

MARINA CALLEGARI LORDELLO

**POÇOS NA MARGEM EQUATORIAL DO BRASIL: ESTUDO DAS
DIFICULDADES E POSSÍVEIS SOLUÇÕES NA PERFURAÇÃO DE
POÇOS NESTA NOVA FRONTEIRA EXPLORATÓRIA**

São Paulo
2015

MARINA CALLEGARI LORDELLA

**POÇOS NA MARGEM EQUATORIAL DO BRASIL: ESTUDO DAS
DIFICULDADES E POSSÍVEIS SOLUÇÕES NA PERFURAÇÃO DE POÇOS
NESTA NOVA FRONTEIRA EXPLORATÓRIA**

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. Márcio Yamamoto

São Paulo
2015

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer a todos aqueles que, de alguma forma, contribuíram para que a conclusão deste trabalho se tornasse possível. Principalmente ao meu orientador, Prof. Dr. Marcio Yamamoto, pelo auxílio e pelo incentivo, tanto neste trabalho, quanto no resto de minha vida acadêmica e profissional.

Agradeço a todos os professores, alunos e técnicos da Escola Politécnica da USP e da Colorado School of Mines, que me ensinaram, incentivaram e ajudaram, contribuindo para meu crescimento profissional e pessoal.

Agradeço a minha família por todo o amor, apoio, paciência e pela confiança depositada em mim.

Agradeço a todos os meus amigos pelos conselhos nas horas difíceis, pelo auxílio nos momentos que precisei e, principalmente, por estarem comigo durante estes anos, tornando a jornada mais fácil e agradável.

E finalmente, gostaria de agradecer ao fornecimento de dados e ao apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) por meio do Programa de Recursos Humanos para o Setor de Petróleo e Gás, e em particular ao PRH 19 da Engenharia com Ênfase em Petróleo da Escola Politécnica da USP.

RESUMO

A maioria das descobertas de petróleo *offshore* encontra-se no “Triângulo Dourado”, região formada pelo Golfo do México, Brasil e África Ocidental. No Brasil, essas reservas encontram-se na margem continental, região que pode ser separada em três domínios distintos, considerando-se a natureza e os campos de tensões regionais durante o rifte: segmento do Atlântico Central, Margem Equatorial e a Margem Leste.

Enquanto os segmentos do Atlântico Central e da Margem Leste são regiões predominantemente distensivas, a Margem Equatorial, que poderá vir a ser uma grande área produtora de hidrocarbonetos, é um segmento de natureza peculiar transformante, com uma geologia mais complexa do que a dos outros segmentos. Em áreas com geologias complexas, a perfuração dos poços também é mais difícil. É importante ressaltar que a exploração e produção de petróleo requerem extremo cuidado com relação à importância ambiental. Dessa forma, é necessário desenvolver procedimentos para prevenir, detectar e minimizar os problemas que podem levar a acidentes nas operações.

Cinco bacias são conhecidas nessa margem: a Bacia da Foz do Amazonas, a Bacia do Pará-Maranhão, a Bacia de Barreirinhas, a Bacia do Ceará e a Bacia Potiguar. Até 2013, a região de águas profundas (lâmina d’água maior do que 610m) da Margem Equatorial ainda havia sido pouco explorada, com aproximadamente apenas 20 poços perfurados, sendo que desses, 9 foram abandonados por problemas mecânicos (Wittstrom et. al., 2013).

Esse trabalho tem como objetivo analisar as dificuldades que podem ser encontradas na perfuração da Margem Equatorial Brasileira a partir de informações e dados de poços já perfurados na área. Chegou-se à conclusão de que existem três principais problemas ligados à perfuração nessa área: presença de *shallow gas*, fortes correntezas e sedimentos inconsolidados. Para essas dificuldades são apresentadas as soluções encontradas e as precauções que devem ser tomadas.

Palavras-chaves: exploração *offshore*, petróleo, perfuração, Margem Equatorial.

ABSTRACT

Most of the offshore oil discoveries of the past decade come from the so-called Deepwater Golden Triangle, region that comprises Gulf of Mexico, Brazil and West Africa. In Brazil, these large volumes of oil are found in the continental margin, which can be divided into three separated domains, considering the tectonic stress field during the rift: Central Margin, Equatorial Margin and East Margin.

While the domains of the Central and East Margins are divergent domains of the plate, the Equatorial Margin, which can become a major producer of hydrocarbon, is a transform related domain and its geology is more complex. In areas where the geology is complex, the exploration is also more complicated. It is important to highlight that in the petroleum exploration and production extreme care should be taken regarding the possibility of an accident. Therefore, it is necessary to develop procedures to prevent, detect and mitigate the risks of problems that can lead to accidents during the operations.

The Equatorial Margin is formed by five basins: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará and Potiguar. Until 2013, the deepwater region (water depth greater than 610m) of the Equatorial Margin had been very lightly explored, with only about 20 deepwater wells being drilled, nine of which were abandoned due to mechanical problems (Wittstrom et. al., 2013).

The objective of this study is to analyze the problems that can happen during the drilling in the Brazilian Equatorial Margin using information from wells drilled in the area. Three major problems were found: shallow gas, high current and unconsolidated sediments. Solutions and methods to prevent these problems are also presented.

Key-words: offshore exploration, petroleum, drilling, equatorial margin.

ÍNDICE DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1. A PLACA SULAMERICANA E OS DOMÍNIOS DA MARGEM ATLÂNTICA.....	13
FIGURA 2. BACIAS SEDIMENTARES BRASILEIRAS E OS DOMÍNIOS DA MARGEM ATLÂNTICA.	14
FIGURA 3. BACIAS DA MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA.....	15
FIGURA 4. CORRELAÇÕES ENTRE BACIAS BRASILEIRAS E AFRICANAS.....	16
FIGURA 5. DIAGRAMA DE FASE MOSTRANDO AS CONDIÇÕES ADEQUADAS PARA A ESTABILIDADE TERMODINÂMICA DE HIDRATOS DE GÁS.....	27
FIGURA 6. RESERVAS DE HIDRATOS DE GÁS NO MUNDO.	28
FIGURA 7. ESQUEMA DAS CORRENTES ZONAS ENCONTRADAS NA REGIÃO OESTE DO ATLÂNTICO EQUATORIAL. EM AZUL AS CORRENTES SUPERFICIAIS E EM VERDE, AS CORRENTES SUBSUPERFICIAIS.....	31
FIGURA 8. CARTAS ESTRATIGRÁFICAS DAS BACIAS DA MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA.	43
FIGURA 9. CORRELAÇÃO ENTRE A FOZ DO AMAZONAS E A COSTA OESTE DA ÁFRICA.	44
FIGURA 10. BACIAS DA SERRA LEOA E LIBÉRIA.....	44
FIGURA 11. DESCOBERTAS NA BACIA DE GANA NA COSTA OESTE DA ÁFRICA.	45
FIGURA 12. LOCALIZAÇÃO DA BACIA FOZ DO AMAZONAS.....	45
FIGURA 13. EVOLUÇÃO ESTRATIGRÁFICA DA BACIA DA FOZ DO AMAZONAS.....	46
FIGURA 14. SEÇÃO GEOLÓGICA ESQUEMÁTICA CORTANDO O CONE AMAZÔNICO.	47
FIGURA 15. LOCALIZAÇÃO DA BACIA PARÁ-MARANHÃO.	47
FIGURA 16. EVOLUÇÃO ESTRATIGRÁFICA DA BACIA PARÁ-MARANHÃO.	48
FIGURA 17. SEÇÃO GEOLÓGICA ESQUEMÁTICA MOSTRANDO A BACIA PARÁ-MARANHÃO.	49
FIGURA 18. EVOLUÇÃO ESTRATIGRÁFICA DA BACIA DE BARREIRINHAS.....	50
FIGURA 19. SEÇÃO GEOLÓGICA ESQUEMÁTICA MOSTRANDO A BACIA DE BARREIRINHAS.....	51
FIGURA 20. LOCALIZAÇÃO DA BACIA DO CEARÁ.	51
FIGURA 21. SUB-BACIAS DA BACIA DO CEARÁ.	52
FIGURA 22. FALHAS NA SUB-BACIA DE MUNDAÚ.	52
FIGURA 23. EVOLUÇÃO ESTRATIGRÁFICA DA BACIA DO CEARÁ (SUB-BACIA DE MUNDAÚ).	53
FIGURA 24. CARTA ESTRATIGRÁFICA COMPOSTA DA BACIA DO CEARÁ.....	54
FIGURA 25. SEÇÃO GEOLÓGICA DA SUB-BACIA DE MUNDAÚ.	54
FIGURA 26. SEÇÃO GEOLÓGICA DA SUB-BACIA DE PIAUÍ-CAMOCIM.	55
FIGURA 27. LOCALIZAÇÃO DA BACIA POTIGUAR.	55
FIGURA 28. EVOLUÇÃO ESTRATIGRÁFICA DA BACIA POTIGUAR.	56

FIGURA 29. SEÇÃO GEOLÓGICA DA BACIA POTIGUAR (TERRA)	57
FIGURA 30. SEÇÃO GEOLÓGICA DA BACIA POTIGUAR (MAR)	57
FIGURA 31. ACUMULAÇÃO DE GÁS DO TIPO COBERTOR ACÚSTICO – PERFIL (A) NÃO INTERPRETADO E (B) INTERPRETADO.	58
FIGURA 32. ACUMULAÇÃO DE GÁS DO TIPO CORTINA ACÚSTICA – PERFIL (A) NÃO INTERPRETADO E (B) INTERPRETADO.	58
FIGURA 33. ACUMULAÇÃO DE GÁS DO TIPO TURBIDEZ ACÚSTICA A COLUNAS ACÚSTICAS – PERFIL (A) NÃO INTERPRETADO E (B) INTERPRETADO.....	58
FIGURA 34. ESTRUTURA CRISTALINA DE UM CLATRATO DE GÁS NATURAL.....	59
FIGURA 35. CONDIÇÕES AMBIENTAIS EM DIFERENTES LUGARES DO MUNDO.	59
FIGURA 36. ZONA DE ESTABILIDADE DE HIDRATOS DE GÁS, LIMITADA PELA INTERSECÇÃO DA CURVA DE ESTABILIDADE DO CLATRATO COM A CURVA GEOTÉRMICA.....	60
FIGURA 37. ESPESSURA DA ZONA DE ESTABILIDADE DE HIDRATOS DE GÁS NA MARGEM CONTINENTAL.....	60
FIGURA 38. SEÇÃO SÍSMICA DE UM REFLETOR BSR TÍPICO NA MARGEM PASSIVA DO SE DOS EUA (BLAKE OUTER RIDGE).	61
FIGURA 39. LOCALIZAÇÃO DO POÇO PERFURADO PELA EXXON EM 1982.	61
FIGURA 40. ESTUDO DAS CORRENTES EM DUAS POSSÍVEIS LOCAÇÕES DO POÇO.	62
FIGURA 41. MODIFICAÇÕES FEITAS NOS EQUIPAMENTOS PARA RESISTIR À FORÇA DE ARRASTE CAUSADA PELA CORRENTEZA.	63
FIGURA 42. SOLUÇÕES UTILIZADAS PARA A SUPRESSÃO DAS VIBRAÇÕES CAUSADAS PELO DESPRENDIMENTO DE VÓRTICES.	63
FIGURA 43. LOCALIZAÇÃO DO POÇO PIONEIRO ALGODOAL-1.....	64
FIGURA 44. PERFIL DA CORRENTEZA NA SUPERFÍCIE.	64
FIGURA 45. LOCALIZAÇÃO DO POÇO 1APS 0033E AP.	65
FIGURA 46. LOCALIZAÇÃO DO BLOCO FMA-Z-90.....	65
FIGURA 47. GRÁFICO PROFUNDIDADE X TEMPO DO POÇO 1APS 0033E AP.....	66
FIGURA 48. CONDIÇÕES MECÂNICAS DO POÇO 1APS 0033E AP.	67
FIGURA 49. QUADRO DE PREVISÃO GEOLÓGICA PRELIMINAR PROPOSTO PARA O PROSPECTO TAMBAQUI MOSTRANDO AS PRINCIPAIS LITOLOGIAS E OS OBJETIVOS PRIMÁRIOS E SECUNDÁRIOS.....	68
FIGURA 50. MAPA REGIONAL MOSTRANDO OS POÇOS PERFURADOS NA BACIA DA FOZ DO AMAZONAS COM OS REGISTROS DE PRESSÃO OBTIDOS A PARTIR DE DADOS DE POÇOS.	69
FIGURA 51. LOCALIZAÇÃO DO POÇO 1MAS 0027A MA.....	69

FIGURA 52. LITOLOGIA PREVISTA PARA O POÇO 1MAS 0027A MA.....	70
FIGURA 53. LOCALIZAÇÃO DO POÇO 1MAS 0013A MA.....	70
FIGURA 54. GRÁFICO PROFUNDIDADE X TEMPO DO POÇO 1MAS 0013A MA.....	71
FIGURA 55. LOCALIZAÇÃO DO POÇO 1CES 0111B CE.....	71
FIGURA 56. GRÁFICO PROFUNDIDADE X TEMPO DO POÇO 1CES 0111B CE.....	72
FIGURA 57. CONDIÇÕES MECÂNICAS DO POÇO 1CES 0111B CE.....	73
FIGURA 58. GRÁFICO PROFUNDIDADE X TEMPO DO POÇO 1CES 0085A CE.....	74
FIGURA 59. CUSTO E COMPOSIÇÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO EM CADA FASE DA PERFURAÇÃO DO POÇO 1CES 0085A CE.....	75

GLOSSÁRIO

Arenitos: Designação dada a rocha sedimentar proveniente da litificação de sedimento arenoso, cujo arcabouço é composto de grãos do tamanho areia (0,625 mm a 2 mm), podendo ocorrer em menor quantidade fragmentos de tamanho menor ou maior.

Arenito Lítico: Arenito caracterizado por conter mais de 25% de partículas detriticas representadas por fragmentos de rochas em sua fração areia, apresentando pouco ou nenhuma matriz.

Basalto: Rocha vulcânica constituída essencialmente de plagioclásio cárlico e piroxênio. Olivina e feldspatoides podem estar presentes.

Betuminoso: Material similar ao betume e que contém material orgânico ou carbonáceo usualmente descrito como betume.

Blowout: Escoamento descontrolado dos fluidos contidos na rocha-reservatório para dentro do poço, eventualmente atingindo a superfície de forma catastrófica.

Blowout Preventer (BOP): Conjunto de válvulas de prevenção de *blowout* instalado na cabeça do poço durante as operações de perfuração, completação e restauro.

Cabo-Guia: Cabo utilizado na instalação de equipamento submarino e que o guia da superfície até o leito marinho, onde se encontra um gabarito no qual o cabo normalmente é fixado.

Calcarenito: Rocha calcária constituída predominantemente por partículas com granulometria tamanho areia, compostas por fragmentos de fósseis de carapaça calcária, oólitos, oncólitos e fragmentos de rochas calcárias.

Calcelutito: Calcário composto predominantemente por partículas de calcita do tamanho de silte e/ou argila.

Conglomerado: Rocha sedimentar clástica de granulometria grosseira, composta por fragmentos maiores que 2 mm de diâmetro (grânulos, seixos, matações, pedregulhos), envoltos por uma matriz de areia ou silte, geralmente cimentados por carbonato de cálcio, óxido de ferro, sílica ou argila endurecida.

Depocentro: Lugar de máxima deposição em uma bacia geológica e onde se tem a maior espessura do pacote de camadas da unidade estratigráfica considerada.

Diabásio: Rocha de granulação média e composição basáltica constituída predominantemente por plagioclásio e piroxênio.

Divertor: Equipamento usado para fechar o anular de um poço e desviar o fluxo para um *choke manifold*. Composto por elementos de vedação de baixa pressão.

Drifte: Movimento de deriva continental.

E&P: Exploração e Produção.

Evaporito: Rocha sedimentar que é formada pela evaporação em corpos aquosos com alta concentração de sais dissolvidos. Os mais comuns minerais evaporíticos são a halita, a gipsita (sulfato de cálcio) e a anidrita, que se formam da evaporação da água do mar, e as rochas carbonáticas dolomíticas. Certos minerais evaporíticos, particularmente a halita, podem formar excelentes rochas capeadoras ou selos para hidrocarbonetos. Essas rochas apresentam porosidades não relevantes e se deformam de forma viscosa e plástica, fato que dificulta a ruptura por fratura e evita a fulga do hidrocarboneto acumulado.

Folhelho: Rocha sedimentar clástica terrígena de textura fina, com estrutura laminada plano-paralelas.

Gráben: Depressão de origem tectônica, geralmente com a forma de um vale alongado com fundo plano, formada quando um bloco fica afundado em relação ao território circundante em resultado de falhas normais.

Hemigráben: Depressão de origem tectônica formada apenas por uma falha geológica (ao invés de duas, como o gráben), basculando um bloco e também gerando uma depressão inclinada.

Horste: Bloco de território elevado em relação ao território circundante em resultado de falhas normais. É frequente os horste fazerem parte de estruturas tectônicas complexas, em que se alternam com grabén e múltiplas falhas.

Kick: Influxo descontrolado de fluidos da formação para o interior do poço de perfuração.

Logging While Drilling (LWD): Ferramenta que permite a perfilagem ao mesmo tempo em que se perfura o poço.

Marga: Termo genérico para diversos sedimentos, consistindo basicamente em uma mistura de argila e carbonato de cálcio.

Margem Passiva: A margem entre um continente e um oceano que não coincide com a margem de uma placa litosférica e onde não está ocorrendo colisão.

Moonpool: Abertura no casco de um navio-sonda, ou o espaço abaixo do *drill floor* (onde se situa a mesa rotativa) nas semissubmersíveis, através do qual são montados os equipamentos que serão descidos no poço.

Nerítico: Ambiente marinho entre o nível da maré baixa e a profundidade de 200 m, que corresponde, grosseiramente, à plataforma continental. Pode ser definido como a zona entre o nível da maré baixa e o limite da plataforma continental.

Platô: Superfície elevada e plana, ou com poucas ondulações, entralhada por vales encaixados, sobressaindo-se na topografia de uma região.

Pressure While Drilling (PWD): Ferramenta de medição de pressão de fundo (anular) durante a perfuração.

Progradação: Avanço da linha de costa em direção ao mar.

Retrogradação: Deslocamento da linha de costa em direção à terra.

Rifte: Depressão ou vale formado devido ao movimento divergente de placas tectônicas.

Riser: Duto de escoamento responsável pela ligação entre o poço e a unidade flutuante.

Remoted-Operated Vehicle (ROV): Veículo dotado de propulsão, operado e controlado remotamente, utilizado em operações no fundo do mar em profundidades nas quais o trabalho com mergulhadores não é possível. Tem como função principal propiciar a realização de operações de auxílio às instalações, intervenções e manutenções de equipamentos submarinos. Esse veículo dispõe de dois braços com capacidade (força) e habilidades (funções) distintas.

Sedimentos Pelágicos: Depósito encontrado em águas profundas longe da costa e que pode ser formado de material com origem tanto orgânica quanto inorgânica. Alguns são claros, e coloridos, esverdeados ou marrons, de textura fina e geralmente contêm esqueletos de organismos planctônicos. Corresponde à água situada sobre as zonas batial e abissal.

Silicelástico: Sedimento clástico formado principalmente por silicatos.

Siltito: Rocha sedimentar composta por fragmentos de tamanho silte, intermediários entre o tamanho da areia e da argila (0,004 mm a 0,064 mm).

Sistema Regressivo: Deposição formada durante a queda do nível relativo do mar, com a taxa de aporte sedimentar excedendo a taxa de acomodação.

Sistema Transgressivo: Deposição formada durante a subida do nível relativo do mar, com a taxa de acomodação excedendo o aporte sedimentar.

Swabbing: Redução da pressão do poço causada pelo movimento de subida da coluna de perfuração. Se a pressão for suficientemente reduzida, os fluidos da formação tenderão a invadir o poço, escoando em direção à superfície. O *swabbing* é considerado prejudicial à operação de perfuração, pois pode causar *kicks* e problemas de instabilidade do poço.

Turbiditos: Depósitos sedimentares originados por correntes de turbidez submarinas na base do talude continental e na planície abissal. Turbiditos normalmente são formados por camadas que variam de grãos mais grossos na base até grãos menores no topo, sequência conhecida como sequência Bouma. Essa sequência ocorre devido à velocidade e a energia de deposição. A grande energia associada à deposição de turbiditos pode levar à erosão de camadas depositadas anteriormente.

VIV (Vortex Induced Vibration): Vibrações induzidas pelo desprendimento de vórtices.

Zona Abissal: Região de água pouco movimentada e uniformemente fria e onde não penetra luz. Estende-se de 2000 m até maiores profundezas.

Zona Batial: Corresponde ao declive acentuado que ocorre após a plataforma continental, de 200 a 2000 m de profundidade, ocupando o chamado talude continental. Devido à ausência de luz não existem algas e os animais são reduzidos.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
2	OBJETIVO	14
3	REVISÃO DA LITERATURA	14
3.1	MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA	15
3.1.1	<i>BACIA DA FOZ DO AMAZONAS</i>	17
3.1.2	<i>BACIA PARÁ-MARANHÃO</i>	19
3.1.3	<i>BACIA DE BARREIRINHAS</i>	20
3.1.4	<i>BACIA DO CEARÁ</i>	21
3.1.5	<i>BACIA POTIGUAR</i>	23
4	MATERIAIS E MÉTODOS	24
5	RESULTADOS	24
5.1	PROBLEMAS ENCONTRADOS NA LITERATURA	24
5.1.1	<i>SHALLOW GAS</i>	25
5.1.2	<i>CORRENTEZA NA MARGEM EQUATORIAL</i>	30
5.2	DADOS DOS POÇOS	34
5.2.1	<i>BACIA DA FOZ DO AMAZONAS</i>	34
5.2.2	<i>BACIA DO PARÁ-MARANHÃO</i>	36
5.2.3	<i>BACIA DE BARREIRINHAS</i>	36
5.2.4	<i>BACIA DO CEARÁ</i>	37
5.2.5	<i>BACIA POTIGUAR</i>	38
6	CONCLUSÕES	39
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	40
8	ANEXOS	43

1 INTRODUÇÃO

Há um crescimento da demanda de energia no mundo, que se deve, em grande parte, ao crescimento dos mercados emergentes. Esse crescimento da demanda, aliado ao decréscimo do petróleo relativamente acessível e barato presente dos reservatórios convencionais, está levando a indústria de óleo e gás à exploração e produção de hidrocarbonetos em áreas com geologias cada vez mais complexas e que exigem uma tecnologia mais avançada. A indústria está investindo em áreas que não eram economicamente viáveis há algum tempo atrás, o que inclui a exploração e produção em águas profundas e ultra-profundas.

A exploração de petróleo offshore no Brasil teve início em 1968 na Bacia de Sergipe, no Campo de Guaracirema. No começo, a atividade offshore na Petrobras não era tão relevante, já que a importação do petróleo era muito mais barata. Em 2012, no entanto, a produção offshore do Brasil já representava aproximadamente 90% da produção total de petróleo e LGN (Morais, 2013).

As bacias sedimentares da margem continental brasileira foram originadas pelos mecanismos de distensão litosférica (rifice), que conduziram à ruptura do paleocontinente Gondwana, separando as placas Africana e Sul-Americana e formando o oceano Atlântico Sul. Três domínios distintos na margem continental podem ser reconhecidos considerando-se a natureza e os campos de tensões regionais durante o rifice: segmento do Atlântico Central, Margem Equatorial e a Margem Leste (ver Figuras 1 e 2). Os segmentos do Atlântico Central e da Margem Leste são regiões predominantemente distensivas. A Margem Equatorial, no entanto, tem uma natureza peculiar transformante (Milani et. al., 2000).

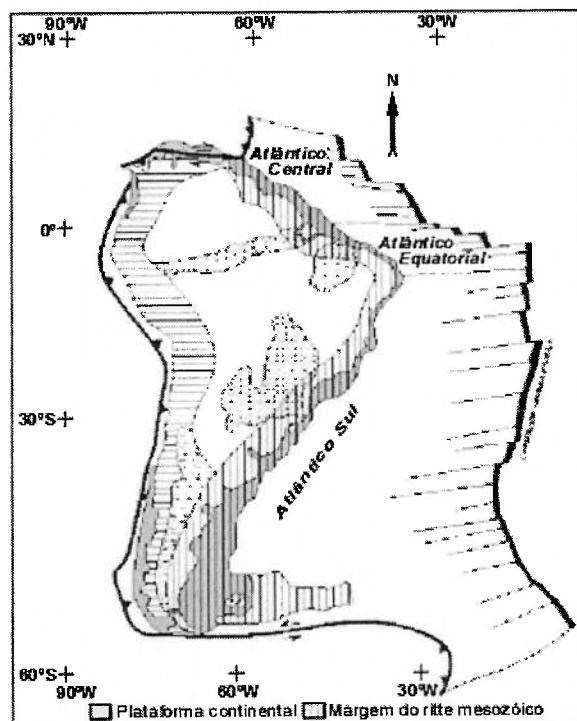


Figura 1. A placa sulamericana e os domínios da margem atlântica.
Fonte: MILANI, BRANDÃO, ZALÁN & GAMBOA, 2001.

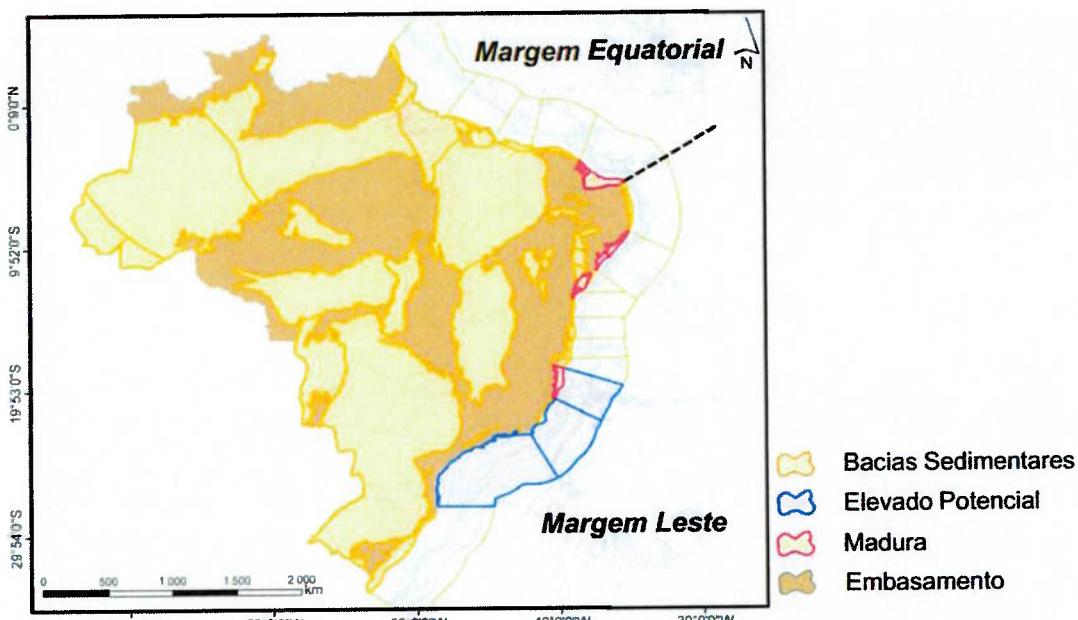


Figura 2. Bacias sedimentares brasileiras e os domínios da margem atlântica.

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Devido ao rifteamento transtensivo dessa região, essa margem é segmentada em sub-bacias que apresentam histórias contrastantes entre si em termos de subsidência, distribuição de fácies sedimentares, fluxo térmico, magmatismo e episódios de deformação (Milani et. al., 2000). Há uma escassez de dados geológicos nessa região, caracterizada como uma região de nova fronteira, e diversos pesquisadores estão trabalhando para entender melhor a geologia dessa margem, que poderá vir a ser uma grande área produtora de hidrocarbonetos.

Cinco bacias são conhecidas nessa margem: a Bacia da Foz do Amazonas, a Bacia do Pará-Maranhão, a Bacia de Barreirinhas, a Bacia do Ceará e a Bacia Potiguar. Até 2013, a região de águas profundas (lâmina d'água maior do que 610m) da Margem Equatorial ainda havia sido pouco explorada, com aproximadamente apenas 20 poços perfurados, sendo que desses, 9 foram abandonados por problemas mecânicos (Wittstrom et. al., 2013).

Em áreas com geologias complexas, a perfuração e a completação dos poços também é mais difícil. Dessa forma, é de extrema importância conhecer a geologia e as condições locais para que se possa prever e prevenir problemas na perfuração desses poços.

2 OBJETIVO

Esse trabalho tem como objetivo prever as dificuldades que serão encontradas na perfuração da Margem Equatorial Brasileira, tais como: prisão de coluna de perfuração, perda de circulação, influxo de fluidos indesejados (kick), instabilidade do poço, janela de operação estreita, entre outros. Para essas dificuldades serão apresentadas as soluções encontradas e as precauções que devem ser tomadas.

3 REVISÃO DA LITERATURA

Essa seção tem como objetivo apresentar as principais características da Margem Equatorial Brasileira, fazer uma breve introdução ao seu histórico exploratório e ao seu

potencial petrolífero e apresentar a evolução tectonoestratigráfica de cada bacia pertencente a essa margem.

3.1 MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA

Como mencionado anteriormente, três domínios distintos podem ser reconhecidos na margem continental, considerando-se a natureza e o campo de tensões regionais durante a distensão litosférica (rifte) que conduziu à ruptura do paleocontinente Gondwana: segmento do Atlântico Central, Margem Equatorial e a Margem Leste (ver Figuras 1 e 2). Os segmentos do Atlântico Central e da Margem Leste são regiões predominantemente distensivas, enquanto a Margem Equatorial tem uma natureza peculiar transformante (Milani et. al., 2000).

Cinco bacias são conhecidas na Margem Equatorial Brasileira: a Bacia da Foz do Amazonas, a Bacia do Pará-Maranhão, a Bacia de Barreirinhas, a Bacia do Ceará e a Bacia Potiguar (ver Figura 3). A área sedimentar dessas bacias é de aproximadamente 1 milhão km² (até a batimetria de 3.000m) e a evolução geológica é similar à da Margem Oeste Equatorial Africana, que compreende as bacias *offshore* da Serra Leoa, Libéria, Costa do Marfim, Gana, Togo, Benin e Nigéria. A Figura 4 mostra a correlação de óleos entre a margem continental brasileira e a margem continental africana, destacando a Margem Equatorial. As expectativas são de descobertas de acumulação de óleo leve em reservatórios turbidíticos neocretáceos. A maioria dos prospectos estão sendo perfurados com o objetivo de encontrar reservatórios do Albiano ou do Aptiano, com rochas geradoras do Aptiano ou mais antigas do Cretáceo Inferior.

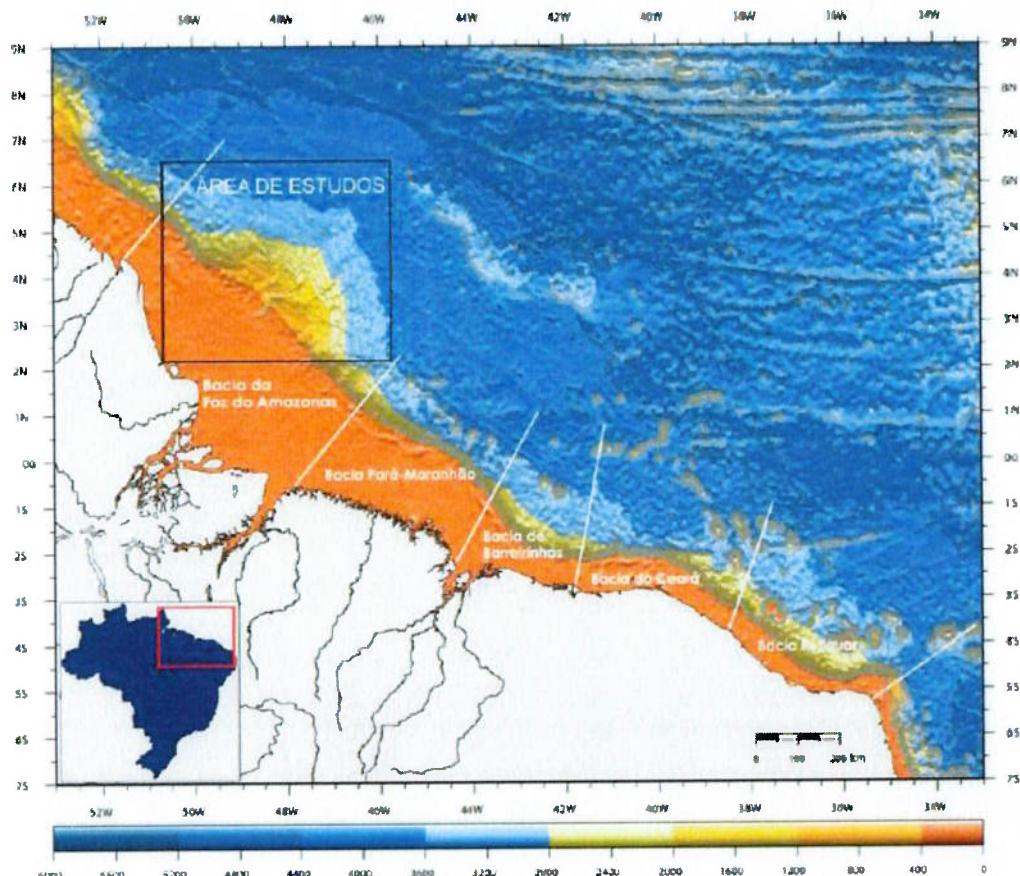


Figura 3. Bacias da Margem Equatorial Brasileira.

Fonte: PEROVANO, 2009.

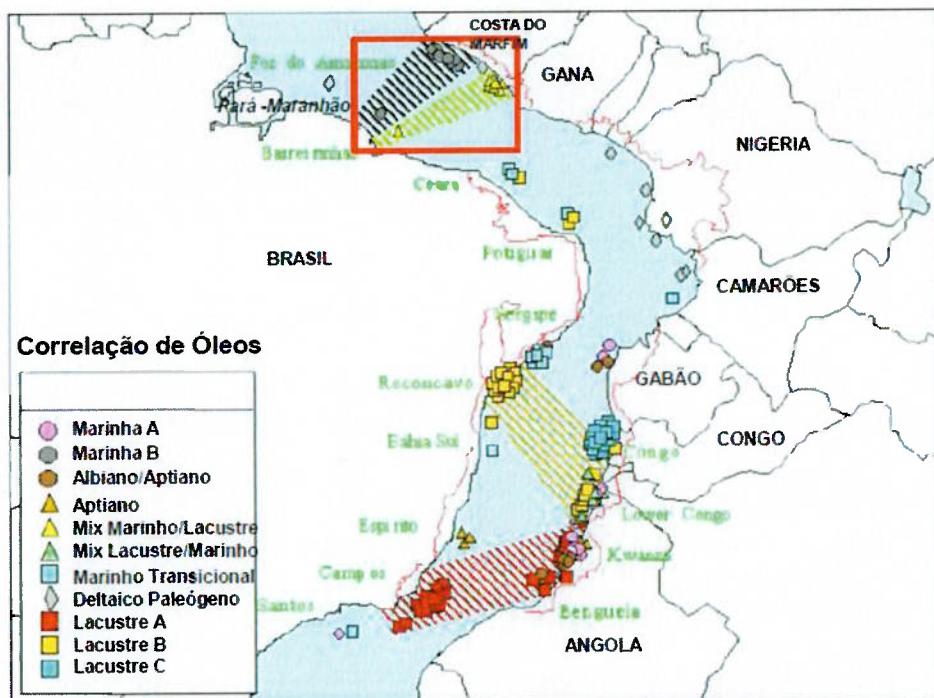


Figura 4. Correlações entre bacias brasileiras e africanas.

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Na Figura 8 do Anexo é possível ver as cartas estratigráficas das bacias da Margem Equatorial. O sistema de distensão litosférica que gerou essas bacias começou no extremo nordeste e no extremo noroeste, indo ambos em direção à Bacia de Barreirinhas, onde foi concluído. A fase transicional é quase simultânea em toda a Margem Equatorial. Já a fase drifte começou nas Bacias Potiguar e Ceará e depois atingiu as bacias de Barreirinhas, Pará-Maranhão e Foz do Amazonas.

A Bacia da Foz do Amazonas tem uma taxa de sedimentação muito alta devido aos sedimentos trazidos pelo Rio Amazonas desde o período Cenozóico até os dias de hoje, o que levou a formação de uma sequência deltaica espessa. Mais para o leste, nas Bacias do Ceará e Potiguar, são observados vulcanismos, como montanhas submarinas formadas por atividades vulcânicas e intrusões ígneas. Devido ao elevado declive da Margem Equatorial e devido à presença de uma camada de folhelho do Cretáceo Superior-Terciário Inferior, todas as bacias foram afetadas por grandes deslizes gravitacionais durante o Terciário (OE: Offshore Engineer, 2014).

As Bacias Pará-Maranhão e Barreirinhas estão mais para o leste do delta do Rio Amazonas, o que significa que elas foram muito menos afetadas pela quantidade de sedimentos trazidos pelo rio. No entanto, essa parte da margem possui um declive mais elevado e os folhelhos do Cretáceo Superior-Terciário Inferior ainda estão presentes nessas bacias. Dessa forma, enormes deslizamentos também ocorreram e é possível ver uma rápida transição de falhas extensionais (mais perto do declive) para falhas compressionais (OE: Offshore Engineer, 2014).

Mais para o leste, um regime extensional domina as Bacias do Ceará e de Potiguar, que são caracterizadas por falhas listrícias e normais. Talvez uma explicação para esse regime extensional seja a presença de vulcanismo, que dispersou a frente compressional e

interrompeu uma sequência sedimentar Terciária menos espessa (OE: Offshore Engineer, 2014). Cada bacia será discutida em seguida com mais detalhes.

Em relação ao seu histórico exploratório, pode-se dizer que a exploração *offshore* da Margem Equatorial Brasileira começou em 1970. A primeira descoberta de óleo aconteceu na Bacia do Potiguar, com o campo de Ubarana, em 1973. Já a primeira descoberta de gás aconteceu na bacia da Foz do Amazonas, com o campo de Pirapema, em 1976, campo que foi abandonado, sendo classificado como sub-comercial. Até 2013, a região de águas profundas da Margem Equatorial ainda havia sido pouco explorada, com aproximadamente apenas 20 poços perfurados, sendo que desses, 9 foram abandonados por problemas mecânicos (Wittstrom et. al., 2013).

Histórias de sucessos exploratórios em bacias análogas na América do Sul e na África indicam um bom potencial petrolífero para essa margem. Foram encontradas correlações de biomarcadores na margem brasileira e africana, onde foi descoberto um campo de petróleo através do poço de *Vénus* (Bacia da Serra Leoa e da Libéria) e o campo de *Jubilee* (Bacia da Costa do Marfim e da Gana). O campo de *Jubilee* encontra-se em um reservatório turbidítico do Cretáceo Superior, com expectativa de cerca de 800 milhões de barris de óleo recuperáveis e lâmina d'água de 1.000 a 1.700m. Além do campo de *Jubilee*, já foram descobertos também os campos de *Tweneboa*, *Espoir* e *Baobab* nesta mesma bacia. Acredita-se também que há uma analogia entre a Bacia da Foz do Amazonas e o Delta do Níger (ver Figuras 9, 10 e 11 do Anexo). Além da analogia com a Costa da África, foi descoberto na Guiana Francesa, a 50 km da fronteira marítima com o Amapá, o campo de *Zaedyus*, oriundo do mesmo sistema petrolífero do Cretáceo Superior (reservatório turbidítico), com expectativa de cerca de 700 milhões de barris de óleo recuperáveis e profundidade final do poço de, aproximadamente, 6.000m.

3.1.1 BACIA DA FOZ DO AMAZONAS

A Bacia da Foz do Amazonas está situada na porção oeste da Margem Equatorial Brasileira, entre o platô de Demerara, a noroeste, e a Bacia Pará-Maranhão, a sudeste. Está situada nos estados do Amapá e Pará (ver Figura 12 do Anexo).

Na Figura 13 do Anexo está ilustrada a carta estratigráfica da Bacia da Foz do Amazonas. Os primeiros registros sedimentares compreendem a sequência pré-rifte, representados pela Formação Calçoene, de idade entre 186 e 222 Ma (Triássico/Jurássico), inferida a partir de datação radiométrica. Essa formação está relacionada com um ambiente desértico e é composta de basaltos intercalados com sedimentos arenosos (Bazzi et. al., 2003). Essa sequência é limitada no topo pela discordância pré-rifte.

A megassequência syn-rifte está relacionada com a abertura final do Atlântico e desenvolveu-se entre o Cretáceo Inferior e o Alboaptiano. Essa sequência compreende as formações Cassiporé, Codó Continental e marinho restrito. A Formação Cassiporé é formada por depósitos siliciclásticos variados. A Formação Codó é formada predominantemente por folhelhos negros e betuminosos e calcilutitos. Essa sequência é limitada no topo pela discordância Pré-Cenomaniano.

A sequência do pós-rifte é uma sequência de margem passiva e pode ser dividida em dois intervalos: Pré-Amazonas e Leque do Amazonas. O intervalo Pré-Amazonas representa o intervalo correspondente à deposição antes do estabelecimento do Rio Amazonas como um sistema de drenagem bem definido. Esse intervalo é formado por duas sequências

sedimentares geradas em ambientes variando do flúviodeltaico, marinho raso a marinho profundo. A primeira sequência do intervalo Pré-Amazonas compreende a Formação Limoeiro do Cenomaniano ao Paleoceno Inferior. É caracterizada por uma sedimentação clástica marinha transgressiva.

A segunda sequência sedimentar do intervalo Pré-Amazonas inclui sedimentos depositados entre o Paleoceno Inferior e o Mioceno Médio. Esses sedimentos formam uma espessa plataforma carbonática proximal (Formação Amapá), ladeada por areias proximais (Formação Marajó), e em direção ao eixo da bacia ocorrem sedimentos pelágicos (águas profundas) distais, em sedimentação regressiva (Formação Travosas). Essa sequência é limitada no topo pela discordância do Mioceno Médio.

O intervalo do Leque do Amazonas é o resultado do desenvolvimento do Rio Amazonas após o soerguimento da Cordilheira dos Andes. Esse intervalo inclui sedimentos depositados do Mioceno Superior ao Recente e é representado por uma cunha clástica progradante (Grupo Pará), que reúne as formações Tucunaré, Pirarucu e Orange.

Para entender a estrutura da bacia é necessário entender os três eventos tectônicos que a formaram. O primeiro, ligado à formação do Oceano Atlântico Central, formou um hemigráben alongado e limitado por falhas normais de direção NW-SE, em que o intenso magmatismo formou as rochas vulcânicas da Formação Calçoene. O segundo evento, formou o gráben alongado na direção NW-SE que acolheu os sedimentos da formação Cassiporé. Já o terceiro, relaciona-se com o final da separação da América do Sul e da África. Há ampliação do gráben de Cassiporé, há a instalação da margem passiva e início da formação de falhas transformantes de direção ENE-WSW, que seccionaram os grábens de direção NW-SE (Soares Junior et. al., 2008).

Na parte central da bacia (Cone do Amazonas), observa-se uma intensa tectônica gravitacional, que estrutura toda a seção cenozoica (65 milhões e 500 mil anos até o presente) por meio de falhas extensionais e falhas de empurrao na direção da bacia profunda. Essas estruturas foram formadas devido ao deslizamento gravitacional da cobertura sedimentar sobre níveis basais móveis, induzidos pela carga sedimentar e pela declividade do talude.

A Figura 14 do Anexo apresenta uma seção geológica baseada em dados sísmicos e de poços. Nessa seção geológica é possível ver desde o domínio extensional da plataforma até o domínio de empurrao além da quebra da plataforma. Algumas linhas sísmicas adquiridas na região de águas profundas da Margem Equatorial Brasileira indicam que zonas de fraturas associadas às falhas transformantes estão tectonicamente ativas até o presente, afetando a cobertura sedimentar do terciário e perturbando o fundo do mar, com movimentos compressionais e extensionais (Bizzi et. al., 2003).

Analizando a evolução estratigráfica da bacia e a seção geológica, é possível perceber que os elementos necessários para acumulação de hidrocarbonetos estão presentes: possíveis rochas geradoras; rochas reservatórios; possibilidade de migração; e trapas estratigráficas, estruturais e mistas com rochas selantes.

Dentre as possíveis rochas geradoras estão: Formação Cassiporé e Codó (folhelhos lacustres), Formação Limoeiro (folhelhos marinhos) e a Formação Travosas (folhelhos). Já as possíveis rochas reservatórios são: Formação Cassiporé (arenitos flúvio-deltaicos), Formação Limoeiro (arenitos plataformais e arenitos turbidíticos), Formação Amapá (calcarenitos

porosos e fraturados), Formação Piracucu (arenitos plataformais) e Formação Orange (arenitos turbidíticos). Os possíveis selos são os folhelhos, calcilutitos e margas.

3.1.2 BACIA PARÁ-MARANHÃO

A Bacia Pará-Maranhão está localizada na porção norte da plataforma continental brasileira, nas costas dos estados do Pará e do Maranhão. É uma bacia de idade cretácea com área total aproximada de 92.890 km² (até a batimetria de 3.000m). É limitada pela bacia do Foz do Amazonas (NO), Bacia de Barreirinhas (SE), Plataforma de Ilha de Santana (S) e Zona de Fratura de São Paulo (N) (Figura 15 do Anexo).

Na Figura 16 do Anexo está ilustrada a carta estratigráfica da Bacia Pará-Maranhão. São caracterizadas duas principais megassequências tectonossedimentares: de syn-rifte, representada pelo grupo Canárias, e de margem passiva, representada pelos grupos Caju e Humberto de Campos.

A megassequência syn-rifte (Eo-Albiano) é caracterizada por uma sedimentação flúvio/deltaica/lacustrina confinada a semi-grábens. É formada por arenito lítico cinzento, fino a grosso; siltito cinzento a castanho-avermelhado; e folhelho cinza a cinza esverdeado.

A megassequência drifte (margem passiva) pode ser dividida em dois intervalos: Grupo Caju e Grupo Humberto de Campos. O Grupo Caju (Albiano Superior ao Cenomaniano) é caracterizado por uma sedimentação transgressiva e é composto por arenitos quartzosos médios a grossos, folhelhos escuros e calcarenitos, depositados em ambiente marinho nerítico de alta e baixa energia. Já o Grupo Humberto de Campos (Turoniano ao Recente) é caracterizado por uma sedimentação regressiva e é uma sequência siliciclástica, com ambiente variando de costeiro a marinho nerítico, batial e abissal. É dividido nas formações Areinhas, Ilha de Santana e Travosas, que se intercalam lateralmente. A Formação Areinhas tem clastos grossos depositados em ambiente marinho raso, a Formação Ilha de Santana é composta por carbonatos de alta energia depositados em ambiente marinho nerítico e a Formação Travosas possui folhelhos escuros e arenitos finos depositados em ambiente marinho profundo de batial a abissal.

Estruturalmente, a bacia é formada por dois depocentros separados por um horste. O depocentro leste, distensivo, é alongado segundo NW-SE e possui dois sistemas de falhas normais, um de direção NW-SE e outro de direção NNW-SSE. O depocentro oeste é denominado Gráben de Ilha de Santana e também possui dois sistemas de falhas normais com direções E-W e NNW-SSE. Esses depocentros são separados pelo Alto Estrutural de Gurupi (Soares Junior et. al., 2008).

A região além do talude é caracterizada por uma espessa sequência sedimentar e por feições vulcânicas, que frequentemente coincidem com o prolongamento de zonas de fraturas. Além disso, a arquitetura da bacia é complexa devido a eventos mais recentes, ligados à tectônica gravitacional na fase de deriva continental, manifestada em fluxos de massa nas regiões mais distais da margem continental, que corresponde a uma região com grande incidência de falhas de empurrão e dobras associadas. A seção geológica da bacia pode ser vista na Figura 17 do Anexo.

Analizando a evolução tectonoestratigráfica da bacia e a seção geológica, é possível perceber que os elementos necessários para acumulação de hidrocarbonetos estão presentes: possíveis rochas geradoras; rochas reservatórios; possibilidade de migração através de falhas

lístricas, falhas rifte e superfícies discordantes; e trapas estratigráficas, estruturais e mistas com rochas selantes.

Dentre as possíveis rochas geradoras estão: Formação Codó da megassequência syn-rifte (folhelhos escuros lacustrinos), Grupo Caju (folhelhos negros) e a Formação Travosas (folhelhos). Já as possíveis rochas reservatórios são: Grupo Canárias (arenitos flúvio-deltaicos), Formação Ilha de Santana (calcários fraturados, bancos, recifes, depósitos de talus e turbiditos carbonáticos) e Formação Travosas (arenitos turbidíticos). Os possíveis selos são os folhelhos, calcilutitos e margas.

3.1.3 BACIA DE BARREIRINHAS

A Bacia de Barreirinhas ocupa a porção costeira e de plataforma continental de parte do estado do Maranhão. É uma bacia de idade cretácea com área total aproximada de 55.000 km² (até a batimetria de 3.000m), sendo 46.000 km² *offshore* e 9.000 km² em terra. É limitada pela Bacia Pará-Maranhão (NO), Bacia de São Luís (O), Bacia do Ceará (Alto de Tutóia) (L) e pelo Parnaíba (Arco Ferrer – Urbano Santos) (S). É possível ver sua localização na Figura 15 do Anexo.

Na Figura 18 do Anexo está ilustrada a carta estratigráfica da Bacia de Barreirinhas. Essa bacia desenvolveu-se sobre a Bacia do Parnaíba (Paleozóico), com toda a coluna estratigráfica desta bacia presente como embasamento. Além de englobar as rochas sedimentares e ígneas da Bacia do Parnaíba, a sequência pré-rifte engloba também os sedimentos neojurássicos e eocretáceos (Formação Pastos Bons e Formação Corda), além das rochas ígneas da Formação Sardinha (Neocomiano). Sobre a sequência pré-rifte, são reconhecidas duas principais megassequências tectonossedimentares: de syn-rifte, representada pelo Grupo Canárias e de margem passiva, representada pelos grupos Caju, Humberto de Campos, Formação Pirabas e Formação Barreiras.

A megassequência syn-rifte (Eo-Albiano), como dito anteriormente, é representada pelo Grupo Canárias. É caracterizada por folhelhos escuros (formações Arpoador e Tutóia), arenitos grossos cinzentos (Formação Bom Gosto), e arenitos médios cinzentos (Formação Barro Duro), caracterizando depósitos flúvio-deltaicos.

A megassequência drifte (margem passiva), como na Bacia Pará-Maranhão, pode ser dividida em dois intervalos: Grupo Caju e Grupo Humberto de Campos.

O Grupo Caju (Albiano Superior ao Cenomaniano) é composto pelas formações Bonfim, Preguiças e Periá e é caracterizado por uma sedimentação transgressiva. É composto por arenitos quartzosos médios a grossos, folhelhos escuros e calcarenitos, depositados em ambiente marinho nerítico de alta e baixa energia.

Já o Grupo Humberto de Campos (Turoniano ao Recente) é caracterizado por uma sedimentação regressiva e é uma sequência siliciclástica, com ambiente variando de costeiro a marinho nerítico, batial e abissal. É dividido nas formações Areinhas, Ilha de Santana e Travosas, que se intercalam lateralmente. A Formação Areinhas tem clastos grossos depositados em ambiente marinho raso, a Formação Ilha de Santana é composta por carbonatos de alta energia depositados em ambiente marinho nerítico e a Formação Travosas possui folhelhos escuros e arenitos finos depositados em ambiente marinho profundo de batial a abissal. O Grupo Humberto de Campos é coberto por carbonatos de alta energia da

Formação Pirabas (Mioceno – Recente) e finalmente ocorre a cobertura de clásticos da Formação Barreiras.

Estruturalmente, a Bacia de Barreirinhas pode ser dividida em duas partes: terra e mar. A primeira é a continuação da Bacia de Ilha Nova para oeste e é formada por falhas normais lístricas de direções WNW-ESSE e NW-SE. A parte marítima é ligada com a Bacia Pará-Maranhão e é formada por falhas normais NW-SE (Soares Junior et. al., 2008).

A Bacia de Barrerinhas é caracterizada por grande espessura sedimentar, presença de feições vulcânicas além da quebra do talude e notável cinturão de dobramentos na região além do talude, associado à tectônica gravitacional. A seção geológica da bacia pode ser vista na Figura 19 do Anexo.

Analizando a evolução tectonoestratigráfica da bacia e a seção geológica, é possível perceber que os elementos necessários para acumulação de hidrocarbonetos estão presentes: possíveis rochas geradoras; rochas reservatórios; possibilidade de migração através de falhas lístricas, falhas rifte e superfícies discordantes; e trapas estratigráficas, estruturais e mistas com rochas selantes.

Dentre as possíveis rochas geradoras estão: Formação Codó da megassequência syn-rifte (folhelhos escuros lacustrinos), Grupo Caju (folhelhos negros) e a Formação Travosas (folhelhos). Já as possíveis rochas reservatórios são: Formação Bom Gosto (arenitos do grupo Canárias), Formação Tutóia (arenitos) e Formação Travosas (arenitos turbidíticos). Os possíveis selos são os folhelhos intercalados do Grupo Canárias e da Formação Travosas.

A Bacia de Barreirinhas já tem 34 poços com ocorrências de hidrocarbonetos, sendo a maior parte deles com ocorrências de gás. Além disso, a qualidade do óleo é excelente (óleo leve).

3.1.4 BACIA DO CEARÁ

A Bacia do Ceará é uma bacia do Eoaptiano com área total aproximada de 61.155 km² (até a batimetria de 3.000m), sendo 49.753 km² *offshore* e 11.140 km² em terra. É limitada pela Bacia de Barreirinhas (Alto de Tutóia) (O), Bacia Potiguar (Alto de Fortaleza) (L), pela zona de fratura de Romanche (N) e pelo embasamento (S) (ver Figura 20 do Anexo).

Sua origem e evolução estão ligadas a um complexo regime tectônico de natureza transtrativa e transpressiva, responsável pela geração de um rifteamento oblíquo. Devido a características tectônicas distintas, a Bacia do Ceará é dividida em quatro sub-bacias: Piauí-Camocim, Acaraú, Icaraí e Mundaú (Figura 21 do Anexo). As três primeiras compreendem a parte oeste da bacia, enquanto Mundaú compreende a parte leste. Essas bacias apresentam histórias deposicionais e deformacionais ligeiramente distintas.

As sub-bacias de Icaraí e Acaraú estão separadas pelo prolongamento norte do lineamento Sobral-Pedro II (Lineamento Transbrasiliano), sendo que a última está separada da sub-bacia de Piauí-Camocim pelo Alto do Ceará, feição positiva de provável origem magmática. A sub-bacia de Mundaú, por sua vez, limita-se com a sub-bacia de Icaraí por uma inflexão da falha de borda, no prolongamento nordeste da falha de Forquilha, como pode ser visto na Figura 22 do Anexo (Morais Neto et. al.).

As sub-bacias mais a oeste são caracterizadas por feições associadas à transcorrência e à compressão (transpressão): falhas de cavalgamento, falhas reversas, dobras em *echelon*, estruturas em flor positivas e inversão de bacia. Já a sub-bacia de Mundaú mostra uma evolução tectônica menos complexa, sendo mais apropriadamente considerada uma bacia do tipo rifte, desenvolvida entre segmentos divergentes da Margem Equatorial. Possui feições associadas à transtensão: falhas normais, falhas lístricas, estruturas em flor negativa e blocos basculhados. A ocorrência das falhas normais se dá na direção NW-SE e são separadas pelas falhas transcorrentes na direção NE-SW.

Na Figura 23 do Anexo está ilustrada a carta estratigráfica da Bacia do Ceará. Podem ser reconhecidas três megassequências tectonossedimentares: syn-rifte, transicional e drifte. A megassequência syn-rifte (Aptiano) corresponde à Formação Mundaú e reúne rochas de natureza continental. É caracterizada por conglomerado de borda, arenitos flúvio-deltáicos e folhelhos lacustres. A megassequência transicional, acima da discordância *break-up*, é representada pela Formação Paracuru, que marca a transição do ambiente continental para o ambiente marinho restrito. É caracterizada por depósitos fluviais, deltaicos e lacustres, além de carbonatos e evaporitos localizados, devido à baixa taxa de entrada de água. Já a megassequência drifte é uma sequência de margem passiva que compreende as formações Ubarana, Guamaré e Tibau. A Formação Ubarana (Albiano–Recente) compreende sedimentos siliciclásticos depositados em ambiente marinho (folhelhos e arenitos turbidíticos). As formações Guamaré e Tibau (Eoceno–Recente) são marcadas pela deposição de carbonatos progradantes e de arenitos. Resumindo, a megassequência drifte é formada por incursões marinhas, arenitos flúvio-deltáicos, folhelhos lacustres, calcilutitos, calcarenitos e folhelhos carbonosos. Do Mioceno ao Recente ocorre a cobertura de clásticos da Formação Barreirinhas.

Na sub-bacia do Piauí-Camocim, no entanto, há um hiato entre o Cenomaniano e o Eoceno, devido à inversão de bacia. Além disso, é possível que ocorram sedimentos paleozoicos na sequência pré-rifte, ainda não atingida por perfurações. Na Figura 24 do Anexo é possível ver uma carta estratigráfica composta das sub-bacias da Bacia do Ceará.

Destaca-se na Bacia do Ceará a ocorrência de intrusões ígneas (diabásio) e extrusões (basaltos) de idade Terciário na porção terrestre, representadas pela Formação Macaú. Feições ígneas estão presentes na plataforma continental e além do talude, na bacia oceânica, formando altos vulcânicos ao longo de zonas de fraturas, montes submarinos e *guyots* (monte submarino de topo aplainado, de origem vulcânica) cortando toda a sequência sedimentar, do Aptiano ao Recente. A região entre a plataforma e o sopé continental é também caracterizada por feições compressionais associadas ao colapso gravitacional dos sedimentos (Bazzi et. al., 2003). É possível ver as seções geológicas das sub-bacias de Mundaú e Piauí-Camocim nas Figuras 25 e 26 do Anexo.

Analizando a evolução tectonoestratigráfica da bacia e a seção geológica, é possível perceber que os elementos necessários para acumulação de hidrocarbonetos estão presentes: possíveis rochas geradoras; rochas reservatórios; possibilidade de migração através de falhas lístricas, falhas rifte e superfícies discordantes; e trapas estratigráficas, estruturais e mistas com rochas selantes.

Dentre as possíveis rochas geradoras estão: Formação Mundaú da megassequência syn-rifte (folhelhos lacustres) e Formação Paracuru da megassequência transicional (folhelhos). Já as possíveis rochas reservatórios são: Formação Mundaú (arenitos flúvio-

deltáicos), Formação Paracuru (arenitos flúvio-deltáicos e calcários) e Formação Ubarana (arenitos turbidíticos). Os possíveis selos são os folhelhos, calcilutitos e margas.

A bacia do Ceará já tem 62 poços com indícios de hidrocarbonetos, sendo 58 na sub-bacia de Mundaú. Quatro campos já foram descobertos: Atum (32° API), Curimã (27° API), Espada (35° API) e Xaréu (39° API), o que indica que a qualidade do óleo é excelente. Em 2012, a Petrobras descobriu um importante reservatório turbidítico em águas profundas através do poço 1-BRSA-1080-CES, mais conhecido como Pecém.

3.1.5 BACIA POTIGUAR

A Bacia Potiguar localiza-se no extremo leste da Margem Equatorial Brasileira, compreendendo um segmento emerso e outro submerso. Distribui-se parcialmente no estado do Ceará e na maior parte do estado do Rio Grande do Norte. Geologicamente, é limitada pelo Alto de Fortaleza (mar) e Plataforma Aracati (terra) a noroeste, e pelo Alto de Touros (mar) e Plataforma de Touro ou Leste (terra) a sudeste. O Alto de Fortaleza define seu limite oeste com a Bacia do Ceará (sub-bacia de Mundaú), enquanto o Alto de Touros define seu limite leste com a Bacia Pernambuco-Paraíba. Possui uma área total de 94.043 km² (até a batimetria de 3.000m), sendo 62.690 km² offshore e 31.354 km² em terra. Sua localização pode ser vista na Figura 27 do Anexo.

Na Figura 28 do Anexo está ilustrada a carta estratigráfica da Bacia Potiguar. Podem ser reconhecidas três megassequências tectonossedimentares: syn-rifte, transicional e drifte. A megassequência syn-rifte (Cretáceo Inferior) corresponde à Formação Pendência (Berriasiano/Barremiano) e é caracterizada por depósitos flúvio-deltáicos e lacustres. Uma segunda fase syn-rifte é representada pela Formação Pescada (Barremiano-Aptiano Inferior), com depósitos nos depocentros da Falha de Pescada, concomitantemente às manifestações magmáticas na bacia (Bizzi et. al., 2003).

A megassequência transicional compreende uma sequência transicional a marinha (formação Alagamar). Há uma discordância que a separa da megassequência marinha. Já a megassequência drifte (margem passiva), é caracterizada por sedimentos flúvio-marinhos numa fase transgressiva representada pelas formações Açu, Ponta de Mel, Quebradas, Jandaíra e Ubarana. A Formação Açu compreende os sedimentos proximais e a Formação Ubarana representa a fácie distal. Os sedimentos são siliciclásticos a carbonáticos. A partir do Campaniano caracteriza-se na bacia uma fase regressiva, abrangendo sedimentos de leques costeiros, plataforma continental, talude e bacia profunda. A sequência do Cretáceo Superior é recoberta pelas formações Tibau, Guamaré e Ubarana (sequência clástica e carbonática). Também são caracterizadas rochas vulcânicas associadas à Formação Macau e feições ígneas em águas profundas.

O arcabouço estrutural da bacia, na parte terrestre, inclui dois grábens assimétricos principais, de direção NE-SW, separados por altos internos alongados e bordejados por duas plataformas de embasamento raso (plataformas de Touros e Aracati). Na porção submersa da bacia, uma segunda fase rifte (Barremiano ao Eoaptiano) implantou-se sobre a fase rifte anterior. Uma importante reativação tectônica ocorreu durante o Campaniano, associada a movimentos transcorrentes, e outra no Terciário, quando foram reativados antigos falhamentos normais e gerados dobramentos, notadamente na parte oeste da bacia (Bizzi et. al., 2003). As seções geológicas da Bacia Potiguar (mar e terra) podem ser vistas nas Figuras 29 e 30 do Anexo.

Analisando a evolução tectonoestratigráfica da bacia e a seção geológica, é possível perceber que os elementos necessários para acumulação de hidrocarbonetos estão presentes: possíveis rochas geradoras; rochas reservatórios; possibilidade de migração através de falhas lístricas, falhas riste e superfícies discordantes; e trapas estratigráficas, estruturais e mistas com rochas selantes.

Na parte terrestre da bacia, dentre as possíveis rochas geradoras estão: Formação Pendência da megassequência syn-rifte (folhelhos lacustres) e Formação Alagamar da megassequência transicional (folhelhos). Já as possíveis rochas reservatórios são: Formação Pendência, Formação Alagamar e Formação Açu. Os possíveis selos são os folhelhos, calcilutitos e margas.

Já na parte submersa da bacia, dentre as possíveis rochas geradoras estão: Formação Pendência e Pescada da megassequência syn-rifte (folhelhos lacustres) e Formação Alagamar da megassequência transicional (folhelhos). Já as possíveis rochas reservatórios são: Formação Pendência, Pescada, Alagamar, Açu e Ubarana. Os possíveis selos são os folhelhos, calcilutitos e margas.

A Bacia Potiguar já possui alguns campos em terra e no mar em desenvolvimento e produção, sendo a maior parte deles em terra. Alguns exemplos são: campos de Estreito, Alto de Rodrigues, Monte Alegre, Guamaré e Fazendo Pocinho (14° a 25°API) em terra; e campos de Ubarana (34°API) e Pescada (31° a 36°API) no mar. O óleo é de excelente qualidade.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

Para entender melhor sobre os problemas mecânicos durante a perfuração nessa região, foram pedidos dados de poços perfurados nessas bacias ao Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP. Foram escolhidos poços exploratórios repetidos, ou seja, poços reperfurados em função da perda do poço original (devido a problemas mecânicos) e visando aos mesmos objetivos e/ou alvo do poço original. Foi escolhido um poço para cada bacia, sendo todos *offshore*: 1APS 0033E AP, 1CES 0085A CE, 1CES 0111B CE, 1MAS 0013A MA e 1MAS 0027A MA. Também foi feito um levantamento na literatura sobre dados de poços perfurados nessas bacias, procurando analisar os problemas que ocorreram e as soluções encontradas. A pesquisa sobre a geologia da margem equatorial brasileira foi então relacionada com os possíveis problemas que poderão ocorrer durante a perfuração.

5 RESULTADOS

Os resultados serão divididos em duas seções. Primeiro, serão apresentados os problemas encontrados na literatura que ocorreram em poços perfurados na área e as soluções encontradas para esses problemas. Em seguida, serão apresentados os problemas encontrados nos dados dos poços 1APS 0033E AP, 1CES 0085A CE, 1CES 0111B CE, 1MAS 0013A MA e 1MAS 0027A MA.

5.1 PROBLEMAS ENCONTRADOS NA LITERATURA

Dois principais problemas ligados à perfuração nessa região foram encontrados na literatura. O primeiro problema consiste no fato de que Margem Equatorial é uma área propícia para a formação de hidratos de gás, o que pode apresentar grandes desafios para a

perfuração. Foi então feito um estudo sobre os problemas apresentados por *shallow gas* nas perfurações e apresentadas as soluções normalmente utilizadas pela indústria.

Além do *shallow gas*, a Margem Equatorial apresenta uma forte correnteza que poderá exigir cuidados extras durante a perfuração. Ao final de 2011, uma sonda de perfuração semissubmersível da Petrobras foi arrastada pela intensa correnteza da região, forçando o abandono do poço Oiapoque no Bloco BM-FZA-4, arrematado na Rodada 5 (O Globo, 2012). Foi feito um estudo sobre a correnteza nessa região e foram apresentadas as soluções encontradas pelas operadoras que já tiveram esse problema ao perfurar nessa região.

5.1.1 SHALLOW GAS

Shallow gas é definido, no contexto da perfuração *offshore*, como gás encontrado em sedimentos antes da instalação do BOP (aproximadamente até 1.000m de sedimentos marinhos) (Holmes et. al., 1992). A presença de gás raso no sedimento de fundo marinho é comum em ambientes rasos e produtivos que recebem grandes aportes de matéria orgânica reativa (Mazumdar et. al., 2009). As acumulações de gás raso incluem dióxido de carbono, gás sulfídrico, etano e metano, sendo o metano o único deles encontrado em grandes quantidades. A origem dessas acumulações pode ser biogênica ou termogênica (Floodgate & Judd, 1992).

O metano pode existir em vários estados: como gás livre nos poros, como gás dissolvido em solução ou, em circunstâncias especiais, como hidratos de gás (Mazumdar et. al., 2009; Diez et al., 2007). O estudo dessas ocorrências é importante por motivos de segurança e, em alguns casos, por serem indicações da existência de acumulações mais profundas e extensas (Okyar & Ediger, 1999).

Em relação à segurança, essas acumulações podem apresentar um perigo durante a perfuração, já que podem levar a um *blowout*. Além disso, é importante lembrar que pressões altas no sedimento podem causar redução da resistência ao cisalhamento e assim levar à instabilidade do sedimento e ao colapso de estruturas submarinas (Prior & Coleman, 1984). Adicionalmente, o metano é um dos principais gases-estufa biogênicos, portanto, sua liberação para a atmosfera deve ser devidamente controlada e, se não for, pode representar riscos ambientais (Iglesias & García-Gil, 2007).

FORMAS DE OCORRÊNCIA

Como dito anteriormente, as acumulações de gás podem existir em vários estados, como: gás livre nos poros, gás dissolvido em solução ou como hidratos de gás (Mazumdar et. al., 2009; Diez et al., 2007). Cada uma dessas formas de ocorrência será discutida mais detalhadamente.

Gás Livre nos Poros e Dissolvido em Solução

O termo “gás livre” denota o gás no sedimento que não está em solução e ocorre quando o limite de solubilidade é excedido, formando bolhas (Abegg & Anderson, 1997). A solubilidade do metano em águas presentes nos poros depende da temperatura da água, da pressão hidrostática e da salinidade (Yamamoto et al., 1976). O tamanho e a forma das bolhas de gás nos sedimentos dependem da concentração de gás e da natureza dos sedimentos. Quando há a presença de bolhas de gás, mesmo em concentrações baixas (~0,1% de gás livre), o metano pode reduzir drasticamente a velocidade de ondas compressionais e aumentar a atenuação das ondas e a dissipação do som (Anderson & Hampton, 1980). Portanto,

sedimentos contendo gás livre atenuam a energia da onda, causando o bloqueio da penetração do sinal, o que pode resultar em um mascaramento bastante característico das propriedades deposicionais dos sedimentos subjacentes em dados sísmicos (Wilkens & Richardson, 1998).

Existem quatro tipos de assinaturas sísmicas das acumulações de gás: Cobertor Acústico, Cortina Acústica, Turbidez Acústica e Coluna Acústica (Garcia Gil et. al., 2002). As acumulações do tipo Cobertor Acústico são aquelas que exibem uma forte reflexão superior, abaixo da qual se verifica um mascaramento completo dos refletores sísmicos subjacente. Essas acumulações caracterizam-se por se estenderem continuamente ao longo de vários quilômetros e se dá em situações em que se verifica um grande contraste de porosidade entre as fácies selantes e o sedimento em que o gás está armazenado (Garcia Gil et. al, 2002; Iglesias & Garcia-Gil, 2007). Um exemplo desse tipo de ocorrência encontra-se na Figura 31 do Anexo.

As acumulações de gás do tipo Cortinas Acústicas caracterizam-se por um limite superior predominantemente convexo e pelo mascaramento completo dos refletores subjacentes. As laterais da zona de acumulação de gás exibem fortes reflexões mergulhantes (*pull-downs*) devido à redução da velocidade acústica nos sedimentos carregados com gás. Esse tipo de ocorrência está presente em situações em que a porosidade das fácies selantes é apenas um pouco menor do que a do sedimento em que o gás está armazenado (Garcia Gil et. al., 2002). Um exemplo desse tipo de ocorrência encontra-se na Figura 32 do Anexo.

As acumulações de gás do tipo Turbidez Acústica caracterizam-se por um grau variável de perturbação no registro sísmico, no qual, ocasionalmente, é possível acompanhar os refletores. Os teores de gás são menores nessas acumulações do que nas já citadas anteriormente. Este é o efeito que pode ser produzido com apenas 1% em volume de gás no sedimento (Garcia Gil el. al., 2002). Um exemplo desse tipo de ocorrência encontra-se na Figura 33 do Anexo.

Já as acumulações de gás do tipo Coluna Acústica são ocorrências colunares onde o topo da coluna acústica apresenta uma reflexão forte, com inversão de fase. Esse tipo de ocorrência é originado pela migração ascendente de fluidos, e a conexão com o nível estratigráfico de onde o gás possivelmente se origina pode, às vezes, ser estabelecida. Dessa forma, esse tipo de acumulação é frequentemente identificado próxima aos tipos descritos anteriormente, como na Figura 33 do Anexo (Garcia Gil et. al., 2002).

Hidratos

Hidratos de gás são sólidos cristalinos formados por gases de peso molecular pequeno, como o metano e o dióxido de carbono, que se encontram aprisionados dentro do sistema hexagonal, formado por moléculas de água (gelo). Essas estruturas também podem ser chamadas de clatratos de gás. O tipo de ligação intermolecular é parecido com a estrutura do gelo comum, mas o arranjo geométrico produz cavidades que cercam os gases originalmente em solução na água (ver Figura 34 do Anexo) (Clennell, 2000). Os gases aprisionados são compostos tipicamente por metano, com quantidades variáveis (< 2%) de etano, propano, butano, dióxido de carbono e gás sulfídrico (Luczynski, 2015). A origem do gás aprisionado nessas estruturas pode ser tanto biogênica quanto termogênica.

Os hidratos de gás são estruturas que surgem a partir de certas condições geológicas adequadas e que são abundantes em sedimentos submarinos nas margens continentais. A

distribuição dos clatratos pode ser mapeada através de perfilagem sísmica, perfis de poço e amostragem geoquímica (Clennell, 2000).

Apesar da ausência de ligações químicas entre a água e o gás aprisionado, a estrutura estável do clatrato permite que o “gelo” não se derreta até temperaturas bem acima de 0°C, desde que a pressão dominante e a concentração de gases sejam suficientemente altas (ver Figura 5). O CO₂, o H₂S e o C₂⁺ servem para aumentar a temperatura de dissociação do clatrato, enquanto a presença de sais dissolvidos na água reduz a estabilidade destes (Clennell, 2000).

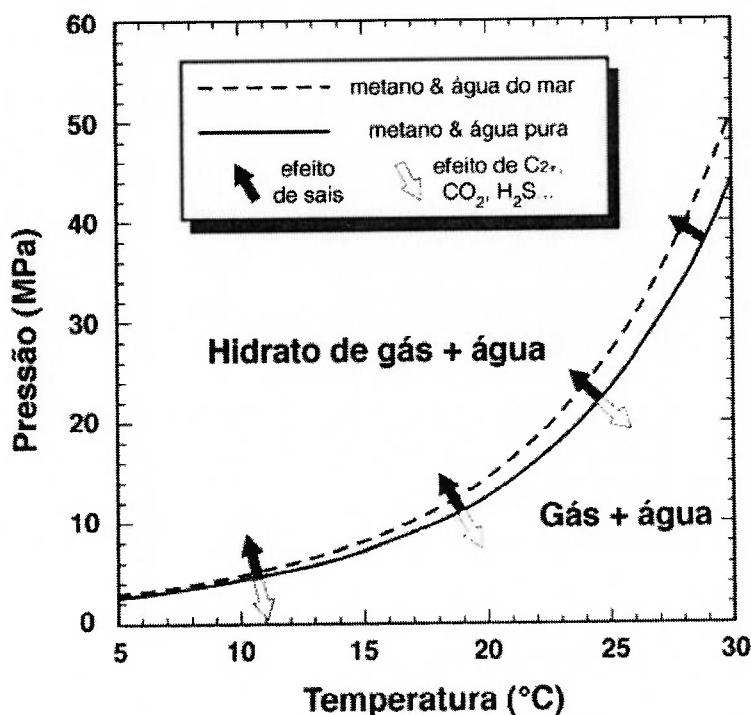


Figura 5. Diagrama de fase mostrando as condições adequadas para a estabilidade termodinâmica de hidratos de gás.

Fonte: CLENNELL, 2000.

Ao observar as condições de temperatura no fundo das margens continentais e profundidade da lâmina d’água (Figura 35 do Anexo), é interessante comparar essas condições com as seguintes situações de estabilidade dos hidratos de gás:

METANO + ÁGUA (600 psi) = HIDRATO DE GÁS A 5°C

METANO + ÁGUA (600 psi) + PROPANO = HIDRATO DE GÁS A 9,5°C

(Luczynski, 2015)

As condições apresentadas na Figura 5 para estabilidade dos clatratos são encontradas em sedimentos marinhos nas margens continentais onde a lâmina d’água é superior a aproximadamente 500m. É necessário um teor de carbono orgânico entre 0,5% e 1% para que os clatratos sejam produzidos em quantidades apreciáveis. Estes teores de matéria orgânica são raros longe dos continentes, o que explica a ausência de hidratos de gás em oceanos abertos e sua abundância nas margens continentais do mundo, como pode ser visto na Figura

6 (Clennell, 2000). Além de serem abundantes nas margens continentais, também estão presentes às margens de regiões polares sob *permafrost* (Luczyinski, 2015).

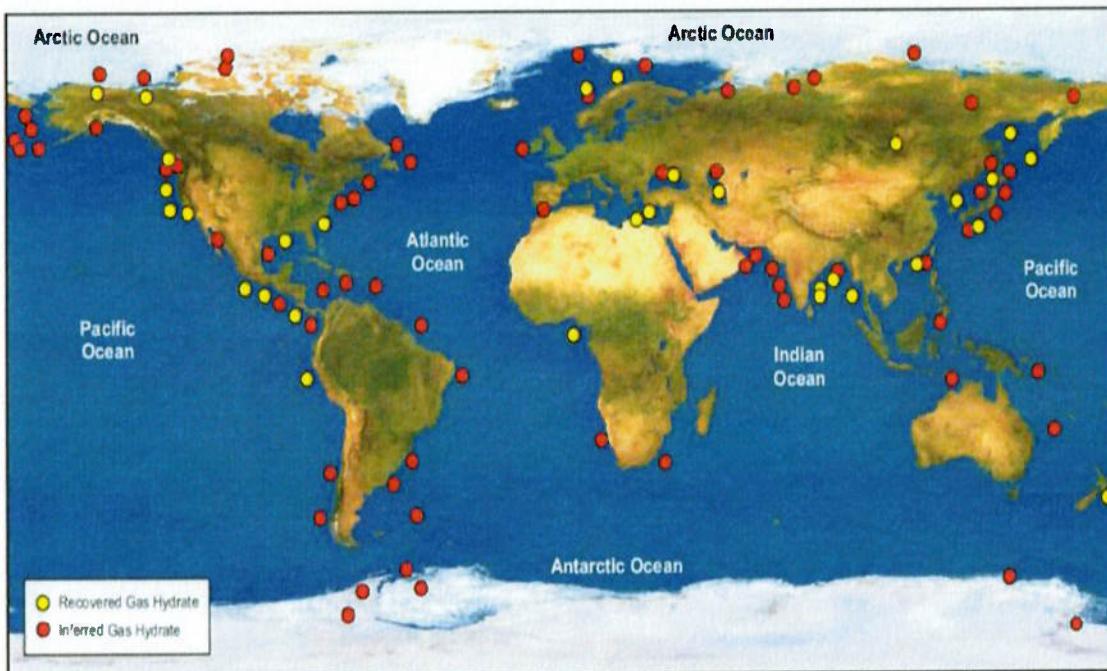


Figura 6. Reservas de hidratos de gás no mundo.

Fonte: LUCZYNSKI, 2015.

O principal fator que controla a estabilidade termodinâmica e a distribuição espacial dos hidratos de gás é a variação da solubilidade de metano dentro da água dos poros (Clennell, 2000). A solubilidade do metano em águas presentes nos poros depende da temperatura, da pressão hidrostática e da salinidade. O tamanho e a forma das bolhas de gás nos sedimentos dependem da concentração de gás e da natureza dos sedimentos (Mazumdar et. al., 2009). A temperatura aumenta com a profundidade nos sedimentos e, devido a isso, a curva geotérmica eventualmente cruza a linha de estabilidade termodinâmica do hidrato de gás, como mostra a Figura 36 do Anexo. No caso de ocorrer um alto teor de metano no nível onde as linhas se cruzam, serão encontradas bolhas de gás livre abaixo (já que estará acima da solubilidade) e cristais de clatrato acima do limite de fases. Já no caso de haver um baixo conteúdo de metano no sistema, não serão encontradas na vizinhança do limite de fase nem clatratos ou gases livres, será encontrado somente metano em solução, em concentração abaixo do nível de saturação. Entretanto, nas condições mais frias encontradas nos níveis mais rasos, se a mesma concentração de metano estiver disponível, a solubilidade será excedida, levando à precipitação de clatrato (Clennell, 2000).

Como se pode ver na Figura 38 do Anexo, a presença de hidratos de gás é frequentemente inferida devido à aparência em perfis sísmicos de um refletor forte, de amplitude negativa e sub-paralelo ao fundo do mar, conhecido como BSR (*Bottom Simulating Reflector*, em inglês). O BSR marca a profundidade máxima de estabilidade de clatrato de metano. Há a ocorrência de uma zona basal de sedimentos com gás livre, de pequena velocidade sísmica, superposto por uma zona de sedimentos com velocidade acima do normal devido à cimentação (fraca ou forte) pelos cristais de clatrato. Em alguns lugares, a presença de clatratos revela-se como uma redução nas amplitudes dos refletores sísmicos, a chamada

blanking ou blindagem. *Blanking* é provocada por cimentação, que reduz o contraste em impedância sísmica entre camadas de sedimentos de textura diferentes (Clennell, 2000).

Como pode ser visto na Figura 6, a margem continental brasileira apresenta condições favoráveis à ocorrência de hidratos de gás, já que possui muitas regiões com teor de carbono orgânico maior do que 0,5%, temperatura do fundo marinho de aproximadamente 4°C e profundidade de lâmina d'água maior do que 500m. As principais ocorrências já identificadas encontram-se na Bacia de Pelotas e na Bacia do Amazonas. Os refletores BSR já foram registrados em estudos geofísicos na margem continental brasileira, na Foz do Amazonas, no Norte, até a Bacia de Pelotas, no Sul (Clennell, 2000). Além dessas áreas, devido às condições da margem continental brasileira, os hidratos de gás ocorrem provavelmente em muitas outras áreas e, portanto, deve-se ter um cuidado especial na perfuração dessas áreas.

PERFURAÇÃO

As acumulações de *shallow gas* são encontradas acima da profundidade de assentamento do revestimento de superfície, em um trecho onde é muito comum a existência de formações com altas permeabilidades e com gradientes de fratura reduzidos. Dessa forma, a margem entre a pressão de poros e o gradiente de fratura é bem reduzida, portanto o peso de fluido de perfuração utilizado é bem próximo da pressão de poros. Se houver uma acumulação de *shallow gas* com uma pressão de poros levemente superior à pressão de dentro do poço, ocorrerá um *kick*, com alta probabilidade de se tornar um *blowout*. Como essa fase de perfuração do poço é realizada antes da instalação do BOP, o poço não pode ser fechado, não permitindo o seu controle. Além disso, como o poço ainda pode não apresentar condições estruturais necessárias para conter altas pressões, a utilização do *diverter* muitas vezes também não é permitida. É por isso que acumulações de *shallow gas* são uma das causas mais sérias de ocorrências de *blowouts* (Rocha & Azevedo, 2009).

Além dos problemas citados anteriormente, a ocorrência da dissociação de hidratos, ou seja, a transformação destes em água e gás, pode levar a vazamentos catastróficos de gás e/ou desestabilização do solo marinho. Essa dissociação pode ser causada pela perfuração convencional com coluna giratória, que pode acarretar rápidas variações de pressões, temperatura e alterações químicas nos sedimentos ao redor do poço (Rocha & Azevedo, 2009).

Dessa forma, deve-se sempre fazer uma avaliação do potencial de risco de *shallow gas* da região para que se evitem locações problemáticas. As informações que permitem a avaliação desse potencial podem ser provenientes de levantamentos sísmicos ou de poços já perfurados na área (Rocha & Azevedo, 2009).

Em algumas áreas, no entanto, as acumulações de *shallow gas* se apresentam uniformemente distribuídas, não sendo possível a escolha de uma locação que permita a perfuração do poço que não as atravesse. Nesse caso, recomenda-se a perfuração de um poço piloto (Rocha & Azevedo, 2009).

O poço piloto é um poço de pequeno diâmetro, geralmente menor do que 8,5 in, que tem como um de seus objetivos a detecção de *shallow gas* nas camadas superficiais. O pequeno diâmetro do poço auxilia na dissolução do gás dos cascalhos (Rocha & Azevedo, 2009).

A perfuração é feita com uma taxa de penetração moderada de no máximo 30 m/h (Ardus & Green, 1990), e as vazões de circulação são altas para manter o poço limpo, de forma a minimizar o efeito do gás presente nos cascalhos. É comum o uso de sensores, como PWD e LWD, durante a perfuração, já que a presença desses gases deve ser identificada rapidamente (Rocha & Azevedo, 2009).

Apesar de o poço piloto ser muito utilizado, ele possui algumas desvantagens: o pequeno diâmetro leva a um aumento da pressão de *swab*, justamente quando a pressão do poço é apenas um pouco maior do que a pressão dos poros; e caso ocorra um influxo de gás, devido ao pequeno diâmetro, a altura da coluna de gás será grande para um influxo de apenas poucos barris, o que causará uma diminuição da pressão hidrostática, acelerando ainda mais a taxa de influxo (Rocha & Azevedo, 2009).

Se a presença de *shallow gas* for detectada, a zona de gás deverá ser controlada com o preenchimento do poço com um fluido de maior peso específico. No entanto, em algumas situações pode ocorrer um fluxo descontrolado de gás, o que pode levar à cimentação e abandono do poço piloto (Rocha & Azevedo, 2009).

Devido às desvantagens do poço piloto, muitas vezes é feita a antecipação do revestimento de superfície para uma profundidade acima da acumulação de *shallow gas*, indicada pela sísmica rasa. Dessa forma, pode ser feita a instalação do BOP e um fluido de perfuração de peso adequado pode ser usado para controlar a acumulação de *shallow gas*. Normalmente, após a perfuração dessa zona, um *liner* é instalado. A desvantagem dessa técnica consiste no fato de que, caso haja descontrole do poço, o gás atingirá a plataforma através do *riser*, colocando em risco o pessoal e as instalações (Rocha & Azevedo, 2009).

5.1.2 CORRENTEZA NA MARGEM EQUATORIAL

A Margem Equatorial apresenta uma forte correnteza que exige cuidados extras durante a perfuração. Ao final de 2011, uma sonda de perfuração semissubmersível da Petrobras foi arrastada pela intensa correnteza da região, forçando o abandono do poço Oiapoque, na Bacia da Foz do Amazonas, no Bloco BM-FZA-4, arrematado na Rodada 5 (O Globo, 2012).

Além dessa experiência da Petrobras, têm-se informações de poços perfurados nessa área, pela BP e Exxon, que sofreram mudanças nas operações de perfuração devido às fortes correntezas.

Os problemas de correnteza nessa área estão relacionados com a Corrente Norte do Brasil (CNB). Essa corrente é importante para o balanço térmico global e tem o papel de transportar águas quentes das regiões equatoriais para as regiões polares (norte). A CNB, juntamente com a Subcorrente Norte do Brasil (SCNB), forma um sistema de correntes que é importante fonte de massa para as correntes zonais próximas ao Equador. Este sistema de correntes flui ao longo da costa sulamericana, junto à quebra da plataforma continental brasileira (Moraes, 2011).

A CNB apresenta dois padrões típicos de comportamento ao longo do ano. O primeiro, de fevereiro a junho, é o fluxo contínuo, onde a corrente flui para noroeste junto à quebra da plataforma ao longo da costa brasileira. Durante o resto do ano, após passar pelo Equador, essa corrente retroflete para leste, entre 5°N e 10 °N, alimentando a Contracorrente Norte Equatorial (CCNE). O esquema dessas correntes pode ser visto na Figura 7.

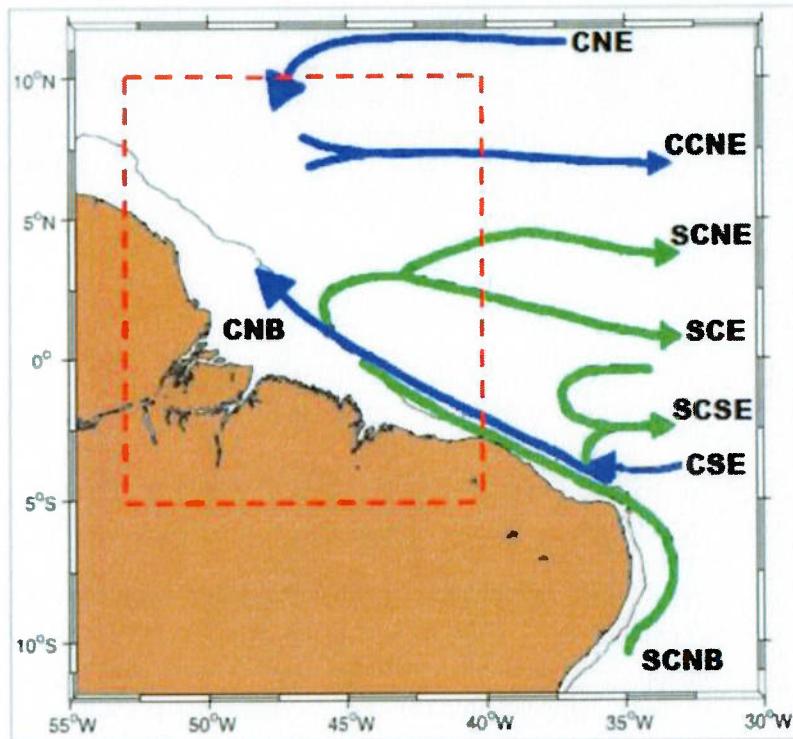


Figura 7. Esquema das correntes zonais encontradas na região oeste do Atlântico Equatorial.
Em azul as correntes superficiais e em verde, as correntes subsuperficiais.

Fonte: MORAES, 2011.

A correnteza medida na superfície varia de 1 a 5 nós e muitas vezes excede 1 nó no fundo do mar. Quanto mais para o norte da margem equatorial, maior a correnteza, sendo a Bacia da Foz do Amazonas a mais afetada. Essas fortes correntezas na superfície apresentam uma ameaça significativa às operações de perfuração na área. Os maiores problemas relacionados à forte correnteza são: força de arraste na sonda e nos equipamentos de perfuração e severas vibrações induzidas pelo desprendimento de vórtices (*Vortex Induced Vibration*) no *riser*, coluna de perfuração e revestimento (Gardner & Cole, 1982).

O poço Algodoal-1 foi um poço perfurado pela BP na área. Esse poço foi um poço pioneiro, com profundidade de 5.650 metros, lâmina d'água de 776 metros e a aproximadamente 200 milhas da costa, na Bacia da Foz do Amazonas. Durante o projeto de perfuração do poço, para entender melhor a natureza e magnitude da CNB, dados foram analisados e chegou-se à conclusão de que não é possível prever e projetar uma janela de operação com o objetivo de minimizar a exposição às fortes correntezas (Sparkes et. al., 2006). Foi necessário então adaptar os equipamentos e os procedimentos da operação. A seguir serão discutidas algumas das soluções encontradas pela BP e pela Exxon nas operações de perfuração nessa área. A perfuração da Exxon foi realizada em 1982, enquanto a perfuração da BP é mais recente e foi realizada em 2004.

PRIMEIRO CASO: EXXON (1982)

Em 1982, a Exxon perfurou um poço a 270 milhas ao norte da foz do Rio Amazonas (Figura 39 do Anexo). O poço foi perfurado com o navio sonda SEDCO 472 em uma lâmina d'água de 1.400 ft (426,72 m). A corrente medida no local muitas vezes excedia 4 nós na superfície e 1 nó no fundo do mar. Os maiores problemas encontrados foram: força de arraste na sonda e nos equipamentos de perfuração e severas vibrações induzidas pelo

desprendimento de vórtices (VIV) no *riser*, coluna de perfuração e revestimento. A primeira tentativa de perfuração nessa área foi realizada no ano de 1980. No entanto, o poço teve que ser abandonado devido à falha no revestimento de 20 in causada por fadiga devido às severas vibrações causadas por VIV (Gardner & Cole, 1982).

Para encontrar soluções para o problema das fortes correntezas, foi conduzido um estudo de medição de correntes na área por um ano. Os dados de dois possíveis lugares de locação do poço podem ser analisados na Figura 40 do Anexo.

A seguir serão discutidas as modificações feitas nos equipamentos considerando os dados anteriores de correnteza e os problemas que foram encontrados.

Força de Arraste nos Revestimentos

Esse problema já havia sido resolvido na primeira tentativa de perfuração na área. Diversas modificações foram feitas para lidar com a grande força de arraste no revestimento de 20 in. A primeira modificação foi a instalação de um sistema de rolamentos na *moonpool* com ajuste para frente e para trás para que o revestimento pudesse ser centrado contra a força de arraste. O piso da plataforma também foi modificado para que pudesse se mover, possibilitando que o revestimento pudesse formar um ângulo sob as forças de arraste (Gardner & Cole, 1982).

Para diminuir o momento fletor no revestimento, causado pela correnteza, um suporte com comprimento maior foi utilizado. Além disso, foram adicionadas 60.000 lbs de lama no revestimento durante a descida para que esse pudesse se manter mais vertical (Gardner & Cole, 1982).

Alguns equipamentos tiveram que ser reforçados, como por exemplo a catarina e as ferramentas de descida. As modificações estão ilustradas na Figura 41 do Anexo. (Gardner & Cole, 1982).

Vibrações Causadas por VIV

Na primeira tentativa de perfuração, o poço teve que ser abandonado devido à falha no revestimento de 20 in causada por fadiga devido às severas vibrações causadas pelo desprendimento de vórtices (Gardner & Cole, 1982).

O desprendimento de vórtices no revestimento causa uma força pulsante tanto transversal quanto paralela ao fluxo. A frequência desse pulso depende do diâmetro do corpo (nesse caso, do revestimento) e da velocidade do fluxo. Essa força pulsante torna-se um problema quando a frequência desse pulso se aproxima das frequências naturais do corpo em questão. Longas tubulações, como o revestimento e o *riser*, têm muitas frequências naturais. Além disso, o perfil de correnteza, que varia da superfície até o leito marinho, é capaz de produzir pulsos em diversas frequências. Dessa forma, inevitavelmente, terão frequências naturais nessas tubulações que se aproximam das frequências das vibrações causadas pelo desprendimento de vórtices (Gardner & Cole, 1982).

Uma análise de fadiga confiável é muito difícil, já que não existe um método totalmente confiável para prever a amplitude das vibrações, apesar de ser possível prever as frequências. Como o tempo de descida do revestimento é relativamente pequeno, acreditou-se que o revestimento poderia ser projetado resistente o suficiente para resistir à fadiga durante o tempo de descida. O *riser*, no entanto, ficaria exposto a essas vibrações por meses e, portanto,

não seria possível apenas projetá-lo para ser resistente por um curto período de tempo. O problema principal, então, passou a ser o de prevenir as vibrações induzidas por VIV no *riser* (Gardner & Cole, 1982)

Vibrações Causadas por VIV no Riser

A Figura 42 do Anexo mostra algumas das soluções que têm sido utilizadas para reduzir as vibrações causadas pelo desprendimento de vórtices. Todas elas, com exceção dos *fairings*, aumentam a força de arraste na tubulação. Para as condições de lâmina d'água e correntes do local, a força de arraste no *riser* contribui com mais da metade da força de arraste total na plataforma. Dessa forma, também é necessário reduzir a força de arraste para que o problema de manter a plataforma no lugar seja minimizado. Escolheu-se então o uso de *fairings* no *riser* como solução para as vibrações (Gardner & Cole, 1982).

Vibrações Causadas por VIV no Revestimento

Apesar dos conectores dos revestimentos se mostrarem resistentes o suficiente com relação às vibrações, outros problemas relacionados a ela apareceram e tiveram que ser solucionados. O primeiro problema surgiu nas operações de alinhamento do revestimento com o poço. Uma câmera¹ é descida juntamente com o revestimento com o objetivo de ajudar no alinhamento para a entrada do revestimento no poço. As vibrações poderiam danificar essa câmera, dificultando a operação. Além disso, o alinhamento do revestimento no poço é muito mais difícil quando há vibrações. Dessa forma, optou-se por utilizar *strakes* helicoidais nos revestimentos, já que isso diminuiria显著mente as vibrações (Gardner & Cole, 1982).

Posicionamento da Plataforma

Um navio sonda com posicionamento dinâmico foi escolhido, o que trouxe diversas vantagens para a operação. A maior vantagem foi a ausência de cabo-guia, que devido às fortes correntezas poderiam se enroscar durante a operação (Gardner & Cole, 1982).

Outra vantagem está relacionada à operação de reentrada de poço e de descida de revestimento. Como o arraste é diferente para os diferentes equipamentos, um navio sonda com posicionamento dinâmico pode facilmente se movimentar para auxiliar no alinhamento nas operações de reentrada e descida do revestimento (Gardner & Cole, 1982).

Um estudo das condições locais comparados com as características da sonda também foi realizado, com o objetivo de garantir que essa conseguiria manter sua posição no local (Gardner & Cole, 1982).

SEGUNDO CASO: BP (2004)

Em 2004 a BP perfurou o poço pioneiro Algodoal-1, um poço com profundidade de 5650m, lâmina d'água de 776m, a uma distância de 200 milhas da costa do Brasil, na bacia da Foz do Amazonas. A perfuração foi realizada com o navio sonda *Jack Ryan*. A localização do poço encontra-se na Figura 43 do Anexo (Sparkes et. al., 2006).

¹Na década de 80, uma câmera submarina acoplada ao revestimento de superfície era utilizada para guiar a entrada deste revestimento no poço. Hoje em dia, todas as operações da descida de revestimento de superfície são acompanhadas por ROV (*Remote Operated Vehicle*).

Este poço é o poço mais profundo já perfurado na costa norte brasileira e o poço com a maior pressão de poros já perfurado no Brasil. Dessa forma, os maiores problemas encontrados durante a perfuração desse poço foram problemas de logística, janela de operação estreita entre a pressão de poros e o gradiente de fratura e problemas com as fortes correntezas da região. Essa seção irá discutir as soluções encontradas para os problemas relacionados às correntezas (Sparkes et. al., 2006).

Tomou-se um cuidado especial com a análise dos dados da correnteza da região, projeto do *riser*, problemas com VIV e prevenção contra a colisão dos equipamentos com a mesa rotativa devido a força de arraste. É possível perceber que os pontos críticos são os mesmos que no caso da Exxon.

Durante o projeto de perfuração do poço, para entender melhor a natureza e magnitude da CNB, dados foram analisados e chegou-se à conclusão de que não é possível prever e projetar uma janela de operação com o objetivo de minimizar a exposição às fortes correntezas (ver Figura 44 do Anexo). Durante a análise estrutural do projeto, chegou-se à conclusão de que o uso de *fairings* no *riser* minimizaria a força de arraste sobre o mesmo e diminuiria as vibrações induzidas por vórtices, assim como na operação da Exxon discutida anteriormente (Sparkes et. al., 2006).

Para evitar a colisão com a mesa rotativa devido à força de arraste, os fatores analisados foram: perfil da correnteza a partir de dados em tempo real (ADCP – *Acoustic Doppler Current Profiler*), lâmina d’água, movimento relativo do navio sonda e altura do bloco de perfuração (Sparkes et. al., 2006).

5.2 DADOS DOS POÇOS

5.2.1 BACIA DA FOZ DO AMAZONAS

O poço escolhido na Bacia da Foz do Amazonas é o poço 1APS 0033E AP, perfurado em 1978. É um poço que foi abandonado anteriormente nas profundidades de 142m, 427m, 160m e 534m. O poço atingiu a profundidade de 4.702m (elevação de referência da mesa rotativa ao nível médio do mar = 10,7m) em uma lâmina d’água de 71,60m. O poço está localizado na latitude 2°19'23" N e longitude 48° 35' 12" W (datum SAD-69). Sua localização pode ser vista na Figura 45 do Anexo. A operadora responsável pela perfuração foi a Shell, a contratante de perfuração a *Intercean* e a sonda de perfuração utilizada a *Intercean Discoverer IV*.

Durante a pesquisa sobre os problemas na perfuração desse poço, também foi encontrado um estudo de impacto ambiental na atividade de perfuração marítima de poços no bloco FZA-M-90, adquirido na Rodada 11, feito pela Queiroz Galvão. Este bloco localiza-se a cerca de 165 km da costa e possui uma área de 766,3 km². A lâmina d’água varia entre 2.500m e 3.200m. A localização do bloco pode ser vista na Figura 46 do Anexo. As coordenadas do poço proposto são: latitude 5°5'51,3171" N e longitude 49° 55' 35,2913" W (datum SIRGAS 2000).

A Figura 47 do Anexo mostra o gráfico Profundidade x Tempo do Poço 1 APS 0033E AP. A partir desse gráfico já é possível ter uma ideia dos problemas enfrentados e aonde foram gastos os maiores tempos durante a perfuração. A Figura 48 do anexo mostra as condições mecânicas do poço.

A primeira coisa que se pode reparar pela Figura 47 (ver Anexo) é que o poço teve problemas de perda de circulação na profundidade de 386m. Segundo as descrições das amostras de calha, que começam a partir da profundidade 1.489,5m, são encontrados principalmente arenitos e folhelhos da profundidade 1.489,5 até a profundidade 2.127,5m, pertencentes à formação Pirarucu. A profundidade 2.127,5m é o topo da formação Amapá, que é uma formação carbonática. Dessa forma, a perda de circulação provavelmente ocorreu nos arenitos do grupo Pará, cunha clástica progradante que reúne as formações Tucunaré, Pirarucu e Orange (ver Figura 13 do Anexo).

Segundo a pasta de poço, o poço 1APS 0033A AP foi abandonado pois a BGT (Base Guia Temporária) afundou nos sedimentos inconsolidados, ocasionando perda do poço na profundidade de 142m. A posição do poço foi reajustada 25 pés (7,62m) para o Norte. O poço B também teve problema de fechamento do poço devido aos sedimentos inconsolidados quando estava na profundidade de 427m, dessa forma, o poço teve que ser reajustado novamente para o Norte, dessa vez em 50 pés (15,24m). A mesma coisa aconteceu com o poço C, a Base Guia Permanente (BGP) afundou durante a profundidade de 160m. O poço novamente mudou de locação. Os dados do poço D estão ilegíveis, no entanto é possível saber que o poço foi abandonado na profundidade de 534m devido à queda de algum equipamento dentro do poço que não conseguiu ser pescado. Dessa forma, percebe-se que o maior problema desse poço foi a existência de sedimentos inconsolidados no leito marinho.

Já com relação aos estudos de impacto ambiental, feitos pela Queiroz Galvão, o quadro de previsão geológica preliminar para o poço proposto, chamado de prospecto Tambaqui, pode ser visto na Figura 49 do Anexo.

Os estudos de caracterização geotécnica conduzidos pela Queiroz Galvão ainda estão em andamento e só estarão prontos ao final de 2015, dessa forma, não é possível saber com certeza se também há problemas de sendimentos inconsolidados ou se há presença de *shallow gas* nesse bloco. No entanto, já foram analisadas pastas de poços para análise da possibilidade de ocorrência de zonas de alta pressão no trajeto da perfuração. Dos 95 poços exploratórios analisados, somente 11 apresentaram intervalos sobrepressurizados. Na Figura 50 do Anexo pode-se observar a distribuição dos poços e em quais formações ocorreram sobrepressões. Esses dados são importantes para prevenir possíveis problemas na perfuração de poços nessa região a partir de um projeto de perfuração adequado. Nessas áreas onde ocorreram sobrepressões, uma análise dos dados sísmicos 3D para estudo do gradiente esperado para as pressões de poros é ainda mais importante, de forma a garantir a utilização de um fluido de perfuração com densidade adequada.

Analizando os dados, observou-se que o aumento de pressão ocorreu nas porções mais argilosas das formações em todos os poços analisados. Além de regiões de sobrepressões, os poços 1-APS-18 e 1-APS-45B apresentaram perda de circulação nos calcarenitos fraturados da Formação Amapá.

Além dos problemas já citados, também é necessário levar em consideração a possibilidade de formação de hidratos durante a perfuração, já que a Bacia da Foz do Amazonas é um local com condições ideais para a formação de hidratos. Dessa forma, uma forma de prevenção dessa formação de hidratos na cabeça do poço é a injeção de glicol regularmente, que é um inibidor termodinâmico (desloca a curva do envelope de hidratos para a esquerda), no BOP por meio de ROV da unidade de perfuração e a armazenagem de um estoque de metanol, que também é um inibidor termodinâmico, para uso, caso seja necessário dissolver hidratos já formados na cabeça do poço.

5.2.2 BACIA DO PARÁ-MARANHÃO

Os dados das próximas pastas de poço não estavam tão completos quanto os dados da Bacia da Foz do Amazonas, no entanto ainda assim foi possível reconhecer alguns problemas enfrentados durante a perfuração.

O poço escolhido na Bacia Pará-Maranhão é o poço 1MAS 0027A MA, perfurado em 1987. É um poço que foi abandonado anteriormente na profundidade de 1.200m. O poço atingiu a profundidade de 3.803m (elevação de referência da mesa rotativa ao nível médio do mar = 27m) em uma lâmina d'água de 74m. O poço está localizado na latitude 00°13'43,22" N e longitude 45° 19' 04,58" W (datum SAD-69). Sua localização pode ser vista na Figura 51 do Anexo. A operadora responsável pela perfuração foi a Petrobras e a sonda de perfuração utilizada a PA-28, que é uma *Jack-Up*.

Este poço pioneiro teve a finalidade de testar, com o objetivo principal, os arenitos fluvio deltaicos do andar Alagoas do Grupo Canárias. A litologia prevista para o poço encontra-se na Figura 52 do Anexo.

Segundo a pasta de poço, houve três principais ocorrências relevantes na perfuração desse poço ligadas às formações perfuradas. A primeira está ligada ao abandono do poço 1MAS 0027 MA, onde o condutor de 30" não conseguiu ultrapassar a base guia temporária. A torre de perfuração foi afastada 4,6m da posição inicial e deu-se início ao poço 1MAS 0027A MA.

O segundo evento importante foi uma prisão de coluna que ocorreu a 684m. Foi utilizado um tampão com 1.400bbl de óleo diesel para liberação da mesma.

Já a terceira ocorrência está ligada também com a descida de revestimento. Durante a descida do revestimento de 18 5/8" combinado com o revestimento de 20", ocorreu prisão a 1.030m. Foi efetuado o corte e recuperado o revestimento combinado, a partir de 560m, e o poço foi desviado com KOP a 428m.

Todos os eventos ocorreram na Formação Ilha de Santana e podem estar ligados à algumas características da mesma. Segundo a descrição das amostras de calha, essa formação é constituída principalmente por calcarenito e subordinadamente por dolomitos e anidritas.

Além desses eventos principais, ainda ocorreram alguns *wash outs* na formação Travosas e no Grupo Canárias. Essas duas unidades foram descritas pelas amostras de calha como constituídas por arenitos com intercalações de folhelhos, e raros siltitos e argilas no topo. Os arenitos encontravam-se desagregados na parte superior do pacote, se compactando aproximadamente a partir de 2.000m de profundidade.

5.2.3 BACIA DE BARREIRINHAS

O poço escolhido na Bacia de Barreirinhas é o poço 1MAS 0013A MA, perfurado em 1981. É um poço que foi abandonado anteriormente na profundidade de 133m. O poço atingiu a profundidade de 4.203m (elevação de referência da mesa rotativa ao nível médio do mar = 30,8m) em uma lâmina d'água de 53,90m. O poço está localizado na latitude 1°48'07,63" S e longitude 43° 13' 56,22" W (datum SAD-69), a aproximadamente 130 km a nordeste de São Luis (MA). Sua localização pode ser vista na Figura 53 do Anexo. O poço foi perfurado pela

Citco Barreirinhas Petróleo do Brasil, sendo a contratada pelas operadoras Chevron, Union Oil of California e Odeco.

A Figura 54 do Anexo mostra o gráfico Profundidade x Tempo do Poço 1MAS 0013A MA. A partir desse gráfico já é possível ter uma ideia dos problemas enfrentados e aonde foram gastos os maiores tempos durante a perfuração.

Segundo a pasta de poço, o poço anterior foi abandonado por causa da instabilidade dos sedimentos do leito marinho. Uma das pernas da *Jack-Up* foi enterrada 4m abaixo do leito marinho, fazendo com que a perna oposta se curvasse. O estrago foi tanto que a *Jack-Up* teve que voltar para o porto em Belém para ser reparada. No novo poço, o revestimento condutor foi jateado ao invés de ser perfurado. Dessa forma, percebe-se que o maior problema desse poço foi a existência de sedimentos inconsolidados no leito marinho.

Além desse problema, também houve outros problemas expressivos, como o de perda de circulação nos calcários, por volta da profundidade de 543m. Pela sua descrição, esses calcários provavelmente pertencem à Formação Ilha de Santana. Também houve perda de circulação severa na profundidade final

Outro problema importante foi o de entrada de gás no poço na profundidade de 2.953m, quando foi necessário amortecer o poço.

5.2.4 BACIA DO CEARÁ

O poço escolhido na Bacia do Ceará é o poço 1CES 0111B CE, perfurado em 1996. É um poço que foi abandonado anteriormente duas vezes na profundidade de 2.150m. O poço atingiu a profundidade de 3.817m (elevação de referência da mesa rotativa ao nível médio do mar = 14m) em uma lâmina d'água de 1.760m, sendo o poço com maior lâmina d'água que está sendo avaliado nesse trabalho. O poço está localizado na latitude 2°58'13,34" S e longitude 38° 29' 27,71" W (datum SAD-69), a aproximadamente 71 km da costa. Sua localização pode ser vista na Figura 55 do Anexo. A operadora responsável pela perfuração foi a Petrobras e a sonda de perfuração utilizada foi a *Discoverer Seven Seas* NS-14, que é um navio sonda.

A finalidade desse poço foi testar a ocorrência de fácies-reservatório em forma monticulares amalgamadas, identificadas na seção neo-oligocênica da Formação Ubarana.

A Figura 56 do Anexo mostra o gráfico Profundidade x Tempo do Poço 1CES 0111B CE. A partir desse gráfico já é possível ter uma ideia dos problemas enfrentados e aonde foram gastos os maiores tempos durante a perfuração. A Figura 57 do Anexo mostra as condições mecânicas do poço.

A primeira coisa se pode reparar pela Figura 56 (ver Anexo) é que o poço teve problemas de perda de circulação que tomaram muito tempo no intervalo 2.163/2.175m. Devido a esse fato, o poço foi alargado com broca de 16" e foi descido revestimento de 13 3/8" a 2.244m, que não estava previsto nessa fase (Figura 57 do Anexo). Segundo as descrições das amostras de calha, que começam a partir da profundidade 2.151m, sabe-se que essa região pertence à Formação Ubarana, apesar desse intervalo não ter sido amostrado devido à perda total de circulação. A Formação Ubarana compreende sedimentos siliciclásticos depositados em ambiente marinho (folhelhos e arenitos turbidíticos) (Figura 23 do Anexo).

Segundo a pasta de poço, as duas tentativas anteriores da perfuração desse poço foram abandonadas porque o revestimento de 30" cedia ao ser ancorado o revestimento de 20", devido aos sedimentos inconsolidados do fundo do mar. O problema foi solucionado "encamisando-se" o revestimento de 30" com um "tubulão" de 42". Dessa forma, percebe-se que o maior problema desse poço foi a existência de sedimentos inconsolidados no leito marinho.

5.2.5 BACIA POTIGUAR

O poço escolhido na Bacia Potiguar é o poço 1CES 0085A CE, perfurado em 1982. É um poço que foi abandonado anteriormente na profundidade de 259m. O poço atingiu a profundidade de 1.815m (elevação de referência da mesa rotativa ao nível médio do mar = 27m) em uma lâmina d'água de 30m. O poço está localizado na latitude 4°23'39,35" S e longitude 37°13'10,16" W (datum SAD-69). A operadora responsável pela perfuração foi a Petrobras.

Durante a primeira fase de perfuração do poço, uma formação muito dura foi encontrada na profundidade de 91,44m, seguida de uma formação muito menos dura, o que causou saliências durante a perfuração, podendo levar à prisão da coluna de perfuração. Foi necessário perfurar essa seção com uma broca de menor diâmetro e depois alargar. Foi utilizada uma broca de 17 1/2" e o poço foi posteriormente alargado para 36".

Após a cimentação do primeiro revestimento houve a perfuração da segunda fase do poço, que foi até a profundidade de 259m, onde o poço foi abandonado. Durante essa fase da perfuração houve muita perda de circulação na profundidade de 192m, de aproximadamente 350 bbls/hora. O fluido de perfuração foi modificado e continuou-se a perfuração. Na profundidade de 259m houve prisão da coluna de perfuração sem nenhum indício de problema anterior. O poço foi então abandonado.

Começou-se a perfurar o segundo poço. Na primeira fase, a taxa de penetração foi controlada para evitar a formação de saliências devido à presença de formações muito duras e formações muito menos duras intercaladas enfrentadas durante a perfuração do primeiro poço.

Durante a segunda fase da perfuração do segundo poço, tomou-se muito cuidado em manter as propriedades certas do fluido de perfuração, procurando evitar a perda de circulação vivenciada durante o primeiro poço. Utilizou-se um fluido de perfuração com diesel de forma a atender a necessidade de um peso de 8ppg. Também foram adicionados grãos finos de mica para controlar a perda de circulação. As perdas de circulação ficaram controladas entre 30-70 bbls/hora. O grande número de argilas ativas encontradas e incorporadas ao sistema fez com que fosse necessária uma dissolução contínua e tratamentos químicos do fluido de perfuração com o objetivo de manter as propriedades ótimas do fluido.

A partir de 1.434m, aproximadamente, a formação perfurada passou a ser dolomita. Tomou-se o cuidado de manter o fluido de perfuração entre 8,8-8,9ppg para evitar fraturar essa formação que é fraca e já é fraturada, problema que já havia acontecido com outros poços perfurados na área. No entanto não foram reportadas perdas de circulação nessa formação durante a perfuração desse poço.

A partir de 1.645m a formação mudou para folhelho. Foi necessário tomar cuidado novamente com o fluido de perfuração devido ao fato dessa formação de folhelhos ser muito

reativa e problemática. Durante a perfuração dessa formação, houve um aumento no gradiente da pressão de poros para 9,3-9,4 ppg durante a profundidade de 1768m.

Ao chegar a profundidade de 1.798m encontrou-se gnaisse, que é uma rocha metamórfica. Perfurou-se mais 15,24m de gnaisse e então abandonou-se o poço.

Analizando os dados, observa-se que os maiores problemas na perfuração desse poço foram a intercalação entre formações muito duras e formações muito menos duras e as formações problemáticas que necessitaram de um projeto de fluido de perfuração especial. A Figura 58 do Anexo mostra o projeto do poço e suas 4 fases e a Figura 59 do Anexo mostra a composição do fluido de perfuração e o custo do diesel utilizado no fluido em cada fase.

6 CONCLUSÕES

Nesse trabalho, foram revisadas as principais características geológicas da Margem Equatorial e foram apresentados e analisados dados de perfurações de poços na região, com o objetivo de aprender sobre as dificuldades que podem ser encontradas na perfuração da Margem Equatorial Brasileira. Pode-se chegar à conclusão de que existem três principais problemas ligados à perfuração nessa área: presença de *shallow gas*, fortes correntezas e sedimentos inconsolidados.

A presença de *shallow gas* está ligada à foz do Rio Amazonas. Como apresentado anteriormente, o metano pode existir em vários estados: como gás livre nos poros, como gás dissolvido em solução ou, em circunstâncias especiais, como hidratos de gás gás (Mazumdar et. al., 2009; Diez et al., 2007). Cada um desses estados apresenta uma assinatura diferente na sessão sísmica. Dessa forma, para evitar problemas com *shallow gas* nessa área, deve-se sempre fazer uma avaliação do potencial de risco da região para que se evitem locações problemáticas. As informações que permitem a avaliação desse potencial podem ser provenientes de levantamentos sísmicos ou de poços já perfurados na área (Rocha & Azevedo, 2009). Em áreas onde não é possível a escolha de uma locação que permita a perfuração do poço que não as atravesse, recomenda-se a perfuração de um poço piloto (Rocha & Azevedo, 2009).

No caso das fortes correntezas, os maiores problemas associados são: força de arraste na sonda e nos equipamentos de perfuração e severas vibrações induzidas pelo desprendimento de vórtices (*Vortex Induced Vibration*) no *riser*, coluna de perfuração e revestimentos (Gardner & Cole, 1982). A primeira opção como método de prevenção seria projetar uma janela de operação para a perfuração, no entanto, a partir da análise dos dados, chegou-se à conclusão de que isso não é possível. Dessa maneira, é necessário adaptar os equipamentos e os procedimentos da operação. As principais adaptações são: uso de *strakes* nos revestimentos, uso de *fairings* nos *risers*, algum método para evitar a colisão com a mesa rotativa durante a perfuração e uso de sondas de posicionamento dinâmico, com o objetivo de mantê-la melhor posicionada e auxiliar na perfuração.

O fato de que a perfuração na Bacia da Foz do Amazonas teve problemas com sedimentos inconsolidados está ligado aos sedimentos provenientes do Rio Amazonas. Em um rio, há a carga de superfície (argila) e a carga de fundo (areia e silte). O Rio Amazonas tem praticamente somente carga de superfície, e deposita essa argila a centenas de quilômetros dentro do oceano. A Corrente Norte do Brasil age no sentido de levar essa sedimentação na direção do Amapá. Em contato com a água do mar, a argila flocula e se

deposita no fundo do mar com taxas de deposição de até 10m por ano. Dessa forma, problemas na Bacia da Foz do Amazonas com sedimentos inconsolidados eram previsíveis.

Os problemas com sedimentos inconsolidados na Bacia de Barreirinhas também eram previsíveis, já que, apesar de muito menos afetadas pelas quantidades de sedimentos trazidos do rio, ainda são afetadas e possuem um declive mais elevado do que a bacia da Foz do Amazonas. Já na bacia do Ceará, esses problemas não eram tão previsíveis. De qualquer maneira, é altamente recomendável um estudo de caráter geotécnico antes da perfuração de qualquer poço nessa margem.

Além dos principais problemas listados acima, também é importante sempre fazer uma correlação com dados de poços já perfurados na área de forma a prever possíveis problemas como sobrepressões e perda de circulação em certas formações.

As precauções que devem ser tomadas podem ser resumidas em: estudo de caráter geotécnico com o objetivo de identificar *shallow gas* e sedimentos inconsolidados, levantamentos sísmicos com o objetivo de identificar acumulações de *shallow gas*, estudo das condições de correnteza na área para utilizar no projeto de adaptação dos equipamentos e levantamento de dados de poços já perfurados na área com o objetivo de reconhecer formações que podem ser problemáticas.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEGG, F.; ANDERSON, A. L.. *The acoustic turbid layer in muddy sediments of Eckernfoerde Bay, Western Baltic: methane concentration, saturation and bubble characteristics*. *Marine Geology*, 1997. 137: 137-147.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Acesso em 10 de Dezembro de 2014. Brasil Rounds - Licitações de Petróleo e Gás. Fonte: <http://www.brasil-rounds.gov.br>

ANDERSON, A. L.; HAMPTON, L. D.. *Acoustic of gas-bearing sediments I. Background*. *Journal of the Acoustic Society of America*, 1980. 67(6):1865-1888.

ARDUS, D. A. & GREEN, C. D. (editors). *Safety in Offshore Drilling: the role of shallow gas surveys*. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, Advances in Underwater Technology, Ocean Science and Offshore Engineering, Vol. 15, 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.

CAMPOS, R. H. S.. *Ocorrências de gás nos sedimentos holocênicos da baía de todos os santos: Origem e Distribuição*. 2010. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geociências) – Universidade Federal da Bahia.

CLENNELL, M. B.. *Hidrato de gás submarino: natureza, ocorrência e perspectivas para exploração na margem continental brasileira*. *Rev. Bras. Geof.*, 2000, vol.18, no.3, p.397-409. ISSN 0102-261X.

DIEZ, R.; GARCÍA-GIL, S.; DURAN, R.; VILAS, F.. *Gas accumulations and their association with particle size distribution patterns in the Ría de Arousa seabed (Galicia, NW Spain): an application of the discriminant analysis.* Geo-Marine Letters, 2007. 89-102.

FERNANDEZ Y FERNANDEZ, E.; PEDROSA JUNIOR, O. A.; DE PINHO, A. C. *Dicionário do Petróleo em Língua Portuguesa – Exploração e Produção de Petróleo e Gás.* Ed. Lexikon, 1^a ed., 2009.

FLOODGATE, G. D. & JUDD, A. G.. *The Origins of Shallow Gas.* Cont. Shelf Res. 10, 1145-1156, 1992.

GARCIA-GIL, S.; VILAS, F.; GARCIA-GARCIA, A.. *Shallow gas features in incised-valley fills (Ría de Vigo, NW Spain): a case study.* Continental Shelf Research, 2002. 22:2303-2315.

GARDNER, T.N. & COLE, M.W.. *Deepwater Drilling in High Current Environment.* Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 3-6 maio 1982, OTC 4316.

HOLMES, R.; ALEXANDER, S.; BALL, K.; BULAT, J.; EVANS, R.; LONG, D.; MACBETH, C.; MCCORMAC, M. & SANKEY, M.. *The issues surrounding a shallow gas database in relation to offshore hazards.* HSE Report. OTH 504, 1992.

IGLESIAS, J.; GARCÍA-SIL, S.. *High-resolution mapping of shallow gas accumulations and gas seeps in San Simón Bay (Ría de Vigo, NW Spain) – Some quantitative data.* Geo-Marine Letters, 2007. 27:103-114.

LUCZYNSKI, E.. *Módulo III: Hidratos de Gás.* In: Workshop de Verão – Recursos de Petróleo e Gás Natural do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo. 2015.

MAZUMDAR, A.; PEKETI, A.; DEWANGAN, P.; BADESAB, F.; RAMPRASAD, T. & RAMANA, M.V.. *Shallow Gas charged sediments off the Indian west coast: Genesis and Distribution.* Marine Geology, 2009. 267:71-85.

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, p. 351-396, 2000.

MORAES, S.O.C.. *Caracterização da Corrente Norte do Brasil na Região da Retroflexão.* 2011. Dissertação de Mestrado (Engenharia Oceânica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro.

MORAIS, J. M.. *Petróleo em Águas Profundas: uma história tecnológica da Petrobras na Exploração e Produção offshore.* IPEA, Brasília, 2013.

MORAIS NETO, J. M.; PESSOA NETO, O. C.; LANA C. C.; ZALÀN P. V. *Bacias Sedimentares Brasileiras: Bacia do Ceará.* Phoenix, Aracajú, vol. 57, p. 1-6, 2003.

O GLOBO. (20 de Setembro de 2012). Correnteza Arrastou e Inclinou Plataforma da Petrobras no Amapá. Acesso em 14 de Julho de 2015, disponível em O Globo: <http://oglobo.globo.com/economia/correnteza-arrastou-inclinou-plataforma-da-petrobras-no-apama-6155427>

OE: Offshore Engineer. (2014). Surveying Brazil's Equatorial Margin. Offshore Engineer, 116-118

OKYAR, M.; EDIGER, V.. *Seismic evidence of shallow gas in the sediment on the shelf off Trabzon, shoutheastern Black Sea*. Continental Shelf Research, 1999. 19:575-587.

PEROVANO, Rodrigo et al. *O Processo de Colapso Gravitacional da Seção Marinha da Bacia da Foz do Amazonas – Margem Equatorial Brasileira*. Rev. Bras. Geof. 2009, vol.27, n.3, pp. 459 – 484. ISSN 0102-261X.

PRIOR, D. B.; COLEMAN, J. M.. *Submarine Slope Instability*. In: Brunsden, D.; Prior D. B. (Eds.), *Slope Instability*, pp, 419-455, John Wiley, New York.

QUEIROZ GALVÃO: EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO. (Março de 2015). Estudo de Impacto Ambiental: Atividade de Perfuração Marítima de Poços no Bloco FZA-M-90, Bacia do Amazonas. Brasil: QGEP

ROCHA, L. A. S. & AZEVEDO, C. T.. *Projetos de poços de petróleo: geopressões e assentamento de colunas de revestimento*. 2^a edição. Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2009.

SCHLUMBERGER. Acesso em 06 de Fevereiro de 2015. Fonte: The Oilfield Glossary: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>

SIGLAMAXX. Acesso em 19 de Agosto de 2015. Fonte: Petromaxx: http://petromaxx.com/portal/?page_id=327

SHANKS, F.E.; HAMMET, D.S. & ZINKGRAF, H.L.. *Experience Drilling in Deepwater High Current Areas*. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 30 abr. – 3 maio 1979, OTC 3582.

SOARES JUNIOR, A. V.; COSTA, J. B. S. & HASUI, Y. *Evolução da Margem Atlântica Equatorial do Brasil: Três Fases Distensivas*. Geociênc. (São Paulo). 2008, vol.27, n.4, p. 427-437. ISSN 0101-9082.

SPARKES, D.M.; WELLINGS, J.S. & RHEAUME, G. T.. *Drilling a Deepwater Wildcat Off the North Coast of Brasil: A Case Study*. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 1-4 maio 2006, OTC 17970.

WILKENS, R. H.; RICHARDSON, M. D.. *The influence of gas bubbles on sediment acoustic properties: in situ, laboratory, and theoretical results from Eckernforde Bay, Baltic Sea*. Continental Shelf Research, 1998. 18:1859-1892.

WITTSTROM, M. D. et al. *New Exploration Frontiers of Brazil's Atlantic Equatorial Margin: From Theory to Reality*. OTC 24422, Rio de Janeiro, Brazil, 2013.

YAMAMOTO, S.; ALCAUSKAS, J. B.; CROZIER, T. E.. *Solubility of methane in distilled water and seawater*. Journal of Chemical and Engineering Data, 1976. 21: 78-80.

8 ANEXOS

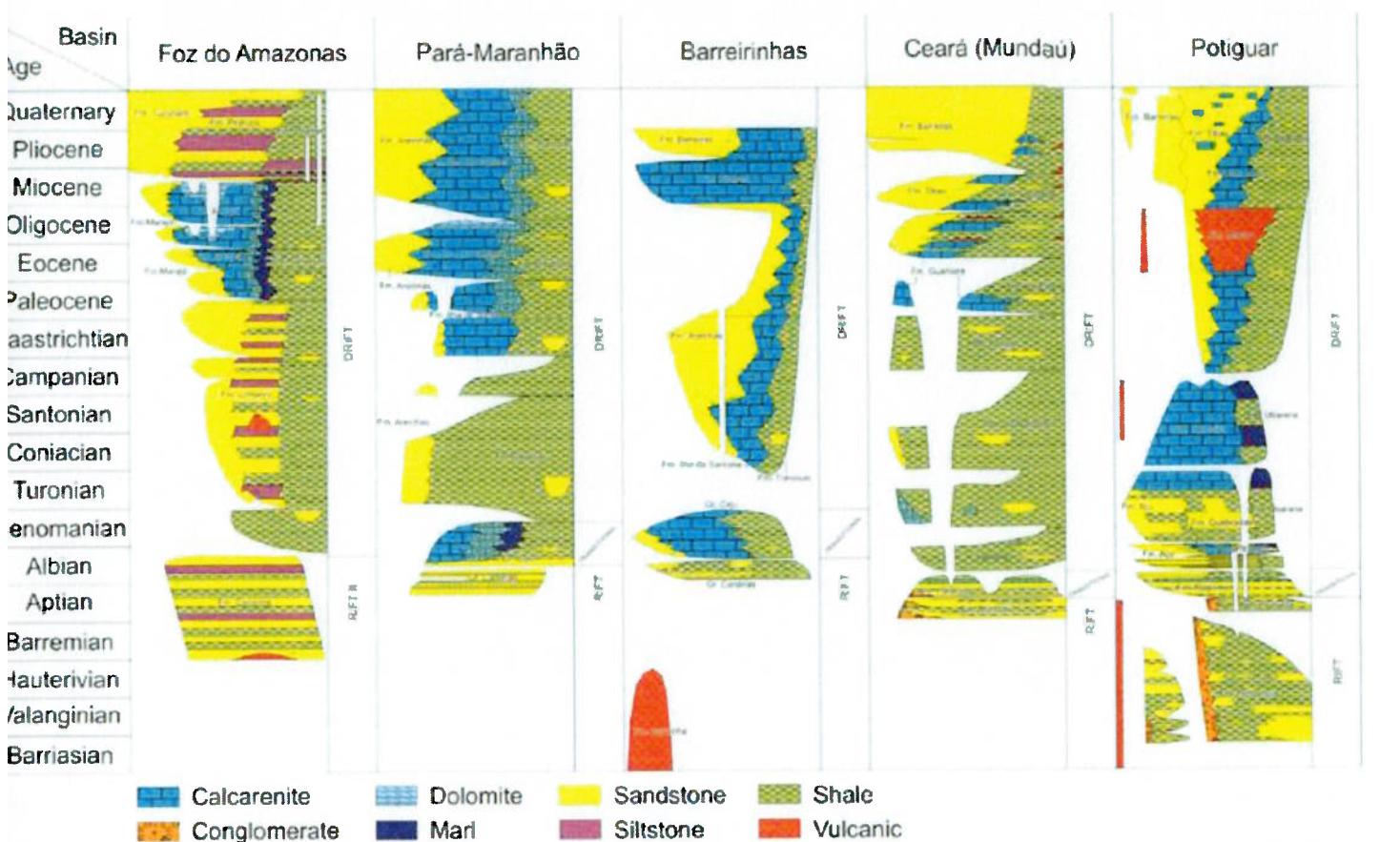
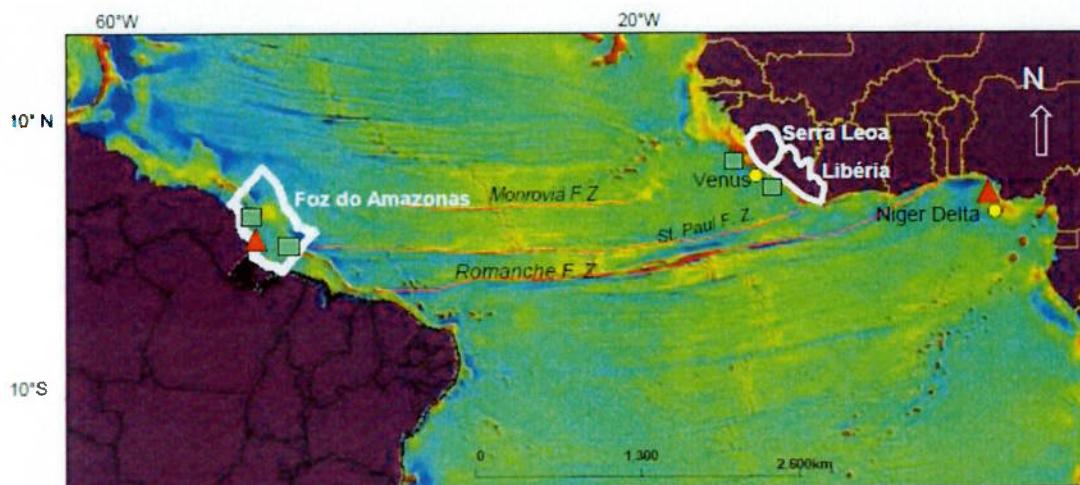


Figura 8. Cartas estratigráficas das bacias da Margem Equatorial Brasileira.
Fonte: WITTSTROM et. al., 2013.



Análise de Biomarcadores

- ▲ Marinho deltáico (Terciário)
- Marinho carbonático (Cretáceo Superior)

Mello et al., 2001

Figura 9. Correlação entre a Foz do Amazonas e a Costa Oeste da África.

Fonte: 11^a Rodada Licitações de Petróleo e Gás da ANP, 2013.

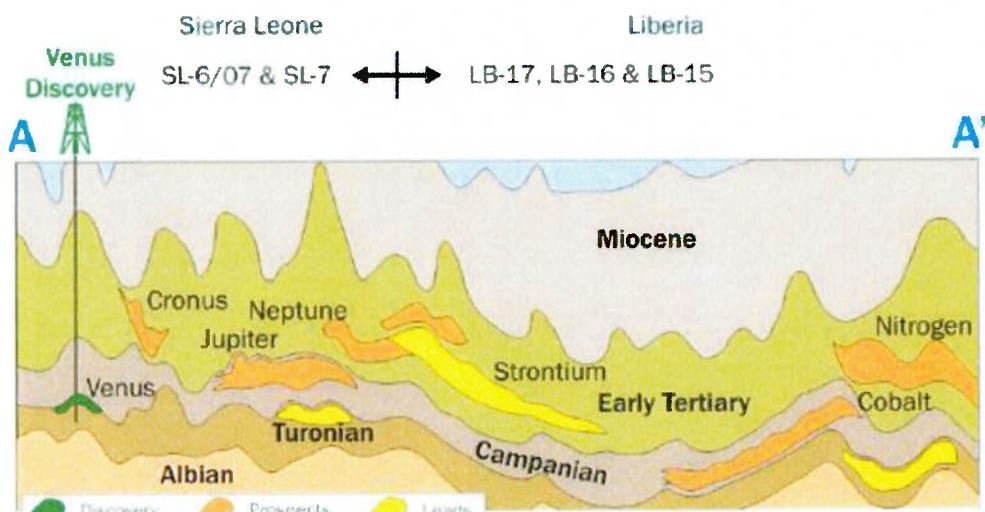


Figura 10. Bacias da Serra Leoa e Libéria.

Fonte: 11^a Rodada Licitações de Petróleo e Gás da ANP, 2013.

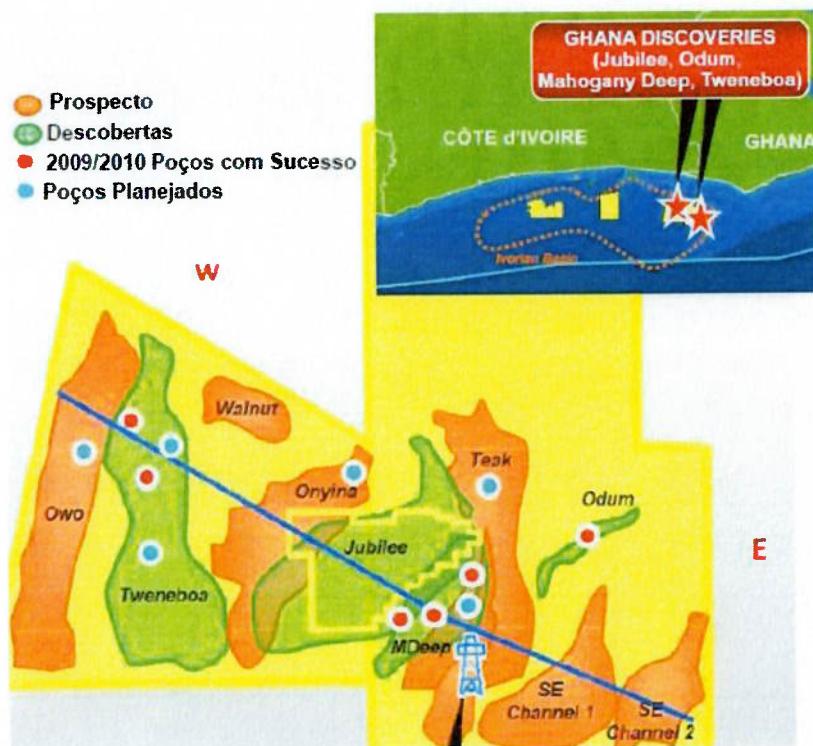


Figura 11. Descobertas na Bacia de Gana na Costa Oeste da África.
Fonte: 11ª Rodada Licitações de Petróleo e Gás da ANP, 2013.

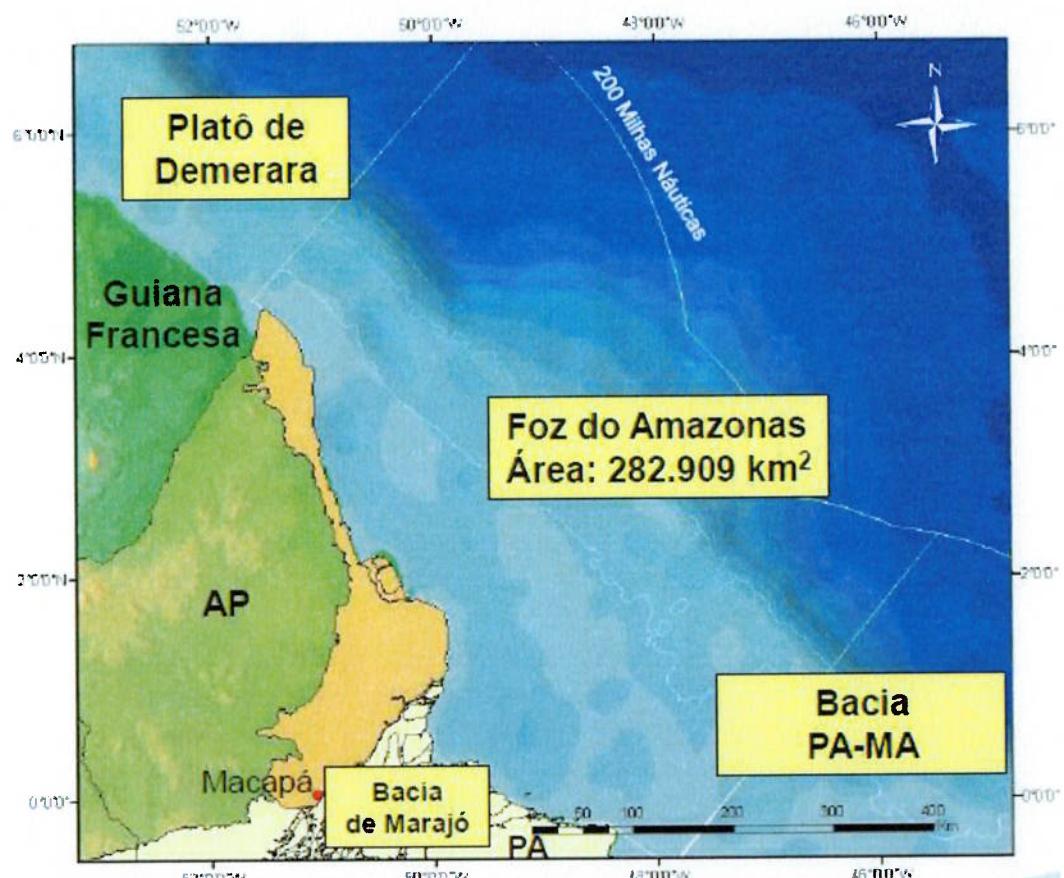


Figura 12. Localização da Bacia Foz do Amazonas.
Fonte: 11ª Rodada Licitações de Petróleo e Gás da ANP, 2013.

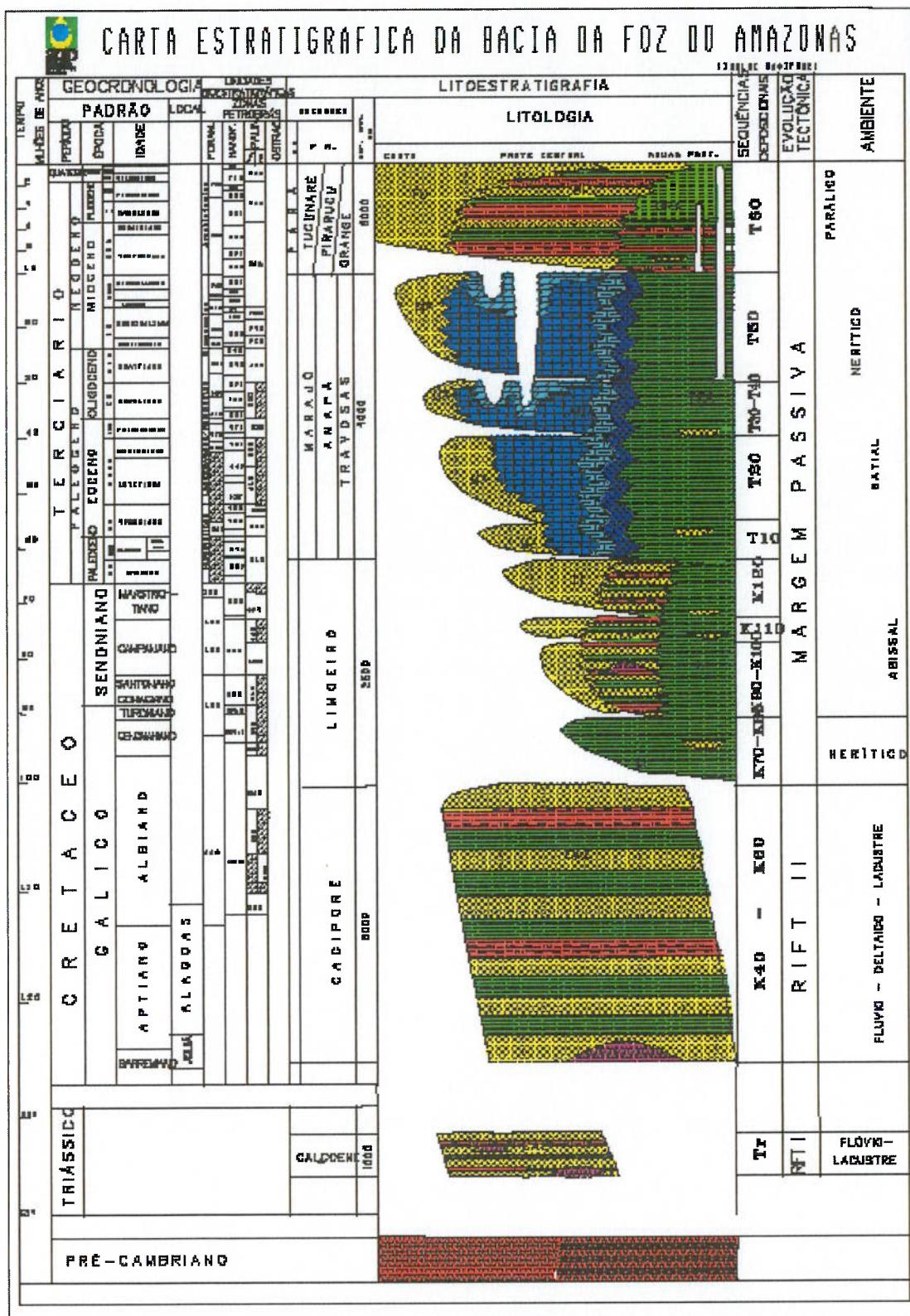


Figura 13. Evolução Estratigráfica da Bacia da Foz do Amazonas.
Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

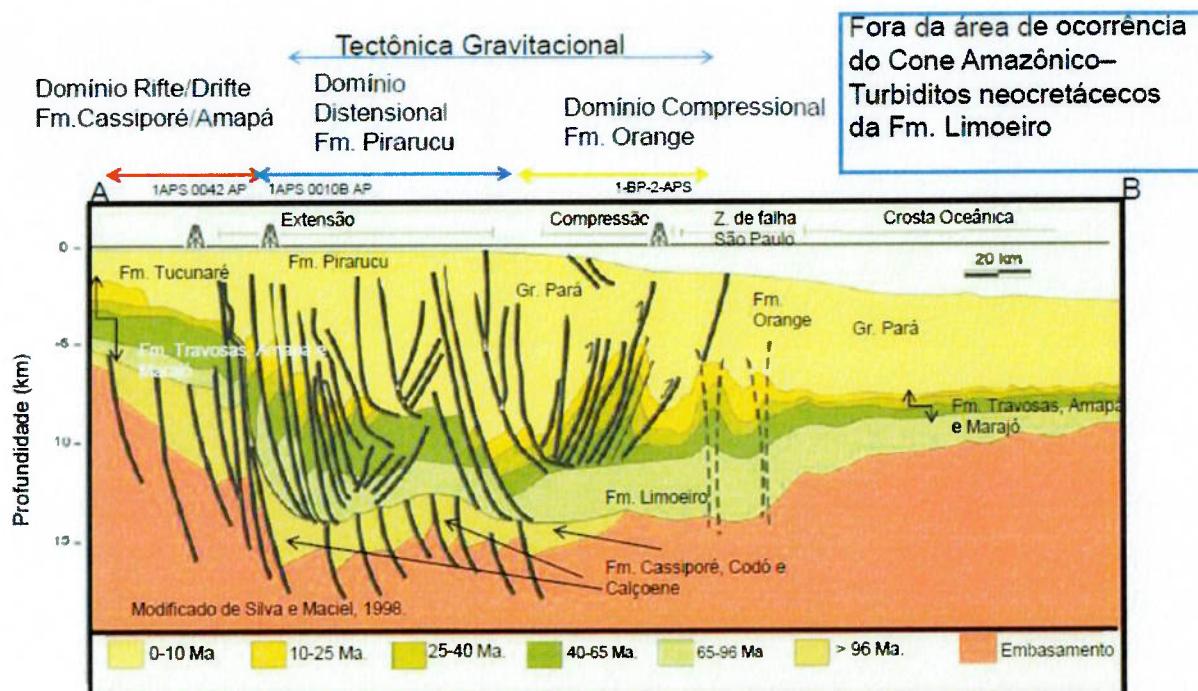


Figura 14. Seção geológica esquemática cortando o Cone Amazônico.

Fonte: 11^a Rodada Licitações de Petróleo e Gás da ANP, 2013.

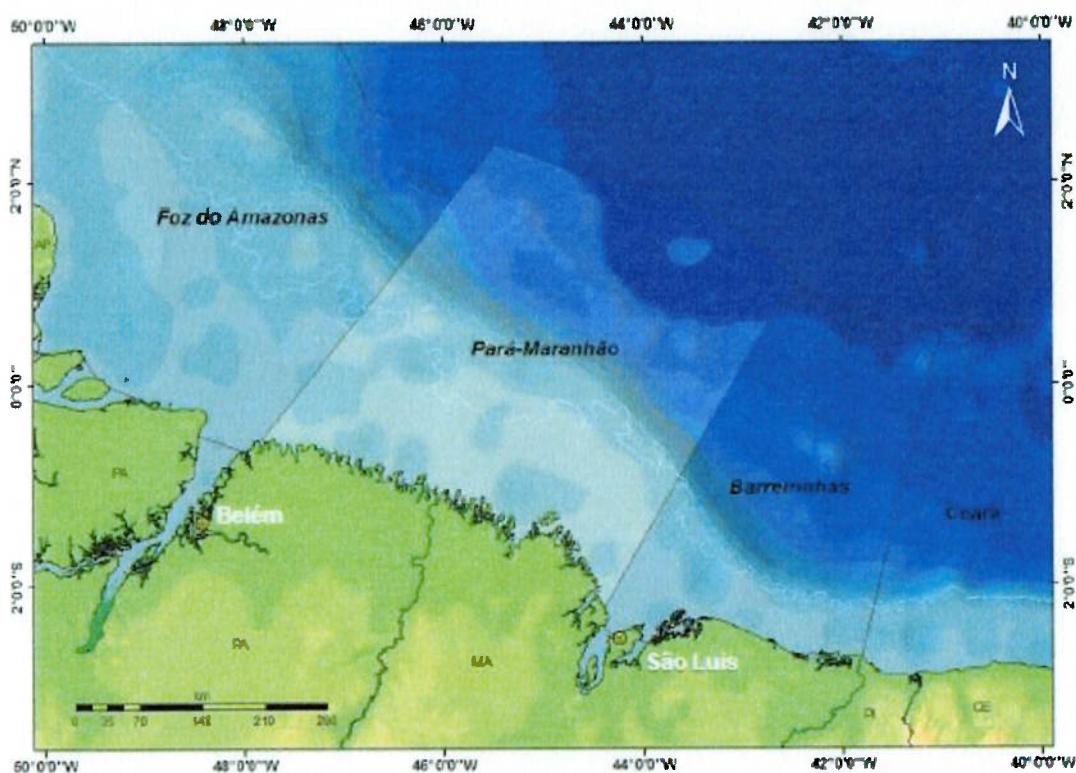
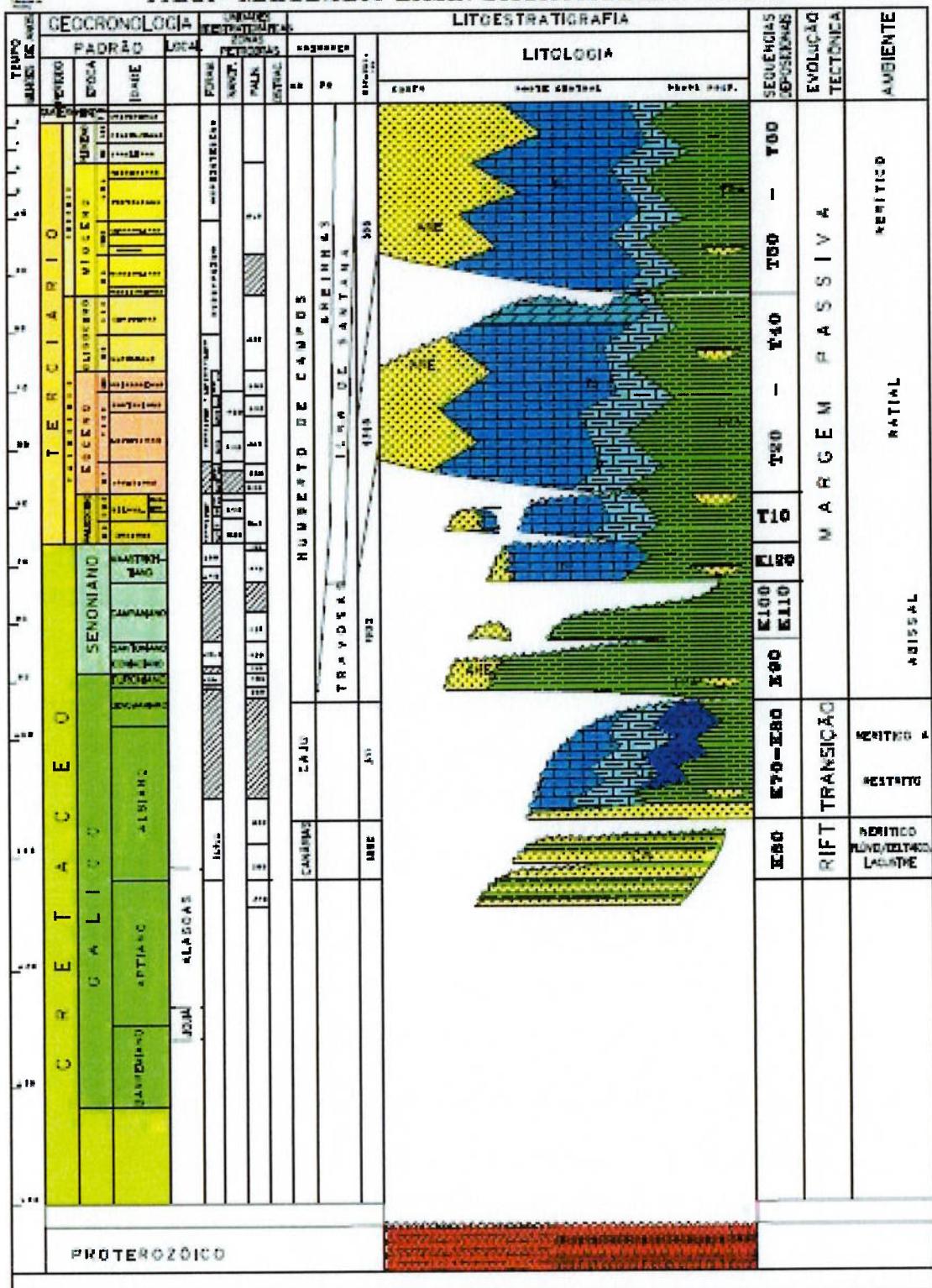


Figura 15. Localização da Bacia Pará-Maranhão.

Fonte: 11^a Rodada Licitações de Petróleo e Gás da ANP, 2013.

CARTA ESTRATIGRÁFICA DA BACIA DO PARÁ - MARANHÃO
PARA - MARANHÃO BASIN STRATIGRAPHIC CHART



Modificado de José A.S.L. Brandão e Flávio J. Peixoto, 1994
Modified from José A.S.L. Brandão e Flávio J. Peixoto, 1994

Figura 16. Evolução Estratigráfica da Bacia Pará-Maranhão.
Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

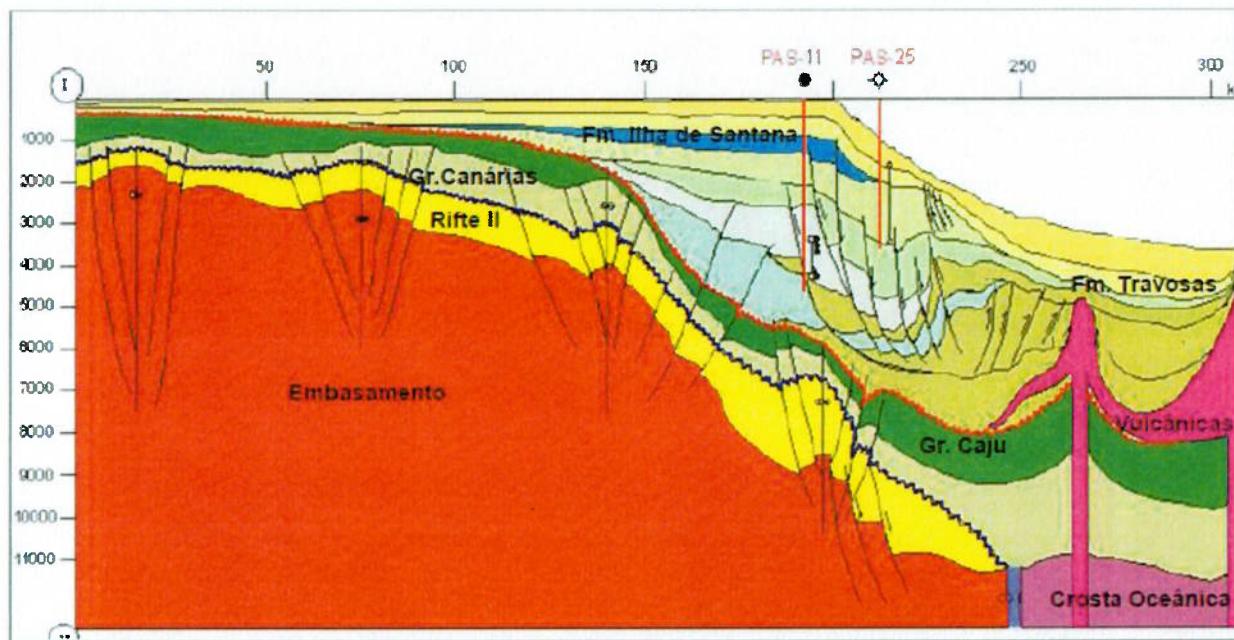


Figura 17. Seção geológica esquemática mostrando a Bacia Pará-Maranhão.

Fonte: 11^a Rodada Licitações de Petróleo e Gás da ANP, 2013.

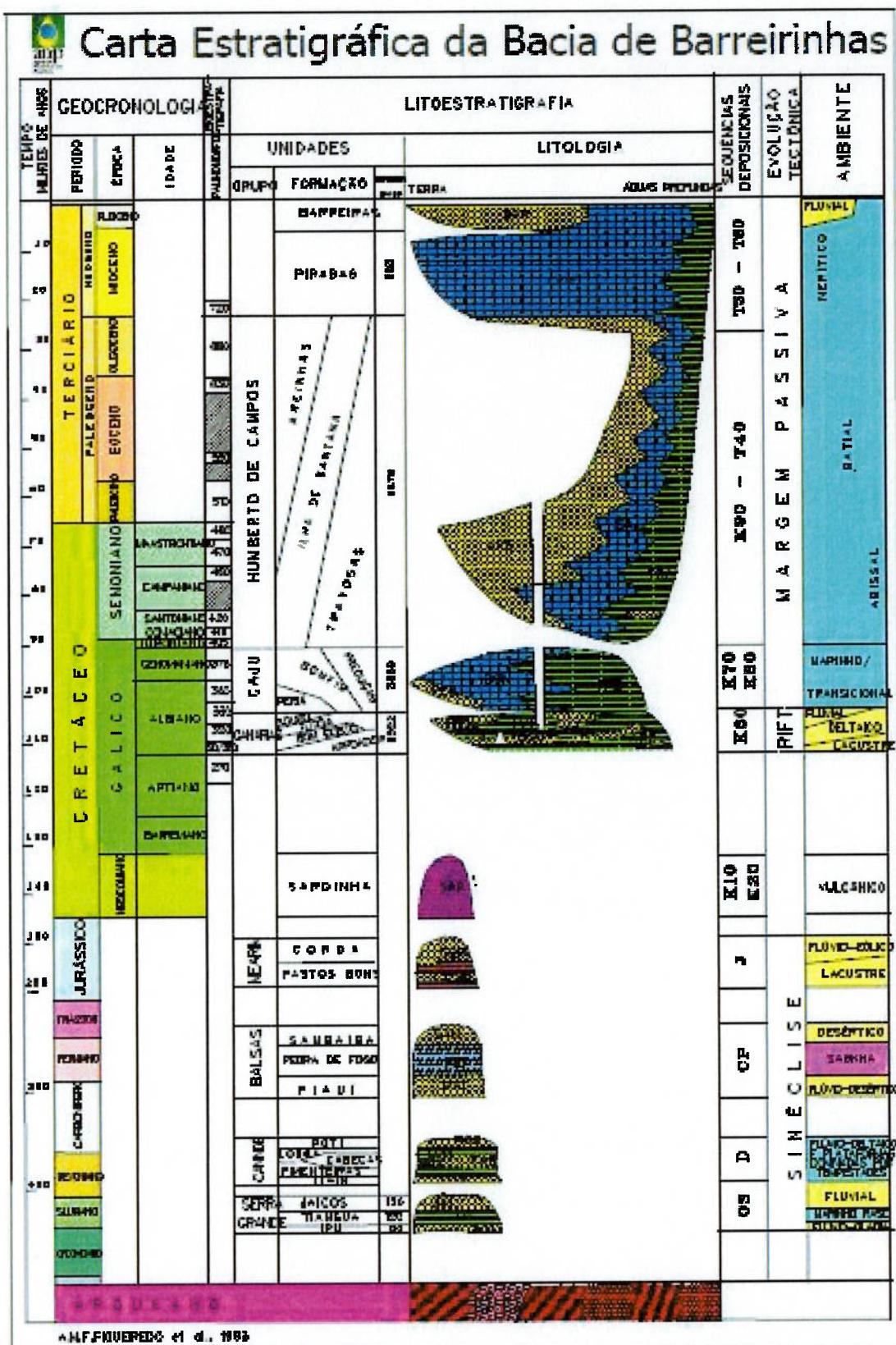


Figura 18. Evolução Estratigráfica da Bacia de Barreirinhas.
Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

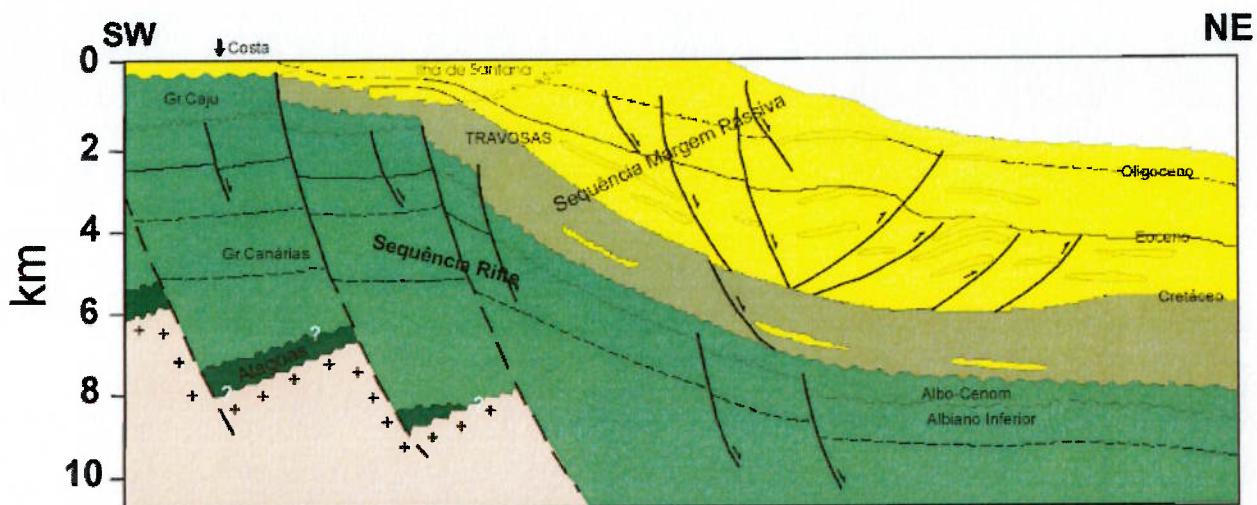


Figura 19. Seção geológica esquemática mostrando a Bacia de Barreirinhas.

Fonte: 11^a Rodada Licitações de Petróleo e Gás da ANP, 2013.

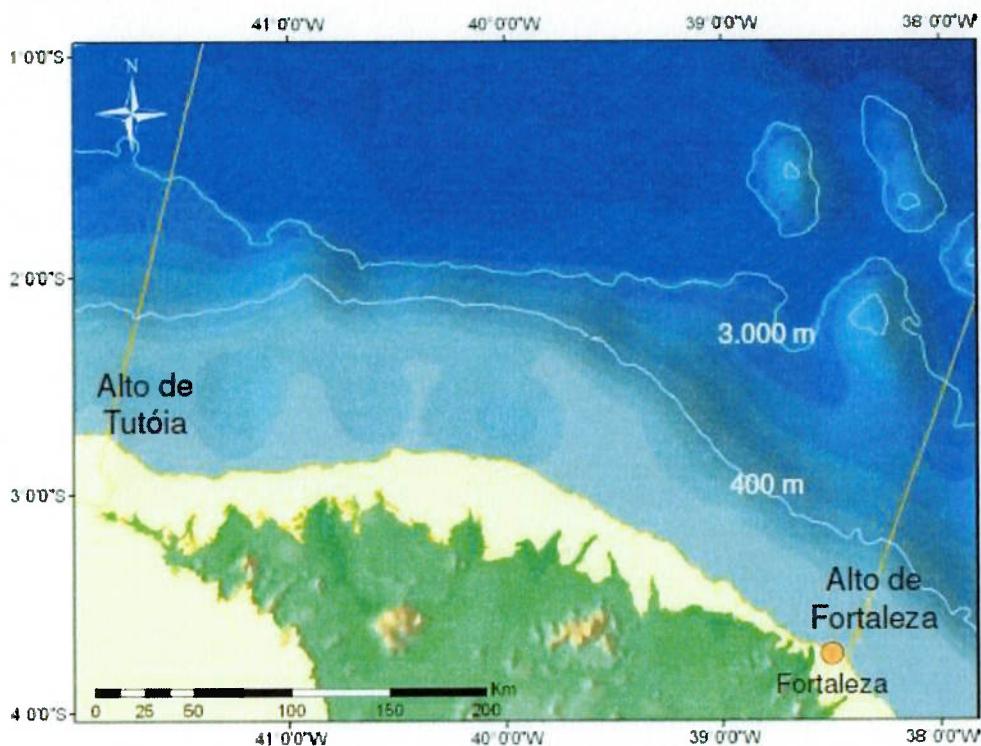


Figura 20. Localização da Bacia do Ceará.

Fonte: 11^a Rodada Licitações de Petróleo e Gás da ANP, 2013.

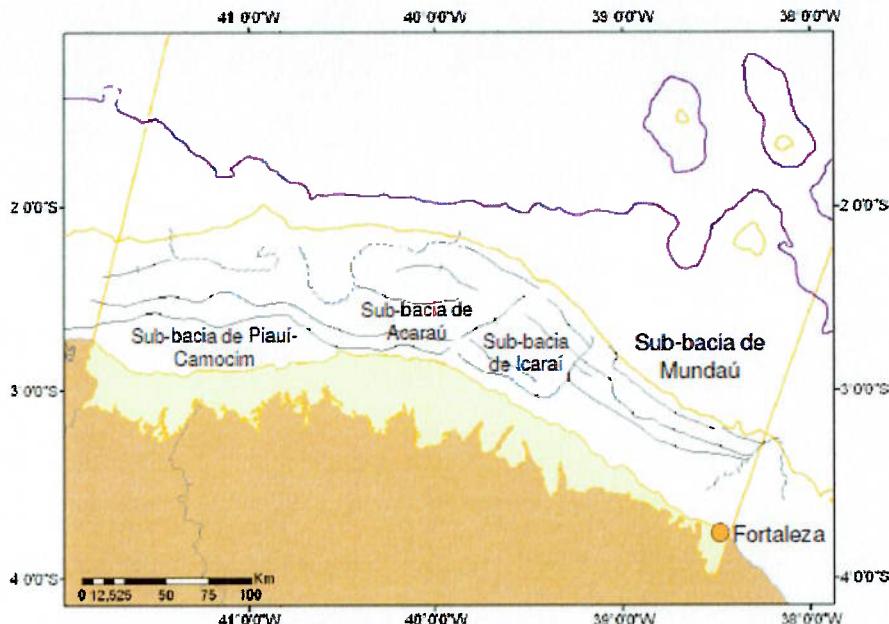


Figura 21. Sub-bacias da Bacia do Ceará.

Fonte: 11^a Rodada Licitações de Petróleo e Gás da ANP, 2013.

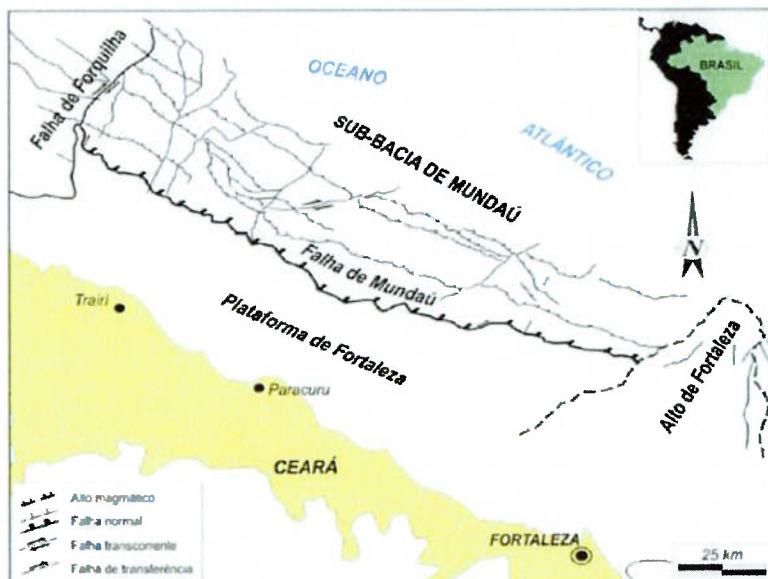


Figura 22. Falhas na sub-bacia de Mundaú.

Fonte: 11^a Rodada Licitações de Petróleo e Gás da ANP, 2013.

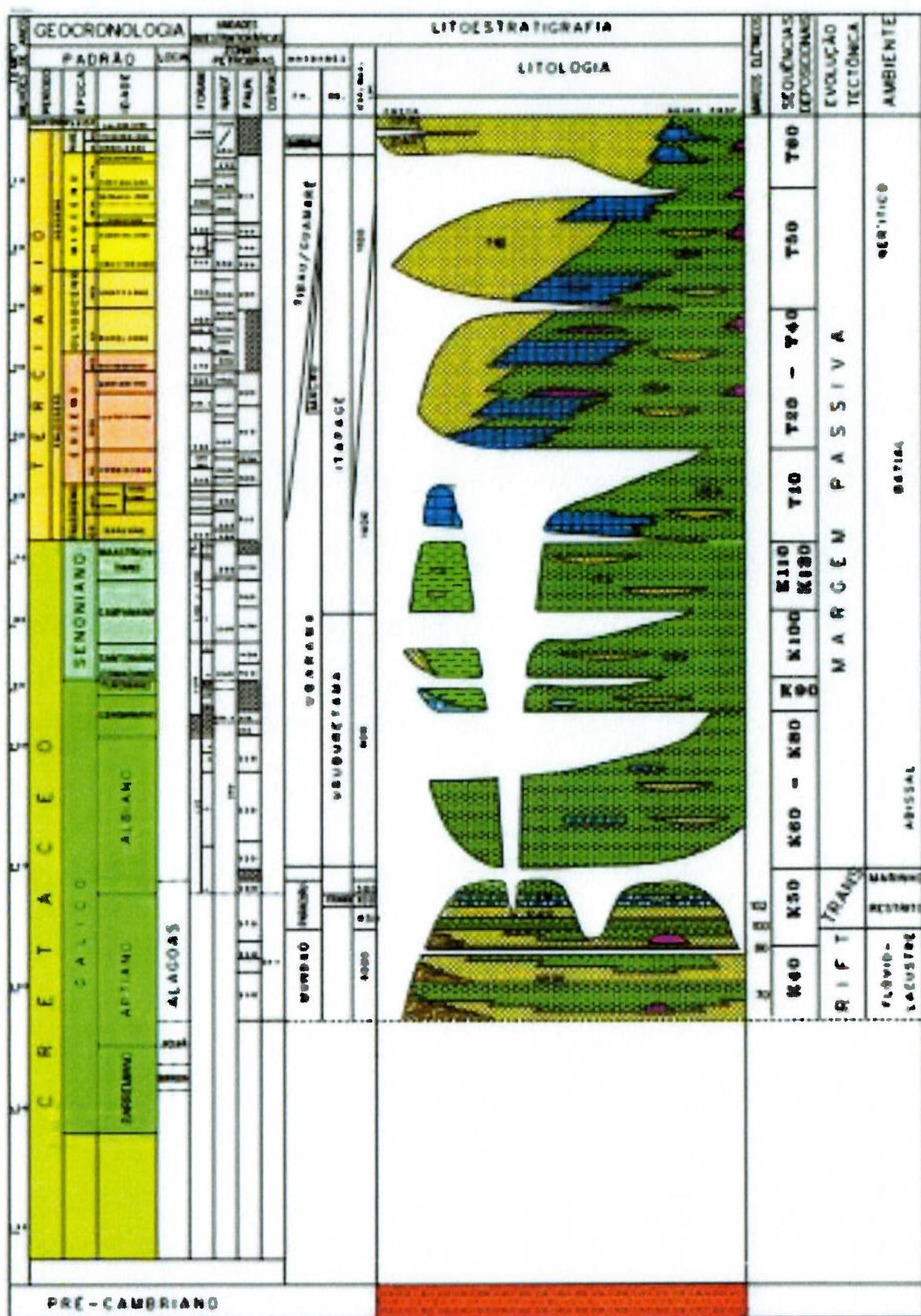


Figura 23. Evolução Estratigráfica da Bacia do Ceará (sub-bacia de Mundaú).
Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

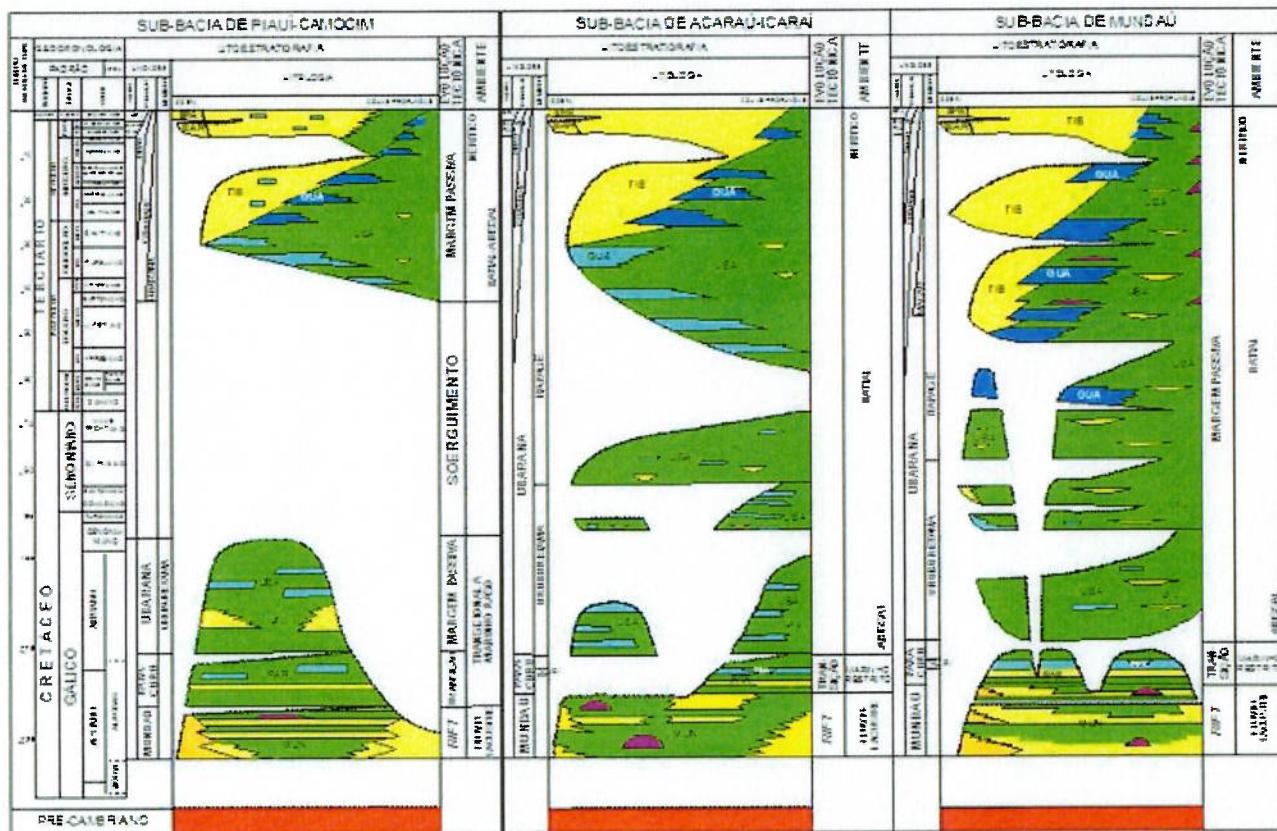


Figura 24. Carta Estratigráfica composta da Bacia do Ceará.

Fonte: MORAIS NETO ET. AL., 2003.

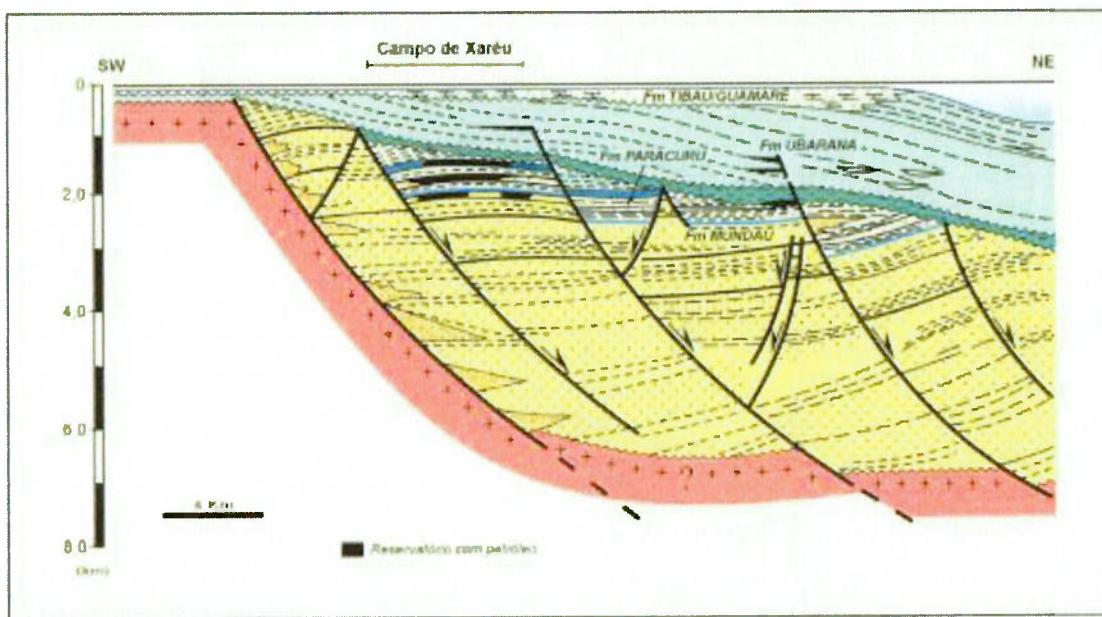


Figura 25. Seção geológica da sub-bacia de Mundaú.

Fonte: BIZZI ET. AL., 2003.

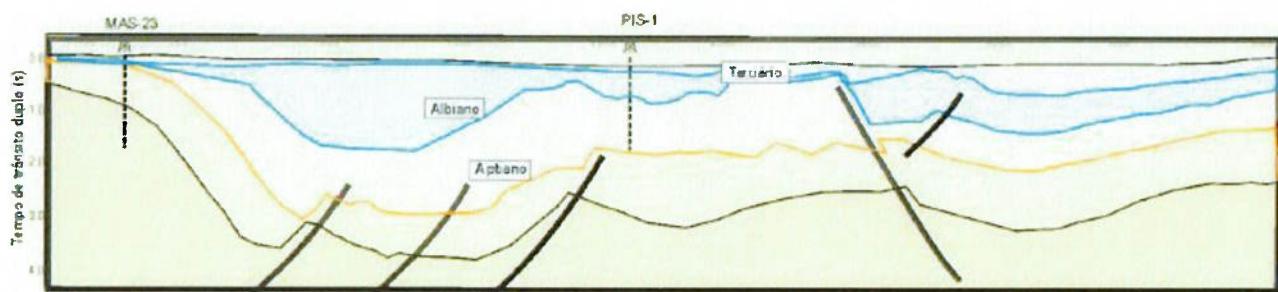


Figura 26. Seção geológica da sub-bacia de Piauí-Camocim.
Fonte: BIZZI ET. AL., 2003.

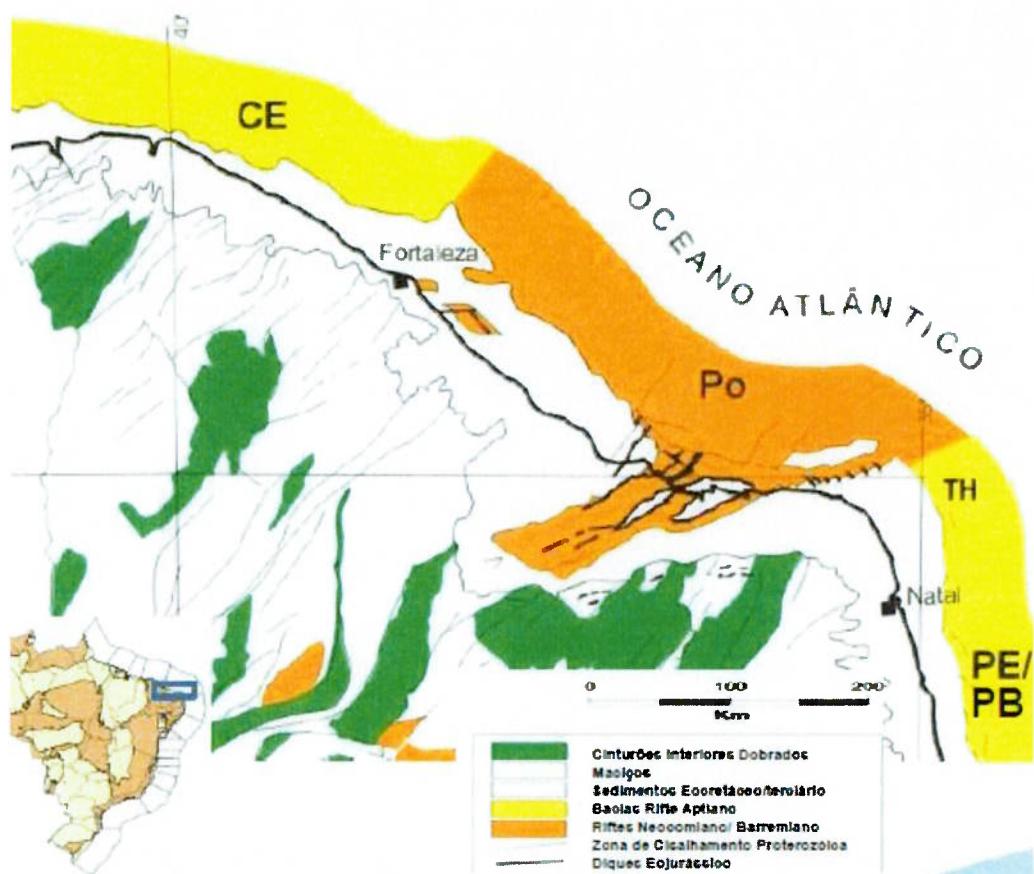


Figura 27. Localização da Bacia Potiguar.
Fonte: 11^a Rodada Licitações de Petróleo e Gás da ANP, 2013.

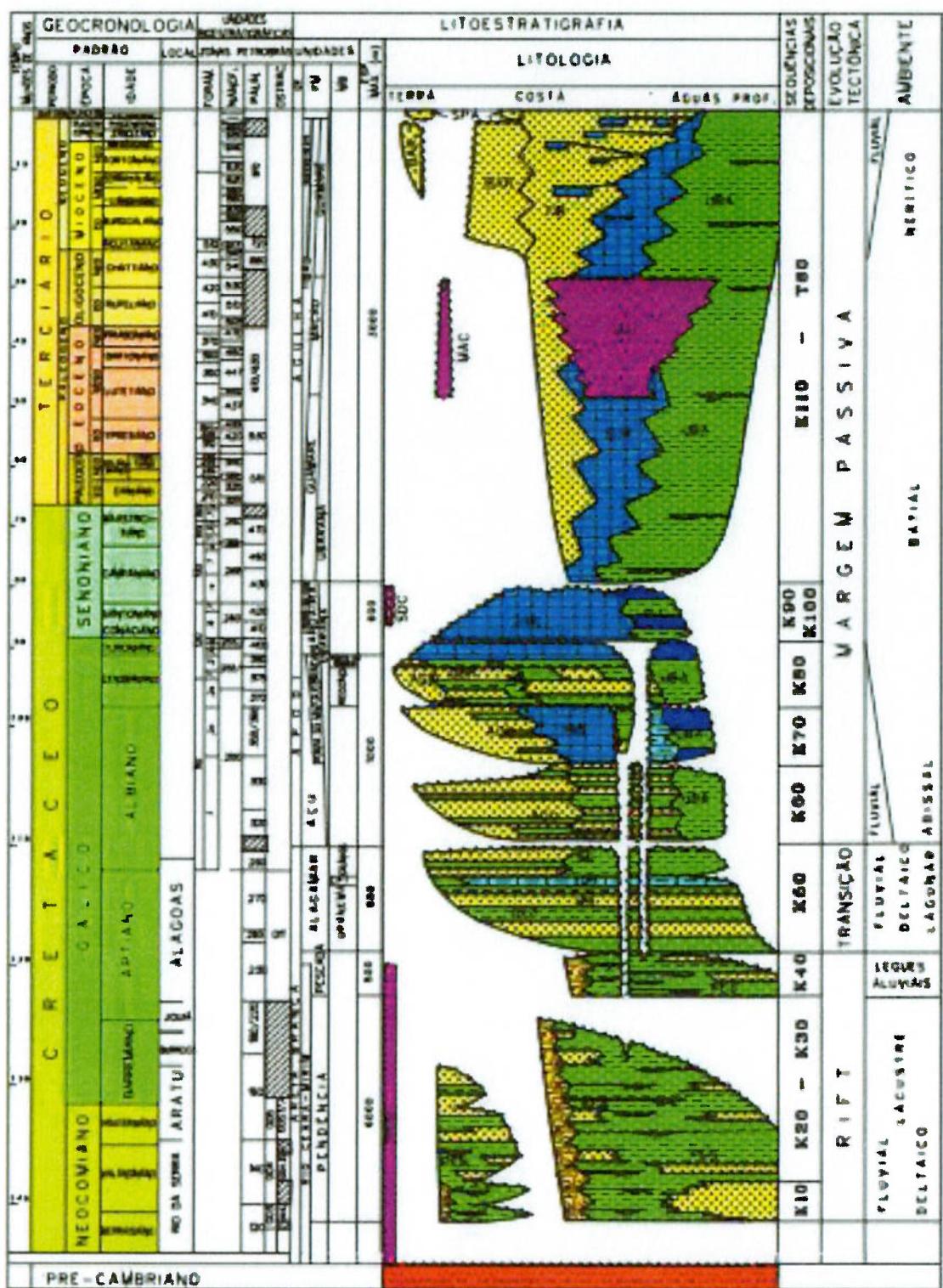


Figura 28. Evolução Estratigráfica da Bacia Potiguar.

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

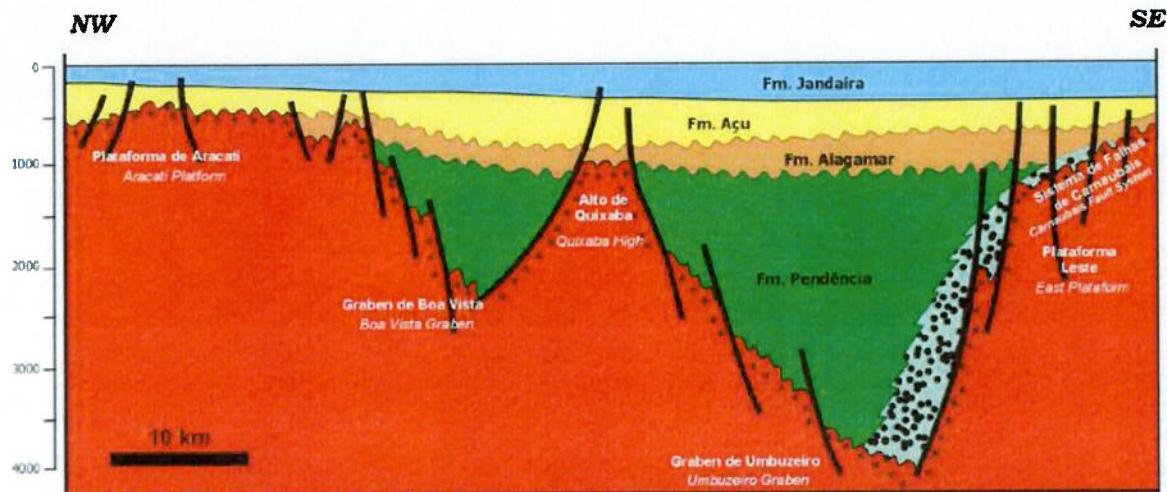


Figura 29. Seção geológica da Bacia Potiguar (terra).
Fonte: 11^a Rodada Licitações de Petróleo e Gás da ANP, 2013.

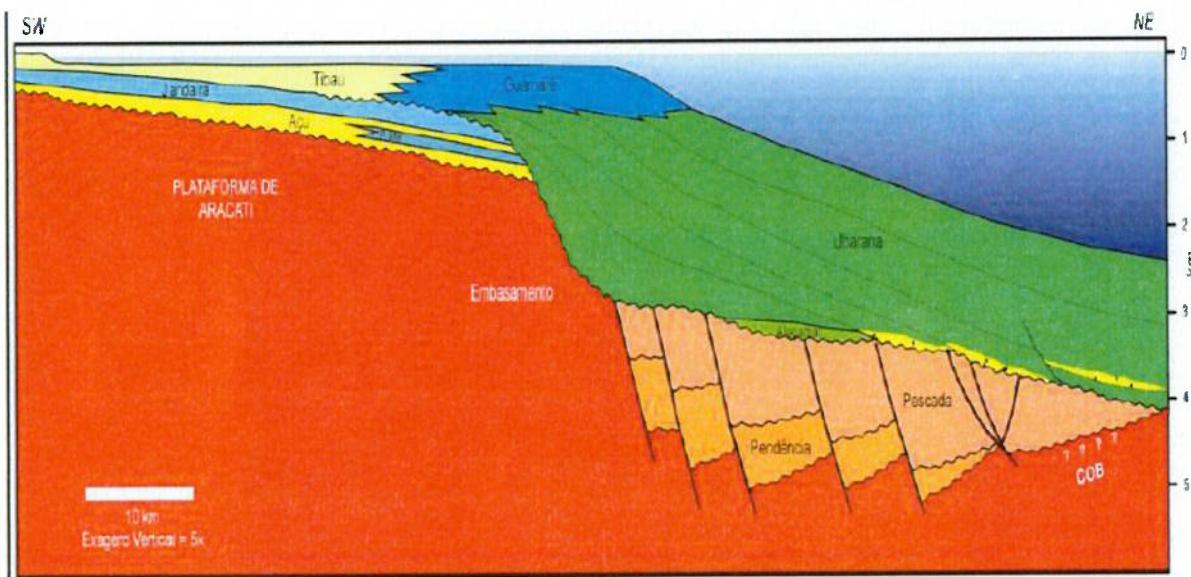


Figura 30. Seção geológica da Bacia Potiguar (mar).
Fonte: 11^a Rodada Licitações de Petróleo e Gás da ANP, 2013.

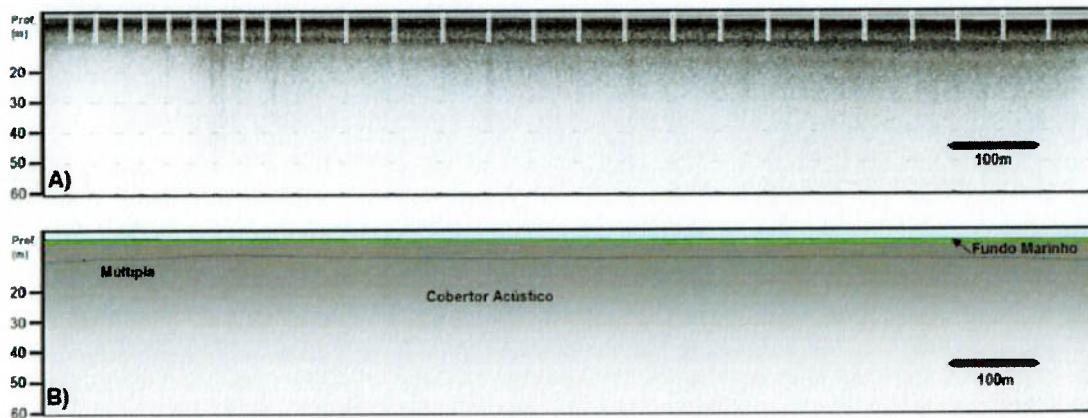


Figura 31. Acumulação de gás do tipo Cobertor Acústico – Perfil (A) não interpretado e (B) interpretado.

Fonte: CAMPOS, 2010.

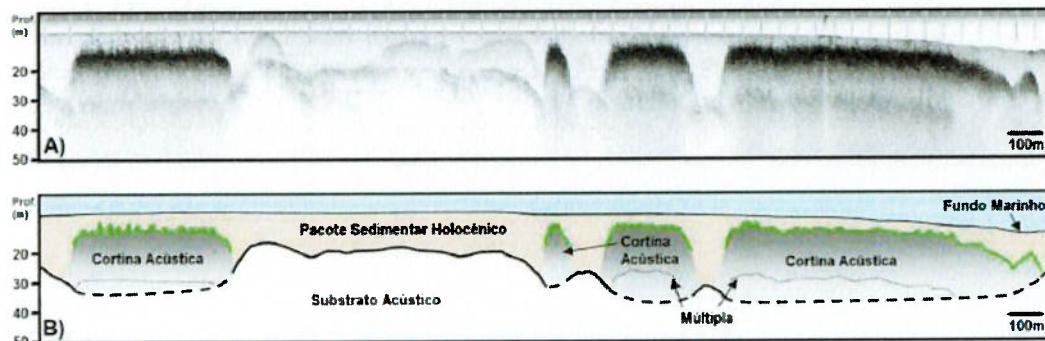


Figura 32. Acumulação de gás do tipo Cortina Acústica – Perfil (A) não interpretado e (B) interpretado.

Fonte: CAMPOS, 2010.

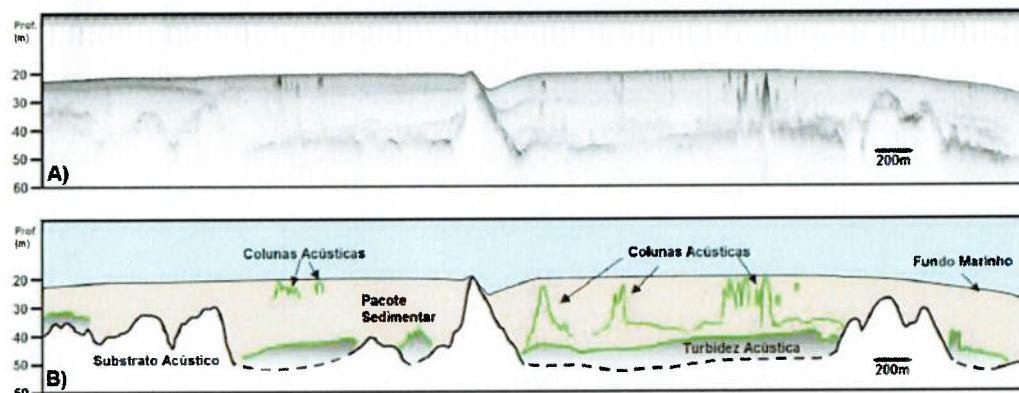


Figura 33. Acumulação de gás do tipo Turbidez Acústica a Colunas Acústicas – Perfil (A) não interpretado e (B) interpretado.

Fonte: CAMPOS, 2010.

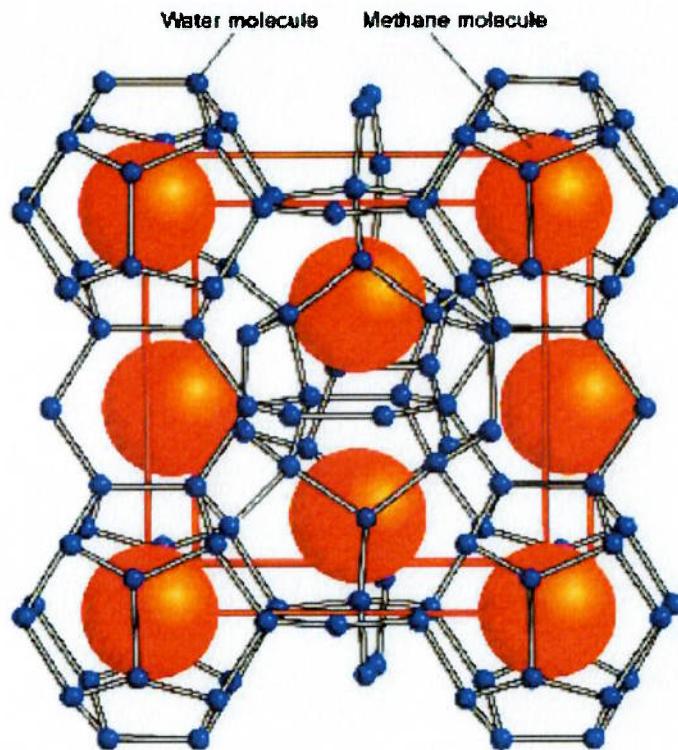
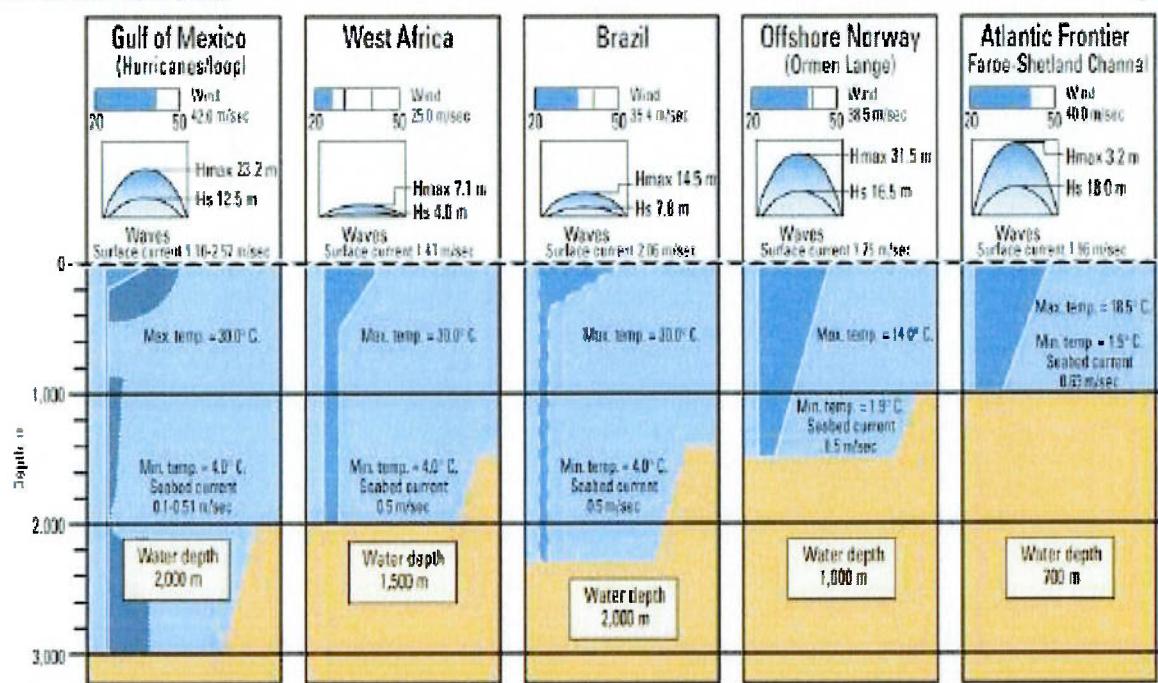


Figura 34. Estrutura cristalina de um clatrato de gás natural.

Fonte: LUCZYNSKI, 2015.

ENVIRONMENT CONDITIONS



Source: Tangen, T.A., "Challenger for the North Sea's First Deepwater Project, Ormen Lange," Issue, HOCHIM, Mar. 7, 2001

Figura 35. Condições ambientais em diferentes lugares do mundo.

Fonte: TANGEN, 2000.

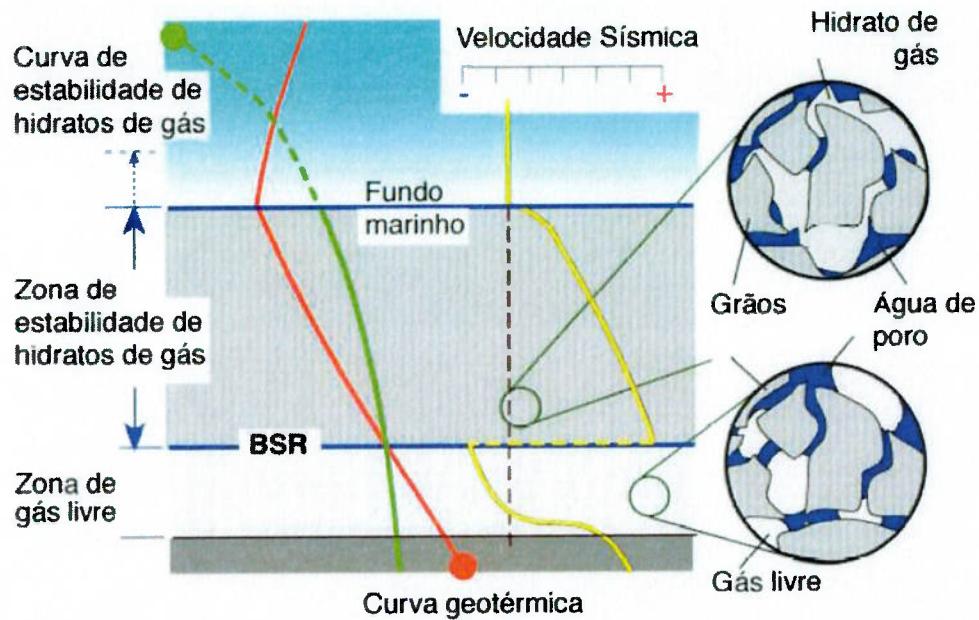


Figura 36. Zona de estabilidade de hidratos de gás, limitada pela intersecção da curva de estabilidade do clatrato com a curva geotérmica.

Fonte: CLENNELL, 2000.

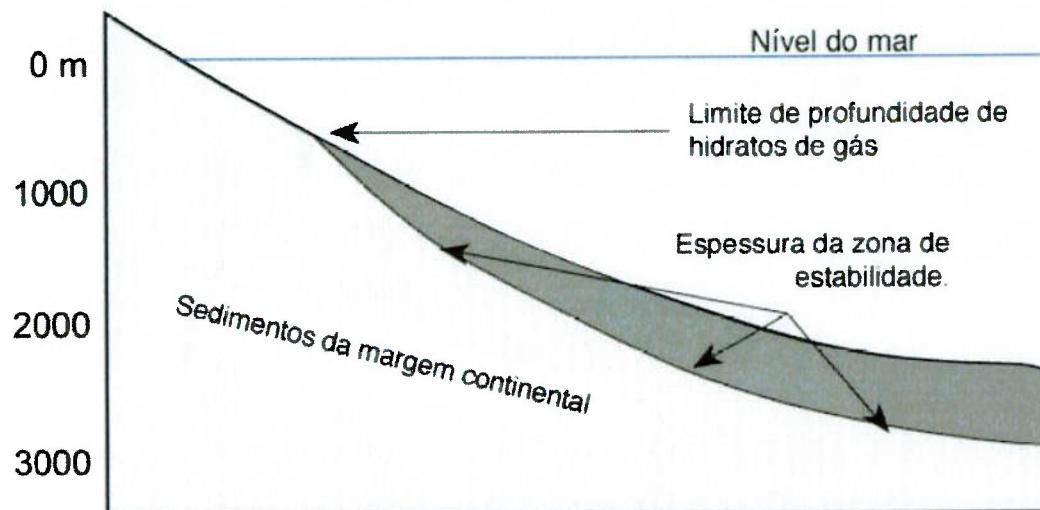


Figura 37. Espessura da zona de estabilidade de hidratos de gás na margem continental.

Fonte: CLENNELL, 2000.

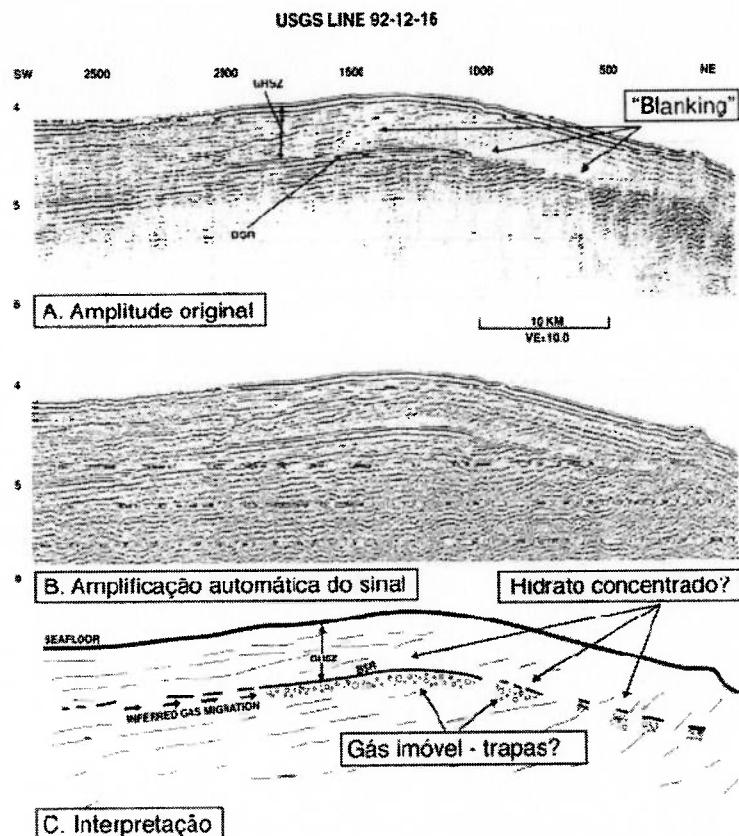


Figura 38. Seção sísmica de um refletor BSR típico na margem passiva do SE dos EUA (Blake Outer Ridge).

Fonte: CLENNELL, 2000.

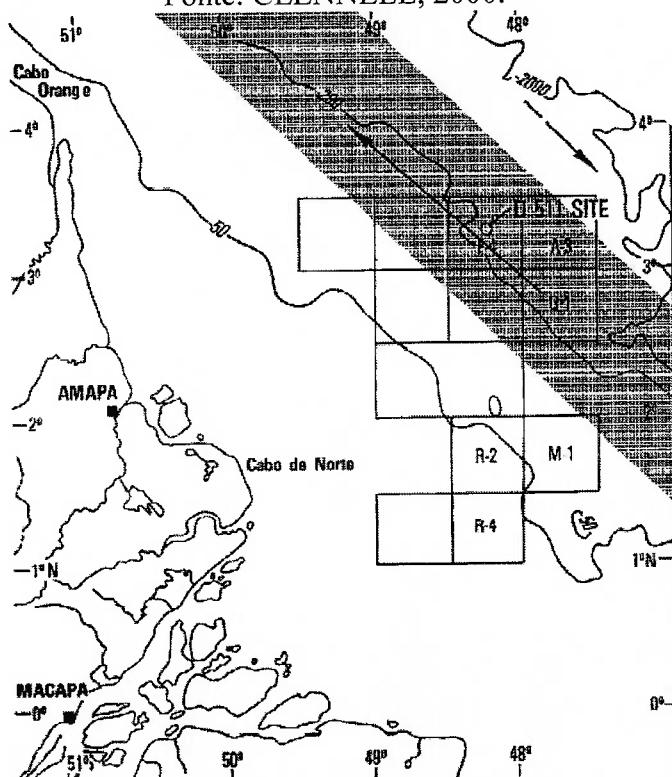


Figura 39. Localização do poço perfurado pela Exxon em 1982.
Fonte: GARDNER & COLE, 1982.

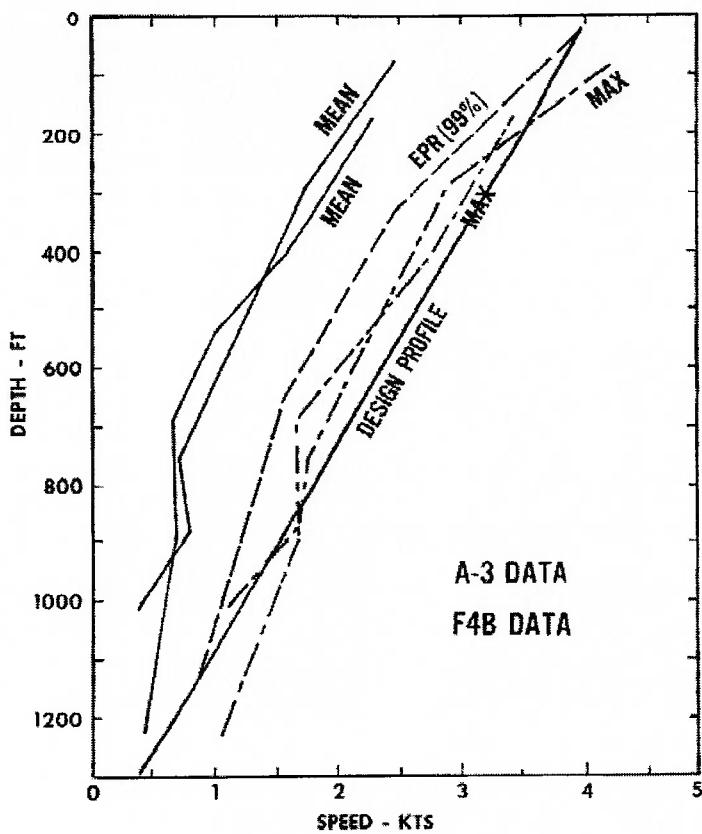


Figura 40. Estudo das correntes em duas possíveis locações do poço.

Fonte: GARDNER & COLE, 1982.

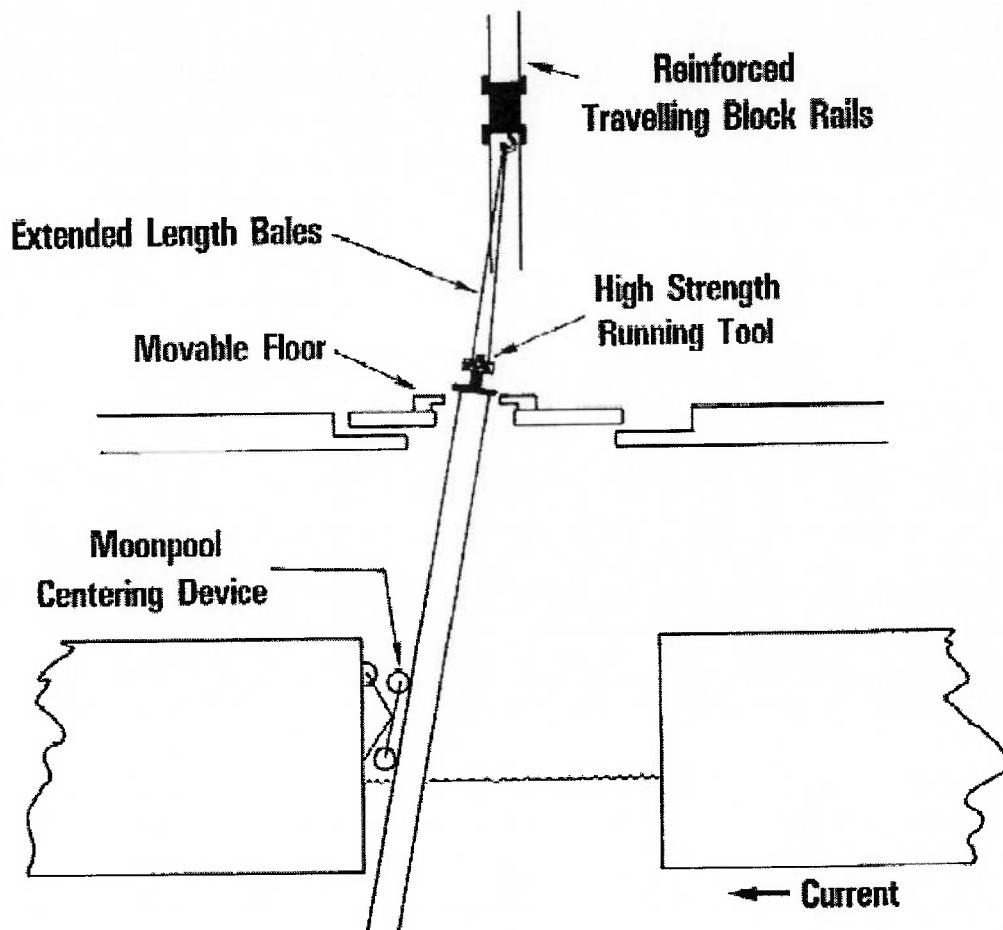


Figura 41. Modificações feitas nos equipamentos para resistir à força de arraste causada pela correnteza.

Fonte: GARDNER & COLE, 1982.

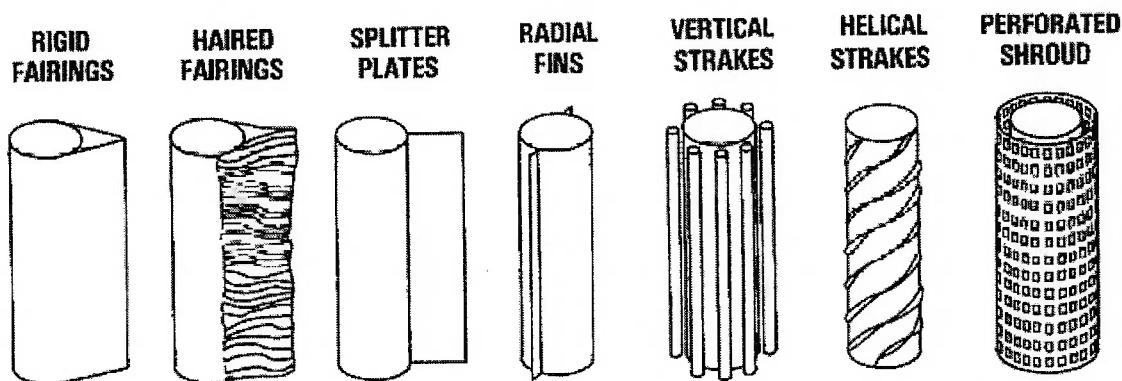
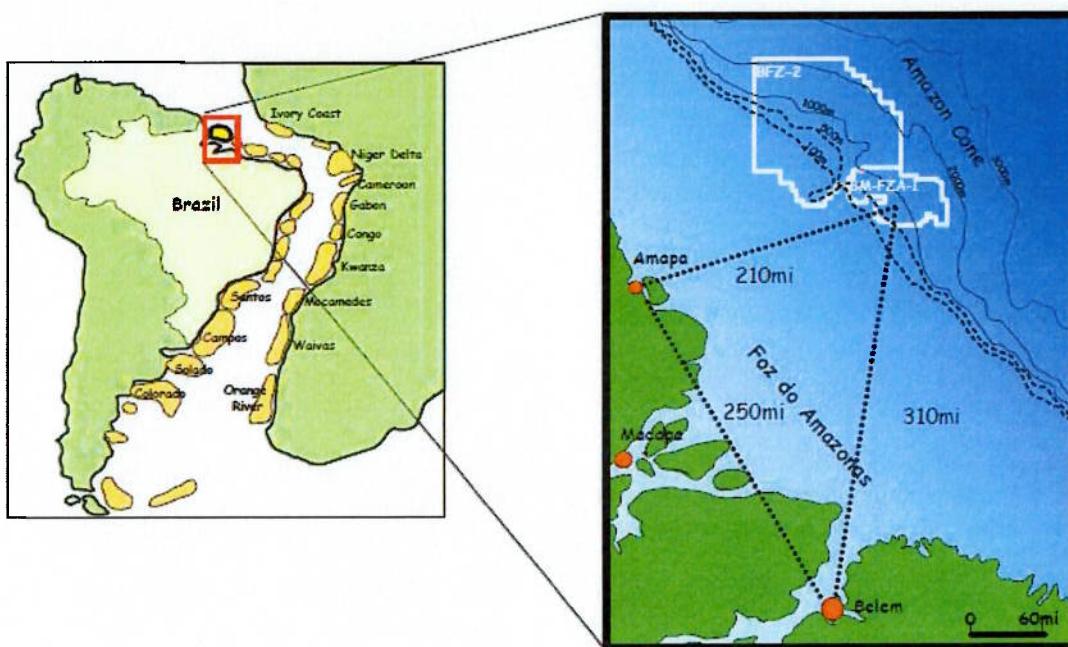


Figura 42. Soluções utilizadas para a supressão das vibrações causadas pelo desprendimento de vórtices.

Fonte: GARDNER & COLE, 1982.



Belem – Rio 2200mi

Figura 43. Localização do poço pioneiro Algodoal-1.

Fonte: SPARKES ET. AL., 2006.

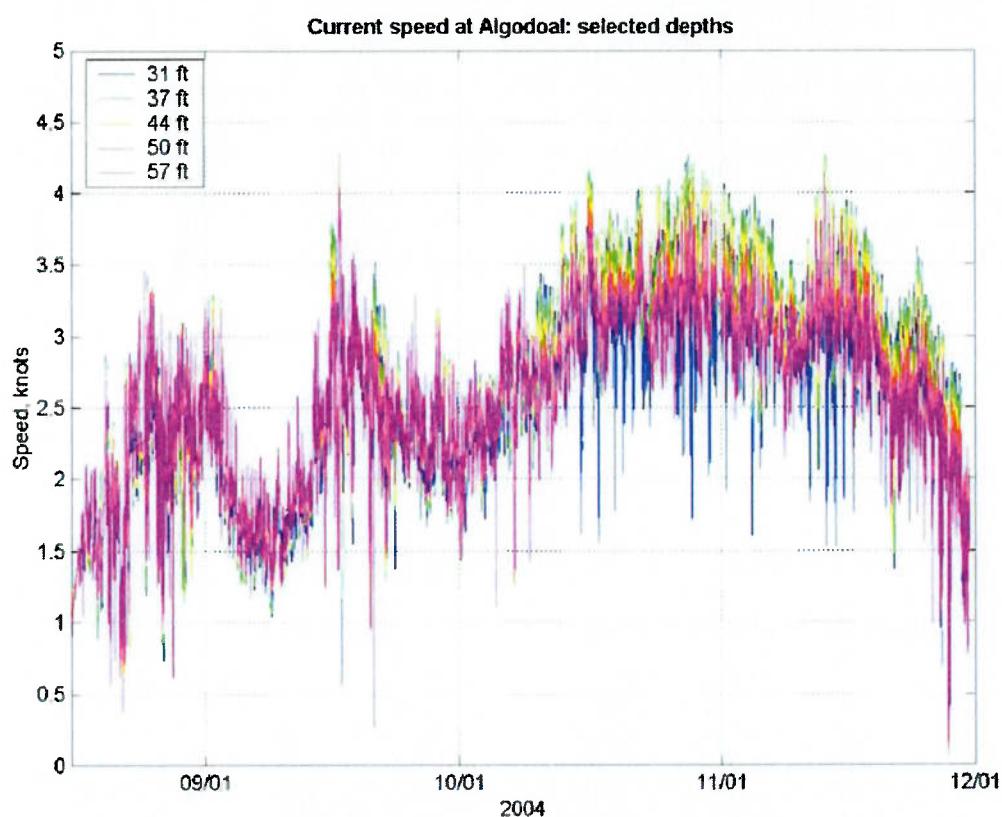


Figura 44. Perfil da Correnteza na Superfície.

Fonte: SPARKES ET. AL., 2006.

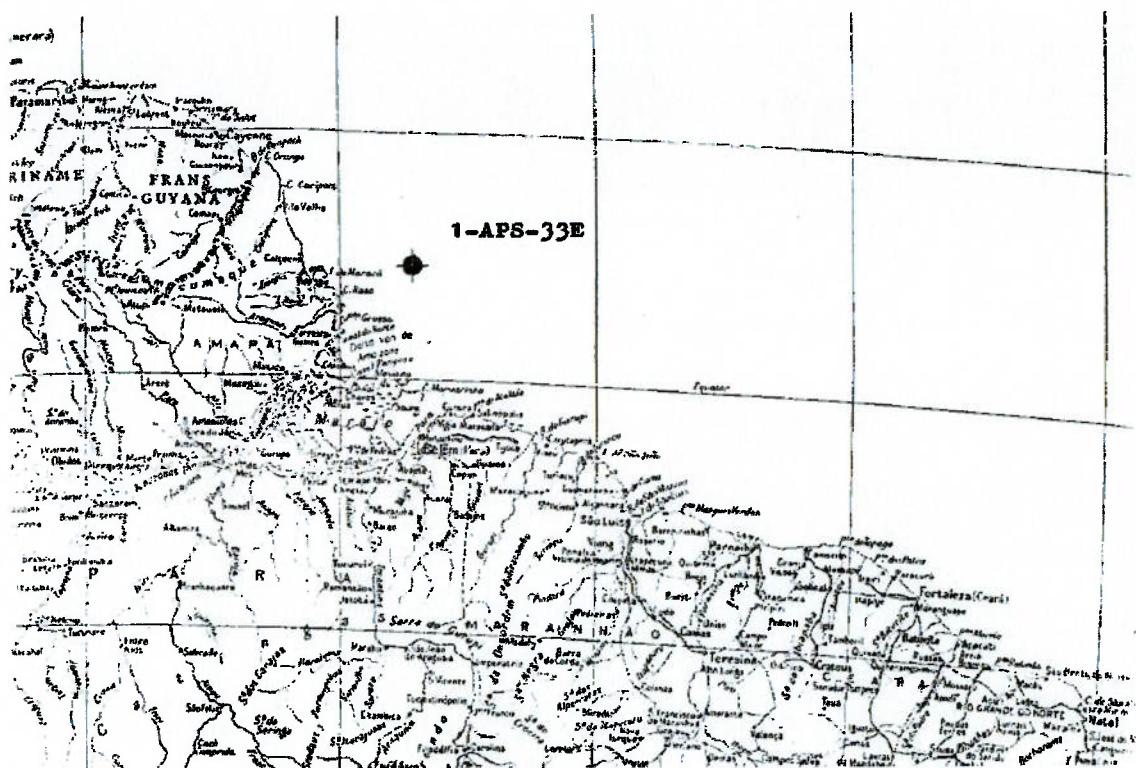


Figura 45. Localização do poço 1APS 0033E AP.

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

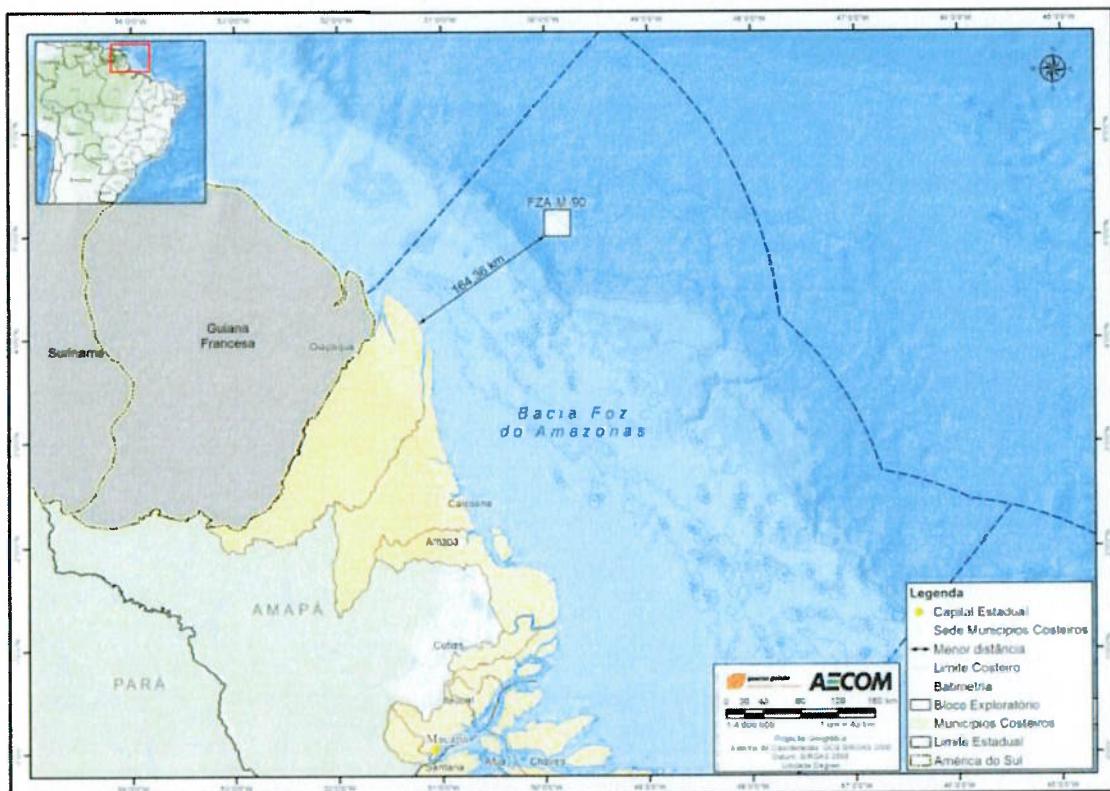


Figura 46. Localização do bloco FMA-Z-90.

Fonte: Queiroz Galvão: Exploração e Produção, 2015.

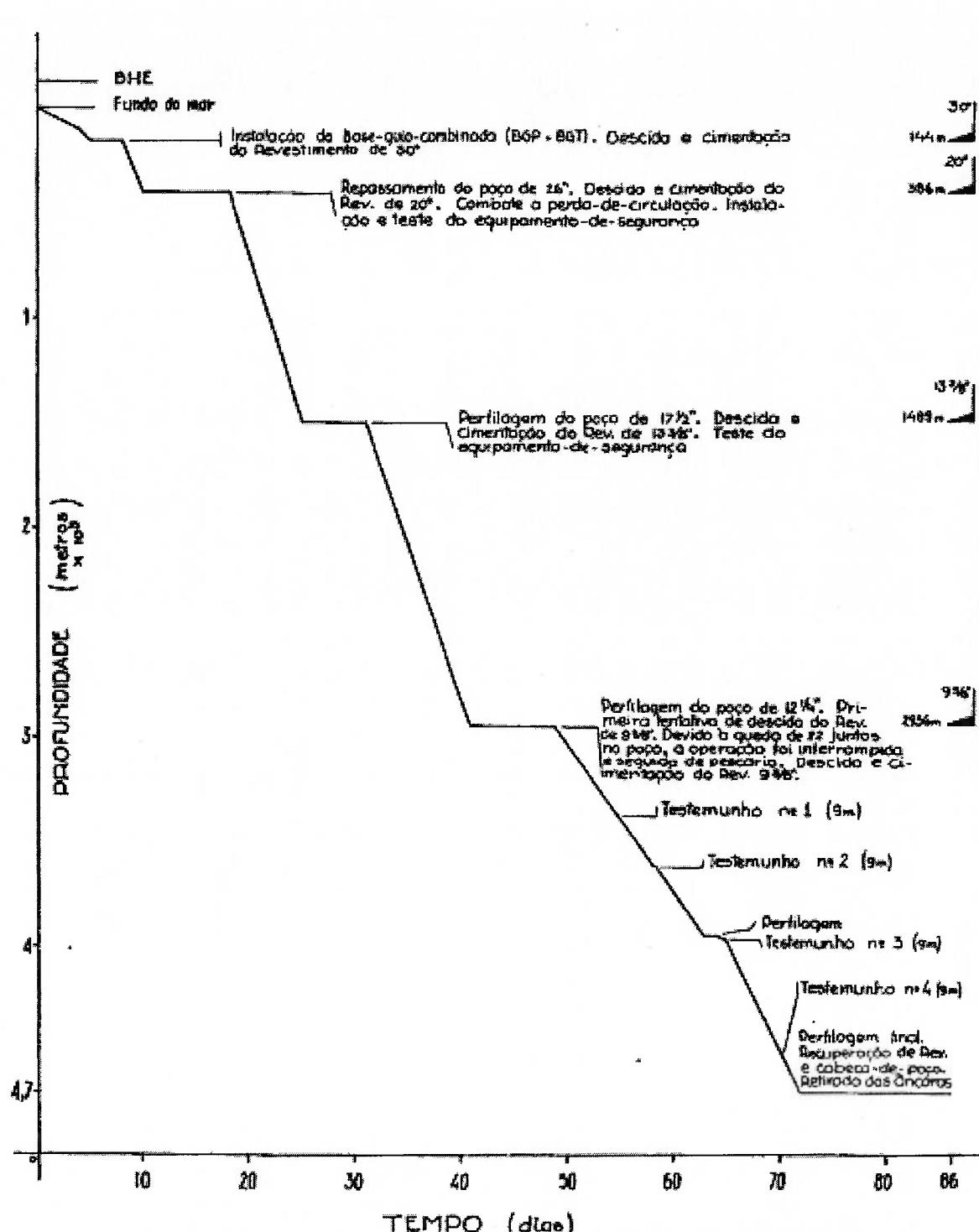
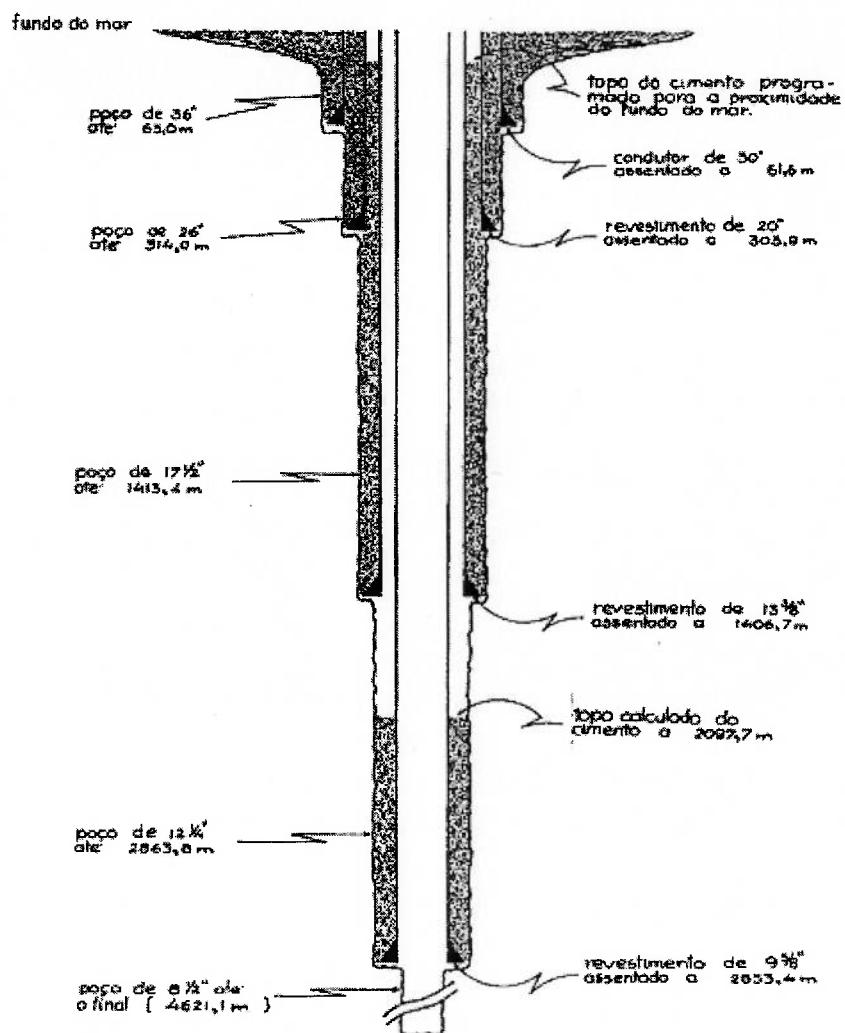


Figura 47. Gráfico Profundidade x Tempo do poço 1APS 0033E AP.
Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).



Nota: as profundidades acima estão referidas ao fundo do mar.

Figura 48. Condições Mecânicas do poço 1APS 0033E AP.

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

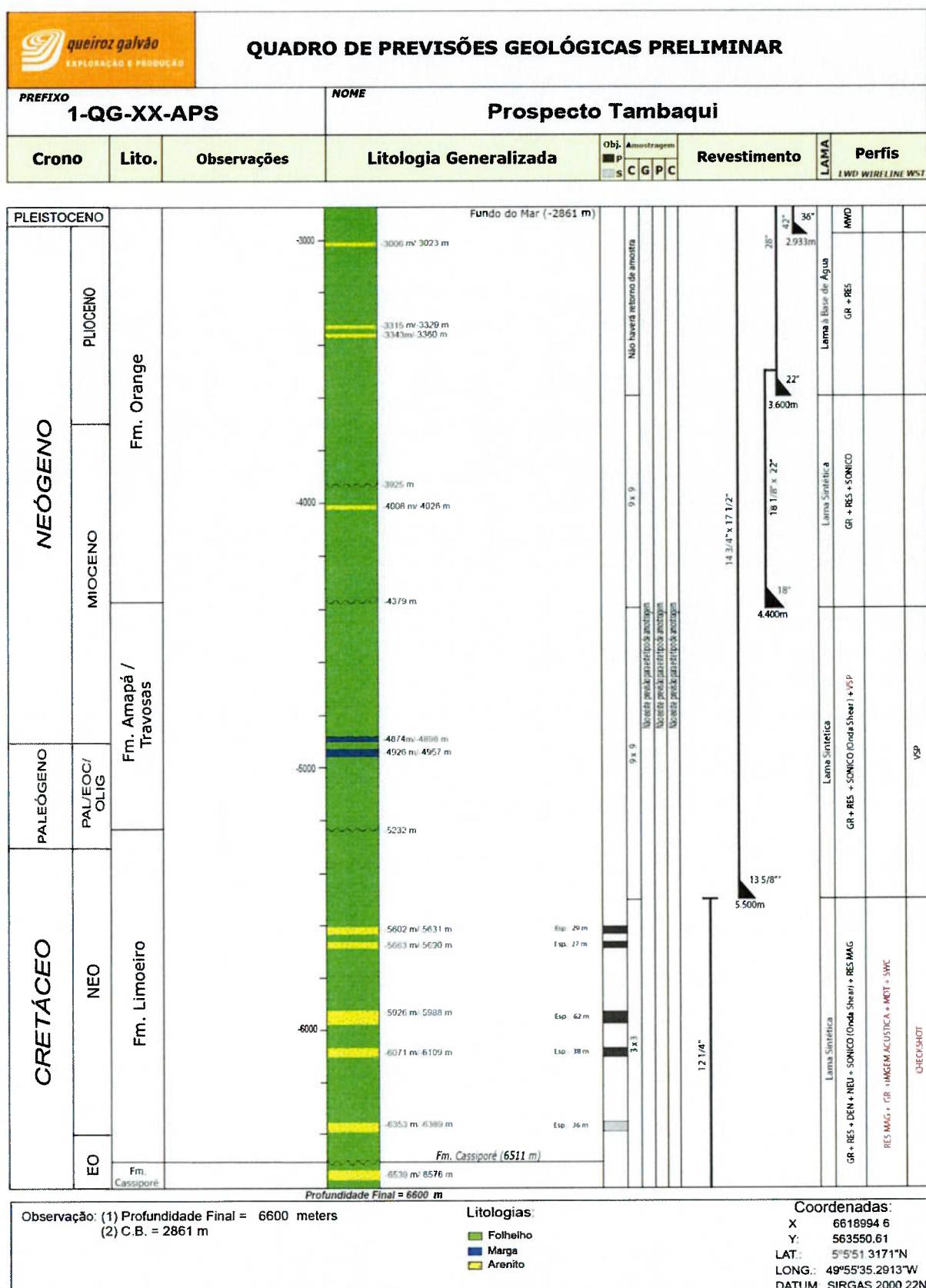


Figura 49. Quadro de previsão geológica preliminar proposto para o prospecto Tambaqui mostrando as principais litologias e os objetivos primários e secundários.

Fonte: Queiroz Galvão: Exploração e Produção, 2015.

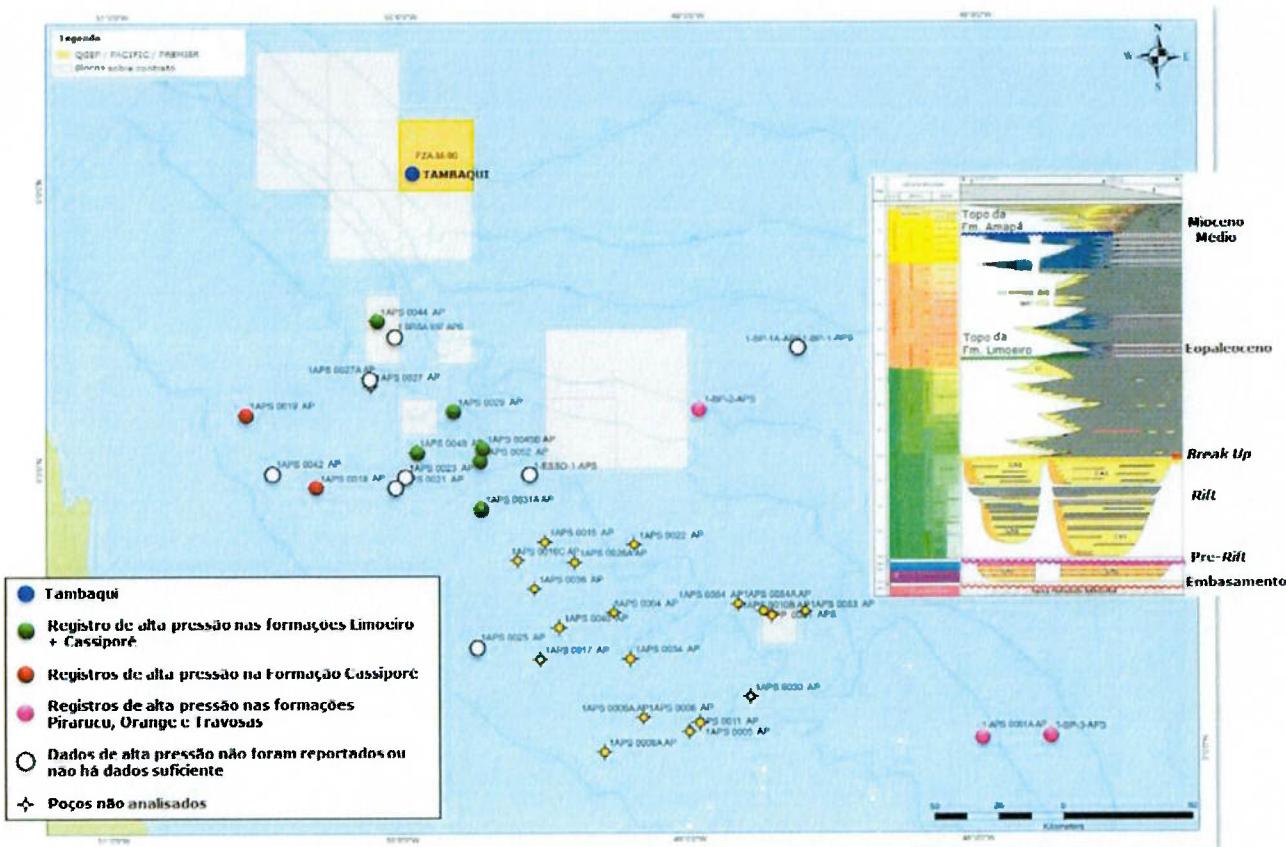


Figura 50. Mapa Regional mostrando os poços perfurados na Bacia da Foz do Amazonas com os registros de pressão obtidos a partir de dados de poços.

Fonte: Queiroz Galvão: Exploração e Produção, 2015.

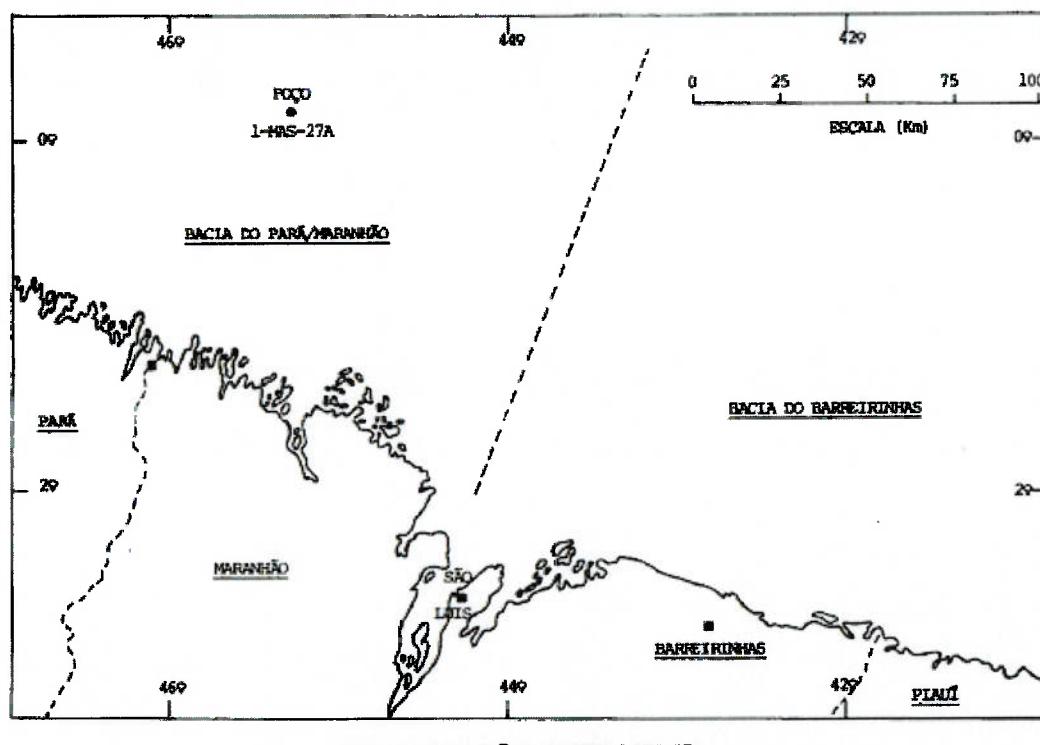


Figura 51. Localização do poço 1MAS 0027A MA.

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

LITOLOGIA PREVISTA

<u>Unidade Litoestratigráfica</u>	<u>Profundidade (m)</u>
Formação Ilha de Santana	101 (- 074)
Formação Travosas	1757 (-1730)
Grupo Canárias	2107 (-2080)
Embasamento	4057 (-4030)

Figura 52. Litologia prevista para o poço 1MAS 0027A MA.
Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

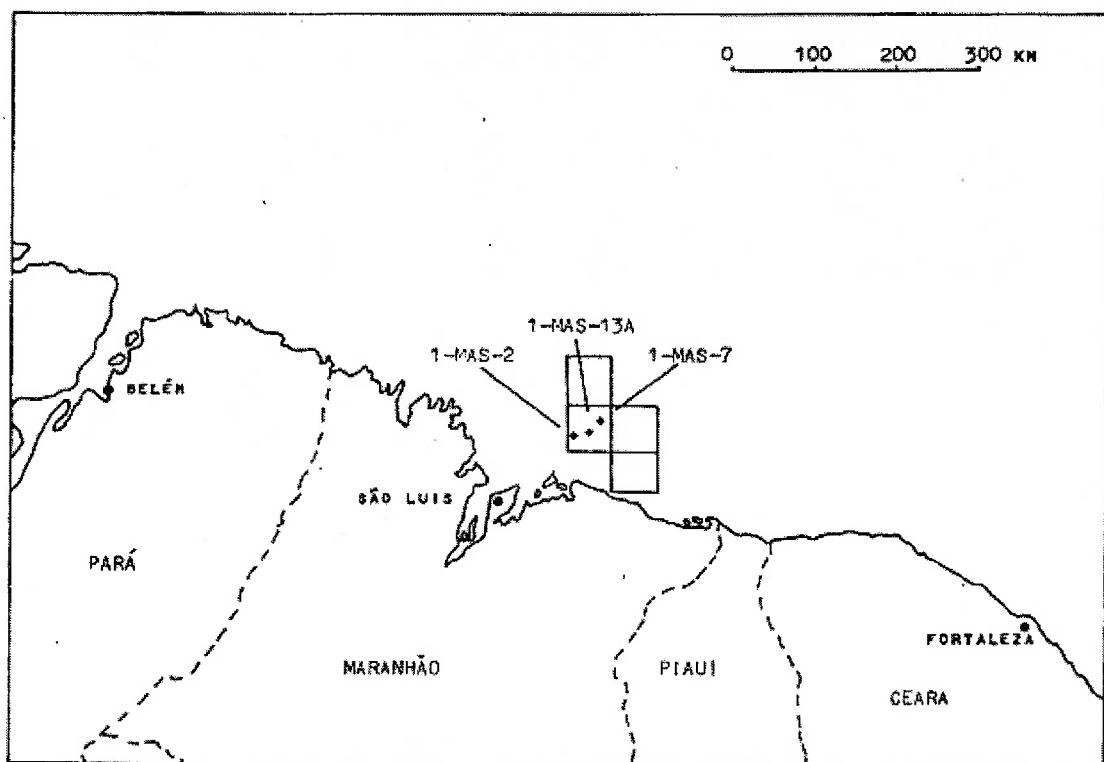


Figura 53. Localização do poço 1MAS 0013A MA.
Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

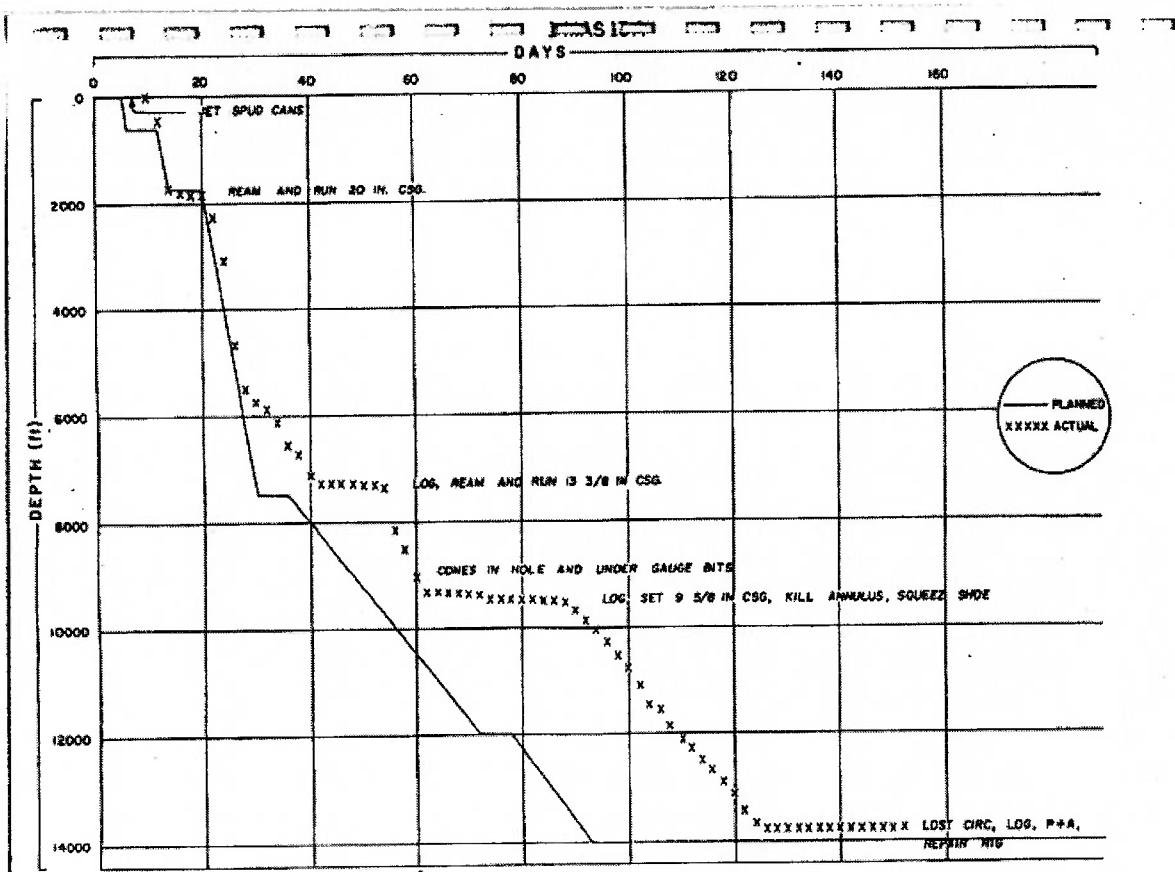


Figura 54. Gráfico Profundidade x Tempo do poço 1MAS 0013A MA. Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

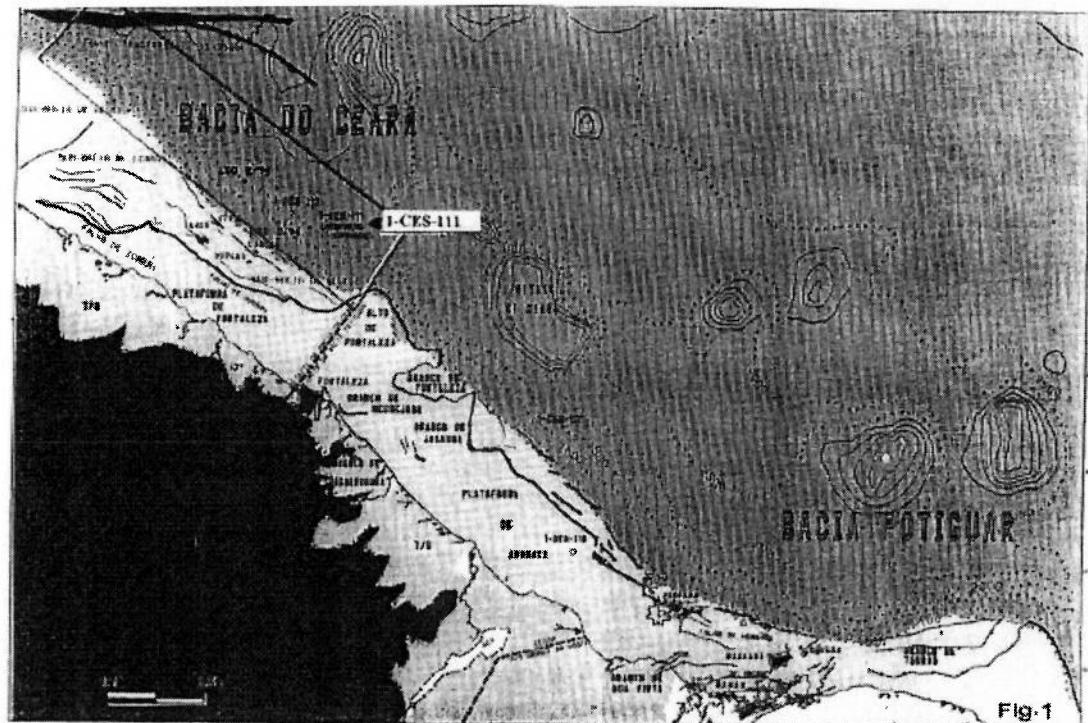


Figura 55. Localização do poço 1CES 0111B CE.
Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

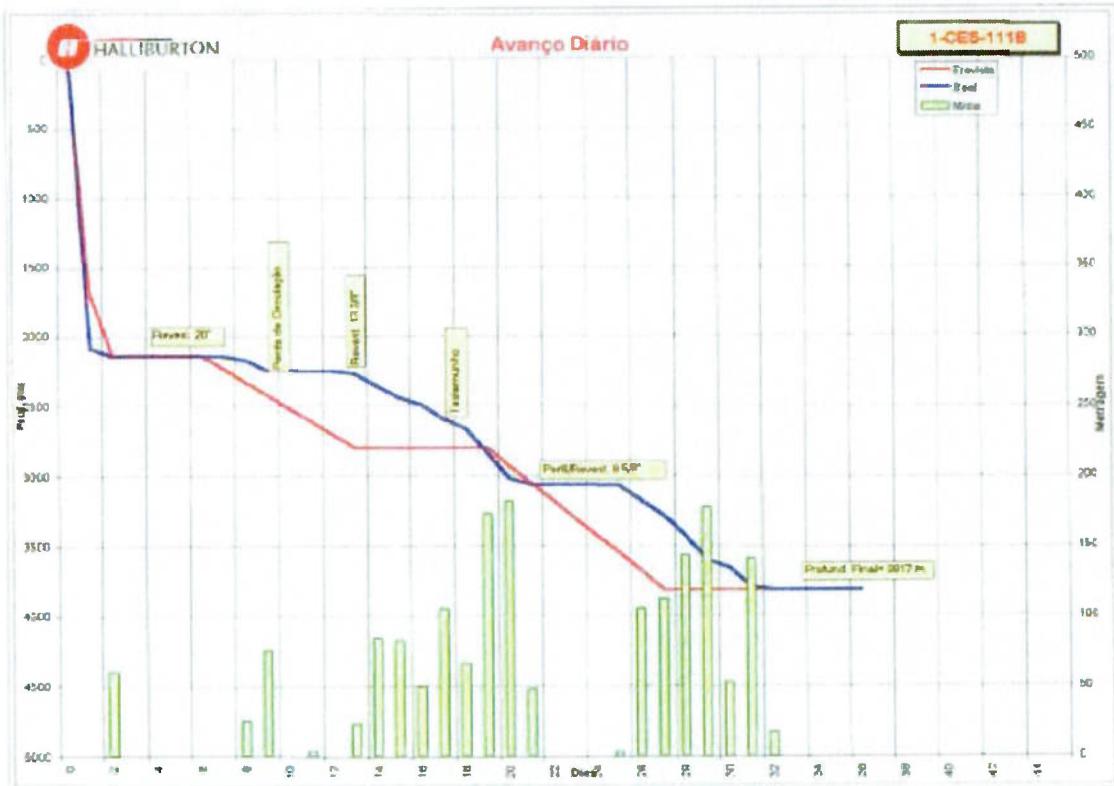


Figura 56. Gráfico Profundidade x Tempo do poço 1CES 0111B CE.
Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

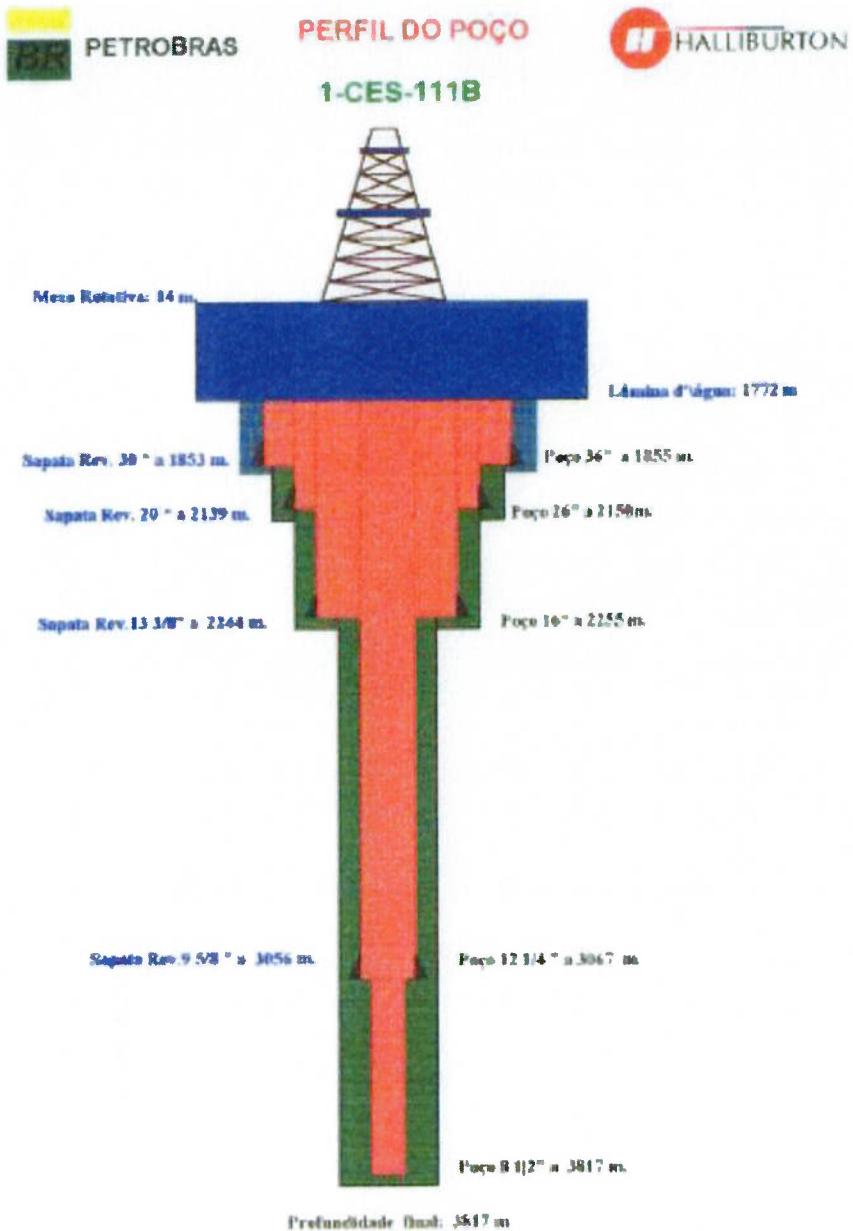


Figura 57. Condições Mecânicas do poço 1CES 0111B CE.
Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

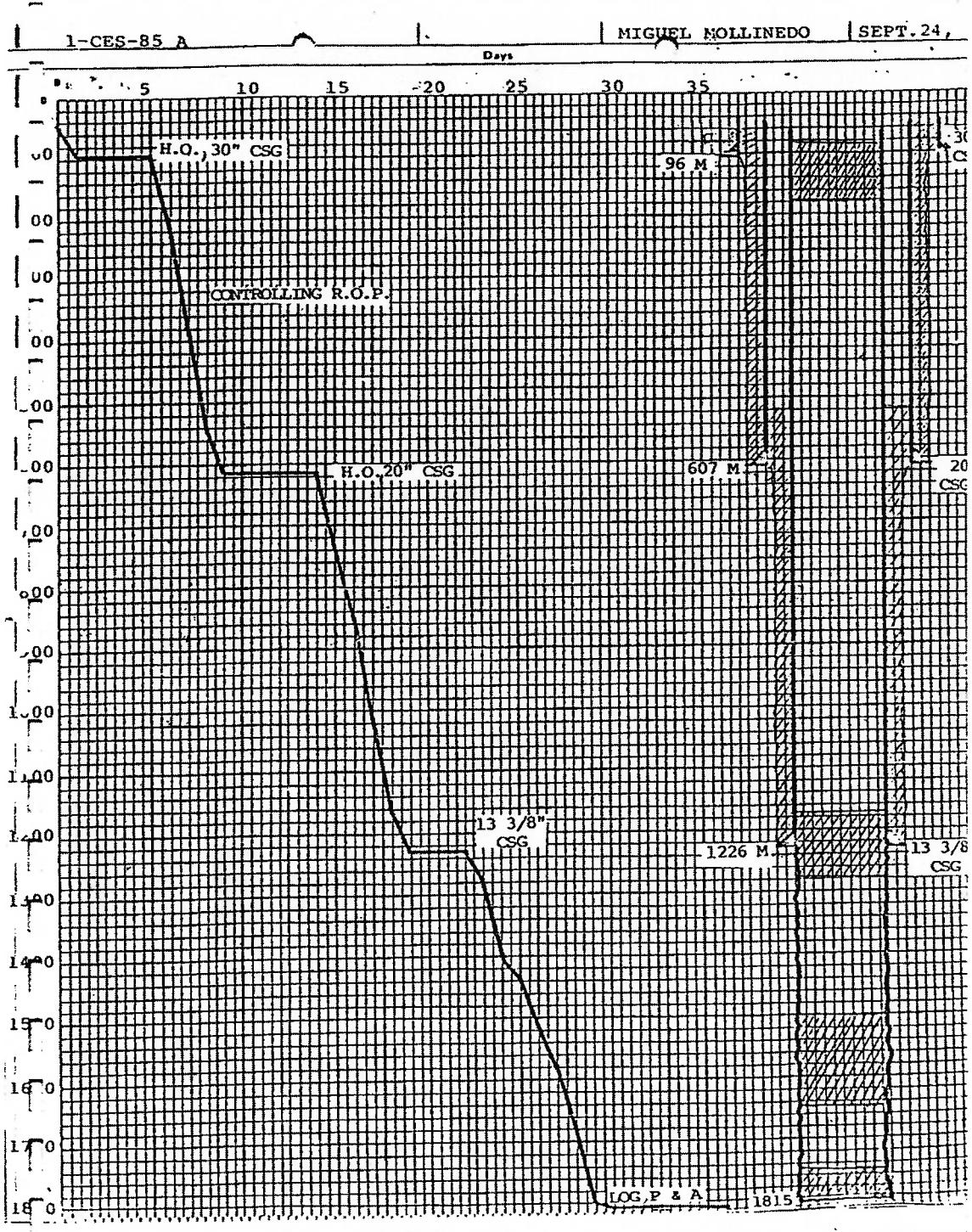


Figura 58. Gráfico Profundidade x Tempo do poço 1CES 0085A CE.
 Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

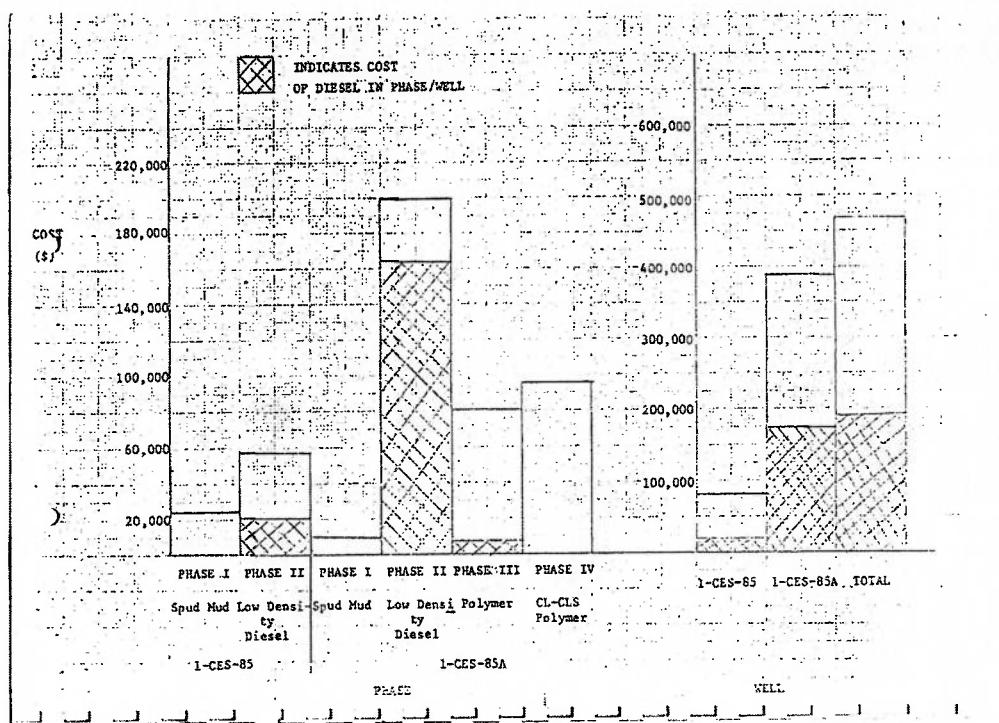


Figura 59. Custo e composição do fluido de perfuração em cada fase da perfuração do poço 1CES 0085A CE.

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).