



**Felipe Tinaglia Sampaio**

**Caracterização Mecânica de um Arenito de Águas Profundas da Bacia de Sergipe e Suas Implicações para Geomecânica de Reservatórios**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil do Departamento de Engenharia Civil e Ambiental da PUC-Rio.

Orientador(a): Prof.<sup>a</sup>

Raquel Quadros Velloso

Coorientador: Prof.

Francisco Henriques Ferreira

Rio de Janeiro

Maio de 2022



**Felipe Tinaglia Sampaio**

## **Caracterização Mecânica de um Arenito de Águas Profundas da Bacia de Sergipe e Suas Implicações para Geomecânica de Reservatórios**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo.

Prof.<sup>a</sup> Raquel Quadros Velloso

Orientador (a)

Departamento de Engenharia Civil e Ambiental – PUC-Rio

Prof. Francisco Henriques Ferreira

Cenpes/Petrobras

Prof. Eurípedes do Amaral Vargas Júnior

Departamento de Engenharia Civil e Ambiental – PUC-Rio

Prof. João Paulo Pereira Nunes  
Petróleo Brasileiro - Rio de Janeiro - Matriz

Rio de Janeiro, 06 maio de 2022

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e dos orientadores.

## Felipe Tinaglia Sampaio

Graduou-se em Geologia pela Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro em 2011, tendo desenvolvido trabalho científico em caracterização petrológica e geoquímica das rochas granítico-gnáissicas ocorrentes na região de Seropédica-RJ. Após trabalhar um ano com geologia de risco na Defesa Civil, atua como geólogo sênior de reservatórios da Petrobras, tendo sido admitido em 2012.

### Ficha Catalográfica

Sampaio, Felipe Tinaglia

Caracterização mecânica de um arenito de águas profundas da Bacia de Sergipe e suas implicações para geomecânica de reservatórios / Felipe Tinaglia Sampaio; orientadora: Raquel Quadros Velloso. - Rio de Janeiro PUC, Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, 2022;

170 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, 2022.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Civil e Ambiental - Teses. 2. Arenitos. 3. Compactação. 4. Compressibilidade. 5. Geomecânica de reservatórios. 6. Subsidência. I. Velloso, Raquel Quadros. II. Ferreira, Francisco Henriques. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil e Ambiental. IV. Título.

CDD: 624

## Agradecimentos

À Petrobras por ter me concedido a oportunidade de realizar os estudos de pós-graduação. Agradeço também a Agência Nacional do Petróleo (ANP), pela autorização de utilização das amostras para os ensaios. Sem a compreensão de ambos a dissertação não teria sido possível. O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Ao professor Vargas pelos ricos ensinamentos no âmbito da mecânica de rochas e do escoamento de fluidos em meios subterrâneos e à PUC pelo alto nível técnico. Agradeço muito a minha orientadora, Raquel Velloso, que contribuiu com o andamento do mestrado sempre com toda paciência e calma necessários para a resolução dos inúmeros problemas que surgem durante uma pesquisa de mestrado. E, no nosso caso, diante de tantos imprevistos e no meio da epidemia, com uma transformação digital mais acelerada, foi necessário ainda mais resiliência.

Com as dificuldades e limitações de acessos surgindo a todo momento, e tudo praticamente online, um trabalho experimental ficou ainda mais complexo. Por isso, agradeço imensamente ao meu coorientador, Francisco Henriques Ferreira, pela paciência e proatividade, encaixando os experimentos na rotina, já cheia, do centro de pesquisa Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES).

Agradeço aos colegas da universidade e da empresa, que sempre me brindaram com discussões frutíferas e debates construtivos. Sempre nos incentivando nos momentos de desânimo e nos dando forças, compartilhando das mesmas dificuldades. Tiago "Gaúcho", Renata Sampaio, Allícia, Ruan, Bruno Pinheiro, Cristhian, Lucas Mendes, Rodrigo Soares, Bianca Lacerda, Alexandre Zanatta obrigado pela ajuda. Deixo o agradecimento a todos os colegas contemporâneos da PUC e da Petrobras pela imensa ajuda.

Aos técnicos da Universidade, à secretaria, em especial à Luana. Aos técnicos do Cenpes, aos colegas de gerência e do ativo de produção (Filipe Lira, Otávio, Leonardo Barbosa, Talles e Cláudio Borba) que contribuía com o fornecimento dos dados para a modelagem numérica. Por fim, agradeço a Deus pela saúde e perseverança que me permitiram chegar até aqui, a minha família, ao meu pai Cláudio (in memoriam) e minha mãe, Sonia, que me deram a melhor formação possível. A minha companheira Talitta Nunes, que sempre me apoiou e me deu forças, incondicionalmente. Obrigado!

## Resumo

Sampaio, Felipe Tinaglia; Velloso, Raquel Quadros; Ferreira, Francisco Henriques. Caracterização Mecânica de Um Arenito de Águas Profundas da Bacia de Sergipe e Suas Implicações Para a Geomecânica de Reservatórios. Rio de Janeiro, 2022. 170p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O principal objetivo deste trabalho é o estudo da compressibilidade dos arenitos consolidados de águas profundas da bacia de Sergipe em diferentes tensões efetivas, bem como a redução da porosidade e permeabilidade com a depleção da rocha. Foram obtidas as compressibilidades ( $C$ ) mais utilizadas nos estudos de geomecânica do petróleo, em diferentes tensões efetivas. A compressibilidade é um importante parâmetro de entrada nos simuladores de escoamento.

O poço escolhido para o estudo foi o BRSA-189A-SES (nomenclatura ANP) situado no Campo “P.” O principal motivo para a escolha desse reservatório para o estudo foi a disponibilidade de um testemunho robusto de rocha, com amostras de plugues de dimensões de 1,5 polegadas e perfis de poços. Através de ensaios mecânicos, foi possível atingir a caracterização geomecânica mínima dos arenitos analisados. Foi feita uma comparação com propriedades de algumas rochas da literatura e com um modelo numérico construído e simulado para o estudo (onde também é possível obter a compressibilidade de poros como parâmetro de saída).

Ademais, foi feita uma proposta de uniformização das diferentes nomenclaturas apresentadas na literatura, baseado em Zimmerman (1990) e Ferreira *et al.* (relatório interno, 2018). Por fim, as amostras foram submetidas à variação de tensão efetiva ( $\sigma'$ ) enquanto era feita a medição da porosidade ( $\varphi$ ) e da permeabilidade ( $k$ ), permitindo obter a variação da permeabilidade ao longo do incremento da tensão efetiva. Foi feita uma comparação com os expoentes de equações do “tipo Kozeny-Carman”, que relacionam a redução de permeabilidade à uma queda da porosidade (Petunin, 2011).

O estudo permitiu a evolução no entendimento das propriedades mecânicas dos arenitos da bacia de Sergipe, uma vez que outros reservatórios de mesma idade serão explorados nos próximos anos, em condições de depleção elevada, bem como injeção de água e gás. A caracterização mecânica da rocha reservatório permite melhor gerenciamento da vida útil do campo de petróleo.

**Palavras-chave:** Arenitos; Compactação; Compressibilidade; Geomecânica de Reservatórios; Subsidência; Petróleo.

## Abstract

Sampaio, Felipe Tinaglia; Velloso, Raquel Quadros; Ferreira, Francisco Henriques. Mechanical Characterization of a Deep-Water Sandstone from the Sergipe Basin and Its Implications for Reservoir Geomechanics. Rio de Janeiro, 2022. 170p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The main objective of this work is to study the compressibility of consolidated (deep waters) sandstones from the Sergipe basin at different effective stresses levels, as well as the reduction of porosity and permeability with rock depletion. Compressibilities (C), most used in petroleum geomechanics studies were obtained, at different effective stresses. Compressibility is an important input parameter in flow simulators for oil production forecasts.

The well chosen for the study was BRSA-189A-SES (ANP nomenclature) located in Field “P.” The main reason for choosing this reservoir for the study was the availability of a robust rock core, with plug samples measuring 1.5 inches. Through mechanical tests, it was possible to reach the minimum geomechanical characterization of the analyzed sandstones. A comparison was made with some literature rocks, tested in the elastic regime, and with a numerical model built and simulated for the study (where it is also possible to obtain pore compressibility as an output parameter).

Furthermore, a proposal was made to standardize the different nomenclatures presented in the literature, based on Zimmerman (1990) and Ferreira *et al.* (internal report, 2018). Finally, the samples were subjected to effective stress variation ( $\Delta\sigma'$ ), while porosity ( $\phi$ ) and permeability ( $k$ ) were measured, allowing to obtain the permeability variation, along the effective stress increment. A comparison was made with the exponents of the “Kozeny-Carman type” equations, which relate the permeability reduction to a decrease in porosity (Petunin, 2011).

The study allowed the evolution in the understanding of the mechanical properties of the sandstones of the Sergipe basin, since other reservoirs of the same geological age will be exploited in the coming years, under conditions of high depletion, as well as water and gas injection. The mechanical characterization of the reservoir rock directs to a better management of the oil field's useful life.

**Keywords:** Compaction; Compressibility; Petroleum; Reservoir Geomechanics; Sandstones; Subsidence.

Listas de figuras	I
Listas de tabelas	II
Símbolos	III
<b>1. Introdução</b> .....	20
<b>1.1 Características Petrofísicas</b> .....	28
1.1.1 Porosidade .....	38
1.1.2 Permeabilidade.....	46
<b>2. Compressibilidade das Rochas</b> .....	52
<b>3. Programa Experimental</b> .....	63
<b>3.1 Estimativa do Estado de Tensões <i>in situ</i></b> .....	64
<b>3.2 Testes para Determinação de Compressibilidades</b> .....	80
3.2.1 Ensaio Hidrostático.....	80
3.1.4 Ensaio Oedométrico .....	83
<b>4. Resultados Experimentais</b> .....	86
4.1 Ensaio Hidrostático.....	86
4.2 Ensaio Oedométrico .....	94
4.3 Redução da Permeabilidade.....	99
4.4 Ensaio de Fluxo .....	111
<b>5. Modelagem Geomecânica 3D</b> .....	118
<b>5.1 Construção do Grid do Modelo Geomecânico e Distribuição das Propriedades Hidromecânicas</b> .....	119
5.2 Inicialização e Ajuste de Tensões.....	131
5.3 Resultados do Modelo Geomecânico Numérico.....	135
<b>6. Discussão</b> .....	141
6.1 Consequências da Compactação de Reservatórios .....	141
6.2 Comparação do Modelo Numérico com Ensaio de Laboratório .....	150
6.3 Sugestão de Trabalhos Futuros.....	154
<b>7. Conclusões</b> .....	156
<b>8. Referências Bibliográficas</b> .....	159
Anexos	IV

---

Figura 1-1: Localização da Bacia de Sergipe com indicação aproximada do poço BRSA-189A-SES (seta maior), onde foram obtidas as amostras de arenitos e os perfis de poços para o presente estudo .....	20
Figura 1-2: Mapa mostrando os poços perfurados na bacia de Sergipe até janeiro 2022. Em verde, os poços exploratórios, em azul os de desenvolvimento e em amarelo os poços especiais. ....	21
Figura 1-3: Carta estratigráfica da sub bacia de Sergipe. Indicação do arenito reservatório estudado (seta amarela) e da rocha geradora (seta verde) do sistema petrolífero da Formação Calumbi, na região do Campo "P.". Adaptado de Campos Neto et al., 2007 ...	22
Figura 1-4: Modelo deposicional do reservatório de estudo. Adaptado de Filipe Lira e colaboradores (2009).....	23
Figura 1-5 Mapa de topo (esquerda superior), da base (direita superior) e de isópacas (inferior) do reservatório do Campo "P." .....	24
Figura 1-6: Figura mostrando os perfis básicos do poço BRSA-189A-SES, com destaque para o intervalo de coleta de amostras. Colunas da esquerda para a direita: 1- Profundidade (m), 2- Caliper + Raios Gama (Core Gama em vermelho), 3- Amostragem, 4-Granulometria, 5- Estruturas Sedimentares, 6- Densidade e Neutrão, 7- Resistividade e 8- Descrição sucinta. Fonte: ANASETE (Análise Sequencial de Testemunhos - Petrobras). ....	30
Figura 1-7: Seção sísmica arbitrária mostrando a ocorrência do reservatório do Campo "P." (seção em amplitude). Adaptado de Oliveira (2020). ....	30
Figura 1-8: Aspecto geral macroscópico da rocha estudada ao longo de todo intervalo do reservatório testemunhado. Na base, é possível observar o folhelho do underburden em cores mais escuras. Fonte: (Prolab - Produtos e Análises de Laboratório – Petrobras)....	32
Figura 1-9: Lâminas delgadas mostrando a porosidade totalmente obliterada em trechos em que houve cimentação por calcita. Adaptado de UN-SEAL/ ATEX/ Laboratório de Geologia-LG, CT 04/2005.....	33
Figura 1-10: Classificação ternária detrítica das tochas reservatórios do Campo "P.". Adaptado de UN-SEAL/ ATEX/ Laboratório de Geologia-LG, CT 04/2005. A e B, Folk, 1968 e C, Mc. Bride 1963. Q- Quartzo, F- Feldspato e L- Líticos.....	33
Figura 1-11: Imagem de MEV (microscópio eletrônico de varredura) do arenito representativo do reservatório do Campo "P.", na profundidade aproximada de 3012 m. Adaptado de UN-SEAL/ ATEX/ Laboratório de Geologia-LG, CT 04/2005.....	34
Figura 1-12: Imagem de MEV (microscópio eletrônico de varredura) do arenito representativo do reservatório do Campo "P.", na profundidade aproximada de 3021 m. Adaptado de UN-SEAL/ ATEX/ Laboratório de Geologia-LG, CT 04/2005.....	34
Figura 1-13: Imagens de MEV (microscópio eletrônico de varredura) de diversas profundidades obtidas nas rochas do reservatório do Campo "P.". Alb = albita (feldspato), Cl = clorita (argila), Cau = caolinita (argila), Pir = piritita, Ca = Calcita, Qz = quartzo. Adaptado de UN-SEAL/ ATEX/ Laboratório de Geologia-LG, CT 04/2005 .....	35
Figura 1-14: Cálculo da velocidade de propagação de ondas P e S dentro do reservatório e nas rochas encaixantes do Campo "P." .....	43
Figura 1-15: Grau de fissuração do intervalo reservatório do Campo "P." a partir da propagação de ondas compressoriais e do índice de qualidade (IQ). Adaptado de Goodman (1989). (Após Fourmaintraux).....	44
Figura 1-16: Seção delgada do arenito alvo desse estudo em seis profundidades distintas.	

Volume poroso em azul. Diss. = dissolução, Inter-g = espaço intergranular e Caul = caolinita, Pir. = pirita, Bioc. = bioclasto, Qz-ov = Sobrecrescimento de quartzo e TiOx = Óxido de titânio. Fonte: Prolab Petrobras. ....	45
Figura 1-17: Figura ilustrado a abordagem macroscópica (esquerda) da lei de Darcy (1856) e a abordagem microscópica (direita), que não faz parte da maioria dos trabalhos. ....	47
Figura 1-18: Aparato utilizado por Henry Darcy (1856) no experimento para cálculo de vazão. Adaptado de Freeze and Cherry (1979). ....	47
Figura 1-19: Correlação entre a porosidade dos plugues desta dissertação e o log da permeabilidade em mD. ....	49
Figura 1-20: Figura mostrando a atuação do aumento da tensão efetiva na redução da porosidade e por consequência da permeabilidade. Adaptado de Petunin (2011). Nesse caso, o autor dividiu a porosidade em efetiva e não efetiva ....	50
Figura 1-21: Figura ilustrando o expoente obtido para arenitos, da ordem de 2. Adaptado de Petunin (2011). ....	51
Figura 2-1: Seção esquemática de corpos com poros (b) e sem poros (a) submetidos a carregamento externo e pressão de poros. Os poros são comunicantes no espaço .....	53
Figura 2-2 - Convenção sugerida para uniformização de nomenclatura de compressibilidade para meios porosos (adaptado de Ferreira, 2018, baseado em Zimmerman, 1990). ....	54
Figura 2-3: Diagrama apresentando as compressibilidades de meios porosos, condições de contorno do teste e volume de controle. Baseado em Zimmerman (1990) e Ferreira et al. (2018). ....	56
Figura 2-4: Figura mostrando a curva de compressibilidade em função da tensão efetiva para o arenito da Louisiana, número 23 da tabela acima. ....	59
Figura 2-5: Figura mostrando o experimento de Carpenter & Spencer (1940) com o arenito Frio do oeste do Texas, retirado da profundidade aproximada de 1665 m, com porosidade de 30%. Adaptado de Zimmerman (1990). ....	59
Figura 2-6: Figura mostrando o experimento (compressibilidade mostrada é a $C_{pc}$ ) de Carpenter & Spencer (1940) com o arenito Frio do oeste do Texas, retirado da profundidade de 1664 m com porosidade de 30%. Adaptado de Zimmerman (1990). ....	60
Figura 2-7: Figura mostrando a tentativa de correlacionar a porosidade com a compressibilidade do volume poroso em 256 plugues de arenitos e carbonatos. A linha contínua, em preto, indica a correlação obtida por Hall (1952). Amostras representadas por círculos brancos são arenitos. Adaptado de Newman (1973). ....	61
Figura 3-1: Célula de carga utilizada para os ensaios do corpo de prova do plugue 1052-V. ....	64
Figura 3-2: Superfície livre horizontal e estado de tensão in situ. Adaptado de Ferreira (2014). ....	66
Figura 3-3: Regime Normal de Falhamento (esquerda) Falha Normal (centro) Bloco Infinitesimal (direita) Mapa Estrutural. Adaptado de Ferreira, 2014. ....	67
Figura 3-4: Regime Reverso de Falhamento (esquerda) Falha Reversa (centro) Bloco Infinitesimal (direita) Mapa Estrutural. Adaptado de Ferreira, 2014. ....	67
Figura 3-5: Regime transcorrente de falhamento (esquerda) Falha transcorrente (centro) Bloco Infinitesimal (direita) Mapa estrutural. Adaptado de Ferreira (2014). ....	67
Figura 3-6: Figura mostrando como uma amostra genérica de rocha porosa se deforma	

com o aumento da tensão hidrostática. Destaque para o trecho de interesse dos ensaios desta dissertação. Adaptado de Goodman, 1989 (em tradução livre).....	68
Figura 3-7: Figura mostrando uma rocha submetida a um carregamento desviador (A). Em (B) é possível notar a dilatação do material à baixas tensões desviadoras. Adaptado de Goodman (1989).....	69
Figura 3-8: Ilustração da aplicação da Lei de Hooke em um material linear elástico. Adaptado de Moraes (2000). .....	70
Figura 3-9: Figura ilustrando a razão de Poisson ( $\nu$ ), que representa a razão da deformação radial pela deformação axial. Adaptado de Goodman, 1989. Na figura, $d$ é o diâmetro e $\Delta l$ é a variação de comprimento na direção axial.....	71
Figura 3-10: Estimativa de 03 (três) cenários de densidade para obtenção do caso base e cálculo da tensão vertical. ....	73
Figura 3-11: Estimativa de três cenários de tensão vertical para obtenção do caso base.....	73
Figura 3-12– Seção sísmica mostrando a interpretação de algumas falhas normais em uma seção sísmica genérica. Adaptado de Oliveira (2020).....	75
Figura 3-13: Figura ilustrando a operação para obtenção da estimativa da tensão mínima em poços de petróleo. Adaptado de Vargas (2018). ....	76
Figura 3-14: Estimativa da tensão horizontal mínima via testes de absorção (LOT's) e integridade da formação (FIT) na área do Campo "P.". Foram geradas três regressões diferentes para obtenção do cenário base.....	76
Figura 3-15: Representação esquemática de células para determinação de compressibilidade bulk ou total (a) ( $C_{bchid}$ ) - jacketed - e de grão (b) ( $C_{bceff}$ ) –unjacketed.....	81
Figura 3-16 - Representação esquemática de arranjo para teste de compressibilidade de poros em condições hidrostática ( $C_{pphid}$ ).....	82
Figura 3-17: Representação esquemática de plugue submetido a teste de compressibilidade oedométrica .....	84
Figura 3-18: Gráfico tensão x deformação x tempo, mostrando como atua o servomecanismo para manter a deformação lateral nula. Rocha qualquer com porosidade de 0.31 .....	85
Figura 4-1:Protocolo do Teste Hidrostático realizado com a amostra W1052V.....	87
Figura 4-2 – Registro de tensões e deformações para o teste hidrostático com o W1052V. ....	87
Figura 4-3: Resultados de porosidade e $C_{ppoed}$ para a amostra W1052V .....	89
Figura 4-4 - Ajuste de porosidade e $C_{ppoed}$ para a amostra W1052V.....	90
Figura 4-5: Protocolo do Teste Hidrostático realizado com a amostra W1098V.....	91
Figura 4-6 – Registro de tensões e deformações para o teste hidrostático com o W1098V. ....	92
Figura 4-7 – Registro de tensões e deformações sendo $\epsilon_a = \epsilon_r$ para o W1098V .....	92
Figura 4-8: Resultados de porosidade e $C_{ppoed}$ para a amostra W1098V .....	93
Figura 4-9: Ajuste de porosidade e $C_{ppoed}$ para a amostra W1098V.....	93
Figura 4-10: Protocolo do Teste Oedométrico realizado com a amostra W1050V .....	95
Figura 4-11: Registro de tensões e deformações para o teste oedométrico com o plugue W1050V .....	96
Figura 4-12: Ajuste de porosidade e $C_{ppoed}$ para a amostra W1050V .....	97
Figura 4-13: Protocolo do Teste Hidrostático realizado com a amostra W1064V.....	98

Figura 4-14: Registro de tensões e deformações para o teste hidrostático com o W1064V. .....	98
Figura 4-15: Ajuste de porosidade e $C_{ppoed}$ para a amostra W1050v.....	99
Figura 4-16: Esquema de análise em permeômetro a gás (Fonte: API40).....	101
Figura 4-17– Esquema de análise em porosímetro a gás.....	101
Figura 4-18 - Resultados de porosidade e permeabilidade para a amostra W1056H. ....	102
Figura 4-19 - Resultados de $C_{pphid}$ e $C_{ppoed}$ para a amostra W1056H.....	103
Figura 4-20 - Resultados do expoente (n) para a amostra W1056H. ....	104
Figura 4-21 - Resultados de porosidade e permeabilidade para a amostra W1063H. ....	105
Figura 4-22 - Resultados de $C_{pphid}$ e $C_{ppoed}$ para a amostra W1063H.....	106
Figura 4-23 - Resultados do expoente n para a amostra W1063H.....	106
Figura 4-24 - Resultados de porosidade e permeabilidade para a amostra W1078H. ....	107
Figura 4-25- Resultados de $C_{pphid}$ e $C_{ppoed}$ para a amostra W1078H.....	108
Figura 4-26 - Resultados do expoente (n) para a amostra W1078H. ....	108
Figura 4-27 - Resultados de porosidade e permeabilidade para a amostra W1081H. ....	109
Figura 4-28 - Resultados de $C_{pphid}$ e $C_{ppoed}$ para a amostra W1081H.....	110
Figura 4-29: Resultados do expoente (n) para a amostra W1081H. ....	110
Figura 4-30: Protocolo do Teste Hidrostático realizado com a amostra W1052V, registro de diferencial de pressão sobre a amostra e evolução da porosidade do plugue .....	113
Figura 4-31 – Intervalos de carregamento mecânico selecionados para estimativa do parâmetro n no W1052V.....	113
Figura 4-32: Protocolo do Teste Hidrostático realizado com a amostra W1098V, registro de diferencial de pressão sobre a amostra e evolução da porosidade do plugue .....	114
Figura 4-33: Intervalos de carregamento mecânico selecionados para estimativa do parâmetro n no W1098V.....	114
Figura 4-34: Protocolo do Teste oedométrico realizado com a amostra W1050V, registro de diferencial de pressão sobre a amostra e evolução da porosidade do plugue .....	115
Figura 4-35: Intervalos de carregamento mecânico selecionados para estimativa do parâmetro n no W1050V.....	116
Figura 4-36: Protocolo do Teste oedométrico realizado com a amostra W1064V, registro de diferencial de pressão sobre a amostra e evolução da porosidade do plugue .....	117
Figura 4-37: Intervalos de carregamento mecânico selecionados para estimativa do parâmetro n no W1064V.....	117
Figura 5-1: Representação esquemática de equipe multidisciplinar para montagem de um MEM e elementos de um MEM. Adaptado de Ferreira (2014).....	118
Figura 5-2: Figura mostrando a carta de pressão no poço do estudo, ao longo do tempo, no Campo “P.”.....	119
Figura 5-3: Correlação entre densidade e soterramento .....	121
Figura 5-4: Perfis geomecânicos do poço do presente trabalho utilizados para distribuição das propriedades mecânicas médias. ....	121
Figura 5-5: Figura mostrando a extensão da malha utilizada para a simulação geomecânica. Em azul o contorno do reservatório. A superfície ao fundo é a batimetria. .....	122
Figura 5-6: Figura mostrando os horizontes disponibilizados para a construção do MEM. .....	123
Figura 5-7: Figura mostrando os horizontes utilizados para a construção do MEM. ....	124

Figura 5-8: Criação das camadas do gride.....	124
Figura 5-9: Gride geomecânico utilizado para popular as propriedades mecânicas do reservatório do Campo “P.” e das rochas adjacentes .....	125
Figura 5-10: Poropressão inicial, em 2007 .....	127
Figura 5-11: Figura mostrando uma seção S-N, passando pelo poço BRSA-189A-SES, mostrando a distribuição da tensão mínima total (S3 total em kPa) no modelo geomecânico numérico.....	132
Figura 5-12: Distribuição das tensões e da poropressão na inicialização gravitacional no traço do poço estudado .....	132
Figura 5-13: Resultado da inicialização de tensões, em azul no último track e os valores de pressão de absorção indicativos da tensão mínima (s3 total) no poço BRSA-189A-SES. Observa-se que o modelo de inicialização está ligeiramente abaixo dos dados estimados por operações de pressurização .....	134
Figura 5-14: Após ajustes de tensões com os dados de Campo “P.”.....	134
Figura 5-15: Pressão (em kgf/cm <sup>2</sup> ) no poço do estudo ao longo do tempo de produção do Campo “P.” (dados observados em vermelho e modelados em azul contínuo).....	136
Figura 5-16: Compactação no reservatório do Campo “P.”. Compactação máxima observada = - 7.5 cm (direção vertical, sentido negativo p/ baixo). .....	136
Figura 5-17: Compilado dos deslocamentos na direção z ao longo do tempo no reservatório do Campo “P.”, conforme ocorre o aumento da tensão efetiva .....	136
Figura 5-18: Figura mostrando a subsidência no assoalho oceânico causado pela produção do reservatório do Campo “P.”.....	137
Figura 5-19: Resultado da modelagem refinada do Módulo de Young. Direção vertical, sentido negativo para baixo .....	138
Figura 5-20: Figura mostrando os deslocamentos na trajetória do poço para o final do tempo de produção com Young determinístico (a) e distribuído por geoestatística (b). ..	139
Figura 5-21: Histograma de compressibilidade de poros obtido através da simulação numérica de elementos finitos no MEM. A média está no valor de 6.96*10E-7/kPa ou 4.80*10E-6/psi.....	140
Figura 6-1: Figura (adaptada de Temizel <i>et al.</i> , 2016) ilustrando o processo de compactação do reservatório, após retirada de fluido e consequente subsidência em superfície .....	141
Figura 6-2: Figura, adaptada de Zoback (2010), mostrando os falhamentos induzidos que podem ocorrer com a depleção excessiva do reservatório .....	142
Figura 6-3: Figura ilustrando um modelo 1D ideal (a) e o que acontece na realidade de um campo de petróleo em compactação (b). Adaptado de Settari (2002) .....	143
Figura 6-4: Localização (à esquerda), complexo de plataformas, tanque e “flotel” (superior direito) e informações sobre a produção do Campo de Ekofisk, no Mar do Norte. Adaptado de <a href="https://en.wikipedia.org/wiki/Ekofisk_oil_field">https://en.wikipedia.org/wiki/Ekofisk_oil_field</a> . .....	145
Figura 6-5: Em 1984, ficou evidente que a plataforma estava recalcando. Adaptado de <a href="https://www.npd.no/en/facts/news/general-news/2008/Weak-rocks-demand-strong-solutions/">https://www.npd.no/en/facts/news/general-news/2008/Weak-rocks-demand-strong-solutions/</a> Photo: Norwegian Petroleum Museum/ConocoPhillips.....	145
Figura 6-6: Barreira construída para proteger o tanque das ondas. Os engenheiros calcularam que a subsidência chegaria a 6 m <a href="https://www.ice.org.uk">https://www.ice.org.uk</a> .....	146
Figura 6-7: Figura mostrando o campo de Wilmington, Califórnia. (Adaptado de <a href="https://longbeach.gov/energyresources/about-us/oil/history/">https://longbeach.gov/energyresources/about-us/oil/history/</a> ).....	147

Figura 6-8 . Figuras mostrando a subsidência experimentada pela cidade de Long Beach – CA, durante a exploração do Campo de Wilmington. Adaptado de <https://www.longbeach.gov/energyresources/about-us/oil/subsidence/> ..... 147

Figura 6-9: Mapa mostrando a localização do Campo de gás de Groningen. O tamanho do círculo indica a magnitude da jazida de gás. Percebe-se que Groningen é de longe o maior campo do país. Adaptado de [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Satellite\\_image\\_of\\_the\\_Netherlands\\_in\\_May\\_2000.jpg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Satellite_image_of_the_Netherlands_in_May_2000.jpg) ..... 148

Figura 6-10: Figura mostrando uma sonda de perfuração no Campo de Groningen, na Holanda. Adaptado de: [https://www.canonvannederland.nl/image/2017/7/1/groningen\\_hist\\_2.jpg%28mediaclass-fancybox-big-img.5a17fc1f47109709397ae88813c748b421ef8e41%29.jpg](https://www.canonvannederland.nl/image/2017/7/1/groningen_hist_2.jpg%28mediaclass-fancybox-big-img.5a17fc1f47109709397ae88813c748b421ef8e41%29.jpg) ..... 149

Figura 6-11: Figura mostrando a construção do gasoduto do Campo em 1963. Adaptado de <http://proxy.handle.net/10648/aa3af0d6-d0b4-102d-bcf8-003048976d84> ..... 150

Figura 6-12 – Compilação de resultados de medições do gradiente de sobrecarga proposto por Brown e Hoek (1978). Adaptado de Ferreira, 2014..... 151

Figura 6-13: Figura ilustrando o reservatório sendo depletado e a bacia de subsidência na superfície, bem como o deslocamento do topo do reservatório para baixo e a base para cima (com exagero). Adaptado de Geertsma (1973).  $\eta = D \text{ profundidade do soterramento} / R \text{ (raio do reservatório)}$  ..... 153

Figura 6-14: Métricas de deslocamentos no reservatório de casos clássicos utilizadas pela Petrobras como referência. Adaptado do Padrão de Geomecânica da Petrobras (2022). ..... 154

## Índice de tabelas

Tabela 1-1 Profundidades e características dos plugues deste trabalho .....	26
Tabela 1-2: Tabela, adaptada de Greenwald (1980), mostrando os módulos de compressão volumétrica dos principais minerais presentes nos arenitos.....	37
Tabela 1-3 Tabela mostrando o cálculo da compressibilidade da rocha reservatório do Campo "P." caso não houvesse porosidade, levando em consideração a abundância da coluna 3 .....	38
Tabela 1-4 Petrofísica básica das amostras do poço estudado BRSA-189A-SES (2004). 40	
Tabela 1-5: Velocidade de propagação de ondas P (longitudinais), em <i>m/s</i> para os principais minerais constituintes de rochas na crosta da Terra. Adaptado de Goodman (1989). (Após Fourmaintraux).....	42
Tabela 2-1: Tabela mostrando as possíveis compressibilidades através da proposição de Zimmerman (1990) e Ferreira et al. (2018).....	54
Tabela 2-2: Compressibilidades total ou bulk (variando a pressão de confinamento) de várias rochas sedimentares para diferentes tensões de confinamento efetivas. ....	57
Tabela 4-1 : Características de plugues testados no ensaio hidrostático no LMR do CENPES .....	86
Tabela 4-2: Características dos plugues testados com o ensaio oedométrico no LMR do CENPES .....	94
Tabela 4-3 - Características de plugues enviados para testes de Petrofísica Básica com variação da tensão de confinamento.....	100
Tabela 5-1: Tabela mostrando os valores médios das propriedades hidromecânicas para o MEM do Campo "P." .....	130
Tabela 5-2: Tabela mostrando a tensão mínima estimada em campo por testes de absorção em diferentes profundidades no poço BRSA-189A-SES .....	133
Tabela 5-3: Tabela ilustrando a abordagem geoestatística do módulo de Young para o Campo "P." .....	137

## Lista de Símbolos

$A$  – Área da seção transversal (cm<sup>2</sup>)

$\alpha$  – Coeficiente de Biot

$C$  – (1/psi ou 1/kPa) Compressibilidade genérica

$C$  – (1/psi ou 1/kPa) Compressibilidade média

$C_{bc}^{eff}$  – Compressibilidade dos grãos da rocha

$C_{bc}$ (1/psi ou 1/kPa) – Compressibilidade total (*bulk*) variando a tensão de confinamento

$C_{bp}$ (1/psi ou 1/kPa) – Compressibilidade total (*bulk*) variando a pressão de poros

$C_{pc}$  (1/psi ou 1/kPa) – Compressibilidade de poros variando a tensão de confinamento

$C_{pp}$ (1/psi ou 1/kPa) – Compressibilidade de poros variando a pressão de poros

$c$ – (kPa) Coesão

$E$  – (GPa) Módulo de Young

$e$  – Índice de vazios (adimensional)

$G$  – (GPa) Módulo de deformação cisalhante

$g$  (9,81m/s<sup>2</sup>) – Aceleração da gravidade

$\rho_b$  – (g/cm<sup>3</sup>) Densidade total ou *bulk*

$\rho_s$  – (kN/m<sup>3</sup>) Peso específico da matriz (grãos do arcabouço mineral)

$\rho_f$  – (kN/m<sup>3</sup>) Peso específico do fluido

$H$  – (m) Espessura total do reservatório

$i$  – (adimensional) Gradiente hidráulico

$k$  – (m<sup>2</sup> ou *Darcy/miliDarcy*) Permeabilidade intrínseca

$K_{bc}^{eff}$  – (GPa ou psi) Módulo de compressibilidade volumétrica total (ou *bulk*) dos grãos minerais

$K_{bc}$  – (GPa ou psi) Módulo de compressibilidade volumétrica total (ou *bulk*) da rocha

$K_m$  – (GPa ou psi) Módulo de compressão volumétrica uniaxial

L – Comprimento do conduto

$\eta$  – Razão entre o soterramento e o raio do reservatório (baseado em Geertsma, 1973)

Q – (cm<sup>3</sup>/s) Vazão

$\sigma_n$  – (F/L<sup>2</sup>) Tensão normal

$\tau$  – (F/L<sup>2</sup>) Tensão tangencial ou cisalhante

$\sigma$  – Tensor de tensões

n – Expoente de variação da permeabilidade em função da porosidade

$\varphi$  – Porosidade

P atm. – Pressão atmosférica (~ 100 kPa, 1 bar ou 10 metros de coluna d'água)

Sw – (fração ou %) Saturação de água

So – (fração ou %) Saturação de óleo

$\mu$  – (cP) Viscosidade do fluido

$\varepsilon_v$  – (%) Deformação volumétrica

$\varepsilon_{rad}$  – (%) Deformação radial

$\varepsilon_{axial}$  – (%) Deformação axial

$\sigma_{xx}$  – Tensão normal na direção x

$\sigma_{yy}$  – Tensão normal na direção y

$\sigma_{zz}$  – Tensão normal na direção z

$\sigma_1$  – Tensão principal máxima

$\sigma_2$  – Tensão principal intermediária

$\sigma_3$  – Tensão principal mínima

$\sigma'_1$  – Tensão principal máxima efetiva

$\sigma'_2$  – Tensão principal intermediária efetiva

$\sigma'_3$  – Tensão principal mínima efetiva

$\tau_{xy}$  – Tensão cisalhante no eixo xy

$\tau_{yz}$  – Tensão cisalhante no eixo yz

$\tau_{xz}$  – Tensão cisalhante no eixo xz

$\nu$  – Razão de Poisson (adimensional)

$\tau'$  – Resistência ao cisalhamento efetiva da rocha

$P_p$  – (kPa) Poropressão

$\phi$  – Ângulo de atrito interno

$\phi'$  – Ângulo de atrito interno efetivo

$\phi_t$  – Ângulo de dilatância

$p$  – Componente hidrostática do tensor de tensões

$q$  – Componente desviadora do tensor de tensões

$\sigma_m$  – Tensão média

$\sigma_H$  – Tensão horizontal maior

$\sigma_h$  – Tensão horizontal menor

$\sigma_v$  – Tensão vertical ou de sobrecarga

$\Delta h$  – Variação da carga hidráulica

$\Delta H$  – Variação da altura do reservatório

$t$  – (s) Tempo

$v$  – (cm/s) Velocidade de Darcy

$v_{real}$  – (cm/s) Velocidade real

$V_p$  – (m/s) Velocidade de propagação de ondas compressoriais

$V_s$  – (m/s) Velocidade de propagação de ondas cisalhantes

$V_v$  – (cm<sup>3</sup>) volume de vazios

$v_p$  – (cm<sup>3</sup>) Volume poroso

$v_s$  – (cm<sup>3</sup>) Volume de sólidos

$V_t$  – (cm<sup>3</sup>) Volume total

---

## Siglas

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

API – *American Petroleum Institute*

ASTM – *American Standard Technical Materials*

BOED – Barris de óleo equivalente por dia

Campo “P.” – Campo de petróleo alvo da presente dissertação

DFN – *Discrete Fracture Network*

FIT – *Formation Integrity Test*

HPVC – *Hydrostatic Pore Volume Compressibility*

II – Índice de injetividade

IP – Índice de produtividade

IQ – Índice de qualidade da rocha

ISRM - *International Society of Rock Mechanics*

LDA – Lâmina d'água

LOT – *Leak off test*

LMR – Laboratório de Mecânica de Rochas – CENPE

LPB – Laboratório de Petrofísica Básica - CENPE

MEV – Microscópio Eletrônico de Varredura

PID – Proporcional Integral Derivativo

Prolab – Produtos e Análises de Laboratório – Petrobras

PPSBS – Polo Pré-Sal da Bacia de Santos

Psi – *Pound per square inch (1 MPa = 145 psi)*

PVC – *Pore Volume Compressibility*

PVT – Análise laboratoriais das variações dos volumes das fases com a temperatura e pressão

RGO – Razão gás-óleo

RMN – Ressonância Magnética Nuclear

SI – Sistema internacional de unidades

SIGEO – Sistema Integrado de Geologia e Geofísica

SPWLA – *Society of Petrophysicists and Well Log Analysts*

UCS – *Unconfined Compressive Strength*

VOIP – Volume de óleo in-place

WSM – *World Stress Map*

XLOT – *Extended leak off test*

## Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é contribuir com o entendimento dos processos de deformabilidade dos arenitos consolidados portadores de hidrocarbonetos, através de ensaios de laboratório executados com as melhores práticas da indústria. Dessa forma, o trabalho experimental vem como um complemento aos estudos numéricos, analíticos e de modelagem, para o entendimento dos fenômenos físicos que ocorrem na natureza. Com os ensaios mecânicos, foi possível obter a principal compressibilidade da rocha ( $C_{pp}^{ged}$ ). Este parâmetro serve de entrada para os simuladores de escoamento em meios porosos junto com a compressibilidade do fluido e, geralmente, é o único parâmetro geomecânico nos simuladores de escoamento em meios porosos.

Além disso, quando submetidos ao aumento da tensão efetiva, após a depleção, esses arenitos podem apresentar redução da sua permeabilidade e consequente queda na produtividade, causando prejuízos não antevistos pelos geocientistas e engenheiros de petróleo. Para isso, foi simulado o processo de depleção e injeção de fluidos na jazida para obter a ordem de grandeza desse dano eventual (através do expoente  $n$  – Petunin (2011), fato não considerado na maioria dos estudos de escoamento em meios porosos e estudos de petrofísica básica.

Um trabalho experimental feito com cuidado, permite evoluir no entendimento em relação aos fenômenos regionais de interesse, porém com as devidas limitações de escala. Todavia, esses experimentos nos permitem entender melhor os processos que ocorrem no campo, como é a depleção ou injeção de fluidos em uma jazida de hidrocarbonetos.

Utilizando os experimentos como análogos para outras rochas siliciclásticas que produzirão no futuro, e confrontando com outras técnicas como a modelagem, podemos ter um embasamento para julgamento crítico dos reais problemas que aparecem no dia a dia profissional.

Página intencionalmente deixada em branco

# 1. Introdução

O principal objetivo deste trabalho é a compreensão, baseado em ensaios de laboratório, estudo de análogos e interpretação de um modelo numérico de elementos finitos, do comportamento mecânico de arenitos consolidados produtores de petróleo e suas consequências para a atividade petrolífera e para o meio ambiente.

O local de estudo da dissertação é a bacia de Sergipe, na região Nordeste do Brasil (Figura 1-1). A bacia pode ser classificada como de margem divergente e está relacionada à abertura do Oceano Atlântico, no Cretáceo Inferior. Limita-se a norte com a Bacia de Pernambuco-Paraíba, separada pelo alto de Maragogi, e a sul com a Bacia de Jacuípe (Campos Neto *et al.*, 2007). Segundo os mesmos autores, a bacia possui o mais completo registro estratigráfico dentre as bacias de margem passiva brasileiras, que inclui rochas das supersequências de sinéclise paleozóica, pré-rifte, rifte, pós-rifte e drifte. Com esse registro sedimentar bem completo, o seu preenchimento foi dividido em cerca de 23 sequências deposicionais.

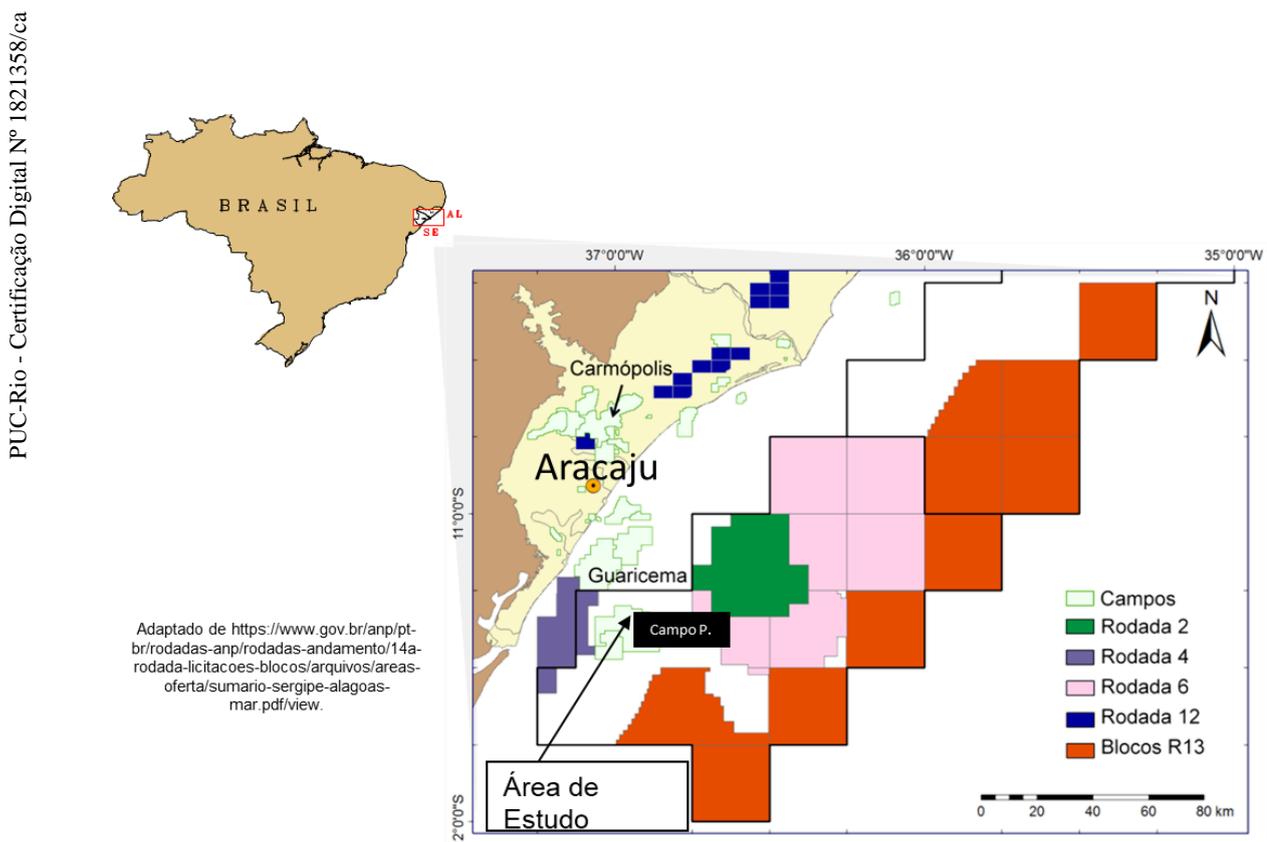


Figura 1-1: Localização da Bacia de Sergipe com indicação aproximada do poço BRSA-189A-SES (seta maior), onde foram obtidas as amostras de arenitos e os perfis de poços para o presente estudo.

Além disso, suas sequências sedimentares possuem ampla exposição ao longo da Bacia e cerca de 5670 poços foram perfurados (Figura 1-2), tanto na porção terrestre até águas ultra profundas (consulta ao site <http://geo.anp.gov.br/> em 27/01/2022), que permitem uma detalhada caracterização geológica dessas sequências ao longo da bacia.

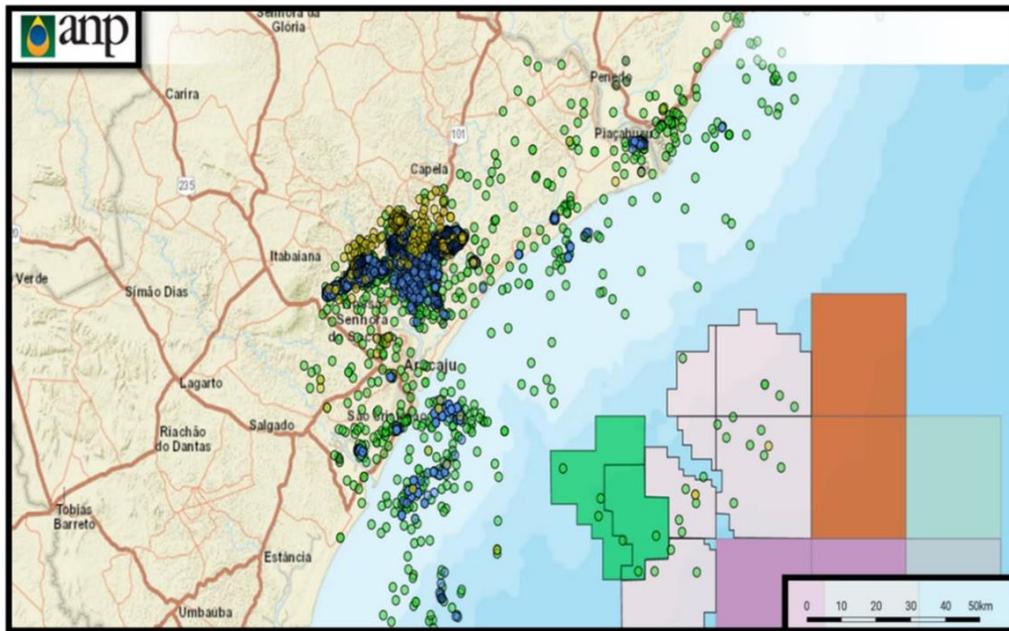


Figura 1-2: Mapa mostrando os poços perfurados na bacia de Sergipe até janeiro 2022. Em verde, os poços exploratórios, em azul os de desenvolvimento e em amarelo os poços especiais.

Vários horizontes sedimentares da bacia de Sergipe foram e são produtores de hidrocarbonetos. A bacia é explorada pela Petrobras há muitos anos, porém destacam-se os investimentos recentes em reservatórios de águas profundas/ultra profundas, em arenitos turbidíticos da Formação Calumbi. A Companhia tem focado seus esforços na porção distal, em profundidades crescentes de coluna d'água, sendo sua principal *expertise* (Figura 1-3).

Nesse trabalho de mestrado, o arenito ensaiado e modelado foi depositado no Cretáceo Superior, com aproximadamente 72 milhões de anos de idade. A rocha está submetida à uma sobrecarga de cerca de 1.830 metros de rochas sedimentares, basicamente síltico-argilosas, e é bem consolidada. A sua recuperação como testemunho não necessitou de técnicas especiais de preservação de amostras, como congelamento. O poço BRSA-189A-SES teve sua perfuração iniciada em 14/02/2003 e foi concluído em 17/03/2003. No momento, está abandonado definitivamente (fonte: Sistema de Geologia e Geofísica – Sigeo - Petrobras).

Uma vez que os dados e o acervo técnico sobre as bacias sedimentares brasileiras são considerados partes integrantes dos recursos petrolíferos e energéticos nacionais, cabe à ANP a coleta, a manutenção e administração desses dados, sendo necessária autorização para utilização dos mesmos (lei do petróleo, 1997). Então, para a obtenção corpos de prova para testes programados nesta dissertação, foram solicitadas, através de ofício escrito pela orientadora, oito amostras do arenito reservatório do Campo “P.”

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821358/ca

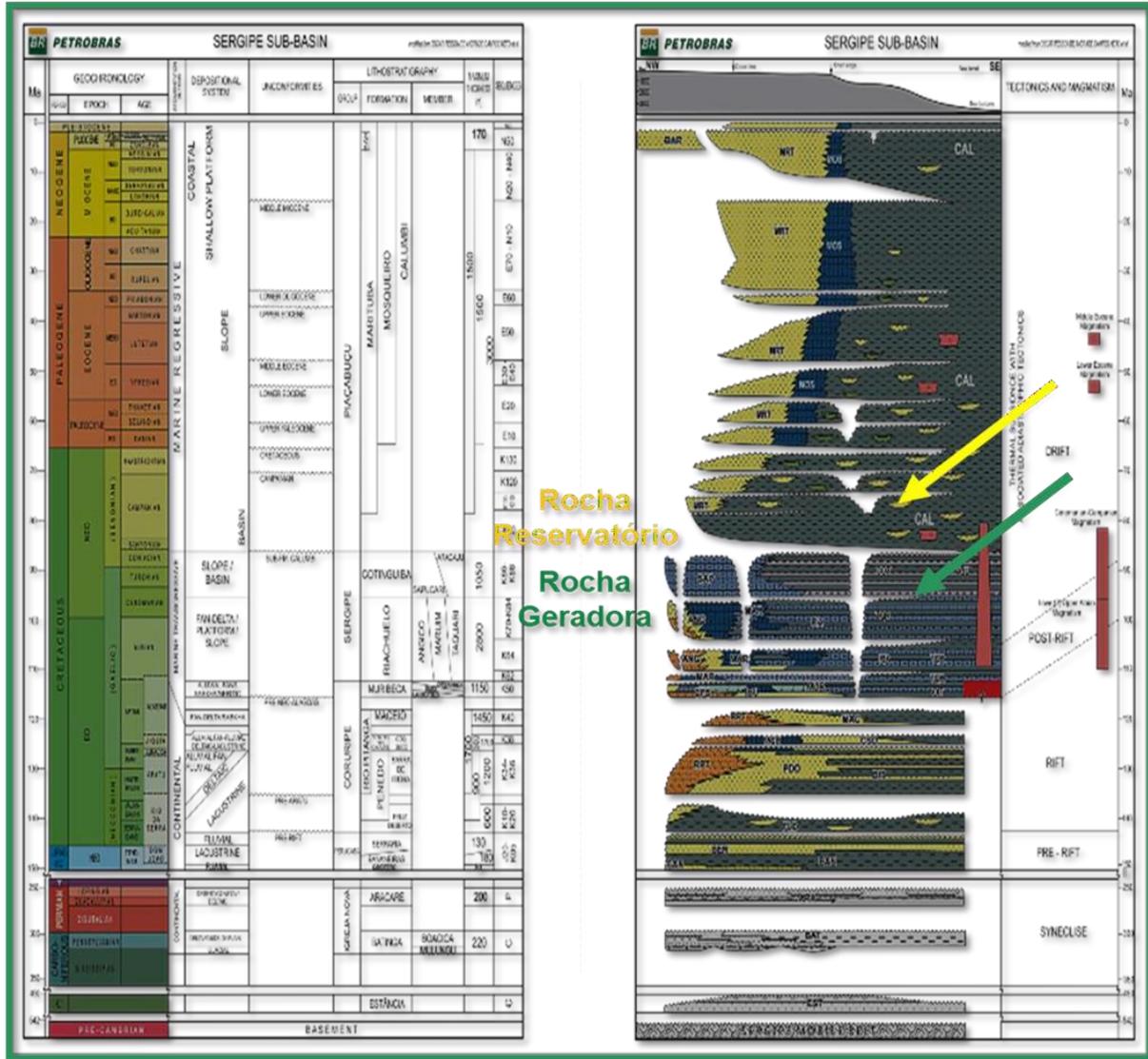


Figura 1-3: Carta estratigráfica da sub bacia de Sergipe. Indicação do arenito reservatório estudado (seta amarela) e da rocha geradora (seta verde) do sistema petrolífero da Formação Calumbi, na região do Campo “P.”. Adaptado de Campos Neto *et al.*, 2007.

Desde 2007, com a descoberta do pré-sal, o volume de produção de hidrocarbonetos em arenitos na Petrobras passou a ocupar posição secundária, e muito esforço tem sido feito para o estudo das rochas carbonáticas, principalmente do Polo Pré Sal da Bacia de Santos (PPSBS). Porém, os arenitos constituem ainda um importante *play* petrolífero para a

Petrobras e para outras operadoras mundo afora. A produção da empresa no pré-sal totalizou 2,01 milhões de BOED (barris de óleo equivalente/dia) no terceiro trimestre de 2021, representando 71% da produção total (<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/>, acesso em março de 2022).

Os arenitos turbidíticos são depósitos de águas profundas originados por fluxos de sedimentos que são transportados para a região de águas profundas da bacia, através dos rios que se conectam com sistemas de cânions submarinos. O modelo deposicional do reservatório do Campo “P.” é mostrado na figura 1-4, e foi originalmente concebido na unidade operacional da Petrobras.

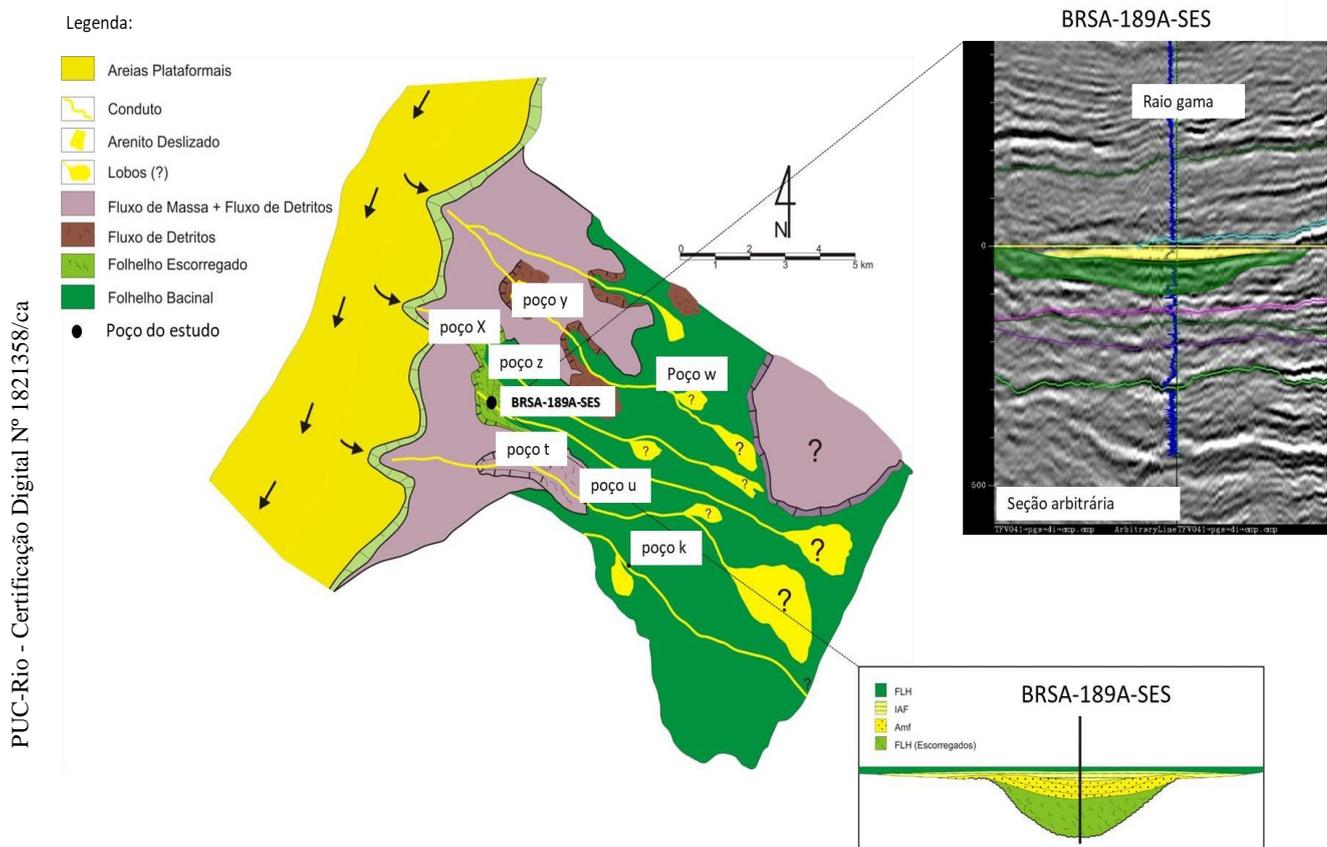


Figura 1-4: Modelo deposicional do reservatório de estudo. Adaptado de Filipe Lira e colaboradores (2009).

A figura 1-5, mostra os mapas de topo, base e de espessura do reservatório do Campo “P.”. A sua espessura média está em torno de 22 m, considerando sua ocorrência em mapa. O volume poroso aproximado do reservatório é de cerca de 11 milhões de m<sup>3</sup>. Uma abordagem detalhada da geometria e fácies sedimentares típicas dos sistemas turbidíticos pode ser encontrada em Mutti *et al.* (1991).

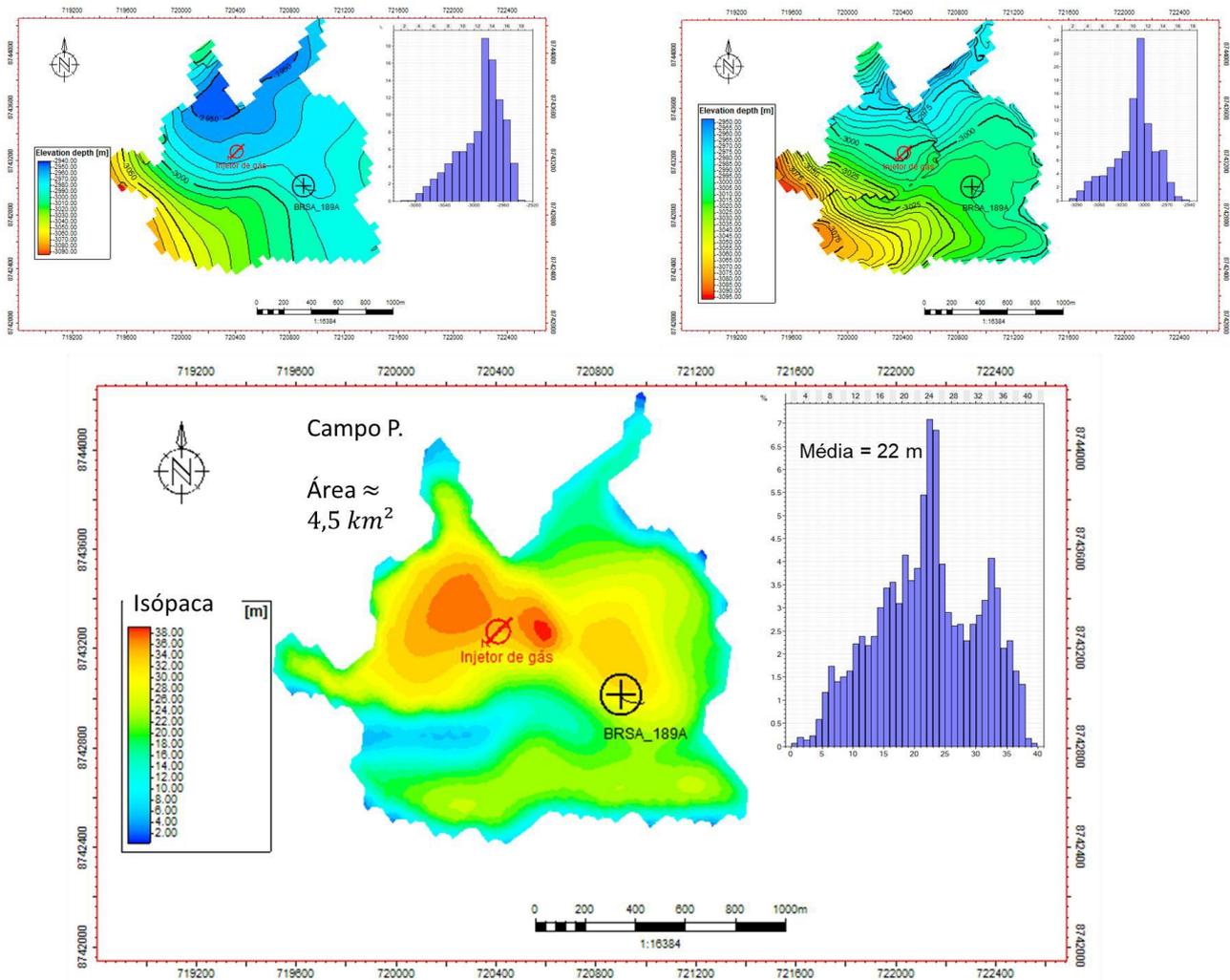


Figura 1-5 Mapa de topo (esquerda superior), da base (direita superior) e de isópacas (inferior) do reservatório do Campo “P.”.

Esses reservatórios quando submetidos à redução de sua pressão de poros (depleção), podem apresentar grande redução em sua espessura ( $H$ ). Aplicando o princípio da tensão efetiva ( $\sigma'$ ) da teoria do adensamento unidimensional de Terzaghi (1923), percebe-se que isso acontecesse devido ao aumento da sobrecarga a que o esqueleto da rocha é submetido, ocasionado pela redução na pressão de poros ( $P_p$ ), o que pode levar à uma grande compactação no reservatório (a depender da sua compressibilidade, volume, soterramento e dimensão da redução da poropressão). Isso pode ocasionar subsidência indesejada e danos à cabeça de poço e equipamentos assentados no leito marinho. Considerando a compactação oedométrica, a compactação em regime elástico pode ser estimada pela expressão abaixo (Eq.1-1). Nela, observa-se que o fenômeno é controlado pela compressibilidade, altura do reservatório e depleção.

$$\Delta H = C_{bp}^{oed} \cdot H \cdot \Delta P_p$$

(Eq.1-1)

Sendo,

$C_{bp}^{oed}$  – Compressibilidade total (*bulk*) variando a pressão de poros em condição uniaxial (oedométrica)

$H$  – Espessura do reservatório

$\Delta P_p$  – Variação na poropressão

Vários autores já se preocupavam com este fato no passado, e desenvolveram maneiras de se determinar a compressibilidade de poros e total (*bulk*) da formação (Biot (1941), Gassman (1951), Geertsma (1957)). Porém, fatos catastróficos, como subsidência excessiva e danos ambientais têm se mostrado uma exceção e não a regra (Geertsma, 1973).

Geertsma (1957), comenta que Biot (1941) foi o primeiro a fornecer uma ferramenta de cálculo para o fenômeno da poroelasticidade, mas que suas constantes são difíceis de aplicar, na prática, em ensaios de laboratório. Geertsma (1973), aponta que reservatórios que contêm óleo leve e que produzem sob mecanismo de gás em solução são os que, em geral, são os maiores candidatos a sofrerem elevada compactação e demonstrarem efeitos de subsidência na superfície. Ele observou deslocamentos em reservatórios submetidos à elevado delta de pressão de poros (distribuição de pressão relativamente homogênea no reservatório) e em uma grande espessura vertical e pouco soterrados, como o campo gigante de gás de Groningen, nos Países Baixos (apontado pelo autor como candidato a gerar problemas). Ele indica valores de referência para a compressibilidade uniaxial ( $C_{bp}^{oed}$ ) em arenitos e carbonatos em diferentes profundidades de soterramento.

O autor comenta que reservatórios gigantes de gás também são candidatos a uma análise aprofundada, uma vez que neles não ocorre injeção de água, devido ao efeito adverso de hidratação do gás. Além disso, arenitos friáveis e não consolidados também são fortes candidatos a uma análise mais detalhada, pois se deformam de forma cataclástica, ao invés de elástica, como os arenitos consolidados.

Apesar do Campo “P.” ter a característica de produzir por gás em solução, ele foi submetido à reposição parcial de massa (reinjeção de gás) e está bastante soterrado, o que parece amenizar os efeitos de subsidência do leito marinho. Porém, mesmo reservatórios muito soterrados podem apresentar fenômenos de subsidência na superfície do terreno ou no assoalho oceânico, causando preocupação.

Para a caracterização mecânica das rochas do Campo “P.”, foram obtidas oito amostras, cinco delas plugadas na direção paralela ao eixo do testemunho (vertical) e outras três plugadas na direção ortogonal a este eixo (horizontal). O poço testemunhado apresentava eixo com pequeno desvio em relação à vertical. As profundidades e dimensões dos plugues estão mostradas na tabela 1-1.

Tabela 1-1 Profundidades e características dos plugues deste trabalho.

Poço	Nome do Plugue	Profundidade (m)	Direção Em relação ao testemunho	Comprimento (mm)	Razão L/d	Diâmetro (mm)	Peso (g)
BRSA-189A-SES	1050	3.005,55	Vertical	42.77	1.12	38.34	109.67
	1052	3.007,20	Vertical	38.17	1.36	28.03	90.74
	1056	3.011,70	Horizontal	41.85	1.10	37.96	91.50
	1063	3.013,85	Horizontal	40.65	1.09	37.42	85.26
	1064	3.014,15	Vertical	42.34	1.11	38.00	93.11
	1078	3.026,60	Vertical	42.13	1.09	38.49	97.21
	1081	3.027,85	Horizontal	42.14	1.12	37.65	89.74
	1098	3.033,30	Vertical	42.37	1.11	38.10	89.74
		Médias			41.55	1.14	38.10

Em relação aos ensaios de compressibilidade ( $C$ ), duas amostras foram submetidas ao ensaio hidrostático (para cálculo de  $C_{pp}^{hid}$ ) e duas ao ensaio oedométrico (para cálculo de  $C_{pp}^{oed}$ ), ambos drenados. Estes últimos, por definição, sem deformação

lateral. Os resultados são apresentados nos itens 4.1 e 4.2, do Capítulo 04, respectivamente.

Os plugues **1052V** e **1098V** foram comprimidos no ensaio hidrostático e os plugues **1050V** e **1064V** no ensaio oedométrico. Além disso, foram feitos ensaios de escoamento em meio poroso com carregamento hidrostático e oedométrico para analisar o declínio de permeabilidade. Nessas quatro amostras restantes (plugues **W1056H**, **W2063H**, **W1078V** e **W1081H**) foram feitos testes de petrofísica básica (permeabilidade e porosidade) com variação da pressão de confinamento das amostras, na tentativa de ajustar um expoente de correlação do tipo “Kozeny-Carman”.

Para os ensaios de perda de porosidade ( $\varphi$ ) e permeabilidade ( $k$ ), foi incrementada a tensão efetiva ( $\sigma'$ ) enquanto era feita a medição da porosidade e da permeabilidade, simulando o processo de depleção da jazida que ocorre no campo. As amostras para esse ensaio são as de maior permeabilidade. Foram feitas medições em 5 tensões de confinamento distintas, 2 delas abaixo da tensão de campo, 1 na tensão de campo e 2 acima da tensão de campo. Os resultados são apresentados no item 4.3 do Capítulo 04.

A caracterização petrofísica das rochas é apresentada no capítulo 01. No capítulo 02, é apresentado o embasamento teórico e considerações sobre a compressibilidade das rochas. São feitas considerações de como os arenitos se comportam sob aumento da tensão efetiva. No capítulo 03, é apresentado o programa experimental e são mostrados detalhes dos experimentos realizados nas rochas do Campo “P.”. Os resultados dos ensaios realizados no Campo “P.” são apresentados no capítulo 04.

O capítulo 05 apresenta a construção do modelo geomecânico 3D ou MEM (*Mechanical Earth Model*), o estado de tensões inicial e após os ajustes do tectonismo, através dos dados regionais obtidos na Bacia de Sergipe, em águas profundas. Os deslocamentos são obtidos após a depleção do reservatório, com o passar do tempo e com o aumento da tensão efetiva que atua na compactação da rocha. Os resultados do MEM também são apresentados, na forma de deslocamentos, aumento de tensões efetivas e compressibilidade ( $C_{pp}^{oed}$ ).

No capítulo 06 é feita uma discussão sobre as consequências da depleção em arenitos e, menos especificamente, outras rochas, citando casos clássicos (ex. *Wilmington Field*, nos EUA, *Ekofisk* no Mar do Norte e *Groningen Gas Field*, na Holanda), além da comparação dos resultados de compressibilidade obtidos com os ensaios e com o MEM. Ademais, são

apresentadas sugestões para futuros trabalhos. O capítulo 7 resume as principais conclusões deste trabalho.

## 1.1 Características Petrofísicas

Durante a perfuração do poço BRSA-189A-SES, houve a amostragem integral da porção principal da rocha reservatório, e cerca de 44 metros de testemunho foram recuperados. Além do reservatório turbidítico, foi amostrado parte do folhelho escorregado na base do reservatório. As fácies coletadas para o estudo são os reservatórios com boas características permoporosas, conforme visto adiante, e que permitiram a produção de hidrocarbonetos sem maiores dificuldades, ao longo da vida útil do Campo “P.”. A unidade de medida utilizada neste trabalho para a permeabilidade ( $k$ ) é o Darcy (D) ou, mais comumente miliDarcy (mD). Um Darcy é equivalente a  $0.987 \mu m^2$  ou ainda, aproximadamente  $10^{-12} m^2$ .

A rocha obtida a partir da plugagem do testemunho é um arenito fino a muito fino, consolidado, bem selecionado a muito bem selecionado, sub-angular, com contatos entre os grãos com geometria predominantemente alongada a pontual. Esse reservatório, conforme mencionado, foi depositado por fluxos turbulentos de águas profundas, os denominados turbiditos. As descrições de todas as rochas apresentadas no trabalho foram realizadas pela geóloga Maria Rosilene Ferreira de Menezes e a sua fonte é a comunicação técnica UN-SEAL/ATEX/LG – CT 04/2005.

A figura 1-6 mostra alguns perfis básicos, já processados, e prontos para a interpretação, coletados por uma companhia de serviço especializada neste tipo de operação, no poço BRSA-189A-SES e utilizado para a construção do modelo geomecânico 3D. As operações de perfilagem não serão detalhadas, e nem serão dados muitos detalhes de como as ferramentas de perfilagem interagem com a formação geológica para a coleta de informações ou “*mud logging*”.

Informações mais detalhadas de como as ferramentas de perfilagem trabalham, e como estas interagem com a formação para a resposta geofísica desejada, podem ser encontradas na Sociedade de Petrofísicos e Analistas de Poços em: SPWLA – *Society of Petrophysicists and Well Log Analysts*, <https://www.spwla.org/> e no livro Fundamentos de Engenharia de Petróleo (Thomas, *et al.*, 2001).

Na primeira trilha ou *track*, é mostrada a profundidade medida, em metros, lembrando que o poço é muito próximo da vertical, mas é natural que ocorram pequenos desvios em torno da trajetória projetada. Na segunda trilha, é apresentado o perfil de raios gama (*GamaRay*) que mede a radioatividade natural das formações – principalmente devido à presença de potássio, urânio e tório. Este perfil é um excelente definidor da litologia, uma vez que arenitos (basicamente formados por grãos de quartzo) apresentam baixos valores de raios gama. Por outro lado, folhelhos, em função da alta concentração de matéria orgânica, apresentam altos valores neste perfil. Com base nestas observações, é possível notar a expressão do reservatório, entre 2990 e 3040 metros, com espessura no poço de cerca de quase 45 m. O padrão desse perfil (em “sino”) evidencia que há aumento de argilosidade para o topo do reservatório, até entrar numa fácies folhelho franca (não reservatório).

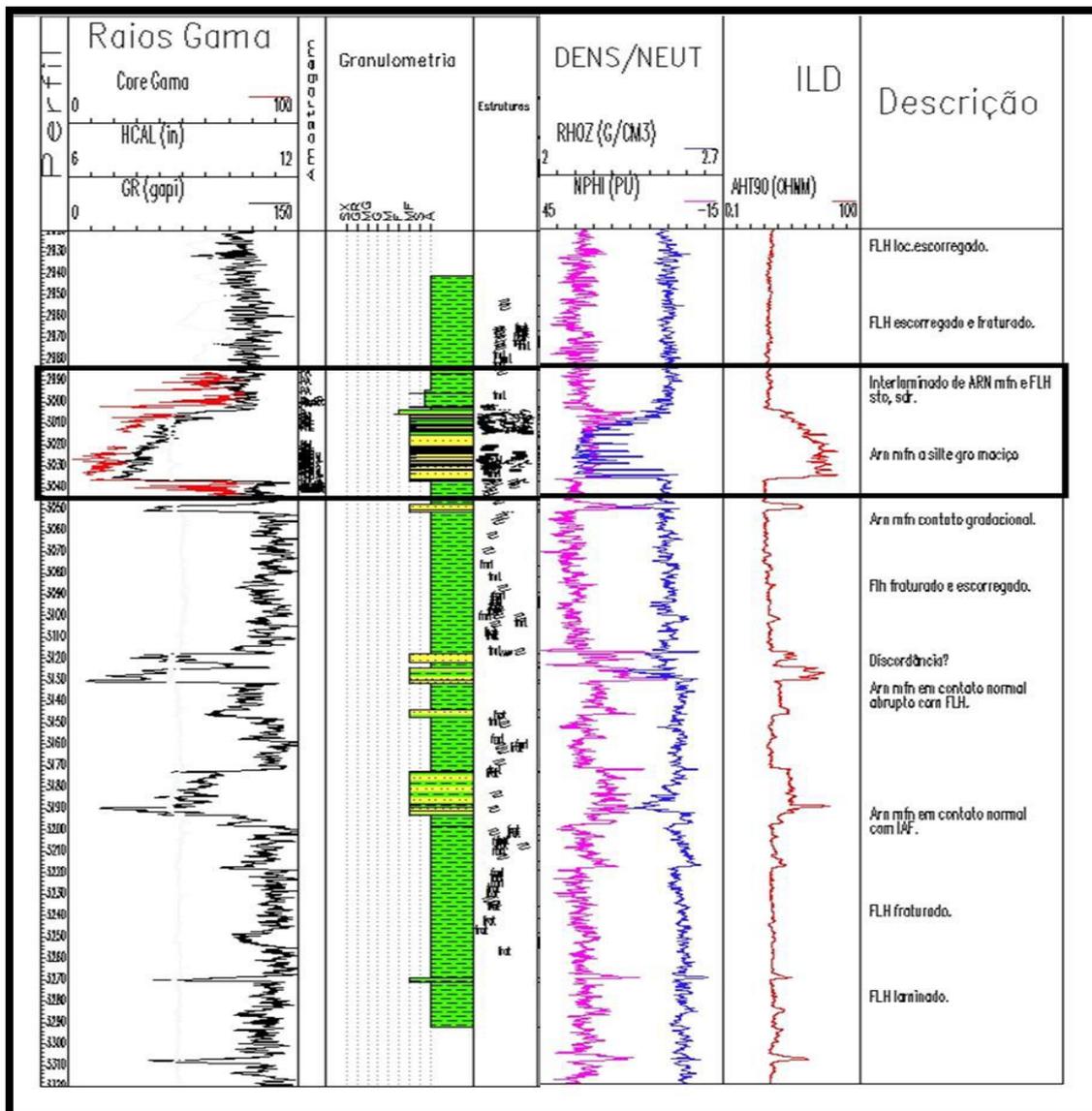


Figura 1-6: Figura mostrando os perfis básicos do poço BRSA-189A-SES, com destaque para o intervalo de coleta de amostras. Colunas da esquerda para a direita: 1- Profundidade (m), 2- Caliper + Raios Gama (Core Gama em vermelho), 3- Amostragem, 4-Granulometria, 5- Estruturas Sedimentares, 6- Densidade e Neutrão, 7- Resistividade e 8- Descrição sucinta. Fonte: ANASETE (Análise Sequencial de Testemunhos - Petrobras).

O reservatório do Campo “P.”, possui uma área relativamente pequena de ocorrência (~ 4,5 km<sup>2</sup>), sendo marcado por truncamentos erosivos e mostrando uma trapa estratigráfica (Figura 1-7). O reservatório não possui falhas geológicas mapeadas e incorporadas ao modelo geológico.

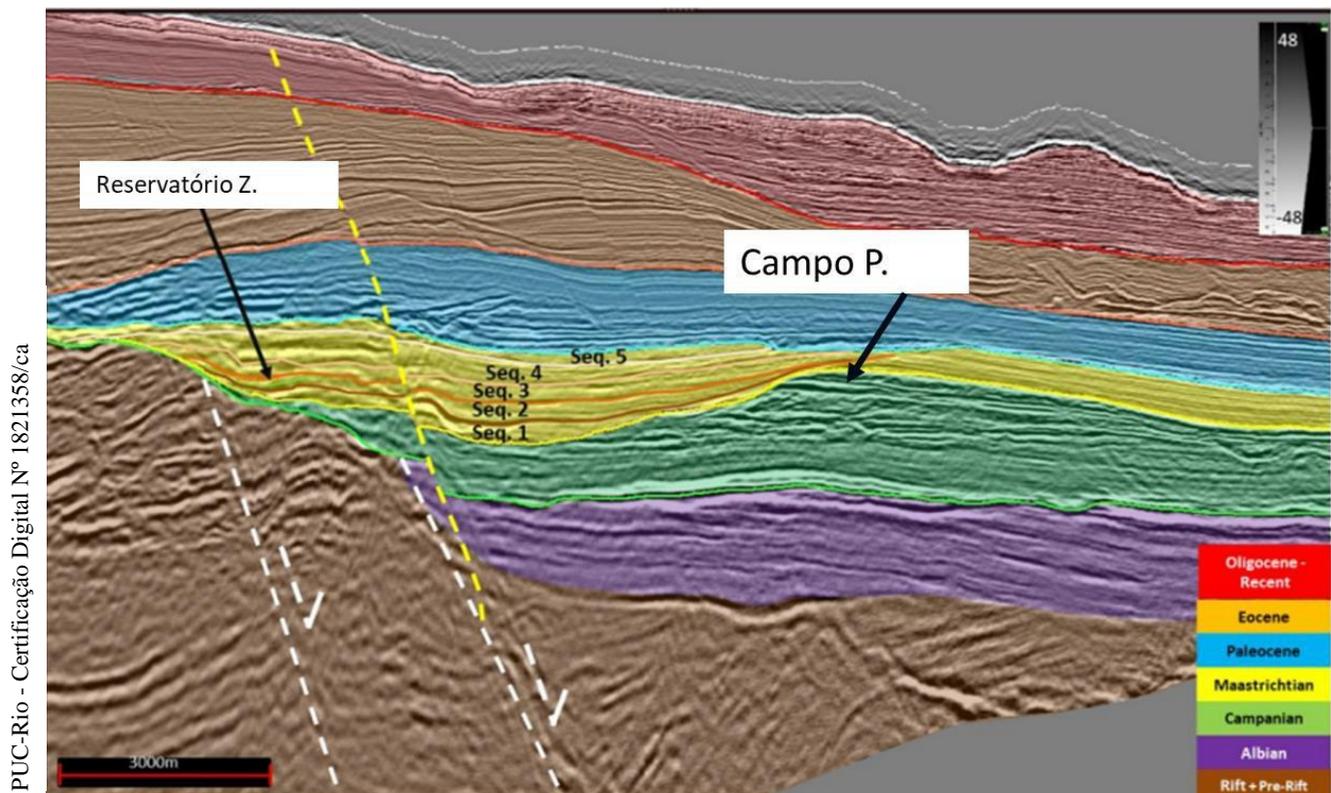


Figura 1-7: Seção sísmica arbitrária mostrando a ocorrência do reservatório do Campo “P.” (seção em amplitude). Adaptado de Oliveira (2020).

A granulometria do reservatório é evidenciada na coluna 4, onde é possível notar que ele é constituído predominantemente por arenitos muito finos a finos com eventuais estruturas sedimentares (trilha 5). Na última coluna, é possível ver uma breve descrição para os litotipos interpretados através dos perfis e amostras de rocha.

No *track* 6, pode ser visto, em azul, o perfil de densidade da formação, evidenciando a baixa densidade total ( $\rho_{bulk}$ ) do reservatório (em relação aos folhelhos capeadores), devido à presença de óleo leve e uma porosidade relativamente alta. No mesmo *track*, em rosa,

podemos ver a porosidade a partir do neutrão. Essa ferramenta tende a produzir bons resultados em formações com óleo e água, porém tende a superestimar a porosidade em formações com gás, devido à baixa presença de massa atômica. A eq.1-2, mostra como pode ser calculado o peso específico total da formação conhecendo algumas grandezas. O peso específico é a massa específica da substância ( $\rho$ ) multiplicada pela aceleração gravitacional  $g$  ( $9,81 \frac{m}{s^2}$ ).

$$\rho_b = \rho_s(1 - \varphi) + \rho_f \cdot \varphi$$

(Eq.1-2)

Sendo,

 $\varphi = \text{porosidade}$  $\rho_b = \text{densidade total}$  $\rho_s = \text{densidade dos sólidos}$  $\rho_f = \text{densidade do fluido que satura os poros}$ 

No *track 7*, é mostrado o perfil de resistividade do poço na formação, onde se observa a diminuição da resistência à corrente elétrica para o topo, mais uma vez mostrando o aumento da argilosidade e saturação de água ( $S_o = 1 - S_w$ ). A figura 1-8 mostra um *composite* do testemunho coletado no poço BRSA-189A-SES.



Figura 1-8: Aspecto geral macroscópico da rocha estudada ao longo de todo intervalo do reservatório testemunhado. Na base, é possível observar o folhelho do underburden em cores mais escuras. Fonte: (Prolab - Produtos e Análises de Laboratório – Petrobras).

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821358/ca A história diagenética do arenito alvo desta dissertação é relativamente simples, quando se compara com as rochas carbonáticas, apresentando um reservatório de composição predominantemente quartzosa a subarcosiana com altas porosidades, permeabilidades, empacotamento normal, sem registro de compactação mecânica efetiva.

A diagênese promoveu uma sequência de fases, dentre as quais, destacam-se as de sobrecrecimento de quartzo, dissolução de grãos de quartzo e feldspato, precipitação de caulinita e cimentação por calcita. Essa última, ocorreu em três fases distintas, e foi a responsável pela porosidade nula em alguns intervalos. O resultado desse processo é mostrado na figura 1-9 (UN-SEAL/ATEX/LG – CT 04/2005). Do ponto de vista petrográfico, os arenitos são subarcósios muito finos a finos, bem selecionados e com distribuição de poros predominantemente homogênea e constituídos por duas associações de fácies de arenitos (Figura 1-10).

As imagens do testemunho com as fotomicrografias de microscópio eletrônico de varredura (MEV) das rochas do estudo são mostradas abaixo (Figura 1-11 e Figura 1-12). A figura 1-13 mostra várias fotografias de MEV em diferentes profundidades para efeito de comparação.

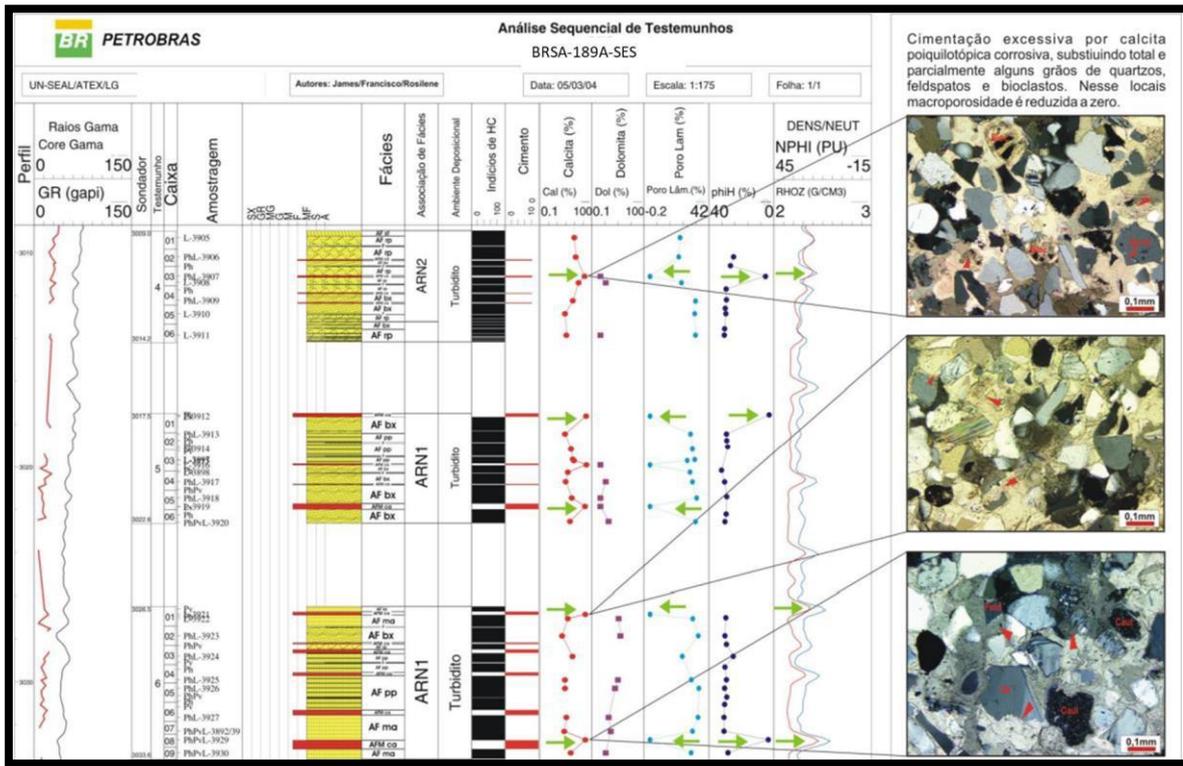


Figura 1-9: Lâminas delgadas mostrando a porosidade totalmente obliterada em trechos em que houve cimentação por calcita. Adaptado de UN-SEAL/ ATEX/ Laboratório de Geologia-LG, CT 04/2005.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821358/ca

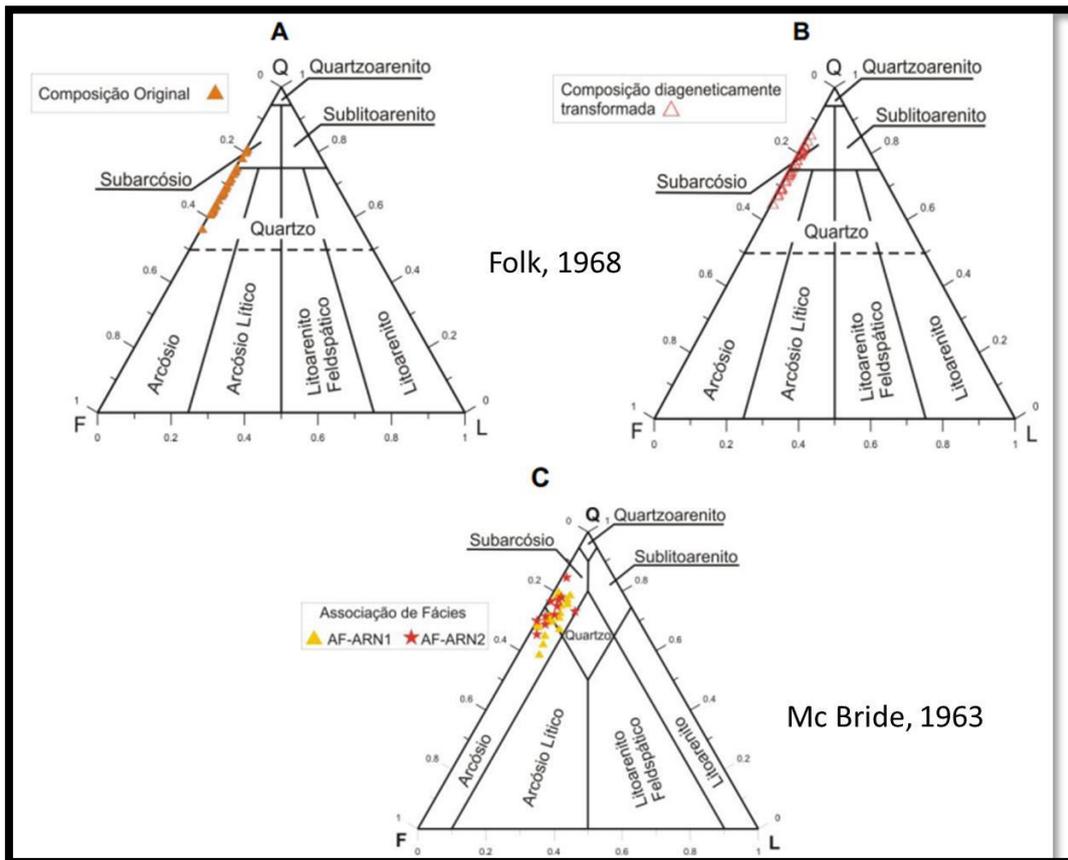


Figura 1-10: Classificação ternária detrítica das tochas reservatórios do Campo “P.”. Adaptado de UN-SEAL/ ATEX/ Laboratório de Geologia-LG, CT 04/2005. A e B, Folk, 1968 e C, Mc. Bride 1963. Q- Quartzo, F- Feldspato e L- Líticos.

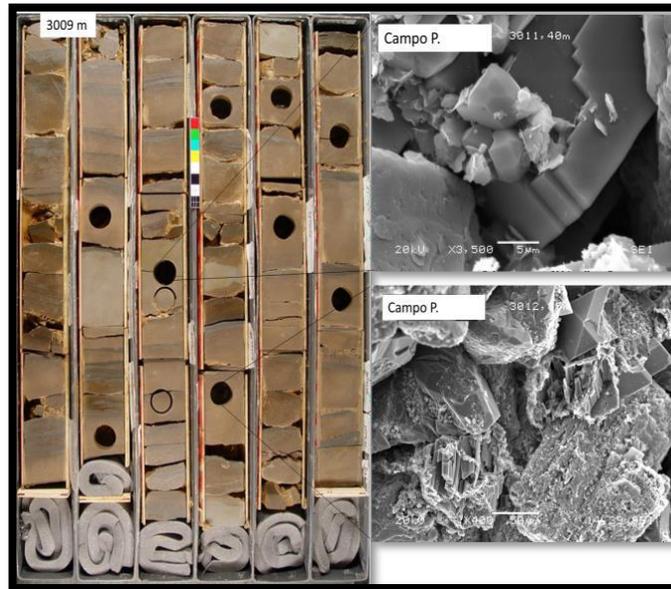


Figura 1-11: Imagem de MEV (microscópio eletrônico de varredura) do arenito representativo do reservatório do Campo “P.”, na profundidade aproximada de 3012 m. Adaptado de UN-SEAL/ ATEX/ Laboratório de Geologia-LG, CT 04/2005.

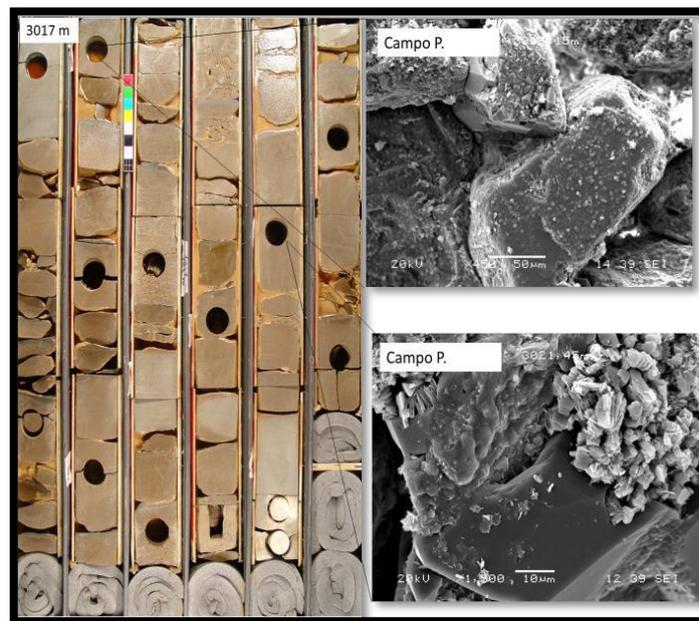


Figura 1-12: Imagem de MEV (microscópio eletrônico de varredura) do arenito representativo do reservatório do Campo “P.”, na profundidade aproximada de 3021 m. Adaptado de UN-SEAL/ ATEX/ Laboratório de Geologia-LG, CT 04/2005.

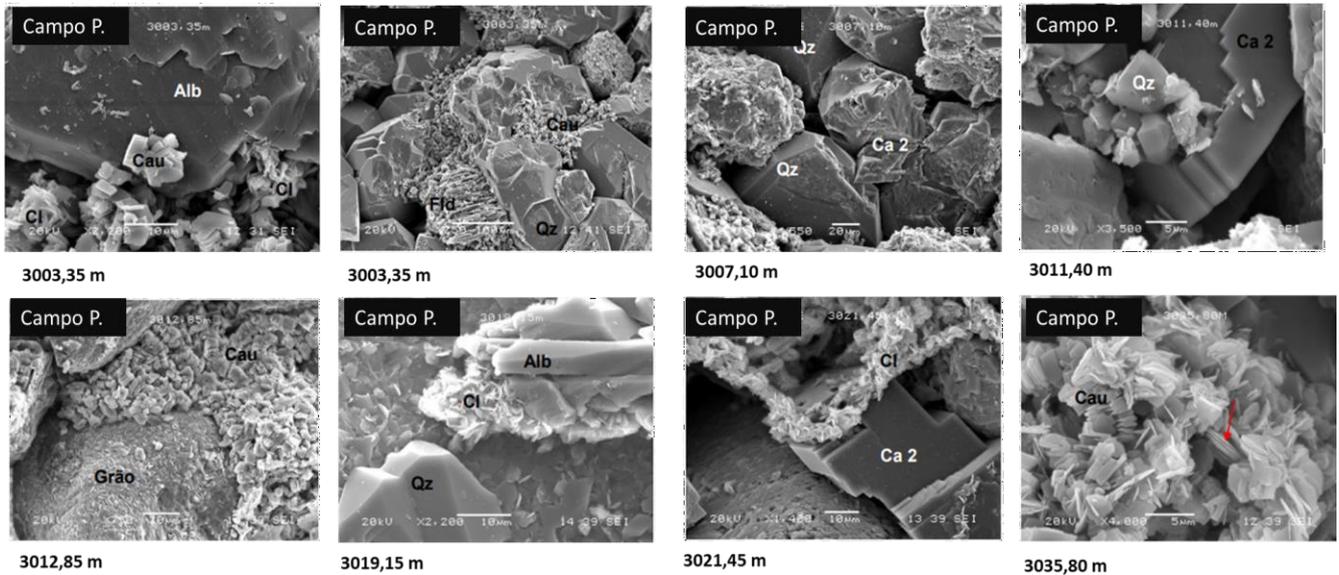


Figura 1-13: Imagens de MEV (microscópio eletrônico de varredura) de diversas profundidades obtidas nas rochas do reservatório do Campo “P.”. Alb = albita (feldspato), Cl = clorita (argila), Cau = caolinita (argila), Pir = pirita, Ca = Calcita, Qz = quartzo. Adaptado de UN-SEAL/ ATEX/ Laboratório de Geologia-LG, CT 04/2005.

Não houve ensaio em nenhuma amostra na condição totalmente cimentada, pois nesse caso, seria feita a medida da compressibilidade total ( $C_{bc}^{eff}$ ) dos sólidos (ocupada somente pelos grãos dos minerais) sem a influência do volume poroso ( $v_p$ ). Essa poderia ser a primeira abordagem quando se estuda a compressibilidade de um arenito (Zimmerman, *et al.*, 1986).

Olhando na escala dos poros, podemos considerar o material do arcabouço da rocha como um grão único de quartzo ou feldspato, que o módulo de compressão volumétrica ( $K_{bc}$ ) difere cerca de 40% dependendo da direção cristalográfica que se aplica o carregamento (Clark, 1966). Adicionalmente, os arenitos usualmente costumam ser rochas pluriminerálicas. A abordagem mais simples, é tomar a compressibilidade da rocha como sendo igual à dos minerais constituintes, assumindo os poros inexistentes.

Muito trabalho já foi feito em relação à compressibilidade das diferentes fases minerais, e alguns métodos podem ser aplicados para relacionar a compressibilidade total da rocha, em função da abundância relativa entre os minerais constituintes, e suas respectivas rigidezes.

A partir do módulo de compressão volumétrica ( $K_{bc}^{eff}$ ) dos minerais constituintes, é possível calcular a compressibilidade total (*bulk*) da rocha ( $C_{bc}^{eff}$ ), pois  $K_{bc}^{eff}$  corresponde a nada mais do que  $1/C_{bc}^{eff}$ . Uma vez que o volume dos grãos que constituem a rocha pode ser calculado

como:  $v_s = Vt - v_p$ , onde  $v_s$  é o volume ocupado pelos diversos grãos do arcabouço e numa rocha sem porosidade a única compressibilidade possível é  $C_{bc}^{eff}$ . Sendo, a variação de volume expressa na eq.1-3. O sinal negativo é necessário uma vez que aplicação da tensão hidrostática leva à uma redução do volume.

$$dV = -C_{bc}^{eff} * V_i * dP$$

(Eq.1-3)

Sendo,

$$C_{bc}^{eff} = \text{compressibilidade dos sólidos}$$

$$V_i = \text{volume inicial}$$

$$dP = \text{variação da pressão}$$

O método de estimativa do módulo de compressão volumétrica ( $K_{bc}^{eff}$ ) de Reuss, consiste em ponderar a rigidez dos minerais individuais de cada mineral que constitui a rocha, pelo volume que ocupam. A partir da tensão hidrostática distribuída em toda a massa de rocha

(Eq.1-4 ) é possível estimar o valor de  $C_{bc}^{eff}$ (

Eq.1.5).

$$K_{bc}^{eff} (Reuss) = -\frac{\partial \varepsilon_v}{\partial P} = \sum X_i C_i$$

(Eq.1-4)

$$K_{bc}^{eff} (Reuss) = \frac{X_{quartzo}}{K_{bc}^{eff} \text{ quartzo}} + \frac{X_{calcita}}{K_{bc}^{eff} \text{ calcita}} + \frac{X_{feldspato}}{K_{bc}^{eff} \text{ feldspato}}$$

(Eq.1-5)

O método de Voigt é o inverso, e consiste em estabelecer uma média das compressibilidades de cada mineral presente na rocha ponderada pelo volume que ocupam, em função da deformação homogênea que a rocha poderia sofrer (Eq.1-6).

$$K_{bc}^{eff} (Voigt) = -\frac{\partial \varepsilon_v}{\partial P} = \sum [(X_i/C_i)]^{-1}$$

(Eq.1-6)

No entanto, Hill (1952) propôs tomar a média entre os dois resultados das equações acima para chegar a uma estimativa mais precisa do valor de  $C_{bc}^{eff}$  e deu origem ao método Voigt-Reuss-Hill (Hill, 1952). Os módulos de compressão volumétrica ( $K_{bc}^{eff}$ ) dos principais minerais que constituem os arenitos estão mostrados na tabela 1-2, além do módulo de cisalhamento e razão de Poisson (Greenwald, 1980).

Tabela 1-2: Tabela, adaptada de Greenwald (1980), mostrando os módulos de compressão volumétrica dos principais minerais presentes nos arenitos.

Mineral	$K_{bc}^{eff}$ (GPa)	$G$ (GPa)	$\nu$
Quartzo (SiO <sub>2</sub> )	37,10	31,20	0,17
Feldspatos (K, Na, Ca) (Si, Al) <sub>4</sub> O <sub>8</sub>	63,10	34,30	0,28
Calcita CaCO <sub>3</sub>	67,30	31,30	0,29

A tabela 1-3 mostra o cálculo da compressibilidade da rocha -  $C_{bc}^{eff}$ , assumindo que esta não possui poros e que é constituída por cerca de 65 % de quartzo e 30 % de feldspato além de 5 % de calcita (composição estimada a partir da figura 1-10). Além disso, Zimmerman, *et al.* (1986), afirmam que as estimativas de compressibilidades de Voigt e de Reuss são limites inferior e superior, respectivamente, da compressibilidade real da rocha, sem poros.

Essa abordagem acima seria o ponto de partida para estudos da compressibilidade de rochas, fato que merece investigação mais detalhada para rochas com poros e submetidas à grande variação de tensões efetivas ao longo do tempo. Este trabalho considerou as amostras de arenitos como homogêneas e isotrópicas para os ciclos de carregamento e descarregamento, para efeitos de simplificação, o que parece ser uma afirmação plausível para aplicação da teoria da elasticidade.

Tabela 1-3 Tabela mostrando o cálculo da compressibilidade da rocha reservatório do Campo “P.” caso não houvesse porosidade, levando em consideração a abundância da coluna 3.

Mineral	$K_b$ (psi)	% volume	$C_{bc}^{eff}$ Reuss/ GPa	$C_{bc}^{eff}$ Voigt/GPa	$\bar{G}_{bc}$ Hill/GPa	$\bar{G}_{bc}$ Hill/psi
Quartzo (SiO <sub>2</sub> )	5.38E+06	65	2,30E-02	1,75E-02	2,03E-02	1.40E-07
Feldspatos (K, Na, Ca) (Si, Al) <sub>4</sub> O <sub>8</sub>	9.15E+06	30				
Calcita CaCO <sub>3</sub>	9.76E+06	5				

### 1.1.1 Porosidade

Na indústria do petróleo, o termo mais utilizado para a representação dos vazios de uma rocha é a porosidade ( $\varphi$ ) (Eq.1-7).

$$\varphi = Vv / Vt \quad (\text{Eq.1-7})$$

Sendo,

$Vv = \text{volume de vazios}$

$Vt = \text{volume total}$

Em engenharia civil, geralmente se utiliza o conceito de índice de vazios ( $e$ ) para expressar o conteúdo vazios de um material geotécnico (Eq.1-8).

$$e = \frac{V_v}{v_s}$$

(Eq.1-8)

Sendo,

$V_v = \text{volume de vazios}$

$e$

$v_s = \text{volume de sólidos.}$

A vantagem de utilizar o índice de vazios ( $e$ ), é que quando ocorre o aumento da tensão efetiva no solo, o volume de sólidos não varia (quando o arcabouço é muito mais compressível que os grãos minerais), tornando mais fácil a manipulação de equações algébricas utilizadas no estudo de adensamento de solos argilosos (com elevado índice de vazios e alta compressibilidade).

Em solos muito pouco compactados ou argilas moles, o índice de vazios pode facilmente ultrapassar a unidade, eventualmente assumindo qualquer valor positivo, enquanto em arenitos consolidados esse valor é menor que 1, já que suas porosidades são, em geral, menores que 0,5 (Zimmerman, 1990).

Para os arenitos do Campo "P.", observamos que a porosidade média fica em torno de 0,27 e o índice de vazios médio em torno de 0,37. O volume ocupado pelos diversos grãos do arcabouço mineral representa o volume de sólidos ( $v_s$ ). Geralmente estão presentes quartzo, feldspato e, minerais opacos, micas e argilas como acessórios.

A relação entre a porosidade e o índice de vazios pode ser estabelecida pela equação abaixo, dividindo o numerador e o denominador por  $V_t$  (Eq.1-9):

$$e = \frac{Vv}{v_s} = \frac{Vv}{Vt - W} = \frac{\varphi}{1 - \varphi}$$

(Eq.1-9)

Sendo,

 $e = \text{índice de vazios}$  $\varphi = \text{porosidade}$  $v_s = \text{volume de sólidos}$  $Vt = \text{volume total}$  $Vv = \text{volume de vazios}$ 

As amostras passaram por ensaios de petrofísica básica *a priori* para obtenção das propriedades de porosidade e permeabilidade. Os resultados são apresentados na tabela 1-4 (esses ensaios foram realizados no ano de 2004). Na coluna 5 e 6, da mesma tabela, vemos, respectivamente, os valores medidos de porosidade e permeabilidade (em miliDarcy). As informações foram obtidas no sistema interno da Petrobras – Prolab.

Tabela 1-4 Petrofísica básica das amostras do poço estudado BRSA-189A-SES (2004).

Poço	Nome do Plugue	Profundidade (m)	Densidade (g/cm <sup>3</sup> )	Porosidade (fração)	Permeabilidade Intrínseca (mD)	Índice de vazios (e)	
		1050	3.005,55	2.66	0.17	82.10	0.20
		1052	3.007,20	2.68	0.23	454.60	0.31
		1056	3.011,70	2.63	0.29	970.50	0.42
BRSA-189A-SES	1063	3.013,85	2.63	0.31	1123.40	0.44	
	1064	3.014,15	2.63	0.29	318.30	0.41	
	1078	3.026,60	2.67	0.27	875.50	0.36	
	1081	3.027,85	2.62	0.30	1396.40	0.43	
	1098	3.033,30	2.63	0.29	446.90	0.40	
		Médias	2.64	0.27	708.46	0.37	

Em carbonatos e evaporitos, e na maioria das rochas ígneas e metamórficas, grande parte o espaço poroso é formado por fraturas planares chamadas de fissuras (Goodman, 1989). Quando se percebe que a matriz da rocha é extremamente fraturada, é necessária uma abordagem mais detalhada do sistema de poros (abordagem de dupla porosidade), com eventual modelagem de *Discrete Fracture Network* (DFN), que não serão abordados nesse trabalho.

É possível mensurar o grau de fissuração de uma rocha a partir do estudo da propagação de ondas acústicas no meio. Essa abordagem é extremamente importante, sobretudo na parte do cálculo das propriedades das rochas do modelo geomecânico 3D, pois se baseia fortemente na propagação de ondas compressoriais ( $V_p$ ) e ondas cisalhantes ( $V_s$ ) adquiridas após a perfuração do poço. Do contrário, não seria possível ensaiar todas as rochas ao longo poço para obter as propriedades mecânicas de todas as camadas atravessadas. A velocidade da onda P pode ser calculada a partir da eq.1-10 (conhecendo módulo de Young, módulo de cisalhamento e a densidade da rocha). Já a velocidade da onda S pode ser calculada conhecendo-se o módulo de cisalhamento e a densidade da rocha, pela eq.1-11.

$$V_p = \sqrt{\frac{K_{bc} + 4/3 * G}{\rho}}$$

(Eq.1-10)

Sendo,

$K_{bc}$  = módulo de compressibilidade volumétrica (bulk) da rocha

$G$  = módulo de cisalhamento

$\rho$  = densidade

$$V_s = \sqrt{\frac{G}{\rho}}$$

(Eq.1-11)

Sendo,

$G$  = módulo de cisalhamento

$$\rho = \text{densidade}$$

A estimativa da velocidade da rocha com base em seus minerais pode ser feita com base na abundância relativa destes (Eq.1-12). O cálculo da velocidade P\* para o reservatório, foi feito estabelecendo uma média das velocidades de cada mineral presente na rocha, ponderada pelo volume que ocupam (mesma abundância relativa da coluna 3 da tabela 1-3). A tabela 1-5 mostra a velocidade de propagação de ondas P para os minerais mais comuns na crosta da Terra (utilizados para estimativa de P\*). Já o índice de qualidade rocha pode ser estimado com base na eq. 1-13.

O cálculo da velocidade P para estimativa do índice de qualidade do intervalo reservatório foi feito utilizando o inverso do perfil do tempo de trânsito ( $\Delta t$ ). Este perfil é medido em microssegundos por pés. Então, foi necessário aplicar um fator de conversão para obter a velocidade em m/s [ $v \text{ (m/s)} = 304800/\Delta t$ ]. A figura 1-14 mostra, nas três últimas trilhas, os perfis de velocidades P, S e a razão  $V_p/V_s$  obtidas para o intervalo reservatório do Campo "P.", a partir do tempo de trânsito do perfil sônico corrido no reservatório. A figura 1-15 mostra como pode ser classificada uma rocha com base no seu índice de qualidade e da porosidade (a rocha do reservatório é plotada no diagrama).

$$\frac{1}{V_i} = \sum_i C_i/V_{p,i}$$

(Eq.1-12)

Sendo,

$C_i = \text{abundância relativa dos minerais constituintes da rocha}$

$V_{p,i} = \text{velocidade de propagação de ondas acústicas em cada mineral}$

$$IQ (\%) = V_p/V_{p(\text{teórico})}^* \times (100)$$

(Eq. 1-13)

Sendo,

$V_p = \text{velocidade medida}$

$V_p^* = \text{velocidade teórica}$

Tabela 1-5: Velocidade de propagação de ondas P (longitudinais), em  $m/s$  para os principais minerais constituintes de rochas na crosta da Terra. Adaptado de Goodman (1989). (Após Fourmaintraux).

Mineral	Vp (m/s)
Quartzo	6050
Olivina	8400
Augita	7200
Anfibólio	7200
Moscovita	5800
Ortoclásio	5800
Plagioclásio	6250
Calcita	6600
Dolomita	7500
Magnesita	7400
Gipsita	5200
Epidoto	7450
Pirita	8000

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821358/ca

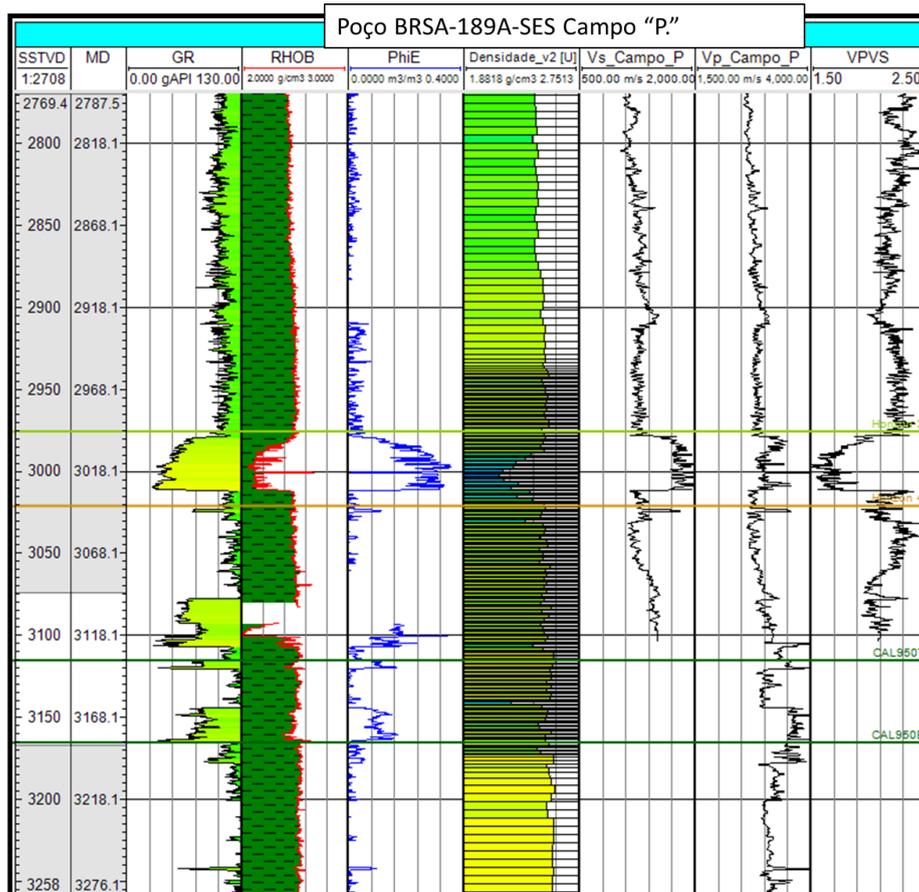


Figura 1-14: Cálculo da velocidade de propagação de ondas P e S dentro do reservatório e nas rochas encaixantes do Campo "P."

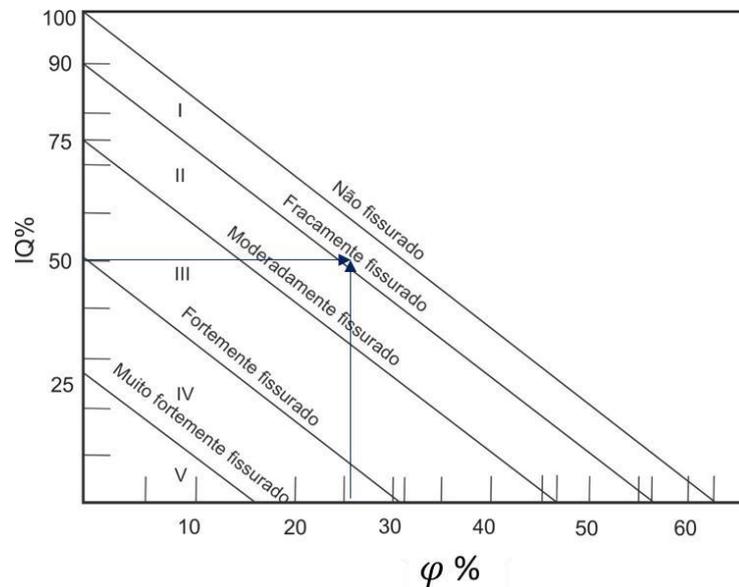


Figura 1-15: Grau de fissuração do intervalo reservatório do Campo “P.” a partir da propagação de ondas compressoriais e do índice de qualidade (IQ). Adaptado de Goodman (1989). (Após Fourmaintraux).

Os ensaios petrofísicos apresentados acima e realizados no Cenpes, foram feitos anteriormente aos ensaios de compressibilidade deste trabalho (em 2004). Os procedimentos para o preparo das amostras e os ensaios foram feitos seguindo as melhores práticas e a norma API 40:1998 (*American Petroleum Institute*) em conformidade com comunicação técnica interna da Companhia, onde foram consultados.

De forma geral, no laboratório, as amostras são submetidas à extração de óleo e sal e posterior secagem na estufa com controle de umidade. Esse procedimento visa minimizar a eventual influência de argilominerais nas medições da amostra. Para a aferição da porosidade é feita a saturação com gás. Os argilominerais presentes nos interstícios dos grãos de quartzo e feldspato são predominantemente caolinita e clorita, não sendo registrada presença de esmectitas expansivas.

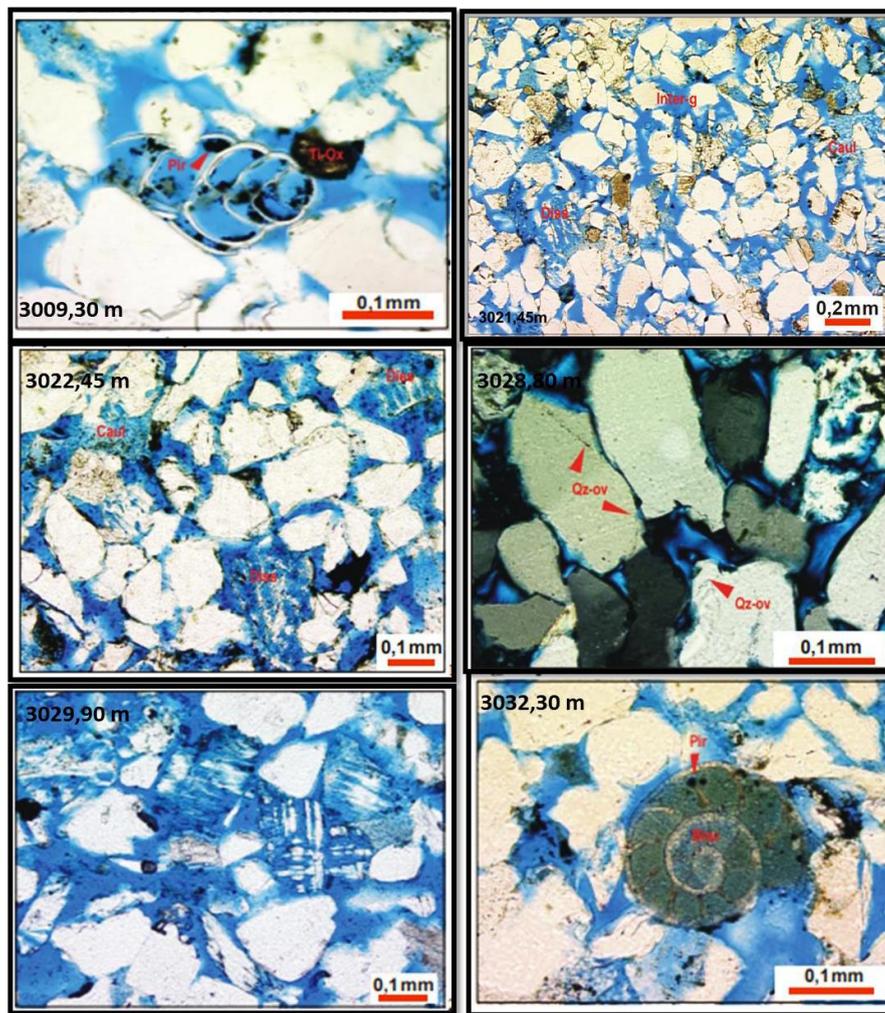


Figura 1-16: Seção delgada do arenito alvo desse estudo em seis profundidades distintas. Volume poroso em azul. Diss. = dissolução, Inter-g = espaço intergranular e Caul = caolinita, Pir. = pirita, Bioc. = bioclasto, Qz-ov = Sobrecrescimento de quartzo e TiOx = Óxido de titânio. Fonte: Prolab Petrobras.

A figura 1-16, acima, mostra algumas fotomicrografias de lâminas do arenito alvo dos ensaios e da modelagem da presente dissertação. É possível observar a elevada porosidade, em azul, na maioria das seções delgadas, e a boa seleção dos grãos da rocha. A porosidade também pode ser estimada com boa precisão por um petrógrafo a partir dessas seções delgadas. São feitas visadas pelas lâminas da rocha, procurando identificar os volumes ocupados pela matriz da rocha e os vazios. Pode ser feita uma estatística para minimização do erro e estimativa do desvio padrão (Goodman, 1989).

### 1.1.2 Permeabilidade

A permeabilidade pode ser definida como a facilidade que um fluido escoar em um meio poroso, que pode ter uma geometria extremamente complexa, quando submetido à um gradiente de pressão. Goodman (1989), a define como uma propriedade índice das rochas e chama a permeabilidade de condutividade hidráulica, e, obviamente, considerando a água como fluido que satura o meio poroso. Na indústria do petróleo, a grandeza mais utilizada para a definição da condutividade do meio é a permeabilidade intrínseca ( $k$ ), pois esta já incorpora a viscosidade cinemática do fluido ( $\mu_{flu}$ ) que satura a rocha. Dessa forma, mais uma vez, o conceito de permeabilidade se torna unicamente propriedade do meio geológico.

Essa abordagem, geralmente é do ponto de vista macroscópico, na maioria dos trabalhos de engenharia (Figura 1-17). Sendo a permeabilidade uma grandeza tensorial que depende somente do arranjo do meio poroso e das características do sistema poroso interconectado, pode ser dita que esta grandeza é uma característica intrínseca de cada rocha ou solo.

O engenheiro francês Henry Darcy estabeleceu, em 1856, que a vazão de fluido ( $Q$ ) era proporcional à diferença de carga hidráulica entre dois pontos ( $\Delta h$ ) ao longo do fluxo, à área da seção do conduto ( $A$ ) e a uma constante  $k$ , característica intrínseca do meio poroso e do fluido e inversamente proporcional ao comprimento do conduto ( $\Delta L$ ) (Figura 1-18). A razão adimensional negativa ( $\Delta h/\Delta L$ ) é chamado de gradiente ( $i$ ).

Toda a teoria de Darcy considera a variação da vazão sendo zero (regime permanente), o meio totalmente saturado, fluxo macroscópico e regime laminar (Eq. 1-14 a Eq. 1-16). O ensaio clássico para cálculo da vazão de Darcy, leva em consideração a área total da seção (poros + grãos), sendo necessário dividir pela porosidade para considerar somente a área aberta ao fluxo, obtendo a velocidade real do fluxo (Eq. 1-17).

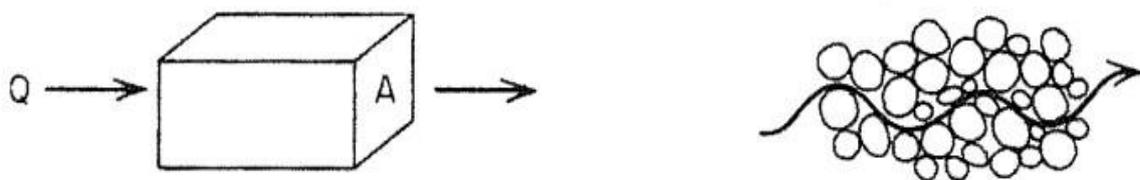


Figura 1-17: Figura ilustrado a abordagem macroscópica (esquerda) da lei de Darcy (1856) e a abordagem microscópica (direita), que não faz parte da maioria dos trabalhos.

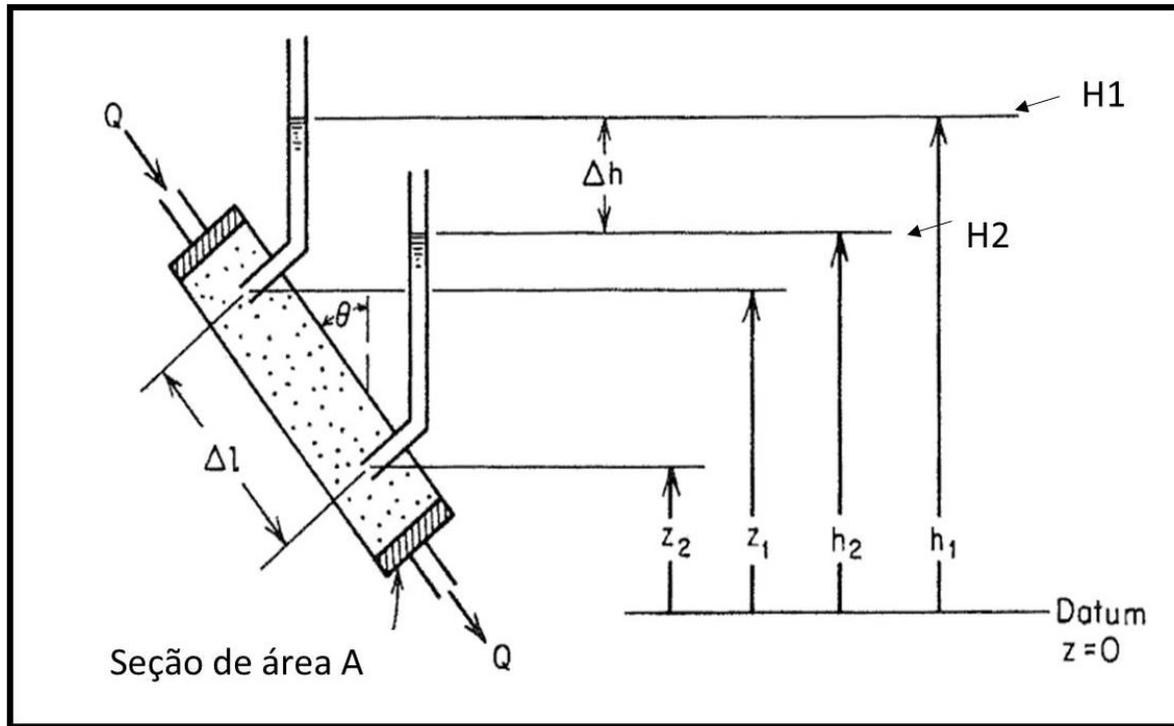


Figura 1-18: Aparato utilizado por Henry Darcy (1856) no experimento para cálculo de vazão. Adaptado de Freeze and Cherry (1979).

$$Q = v * A$$

(Eq. 1-14)

Mas,

$$v = -k * i$$

(Eq. 1-15)

Então:

$$Q = k * \frac{(H1-H2)}{L} * A$$

(Eq. 1-16)

Dividindo pela porosidade para obter a velocidade real:

$$v_{real} = \frac{v_{Darcy}}{\phi}$$

(Eq. 1-17)

A permeabilidade ( $k$ ) da formação pode ser conhecida através de ensaios de laboratório realizados em amostras de rochas retiradas de poços e testemunhos (como aqui na dissertação), por meio de testes de produção no próprio reservatório ou, até mesmo, via utilização de perfis adquiridos a poço aberto, logo após a perfuração. Como exemplo, o perfil de ressonância magnética nuclear (RMN) pode ser um bom indicador da permeabilidade (Schön, 2011). Uma dificuldade fundamental em qualquer esforço para caracterizar propriedades de fluxo em subsuperfície é a limitada quantidade de dados espaciais (Vasco, 2004).

A permeabilidade é de fundamental importância na indústria do petróleo e no estudo de reservatórios, pois representa a facilidade com que pode ocorrer a produção de hidrocarbonetos, sendo um dos principais parâmetros de entrada nos simuladores de escoamento em meios porosos (Rosa *et al.*, 2006). Os mesmos autores destacam que a permeabilidade é um dos determinantes do índice de produtividade (IP) ou de injetividade (II) dos poços produtores de petróleo e injetores de água ou gás. Os valores de permeabilidade para as rochas desta dissertação estão na tabela 1-4, no item anterior.

Para a medição da permeabilidade, no laboratório, é calculado a componente hidrostática do tensor de tensões ( $p$ ) para estimativa da tensão de confinamento. A tensão de confinamento efetiva é dada pela diferença da tensão total devido à componente hidrostática do tensor de tensões e a pressão de poros (que é calculada pelo gradiente hidrostático da água salgada).

A correlação entre a porosidade e o logaritmo da permeabilidade para estas rochas está mostrada no gráfico da figura 1-19. Importante destacar, novamente, que estes ensaios foram feitos em 2004. Os plugues estão indicados como rótulo de dados.

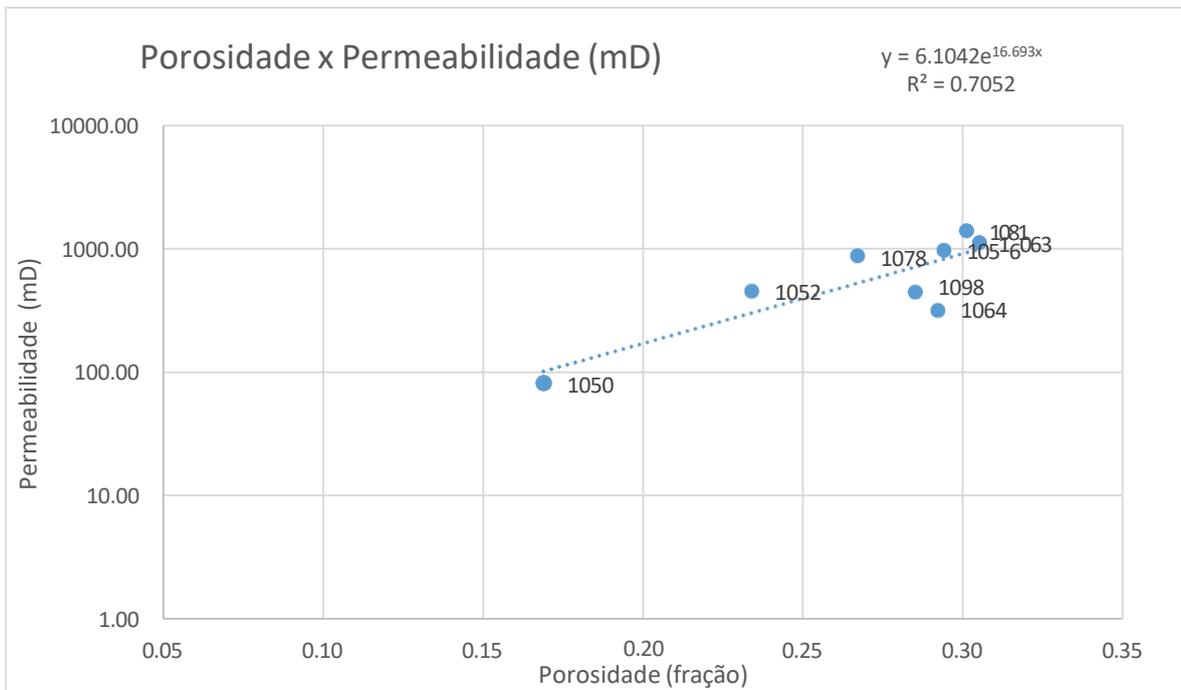


Figura 1-19: Correlação entre a porosidade dos plugues desta dissertação e o log da permeabilidade em mD.

### 1.1.2.1 Redução da Permeabilidade ( $k$ )

A permeabilidade intrínseca ( $k$ ) da formação pode ser comprometida pela deformabilidade da rocha com o aumento da tensão efetiva, conforme ocorre a produção do reservatório. Esse efeito pode ser mais ou menos pronunciado, sendo imperceptível em alguns reservatórios, mas em outros reservatórios pode ter muita influência na produtividade (Figura 1-20).

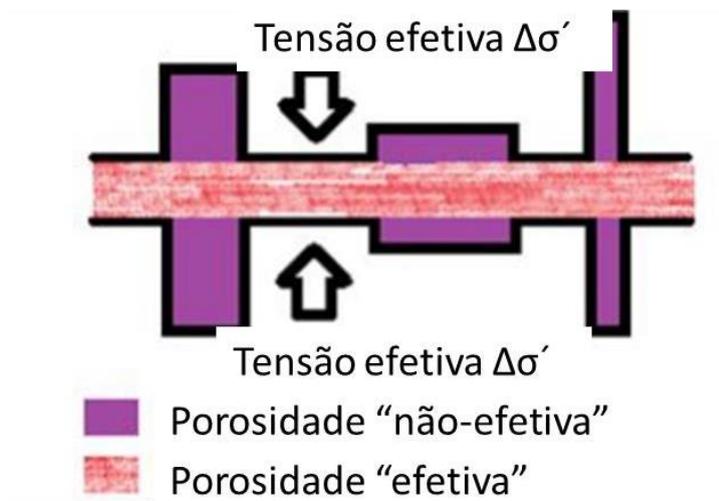


Figura 1-20: Figura mostrando a atuação do aumento da tensão efetiva na redução da porosidade e por consequência da permeabilidade. Adaptado de Petunin (2011). Nesse caso, o autor dividiu a porosidade em efetiva e não efetiva.

Modelos clássicos como o de Kozeny-Carman apresentam a permeabilidade em função da porosidade e da estrutura do meio poroso, sendo derivado da equação de Poiseuille, aplicável em escoamento viscoso laminar em tubos retos uniformes não comunicantes (Haro, 2006). Este modelo, baseado na teoria que o meio poroso se assemelha a um feixe de capilares, é representado pela equação abaixo (Eq.1-18):

$$k = \frac{\varphi^3}{\Gamma * F_s * S^2}$$

(Eq.1-18)

$\Gamma$  é a tortuosidade,  $F_s$  é o fator de forma e  $S^2$  é a superfície específica, todos parâmetros intrínsecos do meio poroso. Petunin *et al.* (2011) se baseiam na relação estabelecida entre permeabilidade e porosidade por Kozeny-Carman e através da atualização da porosidade é possível se chegar ao novo valor da permeabilidade (Eq.1-19). Os autores consideram que o fator de forma, a tortuosidade do meio e a superfície específica, todos parâmetros presentes na equação mostrada acima, são independentes da variação de tensões. Além disso, é introduzido o expoente da porosidade ( $n$ ), o qual pode ser obtido através de ajuste de dados laboratoriais para o tipo de rocha de estudo. Os autores demonstram, que o expoente “padrão” da equação é 3, mas que na dúvida pode-se aplicar o valor de 2, para não penalizar demais a permeabilidade.

$$\frac{k}{k_0} = \left(\frac{\varphi}{\varphi_0}\right)^n$$

(Eq.1-19)

Enquanto o expoente clássico da correlação de Kozeny-Carman é 3, Petunin *et al.* (2011) sugerem que, na falta de ensaios laboratoriais para a rocha de interesse, o valor 2 pode ser aplicado para arenitos consolidados. A figura 1-21 ilustra o expoente obtido na literatura para arenitos que é da ordem de 2. Já para as rochas carbonáticas, foi encontrada uma

grande variação deste expoente, sendo que algumas amostras de carbonatos foram representadas com expoentes que variaram de 21 a 37.

Entretanto, vale destacar que os limites sugeridos pelos autores foram baseados apenas em ensaios realizados por eles em determinados tipos de rochas de locais específicos, logo não devem ser generalizados para quaisquer rochas. Para se descobrir como varia a tendência desse expoente, deve-se elaborar ensaios nas rochas próprias de estudo para uma estimativa mais acurada do ponto de vista de engenharia. Por isso, justifica-se ensaios específicos nas rochas em estudos ou em análogos apropriados para conhecer a dimensão do expoente ( $n$ ) e estimar com certa precisão a dimensão na queda de produtividade do reservatório.

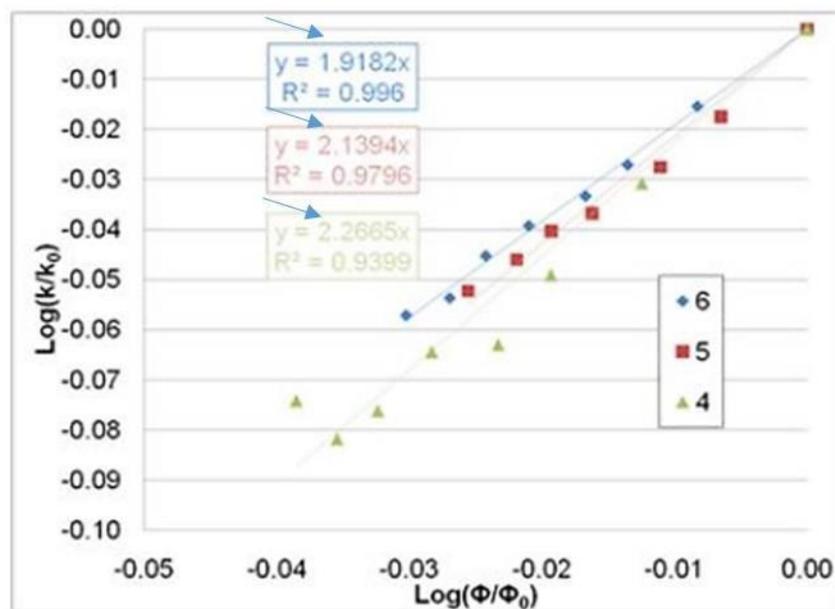


Figura 1-21: Figura ilustrando o expoente obtido para arenitos, da ordem de 2. Adaptado de Petunin (2011).

## 2. Compressibilidade das Rochas

Em termodinâmica e mecânica dos fluidos, a compressibilidade de gases, líquidos e sólidos é definida em condições isotérmicas como a variação do volume relativo como resposta a uma mudança de pressão. Em sua forma mais simples, a compressibilidade ( $C$ ) pode ser expressa como a (Eq.2-1), abaixo:

$$C = -\frac{1}{V_0} \left( \frac{\partial V}{\partial P} \right)_{T=0}$$

(Eq.2-1)

Sendo,

$C = \textit{compressibilidade}$

$\partial P = \textit{variação da pressão}$

$\partial V = \textit{variação de volume}$

$V_0 = \textit{volume inicial}$

Onde  $V_0$  é o volume inicial,  $V$  é o volume e  $P$  a pressão. O inverso da compressibilidade é o módulo de compressibilidade volumétrica ( $K_{bc}$ ), conforme já mencionado nesta dissertação. Além da compressibilidade isotérmica, pode ser definida a compressibilidade isentrópica (com descompressão/compressão adiabática). Para sólidos, a diferença entre estas duas compressibilidades, determinadas em condições distintas, não é relevante. A figura 2-1 apresenta seções esquemáticas em corpos com poros (b) e sem (a) poros. Vale destacar que os poros são comunicantes no espaço e não isolados entre si. Para gás, líquido e sólidos sem poros, a compressibilidade pode ser estimada pela eq.2-1.

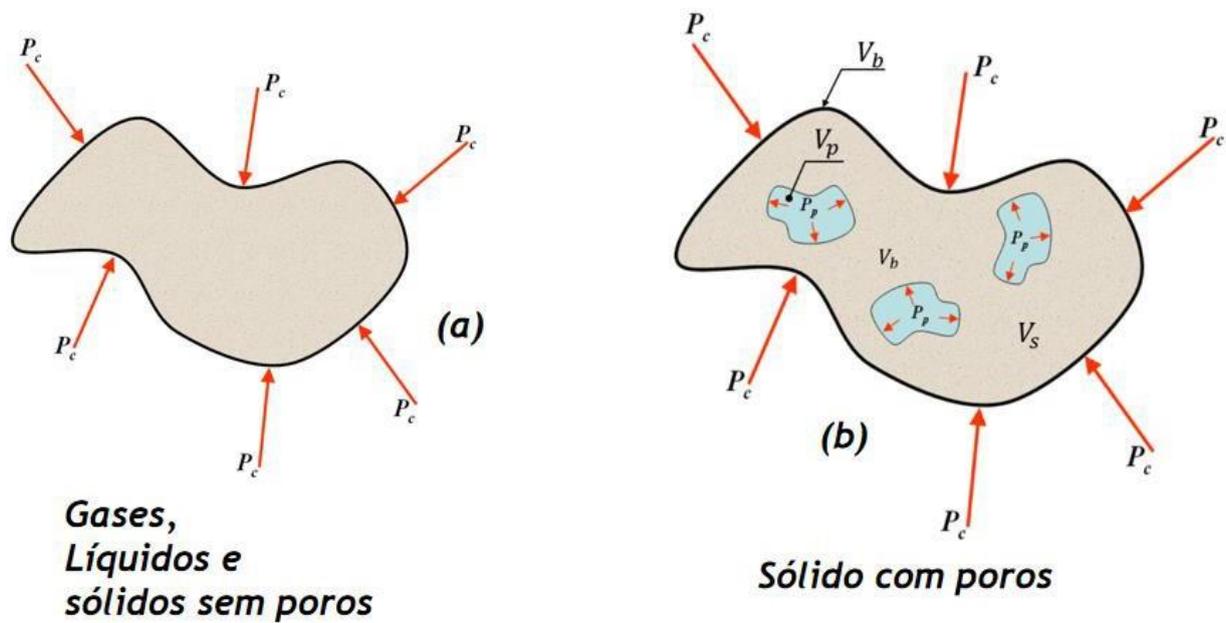


Figura 2-1: Seção esquemática de corpos com poros (b) e sem poros (a) submetidos a carregamento externo e pressão de poros. Os poros são comunicantes no espaço.

Já para meios porosos tem-se dois volumes que podem ser registrados; o poroso ( $v_p$ ) e o total ou *bulk* ( $V_b$ ). Por outro lado, há duas pressões/tensões que podem ser variadas; a tensão confinante ( $P_c$ ) e a pressão de poros ( $P_p$ ). Associado a isto, o teste de compressibilidade pode ser realizado em condições diversas (hidrostática, oedométrica e de pressão confinante efetiva nula). Dito isto, é fácil vislumbrar que podem ser definidas mais de uma compressibilidade para meios porosos.

Em função disto, na literatura, podem ser encontradas diversas representações para uma mesma compressibilidade, fato que cria certa confusão. Zimmerman (1990), propôs uma padronização para a nomenclatura das diversas compressibilidade de meios porosos.

Em relatório interno da Petrobras, Ferreira *et al.* (2018) propuseram metodologia para uniformizar a nomenclatura de compressibilidades para meios porosos, baseando-se em Zimmerman (1990). A figura 2-2 apresenta proposta de esquema para fixar a nomenclatura das diversas compressibilidade de meios porosos. A tabela 2-1 mostra o resultado das compressibilidades possíveis, para meios porosos, a partir da proposição.

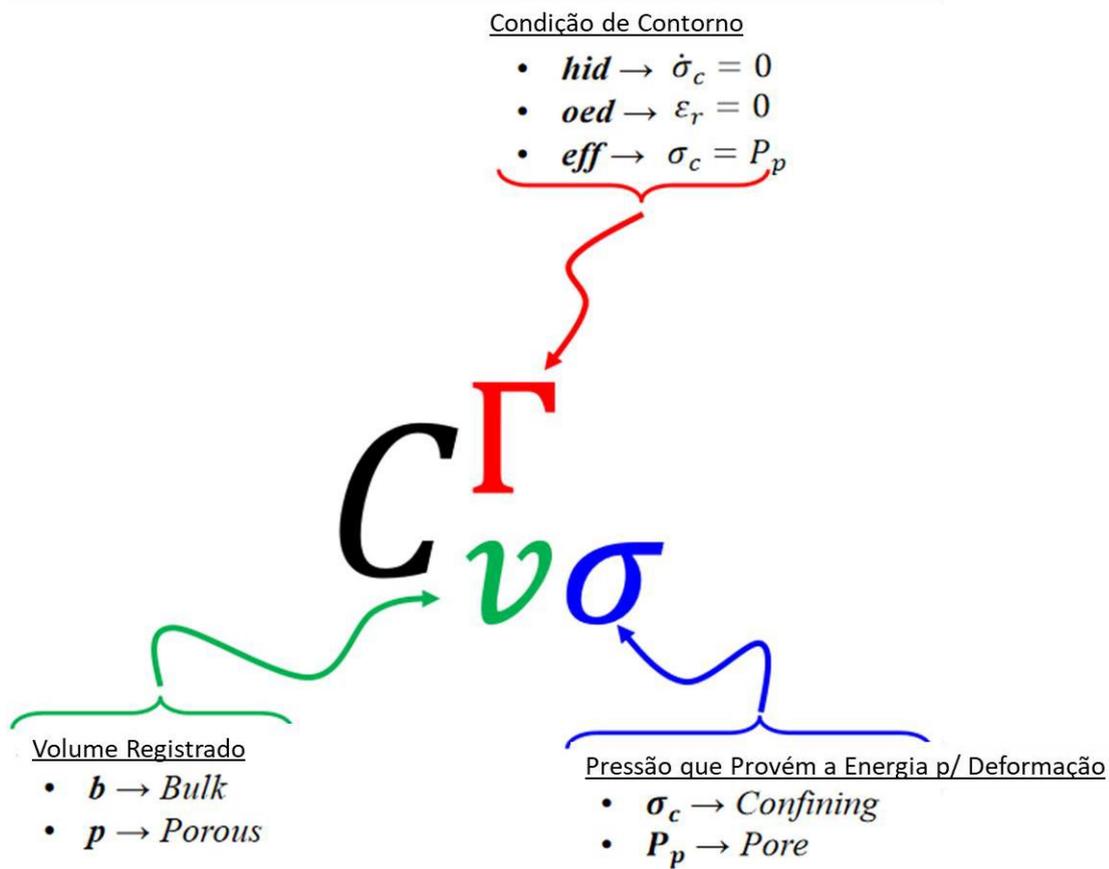


Figura 2-2 - Convenção sugerida para uniformização de nomenclatura de compressibilidade para meios porosos (adaptado de Ferreira, 2018, baseado em Zimmerman, 1990).

Assim:

Tabela 2-1: Tabela mostrando as possíveis compressibilidades através da proposição de Zimmerman (1990) e Ferreira *et al.* (2018).

$C_{bc}^{hid}$	Compressibilidade <i>bulk</i> , variando-se a tensão confinante em condições hidrostáticas
$C_{bc}^{oed}$	Compressibilidade <i>bulk</i> , variando-se a tensão confinante em condições oedométrica
$C_{bc}^{eff}$	Compressibilidade <i>bulk</i> , variando-se a tensão confinante em condições de $\sigma_c = P_p$
$C_{bp}^{hid}$	Compressibilidade <i>bulk</i> , variando-se a pressão de poros em condições hidrostáticas

$C_{bp}^{oed}$	Compressibilidade <i>bulk</i> , variando-se a pressão de poros em condições oedométrica
$C_{pc}^{hid}$	Compressibilidade poros, variando-se a tensão confinante em condições hidrostáticas
$C_{pc}^{oed}$	Compressibilidade poros, variando-se a tensão confinante em condições oedométrica
$C_{pc}^{eff}$	Compressibilidade poros, variando-se a tensão confinante em condições de $\sigma_c = P_p$
$C_{pp}^{hid}$	Compressibilidade poros, variando-se a pressão de poros em condições hidrostáticas
$C_{pp}^{oed}$	Compressibilidade poros, variando-se a pressão de poros em condições oedométrica

Para facilitar o entendimento das diversas compressibilidades de meios porosos definidas, foi criado o diagrama da figura 2-3. Nela, podem ser observadas as dez compressibilidades definidas, bem como as condições de contorno em que são determinadas, e o volume relevante registrado em cada modalidade de teste.

Na literatura da indústria do petróleo, as compressibilidades mais utilizadas recebem nomenclatura diversa, a depender do autor. A compressibilidade do grão,  $C_{bc}^{eff}$ , muitas vezes é chamada de  $C_s$  ou  $C_r$ . Já a compressibilidade de poros em condições hidrostáticas,  $C_{pp}^{hid}$ , recebe denominações tais como  $C_p$ , PVC (*pore volume compressibility*) e HPVC (*hydrostatic pore volume compressibility*). A compressibilidade  $C_m$  foi introduzida por Geertsma, 1973, para estimar compactação e subsidência devidas à depleção do reservatório. Esta compressibilidade foi utilizada no modelo analítico proposto pelo autor. Na nomenclatura proposta, esta compressibilidade seria expressa por  $C_{bp}^{oed}$ .

Conhecendo-se uma compressibilidade, a porosidade da rocha, os coeficientes de Poisson e de Biot e a compressibilidade do grão da rocha ( $C_{bc}^{eff}$ ) pode-se calcular, considerando a rocha em regime elástico, qualquer uma das outras compressibilidades. As expressões a seguir, apresentam algumas destas relações elásticas (Eq.2-2 a Eq.2-10).

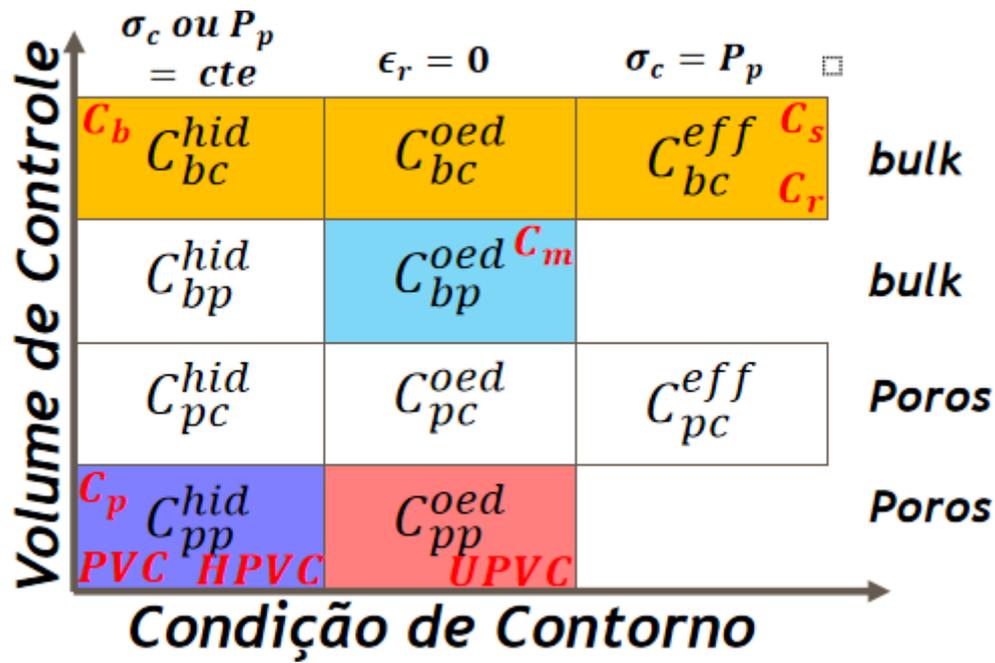


Figura 2-3: Diagrama apresentando as compressibilidades de meios porosos, condições de contorno do teste e volume de controle. Baseado em Zimmerman (1990) e Ferreira *et al.* (2018).

$$C_{bc}^{hid} = C_{bp}^{hid} + C_{bc}^{eff} \quad (\text{Eq.2-2})$$

$$C_{pc}^{hid} = C_{pp}^{hid} + C_{bc}^{eff} \quad (\text{Eq.2-3})$$

$$C_{bp}^{hid} = \varphi C_{pc}^{hid} \quad (\text{Eq.2-4})$$

$$C_{bc}^{oed} = \frac{1}{3} \frac{1+\nu}{1-\nu} C_{bc}^{hid} \quad (\text{Eq.2-5})$$

$$C_{bp}^{oed} = \frac{1}{3} \alpha \frac{1+\nu}{1-\nu} C_{bc}^{hid} \quad (\text{Eq.2-6})$$

$$C_{pp}^{oed} = \frac{1}{3} \frac{\alpha(1+\nu)}{\varphi(1-\nu)} C_{bc}^{hid} + \left( \frac{2}{3} \frac{\alpha(1-2\nu)}{\varphi(1-\nu)} - 1 \right) C_{bc}^{eff} \cong \frac{1}{3} \frac{\alpha(1+\nu)}{\varphi(1-\nu)} C_{bc}^{hid} \quad (\text{Eq.2-7})$$

$$C_{pp}^{oed} = \frac{\alpha}{\varphi} C_{bc}^{oed} + \left( \frac{2\alpha(1-2\nu)}{3\varphi(1-\nu)} - 1 \right) C_{bc}^{eff} \cong \frac{\alpha}{\varphi} C_{bc}^{oed}$$

(Eq.2-8)

$$C_{pp}^{oed} = \frac{1}{\varphi} C_{bc}^{oed} + \left( \frac{2\alpha(1-2\nu)}{3\varphi(1-\nu)} - 1 \right) C_{bc}^{eff} \cong \frac{1}{\varphi} C_{bc}^{oed}$$

(Eq.2-9)

$$C_{pp}^{oed} = C_{pp}^{hid} - \frac{2}{3} \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} (C_{pp}^{hid} + C_{bc}) \cong \left( 1 - \frac{2}{3} \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) C_{pp}^{hid}$$

(Eq.2-10)

Em geral, o comportamento tensão-deformação de rochas porosas é não linear, e cada uma dessas compressibilidades será uma função das pressões de poros e confinantes, bem como de outros parâmetros como a temperatura. A tabela 2-2 mostra diversas rochas sedimentares e seus valores de compressibilidade total em função da tensão de confinamento em 3 tensões de confinamento distintas e crescentes. Já a figura 2-4 mostra o comportamento típico da compressibilidade de um arenito consolidado com o aumento da tensão efetiva (número 23 da tabela 2-2).

Tabela 2-2: Compressibilidades total ou *bulk* (variando a pressão de confinamento) de várias rochas sedimentares para diferentes tensões de confinamento efetivas.

#	Fonte	Litotipo	$\varphi_i$	Pressão de confinamento efetiva (psi)		
				0.00	7000.00	15000.00
			Porosidade inicial	$C_{bc}(\times 10^{-6} \text{ psi})$		
1	Brea Canon, Ca	Grauvaca Feldspática	0.187	5.68	1.62	0.81
2	Huntington Beach, Ca	Grauvaca Feldspática	0.240	5.22	1.43	0.78
3	West Montalvo, Ca	Grauvaca Feldspática	0.099	3.74	1.02	0.78
4	West Montalvo, Ca	Arcósio	0.152	3.98	1.11	-
5	Oxnard, Ca	Grauvaca Lítica	0.090	4.69	1.57	-

6	Oxnard, Ca	Grauvaca Feldspática	0.112	2.68	1.20	-
7	Oxnard, Ca	Grauvaca	0.102	3.68	1.29	-
8	Ventura, Ca	Arcósio	0.107	3.68	1.08	-
9	San Joaquin Valley, Ca	Arcósio	0.176	2.54	0.68	0.58
10	San Joaquin Valley, Ca	Grauvaca Feldspática	0.214	4.18	1.20	0.70
11	San Joaquin Valley, Ca	Grauvaca Feldspática	0.199	7.00	1.83	0.98
12	San Joaquin Valley, Ca	Grauvaca Lítica	0.089	1.77	0.58	0.38
14	Bradford, Pa	SubGrauvaca	0.145	1.18	0.46	-
15	Sherman, Texas	Quartzito Feldspático	0.126	2.58	0.63	0.36
16	Kelly-Snyder, Texas	Grauvaca Feldspática	0.169	2.18	0.72	0.38
17	Kelly-Snyder, Texas	SubGrauvaca	0.192	1.71	0.51	0.38
18	Colorado	Quartzito Feldspático	0.211	2.21	0.64	0.37
19	Colorado	Subarcósio	0.113	2.06	0.53	0.40
20	Wyoming	Quartzito Feldspático	0.144	2.68	0.65	-
21	Wyoming	Arenito Ortoquartzítico	0.093	2.23	0.47	-
22	Nevada	Arenito Ortoquartzítico	0.090	1.25	0.45	0.34
23	Louisiana	Arcósio	0.241	4.18	0.89	0.38
24	Louisiana	Grauvaca Feldspática	0.166	2.61	0.64	-
25	South Ward, Texas	Grauvaca Feldspática	0.118	3.16	0.95	-

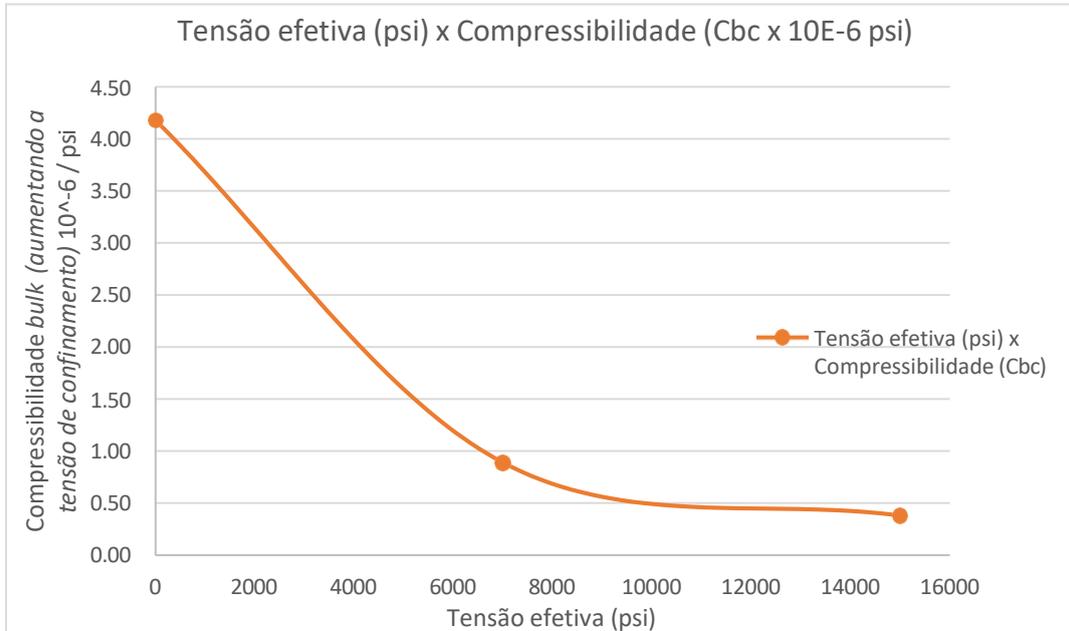


Figura 2-4: Figura mostrando a curva de compressibilidade em função da tensão efetiva para o arenito da Louisiana, número 23 da tabela acima.

A compressibilidade *bulk* em função da queda ou aumento na pressão de poros ( $C_{bp}$ ) foi chamada por Fatt (1958) de compressibilidade “pseudo-*bulk*” e reflete a influência da pressão de poros no volume total. Segundo Geertsma (1973), é muito útil para cálculos de subsidência.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821358/ca

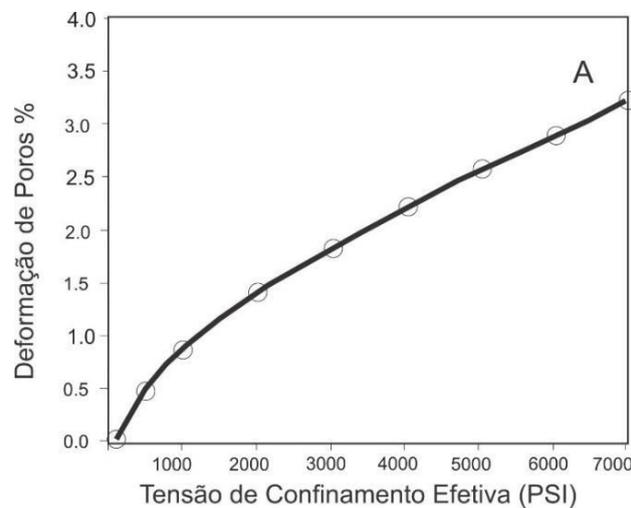


Figura 2-5: Figura mostrando o experimento de Carpenter & Spencer (1940) com o arenito Frio do oeste do Texas, retirado da profundidade aproximada de 1665 m, com porosidade de 30%. Adaptado de Zimmerman (1990).

Obtém-se a curva de compressibilidade versus a tensão efetiva a partir da derivada da curva da figura 2-5. Na figura 2-6 é mostrado o resultado da  $C_{pc}$  (compressibilidade de poros variando a pressão de confinamento) para o arenito Frio, do Texas.

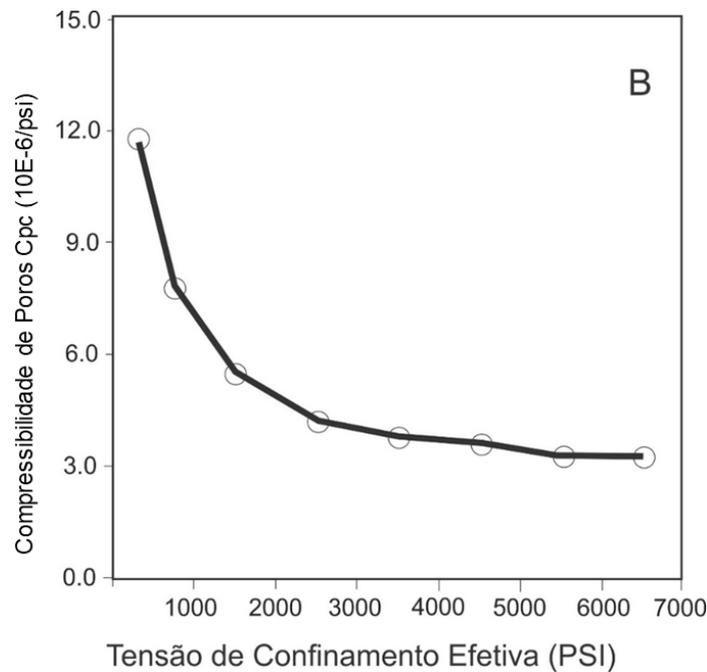


Figura 2-6: Figura mostrando o experimento (compressibilidade mostrada é a  $C_{pc}$ ) de Carpenter & Spencer (1940) com o arenito Frio do oeste do Texas, retirado da profundidade de 1664 m com porosidade de 30%. Adaptado de Zimmerman (1990).

Segundo Newman (1973), os arenitos apresentam grande variação em sua compressibilidade, tanto de uma rocha para outra, como também em função da pressão a que estão submetidos. O mesmo autor apresenta os resultados de compressibilidade do volume poroso de 256 amostras de arenitos e carbonatos, de cerca de 40 reservatórios diferentes, sendo 197 amostras de arenitos.

Os resultados estão mostrados na figura 2-7. É contraintuitivo o que acontece na correlação de Hall (1952) mostrada na mesma figura, uma vez que o volume poroso aumenta e a compressibilidade da rocha diminui. Newman (1973), constata que tentativas de realizar correlações empíricas entre porosidade e compressibilidade podem ser frustradas, e sugere que ensaios devem ser realizados nas próprias rochas do campo em estudo.

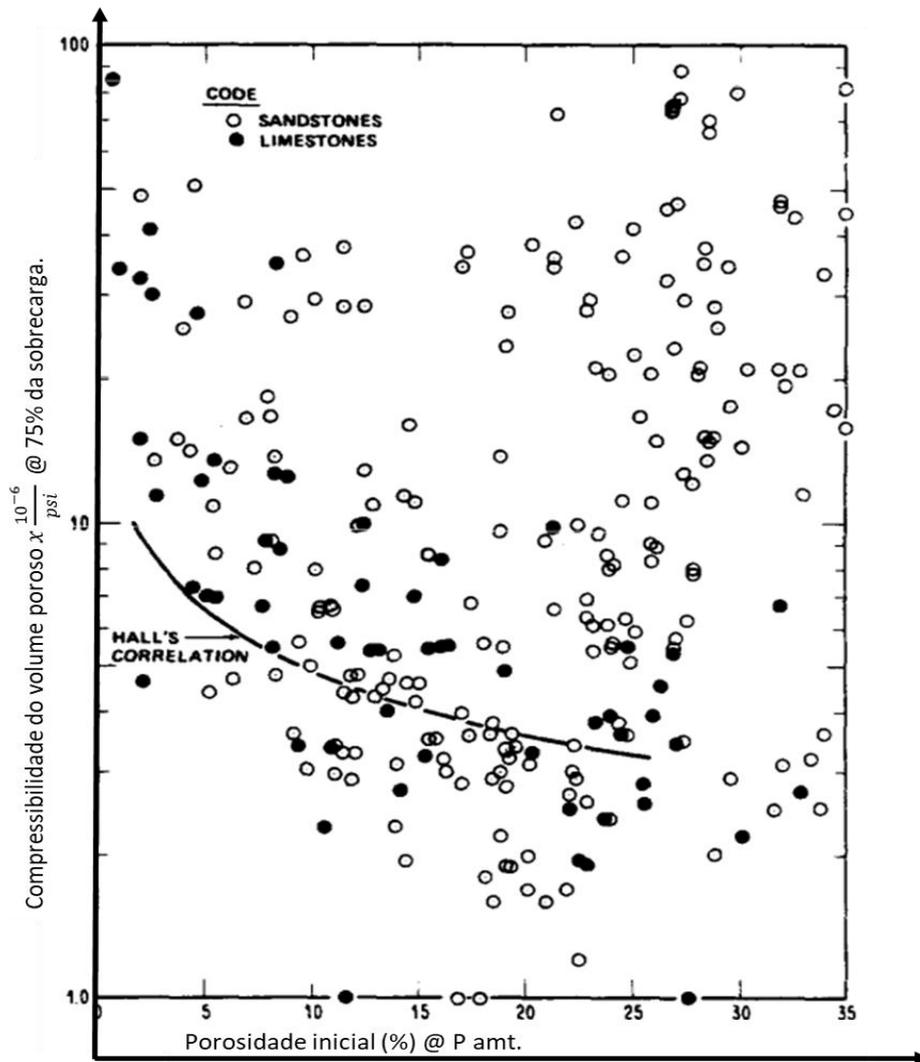


Figura 2-7: Figura mostrando a tentativa de correlacionar a porosidade com a compressibilidade do volume poroso em 256 plugues de arenitos e carbonatos. A linha contínua, em preto, indica a correlação obtida por Hall (1952). Amostras representadas por círculos brancos são arenitos. Adaptado de Newman (1973).

Os principais fatores que determinam o valor numérico da compressibilidade e, portanto, distinguem o comportamento mecânico de diferentes rochas, são a composição mineral e a estrutura dos poros. Neste trabalho não serão feitas considerações sobre a influência do formato dos poros na compressibilidade dos arenitos estudados, mas mais detalhes podem ser consultados no capítulo 2 de Zimmerman (1990). Basicamente quando o formato dos poros muda, a compressibilidade é afetada de alguma forma, sendo os poros esféricos os menos compressíveis.

A compressibilidade de Poros –  $C_{pc}$  – possui relevância na determinação do volume de poros *in situ* de uma rocha reservatório. Devido à retirada da amostra em profundidade, as condições de coleta da amostra devem ser reproduzidas, de forma a levar a um cálculo mais acurado do volume de poros na condição de campo, pois quando a rocha é trazida

para superfície a tensão confinante é relaxada e o volume de poros tende a aumentar. Por isso, se faz necessário, ao medir a  $C_{pc}$ , levar a amostra até a condição *in situ* e às pressões a que o reservatório irá experimentar ao longo da sua vida útil. A não realização desse procedimento pode levar a estimativas errôneas de volume de óleo *in place* (VOIP).

### 3. Programa Experimental

O trabalho experimental consiste em observar os fenômenos da natureza, no campo ou em laboratório, para tirar determinadas conclusões aplicáveis ao estudo de interesse. Quando realizamos ensaios no laboratório estamos nos fazendo valer dos conceitos da metrologia para caracterização das rochas de estudo, seja para grandezas que não variaram no tempo como vazão imposta, seja para as que variaram, como a porosidade, a permeabilidade e a própria compressibilidade, que se mostra variável conforme ocorre o aumento da tensão efetiva.

A ciência que estuda de modo quantitativo, procura detalhar e desenvolver ações para monitoramento, controle e investigação de processos ou fenômenos físicos se chama Metrologia. Os resultados tendem a se originar das grandezas básicas: comprimento (m), massa (g) e tempo (s) que, quando combinadas, originam todas as outras grandezas (Junior *et al.*, 2012). Segundo os mesmos autores, o mensurando é a propriedade que queremos conhecer, no caso, a variação da permeabilidade com o estado de tensões e as propriedades de deformabilidade hidrostática e uniaxial dos arenitos do Campo "P".

O sistema de medição ou, os instrumentos de medições, são os equipamentos utilizados para conhecer o valor do mensurando. Os instrumentos de medições são as células de carga, bombas onde são aplicadas às pressões, *clip gages* onde são registrados os deslocamentos etc. Ao longo do Capítulo 03, serão descritas as principais características dos ensaios de compressibilidade realizados através dos instrumentos de medição para se estudar o comportamento mecânico desses arenitos.

Para efetuar o cálculo do delta de pressão de poros dentro dos plugues, foi utilizada a lei de Darcy, em corpo de prova 100% saturado, com aplicação de vazão constante na direção vertical (fluxo ascendente). Tomando por base a descarga específica definida por Freeze and Cherry (1979), temos que a velocidade ( $v$ ) pode ser obtida pela razão da vazão ( $Q$ ) imposta pela área da amostra ( $A$ ).

A vazão foi imposta no corpo de prova em 7,5 cm<sup>3</sup>/min. A velocidade no meio saturado em fluxo permanente laminar se dá por:  $v = -k * i$ , sendo  $k$ , a permeabilidade intrínseca,  $i$  o gradiente hidráulico,  $A_p$  a área do plugue,  $\mu$  parâmetro do fluido, viscosidade, podemos calcular a perda de carga dentro de cada corpo de prova (Eq. 3-1). Em geral, a perda de carga dentro dos corpos de prova foi baixa, sendo a maior representada pelo plugue 1050V, abaixo. O resultado para todos os plugues é mostrado no anexo 2 dessa dissertação.

a queda de pressão pode ser conhecida:

$$\partial P = \frac{Q * \mu_f * H}{k * Ap} = 43,78 \text{ psi}$$

(Eq. 3-1)

Durante os ensaios foram enfrentados alguns problemas de vedação do sistema (Figura 3-1) que foram solucionados repetindo-se o ensaio até obter a completa vedação do ensaio.

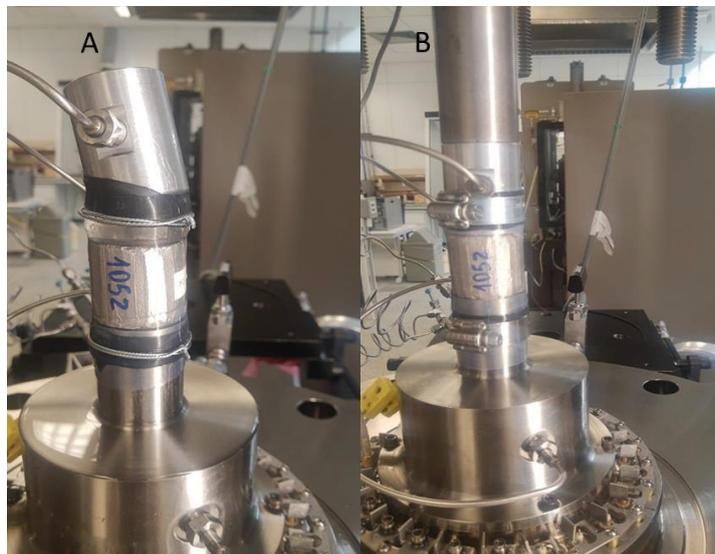


Figura 3-1: Célula de carga utilizada para os ensaios do corpo de prova do plugue 1052-V.

### 3.1 Estimativa do Estado de Tensões *in situ*

O termo tensões *in situ*, na indústria do petróleo, se refere ao estado de tensões atual à que as rochas de uma bacia sedimentar estão submetidas. Em outros termos, é necessário conhecer a magnitude e a direção das tensões que atualmente atuam nas rochas em subsuperfície.

Neste sentido, há menor interesse no estado de tensões que tenham atuado no passado, que muitas vezes deixam marcas indicativas na estrutura e composição da rocha. Para se conhecer completamente o estado de tensão em um ponto em subsuperfície, faz-se

necessário conhecer as três tensões ortogonais principais, magnitude e direção, que são chamadas de maior, intermediária e menor tensão principal (Jaeger e Cook, 1979).

Segundo o Sistema Internacional de Unidades (SI), recomenda-se o uso do Pascal ( $\text{Pa} = \text{N/m}^2$ ) ou seus múltiplos (kPa, MPa etc.) para a quantificação da tensão ( $\frac{\text{Força}}{\text{área}} = \text{FL}^{-2}$ ) em determinado plano. Porém, na indústria do petróleo, é muito comum a utilização de variantes, como o sistema britânico, que utiliza libra/pol<sup>2</sup> ou psi. A conversão entre as duas grandezas pode ser feita como: 1 MPa = 145 psi.

Considerações acerca do estado de tensão em um ponto próximo a uma superfície livre são relativamente simples, pois em uma superfície livre as tensões tangenciais são desprezíveis, como ocorre na interface da topografia da terra e a atmosfera, assim, uma das tensões principais será orientada segundo uma direção ortogonal ao plano da superfície. Uma das hipóteses simplificadoras em uma análise geomecânica na Engenharia de Petróleo é que a tensão vertical ( $\sigma_v$ ), ou de sobrecarga, seja uma das tensões principais.

Assim como no caso anterior, as outras duas tensões principais estariam contidas em um plano horizontal. A maioria das técnicas para predição das direções das tensões horizontais tem como base esta hipótese simplificadora (Figura 3-2). Adicionalmente, para a completa definição do estado de tensão em subsuperfície é necessário o conhecimento da pressão de poros das formações. Dessa forma, é necessário o conhecimento das grandezas abaixo (Ferreira, 2014):

1. Magnitude da tensão vertical ou de sobrecarga;
2. Magnitude e direção da tensão horizontal mínima;
3. Magnitude e direção da tensão horizontal máxima;
4. Pressão de poros.

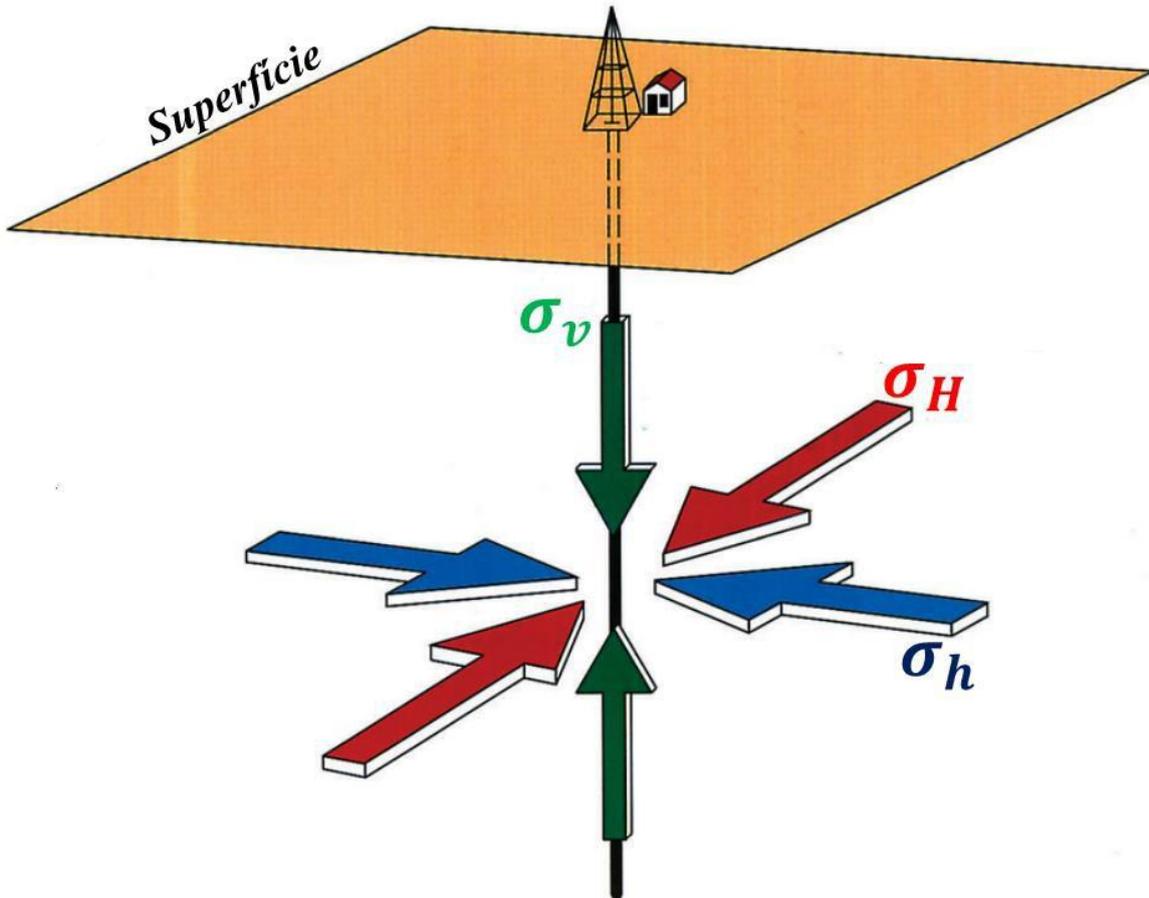


Figura 3-2: Superfície livre horizontal e estado de tensão *in situ*. Adaptado de Ferreira (2014).

Como as tensões principais horizontais são ortogonais, basta conhecer a direção de uma delas que automaticamente a direção da outra é definida. Anderson (1951), com base na magnitude das tensões *in situ* principais, definiu três regimes de tensões em subsuperfície. As relações entre os módulos das tensões principais para cada regime de tensão são apresentadas na figura 3-3 a figura 3-5.

1.  $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$  – Regime Normal de Tensões;
2.  $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$  – Regime Reverso de Tensões;
3.  $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$  – Regime Transcorrente de Tensões.

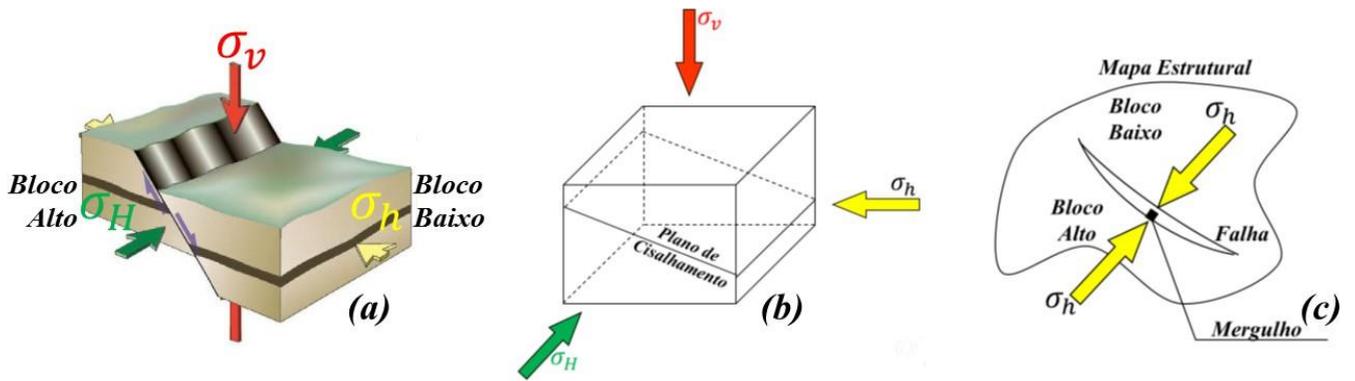


Figura 3-3: Regime Normal de Falhamento (esquerda) Falha Normal (centro) Bloco Infinitesimal (direita) Mapa Estrutural. Adaptado de Ferreira, 2014.

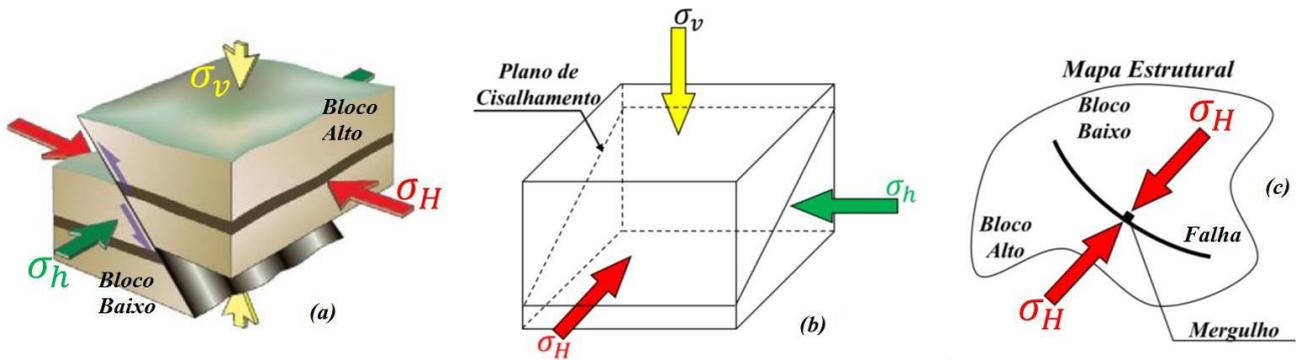


Figura 3-4: Regime Reverso de Falhamento (esquerda) Falha Reversa (centro) Bloco Infinitesimal (direita) Mapa Estrutural. Adaptado de Ferreira, 2014.

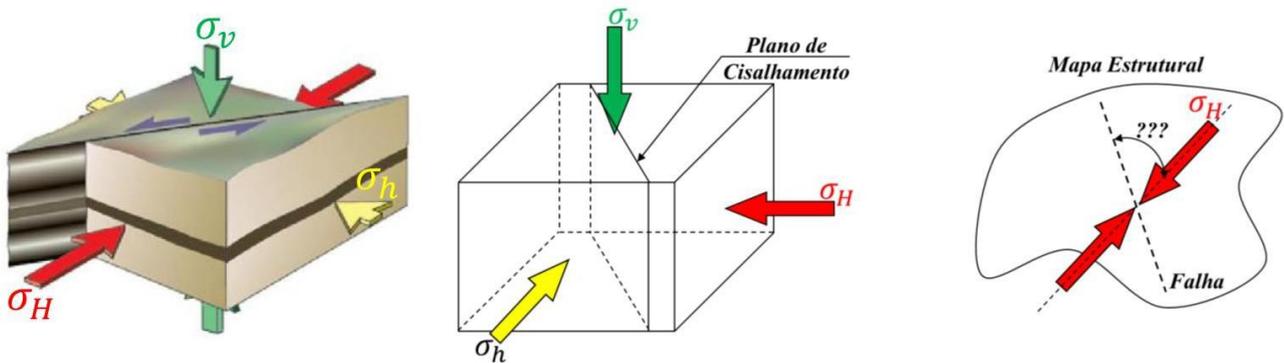


Figura 3-5: Regime transcorrente de falhamento (esquerda) Falha transcorrente (centro) Bloco Infinitesimal (direita) Mapa estrutural. Adaptado de Ferreira (2014).

Como primeira aproximação, o regime de falhamento de uma bacia pode ser usado como um indicador da direção das tensões horizontais. No caso de falha normal, a direção da tensão horizontal mínima é ortogonal ao plano de falha, como pode ser visto no mapa estrutural esquemático da figura 3-3.

No caso de falhamento reverso, a direção da tensão horizontal máxima é ortogonal ao traço da falha em um mapa estrutural (Figura 3-4). Já em caso de falha transcorrente, não se tem um indicativo direto da direção das tensões horizontais. Neste caso, para estimar a direção das tensões horizontais, deve-se levar em conta o ângulo de atrito interno do material onde ocorreu o falhamento e lançar mão da teoria de resistência ao cisalhamento (Figura 3-5).

As rochas da crosta possuem um grau de fissuração mínimo sob estado de tensão natural pouco confinadas, ou em superfície. Antes mesmo que seja aplicado qualquer carregamento, essa condição de contorno, em geral, já está presente. Por isso, eventualmente, antes da deformação elástica, ocorre o fechamento dessas fissuras naturais e ocorre uma rápida deformação (Goodman, 1989). A figura 3-6 ilustra o comportamento da rocha com o aumento da tensão média, sob condição de deformação hidrostática.

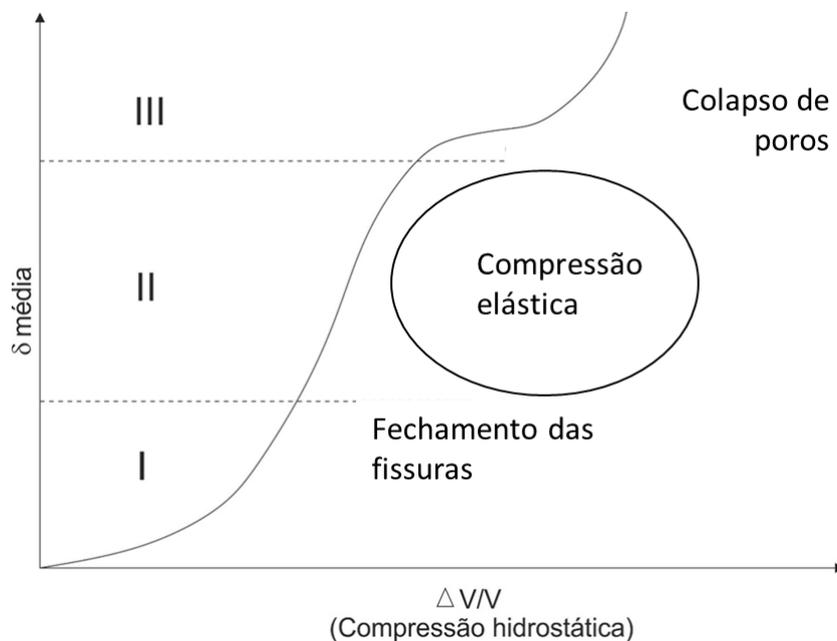


Figura 3-6: Figura mostrando como uma amostra genérica de rocha porosa se deforma com o aumento da tensão hidrostática. Destaque para o trecho de interesse dos ensaios desta dissertação. Adaptado de Goodman, 1989 (em tradução livre).

Em relação à resistência ao cisalhamento dessas rochas, não foram feitos ensaios nos arenitos do Campo "P.", mas em geral, sedimentos mal selecionados e angulares, mostram maior ângulo de atrito interno ( $\phi$ ) do que sedimentos bem selecionados e arredondados, suportando maiores tensões desviadoras.

Lee e Seed (1967), ao estudarem areias do rio Sacramento e de Ottawa, perceberam a influência da tensão de confinamento e do índice de vazios no comportamento mecânico

das areias submetidas a tensão desviadora. Na etapa de cisalhamento, ocorre a dilatação e o solo aumenta de resistência (principalmente em areias densas), pois realiza trabalho para promover a dilatação, sobretudo a baixas tensões de confinamento. A tensão de confinamento, quando aumentada, se sobrepõe a dilatação, inibindo-a e diminuindo o ângulo de atrito efetivo para essas areias. Eles chegaram a um valor de tensão de confinamento que chamaram de crítico, onde a areia é cisalhada sem nenhuma variação de volume. A figura 3-7, mostra o comportamento geral da maioria das rochas submetidas a um carregamento triaxial (a) e o fenômeno da dilatação, representado pela deformação volumétrica negativa na curva (b).

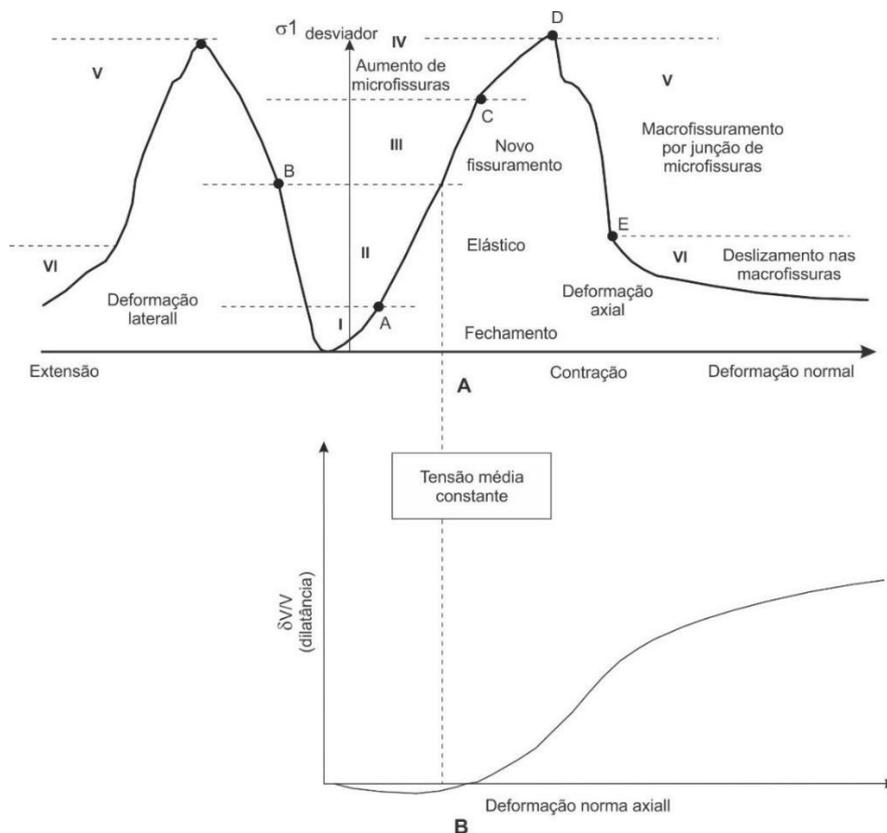


Figura 3-7: Figura mostrando uma rocha submetida a um carregamento desviador (A). Em (B) é possível notar a dilatação do material à baixas tensões desviadoras. Adaptado de Goodman (1989).

A relação tensão *versus* deformação pode ser estabelecida pelas relações constitutivas através da aplicação da teoria da elasticidade linear (Lei de Hooke). Um material pode ser descrito por suas propriedades elásticas a partir da análise da resposta do material quando submetido a uma tensão aplicada que leva a uma deformação. Ambas se relacionam pelas

leis constitutivas. Aplicando as tensões e medindo as deformações podemos conhecer os parâmetros elásticos do material.

O comportamento de um material elástico pode ser descrito por uma relação linear ou não linear proporcional entre tensão e deformação, no qual a deformação é reversível (Zoback, 2007). O tensor de tensões em um ponto qualquer é representado abaixo (Eq.3-2).

$$\boldsymbol{\sigma} = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix}$$

(Eq.3-2)

Por exemplo, considerando a figura 3-8 e um carregamento uniaxial, podemos calcular a inclinação da reta, que representa o módulo de elasticidade ou módulo de Young ( $E$ ), definido pela (Eq.3-3, a partir da lei de Hooke em uma direção).

$$E = \sigma_{axial} / \varepsilon_{axial}$$

(Eq.3-3)

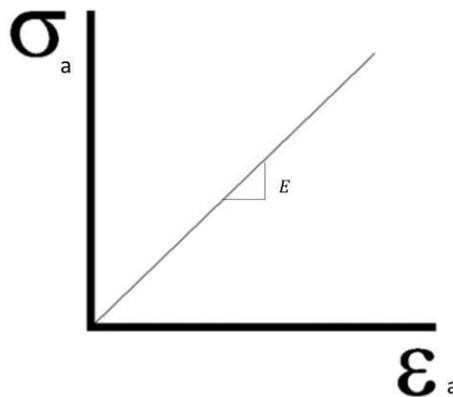


Figura 3-8: Ilustração da aplicação da Lei de Hooke em um material linear elástico. Adaptado de Moraes (2000).

Outras grandezas elásticas básicas são a razão de Poisson (Eq.3-4), esta última relaciona a razão da deformação lateral pela deformação axial, e o módulo de cisalhamento ( $G$ ). Na figura 3-9, é possível observar a ilustração do efeito de Poisson.

$$\frac{\varepsilon_{radial}}{\varepsilon_{axial}} = -\nu$$

(Eq.3-4)

Através da teoria da elasticidade é possível chegar na relação abaixo (Eq.3-5).

$$K_{bc} = \frac{E}{3(1-2\nu)}$$

(Eq.3-5)

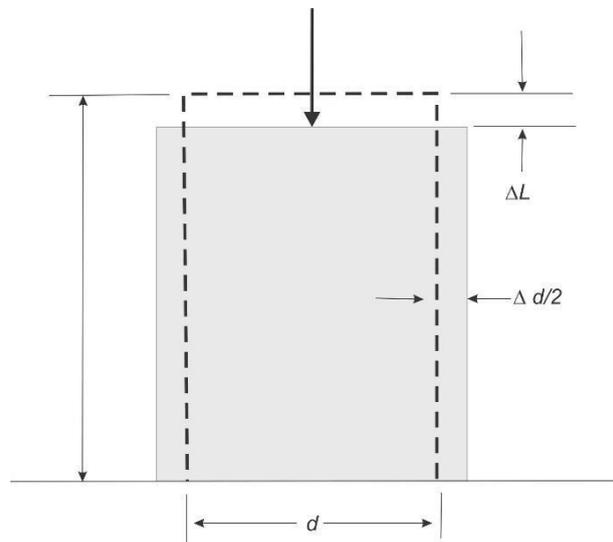


Figura 3-9: Figura ilustrando a razão de Poisson ( $\nu$ ), que representa a razão da deformação radial pela deformação axial. Adaptado de Goodman, 1989. Na figura,  $d$  é o diâmetro e  $\Delta l$  é a variação de comprimento na direção axial.

O parâmetro de acoplamento fluido mecânico de Biot-Willis pode ser calculado pela (Eq.3-6) e relaciona as compressibilidades (ou rigidez) dos grãos ( $K_{bc}^{eff}$ ) com a rigidez total da rocha (representada por  $K_{bc}$  na expressão abaixo). Em sedimentos, esse valor é muito próximo da unidade, pois o meio poroso total é muito mais compressível que os grãos minerais, mas eventualmente pode ser menor que 1, tendo como limite inferior a porosidade.

$$\alpha = 1 - \frac{K_{bc}}{K_{bc}^{eff}}$$

(Eq.3-6)

## Tensão Vertical

Como a superfície da terra está em contato com fluidos, os quais não resistem a esforços cisalhantes, ela é considerada um plano principal. Esta característica tem sido comprovada através de diversos estudos e evidências de campo, não só para camadas superficiais, mas também para as profundidades dos reservatórios de petróleo que são nosso maior interesse (Zoback, 2010).

Valendo-se das considerações acima, podemos afirmar que a tensão gerada pelo peso das camadas ( $\sigma_v$ ) é uma tensão principal, cuja orientação é vertical e aponta para o centro da Terra. A eq.3-7 mostra como pode ser calculada a tensão vertical total a partir do peso das camadas sobrepostas.

$$\sigma_v = \rho_b * g * h + LDA \quad (\text{Eq.3-7})$$

Onde,

$\rho_b$  = densidade total média

$g$  = *aceleração gravitacional*

$h$  = *coluna de sedimento*

LDA = *peso da lâmina d'água*

A tensão vertical foi estimada com o perfil de densidade corrido no poço. Porém, como esta ferramenta necessita estar colada na parede do poço para detectar a densidade eletrônica da formação, geralmente só é corrida nas fases finais (de menor diâmetro) do poço. Por isso, foi necessário estabelecer uma correlação entre este perfil e o soterramento, para complementar a tendência até o fundo do mar (Figura 3-10). Foram gerados 3 cenários e escolhido o p50 (Figura 3-11).

Estima-se a tensão efetiva vertical do ponto do reservatório, utilizando dados de pressão de poros atual (estimada ou medida) e a pressão de soterramento calculada levando-se em consideração a densidade (estimada ou medida) das rochas acima do ponto em análise, conforme explicado acima.

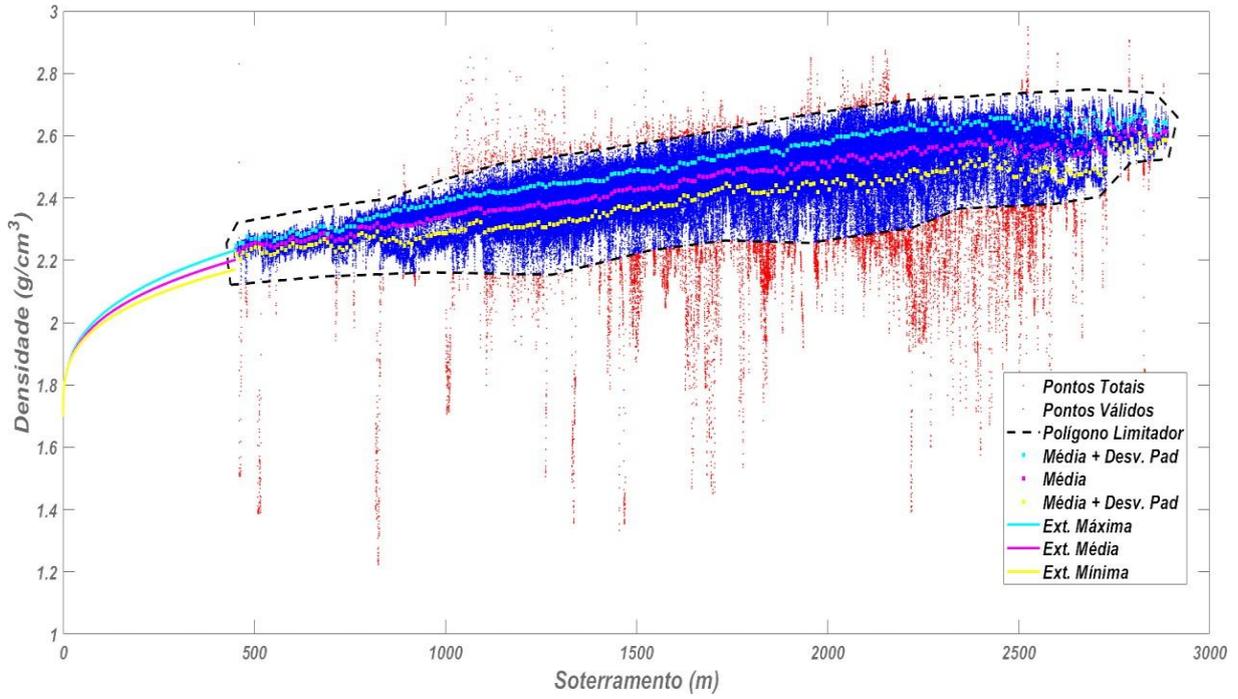


Figura 3-10: Estimativa de 03 (três) cenários de densidade para obtenção do caso base e cálculo da tensão vertical.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821358/ca

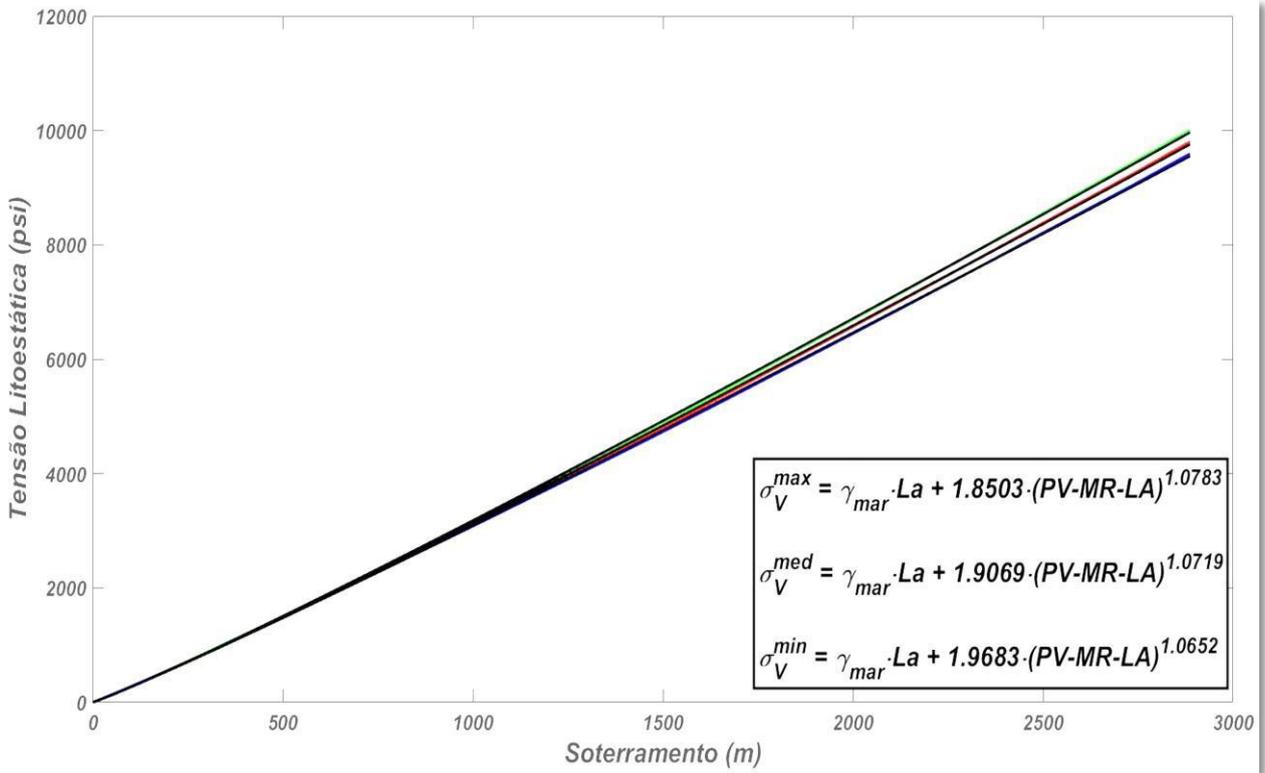


Figura 3-11: Estimativa de três cenários de tensão vertical para obtenção do caso base.

## Tensões Horizontais - ( $\sigma_H$ – máx e $\sigma_h$ – mín)

Além da tensão vertical, para determinar completamente o estado de tensões será necessário o conhecimento de mais duas tensões e a direção de uma destas duas tensões horizontais. Estas tensões horizontais são oriundas da resposta ao carregamento vertical causado pela sobrecarga. Ao sofrer o carregamento vertical, o elemento de rocha tende a se deformar lateralmente, porém é limitado pelos elementos vizinhos, o que resulta do aparecimento das tensões *in situ* horizontais.

A obtenção da magnitude das tensões horizontais máxima e mínima apresenta maior dificuldade em relação às tensões verticais, visto que os valores destas propriedades não são facilmente obtidos através de modelos matemáticos (Fjaer, 2008). Estas tensões podem ser iguais ou não, geralmente são diferentes quando existem efeitos tectônicos que as diferencia (Rocha & Azevedo, 2009).

A figura 3-12 é a mesma seção sísmica apresentada no início da dissertação, em que pode ser visualizadas algumas falhas normais na região do Campo “P.”. Neste caso, na falta de evidências atuais do estado de tensão, poder-se-ia inferir a direção das tensões horizontais com base no regime de falhamento (regime normal).

Novamente, vale ser ressaltado que se trata de uma paleo-evidência do estado de tensão e que somente deve ser considerada na falta de informações atualizadas sobre a direção das tensões horizontais. Por isso é recomendável que sejam realizados testes e corridos perfis em poços, a fim de se ter uma evidência do estado de tensão atual da bacia (Ferreira, 2014).

Algumas técnicas baseadas no entendimento geológico da área podem ser adotadas na falta de mais informações, sendo possível estimar os valores das tensões horizontais através de ensaios laboratoriais de amostras retiradas de poços de petróleo. Ademais, análises dos perfis corridos nos poços e em operações de pressurização do poço realizadas durante e após sua perfuração são eficazes na determinação destas tensões.

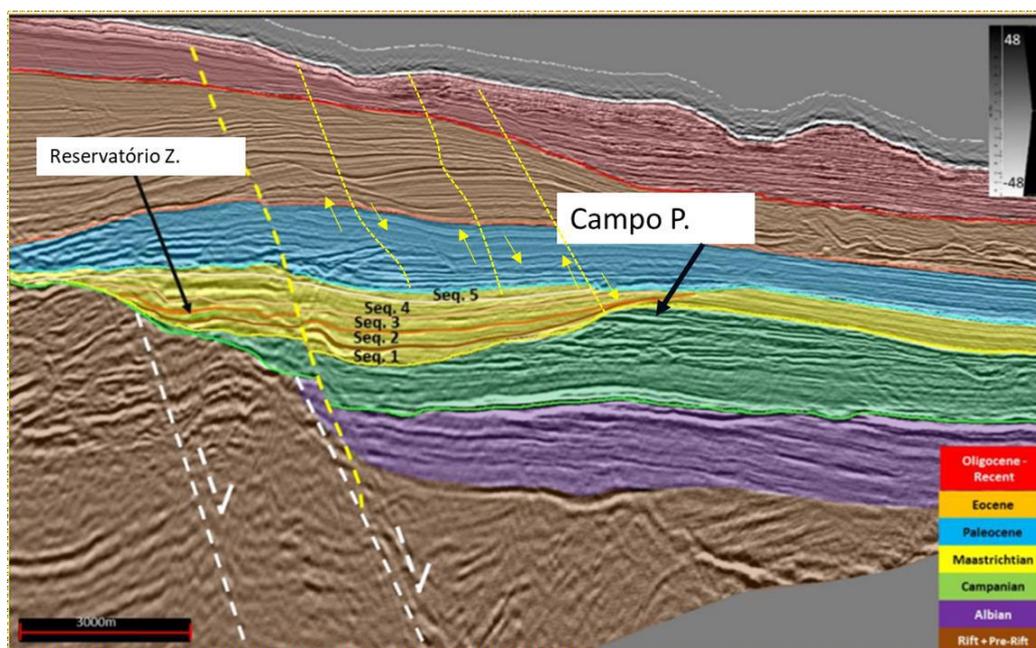


Figura 3-12– Seção sísmica mostrando a interpretação de algumas falhas normais em uma seção sísmica genérica. Adaptado de Oliveira (2020).

A magnitude da tensão horizontal para os ensaios foi obtida por testes de fraturamento de poços e integridade (LOT e FIT) em poços da região do Campo “P.”. Para o modelo geomecânico 3D, foram utilizados os mesmos dados só que no poço BRSA-189A-SES. De forma geral, é parada a perfuração do poço em uma rocha impermeável (folhelho) e feito bombeio até obter-se a pressão de absorção. Se for feito mais de um ciclo de bombeio, parada e novamente bombeio, a operação é chamada de *leak off test* estendido (XLOT). A figura 3-13, mostra um teste de pressurização típico realizado em poços de petróleo. Após a parada de bombeio, a pressão tende à pressão estática da formação. A estimativa da tensão horizontal mínima é mostrada na figura 3-14.

A tensão horizontal máxima é de mais difícil estimativa, e foi inferida como sendo 10% maior que a horizontal mínima para estimativa do tensor de tensões hidrostático *in situ* para os ensaios de laboratório e para a construção do modelo geomecânico 3D.

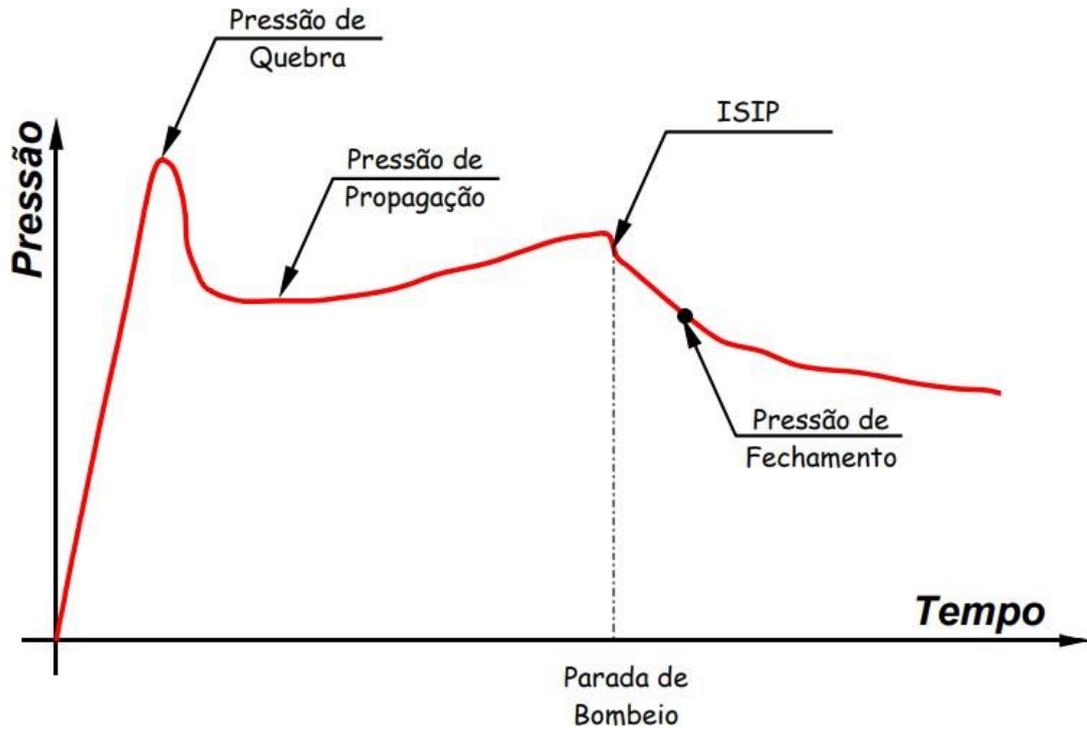


Figura 3-13: Figura ilustrando a operação para obtenção da estimativa da tensão mínima em poços de petróleo. Adaptado de Vargas (2018).

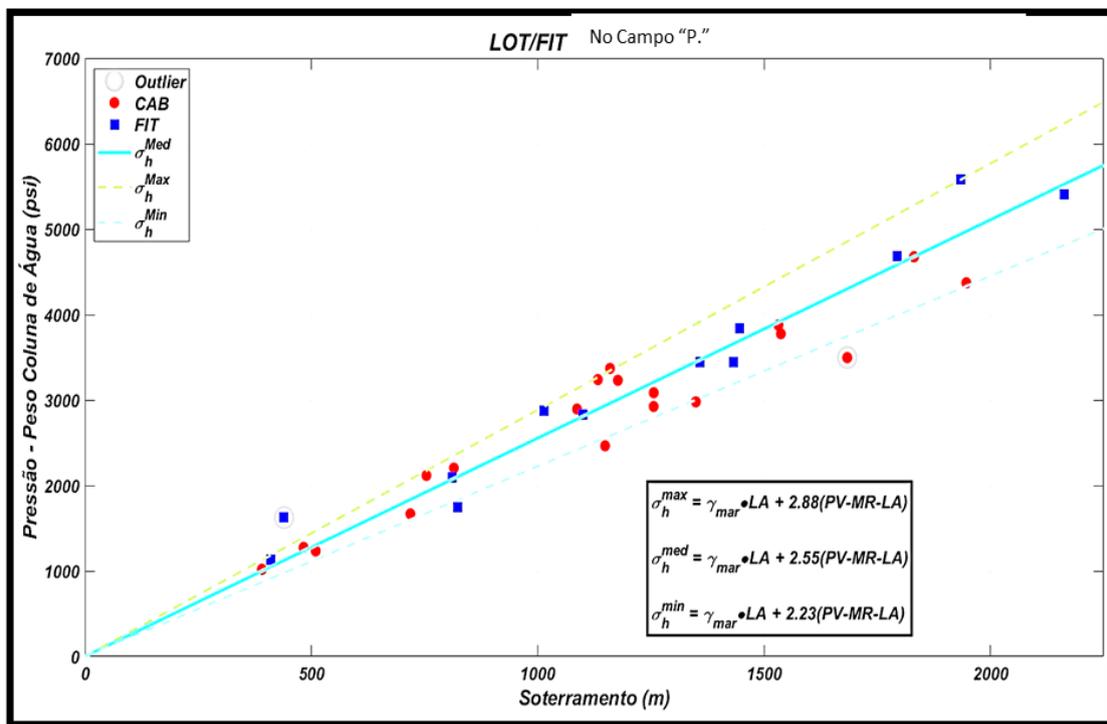


Figura 3-14: Estimativa da tensão horizontal mínima via testes de absorção (LOT's) e integridade da formação (FIT) na área do Campo "P.". Foram geradas três regressões diferentes para obtenção do cenário base.

Caso não seja possível obter as direções das tensões horizontais através de operações de poços, pode-se procurar no banco de dados do *World Stress Map* – WSM, que pode ser acessado pelo endereço: [www.world-stress-map.org](http://www.world-stress-map.org) (Reinecker *et al.*, 2005). O WSM é um banco de dados de acesso livre que compila estas informações ao longo de todo o globo terrestre, a partir de diferentes fontes.

Infelizmente, no Brasil, o WSM é carente de registros na base de dados. O Projeto WSM, que terminou em julho de 1992, envolveu mais de 30 cientistas de 18 países e foi desenvolvido sob o patrocínio do *International Lithosphere Project* (Zoback, 1992). O objetivo do estudo foi compilar um banco de dados global acerca do estado de tensão na crosta terrestre.

Uma outra maneira de se inferir o valor da tensão horizontal mínima e máxima é através do coeficiente entre estas tensões efetivas e a tensão vertical efetiva. Essa relação entre as tensões horizontais e a vertical é chamada de coeficiente de empuxo. Assim podemos definir três coeficientes de empuxo ( $k_h$ ,  $k_H$  e  $k_m$ ), um para a tensão horizontal menor, outro para a tensão horizontal maior e um terceiro para a tensão horizontal média (Eq.3-8 a (Eq.3-10).

$$k_h = \frac{\sigma'_h}{\sigma'_v} \quad (\text{Eq.3-8})$$

$$k_H = \frac{\sigma'_H}{\sigma'_v} \quad (\text{Eq.3-9})$$

$$k_m = \frac{\sigma'_H + \sigma'_h}{2\sigma'_v} \quad (\text{Eq.3-10})$$

## Tensão Efetiva

O primeiro engenheiro que publicou sobre a influência da parcela da poropressão no comportamento mecânico de solos e rochas foi Karl Terzaghi (1923) com a introdução do princípio da tensão efetiva. Essa abordagem macroscópica determina as leis fundamentais do adensamento unidimensional em solos.

Algumas premissas, mas que de fato, trazem ótimas aproximações, do trabalho de Terzaghi são: solo homogêneo, isotrópico, totalmente saturado, regime de fluxo laminar e vazão em regime permanente. Muitos autores defendem que o estado de deformação uniaxial é mais fidedigno do comportamento do meio poroso no campo, sendo a base da teoria do adensamento unidimensional de solos de Terzaghi.

Ao reduzir a poropressão da rocha, o estado de tensões efetivas aumenta, conforme postulado pelo autor. Terzaghi formou a base para a teoria do adensamento unidimensional, além de ter introduzido o conceito de tensão efetiva nos estudos de mecânica dos solos (Eq.3-11).

$$\sigma' = \sigma - P_p$$

(Eq.3-11)

Por exemplo, a eq.3-12 mostra como pode ser obtida a tensão vertical efetiva para o caso de interesse, sendo necessário subtrair a parcela da poropressão que atua somente nos fluidos que saturam o meio poroso. A rigor, pode-se introduzir o coeficiente de biot ( $\alpha$ ) na equação, considerando a poroelasticidade.

$$\sigma'_v = \sigma_v - \alpha P_p$$

(Eq.3-12)

O princípio estabelecido por Terzaghi, em 1923, é extremamente simples e deve ser muito bem compreendido. Além disso, se a tensão total e poropressão forem variadas na mesma magnitude o material não mudará de comportamento mecânico. A tensão efetiva somente é “sentida” pelo esqueleto sólido da rocha/solo e uma parcela é denominada poropressão,

somente “percebida” pela fase líquida que satura a rocha ou solo (Atkinson & Bransby, 1978).

Segundo Van Der Knaap (1953), a expressão analítica que descreve o comportamento da deformabilidade dos arenitos é muito simples. Segue-se que as compressibilidades do volume total da rocha e dos poros dependem apenas da diferença entre a pressão do fluido nos poros ( $P_p$ ) e pressão hidrostática externa ( $P_c$ ), ou seja, a pressão efetiva é a pressão governante no comportamento da rocha.

A equação que descreve a tensão efetiva é extremamente simples, porém de extrema utilidade. Se a tensão efetiva não varia, o solo não varia de volume. Em suma, confirmando, mais uma vez, as demonstrações de Terzaghi. Além disso, a resistência ao cisalhamento de uma rocha ou solo, segundo o critério de Mohr-Coulomb, é dada pela tensão normal efetiva no plano de ruptura, pela coesão efetiva e pelo ângulo de atrito efetivo (Eq.3-13).

$$\tau' = c' + \sigma' \operatorname{tg} \phi'$$

(Eq.3-13)

## 3.2 Testes para Determinação de Compressibilidades

### 3.2.1 Ensaios Hidrostáticos

Para determinação das compressibilidades de meios porosos o laboratório deve ter instrumentos para medição de extensometria (*clip gauges*) e de volumes extremamente baixos (*syringe pumps*, bombas micrométricas etc.), além obviamente de vasos de pressão e estruturas de reação para aplicação de carga axial. A saturação no corpo de prova é feita em vaso de vácuo. Depois da amostra montada é feita cerca de uma hora de circulação com fluxo ascendente.

Nesta dissertação são apresentados resultados de testes para a determinação de  $C_{bc}^{hid}$ ,  $C_{pp}^{hid}$  e  $C_{pp}^{oed}$ . Além disso, foram determinadas a variação de porosidade (através de testes de petrofísica básica) e permeabilidade como função da pressão confinante aplicada ao corpo de prova. Com base neste teste também é possível estimar a compressibilidade  $C_{pp}^{hid}$ .

A figura 3-15 apresenta, esquematicamente, arranjos de células triaxiais para realização de testes para determinação das compressibilidades *bulk* ou total ( $C_{bc}^{hid}$ ) em (a) e de grãos ( $C_{bc}^{eff}$ ) em (b). Nestes ensaios, aplica-se uma tensão confinante variável a corpos de prova com e sem camisa. Nos dois testes, registram-se as deformações axial e radial da amostra. Com estas informações, estima-se a deformação volumétrica da amostra por meio da seguinte expressão (Eq.3-14):

$$\epsilon_v = \epsilon_a + 2\epsilon_r$$

(Eq.3-14)

De posse da curva  $\sigma_c$  vs  $\epsilon_v$  facilmente estima-se as duas compressibilidades:  $C_{bc}^{hid}$  e  $C_{bc}^{eff}$

nestes dois testes. Na literatura em língua inglesa, é comum denominar-se os testes para determinação de  $C_{bc}^{hid}$  e  $C_{bc}^{eff}$ , respectivamente, como “*jacketed test*” e “*unjacketed test*”.

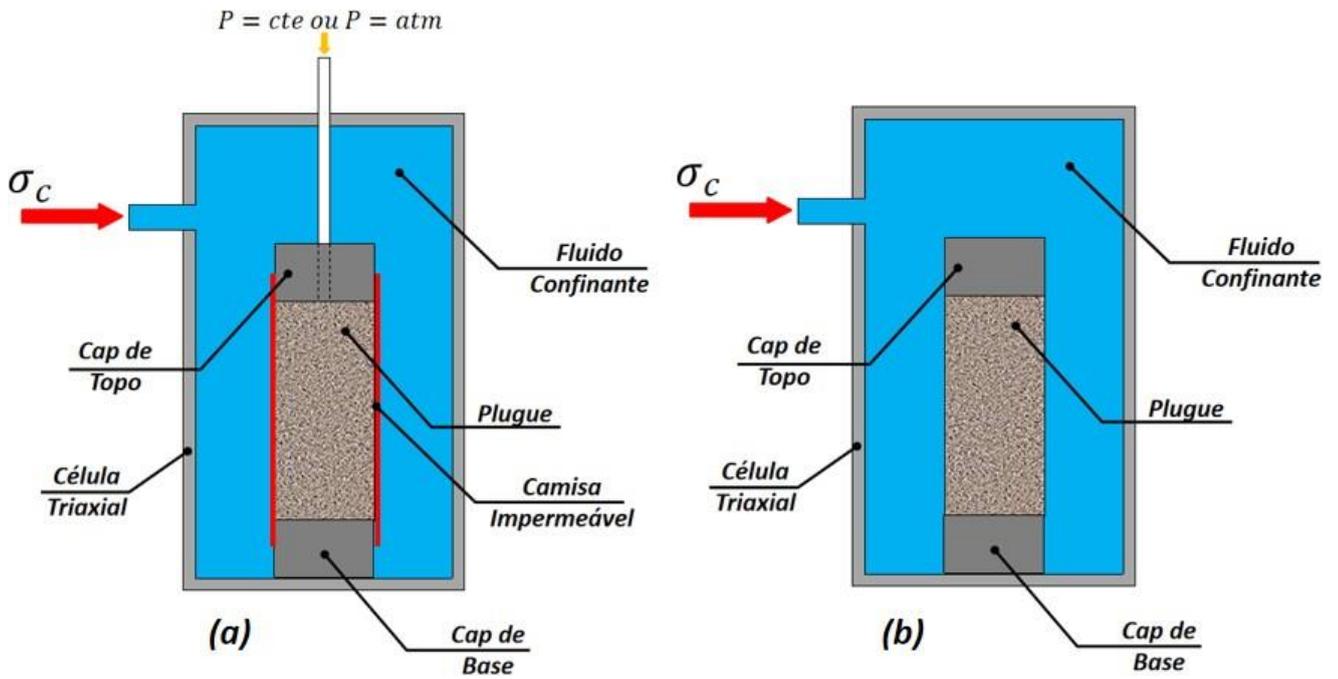


Figura 3-15: Representação esquemática de células para determinação de compressibilidade bulk ou total (a) ( $C_{bc}^{hid}$ ) - jacketed - e de grão (b) ( $C_{bc}^{eff}$ ) - unjacketed.

Com estas duas compressibilidades podem ser estimadas o coeficiente de Biot pela seguinte expressão (Eq.3-15):

$$\alpha = 1 - \frac{C_{bc}^{eff}}{C_{bc}^{hid}}$$

(Eq.3-15)

Na figura 3-16 é apresentado, esquematicamente, uma célula para realização de ensaio de compressibilidade de poros em condições hidrostática ( $C_{pp}^{hid}$ ).

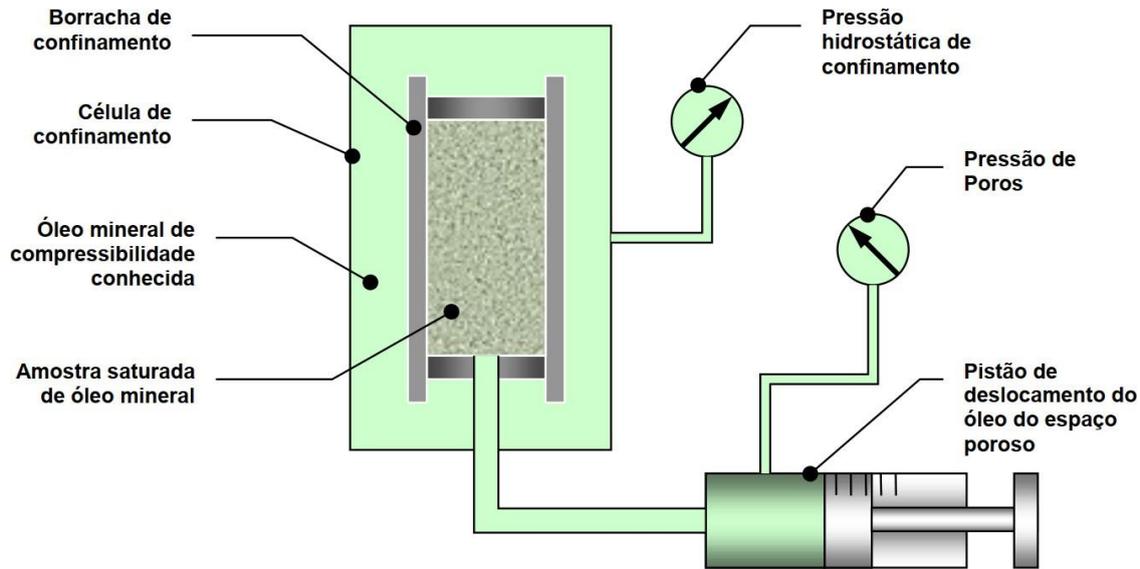


Figura 3-16 - Representação esquemática de arranjo para teste de compressibilidade de poros em condições hidrostática ( $C_{pp}^{hid}$ ).

Este tipo de teste é iniciado com a pressão de poros ligeiramente inferior à pressão confinante para evitar vazamento na borracha que sela o plugue. A partir desta condição inicial, a pressão confinante é mantida constante e vai sendo retirado fluido da amostra por meio da seringa e simultaneamente registrando-se a pressão de poros. Assim, com o registro da dependência do volume poroso em relação à pressão de poros é possível calcular a  $C_{pp}^{hid}$ .

Na indústria do petróleo, Rosa, *et al.* (2006), afirmam que a compressibilidade é o único parâmetro geomecânico entrada na maioria dos simuladores de escoamento em meio poroso de petróleo. A compressibilidade do sistema rocha-fluido é de fundamental importância, pois atua como mecanismo de produção de petróleo. Ou seja, conforme a rocha é compactada com a variação da pressão de poros, seu volume decresce e mais fluido tende a ser expulso do meio poroso. Os mesmos autores chamam essa compressibilidade de compressibilidade de poros ( $C_p$ ).

Portanto, a partir das definições acima, pode-se calcular as variações de volumes de *bulk* e de poros pela eq.3-16 e eq.3-17, respectivamente. Sendo

a deformação total (*bulk*):

$$\Delta \varepsilon_b = -C_{bc}^{hid} * dP_c + C_{bp}^{hid} * dP_p$$

(Eq.3-16)

E,

Sendo a deformação dos poros:

$$\Delta\varepsilon_p = -C_{pc}^{hid} * dP_c + C_{pp}^{hid} * dP_p$$

(Eq.3-17)

### 3.1.4 Ensaios Oedométricos

Outra condição de contorno utilizada na determinação de compressibilidade é a oedométrica. Nesta modalidade de teste a deformação radial da amostra é impedida. No ensaio oedométrico a deformação axial é igual a deformação volumétrica, uma vez que um servo mecanismo mantém a deformação lateral nula, através da aplicação de uma tensão controlada automaticamente. Neste tipo de teste deve ser utilizado um “loop” de servo-controle, para que à medida que se aplique a tensão axial, a pressão confinante varie para evitar o deslocamento radial da amostra.

O sistema eletrônico (controlador) do sistema de teste universal utiliza a estratégia de PID. Proporcional-Integral-Derivativo (PID) é o algoritmo de controle mais usado na indústria e tem sido utilizado em todo o mundo para sistemas de controle industrial. A popularidade de controladores PID pode ser atribuída em parte ao seu desempenho robusto em uma ampla gama de condições de funcionamento e em parte à sua simplicidade funcional, que permite aos engenheiros operá-los de uma forma simples e direta.

Como o nome sugere, o algoritmo PID é composto por três coeficientes: proporcional, integral e derivativo, que são variados para obter a resposta ideal. No *software* de controle, normalmente, são arbitrados estes parâmetros, num processo de tentativa e erro, até que se obtenha um controle satisfatório no canal servo-controlado.

A figura 3-17 apresenta, esquematicamente, um corpo de prova submetido a um teste de compressibilidade oedométrica. Neste tipo de teste a deformação radial da amostra é impedida por meio de um anel rígido colocado ao redor do plugue - anel metálico - ou controlando-se a pressão de confinante.

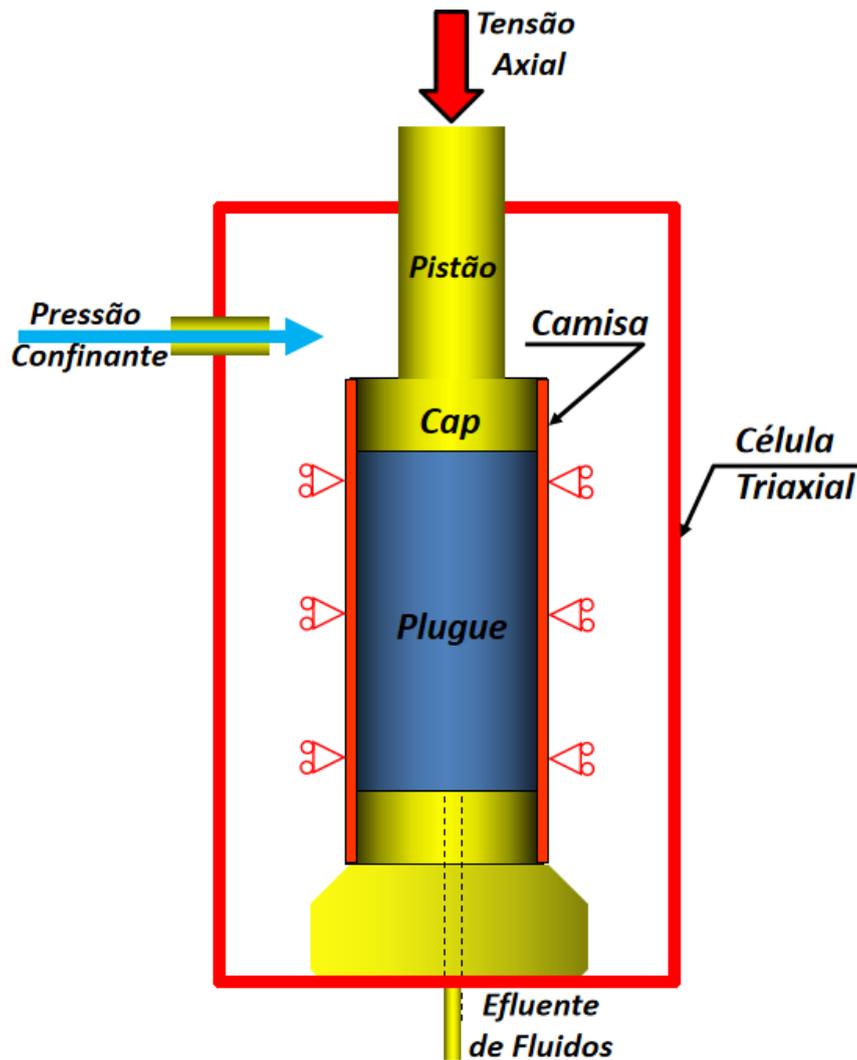


Figura 3-17: Representação esquemática de plugue submetido a teste de compressibilidade oedométrica.

Em mecânica dos solos é comum o uso de um anel metálico (que é cravado no solo) para impedir a deformação radial do plugue. A desvantagem deste método é que é muito mais difícil de se medir a tensão radial desenvolvida no contato plugue-anel metálico. Por outro lado, caso se disponha de um sistema servo-hidráulico ou servo elétrico, é possível evitar a deformação radial da amostra, por meio da variação da tensão confinante. Isto é feito por meio de um *loop* de controle eletrônico, onde o sinal do *clip gauge* radial é utilizado para controlar a pressão confinante e, portanto, garantir que a deformação radial da amostra seja nula. Neste método, há a vantagem do conhecimento da evolução da tensão axial e confinante que atuam na amostra. A desvantagem dos sistema servo-hidráulico e servo-elétrico é seu alto custo.

Pela figura 3-17, uma vez que a deformação radial é nula em um ensaio oedométrico, a deformação volumétrica é igual à axial neste tipo de teste. Num teste de compressibilidade oedométrica, como se conhece a evolução das tensões axial e confinante, é possível estimar o coeficiente de Poisson e módulo de elasticidade ( $E$ ) neste tipo de ensaio. No último apêndice da dissertação é apresentado como podem ser calculadas as duas grandezas a partir do ensaio oedométrico.

Como pode ser observado, para a determinação da compressibilidade *bulk* ou total devem estar disponíveis instrumentos de alta precisão para registro de deformações axial e radial. Por outro lado, para a determinação da compressibilidade de poros, deve-se dispor de um sistema refinado para medição de pequenos volumes.

A figura 3-18, abaixo, meramente ilustrativa, mostra como pode ser aplicada a condição de deformação lateral constante através de um servomecanismo em uma rocha genérica.

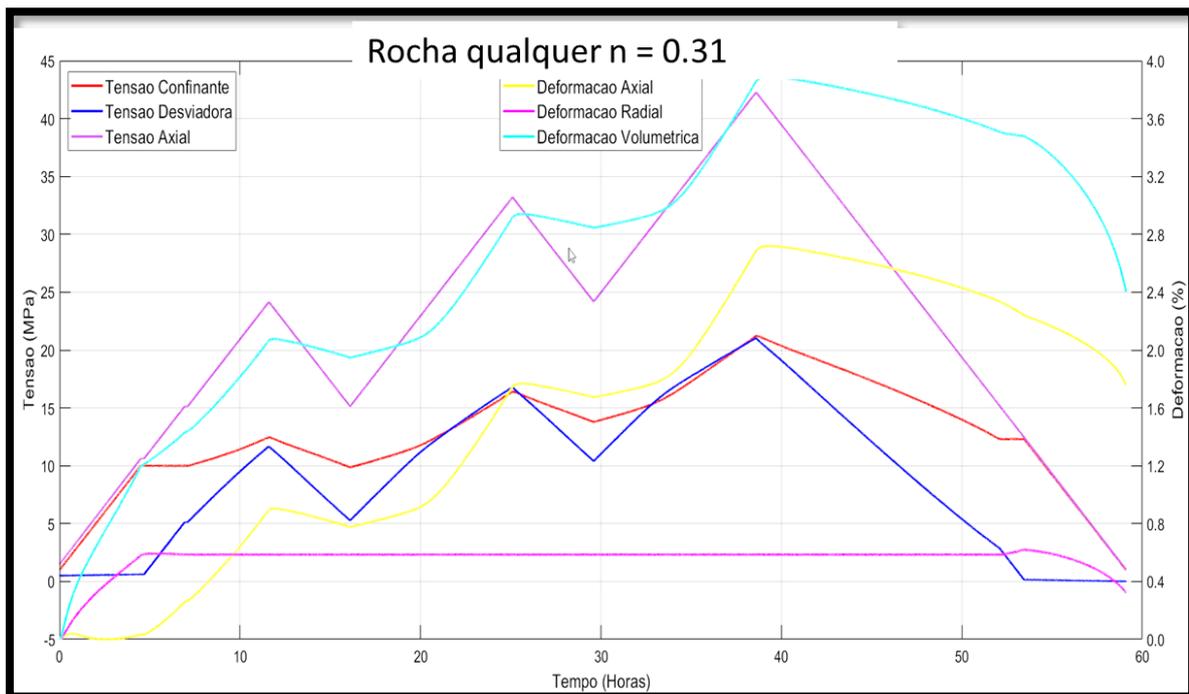


Figura 3-18: Gráfico tensão x deformação x tempo, mostrando como atua o servomecanismo para manter a deformação lateral nula. Rocha qualquer com porosidade de 0.31.

## 4. Resultados Experimentais

### 4.1 Ensaio Hidrostáticos

#### Resultados do Teste com Amostra W1052V

Conforme mencionado, foram programados 4 testes de compressibilidade para serem realizados no Laboratório de Mecânica de Rochas (LMR) do CENPES. Dois deles foram realizados em condições de carregamento hidrostático e outros dois em condições oedométricas. A taxa de carregamento e descarregamento foi a mesma e foi fixada em 4 MPa/hora. A tabela 4-1 apresenta as características permoporosas e profundidade de cada uma das amostras testadas com carregamento hidrostático.

Tabela 4-1 : Características de plugues testados no ensaio hidrostático no LMR do CENPES.

Identificação	Topo (m)	n (fração)	K (mD)	Tipo de Teste
W1052V	3007,20	0,234	454,60	HIDROSTÁTICO
W1098V	3033,30	0,290	446,90	HIDROSTÁTICO

Com a amostra W1052V foi realizado o primeiro teste de compressibilidade em condições hidrostáticas. A componente hidrostática do tensor de tensões *in situ* estimada para a posição deste plugue foi de 13 MPa (1885 psi). A figura 4-1 apresenta o protocolo de tensões do teste ao qual foi submetido o corpo de prova W1052V. Ele é composto de uma fase inicial até atingir a magnitude da componente hidrostática da tensão *in situ*, seguido de um pequeno período de “*hold*” para que as tensões e deformações se estabilizem. A partir daí são aplicados ciclos de carregamento e descarregamento para simular, respectivamente, a depleção e sobre pressurização do reservatório.

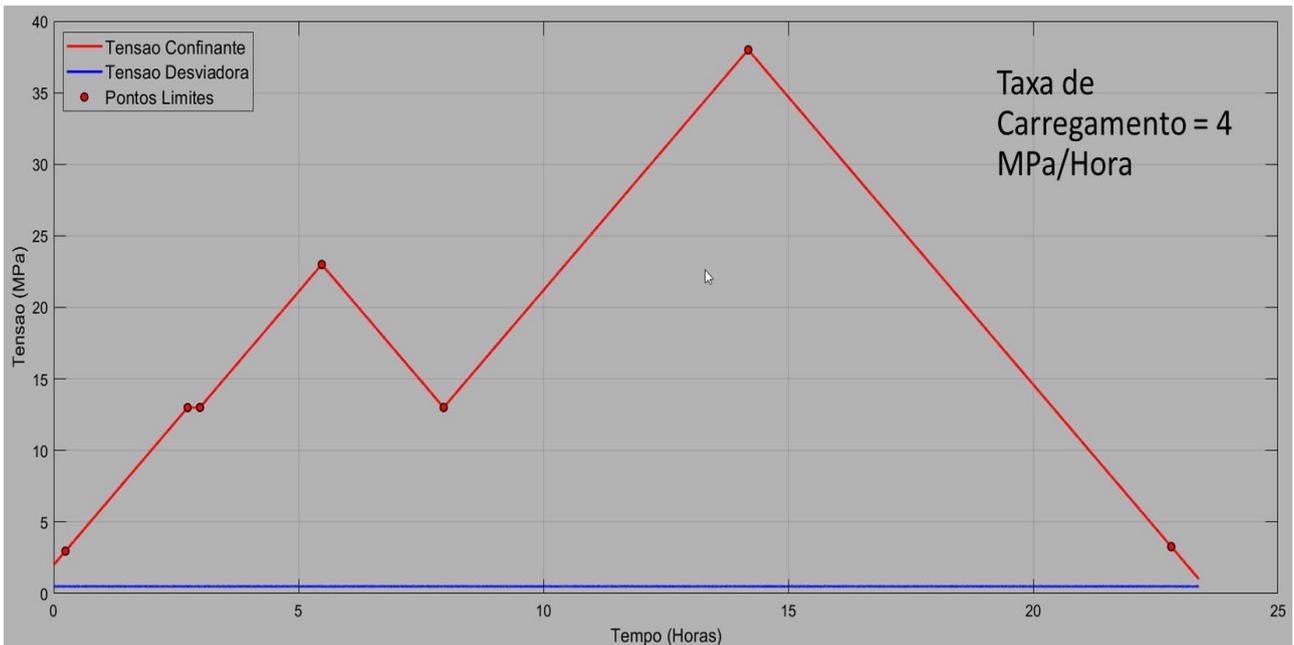


Figura 4-1: Protocolo do Teste Hidrostático realizado com a amostra W1052V.

A figura 4-2 apresenta o registro de tensões e deformações durante o teste de compressibilidade hidrostática com a amostra W1052V. Pode-se observar que no início do teste houve uma pequena anomalia no registro de deformação axial, que não chegou a comprometer o teste. Como os plugues disponíveis apresentavam altura pequena, tornou-se uma tarefa desafiadora acomodar os *clips gauges* axial e radial na amostra, evitando qualquer contato físico entre eles, que pode inviabilizar o registro das deformações.

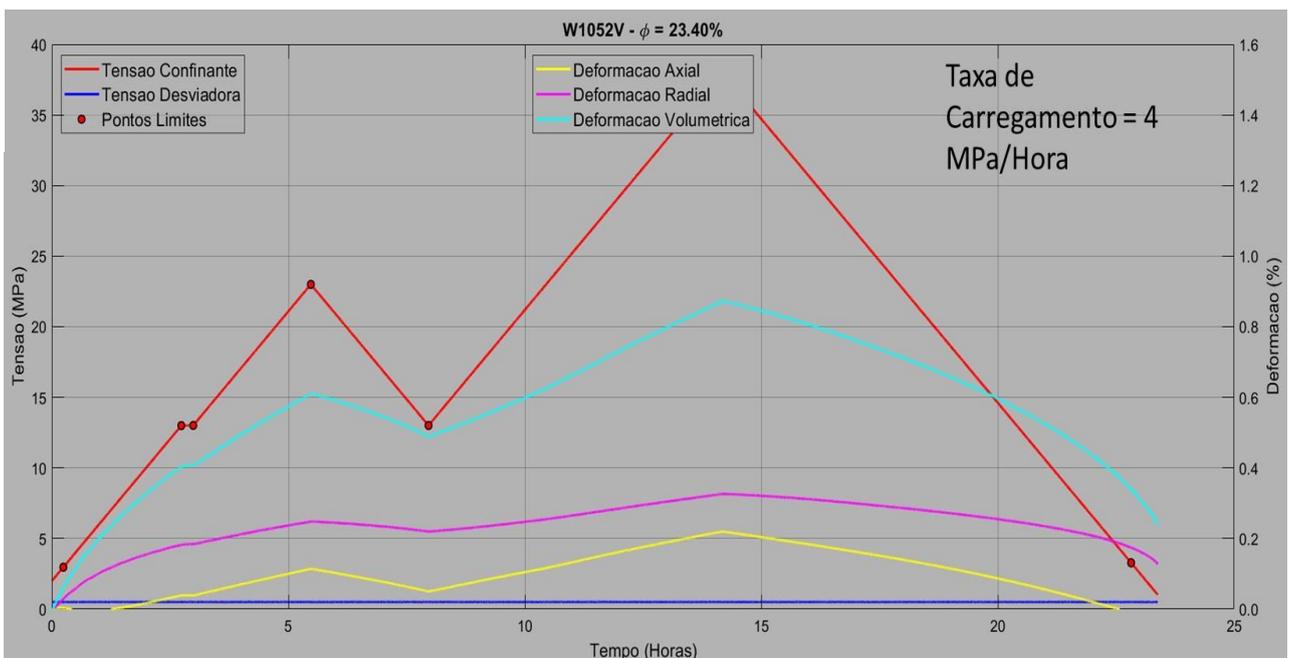


Figura 4-2 – Registro de tensões e deformações para o teste hidrostático com o W1052V.

Considerando que a compressibilidade do quartzo (grão), que compõe este arenito, é muito menor que a do seu arcabouço, é razoável assumir que a deformação total seja, aproximadamente, igual à deformação do volume poroso, assim pode-se escrever (Eq.4-1):

$$\varphi = \varphi_0 - \epsilon_v$$

(Eq.4-1)

A compressibilidade de poros, variando-se a tensão confinante pode ser escrita como (Eq.4-2):

$$C_{pc}^{hid} = \frac{1}{\varphi_0} \frac{\partial \varphi}{\partial \sigma_c}$$

(Eq.4-2)

Sabendo-se que (Eq.4-3):

$$C_{pc}^{hid} = C_{pp}^{hid} + C_{bc}^{eff} \quad \therefore \quad C_{pc}^{hid} \cong C_{pp}^{hid}$$

(Eq.4-3)

A condição de compactação de um reservatório em produção está mais próxima da condição oedométrica que da hidrostática. Desta forma, para se usar a compressibilidade de testes em simuladores de fluxo em reservatórios, é necessário mais uma transformação, já apresentada nesta dissertação. Neste item será considerado  $\nu = 0.25$  e  $\alpha = 1.00$  (Eq.4-4).

$$C_{pp}^{oed} = \left(1 - \frac{2}{3} \alpha \frac{1 - \nu}{1 - \nu}\right) C_{pp}^{hid}$$

(Eq.4-4)

Baseando-se nestas hipóteses foi possível estimar a porosidade e, conseqüentemente,  $C_{pp}^{oed}$  a partir de um ensaio em que foi medida a variação do volume total da amostra.

A figura 4-3 apresenta a variação da porosidade para o plugue W1052V em gráfico semi-log e linear-linear. No gráfico central os ciclos foram identificados por cores (azul - carregamento 1, verde - carregamento 2, ciano - descarregamento 1, vermelho - carregamento 3 e roxo - descarregamento 2) para facilitar suas identificações. No gráfico da direita, são apresentadas as estimativas de  $C_{pp}^{oed}$  para cada ciclo.

A reconstrução da curva de carregamento virgem (sem os descarregamentos) será feita considerando as curvas azul, verde e vermelha. É interessante notar que as compressibilidades dos ciclos de descarregamentos são bem menores e próximas entre si. Estas duas compressibilidades representam o comportamento elástico da rocha. Também é interessante notar que na curva de carregamento virgem pode-se intuir a continuidade da curva de  $C_{pp}^{oed}$  e identificar o comportamento plástico da rocha.

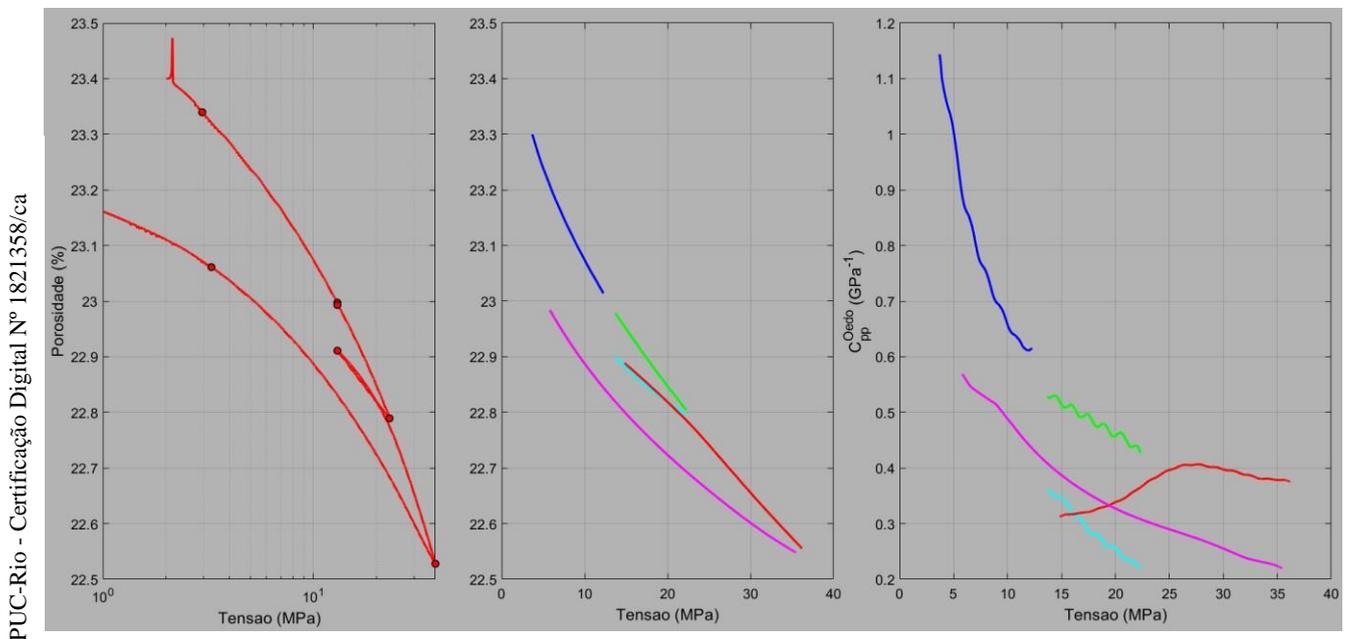


Figura 4-3: Resultados de porosidade e  $C_{pp}^{oed}$  para a amostra W1052V.

A figura 4-4 apresenta a metodologia aplicada para reconstruir a curva de carregamento virgem (curva vermelha do gráfico da direita) e estimar de forma contínua  $C_{pp}^{oed}$ , facilitando a comparação com resultados de outros testes realizados com metodologias diferentes.

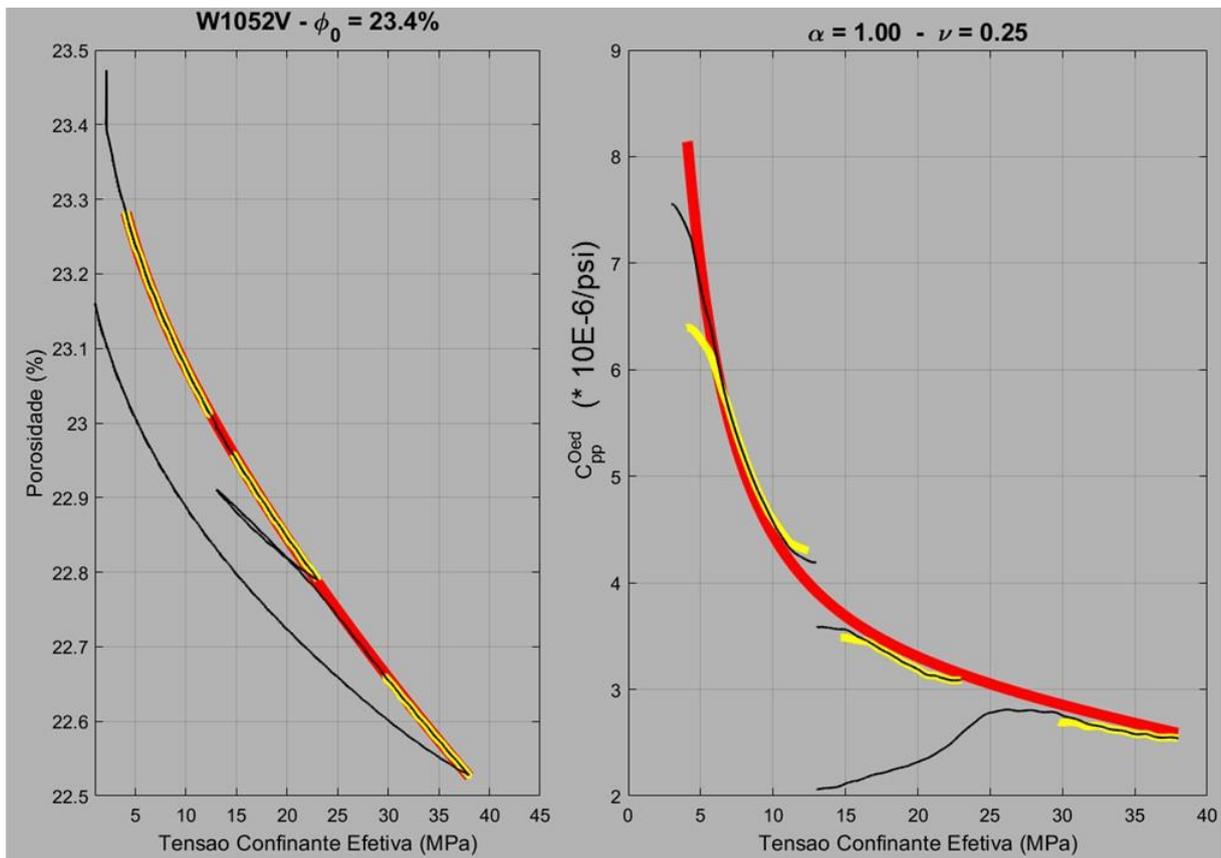


Figura 4-4 - Ajuste de porosidade e  $C_{pp}^{Oed}$  para a amostra W1052V.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821358/ca

Como todos os ajustes de curva foram feitos via uso de funções racionais (relação de polinômios) no gráfico da direita da figura 4-4 foram plotados  $C_{pp}^{Oed}$  com base na curva ajustada (curva vermelha) e nos dados do experimentais (curvas preta e amarela). A curva preta reflete  $C_{pp}^{Oed}$  ao longo de todo ciclo de carregamento. Já o intervalo amarelo reflete o trecho de carregamento selecionado para construção da curva virgem de carregamento.

Pode ser notado que ao final de cada ciclo de carregamento, a curva de  $C_{pp}^{Oed}$  experimental se aproxima da ajustada via função racional. Assim, pode-se dizer que o ajuste com funções racionais não introduziu qualquer desvio na curva de  $C_{pp}^{Oed}$  experimental, podendo ser utilizada como um excelente interpolador para esta propriedade mecânica.

## Resultados do Teste com Amostra W1098V

Como as profundidades das amostras são muito próximas, o protocolo de teste hidrostático da W1098V é igual ao aplicado à W1052V. Na figura 4-5 é apresentado tal protocolo. Como no caso anterior e nos seguintes, os pontos vermelhos delimitam os ciclos de carregamento, descarregamento e “hold”. A figura 4-6 apresenta o comportamento das tensões e deformações do teste realizado com a amostra W1098V. Pode ser observado que ocorreram problemas no registro da deformação axial. É possível notar que o *clip gauges* encarregado deste registro funcionou no início e retornando a funcionar em torno de 15 horas de teste.

É interessante notar que a deformação axial - em torno das 15 horas - apresenta os mesmos gradientes da deformação radial, o que denota o perfeito comportamento do *clip gauge* axial, embora registrando valores absolutos não corretos. Como a propriedade que se procura - compressibilidade hidrostática - é obtida pela derivação da deformação em relação à tensão confinante, para aproveitar os dados deste teste será assumido que  $\epsilon_a = \epsilon_r$ , embora não se recomende a consideração das compressibilidades estimadas com este procedimento.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821358/ca

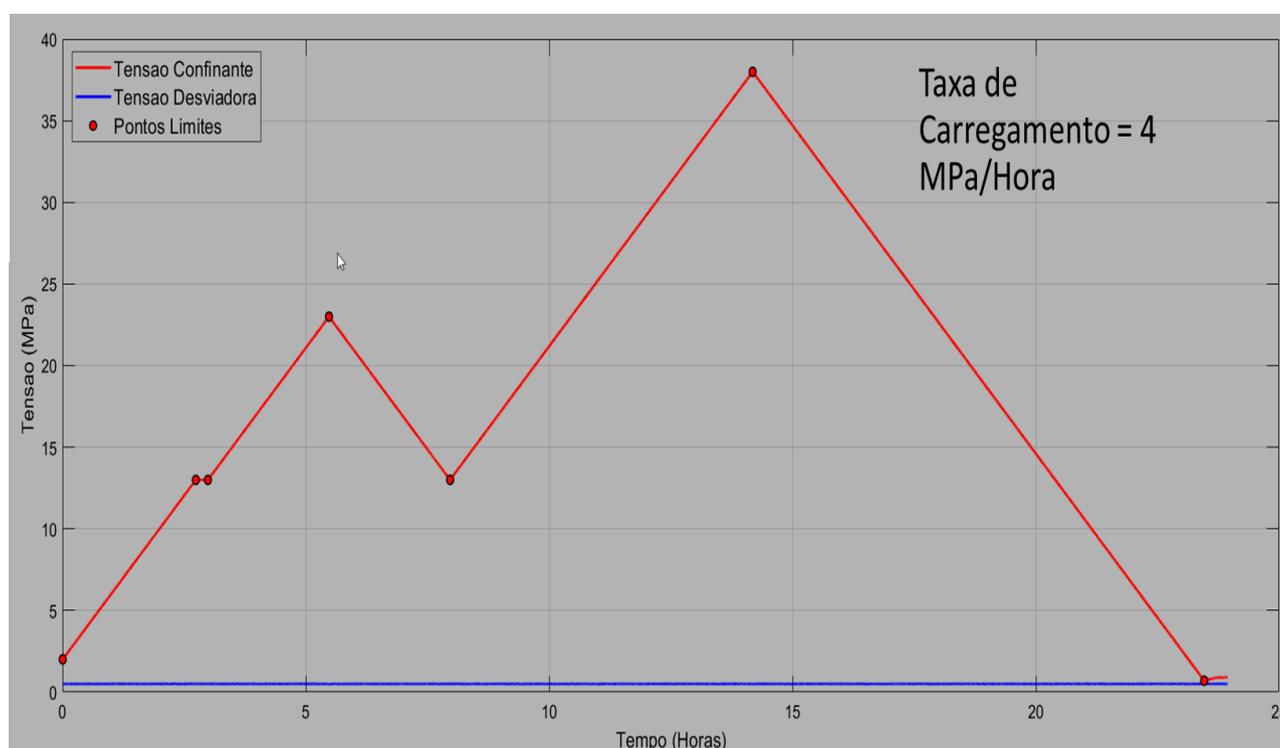


Figura 4-5: Protocolo do Teste Hidrostático realizado com a amostra W1098V.

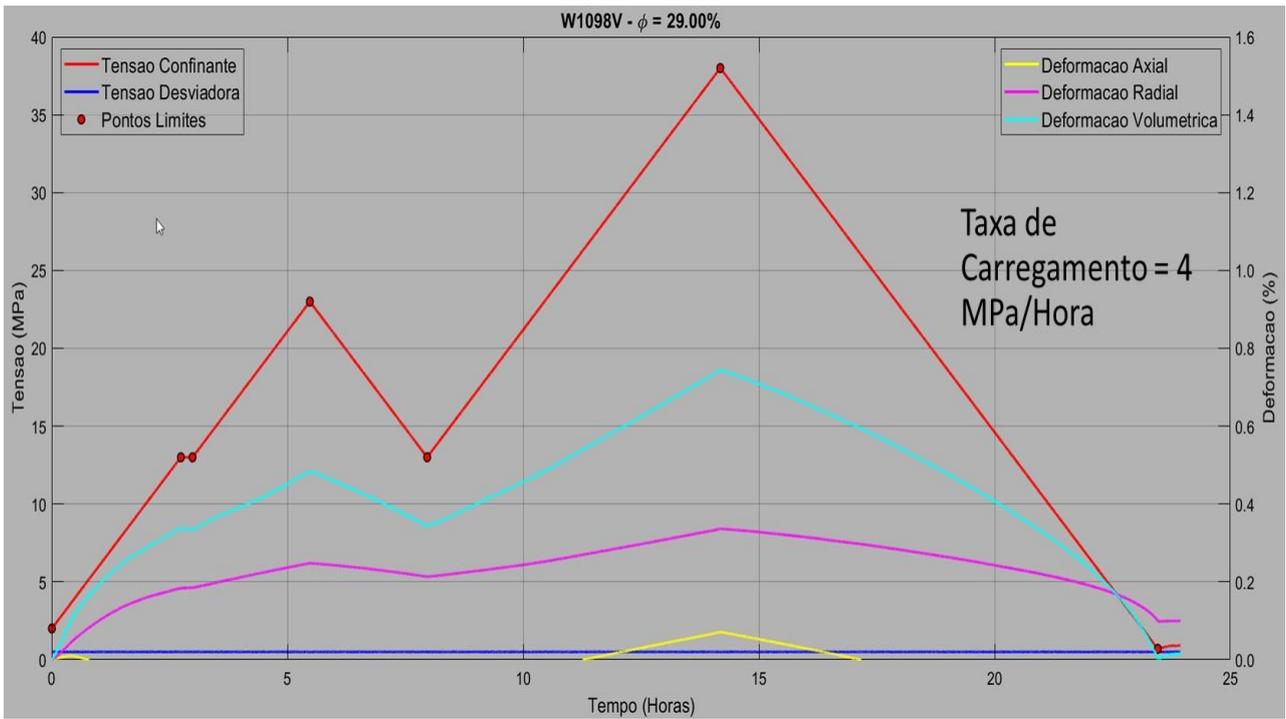


Figura 4-6 – Registro de tensões e deformações para o teste hidrostático com o W1098V.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821358/ca

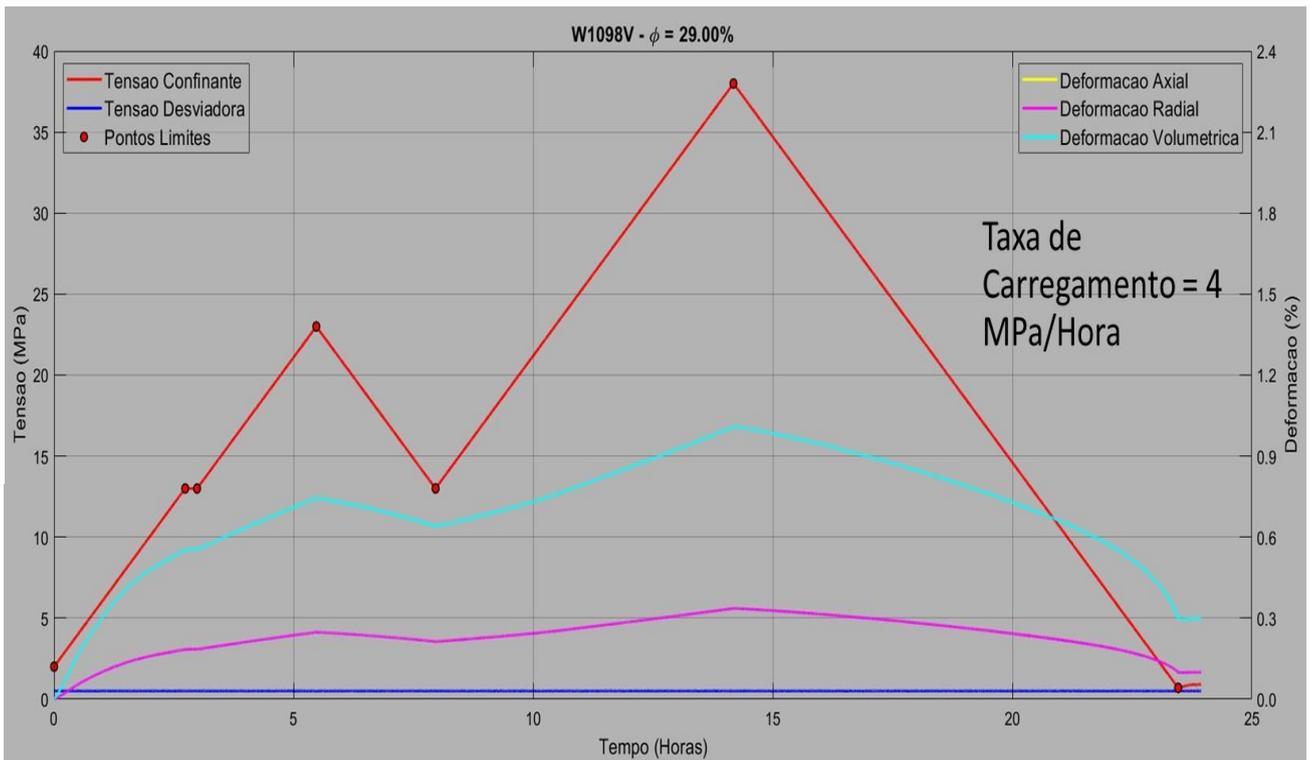


Figura 4-7 – Registro de tensões e deformações sendo  $\epsilon_a = \epsilon_r$  para o W1098V.

A partir da consideração da igualdade das deformações axial e radial, o procedimento de análise aplicado para a amostra W1098V é idêntico ao da W1052V e somente os gráficos serão apresentados.

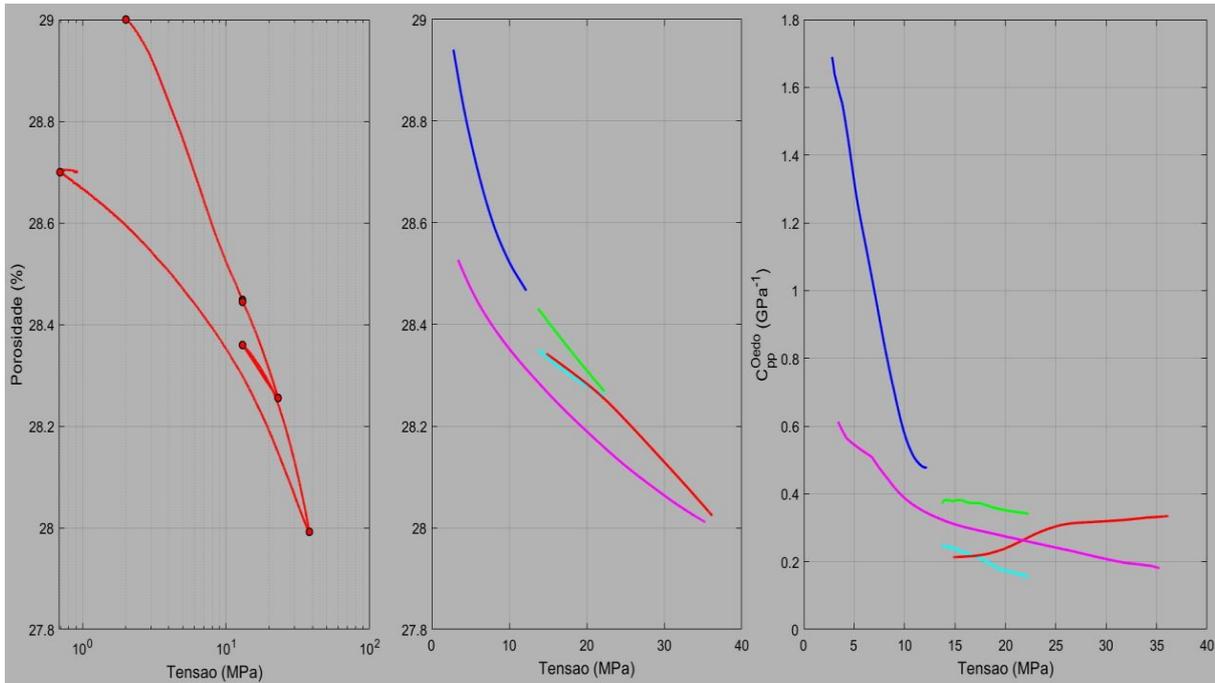


Figura 4-8: Resultados de porosidade e  $C_{pp}^{Oed}$  para a amostra W1098V.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1821358/ca

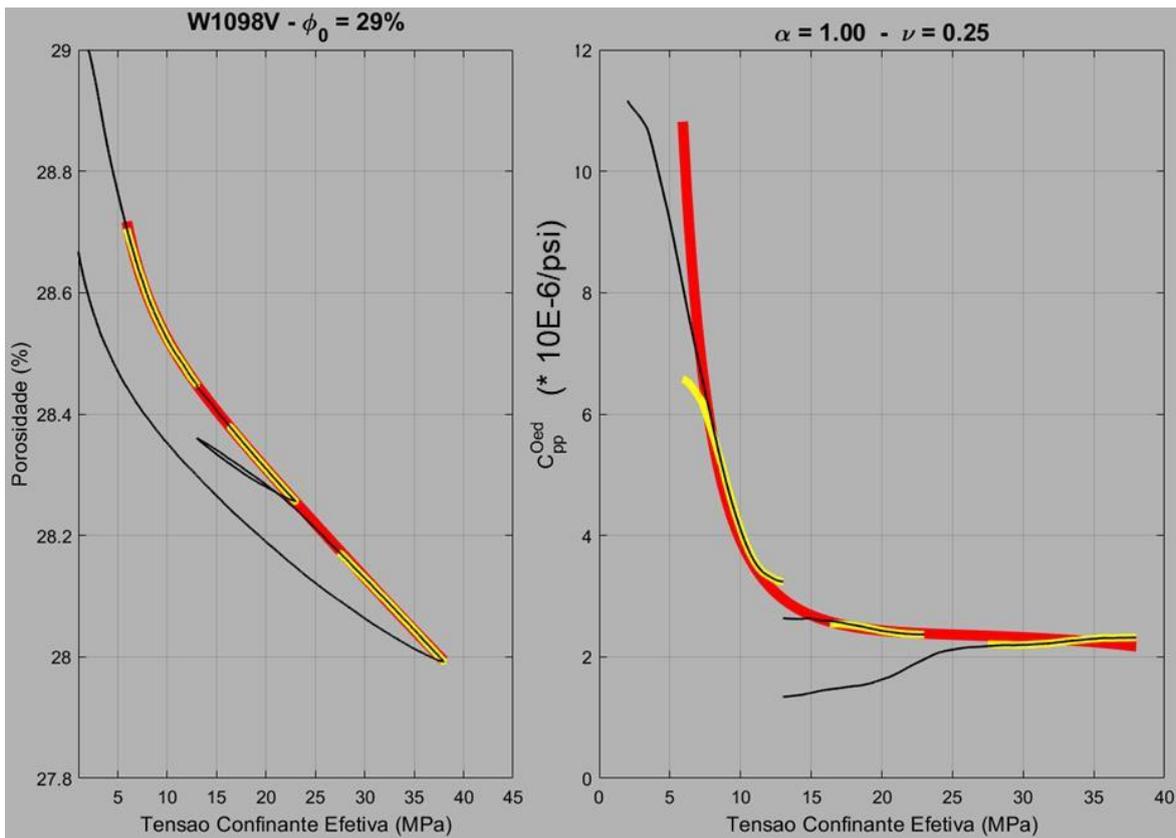


Figura 4-9: Ajuste de porosidade e  $C_{pp}^{Oed}$  para a amostra W1098V.

Neste caso, como no anterior, a compressibilidade estimada com base nos dados experimentais concorda muito bem com a curva ajustada proposta.

## 4.2 Ensaio Oedométricos

A tabela 4-2, apresenta as características permoporosas e profundidade de cada uma das amostras testadas com carregamento oedométrico.

Tabela 4-2: Características dos plugues testados com o ensaio oedométrico no LMR do CENPES.

Identificação do Plugue	Topo (m)	n (fração)	K (mD)	Tipo de Teste
W1050V	3005,55	0,169	82,10	OEDOMÉTRICO
W1064V	3014,15	0,292	318,30	OEDOMÉTRICO

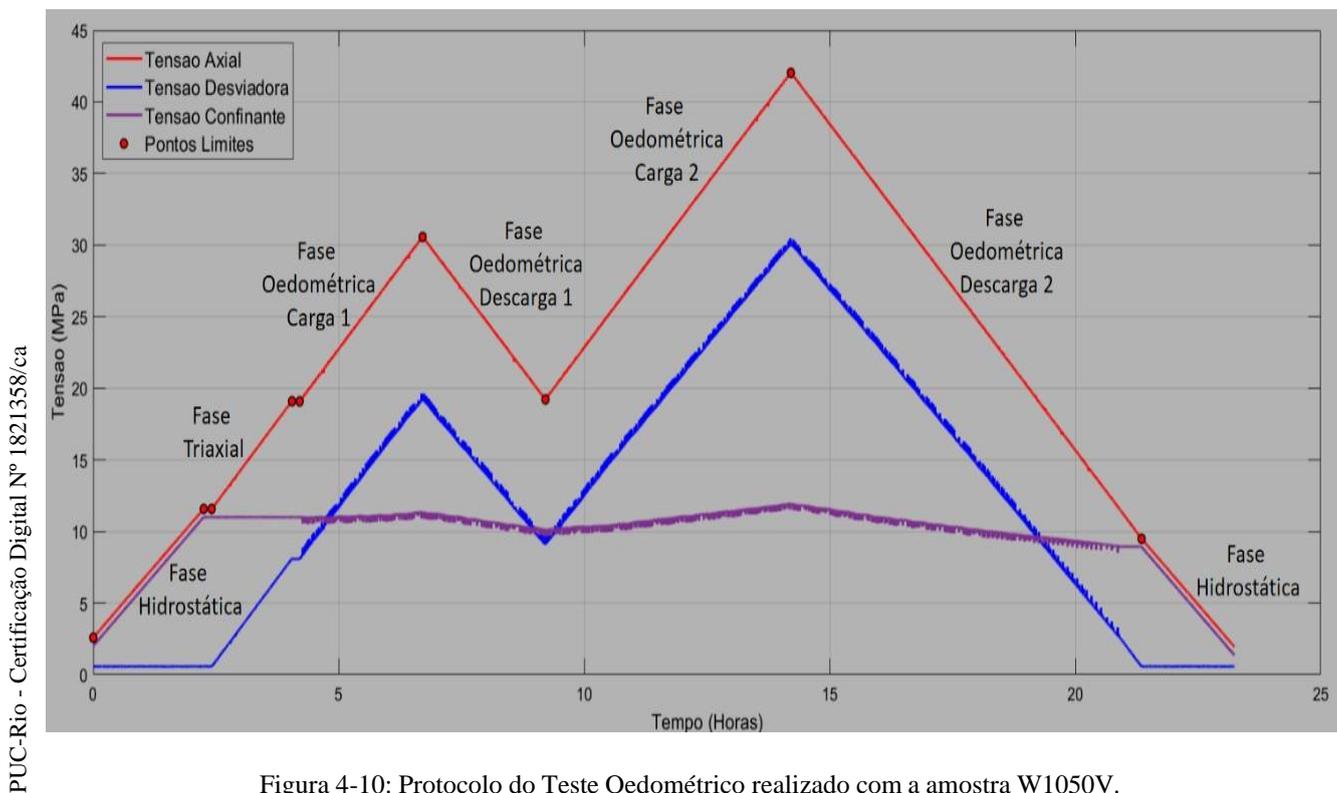
### Resultados do Teste com Amostra W1050V

Com amostra W1050V foi realizado teste de compressibilidade oedométrica. A figura 4-10 apresenta o protocolo de tensão deste teste. Nesta figura, também estão assinaladas todas as fases deste teste, a saber:

1. Fase hidrostática de carregamento inicial; ( $\sigma_a = \sigma_c$ );
2. *Hold* (15 min); ( $\dot{\sigma}_a = 0$  e  $\dot{\sigma}_c = 0$ )
3. Fase triaxial; ( $\sigma_a \uparrow$  e  $\sigma_c = cte$ )
4. *Hold* (15 min); ( $\dot{\sigma}_a = 0$  e  $\dot{\sigma}_c = 0$ )
5. Fase oedométrica carregamento 1; ( $\sigma_a \uparrow$  e  $\epsilon_r = 0$ )
6. Fase oedométrica descarregamento 2; ( $\sigma_a \downarrow$  e  $\epsilon_r = 0$ )
7. Fase oedométrica carregamento 2; ( $\sigma_a \uparrow$  e  $\epsilon_r = 0$ )
8. Fase oedométrica descarregamento 2; ( $\sigma_a \downarrow$  e  $\epsilon_r = 0$ )
9. Fase hidrostática de descarregamento final; ( $\sigma_a = \sigma_c$ )

Para estimativa de  $C_{bc}^{ped}$  serão consideradas as fases oedométricas de carregamento 1 e carregamento 2, para reconstruir a curva de carregamento virgem como foi feito nos ensaios hidrostáticos.

Como pode ser observado, ocorrem pequenos “spikes” no canal de tensão confinante, que se propaga para a tensão axial. Neste caso não se conseguiu um ajuste perfeito, porém as pequenas oscilações não prejudicam a obtenção dos parâmetros-alvo desta dissertação. A aplicação de um simples processo de média móvel pode contornar todos estes problemas.



A figura 4-11 apresenta o comportamento de tensões e deformações no teste com a amostra W1050V. Pode ser observado que nas fases oedométricas a deformação radial não varia, garantindo a condição oedométrica do teste.

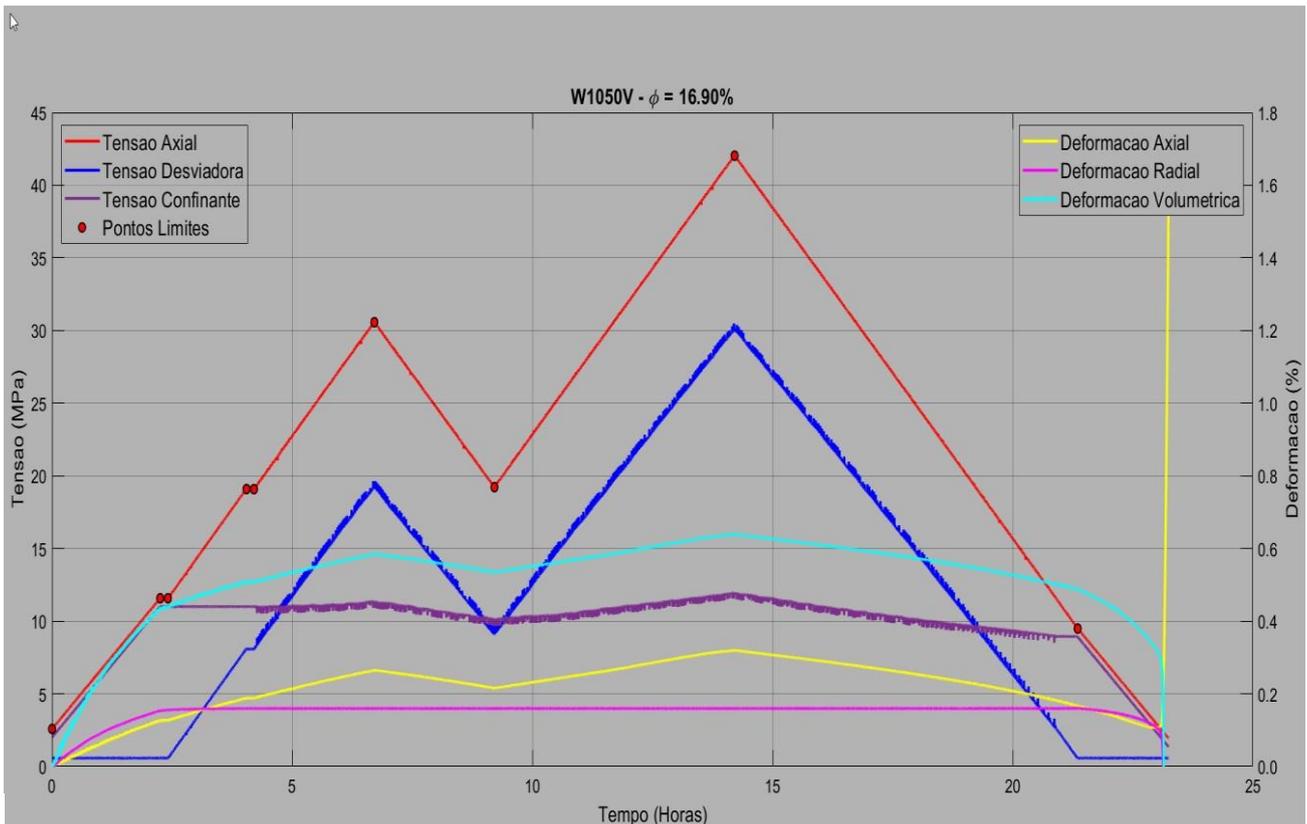


Figura 4-11: Registro de tensões e deformações para o teste oedométrico com o plugue W1050V.

Considerando que  $\varphi = \varphi_0 - \epsilon_v$  e que  $C_{bc}^{eff} \rightarrow 0$  pode-se escrever (Eq.4-5):

$$C_{pp}^{oed} = \frac{\alpha}{\varphi_0} C_{bc}^{oed} + \left( \frac{2\alpha}{3\varphi} \frac{1-2\nu}{1-\nu} - 1 \right) C_{bc}^{eff} \cong \frac{\alpha}{\varphi_0} C_{bc}^{oed}$$

(Eq.4-5)

Nesta correção foi considerado  $\alpha = 1$ .

Neste teste também houve uma boa concordância entre a curva de ajustada para  $C_{pp}^{oed}$  (curva vermelha) e àquela estimada a partir de pontos experimentais (curva amarela). O resultado é apresentado na figura 4-12.

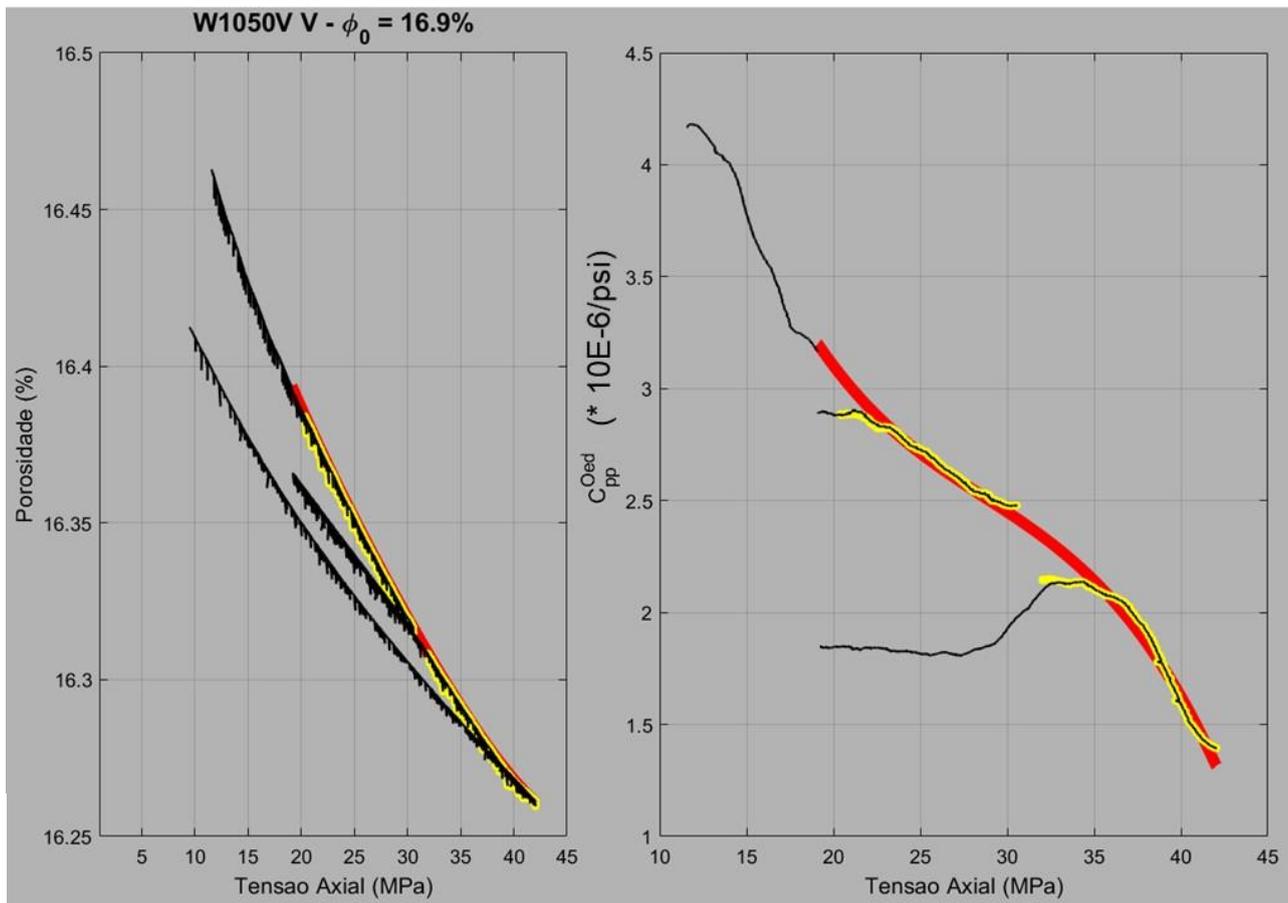


Figura 4-12: Ajuste de porosidade e  $C_{pp}^{Oed}$  para a amostra W1050V.

Como pode ser observado, a tendência da compressibilidade da fase triaxial (curva preta superior esquerda) tende a seguir a tendência registrada nas duas fases de carregamento oedométricas.

### Resultados do Teste com Amostra W1064V

Com a amostra W1064V foi realizado teste de compressibilidade oedométrica. A figura 4-13 apresenta o protocolo de tensão deste teste. O procedimento utilizado para análise do teste com o corpo de prova W1064V foi o mesmo do W1050V, assim somente serão apresentados os gráficos finais.

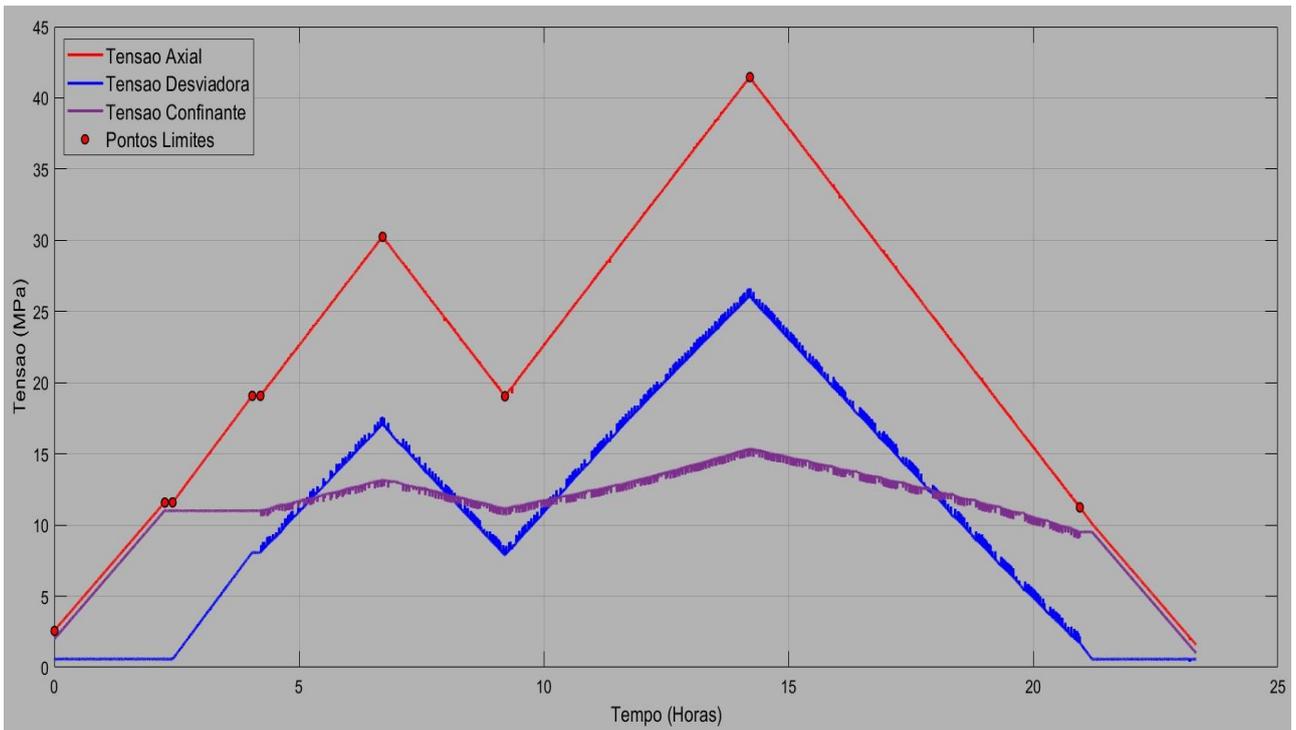


Figura 4-13: Protocolo do Teste Hidrostático realizado com a amostra W1064V.

A figura 4-14 apresenta o comportamento de tensões e deformações no teste com a amostra W1064V. Pode ser observado que nas fases oedométricas a deformação radial não varia, garantindo a condição oedométrica do teste.

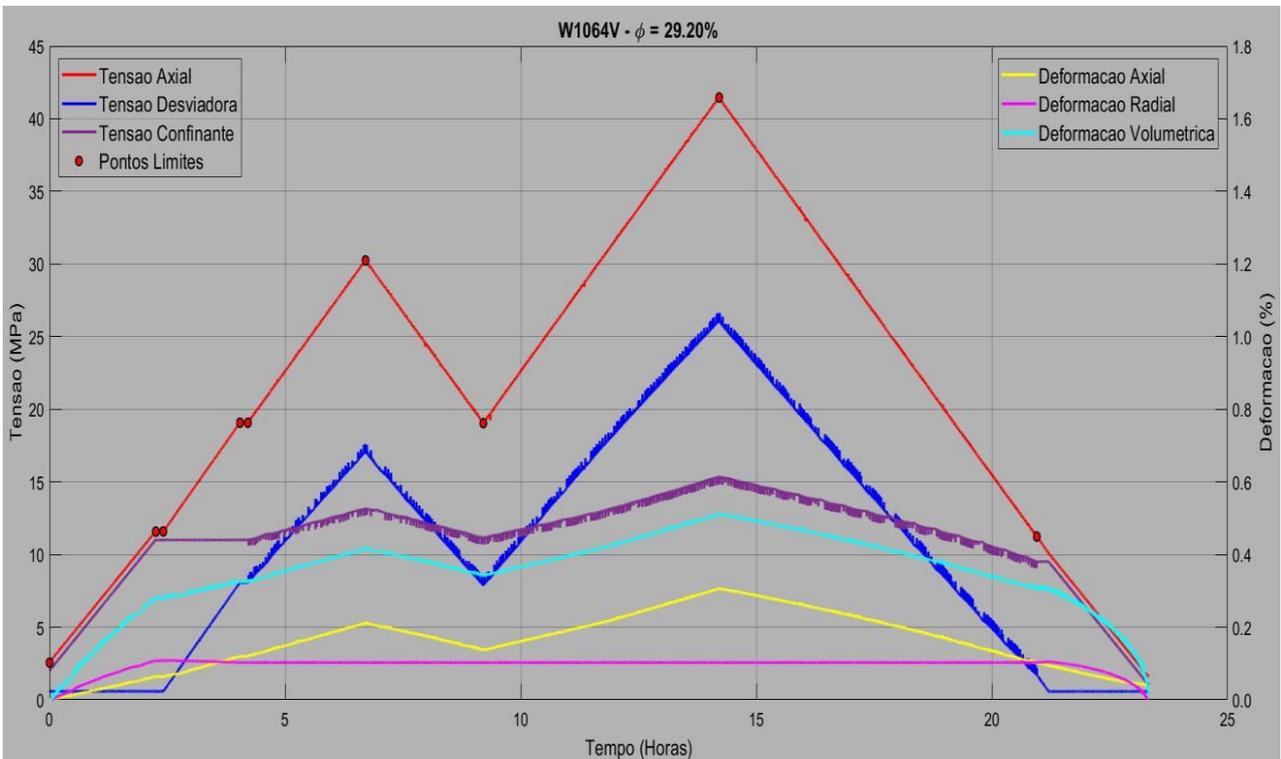


Figura 4-14: Registro de tensões e deformações para o teste hidrostático com o W1064V.

Diferentemente do caso anterior, aqui a compressibilidade estimada no trecho triaxial (curva preta inferior esquerda do gráfico de compressibilidade) não concorda com a estimada para as duas fases de carregamento oedométrico. O resultado é apresentado na figura 4-15.

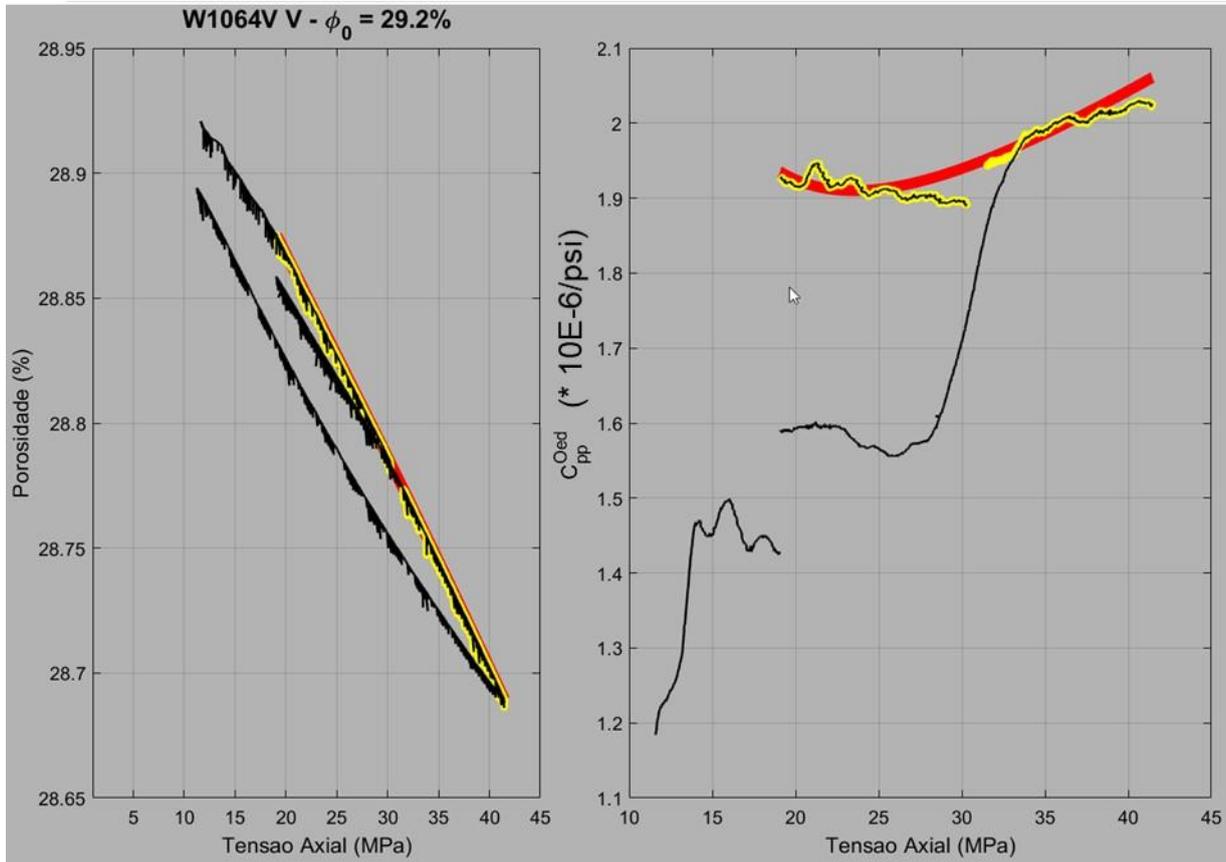


Figura 4-15: Ajuste de porosidade e  $C_{pp}^{Oed}$  para a amostra W1050v.

### 4.3 Redução da Permeabilidade

As amostras com maior permeabilidade foram enviadas para testes de petrofísica básica, uma vez que para altas permeabilidades a medição da queda de pressão sobre a amostra é pouco precisa.

Os testes de Petrofísica Básica são rotineiramente realizados em condições hidrostáticas e a magnitude da pressão confinante aplicada é igual à da componente hidrostática do tensor de tensões ( $p$ ) *in situ*. Nesta dissertação, visando a determinar a compressibilidade de poros e o expoente de Petunin (2011), este teste foi realizado em cinco níveis distintos de pressão confinante.

O número de medições de porosidade e permeabilidade é limitado a um dia de trabalho. Assim, em cada amostra foram realizadas somente 5 medições (duas abaixo da tensão de campo, uma na tensão de campo e duas acima da tensão de campo, conforme já mencionado no início da dissertação).

As pressões confinantes selecionadas foram: 750, 1500, 2000, 3000 e 4500 psi, que são, respectivamente, equivalentes a 5.2, 10.3, 13.8, 20.7 e 31.0 MPa. A tabela 4-3 apresenta as características permoporosas e profundidade dos plugues enviados para testes de petrofísica básica com pressão confinante variável.

Tabela 4-3 - Características de plugues enviados para testes de Petrofísica Básica com variação da tensão de confinamento.

<b>Identificação</b>	<b>Topo (m)</b>	<b>n (fração)</b>	<b>K (mD)</b>
W1056H	3011,70	0,294	970,50
W1063H	3013,85	0,305	1123,4
W1078V	3026,60	0,267	875,50
W1081H	3027,85	0,301	1396,40

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821358/ca

Foram utilizados procedimentos baseados na Norma API RP 40:1998 para o preparo das amostras e ensaios petrofísicos. A permeabilidade intrínseca (ou absoluta) foi calculada com auxílio do permeâmetro *UltraPerm 600* da *Corelab*. O equipamento mede algumas das variáveis necessárias ( $P_1$ ,  $P_2$ ,  $P_Q$  e  $Q$ ) para o cálculo da equação de Darcy adaptada para fluidos compressíveis (Figura 4-16). A medida dos parâmetros geométricos ( $L$  e  $A$ ) foi feita com paquímetro. A viscosidade ( $\mu$ ) do gás foi corrigida com base na temperatura do laboratório e o coeficiente *Klinkenberg* foi medido experimentalmente.

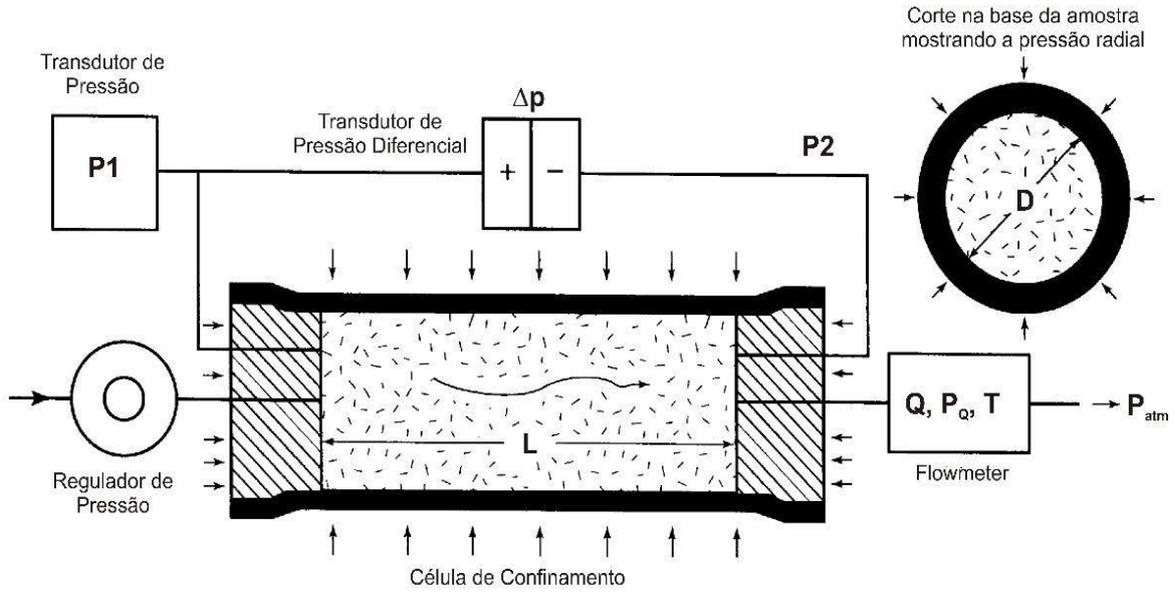


Figura 4-16: Esquema de análise em permeômetro a gás (Fonte: API40).

A porosidade efetiva e a massa específica de grãos foram medidas com auxílio do porosímetro a gás *UltraPore 400* da *Corelab*. O porosímetro se baseia em equações da termodinâmica para identificar o volume de vazios contido em uma câmara externa acoplada ao mesmo, como apresentado na figura 4-17.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821358/ca

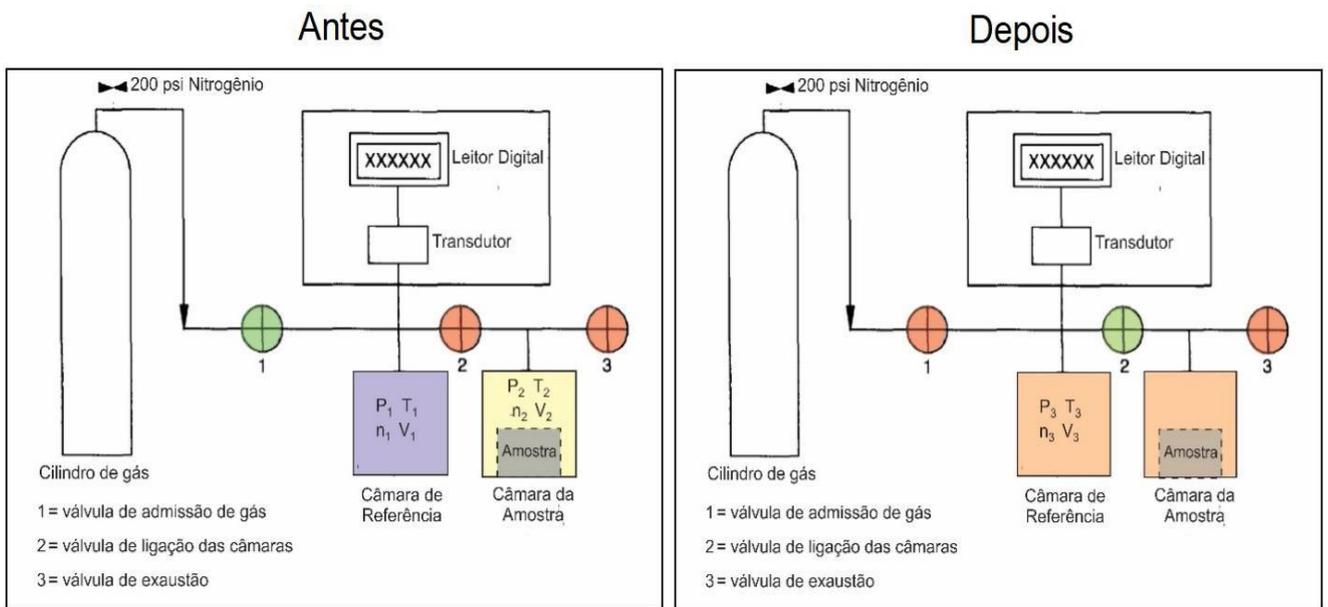


Figura 4-17– Esquema de análise em porosímetro a gás.

### Resultados de testes com a Amostra W1056H:

Inicialmente são apresentados os resultados do teste realizado com a amostra W1056H. A figura 4-18 apresenta os resultados de porosidade e permeabilidade para cada uma das pressões confinantes aplicadas. Os pontos azul e roxo foram descartados das análises. Tanto para a porosidade, quanto permeabilidade, foram ajustadas funções racionais (linhas vermelha e amarela).

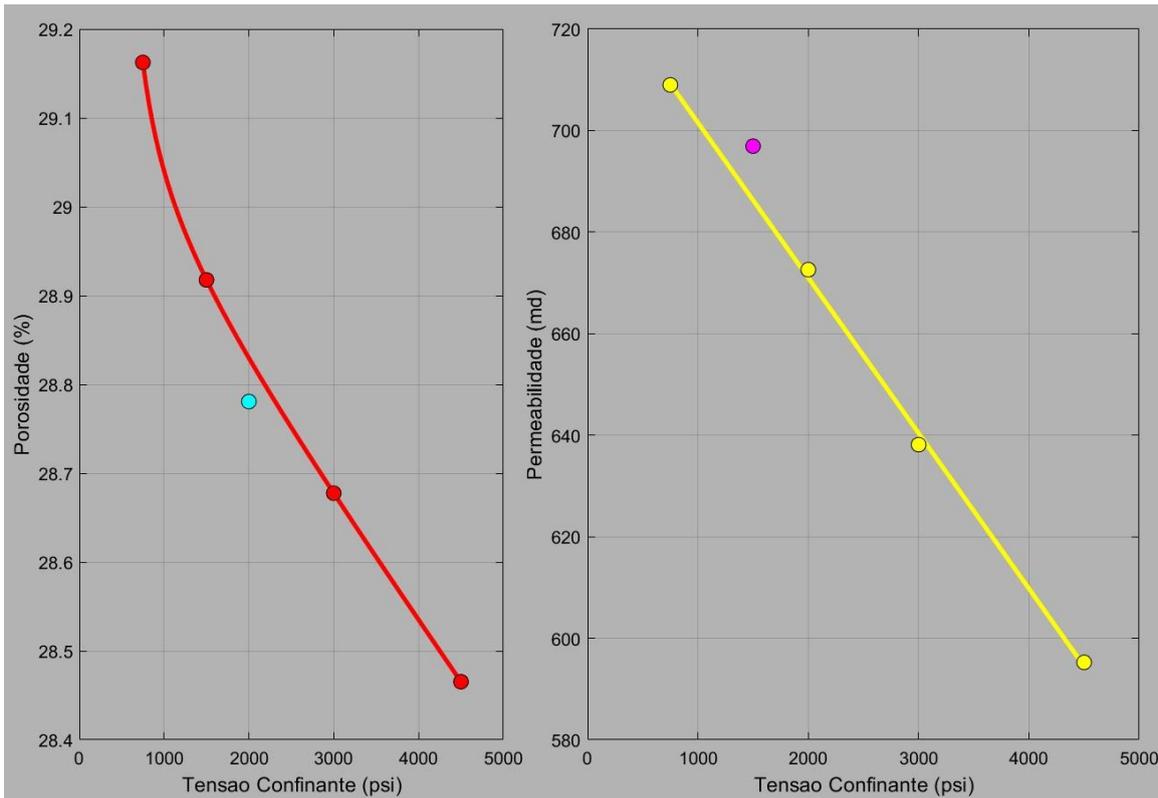


Figura 4-18 - Resultados de porosidade e permeabilidade para a amostra W1056H.

Para estimar a compressibilidade de poros em condições hidrostática foi utilizada a expressão a seguir, já apresentada (Eq.4-6):

$$C_{pp}^{hid} = \frac{1}{\varphi_0} \frac{\partial \varphi}{\partial P_c}$$

(Eq.4-6)

Onde  $\varphi_0$  é a porosidade inicial da amostra. Derivando-se a função racional ajustada, chega-se aos seguintes resultados para compressibilidade. O resultado é apresentado na figura 4-19.

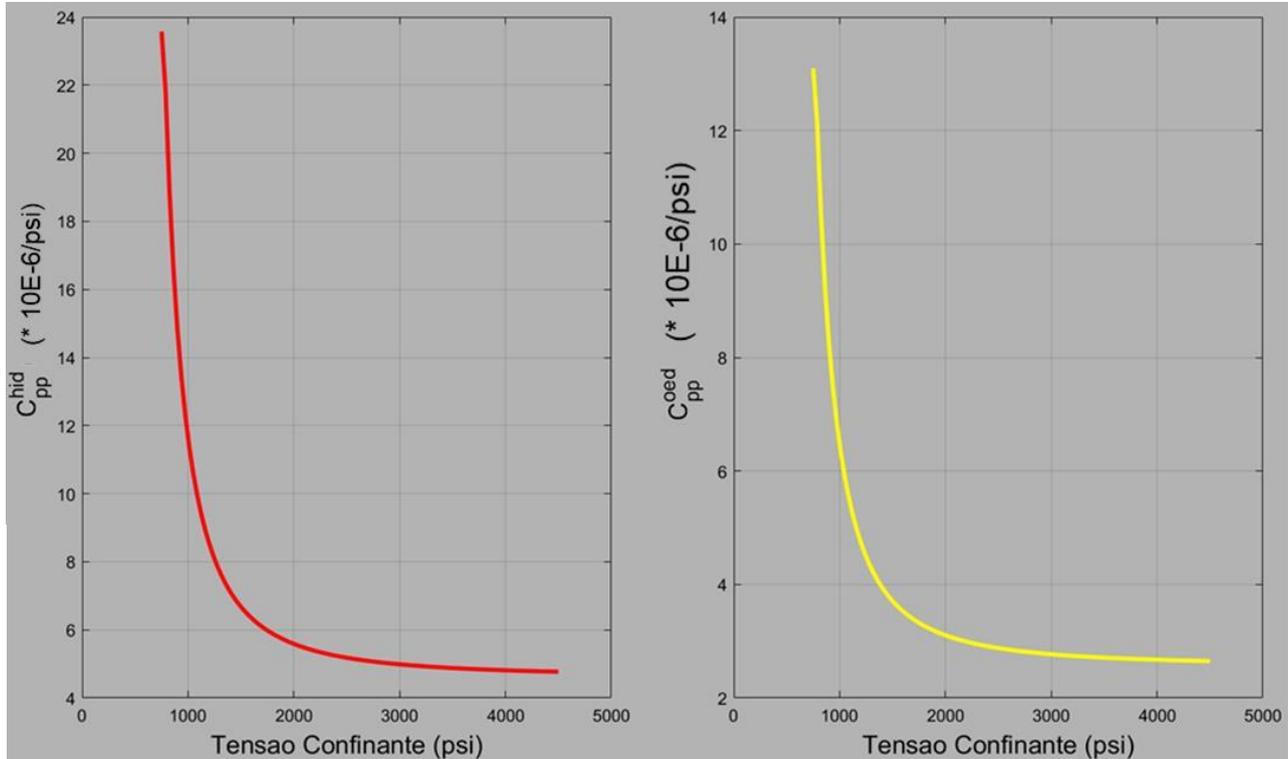


Figura 4-19 - Resultados de  $C_{pp}^{hid}$  e  $C_{pp}^{oed}$  para a amostra W1056H.

A partir da compressibilidade hidrostática, considerando-se a teoria da elasticidade, pode ser estimada a compressibilidade oedométrica pela seguinte expressão abaixo (Eq.4-7).

$$C_{pp}^{oed} = \left(1 - \frac{2}{3} \alpha \frac{1 - \nu}{1 - \nu}\right) C_{pp}^{hid}$$

(Eq.4-7)

Sendo  $\alpha$  e  $\nu$ , respectivamente os coeficientes de Biot e Poisson. No caso da amostra W1056H foi considerado  $\alpha = 1$  e  $\nu = 0.25$ .

A expressão abaixo (Eq.4-8), foi utilizada para relacionar a variação da permeabilidade como função variação da permeabilidade (Petunin, 2011).

$$\frac{k}{k_0} = \left(\frac{\phi}{\phi_0}\right)^n$$

(Eq.4-8)

A figura 4-20 apresenta as estimativas para o expoente  $n$  da eq.4-9. Este expoente foi estimado de duas formas, a primeira considerou um coeficiente angular único ajustado aos pontos experimentais (a). No segundo caso, foram consideradas as funções racionais ajustadas aos pontos experimentais (b) segundo a seguinte expressão:

$$n = \frac{\log(k/k_0)}{\log(\phi/\phi_0)}$$

(Eq.4-9)

Neste procedimento o expoente  $n$  foi estimado com base em um procedimento secante, tomando como referência a condição inicial  $k_0$  e  $\phi_0$ . Pode ser observado que para pressões confinantes altas, o valor de  $n$  secante tende para o valor médio estimado. Pontos amarelos não foram considerados na análise.

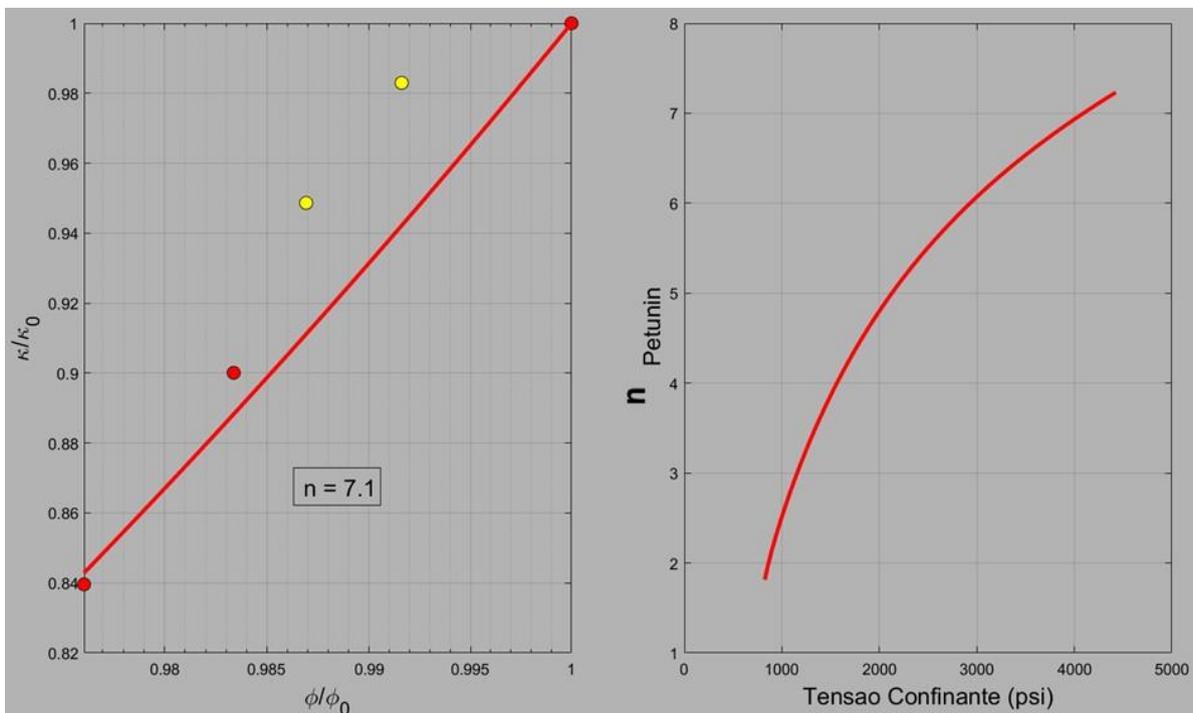


Figura 4-20 - Resultados do expoente ( $n$ ) para a amostra W1056H.

## Resultados de testes com a Amostra W1063H:

O procedimento para análise do teste de petrofísica básica com a amostra W1063H foi idêntico ao aplicado à amostra W1056H, assim somente serão apresentados os gráficos com resultados do teste. As figura 4-21 a figura 4-23 mostram os resultados obtidos para este plugue.

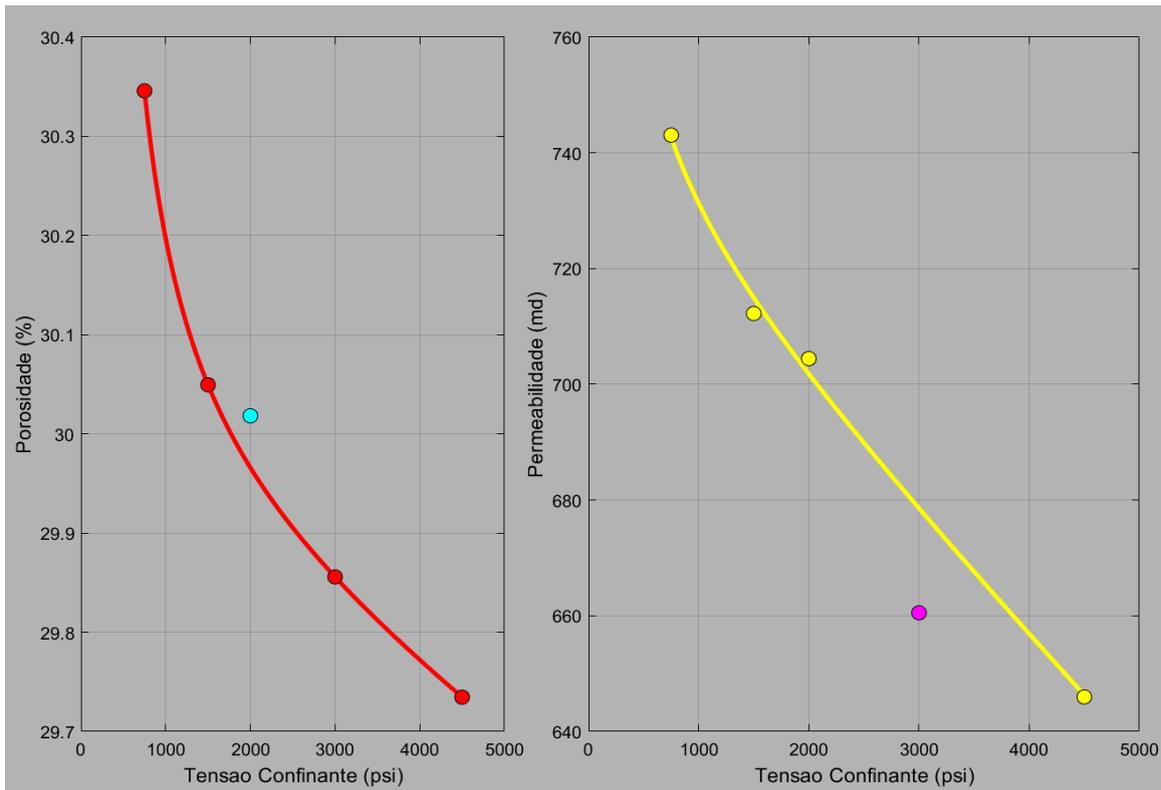


Figura 4-21 - Resultados de porosidade e permeabilidade para a amostra W1063H.

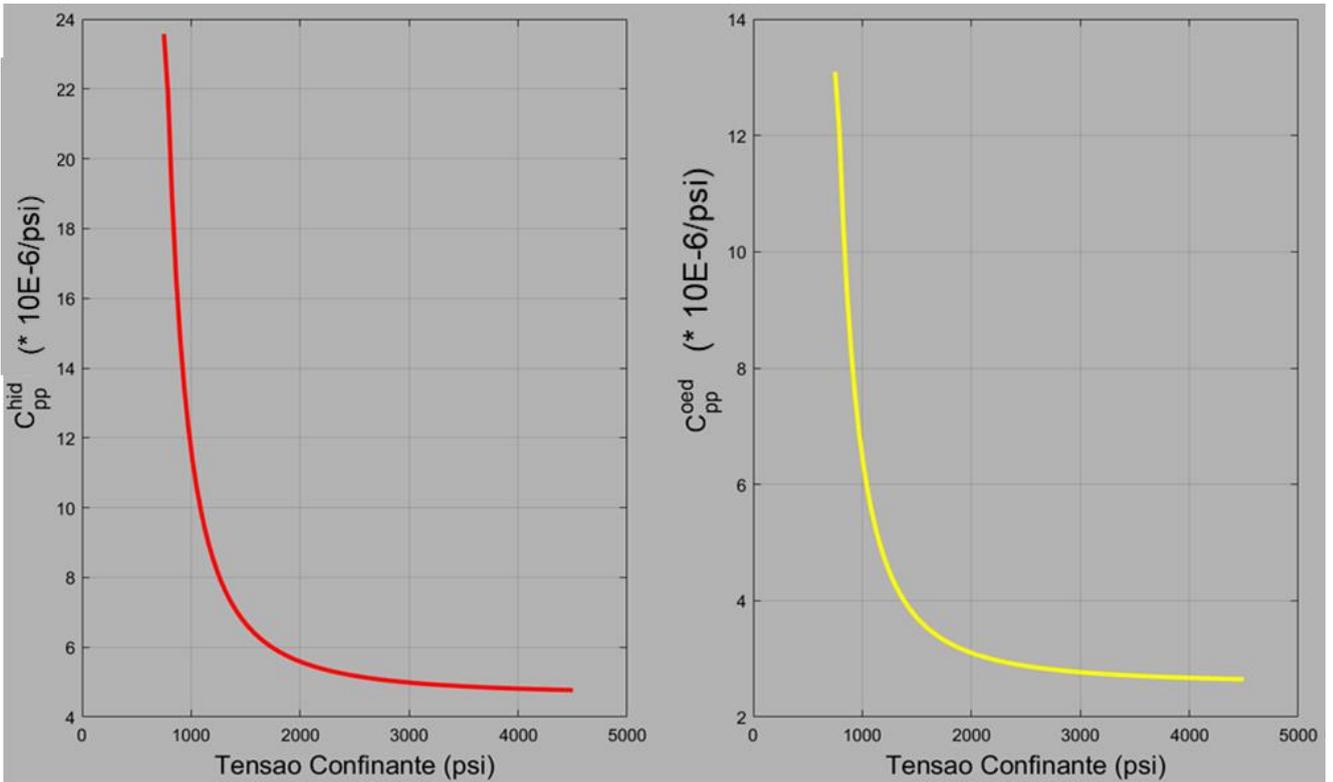


Figura 4-22 - Resultados de  $C_{pp}^{hid}$  e  $C_{pp}^{oed}$  para a amostra W1063H.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1821358/ca

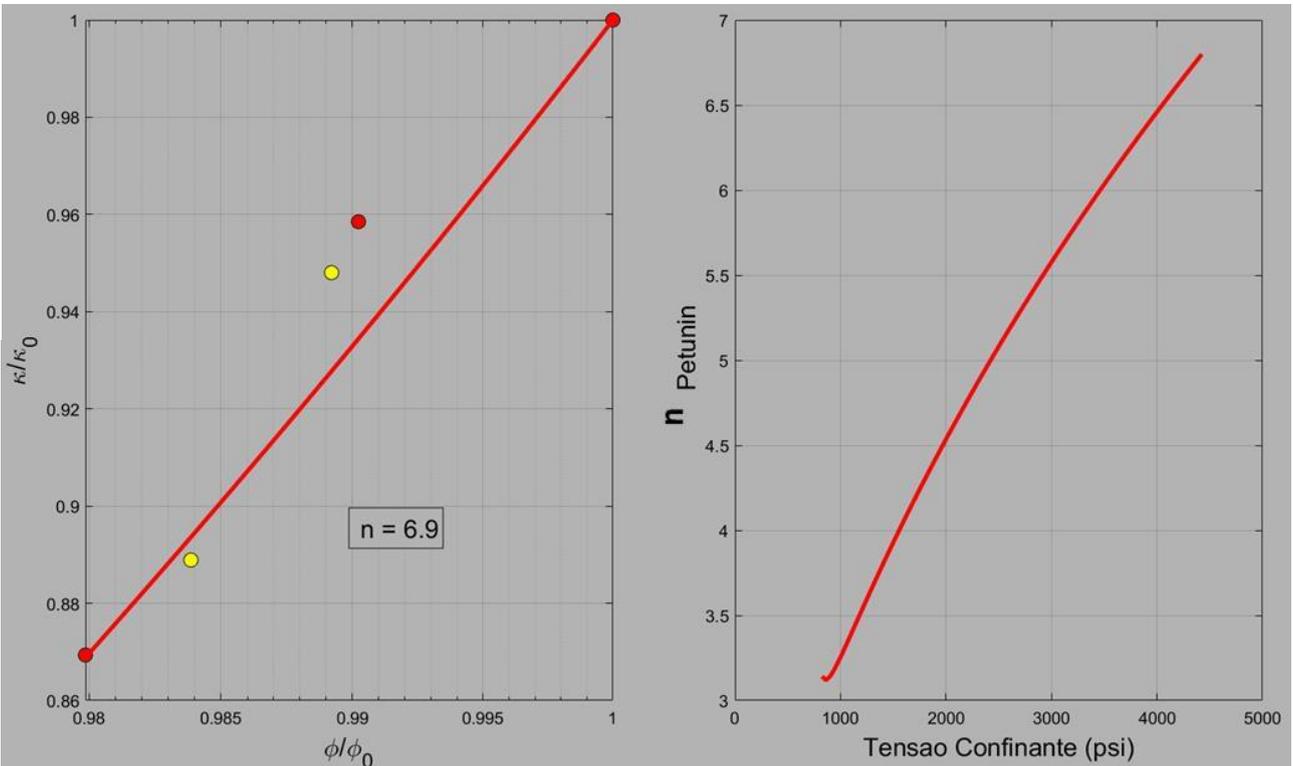


Figura 4-23 - Resultados do expoente n para a amostra W1063H.

### Resultados de testes com a Amostra W1078H:

O procedimento para análise do teste de petrofísica básica com a amostra W1078H foi idêntico ao aplicado às amostras anteriores, assim somente serão apresentados os gráficos com resultados do teste. As figura 4-24 a figura 4-26 mostram os resultados obtidos para este plugue.

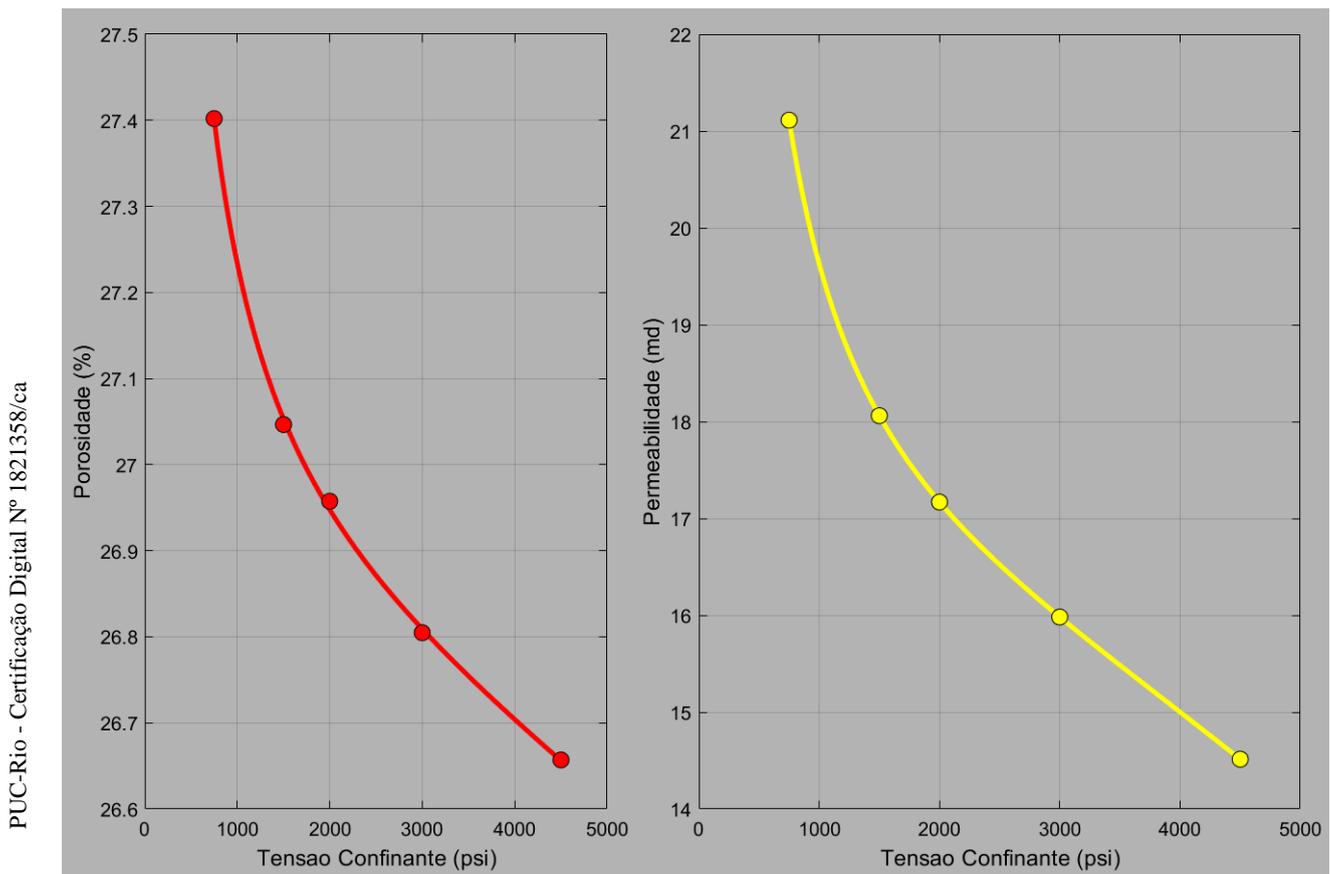


Figura 4-24 - Resultados de porosidade e permeabilidade para a amostra W1078H.

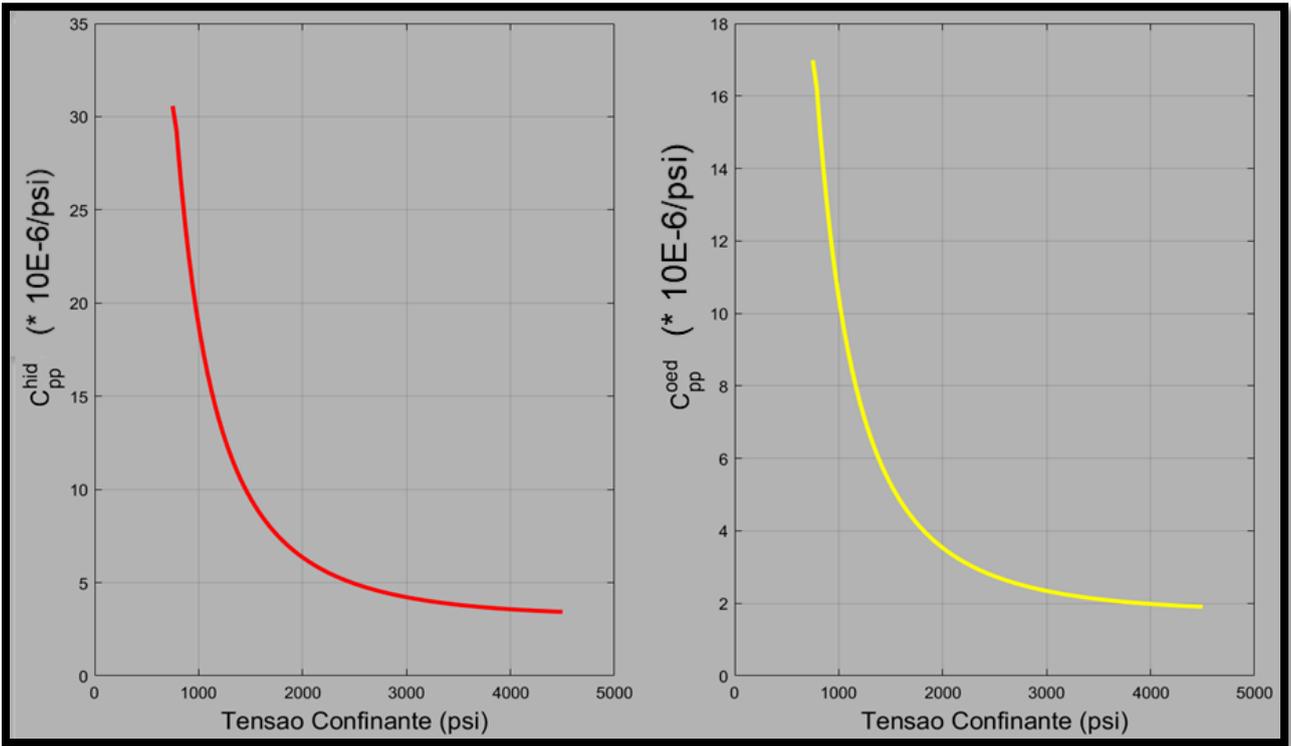


Figura 4-25- Resultados de  $C_{pp}^{hid}$  e  $C_{pp}^{oed}$  para a amostra W1078H.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821358/ca

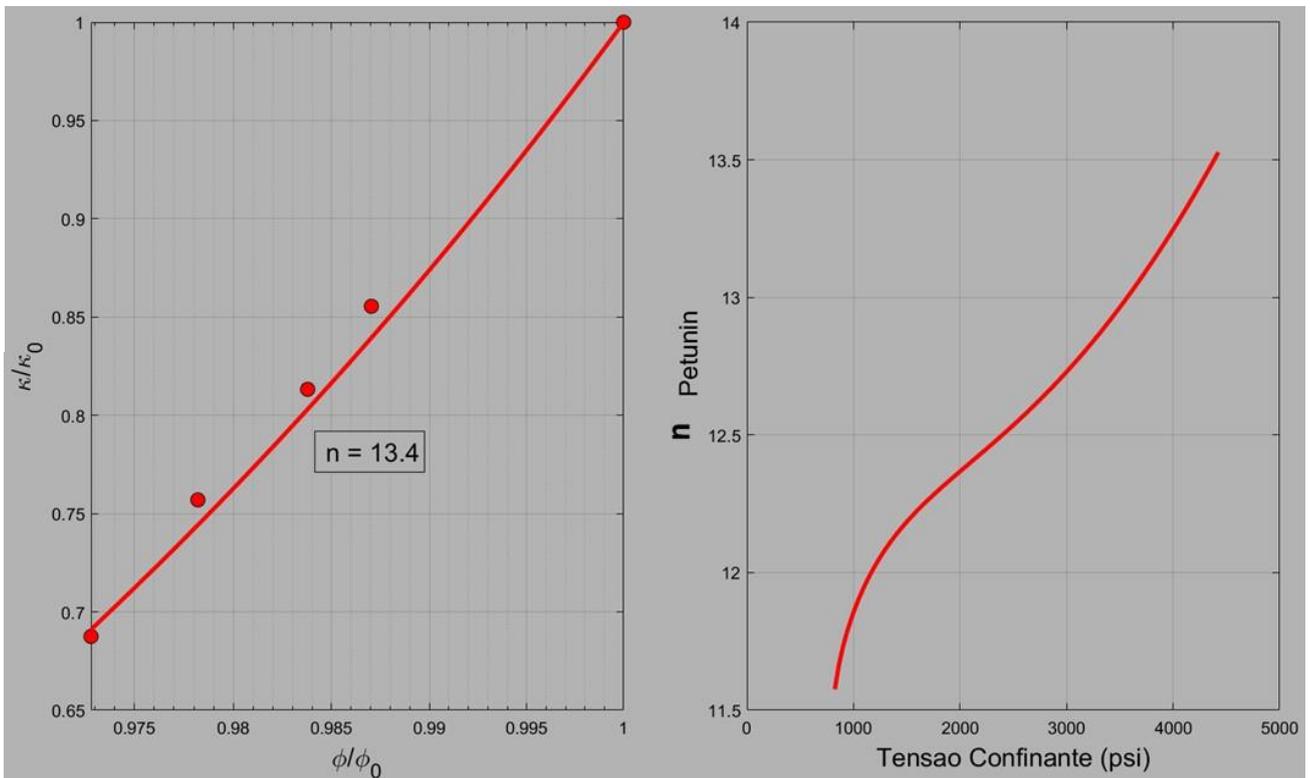


Figura 4-26 - Resultados do expoente (n) para a amostra W1078H.

## Resultados de testes com a Amostra W1081H

O procedimento para análise do teste de petrofísica básica com a amostra W1081H foi idêntico ao aplicado às amostras anteriores, assim somente serão apresentados os gráficos com resultados do teste. As figura 4-27 a figura 4-29 mostram os resultados obtidos para este plugue.

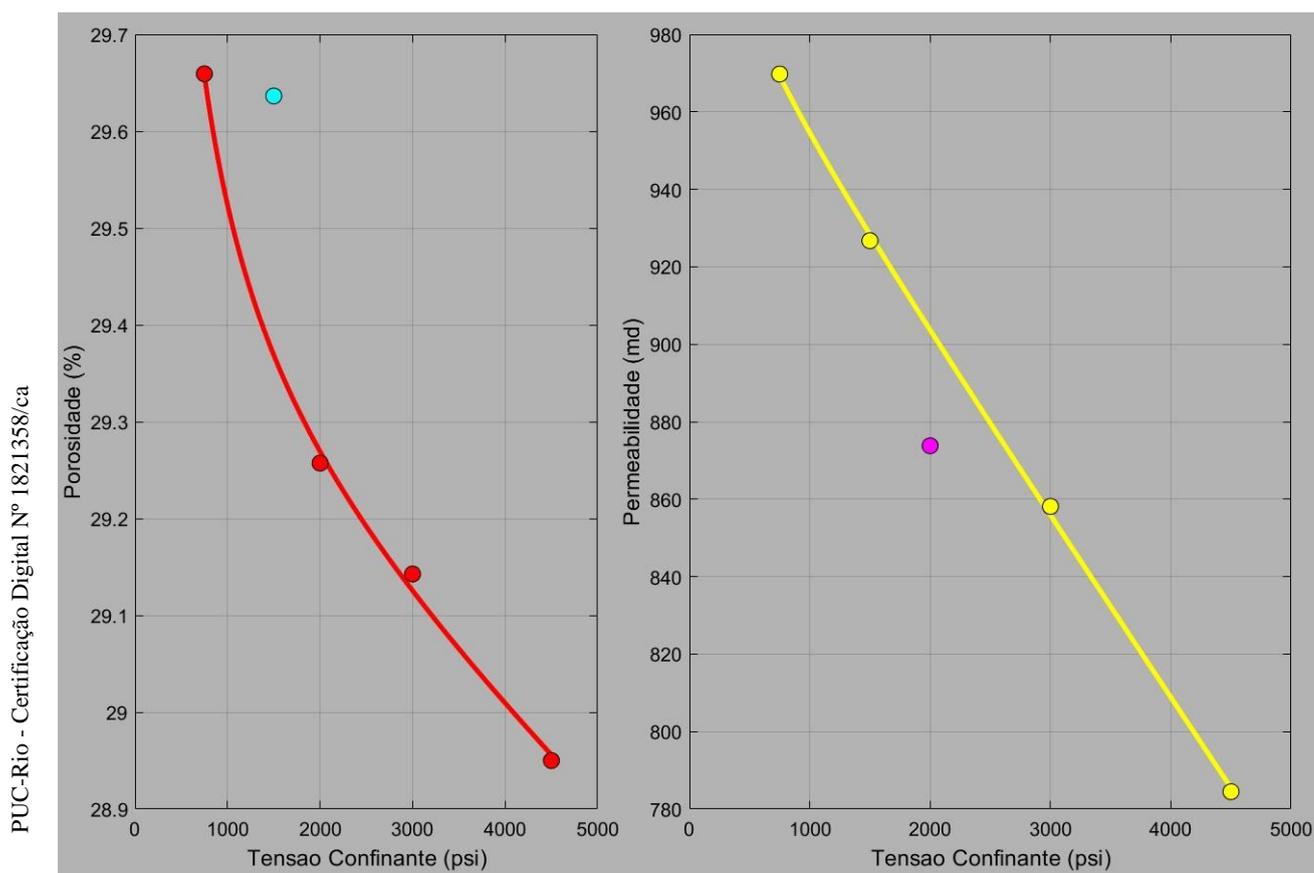


Figura 4-27 - Resultados de porosidade e permeabilidade para a amostra W1081H.

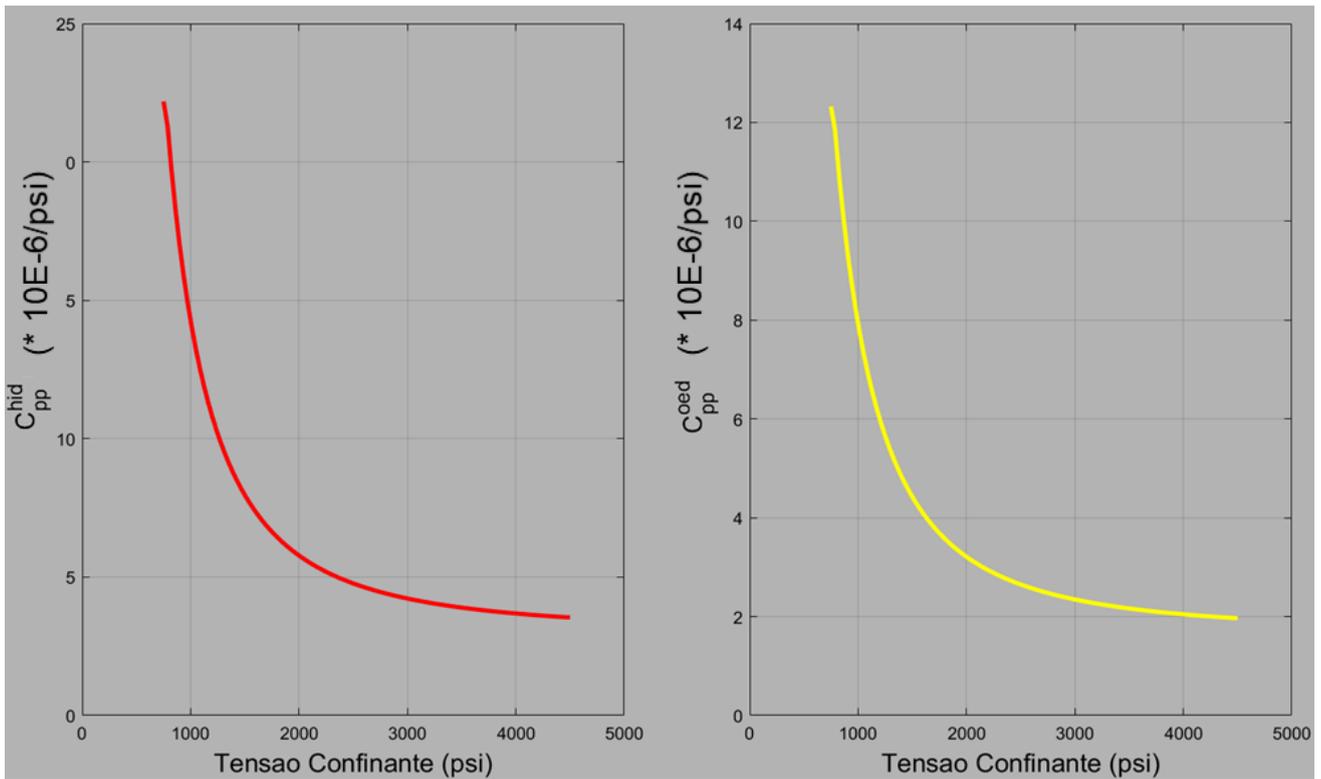


Figura 4-28 - Resultados de  $C_{pp}^{hid}$  e  $C_{pp}^{oed}$  para a amostra W1081H.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821358/ca

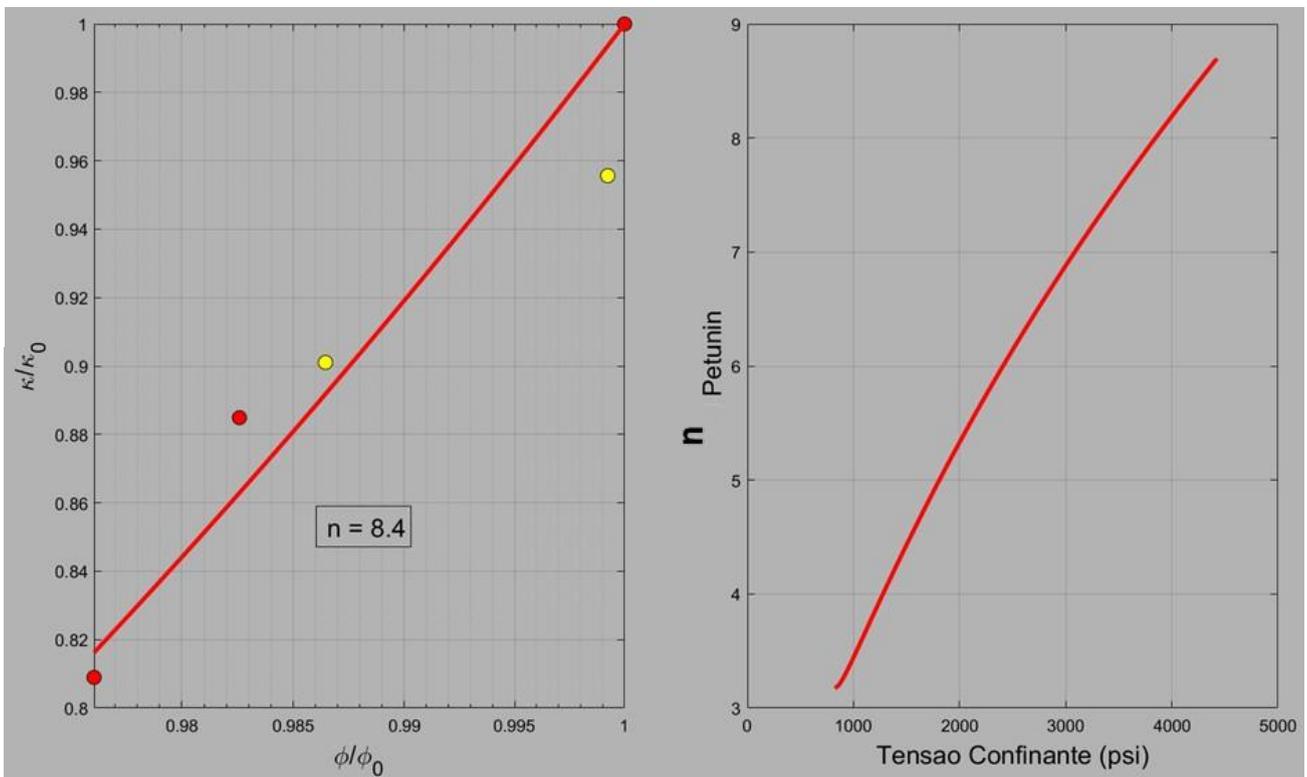


Figura 4-29: Resultados do expoente (n) para a amostra W1081H.

A tabela 4-3 (acima) apresenta características permoporosas das amostras de testes realizados por época da perfuração do poço. A exceção da amostra W1078H, os resultados dos testes de permeabilidade realizados para esta dissertação apresentam a mesma ordem de grandeza dos testes originais.

Já na amostra W1078H as permeabilidades apresentam ordem de grandeza diferentes (875.5 e 21 mD). Tal fato pode ser explicado por uma troca de amostras, ou porque a amostra possa ter sofrido um grande dano em seu período de armazenagem na litoteca. A primeira hipótese parece mais plausível.

#### 4.4 Ensaios de Fluxo

Os testes de permeabilidade realizados no Laboratório de Mecânica de Rochas utilizam algum tipo de óleo. No caso desta campanha foi utilizado o fluido EMCA70 Plus.

Todos os quatro testes de compressibilidade (**W1050V**, **W1052V**, **W1064V** e **W1098V**) foram realizados simultaneamente ao fluxo de óleo EMCA Plus, visando determinar a variação das permeabilidades dos plugues à medida que o carregamento mecânico da amostra evoluía. Um dos objetivos destes testes era estimar o coeficiente “*n*”. Pela expressão proposta por Petunin (2011), tem-se (Eq.4-10):

$$\frac{k}{k_0} = \left(\frac{\varphi}{\varphi_0}\right)^n$$

(Eq.4-10)

Pela Lei de Darcy, pode ser escrito (Eq.4-11):

$$k = \frac{Q}{A_p} \mu \frac{L_p}{\Delta P}$$

(Eq.4-11)

Assim, a relação de permeabilidades pode ser escrita como (Eq.4-12):

$$\frac{k}{k_0} = \frac{\frac{Q}{A_p} \mu \frac{L_p}{\Delta P}}{\frac{Q}{A_p} \mu \frac{L_p}{\Delta P_0}} = \frac{\Delta P_0}{\Delta P}$$

(Eq.4-12)

A expressão anterior pode ser escrita, pois, à exceção da queda de pressão sobre o plugue, tudo mais permanece constante - vazão, área transversal do plugue, viscosidade do fluido e o comprimento inicial do plugue. A deformação do plugue não é relevante para este cálculo e não foi considerada.

### Resultado do teste com Plugue W1052V

A amostra W1052V foi submetida a um teste de compressibilidade hidrostática e na figura 4-30 são apresentados o protocolo de tensão do teste, a evolução da porosidade e variação do diferencial de pressão sobre a amostra. O coeficiente de Petunin (2011) somente será estimado nos intervalos de carregamento mecânico da amostra. Como se pode observar, o diferencial de pressão sobre a amostra apresentou-se bastante instável. Em função da permeabilidade da amostra, foi utilizado um fluido mais viscoso (EMCA Plus) para se registrar um diferencial de pressão sobre a amostra relevante. Este teste marcou o início do uso deste fluido mais viscoso no LMR.

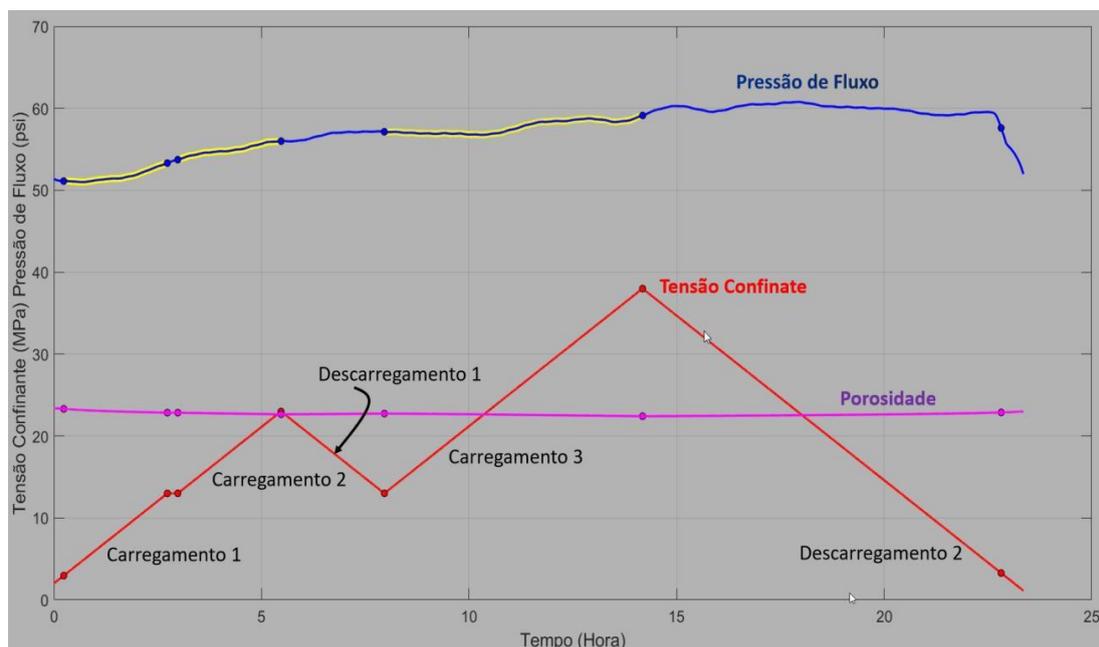


Figura 4-30: Protocolo do Teste Hidrostático realizado com a amostra W1052V, registro de diferencial de pressão sobre a amostra e evolução da porosidade do plugue.

A figura 4-31 apresenta os intervalos selecionados para a estimativa do parâmetro  $n$ . Em função da instabilidade no registro do diferencial de pressão, foram selecionados intervalos lineares para estimativa do parâmetro  $n$ .

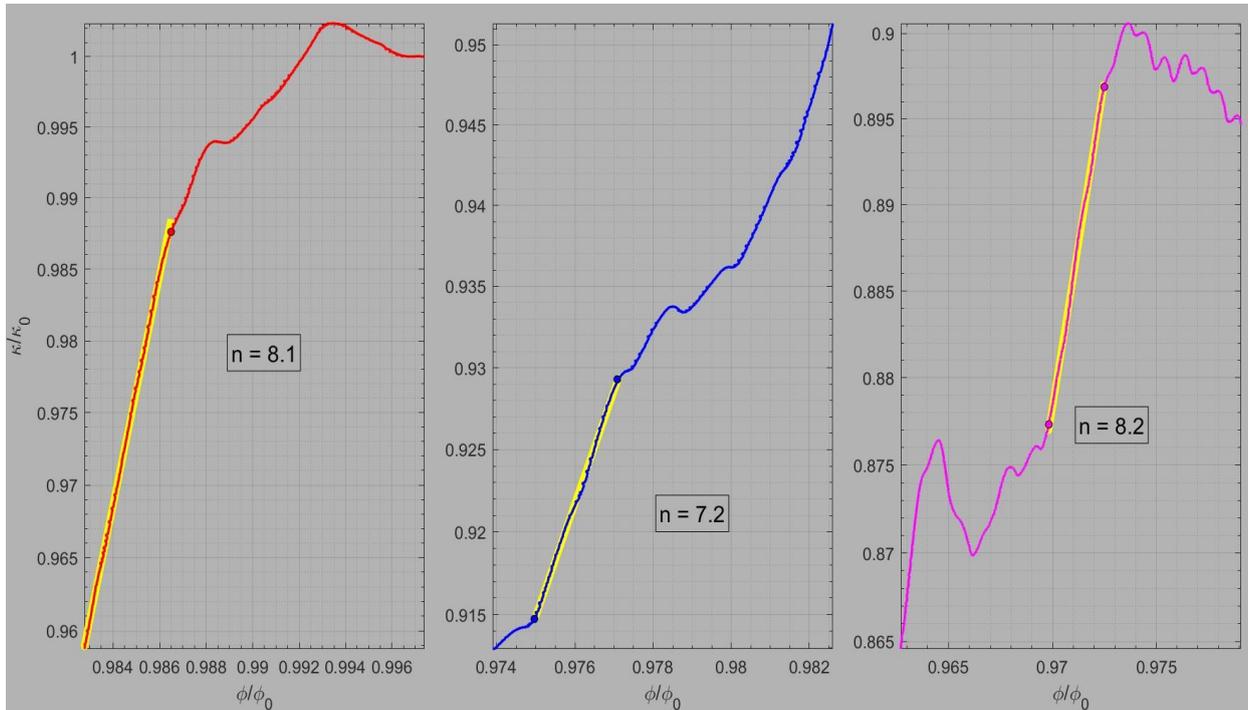


Figura 4-31 – Intervalos de carregamento mecânico selecionados para estimativa do parâmetro  $n$  no W1052V.

Pode ser observado que nos intervalos de descarregamento mecânico da amostra não houve uma recuperação relevante da permeabilidade da amostra.

### Resultado do teste com Plugue W1098V

Como a metodologia utilizada na análise dos testes com a amostra W1098 foi idêntica à aplicada à W1052V (Figura 4-32), somente serão apresentados os gráficos finais (Figura 4-33).

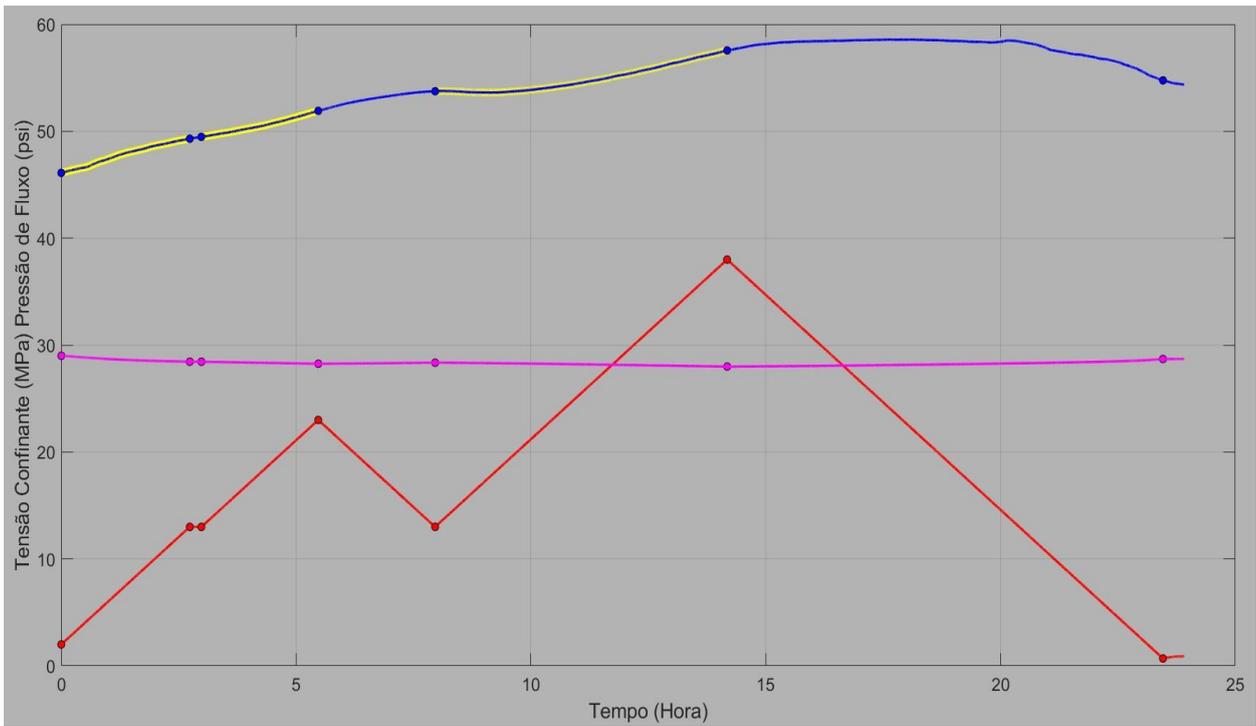


Figura 4-32: Protocolo do Teste Hidrostático realizado com a amostra W1098V, registro de diferencial de pressão sobre a amostra e evolução da porosidade do plugue.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821358/ca

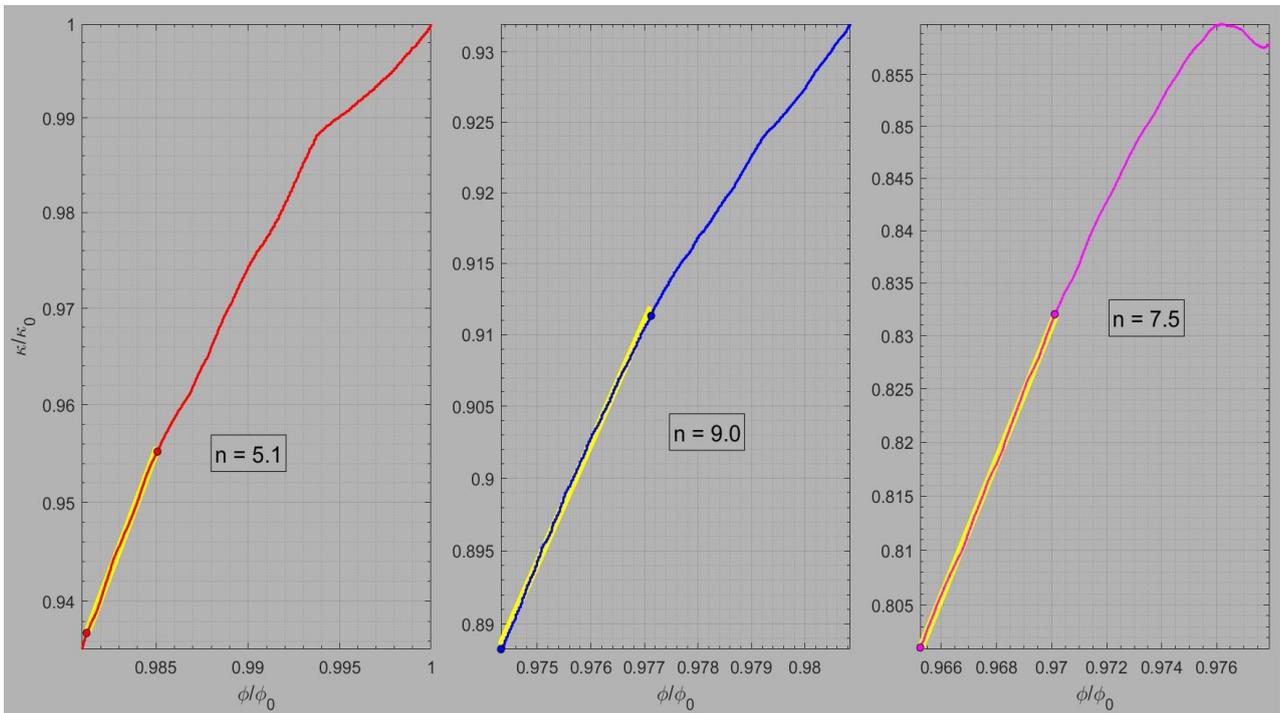


Figura 4-33: Intervalos de carregamento mecânico selecionados para estimativa do parâmetro n no W1098V.

Como no caso anterior, pode ser observado que nos intervalos de descarregamento mecânico da amostra não houve uma recuperação relevante da permeabilidade da amostra.

## Resultado do teste com Plugue W1050V

Foram realizados dois testes de compressibilidade oedométrica com fluxo de fluido simultâneo. Nos dois casos também ocorreu uma flutuação no diferencial de pressão sobre o plugue. Aqui também foi necessário lançar mão da metodologia de média móvel para simplificar a análise dos resultados.

Foram realizadas análises do parâmetro  $n$  nas fases de carregamento hidrostático e nas duas com carregamento oedométrico. A figura 4-34 apresenta o comportamento da tensão axial, porosidade e diferencial de pressão sobre o plugue. Os intervalos do diferencial de pressão assinalados em amarelo foram analisados visando a determinar o parâmetro  $n$  (Figura 4-35).

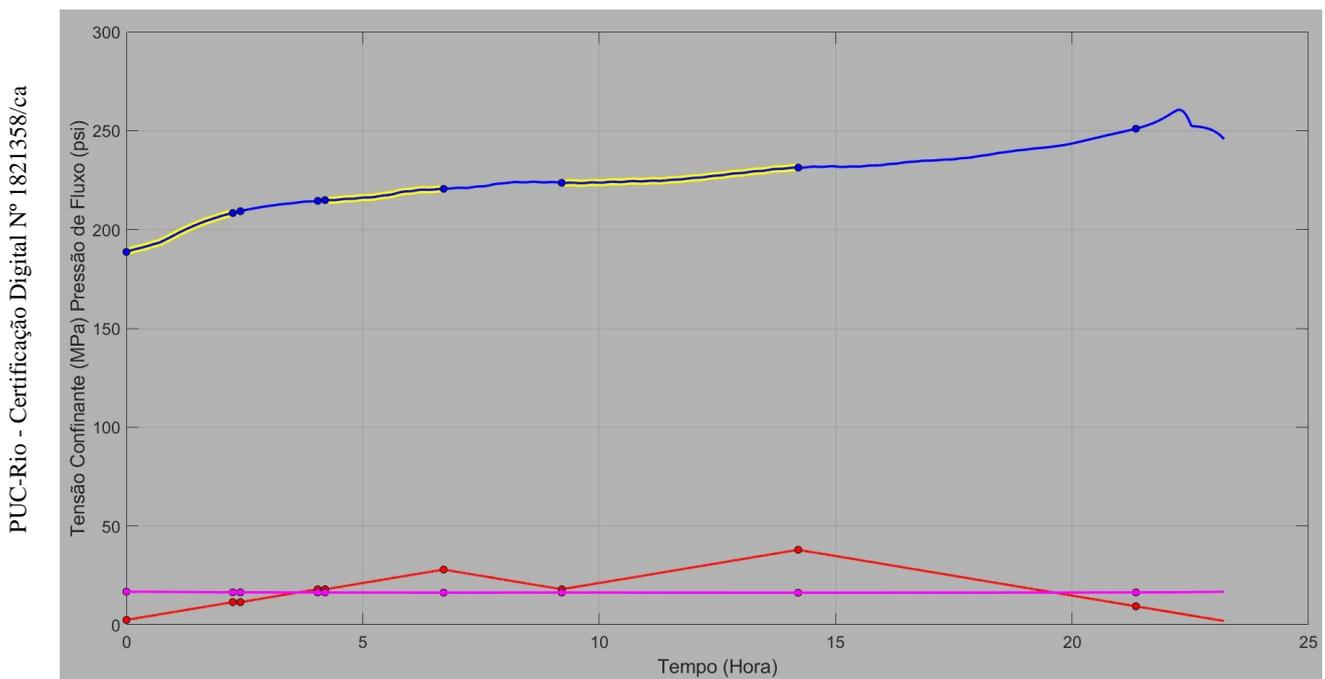


Figura 4-34: Protocolo do Teste oedométrico realizado com a amostra W1050V, registro de diferencial de pressão sobre a amostra e evolução da porosidade do plugue.

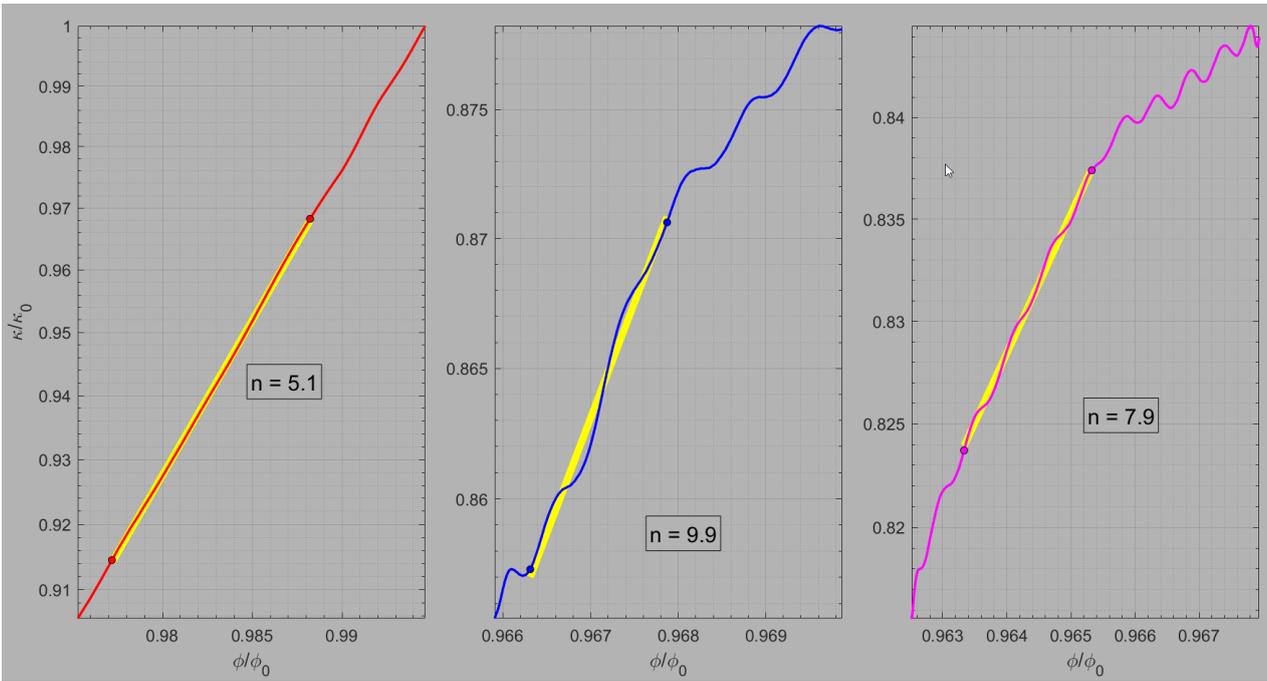


Figura 4-35: Intervalos de carregamento mecânico selecionados para estimativa do parâmetro n no W1050V.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1821358/ca

### Resultado do teste com Plugue W1064V

A metodologia para análise do W1064V foi idêntica à do W1050V, assim somente serão apresentados os resultados do teste. A figura 4-36 apresenta o comportamento da tensão axial, porosidade e diferencial de pressão sobre o plugue. Os intervalos do diferencial de pressão assinalados em amarelo foram analisados visando a determinar o parâmetro  $n$  (Figura 4-37).

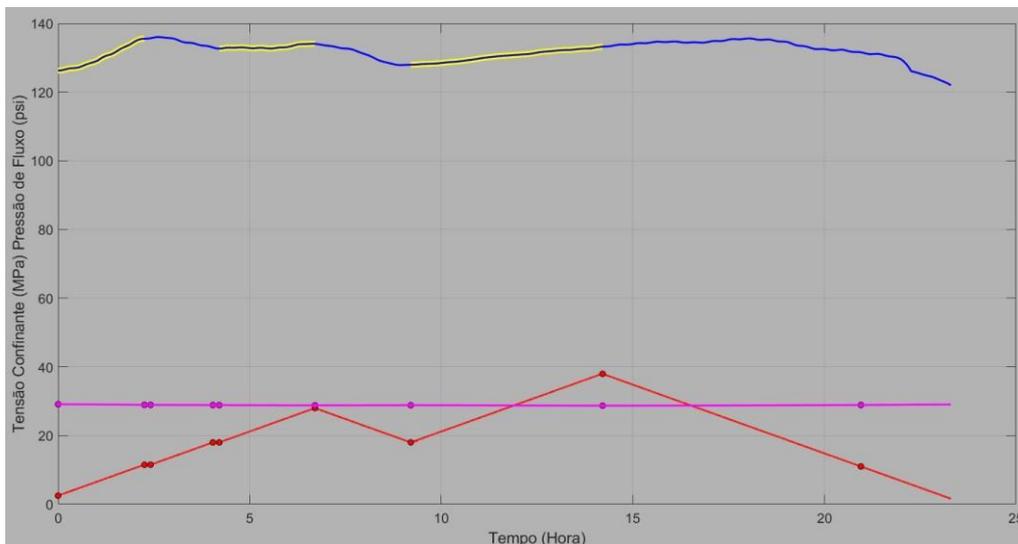


Figura 4-36: Protocolo do Teste oedométrico realizado com a amostra W1064V, registro de diferencial de pressão sobre a amostra e evolução da porosidade do plugue.

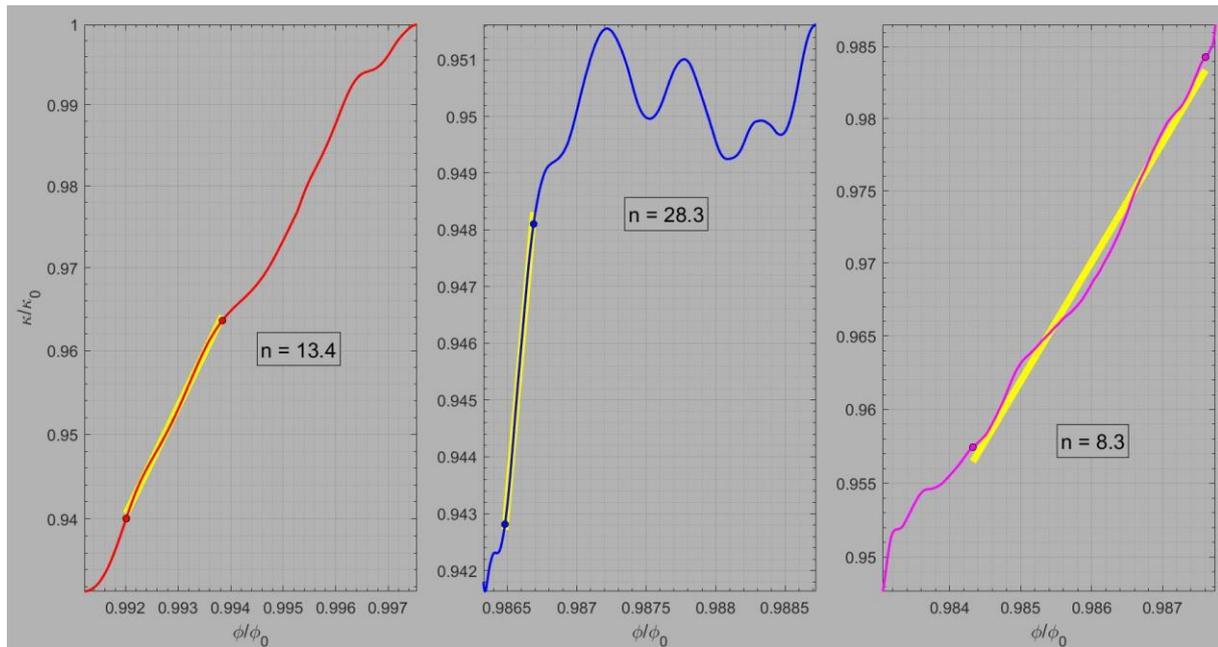


Figura 4-37: Intervalos de carregamento mecânico selecionados para estimativa do parâmetro  $n$  no W1064V.

O valor de  $n$  calculado para o primeiro ciclo de carregamento oedométrico é bastante discrepante dos outros valores estimados. Pode-se observar uma grande flutuação no diferencial de pressão sobre o plugue. Este resultado não deve ser considerado, uma vez que não é típico para um meio contínuo, como preconiza Petunin (2011).

## 5. Modelagem Geomecânica 3D

Em linhas gerais, pode-se dizer que um modelo geomecânico 3D ou MEM (*Mechanical Earth Model*) é uma compilação de dados referentes a estado de tensão, propriedades de rocha (deformabilidade, resistência, pressão de poros), geometria de subsuperfície (falhas, horizontes etc.) e projeto de poços. Os *softwares* utilizados para a construção do modelo geomecânico foram *Petrel*, *Skua* e *GERESIM®*, e o simulador de elementos finitos foi o *GeomecBR* (Sousa Jr. *et al*, 2010; Laquini *et al.*, 2011).

Após a construção de um modelo geomecânico, tem-se um modelo matemático que permitirá a realização de uma série de análises estruturais nas rochas, capazes de prever e mitigar problemas que ocorrerão durante as fases de perfuração, completação e produção.

Segundo Ranjbar *et al.* (2017), um modelo geomecânico tridimensional pode revelar o comportamento mecânico das rochas e ser usado para gerenciar o reservatório de uma melhor forma. Deste modo, se justifica a construção de um MEM para melhor entendimento e gerenciamento das tensões e deslocamentos ao longo da vida produtiva do campo de petróleo.

O MEM é utilizado mesmo após o abandono do poço e/ou campo, uma vez que a estanqueidade dos poços deve ser garantida, mesmo após seu abandono, visando evitar problemas de contaminação de formações superficiais. A construção de um MEM é uma atividade eminentemente multidisciplinar (Ferreira, 2014). Em geral, na indústria do petróleo, a equipe de profissionais necessária à contribuição na montagem de um MEM é apresentada na abaixo (Figura 5-1).

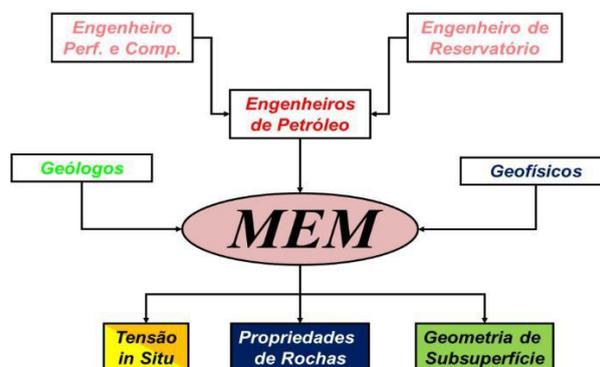


Figura 5-1: Representação esquemática de equipe multidisciplinar para montagem de um MEM e elementos de um MEM. Adaptado de Ferreira (2014).

## 5.1 Construção do Gride do Modelo Geomecânico e Distribuição das Propriedades Hidromecânicas

A carta de pressão, ao longo do tempo, do reservatório no poço BRSA-189A-SES é mostrada na figura 5-2. O reservatório foi submetido à reinjeção de gás para descarte através de um poço chamado injetor de gás 3 (Figura 1-5). Por isso, é possível observar subidas na pressão do reservatório (exemplo no ano de 2011). Os perfis geomecânicos do poço estudado assim como essa parte da dissertação seguiram, sempre que possível, a metodologia proposta pelo grupo de mecânica de rochas do Cenpes para o cálculo das propriedades mecânicas a partir de perfis elétricos de poços (Santos *et al.*, 2015).

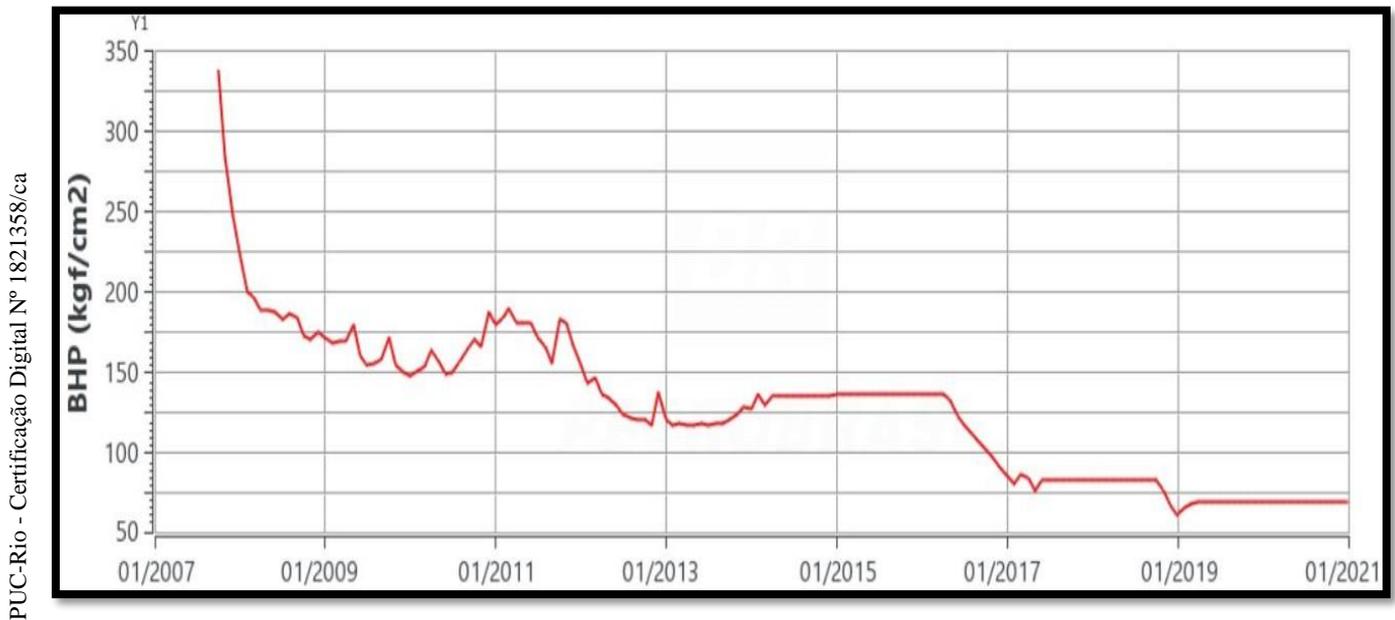


Figura 5-2: Figura mostrando a carta de pressão no poço do estudo, ao longo do tempo, no Campo “P.”.

Vale ressaltar que a análise geomecânica usual da indústria do petróleo é não acoplada, ou seja, a simulação de escoamento em meio poroso é feita em uma etapa e, posteriormente, o modelador geomecânico tem acesso aos modelos de escoamento com as pressões. Com as variações de pressões simuladas no tempo, ele pode proceder para o término da construção do modelo geomecânico de reservatório e cálculo dos deslocamentos, reativações de falhas, pressão limite de injeção e obtenção da propriedade de compressibilidade ( $C_{pp}^{oed}$ ), esta última pode alimentar o simulador de escoamento em meios porosos.

O MEF (método dos elementos finitos) é o método numérico mais utilizado em geologia estrutural e geotectônica, e obtém a resolução de equações diferenciais parciais através da aproximação de problemas por discretização do meio considerado (Moraes, 2000). O modelo geomecânico foi simulado utilizando o método dos elementos finitos (MEF)..

É oportuno lembrar que o primeiro passo para o estudo de tensões e propriedades mecânicas no modelo é a compreensão das informações de rocha obtidas por meio dos registros de perfis elétricos, uma vez que as propriedades elásticas que serão distribuídas no modelo são calculadas a partir dos perfis elétricos de poços.

Ou seja, como não é possível amostrar e ensaiar todo o poço em toda a sua extensão nas diferentes tensões de interesse para obter as propriedades físicas das rochas perfuradas, nos resta fazer isso indiretamente a partir da correção entre propriedades físicas medidas pelos perfis elétricos corridos no poço e as propriedades elásticas das rochas modeladas. Logicamente diferentes grupos litológicos se comportam de forma diferente durante a perfuração do poço, seja na propagação de ondas acústicas e elásticas, na interação com ferramentas nucleares, seja no imageamento, cada vez mais comum do poço.

Propriedades como velocidade de propagação de ondas acústicas compressoriais e cisalhantes ( $V_p$  e  $V_s$ ), densidade aparente ( $\rho_{bulk}$ ) ou porosidade ( $\varphi$ ) são amplamente empregadas para calcular propriedades mecânicas de rochas por terem relação física com as propriedades de resistência e deformabilidade.

A densidade foi medida através de ferramentas de perfuração e extrapolada a partir da correlação com o soterramento, onde este perfil era ausente ou apresentava problemas (Figura 5-3).

Os perfis sísmicos compressional e cisalhante são utilizados para calcular as velocidades nas rochas, pois possuem correlação com propriedades hidromecânicas, como: razão de Poisson, coesão (resistência a compressão simples), ângulo de atrito e módulo de Young. A figura 5-4 mostra os perfis de propriedades hidromecânicas utilizados para embasar a modelagem 3D.

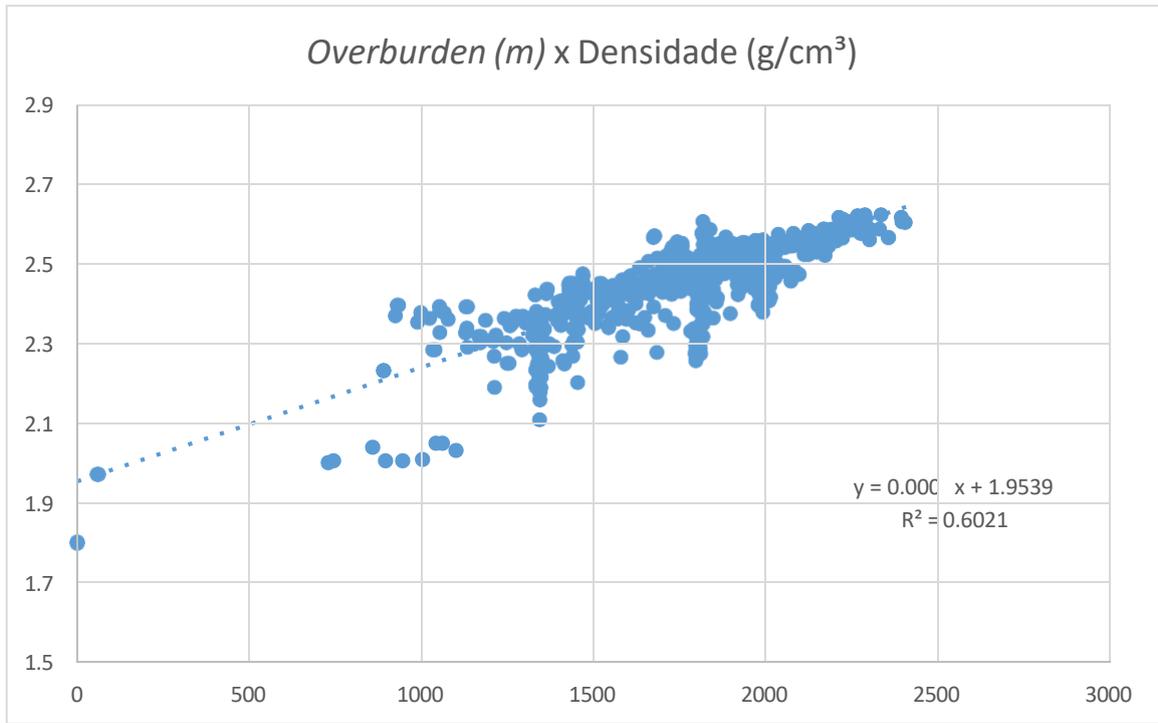


Figura 5-3: Correlação entre densidade e soterramento.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821358/ca

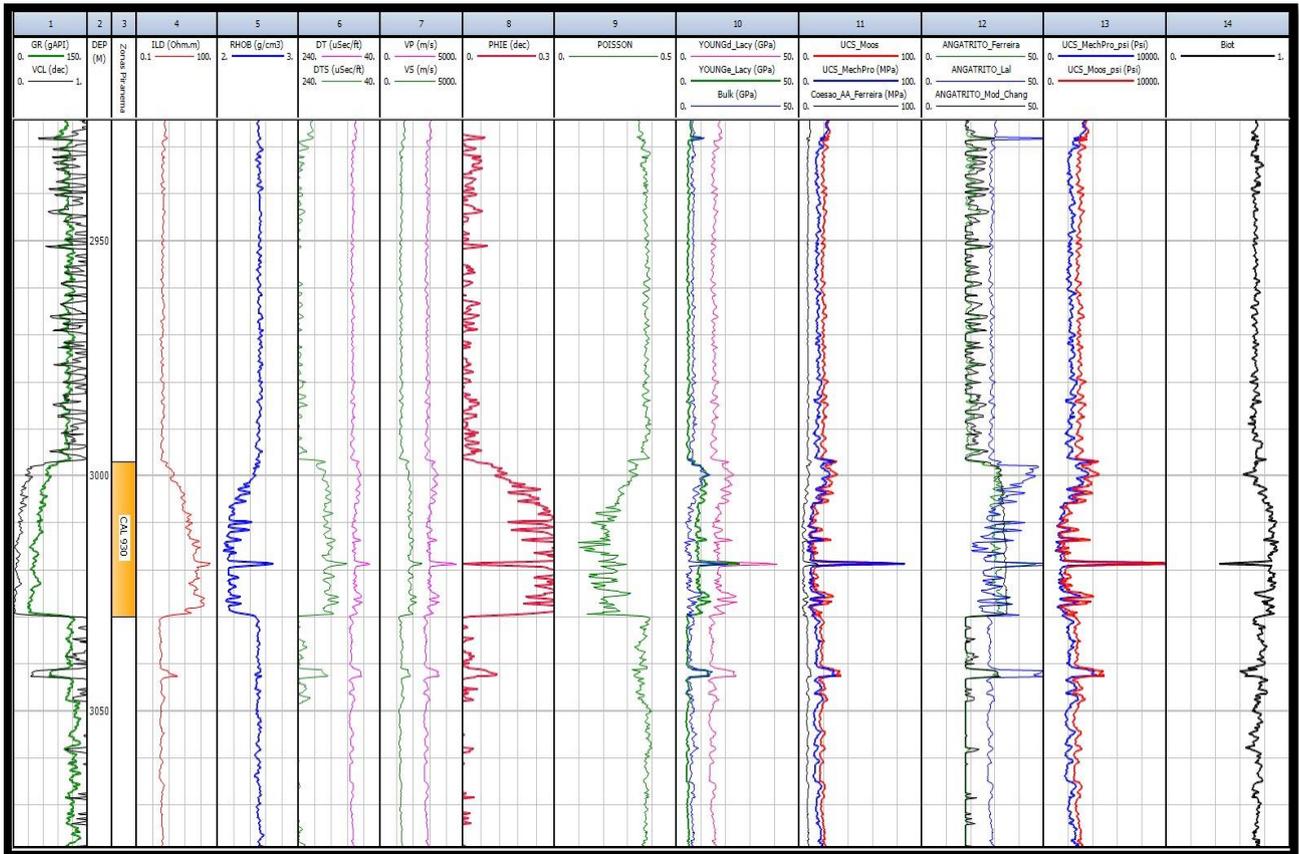


Figura 5-4: Perfis geomecânicos do poço do presente trabalho utilizados para distribuição das propriedades mecânicas médias.

Outro ponto importante é que a modelagem deve ultrapassar os limites do reservatório de forma a abranger a zona onde ocorre pouca ou nenhuma subsidência. Para tal, se faz necessário modelar e popular um gride com propriedades mecânicas das rochas do *overburden* (acima), do *sideburden* (laterais) e do *underburden* (abaixo), para representar com fidelidade a variação de tensões decorrente da depleção da jazida de hidrocarbonetos e os deslocamentos provocados em toda a extensão de sua influência.

Em geral, é sugerido uma dimensão do reservatório a mais, para cada lado, sendo este critério empírico. Por exemplo, se o reservatório possui 2 km de largura, é sugerido fazer o gride com, pelo menos, 2 km a mais, a partir da borda do reservatório (Figura 5-5). Nesse caso, foi feita uma extensão de cerca de 3,0 km para cada lado.

Geralmente, quando o gride não possui as dimensões adequadas, se superestimam os deslocamentos (Ferreira, 2014). Maiores detalhes de como as dimensões do modelo geomecânico (ou MEM) interferem nos deslocamentos em campos de petróleo podem ser obtidos em Serrão (2015).

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821358/ca

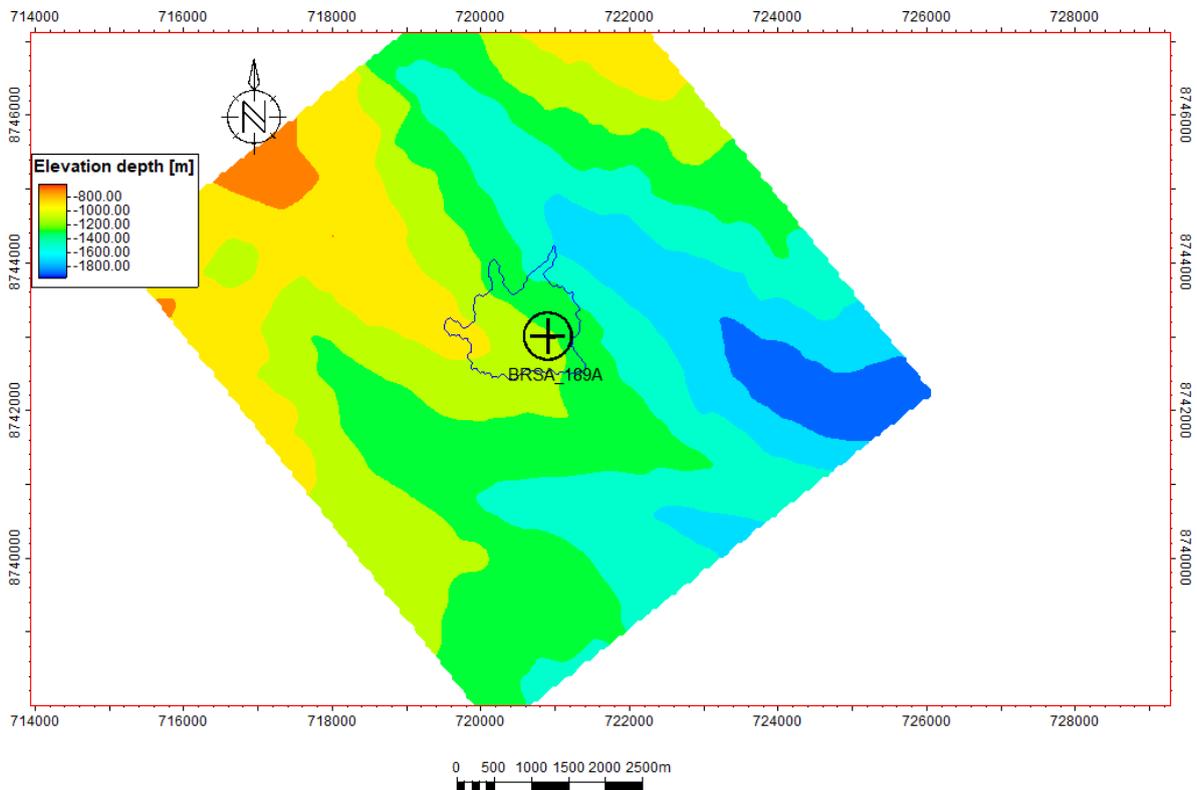


Figura 5-5: Figura mostrando a extensão da malha utilizada para a simulação geomecânica. Em azul o contorno do reservatório. A superfície ao fundo é a batimetria.

As figura 5-6 mostra os horizontes disponíveis para a construção do gride geomecânico. Estavam disponíveis 5 horizontes mapeados regionalmente. Porém, foram utilizados apenas dois horizontes estruturantes, além do reservatório, para efeito de simplificação da malha. Entende-se que as propriedades mecânicas não sofreriam prejuízo na distribuição das tensões e consequentes deslocamentos, otimizando a simulação numérica. Então, foram utilizados os horizontes de fundo do mar, o do Eoceno, o reservatório e um horizonte que fecha a condição de contorno da base do modelo (Figura 5-7).

Portanto, após a escolha dos horizontes estruturantes, o modelo ficou com 5 zonas geológicas, sendo elas: do Fundo do Mar ao Eoceno, do Eoceno ao Topo do Cretáceo (K), Do Cretáceo até o Campaniano Inferior como uma envoltória do reservatório, o Reservatório e o Campaniano Inferior até o fundo do modelo, fechando a condição de contorno.

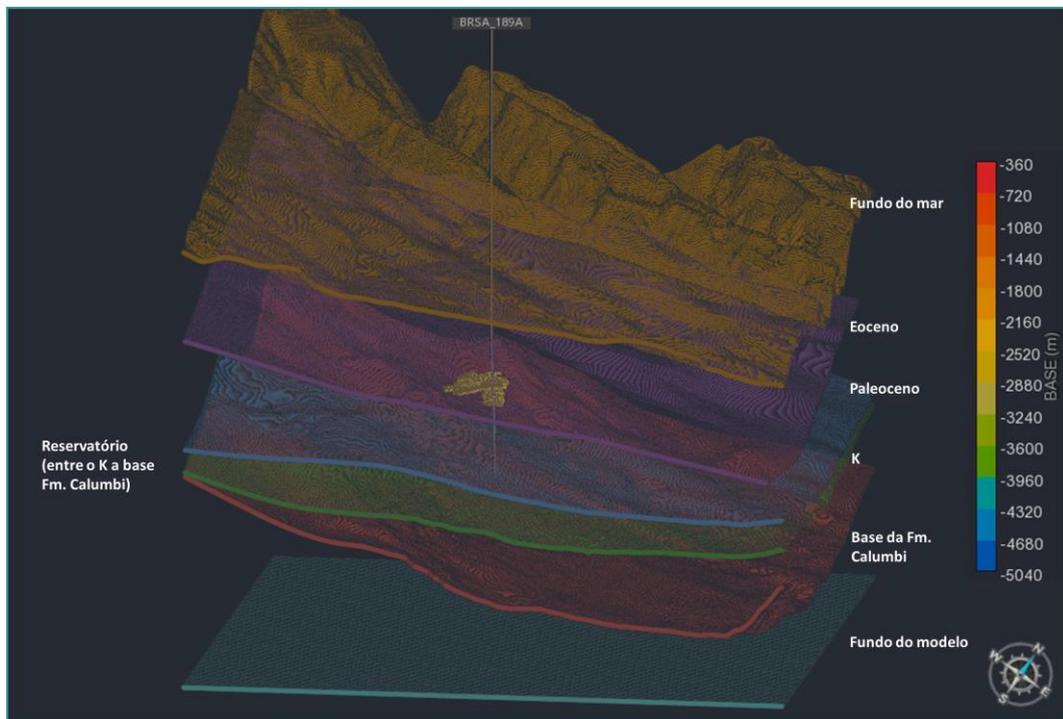


Figura 5-6: Figura mostrando os horizontes disponibilizados para a construção do MEM.

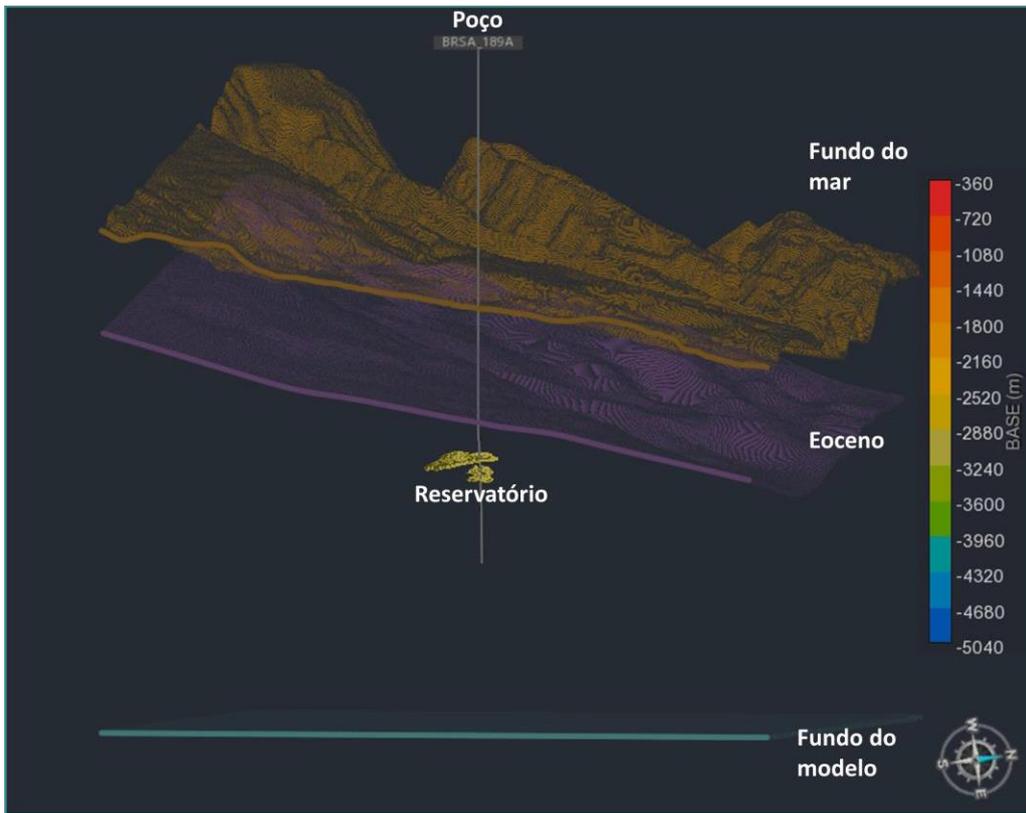


Figura 5-7: Figura mostrando os horizontes utilizados para a construção do MEM.

A figura 5-8 ilustra o processo de construção das regiões do modelo geomecânico. O gride geomecânico possui uma área de cerca de 62 km<sup>2</sup> e respeita a proporção recomendada de extensão de 1 reservatório a mais para cada lado. O número de células na direção i = 75, na direção j = 79 e direção k = 942, portanto, totalizando 5.581.350 células, com dimensões médias aproximadas de 100 m por 100 m na horizontal e 4 m na vertical (Figura 5-9).

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821358/ca

Horizontes Estruturantes      Horizontes Não Estruturantes

Usar espessura da camada     Usar número de camadas

	Região	Espessura média da camada [m]
●	Fundo do mar	5
●	Eoceno	5
■	RESERVATÓRIO	1
●	Fundo do modelo	5

Transição suave entre as regiões:      Razão:

Refinar modelo próximo ao fundo do mar:      Espessura:

Região entre reservatórios:      Espessura:       Razão:

Figura 5-8: Criação das camadas do gride.

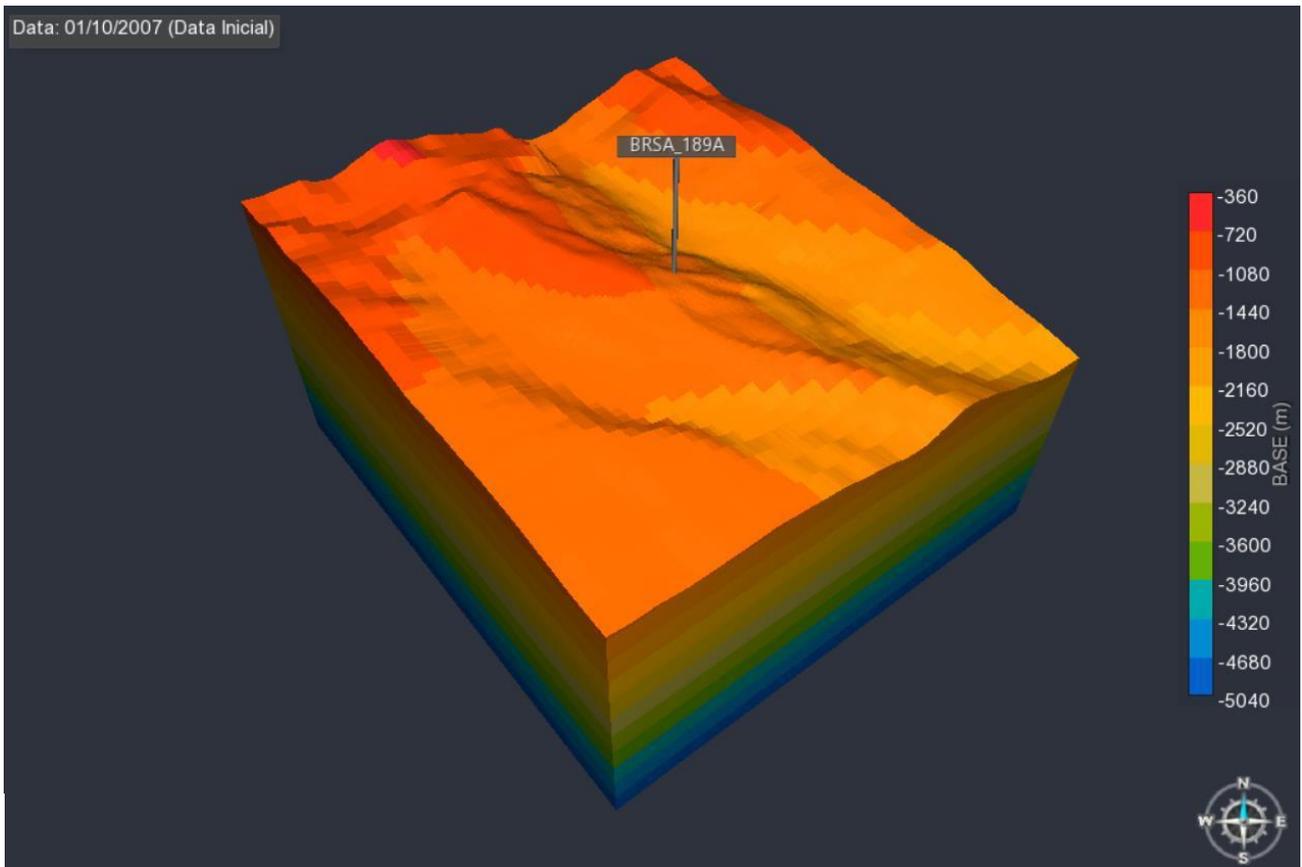


Figura 5-9: Gride geomecânico utilizado para popular as propriedades mecânicas do reservatório do Campo “P.” e das rochas adjacentes

Geoestatística é uma ferramenta que pode ser aplicada para fenômenos temporais e espaciais. Em geral, 4 técnicas matemáticas são utilizadas para modelar a variabilidade espacial de propriedades petrofísicas: (i) regressões; (ii) “random field theory”; (iii) geoestatística; and (iv) teoria fractal (VanMarcke, 1977). Neste trabalho, foi utilizado tanto a geoestatística para distribuir grandezas através de algoritmos como Simulação Sequencial da Gaussiana, regressões para distribuir velocidades e densidade em função do soterramento, quanto valores determinísticos aplicados com auxílio da calculadora do software, com base nos perfis do poço BRSA-189A-SES e dados regionais.

- Litologia

É crucial que o modelo geomecânico possua os poços com a coluna de litologia ao longo de toda sua extensão. Essa trilha é necessária de modo a correlacionar os diferentes litotipos com suas respectivas propriedades mecânicas para posterior distribuição em três

dimensões. Geralmente, não é necessário um refinamento muito detalhado nas litologias dos modelos geomecânicos, sendo a divisão recomendada pelo grupo de mecânica das rochas do Cenpes:

- Arenitos;
- Folhelhos
- Carbonatos:
  - Calcários;
  - Dolomitos;
- Evaporitos;
- Rochas competentes.

Esse trabalho basicamente dividiu as litologias em: arenitos (reservatórios) e folhelhos (não reservatórios) para efeitos de distribuição das propriedades mecânicas, nas diferentes zonas do modelo, somente variando as propriedades mecânicas entre as zonas estratigráficas do modelo.

- *Net-to-gross* (NTG)

Este último representa a proporção de reservatórios em relação ao volume total de cada célula, sendo 1 para o reservatório e 0 para o restante do modelo.

- Densidade *bulk* ( $\rho$ )

O grau de fissuração de uma rocha pode ser medido, por exemplo, pela velocidade de propagação de ondas quando comparado com as velocidades dos minerais que a constituem. Como estas fissuras também afetam as propriedades mecânicas de deformabilidade e resistência, estas velocidades podem ser empregadas como bons indicadores mecânicos. A densidade aparente, por sua vez, pode ser empregada como um indicativo de tipo de mineral e índice de vazios ou porosidade.

---

O perfil de densidade é um perfil que infere esta propriedade por meio do princípio de absorção/espalhamento de raios gama e um dos requisitos para uma boa leitura é o contato mecânico da ferramenta com a parede do poço. Desta restrição de construção surge uma restrição de cunho prático: as ferramentas convencionais são construídas com um patim que é impelido contra a parede do poço e a construção das ferramentas implica em uma extensão limitada do patim de medição. Isto se traduz na disponibilidade desta medição apenas em poços com diâmetro igual ou inferior a 12 ¼”, ou seja, inviabiliza a medição nos trechos mais rasos dos poços com fases de maior diâmetro. Portanto, onde não havia a perfilagem do perfil de densidade foi obtida uma correlação com o soterramento (Figura 5-3). Posteriormente foi distribuído com auxílio do algoritmo *Sequential Gaussian Simulation* (no Petrel®).

- Poropressão ( $P_p$ )

A poropressão no reservatório foi obtida pelo modelo de simulação e no restante do modelo foi aplicado gradiente hidrostático ( $\gamma_{\text{água\_salgada}} * h$ ). Na figura 5-10 é possível ver o modelo de poropressão inicial.

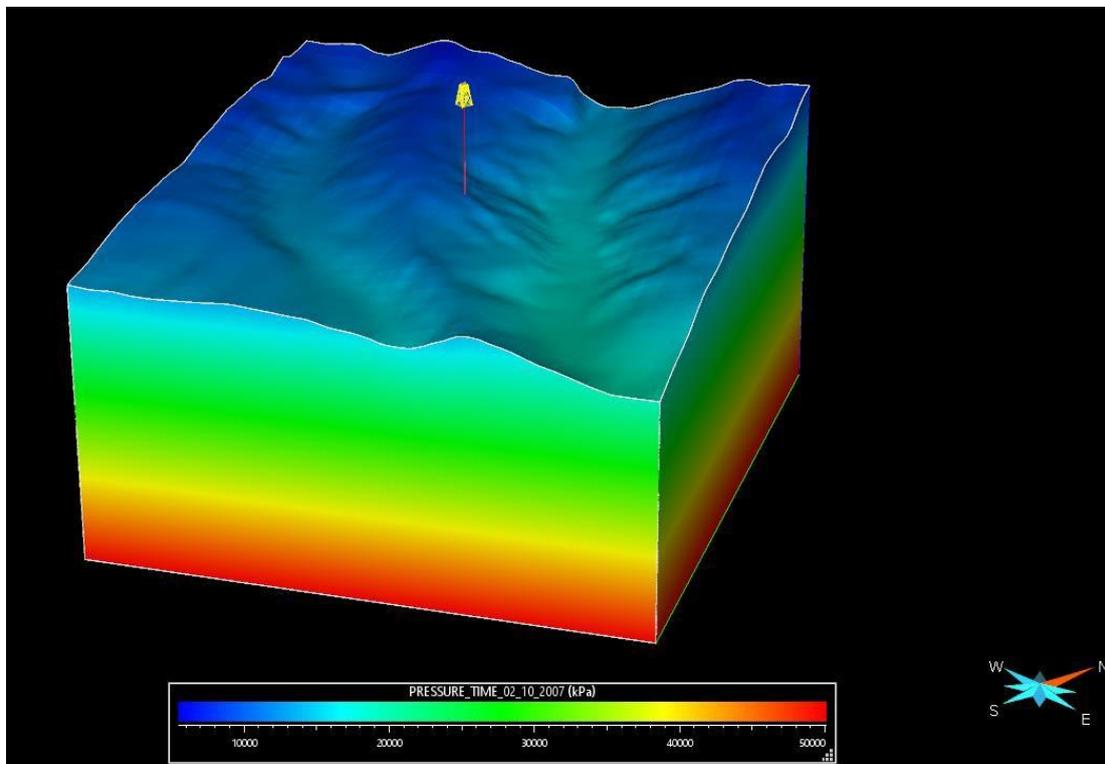


Figura 5-10: Poropressão inicial, em 2007.

- Ângulo de atrito ( $\phi$ ):

Ângulo de resistência do material segundo o critério de Mohr-Coulomb, calculado pela a partir de perfis sônicos. Para os arenitos foi utilizada a eq.5-1 (Edlmann, *et al.*, 1998). Para os folhelhos foi utilizada a eq.5-2 (Lal, 1999).

$$\phi = 41,929 - 77,79\varphi \quad (\text{Eq.5-1})$$

$$\phi = \arctg(c)/10 \quad (\text{Eq.5-2})$$

- Coesão (c):

Resistência do material ao cisalhamento a partir de uma compressão não confinada. A coesão foi calculada a partir dos perfis sônicos para os arenitos segundo a expressão de Edlmann, *et al.* (1998) (Eq.5-3). Esta expressão faz analogia aos arenitos do Mar do Norte. Já para os folhelhos foi empregada a correlação de Lal (1999) (Eq.5-4).

$$c = 37,715 - 87,57\phi \quad (\text{para os arenitos}) \quad (\text{Eq.5-3})$$

$$c = \frac{5 \cdot V_p \left(\frac{\text{km}}{\text{s}}\right)^{-1}}{\sqrt{V_p}} \quad (\text{para os folhelhos}) \quad (\text{Eq.5-4})$$

- Razão de Poisson ( $\nu$ ):

Uma vez que não existe relação de conversão do poisson dinâmico para o estático, se aplica a equação abaixo para obtenção deste parâmetro. Após o cálculo, foi distribuído no modelo com auxílio do algoritmo *Sequential Gaussian Simulation* nas diferentes zonas do modelo.

$$v_{dyn} = 1 - \left(1/2 - 2 * \left(\frac{V_s}{V_p}\right)^2\right)$$

(Eq.5-5)

- Coeficiente de Biot ( $\alpha$ ):

O parâmetro de acoplamento fluido-mecânico de Biot-Willis para arenitos friáveis, em geral, possui o valor de próximo da unidade. Para arenitos consolidados, recomenda-se empregar as correlações apresentadas na eq.5-6, sendo  $K_{bc}$  a o módulo de compressão volumétrica total e  $K_{bc}^{eff}$  o módulo de compressão volumétrica dos grãos da rocha. O valor de  $K_{bc}^{eff}$  para arenitos costuma ser próximo de 37 GPa e para os folhelhos da ordem de 21 GPa.

$$\alpha = 1 - \frac{K_{bc}}{K_{bc}^{eff}}$$

(Eq.5-6)

Para folhelhos existem controvérsias dado que nem sempre são modelados como materiais poroelásticos. Em caso afirmativo, para problemas de perfuração recomenda-se o emprego de Biot próximo da unidade.

- Ângulo de dilatação ( $\phi_t$ ):

Esse ângulo foi estimado como 1/8 do ângulo de atrito ( $\phi$ ), sendo este critério empírico.

- Módulo de Young ( $E$ ):

O perfil sônico foi utilizado para calcular o módulo de Young dinâmico no reservatório e nos folhelhos através da eq.5-7. A expressão de Horsrud (2001) (Eq.5-8), foi utilizada para o cálculo do módulo de Young estático nos folhelhos. Essa expressão é recomendada para os folhelhos do Triássico ao Mioceno, mas foi utilizada para toda a coluna até o recente. Já a e foi utilizada para o módulo de Young estático no reservatório e foi baseada no trabalho de Lacy (1997). Seu inconveniente é que as unidades de saída são Mpsi.

$$E_{dyn} = 2 * \rho_{bulk} * (1 + \nu_{dyn}) * V_s^2$$

(Eq.5-7)

$$E_{st}(GPa) = 0,076 * V_p \left(\frac{km}{s}\right)^{3,23}$$

(Eq.5-8)

$$E_{st}(Mpsi) = 0,0293 * (E_{dyn_{Mpsi}})^2 + 0,4533 * E_{dyn_{Mpsi}}$$

(Eq.5-9)

- Direção de SHmáx e direção de Shmin

Os perfis de imagem são úteis para análise de ruptura da parede do poço, os chamados *breakouts*. *Breakouts* dão a indicação da direção da tensão mínima e, por consequência a máxima (à 90°) a partir da análise de onde a rocha se rompeu. A ruptura sempre ocorre ortogonal à tensão horizontal máxima.

Fraturas induzidas pela perfuração também podem ser utilizadas para estimativa de direções e magnitudes de tensão, assim como testes de injetividade, *step rate tests*, mini *tí's*, *fracks packs*, testes de fraturamento e pressurização. Basicamente foi utilizado informações regionais de perfis de imagem que indicam que a tensão horizontal máxima possui direção aproximadamente N30°W.

A tabela abaixo (Tabela 5-1), mostra como ficou a distribuição dos valores das propriedades hidromecânicas nas cinco zonas geológicas do MEM.

Tabela 5-1: Tabela mostrando os valores médios das propriedades hidromecânicas para o MEM do Campo “P.”.

Unidade Geológica	Young Estático (GPa)	Poisson	Biot	Coesão (MPa)	Atrito(graus)
Fundo mar-Eoceno	1.00	0.38	0.90	3.35	20.00

Eoceno - (K) Cretáceo	3.00	0.37	0.87	5.81	21.00
Envoltória - RES	7.00	0.26	0.88	10.00	20.00
RES	9.00	0.25	0.85	4.90	30.00
Campaniano Inferior – Fundo do Modelo	8.20	0.30	0.76	23.62	25.00

## 5.2 Inicialização e Ajuste de Tensões

Conforme exposto, para realizar a simulação geomecânica que utiliza o método dos elementos finitos, foi utilizado o simulador GeomecBR®. Este último foi desenvolvido pela Petrobras em parceria com a PUC-Rio e realiza a resolução de equações diferentes na malha (De Sousa Junior *et al.*, 2016). Para tal, foi necessário obter e distribuir as propriedades mecânicas já mostradas, em todo o gride.

A inicialização de tensões nada mais é do que o primeiro equilíbrio de forças aplicado às rochas do MEM. A inicialização aplicada ao modelo foi gravitacional. A partir das cargas sedimentares e constantes elásticas distribuídas em cada célula do modelo, são gerados os campos de tensões correspondentes (Figura 5-11).

Nessa parte da modelagem geomecânica não são observados deslocamentos, pois o reservatório ainda se encontra com sua pressão de poros original. Após a inicialização das tensões, foram plotadas as tensões oriundas do modelo. É possível observar, na figura 5-12, que os reservatórios possuem tensão horizontal mínima e máxima mais baixa, na profundidade a partir de 3000 m, representando as tensões horizontais. Em amarelo está a tensão vertical, sendo a maior tensão de todas.

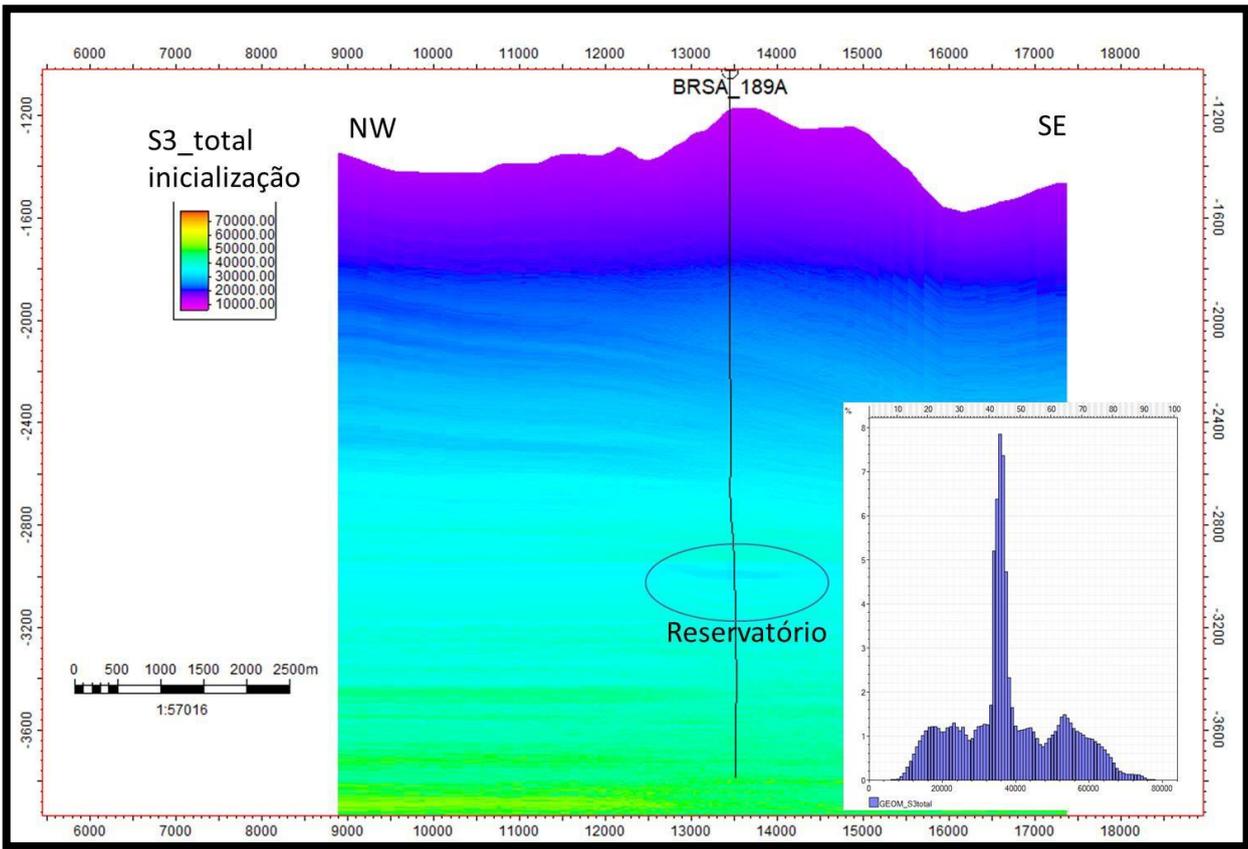


Figura 5-11: Figura mostrando uma seção S-N, passando pelo poço BRSAL-189A-SES, mostrando a distribuição da tensão mínima total (S3 total em kPa) no modelo geomecânico numérico.

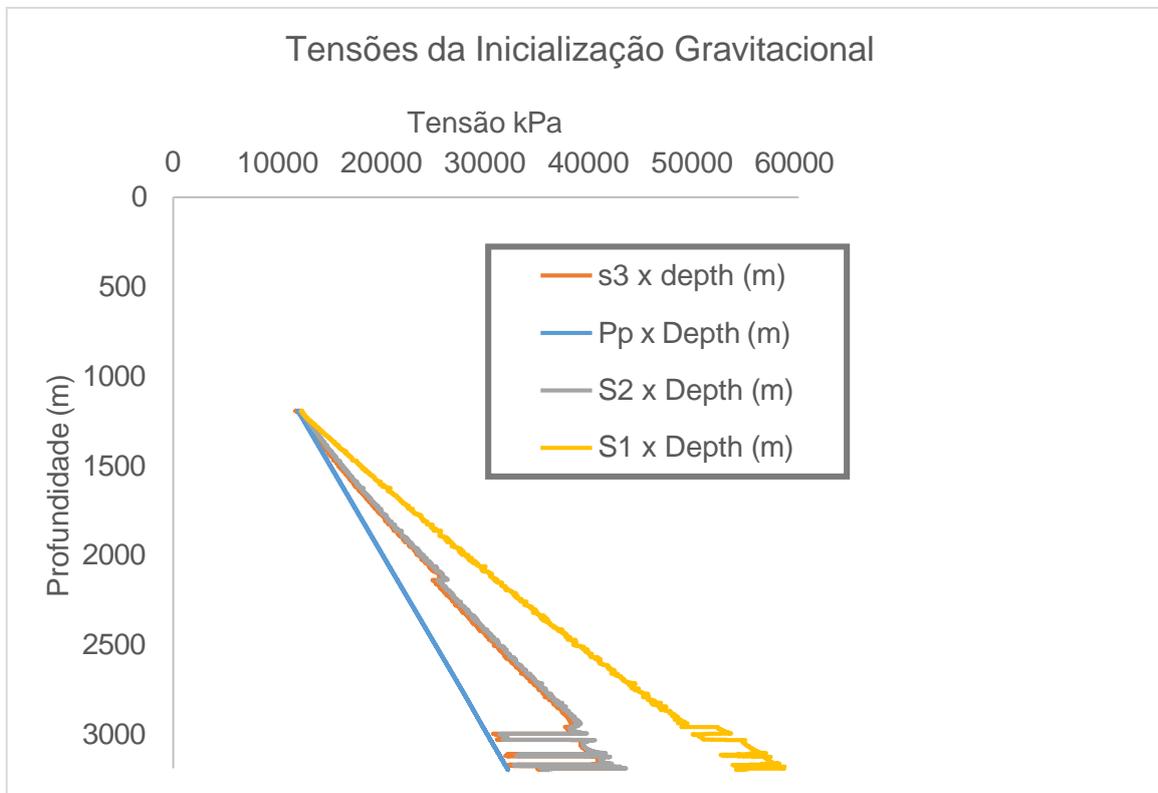


Figura 5-12: Distribuição das tensões e da propressão na inicialização gravitacional no traço do poço estudado.

É possível notar, em azul, que a poropressão está bem próxima das tensões horizontais mínima e máxima, se fazendo necessário um ajuste com os dados obtidos regionalmente para honrar melhor o campo de tensões *in situ*. Portanto, foi necessário ajustar ambas as tensões, da capeadora e do reservatório, de modo a honrar os dados obtidos regionalmente. Os dados de calibração da tensão mínima horizontal utilizados foram os da tabela 5-2, abaixo.

Tabela 5-2: Tabela mostrando a tensão mínima estimada em campo por testes de absorção em diferentes profundidades no poço BRSA-189A-SES.

<b>Poço - BRSA-189A-SES</b>	
<b>MD (m)</b>	<b>Pressão de Absorção (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>
2544,00	352,04
2546,00	352,25
2707,93	390,90

A figura 5-13, mostra a tensão horizontal mínima do modelo de inicialização plotada na mesma trilha que os testes de absorção. Já a figura 5-14, mostra a tensão mínima horizontal após os ajustes com o tectonismo.

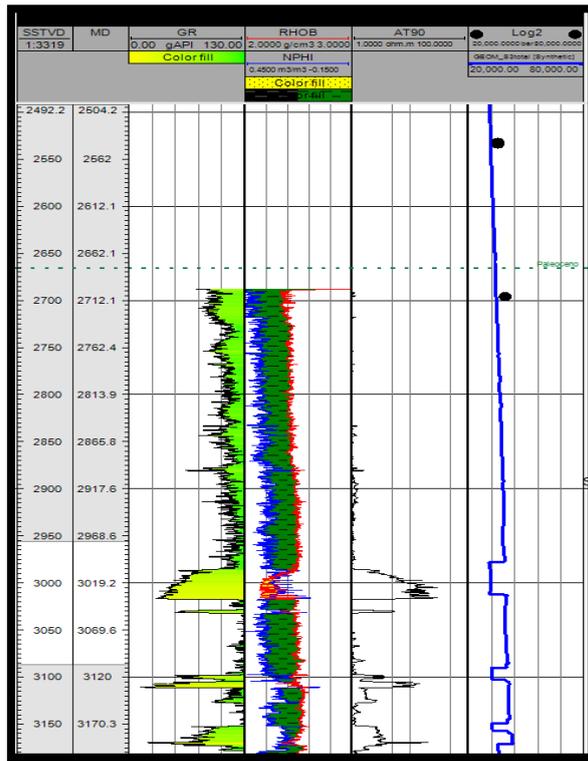


Figura 5-13: Resultado da inicialização de tensões, em azul no último track e os valores de pressão de absorção indicativos da tensão mínima (s3 total) no poço BRSA-189A-SES. Observa-se que o modelo de inicialização está ligeiramente abaixo dos dados estimados por operações de pressurização.

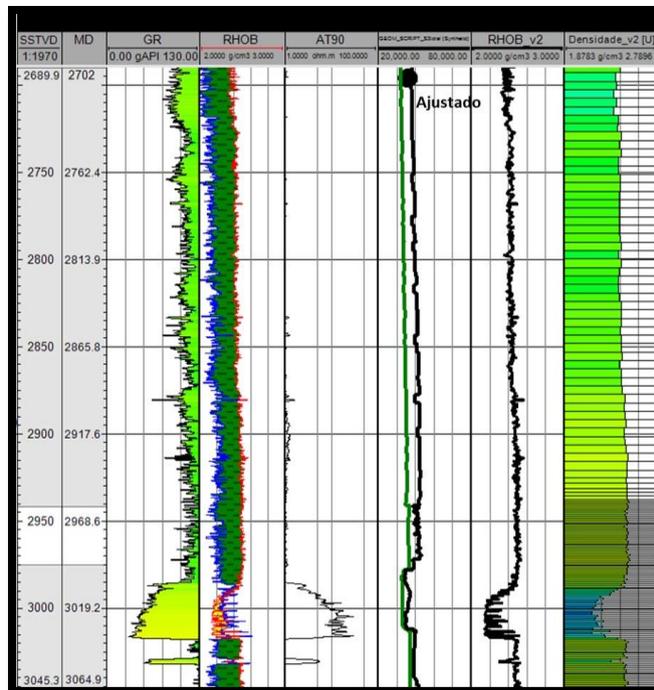


Figura 5-14: Após ajustes de tensões com os dados de Campo “P.”.

Após o ajuste de tensões com os multiplicadores de  $Sh_{mín}$  e  $Sh_{máx}$  o modelo foi considerado aceito para a análise dos resultados de deslocamentos, pressões efetivas e compressibilidade do volume poroso.

### 5.3 Resultados do Modelo Geomecânico Numérico

A figura 5-15 mostra os dados de pressão observados (círculos vermelhos) para o Campo “P.” ao longo do tempo de produção do ativo. Também é apresentado o ajuste de histórico do modelo de simulação, mostrando uma excelente concordância do modelo numérico de escoamento com os dados medidos em campo. Durante a produção pelo poço BRSA-189A-SES, havia injeção de gás para descarte e pressurização e melhoria do varrido do reservatório em outro poço (à montante – Injetor 03) do qual não foram obtidos acesso aos detalhes do poço.

A partir da variação da pressão no tempo e com o aumento da tensão efetiva, é possível obter os resultados para análises. A figura 5-16 mostra a compactação a nível de reservatório para o Campo “P.”. A figura 5-17 mostra um compilado dos deslocamentos ao longo do tempo em um corte próximo ao poço. A subsidência no fundo do mar, decorrente da compactação do reservatório, é mostrada na figura 5-18.



Figura 5-15: Pressão (em kgf/cm<sup>2</sup>) no poço do estudo ao longo do tempo de produção do Campo “P.” (dados observados em vermelho e modelados em azul contínuo).

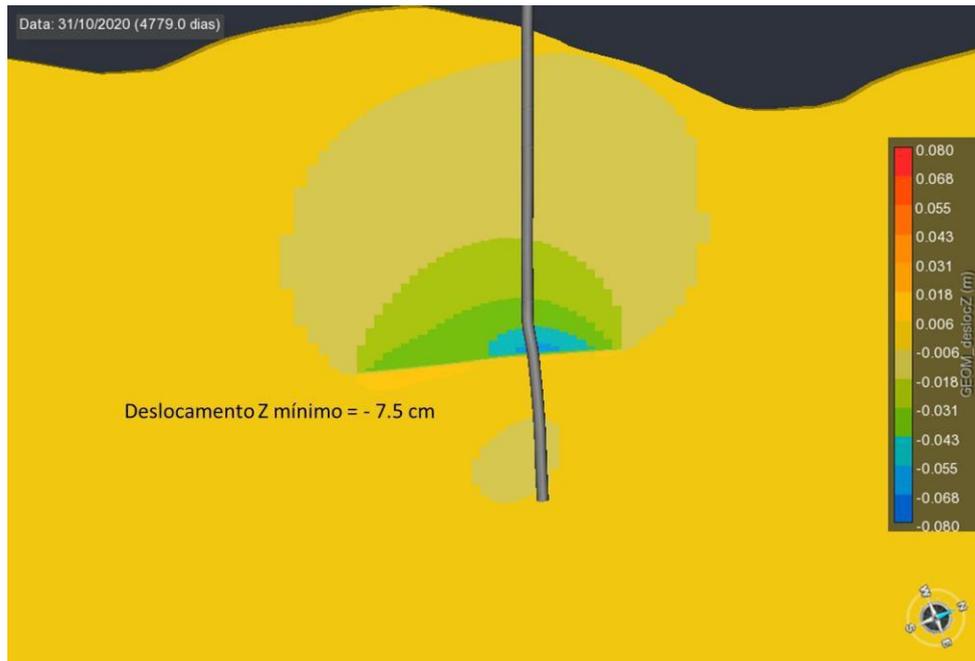


Figura 5-16: Compactação no reservatório do Campo “P.”. Compactação máxima observada = - 7.5 cm (direção vertical, sentido negativo p/ baixo).

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821358/ca

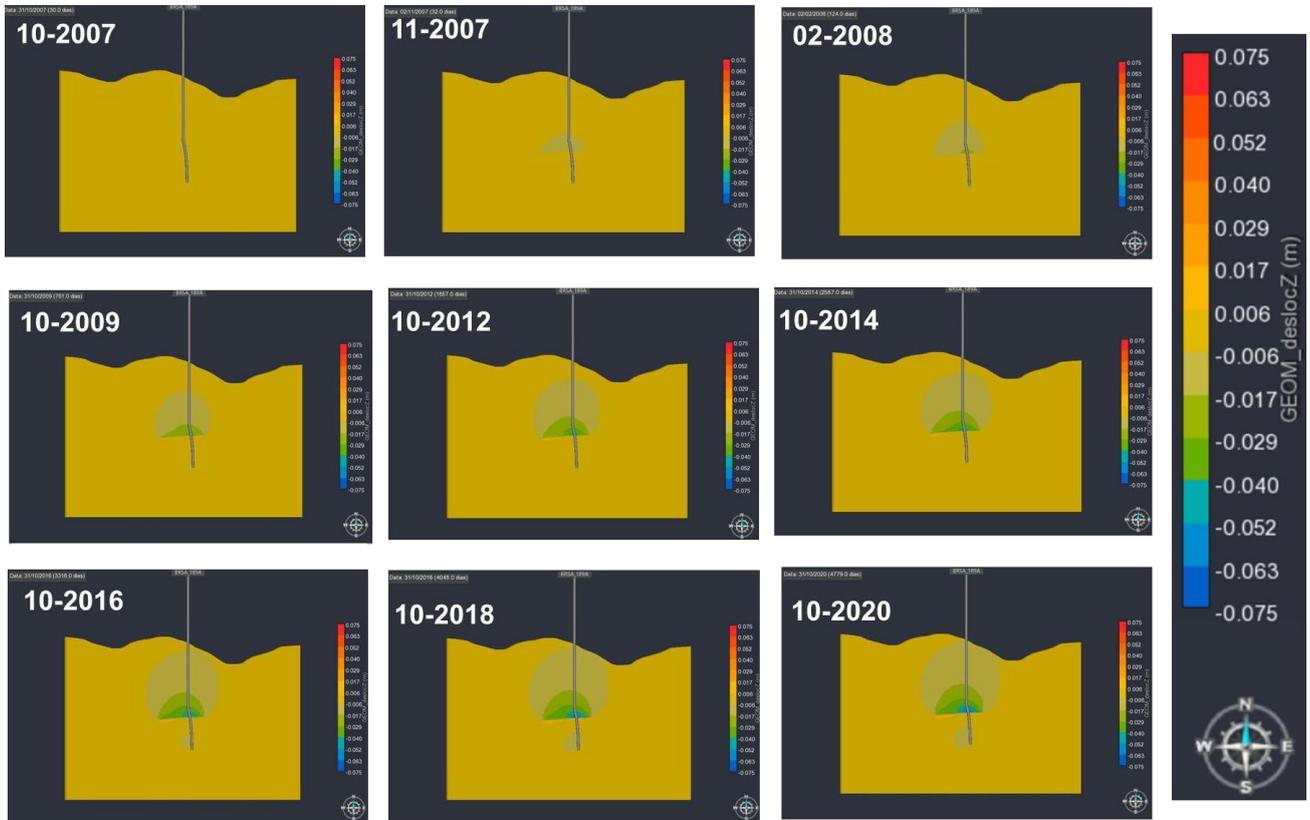


Figura 5-17: Compilado dos deslocamentos na direção z ao longo do tempo no reservatório do Campo “P.”, conforme ocorre o aumento da tensão efetiva.

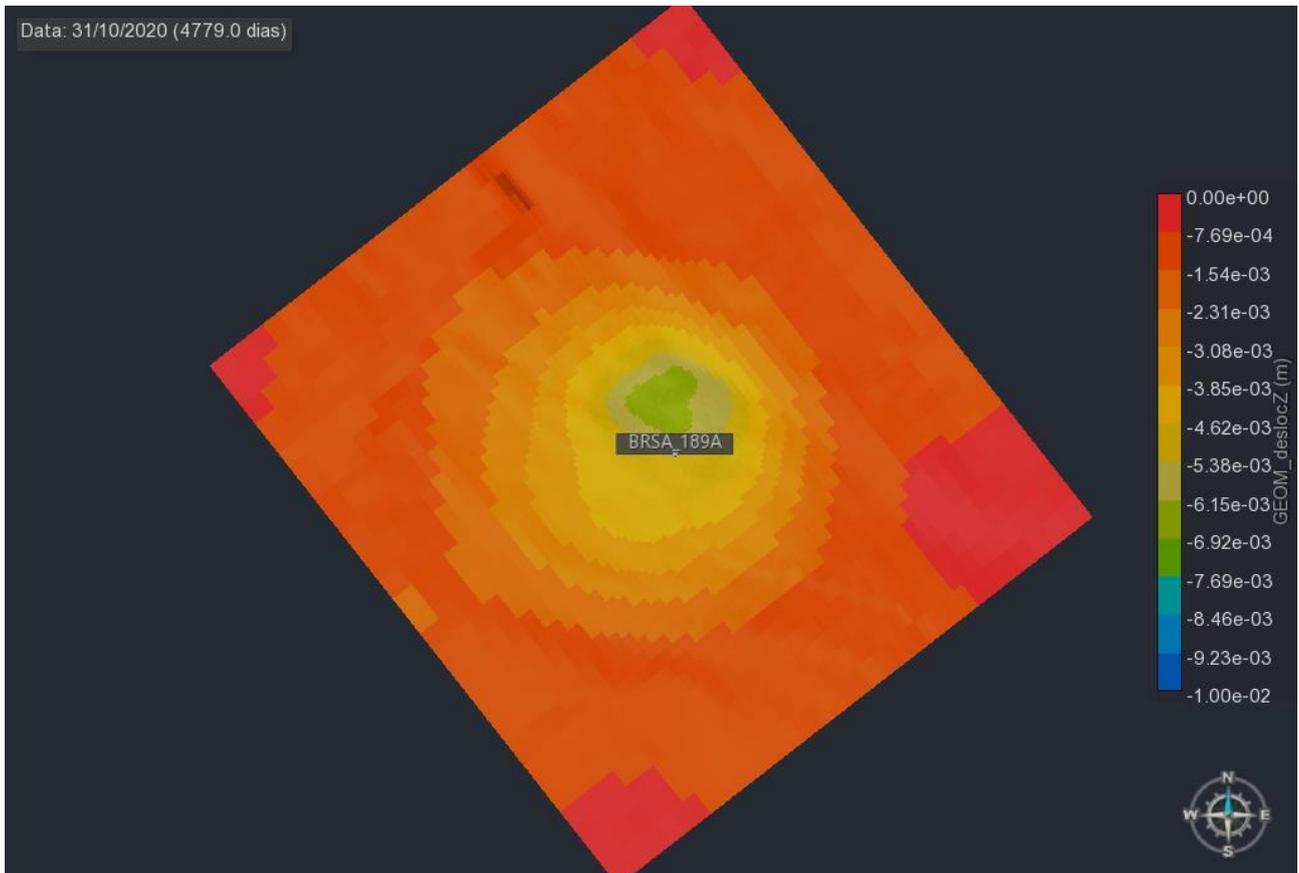


Figura 5-18: Figura mostrando a subsidência no assoalho oceânico causado pela produção do reservatório do Campo “P.”.

Além da distribuição determinística do módulo de Young para as rochas do MEM, foi feita uma distribuição por geoestatística, considerando máximos, mínimos, médias e direções de variogramas na modelagem (Tabela 5-3) para dar maior variabilidade à este parâmetro. Este modelo mais refinado mostrou resultados mais pessimistas do ponto de vista da segurança (Figura 5-19).

Tabela 5-3: Tabela ilustrando a abordagem geoestatística do módulo de Young para o Campo “P.”.

Unidade Geológica	Variograma Horizontal Maior (m)	Variograma Horizontal Menor (m)	Variograma Vertical (m)	Módulo de Young médio (GPa)
Fundo do Mar - Eoceno	10000	10000	7.90	1.84

Eoceno - Topo K	10000	10000	7.90	1.73
Envoltória do Reservatório	10000	10000	2	3.47
Reservatório	3000	1500	1	8.59
Underburden ao fundo	10000	10000	7.90	8.00

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821358/ca

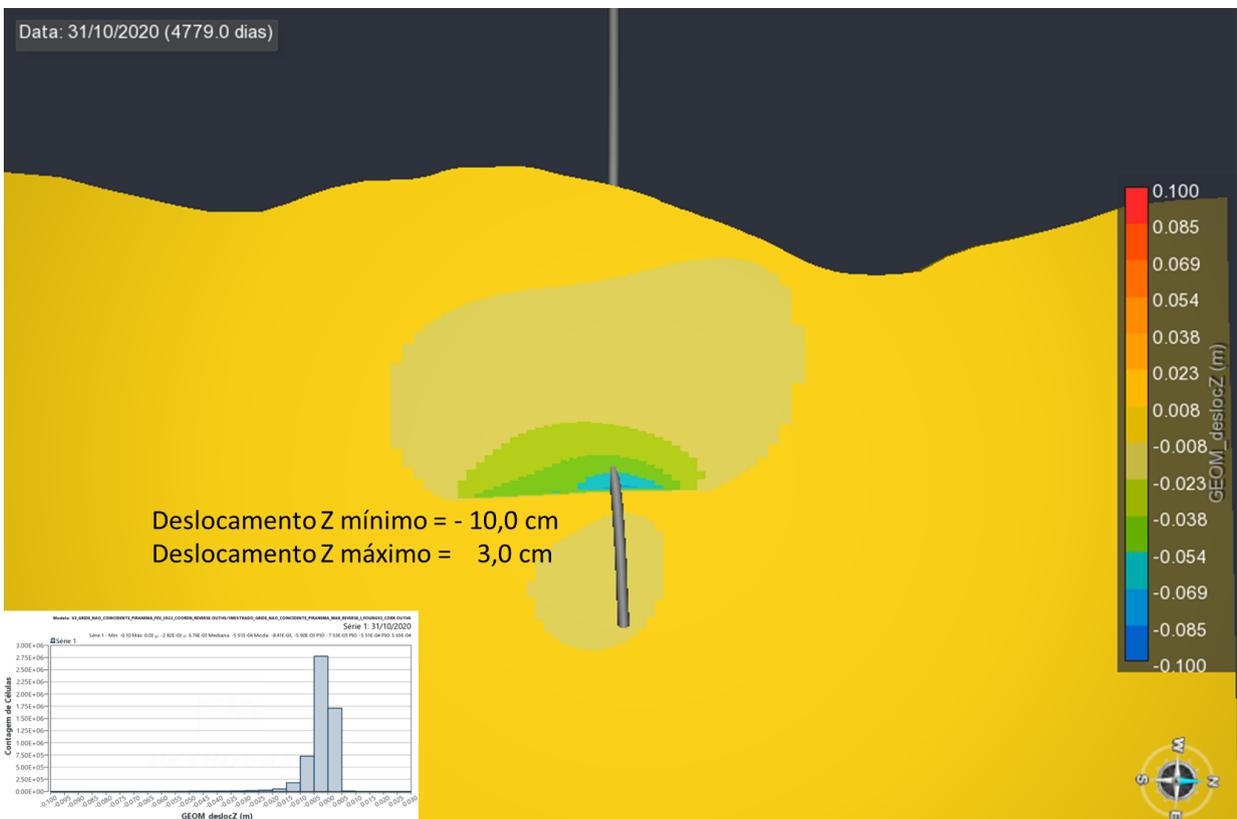


Figura 5-19: Resultado da modelagem refinada do Módulo de Young. Direção vertical, sentido negativo para baixo.

Ferreira (2014), testou diferentes extensões laterais para um mesmo modelo 2D com propriedades mecânicas do reservatório idênticas às das rochas adjacente e avaliou o efeito na subsidência observada. O autor comparou a resposta numérica do modelo em elementos finitos com a resposta de subsidência de um modelo analítico, concluindo então que somente com extensões laterais da ordem de cinco vezes o comprimento do

reservatório a resposta do modelo numérico coincide com a do modelo analítico, para as condições de contorno e de malha estudadas naquele trabalho.

Além disso, foi destacado que quando a extensão lateral não é suficientemente grande para atender a condição de contorno, a subsidência do modelo numérico pode ser superestimada. Trabalhar com modelos tão grandes, no entanto, pode ser uma limitação para avaliar problemas de casos reais. A figura 5-20 mostra os deslocamentos obtidos na trajetória do poço alvo do estudo na tensão efetiva máxima, no final da produção nos dois cenários estudados. Pode-se observar que o cenário com módulo de Young mais refinado (b) deu valores mais pessimistas do ponto de vista dos deslocamentos.

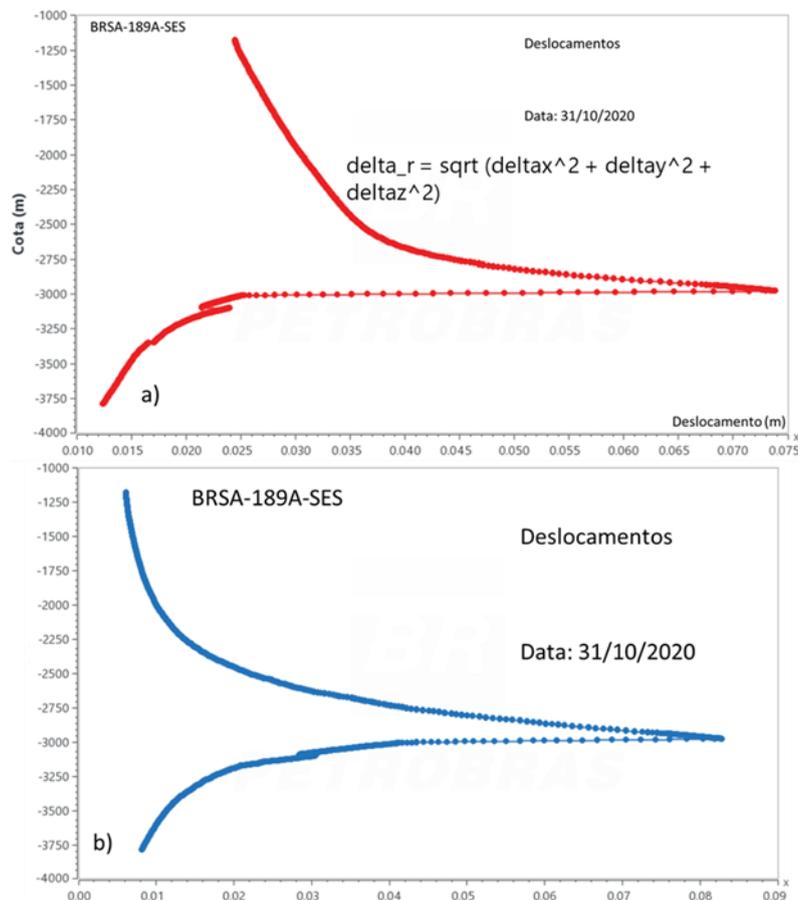


Figura 5-20: Figura mostrando os deslocamentos na trajetória do poço para o final do tempo de produção com Young determinístico (a) e distribuído por geoestatística (b).

A compressibilidade obtida pelo MEM ( $C_{pp}^{oed}$ ) possui valores diferentes em cada célula do modelo. Por isso, é mostrado na figura 5-21, o histograma das células que sofreram deformação por aumento de tensão efetiva, acompanhado do valor médio calculado pela eq.5-10. A variação da porosidade é calculada pela eq.5-11, onde a deformação

volumétrica é decorrente da variação da porosidade com a consequente queda da pressão de poros.

$$C_{pp}^{oed} = \frac{1}{\varphi_0} \frac{\partial \varphi}{\partial \sigma_c}$$

(Eq.5-10)

$$\Delta \varphi = \varepsilon_{vol} + 1/Ks[(1 - \varphi)\Delta p - \Delta \sigma'_m]$$

(Eq.5-11)

Sendo,

$\Delta \varphi =$  variação da porosidade

$\varepsilon_{vol} =$  deformação volumétrica

$Ks =$  rigidez dos grãos

$\Delta p =$  variação da pressão de poroso

$\Delta \sigma'_m =$  variação da tensão efetiva média

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821358/ca

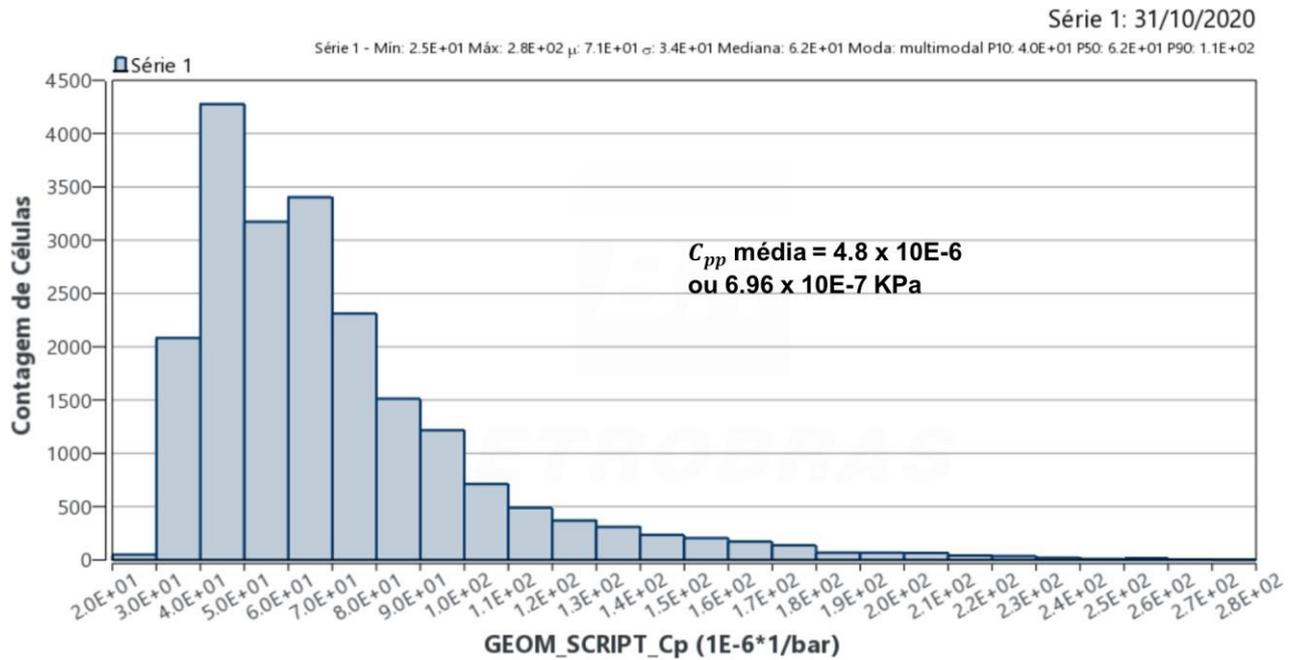


Figura 5-21: Histograma de compressibilidade de poros obtido através da simulação numérica de elementos finitos no MEM. A média está no valor de 6.96\*10E-7/kPa ou 4.80\*10E-6/psi.

## 6. Discussão

### 6.1 Consequências da Compactação de Reservatórios

A deformação da superfície do terreno é uma quantidade observável de deslocamentos e que pode ser sensível a variações da pressão dentro do reservatório de óleo e gás ou aquíferos (Geertsma, 1957). A figura 6-1 ilustra o processo de abatimento da superfície com a compactação de um reservatório após a retirada de fluidos do meio poroso e consequente aumento da tensão efetiva.

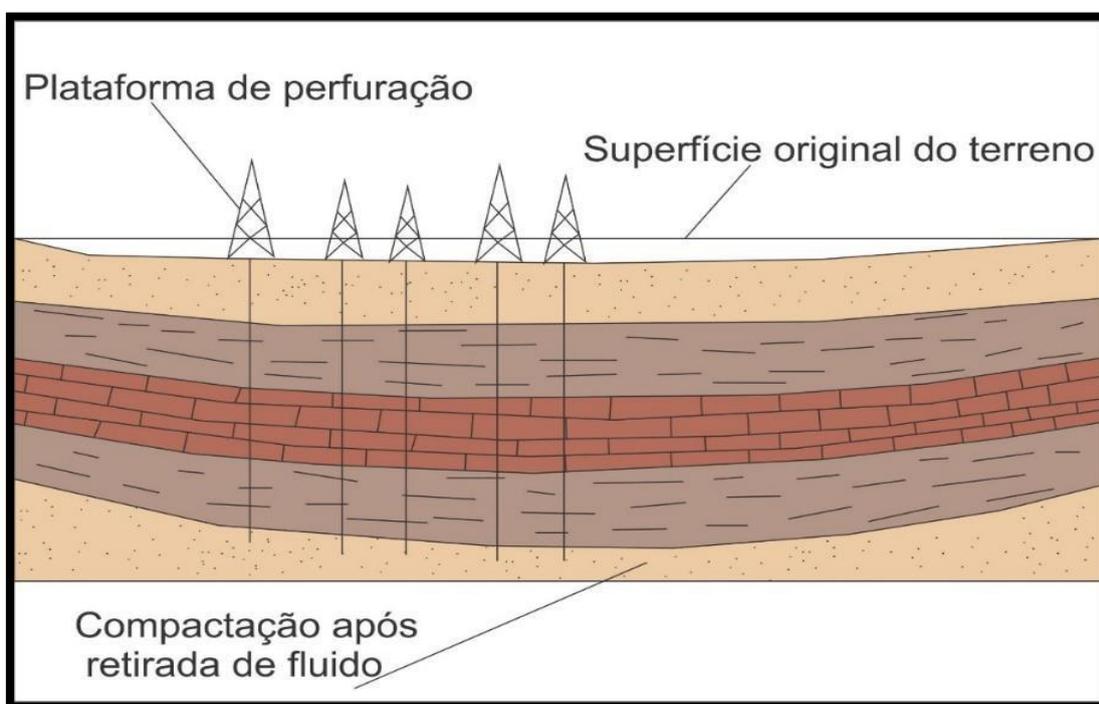


Figura 6-1: Figura (adaptada de Temizel *et al.*, 2016) ilustrando o processo de compactação do reservatório, após retirada de fluido e consequente subsidência em superfície

Vários problemas podem decorrer da subsidência excessiva, resultado da compactação de reservatórios de petróleo e gás, devido a retirada massiva de fluido e consequente redução da pressão de poros com aumento da tensão efetiva. Via de regra, são raros os casos em que se espera problemas de subsidência extensiva do terreno, sendo os problemas, uma exceção e não a regra (Geertsma, 1973). O mesmo autor elenca os principais condicionantes para a subsidência de terrenos em seu artigo de 1973:

- espessura da zona em que se reduz a pressão e grau de redução;
- extensão areal do reservatório e razão espessura raio do reservatório;
- além do soterramento a que a rocha está submetida.

Exemplos estudados por ele, que fazia parte do grupo de mecânica de rochas da Shell, incluem: campo de Bolívar Coast na Venezuela e o gigante campo de gás na Holanda, Groningen. Este último, foi apontado pelo autor como sendo um candidato a gerar problemas de subsidência. Sobretudo pelo terreno acima do reservatório já se encontrar abaixo do nível do mar essa questão foi agravada, mas a dimensão, a depleção do reservatório e a falta de injeção de fluidos, aumentaram a favorabilidade.

Zoback (2007), comenta que a depleção pode induzir falhamentos tanto dentro do reservatório quanto nas rochas adjacentes, mas que também pode ser benéfica para fraturamento hidráulico mais efetivo e para a produção de hidrocarbonetos, principalmente em reservatórios em que a perda de permeabilidade durante a compactação não é tão severa, o que parece ser o caso do Campo “P.”. Falhas reversas tendem a ser geradas nas bordas do topo e abaixo do reservatório, enquanto falhas normais tendem a ser criadas na superfície, principalmente (Figura 6-2). A figura 6-3 ilustra o aumento dos esforços cisalhantes experimentados por um reservatório em compactação, principalmente nas bordas.

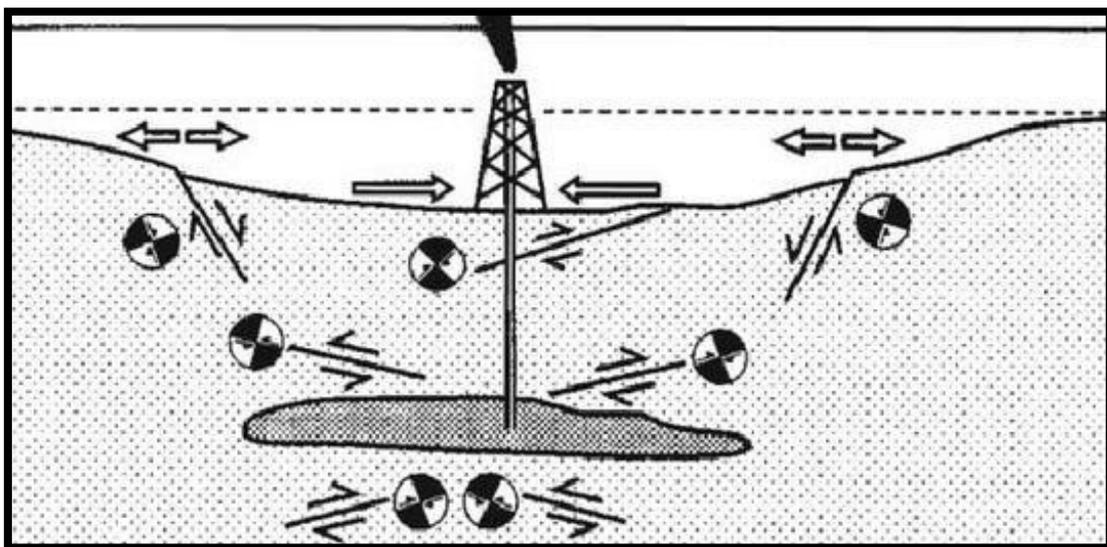


Figura 6-2: Figura, adaptada de Zoback (2010), mostrando os falhamentos induzidos que podem ocorrer com a depleção excessiva do reservatório.

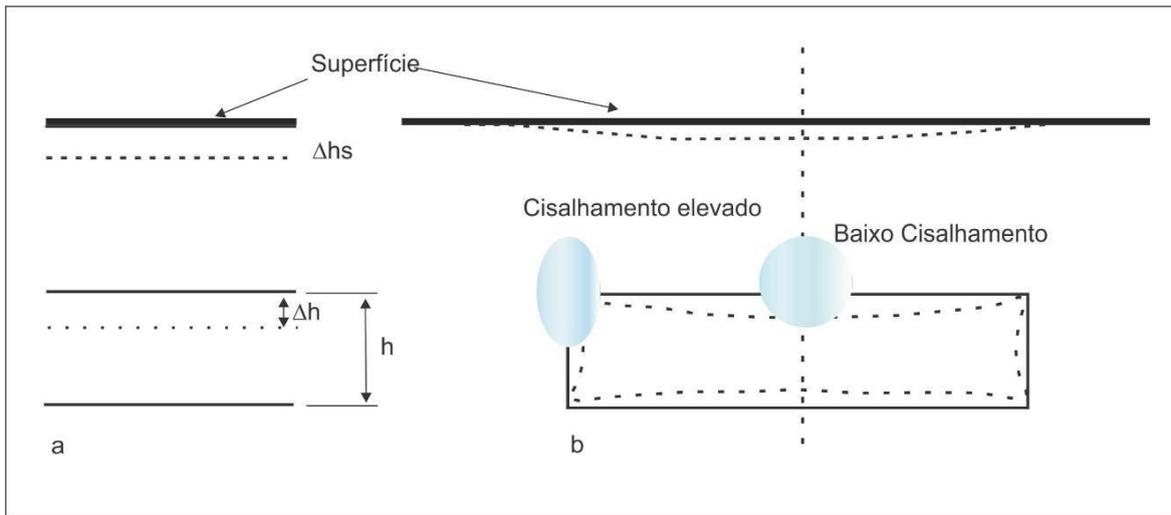


Figura 6-3: Figura ilustrando um modelo 1D ideal (a) e o que acontece na realidade de um campo de petróleo em compactação (b). Adaptado de Settari (2002).

Uma das constatações mais óbvias é a deformação da superfície do terreno ou do fundo oceânico (subsidência), que pode levar à perda de poços e redução da produção e causar danos irreparáveis às estruturas de superfície ou equipamentos de grande porte no fundo marinho. Do ponto de vista da engenharia, uma estimativa imprecisa do efeito da compactação pode levar à superestimação ou subestimação das reservas, mesmo nos reservatórios de gás (Settari, 2002).

O *United States Geological Survey* (Open-File Report. 97-47) comenta: a subsidência da terra é a perda de superfície/elevação como resultado da remoção de suporte subterrâneo. Os mecanismos pelos quais isso pode ocorrer podem ser de origem natural ou induzidas pelas atividades humanas.

Segundo o mesmo órgão, as causas comuns de subsidência de grandes porções de terras incluem: a remoção de óleo, gás e água de reservatórios subterrâneos; dissolução de aquíferos calcários; atividades de mineração subterrânea; drenagem de solos orgânicos; e hidro compactação (saturação de solos secos). A compressibilidade elevada de alguns sistemas rocha-fluido, bem como a sua situação geológica (baixo soterramento, estado de tensões, grau de fraturamento etc.) e a retirada excessiva de fluidos do meio poroso, pode levar a deslocamentos inaceitáveis do terreno.

Mudanças significativas no regime de tensões devido à depleção acentuada de reservatórios constituídos por rochas brandas, pode levar à colapso de revestimentos de poços já perfurados. Além disso, para atingir novos alvos mais profundos, pode ser

necessário ter que baixar muito o peso de lama de perfuração, para não levar a perdas de circulação, devido à fraturamento hidráulico não intencional (Zoback, 2007).

A retirada de fluidos da rocha reservatório leva à subsidência, causando compactação e aumento de tensões de cisalhamento que o reservatório experimenta. A manutenção bem-sucedida do suporte de pressão por meio de injeção e produção ideal é a chave para prevenir a subsidência excessiva e para mitigar o risco de danos aos poços e alcançar uma melhor eficiência de varrido para recuperação (Temizel, *et al.*, 2016).

Apenas recentemente a tecnologia de satélite ofereceu uma metodologia relativamente barata, especialmente distribuída e precisa para detectar movimentos de solo praticamente em todo o mundo e revelou elevações/subsidências antropogênicas de algum interesse em termos de magnitude, tamanho da área envolvida e tempo de ocorrência. O uso de técnicas de radar de abertura sintética interferométrica (InSAR) cresceu rapidamente na última década, facilitando imensamente a detecção e medição de áreas subsidentes ou em expansão em ambiente *onshore* (Teatini, *et al.*, 2008), obviamente não sendo aplicadas ao ambiente *offshore*.

Bem conhecidos exemplos de subsidência de campos petrolíferos ou de gás, incluem o campo de *Wilmington-Long Beach* no sul da Califórnia (Gilluly e Grant, 1949), o campo *Ekofisk* no Mar do Norte, e o Campo de gás gigante de *Groningen*, que serão comentados abaixo:

- ***Ekofisk*, Mar do Norte**

Emblemático e muito conhecido caso do campo carbonático de *Ekofisk* no Mar do Norte (Figura 6-4). *Ekofisk* é um dos maiores campos de petróleo do Mar do Norte. Foi descoberto em 1969 pela *Phillips Petroleum Company*. O campo deverá produzir petróleo e gás até 2050. O complexo *Ekofisk* é constitui uma série de plataformas e plataformas de interconexão no centro do campo, que possuem até um hotel flutuante (“flotel”).

A rocha produtora é um *chalk* (reservatório carbonático altamente compressível) e experimentou aumento da tensão efetiva em águas rasas da Noruega. A subsidência dos equipamentos submarinos foi tal, que foi necessário um programa de injeção de grandes volumes de água para diminuir a tensão efetiva e aumentar a energia do reservatório. O

programa de injeção foi bem-sucedido, em parte pois, a água interage com a rocha fragilizando-a mais ainda (Hermansen, *et al.*, 2000).

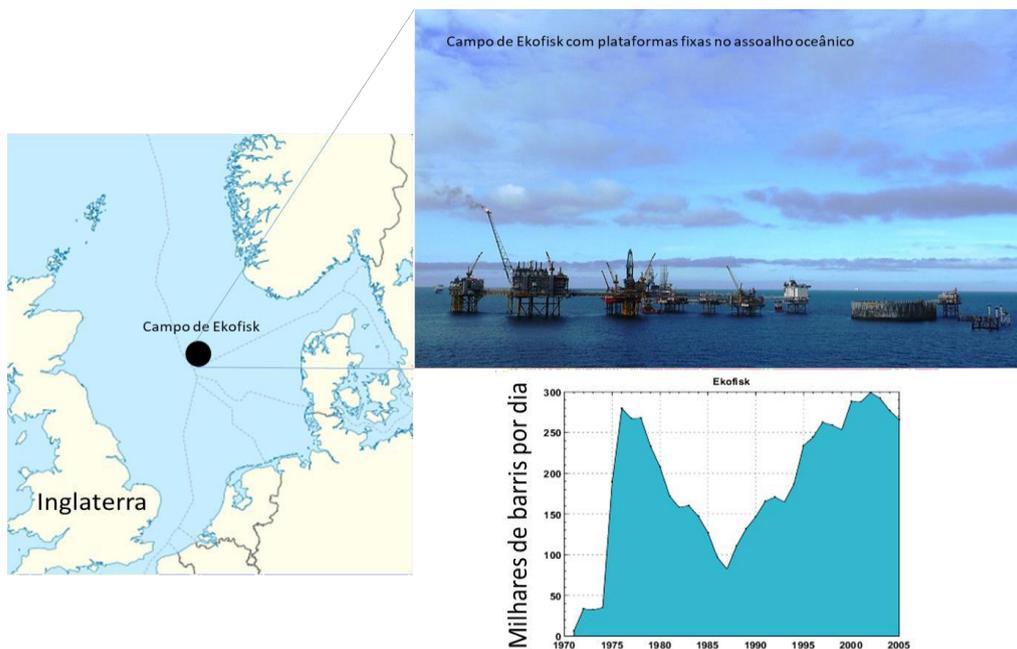


Figura 6-4: Localização (à esquerda), complexo de plataformas, tanque e “flotel” (superior direito) e informações sobre a produção do Campo de Ekofisk, no Mar do Norte. Adaptado de [https://en.wikipedia.org/wiki/Ekofisk\\_oil\\_field](https://en.wikipedia.org/wiki/Ekofisk_oil_field).

O tanque de armazenamento do Campo foi a primeira plataforma de petróleo *offshore* de concreto do mundo. Os engenheiros calcularam que a subsidência ao longo do tempo chegaria a 6 m, o que tornaria complexo vulnerável ao impacto das ondas. Cada vez mais se observava que menos furos da estrutura da plataforma ficavam expostos acima da lâmina d’água (Figura 6-5).



Figura 6-5: Em 1984, ficou evidente que a plataforma estava recalando. Adaptado de <https://www.npd.no/en/facts/news/general-news/2008/Weak-rocks-demand-strong-solutions/> Photo: Norwegian Petroleum Museum/ConocoPhillips.

Uma equipe de engenharia desenvolveu um projeto para uma barreira protetora para o tanque *Ekofisk* (Figura 6-6). A barreira possui geometria circular e é feita de concreto, foi construído em dois segmentos semicirculares que se encaixaram ao redor do tanque. Além de permitir reduzir o impacto das ondas no tanque, ajudou a afirmar a continuidade do projeto do Complexo Petrolífero de *Ekofisk* (<https://www.ice.org.uk>).



Figura 6-6: Barreira construída para proteger o tanque das ondas. Os engenheiros calcularam que a subsidência chegaria a 6 m <https://www.ice.org.uk>

O fundo do mar sob a plataforma *Ekofisk* afundou em 1984 em mais de 3,5 m, e a plataforma teve que ser estendida (levantada) a um custo estimado de US\$ 1 bilhão (Settari, 2002).

- **Wilmington Beach, CA**

O campo de óleo de *Wilmington*, na Califórnia, é o terceiro maior campo nos Estados Unidos, com uma recuperação estimada em cerca de três bilhões de barris de petróleo (Figura 6-7). O campo está localizado no anticlinal de *Wilmington*, com 21 km de comprimento e 4,8 km de largura, que se estende desde a costa de San Pedro até a costa de *Seal Beach* e é dividido verticalmente por falhas criando entidades produtoras separadas chamadas *Fault Blocks*. O petróleo é produzido a partir de cinco grandes intervalos de areia que variam em profundidades de 610 a 3352,8 metros, onde mais de dois bilhões e meio de barris de petróleo foram recuperados.

O petróleo e o gás são recuperados através da produção primária, injeção secundária de água e inundação de vapor. Um total de 6.150 poços foram perfurados até o momento. A depleção do reservatório do campo de *Wilmington* causou uma bacia de subsidência atingindo uma profundidade máxima de 9 m nos anos de 1940 e 1950, exigindo um extenso trabalho de reparação ao redor da cidade de *Long Beach* (Settari, 2002).



Figura 6-7: Figura mostrando o campo de Wilmington, Califórnia. (Adaptado de <https://longbeach.gov/energyresources/about-us/oil/history/>).

Desde 1932, mais de 3.400 poços terrestres foram perfurados. Nas décadas de 1950 e 1960, a injeção de água foi iniciada para aumentar a recuperação e controlar a subsidência (Figura 6-8). A Unidade de *Long Beach* começou a injetar a água para ajudar a evitar a subsidência excessiva do terreno. Hoje, a produção de petróleo do Campo de *Wilmington* é de aproximadamente 46.000 barris por dia de 1.550 poços ativos.



Figura 6-8 . Figuras mostrando a subsidência experimentada pela cidade de Long Beach – CA, durante a exploração do Campo de Wilmington. Adaptado de <https://www.longbeach.gov/energyresources/about-us/oil/subsidence/>

- **Groningen Gas Field, Países Baixos**

O campo de *Groningen*, localizado na província de mesmo nome, na parte nordeste da Holanda, é um campo de gás natural. Com uma estimativa de 2.740 bilhões de metros cúbicos de gás natural recuperável, é o maior campo de gás natural da Europa e um dos maiores do mundo (Figura 6-9 e Figura 6-10).



PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821358/ca

Figura 6-9: Mapa mostrando a localização do Campo de gás de Groningen. O tamanho do círculo indica a magnitude da jazida de gás. Percebe-se que Groningen é de longe o maior campo do país. Adaptado de [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Satellite\\_image\\_of\\_the\\_Netherlands\\_in\\_May\\_2000.jpg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Satellite_image_of_the_Netherlands_in_May_2000.jpg).

O campo de gás foi descoberto em 1959 perto de *Slochteren* (Figura 6-11). A exploração subsequente do gás natural tornou-se central para o fornecimento de energia na Holanda e praticamente todo o país dependia da produção do gás de *Groningen* nos anos seguintes.

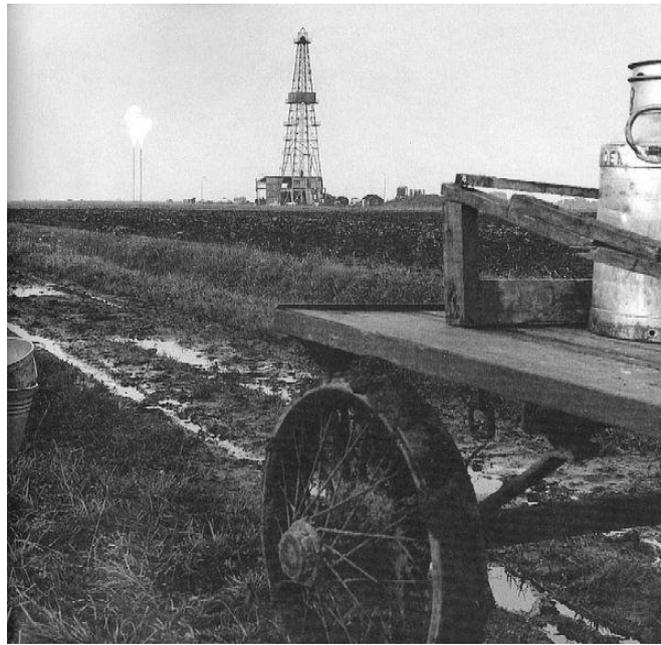


Figura 6-10: Figura mostrando uma sonda de perfuração no Campo de Groningen, na Holanda. Adaptado de:  
[https://www.canonvannederland.nl/image/2017/7/1/groningen\\_hist\\_2.jpg%28mediaclass-fancybox-big-img.5a17fc1f47109709397ae88813c748b421ef8e41%29.jpg](https://www.canonvannederland.nl/image/2017/7/1/groningen_hist_2.jpg%28mediaclass-fancybox-big-img.5a17fc1f47109709397ae88813c748b421ef8e41%29.jpg).

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821358/ca

A receita da produção de gás natural tornou-se importante no desenvolvimento pós-guerra e na construção da melhoria da qualidade de vida do povo holandês. Até 2013, 2.057 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural foram extraídos do campo (Figura 6-11).

No entanto, a extração massiva do gás natural resultou em subsidência do terreno acima do campo. Geertsma (1973), apontou que por volta do ano de 2000 a depleção no reservatório chegaria a 300 kgf/cm<sup>2</sup>. Sendo o reservatório relativamente espesso (90 a 200 m), esse cenário se torna motivo de preocupação, uma vez que grande parte dos Países Baixos (daí o nome), está localizado abaixo do nível do mar e a subsidência da ordem de poucos metros poderia afetar significativamente essas áreas costeiras (alagando-as).

A partir de 1991, isso também foi acompanhado por terremotos, o que levou a danos às casas e reclamações entre os moradores do local. Foi, portanto, decidido eliminar gradualmente a extração de gás a partir de 2014. O campo de gás de Groningen deverá ser fechado entre 2025 e 2028, com a possibilidade de antecipação.



Figura 6-11: Figura mostrando a construção do gasoduto do Campo em 1963. Adaptado de <http://proxy.handle.net/10648/aa3af0d6-d0b4-102d-bcf8-003048976d84>.

## 6.2 Comparação do Modelo Numérico com Ensaios de Laboratório

É reportado na literatura por Brown e Hoek (1978), que o peso específico médio das rochas da crosta da Terra é da ordem de  $27 \text{ kN/m}^3$  (Figura 6-12). Vale ressaltar que os autores estudaram locais com ocorrência principalmente de rochas duras. Para rochas sedimentares esse gradiente tende a ser um pouco menor.

Para se chegar a uma ordem de grandeza da compactação uniaxial da rocha reservatório com um procedimento relativamente rápido, o geomecânico deve-se ter em mãos os resultados das compressibilidades medidas em laboratório para as rochas de estudo. Deve lançar mão da magnitude da variação esperada para a poropressão e o valor das tensões efetivas a que o reservatório está e será submetido. Esse procedimento é necessário para se introduzir um valor de compressibilidade adequado na análise, uma vez que foi observado que para baixas tensões efetivas a compressibilidade da rocha é muito mais elevada.

De posse dos dados dos ensaios de laboratório do Campo “P.”, é possível assumir um regime normal de tensões (bacia relaxada) e um peso específico médio ( $\gamma_{med}$ ) para essa bacia sedimentar da ordem de 24 kN/m<sup>3</sup>, para as rochas do *overburden*. Portanto, de posse do valor médio do peso específico das rochas do *overburden* pode-se calcular o valor da sobrecarga ( $\sigma_v$ ).

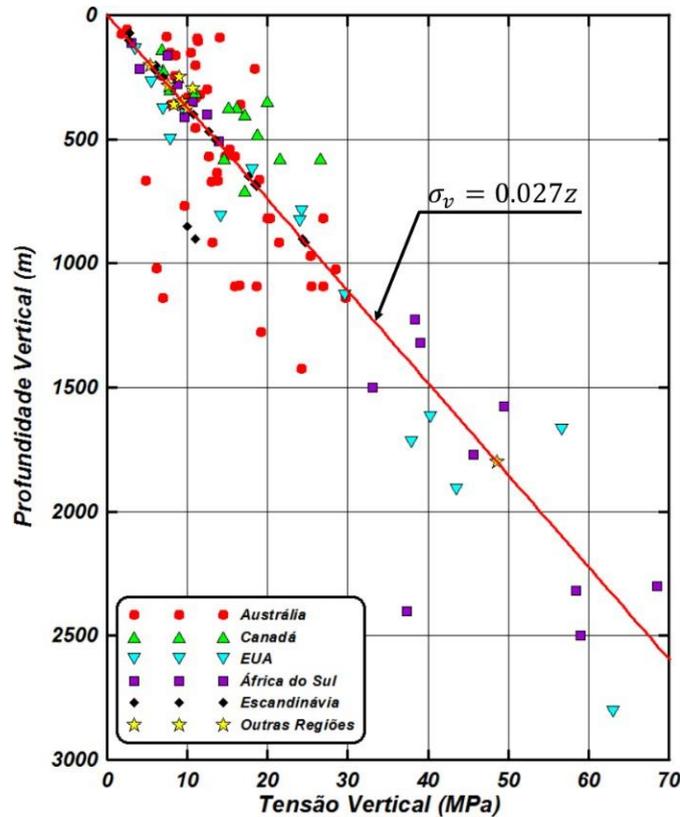


Figura 6-12 – Compilação de resultados de medições do gradiente de sobrecarga proposto por Brown e Hoek (1978). Adaptado de Ferreira, 2014.

Além do peso das rochas do *overburden*, toma-se o peso específico da água salgada em 10,30 kN/m<sup>3</sup>. A tensão vertical total pode ser calculada como a soma do peso das rochas do *overburden* mais a lâmina d'água ( $\sigma = \rho_{med} * z + LDA = 24 \left(\frac{kN}{m^3}\right) * 1830 (m) + 10,30 \left(\frac{kN}{m^3}\right) * 1164 (m)$ ). Ela pode ser estimada como da ordem de 55 MPa.

Para o cálculo da ordem de grandeza da tensão efetiva vertical a que a rocha está submetida, pode-se subtrair a parcela da poropressão na tensão total estimada acima. Conforme mencionado, tomando o peso específico da água de 10,30 kN/m<sup>3</sup>, chega-se ao valor aproximado de 31 Mpa para a poropressão, considerando a coluna d'água aproximada de 3000 metros (na locação do poço até a profundidade do reservatório). Com isso, a tensão vertical efetiva a que o elemento de rocha do Campo “P.” está

experimentando é da ordem de 24 MPa, em média. Com esse valor, pode-se conhecer facilmente o valor da compressibilidade obtida no laboratório.

Sabendo que deformação oedométrica e a tensão efetiva quem comandam a deformação no arenito, tem-se:

- A compressibilidade da rocha média ( $C_{pp}^{oed}$ ) da rocha obtida nos ensaios realizados no Campo "P.";
- H que é a espessura do reservatório.

É possível calcular ordem de grandeza para a compactação do reservatório segundo a eq.6-1 (Geertsma, 1973).

$$\Delta H_{res} = \int_0^H C_m(z) \Delta p(z) dz$$

(Eq.6-1)

Foi utilizada a  $C_{pp}^{oed}$  oedométrica medida no plugue W1056H (~ 3,0E-6/psi) como referência. Ela foi convertida para a  $C_{bp}^{oed}$  através da eq.6-2, utilizando a porosidade da amostra (0,29). A eq.6-3, mostra a ordem de grandeza da compactação calculada com base na compressibilidade média das rochas do Campo "P.", considerando a depleção da ordem de 300 kgf/cm<sup>2</sup>. Ao observar o modelo geomecânico 3D, foi possível obter uma boa concordância entre a estimativa analítica calculada acima, e os resultados de compactação obtidos pelo método dos elementos finitos no simulador GeomecBR®.

$$C_{pp}^{oed} = \frac{1}{\phi} C_p^{oed} + \left( \frac{2\alpha - 1}{3\phi} - 1 \right) C_w^{eff} \cong \frac{1}{\phi} C_p^{oed} = 8,70 * 10E-6/psi$$

(Eq.6-2)

$$\Delta H_{res} = \int_0^H \frac{0.13}{GPa} * (22) \Delta p (0,029) dz \cong 0,08 \text{ m}$$

(Eq.6-3)

Geertsma (1957), desenvolveu um modelo analítico para estimativa da ordem de grandeza da subsidência da superfície do terreno com base na dimensão do reservatório, espessura, grau de soterramento e magnitude da compactação. O autor comenta que a razão entre o soterramento e o raio do reservatório ( $\eta$ ) é um indicador da subsidência esperada.

Por exemplo, para valores de  $\eta = 1$ , pode-se esperar um valor de subsidência relativamente baixo na superfície (da ordem de 0,45 vezes a compactação do reservatório). Por outro lado, reservatórios muito grandes, mesmo bastante soterrados, podem apresentar valores da ordem de 0,2 para o parâmetro  $\eta$  (apresentando subsidência da ordem de 1,20 vezes a compactação do reservatório). A ilustração desse efeito é feita na figura 6-13 (com exagero vertical). Nesse último caso, a bacia de subsidência é muito maior (como no caso do campo de Groningen).

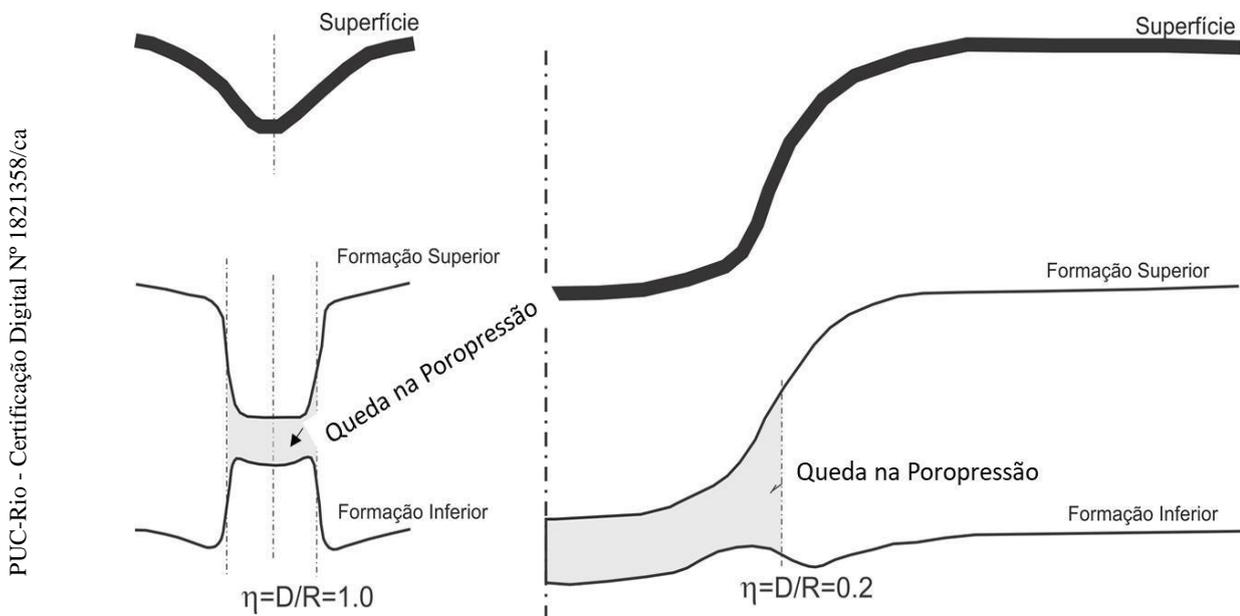


Figura 6-13: Figura ilustrando o reservatório sendo depletado e a bacia de subsidência na superfície, bem como o deslocamento do topo do reservatório para baixo e a base para cima (com exagero). Adaptado de Geertsma (1973).  $\eta = D$  (profundidade do soterramento)/ $R$  (raio do reservatório).

Fica evidente que rochas sobrepressurizadas podem ser submetidas a tensões efetivas maiores que rochas com regime de pressão normal. Isso se deve ao fato de a poropressão poder ser reduzida em uma magnitude maior e levar a maior compactação da rocha reservatório. Em geral, rochas próximas da superfície tendem a não experimentar grandes tensões efetivas, pois é fisicamente impossível reduzir em grande magnitude sua poropressão. A figura 6-14 e mostra algumas métricas utilizadas pela Petrobras para compactações em reservatórios.

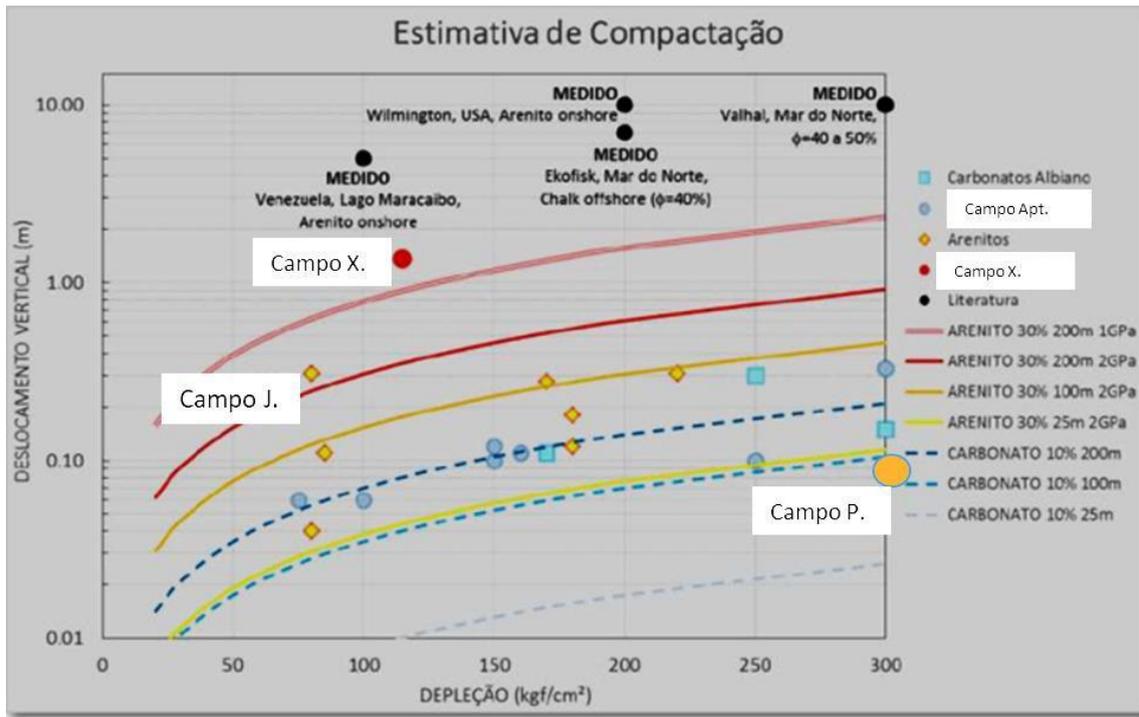


Figura 6-14: Métricas de deslocamentos no reservatório de casos clássicos utilizadas pela Petrobras como referência. Adaptado do Padrão de Geomecânica da Petrobras (2022).

### 6.3 Sugestão de Trabalhos Futuros

Conforme foi observado nos experimentos do arenito do Campo “P.”, pressões efetivas maiores que as que estão atuando no momento da descoberta de um campo de petróleo podem reduzir, em maior ou menor grau, a porosidade e a permeabilidade das rochas em exploração. Os plugues destinados aos ensaios de petrofísica básica (com 1,5”) não tendem a ser submetidos aos testes de pressões efetivas progressivamente maiores, mas sim ao teste de medição de porosidade e permeabilidade na tensão de campo, no momento da descoberta.

A não realização de ensaios de petrofísica básica em tensões maiores do que as tensões *in situ*, pode não antever a magnitude de redução da permeabilidade com aumento progressivo da tensão efetiva. Isso pode acarretar numa má gestão do reservatório e previsão de um balanço de massa inconsistente. Não parece ser muito relevante o declínio de permeabilidade para os arenitos consolidados estudados e os reportados por Petunin (2011). Porém, conforme aumenta o grau de fissuração, o expoente (n) tende a ser cada vez maior, resultando em maior declínio de permeabilidade para rochas fissuradas.

Para evitar que ocorra a compactação excessiva da rocha, pode-se planejar poços de injeção, tanto para melhorar o varrido do óleo, quanto para diminuir eventuais efeitos de compactação na permeabilidade da rocha. Portanto, recomenda-se estudar esse fenômeno.

Se fosse possível realizar ensaios de compressibilidade em condições de grandes trocas térmicas, seria interessante investigar o efeito da temperatura no comportamento das tensões no maciço. Perkins e Gonzalez (1985), apontam o grande efeito que a injeção de fluido frio em reservatório de alta temperatura pode ter no estado de tensões *in situ* final. Amaral *et al.* (2017), apontam, através de modelagem de elementos finitos, o impacto da injeção de fluido frio na deformabilidade de reservatórios carbonáticos do PPSBS e sua interação com a rocha salina capeadora.

## 7. Conclusões

A compressibilidade do volume poroso do arenito varia com o aumento da tensão efetiva, tendendo a estabilizar em um valor constante (que não é zero) a partir de determinado valor de tensão efetiva, conforme demonstrado pelos experimentos, tanto hidrostáticos quanto oedométricos, realizados no arenito Campaniano do Campo “P.”, confirmando a teoria pioneira de Terzaghi, onde a tensão efetiva comanda o comportamento do meio poroso. Os principais fatores que influenciam na compressibilidade dos arenitos são: a geometria do meio poroso, minerais constituintes, história diagenética bem como granulometria e formato dos grãos que constituem o reservatório, entre outros.

Pode ser observado que no trecho de baixas tensões efetivas, as compressibilidades dos arenitos do Campo “P.” são bem maiores, tendendo a estabilizar a partir de determinado valor. O engenheiro de petróleo deve estar atento ao trecho de interesse da tensão efetiva à que o campo de petróleo está e será submetido. Deve-se realizar ensaios nas próprias rochas em estudo para estimativas mais acuradas e não proceder com correlações com a porosidade, por exemplo. A compressibilidade de poros é um importante parâmetro de entrada nos simuladores de escoamento de petróleo e atua como mecanismo de produção, junto com a compressibilidade do fluido.

Os ensaios hidrostáticos são mais simples de ser realizados no laboratório. Pode-se converter os resultados da compressibilidade de poros em condições hidrostáticas -  $C_{pp}^{hid}$ , utilizando a teoria da elasticidade, para compressibilidade de poros em condições oedométricas -  $C_{pp}^{oed}$ . Além disso, os ensaios oedométricos são mais fidedignos do comportamento da rocha no campo, em condição uniaxial de deformação. Estes ensaios são mais difíceis de se executar, mas permitem o cálculo do valor do coeficiente de Poisson e do módulo de Young, quando realizados com um servo mecanismo que mantém a deformação lateral nula. A desvantagem é o alto custo desse mecanismo.

Quando a tensão efetiva atinge um determinado valor (acima do trecho elástico), ocorre um dano permanente na rocha, conforme demonstrado nos experimentos de petrofísica básica com variação da tensão de confinamento para medição do expoente  $n$  (Petunin, 2011), que relaciona a queda de porosidade com a queda da permeabilidade (conforme ocorre aumento da tensão efetiva).

Ficou evidenciado que a partir de determinado valor da tensão de carregamento, a rocha não recupera a sua permeabilidade, após ser feito o descarregamento mecânico do corpo de prova. O trecho virgem de carregamentos foi utilizado para estimar -  $n$  -, nos ensaios hidrostáticos e oedométricos. Tal fato indica um dano permanente na rocha (plastificação), mas que não foi considerado extremamente elevado para estes arenitos.

Sociedades que publicam padrões, como a Sociedade Internacional de Mecânica de Rochas (ISRM) e ASTM (*American Standard Technical Materials*), recomendam que o diâmetro padrão das amostras seja de 50,0 mm (NX). É recomendado também, que a razão diâmetro-altura seja entre 2 e 3, principalmente para ensaios de ruptura. Devido ao reaproveitamento dos plugues serrados dos testemunhos, em 2004, foi utilizado o plugue padrão de petrofísica básica (1,5") para os ensaios, fato que parece não ter causado nenhum prejuízo nas medidas de  $C_{pp}^{hid}$  e  $C_{pp}^{oed}$ , o que facilita o reaproveitamento dos corpos de prova obtidos para ensaios de petrofísica básica.

Foi construído um modelo geomecânico 3D numérico utilizando os softwares Petrel©, Skua-Gocad© e GERESIM®, este último desenvolvido pela a TecGraf (PUC-Rio) em parceria com a Petrobras. O simulador GeomecBR, por elementos finitos, que também teve origem na parceria entre a empresa e a universidade, foi utilizado para o cálculo dos deslocamentos e obtenção da  $C_{pp}^{oed}$ . A partir dessa simulação foi possível conhecer a compressibilidade de cada célula do modelo submetida à variação da pressão de poros. A comparação dos resultados obtidos através do MEM e dos dados obtidos nos ensaios de laboratório com as rochas do Campo "P.", foi possível obter razoável concordância entre os resultados de  $C_{pp}^{oed}$  e deslocamentos, trazendo ainda mais robustez às análises.

A partir de ensaios de petrofísica básica com aumento da tensão efetiva de confinamento, que não são rotineiros, foi possível ajustar expoentes -  $n$  -, Petunin (2011), onde foi possível conhecer a variação da porosidade com a permeabilidade para as rochas do Campo "P.", baseando-se em relações do tipo Kozeny-Carman. A redução de permeabilidade nas maiores tensões de confinamento foi entre 10 e 30%. Um certo grau de fissuração pode ser atribuído às amostras, o que pode ter aumentado o valor desse expoente.

A redução da permeabilidade não foi considerada de extrema sensibilidade para estes arenitos. Porém, os expoentes ficaram um pouco maiores que os reportados na literatura para arenitos consolidados, sendo da ordem de 7 (somente um resultado teve seu expoente bem mais elevado, da ordem de 28, mas foi descartado). Se fosse o caso da redução de permeabilidade ser mais expressiva, deveria ser feita uma simulação de escoamento que

considerasse esse fenômeno para se conhecer o impacto que a queda da permeabilidade teria na redução da produtividade dos poços (Falcão, 2013).

Além da perda de produtividade devido à redução da permeabilidade, a distribuição de tensões após as novas condições (após a depleção), pode ocasionar falhas nos poços da malha de drenagem e ocasionar milhões de dólares de prejuízos. Sendo assim, o suporte de pressão através de uma injeção/produção otimizada é a chave para prevenir e mitigar riscos envolvidos na compactação, subsidência e danos aos poços, além de melhorar a eficiência do varrido dentro do reservatório e uma melhor recuperação.

Exemplos catastróficos de subsidência da superfície do terreno são escassos na literatura. Mais raros ainda são os exemplos de campos *offshore*, tendendo a ocorrer em reservatórios carbonáticos altamente compressíveis (*chalk*) e reservatórios arenosos mais rasos, muito espessos (como no campo gigante de gás dos Países Baixos).

Fica claro, portanto, que arenitos semelhantes aos do Campo “P.” não devem ser candidatos à redução de produção com aumento da tensão efetiva. Ademais, após a depleção, os deslocamentos não são significativos e não tendem a causar preocupação na integridade dos revestimentos de poços e nem nos equipamentos assentados no leito marinho. Foi possível obter bons resultados e se aprofundar no estudo das compressibilidades de arenitos sob aumento da tensão efetiva, podendo-se utilizar essas rochas como análogos para outras rochas em condições semelhantes de tensões e propriedades petrofísicas.

## 8. Referências Bibliográficas

- AMARAL, Ricardo Fernandes do; SEABRA, Gabriel Serrao; LAQUINI, Joao Paulo. Assessment of cold water injection geomechanical effects on Brazilian pre-salt reservoirs and on its saline caprocks. In: OTC Brasil. OnePetro, 2017.
- Análises de Compressibilidade de Poros em Amostras do Poço 4-SES-149A. CT–TR 048/2006.
- Análises Faciológicas e Petrográficas da Formação Calumbi no Poço 4-SES-149A. Francisco Manoel Wohnrath Tognoli<sup>1</sup> Maria Rosilene Ferreira de Menezes<sup>1</sup> James Vitor Ferreira<sup>2</sup> 1. Convênio FAPES/UN-SEAL/ATEX/LG 2. UN-SEAL/ATEX/LG
- API RP 40, 1998 Edition, February 1998 - Recommended Practices for Core Analysis
- ATKINSON, John Herbert; BRANSBY, P. L. The mechanics of soils: an introduction to critical state soil mechanics. 1978.
- BROWN, E.; HOEK, E. Trends in relationships between measured in-situ stresses and depth. In: International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. Pergamon, 1978. p. 211-215.
- BIOT, Maurice A. General theory of three-dimensional consolidation. Journal of applied physics, v. 12, n. 2, p. 155-164, 1941.
- CARPENTER, Charles B.; SPENCER, George B. Measurements of compressibility of consolidated oil-bearing sandstones. United States Department of the Interior, Bureau of Mines, 1940.
- CLARK, Sydney Procter (Ed.). Handbook of physical constants. Geological Society of America, 1966.
- DE SOUSA JUNIOR, Luis Carlos *et al.* Methodology for geomechanically controlled transmissibility through active natural fractures in reservoir simulation. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 147, p. 7-14, 2016.
- FALCÃO, Flávia de Oliveira Lima. Reservatório Carbonático de Petróleo através de Pseudoacoplamento. 2013. Tese de Doutorado. PUC-Rio.
- FERREIRA, Francisco H. Análise do Efeito da Compactação de Reservatórios de Petróleo Devido à Depleção sobre as Colunas de Revestimento e Bainhas de Cimento. Tese de doutoramento, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 8 de dezembro de 2014.
- FATT, I. Pore volume compressibilities of sandstone reservoir rocks. Journal of Petroleum Technology, v. 10, n. 03, p. 64-66, 1958.

- FERREIRA *et al.*, 2018 (Relatório interno).
- GASSMANN, Fritz. Uber die elastizitat poroser medien. Vierteljahrsschrift der Naturforschenden Gesellschaft in Zurich, v. 96, p. 1-23, 1951.
- GILLULY, James; GRANT, Ulysses S. Subsidence in the Long Beach harbor area, California. Geological Society of America Bulletin, v. 60, n. 3, p. 461-530, 1949.
- GEERTSMA, J. The effect of fluid pressure decline on volumetric changes of porous rocks. Transactions of the AIME, v. 210, n. 01, p. 331-340, 1957.
- GEERTSMA, J. Land subsidence above compacting oil and gas reservoirs. Journal of petroleum technology, v. 25, n. 06, p. 734-744, 1973.
- GOODMAN, R. E.; Introduction to Rock Mechanics, 1989.
- HALL, Howard N. "Compressibility of Reservoir Rocks." J Pet Technol 5 (1953): 17–19. doi:
- HARO, Carlos Fabian. Permeability Modeling. Setting Archie and Carman-Kozeny Right. In: SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. OnePetro, 2006.
- HEIDBACH, Oliver *et al.* World stress map database release 2016. GFZ Data Services, v. 10, 2016.
- HERMANSEN, H. *et al.* Experiences after 10 years of waterflooding the Ekofisk Field, Norway. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 26, n. 1-4, p. 11-18, 2000.
- ISRM (2007) The complete ISRM (International Society of Rock Mechanics) Suggested Methods for Rock Characterization, Testing and Monitoring: 1974-2006. (Ulusay, R. & Hudson, J. Editors).
- HILL, R., 1952. The elastic behaviour of a crystalline aggregate. Proceedings of the Physical Society of London, A65: 349-354.
- HORSRUD, Per. Estimating mechanical properties of shale from empirical correlations. SPE Drilling & Completion, v. 16, n. 02, p. 68-73, 2001. SPE paper 56017 presented at the SPE Drilling & Completion Conf, 2001.
- JEAGER, J. C.; Cook, N. G. W.; Zimmerman, R. W.; Fundamentals of Rock Mechanics; USA, Blackwell Publishing, 2007.
- JOHNSON, J. P., Rhett, D. W., and Siemers, W. T., 1989. Rock mechanics of the Ekofisk reservoir in the evaluation of subsidence. SPE Journal of Petroleum Technology, 41(7): 717-722.
- JUNIOR, Armando Albertazzi Gonçalves; DE SOUSA, Andre Roberto. Fundamentos de metrologia científica e industrial. Manole, 2008.
- KLINKENBERG, L. J. The permeability of porous media to liquids and gases. In: Drilling and production practice. OnePetro, 1941.

- LACY, Lewis L. Dynamic rock mechanics testing for optimized fracture designs. In: SPE annual technical conference and exhibition. OnePetro, 1997.
- LAL, Manohar. Shale stability: drilling fluid interaction and shale strength. In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. OnePetro, 1999.
- LAQUINI, João Paulo; DE SOUSA JÚNIOR, Luis Carlos. Megamodelo geomecânico de um reservatório carbonático offshore. VI INFOGEO, Brasília, 2011.
- LEE, Kenneth L.; SEED, H. Bolton. Drained strength characteristics of sands. *Journal of the Soil Mechanics and Foundations Division*, v. 93, n. 6, p. 117-141, 1967.
- Lei do Petróleo, 1997, [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/19478.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm);
- MORAES, A. *Mecânica do Contínuo para a Geologia Estrutural*. 2000. Rio de Janeiro: SENAI.
- MUTTI, Emiliano; NORMARK, William R. An integrated approach to the study of turbidite systems. In: *Seismic facies and sedimentary processes of submarine fans and turbidite systems*. Springer, New York, NY, 1991. p. 75-106.
- NETO, OPA Campos *et al.* Bacia de Sergipe-Alagoas. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, v. 15, n. 2, p. 405-415, 2007.
- NEWMAN, G. H. (1973). Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rocks Under Hydrostatic Loading. SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Denver, Colorado, USA.
- NEUMANN, 2015. Relatório Interno Técnico, Petrobras, RT FLUI 004/2015.
- OLIVEIRA, Leonardo Barbosa de: *Caracterização de reservatórios turbidíticos através de modelagem de propriedades elásticas: uma aplicação na formação Calumbi, bacia de Sergipe-Alagoas* / Leonardo Barbosa de Oliveira; orientador Wagner Souza-Lima. – São Cristóvão,
- PERKINS, T. K.; GONZALEZ, J. A. The effect of thermoelastic stresses on injection well fracturing. *Society of Petroleum Engineers Journal*, v. 25, n. 01, p. 78-88, 1985. 2020. 61 f.: il. Dissertação (mestrado em Geociências) – Universidade Federal de Sergipe, 20.
- PETUNIN, Vladimir V. *et al.* Porosity and permeability change under stress and correlation to rock texture. In: *Poromechanics V: Proceedings of the Fifth Biot Conference on Poromechanics*. 2013. p. 1037-1046.
- PETUNIN, Vladimir Vladimirovich; YIN, Xiaolong; TUTUNCU, Azra Nur. Porosity and permeability changes in sandstones and carbonates under stress and their correlation to rock texture. In: *Canadian unconventional resources conference*. OnePetro, 2011.

- PRINCE, Keith R.; LEAKE, Stanley A. US Geological Survey Subsidence Interest Group Conference: Proceedings of the Technical Meeting, Las Vegas, Nevada, February 14-16, 1995. US Geological Survey, 1997. TEMIZEL, Cenk *et al.* SPE-184107-MS. 2016.
- RANJBAR, Ali; HASSANI, Hossein; SHAHRIAR, Kourosh. 3D geomechanical modeling and estimating the compaction and subsidence of Fahlian reservoir formation (X-field in SW of Iran). *Arabian Journal of Geosciences*, v. 10, n. 5, p. 1-12, 2017.
- ROCHA, Luiz Alberto Santos; AZEVEDO, Cecília Toledo de. Projetos de poços de petróleo: geopressões e assentamento de colunas de revestimentos. *Interciência*, Rio de Janeiro, v. 511, 2009.
- ROSA, Adalberto José; DE SOUZA CARVALHO, Renato; XAVIER, José Augusto Daniel. Engenharia de reservatórios de petróleo. *Interciência*, 2006.
- SANTOS, E. S. R.; FERREIRA, F. H.; BORBA, A. M. Metodologia de análise geomecânica de poços de petróleo. Relatório interno, PETROBRAS, 2015.
- SEABRA, Gabriel Serrão. Simulações Hidromecânicas Parcialmente Acopladas de um Reservatório Carbonático da Bacia de Campos. 2016. Tese de Doutorado. Dissertação de Mestrado—Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- SETTARI, A. (2002) Reservoir compaction. *J Pet Technol* 54(08):62–69.
- SOUSA, L. C.; SANTOS, E. S. R.; FERREIRA, F. H. Geomechanical data acquisition and modeling applied to an offshore sandstone petroleum reservoir. In: 44th US Rock Mechanics Symposium and 5th US-Canada Rock Mechanics Symposium. OnePetro, 2010.
- TEATINI, P. et al. Surface uplift and time-dependent seismic hazard due to fluid injection in eastern Texas. *J. Geodyn*, v. 51, p. 1-16, 2011.
- TEMIZEL, Cenk et al. An approach to mitigate subsidence in soft rocks through coupling surface tiltmeter and injection/production data. In: SPE Heavy Oil Conference and Exhibition. OnePetro, 2016.
- TOGNOLI, M.F.W., MENEZES, M.R.F., FERREIRA, J.V. Análises Faciológica e Petrográficas da Formação Calumbi no Poço 4-SES-149A. PETROBRAS/UNSEAL/ATEX/LG. Comunicação Técnica, 53 pp. 2004.
- THOMAS, José Eduardo *et al.* Fundamentos de Engenharia de Petróleo. ed. Interciência: Petrobras, Rio de Janeiro, Brasil, 2001.
- VAN DER KNAAP, W. Nonlinear behavior of elastic porous media. *Transactions of the AIME*, v. 216, n. 01, p. 179-187, 1959.
- VANMARCKE, Erik H. Probabilistic modeling of soil profiles. *Journal of the geotechnical engineering division*, v. 103, n. 11, p. 1227-1246, 1977.

- VARGAS, E., 2018. Notas de aula.
- VASCO, D. W. (2004), Estimation of flow properties using surface deformation and head data: A trajectory-based approach, *Water Resour. Res.*, 40, W10104, doi: 10.1029/2004WR003272.
- ZIMMERMAN, R. & Somerton, Wilbur & King, M.s. (1986). Compressibility of Porous Rocks. *Journal of Geophysical Research*. 91. 12765-12777. 10.1029/JB091iB12p12765.
- ZIMMERMAN, Robert Wayne. Compressibility of sandstones. 1990.
- ZOBACK, Mary Lou. First-and second-order patterns of stress in the lithosphere: The World Stress Map Project. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, v. 97, n. B8, p. 11703-11728, 1992.
- ZOBACK, M. (2007). *Reservoir Geomechanics* (1<sup>a</sup> ed.). New York - USA: Cambridge University Press.

## Anexo 1

Cálculo da queda pressão nos plugues:

### PLUGUE – hw1050V

$$\begin{aligned}
 h_{1050V} &= 42,77 \text{ mm} :. \mu_{flu} = 21,13 \text{ cP} :. OD_{1050V} = 38,34 \text{ mm} :. Ap_{1050V} \\
 &= \pi * OD^2 :. Q_{1050V} = 7,5 \frac{\text{cm}^3}{\text{min}} :. k_{1050V} = 82,10 \text{ mD}
 \end{aligned}$$

$$\Delta p_{1050} = \frac{Q * \mu_f * h}{k * Ap} \cong 43,78 \text{ psi}$$

### PLUGUE – hw1052V

$$\begin{aligned}
 h_{1052V} &= 38,17 \text{ mm} :. OD_{1052V} = 38,03 \text{ mm} :. Ap_{1052V} = \pi * OD^2 :. Q_{1052V} \\
 &= 7,5 \frac{\text{cm}^3}{\text{min}} :. k_{1052V} = 454,60 \text{ mD}
 \end{aligned}$$

$$\Delta p_{1052} = \frac{Q * \mu_f * h}{k * Ap} \cong 7,17 \text{ psi}$$

### PLUGUE – hw1063V

$$\begin{aligned}
 h_{1063V} &= 40,65 :. OD_{1063V} = 37,42 :. Ap_{1063V} = \pi * OD^2 :. Q_{1063V} = 7,5 \frac{\text{cm}^3}{\text{min}} \\
 &:. k_{1063V} = 1123,4 \text{ mD}
 \end{aligned}$$

$$\Delta p_{1098} = \frac{Q * \mu f * h}{k * A_p} \cong 3,19 \text{ psi}$$

### PLUGUE – hw1056V

$$h_{1056V} = 41,85 : . \quad OD_{1056V} = 37,96 : . \quad Ap_{1056V} = \pi * OD^2 : . \quad Q_{1056V} = 7.5 \frac{cm^3}{min}$$

$$: . \quad k_{1056V} = 970,50 \text{ mD}$$

$$\Delta p_{1098} = \frac{Q * \mu f * h}{k * A_p} \cong 3,70 \text{ psi}$$

### PLUGUE – hw1078V

$$h_{1078V} = 42,13 : . \quad OD_{1098V} = 38,49 : . \quad Ap_{1078V} = \pi * OD^2 : . \quad Q_{1078V} = 7.5 \frac{cm^3}{min}$$

$$: . \quad k_{1078V} = 875,50 \text{ mD}$$

$$\Delta p_{1078} = \frac{Q * \mu f * h}{k * A_p} \cong 4 \text{ psi}$$

### PLUGUE – hw1064V

$$h_{1064V} = 42,34 : . \quad OD_{1098V} = 37,96 : . \quad Ap_{1064V} = \pi * OD^2 : . \quad Q_{1064V} = 7.5 \frac{cm^3}{min}$$

$$: . \quad k_{1064V} = 318,30 \text{ mD}$$

$$\Delta p_{1098} = \frac{Q * \mu f * h}{k * A_p} \cong 11.40 \text{ psi}$$

**PLUGUE – hw1081V**

$$h_{1081V} = 42,14 : . \quad OD_{1081V} = 37,65 : . \quad Ap_{1081V} = \pi * OD^2 : . \quad Q_{1081V} = 7.5 \frac{cm^3}{min}$$

$$: . \quad k_{1081V} = 1396,40 \text{ mD}$$

$$\Delta p_{1081} = \frac{Q * \mu f * h}{k * Ap} \cong 2,63 \text{ psi}$$

**PLUGUE – hw1098V**

$$h_{1098V} = 42,37 : . \quad OD_{1098V} = 38,27 : . \quad Ap_{1098V} = \pi * OD^2 : . \quad Q_{1098V} = 7.5 \frac{cm^3}{min}$$

$$: . \quad k_{1098V} = 446.90 \text{ mD}$$

$$\Delta p_{1098} = \frac{Q * \mu f * h}{k * Ap} \cong 7.99 \text{ psi}$$

## Anexo 2

Dedução do coeficiente de poisson ( $\nu$ ) e módulo de Young (E) no ensaio oedométrico:

$$\varepsilon_z = \frac{1}{E}\sigma_z - \frac{\nu}{E}\sigma_x - \frac{\nu}{E}\sigma_y$$

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E}\sigma_x - \frac{\nu}{E}\sigma_y - \frac{\nu}{E}\sigma_z$$

$$\varepsilon_y = \frac{1}{E}\sigma_y - \frac{\nu}{E}\sigma_x - \frac{\nu}{E}\sigma_z$$

Mas como a deformação lateral é nula,

$$\varepsilon_x = \varepsilon_y = 0$$

e

$$\sigma_x = \sigma_y = \sigma_c$$

Então:

$$0 = \frac{1}{E}\sigma_c - \frac{\nu}{E}\sigma_c - \frac{\nu}{E}\sigma_a$$

$$0 = (1 - \nu)\sigma_c - \nu\sigma_a$$

$$\sigma_c = \frac{\nu}{1 - \nu}\sigma_a$$

$$d\sigma_c = \frac{\nu}{1 - \nu}d\sigma_a$$

$$d\sigma_c(1 - \nu) = \nu d\sigma_a$$

$$d\sigma_c - \nu d\sigma_c = \nu d\sigma_a$$

$$d\sigma_c = \nu(d\sigma_a + d\sigma_c)$$

Sendo possível calcular Poisson:

$$\nu = \frac{d\sigma_c}{d\sigma_a + d\sigma_c} = \frac{1}{1 + \frac{d\sigma_a}{d\sigma_c}}$$

E a partir da deformação axial, o Módulo de Young:

$$\varepsilon_a = \frac{1}{E}\sigma_a - \frac{\nu}{E}\sigma_c - \frac{\nu}{E}\sigma_c = \frac{1}{E}\sigma_a - 2 \cdot \frac{\nu}{E}\sigma_c \quad \therefore$$

$$E = \frac{d\sigma_a}{d\varepsilon_a} - 2\nu \cdot \frac{d\sigma_c}{d\varepsilon_a}$$