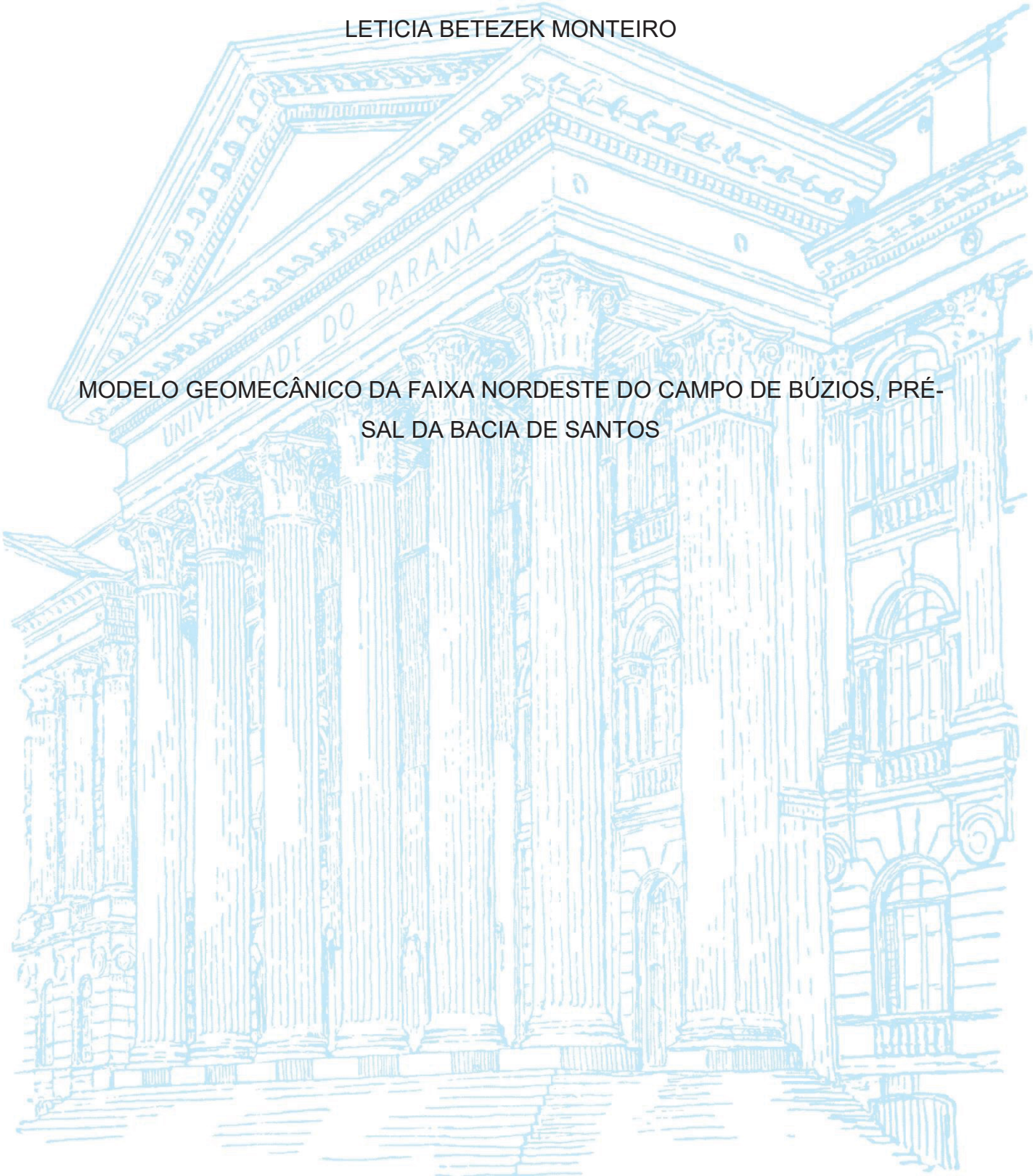
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

LETICIA BETEZEK MONTEIRO



MODELO GEOMECÂNICO DA FAIXA NORDESTE DO CAMPO DE BÚZIOS, PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS

CURITIBA

2023

LETICIA BETEZEK MONTEIRO

MODELO GEOMECÂNICO DA FAIXA NORDESTE DO CAMPO DE BÚZIOS, PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS

Dissertação apresentada ao curso de Pós-Graduação em Geologia, Setor de Ciências da Terra, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Geologia.

Orientadora: Profa. Dra. Barbara Trzaskos

Coorientador: Dr. Luis Carlos de Sousa Jr.

CURITIBA

2023

DADOS INTERNACIONAIS DE CATALOGAÇÃO NA PUBLICAÇÃO (CIP)
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
SISTEMA DE BIBLIOTECAS – BIBLIOTECA CIÊNCIA E TECNOLOGIA

Monteiro, Leticia Betezek
Modelo geomecânico da faixa nordeste do Campo de Búzios, pré-sal da Bacia de Santos. / Leticia Betezek Monteiro. – Curitiba, 2023.
1 recurso on-line : PDF.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Paraná, Setor de Ciências da Terra, Programa de Pós-Graduação Geologia.

Orientadora: Profa. Dra. Barbara Trzaskos
Coorientador: Dr. Luis Carlos de Sousa Jr.

1. Geomecânica. 2. Tensão Horizontal (Shmax). 3. Pré-sal. I. Trzaskos, Barbara. II. Sousa Jr., Luis Carlos de. III. Universidade Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Geologia. IV. Título.

Bibliotecária: Roseny Rivelini Morciani CRB-9/1585

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação GEOLOGIA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da dissertação de Mestrado de **LETICIA BETEZEK MONTEIRO** intitulada: **MODELO GEOMECÂNICO DA FAIXA NORDESTE DO CAMPO DE BÚZIOS, PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS**, sob orientação da Profa. Dra. BÁRBARA TRZASKOS, que após terem inquirido a aluna e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestra está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 28 de Abril de 2023.

Assinatura Eletrônica
02/05/2023 10:22:36.0
BÁRBARA TRZASKOS
Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica
28/04/2023 13:09:01.0
EDUARDO SALAMUNI
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica
12/05/2023 15:28:25.0
MARCOS ROBERTO FETTER LOPES
Avaliador Externo (UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE)

Documento assinado eletronicamente de acordo com o disposto na legislação federal Decreto 8539 de 08 de outubro de 2015.
Gerado e autenticado pelo SIGA-UFPR, com a seguinte identificação única: 279652
Para autenticar este documento/assinatura, acesse https://siga.ufpr.br/siga/visitante/autenticacaoassinaturas.jsp e insira o codigo 279652

DEDICATÓRIA

A meus pais.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à minha família, pelo apoio e suporte em toda trajetória até aqui. Sem vocês, nada disso seria possível.

Agradeço à Barbara Trzaskos, que mais que uma impecável mentora, orientadora e estruturalista, foi uma verdadeira amiga durante todo o período do mestrado, um dos períodos mais difíceis e desafiadores que passei. Obrigada pela compreensão, pelo ombro amigo e pelos conselhos, todos dados com todo carinho e todo coração. Sem a sua ajuda, não teria sido possível concluir este trabalho.

Agradeço ao Luis Carlos de Sousa Jr. pela coorientação e pela disponibilidade em me ajudar com seus conselhos técnicos valiosos.

Agradeço à Laryssa Ligocki e ao Alexandre Saré. Dois Engenheiros que, com todo conhecimento técnico, deram a direção dos passos que percorri, como a verdadeira bússola que todo Geólogo precisa ter consigo. Vocês fizeram a distância entre Estados Unidos e Brasil parecer pequena, para tamanha disponibilidade que se colocaram nesse último ano. Além de se tornarem meu Norte neste trabalho, vocês dois também se tornaram meu Norte profissional, dois grandes exemplos de Geomecânicos.

Agradeço ao Jorge Campos, por toda ajuda e mentoria com o processamento e interpretação dos perfis de imagem, ao Hugo Tamoto, Hugo Yamassaki, à Rafaella Antunes e à Vanessa Assis, por todas as discussões técnicas, conselhos e ajudas nos fluxos de trabalho durante o período do mestrado.

Agradeço à ANP pela disponibilização dos dados sísmicos e poços utilizados na pesquisa, ao Programa de Pós-graduação em Geologia da Universidade Federal do Paraná e ao Laboratório de Análise de Bacias (LABAP), pela oportunidade de desenvolver o projeto e pela estrutura oferecida. Agradeço também à Baker Hughes, à Lloyd's e à dGB Earth Sciences, pelo fornecimento das licenças acadêmicas dos softwares JewelSuite Geomechanics, Interactive Petrophysics (IP) e OpendTect Pro.

Foi um grande desafio me aventurar pelo mundo da Geomecânica, sendo Geóloga e nunca tendo sequer ouvido falar dessa área na graduação. Dessa forma, este trabalho significa muito mais que um mestrado, ele representa superação e força de vontade em aprender do início um assunto deverasmente complexo, ainda restrito, porém extremamente importante para a sociedade de maneira geral. De fato, a Geomecânica precisa ser mais bem conhecida pelo mundo.

RESUMO

A construção de modelo geomecânico é etapa de suma importância que afeta diversas fases da indústria do petróleo, desde a exploração até a produção. Entender as individualidades geomecânicas de uma área pode prevenir situações de perigo como *kicks*, *blowouts*, subsidências, reativação de falhas e colapsos de poços. Além de promover a segurança nas operações, o modelo geomecânico também é de vital importância na simulação de reservatórios e estimulação de poços, sendo assim, peça chave em várias etapas da exploração e produção. A elaboração do modelo geomecânico depende de quatro fatores principais: magnitude e orientação do campo de esforços, propriedades mecânicas das rochas e pressão de poros. O presente trabalho teve como objetivo construir o modelo geomecânico da faixa nordeste do Campo de Búzios, determinando a magnitude das tensões principais e a orientação do SHmax. Além disso, pretendeu-se identificar as estruturas geológicas presentes na área de estudo e associar possíveis variações da orientação dos *breakouts* devido às particularidades estruturais do intervalo de interesse. Para tanto, foram analisados 5 poços distribuídos pela faixa nordeste do Campo de Búzios, foram processados e interpretados 5 perfis acústicos a fim de evidenciar feições de *breakout*, utilizaram-se 13 testes de absorção para obtenção do Shmin, 357 medidas de pressão da formação para prever a poropressão do intervalo, 5 perfis de densidade em conjunto com 10 perfis de tempo de trânsito das ondas s e p, para obter a magnitude do Sv e calculou-se a resistência da rocha por três equações (*carbonate-proper* MechPro^{TM} e duas correlações de coesão e ângulo de atrito com porosidade propostas para rochas do pré-sal). Ademais, foram mapeadas em sísmica 10 falhas com tendência normal, as quais são as estruturas mais evidentes do volume sísmico utilizado, bem como uma provável falha transcorrente dextral. Como conclusões, obteve-se regime tectônico normal para o intervalo de estudo, magnitudes na ordem de 99.75 MPa a 110.14 MPa, para tensão de sobrecarga, 89.10 MPa a 91.59 MPa, para tensão horizontal máxima e 79.93 MPa a 87.61 MPa, para tensão horizontal mínima. A análise de *breakouts* resultou em duas direções para SHmax, uma NE-SW, paralela ao *trend* estrutural principal nas bacias de margem passivas brasileiras, outra aproximadamente N-S. A área norte do Campo apresentou o SHmax orientado a N-S, flutuação esta que poderia ser associada ao prolongamento da Zona de Transferência de Libra (LTZ), para além do Campo de Búzios.

Palavras-chave: SHmax; Shmin; Teste de absorção; Perfis de Imagem.

ABSTRACT

Building a geomechanical model is an important step that affects many phases of the petroleum industry. Understanding the geomechanical individualities of an area can prevent hazardous situations such as kicks, blowouts, subsidence, fault reactivation, and well collapse. Besides promoting safety in operations, a geomechanical model is also vital in reservoir simulation and well stimulation, being an essential tool in several stages of exploration and production. Geomechanical models depend on four main factors: magnitude and orientation of the stress field, rock mechanical properties, and pore pressure. The present work aimed to build the geomechanical model of the northeast Buzios field, determining the magnitude of the main stresses and the orientation of the SHmax. Furthermore, it was intended to identify the geological structures present in the study area and associate possible variations in the orientation of the breakouts due to the particularities of the structural geology of the interest interval. For this purpose, 5 wells distributed northeast of Buzios field were analyzed, 5 acoustic profiles were processed and interpreted in order to show breakout features, 13 absorption tests were used to obtain the Shmin, 357 formation pressure measurements were used to predict the pore pressure of the interval, 5 density profiles together with 10 transit time profiles of the s and p waves, were used to obtain the magnitude of the Sv and the rock strength was calculated by three equations (carbonate-proper MechPro^{TM} together with two correlations of cohesion and friction angle with porosity proposed for pre-salt rocks). In addition, 10 major normal faults were mapped in seismic, which are the most evident structures of the seismic volume analyzed, as well as a probable dextral strike-slip fault. As conclusions, a possible normal tectonic regime was obtained for the study interval, magnitudes of about 99.75 MPa to 110.14 MPa for overburden stress, 89.10 MPa to 91.59 MPa for maximum horizontal stress and 79.93 MPa to 87.61 MPa for minimum horizontal stress were obtained. The breakout analysis resulted in two SHmax directions, one NE-SW, which is parallel to the main structural trend in the Brazilian passive margin basins, and other approximately N-S. The northern area of the field presented the SHmax oriented to N-S. That fluctuation could be associated with the extension of the Libra Transfer Zone (LTZ), beyond the Buzios field.

Keywords: SHmax; Shmin; Leak-off tests; Borehole Image Profiles.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Localização do Campo de Búzios e dos poços selecionados para o estudo. Fonte dos dados: GeoANP (2021) e CPRM (2017).....16
Figura 2: a) Matriz que representa as tensões como tensores de segunda ordem, com nove componentes. b) Os nove componentes de tensão projetados em um cubo georreferenciado de acordo com os eixos do sistema de coordenadas. Fonte: modificado de Fiori & Wandresen (2014). 17
Figura 3: a) Definição de tensão em um sistema arbitrário de coordenadas. b) Rotação do sistema cartesiano de coordenada arbitrário por meio de transformações matemáticas. c) Definição de tensão em um sistema de coordenadas principal, em que os esforços cisalhantes desaparecem. Fonte: modificado de Zoback (2007). 19
Figura 4: Modelo de Anderson aplicado aos regimes de tensões da crosta terrestre. Fonte: modificado de Shen et al. (2018).....21
Figura 5: Comportamento de pressão durante o XLOT. Fonte: Rocha (2007) apud Silva (2016). 27
Figura 6: Esquema ilustrando a ocorrência de *breakouts* e fraturas induzidas em que é apresentado a tensão circunferencial sobre o poço em função do azimute do SHmax. Fonte: modificado de Tingay et al. (2008). 31
Figura 7: Ilustração e exemplificação das feições de *breakout* e fratura induzida. Fonte: modificado de Zhang et al. (2021). 33
Figura 8: *Breakout* e fratura induzida vistos em perfis de imagem e em esquema de poço seccionado. Atenção para a característica bimodal dessas duas feições. Fonte: Zoback et al. (2003).....34
Figura 9: Comparação entre diferentes leis empíricas que correlacionam a) velocidade de onda compressional b) módulo de Young e c) porosidade com a resistência à compressão uniaxial (UCS) de folhelhos. Fonte: modificado de Zoback (2007). 38
Figura 10: Coeficiente de Biot versus porosidade em carbonatos (Pp = 500 psi e Sv = 2500 psi). Fonte: Modificado de Vasquez et al. (2009). 40
Figura 11: Polígono de tensões. Esse tipo de diagrama define as magnitudes de tensão possíveis, em qualquer profundidade, com base no coeficiente de fricção determinado. Fonte: modificado de Taghipour (2019).....43
Figura 12: Mudança do eixo de propagação da abertura do Oceano Atlântico para a margem africana. Fonte: modificado de Strozyk & Kukla (2017).....45

Figura 13: Principais feições estruturais regionais da Bacia de Santos. Indicação da calha central limitada a oeste pela Charneira de Santos e a oeste pela Falha de Cabo Frio. Fonte: CPRM (2003). 46
Figura 14: Seção sísmica NW-SE da Bacia de Santos (linha vermelha), evidenciando a Linha de Charneira e a Zona de Falha de Cabo Frio. Fonte: Assine et al. (2008).....47
Figura 15: Carta cronoestratigráfica da Bacia de Santos. Fonte: Moreira et al. (2007). 49
Figura 16: Carta cronoestratigráfica da Bacia de Santos. Fonte: Moreira et al. (2007). 50
Figura 17: Modelo evolutivo da margem atlântica brasileira. Fonte: Mohriak (2003).....52
Figura 18: Carta estratigráfica da Bacia de Santos com os principais eventos tectono-estruturais (baseado em Assine et al. (2008), Macedo (1989), Zalán & Oliveira (2005) e Moreira et al. (2007). Fonte: Antunes (2018).....53
Figura 19: Mapa magnético de uma região offshore no sudeste do Brasil, derivado da fusão de airbone e campanhas de geofísica marinha. Fonte: modificado de Dehler et al. (2016). 55
Figura 20: Composição de mapa gravimétrico e topográfico, obtido por dados de satélite da América do Sul e arredores. A) Mapa regional free-air, com as principais zonas de fraturas EW. MFZ: Zona de Fratura Marathon. AFZ: Zona de Fratura Ascension. RGFZ: Zona de Fratura Rio Grande. AFFZ: Zona de Fratura Agulhas Falkland. RGR: Elevação do Rio Grande. SCDZ: Zona de Fratura Cruzeiro do Sul. Fonte: modificado de Dehler et al. (2016). 55
Figura 21: Bacia de Santos e principais elementos do arcabouço regional. Modificado de Garcia et al. (2012). Fonte: ANP (2017). 57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Magnitudes relativas das tensões e regimes de falhamentos. 21

LISTA DE ABREVIATURAS

BO	*Breakout*
DIF	*Drilling-Induced Fracture*
DST	*Drill Stem Tests*
E&P	Exploração e Produção
FBP	*Formation Breakdown Pressure*
FCP	*Fracture Closure Pressure*
FIT	*Formation Integrity Test*
FPP	*Fracture Propagation Pressure*
ISIP	*Shut-in Pressure*
LOP	*Leak-off Point*
LOT	*Leak-off Test*
O&G	Óleo e Gás
Pp	Poropressão
PWD	*Pressure While Drilling*
RFT	*Repeat Formation Test*
Shmax	Tensão Horizontal Máxima
Shmin	Tensão Horizontal Mínima
Sv	Tensão Vertical
TLD	Testes de Longa Duração
UCS	*Unconfined Compressive Strength*
XLOT	*Extended Leak-off Test*

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 13

1.1 JUSTIFICATIVA 14
1.2 OBJETIVOS 14
1.2.1 Objetivos Específicos: 15

2 LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO 16

3 ESTADO DA ARTE 17

3.1 CAMPO DE TENSÕES 17
3.1.1 Definições teóricas 17
3.1.2 Modelo Andersoniano aplicado ao conceito de campo de tensões 20
3.2 PARÂMETROS INERENTES AO CAMPO DE TENSÕES 21
3.2.1 Tensão vertical (Sv) 22
3.2.2 Tensão horizontal mínima (Shmin) 24
3.2.3 *Leak-off Tests* (LOTs) e *Extended Leak-off Tests* (XLOTs) 26
3.2.4 Tensão horizontal máxima (SHmax) 29
3.2.5 Orientação do campo de tensões 33
3.3 PARÂMETROS INTIMAMENTE LIGADOS AO CAMPO DE TENSÕES 35
3.3.1 Poropressão 35
3.3.2 Propriedades mecânicas do maciço 37
3.3.1 Poroelasticidade e Tensão Efetiva 39
3.4 LIMITES NAS TENSÕES IN-SITU PELA RESISTÊNCIA AO ATRITO DAS FALHAS 40
3.4.1 Diagrama de tensões 42
3.5 BACIA DE SANTOS 44
3.5.1 Estratigrafia 47
3.5.2 Evolução Estrutural 51
3.5.3 Arcabouço Estrutural de Santos e Campos 53

4 RESULTADOS 58

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS 85

REFERÊNCIAS 86

1 INTRODUÇÃO

Grande parte dos estudos da indústria do petróleo são voltados, sobretudo, para a geomecânica dos reservatórios e das rochas capeadoras, pois um dos mais expressivos desafios da exploração e produção (E&P) está na locação e perfuração de poços. Segundo Fjaer et al. (2008), os problemas de estabilidade de poços totalizavam de 5 a 10% dos custos da perfuração na E&P e esse gasto, em 2008, resultava em dispêndio de centenas de milhões de dólares para a indústria mundial. Durante a história, vários acidentes marcaram a indústria do petróleo, como a explosão do *Deep Water Horizon*, em 2010, que ocasionou prejuízo acima de 16 bilhões de dólares à BP. Além disso, Dodson et al. (2004) apud Wolfe et al. (2009), em pesquisa sobre produtividade na indústria de óleo e gás (O&G), concluíram que, mesmo com desenvolvimento de sistemas sofisticados de modelagem geomecânica, colapsos de poços, *kicks* e perdas de circulação representam fonte importante de tempo ocioso. Incidentes estes, possivelmente associados à defasagem na estimativa e na determinação dos parâmetros geomecânicos. Outra pesquisa realizada em águas profundas no Golfo do México indicou que problemas de estabilidade de poços, provocados por ineficácia na determinação da poropressão, tomaram 5,6% do tempo de perfuração em camadas não relacionadas ao sal e 12,6%, em camadas abaixo do sal (York et al., 2009). Nesse contexto, é nítido que problemas estruturais na construção do modelo geomecânico ocasionam morosidade nas operações e custos imprevistos de projeto.

Os modelos geomecânicos são ferramentas preditivas e essenciais em inúmeras fases da exploração e produção de poços. Conhecer a dinâmica da subsuperfície possibilita prevenir acidentes e incidentes relacionados à perfuração, como *blowouts*, reativação de falhas por injeção de água produzida, subsidência por depleção de reservatório e aprisionamento de ferramental. Além de prognóstica, a geomecânica também é indispensável na estimulação e simulação de poços, alavancando, assim, a produção como um todo. Assim, resta clara a importância da existência de modelos que além de fidedignos e representativos da área de interesse, sejam também bem elaborados e assertivos.

1.1 JUSTIFICATIVA

O aumento da demanda e a valorização do barril de petróleo nos anos 2000 tornaram a exploração de óleo e gás em águas profundas mais atrativa e viável, direcionando olhares para campos localizados no subsal e no pré-sal de diversos *sites* do mundo todo (Conceição, 2018). Os maiores *plays* exploratórios mundiais possuem particularidades geométricas, de lâmina d'água, estruturais e sedimentares, que resultam em complexidades diferentes de perfuração e produção dos reservatórios. Conforme a tecnologia avança, barreiras exploratórias são superadas e novas possibilidades de expansão do mercado de óleo e gás surgem. Consequentemente, estudos relacionados aos desafios impostos na operação da indústria do petróleo são realizados e é nessa fase que a geomecânica atua fortemente. Considerada ferramenta crucial em qualquer plano de exploração e desenvolvimento de campo, a geomecânica constitui forma dinâmica de abordar, prever e tratar problemas que possam vir a surgir em diversas fases da E&P. Dessa forma, devido sua importância no mercado de O&G, é evidente a necessidade de fundamentação técnica e teórica nos modelos geomecânicos, para reduzir ao máximo incertezas e incógnitas.

1.2 OBJETIVOS

Pretende-se estabelecer o modelo geomecânico para a faixa nordeste do Campo de Búzios (pré-sal da Bacia de Santos). Para tanto, será estimada a poropressão e caracterizada a magnitude e direção do campo de tensões que atua no intervalo do reservatório. Essas estimativas e caracterizações dos parâmetros fundamentais aos campos de esforços servem, sobretudo, para auxiliar na locação, planejamento e segurança de perfuração de futuros poços.

1.2.1 Objetivos Específicos:

- Agregar conhecimento sobre as variáveis necessárias para construir o modelo geomecânico, bem como algumas das metodologias mais utilizadas para a determinação dos seus parâmetros fundamentais.
- Processar e interpretar os perfis de imagem dos 5 poços considerados neste estudo.
- Delimitar, na sísmica, o intervalo estudado, mapeando o horizonte da base do sal e do topo do embasamento.
- Mapear, na sísmica, as falhas mestras da faixa estudada e associar possíveis flutuações na orientação dos *breakouts* por ocorrência dessas estruturas.
- Identificar o regime de tensão e possíveis variações espaciais na porção norte do Campo de Búzios.

2 LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO

A área de estudo se situa na Bacia de Santos, especificamente no Campo de Búzios, considerado o maior campo de petróleo *offshore* de águas profundas do mundo (Figura 1).

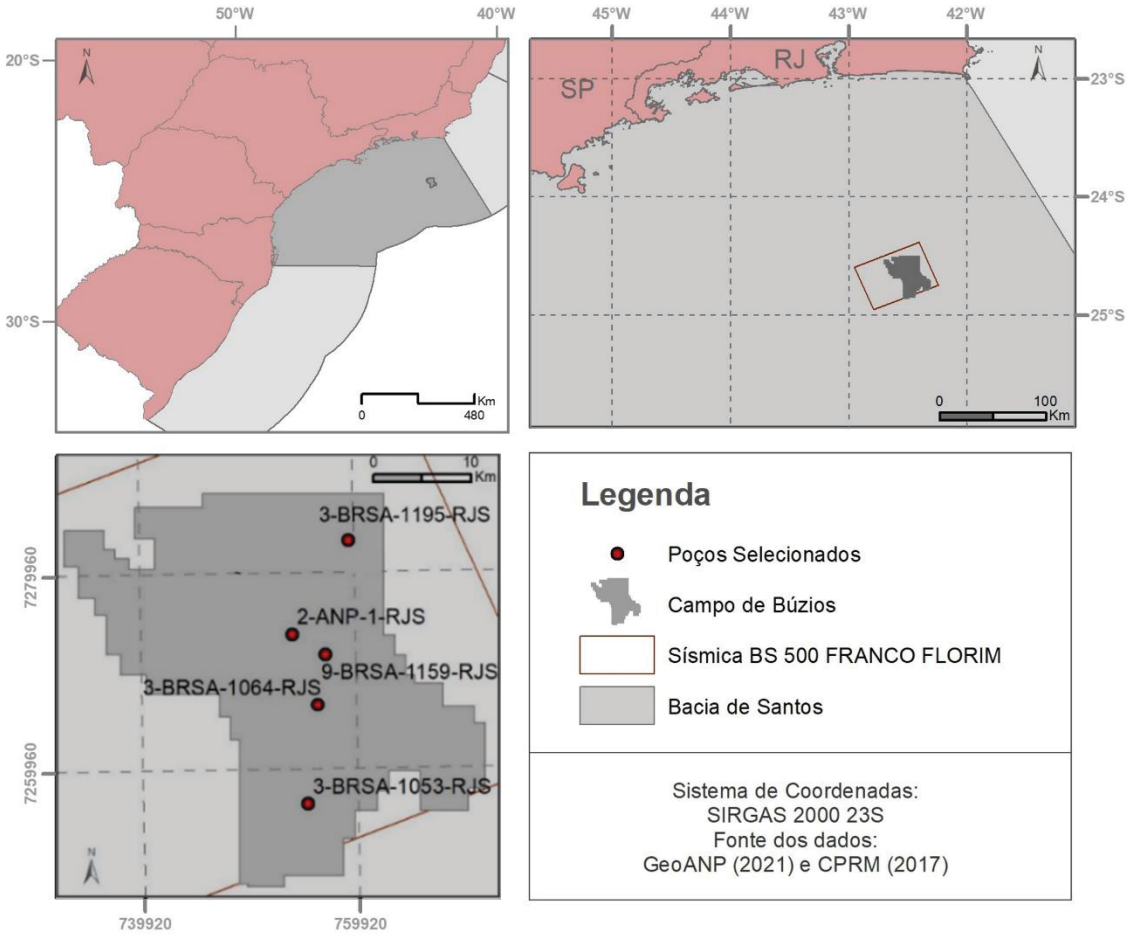


Figura 1: Localização do Campo de Búzios e dos poços selecionados para o estudo. Fonte dos dados: GeoANP (2021) e CPRM (2017).

3 ESTADO DA ARTE

3.1 CAMPO DE TENSÕES

3.1.1 Definições teóricas

Em termos matemáticos, tensão pode ser definida como força sobre área. Segundo Zoback (2007), todo componente de tensão significa força agindo em uma direção, diretamente sobre uma área de orientação conhecida. De acordo com Fiori & Wandresen (2014), qualquer força que age sobre um corpo produz tensões, sendo a deformação ocasionada por estas tensões quantificada pelas mudanças dimensionais e/ou volumétricas do corpo acometido.

De acordo com a mecânica do contínuo, as tensões que agem sobre um cubo isotrópico e homogêneo podem ser representadas como tensores de segunda ordem com nove componentes e podem ser referenciadas em qualquer sistema de coordenadas cartesiano arbitrário (Figura 2A) (Zoback, 2007). Essas nove magnitudes descrevem completamente o estado de tensões agindo em diferentes planos (Figura 2A).

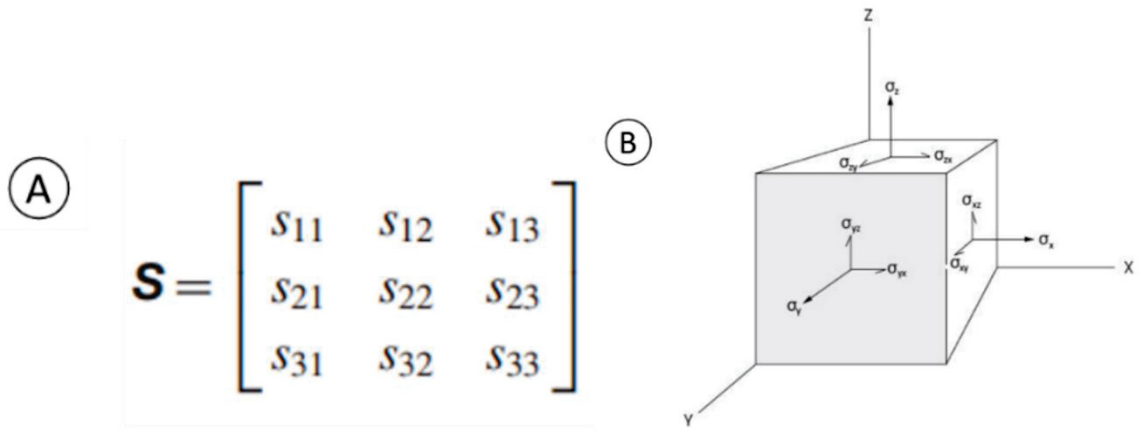


Figura 2: a) Matriz que representa as tensões como tensores de segunda ordem, com nove componentes. b) Os nove componentes de tensão projetados em um cubo georreferenciado de acordo com os eixos do sistema de coordenadas. Fonte: modificado de Fiori & Wandresen (2014).

Na Terra, forças ocorrem em pares com direções opostas e a resultante desse sistema é obtida utilizando equações de equilíbrio (Fiori & Wandresen, 2014).

Nesse contexto, um corpo acometido por qualquer força estará em equilíbrio quando a soma vetorial das forças for zero.

Dessa forma, assumindo-se que há curso de rotações internas nos maciços considerados, temos as condições de equilíbrio dadas por $S_{12}=S_{21}$; $S_{13}=S_{31}$ e $S_{23}=S_{32}$ para caracterizar o estado de tensões em profundidade. Podemos então definir, em vez de nove, seis magnitudes de tensão ou três magnitudes de tensão e três ângulos. Esses ângulos descrevem a orientação do sistema de coordenadas principal com relação ao sistema de coordenadas de referência (Figura 3) (Zoback, 2007). Independentemente da classificação das tensões em normais ou cisalhantes, todas elas precisam estar relacionadas a um sistema de coordenadas para serem precisamente analisadas (Fiori & Wandresen, 2014).

Assim, tendo conhecimento da magnitude de tensões em um sistema de coordenadas, por meio de transformações matemáticas, pode-se ter o valor correspondente em outro sistema de coordenadas de interesse (Figura 3B). Essa ferramenta de conversão é extremamente importante, pois com ela pode-se escolher descrever o estado de tensões em profundidade com relação aos esforços principais, onde os esforços cisalhantes se anulam e apenas S_1, S_2 e S_3 descrevem completamente o campo de tensões, simplificando significantemente a problemática (Figura 3C) (Zoback, 2007).

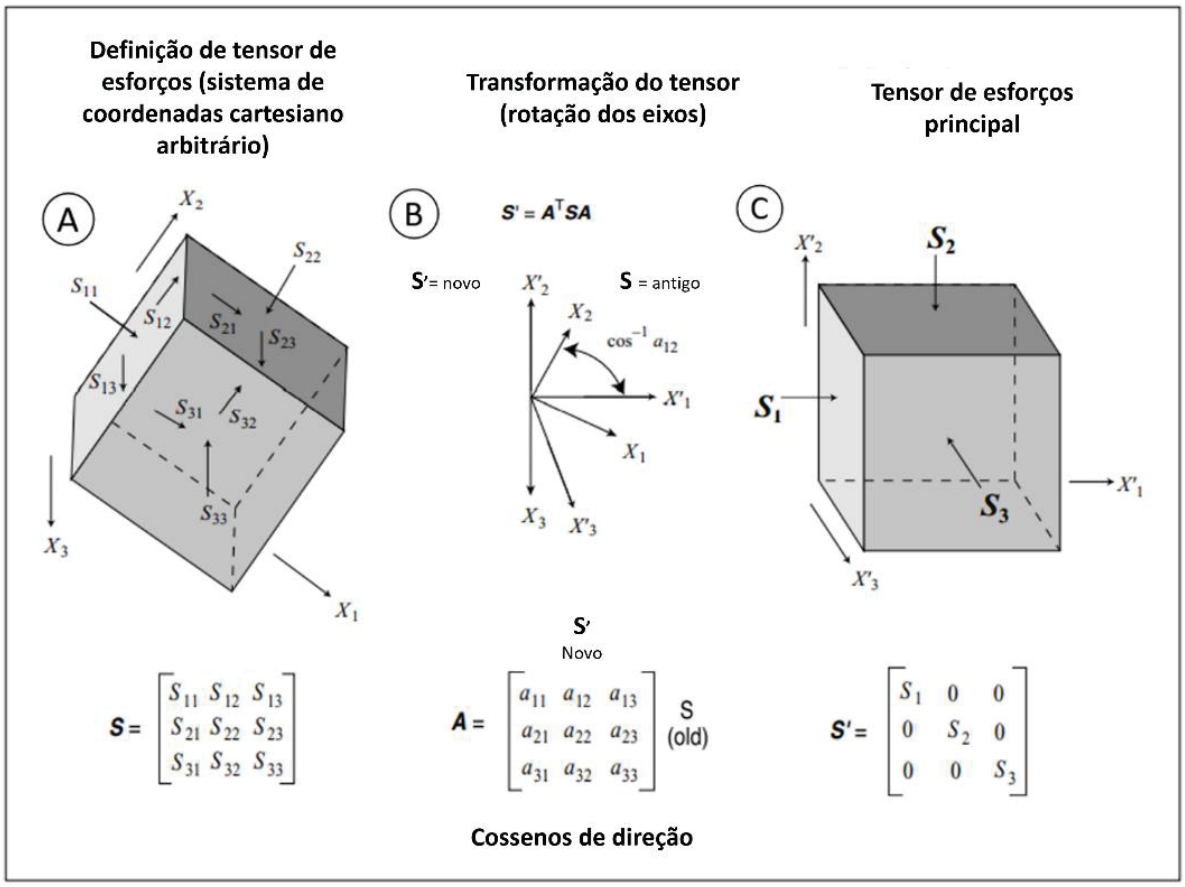


Figura 3: a) Definição de tensão em um sistema arbitrário de coordenadas. b) Rotação do sistema cartesiano de coordenada arbitrário por meio de transformações matemáticas. c) Definição de tensão em um sistema de coordenadas principal, em que os esforços cisalhantes desaparecem. Fonte: modificado de Zoback (2007).

Utilizar apenas os três tensores principais (S_1, S_2 e S_3) para descrever o campo de tensões é aplicável visto que a superfície da Terra está, necessariamente, em contato com algum tipo de fluido, seja ele ar ou água – e fluidos não suportam cisalhamento, em outras palavras, os esforços cisalhantes desaparecem no plano horizontal à superfície. Dessa maneira, um dos componentes do campo de tensões torna-se normal à superfície da Terra e os outros dois atuam aproximadamente no plano horizontal e são ortogonais entre si (Zoback, 2007). O componente normal à superfície da Terra é o que se conhece por tensão vertical (Sv) e os componentes horizontais são a tensão horizontal máxima (SHmax) e a tensão horizontal mínima (Shmin).

Logo, para caracterizar completamente o campo de tensões terrestre são necessárias somente quatro variáveis, quais sejam: tensão vertical, tensão horizontal máxima, tensão horizontal mínima e a orientação preferencial de tensão, que normalmente é o azimute do SHmax.

3.1.2 Modelo Andersoniano aplicado ao conceito de campo de tensões

A correlação dos regimes de esforço tectônico com os regimes normais, inversos e transcorrentes de falhamento foi proposta por Anderson (1951). Até hoje esse modelo é conveniente para estudos diversos sobre os esforços atuantes na Terra, inclusive àqueles relacionados à geomecânica de reservatórios.

Quando se trabalha com a análise de tensões na crosta terrestre, pode-se relacionar Sv, SHmax e Shmin em termos das tensões principais atuantes em profundidade S_1, S_2 e S_3, como proposto pelo modelo Andersoniano (Zoback, 2007). Para isso, a proposta de Anderson classifica os regimes em normais, inversos ou transcorrentes a depender (Zoback, 2007):

a) Se os blocos têm movimento horizontal ao longo de falhas com planos quase verticais.
b) Se está havendo compressão na crosta a ponto de gerar falhas inversas, com mergulhos relativamente baixos.
c) Se a crosta está sendo estirada, ocasionando falhas normais, com mergulhos relativamente altos.

Segundo Anderson (1951), não existem esforços cisalhantes na superfície da terrestre, visto que cisalhamentos não ocorrem em fluidos, portanto, um dos esforços principais pode ser considerado vertical e os outros dois horizontais (Fossen, 2016). Dessa forma, de acordo o modelo Andersoniano, as tensões principais Sv, SHmax e Shmin podem ser interpretados segundo o estilo estrutural atuante (Tabela 1).

De maneira gráfica, as relações entre os esforços principais e o estilo estrutural estão representadas na Figura 4, em que são apresentados os principais tipos de falhamentos que ocorrem na crosta terrestre e em quais planos do bloco estariam alocados os esforços Sv, SHmax e Shmin, bem como a relação de magnitude entre eles.

Tabela 1 - Magnitudes relativas das tensões e regimes de falhamentos.

Regime Tectônico	Tensão		
	S_1	S_2	S_3
Normal	S_v	S_{Hmax}	S_{hmin}
Transcorrente	S_{Hmax}	S_v	S_{hmin}
Inverso	S_{Hmax}	S_{hmin}	S_v

Fonte: Adaptado de Zoback (2007).

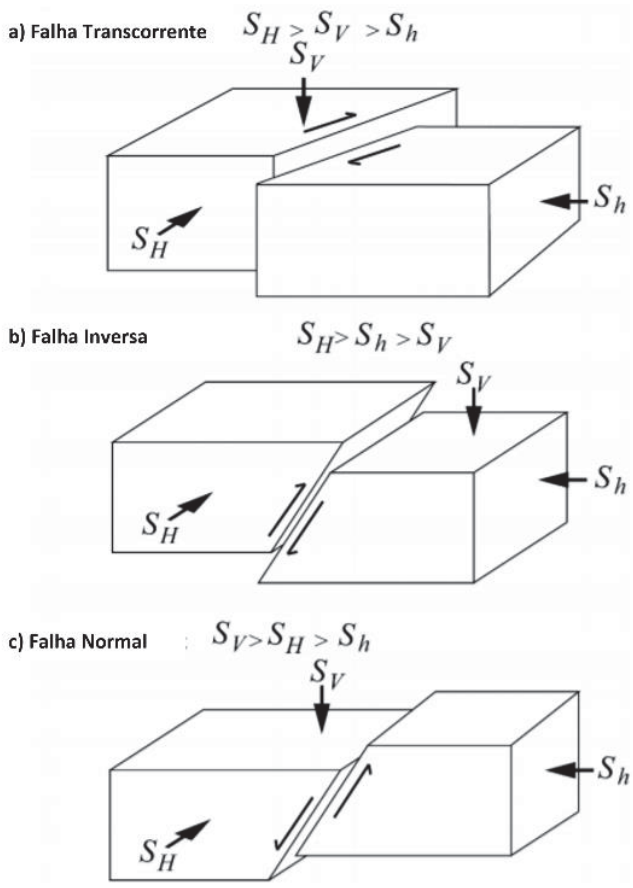


Figura 4: Modelo de Anderson aplicado aos regimes de tensões da crosta terrestre. Fonte: modificado de Shen et al. (2018).

3.2 PARÂMETROS INERENTES AO CAMPO DE TENSÕES

Para definir de maneira completa o campo de tensões atuante em alguma área faz-se necessário determinar quatro variáveis, quais sejam: a tensão vertical (Sv), a tensão horizontal máxima (SHmax), a tensão horizontal mínima (Shmin) e o azimute da tensão horizontal máxima (SHmax). Essas quatro variáveis são

fundamentais para a geomecânica e são determinadas, obrigatoriamente, na fase inicial de todo modelamento.

As metodologias para obtenção dos esforços principais que serão expostas neste trabalho estão restritas somente aos regimes tectônicos normais e transcorrentes, devido à avaliação preliminar da geologia estrutural regional da área de estudo. Nestes regimes, a obtenção da menor tensão principal pode ser feita por meio de testes de fraturamento hidráulico, visto que o Shmin é coincidente com o S_3 (Tabela 1), o que facilita a problemática.

3.2.1 Tensão vertical (Sv)

A tensão vertical (Sv) pode ser definida como aquela exercida pela sobrecarga dos sedimentos e rochas sobrejacentes a determinado ponto (Silva, 2016). Segundo Fiori & Wandresen (2014), a tensão vertical, pressão confinante ou pressão litostática está relacionada à espessura e à densidade do material depositado acima do ponto de interesse.

De acordo com Zoback (2007), a magnitude do Sv é equivalente à integração do peso das rochas, desde a superfície até a profundidade de interesse. Esse valor é corrigido de acordo com a lâmina d'água e estrutura geológica (Silva, 2016). Para determinar matematicamente o Sv, utiliza-se a equação abaixo (eq. 1), cujo primeiro termo diz respeito à coluna d'água a ser considerada e o segundo termo às camadas de rocha sobrejacentes.

$$Sv = \rho_w g d_w + \int_{dw}^{z} \rho g dz \qquad \text{(eq. 1)}$$

Onde:

ρ_w: Densidade da água
g: Aceleração da gravidade
d_w: Lâmina d'água
ρ: Densidade das rochas
z: Profundidade

Uma das metodologias para se obter os valores de densidade que são necessários para calcular o Sv (eq. 1) faz o uso da perfilagem geofísica. A partir de

logs de densidade é possível quantificar o valor do Sv. Outra forma de obter a densidade do material é através de correlações com perfis de velocidade de onda p e s.

Algumas correlações disponíveis para estimar a densidade da formação a partir da velocidade de onda são as de Gardner (1974) e Belotti e Giacca (1978). A equação de Gardner (1974) relaciona a velocidade de onda p (V_p) e a densidade do material e é apresentada na equação abaixo (eq. 2):

$$\rho = \alpha V_p^{\beta} \quad \text{(eq. 2)}$$

Sendo:

ρ: Densidade do material
α e β: Parâmetros empíricos que dependem da geologia
V_p: Velocidade de onda p

Já Belotti e Giacca (1978) propõem a obtenção da densidade da formação utilizando o tempo de trânsito, individualizando as formações inconsolidadas das consolidadas, propondo, respectivamente, as equações 3 e 4 para tanto:

$$\rho = \frac{3.28 - \Delta t}{89} \quad \text{(formações consolidadas } \Delta t < 100 \mu s/ft) \quad \text{(eq. 3)}$$

Em que:

ρ: Densidade da formação
Δt: Tempo de trânsito da formação

$$\rho = 2.75 - 2.11\left(\frac{\Delta t - \Delta tma}{\Delta t + 200}\right) \text{ (formações inconsolidadas } \Delta t > 100 \mu s/ft) \quad \text{(eq. 4)}$$

Em que:

ρ: Densidade da formação
Δt: Tempo de trânsito da formação
Δtma: Tempo de trânsito da matriz

A perfilagem geofísica é muito útil na indústria do petróleo, pois a coleta de amostras pontuais nem sempre é possível, devido aos custos e às complexidades envolvidas nessas operações. Embora os perfis geofísicos sejam grandes aliados no momento da construção do modelo geomecânico, uma das dificuldades que surgem,

nesse aspecto, são os intervalos em que não há a aquisição desses dados (Zoback et al., 2003). São inúmeras as motivações para as companhias de petróleo não coletarem informações em profundidades específicas, dentre elas, as mais comuns são: redução do custo da operação, problemas/defasagens na operação e barreiras geológicas/geomecânicas intransponíveis.

Um exemplo muito comum que afeta o cálculo do Sv é a não existência dos logs sônicos e de densidade, contínuos, desde o início do solo marinho, até o ponto de interesse. A não aquisição destes intervalos pode estar relacionada às curvas apresentarem, muitas vezes, valores extremamente baixos e equivocados nestas camadas iniciais da perfuração e, também, ao alvo da E&P encontrar-se quilômetros abaixo, o que não justificaria a morosidade e o custo adicional de perfilar todo o intervalo perfurado.

Dessa forma, a situação mais corriqueira encontrada na predição do Sv é a existência de valores de densidade perfilados no reservatório e outros intervalos importantes para a operação, juntamente com grandes outras lacunas no decorrer do poço. Nestes casos, para a determinação desse parâmetro em toda a coluna sedimentar é necessário realizar extrapolações, edições dos dados e correlações com velocidade de onda, para obter valores estatisticamente plausíveis de densidade nos locais em que não há estes logs disponíveis (Zoback et al., 2003). Ressalta-se que as velocidades sísmicas constituem a única informação disponível em áreas de fronteira ainda não perfuradas.

3.2.2 Tensão horizontal mínima (Shmin)

As metodologias aqui detalhadas para a obtenção do Shmin são aplicáveis a regimes normais e transcorrentes, os quais se encontram presentes na margem continental brasileira. Nestes regimes estruturais, o S_3 equivale ao Shmin e propagações de fraturas hidráulicas ocorrem em planos verticais perpendiculares ao Shmin (e paralelos ao SHmax) (Zoback, 2007), por isso, o fraturamento hidráulico é útil para a determinação da magnitude da menor tensão horizontal.

Na geomecânica, a tensão horizontal mínima (Shmin) é a tensão horizontal mais fácil de ser determinada e é chave essencial para estimar os limites inferiores e superiores da tensão horizontal máxima (SHmax). Segundo Shen et al. (2018), as

companhias operadoras tendem a investir em testes transientes de pressão no poço, que dizem respeito à criação de mini fraturas na região de interesse, para delimitar parâmetros geomecânicos e de reservatórios.

Dentre as metodologias para se determinar o Shmin de maneira exclusivamente teórica, tem-se o método de Eaton (1969). Eaton em 1969 propôs um método de determinação da tensão horizontal mínima (equação 5), dependendo da tensão vertical, da poropressão e do coeficiente de Poisson (Almalikee & Alnajm, 2019).

$$Shmin = \frac{v}{1-v}(Sv - Pp) + Pp \quad \text{(eq. 5)}$$

Sendo:

Shmin: Tensão horizontal mínima
Sv: Tensão vertical
Pp: Poropressão
v: Coeficiente de Poisson

No entanto, essa formulação exclusivamente teórica necessita constantemente de ajustes e calibrações para ser correspondente aos valores de Shmin medidos em ensaios diretos, o que suscita muitos questionamentos na academia sobre sua verdadeira aplicabilidade (e.g. Zoback, 2007).

Assim, as formas mais aceitas hoje para se obter a magnitude da tensão horizontal mínima (Shmin) são provenientes de ensaios de hidrofraturamento ou fraturamento hidráulico, e.g. *Mini-frac test*. Esses ensaios são respaldados na afirmação de Hubbert & Willis (1957) apud Zoback et al. (2003), a qual diz que fraturas hidráulicas sempre propagar-se-ão perpendicularmente à orientação da menor tensão horizontal, bem como sempre serão controladas pela magnitude do Shmin.

Embora os *Mini-fracs* sejam hoje a forma mais indicada para obter valores diretos e fidedignos de Shmin, nos poços profundos da indústria de O&G as fraturas hidráulicas não são comumente conduzidas, devido às dificuldades operacionais e riscos em isolar hidraulicamente intervalos de formações restritos em poços abertos (Valley & Evans, 2019). Quando estes testes não estão disponíveis, o Shmin pode ser determinado a partir de *Leak-off tests* (LOTs), *Extended Leak-off tests* (XLOTs) e *Formation Integrity tests* (FITs) (Valley & Evans, 2019).

Além dos LOTs, XLOTs e FITs, Zoback et al. (2003) também propõem medidas de *Pressure While Drilling* (PWD) nos intervalos de perda de circulação de fluido, bem como o *wellbore balooning*, como outras formas empíricas de determinar o Shmin. Li et al. (2009), por sua vez, adicionam, ainda, as metodologias de *strain-relief* e *overcoring tests* como formas de determinação das tensões *in situ*.

3.2.3 *Leak-off Tests* (LOTs) e *Extended Leak-off Tests* (XLOTs)

Como os *Leak-off tests* são testes comuns de serem realizados na indústria de O&G, principalmente onde as características das formações não são conhecidas (Li et al., 2009), nesta sessão, optou-se por focar nas informações relevantes sobre esse teste e em como ele é útil para a determinação do Shmin, a partir dos seus resultados.

Os ensaios LOT são realizados de forma a pressurizar a parte não revestida do poço até o ponto em que a fratura hidráulica é criada e a magnitude do Shmin pode ser determinada. Segundo Zoback (2007), como o fraturamento hidráulico frequentemente ocorre nos LOTs e, principalmente, em XLOTs, estes testes são ferramentas importantes para determinar, na prática, o Shmin.

De acordo com Murgas (2011), os *Leak-off tests* são realizados na indústria do petróleo para determinar a máxima pressão que a nova seção do poço pode sustentar sem fraturar e/ou perder fluido, ou seja, determinar o peso máximo da lama que pode ser aplicado. Projetos de revestimento do poço dependem da previsão da curva de *pressão vs volume* injetado, dessa forma, a avaliação da pressão de fratura na formação é de grande importância e comumente realizada (Murgas, 2011).

Os LOTs são conduzidos durante a perfuração do poço imediatamente após assentar uma sapata de revestimento e normalmente realizado com o próprio fluido de perfuração. Os XLOTs são testes muito similares aos LOTs, ambos se diferenciam apenas pelo fato de que nos XLOTs são conduzidos múltiplos ciclos de *shut-in* e injeção e nos LOTs é conduzido somente um ciclo.

No teste XLOT a pressurização do poço é mantida constante e, tendo o volume do poço fixo, a pressão aumenta linearmente de acordo com o tempo (Zoback, 2007). Quando há quebra na curva linear da *pressão vs tempo* do poço, há a formação de fratura hidráulica e esse ponto é chamado de *Leak-off point* (LOP) (Zoback, 2007). Essa quebra é interpretada como a formação de uma fratura, visto que não pode haver decréscimo significativo na taxa de pressurização do poço, a menos que haja aumento no volume do sistema em que a injeção está sendo realizada (Zoback, 2007). Ou seja, a pressão interna do poço deve ser suficiente para propagar a fratura na rocha adjacente, para aumentar o volume do sistema a ponto de afetar a taxa de pressurização do poço (Zoback, 2007). Portanto, deve se formar uma fratura, de magnitude pequena, propagando para fora do poço, perpendicular à tensão principal mínima (Shmin) (como previram Hubbert & Willis (1957)). Dessa forma, o ponto LOP é aproximadamente equivalente ao valor de Shmin (Zoback, 2007) (Figura 5).

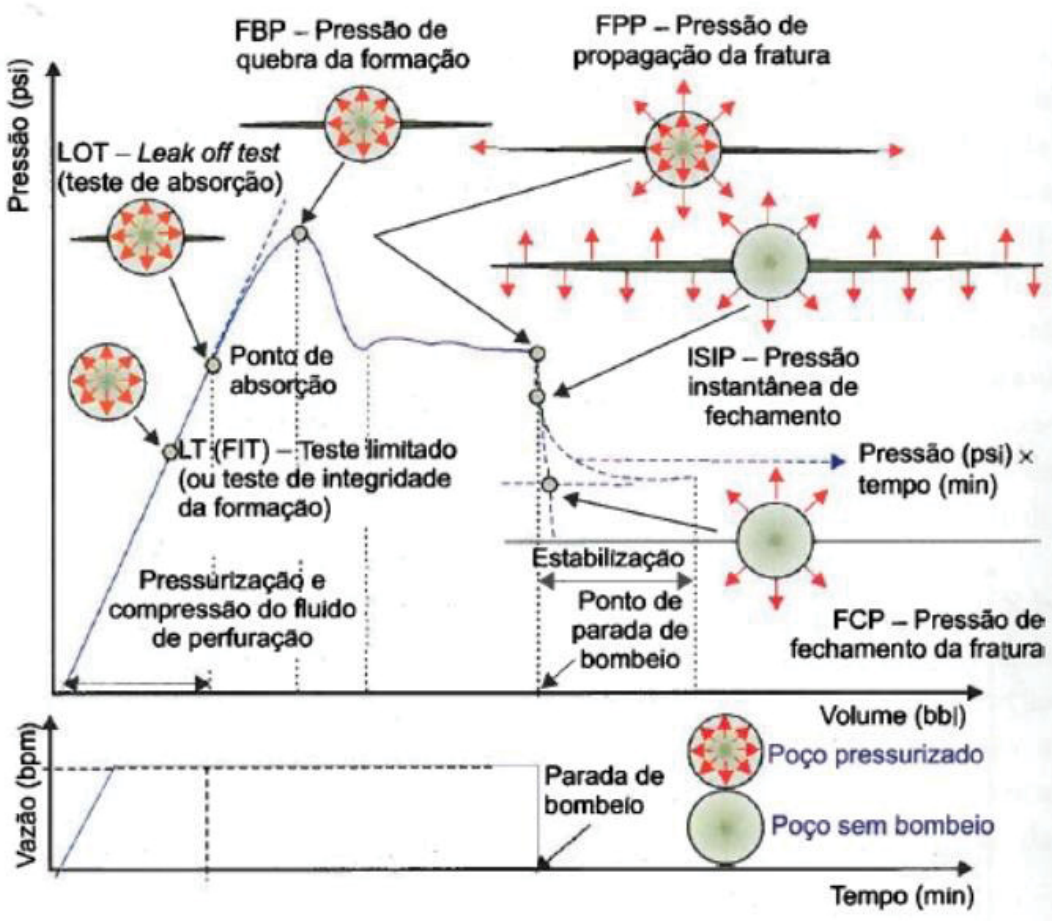


Figura 5: Comportamento de pressão durante o XLOT. Fonte: Rocha (2007) apud Silva (2016).

Assim que a pressão diminui sensivelmente (após atingir o LOP), é feito incremento do volume bombeando fluido, gerando aumento de pressão até se atingir o ponto de quebra da formação ‘’FBP’’ (*Formation Breakdown Pressure*). Esse ponto é caracterizado, no gráfico, como a quebra abrupta na curva de aumento de pressão. Ele diz respeito à propagação instável da fratura, em que há fuga de fluido para dentro da fratura de forma mais rápida que a bomba pode sustentar (Silva, 2016; Zoback, 2007).

Se a taxa de bombeamento continuar constante, a pressão de bombeamento cairá desde o ponto FBP até o valor constante de propagação de pressão chamado FPP (*Fracture Propagation Pressure*), que é muito próximo do valor do Shmin (Zoback, 2007).

Segundo Haimson & Fairhurst (1967), no FPP o estado de equilíbrio é criado, de maneira a taxa de penetração na formação ser igual a taxa de injeção de fluido pelo teste. Isto é, o ponto FPP é a pressão associada à propagação a fratura longe do poço. Devido ao FPP ser aproximadamente igual ao LOP, é comum que em operações da indústria do petróleo o *Leak-off test* seja conduzido apenas até o LOP, em vez de performar o teste completo (Zoback, 2007). Isso é um costume que não favorece o estudo e a aplicação da geomecânica nas operações.

Após manter o bombeamento constante no FPP, o fluxo é encerrado e uma medida ainda mais importante do Shmin é obtida. Ao interromper o bombeio, ainda mantendo as válvulas fechadas, mede-se o *Shut-in Pressure* (ISIP), que mostra o decréscimo da pressão gradualmente após o encerramento do bombeamento (Choi, 2012). Esse valor fornece medida ainda melhor do S_3 (Zoback, 2007).

O declínio da pressão continua sendo medido até se observar o ponto da pressão de fechamento da fratura “FCP” (*Fracture Closure Pressure*). Segundo Zoback (2007), ao usar um fluido de fratura viscoso ou um fluido com propante suspenso, o FPP aumentará devido às perdas por atrito. Dessa forma, a FCP é uma medida mais confiável da menor tensão principal do que o FPP ou ISIP. Nestes casos, o FCP pode ser determinado detectando a mudança na linearidade da queda da pressão, no gráfico de pressão em função do $\sqrt{tempo}$ (Nolte & Economides 1989 apud Zoback, 2007). No entanto, vale ressaltar que, se usado de forma inadequada, FCPs podem subestimar o Shmin (Zoback, 2007).

Nos *Leak-off tests*, o LOP, o FPP e o ISIP possuem aproximadamente os mesmos valores, o que traz redundante e confiável informação sobre a magnitude

do Shmin. Todavia, devido aos custos de operação envolvidos, isso condiciona a maioria dos LOTs a serem realizados somente até o *Leak-off point.*

Embora muitas publicações tenham considerado que os LOTs podem ser utilizados para definir a magnitude da tensão horizontal mínima, essa metodologia não é totalmente correta, devido aos procedimentos operacionais errôneos e diretrizes não acuradas de interpretação (Li et al., 2009). Conforme Valley & Evans (2019), normalmente não se sabe se uma fratura natural ou induzida se abre - e, portanto, se a pressão de abertura é medida direta da tensão horizontal principal mínima (Shmin) ou é maior. Por isso, a melhor alternativa são os *Mini-fracs*.

Segundo Zoback (2007), muitos *Leak-off tests* são feitos em realidades de campo extremamente ruins. Ainda de acordo com o autor, duas questões devem ser feitas ao analisar este tipo de teste:

a) Há indicação que o LOP foi atingido? Se sim, o LOP pode ser considerado a medida aproximada do S_3. Se não, o teste pode ser classificado em FIT e a pressão máxima alcançada pode não ser o S_3.

b) Atingiu-se um FPP estável? Se sim, a fratura se propagou para longe do poço e a *Shut-in Pressure* (ISIP) é possivelmente a medida confiável de S_3.

De acordo com Valley & Evans (2019), somente *Extended Leak-off tests* apresentam ciclos de pressurização, demonstrando que o aumento da permeabilidade é reversível, conforme necessário para que a pressão seja representativa do S_3. Ainda segundo os autores, FITs e LOTs são testes que podem ser considerados ambíguos a esse respeito, podendo mostrar o aumento de permeabilidade devido ao cisalhamento a pressões muito mais baixas do que o S_3.

3.2.4 Tensão horizontal máxima (SHmax)

A tensão horizontal máxima (SHmax) é o esforço horizontal mais difícil de ser estimado com precisão. No entanto, o uso generalizado de perfis de imagem tem sido um avanço importante na indústria de óleo e gás, servindo tanto para avaliar orientação, quanto para quantificar a magnitude do SHmax (Zoback et al., 2003).

Perfis de imagem se aproximam de fotografias das paredes do poço e são gerados a partir de características resistivas e acústicas das formações (Félix et al., 2013). Esse tipo de perfilagem pode ser obtida a partir de aparelhos elétricos,

acústicos ou até mesmo vídeos que são colocados dentro do poço (Fornero, 2018). Por esse motivo, têm sido considerados cada vez mais importantes no estudo da geomecânica.

De maneira geral, os perfis de imagem constituem excelentes ferramentas, por possuírem ótimas resoluções vertical e azimutal, se comparadas as outras ferramentas de perfilagem (Fatah, 2020). Por meio deles, pode-se analisar estruturalmente e texturalmente o maciço rochoso, podendo identificar, inclusive, feições de *breakouts* e fraturas induzidas. Além disso, são úteis para a análise e interpretação de dados como inclinação e direção de estruturas diversas, ocorrência de fraturas, desmoronamentos, direção das tensões *in situ*, litologias, discordâncias e feições que indiquem diferentes tipos de porosidade (Félix et al., 2013), entre outras.

Nas últimas décadas, diversos autores como Haimson (1978) e Bredehoeft et al. (1976) se dedicaram para determinar diferentes técnicas para mensurar o SHmax, partindo da ruptura da formação durante o teste de fraturamento. No entanto, suscitam questões acerca desse tipo de determinação da tensão horizontal máxima e sua verdadeira aplicabilidade. Zoback & Pollard (1978) e Zoback (2007) ressaltam o motivo principal pelo qual este tipo de informação pode produzir valores distantes da realidade em poços de petróleo profundos ou poços geotérmicos. Segundo os autores, é essencialmente impossível detectar o exato momento de início da fratura na parede do poço durante a pressurização.

Dessa maneira, duas formas que não utilizam dados de fraturamento hidráulico, mas perfis de imagem, são propostas para determinar o SHmax. Uma é pela análise de fraturas induzidas e a outra por meio de análise de *breakouts* (Zoback et al., 2003). *Breakouts* e fraturas induzidas são indicadores da orientação das tensões em subsuperfície, sobretudo em regiões estáveis e profundidades medianas <5km (Tingay et al., 2008).

Fraturas induzidas ocorrem em poços verticais sempre que houver diferença considerável entre as duas tensões horizontais principais. Elas acontecem quando a concentração de tensões ao redor do poço excede a resistência do poço à tensão (Tingay et al., 2008). A concentração de tensões em furos verticais é mínima na direção de SHmax (Aadnoy & Bell, 1998 apud Tangay et al., 2008), dessa forma, as fraturas induzidas ficam orientadas nessa direção (Figura 6). Assim, pode-se prever

a magnitude do SHmax utilizando fraturas induzidas, conhecendo Shmin e a poropressão, por meio da equação 6 (Zoback et al., 2003):

$$SHmax = 3 * Shmin - 2 * Pp \quad \text{(eq. 6)}$$

Onde:

Pp: Poropressão
SHmax: Tensão horizontal máxima
Shmin: Tensão horizontal mínima

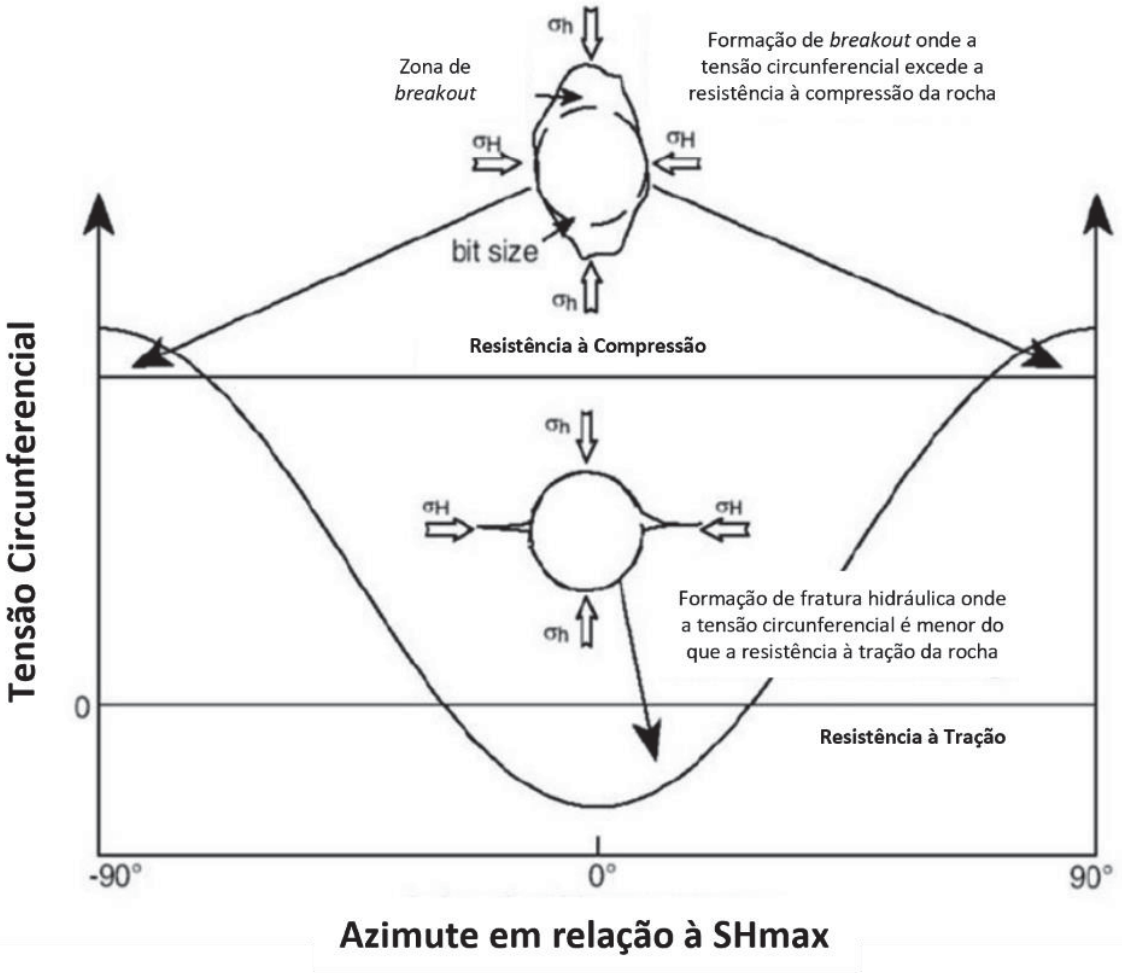


Figura 6: Esquema ilustrando a ocorrência de *breakouts* e fraturas induzidas em que é apresentado a tensão circunferencial sobre o poço em função do azimute do SHmax. Fonte: modificado de Tingay et al. (2008).

Nos *breakouts*, por sua vez, o alargamento do furo é ocasionado por cisalhamentos conjugados em interseção que causam desmoronamento em partes da parede do poço. Os *breakouts* são gerados ao redor do poço, onde a

concentração de tensões ultrapassa a resistência da rocha (Zoback et al., 2003). Ou seja, onde a concentração circunferencial de tensões ao redor do poço excede a resistência da rocha à compressão (Tingay et al., 2008) (Figura 7). Dessa forma, as paredes do poço sofrem compressão das tensões *in situ*, deformam-se a ponto de não suportarem mais e se rompem por cisalhamento. A concentração das tensões ao redor de furos verticais é máxima na direção do Shmin (Tingay et al., 2008), logo os *breakouts* ficam orientados nessa direção (Figura 6).

Uma das características que possibilita o uso dos *breakouts* como ferramenta para delimitar o SHmax é o fato de que quando o *breakout* acontece, ele possui a tendência de se aprofundar em direção ao maciço, mas não tende a se tornar mais largo. Devido a essa maior estabilidade, Barton et al. (1988) propuseram uma forma de determinar o SHmax, partindo do ângulo de maior abertura que o *breakout* faz com o poço (Wbo), segundo a equação 7:

$$SHmax = \frac{\left(\left(C_{eff} + 2Pp + \Delta P + \sigma^{\Delta T}\right) - Shmin(1 + 2cos2\theta b)\right)}{1 - 2cos2\theta b} \quad \text{eq.7}$$

$$2\theta b \equiv \pi - W_{bo}$$

Sendo:

SHmax: Tensão horizontal máxima
$\sigma^{\Delta t}$: Tensão térmica
Shmin: Tensão horizontal mínima
ΔP: Peso da lama (ESD) - Pp
Wbo: Ângulo de maior abertura que o *breakout* faz com o poço
C_{eff}: Resistência da rocha
Pp: Poropressão
2θb = π – Wbo; sendo π = 180

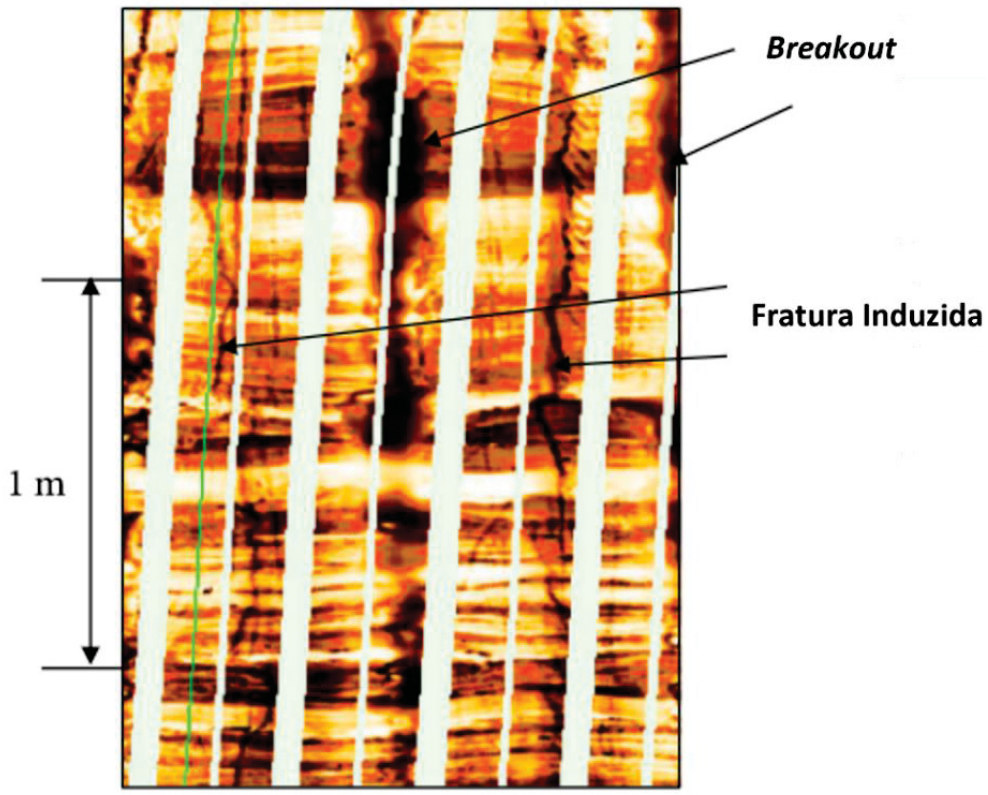


Figura 7: Ilustração e exemplificação das feições de *breakout* e fratura induzida. Fonte: modificado de Zhang et al. (2021).

3.2.5 Orientação do campo de tensões

A maneira mais comum de se determinar a orientação do campo de tensões é por meio da determinação do azimute do SHmax. Os *breakouts* (BO) ocorrem alinhados com o Shmin e 90º do SHmax. Já as fraturas induzidas (DIF) se formam na direção do SHmax e a 90º do Shmin. Estas duas feições sempre ocorrem em pares, separados 180º entre si, por isso, são classificadas como feições bimodais (Figura 7).

No exemplo da Figura 8, os *breakouts* encontram-se alinhados no azimute de 120º e 300º e as fraturas induzidas aparecem nos azimutes 30º e 210º, o que comprova tanto a bimodalidade destas feições, quanto a ocorrência das duas classes de feições distantes 90º entre si.

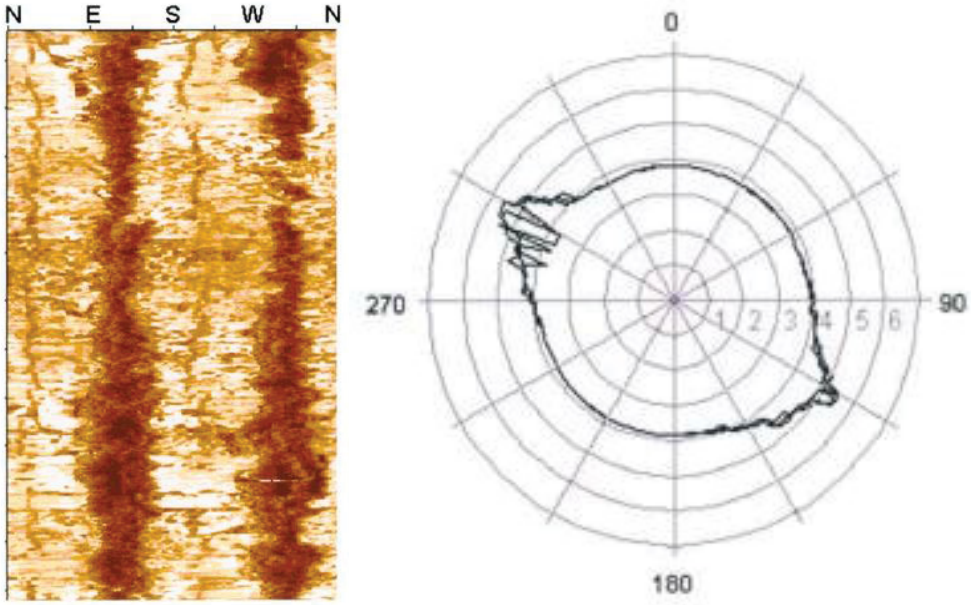


Figura 8: *Breakout* e fratura induzida vistos em perfis de imagem e em esquema de poço seccionado. Atenção para a característica bimodal dessas duas feições. Fonte: Zoback et al. (2003).

De acordo com Mardia (1972) apud Tingay et al. (2008), o azimute médio de *breakout* de uma amostragem de N direções de eixo de *breakout* ‘’θi’’, é determinada, primeiramente, pela transformação dos ângulos para o intervalo de 0-360º (equação 8):

$$\theta i^* = 2\theta i \quad \text{(eq. 8)}$$

Sendo:

Θi: Direção de eixo do *breakout*

Posteriormente, a direção cosseno e seno de θi pode ser ponderada pelo número de medidas, de acordo com as equações 9 e 10:

$$S = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} sin\theta i^* \quad \text{(eq. 9)}$$

$$C = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} cos\theta i^* \quad \text{(eq. 10)}$$

Em que:

Θi: Direção do eixo do *breakout*

3.3 PARÂMETROS INTIMAMENTE LIGADOS AO CAMPO DE TENSÕES

3.3.1 Poropressão

A poropressão *in situ* pode ser hidrostática ou sobrepressurizada. Nos casos em que há a sobrepressurização, as pressões podem ser consideradas maiores que o dobro da hidrostática (Zhang, 2013), o que acaba sendo um risco durante a perfuração. Valores de sobrepressão não identificados antecipadamente podem ocasionar acidentes e incidentes, como influxos, *kicks* e *blowouts* (Zhang, 2013). Logo, a estimativa de poropressão é uma fase importante para determinação das profundidades de revestimento do poço, bem como na determinação do range do peso de lama seguro para operar (Azadpour & Manaman, 2015).

Um dos grandes desafios da exploração é a determinação da poropressão em regiões onde não há nenhum conhecimento prévio desse parâmetro em profundidade. Dessa maneira, nessa fase, é comum o uso de correlações teóricas utilizando perfilagem geofísica, para a previsão da curva de pressão de poro local. A partir da etapa em que ocorre a produção dos poços, a poropressão deixa de ser uma estimativa e incógnita, para ser um valor conhecido e testado. Muitas vezes, esse parâmetro pode ser obtido a partir de testes, como RFTs (*Repeat Formation Test*), TLDs (Testes de Longa Duração) e DSTs (*Drill Stem Tests*).

Como definição, a pressão de poro, segundo Zoback (2007), diz respeito a ao potencial hidráulico escalar agindo em profundidade no espaço de poro interconectado. Para estimá-la, ainda na fase de exploração, há uma gama de métodos baseados na lei de Terzaghi, a qual postula que a compactação do material é controlada pela tensão efetiva. Principalmente, no caso das rochas argilosas, espera-se que a porosidade diminua conforme a tensão vertical efetiva aumente.

Segundo Silva (2016), os métodos mais comuns de se estimar a poropressão, respaldados na teoria da tensão efetiva, são por meio da análise do *trend* normal dos perfis acústico, densidade ou resistividade e a comparação desse parâmetro em regiões sobrepressurizadas. Essa metodologia é aplicável em folhelhos, que são rochas que possuem relação entre a porosidade e a poropressão.

Dessa forma, o método de Eaton modificado é uma das maneiras mais aceitas para a predição da poropressão em formações argilosas. Segundo Mahetaji

et al. (2020), essa metodologia estima a pressão de poros por aproximação da tensão vertical efetiva em termos da razão da resistividade observada ($R_{observed}$) pela resistividade normal (R_{normal}) ou da razão da velocidade sônica observada ($V_{observed}$) pela velocidade sônica normal (V_{normal}).

Assim, para a equação que utiliza a velocidade sônica, tem-se:

$$Pp = Sv - (Sv - PpNormal)\left(\frac{Vobservada}{VNormal}\right)^3 \quad \text{(eq. 11)}$$

Em que:

Pp: Poropressão
Sv: Tensão de sobrecarga
Pp_{Normal}: Poropressão normal
$V_{observeda}$: Velocidade observada
V_{Normal}: Velocidade normal

E para a equação que utiliza a resistividade, tem-se:

$$Pp = Sv - (Sv - PpNormal)\left(\frac{Robservada}{RNormal}\right)^3 \quad \text{(eq. 12)}$$

Em que:

Pp: Poropressão
Sv: Tensão de sobrecarga
Pp_{Normal}: Poropressão normal
$R_{observeda}$: Resistividade observada
R_{Normal}: Resistividade normal

No entanto, uma das problemáticas encontradas no pré-sal é o fato da estimativa da poropressão nos carbonatos não poder ser relacionada fielmente aos *trends* de compactação do material. No caso das rochas carbonáticas, processos de cimentação pós diagênese e químicos são mais relevantes na geração de porosidade que a própria compactação mecânica (Wang & Wang, 2015). Dessa forma, o presente estudo conta com dados medidos de poropressão, fazendo com que os riscos dessa fase de predição da pressão de poros tenham menos relevância.

3.3.2 Propriedades mecânicas do maciço

Compressão uniaxial (UCS), coeficiente de Poisson, o módulo de Young e coeficiente de Biot são exemplos de parâmetros mecânicos que definem as propriedades elásticas dos materiais (Najibi et al., 2017). Esses parâmetros podem ser obtidos estaticamente ou dinamicamente, sendo a maneira dinâmica a mais comum de ser realizada por meio de dados de poço.

Na literatura técnica, existe uma série de modelos que definem a resistência da rocha, para diferentes litotipos e contextos geológicos, por isso, é importante entender como esses modelos são caracterizados e sua aplicabilidade antes de utilizá-los (Chang et al., 2006).

Há grande variedade de formulações que correlacionam a resistência do maciço com a perfilagem geofísica. Chang et al. (2006) correlacionam o tempo de trânsito, o módulo de Young e a porosidade a partir de geofísica de poço (perfil sônico e densidade). Essas relações se respaldam no fato de que os fatores que influenciam a resistência da rocha também são responsáveis por alterar outras propriedades, como a porosidade, a velocidade e módulos elásticos (Chang et al., 2006).

A justificativa para as relações propostas na bibliografia é explicada pela dependência da UCS desses parâmetros (porosidade, velocidade de onda e módulos elásticos) (Figura 9). Logo, em cada quadro da Figura 9, percebe-se o aumento da resistência do maciço, juntamente com o aumento na velocidade de onda compressional e no módulo de Young; e a diminuição acentuada na resistência, com o aumento da porosidade (Zoback, 2007).

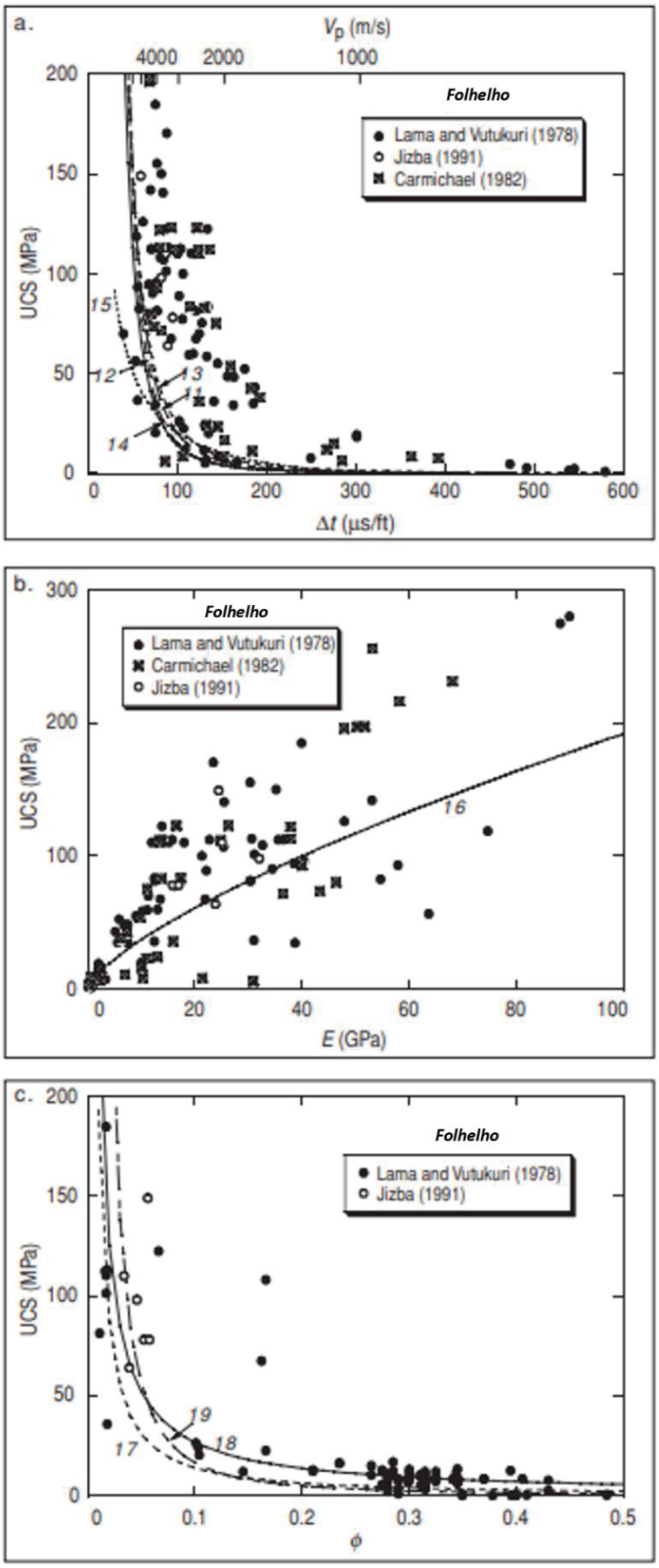


Figura 9: Comparação entre diferentes leis empíricas que correlacionam a) velocidade de onda compressional b) módulo de Young e c) porosidade com a resistência à compressão uniaxial (UCS) de folhelhos. Fonte: modificado de Zoback (2007).

3.3.1 Poroelasticidade e Tensão Efetiva

Segundo Zoback (2007), em um sólido elástico, poroso, saturado com um fluido, a teoria da poroelasticidade descreve o comportamento constitutivo da rocha, sendo grande parte da teoria poroelástica derivada do trabalho de Biot (1962).

As três principais suposições associadas a esta teoria são: há um sistema de poros interconectados uniformemente saturado com fluido; o volume total do sistema de poros é pequeno em relação ao volume da rocha; considera-se a pressão nos poros, a tensão total atuando externamente na rocha e as tensões atuando nos grãos em termos de valores uniformes calculados estatisticamente (Zoback, 2007).

O conceito de tensão efetiva é baseado no trabalho pioneiro em mecânica dos solos por Terzaghi (1923), que observou que o comportamento de um solo ou uma rocha saturada será controlada pelas tensões efetivas (as diferenças entre as tensões aplicadas externamente e pressão dos poros internos). Entretanto, dados empíricos mostraram que a lei de tensão efetiva é uma aproximação útil que funciona bem para várias propriedades da rocha, mas para outras propriedades, a lei precisa de modificação (Zoback, 2007). Há um método da lei de tensão efetiva, que funciona bem para deformação volumétrica, o qual considera um fator multiplicador na teoria anteriormente proposta por Terzaghi (1923), no caso, conhecido como coeficiente de Biot (eq. 13 e eq. 14):

$$\sigma_{ij} = S_{ij} - \delta_{ij} \alpha P_p \quad \text{(eq. 13)}$$

$$\alpha = 1 - K_b / K_g \quad \text{(eq. 14)}$$

Em que:

α: Coeficiente de Biot ($0 \leq \alpha \leq 1$)
Kb: Módulo volumétrico drenado do poro (GPa)
Kg: Módulo volumétrico dos grãos (GPa)

Dessa forma, estudos como o de Vasquez et al. (2009), em arenitos fechados e calcários brasileiros, trazem resultados de laboratório para possíveis valores do coeficiente de Biot. Devido a esse estudo ter sido feito em rochas da mesma natureza que as rochas que constituem, majoritariamente, o reservatório carbonático de Búzios, o valor unitário, proposto como um dos valores possíveis para o coeficiente de Biot, foi tomado como referência para o presente estudo (Figura 10).

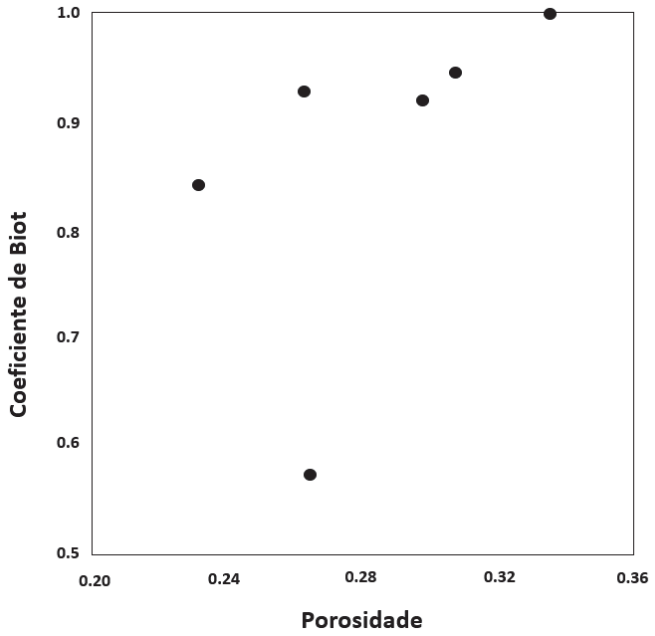


Figura 10: Coeficiente de Biot versus porosidade em carbonatos (Pp = 500 psi e Sv = 2500 psi). Fonte: Modificado de Vasquez et al. (2009).

3.4 LIMITES NAS TENSÕES IN-SITU PELA RESISTÊNCIA AO ATRITO DAS FALHAS

O critério de ruptura de Mohr-Coulomb, juntamente com a resistência de atrito das falhas existentes, também pode ser utilizado para impor limites nas tensões principais da crosta terrestre. Isso é possível devido ao estado de equilíbrio em que a crosta se encontra.

Segundo Zoback & Zoback (2002) e Zoback & Townend (2001), três tipos de evidências independentes (sismicidade proveniente de injeção de fluidos; terremotos e medidas *in situ* do stress em profundidade) demonstram que a crosta terrestre está

em estado de equilíbrio de falhamento. De acordo com Zoback (2007), as magnitudes de tensões em várias partes do mundo indicam que a crosta continental se encontra em equilíbrio controlado pela resistência ao atrito das falhas existentes. Ainda segundo o autor, como a crosta terrestre contém descontinuidades de naturezas diversas, é evidente que a tensão aumenta em profundidade, limitada pela força de atrito dessas descontinuidades.

Nas últimas décadas, descobriu-se que valores de magnitude das tensões obtidos por meio da teoria de Coulomb, utilizando coeficientes de fricção previstos em laboratório por Byerlee (1978) (variando entre 0.6 e 1.0), descrevem estados de tensão que são consistentes com as magnitudes das tensões medidas *in situ* (Townend & Zoback, 2000). Isto é, há consistência entre as magnitudes de tensões obtidas em deduções matemáticas e o valor de tensão *in situ* medido de forma direta. Consequentemente, a resistência ao atrito de falhas pré-existentes na crosta limita a gama possível de magnitudes de tensão em qualquer profundidade e poropressão.

Para tanto, Jaeger & Cook (1979) demonstraram que a máxima tensão e a mínima tensão, na situação em que uma falha orientada criticamente está no limite de atrito, são obtidos pela equação base (eq. 15):

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{S1-Pp}{S3-Pp} = [(\mu^2 + 1)^{\frac{1}{2}} + \mu]^2 \quad \text{(eq. 15)}$$

Onde:

μ: Coeficiente de fricção
σ: Componentes principais do campo de tensões
Pp: Poropressão
S_1 e S_3: Maior e menor magnitude das principais tensões atuantes na Terra

Utilizando a equação 15 para estimar o limite superior para a razão $\frac{\sigma_1}{\sigma_3}$ e se respaldando no modelo de Anderson para determinar qual tensão principal corresponde a S_1, S_2 e S_3, pode-se utilizar as formulações de Jaeger & Cook (1979) aplicadas ao contexto tectônico de interesse:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{Sv-Pp}{Shmin-Pp} \leq [(\mu^2 + 1)^{\frac{1}{2}} + \mu]^2 \text{ Falhas normais} \quad \text{(eq. 16)}$$

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{SHmáx - Pp}{Shmin - Pp} \leq [(\mu^2 + 1)^{\frac{1}{2}} + \mu]^2 \text{ Falhas transcorrentes} \quad \text{(eq. 17)}$$

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{SHmáx - Pp}{Sv - Pp} \leq [(\mu^2 + 1)^{\frac{1}{2}} + \mu]^2 \text{ Falhas inversas} \quad \text{(eq. 18)}$$

Em que:

μ: Coeficiente de fricção
σ: Componentes principais do campo de tensões
Pp: Poropressão
SHmax: Tensão horizontal máxima
Shmin: Tensão horizontal mínima
Sv: Tensão vertical

3.4.1 Diagrama de tensões

As formulações matemáticas propostas por Jaeger & Cook (1979) (equações 15, 16, 17 e 18) possibilitaram a construção dos polígonos de tensões, propostos por Mastin et al. (1978) e Moos & Zoback (1990) apud Zoback (2007). Esse diagrama descreve os limites de magnitudes possíveis para SHmax e Shmin, de acordo com a profundidade específica, o valor de poropressão e o coeficiente de atrito previamente determinados (Figura 11).

A forma gráfica de abordar problemas de geomecânica consiste em importante ferramenta que pode ser utilizada como metodologia para delimitar os valores das tensões principais em subsuperfície. Ressalta-se que a utilização desse diagrama é possível, devido à correspondência, encontrada nas últimas décadas, dos valores de tensão medidos *in situ*, com valores estimados empiricamente por meio da equação 15. Dessa forma, esse método torna-se uma tática, tanto para a conferência dos dados obtidos diretamente, quanto para a predição teórica dos limites das tensões em subsuperfície.

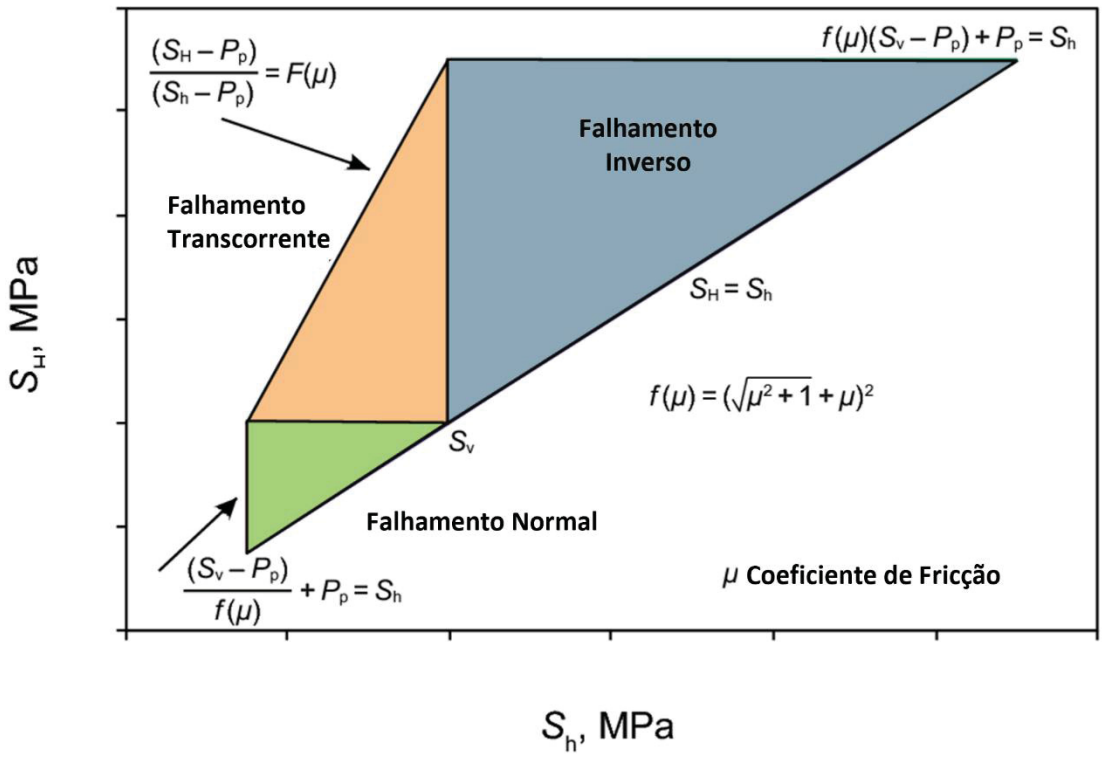


Figura 11: Polígono de tensões. Esse tipo de diagrama define as magnitudes de tensão possíveis, em qualquer profundidade, com base no coeficiente de fricção determinado. Fonte: modificado de Taghipour (2019).

3.5 BACIA DE SANTOS

Localizada entre os paralelos 23º e 28º Sul, no sudeste da margem continental brasileira, a Bacia de Santos, holofote produtivo brasileiro, detém os reservatórios mais econômicos do país. Com área de aproximadamente 350.000 km² até a cota batimétrica de 3.000 m, engloba os litorais dos Estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina, margeando a Bacia de Campos pelo Alto de Cabo Frio e a Bacia de Pelotas pela Plataforma de Florianópolis (Moreira et al. 2007).

A Bacia de Santos é caracterizada como uma bacia de margem passiva, formada na ruptura diacrônica do Supercontinente Gondwana, iniciada no Neocomiano, e abertura do Oceano Atlântico Sul (Mio et al., 2005). A bacia é classificada como segmento de margem pobre em magma, diferentemente da Bacia de Pelotas, ao sul da dorsal de Florianópolis, que possui extensas sequências de *seaward-dipping reflectors* (SDRs) na base da coluna estratigráfica (Strozyk & Kukla, 2017).

O *trend* regional NE-SW na província do Atlântico Sul também é evidente na Bacia de Santos. Os grabens e horsts alinhados a nordeste na bacia foram possivelmente formados devido à tectônica herdada do final da amalgamação do Gondwana, evento orogênico Neoproterozoico (Strozyk & Kukla, 2017). Essa orogênese foi responsável pela formação da Faixa Ribeira, a qual constitui parte do embasamento cristalino de Santos.

Entende-se que a abertura do Oceano Atlântico foi diacrônica e se deu de sul para norte, tendo sido a Bacia de Pelotas a primeira bacia brasileira de margem passiva a sofrer os esforços do rifteamento gondwânico. Autores indicam que ao final do Barremiano (125-129 Ma) um propagador oceânico avançava da Bacia de Pelotas em direção à Bacia de Santos, onde formava crosta proto-oceânica. Esse avanço possivelmente falhou, foi abandonado e se redirecionou, no final do Aptiano e início do Albiano, para a margem africana (Mohriak e Szatmari, 2001, Carminatti et al., 2008, Mohriak et al., 2008a), onde, posteriormente, veio a se concretizar a abertura e desenvolvimento das bacias marginais brasileiras (Figura 12). Essa propagação embrionária poderia explicar os SRDs na Bacia de Campos central

(Norton et al., 2016) (Figura 12), os quais podem representar a extensão norte desse propagador (Strozyk & Kukla, 2017).

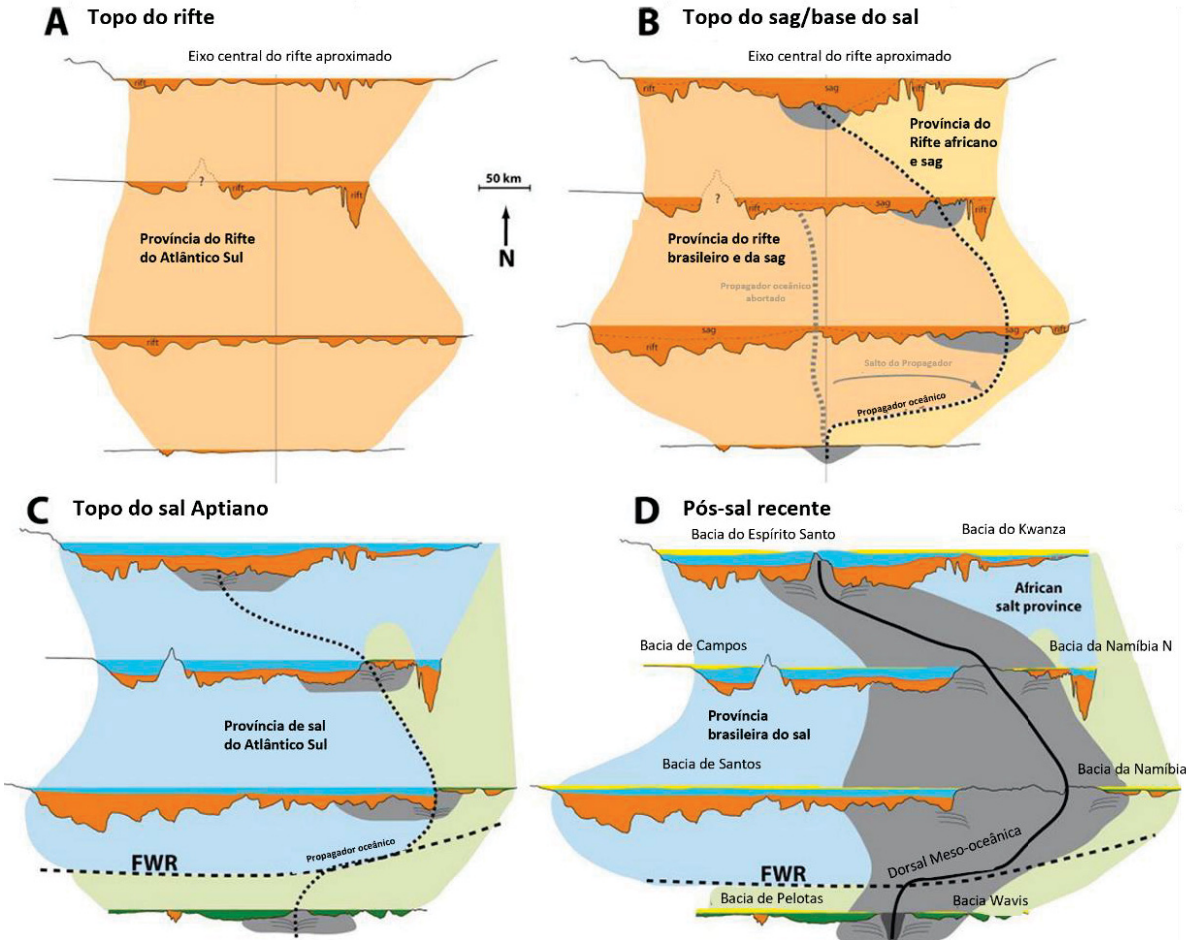


Figura 12: Mudança do eixo de propagação da abertura do Oceano Atlântico para a margem africana. Fonte: modificado de Strozyk & Kukla (2017).

O embasamento cristalino da Bacia de Santos é caracterizado por granitos e gnaisses pré-cambrianos, pertencentes ao Complexo Cristalino e metassedimentos da Faixa Ribeira. Sobreposta a essa sequência tem-se o embasamento econômico da bacia, conhecido como Formação Camboriú, que recobre discordantemente o embasamento cristalino (correspondente às sequências K20-K34) (Moreira et al., 2007).

A charneira de Santos encontra-se presente no embasamento da bacia e limita mergulhos suaves a oeste e mais acentuados a leste (Figura 13 e Figura 21). Essa feição é importante, pois restringe a sedimentação cretácea costa afora dessa estrutura. A passagem da crosta oceânica para crosta continental estirada encontra-se a leste do platô de São Paulo (Moreira et al., 2007).

A calha central da Bacia de Santos encontra-se limitada a oeste pela charneira cretácea e a leste pela Falha de Cabo Frio, uma das feições estruturais mais notáveis da bacia (Assine et al., 2008) (Figura 13, Figura 14 e Figura 21).

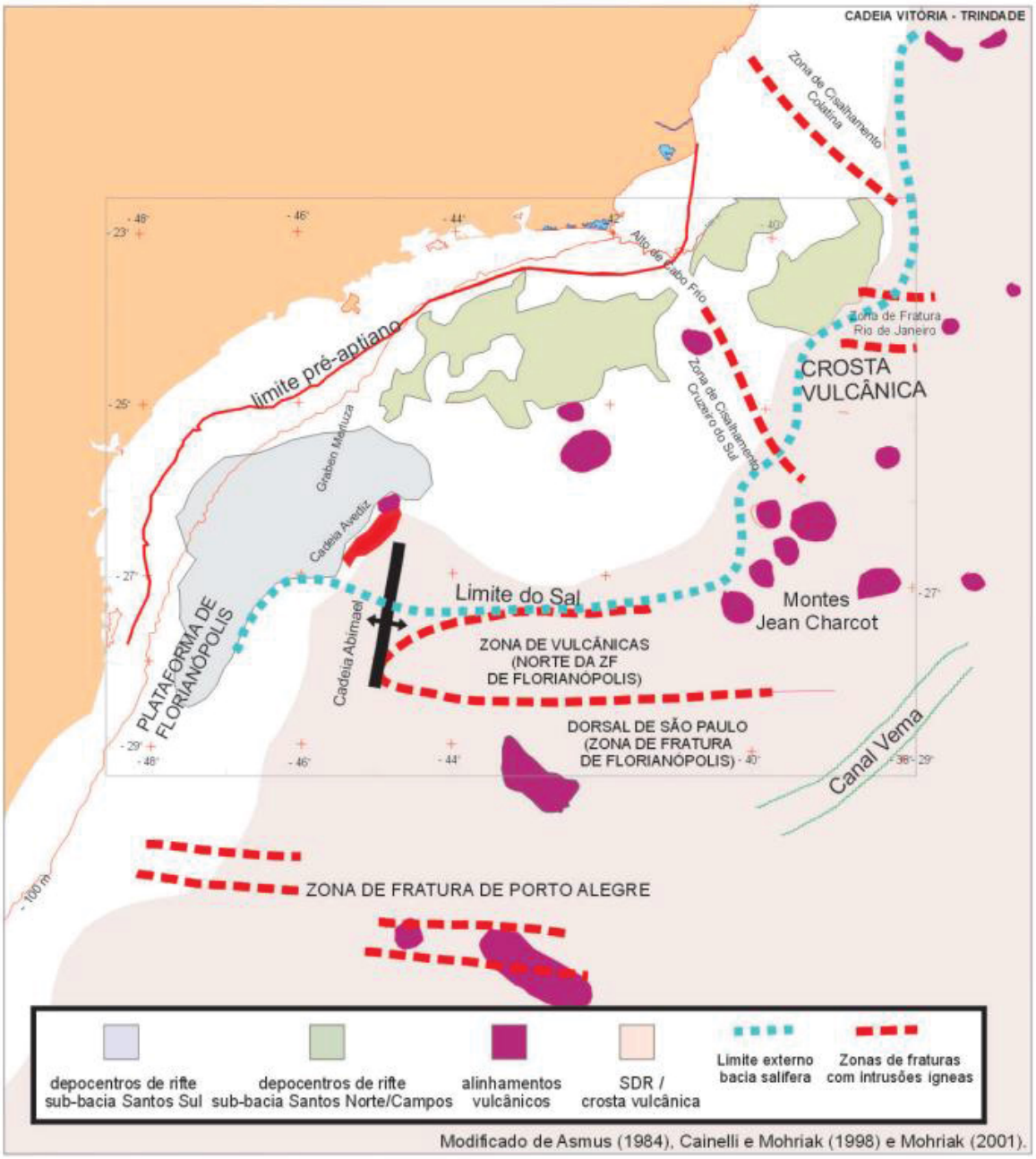


Figura 13: Principais feições estruturais regionais da Bacia de Santos. Indicação da calha central limitada a oeste pela Charneira de Santos e a oeste pela Falha de Cabo Frio. Fonte: CPRM (2003).

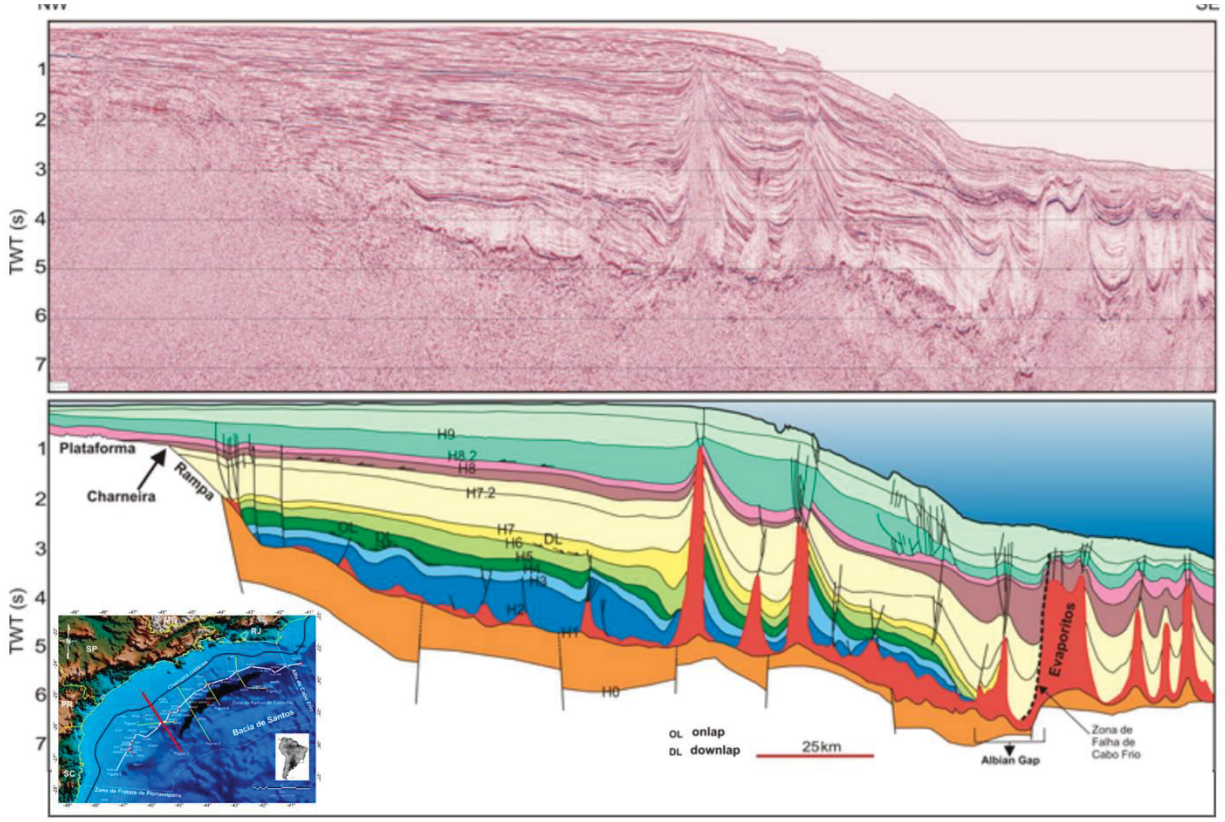


Figura 14: Seção sísmica NW-SE da Bacia de Santos (linha vermelha), evidenciando a Linha de Charneira e a Zona de Falha de Cabo Frio. Fonte: Assine et al. (2008).

3.5.1 Estratigrafia

A estratigrafia da Bacia de Santos pode ser subdividida em três fases relacionadas à abertura do Oceano Atlântico: rifte, pós-rifte e drifte (Figura 15 e Figura 16).

A supersequência rifte inicia com deposição da Formação Camboriú, muitas vezes correlacionada com a Formação Serra Geral, representada pelas sequências K20-K34 e composta majoritariamente por derrames basálticos que recobrem discordantemente o embasamento cristalino da bacia (Moreira et al. 2007).

Sobreposta discordantemente à Formação Camboriú, tem-se a sequência K36, correspondente à Formação Piçarras, depositada nos andares Aratu Superior e Buracica, que compreende leques aluviais e depósitos lacustres (Moreira et al. 2007).

A última sequência da fase rifte diz respeito à Formação Itapema (K38), depositada desde o Neobarremiano ao Eoaptiano. O limite inferior dessa sequência é a discordância intrabarremiana (124 Ma) e o limite superior é representado pela discordância pré-Alagoas na Bacia de Campos. A sequência K38 é caracterizada

por calcirruditos e folhelhos escuros, leques aluviais de conglomerados e arenitos. Essa sequência é conhecida como sequência das coquinas, devido à presença majoritária de sedimentos bioacumulados, principalmente bivalves (ANP, 2016).

A supersequência pós-rifte é caracterizada por restritas incursões do mar, marcada por ambiente tipo Golfo, em que houve o desenvolvimento de sequências carbonáticas e, sobretudo, densos pacotes evaporíticos (Moreira et al., 2007).

Essa fase se inicia com a deposição da sequência K44 e, sobreposta a ela, as sequências K46-K48. Estas sequências correspondem à Formação Barra Velha, depositada entre o Eoaptiano e Neoaptiano. A base da Formação Barra Velha (K44) faz contato discordante com a supersequência rifte, representado pela discordância pré-Alagoas e o limite superior com a parte superior da mesma Formação é dado por refletor sísmico com alto contraste de impedância acústica positiva, de caráter regional, que representa a discordância de 117 Ma. O topo do Barra Velha (K46-K48) termina em contato discordante com a sequência evaporítica (113 Ma). A deposição dessas sequências K44 e K46-K48 são caracterizadas pela transição entre ambiente continental e marinho raso, com a deposição de calcários microbiais, estromatólitos e laminitos nas porções distais. Apresentam também grainstones e packstones, com fragmentos de estromatólitos e ostracodes e podem ser encontrados litotipos parcialmente ou totalmente dolomitizados (Moreira et al., 2007).

O final da supersequência pós-rifte é marcado pela sequência K50, representada pelos evaporitos da Formação Ariri, depositados no Neoaptiano, tendo como limite superior o contato com as Formações Florianópolis e Guarujá. Os evaporitos mais comuns encontrados nesse intervalo são halita e anidrita, podendo ocorrer taquidrita, carnalita e silvinita (Moreira et al., 2007).

A fase drifte engloba 19 sequências deposicionais siliciclásticas que gradam de ambiente marinho raso plataformal a marinho profundo, configurando tendência claramente regressiva a partir do Campaniano, K100, até o Recente.

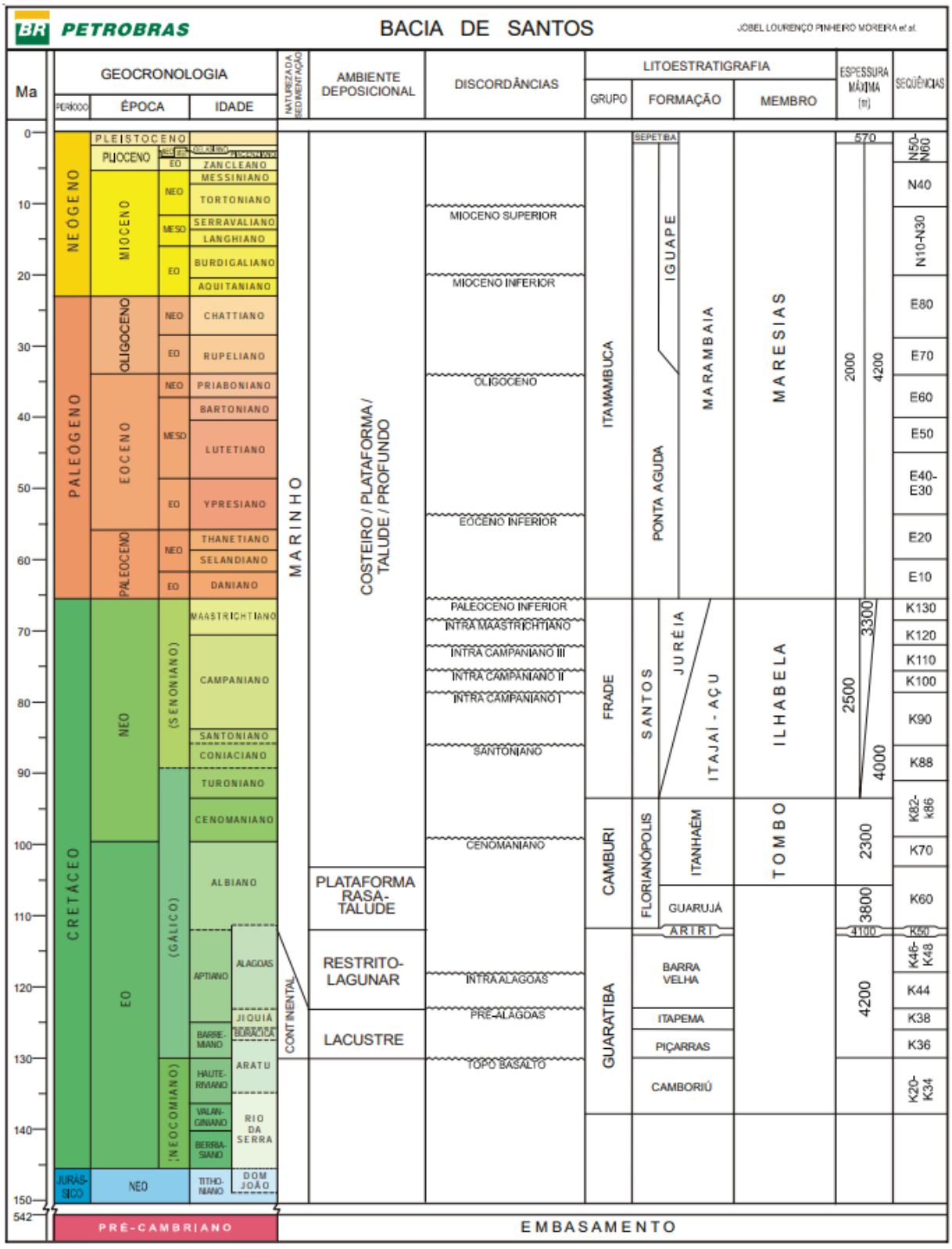


Figura 15: Carta cronoestratigráfica da Bacia de Santos. Fonte: Moreira et al. (2007).

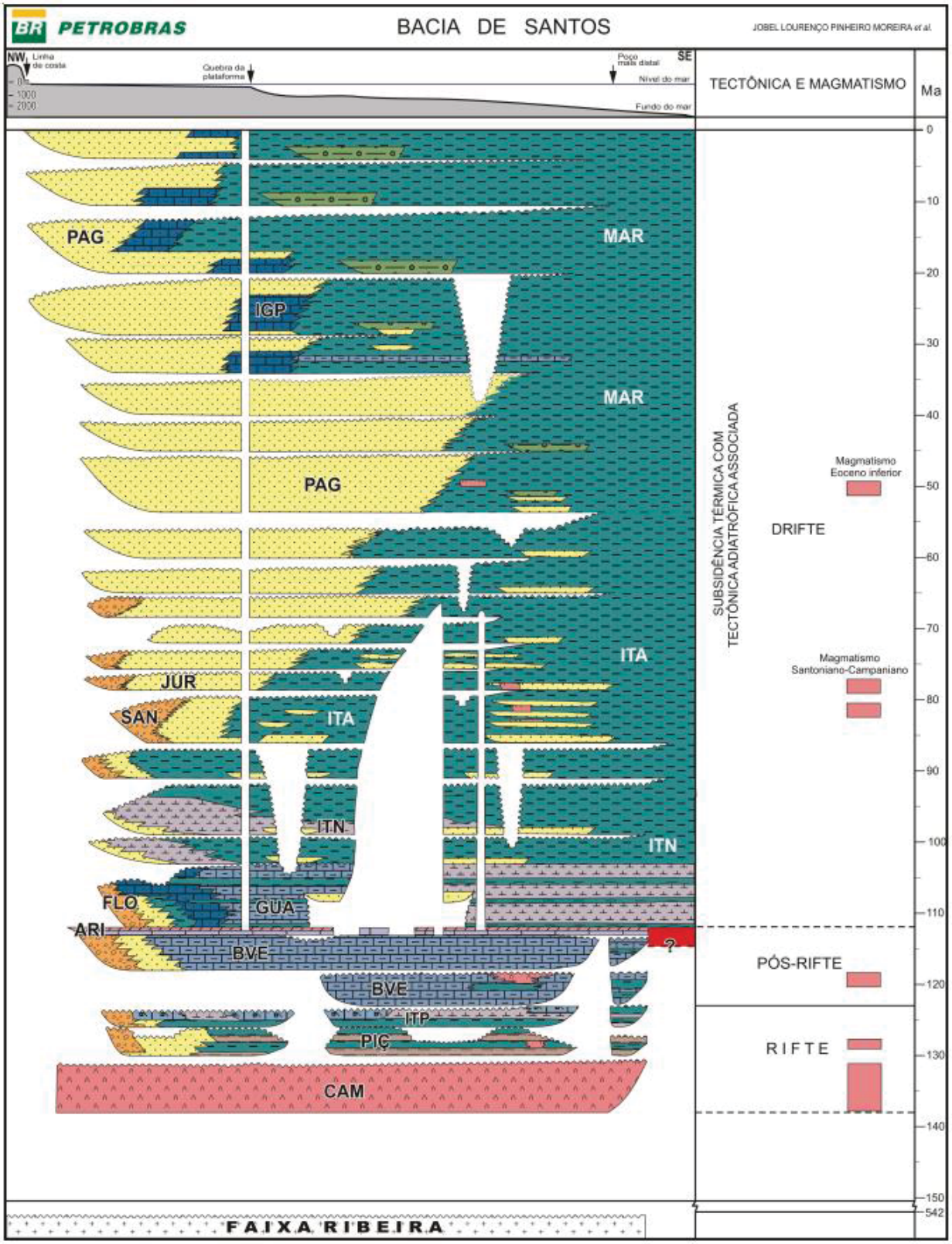


Figura 16: Carta cronoestratigráfica da Bacia de Santos. Fonte: Moreira et al. (2007).

3.5.2 Evolução Estrutural

A quebra do Gondwana Oeste foi iniciada entre Jurássico Superior e Cretáceo Inferior. Entende-se que a ruptura se deu de sul para norte, havendo maior contribuição magmática nas bacias localizadas no sul e sudeste da margem atlântica.

O lineamento Elevação Rio Grande-Cadeia Walvis contribuiu com o cenário estratigráfico-estrutural do início do rifteamento gondwânico como espécie de barreira que diferenciou a porção sul, com ambiente marinho aberto, da porção norte, com ambiente lacustre isolado (Dingle, 1999).

De acordo com Chang et al. (2008), as fases sin-rife I e sin-rifte II do pré-sal são correspondentes à Formação Camboriú, Formação Piçarras e Formação Itapema. Para os autores, a fase sin-rifte I é conhecida pela conversão de esforços sobre crosta em contínuo afinamento, originando falhas crustais. Assim, a fase seguinte (sin-rifte II) ocorreu em crosta parcialmente atenuada, com diminuição de tensões σ1 e σ3, resultando em rupturas em *strain softening* (Chang et al., 2008).

Segundo Mohriak (2003), a evolução da margem atlântica pode ser subdividida em cinco fases estratigráficas-estruturais distintas (Figura 17). A primeira fase inicia os processos distensionais e entende-se que há sucinto soerguimento astenosférico e afinamento litosférico regionalmente distribuído, com falhas discretas, controlando áreas com maior subsidência local que recebem rasa e ampla sedimentação.

Subsequentemente, na próxima fase, caracterizam-se aumento do estiramento litosférico e derrames de lavas basálticas, seguidos por expressivas falhas na crosta continental, resultando na formação de hemi-grabens, que recebem sedimentação continental lacustrina (Neocomiano–Barremiano) (Mohriak, 2003).

Na fase final do rifteamento, o acréscimo de distensão litosférica é marcado por grandes falhas que rotacionam os blocos da fase rifte inicial, sendo sobrepostos por sedimentos não tão afetados pela rotação das camadas anteriores (Mohriak, 2003).

O centro de espalhamento oceânico possivelmente intrude a crosta nessa fase, além disso, também ocorre magmatismo continental, reativação de falhas e

erosão de blocos rotacionados do rifte por uma discordância angular regional que separa a fase rifte da transicional e marinha (Mohriak, 2003).

Abaixo dos sedimentos evaporíticos, algumas bacias apresentam pacotes de sedimentos aptianos, pouco afetados por falhas. Estes sedimentos são depositados em estágio final de rifte nomeado de *sag basin*, podendo originar rochas geradoras (Henry e Brumbaugh, 1995). Esse intervalo é sobreposto pelos evaporitos aptianos, os quais, por sua vez, são sobrepostos pelas plataformas carbonáticas rasas albianas (Mohriak, 2003).

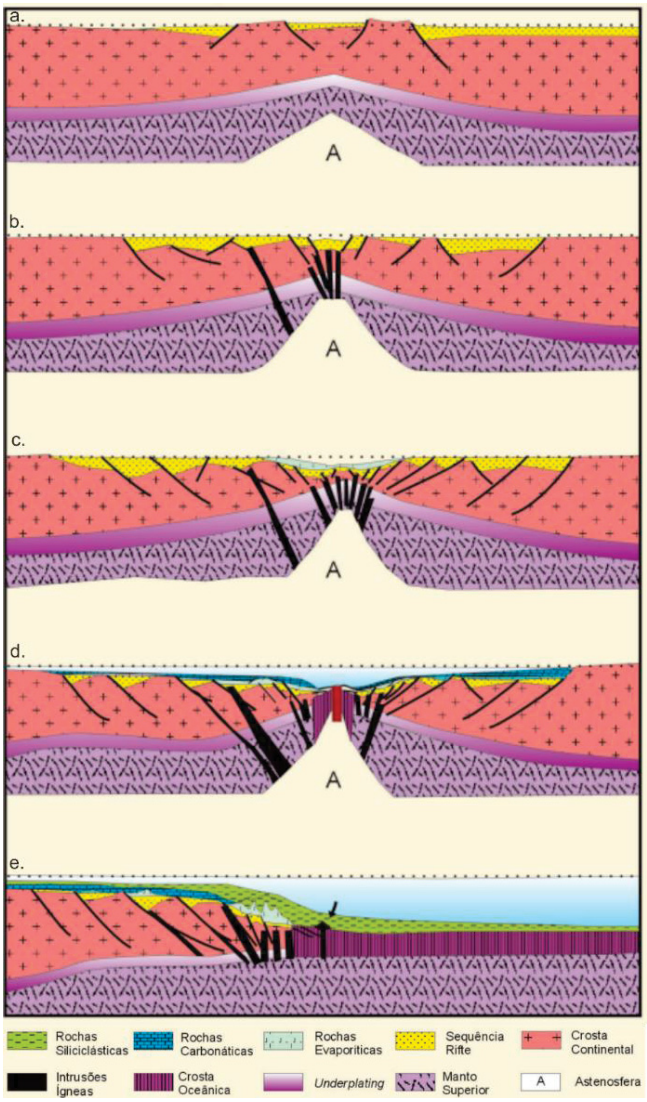


Figura 17: Modelo evolutivo da margem atlântica brasileira. Fonte: Mohriak (2003).

No final dessa fase, entre o Cenomaniano e Turoniano, há aumento da paleobatimetria, resultando na deposição de intervalos marinhos de águas profundas. Na margem sudeste, no final do Cretáceo, há expressivo aporte

sedimentar que pode estar relacionado ao soerguimento da Serra do Mar e da Serra da Mantiqueira, ocasionando em significativa progradação de cunhas siliciclásticas (Mohriak, 2003). Além dos eventos supracitados, outros importantes acontecimentos na formação da Bacia de Santos encontram-se sumarizados na Figura 18.

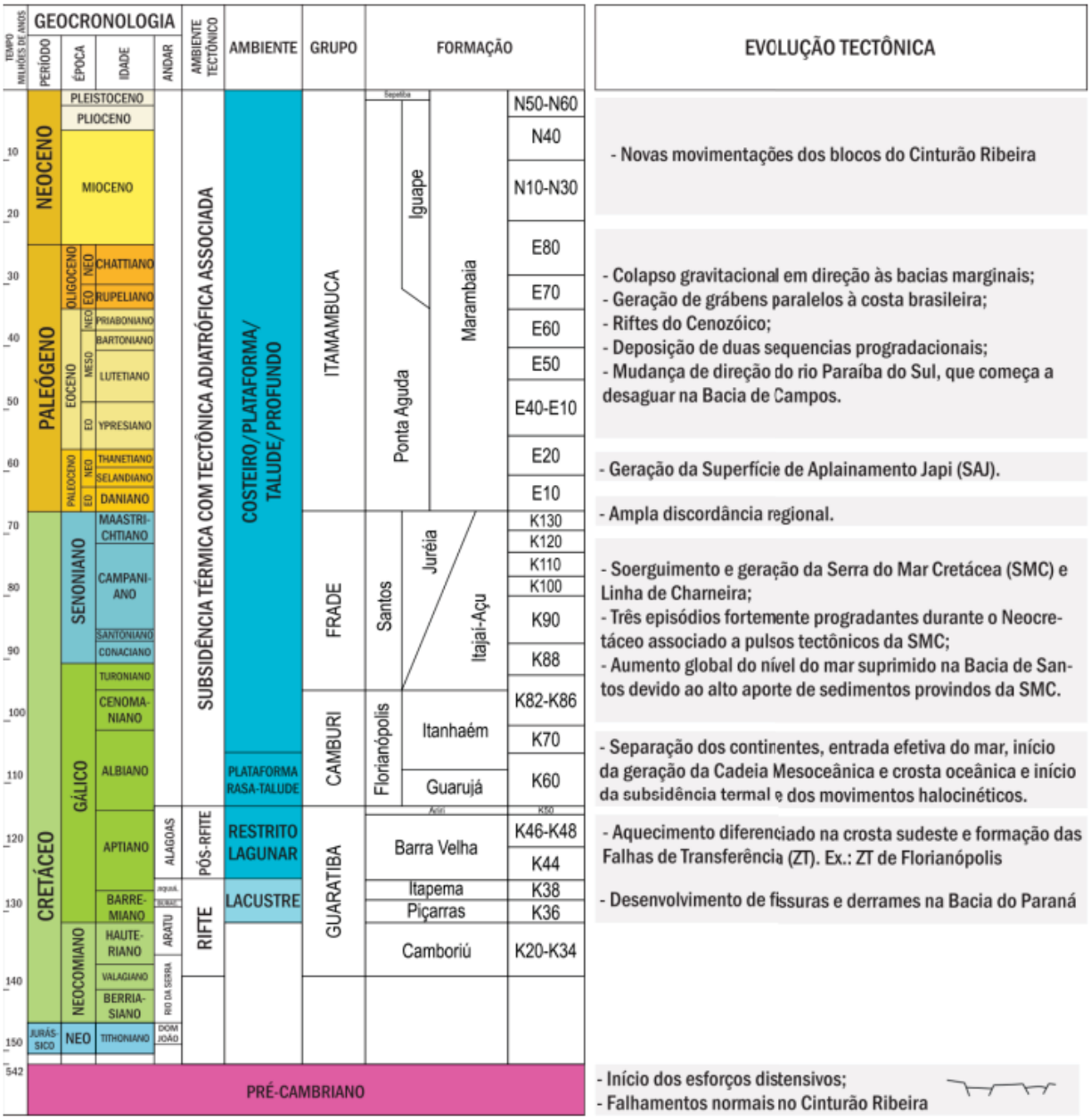


Figura 18: Carta estratigráfica da Bacia de Santos com os principais eventos tectono-estruturais (baseado em Assine et al. (2008), Macedo (1989), Zalán & Oliveira (2005) e Moreira et al. (2007). Fonte: Antunes (2018).

3.5.3 Arcabouço Estrutural de Santos e Campos

O Oceano Atlântico Sul pode ser subdividido em domínios tectônicos limitados por zonas de falhas EW (Figura 20), assim, as Bacias de Campos e Santos estão localizadas próximas à borda sul do domínio Central, separado do domínio Austral pela zona de fratura do Rio Grande (RGFZ) (Figura 20) (Moulin et al., 2010). Este limite coincide com o limite da bacia de sal Aptiano no Atlântico Sul, onde ocorre deslocamento do rifte NE ao longo da direção EW, evidente pela orientação da costa naquela região (Dehler et al. 2016).

O arcabouço estrutural rifte das bacias de Santos e Campos possuem diferenças. Percebe-se o deslocamento da linha de costa e linha de charneira de ENE para NNE, o que é fortemente controlado pela estrutural do embasamento (Milani et al., 2005) (Cinturão Ribeira e Cinturão Araçuaí). Segundo Karner (2000) e Milani et al. (2005), a estrutura do rifte na bacia de Santos é caracterizada por falhas normais de direção NNE, afetadas por zonas de transferência dextrais de direção NW que se tornam progressivamente EW perto da transição crustal continente-oceano (Meisling et al., 2001).

O regime tectônico foi de transtensão sinistral durante a abertura da Bacia de Santos (Meisling et al., 2001; Milani et al., 2005), pois a costa e as estruturas do embasamento estão orientadas obliquamente em relação à direção do estiramento, ou, pois há encurtamento NS concomitante (Dehler et al. 2016).

A feição conhecida como Platô de São Paulo, no sul da bacia de Santos, pode ser entendida como domínio crustal composto por crosta continental estirada e/ou rochas vulcânicas, cobertas por significativa camada evaporítica aptiana (Demercian et al., 1993). Esse platô é limitado a sul pela Dorsal de São Paulo, geneticamente ligada à evolução da fratura do Rio Grande (Gamboa e Rabinowitz, 1978).

Para Dehler et al. (2016), a sudoeste o Platô de São Paulo é limitado por anomalia em forma de cunha mais evidente em mapas gravimétricos, orientada quase norte-sul, interpretada por alguns autores como o centro de expansão abortado ativo no Aptiano (Mohriak et al., 2000, 2008, Scotchman et al., 2006).

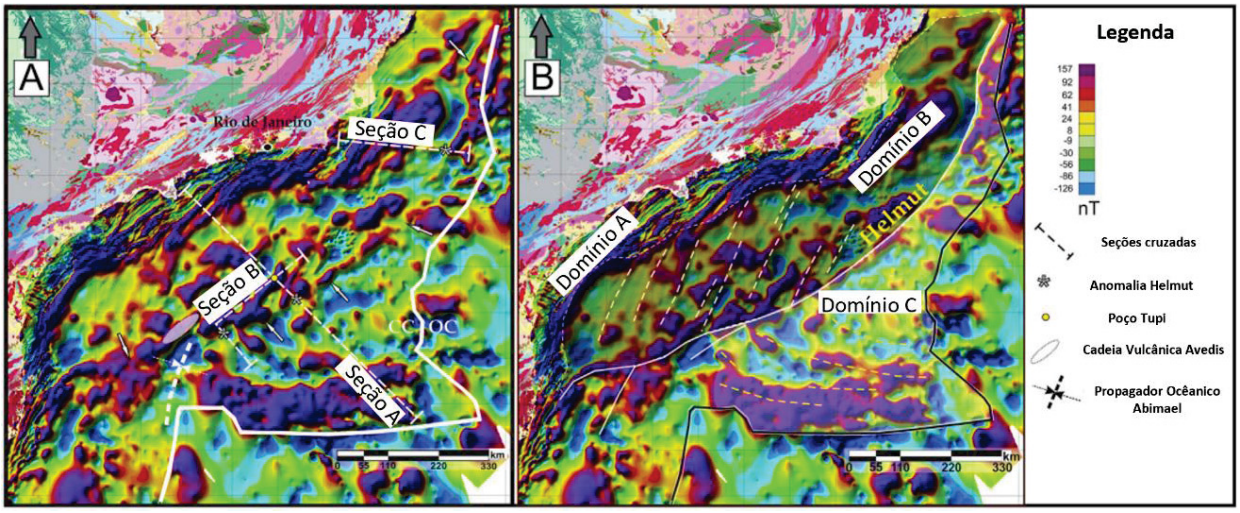


Figura 19: Mapa magnético de uma região offshore no sudeste do Brasil, derivado da fusão de airbone e campanhas de geofísica marinha. Fonte: modificado de Dehler et al. (2016).

Essa anomalia geofísica, chamada de lineamento de Helmut, é considerada sistema de zona de cisalhamento, com limite superior de atividade no Albiano recente e limite inferior no Aptiano tardio (115/114 Ma) (Dehler et al., 2016). Essa estrutura pode ser interpretada no mapa magnético da margem sudeste brasileira, ao longo da Bacias de Santos, Campos, Espírito Santo e Pelotas (Dehler et al. 2016).

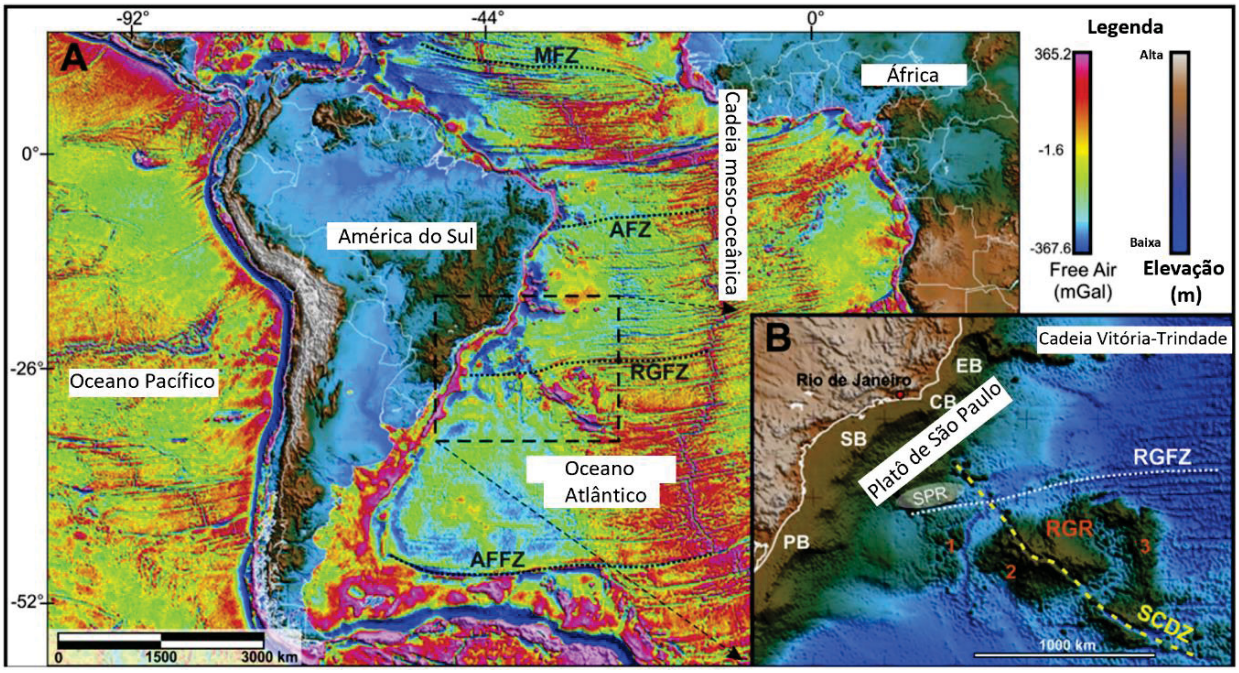


Figura 20: Composição de mapa gravimétrico e topográfico, obtido por dados de satélite da América do Sul e arredores. A) Mapa regional free-air, com as principais zonas de fraturas EW. MFZ: Zona de Fratura Marathon. AFZ: Zona de Fratura Ascension. RGFZ: Zona de Fratura Rio Grande. AFFZ: Zona de Fratura Agulhas Falkland. RGR: Elevação do Rio Grande. SCDZ: Zona de Fratura Cruzeiro do Sul. Fonte: modificado de Dehler et al. (2016).

De acordo com Dehler et al. (2016), o trend NNE da Bacia de Santos é reativado como falhamento normal e o trend NW é reativado como transtensão lateral direita, ambos compatíveis com a transtensão lateral esquerda do corredor Helmut NE-SW, do Aptiano tardio. Ainda segundo os autores, esses corredores são as estruturas mais ativas na Bacia de Santos durante o rifteamento final.

Consoante a Dehler et al. (2016), Helmut aparenta estar associada a um *flip-flop* regional, pois mergulha em direção ao mar, a leste, em Santos, com mergulhos acentuados para nordeste próximo ao alto de Cabo Frio e mergulha em direção à terra, a oeste, no norte de Campos e Espírito Santo. Esse sistema de falhamento se distribui ao longo da borda sul do alto estrutural mais pronunciado de Santos, denominado Alto Externo.

Ainda segundo Dehler et al. (2016), na Bacia de Santos, a componente horizontal da deformação gira as falhas rifte NNE para a direção NE próximo à Helmut. A estrutura rompe a bacia evaporítica do Atlântico Sul, reativando algumas falhas do rifte e também conecta as bacias de Santos e Campos durante o Aptiano superior, sendo interpretada como zona de megatransferência entre dois principais eixos de rifte NNE do Atlântico Sul (Dehler et al., 2016).

Além de Helmut, outra feição estrutural notável na Bacia de Santos é conhecida como Falha de Cabo Frio (Figura 21) e consiste em estrutura de geometria lístrica mergulhante para o continente, com muralhas de sal de idade aptiana no bloco alto e sal praticamente ausente no bloco baixo, onde a seção do Cretáceo superior apresenta estruturas do tipo *rollover*. Em Santos, o limite entre domínios distensivos e compressivos se dá a partir dessa estrutura (Antunes, 2018).

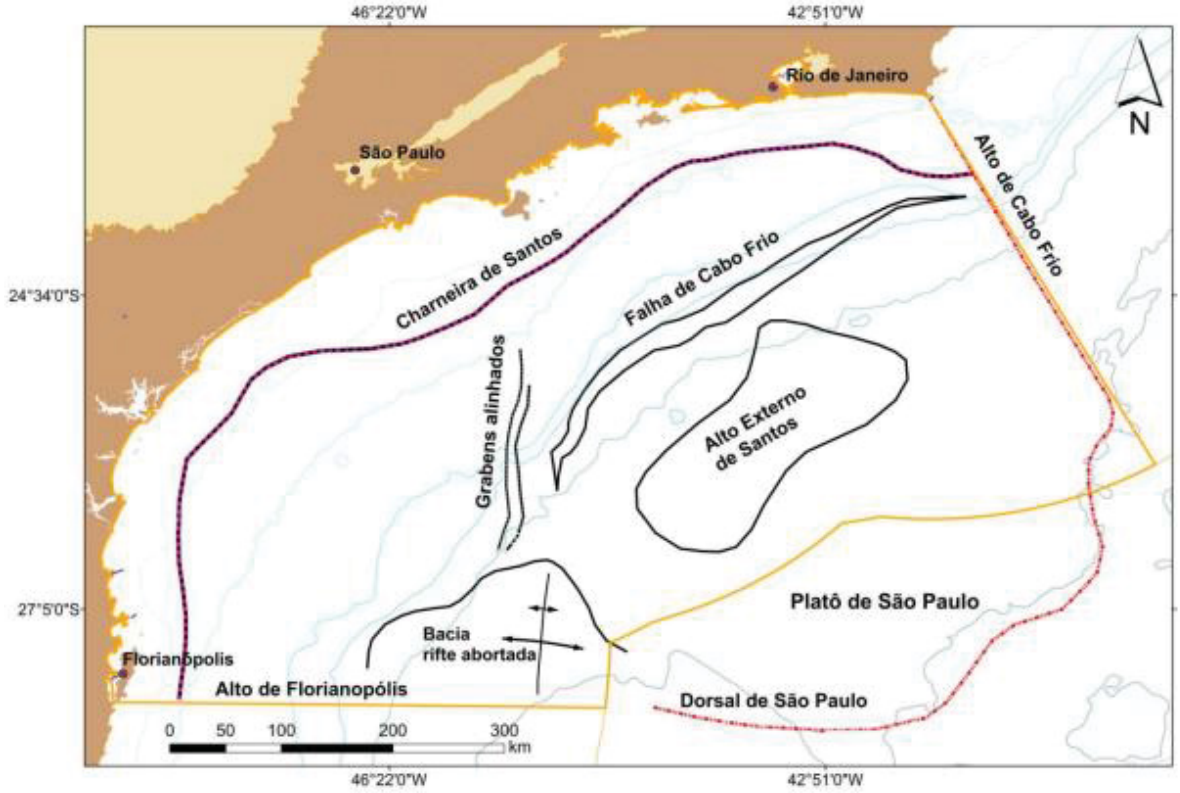


Figura 21: Bacia de Santos e principais elementos do arcabouço regional. Modificado de Garcia et al. (2012). Fonte: ANP (2017).

4 RESULTADOS

Este capítulo corresponde ao manuscrito submetido ao Boletim Paranaense de Geociências, para o qual as formatações obedecerão às normas da revista.

MODELO GEOMECÂNICO DA FAIXA NORDESTE DO CAMPO DE BÚZIOS, PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS

Leticia Betezek Monteiro[1], Barbara Trzaskos[2], Luis Carlos de Sousa Jr.[2]

ABSTRACT: Even though Buzios is the largest offshore deep-water oil field in the world, there are few public data related to this area. The geomechanical particularities of its main productive interval has been treated as a sometimes strike-slip, sometimes normal tectonic regime, which raises questions about the strike-slip contribution in the area. Therefore, a geomechanical model of the northeast Buzios field was built using five wells distributed throughout the area of interest. Acoustic profiles were processed and interpreted in order to identify breakout features, absorption tests were used to calculate the Shmin, formation pressure measurements were used to predict the pore pressure of the interval, density profiles combined with s and p waves transit time profiles, were used to obtain the magnitude of the Sv and the rock strength was calculated by three equations (carbonate-proper MechPro™ together with two correlations of cohesion and friction angle with porosity proposed for pre-salt rocks). Thus, a normal regime was obtained, and the breakout analysis resulted in two main trends for SHmax, one NE-SW direction, which agrees with the predominant structural trend in Brazilian passive margin basins, other approximately N-S. The northernmost area of Buzios, located at the East High, reflects N-S orientation of the stress field, and this difference may be related to the proximity of the Libra Transfer Zone (LTZ), an important geological feature present in Libra Field, which occurs around the area.

Keywords: SHmax, Shmin, leak-off tests, borehole image profiles

RESUMO: Embora Búzios seja o maior campo *offshore* de petróleo em águas profundas do mundo, existem poucos dados públicos relacionados a essa área. As particularidades geomecânicas de seu principal intervalo produtivo têm sido tratadas como regime tectônico ora transcorrente, ora normal, o que suscita questionamentos sobre a contribuição transcorrente presente na área. Para tanto, foi construído o modelo geomecânico da faixa nordeste do Campo de Búzios utilizando cinco poços distribuídos ao longo da área de interesse. Dessa forma, foram processados e interpretados perfis acústicos a fim de evidenciar feições de breakout, utilizaram-se testes de absorção para obtenção do Shmin, medidas de pressão da formação para prever a poropressão do intervalo, perfis de densidade e perfis de tempo de trânsito das ondas s e p, para obter a magnitude do Sv e calculou-se a resistência da rocha por três equações (*carbonate-proper* MechPro^{TM} e duas correlações de coesão e ângulo de atrito com porosidade propostas para rochas do pré-sal). Assim, regime tectônico normal foi obtido e a análise de *breakouts* resultou em duas direções principais para SHmax, uma NE-SW, que concorda com a tendência estrutural predominante nas bacias de margem passiva brasileiras e outra aproximadamente N-S. A área ao norte do Campo de Búzios, localizada no Alto Leste, apresenta orientação do campo de tensões N-S. Essa diferença pode ser reflexo da proximidade com Zona de Transferência de Libra (LTZ), importante feição geológica, presente no Campo de Libra, que ocorre no entorno da área.

Palavras-chave: SHmax, Shmin, leak-off tests, perfis de imagem

1. INTRODUÇÃO

Grande parte dos estudos da indústria do petróleo são voltados, sobretudo, para a geomecânica dos reservatórios e das rochas capeadoras, pois um dos mais expressivos desafios da exploração e produção (E&P) está na locação e perfuração de poços. Os modelos geomecânicos são ferramentas preditivas e essenciais em inúmeras fases da exploração e produção. Conhecer a dinâmica da subsuperfície possibilita prevenir acidentes e incidentes relacionados à perfuração. Além de prognóstica, a geomecânica também é indispensável na estimulação e simulação de poços, alavancando, assim, a indústria como um todo. Sabe-se hoje que os maiores *plays* exploratórios mundiais possuem particularidades geométricas, de lâmina

d’água, estruturais e sedimentares, que resultam em complexidades diferentes na operação da perfuração e da produção, e é nessa fase que a geomecânica atua fortemente.

A elaboração do modelo geomecânico depende de quatro fatores principais: magnitude e orientação do campo de esforços, propriedades mecânicas das rochas e pressão de poros, sendo o resultado do modelo condicionado fortemente pela existência e qualidade dos dados de entrada. É comum que ocorram lacunas e ausências de ensaios específicos na indústria do petróleo, dessa forma, embora existam métodos secundários para a realização da modelagem geomecânica, estes podem acrescentar margem de erro ao modelo elaborado, a qual deve ser considerada no produto final.

De acordo com dados recentes, o Campo de Búzios é considerado o segundo maior campo produtor de petróleo do pré-sal brasileiro (ANP, 2022), perdendo apenas para Tupi, ambos situados na Bacia de Santos. Dada a importância econômica desse intervalo localizado abaixo do sal, torna-se necessário conhecimento mais detalhado acerca das tensões que afetam as rochas carbonáticas dessa porção. Trabalhos que discutem sobre a geomecânica de Búzios ainda são pouco disseminados na literatura local, entretanto, estudos existentes apontam para regime tectônico transicional entre falhamento transcorrente e normal e orientação do campo de tensões (SHmax) predominantemente NE-SW (e.g. Fernandes et al., 2018; Cabrera Ruiz & Batezelli, 2022).

O presente trabalho apresenta proposta de modelagem geomecânica para o Campo de Búzios (Figura 1), situado no pré-sal da Bacia de Santos. A metodologia utilizada para a produção do modelo 1D levou em consideração ausência e lacuna de dados necessários e cruciais para o balizamento das informações analisadas.

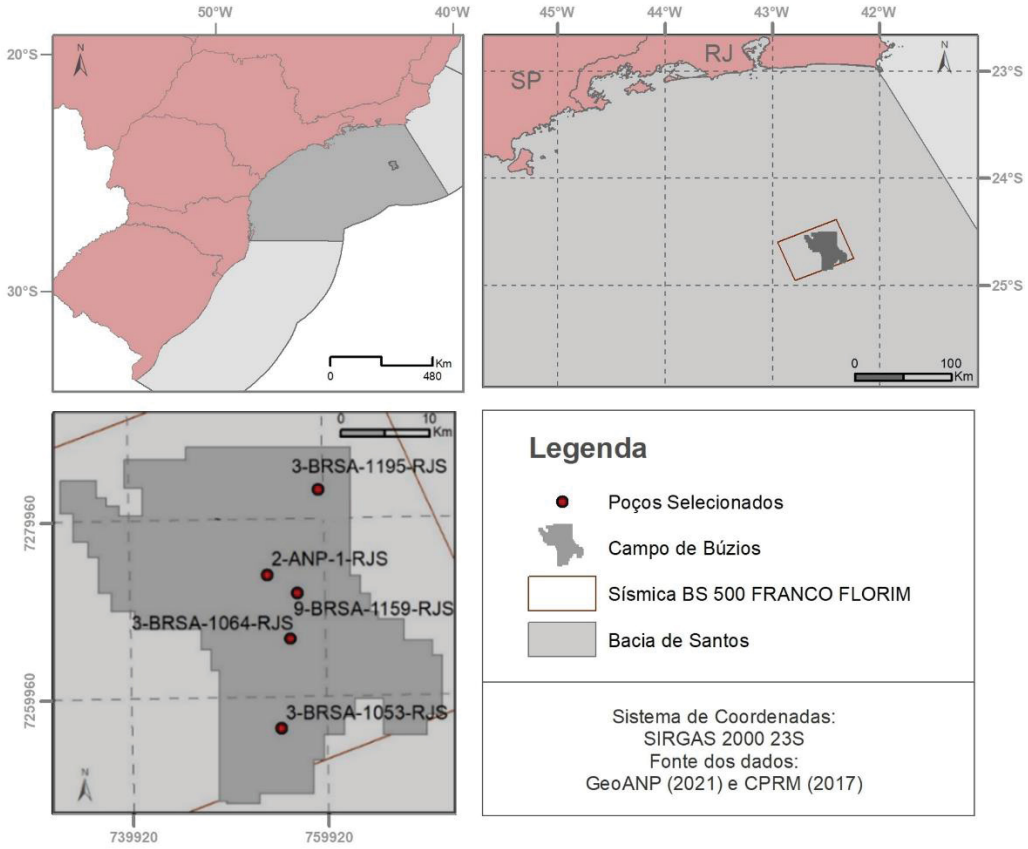


Figura 1: Localização do Campo de Búzios e dos poços selecionados para o estudo. Fonte dos dados: GeoANP (2021) e CPRM (2017).

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 GEOLOGIA

A Bacia de Santos é caracterizada como bacia de margem passiva, formada na ruptura diacrônica do Supercontinente Gondwana e abertura do Oceano Atlântico Sul (Mio et al., 2005). O trend regional NE-SW na província do Atlântico Sul também é evidente em Santos. Os grabens e horsts alinhados a nordeste da bacia foram formados, possivelmente, devido à fábrica tectônica herdada do final da amalgamação do Gondwana, evento orogênico Neoproterozoico (Strozyk & Kukla, 2017).

Segundo Karner (2000) e Milani et al. (2005), a estrutura do rifte na bacia de Santos é caracterizada por falhas normais de direção NNE, afetadas por zonas de transferência dextrais de direção NW que se tornam progressivamente EW perto da transição crustal continente-oceano (Meisling et al., 2001). De acordo com Dehler et al. (2016), o arcabouço estrutural da Bacia de Santos engloba o trend NNE, que

pode ser reativado como falhamento normal e o trend NW, que pode ser reativado como transtensão lateral direita, ambos compatíveis com a transtensão lateral esquerda do corredor Helmut NE-SW, do Aptiano tardio. Ainda segundo os autores, esses corredores são as estruturas mais ativas na Bacia de Santos durante o rifteamento final.

A estratigrafia da Bacia de Santos pode ser subdividida em três fases relacionadas à abertura do Oceano Atlântico: rifte, pós-rifte e drifte. A supersequência rifte diz respeito aos derrames basálticos da Formação Camboriú, ocorridos na ruptura do Gondwana, sobrepostos por leques aluviais e depósitos lacustres da Formação Piçarras e pela Formação Itapema, que possui um intervalo conhecido como sequência das coquinas. A sequência pós-rifte é caracterizada por restritas incursões do mar, em que houve o desenvolvimento de sequências carbonáticas e, sobretudo, densos pacotes evaporíticos, com a deposição da Formação Barra Velha e da Formação Ariri (Moreira et al., 2007). Por fim, a sequência drifte engloba 19 sequências deposicionais siliciclásticas que gradam de ambiente marinho raso plataformal a marinho profundo, configurando tendência claramente regressiva a partir do Campaniano, K100, até o Recente.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Os dados utilizados neste projeto foram o bloco sísmico 3D R0276_BS_500_FRANCO_FLORIM, que foi útil para o mapeamento os horizontes sísmicos da base do sal e do topo do embasamento, bem como identificar as falhas mais expressivas na área de estudo. Além disso, foram utilizados cinco poços na faixa nordeste do Campo de Búzios, quais sejam: 2-ANP-1-RJS, 3-BRSA-1053-RJS, 3-BRSA-1064-RJS, 3-BRSA-1195-RJS, 9-BRSA-1159-RJS (Tabela 1 e Figura 1), os quais foram úteis para os cálculos geomecânicos.

Tabela 1: Relação dos poços fornecidos pela ANP e utilizados para o estudo, apresentando MR, profundidade e lâmina d'água.

Poço	MR (m)	TVD (m)	Lâmina d'água (m)
2-ANP-1-RJS	25.00	5942.00	1894.00
3-BRSA-1053-RJS	25.00	5976.00	2024.00
3-BRSA-1064-RJS	32.00	6015.00	2032.00
9-BRSA-1159-RJS	32.00	5920.00	1958.00
3-BRSA-1195-RJS	31.00	5895.00	1769.00

Todos os poços possuíam informação das fases de 8 ½, 12 ¼ ou 14 ¾ polegadas, que diz respeito ao intervalo do reservatório (Formação Barra Velha e Formação Itapema), no entanto, houve dificuldade em acessar as informações dos intervalos do pós-sal e sal.

3.1 Tensão Vertical

A tensão vertical (Sv) ou tensão de sobrecarga, definida como aquela exercida pela sobrecarga dos sedimentos e rochas sobrejacentes a determinado ponto é equivalente à integração do peso da rocha, desde a superfície até a profundidade de interesse (Zoback, 2007). Para determinar matematicamente essa tensão, utilizou-se formulação corrigida de acordo com a lâmina d'água e estrutura geológica, cujo primeiro termo diz respeito à coluna d'água a ser considerada e o segundo termo às camadas de rocha sobrejacentes (equação 1).

$$Sv = \rho_w g d_w + \int_{dw}^{z} \rho g dz \text{ (equação 1)}$$

Dessa forma, tem-se:

ρ_w: Densidade da água
g: Aceleração da gravidade
d_w: Lâmina d'água
ρ: Densidade das rochas
z: Profundidade

3.2 Shmin

A estimativa do Shmin foi feita pelo método do *Minimum Effective Stress Ratio* (ESR), que utiliza dados dos *leak-off tests* (LOTs) executados no poço para o cálculo de mínima tensão efetiva. Considerou-se, dessa forma, que a razão ESRmin é constante ao longo do range de profundidades estudado, extrapolando a mínima tensão horizontal utilizando como calibração os dados da tensão de sobrecarga e poropressão, de acordo com a equação 2:

$$ESRmin = \frac{(Sh - Pp)}{(Sv - Pp)} \text{ (equação 2)}$$

Sendo:

Sv: Tensão vertical
Sh: Tensão horizontal mínima
Pp: Poropressão

Para o cálculo da magnitude do Shmin, no presente trabalho, foram consideradas apenas as medidas de LOT no intervalo do reservatório, descartando as medidas que foram obtidas no intervalo evaporítico, seção acima da Formação Barra Velha.

3.3 SHmax

A orientação e magnitude do SHmax foi obtida a partir da análise de *breakouts*, com base na visualização dos perfis de imagem e da formulação teórica que considera o ângulo de maior abertura que o *breakout* faz com a parede do poço (W_{bo}), segundo a equação 3 (Zoback, 2007):

$$SHmax = \frac{\left((C_{eff} + 2Pp + \Delta P + \sigma^{\Delta T}) - Shmin(1+2cos2\theta b)\right)}{1-2cos2\theta b}\ ,\ 2\theta b \equiv \pi - W_{bo} \quad \text{(equação 3)}$$

Sendo:

SHmax: Tensão horizontal máxima
$\sigma^{\Delta t}$: Tensão térmica
Shmin: Tensão horizontal mínima
ΔP: Peso da lama (ESD) - Pp
W_{bo}: Ângulo de maior abertura que o *breakout* faz com o poço
C_{eff}: Resistência da rocha (UCS)
Pp: Poropressão
$2\theta b = \pi - W_{bo}$; sendo $\pi = 180$

Devido à teoria da poro-elasticidade descrever o comportamento constitutivo da rocha em sólidos porosos saturados com algum fluido, o coeficiente de Biot adotado para o presente estudo levou em consideração estudos regionais de rochas análogas às rochas carbonáticas do reservatório de Búzios e foi considerado como unitário (Vasquez et al., 2009).

A orientação do campo de tensões foi determinada por meio da análise da direção do SHmax, obtido pela observação de *breakouts*. Para possibilitar a identificação e orientação dos *breakouts*, por sua vez, foi realizado o processamento de cinco perfis de imagem, aferindo, sobretudo, a declinação magnética e a

orientação dos dados fornecidos pelo BDEP. Realizou-se, também, correção de velocidade, normalização e equalização dos dados.

No presente caso, o azimute médio de *breakout* da amostragem foi determinado, primeiramente, pela transformação dos ângulos para o intervalo de 0-360º (equação 4):

$$\theta i^* = 2\theta i \text{ (equação 4)}$$

Sendo:
θi: Direção de eixo do *breakout*

Posteriormente, a direção cosseno e seno de θi foi ponderada pelo número de medidas, de acordo com as equações 5 e 6:

$$S = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} sin\theta i^* \text{ (equação 5)}$$

$$C = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} cos\theta i^* \text{ (equação 6)}$$

Em que:
θi: Direção do eixo do *breakout*

3.4 Resistência da Rocha (UCS)

A resistência à compressão simples (UCS) da rocha foi calculada utilizando a equação de CPM (*carbonate-proper* MechPro^{TM}) de Santos & Ferreira (2010) (equação 7), que foi desenvolvida a partir de testes de laboratório em testemunhos do pré-sal por meio de uma adaptação da correlação de MechPro^{TM}.

$$UCS = 8.374x10^{-21}x\ {\rho_b}^2 x Vp^4 x \left(\frac{(1+\nu)}{(1-\nu)}\right)^2 (1-2\nu) \text{ (equação 7)}$$

Em que:

ρ_b: massa específica em kg/m^3
V_p: velocidade de onda compressional em m/s
ν: coeficiente de Poisson (adimensional)

Complementarmente a essa correlação foram também utilizadas correlações empíricas propostas por Santos et al. (2011), apud Fernandes et al. (2018), para

estimar os parâmetros de resistência da rocha associados à coesão e ângulo de atrito, a partir da porosidade das rochas carbonáticas do pré-sal (equação 8 e equação 9).

$$c = 21{,}203 + 41{,}2\phi \text{ (equação 8)}$$

$$\varphi = 40{,}255 - 190{,}4\phi \text{ (equação 9)}$$

Em que:

ϕ: Porosidade em un. decimais
C: coesão em MPa
ϕ: ângulo de atrito em graus

Neste caso, a porosidade total, por sua vez, foi calculada utilizando valores de perfil de densidade, correlacionando o grau API com densidade do fluido (para as porções do reservatório saturadas em óleo) e valores medidos de densidade em amostras de *plug* lateral (equação 10):

$$PHI_T = \frac{DEN_{ma} - DEN_{log}}{DEN_{ma} - DEN_f} \text{ (equação 10)}$$

Em que:

DEN_{ma}: densidade da matriz
DEN_{log}: densidade lida no log
DEN_f: densidade do fluido

3.5 Poropressão

A poropressão foi determinada por meio de medidas tomadas nos ensaios de *Repeat Formation Tests* (RFT), realizados no intervalo de interesse. Estes dados foram plotados em gráfico correspondente de pressão da formação *versus* profundidade, a partir do qual foi possível estabelecer a relação linear para extrapolação dos dados para todo o intervalo. *Spikes* e pontos distoantes mais relevantes e isolados de medida de pressão da formação foram desconsiderados para a extrapolação linear, tendo em vista que podem ter sido ocasionados por complicações do ensaio na operação (Gráfico 1).

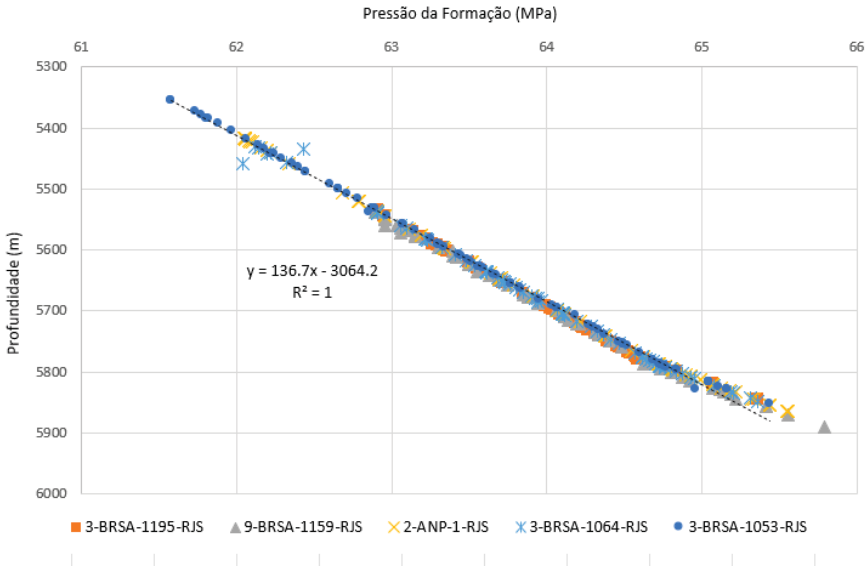


Gráfico 1: Pressão da formação medida em teste a cabo e linha de tendência para as medidas obtidas.

4. RESULTADOS

4.1 Interpretação sísmica

Para melhor visualização e contextualização estrutural da área, foram interpretadas as falhas regionais mais expressivas do volume sísmico do Campo de Búzios. Percebe-se estruturação com tendência NNE-SSW, com menores contribuições NNW-SSE (Figura 2). Algumas falhas encontram-se limitadas ao intervalo rifte, outras avançam para o pós-rifte, podendo chegar na base do sal. As principais falhas modeladas em 3D foram classificadas como falhas normais e, além das falhas normais, foi identificado, em mapa, possível falha transcorrente com cinemática dextral, nos arredores do poço 3-BRSA-1195-RJS (Figura 3).

A interpretação estrutural indicada na Figura 2 corrobora o que foi proposto, anteriormente, no trabalho de Tavares dos Santos & Gordon (2021), no que tange aos *trends* estruturais predominantes e limites das falhas normais traçadas em sísmica. Essa correspondência indica que as falhas que condicionam o Campo de Búzios concentram-se na faixa norte nordeste do campo, onde, coincidentemente, encontram-se os maiores altos e baixos do embasamento.

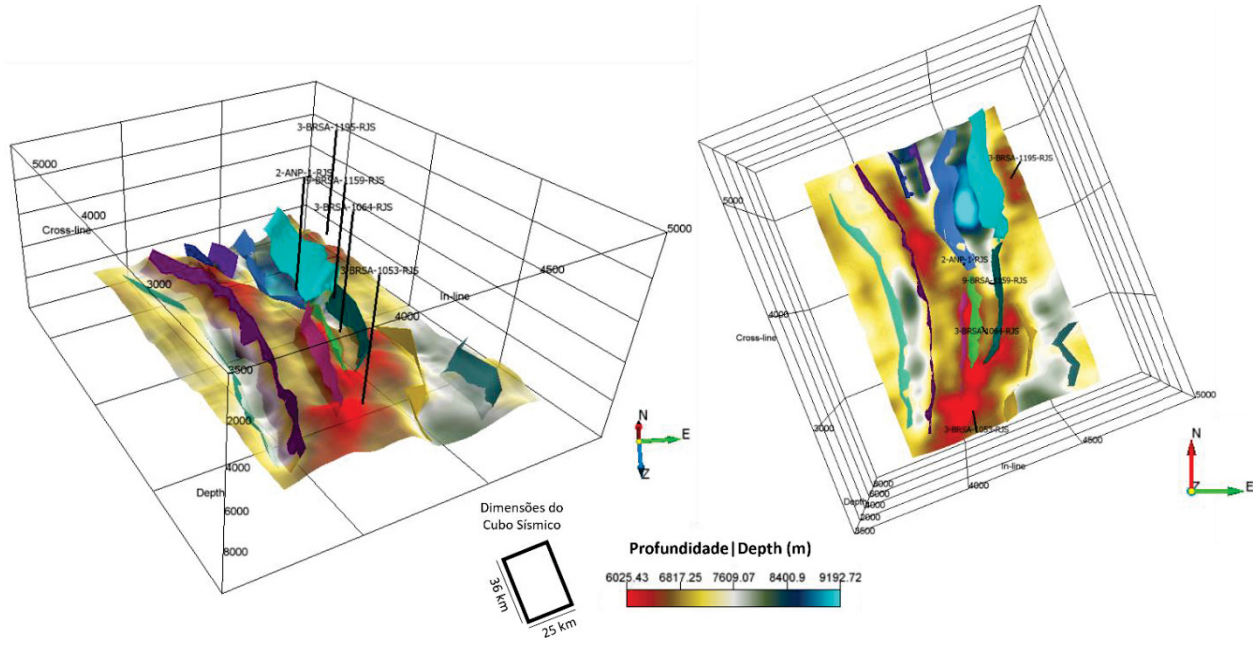


Figura 2: Falhas mestras traçadas no volume sísmico do Campo de Búzios, no horizonte do topo do embasamento, evidenciando o *trend* predominante NNE-SSW.

Com relação aos horizontes traçados, a primeira superfície (horizonte K50) refere-se à base do sal, que delimita o topo do reservatório Búzios e apresenta pico de impedância acústica positiva (Figura 4). Esse horizonte evidencia o formato do Campo de Búzios, facilitando a localização de estruturas e feições importantes para o modelamento e compreensão da problemática com viés geológico. O segundo horizonte (K20-K34), por sua vez, foi delimitado em porção da sísmica com sinal de baixa qualidade, atenuado devido ao volume de sal das camadas sobrejacentes (Figura 5). Esse horizonte diz respeito ao topo do embasamento da Bacia de Santos, em que se pode aferir os principais horsts e grabens que constituem o Campo de Búzios, quais sejam: Alto Sudoeste, Alto Central, Alto Noroeste, Alto Leste, Baixo Central Relativo e Baixo Leste (Figura 5).

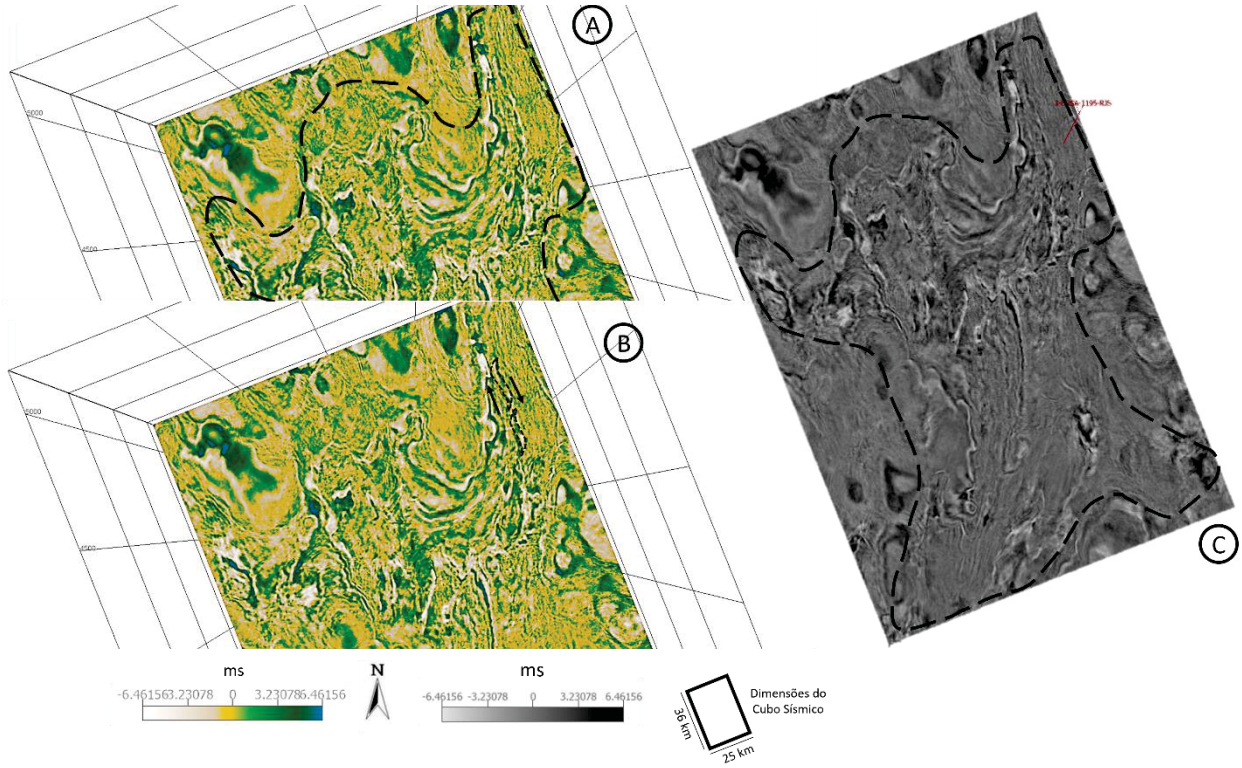


Figura 3: A: Z-slice na profundidade de 6000 m, sobreposto pelo contorno do Campo de Búzios, evidenciando a falha transcorrente em mapa, localizada na porção norte do campo. Observam-se feições sigmoidais, possivelmente associadas à transcorrência. A e C: Z-slice não interpretado. B: Z-slice com possível interpretação.

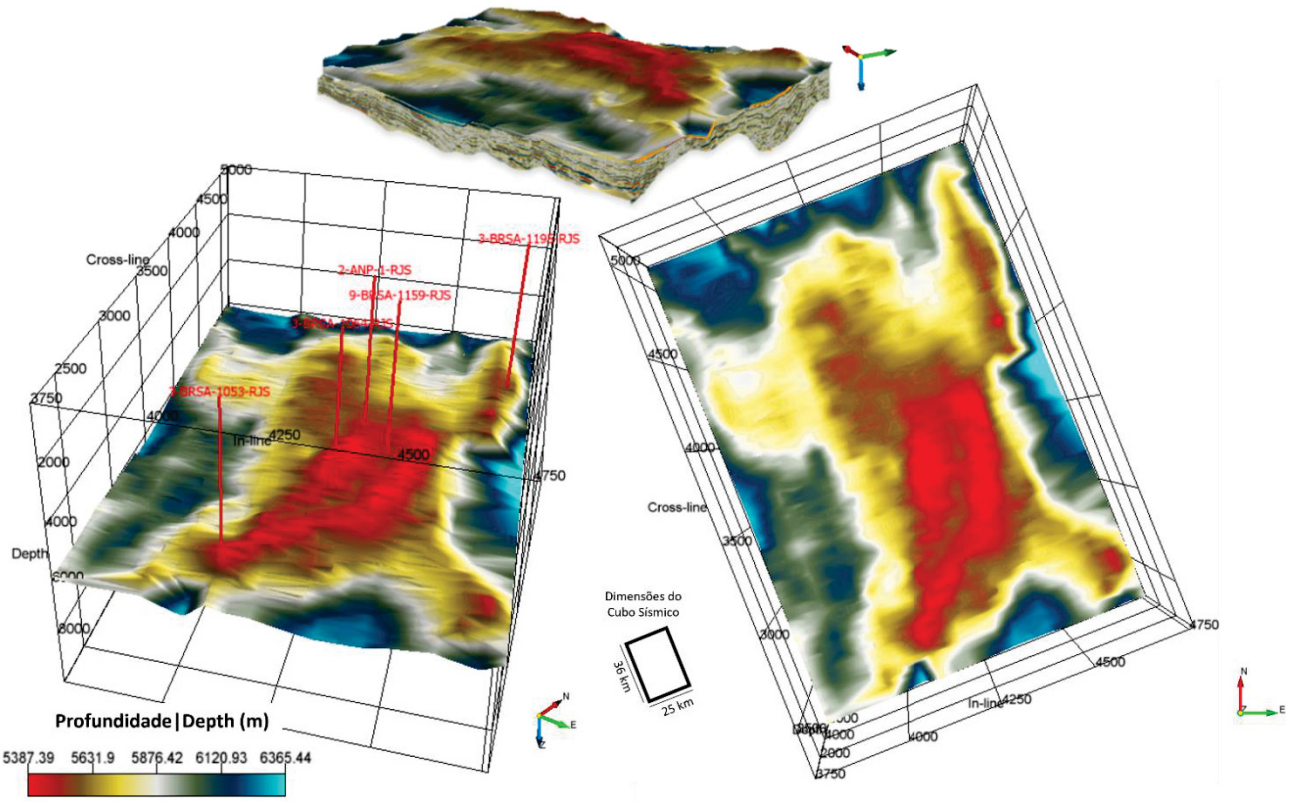


Figura 4: Horizonte da base do sal (K50), com os poços utilizados no presente estudo. Evidencia-se o formato particular do Campo de Búzios.

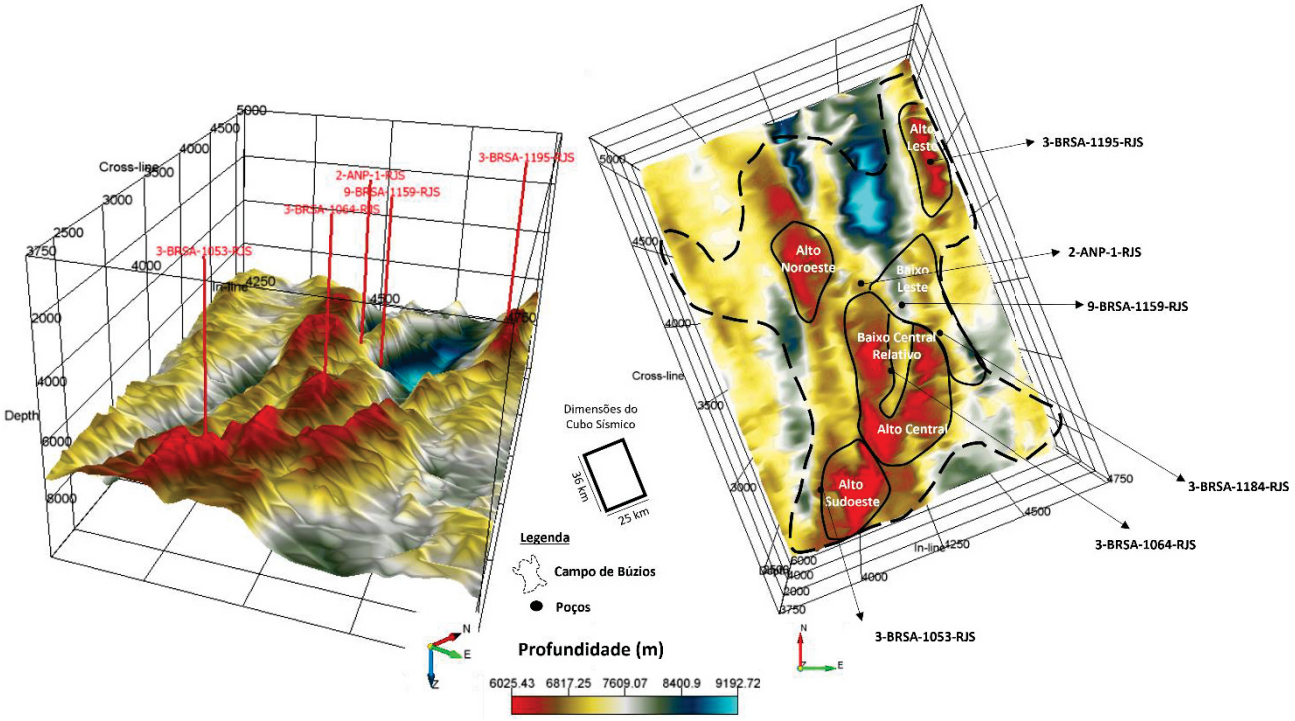


Figura 5: Horizonte do topo do embasamento (K20-K34), com os poços utilizados no presente estudo. Evidenciam-se os principais horsts e grabens do Campo de Búzios.

4.2 Perfis de imagem

Foram processados perfis de imagem dos cinco poços, sendo que em apenas quatro deles pôde-se retirar dados de ângulos de azimute e abertura de *breakouts*. Os poços interpretados apresentam *breakouts* em diversas profundidades do reservatório, indicando orientação preferencial NW nos poços 3-BRSA-1053-RJS e 9-BRSA-1159-RJS e aproximadamente E-W nos poços 3-BRSA-1195-RJS e 3-BRSA-1064-RJS. O ângulo de abertura médio dos *breakouts* calculado para o presente trabalho foi de 43º. As profundidades dos *breakouts* identificados encontram-se na Tabela 2 e alguns exemplos dessa feição na parede do poço encontram-se na Figura 6.

Tabela 2: Profundidades dos breakouts identificados nos perfis de imagem dos poços fornecidos pela ANP.

Poço	Prof. Breakout (m)
2-ANP-1-RJS	Não identificado
3-BRSA-1053-RJS	5581.00
3-BRSA-1064-RJS	5560.00
9-BRSA-1159-RJS	5488.00 e 5491.00
3-BRSA-1195-RJS	5801.00

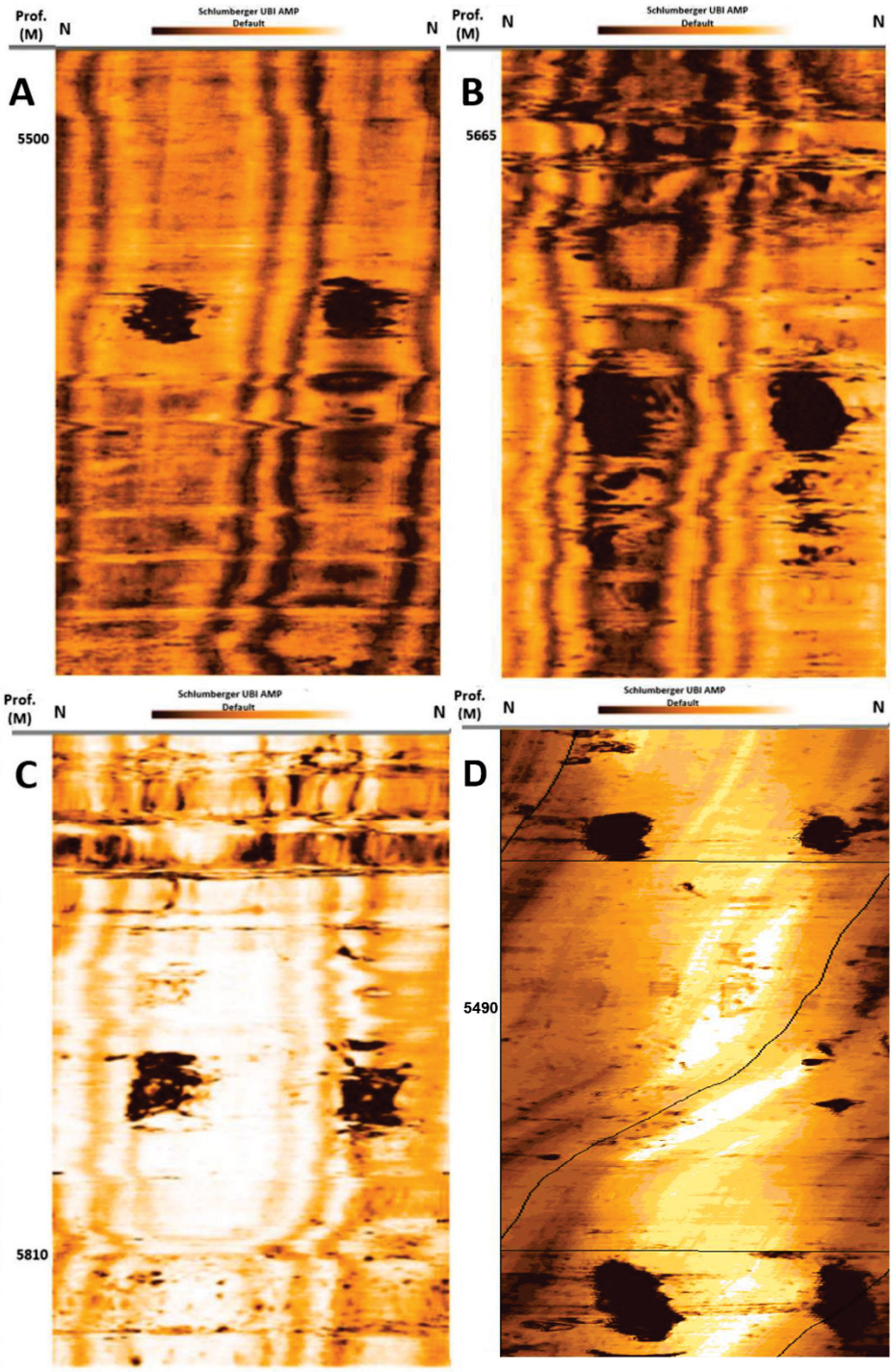


Figura 6: A, B, C: Perfis de imagem processados para o poço 3-BRSA-1053-RJS. A) Profundidade de 5500 m, representando calcário microbial. B) Profundidade de 5665 m, representando calcário microbial. C) Profundidade de 5810 m, representando calcário. D: Perfil de imagem processado para o poço 9-BRSA-1159-RJS, na profundidade de 5490 m, representando calcário microbial.

4.3. Geomecânica

4.3.1 Tensão de Sobrecarga (Sv)

A tensão de sobrecarga foi calculada a partir da combinação de dados de Vp, Vs e perfis de densidade corridos no poço, tendo *gaps* sido sanados com interpolação linear. Nos pontos onde não havia perfis de densidade disponíveis, foram utilizadas equações de Gardner (1974) e de Belotti e Giacca (1978) para a conversão da propriedade de Vp e Vs em densidade. Com isso, foi criada curva característica de tensão litostática, considerando toda a coluna sedimentar, que cresce em profundidade e, na posição do reservatório, se encontra na ordem de 97 MPa e 110 MPa (Gráfico 2).

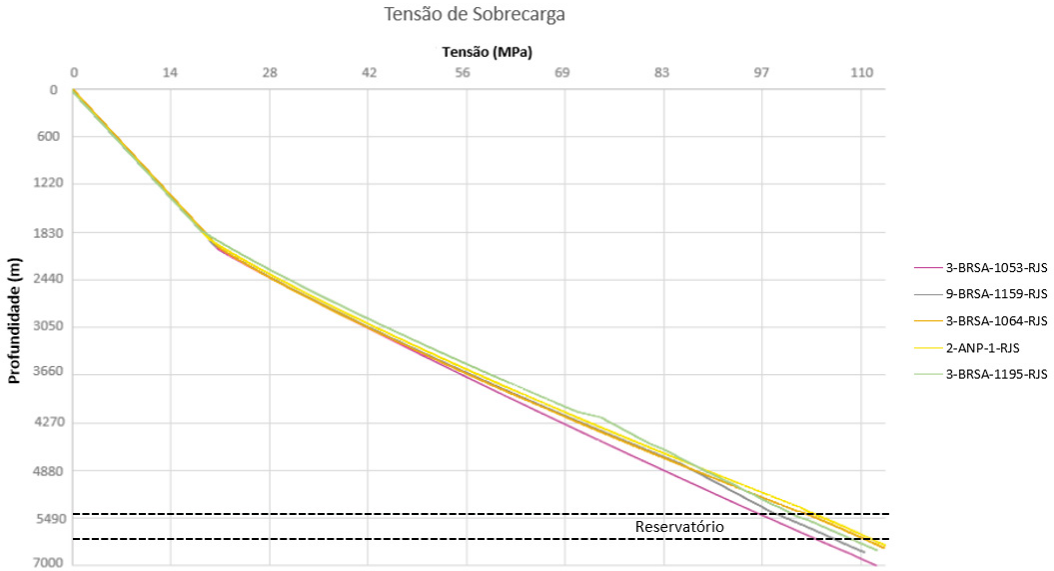


Gráfico 2: Tensão de sobrecarga calculada para os cinco poços da área de estudo. Evidencia-se o intervalo de interesse como intervalo do reservatório do Campo de Búzios.

4.3.2 Resistência da Rocha (UCS)

A resistência da rocha foi calculada utilizando a correlação CPM (Santos & Ferreira, 2010) e duas equações empíricas propostas por Santos et al. (2011), para rochas carbonáticas do pré-sal, que correlacionam coesão e ângulo de atrito com a porosidade dos materiais. Como grande parte das rochas que compõem o reservatório de Búzios, nos cinco poços analisados, são carbonáticas (com menores contribuições pontuais, restritas e locais de siltitos), foram aplicadas estas três correlações para todo o intervalo do reservatório, obtendo range de valores de UCS de 30 MPa a 107 MPa. A estatística básica para os valores obtidos de resistência da rocha encontra-se na Tabela 3.

Tabela 3: Estatística obtida para os valores de UCS calculados por meio das correlações CPM (Santos & Ferreira, 2010) e de Santos et al. (2011).

	UCS
Média (MPa)	40.3
Desvio padrão	29.1
Desvio médio	25.7

4.3.3 Shmin

A determinação da menor tensão horizontal foi feita por meio do método de *Minimum Effective Stress Ratio* (ESRmin) que considera constante a razão entre tensões de sobrecargas efetivas e tensões horizontais mínimas efetivas, no presente caso, para intervalos relativamente homogêneos. Essa metodologia foi necessária pois os valores de absorção medidos nos *leak-off tests* aconteceram na transição entre sapatas e não necessariamente nas profundidades de interesse do presente trabalho. Dessa forma, obtendo os valores medidos para as profundidades das sapatas e conhecendo os valores de tensão de sobrecarga e poropressão, foi possível a extrapolação do valor medido para a profundidade alvo (no caso, as profundidades em que foram identificadas feições de *breakout*). Os valores dos *leak-off tests,* conduzidos nos cinco poços analisados, encontram-se no Gráfico 3. O ESRmin para cada poço encontra-se na Tabela 4.

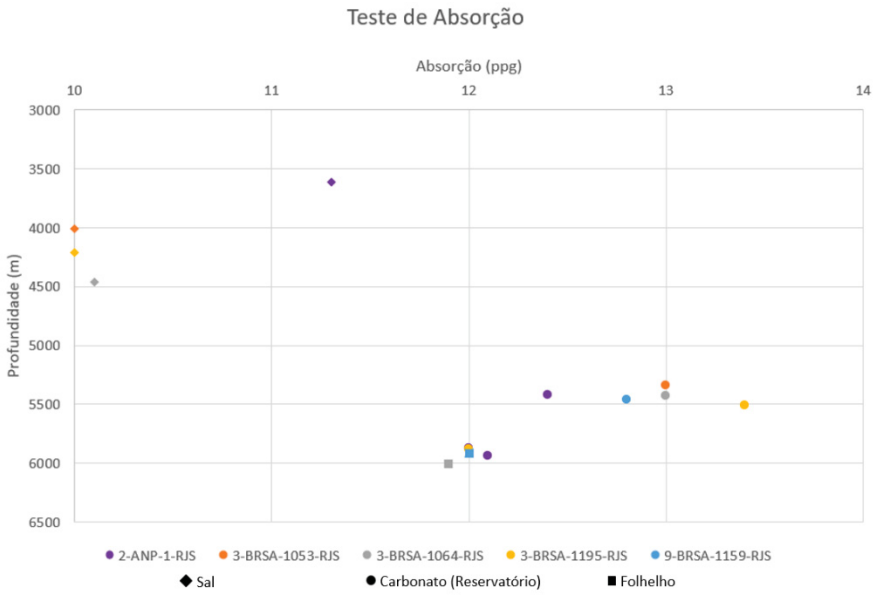


Gráfico 3: Valores de absorção medidos em *leak-off tests* para os cinco poços de estudo.

Tabela 4: Valores Shmin e ESRmin obtidos para os cinco poços de estudo.

Poço	TVD (m)	LOT (ppg)	Pp (MPa)	Shmin (MPa)	Sv (MPa)	ESRmin
2-ANP-1-RJS	5425.00	12.40	62.10	79.13	103.60	0.42
3-BRSA-1053-RJS	5344.00	13.00	61.57	81.72	93.90	0.62
3-BRSA-1064-RJS	5429.00	13.00	62.12	83.02	102.65	0.52
9-BRSA-1159-RJS	5514.00	13.40	62.80	86.91	100.62	0.64
3-BRSA-1195-RJS	5463.00	12.80	62.90	82.25	101.38	0.50

4.3.4 Magnitude e Orientação do SHmax

O SHmax para o intervalo do reservatório foi calculado a partir do ângulo de abertura dos *breakouts* (W_{bo}), resistência da rocha (UCS), tensão vertical, Shmin, poropressão e peso da lama de perfuração nas profundidades dos *breakouts*. Foram identificados *breakouts* na unidade Barra Velha nos poços 3-BRSA-1053-RJS, 3-BRSA-1064-RJS e 9-BRSA-1159-RJS. Já no poço 3-BRSA-1195-RJS foi identificado *breakout* na Formação Itapema. De acordo com os perfis compostos desses poços, todos os *breakouts* ocorreram nas rochas carbonáticas do reservatório de Búzios, descartando a hipótese de essas feições estarem localizadas em rochas ígneas ou folhelhos.

Os valores obtidos nos cinco poços para o ESRmax estão entre 0.56 e 0.78, configurando possível regime de falhamento normal para a área. Levando em consideração que não foram observadas fraturas induzidas nos trechos analisados, os polígonos de tensões (Figura 7) também corroboram o regime de tensão normal.

Ao analisar os perfis de imagens processados, observou-se que de fato há feições lineares subverticais em algumas profundidades (Figura 6). Entretanto, como a maioria dessas feições ocorrem em quartetos e não duplas separadas 180º entre si, entendeu-se que poderiam ser mais bem associadas a particularidades sedimentológicas do intervalo, que a fraturas induzidas. Compreende-se, dessa forma, que fraturas induzidas apresentar-se-iam em pares únicos, separados diametralmente entre si.

Os valores obtidos para SHmax e ESRmax para os cinco poços estão demonstrados na Tabela 5 e os *plots* dos polígonos de tensão dos poços 3-BRSA-1053 e 9-BRSA-1159-RJS encontram-se na Figura 7.

Tabela 5: Valores SHmax e ESRmax obtidos para os cinco poços de estudo, bem como parâmetros utilizados no cálculo da máxima tensão horizontal.

Poço	TVD breakout (m)	Pmud Din. (ppg)	Pmud Din. (MPa)	Pp (MPa)	Sv (MPa)	SHmax (MPa)	ESRmax
2-ANP-1-RJS	5488.00*	11.50	74.24	62.34	105.09	89.10	0.63
3-BRSA-1053-RJS	5581.00	12.70	83.37	63.25	99.75	91.59	0.78
3-BRSA-1064-RJS	5560.00	11.90	77.83	63.06	106.08	89.79	0.62
9-BRSA-1159-RJS	5488.00	12.20	78.76	62.89	99.96	91.32	0.77
3-BRSA-1195-RJS	5801.00	10.20	69.60	64.83	110.14	90.05	0.56

*Considerando a profundidade e abertura do *breakout* do poço 9-BRSA-1159-RJS, devido à proximidade com o poço 2-ANP-1-RJS.

Com relação à orientação do SHmax, ao analisar os *breakouts* evidentes na porção carbonática do reservatório, constata-se orientação predominante NW-SE, com exceção dos *breakouts* encontrados nos poços 3-BRSA-1195-RJS e 3-BRSA-1064-RJS, que apresentam tendência aproximada E-W.

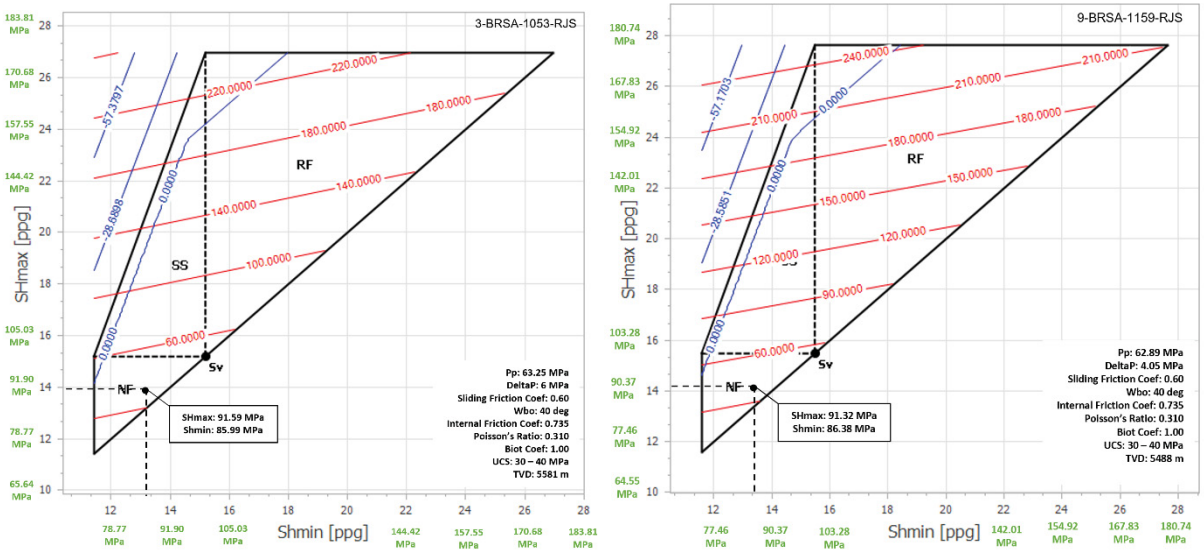


Figura 7: Polígono de tensões obtido para os poços de estudo (3-BRSA-1053-RJS e 9-BRSA-1159-RJS), em termos de tensões totais.

5. DISCUSSÃO

O regime de tensão normal definido neste trabalho para o Campo de Búzios encontra-se concordante com estudos geomecânicos realizados para o intervalo do pré-sal em áreas adjacentes à área estudada, os quais são, muitas vezes, apontados como regime de tensão transicional entre normal e transcorrente (e.g.

Fernandes et al., 2018; Cabrera Ruiz & Batezelli, 2022; Silva, 2016). Ressalta-se que todo e qualquer cálculo geomecânico traz resultados diferentes a depender da qualidade e quantidade de dados de entrada, bem como o método utilizado para tanto. Para o presente estudo, não houve acesso a dados específicos para determinação do Shmin, como fraturamento hidráulico; utilizando-se, dessa forma, ensaios *leak-off*, os quais são realizados com outro intuito, que não medir a magnitude da mínima tensão horizontal. Além disso, houve diversas lacunas de dados de perfilagem geofísica, estes corrompidos ou inexistentes, que podem comprometer diretamente o balizamento de valores de tensão obtidos para o intervalo de interesse.

Com relação à poropressão definida para o trecho estudado, ao analisar o gráfico 1 percebe-se que os valores de poropressão medidos apresentam condição levemente sobrepressurizada para o intervalo pré-sal. Analisando a magnitude do estado de tensões dos poços obtida para este trabalho, observa-se que os poços localizados onde há relativamente pequena coluna de sal sobrejacente ao reservatório de Búzios, não necessariamente apresentam valores menores para a tensão de sobrecarga, Shmin e SHmax (Gráfico 4 e Tabela 6). Por outro lado, o poço 2-ANP-1-RJS apresenta o segundo maior volume de sal sobrejacente ao reservatório, bem como possui o maior estado de tensões do *set* estudado (Gráfico 4 e Tabela 6).

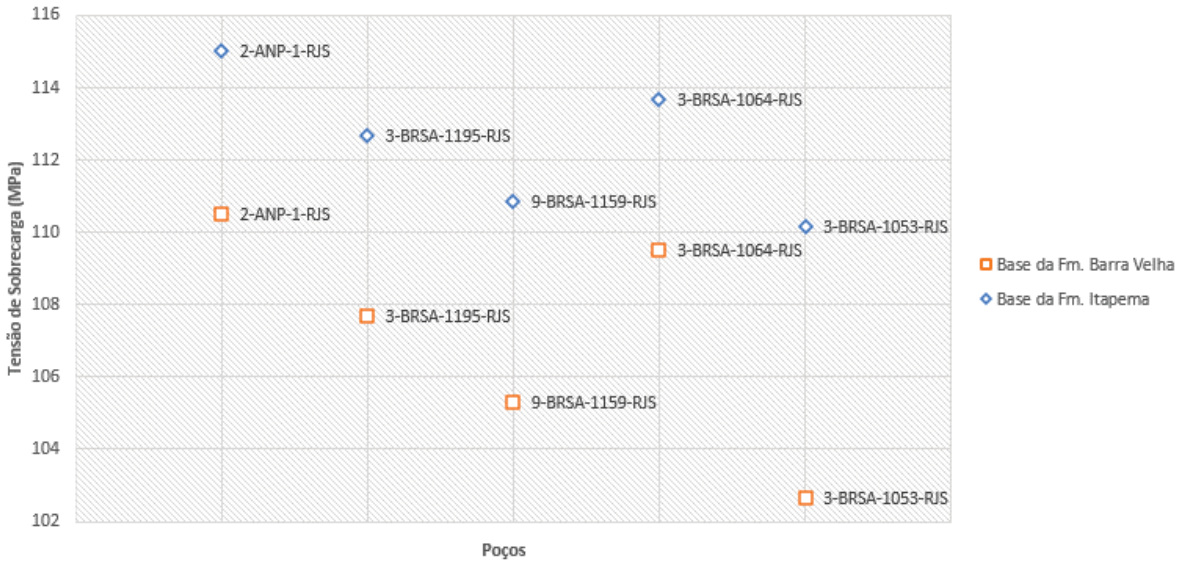


Gráfico 4: Hierarquia de poços, com relação à maior tensão de sobrecarga obtida para o intervalo estudado.

Tabela 6: Relação entre espessura de sal sobreposta ao reservatório e localização, no Campo de Búzios, dos poços estudados.

Poço	Coluna de sal (m)	Localização
9-BRSA-1159-RJS	2410.00	Baixo Leste
2-ANP-1-RJS	2100.00	Alto Noroeste/Alto Central
3-BRSA-1053-RJS	2000.00	Alto Sudoeste
3-BRSA-1184-RJS	2005.00	Baixo Leste/Alto Central
3-BRSA-1064-RJS	1605.00	Alto Central
3-BRSA-1195-RJS	1485.00	Alto Leste

Em se tratando das falhas mestras mapeadas em sísmica, observa-se que há predominância de falhas que possuem indícios de movimentação normal. Essas falhas balizam os horsts e grabens da área, se propagando, em alguns casos, para além do reservatório. A interpretação estrutural proposta (Figura 2), bem como o *trend* predominante na área, concorda com o trabalho de Tavares dos Santos & Gordon (2021). Ademais, percebe-se compatibilidade entre a direção do SHmax (NE-SW) e o *trend* estrutural das bacias marginais brasileiras.

O poço 3-BRSA-1184-RJS, em especial, não foi utilizado para os cálculos geomecânicos, devido ausência dos dados essenciais para tanto. Porém, dos poços localizados no Campo de Búzios, esse poço apresenta eventos de perda de fluido durante a perfuração no intervalo do reservatório, informação extremamente pertinente à geomecânica.

Não Conformidades

Intervalo (m)				Peso do Fluido (lb/gal)		
Medida		Vertical				
De	A	De	A	Antes	Depois	
5.437,00	5.437,00	5.437,00	5.437,00	9,90	0,00	Perda de Circulação
5.437,00	5.437,00	5.437,00	5.437,00	10,20	9,90	Perda de Circulação
5.437,00	5.437,00	5.437,00	5.437,00	10,20	0,00	Perda de Circulação
5.437,00	5.437,00	5.437,00	5.442,00	10,20	9,80	Perda de Circulação

Figura 8: Recorte do relatório de perfuração do poço 3-BRSA-1184-RJS, fornecido pela ANP, indicando eventos de perda de circulação no intervalo do reservatório.

Em sísmica, o furo 3-BRSA-1184-RJS encontra-se alocado sobre graben de colapso crestal, muito provavelmente provocado por halocinese. Além disso, percebe-se que ocorreu perda de circulação em 5437 m, trecho classificado como Formação Barra Velha, parte superior do reservatório de Búzios (Figuras 8 e 9) e passagem estratigráfica do sal para as rochas carbonáticas. Intervalo esse em que,

coincidentemente, foi identificado falha em sísmica, a qual contribui para o balizamento dos altos e baixos estruturais do embasamento e se propaga em direção ao reservatório.

Constata-se que o peso de lama de 10.20 ppg (Figura 8) é relativamente baixo para induzir o problema de origem geomecânica no poço 3-BRSA-1184-RJS. Esse fato é corroborado, visto que poços adjacentes, localizados em intervalos relativamente homogêneos entre si, não apresentaram nenhuma ocorrência similar a esta, embora tenham tido circulações de lama de perfuração com pesos similares ao em questão. Assim sendo, a perda de fluido durante a perfuração pode ser associada à presença da falha geológica em sísmica (Figura 9). A perda de fluido onde se localiza a falha geológica pode indicar permeabilidade na região de dano, bem como, possibilidade da estrutura geológica se encontrar, atualmente, ativa.

A orientação do SHmax no Campo de Búzios foi identificada pela ocorrência dos *breakouts* nos intervalos do reservatório. Ao se analisar essas feições na parede do poço, constata-se que a direção da máxima tensão horizontal, no decorrer da faixa nordeste de Búzios, apresenta significativa variação. Essa flutuação na direção SHmax pode ser explicada pela existência de falhas geológicas, distribuídas no volume sísmico, que podem condicionar a oscilação (Figura 2). Percebe-se, entretanto, que essa variação da direção do SHmax culmina na mudança de NE-SW para aproximadamente N-S, no centro e a norte do campo, onde se localizam os poços 3-BRSA-1064-RJS e 3-BRSA-1195-RJS, respectivamente. Além disso, nos arredores do poço 3-BRSA-1195-RJS foi identificado, em mapa, possíveis feições sigmoidais, que poderiam indicar a existência de transcorrência dextral (Figura 3).

Entende-se que o *trend* NNE da Bacia de Santos pode ter sofrido reativações normais e o *trend* NW reativações transtrativas laterais direitas, ambas sendo compatíveis com a transtensão lateral esquerda do corredor Helmut NE-SW, do Aptiano tardio (Dehler et al. (2016). Além disso, sabe-se que o campo de Libra está disposto nas adjacências do Campo de Búzios e nele foram descritas algumas feições estruturais transcorrentes relevantes, como a *Libra Transfer Zone* (LTZ) (Dehler & Yamato, 2015). Essa zona de transferência percorre toda a faixa NW de Libra, dividindo o Campo diametralmente em porção nordeste e porção sudoeste.

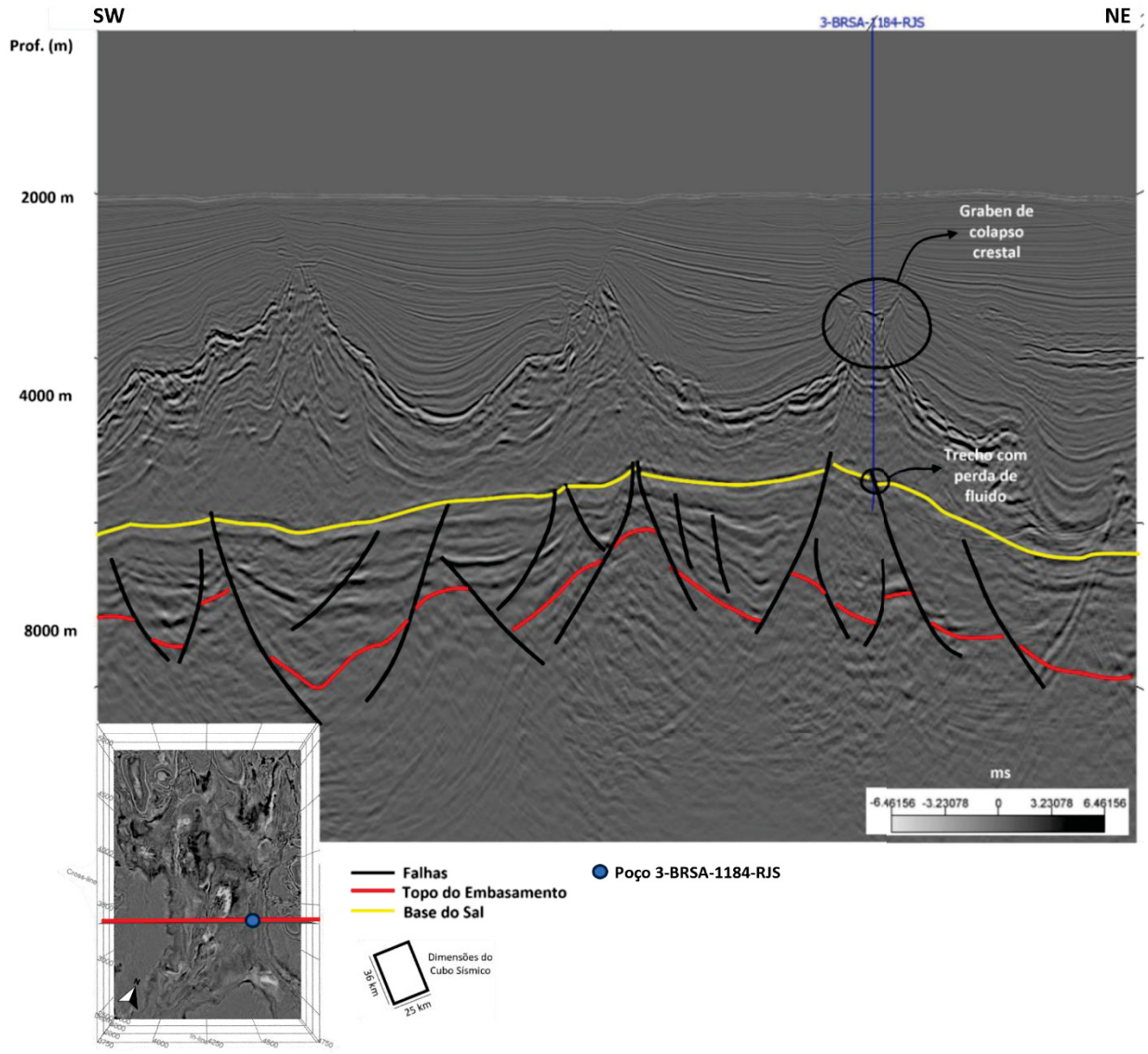


Figura 9: Crossline na locação do poço 3-BRSA-1184-RJS, evidenciando falha que cruza com sua porção final e, possivelmente, se relaciona com a perda de circulação nessa profundidade.

Isto posto, a mudança no *trend* do SHmax no poço 3-BRSA-1195-RJS pode estar relacionada ao prolongamento dessa zona de transferência ter acometido o Campo de Búzios, por simples proximidade com a área (Figura 10). Nesse caso, os sigmoides identificados em sísmica poderiam ser reflexo da LTZ no braço extremo norte de Búzios. Outra possibilidade plausível seria a reorientação N-S do SHmax ter ocorrido devido à influência da própria tectônica transtrativa NW, descrita na Bacia de Santos, de maneira mais abrangente, por Dehler et al. (2016).

Entende-se que esse regime transcorrente possa ter deixado cicatrizes no tempo geológico (bem como observado em sísmica) e a orientação do SHmax,

influenciada pela zona de transferência, tenha sido retida, embora a sobrecarga na área possa ter sido gradualmente aumentada durante a evolução da bacia, configurando, ainda, o regime tectônico normal (Sv>SH>Sh).

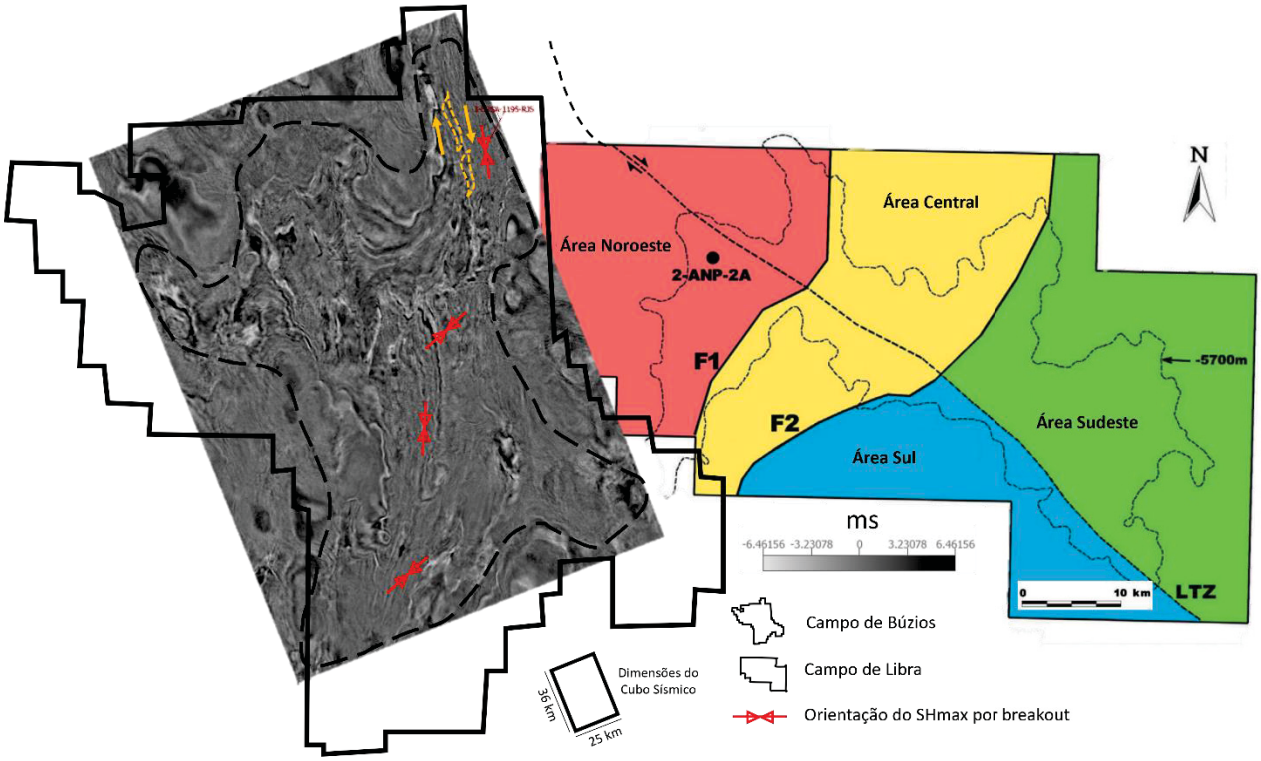


Figura 10: Esquema ilustrativo de Z-slice na profundidade 6300 m à esquerda e mapa estrutural interpretado por Dehler & Yamato (2015) do Campo de Libra, indicando a estrutura mais relevante do domínio, Zona de Transferência de Libra (LTZ). Modificado de Dehler & Yamato (2015).

6. CONCLUSÕES

A partir do modelo geomecânico 1D calculado para os poços de interesse, conclui-se que:

- O regime tectônico obtido é normal para o intervalo estudado do reservatório do Campo de Búzios.
- A magnitude da tensão de sobrecarga encontra-se entre 99.75 MPa e 110.14 MPa, a tensão horizontal máxima entre 89.10 MPa a 91.59 MPa e a tensão horizontal mínima, recalculada para as profundidades de ocorrência de *breakouts*, entre 79.93 MPa e 87.61 MPa.
- As falhas mapeadas em sísmica, com tendência predominante NNE-SSW, indicam a presença de tectônica normal na porção estudada.

- Além das falhas normais, foi identificada possível falha transcorrente dextral nas proximidades do poço 3-BRSA-1195-RJS.
- A orientação do SHmax, feita por análise de *breakout*, nos poços 3-BRSA-1053-RJS e 9-BRSA-1159-RJS possui tendência NE-SW, concordando com o *trend* estrutural das bacias marginais brasileiras. Entretanto, não é o que se observa nos poços 3-BRSA-1064-RJS e 3-BRSA-1195-RJS, em que se constata o *trend* aproximado N-S.
- A mudança da orientação do SHmax evidenciada no poço 3-BRSA-1195-RJS, localizado no Alto Leste de Búzios, pode estar associado à Zona de Transferência de Libra (LTZ), que divide o campo de Libra diametralmente, ter ocasionado influência no braço extremo norte de Búzios, seu vizinho.
- O poço 3-BRSA-1184-RJS apresenta eventos de perda de circulação no intervalo do reservatório. Em sísmica, constatou-se que há falhamento que atinge este poço nas mesmas profundidades em que ocorre a perda de circulação, o que pode indicar zona de dano permeável e/ou potencial falha ativa no Campo de Búzios.
- O poço 2-ANP-1-RJS é o segundo poço com maior volume de sal sobrejacente ao reservatório e possui o maior estado de tensões do *set* estudado. Essa afirmativa não é regra para os demais poços da área de estudo.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer à Baker Hughes, responsável pelo software JewelSuite Geomechanics, à dGB Earth Sciences responsável pelo software OpendTect e à Lloyd's, responsável pelo software Interactive Petrophysics – IP, pelo fornecimento das licenças acadêmicas. Agradecem também à ANP pela disponibilização dos dados sísmicos e poços utilizados na pesquisa, ao Programa de Pós-graduação em Geologia da Universidade Federal do Paraná e ao Laboratório de Análise de Bacias (LABAP), pela oportunidade de desenvolver o projeto e pela estrutura oferecida.

REFERÊNCIAS

ANP. 2022. Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural Acesso em: 05/01/2023.

ANP. 2017. Sumário Geológico e Setores em Oferta. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/14a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/areas-oferta/sumario-santos.pdf Acesso em: 01/06/2022.

ANP. 2016. Plano de Desenvolvimento Campo de Búzios. Disponível em: http://www.anp.gov.br/images/EXPLORACAO_E_PRODUCAO_DE_OLEO_E_GAS Gestao_Contratos/Fase_Producao/Planos_Desenvolvimento/sumario_buzios.pdf Acesso em: 01/05/2022.

CABRERA RUIZ, M. L.; BATEZELLI, A. 2022. Relationship between flow units and the geomechanical behavior of pre-salt carbonate, Búzios field, Brazil. **SSRN**. 43 p. Under review.

CARLOTTO, M. A.; DA SILVA, R. C. B.; YAMATO, A. A.; TRINDADE, W. L.; MOREIRA, J. L. P.; FERNANDES, R. A. R.; RIBEIRO, O. J. S.; GOUVEIA, W. P.; CARMINATI, J. P.; QICAI, D.; JUNFENG, Z.; DA SILVA-TELLES JR, A. C. Libra: A newborn giant in the Brazilian presalt province. **AAPG Special Volumes**, Memoir 113: Giant Fields of the decade 2000-2010, 2017.

CHANG, C.; ZOBACK, M. D.; KHAKSAR, A. Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 51, n. 3-4, p. 223-237, 2006.

CPRM (Serviço Geológico do Brasil). 2017. GeoSBG: Bacias Sedimentares Brasileiras. Disponível em http://geosgb.cprm.gov.br/ Acesso em 10/07/2021.

DEHLER, N. M.; MAGNAVITA, L. P.; GOMES, L. C.; RIGOTI, C. A.; DE OLIVEIRA, J. A. B.; SANT'ANNA, M. V.; DA COSTA, F. G. D. The 'Helmut' geophysical anomaly: a regional left-lateral transtensional shear zone system connecting Santos and Campos basins, southeastern Brazil. Marine and Petroleum Geology, v. 72, p. 412-422, 2016.

DEHLER, N. M.; A. A. YAMATO. Contribuição à Estrutura e à Evolução Tectono-Sedimentar da Área de Libra: Petrobras Internal Report, 73 p, 2015.

FERNANDES, M. A. M. C. C.; RIGHETTO, G. L.; FONTOURA, S. A. B. Análise geomecânica da estratigrafia do pré-sal na perfuração de poços da bacia de Santos. In: Simpósio Brasileiro de Mecânica das Rochas – SBMR. 2018. Salvador, Brasil.

FIORI, A. P.; WANDRESEN, R. Tensões e deformações em geologia. Curitiba: Oficina de Textos, 2014. 256 p.

GeoANP: Mapas Georeferenciados da ANP. 2021. Disponível em http://geo.anp.gov.br. Acesso em 10/07/2021.
HUBBERT, M.K.; WILLIS, D.G. Mechanics of hydraulic fracturing. Transactions of the AIME, v. 210, n.01, p. 153-168, 1957.

KARNER, G. D. Rifts of the Campos and Santos Basins, Southeastern Brazil: Distribution and Timin, AAPG Memoir, v. 73, capítulo 21, 2000.

LI, G.; LORWONGNGAM, A.; JEAN-CLAUDE, R. Critical Review Of Leak-Off Test As A Practice For Determination Of In-Situ Stresses. In: 43rd U.S. Rock Mechanics Symposium & 4th U.S. - Canada Rock Mechanics Symposium, 2009, Asheville, North Carolina.

MEISLING, K.; WHEELER, H. E.; COBBOLD, P. R.; MOUNT, V. S. Segmentation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil, 1959. Unconformity bounded units in stratigraphy. AAPG Bulletin, v. 85, n.11, p. 1903-1924, 2001.

MILANI, E. J.; OLIVEIRA, J. A. B.; DIAS, J. L.; SZATMARI, P.; CUPERTINO, J. A. Basement control on structural styles and sediment pathways of southeast Brazil Atlantic margin basins (Brazil Deep Deds—Deep-Water Sedimentation in the Southeast Brazilian Margin Project). In AAPG International Conference and Exhibition, accessed October, Vol. 21, p. 2016, 2005.

MIO, E. de; CHANG, H. K.; CORRÊA, F. S. Integração de métodos geofísicos na modelagem crustal da Bacia de Santos. **Revista Brasileira de Geofísica**, v. 23, n. 3, p. 275-284, 2005.

MOREIRA, J. L. P.; MADEIRA, C. V.; GIL, J. A.; MACHADO, M. A. P. Bacia de Santos. Boletim de Geociencias da PETROBRAS, v. 15, n.2, p. 531-549, 2007.

SILVA, C. F. da. Análise geomecânica dos carbonatos do pré-sal da Bacia de Santos. 139 p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

STROZYK, F.; BACK, S.; KUKLA, P. A. Comparison of the rift and post-rift architecture of conjugated salt and salt-free basins offshore Brazil and Angola/Namibia, South Atlantic. **Tectonophysics**, v. 716, p. 204-224, 2017.

TAVARES DOS SANTOS, P.; GORDON, A.C. Búzios field: Geological setting of the largest pre-salt field, Santos Basin, Brazil, in Marcio R. Mello, Pinar O. Yilmaz, and Barry J. Katz, eds., The supergiant Lower Cretaceous pre-salt petroleum systems of the Santos Basin, Brazil: AAPG Memoir v.124, p. 375–394, 2021.

VALLEY, B.; EVANS, K. F. Stress magnitudes in the Basel enhanced geothermal system. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences**, v. 118, p. 1-20, 2019.

VASQUEZ, G. F.; VARGAS JUNIOR, E. D. A.; RIBEIRO, C. J. B.; LEÃO, M.; JUSTEN, J. C. R. Experimental determination of the effective pressure coefficients for Brazilian limestones and sandstones. **Revista Brasileira de Geofísica**, v. 27, p. 43-53, 2009.

ZOBACK, M. D. **Reservoir Geomechanics**. Cambridge University Press, 2007. 504 p.

ZOBACK, M. D.; BARTON, C.A.; BRUDY, M.; CASTILLO, D.A.; FINKBEINER, T.; GROLLIMUND, B.R.; MOOS, D.B.; PESKA, P.; WARD, C.D.; WIPRUT, D.J. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences**, v. 40, n. 7-8, p. 1049-1076, 2003.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

- A modelagem geomecânica integrada às análises sísmicas estrutural e estratigráfica possibilitou a identificação de possível influência da Zona de Transferência de Libra (LTZ) no braço norte do Campo de Búzios, o que poderia justificar a flutuação na orientação do campo de tensões nessa porção da área estudada.
- O intervalo do reservatório apresenta possível regime tectônico normal, com magnitudes de tensão de sobrecarga na ordem de 99.75 MPa e 110.14 MPa, de tensão horizontal máxima na ordem de 89.10 MPa a 91.59 MPa e tensão horizontal mínima, recalculada para as profundidades de ocorrência de *breakouts*, entre 79.93 MPa e 87.61 MPa.
- Duas tendências de orientação do campo de tensões em Búzios foram identificadas, uma NE-SW, concordando com o *trend* estrutural das bacias marginais brasileiras e outra aproximadamente N-S.
- Sugere-se a utilização de outras metodologias para a determinação do Shmin, visto que a utilização de dados de *leak-off tests* ainda possui divergências entre o meio acadêmico, devido a sua verdadeira aplicabilidade para esse fim.
- Devido às incertezas da modelagem geomecânica, propõe-se que sejam feitas simulações de diferentes cenários, variando condições de UCS, coeficiente de Biot e abertura de *breakout* para avaliar o efeito nas possíveis magnitudes do SHmax e Shmin.

REFERÊNCIAS

ALMALIKEE, H. S.; AL-NAJM, F. M. Estimation of Minimum and Maximum Horizontal Stresses from Well Log, a Case Study in Rumaila Oil Field, Iraq. **American Journal of Geophysics, Geochemistry and Geosystems**, v. 5, n. 3, p. 78-90, 2019.

ANP. 2017. Sumário Geológico e Setores em Oferta. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/14a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/areas-oferta/sumario-santos.pdf Acesso em: 01/06/2022.

ANP. 2016. Plano de Desenvolvimento Campo de Búzios. Disponível em: http://www.anp.gov.br/images/EXPLORACAO_E_PRODUCAO_DE_OLEO_E_GAS Gestao_Contratos/Fase_Producao/Planos_Desenvolvimento/sumario_buzios.pdf Acesso em: 01/05/2022.

ANTUNES, R. C. Estilos estruturais e evolução tectono-estratigráfica da seção pós-rifte na porção central da Bacia de Santos (Monografia). Universidade Federal do Paraná, Curitiba. 92 p, 2018.

ASSINE, M. L.; CORRÊA, F. S.; CHANG, H. K. Migração de depocentros na Bacia de Santos: importância na exploração de hidrocarbonetos. **Brazilian Journal of Geology**, v. 38, n. 2, p. 111-127, 2008.

AZADPOUR, M.; MANAMAN, N. S. Determination of pore pressure from sonic log: a case study on one of Iran carbonate reservoir rocks. **Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology**, v. 4, n. 3, p. 37-50, 2015.

BARTON, C. A.; ZOBACK, M. D.; BURNS, K. L. In-situ stress orientation and magnitude at the Fenton Geothermal Site, New Mexico, determined from wellbore breakouts. **Geophysical Research Letters**, v. 15, n. 5, p. 467-470, 1988.

BREDEHOEFT, J. D.; WOLFF R. G.; KEYS W. S.; SHUTER, E. Hydraulic fracturing to determine the regional in situ stress field, Piceance Basin, Colorado. **GSA Bulletin**, v. 87, n. 02, p. 250–258, 1976.

CARLOTTO, M. A.; DA SILVA, R. C. B.; YAMATO, A. A.; TRINDADE, W. L.; MOREIRA, J. L. P.; FERNANDES, R. A. R.; RIBEIRO, O. J. S.; GOUVEIA, W. P.; CARMINATI, J. P.; QICAI, D.; JUNFENG, Z.; DA SILVA-TELLES JR, A. C. Libra: A newborn giant in the Brazilian presalt province. **AAPG Special Volumes**, Memoir 113: Giant Fields of the decade 2000-2010, 2017.

CARMINATTI, M.; WOLFF, B.; GAMBOA, L. "New exploratory frontiers in Brazil." In: 19th World Petroleum Congress. **OnePetro**, 2008.

CHANG, H. K.; ASSINE, M. L.; CORRÊA, F. S.; TINEN, J. S.; VIDAL, A. C.; KOIKE, L. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. **Rev. Bras. Geociencias**, v. 38, n. 2, p. 29–46, 2008. doi: http://dx.doi.org/10.25249/0375-7536.2008382S2946.

CHANG, C.; ZOBACK, M. D.; KHAKSAR, A. Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 51, n. 3-4, p. 223-237, 2006.

CHOI, S. O. Interpretation of shut-in pressure in hydrofracturing pressure-time records using numerical modeling. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences**, v. 50, p. 29-37, 2012.

CONCEIÇÃO, T. F. L. Avaliação geomecânica de zonas de instabilidade durante a perfuração de poços de petróleo abaixo de rochas evaporíticas. 75 p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

CORDEIRO, A. M.; OLIVEIRA, G. M. de.; RENTERÍA, J. M.; GUIMARÃES, C. A. Revisão sistemática: uma revisão narrativa. **Revista do Colégio Brasileiro de Cirurgiões**, v. 34, p. 428-431, 2007.

DEHLER, N. M.; MAGNAVITA, L. P.; GOMES, L. C.; RIGOTI, C. A.; DE OLIVEIRA, J. A. B.; SANT'ANNA, M. V.; DA COSTA, F. G. D. The 'Helmut' geophysical anomaly: a regional left-lateral transtensional shear zone system connecting Santos and Campos basins, southeastern Brazil. **Marine and Petroleum Geology**, v. 72, p. 412-422, 2016.

DEHLER, N. M.; A. A. YAMATO. Contribuição à Estrutura e à Evolução Tectono-Sedimentar da Área de Libra: Petrobras Internal Report, 73 p, 2015.

DEMERCIAN, S.; SZATMARI, P.; COBBOLD, P. R. Style and pattern of salt diapirs due to thin-skinned gravitational gliding, Campos and Santos basins, offshore Brazil. **Tectonophysics**, v. 228, n. 3-4, p. 393-433, 1993.

DINGLE, R. V. Walvis Ridge barrier: its influence on palaeoenvironments and source rock generation deduced from ostracod distributions in the early South Atlantic Ocean. **Geological Society, London, Special Publications**, v. 153, n. 1, p. 293-302, 1999.

FATAH, T. Y. A. Análise de zonas de fraturas atráves de perfis de imagem em poços do pré-sal da Bacia de Santos. Dissertação de Mestrado - Programa de Dinâmica dos Oceanos e da Terra, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2020. DOI:10.13140/RG.2.2.35739.49448

FÉLIX, F. A.; DO NASCIMENTO, E. S.; BORBA, C. Perfis de imagem de poços de petróleo. **Caderno de Graduação-Ciências Exatas e Tecnológicas-UNIT-SERGIPE**, v. 1, n. 2, p. 61-78, 2013.

FERNANDES, M. A. M. C. C.; RIGHETTO, G. L.; FONTOURA, S. A. B. Análise geomecânica da estratigrafia do pré-sal na perfuração de poços da Bacia de Santos. In: Simpósio Brasileiro de Mecânica das Rochas - SBMR, 2018, Salvador.

FIORI, A. P.; WANDRESEN, R. **Tensões e deformações em geologia**. Curitiba: Oficina de Textos, 2014. 256 p.

FJAER, E.; HOLT, R. M.; HORSRUD, P.; RAAEN, A. M.; RISNES, R. **Petroleum Related Rock Mechanics**. 2nd Edition, Elsevier, 2008. 483 p.

FORNERO, S. A. Caracterização Faciológica de Rochas Vulcânicas e Vulcanoclásticas por Meio de Perfis de Imagem Microresistiva e Acústica: Estudo de Caso no Pré-Sal, Bacia De Santos. Dissertação de Mestrado – Programa de Dinâmica dos Oceanos e da Terra, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2018.

FOSSEN, H. **Structural Geology**. Cambridge University Press, 2016. 524 p.

GAMBOA, L. A. P.; RABINOWITZ, P. D. The Rio Grande fracture zone in the western South Atlantic and its tectonic implications. **Earth and Planetary Science Letters**, v. 52, n. 2, p. 410-418, 1981.

GONÇALVES, J. C. Análise Geomecânica na Estabilidade de Poços Horizontais. 104 p. Dissertação de Mestrado - Técnico Lisboa (IST), Lisboa. 2015.

HAIMSON, B. C. The hydrofracturing stress measuring method and recent field results. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts**, v. 15, p. 167-178, 1978.

HAIMSON, B.; FAIRHURST, C. Initiation and extension of hydraulic fractures in rocks. **Society of Petroleum Engineers Journal**, v. 7, n. 03, p. 310-318, 1967.

HAWKESWORTH, C. J. Paraná magmatism and the opening of the South Atlantic. In: Storey, B. C. (Eds.), Magmatism and the Causes of Continental Break-up, London: **Geological Society Special Publication**, 68, pp. 293–302, 1992. doi: https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1992.068.01.14.

HENRY, S.G.; BRUMBAUGH, W. Pre-Salt Rock Development on Brazil's Conjugate Margin: West African Examples: 4th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Rio de Janeiro, Expanded Abstracts, v.I, p.68-70, 1995.

HUBBERT, M.K.; WILLIS, D.G. Mechanics of hydraulic fracturing. Transactions of the AIME, v. 210, n.01, p. 153-168, 1957.

KARNER, G. D. Rifts of the Campos and Santos Basins, Southeastern Brazil: Distribution and Timin, **AAPG Memoir**, v. 73, capítulo 21, 2000.

LAQUINI, J. P.; DE SOUSA JÚNIOR, L. C. Megamodelo geomecânico de um reservatório carbonático offshore. In: **VI INFOGEO**, Brasília, 2011.

LI, G.; LORWONGNGAM, A.; JEAN-CLAUDE, R. Critical Review Of Leak-Off Test As A Practice For Determination Of In-Situ Stresses. In: 43rd U.S. Rock Mechanics Symposium & 4th U.S. - Canada Rock Mechanics Symposium, 2009, Asheville, North Carolina.

LITHGOW-BERTELLONI, C.; GUYNN, J. H. Origin of the lithospheric stress field. **Journal of Geophysical Research: Solid Earth**, v. 109, n. B1, 2004.

MAHETAJI, M; BRAHMA, J; SIRCAR, A. Pre-drill pore pressure prediction and safe well design on the top of Tulamura anticline, Tripura, India: a comparative study. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 10, n. 3, p. 1021-1049, 2020.

MEISLING, K.; WHEELER, H. E.; COBBOLD, P. R.; MOUNT, V. S. Segmentation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil, 1959. Unconformity bounded units in stratigraphy. **AAPG Bulletin**, v. 85, n.11, p. 1903-1924, 2001.

MILANI, E. J.; OLIVEIRA, J. A. B.; DIAS, J. L.; SZATMARI, P.; CUPERTINO, J. A. Basement control on structural styles and sediment pathways of southeast Brazil Atlantic margin basins (Brazil Deep Deds—Deep-Water Sedimentation in the Southeast Brazilian Margin Project). In AAPG International Conference and Exhibition, accessed October, Vol. 21, p. 2016, 2005.

MIO, E. de; CHANG, H. K.; CORRÊA, F. S. Integração de métodos geofísicos na modelagem crustal da Bacia de Santos. **Revista Brasileira de Geofísica**, v. 23, n. 3, p. 275-284, 2005.

MOHRIAK, W.U.; NEMČOK, M.; ENCISO, G. South Atlantic divergent margin evolution: rift-border uplift and salt tectonics in the basins of SE Brazil R.J. **Geological Society, London, Special Publications**, v. 294, n.1, p. 365-398, 2008a.

MOHRIAK, W. U. Bacias sedimentares da margem continental Brasileira. **Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil**, v. 3, p. 87e165, 2003.

MOHRIAK, W.U.; SZATMARI, P. Salt tectonics and sedimentation along Atlantic margins: insights from seismic interpretation and physical models. **MEMOIRS GEOLOGICAL SOCIETY OF AMERICA**, p. 131-152, 2001.

MOHRIAK, W. U.; GOMES, P. O.; OLIVEIRA, J.A.B. Análise Regional da Arquitetura do Rifte da Bacia de Santos. PETROBRAS Internal Report, p. 41, 2000.

MOREIRA, J. L. P.; MADEIRA, C. V.; GIL, J. A.; MACHADO, M. A. P. Bacia de Santos. **Boletim de Geociencias da PETROBRAS**, v. 15, n.2, p. 531-549, 2007.

MORLEY, C. K. Aspects of transfer zone geometry and evolution in East African Rifts, in C. K. Morley, ed., Geoscience of rift systems evolution of East Africa: **AAPG Studies in Geology**, v.44, p. 161–171, 1999.

MURGAS, J. F. C. 2011. Modelagem Numérica Do Ensaio De Leak Off Em Poços De Petróleo. Dissertação de mestrado – Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. DOI: https://doi.org/10.17771/PUCRio.acad.19630

NAJIBI, A. R.; GHAFOORI, M.; LASHKARIPOUR, G. R., ASEF, M. R. 2017. Reservoir geomechanical modeling: In-situ stress, pore pressure, and mud design. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 151, p. 31-39, 2017.

NORTON CARRUTHERS, D.T.; HUDEC, M.R. Rift to drift transition in the South Atlantic salt basins: a new flavor of oceanic crust Geology, v. 44, n.1, pp. 55-58, 2016.

PETROBRAS, 2016. Novo poço em Libra confirma extensão da descoberta de óleo. Acesso em 01/06/2022. Disponível em: https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/novo-poco-em-libra-confirma-extensao-da-descoberta-de-oleo.htm

PLUMB, R. A.; HICKMAN, S. H. Stress-induced borehole elongation: A comparison between the four-arm dipmeter and the borehole televiewer in the Auburn geothermal well. **Journal of Geophysical Research: Solid Earth**, v. 90, n. B7, p. 5513-5521, 1985.

SCOTCHMAN, I.C.; MARAIS-GILCHRIST, G.; SOUZA, F.G.; CHAVES, F.F.; ATTERTON, L.A.; ROBERTS, A.; KUZSNIR, N.J. A failed sea-floor spreading centre, Santos basin, Brazil. In: Proceedings of Rio Oil and Gas Conference, IBP, Rio de Janeiro, Annals, p. 1-9, 2006.

SHEN, L.; SCHMITT, D.R.; HAUG, K. **Measurements of the States of In Situ Stress for the Duvernay Formation near Fox Creek, West-Central Alberta**. Canadá: AER / AGS Report, v. 97, 2018. Relatório Técnico. DOI: 10.13140/RG.2.2.32016.97288

SILVA, C. F. da. Análise geomecânica dos carbonatos do pré-sal da Bacia de Santos. 139 p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

STROZYK, F.; BACK, S.; KUKLA, P. A. Comparison of the rift and post-rift architecture of conjugated salt and salt-free basins offshore Brazil and Angola/Namibia, South Atlantic. **Tectonophysics**, v. 716, p. 204-224, 2017.

SZATMARI, P.; CONCEIÇÃO, J. C. J.; LANA, M. C.; MILANI, E. J.; LOBO, A.P. Mecanismo tectônico do rifteamento sul-atlântico: 33th Congresso Brasileiro de Geologia, v. 4, p. 1589–1601, 1984.

TAGHIPOUR, M.; GHAFOORI, M.; LASHKARIPOUR, G.R.; MOGHADDAS, N.H.; MOLAGHAB, A. Estimation of the current stress field and fault reactivation analysis in the Asmari reservoir, SW Iran. **Petroleum Science**, v. 16, p. 513–526, 2019. DOI: https://doi.org/10.1007/s12182-019-0331-9

TAVARES DOS SANTOS, P.; GORDON, A.C. Búzios field: Geological setting of the largest pre-salt field, Santos Basin, Brazil, in Marcio R. Mello, Pinar O. Yilmaz, and Barry J. Katz, eds., The supergiant Lower Cretaceous pre-salt petroleum systems of the Santos Basin, Brazil: **AAPG Memoir** v.124, p. 375–394, 2021.

TINGAY, M.; REINECKER, J.; MÜLLER, B. Borehole breakout and drilling-induced fracture analysis from image logs. In: World Stress Map Project Guidelines: Image Logs. p. 1-8. 2008. Disponível em: http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.566.8525&rep=rep1&type=pdf Acesso em: 30/07/2021.

TOWNEND, J.; ZOBACK, M. D. How faulting keeps the crust strong. **Geology**, v. 28, n. 5, p. 399-402, 2000.

VALLEY, B.; EVANS, K. F. Stress magnitudes in the Basel enhanced geothermal system. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences**, v. 118, p. 1-20, 2019.

VASQUEZ, G. F.; VARGAS JUNIOR, E. D. A.; RIBEIRO, C. J. B.; LEÃO, M.; JUSTEN, J. C. R. Experimental determination of the effective pressure coefficients for Brazilian limestones and sandstones. **Revista Brasileira de Geofísica**, v. 27, p. 43-53, 2009.

WANG, Z.; WANG, R. Pore pressure prediction using geophysical methods in carbonate reservoirs: Current status, challenges and way ahead. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 27, p. 986-993, 2015.

WOLFE, C. A.; MORRIS, S. A.; BAULE, A. Enhanced real-time wellbore stability monitoring using high definition imaging with wired-pipe telemetry. In: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, 2009.

YORK, P. L.; PRICHARD, D. M.; DODSON, J. K.; DODSON, T.; ROSENBERG, S. M.; GALA, D.; UTAMA, B. Eliminating non-productive time associated with drilling through trouble zones. In: Offshore Technology Conference, 2009, Houston, Texas.

ZHANG, J. Effective stress, porosity, velocity and abnormal pore pressure prediction accounting for compaction disequilibrium and unloading. **Marine Petroleum Geology**, v. 45, p. 2-11. 2013. DOI: https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.04.007

ZHANG, J. Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches. **Earth-Science Reviews**, v. 108, n. 1-2, p. 50-63, 2011.

ZHANG, Y.; YIN, S.; ZHANG, J. In Situ Stress Prediction in Subsurface Rocks: An Overview and a New Method. **Geofluids**, v. 2021, 2021. DOI: https://doi.org/10.1155/2021/6639793

ZOBACK, M. D. **Reservoir Geomechanics**. Cambridge University Press, 2007. 504 p.

ZOBACK, M. D., BARTON, C.A.; BRUDY, M.; CASTILLO, D.A.; FINKBEINER, T.; GROLLIMUND, B.R.; MOOS, D.B.; PESKA, P.; WARD, C.D.; WIPRUT, D.J. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences**, v. 40, n. 7-8, p. 1049-1076, 2003.

ZOBACK, M. D.; ZOBACK, M. L. Stress in the Earth's lithosphere. **Encyclopedia of physical science and technology**, v. 16, p. 143-154, 2002.

ZOBACK, M.D.; TOWNEND, J. Implications of hydrostatic pore pressures and high crustal strength for the deformation of intraplate lithosphere, **Tectonophysics**, v. 336, n. 1–4, Pages 19-30, 2001. DOI: https://doi.org/10.1016/S0040-1951(01)00091-9.

ZOBACK, M. D.; POLLARD, D.D. Hydraulic Fracture Propagation and The Interpretation Of Pressure-Time Records For In-Situ Stress Determinations. In: 19th U.S. Symposium on Rock Mechanis (USRMS), 1978, Reno, Nevada.