

HELOISE JEANNE BERGMAN

**POÇOS NA MARGEM LESTE DO BRASIL: ESTUDO DA ATIVIDADE
EXPLORATÓRIA NA NOVA FRONTEIRA**

São Paulo
2015

HELOISE JEANNE BERGMAN

**POÇOS NA MARGEM LESTE DO BRASIL: ESTUDO DA ATIVIDADE
EXPLORATÓRIA NA NOVA FRONTEIRA**

Trabalho de Formatura em Engenharia de
Petróleo do curso de graduação do
Departamento de Engenharia de Minas e
de Petróleo da Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo.
Orientador: Prof. Dr. Marcio Yamamoto

São Paulo
2015

AGRADECIMENTOS

À minha família, pelo incentivo e pelo apoio que sempre me deram, sem nunca medir esforços.

Ao orientador Prof. Dr. Marcio Yamamoto, não só pela paciência para realização desse trabalho, mas pela dedicação aos alunos de engenharia do petróleo.

Aos amigos da faculdade, cuja companhia foi essencial durante os anos.

RESUMO

Apesar dos volumosos investimentos que estão sendo feitos para o desenvolvimento de campos de petróleo no Polo do Pré-Sal da Bacia de Santos, as empresas operadoras já estão prospectando reservas em novas fronteiras exploratórias do Brasil. As operadoras buscam reservas em outras bacias sedimentares, como a margem equatorial brasileira, e a margem leste brasileira.

Ambas as margens foram formadas pelo sistema de rifte que conduziu a formação do oceano Atlântico durante a ruptura da placa Africana da Sul-Americana. Na margem leste, que é predominantemente distensiva, a propagação da ruptura ocorreu de sul para norte preferencialmente, enquanto que na margem equatorial, que tem natureza transformante, a propagação foi mais complexa.

A margem leste contém bacias de nova fronteira e de elevado potencial, incluindo a província petrolífera do Pré-Sal. Diversos blocos das bacias dessa margem foram leiloados nas Rodadas de Licitações de Petróleo e Gás da Agência Nacional de Petróleo e Gás. No total, 94 blocos da Bacia Sergipe-Alagoas foram arrematados, no entanto, somente alguns blocos estão em exploração.

Esse trabalho tem como objetivo estudar a geologia das bacias da margem leste brasileira, verificar quais blocos foram leiloados nas rodadas de licitações da ANP e analisar o seu potencial através dos poços perfurados na bacia Sergipe-Alagoas para entender melhor essa nova fronteira exploratória e sua importância para o país.

Palavras-chave: novas fronteiras exploratórias, margem leste Brasileira, poços exploratórios, petróleo

ABSTRACT

Despite the massive investments to develop oil fields in the Pre-Salt Pole of the Santos Basin, operating companies are now prospecting reserves in new exploratory frontiers in Brazil. Operators seek reserves in other sedimentary basins, such as the Brazilian equatorial margin, and the Brazilian eastern margin.

Both margins were formed by the rift system that led to the formation of the Atlantic Ocean during the break of the African and the South American plate. The eastern shore is predominantly extensional, the propagation of the rupture occurred preferably from south to north, while the equatorial edge, which has a transform nature, was more complex.

The eastern margin includes new frontier and high potential basins, including the oil province of the pre-salt. Several blocks of these basins were auctioned in rounds of bidding from the Petroleum and Gas National Agency. In total, 94 blocks of the Sergipe-Alagoas basin were auctioned, however, only a few of such blocks have been explored.

The objective of this study is to understand the geology of the Brazilian eastern margin, verify which blocks were auctioned in the ANP tenders and analyze their potential through wells that were drilled in the Sergipe-Alagoas basin to better understand this new exploration frontier and its importance to the country.

Keywords: new exploratory frontiers, Brazilian east bank, exploratory wells, oil

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Continente Gondwana.....	1
Figura 2: Bacias da Margem Leste Brasileira	2
Figura 3: Reconstituição paleogeográfica do Atlântico Sul durante o final do Aptiano	4
Figura 4: Histórico exploratório da Bacia de Sergipe-Alagoas	9
Figura 5: Número de blocos arrematados por rodada da Bacia Sergipe-Alagoas....	18
Figura 6: Localização dos blocos arrematados na Rodada 11	19
Figura 7: Localização dos blocos arrematados nas Rodadas 2,4,6, 10 e 12	20
Figura 8: Poços Exploratórios na Bacia de Sergipe-Alagoas	23
Figura 9: Linhas sísmicas publicadas da bacia Sergipe-Alagoas	23
Figura 10: Número de poços exploratórios e de campos em produção e desenvolvimento na Bacia Sergipe-Alagoas Fonte : 12ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás da ANP (2014).....	24
Figura 11: Campos em produção/desenvolvimento na Bacia de Sergipe-Alagoas ..	25
Figura 12: Bacias análogas às do Brasil na África.....	31
Figura 13: Localização das bacias da margem leste brasileira	32
Figura 14: Carta estratigráfica das bacias de Pernambuco e Paraíba	33
Figura 15: Seção geológica esquemática da Bacia de Pernambuco-Paraíba	34
Figura 16: Carta de eventos Sistema Petrolífero da Formação Cabo	34
Figura 17: Cartas estratigráficas das bacias de Sergipe e Alagoas	35
Figura 18: Seção geológica esquemática da Bacia Sergipe Alagoas.....	36
Figura 19: Cartas de eventos do sistema petrolífero da Bacia Sergipe-Alagoas.....	36
Figura 20: Carta estratigráfica da bacia de Camamu-Almada	37
Figura 21: Seção geológica esquemática da Bacia de Camamu (parte marinha) mostrando o arcabouço estrutural e estratigráfico das sequências sinrife e pós-rifte	38
Figura 22: Carta estratigráfica das bacias de Jequitinhonha e Cumuruxatiba.....	39
Figura 23: Seção geológica da Bacia do Jequitinhonha	40

Figura 24: Carta de eventos do sistema petrolífero da bacia de Jequitinhonha	40
Figura 25: Seção geológica da Bacia do Cumuxuratiba	41
Figura 26: Carta de eventos do sistema petrolífero da Bacia de Cumuruxatiba.....	41

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Programa Exploratório Mínimo dos blocos da Bacia Sergipe-Alagoas da 2ª e da 4ª Rodada.....	21
Tabela 2: Programa Exploratório Mínimo dos blocos da Bacia Sergipe-Alagoas da 6ª e da 7ª Rodada.....	21
Tabela 3: Programa Exploratório Mínimo dos blocos da Bacia Sergipe-Alagoas da 10ª, 11ª e da 12ª Rodada	22

LISTA DE SIGLAS

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BNDES - Banco Nacional do Desenvolvimento

SUMÁRIO

1. Introdução	1
2. Objetivo	2
3. Revisão da literatura	3
3.1 Bacias Marginais do Brasil	3
3.1.1 Pernambuco-Paraíba	4
3.1.2 Sergipe-Alagoas.....	7
3.1.3 Camamu-Almada	12
3.1.4 Jequitinhonha.....	14
3.1.5 Cumuruxatiba.....	16
4. Metodologia.....	17
5. Dados Bibliográficos	18
5.1 Estudo do Histórico Exploratório da Bacia de Sergipe-Alagoas	18
5.2 Programa Exploratório Mínimo dos Blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas.....	20
5.3 Atividade Exploratória	23
5.3.1 Concessão BM-SEAL-4	25
5.3.2 Concessão BM-SEAL-10	26
5.3.3 Concessão BM-SEAL11	26
6. Conclusões	27
7. Referências Bibliográficas.....	28
8. Anexos	31

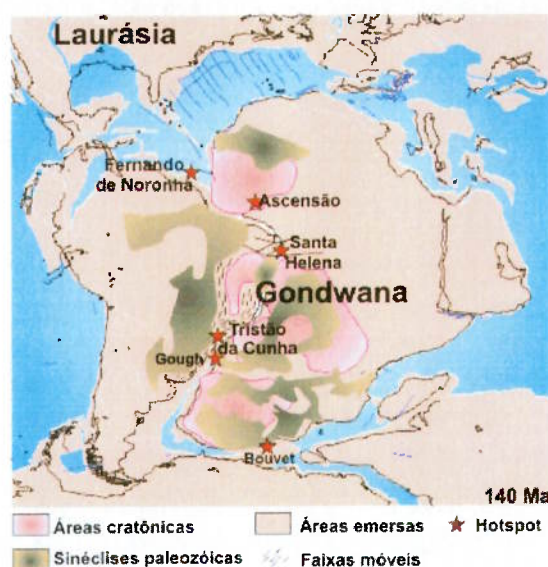
1. INTRODUÇÃO

Nas últimas três décadas pode-se perceber uma corrida de busca por petróleo situado em águas profundas e ultra-profundas. Essa corrida trouxe consigo investimentos e desenvolvimento tecnológico sem igual. Segundo dados do BNDES (2015), o setor de óleo e gás vai continuar a liderar os investimentos no país até pelo menos 2018 com aproximadamente R\$ 509 bilhões de reais investidos, um crescimento de aproximadamente 42% em relação ao período de 2010-2013.

Motivados pelos baixos custos de descoberta destes grandes volumes de petróleo em águas ultra-profundas e pela grande produtividade desses reservatórios, a indústria petrolífera, liderada pela Petrobras, se lançou na prospecção de petróleo (MILANI et al., 2000). Investimentos estão sendo feitos não só na Bacia de Santos, onde são mais conhecidos, mas também em outras bacias da margem brasileira.

As bacias sedimentares do Brasil foram formadas pelo sistema de rifte Atlântico Sul que levou a formação do oceano Atlântico durante a ruptura da placa Africana da Sul-Americana. Essas massas continentais que pertenciam ao supercontinente Gondwana, ilustrado na Figura 1, se separaram durante o Mesozóico. Assim, de forma geral, as bacias marginais brasileiras compartilham grandes semelhanças quanto à evolução tectônica e história do preenchimento sedimentar.

Figura 1: Continente Gondwana



Fonte: Fundação Phoenix (2015)

Essa distensão durante a ruptura da placa Africana da Sul-Americana que levou a formação das bacias sedimentares da costa brasileira também levou a formação das bacias africanas, o que as levou a possuírem uma evolução geológica bastante parecida, como se pode verificar na Figura 12, no anexo.

Apesar de possuir uma gênese comum, considerando a natureza e campos de tensões do rifte, criaram-se duas margens muito diferentes ao redor do Brasil: a

margem equatorial e a margem leste. A margem equatorial brasileira evoluiu em resposta ao rifteamento transtensivo entre Brasil e África, resultando em bacias dominadas por corte complexos, segmentadas em diversas Sub-bacias. Em contraste, a margem leste brasileira evoluiu para uma margem passiva, seguida da separação da crosta (CHANG et al.,1992). O rifteamento relacionado com vulcanismo também foi importante entre as bacias do sul da margem leste, mas praticamente ausente nas bacias do norte dessa margem.

A margem leste brasileira inclui bacias de nova fronteira e de elevado potencial, incluindo a província petrolífera do Pré-Sal. Ela possui uma área estimada em 1,5 milhões km² e pode ser dividida pelas bacias de: Pernambuco-Paraíba, Sergipe-Alagoas, Jacuípe, Camamu-Almada, Jequitinhonha, Cumuruxatiba, Mucuri, Espírito Santo, Campos, Santos e Pelotas, ilustradas na Figura 2.

Figura 2: Bacias da Margem Leste Brasileira



Fonte: ANP (2013)

2. OBJETIVO

Inicialmente, o objetivo desse trabalho era identificar e descrever problemas de estabilidade e geomecânicos encontrados em poços já perfurados em bacias da porção norte da margem leste do Brasil para prever possíveis problemas que possam ocorrer na perfuração de novos poços. No entanto, além de se basear em um levantamento bibliográfico sobre a geologia da margem leste, seria necessário obter dados de poços já perfurados por diversas empresas operadoras. Estes dados de poços ficam armazenados no Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP, localizado na cidade do Rio de Janeiro. A universidade tem acesso gratuito a esta informação, mas infelizmente, os dados não chegaram a tempo.

Assim, o objetivo desse trabalho ainda é de estudar a geologia das bacias mais relevantes da porção norte da margem leste, mas, além disso, identificar os Blocos Exploratórios leiloados e o progresso de sua exploração para compilar os dados sobre a situação exploratória desses blocos e confirmar seu potencial de produção.

3. REVISÃO DA LITERATURA

3.1 BACIAS MARGINAIS DO BRASIL

A sucessão sedimentar das bacias marginais do Brasil pode ser agrupada em sequências geograficamente contínuas, geneticamente correlacionadas. Podem-se identificar cinco estágios tectônicos diferentes: sinéclise, pré-rifte, rifte, transicional e margem passiva.

A sinéclise, o primeiro estágio tectônico, corresponde às sucessões sedimentares que costumam ser associadas às bacias intracratônicas, relacionadas ao preenchimento de grandes depressões (LIMA e JUNIOR, 2003). Podem-se identificar grandes sinéclises paleozóicas nas bacias do Paraná, Amazonas e Parnaíba.

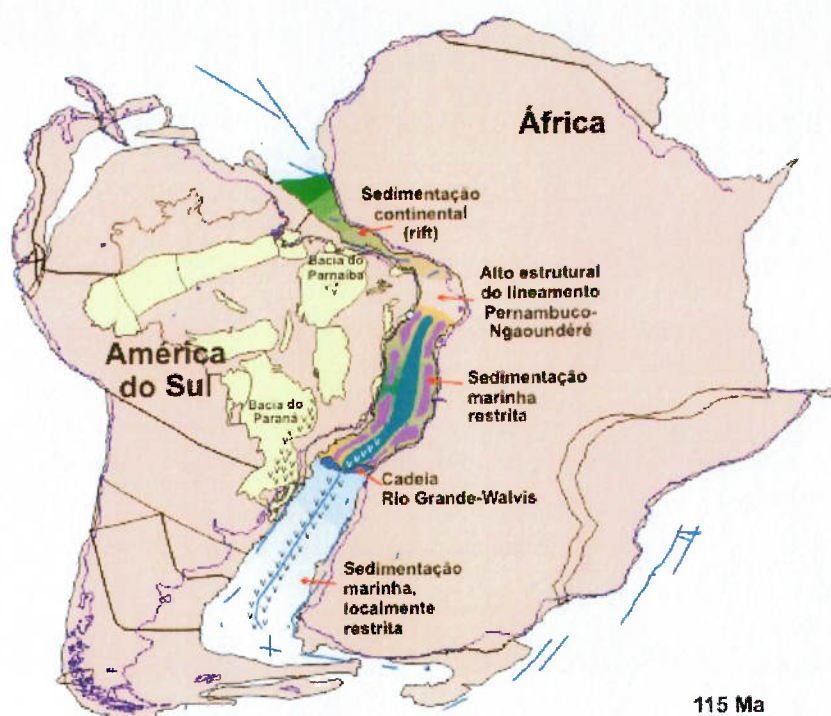
O estágio de pré-rifte, segundo estágio tectônico, pode ser relacionado ao soerguimento crustal resultante do aquecimento por presença de *hotspots* no supercontinente Gondwana (LIMA e JUNIOR, 2003). Pode-se afirmar que os *hotspots* foram importantes na ruptura entre a separação das placas africana e sul-americana uma vez que eles causaram enfraquecimento crustal da junção, essencial para a sua posterior ruptura. Tanto as depressões periféricas que se formaram nesse estágio quanto as depressões mais antigas atuaram como áreas de captação sedimentar de origem flúvio-lacustre.

Finalmente, no estágio rifte, ocorre a ruptura da placa litosférica uma vez que a crosta atinge seu limite elástico. Isso ocorreu no início de Cretáceo nas bacias da Margem Leste do Brasil, havendo algum retardo localizado relacionado a um comportamento reológico crustal diferente, como na bacia do Jequitinhonha. No entanto, em bacias situadas mais ao sul, como Espírito Santo e Pelotas, a ruptura da crosta esteve associada ao vulcanismo. Nas bacias da Margem Equatorial do Brasil, a ruptura ocorreu no meio do Cretáceo, ou seja, mais tarde.

Durante o progresso da separação entre as duas placas na fase rifte, houve a entrada contínua de água marinha no espaço aberto entre elas, marcando o início do estágio transicional. Apesar das taxas de sedimentação continuarem altas no início desta fase devido à subsidência térmica, houve diminuição dos falhamentos por distensão crustal na fase transicional (LIMA e JUNIOR, 2003). A fase transicional ocorreu predominantemente no Aptiano nas bacias da margem leste do Brasil, mas começou mais tarde nas bacias da margem equatorial, mais para o fim do Aptiano.

A cadeia de Rio Grande-Walvis controlou o influxo de água marinha no golfo do proto-oceano Atlântico, hoje ela se estende entre o litoral sul do Brasil e a costa da Namíbia, como indicado na Figura 3. As altas taxas de evaporação e o influxo de água controlado favoreceram a concentração de sais nesses mares, permitindo o acúmulo de uma espessa sequência evaporítica que foi importante para a evolução tectono-sedimentar das bacias do Brasil.

Figura 3: Reconstituição paleogeográfica do Atlântico Sul durante o final do Aptiano



Fonte: Fundação Phoenix (2013)

Uma vez que a cadeia de Rio Grande-Walvis teve sua importância reduzida, iniciou-se o estágio de margem passiva (LIMA e JUNIOR, 2003). Apesar do início desse estágio tectônico ter sido marcado pelo desenvolvimento de grandes plataformas carbonáticas nas bacias marginais, o processo de separação dos continentes associado às modificações climáticas inibiu a deposição carbonática. Assim, as bacias evoluíram para um sistema predominantemente siliciclástico.

Todas as bacias da margem leste brasileira se formaram na idade mesozóica e que todas elas podem ser classificadas como distensionais-rifte evoluindo para bacia *pull apart*.

3.1.1 Pernambuco-Paraíba

3.1.1.1 Evolução Tectonoestratigráfica

A Bacia de Pernambuco-Paraíba situa-se na parte mais setentrional da costa leste do Brasil, como mostra a Figura 13, no Anexo. Ela se estende pelo litoral de três estados, Rio Grande do Norte, Paraíba e Pernambuco, e possui uma área emersa de cerca de 9.000 km² e submersa de aproximadamente 24.000 km². Ela é limitada ao norte pela Bacia Potiguar, pelo Alto de Touros, e ao sul, pela Bacia de Alagoas, pelo Alto de Maragoji (FEIJÓ, 1994a).

Duas Sub-bacias distintas constituem a Bacia de Pernambuco-Paraíba: a Sub-bacia de Recife-João Pessoa, ao norte, e a Sub-bacia do Cabo, ao sul. Elas são separadas pelo Lineamento de Pernambuco que limita a parte norte como uma região de embasamento mais raso, apresentando uma espessura sedimentar na

parte emersa muito reduzida, de aproximadamente 400 m. Assim, ao sul, a do Cabo é uma bacia mais profunda, possuindo até mais de 3.000 m de rochas sedimentares e vulcânicas sem atingir o embasamento (FEIJÓ, 1994a).

Apesar de ambas possuírem uma cobertura detrítica neoceno-zóica da Formação Barreiras cobrindo as sequências mais antigas, como mostra a Figura 14, no anexo, elas são bastante diferentes. As Sub-bacias possuem evolução estrutural e estratigrafia distintas.

A Sub-bacia ao norte é constituída na base por uma sequência de clásticos grosseiros da Formação Beberibe, passando lateralmente aos clásticos grosseiros aos finos da Formação Itamaracá (BIZZI et. al., 2003). Margas maastrichtianos da Formação Gramame e calcilutitos da Formação Maria Farinha sobrepoem-se a essa sequência sedimentar. Na porção marinha, acredita-se que ocorram folhelhos e argilas intercalados com níveis turbidíticos da Formação Calumbi.

Já, a Sub-bacia do Sul apresenta espessura de cerca de 3 000m de sedimentos clásticos com fragmentos de vulcânicas no fundo, segundo informações de poço. A Formação do Cabo, que ocorre nessa região, é composta por arcósios e conglomerados associados a vulcânicas alcalinas da Formação Ipojuca. Calcários dolomitizados da Formação Estiva que ocorrem na porção superior foram recobertos por leques siliciclásticos costeiros, do Turoniano ao Campaniano (Formação Beberibe e Formação Itamaracá) e, posteriormente, do Neocretáceo ao Recente, por uma sequência carbonática progradante (Formação Maria Farinha) e por uma sequência siliciclástica progradante de águas profundas (Formação Calumbi) (BIZZI et. al., 2003).

Pode-se verificar na Figura 15, no anexo, o rifte caracterizado por falhas de baixo ângulo que descolam em horizontes crustais profundos.

3.1.1.2 Potencial Petrolífero

Pode-se afirmar que os elementos necessários para geração e acumulação de hidrocarbonetos estão presentes na bacia de Pernambuco-Paraíba, como se pode verificar na Figura 16, no anexo: rochas geradoras, rochas reservatórios, falhas que permitam a migração de hidrocarbonetos, e trapas estratigráfica, graças a evidências de inversões estruturais nas linhas sísmicas.

Dentre as possíveis rochas geradoras estão os folhelhos lacustres e marinhos evaporíticos do Cretáceo Inferior. As possíveis rochas reservatórios na Sub-bacia de Pernambuco são os depósitos turbidíticos da Formação Calumbi/Terciário, arenitos fluviais na formação Algodoads-Paleógeno, calcários das formações Estiva/Cenomaniano-Turoniano e arenitos fluviais, fan-deltaicos e deltaicos da Formação Cabo/Fase Rifte, além de arenitos turbidíticos de fundo de lago. Já, na Sub-bacia da Paraíba as possíveis rochas reservatórios são os calcários das formações Gramame/Maastrichtiano e Maria Farinha/Terciário e sedimentos clásticos das formações Beberibe e Itamaracá do cretáceo superior. As possíveis rochas selante são os folhelhos lacustres do Cretáceo e os folhelhos marinhos do Paleógeno e do Neógeno.

Além dos elementos necessários, histórias de sucessos exploratórios em bacias análogas na América do Sul e na África indicam um bom potencial petrolífero para essa bacia. Foram encontradas correlações de biomarcadores na margem africana e brasileira entre as bacias do Pernambuco-Paraíba e a bacia do Rio Muni, no Gabão, onde foram descobertos os campos Ceiba I e Ceiba II, que produzem petróleo leve.

3.1.1.3 Histórico Exploratório da Bacia de Pernambuco Paraíba

O governo concede o direito a exercício de Exploração, Desenvolvimento, Produção de Petróleo e Gás Natural pelas Rodadas de Licitações. Elas são realizadas desde 1997, quando foi promulgada a Lei do Petróleo. Desde que devidamente habilitadas, empresas estrangeiras e nacionais podem participar das licitações. Os blocos são divisões de uma bacia sedimentar onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural. A delimitação dos blocos oferecidos nas Rodadas de Licitações da ANP é condicionada à disponibilidade de dados geológicos e geofísicos que demonstrem indícios da presença de petróleo e gás natural.

Segundo dados da ANP, blocos exploratórios foram oferecidos na Bacia de Pernambuco-Paraíba nas rodadas 4, 9 e 11. O asterisco significa que a empresa é a operadora.

Rodada 4 (2002): Na Quarta Rodada de Licitações da ANP, foi oferecido o bloco exploratório offshore BM-PEPB-1 na Bacia de Pernambuco-Paraíba, mas nenhum poço foi arrematado.

Rodada 9 (2007): Na Nona Rodada de Licitações da ANEP, foram oferecidos dois setores na Bacia de Pernambuco-Paraíba, SPEPB-AP2 e SPEPB-AP3, contendo 13 blocos. Apenas 3 blocos foram arrematados, todos no setor SPEPB-AP3: PEPB-M-783 (80% Petrobras, 20% Petrogal Brasil*) com bônus de assinatura de R\$ 2.145.000, PEPB-M-837 (80% Petrobras, 20% Petrogal Brasil*) com bônus de assinatura de R\$3.025.000 e PEPB-M-839 (80% Petrobras, 20% Petrogal Brasil*) com bônus de assinatura de R\$ 2.478.000.

Rodada 11 (2013): Na Décima Primeira Rodada de Licitações da ANP, foram oferecidos dois setores na Bacia de Pernambuco-Paraíba, PEPB-AP2 e SPEPB-AP3, contendo 10 blocos e totalizando aproximadamente 7300 km². Foram arrematados 2 blocos no primeiro setor: PEPB-M-621 (30% Niko Resources*, 70% Petra Energia S.A.) com bônus de assinatura de R\$ 151.831 e PEPB-M-729 (30% Niko Resources*, 70% Petra Energia S.A.) com bônus de assinatura de R\$ 555.212. Mais dois blocos foram arrematados no segundo setor: PEPB-M-894 (30% Queiroz Galvão*, 70% Petra Energia S.A.) com bônus de assinatura de R\$ 796.888 e PEPB-M-896 (30% Queiroz Galvão *, 70% Petra Energia S.A.) com bônus de assinatura de R\$ 2.123.888.

3.1.2 Sergipe-Alagoas

3.1.2.1 Evolução Tectonoestratigráfica

A Bacia de Sergipe-Alagoas situa-se no nordeste da Margem Continental do Brasil, como mostra a Figura 13, no anexo. Ela se estende pelo litoral dos estados de Sergipe e Alagoas e possui uma área emersa de cerca de 13.000 km² e submersa de aproximadamente 40.000 km². Ela é representada por um rifte assimétrico limitado ao norte, com a Bacia de Pernambuco/Paraíba, pelo Alto de Maragogi e ao sul, o limite da porção emersa é constituído pela Plataforma de Estância e da porção submersa, pela Bacia de Jacuípe, através do sistema de falhas do Vaza-Barris (FEIJÓ, 1994b).

Quatro megassequências (pré-rifte, sinrifte, transicional e pós-rifte) caracterizam essa bacia que apresenta a mais completa sucessão estratigráfica como se pode identificar na Figura 17, no anexo.

A primeira sequência apresenta rochas com grandes variações laterais de fácies e de espessura, em virtude do forte tectonismo durante a sua deposição. Ela inclui rochas cambrianas da Formação Estância, depósitos glaciais do Carbonífero da Formação Batinga, depósitos de sabkha costeira do Permiano da Formação Acararé e os sedimentos flúviolacustrinos das Formações Candeeiros, Bananeiras, Serraria e Barra de Itiúba (BIZZI et. al., 2003).

A segunda sequência, que representa a passagem do ambiente continental para o marinho, é caracterizada pelo sistema siliciclástico das formações Rio Pitanga, Penedo e Barra de Itiúba.

Caracterizada por falhamentos, a megassequência transicional abrange as formações Poção, Coqueiro Seco e Maceió. As primeiras incursões marinhas começaram durante a fase transicional, com deposição de duas sequências evaporíticas na formação Muribeca (FEIJÓ, 1994b).

Finalmente, a última fase, que reflete a instalação progressiva de condições oceânicas, é caracterizada por subsidência termal, e instala uma plataforma carbonática na Formação Riachuelo (BIZZI et. al., 2003). Foram três faixas diferenciadas de sedimentos nessa formação, com arenitos proximais, carbonatos de plataforma e folhelhos distais. Após o período predominantemente transgressivo, iniciou-se uma forte regressão onde as fácies de menor energia como da Formação Calumbi passaram a ser recobertas por fácies de maior energia como os siliciclásticos da Formação Marituba e carbonatos da Formação Mosqueiro, com o estabelecimento de um sistema plataforma/talude/bacia profunda.

As bacias de Sergipe e Alagoas podem ser individualizadas por causa de diferenças importantes em seu caráter estratigráfico e estrutural. No entanto, os preenchimentos sedimentares neopaleozóico e jurássico apresentam grande similaridade entre as duas Sub-bacias. Além disso, feições diapiríticas que podem estar relacionadas à tectônica do sal ocorrem em águas profundas entre elas.

A Bacia do Alagoas é caracterizada por feições associadas à transpressão na região da plataforma e talude, como mostra a Figura 18 no anexo, e espessa seção

sedimentar da fase rifte. Pode-se identificar intrusões ígneas na região de águas profundas. Já, a Bacia do Sergipe é caracterizada por um espesso depocentro na região do Baixo Mosqueiro, ao Sul de Aracajú.

3.1.2.2 Potencial Petrolífero

Os elementos necessários para geração e acumulação de hidrocarbonetos estão presentes na bacia de Sergipe-Alagoas, como se pode verificar na Figura 19 no anexo: rochas geradoras, rochas reservatórios, discordâncias, e falhas lístricas e normais que atuam como dutos de migração de hidrocarbonetos, e trapas, geralmente paleomorfológicas.

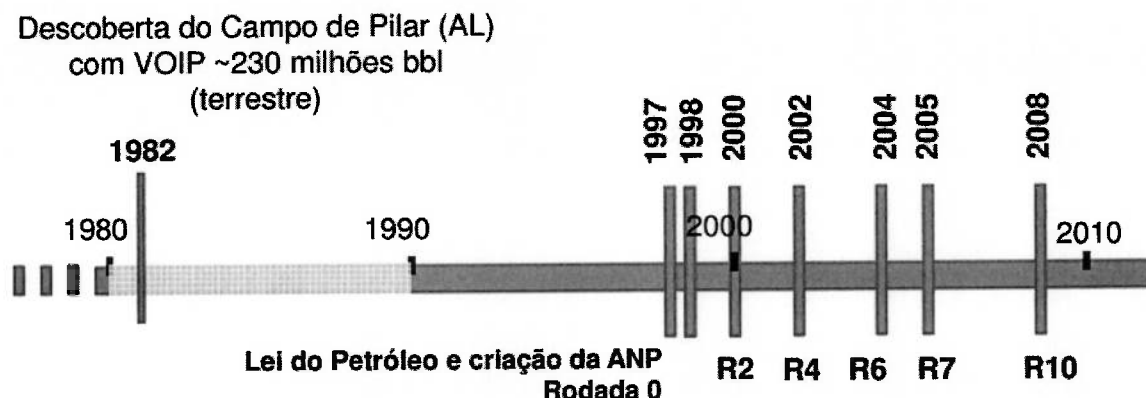
Dentre as possíveis rochas geradoras estão os folhelhos lacustres das fases pré-rifte e sinrifte da Formação Barra de Itiúba, folhelhos lacustres da fase rifte da Formação Coqueiro Seco, e principalmente, folhelhos pretos, margas e calciulitos da Formação Maceió. As possíveis rochas reservatórios na sub-bacia de Alagoas são os arenitos da Formação Serraria, Barra do Itiúba, Penedo, Coqueiro Seco e Maceió na parte emersa; e turbiditos cretáceos e terciários da Formação Calumbi e clásticos da Formação Maceió na parte marinha profunda. Na sub-bacia de Sergipe são os clásticos da Formação Muribeca e turbiditos cretáceos da Formação Calumbi, arenitos da Formação Serraria, embasamento fraturado, arenitos da fase rifte e carbonatos da Formação Riachuelo e Cotinguiba na parte emersa e marinha rasa, e turbiditos cretáceos e terciários da Formação Calumbi e sequência transicional na parte marinha profunda. As rochas selantes podem ser folhelhos e evaporitos do Membro Ibura, folhelhos basais da Formação Barra do Itiúba e Coqueiro Seco, folhelhos de água profunda da Formação Calumbi ou até mesmo folhelhos intercalados nas formações Muribeca, Riachuelo e Cotinguiba.

O sistema petrolífero se mostrou eficiente, possui uma diversidade de plays comprovados, condições favoráveis em rochas adequadas para a geração, migração, reservatório, trapeamento, selo e preservação de acumulações de óleo e gás.

3.1.2.3 Histórico Exploratório da Bacia de Sergipe Alagoas

Segundos dados da ANP, blocos exploratórios foram oferecidos na Bacia de Sergipe-Alagoas nas rodadas de licitações da ANP 2, 3, 4, 6, 7, 10, 11 e 12, como se pode verificar na Figura 4. O asterisco significa que a empresa é a operadora.

Figura 4: Histórico exploratório da Bacia de Sergipe-Alagoas



Fonte: ANP (2013)

Rodada 2 (2000): Na Segunda Rodada de Licitações da ANP, cinco blocos foram arrematados na Bacia de Sergipe-Alagoas, 2 em terra e 3 em águas profundas. O bloco BT-SEAL-1 (100% Union Pacific*) com bônus de assinatura de R\$1.003.374, o bloco BT-SEAL-2 (100% Petrobras*) com bônus de assinatura de R\$ 432.235, o bloco BT-SEAL-3 (100% Rainier*) com bônus de assinatura de R\$105.666, o bloco BM-SEAL-4 (60% Petrobras* e 40% Amerada Hess) com bônus de assinatura de R\$2.634.032, e o bloco BM-SEAL-5 (85% Amerada Hess * e 15% Odebrecht) com bônus de assinatura de R\$9.000.366.

Rodada 3(2001): Na Terceira Rodada de Licitações da ANP, foram oferecidos 2 blocos na Bacia de Sergipe-Alagoas, BM-SEAL-6 e BM-SEAL-7, totalizando 2.742 km². Nenhum bloco foi arrematado

Rodada 4(2002): Na Quarta Rodada de Licitações foram oferecidos 2 blocos em águas profundas na Bacia de Sergipe-Alagoas, BM-SEAL-8 e BM-SEAL-9, totalizando 5.106 km². Somente o bloco BM-SEAL-9 foi arrematado (15% Partex, 85% Petrobras*) com bônus de assinatura de R\$6.314.021.

Rodada 6(2004): Na Sexta Rodada de Licitações da ANP, foi oferecido somente o setor SSEAL-AP-2 na Bacia de Sergipe-Alagoas, contendo 15 blocos. Foram arrematados 8 blocos : SEAL-M-347 (100% Petróleo Brasileiro S.A.*) com bônus de assinatura de R\$ 4.603.280, SEAL-M-349 (60% Petróleo Brasileiro S.A.*, 40% EnCana Corporation) com bônus de assinatura de R\$ 3.349.301, SEAL-M-424 (100% Petróleo Brasileiro S.A.*) com bônus de assinatura de R\$ 4.183.466, SEAL-M-426 (60% Petróleo Brasileiro S.A.*, 40% EnCana Corporation) com bônus de assinatura de R\$ 6.450.602, SEAL-M-495 (60% Petróleo Brasileiro S.A.*, 40% EnCana Corporation) com bônus de assinatura de R\$ 6.176.351, SEAL-M-499 (100% Petróleo Brasileiro S.A.*) com bônus de assinatura de R\$ 4.013.102, e SEAL-M-569 (60% Petróleo Brasileiro S.A.*, 40% EnCana Corporation) com bônus de assinatura de R\$ 10.574.328.

Rodada 7(2005): Na Sétima Rodada de Licitações da ANP, foram oferecidos blocos exploratórios em dois setores da Bacia de Sergipe-Alagoas, SSEAL-T4 e SSEAL-T5.

Foram arrematados 16 blocos no primeiro setor: SEAL-T-328 (47% ARBI Petróleo Ltda.*, 53% Phoenix Empreendimentos Ltda.) com bônus de assinatura R\$ 11.000, SEAL-T-329 (47% ARBI Petróleo Ltda.*, 53% Phoenix Empreendimentos Ltda.) com bônus de assinatura R\$ 11.000, SEAL-T-330 (100% Tarmar Terminais Aero-Rodo-Marítimos Ltda) com bônus de assinatura R\$ 41.500, SEAL-T-340 (47% ARBI Petróleo Ltda.*, 53% Phoenix Empreendimentos Ltda.) com bônus de assinatura R\$ 11.000, SEAL-T-341 (100% Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras*) com bônus de assinatura R\$ 1.800.000, SEAL-T-343 (100% Silver Marlin Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda.) com bônus de assinatura R\$55.000, SEAL-T-344 (47% Aurizônia Petróleo Ltda*, 53% Phoenix Empreendimentos) com bônus de assinatura R\$ 11.000, SEAL-T-355 (30% Starfish Oil & Gas S.A*, 70% Petróleo Brasileiro S.A.) com bônus de assinatura R\$ 80.000, SEAL-T-356 (100% Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras*) com bônus de assinatura R\$ 3.800.000, SEAL-T-357 (100% Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras*) com bônus de assinatura R\$ 900.000, SEAL-T-358 (100% Silver Marlin Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda.) com bônus de assinatura R\$ 155.000, SEAL-T-369 (30% ENGEPE – Empresa de Engenharia de Petróleo Ltda, 70% ARBI Petróleo Ltda.) com bônus de assinatura R\$ 11.000, SEAL-T-370 (100% Brazalta Resources Corp*) com bônus de assinatura R\$ 25.000, SEAL-T-371 (100% Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras*) com bônus de assinatura R\$ 1.250.000, SEAL-T-381 (100% Brazalta Resources Corp*) com bônus de assinatura R\$ 25.000, SEAL-T-382 (100% Brazalta Resources Corp*) com bônus de assinatura R\$ 25.000.

Foram arrematados 27 blocos no segundo setor: SEAL-T-366 (100% Koch Petróleo do Brasil Ltda.*) com bônus de assinatura R\$ 272.946, SEAL-T-367 (100% Petróleo Brasileiro S.A.-Petrobras*) com bônus de assinatura R\$ 5.975.000, SEAL-T-390 (100% Petróleo Brasileiro S.A.-Petrobras*) com bônus de assinatura R\$ 6.800.000, SEAL-T-391 (100% Petróleo Brasileiro S.A.-Petrobras*) com bônus de assinatura R\$ 7.500.000, SEAL-T-404 (100% Brazalta Resources Corp.*) com bônus de assinatura R\$ 25.000, SEAL-T-410 (100% Petróleo Brasileiro S.A.-Petrobras*) com bônus de assinatura R\$ 1.870.000, SEAL-T-412 (50% Petróleos de Portugal – Petrogal S/A, 50% Petróleo Brasileiro S.A.-Petrobras) com bônus de assinatura R\$ 1.150.000, SEAL-T-413 (100% Brazalta Resources Corp.*) com bônus de assinatura R\$ 25.000, SEAL-T-417 (47% Aurizônia Petróleo Ltda*, 53% Phoenix Empreendimentos Ltda.) com bônus de assinatura R\$ 11.611,00, SEAL-T-418 (47% Aurizônia Petróleo Ltda*, 53% Phoenix Empreendimentos Ltda.) com bônus de assinatura R\$ 11.611, SEAL-T-419 (50% Petróleos de Portugal – Petrogal S/A*, 50% Petróleo Brasileiro S.A.-Petrobras) com bônus de assinatura R\$ 114.000, SEAL-T-420 (47% Aurizônia Petróleo Ltda*, 53% Phoenix Empreendimentos Ltda.) com bônus de assinatura R\$ 11.611, SEAL-T-426 (30% ENGEPE – Empresa de Engenharia de Petróleo Ltda.*, 70% ARBI Petróleo Ltda) com bônus de assinatura R\$ 23.111, SEAL-T-427 (47% ARBI Petróleo Ltda.*, 53% Phoenix Empreendimentos Ltda.) com bônus de assinatura R\$ 11.611, SEAL-T-428 (100% Brazalta Resources Corp.*) com bônus de assinatura R\$ 25.000, SEAL-T-429 (50% Petróleos de Portugal – Petrogal S/A, 50% Petróleo Brasileiro S.A.-Petrobras) com bônus de assinatura R\$ 1.070.000, SEAL-T-430 (100% Tarmar Terminais Aero-Rodo-Marítimos Ltda.*) com bônus de assinatura R\$ 91.000, SEAL-T-434 (30% ENGEPE – Empresa de Engenharia de Petróleo Ltda.*, 70% ARBI Petróleo Ltda) com bônus de assinatura R\$ 23.111, SEAL-T-438 (100% Tarmar Terminais Aero-Rodo-

Marítimos Ltda. *) com bônus de assinatura R\$ 71.000, SEAL-T-439 (47% ARBI Petróleo Ltda.*, 53% Phoenix Empreendimentos Ltda.) com bônus de assinatura R\$ 11.611, SEAL-T-455 (30% Starfish Oil & Gas*, 70% Petróleo Brasileiro S.A.-Petrobras) com bônus de assinatura R\$ 300.000, SEAL-T-456 (50% Petróleos de Portugal – Petrogal S/A*, 50% Petróleo Brasileiro S.A.-Petrobras) com bônus de assinatura R\$ 1.650.000, SEAL-T-460 (100% Silver Marlin Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda.*) com bônus de assinatura R\$ 55.000, SEAL-T-461 (30% Starfish Oil & Gas*, 70% Petróleo Brasileiro S.A.-Petrobras) com bônus de assinatura R\$ 800.000, SEAL-T-462 (30% Starfish Oil & Gas*, 70% Petróleo Brasileiro S.A.-Petrobras) com bônus de assinatura R\$ 1.200.000, SEAL-T-465 (100% W. Whashington Empreendimentos Participações Ltda.*) com bônus de assinatura R\$ 27.414, e SEAL-T-467 (100% Silver Marlin Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda.*) com bônus de assinatura R\$ 55.000.

Rodada 10(2009): Na Décima Rodada de Licitações da ANP foram oferecidos 44 blocos exploratórios, todos terrestres, no setor SSEAL-T3, perfazendo uma área de 1.320 km². Apenas 9 blocos dos 44 oferecidos foram arrematados: SEAL-T-187 (100% Integral de Serviços Técnicos S.A.*) com bônus de assinatura R\$ 183.372, SEAL-T-229 (100% Severo Villares Projetos e Construções Ltda.*) com bônus de assinatura R\$ 495.600, SEAL-T-239 (100% Synergy Group Corp.*) com bônus de assinatura R\$290.379, SEAL-T-240 (100% Petróleo Brasileiro S.A.*) com bônus de assinatura R\$ 3.201.962, SEAL-T-251 (100% Synergy Group Corp.*) com bônus de assinatura R\$ 483.799, SEAL-T-252 (100% Petróleo Brasileiro S.A.*) com bônus de assinatura R\$ 1.962.782, SEAL-T-253 (100% Petróleo Brasileiro S.A.*) com bônus de assinatura R\$ 530.678, SEAL-T-262 (100% Synergy Group Corp.*) com bônus de assinatura R\$ 529.379 e SEAL-T-263 (100% Nord Oil and Gas S.A.*) com bônus de assinatura R\$ 650.000.

Rodada 11 (2013): Na Décima Primeira Rodada de Licitações foram oferecidos 25 blocos terrestres no setor SSEAL-T1 na Bacia de Sergipe-Alagoas. Foram arrematados 11 blocos: SEAL-T-30 (100% Imetame*) com bônus de assinatura R\$90.000, SEAL-T-31 (100% Imetame*) com bônus de assinatura R\$90.000, SEAL-T-44 (100% G3 Óleo e Gás*) com bônus de assinatura R\$700.000, SEAL-T- 50 (100% G3 Óleo e Gás*) com bônus de assinatura R\$700.000, SEAL-T-51 (100% G3 Óleo e Gás*) com bônus de assinatura R\$200.000, SEAL-T-56 (100% G3 Óleo e Gás*) com bônus de assinatura R\$300.000, SEAL-T-61(100% Petrobras*) com bônus de assinatura R\$895.660, SEAL-T-62 (100% Imetame*) com bônus de assinatura R\$90.000, SEAL-T-67 (100% Petrobras*) com bônus de assinatura R\$1.785.060, SEAL-T-72 (100% G3 Óleo e Gás*) com bônus de assinatura R\$200.000 e SEAL-T-78 (100% G3 Óleo e Gás*) com bônus de assinatura R\$200.000.

Rodada 12 (2014): Na Décima Segunda Rodada de Licitações foram oferecidos 25 blocos terrestres nos setores SSEAL-T-2, SSEAL-T-3, SSEAL-T-4 e SSEAL-T-5 da Bacia do Sergipe-Alagoas. Foram arrematados os 17 blocos seguintes: SEAL-T-112 (100% Petrobras2*) com bônus de assinatura R\$ 5.186.040, SEAL-T-118 (100% Trayectoria2*) com bônus de assinatura R\$ 262.957, SEAL-T-142 (100% Petrobras2*) com bônus de assinatura R\$ 2.282.060, SEAL-T-143 (100% Trayectoria2*) com bônus de assinatura R\$ 1.093.735, SEAL-T-154 (100% Trayectoria2*) com bônus de assinatura R\$ 1.379.285, SEAL-T-155 (100%

Trayectoria2*) com bônus de assinatura R\$ 239.315, SEAL-T-165 (100% Petrobras2*) com bônus de assinatura R\$ 568.560, SEAL-T-177 (100% Petrobras2*) com bônus de assinatura R\$ 5.117.040, SEAL-T-345 (50% Petrobras2, 50% Nova Petróleo*) com bônus de assinatura R\$ 1.221.800, SEAL-T-346 (50% Petrobras2, 50% Nova Petróleo*) com bônus de assinatura R\$ 1.531.300, SEAL-T-359 (100% Petrobras2*) com bônus de assinatura R\$ 2.120.200, SEAL-T-360 (50% Petrobras2, 50% Nova Petróleo*) com bônus de assinatura R\$ 1.503.200, SEAL-T-372 (100% Petrobras2*) com bônus de assinatura R\$ 2.080.350, SEAL-T-383 (100% Petrobras2*) com bônus de assinatura R\$ 2.444.000, SEAL-T-384 (100% Petrobras2*) com bônus de assinatura R\$ 2.693.760 e SEAL-T-420 (100% Petrobras2*) com bônus de assinatura R\$ 1.321.350.

3.1.3 Camamu-Almada

3.1.3.1 Evolução Tectonoestratigráfica

A Bacia de Camamu-Almada situa-se na porção central do litoral do Estado da Bahia, como mostra a Figura 13, no anexo. Ela possui uma área total de 22.900 km², que abrange parte da planície costeira e é limitada ao norte com as bacias de Jacuípe e Recôncavo e ao sul com a Bacia de Jequitinhonha, pelo Alto de Olivença (NETO et al., 1994).

Quatro megassequências (pré-rifte, sinrifte, transicional e pós-rifte) caracterizam essa bacia de grande espessura sedimentar, podendo atingir até 8000m.

A primeira megassequência caracteriza-se por afinamento, gerando uma ampla sinéclise na qual se registram sedimentos marinhos da Formação Afogados, com uma seção basal areno-evaporítica e uma seção superior pelítica e sedimentos siliciclásticos nas formações Aliança, Sergi, formadas por arenitos fluviais, e Itaípe, formada por folhelhos lacustres na Sub-bacia de Camamu. Na Sub-bacia de Almada foram depositados arenitos fluviais e folhelhos lacustres das formações Sergi e Itaípe.

A segunda megassequência pode ser caracterizada por instensos falhamentos normais e formação de um lago profundo, preenchido por uma sequência alúvio-flúvio-deltaica-lacustre, composta basicamente de folhelhos e arenitos na Sub-bacia de Camamu. Na Sub-bacia de Almada essa megassequência é representada pela Formação Morro Branco, composta por folhelhos lacustres, a Formação Rio de Contas, constituída de arenitos e conglomerados, associados a uma sequência alúvio-flúvio-deltaica.

A terceira megassequência é caracterizada pelas primeiras incursões marinhas na bacia. Essas incursões resultaram em golfos restritos onde se depositaram os evaporitos, siliciclásticos e carbonatos da Formação Taipus Mirim na Sub-bacia de Camamu e de Almada (BIZZI et. al., 2003).

A última megassequência marca o início da sedimentação marinha e é caracterizada por uma fase transgressiva e uma regressiva. Em ambas Sub-bacias formou-se uma plataforma carbonática rasa graças a deposição de calcarenitos e calciulitos da Formação Algodões, que pode ser verificada na Figura 20 no anexo,

que gradam para folhelhos e margas na direção da bacia. Com o estabelecimento do mar aberto, depositaram-se folhelhos de talude da Formação Urucutuca.

Na Figura 21, no anexo, é possível perceber que a bacia é caracterizada pela notável anomalia magnética, pode-se identificar próximo do limite distal a província de diápiros de sal, na Sub-bacia de Camamu.

Já, na Sub-bacia de Almada, nas regiões de águas profundas, além da quebra do talude, verifica-se ocorrência de sedimentos siliciclásticos intercalados com evaporitos, equivalentes ao sal.

3.1.3.2 Potencial Petrolífero

Os elementos necessários para geração e acumulação de hidrocarbonetos estão presentes na bacia de Camamu-Almada: rochas geradoras, rochas reservatórios, discordâncias, e falhas lítricas e normais que atuam como dutos de migração de hidrocarbonetos, e trapas, geralmente paleomorfológicas.

3.1.3.3 Histórico Exploratório da Bacia de Camamu-Almada

Segundo dados da ANP, blocos exploratórios foram oferecidos na Bacia de Camamu-Almada nas rodadas 1, 2, 3, 6 e 7. O asterisco significa que a empresa é a operadora.

Rodada 1 (1999): Na Primeira Rodada de Licitações da ANP, foram oferecidos três blocos exploratórios na Bacia de Camamu-Almada: BM-CAL-1, BM-CAL-2, e BM-CAL-3. Somente o bloco BM-CAL-1 foi arrematado (50% Petrobras*, 50% YPF) com bônus de assinatura de R\$824.327,00.

Rodada 2 (2000): Somente um bloco foi oferecido na Bacia de Camamu-Almada na Segunda Rodada de Licitações da ANP. O bloco BM-CAL-4 foi arrematado (100% Coastal*) com bônus de assinatura de R\$2.214.556.

Rodada 3 (2001): Foram oferecidos 2 blocos na Terceira Rodada de Licitações na Bacia de Camamu-Almada, totalizando 2.236 km². Os dois blocos foram arrematados. O bloco BM-CAL-5 foi arrematado (18,3% El Paso, 45% Petrobras*, 18,3% Petroserv, 18,3% Queiroz Galão) com bônus de assinatura de R\$6.243.780 e o bloco BM-CAL-6 foi arrematado (18,3% El Paso, 45% Petrobras*, 18,3% Petroserv, 18,3% Queiroz Galão) com bônus de assinatura de R\$231.002.

Rodada 6 (2004): Na Sexta Rodada de Licitações da ANP, foram oferecidas duas áreas na Bacia de Camamu-Almada: SCAL-AP-1 e SCAL-AP-2.

No primeiro setor foram arrematados os seguintes blocos: bloco M-CAL-120 foi arrematado (60% Petróleo Brasileiro S.A*, 40% Statoil) com bônus de assinatura de R\$2.861.003, M-CAL-122 foi arrematado (100% Statoil ASA) com bônus de assinatura de R\$700.137, M-CAL-186 foi arrematado (60% Petróleo Brasileiro S.A*, 40% Statoil) com bônus de assinatura de R\$2.863.545, M-CAL-188 foi arrematado (100% Petróleo Brasileiro S.A*,) com bônus de assinatura de R\$2.321.008, M-CAL-3 foi arrematado (40% Petróleo Brasileiro S.A, 60% Statoil*) com bônus de assinatura de R\$1.517.005, M-CAL-58 foi arrematado (40% Petróleo Brasileiro S.A, 60%

Statoil*) com bônus de assinatura de R\$1.537.007, e Cal-M-60 (40% Petróleo Brasileiro S.A, 60% Statoil*) com bônus de assinatura de R\$3.567.009.

No segundo setor foram arrematados os blocos CAL-M-248 (100% Petróleo Brasileiro S.A*) com bônus de assinatura de R\$ 8.485.128, CAL-M-312 (60% Petróleo Brasileiro S.A* 20% Epic Gas International Serviços do Brasil Ltda. e 20% Queiroz Galvão Perfurações S.A.) com bônus de assinatura de R\$ 1.023.000, e CAL-M-372 (60% Petróleo Brasileiro S.A*, 20% Epic Gas International Serviços do Brasil Ltda. e 20% Queiroz Galvão Perfurações S.A.) com bônus de assinatura de R\$ R\$ 2.807.005.

Rodada 7 (2005): Na Sétima Rodada de Licitações somente um setor, SCAL-AP2, foi oferecido na Bacia de Camamu-Almada, contendo 9 blocos exploratórios em águas profundas. Somente dois blocos foram arrematados; o bloco CAL-M-314 (100% Devon Engery Corporation*) com bônus de assinatura de R\$ 4.500.000 e o bloco CAL-M-374 (100% Epi SpA*) com bônus de assinatura de R\$ 22.350.000.

3.1.4 Jequitinhonha

3.1.4.1 Evolução Tectonoestratigráfica

A Bacia do Jequitinhonha situa-se no litoral sul do Estado da Bahia, como mostra a Figura 13 no Anexo. Ela possui uma área total de 10.100 km², dos quais 600 km² ocorrem na área emersa, e 95.00km² na área submersa. Ela é limitada ao norte pela Bacia de Camamu-Almada, através do Alto de Olivença e ao sul pela Bacia de Cumuruxatiba, através do banco vulcânico de Royal Charlotte (SANTOS et al., 1994).

Diferente das suas bacias vizinha, o rifte amostrado nessa bacia é de idade aptiana. Sedimentos mais antigos, comuns nas bacias marítimas vizinhas, ainda são uma hipótese. Porém, como o rifte ainda não foi amostrado, a sua idade é indeterminada.

A megassequência pré-rifte não se mostrou nessa bacia, assim, somente três megassequências (sinrifte, transicional e pós-rifte) caracterizam a evolução da Bacia do Jequitinhonha (SANTOS et al., 1994). A primeira megassequência é caracterizada por siliciclásticos da Formação Mariricu. A segunda, que marca o início da ingressão marinha, caracteriza-se por evaporitos da Formação Mairiricu (BIZZI et al., 2003). Finalmente, a megassequência pós-rifte, formada por uma fase transgressiva e uma regressiva, caracteriza-se pela deposição de sedimentos marinhos transgressivos durante uma fase de subsidência termal. No início ocorreu a deposição de sedimentos siliciclásticos e carbonatos neríticos da Formação São Mateus e Regência, respectivamente. Já, durante a fase regressiva instala-se um sistema de leques aluviais da Formação Rio Doce e carbonatos da plataforma da Formação Caravelas que gradam para folhelhos batiais da Formação Urucutuca, como pode ser verificado na Figura 22, no anexo.

A arquitetura estratigráfica do rift Aptiano lembra a de uma bacia apenas estirada, como mostra a Figura 23, no anexo. No início do Barremiano, um aporte incomum de calor provavelmente causou esse padrão. Após soerguimento térmico

delineou-se, durante o Aptiano e o Eoalbiano, o aparecimento de falhas extensionais que formaram um sistema de rifts encravados numa larga depressão. Os rifts foram preenchidos por terrígenos areno-argilosos em contexto flúvio-lacustre, intercalados no topo com evaporitos, típicos de uma bacia sempre rasa. Durante o aumento da temperatura os sedimentos dos segmentos de rifts mais antigos foram erodidos, restando apenas relíquias nos maiores depocentros. Durante a fase tardia rift-térmica dominam na bacia os terrígenos associados a evaporitos. A litoestratigrafia dessa fase são pelitos, arenitos e conglomerados do Grupo Nativo, Formação Mariricu, Membro Mucuri e evaporitos do Membro Itaúnas.

3.1.4.2 Potencial Petrolífero

Os elementos necessários para geração e acumulação de hidrocarbonetos estão presentes na bacia do Jequitinhonha, como se pode verificar na Figura 24, no anexo: rochas geradoras, rochas reservatórios, falhas e meios permo-porosos que atuam como dutos de migração de hidrocarbonetos, e trapas paleomorfológicas, estruturais e estratigráficas.

Dentre as possíveis rochas geradoras estão os folhelhos lacustres e marinhos do Aptiano da fase transicional e do Cenomaniano/Turoniano e Albiano Médio/Superior da fase sinrife. As possíveis rochas reservatórios são os turbiditos cretáceos e terciários da Formação Urutucuca, calcários da Formação Regência, clásticos da Formação São Mateus, clásticos e carbonatos da Formação Mariricu e o Grupo Rio Pardo, associado a fraturas. As rochas selantes podem ser folhelhos e turbiditos do Cretáceo e Terciário da Formação Urutucuca, folhelhos e arenitos da Formação São Mateus, calcilitos, margas e calcarenitos da Formação Regência, folhelhos e arenitos do Membro Mucuri e finalmente, anidritas, folhelhos, arenitos e embasamento de Grupo Rio Pardo.

3.1.4.3 Histórico Exploratório da Bacia do Jequitinhonha

Segundo dados da ANP, blocos exploratórios foram oferecidos na Bacia de Jequitinhonha nas rodadas 3, 4, 5, 6 e 7. O asterisco significa que a empresa é a operadora.

Rodada 3 (2001): Na Terceira Rodada de Licitações da ANP, foi oferecido apenas um bloco na Bacia do Jequitinhonha, BM-J-1, totalizando 1.114km². O bloco foi arrematado (100% Petrobras*) com bônus de assinatura de R\$ 842.345.

Rodada 4 (2002): Na Quarta Rodada de Licitações da ANP foram oferecidos 2 blocos na Bacia do Jequitinhonha, BM-J-2 e BM-J-3, totalizando 2.598 km². Os dois blocos foram arrematados, o primeiro (100% Queiroz Galvão*) com bônus de assinatura de R\$ 855.000 e o segundo (60% Petrobras*, 40% Statoil) com bônus de assinatura de R\$ 13.201.777.

Rodada 5 (2003): Na Quinta Rodada de Licitações da ANP foi oferecido um setor em águas profundas na Bacia do Jequitinhonha, contendo 12 blocos, totalizando 8.899,97 km². Foram arrematados os blocos JM-3 (100% Petrobras*) com bônus de assinatura de R\$ 509.925, JM-5 (100% Petrobras*) com bônus de assinatura de R\$ 2.320.257, JM-63 (100% Petrobras*) com bônus de assinatura de

R\$ 3.317.506, JM-115 (100% Petrobras*) com bônus de assinatura de R\$ 7.923.665 e JM-165 (100% Petrobras*) com bônus de assinatura de R\$ 400.208.

Rodada 6 (2004): Na Sexta Rodada de Licitações da ANP foi oferecido um setor em águas profundas na Bacia do Jequitinhonha, SJ-AP. Foram arrematados dois blocos desse setor: J-M-59 (100% Petrobras*) com bônus de assinatura de R\$ 2.480.059 e J-M-61 (100% Petrobras*) com bônus de assinatura de R\$ 7.044.804.

Rodada 7 (2005): Nenhum bloco foi arrematado na Bacia do Jequitinhonha na Sétima Rodada de Licitações da ANP.

3.1.5 Cumuruxatiba

3.1.5.1 Evolução Tectonoestratigráfica

A Bacia de Cumuruxatiba situa-se no extremo sul do Estado Bahia, em porções emersas e submersas da margem, como mostra a Figura 13, no anexo. Ela possui uma área total de 20.500 km², dos quais 7.000 km² são emersos e os 13.500 km² restantes são submersos (SANTOS et al., 1994). Ela é limitada ao norte pelos bancos vulcânicos de Royal Charlotte e ao sul por Abrolhos.

Pode-se identificar três megassequências, ou fases principais, nessa bacia (sinrifte, transicional e pós-rifte). A primeira fase, a sinrifte, de idade neocomiana, inclui rochas siliciclásticas fan-deltaicas da Formação Monte Pascoal, folhelhos lacustres da Formação Porto Seguro e rochas siliciclásticas flúvio-lacustres da Formação Cricaré (BIZZI et. al., 2003). A segunda megassequência, do aptiano, inclui evaporitos de ambiente lagunar e marinho restrito do Membro Itaúnas da Formação Mariricu e rochas siliciclásticas fluviais do Membro Mucuri. A última fase dessa bacia é caracterizada por rochas carbonáticas e siliciclásticas da Formação Barra Nova recobertas por siliciclásticas de águas profundas da Formação Urucutuca, que pode ser verificada na Figura 22, no anexo.

Fáceis progradantes de litoral e plataforma que se estendem até a região do Complexo Vulcânico de Abrolhos, com transição para folhelhos batiais da Formação Urucutuca, caracterizam o sistema regressivo dessa bacia.

Três compartimentos principais caracterizam o arcabouço estrutural e estratigráfico da bacia. Eles são delimitados pelo falhamento mestre da borda do rifte e por falhas de transferência, que atuaram como zonas de acomodação diferencial durante a evolução da bacia.

Houve intensa atuação de tectonismo e vulcanismo terciários na evolução de Cumuruxatiba. Além disso, a notável reentrância de batimetria a oeste dos altos vulcânicos provavelmente controlou a tectônica halocinética como se pode ver na Figura 25 no anexo, marcada por feições compressionais devido ao influxo de sal.

3.1.5.2 Potencial Petrolífero

Os elementos necessários para geração e acumulação de hidrocarbonetos estão presentes na bacia do Cumuruxatiba, como se pode verificar na Figura 26 no

anexo: rochas geradoras, rochas reservatórios, rochas selantes, e trapas, estruturais e estratigráficas.

Dentre as possíveis rochas geradoras estão as margas e os folhelhos calcíferos marinhos da Formação Regência. As possíveis rochas reservatórios são os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca. As rochas selantes podem ser os folhelhos intercalados na Formação Urucutuca. As trapas estruturais formaram-se por halocinese ou por fechamentos associados a falhas lítricas. Já, as falhas estratigráficas formaram-se a partir dos preenchimentos de canais turbidíticos e *"inch-outs"* contra os flancos de domos de sal.

3.1.5.3 Histórico Exploratório da Bacia de Cumuruxatiba

Segundo dados da ANP, blocos exploratórios foram oferecidos na Bacia de Cumuruxatiba nas rodadas 1, 4, 5, 6,7 e 9. O asterisco significa que a empresa é a operadora.

Rodada 1 (1999): Foram oferecidos dois blocos exploratórios na Primeira Rodada de Licitações da ANP na Bacia de Cumuruxatiba: BM-CUM-1 e BM-CUM-2. Nenhum dos dois foi arrematado.

Rodada 4 (2002): Foram oferecidos dois blocos exploratórios na Quarta Rodada de Licitações da ANP na Bacia de Cumuruxatiba: BM-CUM-3 e BM-CUM-4, totalizando 3.109 km². Nenhum dos dois foi arrematado.

Rodada 5 (2003): Nenhum bloco foi arrematado na Bacia de Cumuruxatiba na Quinta Rodada de Licitações da ANP.

Rodada 6 (2004): Nenhum bloco foi arrematado na Bacia de Cumuruxatiba na Sexta Rodada de Licitações da ANP.

4. METODOLOGIA

Em primeiro lugar foi feito um levantamento bibliográfico sobre a geologia da Margem Leste brasileira e o processo de formação das bacias sedimentares de Pernambuco-Paraíba, Sergipe-Alagoas, Camamu-Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba.

Depois, foi feita uma pesquisa de referência bibliográfica, de dados públicos divulgados pela ANP e pelas empresas operadoras, sobre o histórico exploratório dos blocos leiloados nessas bacias.

Assim, foram relacionados os blocos leiloados e o programa exploratório mínimo da Bacia de Sergipe-Alagoas com os poços exploratórios das operadoras para verificar o cumprimento do contrato e possível o interesse econômico dessa nova fronteira de exploração.

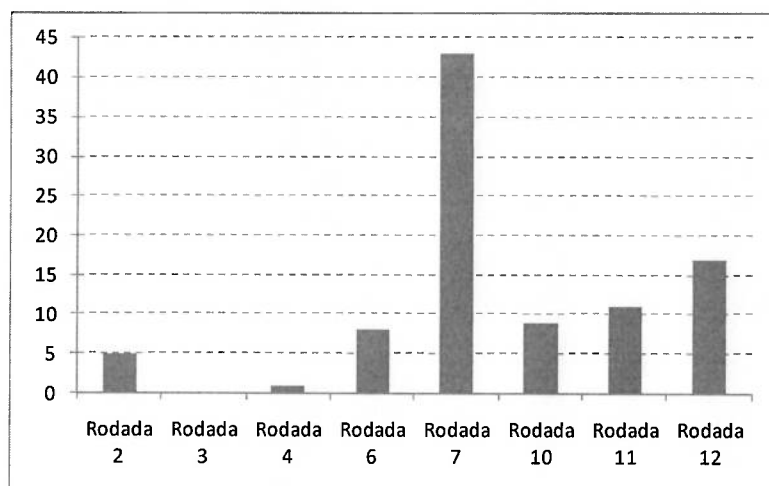
5. DADOS BIBLIOGRÁFICOS

Apesar de diversos blocos terem sido leiloados em todas as Bacias, somente a bacia de Sergipe-Alagoas está em fase de exploração. Ela é a Nova Fronteira Exploratória.

Assim, analisou-se somente o seu histórico exploratório mais a fundo, o seu programa mínimo exploratório e os poços exploratórios em seus blocos.

5.1 ESTUDO DO HISTÓRICO EXPLORATÓRIO DA BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

Figura 5: Número de blocos arrematados por rodada da Bacia Sergipe-Alagoas

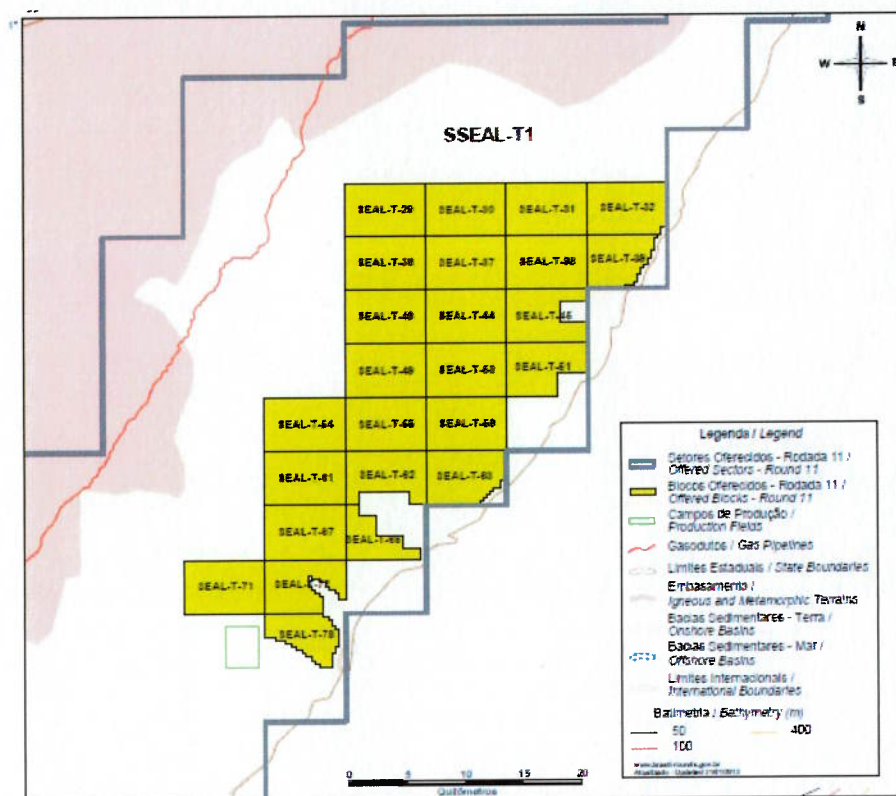


Fonte: Acervo pessoal

Como se pode verificar na Figura 5, foram arrematados 94 blocos ao longo de todas as rodadas na Bacia Sergipe-Alagoas. O maior número de blocos arrematados foi 43, na rodada 7, e o menor foi 0, na rodada 3.

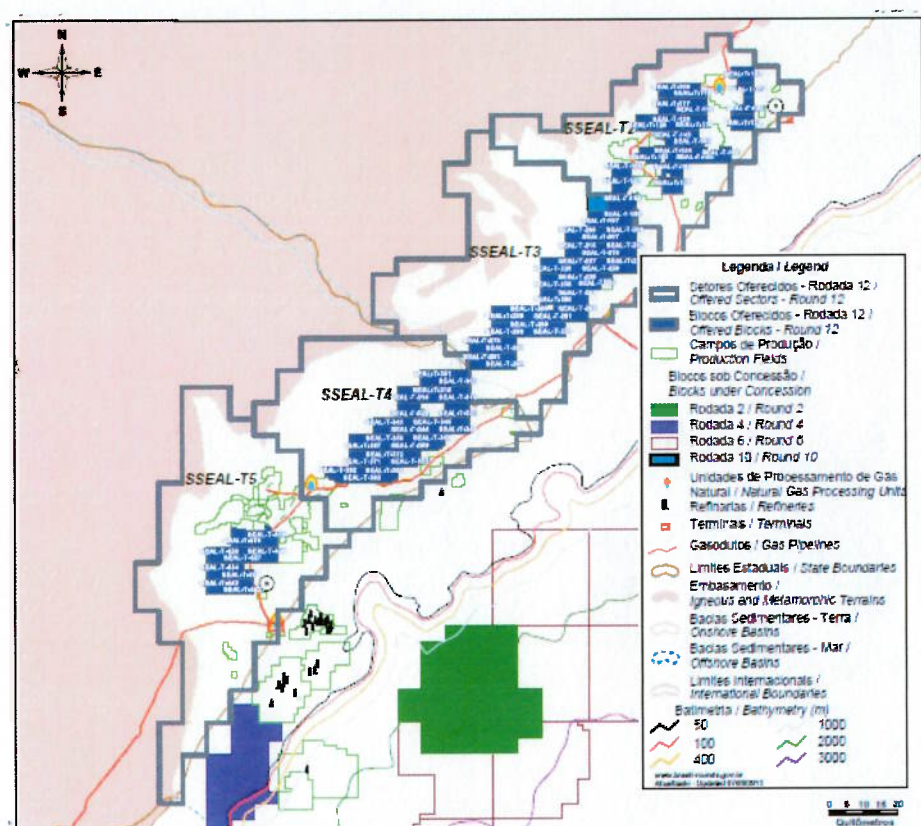
É possível identificar a localização dos poços arrematados na Figura 6 e na Figura 7, percebe-se que a maioria deles era terrestre.

Figura 6: Localização dos blocos arrematados na Rodada 11



Fonte: 11ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás da ANP (2013)

Figura 7: Localização dos blocos arrematados nas Rodadas 2,4,6, 10 e 12



Fonte: 12ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás da ANP (2014)

5.2 PROGRAMA EXPLORATÓRIO MÍNIMO DOS BLOCOS DA BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

Tabela 1: Programa Exploratório Mínimo dos blocos da Bacia Sergipe-Alagoas da 2ª e da 4ª Rodada

Rodada	Bloco	Período Exploratório	Primeiro Período Sísmica (km)	Garantia Financeira (US\$MM)	Primeiro Período (poços)	Terceiro Período (poços)	Profundidade Mínima
2	BT-SEAL-1	3+2+2	200	2	2	2	Alto do Aracaju
	BT-SEAL-2	3+2+2	200	2	2	2	Alto do Aracaju
	BT-SEAL-3	3+2+2	2000	2	2	2	Alto do Aracaju
	BM-SEAL-4	3+3+2	3000	3	2	3	Turbiditos Calumbi
	BM-SEAL-5	3+3+2	2000	2	2	3	Turbiditos Calumbi
4	BM-SEAL-9	3+2+2	1000	1	2	2	Formação Calumbi

Tabela 2: Programa Exploratório Mínimo dos blocos da Bacia Sergipe-Alagoas da 6ª e da 7ª Rodada

Rodada	Poços Exploratórios (UT/poço)	Sísmica 2D (UT/km)	Sísmica 3D (UT/km)	Métodos Potenciais (UT/Bloco)	Geoquímica (UT/bloco)	Profundidade Mínima	Garantia Financeira Primeiro Período (US\$/UT)
6	1000	0,08	0,4	0	0	Formação Calumbi	12.000
7	1.000	10	50	10	0	Fm Penedo	3.000

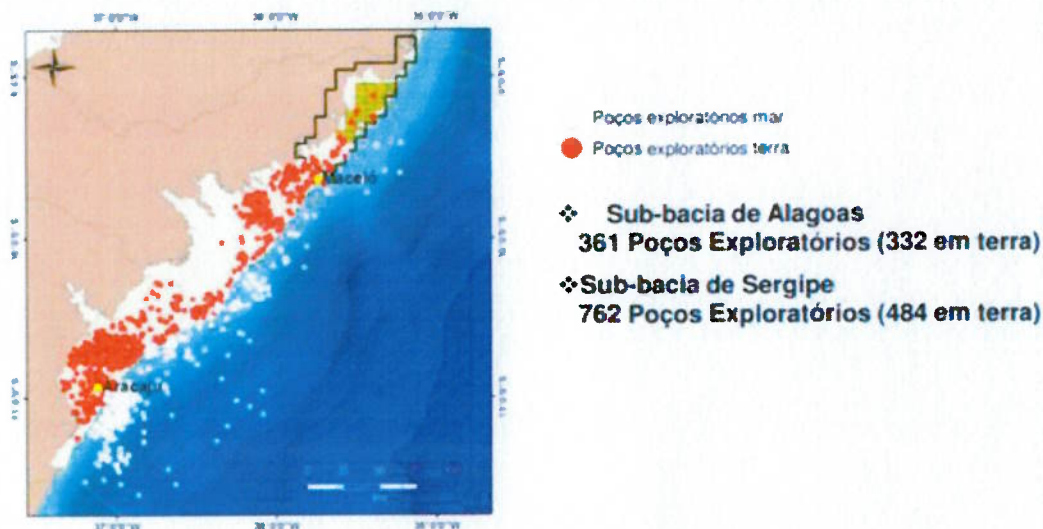
Tabela 3: Programa Exploratório Mínimo dos blocos da Bacia Sergipe-Alagoas da 10ª, 11ª e da 12ª Rodada

Rodada	Poço Exploratório	Sísmica		Métodos Potenciais		Gamaespectrometria (UT/km)	Eletromagnético (UT/receptor)	Geoquímica (UT/Amostra)	Objetivo Estratigráfico Mínimo	Garantia Financeira
	(UT/poço)	2D (UT/km)	3D (UT/km)	GRAV (UT/km)	MAG (UT/km)					
10	1000	10	50	10	10	10	1,5	0,35	Fm. Penedo	2000
11	1000	9,8849	28,436	0,128	0,128	0,128	5,76	0,238	Fm. Coqueiro Seco	3800
12	1000	9,849	28,43	0,128	0,64	0,128	5,76	0,238	Grupo Paranoá	3800

5.3 ATIVIDADE EXPLORATÓRIA

Como se pode verificar na Figura 8, a Petrobras já perfurou mais de 361 poços exploratórios, sendo 332 em terra e 29 marítimos na Sub-bacia de Alagoas, e mais de 762 poços exploratórios, sendo 484 em terra e 278 marítimos na Sub-bacia de Alagoas.

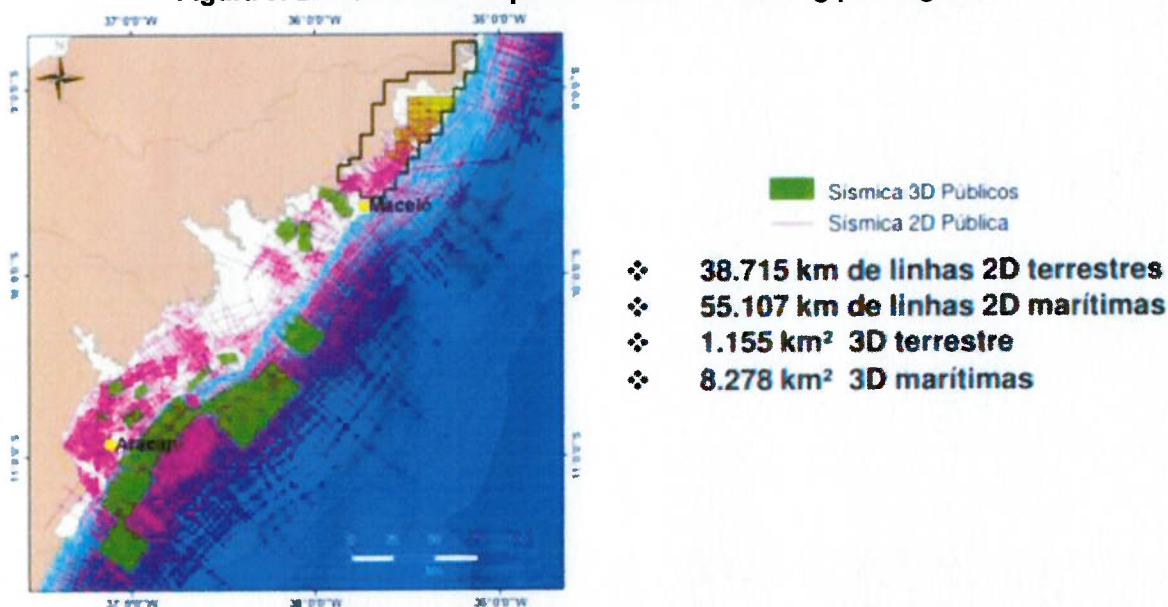
Figura 8: Poços Exploratórios na Bacia de Sergipe-Alagoas



Fonte: 10ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás da ANP (2009)

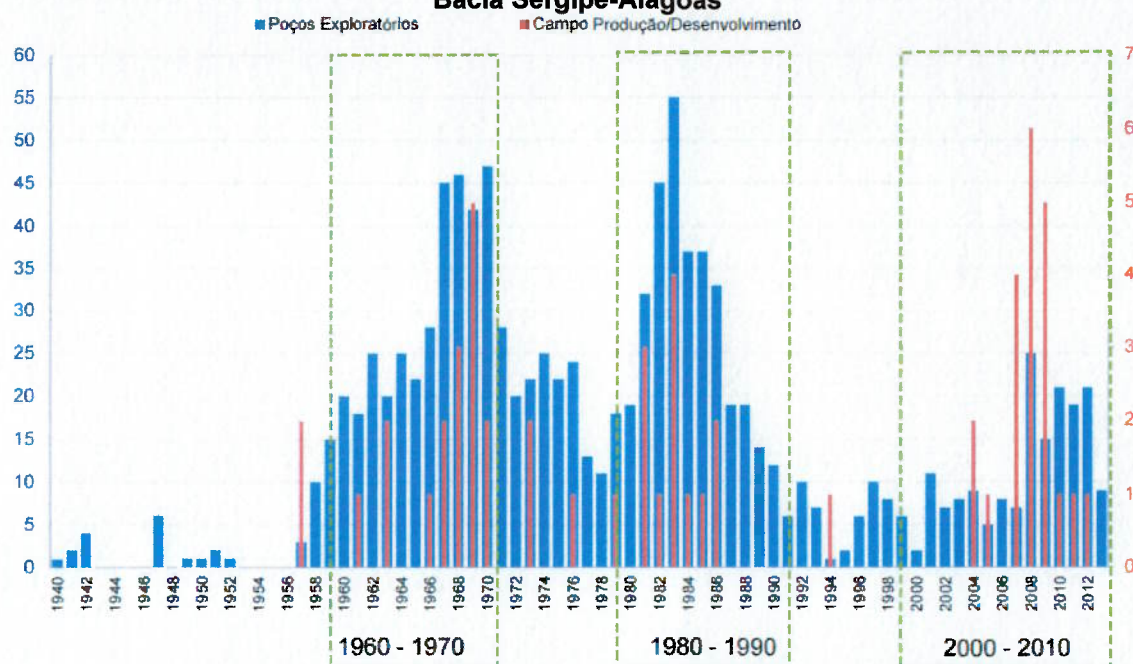
Além disso, já foram obtidos mais de 55.107 km de linhas 2D marítimas e 8.278 km² 3D marítimas, como mostra a Figura 9.

Figura 9: Linhas sísmicas publicadas da bacia Sergipe-Alagoas



Fonte: 10ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás da ANP (2009)

Figura 10: Número de poços exploratórios e de campos em produção e desenvolvimento na Bacia Sergipe-Alagoas



Fonte : 12ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás da ANP (2014)

Já há 18 campos em produção/desenvolvimento na Sub-bacia de Alagoas, sendo 17 em terra e 1 no mar (10 campos de óleo, 7 campos de gás, 1 de óleo e gás) e 38 campos em Produção/Desenvolvimento na Sub-bacia de Sergipe, sendo 29 em terra e 9 em mar (35 com produção de óleo e 2 com produção de óleo e gás). Muitos poços já foram perfurados na Bacia de Sergipe-Alagoas, como mostra a Figura 10.

Figura 11: Campos em produção/desenvolvimento na Bacia de Sergipe-Alagoas

Sub-bacia de Alagoas

18 Campos em
Produção/Desenvolvimento

17 em Terra
1 em Mar

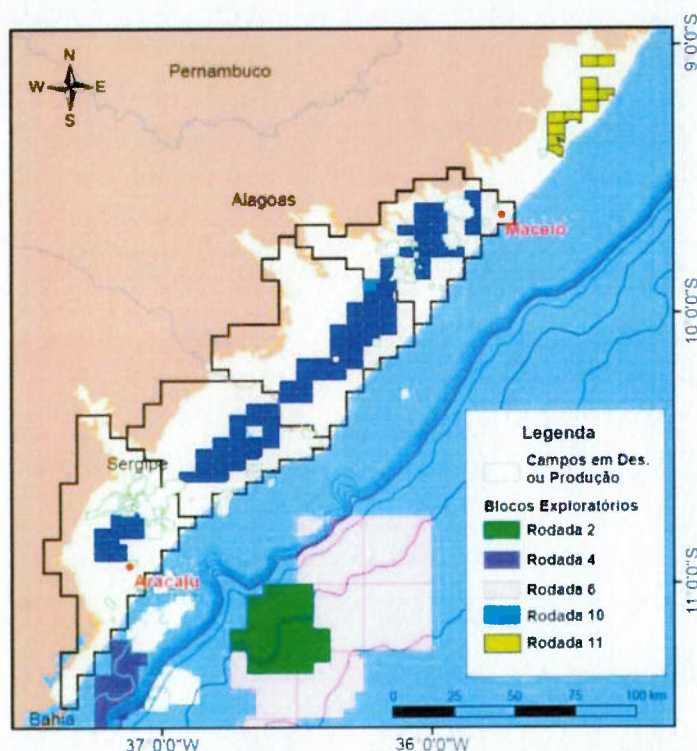
10 campos de Óleo
7 campos de Gás
1 campo de Óleo e Gás

Sub-bacia de Sergipe

38 Campos em
Produção/Desenvolvimento

29 em Terra
9 em Mar

37 campos de Óleo
1 campo de Óleo e Gás



Fonte : 12ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás da ANP (2014)

5.1.1 Concessão BM-SEAL-4

Já foram perfurados três poços na área Poço Verde, descoberta em Julho de 2012, que fica na concessão BM-SEAL-4. Com 75% da participação, a Petrobras é operadora do BM-SEAL-4, a companhia indiana ONGC é detentora dos 25% restantes.

Em Outubro de 2014, foi publicado que a Petrobras identificou presença de gás durante a perfuração do poço de extensão 3-SES-181. Foi verificada a existência de reservatórios com boas condições de porosidade nesse poço, informalmente conhecido como Poço Verde 1.

Esse poço se encontra em águas ultra-profundas, em local onde a profundidade de água é de 2.196 m (profundidade superiores a 1.500 m são consideradas águas ultra-profundas), da Bacia de Sergipe-Alagoas, dentro da área do Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) do Poço Verde. A companhia indiana ONGC, que é detentora de 25% participação desse poço, dará continuidade às atividades previstas na área.

Em Junho de 2015 foi publicado que a Petrobras identificou uma nova acumulação de petróleo durante a perfuração do poço 3-SES-189. A acumulação é de petróleo leve, ou seja, de alto valor de mercado, possui espessura de 85 m e ótimas condições de porosidade e permeabilidade.

Esse poço, que se encontra a 23,5 km do poço descobridor, também se encontra em águas ultra-profundas, com profundidade de água de 2.479 m, e

profundidade do poço de 5.350 m. Segunda a Petrobras, a perfuração continuaria até 5.500 m.

A Petrobras, em parceria com a ONGC, fará um teste de formação (avaliação do potencial de uma jazida petrolífera) para avaliar os resultados e confirmar as condições dos reservatórios e o potencial de produção. Se for aprovado pela ANP, será dada continuidade ao Plano de Avaliação da Descoberta (PAD).

5.1.2 Concessão BM-SEAL-10

Em Abril de 2015, foi publicado que a Petrobras identificou a presença de petróleo leve, ou seja, com maior valor de mercado, durante a perfuração do poço exploratório de extensão 3-BRSA-1296-SES em águas ultraprofundas da Bacia de Sergipe, no bloco SEAL-M-499. Ele fica na área de Moita Bonita, que foi descoberta em agosto de 2012, e é o terceiro poço de extensão.

O poço representa um novo recorde na margem brasileira de perfuração de poços marítimos, com profundidade de água de 2.988 m. A perfuração do poço atingiu a profundidade final de 6.060 m. O poço está localizado a 10 km do poço descobridor.

A Petrobras possui 100% de participação desse bloco e dará continuidade ao Plano de Avaliação da Descoberta (PAD).

Em Junho de 2015, foi publicado que a Petrobras identificou a continuidade da acumulação de petróleo leve, entre 38° e 40° API, foi encontrada na área de Muriú na perfuração do poço 3-SES-187A (o A no final da nomenclatura do poço significa que ele é uma repetição do poço 3-SES-187, pois deve ter ocorrido alguma falha na perfuração desse). Foi verificado um reservatório de arenitos turbidíticos com espessura de 56 m, com boas condições de permeabilidade e porosidade.

Esse poço se encontra em águas ultra-profundas, em profundidade de águas de 2.533 m, a cerca de 3 km do poço descobridor. A profundidade final desse poço será de 5.521 m. Será realizado um teste para avaliar a produtividade do reservatório (teste de injetividade).

5.1.3 Concessão BM-SEAL11

A Petrobras detém 60% da participação da concessão BM-SEAL-11 em parceria com a IBV Brasil, que detém os 40% restantes.

Em Agosto de 2012, a Petrobras confirmou a extensão da acumulação de gás descoberta pelo poço pioneiro durante perfuração do poço Barra 1. O poço Barra 1 se encontra a 10 km do poço pioneiro 1-SES-158 (Barra), em lâmina d'água de 2.433 m.

Em Outubro de 2013, a Petrobras publicou que concluiu o teste de formação do poço de extensão em águas ultraprofundas na área de Farfan. Foram verificadas excelente produtividade e óleo de boa qualidade (entre 37° e 40° API), ou seja, leve.

O poço está localizado a 5 km do poço descobridor (BRSA-1083) e em profundidade de água de 2.476 m.

Em Janeiro de 2015, a Petrobras informou os resultados da perfuração do poço 9-BRSA-1280D-SES (o D significa que ele já é a quarta repetição de um poço onde provavelmente ocorreram problemas na perfuração) em águas ultra-profundas da Bacia de Sergipe, no bloco SEAL-M-426. Foi descoberto a presença de óleo leve e gás na área de Farfan (entre 37° e 40° API), conforme comunicado ao mercado no dia 9 de agosto de 2013. Além de confirmar a presença de óleo leve na área de Farfan, essa perfuração também confirmou a presença de uma nova acumulação de óleo leve em reservatório mais profundo.

O poço fica a 5,7 km do poço descobridor e em profundidade de água de 2.492 m, o poço alcançou a profundidade final de 5.900 m.

Em fevereiro de 2015, a Petrobras confirmou a extensão da descoberta de óleo e gás na área de Farfan com a perfuração do terceiro poço, 3-SES-186, de extensão na área, em águas ultra-profundas da Bacia de Sergipe. Também foi confirmado presença de outro reservatório de óleo leve, mais raso, com espessura total de 68 m.

O poço 3- fica a 10 km do poço descobridor, em profundidade de água de 2.467 m, o poço já tinha alcançado 6.060 m, mas foi informado que a perfuração iria continuar.

Essa acumulação integra o projeto exploratório da Bacia de Sergipe-Alagoas em águas profundas, conforme previsto no Plano de Negócios e Gestão para o período 2014-2018.

Em Abril de 2015, a Petrobras anunciou que concluiu o teste de formação desse poço, 3-SES-186. Os resultados do teste comprovaram a boa produtividade dos reservatórios, e confirmaram a presença de petróleo leve (37° API).

6. CONCLUSÕES

O potencial brasileiro para exploração e produção de petróleo e gás natural em águas ultra-profundas vai além dos limites das bacias do Pré-sal no sudeste do Brasil. A Margem Leste Brasileira também possui alto potencial petrolífero. Em busca de alternativa, a Petrobras está focando seus esforços na bacia Sergipe-Alagoas. Foram concedidos 94 blocos exploratórios na Bacia de Sergipe-Alagoas em rodadas de licitação da ANP, mas, atualmente, somente 56 blocos estão em concessão, sendo 30 em terra e 26 no mar.

A exploração na Bacia do Sergipe-Alagoas começou em 1935 com levantamentos geofísicos e a perfuração do poço 2-AL-1 através do Conselho Nacional do Petróleo. Até antes do início das rodadas de licitações já haviam sido perfurados 716 poços exploratórios onshore e 254 offshore, incluindo o campo de Carmópolis, que foi descoberto em 1963, e era o maior da bacia, com 268 milhões de m³.

No entanto, foram as descobertas em águas profundas nessa bacia ocorridas a partir de 2010 que descortinaram uma nova fronteira exploratória no país, que se

revela extremamente promissora. Assim, entrou em vigor um programa de desenvolvimento da Bacia de Sergipe-Alagoas em águas profundas.

A perfuração do poço Barra, na concessão BM-SEAL-11 deu início às descobertas em 2010. Houve bastante demora no recebimento de licenças ambientais uma vez que os blocos, como o BM-SEAL-9, ficam próximos da costa, sendo mais difícil assim do que em blocos afastados. Em 2013, as perfurações no poço de Farfan nos poços Muriú e Moita Bonita, todos no bloco BM-SEAL-11 comprovaram a existência da nova província petrolífera da região. Para cada uma dessas descobertas, foi aprovado um Plano de Avaliação das Descobertas (PAD).

Houve descobertas de gás e petróleo de boa qualidade, entre 35° e 43 ° API, logo com maior valor de mercado, na região. Já há 18 campos em produção/desenvolvimento na Sub-bacia de Alagoas, sendo 17 em mar e 1 em terra (10 campos de óleo, 7 campos de gás, 1 de óleo e gás) e 38 campos em Produção/Desenvolvimento na Sub-bacia de Sergipe, sendo 29 em terra e 9 em mar (35 com produção de óleo e 2 com produção de óleo e gás). No entanto, ainda não houve nenhuma declaração de comercialidade em poços marinhos.

Pelos números apresentado é difícil concluir se o programa exploratório mínimo está sendo seguido ou não. A empresa libera poucas informações e evita comentar números sobre potenciais de produção até que a área seja declarada como comercial. No entanto, o número de blocos em exploração/desenvolvimento é menor do que o de concedidos, logo, o PEM provavelmente não está sendo seguido.

Diversos blocos foram ofertados e arrematados em várias rodadas de licitações da ANP. Assim, graças às condições favoráveis para acumulações de gás, sistema petrolífero eficiente e a diversidade de plays, a bacia do Sergipe-Alagoas possui ativa produção de óleo e gás no Nordeste do Brasil.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP. Primeira Rodada de Licitações de Óleo e Gás da ANP. Disponível em: <
<http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round1/>> Acesso em 15 de abril de 2015.

ANP. Segunda Rodada de Licitações de Óleo e Gás da ANP. Disponível em: <
<http://www.brasil-rounds.gov.br/round2/index.asp> > Acesso em 25 de abril de 2015

ANP. Terceira Rodada de Licitações de Óleo e Gás da ANP. Disponível em: <
<http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round3/>> Acesso em 25 de abril de 2015

ANP. Quarta Rodada de Licitações de Óleo e Gás da ANP. Disponível em: <
<http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round4/>> Acesso em 9 de maio de 2015

ANP. Quinta Rodada de Licitações de Óleo e Gás da ANP. Disponível em: <
<http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round5/>> Acesso em 9 de maio de 2015

ANP. Sexta Rodada de Licitações de Óleo e Gás da ANP. Disponível em: <
<http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round6/>> Acesso em 9 de maio de 2015

ANP. Sétima Rodada de Licitações de Óleo e Gás da ANP. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round7/index.asp>> Acesso em 23 de maio de 2015

ANP. Nona Rodada de Licitações de Óleo e Gás da ANP. Disponível em: <<http://brasil-rounds.gov.br/round9/index.asp>> Acesso em 23 de maio de 2015

ANP. Décima Rodada de Licitações de Óleo e Gás da ANP. Disponível em: <<http://www.brasil-rounds.gov.br/round10/index.asp>> Acesso em 23 de maio de 2015

ANP. Décima Primeira Rodada de Licitações de Óleo e Gás da ANP. Disponível em: <<http://www.brasil-rounds.gov.br/round11/index.asp>> Acesso em 6 de junho de 2015

ANP. Décima Segunda Rodada de Licitações de Óleo e Gás da ANP. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/round_12/index.asp> Acesso em 6 de junho de 2015

AQUINO, G.S, LANA, M.C. Exploração na Bacia de Sergipe- Alagoas: o "estado da arte". Boletim de Geociências da Petrobras. Rio de Janeiro: 1990.

BIZZI, L. A.; SCHOBENHAUS, C.; VIDOTTI, R. M. & GONÇALVES, J. H. Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil: Texto, Mapas & SIG. Brasília: CPRM – Serviço Geológico do Brasil, 2003.

BLAICH, O. A; Northeastern Brazilian margin: regional tectonic evolution based on integrated analysis of seismic reflection and potential field data and modeling. Master Thesis in Geosciences, Department of Geosciences, Faculty of Mathematics and Natural Sciences, University of Oslo June 2006.

BNDES. Perspectiva do Investimento 2015-2018 e Panoramas Setoriais. Disponível em: <<http://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/2842>> Acesso em 3 de novembro de 2015.

CHANG, H.K, KOWSMANN R.O., FIGUEIREIDO A.M.F., and BENDER A.A. Tectonic and stratigraphy of the East Brazil Rift System: an overview. Tectonophysics. 1992

FEIJÓ, F.J. Bacia de Pernambuco-Paraíba. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro: 1994a.

FEIJÓ, F.J. Bacia de Sergipe-Alagoas. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro: 1994b.

KUCHLE, J. HOLZ, M. DE BRITO, A. BEDREGAL, R. Análise estratigráfica de bacias rift – uma abordagem genética na Bacia de Camamu-Almada, Brasil. Universidade Federal do Rio Grande Do Sul (UFRGS).

LIMA, W. S.; JUNIOR, G. P. H. Bacias Sedimentares Brasileiras. Disponível em: <http://www.phoenix.org.br/Phoenix50_Fev03.html> Acesso em: 3 de julho de 2015

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, 2000.

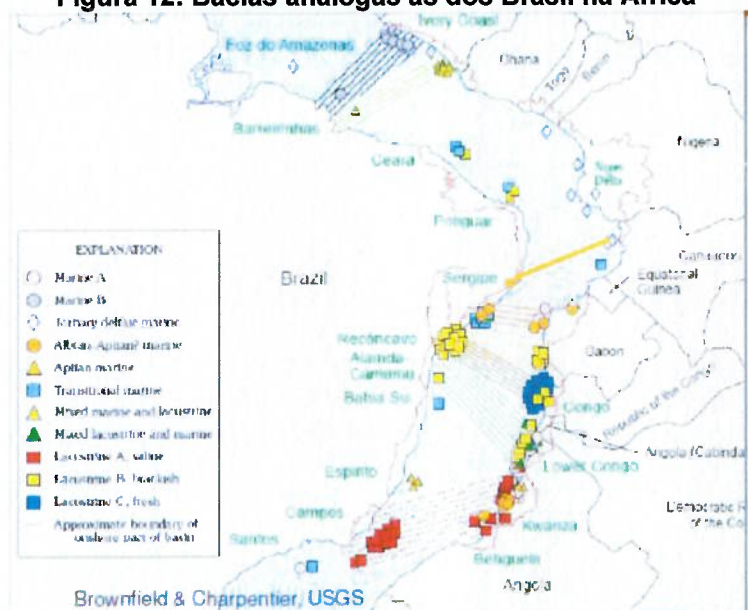
NETTO, A.S.T., FILHO, J.R.W., FEIJÓ, F.J.. Bacias de Jacuípe, Camamú e Almada. Boletim de Geociências da PETROBRAS, Rio de Janeiro": 1994.

PETROBRAS. Petrobras – Fatos e Dados. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados> > Acesso em 5 de Agosto de 2015

SANTOS, C.F., GONTIJO, R.C., ARAUJO, M.B., FEIJÓ, F.J. Bacias de Cumuruxatiba e Jequitinhonha. Boletim de Geociências da PETROBRAS, Rio de Janeiro: 1994.

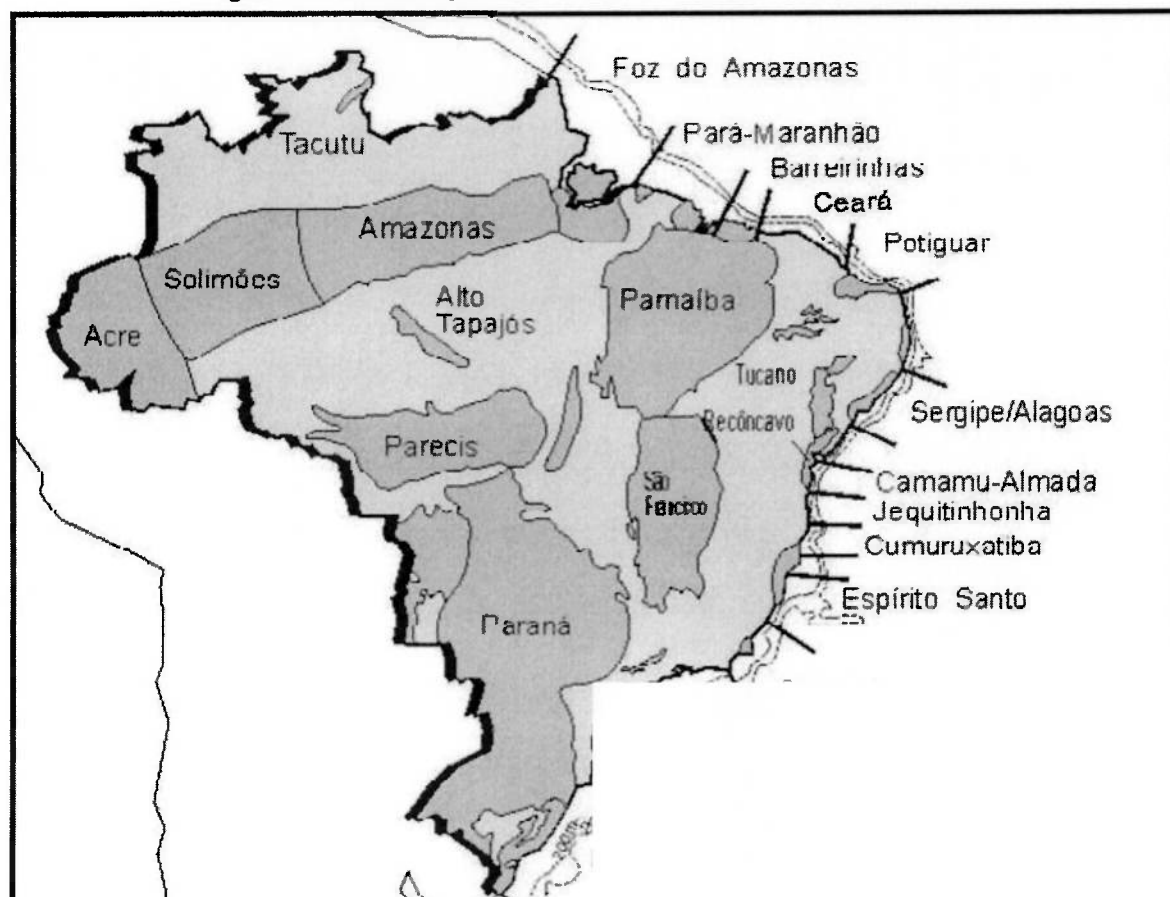
8. ANEXOS

Figura 12: Bacias análogas às dos Brasil na África



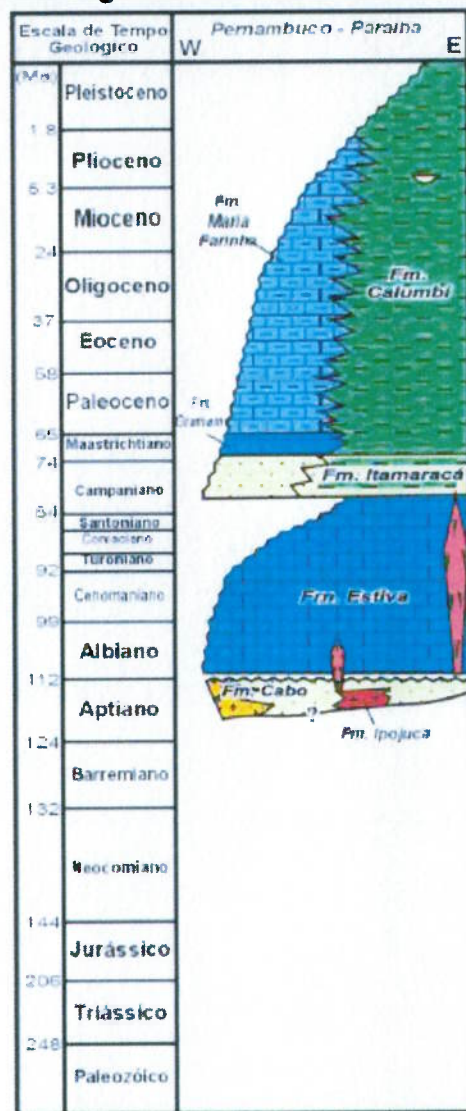
Fonte: 11ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás da ANP (2013)

Figura 13: Localização das bacias da margem leste brasileira



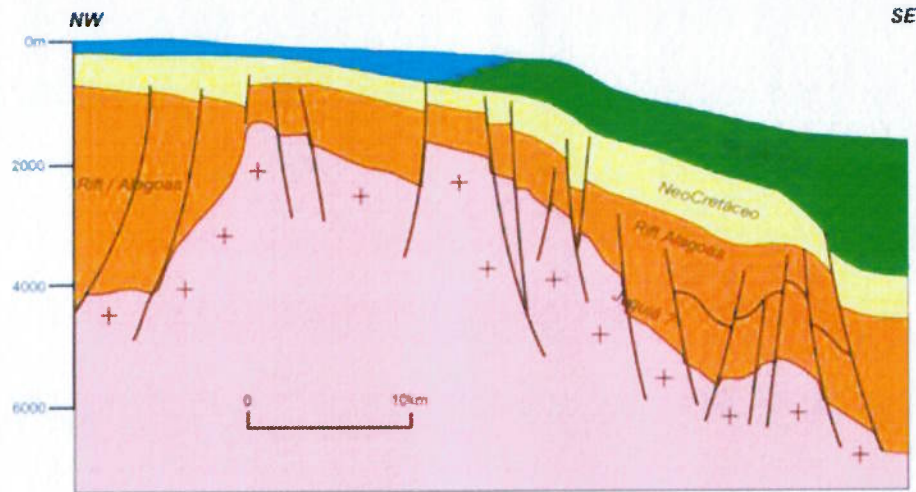
Fonte: MILANI et al (2000)

Figura 14: Carta estratigráfica das bacias de Pernambuco e Paraíba



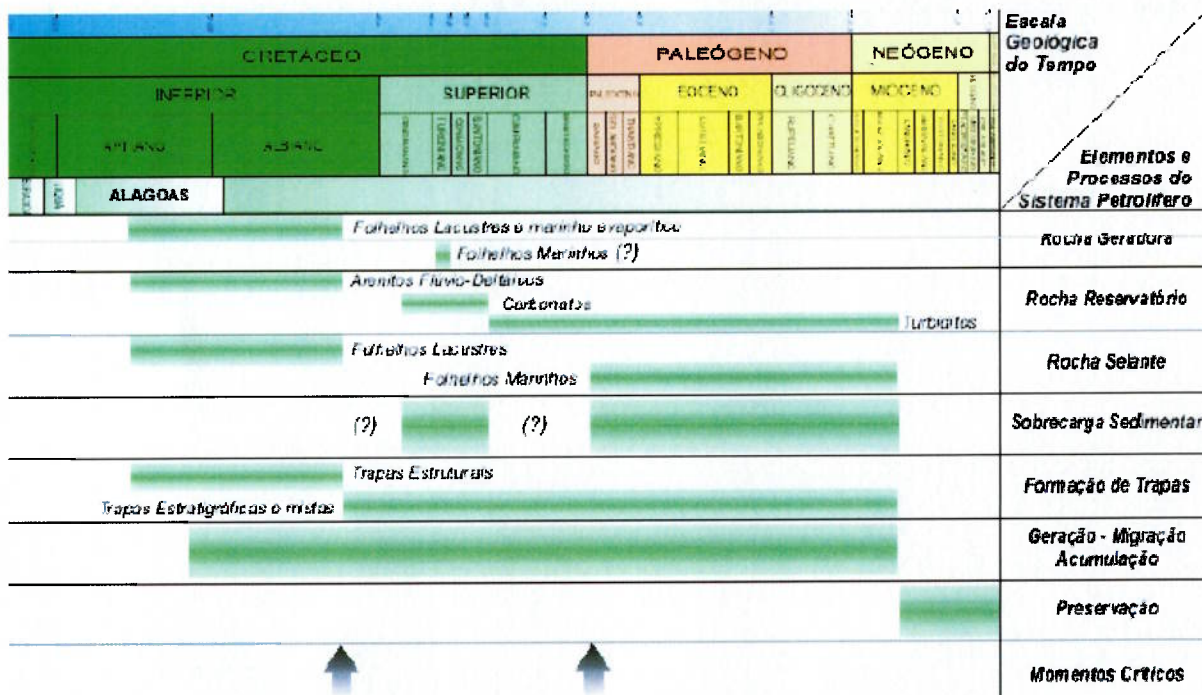
Fonte: BIZZI et. al. (2003)

Figura 15: Seção geológica esquemática da Bacia de Pernambuco-Paraíba



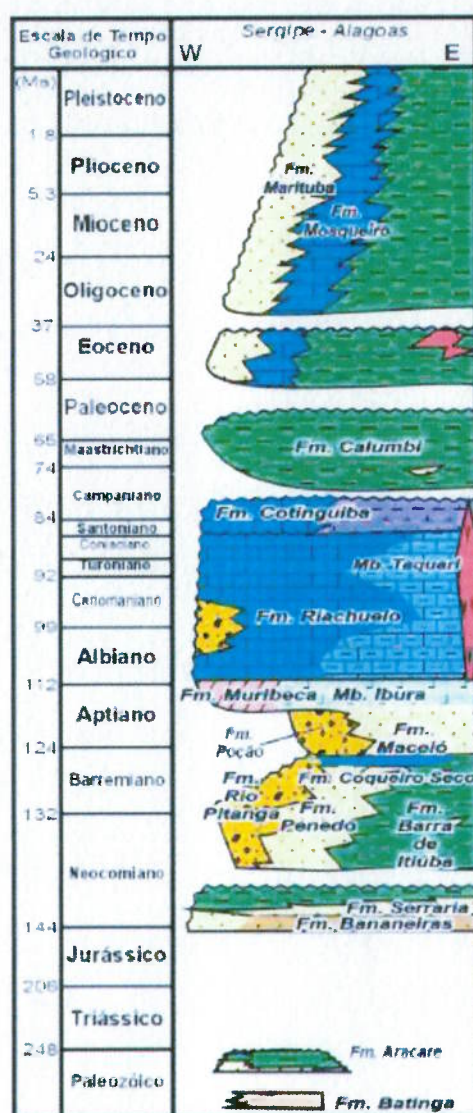
Fonte: 4ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás da ANP (2002)

Figura 16: Carta de eventos Sistema Petrolífero da Formação Cabo



Fonte: 11ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás da ANP (2013)

Figura 17: Cartas estratigráficas das bacias de Sergipe e Alagoas



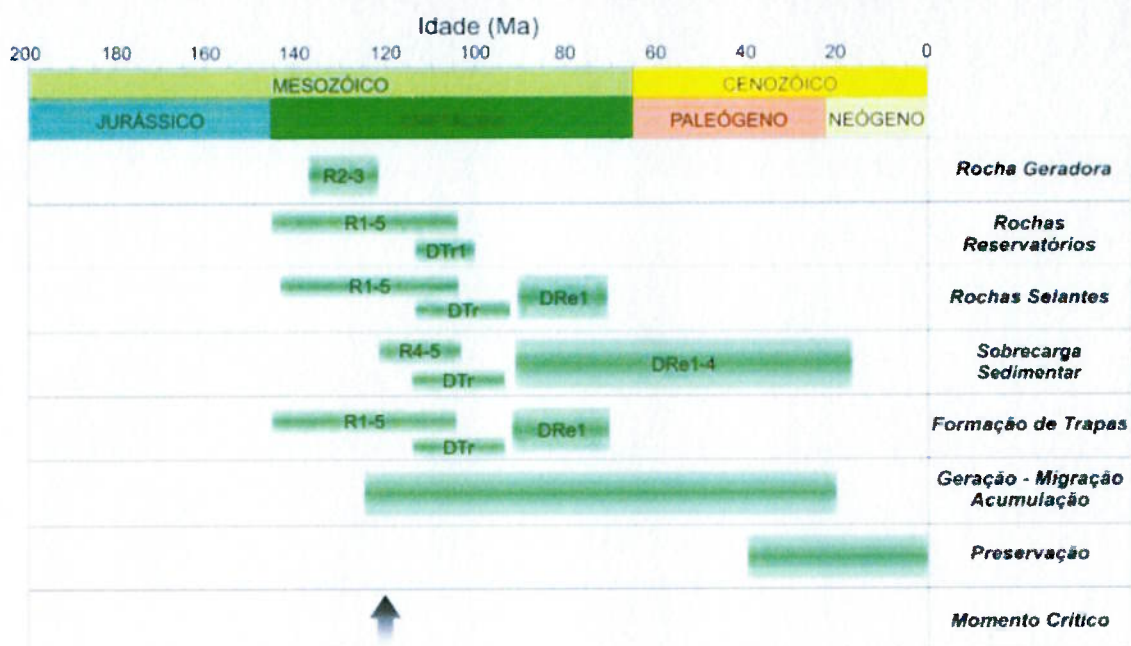
Fonte: BIZZI et. al. (2003)

Figura 18: Seção geológica esquemática da Bacia Sergipe-Alagoas



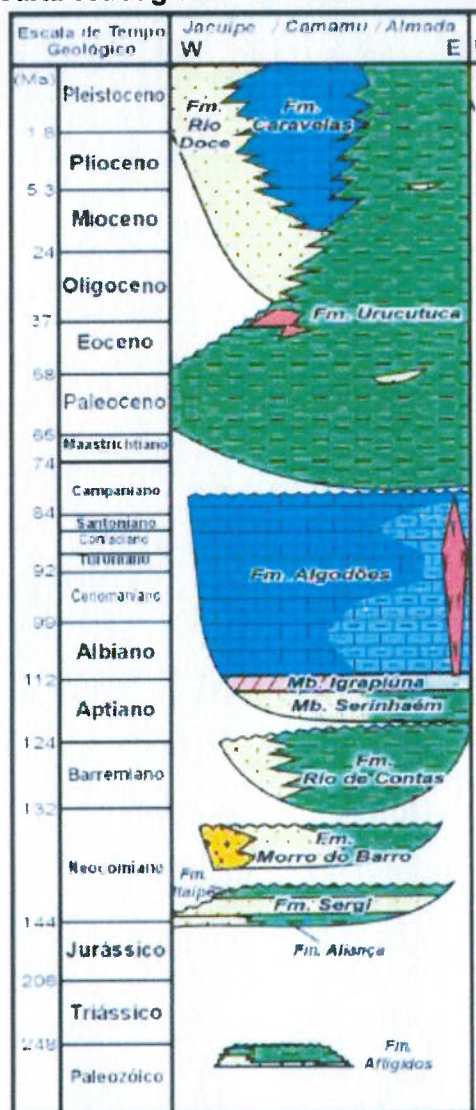
Fonte: 10ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás da ANP (2009)

Figura 19: Cartas de eventos do sistema petrolífero da Bacia Sergipe-Alagoas



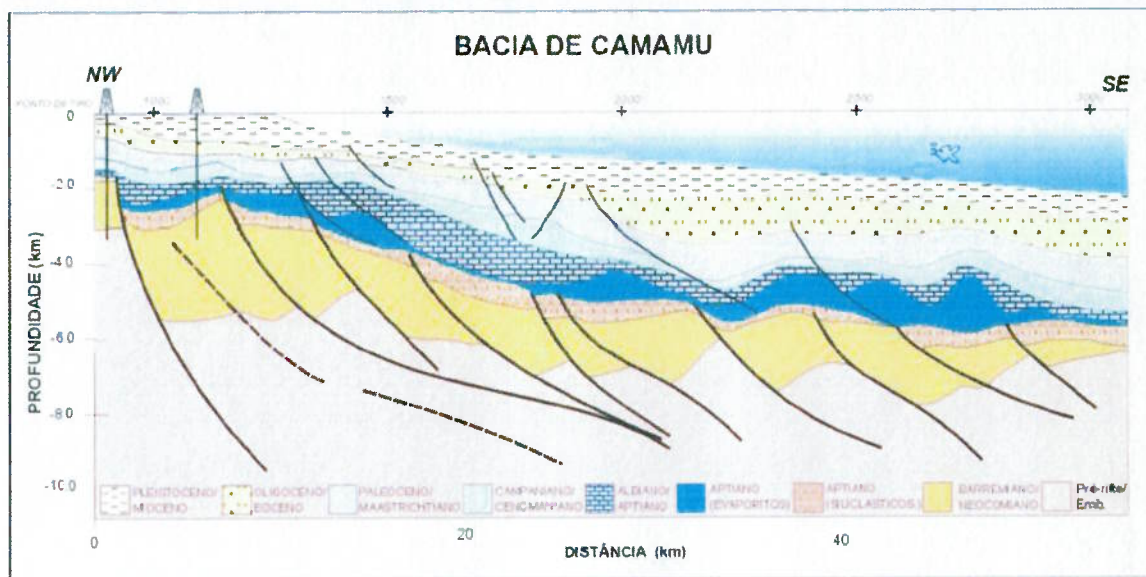
Fonte: 10ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás da ANP (2009)

Figura 20: Carta estratigráfica da bacia de Camamu-Almada



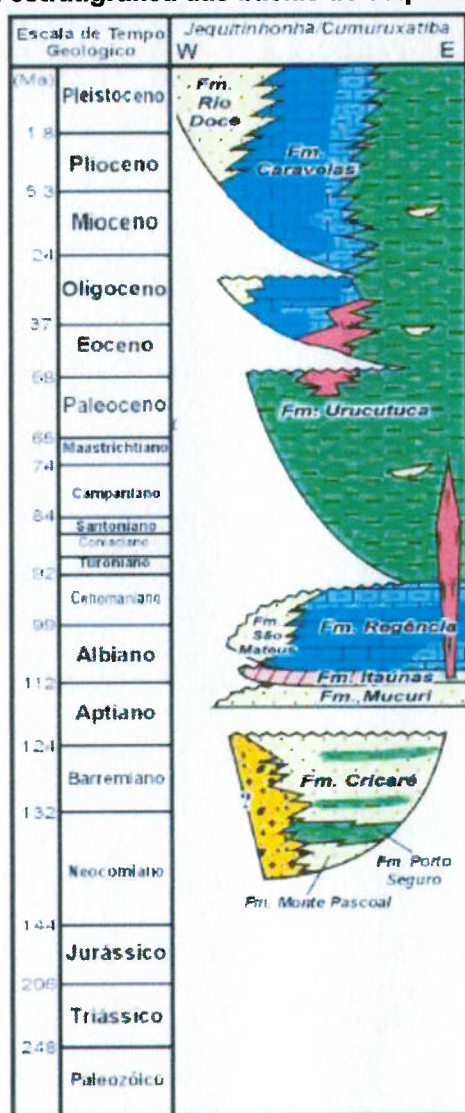
Fonte: BIZZI et. al. (2003)

Figura 21: Seção geológica esquemática da Bacia de Camamu (parte marinha) mostrando o arcabouço estrutural e estratigráfico das sequências sinrifte e pós-rifte



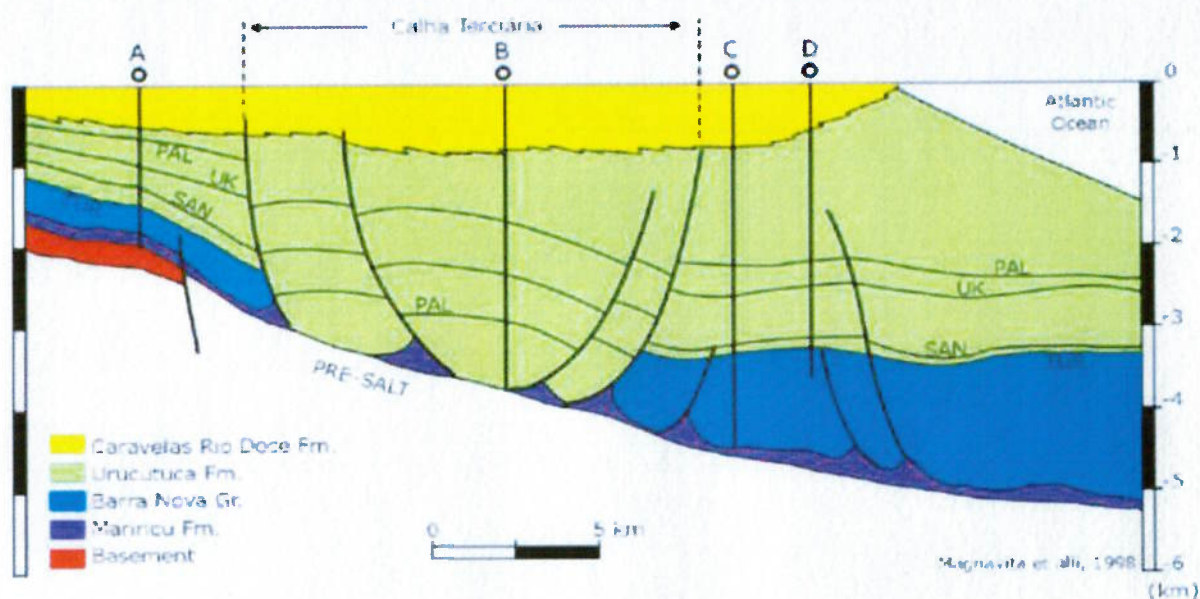
Fonte: Bizzi et. al. (2003)

Figura 22: Carta estratigráfica das bacias de Jequitinhonha e Cumuruxatiba



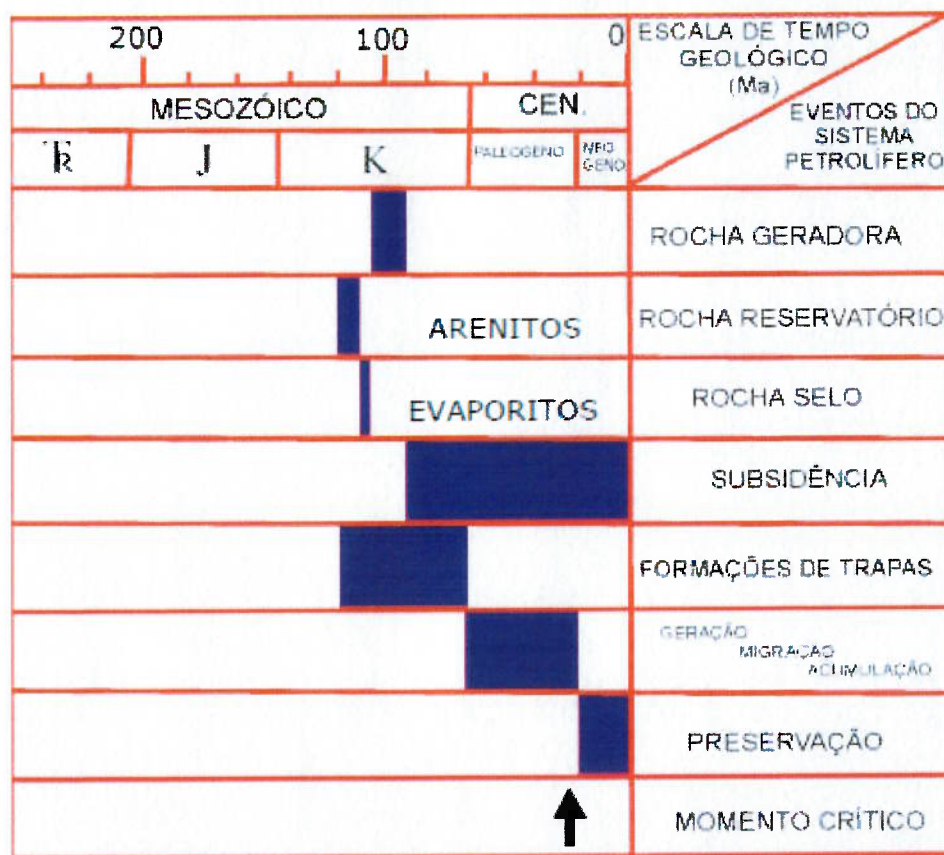
Fonte: Bizzi et. al. (2003)

Figura 23: Seção geológica da Bacia do Jequitinhonha



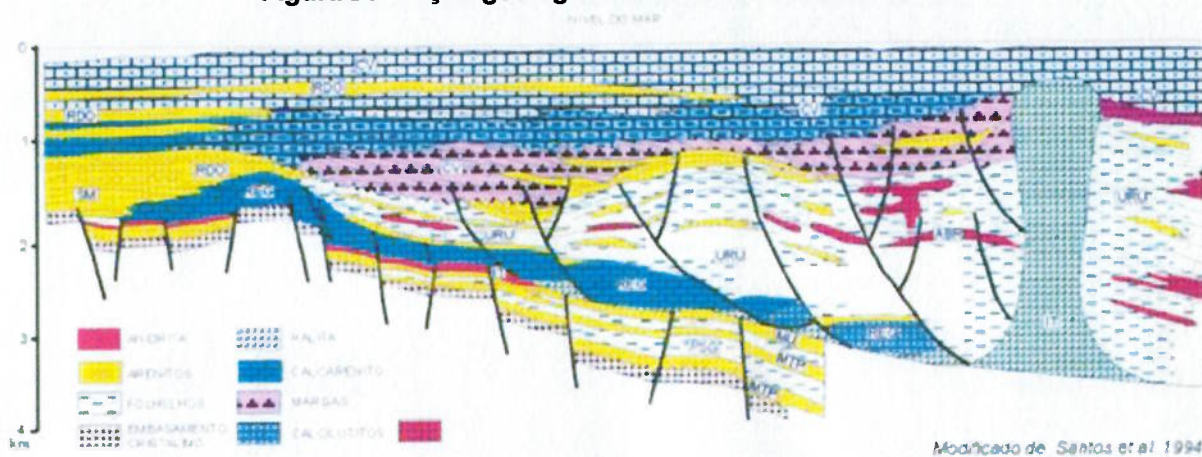
Fonte: 4ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás da ANP (2002)

Figura 24: Carta de eventos do sistema petrolífero da bacia de Jequitinhonha



Fonte: 4ª Rodada Licitações de Petróleo e Gás da ANP (2002)

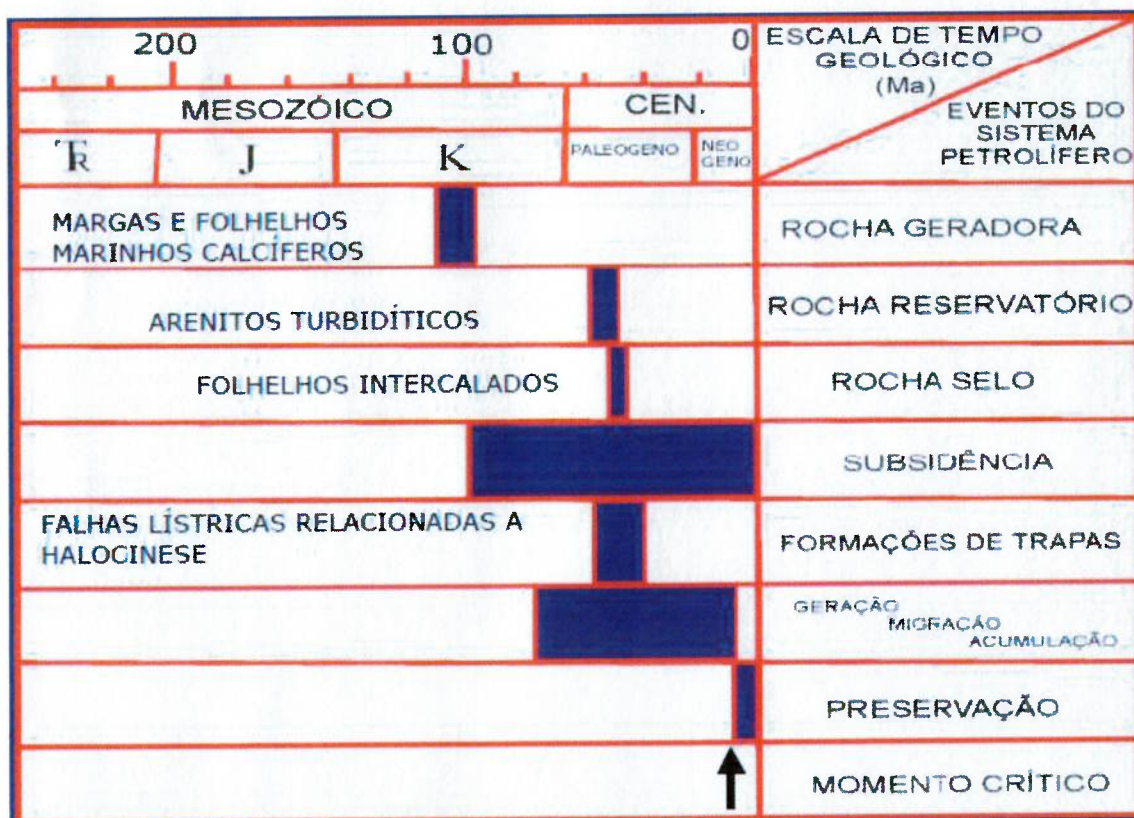
Figura 25: Seção geológica da Bacia do Cumuxuratiba



Modificado de Santos et al 1994

Fonte: Bizzi et. al. (2003)

Figura 26: Carta de eventos do sistema petrolífero da Bacia de Cumuruxatiba



Fonte: 4ª Rodada Licitações de Petróleo e Gás da ANP (2002)