



Tatiana Alice Soares de Oliveira

**Comportamento do fluxo de fluidos em rampas
de revezamento durante a produção de
reservatórios carbonáticos**

Dissertação de Mestrado

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

Orientadora: Prof^a. Raquel Quadros Velloso

Co-orientador: Prof. Thiago da Cruz Falcão

Rio de Janeiro
Novembro de 2019



Tatiana Alice Soares de Oliveira

**Comportamento do fluxo de fluidos
em rampas de revezamento durante a
produção de reservatórios
carbonáticos**

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

Prof^a. Raquel Quadros Velloso

Orientadora

Departamento de Engenharia Civil e Ambiental – PUC-Rio

Prof. Thiago da Cruz Falcão

Co-Orientador

PETROBRAS

Prof. Eurípedes do Amaral Vargas Júnior

Departamento de Engenharia Civil e Ambiental – PUC-Rio

Dr^a. Flávia de Oliveira Lima Falcão

PETROBRAS

Rio de Janeiro, 18 de novembro de 2019.

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

Tatiana Alice Soares de Oliveira

Graduou-se em engenharia geológica na UFOP em 2011, onde realizou pesquisa na área de geologia estrutural. Em agosto do mesmo ano ingressou na Petrobras como geofísica de reservatórios. Em 2016 concluiu o curso de especialização em Interpretação Sismoestratigráfica na UERJ. Atualmente se envolve com interpretação sísmica com foco no desenvolvimento da produção de reservatórios carbonáticos do pré-sal da Bacia de Santos.

Ficha Catalográfica

Oliveira, Tatiana Alice Soares de

Comportamento do fluxo de fluidos em rampas de revezamento durante a produção de reservatórios carbonáticos / Tatiana Alice Soares de Oliveira; orientadora: Raquel Quadros Velloso; co-orientador: Thiago da Cruz Falcão. – 2019.

127 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, 2019.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Civil e Ambiental – Teses. 2. Rampas de revezamento. 3. Falhas. 4. Posição de poços. 5. Permeabilidade. 6. Fluxo de fluidos. I. Velloso, Raquel Quadros. II. Falcão, Thiago da Cruz. III Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil e Ambiental. IV. Título

CDD: 624

Para Rodrigo e minha família,
Pelo apoio, confiança e incentivo.

Agradecimentos

À Deus pela vida, pela saúde e pela oportunidade de sempre aprender algo novo.

Ao meu marido Rodrigo, meus pais Sérgio e Edna, aos meus irmãos Thiago e Talles por todo apoio, incentivo, carinho e paciência durante todo o período do mestrado e pela compreensão nos momentos em que estive ausente devido ao trabalho dedicado à pós-graduação. Muito obrigado!

Agradeço aos meus amigos das Petrobras Felipe Tajá, Leandro Guedes, Talles Meneguim, Rodrigo Corrêa, Franco Quadros, Guilherme Bispo e Clewerton Braga pelas palavras de incentivo, pelos estudos em grupo e apoio durante todo o curso de pós-graduação. Agradeço também aos novos amigos que fiz na PUC, especialmente os peruanos, Celso Salvador e Frans Kevin. O apoio de vocês foi fundamental durante o mestrado.

Agradeço à minha orientadora Prof^a. Raquel pela atenção, pela disponibilidade e pelos ensinamentos durante a pesquisa.

Agradeço ao Thiago Falcão, Mario Neto e Flávia Falcão que me ajudaram desde o início, cedendo tempo, atenção, reunindo dados e orientação no desenvolvimento da dissertação.

Agradeço à Petrobras e ao Tiago Homem, Thiago Pessoa, Bruno Moczydlower e Luciana Silva pela liberação para o mestrado, flexibilizando meu horário de trabalho. Também agradeço a todos os colegas da Petrobras, que sempre me apoiaram e foram compreensíveis em minhas ausências do escritório quando necessárias.

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

Por fim, agradeço à PUC-Rio e à equipe da TECGRAF pela realização desta pesquisa.

Resumo

Oliveira, Tatiana Alice Soares; Velloso, Raquel Quadros; Falcão, Thiago da Cruz. **Comportamento do Fluxo de Fluidos em Rampas de Revezamento durante a produção de reservatórios carbonáticos**. Rio de Janeiro, 2019, 127 p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Rampas de revezamento (RRs) são zonas altamente deformadas e que representam caminhos preferenciais do fluxo de fluidos nos reservatórios do pré-sal. O trabalho reside no estudo do comportamento do fluxo de fluidos e da poropressão em diferentes geometrias de RRs, para cenários de injeção e produção de um reservatório carbonático. Foram construídos dois modelos 2D de RR: *soft-linked* e *hard-linked*, e atribuído a eles propriedades para os materiais matriz, RR e zona de falha e definidas as condições iniciais e de contorno. Para cada modelo foram gerados três submodelos, nos quais se variou a posição dos poços. Definiu-se dois pontos observadores, um para cada modelo, no centro das RRs e foram testados sete cenários. Os resultados mostraram que, de maneira geral, as rampas *soft-linked* promovem uma maior comunicação no reservatório do que as rampas *hard-linked*. A influência da geometria da rampa foi significativa nas condições em que a permeabilidade da rampa e da matriz eram mais baixas e a poropressão não apresentou grande variação, ou seja, em reservatórios carbonáticos, cujo fluxo é dominado principalmente por falhas e fraturas. Contudo, à medida que a porosidade e permeabilidade aumentaram, assim como a variação da poropressão, a geometria da rampa passou a ter uma importância secundária comparada à disposição dos poços, ou seja, em reservatórios carbonáticos, cuja matriz é de boa qualidade permo-porosa. As fraturas na RR, a depender da direção em relação ao campo de tensões, tornaram o fluxo tortuoso. O estudo realizado trouxe importantes informações que podem auxiliar na otimização de malhas de drenagem de reservatórios carbonáticos e na recuperação dos hidrocarbonetos.

Palavras-chave

Rampas de revezamento; falhas; posição de poços, permeabilidade; fluxo de fluidos.

Abstract

Oliveira, Tatiana Alice Soares; Velloso, Raquel Quadros (Advisor); Falcão, Thiago da Cruz (Co-advisor). **Fluid Flow Behavior in Relay Ramps during production of Carbonates Reservoir.** Rio de Janeiro, 2019, 127 p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Relay Ramps (RRs) are highly deformed zones and represent preferential fluid flow paths in pre-salt reservoirs. The purpose of this work is to study the behavior of fluid flow and poropressure in different relay ramp (RR) geometries, for injection and production scenarios of a carbonate reservoir development. Two 2D ramp models were built: soft-linked and hard-linked, assigned properties for the matrix, relay ramp and fault zone (damage zone and fault core) materials and defined initial and boundary conditions. For each model three sub models were generated, in which the position of the wells varied. Two observer points were defined, one for each model, in the center of the RRs and seven scenarios were tested. The results showed that, in general, soft-linked ramps promote greater reservoir communication than hard-linked ramps. The geometry influence of the ramp was significant in the conditions where the ramp and matrix permeability were lower and the poropressure did not vary much, that is, in carbonate reservoirs, whose flow is mainly dominated by faults and fractures. However, as porosity and permeability increased in the ramp and matrix, as well as the variation of poropressure, the geometry of the ramp became of secondary importance compared to the wells layout, that is, in carbonate reservoirs, whose matrix has high porosity and permeability. The fractures in RR, depending on the direction in relation to the stress field, made the flow tortuous. The study brought important information that can help in the optimization of drainage plan in carbonate reservoirs and the recovery of hydrocarbons.

Keywords

Relay ramps; faults; wells layout; permeability; fluid flow.

Sumário

1.Introdução	21
1.1.Objetivo	22
1.2.Organização do trabalho	23
2.Revisão Bibliográfica	24
2.1.Lei de Darcy	24
2.2.Modelos Constitutivos e Critério de Ruptura nos Processos Geológicos	26
2.3.Poropressão e Falhamento	34
2.4.Zonas de Falha	35
2.5.Rampas de Revezamento	41
2.5.1.Formação das rampas de revezamento	41
2.5.2.Fluxo de fluidos nas rampas de revezamento	49
2.6.Trabalhos experimentais	54
2.7.Método de Elementos Finitos	56
3.Metodologia	59
3.1.Definição dos Modelos	60
3.1.1.Geometria	60
3.1.2.Propriedade dos Elementos	66
3.2.Modelagem Numérica	67
3.2.1.Malha de Elementos finitos	67
3.2.2.Condições iniciais e de contorno	69
3.2.3.Cenários simulados	70
3.2.4.Exportação dos Resultados	75
3.3.Construção dos gráficos	76
4.Resultados e Discussões	77
4.1.Cenários Simulados	77
4.1.1.Cenário 1:	77
4.1.2.Cenário 2:	79
4.1.3.Cenário 3:	81

4.1.4.Cenário 4:	84
4.1.5.Cenário 5:	86
4.1.6.Cenário 6:	88
4.1.7.Cenário 7:	90
4.2.Influência da permeabilidade da rampa de revezamento e da matriz no fluxo de fluido.	92
4.2.1.Modelos A.1 e B.1	93
4.2.2.Modelos A.2 e B.2	98
4.2.3.Modelos A.3 e B.3	103
4.3.Influência das fraturas no fluxo de fluido na rampa de revezamento	110
5.Conclusões	112
6.Referências bibliográficas	114
Apêndice A: Tabelas com os resultados dos cenários simulados para cada modelo	122

Lista de Figuras

Figura 1 - Equipamento experimental para ilustração da Lei de Darcy (Vargas, 2017).	24
Figura 2 - Curva tensão deformação de um arenito cimentado resultante de um ensaio uniaxial (modificado de Zoback, 2007).	29
Figura 3 – Critério de ruptura de Mohr-Coloumb (modificado de Rocha e Azevedo, 2009).	31
Figura 4 – Critério de ruptura de Griffth (modificado de Moraes, 2000).	32
Figura 5 – “End cap” no espaço das tensões principais (modificado de Davis & Selvadurai, 2002).	33
Figura 6 – Superfície de escoamento completa. Nesta superfície as rupturas por cisalhamento, compactação e tração estão definidas (modificado de Fjaer et al., 2008).	33
Figura 7 - Diagramas Mohr-Coulomb para: a) injeção no reservatório; b) Depleção (produção) no reservatório (modificado de Moraes, 2000).	35
Figura 8 – Bloco diagrama conceitual de uma zona de falha (sem escala). (traduzido de Caine et al., 1996 e Faulkner et al., 2003).	36
Figura 9 - Foto e interpretação de uma zona de falha formada em rocha carbonática. Toscana, Itália. Modificado de Molli et al., (2010).	37
Figura 10 – Núcleo de falha (a) e zona de dano (b) na bacia do Rio do Peixe, Paraíba, nordeste do Brasil. Fotos da autora.	38

- Figura 11** – Relação entre rejeito máximo (D) e comprimento (L) de falhas normais (FN), reversas (FR) e transcorrentes (FT) para diversos ambientes tectônicos e compilados de diversos autores. (Carvalho et. al 2018). 39
- Figura 12** – Relação entre rejeito máximo (D) e espessura de zona de dano (W) de falhas normais (FN), compilados de diversos autores (Carvalho et. al 2018). 40
- Figura 13** – Relação entre rejeito máximo (D) e espessura do núcleo da falha (T) de falhas normais (FN), compilados de diversos autores e litotipos (Carvalho et. al, 2018). 40
- Figura 14** - Rampa de revezamento com falhas normais, mostrando como as rampas se formam quando duas falhas estão próximas e seus respectivos envelopes de deformação se sobrepõem (direita). Uma falha isolada é mostrada no lado esquerdo da figura, modificado de Fossen e Rotevatn (2016). 41
- Figura 15** - Evolução de falhas em um sistema distensivo. Modificado de Fossen e Rotevatn (2016). 42
- Figura 16** - Evolução de um sistema distensivo: crescimento e ligação de dois segmentos de falha através da formação de rampas de revezamento soft linked (estágios 1 e 2) e hard-linked (estágio 3), modificado de Rotevatn et al. (2007). 44
- Figura 17** - Zonas de aumento e diminuição da tensão em torno da falha normal 1, modificado de Fossen e Rotevatn (2016). 45
- Figura 18** – Relação entre largura e comprimento da rampa de revezamento. Dados compilados por Long e Imbar's (2011) e modificados de Fossen e Rotevatn (2016). 46

Figura 19 - Padrões de quebra das rampas de revezamento. (a) rampa aberta. (b) upper-ramp, evolução da extremidade de apenas uma falha. (c) rampa com sobreposição das falhas, evolução da extremidade das duas falhas adjacentes. (d) Mid-ramp, rampa se quebra no meio. Modificado de (Fossen e Rotevatn 2016).	47
Figura 20 - Padrão de fluxo de fluidos através da rampa de revezamento (camada (B)), modificado de Fossen e Rotevatn (2016).	50
Figura 21 - Padrão de falhas no campo de Beatrice (a) e no campo de Gullfacks (b), ambos no Mar do Norte. Modificado de Fossen (2010).	53
Figura 22 – Foto da pedreira de onde as amostras de travertino foram retiradas. A estrela destaca a posição aproximada onde as amostras foram retiradas. (Kiewiet, 2015)	54
Figura 23 – Imagem de seção polida da rocha de falha para 70 mm de distância cisalhante, gerada no laboratório através do ensaio de cisalhamento direto. (Falcão et al., 2014)	55
Figura 24 – Exemplo de meio contínuo em duas dimensões discretizado por elementos finitos triangulares lineares. Os nós são representados pelos números 1,2,3, e os deslocamentos por u_1 e u_2 , Moraes (2000).	56
Figura 25 - Elementos tridimensionais simples e quadráticos mais comuns (Logan, 2007).	57
Figura 26 – Fluxograma das etapas do trabalho.	59

Figura 27 – Modelos (A), rampa soft-linked e (B) rampa hard-linked desenhados a mão no papel milimetrado e posteriormente digitalizados no software TECTOS. 61

Figura 28 – Gráfico da Figura 11 que apresenta a relação entre rejeito máximo (D) e comprimento (L) de falhas normais (FN), reversas (FR) e transcorrentes (FT) para diversos ambientes tectônicos e compilados de diversos autores (Carvalho et. al 2018), com os valores definidos de rejeito de 100 para o comprimento de falha de 1000m. 62

Figura 29 – Gráfico da Figura 12 que apresenta a relação entre rejeito máximo (D) e espessura de zona de dano (W) de falhas normais (FN), compilados de diversos autores (Carvalho et. al 2018) definido o valor de 50m de espessura de zona de dano para 100m de rejeito. 63

Figura 30 – Gráfico da Figura 13 que apresenta a relação entre rejeito máximo (D) e espessura do núcleo da falha (T) de falhas normais (FN), compilados de diversos autores e litotipos (Carvalho et. al, 2018), com o valor definido de 1m de espessura do núcleo de falha para 100m de rejeito. 64

Figura 31 – Gráfico da Figura 18 que apresenta a relação entre largura e comprimento da rampa de revezamento, com os valores definidos de largura da rampa de 40m por 600m de comprimento. Dados compilados por Long e Imbar's (2011) e modificados de (Fossen e Rotevatn, 2016). 65

Figura 32 - Seis submodelos construídos a partir dos modelos (A) e (B), denominados (A.1), (A.2) e (A.3) parte superior da figura e (B.1), (B.2) e (B.3), parte inferior da figura, mostrando as posições dos poços injetor e produtor. 66

Figura 33 - Malha de elementos finitos gerada para o modelo (A) de rampa de revezamento soft-linked.	68
Figura 34 - Malha de elementos finitos gerada para o modelo (B) de rampa de revezamento hard-linked.	69
Figura 35 – (a) Curvas genéricas de produção de óleo, injeção de água e poropressão de um reservatório de petróleo. No gráfico inferior (b) indicado pelas setas alaranjadas, os sete cenários simulados.	71
Figura 36 – Ponto escolhido no meio da rampa nos modelos (A) e (B) para exportação dos resultados de velocidade de fluido e poropressão. Ao longo dos 30 anos de simulação.	75
Figura 37 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo (a) e poropressão x tempo (b) para o cenário 1.	78
Figura 38 - Mapas de velocidade de fluido (a) e poropressão (b) para seis meses de produção e injeção no reservatório no cenário 1.	79
Figura 39 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo (a) e poropressão x tempo (b) para o cenário 2.	80
Figura 40 - Mapas de velocidade de fluido (a) e poropressão (b) para seis meses de produção e injeção no reservatório no cenário 2.	81
Figura 41 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo (a) e poropressão x tempo (b) para o cenário 3.	83
Figura 42 - Mapas de velocidade de fluido (a) e poropressão (b) para seis meses de produção e injeção no reservatório no cenário 3.	84

Figura 43 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo (a) e poropressão x tempo (b) para o cenário 4.	85
Figura 44 - Mapas de velocidade de fluido (a) e poropressão (b) para seis meses de produção e injeção no reservatório no cenário 4.	86
Figura 45 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo (a) e poropressão x tempo (b) para o cenário 5.	87
Figura 46 - Mapas de velocidade de fluido (a) e poropressão (b) para seis meses de produção e injeção no reservatório no cenário 5.	88
Figura 47 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo (a) e poropressão x tempo (b) para o cenário 6.	89
Figura 48 - Mapas de velocidade de fluido (a) e poropressão (b) para seis meses de produção e injeção no reservatório no cenário 6.	90
Figura 49 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo (a) e poropressão x tempo (b) para o cenário 7.	91
Figura 50 - Mapas de velocidade de fluido (a) e poropressão (b) para seis meses de produção e injeção no reservatório no cenário 7.	92
Figura 51 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo (a) e poropressão x tempo (b) para os cenários 1 e 2 nos modelos (A.1) e (B.1).	94
Figura 52 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo (a) e poropressão x tempo (b) para os cenários 1, 2 e 3 nos modelos (A.1) e (B.1).	96
Figura 53 - Mapas de velocidade de fluido (a) e (c) e poropressão (b) e (d) para seis meses de produção e injeção no reservatório para os cenários 1, 2 e 3 nos modelos (A.1) e (B.1).	97

Figura 54 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo (a) e poropressão x tempo (b) para os cenários 1 e 2 nos modelos (A.2) e (B.2).	99
Figura 55 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo (a) e poropressão x tempo (b) para os cenários 1, 2 e 3 nos modelos (A.2) e (B.2).	101
Figura 56 – Mapas de velocidade de fluido (a) e (c) poropressão (b) e (d) para seis meses de produção e injeção no reservatório para os cenários 1, 2 e 3 nos modelos (A.2) e (B.2).	102
Figura 57 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo (a) e poropressão x tempo (b) para os cenários 1 e 2 nos modelos (A.3) e (B.3).	104
Figura 58 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo (a) e poropressão x tempo (b) para os cenários 1, 2 e 3 nos modelos (A.3) e (B.3).	106
Figura 59 – Mapas de velocidade de fluido (a) e (c) e poropressão (b) e (d) para seis meses de produção e injeção no reservatório para os cenários 1, 2 e 3 nos modelos (A.3) e (B.3).	107
Figura 60 – Mapas de velocidade de fluido (superior) e poropressão (inferior) para seis meses de produção e injeção no reservatório para o cenário 3 nos modelos (A.1),(B.1), (A.2), (B.2) e (A.3) e (B.3). Os mapas de velocidade de fluido estão na mesma escala de cor, assim como os mapas de poropressão.	109
Figura 61 – Velocidade de fluido nas fraturas dos modelos (A) (a) e (b) e (B) (c) e (d).	111

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Características das malhas de elementos finitos geradas.	67
Tabela 2 – Estado inicial de tensões (MPa). Os valores negativos indicam compressão.	70
Tabela 3 - Valores das propriedades dos materiais para o cenário 1.	72
Tabela 4 - Valores das propriedades dos materiais para o cenário 2.	72
Tabela 5 - Valores das propriedades dos materiais para o cenário 3.	73
Tabela 6 - Valores das propriedades dos materiais para o cenário 4.	73
Tabela 7 - Valores das propriedades dos materiais para o cenário 5.	74
Tabela 8 - Valores das propriedades dos materiais para o cenário 6.	74
Tabela 9 - Valores das propriedades dos materiais para o cenário 7.	74

Lista de Símbolos

σ_x	Tensão normal na direção x
σ_y	Tensão normal na direção y
σ_z	Tensão normal na direção z
ε_x	Deformação normal na direção x
ε_y	Deformação normal na direção y
ε_z	Deformação normal na direção z
ε_{axial}	Deformação axial
ε_{radial}	Deformação radial
τ_{xy}	Tensão cisalhante no eixo xy
τ_{yz}	Tensão cisalhante no eixo yz
τ_{xz}	Tensão cisalhante no eixo xz
ε_{xy}	Deformação cisalhante no eixo xy
ε_{yz}	Deformação cisalhante no eixo yz
ε_{xz}	Deformação cisalhante no eixo xz
E	Módulo de elasticidade
ν	Coeficiente de Poisson
G	Módulo de deformação cisalhante
K	Módulo de compressão volumétrica
λ	Parâmetro de Lamé
ε_v	Deformação volumétrica
ε_{xx}	Deformação normal na direção x
ε_{yy}	Deformação normal na direção y
ε_{zz}	Deformação normal na direção z
γ_{xy}	Deformação cisalhante no eixo xy
γ_{yz}	Deformação cisalhante no eixo yz
γ_{xz}	Deformação cisalhante no eixo xz
τ_f	Tensão cisalhante no plano da falha
τ	Resistência ao cisalhamento da rocha
c	Coesão do material
σ_N	Tensão normal atuante na rocha
p	Poropressão

ϕ	Ângulo de atrito interno
τ	Tensão de cisalhamento
T_0	Resistência a tração
σ_N	Tensão normal atuante na rocha
σ_N^e	Tensão normal efetiva
q	Tensão desviadora
σ_m	Tensão média
p_f	Pressão de fluidos
σ_h	Tensão horizontal
σ_v	Tensão vertical
σ_1	Tensão principal máxima
σ_2	Tensão principal intermediária
σ_3	Tensão principal mínima
σ'_1	Tensão principal máxima efetiva
σ'_2	Tensão principal intermediária efetiva
σ'_3	Tensão principal mínima efetiva
Q	Vazão
K	Permeabilidade
Δh	Variação da carga hidráulica
A	Área da seção do conduto
L	Comprimento do conduto
t	Tempo
i	Gradiente hidráulico
v	Velocidade de Darcy
v_R	Velocidade real
n	Porosidade
k	Permeabilidade intrínseca
μ	Viscosidade do fluido
u_1	Deslocamento do nó 1
u_2	Deslocamento do nó 2
M	Matriz de rigidez global
M_{ij}	Coeficientes da matriz de rigidez global
m	Número total de elementos da matriz de rigidez global

σ_{xx}	Tensão normal na direção x
σ_{yx}	Tensão normal na direção y
σ_{zz}	Tensão normal na direção z
σ_{xy}	Tensão transversal na direção xy
DEV	Norma de velocidade de fluido
V_x	Velocidade na direção x
V_y	Velocidade na direção y
●	Poço produtor
⦿	Poço injetor

1

Introdução

Rampas de revezamento são zonas de interseção entre duas falhas normais sub-paralelas e com mergulhos no mesmo sentido. São zonas altamente deformadas que podem ser estruturas importantes para a indústria do petróleo.

Em diferentes estágios de evolução, as rampas de revezamento são observadas nos sistemas de Rife de bacias sedimentares distensivas em todo o mundo. No Brasil essas bacias se concentram na margem leste do país, dentre as quais se destaca a bacia de Santos, cujas últimas descobertas de jazidas de petróleo são reconhecidas como entre as maiores reservas de petróleo do mundo: o pré-sal brasileiro. Os reservatórios do pré-sal estão a aproximadamente 5 Km de profundidade, águas ultra-profundas (~2500 m de lâmina d'água), em rochas carbonáticas de origem lagunar sotopostas por uma camada de sal de aproximadamente 2000 m de espessura. A deposição dos sedimentos e posterior formação destas rochas se deu em um regime de Rife durante a separação da América do Sul do continente Africano.

A exploração destas jazidas não é algo trivial, pois os reservatórios carbonáticos são muito heterogêneos, altamente susceptíveis a dissolução e com complexos sistemas permoporosos. Apresentam grande quantidade de falhas geológicas e fraturas que formam rampas de revezamento em diferentes estágios de evolução e diferentes escalas, desde as menores falhas até aquelas que limitam o reservatório.

Durante a produção do petróleo e injeção de água ou gás nos reservatórios as zonas de falhas e as rampas de revezamento exercem um importante papel na migração destes fluidos, podendo impactar de maneira muito positiva, aumentando a produção no reservatório, ou até mesmo de maneira extremamente negativa como uma barreira ao fluxo. Como agravante, a quantificação do fluxo por meio destas estruturas não é direta.

Neste contexto essa dissertação faz um estudo do comportamento do fluxo de fluido por meio de dois modelos teóricos de rampas de

revezamento, com e sem justaposição, e as zonas de falha associadas com seus respectivos elementos de falha: zona de dano e núcleo de falha. Durante o desenvolvimento deste trabalho foram simulados modelos bidimensionais de rampas de revezamento em diferentes etapas do desenvolvimento da produção de um reservatório carbonático para diferentes posições do par poço produtor e poço injetor, utilizando o método de elementos finitos (MEF) como forma de comparar a resposta do caminho preferencial do fluido e a distribuição da poropressão no reservatório para cada um dos cenários simulados.

O melhor entendimento das rampas de revezamento ajudará na definição das malhas de drenagem e no ajuste de histórico, permitindo a obtenção de modelos mais confiáveis para o gerenciamento e previsão de produção.

1.1

Objetivo

O objetivo desta dissertação é estudar a influência das rampas de revezamento, e as zonas de falha associadas, no fluxo durante as atividades de produção e injeção em reservatórios carbonáticos. Busca compreender de que maneira as diferentes geometrias de rampas e posicionamento dos pares de poços produtor e injetor podem influenciar no fluxo de fluidos e distribuição da poropressão, para diferentes cenários do desenvolvimento da produção do reservatório.

1.2

Organização do trabalho

Esta dissertação está dividida em seis Capítulos e um Apêndice:

O Capítulo 1 situa o leitor sobre os objetivos desta dissertação e o contexto em que o tema está inserido.

No Capítulo 2, apresenta-se uma revisão bibliográfica sobre a Lei de Darcy, modelos constitutivos e critério de ruptura nos processos geológicos, poropressão e falhamento, zonas de falha, rampas de revezamento, e métodos de elementos finitos, além de um resumo do trabalho de Kiewiet (2015) e também do projeto com o CSIRO (Falcão *et al.*, 2014; Nogueira *et al.*, 2013), como forma de fornecer ao leitor informações que serão necessárias ao entendimento dos capítulos posteriores.

No Capítulo 3, apresenta-se a metodologia utilizada para a definição dos modelos, a modelagem numérica e a construção dos gráficos e mapas com os resultados.

No Capítulo 4, são apresentados os resultados dos cenários simulados, as interpretações dos gráficos e dos mapas gerados.

No Capítulo 5, apresenta-se a conclusão do trabalho.

No Capítulo 6, apresenta-se a lista completa das referências bibliográficas utilizadas.

Por fim, no apêndice A, apresenta-se as tabelas com os resultados exportados da modelagem que foram utilizados para a geração dos gráficos.

2

Revisão Bibliográfica

Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica dos tópicos mais importantes sobre rampas de revezamento e sua influência no fluxo de fluidos. Aborda os principais aspectos relacionados ao fluxo em meios porosos ao longo de zonas de falhas e nas rampas de revezamento, modelos constitutivos e critério de ruptura nos processos geológicos. Abrange de forma geral, a influência da mudança da poropressão no falhamento, o método de elementos finitos, além de estudos experimentais anteriores, cujos resultados foram utilizados nesta dissertação.

2.1

Lei de Darcy

Em 1856 o francês Henry Darcy estudou o fluxo de fluidos através de filtros de areia utilizados no sistema de tratamento de água da cidade de Dijon. Ele descobriu que a vazão de fluido (Q) era proporcional à diferença de carga hidráulica entre dois pontos (Δh) ao longo do fluxo, à área da seção do conduto (A) e a uma constante k característica do meio poroso e do fluido e inversamente proporcional ao comprimento do conduto (L) (Figura 1).

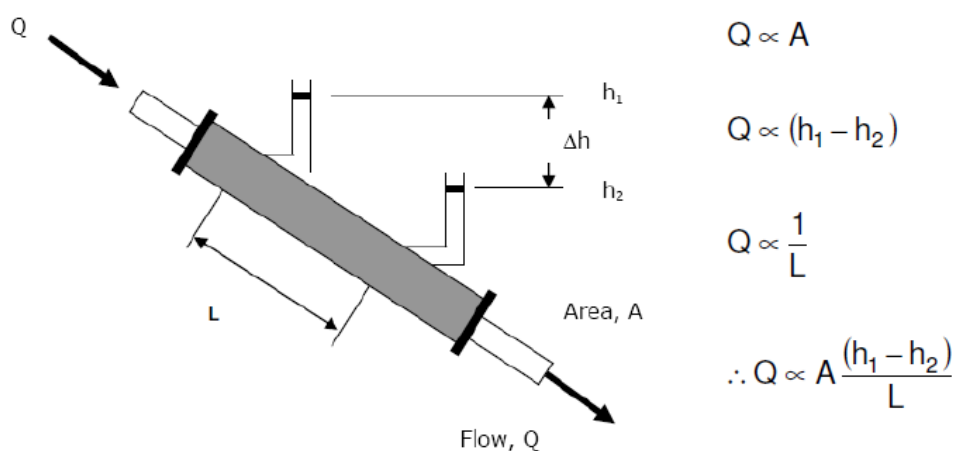


Figura 1 - Equipamento experimental para ilustração da Lei de Darcy (Vargas, 2017).

A lei de Darcy (ou também chamada de lei do movimento) é a relação aplicada na solução de problemas envolvendo escoamento de fluidos em meios porosos, como aquíferos e reservatórios de petróleo, por exemplo. Em meios fraturados, relações análogas também podem ser utilizadas. A lei de Darcy pode ser descrita como:

$$Q = KA \frac{(h_1 - h_2)}{L} \quad \text{e} \quad v = \frac{Q}{A} \quad \text{eq. (1 e 2)}$$

$$v = K \frac{(h_1 - h_2)}{L} \quad \text{ou} \quad v = Ki \quad \text{eq. (3)}$$

Onde: Q é a vazão, v é a velocidade de Darcy (L/t), K é a permeabilidade (L/t), $(h_1 - h_2)$ é a diferença de carga hidráulica (L) entre dois pontos distantes L (L), i é o gradiente hidráulico.

A velocidade de Darcy (v) é uma velocidade fictícia, uma vez que, se refere à toda área da seção por onde o fluido escoar, quando na realidade o fluxo de fluidos ocorre apenas através dos poros interconectados. No entanto, a velocidade “real” média (v_R) pode ser obtida dividindo-se a velocidade de Darcy pela porosidade (n) do material dada pela equação 4.

$$v_R = \frac{v}{n} \quad \text{eq. (4)}$$

Onde: v_R é a velocidade “real” média, v é a velocidade de Darcy e n é a porosidade do meio.

A permeabilidade (K) tem dimensão derivada da equação de Darcy (L/t) e se refere ao fluido água. Porém, para se tratar do escoamento de fluidos, que depende apenas do meio poroso utiliza-se o conceito de permeabilidade intrínseca (k), dividindo-se a permeabilidade (K) pelo valor de viscosidade do fluido (μ). Assim, a dimensão da permeabilidade é o comprimento ao quadrado.

A unidade da permeabilidade é denominada “Darcy”: $k [D]$ (1 darcy é equivalente a $9,869233 \times 10^{-13} \text{ m}^2$). O valor de permeabilidade dependerá principalmente das propriedades do fluido, dimensão dos grãos, índice de vazios ou porosidade, dos tipos de minerais presentes e do grau de saturação (fluxo multifásico) (Vargas, 2017).

2.2

Modelos Constitutivos e Critério de Ruptura nos Processos Geológicos

Modelos constitutivos são leis que descrevem a deformação da rocha em resposta a uma tensão aplicada ou vice-versa (Zoback, 2007). De maneira geral, também se pode dizer que modelos constitutivos são leis físicas que buscam caracterizar o comportamento de rochas e solos baseando-se em teorias já desenvolvidas para materiais de comportamento bem definido, como os metais, por exemplo, para que se possam determinar suas variáveis de influência. Existe uma série de modelos constitutivos que descrevem o comportamento de vários tipos de materiais geológicos, no entanto, será abordado o modelo linear-elástico que baseia o desenvolvimento deste estudo.

O comportamento de um material elástico pode ser descrito por uma relação linear proporcional entre tensão e deformação, no qual a deformação é reversível (Zoback, 2007). Considerando a condição de carregamento uniaxial, a razão entre estes dois parâmetros é dada pelo módulo de elasticidade (E) ou módulo de Young, definido pela equação 5, conhecida como a lei de Hooke:

$$E = \frac{\sigma_x}{\varepsilon_x} \quad \text{eq.(5)}$$

A constante (E) pode ser determinada experimentalmente através de valores de tensão e deformação medidos em um ensaio de carregamento uniaxial e corresponde à inclinação do gráfico tensão-deformação resultante do ensaio. O módulo de Young pode ser interpretado como a rigidez do material, ou seja, a resistência à deformação quando aplicado uma tensão.

Na elasticidade linear, além do módulo de elasticidade (E), é importante definir outros parâmetros como o coeficiente de Poisson, módulo de deformação cisalhante e constante de Lamè.

O coeficiente de Poisson (ν), considerando a condição de carregamento uniaxial, é dado pela razão entre a variação da deformação radial (ϵ_{radial}) pela variação axial (ϵ_{axial}). Mede a expansão lateral relativa do material devido a uma contração longitudinal, quantificando assim o quanto uma tensão aplicada em uma direção é sentida na direção ortogonal a esta (equação 6).

$$\nu = -\frac{\epsilon_y}{\epsilon_x} = \frac{\epsilon_{\text{radial}}}{\epsilon_{\text{axial}}} \quad \text{eq.(6)}$$

O módulo de deformação cisalhante (G) é definido como a razão entre a tensão cisalhante (τ_{xz}) e a deformação cisalhante (ϵ_{xz}) na mesma direção (equação 7). Representa a resistência do material sujeito ao cisalhamento puro, sofrendo variação apenas em sua forma e não em suas dimensões.

$$G = \frac{1}{2} \left(\frac{\tau_{xz}}{\epsilon_{xz}} \right) = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad \text{eq.(7)}$$

Os parâmetros elásticos (G) e de Lamè (λ) (equação 8) são conhecidos como constantes de Lamè. A constante de Lamè (λ) é um parâmetro que não tem uma representação física clara (Zoback, 2007).

$$\lambda = \frac{E\nu}{(1+\lambda)(1-2\lambda)} \quad \text{eq.(8)}$$

Para um estado geral de tensões, considerando um corpo isotrópico (propriedades independentes da orientação), homogêneo (propriedades independentem da posição) e que possua comportamento linear-elástico sujeito as tensões $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z, \tau_{xz}, \tau_{xy}, \tau_{yz}$, pode-se definir as deformações normais e cisalhantes pelas equações 9 (a-f), conhecidas como Lei de Hooke generalizada (Rocha e Azevedo, 2009):

$$\epsilon_{xx} = \frac{1}{E} [\sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_z)]$$

$$\begin{aligned}
\varepsilon_{yy} &= \frac{1}{E} [\sigma_y - \nu(\sigma_z + \sigma_x)] \\
\varepsilon_{zz} &= \frac{1}{E} [\sigma_z - \nu(\sigma_x + \sigma_y)] \\
\gamma_{xy} &= \frac{1}{2G} \tau_{xy} \\
\gamma_{yz} &= \frac{1}{2G} \tau_{yz} \\
\gamma_{zx} &= \frac{1}{2G} \tau_{zx}
\end{aligned}
\tag{eq.(9)}$$

Sendo:

ε_{xx} , ε_{yy} e ε_{zz} as deformações normais nas direções x, y e z.

γ_{xy} , γ_{yz} , e γ_{zx} as deformações cisalhantes em cada eixo.

σ_x , σ_y e σ_z as componentes das tensões normais nas direções x, y e z.

τ_{xz} , τ_{xy} e τ_{yz} as componentes das tensões cisalhantes em cada eixo.

Pelas equações 9 (a-f) nota-se que as tensões cisalhantes (τ_{xz} , τ_{xy} , τ_{yz}) não entram nas expressões das deformações normais (ε_{xx} , ε_{yy} , ε_{zz}) e vice-versa, e as três componentes de cisalhamento são independentes entre si.

O comportamento linear elástico é idealizado, e a maioria dos materiais geológicos, mesmo na fase elástica, não apresenta comportamento perfeitamente linear. Zoback (2007) apresentou um típico ensaio de tensão-deformação realizado em um arenito (Figura 2), onde é possível perceber o comportamento não linear nas regiões de baixa tensão e na região próxima da ruptura, devido à manifestação de deformações não elásticas.

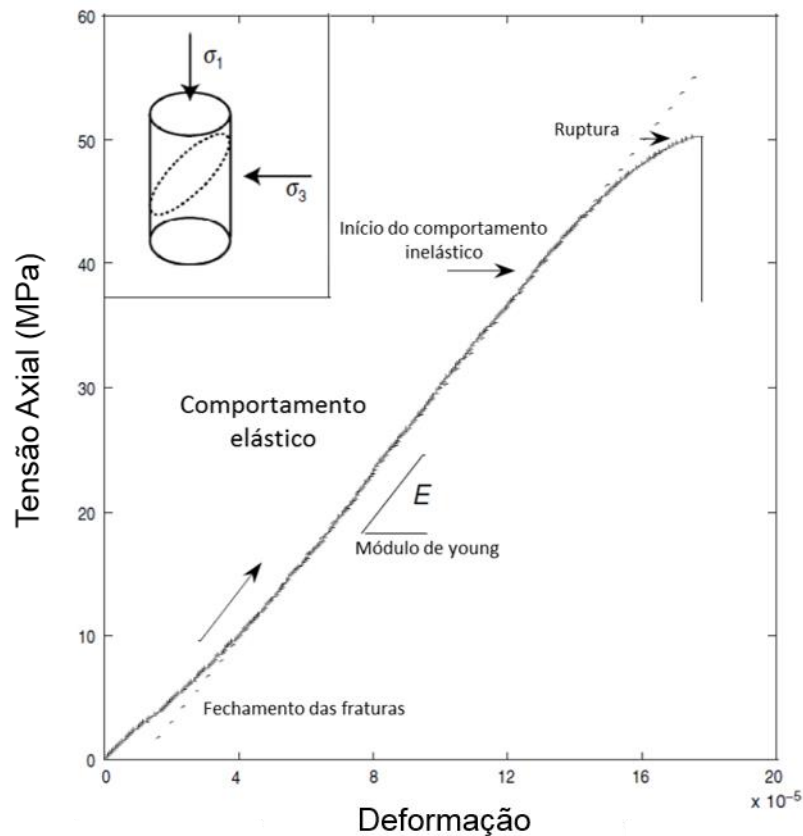


Figura 2 - Curva tensão deformação de um arenito cimentado resultante de um ensaio uniaxial (Modificado de Zoback, 2007).

Este estudo se baseia em ruptura da rocha e na formação e propagação de fraturas. As falhas, por sua vez, são formadas a partir da nucleação das fraturas existentes no meio.

Falhamento é um dos processos de deformação mais comuns na crosta terrestre. De acordo com o ambiente deformacional, as falhas acomodam deformações extensionais, compressionais e laterais, sendo que, na maior parte das vezes, combina mais de um estilo estrutural (Moraes, 2000).

Segundo Ramsay (1967), as rochas podem falhar quando submetidas a tensões isotrópicas tracionais ou a tensões cisalhantes, sendo estas últimas responsáveis pelos processos que predominam em ambientes geológicos. As tensões isotrópicas compressivas tendem apenas a variar o volume das rochas.

O escoamento, por sua vez, se instaura nas rochas quando há perda de resistência. O critério de ruptura se refere à formulação que estabelece o escoamento decorrente da perda de coesão da rocha (Moraes, 2000).

Os critérios de ruptura impõem limites para o início do escoamento na rocha em resposta aos esforços aos quais a mesma foi submetida. É uma relação que permite prever os limites de deformação e de tensão e a possível ocorrência de descontinuidades sob determinadas condições de tensão na rocha. Os vários critérios de ruptura apresentados por autores diversos podem ser empíricos, provenientes de ensaios em laboratório de mecânica de rochas, ou teóricos (Moraes, 2000).

O critério de Mohr-Coloumb é o mais utilizado na literatura geológica para o estudo do fraturamento rúptil das rochas. Foi desenvolvido de maneira conceitual e experimental por Coulomb (1773) e Mohr (1900) e define que o material irá fraturar quando a tensão cisalhante alcança determinado valor, que depende de parâmetros do material e da tensão normal efetiva. A envoltória do critério de Mohr-Coulomb é linear para um grande intervalo de valores das tensões principais σ_1 e σ_3 .

O falhamento ocorre quando a tensão cisalhante atuante ao longo do plano da falha (τ_f) se iguala à resistência ao cisalhamento da rocha (τ), considerando a resistência dada pelo critério de Mohr-Coloumb, definido por:

$$\tau = c + (\sigma_N - p)\tan\phi \quad \text{eq.(10)}$$

Onde c é a coesão do material, σ_N é a tensão normal na rocha, p é a poropressão, $(\sigma_N - p)$ é a tensão normal efetiva no momento da ruptura e ϕ é o ângulo de atrito interno.

Assim, se $\tau = \tau_f$, a ruptura ocorre.

O critério de Mohr-Coloumb é baseado no círculo de Mohr, que descreve os esforços normal e de cisalhamento que agem sobre planos com todas as orientações possíveis que passam por um ponto de referência em uma rocha (Fossen, 2010). O critério é definido pela reta

tangente que toca todos os círculos de Mohr. Estes representam combinações críticas das tensões principais obtidas nos ensaios de ruptura. Dessa forma, se um estado de tensões atuante na rocha atingir a linha tangente aos círculos de Mohr diz-se que a rocha irá romper, por meio de uma ruptura de cisalhamento devido a esforços de compressão (Rocha e Azevedo, 2009) (Figura 3).

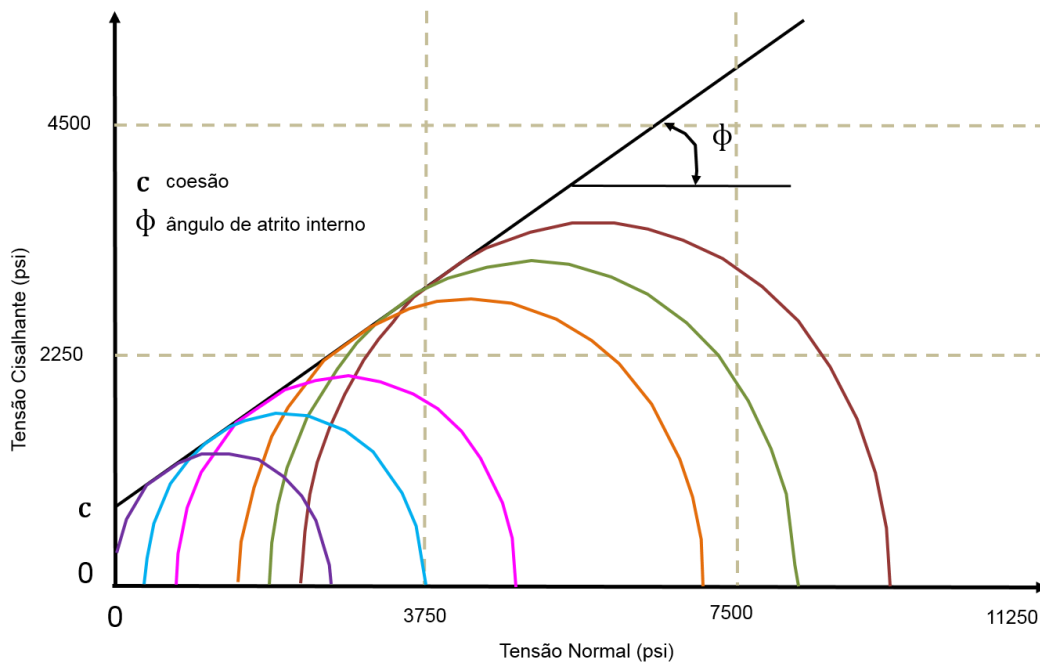


Figura 3 – Critério de ruptura de Mohr-Coloumb. (Modificado de Rocha e Azevedo, 2009).

O critério de Griffith (1920) é resultado de um estudo teórico da geração de pequenas fraturas em materiais rúpteis, principalmente o vidro (Figura 4). O critério postula que quando se impõe uma tensão de tração, pequenas fraturas se propagam ao longo da direção da tensão máxima e que as tensões nas extremidades dessas pequenas fraturas têm valores muito mais altos que as tensões impostas ao material favorecendo a propagação. Experimentalmente, estabeleceu ainda que as tensões necessárias para propagar uma fratura tem relação exponencial decrescente com a dimensão das microfraturas presentes no material (Moraes 2000). Assim escreve-se o critério de Griffith como sendo:

$$\tau^2 = 4T_0 (\sigma_N^e + T_0) \quad \text{eq.(11)}$$

Onde τ é a tensão de cisalhamento, T_0 é a resistência à tração da rocha e σ_N^e é a tensão normal efetiva.



Figura 4 – Critério de ruptura de Griffith. (Modificado de Moraes, 2000).

O critério tipo Cap Model, também chamado de ruptura por compactação ou colapso de poros, foi proposto por Roscoe e Schofield (1963) e advém da observação de que algumas rochas apresentam um comportamento limite também para as tensões médias efetivas aplicadas, quando se inicia o colapso estrutural do meio. No espaço das tensões principais, este tipo de ruptura é representado pelo chamado “*end cap*” que fecha a superfície de ruptura em tensões médias muito altas (Figura 5) (Davis e Selvadurai, 2002). A formulação apresentada abaixo foi proposta por K.H. Roscoe, na década de 50.

$$q^2 = M^2 \sigma_m (2p_c - \sigma_m) \quad \text{eq.(12)}$$

Onde q é a tensão desviadora, σ_m é a tensão média, M e p_c são parâmetros do material.

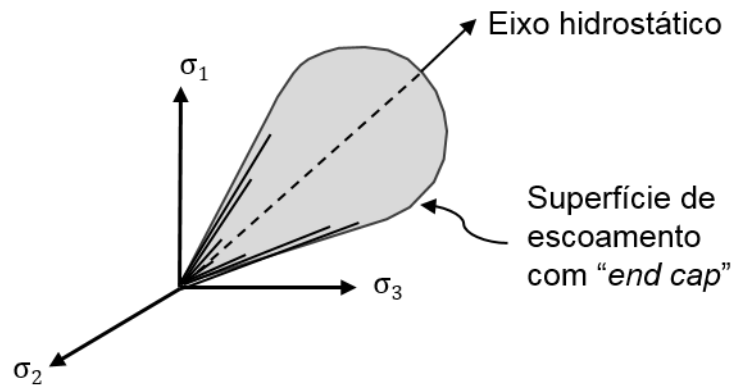


Figura 5 – “End cap” no espaço das tensões principais (modificado de Davis & Selvadurai, 2002).

A junção de critérios de ruptura por cisalhamento, tração e colapso formam as chamadas superfícies de escoamento “capped” (Figura 6), que representa uma composição de critérios de fratura que possivelmente encerram, de uma maneira mais ampla, o comportamento das rochas na natureza (Fjaer *et al.*, 2008).

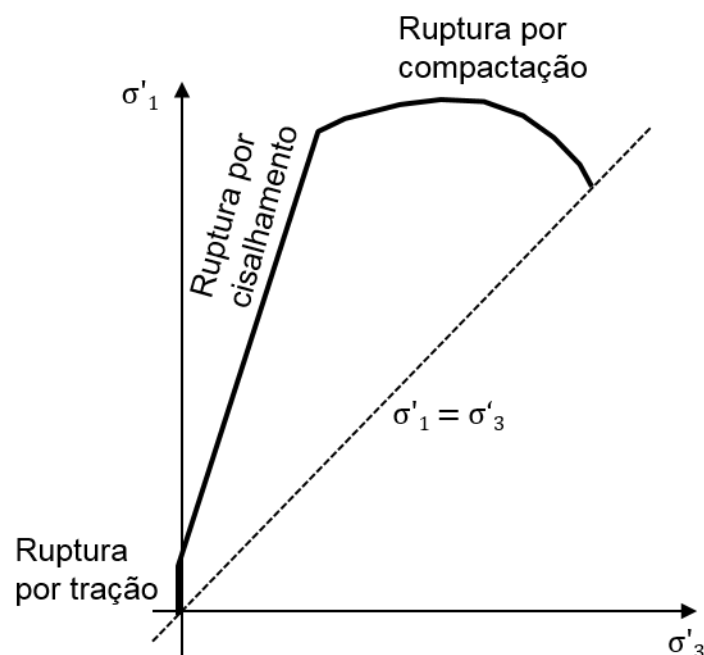


Figura 6 – Superfície de escoamento completa. Nesta superfície as rupturas por cisalhamento, compactação e tração estão definidas (modificado de Fjaer *et al.*, 2008).

2.3

Poropressão e Falhamento

O arcabouço estrutural das rochas sedimentares é constituído por matriz, cimento e poros. O fluido presente nos poros é normalmente a água, gás, óleo ou até mesmo magma de fusão parcial de rochas. A pressão associada a fase fluida que preenche os poros influencia de maneira significativa no comportamento mecânico da rocha (Moraes, 2000).

Para analisar o efeito da poropressão ou pressão de fluidos no falhamento pode-se utilizar o critério de Mohr-Coloumb. Assim, sendo $p_f^{inicial}$ a pressão de fluidos inicial e p_f^{final} a pressão de fluidos final, com uma variação na pressão de fluidos $\Delta p_f = p_f^{final} - p_f^{inicial}$ e considerando a tensão normal total constante tem-se que:

$$\begin{aligned}\Delta \sigma'_N &= -\Delta p_f \\ \sigma'^{final}_N &= \sigma'^{inicial}_N - \Delta p_f\end{aligned}\tag{eq. (13)}$$

Onde $\sigma'^{inicial}_N$ e σ'^{final}_N são as tensões normais efetivas inicial e final respectivamente, e $\Delta \sigma'_N = \sigma'^{final}_N - \sigma'^{inicial}_N$. Dessa forma, com a equação (14) reescreve-se o critério de Mohr-Coulomb:

$$\tau = c + \tan \phi (\sigma'^{inicial}_N - \Delta p_f)\tag{eq. (14)}$$

Pela equação (14) vê-se que o aumento da pressão de fluidos ($p_f^{final} > p_f^{inicial}$) favorece a possibilidade de ocorrência de falhamento, pois reduz a tensão efetiva. No círculo de Mohr, o estado geral de tensão efetiva é deslocado para a esquerda aproximando-se da envoltória de ruptura. Esse processo se associa a injeção no reservatório (Figura 7a).

Por outro lado, um decréscimo da pressão de fluidos ($p_f^{final} < p_f^{inicial}$) diminui a possibilidade de ruptura pois a tensão efetiva é aumentada, o que equivale a deslocar o estado de tensão para a direita,

afastando-o da envoltória de ruptura. Esse processo se associa a produção/depleção no reservatório (Figura 7b)

Em síntese, quanto mais alta a pressão de fluidos nos meios porosos, mais facilmente a rocha se rompe (Moraes, 2000).

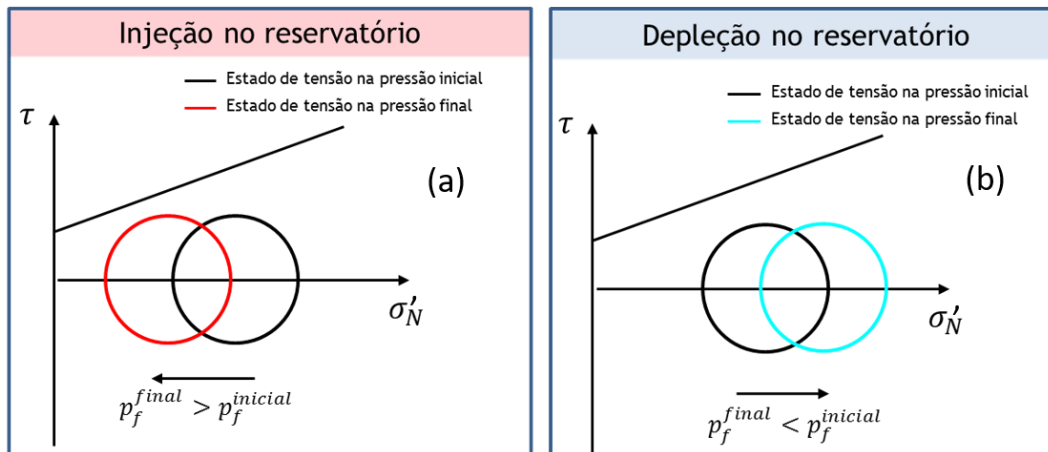


Figura 7 - Diagramas Mohr-Coulomb para: a) injeção no reservatório; b) Depleção (produção) no reservatório (modificado de Moraes, 2000).

2.4

Zonas de Falha

Planos de falha são, por definição, planos de movimentação cisalhante (Nelson *et al.*, 2001). Segundo Powell (1876), as falhas são estruturas complexas 4D: volumes de rocha complexamente deformadas que evoluem em suas propriedades estruturais e de fluxo de fluidos ao longo do tempo.

Nas seções sísmicas e geológicas as falhas, em geral, são identificadas como traços que representam planos únicos, sem uma espessura associada. No entanto, falhas são raramente superfícies simples ou zonas de espessura constante. Na realidade a maioria delas constitui uma estrutura de organização complexa composta de diferentes componentes estruturais, que podem ser diferenciados como: núcleo de falha, zona de dano e a rocha original ou rocha intacta. Por esse motivo, se considera mais apropriada a utilização do termo zona de falha para designar toda a região de deformação (Figura 8) (Fossen, 2010).

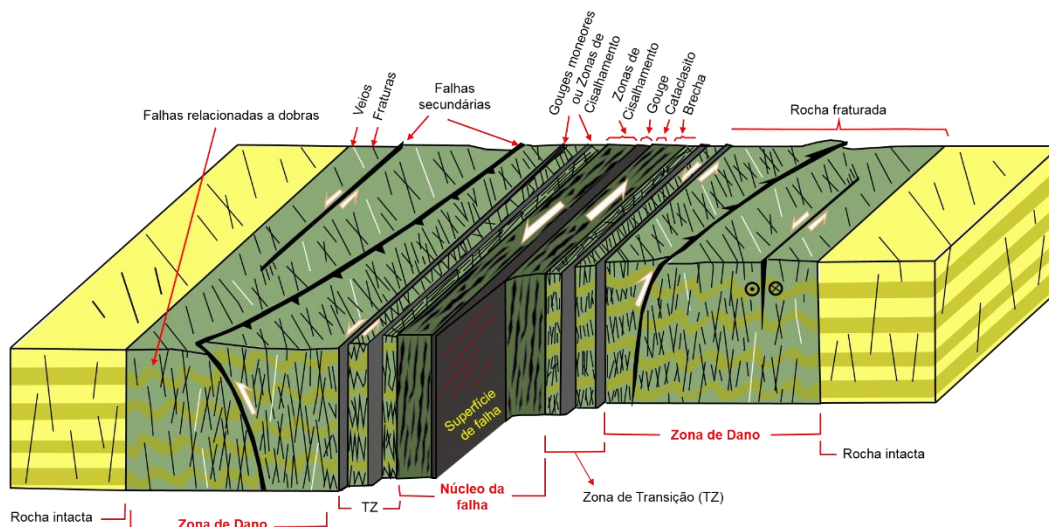


Figura 8 – Bloco diagrama conceitual de uma zona de falha (sem escala). Mostra os principais componentes da arquitetura de uma zona de falha (núcleo e zona de dano) e os elementos estruturais em cada componente. A zona transicional ou mista é caracterizada pelas variações dos elementos da zona de dano e núcleo (traduzido de Caine *et al.*, 1996 e Faulkner *et al.*, 2003).

Idealmente, zonas de falha são compostas por duas regiões distintas, um núcleo de falha, também chamado de *gouge* de falha, que acomoda a maior parte do deslocamento, e uma zona de dano associada (Figura 9). Contudo, nem sempre estas regiões são encontradas conjuntamente em uma dada zona de falha e, eventualmente, podem ocorrer separadamente uma da outra (Caine *et al.*, 1996; Chester & Logan, 1986).

O núcleo de falha é o resultado da alta localização da deformação e cisalhamento que acomoda a maior parte do rejeito da falha, e geralmente consiste de um número recorrente de superfícies de deslizamento, rochas de falha como brechas e cataclásitos, e lentes de rocha encaixantes deformadas e não deformadas (Choi *et al.*, 2016). Por conter rochas constituídas por material cominuído, tem, em grande parte das vezes, sua permeabilidade reduzida em relação à rocha intacta (Figura 10a) algumas ordens de grandeza.

A zona de dano, região que normalmente se encontra entre a parte não deformada da rocha e o núcleo de falha, são caracterizados por estruturas de deformação dútil, que incluem bandas de deformação, fraturas de cisalhamento, fraturas extensionais e estilólitos (Fossen, 2010) (Figura 10b).

A espessura da zona de dano, em geral, tem sido definida pela distribuição de frequência de estruturas como fraturas e bandas de deformação, que comumente diminuem à medida que se afastam da falha mestra (Chester e Logan, 1986; Scholz e Anders, 1994; Goddard e Evans, 1995).

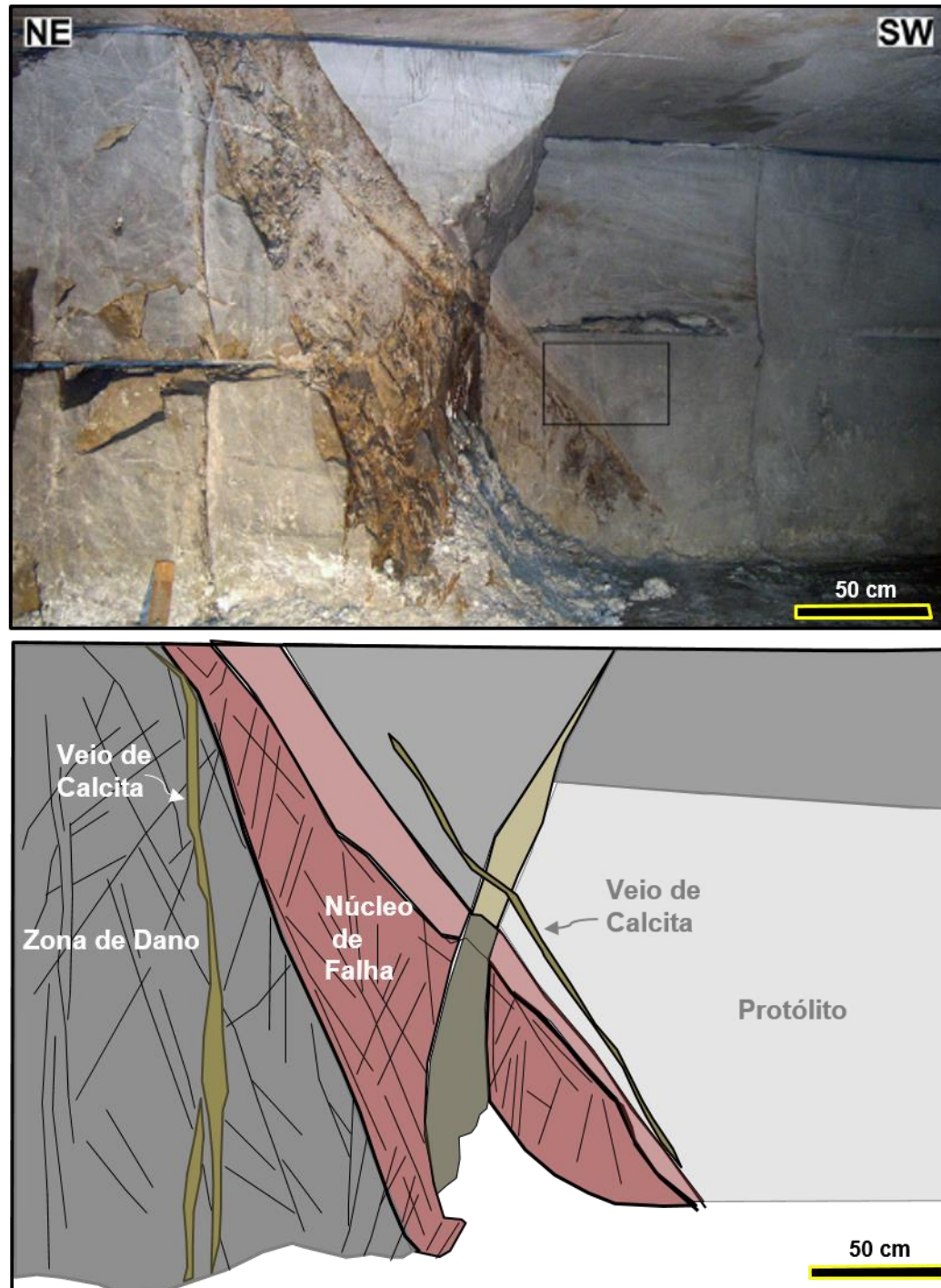


Figura 9 - Foto e interpretação de uma zona de falha formada em rocha carbonática. Toscana, Itália. Modificado de Molli et al., (2010).



Figura 10 – Núcleo de falha (a) e zona de dano (b) na bacia do Rio do Peixe, Paraíba, nordeste do Brasil. Fotos da autora.

Relações de escala de espessura de zona de dano e núcleo de falha em função do rejeito e do comprimento de falhas são apresentadas no trabalho de Carvalho *et. al* (2018). Estas relações são resultado de uma compilação de dados de rejeito, comprimento de falhas, espessura de zona de dano e espessura do núcleo de falha, oriundas de vários ambientes tectônicos de diversas referências bibliográficas e são apresentadas na forma de gráficos log-log, como aqueles mostrados nas Figuras 11, 12 e 13 Carvalho *et. al* (2018).

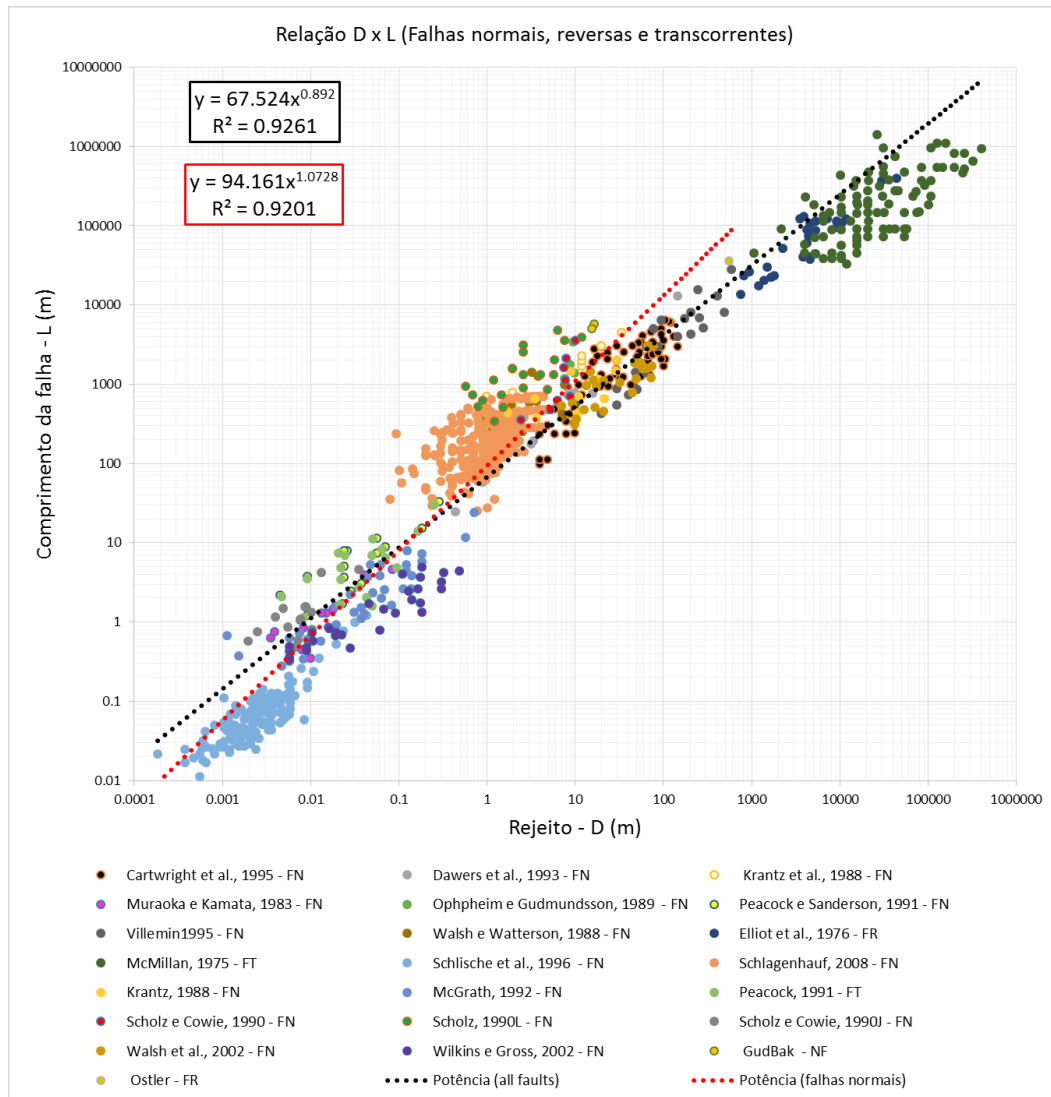


Figura 11 – Relação entre rejeito máximo (D) e comprimento (L) de falhas normais (FN), reversas (FR) e transcorrentes (FT) para diversos ambientes tectônicos e compilados de diversos autores. (Carvalho *et. al* 2018).

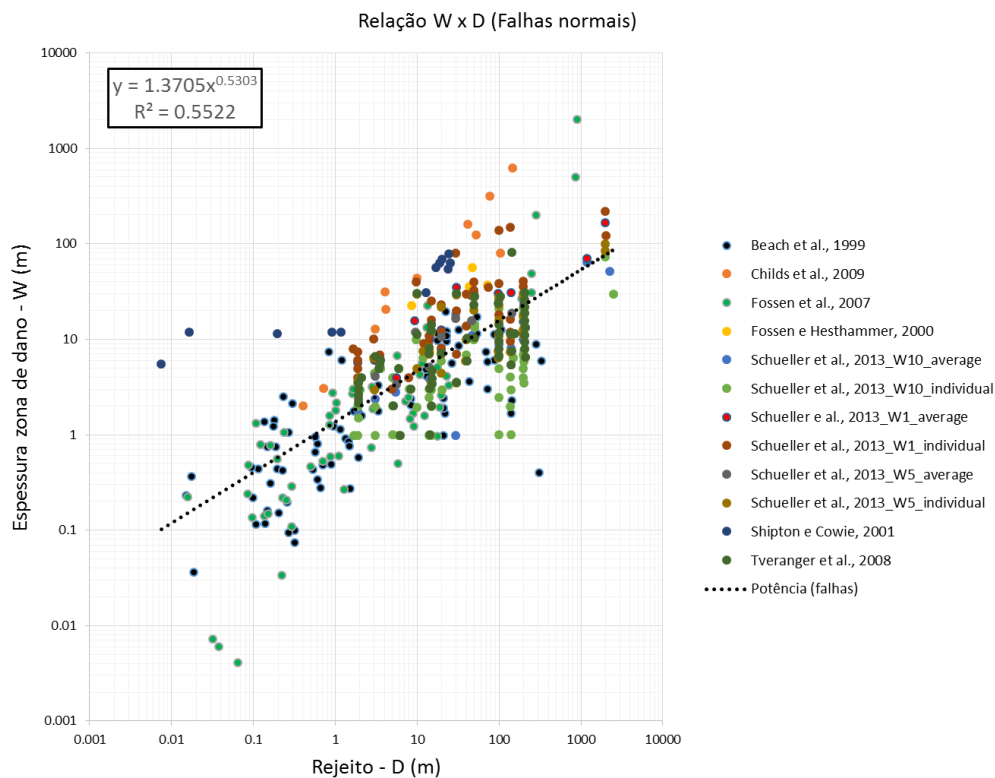


Figura 12 – Relação entre rejeito máximo (D) e espessura de zona de dano (W) de falhas normais (FN), compilados de diversos autores (Carvalho *et. al* 2018).

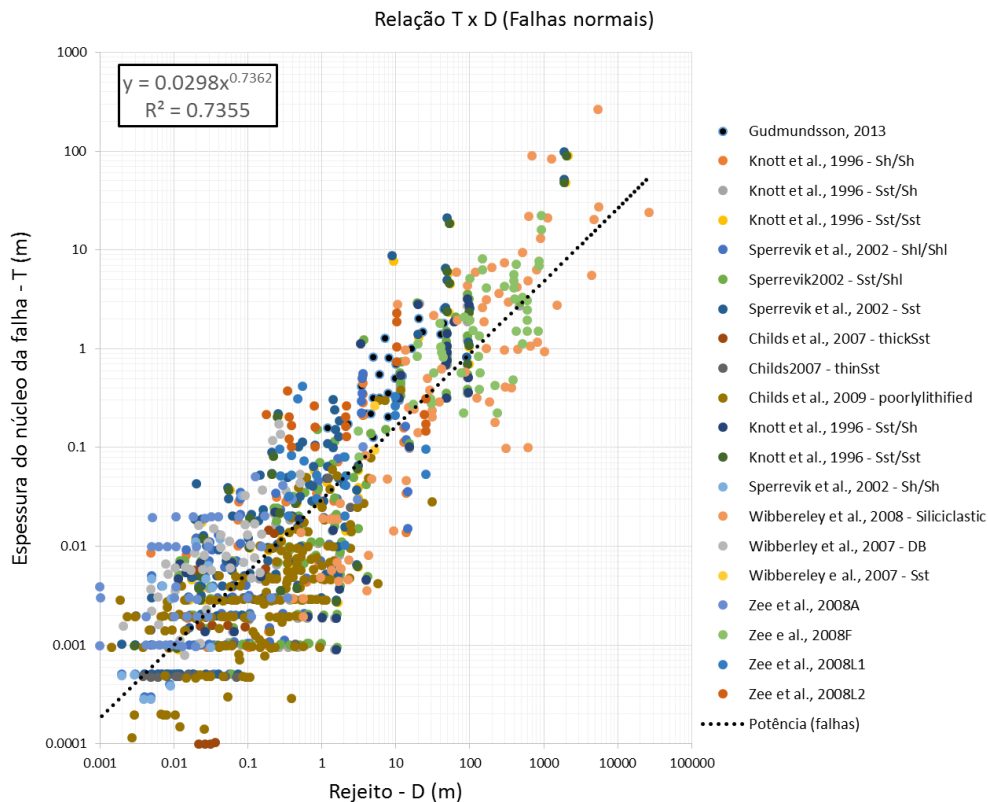


Figura 13 – Relação entre rejeito máximo (D) e espessura do núcleo da falha (T) de falhas normais (FN), compilados de diversos autores e litotipos (Carvalho *et. al*, 2018).

2.5

Rampas de Revezamento

Segmentos de falhas normais são observados em sistemas de Rifte e regiões de extensão crustal em todo o mundo (Coward *et al.*, 1987; Davidson., 1994). A evolução da distensão promove o desenvolvimento do sistema de falhas e a interação mecânica entre elas dá origem às rampas de revezamento (Crider e Pollard, 1998) (Figura 14). A formação destas estruturas durante o desenvolvimento das falhas normais é extremamente comum (Fossen e Rotevatn, 2016). Elas são formadas e destruídas continuamente e ocorrem desde a escala de centímetros em mapa, até 100 quilômetros de largura (Peacock *et al.*, 2000; Soliva e Benedicto, 2004). A interação entre as falhas e consequente formação das rampas depende da densidade, distribuição e arranjo do sistema de falhas e do campo de tensões envolvido (Fossen e Rotevatn, 2016).

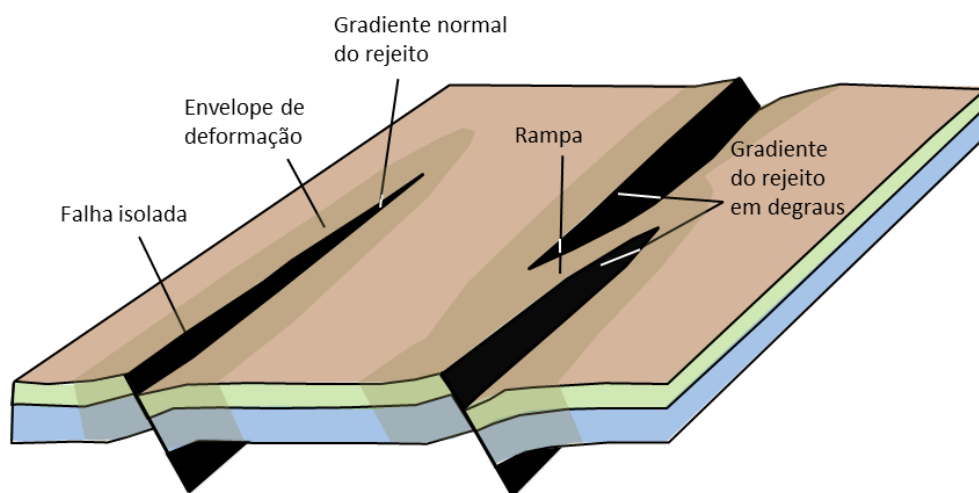


Figura 14 - Rampa de revezamento com falhas normais, mostrando como as rampas se formam quando duas falhas estão próximas e seus respectivos envelopes de deformação se sobrepõem (direita). Uma falha isolada é mostrada no lado esquerdo da figura, modificado de Fossen e Rotevatn (2016).

2.5.1

Formação das rampas de revezamento

Segundo Fossen e Rotevatn (2016) a evolução de falhas em um sistema distensivo se dá por um ou pela combinação de um dos seguintes mecanismos: crescimento e coalescência dos segmentos de falha ou pela

reativação de uma estrutura crustal profunda (Figura 15). Esses modelos são considerados como *end-members*, os quais podem explicar a evolução de um sistema de falhas e ocorrem naturalmente em uma mesma região ou Rifte.

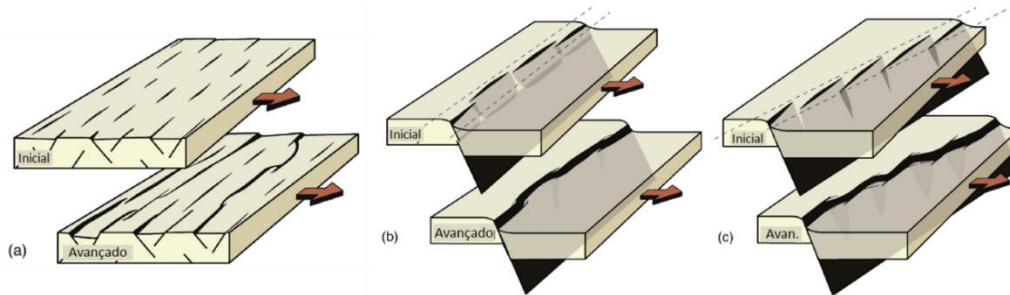


Figura 15 - Evolução de falhas em um sistema distensivo. (a) Extensão uniforme gerando um sistema de falhas incipiente que evolui pela interligação de falhas menores que se tornam uma única falha mais longa. (b) Embasamento controlando a extensão e a geração de falhas formando rampas de revezamento na cobertura sedimentar; com a evolução do sistema as falhas se unem originando um segmento de falha mais longo e não planar. (c) Variação de (b) onde as falhas pré-existentes não são ortogonais à direção de extensão. Modificado de Fossen e Rotevatn (2016).

O primeiro modelo para a evolução das falhas e geração de rampas de revezamento considera o crescimento dos segmentos de falha isolados, distribuídos randomicamente, que se formam a partir de uma extensão uniforme. As falhas são nucleadas a partir das heterogeneidades em uma unidade litológica e, com o crescimento, elas se interagem formando as rampas e se ligam por meio de falhas transversais originando longos segmentos de falhas (Figura 15a).

O outro modelo considera que a reativação de uma falha crustal profunda promove o desenvolvimento de falhas na cobertura sedimentar. Neste modelo, as falhas crustais, ou do embasamento se propagam formando grandes segmentos não paralelos, que ao serem reativados, acumulam tensões na cobertura sedimentar gerando novos segmentos de falha (Figura 15b). A maneira como se distribuem as falhas na cobertura sedimentar dependerá essencialmente da orientação do campo de tensões, especialmente a direção de distensão (σ_3) em relação à direção das falhas crustais pré-existentes. No caso de serem perpendiculares, tenderá a formar falhas planares ortogonais à direção da distensão, enquanto que, se forem inclinados, formará falhas planares inclinadas em relação à direção da distensão (Figuras 15b e 15c).

Neste contexto, uma rampa topográfica se formará entre os dois segmentos de falhas normais caracterizando uma zona de interseção entre elas, comumente fraturada, especialmente no topo da rampa, resultado da evolução do sistema de falhas (Crider e Pollard, 1998). A continuidade da distensão pode promover a quebra da rampa e formação de uma única falha de grande extensão. Em ambos os modelos acima descritos, a orientação e geometria das rampas de revezamento, havendo ou não reativação, dependerá essencialmente da heterogeneidade da área e da orientação de estruturas pré-existentes em relação ao campo de tensões no momento de formação das falhas (Fossen e Rotevatn, 2016).

O processo de evolução de um sistema de falhas (crescimento, interação e conexão de falhas) é amplamente documentado e relativamente bem compreendido (e.g. Peacock e Sanderson, 1991, 1994; Trudgill e Cartwright, 1994; Cartwright *et al.*, 1996; Cowie *et al.*, 2005; Fossen *et al.*, 2010; Fossen e Rotevatn 2016).

Uma vez que duas falhas subparalelas se tornam próximas o suficiente elas começam a interagir e formar a rampa. Isto se manifesta pelo curvamento da extremidade da falha na zona de interseção entre elas, onde se desenvolve uma complexa zona de estruturas subsidiárias: falhas, fraturas e bandas de deformação (Fossen e Rotevatn 2016).

Rampas de revezamento *soft-linked* (sem quebra da rampa) são desenvolvidas no estágio inicial de evolução de um sistema distensivo. Formam uma zona onde a deformação é transferida entre dois segmentos de falha (Figura 16a). A zona de interseção entre as duas falhas é caracterizada por uma região mais alta topograficamente, resultado do dobramento das camadas geológicas na área (Peacock e Sanderson, 1991). À medida que a distensão evolui (Figura 16b) uma falha é formada e a rampa de revezamento é quebrada e inicialmente separada em dois segmentos coalescentes originando as rampas *hard-linked* (rampa quebrada) e um segmento de falha contínuo (e.g. Imber *et al.*, 2004; Ciftci e Bozkurt, 2006) (Figura 16c). Isso implica que rampas *soft-linked* possuem feições de transição em um processo progressivo de ligação de falhas (Fachri *et al.* 2013).

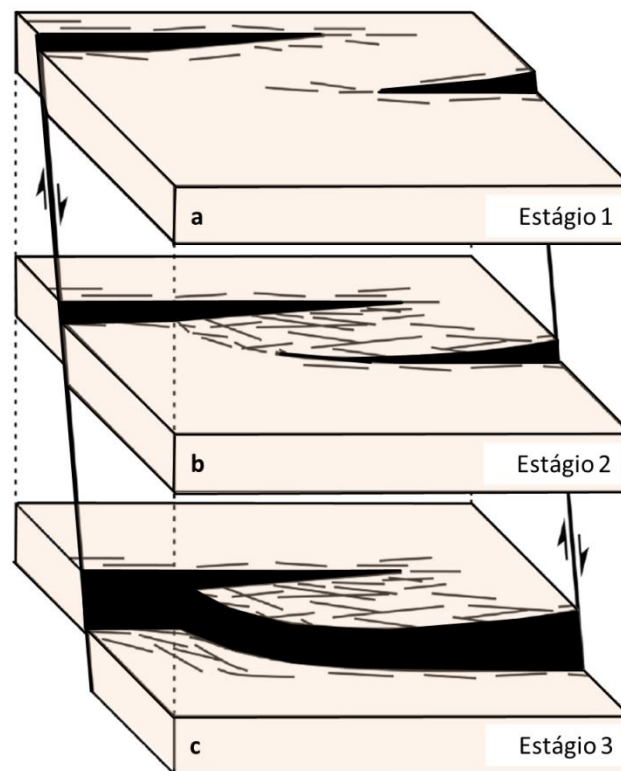


Figura 16 - Evolução de um sistema distensivo: crescimento e ligação de dois segmentos de falha através da formação de rampas de revezamento *soft linked* (estágios 1 e 2) e *hard-linked* (estágio 3). Do estágio 1 ao 3 é mostrado o desenvolvimento de uma complexa zona de deformação de maneira tridimensional. Em profundidade uma rampa pode ser *hard-linked*, enquanto que, nos níveis mais rasos, visto em mapa, pode ser rampa *soft linked*, modificado de Rotevatn et al. (2007).

Na zona de interação entre duas falhas subjascentes (falhas 1 e 2 da Figura 17) o desenvolvimento de uma delas em relação a outra, em geral, dependerá da distribuição do campo de tensão e o quão próximas elas estão uma da outra. Nas extremidades da falha 1 há um aumento das tensões, enquanto que, na extremidade da falha 2 a tensão diminui. No desenvolvimento do sistema de falhas a tendência é que a falha 2 cesse sua propagação ao longo da sua direção original e passe a se desenvolver na direção da outra falha fazendo uma curvatura. Contudo, se a tensão atinge um valor crítico a propagação é interrompida e como resultado forma-se a rampa de revezamento do tipo *soft-linked*. Porém, se a deformação continua, desenvolve-se uma falha transversal que quebra a rampa e conecta as duas falhas (*hard-linked*) (Fossen e Rotevatn 2016).

O gradiente de tensão em torno da zona de interação entre as duas falhas pode chegar a ser 2,5 vezes menor que na extremidade de uma falha isolada (Soliva e Benedicto, 2004).

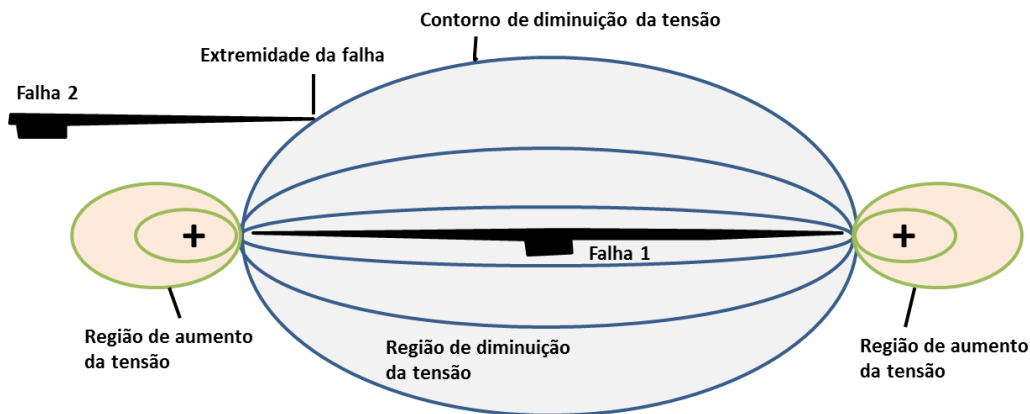


Figura 17 - Zonas de aumento e diminuição da tensão em torno da falha normal 1. A taxa de crescimento da falha 2 na zona de interação entre as duas falhas é retardada quando a extremidade da falha 2 alcança a região de diminuição da tensão da falha adjacente (falha 1), modificado de Fossen e Rotevatn (2016).

As características das rampas de revezamento formadas, tais como geometria, largura e comprimento, irão depender de uma série de fatores tais como geometria, resistência e comprimento das falhas, propriedades mecânicas da rocha e estruturas pré-existentes. Em geral, quanto maior o comprimento e rejeito das falhas pré-existentes maior é a área de influência do campo de tensões delas e maior a chance de haver interação com falhas adjacentes (Fossen e Rotevatn, 2016). Em regiões de Rifte, o maior espaçamento entre falhas normais subparalelas de maior extensão do Rifte é de mínimo 5 km para que elas possam interagir e gerar rampas de revezamento, com larguras de 5 a 6 km (e.g., Spadini e Podladchikov, 1996). Rampas de revezamento com mais de 30 km de largura também podem ser observadas em Riftes e, em casos extremos, a largura pode chegar a 100 km (Peacock *et al.*, 2000).

Quando há interação das falhas e estabelecimento da rampa de revezamento, esta começa a se deformar internamente e a quebra da rampa pode ocorrer devido à propagação da deformação. Essas deformações dependem essencialmente das propriedades mecânicas das rochas dentro da rampa de revezamento e a duração do evento de deformação. Sedimentos clásticos, pouco consolidados, depositados em baixas profundidades, acomodam mais facilmente a deformação que arenitos consolidados, calcáreos, basaltos e rochas de embasamento. Nestas litologias comumente se desenvolvem fraturas e falhas ao longo de zonas fraturadas ao invés de bandas de deformação (e.g., Antonellini *et al.*,

1994; Kristensen *et al.*, 2013., Aydin *et al.*, 2006; Fossen *et al.*, 2007). É esperado que rampas em litologias mais rígidas tenham ângulos de mergulho menores que 26 graus e se desenvolvem em profundidades superiores a 1 km (Fossen *et al.*, 2010).

O espaçamento entre as falhas acima do qual não há interação entre elas depende do comprimento e do rejeito das mesmas; grandes segmentos de falha possuem uma zona de influência do seu campo de tensões maior que falhas menores e, portanto, podem interagir com outras falhas mais distantes. Isso leva a uma relação bem definida entre largura e comprimento da rampa (zona de sobreposição das falhas) que é contante para uma ampla variação de tamanhos de falhas (Fossen e Rotevatn, 2016). Longer e Imber (2011) compilaram dados de exemplos de regiões de rampas em Riftes pelo mundo e o resultado é apresentado na Figura 18, que mostra a relação entre o comprimento e a largura da rampa de revezamento.

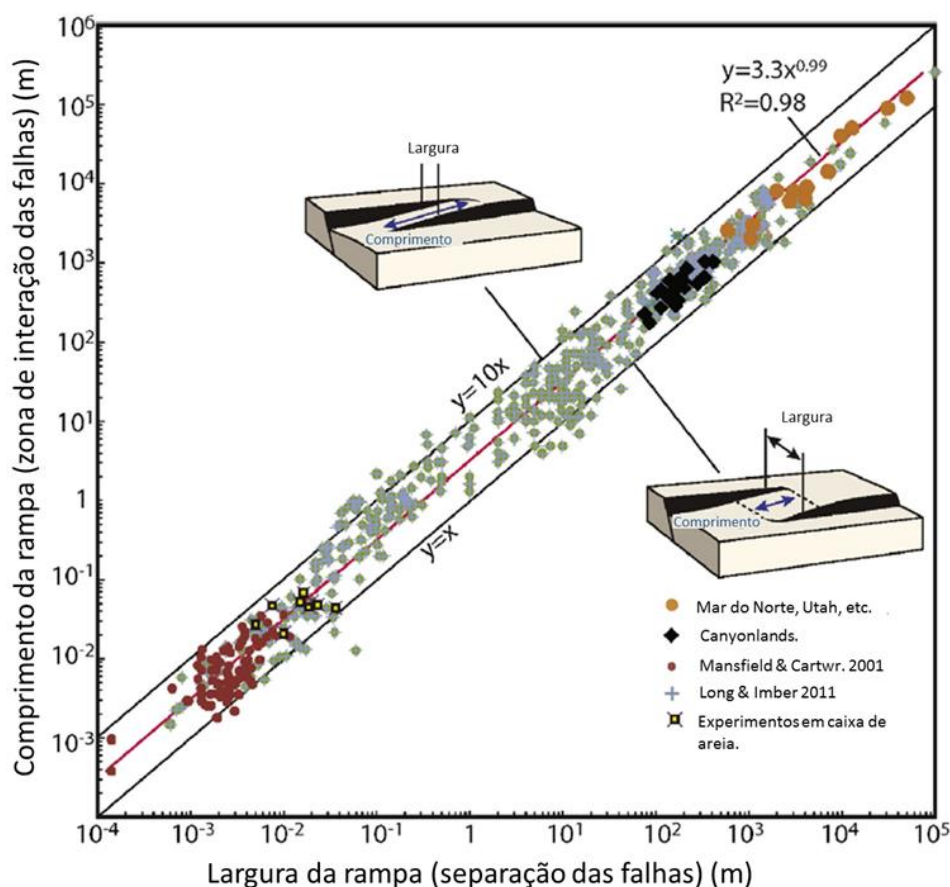


Figura 18 – Relação entre largura e comprimento da rampa de revezamento. Dados compilados por Long e Imbar's (2011) e modificados de Fossen e Rotevatn (2016).

De maneira geral, o comprimento da rampa é, em média, 3 a 3,5 vezes maior que a largura e há sempre um componente de alongamento e de torção das camadas dentro da rampa que controlam sua geometria (Ferrill e Morris, 2001). As tensões e deformações desenvolvidas na rampa são influenciadas essencialmente pela magnitude do rejeito das duas falhas envolvidas, pelo não-paralelismo, não planaridade das extremidades das falhas e da relativa taxa de crescimento. A alta variabilidade destes parâmetros torna difícil prever em detalhe o campo de tensão, deformação e padrão de fratura dentro da rampa (Fossen e Rotevatn 2016).

Fossen e Rotevatn (2016) descrevem quatro classes *end-members* de geometria de rampas que podem ser observadas em afloramentos de campo, dados sísmicos interpretados, experimentos físicos e modelos numéricos (Figura 19): (1) rampa não quebrada (Figura 19a), (2) evolução de apenas uma extremidade de falha (Figura 19b), (3) evolução das duas extremidades de falha (Figura 19c) e (4) quebra da rampa sem evolução das extremidades das falhas (Figura 19d).

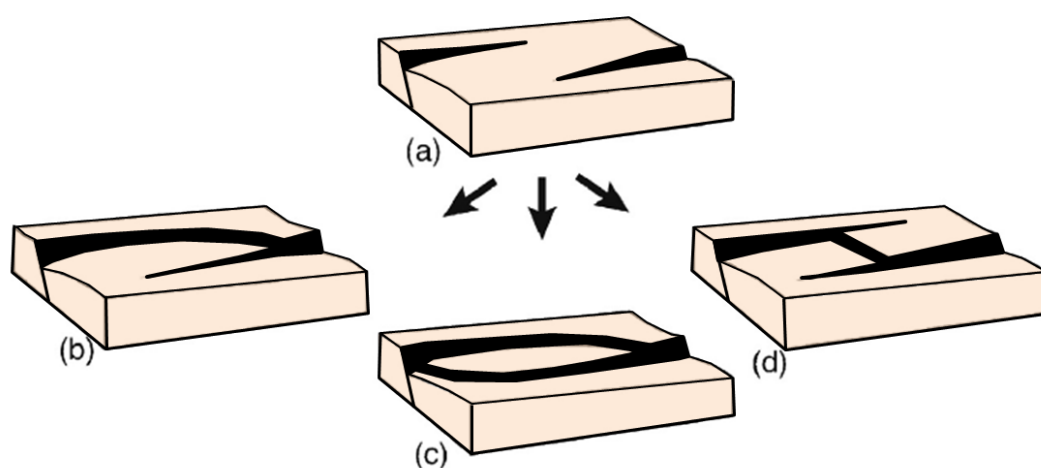


Figura 19 - Padrões de quebra das rampas de revezamento. (a) rampa aberta. (b) *upper-ramp*, evolução da extremidade de apenas uma falha. (c) rampa com sobreposição das falhas, evolução da extremidade das duas falhas adjacentes. (d) *Mid-ramp*, rampa se quebra no meio. Modificado de (Fossen e Rotevatn 2016).

As rampas do tipo (1) se formam no estágio inicial de desenvolvimento de um sistema de falhas, entre duas falhas subjacentes, cujas extremidades não se desenvolveram (Figura 19a). Nas rampas do

tipo (2) apenas a extremidade de uma das falhas se desenvolve formando uma curvatura que se conecta com a outra falha (Figura 19b). No bloco superior (*hanging wall*), acima da extremidade da falha que evoluiu, a rampa é preservada, enquanto que, no bloco inferior (*footwall*), quando a rampa é larga o suficiente, ela pode funcionar como uma trapa estrutural para petróleo. Quando as extremidades das duas falhas subjacentes se propagam e se conectam o resultado é uma rampa do tipo (3) (Figura 19c) e o rejeito pode ser distribuído entre as duas falhas.

Pode ocorrer no desenvolvimento da rampa de revezamento que não seja formada a falha que irá conectar as duas falhas pré-existentes (rampas *soft-linked*). No entanto, a rampa se torna uma zona com alta densidade de fraturas que pode conectar as falhas hidraulicamente através da zona fraturada. Por outro lado, o arranjo de falhas pode ser favorável ao desenvolvimento de rampas do tipo (4) (Figura 19d), que se caracterizam pela quebra da rampa sem evolução das extremidades das falhas pré-existentes, como por exemplo em Canyonlands (Crider and Pollard 1998). A razão para essa diferença é a natureza frágil e quebradiça das camadas de Canyonlands e a presença de estruturas pré-existentes que foram reativadas. Em geral, a maneira pela qual ocorrerá o desenvolvimento da rampa é consequência das irregularidades geométricas da zona de sobreposição das falhas e variações laterais da robustez das falhas subjacentes (Fossen e Rotevatn 2016).

No processo de formação das rampas a transição entre a rocha intacta e a rampa falhada é gradual e usualmente envolve a acumulação de feições de deformação de menor escala como fraturas, bandas de deformação e falhas menores que evoluem para falhamento e coalescência de falhas. Portanto, rochas que constituem a rampa irão passar por mudanças de propriedades mecânicas e petrofísicas ao longo da evolução para uma rampa completamente quebrada. Neste contexto, o conceito de escala é de grande importância, o que aparece contínuo e não quebrado na escala da sísmica por exemplo, pode ser altamente deformado na escala de afloramento. Por outro lado, se as falhas na rampa são muito próximas, a sísmica não é capaz de resolvê-la e na interpretação aparecerá como uma quebra/mudança na direção da falha (Fossen e Rotevatn 2016).

O mergulho e a curvatura da rampa são diretamente relacionados com o rejeito das duas falhas. Em geral, observações sugerem que a maioria das falhas envolvidas em rampas de revezamento apresentam rejeito convexo onde o gradiente de tensões aumenta em direção à extremidade da falha. Isso significa que as camadas de rocha localizadas nas extremidades das falhas são mais sujeitas a deformações. Entretanto, alguns casos mostram redução no gradiente de rejeito próximo à extremidade da falha (na região de sobreposição), com exemplos em Soliva e Benedito (2004), implicando que a maior curvatura da rampa está na sua parte central. Assumindo uma correlação positiva entre fraturas subsísmicas e curvatura, essa geometria favorece uma quebra na região central (tipo 3) (Figura 19d). Além disso, perfis de rejeito variam dentro de uma população de falhas, indicando que eles dependem da geometria local ou propriedades mecânicas, que são difíceis de prever (Fossen e Rotevatn 2016).

As características geométricas das rampas e suas variedades podem ter uma influência significativa nos padrões de deposição de sedimentos principalmente onde ocorre a ligação entre as falhas próximo à superfície. Elas podem controlar o padrão de drenagem e as condições hidrológicas no desenvolvimento de uma bacia Rife (Berger *et al.*, 2009), e podem influenciar a distribuição dos depósitos de maior qualidade de um reservatório, o que é de alto interesse durante a exploração de margens rifteadas continentais (Fossen e Rotevatn, 2016).

2.5.2

Fluxo de fluidos nas rampas de revezamento

Rampas de revezamento tipicamente representam caminhos para migração vertical de fluidos (Figura 20). Elas podem agir como condutos para o fluxo de fluidos na zona de sobreposição entre duas falhas selantes. A razão disso é a alta complexidade estrutural presente nas rampas de revezamento com o aumento do número de falhas e fraturas e da grande variação de orientações destas estruturas (e.g. Sibson, 1996; Peacock e Parfitt, 2002; Kim *et al.*, 2004; Fossen *et al.*, 2005; Fachri *et al.* 2013).

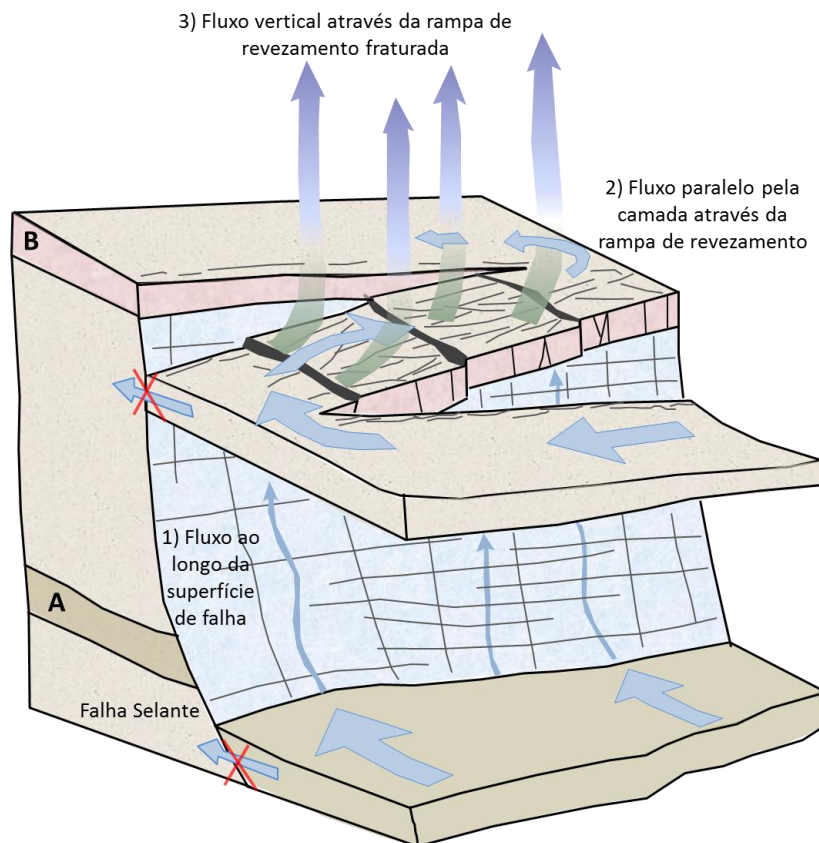


Figura 20 - Padrão de fluxo de fluidos através da rampa de revezamento (camada (B)). A falha selante pode conduzir os fluidos na direção vertical (1), mas muito mais eficiente é o fluxo através da rampa de revezamento fraturada (2). Em reservatórios as rampas de revezamento aumentam a comunicação entre os blocos alto e baixo da falha (2). Camada (A) não mostra a geometria em rampa e não está associada com o fluxo dos tipos 2 e 3, modificado de Fossen e Rotevatn (2016).

As rampas apresentam também um importante controle no transporte de fluido pela crosta afetando todos os tipos de fluidos incluindo hidrocarbonetos, CO_2 , magma, água e outros fluidos voláteis. Devido à grande complexidade estrutural presente, as rampas de revezamento tendem a aumentar a permeabilidade vertical como, por exemplo, no sistema de Riftes da Nova Zelândia, descritos no estudo de Rowland e Sibson (2004), onde a concentração de campos de fluidos geotermiais é encontrada nas rampas e o aumento da permeabilidade vertical é associada ao aumento da complexidade estrutural nestas zonas. Outras evidências do aumento de atividades de fluidos geotermiais associadas a rampas de revezamento foram reportadas por Curewitz e Karson (1997), que mostraram que o CO_2 que emerge dos *springs* estão localizados em zonas estruturalmente complexas em termos de arranjo de falhas associadas a rampas. Em sistemas de rochas vulcânicas a localização do

magma tem sido correlacionada com falhas transversais e zonas de transferência extensionais (Vigneress e Bouchez, 1997). Também em associação com magmatismo, onde se encontra alta atividade hidrotermal, importantes depósitos minerais hidrotermais são relacionados a rampas de revezamento e interseções de falha como, por exemplo, mineralização de cobre ao longo da falha do Vale Lisbon e Zona de falhas Dollores em Utah nos Estados Unidos (Breit e Meunier, 1990). Micklethwaite e Cox (2004), (2006), associam depósitos hidrotermais de ouro em zonas de sobreposição de falhas inserido em sistemas de falhas transcorrentes.

As rampas de revezamento, além de controlar a migração e localização do fluido, podem influenciar também na diagênese favorecendo processos de cimentação e dolomitização como apresentado no trabalho de Eichhubl et al (2009), que mostrou que o fluido de migração e cimentação ao longo da falha de Moab em Utah está concentrado em áreas da falha de ligação ou interseção das falhas pré-existent.

Revezamento e interseções de falhas são importantes para a migração e acumulação de hidrocarbonetos. Essas áreas podem agir como condutos verticais para migração de fluidos para as trapas, no entanto, o efeito na integridade da rocha selante pode ser negativo. Rampas também podem controlar o fluxo de fluido entre reservatórios estruturalmente compartimentados e influenciar na produção dos mesmos com o tempo (Fossen e Rotevatn 2016). As rampas do tipo *soft linked* podem favorecer a conexão de reservatórios através das falhas e fraturas transversais que se formam na rampa entre uma falha e outra (Bense and Baalen, 2004; Manzocchi et al., 2008; Rotevatn et al., 2009a). Entretanto, esse efeito pode ser reduzido se uma banda de deformação, com uma zona de dano de baixa permeabilidade, estiver associada à rampa de revezamento (Rotevatn et al., 2009b, Rotevatn e Fossen, 2011). Outra maneira pela qual as rampas podem favorecer o fluxo de fluido através das falhas transversais é pela justaposição de múltiplas unidades de reservatório de diferentes níveis estratigráficos devido à sobreposição de diferentes camadas dobradas associadas aos diferentes graus de rejeito das falhas (Manzochi et al., 2010).

Em rochas não porosas, onde as fraturas representam o principal meio para o fluxo de fluidos, a continuidade das zonas fraturadas, dentro da rampa, pode ter um efeito limitado no fluxo pela rampa. Entretanto, quanto maior a densidade e variedade na orientação do sistema de fraturas, que controlam a permeabilidade, maior o favorecimento do fluxo de fluidos através das falhas transversais. Ao longo de segmentos de falhas isolados, ainda que a maioria das fraturas sejam paralelas à falha, a presença da zona de dano tem um efeito negativo na permeabilidade do sistema de fraturas (Jourde *et al.*, 2002). Contudo, nas rampas de revezamento o aumento na intensidade e a variabilidade da orientação das fraturas, tende a aumentar o fraturamento na matriz e a conectividade e ambas resultam no aumento da permeabilidade (Fossen e Rotevatn 2016).

Nas rampas de revezamento a rotação do campo de tensões local é algo muito comum e determinadas orientações podem favorecer a abertura das fraturas, o que pode promover aumento da permeabilidade do sistema (Tamagawa e Pollard, 2008). Barton *et al.* (1995), Davatzis e Hikman (2005), mostram que, mesmo que uma pequena porcentagem de fraturas esteja aberta, elas podem manter alta condutividade hidráulica em um dado tempo.

Rampas de revezamento *soft-linked* podem aumentar a permeabilidade pela presença de fraturas e falhas, enquanto que, em rampas *hard-linked*, devido à zona de dano, a permeabilidade pode ser reduzida (Rotevatn *et al.*, 2007). No entanto, em reservatórios de rochas carbonáticas fraturadas, é mostrado que rampas *hard-linked* podem providenciar maior conectividade comparada com rampas *soft-linked*. A razão disso é que nestas rochas o desenvolvimento do sistema de fraturamento e permeabilidade vai se aprimorando à medida que o processo de crescimento e ligação das falhas evolui ao longo da rampa tornando-se favorável ao fluxo até a quebra total da mesma (Fossen e Rotevatn 2016).

A consequência do crescimento da falha na rampa até a ligação das duas falhas subparelas é o desenvolvimento de longas e contínuas falhas de estágios mais avançados da evolução de um sistema distensivo. Como as rampas se formam e depois se quebram formando uma única falha, elas

podem compartimentalizar reservatórios e produzir longos e isolados blocos que agem como separadores de fluidos. Exemplos de campos com rampas de revezamento desenvolvidas é o campo de Gullfaks no Mar do Norte (Fossen e Hesthammer, 1998) (Figura 21b).

Este campo apresenta um sistema maduro em termos de complexidade estrutural, onde há vários graus de evolução e conexão de falhas e para a produção de petróleo exige uma grande quantidade de poços injetores e produtores. O campo de deformação em Gullfaks, mostrado na Figura 21b é 40 % mais rotacionado que o campo de Beatrice, mostrado na figura 21a, estruturalmente mais imaturo.

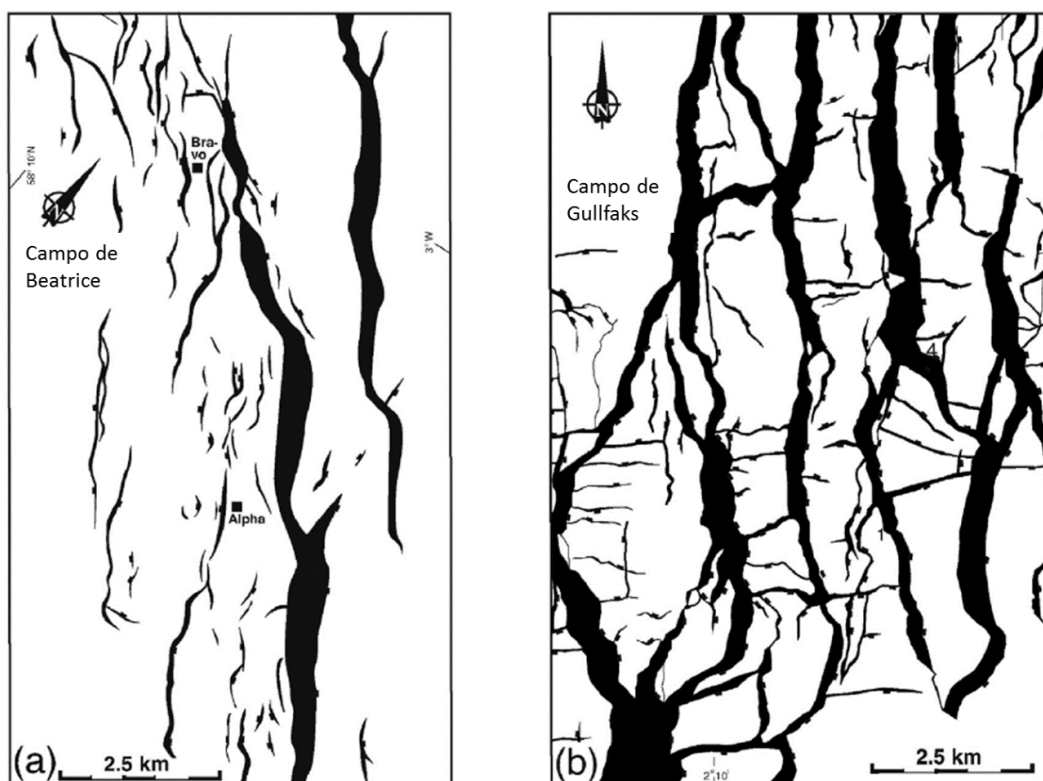


Figura 21 - Padrão de falhas no campo de Beatrice (a) e no campo de Gullfaks (b), ambos no Mar do Norte. Nota-se como no campo de Gullfaks, estruturalmente mais complexo, as falhas são longas e conectadas, múltiplas prévias rampas de revezamento podem ser inferidas pela quebra e mudança na direção do traço das falhas. A alta compartimentalização no campo de Gullfaks requer muitos poços para uma produção eficiente enquanto que, poucos poços são necessários para produzir no campo de Beatrice, com blocos de falhas mais conectados. Modificado de Fossen (2010).

2.6

Trabalhos experimentais

Nesta dissertação de mestrado foram utilizados dados de parte da análise experimental de Kiewiet (2015), Kiewiet *et al.* (2016) e também do projeto com o CSIRO (Falcão et al., 2014; Nogueira et al., 2013a, b, c, d).

A pesquisa realizada no CSIRO em conjunto com a Petrobras, iniciada em 2013, teve como base a realização de ensaios mecânicos (cisalhamento direto, uniaxiais e triaxiais), em amostras de travertinos obtidos na região de Acquasanta Terme, Itália (Figura 22).

No projeto CSIRO foram feitos: (i) ensaios triaxiais de caracterização da rocha intacta; (ii) ensaios de cisalhamento direto para geração da falha; e (iii) ensaios triaxiais simulando a reativação de falha.



Figura 22 – Foto da pedreira de onde as amostras de travertino foram retiradas. A estrela destaca a posição aproximada onde as amostras foram retiradas. (Kiewiet, 2015)

Com o objetivo de gerar zonas de falha artificiais em travertino, blocos com dimensões 11 x 15 x 24 cm foram submetidos a ensaios de cisalhamento direto com deslocamentos de 20 mm, 70 mm e 120 mm, formando assim duas feições distintas, respectivamente semelhantes a zonas de dano e núcleo de falhas geológicas (Figura 23) (Kiewiet, 2015).

Após o cisalhamento direto, os blocos cisalhados foram perfurados para extração de corpos de prova cilíndricos de aproximadamente 3,8 cm de diâmetro, constituídos tanto por rocha intacta como por rocha de falha. Os corpos de prova amostrados foram submetidos a ensaios triaxiais multi-estágio, chamados por Kiewiet (2015) de ensaios triaxiais de reativação, com confinamentos totais variáveis de 3, 6, 12, 20 e 30 MPa, como forma de definir o comportamento mecânico dos materiais. Todos os ensaios foram realizados com uma poropressão constante de 1 MPa, e com as amostras saturadas com água. A cada estágio do teste triaxial um diferencial de pressão foi aplicado para induzir fluxo na direção axial para avaliar o comportamento hidráulico através do material rochoso composto por rocha intacta e rocha de falha. As permeabilidades foram medidas em condições hidrostáticas, com aplicação apenas do confinamento de 1 MPa, e em condições de tensão desviadora máxima, de cada estágio, onde o corpo de prova já sofreu deformações provenientes da tensão axial aplicada.

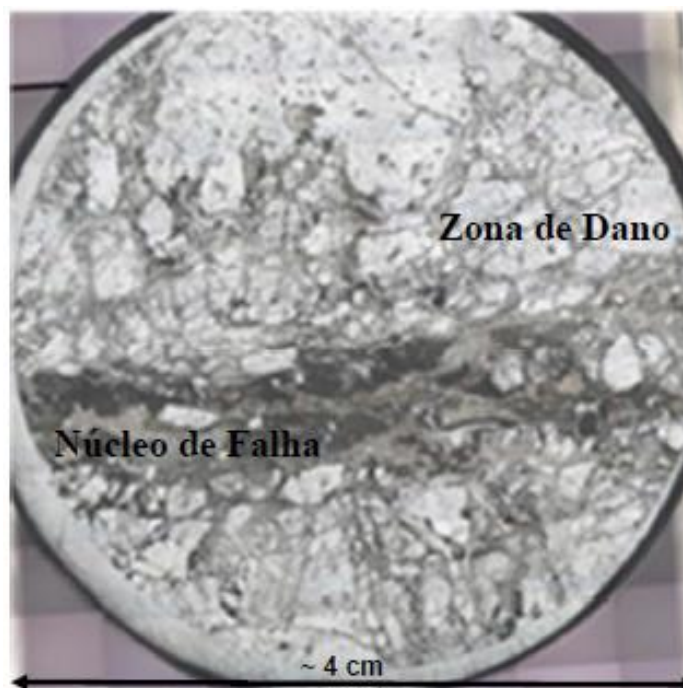


Figura 23 – Imagem de seção polida da rocha de falha para 70 mm de distância cisalhante, gerada no laboratório através do ensaio de cisalhamento direto. (Falcão *et al.*, 2014)

Com base na análise destes dados, Kiewiet (2015) sugeriu parâmetros mecânicos médios para as rochas intactas e para rochas de falha nos confinamentos efetivos de 2 MPa e 19 MPa, e os utilizou em

modelagens numéricas no Tectos 2D (PUC-Rio/Tecgraf – Petrobras) e no ABAQUS® em escala de corpo de prova como forma de avaliar o comportamento tensão-deformação do material equivalente (rocha intacta mais rocha de falha) observado nos experimentos laboratoriais.

Dados provenientes destes trabalhos, que foram utilizados nesta dissertação, serão mostrados no capítulo de metodologia.

2.7

Método de Elementos Finitos

O MEF é o método numérico mais utilizado em geologia estrutural e geotectônica, e visa a resolução de equações diferenciais parciais através da aproximação de problemas por discretização do meio considerado (Moraes, 2000). O processo de subdividir os sistemas em componentes ou elementos (Figura 24), os quais se pode compreender, é uma maneira natural na qual a engenharia e a ciência se baseiam para obter uma solução aproximada de um problema mecânico (Zienkiewicz e Taylor, 2000).

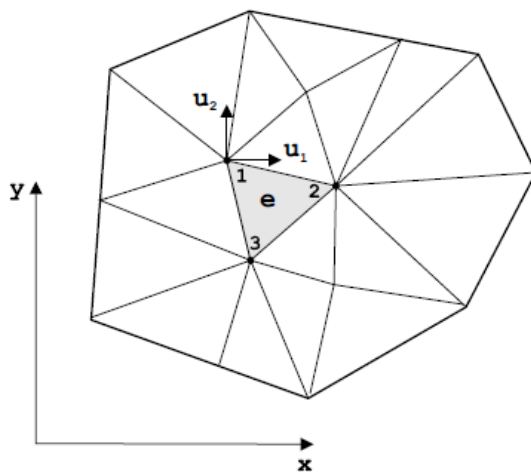


Figura 24 – Exemplo de meio contínuo em duas dimensões discretizado por elementos finitos triangulares lineares. Os nós são representados pelos números 1,2,3, e os deslocamentos por u_1 e u_2 , Moraes (2000).

Logan (2007) apresenta as sete etapas da formulação do MEF. A etapa (1) consiste em discretizar o espaço e selecionar o tipo de elemento. Nesta etapa se discretiza a geometria do corpo modelado em diversos elementos finitos, cujos limites se conectam por nós. Existem vários tipos

de elementos tridimensionais disponíveis para a discretização, sendo os mais comuns os tetraedros e hexaedros (Figura 25). Os elementos lineares são aqueles cujos nós se situam somente nos cantos, enquanto que, nos elementos quadráticos, além dos nós nos cantos, tem-se nós no meio das faces/arestas dos elementos.

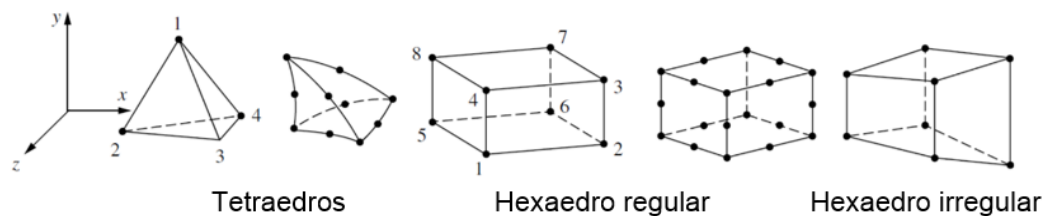


Figura 25 - Elementos tridimensionais simples e quadráticos mais comuns (Logan, 2007).

A etapa (2) consiste em escolher uma função deslocamento ou função interpolação. São funções que definem a forma da variação do deslocamento no elemento finito e podem ser lineares, quadráticas ou polinômios de ordem maior.

Na etapa (3) se define as relações de deslocamento x deformação e tensão x deformação necessárias para escrever as equações dos elementos. Para tal, se utiliza as leis constitutivas descritas no item 2.3, e assim montar a matriz constitutiva, que estabelece as relações constitutivas para o meio considerado.

A etapa (4) consiste em montar a matriz de rigidez do elemento, que consiste em uma matriz simétrica que estabelece as relações de força e deslocamento para o elemento. Contém os parâmetros geométricos e físicos que governam o processo de deformação do meio contínuo na presença de esforços externos.

Moraes (2000) define três passos para a formulação da matriz de rigidez. São eles:

- (i) Formulação, em termos de elemento, onde as propriedades dos elementos são determinadas com relação ao material e à geometria e com inserção dos esforços presentes.
- (ii) No passo seguinte monta-se as relações finais, em termos de estrutura, a partir de cada elemento. A montagem da matriz de

rigidez global M é uma soma de cada relação no elemento, colocada numa posição apropriada, respectiva aos nós, na matriz global correspondente. Assim escreve-se que:

$$M_{ij} = \sum_{e=1}^m M_{ij}^e \quad \text{eq. (15)}$$

onde M_{ij} são os coeficientes da matriz de rigidez global e m é o número total de elementos.

- (iii) No terceiro passo são inseridas as condições de contorno e as prescrições nas posições apropriadas na matriz global e para os deslocamentos. A inserção das condições de contorno é realizada após a montagem das relações globais, embora esta operação possa ser realizada já no estabelecimento das relações estruturais do elemento.

A etapa (5) consiste em resolver os deslocamentos nos nós dos elementos por meio de um método de eliminação como o método de Gauss, por exemplo. Os deslocamentos são então a primeira solução proveniente do método de elementos finitos.

A etapa (6) consiste em resolver as deformações e tensões a partir das soluções dos deslocamentos. Para tal, utiliza-se as equações de compatibilidade e as leis constitutivas como a Lei de Hooke, por exemplo, e calculam-se as deformações usando os deslocamentos e as tensões dadas pela lei constitutiva.

Por fim, na etapa (7) são interpretados os resultados.

3 Metodologia

Este capítulo irá abordar a metodologia empregada neste estudo. Apresenta a definição da geometria dos modelos e as propriedades atribuídas a cada material que o constitui. Aborda o método de construção dos modelos bidimensionais em elementos finitos e a construção dos gráficos a partir dos resultados exportados. O fluxograma que descreve as etapas do trabalho é apresentado na Figura 26.

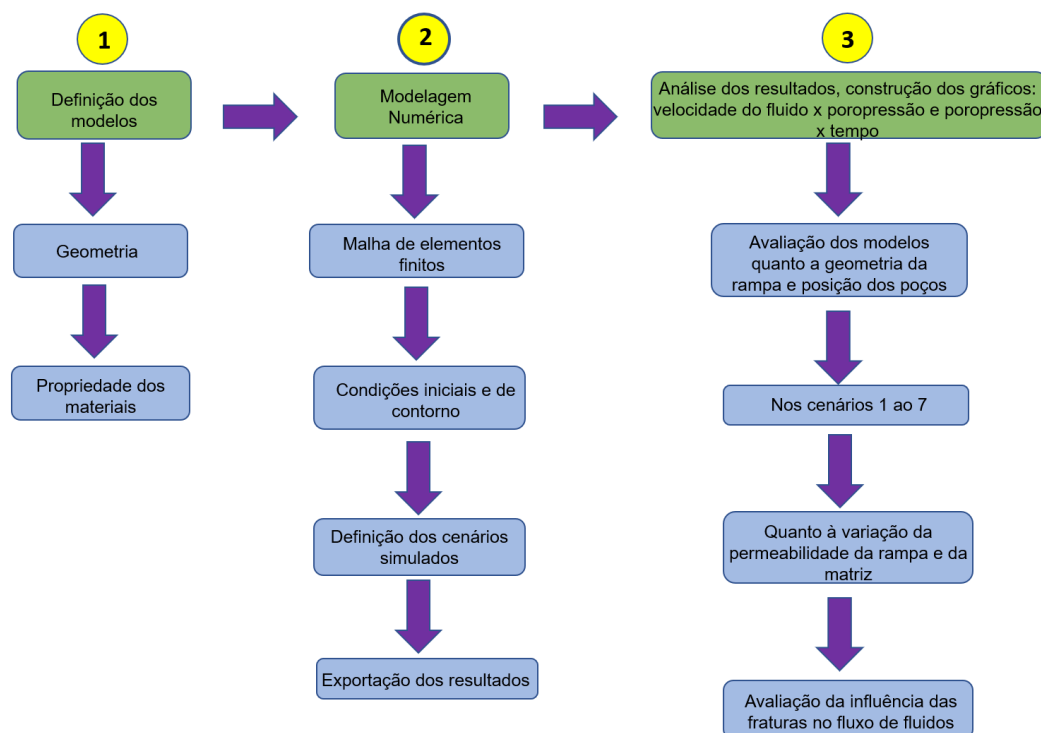


Figura 26 – Fluxograma das etapas do trabalho.

Este estudo trata da solução de um problema de acoplamento hidromecânico de equilíbrio estático, cujo modelo constitutivo é o elástico-linear, o fluido é monofásico (água) e o fluxo do fluido em meios porosos é regido pela Lei de Darcy. A atualização da permeabilidade (K) é dada pela Lei de Kozeny-Carman (equação 16) usando a porosidade (ϕ) atualizada com o tempo (t) (equação 17).

$${}^{t+\Delta t}\mathbf{k} = {}^{t=0}\mathbf{k} \frac{{}^{t+\Delta t}\phi_3(1-{}^{t=0}\phi)^2}{{}^{t=0}\phi_3(1-{}^{t+\Delta t}\phi)^2} \quad \text{eq. (16)}$$

$$\dot{\phi} = [\alpha \mathbf{m}^T] \dot{\varepsilon} + \left[\frac{(\alpha - \phi)}{K_s} + \frac{\phi}{K_f} \right] \dot{p}_f \quad \text{eq. (17)}$$

Onde K_s e K_f são os valores referentes ao módulo de compressibilidade (módulo de Bulk) do sólido e do fluido respectivamente, α e m são parâmetros do material.

3.1

Definição dos Modelos

A fim de simular cenários típicos de produção de reservatórios carbonáticos, similares aos do pré-sal brasileiro, onde rampas de revezamento do tipo *soft-linked* e *hard-linked* são extremamente comuns e podem ser caminhos preferenciais ao fluxo de fluidos, foram definidos dois modelos de rampas de revezamento.

O modelo (A) representa uma rampa do tipo (1) (Figura 19a) sem sobreposição, cuja extremidade das falhas subjacentes não se desenvolveram (rampa *soft-linked*). O modelo (B) representa uma rampa do tipo (3) (Figura 19c) com sobreposição, cujas extremidades das duas falhas subjacentes se desenvolveram e se conectaram (rampa *hard-linked*). Ambos os modelos tem as dimensões de 1600 m de comprimento (direção x) por 1800 m de largura (direção y) (Figura 27).

3.1.1

Geometria

Os modelos (A) e (B) foram desenhados a mão no papel milimetrado e posteriormente digitalizados no *software* TECTOS @PETROBRAS/TECGRAF. Para cada um dos modelos foram definidos

cinco (5) materiais: matriz, zona de dano, núcleo de falha, rampa de revezamento e fraturas, sendo este último desenhado apenas na rampa de revezamento (Figura 27).

Os modelos foram ilustrados na escala de 1:10000 respeitando as relações de atributos de falha (Carvalho *et. al.*, 2018) (Figuras 11,12 e 13) e a relação de largura x comprimento da rampa de revezamento apresentada em Fossen e Rotevatn, 2016 (Figura 18).

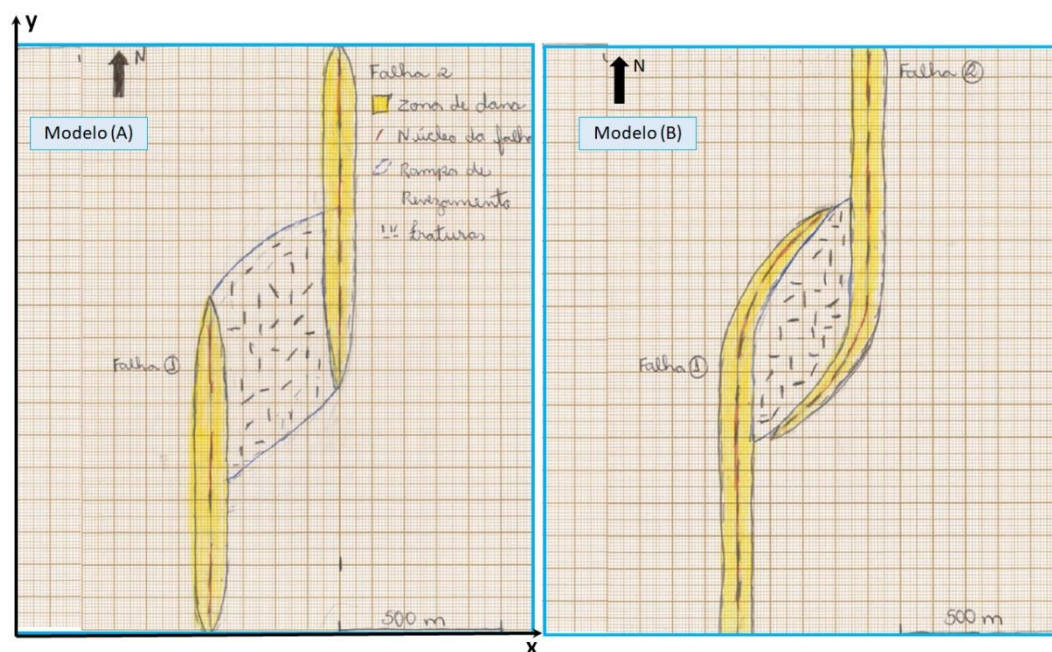


Figura 27 – Modelos (A), rampa *soft-linked* e (B) rampa *hard-linked* desenhados a mão no papel milimetrado e posteriormente digitalizados no software TECTOS.

As relações de atributo de falha utilizadas foram comprimento x rejeito de falha, espessura de zona de dano x rejeito e espessura do núcleo de falha x rejeito (Figuras 11, 12 e 13). Uma vez definida a escala (1:10000), utilizou-se a relação comprimento x rejeito de falha obtida no gráfico da Figura 11. Nos modelos (A) e (B) se definiu que as falhas subjacentes às rampas teriam 1000 m de comprimento cada uma. Pelo gráfico da Figura 11, para uma falha de comprimento de 1000 m o rejeito tem valor máximo de 100 m (Figura 28).

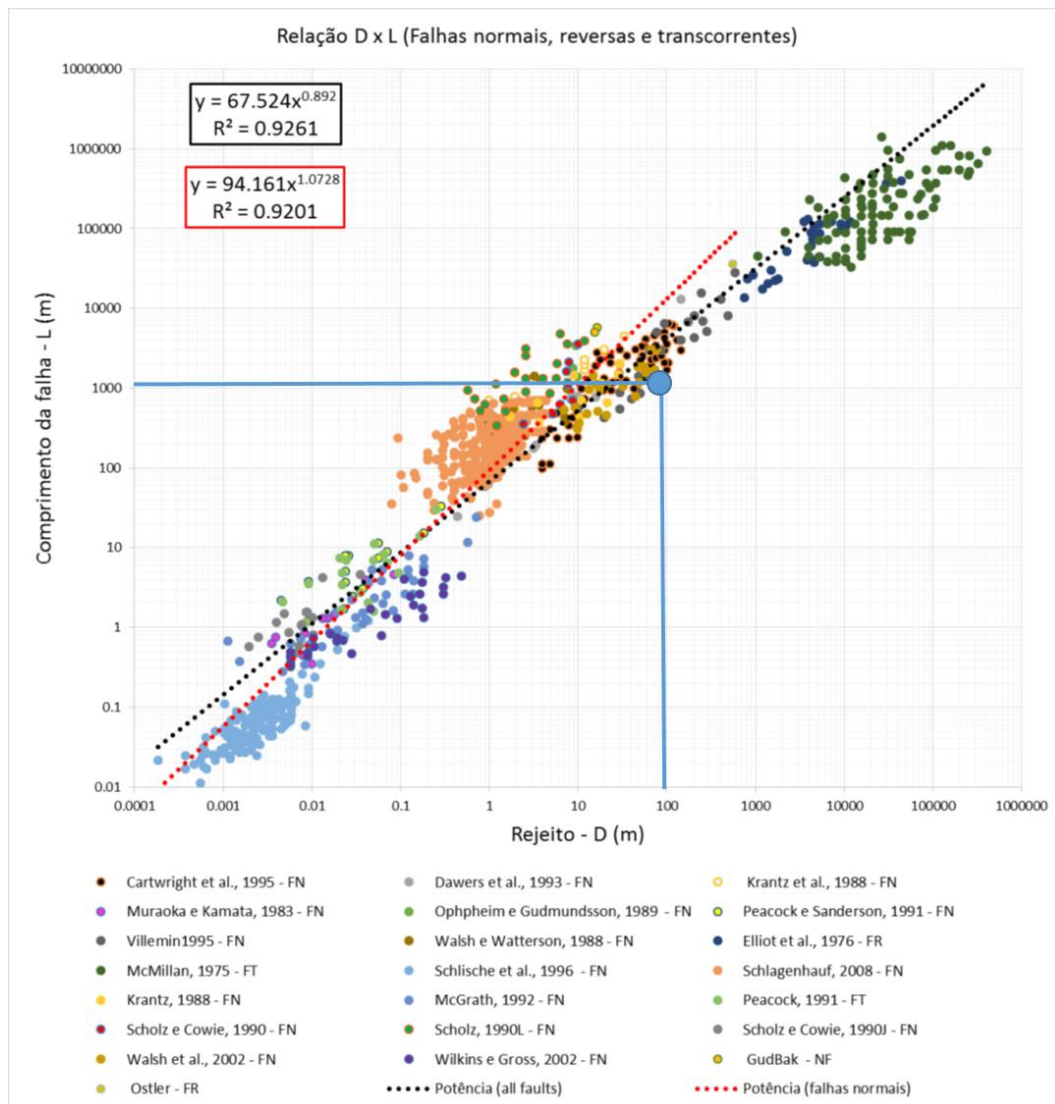


Figura 28 – Gráfico da Figura 11 que apresenta a relação entre rejeito máximo (D) e comprimento (L) de falhas normais (FN), reversas (FR) e transcorrentes (FT) para diversos ambientes tectônicos e compilados de diversos autores (Carvalho *et. al* 2018), com os valores definidos de rejeito de 100 para o comprimento de falha de 1000m.

Considerando o valor de rejeito definido na etapa anterior, utilizou-se o gráfico da Figura 12, que relaciona espessura de zona de dano x rejeito. Por este gráfico, para um rejeito de 100m, a zona de dano tem uma espessura média de 50m (Figura 29). Como explicado no item 2.4, a zona de dano se encontra entre a zona não deformada da rocha e o núcleo da falha, presente, portanto, nos blocos baixo e alto da falha. Em uma simplificação se considerou a espessura total de 100m para a zona de dano, 50m de cada lado do plano da falha. Contudo, esse valor de espessura de zona de dano diminui gradativamente em direção as

extremidades das falhas ao se considerar que o rejeito da falha também está diminuindo (Figura 29).

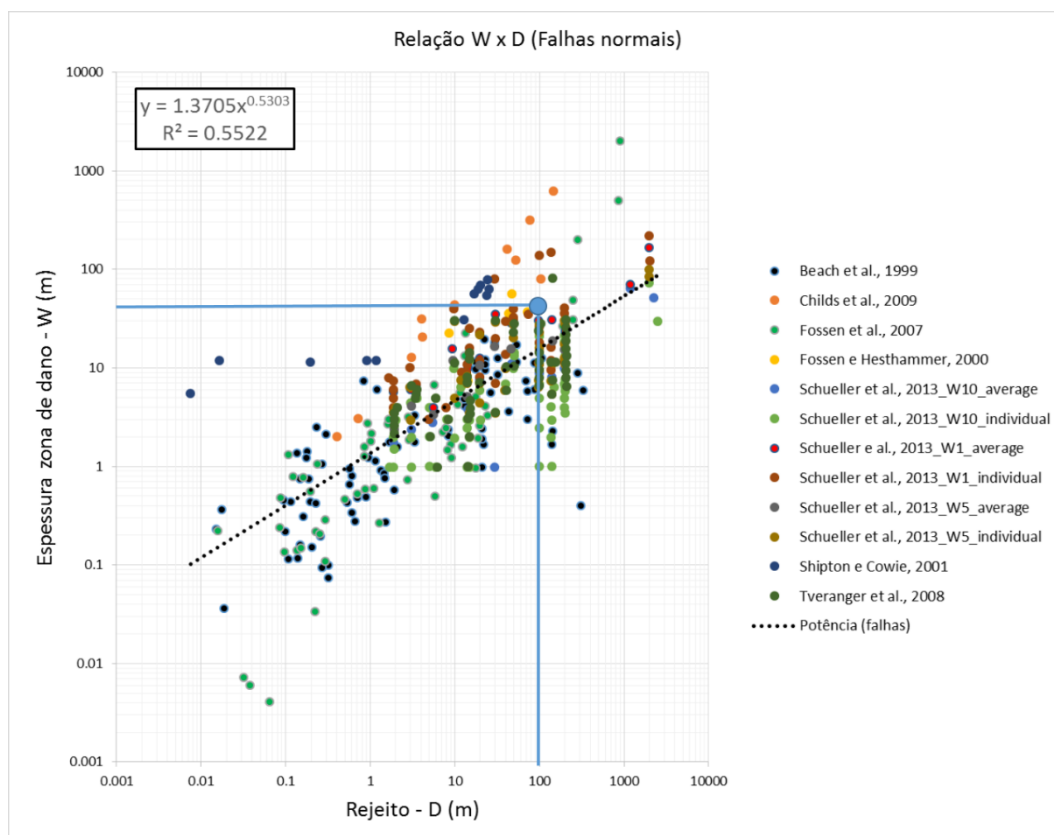


Figura 29 – Gráfico da Figura 12 que apresenta a relação entre rejeito máximo (D) e espessura de zona de dano (W) de falhas normais (FN), compilados de diversos autores (Carvalho *et. al* 2018) definido o valor de 50m de espessura de zona de dano para 100m de rejeito.

Para o mesmo valor de rejeito definido de 100m se utilizou o gráfico da Figura 13, que relaciona rejeito (m) x espessura do núcleo da falha (m), para definir a espessura de 1m para o núcleo da falha (Figura 30). Como se observa em campo o núcleo de falha não está presente ao longo de toda a extensão do plano de falha. Por esse motivo optou-se por representá-lo de maneira descontínua, ao longo do comprimento das falhas.

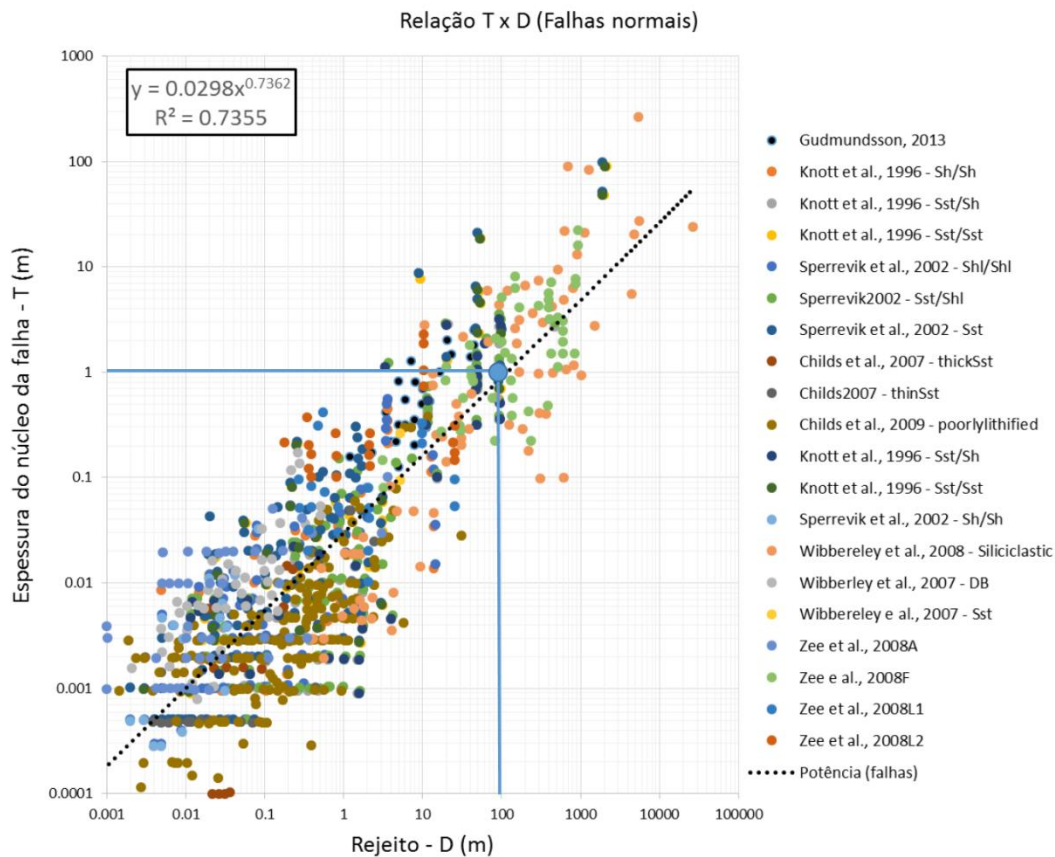


Figura 30 – Gráfico da Figura 13 que apresenta a relação entre rejeito máximo (D) e espessura do núcleo da falha (T) de falhas normais (FN), compilados de diversos autores e litotipos (Carvalho *et al.*, 2018), com o valor definido de 1m de espessura do núcleo de falha para 100m de rejeito.

Para o desenho da rampa de revezamento, se considerou a largura como sendo igual à distância entre as extremidades das falhas subjacentes. Foi utilizada a relação entre o comprimento e a largura da rampa de revezamento apresentada na Figura 18. No modelo (A), a largura da rampa de revezamento considerada foi de 40m e, para este valor no gráfico da Figura 18, o comprimento da rampa foi em torno de 600m (Figura 31). No modelo (B), que considera que as duas extremidades das falhas subjacentes à rampa se desenvolveram, a rampa de revezamento foi desenhada considerando a continuação das falhas.

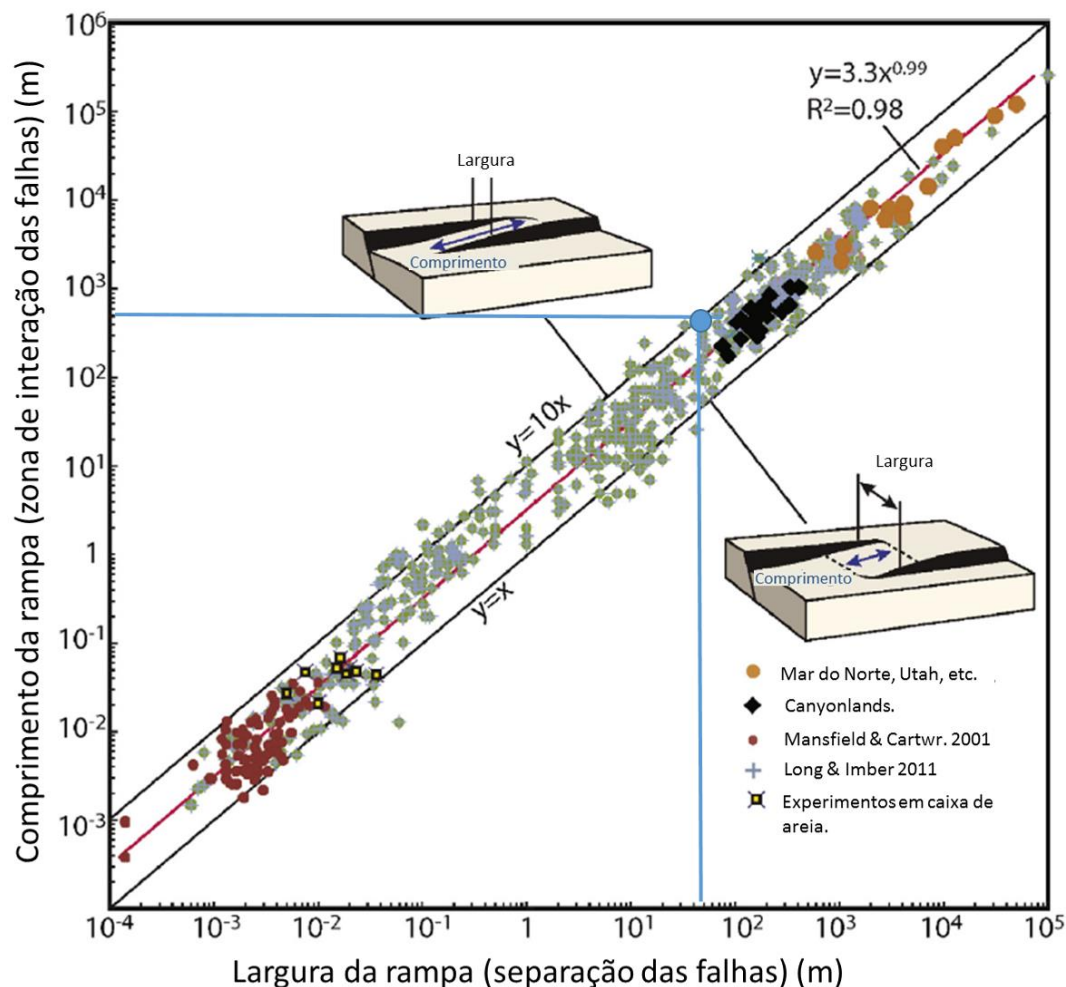


Figura 31 – Gráfico da Figura 18 que apresenta a relação entre largura e comprimento da rampa de revezamento, com os valores definidos de largura da rampa de 40m por 600m de comprimento. Dados compilados por Long e Imbar's (2011) e modificados de (Fossen e Rotevatn, 2016).

Uma vez definida a geometria dos modelos (A) e (B) foram posicionados os poços injetor e produtor. Deste modo foram construídos seis submodelos, três para o modelo (A), denominados submodelos (A.1), (A.2) e (A.3) e três para o modelo (B), denominados (B.1), (B.2) e (B.3), os quais se diferem apenas pela posição do par de poços produtor e injetor. Em todos os submodelos optou-se por dispor o poço injetor na parte inferior do modelo e o poço produtor na parte superior, simulando poços locados no bloco baixo e bloco alto da falha, respectivamente. Nos submodelos (A.1) e (B.1) os poços estão dispostos na direção noroeste-sudeste (diagonal esquerda), (A.2) e (B.2) na direção nordeste-sudoeste (diagonal direita), e (A.3) e (B.3) na direção norte-sul (Figura 32).

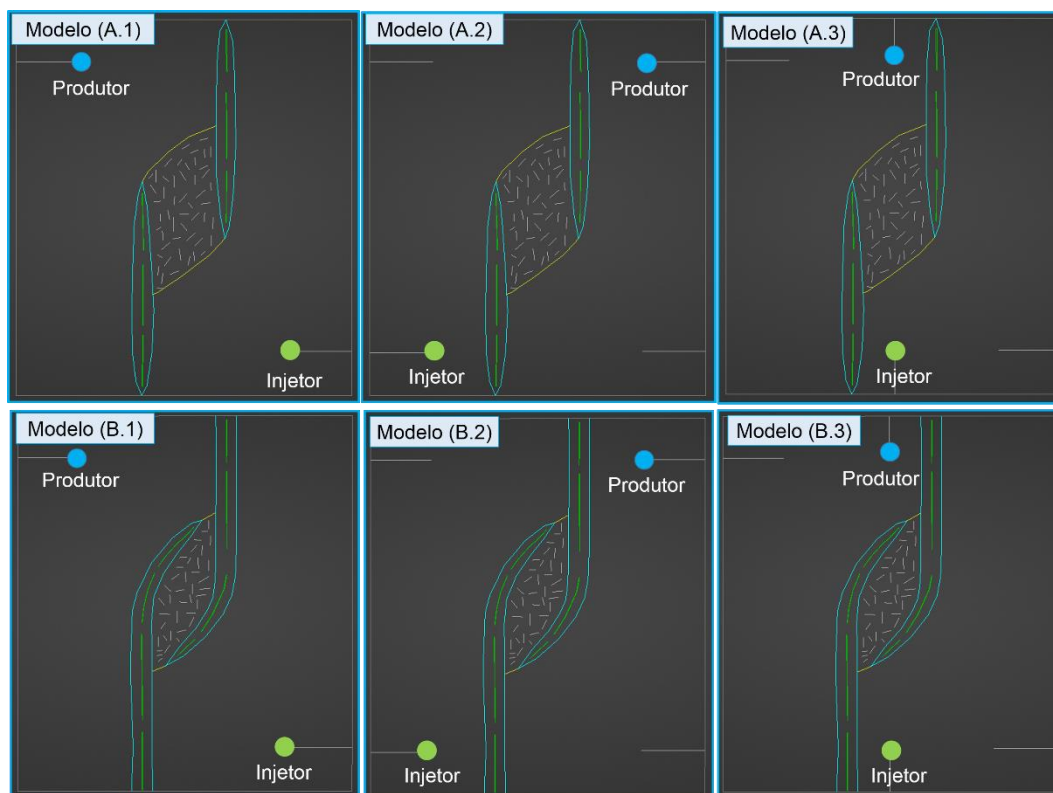


Figura 32 - Seis submodelos construídos a partir dos modelos (A) e (B), denominados (A.1), (A.2) e (A.3) parte superior da figura e (B.1), (B.2) e (B.3), parte inferior da figura, mostrando as posições dos poços injetor e produtor.

3.1.2

Propriedade dos Elementos

Considerando o modelo elástico-linear foram definidos cinco (5) materiais: matriz, zona de dano, núcleo de falha, rampa de revezamento e fraturas. Foram atribuídas propriedades mecânicas aos materiais de rocha intacta (matriz), zona de dano e núcleo de falha ajustados do trabalho de Kiewiet (2015) para amostras de travertino intacto com acamamento horizontal ensaiados para valores de confinamento de 20 MPa. Os materiais modelados foram considerados contínuos e isotrópicos. Quanto à rampa de revezamento foram atribuídas propriedades mecânicas com valores das propriedades próximos àqueles da zona de dano.

O fluido simulado foi a água ao qual foi atribuído valores de densidade e viscosidade.

As propriedades mecânicas atribuídas às fraturas (Goodman, 1989) se referem a K_n (rigidez normal) atribuído o valor de 10^5 MPa/m e K_s

(rigidez cisalhante) no valor de 10^2 MPa/m, densidade do sólido de 2219 kg/m³ e abertura de 1 milímetro.

3.2

Modelagem Numérica

Para a modelagem numérica foi utilizado o *software* TECTOS, desenvolvido em parceria entre a PETROBRAS e a TECGRAF da PUC-Rio. Foi realizada simulação de fluxo com acoplamento mecânico, em um domínio bidimensional, cujas etapas serão descritas a seguir:

3.2.1

Malha de Elementos finitos

Para os materiais matriz, zona de dano, núcleo de falha e rampa de revezamento dos modelos (A) e (B) foram geradas malhas de elementos triangulares, cuja geometria foi dada pelo desenho de cada um dos elementos acima citados (Figuras 33 e 34). Um resumo das características da malha pode ser observado na Tabela 1.

Tabela 1 – Características das malhas de elementos finitos geradas.

Modelo	Malha	Número de elementos	Número de nós	Tipo do elemento	Tamanho do elemento	Ordem
Modelo (A)	Matriz	10962	5958	Triângulo	5 a 40 m	Quadrático
	Rampa de Revezamento	10087	5190	Triângulo	4 a 8 m	Quadrático
	Zona de Dano	40838	22530	Triângulo	1 a 6 m	Quadrático
	Núcleo de falha	15182	9364	Triângulo	0,5 a 0,8 m	Quadrático
Modelo (B)	Matriz	10050	5463	Triângulo	5 a 40 m	Quadrático
	Rampa de Revezamento	7642	3950	Triângulo	4 a 8 m	Quadrático
	Zona de Dano	43467	24621	Triângulo	1 a 6 m	Quadrático
	Núcleo de falha	12661	8811	Triângulo	0,5 a 1 m	Quadrático

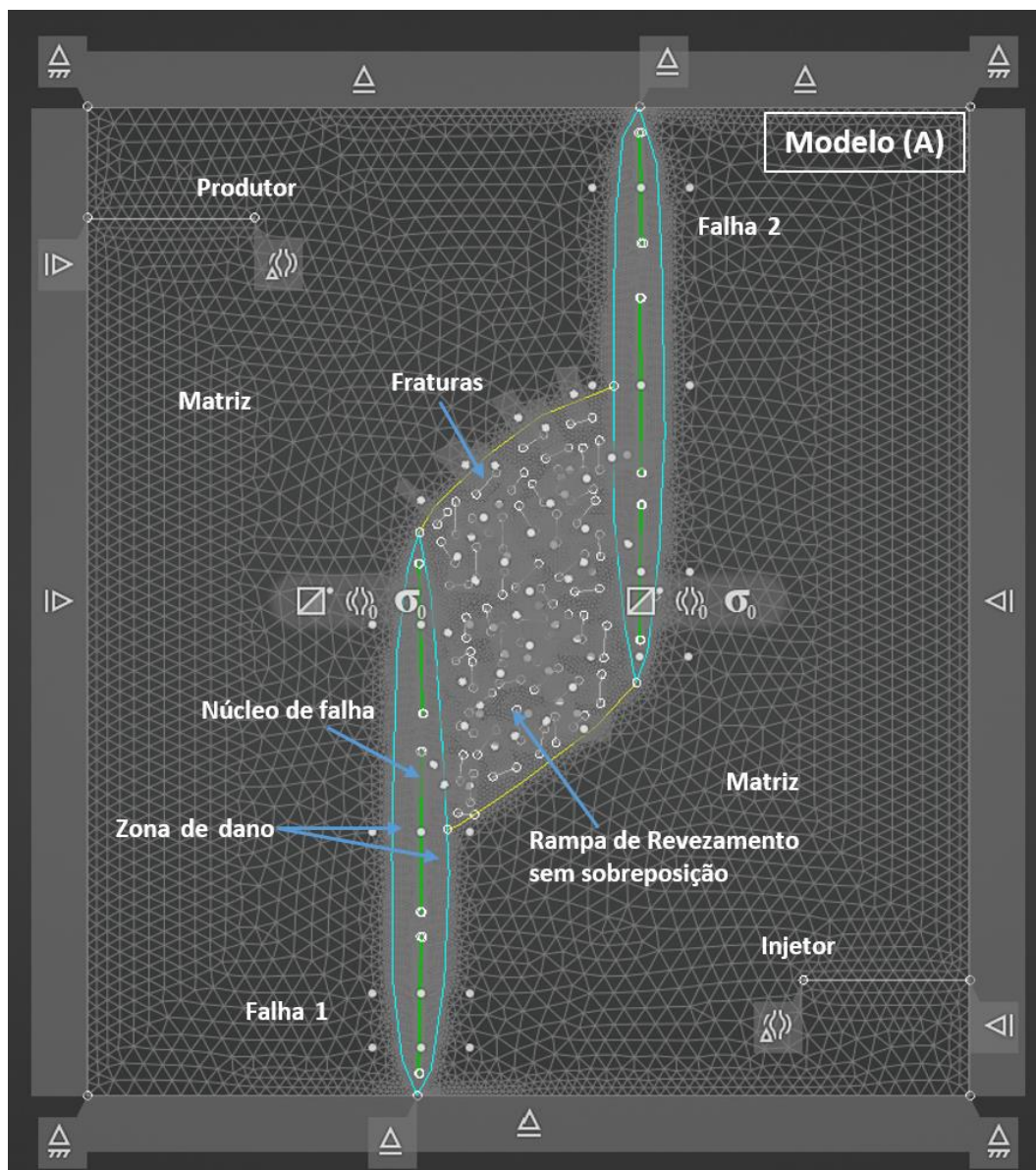


Figura 33 - Malha de elementos finitos gerada para o modelo (A) de rampa de revezamento *soft-linked*.

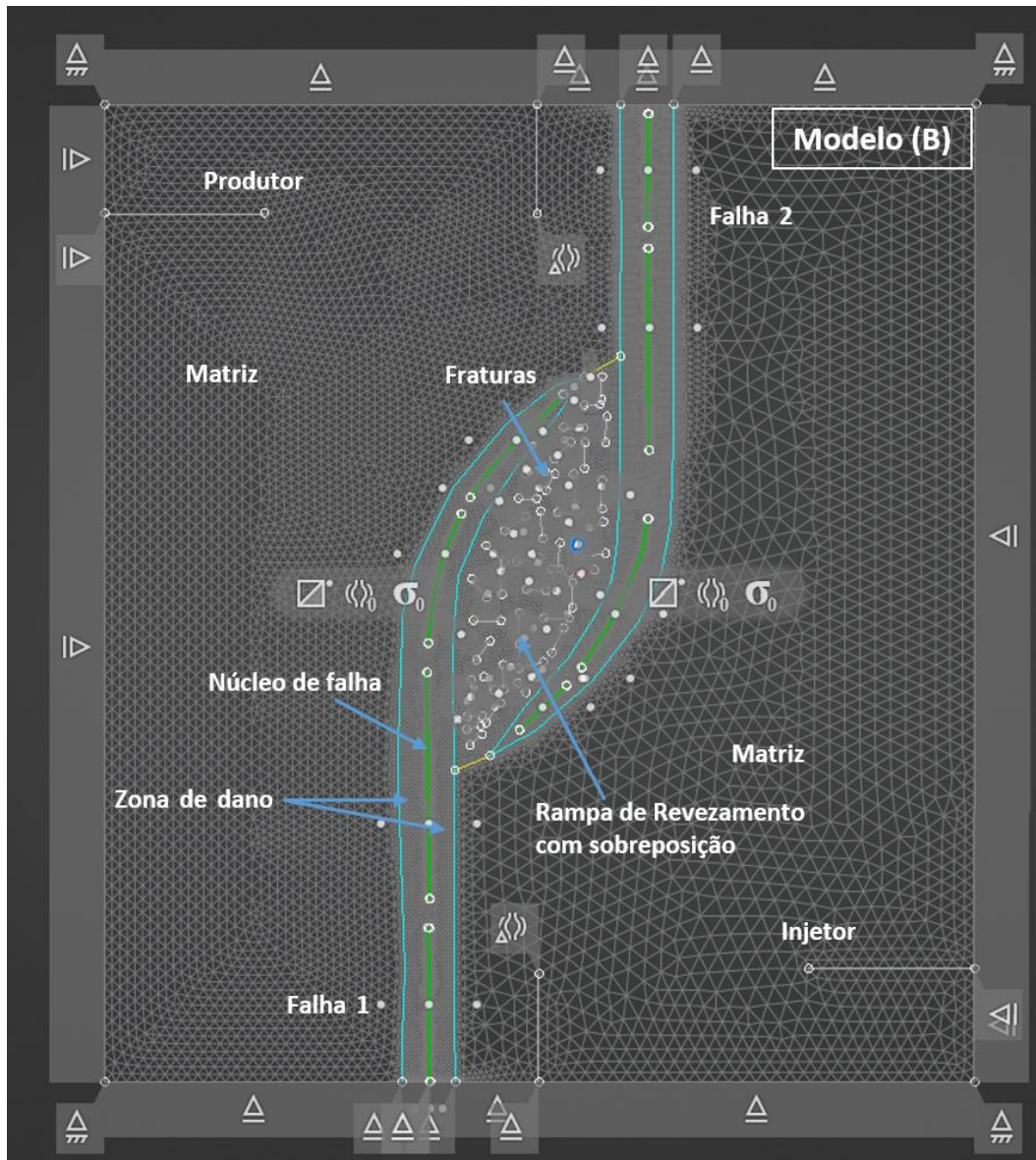


Figura 34 - Malha de elementos finitos gerada para o modelo (B) de rampa de revezamento *hard-linked*.

3.2.2

Condições iniciais e de contorno

As simulações numéricas se dividiram na imposição de condições iniciais e de contorno idênticas para os modelos (A) e (B).

As condições iniciais consistiram na definição do estado inicial de tensões e de poropressão. Foi definido o valor inicial de poropressão de 60 MPa (valor próximo ao encontrado nos reservatórios do pré-sal), para todos os elementos da malha. Para as tensões foram estabelecidas aquelas nas

direções x (σ_{xx}), y (σ_{yy}), z (σ_{zz}) e transversal xy (σ_{xy}), com valores mostrados na Tabela 2. Esses valores são aproximados aqueles de tensão diferencial aplicada nos ensaios dos travertinos a 20 MPa de confinamento, utilizados no trabalho de Kiewiet (2015). Nestes ensaios foram medidos valores de permeabilidade e porosidade de matriz, zona de dano e núcleo de falha que são utilizados neste trabalho.

Tabela 2 – Estado inicial de tensões (MPa). Os valores negativos indicam compressão.

Direção das Tensões	Magnitude das Tensões
σ_{xx}	-20
σ_{yy}	-45
σ_{zz}	-50
σ_{xy}	0

As condições de contorno estabelecidas para ambos os modelos foram movimentação restrita em x (horizontal) e y (vertical) para além dos limites determinados pela área da malha.

3.2.3

Cenários simulados

A Figura 35a apresenta curvas genéricas de produção de óleo, injeção de água e pressão ou poropressão de um reservatório de petróleo. Neste gráfico nota-se que com o início da produção no tempo t_0 a curva de pressão no reservatório tende a diminuir e essa diminuição se acentua após o pico de produção até o tempo t_1 , quando se inicia a injeção de água. Com o aumento da injeção e diminuição da produção, a curva de pressão tende a estabilizar e se torna constante quando a injeção se iguala à produção. A partir deste ponto a injeção supera a produção e a pressão no reservatório tende a aumentar a uma taxa cada vez maior, uma vez que, a produção tende a diminuir enquanto a injeção estabiliza até o final do desenvolvimento do reservatório.

Neste contexto foram simulados sete cenários (Figura 35b) que buscaram contemplar cada fase de desenvolvimento da produção da

jazida. Os valores das propriedades mecânicas para cada elemento dos modelos (A) e (B) para os sete cenários estão nas Tabelas de 3 a 9. O símbolo ● se refere ao poço produtor e ∅ se refere ao poço injetor.

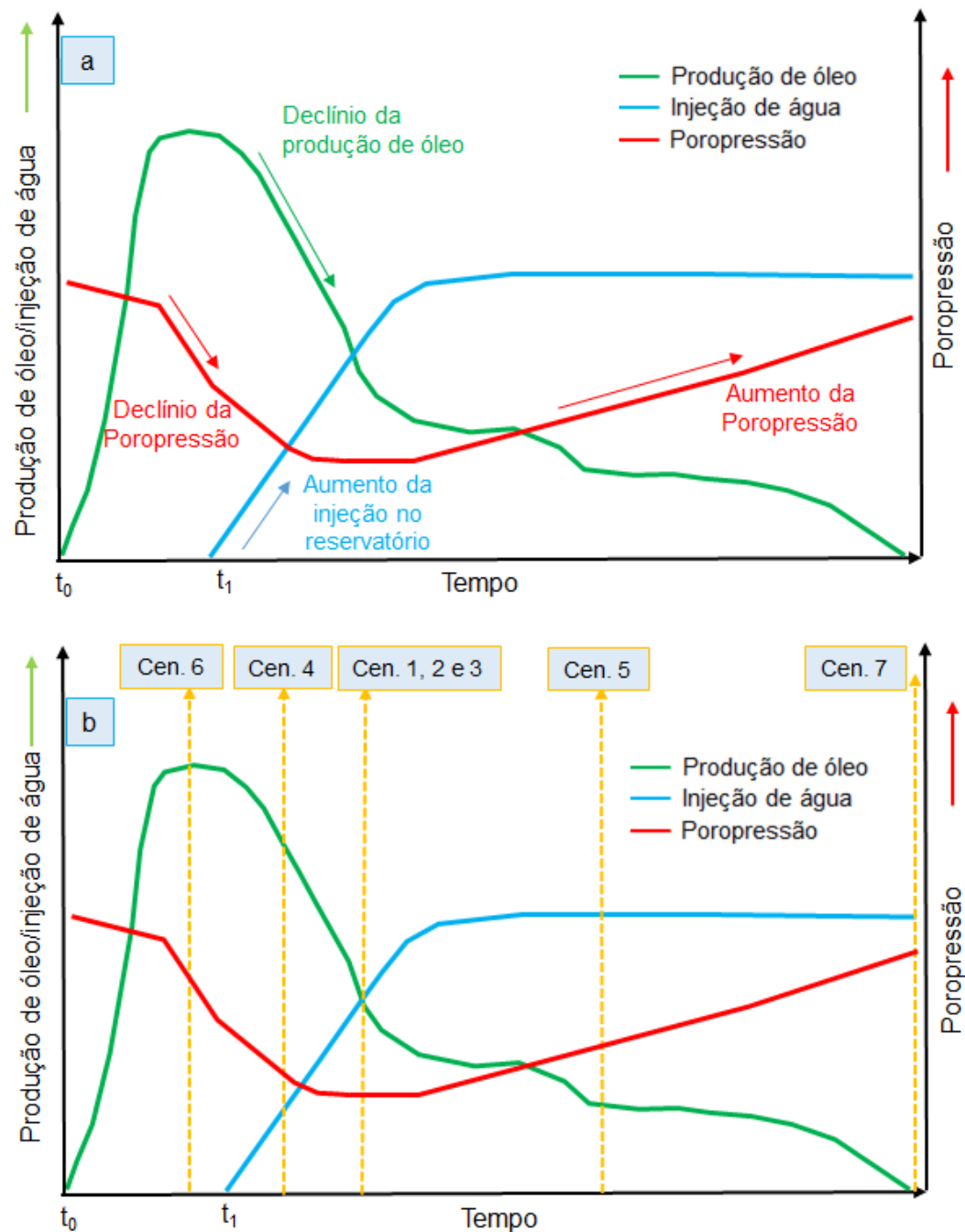


Figura 35 – (a) Curvas genéricas de produção de óleo, injeção de água e poropressão de um reservatório de petróleo. No gráfico inferior (b) indicado pelas setas alaranjadas, os sete cenários simulados.

Os cenários simulados foram:

- 1) ● - 15 MPa ↗ + 15 MPa

Injeção e produção a um mesmo diferencial (delta de poropressão) de 15 MPa. Considerando que o material da rampa de revezamento é semelhante ao da zona de dano em termos de porosidade e permeabilidade (Tabela 3).

Tabela 3 - Valores das propriedades dos materiais para o cenário 1.

Cenário 1: modelos (A) e (B) ● - 15 MPa ↗ + 15 MPa								
Propriedades Mecânicas	Densidade		Elasticidade			Fluido		
	Sólido [Kg/m³]	Fluido [Kg/m³]	Módulo de Young [GPa]	Razão de Poisson	Coefficiente de Biot	Permeabilidade [m²]	Porosidade	Viscosidade [Pas]
Matriz	2375	1000	16,9	0,3	0,9	1,45 E-13	0,12	0,001
Rp. de Revezamento	2219	1000	14,45	0,5	1	1,07 E-11	0,2	0,001
Zona de Dano	2219	1000	14,45	0,5	1	4,07 E-11	0,2	0,001
Núcleo de Falha	2382	1000	9,75	0,44	1	1,13 E-16	0,05	0,001

- 2) ● - 15 MPa ↗ + 15 MPa

Injeção e produção a um mesmo diferencial (delta de poropressão) de 15 MPa. Considerando que o material da rampa de revezamento é mais permeável que o da zona de dano (Tabela 4).

Tabela 4 - Valores das propriedades dos materiais para o cenário 2.

Cenário 2: modelos (A) e (B) ● - 15 MPa ↗ + 15 MPa								
Propriedades Mecânicas	Densidade		Elasticidade			Fluido		
	Sólido [Kg/m³]	Fluido [Kg/m³]	Módulo de Young [GPa]	Razão de Poisson	Coefficiente de Biot	Permeabilidade [m²]	Porosidade	Viscosidade [Pas]
Matriz	2375	1000	16,9	0,3	0,9	1,45 E-13	0,12	0,001
Rp. de Revezamento	2219	1000	14,45	0,5	1	1,07 E-10	0,2	0,001
Zona de Dano	2219	1000	14,45	0,5	1	4,07 E-11	0,2	0,001
Núcleo de Falha	2382	1000	9,75	0,44	1	1,13 E-16	0,05	0,001

- 3) ● - 15 MPa ↗ + 15 MPa

Injeção e produção a um mesmo diferencial (delta de poropressão) de 15 MPa. Considerando que o material da rampa de revezamento é mais permeável que o da zona de dano e que a matriz é mais permeável que nos dois primeiros cenários (Tabela 5).

Tabela 5 - Valores das propriedades dos materiais para o cenário 3.

Cenário 3: modelos (A) e (B) ● - 15 MPa ↗ + 15 MPa								
Propriedades Mecânicas	Densidade		Elasticidade			Fluido		
	Sólido [Kg/m³]	Fluido [Kg/m³]	Módulo de Young [GPa]	Razão de Poisson	Coefficiente de Biot	Permeabilidade [m²]	Porosidade	Viscosidade [Pas]
Matriz	2375	1000	16,9	0,3	0,9	1,45 E-12	0,12	0,001
Rp. de Revezamento	2219	1000	14,45	0,5	1	1,07 E-10	0,2	0,001
Zona de Dano	2219	1000	14,45	0,5	1	4,07 E-11	0,2	0,001
Núcleo de Falha	2382	1000	9,75	0,44	1	1,13 E-16	0,05	0,001

4) ● - 15 MPa ↗ + 1 MPa

Injeção a um diferencial (delta de poropressão) de 1 MPa e produção de -15 MPa. Considerando que o material da rampa de revezamento é mais permeável que o da zona de dano (Tabela 6).

Tabela 6 - Valores das propriedades dos materiais para o cenário 4.

Cenário 4: modelos (A) e (B) ● - 15 MPa ↗ + 1 MPa								
Propriedades Mecânicas	Densidade		Elasticidade			Fluido		
	Sólido [Kg/m³]	Fluido [Kg/m³]	Módulo de Young [GPa]	Razão de Poisson	Coefficiente de Biot	Permeabilidade [m²]	Porosidade	Viscosidade [Pas]
Matriz	2375	1000	16,9	0,3	0,9	1,45 E-13	0,12	0,001
Rp. de Revezamento	2219	1000	14,45	0,5	1	1,07 E-10	0,2	0,001
Zona de Dano	2219	1000	14,45	0,5	1	4,07 E-11	0,2	0,001
Núcleo de Falha	2382	1000	9,75	0,44	1	1,13 E-16	0,05	0,001

5) ● - 1 MPa ↗ + 15 MPa

Injeção a um diferencial (delta de poropressão) de 15 MPa e produção de -1 MPa. Considerando que o material da rampa de revezamento é mais permeável que o da zona de dano (Tabela 7).

Tabela 7 - Valores das propriedades dos materiais para o cenário 5.

Cenário 5: modelos (A) e (B) ● - 1 MPa ↗ + 15 MPa								
Propriedades Mecânicas	Densidade		Elasticidade			Fluido		
	Sólido [Kg/m³]	Fluido [Kg/m³]	Módulo de Young [GPa]	Razão de Poisson	Coefficiente de Biot	Permeabilidade [m²]	Porosidade	Viscosidade [Pas]
Matriz	2375	1000	16,9	0,3	0,9	1,45 E-13	0,12	0,001
Rp. de Revezamento	2219	1000	14,45	0,5	1	1,07 E-10	0,2	0,001
Zona de Dano	2219	1000	14,45	0,5	1	4,07 E-11	0,2	0,001
Núcleo de Falha	2382	1000	9,75	0,44	1	1,13 E-16	0,05	0,001

6) ● -15 MPa ↗ 0 MPa

Há apenas produção no reservatório a um diferencial (delta de poropressão) de 15 MPa. Considerando que o material da rampa de revezamento é mais permeável que o da zona de dano (Tabela 8).

Tabela 8 - Valores das propriedades dos materiais para o cenário 6.

Cenário 6: modelos (A) e (B) ● - 15 MPa ↗ 0 MPa								
Propriedades Mecânicas	Densidade		Elasticidade			Fluido		
	Sólido [Kg/m³]	Fluido [Kg/m³]	Módulo de Young [GPa]	Razão de Poisson	Coefficiente de Biot	Permeabilidade [m²]	Porosidade	Viscosidade [Pas]
Matriz	2375	1000	16,9	0,3	0,9	1,45 E-13	0,12	0,001
Rampa de	2219	1000	14,45	0,5	1	1,07 E-10	0,2	0,001
Zona de Dano	2219	1000	14,45	0,5	1	4,07 E-11	0,2	0,001
Núcleo de Falha	2382	1000	9,75	0,44	1	1,13 E-16	0,05	0,001

7) ● 0 MPa ↗ +15 MPa

Há apenas injeção no reservatório a um diferencial (delta de poropressão) de 15 MPa. Considerando que o material da rampa de revezamento é mais permeável que o da zona de dano (Tabela 9).

Tabela 9 - Valores das propriedades dos materiais para o cenário 7.

Cenário 7: modelos (A) e (B) ● 0 MPa ↗ + 15 MPa								
Propriedades Mecânicas	Densidade		Elasticidade			Fluido		
	Sólido [Kg/m³]	Fluido [Kg/m³]	Módulo de Young [GPa]	Razão de Poisson	Coefficiente de Biot	Permeabilidade [m²]	Porosidade	Viscosidade [Pas]
Matriz	2375	1000	16,9	0,3	0,9	1,45 E-13	0,12	0,001
Rp. de Revezamento	2219	1000	14,45	0,5	1	1,07 E-10	0,2	0,001
Zona de Dano	2219	1000	14,45	0,5	1	4,07 E-11	0,2	0,001
Núcleo de Falha	2382	1000	9,75	0,44	1	1,13 E-16	0,05	0,001

3.2.4

Exportação dos Resultados

Os sete cenários foram simulados ao longo de 30 anos e os resultados foram plotados para 1 dia, 10 e 20 dias, 2, 3, 6 e 8 meses, de 1 a 5 anos a cada 0,5 ano, intervalos de 1 ano entre 5 e 15 anos e passos de 5 anos de 15 a 30 anos.

Para a avaliação do comportamento do fluxo de fluidos na rampa de revezamento ao longo destes 30 anos de produção e injeção no reservatório, um ponto no meio da rampa foi escolhido nos modelos (A) e (B) (Figura 36) e os dados de poropressão (pf) e norma de velocidade de fluido (DEV) dada pela equação 18, foram exportados para os tempos citados acima.

$$DEV = \sqrt{(V_x)^2 + (V_y)^2} \quad \text{eq.(18)}$$

Onde V_x é a velocidade do fluido na direção x (horizontal) e V_y é a velocidade do fluido na direção y (vertical).

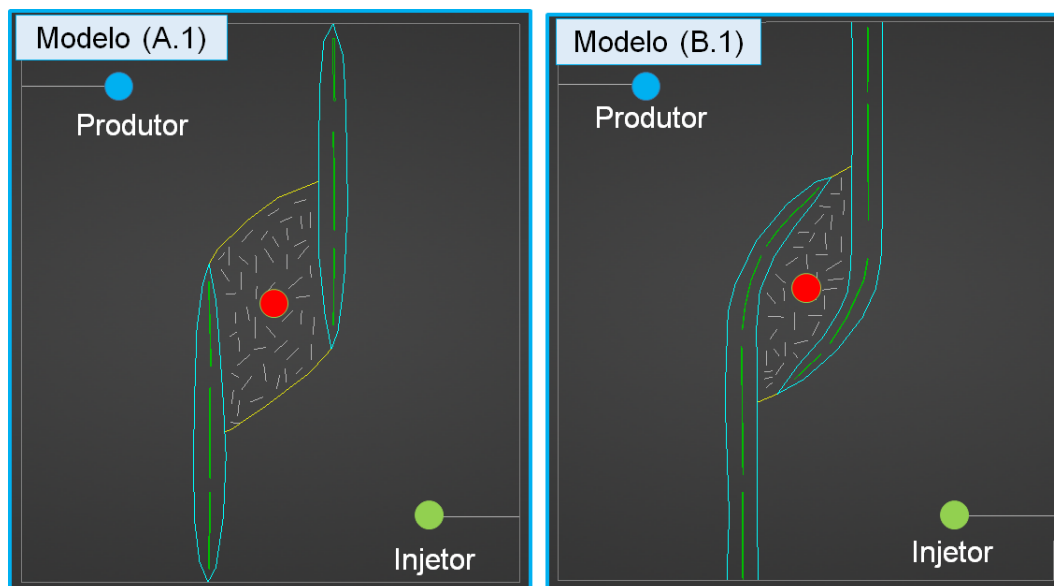


Figura 36 – Ponto escolhido no meio da rampa nos modelos (A) e (B) para exportação dos resultados de velocidade de fluido e poropressão. Ao longo dos 30 anos de simulação.

3.3

Construção dos gráficos

A partir dos valores exportados de poropressão (pf) e norma de velocidade de fluido (DEV) referentes aos pontos escolhidos no meio da rampa dos modelos (A) e (B) foram construídos gráficos do tipo “velocidade de fluxo (DEV) x tempo” e “poropressão x tempo”. Para tal, os dados exportados dos modelos (A) e (B) e seus respectivos submodelos (A.1), (A.2), (A.3) e (B.1), (B.2) e (B.3) foram organizados nas tabelas mostradas no Apêndice A.

Para cada cenário simulado, em cada submodelo, foram gerados os gráficos descritos acima totalizando 12 gráficos. Além disso, foi investigada a influência de diferentes valores de permeabilidade da rampa de revezamento e da matriz (cenários 1, 2 e 3) na velocidade do fluido e poropressão mantendo-se a posição dos poços e alterando apenas o tipo de rampa de revezamento (comparação dos submodelos (A.1) com (B.1), (A.2) com (B.2) e (A.3) com (B.3)). E ainda, foi analisada a influência das fraturas presentes nas rampas de revezamento dos modelos (A) e (B) no fluxo de fluidos.

4

Resultados e Discussões

Neste capítulo são apresentados todos os resultados do estudo. Inclui os resultados dos sete cenários simulados, do impacto da mudança da permeabilidade na rampa de revezamento e na matriz, avaliados pelos resultados de velocidade do fluido e distribuição da poropressão, ao longo dos 30 anos de produção e/ou injeção. E por fim, será apresentada a influência das fraturas na rampa de revezamento no padrão de fluxo e distribuição da poropressão.

4.1

Cenários Simulados

4.1.1

Cenário 1: ● - 15 MPa ↗ + 15 MPa

O resultado do gráfico de velocidade de fluido versus tempo (Figura 37a) para o ponto observador no meio da rampa mostra que a velocidade do fluido é, de maneira geral, maior na rampa *soft-linked* (modelos (A.1), (A.2) e (A.3)) do que na rampa *hard-linked* (modelos (B.1), (B.2) e (B.3)). Dentre estes se destaca os modelos (A.3) e (B.3) que apresentam os maiores valores de velocidade logo nos primeiros 10 dias de início da produção e injeção no reservatório. O que torna estes últimos modelos semelhantes é o fato de que, independente da geometria da rampa, os poços estão alinhados entre si e às falhas e a rampa de revezamento, o que favorece o fluxo de fluido entre estas estruturas.

No gráfico de poropressão versus tempo (Figura 37b) para o mesmo ponto observador no meio da rampa, nota-se que a poropressão aumenta em todos os modelos e estabiliza na média de 61 MPa em aproximadamente seis meses. Contudo, nos modelos (A.3) e (B.3) a poropressão se estabiliza em patamares bem diferentes da média: modelo (B.3) em 61,6 MPa e modelo (A.3) em 60,2 MPa, bem próximo ao valor original de 60 MPa, em aproximadamente seis e dois meses de produção,

respectivamente. Esses valores mostram que as rampas *soft-linked* (modelo (A.3)) permitem uma conexão maior no reservatório estabilizando rapidamente a poropressão em um tempo menor e valor mais próximo do original.

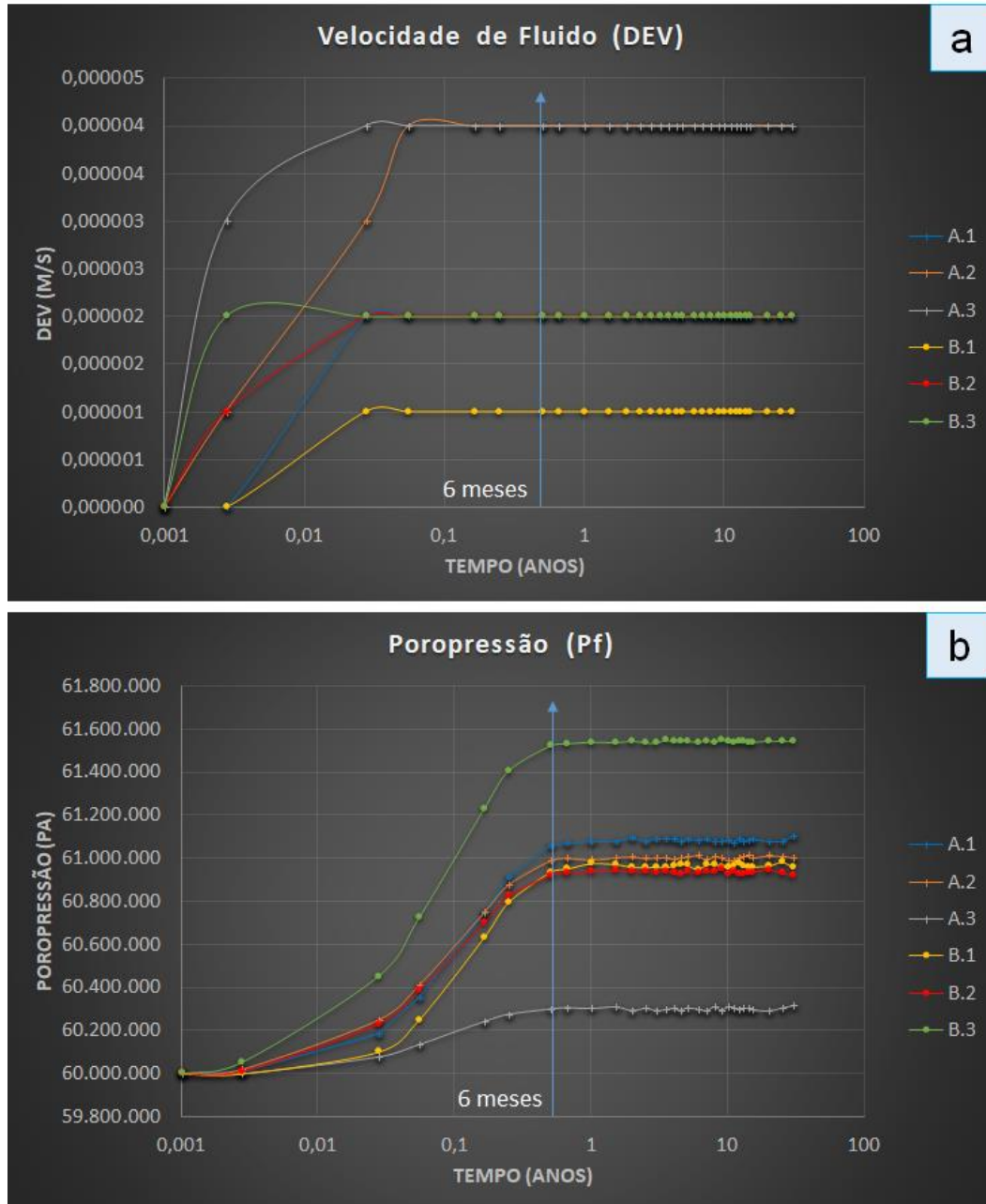


Figura 37 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo (a) e poropressão x tempo (b) para o cenário 1.

Ao analisar o modelo A.3 em mapa, para o tempo de seis meses de produção e injeção no reservatório (Figura 38a), é possível notar que, como o par de poços injetor e produtor está mais próximo da zona de dano das falhas o fluido segue preferencialmente por esta zona onde alcança os

valores mais altos de velocidade de fluido. Como o material da rampa de revezamento é semelhante ao da zona de dano, em termos de porosidade e permeabilidade, observa-se que a velocidade na rampa aumenta localmente nos limites dela com a zona de dano, especialmente na entrada e saída da rampa. Em termos de poropressão, visto em mapa na Figura 38b, em seis meses de produção e injeção no reservatório a poropressão aumenta em toda a área do mapa, incluindo no ponto de medida na rampa de revezamento, mostrando maior influência do poço injetor.

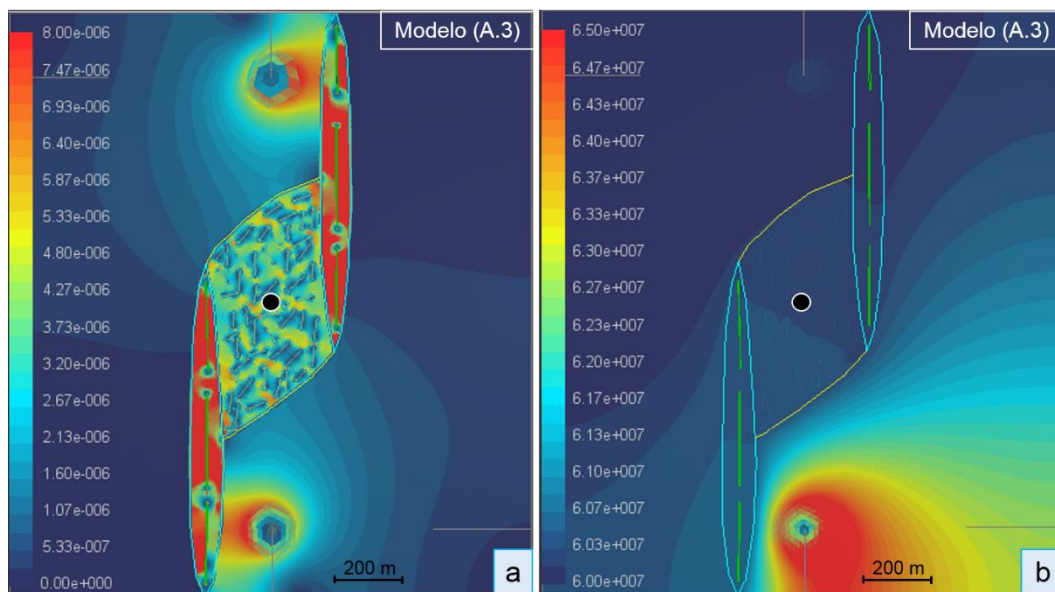


Figura 38 - Mapas de velocidade de fluido (a) e poropressão (b) para seis meses de produção e injeção no reservatório no cenário 1.

4.1.2

Cenário 2: ● - 15 MPa ↗ + 15 MPa

O resultado do gráfico de velocidade de fluido versus tempo para o ponto observador no meio da rampa (Figura 39a) mostra que a velocidade do fluido é, de maneira geral, maior na rampa *soft-linked* (modelos (A.2) e (A.3)) do que na rampa *hard-linked* (modelos (B.1), (B.2) e (B.3)) e todos os modelos apresentam valores de velocidade de fluido mais altos que no cenário 1. Interessante notar que, embora o modelo (A.1) seja de rampa *soft-linked*, ele apresenta velocidade de fluido menor que os modelos (B.2) e (B.3) e maior que o modelo (B.1). Relevante neste caso é perceber que os modelos (A.1) e (B.1) são aqueles que apresentam os poços injetor e produtor dispostos na direção noroeste-sudeste, ortogonal às estruturas da

rampa e das falhas e mais afastado delas, o que poderia justificar esta velocidade de fluido mais baixa nestes modelos.

No gráfico de poropressão versus tempo (Figura 39b) para o mesmo ponto observador no meio da rampa, nota-se que a poropressão aumenta em todos os modelos, embora, esteja injetando e produzindo a um mesmo diferencial de pressão no reservatório, e estabiliza na média de 61 MPa em aproximadamente seis meses, muito semelhante ao que acontece no cenário 1, o que sugere uma maior conexão com o poço injetor, devido a assimetria dos modelos.

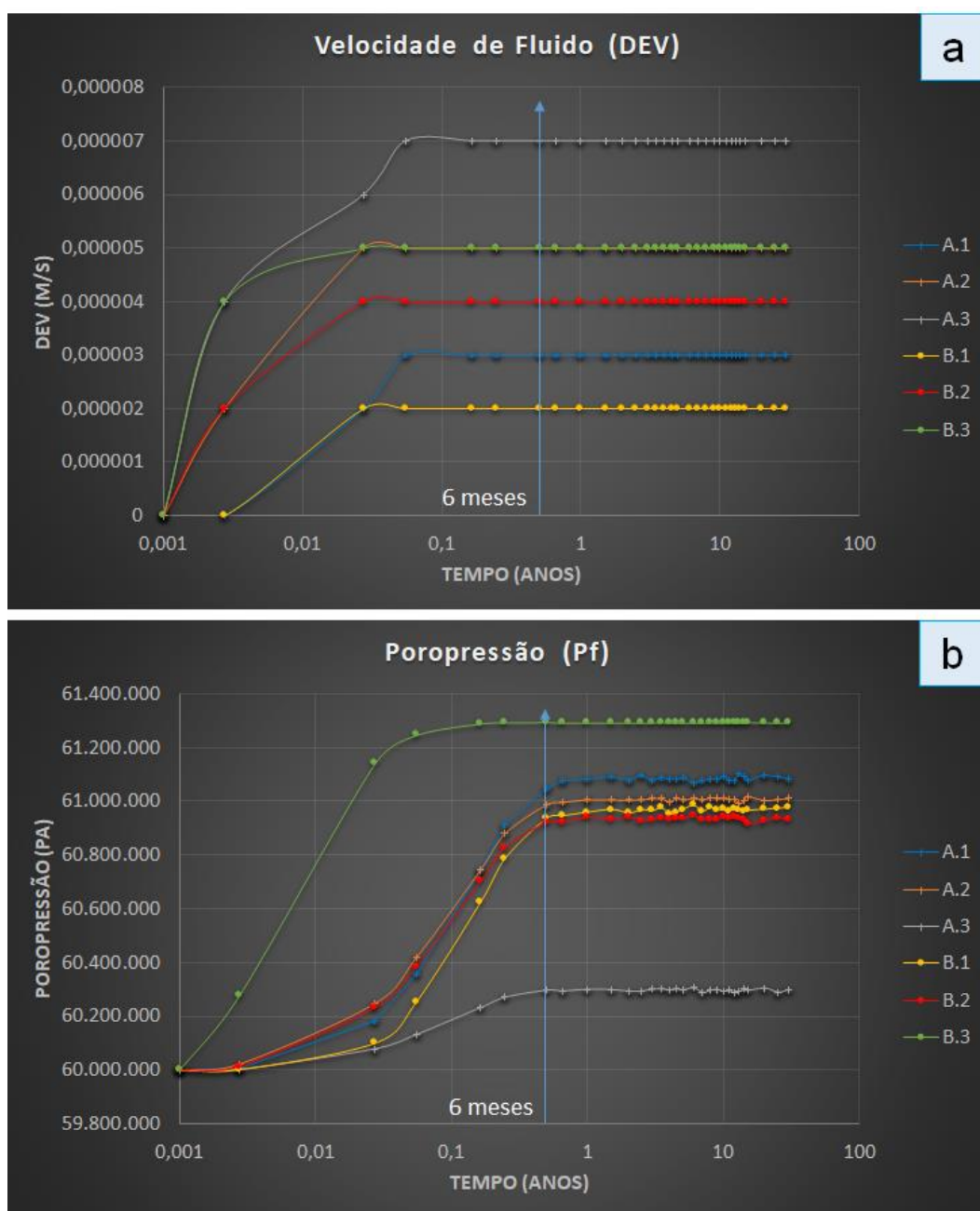


Figura 39 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo e poropressão x tempo para o cenário 2.

Ao analisar o modelo (A.1) em mapa para o tempo de seis meses de produção e injeção no reservatório (Figura 40a), é possível notar que, como os poços injetor e produtor estão mais afastados da zona de dano das falhas e da rampa o fluido segue inicialmente pela matriz até alcançar estas estruturas. Ao atingir a zona de dano a velocidade do fluido aumenta, no entanto, quando se aproxima da rampa, o fluido segue preferencialmente por ela aumentando a velocidade, principalmente nas extremidades da rampa. Em termos de poropressão, visto em mapa na Figura 40b, como já observado no gráfico de poropressão versus tempo, a poropressão aumenta na maior área do reservatório, resultado da maior influência do poço injetor. E permanece com valores mais próximos ao original de 60 MPa na região do poço produtor.

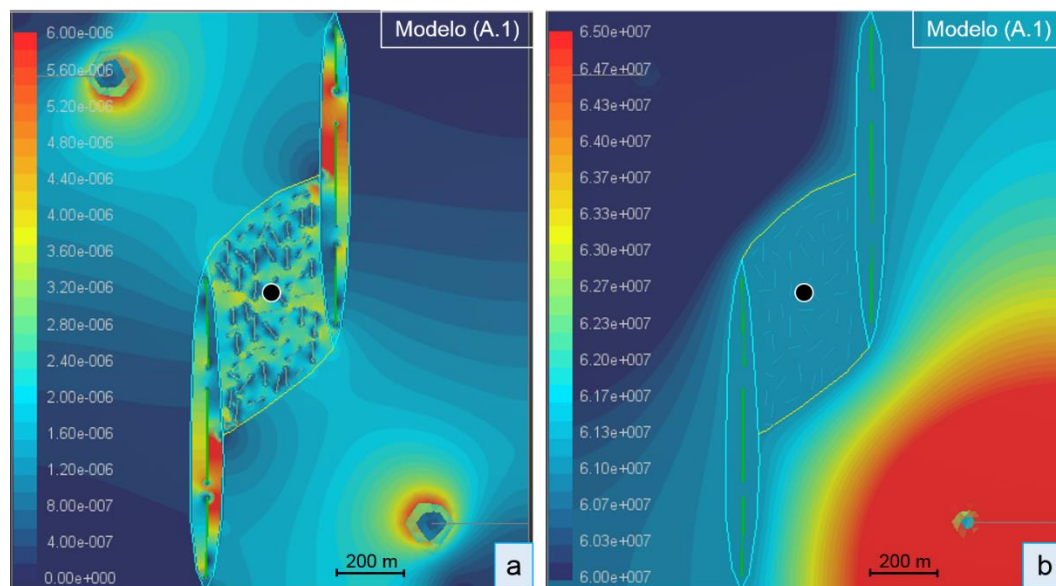


Figura 40 - Mapas de velocidade de fluido (a) e poropressão (b) para seis meses de produção e injeção no reservatório no cenário 2.

4.1.3

Cenário 3: ● - 15 MPa ↗ + 15 MPa

Este cenário considera que a matriz contribui para facilitar o fluxo de fluido no reservatório além das falhas e fraturas.

Os resultados dos gráficos de velocidade de fluido versus tempo e poropressão versus tempo (Figura 41) para o ponto observador no meio da

rampa mostram um comportamento mais homogêneo das curvas, no qual os modelos (A) e (B) apresentam resultados bem distintos.

O resultado do gráfico de velocidade de fluido versus tempo (Figura 41a) mostra que a velocidade do fluido é, de maneira geral, maior na rampa *soft-linked* (modelos (A.2) e (A.3)) do que na rampa *hard-linked* (modelos (B.1), (B.2) e (B.3)) e todos os modelos apresentam valores de velocidade de fluido bem mais altos que nos cenários 1 e 2. Assim, como nos dois cenários anteriores, embora o modelo (A.1) seja de rampa *soft-linked*, ele apresenta velocidade de fluido menor que os modelos (B.2) e (B.3) e maior que o modelo (B.1), o que mostra maior influência da posição dos poços do que da geometria da rampa na velocidade de fluido.

No gráfico de poropressão versus tempo (Figura 41b) para o mesmo ponto observador no meio da rampa, nota-se que os modelos estabilizam a poropressão em diferentes patamares entre 60.4 e 61.3 MPa, e em apenas 20 dias, bem diferente do que acontece nos cenários 1 e 2, mostrando um aumento na comunicação no reservatório.

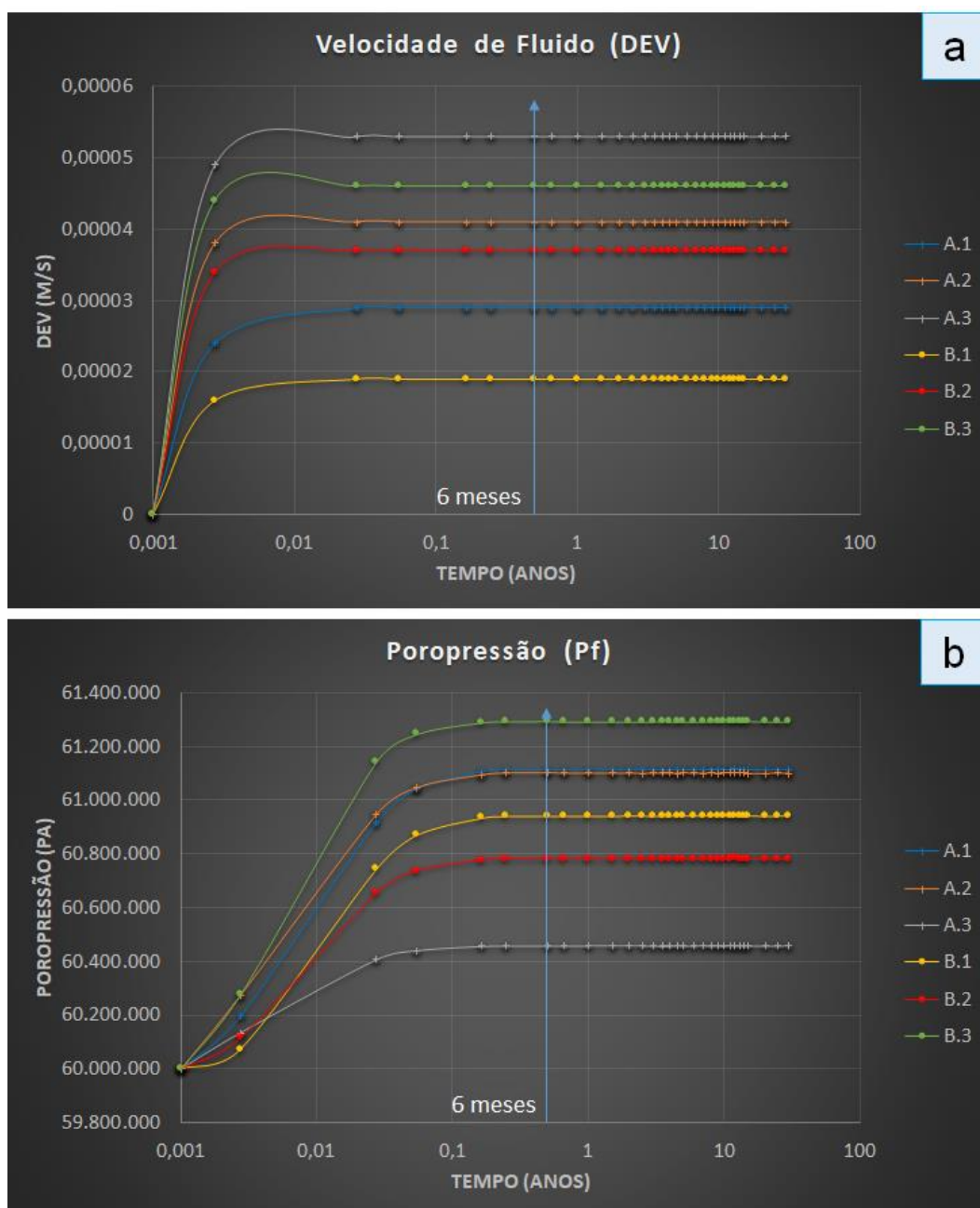


Figura 41 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo e poropressão x tempo para o cenário 3.

Ao analisar o modelo (B.1) em mapa, para o tempo de seis meses de produção e injeção no reservatório (Figura 42a), é possível notar que dois fatores contribuem para que a velocidade de fluido no ponto observador no meio da rampa seja a de menor valor, quando comparada com os outros modelos. O primeiro fator, como já mencionado, é que, embora a matriz esteja contribuindo com o fluxo do fluido no reservatório, os poços injetor e produtor estão mais afastados da zona de dano das falhas e da rampa de revezamento. E o outro fator é devido à geometria da rampa de revezamento, a mesma tem direção nordeste – sudoeste,

ortogonal à diagonal dos poços. Com isso, o núcleo das falhas pode estar servindo como uma barreira que diminui a velocidade do fluido e a comunicação no reservatório.

Em termos de poropressão, visto em mapa na Figura 42b, a existência da rampa de revezamento e do núcleo da falha perturba a distribuição da poropressão no reservatório. Observa-se na rampa de revezamento que a velocidade de fluido (Figura 42a) é maior na área mais influenciada pelo poço injetor.

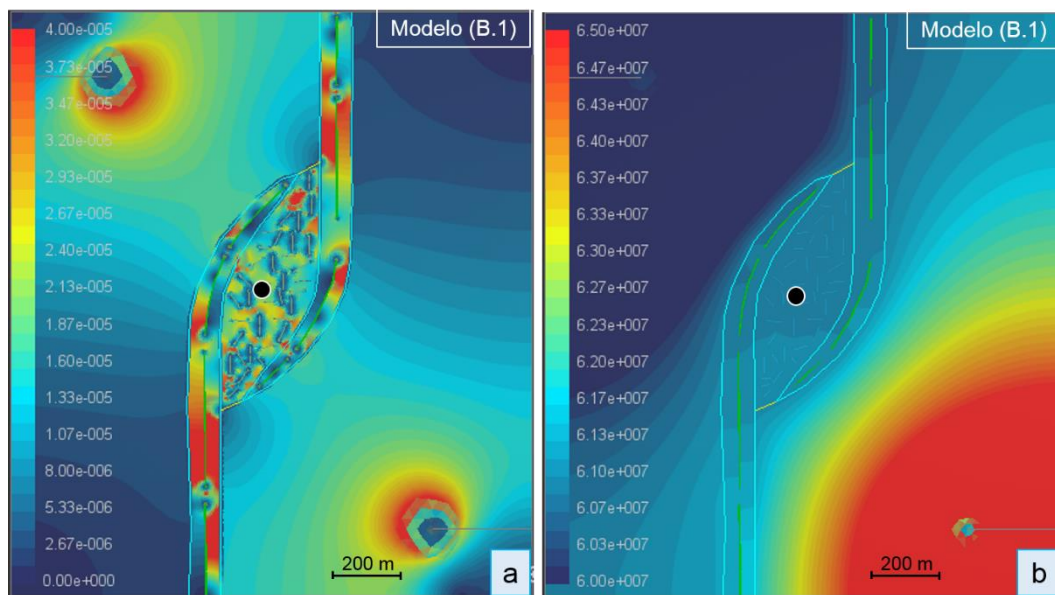


Figura 42 - Mapas de velocidade de fluido (a) e poropressão (b) para seis meses de produção e injeção no reservatório no cenário 3.

4.1.4

Cenário 4: ● - 15 MPa ↗ + 1MPa

O resultado do gráfico de velocidade de fluido versus tempo (Figura 43a), para o ponto observador no meio da rampa, mostra que a velocidade do fluido é maior nos modelos (A.2), (A.3) e (B.3), seguida pelo modelo (B.2) e mais baixa para os modelos (A.1) e (B.1).

No modelo (A.2) a velocidade de fluido é alta, assim como nos modelos (A.3) e (B.3) possivelmente pelo fato dos poços estarem posicionados na direção nordeste – sudoeste, paralela à diagonal maior da rampa e bem próximos às zonas de falha, o que favorece o fluxo de fluido e a comunicação entre eles.

Em termos de poropressão (Figura 43b) observa-se que, embora neste cenário a produção é 15 vezes maior que a injeção, o máximo delta de poropressão é de 7 MPa (modelo (A.3)), que representa metade do delta total entre os poços, que é de 14 MPa, e mínimo de 5,5 MPa (modelo (A.2)), mostrando que o poço injetor exerce uma influência importante na estabilização da poropressão.

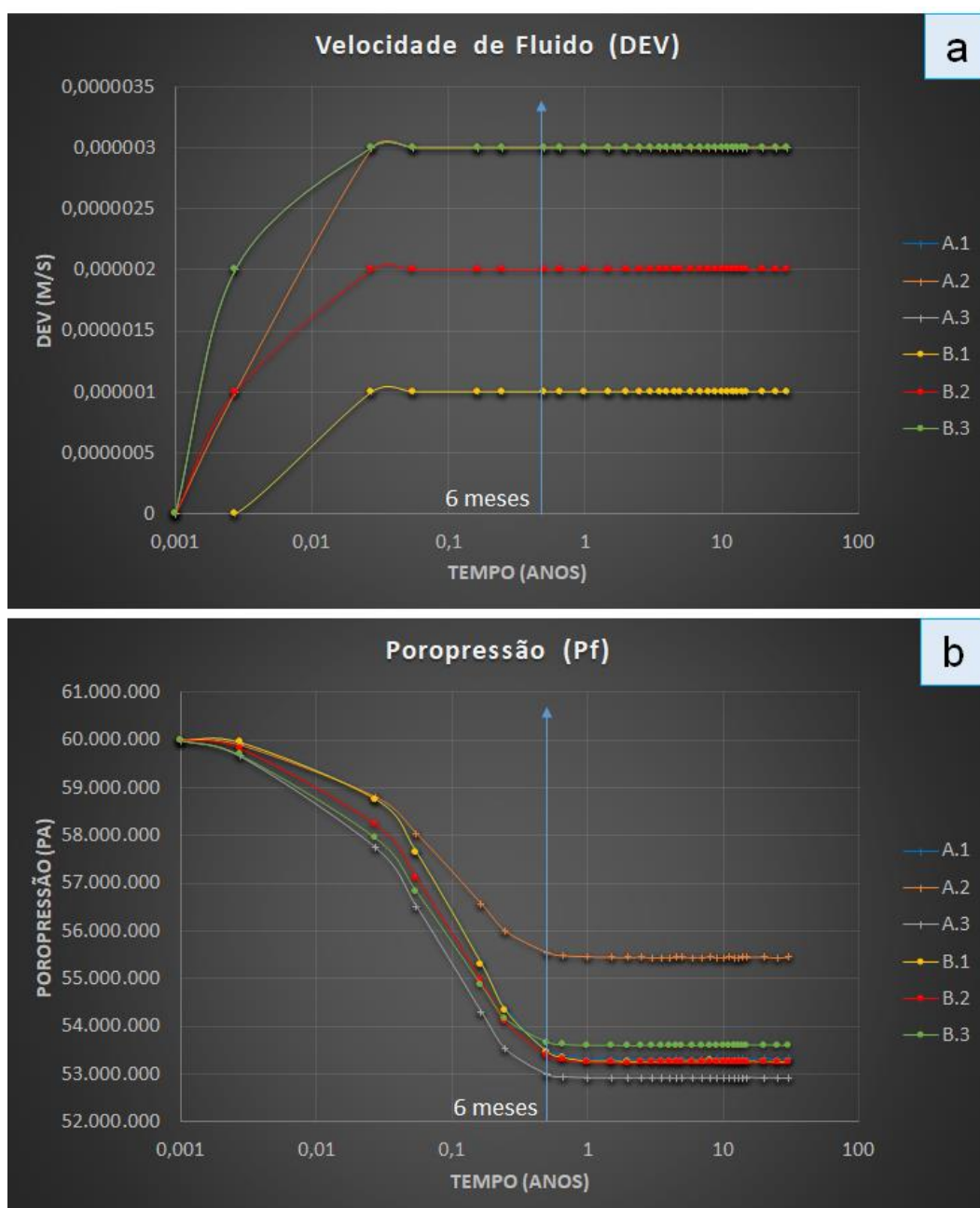


Figura 43 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo e poropressão x tempo para o cenário 4.

Ao analisar o modelo (A.2) em mapa, para o tempo de seis meses de produção e injeção no reservatório (Figura 44a), é possível notar que a posição dos poços, próxima às zonas de falha e paralela à diagonal maior

da rampa *soft-linked*, favoreceu o fluxo de fluido entre eles. O fluido tem uma velocidade maior nas zonas de dano até alcançar a rampa de revezamento, que se torna o caminho preferencial, aumentando a velocidade do fluido, principalmente nas extremidades da rampa. A poropressão, visto em mapa na Figura 44b, diminui consideravelmente na maior área do reservatório, efeito da produção no reservatório.

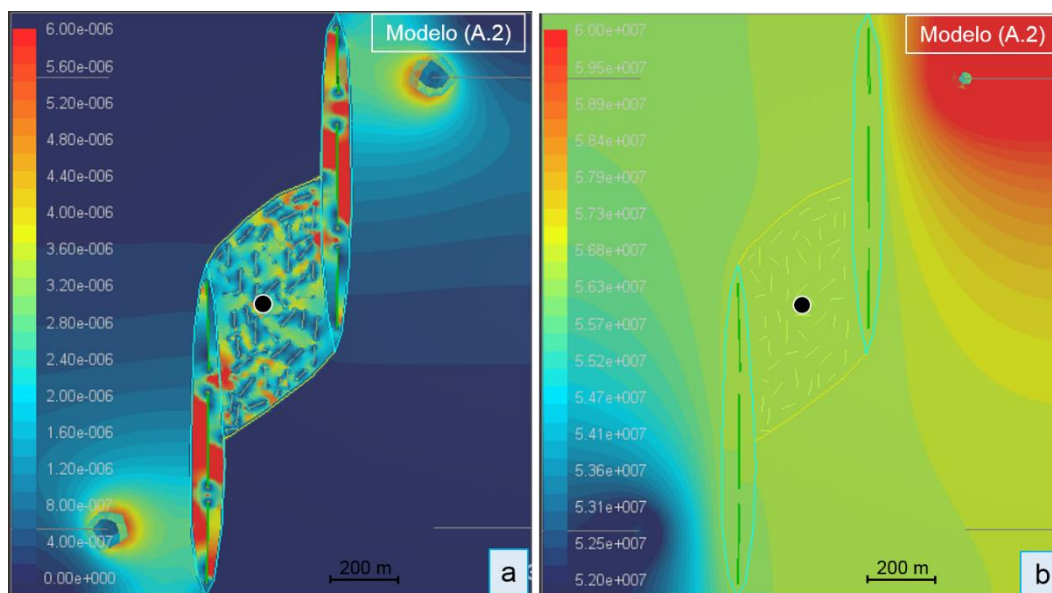


Figura 44 - Mapas de velocidade de fluido (a) e poropressão (b) para seis meses de produção e injeção no reservatório no cenário 4.

4.1.5

Cenário 5: ● - 1 MPa ↗ + 15 MPa

O resultado do gráfico de velocidade de fluido versus tempo para o ponto observador no meio da rampa (Figura 45a) mostra que a velocidade do fluido é, maior nos modelos (A.3) e (B.3), seguido pelos modelos (A.2) e (B.2), e por último pelos modelos (A.1) e (B.1). Esse resultado mostra que a posição dos poços tem um impacto maior na velocidade do fluido do que a geometria da rampa, e, para a mesma posição de poços, os modelos de rampa *soft-linked* tem maior velocidade de fluido que os de rampa *hard-linked*.

Em termos de poropressão (Figura 45b), observa-se que, embora neste cenário a injeção é 15 vezes maior que a produção, o máximo delta de

poropressão é de 7 MPa (metade do delta total entre os poços que é de 14 MPa), mostrando que o poço produtor exerce uma influência importante na estabilização da poropressão, semelhante ao que ocorre no cenário 4.

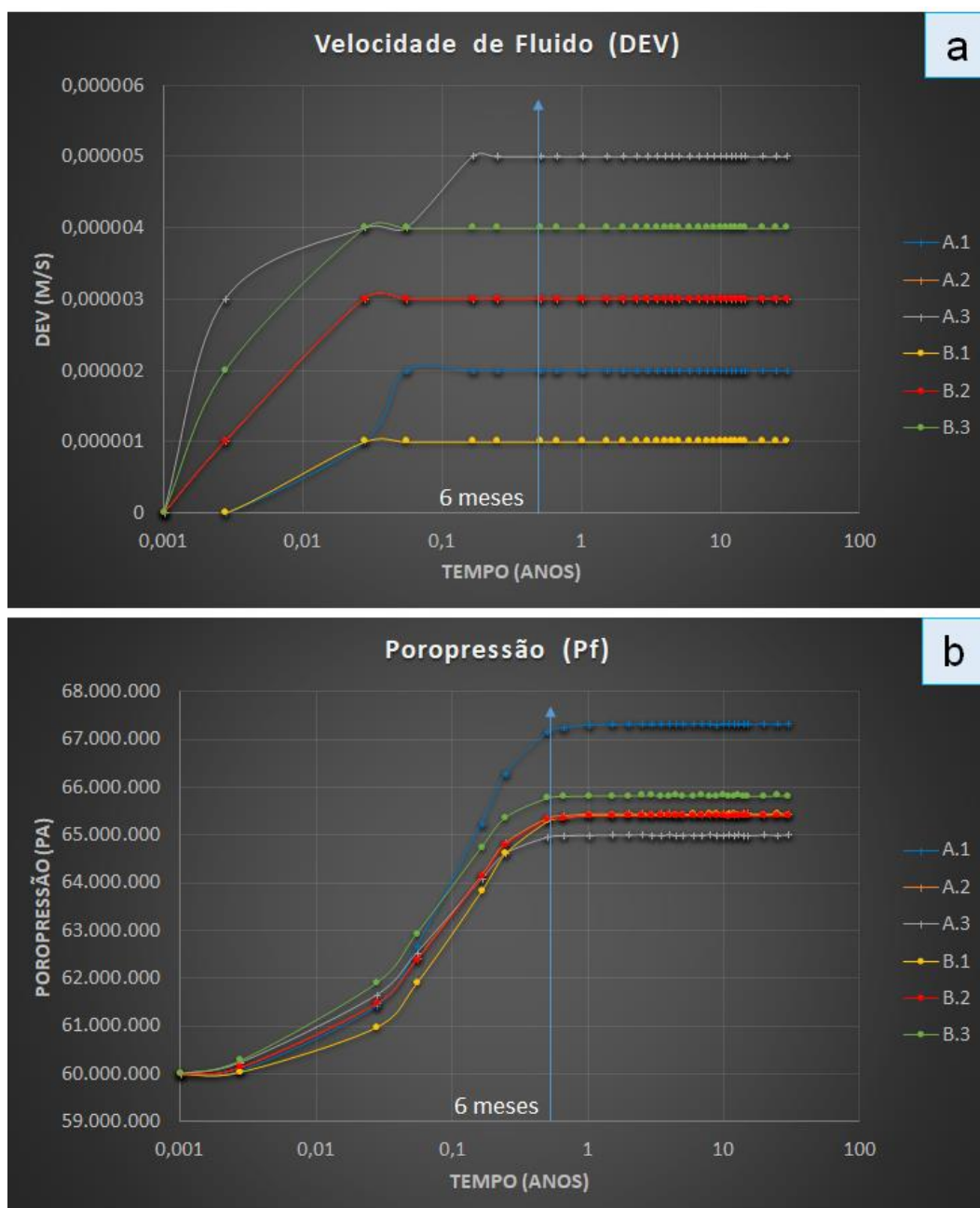


Figura 45 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo e poropressão x tempo para o cenário 5.

Dentre os modelos se destaca o (A.1), no qual a poropressão se estabiliza em um patamar mais elevado, que é em torno de 67 MPa.

Ao analisar o modelo (A.1) em mapa, para o tempo de seis meses de produção e injeção no reservatório (Figura 46a), é possível notar que, embora a geometria da rampa favoreça o fluxo do fluido, os poços estão

afastados da rampa e das zonas de dano das falhas, o que reduz a velocidade do fluido no ponto observador.

Em termos de poropressão, visto em mapa na Figura 46b, ela aumenta consideravelmente na maior área do reservatório, efeito da injeção.

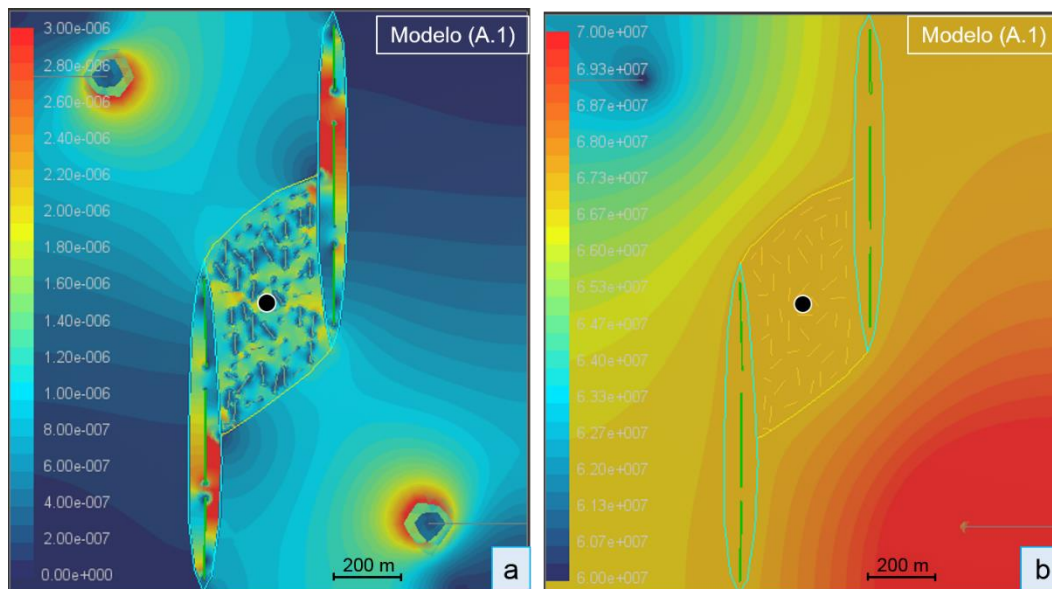


Figura 46 - Mapas de velocidade de fluido (a) e poropressão (b) para seis meses de produção e injeção no reservatório no cenário 5.

4.1.6

Cenário 6: ● +15 MPa ↘ 0 MPa

O resultado do gráfico de velocidade de fluido versus tempo (Figura 47a) para o ponto observador no meio da rampa mostra que a velocidade do fluido é maior nos modelos (A.3) e (B.3), seguido pelos modelos (A.2) e (B.2) e mais baixa para os modelos (A.1) e (B.1). Como nos cenários 3, 4 e 5 a posição dos poços teve uma importância maior que a geometria da rampa. Outra questão interessante é que, neste cenário, a velocidade do fluido tem valores bem mais baixos quando comparada aos demais cenários e atinge valores mais altos logo no início da simulação, e, em dois meses aproximadamente, inicia-se um forte declínio na velocidade do fluido, que se torna nula próximo de um ano de simulação.

Em termos de poropressão (Figura 47b) observa-se que todos os modelos seguem uma tendência bem definida estabilizando-se em 45 MPa após 1 ano de simulação.

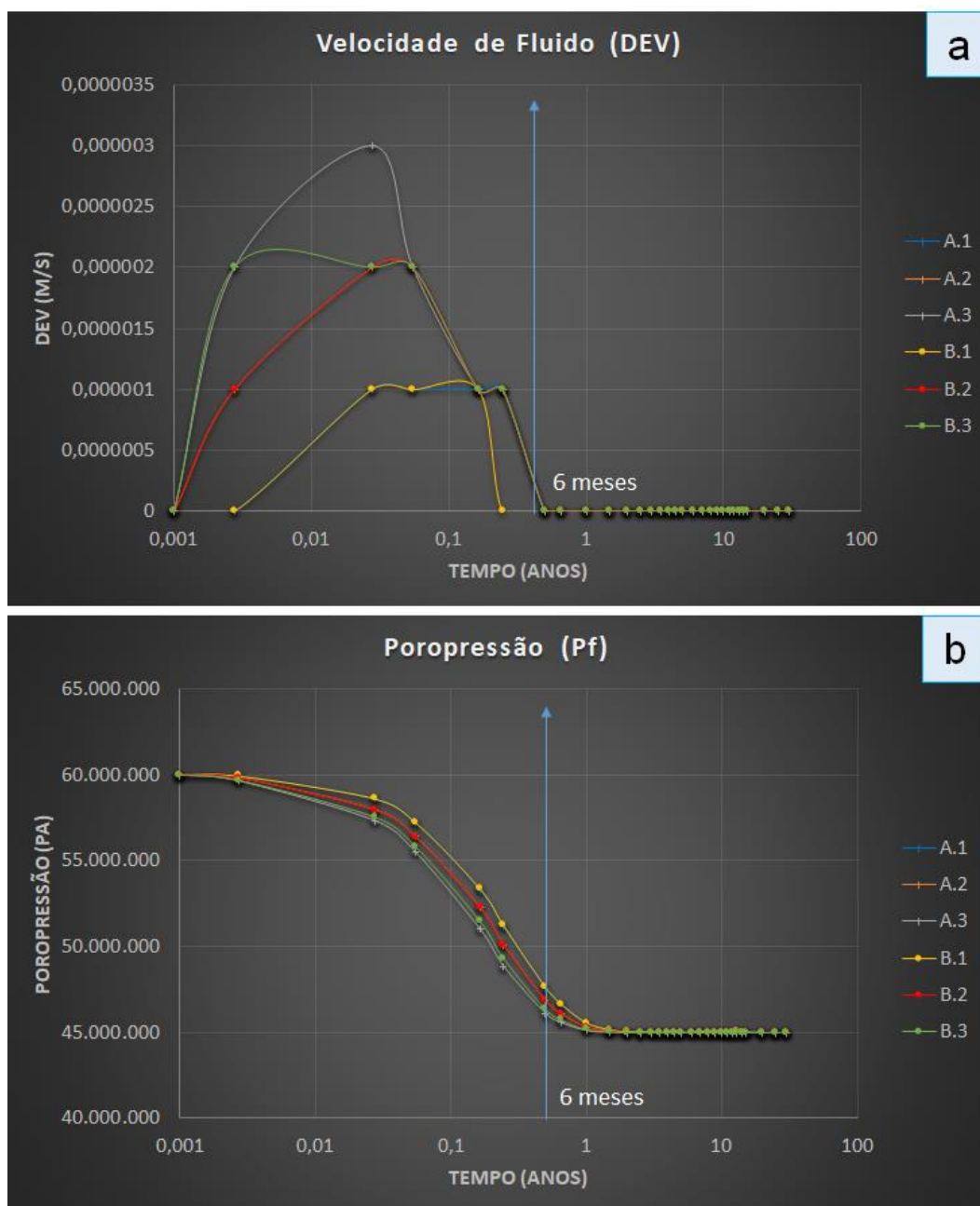


Figura 47 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo e poropressão x tempo para o cenário 6.

Ao analisar o modelo (B.1) em mapa, para o tempo de três meses de produção no reservatório (Figura 48a), como mencionado quando foi descrito o cenário 3, dois fatores podem ter contribuído para diminuição da velocidade do fluido no meio da rampa: o poço estar mais afastado da zona de falha e da rampa e a própria geometria da rampa, que tem direção

ortogonal à posição do poço, que faz com que o núcleo da falha possa funcionar como uma barreira ao fluxo. A poropressão, visto em mapa na Figura 48b, diminui em toda a área do reservatório, mais intensamente em uma área restrita próxima ao poço produtor, e, em segundo lugar, na região da rampa de revezamento e zona de falhas.

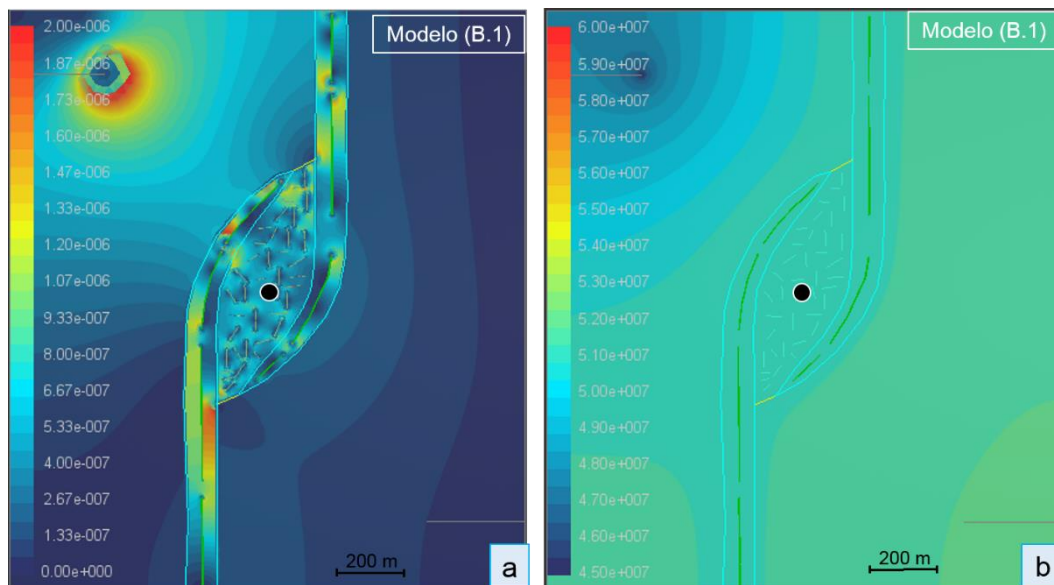


Figura 48 - Mapas de velocidade de fluido (a) e poropressão (b) para seis meses de produção e injeção no reservatório no cenário 6.

4.1.7

Cenário 7: ● 0 MPa ↗ +15 MPa

O resultado do gráfico de velocidade de fluido versus tempo (Figura 49a) para o ponto observador no meio da rampa é muito semelhante ao do cenário 6, em que a posição dos poços influenciou no resultado da simulação mais efetivamente que a geometria da rampa. Assim como no cenário 6, o modelo (B.1) foi o que apresentou a menor velocidade de fluido e com um declínio mais acentuado, se tornando nula antes dos seis meses de simulação.

Em termos de poropressão (Figura 49b) observa-se que todos os modelos seguem uma tendência bem definida estabilizando-se em 75 MPa após 1 ano de simulação.

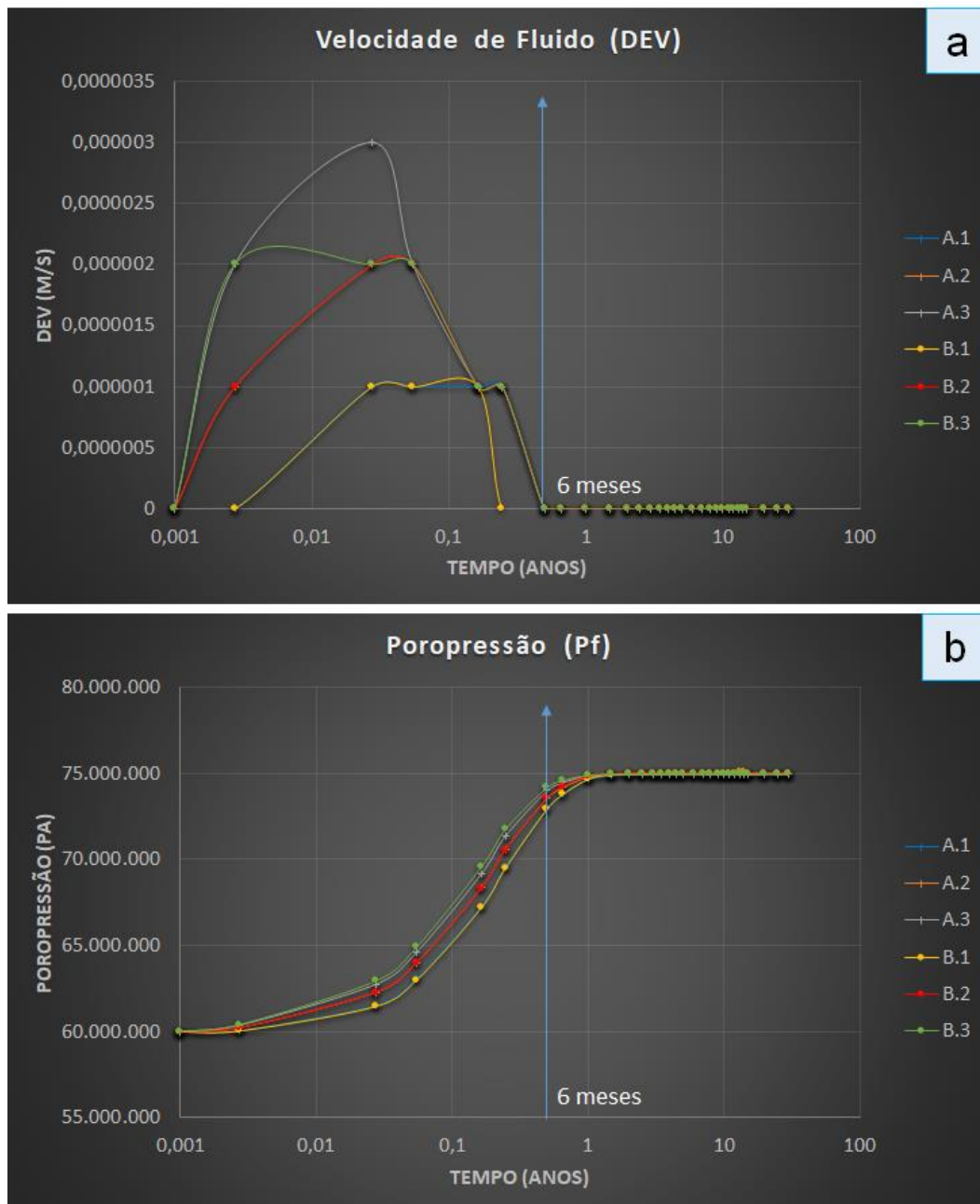


Figura 49 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo e poropressão x tempo para o cenário 7.

Ao analisar o modelo (B.2) em mapa, para o tempo de três meses de injeção no reservatório (Figura 50a), é possível notar um aumento na velocidade do fluido nas zonas de dano das falhas até alcançar a rampa de revezamento. A partir daí a rampa se torna o caminho preferencial ao fluxo de fluido, que aumenta a velocidade principalmente nas extremidades da dela. A poropressão, visto em mapa na Figura 50b, aumenta em toda a área do reservatório, mais intensamente em uma área restrita próximo ao poço injetor e na região da rampa de revezamento e zona de falhas.

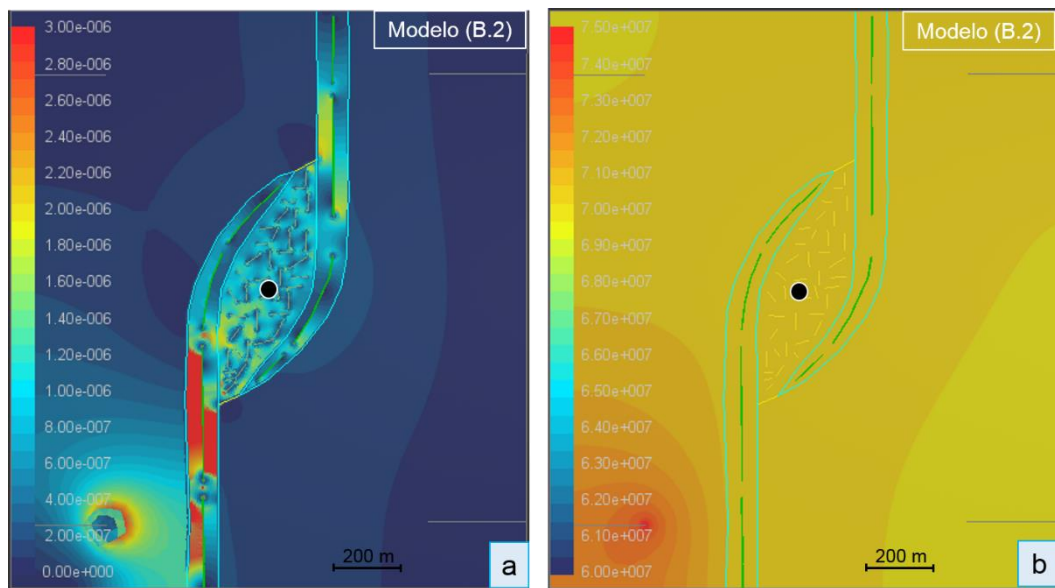


Figura 50 - Mapas de velocidade de fluido (a) e poropressão (b) para seis meses de produção e injeção no reservatório no cenário 7.

4.2

Influência da permeabilidade da rampa de revezamento e da matriz no fluxo de fluido.

Nesta etapa foi analisada a resposta da geometria da rampa, em termos de velocidade de fluido e poropressão, para diferentes valores de permeabilidade na rampa e na matriz.

Para tal, foram comparados os cenários 1, 2 e 3, cuja condição é que há produção e injeção a um mesmo diferencial de 15 MPa no reservatório, para os pares de modelos (A.1) com (B.1), (A.2) com (B.2) e (A.3) com (B.3), cuja posição dos poços é a mesma para cada par. Dessa forma, ao fixar as demais variáveis (posição de poço e condição de injeção e produção no reservatório) foi possível avaliar a resposta apenas da geometria da rampa, em termos de velocidade de fluido e poropressão para diferentes valores de permeabilidade na rampa e na matriz.

A comparação inicial foi feita apenas entre os cenários 1 e 2, onde se modificou o valor de permeabilidade na rampa de revezamento e posteriormente, a comparação foi feita entre os cenários 1, 2 e 3, onde, além de se modificar a permeabilidade da rampa de revezamento, se modificou a permeabilidade da matriz.

4.2.1

Modelos A.1 e B.1

O resultado do gráfico de velocidade de fluido versus tempo para o ponto observador no meio da rampa (Figura 51a) mostra que a velocidade do fluido é, de maneira geral, maior nos modelos de rampa *soft-linked* (A.1) do que nos de rampa *hard-linked* (B.1). No entanto, nota-se que, quando há um aumento na permeabilidade da rampa (cenário 2) a velocidade de fluido do modelo (B.1) (B.1_cenário 2) se iguala a do modelo (A.1) no cenário 1 (A.1_cenário 1). Esse resultado é interessante pois mostra que o aumento na permeabilidade da rampa, aumenta a velocidade do fluido por meio dela, fazendo com que a geometria da rampa tenha uma importância secundária.

Em termos de poropressão (Figura 51b) observa-se que os pares de modelos (A.1) (A.1_cenário 1 e A.1_cenário 2) e (B.1) (B.1_cenário 1 e B.1_cenário 2) estabilizam a poropressão em aproximadamente 1 ano de simulação em patamares diferentes, e que o aumento da permeabilidade da rampa (A.1_cenário 1 para A.1_cenário 2), não alterou o comportamento da poropressão, provavelmente efeito da compensação da produção e injeção a um mesmo diferencial no reservatório.

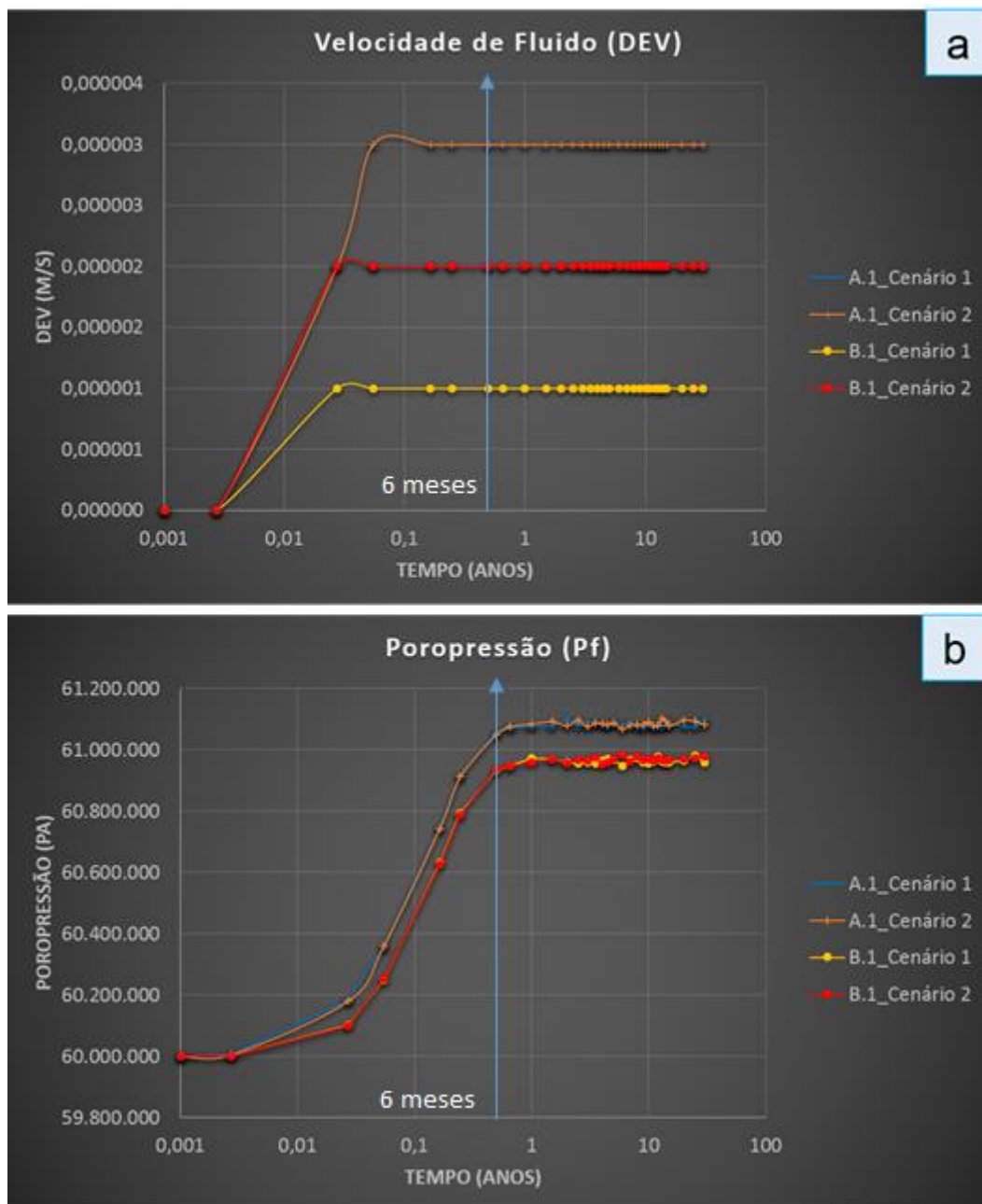


Figura 51 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo e poropressão x tempo para os cenários 1 e 2 nos modelos (A.1) e (B.1).

Na segunda etapa para a comparação dos modelos (A.1) e (B.1) aumentou-se o valor da permeabilidade da matriz (cenário 3).

O resultado do gráfico de velocidade de fluido versus tempo (Figura 52a) para o ponto observador no meio da rampa mostra o quanto a velocidade na rampa aumenta quando se aumenta a permeabilidade da matriz. Para os modelos (A.1), de rampa *soft-linked*, a velocidade de fluido, do cenário 2 para o cenário 3 (A.1_cenário 2 e A.1_cenário 3), aumenta cerca de 6 vezes, enquanto que para os modelos (B.1)(B.1_cenário 2 e

B.1_cenário 3), de rampa *hard-linked*, a velocidade de fluido aumenta cerca de 4 vezes. Este resultado sugere que em reservatórios, cujo fluxo de fluidos é dominado pela matriz, em comparação àqueles dominados por falhas e fraturas, a percolação do fluido é acentuada pela existência de rampas abertas.

Em termos de poropressão (Figura 52b), observa-se que os pares de modelos (A1) e (B.1) para os cenários 1 e 2 estabilizam a poropressão em aproximadamente 1 ano de simulação, enquanto que, esta estabilização ocorre muito antes para estes mesmos modelos quando a permeabilidade da matriz é maior (cenário 3), em cerca de 1 mês e meio de simulação, mostrando um forte aumento na comunicação do reservatório.

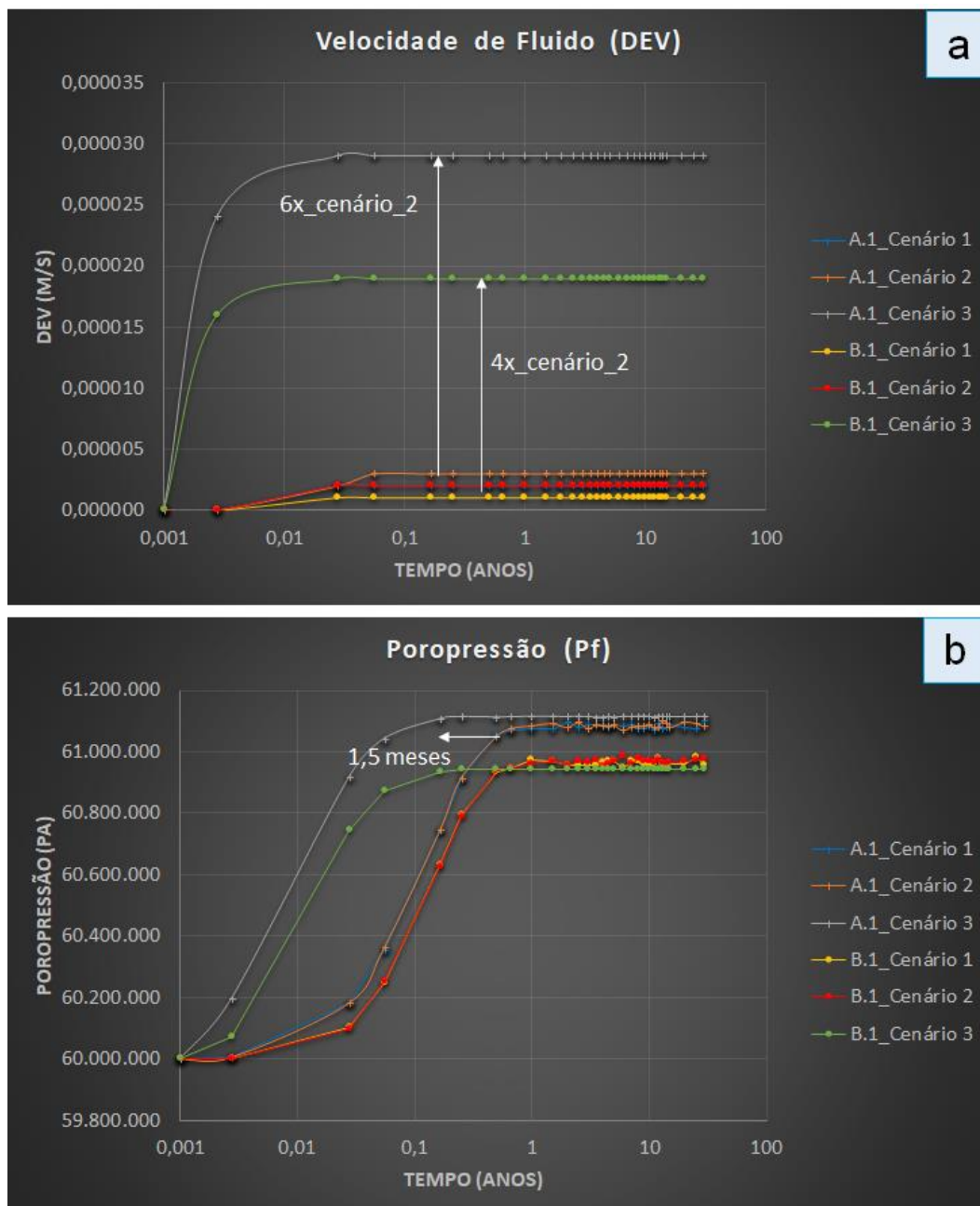


Figura 52 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo e poropressão x tempo para os cenários 1, 2 e 3 nos modelos (A.1) e (B.1).

Em mapa na Figura 53 (mesma escala de cor nos mapas de velocidade de fluido e poropressão) comparando os modelos (A.1) e (B.1) para o tempo de 6 meses simulação, se observa que a velocidade de fluido (Figura 53 a e c), é maior na rampa *soft-linked* como um todo, enquanto que, na rampa *hard-linked*, a velocidade é maior nas extremidades dela. Em ambos os modelos a velocidade é mais alta localmente na zona de dano das falhas, pela maior proximidade dos poços do que na rampa de

revezamento. Em termos de poropressão (Figura 53 b e d), se observa que há uma influência na sua distribuição na rampa de revezamento, resultado do efeito dos poços produtor e injetor, contudo a do poço injetor é mais significativa, uma vez que, a poropressão se estabiliza com valores acima do original.

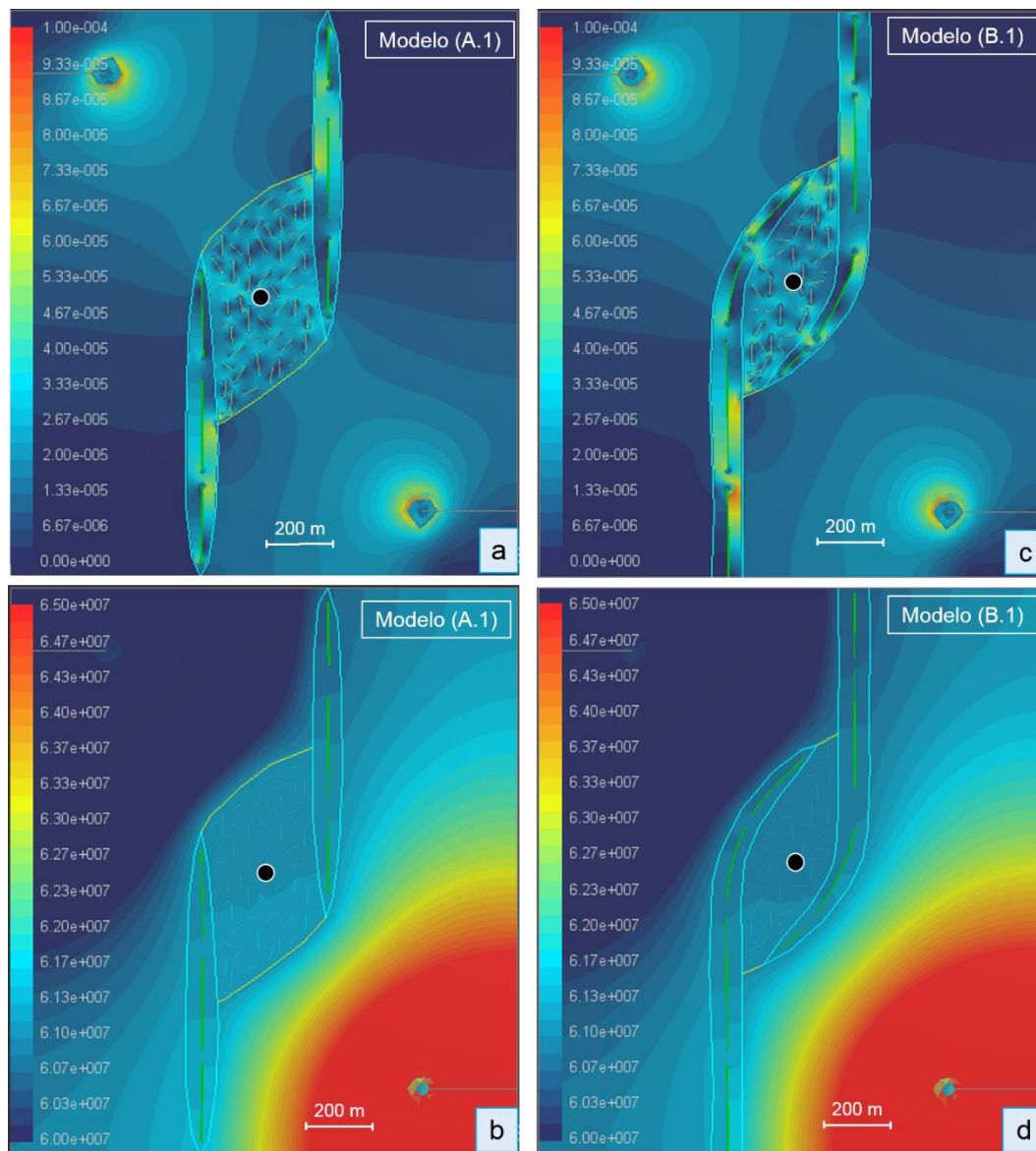


Figura 53 - Mapas de velocidade de fluido (a) e (c) e poropressão (b) e (d) para seis meses de produção e injeção no reservatório para os cenários 1, 2 e 3 nos modelos (A.1) e (B.1).

4.2.2

Modelos A.2 e B.2

O resultado do gráfico de velocidade de fluido versus tempo (Figura 54a) para o ponto observador no meio da rampa mostra que a velocidade do fluido é, de maneira geral, maior nos modelos de rampa *soft-linked* (A.2) do que nos de rampa *hard-linked* (B.2), independente do cenário, como visto na comparação dos modelos (A.1) e (B.1). No entanto, o que se observa é que a velocidade de fluido nos modelos (A.2) e (B.2) chega a ser o dobro da dos modelos (A.1) e (B.1), o que pode ser justificado pela disposição dos poços, que, no caso dos modelos (A.2) e (B.2), a direção é alinhada à diagonal maior das rampas, o que favorece o fluxo de fluidos por meio delas.

Em termos de poropressão (Figura 54b) o comportamento das curvas é muito semelhante ao que se observa para os modelos (A.1) e (B.1), nos quais os modelos estabilizam a poropressão em aproximadamente 1 ano de simulação, em um patamar maior para os modelos (A.2), de rampa aberta, e o aumento de permeabilidade da rampa (A.2_cenário 1 para A.2_cenário 2) não modifica o comportamento da poropressão, provavelmente efeito da compensação da produção e injeção a um mesmo diferencial no reservatório.

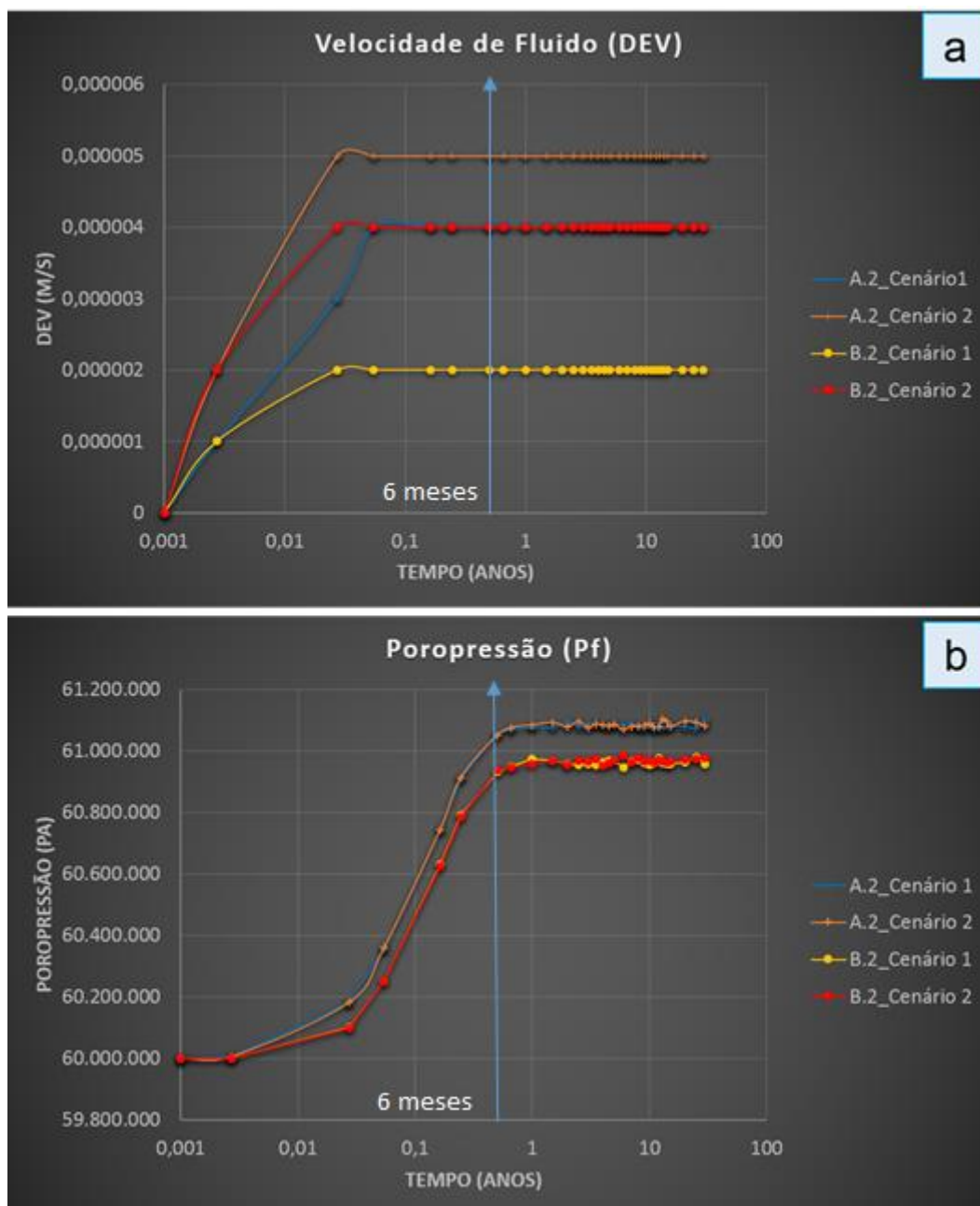


Figura 54 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo e poropressão x tempo para os cenários 1 e 2 nos modelos (A.2) e (B.2).

Na segunda etapa para a comparação dos modelos (A.2) e (B.2) aumentou-se o valor de permeabilidade da matriz (cenário 3).

O resultado do gráfico de velocidade de fluido versus tempo (Figura 55a) para o ponto observador no meio da rampa mostra, assim como para os modelos (A.1) e (B.1), o quanto a velocidade na rampa aumenta quando se aumenta a permeabilidade da matriz. Para os modelos (A.2) e (B.2) a velocidade de fluido, do cenário 2 para o cenário 3 (A.2_cenário 2 para A.2_cenário 3 e B.2_cenário 2 para B.2_cenário 3), aumenta cerca de 8

vezes, amplitude maior que nos modelos (A.1) e (B.1), que foram de 6 e 4 vezes respectivamente. Isso mostra que a disposição dos poços exerce uma forte influência no caminho e velocidade do fluido. Quanto à geometria da rampa, àquela de rampa *soft-linked* tem maior velocidade de fluido do que a de rampa *hard-linked*, como visto nos demais modelos.

Em termos de poropressão (Figura 55b) observa-se que os pares de modelos (A.2) e (B.2) para os cenários 1 e 2 estabilizam a poropressão em aproximadamente 1 ano de simulação, em um patamar em torno de 61 MPa, enquanto que, esta estabilização ocorre muito antes nestes mesmos modelos (A.2_cenário 3 e B.2_cenário 3), quando se aumenta a permeabilidade da matriz, que se dá em torno de 1 mês e meio de simulação, mostrando um aumento na comunicação no reservatório.

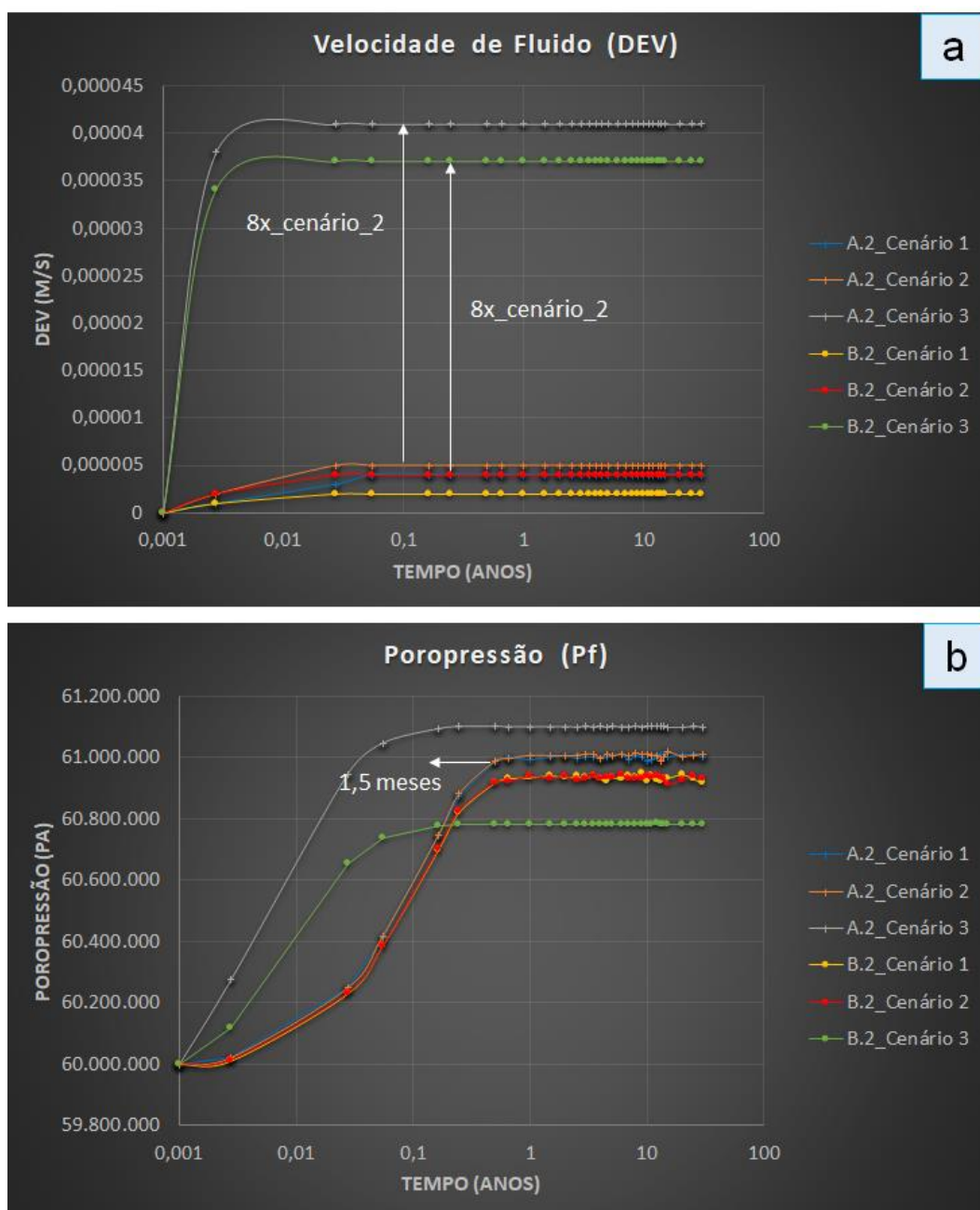


Figura 55 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo e poropressão x tempo para os cenários 1, 2 e 3 nos modelos A.2 e B.2.

Em mapa, na Figura 56 (mesma escala de cor nos mapas de velocidade de fluido e poropressão) para os modelos (A.2) e (B.2) no tempo de 6 meses de simulação, se observa que a velocidade de fluido é maior nas extremidades de ambas as geometrias de rampa (Figura 56 a e c). A velocidade é maior nas zonas de dano até a rampa em ambos os modelos e o fluxo parece ser mais “canalizado” entre as fraturas na rampa *hard-linked* do que na rampa aberta. Em termos de poropressão (Figura 56 b e

d), se observa que, há uma influência dos poços produtor e injetor na distribuição da poropressão em ambas as rampas, contudo a do poço injetor é mais significativa, uma vez que, a poropressão se estabiliza com valores acima do original, que é de 60 MPa.

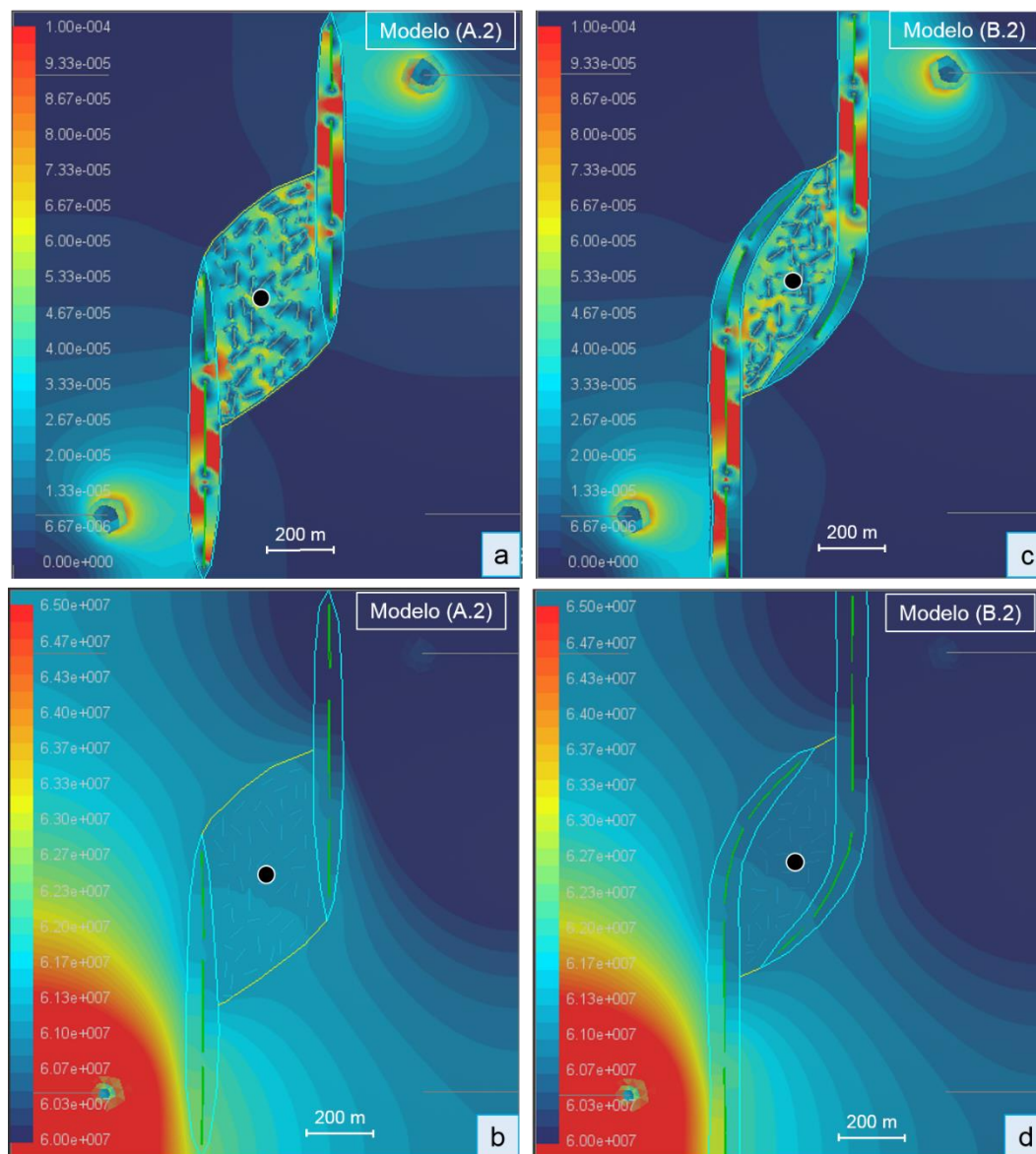


Figura 56 – Mapas de velocidade de fluido (a) e (c) poropressão (b) e (d) para seis meses de produção e injeção no reservatório para os cenários 1, 2 e 3 nos modelos (A.2) e (B.2).

4.2.3

Modelos A.3 e B.3

O resultado do gráfico de velocidade de fluido versus tempo (Figura 57a) para o ponto observador no meio da rampa mostra que a velocidade do fluido é maior nos modelos (A.3) e (B.3) para o cenário 2 (A.3_cenário 2 e B.3_cenário 2), que considera que a rampa de revezamento tem uma permeabilidade maior que a do cenário 1. Neste caso, comparando com os modelos (A.1), (B.1) e (A.2) e (B.2), o que se observou é que os valores de velocidade nos modelos (A.3) e (B.3) são bem mais altos (cerca de 2.3 e 1.4 vezes maior, respectivamente), o que sugere que o aumento da permeabilidade e a disposição dos poços exerceram uma forte influência na velocidade do fluido. Este resultado mostra que o aumento na permeabilidade da rampa associado com a disposição dos poços promove uma rápida comunicação no reservatório.

Em termos de poropressão (Figura 57b), as curvas apresentam um comportamento bem diferente do que o observado nos modelos (A.1), (B.1) e (A.2) e (B.2). O modelo (B.3) nos cenários 1 e 2 (B.3_cenário 1 e B.3_cenário 2) estabiliza a poropressão em um patamar bem mais elevado que o do modelo (A.3) (A.3_cenário 1 e A.3_cenário 2) e, assim como observado nos modelos (A.1), (B.1) e (A.2), (B.2), o comportamento da poropressão não modifica da passagem do cenário 1 para o cenário 2 (A.3_cenário 1 para A.3_cenário 2 e B.3_cenário 1 para B.3_cenário 2), provável reflexo da compensação da produção e injeção a um mesmo diferencial no reservatório.

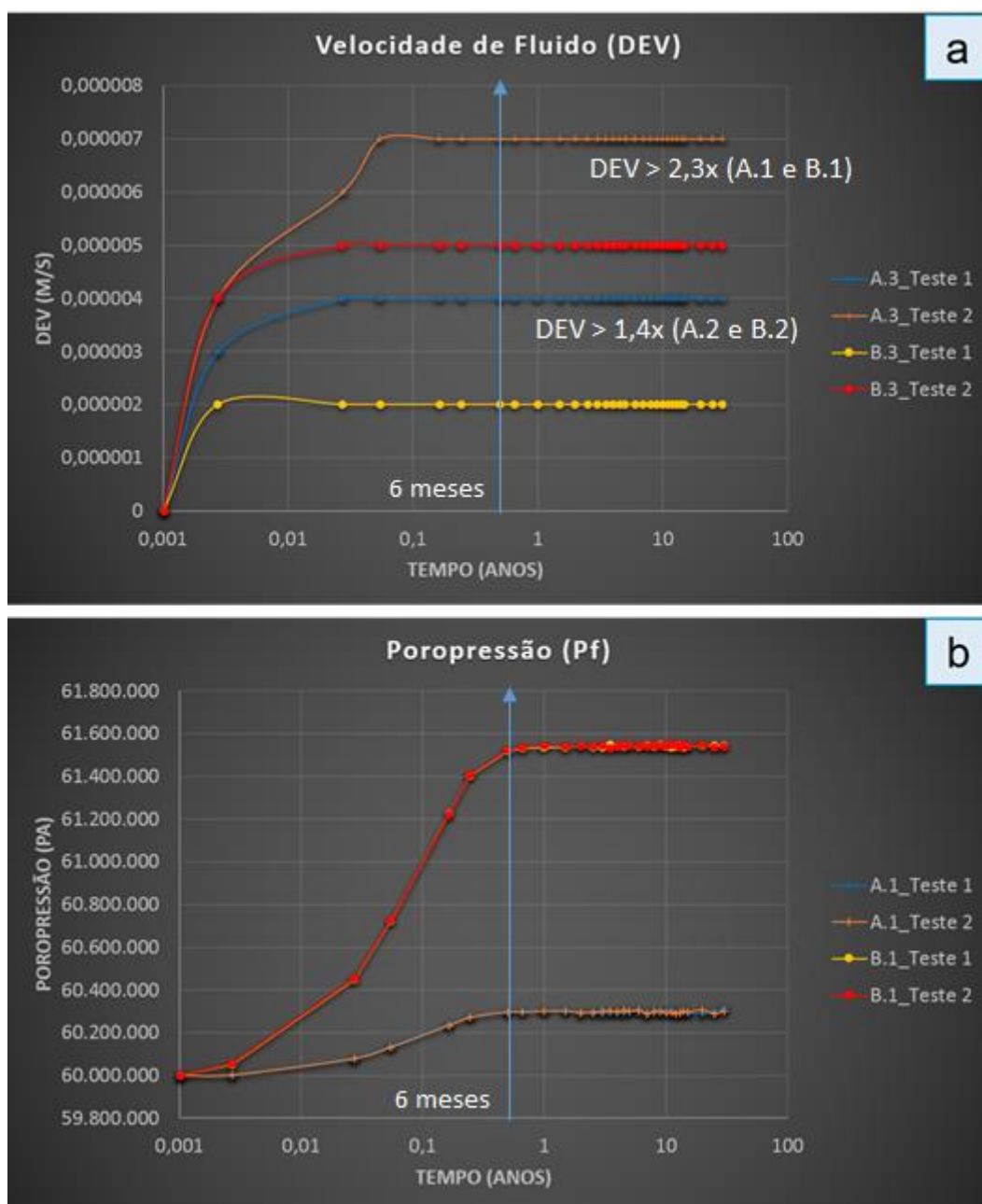


Figura 57 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo e poropressão x tempo para os cenários 1 e 2 nos modelos (A.3) e (B.3).

Na segunda etapa para a comparação dos modelos (A.3) e (B.3) aumentou-se o valor de permeabilidade da matriz (cenário 3).

O resultado do gráfico de velocidade de fluido versus tempo (Figura 58a) para o ponto observador no meio da rampa mostra que a velocidade na rampa aumenta consideravelmente quando se aumenta a permeabilidade da matriz, assim como observado nos modelos (A.1), (B.1) e (A.2), (B.2). Para os modelos (A.3) e (B.3), na mudança do cenário 2 para o cenário 3 (A.3_cenário 2 para A.3_cenário 3 e B.3_cenário 2 para

B.3_cenário 3), a velocidade no ponto observador aumenta cerca de 5 vezes em ambos, e os valores de velocidade são maiores do que os observados nos modelos (A.1), (B.1) e (A.2), (B.2). Isso sugere que a disposição dos poços exerce uma forte influência no caminho e na velocidade do fluxo.

Em termos de poropressão (Figura 58b) verifica-se duas características já observadas nos modelos (A.1), (B.1) e (A.2) e (B.2): a primeira é que o aumento da permeabilidade na rampa (A.3_cenário 1 para A.3_cenário 2 e B.3_cenário 1 para B.3_cenário 2) não altera a curva de poropressão e a segunda é que ao se aumentar a permeabilidade da matriz (A.3_cenário 2 para A.3_cenário 3 e B.3_cenário 2 para B.3_cenário 3) a estabilização da poropressão ocorre em um tempo menor, mostrando um aumento na comunicação no reservatório. Contudo, nota-se que, no modelo (A.3) (A.3_cenário 1, A.3_cenário 2 e A.3_cenário 3), diferente do que ocorreu nos modelos (A.1) e (A.2), a estabilização da poropressão se deu em um patamar bem mais baixo, inferior a 60.4 MPa o que poderia ser explicado por uma maior influência do poço produtor, que tende a diminuir a poropressão, impulsionado pela combinação de geometria de rampa aberta e disposição dos poços alinhados na direção norte-sul, paralelos à rampa e às falhas.

Oposto a esse comportamento, no modelo (B.3) (B.3_cenário 1, B.3_cenário 2 e B.3_cenário 3) a estabilização da poropressão se deu em um patamar mais elevado que nos modelos (B.2) e (B.3), em torno de 61.3 MPa.

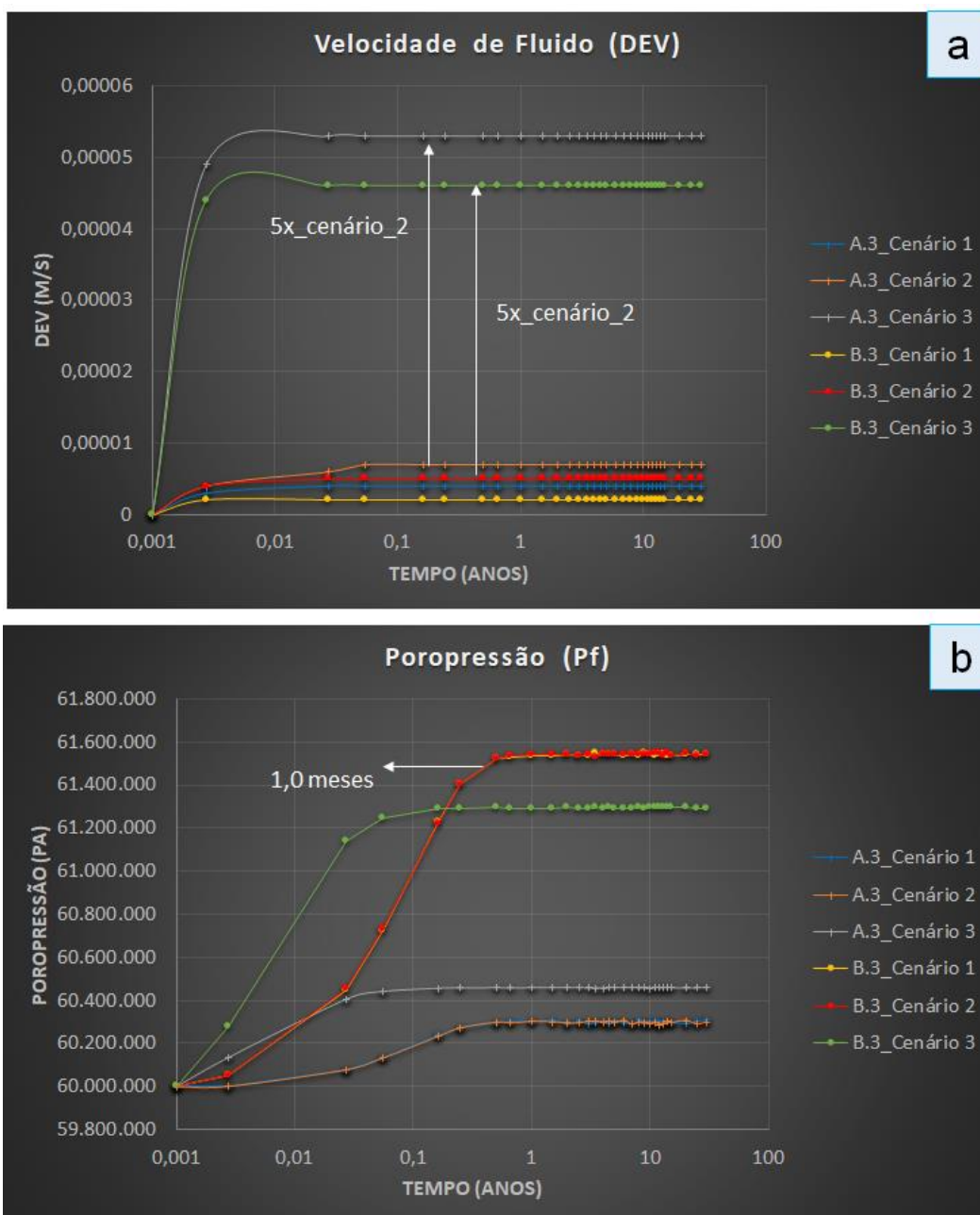


Figura 58 – Gráficos de velocidade de fluido x tempo e poropressão x tempo para os cenários 1, 2 e 3 nos modelos (A.3) e (B.3).

Em mapa, na Figura 59, (mesma escala de cor nos mapas de velocidade de fluido e poropressão) para os modelos (A.3) e (B.3) no tempo de 6 meses de simulação, se observa que a velocidade de fluido é maior nas extremidades de ambas as geometrias de rampa, assim como observado nos modelos (A.1), (B.1) e (A.2) e (B.2) (Figura 59a e c). A velocidade é maior nas zonas de dano até a rampa em ambos os modelos, e o fluxo parece ser mais “canalizado” em ambas as geometrias de rampa.

Em termos de poropressão (Figura 59b e d) se observa que na rampa do modelo (B.3), a poropressão se estabiliza em um valor maior que no modelo (A.3). Nas rampas, há influência dos poços produtor e injetor na distribuição da poropressão, contudo, a do poço injetor é mais significativa, uma vez que, a poropressão se estabiliza com valores acima do original que é de 60 MPa.

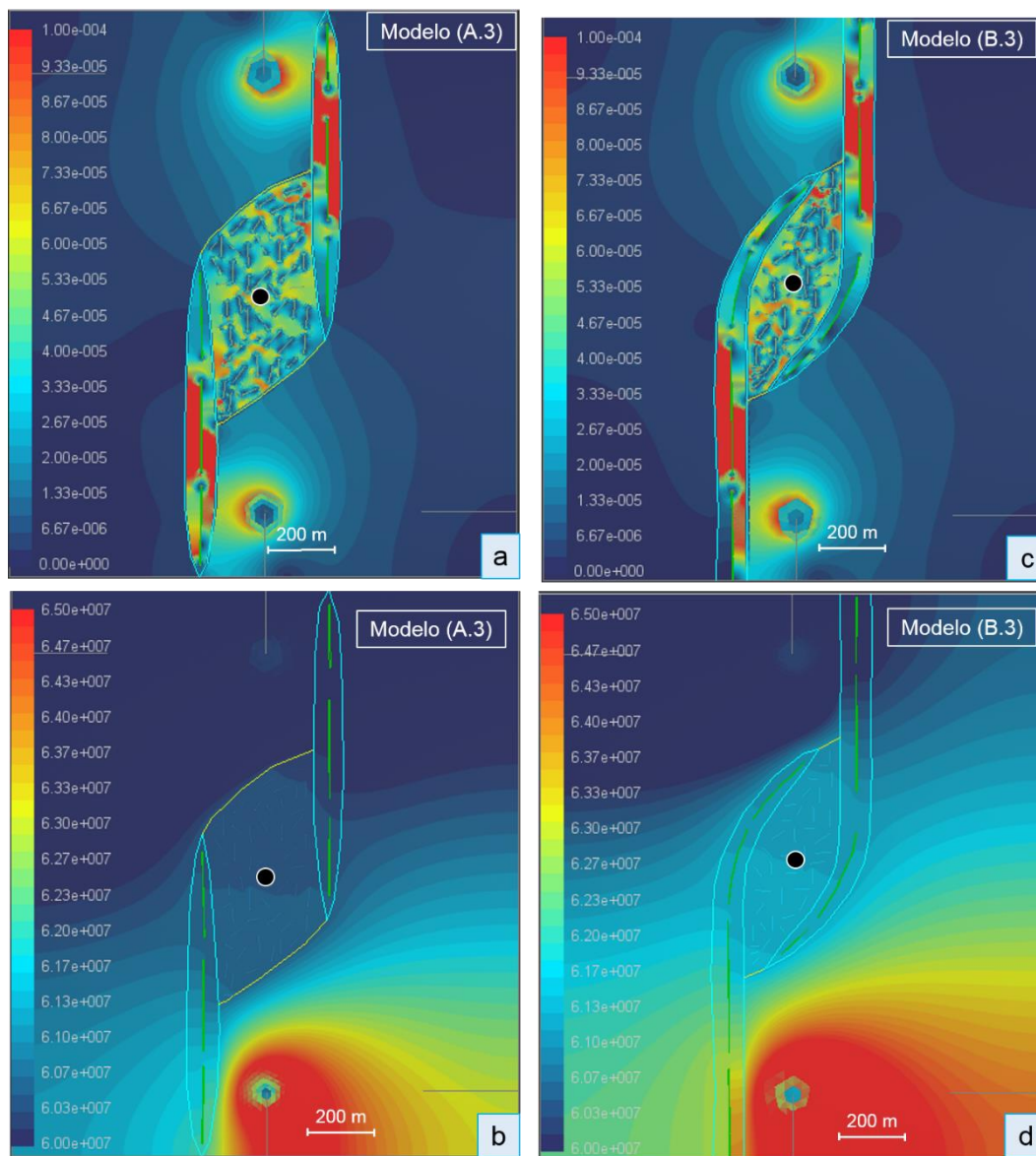


Figura 59 – Mapas de velocidade de fluido (a) e (c) e poropressão (b) e (d) para seis meses de produção e injeção no reservatório para os cenários 1, 2 e 3 nos modelos (A.3) e (B.3).

A comparação dos resultados dos modelos (A.1), (B.1), (A.2), (B.2) e (A.3), (B.3) no cenário 3, também pode ser vista na Figura 60, que apresenta as Figuras 53, 56 e 59 na mesma escala de cor dos mapas de velocidade de fluido e poropressão. Claramente se nota que a velocidade

de fluido na rampa de revezamento é maior nos modelos (A.3) e (B.3), assim como o fluxo de fluido parece ser mais canalizado entre as fraturas nas rampas destes modelos. Outra característica comum é o aumento da velocidade na extremidade das rampas de todos os modelos.

Em termos de poropressão nota-se que a existência da rampa de revezamento, independente da geometria, modifica a distribuição de poropressão no meio. No seu interior há influência de ambos os poços e as fraturas parecem não alterar de maneira significativa a distribuição de poropressão.

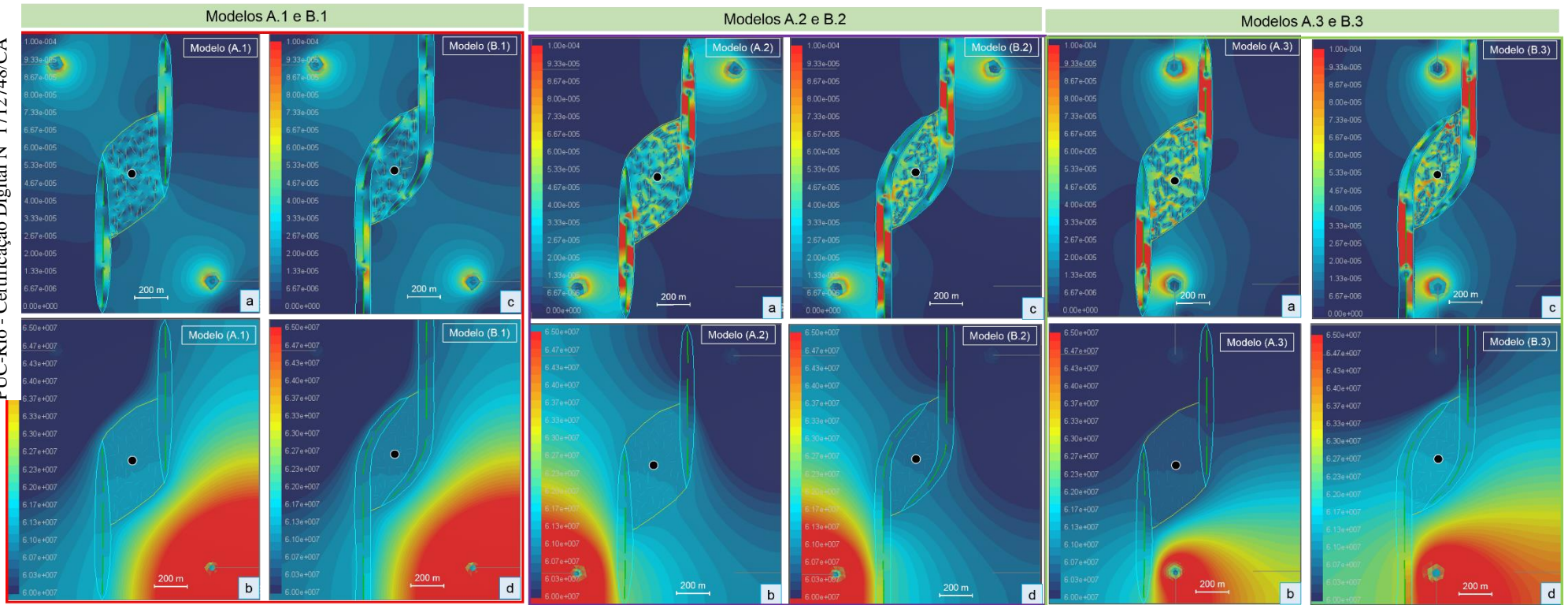


Figura 60 – Mapas de velocidade de fluido (superior) e poropressão (inferior) para seis meses de produção e injeção no reservatório para o cenário 3 nos modelos (A.1),(B.1), (A.2), (B.2) e (A.3) e (B.3). Os mapas de velocidade de fluido estão na mesma escala de cor, assim como os mapas de poropressão.

4.3

Influência das fraturas no fluxo de fluido na rampa de revezamento

Nos modelos teóricos (A) e (B) as fraturas na rampa de revezamento foram desenhadas com direções aleatórias, como se observa em afloramentos e descritas na literatura (Fossen e Rotervan, 2016; Fossen, 2010). O campo de tensões atuante nos dois modelos foi o mesmo e com as características descritas no item 3.2.2, do capítulo de metodologia. O campo possui uma tensão horizontal de compressão maior na direção y com magnitude de 45 MPa e menor horizontal de magnitude 25 MPa na direção x, e não variou ao longo do tempo de simulação.

Ao se analisar os resultados da simulação nos modelos (A) e (B) e seus respectivos submodelos (A.1), (B.1), (A.2), (B.2) e (A.3), (B.3), em termos de velocidade de fluido, o que se observou na rampa de revezamento é que as fraturas com direção paralela à da tensão máxima, ou seja, verticais, ou que fazem ângulo em torno de 45 graus com esta tensão tornaram o fluxo de fluido tortuoso entre elas. Por outro lado, aquelas fraturas com direção leste-oeste, ou seja, perpendicular à tensão horizontal máxima, não alteraram o caminho do fluxo (Figura 61b e d).

No interior das fraturas nota-se que a velocidade do fluido é maior naquelas, cuja direção é paralela a da tensão horizontal máxima em ambas as rampas, ou seja, as fraturas verticais. Comportamento semelhante a esse, pode ser observado nas fraturas que fazem um ângulo em torno de 45 graus com esta tensão (Figura 61a e c). Por outro lado, naquelas fraturas com direção leste-oeste a velocidade é bem mais baixa quando comparada com as fraturas nas demais direções. Assim, para estes modelos sugere-se que as fraturas de direção leste-oeste, perpendicular à direção da tensão horizontal máxima, podem estar fechadas, uma vez que, a velocidade no interior delas é bem baixa quando comparada com as fraturas nas demais direções e elas não modificaram o caminho do fluxo do fluido, enquanto que, aquelas paralelas, ou que fazem ângulo em torno de 45 graus com aquela tensão, podem estar abertas, por apresentarem comportamento inverso.

Em termos de poropressão a influência das fraturas não foi pontual (Figuras 53b e d, 56b e d e 59b e d), como na velocidade do fluido. Observa-se que o conjunto: poços, rampa de revezamento com fraturas, mais as falhas adjacentes a rampa, modificou a distribuição da poropressão como um todo na área do reservatório, sem influência pontual das fraturas das rampas.

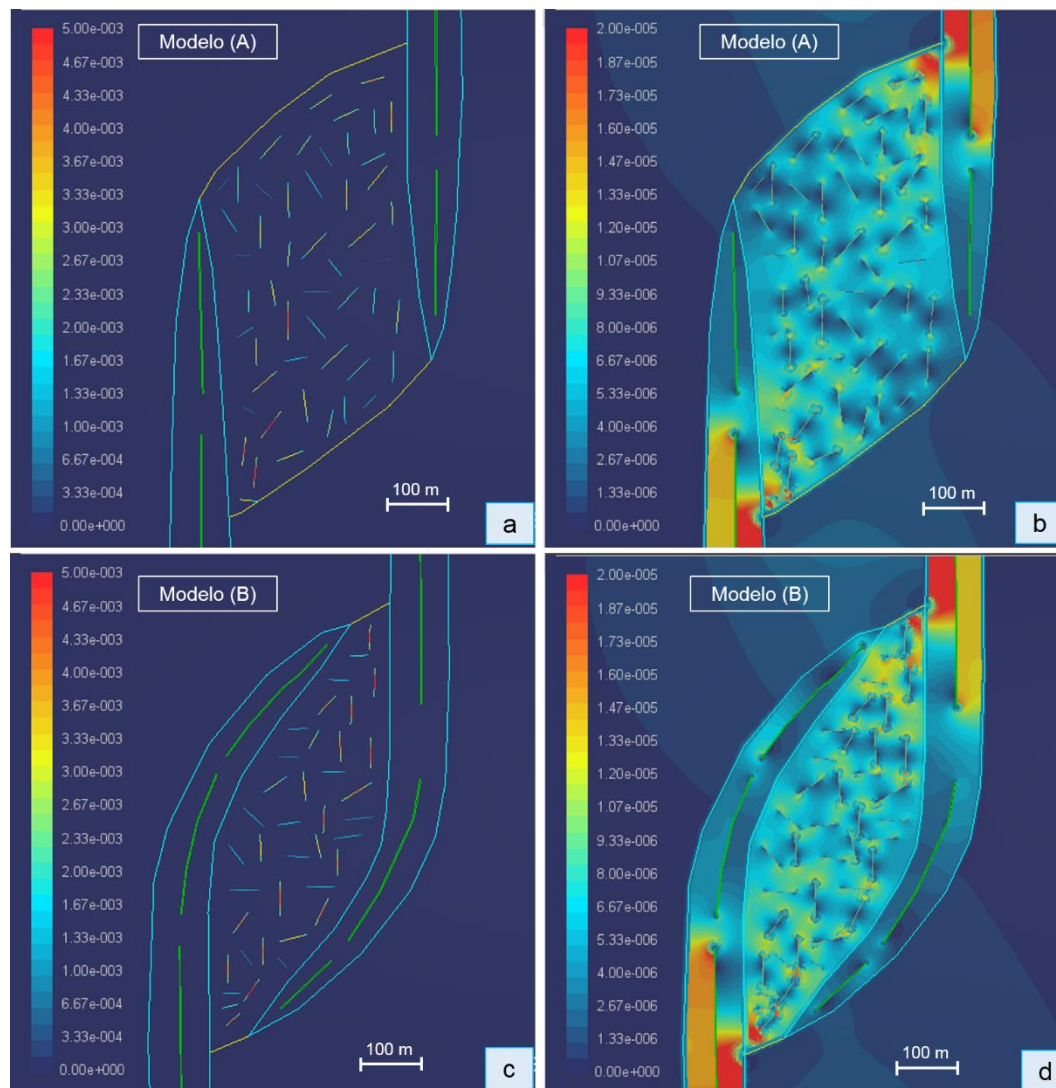


Figura 61 – Velocidade de fluido nas fraturas dos modelos (A) (a) e (b) e (B) (c) e (d).

5 Conclusões

Este estudo apresentou a influência das diferentes geometrias de rampas de revezamento e as zonas de falha associadas no fluxo de fluidos e distribuição da poropressão para diferentes cenários do desenvolvimento da produção de reservatórios carbonáticos.

Com os resultados entende-se que, de maneira geral, as rampas de revezamento *soft-linked* promovem uma maior comunicação no reservatório do que as rampas *hard-linked*, uma vez que, se verificou que a velocidade de fluido é, de maneira geral, mais alta nas rampas *soft-linked* e a estabilização da poropressão no reservatório ocorre em um tempo menor que nas rampas *hard-linked*.

Dentre os sete cenários simulados para os seis submodelos percebeu-se que a velocidade de fluido é maior nos modelos, cujos poços são dispostos paralelos a rampa ((A.3) e (B.3)), seguida pelos modelos, cujos poços estão dispostos na direção paralela a direção da diagonal maior da rampa ((A.2) e (B.2)) e menor nos modelos, cujos poços são dispostos na direção ortogonal à direção da diagonal maior da rampa ((A.1) e (B.1)). Para a mesma posição de poços, os modelos (A), de rampa *soft-linked*, tem maior velocidade de fluido que os modelos (B), de rampas *hard-linked* nesta ordem: modelos ((A.3) > (B.3)), ((A.2) > (B.2)) e ((A.1) > (B.1)).

A análise da influência da geometria da rampa de revezamento mostrou que esta foi significativa nas condições em que a permeabilidade da rampa e da matriz eram mais baixas e a poropressão não apresentou grande variação (cenário 1 (rampa e matriz) e cenário 2 (matriz)), ou seja, em reservatórios carbonáticos, cujo fluxo é dominado principalmente por falhas e fraturas. Contudo, a medida em que a porosidade e permeabilidade aumentaram na rampa e na matriz (cenário 2 (rampa) e cenário 3 (rampa e matriz)), assim como a variação da poropressão (cenários 4, 5, 6 e 7), a geometria da rampa passou a ter uma importância secundária comparada à disposição dos poços, ou seja, em reservatórios carbonáticos, cuja matriz é de boa qualidade permo-porosa.

No final dos 30 anos de simulação notou-se que a poropressão aumentou em todos os cenários, o que se sugere que seja resultado de uma maior comunicação com o poço injetor devido a assimetria do modelo. Em mapa, ao longo da evolução do tempo de simulação, o caminho do fluido é inicialmente pela zona de dano das falhas até alcançar a rampa de revezamento, que se torna caminho preferencial do fluido, aumentando a velocidade, principalmente nas extremidades da rampa.

Na rampa de revezamento as fraturas que não influenciaram no padrão do fluxo foram aquelas com direções ortogonais à tensão horizontal máxima (fraturas leste-oeste), o que se sugere que estejam fechadas. Por outro lado, àquelas com direções paralelas ou que faziam um ângulo de 45 graus aproximadamente com a direção da tensão horizontal máxima (fraturas norte-sul, nordeste-sudoeste, noroeste-sudeste), tornaram o fluxo tortuoso e apresentaram uma velocidade de fluido alta em alguns trechos no seu interior, o que se sugere que estejam abertas, ou parcialmente fechadas.

Por fim, o estudo realizado trouxe importantes informações que podem ser utilizadas no estudo de reservatórios carbonáticos de petróleo. As geometrias de rampas de revezamento e zonas de falhas aqui modeladas são extremamente comuns nas bacias da margem leste brasileira, nas quais diversas jazidas de petróleo estão sendo produzidas. A identificação destas estruturas, assim como a compreensão de como o fluxo de fluido se dá por meio delas e, de que maneira a disposição dos poços influenciam neste processo, podem auxiliar na locação de futuros poços produtores e injetores otimizando assim as malhas de drenagem e a recuperação dos hidrocarbonetos.

Para trabalhos futuros se sugere realizar uma análise de incertezas quanto aos dados apresentados nos gráficos das Figuras 11, 12, 13 e 18, que apresentam uma grande dispersão dos dados e fator de ajuste R^2 abaixo de 0.7. Além disso, sugere-se avaliar como dar-se-á a propagação de fraturas na rampa de revezamento e a identificação de regiões nos modelos com maior probabilidade de falhamento, resultado do efeito da variação da poropressão no reservatório.

6

Referências bibliográficas

- 1 ANTONELLINI, M. A., AYDIN, A., POLLARD, D.D. Microstructure of deformation bands in porous sandstone at Arches National Park, Utah. 1994. J. Struct. Geol. 16, 941-959.
- 2 AYDIN, A., BORJA, R.I., EICHHUBL, P. Geological and mathematical framework for failure modes in granular rock. 2006. J. Struct. Geol. 28, 83-98.
- 3 BARTON, C.A., ZOBACK, M.D., Moos, D. Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock. 1995. Geology 23, 683–686.
- 4 BENSE, V. F., BAALEN, R. V. The effect of fault relay and clay smearing on groundwater flow patterns in the Lower Rhine Embayment. 2004. Basin Res.16, 397- 411.
- 5 BREIT, G.N., MEUNIER, J. Fluid inclusion, d18O, and 87Sr/86Sr evidence for the origin of fault-controlled copper mineralization, Lisbon Valley, Utah, and Slick Rock District, Colorado. 1990. Econ. Geol. 85, 884–891.
- 6 CAINE, J. S.; EVANS, J. P.; FORSTER, C. B. Fault zone architecture and permeability structure. 1996. Geology, v. 24, n. 11, p. 1025-1028.
- 7 CARTWRIGHT, J.A., MANSFIELD, C.S., TRUDGILL, B.D. Fault growth by segment linkage. In: Buchanan, P.C., Nieuwland, D.A. 1996. (Eds.), Modern Developments in Structural Interpretations, Geological Society Special Publications, vol. 99, pp. 163e177
- 8 CARVALHO, B. R. B. M., SILVA, P. C. S., MENESCAL, J. C., FALCÃO, T. C. Atributos de falha e suas relações de escala. 2018. PETROBRAS/CENPES.
- 9 CHESTER, F. M.; LOGAN, J. M. Implications for Mechanical Properties of Brittle Faults from Observations of the Punchbowl fault zone, California. 1986. PAGEOPH, v. 124.
- 10 Choi, J.H., Edwards, P., Ko, K., Kim, Y.S. Definition and classification of fault damage zones: a review and a new methodological approach. 2016. Earth-Sci. Rev.152, 70e87.

- 11 CIFTCI, N.B., BOZKURT, E. Anomalous stress field and active breaching at relay ramps: a field example from Gediz Graben, SW Turkey. 2006. Geological Magazine.
- 12 COWARD, M.P., J.F. DEWEY, and P.L. HANCOCK (eds.) Continental extensional tectonics. 1987. Geol. Soc. Spec. Publ., 28, 637 pp.
- 13 COWIE, P.A., UNDERHILL, J.R., BEHN, M.D., Lin, J., GILL, C.E. Spatio-temporal evolution of strain accumulation derived from multi-scale observations of Late Jurassic rifting in the northern North Sea: a critical test of models for lithospheric extension. 2005. Earth and Planetary Science Letters 234, 401-419.
- 14 CRIDER, J.G., POLLARD, D.D. Fault linkage: three-dimensional mechanical interaction between echelon normal faults. 1998. J. Geophys. Res. 103, 675–692.
- 15 CUREWITZ, D., KARSON, J.A. Structural settings of hydrothermal outflow: fracture permeability maintained by fault propagation and interaction. 1997. J. Volcano. Geotherm. Res. 79, 149–168.
- 16 DAVATZES, N.C., HICKMAN, S.H. Controls on fault-hosted fluid flow; Preliminary results from the Coso geothermal field. 2005. Geothermal Research Council Transactions, paper, CA, p. 144.
- 17 DAVIDSON, I. Linked fault systems Extensional, strike-slip & contractional, in Continental Deformation, edited by P.L. Hancock. 1994. pp. 121-142, Pergamon, Tarrytown, N.Y.
- 18 DAVIS, R. O.; SELVADURAI, A. P. S. Plasticity and Geomechanics 2002.
- 19 EICHHUBL, P., DAVATZES, N.C., BECKER, S.P. Structural and diagenetic control of fluid migration and cementation along the Moab fault, Utah. Am. 2009. AAPG Bull. 93, 653–681
- 20 FALCAO, F. O. L.; NOGUEIRA, M. C. D.; LIMA, C. C.; MEURER, G. B.; CLENNELL, B.; DELLE PIANE, C.; GIWELLI, A.; RAIMON, J.; RICHETTI, M.; ESTEBAN, L.; KIEWIET, L. & KAGER, S. Sumário das Entregas associadas ao Marco Crítico de outubro de 2014 do projeto "Reativação de Falhas". 2014. PETROBRAS/CENPES.

- 21 FACHRI, M., ROTEVATN, A., TVERANGER, J. Fluid flow in relay zones revisited: Towards and improved representation of small-scale structural heterogeneities in flow models. 2013. *Marine and Petroleum Geology*. 46, 144-164.
- 22 Faulkner, D., Lewis, A., Rutter, E. On the internal structure and mechanics of large strike-slip fault zones: field observations of the Carbonates fault in southeastern Spain. 2003. *Tectonophysics* 367, 235e251.
- 23 FERRIL, D. A., MORRIS, A.P. Displacement gradient and deformation in normal faults systems. 2001. *J. Struct. Geol.* 23, 619-638.
- 24 FJAER, E.; HOLT, R. M.; HORSRUD, P.; RAAEN, A. M. & RISNES. 2008. *R. Petroleum Related Rock Mechanics*. 2^a ed.
- 25 FOSSEN, H. *Structural Geology*. 2010. Cambridge University Press (463 pp.).
- 26 FOSSEN, H., HESTHAMMER, J. Structural geology of the Gullfaks Field, northern North Sea. 1998. *Geol. Soc. Lond. Spec. Publ.* 127, 231–261.
- 27 FOSSEN, H., JOHANSEN, T. E. S., HESTHAMMER, J., ROTEVANTN, A. Fault interaction in porous sandstones and implications for reservoir management; examples from Southern Utah. 2005. *AAPG Bull.* 89, 1593-1606.
- 28 FOSSEN, H., ROTEVATN, A. Fault linkage and relay structures in extensional settings – a review. 2016. *Earth Science Reviews Publ.* 154, 14-28.
- 29 FOSSEN, H., SCHULTZ, R. A., RUNDHOVDE, E., ROTEVATN, A., BUCKLEY, S. Fault linkage and graben stopovers in the Canyonlands (Utah) and the North Sea Viking Graben, with implications for hydrocarbon migration and accumulation. 2010. *AAPG Bull.* 94, 597-613.
- 30 FOSSEN, H., SCHULTZ, R. A., SHIPTON, Z. K., MAIR, K. Deformation bands in sandstone – a review. 2007. *Geol. Soc. Lond.* 164, 755-769.

- 31 Goddard, J. V., and Evans, J. P. Chemical changes and fluid-rock interaction in faults of crystalline thrust sheets, northwestern Wyoming, U.S.A.: 1995. *Journal of Structural Geology*, v. 17, p. 533–547.
- 32 GOODMAN, R. E. 1989. *Introduction to Rock Mechanics*. 2^a ed.
- 33 IMBER, J., TUCKWELL, G. W., CHILDS, C., WALSH, J. J., Manzocchi, T., HEATH, A. E., BONSON, C. G., STRAND, J. Three-dimensional distinct element modelling of relay growth and breaching along normal faults, 2004. *Journal of Structure Geology* 26, 1897-1911.
- 34 JOURDE, H., FLODIN, E. A., AYDIN, A., DURLOFSKY, et al. Computing permeabilities of fault zones in eolian sandstone from outcrop measurements. 2002. *AAPG Bull.* 86, 1187 -1200
- 35 KIEWIET, M. C. D. N. Comportamento Hidromecânico de zona de Falha em Travertino: Estudo experimental e Numérico sobre o impacto da Reativação estrutural na produção de reservatórios. 2015. 652 (Doutorado). Instituto de Geociências, UFRJ
- 36 KIEWIET, M. C. D. N.; SOARES, A. C.; FALCAO, F. O. L.; JUNIOR, L. P. B.; LEAL, R. A. F; LIMA, C. C.; MEURER, G. B. Sumário de propriedades hidromecânicas para rochas intactas e rochas de falha em travertinos. 2016. PETROBRAS/CENPES.
- 37 KIM, Y.-S., PEACOCK, D. C. P., SANDERSON, D. J. Fault damage zones. 2004. *J. Struct. Geol.* 26, 503-517.
- 38 KRISTENSEN, M. B., CHILDS, C., OLESEN, N. O., KORSTGAED, J. A. The microstructure and internal architecture of shear bands in sand-clay sequences. 2013. *J. Struct. Geol.* 46,129-141.
- 39 LOGAN, D. L. 2007. *A first course in the finite element method*. 4^a ed.
- 40 LONG, J. J., IMBER, J. Geological controls on fault relay zone scaling. 2011. *J. Struct. Geol.* 33, 1790 – 1800.
- 41 MANZOCCHI, T., CHILDS, C., WALSH, J. J. Faults and fractures properties in hydrocarbon flow models. 2010. *Geofluids* 10, 94 -113.

- 42 MANZOCCHI, T., HEATH, A. E., Palananthakumar, B., CHILDS, C., WALSH, J. J. Faults in conventional flow simulation models: a consideration of representational assumptions and geological uncertainties. 2008. *Pet. Geosci.*14, 91-110.
- 43 MICKLETHWAITE, S., COX, S.F. Fault-segment rupture, aftershock-zone fluid flow, and mineralization. 2004. *Geology* 32, 813.
- 44 MICKLETHWAITE, S., COX, S. Progressive fault triggering and fluid flow in aftershock domains: examples from mineralized Archean fault systems. 2006. *Earth Planet. Sci. Lett.* 250, 318-330.
- 45 MOLLI, G.; CORTECCI, G.; VASELLI, L.; OTTRIA, G.; CORTOPASSI, A.; DINELLI, E.; MUSSI, M.; BARBIERI, M. Fault zone structure and fluid-rock interaction of a high angle normal fault in Carrara marble (NW Tuscany, Italy). 2010. *Journal of Structural Geology*, v. 32, p. 1334-1348.
- 46 MORAES, A. Mecânica do Contínuo para a Geologia Estrutural. 2000. Rio de Janeiro: SENAI.
- 47 NACHT, P. K.; OLIVEIRA, M. F. F.; ROEHL, D. M.; COSTA, A. M. Investigation of geological fault reactivation and opening. 2010. *Mecânica computacional*, v. XXIX, p. 8687-8697.
- 48 NELSON, R. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. 2001. Gulf Prof. Publishing.
- 49 NOGUEIRA, M. C. D., FALCAO, F. O. L.; LIMA, C. C.; MEURER, G. B.; GIWELLI, A.; RAIMON, J.; RICHETTI, M.; ESTEBAN, L.; KIEWIET, L. & KAGER, S. Ensaio de Cisalhamento Direto em Amostras de travertino. 2013. PETROBRAS/CENPES.
- 50 NOGUEIRA, M. C. D.; FALCAO, F. O. L.; LIMA, C. C.; CLENNELL, B.; GIWELLI, A.; AHMED, S.; ZHANG, Y.; CLEARY, P.; LEMIALE, V.; PEREIRA, G.; RAIMON, J.; RICHETTI, M.; SAROUT, J.; ESTEBAN, L.; MANEY, B.; KIEWIET, L. & KAGER, S. Sumário das entregas associadas ao marco crítico de junho de 2013 do projeto "Reativação de falhas". 2013. PETROBRAS/CENPES.
- 51 NOGUEIRA, M. C. D.; FALCAO, F. O. L.; LIMA, C. C.; KIEWIET, L.; KAGER, S.; FIRNS, S.; GIWELLI, A.; RAIMON, J.; ESTEBAN, L.; DILLINGER, A.; MANEY, B.; CLENNELL, B.; SOARES, A. C. &

- BARROSO, E. V. Caracterização mecânica básica de Amostras de travertino. 2013. PETROBRAS/CENPES.
- 52 NOGUEIRA, M. C. D.; KIEWIET, L. H.; KAGER, S.; FIRNS, S.; GIWELLI, A.; RAIMON, J.; ESTEBAN, L.; DILLINGER, A.; MANEY, B.; CLENNELL, B.; SOARES, A. C. & BARROSO, E. V. Rock mechanics test campaign for the mechanical characterization of travertine rocks from the region of Central Apennines, Italy. 2013. PETROBRAS/CSIRO.
- 53 PEACOCK, D. C. P., PARFITT, E. A. Active relay ramps and normal fault propagation on Kilauea Volcano, Hawaii. 2002. J. Struct. Geol. 18, 235-248.
- 54 PEACOCK, D. C. P., S. P. PRICE, and C. S. PICKLES. The world's biggest relay ramp: HoldWith Hope, NE Greenland: 2000. Journal of Structural Geology v. 22, p. 843–850.
- 55 PEACOCK, D.C.P., SANDERSON, D.J. Displacements, segment linkage and relay ramps in normal fault zones. 1991. Journal of Structural Geology 13, 721e733.
- 56 PEACOCK, D.C.P., SANDERSON, D.J. Geometry and development of relay ramps in normal fault systems. 1994. AAPG Bulletin 78, 147e165.
- 57 POWELL, J.W. Report on the geology of the eastern portion of the Uinta Mountains: Washington, U.S. 1876. Government Printing Office, 218 p.
- 58 Ramsay, J.G. Folding and Fracturing of Rocks. 1967. McGraw-Hill, New York, N.Y., 568 pp.
- 59 ROCHA, L. A. S., AZEVEDO, C. T. Projetos de poços de petróleo: geopressões e assentamento de coluna de revestimentos. 2009. 2ª ed Ed. Interciência Ltda. (556 pp).
- 60 ROTEVATN, A., BUCKLEY, S. J., HOWELL, J.A., FOSSEN, H. Overlapping faults and the effect on the fluid flow in different reservoir types: a LIDAR-based outcrop modeling and flow simulation study. 2009a. AAPG Bull. 93, 407-427.

- 61 ROTEVATN, A., FOSSEN, H. Simulating the effect of subseismic faults tails and process zones in a siliciclastic reservoir analogue: implications for aquifer support and trap definition. 2011. Mar. Pet. Geol.28, 1648-1662.
- 62 ROTEVATN, A., FOSSEN, H., HESTHAMMER, J., Aas, T.E., HOWELL, J.A. Are relay ramps conduit for fluid flow? Structural analysis of a relay ramp in Arches National Park, Utah. In Lonergan, L., Jolly, R.J.H., Sanderson, D.J., Rawnsley, K. (Eds.), Fractured Reservoirs, 2007. Geological Society Special Publications, vol.270, pp. 55-71.
- 63 ROTEVATN, A., TVERANGER, J., HOWELL, J.A. Dynamic investigation of the effect of a relay ramp on simulated fluid flow: geocellular modeling of the Delicate Arch Ramp, Utah. 2009b. Pet. Geosci. 15, 45-58.
- 64 ROWLAND, J.V., SIBSON, R.H. Structural controls on hydrothermal flow in a segmented rift system, Taupo Volcanic Zone, New Zealand. 2004. Geofluids 4, 259–283.
- 65 Scholz, C. H., and Anders, M. H. The permeability of faults, *in* the mechanical involvement of fluids in faulting: U.S. 1994. Geological Survey Open-File Report 94-228, p. 247–253.
- 66 SIBSON, R. H. Structural permeability of fluid-driven fault-fracture meshes. 1996. J. Struct. Geol. 18, 1031-1042.
- 67 SOLIVA, R., and A. BENEDICTO. A linkage criterion for segmented normal faults: 2004. Journal of Structural Geology, v. 26, p. 2251–2267.
- 68 SPADINI, G., PODLADCHIKOV, Y. Spacing of consecutive normal faulting in the lithosphere: a dynamic model for rift axis jumping (Tyrrhenian Sea). 1996. Earth Planet. Sci. Lett. 144, 21-34
- 70 TAMAGAWA, T., POLLARD, D.D. Fracture permeability created by perturbed stress fields around active faults in a fractured basement reservoir. 2008. AAPG Bull. 92, 743–764.

- 71 TRUDGILL, B.D., CARTWRIGHT, J.A. Relay ramp forms and normal fault linkages, Canyonlands National Park, Utah. 1994. GSA Bulletin 106, 1143e1157.
- 72 VARGAS, E., 2010. Notas de aula.
- 73 VIGNERESSE, J.L., BOUCHEZ, J.L. Successive granitic magma batches during pluton emplacement: the Case of Cabeza de Araya (Spain). 1997. J. Petrol. 38, 1767–1776.
- 74 ZIENKIEWICZ, O. C.; TAYLOR, R. L. The finite element method. 2000. 5ª ed.
- 75 ZOBACK, M. Reservoir Geomechanics. 2007. Cambridge University Press (449 pp.).

Apêndice A: Tabelas com os resultados dos cenários simulados para cada modelo

Tabela 1 – Resultado dos cenários simulados do modelo A.1.

Modelo (A.1)			Cenário 1		Cenário2		Cenário 3		Cenário 4		Cenário 5		Cenário 6		Cenário 7	
X	Y	Timestep (anos)	Rp com Sp v1		Rp com Sp v11		Rp com Sp v12		Rp com Sp v112		Rp com Sp v111		Rp com Sp v117		Rp com Sp v119	
			DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)
578.324.707	887.807.739	0,001	0,000000	59.999.996	0	60.000.000	0	60.000.000	0	60.000.000	0	60.000.000	0	60.000.000	0	60.000.000
578.324.707	887.807.739	0,00274	0,000000	60.005.792	0	60.005.976	0,000024	60.196.056	0	60.053.068	0	59.953.184	0	60.055.920	0	59.949.356
578.324.707	887.807.739	0,0274	0,000002	60.182.120	0,000002	60.182.008	0,000029	60.915.240	0,000001	61.407.492	0,000001	58.769.912	0,000001	61.540.280	0,000001	58.631.036
578.324.707	887.807.739	0,0547	0,000002	60.355.340	0,000003	60.360.656	0,000029	61.041.868	0,000002	62.661.244	0,000001	57.659.388	0,000001	63.078.780	0,000001	57.252.880
578.324.707	887.807.739	0,164	0,000002	60.744.624	0,000003	60.742.828	0,000029	61.106.440	0,000002	65.241.556	0,000001	55.325.176	0,000001	67.280.616	0,000001	53.344.336
578.324.707	887.807.739	0,246	0,000002	60.914.040	0,000003	60.912.072	0,000029	61.113.672	0,000002	66.283.972	0,000001	54.367.336	0,000001	69.564.496	0,000001	51.155.016
578.324.707	887.807.739	0,5	0,000002	61.057.960	0,000003	61.049.872	0,000029	61.112.232	0,000002	67.151.664	0,000001	53.511.800	0	72.975.800	0	47.589.084
578.324.707	887.807.739	0,657	0,000002	61.071.368	0,000003	61.076.112	0,000029	61.113.008	0,000002	67.243.928	0,000001	53.403.864	0	73.813.640	0	46.613.872
578.324.707	887.807.739	1,0	0,000002	61.076.340	0,000003	61.084.720	0,000029	61.114.552	0,000002	67.309.344	0,000001	53.325.736	0	74.666.720	0	45.533.112
578.324.707	887.807.739	1,5	0,000002	61.076.728	0,000003	61.092.364	0,000029	61.114.268	0,000002	67.311.544	0,000001	53.319.416	0	74.901.792	0	45.164.048
578.324.707	887.807.739	2,0	0,000002	61.098.288	0,000003	61.079.740	0,000029	61.113.384	0,000002	67.318.592	0,000001	53.321.928	0	74.985.952	0	45.039.004
578.324.707	887.807.739	2,5	0,000002	61.079.048	0,000003	61.095.744	0,000029	61.114.540	0,000002	67.315.368	0,000001	53.315.224	0	74.998.768	0	45.010.856
578.324.707	887.807.739	3,0	0,000002	61.090.288	0,000003	61.075.464	0,000029	61.113.028	0,000002	67.312.056	0,000001	53.318.280	0	74.987.880	0	45.027.256
578.324.707	887.807.739	3,5	0,000002	61.088.192	0,000003	61.087.160	0,000029	61.111.992	0,000002	67.316.528	0,000001	53.309.204	0	74.986.048	0	45.013.484
578.324.707	887.807.739	4,0	0,000002	61.087.108	0,000003	61.084.744	0,000029	61.111.424	0,000002	67.319.984	0,000001	53.307.912	0	74.978.800	0	45.008.060
578.324.707	887.807.739	4,5	0,000002	61.079.332	0,000003	61.082.768	0,000029	61.113.944	0,000002	67.322.576	0,000001	53.326.864	0	74.989.264	0	44.986.460
578.324.707	887.807.739	5,0	0,000002	61.088.472	0,000003	61.086.960	0,000029	61.111.908	0,000002	67.315.312	0,000001	53.319.340	0	75.001.856	0	45.003.508
578.324.707	887.807.739	6,0	0,000002	61.083.648	0,000003	61.069.360	0,000029	61.114.216	0,000002	67.323.384	0,000001	53.306.216	0	75.017.248	0	45.008.632
578.324.707	887.807.739	7,0	0,000002	61.090.144	0,000003	61.079.976	0,000029	61.113.456	0,000002	67.320.064	0,000001	53.315.268	0	74.995.440	0	44.988.260
578.324.707	887.807.739	8,0	0,000002	61.076.232	0,000003	61.082.512	0,000029	61.114.672	0,000002	67.319.176	0,000001	53.326.680	0	74.970.456	0	45.015.124
578.324.707	887.807.739	9,0	0,000002	61.073.712	0,000003	61.083.468	0,000029	61.114.992	0,000002	67.310.240	0,000001	53.332.132	0	74.981.096	0	45.022.392
578.324.707	887.807.739	10,0	0,000002	61.084.492	0,000003	61.090.352	0,000029	61.114.512	0,000002	67.313.032	0,000001	53.323.632	0	74.998.432	0	45.040.656
578.324.707	887.807.739	11,0	0,000002	61.071.232	0,000003	61.078.644	0,000029	61.112.316	0,000002	67.319.624	0,000001	53.321.132	0	74.981.664	0	44.976.192
578.324.707	887.807.739	12,0	0,000002	61.091.056	0,000003	61.079.120	0,000029	61.116.532	0,000002	67.320.936	0,000001	53.320.536	0	74.999.760	0	45.008.264
578.324.707	887.807.739	13,0	0,000002	61.075.368	0,000003	61.103.480	0,000029	61.114.304	0,000002	67.311.656	0,000001	53.326.580	0	75.000.848	0	45.005.772
578.324.707	887.807.739	14,0	0,000002	61.079.728	0,000003	61.094.560	0,000029	61.113.348	0,000002	67.311.728	0,000001	53.325.560	0	75.003.096	0	44.978.916
578.324.707	887.807.739	15,0	0,000002	61.087.692	0,000003	61.078.208	0,000029	61.112.980	0,000002	67.314.480	0,000001	53.323.224	0	75.010.088	0	44.997.688
578.324.707	887.807.739	20,0	0,000002	61.077.796	0,000003	61.096.664	0,000029	61.112.728	0,000002	67.324.272	0,000001	53.326.744	0	74.977.904	0	45.009.516
578.324.707	887.807.739	25,0	0,000002	61.074.296	0,000003	61.092.864	0,000029	61.113.560	0,000002	67.316.192	0,000001	53.313.176	0	74.995.232	0	44.999.164
578.324.707	887.807.739	30,0	0,000002	61.101.440	0,000003	61.082.088	0,000029	61.114.408	0,000002	67.327.648	0,000001	53.345.760	0	74.999.248	0	45.008.352

Tabela 2 – Resultado dos cenários simulados do modelo A.2.

Modelo (A.2)			Cenário 1		Cenário2		Cenário 3		Cenário 4		Cenário 5		Cenário 6		Cenário 7	
X	Y	TIMESTEP (anos)	Rp_com_Sp_v2	Pf (Pa)	Rp_com_Sp_v21	Pf (Pa)	Rp_com_Sp_v217	Pf (Pa)	Rp_com_Sp_v211	Pf (Pa)	Rp_com_Sp_v218	Pf (Pa)	Rp_com_Sp_v219	Pf (Pa)	Rp_com_Sp_v214	Pf (Pa)
582.846.680	895.175.537	0,001	0	60.000.000	0	60.000.000	0	60.000.000	0	60.000.000	0	60.000.000	0	60.000.000	0	60.000.000
582.846.680	895.175.537	0,00274	0,000001	60.019.928	0,000002	60.021.872	0,000038	60.273.808	0,000001	60.137.496	0,000001	59.887.256	0,000001	60.198.798	0,000001	59.823.360
582.846.680	895.175.537	0,0274	0,000003	60.249.212	0,000005	60.248.852	0,000041	60.946.212	0,000003	61.467.624	0,000003	58.795.312	0,000002	62.266.242	0,000002	57.976.480
582.846.680	895.175.537	0,0547	0,000004	60.410.384	0,000005	60.418.040	0,000041	61.047.168	0,000003	62.395.224	0,000003	58.032.888	0,000002	63.972.614	0,000002	56.428.972
582.846.680	895.175.537	0,164	0,000004	60.747.652	0,000005	60.747.404	0,000041	61.094.252	0,000003	64.152.068	0,000003	56.567.432	0,000001	68.346.735	0,000001	52.300.056
582.846.680	895.175.537	0,246	0,000004	60.874.824	0,000005	60.880.900	0,000041	61.100.764	0,000003	64.830.288	0,000003	55.998.612	0,000001	70.579.423	0,000001	50.100.660
582.846.680	895.175.537	0,5	0,000004	60.988.012	0,000005	60.988.332	0,000041	61.102.020	0,000003	65.350.032	0,000003	55.547.832	0	73.584.967	0	46.862.936
582.846.680	895.175.537	0,657	0,000004	61.000.604	0,000005	60.996.460	0,000041	61.100.304	0,000003	65.406.808	0,000003	55.483.508	0	74.229.592	0	46.074.640
582.846.680	895.175.537	1	0,000004	60.991.992	0,000005	61.007.024	0,000041	61.100.288	0,000003	65.442.136	0,000003	55.459.620	0	74.819.504	0	45.307.168
582.846.680	895.175.537	2	0,000004	61.003.184	0,000005	61.006.112	0,000041	61.100.588	0,000003	65.443.776	0,000003	55.448.396	0	74.956.184	0	45.080.348
582.846.680	895.175.537	2	0,000004	61.006.640	0,000005	61.005.564	0,000041	61.100.608	0,000003	65.452.160	0,000003	55.447.216	0	74.985.456	0	45.016.936
582.846.680	895.175.537	3	0,000004	60.998.896	0,000005	61.007.108	0,000041	61.099.460	0,000003	65.445.056	0,000003	55.448.896	0	74.999.671	0	45.012.680
582.846.680	895.175.537	3	0,000004	61.001.960	0,000005	61.010.916	0,000041	61.101.044	0,000003	65.438.576	0,000003	55.434.388	0	75.003.584	0	45.013.716
582.846.680	895.175.537	4	0,000004	61.002.732	0,000005	61.010.052	0,000041	61.100.344	0,000003	65.450.636	0,000003	55.444.816	0	75.001.352	0	44.997.772
582.846.680	895.175.537	4	0,000004	60.996.248	0,000005	60.999.068	0,000041	61.100.756	0,000003	65.444.632	0,000003	55.439.980	0	75.016.712	0	45.006.364
582.846.680	895.175.537	5	0,000004	61.003.608	0,000005	61.012.644	0,000041	61.099.640	0,000003	65.433.080	0,000003	55.447.136	0	74.997.848	0	45.009.656
582.846.680	895.175.537	5	0,000004	61.005.112	0,000005	61.005.820	0,000041	61.101.240	0,000003	65.438.240	0,000003	55.447.616	0	75.000.336	0	45.006.768
582.846.680	895.175.537	6	0,000004	61.012.424	0,000005	61.011.768	0,000041	61.100.312	0,000003	65.438.052	0,000003	55.442.748	0	75.000.976	0	44.997.484
582.846.680	895.175.537	7	0,000004	60.991.692	0,000005	61.005.448	0,000041	61.099.904	0,000003	65.442.608	0,000003	55.440.924	0	75.017.536	0	45.010.048
582.846.680	895.175.537	8	0,000004	61.008.284	0,000005	61.014.368	0,000041	61.101.988	0,000003	65.442.056	0,000003	55.456.404	0	74.998.296	0	45.007.080
582.846.680	895.175.537	9	0,000004	61.002.016	0,000005	61.009.960	0,000041	61.099.664	0,000003	65.438.880	0,000003	55.439.216	0	75.006.144	0	45.015.608
582.846.680	895.175.537	10	0,000004	60.989.628	0,000005	61.012.704	0,000041	61.101.284	0,000003	65.445.404	0,000003	55.439.212	0	75.009.184	0	44.994.244
582.846.680	895.175.537	11	0,000004	60.991.404	0,000005	61.006.916	0,000041	61.101.104	0,000003	65.462.368	0,000003	55.463.400	0	74.997.040	0	45.006.768
582.846.680	895.175.537	12	0,000004	61.003.648	0,000005	61.008.256	0,000041	61.101.592	0,000003	65.439.416	0,000003	55.445.440	0	75.021.496	0	44.988.616
582.846.680	895.175.537	13	0,000004	61.009.596	0,000005	60.990.324	0,000041	61.101.752	0,000003	65.443.024	0,000003	55.439.408	0	74.990.960	0	45.007.244
582.846.680	895.175.537	14	0,000004	61.010.680	0,000005	61.002.396	0,000041	61.101.020	0,000003	65.446.460	0,000003	55.447.016	0	75.007.648	0	45.019.192
582.846.680	895.175.537	15	0,000004	61.001.636	0,000005	61.018.216	0,000041	61.098.852	0,000003	65.448.092	0,000003	55.446.248	0	74.990.336	0	45.012.928
582.846.680	895.175.537	20	0,000004	61.011.808	0,000005	61.003.904	0,000041	61.098.964	0,000003	65.443.672	0,000003	55.450.928	0	75.009.192	0	44.982.224
582.846.680	895.175.537	25	0,000004	61.009.188	0,000005	61.008.052	0,000041	61.100.788	0,000003	65.455.440	0,000003	55.433.692	0	75.005.680	0	44.974.072
582.846.680	895.175.537	30	0,000004	61.003.384	0,000005	61.010.660	0,000041	61.099.648	0,000003	65.441.772	0,000003	55.452.696	0	74.999.840	0	44.962.632

Tabela 3 – Resultado dos cenários simulados do modelo A.3.

Modelo (A.3)			Cenário 1		Cenário2		Cenário 3		Cenário 4		Cenário 5		Cenário 6		Cenário 7	
			Rp_com_Sp_v3		Rp_com_Sp_v31		Rp_com_Sp_v315		Rp_com_Sp_v312		Rp_com_Sp_v313		Rp_com_Sp_v316		Rp_com_Sp_v317	
X	Y	TIMESTEP (anos)	DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)
583.784.729	891.155.273	0,001	0	60.000.004	0	59.999.996	0	60.000.000	0	60.000.000	0	60.000.000	0	600.000.000	0	60.000.000
583.784.729	891.155.273	0,00274	0,000003	59.999.860	0,000004	60.002.492	0,000049	60.134.520	0,000003	60.233.336	0,000002	59.668.864	0,000002	60.357.856	0,000002	59.643.928
583.784.729	891.155.273	0,0274	0,000004	60.076.544	0,000006	60.079.236	0,000053	60.406.952	0,000004	61.637.312	0,000003	57.743.148	0,000003	62.732.944	0,000003	57.340.436
583.784.729	891.155.273	0,0547	0,000004	60.133.796	0,000007	60.131.856	0,000053	60.440.804	0,000004	62.527.192	0,000003	56.508.592	0,000002	64.594.960	0,000002	55.526.752
583.784.729	891.155.273	0,164	0,000004	60.239.984	0,000007	60.233.328	0,000053	60.456.600	0,000005	64.066.824	0,000003	54.303.840	0,000001	69.156.736	0,000001	51.046.548
583.784.729	891.155.273	0,246	0,000004	60.273.052	0,000007	60.270.712	0,000053	60.457.784	0,000005	64.604.040	0,000003	53.523.492	0,000001	71.364.400	0,000001	48.850.816
583.784.729	891.155.273	0,5	0,000004	60.298.100	0,000007	60.297.176	0,000053	60.458.408	0,000005	64.944.248	0,000003	52.987.668	0	74.016.312	0	46.115.904
583.784.729	891.155.273	0,657	0,000004	60.304.164	0,000007	60.294.664	0,000053	60.457.464	0,000005	64.973.960	0,000003	52.941.308	0	74.504.848	0	45.575.480
583.784.729	891.155.273	1	0,000004	60.300.516	0,000007	60.300.492	0,000053	60.458.912	0,000005	64.985.384	0,000003	52.920.360	0	74.899.232	0	45.118.956
583.784.729	891.155.273	2	0,000004	60.307.636	0,000007	60.299.360	0,000053	60.459.328	0,000005	64.991.700	0,000003	52.914.192	0	74.983.048	0	45.022.088
583.784.729	891.155.273	2	0,000004	60.290.640	0,000007	60.294.052	0,000053	60.458.752	0,000005	64.991.996	0,000003	52.914.920	0	74.995.688	0	44.994.684
583.784.729	891.155.273	3	0,000004	60.301.304	0,000007	60.294.076	0,000053	60.458.632	0,000005	64.997.856	0,000003	52.915.440	0	74.995.536	0	45.005.360
583.784.729	891.155.273	3	0,000004	60.289.932	0,000007	60.301.108	0,000053	60.458.160	0,000005	64.991.052	0,000003	52.919.184	0	74.993.568	0	44.993.188
583.784.729	891.155.273	4	0,000004	60.295.032	0,000007	60.302.208	0,000053	60.456.896	0,000005	64.983.880	0,000003	52.914.392	0	75.000.976	0	45.007.856
583.784.729	891.155.273	4	0,000004	60.300.820	0,000007	60.297.768	0,000053	60.457.232	0,000005	64.998.160	0,000003	52.918.448	0	74.992.496	0	45.006.012
583.784.729	891.155.273	5	0,000004	60.291.092	0,000007	60.302.436	0,000053	60.459.228	0,000005	64.984.308	0,000003	52.908.920	0	74.985.368	0	45.007.208
583.784.729	891.155.273	5	0,000004	60.302.392	0,000007	60.298.512	0,000053	60.458.468	0,000005	64.990.304	0,000003	52.918.240	0	75.005.008	0	44.997.952
583.784.729	891.155.273	6	0,000004	60.297.448	0,000007	60.306.080	0,000053	60.458.584	0,000005	64.987.560	0,000003	52.915.012	0	75.007.464	0	44.989.092
583.784.729	891.155.273	7	0,000004	60.290.452	0,000007	60.288.936	0,000053	60.459.136	0,000005	64.988.504	0,000003	52.915.152	0	74.996.504	0	45.021.312
583.784.729	891.155.273	8	0,000004	60.308.376	0,000007	60.297.280	0,000053	60.458.088	0,000005	65.000.048	0,000003	52.915.828	0	75.006.728	0	45.011.152
583.784.729	891.155.273	9	0,000004	60.293.140	0,000007	60.300.156	0,000053	60.458.304	0,000005	64.990.576	0,000003	52.915.600	0	74.997.144	0	45.001.208
583.784.729	891.155.273	10	0,000004	60.306.576	0,000007	60.292.632	0,000053	60.456.740	0,000005	64.988.908	0,000003	52.910.172	0	74.995.080	0	44.999.884
583.784.729	891.155.273	11	0,000004	60.305.048	0,000007	60.296.596	0,000053	60.459.648	0,000005	64.994.800	0,000003	52.914.272	0	74.991.520	0	45.001.272
583.784.729	891.155.273	12	0,000004	60.297.316	0,000007	60.287.644	0,000053	60.458.256	0,000005	64.976.500	0,000003	52.916.576	0	75.013.888	0	44.994.248
583.784.729	891.155.273	13	0,000004	60.300.816	0,000007	60.292.396	0,000053	60.458.328	0,000005	64.997.176	0,000003	52.908.832	0	75.017.376	0	44.999.060
583.784.729	891.155.273	14	0,000004	60.300.896	0,000007	60.301.224	0,000053	60.458.780	0,000005	64.988.264	0,000003	52.927.040	0	74.999.624	0	44.998.416
583.784.729	891.155.273	15	0,000004	60.294.224	0,000007	60.296.012	0,000053	60.458.512	0,000005	64.980.096	0,000003	52.925.496	0	74.977.440	0	45.009.580
583.784.729	891.155.273	20	0,000004	60.288.968	0,000007	60.305.580	0,000053	60.457.760	0,000005	64.992.320	0,000003	52.916.184	0	75.000.800	0	44.989.656
583.784.729	891.155.273	25	0,000004	60.301.920	0,000007	60.289.644	0,000053	60.458.484	0,000005	64.985.548	0,000003	52.915.216	0	75.005.864	0	44.973.256
583.784.729	891.155.273	30	0,000004	60.312.836	0,000007	60.299.500	0,000053	60.459.460	0,000005	64.992.256	0,000003	52.912.232	0	75.010.328	0	44.981.268

Tabela 4 – Resultado dos cenários simulados do modelo B.1.

Modelo (B.1)			Cenário 1		Cenário2		Cenário 3		Cenário 4		Cenário 5		Cenário 6		Cenário 7	
X	Y	TIMESTEP (anos)	Rp sem_Sp_v1	Pf (Pa)	Rp sem_Sp_v11	Pf (Pa)	Rp sem_Sp_v12	Pf (Pa)	Rp sem_Sp_v111	Pf (Pa)	Rp sem_Sp_v113	Pf (Pa)	Rp sem_Sp_v115	Pf (Pa)	Rp sem_Sp_v114	Pf (Pa)
593.541.992	937.521.423	0,001	0	60.000.000	0	60.000.004	0	60.000.004	0	60.000.000	0	60.000.000	0	60.000.000	0	60.000.000
593.541.992	937.521.423	0,00274	0	60.000.388	0	60.000.084	0,000016	60.072.992	0	60.034.208	0	59.952.252	0	60.051.676	0	59.949.156
593.541.992	937.521.423	0,0274	0,000001	60.101.144	0,000002	60.099.736	0,000019	60.743.728	0,000001	60.966.776	0,000001	58.753.092	0,000001	61.467.040	0,000001	58.625.704
593.541.992	937.521.423	0,0547	0,000001	60.249.700	0,000002	60.251.604	0,000019	60.871.600	0,000001	61.885.672	0,000001	57.638.712	0,000001	62.983.912	0,000001	57.262.296
593.541.992	937.521.423	0,164	0,000001	60.630.400	0,000002	60.626.448	0,000019	60.934.400	0,000001	63.811.104	0,000001	55.303.656	0,000001	67.173.328	0,000001	53.394.612
593.541.992	937.521.423	0,246	0,000001	60.791.728	0,000002	60.786.796	0,000019	60.941.464	0,000001	64.600.876	0,000001	54.326.048	0	69.456.024	0	51.226.552
593.541.992	937.521.423	0,5	0,000001	60.933.196	0,000002	60.936.904	0,000019	60.941.332	0,000001	65.276.240	0,000001	53.460.320	0	72.902.224	0	47.646.248
593.541.992	937.521.423	0,657	0,000001	60.948.284	0,000002	60.946.236	0,000019	60.942.492	0,000001	65.355.376	0,000001	53.338.696	0	73.771.768	0	46.645.324
593.541.992	937.521.423	1	0,000001	60.973.532	0,000002	60.958.924	0,000019	60.941.612	0,000001	65.409.260	0,000001	53.265.048	0	74.643.760	0	45.563.600
593.541.992	937.521.423	2	0,000001	60.970.112	0,000002	60.969.468	0,000019	60.941.928	0,000001	65.410.736	0,000001	53.262.820	0	74.923.728	0	45.165.592
593.541.992	937.521.423	2	0,000001	60.957.368	0,000002	60.956.060	0,000019	60.943.520	0,000001	65.415.388	0,000001	53.254.936	0	74.982.960	0	45.035.584
593.541.992	937.521.423	3	0,000001	60.955.408	0,000002	60.968.204	0,000019	60.943.028	0,000001	65.406.764	0,000001	53.256.372	0	74.993.640	0	45.012.648
593.541.992	937.521.423	3	0,000001	60.957.980	0,000002	60.964.916	0,000019	60.942.032	0,000001	65.410.288	0,000001	53.256.284	0	74.976.816	0	45.005.176
593.541.992	937.521.423	4	0,000001	60.955.056	0,000002	60.975.236	0,000019	60.942.428	0,000001	65.409.808	0,000001	53.258.304	0	74.983.144	0	45.004.376
593.541.992	937.521.423	4	0,000001	60.963.164	0,000002	60.951.484	0,000019	60.942.528	0,000001	65.406.792	0,000001	53.256.640	0	74.994.336	0	45.002.260
593.541.992	937.521.423	5	0,000001	60.969.224	0,000002	60.959.348	0,000019	60.943.660	0,000001	65.413.660	0,000001	53.255.508	0	74.990.776	0	45.006.328
593.541.992	937.521.423	5	0,000001	60.968.032	0,000002	60.969.088	0,000019	60.943.560	0,000001	65.407.492	0,000001	53.258.712	0	74.993.152	0	45.008.564
593.541.992	937.521.423	6	0,000001	60.946.720	0,000002	60.985.032	0,000019	60.943.256	0,000001	65.418.816	0,000001	53.262.920	0	74.991.928	0	45.004.632
593.541.992	937.521.423	7	0,000001	60.967.388	0,000002	60.962.288	0,000019	60.943.540	0,000001	65.415.220	0,000001	53.262.116	0	75.001.880	0	45.014.096
593.541.992	937.521.423	8	0,000001	60.971.216	0,000002	60.978.300	0,000019	60.942.572	0,000001	65.434.528	0,000001	53.270.836	0	75.003.800	0	44.996.660
593.541.992	937.521.423	9	0,000001	60.959.560	0,000002	60.967.512	0,000019	60.943.452	0,000001	65.422.828	0,000001	53.245.888	0	74.998.600	0	44.990.376
593.541.992	937.521.423	10	0,000001	60.956.240	0,000002	60.969.960	0,000019	60.943.352	0,000001	65.410.040	0,000001	53.256.924	0	74.999.928	0	44.991.988
593.541.992	937.521.423	11	0,000001	60.960.856	0,000002	60.963.320	0,000019	60.943.280	0,000001	65.389.204	0,000001	53.259.884	0	74.985.080	0	44.999.512
593.541.992	937.521.423	12	0,000001	60.978.544	0,000002	60.972.144	0,000019	60.943.132	0,000001	65.419.408	0,000001	53.256.304	0	74.964.888	0	44.995.412
593.541.992	937.521.423	13	0,000001	60.960.936	0,000002	60.966.920	0,000019	60.943.296	0,000001	65.414.224	0,000001	53.258.460	0	75.029.328	0	45.018.972
593.541.992	937.521.423	14	0,000001	60.957.652	0,000002	60.962.752	0,000019	60.942.164	0,000001	65.406.708	0,000001	53.260.696	0	75.026.712	0	45.004.440
593.541.992	937.521.423	15	0,000001	60.958.912	0,000002	60.965.856	0,000019	60.943.800	0,000001	65.415.312	0,000001	53.266.080	0	74.998.472	0	44.998.980
593.541.992	937.521.423	20	0,000001	60.962.692	0,000002	60.970.496	0,000019	60.942.100	0,000001	65.415.416	0,000001	53.251.968	0	75.006.704	0	45.003.648
593.541.992	937.521.423	25	0,000001	60.980.852	0,000002	60.973.468	0,000019	60.942.748	0,000001	65.431.240	0,000001	53.251.804	0	74.977.296	0	44.997.096
593.541.992	937.521.423	30	0,000001	60.957.772	0,000002	60.977.636	0,000019	60.943.200	0,000001	65.401.332	0,000001	53.252.116	0	75.013.936	0	44.985.796

Tabela 5 – Resultado dos cenários simulados do modelo B.2.

Modelo (B.2)			Cenário 1		Cenário2		Cenário 3		Cenário 4		Cenário 5		Cenário 6		Cenário 7	
X	Y	TIMESTEP (anos)	Rp sem_Sp_v2		Rp sem_Sp_v21		Rp sem_Sp_v212		Rp sem_Sp_v211		Rp sem_Sp_v215		Rp sem_Sp_v213		Rp sem_Sp_v214	
			DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)
603.081.360	936.328.613	0,001	0	60.000.000	0	60.000.000	0	60.000.000	0	59.999.996	0	60.000.000	0	59.999.996	0	60.000.000
603.081.360	936.328.613	0,00274	0,000001	60.010.584	0,000002	60.012.544	0,000034	60.115.804	0,000001	60.135.300	0,000001	59.824.164	0,000001	60.200.752	0,000001	59.811.856
603.081.360	936.328.613	0,0274	0,000002	60.230.344	0,000004	60.231.716	0,000037	60.653.616	0,000003	61.465.500	0,000002	58.223.612	0,000002	62.269.528	0,000002	57.952.776
603.081.360	936.328.613	0,0547	0,000002	60.385.800	0,000004	60.384.708	0,000037	60.736.936	0,000003	62.378.052	0,000002	57.112.836	0,000002	63.959.552	0,000002	56.405.740
603.081.360	936.328.613	0,164	0,000002	60.699.816	0,000004	60.703.976	0,000037	60.776.856	0,000003	64.115.716	0,000002	54.953.520	0,000001	68.301.728	0,000001	52.281.432
603.081.360	936.328.613	0,246	0,000002	60.821.912	0,000004	60.826.712	0,000037	60.780.804	0,000003	64.781.004	0,000002	54.099.344	0,000001	70.535.056	0,000001	50.083.224
603.081.360	936.328.613	0,5	0,000002	60.918.708	0,000004	60.919.864	0,000037	60.780.728	0,000003	65.308.900	0,000002	53.389.752	0	73.565.696	0	46.859.048
603.081.360	936.328.613	0,657	0,000002	60.932.568	0,000004	60.924.016	0,000037	60.782.320	0,000003	65.353.840	0,000002	53.300.704	0	74.228.616	0	46.075.000
603.081.360	936.328.613	1	0,000002	60.935.832	0,000004	60.939.928	0,000037	60.780.580	0,000003	65.394.608	0,000002	53.260.780	0	74.810.376	0	45.301.696
603.081.360	936.328.613	2	0,000002	60.941.600	0,000004	60.933.504	0,000037	60.782.900	0,000003	65.396.360	0,000002	53.252.432	0	74.950.080	0	45.082.164
603.081.360	936.328.613	2	0,000002	60.936.364	0,000004	60.940.256	0,000037	60.781.024	0,000003	65.396.216	0,000002	53.238.952	0	74.990.056	0	45.015.272
603.081.360	936.328.613	3	0,000002	60.938.316	0,000004	60.927.680	0,000037	60.781.040	0,000003	65.395.128	0,000002	53.248.800	0	75.008.896	0	44.996.720
603.081.360	936.328.613	3	0,000002	60.934.224	0,000004	60.931.440	0,000037	60.781.724	0,000003	65.398.172	0,000002	53.248.144	0	75.016.464	0	44.991.632
603.081.360	936.328.613	4	0,000002	60.939.112	0,000004	60.939.232	0,000037	60.781.280	0,000003	65.395.380	0,000002	53.250.360	0	75.001.232	0	45.002.580
603.081.360	936.328.613	4	0,000002	60.930.452	0,000004	60.933.172	0,000037	60.782.212	0,000003	65.404.104	0,000002	53.252.360	0	75.003.024	0	45.004.008
603.081.360	936.328.613	5	0,000002	60.923.168	0,000004	60.937.224	0,000037	60.780.584	0,000003	65.402.808	0,000002	53.252.224	0	75.000.544	0	45.001.148
603.081.360	936.328.613	5	0,000002	60.935.520	0,000004	60.934.428	0,000037	60.781.548	0,000003	65.394.872	0,000002	53.250.528	0	75.011.568	0	44.997.648
603.081.360	936.328.613	6	0,000002	60.930.928	0,000004	60.945.036	0,000037	60.781.040	0,000003	65.394.944	0,000002	53.243.072	0	75.017.880	0	45.003.404
603.081.360	936.328.613	7	0,000002	60.938.600	0,000004	60.930.760	0,000037	60.781.832	0,000003	65.390.212	0,000002	53.243.328	0	74.977.328	0	45.001.172
603.081.360	936.328.613	8	0,000002	60.935.332	0,000004	60.932.208	0,000037	60.781.296	0,000003	65.400.728	0,000002	53.257.784	0	74.993.600	0	44.997.608
603.081.360	936.328.613	9	0,000002	60.948.796	0,000004	60.930.336	0,000037	60.780.624	0,000003	65.397.232	0,000002	53.247.192	0	75.001.968	0	44.997.640
603.081.360	936.328.613	10	0,000002	60.924.588	0,000004	60.939.476	0,000037	60.782.096	0,000003	65.391.352	0,000002	53.242.500	0	75.012.096	0	44.998.684
603.081.360	936.328.613	11	0,000002	60.938.208	0,000004	60.934.788	0,000037	60.781.100	0,000003	65.384.868	0,000002	53.248.400	0	75.008.432	0	45.006.392
603.081.360	936.328.613	12	0,000002	60.928.240	0,000004	60.940.156	0,000037	60.784.944	0,000003	65.390.168	0,000002	53.252.592	0	75.001.280	0	45.003.596
603.081.360	936.328.613	13	0,000002	60.924.272	0,000004	60.935.352	0,000037	60.781.344	0,000003	65.397.464	0,000002	53.247.928	0	74.977.696	0	44.989.528
603.081.360	936.328.613	14	0,000002	60.930.260	0,000004	60.932.752	0,000037	60.781.940	0,000003	65.396.216	0,000002	53.247.896	0	74.999.200	0	44.999.936
603.081.360	936.328.613	15	0,000002	60.933.232	0,000004	60.914.864	0,000037	60.780.064	0,000003	65.392.280	0,000002	53.250.176	0	75.003.056	0	45.002.976
603.081.360	936.328.613	20	0,000002	60.945.392	0,000004	60.927.184	0,000037	60.782.728	0,000003	65.393.028	0,000002	53.263.852	0	74.995.264	0	45.011.084
603.081.360	936.328.613	25	0,000002	60.930.532	0,000004	60.938.628	0,000037	60.782.160	0,000003	65.392.308	0,000002	53.241.624	0	75.009.568	0	45.009.964
603.081.360	936.328.613	30	0,000002	60.919.060	0,000004	60.931.620	0,000037	60.782.320	0,000003	65.397.360	0,000002	53.247.344	0	74.980.096	0	45.005.944

Tabela 6 – Resultado dos cenários simulados do modelo B.3.

Modelo (B.3)			Cenário 1		Cenário2		Cenário 3		Cenário 4		Cenário 5		Cenário 6		Cenário 7	
X	Y	TIMESTEP (anos)	Rp sem Sp v3		Rp sem Sp v31		Rp sem Sp v312		Rp sem Sp v311		Rp sem Sp v313		Rp sem Sp v316		Rp sem Sp v316	
			DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)	DEV (m/s)	Pf (Pa)
606.427.124	931.668.213	0,001	0	60.000.000	0	60.000.000	0	60.000.000	0	59.999.996	0	60.000.004	0	60.000.000	0	60.000.000
606.427.124	931.668.213	0,00274	0,000002	60.050.952	0,000004	60.053.520	0,000044	60.275.884	0,000002	60.271.804	0,000002	59.690.860	0,000002	60.388.436	0,000002	59.664.640
606.427.124	931.668.213	0,0274	0,000002	60.450.288	0,000005	60.451.660	0,000046	61.142.552	0,000004	61.887.424	0,000003	57.941.192	0,000002	62.925.708	0,000002	57.528.180
606.427.124	931.668.213	0,0547	0,000002	60.722.632	0,000005	60.728.400	0,000046	61.246.236	0,000004	62.924.144	0,000003	56.822.964	0,000002	64.888.572	0,000002	55.829.116
606.427.124	931.668.213	0,164	0,000002	61.227.064	0,000005	61.223.564	0,000046	61.289.672	0,000004	64.729.312	0,000003	54.852.744	0,000001	69.549.480	0,000001	51.488.032
606.427.124	931.668.213	0,246	0,000002	61.403.192	0,000005	61.405.944	0,000046	61.293.460	0,000004	65.356.320	0,000003	54.147.784	0,000001	71.738.360	0,000001	49.281.264
606.427.124	931.668.213	0,5	0,000002	61.520.128	0,000005	61.522.896	0,000046	61.294.816	0,000004	65.759.900	0,000003	53.663.032	0	74.198.328	0	46.359.144
606.427.124	931.668.213	0,657	0,000002	61.529.788	0,000005	61.535.632	0,000046	61.292.984	0,000004	65.793.868	0,000003	53.615.304	0	74.616.536	0	45.736.108
606.427.124	931.668.213	1	0,000002	61.537.452	0,000005	61.542.392	0,000046	61.293.448	0,000004	65.809.136	0,000003	53.591.960	0	74.926.576	0	45.178.196
606.427.124	931.668.213	2	0,000002	61.536.684	0,000005	61.541.432	0,000046	61.293.304	0,000004	65.810.396	0,000003	53.597.040	0	74.980.064	0	45.040.124
606.427.124	931.668.213	2	0,000002	61.543.136	0,000005	61.542.912	0,000046	61.293.592	0,000004	65.806.636	0,000003	53.587.296	0	74.982.376	0	45.007.544
606.427.124	931.668.213	3	0,000002	61.534.872	0,000005	61.537.568	0,000046	61.293.160	0,000004	65.813.100	0,000003	53.590.432	0	74.994.480	0	44.993.116
606.427.124	931.668.213	3	0,000002	61.534.352	0,000005	61.544.220	0,000046	61.293.220	0,000004	65.816.132	0,000003	53.593.008	0	74.982.168	0	44.999.432
606.427.124	931.668.213	4	0,000002	61.546.176	0,000005	61.531.740	0,000046	61.295.140	0,000004	65.809.440	0,000003	53.590.368	0	74.993.512	0	45.003.224
606.427.124	931.668.213	4	0,000002	61.541.168	0,000005	61.541.288	0,000046	61.293.276	0,000004	65.803.204	0,000003	53.593.108	0	74.993.520	0	45.003.752
606.427.124	931.668.213	5	0,000002	61.540.816	0,000005	61.542.104	0,000046	61.293.632	0,000004	65.814.592	0,000003	53.588.276	0	75.000.448	0	45.001.380
606.427.124	931.668.213	5	0,000002	61.541.808	0,000005	61.544.936	0,000046	61.293.376	0,000004	65.807.448	0,000003	53.596.456	0	74.989.392	0	45.001.680
606.427.124	931.668.213	6	0,000002	61.538.356	0,000005	61.544.640	0,000046	61.293.380	0,000004	65.809.076	0,000003	53.590.328	0	74.994.088	0	44.997.860
606.427.124	931.668.213	7	0,000002	61.543.432	0,000005	61.540.760	0,000046	61.293.288	0,000004	65.817.168	0,000003	53.592.104	0	74.980.400	0	44.994.236
606.427.124	931.668.213	8	0,000002	61.537.816	0,000005	61.544.864	0,000046	61.294.584	0,000004	65.799.392	0,000003	53.590.328	0	75.002.424	0	45.001.504
606.427.124	931.668.213	9	0,000002	61.547.208	0,000005	61.543.752	0,000046	61.292.576	0,000004	65.805.576	0,000003	53.601.512	0	75.005.384	0	44.996.228
606.427.124	931.668.213	10	0,000002	61.540.032	0,000005	61.544.448	0,000046	61.294.040	0,000004	65.819.888	0,000003	53.596.200	0	74.992.232	0	44.998.576
606.427.124	931.668.213	11	0,000002	61.534.600	0,000005	61.547.160	0,000046	61.294.076	0,000004	65.810.824	0,000003	53.587.736	0	74.998.040	0	44.992.668
606.427.124	931.668.213	12	0,000002	61.540.088	0,000005	61.548.696	0,000046	61.293.960	0,000004	65.811.048	0,000003	53.593.496	0	74.998.360	0	44.992.436
606.427.124	931.668.213	13	0,000002	61.544.712	0,000005	61.533.960	0,000046	61.293.952	0,000004	65.812.992	0,000003	53.596.780	0	74.990.952	0	44.994.388
606.427.124	931.668.213	14	0,000002	61.535.984	0,000005	61.547.656	0,000046	61.293.704	0,000004	65.809.520	0,000003	53.584.336	0	74.990.464	0	44.995.048
606.427.124	931.668.213	15	0,000002	61.537.712	0,000005	61.537.728	0,000046	61.294.772	0,000004	65.802.776	0,000003	53.602.552	0	74.999.608	0	45.001.156
606.427.124	931.668.213	20	0,000002	61.542.632	0,000005	61.549.512	0,000046	61.294.048	0,000004	65.800.732	0,000003	53.600.924	0	74.999.232	0	44.996.024
606.427.124	931.668.213	25	0,000002	61.542.688	0,000005	61.536.944	0,000046	61.292.704	0,000004	65.813.024	0,000003	53.596.216	0	75.010.864	0	45.001.068
606.427.124	931.668.213	30	0,000002	61.541.900	0,000005	61.540.816	0,000046	61.292.772	0,000004	65.807.024	0,000003	53.593.788	0	74.996.256	0	44.993.540