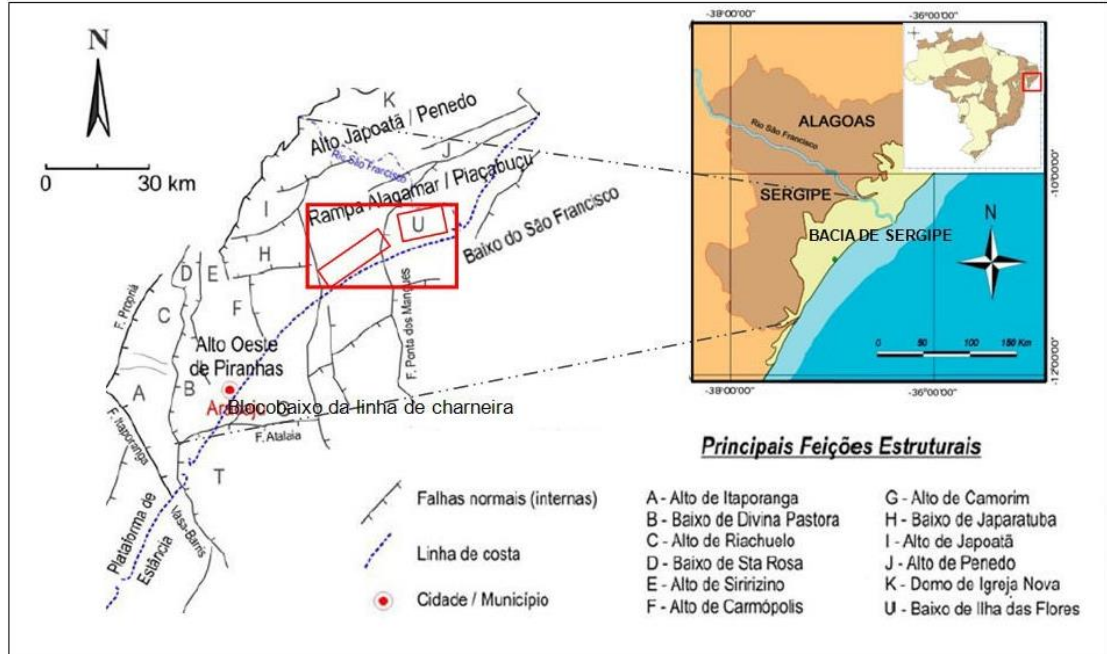
1.2 Sistema Petrolífero Convencional da Bacia

Na Bacia do Sergipe-Alagoas existem acumulações de óleo e gás que abrangem o intervalo do embasamento Proterozóico fraturado até os sedimentos Terciários. Os três principais sistemas petrolíferos identificados na Bacia de Sergipe-Alagoas (NEVES, 2005) que correspondem a intervalos geradores e reservatórios são: Sistema Barra de Itiúba/Coqueiro Seco (!) (Neocomiano-Barremiano/EoAptiano), constituído por rochas geradoras e reservatório das Formações Barra de Itiúba e Coqueiro Seco. As geradoras foram formadas em ambiente continental, depositados em lagos sin-tectônicos da fase rifte e correspondem a folhelhos lacustres que possuem valores de carbono orgânico total de até 5% e que atingiram o grau de maturação suficiente para entrar na janela de geração de óleo (ANP/UFRN/FUNPEC, 2008). A migração é do tipo secundária, por contato direto com a rocha geradora e rocha reservatório ou por falhas lístricas que funcionaram como dutos para migração do petróleo (Figura 7). Os reservatórios constituem os arenitos deltaicos selados pelos folhelhos das Formações Barra de Itiúba e Coqueiro Seco; Sistema Muribeca-Calumbi e Muribeca-Maceió (!) (Aptiano), constituído por rochas geradoras e reservatórios da Formação Muribeca (Membros Carmópolis, Ibura e Oiteirinhos) formados em ambiente marinho e transicional. O Membro Carmópolis é composto por conglomerados, arenitos, que se depositaram em ambiente continental de clima árido, marcado por leques aluviais de borda de falhas e canais fluviais anastomosados que atuaram integrados (MELO; ROCHA, 1982). Os Membros Oiteirinhos e Ibura correspondem a folhelhos negros, calcilutitos e evaporitos. O Membro Ibura é composto por evaporitos, carbonatos algais e folhelhos, que apresentam conteúdo carbono orgânico total de até 12% e são formadas em ambiente marinho restrito. O Membro Oiteirinhos é composto por folhelhos e calcilutitos algais depositados em ambientes lagunares a plataformais. Os principais reservatórios são arenitos e conglomerados do Membro Carmópolis e rochas geradoras do Membro Ibura (Figura 8); Sistema Calumbi (Neo-Cretáceo ao Neogeno), este sistema é integrado pelos reservatórios de arenitos turbidíticos e de plataforma pertencentes à Formação Calumbi. As rochas geradoras pertencem as Formações Muribeca e Maceió, que migraram por falhas geradas por halocinese e reativações da fase sin-rifte.

As demais ocorrências de geração na bacia em condições de profundidade de soterramento, nas Formações Riachuelo (Membro Angico), Cotinguiba e em intervalos de

folhelhos da Formação Calumbi, entretanto, tais litoestratigrafias não são consideradas geradoras de hidrocarbonetos expressivas (BABINSKI; SANTOS, 1987).

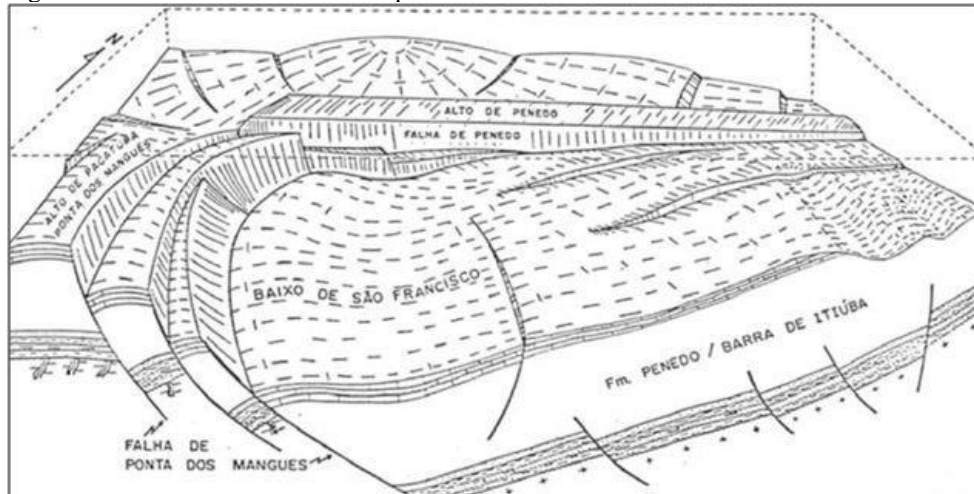
Figura 5 – Arcabouço estrutural da Sub-Bacia de Sergipe e localização da região de estudo.



Nota: Área dos volumes sísmicos nos polígonos vermelho.

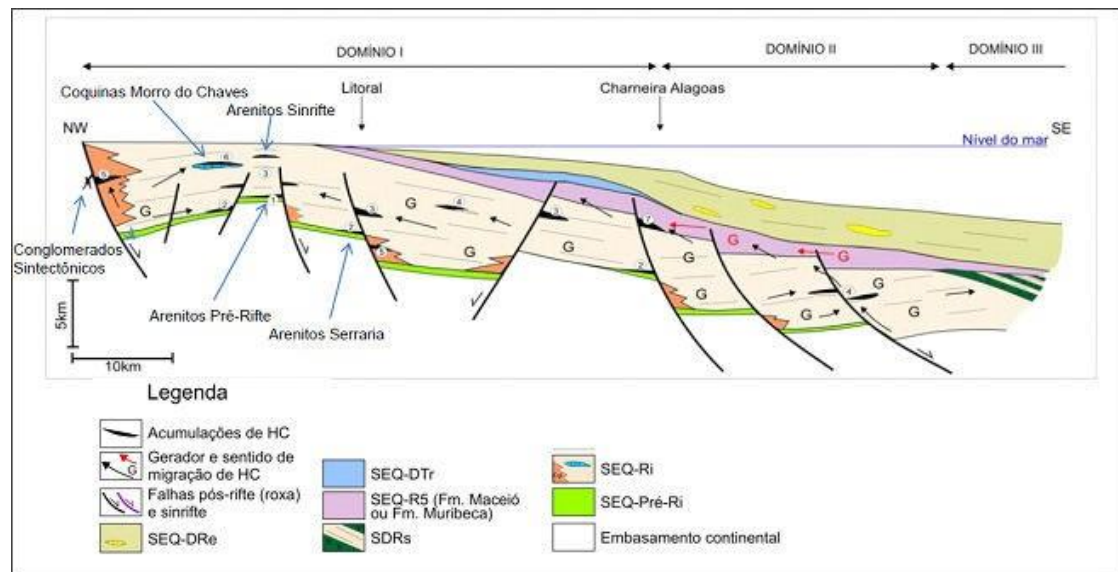
Fonte: LANA; MILANI, 1986; FALKENHEIN et al. 1986.

Figura 6 – Modelo estrutural do compartimento Baixo de São Francisco.



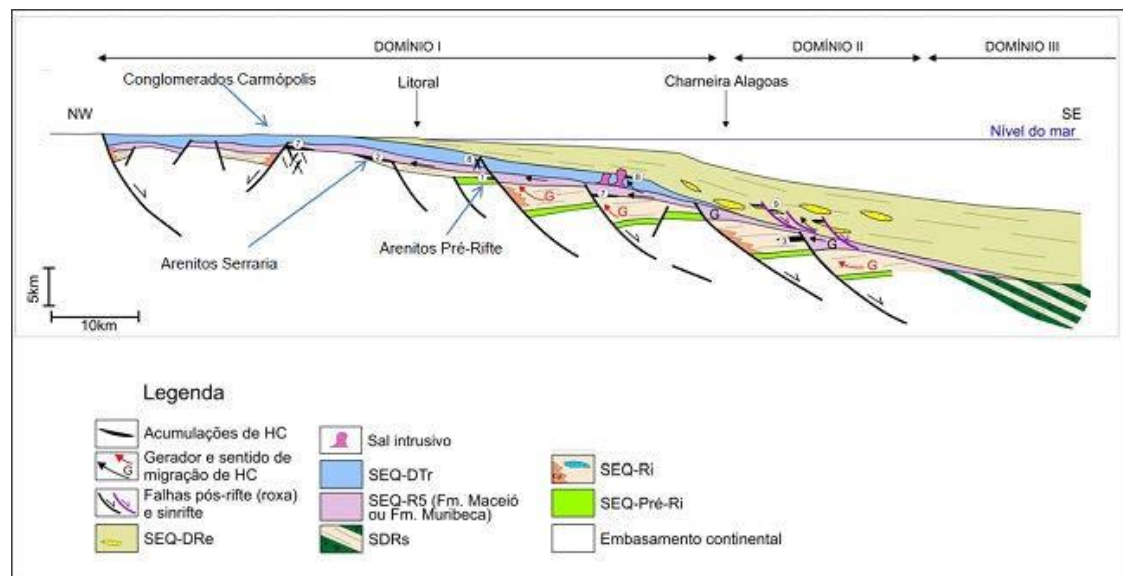
Fonte: VIEIRA; OLIVEIRA, 1991.

Figura 7 – Seção geológica esquemática do sistema petrolífero Barra de Itiúba e Coqueiro Seco.



Fonte: ANP/UFRN/FUNPEC, 2008.

Figura 8 – Seção geológica esquemática do sistema petrolífero Muribeca.



Fonte: ANP/UFRN/FUNPEC, 2008.

Na Bacia de Sergipe-Alagoas *onshore* são considerados em ordem deposicional três principais intervalos de rochas geradoras (ANP/UFRN/FUNPEC, 2008). O primeiro correspondente aos depósitos lacustres das formações Barra de Itiúba e Coqueiro Seco, que foram formados *insitu*. A migração dos hidrocarbonetos para os reservatórios ocorreu por contato direto entre os folhelhos das formações e os reservatórios. O segundo depositado em ambiente lacustre de água salina/hipersalina com possível influência marinha. E o último intervalo depositado em ambiente predominantemente marinho. Nestes ciclos ocorreram a

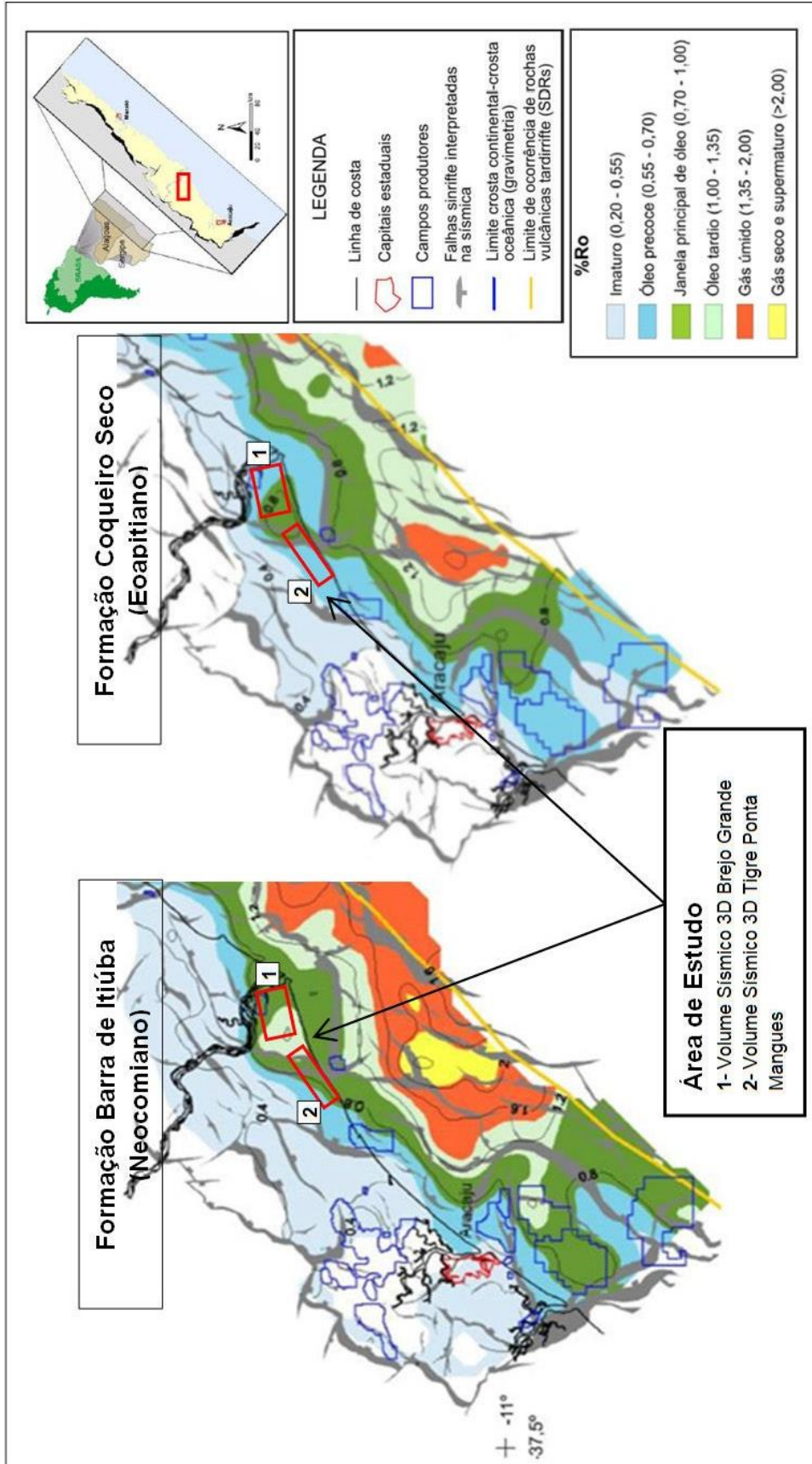
migração lateral secundária, no qual o óleo foi gerado em locais distantes da bacia, tendo a migração ocorrido através de falhas até a rocha reservatório.

A Petrobras realizou um estudo intitulado: Revisão geológica e reavaliação dos sistemas petrolíferos da Bacia de Sergipe-Alagoas (ANP/UFRN/FUNPEC, 2008), onde foi publicado o mapa de maturação das rochas geradoras das Formações Barra de Itiúba e Coqueiro Seco (Figura 9). Neste mapa é apresentada as principais áreas da bacia que entraram na janela de geração do óleo, as regiões imaturas, com óleo precoce, óleo tardio, gás úmido e gás seco. Segundo dados deste estudo, os folhelhos das formações Barra de Itiúba apresentam valores de COT de 3%, querogênio tipo I e II com alto potencial gerador.

A área de estudo da presente pesquisa está situada nas áreas classificadas como janela principal de óleo e óleo tardio, conforme pode ser visualizado na Figura 9.

A avaliação das informações, a partir da deposição *insitu*, migração por contato das rochas geradoras e reservatórios, dados de COT e tipo de querogênio, possibilitam configurar as formações Barra de Itiúba e Coqueiro Seco, como principais rochas geradoras com potencial para a análise dos reservatórios não convencionais.

Figura 9 – Mapa de maturação das rochas geradoras das Formações Barra de Itiúba e Coqueiro Seco e localização da área de estudo.



Fonte: ANP/UFRN/FUNPEC, 2008.

1.3 Campos de Produção

Na área de estudo há dois importantes campos de petrolíferos: Campos de Brejo Grande e Tigre Ponta dos Mangues (Figura 10). O Campo de Brejo Grande foi descoberto em 1969, pelo poço 1-BRG-1-SE, através da ocorrência de óleo em turbiditos da Formação Calumbi. Segundo dados da ANP, foram realizadas três fases exploratórias no campo, a primeira entre 1969 e 1985, com aquisição de sísmica 2D em 1970 e 1982 e 15 poços perfurados, sendo 8 produtores. A segunda fase ocorreu a partir de 1986, com aquisição de sísmica 2D em 1986 e 1988 e posterior perfuração de 16 poços, sendo 9 produtores. Durante a terceira etapa, a partir de 1995, foram perfurados mais 10 poços, locados após a aquisição de 79 km² de sísmica 3D. Em 2010 houve uma nova campanha exploratória na área, resultando na perfuração de 7 poços comerciais.

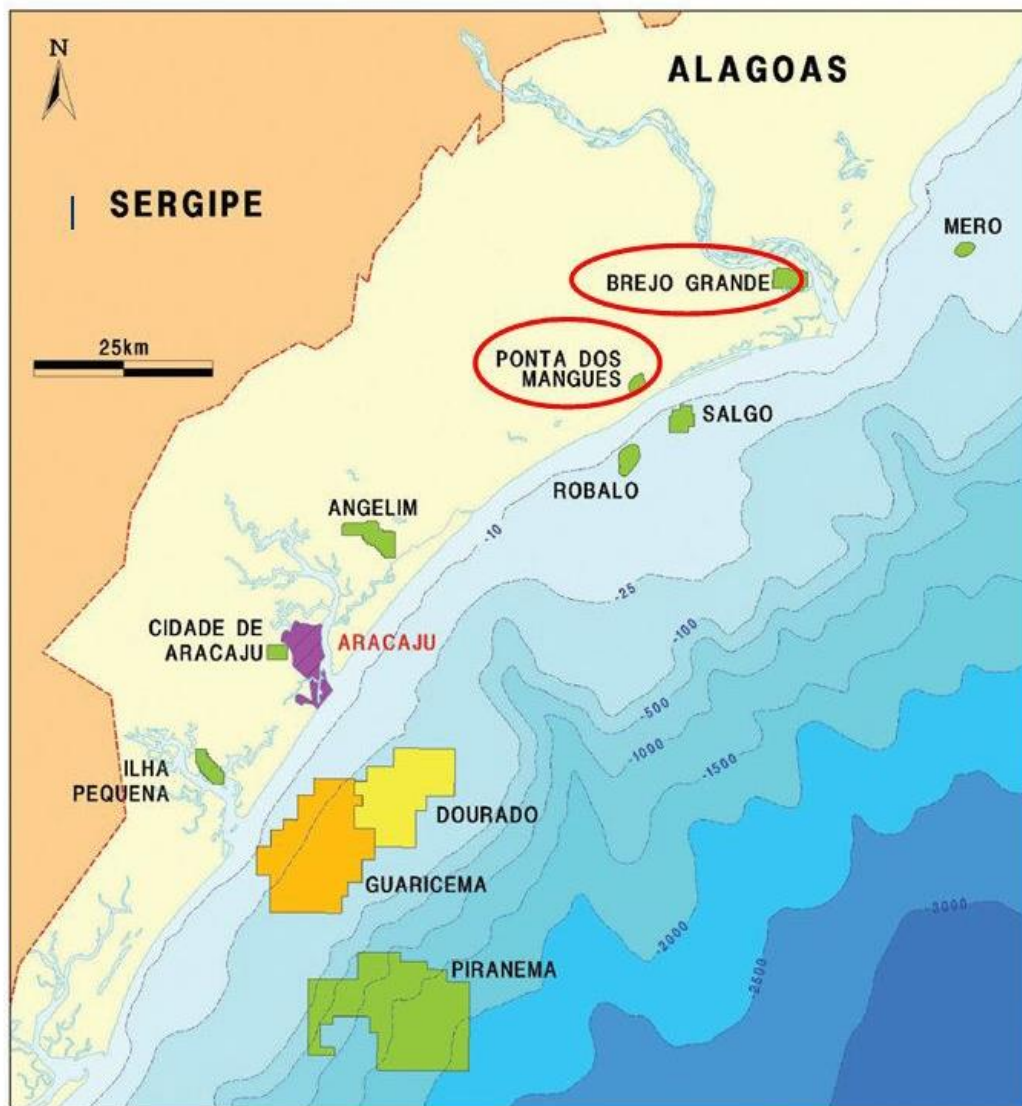
O Campo de Brejo Grande produz óleo nos reservatórios turbidíticos da Formação Calumbi, acima da discordância Pré-Maastrichtiano. Os turbiditos, de espessuras de 2 a 15 m, foram depositados em canais sinuosos. Litologicamente, são constituídos por arenitos quartzosos, friáveis, com predomínio de granulometria muito fina e com altas porosidades, na faixa de 16% à 33%. A principal geradora do campo é a Formação Muribeca, composta por folhelhos. As análises geoquímicas realizadas nos fluídos produzidos indicam para o óleo, origem em rocha geradora depositada em ambiente marinho evaporítico. A qualidade do mesmo pode ser considerada ótima, possuindo grau API superior a 26^o. O Campo de Brejo Grande tem sido desenvolvido através da perfuração de poços verticais e direcionais.

Na região de Tigre foi descoberto o Campo de Ponta dos Mangues, em 1969, através da perfuração do poço 1-PDM-1-SE e, em 1971 o Campo de Tigre, através da perfuração do poço 1-TG-1-SE. Essa área entrou em produção em 1969 e produziu, até 1989, um acumulado de 66,7 mil m³ (419,5 mil barris) de óleo de 21^o à 36^o API e 7,94 milhões m³ de gás de reservatórios das Formações Muribeca, Riachuelo e Coqueiro Seco, situados a partir de 1400 m de profundidade.

Na área do Campo de Tigre foram perfurados 20 poços, 10 no Campo de Ponta dos Mangues (5 poços produtores) e 10 no Campo de Tigre (6 poços produtores). Os volumes originais *in situ* de óleo e gás são da ordem de 560 mil m³ (3,5 milhões barris) e 28,9 milhões m³, respectivamente. O Campo de Tigre possui acumulações portadoras de óleo, em carbonatos fraturados da Formação Muribeca, calcarenitos da Formação Riachuelo, e arenitos

da Formação Coqueiro Seco. As acumulações são limitadas por falhas E-W com trapeamento do tipo estrutural. O Campo de Ponta dos Mangues possui acumulações na Formação Calumbi, em arenitos finos de ambiente marinho. Os intervalos secundários portadores de hidrocarbonetos correspondem as Formações Muribeca e Riachuelo. As acumulações são limitadas por falhas a oeste (Falha de Pacatuba) e a leste (Falha de Ponta dos Mangues), embora predomine o trapeamento do tipo estratigráfico. Os reservatórios foram formados na fase rifte pertencentes à Formação Coqueiro Seco / Membro Morro do Chaves e a Formação Penedo.

Figura 10 – Mapa de localização dos campos de petróleo em produção com destaque para o Campo de Brejo Grande e Tigre inseridos na área de estudo.



Fonte: RANCAN FILIPE SILVA LIRA, 2009.

2 EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (E&P)

2.1 Reservatórios Não Convencionais

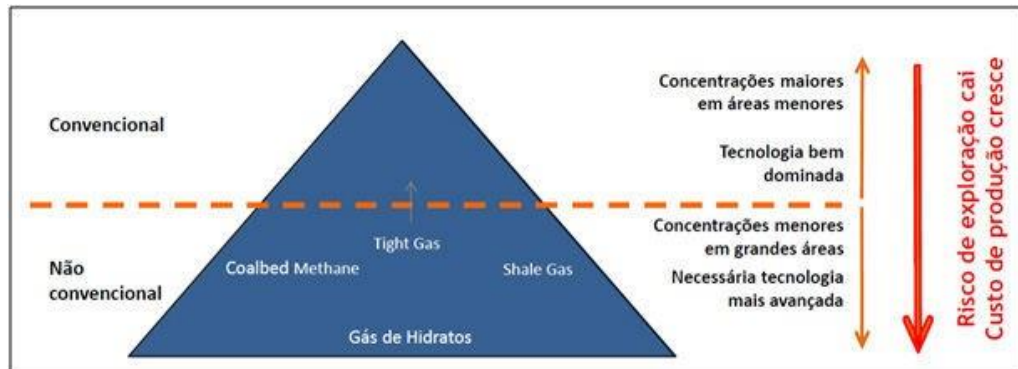
A definição dos termos recurso convencional e não convencional foi baseada inicialmente por fatores econômicos, diferenciados pelo método aplicado para a recuperação dos volumes de petróleo, considerando a necessidade da aplicação de técnicas especiais para exploração dos hidrocarbonetos não convencionais, como o fraturamento hidráulico, poços horizontais, verticais e/ou multilaterais, resultando em custos operacionais mais elevados (Figura 11) e, consequentemente, menos atrativos economicamente.

Os reservatórios não convencionais são formados independentes de armadilhas estruturais ou estratigráficas (ALMEIDA; FERRARO, 2013). Este conceito quebra o paradigma de formação dos reservatórios, que tradicionalmente inclui um sistema petrolífero composto por rocha geradora, rocha reservatório, selo, trapa e migração associada ao sincronismo temporal.

A formação de um reservatório não convencional requer, essencialmente, a sincronia entre a rocha geradora com teor de carbono orgânico total (COT) suficiente e janela de maturação, independente dos demais elementos que compõem o sistema petrolífero. As acumulações de petróleo não convencional podem ocorrer em bacias com sistema petrolífero convencional ativo, em áreas da bacia que não atingiram as condições ideais de migração e que dificilmente seriam recuperados pela exploração e tecnologia de produção convencional.

Na fase de exploração o entendimento regional, em escala de bacia, é fundamental para identificar possíveis *sweet-spots*. Cada bacia deve ser avaliada individualmente, segundo sua evolução tectônica e características geológicas.

Figura 11 – Triângulo de recursos convencionais e não convencionais, apresentando os riscos associados a exploração.



Fonte: Adaptado de HOLDITCH; LEE, 2007).

2.2 Técnicas Exploratórias

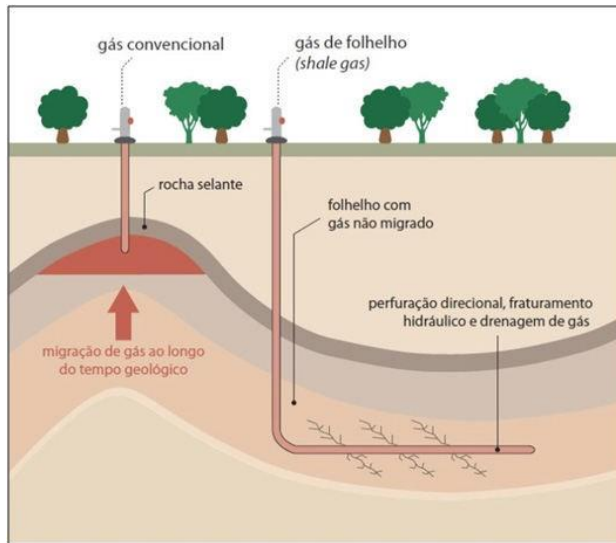
A utilização da técnica de fraturamento hidráulico, combinada a perfuração horizontal, permitiu viabilizar o desenvolvimento e a produção dos reservatórios não convencionais em escala comercial.

A técnica aplicada permite induzir uma elevada pressão hidráulica nos reservatórios não convencionais resultando no fraturamento da formação produtora, e o consequente, aumento efetivo do contato entre a parede do poço e a rocha, promovendo o aumento da produção dos fluídos.

O processo inicia-se com a perfuração vertical e posteriormente a perfuração horizontal. Após a instalação, são realizadas várias etapas de pequenas explosões, e a injeção de fluídos no poço para fraturar a rocha e possibilitar a passagem dos hidrocarbonetos para a extração no poço vertical (Figura 12). Ocorre a injeção de uma mistura de água, areia e produtos químicos nas estruturas rochosas que contém microporos preenchidos com óleo ou gás para gerar porosidade e manter os poros abertos para a extração dos hidrocarbonetos aprisionados na rocha.

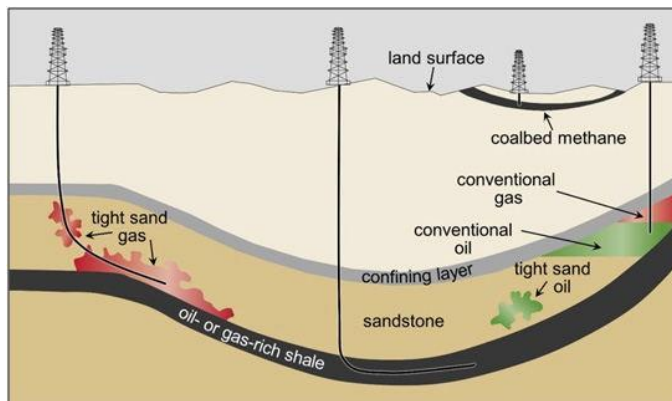
O desenvolvimento da produção dos recursos não convencionais envolve uma série de questões técnicas, operacionais e comerciais para a estimulação do reservatório.

Figura 12 – Modelo da técnica de fraturamento hidráulico e perfuração horizontal.



Fonte: (OIL, 2013).

Figura 13 – Tipos de Reservatórios Não Convencionais.



Fonte: EIA, 2013.

2.3 Tipos de Reservatórios Não Convencionais

Os reservatórios não convencionais podem apresentar características distintas quanto a profundidade, podendo ser formados tanto em baixas como em altas profundidades, ser homogêneo ou naturalmente fraturado.

Há três principais tipos de reservatórios não convencionais explorados economicamente: gás de carvão (*coalbed methane*), gás de folhelho (*shale gas* ou *shale oil*) e gás de arenito de baixa permeabilidade (*tight gas* ou *tight oil*), conforme ilustrado na (Figura 13).

A terminologia para descrever os reservatórios não convencionais difere de autor e companhia, mais de forma geral estes podem ser classificados pelo tipo de rocha reservatório: folhelhos, arenitos e carvão.

Reservatórios em folhelhos como *shale gas* ou *shale oil*, alcançaram um razoável grau de maturação térmica e foram formados *insitu*. *Shale Gas* corresponde a folhelhos que contém matéria orgânica termicamente madura. *Shale Oil* correspondem aos folhelhos que apresentam grande quantidade de matéria orgânica imatura (querogênio) em seu espaço poroso.

Reservatórios em arenitos, como *tight gas* e *tight oil* correspondem a depósitos em areias, que apresentam baixas porosidades e são comumente encontrados na porção central das bacias sedimentares. São recursos que migraram da rocha geradora e foram trapeados em reservatórios de areia com baixa porosidade e baixa permeabilidade.

Reservatórios em carvões, como o *coal bed methane* (gás de carvão) compreende reservatório de gás gerado e armazenado em camadas de carvões.

2.4 Sistema Petrolífero Não Convencional

Em sistemas petrolíferos convencionais, a pressão existente na rocha geradora expulsa os hidrocarbonetos para as zonas de menores pressão, migrando através de falhas, fraturas e rochas porosas. Este processo de migração é retido nas rochas reservatório através de rochas selantes em trapas estruturais ou estratigráficas (THOMAS, 2001). Entretanto, em sistemas petrolíferos não convencionais, não ocorre à migração da rocha geradora para o reservatório, os recursos gerados ficam aprisionados no interior da rocha geradora nos micro-poros (Figura 14), microfraturas ou são adsorvidos quando os hidrocarbonetos se aderem aos poros da rocha, regidos pela pressão da formação (CURTIS, 2002).

O sistema petrolífero não convencional funciona independente dos elementos geológicos (rocha geradora, trapa, selo e rocha reservatório) e temporais (migração e sincronismo). A rocha geradora no processo de maturação da matéria orgânica atua como rocha reservatório no armazenamento do hidrocarboneto gerado, e ainda possui as características petrofísicas de permo-porosidade (Figura 15), que atuam como selo retendo o recurso dentro da própria rocha (JARVIE, 1991; JARVIE et al. 2003).

Uma rocha reservatório é classificada por apresentar porosidade intergranular, que constitui o espaço vazio em seu interior, e possuir permeabilidade, a facilidade de escoamento do fluido (THOMAS, 2001).

Os reservatórios não convencionais de lamitos (argila e silte) apresentam baixa porosidade e permeabilidade (inferior a 0,1 mD), o que não permite a interconexão entre os poros da rocha (LAW; CURTIS, 2002). Constituem reservatórios que precisam ser estimulados com a aplicação de métodos que modificam as características físico-químicas naturais da rocha para viabilizar a recuperação dos hidrocarbonetos.

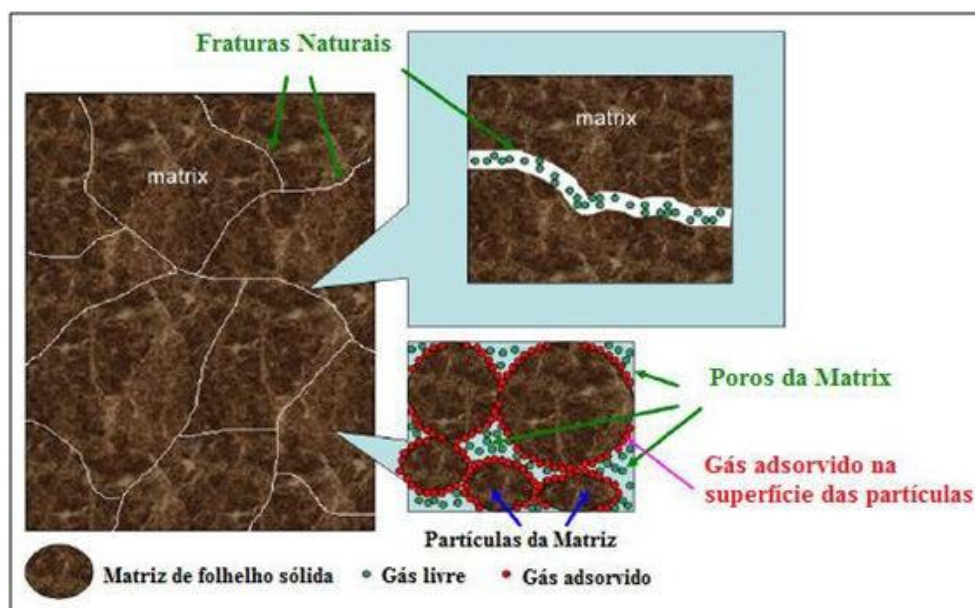
A caracterização primária para o estudo dos reservatórios não convencionais está condicionada a avaliação dos parâmetros de COT, maturação térmica e tipo do querogênio, que permitem prever o potencial de produção dos folhelhos gerador/reservatório.

A avaliação dos dados quantitativos de Carbono Orgânico Total (COT) da rocha fornece informações para determinar o potencial de geração de hidrocarbonetos. A análise dos dados de pirólise permite avaliar a qualidade da matéria orgânica presente no material relacionando com os resultados do COT.

Os principais parâmetros para identificar uma rocha geradora de petróleo e definir o seu potencial de geração são: a quantidade e a qualidade da matéria orgânica da fração solúvel e insolúvel, o tipo de matéria orgânica e o grau de maturação térmica adequado para a degradação dos constituintes orgânicos (TISSOT; WELTE, 2012).

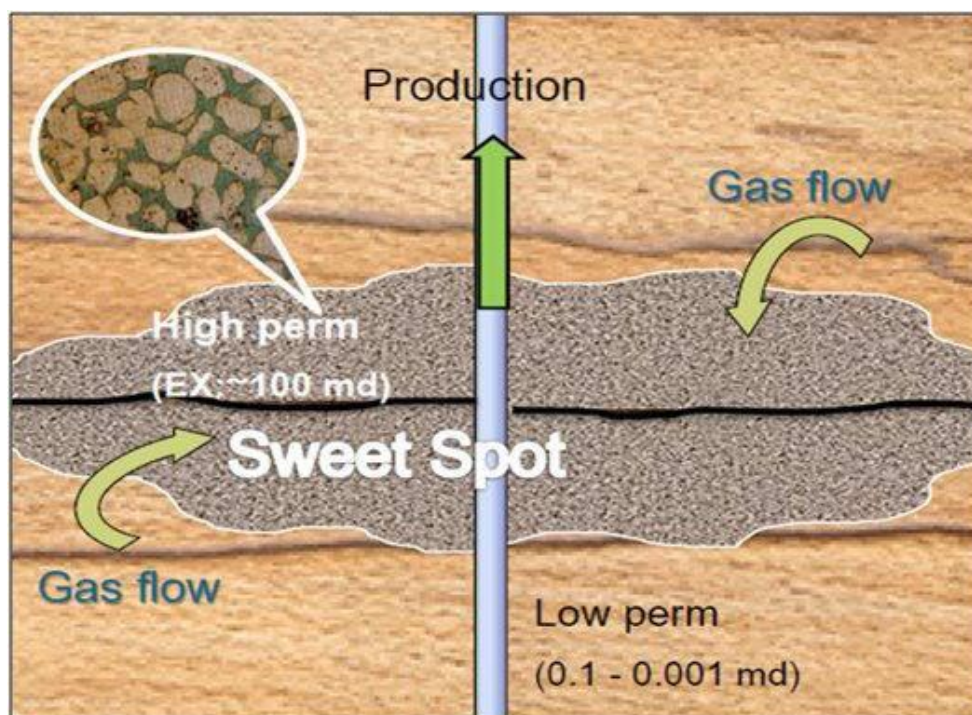
A capacidade de uma rocha gerar petróleo depende da quantidade e do tipo de matéria orgânica e da evolução térmica que a rocha foi submetida, sendo estes fatores simultâneos entre si. A determinação da evolução térmica constitui um fator essencial para o processo de transformação da matéria orgânica em óleo ou gás.

Figura 14 – Armazenamento de hidrocarbonetos no reservatório.



Fonte: SONG et al., 2011.

Figura 15 – Acumulação de hidrocarboneto na rocha mostrando a alta permeabilidade no *sweet-spot*.



Fonte: ANP, 2013c.

O carbono orgânico total constitui o teor mínimo de matéria orgânica necessária para originar uma acumulação de óleo ou gás, viável economicamente. Para determinação da abundância da matéria orgânica presente nos sedimentos são analisadas as porcentagens relativa de carbono orgânico, incluindo outros elementos como hidrogênio, nitrogênio e

enxofre (JARVIE, 1991). A proporção dos elementos depende da origem, estado de preservação, idade e evolução térmica da matéria orgânica.

A avaliação da qualidade da matéria orgânica presente na rocha é obtida através dos parâmetros de correlação dos dados de COT e os valores da razão H/C com os valores de índice de hidrogênio e oxigênio obtidos pela técnica da pirólise *Rock-Eval* (ESPITALIÉ et al., 1977), que possibilitam determinar 4 tipos de querogênios com potencial para geração de hidrocarbonetos.

O querogênio do tipo I caracterizado por ser rico em hidrogênio e pobre em oxigênio, corresponde à melhor composição de matéria orgânica para a geração de hidrocarbonetos líquidos e gasosos. O querogênio do tipo II é menos rico em hidrogênio que o tipo I, mas é considerado adequado para a formação de grandes acumulações de hidrocarbonetos. O querogênio do tipo III é constituído por matéria orgânica com muito oxigênio e pouco hidrogênio, sendo propício para a geração de hidrocarbonetos gasosos, tendo um potencial de geração menor que o tipo I e II. O querogênio do tipo IV não possui potencial para geração de óleo ou gás, é constituído por matéria orgânica oxidada.

2.5 Reservatórios Fraturados

Reservatórios naturalmente fraturados geralmente apresentam dupla porosidade, pois a matriz da rocha e a fratura são altamente heterogêneas e porosas. A matriz possui alta capacidade de armazenamento de fluídos e baixa permeabilidade, já a fratura apresenta alta capacidade de fluxo e a porosidade mais baixa em relação à matriz. As zonas fraturadas apresentam alta permeabilidade em relação a permeabilidade total da rocha, entretanto, possuem pouco efeito sobre a porosidade, saturação e outras características petrofísicas do reservatório (MIZUSAKI et al. 2002).

O comportamento da produção em reservatórios naturalmente fraturados é distinto em relação aos reservatórios homogêneos, quanto ao tipo geológico e petrofísico, além de suas características possuírem mecanismos e processos mais complexos. Em reservatórios fraturados a produção está associada aos mecanismos de transferência de fluídos entre a matriz e a fratura. Há um contraste heterogêneo entre as propriedades das fraturas e da matriz que apresentam distribuição complexa de saturação no reservatório.

O conhecimento das características do reservatório auxilia na predição dos processos e, conseqüentemente, em melhores resultados para a produção.

A caracterização das fraturas constitui uma das mais importantes etapas da avaliação de reservatórios naturalmente fraturados. O sucesso de um reservatório não convencional depende da densidade e da orientação das redes de fraturas naturais pré-existentes.

2.6 Panorama da Exploração Mundial

Os Estados Unidos são pioneiros no avanço da exploração, desenvolvimento e produção dos não convencionais, em campos de produção maduros de petróleo extensivamente explorados e em declínio. O avanço tecnológico com a aplicação de técnicas para recuperação dos hidrocarbonetos de baixa permeabilidade, associado à infraestrutura instalada, regulação flexível, conhecimento geológico abrangente e grande número de poços perfurados, contribuiu para o grande desenvolvimento dos não convencionais neste país.

A técnica de fraturamento hidráulico já era conhecida para a recuperação de pequenas quantidades de gás natural extraídos de folhelhos por empresas de pequeno porte. No entanto, a baixa produção deste recurso não atraiu o interesse de investimentos das grandes companhias de petróleo. Nas décadas de 1980 e 1990 na região de Barnett, o geólogo americano Georges P. Mitchell, obteve sucesso combinando as técnicas de fraturamento hidráulico e perfuração horizontal, que permitiu o acesso a grandes volumes de hidrocarbonetos em folhelhos que apresentavam baixa permeabilidade e porosidade, antes inviáveis economicamente, dando início à produção de hidrocarbonetos em uma das maiores reservas dos EUA (SELLEY, 2012).

Atualmente vários países buscam desenvolver a exploração dos recursos não convencionais, inspirados no sucesso obtido pelos americanos. Segundo o relatório de avaliação de recursos de *shale gas* e *shale oil* realizado pela *U.S. Energy Information Administration and U.S. Geological Survey*, em 2013, o Brasil está entre os 10 principais países (Figura 16) que possuem recursos não convencionais tecnicamente recuperáveis.

Na América do Sul, a Argentina aponta com resultados positivos no desenvolvimento da exploração e produção dos não convencionais. Possui a terceira maior reserva de Recursos

de *shale gas* recuperáveis no mundo e a maior reserva entre os países da América Latina (Figura 17).

2.7 Cenário Exploratório no Brasil

No Brasil a exploração dos não convencionais ainda é incipiente e limitada, principalmente no tocante às questões regulatórias e ambientais. É necessário ainda: avançar no desenvolvimento de tecnologias de exploração; definir o sistema regulatório e as medidas mitigatórias quanto aos possíveis impactos ambientais gerados no processo. As reservas de não convencionais, devidamente exploradas, não competem com as reservas *offshore* do país, mais podem viabilizar pequenos projetos exploratórios em empresas de pequeno porte, fortalecendo, portanto, a economia brasileira.

A Agência Nacional do Petróleo (ANP) no final de 2013, realizou a 12ª rodada de licitações com oportunidades voltadas para a exploração e produção de hidrocarbonetos não convencionais, com o objetivo principal de estimular o conhecimento geológico das bacias sedimentares potenciais (PROMINP/CTMA, 2016). Foram ofertados 240 blocos exploratórios terrestres (Figura 18), dentre eles 130 blocos em Bacias Maduras, como Recôncavo e Sergipe-Alagoas. Além de blocos exploratórios em áreas de Novas Fronteiras, nas Bacias do Paraná, São Francisco, Parnaíba e Parecis.

Em abril de 2014, após a realização da 12ª rodada, a ANP regulamentou pela Resolução ANP nº 21/2014 as atividades de perfuração e fraturamento hidráulico em reservatório não convencional. O regulamento foi imposto devido à necessidade de se estabelecer os padrões de segurança operacional e de preservação do meio ambiente.

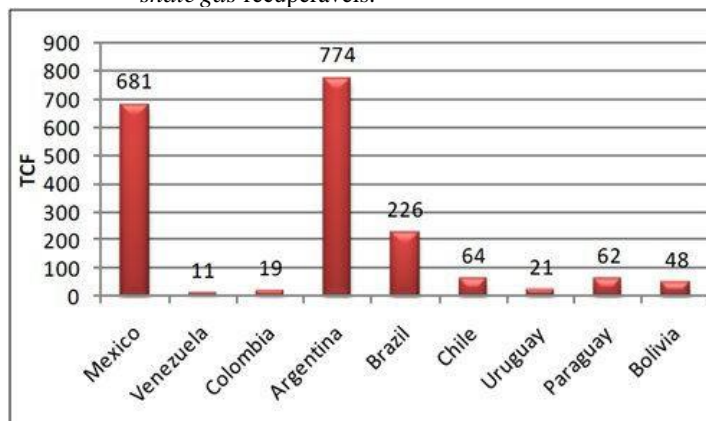
Atualmente as atividades de exploração dos não convencionais estão paralisadas em todos os estados do Brasil, em virtude de decisões judiciais contrárias. O Ministério Público Federal dos estados de Sergipe e Alagoas obtiveram uma liminar pela suspensão dos contratos que foram fechados na 12ª Rodada para exploração não convencional na Bacia de Sergipe-Alagoas. Em outros estados, decisões semelhantes foram tomadas, como no Paraná, Bahia, São Paulo, Piauí, Minas Gerais e Acre. As diversas liminares, conjugadas a uma série de portarias de órgãos estaduais de meio ambiente, proíbem, momentaneamente, o emprego da técnica de fraturamento hidráulico em território brasileiro.

Figura 16 – Avaliação de recursos de *shale gas/oil*.



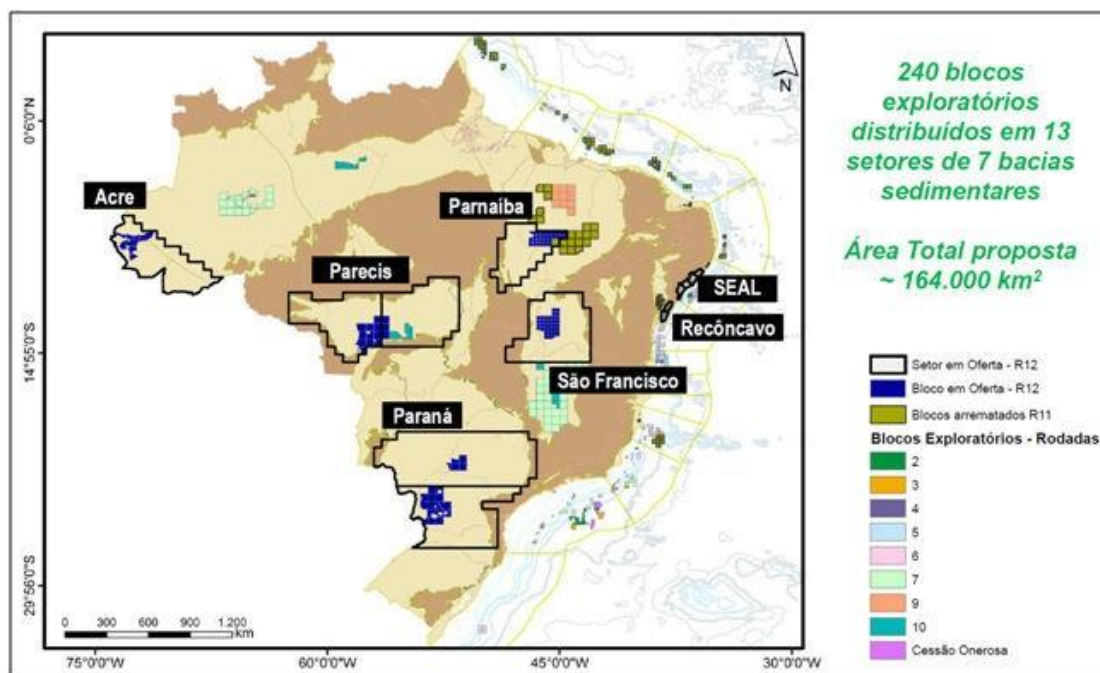
Fonte: EIA, 2013.

Figura 17 – Relação dos países da América Latina com recursos de *shale gas* recuperáveis.



Fonte: EIA, 2013.

Figura 18 – Mapas das Bacias sedimentares ofertadas pela ANP na 12^a rodada de licitações.



Fonte: ANP, 2013a.

2.7.1 Bacias com Potencial em Reservatórios Não Convencionais

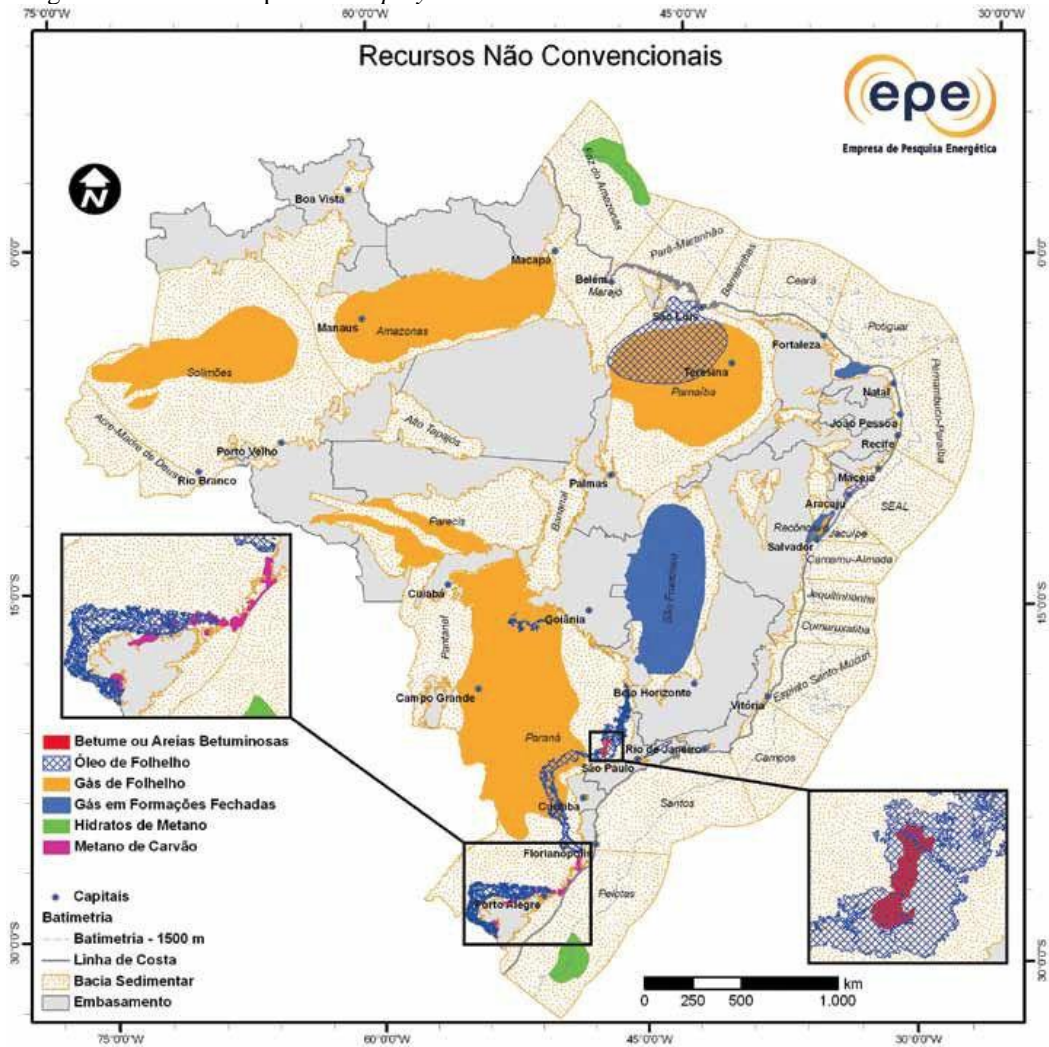
No Brasil as bacias sedimentares classificadas com potenciais para exploração dos recursos não convencionais correspondem às bacias do Paraná, Parnaíba, Parecis, Amazonas, Solimões, São Francisco, Recôncavo e Sergipe-Alagoas (ANP, 2013a).

O mapa ilustrado na Figura 19 mostra o panorama das áreas de localização dos recursos não convencionais no Brasil, de acordo com o tipo de acumulação. As principais acumulações ocorrem em *shale gas* e *shale oil*.

As principais características das bacias brasileiras, quanto a formação geradora, idade geológica, ambiente deposicional, COT, profundidade média, espessura máxima e tipo de recursos (Figura 20), podem ser comparadas com os principais reservatórios de folhelhos explorados nas bacias produtoras dos EUA e Argentina (Figura 21).

As bacias Cretáceas, como Recôncavo e Sergipe-Alagoas possuem infraestrutura operacional instalada necessária para a produção e folhelhos geradores com altos teores de COT, profundidades e espessuras análogas aos principais *plays* dos reservatórios não convencionais mundiais, como o *play* de Eagle Ford nos EUA e Vaca Muerta na Argentina.

Figura 19 – Mapa dos *plays* de recursos não convencionais no Brasil.



Fonte: EPE, 2012.

Figura 20 – Bacias brasileiras com potencial para exploração dos recursos não convencionais com as principais características dos folhelhos geradores.

Bacia	Amazonas	Parnaíba	Solimões	Paraná	Parecis	Recôncavo	Sergipe-Alagoas
Formação	Barreirinha	Pimenteiras	Jandiátuba	Ponta Grossa	Ponta Grossa	Candeias	Coqueiro Seco/ Barra de Itiúba
Idade Geológica	Devoniano	Devoniano	Devoniano	Devoniano	Devoniano	Cretáceo	Cretáceo
Ambiente Depositional	Marinho	Marinho Continental	Continental Marinho	Marinho	Marinho	Lacustre	Lacustre
COT (%)	4-6	2-3	2-4	1-4	-	Até 9,5	2-6
Prof. Média (m)	2300	2500	3200	3500	4500	3000	2500
Espessura Máxima (m)	350	400	420	600	50	400	-
Acumulações	Gás	Gás	Gás	Gás	Gás	Óleo	Óleo

Fonte: EIA, 2013.

Figura 21 – Características dos reservatórios folhelhos explorados nas principais bacias mundiais.

Play	Barnett	Eagle Ford	Marcellus	Woodford	Vaca Muerta
Bacia	Fort Worth (EUA)	Maverick (EUA)	Appalachiana (EUA)	Arkoma e Anadarko (EUA)	Neuquén (Argentina)
Idade Geológica	Mississipiano Superior	Cretáceo superior	Devoniano médio	Devoniano superior	Cretáceo
Ambiente Depositional	Plataforma Marinha	Plataforma Marinha Continental	Plataforma Marinha	Marinho	Marinho
COT (%)	2-6	2-12	1-10	1-14	2-12
Prof. Média (m)	3200-4100	1200-3700	1200-1500	1800-3400	2900
Espessura Máxima (m)	45-243	76	15-60	36-67	400
Acumulações	Gás	Gás	Gás	Óleo e Gás	Óleo e Gás

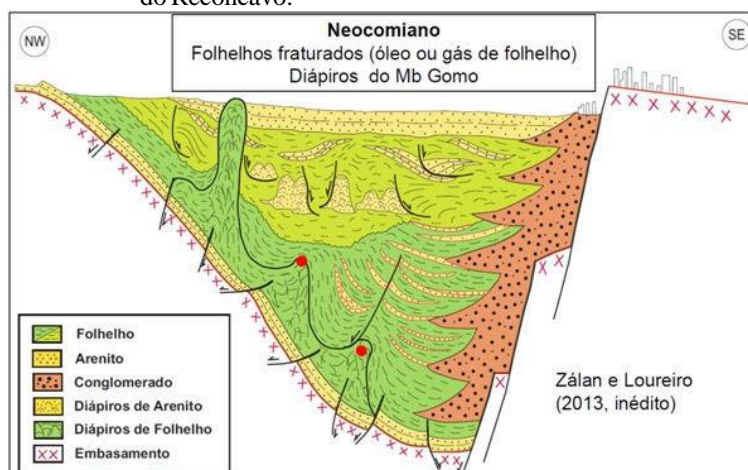
Fonte: EIA, 2013.

2.7.2 Produção em Reservatórios Fraturados

A Bacia do Recôncavo é produtora de óleo em reservatórios fraturados em folhelhos no Campo de Candeias. Segundo dados da ANP, os principais *plays* não convencionais são de idade Neocomiano e correspondem aos folhelhos fraturados e não fraturados do membro Gomo, pertencente a Formação Candeias, conforme ilustrado na Figura 22.

Nos Campos de Candeias e Maritaca, os folhelhos geradores fraturados, depositados em ambiente lacustrino, apresentam comportamento estrutural associados ao sistema de riftes Candeias (DAL-CERE, 2012). Os folhelhos geradores da bacia pertencente ao membro Gomo possuem teor de carbono orgânico total de até 9,5%, classificado por querogênio do tipo I, que possui a melhor composição para geração de hidrocarbonetos e com grau de maturação de imaturo para maduro (PENTEADO; BEHAR, 2000).

Figura 22 – *Plays* não convencionais nos folhelhos fraturados da Bacia do Recôncavo.



Fonte: ANP, 2013b.

3 METODOLOGIA E DADOS

As metodologias aplicadas para a caracterização dos reservatórios não convencionais, utilizando as ferramentas da geofísica de exploração, como a gravimetria e a sísmica, especialmente as técnicas de interpretação de dados sísmicos, são basicamente as mesmas aplicadas à exploração de petróleo convencional ou outros tipos de reservatórios, apenas difere quanto a forma de interpretar a informação geológica/geofísica, pois trata-se de reservatórios de folhelhos ou lamitos onde a rocha geradora também assume o papel de rocha reservatório.

A metodologia aplicada está baseada essencialmente na interpretação sísmica, através da análise de atributos sísmicos, associados as técnicas de visualização 3D e a inversão dos dados sísmicos com os principais objetivos de avaliar o padrão de falhas para caracterização das principais discontinuidades estruturais dos possíveis reservatórios de petróleo. Além de identificar as unidades litoestratigráficas com potencial para configurarem reservatórios em folhelhos/lamitos geradores.

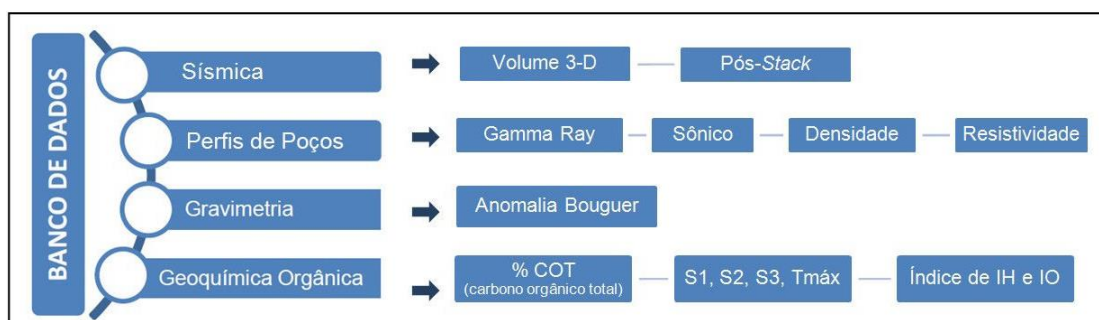
A presente tese de doutorado envolve o desenvolvimento de uma metodologia integrada para a exploração de reservatórios baseada nas seguintes etapas:

- a) Interpretação estrutural através da integração de dados gravimétricos (mapeamento de falhas regionais) e correlação com as falhas mapeadas na sísmica que possam ter afetado o intervalo de interesse. Definição das principais zonas fraturadas e configuração do sistema natural de fraturas no reservatório;
- b) Interpretação litoestratigráfica para definição das diferentes sismofácies no intervalo de interesse. Para tal, foram aplicados uma série de atributos sísmicos em auxílio a esta tarefa. A utilização dos dados de poços para correlação lito-estratigráfica, e identificação das principais formações geológicas geradoras. Como resultado a definição as principais fácies dos folhelhos/lamitos geradores;
- c) Inversão dos dados sísmicos em parâmetros quantitativos das propriedades físicas das rochas para a caracterização do reservatório e a predição da distribuição das fácies;
- d) Integração das interpretações para definir os principais plays exploratórios na Bacia de Sergipe-Alagoas.

3.1 Pacote de Dados

Os dados sísmicos e de poços utilizados na pesquisa foram disponibilizados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), junto ao Banco de Dados Técnicos e Produção (BDPE). Incluem 2 cubos sísmicos 3D, informações de 10 poços com perfis compostos, pacote de dados gravimétricos e tabela dados de geoquímica dos dados de poços (Figura 23).

Figura 23 – Figura esquemática do banco de dados disponível para a execução do presente projeto.

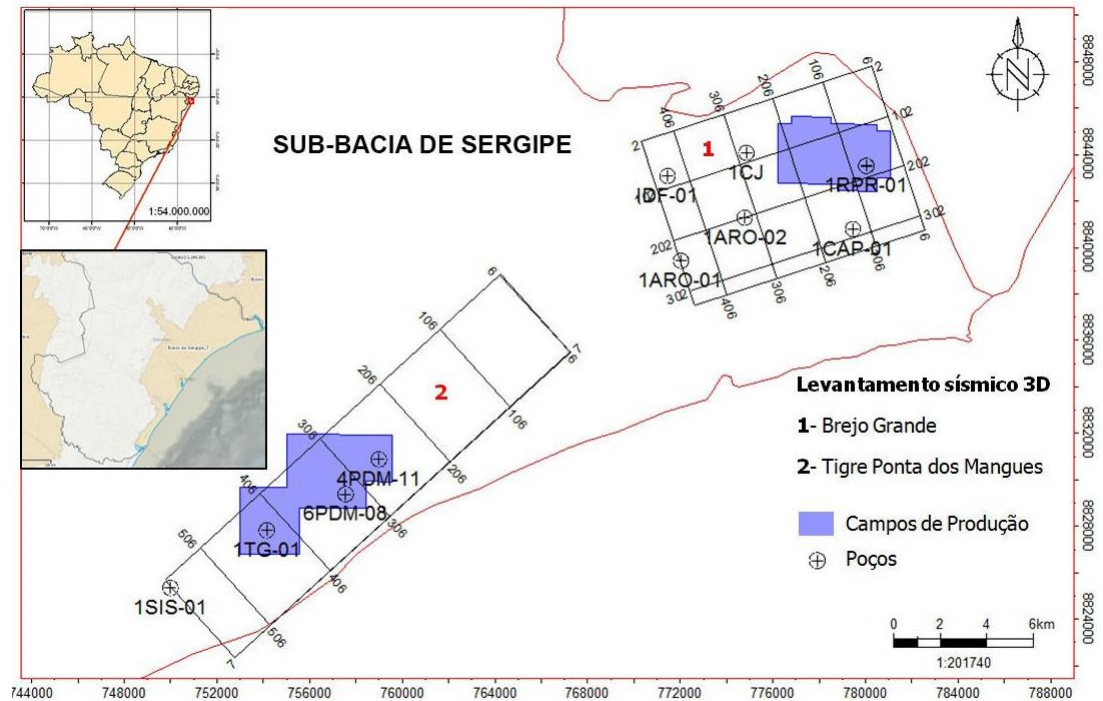


Fonte: COELHO, 2017.

A área de estudo (Figura 24) foi selecionada em virtude de possuir levantamentos sísmicos 3D, associados aos poços com informações até o nível das geradoras.

Os volumes sísmicos 3D Brejo Grande e Tigre Ponta Mangues estão situados na área dos respectivos campos de produção. O levantamento sísmico Brejo Grande possui área de 78 km². É composto por 464 *inlines* (intervalo de 6-470) na direção NW-SE e 329 *crosslines* (intervalo de 2-331 na direção NE-SW. O Cubo Ponta dos Mangues composto por intervalo 7 a 92 *inlines* e 6 a 564 *crosslines*, em área de 89 km². As metodologias de interpretação e inversão sísmica foi aplicada ao volume sísmico Brejo Grande e utilizando 6 poços exploratórios.

Figura 24 – Mapa de localização dos dados utilizados no projeto.



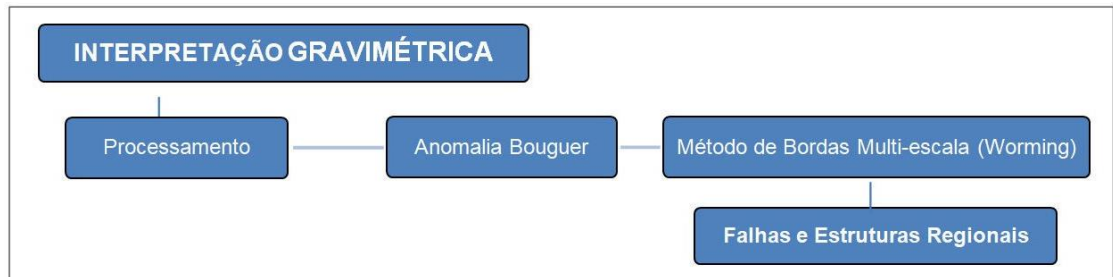
Fonte: COELHO, 2017.

3.2 Fluxos de trabalho

- a) Revisão bibliográfica e compilação de dados relevantes para o estudo;
- b) Carregamento e controle de qualidade dos dados sísmicos e de poços nos softwares de interpretação para o gerenciamento do projeto;
- c) Amarração dos dados sísmicos em tempo e poços em profundidade, calibrado pela informação geológica, obtida através dos perfis de poço;
- d) Interpretação sísmica e estrutural;
- e) Geração de mapas estruturais nas superfícies sísmicas no domínio de tempo;
- f) Aplicação e análise dos atributos geométricos para identificar as feições estruturais;
- g) Aplicação dos atributos físicos para relacionar os pacotes faciológicos;
- h) Identificação e delimitação dos principais *plays* exploratórios da área;
- i) Geração de mapas da superfície sísmica do reservatório.

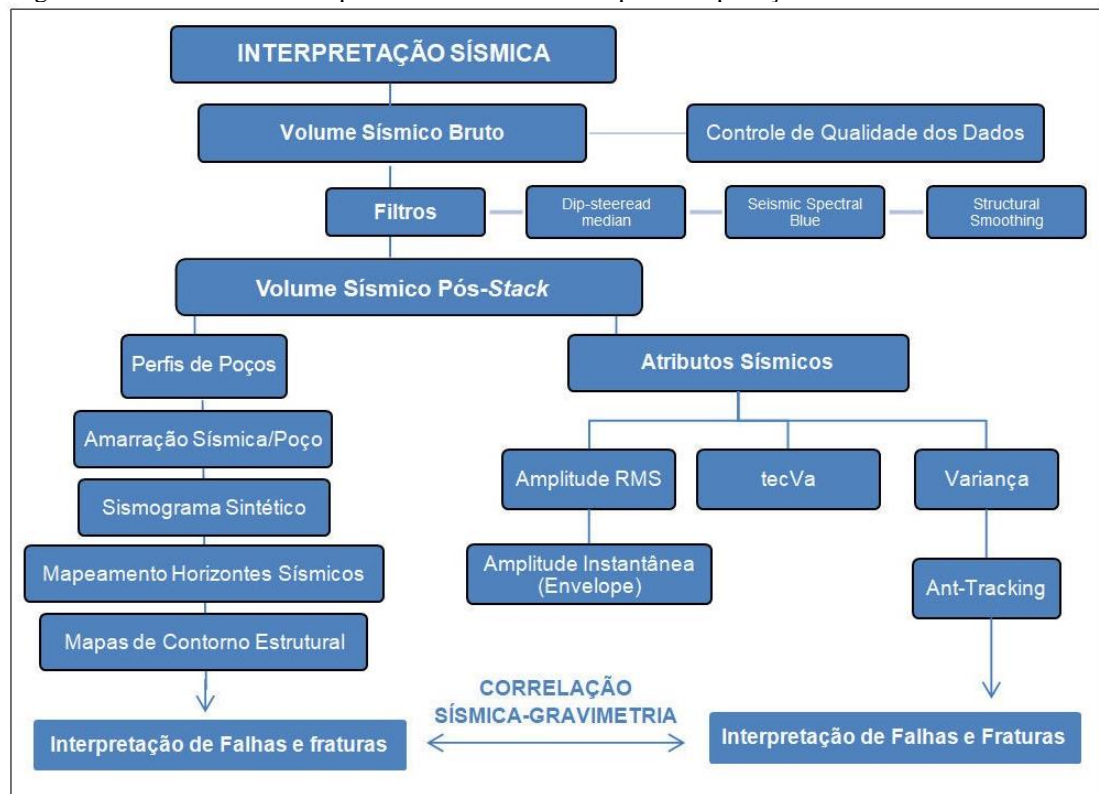
Nas Figuras 25, 26 e 27 são apresentados os fluxos de trabalhos com todas as etapas utilizadas na metodologia aplicada para os dados de gravimetria, da interpretação sísmica e inversão dos dados sísmicos, respectivamente.

Figura 25 – Fluxo de trabalho aplicado aos dados gravimétricos.



Fonte: COELHO, 2017.

Figura 26 – Fluxo de trabalho aplicado aos dados sísmicos para interpretação.



Fonte: COELHO, 2017.

Figura 27 – Fluxo de trabalho aplicado na inversão sísmica.



Fonte: COELHO, 2017.

4 GRAVIMETRIA

Na geofísica de exploração a aplicação da gravimetria constitui uma ferramenta de grande interesse para investigar as diferenças de densidade entre as rochas em subsuperfície e inferir as principais estruturas e unidades geológicas, permitindo identificar as estruturas de uma bacia sedimentar em grande escala. Neste trabalho foi utilizado a anomalia Bouguer para a interpretação estrutural regional da Sub-Bacia de Sergipe.

4.1 Conjunto de Dados Gravimétricos

Os dados gravimétricos utilizados foram fornecidos pela ANP em formato ASCII contendo cinco canais principais para cada estação de gravidade: latitude, longitude, batimetria, anomalia *free-air* e anomalia Bouguer (calculada com correção de densidade de 2.2 gcm^3). Constituem um subconjunto do levantamento Debardenest da Petrobras, coletados em dois diferentes tipos de levantamentos: malha regular com espaçamento de 500 m entre estações e estações irregularmente espaçadas ao longo das estradas disponíveis em um pequeno trecho da bacia (Figura 28).

4.2 Interpretação Geológica

Para definição do quadro estrutural da área estudada foi utilizada como base na interpretação os dados de gravidade Bouguer gridados em malha quadrada de 350 m. O mapa resultante ilustrado na Figura 29, mostra a notável correlação da anomalia Bouguer com o conhecimento estrutural da Bacia de Sergipe, com destaque para os reconhecidos compartimentos geológicos, como os Baixos de Japarutuba e São Francisco (Baixo da Ilha das Flores) e a Rampa Alagamar.