

II.6.1.3 Geologia e Geomorfologia

Este item reapresenta o diagnóstico ambiental de geologia e geomorfologia apresentado no processo do Bloco BM-BAR-3, incluindo informações do estudo apresentado para o Bloco BM-BAR-5, considerando as respostas aos documentos:

- PARECER TÉCNICO Nº 089/2012/CGPEG/DILIC/IBAMA;
- PARECER TÉCNICO Nº 000321/2013 CGPEG/IBAMA;
- PARECER TÉCNICO Nº 02022.000539/2014-40 CGPEG/IBAMA;
- PARECER TÉCNICO Nº 64/2019-COEXP/CGMAC/DILIC;

II.6.1.3.1 Introdução

Na região norte do Brasil localizam-se as bacias sedimentares da Margem Equatorial atlântica, ou Margem Equatorial brasileira, resultantes da ruptura do Gondwana e desenvolvimento do Oceano Atlântico Sul em um contexto de margem passiva transformante, iniciada no Cretáceo Superior.

A Margem Equatorial é caracterizada pela tectônica transcorrente, que resultou na separação continental ao longo de uma falha cisalhante, ou uma zona de falhas cisalhantes paralelas a sub-paralelas à zona transformante, a qual impôs características específicas a este segmento e resultou em bacias com padrões estruturais e estratigráficos bastante divergentes entre si. Conforme literatura consultada (MATOS e WAICK, 1998; MATOS, 1999; MATOS, 2000; MILANI et al., 2001; MOHRIAK, 2003; NOBREGA II, 2011), este segmento se caracteriza pela ocorrência de falhas da borda do rifte sub-paralelas às falhas transformantes de direção E–W, cujas bacias são fortemente segmentadas e anacrônicas, podendo ser observadas bacias que evidenciam subsidência contínua ao longo do tempo enquanto outras evidenciam terem sido submetidas a episódios de reativação de falhas, soerguimento e inversão estratigráfica.

A evolução destas bacias é complexa e é descrita por Nobrega II (2011) em diferentes estágios. Por se tratar de regime tectônico transformante, inicialmente há o desenvolvimento de esforços compressivos e distensivos, que se sobrepõem ao longo do tempo, ainda que a trajetória das placas em divergência permaneça.

Com a deriva, a crosta continental é afinada e há a ruptura continental e consequente abertura oceânica que culminará em uma falha totalmente intra-oceânica e a partir daí a evolução destas bacias passa a se comportar como as demais bacias de margem passiva, com seu depocentro determinado pela subsidência térmica pós-rifteamento. Ou seja, estes riftes, instalados ao longo da margem equatorial, evoluem até formar as bacias sedimentares da margem passiva, formando um conjunto de bacias sedimentares que se estende desde o limite com a Guiana, ao norte, até o limite com as águas territoriais do Uruguai, ao sul (MOHRIAK, 2003), como ilustra a **Figura II.6.1.3.1-1**.



Fonte: Mohriak., 2003.

Figura II.6.1.3.1-1 – Mapa das Bacias Sedimentares Brasileiras.

A caracterização geológica e geomorfológica regional contemplou a bacia marinha sedimentar de Barreirinhas, onde estão inseridos os blocos BM-BAR-3 e BM-BAR-5, conforme apresentado no item II.5 referente à Área de Estudo. A

caracterização fisiográfica e faciológica contemplou as bacias sedimentares marinhas de Barreirinhas, Pará-Maranhão e Foz do Amazonas, área potencialmente afetada por derramamento acidental de óleo no mar em decorrências das atividades de perfuração. O **Quadro II.6.1.3.1-1**, abaixo, sumariza as principais características destas bacias.

O diagnóstico referente à geologia, fisiografia e faciologia locais contempla as características específicas da área onde se inserem os Blocos BM-BAR-3 e BM-BAR-5.

Quadro II.6.1.3.1-1 – Principais características das Bacias Sedimentares.

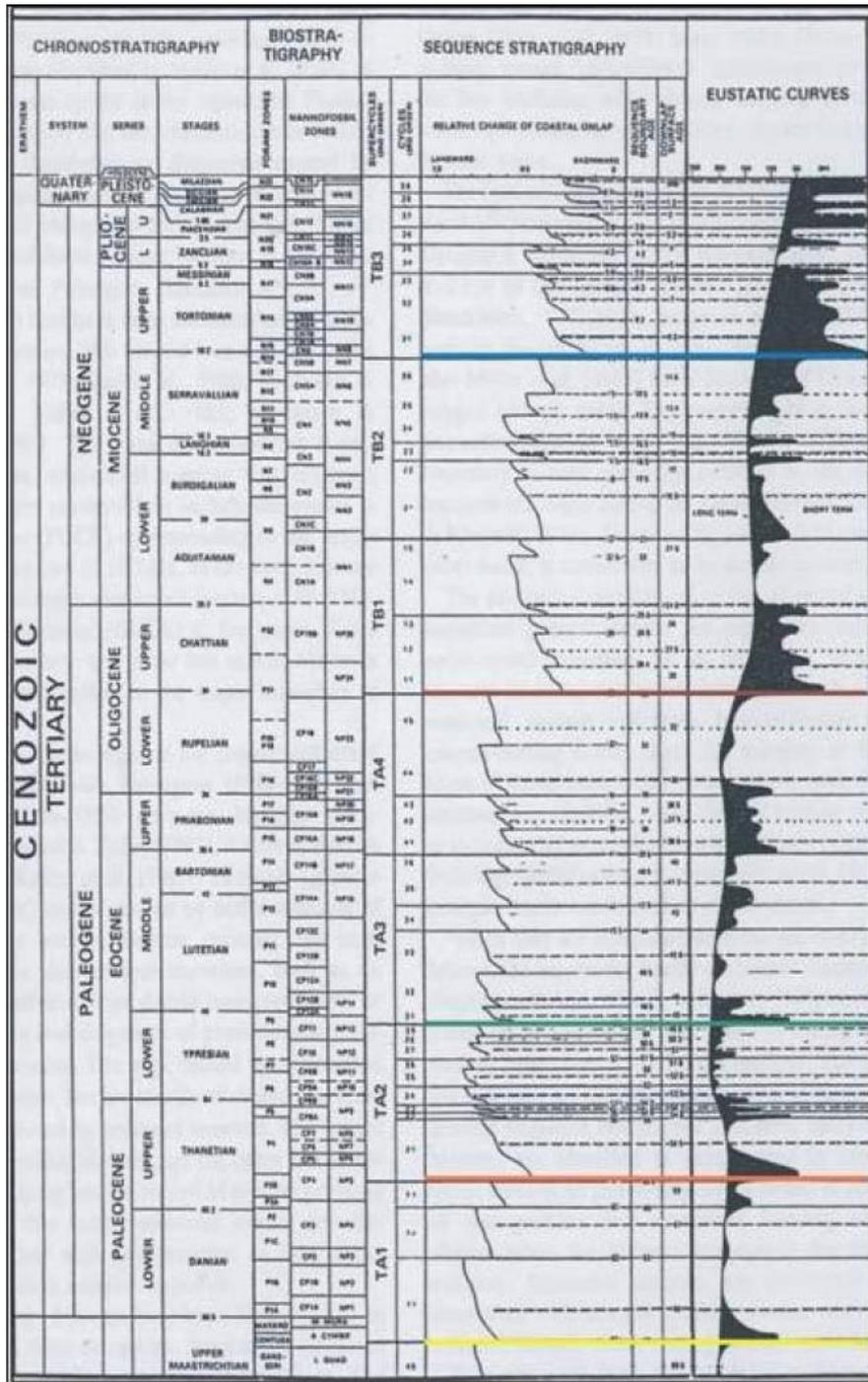
Bacia	Área (km ²)	Limite (oeste)	Limite (leste)	Rochas pré-rifte	Tectônica rifte
Foz do Amazonas	350.000 (submersos)	Platô de Demerara	Plataforma de Ilha de Santana	Sedimentos Mesozóicos	Alto ângulo, alta rotação e falhas normais sintéticas
Pará-Maranhão	26.000 (0-400m) 24.000 (>400m)	Plataforma de Ilha de Santana	Plataforma de Ilha de Santana	Sedimentos Paleozóicos/ Mesozóicos	Alto ângulo, baixa rotação e falhas sintéticas
Barreirinhas	10.000 (emerso) 30.000 (submerso)	Plataforma de Ilha de Santana	Alto de tutóia	Sedimentos Paleozóicos/ Mesozóicos	Alto ângulo, baixa rotação e falhas sintéticas

Fonte: Adaptado de Mohriak, 2003.

Estas bacias são contíguas entre si, especificamente as bacias Pará-Maranhão e Barreirinhas possuem o limite determinado de forma arbitrária, ou seja, sem um marco ou feição característica separando-os. Com isto, seus pacotes deposicionais são muitas vezes descritos na literatura de forma conjunta ou fazendo o paralelo direto entre si.

A revisão bibliográfica demonstrou haver grande correlação dos diferentes horizontes deposicionais entre tais bacias, algumas das superfícies de contato entre os diferentes pacotes coincidem com marcos eustáticos de grandeza continental, ou seja, coincidentes com as variações mapeadas por Haq et al. (1988) na Carta de Ciclos Eustáticos Globais (**Figura II.6.1.3.1-2**). Azevedo (2014) correlacionou as sequências deposicionais indivisadas por meio de levantamento sísmico com estes marcos globais estabelecidos por Haq et al. (1988) e, após, transeferiu as superfícies de discordância a um perfil sísmico

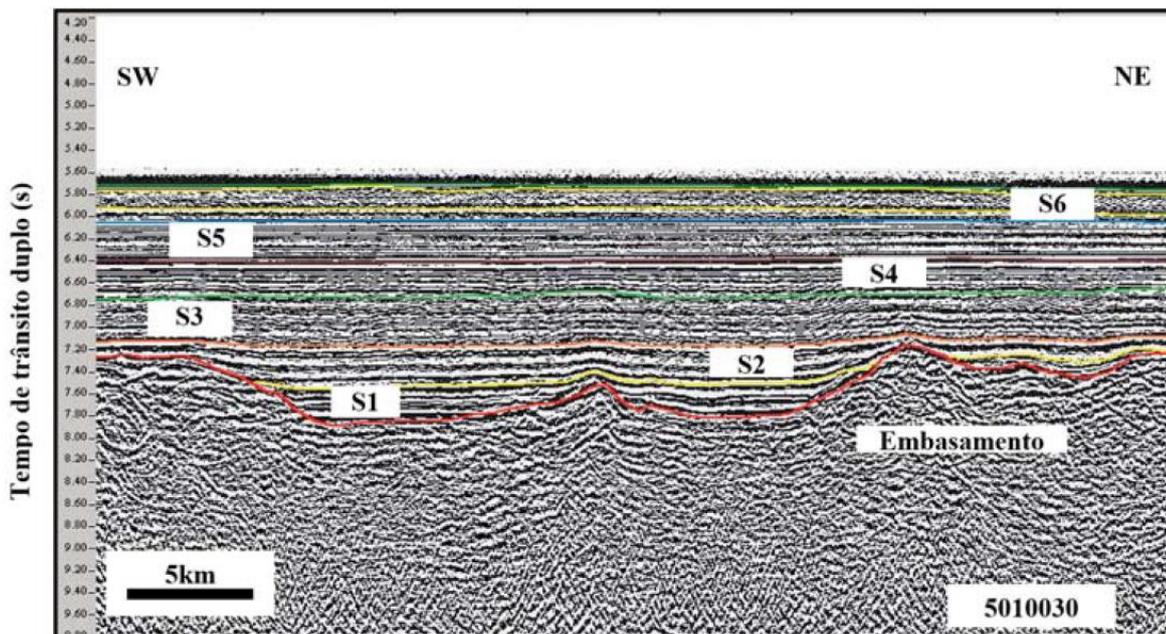
realizado ao SE do Cone do Amazonas, porção central da Bacia da Foz do Amazonas, e distinguiu suas superfícies refletoras (**Figura II.6.1.3.1-3**).



- Disc. Mioceno
- Disc. Oligoceno
- Disc. Eoceno
- Disc. Paleoceno
- Disc. Topo Cretáceo

Fonte: Azevedo, 2014.

Figura II.6.1.3.1-2 – Carta de Ciclos Eustáticos Globais e discordâncias correlatas.



Fonte: Azevedo, 2014.

Figura II.6.1.3.1-3 – Seqüências deposicionais em perfil sísmico da Bacia da Foz do Amazonas e respectivas superfícies refletoras, correlatas às discordâncias.

Ao extrapolar as constatações feitas neste estudo para as demais bacias da Margem Equatorial, observa-se a correlação entre tais discordâncias com a gênese das bacias aqui estudadas, sobressalvando-se que há de se considerar que bacias formadas em ambientes transformantes possuem estruturação complexa, podendo exibir horizontes descontínuos, além dos de importância continental, como será descrito em detalhe nos próximos itens.

A Bacia de Barreirinhas, localizada entre as longitudes de 42° e 44,5° W, ocupa aproximadamente 46.000 km² na porção costeira e de plataforma continental do Estado do Maranhão. Seus limites a leste ocorrem pelo Alto de Tutóia, a sul pelo embasamento raso e a oeste pela plataforma de Ilha de Santana. A noroeste o limite é arbitrário, pois não existe nenhuma feição tectônica significativa que a separe da Bacia Pará-Maranhão (TROSDFTORF JUNIOR et al., 2007).

II.6.1.3.2 Geologia Regional e Local

Conforme descreve Trosdorf Júnior et al. (2007), a Bacia de Barreirinhas é considerada um exemplo de bacia transtensional rômica associada à

movimentação dextral e projeção da Zona de Fratura de Romanche em crosta continental; e sua origem e evolução está associada à separação transformante dos continentes sul americano e africano.

Para os autores, a zona de fratura de Romanche nucleou-se entre o Cráton de São Luiz e a Faixa Gurupi. A porção marinha da Bacia de Barreirinhas iniciou a partir do rifteamento no Aptiano. Durante o Albiano, esse rifteamento se propagou para oeste e sudoeste, formando a porção terrestre da bacia, além das bacias adjacentes de Ilha Nova, São Luiz e Bragança Viseu. Na Bacia de Barreirinhas, são reconhecidas três megassequências sedimentares, sendo elas a pré-rifte, sinrifte e pós-rifte (MOHRIAK, 2003).

A primeira fase abrange rochas sedimentares e ígneas da bacia de Parnaíba (subjacente) de idade Paleozóica e também sedimentos neojurássicos e eocretáceos, além de rochas ígneas da formação Sardinha (Neocomiano). A megassequência seguinte (sinrifte) ocorreu no Cretáceo e se configura como iniciada a uma tectônica extensional com o auge durante o Aptiano, representado por sedimentos clásticos referentes a um ambiente fluvio-deltaico (Grupo Canárias). A Megassequência Pós-Rifte (marinha) pode ser subdividida em dois intervalos, sendo o Grupo Caju (clásticos e carbonatos de alta e baixa energia), além do Grupo Humberto de Campos, representado por sedimentos depositados e um ambiente progradante nerítico e batial sendo coberto por carbonatos de alta energia da Formação Pirabas (Mioceno-Recente) (FEIJÓ, 1994; MOHRIAK, 2003).

Esses sedimentos, por sua vez, são recobertos por clásticos da Formação Barreiras durante o Plio-Pleistoceno (FEIJÓ, 1994; MOHRIAK, 2003).

Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP (2013), o sistema petrolífero da Bacia de Barreirinhas possui um complexo mosaico estrutural e estratigráfico que possibilita a formação de diversas prováveis acumulações de hidrocarbonetos.

As rochas geradoras estão localizadas na Formação Codó (Aptiano), Formação Preguiças (Cenomaniano) e Formação Travosas (Turoniano). Os valores de Carbono Orgânico Total (COT) para as rochas geradoras da Formação Codó atingem entre 3% - 24%. Já a Formação Preguiças possui COT de 4% a 6%. A rocha geradora da Formação Travosas pode apresentar uma porcentagem de 29% (ANP, 2012). Os reservatórios estão localizados no Mesoalbiano,

referentes a Formação Tutóia, sendo formado por arenitos, nos arenitos do Eoalbio (Formação Bom Gosto) e nos turbiditos da Formação Travosas (Terciário – Eocretáceo).

Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP (2013) os reservatórios prováveis na área relacionam-se aos turbiditos do Mioceno-Oligoceno e Maastrichtiano, cujos geradores são sedimentos marinhos de idades Albo-Cenomanianas e Turoniana.

As locações Guajuru e Guajuru W visam testar uma grande estrutura dômica de 1.200 m de relevo e 120 km² de fechamento, ou seja, uma trapa estrutural clássica. Os objetivos principais são possíveis reservatórios turbidíticos do Cretáceo Superior, imediatamente sobrepostos a possíveis geradores marinhos de idade Albo-Cenomaniana e Turoniana. A modelagem termomecânica dos sistemas petrolíferos indicou que estes possíveis geradores, se estivessem presentes na área, estão atualmente na janela de gás e óleo leve, por isso é esperado o óleo leve similar ao óleo encontrado no Campo de Golfinho, cujos geradores são da mesma idade e tipo de matéria orgânica que os esperados para esta locação. A história de maturação modelada indica que estes geradores entraram no pico de expulsão a cerca de 80 Ma (Campaniano) e ainda estariam gerando cargas de hidrocarbonetos desde a formação da trapa (há 45 Ma-Eoceno) até o presente, cargas estas suficientes para gerar acumulações comerciais, indicando que o sincronismo é adequado.

Considerando-se que na porção marítima da Bacia de Barreirinhas ainda não houve uma descoberta comercial de petróleo, para a estimativa deste estudo, utilizou-se como óleo similar os dados do poço 3-PRM-12-SES (Bacia de Sergipe-Alagoas), visto que ele também é um óleo proveniente de uma geradora marinha profunda, depositada sob condições similares à inferida e modelada para a geradora do bloco.

Conforme apresentado anteriormente, o sistema petrolífero da bacia inclui rochas geradoras marinhas. Estas, são similares em contexto geológico e grau de maturação às que geraram o óleo de Piranema, na bacia de Sergipe-Alagoas. Como estes controles geológicos determinam as propriedades físico-químicas e o grau API do petróleo, o óleo de Piranema (poço 3-PRM-12-SES) foi utilizado como análogo para os petróleos da Bacia de Barreirinhas. As propriedades desse óleo são apresentadas no **Quadro II.6.1.3.2-1**.

Quadro II.6.1.3.2-1 – Características do óleo do campo de Piranema (poço 3-PRM-12-SES), na bacia de Sergipe-Alagoas, definido como o tipo de óleo análogo estimado para os blocos.

Propriedades Do óleo	
Nome do óleo	Piranema (poço 3-PRM-12-SES)
API	40,5
Densidade (a 20/4°C)	0,819
Viscosidade dinâmica (a 30°C)	7,8 mPa.s
Tensão interfacial óleo/água salgada	30,1 mN/m
Ponto de fluidez max. (°C)	18°C
Ponto de fluidez mín. (°C)	-12°C
Viscosidade cinemática (mm ² /s) a 30°C	5,38 mm ² /S
Viscosidade cinemática (mm ² /s) a 40°C	4,186 mm ² /S
Viscosidade cinemática (mm ² /s) a 50°C	3,369 mm ² /S

Fonte: Petrobras, 2014.

A utilização do óleo Piranema da Bacia de Sergipe-Alagoas foi baseada em dois fatos: (1) A Bacia Sergipe-Alagoas apresenta óleos provenientes de rochas geradoras marinhas, de condições similares, em idade (Albiano), contexto geológico (gerador marinho siliciclástico) e grau API (40,5°) ao que se interpreta como o gerado na Bacia de Barreirinhas para esta localização; o óleo, Piranema, apresenta os dados necessários para se fazer a modelagem de dispersão de óleo.

Em relação às incertezas analíticas na tipificação do óleo, todos os métodos possuem suas limitações e incertezas. Os métodos que a Petrobras, empresas especializadas e universidades utilizam na caracterização geoquímica de óleos são certificados internacionalmente, e estão descritos em Peters et al. (2005).

As correlações óleo-óleo e óleo-rocha fornecem maior robustez às interpretações realizadas pela Petrobras, pois são baseados em um amplo banco de dados geoquímicos, resultantes dos mais de 60 anos de exploração no Brasil.

Para os cálculos da vazão em caso de Blowout nas locações Guajuru W (bloco BM-BAR-3) e Guajuru (bloco BM-BAR-5) foram feitas estimativas baseadas

no potencial de produção de reservatórios. Considerando-se a composição provável dos reservatórios e os graus de soterramento foram estimados a partir da variação de permeabilidade dos arenitos. Estes dados, juntamente com parâmetros do óleo e a geometria dos reservatórios, foram utilizados para a previsão da transmissibilidade e a modelagem geológica de dois cenários de vazão: uma máxima (cenário economicamente otimista), e uma mínima (cenário economicamente pessimista), apresentados no **Quadro II.6.1.3.2-2**, em m³/dia.

Quadro II.6.1.3.2-2 – Vazões máxima (cenário economicamente otimista) e mínima (cenário economicamente pessimista) calculadas para o BM-BAR-3 e BM-BAR-5.

BM-BAR-3		BM-BAR-5	
Vazão (m ³ /dia)		Vazão (m ³ /dia)	
Máxima	490,22	Máxima	264,17
Mínima	123,82	Mínima	94,36

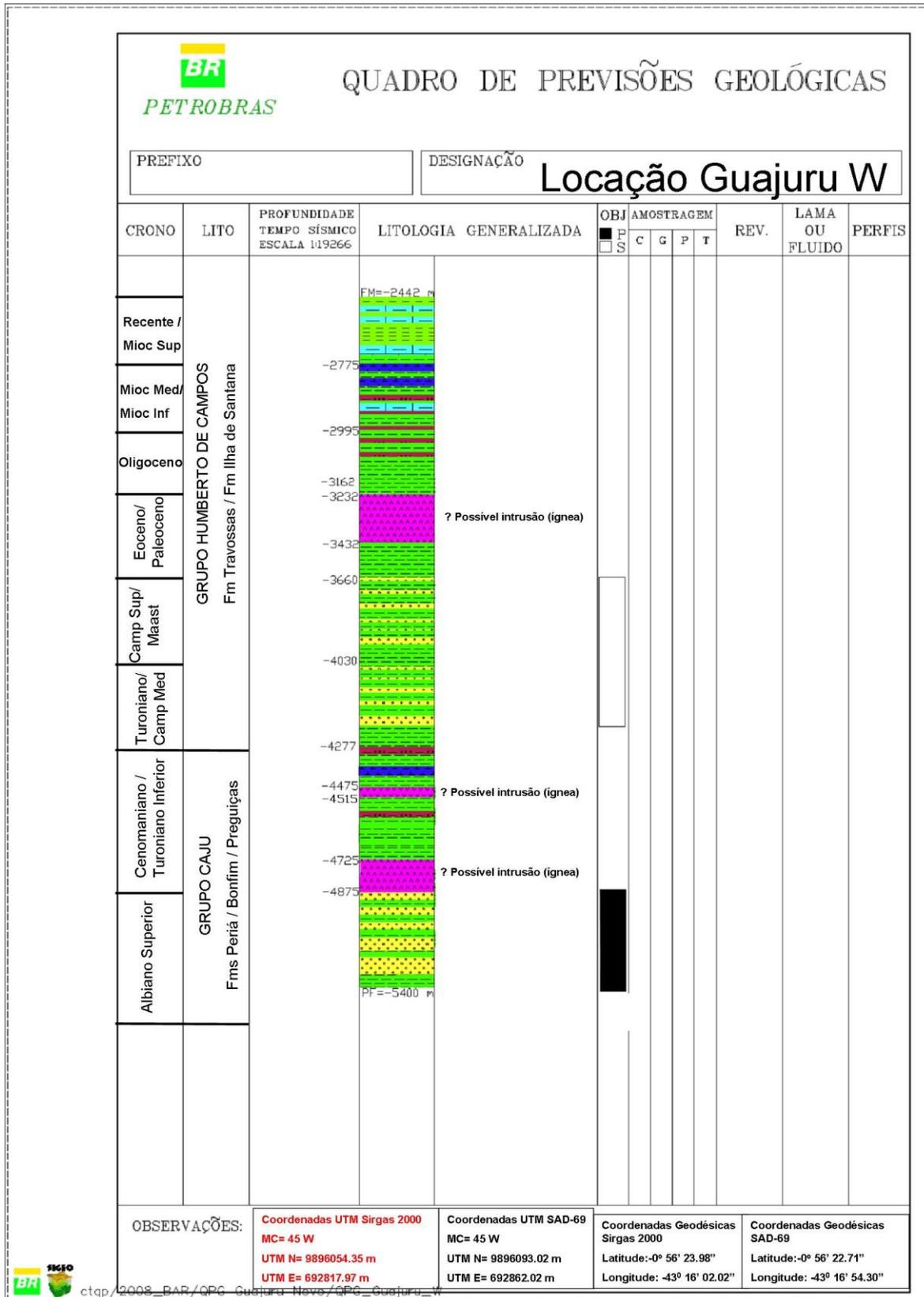
Dessa forma o volume de blowout foi calculado, de maneira conservadora, considerando a vazão máxima, durante 30 dias, o que resultou em um volume total de 14.706,6 m³ de óleo derramado no mar para o BM-BAR-3 e 7.925,1 m³ para o BM-BAR-5. Para o bloco BM-BAR-3 esse foi o volume utilizado como volume de pior caso para o estudo de Modelagem de Derrame de Óleo no Mar (**Anexo II.8-1**). Para o bloco BM-BAR-5, de acordo com as orientações do Parecer Técnico n° 46/2017, o volume de vazamento de pior caso utilizado no estudo de Modelagem de Óleo no Mar foi alterado de 7.925,1 m³ para 17.774,40 m³ (**Anexo II.8-2**).

Importante destacar que a vazão estimada em um poço baseia-se no potencial de produção do reservatório. Como, nestes casos, o reservatório nunca foi perfurado, a vazão é calculada utilizando dados de reservatórios análogos, que apresentam situação semelhante, como tipo do sedimento, de soterramento e de permo-porosidade. Utiliza-se parâmetros de fluido, assim como seu grau API, para determinar um cenário estimado para o reservatório a ser perfurado. Considera-se adicionalmente a geometria específica do prospecto exploratório, conforme foi mapeado através de linhas sísmicas, para previsão da transmissibilidade do reservatório.

O fato de a máxima vazão calculada apresentar valores distintos para as bacias de Barreirinhas e do Pará-Maranhão é devido ao diferencial litológico e de idade, que contribuem para diferentes características permo-porosas dos reservatórios. Associado a esta característica, ainda temos uma diferença no projeto de engenharia do poço.

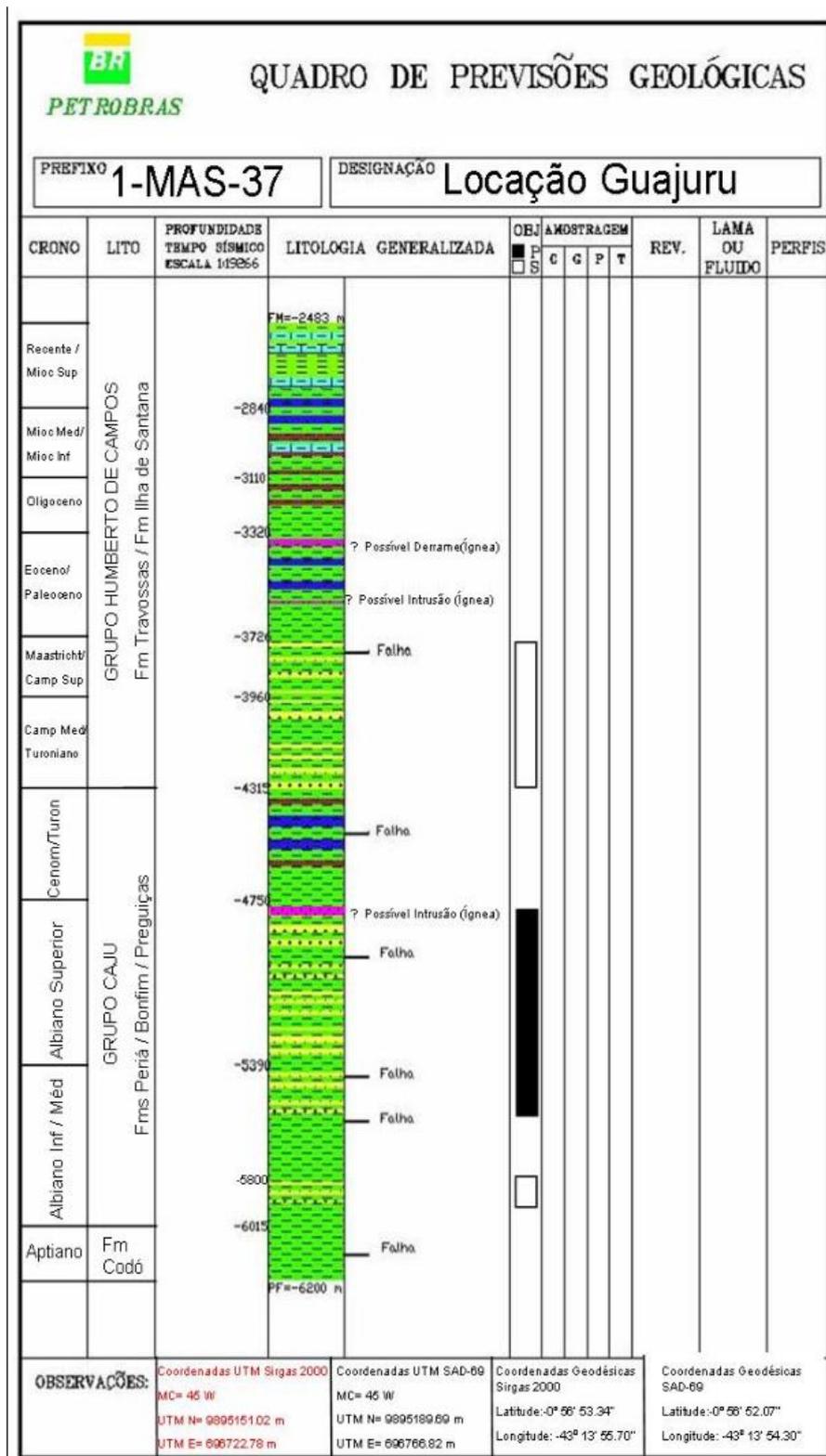
Na bacia de Barreirinhas o reservatório é composto por arenitos finos a muito finos, de origem turbidítica da Formação Barro Duro e de idade Albiana, aprox. 102Ma. Apesar de não ter dados amostrados em um poço, devido ao alto soterramento, espera-se porosidades inferiores a 15% e permeabilidades da ordem de 40mD. Já os reservatórios esperados nos blocos BM-PAMA-10, BM-PAMA-11 e BM-PAMA-12, na bacia do Pará-Maranhão, são compostos por rocha carbonática da Fm Ilha de Santana, de idade Eoceno, aprox. 40Ma. Nesta área encontrou-se porosidade em torno de 15% e permeabilidade de 200mD, com indicação de atuação de fraturas naturais, conforme dados do poço 1-PAS-11. Para os blocos BM-PAMA-10, 11 e 12, da Bacia do Pará-Maranhão, contribui para um aumento considerável na vazão prevista os poços da área possuírem um projeto que atinge o reservatório com alto ângulo, ou seja, quase horizontal. Isto acarreta em uma área exposta do reservatório, no poço, muito maior do que se este poço fosse vertical. Na área dos blocos BM-PAMA-10, 11 e 12, estima-se uma espessura de reservatório, vertical, de 95m, com um poço de alto ângulo soma-se 160m de espessura cortada do reservatório. Soma-se a este fato que a geometria proposta visa, para o poço de alto ângulo, ter como objetivo interceptar maior número de fraturas naturais, para assim, incrementar a permeabilidade esperada para o reservatório.

Para a atividade exploratória no Bloco BM-BAR-3 é prevista a perfuração de um poço - Guajuru W. A **Figura II.6.1.3.2-1** apresenta os quadros de previsões geológicas com os perfis estratigráficos previstos para este poço. Para o poço Guajuru – Bloco BM-BAR-5, na **Figura II.6.1.3.2-2** é a apresentado o perfil estratigráfico previsto.



Fonte: Petrobras.

Figura II.6.1.3.2-1 – Previsões geológicas para o poço Guajuru W – BM-BAR-3.



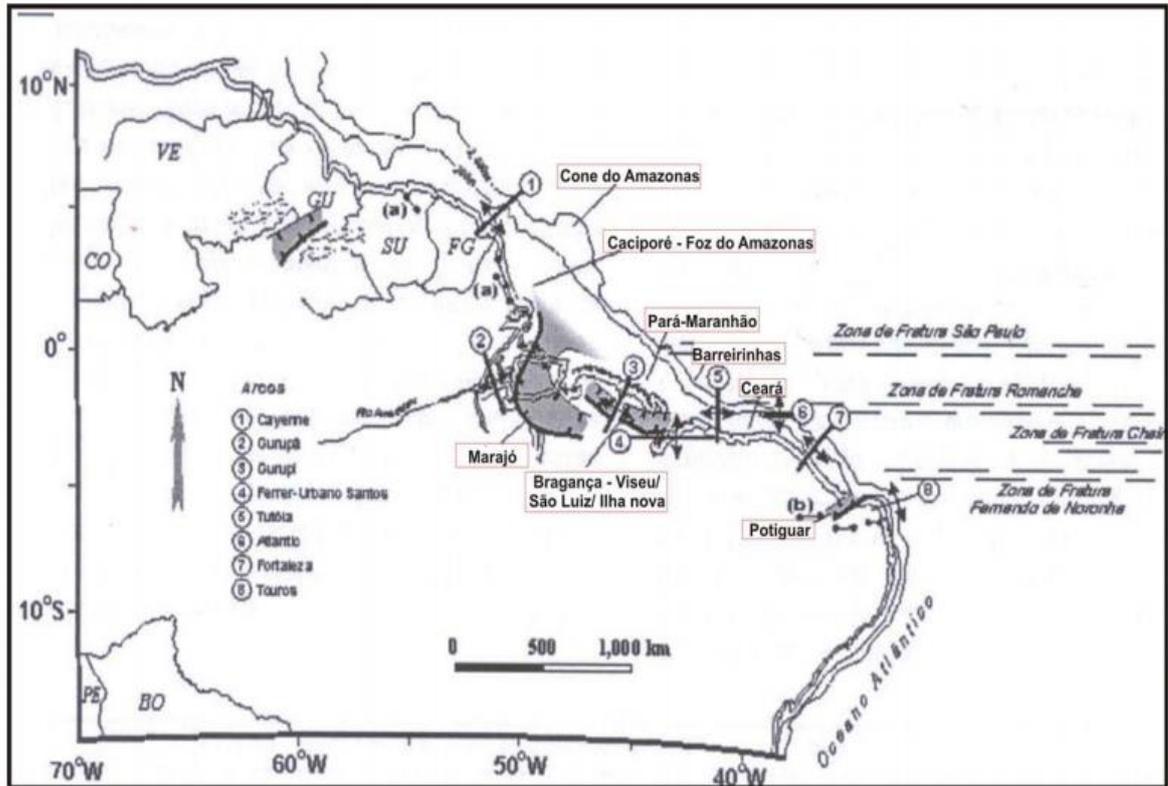
Fonte: Petrobras.

Figura II.6.1.3.2-2 – Previsões geológicas para o poço Guajuru – BM-BAR-5.

Geologia Estrutural

Como mencionado anteriormente, as bacias sedimentares costeiras brasileiras têm sua gênese ligada à deriva continental, iniciada com a quebra do supercontinente Gondwana e o surgimento do Oceano Atlântico.

De acordo com Conceição et al. (1988), os movimentos tectônicos que deram origem ao deslocamento das placas e posterior ruptura do megacontinente Gondwana não ocorreram de forma linear, mas a partir de um movimento rotacional diferencial entre as partes oriental e ocidental, além de movimentos transtensional dextral na América do Sul e sinistral na África. A porção territorial onde hoje se localiza a Margem Equatorial foi a última a se separar e, diferentemente do que se observa ao longo da costa leste, este domínio foi submetido a tensões transformantes que condicionaram fases intermediárias entre a quebra do continente e a separação em ambiente de margem passiva, principalmente nas regiões próximas às zonas de fraturas oceânicas, em destaque as zonas São Paulo e Romanche, esta diretamente ligada à formação da Bacia de Barreirinhas. A **Figura II.6.1.3.2-3** apresenta a localização das zonas de fratura oceânica e o **Mapa II.6.1.3.2-1** apresenta as principais feições estruturais regionais da área de estudo.



Fonte: Mohriak, 2003.

Figura II.6.1.3.2-3 – Mapa de localização das zonas de fraturas oceânicas da Margem Equatorial.

Mapa II.6.1.3.2-1 – Geologia Estrutural na Área de Estudo.

Azevedo et al. (1985) interpretam a Bacia de Barreirinhas como sendo do tipo Pull-Apart, tendo a sua evolução ocorrido em três fases:

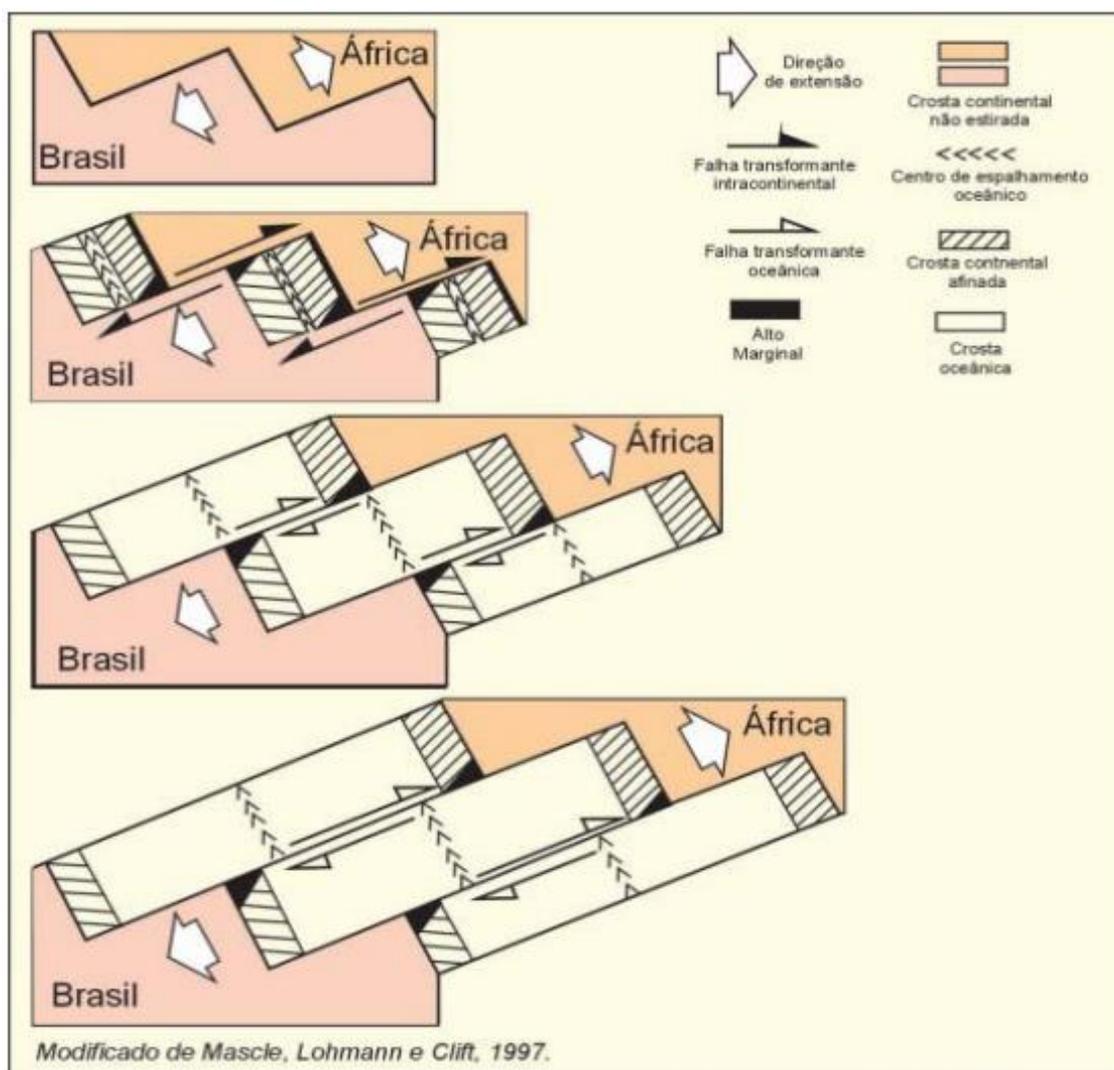
- **Fase Pre-Shear:** ocorreu durante o Aptiano, com predominância de tectônica compressiva causada pelo rifteamento do Atlântico Sul que produziu compressão na porção equatorial durante o Neocomiano e Barremiano, houve ainda a erosão das rochas juro-cretácicas e paleozóicas remanescentes da Bacia do Parnaíba.
- **Fase Pull-Apart:** durante o Aptiano, a margem equatorial brasileira caracterizava-se como uma zona fortemente cisalhante, gerando a abertura de um sistema de bacias pull-apart ao longo de toda a margem equatorial. O movimento divergente das placas foi acompanhado por intensa transcorrência, onde inicialmente predominaram esforços transtensivos resultando na formação da Bacia de Barreirinhas. Neste período, desenvolveu-se na bacia uma espessa sequência de sedimentação sintectônica, de águas profundas, acompanhada por intercalações periódicas de leques turbidíticos. Finalizando o ciclo tem-se a implantação de um sistema flúvio-deltaico. Um registro desta fase é o Grupo Canárias.

Segundo Azevedo et al. (1985), Milani et al. (2001) e Mohriak (2003), bacias do tipo pull-apart são caracterizadas por apresentarem grandes espessuras no pacote sedimentar em relação ao tamanho da bacia, elevadas taxas de sedimentação, padrões faciológicos assimétricos, organização dos fácies em fanglomerados nas bordas falhadas e planície de inundação. O preenchimento da bacia foi predominantemente no sentido longitudinal e a presença de ciclos texturais refletem atividades tectônicas.

- **Fase “Drift”:** se estendeu do Albo-Cenomaniano até o Terciário. Neste período houve efetiva deriva continental e a Bacia de Barreirinhas evoluiu para a fase drift, com a abertura do Oceano Atlântico mediante transcorrência divergente. A deriva das placas gerou na bacia uma grande transgressão marinha registrada pelos grupos Caju e Humberto de Campos. Embora os movimentos desta fase tenham sido

predominantemente do tipo distensivo, onde ocorre um basculamento térmico e flexural (segundo o modelo proposto por SZATMARI et al., 1987), do Coniaciano ao Eoterciário ocorreram repetidos pulsos de compressão norte-sul, resultantes da colisão da África com a Europa Meridional.

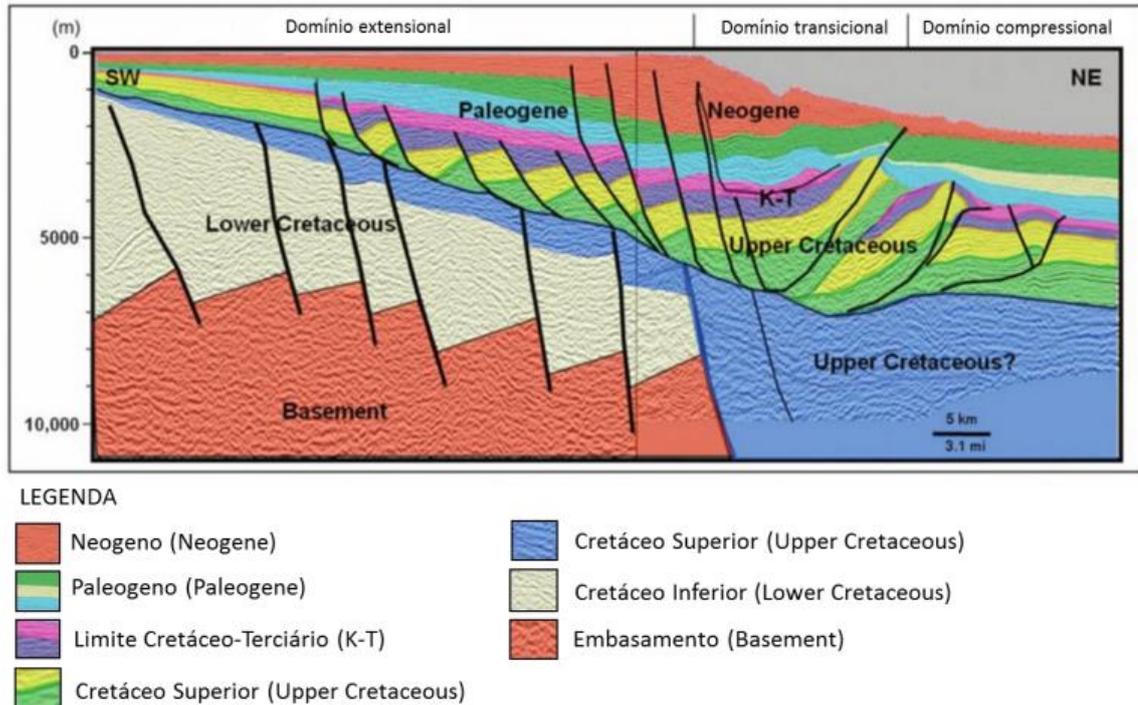
Mohriak (2003) sintetiza a evolução de uma bacia submetida a esforços transformantes conforme modelo geodinâmico esquemático abaixo (**Figura II.6.1.3.2-4**).



Fonte: Mohriak, 2003.

Figura II.6.1.3.2-4 – Modelo geodinâmico da evolução de bacias transformantes.

A **Figura II.6.1.3.2-5** apresenta uma seção sísmica da Bacia de Barreirinhas, interpretada por Oliveira et al. (2012), onde é possível observar um domínio de dobramentos após o Talude Continental (já em domínio transicional), associado à tectônica gravitacional.



Fonte: Oliveira et al., 2012.

Figura II.6.1.3.2-5 – Seção sísmica esquemática da Bacia de Barreirinhas.

A Bacia de Barreirinhas se conformou ao longo da separação continental América do Sul-África, encaixada em estruturas complexas formadas ao longo de faixas transformantes, passando de ambiente intracratônico para marinho, com uma fase cinemática de sinrifte intensa.

A Zona de Fratura Oceânica Romanche, nucleou-se no contato entre a parte arqueana do Cráton de São Luís e a Faixa Gurupi. O Alto de Tutóia (limite leste) desenvolve-se acima do contato entre a Faixa Gurupi e a Província Borborema. A sul da Zona de Fratura Romanche, a bacia encontra-se fortemente deformada por estruturas transpressionais de idade cenomaniana, que diminuem de intensidade à medida que se aproxima a borda falhada sul, na Plataforma de Sobradinho. A norte da Zona de Fratura Romanche, a Bacia de Barreirinhas adquire um formato típico de bacia de margem passiva, passando quase que imperceptivelmente para

a Bacia do Pará-Maranhão, cujo limite é arbitrário, sem marco geológico definindo-o.

Estratigrafia

A seguir, a **Figura II.6.1.3.2-6** apresenta a coluna estratigráfica da Bacia de Barreirinhas, proposta por Trosdorf Junior et al. (2007), muito semelhante ao perfil da Bacia de Pará-Maranhão.

Conforme descrito na literatura consultada (PAMPLONA, 1969; ASMUS, 1984; FEIJÓ, 1994; MILANI ET AL., 2001; MOHRIAK ET AL., 2003; TROSDTORF JÚNIOR ET AL., 2007), o embasamento da Bacia de Barreirinhas é constituído, de oeste para leste, pelas rochas do Cráton de São Luís (parte arqueana), Faixa Gurupi (neoproterozóica) e Província Borborema.

Sobre este embasamento assentam-se os sedimentos da Bacia de Barreirinhas, subdivididos em Supersequências: Intracratônica, prévia à quebra continental (pré-rifte); Rifte, do Barremiano ao Albiano; e Drifte, já em ambiente marinho, do Albiano ao recente.

- *Supersequência Intracratônica*

Esta sequência é observada, em perfis sísmicos, tanto no continente, quanto submersa. A idade devoniana para esta sequência é indicada por dados de poços que penetraram arenitos e folhelhos devonianos na parte terrestre (TROSDTORF JÚNIOR ET AL., 2007). Litoestratigraficamente corresponde ao Grupo Canindé, constituído, da base para o topo, pelas formações Itaim, Pimenteiras e Cabeças

- *Supersequência Rifte*

Os sedimentos desta supersequência se referem à fase transtensional da evolução da bacia, durante rifteamento Aptiano que se estende ao Albiano. Observa-se, no entanto, um período cuja sedimentação plano-paralela indica deposição sem interferência de movimentos tectônicos, ou seja, um período (no Aptiano) de interrupção do processo de rifteamento. Estes sedimentos são descritos como pertencentes à Formação Codó.

- *Sequência K40*

Esta sequência foi identificada em alguns poços na região marinha e observado nas seções sísmicas com depocentros isolados, pouco desenvolvidos, controlados por falhas de bordas NO-SE a O-E. Litoestratigraficamente, a sequência corresponde a arenitos e folhelhos de idade aptiana, não individualizados originalmente por Feijó (1994), sendo incluído por Trosdorf Júnior et al. (2007) como unidade sem identificação formal.

□ *Sequência K50*

Esta sequência se refere, litoestratigraficamente, à associação litológica de calcilutitos e folhelhos lagunares da Formação Codó. Como descrito anteriormente, sua localização entre as duas fases de rifteamento e feições sismoestratigráficas caracterizam esta sucessão como depositada em uma bacia tipo inter-riftes.

□ *Sequência K60*

A Sequência K60 (Rifte III - Albiano) corresponde a sedimentos siliciclásticos continentais a parálicos na parte sul da Bacia de Barreirinhas, passando a carbonatos, folhelhos e arenitos marinhos nas porções centrais e distais destas bacias. Litoestratigraficamente, correspondem aos grupos Canárias e Caju.

Feijó (1994) descreveu o Grupo Canárias como pacote sedimentar deltaico, depositado em ambiente marinho, constituído por folhelhos cinza-escuros (Formação Arpoador), arenitos grossos cinzentos (Formação Bom Gosto), folhelhos cinzaescuros (Formação Tutóia) e arenitos médios cinzentos (Formação Barro Duro). Segundo o autor, o Grupo Caju é composto por calcarenitos bioclásticos e oncolíticos da Formação Bonfim e calcilutito creme da Formação Preguiças, sedimentados em ambiente nerítico de alta e baixa energia.

Trosdorf Júnior et al. (2007) incluem em seus estudos os carbonatos do Grupo Caju tanto na seção sinrifte III quanto na seção drifte, enquanto nas cartas anteriores este pacote apenas era observado na fase drifte.

A interpretação da evolução crono-estratigráfica da seção pós-rifte permitiu o reconhecimento de 12 sequências de 2ª ordem, de acordo com os conceitos descritos por Mitchum e Van Wagoner (1991). Uma particularidade da Bacia de Barreirinhas é a espessa seção drifte depositada sobre a crosta oceânica (>10 km), que pode ser encontrada na porção de águas profundas e ultra-profundas da bacia.

▪ *Supersequência Drifte*

A fase drifte inicia-se no final do Neo-Albiano e se estende até o Recente, sendo descritos três estágios da evolução tectonosedimentar desta seção (FEIJÓ, 1994; TROSDTORF et al., 2007): (i) sedimentação predominantemente carbonática; (ii) predomínio de sedimentação siliciclástica, em bacia tipicamente de margem passiva; e (iii) retorno da sedimentação carbonática associada à transgressão do mar de Pirabas no Mioceno.

□ *Sequência K70*

Esta sequência marca o início da deposição drifte. Seu limite inferior é determinado pela discordância do break-up (~ 102 Ma) e o superior, por uma discordância no topo do Albiano (~ 99,5 Ma). Estima-se que neste período a bacia tenha sido submetida a esforços da tectônica transcorrente E-W resultando em elevadas taxas de subsidência e deposição, conferindo condições paleobatimétricas distintas das que são normalmente encontradas nas bacias da margem leste.

Trosdtorf et al. (2007) afirmam que o registro geológico encontrado nos poços que perfuraram essa sequência indica a deposição de uma plataforma mista formada por calcarenitos bioclásticos e oncolíticos (Formação Bomfim), calcilutitos, margas e folhelhos (Formação Preguiças) e os clásticos depositados em ambiente marinho raso (Formação Peria).

□ *Sequência K82*

A Sequência K82 possui duração aproximada de 3,5 Ma, e está inserida no contexto deposicional do Grupo Caju. Na porção emersa da Bacia de Barreirinhas esta sequência é caracterizada pela presença de calcarenitos bioclásticos e oncolíticos da plataforma carbonática da Formação Bomfim.

□ *Sequência K84-K86*

O limite superior desta sequência é caracterizado por discordância posicionada na porção intermediária do Turoniano. O hiato deposicional

associado à discordância do Turoniano possui correlação com uma importante queda global do nível dos mares registrada na curva de eustasia global.

Litoestratigraficamente, esta sequência engloba a plataforma carbonática da Formação Bomfim, com indícios de afogamento, e a instalação de uma plataforma predominantemente siliciclástica.

À partir desta sequência observa-se o início da subsidência térmica da bacia, com reativação esporádica de falhas pré-existentes.

□ *Sequência K88-K90*

Esta sequência é limitada no topo por discordância na porção intermediária do Campaniano (discordância do Campaniano Médio), em torno de 79,5 Ma, e possui excelente correlação com a curva de eustasia global, onde, nesse período, há um rebaixamento do nível dos mares.

Segundo Feijó (1194) e Trosdtorf et al. (2007), o pacote caracteriza-se pelo desenvolvimento do leque deltaico da Formação Areinhas na região de plataforma. Sedimentação carbonática incipiente também é observada em alguns poços da Bacia de Barreirinhas, mas esta é rapidamente soterrada pelos finos da frente deltaica.

□ *Sequência K100-K120*

Esta sequência restringe-se às porções mais distais da Bacia de Barreirinhas devido ao evento de soerguimento do Maatrictiano. Litoestratigraficamente, esta sequência abrange os sedimentos da Formação Travossas.

□ *Sequência K130-E20*

O limite superior é marcado por uma nova discordância, cujo cruzamento com a curva de eustasia global mostra boa correlação com uma acentuada queda no nível global dos mares.

Segundo Trosdtorf et al. (2007), dados de poços indicam que uma incipiente plataforma carbonática teve início nesta idade. Contudo, a mesma foi colmatada pelo rápido avanço de frentes deltaicas da Formação Areinhas. Além disso, na

porção de águas profundas da bacia, já sobre crosta oceânica, tem-se início um processo de tectônica gravitacional responsável pela formação de amplas frentes de empurrão. Concomitantemente, há a alteração da fisiografia do assoalho marinho da época com a formação de altos (sujeitos à erosão) e baixos estruturais a montante das frentes de empurrão, que se tornariam regiões preferenciais de captação de sedimentos durante a sua deposição.

□ *Sequência E30-E50*

Nesta sequência se observa a deposição de uma plataforma mista (carbonato versus siliciclástico) representada pelos arenitos deltaicos da Formação Areinhas e os carbonatos da Formação Ilha de Santana. Para Trodstorf et al. (2007) a plataforma carbonática instala-se de forma definitiva, contrariando a proposta original identificada por Feijó (1994), que indicava nucleação isolada da Formação Ilha de Santana.

Iniciada na sequência anterior, a tectônica gravitacional continua se desenvolvendo sob a forma de grandes falhas lítricas na região de plataforma/talude e falhas de empurrão na porção distal. Adicionalmente, em sísmica, foi evidenciado por Trodstorf et al. (2007) magmatismo básico no Eoceno Médio.

□ *Sequência E60-E70*

Observa-se caráter regressivo, presente nas sequências anteriores, e o desenvolvimento de uma plataforma mista (carbonato versus siliciclástico). Há evidências no Oligoceno de reativação de um sistema de lineamentos de direção N55E, produzindo movimentos verticais de blocos falhados na Bacia de Barreirinhas, que colocariam rochas sedimentares em estágio diagenético avançado próximas à superfície (TRODSTORF et al., 2007).

□ *Sequência E80-N10*

Esta sequência marca a alteração de ambiente deposicional, regressivo até então, passando por um evento transgressivo de grande porte, o qual atinge toda

a Margem Equatorial, associado ao mar de Pirabas, com a deposição de uma extensa plataforma carbonática (Formação Pirabas), recobrando discordantemente as rochas do Grupo Humberto de Campos.

□ *Sequência N20-N30*

Esta sequência está quase que totalmente restrita ao Mioceno Médio (andares Langhiano e Serravaliano). Durante a deposição dessa sequência, ocorre um novo afogamento e avanço da plataforma carbonática da Formação Pirabas.

□ *Sequência N40-N50*

Esta sequência é caracterizada pelo rápido avanço da plataforma carbonática da Formação Pirabas, inclusive ultrapassando os limites da bacia. Adicionalmente, há a progradação dos sistemas deposicionais costeiros, presentes em toda a Margem Equatorial, representados pela Formação Barreiras (ROSSETTI, 2001).

□ *Sequência N60*

Constituída por sedimentos arenosos e argilosos depositados em cordões litorâneos ao longo da costa e pelo extravasamento da rede de drenagem. Na porção offshore da bacia, a sequência é representada pelos argilitos e sedimentos argilosos inconsolidados do fundo oceânico (TRODSTORF et al., 2007).

As colunas com as litologias a serem perfuradas, identificando os intervalos e unidades estratigráficas de interesse são apresentadas nos Quadros de Previsão Geológica apresentados na **Figura II.6.1.3.2-1** e na **Figura II.6.1.3.2-2**.

Fisiografia e Faciografia Regional e nos Blocos BM-BAR-3 e BM-BAR-5

Para a caracterização regional o **Mapa II.6.1.3.2-2** apresenta a fisiografia das bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão e Barreirinhas e três províncias fisiográficas principais: Plataforma Continental, Talude Continental, Sopé Continental. Destaca-se no Sopé Continental os Montes Submarinos do Maranhão e uma feição denominada Cadeia Norte Brasileira (Kowsmann e Costa, 1979; Palma, 1979; Zembruski *et al.*, 1977).

Como se observa, as bacias da Margem Equatorial são compostas por Plataforma Continental de largura bastante variável, sendo especialmente ampla na região da Foz do Amazonas e estreitando-se a leste/sudeste, onde a quebra do talude acentua-se. Nota-se que na Bacia da Foz do Amazonas, o Talude Continental é substituído pelos depósitos turbidíticos do cone submarino. O Sopé Continental pode apresentar altos estruturais (montes submarinos) esparsos, como reflexo da reativação tectônica de falhas pretéritas.

A configuração da linha de costa entre o Amapá e o Ceará é altamente recortada, em contraste com o trecho entre Acaraú (CE) e o Cabo Calcanhar (RN) que descreve uma leve reentrância e pouco recortada (BG/AECOM, 2015).

Mapa II.6.1.3.2-2 – Fisiografia regional

A Plataforma Continental norte brasileira distingue-se das demais presentes na margem continental brasileira por conta da sua variedade de feições. Ela se caracteriza por ser uma faixa de largura variável, com extensão de 2.150 km e uma área de 315.000 km². Segundo Palma (1979) as declividades da Plataforma variam entre 1:3.290 (Foz do Rio Pará/PA) e 1:322 (Macau/RN).

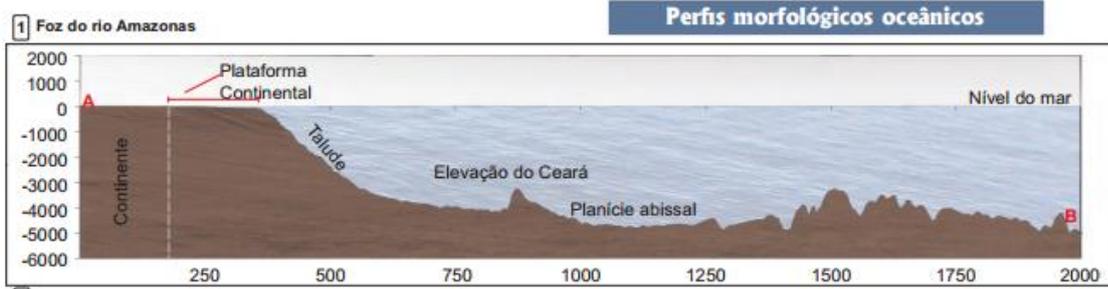
O Talude Continental refere-se à porção entre a Plataforma Continental e o Sopé Continental cuja declividade acentuada representa uma quebra na morfologia do assoalho marinho. De acordo com Damuth e Palma (1979), na margem continental norte-nordeste brasileira ocorrem diversos cânions com variação considerável de relevo. Os cânions apresentam morfologia variável, sendo escavados em forma de “V” ou “U”. Todavia, existem cânions com forma de “V” com o fundo aplainado, o que indica preenchimento sedimentar.

O Sopé Continental, localizado entre o talude e as fossas abissais, possui declividade suave, com topografia geralmente lisa, embora possam ocorrer cânions submarinos em algumas regiões. Segundo Damuth e Palma (1979), o sopé caracteriza-se por espessa cunha sedimentar que se estende por uma largura de 200 a 600 km mar adentro. As profundidades do Sopé Continental para a região podem atingir de 2.300 m até 4.550 m. A média da declividade do Sopé ao sul do Cone do Amazonas é de 1:200 a 1:400, já sobre o cone as declividades diminuem para 1:600 a 1:900. O relevo do sopé nessa região é, em geral, inferior a 100 m, com exceção a algumas colinas na região superior do sopé.

Como citado anteriormente, esta região apresenta montes submarinos erguendo-se da base do Talude Continental até a superfície. Os montes submarinos atingem profundidades de até 250 m, sendo alguns guyots, provavelmente submetidos a subsidência isostática (DAMUTH e PALMA, 1979).

De acordo com PETROBRAS (2017), a Cadeia Norte Brasileira é uma crista estreita de embasamento, que se alonga paralela a costa, apresenta profundidade entre -3500 e -4000 metros (na Bacia de Barreirinhas) e relevo de até 400 m de altura. A configuração morfológica do fundo marinho na Bacia de Barreirinhas é em função de atividades vulcânicas e tectônicas, resultando em estruturas diapíricas observadas preferencialmente na região do Sopé Continental.

A **Figura II.6.1.3.2-7** e a **Figura II.6.1.3.2-8** apresentam os perfis morfológicos das Bacias da Foz do Amazonas e Barreirinhas, respectivamente, exemplificando os aspectos fisiográficos aqui descritos.



Fonte: IBGE, 2011.

Figura II.6.1.3.2-7 – Perfil morfológico da Bacia da Foz do Amazonas.



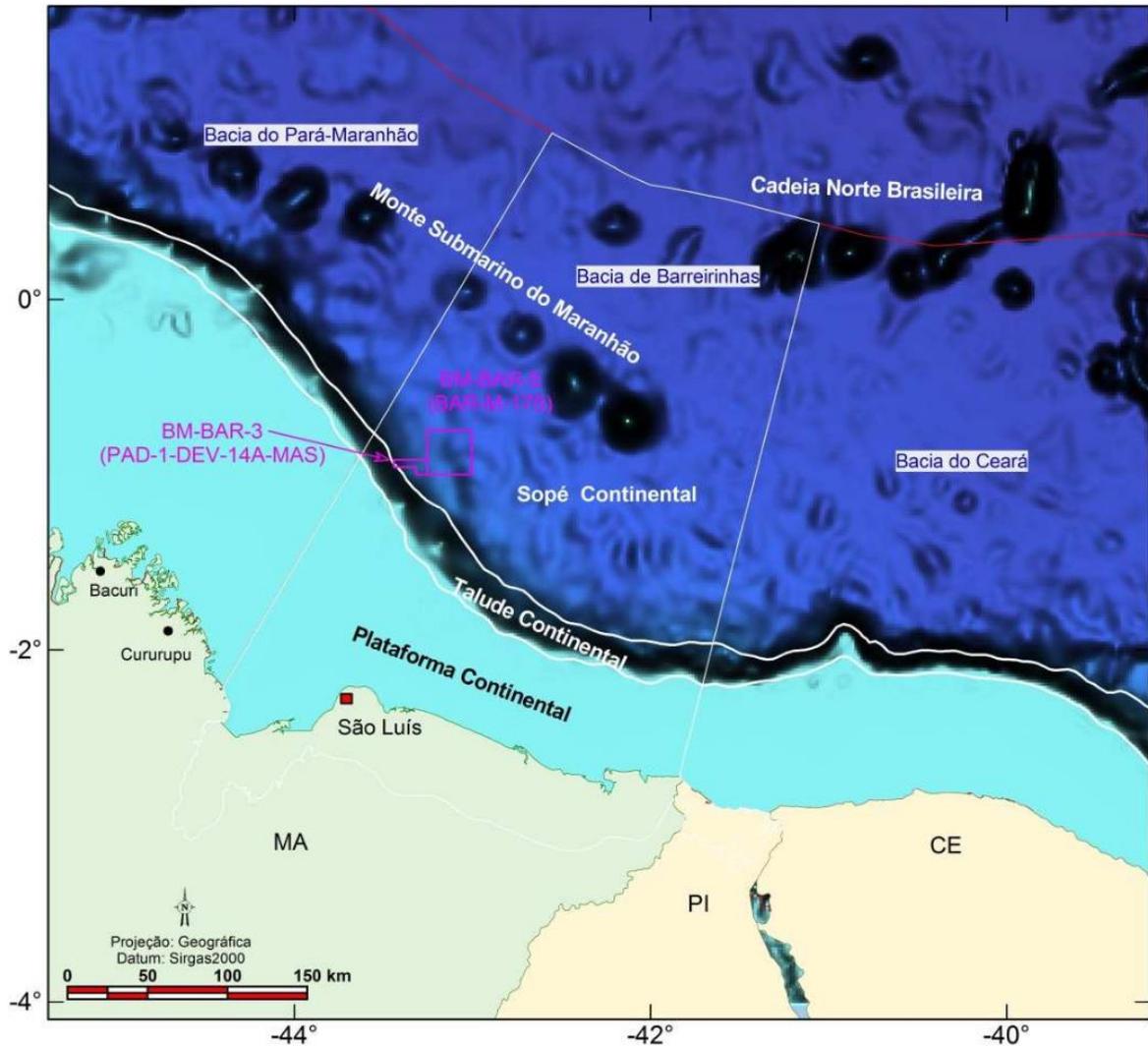
Fonte: AECOM, 2015.

Figura II.6.1.3.2-8 – Perfil morfológico da Bacia Barreirinhas.

Sobre a Bacia de Barreirinhas, esta se encontra na margem equatorial brasileira, no norte do Estado do Maranhão. É limitada pelos meridianos de 44° e 42° W e a Leste pelo Alto de Tutóia, que separa da Bacia do Ceará. Trosdorf Jr. et al. (2007) *apud* Petrobras (2019) situam a bacia entre os meridianos 44° e 42° W e paralelos 0° e 3° S. Engloba uma área de 46.000 km², predominantemente offshore. Estes autores consideram seus limites a leste pelo Alto de Tutóia, a sul pelo embasamento raso e a oeste pela plataforma de Ilha de Santana. A noroeste o limite é arbitrário, pois não existe nenhuma feição geológica que a separe da Bacia Pará-Maranhão.

A margem continental onde está localizada a Bacia de Barreirinhas é um domínio fisiográfico de transição entre a parte emersa do continente e a bacia oceânica, sendo dividida de acordo com as suas características morfológicas em três províncias: plataforma continental, talude continental e sopé continental (**Figura II.6.1.3.2-9** e **Mapa II.6.1.3.2-3**). Destaca-se no sopé continental os Montes Submarinos do Maranhão e a Cadeia Norte Brasileira (Kowsmann & Costa, 1979; Palma, 1979; e Zembruski, et al., 1972).

Mapa II.6.1.3.2-3 – Fisiografia dos blocos BM-BAR-3 e BM-BAR-5



Fonte: Petrobras

Figura II.6.1.3.2-9 – Principais feições fisiográficas na Bacia Barreirinhas.

A plataforma continental na Bacia Barreirinhas possui configuração relativamente plana, declividade média em torno de 0,5 graus, suavemente inclinada mar adentro. Seu limite externo é definido pela borda (quebra) da plataforma que se encontra a aproximadamente 85 metros de profundidade e distante 150 km da costa na porção oeste e 70 km na porção leste. São basicamente encontrados sedimentos arenosos (siliciclásticos e carbonáticos) que estão sendo remobilizados pelo regime atual de maré e correntes geostróficas. Os sedimentos siliciclásticos são os mais frequentes e se encontram na porção interna da plataforma, já os sedimentos carbonáticos (cascalhos e bioconstruções algáticas) restringem-se principalmente a plataforma externa que tem em geral limite irregular, refletindo a predominância da sedimentação

carbonática. Essa sedimentação é composta predominantemente por fragmentos de moluscos e foraminíferos bentônicos.

O talude continental na Bacia de Barreirinhas apresenta variações na sua declividade média, que é cerca de 6 graus, e na sua morfologia. As variações morfológicas decorrem da presença de cânions, ravinas e sulcos cujas escarpas podem atingir declividades maiores do que 50 graus. O seu limite externo pode chegar a - 2300 metros de lâmina d'água, e a partir daí encontra-se o sopé continental. O talude continental apresenta predomínio de sedimentos lamosos, principalmente nas áreas intercânions e nas regiões mais profundas, ou seja, talude inferior. Em áreas limítrofes do talude com a plataforma e nos talwegues dos cânions é comum a ocorrência de sedimentos arenosos que foram carregados da plataforma continental.

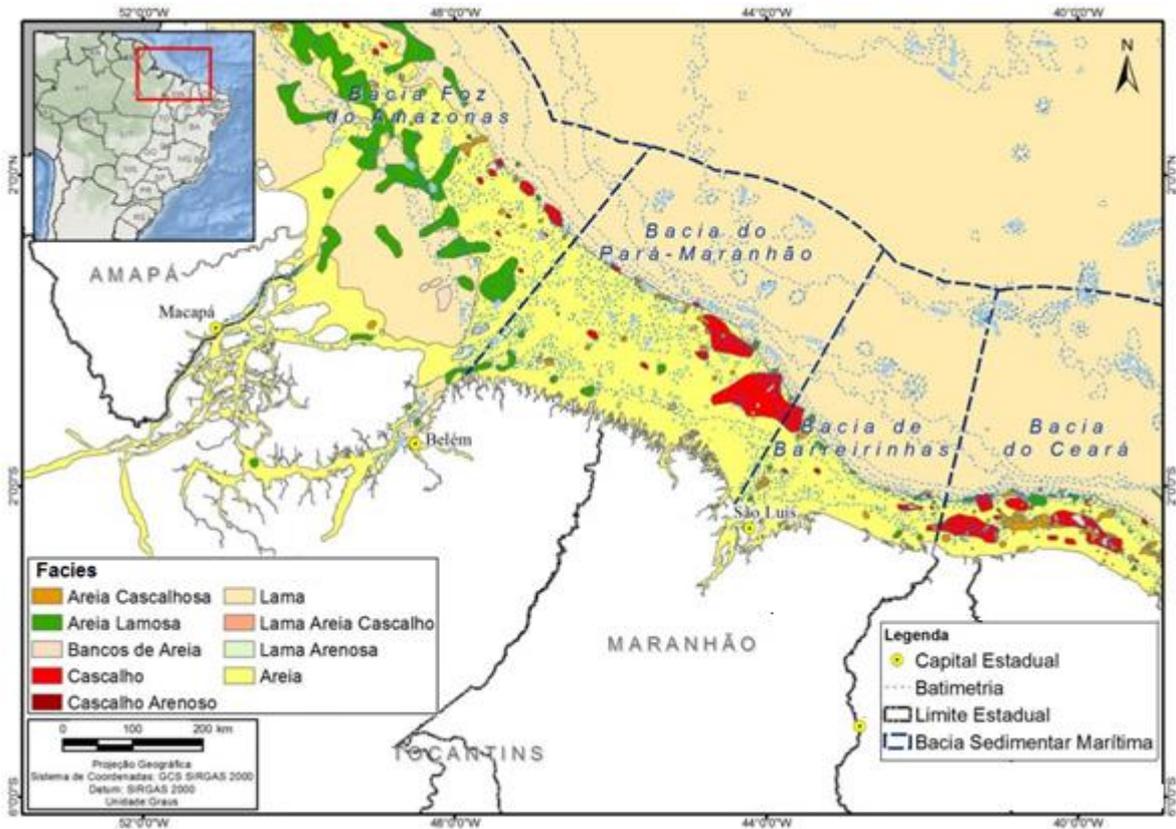
O sopé continental na Bacia de Barreirinhas tem declividade variando de 0,25 a 0,5 graus e é formado por uma espessa cunha de sedimentos que se estende mar adentro. Tem como principais feições: colinas e cavas suavemente arredondadas (sopé superior) e planícies extremamente lisas (sopé inferior). Mas verificam-se ocorrências ocasionais de grandes regiões com morfologia ondulada. Em termos de cobertura sedimentar, o sopé se caracteriza por apresentar sedimentos lamosos, principalmente argila e silte que foram carregados por correntes de fundo e por diamictitos provenientes de escorregamento de massa.

A Cadeia Norte Brasileira é uma crista estreita de embasamento, que se alonga paralela a costa, apresenta profundidade entre - 3500 e - 4000 metros (na Bacia de Barreirinhas) e relevo de até 400 m de altura. É predominantemente composta de vasas (lama com teor de CaCO_3 entre 60 e 100 %) de foraminíferos.

A configuração morfológica do fundo marinho na bacia é em função de atividades vulcânicas e tectônicas, resultando em estruturas diapíricas observadas preferencialmente na região do sopé continental.

Com relação a faciologia regional, Francisconi et al. (1974) descreveram os sedimentos da Plataforma Continental brasileira, em específico da porção norte-nordeste, identificando para a área da Foz do Amazonas, predominância de sedimentos terrígenos, predominando lamas e areias lamosas subarcosianas, devido principalmente ao aporte do Cone do Amazonas. Segundo os autores, na porção externa ocorrem biodetritos e areias subarcosianas. Ao sul, até o rio Parnaíba, ocorre uma faixa de areias arredondadas, ortoquartzíticas, limitadas por construções carbonáticas da plataforma externa. Nesta porção, a faixa de detritos calcários se distribui uniformemente ao longo da plataforma. Na sequência observa-se faixa contínua de areias subarcosianas, que ocorrem entre a faixa de praia até construções calcárias mais externas.

Figueiredo Jr et al. (2008) apud (AECOM, 2015) realizaram a compilação de informações sedimentares do Projeto PIATAM OCEANO, totalizando 4.509 pontos de amostras ao longo das Bacias Foz do Amazonas, Pará-Maranhão e Barreirinhas. Os autores classificaram as amostras segundo Shepard, sendo divididas em seis (6) fácies sedimentares distintas: Lama, Areia Lamosa, Areia, Lama Areia Cascalho, Areia Cascalhosa e Cascalho, conforme ilustra a **Figura II.6.1.3.2-10**.



Fonte: Adaptado de Figueiredo Jr. et al (2008, apud AECOM, 2015).

Figura II.6.1.3.2-10 – Faciologia das Bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão e Barreirinhas.

Como se observa, as frações pelágicas estão associadas à Foz do Amazonas, enquanto as frações mais grosseiras se estendem às Bacias Pará-Maranhão e Barreirinhas. Figueiredo Jr et al (2008) apud (AECOM, 2015) destacam a ocorrência de carbonatos que predominam na porção externa da Plataforma Continental, em consonância ao descrito originalmente por Francisconi et al. (1974).

Segundo Kowsmann e Costa (1979), na Plataforma Continental, a área compreendida entre o Cone do Amazonas até a Baía de São Luiz (já na Bacia de Barreirinhas) é coberta por argilominerais, monmorilonita, hilita e caulinita, atingindo uma profundidade de 200 m. Ainda segundo os autores, manchas dispersas com predominância de hilita, associação de hilita e caulinita, caulinita e argilas montmorilonita, são também encontradas.

Conforme o Mapa Faciológico (**Mapa II.6.1.3.2-4**) da região norte e das áreas oceânicas adjacentes, há uma diminuição gradual do tamanho dos grãos, a partir do Talude Continental para áreas mais profundas.

Mapa II.6.1.3.2-4 – Faciologia Regional

Na Plataforma Continental da Bacia de Barreirinhas são basicamente encontrados sedimentos arenosos (siliciclásticos e carbonáticos) que estão sendo remobilizados pelo regime atual de maré e correntes geostróficas. Os sedimentos siliciclásticos são os mais frequentes e se encontram na porção interna da plataforma, já os sedimentos carbonáticos (cascalhos e bioconstruções algálicas) restringem-se principalmente à plataforma externa que tem em geral limite irregular, refletindo a predominância da sedimentação carbonática. Essa sedimentação é composta predominantemente por fragmentos de moluscos e foraminíferos bentônicos.

Devido ao aporte de água fluvial nas regiões internas da Plataforma Continental, a cobertura sedimentar da plataforma continental tende ao predomínio de deposição terrígena sobre carbonática. Já na porção externa da Plataforma Continental espera-se o predomínio de sedimentos carbonáticos, os quais, possuem teores de CaCO_3 acima de 95% (fácies de algas coralíneas ramificantes (maerl), de recifes algais, areias e/ou cascalhos, foraminíferos bentônicos e moluscos).

Na Bacia de Barreirinhas, segundo PETROBRAS (2017), o Talude Continental apresenta predomínio de sedimentos lamosos, principalmente nas áreas intercânions e nas regiões mais profundas, ou seja, talude inferior. Em áreas limítrofes do talude com a plataforma e nos talwegues dos cânions é comum a ocorrência de sedimentos arenosos que foram carreados da plataforma continental.

Ainda de acordo com PETROBRAS (2017), em termos de cobertura sedimentar, o Sopé Continental da Bacia de Barreirinhas se caracteriza por apresentar sedimentos lamosos, principalmente argila e silte que foram carreados por correntes de fundo e por diamictitos provenientes de escorregamento de massa; já na região da Cadeia Norte Brasileira, a cobertura sedimentar é predominantemente composta de vasas (lama com 60-100% de CaCO_3) de foraminíferos. A faciologia na Bacia de Barreirinhas e nos Blocos BM-BAR-3 e BM-BAR-5 estão apresentadas no **Mapa II.6.1.3.2-5**.

Mapa II.6.1.3.2-5 – Faciologia na Bacia de Barreirinhas e dos Blocos BM-BAR-3 e BM-BAR-5.

A interpretação da faciologia dos Blocos BM-BAR-3 e BM-BAR-5 foi baseada na interpretação das sismofácies da sísmica 3D, eco-caracter da sísmica de alta resolução (MAGIC Project, 2012) e amostras geológicas e ensaios geotécnicos existentes na área. O mapa faciológico (**Mapa II.6.1.3.2-5**) representa a prevalência dos sedimentos do fundo marinho, tendo sido identificadas as fácies lama (argila e silte) e lama rija. Segue uma breve descrição de cada uma das três fácies.

- Lama (argila e silte): é caracterizada por um fundo marinho de textura lisa, possivelmente é composta por sedimentos terrígenos muito finos em associação com restos de organismos planctônicos. Esta fácies ocorre sob a forma de uma cobertura lamosa hemipelágica, também denominada drape que apresentam idades Holocênica/Pleistocênica. Normalmente a lama hemipelágica é depositada por suspensão lenta e contínua.
- Lama rija: A lama rija ocorre preferencialmente na porção extremo oeste da área. Em seção sísmica estes depósitos apresentam refletores preferencialmente plano-paralelos e por vezes com topos erosivos.

Normalmente estes depósitos são cobertos por drape lamoso (espessura não mapeável, pois está abaixo da resolução sísmica).

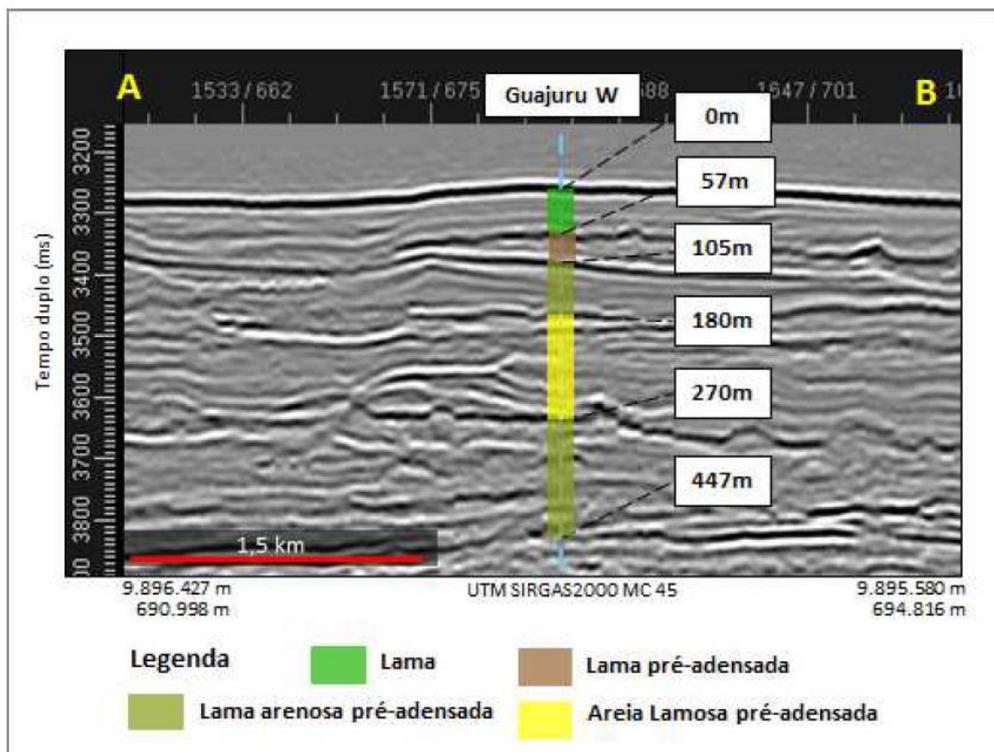
A lama (argila e silte) está presente em boa parte do fundo marinho dos blocos analisados. Localmente observa-se uma cobertura mais espessa caracterizando possivelmente depósitos contorníticos. Estes depósitos contorníticos apresentam-se como ondas de sedimento migrando a montante e esta conformação do relevo submarino local estaria associada possivelmente a correntes de contorno (FAUGÈRES et al, 1999 e VIANA, 2001).

A lama heterogênea é caracterizada por um fundo de textura rugosa, refletores sísmicos caóticos a plano paralelos com topos erosivos. Essa fácies é possivelmente formada por vários pacotes de sedimentos que foram redepositados a partir de processos de fluxos de movimentos de massa. Esses pacotes de sedimentos são normalmente formados por blocos lamosos emersos em matriz também lamosa que se apresentam cobertos por sedimentação lamosa hemipelágica (espessura não mapeável, pois está abaixo da resolução sísmica).

Esta lama tem Idade Pleistocênica Superior a Holocênica e está depositada em forma de drape contínuo recobrendo a lama heterogênea.

A lama pré-adensada ocorre preferencialmente na porção extremo oeste da área. Em seção sísmica estes depósitos apresentam refletores preferencialmente plano-paralelos e por vezes com topos erosivos. Normalmente estes depósitos são cobertos por drape lamoso (espessura não mapeável, pois está abaixo da resolução sísmica).

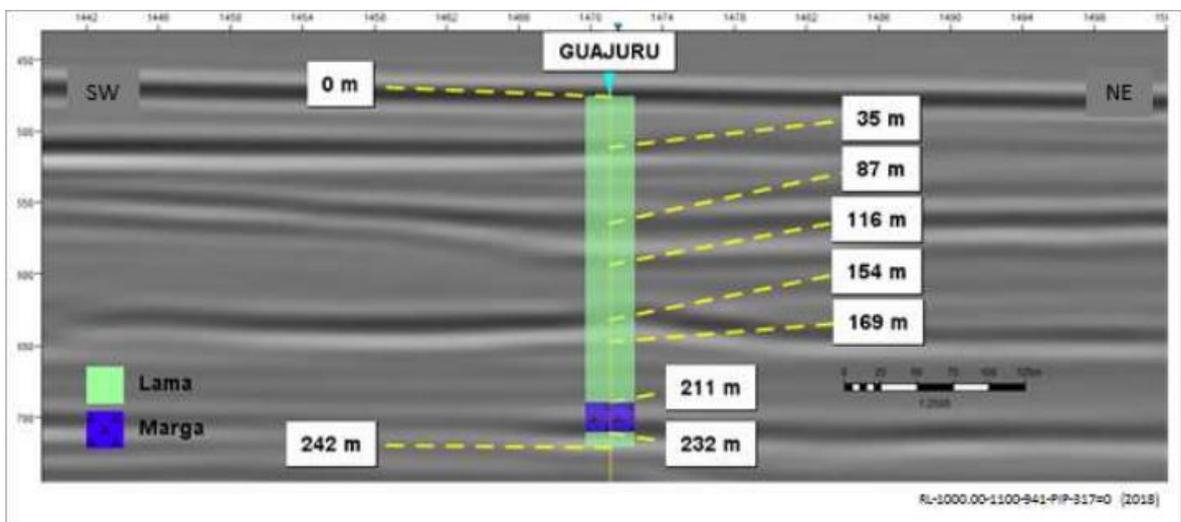
Na **Figura II.6.1.3.2-11**, são apresentadas seções rasas na sísmica convencional disponível, com a interpretação da geologia marinha e a representação do traço para a locação Guajuru W (BM-BAR-3). A interpretação de geologia marinha para a locação Guajuru W indica que o solo é constituído lama (argila e silte) desde o fundo marinho até 57 m de profundidade. De 57 m até 105 m a previsão é a ocorrência de lama rija. Abaixo dessa camada de lama espera-se a ocorrência de lama arenosa até 180 m de profundidade a partir do fundo do mar. A partir de 180 m até 270 m espera-se a ocorrência de areia lamosa, seguida de lama arenosa até de 270 m até 447 m



Fonte: Petrobras

Figura II.6.1.3.2-11 – Seção rasa na sísmica 3D BM-BAR-3, interpretação da geologia marinha e representação do traço na locação exploratória programada Guajuru W.

Para a locação denominada de Guajuru (BM-BAR-5), a interpretação de geologia marinha indica que o solo é constituído por lama (argila e silte) desde o fundo marinho a até 211 m de profundidade. De 211 m até 232 m a previsão é de uma camada de marga (lama com teor de CaCO_3 entre 30 % e 60 %), seguida de lama (argila e silte) de 232 m até 242 m (**Figura II.6.1.3.2-12**). É possível a ocorrência da lama com intercalações de lama heterogênea e areia nos primeiros 10 m de profundidade a partir do fundo marinho. Entende-se por lama heterogênea depósitos sedimentares constituídos por blocos de lama imersos em uma matriz também lamosa. São depósitos formados por movimentos de massa pretéritos.



Fonte: Petrobras

Figura II.6.1.3.2-12 – Seção rasa na sísmica 3D BM-BAR-5, interpretação da geologia marinha e representação do traço na locação exploratória programada Guajuru.

Caracterização Geotécnica com Ênfase em Fatores de Riscos Geológicos

Para a caracterização geotécnica da área foram utilizados dados provenientes de ensaios in situ de penetração de piezocone (PCPT) e amostragens geológicas e geotécnicas realizadas com amostrador à gravidade tipo Jumbo Piston Corer.

Segundo o furo de investigação GT/GL-1248, localizado a oeste da área do BM-BAR-3 e de menor lâmina d'água, o solo encontrado é composto predominantemente de argila com perfil de Su (resistência não drenada)

crescente com a profundidade, apresentando uma camada um pouco mais resistente de pequena espessura no topo do perfil, um pequeno batente de resistência a 19,3 metros de profundidade e variações de fator de atrito em camadas mais profundas.

Para a região de talvegue de cânion, o furo de investigação GT/JPC/GL-1247, localizado no BM-BAR-5, identificou perfil de solo predominantemente argiloso, composto de um perfil de resistência não drenada (S_u) crescente com a profundidade em camadas mais rasas, e perfil heterogêneo em camadas mais profundas.

São identificadas também intercalações de material arenoso de pequena espessura, apresentando valores de atrito altos e picos de resistência acompanhados de baixos valores de poropressão.

A partir dos dados de investigação geotécnica, foi realizada a análise de estabilidade de taludes espacial da área, baseada no método de equilíbrio limite, onde se avalia a razão entre as tensões cisalhantes disponíveis numa superfície de ruptura para resistir ao seu deslizamento (resistência do solo) e as tensões que solicitam o talude na direção de seu movimento, obtendo assim os fatores de segurança.

Modelou-se, deterministicamente, a atuação do carregamento estático (aceleração da gravidade) sob condições do solo não-drenada, em termos de tensões totais:

$$FS = \frac{(Su_0/h) + \xi}{\gamma' \cdot \text{sen}(\alpha) \cdot \text{cos}(\alpha)}$$

Onde:

FS = fator de segurança estático contra escorregamentos para a condição não-drenada;

h = espessura de sedimentos acima do plano de ruptura perpendicular à superfície do talude (obtida a partir de interpretação dos ensaios de cravação de piezocone);

s u_0 = resistência ao cisalhamento não-drenada no topo do perfil sedimentar;

ξ = gradiente de aumento da resistência não-drenada S_u com a profundidade;

γ' = peso específico submerso ao longo do perfil sedimentar; e
 α = declividade do fundo do mar (declividade).

A determinação dos fatores de segurança se baseou nos parâmetros geotécnicos oriundos do furo de investigação GT/JPC/GL-1247, localizado na área do BM-BAR-5, e do furo GT/GL-1248, localizado na área do BM-BAR-3 (**Quadro II.6.1.3.2-3**), além da declividade de fundo marinho a partir de sísmica tridimensional e de alta frequência. Todos os dados foram rasterizados usando o Sistema de Informações Geográficas ArcGIS. Combinando-os de acordo com a formulação acima se obteve um valor de FS em cada pixel individual, ignorando-se a influência de seus pixels vizinhos.

Quadro II.6.1.3.2-3 – Parâmetros geotécnicos definidos para análise de estabilidade de taludes em mapa.

Furo	h (m)	ζ (kPa/m)	S_{u0} (kPa)	γ' (kN/m ³)
GT/JPC/GL-1247	11,0	1,41	2,79	5,84
GT/GL-1248	10,5	1,27	3,02	5,05

Onde:

h = espessura de sedimentos acima do plano de ruptura perpendicular à superfície do talude (obtida a partir de interpretação dos ensaios de cravação de piezocone);

S_{u0} = resistência ao cisalhamento não-drenada no topo do perfil sedimentar;

ζ = gradiente de aumento da resistência não-drenada s_u com a profundidade; e

γ' = peso específico submerso ao longo do perfil sedimentar.

O **Mapa II.6.1.3.2-6** apresenta a distribuição de fatores de segurança limitada à área dos blocos BM-BAR-5 e BM-BAR-3, onde podem ser vistas as regiões com menores valores de FS. É importante salientar que um mecanismo de disparo é pré-requisito para a ruptura de um talude. Se nada ocorrer no talude ou próximo a ele, ele não deslizará. Deve ser também notado que eventos ou processos de disparo de movimentos de massa podem introduzir forças atuantes adicionais no talude, bem como influenciar adversamente a resistência ao cisalhamento do solo. Tais efeitos podem modificar os FS calculados e a localização das áreas críticas quanto à estabilidade do piso marinho.

Os valores resultantes, sob a atuação do carregamento estático (aceleração da gravidade) em condições não-drenadas, foram considerados estáveis ($FS > 1,50$) na grande maioria da área limitada pelo estudo, indicando pouca suscetibilidade à ocorrência de escorregamentos translacionais rasos, na ausência de mecanismos de disparo e de anormalidades localizadas.

Embora as porções leste de BM-BAR-5 (caracterizada pelo canal meandrante) e oeste de BM-BAR-3 (associada às escarpas de cânions) tenham apresentado fatores de segurança críticos ($FS \leq 1$), sabe-se que no método de talude infinito tem-se a premissa de que a superfície de ruptura acompanharia a inclinação do fundo do mar, considerando a camada de lama normalmente adensada contínua mesmo em taludes inclinados.

Mapa II.6.1.3.2-6 – Fatores de segurança nos Blocos BM-BAR-3 e BM-BAR-5.

A resistência de qualquer sedimento depende, dentre outros fatores, das condições de drenagem operando durante a ruptura. É, portanto, essencial que se faça uma distinção entre os mecanismos de ruptura drenado e não-drenado. A inclinação do talude na qual um deslizamento ocorre é fortemente dependente se um mecanismo de disparo que induz uma ruptura é do tipo drenado ou não-drenado.

Não há excessos de poro-pressão em um mecanismo de ruptura drenado. Ao se considerar o equilíbrio de forças nas direções horizontal e vertical para a fatia apresentada na Figura II.5.1.2-16 a seguir, a relação entre o ângulo do talude na ruptura e as propriedades do sedimento pode ser deduzida como sendo igual à:

$$\tan \alpha = \tan \phi' + \frac{c'}{\gamma' \cdot H} \cdot \sec^2 \alpha \quad (1)$$

Onde:

α = ângulo de inclinação do talude em relação à horizontal (°);

ϕ' = ângulo de atrito interno efetivo do solo (°);

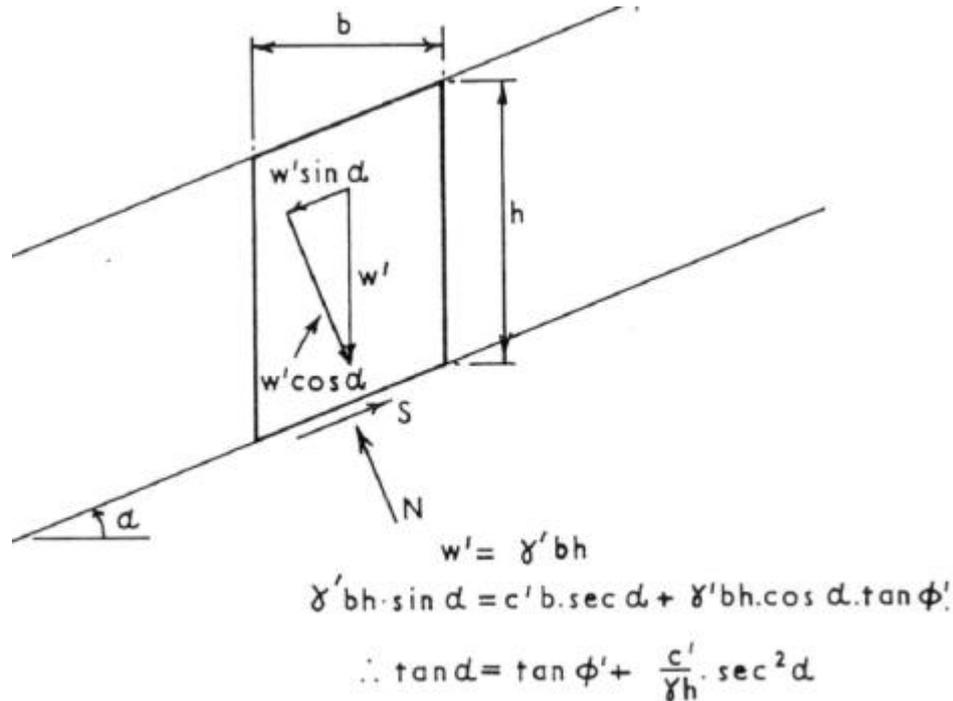
c' = coesão efetiva do solo (kPa);

γ' = peso específico submerso do solo (kN/m³);

H = espessura da camada de solo analisada (m).

Quando o sedimento é uma argila normalmente adensada ou um silte ou areia não-cimentada, a seguinte relação existe na ruptura:

$$\tan \alpha = \tan \phi' \quad (2)$$



Fonte: MORGENSTERN (1967)

Figura II.6.1.3.2-13 – Equilíbrio de um talude infinito sob condições drenadas.

O mecanismo de ruptura drenado é mais geralmente causado por sobrecarga deposicional. Já que o ângulo de atrito ϕ' para um material estável é geralmente maior do que 20 graus, e o fundo marinho no bloco em estudo possui inclinações em média inferiores a essa, verifica-se que uma ruptura de talude sob condições drenadas não se constitui em um mecanismo significante na área do bloco.

Entretanto, nos locais onde a declividade seja superior a esse valor de ângulo de atrito efetivo do solo, poder-se-ia esperar uma ruptura sob condições drenadas.

A ruptura de um talude sob condições não-drenadas pode ser causada por tensões geradas durante deposição rápida ou erosão. O carregamento dinâmico devido a terremotos também produzirá uma ruptura do tipo não-drenada.

A influência de um terremoto na análise de estabilidade de taludes sob condições não-drenadas pode ser levada em conta ao se introduzir uma força de corpo horizontal, k , como um percentual da força gravitacional, e considerar o equilíbrio de uma fatia em um talude infinito. Terremotos em geral produzirão uma aceleração vertical, mas essa é geralmente menor do que a aceleração horizontal, e por simplicidade será aqui desprezada.

Considerando o equilíbrio da fatia mostrada na Figura II.5.1.2-15, e resolvendo as forças paralelas ao talude, obtém-se a equação 3:

$$S_u \cdot l = W' \cdot \text{sen} \alpha + k \cdot W \cdot \text{cos} \alpha \quad (3)$$

Onde:

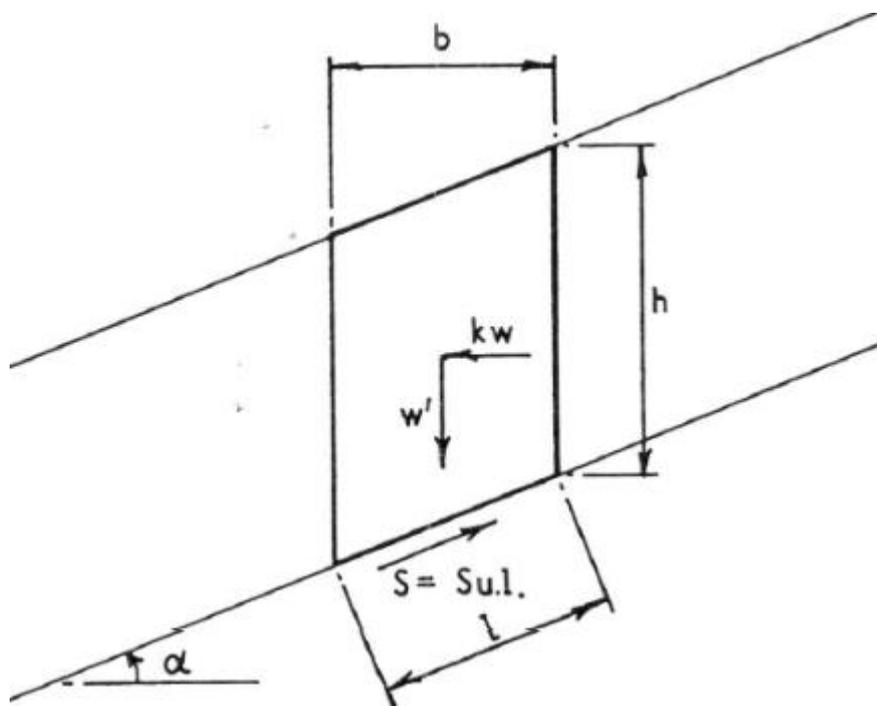
S_u = resistência ao cisalhamento não-drenada do solo mobilizada na ruptura;

W' = peso submerso da fatia = $\gamma' \cdot b \cdot h$;

W = peso da fatia = $\gamma \cdot b \cdot h$;

l = comprimento da base da fatia;

k = percentual da aceleração da gravidade ($g = 9,81 \text{ m/s}^2$).



Fonte: MORGENSTERN (1967)

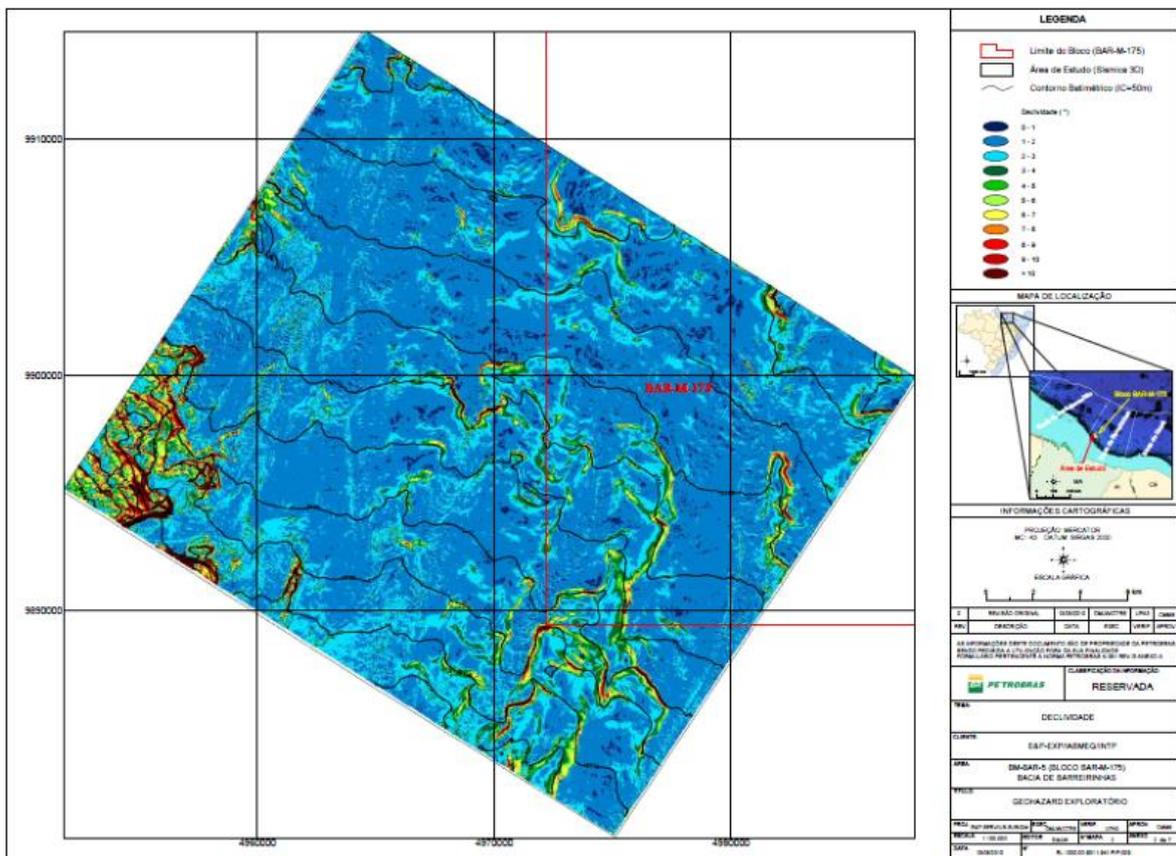
Figura II.6.1.3.2-14 – Equilíbrio de um talude infinito sob condições não-drenadas

Após simplificações, a equação 3 se reduz para:

$$\frac{S_u}{\gamma' \cdot H} = \frac{1}{2} \cdot \text{sen}(2 \cdot \alpha) + k \cdot \frac{\gamma}{\gamma'} \cdot \text{cos}^2 \alpha \quad (4)$$

Como visto, a equação 4 se relaciona, para ruptura não-drenada, ao ângulo do talude no qual ocorre a ruptura, à resistência não-drenada e ao peso específico do sedimento, à espessura da camada de solo analisada e à aceleração sísmica horizontal.

O Bloco BM-BAR-5 está situado na porção intermediária da Bacia de Barreirinhas, no domínio fisiográfico do Sopé Continental, entre as isóbatas de -2.370 e -3.000 metros e orientado segundo a direção de mergulho NE. O relevo do fundo marinho na área do bloco é irregular devido aos processos de movimento de massa e influência de falhas geológicas profundas. A declividade na área varia de 0 a 8 graus, sendo sua média em torno de 1 grau (**Figura II.6.1.3.2-15**).



Fonte: PETROBRAS/E&P-SERV/US-SUB/GM (2010).

Figura II.6.1.3.2-15 – Mapa de declividade do Bloco BM-BAR-5.

Para este estudo preliminar de estabilidade de taludes, considerou-se o solo local como constituído por lama normalmente adensada. SKEMPTON (1969) observou que a razão $S_u / \gamma' \cdot H$ para solos normalmente adensados varia de aproximadamente 0,2 a 0,5 para a maioria dos tipos de argila. À título de exemplo, usando a equação 4 e o valor de 0,20 para a razão $S_u / \gamma' \cdot H$, o fator de segurança para solos normalmente adensados foi calculado para declividades variando de 0 a 20 graus, considerando uma aceleração sísmica nula e sob condições hidrostáticas, e os resultados foram plotados no gráfico da **Fonte:**

Petrobras

Figura II.6.1.3.2-16:



Fonte: Petrobras

Figura II.6.1.3.2-16 – Variação no fator de segurança não-drenado com ângulo do talude, para um talude infinito submerso constituído por solo normalmente adensado usando resistência não-drenada e sob condições hidrostáticas.

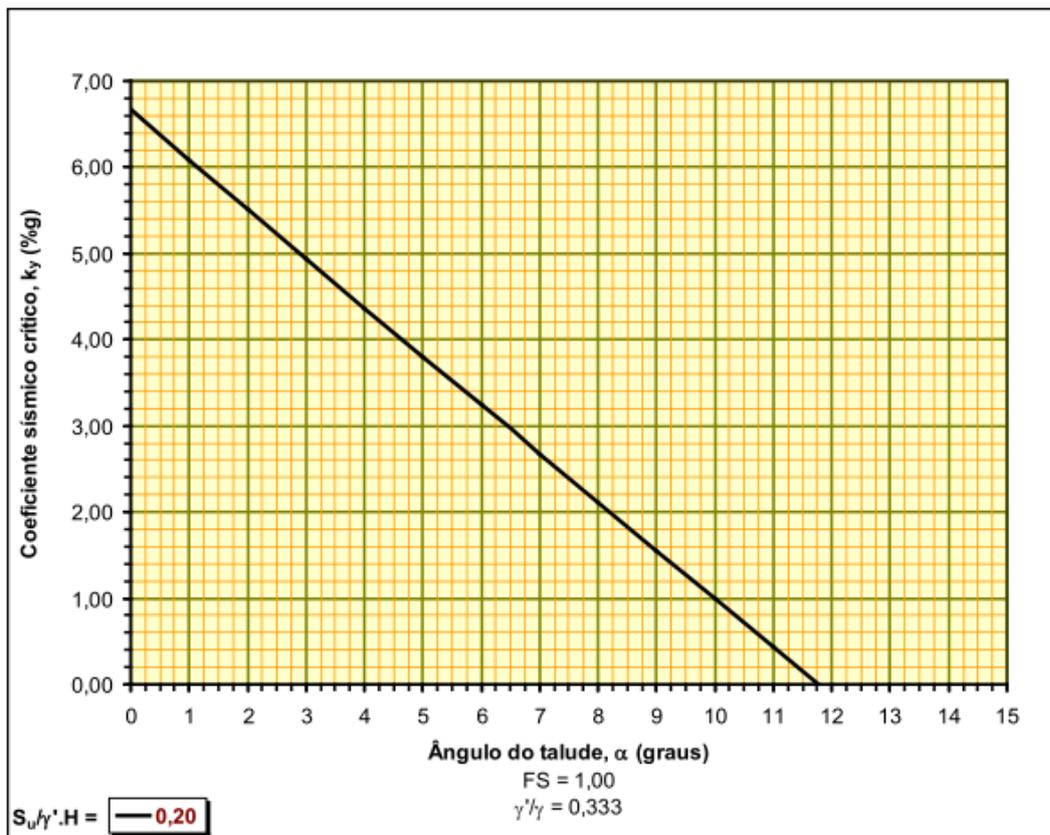
A partir do gráfico da **Fonte: Petrobras**

Figura II.6.1.3.2-16 nota-se que, considerando a estabilidade do fundo marinho da área sem qualquer carregamento devido à terremotos (apenas a carga estática gravitacional) e sem excesso de poro-pressões, taludes constituídos por solo normalmente adensado sujeitos à carregamento não-drenado não seriam estáveis em inclinações superiores a 12 graus. Já sedimentos sobreadensados seriam estáveis em taludes mais íngremes. Rupturas não-drenadas em gradientes mais suaves (menos do que 3°), poderiam somente ocorrer em materiais muito moles ($S_u / \gamma' \cdot H \leq 0,05$).

Considerou-se também a ação de sismos sobre os taludes submarinos do Bloco BM-BAR-5. Para os sedimentos nessa área adotou-se para a razão γ / γ' o valor de 3 e para o parâmetro adimensional $S_u / \gamma' \cdot H$ o mesmo valor de 0,20 anteriormente utilizado. Substituindo-se esses valores na equação 5 abaixo, a relação entre o ângulo do talude α e o coeficiente sísmico horizontal crítico k_y (talude na condição de equilíbrio limite – FS = 1,0 – para que se obtenha uma ruptura sob condições não-drenadas na área investigada), obtém-se o gráfico da **Fonte: Petrobras**

Figura II.6.1.3.2-17. Neste gráfico os resultados foram plotados para α variando de 0 a 11,79°.

$$k_y = \frac{\gamma'}{\gamma} \cdot \left(\frac{S_u}{\gamma' \cdot H \cdot \cos^2 \alpha} - \tan \alpha \right) \quad (5)$$



Fonte: Petrobras

Figura II.6.1.3.2-17 – Relação entre o ângulo do talude e a aceleração horizontal devida a terremotos para um talude infinito no equilíbrio limite.

Através da **Fonte: Petrobras**

Figura II.6.1.3.2-17, verifica-se que mesmo pequenas acelerações induzidas por terremotos são suficientes para disparar movimentos de massa sob condições não-drenadas nos taludes mais inclinados do bloco.

Tomando-se 1° como a declividade média do piso marinho no Bloco BM-BAR-5, e assumindo uma razão de resistência $S_u / \gamma'.H$ de 0,20, pode-se ver pela **Fonte: Petrobras**

Figura II.6.1.3.2-17 que um talude romperia sob condições não-drenadas com uma aceleração horizontal de 6,09% da aceleração da gravidade.

Durante a atividade de perfuração no Bloco BM-BAR-5 está prevista a utilização de uma sonda que possui sistema de posicionamento dinâmico e, portanto, não haverá uma ligação física da plataforma com o fundo do mar, exceto pelos equipamentos de perfuração. Além disso, os projetos de revestimento e

cimentação são projetados para resistir a possíveis movimentações dos substratos a serem perfurados.

Os riscos operacionais esperados nestes casos são: influxo de fluidos das formações nos poços; fratura da formação e descontrole do poço.

Quanto às medidas preventivas e corretivas para minimizar os riscos acima mencionados, os principais procedimentos a serem seguidos durante a perfuração para manter o estrito controle do poço são:

- Perfuração com peso de lama adequado, trabalhando em overbalance, ou seja, com pressão de fluido acima da pressão esperada da formação;
- Monitoramento permanente do nível do fluido de perfuração através de sensores de fluxo e do tanque de manobra;
- Verificação do nível do fluido de perfuração (observando que não haja perda nem influxo de fluido) durante retirada da coluna ou em paradas e conexões;
- Realização de treinamento periódico de controle de “kick” com o objetivo de assegurar que os funcionários envolvidos na perfuração estejam capacitados para o controle do poço e testar seu poder de reação em situações inesperadas;
- Evitar paradas de perfuração prolongadas;
- Monitoramento de todos os parâmetros de perfuração necessários, utilização de algoritmos e relações para comparar os dados obtidos da formação que esteja sendo perfurada, fazendo correlação com litologias análogas e/ou poços vizinhos, observando as variações dos parâmetros de perfuração que possam indicar anomalias de pressão;
- Utilização de sensores de detecção de gás e cromatografia gasosa, recursos de “mud logging” para detectar possíveis influxos;
- Observação da angulosidade dos cascalhos, tamanho e densidade dos mesmos para a detecção de mudanças inesperadas na litologia que possam indicar uma zona de pressão anormal;
- Utilização de recursos como a perfilagem de poço a cabo ou com a perfuração, que fornecem registros tais como resistividade, perfis sônicos entre outros;

- Estocagem de quantidade adequada de baritina na sonda, para uso em caso de necessidade de aumentar o peso do fluido de perfuração;
- e
- Utilização de volume adequado de fluido de perfuração, mantendo permanentemente uma reserva disponível para o caso de necessidade de amortecer o poço.

Quando um influxo for detectado, o procedimento imediato é parar a perfuração e fechar a válvula de segurança do poço – BOP. Esta válvula isola o poço confinando a pressão e prevenindo um influxo maior. Então se inicia a circulação do poço mantendo o influxo controlado e aumentando o peso do fluido de perfuração para exercer uma pressão maior que a da formação até certificar-se que o poço está novamente estável.

No que diz respeito à possibilidade de ocorrência de movimentos gravitacionais de massa, a Petrobras informou que conforme indicado acima, as informações acerca da estabilidade do fundo oceânico na área do bloco BM-BAR-5 foram apresentadas no item “II.5.1.2.6. Condições de Estabilidade Locais do Bloco BM-BAR-5” do Relatório de Controle Ambiental (RCA), encaminhado ao IBAMA por meio da carta E&P- EXP/SMS 0278/2009, de 30/10/2009.

Quanto à caracterização geotécnica das áreas dos blocos BM-BAR-5 e BM-BAR-3, optou-se pela atualização das informações considerando os resultados obtidos para ambos os blocos BM-BAR-5 e BM-BAR-3, uma vez que são áreas contíguas e cujos resultados são complementares para o entendimento das características geológicas, geotécnicas e das condições de estabilidade de fundo da região.

O Bloco BM-BAR-3 está situado na transição entre as feições fisiográficas talude e sopé. A lâmina d'água varia entre 1950 m e 2535 m de profundidade, aproximadamente, e o fundo marinho está orientado segundo a direção de mergulho N-NE. A área apresenta declividade média de 2,5 °.

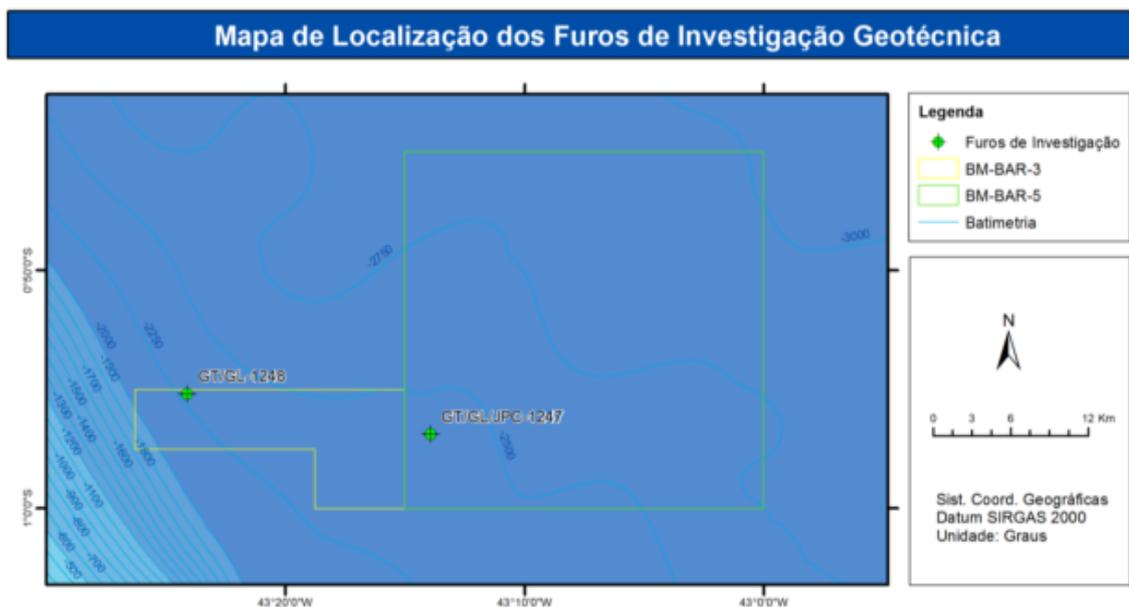
O Bloco BM-BAR-5 está localizado no domínio fisiográfico sopé continental, entre as isóbatas de 2370 m e 3000 m, aproximadamente, e orientado segundo a direção de mergulho NE. O relevo do fundo marinho na área do bloco é irregular devido aos processos de movimento de massa pretéritos e influência de falhas geológicas profundas. Observa-se a presença de um cânion submarino com

bordas bem definidas e regiões canalizadas com extremidades não tão bem definidas. Esse cânion passa também pelo extremo sudeste do BM-BAR-3.

Para caracterização geotécnica da área, foram analisados dados provenientes de ensaios in situ de penetração de piezocone (PCPT) e amostragens geológicas e geotécnicas realizadas com amostrador à gravidade tipo Jumbo Piston Corer.

Segundo o furo de investigação GT/GL-1248, localizado a oeste da área do Bloco BM-BAR-3 e de menor lâmina d'água (**Figura II.6.1.3.2-18**), o solo encontrado é composto predominantemente de argila com perfil de resistência não-drenata (Su) crescente com a profundidade, apresentando uma camada um pouco mais resistente de pequena espessura no topo do perfil, um pequeno batente de resistência a 19,3 metros de profundidade e variações de fator de atrito em camadas mais profundas.

Para a região de talvegue de cânion, o furo de investigação GT/JPC/GL-1247, localizado no Bloco BM-BAR-5 (**Figura II.6.1.3.2-18**), identificou perfil de solo predominantemente argiloso, composto de um perfil de resistência não-drenada (Su) crescente com a profundidade em camadas mais rasas, e perfil heterogêneo em camadas mais profundas. São identificadas também intercalações de material arenoso de pequena espessura, apresentando valores de atrito altos e picos de resistência acompanhados de baixos valores de poro-pressão.



Fonte: Petrobras.

Figura II.6.1.3.2-18 – Mapa com a localização dos furos de investigação GT/GL-148 e GT/JPC/GL-1247 nos Blocos BM-BAR-3 e BM-BAR-5, respectivamente.

A partir dos dados de investigação geotécnica, foi realizada uma análise de estabilidade de taludes espacial da área, baseada no método de equilíbrio limite, onde se avalia a razão entre as tensões cisalhantes disponíveis numa superfície de ruptura para resistir ao seu deslizamento (resistência do solo) e as tensões que solicitam o talude na direção de seu movimento, obtendo assim os fatores de segurança.

Modelou-se, deterministicamente, a atuação do carregamento estático (aceleração da gravidade) sob condições do solo não-drenada, em termos de tensões totais:

$$FS = \frac{(Su_0/h) + \xi}{\gamma' \cdot \text{sen}(\alpha) \cdot \text{cos}(\alpha)}$$

Onde:

FS = fator de segurança estático contra escorregamentos para a condição não-drenada;

h = espessura de sedimentos acima do plano de ruptura perpendicular à superfície do talude (obtida a partir de interpretação dos ensaios de cravação de piezocone);

Su0 = resistência ao cisalhamento não-drenada no topo do perfil sedimentar;

ξ = gradiente de aumento da resistência não-drenada Su com a profundidade;

γ' = peso específico submerso ao longo do perfil sedimentar; e

α = declividade do fundo do mar (declividade).

A determinação dos fatores de segurança se baseou nos parâmetros geotécnicos oriundos do furo de investigação GT/JPC/GL-1247, localizado na área do Bloco BM-BAR-5, e do furo GT/GL-1248, localizado na área do Bloco BM-BAR-3 (**Quadro II.6.1.3.2-3** e **Figura II.6.1.3.2-18**), além da declividade de fundo marinho a partir de sísmica tridimensional. Todos os dados foram rasterizados usando um Sistema de Informações Geográficas (ArcGIS). Combinando-os de acordo com a formulação acima se obteve um valor de FS em cada pixel individual, ignorando-se a influência de seus pixels vizinhos.

Quadro II.6.1.3.2-4 – Parâmetros geotécnicos definidos para análise de estabilidade de taludes em mapa.

Furo	h (m)	ζ (kPa/m)	S_{u0} (kPa)	γ' (kN/m ³)
GT/JPC/GL-1247	11,0	1,41	2,79	5,84
GT/GL-1248	10,5	1,27	3,02	5,05

Onde:

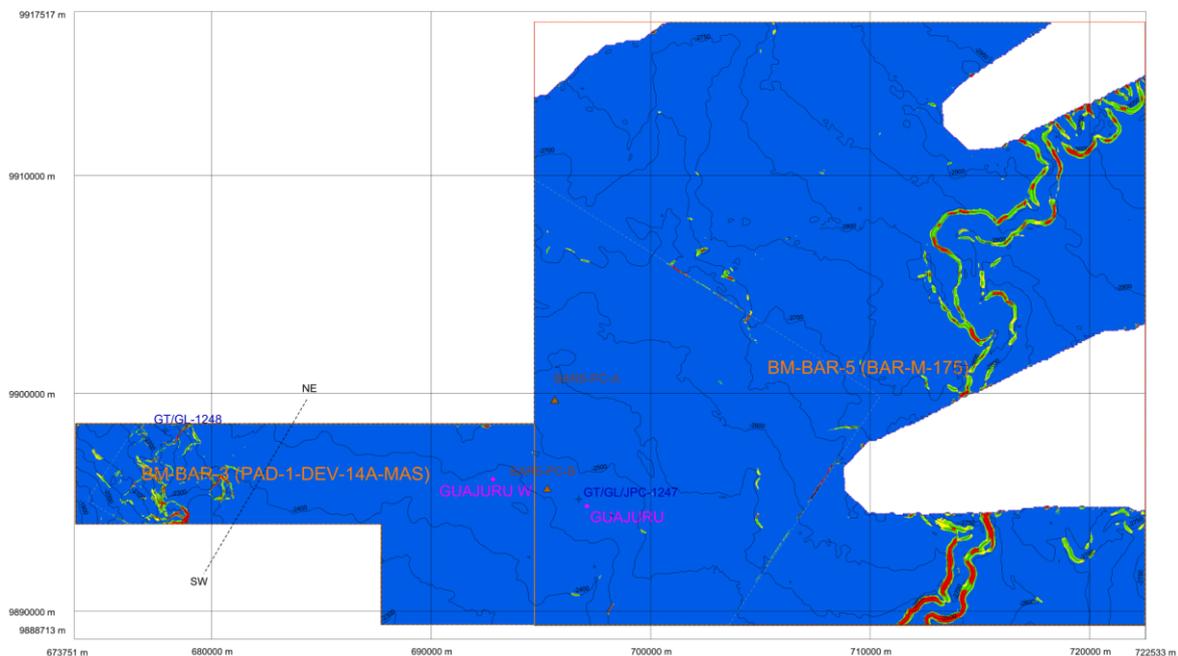
h = espessura de sedimentos acima do plano de ruptura perpendicular à superfície do talude (obtida a partir de interpretação dos ensaios de cravação de piezocone);

S_{u0} = resistência ao cisalhamento não-drenada no topo do perfil sedimentar;

ζ = gradiente de aumento da resistência não-drenada s_u com a profundidade; e

γ' = peso específico submerso ao longo do perfil sedimentar.

O mapa apresentado na **Figura II.6.1.3.2-19** ilustra a distribuição de fatores de segurança, limitada à área abrangida por sísmica tridimensional dos blocos BM-BAR-5 e BM-BAR-3, onde podem ser vistas as regiões com menores valores de FS.

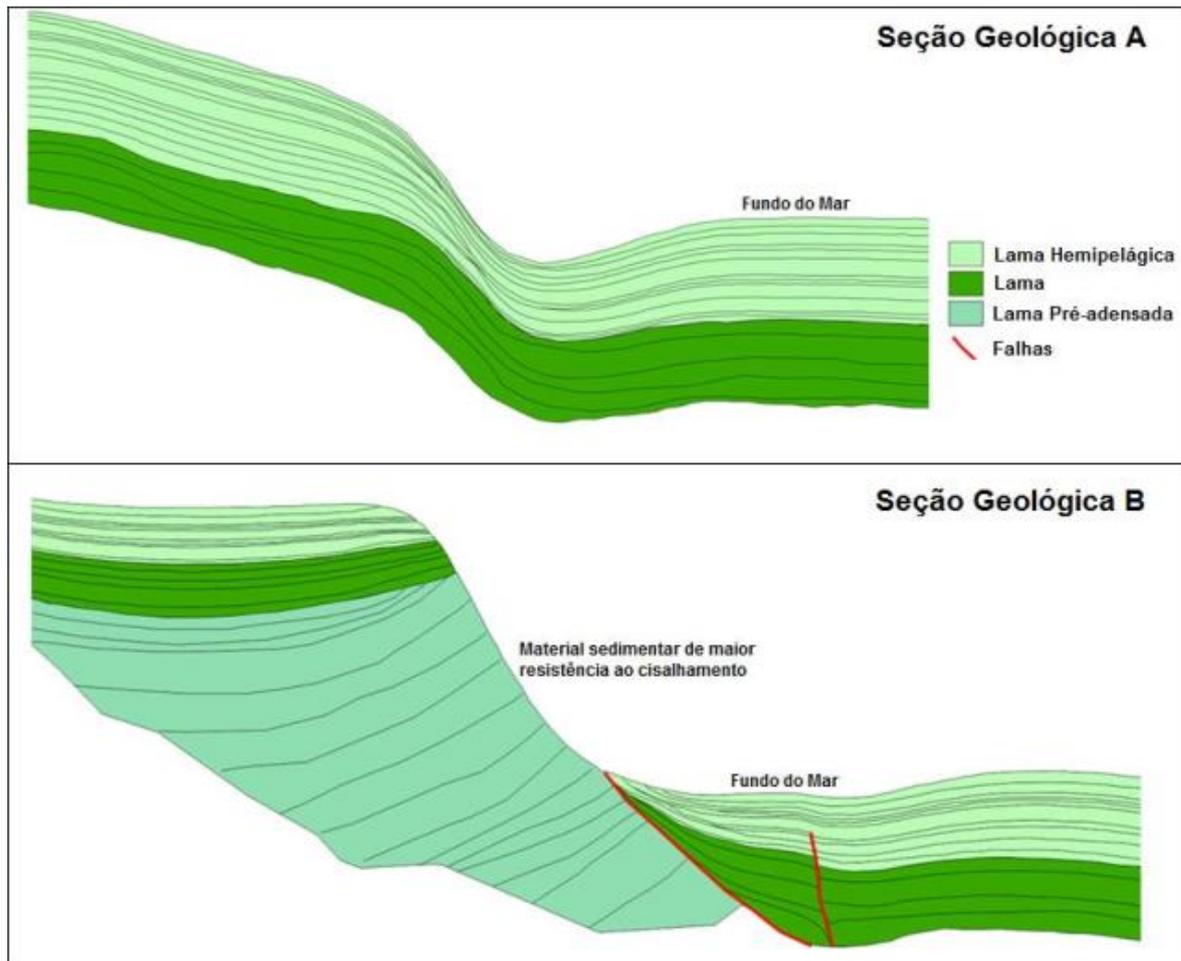


Fonte: Petrobras.

Figura II.6.1.3.2-19 – Mapa de distribuição de fatores de segurança obtidos na área abrangida por sísmica tridimensional nos blocos BM-BAR-5 e BM-BAR-3, na Bacia de Barreirinhas.

É importante salientar que um mecanismo de disparo é pré-requisito para a ruptura de um talude. Se nada ocorrer no talude ou próximo a ele, ele não deslizará. Deve ser também notado que eventos ou processos de disparo de movimentos de massa podem introduzir forças atuantes adicionais no talude, bem como influenciar adversamente a resistência ao cisalhamento do solo. Tais efeitos podem modificar os FS calculados e a localização das áreas críticas quanto à estabilidade do piso marinho.

Os valores resultantes, sob a atuação do carregamento estático (aceleração da gravidade) em condições não drenadas, foram considerados estáveis ($FS > 1,50$) na grande maioria da área limitada pelo estudo, indicando pouca suscetibilidade à ocorrência de escorregamentos translacionais rasos, na ausência de mecanismos de disparo e de anormalidades localizadas. A porção sudoeste de BM-BAR-3 apresentou fatores de segurança críticos ($FS \leq 1$) associados às escarpas de cânions, porém, no método de talude infinito, tem-se a premissa de que a superfície de ruptura acompanharia a inclinação do fundo do mar, considerando a camada de lama normalmente adensada contínua mesmo em taludes inclinados (Figura 3 – Seção Geológica A). Sabe-se, no entanto, que as áreas de escarpas, como as observadas no Bloco BM-BAR-3, são caracterizadas por lama pré-adensada aflorando em talude, o que resulta em maior resistência à ruptura e, conseqüentemente, menor probabilidade de descolamento de material sedimentar (**Figura II.6.1.3.2-20** – Seção Geológica B). Trata-se, portanto, de uma análise conservadora.



Fonte: Petrobras.

Figura II.6.1.3.2-20 – Modelos deposicionais característicos para ilustração de padrões de subsuperfície. Seção Geológica A: padrão adotado no método de talude infinito; Seção Geológica B: padrão esperado para regiões de escarpas de cânions.

Visto isso, reforça-se que a segurança de um talude natural depende de muitos aspectos, incluindo, mas não limitados a, geometria do talude, resistências ao cisalhamento drenada/não-drenada do solo e regime de poro-pressão in situ.

Fatores pré-condicionantes e fontes de disparo naturais potenciais para a ocorrência de deslizamentos na área também foram investigados. Comparada com outras margens continentais do mundo, o talude continental da Bacia de Barreirinhas tem taxas de sedimentação bastante baixas (média de 9,1 cm/1000 anos). Portanto, excessos de poro-pressão devidos à carga de sedimentos são altamente improváveis de se desenvolver. Os dados atualmente disponíveis não testemunharam a evidência de fluxo de fluidos, nem as amostras ou os dados sísmicos indicaram a presença de gás raso. Do ponto de vista do potencial de

disparo de deslizamentos pela ocorrência de acelerações associadas a abalos sísmicos, a margem continental do Nordeste do Brasil pode ser considerada assísmica.

Verifica-se então que, nas condições de nível de mar atual (mar alto), não se reconhece a hipótese dos sedimentos da borda da plataforma serem mobilizados até a região do empreendimento submarino. Por fim, certifica-se que a ameaça sísmica não é significativa, uma vez que a Margem Atlântica não possui grande atividade ou suscetibilidade a ocorrência de sismos de grande magnitude, cujo tempo de recorrência é muito elevado.

Os prospectos estudados para os Blocos BM-BAR-5 e BM-BAR-3 têm como objetivo arenitos de idade Turoniana, associados a eventos/correntes turbidíticos que levaram sedimentos continentais e plataformais a porções mais profundas da bacia, no referido andar.

Os dados de subsuperfície existentes limitam-se a três poços perfurados em águas profundas e aos dados sísmicos adquiridos recentemente. Nenhum dos três poços atingiu ou amostrou a rocha geradora e/ou reservatório de idade Turoniana, alvos dos prospectos identificados nos Blocos BM-BAR-5 e BM-BAR-3. Credita-se aos folhelhos do Turoniano a geração de hidrocarboneto, de origem marinha, que provavelmente abasteceria os reservatórios sobrepostos e adjacentes.

Uma reavaliação bioestratigráfica dos poços existentes, juntamente com a interpretação dos novos dados sísmicos, permitiram ajustes nas profundidades dos objetivos, assim como a correlação com a cronoestratigrafia dos objetivos.

O potencial gerador das rochas pelíticas, associadas ao ambiente marinho anóxico durante o Turoniano, é indiscutível e de consenso mundial. Porém, na Bacia de Barreirinhas não há constatação do potencial deste sistema petrolífero, em função de uma campanha acanhada de perfuração em águas profundas.

As rochas geradoras do sistema petrolífero (Turoniano / Turoniano) foram depositadas sob condições de baixa oxigenação de fundo, correspondendo a eventos globais de anoxia (Jenkyns, 1978, Jenkyns, 1980 e Arthur, 1988), conhecidos na literatura por OAEs (“Ocean Anoxic Events” – Eventos Oceânicos Anóxicos). Neste caso, esse evento global é conhecido por diversas denominações, tais como: “Cenomanian-Turonian boundary event”, ou “the Cenomanian-Turonian extinction event”, ou o “Bonarelli Event”, ou “the

Cenomanian-Turonian anoxic event”, ou simplesmente o “OAE2”. Jenkyns (1980) individualizou 3 eventos de deposição pelágica, ocorridos no Cretáceo e registrados em diversas bacias situadas na margem continental do pretérito Mar de Tethys. O “OAE2” é o segundo evento do Cretáceo, que marca justamente a passagem do andar Cenomaniano para o Turoniano, alvo de prospecção na área estudada.

A sequência pelágica, referente ao evento anóxico “OAE2”, depositada sincronicamente em diversas bacias no mundo (Tsikos, 2004a, Tsikos, 2004b e Arthur, 1988) é identificada por apresentar semelhantes características bioestratigráficas e geoquímicas (orgânicas e isotópicas). A abundância de foraminíferos planctônicos e de radiolários é uma característica bioestratigráfica desse nível. As características geoquímicas diagnósticas são:

- aumento do teor de carbono orgânico total (COT);
- enriquecimento relativo dos valores de ^{13}C ; e
- enriquecimento relativo de compostos orgânicos específicos tais como isoprenóides acíclicos, esteranos e hopanos.

Dessa forma, buscou-se nos bancos de dados da Petrobras e da Agência reguladora, primeiramente, um cronocorrelato ao nosso objetivo, isto é, reservatórios depositados no mesmo período, mesmo contexto deposicional e com taxa de soterramento similar. Além da correlação com as rochas reservatórios, buscou-se também uma correlação com as rochas geradoras de hidrocarboneto, associadas ao início do andar Turoniano.

As propriedades dos fluidos (grau API, densidade, viscosidade e fator volume de formação) adotadas nas simulações de derrame de óleo, assim como características dos reservatórios, são aquelas que ocorrem no campo de Piranema (Bacia de Sergipe-Alagoas), onde a rocha geradora também é de idade Turoniana correspondendo ao globalmente conhecido “OAE2”. Assim como as rochas reservatório são cronocorrelatas, interpretadas como areias turbidíticas com soterramento muito próximo ao esperado nos prospectos do BM-BAR-5 e BM-BAR-3.

Com o objetivo de buscar dados de fluido com menor risco de contaminação, os dados de fluido foram coletados a partir de amostras em condições de reservatório (pressão e temperatura), em um teste de formação realizado no poço 3-PRM-12-SES.

As propriedades do hidrocarboneto do andar Turoniano, listadas abaixo, foram adquiridas a partir de análises PVT, em amostras de óleo, coletadas no teste de formação a poço revestido (TFR-01A) no poço 3-PRM-12-SES, na Bacia Sergipe-Alagoas. Teste realizado no intervalo de 2.998,2 m a 3.052,2 m. Assim como as propriedades do reservatório são provenientes dos reservatórios da mesma idade associados à sedimentação turbidítica que progradam na Bacia Sergipe-Alagoas e testado no poço 3-PRM-12-SES.

Propriedades do fluido:

- μ = Viscosidade do fluido = 1,34 cp
- BO= Fator de volume de formação = 1.5 res bbl/STB (valor conservador)
- Óleo com 40° API

Propriedades do reservatório e características do poço:

- k = permeabilidade = 100 mD
- h = espessura do reservatório = 208,3 pés (63,5m) (primeira areia, associada a sistemas turbidíticos)
- Profundidade vertical verdadeira do reservatório principal (poço vertical) = 5.515 m
- $p_e - p_{wf}$ = pressão externa do reservatório – pressão de fluxo do poço = queda de pressão = - 8,0 psi
- LDA = lâmina d'água = 2483 m
- S = Fator de dano = 3 (conservador)
- r_e/r_w = raio de drenagem externa/raio do poço = 1,25
- Diâmetro do orifício de vazão do poço = 12,25 polegadas

Finalmente, cabe ressaltar que a metodologia de buscar cronocorrelatos para rochas geradora e reservatório é um princípio na indústria do petróleo, em especial em áreas de fronteiras onde há ausência de dados diretos de subsuperfície, ou seja, poços, amostras de rocha e hidrocarboneto. No caso específico da área em estudo, para a simulação de derrame de óleo, foram utilizados dados de rocha geradora, de fluido e rocha reservatório num contexto deposicional e taxa de soterramento similares, em um mesmo intervalo cronoestratigráfico de outra bacia sedimentar brasileira, Bacia Sergipe-Alagoas

Análise da Possibilidade de Ocorrência de Zonas de Alta Pressão no Trajeto da Perfuração

Os principais mecanismos geradores de sobrepressão estão ligados a:

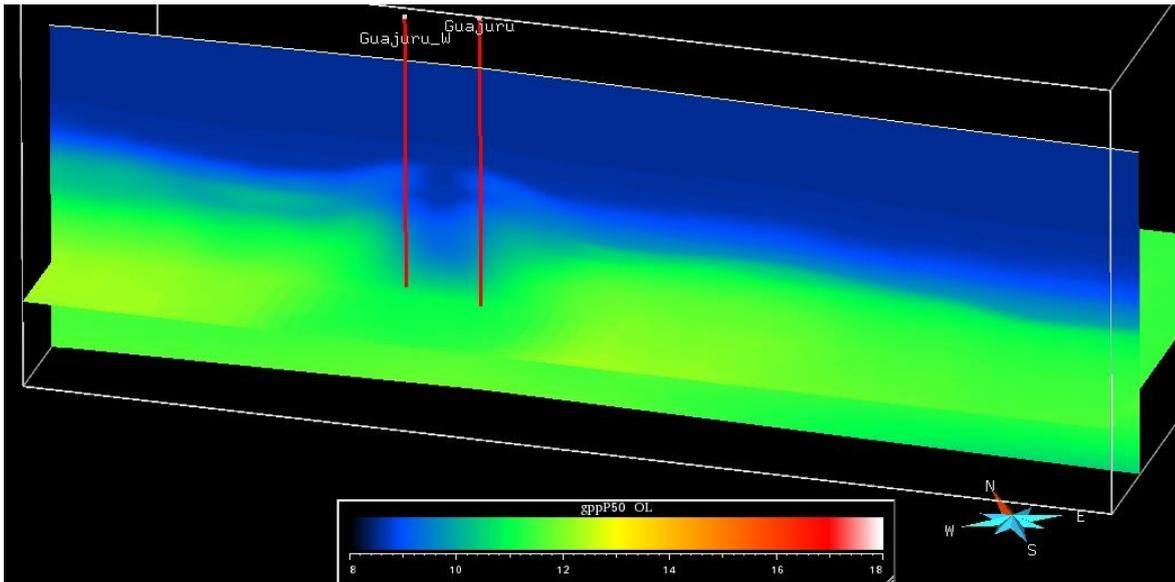
- Tensões (desequilíbrio de compactação e tensão lateral - tectônica);
- Expansão de fluidos (conversão de querogênio, geração de gás e transformação de argilas).

A metodologia utilizada nesta modelagem foi desenvolvida originalmente por Hottmann e Johnson (1965) e Eaton (1975) para aplicações em seções argilosas deltaicas subcompactadas do Golfo do México.

Segundo os autores, é consenso a importância dos fatores tempo e permeabilidade na formação de pressões anormalmente altas. Também concordam que o desequilíbrio de compactação e a geração de hidrocarbonetos são importantes mecanismos geradores de anomalias de pressão em vários tipos de bacias. A compressão lateral ganha destaque em bacias submetidas a grandes esforços tectônicos. Já a transformação de argilas pode ter uma importância menor, ainda que este não seja tópico consensual entre os diversos pesquisadores.

Foram utilizados dados correlatos para esta modelagem, sendo o principal poço de correlação o 1-DEV-0014A-MAS, apesar de localizar-se fora do campo de velocidades adquirido.

A modelagem realizada gerou o modelo 3D de geopressões, a partir do campo de velocidades 3D do BM-BAR-5, calibrado com os dados do peso de lama, teste de formação e testes de absorção do 1-DEV-0014A-MAS e modelagem 1D baseada nos perfis elétricos desse poço. A **Figura II.6.1.3.2-21** apresenta o modelo volumétrico do gradiente de pressão de poros (GPPoros, em lb/gal) passando pela locação. A seção horizontal corresponde à profundidade de 5.400 m.



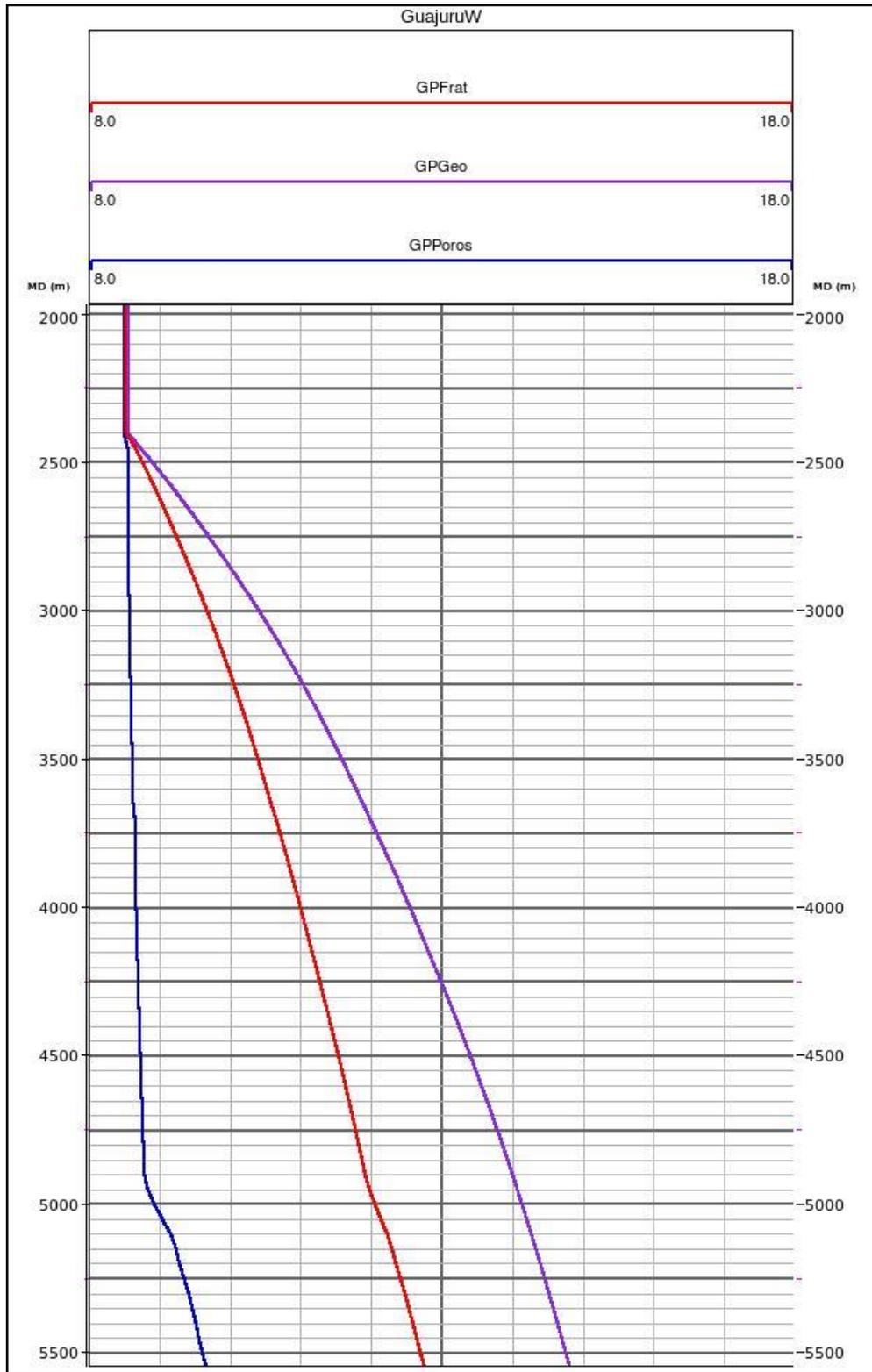
Fonte: Petrobras.

Figura II.6.1.3.2-21 – Modelo 3D do gradiente de pressão de poros (em lb/gal) do BM-BAR-5. Em destaque as locações Guajuru W.

▪ **Perfis de Gradientes de Pressão**

De forma análoga, foram utilizados dados da locação Guajuru W para a avaliação do regime de pressão da região.

A **Figura II.6.1.3.2-22** apresenta o gráfico dos gradientes de geopressões da locação Guajuru W. O prognóstico indica um gradiente de pressão de poros máximo de 9,5 lb/gal.



GPPoros: grad. pr. poros; GPFrat: grad. pr. fratura; GPGeo: grad. pr. Geostática.

Fonte: Petrobras.

Figura II.6.1.3.2-22 – Gráfico de geopressões (lb/gal) da localização Guajuru W.

O estudo de geopressões realizado para o poço Guajuru W mostra que este se encontram num regime de pressões de poros normais, não superiores a 9.5 lb/gal nas suas profundidades finais.

Para o Bloco BM-BAR-5 foram levantados dados baseando-se no cálculo de curvas de compactação normal - a partir do sônico - e avaliação de possíveis desvios, que podem ser indicativos de sub-compactação e da presença de pressões de poros anormalmente altas (**Figura II.6.1.3.2-23**). Embora esse método se aplique apenas à avaliação de pressão em seções argilosas, admite-se que pacotes arenosos isolados e imersos em sedimentos argilosos sobrepressurizados adquiram a pressão ambiente. O gráfico de geopressões (lb/gal) das locações Guajuru apresenta valores de gradiente de pressão hidrostática (GPh), gradiente de pressão dos poros (GPPoros), gradiente de pressão de fratura (GPFrat) e gradiente de pressão geostática (PGeo). O gradiente de pressão dos poros não apresentam valores superiores a 11 lb/gal.

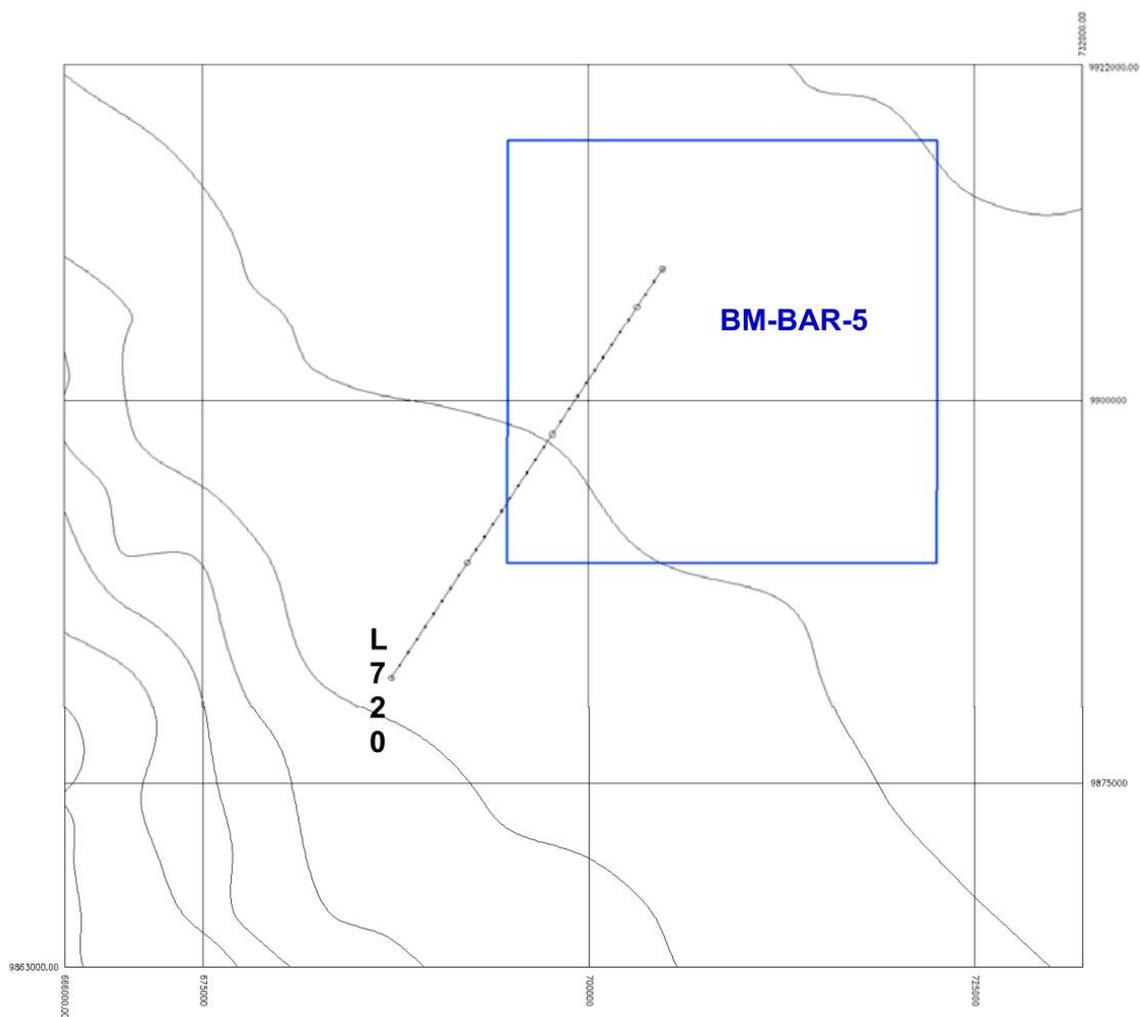
Além dessa análise, Uma seção de gradiente de pressão de poros foi gerada a partir da inversão das velocidades sísmicas de linha sísmica 720 que passa pelo bloco BM-BAR-5 (**Figura II.6.1.3.2-24**). A **Figura II.6.1.3.2-25** apresenta a seção de gradiente de pressão de poros (em libras por galão) que passa pelo Bloco BM-BAR-5. Os modelos obtidos mostram um regime hidrostático para a toda a área do bloco, incluindo as locações Guajuru. Pressões superiores a 11 lb/gal são esperadas apenas a profundidades superiores a 7000m na área do bloco.



GPPoros: grad. pr. poros; GPFrat: grad. pr. fratura; GPGeo: grad. pr. Geostática.

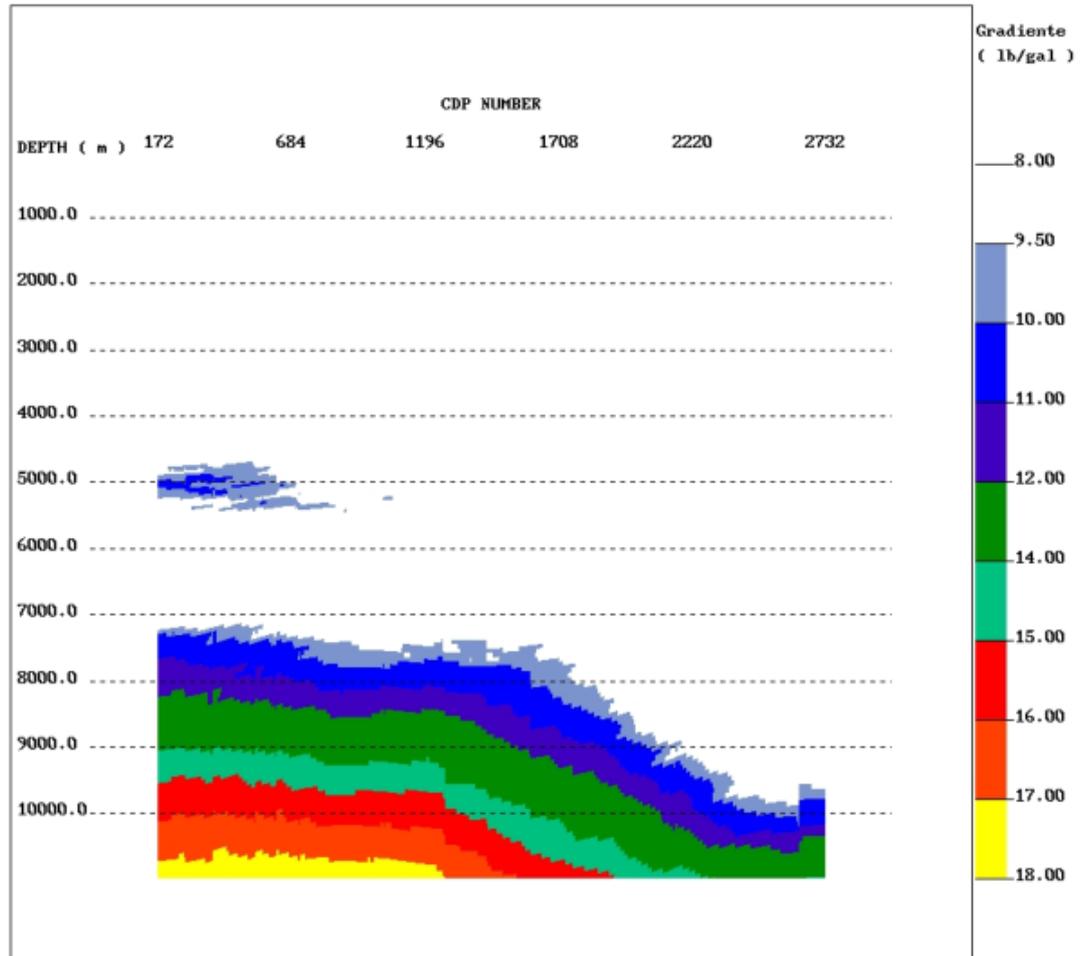
Fonte: Petrobras.

Figura II.6.1.3.2-23 – Gráfico de geopressões (lb/gal) da locação Guajuru.



Fonte: Petrobras.

Figura II.6.1.3.2-24 – Mapa base ilustrando a linha sísmica 720.



Fonte: Petrobras.

Figura II.6.1.3.2-25 – Seção de Gradiente de pressão de poros da linha 720.