



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

MARIA LICETH CABRERA RUIZ

RELAÇÃO ENTRE AS PROPRIEDADES GEOMECÂNICAS E O COMPORTAMENTO
DO ESCOAMENTO DE FLUIDOS NOS CARBONATOS DO PRÉ-SAL, CAMPO DE
BÚZIOS, BRASIL.

CAMPINAS

2022

MARIA LICETH CABRERA RUIZ

RELAÇÃO ENTRE AS PROPRIEDADES GEOMECÂNICAS E O COMPORTAMENTO
DO ESCOAMENTO DE FLUIDOS NOS CARBONATOS DO PRÉ-SAL, CAMPO DE
BÚZIOS, BRASIL.

DISSERTAÇÃO APRESENTADA AO INSTITUTO DE
GEOCIÊNCIAS DA UNIVERSIDADE ESTADUAL DE
CAMPINAS PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRA
EM GEOCIÊNCIAS NA ÁREA DE GEOLOGIA E
RECURSOS NATURAIS

ORIENTADOR: PROF. DR. ALESSANDRO BATEZELLI

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL
DA DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELA ALUNA MARIA
LICETH CABRERA RUIZ E ORIENTADA PELO PROF.
DR. ALESSANDRO BATEZELLI

CAMPINAS

2022

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca do Instituto de Geociências
Marta dos Santos - CRB 8/5892

C112r Cabrera Ruiz, Maria Liceth, 1995-
Relação entre as propriedades geomecânicas e o comportamento do escoamento de fluidos nos carbonatos do pré-sal, Campo de Búzios, Brasil / Maria Liceth Cabrera Ruiz. – Campinas, SP : [s.n.], 2022.

Orientador: Alessandro Batezelli.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Geociências.

1. Geomecânica. 2. Fácies (Geologia). 3. Petrofísica. 4. Pré-sal - Brasil. I. Batezelli, Alessandro, 1972-. II. Universidade Estadual de Campinas. Instituto de Geociências. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Relationship between geomechanical properties and the behavior of fluid flow in pre-salt carbonates, Búzios Field, Brazil

Palavras-chave em inglês:

Geomechanics

Facies (Geology)

Petrophysic

Pre-salt - Brazil

Área de concentração: Geologia e Recursos Naturais

Titulação: Mestra em Geociências

Banca examinadora:

Alessandro Batezelli [Orientador]

Deane de Mesquita Roehl

Nathalia Helena Secol Mattos

Data de defesa: 19-09-2022

Programa de Pós-Graduação: Geociências

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0003-0092-1582>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/6758761102696004>



UNICAMP

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

AUTORA: Maria Liceth Cabrera Ruiz

**RELAÇÃO ENTRE AS PROPRIEDADES GEOMECÂNICAS E O COMPORTAMENTO
DO ESCOAMENTO DE FLUIDOS NOS CARBONATOS DO PRÉ-SAL, CAMPO DE
BÚZIOS, BRASIL.**

ORIENTADOR: Prof. Dr. Alessandro Batezelli

Aprovada em: 19 / 09 / 2022

EXAMINADORES:

Prof. Dr. Alessandro Batezelli - Presidente

Prof^a. Dr^a. Deane de Mesquita Roehl

Dr^a. Nathalia Helena Secol Mattos

A Ata de Defesa assinada pelos membros da Comissão Examinadora consta no processo de vida acadêmica da aluna.

Campinas, 19 de setembro de 2022.

SÚMULA/BIOGRAFIA

Maria Liceth Cabrera Ruiz

Em 2013 ingressou no curso de Engenharia de Petróleo na Universidade Industrial de Santander, Colômbia. Durante a graduação participou como monitora na assinatura de geologia estrutural e do petróleo e desenvolveu projeto de iniciação científica no grupo de pesquisa em Estabilidade de Poço (UIS). Em 2017, assistiu e aprovou de maneira virtual o curso de geomecânica de reservatórios orientado pelo Dr. Mark Zoback, universidade Standford. Em 2018, no quinto ano de graduação, participou do programa de intercâmbio acadêmico para realizar um estágio de pesquisa no Instituto de Geociências da UNICAMP, Brasil, sob a direção do Dr. Alessandro Batezelli, onde desenvolveu o projeto de graduação intitulado: "Caracterização petrofísica de reservatórios implementando atributos e inversão sísmica". Este estágio foi realizado em conjunto com o Grupo de Pesquisa: Estabilidade de Poços (UIS) sob a supervisão da Dra. Maika Gambús Ordaz.

Em 2020 iniciou o mestrado em geociências como bolsista CAPES PROEX, Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) sob a orientação do Professor Dr. Alessandro Batezelli. A pesquisa do mestrado foi voltada ao estudo dos carbonatos do pré-sal na Bacia *off-shore* de Santos no Campo de Búzios, Brasil, por meio de informações geofísicas, tais como perfis convencionais e avançados; testes de formação e de poço; petrofísica de laboratório, descrições de calha e testemunhos de perfuração; relatórios de perfuração e testes geomecânicos; e um volume sísmico. O foco da pesquisa foi estabelecer relações entre as propriedades que governam o escoamento de fluidos e o comportamento geomecânico nos carbonatos, comparando as unidades de fluxo e as fácies geomecânicas para a caracterização dos intervalos reservatórios. Os resultados foram: dualidade do regime de tensões no campo de Búzios (regime de falha normal a *Strike-slip*), resistência mecânica baixa a intermediária dos carbonatos, variações laterais e verticais das propriedades geomecânicas usando agrupamento *K-means* definido por fácies, definição de unidades de fluxo usando diferentes abordagens e comparação entre unidades de fluxo e fácies geomecânicas.

AGRADECIMENTOS

Meus sinceros agradecimentos à *Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES)* com o *Programa de Excelência Acadêmica (PROEX)* pela bolsa de mestrado que me foi outorgada e à *Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)* pelo fornecimento dos dados utilizados nesta pesquisa. Gostaria também de agradecer ao Laboratório de Geofísica do Instituto de Geociências pelo fornecimento dos equipamentos e licenças acadêmicas necessários para este trabalho e à Secretaria da Pós-graduação que proporcionaram toda a estrutura necessária para a elaboração da presente dissertação.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Quero agradecer especialmente:

Mãe, pai e irmãs, graças a vocês por me apoiarem emocionalmente sempre que precisei, muito obrigada pelas palavras de amor e conforto que vocês me deram todos os dias. Vocês fazem parte desta conquista profissional por serem uma peça fundamental do motor que me impulsiona diariamente;

Montas Laporte, muito obrigada pelo apoio nos momentos mais difíceis durante o meu mestrado, obrigada por cuidar de mim quando eu estava doente, obrigada pelo amor, pelo carinho e acima de tudo, por cada momento compartilhado. Você foi sem dúvida uma das pessoas mais importantes para alcançar esta conquista profissional;

Daniel Rojas e Fabian Paez, a vocês, meus colegas e amigos, quero agradecer o apoio profissional e moral que me deram, obrigada por compartilhar comigo seus conhecimentos, suas sugestões e suas ideias, isso foi essencial para a construção do meu projeto;

Professor Alessandro, agradeço muito pela orientação da minha dissertação de mestrado, obrigada pela confiança que depositou em mim, obrigada pelas ideias, sugestões e correções feitas, sem dúvida indispensáveis para o sucesso do meu trabalho;

Aos meus amigos, Felipe Guerrero e Alejandra Arevalo pela amizade, apoio e boa energia durante estes últimos anos.

RESUMO

Os carbonatos do pré-sal brasileiro são heterogêneos em relação às suas propriedades geomecânicas e petrofísicas devido aos processos sedimentares e digenéticos que os geraram e modificaram. No entanto, as acumulações de hidrocarbonetos presentes neste complexo sistema são únicas; apresentam grandes volumes de óleo de boa qualidade e um sistema petrolífero complexo e incomum que tem instigado o desenvolvimento científico e da engenharia. Assim, com base em perfis de poços, testes de poços, dados laboratoriais e informações sísmicas, este trabalho visa caracterizar e analisar as propriedades geomecânicas e petrofísicas de dois reservatórios carbonáticos do pré-sal (Formação Barra Velha e Formação Itapema) no campo de Búzios, Bacia de Santos. Os parâmetros geomecânicos foram usados para definir as fácies geomecânicas por meio do algoritmo *K-means clustering*. Além disso, dados de porosidade efetiva e permeabilidade extraídos da ressonância magnética nuclear foram usados para definir as unidades de fluxo através do método do indicador de zona de fluxo. Após a calibração desses dois agrupamentos, os resultados da comparação mostraram que quando a rocha apresenta maiores valores de, as fácies geomecânicas indicam rochas menos resistentes, mais porosas ou mais fraturadas, menos rígidas e mais propensas a deformações. A presença de argilas obstruindo a conexão dos poros nas rochas, se mostrou um fator determinante na diminuição da permeabilidade. E apesar de as fácies geomecânicas apresentarem rochas com baixa resistência, as unidades de fluxo indicam rochas com perfil não-reservatório. A Formação Barra Velha apresentou comportamento heterogêneo; alguns poços apresentam intervalos não reservatório na porção superior da formação e as melhores condições de escoamento foram identificadas na parte inferior. A Formação Itapema apresentou um comportamento geomecânico mais homogêneo e, adicionalmente, mostrou melhores valores indicadores de zona de fluxo devido à sua alta permeabilidade. É importante destacar que as discussões tanto das semelhanças quanto das variações feitas para as duas formações também foram analisadas a partir de seções de poço e sísmica.

Palavras-chave: Campo de Búzios; Pré-sal; Fácies geomecânicas; Unidades de fluxo; Interpretação sísmica.

ABSTRACT

The Brazilian pre-salt carbonates are heterogeneous in their mechanical and petrophysical properties due to the sedimentary and diagenetic processes. However, the hydrocarbon accumulations present in this complex system are unique in terms of petroleum quality and an unusual petroleum system, contributing to scientific and engineering development. Thus, based on well-logs, well tests, laboratory data, and seismic information, this work aims to characterize and analyze the geomechanical and petrophysical properties of two pre-salt carbonate reservoirs (Barra Velha Formation and e Itapema) in the Búzios field, Santos Basin. Once the geomechanical parameters were estimated, they were used to define the geomechanical facies through a K-means clustering algorithm. The effective porosity and permeability data extracted from the nuclear magnetic resonance were used to determine the flow units using the flow zone indicator method. After calibrating these two clusters, the comparison results showed that when the rock presents a better low zone indicator, the geomechanical facies show rocks that are less strength, more porous, or more fractured, less rigid, and more prone to deformation. However, when some clays obstruct the connection of the pores in the rocks, this decreases the permeability, and although the geomechanical facies present rocks with low strength, the flow units present rocks with a non-reservoir profile. The Barra Velha Formation a presented heterogeneous behavior, as some wells showed non-reservoir behavior in the upper part. On the other hand, the best flow conditions were identified in the lower part of the formation. The Itapema formation presented a more homogeneous mechanical behavior and, in addition, showed better flow zone indicator values due to its high permeability. It is essential to highlight that the appreciations of both the similarities and the variations made for the two formations were also analyzed from well and seismic sections.

Keywords: Búzios Field; Pre-salt; Geomechanical Facies; Flow Units; Seismic Interpretation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Mapa de localização da Bacia de Santos mostrando	20
Figura 2. Carta estratigráfica da Bacia de Santos	21
Figura 3. Mapa de localização do Campo de Búzios	24
Figura 4. Dados de densidade rasa	33
Figura 5. Um ciclo típico de XLOT	34
Figura 6. Comparação entre as diferentes correlações empíricas	41
Figura 7. <i>Cutoffs</i> para a distribuição de T2, em relação com os tipos de fluidos	46
Figura 8. Indicadores de tensão (BOS e DITFS) nos poços	50
Figura 9. Principais falhas apresentadas nos poços devido à densidade da lama.	50
Figura 10. Fluxograma de trabalho	59
Figura 11. Fluxograma de condicionamento sísmico	60
Figura 12. Volume sísmico apresentando as seções cruzadas	61
Figura 13. Análise estatística básica da tensão de sobrecarga	69
Figura 14. Perfis de densidade extrapolados	70
Figura 15. Medidas de pressão estática para 6 poços	71
Figura 16. Equações lineares para estimativa da pressão dos poros	72
Figura 17. Análise estatística básica da pressão dos poros	72
Figura 18. Comparação do perfil de temperatura com medições diretas	73
Figura 19. Correlação polinomial de segunda ordem dos dados de velocidade de onda S ...	74
Figura 20. Dados dos testes de absorção para seis poços	74
Figura 21. Análise estatística básica da tensão horizontal	76
Figura 22. Análise estatística básica da tensão horizontal máxima	76
Figura 23. Análise estatística básica da UCS	77
Figura 24. Comparação dos valores médios das três correlações para UCS	78
Figura 25. Histograma dos dados de UCS em MPa do <i>teste Scratch</i>	79
Figura 26. Análise estatística básica do ângulo de atrito interno	80
Figura 27. Análise estatística básica da coesão	80
Figura 28. Análise estatística básica do módulo de Young estático	81
Figura 29. Análise estatística básica da razão de Poisson	81
Figura 30. Análise estatística básica da porosidade total	82
Figura 31. Análise estatística básica da porosidade efetiva	83

Figura 32. Análise estatística básica da permeabilidade	83
Figura 33. Layout da modelagem geomecânica 1D para o poço 1	86
Figura 34. Stereonet do azimute dos indicadores de tensão no poços	88
Figura 35. Gráficos de dispersão para a definição das GMF	89
Figura 36. Histograma das propriedades para a definição das GMF	90
Figura 37. Histograma das propriedades para a definição das GMF	91
Figura 38. Gama de valores de DRT para as duas formações de interesse	92
Figura 39. Gráfico de Lorenz para o poço 1	93
Figura 40. Curva-S do indicador de fluxo FZI	93
Figura 41. Comparação entre as GMF e as FU na Formação Barra	94
Figura 42. Comparação entre as GMF e as FU na Formação Itapema	95
Figura 43. Layout do poço 1 onde se compara às GMF e as FU	96
Figura 44. Layout do poço 3 identificando os intervalos da Formação Barra Velha	98
Figura 45. <i>Randon line</i> entre os poços 8-BUZ-5 e 8-BUZ-15	100
Figura 46. <i>Randon line</i> entre os poços 8-BUZ-5 e 2-ANP-1	100
Figura 47. <i>Randon line</i> entre os poços 2-ANP-1 e 3-B-1195	101
Figura 48. <i>Randon line</i> entre os poços 3-B-944 e 3-B-1195	101
Figura 49. Comparação dos azimutes das falhas com os azimutes das DITF.....	102
Figura 50. Viabilidade da inversão	103
Figura 51. Layouts do poço 4 interpretação dos indicadores de tensão	107
Figura 52. Polígono de tensão para o poço 3-BRSA-1184-RJS	108
Figura 53. Intervalo onde ocorreu a perda de circulação no poço 4	109
Figura 54. Polígono de tensão para o poço 3-BRSA-944A-RJS	110
Figura 55. Comparação entre a gama dos valores de DRT	115
Figura 56. Seção transversal (CS1BV)	118
Figura 57. Seção transversal (CS1IT)	119
Figura 58. Seção transversal (CS2BV)	120
Figura 59. Seção transversal (CS2IT)	121
Figura 60. Seção transversal (CS3BV)	122
Figura 61. Seção transversal (CS3IT)	123
Figura 62: Perfis geomecânicos de poço 3-BRSA-1053-RJS	141
Figura 63: Perfis geomecânicos de poço 3-BRSA-1064-RJS	142
Figura 64: Perfis geomecânicos de poço 3-BRSA-1184-RJS	143

Figura 65: Perfis geomecânicos de poço 3-BRSA-1195-RJS	144
Figura 66: Perfis geomecânicos de poço 3-BRSA-944A-RJS	145
Figura 67: Perfis geomecânicos de poço 7-BUZ-10-RJS	146
Figura 68: Perfis geomecânicos de poço 7-BUZ-6-RJS	147
Figura 69: Perfis geomecânicos de poço 8-BUZ-5-RJS	148
Figura 70: Perfis geomecânicos de poço 8-BUZ-15-RJS	149
Figura 71: Modelagem das GMFs e FUS no poço 3-BRSA-1053-RJS	150
Figura 72: Modelagem das GMFs e FUS no poço 3-BRSA-1064-RJS	151
Figura 73: Modelagem das GMFs e FUS no poço 3-BRSA-1195-RJS	152
Figura 74: Modelagem das GMFs e FUS no poço 3-BRSA-944A-RJS	153
Figura 75: Modelagem das GMFs e FUS no poço 7-BUZ-10-RJS	154
Figura 76: Modelagem das GMFs e FUS no poço 7-BUZ-6-RJS	155
Figura 77: Modelagem das GMFs e FUS no poço 8-BUZ-5-RJS	156
Figura 78: Modelagem das GMFs e FUS no poço 8-BUZ-15-RJS	157

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Relações empíricas entre UCS e outras propriedades físicas em arenitos	42
Tabela 2. Relações empíricas entre UCS e outras propriedades físicas em folhelhos	43
Tabela 3. Relações empíricas entre UCS e outras propriedades físicas em carbonatos	44
Tabela 4. Numeração dos poços	57
Tabela 5. Sumário das informações e dados utilizados para o projeto	58
Tabela 6. Valores estimados de Sh (dados de testes de absorção) e ESRmin	75
Tabela 7. Comparação dos valores médios da resistência a compressão uniaxial	77
Tabela 8. Análises da pressão de colapso estimada pelo método de Mohr- Coulomb	84
Tabela 9. Nomenclatura das ferramentas para aquisição de imagens de poços	87
Tabela 10. Tipos de imagens disponíveis para poços	87
Tabela 11. Análise estatística das GMF para a Formação Barra Velha	90
Tabela 12. Análise estatística das GMF para a Formação Itapema	91
Tabela 13. Fatores de relação e frequência relativa para a gama de DRT no Pré-sal	92
Tabela 14. Definição de unidades de fluxo a partir da curva Log FZI	94
Tabela 15. Testes de formação feitos no poço 1	97
Tabela 16. Não conformidades reportadas para dois poços	108

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

DITFs Fraturas de tração induzidas por perfuração

BOs Breakouts

NMR Ressonância magnética nuclear

GMF Fácies geomecânicas

FU Unidades de fluxo

FZI Indicador de zona de fluxo

MEM Modelo mecânico de terra

UCS Resistência à compressão uniaxial

SH Tensão Horizontal máxima

Sh Tensão horizontal mínima

SUMÁRIO

1	Introdução.....	16
2	Objetivos	18
2.1	Objetivo geral.....	18
2.2	Objetivos específicos	18
3	Revisão bibliográfica.....	19
3.1	Geologia regional.....	19
3.2	Área de estudo.....	22
3.3	Modelagem geomecânica.....	24
3.3.1	Fatores que influenciam o modelo geomecânico	25
3.3.2	Aplicação do Modelo Mecânico de Terra aos principais problemas na indústria dos hidrocarbonetos.....	27
3.3.3	Novos cenários de exploração de hidrocarbonetos.....	30
3.3.4	Métodos teóricos e práticos para a modelagem geomecânica 1D.....	30
3.3.5	Métodos teóricos e práticos para a estimativa do MEM 3D.....	54
4	Materiais e métodos	57
4.1	Modelagem 1D.....	61
4.1.1	Estimativa da tensão vertical (Sv)	61
4.1.2	Estimativa de pressão de poro (Pp)	62
4.1.3	Tensão horizontal mínima (Sh)	63
4.1.4	Tensão horizontal máxima (SH).....	64
4.1.5	Critério de ruptura da rocha e gradiente de pressão de ruptura.....	64
4.1.6	Azimute das tensões horizontais.....	66
4.1.7	Cálculo de polígonos de tensão	66
4.1.8	Definição das Fácies Geomecânicas (GMF)	66
4.1.9	Unidades de Fluxo (FU)	67
5	Resultados	69
5.1	Magnitude de tensão vertical	69
5.2	Distribuição da pressão dos poros.....	71
5.3	Temperatura	73
5.4	Modelagem do perfil de velocidade de onda S.....	73
5.5	Tensões horizontais mínima (Sh) e máxima (SH)	74
5.6	Propriedades mecânicas e físicas da rocha	77

5.7	Critério de ruptura da rocha e gradiente de pressão de ruptura.	83
5.8	Azimute das tensões horizontais	86
5.9	Fácies geomecânicas	88
5.10	Unidades de Fluxo FU	91
5.11	Comparação entre as fácies geomecânicas e as unidades de fluxo.....	94
5.12	Condicionamento e interpretação sísmica	98
6	Discussão geral.....	104
7	Conclusões	128
8	Referências	129
9	Anexos.....	141

1 Introdução

A Geomecânica é uma disciplina moderna com aplicações tanto no campo das ciências geológicas quanto na engenharia (Zoback 2013, Aadnoy & Looyeh 2011). Abrange principalmente o comportamento mecânico de rochas reservatórios, geologia estrutural regional e a engenharia de petróleo para resolver problemas relacionados com os reservatórios durante as atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos (Javani *et al.* 2017, Kidambi & Kumar 2016). Na atualidade, muitos dos estudos geomecânicos têm sido direcionados dentro de reservatórios carbonáticos, uma vez que representam mais de 60% das reservas mundiais de petróleo e 40% das reservas mundiais de gás (Schlumberger 2007). A modelagem geomecânica procura estimar as propriedades físicas das rochas, identificando as magnitudes das tensões *in-situ* e a sua relação com o estado de tensão e a tectônica regional na área de interesse (Heidbach *et al.* 2018, Ganguli & Sem 2020). Assim, a caracterização geomecânica dos reservatórios carbonáticos é crucial para a identificação e previsão das propriedades elásticas (Javani *et al.* 2017, Kidambi & Kumar 2016), pressões de poros e unidades de fluxo, contribuindo para exploração e recuperação de hidrocarbonetos.

Dada a complexa distribuição das litofácies, estratigrafia, mineralogia, porosidade e presença de fluidos (Hovadik & Larue 2007, Yang *et al.* 2017), as propriedades físicas dos reservatórios carbonáticos variam muito. Isso deve-se à complexa combinação de processos deposicionais e diagenéticos aos quais essas rochas são submetidas (Dunham 1962). Por conseguinte, alterações nas propriedades mecânicas da rocha dentro das unidades e descontinuidades geológicas podem afetar o campo de tensões (Homberg *et al.* 1997, Yale 2003), gerando estados descontínuos de tensão em relação a sua magnitude (Evans *et al.* 1989, Wileveau *et al.* 2007, Langenbruch & Shapiro 2015) e orientação (Treagus 1973, Bruno & Winterstein 1994, Bourne 2003). No entanto, apesar da flutuação considerável das magnitudes de tensão com a profundidade, o estado de tensão nos reservatórios é geralmente influenciado pelo atual regime tectônico (Pham *et al.* 2020).

O primeiro passo na caracterização geomecânica é feito através da análise de poços, (Tingay *et al.* 2009, Rajabi *et al.* 2016, Ganguli *et al.* 2019, Baouche *et al.* 2020), sendo necessário adquirir dados de boa qualidade, incluindo, perfis e testes de poço e análises laboratoriais (McGinnis 2009). Conseqüentemente, a construção de um modelo geomecânico envolve o cálculo de propriedades elásticas, pressão de poro, magnitudes e orientações do estado de tensão *in-situ*, com base em dados geofísicos, tais como perfis de imagem de poço,

medições de pressão estática de fundo de poço, relatórios de perfuração, e perfis convencionais (densidade e acústicos). Além disso, as propriedades elásticas, como módulo de Young e razão de Poisson estimadas com dados dinâmicos podem ser correlacionadas com as propriedades estáticas mediante ensaios no laboratório (Wang 2000) para atender uma melhor caracterização das rochas dentro dos reservatórios de interesse (Chang *et al.* 2006).

Além da caracterização geomecânica das formações de interesse, é necessário analisar as propriedades petrofísicas. Portanto, a modelagem de unidades de fluxo é uma metodologia abrangente e eficaz para prever as propriedades permoporosas e levar em consideração as heterogeneidades de fluxo dentro do reservatório (Penna & Lupinacci 2021). As principais metodologias para a classificação das unidades de fluxo baseiam-se na ligação do tamanho da garganta dos poros com a permeabilidade e porosidade efetiva, principalmente nos dados de amostras de núcleo e perfis de poços. Em consequência, o método do indicador de zona de fluxo (FZI) é o mais utilizado em reservatórios clásticos e carbonáticos devido à sua eficácia.

A modelagem assertiva da heterogeneidade do reservatório e do comportamento do fluxo em relação ao movimento do fluido é essencial para a tomada de decisão da equipe. Portanto, a modelagem de unidades de fluxo (FU) em rochas carbonáticas pode ter uma vantagem sobre as fácies sedimentológicas ou litológicas, pois dá maior ênfase às propriedades permoporosas. De acordo com os estudos de Aggoun *et al.* (2006), Hatampour *et al.* (2018), Ghanbarian *et al.* (2019) a tipagem de FU em áreas com configurações geológicas complexas com diagêneses diferencial para a estimativa da porosidade e permeabilidade é mais precisa do que as fácies litológicas e sedimentares.

Este trabalho concentra-se na caracterização geomecânica e petrofísica das rochas carbonáticas do pré-sal brasileiro, correspondentes às formações Barra Velha e Itapema no Campo de Búzios, localizado na porção central da Bacia de Santos, a uma distância de 180 km da costa do Rio de Janeiro. Devido à sua grande complexidade geológica, tectônica, deposicional e diagenética, bem como ser um dos maiores produtores em águas profundas e o segundo maior campo do Brasil em termos de produção de petróleo (ANP 2021), o Campo de Búzios constitui um excelente estudo de caso para aplicação do método de modelagem geomecânica, servindo de referência para a comparação com outros campos do pré-sal. Na literatura existem poucos estudos até o momento que caracterizem o atual regime de tensão *in*

situ, a pressão dos poros e as propriedades mecânicas na bacia que compreende a área de estudo.

2 Objetivos

2.1 Objetivo geral

Estabelecer relações entre as propriedades que governam o escoamento de fluidos e o comportamento geomecânico nos carbonatos do Pré-sal, Campo de Búzios (Formação Barra Velha e Formação Itapema), Brasil, comparando as unidades de fluxo e as fácies geomecânicas para a caracterização geomecânicas dos intervalos reservatórios.

2.2 Objetivos específicos

- Avaliar o regime de tensão na área de estudo através do conhecimento das direções e as magnitudes das tensões *in situ* (S_v , S_H , S_h) utilizando informações de poço, tais como perfis convencionais (densidade e acústicos) e perfis de imagem, além da análise da pressão dos poros através das medições diretas pressão;
- Estimar as propriedades mecânicas e elásticas (dinâmicas e estáticas) a partir de dados geofísicos e correlações da literatura para as formações de interesse, para o estabelecimento do critério de falha de Mohr-Coulomb e uma janela do peso do fluido de perfuração adequada que garanta a estabilidade do poço;
- Estabelecer fácies geomecânicas definindo uma matriz normalizada de propriedades (porosidade total, tensões horizontais, pressão de poro, propriedades mecânicas e elásticas) vs profundidades e um algoritmo de agrupamento não supervisionado (*K-means*) para a análise de variações geomecânicas verticais e laterais no campo;
- Definir unidades de fluxo usando o método indicador de zona de fluxo (FZI) a partir de perfis de permeabilidade e porosidade efetiva extraídos da ressonância magnética nuclear, além de discretizá-las na escala decamétrica, levando em consideração métodos estatísticos e petrofísica de laboratório, e a calibração com os dados de vazão em superfície dos testes de formação, para que estas unidades possam ser mapeadas na escala sísmica em trabalhos futuros;
- Analisar a relação entre unidades de fluxo e fácies geomecânicas utilizando histogramas e seções transversais para definir padrões ou variações laterais entre os dois grupos.

3 Revisão bibliográfica

3.1 Geologia regional

A área coberta pelos reservatórios do pré-sal está distribuída pelas bacias sedimentares de Santos e Campos (800 km de comprimento por 200 km de largura). Além disso, os reservatórios do pré-sal constituem um dos maiores reservatórios carbonáticos do mundo. Estes reservatórios estão localizados a profundidades de 6.000 e 7.000 m, com lâmina d'água de 1.500 a 3.000 m. Além disso, as rochas sobrejacentes aos reservatórios são camadas de sal que alcançam espessuras de até 2.000 m, aproximadamente (Silva *et al.* 2017).

A área de estudo está localizada na bacia sedimentar de Santos, que tem uma superfície de aproximadamente 350.000 km², além disso, a Bacia é de margem passiva com uma orientação geral SW-NE e geometria côncava. O início da formação da Bacia ocorreu no período Jurássico Superior/ Cretáceo inferior e está relacionado com a ruptura do Gondwana e abertura do Oceano Atlântico sul. Na formação da Bacia, foram definidos três estágios de evolução (Rifte, Post Rifte e Drifte) (Moreira *et al.* 2007). Foram também evidenciadas três sequências: continental, tradicional e marinha. Além do anterior, é importante destacar a ocorrência de um complexo vulcânico extrusivo devido à formação de crosta oceânica entre a província de diápiros de sal e a Zona de Fratura de Florianópolis.

A Bacia de Santos está localizada na parte sudoeste da margem continental brasileira e cobre os litorais dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina. A bacia de Santos é limitada ao norte pela bacia de Campos no alto Cabo Frio e ao sul pela bacia de Pelotas no alto Florianópolis. O limite oeste da bacia é representado pelos cinturões de serras costeiras (Maciço da Carioca, Serras do Mar e Mantiqueira) e a leste a bacia se estende até o sopé do Planalto Paulista (figura 1).

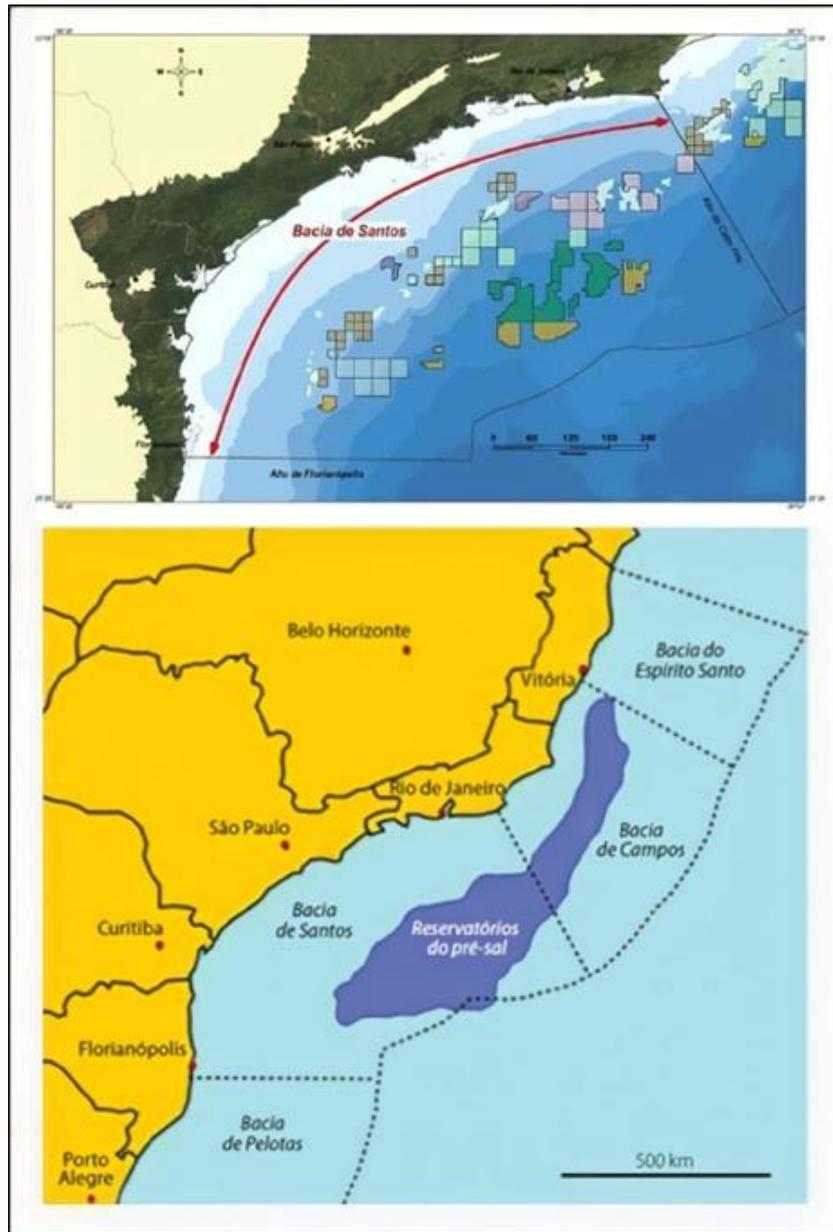


Figura 1: Mapa de localização da Bacia de Santos mostrando seus limites (acima). Os polígonos representam os blocos e campos em concessão, a linha pontilhada, os limites geológicos da bacia (Fonte: ANP) Distribuição do Pré-sal brasileiro com referência às bacias do litoral (embaixo). (Fonte: Revista USP).

Em conformidade com Moreira *et al.* (2007) a evolução tectonoestratigráfica da Bacia de Santos pode ser dividida em três supersequências principais, Rife, Pós-rife e Drifte, conforme se mostra na carta estratigráfica (figura 2), que o autor por sua vez subdividiu em sequências menores (K20-N60) tendo em conta, as características predominantes dos processos sedimentares. O embasamento da bacia é constituído por rochas pré-cambrianas da Faixa Ribeira. Além do anterior, a sequência do Neocomiana Inferior na Bacia apresenta

rochas vulcânicas basálticas. As tensões do rifteamento do Gondwana geraram áreas de subsidência, que foi o espaço adequado para a sedimentação da Bacia.

Sintetizando, as grandes características paleoambientais da margem continental das Megasequências, é possível reconhecer registros da fase intracratônica na Megasequência Pré-Rifte; depósitos continentais de origem fluvial e lacustre que formaram rochas geradoras e rochas reservatórios na Megasequência Sin-Rifte; sedimentos evaporíticos que geraram camadas espessas de sal, que por sua vez deram origem às trapas na Megasequência Transicional; por último, na Megasequência Pós-rifte atinge duas partes, a primeira delas, a transgressiva compreende um ambiente marinho raso na plataforma e marinho profundo na bacia, sedimentos carbonáticos que formaram rochas geradoras e reservatórios e a segunda etapa é a regressiva inclui a formação de rochas siliciclásticas (rochas geradoras e reservatórios).

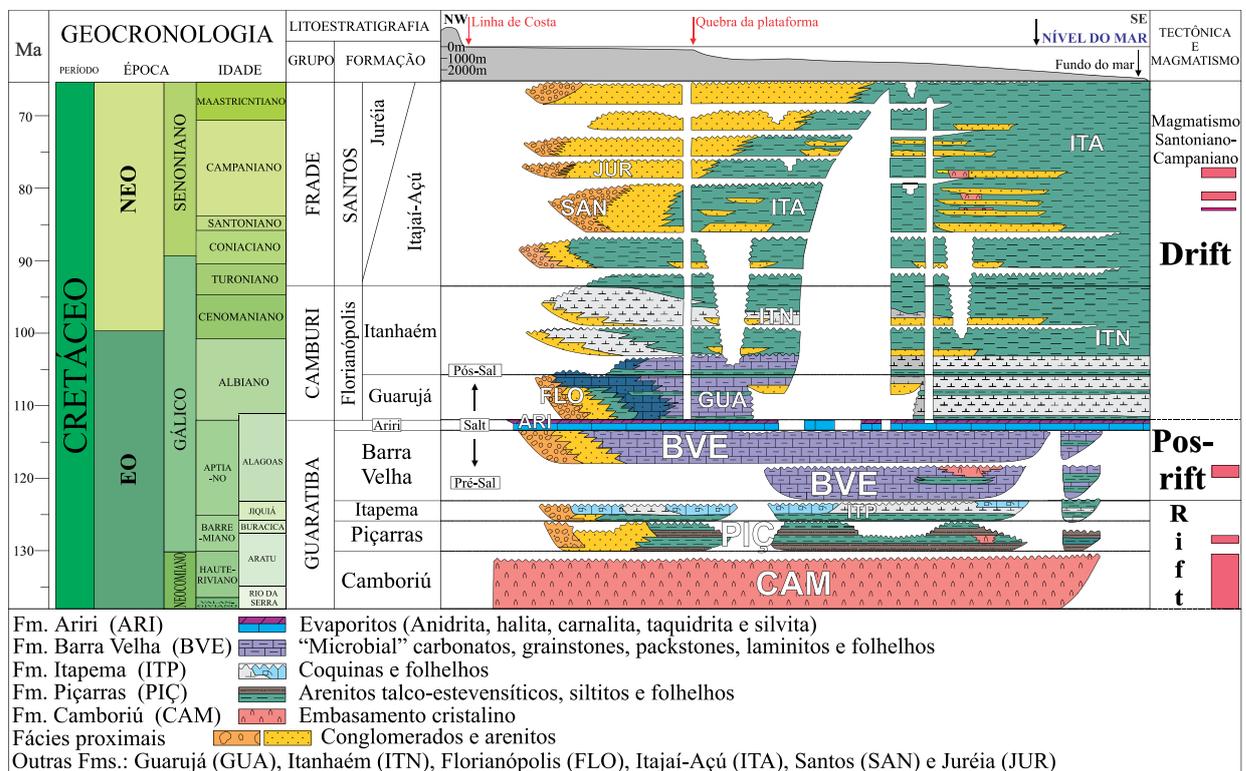


Figura 2. Carta estratigráfica da Bacia de Santos mostrando o intervalo de interesse.

Modificado de Moreira *et al.* (2007).

Os principais sistemas petrolíferos identificados na Bacia de Santos são os seguintes: Piçarras-Itapema/Barra Velha, Piçarras-Guarujá e Itajaí-Açu-Ilha Bela. O sistema petrolífero Itajaí-Açu-Ilhabela foi confirmado no estudo realizado por Chang *et al.* 2008 e associa geração de hidrocarbonetos a partir de folhelhos marinhos anóxicos da Formação

Itajaí-Açu e acumulação em arenitos turbidíticos neoturonianos a eosantonianos do Membro Ilhabela.

Os processos de migração e acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos estão fortemente relacionados com a dinâmica da sequência evaporítica, atuando como condição fundamental para o fluxo dos hidrocarbonetos gerados na seção rifte devido à permeabilidade muito baixa. A migração aconteceu até o contato basal da sequência sedimentar pré-aptiana, que serviu como uma camada carreadora e transgrediu a sequência evaporítica a partir de janelas ou zonas de espessura fina. Portanto, o fluxo de hidrocarbonetos concentrava-se em falhas distensivas lítricas associadas aos domos e diápiros de sal, ou em falhas de transferência, até às trapas (Chang *et al.* 2008).

3.2 Área de estudo

O presente trabalho é desenvolvido utilizando um banco de dados do Campo de Búzios fornecido pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Este banco de dados consiste em descrições e análises laboratoriais de amostras de núcleo e amostras de calha de perfuração, perfis convencionais e especiais de poço, medições de pressão de fundo de poço extraídas dos testes de formação, relatórios de perfuração, dados sísmicos 3D, entre outras informações. A descoberta do campo de Búzios foi no ano 2013 devido às acumulações comerciais encontradas na área. O campo foi declarado comercial como resultado das intensas campanhas exploratórias nos blocos restantes do cluster Pré-sal na Bacia de Santos. O poço descobridor foi 2-ANP-1, perfurado no ano 2010 por iniciativa da ANP, uma vez que nesse mesmo ano o Governo Federal autorizou o novo marco regulatório para as áreas do Pré-sal, o que permitiu o aumento do orçamento para atividades exploratórias na área (Petrobras 2013).

O Campo de Búzios (Figura 3) situa-se a uma distância de aproximadamente 200 km da costa do Rio de Janeiro, é considerado um dos maiores campos de petróleo em águas profundas do mundo, pois tem uma lâmina d'água cerca de 1.940 metros e as rochas reservatório alcançam profundidades de mais de 5000 metros. A sua área é de 850 km², com espessuras de reservatórios de até 480 metros e excelente qualidade da rocha reservatório. Mais de 45 poços perfurados até atualidade confirmam a excelente qualidade do reservatório. Devido às características permoporosas, associadas a grandes espessuras de coluna de petróleo, cada poço de Búzios produz, em média, mais de 45.000 barris de petróleo por dia.

Atualmente, o campo tem os seis poços com a maior produção de petróleo do país (ANP 2021).

O sistema petrolífero do campo de Búzios compreende o *play* do pré-sal, os elementos do sistema são: as rochas geradoras dos hidrocarbonetos que compõem as formações Piçarras e Itapema, que são folhelhos lacustres gerados em condições de carência de oxigênio, por conseguinte, ricos em matéria orgânica, estima-se que as formações sejam de idade neobarremiana/eoaptiana, depositadas no estágio rifte da Bacia. As rochas reservatórios são carbonatos constituídos por microbialitos da Formação Barra Velha e coquinas barremianas da Formação Itapema (Moreira *et al.* 2007) que consistem frequentemente em uma camada basal de idade eoaptiana associada à fase rifte e outra neo-aptiana depositada na fase sag da Bacia (Zalán 2016).

No estágio Rifte foram criadas as principais trapas relacionadas com os altos estruturais do embasamento, bem como também foram criadas as falhas responsáveis pela migração dos hidrocarbonetos. A formação evaporítica e de grande espessura, Ariri de idade neo-aptiano/eoalbiano devido às suas excelentes propriedades selantes, corresponde à rocha capeadora do sistema.

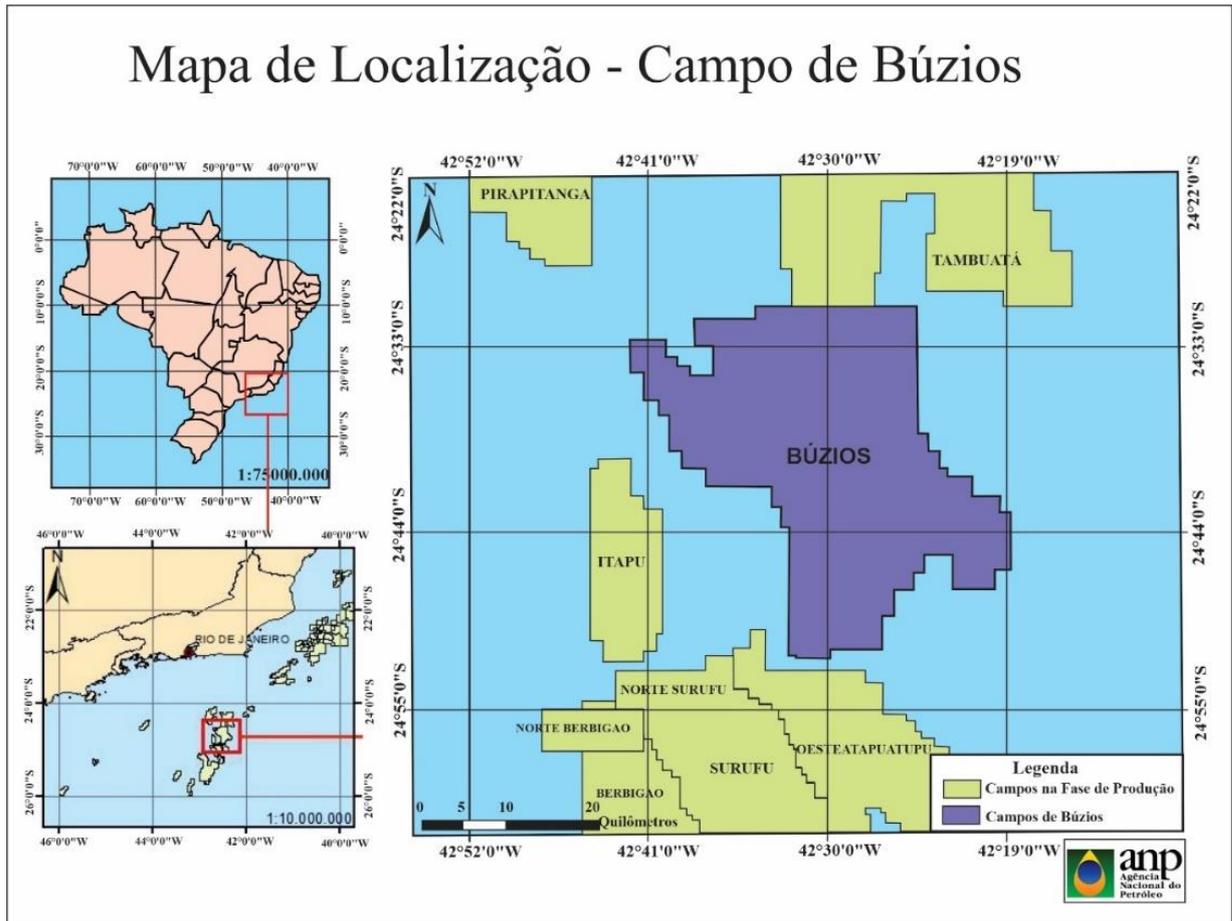


Figura 3. Mapa de localização do Campo de Búzios (Modificado da ANP, 2018).

3.3 Modelagem geomecânica

A geomecânica é uma ciência necessária em várias áreas do conhecimento como a engenharia (civil, Minas e Petróleos) e a geologia (Zoback 2003, Aadnoy & Looyeh 2011). Esta ciência moderna funciona de forma interdisciplinar com geologia e geofísica para evitar perdas econômicas e vidas humanas, uma vez que muitas construções como barragens, túneis, e poços de petróleo são desenvolvidas diretamente nas rochas. Por isso, o conhecimento das propriedades geomecânicas é necessário para o sucesso destes projetos.

A geomecânica visa geralmente caracterizar o estado de tensões, as propriedades mecânicas e elásticas de um volume de rocha. Em um afloramento, um cientista pode observar rochas deformadas, fraturadas ou falhadas, em resposta a um campo de tensão aplicado ao volume da rocha. Além disso, tais respostas dependem da natureza da rocha, (ou seja, se é um material dúctil ou rúptil), da direção e magnitude do estado de tensão. Porém, os métodos para estimar a magnitude e orientação do campo de tensões dependerão das

deformações e da capacidade do intérprete. Por outro lado, se houver perfurações no local de interesse, o cálculo da magnitude e orientação do estado de tensão pode ser feito com dados geofísicos (perfis de velocidade de onda P e S, perfil de densidade, e perfis de imagem) adquiridos nas profundidades do alvo.

As tensões mais comuns as rochas estão expostas são, a compressão e o cisalhamento. Uma rocha falha por tensão de tração mais facilmente do que por qualquer outro tipo de tensão. Pelo contrário, as rochas têm maior resistência à deformação sob tensões compressivas simples (Zhang 2019). Além disso, diferentes tensões aplicadas a uma superfície (elemento de volume) podem ser combinadas vetorialmente em um estado de tensão simples, por esse motivo é importante a estimativa do estado de tensão.

Ensaio de laboratório em células triaxiais, confinadas e não confinadas são realizados para estimar a resistência da rocha às tensões principais. Contudo, no caso de um poço, a aquisição de um núcleo é muito cara, de modo que uma correlação pode ser usada para estimar esta propriedade (Chang *et al.* 2006), podendo ser calibrada com uma amostra retirada de um afloramento análogo ao reservatório de interesse. Além do estado de tensão, a caracterização geomecânica abrange as propriedades elásticas, as pressões dos poros, e propriedades mecânicas das rochas, as quais podem ser estimadas de maneira dinâmica com perfis geofísicos ou estática mediante testes de laboratório.

A caracterização geomecânica das rochas está condicionada por diversos fatores que podem variar o estado de tensão dentro no mesmo local, os principais e mais importantes fatores estão listados abaixo.

3.3.1 Fatores que influenciam o modelo geomecânico

➤ Fatores sedimentológicos

Os fatores sedimentológicos como a razão grão/matriz, microporosidade, porosidade primária e secundária, grau de cimentação, teor de argila, dolomitização e dissolução influenciam principalmente a resistência à tração das rochas.

➤ Fatores diagenéticos

As condições de pressão, temperatura, tempo e velocidade no momento da deposição dos sedimentos e as texturas dos grãos controlam o tipo e distribuição das

propriedades permoporosas e, como consequência, afetam os parâmetros elásticos das rochas como a razão de Poisson, o coeficiente de Biot e o Módulo de Young.

➤ Temperatura

O gradiente geotérmico médio é de 3 °C/100 m, o que indica que a temperatura da crosta terrestre aumenta com a profundidade. Embora possa ser feita uma estimativa da temperatura, existem condições regionais em que esse gradiente não é constante. Em áreas com vulcanismo ativo, ou com adelgaçamento da litosfera, por exemplo, o gradiente subestima a temperatura. Também existem condições locais, tais como a condutividade térmica de algumas rochas, que produzem variações laterais e verticais de temperatura, e a presença de processos hidrodinâmicos que podem alterar a temperatura. O comportamento mecânico das rochas é fortemente influenciado pela temperatura, pois os minerais que compõem as rochas comportar-se de forma diferente com o aumento da temperatura, alterando a resistência da rocha, podendo passar de um comportamento rúptil a dúctil.

➤ Pressão de confinamento

Handin & Hager (1957), Handin *et al.* (1963) e Handin (1965) incluíram variações na pressão de confinamento, pressão dos poros e temperatura, usando siltito, folhelho, arenito, calcário, rocha dolomita, anidrita e halita, além de pastas de cimento. No geral, aumentos marcantes na resistência e na capacidade de deformar permanentemente sem fraturas foram associados com o aumento da pressão de confinamento para os materiais testados.

➤ Presença de fluidos

A rápida sedimentação das camadas rochosas é conhecida como fenômeno de subcompactação, este fenômeno gera retenção intersticial de fluidos e é o mecanismo mais comum para a geração de sobrepressão. Este excesso de pressão pode também ser atribuído aos efeitos do tectonismo e da expansão de fluidos. Uma das condições para a existência de sobrepressão é a baixa permeabilidade das formações geológicas, geralmente rochas argilosas.

➤ Geologia regional

A presença de discontinuidades geológicas, como falhas regionais ou locais, fraturas e alterações na litologia, torna muitas vezes difícil caracterizar o campo de tensões. (Homberg *et al.* 1997, Yale 2003). Por vezes o campo de tensão gira em resultado de tensões

perturbadas em áreas próximas a falhas ativas e fraturas naturais. Isto pode ser evidenciado pela rotação dos *breakouts*, que são indicadores de tensão dentro dos poços (Barton & Zoback 1994, Lin *et al.* 2010).

3.3.2 Aplicação do Modelo Mecânico de Terra aos principais problemas na indústria dos hidrocarbonetos

A indústria de hidrocarbonetos enfrenta grandes problemas mecânicos no desenvolvimento das atividades de exploração até a produção dos hidrocarbonetos, estes problemas geram inconvenientes técnicos e econômicos. Por conseguinte, a indústria refletiu sobre a necessidade da geomecânica nas suas atividades cotidianas, e começou com a análise de conceitos básicos de mecânica de solo e rochas de outras áreas, tais como mineração, geotecnia, geologia e engenharia civil, para direcionar esse conhecimento no desenvolvimento de campos de hidrocarbonetos. Além disso, a indústria tem feito os seus maiores esforços para melhorar a compreensão dos mecanismos que regem o comportamento das rochas e que, por sua vez, originam esses problemas.

Os principais problemas nos quais a geomecânica tem uma aplicação direta estão relacionados com a instabilidade do poço durante a perfuração, seleção das profundidades do *casing*, produção de areia, compactação e subsidência do solo nas mediações do campo, ineficiência durante fraturamento hidráulico, impacto na integridade do poço, como ruptura e ovalização da tubulação, reativação de falhas e microfraturação da rocha selante.

No estágio de exploração, a atividade de perfuração dos poços, principalmente do poço descobridor, encontra inúmeros problemas de instabilidade devido à falta de conhecimento do campo de tensão e da pressão dos poros. Os problemas mais comuns são o colapso das paredes do poço, grande quantidade de cascalhos de perfuração, limpeza ineficiente do poço, obstrução da tubulação, perfuração repetida para manter o poço aberto (*reaming*), desvio do poço por perdas totais (*sidetrack*), perdas de circulação, influxo de fluidos da formação (*kick*), controle ineficiente das pressões por parte da lama de perfuração. Todos esses problemas levam elevados custos de perfuração e a grandes períodos de tempo não produtivos (NPT- *Non Productive Time*) que prejudicam o plano de desenvolvimento do campo. Atualmente, as despesas econômicas em uma plataforma por NPT ascendem a um terço dos custos totais de perfuração. Os principais fatores que influenciam a instabilidade do poço são detalhados a seguir.

➤ Lama: o fluido de perfuração

O peso ou densidade do fluido de perfuração é um dos fatores mais importantes para assegurar a estabilidade do poço, uma vez que o peso pode equilibrar as tensões mecânicas que atuam no interior do poço. O cálculo do peso do lodo depende da janela operativa estabelecida para a perfuração. Essa janela está relacionada com a pressão dos poros ou pressão de colapso no limite inferior e o gradiente de fratura no limite superior, sendo então o intervalo criado pelos dois parâmetros responsável pela estimativa do peso da lama para cada profundidade. Porém o peso da lama atua como um escalar nos 360° do poço há ocasiões em que o local perfurado tem anisotropia de tensões horizontais como é o caso em bacias tectonicamente ativas, por esta razão o equilíbrio de tensões não é alcançado e a integridade do poço pode ser afetada.

➤ Tensões *in situ*

Na avaliação da estabilidade de poço nas operações de perfuração, as tensões *in situ* são parâmetros de controle fundamentais, visto que o conhecimento permite um trabalho de perfuração seguro. As tensões *in situ* incluem três tensões principais, que são dispostas ortogonalmente umas às outras: tensão de sobrecarga (S_v), e as tensões horizontais máxima e mínima (S_H e S_h). É essencial obter uma aproximação adequada da magnitude e direção das tensões *in situ*. As tensões horizontais são as mais críticas, no caso da tensão mínima horizontal, é necessária para uma previsão bem-sucedida do gradiente de fratura, operações de tubulação, estabilidade do poço na perfuração, e o fraturamento hidráulico (Zhang 2019).

➤ Geologia regional

As orientações e magnitudes das tensões *in situ* variam de um local para outro, embora uma região tenha um regime de tensão predominante (presença preferencial de falhas normais, transcorrentes, ou inversas devido à disposição das tensões *in situ*), há mudanças na magnitude e orientação do campo de tensão. Essas mudanças podem ser geradas por descontinuidades geológicas locais, que afetam a estabilidade do poço, e podem levar a colapso da parede do poço, à ineficiência da lama de perfuração no controle das pressões, entre outros.

➤ Anisotropia de tensões horizontais

Em um regime de falha normal, onde a tensão de sobrecarga é maior do que as tensões horizontais, os problemas de instabilidade são poucos. Contudo, quando existe um

contraste entre as tensões horizontais (por exemplo nos regimes de falha transcorrente e inversa) as operações de perfuração são complexas, envolvendo mesmo perdas totais do poço. O contraste entre as tensões é conhecido como anisotropia de tensão e requer a utilização de tecnologias especiais para garantir a perfuração nessas áreas.

➤ Trajetória do poço

A caracterização geomecânica das rochas tem desenvolvido muitas tecnologias, entre elas a perfuração de poços horizontais, altamente inclinados e multilaterais. Este tipo de perfuração favorece a estabilidade do poço em áreas tectonicamente ativas e em bacias com regime de falhamento transcorrente ou reverso (também em regime duplo). O planejamento da perfuração é dirigido na direção da tensão principal maior (geralmente, tensão horizontal máxima), visto ser esta a direção em que as rochas apresentam a maior resistência, conseqüentemente o poço é mais estável. Para regiões com regime de falha normal, onde a tensão vertical é maior que as tensões horizontais, a trajetória vertical proporciona maior estabilidade nas paredes do poço.

➤ Contrastes da temperatura

Durante os processos de sedimentação das camadas rochosas, existem fluidos, principalmente água, que ficam retidos no espaço intersticial da rocha. Estes fluidos estão contidos nos poros da rocha a uma certa profundidade e, devido ao gradiente geotérmico, atingem uma temperatura mais elevada do que a temperatura ambiente. No momento da perfuração, estes fluídos podem entrar em contato com o fluido de perfuração gerando um contraste de temperatura que é capaz de afetar a integridade da rocha.

➤ Natureza das camadas rochosas

As rochas são constituídas por minerais principais e minerais acessórios. Nas rochas sedimentares, esses minerais estão dispostos sob a forma de grãos, matriz e cimento. As propriedades de cada mineral e a proporção do mineral no interior da rocha definem a natureza da rocha. Por exemplo, rochas com elevado teor de quartzo são mais frágeis e mais propensas a fraturas (com um gradiente de fratura menor), mas têm uma resistência à compressão maior. As rochas com elevado teor de matéria orgânica, por outro lado, apresentam um comportamento dúctil e podem ser deformadas na presença de tensões, sua resistência mecânica é menor e pode gerar breakouts. Assim, problemas como as perdas de

circulação devidas a fraturas induzidas pela perfuração ocorrem em rochas mais propensas à formação de fraturas, tais como arenitos e carbonatos.

3.3.3 Novos cenários de exploração de hidrocarbonetos

Grandes volumes de hidrocarbonetos ainda permanecem nos reservatórios complexos. Todavia a aplicação de conhecimentos de mecânica das rochas tem proporcionado novas tecnologias, como perfuração de poços horizontais, poços altamente inclinados ou poços multilaterais que permitem o acesso a esses recursos em novos cenários de produção. Reservatórios altamente complexos apresentam-se como os novos cenários de produção, graças à utilização das novas tecnologias desenvolvidas como os avanços na mecânica das rochas. Alguns exemplos de reservatórios complexos são: reservatórios lenticulares, compartimentalizados, naturalmente fraturados, pobremente consolidados, com pressões e temperaturas anormais, localizados em bacias tectonicamente ativas, localizados em águas profundas ou ultraprofundas, entre outros.

3.3.4 Métodos teóricos e práticos para a modelagem geomecânica 1D

A construção do MEM (*mechanical earth model*), toma em consideração uma avaliação numérica e teórica das principais propriedades mecânicas e elásticas da rocha, das geopressões e das tensões *in situ* (vertical e horizontal máxima e mínima) dentro de uma área de interesse, de acordo com Plumb *et al.* (1991).

A caracterização geomecânica engloba uma grande quantidade de informação, desde dados adquiridos durante a perfuração, tais como perfis convencionais e especiais, testes de fundo de poço (amostragem de fluido e testes de injeção) até eventos observados no poço, como perdas parciais ou totais de circulação, influxos de fluido ou gás (*kicks*), prisão da tubulação ou ferramentas, alto torque, excesso de cascalhos, entre outros, reportados nos relatórios de perfuração. Seguem-se os métodos principais para estimar os parâmetros necessários dentro do MEM.

➤ Tensão de sobrecarga

Para compreender o conceito de tensão vertical ou sobrecarga, deve-se ter em conta um volume de rocha a uma determinada profundidade, de modo a que a tensão vertical experimentada por este volume seja a gerada pelo peso das rochas que o sobrepõem. Se as

rochas subjacentes tiverem uma densidade média $\bar{\rho}$, então a tensão vertical (S_v) pode ser estimada utilizando a equação 1

$$S_v = \bar{\rho} gZ, \quad (1)$$

onde g é a constante de aceleração da gravidade; Z é a profundidade de interesse.

Em aplicações práticas, as densidades aparentes das rochas variam em relação à profundidade. Em decorrência deste fato, a tensão de sobrecarga pode ser estimada pela integral das densidades à profundidade de interesse, Z . A equação 2 abaixo mostra as variações.

$$S_v = \rho_w gZ_w + g \int_{Z_w}^Z \rho_b(z) dz, \quad (2)$$

onde ρ_w é a densidade da lâmina de água nas áreas de perfuração *off shore* e normalmente se usa o valor de 1 g/cc (às vezes pode mudar com a salinidade da água), Z_w é a profundidade da lâmina de água, $\rho_b(z)$ é a densidade aparente das camadas rochosas em função da profundidade. Geralmente, as informações da densidade são obtidas do perfil de densidade *RHOB*.

O perfil de densidade aparente é normalmente adquirido apenas para as profundidades de interesse, pelo que as profundidades rasas não possuem dados da propriedade. Além disso, uma vez que o perfil de densidade é adquirido em um poço aberto, o estado das paredes do poço (forte arrombamento) pode gerar erros de leitura da ferramenta de medição. Portanto, a literatura apresenta métodos empíricos e correlações que podem ser utilizadas para estimar um perfil de densidade para formações que carecem de informação ou onde a má qualidade da informação é identificada (mediante os perfis calibradores do poço).

O perfil acústico compressivo é uma fonte valiosa de informação que pode estar presente no comprimento total do poço. Por esta razão as correlações mais famosas na literatura para estimar a densidade aparente baseiam-se no tempo de trânsito registrado no perfil sônico. Essas correlações são as de Gardner *et al.* (1974) (equação 3) e Belloti & Giacca (1978) (equações 4 e 5).

$$\rho_a = A * \left(\frac{10^6}{\Delta t} \right)^B, \quad (3)$$

onde ρ_a é a densidade aparente modelada, Δt é o tempo de trânsito do perfil sônico de compressão e A e B são constantes empíricas do autor cujos valores são 0.24 e 0.25, respectivamente.

As equações 4 e 5 estimam o valor da densidade aparente em g/cm^3 , porém as expressões variam em relação do valor do tempo de trânsito das rochas Δt e o tempo de trânsito da matriz Δt_{ma} , os dois últimos parâmetros em $\frac{\mu s}{ft}$.

$$\rho_b = \frac{3,28 - \Delta t}{88,95} (\Delta t < 100 \mu s/ft), \quad (4)$$

$$\rho_b = 2,75 - 2,11 \left(\frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t + 200} \right) \left(\Delta t > 100 \frac{\mu s}{ft} \right), \quad (5)$$

Em águas profundas, os sedimentos rasos têm por vezes porosidade elevada e, portanto, baixa densidade, o que mascara a resposta do perfil sônico. Para fornecer uma solução ótima para este problema, Miller (2000) propõe o método de densidade rasa (*Miller's shallow density method*). A metodologia, banco de dados, e validação da correlação é apresentada no trabalho de Zhang *et al.* (2019). Além disso, os resultados deste trabalho são apresentados na figura 4. A correlação para a estimativa da porosidade superficial é apresentada na equação 6.

$$\phi = \phi_a + \phi_b e^{-kd^{1/n}}, \quad (6)$$

onde $\phi_a + \phi_b$ é a porosidade da linha de lama, d é a profundidade abaixo da linha de lama em ft , e k e n são parâmetros determinados empiricamente que fornecem o ajuste aos dados.

Os dados de porosidade estimados na equação 6 podem ser utilizados para calcular a densidade aparente superficial, através da correlação mostrada na equação 7.

$$\rho_b = \rho_m(1 - \phi) + \rho_w\phi, \quad (7)$$

onde ρ_m é a densidade média da matriz rocha (tipicamente $2,68 g/cm^3$ para folhelhos), ρ_w é a densidade do fluido dentro do espaço poroso (normalmente água salgada com $1.03 g/cm^3$).

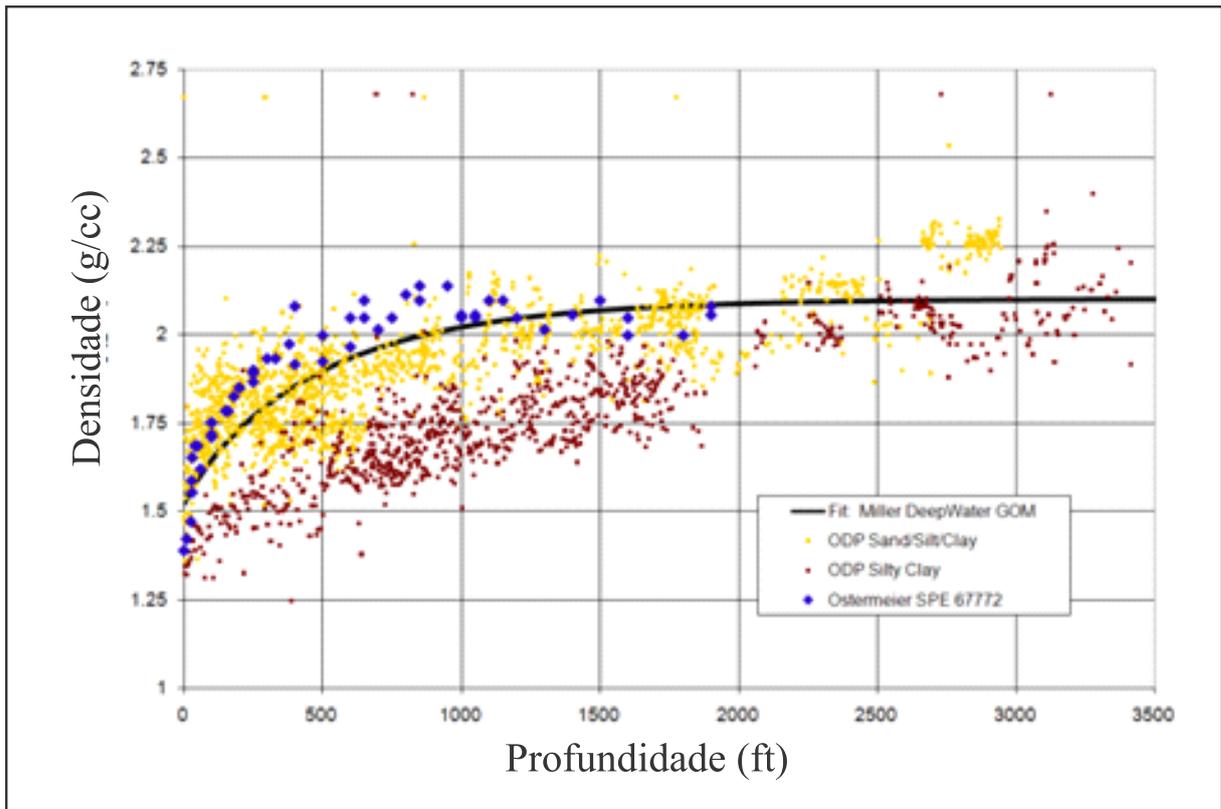


Figura 4. Dados de densidade rasa provenientes de *Ocean Drilling Program* e SPE 67772 convertidos em densidade aparente usando uma densidade de folhelho de 2.675 g/cm^3 . A correlação de densidade próxima à linha de lama de Miller foi então ajustada a esses dados usando $\Phi_a = 0,35$, $\Phi_b = 0,35$, $k = 0,0035$ e $n = 1,09$ para uso em locais de águas profundas do Golfo do México.

➤ Tensões horizontais (máxima e mínima)

As tensões horizontais estão em grande parte relacionadas à tensão vertical. A tensão vertical tende a estender ou expandir as rochas subjacentes na direção horizontal lateral, o que dependerá da razão de Poisson. O movimento lateral limitado por rochas adjacentes causa as tensões horizontais. O cálculo das magnitudes e direções das tensões horizontais são os mais complexos dentro do estado de tensão, principalmente devido às condições de contorno e aos efeitos das propriedades da rocha. Se o regime de falhas for normal, pode-se assumir que as magnitudes das tensões horizontais são iguais. Ademais, as magnitudes e as direções variam com os terremotos.

Tendo em conta o modelo poroelástico linear e a Lei de Hooke generalizada (onde não há deformação lateral), é apresentada a equação 8.

$$\sigma_H = \sigma_h = \frac{\nu}{1 - \nu} \sigma_V, \quad (8)$$

onde σ_H é a tensão principal efetiva horizontal máxima, σ_h é a tensão principal efetiva horizontal mínima σ_V é a tensão efetiva principal vertical e ν é a razão de Poisson.

Existem métodos para calcular as tensões horizontais *in situ* que interferem no estado de equilíbrio das rochas, ou seja, são induzidas a tensões que podem deformá-las ou fraturá-las. Por exemplo, métodos hidráulicos, como o fraturamento hidráulico e testes em fraturas preexistentes.

Na indústria dos hidrocarbonetos, a tensão horizontal mínima pode ser calculada a partir dos testes hidráulicos como teste de integridade da formação (FPIT), teste de absorção (LOT), teste de absorção estendido (XLOT), teste de injeção de fratura diagnóstica (DFIT), teste de mini-frac e teste micro-frac.

A seguir são descritas as etapas gerais do teste hidráulico para fraturamento em poços de petróleo. Após o condicionamento do poço, o fluido é bombeado a uma taxa constante. O aumento de pressão com o tempo dentro do poço tem um comportamento linear, desde que não haja vazamentos no sistema e a formação exposta não seja permeável. À medida que a pressão aumenta em algum ponto, a taxa de aumento da pressão varia de tal forma que a curva pressão-tempo se afasta da linearidade (figura 5). Esta alteração na tendência do gráfico é conhecida como pressão de início da fratura (P1).

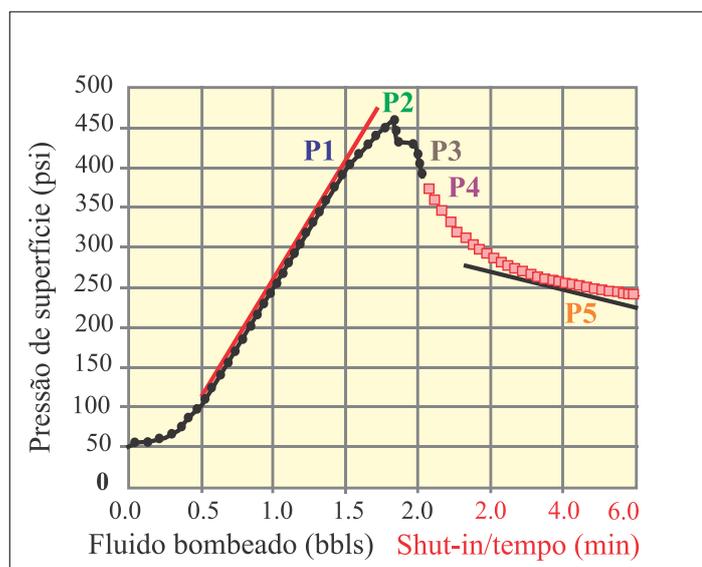


Figura 5. Um ciclo típico de XLOT realizado em um poço mostrando a relação da iniciação da fratura e pressões de ruptura versus o volume de injeção. Tomado de Zhang (2019).

Após a perda da linearidade, a pressão aumenta normalmente a uma taxa mais lenta até que uma pressão máxima seja atingida, que é a pressão de ruptura da formação (P2). Após a ruptura da rocha (ou seja, é criada uma grande fratura hidráulica), em algum ponto a pressão no poço estabiliza-se e permanece razoavelmente constante (P3) na mesma vazão.

Durante esta fase, a fratura propaga-se (Zhang & Roegiers 2007). Quando a bomba é desligada, a pressão começa a diminuir até atingir a pressão de fechamento instantânea (P4). À medida que a pressão diminui, a fratura começa a se fechar. Se a fratura gerada for vertical e com campo de propagação amplo, então a tensão que atua para fechar a fratura é igual à tensão horizontal mínima (Sh). Portanto, a tensão horizontal mínima é igual à pressão de fechamento (P5), ou seja, o ponto de inflexão na curva de queda de pressão (Zhang & Yin 2017), conforme mostrado na figura 5.

A estimativa da tensão horizontal mínima é confiável por fraturamento hidráulico somente se o poço estiver localizado em um regime de tensão normal ou transcorrente e a fratura propagada não tiver sido perturbada por fraturas pré-existentes. Na presença de fraturas pré-existentes, a pressão de fechamento de fratura não é correta para o cálculo da tensão horizontal mínima, pois o fraturamento hidráulico não criará fraturas, mas abrirá as pré-existentes que possuem orientação pré-estabelecida devido às tensões atuantes.

Quando o poço está localizado em regime de tensão reversa, onde a tensão principal mínima corresponde à tensão de sobrecarga, a fratura criada pela injeção hidráulica é horizontal e a pressão de fechamento da fratura é igual à tensão de sobrecarga. Por isso, a tensão horizontal mínima não pode ser estimada por fraturamento hidráulico.

Segundo Jones & Sargeant (1993) e Desroches & Kurkjian (1999), às vezes o ponto de inflexão não pode ser definido durante o fechamento da fratura (P5). Assim, uma aproximação de Sh é a pressão de fechamento imediata P4, embora isso seja difícil de estimar devido às tensões adicionais criadas pela presença de fluidos adicionais dentro da formação. Existem várias maneiras de estimar a pressão do fechamento imediata; uma delas é examinar os dados de queda de pressão após vários períodos de injeção, o ponto em que a fratura se fecha pode ser visto e a pressão de fechamento pode ser mais bem estimada (Whitehead *et al.* 1986). Outra maneira é a técnica da função G-tempo que avalia a queda de pressão após o fechamento. Esta técnica usa um gráfico de pressão em função da pressão versus tempo G (Nelson *et al.* 2007).

Durante a perfuração são mais comuns os testes LOT e FPIT (*Leak-off tests and formation pressure integrity test*). Levando em consideração a figura 5, a pressão P1, onde o comportamento da pressão deixa de ser linear, também é conhecida como ponto LOT. Neste ponto inicia a criação da fratura e ocorrem perdas mínimas de fluido para a formação. Deve-se notar que, se o LOT não atingir a pressão de ruptura da formação, não é um bom teste para determinação de tensão in situ. Além disso, a pressão atingida no teste FPIT é menor do que o LOT, por isso, o teste de integridade da formação é muito limitado para estimar um limite inferior da tensão horizontal mínima. Então, embora não seja a melhor estimativa, costuma-se utilizar os resultados dos testes de absorção como um limite inferior da tensão horizontal mínima.

➤ Pressão dos poros ou pressão do reservatório

A pressão dos poros é definida como a pressão exercida pelos fluidos contidos no espaço intersticial. O conhecimento preciso das flutuações da pressão dos poros com a profundidade é muito relevante para o desenvolvimento com sucesso dos poços de hidrocarbonetos (Ganguli & Sem 2020). Os processos de compactação normais das rochas geram uma diminuição exponencial da porosidade em função da profundidade (Czerniak 2017). Se a pressão anormal não é estimada com precisão no planejamento da perfuração ou durante a perfuração, os riscos e incidentes podem aumentar consideravelmente.

A pressão normal de poros é a pressão hidrostática causada pela coluna de fluido dentro dos poros das rochas desde a superfície até a profundidade de interesse. A magnitude da pressão hidrostática aumenta em função da profundidade, e o gradiente de pressão dos poros é igual ao gradiente hidrostático. A pressão hidrostática é estimada mediante a equação 9.

$$P_h = \rho_f g Z, \quad (9)$$

onde P_h é a pressão hidrostática, ρ_f é a densidade do fluido, g é a constante de aceleração gravitacional e Z é a profundidade de interesse (ou coluna de fluido).

A propriedade que mais influencia a pressão dos poros é a densidade do fluido intersticial, que por sua vez é afetada por fatores como salinidade, temperatura e teor de gás em solução (Chillingar *et al.* 2002). Embora existam mudanças significativas no gradiente de pressão hidrostática ($\rho_f g$). Pode-se considerar um gradiente de pressão hidrostática médio de 0.465 *psi/ft* (unidades que costuma se usar na indústria do petróleo), correspondendo a uma

salinidade do fluido de 80000 *ppm* (partes por milhão) de *NaCl* a uma temperatura de 77 °F. (Dickinson 1953). Geralmente, a densidade da água em bacias sedimentares varia de 1.0 a 1.08 g/cm^3 (para a água salgada saturada, $\rho_f = 1.2 g/cm^3$).

Quando a pressão dos poros varia em relação à pressão hidrostática, é considerada pressão dos poros anormal. Portanto, existem dois cenários possíveis, quando a pressão dos poros é maior que a pressão hidrostática, é chamada de sobrepressão e quando a pressão dos poros é menor que a pressão hidrostática, ela é chamada de pressão subnormal. Não é tão comum encontrar profundidades com pressão de poros subnormal, com exceção daquelas geradas pelo esgotamento da produção de hidrocarbonetos.

O fenômeno de sobrepressão é mais recorrente nas áreas exploradas pela indústria, e ele pode ser decorrente de várias causas (Grauls 1999), como o mecanismo de subcompactação, geração dos hidrocarbonetos, expansão aquatérmica, compressão tectônica, transformação de minerais, processos hidrodinâmicos entre outros (Swarbrick & Osborne 1998).

Os mecanismos de compactação mais frequentes são:

- Subcompactação

Também conhecida como desequilíbrio de compactação, é considerada como a causa primária da sobrepressão. Este mecanismo é evidenciado em rochas do período terciário, que em termos geológicos podem ser consideradas rochas jovens, e em bacias com alto aporte de sedimentos (taxa de sedimentação maior que 500 ft/mês). Este mecanismo é a principal causa de sobrepressão em áreas como o Mar do Norte, Delta do Níger, Bacia oriental da Venezuela, Costa do Golfo dos EEUU, entre outras. As observações das áreas mencionadas levam em consideração características como formações rochosas do Terciário, ambiente deposicional deltaico e litologias predominantemente argilosas (Zhang 2019).

Alta taxa de sedimentação em combinação com permeabilidade baixa faz com que somente parte dos fluidos seja expelida pelo efeito da tensão de sobrecarga durante o soterramento das camadas. O fluido restante fica no espaço intersticial suportando a pressão exercida pelo peso dos sedimentos sobrepostos. Como consequência, os poros são pouco compactados e a porosidade maior em relação a uma formação normalmente compactada. Este fato é observado principalmente em folhelhos devido a sua baixa permeabilidade.

- Geração de hidrocarbonetos

A maturação do querogênio depende de fatores cinéticos e de uma combinação adequada de tempo e temperatura. Quando a maturação é atingida fluidos móveis são criados a partir de querogênio sólido original imóvel, e tanto os hidrocarbonetos líquidos quanto gasosos são gerados. A presença do fluido que não pode ser expulso causa um aumento de volume ou porosidade de fluido, esse aumento, por sua vez, é responsável pela sobrepressão dos poros. Segundo Meissner (1978a, 1978b) o volume de fluido aumenta cerca de 25% durante a geração de óleo e à medida que o processo de maturação evolui, de óleo para gás úmido e depois para gás seco, a porcentagem de volume aumenta.

Uma análise do comportamento da pressão dos poros na rocha selante e nos compartimentos é necessária para a predição de pressões anormalmente altas. As rochas com propriedades selantes, principalmente evaporitos e folhelhos, apresentam permeabilidade nula ou muito baixa.

- Propriedades mecânicas e físicas das rochas

A caracterização geomecânica abrange, além do estado de tensão e pressão de poros, as propriedades físicas e mecânicas das rochas, que são essenciais para garantir a integridade do poço durante a perfuração (Moos *et al.* 2003) e reduzir a incerteza do modelo geomecânico graças à estimativa adequada do limite inferior da resistência da rocha *in situ*. Entre as propriedades mecânicas das rochas se avaliam os parâmetros de resistência como: resistência à compressão não confinada (UCS), coesão, ângulo de atrito interno. Abaixo estão as definições dos parâmetros de resistência da rocha.

De acordo com o glossário da Schlumberger “A resistência à compressão não confinada (UCS) é a tensão de compressão axial máxima que uma amostra cilíndrica pode suportar sob condições não confinadas (tensão de confinamento é zero). Também é conhecida como resistência à compressão uniaxial de um material porque a aplicação da tensão de compressão é apenas ao longo de um eixo (o eixo longitudinal) da amostra”.

Segundo uma referência da Oxford (2022) o ângulo de atrito interno é “uma medida da capacidade de uma unidade de rocha ou solo suportar uma tensão de cisalhamento. É o ângulo medido entre a força normal e a força resultante, que é obtido quando a falha ocorre em resposta apenas a uma tensão de cisalhamento. Sua tangente é o coeficiente de atrito de deslizamento. Seu valor é determinado experimentalmente”. A coesão defina-se

como a resistência ao cisalhamento de uma determinada amostra sob condições de tensão normal nula. Essa resistência é independente do ângulo de atrito interno.

As magnitudes dos parâmetros de resistência da rocha como UCS e Φ podem ser medidas através de testes triaxiais no laboratório. Durante a perfuração, testemunhos são extraídos da profundidade de interesse. Essas amostras cilíndricas de rocha quase nunca podem ser destruídas devido ao custo de extraí-las, além de serem utilizadas para muitos outros testes críticos para a avaliação da formação.

Os perfis geofísicos são mais frequentemente adquiridos no poço e são uma valiosa fonte de informação, portanto, muitas relações empíricas entre os parâmetros de resistência da rocha e os perfis geofísicos são propostas na literatura. A principal justificativa dos autores é que vários dos fatores que afetam a resistência das rochas também alteram as propriedades físicas como velocidade, módulos elásticos e porosidade (Chang *et al.* 2006).

As relações empíricas são desenvolvidas para uma formação rochosa específica, validadas por meio de testes de laboratório em amostras de rochas extraídas de um determinado campo. Portanto, é necessário entender as características que foram levadas em consideração para a construção do modelo, como litologia, configuração geológica, faixa de aplicabilidade e outros fatores semelhantes entre a formação de interesse e a formação utilizada para calibrar as relações empíricas.

De acordo com a revisão sistemática de Chang *et al.* (2006) a grande maioria das equações para a estimativa dos parâmetros de resistência das rochas a partir de perfis de poço utilizam uma (ou mais) das seguintes propriedades físicas: velocidade de onda P (V_p), ou o tempo de trânsito $\Delta t = V_p^{-1}$ cuja medição é direta, módulo de Young que é calculado de medições de velocidades (V_p e V_s), densidade ($RHOB$), e porosidade (ϕ), que pode ser estimada por meio do perfil de densidade levando em conta a densidade da matriz da rocha e o fluido intersticial, ou de perfis especiais como ressonância magnética.

No mesmo trabalho, os autores realizaram uma análise comparativa de várias relações empíricas, levando em consideração os valores de resistência (UCS) em relação a propriedades físicas como tempo de trânsito (Δt), módulo de Young (E) e porosidade (ϕ). As correlações foram obtidas através de ensaios laboratoriais em amostras de arenito, folhelho e carbonato (ver figura 6). Essas amostras foram coletadas em diferentes partes do mundo, e os autores notaram que apesar da considerável dispersão nos dados, para cada litologia, há uma

diminuição acentuada na resistência (UCS) com Δt e ϕ , e um aumento na resistência com E . As Tabelas 1, 2 e 3 mostram as correlações para estimar a resistência à compressão uniaxial para litologias como arenitos, folhelhos e carbonatos, respectivamente.

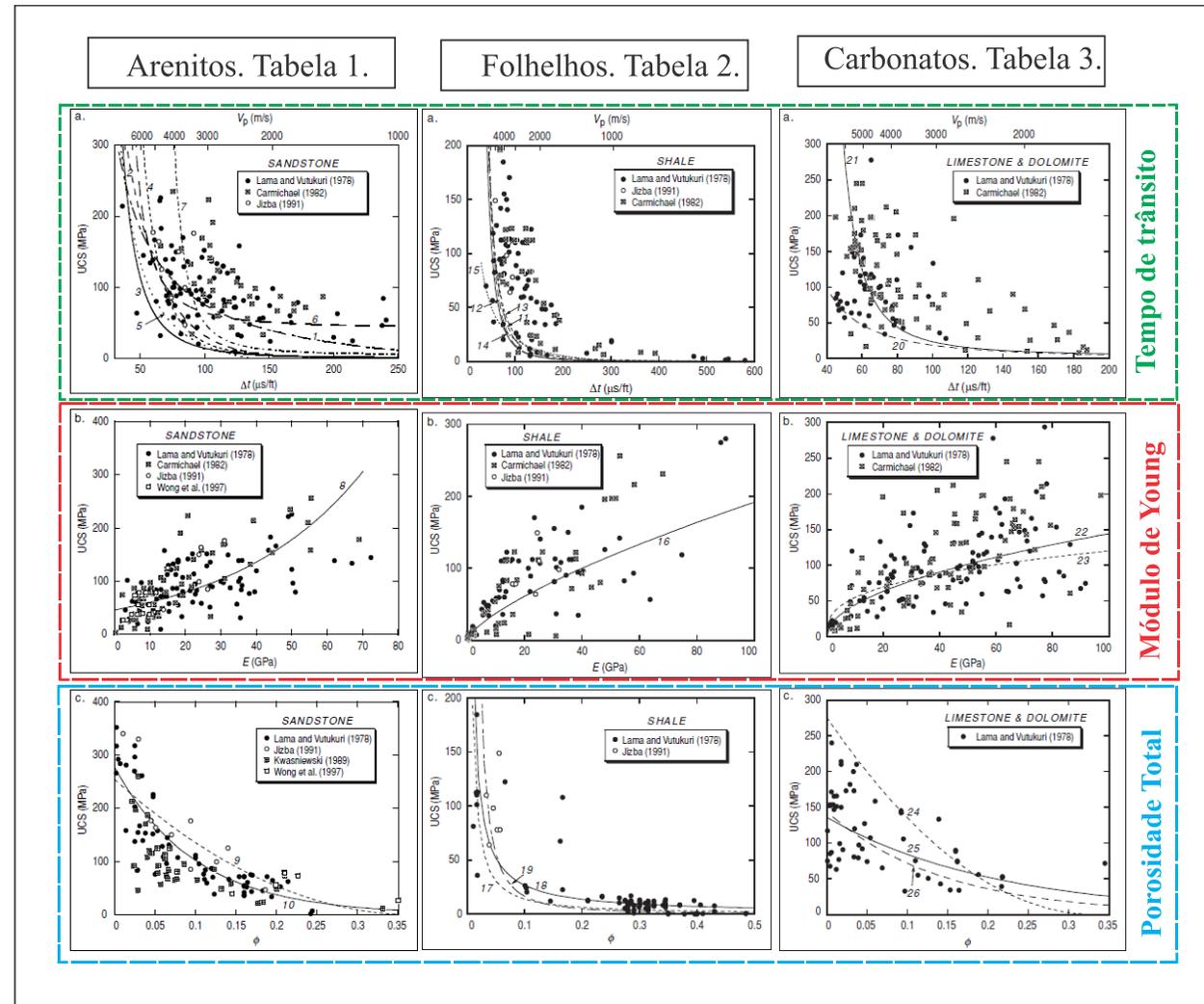


Figura 6. Comparação entre as diferentes correlações empíricas da UCS com parâmetros como tempo de trânsito da onda compressiva, módulo de Young e porosidade total. Extraído de Chang, Zoback et al. 2006.

Tabela 1. Relações empíricas entre UCS e outras propriedades físicas em arenitos. Após Chang, Zoback et al. (2006).

UCS, MPa	Região	Comentários gerais	Referência
$0.035V_p - 31.5$ (10)	Turíngia, Alemanha	-	Freyburg (1972)
$120 \exp(-0.036\Delta t)$ (11)	Bacia Bowen, Australia	Grãos finos, arenitos consolidados e não consolidados. Faixa ampla de porosidade	McNally (1987)
$1.4138 * 10^7 \Delta t^{-3}$ (12)	Costa do Golfo	Arenitos fracos e não consolidados	Não publicado
$3,3 * 10^{-20} \rho^2 V_p^2 \left[\frac{1 + \vartheta}{1 - \vartheta} \right]^2 (1 - 2\vartheta) [1 + 0.78V_{clay}]$ (13)	Costa do Golfo	Arenitos com UCS > 30 MPa	Fjaer, Holt et al. 1992
$1.745 * 10^{-9} \rho V_p^2 - 21$ (14)	Cook Inlet, Alasca	areias grossas e conglomerados	Moos, Zoback et al. 1999
$42.1 \exp(1.9 * 10^{-11} \rho V_p^2)$ (15)	Australia	Arenitos consolidados com $0,05 < \phi < 0,12$ e $UCS > 80 MPa$	Não publicado
$3.87 \exp(1.14 * 10^{-10} \rho V_p^2)$ (16)	Golfo do México	-	Não publicado
$46,2 \exp(0.000027E)$ (17)		-	Não publicado
$A(1 - B\phi)^2$ (18)	Bacias sedimentares em todo o mundo	Arenitos bem consolidados e limpos com $\phi < 0,30$	Vernik, Bruno Et al. 1993
$277 \exp(-10\phi)$ (19)	-	Arenitos com $2 < UCS < 360 MPa$ e $0,002 < \phi < 0,33$	Não publicado

Unidades usadas V_p ($\frac{m}{s}$), Δt ($\frac{\mu s}{ft}$), ρ ($\frac{kg}{m^3}$), V_{clay} (fração), E (MPa), ϕ (fração)

Tabela 2. Relações empíricas entre UCS e outras propriedades físicas em folhelhos. Após Chang, Zoback et al. (2006).

UCS, MPa	Região de desenvolvimento	Comentários gerais	Referência
$0.77 \left(\frac{304.8}{\Delta t} \right)^{2.93} (20)$	Mar do Norte	Alta ϕ , folhelhos do terciário	Horsrud (2001)
$0.43 \left(\frac{304.8}{\Delta t} \right)^{3.2} (21)$	Golfo do México	Plioceno e mais jovem	Não publicado
$1.35 \left(\frac{304.8}{\Delta t} \right)^{2.6} (22)$	Globalmente	-	Não publicado
$0.5 \left(\frac{304.8}{\Delta t} \right)^3 (23)$	Golfo do México	-	Não publicado
$10 \left(\frac{304.8}{\Delta t} - 1 \right) (24)$	Mar do Norte	Alta ϕ , folhelhos do terciário	Lal (1999)
$0.0528E^{0.712} (25)$	-	Folhelhos compactados	Não publicado
$1.001\phi^{-1.143} (26)$	-	Baixa porosidade ($\phi < 0.1$) e alta resistência	Lashkaripour and Dusseault 1993
$2.922\phi^{-0.96} (27)$	Mar do Norte	Alta ϕ , folhelhos do terciário	Horsrud (2001)
$0.286\phi^{-1.762} (28)$	-	Alta porosidade ($\phi > 0.27$)	Não publicado

Unidades usadas $\Delta t \left(\frac{\mu s}{ft} \right)$, E (MPa), ϕ (fração)

Tabela 3. Relações empíricas entre UCS e outras propriedades físicas em carbonatos. Após Chang, Zoback et al. (2006).

UCS, MPa	Região de desenvolvimento	Comentários gerais	Referência
$\frac{(7682)^{1.82}}{145} \quad (29)$	-	-	Militzer (1973)
$\frac{10^{(2.44 + \frac{109.14}{\Delta t})}}{145} \quad (30)$	-	-	Golubev and Rabinovich (1976)
$0.4067E^{0.51} \quad (31)$	-	Calcário com $10 < UCS < 300MPa$	Não publicado
$2.4E^{0.34} \quad (32)$	-	Dolomita com $60 < UCS < 100MPa$	Não publicado
$C(1 - D\phi)^2 \quad (33)$	Korobcheyev, Rússia	C é a resistência de referência para porosidade zero $250 < C < 300MPa$. D faixa entre 2 e 5 dependendo da forma do poro.	Rxhevsky and Novick (1971)
$143.8 \exp(-6.95\phi) \quad (34)$	Médio Oriente	Porosidade baixa a moderada ($0.05 < \phi < 0.2$) e UCS alto ($30 < UCS < 150MPa$)	Não publicado
$135.9 \exp(-4.8\phi) \quad (35)$	-	Representa porosidade baixa a moderada ($0 < \phi < 0.2$) e UCS alto ($10 < UCS < 300MPa$)	Não publicado

Unidades usadas $\Delta t(\frac{\mu s}{ft})$, E (MPa), ϕ (fração)

As propriedades físicas que têm maior influência nas correlações empíricas para o cálculo das propriedades mecânicas da rocha, são densidade, porosidade, tempo de trânsito, entre outras.

A porosidade efetiva é a razão entre o espaço poroso interligado e o volume total da rocha (Zhang, 2019). A porosidade é controlada pela forma, tamanho e disposição dos grãos da rocha, processos mecânicos (compactação, deformação e evolução de fraturas) e processos geoquímicos (dissolução, precipitação, mudanças de fases minerais). A porosidade pode ser estimada através de teste de laboratório em amostras de testemunhos e plugues e através de perfis de poço, como densidade, resistividade, sônico, nêutron e perfil especial NMR (Figura 7).

Além da porosidade efetiva, outra propriedade física importante na caracterização do fluxo de fluidos é permeabilidade, que mede quantitativamente a facilidade de uma estrutura porosa de conduzir o fluxo de fluido. Esta propriedade é dependente da conexão dos espaços vazios (porosidade efetiva), do tamanho do grão e da cimentação deles dentro rocha. A permeabilidade é considerada um tensor geralmente isotrópico na direção do plano de estratificação, porém anisotrópico na direção perpendicular do plano de estratificação. Estas duas variações são conhecidas como permeabilidade horizontal e permeabilidade vertical respectivamente. Os parâmetros sedimentares, como tamanho de grão e empacotamento dos grãos nas rochas sedimentares fazem com que o valor da permeabilidade horizontal seja maior do que a permeabilidade vertical.

A permeabilidade apresenta uma boa relação com a porosidade. Por exemplo a equação de Kozeny-Carman (Safari *et al.*, 2021) relaciona a permeabilidade intrínseca à porosidade, e ao tamanho de grão na rocha; Timur (1968) propôs uma relação linear para as duas propriedades, levando em consideração dados de arenitos limpos, porém quando os arenitos apresentam um teor de argila considerável a relação não é verdadeira. Além disso, permeabilidade também tem forte dependência da profundidade de soterramento e do campo tensão. Por exemplo, a permeabilidade em um meio poroso fraturado é controlada pela geometria e interconexão dos poros e da fratura e pelo estado de tensão. Corroborou-se que o comportamento de tensão-deformação de fraturas e poros é um fator chave que rege a permeabilidade e o escoamento de fluido através das rochas. Tal como, a depleção do reservatório provoca um aumento tensão efetiva que compactará os espaços porosos e reduzirá a permeabilidade. Os modelos mais utilizados para a estimativa da permeabilidade a

partir de dados de NMR são conhecidos como SDR (Schlumberger-Doll-Research) e Timur-Coates (Coates *et al.* 1999) e expressos, respectivamente, como:

$$K_{SDR} = C_1 * \phi_T^{m_1} * (T_{2LM})^{n_1}, \quad (36)$$

$$K_{TIM} = \left(\frac{\phi_T}{C_2}\right)^{m_2} * \left(\frac{BVM}{BVI}\right)^{n_2}, \quad (37)$$

onde, K_{SDR} é a permeabilidade calculada pelo método SDR e K_{TIM} a estimada pelo método Timur-Coates; ϕ_T é a porosidade total, T_{2LM} é a média logarítmica do espectro de T_2 (em ms), BVM corresponde ao volume dos fluidos móveis livres e BVI é o volume de água irredutível, C_1 , C_2 , m_1 , m_2 , n_1 e n_2 são parâmetros do modelo estatístico, cujos valores podem ser derivados de dados experimentais de RMN obtidos a partir de amostras laterais e/ou testemunhos. Os parâmetros levados em consideração para a estimativa das propriedades petrofísicas são apresentados na figura 7 embaixo:

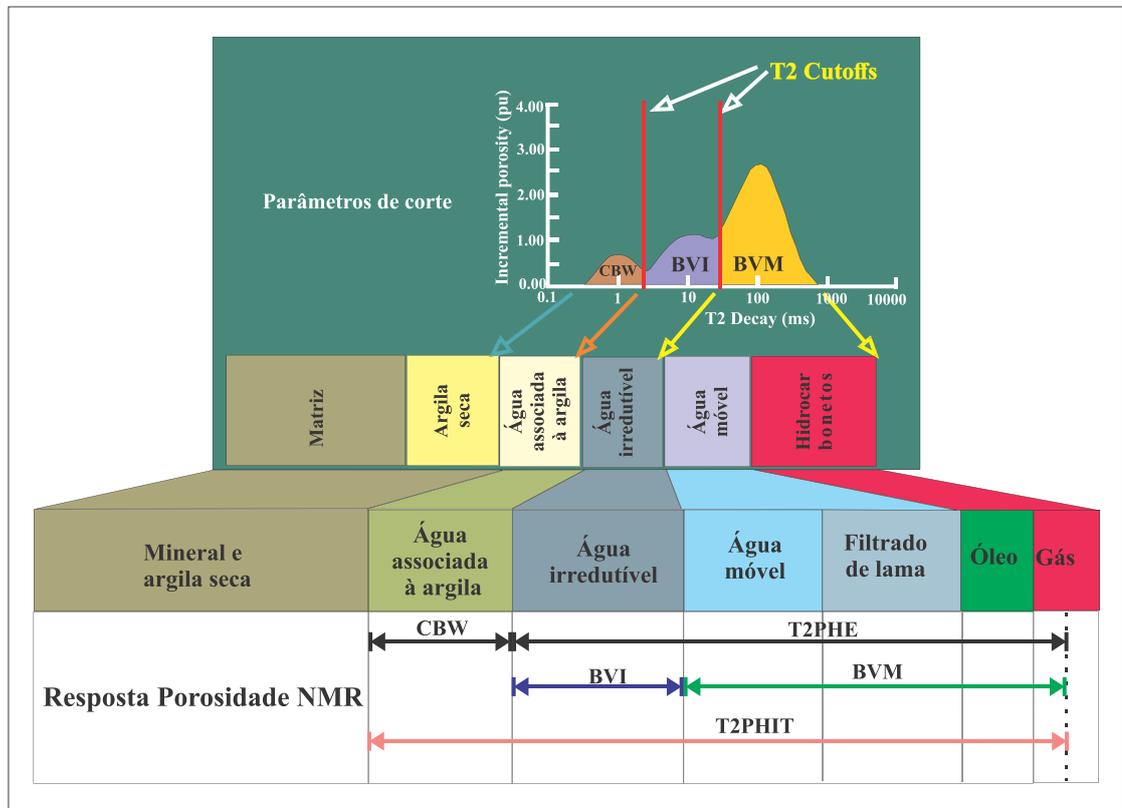


Figura 7. Cutoffs para a distribuição de T_2 , em relação com os tipos de fluidos identificados pela ferramenta de NMR e resposta da porosidade. Adaptado de Crain (2019).

Continuando com a descrição das propriedades físicas, é o momento das velocidades sônicas e o tempo de trânsito. Existem dois tipos principais de ondas sonoras que se propagam através de camadas de rocha, ondas de compressão e ondas de cisalhamento. As velocidades de propagação estão relacionadas com os módulos elásticos e a densidade das camadas pelas quais as ondas passam. Portanto, as propriedades da rochas e a pressão dos poros podem ser estimadas a partir das velocidades (Zhang, 2019). As ondas P (compressão ou primária) se propagam alternando compressão e dilatação na direção das onda; as ondas S (cisalhamento, secundárias) propagam-se senoidalmente em uma direção perpendicular à direção da onda (Barton 2007). Para um fluido o módulo de cisalhamento é zero. Portanto, a onda S é incapaz de viajar através de um fluido.

O perfil sônico mede o tempo de trânsito ou tempo de viagem das ondas acústicas, tanto das ondas P quanto das ondas S. O tempo de trânsito é o inverso da velocidade e pode ser expresso como se mostra na equação 38 (a indústria petrolífera geralmente usa unidades inglesas).

$$\Delta t_{P \text{ ou } S} = \frac{10^6}{V_{P \text{ ou } S}}, \quad (38)$$

onde $\Delta t_{P \text{ ou } S}$ é o tempo de trânsito de compressão ou cisalhamento da formação, em μs ; $V_{P \text{ ou } S}$ é a velocidade de compressão ou cisalhamento, em ft/s .

Os parâmetros elásticos considerados são o módulo de Young, a razão de Poisson e o coeficiente de Biot. O módulo de Young serve para definir a relação constitutiva em um material em deformação elástica linear. O módulo de Young estático geralmente é obtido a partir de testes de laboratório realizados em amostras de testemunhos, como testes de compressão uniaxial e triaxial, enquanto o módulo dinâmico pode ser estimado por relações teóricas usando dados de velocidade acústica. No entanto, na construção do modelo geomecânico é necessário o módulo de Young estático para realizar os respectivos cálculos. Portanto, se apenas o módulo dinâmico estiver disponível, a literatura fornece modelos para convertê-lo em um módulo estático, levando em consideração correlações desenvolvidas para litologias específicas baseadas em testes de laboratório e dados geofísicos e petrofísicos (Chang *et al.* 2006). Os dados geofísicos permitem estimar o módulo elástico dinâmico através da equação 39.

$$E_d = \rho V_S^2 \frac{(3V_P^2 - 4V_S^2)}{V_P^2 - V_S^2}, \quad (39)$$

onde E_d é o módulo de Young dinâmico, ρ é a densidade da rocha, V_P e V_S são as velocidades das ondas P e S, respectivamente.

O módulo de Young axial estático (E_s) no teste de testemunhos de laboratório é definido como a razão da mudança de tensão axial ($\Delta \sigma$) para a mudança de deformação axial ($\Delta \varepsilon$) produzida pela mudança de tensão, como se apresenta na equação 40.

$$E_s = \frac{\Delta \sigma}{\Delta \varepsilon}, \quad (40)$$

A razão de Poisson é a razão entre a deformação transversal e a deformação axial para um material tensionado ao longo de um eixo. Por exemplo, um testemunho de perfuração submetido a uma carga axial, a razão de Poisson (ν) pode se expressar assim (equação 41):

$$\nu = -\frac{\varepsilon_l}{\varepsilon_a}, \quad (41)$$

onde ε_l e ε_a são as deformações laterais e axiais, respectivamente. Portanto, a razão de Poisson estática pode ser determinada medindo-se as deformações laterais e axiais do ensaio de compressão uniaxial na amostra de rocha.

A razão de Poisson estática em uma rocha depende da litologia, tensão de sobrecarga, pressão dos poros e porosidade. Os resultados dos testes laboratoriais mostram que a razão de Poisson estática aumenta à medida que a porosidade aumenta (Yale 1994).

Finalmente, o coeficiente de Biot estático define-se como a razão entre a deformação do espaço poroso e o câmbio total do volume aparente e pode ser estimado mediante a equação desenvolvida por Biot (1941) (equação 42).

$$\alpha = 1 - \frac{K_{dry}}{K_m}, \quad (42)$$

onde K_{dry} é o módulo de deformação de volume da rocha porosa seca; K_m é o módulo de deformação volume do mineral matriz na rocha; α está restringida a $\phi < \alpha \leq 1$ (ϕ é a porosidade). Na lei da tensão efetiva de Terzaghi, $\alpha = 1$.

Em um meio saturado com fluido deve-se levar em consideração, a pressão dos poros e a tensão efetiva (tensão no contato intergranular), visto que, em uma rocha porosa sob um estado de tensão, tanto a parte sólida, como o fluido se deformam de maneira

independente. Então, a tensão efetiva depende da tensão total (tensão de sobrecarga), a pressão dos poros e o coeficiente de Biot, como se exhibe na equação 43.

$$\sigma' = \sigma_v - \alpha P_p, \quad (43)$$

onde σ e σ' são as tensões total e efetiva, respectivamente; P_p é a pressão exercida pelo fluido nos poros; α é o coeficiente de Biot. O valor do coeficiente de Biot para rochas não consolidadas ou de alta porosidade está próximo de 1.

➤ Direção das tensões horizontais

Durante a perfuração, as paredes dos poços podem apresentar indicadores de diferentes tipos de tensões que podem perturbar a integridade da rocha, como falha por compressão ou tração que geram *breakouts* e fraturas induzidas, respectivamente.

Os *breakouts* (BOs), ou ovalização do poço, ocorrem quando a concentração de tensões de compressão em torno das paredes do poço excede a resistência da rocha, porque o peso do fluido de perfuração no poço é menor que o peso de fluido requerido. Essas falhas ocorrem a 180° uma da outra, e são indicadores da direção da tensão horizontal mínima (S_h).

As fraturas de tração induzidas durante a perfuração (DITFs), são geradas pelo peso do fluido de perfuração (lama) mais alto do que o gradiente de fratura e o gradiente de falha por tração. Essas fraturas podem gerar perdas de lama ou circulação no poço. As DITFs podem ser identificadas nos perfis de imagem resistivas como pares simétricos de fraturas sub-verticais (<10° da vertical) de cor escura (ou seja, condutiva) (como resultado da invasão da lama), assim podem ser facilmente distinguidas de fraturas naturais, que são quase horizontais, paralelas ao leito. As fraturas por tração são geradas na direção da tensão horizontal máxima (SH) e apresentam uma configuração preestabelecida com os *breakouts* como se mostra na figura 8.

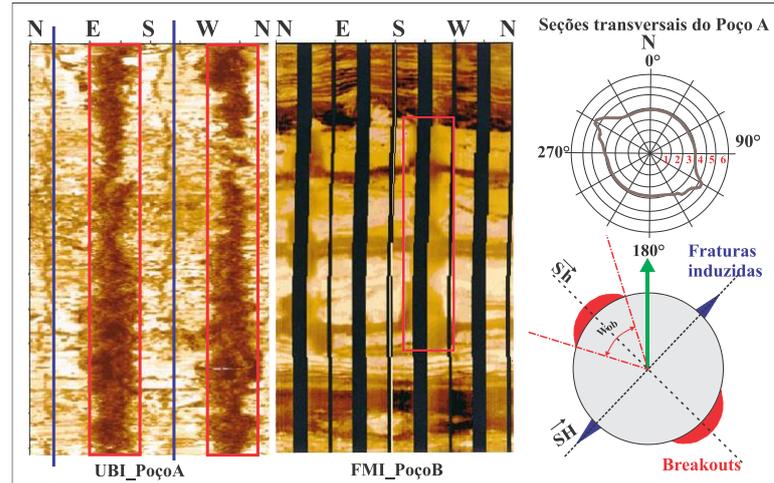


Figura 8. Indicadores de tensão (BOS e DITFS) nos poços. Imagem modificada de Zoback et al. (2003).

Existem outros indicadores de falha dentro das paredes do poço, como os *washouts* ou *kicks* devido a perfuração abaixo do equilíbrio (*underbalanced drilling*), onde o peso do fluido de perfuração no fundo do poço é menor que o gradiente de pressão do poro, além das fraturas preexistentes (Roegiers 1991) que podem gerar falhas nas rochas ou deslizamentos. Na figura 9 apresentam-se as principais falhas do poço em função do peso da lama de perfuração. Nota-se a existência de uma janela ótima do peso do fluido, que fornece segurança nas operações de perfuração.

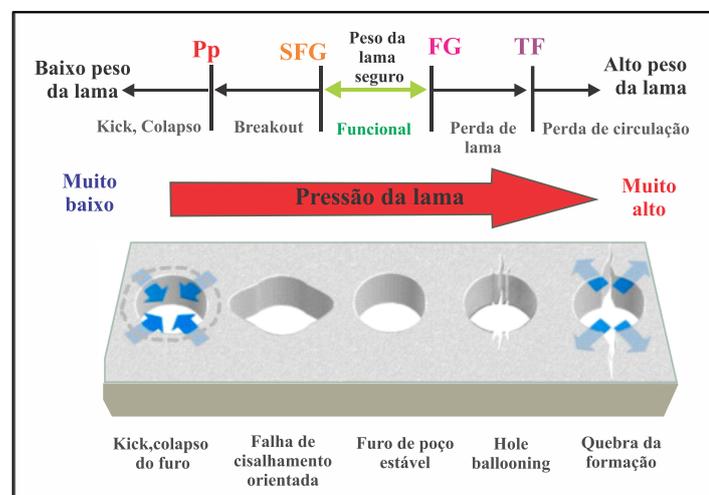


Figura 9. Principais falhas apresentadas nos poços devido à densidade do fluido de perfuração (lama). Modificado de Zhang (2019).

➤ Tensão Horizontal Máxima (SH)

A magnitude da tensão horizontal máxima é o parâmetro do modelo geomecânico mais difícil de se calcular, pois a maioria dos métodos utilizados estimam essa magnitude indiretamente ou por meio de suposições.

Uma metodologia para a estimativa da tensão horizontal máxima baseia-se na largura dos breakouts. De acordo com experimentos laboratoriais, Haimson & Herrick (1989) verificaram as previsões teóricas de que os breakouts, uma vez formados, se aprofundam, mantendo uma largura constante. A partir dessa observação, Barton *et al.* (1988) desenvolveram uma metodologia para o cálculo de SH quando a resistência da rocha é conhecida mediante observações da largura dos BOs. Como a concentração de tensão na borda de um BO está em equilíbrio com a resistência da rocha, eles obtiveram a equação 44.

$$S_H = \frac{(UCS + 2P_p + \Delta P + \sigma^{\Delta T}) - S_h(1 + 2 \cos 2\theta_b)}{1 - 2 \cos 2\theta_b}, \quad (44)$$

onde S_H é a magnitude da tensão horizontal máxima, UCS é a resistência à compressão não confinada, P_p é a pressão dos poros, ΔP diferencial do peso da lama, $\sigma^{\Delta T}$ é a tensão de resfriamento, S_h é a tensão horizontal mínima, θ_b é o ângulo máximo da iniciação do BO.

A metodologia apresentada tem sido usada com muito sucesso em vários poços profundos em todo o mundo, incluindo Fenton Hill, Novo México (Barton *et al.* 1988), Cajon Pass, Califórnia e KTB, Alemanha (Brudy 1995). Em cada caso, a faixa de valores com base na Eq.20 é consistente com estimativas derivadas independentemente de fraturas por tração induzidas por perfuração.

A metodologia seguinte para o cálculo do SH tem a ver com as fraturas de tração induzidas durante a perfuração, esta metodologia é amplamente descrita por Zoback *et al.* (2003). Os autores afirmam que as DITFs são geradas em poços verticais desde que haja uma diferença significativa entre as duas tensões horizontais. Por conseguinte, os autores mostram que dependendo do regime de tensão podem ocorrer as DITFs. Eles assumem um regime de falha transcorrente e um coeficiente de atrito de 0.6. Antes de apresentar a equação, leva-se em consideração as equações que definem as tensões principais nos diferentes regimes de tensão.

Partindo do princípio que em qualquer volume significativo da crosta terrestre, existem falhas criticamente orientadas que restringem a magnitude do tensor de tensão, Jaeger & Cook (1979) expuseram que a relação limitante entre a tensão principal efetiva máxima $\sigma_1 = (S_1 - P_p)$ e a tensão principal efetiva mínima em profundidade, $\sigma_3 = (S_3 - P_p)$ é dada pela equação 45.

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{(S_1 - P_p)}{(S_3 - P_p)} = [(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu]^2, \quad (45)$$

onde σ_1 e σ_3 indicam as maiores e menores tensões efetivas principais em MPa; S_1 e S_3 são as tensões principais *in-situ* máximas e mínimas em MPa; P_p é a pressão dos poros em MPa, e μ é o coeficiente de atrito deslizante. Para efeitos do presente estudo é considerado o valor médio de μ de 0,6. Aplicando a teoria de falhas de Anderson, a razão entre a tensão principal máxima e mínima pode ser deduzida dependendo do regime de falha regional da seguinte forma:

- Regime de falha normal

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{(S_v - P_p)}{(S_{hmim} - P_p)} = [(\mu^2 + 1)^{\frac{1}{2}} + \mu]^2, \quad (46)$$

- Regime de falha transcorrente

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{(S_{Hmax} - P_p)}{(S_{hmim} - P_p)} = [(\mu^2 + 1)^{\frac{1}{2}} + \mu]^2, \quad (47)$$

- Regime de falha reversa

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{(S_{Hmax} - P_p)}{(S_v - P_p)} = [(\mu^2 + 1)^{\frac{1}{2}} + \mu]^2, \quad (48)$$

Os autores consideraram um regime de falha SS (transcorrente) na área de estudo, usando a Eq. (47) com um valor $\mu = 0,6$, a magnitude da tensão horizontal máxima é estimada.

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{(S_{Hmax} - P_p)}{(S_{hmim} - P_p)} = [(0,6^2 + 1)^{\frac{1}{2}} + 0,6]^2, \quad (49)$$

$$\frac{(S_{Hmax} - P_p)}{(S_{hmim} - P_p)} = 3,12, \quad (50)$$

$$S_{Hmax} = 3,12S_{hmim} - 2,12P_p, \quad (51)$$

Reescrevendo a Eq. (51)

$$S_{Hmax} = 3,1S_{hmin} - 2,1P_p + 0,12(S_{hmin} - P_p), \quad (52)$$

A equação (53) descreve a formação de fraturas por tensão na parede de um poço vertical.

$$\sigma_{\theta\theta}^{min} = 3S_{hmin} - S_{Hmax} - 2P_p - \Delta P - \sigma^{\Delta T}, \quad (53)$$

$$\sigma_{\theta\theta}^{\Delta T} = \left(\frac{\alpha_t E_d \Delta T}{1 - \nu} \right), \quad (54)$$

onde $\sigma_{\theta\theta}^{\Delta T}$ é a tensão de resfriamento em MPa; α_t é função do teor de sílica ($2,4 * 10^6 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$); E_d é o módulo Young dinâmico MPa; ΔT é o diferencial de temperatura entre a formação e a lama no poço em $^\circ\text{C}$ e ν é a relação de Poisson dinâmica.

$$\Delta P = P_{lama} - P_{poros} \quad (55)$$

onde ΔP é o diferencial de pressão no poço em MPa; P_{lama} é a pressão no poço gerada pela coluna de lama em MPa e P_{poros} é a pressão da formação.

Para facilitar o cálculo, assume-se que a tensão de resfriamento $\sigma^{\Delta T}$; o excesso de peso da lama de ΔP e a resistência à tração são insignificantes, portanto, uma fratura se formará quando:

$$\sigma_{\theta\theta}^{min} = 3S_{hmin} - S_{Hmax} - 2P_p = 0, \quad (56)$$

ou

$$S_{Hmax} = 3S_{hmin} - 2P_p, \quad (57)$$

Uma vez que o último termo da equação (52), $0,12(S_{hmin} - P_p)$, é geralmente muito pequeno, Eqs. (52) e (56) são quase idênticas. Em outras palavras, para combinações de S_h e S_H que resultam em um equilíbrio de atrito na crosta (para $\mu = 0,6$), uma parede de poço vertical entrará em tensão no azimute de S_H e seriam esperadas fraturas de tração induzidas por perfuração sem excesso apreciável de peso da lama ou resfriamento do poço.

Outra metodologia para avaliar SH é usando dados do teste de absorção estendido, XLOT (*Extended leak off test*). Porém, esse tipo de teste é pouco comum durante a perfuração.

3.3.5 Métodos teóricos e práticos para a estimativa do MEM 3D

Uma previsão mais robusta das propriedades geomecânicas na área de interesse pode ser feita utilizando as informações sísmicas disponíveis. Uma vez construído o MEM 1D, pode ser aprimorado e integrado ao modelo estrutural obtido através da interpretação sísmica 3D das estruturas subsuperficiais, como falhas e horizontes. Além do modelo estrutural adequado, o que mais influencia o MEM 3D é o método de população das propriedades. Os métodos mais utilizados na engenharia são baseados em geoestatística e sísmica. A seleção do método dependerá de qual deles faz a representação mais próxima da distribuição real das propriedades dentro das formações estudadas. Isso significa que o método deve levar em conta as variações espaciais das propriedades físicas propagadas.

Atualmente, os dados sísmicos tornaram-se um recurso essencial utilizado na indústria de hidrocarbonetos, principalmente nas etapas de exploração e exploração (Misra *et al.* 2015, Misra & Mukherjee 2018). Os avanços nas técnicas de aquisição e processamento sísmico aumentaram sua confiabilidade, devido ao aumento da resolução sísmica que permite mapear não apenas a estrutura do subsolo, mas também a estratigrafia. Quando a estratigrafia é identificada apropriadamente, é muito provável que sejam descobertas novas reservas de hidrocarbonetos, que de outra forma passariam despercebidas. Além disso, o mapeamento estratigráfico permite reconhecer fácies laterais, anisotropia das propriedades físicas nas rochas, intervalos de fraturas e distribuição dos fluidos nos poros.

O mapeamento de propriedades pode ser feito em uma linha sísmica ou em um volume, uma vez que, os dados sísmicos podem ser bidimensionais ou tridimensionais. A sísmica 2D é adquirida através de um arranjo de fontes e receptores organizados em uma única linha, os receptores medem o tempo de viagem nos dois sentidos do pulso emitido pela fonte, por exemplo para realizar um estudo regional, às vezes as linhas sísmicas podem ser espaçadas cerca de 50 milhas, deixando um grande espaço sem dados sísmicos. Na sísmica 3D, os dados sísmicos são adquiridos de forma densa, por exemplo, os levantamentos padrão modernos têm espaçamento de traços em cada direção (*in-line e x-line*) de aproximadamente 12,5m, permitindo que os dados sísmicos sejam processados e interpretados como volume.

Graças às informações detalhadas fornecidas pelo volume sísmico, a distribuição de falhas e a estrutura subsuperficial podem ser mapeadas com maior confiabilidade.

Com o volume sísmico pode-se ter uma nova visão da superfície como os *times slices* ou *depth slices* (depende se o volume está no domínio do tempo ou da profundidade na escala vertical, respectivamente), que são cortes horizontais. Além disso, o volume permite ver variações laterais mediante a construção de uma *Cross section* (vista bidimensional em qualquer direção).

Também pode-se extrair outros tipos de dados mais especializados: usando filtros ou atributos de coerência de dado 3D; aplicando novas ferramentas de interpretação, como rastreadores de horizontes automáticos ou semiautomáticos (duas sementes no mesmo refletor); e definindo de geocorpos a partir das amplitudes do dado sísmico.

➤ Interpretação e análise de dados sísmicos

A estrutura geológica do subsolo é o alvo principal da interpretação sísmica, em outras palavras, identificar, mapear e correlacionar planos de falha significativos, assim como procurar superfícies estratigráficas, discordâncias e limites de sequência deposicional nos dados sísmicos processados. Além disso, a obtenção de geometrias apropriadas para que quando os horizontes forem interceptados por uma falha ou uma falha for interceptada por outra falha, essas falhas sejam exibidas adequadamente.

A interpretação sísmica engloba três categorias que se correlacionam entre si: como estrutural, estratigráfica e litológica. Alcançar essas interpretações requer uma boa aquisição e processamento sísmico, e conhecimento prévio da geologia regional da área de interesse, além das perfurações existentes. É necessário levar em consideração a história geológica do local estudado para tomar as decisões corretas durante a interpretação. Depois de entender a geologia regional, o próximo passo é a coleta de dados.

Para garantir uma interpretação sísmica bem-sucedida, é necessário o seguinte conjunto de dados: dados sísmicos, como linhas 2D ou cubos 3D ou 4D; perfis de poços convencionais, como perfis litológicos, resistivos, sônicos, de densidade e especiais; relatórios de perfuração de poços existentes na área; análise petrofísica; *check-shot* (dados de velocidade); e dados de desvio de poços se os poços foram desviados.

A modelagem estrutural se concentra no reconhecimento e mapeamento de descontinuidades, como falhas, dobras e áreas de subsidência que podem ser potenciais trapas

e elevações estruturais, descobrir tendências e características estruturais nos dados sísmicos processados e interpretar configurações e estilos estruturais. As estruturas que o intérprete envolvido na indústria dos hidrocarbonetos deseja encontrar, são as trapas, que podem ser estruturais, estratigráficas ou mistas. Levando em consideração uma abordagem estrutural, uma trapa estrutural é gerada devido a deformações pós-deposicionais, como processos tectônicos, diapirismo, e compactação que afetam diretamente as rochas (Mukherjee & Kumar 2018). Essas deformações em sincronia com a migração do petróleo podem formar um reservatório de hidrocarbonetos. As três formas básicas de trapas estruturais são a trapa de falhas, a trapa anticlinal e a trapa de cúpula de sal.

Na construção do modelo estrutural, o intérprete tem que identificar as falhas e os horizontes, na literatura não há uma ordem estabelecida para começar com a interpretação, às vezes é comum começar pelas falhas principais, depois os horizontes e por fim as falhas pequenas. Porém, é decisão própria do intérprete. O que se recomenda é condicionar a sísmica com filtros e atributos para melhorar a identificação de descontinuidades.

Para a identificação de uma falha em uma seção sísmica, as terminações do refletor na falha devem ser levadas em consideração. Esses finais não são abruptos. Além disso, pode-se seguir algumas dicas para o reconhecimento das falhas, como: término das reflexões; *offset* em marcadores estratigráficos; mudanças abruptas no mergulho; mudanças abruptas nos padrões sísmicos (por exemplo, uma reflexão forte e contínua se transforma em uma região de baixa amplitude); reflexões do plano de falha (somente quando a falha mergulha menos de cerca de 30 graus); dobramento, queda ou arrasto associado (Mukherjee 2014); e utilizar o atributo de coerência. Também é importante que o intérprete sísmico tenha um bom entendimento do arcabouço tectônico regional e aplique estilos estruturais ao interpretar falhas dentro da bacia.

O mapeamento do horizonte sísmico envolve escolher e rastrear lateralmente refletores sísmicos consistentes (estruturas geológicas, estratigrafia e arquiteturas de reservatórios). O objetivo é criar um modelo estrutural e estratigráfico da área e detectar acumulações de hidrocarbonetos, delimitando sua extensão e calculando seus volumes. O melhor lugar para iniciar o mapeamento do horizonte é na parte superior da seção, onde a definição geralmente é melhor. Pode-se então trabalhar na seção em direção às zonas onde a relação sinal-ruído é reduzida e a definição do refletor é menos clara. Dado um volume de dados moderno, o mapeamento de horizonte sísmico é realizado para *crosslines*.

4 Materiais e métodos

No presente estudo foram analisados dez poços verticais *offshore* para a previsão de um modelo geomecânico abrangente e a caracterização petrofísica através das unidades de fluxo para as formações Barra Velha e Itapema, que são as rochas reservatório do pré-sal. Os poços alvos do estudo estão localizados no campo de Búzios. Os poços de avaliação e outras informações são apresentados na tabela 4.

Tabela 4. Numeração dos poços.

Poço	Número	SSTV (m)	RT (m)	Lâmina d'água(m)
2-ANP-1-RJS	1	5917	25	1894
3-BRSA-1053-RJS	2	5948	25	2024
3-BRSA-1064-RJS	3	5983	32	2032
3-BRSA-1184-RJS	4	5867	33	2015
3-BRSA-1195-RJS	5	5862	31	1769
3-BRSA-944A-RJS	6	5974	26	1860
7-BUZ-10-RJS	7	5719	31	2030
7-BUZ-6-RJS	8	5906	27	2027
8-BUZ-5-RJS	9	5906	24	1945
8-BUZ-15-RJS	10	5891	25	1938

A informação fornecida pela ANP está resumida na tabela 5 para os dez poços. Além disso, foram utilizados três *softwares* comerciais com licenças acadêmicas disponíveis no Laboratório de Geofísica do Instituto de Geociências, Unicamp. O *software* Techlog 2019 (Schlumberger) foi utilizado para o condicionamento e interpretação dos perfis de imagem de poço e os perfis de ressonância magnética nuclear, o *software* Petrel 2019 (Schlumberger) para a criação dos modelos geomecânico e petrofísicos e interpretações sísmicas, e *software* OpendTect 6.4 (dGB Earth Sciences) para o condicionamento do volume sísmico através da aplicação de filtros e atributos. Além do anterior, foram utilizadas outras ferramentas como o pacote de *office* e Matlab também com licença acadêmica.

Na etapa de carregamento dos perfis, foi realizado um controle de qualidade para cada poço, levando em conta, o modo de aquisição da curva no intervalo de interesse, a profundidade, a taxa de amostragem da ferramenta e a análise prévia do perfil Caliper e do diâmetro da broca. As principais observações foram dois tipos de aquisição (LWD_Logging-

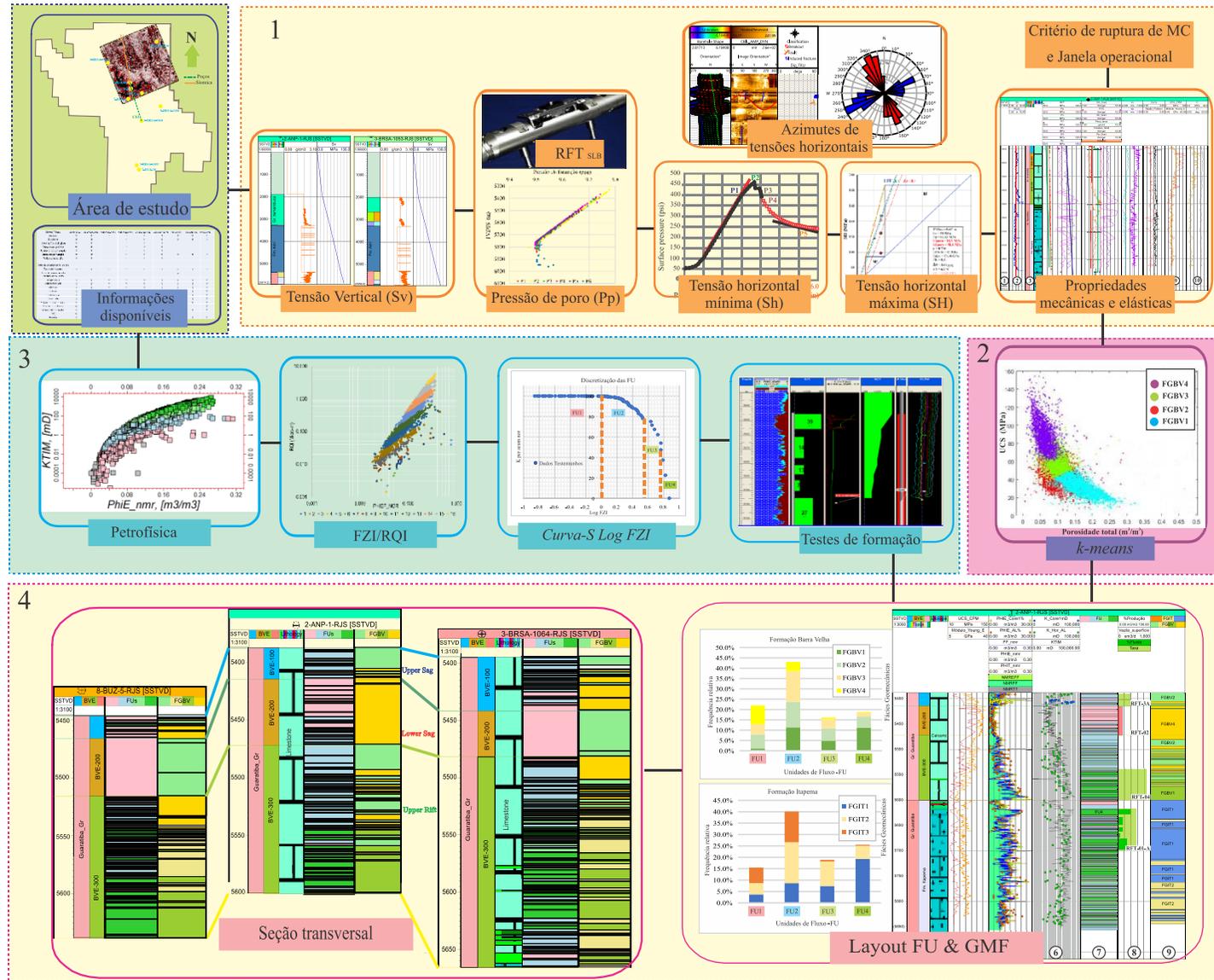


Figura 10. Fluxo de trabalho proposto para o desenvolvimento da modelagem geomecânica e das unidades de fluxo na área de estudo.

O condicionamento sísmico foi realizado através da aplicação do fluxo de trabalho mostrado na figura 11. Os filtros utilizados para condicionar os dados sísmicos, cujo propósito é identificar falhas e intervalos com alta densidade de fraturas são: *Dip Steered Median Filter* (DSMF) e *Fault Enhancement Filter* (FEF). Após o estágio de filtragem, foi utilizado o atributo *Thinned Fault Likelihood* (TFL), a imagem FEF, para localizar as descontinuidades e assim melhorar a visualização de falhas.

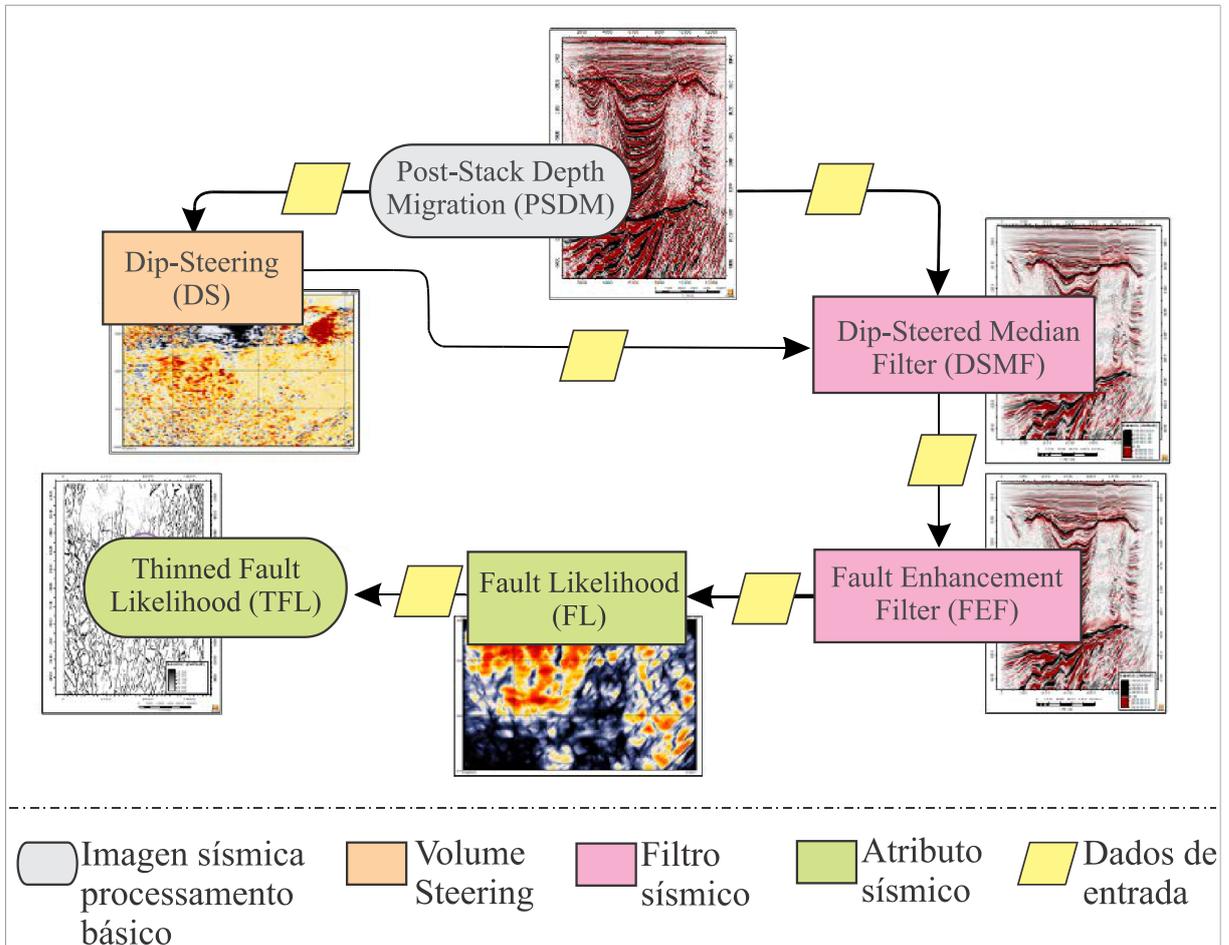


Figura 11. Fluxograma de condicionamento sísmico, aplicação de filtros e geração de imagens e atributos para a posterior interpretação de falhas e topos. Editado (Rojas D & Cabrera M 2019).

A figura 12 exibe a área de estudo e as locações dos poços nos pontos amarelos. Além disso, o volume sísmico pós-empilhamento no domínio da profundidade (Pós-SDM) está localizado no noroeste do campo. As linhas laranjas mostram seções transversais na sísmica (R1, R2, R3 e R4) e as linhas verdes representam as seções cruzadas no nível de poço (CS1, CS3 e CS3). A finalidade das seções cruzadas é mostrar variações laterais das propriedades geomecânicas e do comportamento das unidades de fluxo.

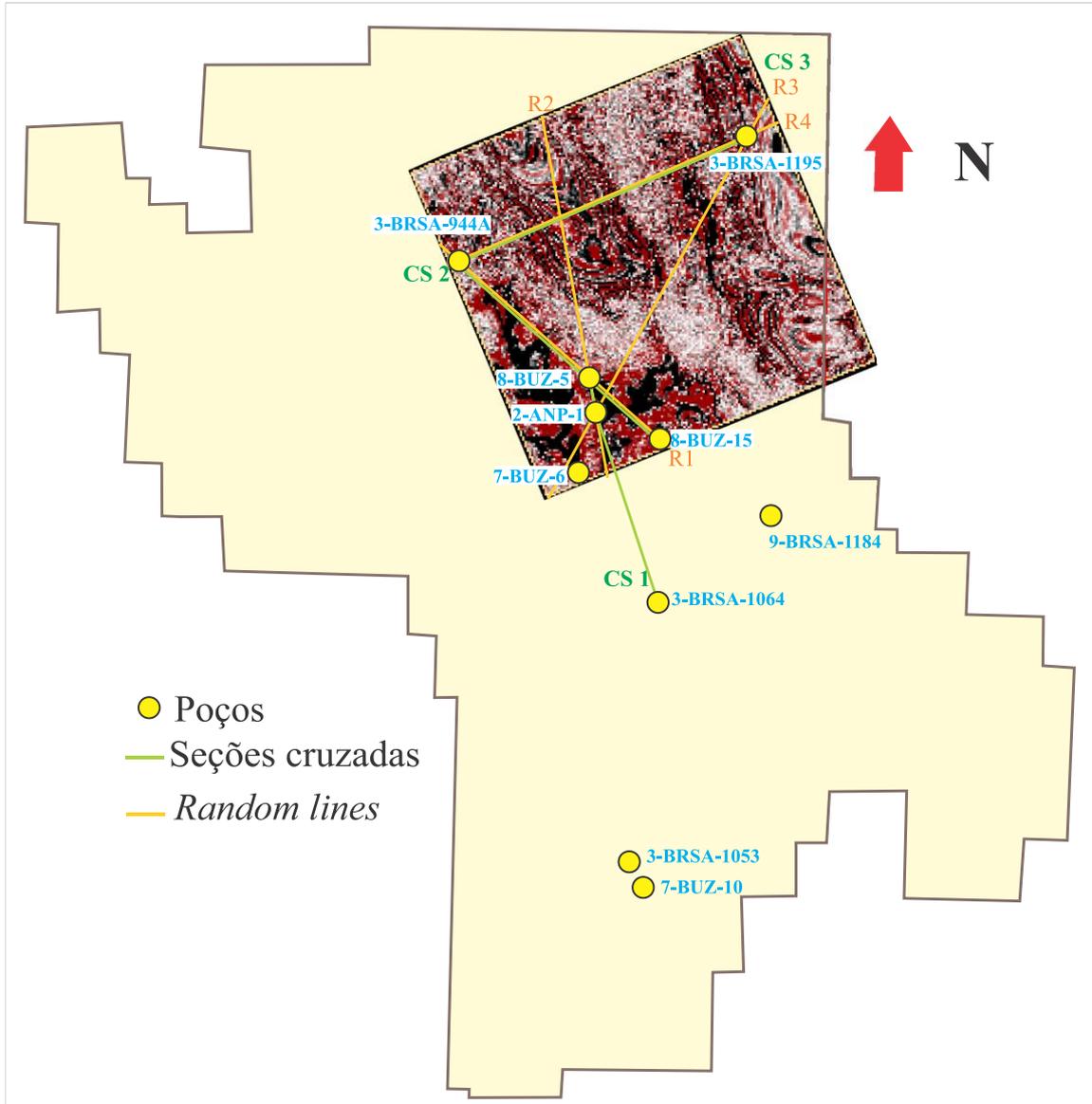


Figura 12. Volume sísmico apresentando as seções cruzadas no nível de poço e as seções transversais na sísmica (*Random lines*). Além dos 10 poços de avaliação.

4.1 Modelagem 1D

4.1.1 Estimativa da tensão vertical (S_v)

A magnitude do S_v pode ser calculada matematicamente por meio da integração das densidades de rocha da superfície à profundidade de interesse (Plumb *et al.* 1991). Para áreas offshore, a equação (1) de Plumb (1991) é modificada pela adição de um termo a mais, tendo em conta a densidade da lâmina de água (Zoback *et al.* 2003).

$$S_v = gz_w + \bar{\rho}g(z - z_w), \quad (58)$$

onde, S_v é a tensão vertical em unidades de MPa , $\bar{\rho}$ é o valor do perfil modelado de densidade em g/cm^3 a uma profundidade (Z) em m , e g (aceleração gravitacional) é uma constante em m/s^2 e z_w é a profundidade da lâmina de água em m .

O perfil de densidade aparente da rocha estava disponível para os dez poços nas profundidades dos reservatórios. Porém, as camadas próximas à superfície do assoalho oceânico não foram perfiladas com a ferramenta de densidade, pelo que foi necessário realizar a modelagem da densidade para essas camadas.

A modelagem consistiu na utilização do valor médio da densidade das rochas sedimentares clásticas $2,3 g/cm^3$ (Zoback *et al.* 2003) para as camadas que não tinham um perfil correlacionável. Para as camadas que tinham perfil sônico de onda compressional-DTCO ($\mu s/ft$) foi utilizada a correlação de Gardner (1974) para a estimativa da densidade. Esta correlação foi apresentada na equação 3.

Os evaporitos da Formação Ariri consistem em camadas espessas de halita e anidrita, embora também ocorram mais sais solúveis, tais como taquidrita, carnalita e silvinita (Moreira *et al.* 2007). O sal da Formação Ariri alcança espessuras superiores a 2000 metros e, devido ao sal ter propriedades físicas muito heterogêneas, apenas o valor de densidade da halita $2,03 g/cm^3$ e anidrita $2,98 g/cm^3$ em proporções de nove para um respectivamente foram considerados. Devido a isto, o valor de densidade utilizado para a camada de sal foi de $2,125 g/cm^3$. Porém, 6 poços possuíam descrições dos sais na coluna litológica e graças a esta informação, a densidade da camada de sal foi mais detalhada.

4.1.2 Estimativa de pressão de poro (Pp)

A modelagem para pressão dos poros não foi ajustada às metodologias tradicionais (correlações desenvolvidas, levando em conta a subcompactação dos sedimentos) (Eaton 1975) principalmente devido à complexidade estrutural e processos diagenéticos dos carbonatos (Tingay *et al.* 2009) do Pré-sal. Algumas suposições apontam para as causas de sobrepressão no pré-sal, por exemplo espessas e extensas camadas de sal, a compartimentalização dos reservatórios, e os selos locais provocados pelas de rochas ígneas (Silva *et al.* 2017). Em virtude disto, a elaboração do modelo de pressão de poros levou em conta as medições diretas da pressão estática dos testes de formação desenvolvidos nos poços. Além disso, foi estabelecido o contato água-óleo para os poços que tinham dados de pressão

estática, a fim de gerar duas relações lineares que poderiam ser utilizadas para modelar o perfil de pressão dos poros nos poços que não tinham dados.

4.1.3 Tensão horizontal mínima (Sh)

Para estimar um valor aproximado do limite inferior da tensão horizontal mínima (Sh) foi utilizado o método das Razões de Tensões Efetivas (*Effective Stress Ratio* - ESR), através da análise dos dados de testes de absorção realizados em alguns dos poços.

Um perfil Sh foi criado empregando uma aproximação da razão de tensão efetiva constante, descrita pela equação 59. Ou seja, as razões de tensão efetiva são estimadas nas profundidades em que os testes de absorção são realizados (com os correspondentes valores de sobrecarga e pressão de poros).

$$ESR_{min} = \frac{S_h - P_p}{S_v - P_p}, \quad (59)$$

Além da abordagem acima, para determinar a magnitude de Sh com dados geofísicos, foi utilizado o modelo de deformação poroelástica, que assume que a tensão tectônica acomoda tensões horizontais anisotrópicas (Thiercelin & Plumb 1994, Amiri *et al.* 2019), visto que as tensões tectônicas sobre um corpo elástico de rocha provocam uma componente de tensão adicional que afeta a rocha. Apresenta-se a seguir a equação 60 que define o modelo poroelástico:

$$Sh_{min-poro} = \frac{\nu_s}{1 - \nu_s} (S_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_s}{1 - \nu_s^2} \varepsilon_x + \frac{E_s \nu_s}{1 - \nu_s^2} \varepsilon_y, \quad (60)$$

onde, $Sh_{min-poro}$ é a tensão horizontal mínima em MPa; ν_s é a razão de Poisson estática; E_s é o módulo de Young estático (Pa); α é o coeficiente de tensão efetiva de Biot, e ε_x e ε_y São duas componentes de deformação horizontal nas direções das tensões horizontais. Os parâmetros ε_x e ε_y foram calculados pelas equações 61 e 62 como se mostra a seguir (Kidambi & Kumar 2016):

$$\varepsilon_x = S_v \frac{\nu_s}{E_s} \left(\frac{1}{1 - \nu_s} - 1 \right), \quad (61)$$

$$\varepsilon_y = S_v \frac{\nu_s}{E_s} \left(1 - \frac{\nu_s^2}{1 - \nu_s} \right), \quad (62)$$

Ensaiois laboratoriais baseados na deformação dos núcleos de perfuração proporcionam as magnitudes de módulos elásticos estáticos. No presente estudo, a relação de Wang (2000) é considerada para estimar a razão de Poisson estática (equação 63) e o módulo de Young (equação 64) partindo de valores dinâmicos estimados de perfis geofísicos.

$$\nu_s = \nu_d, \quad (63)$$

$$E_s = 0,4142 E_d - 1,0593, \quad (64)$$

onde ν_d é o coeficiente de Poisson dinâmico e E_d é o módulo de Young dinâmico calculado a partir das velocidades sônicas de compressão e cisalhamento e perfil de densidade, usando as seguintes equações (65), (39), respetivamente (Fjær *et al.* 2008).

$$\nu_d = \frac{V_P^2 - 2V_S^2}{2(V_P^2 - V_S^2)}, \quad (65)$$

onde V_P e V_S são as velocidades sônicas de onda de compressão e cisalhamento (m/s). Os cálculos do modelo de deformação poroelástica (equação 60) foram calibrados com os teste de absorção disponíveis, que permitem a melhor validação de SH estimado (Zoback *et al.* 2003).

4.1.4 Tensão horizontal máxima (SH)

Trata-se da componente mais difícil de estimar do tensor de tensão, uma vez que não pode ser medida diretamente (Jaeger *et al.* 2007). No entanto, foi adoptado o modelo de tensão poroelástica para avaliar a magnitude de SH usando a seguinte equação (Thiercelin & Plumb 1994):

$$SH_{max-poro} = \frac{\nu_s}{1 - \nu_s} (S_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_s}{1 - \nu_s^2} \varepsilon_y + \frac{E_s \nu_s}{1 - \nu_s^2} \varepsilon_x, \quad (66)$$

Todos os parâmetros de entrada usados na equação 66 foram descritos na seção 4.1.3.

4.1.5 Critério de ruptura da rocha e gradiente de pressão de ruptura

As atividades de perfuração condicionam o tensor de tensão da rocha, uma vez que a tensão de confinamento é removida durante a perfuração e substituída pela lama que atua como um escalar nas paredes do poço. Consequentemente, é fundamental compreender o

comportamento da ruptura da rocha mediante a estimativa da pressão de colapso (CP), também conhecida como gradiente de ruptura por cisalhamento (SFG). Neste trabalho, o critério de ruptura de rocha de Mohr-Coulomb (MC) foi utilizado para estimar os limites de pressão de colapso nos estratos perfurados. Considerando as tensões radiais e tangenciais como as principais tensões mínimas e máximas (Kirsch 1898, Moos *et al.* 2003), o peso da lama tem que ser maior do que a pressão de colapso para prevenir a ruptura por cisalhamento do poço. A equação 67 mostra a correlação para o cálculo da pressão de colapso (Zhang 2013, Gholami *et al.* 2014).

$$CP = \frac{\{3s_H - S_h - UCS + (Q + 1)\alpha P_p\}}{Q + 1}, \quad (67)$$

onde, CP é a pressão de colapso em MPa, α é o coeficiente de Biot, assumido como $\alpha = 1$. UCS é a resistência à compressão não confinada medida em MPa e pode ser estimada utilizando a equação 68 desenvolvida em ensaios de laboratório para carbonatos (Santos & Ferreira 2010)

$$UCS = 8374 * 10^{-21} \rho_b^2 V_p^4 * \left(\frac{(1 + \nu_d)}{(1 - \nu_d)} \right) * (1 - 2\nu_d), \quad (68)$$

onde, ρ_b densidade aparente das rochas em $\frac{kg}{m^3}$, V_p é a velocidade sônica de compressão em $\frac{m}{s}$, e ν_d é a razão de Poisson adimensional.

$$C = \frac{UCS(1 - \sin \Psi)}{2 \cos \Psi}, \quad (69)$$

C é a coesão da rocha em MPa, Ψ é o ângulo de atrito interno em graus. O parâmetro Q na equação 70 pode ser calculado a partir do ângulo de atrito interno utilizando a equação fornecida abaixo (Gholami *et al.* 2015, Rahimi & Nygaard 2015):

$$Q = \frac{(1 + \sin \Psi)}{(1 - \sin \Psi)}, \quad (70)$$

As equações 69 e 70 utilizam o ângulo de atrito interno, que é estimado usando a velocidade sônica V_p (Maleki *et al.* 2014):

$$\Psi = \sin^{-1} \frac{(V_p - 1)}{(V_p + 1)}, \quad (71)$$

Os gradientes de pressão de colapso estimados foram validados com porções lavadas do poço, conforme as interpretações do perfil de calibre disponíveis nos poços. Se a pressão da lama de perfuração cair abaixo da pressão de colapso, o poço falha e o perfil de calibre registra as ampliações induzidas pela ruptura do poço ou desmoronamentos (Plumb & Hickman 1985, Sen *et al.* 2019).

4.1.6 Azimute das tensões horizontais

A maioria dos poços tinham perfis de imagem de poço acústicos e resistivos. Portanto, o condicionamento e interpretação da imagem foi realizado no software Techlog 2019 (Schlumberger), envolvendo além das imagens, os perfis de calibre para identificar profundidades onde a integridade do poço foi afetada pelo colapso das paredes. As interpretações feitas foram apresentadas em diagramas de *stereonet*.

4.1.7 Cálculo de polígonos de tensão

As equações 46, 47 e 48 indicam as condições de contorno de um polígono de tensão em um espaço para uma pressão dos poros conhecida em uma determinada profundidade (Zoback 2007). Os três segmentos dentro do polígono de tensão definem os três regimes de tensão tectônica (normal / transcorrente / inverso) e refletem a alteração do padrão de tensão com base na variação de S_H e S_h , ou pressão de poro em uma determinada profundidade. Uma vez que, os perfis de imagem estavam disponíveis para a área de estudo, as fraturas induzidas (DITF) foram identificadas. A presença dessas fraturas revela uma grande diferença entre as tensões horizontais principais, portanto, é considerado um regime de falha transcorrente na área de estudo e usando a equação 47 com um valor μ estimado dos perfis de velocidade (equação 71), visto que, $\mu = \tan \psi$, se criaram os polígonos de tensão.

4.1.8 Definição das Fácies Geomecânicas (GMF)

As fácies geomecânicas foram baseadas na integração das propriedades geomecânicas da rocha como o ângulo de atrito (FI) e a resistência à compressão uniaxial não confinada (UCS), coesão, pressão de colapso, os modelos poroelástico das tensões horizontais, o módulo de Young estático e a razão de Poisson, as propriedades petrofísicas, tais como a porosidade total e a pressão dos poros. A seleção das propriedades geomecânicas

na matriz tem em conta as que têm uma influência direta nas propriedades que governam o fluxo de fluido no reservatório (permeabilidade e porosidade efetiva).

Para a definição das fácies, a matriz de dados de $n \times p$ normalizada (p propriedades em n profundidades) foi transformada em uma matriz de $n \times n$ distâncias semelhantes entre pares de dados totais. Depois, o agrupamento foi feito com ajuda do algoritmo não supervisionado *k-means*, que é um método de mineração de dados que, de acordo com o grau de similaridade, define agrupamentos automáticos (Hartigan & Wong 1979).

Além disso, foi realizado treinamento com todos os poços trabalhando com as 10 propriedades utilizando o programa MATLAB, as variáveis para cada uma das propriedades foram criadas em uma nova janela. Depois, gráficos de dispersão de dados foram criados com as propriedades mais influentes, como módulo de Young estático, UCS e porosidade total. Em seguida, estabeleceu-se o número de *clusters* por formação e utilizou-se o algoritmo. A matriz resultante foi levada para Petrel para uma visualização adequada.

4.1.9 Unidades de Fluxo (FU)

A análise foi baseada na permeabilidade (K) em (mD) e porosidade efetiva (ϕ_{ef}) em proporção; as duas propriedades foram estimadas a partir dos dados NMR de acordo com as equações 36 e 37 descritas no capítulo anterior, onde o índice RQI em μm é dado pela equação 72.

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi_e}}, \quad (72)$$

Por conseguinte, o FZI é estimado como (Eq. 73):

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z}, \quad (73)$$

Onde FZI é dado em μm e ϕ_z defina-se como uma porosidade efetiva normalizada na forma:

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e}, \quad (74)$$

Fazendo log em ambos os lados da Eq. (49) e reorganizando, temos:

$$\log RQI = \log FZI + \log \phi_z, \quad (75)$$

Em um gráfico de $\log(RQI)$ versus $\log(\phi_z)$, todas as amostras com valores FZI semelhantes serão localizadas próximas de uma única reta de inclinação unitária (s) e elevado coeficiente de correlação linear (R^2). Amostras com FZI diferentes estarão situadas em outras retas paralelas. Cada reta identificará uma FU com um valor de FZI associado.

Devido à complexidade dos reservatórios o número de unidades de fluxo pode ser grande, pelo que podem ser utilizados outros métodos de agrupamento mais específicos, como a discretização feita mediante regressões multilíneas iterativas detalhadas por Al-Ajmi & Holditch (2000). Para este trabalho em questão, decidiu-se utilizar a metodologia estatística de percentis e curva S cumulativa para definir um número adequado de unidades de fluxo na escala de decâmetro. Esta metodologia também foi utilizada por Penna & Lupinacci (2020), com bons resultados.

Antes de realizar a discretização das FU, foi importante ter uma visão geral do comportamento das unidades em diferentes escalas. O gráfico estratigráfico modificado de Lorenz (SMLP) (Gunter *et al.* 1997) apresentou-se como uma ferramenta gráfica eficaz para identificação de zonas de velocidade no domínio do reservatório. Este gráfico leva em conta a plotagem da capacidade de armazenamento e da capacidade do fluxo para o reservatório de interesse. Para a interpretação do gráfico Gunter *et al.* (1997) sugere as seguintes orientações, os segmentos planos correspondem a rochas selantes ou zonas defletoras, pois podem apresentar algum grau de porosidade, mas não têm permeabilidade; os segmentos íngremes equivalem a zonas de velocidade alta do reservatório, as contribuições da permeabilidade são importantes em termos de movimentação do fluido, enquanto a porosidade pode ser alta ou baixa.

O método estatístico para definir o FU em escala decamétrica é descrito a seguir: primeiro, calcular os 99 percentis para os valores de permeabilidade e porosidade efetiva extraídos das medições feitas no laboratório dos núcleos de perfuração e das amostras laterais; calcular os valores de RQI e FZI usando as equações 72 e 73 e os valores dos percentis; calcular o logaritmo base 10 do FZI e ordenar o banco de dados com os valores em ordem crescente de Log (FZI); acumular e normalizar os valores dos percentis da permeabilidade; fazer a plotagem do Log (FZI) e os valores acumulados e normalizados dos percentis da

permeabilidade; definir os pontos de corte levando em consideração as mudanças de pendente na curva S.

5 Resultados

Este capítulo centra-se na apresentação dos resultados dos principais parâmetros considerados para a modelagem geomecânica e a modelagem das unidades de fluxo para o campo de Búzios. É importante ter presente que, devido à heterogeneidade das propriedades físicas dos carbonatos do Pré-sal, não se recomenda a utilização dos valores estimados para cada parâmetro em estudo como um análogo de outros campos. Contudo pode ser utilizado como guia para realizar uma caracterização geomecânica e petrofísica em carbonatos

5.1 Magnitude de tensão vertical

Os valores médios da tensão vertical variam de 93.3 MPa a 102.9 MPa e 14.51 ppg a 15.57 ppg na Formação Barra Velha, e 98.7 MPa a 107.5 MPa e 14.76 ppg a 15.75 na Formação Itapema. A figura 13 mostra os 10 poços com os valores médios de sobrecarga em MPa, mais o desvio padrão dos dados para cada um dos reservatórios do Pré sal. Além disso, foi possível uma análise mais detalhada para a Formação de Barra Velha em quatro poços (1, 3, 9 e 10) identificando três intervalos.

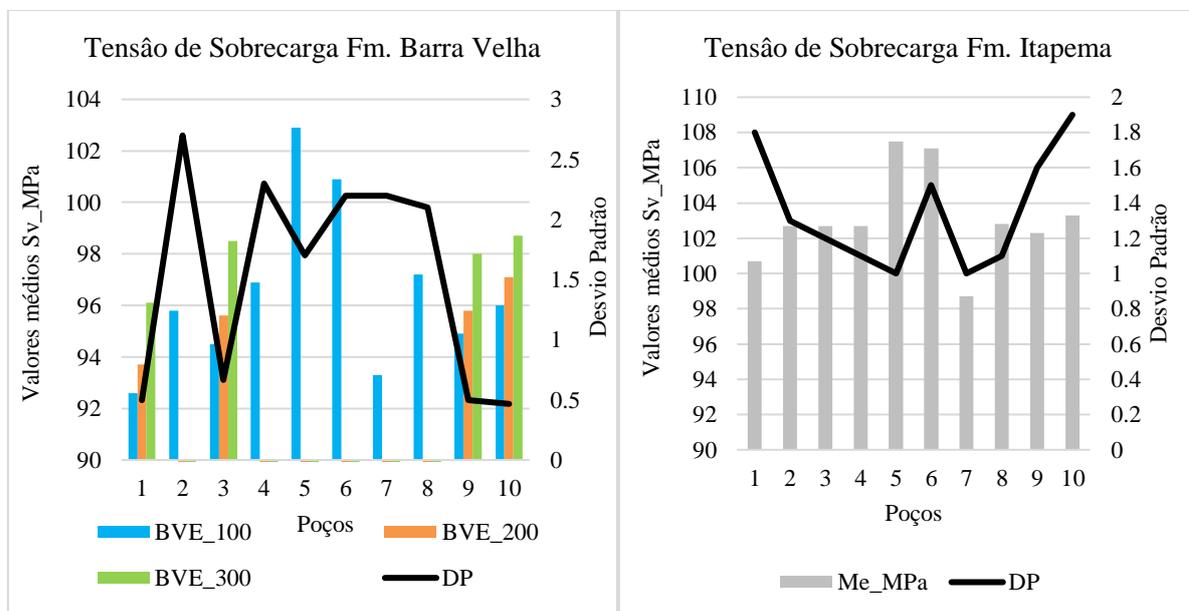


Figura 13. Análise estatística básica da tensão de sobrecarga.

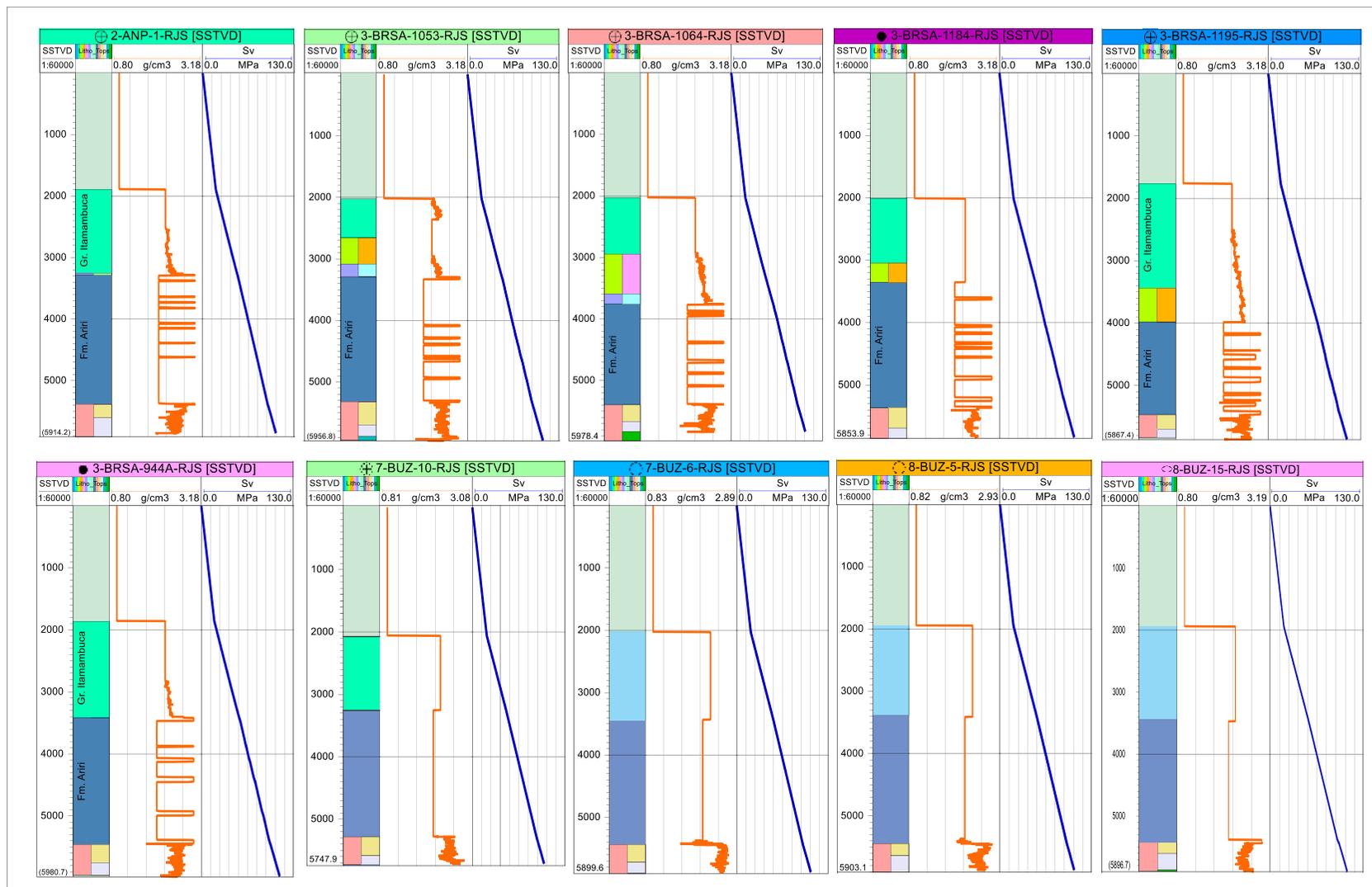


Figura 14. Perfis de densidade extrapolados em g/cm³ desde o nível mar até a profundidade de interesse (linha laranja). Perfis de tensão vertical ou sobrecarga em MPa (linha azul).

5.2 Distribuição da pressão dos poros

Foram utilizadas medições de pressão estática estabilizadas, além de levar em consideração as não conformidades observadas nos poços no momento da perfuração. Seis poços tinham os relatórios de RFT disponíveis, como mostra a Figura 15.

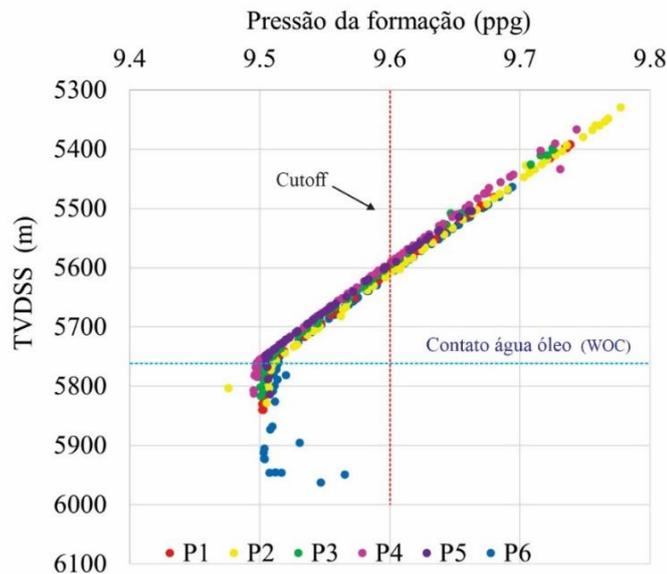


Figura 15. Medidas de pressão estática para 6 poços.

Observa-se que os valores para cada poço indicaram duas tendências significativas devido ao contato água petróleo. Além disso, foi estabelecido um valor de corte de 9.6 ppg, que denota duas zonas, a primeira zona ($9.3 \text{ ppg} < P_p < 9.6 \text{ ppg}$) com pressões de poro levemente sobrepressurizadas em relação ao gradiente normal (quando a pressão da formação é igual à hidrostática) e a segunda zona com pressão de poro anormalmente elevada ($P_p > 9.6 \text{ ppg}$).

A figura 16 apresenta as duas relações para a definição do modelo de pressão de poros nos poços que não tinha dados RFT (7,8,9 e 10), assumindo que o contato água óleo está na mesma profundidade dos poços que tinha os dados de pressão. O modelo de pressão de poros se ilustra na figura 33, *track 5* (MPa) e *track 6* (ppg) linha vermelha. O modelo levou em conta a alteração da tendência na profundidade analisada.

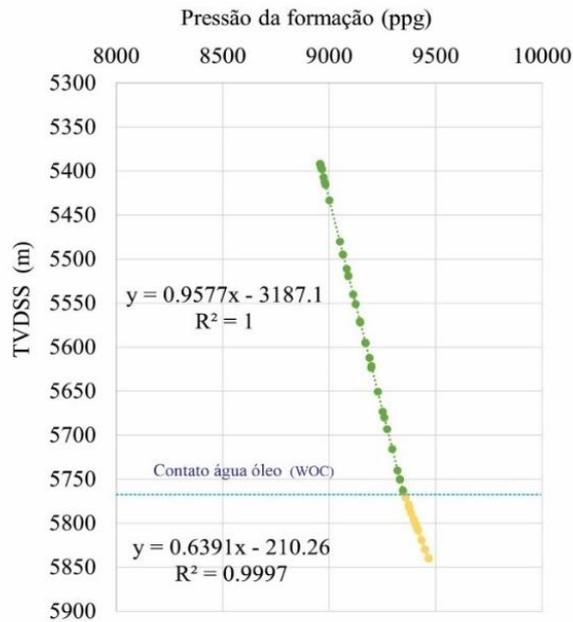


Figura 16. Equações lineares para estimativa da pressão dos poros. 5767 m profundidade do contato.

As zonas com pressões anormais registraram algumas não conformidades, tais como perdas de circulação (não retorno da lama de perfuração à superfície). Dois dos poços (4 e 6) tiveram perdas de circulação, tal como o relatado na tabela 16. Na figura 17, mostra-se os valores médios da pressão dos poros estimada para cada poço. Esses valores variam de 62.08 MPa a 63.32 a MPa e 9.56 ppg a 9.66 ppg na Formação Barra Velha, e 63.65 MPa a 64.95 MPa e 9.46 ppg a 9.52 ppg na Formação Itapema.

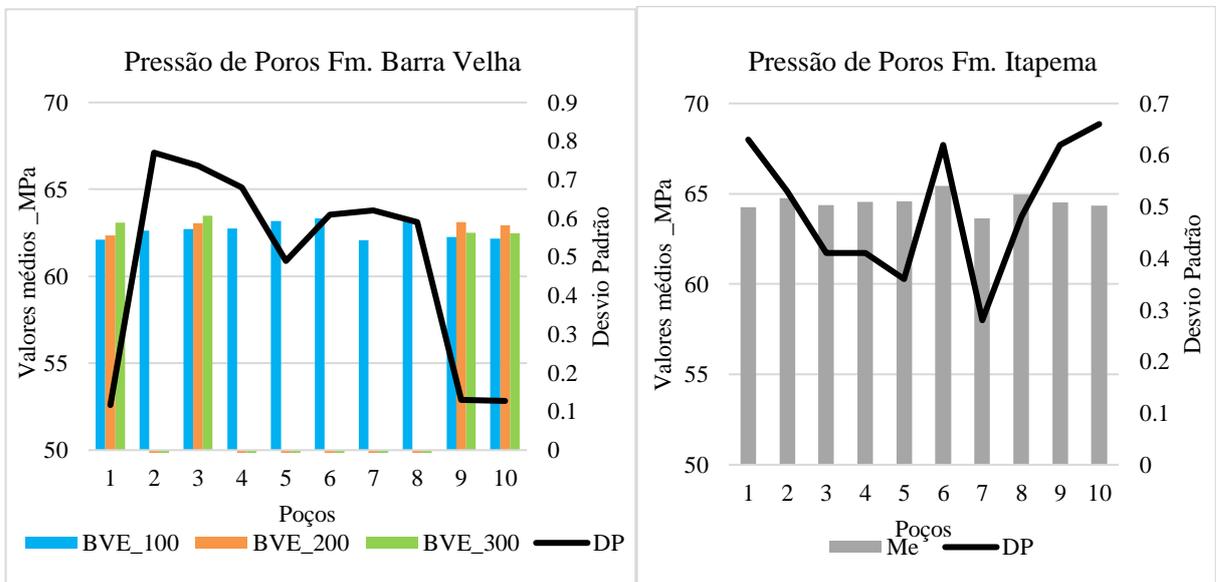
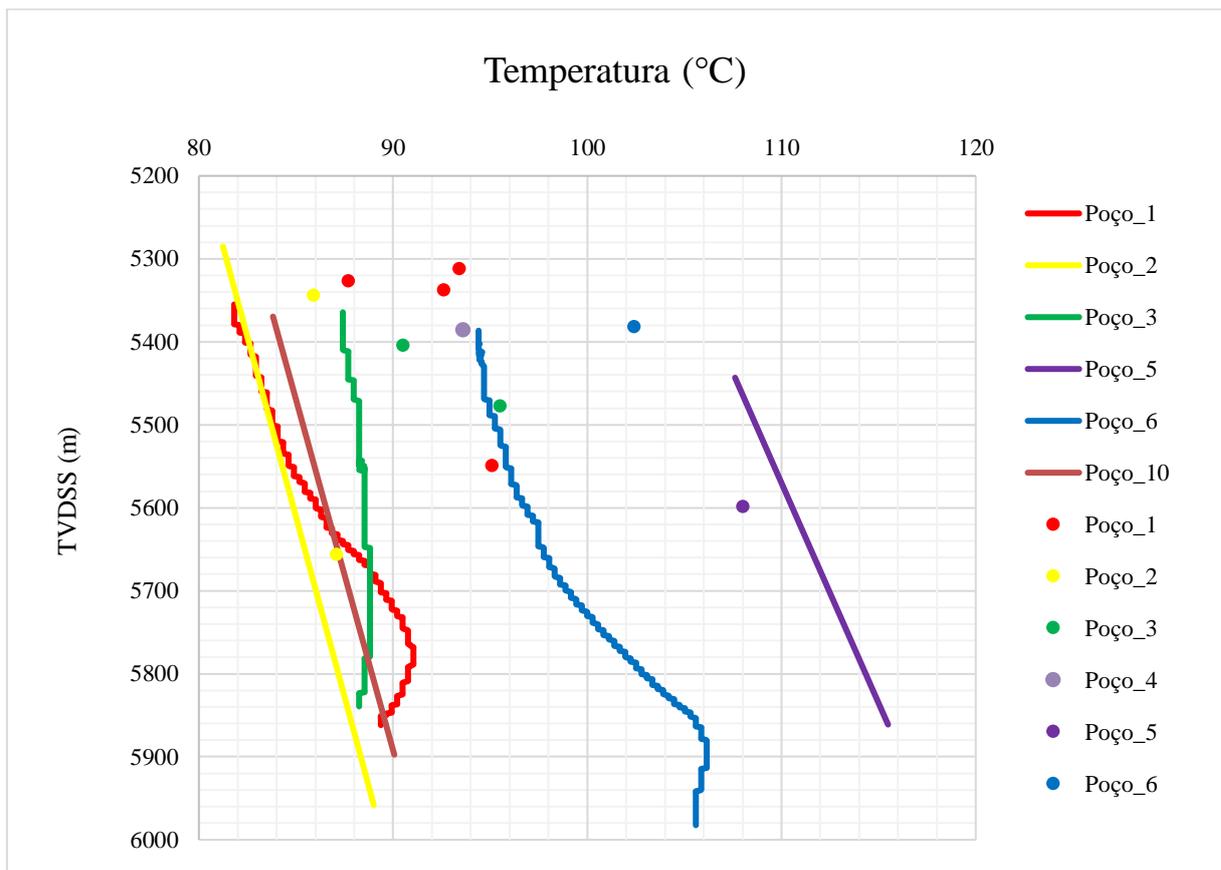


Figura 17. Análise estatística básica da pressão dos poros.

5.3 Temperatura

Observa-se que 4 poços estavam entre a faixa de 80°C a 90°C, esses valores são considerados baixos em relação aos poços ultra- profundos que atingem altas temperaturas (temperatura maior que 150°C). A figura 18 apresenta os perfis de temperatura medidos em seis poços (linhas). A figura 18 também mostra as temperaturas máximas medidas em testes de formação (pontos).



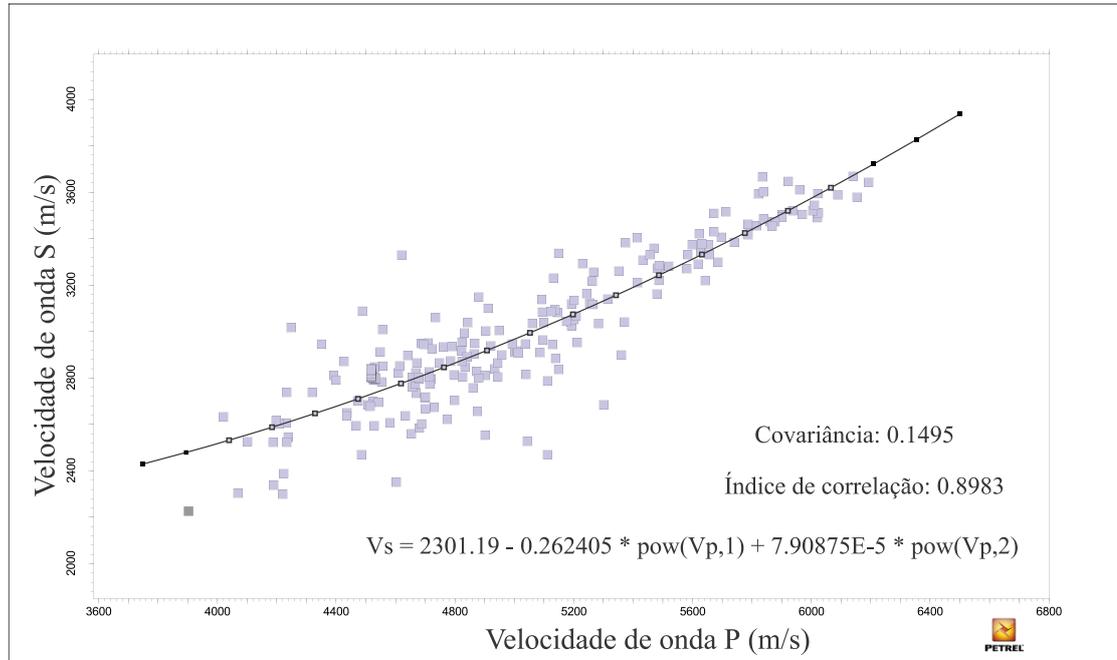


Figura 19. Correlação polinomial de segunda ordem dos dados de velocidade de onda S e onda P em (km/s) no poço 1.

5.5 Tensões horizontais mínima (Sh) e máxima (SH)

Os modelos foram validados utilizando os testes de absorção disponíveis em 6 poços (figura 20, mas como não se tinha certeza de que os testes correspondem a LOTS (*Leak off test*), os valores reportados foram tratados como limite inferior dos modelos (*FIT_Formation Integrity Test*).

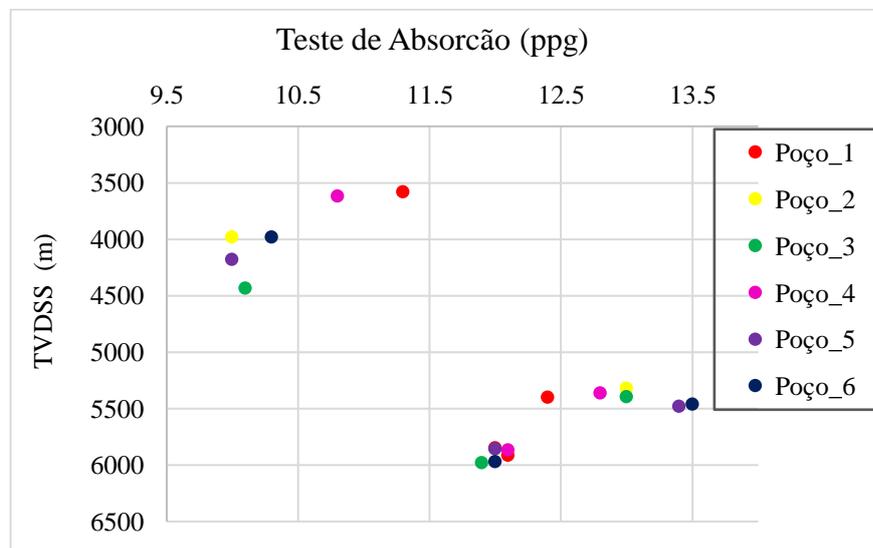


Figura 20. Dados dos testes de absorção para seis poços nas profundidades de interesse.

Os valores da tensão horizontal mínima no método de tensões efetivas foram considerados constantes ao longo de um certo intervalo de profundidade, em determinado poço, como forma de extrapolar a estimativa de S_h em função da profundidade, pressão de poros e pressão de sobrecarga. A tabela 6 mostra a informação requerida e os resultados do método das Razões de Tensões Efetivas (ESR).

Tabela 6. Valores estimados de S_h e ESRmin assumindo os dados dos testes de absorção como S_h .

Poços	TVDss (m)	FIT (ppg)	Pp (ppg)	Sv (ppg)	ESRmin
1	5400	12.4	9.736	14.561	0.552
	5850	12	9.503	15.062	0.449
	5914.3	12.1	9.503	15.068	0.467
2	5319	13	9.777	14.545	0.676
3	5397	13	9.725	14.795	0.646
	5983	11.9	9.501	15.283	0.415
4	5362	12.8	9.743	14.722	0.614
	5867	12.1	9.495	15.210	0.456
5	5483	13.4	9.663	15.554	0.634
	5857	12	9.508	15.922	0.389
6	5461	13.5	9.694	15.126	0.701
	5973	12	9.547	15.656	0.402

A figura 21 mostra a análise estatística para o modelo poroelástico da S_h . Os valores médios variam de 79.1 MPa a 95.5 MPa e 12.35 ppg a 14.43 ppg na Formação Barra Velha. E a Formação Itapema 88.1 MPa a 102.9 MPa e 12.96 ppg a 15.06 ppg. Além disso, o modelo de tensão horizontal mínima é apresentado na figura 33 (*track* 5 (MPa) e *track* 6 (ppg), linha rosada) junto com os dados de testes de absorção (pontos rosas) para as formações do Pré-sal.

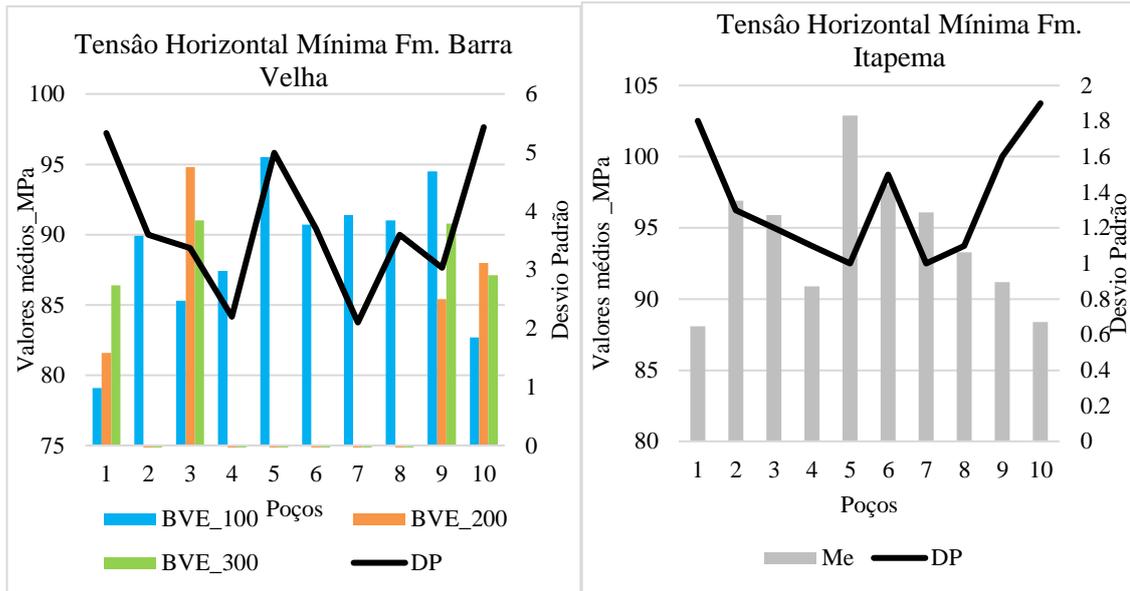


Figura 21. Análise estatística básica da tensão horizontal mínima.

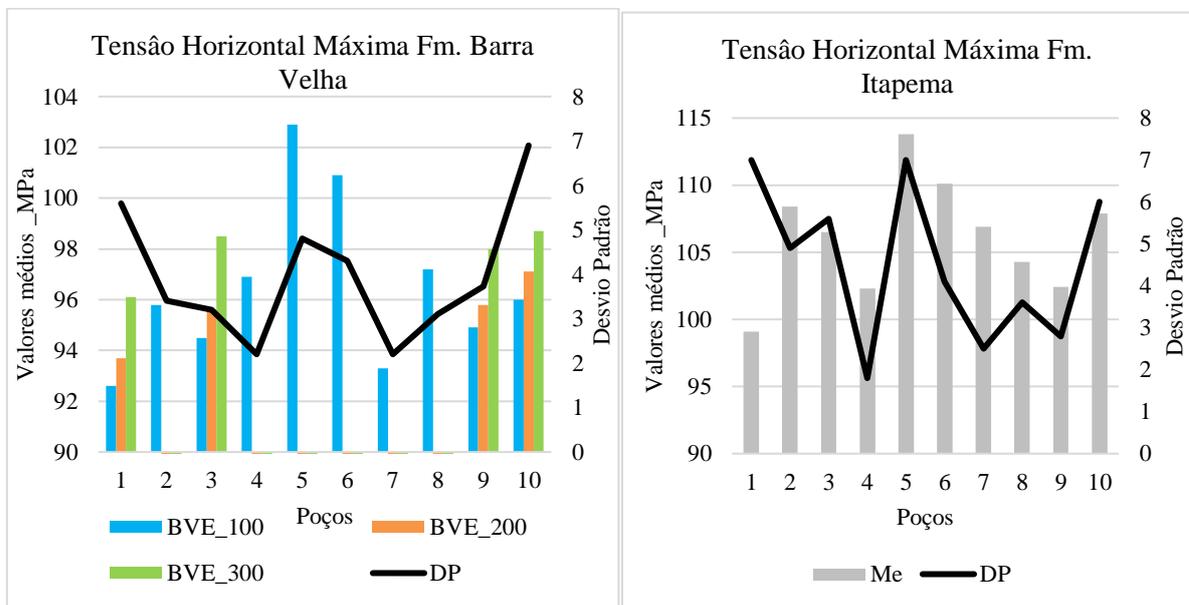


Figura 22. Análise estatística básica da tensão horizontal máxima.

As análises estatísticas do modelo de SH estimado encontram-se na Figura 22. Os valores médios calculados variam de 89.2 MPa a 106.9 MPa na Formação Barra Velha e 99.1 MPa a 113.8 MPa na Formação Itapema. O modelo de tensão horizontal máxima se mostra na figura 33 (track 5 (MPa) e track 6 (ppg), linha roxa).

5.6 Propriedades mecânicas e físicas da rocha

➤ Resistência à compressão uniaxial não confinada (UCS)

Os valores UCS_CPM médios variam de 30.70 MPa a 92.95 a MPa na Formação Barra Velha e 31.49 MPa a 67.87 na Formação Itapema, conforme consta na figura 23. o modelo apresenta-se na figura 33 (*track 9* e linha vermelha).

Na revisão bibliográfica (tabela 3) foram expostas diferentes correlações para o cálculo da resistência em carbonatos. Portanto, na tabela 7 e figura 24 comparam-se os valores médios e o desvio padrão de três correlações. Observa-se que os valores médios obtidos pelas correlações de CPM e Militzer (equação 29) estão próximos, enquanto o modelo Golubev (equação 30) mostra valores superiores.

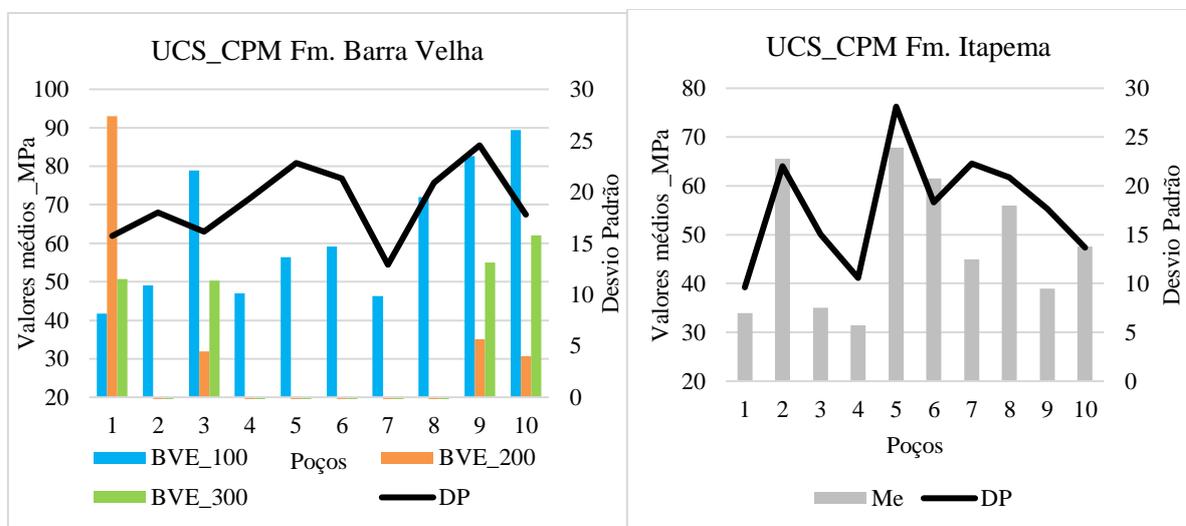


Figura 23. Análise estatística básica da UCS

Tabela 7. Comparação dos valores médios de UCS na Formação Barra Velha

Poços	UCS_Militzer MPa		UCS_CPM MPa		UCS_Golubev MPa	
	Me	DP	Me	DP	Me	DP
1	66	14	51	27	183	93
2	71	11	56	22	206	72
3	68	14	45	22	192	77
4	62	11	42	19	155	64
5	73	13	63	27	223	88
6	72	10	59	21	211	69
7	65	9	46	16	168	57
8	75	11	63	23	239	77
9	64	14	44	26	174	92
10	67	13	61	33	184	86

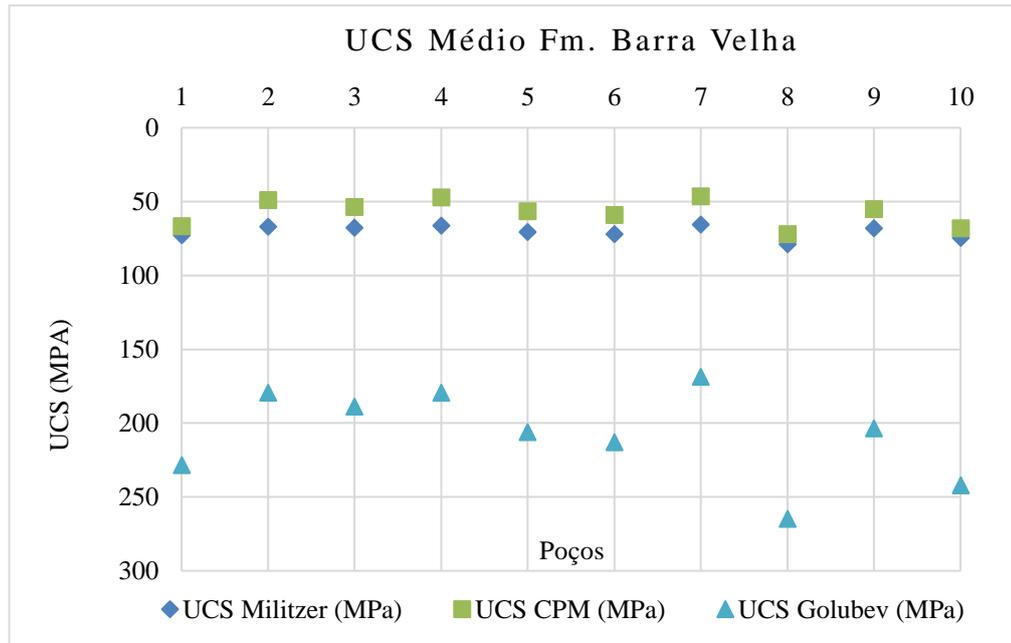


Figura 24. Comparação da magnitude dos valores médios das três correlações para o cálculo do UCS na Formação Barra Velha.

O poço 8 tinha um relatório de um teste para a estimativa da UCS utilizando a técnica *Scratch Test*. A figura 25 ilustra um histograma das medições mínimas feitas para o núcleo 2, que foi extraído da Formação Barra Velha. O valor médio foi de 84.76 MPa e com um desvio padrão de 32.19. A figura 25 também mostra os coeficientes de correlação polinomial entre os dados de laboratório e os valores estimados pelas correlações para a profundidade em que o núcleo foi extraído. Assim, o coeficiente para o modelo de UCS CPM foi de 0.6, e para o modelo de Militzer de 0.32. Observa-se que a correlação polinomial atinge um bom IC na correlação CPM. Contudo, nenhuma calibração do modelo foi realizada devido à grande dispersão das medições de resistência feitas no *Scratch Test*.

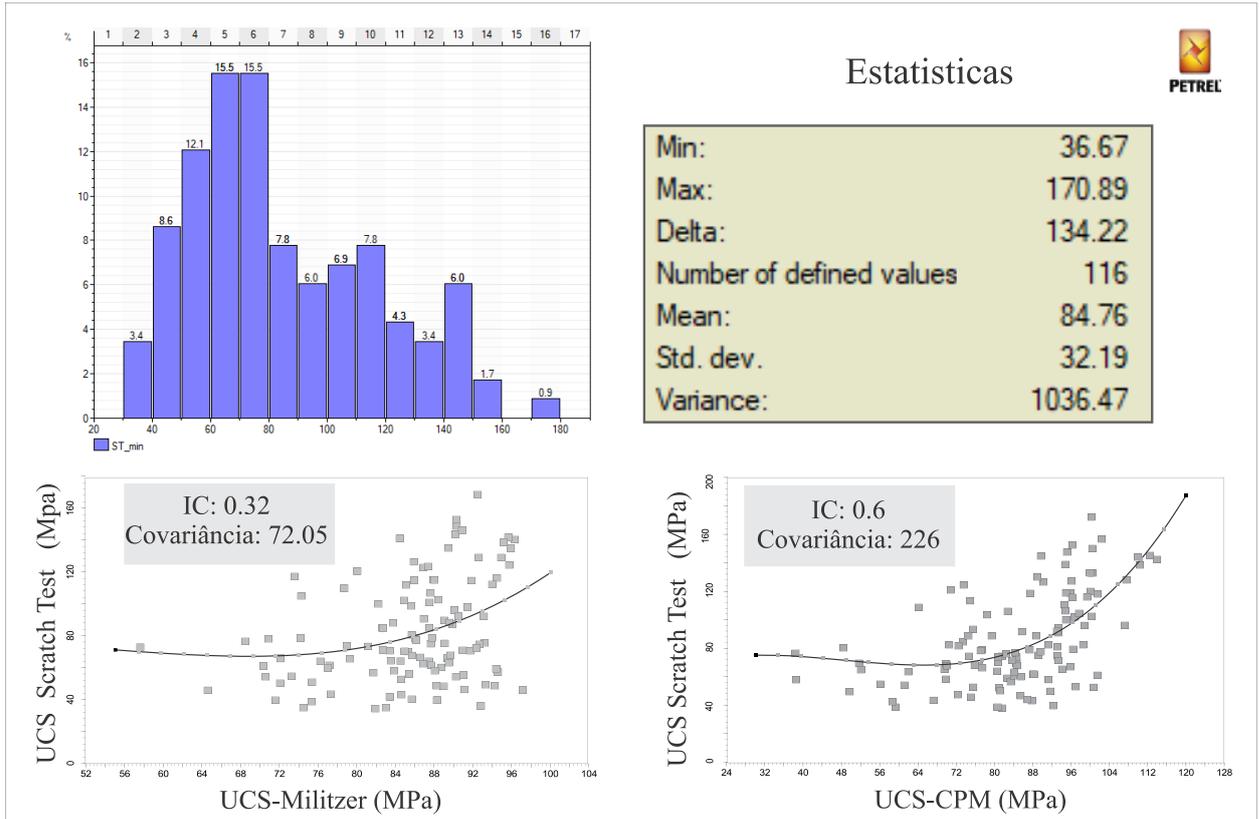


Figura 25. Histograma da UCS em MPa do teste *SCRATCH* no testemunho 2 (5482-5542 m), poço 8.

➤ **Ângulo de atrito interno**

Os valores médios do ângulo de atrito interno são apresentados na figura 26. Os valores médios variam entre 39.18° a 44.84° na Formação Barra Velha e 39.18° a 43.15° na Formação Itapema. O modelo é apresentado na figura 33 (*track* 10, linha cinza).

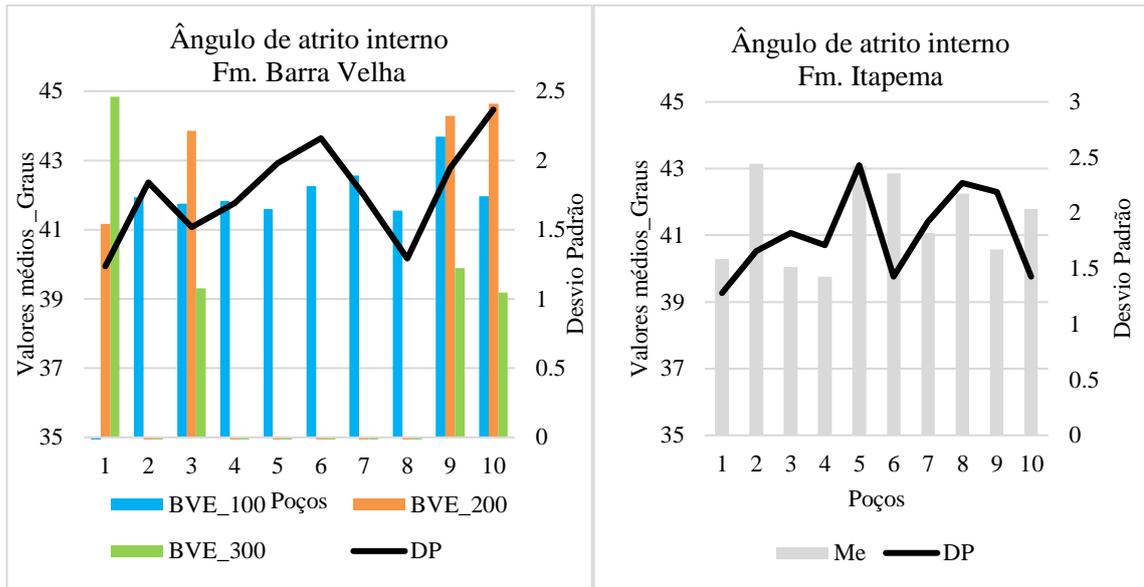


Figura 26. Análise estatística básica do ângulo de atrito interno.

➤ **Coesão da rocha**

Os valores médios da coesão da rocha variam entre 7.65 MPa a 19.66 MPa na Formação Barra Velha e 7.31 MPa a 14.39 MPa na Formação Itapema (figura 27). O modelo é apresentado na figura 33 (*track* 10, linha marrom).

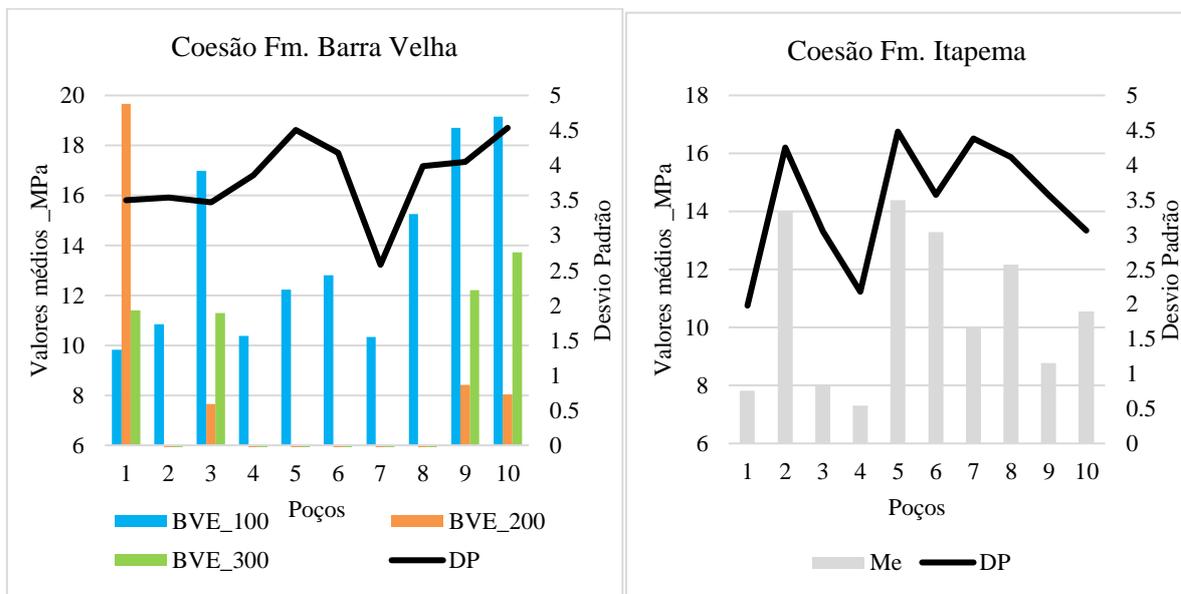


Figura 27. Análise estatística básica da coesão.

➤ Módulo de Young Estático

A figura 28 mostra os valores médios para os dez poços. Esses valores médios variam de 16.48 GPa a 33.10 GPa na Formação Barra Velha e 16.66 GPa a 24.45 GPa na Formação Itapema. O modelo é apresentado na figura 33 (*track* 9, linha laranja)

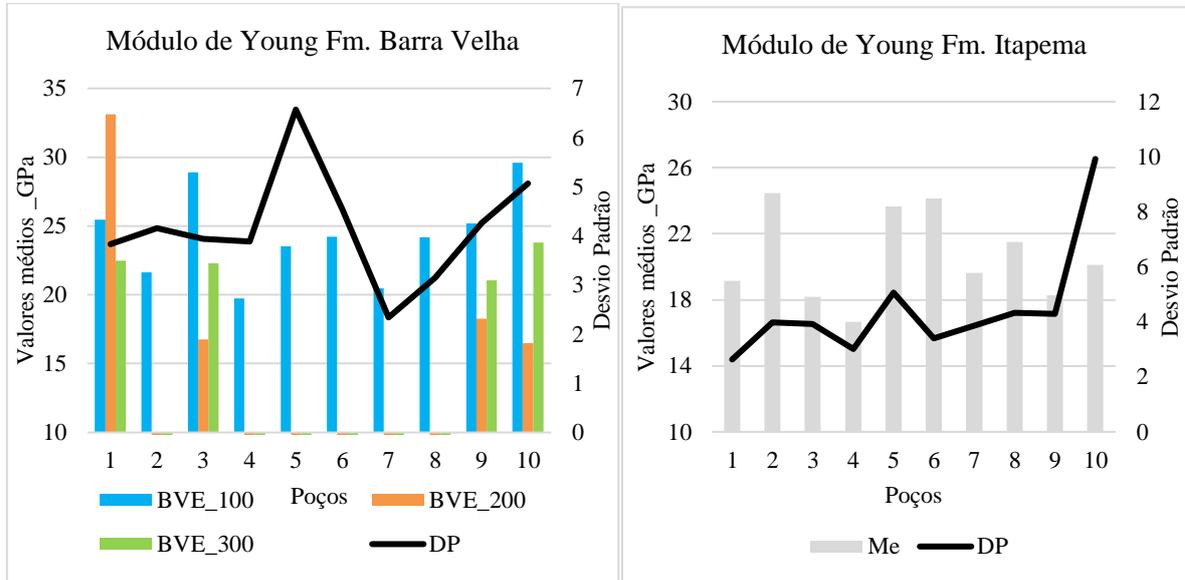


Figura 28. Análise estatística básica do módulo de Young estático Razão de Poisson.

Os valores médios da razão de Poisson variam de 0.18 a 0.31 na Formação Barra Velha e 0.22 a 0.29 na Formação Itapema de acordo com a figura 29. Além do mais, o modelo é apresentado na figura 33 (*track* 8, linha vermelha).

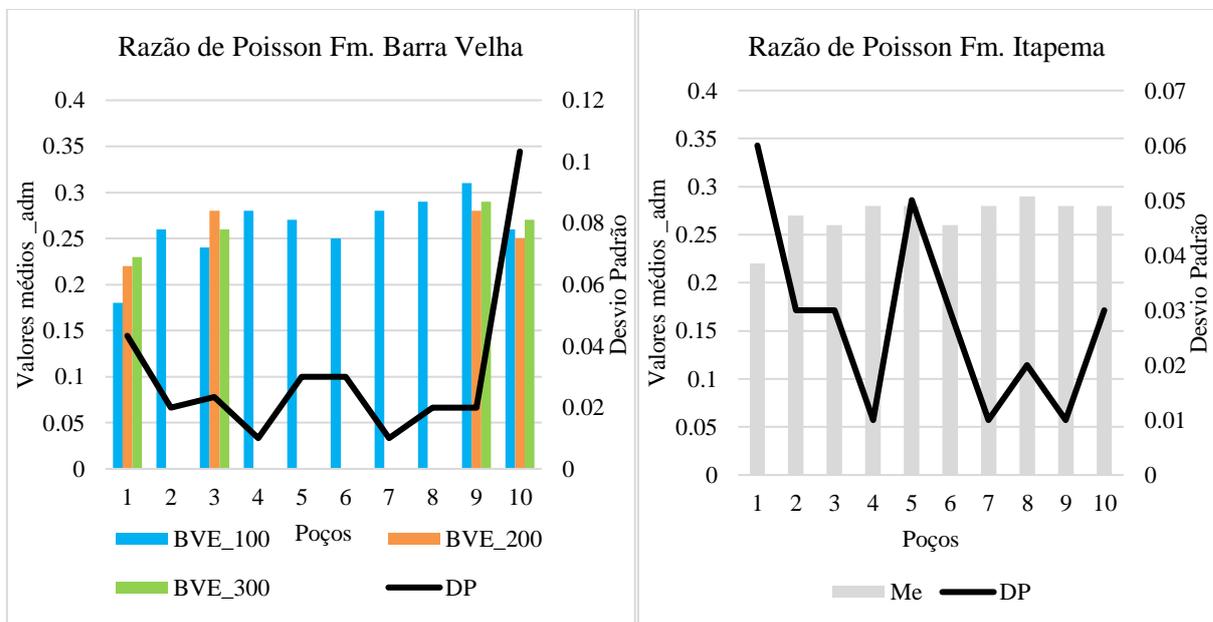


Figura 29. Análise estatística básica da razão de Poisson.

➤ Propriedades petrofísicas

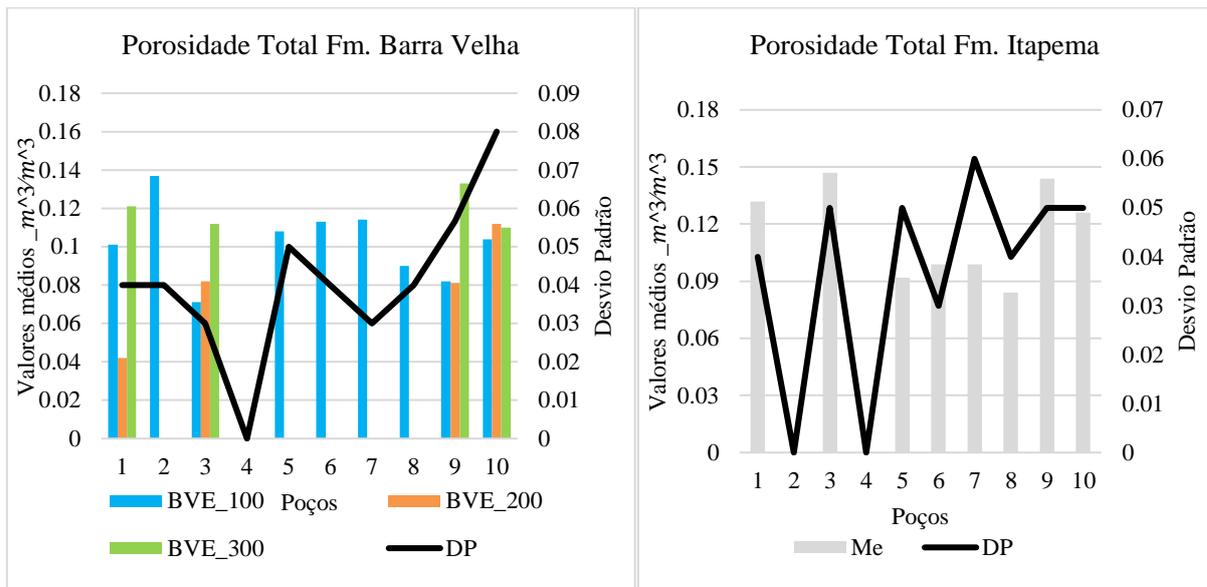


Figura 30. Análise estatística básica da porosidade total.

Foram utilizados os dados de porosidade total, porosidade efetiva e permeabilidade extraídos dos perfis de NMR. Os poços que não tinham esses dados (poco 2 na Formação Itapema e poço 4) não foram levados em consideração, uma vez que os métodos petrofísicos tradicionais não apresentam bom resultados para o pré-sal. Os valores médios da porosidade total variam de 0.042 a 0.137 na Formação Barra Velha e de 0.084 a 0.154 na Formação Itapema, como mostra figura 30. Além disso, o modelo é mostrado na figura 43 (*track 5*, linha laranja).

Os valores médios da porosidade efetiva variam de 0.04 a 0.13 na Formação Barra Velha e de 0.08 a 0.15 na Formação Itapema, como mostra a figura 31. Enquanto os valores médios de permeabilidade variam de 0.0058 mD a 365.96 mD na Formação Barra Velha e 45,8 mD a 1078.7 mD na Formação Itapema (ver figura 32). Além disso, os modelos calibrados são exibidos na figura 43 (*track 5*, linha verde e *track 6*, linha preta, respectivamente).

Ao comparar os modelos de permeabilidade estimados utilizando a correlação Timur-Coates, nota-se uma sobrestimação das permeabilidades absolutas em relação às medições de laboratório.

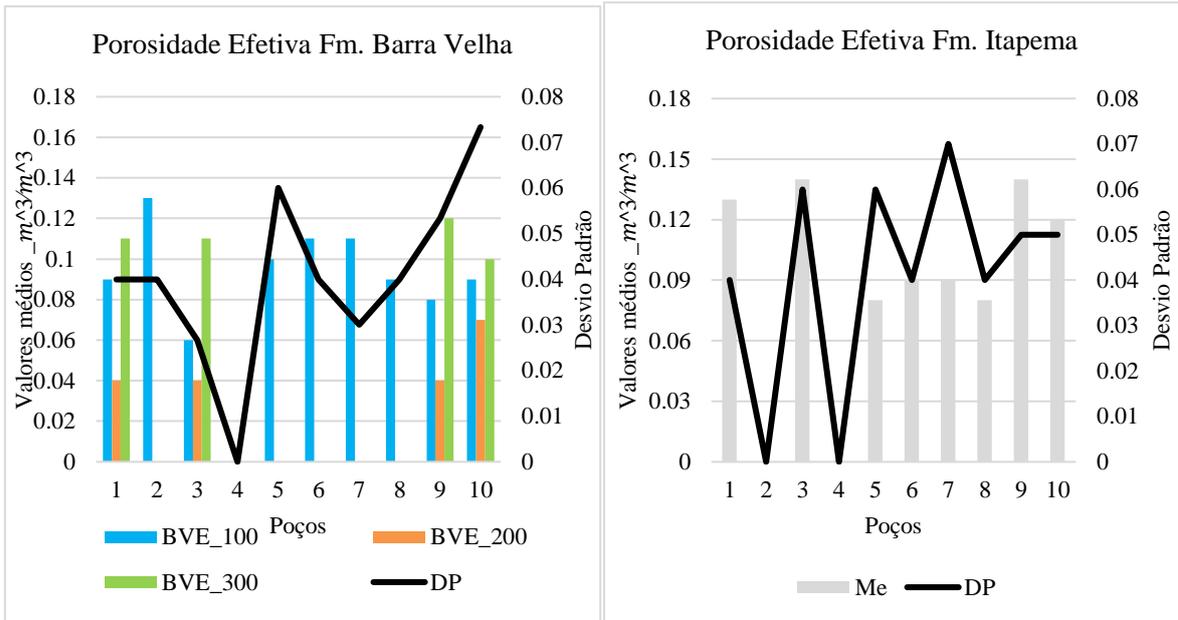


Figura 31. Análise estatística básica da porosidade efetiva.

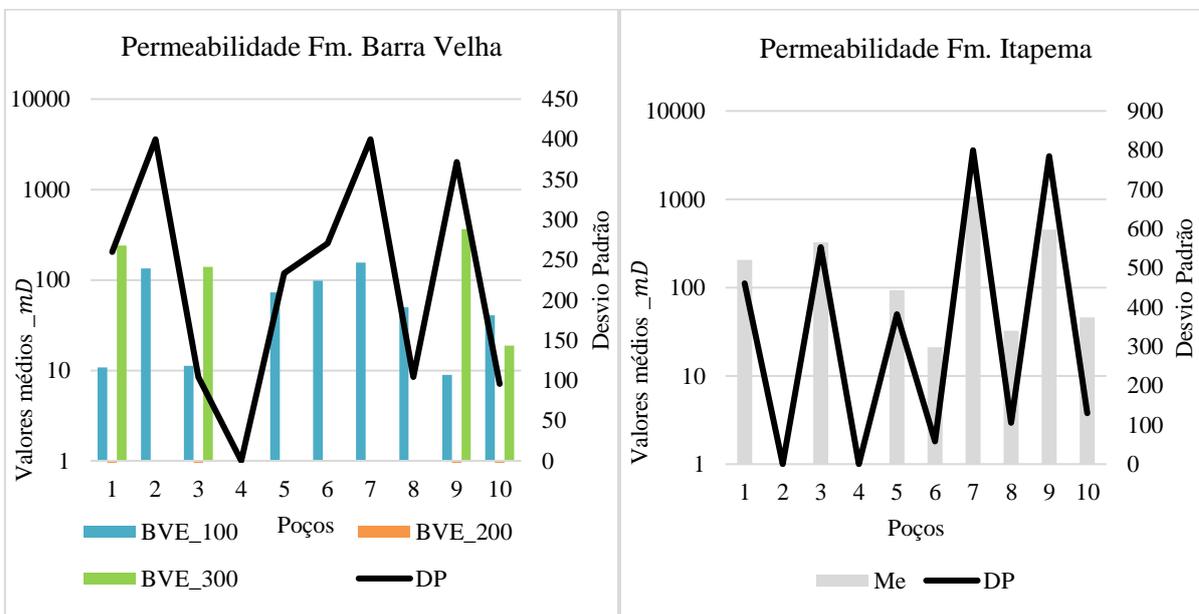


Figura 32. Análise estatística básica da permeabilidade.

5.7 Critério de ruptura da rocha e gradiente de pressão de ruptura.

Os valores médios da estimativa do gradiente de ruptura da rocha variam de 8.97 ppg a 11.47 ppg na Formação Barra Velha e de 10.19 ppg a 10.99 ppg na Formação Itapema.

Tabela 8. Análises da pressão de colapso estimada pelo método de Mohr- Coulomb para os dez poços

Poços	Formação Barra Velha				Formação Itapema			
	CP MPa		CP ppg		CP MPa		CP ppg	
	Me	DP	Me	DP	Me	DP	Me	DP
1	62.33	2.52	9.77	0.40	70.70	3.85	10.44	0.49
	57.68	1.22	8.97	0.18				
	66.54	4.76	10.18	0.68				
2	68.83	3.96	10.56	0.51	69.88	3.05	10.21	0.39
3	61.33	3.56	9.57	0.58	74.78	3.98	10.99	0.50
	74.14	2.62	11.47	0.40				
	69.19	4.24	10.49	0.58				
4	68.23	3.92	10.39	0.42	73.51	3.0	10.77	0.42
5	70.11	4.80	10.58	0.49	71.59	4.46	10.47	0.50
6	67.46	4.92	10.16	0.53	71.21	3.19	10.29	0.37
7	69.85	2.23	10.86	0.27	73.24	3.39	10.95	0.47
8	65.17	2.40	9.87	0.21	70.02	4.41	10.19	0.47
9	63.18	2.69	9.80	0.43	72.05	3.60	10.59	0.50
	68.72	1.58	10.59	0.25				
	67.98	4.92	10.32	0.69				
10	61.51	2.26	9.56	0.36	72.54	4.34	10.90	0.30
	75.35	14.05	10.71	1.27				
	68.50	4.27	10.44	0.37				

Na figura 33, apresenta-se a modelagem 1D das principais propriedades geomecânicas e os seus respectivos dados de calibração para o poço 1. Cálculos semelhantes foram realizados para os outros poços, cujos resultados são apresentados no capítulo de anexos.

O *track 1* apresenta a profundidade verdadeira TVDss em metros para o poço de avaliação. O *track 2* começa com o perfil de tamanho do poço representado pela linha vermelha (*bit side*-tamanho da broca) e o perfil *caliper* indicado pela linha azul (indica profundidades onde a integridade das paredes do poço foi afetada por desmoronamentos ou inchaço, especialmente em profundidades que têm litologias argilosas).

O *track 3* apresenta os topos estratigráficos que indicam as profundidades das formações de interesse (Barra Velha e Itapema) que pertence ao grupo Guaratiba, seguido pelo *track 4* que mostra as litofácies estabelecidas graças aos perfis compostos dos poços e as descrições amostras de calha, amostras laterais e testemunhos de perfuração existentes para 6 poços. O *track 5* mostra a modelagem da pressão hidrostática (linha verde), a pressão dos poros (linha vermelha) e estado de tensão *in-situ* (Sv, SH e Sh, representados com linha azul,

linha roxa e linha rosada, respectivamente), dados de pressão estática (RFT) representados pelos triângulos amarelos e dados de teste de absorção (FIT) pontos rosas.

O *track 6* exibe os principais gradientes que compõem uma janela operacional durante a perfuração, a unidade utilizada é o ppg (lbm/gal) que é uma unidade de campo para a densidade ou peso equivalente que facilita a comparação das propriedades geomecânicas com o peso da lama de perfuração, que é o principal parâmetro de controle do poço. O gradiente de pressão dos poros é representado na linha vermelha, o gradiente de pressão de colapso (*Failure Gradient*) é representado pela linha laranja, o peso da lama de perfuração para as profundidades de interesse é representado pela linha preta, o teste FIT é representado pela linha roxa, os gradientes das tensões horizontais são representados pelas linhas rosada e roxa e corresponde a S_h e S_H , respectivamente.

O *track 7* apresenta os perfis de velocidade de onda compressão linha roxa e para a onda cisalhante linha azul. O *track 8* apresenta a relação de Poisson, propriedade elástica adimensional estimada a partir das velocidades de onda P e S. O *track 9* mostra os perfis de resistência à compressão uniaxial em MPa estimada pelo método de Militzer (linha roxa) e o Módulo de Young estático em GPa (linha laranja). E, finalmente, o *track 10* apresenta o ângulo de atrito em grãos (linha cinza) e resistência coesiva em MPa (linha marrom).

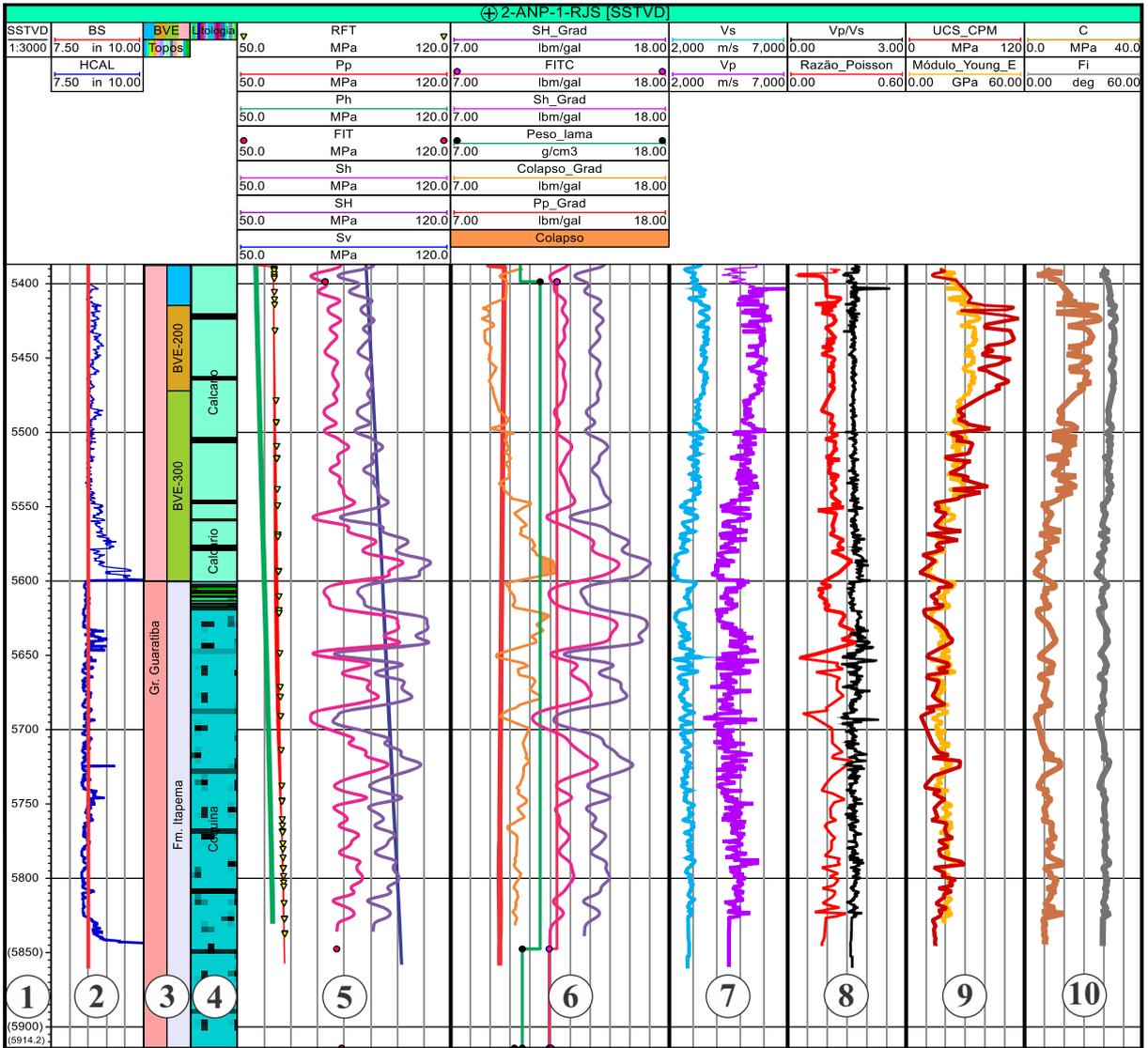


Figura 33. Layout da modelagem 1D das propriedades geomecânicas para o poço 1.

5.8 Azimute das tensões horizontais

Uma vez que as imagens dos poços foram obtidas por diferentes empresas de serviços, um levantamento exaustivo da classificação das ferramentas utilizadas pelas diferentes companhias foi realizado para o entendimento do princípio de aquisição do perfil e para o tipo de tratamento da imagem. Na tabela 9, apresenta-se o sumário feito a partir desta pesquisa.

Tabela 9. Nomenclatura das diferentes ferramentas para aquisição de imagens de poços.

Ferramenta	Nome	Tipo	Companhia
FMI	<i>Fullbore Formation Micro Imager</i>	Resistiva	Schlumberger
OBMI	<i>Oil Base Micro Imager</i>	Resistiva	Schlumberger
DUALOBMI	<i>Dual Oil Base Micro Imager</i>	Resistiva	Schlumberger
OMRI	<i>Oil Mud Reservoir Imager</i>	Resistiva	Halliburton
Earth	<i>High-resolution Microresistivity Imager</i>	Resistiva	Baker Atlas
STAR	<i>Simultaneous Accoustic and Ressistivity Imager</i>	Acústica/Resisitiva	Baker Atlas
UBI	<i>Ultrasonic Imager Tool</i>	Acústica	Schlumberger
CAST	<i>Circumferential Accoustic Scanning</i>	Acústica	Halliburton
CBIL	<i>Circumferential Borehole Imaging Tool</i>	Acústica	Baker Atlas

Graças à identificação dos mnemônicos exibidos na tabela 9, as imagens disponíveis nos poços foram identificadas conforme mostra-se na tabela 10.

Tabela 10. Tipos de imagens disponíveis para poços

Poços/Tipo de imagem	Resistivas			Acústicas	
	FMI	OBMI	EARTH	UBI	CBIL
1		↑		↑	
2		↑		↑	
3				↑	
4			↑		↑
5	↑			↑	
6	↑	↑		↑	
7					
8			↑		↑
9				↑	
10			↑		↑

Depois de processar as imagens, e de interpretar os indicadores de tensão no poço (BO e DITF), a figura 34 mostra os diagramas de roseta das orientações preferenciais, os BOs em vermelho e as DITF em azul.

Os indicadores interpretados foram extraídos principalmente das imagens de poço com princípio de aquisição acústica, pois mostraram melhor qualidade. As fraturas induzidas por tração, ocorreram em azimutes $\sim 40^\circ$ e $\sim 250^\circ$ (direção NE-SW), mostrando a direção da tensão horizontal máxima (SH). Os breakouts foram observados em azimutes de $\sim 130^\circ$ e $\sim 310^\circ$ (NW-SE) indicando a direção da tensão horizontal mínima (Sh).

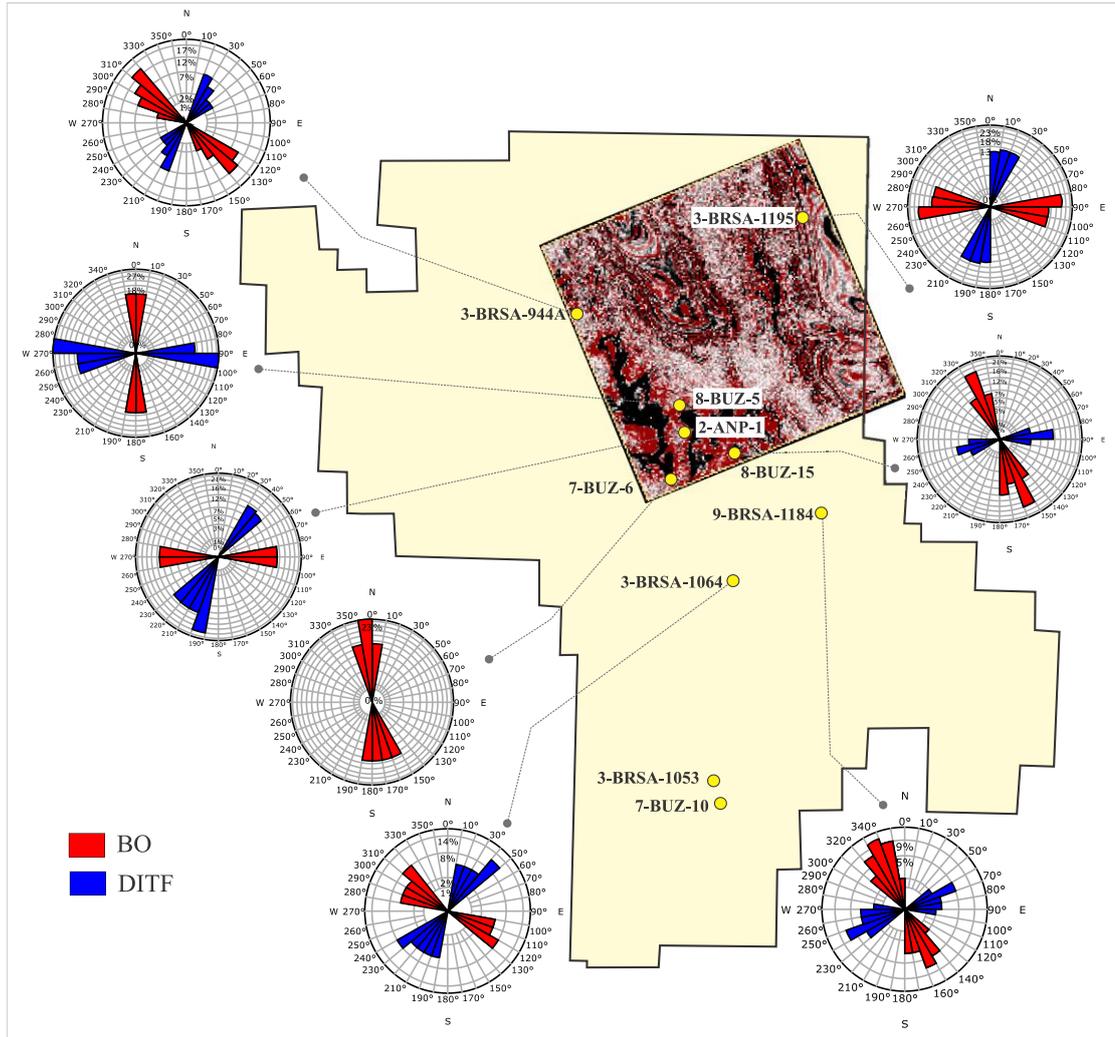


Figura 34. Stereonet do azimute dos indicadores de tensões horizontais nos poços. Breakouts indicam a tensão mínima horizontal e fraturas induzidas indicam a tensão máxima horizontal.

5.9 Fácies geomecânicas

Foram definidos quatro agrupamentos para a Formação Barra Velha e três agrupamentos para a Formação Itapema. As análises de dispersão dos dados para definição das fácies são indicadas na figura 35. Além disso, as tabelas 11 e 12 mostram os valores médios e o desvio padrão para cada propriedade dentro de cada fácies para cada uma das formações. As propriedades que foram decisivas na definição das fácies por parte do algoritmo foram a porosidade total e os parâmetros de resistência mecânica.

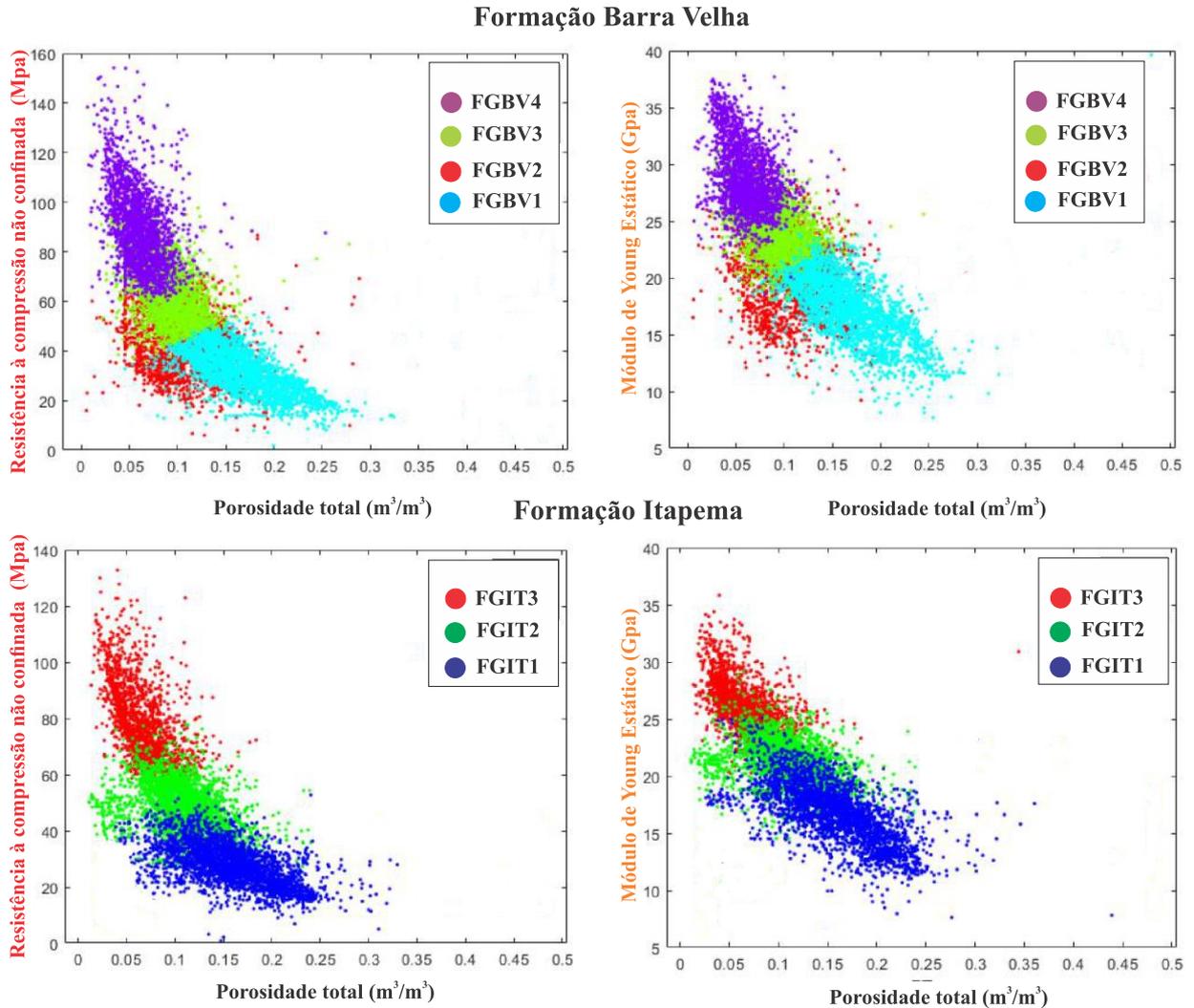
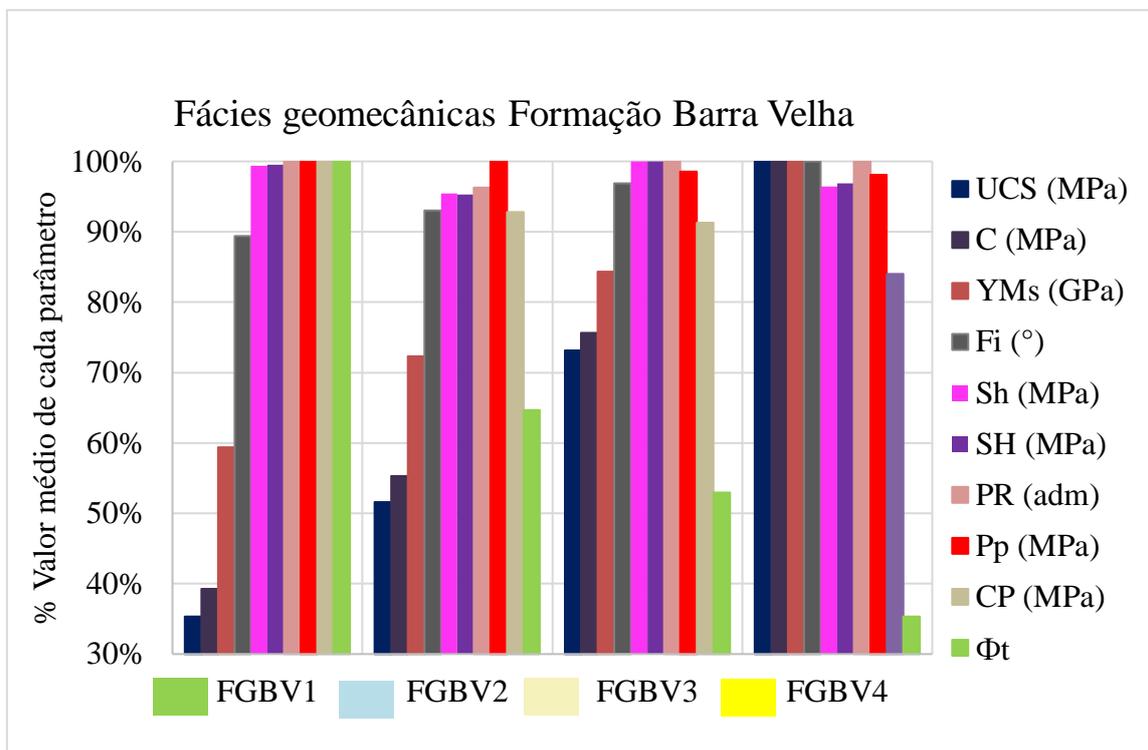


Figura 35. Gráficos de dispersão para a definição das fácies geomecânicas nas duas formações de interesse. A porosidade total, o módulo de Young estático e a UCS foram as propriedades de maior peso na tomada de decisão do algoritmo.

As fácies geomecânicas definidas na Formação de Barra Velha evidenciaram a gradação das propriedades de resistência mecânica, uma vez que o comportamento da porosidade total é inverso ao comportamento da resistência e do módulo de Young, como mostra a Tabela 11 e a figura 36, à medida que a porosidade diminui de FGBV1 de fácies para FGBV4, as outras duas propriedades aumentam, ou seja, a facie FGBV4 cobre rochas mais resistentes e compactas, enquanto a facie FGBV1 leva em consideração rochas menos resistentes, com mais probabilidades de deformação e pouco compactas devido aos elevados valores de porosidade total.

Tabela 11. Análise estatística das fácies geomecânicas para a Formação Barra Velha.

FGMs/ Parâmetro	FGBV1		FGBV2		FGBV3		FCB4	
	Me	DP	Me	DP	Me	DP	Me	DP
Fi (°)	39.91	1.46	41.52	1.45	43.23	0.93	44.63	0.82
UCS (MPa)	31.53	9.15	46.02	11.91	65.24	13.22	89.17	16.17
C (MPa)	7.29	1.91	10.27	2.39	14.05	2.53	18.57	2.99
CP (MPa)	73.37	3.36	68.09	3.49	66.99	2.32	61.64	2.81
Sh (MPa)	91.28	4.60	87.70	4.62	91.86	3.48	88.55	5.85
SH (MPa)	102.91	4.43	98.52	4.50	103.36	3.36	100.17	5.12
Pp (MPa)	63.36	0.40	63.33	0.46	62.42	0.40	62.13	0.33
PR (adm)	0.27	0.02	0.26	0.05	0.27	0.02	0.27	0.04
YMs (GPa)	17.28	2.81	21.04	3.10	24.53	2.45	29.10	3.70
Φ_t	0.17	0.05	0.11	0.04	0.09	0.03	0.06	0.02

**Figura 36.** Diagrama de frequências de valores médios dos parâmetro utilizados na definição das fácies geomecânicas na Formação Barra Velha.

As fácies modeladas na Formação Itapema apresentam um comportamento semelhante às fácies da Formação Barra Velha, conforme mostra tabela 12 e figura 37. No entanto, de acordo com a figura 35, a dispersão de dados foi menor na Formação Itapema, pelo que apenas três fácies foram definidas. A fácies FGIT3 apresenta os melhores valores

médios do módulo Young e UCS, por outro lado, a fácies FGIT1 exhibe os valores máximos de porosidade total, o que mostra novamente o comportamento inverso das propriedades.

Tabela 12. Análise estatística das fácies geomecânicas para a Formação Itapema.

FGMs/ Parâmetro	FGIT1		FGIT2		FGIT3	
	Me	DP	Me	DP	Me	DP
Fi (°)	39.34	1.39	41.86	0.90	44.18	0.76
UCS (MPa)	27.92	7.58	47.70	8.65	79.20	13.44
C (MPa)	6.55	1.61	10.61	1.72	16.68	2.52
CP (MPa)	73.78	4.37	71.97	2.73	68.88	2.68
Sh (MPa)	89.60	8.13	93.05	4.93	99.77	4.97
SH (MPa)	101.65	7.34	106.39	5.55	111.52	4.67
Pp (MPa)	64.04	0.43	64.70	0.58	65.12	0.60
PR (adm)	0.26	0.04	0.27	0.03	0.28	0.02
YMs (GPa)	16.62	2.70	20.97	1.98	26.31	2.25
Φ_t	0.16	0.05	0.11	0.03	0.06	0.03

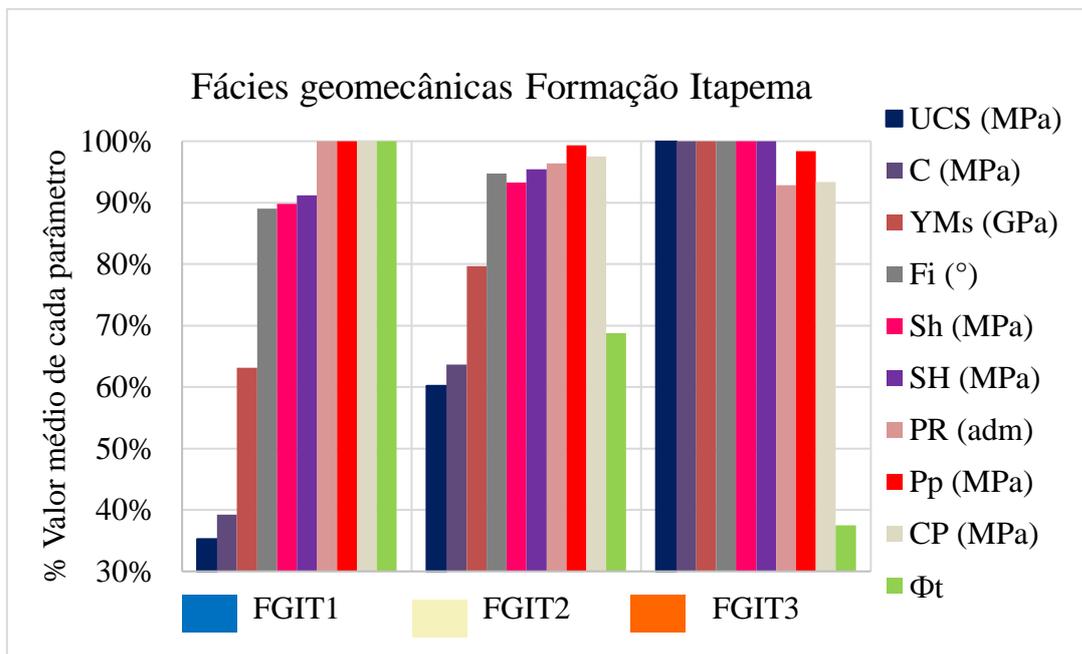


Figura 37. Diagrama de frequências de valores médios dos parâmetro utilizados na definição das fácies geomecânicas na Formação Itapema.

5.10 Unidades de Fluxo FU

As unidades de fluxo foram estimadas conjuntamente para as duas formações do pré-sal. Devido à complexidade dos carbonatos, a gama de valores de DRT (número inteiro que define diferentes FU, equação 76), foi mais ampla. Na figura 38, mostra-se os DRT para o

poço 1. A gama de valores situa-se entre 1 e 16. A tabela 13 apresenta os fatores de relação linear e as frequências relativas para cada DRT.

$$DTR = arred(2\ln(FZI) + 10.6), (76)$$

Tabela 13. Fatores de relação e frequência relativa para a gama de DRT no Pré-sal.

<i>DRT</i>	<i>f_i</i>	% Pré – sal	<i>R</i> ²	<i>DRT</i>	<i>f_i</i>	% Pré – sal	<i>R</i> ²
1	2	0.065	1	9	113	3.677	0.963
2	2	0.065	1	10	238	7.745	0.967
3	1	0.033		11	312	10.153	0.938
4	4	0.130	0.842	12	419	13.635	0.891
5	5	0.163	0.960	13	812	26.424	0.850
6	5	0.163	0.998	14	705	22.942	0.821
7	22	0.716	0.967	15	371	12.073	0.803
8	19	0.618	0.945	16	43	1.399	0.878

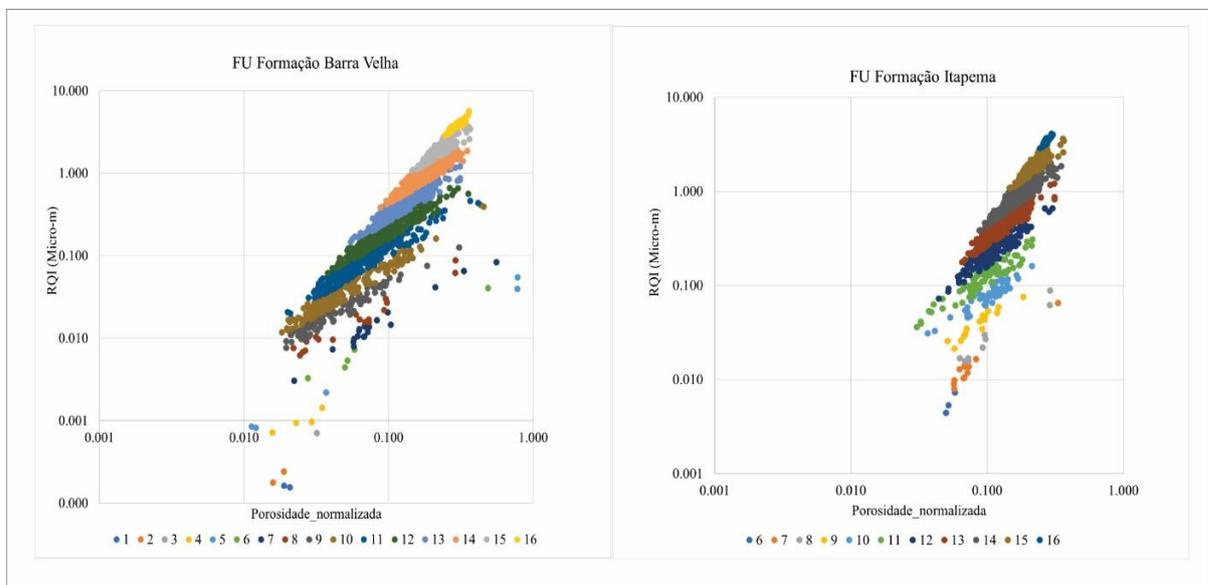


Figura 38. Gama de valores de DRT para as duas formações de interesse no poço 1.

O gráfico de Lorenz apresentado na figura 39 proporcionou uma perspectiva geral de como as FU se apresentam em diferentes escalas. Além disso, quatro unidades fluxo decamétricas foram definidas. Os pontos de corte da curva S são mostrados na tabela 14. Também a figura 40 ilustra a curva-S feita com dados de permeabilidade e porosidade efetiva dos núcleos extraídos dos poços 1 e 6.

A FU1 corresponde ao segmento plano inicial da curva S com baixas permeabilidades próximas de zero. A FU2 coincide com o primeiro deslocamento da curva S,

com capacidade de fluxo regular. A FU3 coincide com a segunda mudança na inclinação da curva S; este segmento é mais íngreme e corresponde a uma rocha reservatório com boa permeabilidade. Por último, FU4 concorda com as melhores características de fluxo e relaciona-se com a fase final da curva.

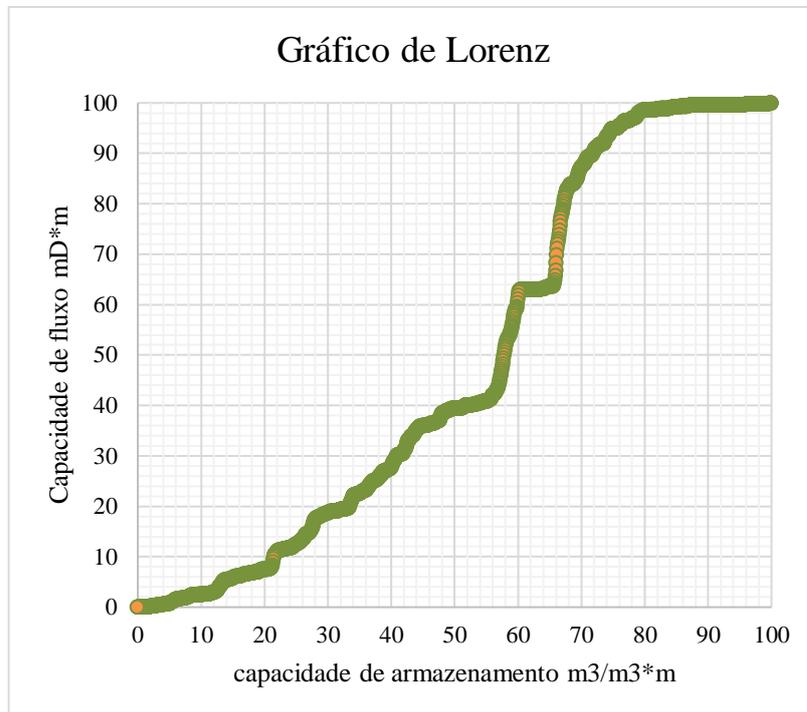


Figura 39. Gráfico de Lorenz para o poço 1.

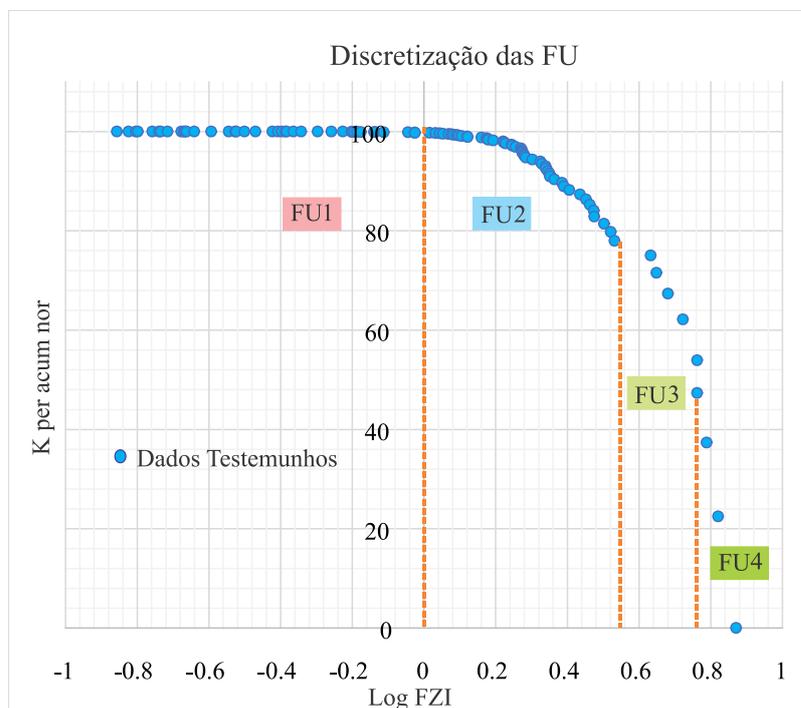
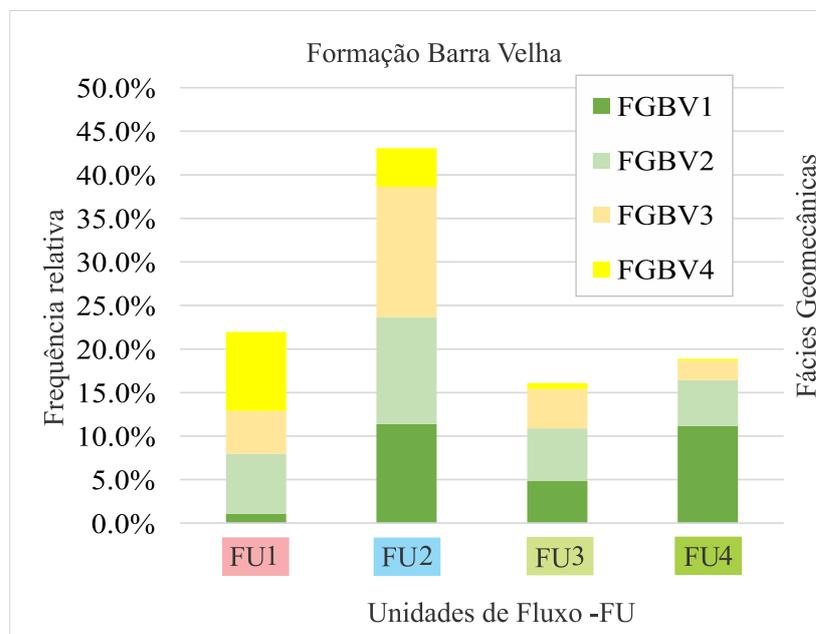


Figura 40. Curva-S do indicador de fluxo FZI para a discretização das unidades de fluxo.**Tabela 14.** Definição de unidades de fluxo a partir da curva Log FZI

FU	Log FZI	FZI (Micro-m) médio
FU1	menor 0.0	0.76
FU2	entre 0.0 e 0.56	2.53
FU3	entre e 0.56 e 0.76	4.73
FU4	maior que 0.76	9.01

5.11 Comparação entre as fácies geomecânicas e as unidades de fluxo.

A unidade de fluxo mais frequente (aproximadamente 42%) na Formação Barra Velha foi FU2. Além disso, a figura 41 compara as frequências relativas das quatro unidades de fluxo na Formação Barra Velha e mostra o comportamento geomecânico de cada uma delas. Observa-se que as FUs com melhor indicador de zona de fluxo (FZI) envolvem fácies geomecânicas com menores valores de UCS e módulo de Young. Por outro lado, as unidades de fluxo com o menor FZI, cobrem as rochas com os melhores valores de UCS e módulo de Young.

**Figura 41.** Comparação entre as fácies geomecânicas e as unidades de fluxo na Formação Barra

Na Formação Itapema, a unidade de fluxo mais frequente foi FU2. A figura 42 compara as frequências de cada FU na formação, bem como o comportamento geomecânico de cada uma delas. A tendência é semelhante à da Formação Barra Velha, contudo, as FU com melhor indicação de fluxo apresentam um comportamento mecânico mais homogêneo em comparação com as FU de Barra Velha.

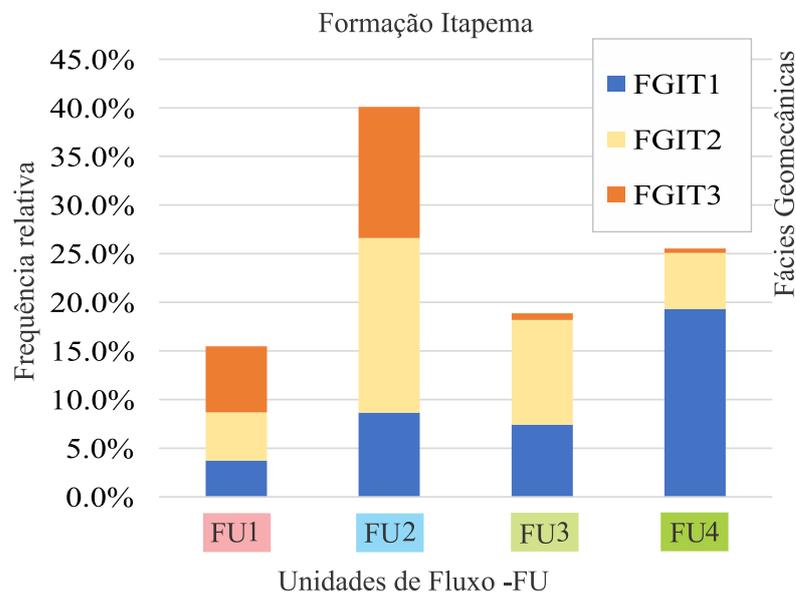


Figura 42. Comparação entre as fácies geomecânicas e as unidades de fluxo na Formação Itapema.

A figura 43 indica vários *tracks* para o poço 1 com o propósito de calibrar as unidades de fluxo com os dados de vazão e porcentagem de produção dos testes de formação, além da comparação com as fácies geomecânicas. Esta modelagem foi feita para os outros poços, os resultados são apresentados no capítulo de anexos.

O *track 1* é a profundidade verdadeira TVDss em metros; o *track 2* mostra as formações de interesse (Barra Velha e Itapema); o *track 3* apresenta as litofácies; o *track 4* indica o módulo de Young estático em GPa e a resistência à compressão uniaxial não confinada pelo método CPM; o *track 5* apresenta os valores de porosidade total (linha laranja), porosidade efetiva (linha verde claro), fluido livre (linha azul) e as porosidades efetivas medidas no laboratório nas amostras laterais (pontos laranjas) e nos testemunhos (pontos amarelos).

O *track 6* representa em escala logarítmica o perfil de permeabilidade estimado pela correlação de Timur (linha preta), além dos dados de permeabilidade medidos no laboratório para amostras laterais (pontos verdes) e núcleos de perfuração (pontos azuis); o

track 7 apresenta a classificação das unidades de fluxo; o *track 8* apresenta os dados de vazão e resultados do perfil de produção obtidos através dos testes de formação necessários para a calibração do modelo de unidades de fluxo; o *track 9* apresenta as fácies geomecânicas estabelecidas para cada formação.

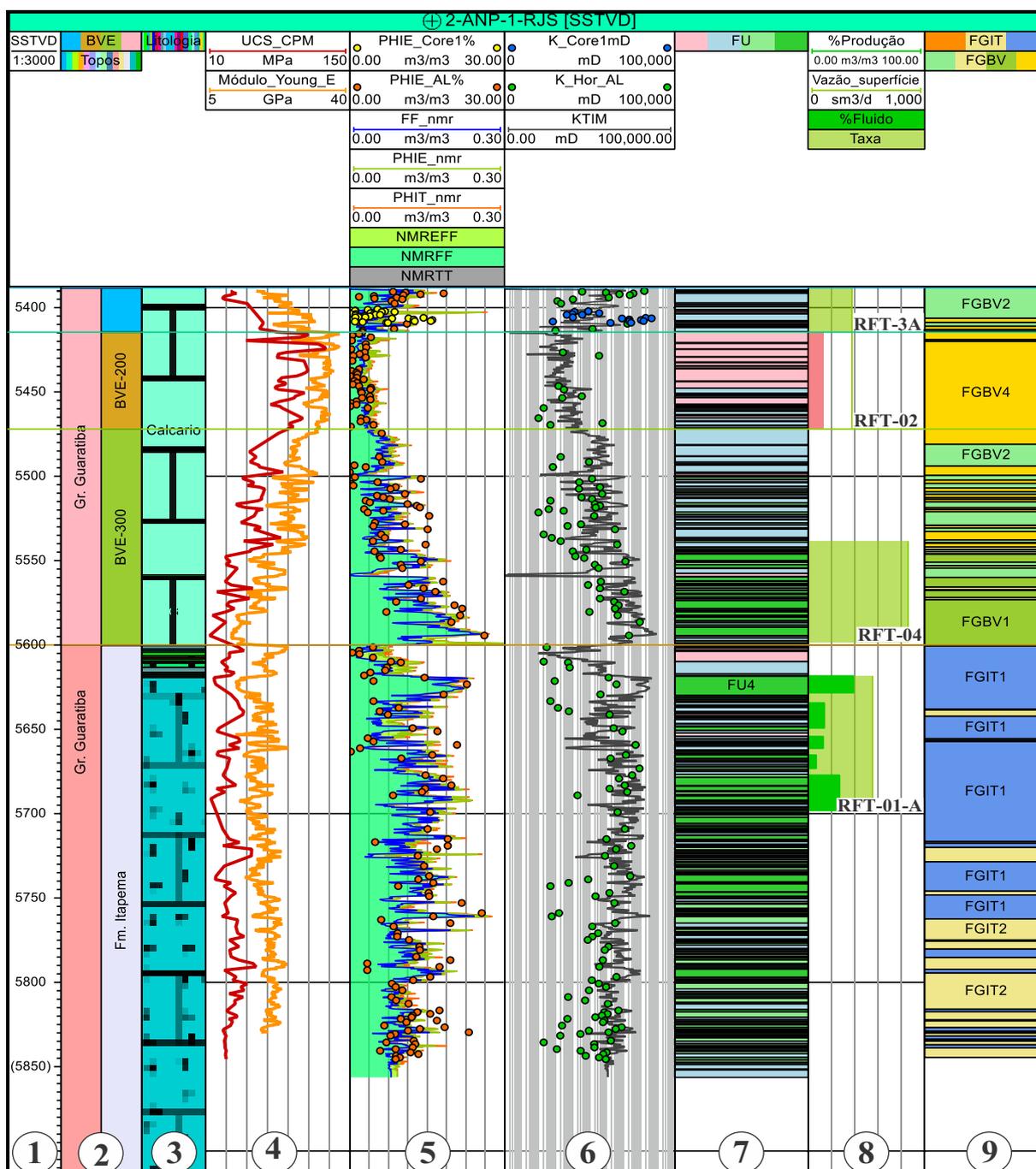


Figura 43. Layout do poço 1 onde se compara às fácies geomecânicas e unidades de fluxo.

No poço 1 foram realizados quatro testes de formação, os intervalos e as descrições gerais se mostram na tabela 15. O intervalo da profundidade do teste RFR-02 é indicado pela cor rosa na figura 43. De acordo com as descrições gerais do teste, o intervalo mostrou uma baixa permeabilidade e produtividade. Além disso, o intervalo do teste corresponde com à FU1, que apresenta os piores valores de FZI. Por outro lado, esse intervalo de produção também é conhecido como BVE-200, que corresponde ao intervalo não-reservatório da Formação Barra Velha.

A identificação dos intervalos (BVE-100, BVE-200 e BVE-300) da formação Barra Velha foi realizada para quatro poços (1, 3, 9 e 10), levando em consideração um conjunto de perfis disponíveis, conforme mostrado na Figura 44. O intervalo BVE-200 no poço 1 é compacto com porosidade total muito baixa, enquanto os outros (poços 3, 9 e 10) apresentam outro comportamento, uma vez que exibem porosidades totais altas, mas porosidades efetivas baixas. Este comportamento é característico dos intervalos argilosos.

Tabela 15. Testes de formação feitos no poço 1 (ANP 2010)

Teste	Intervalo TVDss (m)	Descrições gerais
RFT-01-A	5620-5700	Vazão de óleo em superfície de $553 \text{ m}^3/d$ O intervalo é portador de óleo de 29,5 API e apresentou alta permeabilidade ($k = 5017 \text{ mD}$) e alta produtividade.
RFT-02	5422-5473	Vazão de óleo em superfície de $2 \text{ m}^3/d$, o intervalo apresentou baixa produtividade e baixa permeabilidade.
RFT-3A	5390-5473	Vazão de óleo em superfície de $376,50 \text{ m}^3/d$, O intervalo é portador de óleo de 29,9 API, com permeabilidade regular ($k = 15 \text{ mD}$) e produtividade regular.
RFT-04	5540-5600	Vazão de óleo em superfície de $857 \text{ m}^3/d$ O intervalo é portador de óleo de 28 API e apresentou alta permeabilidade ($k = 3710 \text{ mD}$) e alta produtividade.

Continuando com a descrição dos testes de formação (tabela 15), o teste RTF-3A foi feito logo após o teste RFT-02 não ter apresentado resultados satisfatórios, pelo que o intervalo do RTF-3A cobre o intervalo completo do RTF-02 mais 32 metros acima, como

mostra a figura 43. As descrições gerais dizem que a permeabilidade e produtividade é regular e corresponde a FU2, como se mostra na mesma figura.

Os testes RFT-01-A e RFT-04 apresentaram os melhores valores de permeabilidade e produtividade; os intervalos testados correspondem às unidades de fluxo FU3 e FU4 como pode ser visto na figura 43.

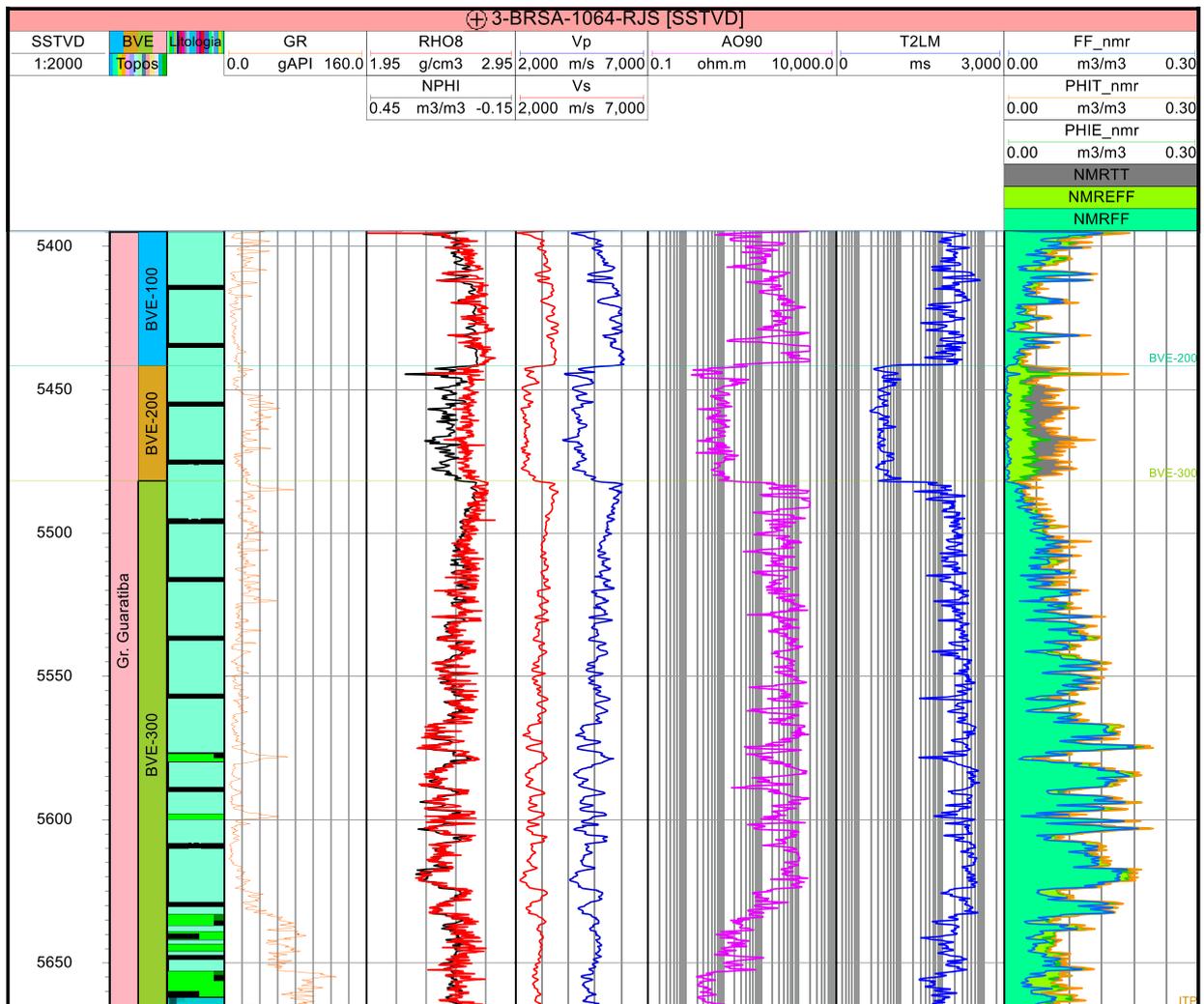


Figura 44. Layout do poço 3 apresentando o set de perfis para identificação dos intervalos da Formação Barra Velha (BVE-100, BVE-200 e BVE-300).

5.12 Condicionamento e interpretação sísmica

Após o condicionamento sísmico, o volume DSMF foi utilizado para interpretar os refletores correspondentes ao topo da Formação Barra Velha (base do sal), topo e base da Formação Itapema, pois este volume apresenta boa continuidade lateral dos refletores

sísmicos. Além disso, a interpretação das falhas foi feita através da sobreposição do volume FEF e do atributo sísmico TLF. Este fato permitiu evidenciar melhor as falhas na área. As figuras 45-48 mostram as interpretações feitas nos dois tipos de imagem sísmica.

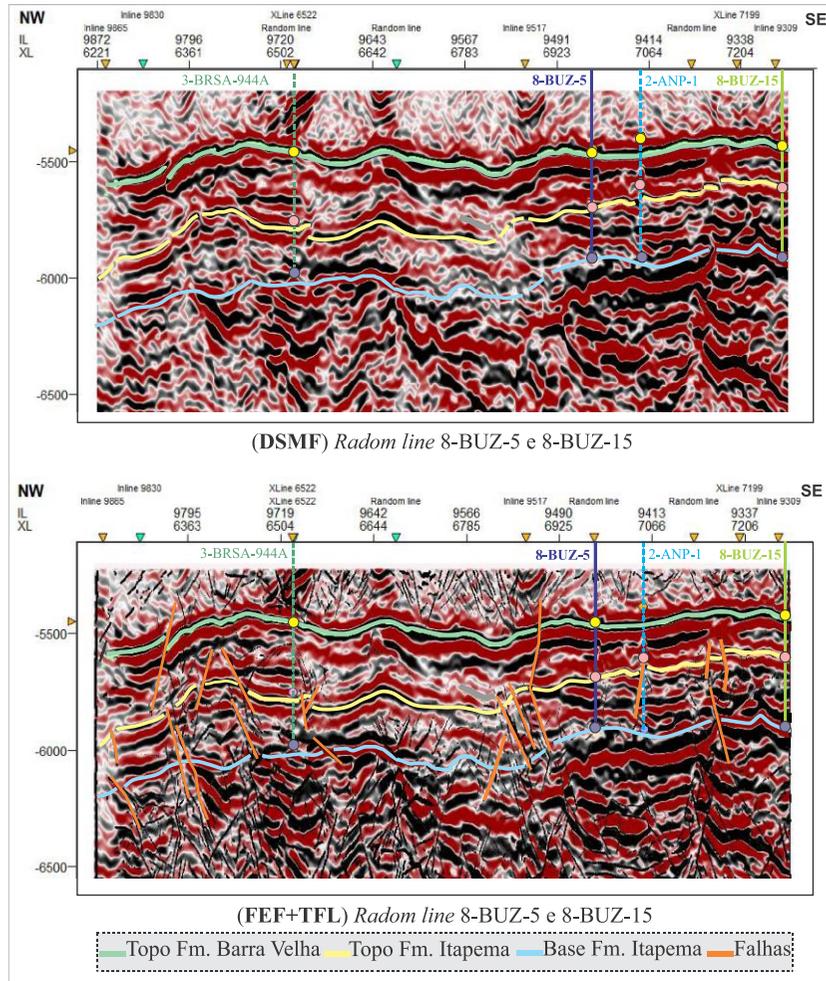


Figura 45. *Random line* entre os poços 8-BUZ-5 e 8-BUZ-15. Volume DMSF (acima) e sobreposição do volume FEF e TLF (embaixo).

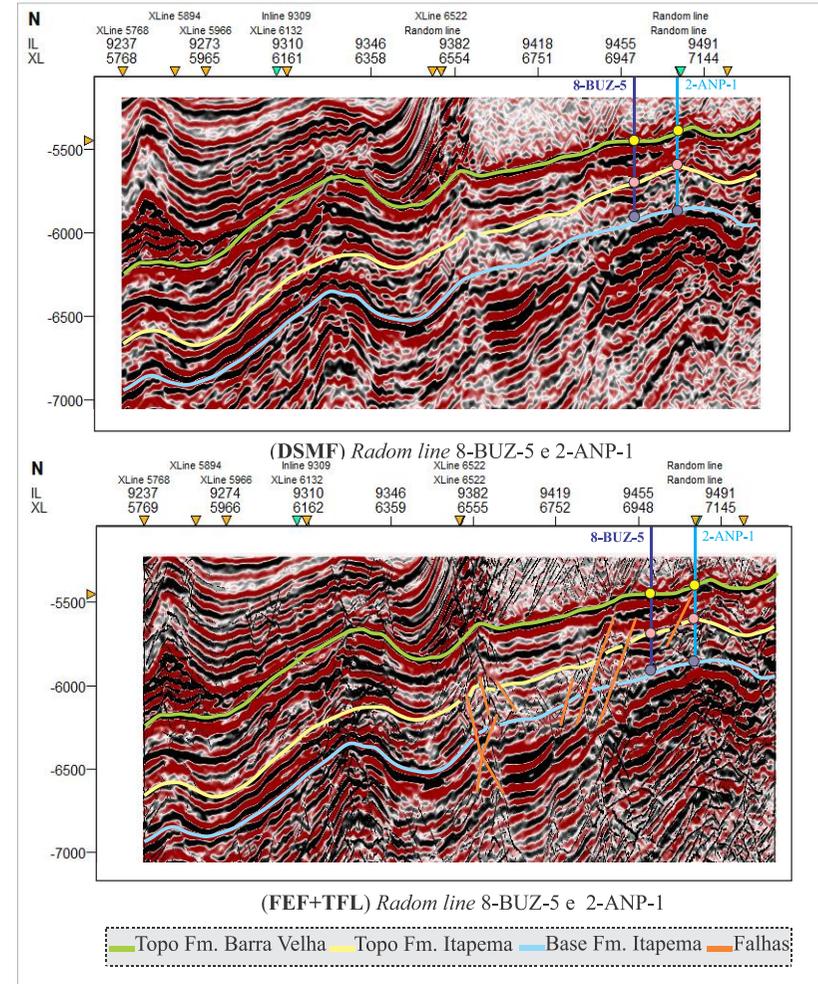


Figura 46. *Random line* entre os poços 8-BUZ-5 e 2-ANP-1. Volume DMSF (acima) e sobreposição do volume FEF e TLF (embaixo).

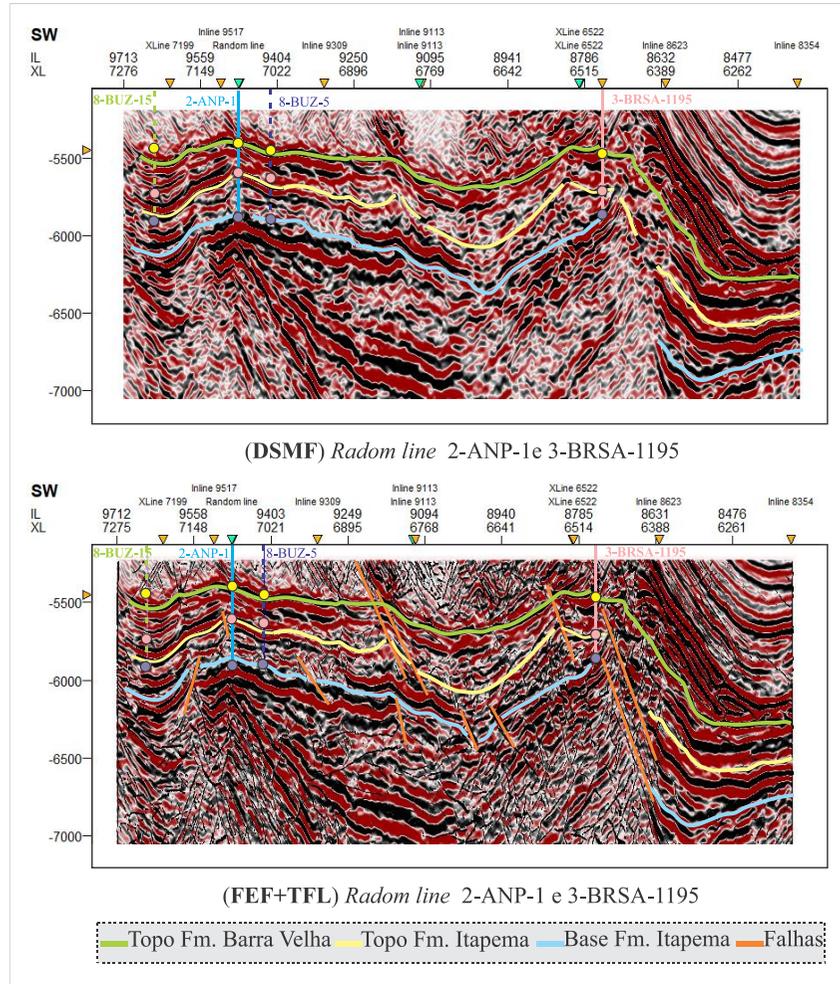


Figura 47. *Random line* entre os poços 2-ANP-1 e 3-B-1195. Volume DMSF (acima) e sobreposição do volume FEF e TLF (embaixo).

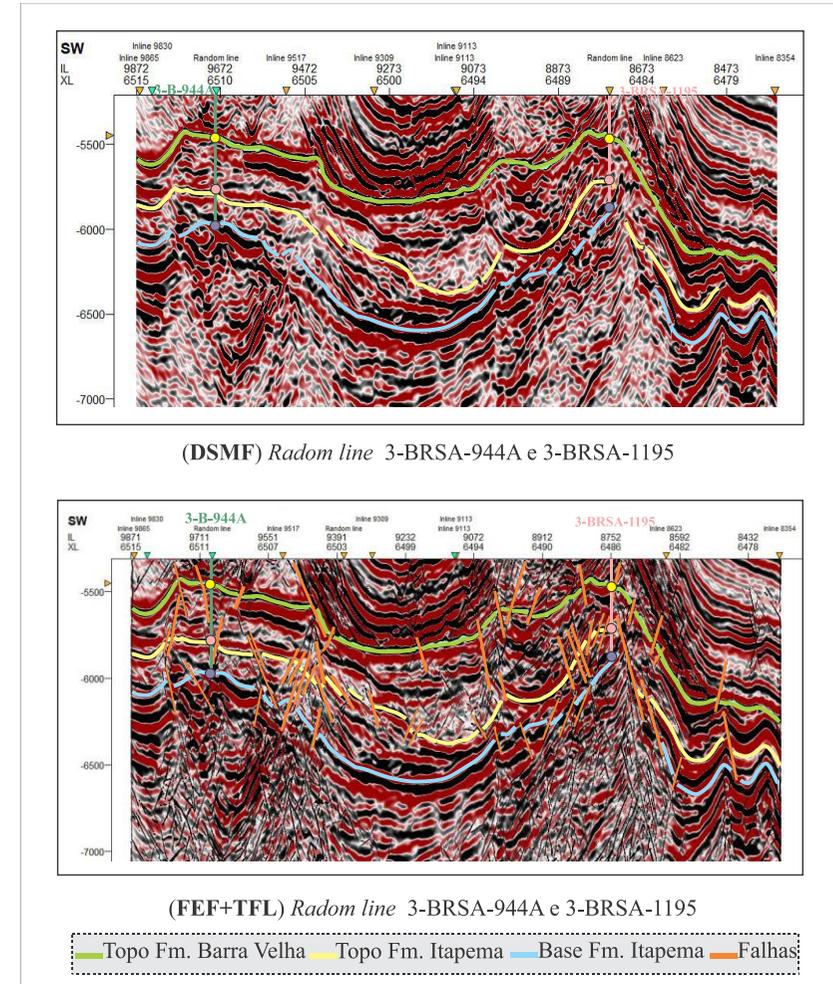


Figura 48. *Random line* entre os poços 3-B-944 e 3-B-1195. Volume DMSF (acima) e sobreposição do volume FEF e TLF (embaixo).

Na figura 49 é apresentado o polígono do volume sísmico com as falhas interpretadas dentro do Campo de Búzios. Ademais, são exibidos os azimutes das fraturas induzidas nos poços. Observa-se uma correspondência entre o azimute das DITF e as falhas mais próximas aos poços.

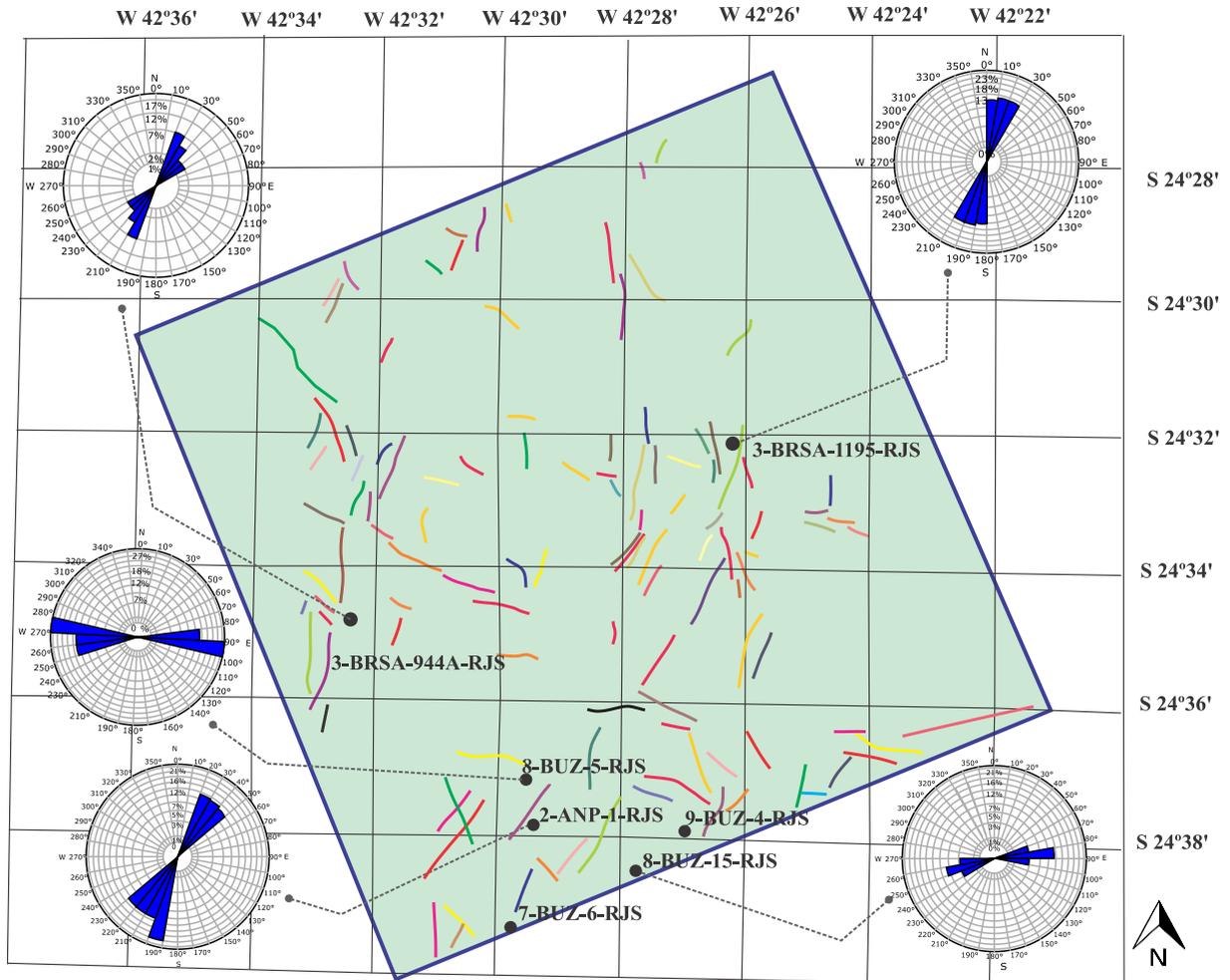


Figura 49. Comparação dos azimutes das falhas com os azimutes das DITF.

A figura 50 mostra uma análise de viabilidade da inversão sísmica na Formação Barra Velha, uma vez que são apresentados o gráfico da impedância acústica P vs a impedância acústica S e o gráfico dos parâmetros elásticos. Os gráficos mostram uma terceira dimensão que corresponde às fácies geomecânicas dessa formação.

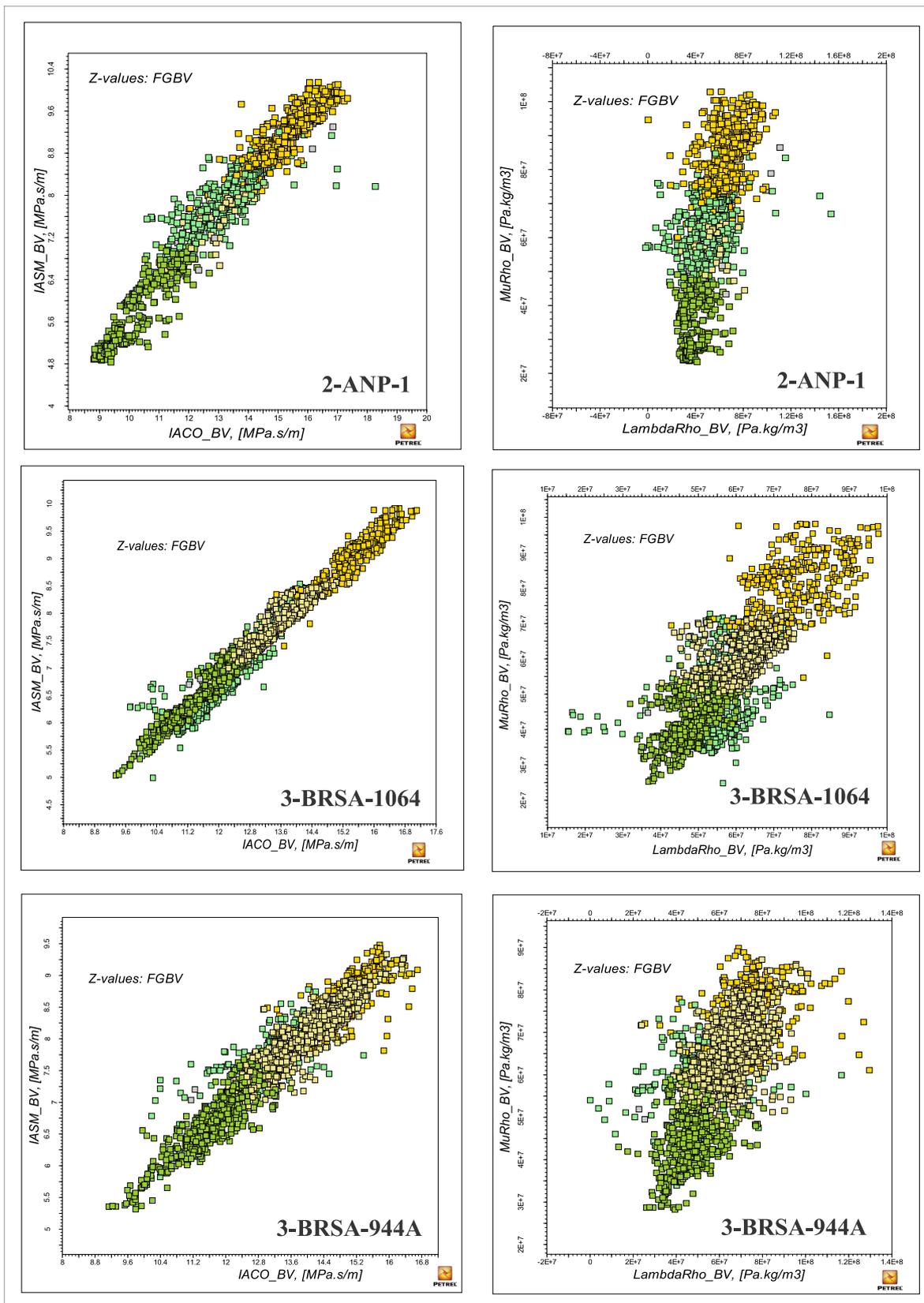


Figura 50. Viabilidade da inversão sísmica para a propagação das fácies geomecânicas na Formação Barra Velha. Gráficos de impedância acústica (direita). Gráficos de parâmetros elásticos (esquerda)

6 Discussão geral

Este capítulo visa interpretar, analisar e discutir os resultados apresentados no capítulo anterior. Para alcançar este propósito, em primeiro lugar é abordada a análise do modelo geomecânico unidimensional, levando em consideração as descobertas mais importantes, como o critério de ruptura de Mohr-Coulomb e janela operacional, a relação dos indicadores de tensão nas imagens do poço com os dados sísmicos, a relação do polígono de tensão com a geologia local e regional e comportamento das propriedades mecânicas e elásticas. Em segundo lugar, é analisado o comportamento das fácies geomecânicas. Em terceiro lugar, as unidades de fluxo em escala decamétrica são estudadas com mais detalhe. Por fim, a comparação entre os dois grupos, ou seja, as fácies geomecânicas e unidades de fluxo, é sustentada, revendo os parâmetros mais importantes, tais como porosidade, permeabilidade, UCS, módulo de Young, entre outros.

O modelo geomecânico envolve as magnitudes do campo de tensão, a pressão dos poros e as propriedades mecânicas elásticas, como anteriormente citado. A figura 33 apresenta o layout para o poço 1, o track 5 indica que as tensões *in situ* (S_v , S_H e S_h), segundo a teoria de Anderson estariam em regime de falha transcorrente ($S_H > S_v > S_h$), levando em consideração sua ordem de magnitude. No entanto, em alguns poços (ver anexos) em determinadas profundidades a tensão vertical é ligeiramente superior à tensão horizontal máxima, quer dizer, um regime normal. Conforme Silva *et al.* (2017), o regime de falhamento mais provável no Pré-sal é de transição entre normal ($S_v > S_H > S_h$) e transcorrente ($S_H > S_v > S_h$). Assim, os resultados do presente estudo são semelhantes aos do trabalho da referência.

O método ESR utilizado para a estimativa da S_h indicou que três poços (2, 6, 3) de acordo com a tabela 6, atingiram valores iguais ou maiores que (>0.65). Em conformidade com Zoback (2008), o incremento de ESR (>0.65) pode estar associado a bacias sedimentares influenciadas por: atividade tectônica (sob tensão de compressão), geração de cúpulas de sal, presença de formações sobrepressurizadas ou por compartimentação devido à existência de selos locais. Por isso, as causas mais prováveis são: a influência da camada espessa de sal (Formação Ariri) e a alta pressão de poros exibida na parte superior da Formação Barra Velha (ver figura 15), pois foram estas profundidades que apresentaram os valores de ESR (>0.65).

De acordo com Zoback *et al.* (2003), as orientações e as magnitudes das tensões são consistentes com os indicadores regionais de tensão e tectônica observadas, por isso, a

figura 34 indica os azimutes das tensões horizontais para a área de interesse. A tensão horizontal máxima (SH) é mostrada na direção $\sim 40^\circ$ e $\sim 250^\circ$ (NE-SW) e a tensão horizontal mínima (Sh) é indicada nos azimutes de $\sim 130^\circ$ e $\sim 310^\circ$ (NW-SE). Além do anterior, os trabalhos realizados por Cruz *et al.* (2013) e Silva *et al.* (2017) sugeriram a mesma direção (NE-SW) para a tensão horizontal máxima (SH).

Embora os azimutes tenham uma orientação preferencial, algumas variações importantes podem ser observadas no diagrama de roseta (figura 49) devido à presença de discontinuidades geológicas que alteram o campo de tensão. Em concordância com Lin *et al.* (2010) em áreas próximas a falhas ativas e fraturas naturais, o campo de tensão é girado em consequência da perturbação de tensão, conforme evidenciado pela rotação dos indicadores de tensão do poço. Por conseguinte, a afirmação do autor poderia ser uma das causas possíveis das variações no azimute dos indicadores de tensão nos poços, uma vez que várias falhas foram interpretadas na área de estudo.

A orientação das tensões horizontais no trabalho de Silva *et al.* (2017) foi baseada nas informações da base de dados *World stress Map*; os resultados são semelhantes com o trabalho de Cruz *et al.* (2013) e com o presente trabalho. No trabalho de Cruz foi realizada a interpretação dos azimutes das tensões a partir de perfis de imagem de poços dentro da área de interesse.

Os perfis de imagem de poço em conjunto como perfis de calibração são a forma mais confiável para a identificação dos BOs e essencialmente a única forma de identificar fraturas de tração induzidas por perfuração em um poço. (Zoback *et al.* 2003).

De acordo com Zoback *et al.* (2003) as possíveis causas da formação de fraturas induzidas pela perfuração têm a ver com o excesso de peso da lama de perfuração ou o resfriamento da rocha devido à diferença entre a temperatura da lama e a temperatura de formação, mas esta última causa é dependente do tempo. No entanto, quando o regime de falha na área de estudo é transcorrente, as fraturas induzidas ocorrem sem aumento considerável do peso da lama ou diferencial de temperatura devido a que SH é consideravelmente maior do que Sh, a própria parede do poço pode ficar estressada no azimute de SH, levando à formação de fraturas de tração induzidas pela perfuração na parede do poço (Moos *et al.* 1990, Aadnoy 1990). Quando uma imagem de poço mostra ambos os indicadores de tensão, ou seja, BOs e DITF, ao mesmo tempo, pode-se afirmar que esse poço falhou simultaneamente em compressão e tração durante a perfuração (Zoback *et al.* 2003).

No presente trabalho, os poços 3-BRSA-1184 (4) e 3-BRSA-944A (6), conforme foi identificado nos perfis de imagem (figura 34 e figura 51), falharam por compressão e tração, pois apresentavam os dois indicadores de tensão. Além da identificação de BO e DITF, a tabela 16, extraída do relatório de perfuração, mostrou perdas de circulação para os mesmos intervalos em que foram identificadas DITF nos dois poços.

As figuras 52 e 54 visam analisar as causas possíveis das falhas apresentadas nos poços 4 e 6, respectivamente. O poço 4 exibiu DITF e BO na parte superior da Formação Barra Velha (ver figura 51), além disso, o relatório de perfuração (tabela 16) indica perdas de circulação no mesmo intervalo. Por esse motivo, se fez o polígono de tensão para uma profundidade de 5407 m. Os dados de testes de absorção (FIT), pressão de poros, peso da lama, temperatura (perfis e testes de formação), magnitudes das tensões *in situ*, ângulo de atrito interno, as equações 47 e 53 para o cálculo da magnitude de SH em regime de falha transcorrente e a tensão mínima para a formação de fraturas de tração, respectivamente, foram utilizados para a construção do polígono.

O polígono (figura 52) evidenciou que o método poroelástico subestima a magnitude SH, já que o ponto vermelho não está dentro da área de formação de DITFs e nas imagens de poço foram identificadas fraturas. Além disso, o valor de SH estimado com a equação de equilíbrio atendeu o contorno do polígono (quadro rosado). Esse fato, indica a presença de falhas de deslizamento ativas. Isso quer dizer, que as perdas de circulação não têm a ver com o alto peso da lama o com o esfriamento das rochas. Porém, se fez o cálculo das linhas de iniciação de fraturas na formação em três estágios, o primeiro deles (linha azul) sem levar em consideração o efeito da temperatura nem o diferencial de pressão, o segundo levando em consideração a temperatura (linha verde) e o terceiro levando em consideração os dois parâmetros anteriores (linha vermelha).

O efeito do resfriamento não mostrou variações importantes na linha de iniciação das fraturas de tração, porém o diferencial de pressão no poço, estimado da diferença do peso da lama e a pressão dos poros evidenciou variações importantes. Como resultado da análise feita, as causas possíveis foram o alto peso da lama ou a presença de uma falha ativa. Mas a figura 53 mostra uma imagem acústica do intervalo onde a perda de circulação ocorreu no poço 4, a imagem é conclusiva, já que, observa-se uma descontinuidade geológica que influencia as DITF fazendo que elas se desviem um pouco da vertical, além disso, nota-se que o azimute da falha corresponde com o azimute das DITF.

O polígono de tensão no poço 6 (ver figura 54) resultou similar ao poço 4, embora o diferencial de pressão no poço 6 tenha sido menor e não tenha gerado muita variação na linha de formação de DITF. Por conseguinte, é mais provável a presença de uma falha ativa nesta profundidade. De acordo com a figura 49, a locação do poço 6 está próximo a falhas regionais interpretadas do volume sísmico. Essas falhas também correspondem aos azimutes das DITFs, como já se tinha mostrado nas imagens de poço.

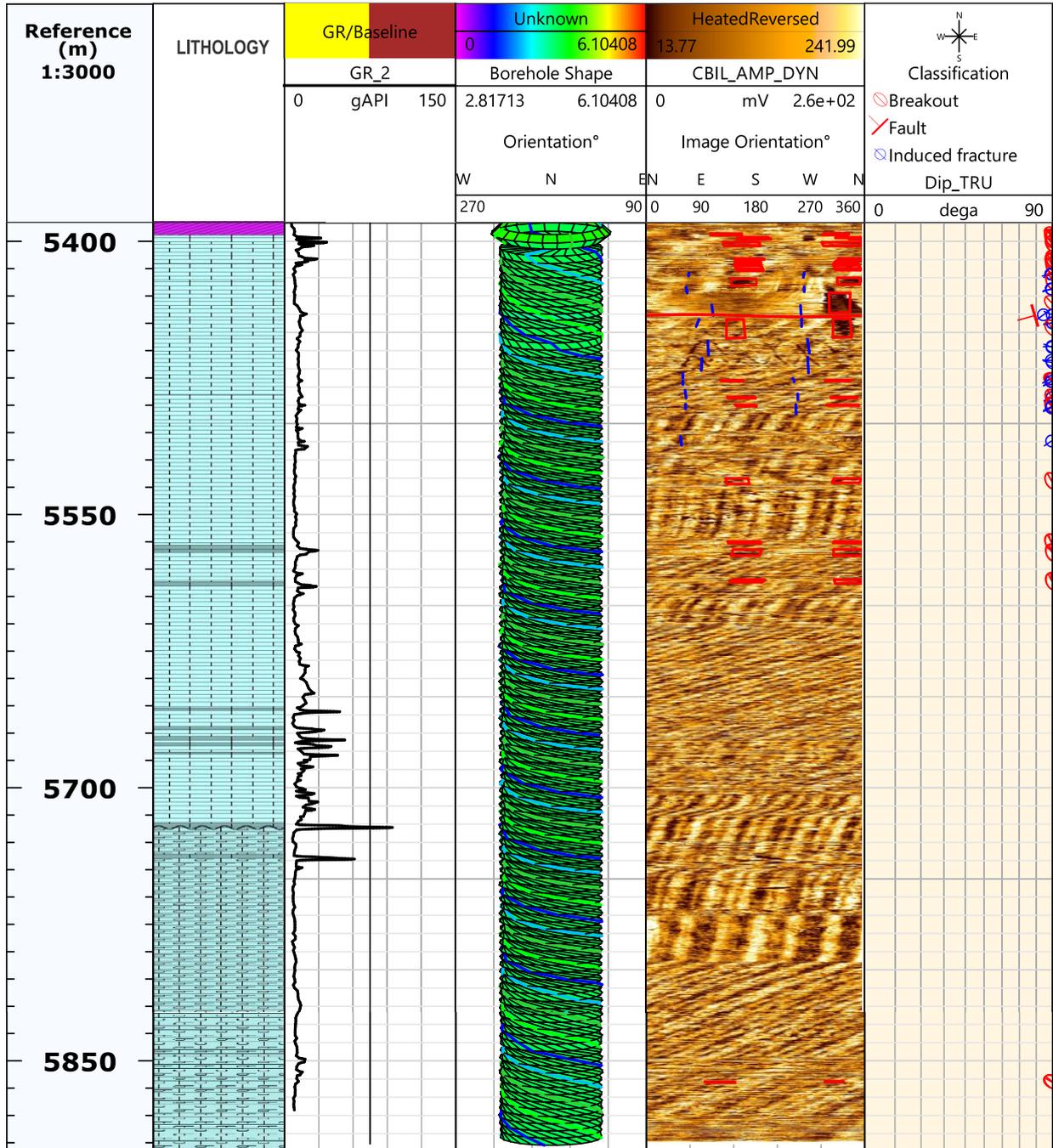


Figura 51. Layout do poço 4 apresentando a interpretação dos indicadores de tensão e os azimutes.

Tabela 16. Não conformidades reportadas nos relatórios de perfuração para três poços.

Poço	Unidade Litoestratigráfica	Intervalo Vertical (m)		Peso do fluido (lb/gal)		Tipo
2	Topo Barra Velha	4035	5369	12,4	12,4	Perda de circulação
4	Barra Velha	5437	5442	10.2	9.8	Perda de circulação
6	Itapema	5870	5949	10.2	10.2	Perda de circulação
	Itapema	5949	6000	10,2	10,2	Perda de circulação

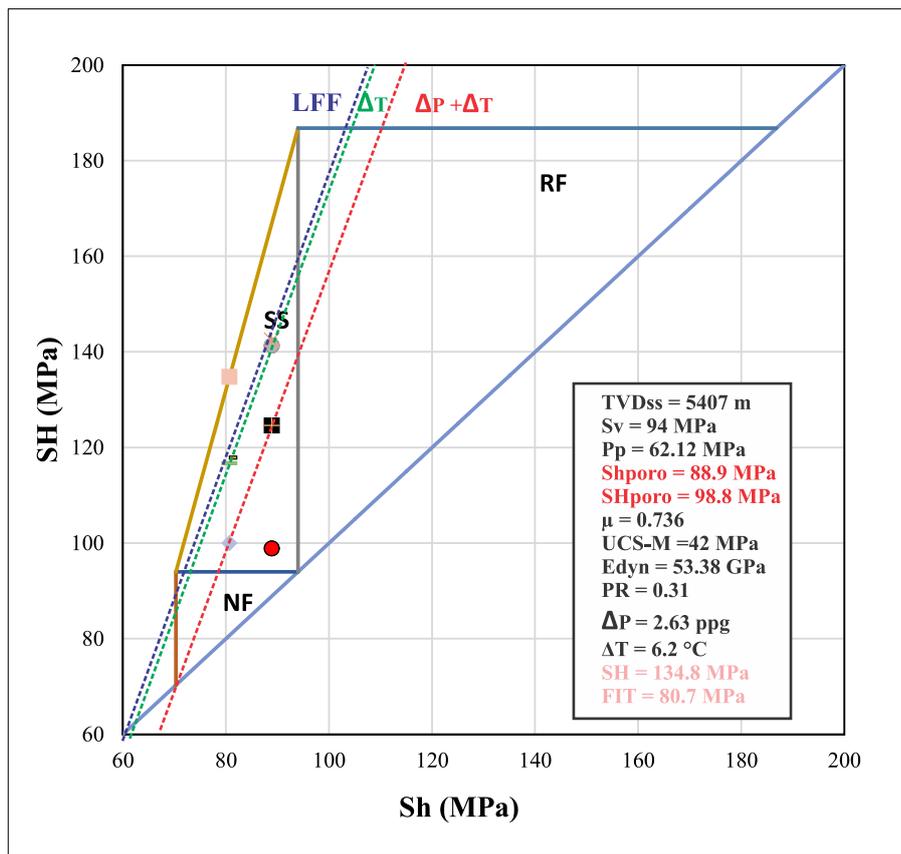


Figura 52. Polígono de tensão para o poço 3-BRSA-1184-RJS (4) para uma profundidade verdadeira de 5407 m.

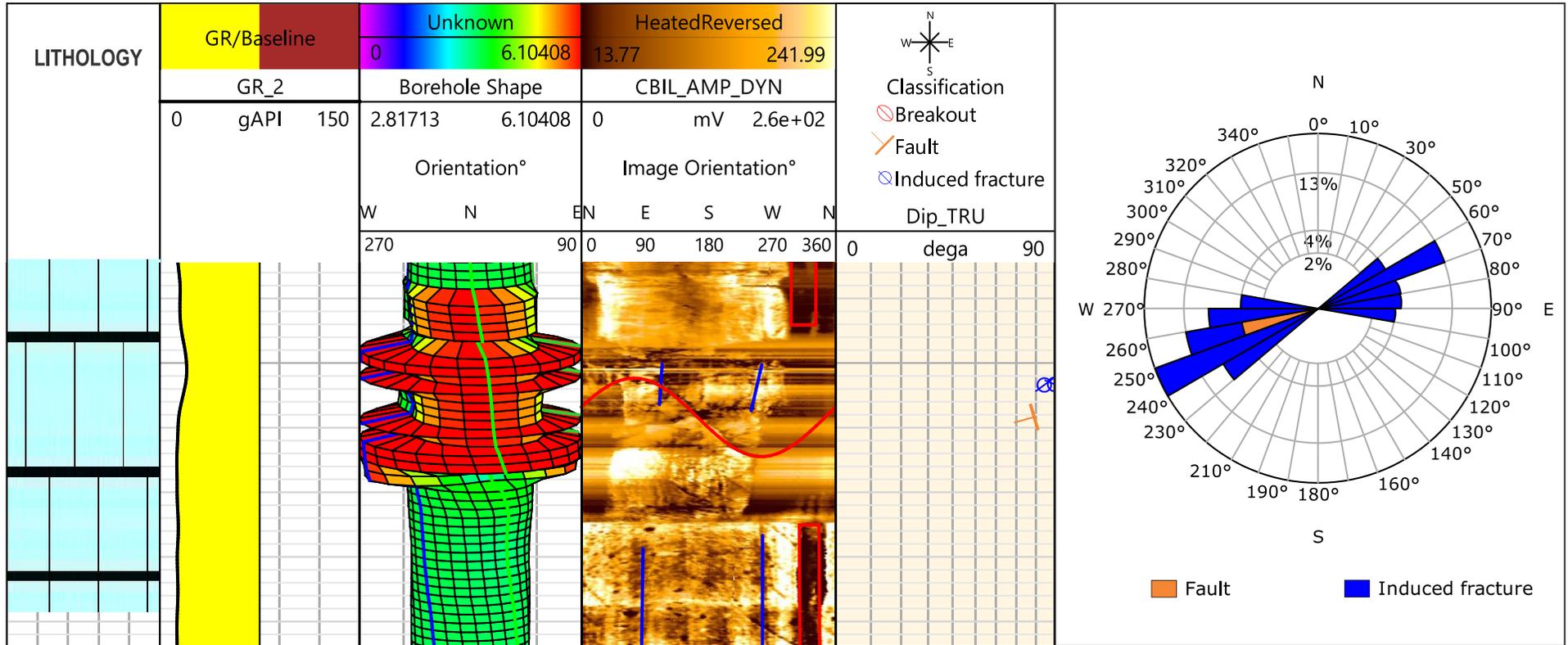


Figura 53. Intervalo onde ocorreu a perda de circulação no poço 4 (5437-5442).

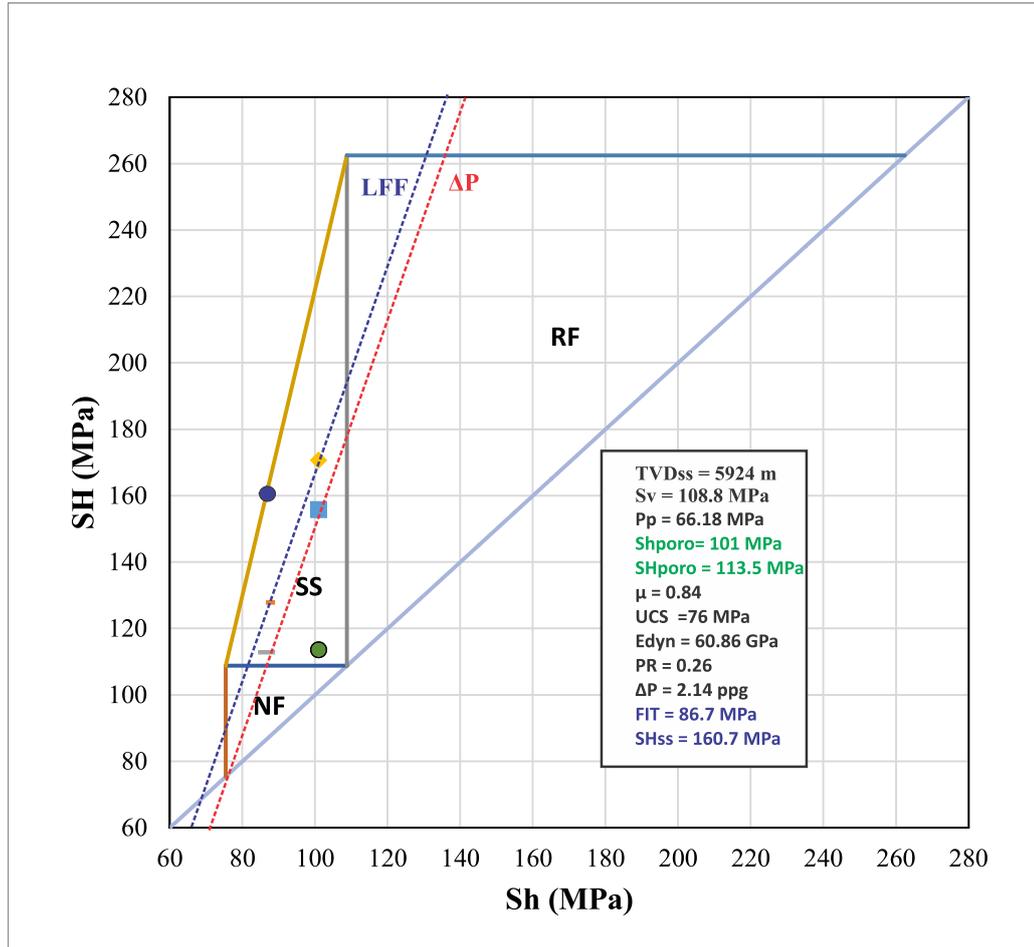


Figura 54. Polígono de tensão para o poço 3-BRSA-944A-RJS (6) para uma profundidade verdadeira de 5924.

Como foi citado previamente, outro indicador de tensão no poço são os BO, que são gerados quando a concentração de tensão por compressão ou cisalhamento nas paredes dos poços vence a resistência da rocha e como resultado cria alongamento da seção transversal do poço na direção da tensão horizontal mínima (S_h) segundo Guenot (1989).

A pressão de colapso (gradiente de falha) calculada mediante o critério de falha Mohr-Coulomb (MC) que estima a concentração de tensão por cisalhamento nos poços (SFG) foi adequada, uma vez que ela previu alguns intervalos em que o poço havia colapsado, conforme evidenciado na figura 33 (*track 6_janela operacional*), o intercepto entre o SFG e o peso da lama (colapso) significa que as paredes do poço foram afetadas (desmoronamento/arrombamento) porque o peso da lama foi insuficiente para manter a integridade. Ao mesmo tempo, o perfil *caliper* mostra as profundidades afetadas.

Nas profundidades onde o critério de falha evidenciou colapso, as imagens de poço mostraram formação de *breakouts* ou *washouts*. No entanto, BO também foram identificados em outros intervalos onde o SFG não tinha previsão da falha, isso quer dizer, que esses BO foram criados somente por tensões de compressão. Além disso, os modelos da resistência da rocha tanto Militzer quanto CPM indicaram uma baixa resistência da rocha nos intervalos da formação de *breakouts*, às vezes a litologia dos intervalos é argilosa.

A janela operacional foi definida entre o gradiente de pressão de colapso (linha laranja) e o gradiente de tensão mínima (linha rosa) como se apresenta na figura 33 (*track 6*) e nos layouts da modelagem geomecânica para cada poço no capítulo de anexos. A maioria das afetações da integridade das paredes do poço foi pela baixa resistência mecânica das rochas. Uma vez que os poços foram perfurados com lama base óleo, se pode descartar desintegração das rochas por dissolução química.

As propriedades mecânicas das rochas estimadas por dados geofísicos guardaram relação com a formação dos indicadores de tensão nos poços, além da resistência à compressão uniaxial, o ângulo de atrito, a coesão e o módulo de Young estático apresentaram um comportamento similar. De forma que, a profundidade com baixa UCS geralmente apresentou valores baixos de E_s , F_i , C . Por outro lado, os parâmetros como a pressão de colapso e a razão de Poisson são maiores para valores baixos de UCS. Este comportamento descrito é bem marcante no layout do poço 3-BRSA-1064 (figura 72).

Segundo Domingues (2011) os carbonatos do Pré-sal apresentam resistência mecânica baixa a intermediária. O autor se baseou em ensaios de resistência (UCS) feitos em amostras de travertino, rochas que considerava análogas aos carbonatos do Pré-sal. Por isso, as melhores correlações para a estimativa de resistência foram Militzer e CPM em relação a Golubev, já que, esta última correlação é para carbonatos de alta resistência (figura 26). Além do exposto, o teste semi-destrutivo (*Scratch test*, figura 27) também apresentou baixa a intermediária resistência.

Uma vez estimados os principais parâmetros geomecânicos, esses valores foram utilizados para definir as fácies geomecânicas para cada uma das formações de interesse. Para a Formação Barra Velha, devido à sua heterogeneidade, foram definidas quatro fácies, enquanto a Formação Itapema, devido à sua natureza mais homogênea, apenas três fácies foram definidas. Abaixo estão alguns trabalhos que justificam o uso recorrente de fácies ou grupos de características semelhantes como litologia, feições sedimentológicas, propriedades

petrofísicas ou mecânicas na caracterização de reservatórios e, o uso de algoritmos não supervisionados ou estatísticas multivariadas têm mostrado bons resultados na construção de fácies.

No capítulo 4, foram apresentados os resultados da modelagem geomecânica das fácies para cada uma das formações de interesse, além disso, foram destacadas as propriedades que mais influenciaram na definição das fácies. De acordo com Gharechelou *et al.* (2020), as propriedades geomecânicas e petrofísicas de reservatórios carbonáticos dependem de processos sedimentológicos, portanto, essas propriedades podem ter algum grau de correlação. Atendendo à proposta do autor, este trabalho incluiu a porosidade total como parâmetro na definição de fácies. Conforme demonstrado nas tabelas 11 e 12, a porosidade total foi conclusiva na criação da fácies, pois, por exemplo, em Barra Velha de FGBV1 a FGBV 4 a porosidade total apresentou uma diminuição.

Segundo Shabaninejad & Haghghi (2011), os reservatórios carbonáticos são desafiadores em termos de caracterização devido à sua tendência a serem geralmente heterogêneos como decorrência de processos deposicionais e diagenéticos. De acordo com Xu *et al.* (2009) uma classificação de rochas em reservatórios carbonáticos é difícil por causa da alta heterogeneidade espacial e estrutura de poros complexa. Além disso, Skalinski & Kenter (2014) expressaram que a heterogeneidade das propriedades petrofísicas nos reservatórios carbonáticos é geralmente o resultado de sistemas de poros complexos e multimodais, incluindo fraturas. Em concordância com (Oliveira *et al.* 2019), os reservatórios carbonáticos do pré-sal brasileiro são complexos em termos de caracterização petrofísica e mecânica devido à complexidade do sistema poroso (estrutura rochosa não uniforme) gerado principalmente por processos diagenéticos (Lubis & Harith 2014).

Outros estudos provaram que os sistemas de poros complexos em reservatórios carbonáticos controlam os parâmetros mecânicos como a resistência da rocha (Ahr 2008). Além disso, autores como Khanlari *et al.* (2010), Arif *et al.* (2016) consideraram a influência das características petrográficas nas propriedades mecânicas, os dos trabalhos estabeleceram que a granulação fina e a presença de minerais competentes levam a um aumento da resistência da rocha.

De acordo com os estudos citados nos parágrafos anteriores devido à heterogeneidade exibida pelos carbonatos, as propriedades mecânicas, como a resistência e as propriedades petrofísicas, como a porosidade e a permeabilidade apresentam uma grande

variação nas rochas carbonáticas. Abaixo estão alguns trabalhos voltados para a construção de fácies geomecânicas com o objetivo de melhorar a caracterização do reservatório e a segurança durante a perfuração.

Alguns estudos têm sido focados na definição de unidades mecânicas para melhor as análises de estabilidade de poço, como Ranjbar *et al.* (2014) criaram um sistema de inferência *fuzzy* para estimativa de propriedades elásticas estáticas das rochas no campo de gás South Pars, visando o fornecimento de dados geomecânicos de alta precisão para estudos de estabilidade de poço. E Kadkhodaie (2021) que definiu as unidades geomecânicas (GMU) para reduzir as incertezas na estabilidade dos poços, graças ou desenvolvimento de uma janela operacional do peso da lama de perfuração mais segura usando as GMU no campo petrolífero Iraniano Offshore, bacia do Golfo Pérsico. Além do anterior, existem trabalhos que definem as unidades geomecânicas com foco na caracterização de reservatórios, como Gharechelou *et al.* (2020) que desenvolveram unidades geomecânicas (GMU) na Formação Asmari (reservatório carbonático de petróleo) no sudoeste do Irã com base em propriedades sedimentológicas e geomecânicas.

Depois de definir as propriedades mais recorrentes na construção das fácies e as aplicações delas na caracterização dos reservatórios e a estabilidade do poço, é momento de falar sobre as metodologias comumente usadas para definir fácies representativas.

Os conjuntos de dados de propriedades físicas e características sedimentológicas são atualmente usados para definir eletrofácies. A maioria dos agrupamentos são feitos com algoritmos de inteligência artificial (IA) e estatísticas multivariadas (Xu *et al.* 2009, Baumgarten *et al.* 2014, Ajalloeian *et al.* 2017, Han *et al.* 2019). No trabalho apresentado por Kadkhodaie (2021), definiu-se cinco unidades mecânicas (GMUs) através do algoritmo de agrupamento MRGC (*multi-resolution graph-based clustering*). A resistência da rocha foi a propriedade mecânica com um comportamento significativo, já que ela diminui gradualmente desde GMU1 até GMU5. Como já citado anteriormente, este comportamento também foi evidenciado no presente trabalho. Além do anterior, este trabalho também levou em conta um algoritmo semelhante com o algoritmo usado por Kadkhodaie (2021).

A seguir, uma abordagem mais específica dos parâmetros físicos utilizados na definição das fácies é levada em consideração. De acordo com Palchik & Hatzor (2004) também observaram que os poros existentes em calcários e dolomitos de Israel se comportam como concentradores de tensão e, portanto, têm forte influência na resistência da rocha. O

módulo de Young aumenta à medida que a porosidade diminui e a tensão de resistência máxima atinge rapidamente o máximo. Por outro lado, o módulo de Young diminui à medida que a porosidade aumenta e a resistência máxima rapidamente atinge o mínimo. Assim, a resistência à compressão é uma função da porosidade e do módulo de Young. Além disso, Palchik & Hatzor (2004) também estudaram giz de alta porosidade de Israel. Eles observaram que a resistência à compressão uniaxial diminui à medida que a porosidade aumenta. Por outro lado, esse efeito não foi tão relevante na resistência à tração indireta estimada em testes brasileiros.

A porosidade total e o módulo de Young normalmente têm um comportamento estabelecido em relação à profundidade, uma vez que as rochas se tornam mais compactas com a profundidade devido à tensão de sobrecarga a que são submetidas, gerando também uma diminuição da porosidade total. No entanto esse comportamento não é evidente nas rochas do pré-sal, como mostra na figura 30 da análise dos valores médios do módulo de Young para os poços. Para Barra Velha a propriedade varia entre 19.73 GPa a 25.74 GPa, enquanto na Formação Itapema os valores variam de 16.66 GPa a 24.45 GPa. Além do anterior, a figura 32 apresenta a análise da porosidade total e para mais da metade dos poços, valores de porosidade média são mostrados para a Formação Itapema. Como a Formação Itapema é mais profunda que a Formação Barra Velha, é possível comparar as propriedades quanto ao grau de variação com a profundidade e pode-se observar um comportamento diferente do esperado. Esta diferença pode ser gerada pela composição mineral, estrutura interna, tamanho de grão processos pós-sedimentares (porosidade secundária por dissolução) e mecanismo de falha em calcários de alta porosidade (Palchik & Hatzor 2004).

Jaeger & Cook (1979), indicaram que a resistência da rocha diminui acentuadamente à medida que a pressão dos poros aumenta, este fato foi evidenciado pelos autores por meio de ensaios triaxiais em amostras de rochas com diferentes saturações. As GMFs na Formação Barra Velha exibem este comportamento similar, conforme os valores médios e o desvio padrão mostrado na tabela 11, a pressão dos poros aumenta sutilmente à medida que a resistência da rocha diminui. Além disso, a figura 15, apresentada no capítulo 4, mostra a análise em gradiente das medidas de pressão estática para os poços avaliados, esta figura definiu duas zonas, a zona que corresponde à Formação Barra Velha exibiu valores de pressão anormalmente altas ($P_p > 9.6$ ppg). Este foi o motivo pelo qual o algoritmo foi capaz de exibir a relação pressão dos poros com a resistência mecânica somente na Formação Barra Velha.

Os parágrafos a seguir são baseados na análise da tipagem em unidades de fluxo aplicada às formações Barra Velha e Itapema. É importante mencionar que os resultados apresentados no capítulo 4 indicam que a Formação Barra Velha apresenta melhores valores de permeabilidade e porosidade efetiva no intervalo identificado como BVE-300 para os poços onde foram identificados. Para os outros poços, as propriedades permoporosas foram boas para toda a extensão da formação. Além disso, a Formação Itapema mostrou propriedades muito boas para o fluxo de fluidos, com exceção de alguns intervalos no topo (ver figura. 76) e na parte inferior próximo à base da formação (ver fig. 75).

A figura 55 compara a faixa de valores estimados de DRT para cada formação. Além disso, as figuras 32 e 33 do Capítulo 4 indicam que os valores de porosidade total e efetiva são muito próximos nas duas formações, porém a permeabilidade é melhor na Formação Itapema.

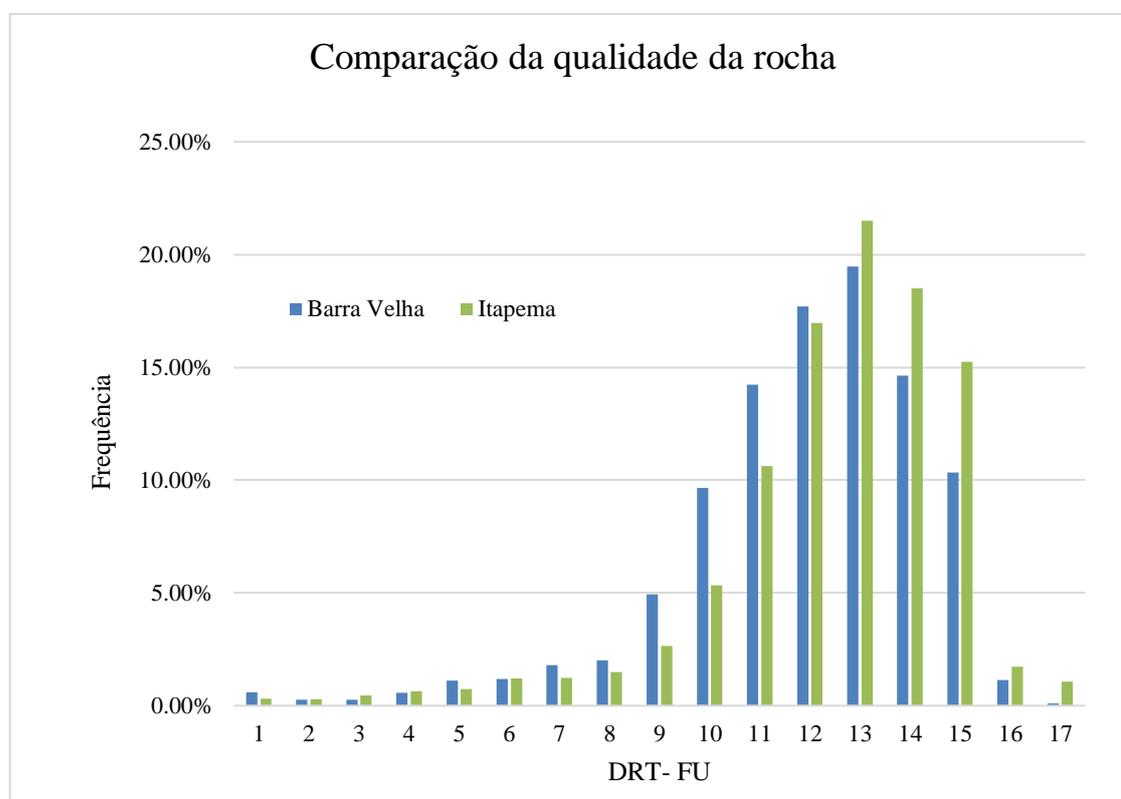


Figura 55. Comparação entre a gama dos valores de DRT entre a Formação Barra Velha e Formação Itapema.

Os valores médios de porosidade total e efetiva estimados para as duas formações são considerados bons para rochas carbonáticas (0.13 e 0.14, respectivamente). Por outro lado, em relação à permeabilidade, a partir da classificação de Ahr (2008), os valores médios

da referida propriedade são bons na Formação Barra Velha (valor médio dos intervalos reservatório 141.64 mD), e muito bons na Formação Itapema (valor médio 281.83 mD) devido ao sistema de poros derivado dos processos deposicionais e diagenéticos que geraram rochas com características texturais bem marcantes como as Coquinas da Formação Itapema (Furlan *et al.* 2020). Segundo a descrição das amostras laterais os tipos de poros mais comuns na Formação Itapema são os *vugs*, a formação destes poros maiores está associada à dissolução de grãos e cimentos de acordo com Furlan *et al.* (2020). Além disso, os relatórios dos testes de formação para a Formação Itapema mostraram uma permeabilidade alta, como se apresenta na figura 34 e figura 43.

É importante notar que embora a permeabilidade da Formação Itapema, de acordo com os poços analisados, seja um pouco melhor do que a Formação Barra Velha, as duas formações são consideradas reservatórios de boa qualidade, devido às suas propriedades permoporosas, espessura, qualidade do óleo (API) e índice de produtividade.

O poço 7-BUZ-10-RJS (figura 75-ver anexos) mostra que na base da Formação Itapema os valores da porosidade efetiva (conexão dos poros) são baixíssimos e como decorrência disso, as propriedades permoporosas são afetadas. Nota-se que esse comportamento coincide com a unidade de fluxo FU1, que apresentou os piores valores de permeabilidade (quase zero) na curva S de indicador de fluxo FZI (figura 40).

A FU1 também compreende grandes intervalos na parte superior da Formação Barra Velha em alguns poços (poço 1). De acordo com a análise de formações, campo de Búzios feita por Castro (2019) para a mesma área de estudo do presente trabalho, esses intervalos correspondem a comportamentos não-reservatório, gerado por barreiras de permeabilidade amplas que podem ser geradas por carbonatos parcialmente dolomitizados e sem conexão de poros. Além do anterior, o teste de formação RFT-02 no poço 1, apresentado na figura 43 e tabela 15, concluiu que esse intervalo apresentou baixa permeabilidade e baixa produtividade. Este intervalo também foi identificado como BVE-200 de acordo com as análises do set de perfis feito (figura 44).

Com base no estudo integrado de dados sísmicos e perfis de poços, Castro (2019) conseguiram encontrar uma relação entre a profundidade de discordância intra-Alagoas e o comportamento do não-reservatório em vários poços, visto que, a discordância intra-Alagoas está correlacionada com o início da presença da estevensita. Essa discordância divide a

Formação Barra Velha nas secções Rifte superior (base da formação até tal discordância) e Sag (entre a discordância e a base do sal) segundo Wright & Barnett (2015).

Portanto, o comportamento não-reservatório no pré-sal, conforme evidenciado no capítulo 4, correspondeu à unidade de fluxo FU1. Além disso, a figura 56 é uma seção transversal (CS1BV) entre três poços que apresentam comportamento não-reservatório na parte superior da Formação Barra Velha, onde tal formação é dividida em duas partes, de acordo com a presença da discordância intra-Alagoas. Esta discordância, que corresponde a um refletor sísmico com amplitudes positivas relativamente baixas, separa internamente a Formação Barra Velha nas fases Rifte superior e Sag (ver figura 56). Além disso, a figura 46 apresenta uma *Random line* (R2) entre dois poços dos três avaliados no CS1BV. graças à linha R2 foi possível a identificação da profundidade da discordância no poço 8-buz-5. Observa-se que a seção Rifte superior termina onde começa a unidade de fluxo FU1 (comportamento não-reservatório). Além disso, como Castro (2019) já haviam estudado, a seção Sag pode ser dividida em inferior e superior, correspondendo a primeira exatamente ao comportamento de não reservatório (FU1), e a segunda à unidade de fluxo FU2, caracterizada por mesoporosidade e valores regulares de permeabilidade. Porém esse comportamento só pode ser observado no poço 3-BRSA-64.

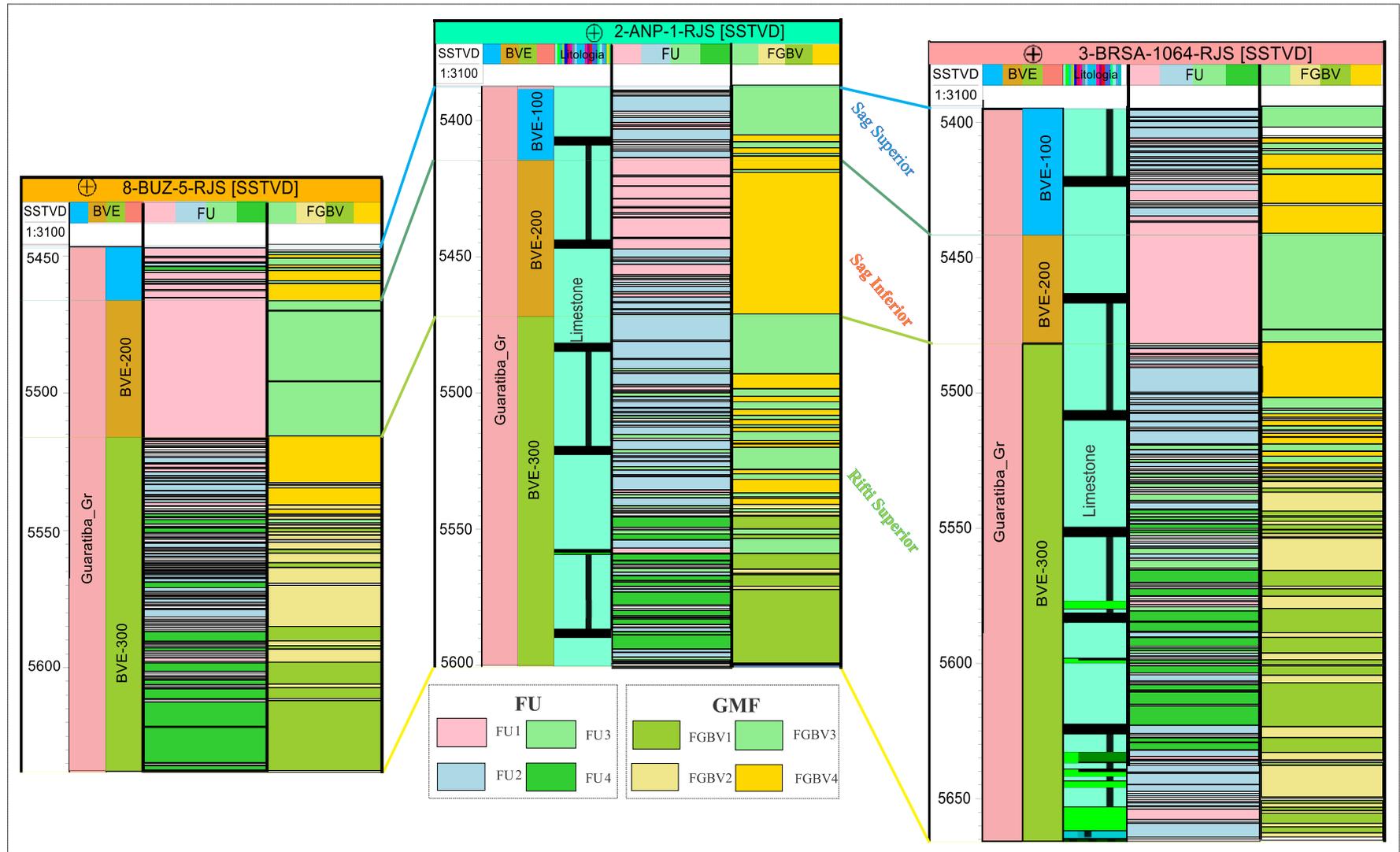


Figura 56. Seção transversal (CS1BV) na Formação Barra Velha entre três poços.

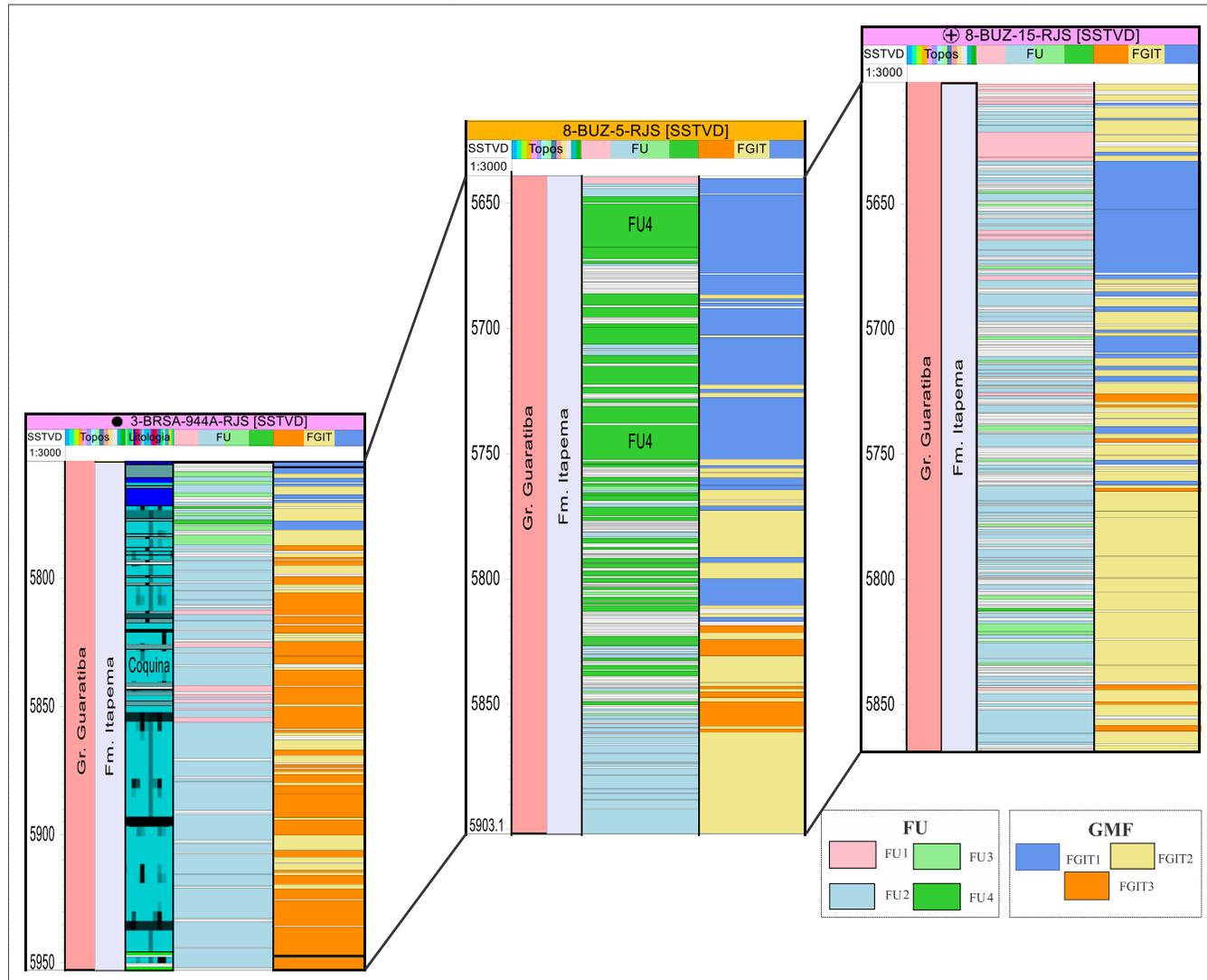


Figura 57. Seção transversal (CS1IT) na Formação Itapema entre três poços.

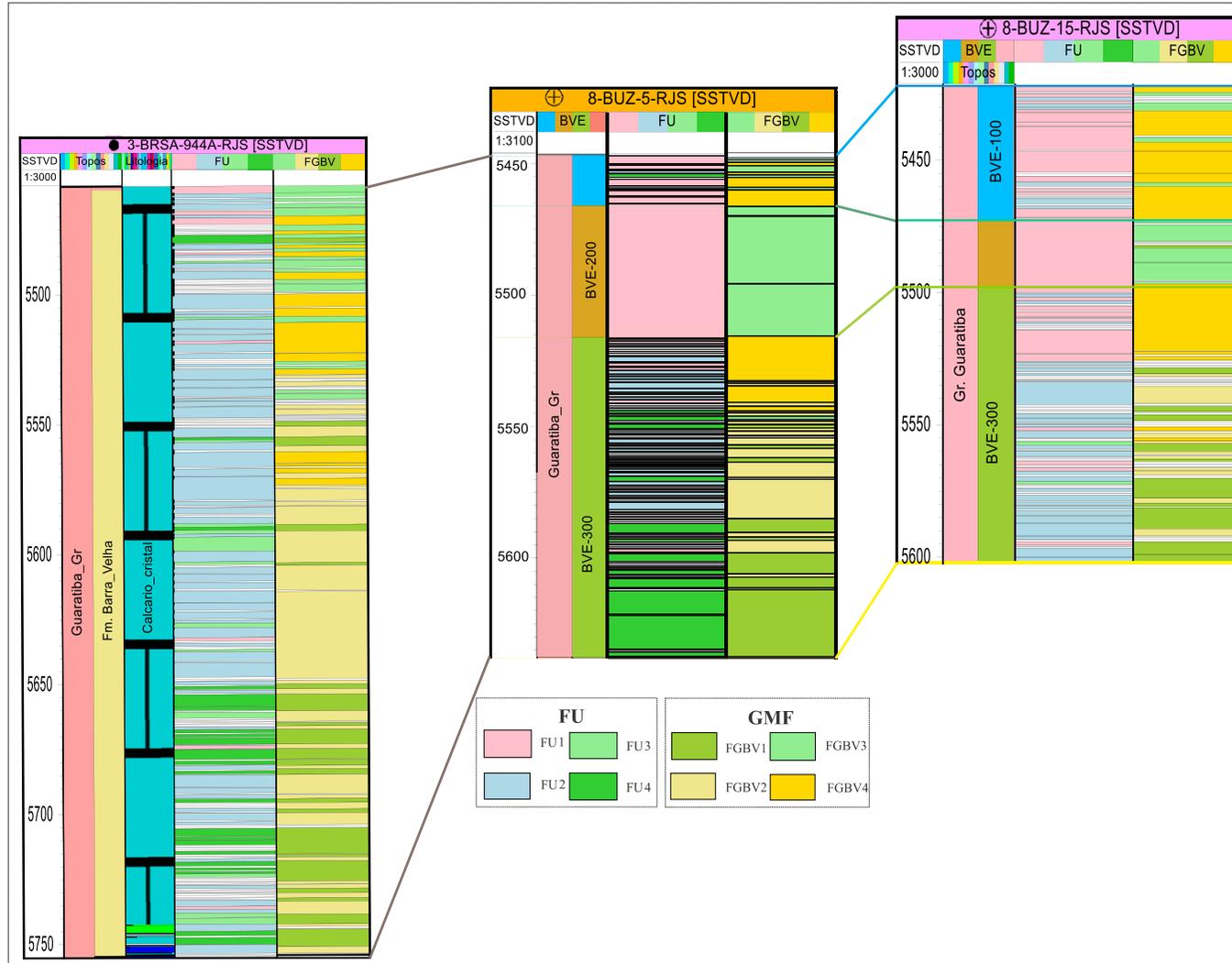


Figura 58. Seção transversal (CS2BV) na Formação Barra Velha entre três poços.

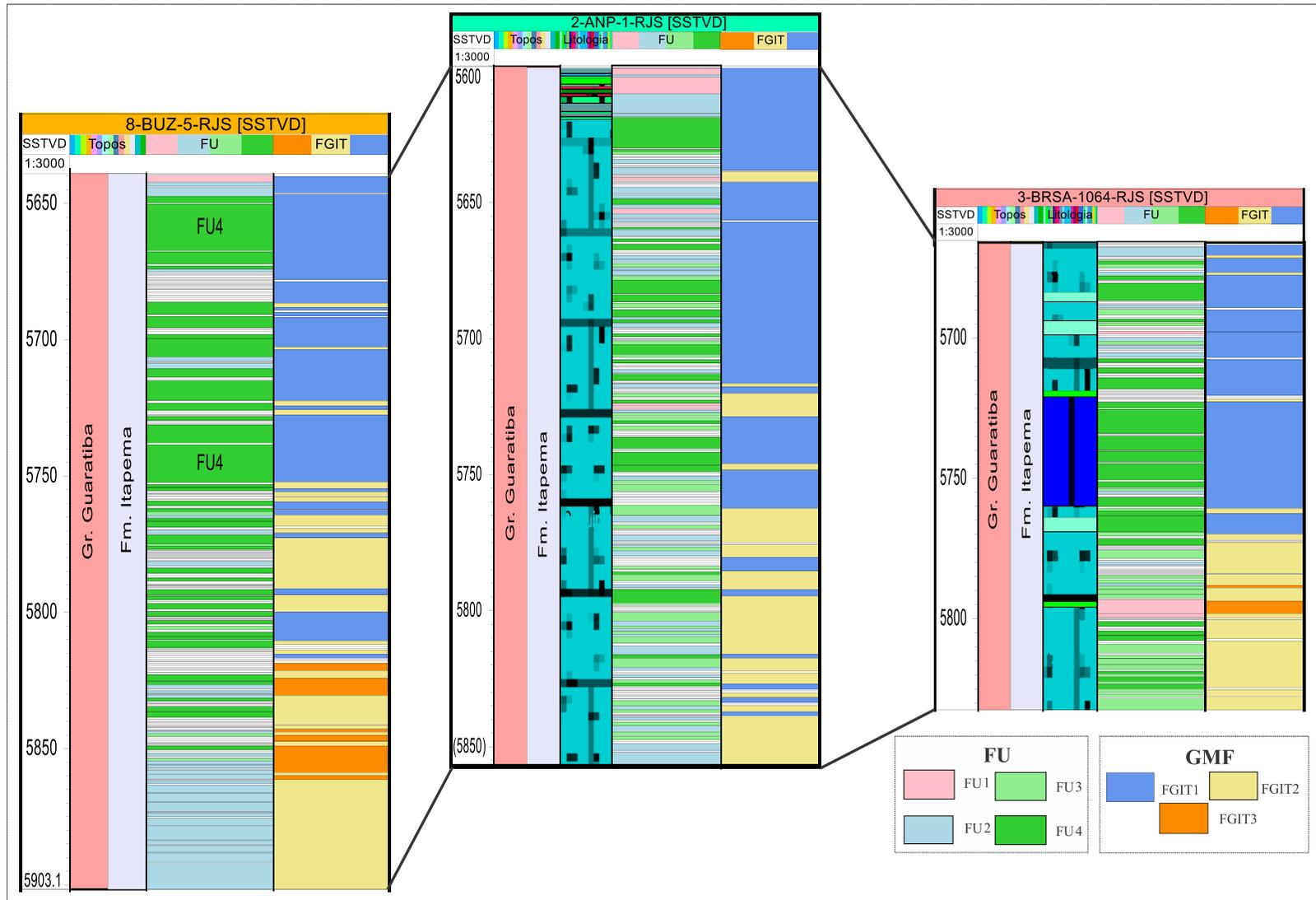


Figura 59. Seção transversal (CS2IT) na Formação Itapema entre três poços.

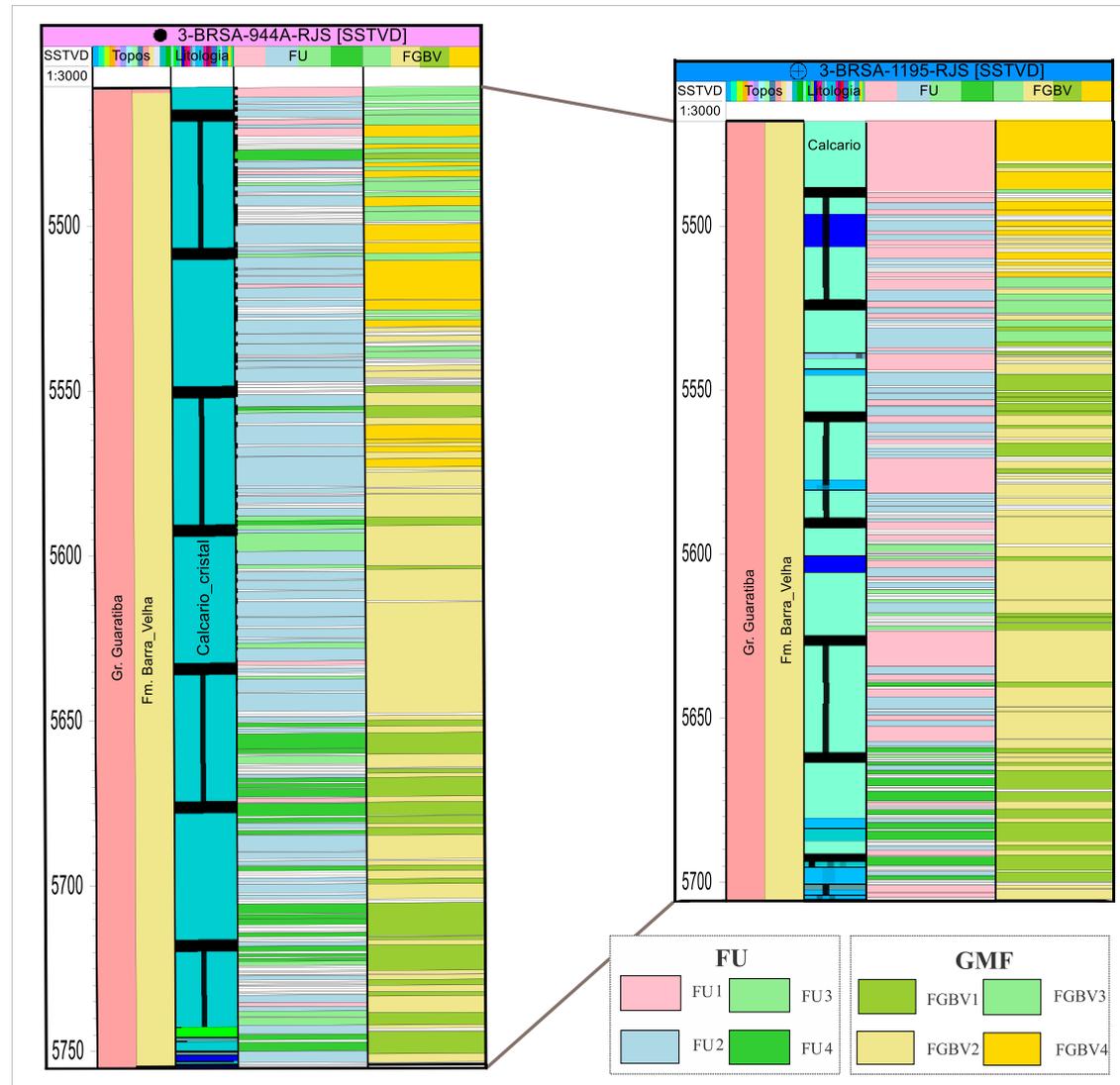


Figura 60. Seção transversal (CS3BV) na Formação Barra Velha entre dois poços.

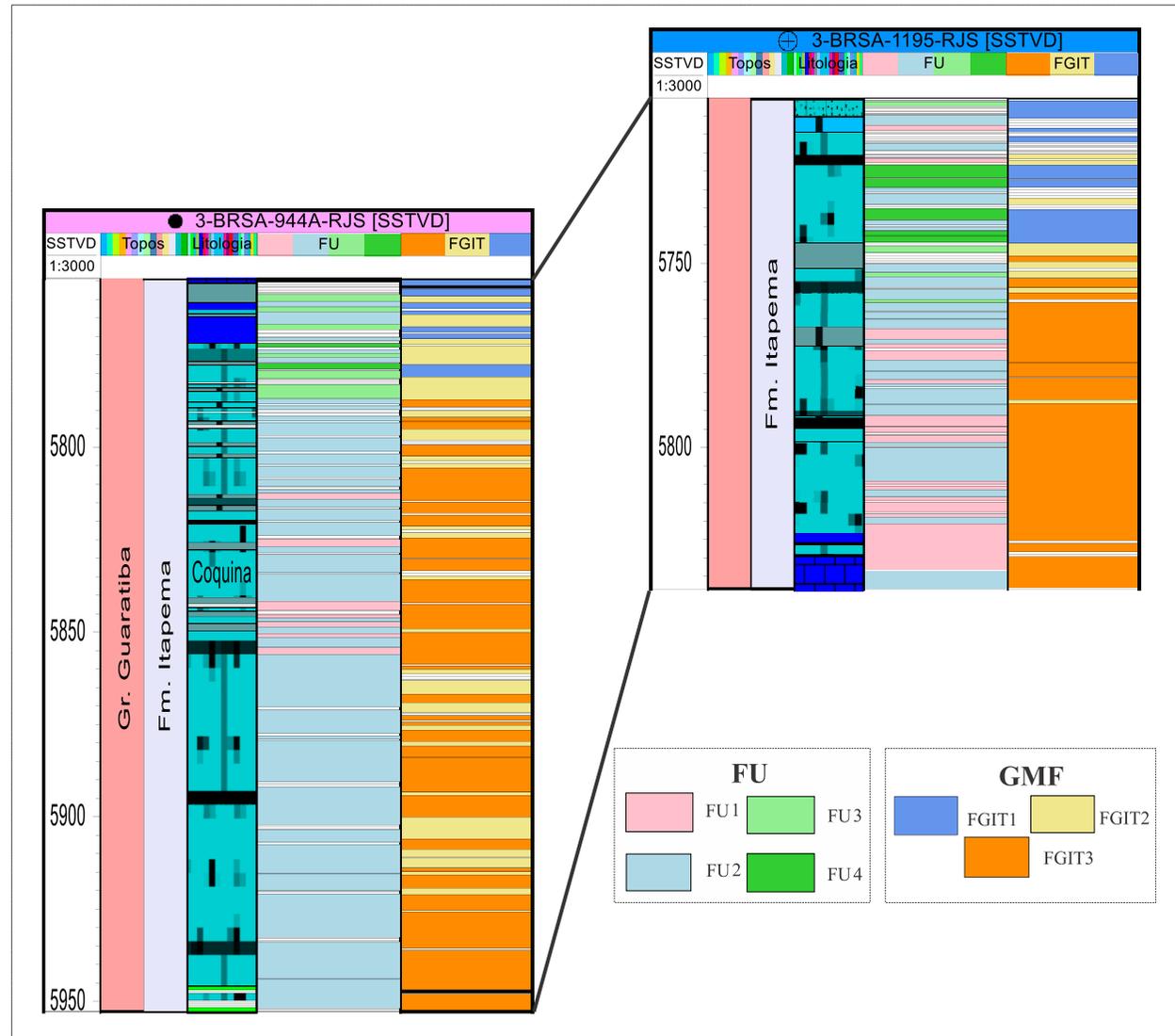


Figura 61. Seção transversal (CS3IT) na Formação Itapema entre dois poços.

Os poços 8-BUZ-5 e 3-BRSA-1064 dão maior destaque às heterogeneidades que a Formação Barra Velha apresenta, porém o poço 3-BRSA-1064 possui mais informações disponíveis, portanto este poço é utilizado para comentar algumas variações importantes entre as propriedades mostradas pelas curvas no *layout* do poço (figura 72). De acordo com a figura 43, as alterações mais notórias ocorrem na seção Sag inferior, para fins de análise das unidades de fluxo, é abordado o comportamento dos perfis extraídos da NMR ou seja, a porosidade total e efetiva e a permeabilidade. Observa-se que a porosidade total varia entre 0.6 e 0.13, que são bons valores, enquanto a porosidade efetiva se reduz a quase metade da porosidade total, ou seja, varia em torno de 0.3 e 0.7. Em relação à permeabilidade calculada pela correlação de Timur, os valores são extremamente baixos, muito próximos de zero.

Estudos têm mostrado que a provável causa do comportamento não-reservatório na seção inferior do Sag da Formação Barra Velha para os poços 3-BRSA-1064 e 8-BUZ-5 pode ser resultado da presença de finos, como argilas magnesianas (Lima & Ros 2019, Gomes *et al.* 2020). Além do exposto, outras causas com evidências são os processos de dolomitização e silificação parcial das rochas para esta seção (Tutolo & Tosca 2018, Chase *et al.* 2021, Netto *et al.* 2022). Na figura 44, o perfil de gamma ray exhibe valores altos para o poço 3-BRASA-1064 no intervalo não reservatório, corroborando desse modo a presença de argilas.

As unidades de Fluxo FU3 e FU4 são as que apresentam os melhores indicadores de zonas de fluxo devido aos altos valores de permeabilidade. Segundo Zalán (2016), alguns poços apresentam uma coluna contínua entre as duas formações (Barra Velha e Itapema) atingindo intervalos muito produtivos (*net pay*) de mais de 300m no campo de Búzios. No entanto, Castro (2019) identificaram que na transição de uma formação para a outra, alguns poços apresentavam barreiras de permeabilidade que interrompiam a continuação do reservatório. Os autores se referem a elas como Jiquiá (folhelhos no topo da Formação Itapema) e calcários ricos em matéria orgânica ou com precipitação de argila magesiana (na base de Barra Velha).

Em todos os poços onde as unidades de fluxo foram modeladas, elas não mostraram o comportamento de reservatório contínuo entre as duas formações, por exemplo, o poço 2-ANP-1 (ver figura 43) apresenta uma barreira de permeabilidade devido à presença de argilas no topo da Formação Itapema, e o poço 3-BRSA-1064 (Figura 72, anexos) apresenta uma barreira por calcário orgânico na base da Formação Barra Velha. Essas

barreiras são representadas principalmente por a FU1, enquanto as zonas produtoras são representadas pelas demais unidades, principalmente FU3 e FU4. As barreiras de permeabilidade foram identificadas nos poços que tinham dados de descrição de cascalhos de perfuração. Estas descrições foram tomadas dos relatórios, porém não foram reinterpretadas no presente trabalho.

Após analisar e discutir os resultados das unidades de fluxo, continua-se com comparação entre as GMF e as FU. As figuras 41 e 42 comparam a frequência com que cada unidade de fluxo está presente dentro de cada uma das formações de interesse. Além disso, estas figuras mostram como cada um dos grupos de rochas com condições de fluxo semelhantes (cada FU) varia mecanicamente, já que, foi comparada a correspondência entre os dois agrupamentos, unidades de fluxo com fácies geomecânicas.

As FU da Formação Barra Velha apresentaram muita heterogeneidade mecânica, porém, as rochas com permeabilidades mais baixas (quase zero) agrupadas em FU1 atingiram com maior frequência as fácies FGBV3 e FGV4, que definem rochas mais compactas, mais resistentes, menos porosas e com menor pressão intersticial. A FU4, como mencionado anteriormente, engloba os melhores valores de permeabilidade e porosidade efetiva. Para esta classificação, as propriedades geomecânicas mais prevalentes são aquelas agrupadas nas fácies FGBV1 e FGBV2, que compreendem as rochas menos resistentes, menos rígidas, mais porosas, mais deformáveis e com os melhores valores de pressão de poro.

Formação Itapema mostra um comportamento geomecânico mais homogêneo. É importante mencionar que nesta formação a tendência em que as rochas mais resistentes, mais compactas e menos porosas tenham menor permeabilidade pode ser mais bem apreciada, ao contrário, as rochas menos resistentes, menos compactas e mais porosas apresentam melhor permeabilidade, que se traduz em melhor indicador de zona de fluxo (FZI).

Deve-se levar em consideração que a correspondência entre o FU e o GMF analisado acima para as duas formações do pré-sal não é cumprida quando as rochas possuem alta porosidade total, mas baixa porosidade efetiva porque seus poros não estão conectados, para este caso em particular as unidades de fluxo indicariam valores de permeabilidade muito baixos (FU1) e por outro lado as fácies geomecânicas apresentariam rochas pouco ou moderadamente compactas. Este comportamento pode ser observado no poço 3-BRSA-1064 e no poço 8-BUZ-5 na parte superior da Formação Barra Velha, anteriormente definido como intervalo não-reservatório (BVE-200). Porém o poço 2-ANP-1 mantém a correspondência

inicial. As figuras (56-61) mostram seções transversais para as duas formações, comparando as duas agrupações.

Na CS1BV (figura 56) os três poços apresentam variações laterais na mesma unidade litológica (condições de soterramento semelhantes), devem ser analisadas as prováveis causas das alterações nas propriedades petrofísicas e mecânicas (Zhang 2019). De acordo com Castro (2019), os poços 2-ANP-1 e 8-BUZ-5, além de estarem próximos, são separados por uma falha que também influencia e delimita a discordância intra-Alagoas, uma vez que, essa discordância não foi verificada na seção sísmica no poço 2-ANP-1 (figura 46). Levando em consideração que nos carbonatos porosos, os micro-mecanismos levam a uma diminuição da porosidade de até 50% em direção ao núcleo da falha, aumento da compactação e diminuição da permeabilidade relacionados aos processos de solução de pressão que geram acomodação da deformação por micro-mecanismos (Jeanne *et al.* 2012). Por conseguinte, a falha identificada nas imediações do poço 2-ANP-1 ocasionou as variações laterais das propriedades mecânicas e petrofísicas.

Mello & Lupinacci (2022) propõem uma classificação dos carbonatos do pré-sal utilizando uma distribuição probabilística bayesiana no mesmo campo estudado. Os autores indicam que o primeiro passo para discriminar adequadamente os carbonatos é agrupá-los em carbonatos ricos em argilas magnesianas, baixa porosidade e boa qualidade. Por exemplo, no poço 2-ANP-1, o intervalo BVE200, no trabalho de Mello & Lupinacci (2022) é definido como um intervalo com baixa porosidade total. No presente trabalho é definido pela GMF como um intervalo com alta resistência mecânica (figura 56) e pelas FU como um intervalo com barreiras de fluxo. Além disso, nos poços 8-BUZ-5 e 8-BUZ-15 no mesmo intervalo, os autores identificaram presença de argila magnesiana, similar aos resultados deste trabalho.

Vários autores estudaram as possíveis relações entre propriedades mecânicas e petrofísicas. Esta revisão se concentra em justificar os achados da análise entre as fácies geomecânicas e as unidades de fluxo. As propriedades petrofísicas apresentam boa correlação com as propriedades mecânicas, (e.g., a permeabilidade que está relacionada à profundidade do soterramento e a tensão total – Zhang, 2019). A compactação da rocha reduz a permeabilidade quando a tensão aplicada atinge a região plástica (Zhang *et al.* 2000; Zhang *et al.* 2007). Esse fato foi evidenciado nas duas formações avaliadas, já que as fácies geomecânicas com maior módulo de Young (FGBV4 e FGIT3), que dizem os intervalos mais compactos corresponde com a FU1 (permeabilidades muito baixa). Por outro lado, a

permeabilidade não manteve a correspondência com a profundidade de soterramento e a tensão vertical, uma vez que a Formação Itapema (mais profunda que a Formação Barra Velha) ainda apresentou valores melhores. A melhor explicação para este fato é a presença de porosidade secundária bem desenvolvida nesta Formação.

A diminuição da pressão dos poros na formação aumenta as tensões efetivas na rocha, o que gera uma redução tanto na porosidade quanto na abertura das fraturas, diminuindo a permeabilidade (Jones 1975). A porosidade também é controlada por processos mecânicos, como compactação, deformação e evolução da fratura. A porosidade diminui à medida que a profundidade aumenta, como evidenciado em testes de campo e experimentos de laboratório (Athy, 1930; Zhang & Wieseneck 2011). Além do anterior, Eberhart-Phillips *et al.* (1989) descobriram que a porosidade tem relação com a velocidade de onda compressiva, velocidade de onda cisalhante, tensão efetiva e teor de argila. Embora as mudanças de pressão de poros nas formações avaliadas sejam muito sutis, de acordo com as tabelas 11 e 12 mostram que as GMF mais resistentes apresentam os menores valores de pressão de poro.

As propriedades mecânicas das rochas são dependentes de outros parâmetros geomecânicos, como o módulo de Young que aumenta à medida que a tensão vertical aumenta (Santarelli 1987, Hudson & Harrison 1997), além disso, os testes de compressão triaxial indicam uma relação não linear entre o módulo de Young e a tensão de sobrecarga mesmo para a mesma rocha (Meng *et al.* 2006). O módulo de Young também depende de propriedades petrofísicas como a porosidade, por conseguinte, vários autores estudaram a forma de estimar o módulo de Young a partir da porosidade do material (Phani & Niyogi 1987); o desenvolvimento das correlações evidenciou que o módulo de Young aumenta à medida que a porosidade diminui.

Muitos autores, a fim de desenvolver correlações para estimar UCS a partir de dados geofísicos, descobriram que este parâmetro tem uma correlação direta com o módulo de Young em carbonatos (Chang *et al.* 2006). Adicionalmente, Havmøller & Foged (1996) compilaram uma grande quantidade de dados no Mar do Norte e em afloramentos para estabelecer correlações entre UCS e porosidade. De acordo com as correlações desenvolvidas, a porosidade e a UCS apresentam uma correlação inversa, ou seja, rochas mais porosas apresentam menor resistência mecânica (Fjær *et al.* 2008). Esse comportamento foi o mais marcante na definição das GMF nas duas formações, de acordo com as figuras 36 e 37, a porosidade total mostrou um comportamento inverso com a os parâmetros de resistência mecânica (UCS e Es).

7 Conclusões

O regime de tensão para o campo de Búzios foi definido como um regime duplo entre normal e transcorrente, o azimute preferencial da SH foi na direção (NE-SW), embora tenham ocorrido variações locais dos indicadores de tensão. Além disso, falhas ativas e ESR ($>0,65$) foram identificadas na parte superior da Formação Barra Velha. Por outro lado, de acordo com a análise de pressão dos poros, valores entre (9.6 a 9.8 ppg) considerados valores de pressão anormalmente altos foram também identificados na parte superior de Barra Velha.

Os carbonatos do Pré-sal apresentam resistência mecânica baixa a intermediária, e os modelos desenvolvidos a partir das propriedades elásticas mostraram uma boa calibração com dados laboratoriais e testes de poços. Além disso, o critério de falha de Mohr-Coulomb foi adequado para prever profundidades de formação de breakouts e definir a janela operacional ótima, juntamente com a tensão horizontal mínima.

O agrupamento das principais propriedades geomecânicas em fácies através de um algoritmo não supervisionado permite visualizar as relações existentes entre propriedades, a variação de magnitudes em cada fácies, bem como o grau de heterogeneidade mecânica para cada uma das formações de interesse. As principais variações laterais foram devidas à presença de falhas e às alterações verticais das variações litológicas.

As unidades de fluxo na escala decamétrica modeladas a partir dos valores FZI que levam em conta principalmente a permeabilidade, calibraram adequadamente com os dados de vazão em superfície dos testes de formação. Isso permite afirmar que este tipo de tipagem petrofísica é muito útil para definir as profundidades do comportamento reservatório e o não-reservatório (barreiras de fluxo) de uma formação, o que por sua vez, permite definir as profundidades de interesse nos poços garantindo uma boa produção de hidrocarbonetos.

A comparação entre unidades de fluxo e fácies geomecânicas é uma estratégia inovadora, pois verificou-se que rochas menos resistentes, menos compactas, mais deformáveis, com pressão de poro anormalmente alta, com presença de poros ou fraturas têm maior probabilidade de apresentar maior permeabilidade, o que é entendido como melhores indicadores de zona de fluxo (FZI), ou seja, maior produção de hidrocarbonetos. No entanto, quando a rocha é porosa, mas seus poros estão isolados ou tem presença de finos, como argilas magnesianas (porosidade efetiva muito baixa), a análise feita anteriormente não se mantém.

8 Referências

- Aadnoy B.S. 1990. In situ stress direction from borehole fracture traces. *J. Pet. Sci. Eng.*, **4**:143-153.
- Aadnoy B.S., Looyeh R. 2011. *Petroleum rock mechanics: drilling operations and well design* Gulf Professional Publishing.
- Aggoun R.C., Tiab D., Owayed J.F. 2006. Characterization of flow units in shaly sand reservoirs Hassi R'mel Oil Rim, Algeria. *J. Petrol. Sci. Eng.*, **50** (3):211-226.
- Ahr W. M. 2008. *Geology of Carbonate Reservoirs: The identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks*. Wiley, Hoboken, p.277.
- Ajalloeian R., Mansouri H., Baradaran E. 2017. Some carbonate rock texture effects on mechanical behavior, based on Koohrang tunnel data, Iran. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment.*, **76**:295–307.
- Al-Ajmi F.A. & Holditch S.A. 2000. Permeability Estimation Using Hydraulic Flow Units in a Central Arabia Reservoir, SPE Annual Technical Conference and Exhibition Society of Petroleum Engineers.
- Alves JLD & Coelho LC. 2007. Estabilidade de poços em rochas carbonáticas. 4o PDPETRO, Campinas, SP. 2.2.234., p 7.
- Amaefule J., Altunbay M., Ohen H., Kersey D., Lane P. 1994. A hydraulic (flow) units-based approach for predicting formation damage in uncored interval/wells using core/log data. *International Symposium on Formation Damage Control.*, p. 9-10.
- Amiri M., Lashkaripor G.R., Ghabezloo S., Moghaddas N.H., Tajareh M.H. 2019. Mechanical earth modeling and fault reactivation analysis for CO₂-enhanced oil recovery in Gachsaran oil field, south-west of Iran. *Environ. Earth Sci.*, Volume 78, p.112.
- Anderson E.M. 1951. *The Dynamics of Faulting and Dyke Formation with Application to Britain*. (Second ed.), Oliver and Boyd, Edinburgh.
- ANP. 2021. Painéis Dinâmicos de Produção de Petróleo e Gás Natural. February 21th, 2021. <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicosda-anp/paineis-dinamicos-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural>
- Arif M., Barifcani A., Lebedev M., Iglauer S. 2016. Structural trapping capacity of oil-wet caprock as a function of pressure, temperature, and salinity. *Int. J. Greenhouse Gas Control.*, **50**:112 -120.

- Athy L.F. 1930. Density, porosity, and compaction of sedimentary rocks. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.*, **14**:1-24.
- Baouche R., Sen S., Boutaleb K. 2020. Present Day In-situ stress magnitude and orientation of horizontal stress components in the eastern Illizi basin, Algeria: a geomechanical modeling. *J. Struct. Geol.* Volume 132, p.103975.
- Barton CA, Zoback MD, Burns KL.1988. In-situ stress orientation and magnitude at the Fenton geothermal site, New Mexico, determined from wellbore breakouts. *Geophys Res Lett*; **15**(5):467–70.
- Barton CA. & Zoback MD. 1994. Stress perturbations associated with active faults penetrated by boreholes: possible evidence for near complete stress drop and a new technique for stress magnitude measurements. *J Geophys Res.*, **99**:9373–9390.
- Barton N. 2007. *Rock Quality, Seismic Velocity, Attenuation and Anisotropy*. CRC Press.
- Baumgarten H., Wonik T., Kwiecien O. 2014. Fácies characterization based on physical properties from downhole logging for the sediment record of Lake Van, Turkey. *Quaternary Science Reviews.*, **104**:85-96.
- Bear J.1972. *Dynamics of Fluids in Porous Media*. Ed. Elsevier, New York.
- Bell JS, Gough DI. 1979. Northeast-southwest compressive stress in Alberta: evidence from oil wells. *Earth Planet Sci Lett.*, **45**:475– 482.
- Belloti P. & Giacca D. 1978. Pressure evaluation improves drilling. *The oil and gas journal.*, p.76-85.
- Biot M.A. 1941. General theory of three-dimensional consolidation. *J. Appl. Phys.*, **12** (1):155-164.
- Bourne S.J. 2003. Contrast of elastic properties between rock layers as a mechanism for the initiation and orientation of tensile failure under uniform remote compression. *J. Geophys. Res. Solid Earth.*, 108 (B8).
- Brudy M. 1995. Determination of in-situ stress magnitude, orientation to 9 km depth at the KTB site. In: *Geophysics*. Karlsruhe, Germany: University of Karlsruhe.
- Bruno M.S. & Winterstein D.F. 1994. Some influences of stratigraphy and structure on reservoir stress orientation. *Geophysics.*, **59**(6):954-962.
- Carmam P.C.1939. Permeability of Saturated Sands, Soils and Clays. *Agric. Sci.*, **29**: 262 - 273.

- Castro T. M. 2019. Avaliação dos reservatórios carbonáticos do Pré-sal no Campo de Búzios, Bacia de Santos. Niterói – RJ, 182. Dissertação de Mestrado pela Universidade Federal Fluminense (UFF) Niterói.
- Castro T. M. & Lupinacci W.M. 2019. Avaliação de grãos finos em reservatórios do Pré-sal. Anais do 16º Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica & Expogef. vols. 1–6, Sociedade Brasileira de Geofísica, 10.22564/16cisbgf2019.299.
- Chang C., Zoback M.D, Khaksar A. 2006. Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. *J. Pet. Sci. Eng.*, **51**:223-237.
- Chang H.K., Assine M.L., Correa F.S., Tinten, J. S., Vidal, A.C., Koike L. 2008. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos., **38**:29–46.
- Chase J.E., Arizaleta M.L., Tutolo B.M. 2021. A series of data-driven hypotheses for inferring biogeochemical conditions in alkaline lakes and their deposits based on the behavior of Mg and SiO₂ Minerals.,10.3390/min11020106.
- Chillingar G.V., Serebryakov V.A., Robertson J.O. 2002. Origin and Prediction of Abnormal Formation Pressures. Elsevier.
- Coates G. R., Xiao L., Prammer M. G.1999. NMR Logging Principles and Applications. Halliburton Energy Services Publication.
- Crain E.R. 2019. Nuclear Magnetic Resonance Logs, in Crain's Petrophysical Handbook. Available from: <<https://www.spec2000.net/07-nmrlog.htm>>. Access on: 02/30/2022.
- Cruz M., Oliveira J., & Silveira B. 2013. Geomechanical analysis and critically stressed fractures in Offshore Brazil. Offshore Technology Conference, OTC-24323.
- Czerniak M. 2017. RhoVe method: a new empirical pore pressure transform. *Mar. Petrol. Geol.*, **86**:343-366.
- Desroches J. & Kurkjian A.L. 1999. Applications of wireline stress measurements. *SPE Reserv. Eval. Eng.*, **2** (5):451-461.
- Dickinson G.1953. Geological aspects of abnormal reservoir pressures in Gulf Coast Louisiana. *AAPG Bull.*, **37** (2):410-432.
- Domingues D. L. P. 2011. Caracterização geológica e geomecânica de travertinos. Rio de Janeiro. Dissertação de mestrado (Engenharia civil). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- Dunham R. J. 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: Ham, W.E. (Ed.). Classification of carbonate rocks. Tulsa. American Association of Petroleum Geologists., Memoir **1**:108–122.

- Eaton B.A. 1975. The equation for geopressure prediction from well logs 50th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. Paper SPE 5544, Dallas, Texas. p. 11.
- Eberhart-Phillips D., Han D.-H., et al. 1989. Empirical relationships among seismic velocity, effective pressure, porosity and clay content in sandstone. *Geophysics.*, **54**:82-89.
- Ekstrom MP, et al.1987. Formation imaging with microelectrical scanning arrays. *Log Anal.*, **28**:294–306.
- Evans K.F., Engelder T., Plumb R.A. 1989, Appalachian stress study: 1. A detailed description of in situ stress variations in Devonian shales of the Appalachian Plateau. *J. Geophys. Res. Solid Earth.*, **94** (B6):7129-7154.
- Fjær E., Holt R.M., Raaen A., Risnes R., Horsrud P. 2008. *Petroleum Related Rock Mechanics*. Elsevier. 53.
- Furlan G., Poças A.M., Basso M., Ponte J.P., Campana A. 2020. A taphofácies interpretation of shell concentrations and their relationship with petrophysics: A case study of Barremian-Aptian coquinas in the Itapema Formation, Santos Basin-Brazil. *Marine and Petroleum Geology*. 116, p.104317.
- Ganguli S.S. & Sen S. 2020. Investigation of present-day in-situ stresses and pore pressure in the south Cambay Basin, western India: implications for drilling, reservoir development and fault reactivation. *Marine and Petroleum Geology*. 118, p. 104422.
- Ganguli S.S., Kumar P., Dimri V.P. 2019. Seismic anisotropy of a fractured rock during CO₂ injection: a feasibility study. *Acta Geophys.*, **67** (1):141-148.
- Gardner G. H. F., Gardner L.W., Gregory A.R. 1974. Formation velocity and density: the diagnostic basis for stratigraphic traps. *Geophysics.*, **39**:770 -780.
- Ghanbarian B., Hamamoto S., Kawamoto K., Sakaki T., Moldrup P., Nishimura T., Komatsu T. 2019. Saturation-dependent gas transport in sand packs: experiments and theoretical applications *Adv. Water Resour.*, **122**:139-147.
- Gharechelou S., Amini A., Bohloli B., Swennen R. 2020. Relationship between the sedimentary microFácies and geomechanical behavior of the Asmari Formation carbonates, southwestern Iran, *Marine and Petroleum Geology*. 116, p.104306.
- Gholami R., Moradzadeh A., Rasouli V., Hanachi J. 2014. Practical application of failure criteria in determining safe mud weight windows in drilling operations. *J. Rock Mech. Geotech. Eng.*, **6**:13-25.

- Gholami R., Rabiei M., Rasouli V., Aadnoy B., Fakhari N. 2015. Application of quantitative risk assessment in wellbore stability analysis. *J. Petrol. Sci. Eng.*, **135**:185-200.
- Gomes J.P., Bunevich R.B., Tedeschi L.R., Tucker M.E, Whitaker F.F. 2020. Fácies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt. *Mar. Petrol. Geol.* 113, p.10.1016.
- Grauls D. 1999. Overpressures: causal mechanisms, conventional and hydromechanical approaches. *Oil Gas Sci. Technol.*, **54**:667-678.
- Guenot A.1989. Borehole breakouts and stress fields int J Rock Mech Min Sci, N3/4. July 1989., **26**:185-195
- Gunter G.W., Finneran J.M., Hartmann D.J., Miller J.D. 1997. Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method. *Proc. Soc. Petrol. Eng. Ann. Tech. Conf. Exhibit.*, No. SPE 38679:373-380.
- Haimson B.C. & Herrick C.G. 1989. Borehole breakouts-a new tool for estimating in situ stress? *Proceedings of the First International Symposium on Rock Stress and Rock Stress Measurement*, Centek Publications, p. 271-281.
- Han Y., Liu C., Phan D., AlRuwaili K., Abousleiman Y. 2019. *Advanced Wellbore Stability Analysis for Drilling Naturally Fractured Rocks*. Society of Petroleum Engineers. 10.2118/195021-MS.
- Handin J. & Hager R.V. J. Experimental deformation of sedimentary rocks under confining pressure: Tests at high temperature. *AAPG Bull.*, **42**:2892-2934.
- Handin J. 1965. Strength of oil well cements at downhole pressure-temperature conditions. *SPE J.*, **5**:341-347.
- Handin J., Hager R.V. Jr. 1957. Experimental deformation of sedimentary rocks under confining pressure: Tests at room temperature on dry samples. *AAPG Bull.*, 41:1-50.
- Handin J., Hager R.V. Jr., Friedman M., Feather J.N. 1963. Experimental deformation of sedimentary rocks under confining pressure: Pore pressure tests. *AAPG Bull.*, **47**:717-755.
- Hartigan J & Wong M. 1979. A K-means clustering algorithm. *Appl. Statis.*, **28**: 100-108.
- Hatampour A., Schaffie M., Jafari S. 2018. Hydraulic flow units' estimation from seismic data using artificial intelligence systems, an example from a gas reservoir in the Persian Gulf. *J. Pet. Sci. Eng.*, **170**:400-408.
- Havmøller O. & Foged N. 1996. Review of rock mechanical data for chalk. *Proc. 5th North Sea Chalk Sym. France*, 7–9 October.

- Heidbach O., Barth A., Müller B., Reinecker J., Stephansson O., Tingay M., Zang A. 2016. WSM Quality Ranking Scheme, Database Description and Analysis Guidelines for Stress Indicator. World Stress Map Technical Report 16-01. GFZ German Research Centre for Geosciences.
- Heidbach O., Rajabi M., Cui X., Fuchs K., Müller B., Reinecker J., Reiter K., Tingay M., Wenzel F., Xie F., Ziegler M.O., Zoback M.-L., Zoback M.D. 2018. The World Stress Map database release: crustal stress pattern across scales. *Tectonophysics.*, **744**:484-498.
- Homberg C., Hu J.C., Angelier J., Bergerat F., Lacombe O. 1997. Characterization of stress perturbations near major fault zones; insights from 2-D distinct-element numerical modelling and field studies (Jura Mountains). *Journal of Structural Geology.*, **19**(5):703-718.
- Hovadik J. & Larue D. 2007. Static characterizations of reservoirs: Refining the concepts of connectivity and continuity. *Petroleum Geoscience. Petrol Geosci.*, **13**:195-211.
- Hudson J. & Harrison J. 1997. *Engineering Rock Mechanics: An Introduction to the Principles* Pergamon.
- Int. J. Rock Mech. Min. Sci.*, **79**:29-40.
- Jaeger J.C., Cook N.G.W., Zimmerman R.W. 2007. *Fundamentals of Rock Mechanics* (fourth ed.). Blackwell Publishing, Malden, USA.
- Javani D., Aadnoy B., Rastegarnia M., Nadimi S., Aghighi M.A., Maleki B. 2017. Failure criterion effect on solid production and selection of completion solution. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering.*, **9**:1123-1130.
- Jaeger J.C. & Cook N.G.W. 1979. *Fundamentals of Rock Mechanics* (third ed.), Chapman and Hall.
- Jeanne, P., Guglielmi Y., Lamarche J., Cappa F., & Marié L. 2012 Architectural characteristics and petrophysical properties evolution of a strike-slip fault zone in a fractured porous carbonate reservoir, *Journal of Structural Geology.* 44: 93-109. ISSN 0191-8141, <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2012.08.016>.
- Jones C. & Sargeant J.P. 1993. Obtaining the minimum horizontal stress from microfracture test data: a new approach using a derivative algorithm. *SPE Prod.*, p.39-44.
- Jones F.O. 1975. A laboratory study of the effects of confining pressure on fracture flow and storage capacity in carbonate rocks. *J. Pet. Technol.*, **27** (1):21-27.
- Kadkhodaie A. 2021. The impact of geomechanical units (GMUs) classification on reducing the uncertainty of wellbore stability analysis and safe mud window design. *Journal of Natural Gas Science and Engineering.* 91, p.103964.

- Khanlari G.R., Heidari M., Momeni A.A. 2012. Assessment of weathering processes effect on engineering properties of Alvand granitic rocks (west of Iran), based on weathering indices. *Environmental Earth Science.*, **67**:713-725.
- Kidambi T. & Kumar G. S. 2016. Mechanical Earth Modeling for a vertical well drilled in a naturally fractured tight carbonate gas reservoir in the Persian Gulf. *Journal of Petroleum Science and Engineering.*, **141**:38-51.
- Kirsch E. G. 1898. Die Theorie der Elastizitat und die Bedürfnisse der Festigkeitslehre Z. Des. Vereines Dtsch. Ingenieure., **42**:797-807.
- Kozeny, J. 1927. Uber Kapillare Leitung des Wassers im Boden. Royal Academy of Science, Proc. Class I. Vienna., **136**:271 – 306.
- Langenbruch C. & Shapiro S.A. 2015. Quantitative analysis of rock stress heterogeneity: implications for the seismogenesis of fluid-injection-induced seismicity heterogeneity and induced seismicity. *Geophysics.*, **80** (6):73-88.
- Lima B.E.M. & de Ros L.F. 2019. Deposition, diagenetic and hydrothermal processes in the Aptian Pre-Salt lacustrine carbonate reservoirs of the northern Campos Basin, offshore Brazil. *Sediment. Geol.*, **383**:55-81.
- Lin W., Yeh E.-C., Hung J.-H., Haimson B., Hirono T. 2010. Localized rotation of principal stress around faults and fractures determined from borehole breakouts in hole B of the Taiwan Chelungpu-fault Drilling Project (TCDP). *Tectonophysics.*, **482**:82-91.
- Lubis L.A. & Harith Z.Z.T. 2014. Integration of rock digital images to improve carbonate rock physics model of offshore Sarawak. *J. Appl. Sci.*, **14**:3354-3358.
- Maleki S., Gholami R., Rasouli V., Moradzadeh A., Riabi R.G., Sadaghzadeh F. 2014. Comparison of different failure criteria in prediction of safe mud weigh window in drilling practice. *Earth Sci. Rev.*, **136**:36-58.
- McGinnis T. 2009. Seafloor Drilling, in: *Drilling in extreme environments*, edited by: Bar-Cohen, Y. and Zacny, K. Wiley., p.309–345.
- Meissner, F.F. 1978. Petroleum geology of the Bakken Formation, Williston Basin, North Dakota and Montana. 24th Annual Conference, Williston Basin Symposium. Montana Geological Society., p.207–227.
- Meissner, F.F., 1978. Patterns of source-rock maturity in non-marine source-rocks of some typical Western Interior Basins. Non-marine Tertiary and Upper Cretaceous Source Rocks and the Occurrence of Oil and Gas in West-central U.S. *Rocky Mountain Association of Geologists Continuing Education Lecture Series.*, p.1-37.

- Meng Z., Zhang J., Peng S. 2006. Influence of sedimentary environments on mechanical properties of clastic rocks *Environ. Geol.*, **51**(1):113-120.
- Mello V. L & Lupinacci W.M. 2022. Mineralogy based classification of carbonate rocks using elastic parameters: A case study from Buzios Field, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 209, 109962, ISSN 0920-4105, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109962>.
- Misra A.A. & Mukherjee S. 2018. *Atlas of Structural Geological Interpretation from Seismic Images*, Wiley Blackwell., 978-1-119-15832-5.
- Misra A.A., Sinha N., Mukherjee S. 2015. Repeat ridge jumps and microcontinent separation: insights from NE Arabian Sea. *Mar. Pet. Geol.*, **59**:406-428.
- Moos D, Zoback MD. 1990. Utilization of observations of well bore failure to constrain the orientation and magnitude of crustal stresses: application to continental deep sea drilling project and ocean drilling program boreholes. *J Geophys Res.*, **95**:9305–9325.
- Moos D., Peska P., Finkbeiner T., Zoback M.D. 2003. Comprehensive wellbore stability analysis utilizing Quantitative Risk Assessment. *J. Petrol. Sci. Eng.*, **38**:97-109.
- Moreira J. L. P., Madeira C. V., Gil J. A., Machado M.A.P. 2007. Bacia de Santos. *Boletim de Geociências da Petrobras.*, **15**:531–549.
- Mukherjee S. & Kumar N. 2018. A first-order model for temperature rise for uniform and differential compression of sediments in basins. *Int. J. Earth Sci.*, **107**:2999-3004.
- Mukherjee S. 2014. Review of flanking structures in meso- and micro-scales. *Geol. Mag.*, **151**:957-974.
- Najibi, A.R., Ghafoori, M., Lashkaripour, G.R., Asef, M.R., 2017. Reservoir geomechanical modeling: in-situ stress, pore pressure, and mud design. *J. Petrol. Sci. Eng.*, **151**:31–39.
- Nelson E.J., Chipperfield S.T., Hillis R.R., Gilbert J., McGrowen J., Mildren S.D. 2007. The relationship between closure pressure from fluid injection tests and the minimum principal stress in strong rocks. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.*, **44**:787-801.
- Netto P.R.A., Pozo, M.D. da Silva M., Mexias A.S., Gomes M.E.B., Borghi L., Rios-Netto A.M. 2022. Authigenic Mg-clay assemblages in the Barra Velha Formation (Upper Cretaceous) from Santos Basin (Brazil): The role of syngenetic and diagenetic process. *Applied Clay Science*. 216, p.106339.

- Oliveira H., Santos J.L., González A.A., Vallejos A.M. 2019. Petrophysical characterization using well log resistivity and rock grain specific surface area in a fractured carbonate pre-salt reservoir in the Santos Basin, Brazil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 183, p.106372.
- Oxford reference. 2022. Angle of friction (friction angle, β). *A Dictionary of Mechanical Engineering* (2 ed.)
<https://www.oxfordreference.com/view/10.1093/acref/9780198832102.001.0001/acref-9780198832102-e-225.04/10>.
- Palchik V., & Hatzor Y.H. 2004. The influence of porosity on tensile and compressive strength of porous chalks. *Rock Mech. Rock Eng.*, **37**: 331-341.
- Penna R. & Lupinacci M.W. 2021. 3D modelling of flow units and petrophysical properties in Brazilian presalt carbonate, *Marine and Petroleum Geology*. 124, p.104829.
- Petersohn E. 2013. Bacia de Santos: Sumário Geológico e área em oferta. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Seminário Técnico., p.34.
- Petrobras. Declarações de Comercialidade das áreas da Cessão Onerosa Franco e Sul de Tupi. Comunicados e Fatos Relevantes, 19 de dezembro de 2013. Disponível em <<https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/4630/ComunicadoDeclaracaoCessaoOnerosaPortugues.pdf>> Acesso em 20/11/2021.
- Pham C., Chang C., Jang Y., Kutty A., Jeong J. 2020. Effect of faults and rock physical properties on in situ stress within highly heterogeneous carbonate reservoirs, *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Volume 185, p.106601.
- Phani K.K. & Niyogi S.K. 1987. Young's modulus of porous brittle solids. *J. Mater. Sci.*, **22**: 257-263.
- Plumb R.A. & Hickman S.H. 1985. Stress-induced borehole enlargement: a comparison between the four-arm dipmeter and the borehole televiewer in the Auburn geothermal well. *J. Geophys. Res.*, **90**:5513-5521.
- Plumb R.A., Evans K.F., Engelder T. 1991. Geophysical log responses and their correlation with bed-to-bed stress contrasts in Paleozoic rocks, Appalachian plateau, New York. *J. Geophys. Res.*, **96** (B9):14509-14528.
- Rahimi R. & Nygaard R. 2015. Comparison of rock failure criteria in predicting borehole shear failure.

- Rajabi M., Ziegler M., Tingay M., Heidbach O., Reynolds S. 2016. Contemporary tectonic stress pattern of the Taranaki Basin, Nova Zelândia, J. Geophys. Res. Solid Earth. **121**:6053 - 6070.
- Ranjbar-Karami R., kadhodaie-Ilkhchi A., Shiri M. 2014. A modified fuzzy inference system for estimation of the static rock elastic properties: A case study from the Kangan and Dalan gas reservoirs, South Pars gas field, the Persian Gulf, Journal of Natural Gas Science and Engineering., **21**:962-976.
- Roegiers J. C., Boone T. J., Ingraffea A. R. 1991. Simulation of hydraulic fracture propagation in poroelastic rock with application to stress measurement techniques. Int J Rock Mech Min Sci., **28**:1-14.
- Safari M., Gholami R., Jami M., Ananthan M. A., Rahimi A., Khur S.W. 2021. Developing a porosity-permeability relationship for ellipsoidal grains: A correction shape factor for Kozeny-Carman's equation, Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 205, 108896, ISSN 0920-4105, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108896>.
- Santarelli F.J. 1987. Theoretical and Experimental Investigation of the Stability of the Axisymmetric Wellbore
- Santos E.S.R., Ferreira F.H. 2010. Mechanical Behavior of Brazilian Off-shore Carbonate Reservoir. 44th U.S. Rock Mechanics Symposium and 5th U.S. Canada Rock Mechanics Symposium, Salt Lake City, UT, USA. ARMA 10-199.
- Schlumberger oilfield glossary. 2022. https://glossary.slb.com/es/terms/u/uniaxial_compressive_strength. 04/10.
- Sen S., Kundan A., Kalpande V., Kumar M. 2019. The present-day state of tectonic stress in the offshore Kutch-Saurashtra Basin, India. Mar. Petrol. Geol., **102**:751-758.
- Shabaninejad M. & Haghighi B. 2011. Rock Typing and Generalization of Permeability-Porosity Relationship for an Iranian Carbonate Gas Reservoir. Paper presented at the Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Abuja, Nigeria, July 2011. SPE-150819-MS.
- Silva C., Rabe C., Fontoura S. 2017. Geomechanical Model and Wellbore Stability Analysis of Brazil's Pre-Salt Carbonates, a Case Study in Block BMS-8. Paper presented at the OTC Brasil, Rio de Janeiro. Brazil, October 2017.
- Skalinski M., Kenter J.A.M. 2014. Carbonate petrophysical rock typing: integrating geological attributes and petrophysical properties while linking with dynamic behaviour S.M. Agar, S. Geiger (Eds.), Fundamental Controls on Fluid Flow in Carbonates, Geol. Soc. London, Spec. Publ., **406**:229-259.

- Sone H. & Zoback M.D. 2013. Mechanical properties of shale-gas reservoir rocks — Part 2: Ductile creep, brittle strength, and their relation to the elastic modulus. *J. Geophysics*. P D393-D402. V 78 5 10.1190/geo2013-0051.1.
- Swarbrick R.E. & Osborne M.J. 1998. Mechanisms that generate abnormal pressures: an overview. B.E. Law, G.F. Ulmishek, U.I. Slavin (Eds.), *Abnormal Pressures in Hydrocarbon Environments*, AAPG Memoir., **70**:13-34.
- Thiercelin M.J. & Plumb R.A. 1994. A core-based prediction of lithologic stress contrasts in east Texas formations. *SPE Form. Eval.*, **9**:251-258.
- Tingay, Mark & Hillis, Richard & Swarbrick, Richard & Morley, Christopher & Damit, Abdul. 2009. Origin of overpressure and pore-pressure prediction in the Baram province, Brunei. *Aapg Bulletin - AAPG BULL.*, 93:51-74.
- Torok A. & Vasarhelyi B. 2010. The influence of fabric and water content on selected rock mechanical parameters of travertine, examples from Hungary *Eng. Geol.*, **115**(3):237-245.
- Treagus S.H. 1973. Buckling stability of a viscous single-layer system, oblique to the principal compression. *Tectonophysics.*, **19**(3):271-289.
- Tutolo B.M. e Tosca N.J. 2018. Experimental examination of the Mg-silicate-carbonate system at ambient temperature: implications for alkaline chemical sedimentation and lacustrine carbonate formation. *Geochim. Cosmochim.*, **225**:80-101.
- Wang H.F. 2000. *Theory of Linear Poroelasticity with Applications to Geomechanics and Hydrogeology*. Princeton University Press., p.304.
- Whitehead W.S., Hunt E.R., Finley R.J., Holditch S.A. 1986. In-situ stresses: a comparison between log-derived values and actual field-measured values in the Travis Peak formation of East Texas. Paper SPE-15209.
- Wileveau Y., Cornet F., Desroches J., Blumling P. 2007. Complete in situ stress determination in an argillite sedimentary formation. *Phys. Chem. Earth.*, **32**:866-878.
- Wright V. P. & Barnett A. J. 2015. An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. *Geological Society, London, Special Publications.*, **418** (1):209-219.
- Xu S & Payne M.A. 2009. Modeling elastic properties in carbonate rocks. *Lead. Edge*, 28 (1) (2009), pp. 66-74, 10.1190/1.3064148.
- Yale D.P. 2003. Fault and Stress Magnitude Controls on Variations in the Orientation in Situ Stress Fracture and In-Situ Stress Characterization of Hydrocarbon Reservoirs. *Geological Society Special Publications. Geological Society of London. London.*, **209**:55-64.

- Yale DP. 1994. Static and dynamic rock mechanical properties in the Hugoton and Panoma fields, Kansas. In SPE Mid-Continent Gas Symposium. OnePetro.
- Yang Y., Liu Z., Sun Z., An S., Zhang W., Liu P., Yao J., Ma J. 2017. Research on Stress Sensitivity of Fractured Carbonate Reservoirs Based on CT Technology. *Energies*, 10, p.1833.
- Zalán P.V. 2016. Cinco quilômetros de sedimentos 153 Paleozoicos abaixo do Pré-sal da Bacia de Santos. Rio Oil & Gas 2016 Expo and Conference, Rio de Janeiro, Brazil.
- Zemanek J., Caldwell R., Glenn Jr. E., Holcomb S., Norton L., Straus A., et al. 1969. The borehole televiewer: a new logging concept for fracture location and other types of borehole inspection. *J. Pet. Technol.*, 21:762-774.
- Zhang J. & Wieseneck J. 2011. Challenges and surprises of abnormal pore pressure in shale gas formations. SPE 145964
- Zhang J. & Yin S. 2017. Fracture gradient prediction: an overview and an improved method. *Pet. Sci.*, 14:720-730.
- Zhang J. 2013. Borehole stability analysis accounting for anisotropies in drilling to weak bedding planes. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.*, 60:160-170.
- Zhang J., Standifird W., Roegiers J.C., Zhang Y. 2007. Stress-dependent permeability in fractured média: from lab experiments to engineering applications. *Rock Mech. Rock Eng.*, 40(1):3-21.
- Zhang J., Standifird W.B., Lenamond C. 2008. Casing ultradeep, ultralong salt sections in deep water: a case study for failure diagnosis and risk mitigation in record-depth well. SPE 114273.
- Zhang J., Bai M., Roegiers J.C., Wang J., Liu T. 2000. Experimental determination of stress-permeability relationship. Proc 4th North American Rock Mech. Symp., Seattle. Balkema, Rotterdam., p.817-822.
- Zhang J.J. 2019. Applied Petroleum Geomechanics. Gulf Professional Publishing, 515pp.
- Zoback M., Barton C., Brudy M., Castillo D., Finkbeiner T., Grollmund B., Wiprut D. 2003. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 40 (7):1049-1076.
- Zoback M.D. 2007. Reservoir Geomechanics. Cambridge University Press., p. 464.
- Zoback MD, Healy JH. 1992. In situ stress measurements to 3.5 km depth in the Cajon Pass Scientific Research Borehole: implications for the mechanics of crustal faulting. *J Geophys Res.*, 97:5039–5057.

9. Anexos

Perfis de poço

Este anexo aborda os layouts com as curvas modeladas tanto para a análise geomecânica quanto para a caracterização das unidades de fluxo de FU para os poços de avaliação que não foram apresentadas nos capítulos anteriores.

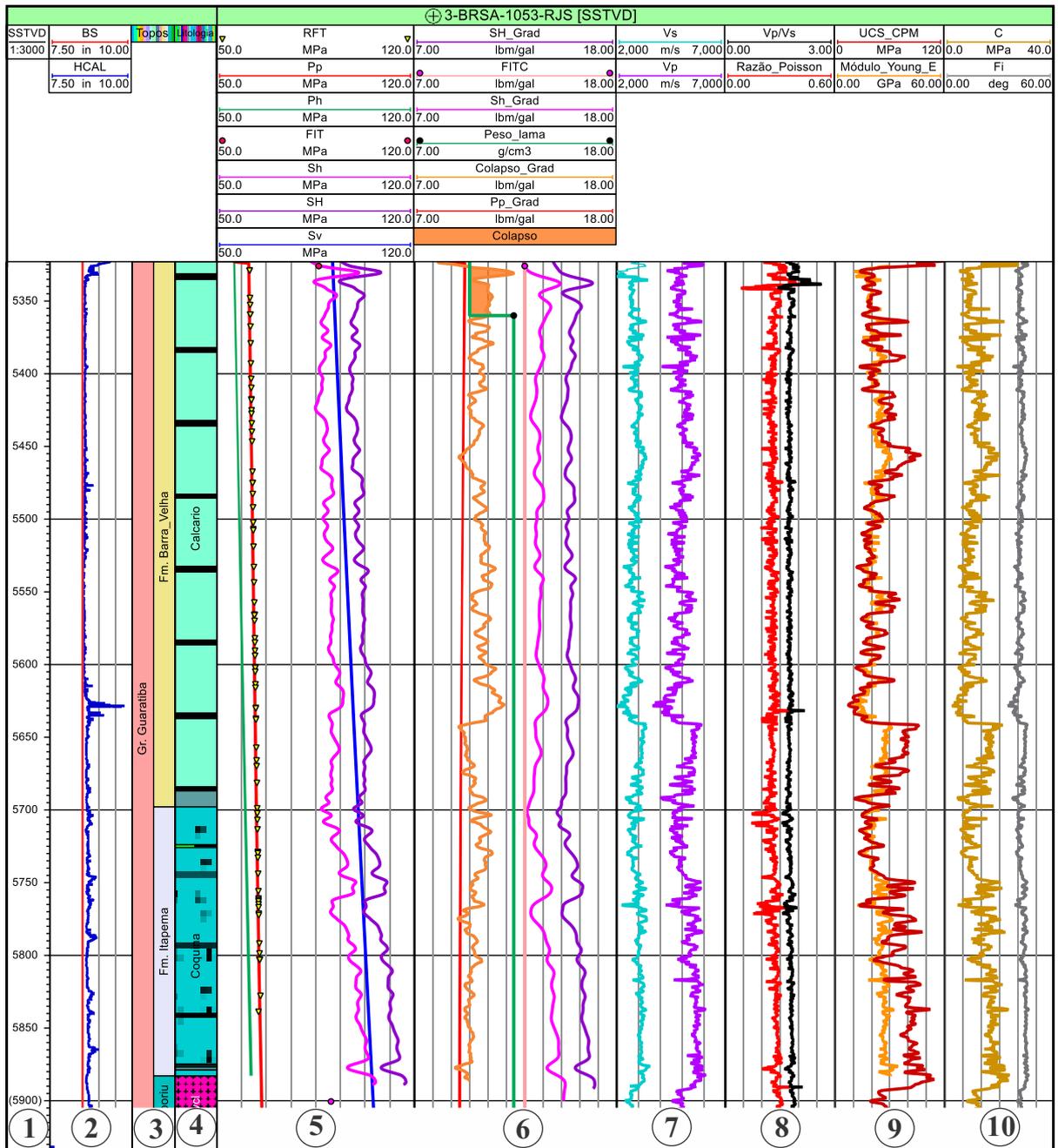


Figura 62: Perfis geomecânicos de poço 3-BRSA-1053-RJS. *Tracks* 1) profundidade verdadeira (m); 2) *caliper e bit side*; 3) formações; 4) litologia; 5) tensões *in-situ*, pressão de poros e pressão de colapso; 6) Janela operacional; 7) perfis sônicos; 8) relação de Poisson; 9) Módulo de Young estático e resistência à compressão uniaxial; 10) ângulo de atrito interno e coesão.

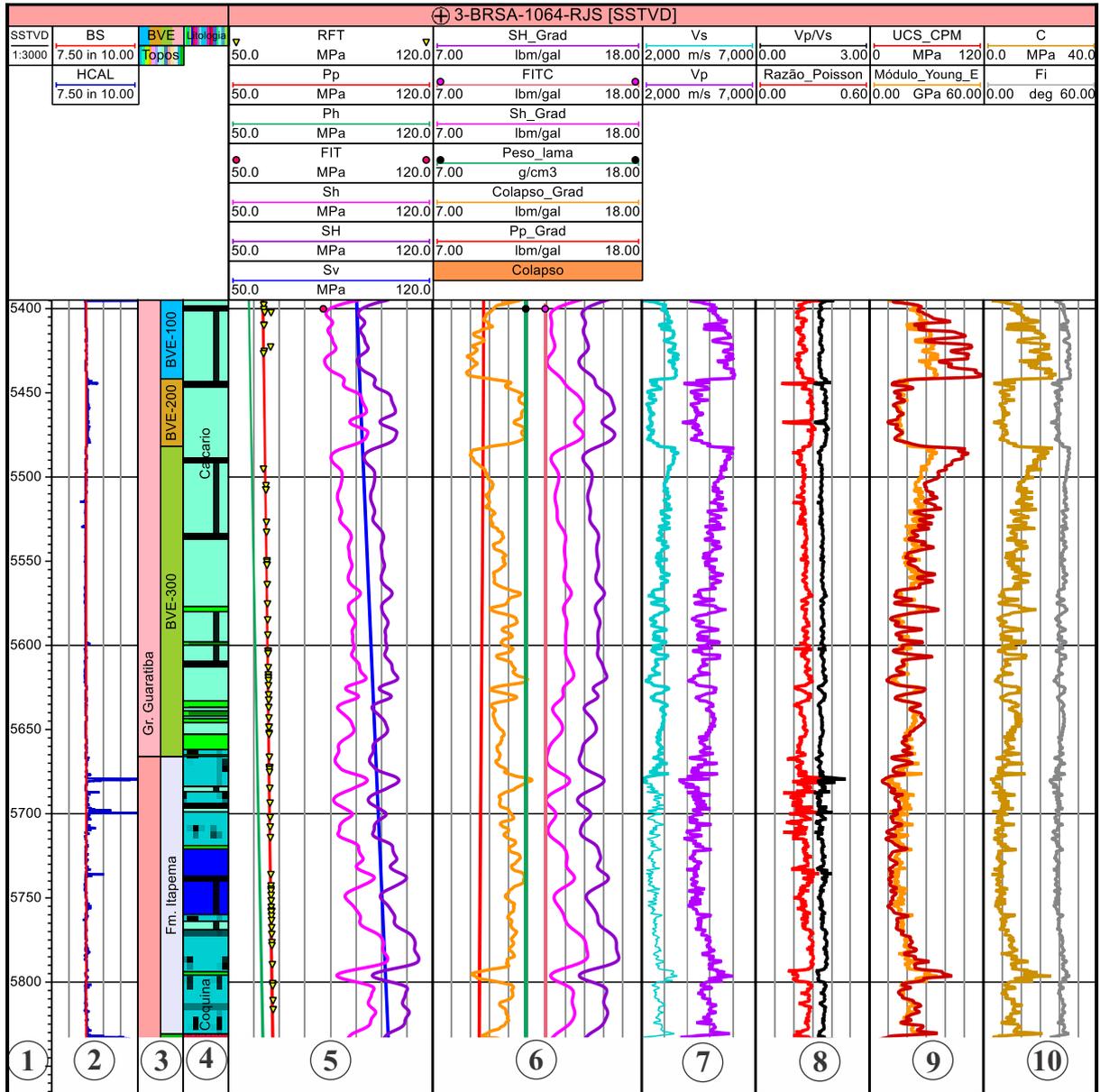


Figura 63: Perfis geomecânicos de poço 3-BRSA-1064-RJS. *Tracks*1) profundidade verdadeira (m); 2) *caliper e bit side* 3) formações; 4) litologia; 5) tensões *in-situ*, pressão de poros e pressão de colapso; 6) Janela operacional; 7) perfis sônicos; 8) relação de Poisson; 9) Módulo de Young estático e resistência à compressão uniaxial; 10) ângulo de atrito interno e coesão.

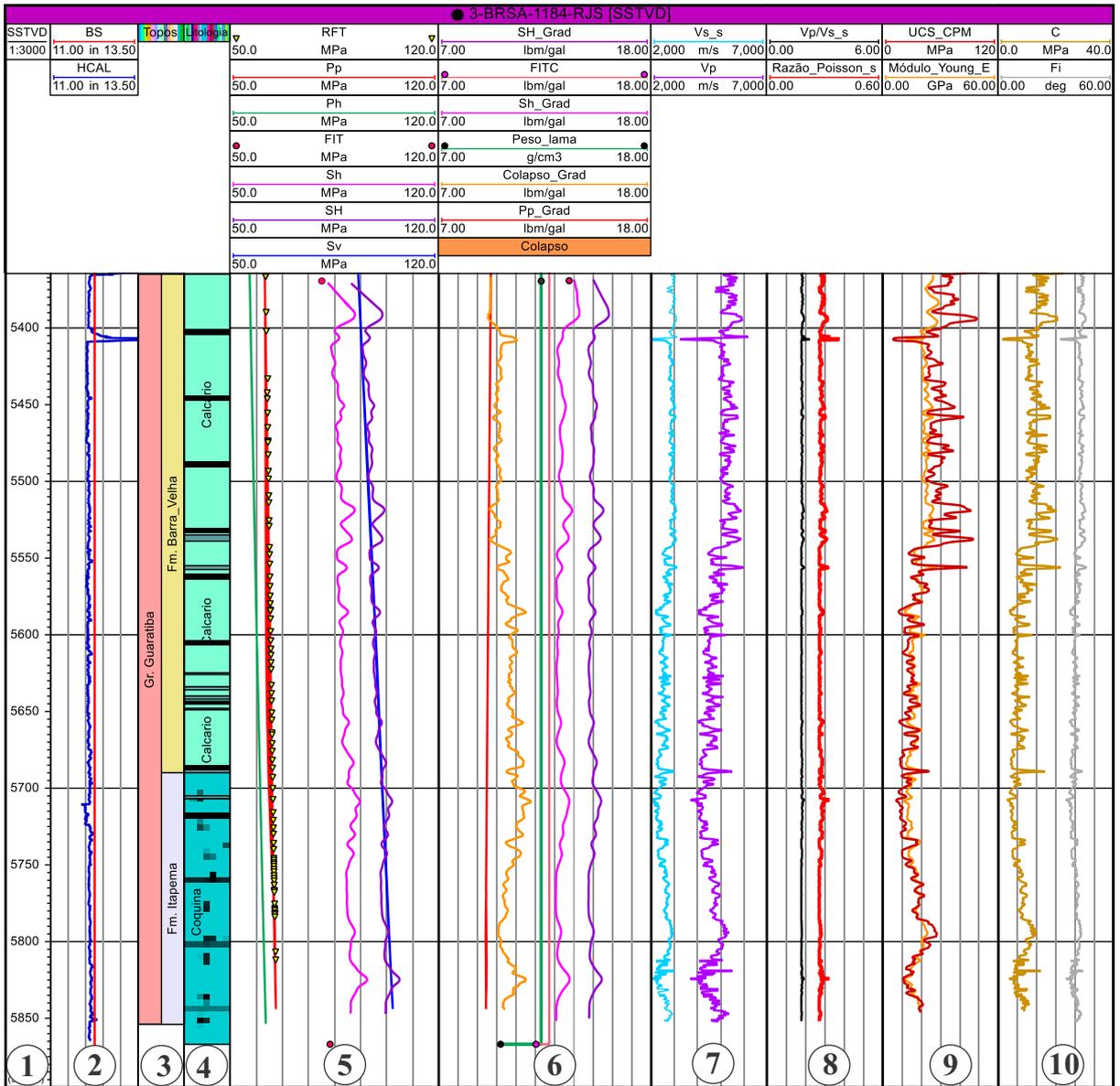


Figura64: Perfis geomecânicos de poço 3-BRSA-1184-RJS. *Tracks*1) profundidade verdadeira (m); 2) caliper e bit side3) formações; 4) litologia; 5) tensões *in-situ*, pressão de poros e pressão de colapso; 6) Janela operacional; 7) perfis sônicos; 8) relação de Poisson; 9) Módulo de Young estático e resistência à compressão uniaxial; 10) ângulo de atrito interno e coesão.

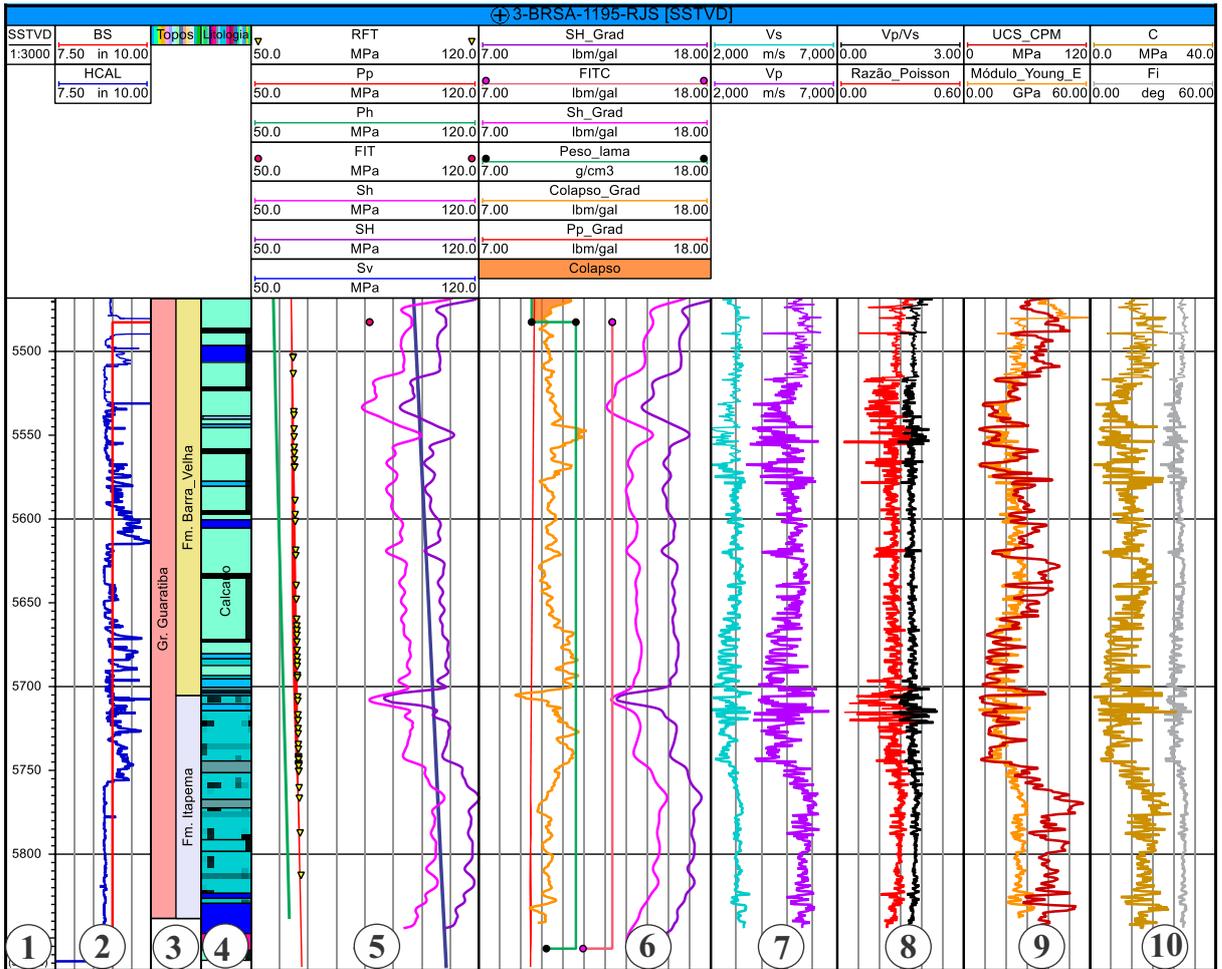


Figura65: Perfis geomecânicos de poço 3-BRSA-1195-RJS. *Tracks1* profundidade verdadeira (m);
 2) *caliper e bit side*; 3) formações; 4) litologia; 5) tensões *in-situ*, pressão de poros e pressão de colapso; 6) Janela operacional; 7) perfis sônicos; 8) relação de Poisson; 9) Módulo de Young estático e resistência à compressão uniaxial; 10) ângulo de atrito interno e coesão.

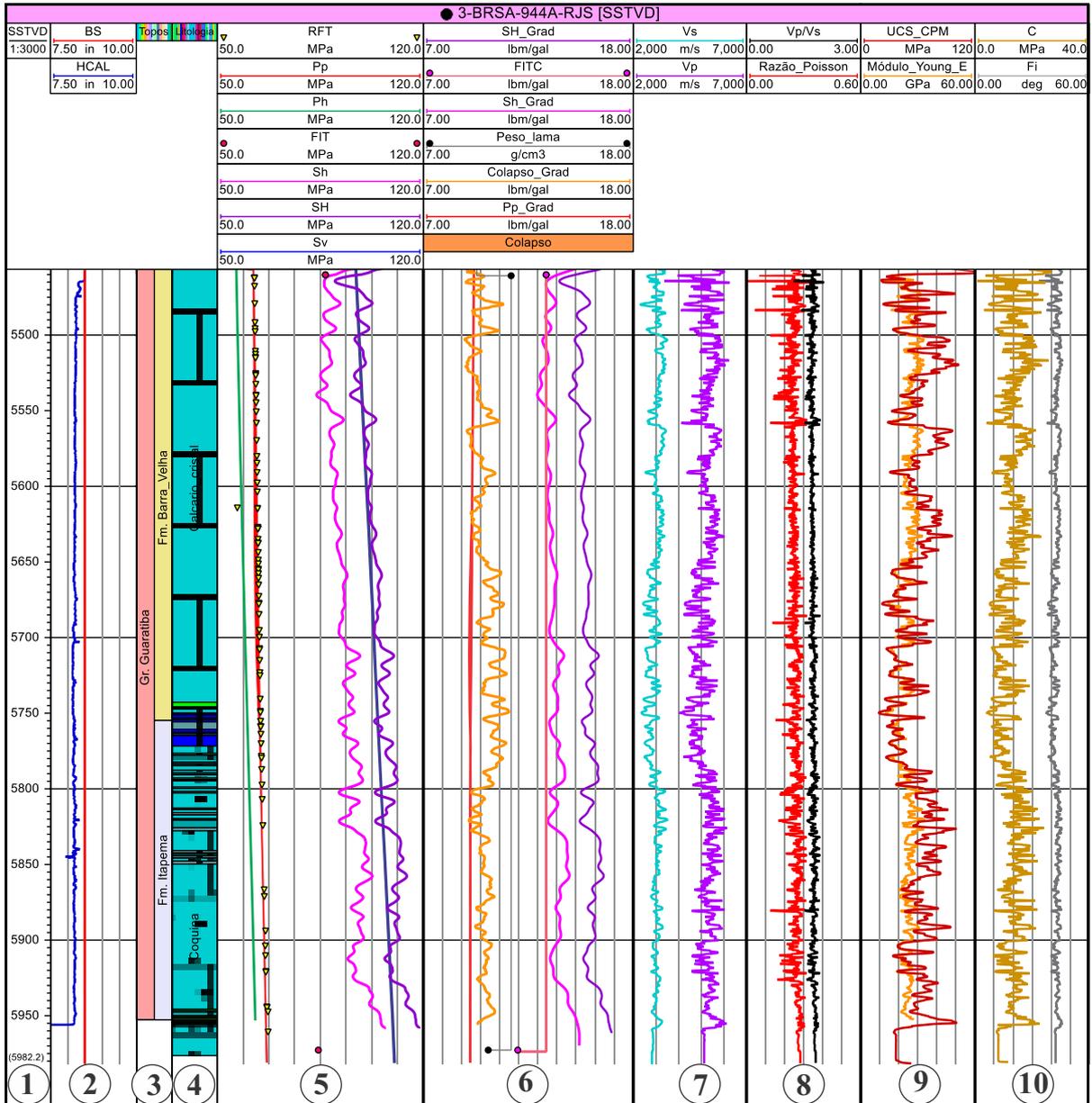


Figura66: Perfis geomecânicos de poço 3-BRSA-944A-RJS. *Tracks*1) profundidade verdadeira (m); 2) *caliper e bit side*; 3) formações; 4) litologia; 5) tensões *in-situ*, pressão de poros e pressão de colapso; 6) Janela operacional; 7) perfis sônicos; 8) relação de Poisson; 9) Módulo de Young estático e resistência à compressão uniaxial; 10) ângulo de atrito interno e coesão.

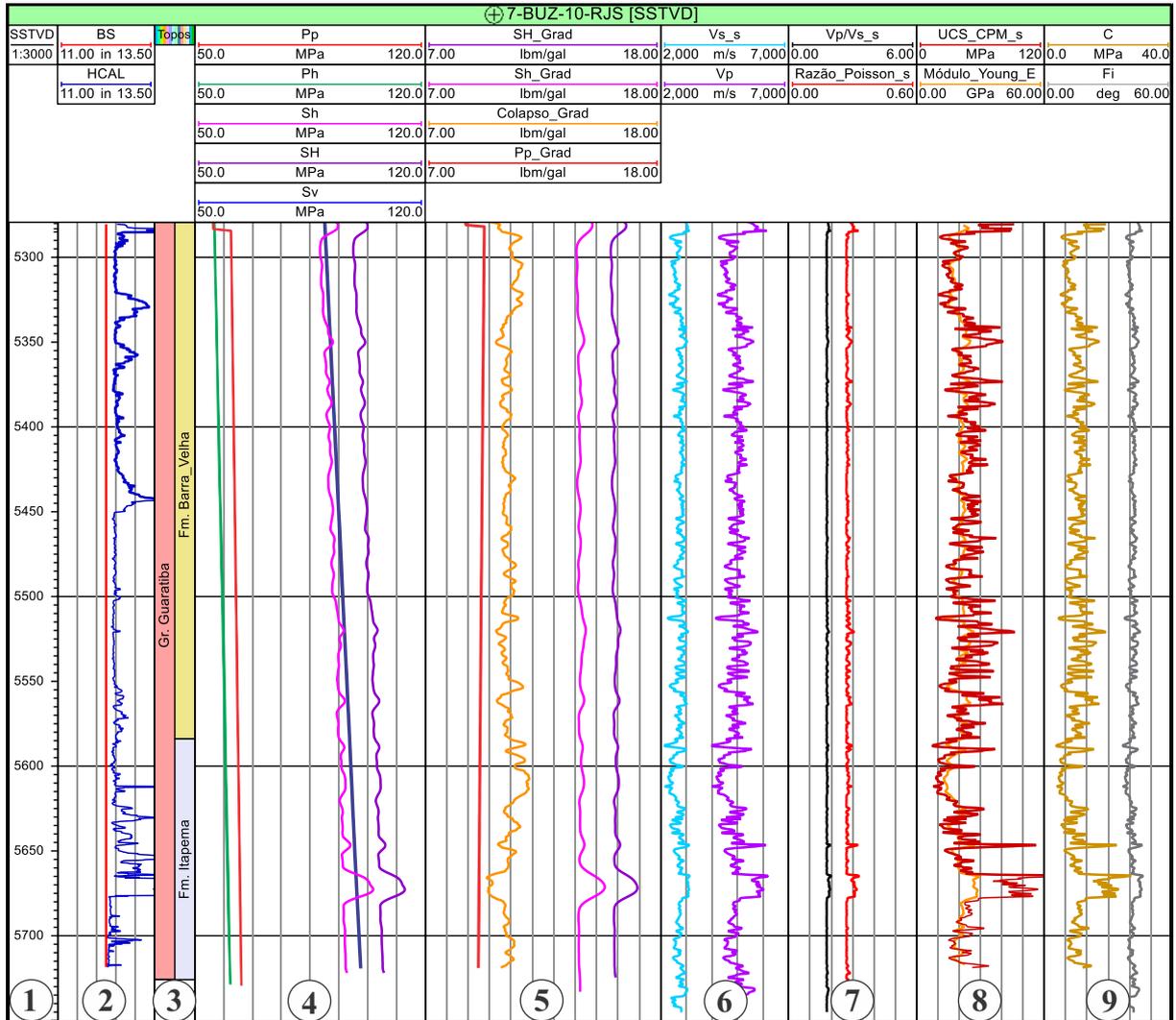


Figura67: Perfis geomecânicos de poço 7-BUZ-10-RJS. *Tracks*1) profundidade verdadeira (m); 2) *caliper e bit side*3) formações; 4) tensões *in-situ*, pressão de poros e pressão de colapso; 5) Janela operacional; 6) perfis sísmicos; 7) relação de Poisson; 8) Módulo de Young estático e resistência à compressão uniaxial; 9) ângulo de atrito interno e coesão.

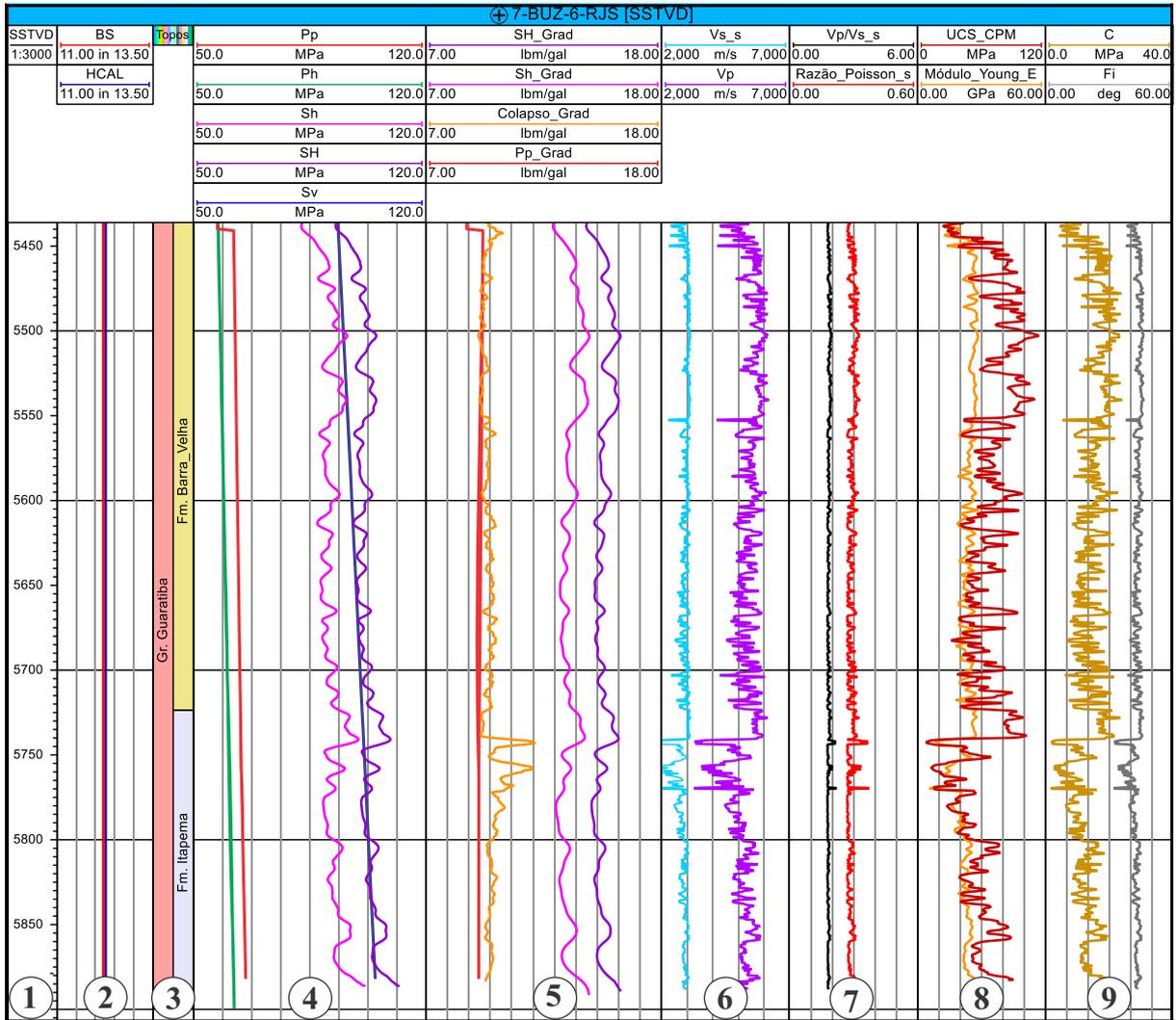


Figura 68: Perfis geomecânicos de poço 7-BUZ-6-RJS. *Tracks*1) profundidade verdadeira (m); 2) *caliper* e *bit side*3) formações; 4) tensões *in-situ*, pressão de poros e pressão de colapso; 5) Janela operacional; 6) perfis sônicos; 7) relação de Poisson; 8) Módulo de Young estático e resistência à compressão uniaxial; 9) ângulo de atrito interno e coesão.

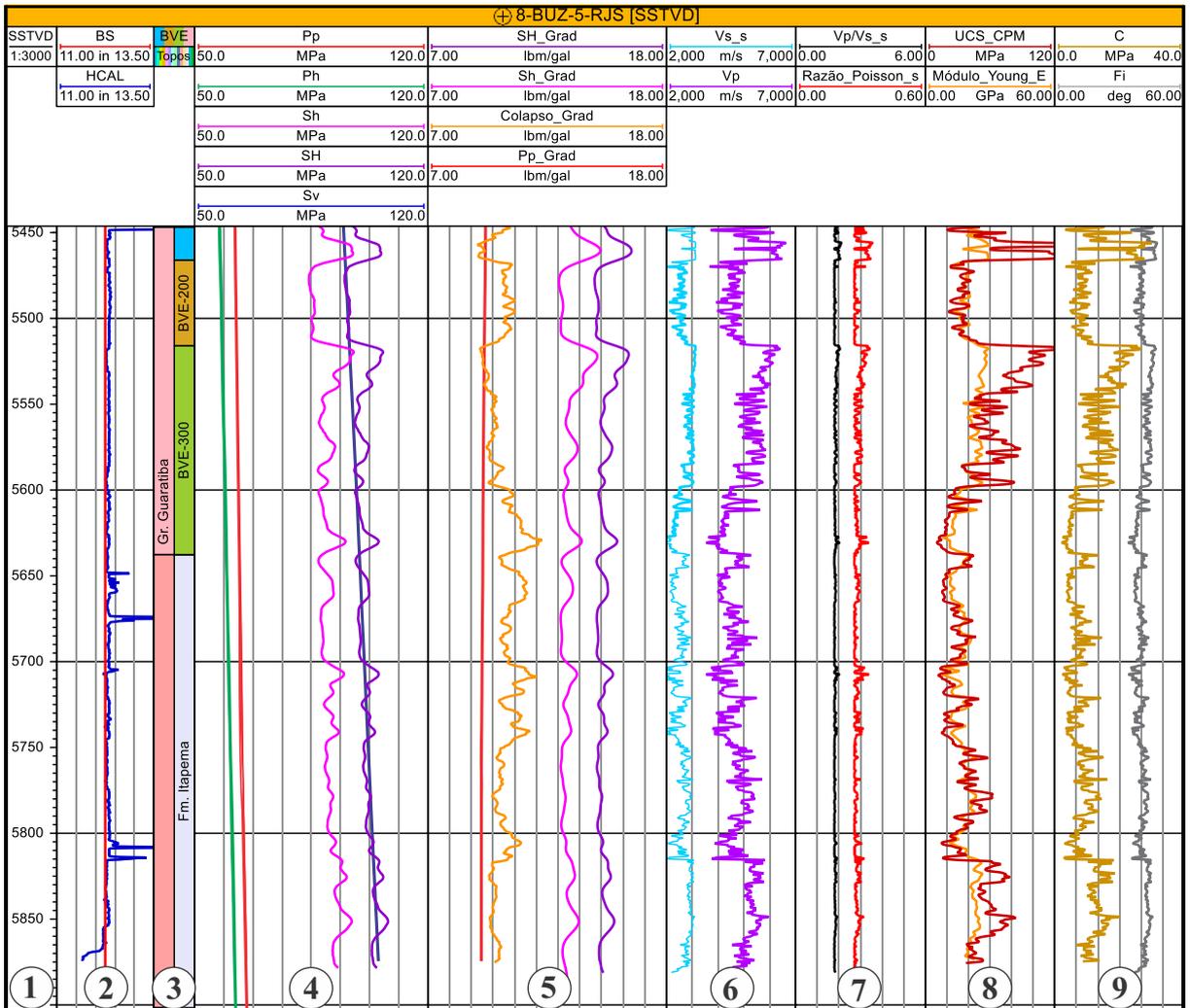


Figura 69: Perfis geomecânicos de poço 8-BUZ-5-RJS. *Tracks* 1) profundidade verdadeira (m); 2) caliper e bit side; 3) formações; 4) tensões *in-situ*, pressão de poros e pressão de colapso; 5) Janela operacional; 6) perfis sônicos; 7) relação de Poisson; 8) Módulo de Young estático e resistência à compressão uniaxial; 9) ângulo de atrito interno e coesão.

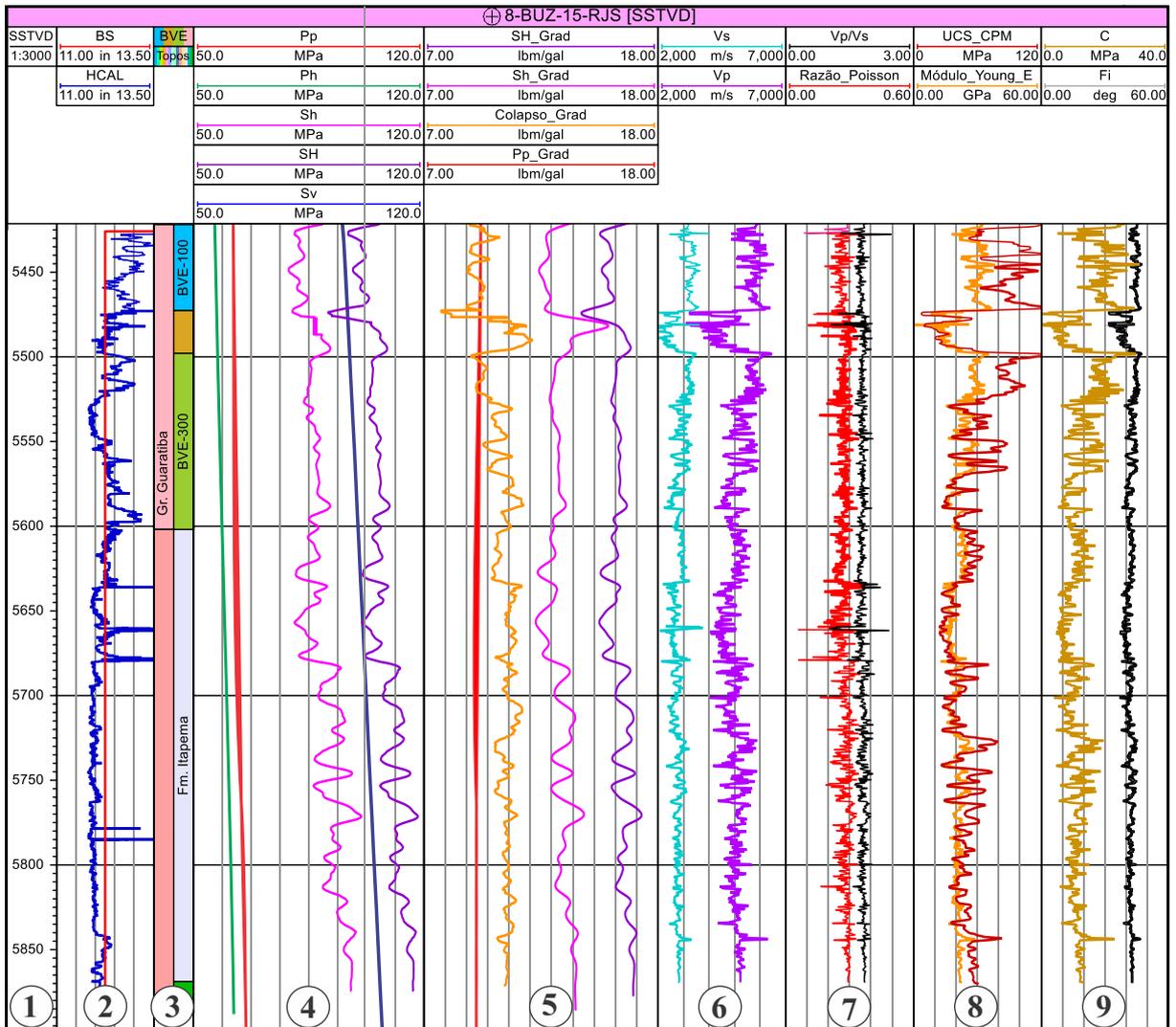


Figura70: Perfis geomecânicos de poço 8-BUZ-15-RJS. *Tracks*1) profundidade verdadeira (m); 2) caliper e bit side; 3) formações; 4) tensões *in-situ* e pressão de poros; 5) Janela operacional; 6) perfis sônicos; 7) relação de Poisson; 8) Módulo de Young estático e resistência à compressão uniaxial; 9) ângulo de atrito interno e coesão.

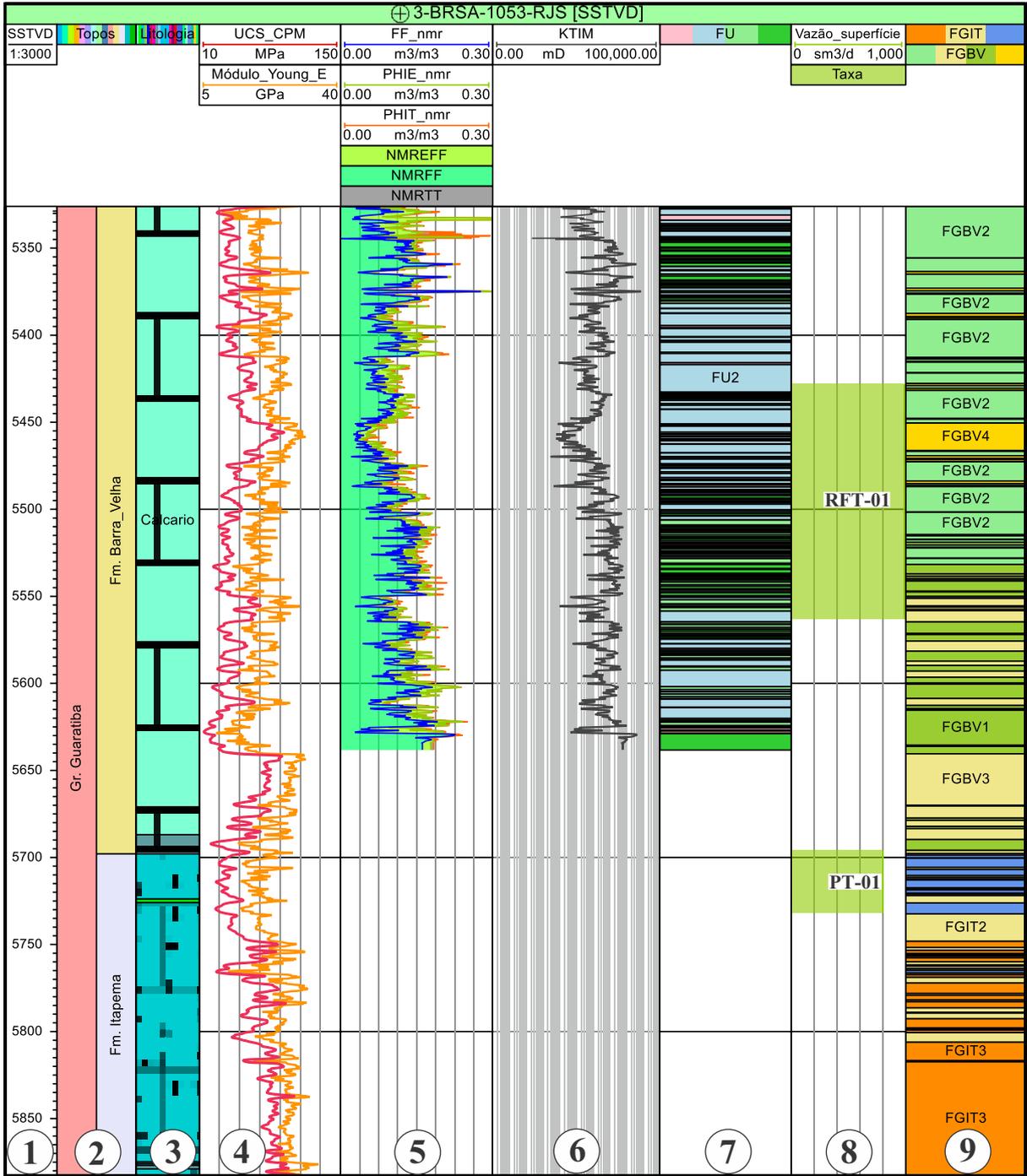


Figura71: Modelagem das GMF e FU no poço 3-BRSA-1053-RJS. *Tracks* 1) profundidade verdadeira (m); 2) formações; 3) Litologia; 4) Módulo de Young estático e resistência à compressão uniaxial; 5) porosidade total e efetiva; 6) permeabilidade; 7) unidades de fluxo FU; 8) medidas de vazão dos testes de formação; 9) fácies geomecânicas para cada formação.

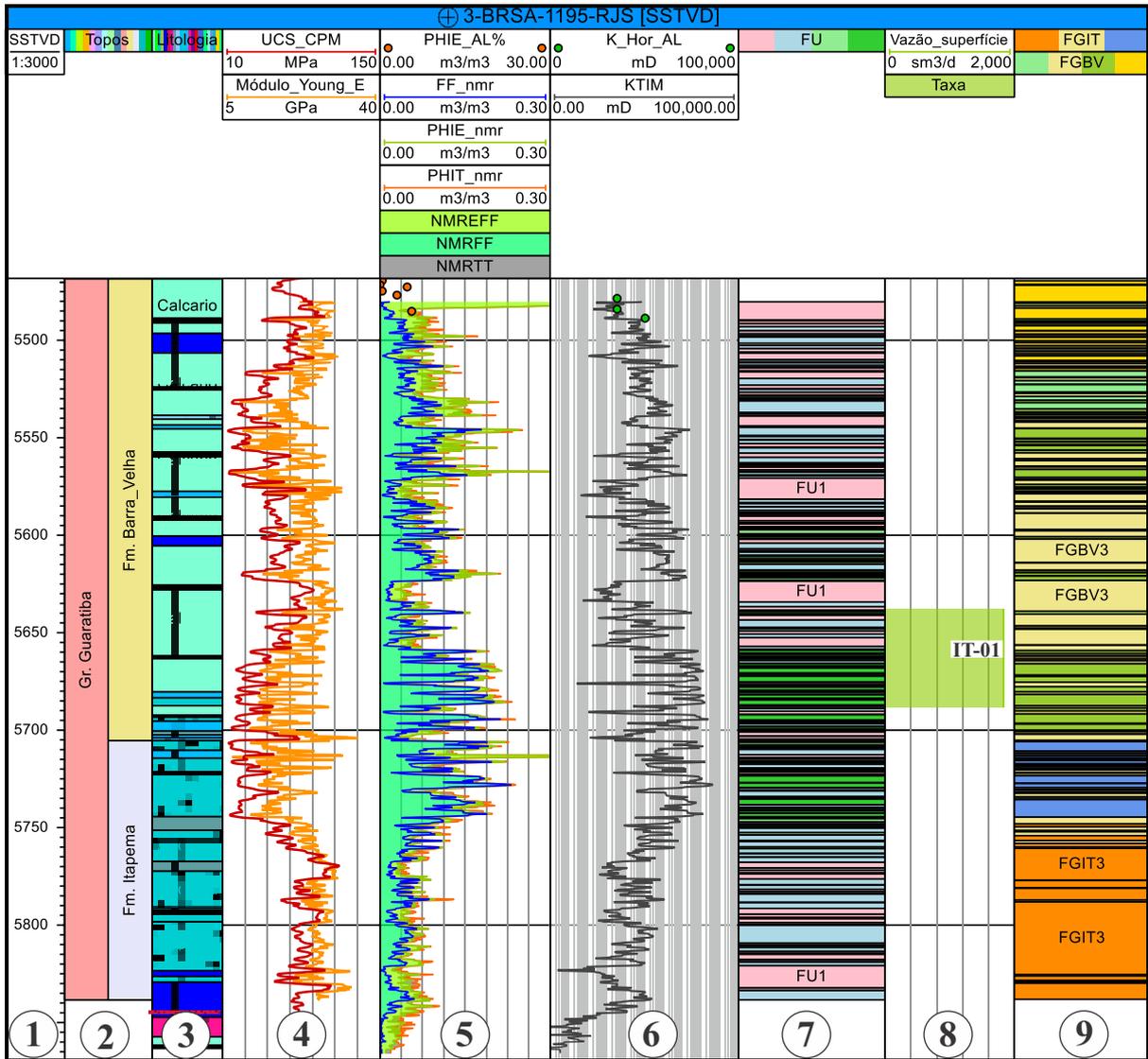


Figura73: Modelagem das GMF e FU no poço 3-BRSA-1195-RJS. *Tracks1*) profundidade verdadeira (m); 2) formações; 3) Litologia; 4) Módulo de Young estático e resistência à compressão uniaxial; 5) porosidade total e efetiva e fluido livre; 6) permeabilidade; 7) unidades de fluxo FU; 8) medidas de vazão dos testes de formação; 9) fácies geomecânicas para cada formação.

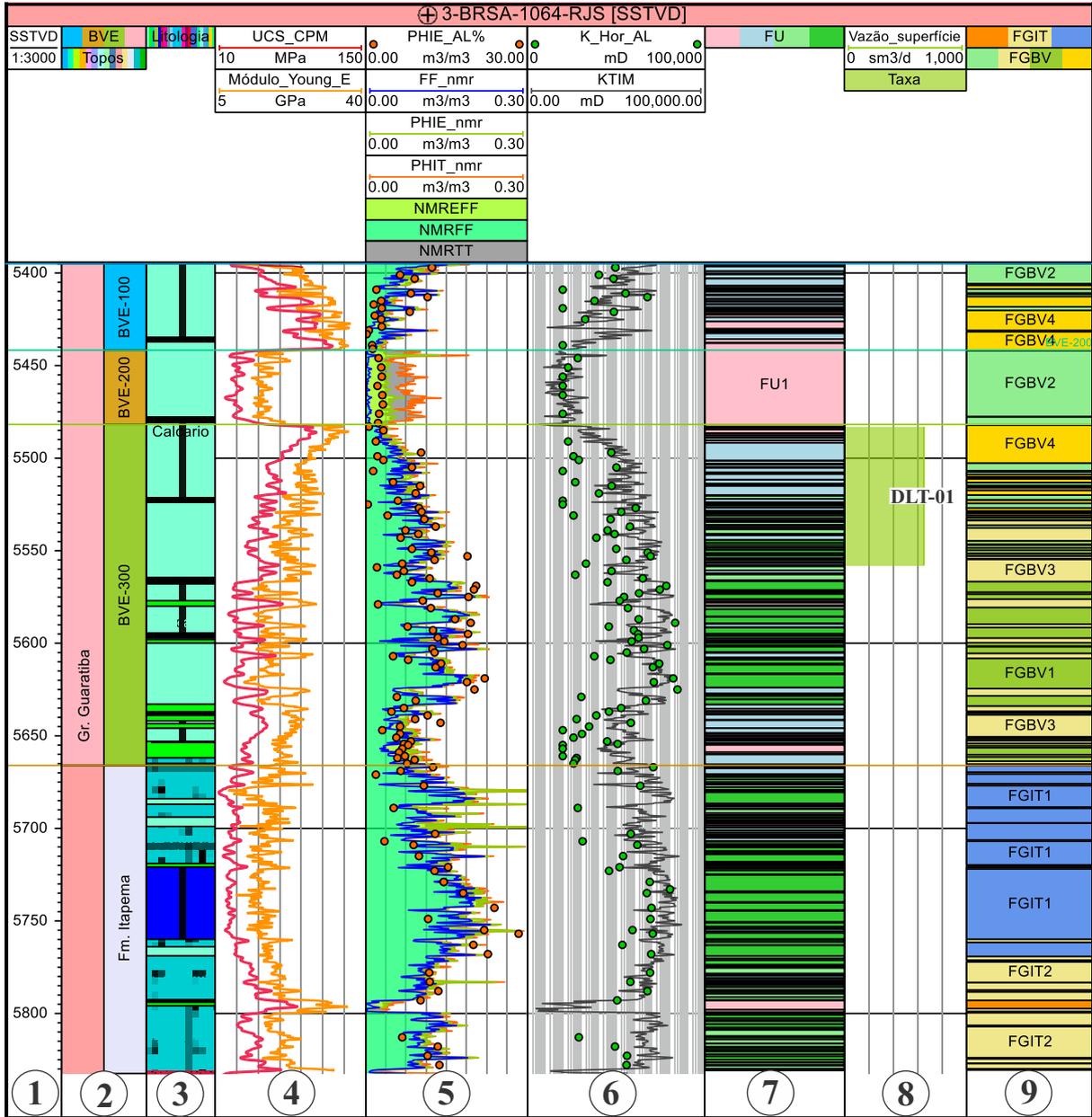


Figura72: Modelagem das GMF e FU no poço 3-BRSA-1064-RJS. *Tracks*1) profundidade verdadeira (m); 2) formações; 3) Litologia; 4) Módulo de Young estático e resistência à compressão uniaxial; 5) porosidade total e efetiva e fluido livre; 6) permeabilidade; 7) unidades de fluxo FU; 8) medidas de vazão dos testes de formação; 9) fácies geomecânicas para cada formação.

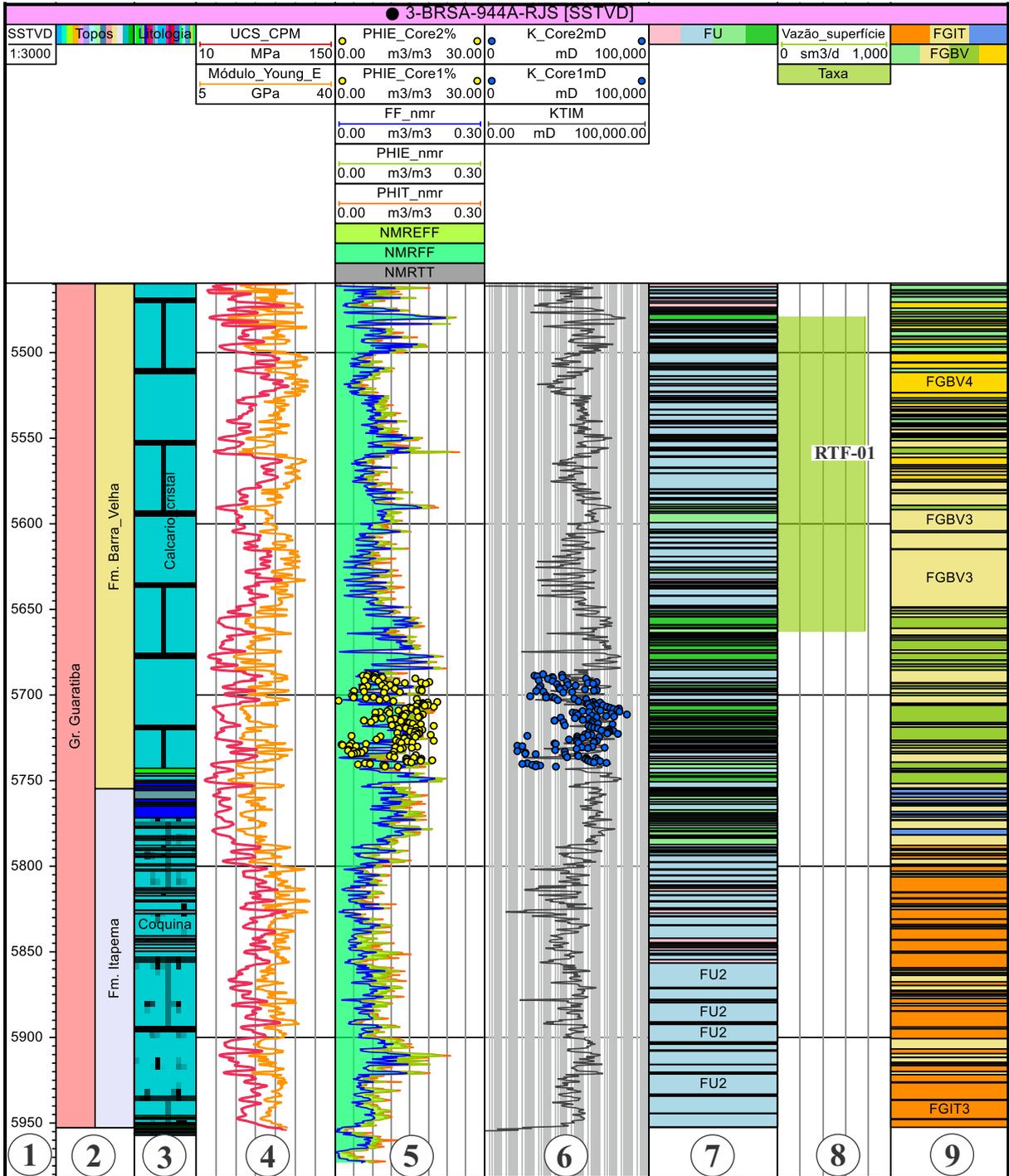


Figura74: Modelagem das GMF e FU no poço 3-BRSA-944A-RJS. *Tracks1*) profundidade verdadeira (m); 2) formações; 3) Litologia; 4) Módulo de Young estático e resistência à compressão uniaxial; 5) porosidade total e efetiva e fluido livre; 6) permeabilidade; 7) unidades de fluxo FU; 8) medidas de vazão dos testes de formação; 9) fácies geomecânicas para cada formação.

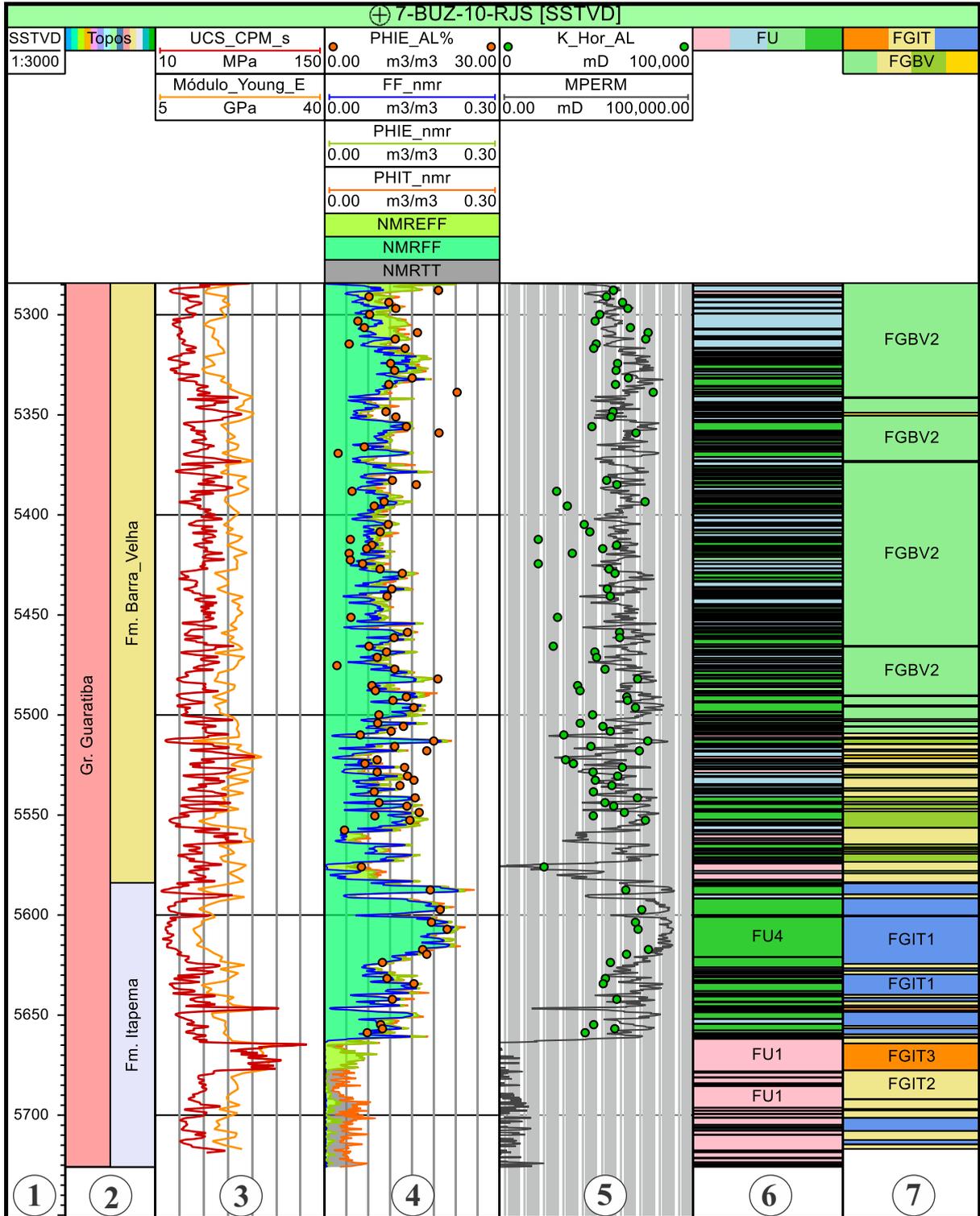


Figura 75: Modelagem das GMF e FU no poço 7-BUZ-10-RJS. *Tracks* 1) profundidade verdadeira (m); 2) formações; 3) Módulo de Young estático e resistência à compressão uniaxial; 4) porosidade total e efetiva e fluido livre; 5) permeabilidade; 6) unidades de fluxo FU; 7) fácies geomecânicas para cada formação.

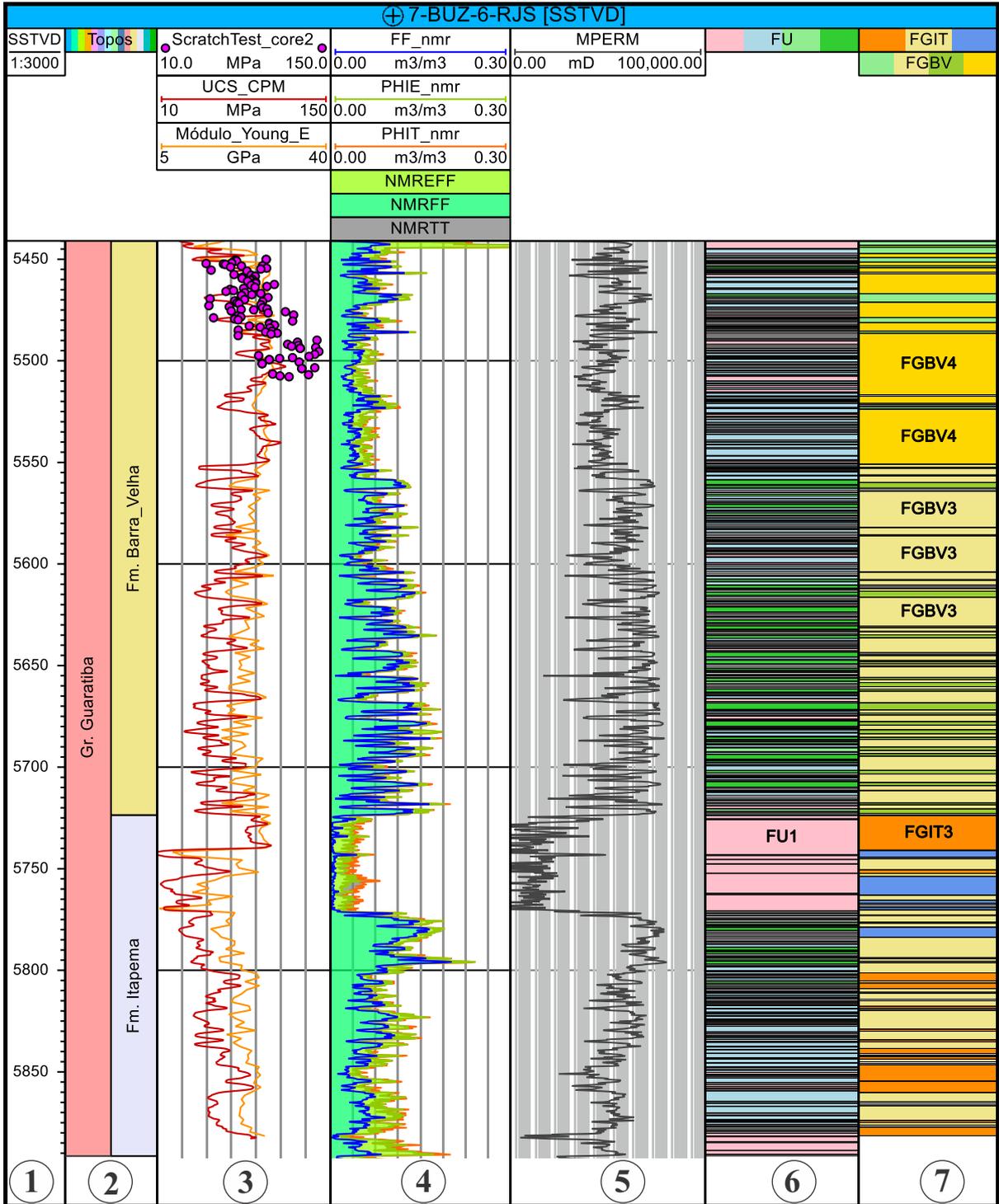


Figura 76: Modelagem das GMF e FU no poço 8-BUZ-5-RJS. *Tracks* 1) profundidade verdadeira (m); 2) formações; 3) Módulo de Young estático e resistência à compressão uniaxial; 4) porosidade total e efetiva e fluido livre; 5) permeabilidade; 6) unidades de fluxo FU; 7) fácies geomecânicas para cada formação.

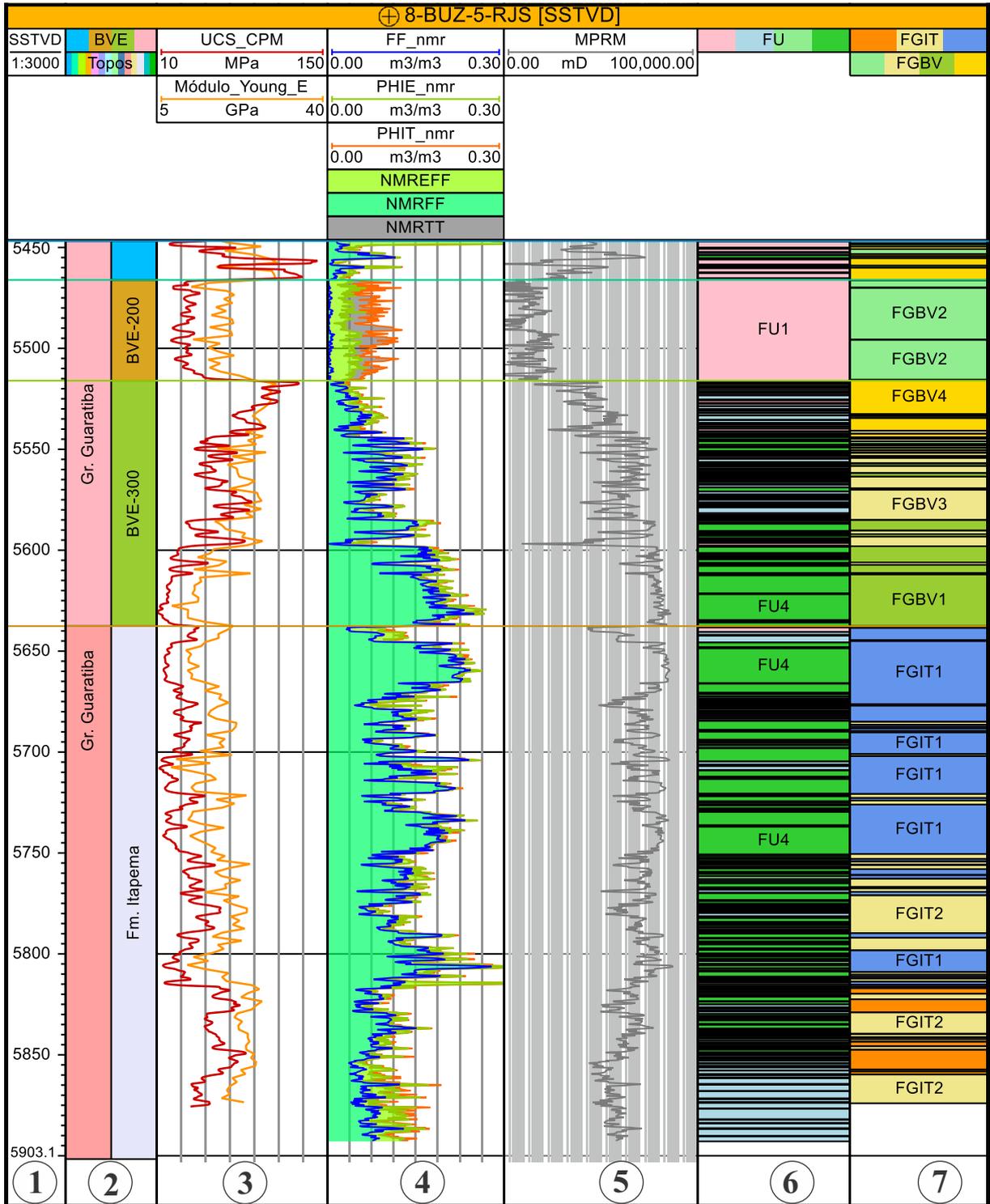


Figura77: Modelagem das GMF e FU no poço 7-BUZ-6-RJS. *Tracks*1) profundidade verdadeira (m); 2) formações; 3) Módulo de Young estático e resistência à compressão uniaxial; 4) porosidade total e efetiva e fluido livre; 5) permeabilidade; 6) unidades de fluxo FU; 17) fácies geomecânicas para cada formação.

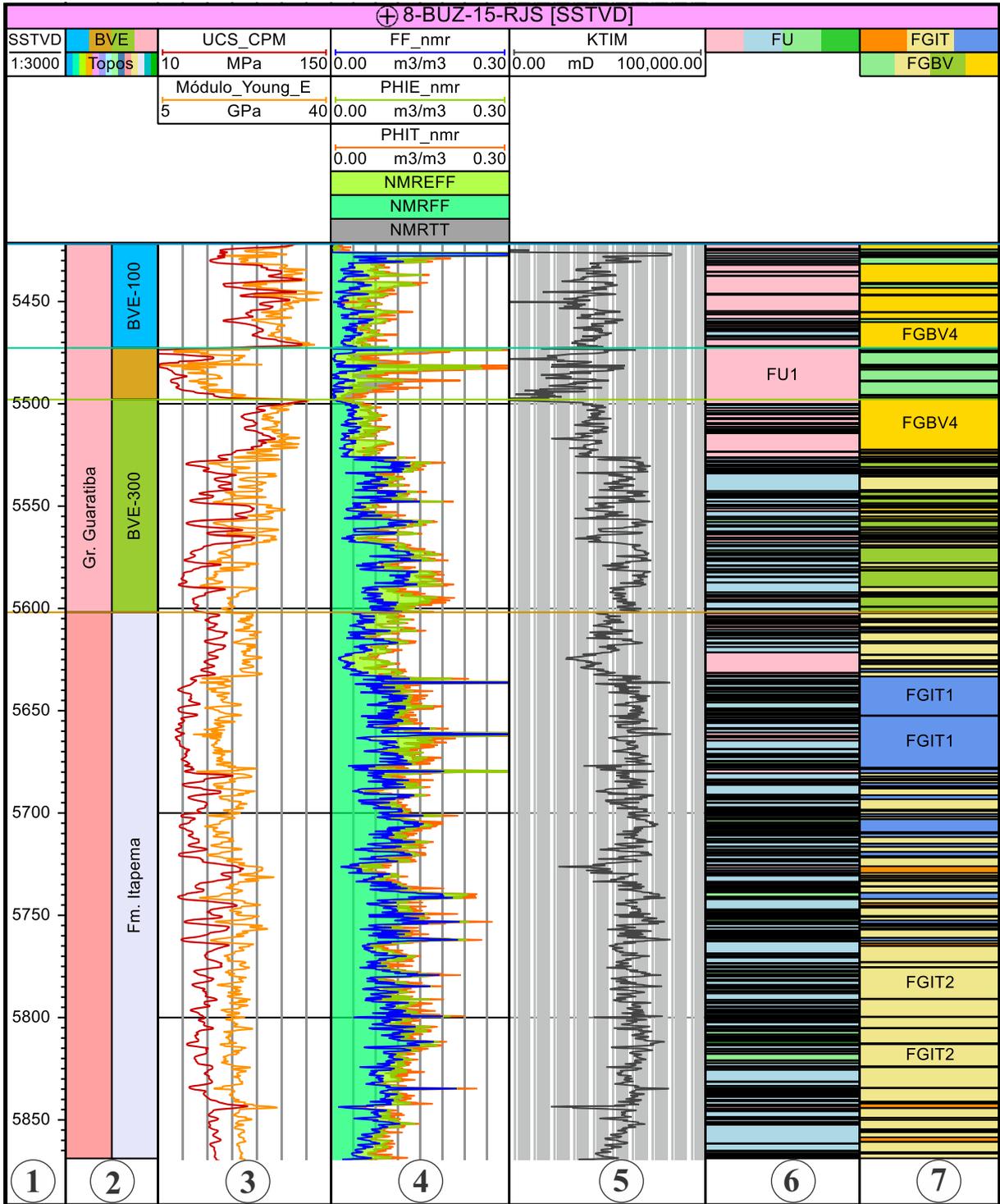


Figura78: Modelagem das GMF e FU no poço 8-BUZ-15-RJS. *Tracks*1) profundidade verdadeira (m); 2) formações; 3) Módulo de Young estático e resistência à compressão uniaxial; 4) porosidade total e efetiva e fluido livre; 5) permeabilidade; 6) unidades de fluxo FU; 7) fácies geomecânicas para cada formação.