



**Felipe Garcia Wolff**

***Gas-lift* na base do *riser* e seus impactos no sistema de produção submarino**

**Dissertação de Mestrado**

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

Orientador : Prof. Arthur Martins Barbosa Braga

Co-orientador: Dr. Elísio Caetano Filho

Rio de Janeiro  
Outubro de 2019



**Felipe Garcia Wolff**

***Gas-lift* na base do *riser* e seus impactos no sistema de produção submarino**

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

**Prof. Arthur Martins Barbosa Braga**

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

**Dr. Elisio Caetano Filho**

Co-orientador

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras/Cenpes

**Prof. Brenno Romano Motta Filho**

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

**Prof. Antonio MacDowell de Figueiredo**

Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ

Rio de Janeiro, 17 de Outubro de 2019

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

### Felipe Garcia Wolff

Graduado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Santa Catarina (Florianópolis, SC). Engenheiro de Equipamentos na Petrobras com especialização em Engenharia Submarina. Atua na área de projetos de desenvolvimento da produção de novos campos de óleo e gás, desempenhando atividades na área de engenharia submarina, elevação artificial e garantia de escoamento.

#### Ficha Catalográfica

Wolff, Felipe Garcia

*Gas-lift* na base do *riser* e seus impactos no sistema de produção submarino / Felipe Garcia Wolff; orientador: Arthur Martins Barbosa Braga; co-orientador: Elísio Caetano Filho. – 2019.

265 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica , 2019.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Mecânica – Teses. 2. *Gas-lift*. 3. *Blow-down*. 4. Elevação Artificial. 5. Base do *riser*. I. Braga, Arthur Martins Barbosa. II. Caetano Filho, Elísio. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica . IV. Título.

Aos meus pais, pelo suporte  
e encorajamento.

## Agradecimentos

Gostaria de agradecer a algumas pessoas que foram fundamentais nesses anos de muito esforço e empenho. Expresso aqui a importância que elas tiveram no caminho para esta conquista. Minha sincera gratidão a todas elas.

Primeiramente a Deus, por ter me dado saúde e inteligência e estar sempre comigo, iluminando e guiando meus passos.

Aos meus pais, por me oferecerem a oportunidade de estudar e me ensinarem o valor da educação. Obrigado por me convencerem a persistir na conclusão deste desafio, nas vezes em que o cansaço e o desânimo me fizeram pensar que não seria possível.

Minha gratidão ao Elisio, meu coorientador, por ter aceitado me orientar neste trabalho e acreditar nas minhas ideias para o desenvolvimento deste tema. Obrigado por deixar de lado seus momentos de descanso para me ajudar e orientar. Sua disponibilidade e conhecimento foram essenciais.

Agradeço ao Arthur, meu orientador, pela orientação, confiança e amizade. Obrigado por me tranquilizar nesta reta final, além do apoio e otimismo para resolver questões burocráticas e vencer os prazos.

Agradeço aos colegas, Lívia e demais, pela disponibilidade e paciência para todas as discussões técnicas e apoio na utilização do OLGA.

Agradeço à Petrobras e meus gerentes pela oportunidade de assistir às aulas e desenvolver esta dissertação.

## Resumo

Wolff, Felipe Garcia; Braga, Arthur Martins Barbosa; Caetano Filho, Elisio. ***Gas-lift* na base do riser e seus impactos no sistema de produção submarino**. Rio de Janeiro, 2019. 265p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O *gas-lift* na base do *riser* é um dos vários métodos que se provaram eficientes para aumento de produção. Em alguns casos, ele também pode ser utilizado para aumentar a viabilidade do *blowdown* para prevenção de hidratos. Além disto, o *gas-lift* pode ser utilizado como um método efetivo para suprimir o fenômeno de golfada severa, que ocorre geralmente em linhas descendentes. Este método tem, então, um grande potencial de viabilizar arquiteturas submarinas mais enxutas, como anel de coleta, aumentando a economicidade de projetos, sem reduzir funcionalidades. A necessidade da aplicação do *gas-lift* nem sempre é óbvia, pois sua efetividade depende da performance do reservatório, propriedades de fluido, relevo do solo marinho, arquitetura submarina, além de características da *flowline* e *riser*. Em muitos casos, o *gas-lift* para aumento de produção só traz ganhos no fim da vida produtiva, quando o *watercut* é mais alto. A aplicabilidade do *gas-lift* como método de elevação artificial e o local ideal de injeção do gás é uma análise direta e objetiva. Por outro lado, sua aplicabilidade no contexto de garantia de escoamento é mais subjetiva, tendo influência forte da filosofia operacional e tolerância ao risco. Baseado em uma envoltória típica do pré-sal brasileiro, no que tange a características de reservatório, fluido e sistema de produção, foi realizado um conjunto de simulações para avaliação da aplicação do *gas-lift* na base do *riser* como uma solução multi propósito. Isto inclui quando o *gas-lift* é benéfico para aumento de produção e para garantia de escoamento, em especial as operações de remediação e prevenção de hidratos. Os resultados da aplicação do *gas-lift* na base do *riser* como método de auxílio ao *blowdown* são muito promissores. É possível realizar as operações de remediação com sucesso, mesmo para vazões baixas de injeção de gás. Nas operações de prevenção, foi possível observar redução da pressão residual em todas as combinações de características de fluido e geométricas, em especial para geometrias descendentes. Para poços de alta produtividade, o *gas-lift* na base do *riser* só apresenta desvantagens em relação ao *gas-lift downhole*, do ponto de vista de aumento de produção, quando o *watercut* é da ordem de 60 a 70%.

## Palavras-chave

*Gas-lift*; *Blowdown*; Elevação Artificial; Base do *riser*.

## Abstract

Wolff, Felipe Garcia; Braga, Arthur Martins Barbosa (Advisor); Caetano Filho, Elisio (Co-Advisor). **Riser base gas-lift and its impacts on the subsea production system**. Rio de Janeiro, 2019. 265p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Riser base gas-lift is one of several methods that have been proven to work in subsea developments for production enhancement. In some cases, gas-lift can be used to increase feasibility of blowdown for hydrate prevention. In addition, gas-lift can be used as an effective method to suppress severe slugging that usually occurs with downhill inclination. Hence, this method has great potential to enable more compact subsea architectures, such as production loops, enhancing project economics, without reducing functionalities. Meanwhile, the necessity of gas-lift application is not always obvious because its effectiveness depends on reservoir performance, fluid properties, seabed terrain, subsea architecture, and flowline and riser specifications. In many cases, gas-lift for production enhancement is only advantageous at late life production, when oil production rates are low and water rates might be high enough. Whether gas-lift is suitable as an artificial lift method and where the lift-gas should be injected is a direct and objective analysis. On the other hand, its application in a flow assurance context is more subjective, being strongly influenced by operational philosophy and risk tolerance. Based on a typical envoltory from Brazilian pre-salt, concerning reservoir characteristics, fluid and production system, a set of simulations has been performed to evaluate the application of riser base gas-lift as a multi purpose solution. These include when gas-lift is beneficial for production enhancement and for flow assurance. The results of the application of riser base gas-lift as a blowdown method are very promising. It is possible to complete remediation operations successfully, even for low gas injection rates. In prevention operations, it is possible to observe a reduction in residual pressure for all combinations of fluid and geometrical characteristics, specially in downward flow. For high productivity wells, riser base gas-lift is only disadvantageous in comparison with downhole gas-lift, from production enhancement point of view, when watercut is around 60 to 70%.

## Keywords

Gas-lift; Blowdown; Artificial Lift; Riser base.

# Sumário

1	Introdução	<b>29</b>
1.1	Motivação	29
1.2	Objetivo	33
1.3	Escoamentos Multifásicos	34
1.3.1	Gradiente de Pressão Total	35
1.3.2	<i>Holdup</i> de Líquido e Fração de Vazio	36
1.4	Elevação Artificial	36
1.4.1	<i>Gas-lift</i>	39
1.5	Garantia de Escoamento	43
1.5.1	Hidratos	44
1.5.1.1	Despressurização	46
1.6	<i>Gas-lift</i> na base do <i>riser</i>	47
1.6.1	Aplicação	48
1.6.1.1	Aumento da Produção	48
1.6.1.2	Golfada Severa	49
1.6.1.3	<i>Blowdown</i>	49
1.6.2	Sistemas Candidatos	50
1.6.2.1	Alto <i>Watercut</i>	50
1.6.2.2	Baixa RGO	51
1.6.2.3	Alta Lâmina d'Água	51
1.6.2.4	Longo <i>Tieback</i>	51
1.6.2.5	Escoamento Descendente	51
1.6.3	Projeto do Sistema	52
1.6.3.1	Fonte de Gás	52
1.6.3.2	Envelope de Operação	53
1.6.3.3	Requisitos Térmicos	53
1.6.3.4	Deposição de Sólidos	54
1.6.4	Projeto da Válvula	54
1.6.4.1	Erosão	54
1.6.4.2	Modelagem Dinâmica e Estática	55
1.7	Revisão Bibliográfica	56
2	Descrição do Problema	<b>62</b>
2.1	Poço	63
2.2	Linha de Produção	64
2.3	Modelo de Fluido	66
2.3.1	Modelo de Emulsão	71
2.4	Modelo de Simulação	72
2.5	Temperatura do Gás	74
2.6	Fonte de Gás	76
2.7	Casos de Estudo	77
2.7.1	Remediação de Hidratos	77
2.7.2	Prevenção de Hidratos	77
2.7.3	Elevação Artificial	80

3	Remediação de Hidratos	84
4	Prevenção de Hidratos	100
4.1	Watercut	101
4.2	Fluido	104
4.3	<i>Offset</i>	107
4.4	Lâmina d'água	113
4.5	Diâmetro	123
4.6	Inclinação	127
5	Elevação Artificial	134
6	Conclusões	151
	Referências bibliográficas	154
A	Remediação - 6 pol	156
A.1	5 km	156
A.1.1	2000 m	156
A.1.1.1	Ascendente	156
A.1.1.2	Descendente	160
A.1.2	3000 m	161
A.1.2.1	Descendente	162
A.2	10 km	164
A.2.1	2000 m	164
A.2.1.1	Descendente	165
A	Remediação - 8 pol	168
A.1	5 km	168
A.1.1	2000 m	168
A.1.1.1	Ascendente	168
A.1.1.2	Descendente	172
A	Fluido 1 - 6 pol	176
A.1	5 km	176
A.1.1	2000 m	176
A.1.1.1	Ascendente	176
A.1.1.2	Descendente	179
A.1.2	3000 m	181
A.1.2.1	Ascendente	182
A.1.2.2	Descendente	185
A.2	10 km	187
A.2.1	2000 m	187
A.2.1.1	Ascendente	188
A.2.1.2	Descendente	191
A.2.2	3000 m	193
A.2.2.1	Ascendente	194
A.2.2.2	Descendente	197
A	Fluido 2 - 6 pol	200

A.1	5 km	200
A.1.1	2000 m	200
A.1.1.1	Ascendente	200
A.1.1.2	Descendente	202
A.1.2	3000 m	204
A.1.2.1	Ascendente	205
A.1.2.2	Descendente	207
A.2	10 km	209
A.2.1	2000 m	209
A.2.1.1	Ascendente	209
A.2.1.2	Descendente	211
A.2.2	3000 m	213
A.2.2.1	Ascendente	214
A.2.2.2	Descendente	216
<b>A</b>	<b>Fluido 1 - 8 pol</b>	<b>218</b>
A.1	5 km	218
A.1.1	2000 m	218
A.1.1.1	Ascendente	218
A.1.1.2	Descendente	220
A.1.2	3000 m	222
A.1.2.1	Ascendente	223
A.1.2.2	Descendente	226
A.2	10 km	229
A.2.1	2000 m	229
A.2.1.1	Ascendente	229
A.2.1.2	Descendente	232
A.2.2	3000 m	235
A.2.2.1	Ascendente	236
A.2.2.2	Descendente	239
<b>A</b>	<b>Fluido 2 - 8 pol</b>	<b>242</b>
A.1	5 km	242
A.1.1	2000 m	242
A.1.1.1	Ascendente	242
A.1.1.2	Descendente	245
A.1.2	3000 m	248
A.1.2.1	Ascendente	249
A.1.2.2	Descendente	252
A.2	10 km	255
A.2.1	2000 m	255
A.2.1.1	Ascendente	255
A.2.1.2	Descendente	258
A.2.2	3000 m	261
A.2.2.1	Ascendente	262
A.2.2.2	Descendente	264

## Lista de figuras

Figura 1.1	Arranjo submarino satélite.	30
Figura 1.2	Arranjo submarino anel de coleta de 2 poços com linha de serviço até a cabeça do poço.	31
Figura 1.3	Arranjo submarino anel de coleta de 2 poços com linha de serviço até a base do <i>riser</i> .	32
Figura 1.4	Arranjo submarino anel de coleta de 4 poços com linha de serviço até a base do <i>riser</i> .	33
Figura 1.5	Efeito da elevação artificial. a) Possibilitar a produção de poço não surgente. b) Aumentar a produção de poço surgente.	38
Figura 1.6	Comparação do gradiente de pressão. a) Poço surgente. b) Poço com bomba. c) Poço com <i>gas-lift</i> .	38
Figura 1.7	Mudança no gradiente de pressão do sistema devido à injeção de gás. (14)	40
Figura 1.8	Mudança na curva de pressão requerida devido ao uso de <i>gas-lift</i> . (14)	41
Figura 1.9	Mudança no ponto de equilíbrio devido à variação da profundidade de injeção de gás. (14)	42
Figura 1.10	Mudança no ponto de equilíbrio devido à variação da RGLI. (14)	43
Figura 1.11	Ilustração da região de formação de hidratos.	45
Figura 2.1	Modelo esquemático do poço.	64
Figura 2.2	Configurações de <i>riser</i> complacentes.	65
Figura 2.3	Geometrias de <i>riser</i> para lâminas d'água de 2000 m e 3000 m.	66
Figura 2.4	Ajuste da viscosidade relativa do Fluido 1.	71
Figura 2.5	Ajuste da viscosidade relativa do Fluido 2.	72
Figura 2.6	Temperatura de injeção do gás para linha de serviço com e sem isolamento térmico	75
Figura 3.1	Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{GL} = 200000 \text{ Sm}^3/\text{d}$	86
Figura 3.2	Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{GL} = 200000 \text{ Sm}^3/\text{d}$	86
Figura 3.3	Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{GL} = 400000 \text{ Sm}^3/\text{d}$	87
Figura 3.4	Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{GL} = 400000 \text{ Sm}^3/\text{d}$	87
Figura 3.5	Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km. $Q_{GL} = 200000 \text{ Sm}^3/\text{d}$	88
Figura 3.6	Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km. $Q_{GL} = 200000 \text{ Sm}^3/\text{d}$	88
Figura 3.7	Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km. $Q_{GL} = 400000 \text{ Sm}^3/\text{d}$	89

Figura 3.8	Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km. $Q_{GL} = 400000 \text{ Sm}^3/\text{d}$	89
Figura 3.9	Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{GL} = 400000 \text{ Sm}^3/\text{d}$	90
Figura 3.10	Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{GL} = 400000 \text{ Sm}^3/\text{d}$	91
Figura 3.11	Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{GL} = 600000 \text{ Sm}^3/\text{d}$	91
Figura 3.12	Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{GL} = 600000 \text{ Sm}^3/\text{d}$	92
Figura 3.13	Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{GL} = 200000 \text{ Sm}^3/\text{d}$	93
Figura 3.14	Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{GL} = 200000 \text{ Sm}^3/\text{d}$	93
Figura 3.15	Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{GL} = 400000 \text{ Sm}^3/\text{d}$	94
Figura 3.16	Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{GL} = 400000 \text{ Sm}^3/\text{d}$	94
Figura 3.17	Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{GL} = 50000 \text{ Sm}^3/\text{d}$	95
Figura 3.18	Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{GL} = 50000 \text{ Sm}^3/\text{d}$	96
Figura 3.19	Perfil de Holdup. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{GL} = 200000 \text{ Sm}^3/\text{d}$	97
Figura 3.20	Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{GL} = 200000 \text{ Sm}^3/\text{d}$	97
Figura 3.21	Perfil de Holdup. Descendente com relevo. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{GL} = 200000 \text{ Sm}^3/\text{d}$	98
Figura 3.22	Perfil DTHYD. Descendente com relevo. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{GL} = 200000 \text{ Sm}^3/\text{d}$	99
Figura 4.1	Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	102
Figura 4.2	Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	102
Figura 4.3	Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	103
Figura 4.4	Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	104
Figura 4.5	Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	105
Figura 4.6	Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	106
Figura 4.7	Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	106
Figura 4.8	Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	107
Figura 4.9	Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	108

Figura 4.10 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	109
Figura 4.11 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	109
Figura 4.12 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	110
Figura 4.13 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	111
Figura 4.14 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	111
Figura 4.15 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	112
Figura 4.16 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	112
Figura 4.17 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	113
Figura 4.18 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	114
Figura 4.19 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	114
Figura 4.20 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	115
Figura 4.21 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	116
Figura 4.22 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	116
Figura 4.23 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	117
Figura 4.24 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	117
Figura 4.25 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	118
Figura 4.26 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	119
Figura 4.27 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	119
Figura 4.28 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	120
Figura 4.29 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	121
Figura 4.30 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	121
Figura 4.31 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	122
Figura 4.32 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	122
Figura 4.33 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	123

Figura 4.34 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	124
Figura 4.35 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	124
Figura 4.36 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	125
Figura 4.37 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	125
Figura 4.38 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	126
Figura 4.39 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	126
Figura 4.40 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	127
Figura 4.41 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Descendente com relevo. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	128
Figura 4.42 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Descendente com relevo. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	129
Figura 4.43 Perfil de <i>Holdup</i> . Wcut = 10%. Descendente com relevo. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	129
Figura 4.44 Perfil de <i>Holdup</i> . Wcut = 70%. Descendente com relevo. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	130
Figura 4.45 Perfil de <i>Holdup</i> . Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	130
Figura 4.46 Perfil de <i>Holdup</i> . Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	131
Figura 4.47 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Descendente com relevo. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	132
Figura 4.48 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Descendente com relevo. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	132
Figura 5.1 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km. IP = 10 Sm <sup>3</sup> /d/bar	135
Figura 5.2 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km. IP = 10 Sm <sup>3</sup> /d/bar	136
Figura 5.3 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km. IP = 10 Sm <sup>3</sup> /d/bar	136
Figura 5.4 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km. IP = 10 Sm <sup>3</sup> /d/bar	137
Figura 5.5 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km. IP = 100 Sm <sup>3</sup> /d/bar	138
Figura 5.6 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km. IP = 100 Sm <sup>3</sup> /d/bar	139
Figura 5.7 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km. IP = 100 Sm <sup>3</sup> /d/bar	139
Figura 5.8 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km. IP = 100 Sm <sup>3</sup> /d/bar	140
Figura 5.9 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km. IP = 100 Sm <sup>3</sup> /d/bar	140

- Figura 5.10 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1.  
LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar 141
- Figura 5.11 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1.  
LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar 141
- Figura 5.12 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1.  
LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar 142
- Figura 5.13 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2.  
LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km. IP = 10 Sm<sup>3</sup>/d/bar 143
- Figura 5.14 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2.  
LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km. IP = 10 Sm<sup>3</sup>/d/bar 143
- Figura 5.15 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2.  
LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km. IP = 10 Sm<sup>3</sup>/d/bar 144
- Figura 5.16 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2.  
LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km. IP = 10 Sm<sup>3</sup>/d/bar 144
- Figura 5.17 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2.  
LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar 146
- Figura 5.18 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2.  
LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar 146
- Figura 5.19 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2.  
LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar 147
- Figura 5.20 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2.  
LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar 147
- Figura 5.21 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2.  
LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar 148
- Figura 5.22 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2.  
LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar 148
- Figura 5.23 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2.  
LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar 149
- Figura 5.24 Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2.  
LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar 149
- Figura A.1 Perfil DTHYD. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol.  
*Offset* = 5 km.  $Q_{gl} = 50000 \text{ sm}^3/\text{d}$  156
- Figura A.2 Perfil de Holdup. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 6  
pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{gl} = 50000 \text{ sm}^3/\text{d}$  157
- Figura A.3 Perfil DTHYD. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol.  
*Offset* = 5 km.  $Q_{gl} = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$  157
- Figura A.4 Perfil de Holdup. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 6  
pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{gl} = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$  158
- Figura A.5 Perfil DTHYD. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol.  
*Offset* = 5 km.  $Q_{gl} = 200000 \text{ sm}^3/\text{d}$  158
- Figura A.6 Perfil de Holdup. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 6  
pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{gl} = 200000 \text{ sm}^3/\text{d}$  159
- Figura A.7 Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6  
pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{gl} = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$  160
- Figura A.8 Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6  
pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{gl} = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$  161
- Figura A.9 Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 3000 m. ID = 6  
pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{gl} = 50000 \text{ sm}^3/\text{d}$  162

Figura A.10 Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{gl} = 50000 \text{ sm}^3/\text{d}$	163
Figura A.11 Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{gl} = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$	163
Figura A.12 Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{gl} = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$	164
Figura A.13 Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km. $Q_{gl} = 50000 \text{ sm}^3/\text{d}$	165
Figura A.14 Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km. $Q_{gl} = 50000 \text{ sm}^3/\text{d}$	166
Figura A.15 Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km. $Q_{gl} = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$	166
Figura A.16 Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km. $Q_{gl} = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$	167
Figura A.1 Perfil DTHYD. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{gl} = 50000 \text{ sm}^3/\text{d}$	168
Figura A.2 Perfil de Holdup. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{gl} = 50000 \text{ sm}^3/\text{d}$	169
Figura A.3 Perfil DTHYD. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{gl} = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$	169
Figura A.4 Perfil de Holdup. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{gl} = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$	170
Figura A.5 Perfil DTHYD. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{gl} = 200000 \text{ sm}^3/\text{d}$	170
Figura A.6 Perfil de Holdup. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{gl} = 200000 \text{ sm}^3/\text{d}$	171
Figura A.7 Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{gl} = 50000 \text{ sm}^3/\text{d}$	172
Figura A.8 Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{gl} = 50000 \text{ sm}^3/\text{d}$	173
Figura A.9 Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{gl} = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$	173
Figura A.10 Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{gl} = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$	174
Figura A.11 Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{gl} = 200000 \text{ sm}^3/\text{d}$	174
Figura A.12 Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km. $Q_{gl} = 200000 \text{ sm}^3/\text{d}$	175
Figura A.1 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	176
Figura A.2 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	177
Figura A.3 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	177
Figura A.4 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	178

Figura A.5 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	179
Figura A.6 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	180
Figura A.7 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	180
Figura A.8 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	181
Figura A.9 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	182
Figura A.10 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	183
Figura A.11 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	183
Figura A.12 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	184
Figura A.13 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	185
Figura A.14 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	186
Figura A.15 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	186
Figura A.16 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	187
Figura A.17 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	188
Figura A.18 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	189
Figura A.19 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	189
Figura A.20 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	190
Figura A.21 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	191
Figura A.22 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	192
Figura A.23 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	192
Figura A.24 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	193
Figura A.25 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	194
Figura A.26 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	195
Figura A.27 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	195
Figura A.28 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	196

Figura A.29 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	197
Figura A.30 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	198
Figura A.31 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	198
Figura A.32 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	199
Figura A.1 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	200
Figura A.2 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	201
Figura A.3 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	201
Figura A.4 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	202
Figura A.5 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	202
Figura A.6 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	203
Figura A.7 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	203
Figura A.8 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	204
Figura A.9 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	205
Figura A.10 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	205
Figura A.11 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	206
Figura A.12 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	206
Figura A.13 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	207
Figura A.14 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	207
Figura A.15 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	208
Figura A.16 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	208
Figura A.17 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	209
Figura A.18 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	210
Figura A.19 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	210
Figura A.20 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	211

Figura A.21 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	211
Figura A.22 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	212
Figura A.23 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	212
Figura A.24 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	213
Figura A.25 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	214
Figura A.26 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	214
Figura A.27 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	215
Figura A.28 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	215
Figura A.29 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	216
Figura A.30 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	216
Figura A.31 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	217
Figura A.32 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	217
Figura A.1 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	218
Figura A.2 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	219
Figura A.3 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	219
Figura A.4 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	220
Figura A.5 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	220
Figura A.6 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	221
Figura A.7 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	221
Figura A.8 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	222
Figura A.9 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	223
Figura A.10 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	223
Figura A.11 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	224
Figura A.12 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	224

Figura A.13 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	225
Figura A.14 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	225
Figura A.15 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	226
Figura A.16 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	226
Figura A.17 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	227
Figura A.18 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	227
Figura A.19 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	228
Figura A.20 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	228
Figura A.21 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	229
Figura A.22 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	230
Figura A.23 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	230
Figura A.24 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	231
Figura A.25 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	231
Figura A.26 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	232
Figura A.27 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	232
Figura A.28 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	233
Figura A.29 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	233
Figura A.30 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	234
Figura A.31 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	234
Figura A.32 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	235
Figura A.33 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	236
Figura A.34 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	236
Figura A.35 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	237
Figura A.36 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	237

Figura A.37 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	238
Figura A.38 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	238
Figura A.39 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	239
Figura A.40 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	239
Figura A.41 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	240
Figura A.42 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	240
Figura A.43 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	241
Figura A.44 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	241
Figura A.1 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	242
Figura A.2 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	243
Figura A.3 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	243
Figura A.4 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	244
Figura A.5 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	244
Figura A.6 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	245
Figura A.7 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	245
Figura A.8 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	246
Figura A.9 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	246
Figura A.10 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	247
Figura A.11 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	247
Figura A.12 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	248
Figura A.13 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	249
Figura A.14 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	249
Figura A.15 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	250
Figura A.16 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	250

Figura A.17 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	251
Figura A.18 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	251
Figura A.19 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	252
Figura A.20 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	252
Figura A.21 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	253
Figura A.22 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	253
Figura A.23 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	254
Figura A.24 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 5 km.	254
Figura A.25 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	255
Figura A.26 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	256
Figura A.27 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	256
Figura A.28 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	257
Figura A.29 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	257
Figura A.30 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	258
Figura A.31 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	258
Figura A.32 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	259
Figura A.33 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	259
Figura A.34 Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	260
Figura A.35 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	260
Figura A.36 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	261
Figura A.37 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	262
Figura A.38 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	262
Figura A.39 Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	263
Figura A.40 Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	263

Figura A.41 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	264
Figura A.42 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	264
Figura A.43 Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	265
Figura A.44 Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. <i>Offset</i> = 10 km.	265

## Lista de tabelas

Tabela 2.1	Composição molar e propriedades do fluido de reservatório - Fluido 1	68
Tabela 2.2	Composição molar e propriedades do fluido de reservatório - Fluido 2	69
Tabela 2.3	Resumo dos casos de remediação	78
Tabela 2.4	Resumo dos casos de prevenção para 6 pol	80
Tabela 2.5	Resumo dos casos de prevenção para 8 pol	81
Tabela 2.6	Resumo dos casos de elevação artificial para 6 pol	82
Tabela 2.7	Resumo dos casos de elevação artificial para 8 pol	83

## Lista de Abreviaturas

- ANM – Árvore de Natal Molhada  
ANS – Árvore de Natal Seca  
AUV – *Autonomous Underwater Vehicle*  
BCSS – Bombeio Centrífugo Submerso Submarino  
FEED – *Front End Engineering Design*  
FPSO – *Floating Production Storage and Offloading*  
IPB – *Integrated Production Bundle*  
LDHI – *Low Dosage Hydrate Inhibitor*  
MEG – Monoetilenoglicol  
MIQ – Mandril de Injeção Química  
PDG – Sensor de Pressão de Fundo *Permanent Downhole Gauge*  
PO – Linha de Produção  
PVT – Pressão, Volume e Temperatura - relação  
RBGL – *Riser Base Gas-Lift*  
RGL – Razão Gás Líquido  
RGLI – Razão Gás-Líquido Injetada  
RGO – Razão Gás Óleo  
RHAS – *Riser* Híbrido Auto Sustentável  
ROV – *Remotely Operated Vehicle*  
SDV – *Shut Down Valve*  
SE – Linha de Serviço  
TDP – Ponto de Toque no Leito Marinho (*Touch Down Point*)  
TPR – Relação de Desempenho da Tubulação (*Tubing Performance Relationship*)  
U – Coeficiente Global de Transferência de Calor  
UEP – Unidade Estacionária de Produção  
UGN – Unidade Geradora de Nitrogênio  
VHIF – Válvula Hidráulica de Isolamento de Fundo  
VIF – Válvula de Isolamento de Fundo  
WCUT – *Watercut*

## Lista de Variáveis

- a – constante na equação de estado de Peng-Robinson  
A – área da seção transversal  
b – constante na equação de estado de Peng-Robinson  
B – fator volume de formação  
c – constante na equação de estado de Peng-Robinson  
D – diâmetro  
f – fator de fricção  
F – força de arrasto  
g – aceleração da gravidade  
G – fonte de massa  
h – elevação  
H – *holdup* de líquido; diferença em altura TDP-ANM; entalpia  
P – pressão; perímetro molhado  
PM – peso molecular  
q – vazão  
Q – transferência de calor através da parede da tubulação  
R – constante universal dos gases; razão  
t – tempo  
T – temperatura  
U – velocidade  
V – volume  
z – comprimento  
Z – fator de compressibilidade
- Gregas**
- $\alpha$  – fração volumétrica de gás livre  
 $\gamma$  – densidade relativa  
 $\Gamma$  – transferência de massa  
 $\Delta$  – diferença  
 $\theta$  – ângulo em relação ao vetor gravidade  
 $\mu$  – viscosidade absoluta

$\lambda$  – coeficiente de fricção

$\rho$  – massa específica

$\psi$  – taxa

$\omega$  – fator acêntrico

### **Sobrescritos**

C<sup>+</sup> – pseudo elemento

### **Subscritos**

a – aceleração

A – arrastamento

c – crítica

d – gotículas

D – deposição

e – estática

f – fricção

g – gravitacional

G – gás

GL – *gas-lift*

i – interface

l – comprimento

L – líquido

m – mistura

mix – mistura

o – óleo

r – relativo

s – solubilidade

sep – separação

tt – gás

w – água

wf – fundo em fluxo *downhole well flowing*

wh – cabeça de poço *well head*

*Nunca tenha certeza de nada, porque a sabedoria começa com a dúvida.*

**Sigmund Freud.**

# 1 Introdução

Este capítulo tem como objetivo descrever a motivação e as premissas que foram utilizadas para a realização do estudo.

## 1.1 Motivação

De forma geral, os reservatórios do pré-sal da Bacia de Santos têm alta produtividade e muitas vezes possuem boa atratividade econômica mesmo com sistemas submarinos robustos, utilizando arquitetura de poços satélites com linhas de produção e de serviço individualizadas. No entanto, acumulações de menor produtividade dentro e fora do pré-sal, em combinação com cotações mais baixas do preço do barril de petróleo no mercado, exigem a utilização de arquiteturas submarinas compartilhadas e menos custosas.

A linha de serviço tem muitas aplicações, entre as principais estão fornecer gás para o poço para fins de elevação artificial, compor um *loop* de pigagem para remoção de depósitos de parafina, compor um *loop* para circulação de algum fluido inerte (diesel ou óleo morto) ou gás para prevenção de hidratos, permitir a despressurização bilateral da linha de produção para remediação de hidratos entre outros. A Figura 1.1 ilustra a arquitetura típica de poços satélites.

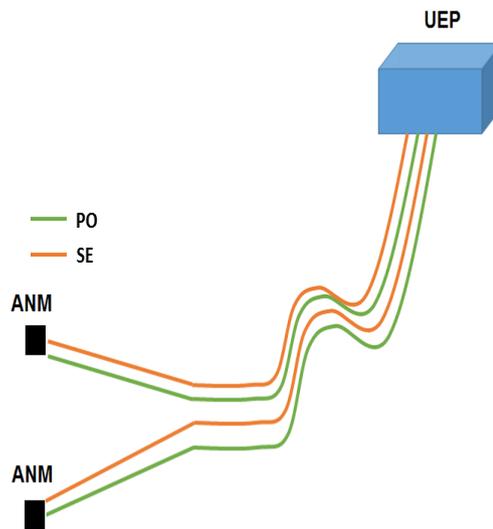


Figura 1.1: Arranjo submarino satélite.

Não há dúvidas de que esta arquitetura satélite traz robustez operacional, já que é possível realizar qualquer das operações citadas anteriormente de forma individualizada, sem afetar a produção dos demais poços. Por outro lado, esta robustez tem um custo que aumenta com a lâmina d'água, pois estamos aumentando o número de *risers*, e com a distância dos poços em relação à plataforma, pois a linha de serviço vai até a cabeça do poço.

Um tipo de arranjo submarino muito considerado na indústria é o tipo anel de coleta. A ideia é que seja formado um anel (*loop*) por linhas de produção, que permita pigagem e circulação de fluidos. A despressurização bilateral também pode ser realizada, visto que ambas as extremidades do *loop* são interligadas à plataforma. A linha de serviço interligada à cabeça do poço teria função limitada, servindo principalmente para alimentação do poço com gás para *gas-lift*. A Figura 1.2 ilustra um anel de coleta simples para dois poços com linha de serviço compartilhada. Vale lembrar que se a distância entre os poços for muito grande, o compartilhamento da linha de serviço pode se tornar pior que o uso de linhas dedicadas.

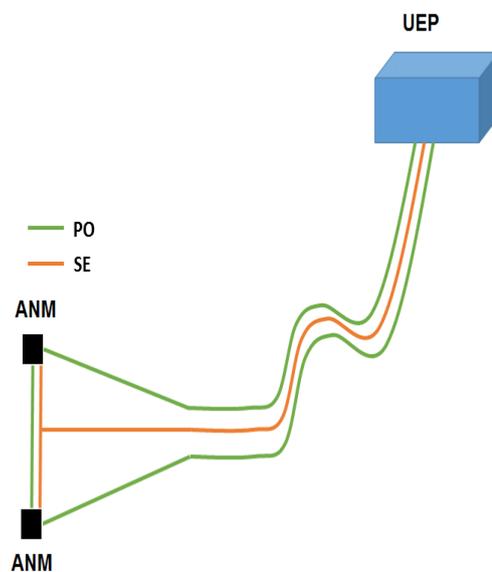


Figura 1.2: Arranjo submarino anel de coleta de 2 poços com linha de serviço até a cabeça do poço.

Se a necessidade de elevação artificial for suprida pelo *gas-lift* na base do *riser*, a linha de serviço pode ter seu comprimento bem reduzido, já que alimentará equipamentos instalados próximos à base do *riser*. A Figura 1.3 ilustra como seria essa configuração.

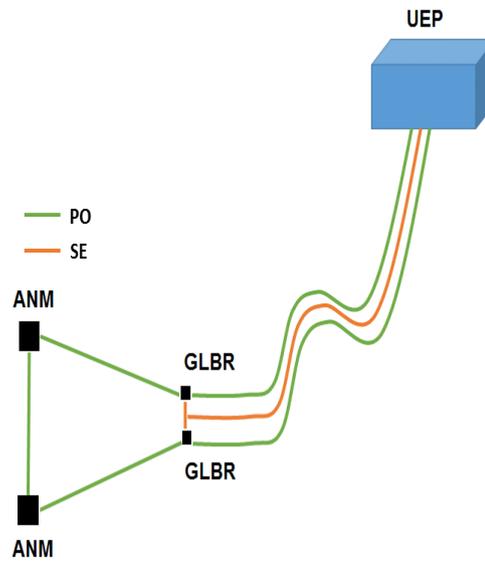


Figura 1.3: Arranjo submarino anel de coleta de 2 poços com linha de serviço até a base do *riser*.

A maior vantagem do conceito de anel de coleta é justamente o compartilhamento de linhas de produção. Isto promove a redução do número de *risers*, o que tem peso alto no investimento em projetos de desenvolvimento da produção em lâmina d'água ultraprofunda. A Figura 1.4 ilustra como seria esta configuração. Entretanto, o compartilhamento de linhas de produção gera a necessidade de linhas de maior diâmetro, o que pode gerar, além de desafios de viabilidade técnica em termos de projeto e instalação, problemas de estabilidade de escoamento.

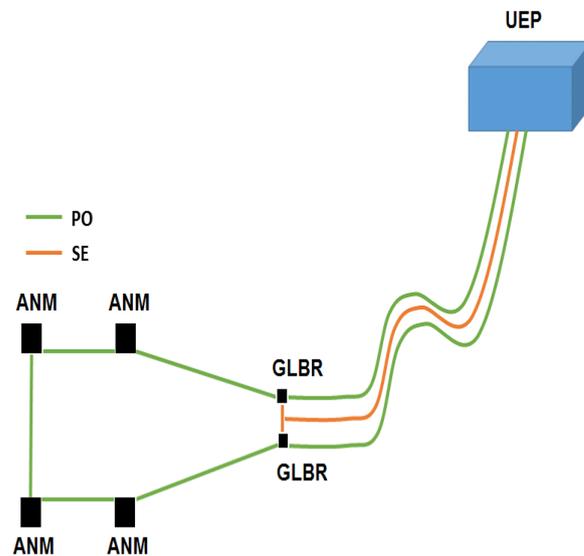


Figura 1.4: Arranjo submarino anel de coleta de 4 poços com linha de serviço até a base do *riser*.

Apesar de permitir a despressurização bilateral da linha, no conceito de anel de coleta, ambos os *risers* são utilizados para produção. Isto significa que não há uma linha vazia para ser utilizada para despressurização e consequente prevenção ou remediação de um hidrato. Neste tipo de configuração o *gas-lift* na base do *riser* deixa de ser apenas um método de elevação artificial, para ser também um mecanismo de auxílio para *blowdown* do *riser*.

## 1.2 Objetivo

O presente trabalho tem por objetivo avaliar a aplicação do *gas-lift* na base do *riser* de uma forma ampla, onde ele pode ser visto como um mecanismo de mitigação de diferentes problemas operacionais de um sistema de produção de petróleo. Essa abordagem tem como justificativa o fato de que visto de forma isolada, como um método de elevação artificial por exemplo, suas outras vantagens podem não ser percebidas e o mesmo ser descartado prematuramente durante a fase de estudos conceituais de projeto de um sistema de produção.

Do ponto de vista de análise, o presente trabalho tem como foco o estudo do sistema sob a ótica de aumento de produção e mecanismo de auxílio para *blowdown* do *riser*. Essa escolha vem do fato de que o aspecto de mitigação de instabilidades do escoamento, como golfada severa, tem sido explorado de

forma exaustiva na literatura e é, sem dúvidas, o principal motivo que tem indicado a aplicação do *gas-lift* na base do *riser* (GLBR).

Com relação ao sistema de produção a ser estudado, o objetivo inicialmente era explorar uma vasta gama de características geométricas e de fluido, de forma a identificar cenários mais propícios a terem ganhos com a aplicação do método. Essa estratégia demandaria um esforço muito grande, devido à enorme quantidade de casos, e geraria resultados superficiais do ponto de vista de análise, pois a falta de tempo não permitiria tal profundidade. Decidiu-se, então, adotar a estratégia de estabelecer uma envoltória inicial de variações do sistema de produção que exibe alta frequência de aparecimento nos projetos mais recentes de desenvolvimento de novos campos do pré-sal brasileiro. Para isso, foi estabelecido um modelo inicial de sistema de produção representativo, cujas características geométricas e de fluido nos permitam obter conclusões com aplicações práticas reais sobre as vantagens e desvantagens do GLBR. Variações na adoção de valores típicos para os termos determinantes em um sistema de produção submarino foram, então, preestabelecidas para uma análise de sensibilidade.

### 1.3

#### Escoamentos Multifásicos

Escoamento multifásico é o termo usado para descrever a passagem simultânea através de um sistema de uma corrente composta por duas ou mais fases. Escoamentos multifásicos podem ter duas fases (gás-líquido, líquido-líquido, líquido-sólido), três fases (gás-líquido-líquido, gás-líquido-sólido) ou quatro fases (gás-líquido-líquido-sólido). Sistemas com escoamentos multifásicos são de grande importância na indústria e são comumente encontrados nas indústrias químicas, processamento, nuclear e de petróleo. Em escoamentos multifásicos, o comportamento do escoamento é muito mais complexo que um monofásico. Por isso, um conhecimento mais profundo e uma predição do comportamento do escoamento multifásico são de extrema importância e vão determinar a eficiência do processo ou sistema onde tal escoamento é encontrado. (16)

Os principais tipos de escoamento multifásico encontrados em sistemas de produção de petróleo são gás-líquido (gás-óleo), líquido-líquido (água-óleo) e gás-líquido-líquido (gás-água-óleo).

Na sequência são descritos dois conceitos essenciais para a compreensão deste trabalho: Gradiente de Pressão, *Holdup* de Líquido e Fração Volumétrica de Gás livre (vazio).

### 1.3.1

#### Gradiente de Pressão Total

O gradiente de pressão total  $(dP/dl)_T$  é definido como a taxa de variação da pressão ao longo do escoamento. Ele é considerado como a soma de três parcelas, por gravidade  $(dP/dl)_g$ , por fricção  $(dP/dl)_f$  e por aceleração  $(dP/dl)_a$ . Matematicamente é representado na seguinte forma:

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_T = \left(\frac{dP}{dl}\right)_g + \left(\frac{dP}{dl}\right)_f + \left(\frac{dP}{dl}\right)_a \quad (1-1)$$

A parcela da gravidade é dada por:

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_g = \rho_m g \quad (1-2)$$

onde  $\rho_m$  é a massa específica média da mistura. Para uma mistura homogênea, como fração de vazio média  $\alpha$ :

$$\rho_m g = \alpha \rho_G + (1 - \alpha) \rho_L \quad (1-3)$$

onde  $\rho_G$  e  $\rho_L$  são as massas específicas do gás e do líquido, respectivamente.

A parcela da fricção é geralmente dada por:

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_f = \rho_m f \frac{U_m^2}{2D} \quad (1-4)$$

onde  $f$  é o fator de fricção,  $U_m$  é a velocidade da mistura e  $D$  é o diâmetro interno do duto. Em um escoamento vertical, o gradiente de pressão pode ser dominado pela parcela gravitacional, mas na medida em que a velocidade da mistura aumenta, a parcela da fricção se torna cada vez mais importante.

Para escoamentos adiabáticos em escoamentos verticais e horizontais, bem como, para escoamentos em tubulações sem alteração brusca e frequente de diâmetro interno, a parcela da aceleração é frequentemente muito pequena e, por isso, negligenciada.

### 1.3.2

#### **Holdup de Líquido e Fração de Vazio**

O termo *holdup* é frequentemente utilizado em escoamentos multifásicos para descrever a fração de líquido ou a razão entre o volume de líquido e o volume total do duto. Fração de vazio é a razão entre o volume de gás e o volume total. Outro termo utilizado com menos frequência é a fração de vazio cordal, que é a fração do comprimento do duto ocupado pela fase gasosa. Ambos os termos, *holdup* de líquido e fração de vazio, são parâmetros importantes para a caracterização de escoamentos multifásicos e fornecem informações sobre o comportamento dos mesmos. Os dois termos são definidos matematicamente pelas seguintes relações:

$$\alpha = \frac{V_G}{V} = \frac{A_G}{A_p} = \frac{l_G}{l} \quad (1-5)$$

$$H_L = \frac{V_L}{V} = \frac{A_L}{A_p} \quad (1-6)$$

$H_L$  é o *holdup* de líquido e  $\alpha$  é a fração de vazio.  $V_L$  é o volume de líquido,  $V_G$  é o volume de gás e  $V$  é o volume total.  $A_L$  e  $A_G$  são as áreas ocupadas pelo líquido e pelo gás, respectivamente.  $A_p$  é a área total da seção transversal do duto.  $l_G$  é o comprimento ocupado pelo gás e  $l$  é o comprimento total do duto.

O *holdup* de líquido, também chamado de fração de líquido, depende do regime de escoamento, propriedades de fluido, dimensões e configuração do duto. Seu valor, afora determinação via cálculo, só pode ser determinado quantitativamente por meio de medições experimentais, por inúmeras técnicas invasivas e não invasivas, intrusivas e não intrusiva.

### 1.4

#### **Elevação Artificial**

A elevação natural (surgência) dos hidrocarbonetos em poços é um fenômeno que resulta do uso da própria energia do reservatório para trazer os fluidos da zona produtora até a superfície. Para definir a vazão de produção de um poço por surgência, assim como definir quando aplicar algum método de elevação artificial, é necessário compreender, de pronto, dois conceitos: curva de pressão requerida do sistema (TPR) e curva de pressão disponível do reservatório (IPR). A TPR indica a pressão necessária no fundo do poço para

fazer com que o fluido flua ao separador, considerado o elemento terminal no sistema de produção em análise, e o atinja com um certo valor de pressão, o qual é requerido pelo processo a jusante de tal elemento no sistema de produção. Tal curva considera, por exemplo, a geometria da tubulação (diâmetro, comprimento, inclinação) e características do fluido produzido (WCUT, RGO, viscosidade, etc). A curva de pressão disponível, IPR, descreve o desempenho da formação produtora para o poço, a qual propicia o influxo de fluidos para o mesmo via a região dos canhoneados (interface poço - formação produtora). Essa curva depende, principalmente, das características do reservatório, como porosidade, permeabilidade, pressão estática, bem como, das características do fluido enquanto contido no reservatório. As curvas de pressão requerida e disponível são classificadas como curvas de sistema. Elas apresentam a pressão no fundo do poço em função da vazão. O ponto de interseção, quando naturalmente ocorrente, entre as curvas de pressão disponível (IPR) e requerida (TPR) define a vazão de surgência do poço, isto é, a vazão produzida naturalmente, sem recursos auxiliares.

Sob determinadas circunstâncias, porém, a energia (pressão) disponível não é suficiente para que haja produção do reservatório, nestes casos o poço é chamado não surgente. Em outros casos, o objetivo é simplesmente aumentar a produção dos poços. Em ambas as situações, a elevação artificial propicia a adição de energia ao fluido, complementando a energia do reservatório em prol do atingimento das condições requeridas para uma produção segura e sustentável da acumulação. A Figura 1.5 traz uma ilustração do comportamento da curva de pressão requerida (TPR) em ambas as situações mencionadas anteriormente.

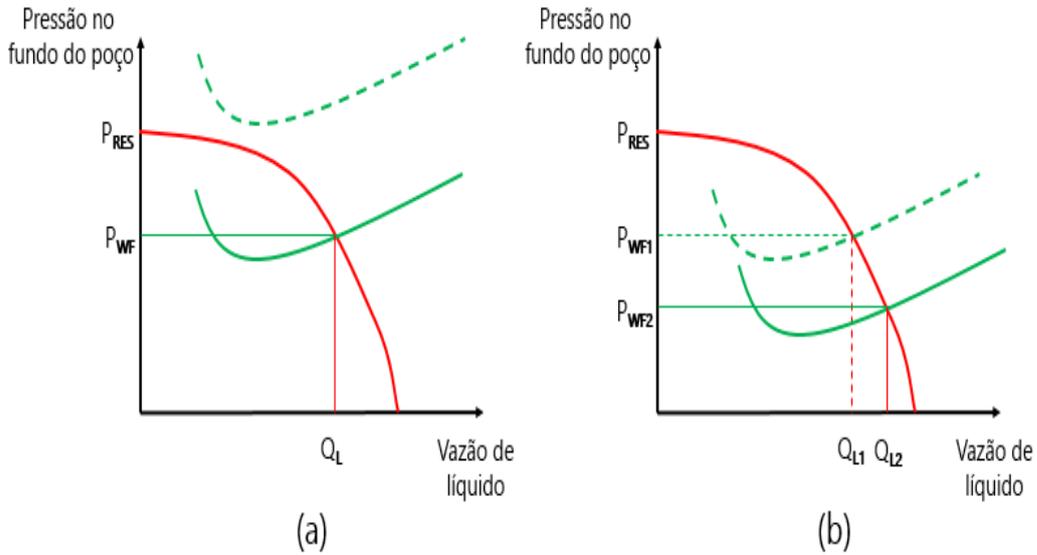


Figura 1.5: Efeito da elevação artificial. a) Possibilitar a produção de poço não surgente. b) Aumentar a produção de poço surgente.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

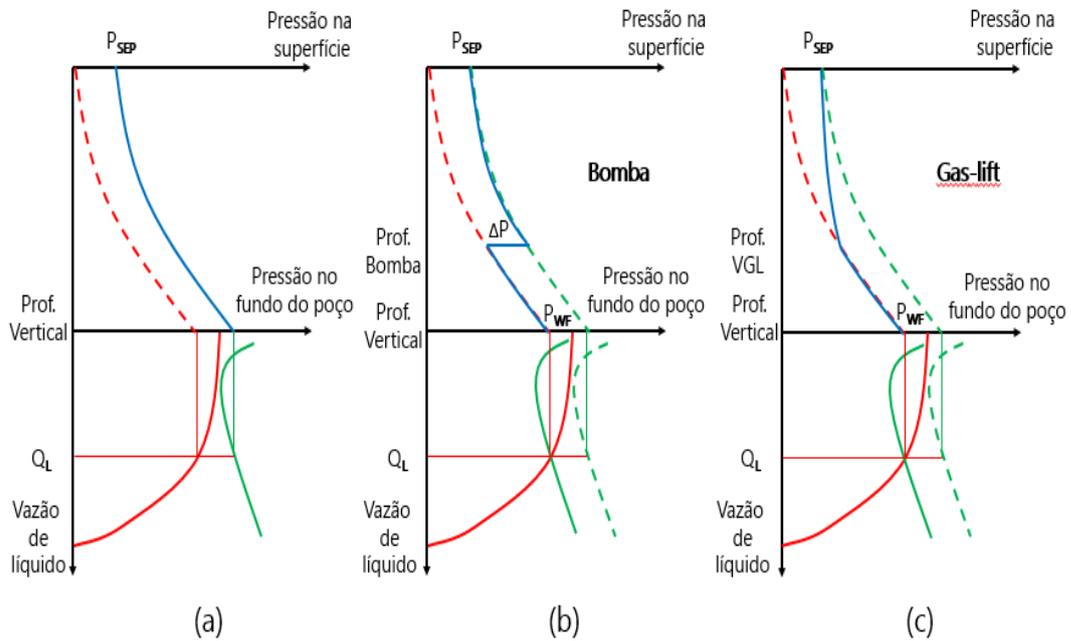


Figura 1.6: Comparação do gradiente de pressão. a) Poço surgente. b) Poço com bomba. c) Poço com *gas-lift*.

### 1.4.1

#### **Gas-lift**

O *gas-lift* contínuo é um método de elevação de petróleo largamente usado. Conforme mencionado anteriormente, é empregado não só em poços sem condições de surgência, mas também naqueles nos quais se objetiva aumentar a produção de óleo. Consiste basicamente na injeção contínua de gás num determinado ponto da coluna de produção, reduzindo a densidade média dos fluidos produzidos. Isso provoca uma diminuição no gradiente de pressão ao longo da tubulação e, conseqüentemente, menor pressão requerida no fundo do poço. O resultado é um aumento da vazão de produção.

Ao longo da coluna de produção estão distribuídos um ou mais mandris de *gas-lift* contendo, cada um, uma válvula de *gas-lift*. Vale ressaltar que, nos poços construídos mais recentemente, é possível a utilização de apenas uma válvula, sem riscos para a viabilidade da repartida dos mesmos. O gás é normalmente injetado através do espaço anular entre revestimento e coluna de produção e penetra nesta última por meio das válvulas especialmente desenhadas para essa finalidade.

Os princípios e limitações do método podem ser compreendidos como auxílio de alguns gráficos de pressão. O primeiro tipo de gráfico ilustra a variação do gradiente de pressão causada pela injeção de gás. O segundo tipo de gráfico ilustra a variação da curva de pressão requerida e conseqüente mudança do ponto de operação do sistema.

O gráfico da Figura 1.7 é uma fusão dos dois tipos de gráficos mencionados para ter-se uma noção do sistema de produção como um todo e a relação direta entre ambos os tipos de gráficos.



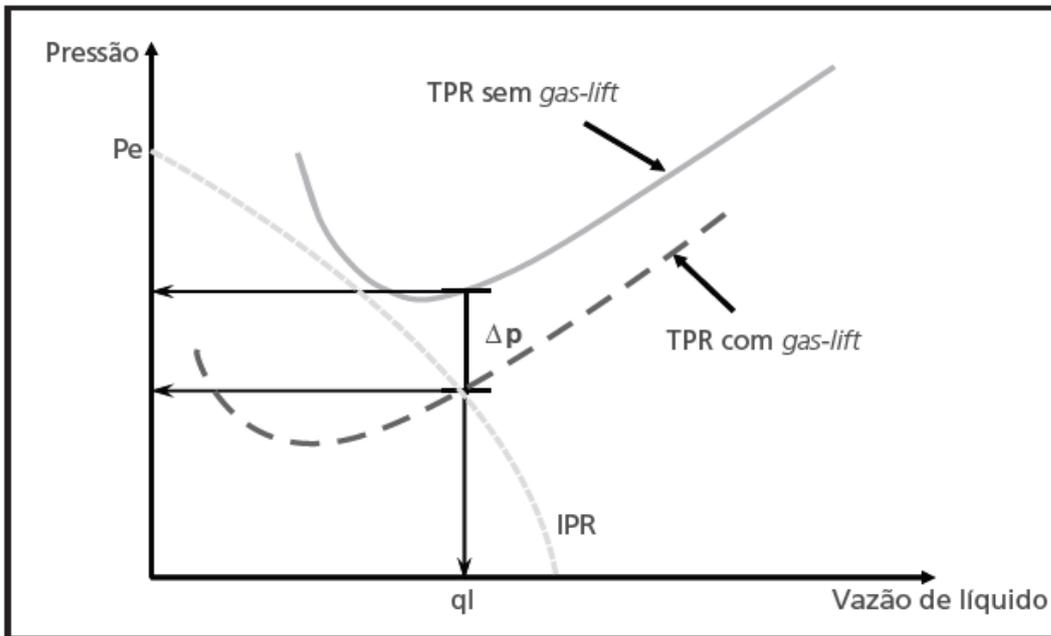


Figura 1.8: Mudança na curva de pressão requerida devido ao uso de *gas-lift*. (14)

O gráfico apresenta duas curvas de pressão requerida no fundo do poço, a primeira com *gas-lift* e a segunda sem. Como já foi mencionado anteriormente, o ponto de operação do sistema é obtido da intersecção entre a curva de pressão requerida (TPR) e a curva de pressão disponível (IPR). Constata-se que não há intersecção quando não há *gas-lift*, o que indica que o poço não é surgente. Por outro lado, quando há *gas-lift* obtemos um ponto de intersecção entre tais curvas e, por consequência, a operação para o sistema.

O perfil de pressão gerado pela injeção de gás no sistema é dependente principalmente de duas variáveis.

A primeira delas é a profundidade de injeção, que quanto maior, gera menor pressão de fundo no poço, gerando uma vazão de equilíbrio maior - em princípio, exigindo uma pressão de injeção maior. Pode-se observar no gráfico da Figura 1.9, que por termos a mesma vazão de injeção de gás, a inclinação das curvas é praticamente a mesma.

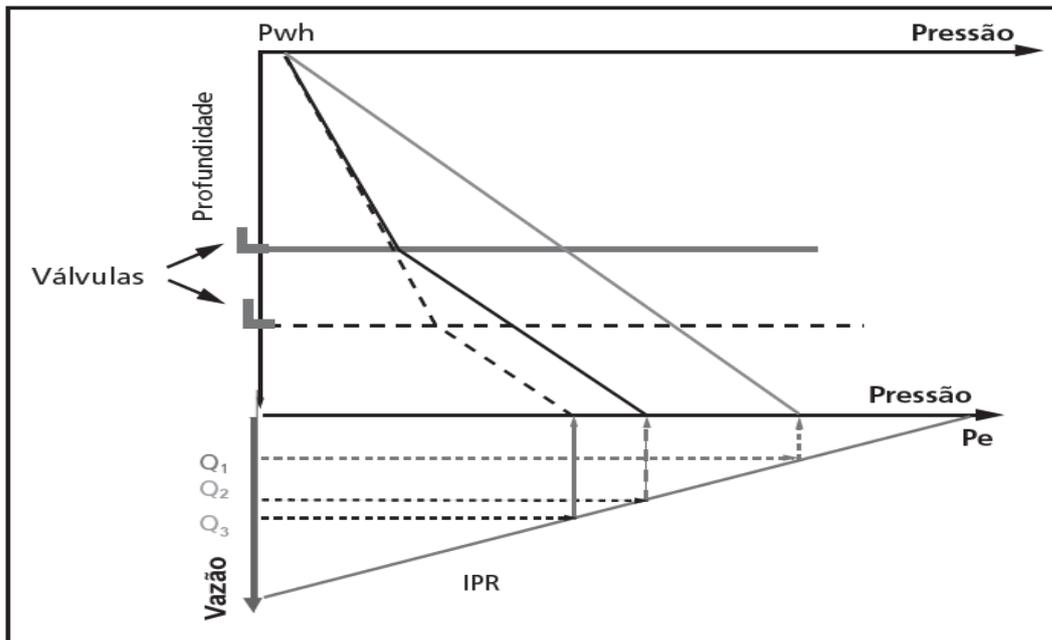


Figura 1.9: Mudança no ponto de equilíbrio devido à variação da profundidade de injeção de gás. (14)

A segunda delas é a vazão de gás injetado, que pode ser interpretada pela razão gás-líquido injetada (RGLI), ou seja, a razão entre a vazão de gás injetado e a vazão de líquido produzido. Neste caso, pode-se observar no gráfico Figura 1.10 que, para uma mesma profundidade de injeção, temos menores pressões de fundo do poço conforme aumentamos a RGLI, o que leva a maiores vazões de equilíbrio. Isso se deve ao fato da mudança no gradiente de pressão do sistema. Ainda que não seja a motivação maior deste trabalho, devemos registrar haver um valor de RGLI dito ótimo – aquele que maximiza a razão entre o aumento de líquido produzido e a vazão de gás injetado. Existindo ainda aquele dito Econômico – ou seja, no qual a razão anteriormente referida atinge seu valor de maior atratividade econômica – valor esse, dentre outros aspectos, dependente da efetividade operacional da plataforma de fornecimento/processamento desse dito *lift gas*.

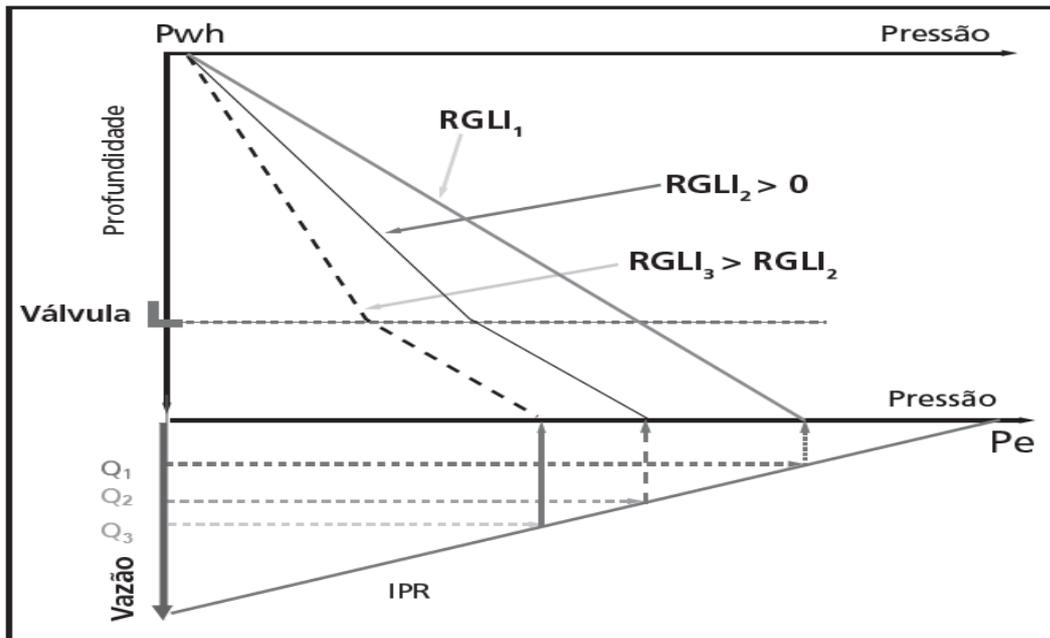


Figura 1.10: Mudança no ponto de equilíbrio devido à variação da RGLI. (14)

## 1.5 Garantia de Escoamento

Garantia de escoamento é a disciplina da indústria de petróleo que estuda os potenciais problemas que podem prejudicar o escoamento de petróleo, desde o reservatório até a distribuição de derivados. (15) Dentre os principais exemplos de problemas tratados no contexto desta disciplina, estão:

- Capacidade de entrega do sistema - Cálculo de perda de carga em tubulações, dimensionamento de tubulações, etc;
- Comportamento térmico - Variação de temperatura, dimensionamento de isolamento térmico e/ou aquecimento, etc;
- Química dos fluidos - Formação de hidratos, deposição de parafinas e asfaltenos, incrustação, corrosão, reologia, etc;
- Características operacionais - Operações de partida de poço, *shutdown*, comportamento transiente, etc;
- Desempenho do sistema - Integridade mecânica, confiabilidade e disponibilidade de equipamentos, etc.

Todos os campos de óleo e gás podem ser desenvolvidos para minimizar problemas de garantia de escoamento e, assim, maximizar a produção total

e disponibilidade. Entretanto, é bem conhecido que aumentar a robustez de um sistema a níveis altos, implica em aumento dos custos dos equipamentos e, finalmente, em redução da economicidade dos projetos. Desta forma, é necessário buscar um balanço satisfatório entre o capital investido e o nível aceitável de riscos. Infelizmente, isto é muito fácil de dizer, mas na prática é muito difícil de se obter devido à natureza subjetiva dos riscos e às variações da percepção de riscos entre os envolvidos em um determinado projeto.

Um projeto de um sistema de produção, no que concerne garantia de escoamento, normalmente tem como principais alvo os três seguintes temas: hidráulica e capacidade de abastecimento, hidratos e parafina. Dependendo das especificidades de cada projeto, haverá outras considerações importantes, mas estes três temas também são levados em conta.

Estes princípios devem ser continuamente avaliados à luz da capacidade de operabilidade do sistema e das questões econômicas envolvidas. Os conceitos relacionados ao projeto básico estarão refletidos na análise termo-hidráulica e formam a base para o desenvolvimento das estratégias operacionais.

No presente trabalho, o tema de interesse é a formação de bloqueios por hidratos.

### **1.5.1 Hidratos**

Os hidratos são compostos cristalinos que se formam quando água e hidrocarbonetos leves ou outros compostos pequenos (por exemplo, metano, etano, propano, nitrogênio, dióxido de carbono, sulfato de hidrogênio, etc) estão presentes juntos a temperaturas relativamente baixas e a altas pressões. Quando a temperatura e a pressão estão na região do hidrato, os hidratos se formam na medida em que estejam disponíveis água e hidrocarbonetos leves, e podem desenvolver, às vezes, bloqueios - os cristais de hidratos, com sua geometria e rugosidade superficial e sob um gradiente de temperatura, que os difunde na direção das paredes laterais da tubulação (Lei de Fick), tendem a aderir nas mesmas e originando um processo de acumulação até o pleno tamponamento de toda a área transversal da tubulação. A remoção de bloqueios por hidrato em equipamentos submarinos ou linhas de escoamento é de grande interesse no que concerne à segurança e pode levar tempo e envolver altos custos. A formação de hidrato normalmente é evitada por diversos métodos, entre eles, o controle de temperatura, o controle da pressão, a remoção de água, e a mudança do equilíbrio termodinâmico por meio de inibidores. Os inibidores termodinâmicos buscam deslocar a curva de equilíbrio de formação de hidrato, fazendo com que este se forme a temperaturas mais

baixas devido à mudança de potencial químico da água - nesse tipo os de uso mais comum são Metanol, Etanol e glicóis (MEG, TEG). O inibidor do tipo cinético objetiva retardar a nucleação e/ou crescimento dos cristais de hidrato. Tal tipo é utilizado em baixa concentração, quando comparado com o termodinâmico, uma vez que exibe menor dependência em relação ao corte de água.

A Figura 1.11 apresenta um exemplo de curva de dissociação de hidrato. Na parte da esquerda da curva está a região em que os hidratos estão termodinamicamente estáveis. Na parte da direita da curva está a região em que os hidratos não se formam.

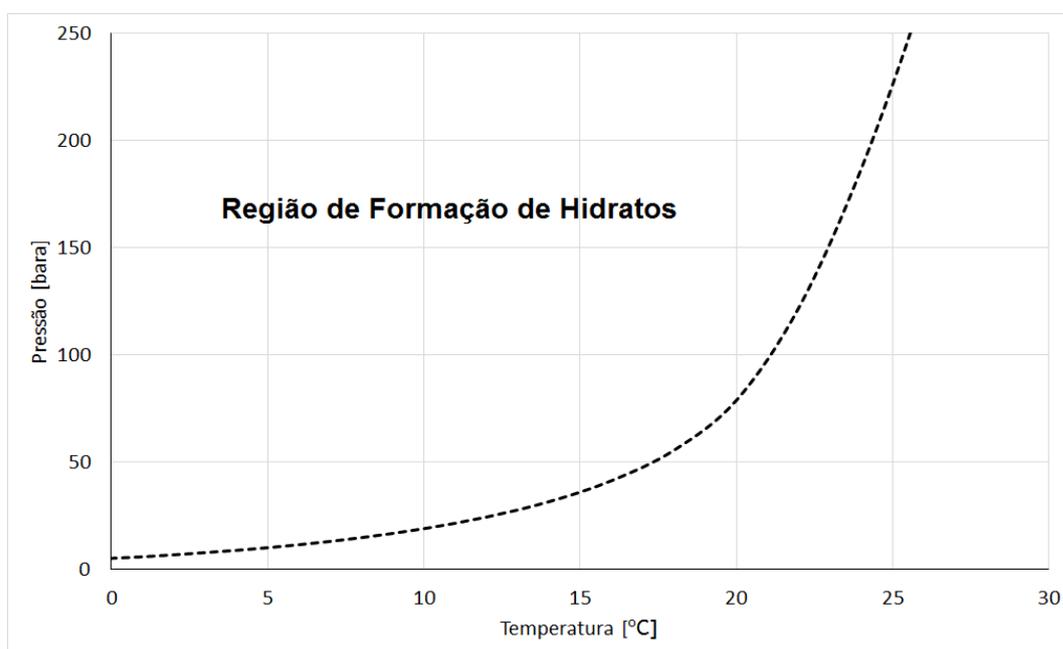


Figura 1.11: Ilustração da região de formação de hidratos.

Os hidratos representam uma grande preocupação nos desenvolvimentos de petróleo em águas profundas devido às temperaturas ambientes estarem a cerca de 4°C, valor este dentro da região de formação de hidrato em pressões operacionais normais. A perda ou atraso de receita e os custos associados com um sistema de produção bloqueado podem ser significativos para linhas submarinas em águas profundas. Esta prevenção de hidratos e remediação são importantes direcionadores de projeto para os desenvolvimentos da produção de petróleo em águas profundas.

Observando diferentes projetos de campos de petróleo ao redor do mundo, é possível identificar algumas tendências. O isolamento térmico é quase sempre aplicado nas linhas de escoamento e nos *risers*. Em alguns poucos casos, onde

a especificidade de alguns tipos de óleo é de tal natureza que a formação de hidratos é pouco provável, o isolamento é prescindido. Outra tendência é o uso de inibidores termodinâmicos, como metanol, etanol ou MEG, seja nas situações de repartida, tratamento por injeção durante paralisação, ou deslocamento. . De forma geral, os sistemas instalados possuem a capacidade de injetar inibidor da formação de hidratos no sistema submarino.

A circulação de petróleo aquecido é uma técnica comumente usada para aquecer as linhas de escoamento em águas profundas e os *risers* em uma repartida a frio. Tanto a despressurização como o deslocamento de fluidos são comumente usados após as paralisações, de forma a proteger as linhas de escoamento e os *risers*. Para remediação de bloqueio, a despressurização é a técnica usada mais comum. A alternativa principal é o aquecimento ativo.

### 1.5.1.1

#### Despressurização

A despressurização parece ser a técnica mais comum usada para prevenir ou corrigir bloqueios por hidrato. Do ponto de vista da segurança e técnico, o método preferido para dissociar os bloqueios de hidrato é despressurizar ambos os lados - montante e jusante - do bloqueio. A despressurização rápida deveria ser evitada, devido a ela poder resultar em resfriamento (efeito Joule-Thomson) que pode piorar o problema com o hidrato e criar também bloqueios de gelo.

A despressurização de ambos os lados é recomendada parcialmente devido a questões de segurança. Se apenas um lado de uma obstrução for despressurizado, logo existirá uma pressão diferencial de alto valor aplicada no tampão (plugue de hidrato), que pode tornar o tampão em um projétil. Embora não seja recomendada, a despressurização em apenas um lado de uma obstrução às vezes é inevitável.

Recomenda-se uma taxa de redução de pressão intermediária. Algum resfriamento devido ao efeito Joule-Thomson pode ocorrer resultando no resfriamento da superfície do hidrato fazendo a mesma cair abaixo da temperatura do leito do mar (na realidade o resfriamento do plugue de hidrato deve-se ao fato do processo de dissociação ser endotérmico. O resfriamento ocorre no plugue como um todo, não somente na superfície).

Quando a temperatura da superfície do hidrato estiver abaixo da temperatura do leito do mar, um influxo de calor do mar circundante fundirá lentamente o hidrato no limite do tubo. A redução da pressão também baixa a temperatura de formação do hidrato e ajuda a impedir a formação de mais hidratos no restante da linha. Se a linha de escoamento for isolada, a dissociação do hidrato será lenta, porque o isolamento impedirá o influxo de calor

para o tubo para a dissociação do hidrato.

A despressurização natural pode, em muitos casos, não ser efetiva, ou seja, não atingir valores de pressão no sistema abaixo daquelas requeridas para a hidrato. Isto, em geral, é devido à geometria do sistema de produção ou da natureza dos fluidos produzidos. Os sistemas com RGL baixa são um exemplo. Pode existir pressão hidrostática suficiente no *riser* ou na linha de escoamento para impedir a despressurização abaixo das condições de possível formação hidrato. Se for este o caso, pode ser que seja necessário algum método para reduzir a carga de pressão. Por exemplo, o *gas-lift* pode remover líquidos do *riser*. Talvez possa ser possível acessar os pontos no sistema de produção submarino usando um *riser* temporário e uma embarcação de apoio. A partir destes pontos, pode ser que seja possível reduzir a pressão hidrostática.

Se for necessário equipamento extra para realizar a despressurização e a repartida, o tempo para mobilizar estes equipamentos deve ser calculado no período de paralisação. Existirá um *trade-off* entre ter a capacidade de despressurização incluída no projeto e a velocidade de remediação da produção após um bloqueio de hidrato.

Dito isto, para permitir a dissociação de um bloqueio por hidrato de maneira rápida e sem necessidade de utilização de sonda, é recomendada a avaliação da inclusão de um ou mais dos item seguintes no projeto.

- *Gas-lift* na base do *riser*.
- Acesso ao sistema submarino de produção através de *hot stabs* para retirada de fluidos.
- Prever no projeto da UEP capacidade de área e peso para receber UGN.
- Acesso aos *risers* de produção e de serviço através de flexitubo.

Os fluidos da despressurização irão para um sistema de queima ou para dentro do processo. Todos os equipamentos de *topsides* devem ter a capacidade de serem despressurizados e, assim, o impacto no CAPEX de ter a capacidade de despressurização de sistema submarino é considerado incremental.

## 1.6

### ***Gas-lift* na base do *riser***

O *gas-lift* na base do *riser* é um dos muitos métodos que provaram funcionar, em sistemas submarinos de produção de petróleo, para o aumento da produção. Além disso, ele pode ser usado como um método eficaz para suprimir o fenômeno de golfada severa. Em alguns casos, ele pode ser utilizado para aumentar a possibilidade de despressurização dos dutos de produção de óleo para prevenir a formação de plugues de hidrato.

Enquanto isso, a necessidade da aplicação do *gas-lift* nem sempre é evidente, pois a efetividade do método depende do desempenho do reservatório, propriedades de fluido, relevo do leito marinho, arquitetura do sistema de produção submarino, além de especificações de linhas de produção (*flowlines* e *risers*). Em muitos casos, o *gas-lift* para aumento da produção só se faz necessário numa fase mais madura da vida produtiva de um campo de petróleo, quando as vazões de hidrocarboneto são mais baixas e o *watercut* é alto. Dito isto, claramente, a necessidade do *gas-lift*, operabilidade ótima e projeto do sistema, devem ser avaliados sob diversos aspectos, incluindo o de garantia de escoamento. (1)

Um sistema de *gas-lift* na base do *riser* é normalmente incorporado no desenvolvimento de um campo submarino para minimizar instabilidade de pressão e flutuações de vazão resultantes de condições de vazão normal ou baixa, minimizar golfada severa devido a uma combinação de configuração de *riser* e hidrodinâmica de escoamento da produção, e minimizar contrapressão de poços por meio da redução da pressão hidrostática e instabilidades durante repartidas.

### 1.6.1 Aplicação

Esta seção descreve quando o *gas-lift* é necessário em vários estágios da vida produtiva de um campo de petróleo, pelas razões mencionadas anteriormente. Além disso, ele pode ser necessário por diversas razões. A combinação do estágio da vida produtiva de um campo de petróleo e as razões da necessidade do *gas-lift* vão determinar o melhor momento da instalação e da operação do sistema de *gas-lift*. Deve-se ter em mente que ele nem sempre traz benefícios. Em alguns casos a adição de gás no escoamento pode piorar o desempenho de um sistema submarino de produção.

#### 1.6.1.1 Aumento da Produção

Nos casos onde o *gas-lift* é usado para aumento de produção, o intuito é reduzir a pressão da *flowline*. Tipicamente, o *gas-lift* é necessário em condições de altos *water cuts*, fluidos com baixa RGO e vazões de produção baixas a moderadas. Uma grande vantagem do *gas-lift* para o aumento da produção é a ausência de partes móveis no sistema submarino, com exceção de válvulas e *chokes*. A existência de sistema de compressão para exportação de gás é quase sempre inevitável em sistemas de produção *offshore*, então a disponibilidade de gás para elevação durante a produção não costuma ser um problema.

Há algumas situações em que a injeção de gás no escoamento vai aumentar a pressão na *flowline*. Em geral, a presença de *flowlines* de pequeno diâmetro, altas vazões de produção e fluidos com alta RGO, causa esse efeito.

A presença desses fatores pode indicar que o *gas-lift* não é o método mais indicado para aumento da produção. O melhor momento de utilizar o *gas-lift* para aumento da produção pode analisado utilizando modelagem integrada do sistema de produção (reservatório, poço e linhas de produção), que deve incluir também os sistemas de injeção de água e/ou gás, quando presentes.

A precisão do cálculo da queda de pressão e do *holdup* de líquido a partir de modelos de escoamento multifásico e modelagem de fluidos são cruciais. Isso se torna mais importante em linhas de grande diâmetro e *risers* de grande lâmina d'água, onde o comportamento do escoamento multifásico se diferencia daquele em linhas com menores diâmetros. Muitos modelos de escoamento multifásico foram desenvolvidos para linhas de pequenos diâmetros e para colunas de produção. O uso dos mesmo modelos para grandes diâmetros pode introduzir erros significativos na predição do melhor momentos para uso do *gas-lift*.

#### 1.6.1.2 **Golfada Severa**

Quando necessário para controle de golfada severa, o *gas-lift* pode ocorrer em vários momentos da vida produtivas de um campo. Dessa forma, sua necessidade em operações de baixa vazão deve ser estudada ao longo de toda a vida. Essas baixas vazões podem ocorrer em partidas de poço ou testes de produção, que também devem ser incluídos na análise. Em algumas situações ele pode ser necessário desde o começo, mas na maioria dos casos isso ocorrer do meio para o final da vida de um campo.

#### 1.6.1.3 **Blowdown**

O *blowdown* de *risers* de grande diâmetro com assistência de *gas-lift* tem funcionalidade reconhecida por experiências de campo, especialmente em sistemas com baixo *watercut*. Em alguns casos, o *gas-lift* pode fazer o *blowdown* completo em sistemas onde a combinação do fluido e diâmetro das linhas não permitiu o *blowdown* natural. O *gas-lift* obteve resultados de redução da pressão das *flowlines* abaixo dos valores alvo.

No entanto, o *blowdown* assistido por *gas-lift* ainda não tem provas de campo para sistemas com alto *watercut*. Extensivas simulações e testes laboratoriais indicam que o métodos pode funcionar em sistemas com alto

*watercut*. É justamente nesses casos que o *blowdown* assistido por *gas-lift* se torna mais importante, pois estão usualmente associados a pressões mais baixas de reservatório no fim de vida de produção, quando não há ou não é efetiva a recuperação secundária por meio de injeção de água ou gás. Algumas geometrias podem requisitar o métodos mesmo em situações com baixo *watercut*.

## 1.6.2

### Sistemas Candidatos

Esta seção descreve as características a serem observadas em um sistema de produção que indicam susceptibilidade de ganhos com o uso de *gas-lift*. Primeiro são discutidas características do fluido a ser produzido, que dependem principalmente do fluido original do reservatório e do método de recuperação secundária - aquele no qual se adiciona energia ao sistema. Depois são discutidos aspectos geométricos do sistema que dependem novamente de aspectos naturais como a localização do reservatório e relevo do solo marinho, como também da arquitetura submarina e malha de drenagem, que definirá a posição da plataforma em relação aos poços.

#### 1.6.2.1

##### Alto *Watercut*

Dependendo do tipo e da estratégia de gerenciamento do reservatório, grande quantidade de água pode ser produzida, especialmente em quando se aproxima o fim da vida produtiva do campo. Isso é especialmente comum quando há utilização da injeção de água para manutenção da pressão do reservatório. A presença de água gera uma maior pressão requerida para o escoamento, devido à maior densidade da água e redução da produção de gás. Sem nenhum método de elevação artificial, como o *gas-lift*, os poços podem perder sua capacidade de surgência e/ou estabilizarem em valores de produção economicamente insustentáveis, particularmente no ambiente de produção *offshore*.

A injeção do gás reduz a densidade relativa da mistura de fluidos no *riser*, reduzindo assim a parcela da pressão hidrostática. Esse efeito é predominante especialmente em baixas vazões, onde o *holdup* de líquido é maior. Por outro lado, especialmente em altas vazões, o aumento da vazão de gás à jusante do ponto de injeção pode gerar um efeito contrário, de aumentar a pressão requerida devido ao aumento da parcela de fricção. Se o balanço líquido desses dois mecanismos concorrentes gerar uma redução da pressão requerida, o *gas-lift* é benéfico no sentido de aumento da produção.

### 1.6.2.2

#### Baixa RGO

Fluidos com baixa RGO são outra razão comum para a utilização de elevação artificial. A densidade da mistura no *riser* tende a ser alta, resultando em alta pressão requerida para o escoamento. O efeito do *gas-lift* é, então, similar àquele em sistemas com alto *watercut*. Com o aumento do RGO natural do fluido, o *gas-lift* se torna menos efetivo, até o ponto em que gera perdas. A predição correta da variação da RGO ao longo da vida do campo se torna extremamente importante para a análise da necessidade de *gas-lift*, especialmente se o gerenciamento do reservatório inclui injeção de gás.

### 1.6.2.3

#### Alta Lâmina d'Água

Como o aumento da produção está relacionada à redução da pressão hidrostática gerada pela coluna de fluido no *riser*, pode-se esperar que a efetividade do *gas-lift* melhora quando se aumenta a lâmina d'água.

Entretanto, outras limitações associadas ao *gas-lift* podem surgir e limitar a aplicação do método em águas ultra-profundas. Particularmente, o efeito Joule-Thomson, que gera um resfriamento do fluido com sua despressurização ao escoar na vertical através do *riser*, podendo causar limitações térmicas. Problemas de garantia de escoamento e limitações materiais são os mais comuns.

### 1.6.2.4

#### Longo *Tieback*

Em contraste com sistemas de curto *tieback*, onde o *gas-lift* no fundo do poço pode ser vantajoso em relação à sua aplicação na base do *riser*, longos *tieback* são um cenário propício para o último. As vantagens podem ser vistas na redução da linha de suprimento de gás e na redução das perdas por fricção que seria geradas pelo acréscimo de gás. Porém em *tiebacks* muito longos, o fluido pode já chegar no *riser* em baixas temperaturas e agravar os problemas térmicos gerados pelo efeito Joule-Thomson, como mencionado anteriormente.

### 1.6.2.5

#### Escoamento Descendente

Linhas de produção com escoamento descendente são susceptíveis à ocorrência do fenômeno referido por intermitência severa - um ciclo indesejável de geração de golfadas de líquido, de comprimento considerável, que exhibe potencial de interromper o processamento primário na UEP, pelo descontrole

provocado em tal processo. O *gas-lift* é frequentemente considerado como uma solução para esse problema, mesmo que ele não traga ganhos de aumento da produção. Golfada severa geralmente ocorre em situações de baixas vazões, que podem ocorrer no fim de vida do campo, comissionamento, partida e testes de poço. Por isso, para a correção desse problema, o *gas-lift* pode ser necessário desde o começo da vida produtiva.

O *blowdown* de linhas com configuração descendente tem mais restrições de ocorrer naturalmente. Por isso, o *gas-lift* nesses sistemas com dificuldades na execução *blowdown* se torna essencial e esse problema se torna a razão primordial para a escolha do método.

### 1.6.3

#### Projeto do Sistema

Alguns pontos precisam ser considerados durante a implementação de um sistema de *gas-lift*.

#### 1.6.3.1

##### Fonte de Gás

Em geral, o gás produzido em um campo é separado do óleo e da água, comprimido e tratado na plataforma, antes de ser exportado por meio de um gasoduto. Via de regra, esse gás a ser exportado é desidratado, de forma que não haja risco de formação de hidratos durante tal exportação, mesmo nas baixas temperaturas do fundo do mar.

Durante a produção normal, o gás para *gas-lift* é obtido à jusante da unidade de desidratação. Então, a composição desse gás é similar à de exportação. Porém, deve-se provisionar meios de adequar gás fora de especificação. Isso normalmente é feito por meio da injeção de inibidores termodinâmicos, como MEG, etanol ou metanol, na plataforma, para controle do risco de formação de hidratos.

Em muitos casos, o gás para *gas-lift* está disponível na pressão de descarga do compressor do sistema de exportação. Mas, dependendo da lâmina d'água, compressão adicional pode ser necessária.

Quando o *blowdown* depende de *gas-lift*, é preciso ter um suprimento suficiente de gás durante um *shut down* completo da plataforma. Tipicamente, isso é feito pelo retorno de gás pressurizado da linha de exportação. Se o inventário de gás na linha de exportação não for suficiente para a operação, um compressor extra com alta disponibilidade deve ser incluído.

### 1.6.3.2

#### Envelope de Operação

Um dos maiores desafios no projeto de um sistema de *gas-lift* é a grande variação da pressão no duto, no ponto de injeção. A menor pressão que o sistema de *gas-lift* enfrentará ocorre durante o *blowdown*. A maior pressão ocorre quando se injeta gás contra um duto cujo *riser* está repleto de líquido. A pressão no ponto de injeção pode variar cerca de dez vezes. Por isso, o sistema de provisionamento desse gás deve ser capaz de operar com essa ampla variação de pressão e manter a temperatura em patamares aceitáveis.

### 1.6.3.3

#### Requisitos Térmicos

Outro ponto importante no projeto do sistema de *gas-lift* é a definição da temperatura em que o gás deve ser injetado. Essa análise deva ser feita em conjunto com a análise térmica do escoamento, que por sua vez seguirá critérios de garantia de escoamento.

Em geral, *risers* curtos, em conjunto com longas *flowlines* e poços de baixa temperatura, tendem a exigir linhas de *gas-lift* isoladas termicamente. Por outro lado, *risers* longos, em conjunto com *flowlines* curtas ou com forte isolamento e poços com alta temperatura, têm requisitos menores de isolamento da linha de *gas-lift*. As incertezas nas previsões de produção devem ser levadas em conta.

Logicamente, a temperatura do gás a ser injetado no sistema é resultado não somente do isolamento térmico da linha de *gas-lift*, mas também do balanço com a temperatura do gás na saída da compressão e a vazão de injeção. O sistema deve ser dimensionado levando em conta todas essas variáveis. Lembrando que a pressão do ponto de injeção pode também influenciar no projeto, pelo efeito Joule-Thomson existente na despressurização do gás de injeção ao escoar através da linha de *gas-lift*.

Vale ressaltar que toda a preocupação com existência de baixas temperaturas não gera consequências apenas do ponto de vista de escoamento. Deve-se ter cuidado com a seleção de materiais compatíveis com os níveis criogênicos que as temperaturas podem atingir.

A utilização de um sistema de *gas-lift* na base do *riser* em campos de água profunda impõe diferentes problemas técnicos, a exemplo das baixas temperaturas resultantes do efeito Joule-Thomson, decorrente desse da despressurização do gás no ponto de injeção e ao longo do *riser* que pode impactar nos limites do material dos dutos e ainda provocar problemas de garantia de escoamento, como formação de hidratos e deposição de parafina. Para evitar baixas tem-

peraturas, o aquecimento do gás de injeção normalmente é requerido, o que pode gerar uma demanda adicional no suprimento de potência da plataforma e a presença de equipamentos adicionais.

#### 1.6.3.4

#### Deposição de Sólidos

A mudança de composição associada à adição de gás pode ocasionar a precipitação e conseqüente deposição de asfaltenos no *riser*. Isso pode ser um problema significativo se o óleo original se encontra próximo do limite de estabilidade. Mesmo em óleos estáveis, a adição de gás pode ter um grande impacto, quando a vazão é baixa. Isso pode ocorrer durante operações em vazão reduzida, como testes de poço, e durante o fim da vida do campo. A injeção de inibidores de asfaltenos no ponto de injeção do gás pode ser necessária em casos extremos, para mitigar esse risco.

#### 1.6.4

#### Projeto da Válvula

##### 1.6.4.1

##### Erosão

A erosão do orifício da válvula ocorre quando fluidos escoam através da válvula em altas velocidades por um longo período. Dano erosional ao orifício pode ocorrer durante a operação inicial de descarregamento, a qual consiste na retirada dos fluidos de perfuração/completação no anular para permitir a passagem do gás. A parte da abrasividade dos fluidos do anular, o principal fator que influencia a erosão das válvulas de *gas-lift* é a pressão diferencial na mesma. Uma forma de controlar essa pressão diferencial é injetar gás no anular do poço a uma vazão muito baixa.

Até o momento, nenhum teste foi conduzido em válvulas de *gas-lift* para determinar a taxa de erosão como uma função da pressão diferencial e do tempo. Uma orientação comumente utilizada acerca da velocidade erosional é aquela oriunda da RP-14E da API. Essa recomendação adota um funcional no qual se tem um coeficiente "C", esse em função da velocidade, multiplicado pela raiz quadrada da densidade do fluido e cuja operação indica o valor de velocidade que provocaria erosão acima de uma taxa aceitável no tempo de missão do equipamento. Para dutos, o valor máximo de "C" recomendado é de 125, para evitar erosão. Como regra de polegar, a indústria de *gas-lift* usa um valor de "C" de 450 como o máximo para um orifício convencional e sem metalurgia endurecida. Deve-se ressaltar que o valor de "C" da API assume

como premissa um fluido livre de partículas, o que reforça a importância da filtragem dos fluidos utilizados em operações de poço.

#### 1.6.4.2 Modelagem Dinâmica e Estática

As ferramentas de análise nodal tradicionais são modelos estáticos em regime permanente. A análise assume que a vazão de injeção através do *choke* de superfície e do orifício da válvulas será a mesma e a RGL ao longo do comprimento da coluna de produção será constante. Na realidade, não há nada que garanta essa condição. De fato, sempre que a pressão no anular ou no interior da coluna de produção mudar, a quantidade de gás injetada através do orifício variará e, conseqüentemente, a RGL na coluna de produção se tornará função do tempo e da profundidade.

Se a vazão de injeção através do orifício é diferente da vazão que escoar pelo *choke* de superfície, um transiente é iniciado tanto no anular como na coluna de produção. Em muitos casos, esse transiente será atenuado e o sistema irá entrar em equilíbrio novamente. Contudo, há alguns casos em que o transiente evolui para uma condição instável. As ferramentas tradicionais de análise nodal tentam utilizar um critério de estabilidade como meio de determinar se o transiente evoluirá para uma condição instável. Esses critérios de estabilidade são usualmente baseados em evidências empíricas e podem levar a uma análise incorreta.

Um modelo dinâmico de *gas-lift* acrescenta a habilidade de modelar o transiente ao rastrear a quantidade de gás na coluna de produção em função do tempo e da profundidade. O modelo dinâmico calcula a pressão no anular e na coluna de produção, a vazão de gás injetado através da válvula e a vazão oriunda do reservatório, de forma integrada ao longo dos passos de tempo. Se a vazão de gás na superfície é insuficiente para manter uma injeção contínua através do orifício, o modelo dinâmico tem a habilidade de modelar o escoamento instável resultante. Na medida em que a vazão de injeção é aumentada, a instabilidade é atenuada e eventualmente um ponto de operação estável é atingido.

Um ponto muito importante que deve ser levado em conta, quando estamos projetando um sistema de *gas-lift*, é que características do reservatório e do fluido produzido sofrem mudanças ao longo da vida produtiva do campo. A válvula de injeção de gás deve ser projetada de forma a absorver essas mudanças durante seu tempo de operação. Quando estamos tratando de um campo de petróleo *onshore*, onde os custos de intervenção no poço para a troca de uma válvula são baixos, podemos prever a troca da válvula com certa

frequência, de modo a obter um resultado econômico melhor. Por outro lado, quando estamos tratando de um sistema de produção submarino em um campo de petróleo *offshore*, esses custos de intervenção se tornam proibitivos. Neste contexto, o tempo requerido - tempo de missão - de operação das válvulas torna-se muito mais longo e, conseqüentemente, a variação das propriedades do fluido produzido e das condições do reservatório torna-se muito maior.

Outro aspecto crucial no projeto, é o fato de que há flutuações de pressão na cabeça do poço que são função do padrão de escoamento do fluido.

Por fim, a válvula de *gas-lift* é na grande maioria dos casos o único ponto de comunicação entre o anular do poço e a coluna de produção. Por este motivo, as operações de partida de poço e descarregamento do anular, onde há passagem de líquido (fluido de completação, diesel, etc) através da válvula devem ser previstas no projeto. Estas operações tem caráter intrinsecamente transiente, devendo ser analisadas por meio de *softwares* de análise dinâmica. Além disso, a passagem de líquido através da válvula deve ser feita de forma controlada, para que não haja erosão do orifício de passagem e, como resultado, a perda do controle da vazão.

## 1.7

### Revisão Bibliográfica

Neste capítulo é apresentada uma discussão sobre as principais publicações encontradas na literatura, que contribuíram em diferentes graus para a realização deste trabalho. Primeiramente, são apresentadas aquelas que tratam especificamente do *gas-lift* na base do *riser*, que é tema desta dissertação. Em seguida, são apresentadas aquelas que abordam assuntos correlatos, como aspectos de projeto de sistemas de *gas-lift* em geral, projeto de válvulas de injeção de gás, comissionamento de sistemas de produção de petróleo, metodologias de projeto de sistemas submarinos de produção, etc.

Vale ressaltar que por se tratar de um assunto muito específico da indústria do petróleo, a grande maioria das publicações sobre o tema são oriundas de empresas do ramo, sendo algumas fornecedoras de equipamentos e serviços e principalmente operadoras. Por sua vez, essas publicações são encontradas em eventos específicos da indústria, tais como *Offshore Technology Conference* (OTC) e conferências organizadas pela *Society of Petroleum Engineers* (SPE).

O artigo publicado por Jayawardena et al. (2007), que tem uma visão da operadora Shell, faz uma excelente análise da aplicação do *gas-lift* submarino, ou seja, *gas-lift* utilizando um ponto de injeção qualquer no leito marinho, entre os quais está a base do *riser*, para contrapor o seu uso dentro do poço (*downhole*). O artigo aborda as principais funções do *gas-lift* na base do *riser*

no sistema submarino, aumento de produção, estabilização do escoamento e depressurização da *flowline*, abordando características de fluido e geométricas do sistema de produção que podem ajudar na identificação da compatibilidade de aplicação do método. Além disso, os autores fazem comentários sobre pontos de atenção importantes sobre a localização do ponto de injeção de gás e considerações de projeto relativas a baixas temperaturas, aspectos operacionais, etc. Por fim, apresenta alguns exemplos de casos de aplicação do método, tanto em operação ou em fase de projeto. Apesar de puramente qualitativo, a publicação é uma ótima fonte para guiar a análise numérica a ser desenvolvida neste trabalho e traz uma mensagem importante sobre o uso de modelagem integrada do reservatório e sistema de produção, para melhor avaliar os possíveis ganhos de aumento de produção. (1)

O artigo publicado por Schoppa et al. (2007), que também tem uma visão da operadora Shell, traz importantes relatos do projeto de Bonga, na Nigéria, como foco no desempenho do sistema submarino em termos de garantia de escoamento, desde a definição da estratégia, implementação na fase de projeto e, por fim, operação. Entre outros aspectos, o *gas-lift* na base do *riser* foi empregado com objetivo principal de controle de intermitência severa, mas também para aumento de produção no fim de vida do campo e auxílio na depressurização do *riser*. Os autores fazem uma breve discussão sobre a efetividade do *gas-lift* na base do *riser*, chamando a atenção para o fato de que, na época do projeto, a aplicação desse método em grande lâminas d'água e *risers* de grande diâmetro era uma nova tecnologia, gerando uma quantidade limitada de dados disponíveis na literatura para *benchmarking* de modelos de escoamento em regime permanente e transiente. Ressaltam também que estudos internos da empresa indicavam que a efetividade do método era superestimada quando se tratava de grandes diâmetro, devido à presença de novos regimes de escoamento, o que se refletia no superdimensionamento da capacidade de injeção de gás por *riser* para até 700 Mm<sup>3</sup>/d. A publicação traz dois importantes relatos operacionais da utilização do *gas-lift* na base do *riser*. O primeiro, para auxiliar a depressurização do *riser* até cerca de 7 bar através de um pulso de gás com 280 Mm<sup>3</sup>/d por uma hora, após um *blowdown* incompleto até 16 bar, confirmando sua efetividade para essa aplicação e previsibilidade dos modelos de escoamento transiente. O segundo, para o controle de golfada severa, onde pode-se observar que a redução da vazão de gás injetado de 570 Mm<sup>3</sup>/d para 280 Mm<sup>3</sup>/d dá início a consideráveis flutuações na pressão de chegada. Por outro lado, mesmo na vazão de 570 Mm<sup>3</sup>/d, pode-se observar pequenas flutuações na pressão de chegada, associadas a golfadas hidrodinâmicas, as quais o métodos não tem capacidade de eliminar. Por

último, vale salientar um ponto de atenção para o uso do *gas-lift*, que é o potencial para precipitação de asfaltenos. (6)

Os artigos publicados por Leporcher et al. (2004), Courbot et al. (2007) e Gloaguen et al. (2007), que têm uma visão da operadora Total, apresentam uma discussão sobre a experiência operacional em dois campos de óleo distintos na costa da Angola. No campo de Girassol, em lâmina d'água de 1400 metros, e no campo de Dalia, em lâmina d'água de 1400 metros, foi empregado o *gas-lift* na base do *riser*, no primeiro em *risers* do tipo *riser tower* e no segundo *risers* com aquecimento elétrico do tipo IPB, com o objetivo de mitigar golfadas no escoamento e prolongar a produção do campo além do limite de surgência natural. Nesses projetos, foram instalados sensores de pressão e temperatura, no topo e na base do *riser*, que são utilizados para controlar a vazão de gás injetado de forma automatizada através de uma válvula de controle. Esse sistema auxilia no estabelecimento de regime permanente de escoamento no *riser* em situações de operações transientes e períodos de baixa vazão. Um aspecto muito interessante do projeto de Dalia é que nos *risers* de produção que, além de integrar cabos elétricos para aquecimento e fibra óptica para medição de temperatura, integra 24 tubos de 3/4" para o transporte de gás para *gas-lift*. Esse gás é, então, injetado no duto de produção no centro do *riser* através de 6 orifícios de 2" na sua extremidade. Dessa forma tem-se o aquecimento do gás na medida que ele escoar no sentido contrário ao do fluido produzido. Em ambos os projetos, o método tem como objetivo paralelo ser uma salvaguarda para realizar a depressurização do *riser* assistida por *gas-lift*. Por fim, é ressaltada a importância do método para controle da produção. Esse não é o tema central do artigo, mas é um importante indicativo da consolidação do uso *gas-lift* na base do *riser* em outras operadoras. (4, 5, 9)

O artigo publicado por Noonan et al. (2000), que tem uma visão da operadora Chevron, apresenta os resultados da modelagem dinâmica de um sistema de *gas-lift* para determinação do tamanho ótimo do orifício da válvula para operar em longo prazo, sob variações de vazões de injeção, *water cuts* e índices de produtividade. A grande motivação de prever a operabilidade da válvula sob diferentes condições é o custo de intervenção em poços é muito alto, mesmo em intervenções simples como a de uma troca de válvula. A modelagem dinâmica permite uma melhor previsão de instabilidades do escoamento e, assim, captar problemas que podem ocorrer em operações importantes como partida de poços. Outro ponto importante, que é abordado na publicação é o fato que a válvula de *gas-lift* pode ser usada para a passagem de outros fluidos, como na descarga de um poço, e o projeto deve levar isso em conta. A mensagem de maior relevância do artigo para o escopo desse trabalho é

sobre a atenção a ser tomada a respeito de aspectos transientes, que algumas vezes são negligenciados num projeto de sistema de *gas-lift*, que não são capturados por ferramentas de regime permanente e que podem inviabilizar a operacionalidade. (2)

O artigo publicado por Johal et al. (1997), que tem uma visão da fornecedora de serviços e equipamentos McDermott, traz um conceito alternativo ao *gas-lift* na base do *riser* convencional, que visa reduzir custos e atenuar alguns problemas. O sistema consiste em interligar diferentes poços em um ponto de conexão na base do *riser*, por meio de um duto de pequeno diâmetro. Isso permitiria o desvio parcial ou integral do fluxo multifásico de um poço para outro, com o objetivo de adicionar gás. Tal qual o *gas-lift* na base do *riser* convencional, esse conceito contribuiria na redução da densidade do fluido contido no *riser* e, assim, redução da pressão hidrostática após uma circulação de diesel ou óleo morto, onde o *riser* estaria repleto de líquido, bem como na atenuação de golfadas severas, geradas por escoamento descendente combinado com baixa vazão. Segundo os autores, o conceito intitulado de *multiphase-lift* na base do *riser* é tecnicamente viável, reduz custos e elimina um dos principais problemas do *gas-lift* na base do *riser* convencional, que é o resfriamento do gás no ponto de injeção e ao longo do *riser* devido ao efeito Joule-Thomson, causado pela despressurização. Apesar de conter informações muito valiosas, o artigo não aborda aspectos negativos do conceito, como a eficácia do conceito ao longo da vida produtiva do campo, deixando a dúvida se o sistema funcionaria quando houvesse baixas pressões e vazões de um reservatório depletado. (3)

Os artigos publicados por Hudson et al. (2002) e Carroll et al. (2005), que têm uma visão da operadora Shell, trazem importantes relatos do projeto de Na Kika, no Golfo do México, retratando desafios de projeto do sistema submarino em termos de garantia de escoamento. Os principais desafios citados vão desde grandes profundidades e escoamentos descendente, até baixas temperaturas de reservatório. Entre outros aspectos, o *gas-lift* na base do *riser* foi empregado com objetivo principal de controle de intermitência severa, mas também para aumento de produção no fim de vida do campo e auxílio na despressurização do *riser*. Nesse último aspecto, o método atua não somente no aumento do tempo necessário para o fluido entra no envelope de hidratos, pela redução da pressão, mas também auxilia na repartida dos poços após a circulação de óleo quente, quando a coluna de líquido pode ser grande demais para o poço entrar em produção sozinho. Outro ponto importante abordado no artigo é sobre o projeto do próprio *riser* de *gas-lift*, onde alguns poços podem exigir isolamento térmico do mesmo. Os autores chamam a atenção, novamente, para a presença

de golfadas hidrodinâmicas que podem ser propagadas pelo uso do *gas-lift*, que podem ser grandes o suficiente para causar a queda de operação de vasos de chegada, sozinhas ou combinadas com golfadas provenientes de outros *risers*. (7, 8)

O artigo publicado por Bingyu et al. (2016), que tem uma visão da operadora Sinopec, traz relatos sobre as tecnologias essenciais que foram utilizadas no desenvolvimento de campos de óleo na costa da Angola. Os autores fazem um breve relato sobre a utilização do *gas-lift* na base do *riser* para o controle de golfadas e para a extensão da vida produtiva dos poços de óleo. (10)

O artigo publicado por McDermott et al. (2016), que traz uma visão da operadora BP em conjunto com a fornecedora de serviços Wood Group Kenny, traz uma detalhada descrição de um sistema de *gas-lift* na base do *riser* via umbilical para injeção simultânea em 2 *risers*. A publicação tem como foco o projeto do sistema de *gas-lift*, os equipamentos envolvidos, aspectos construtivos, o que não é exatamente o foco deste trabalho. No entanto, traz relatos muito interessantes de aspectos de garantia de escoamento e operação diretamente ligados ao sistema de produção. São feitos diversos comentários a respeito de *blowdown* dos *risers* com auxílio do *gas-lift*, formação de hidratos, deposição de parafinas, precipitação de asfaltenos, entre outros. A grande maioria desses comentários são ótimos pontos de análise para este trabalho. (11)

O artigo publicado por Hill et al. (2010), que tem uma visão da operadora BP, traz uma descrição da modelagem de um sistema de produção em operação, onde houve ocorrência de um bloqueio por hidrato. O trabalho aborda o processo de *shutdown* e repartida do poço, seguido da formação indesejada de um bloqueio por hidrato e atividades de remediação. A remediação envolveu o uso de *gas-lift* na base do *riser* para remover o líquido remanescente no *riser*. O sistema de *risers* é do tipo RHAS (*Riser Híbrido Auto Sustentável*). O fluido produzido tem densidade de 32° API, RGO entre 125 e 170 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup> e *watercut* máximo de 11%. O diâmetro interno da tubulação é de 283 mm, a lâmina d'água é da ordem de 1300 m e o comprimento da *flowline* é de 23 km. A estratégia básica de prevenção de hidratos é isolamento molhado, onde as *flowlines* têm  $U = 2,5 \text{ W/m}^2\text{K}$  e os *risers* têm  $U = 3,4 \text{ W/m}^2\text{K}$ , o que leva a um tempo de resfriamento de 12 h de 45 °C para 20 °C. Se um *shutdown* tiver perspectiva de duração superior ao tempo de resfriamento, o fluido é substituído por óleo morto, apenas quando o *watercut* é superior a 5%. A operação de despressurização por meio da injeção de gás na base do *riser* foi executada por meio de 3 ciclos de injeção de gás onde é aplicada

uma vazão durante um período curto e seguido de uma parada da injeção. Essa parada permite que o líquido residual no *riser* se assente e a haja uma leve repressurização, de forma a gerenciar o efeito Joule-Thomson (JT) gerado pela injeção de gás. A vazão máxima de gás injetado utilizada foi de 425.000 e 481.000 Sm<sup>3</sup>/d, para os 2 primeiros ciclos. Durante o terceiro ciclo é possível observar uma comunicação de pressão entre a base do *riser* e um ponto de medição à montante da localização estimada do bloqueio, demonstrando o sucesso da operação. (12)

## 2

### Descrição do Problema

No primeiro capítulo deste trabalho foi feita uma introdução a vários conceitos importantes da engenharia de petróleo. Para a descrição do sistema de produção, podemos dividir os parâmetros em ambientais e de engenharia. Os parâmetros ambientais são justamente aqueles definidos pela natureza, que estão associados à geometria e localização geográfica da jazida, bem como a condições de pressão e temperatura de reservatório e características de fluido. Fazendo a transposição para parâmetros de entrada para o problema, podemos definir como principais a lâmina d'água, a profundidade do reservatório e a distância do poço à unidade de produção. Os parâmetros de engenharia são definidos pelos projetistas a partir da estratégia de exploração, além de normas e boas práticas da indústria. Entre os parâmetros de engenharia estão a geometria do poço, configuração de coluna de produção, diâmetro e tipo de dutos, configuração de *riser*, etc. Apesar de teoricamente livres para otimizações, esses parâmetros seguem, na prática, certos padrões da indústria e têm certo grau de repetição.

A lâmina d'água média dos projetos de pré-sal da Bacia de Santos em operação ou fase final de projeto é da ordem de 2000 metros. Por outro lado, grande parte das novas descobertas tende para uma lâmina d'água da ordem de 3000 metros. Esse parâmetro é muito importante, pois é ele que define o trecho de atuação do método de *gas-lift* na base do *riser*. Decidiu-se trabalhar com os dois casos extremos, 2000 e 3000 metros.

O topo do reservatório é algo que varia consideravelmente. Foi adotada uma profundidade de 5000 m, fixa para todos os exercícios. Portanto, o soterramento, distância vertical entre o topo do reservatório e o fundo do mar, varia em função da lâmina d'água, indo de 2000 a até 3000 metros. Esta variável não tem tanta influência sobre os resultados, pois o que realmente importa é a profundidade de válvula de *gas-lift*, a qual foi sempre considerada muito inferior à profundidade média dos reservatórios de pré-sal.

A distância entre poço e plataforma é um dos parâmetros que mais varia em um único projeto. Ele é, de fato, definido também por parâmetros de engenharia, como a malha de drenagem e o posicionamento da unidade de produção. No entanto, estes são consequência da geometria do reservatório.

Reservatórios muito extensos, no plano horizontal, podem gerar distâncias muito longas entre os poços e a unidade de produção ou, no limite, mais de uma unidade. Nos projetos de pré-sal da Bacia de Santos, a alta produtividade dos reservatórios faz com que cada unidade tenha poucos poços interligados e distâncias não muito longas. Decidiu-se trabalhar com o conceito de *Offset*, que é a distância entre o poço e a plataforma numa vista de topo. Foi adotada como caso base uma distância típica de 5000 metros, com sensibilidade para 10000 metros.

A inclinação da linha de produção é um fator crucial para este trabalho. Os problemas de instabilidade e garantia de escoamento gerados por escoamento multifásico descendente foram alvo de diversos estudos na engenharia de petróleo. O *gas-lift* na base do *riser* é frequentemente apontado com uma solução mitigatória em muitos casos. Alguns projetistas preferem evitar arquiteturas submarinas que gerem escoamento descendente. Dito isso, as configurações de linha de produção horizontal e ascendente foram exploradas de forma menos detalhada, pois a variação na inclinação tem baixa influência nos resultados. Por outro lado, as configurações de linha de produção descendentes foram exploradas com maior rigor. Para ambos, escoamento ascendente e descendente, foi utilizada apenas uma diferença de profundidade entre a base do *riser* e a cabeça do poço, de 100 metros, por simetria. Vale ressaltar que foram utilizadas geometrias idealizadas, ou seja, a geometria da linha do trecho *flowline* é uma linha reta. Para o escoamento descendente, foi realizada uma sensibilidade da existência de mudanças de inclinação, que refletem as irregularidades do terreno do solo marinho.

## 2.1 Poço

A geometria dos poços vai desde poços verticais até poços com grandes direcionais. Foi adotada para este trabalho uma configuração vertical. Para os poços típicos do pré-sal mais recentes, de alta produtividade, é adotada uma coluna de produção com diâmetro nominal de 6-5/8 polegadas até a base da camada de sal, devido à possibilidade de utilização de revestimento de produção de 10-3/4 polegadas. Da base da camada de sal até a formação produtoras é o fluido escoado diretamente através de um *liner* com diâmetro nominal de 7 polegadas. A Figura 2.1 traz um esquemático de um poço com as características citadas.

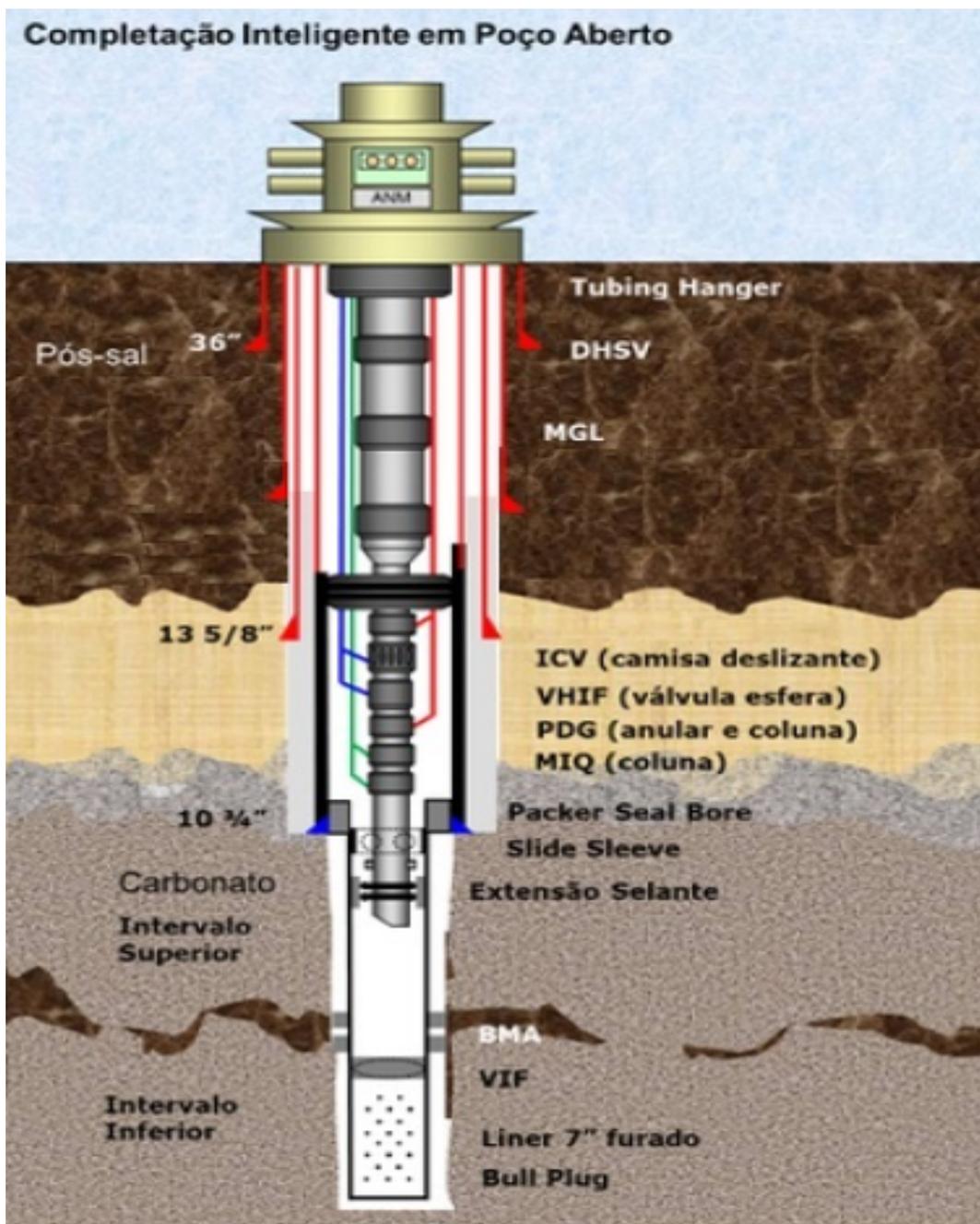


Figura 2.1: Modelo esquemático do poço.

## 2.2

### Linha de Produção

Para os dutos de produção foi adotada a tecnologia mais utilizada, que são dutos de 6 e 8 polegadas de diâmetro interno, inclusive para o *riser*. O isolamento térmico mais utilizado tem valor de  $U$  da ordem de  $4 \text{ W/m}^2\text{K}$  e foi adotado neste trabalho.

Os tipos de *risers* utilizados nessa lâmina d'água dependem muito do tipo de plataforma. Plataformas do tipo FPSO, que são as mais utilizadas nos projetos de produção do pré-sal brasileiro, costumam ter movimentação razoável quando submetidas a carregamentos ambientais como onda, vento e corrente. Isso se traduz na imposição de carregamentos intensos nos *risers*, o que acaba exigindo que estes sejam projetados em configuração complacente, onde há um desacoplamento significativo entre as extremidades inferior e superior do *riser*. Em geral, no Brasil, a configuração complacente mais comum é a *lazy-wave*. Essa configuração se resume no uso de flutuadores distribuídos ao longo de um trecho do *riser*, fazendo com que este assuma uma forma de onda. As cargas de topo são reduzidas, visto que o peso de fato suportado pela plataforma é aquele acima dos flutuadores. Já as cargas de compressão e flexão geradas no ponto onde o *riser* toca o leito marinho são atenuadas pelos flutuadores. A Figura 2.2 traz alguns exemplos de configurações de *riser* complacentes.

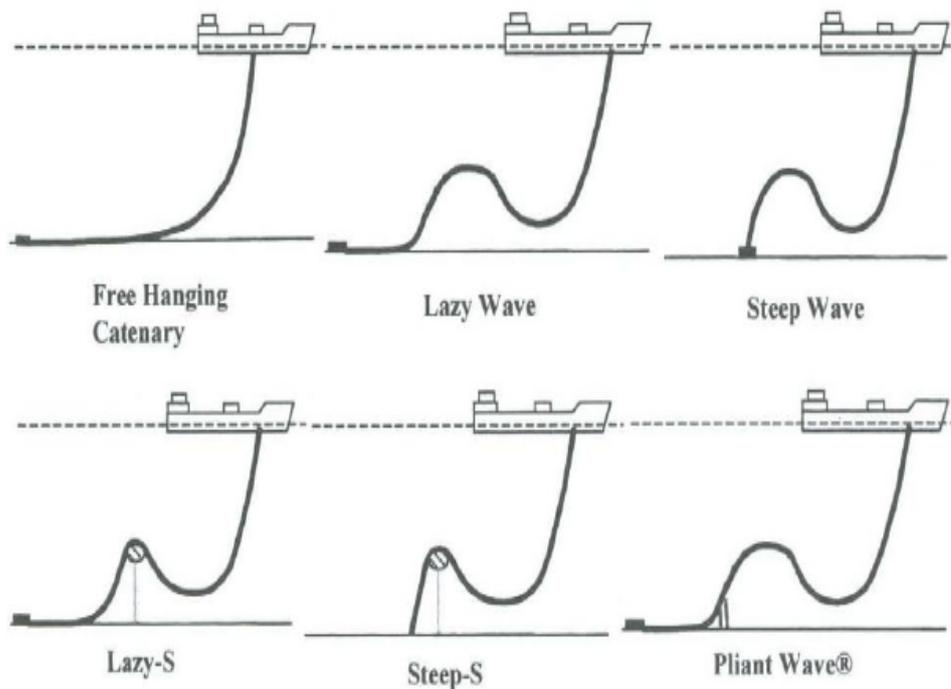


Figura 2.2: Configurações de *riser* complacentes.

A configuração exata do *lazy-wave* depende de inúmeros fatores. Foi adotada a premissa de utilização de uma geometria de *riser* simétrica em termos de profundidade e projeção horizontal. Em outras palavras, um *riser* para uma lâmina d'água de 2000 m teria uma projeção horizontal de 2000 m. A Figura ?? ilustra as geometrias utilizadas para o *riser* nas lâminas d'água

de 2000 e 3000 m.

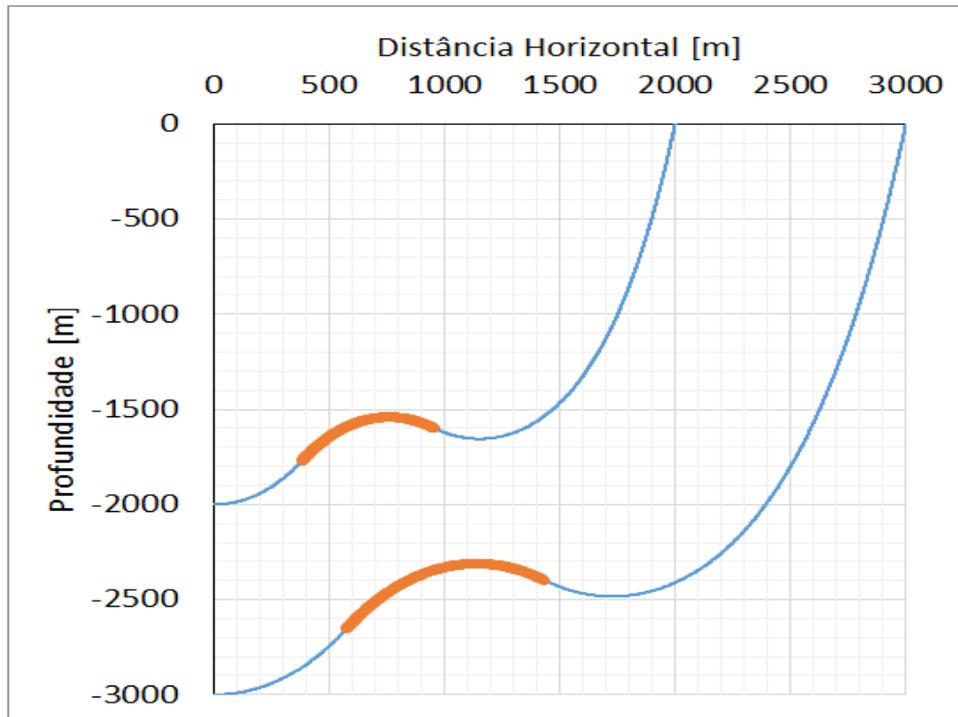


Figura 2.3: Geometrias de *riser* para lâminas d'água de 2000 m e 3000 m.

## 2.3

### Modelo de Fluido

De forma geral, as características principais de um fluido podem ser obtidas a partir de uma análise PVT. Esse tipo de documento traz dados como: composição molar do fluido do reservatório, óleo morto ou gás do *flash*; ensaios de caracterização que variam com a natureza do fluido, seja classificado como óleo ou gás, tais como liberação diferencial, expansão a composição constante, depleção a volume constante e testes de separador; além de ensaio de viscosidade do óleo residual, entre outros. Para a realização de simulações computacionais de escoamento, é necessário adotar um modelo de fluido que represente da forma mais fidedigna possível o fluido real. De posse dos testes de laboratório mencionados anteriormente, pode-se fazer uso de um simulador computacional de fluidos, que fará ajustes na composição do fluido, a partir da composição molar original, de forma a reduzir os desvios de comportamento das propriedades em relação aos testes laboratoriais.

Para o presente trabalho, a modelagem dos fluidos foi feita utilizando o programa PVTsim, da empresa Calsep. As análises PVT de referência apresentam a composição molar do fluido agrupando os hidrocarbonetos pelo número de átomos de carbono, de 1 até 19, sendo que os hidrocarbonetos com 20 ou

mais átomos de carbonos são representados por um único pseudo-componente. Outros componentes como  $N_2$ ,  $CO_2$  e  $H_2S$ , também são apresentados.

O procedimento para ajuste de fluidos começa pela escolha da equação de estado. Algumas opções estão disponíveis na literatura e nos programas computacionais comerciais. Foi adotado o modelo de Peng-Robinson 1978 (PR78) com correção de volume de Peneloux.

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a(T)}{(V + c)(V + 2c + b) + (b + c)(V - b)} \quad (2-1)$$

Em geral, para óleo, o ensaio de laboratório mais comum é o de liberação diferencial. Esse ensaio consiste em realizar a depleção do fluido na temperatura de reservatório, com o decréscimo da pressão e retirada de toda capa de gás formada em cada estágio até a condição de pressão atmosférica. Deste experimento, são determinados os valores do fator volume de formação do óleo ( $B_o$ ), razão de solubilidade ( $R_s$ ) e massa específica da fase óleo ( $\rho_o$ ); além de fator volume de formação do gás ( $B_G$ ), densidade ( $\gamma_G$ ), fator de compressibilidade ( $Z$ ), massa molecular e composição molar dos gases nas diversas liberações. Os resultados desse ensaio são inseridos no programa.

O fluido é inserido no programa como um fluido *plus*, que consiste basicamente de um fluido em que o último componente é definido como  $C_+$ . Em outras palavras, todos os componentes com número de átomos de carbono igual ou superior ao do último componente são agrupados em um único pseudocomponente, que tem características equivalentes de massa molar e densidade. As frações molares de cada componente, bem como as características do último componente são retiradas de tabelas como as seguintes.

As Tabelas 2.1 e 2.2 descrevem a composição dos dois fluidos utilizados para sensibilidade. A escolha foi feita com o objetivo de ter um fluido com baixa RGO, o qual teria instintivamente um alto potencial de ganhos de produção com a utilização de *gas-lift* e um *blowdown* menos eficiente, e outro com RGO mais alta, que por analogia, teria menor potencial de ganhos em ambos os aspectos. Assim, foram escolhidos dois fluidos reais de campos do Pré-sal, um com RGO de  $94,69 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$  e outro de  $336,92 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$ .

Na primeira etapa, realiza-se uma regressão para ajuste de todas as variáveis citadas anteriormente, exceto a viscosidade. A regressão consiste em ajustar os coeficientes utilizados nas equações de estado para  $T_c$ ,  $P_c$  e  $\omega$ . Para este trabalho, o ajuste do fluido consistiu em permitir a variação de todos os coeficientes das equações de estado para  $T_c$ ,  $P_c$  e  $\omega$  em 20% e o fator de Peneloux em 50%. Além disso, foi permitida uma variação do peso molecular

Tabela 2.1: Composição molar e propriedades do fluido de reservatório - Fluido 1

Componentes	Óleo Morto	Gás do <i>flash</i>	Fluido do Reservatório
CO <sub>2</sub>	0.00.	0.06	0.03
N <sub>2</sub>	0.00	0.57	0.31
C <sub>1</sub>	0.00	60.67	32.84
C <sub>2</sub>	0.00	15.70	8.50
C <sub>3</sub>	1.13	12.33	7.19
IC <sub>4</sub>	0.42	1.78	1.16
NC <sub>4</sub>	1.82	4.79	3.43
IC <sub>5</sub>	1.17	1.07	1.12
NC <sub>5</sub>	2.29	1.56	1.90
C <sub>6</sub>	4.30	0.90	2.46
C <sub>7</sub>	7.02	0.42	3.45
C <sub>8</sub>	8.41	0.14	3.93
C <sub>9</sub>	7.23	0.01	3.32
C <sub>10</sub>	6.35	0.00	2.91
C <sub>11</sub>	5.50	0.00	2.52
C <sub>12</sub>	4.94	0.00	2.26
C <sub>13</sub>	4.94	0.00	2.26
C <sub>14</sub>	4.31	0.00	1.98
C <sub>15</sub>	3.95	0.00	1.81
C <sub>16</sub>	2.86	0.00	1.31
C <sub>17</sub>	2.42	0.00	1.11
C <sub>18</sub>	2.51	0.00	1.15
C <sub>19</sub>	2.36	0.00	1.08
C <sub>20+</sub>	26.06	0.00	11.95
Densidade do gás	-	0.9369	-
Massa Mol. Total	259.90	27.13	133.90
Massa Mol. C <sub>20+</sub>		588	
Densidade C <sub>20+</sub>		0.9597	
RGO do <i>flash</i>		94.69 Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup>	
API		29.13	

Tabela 2.2: Composição molar e propriedades do fluido de reservatório - Fluido 2

Componentes	Óleo Morto	Gás do <i>flash</i>	Fluido do Reservatório
CO <sub>2</sub>	0.00.	1.07	0.87
N <sub>2</sub>	0.00	0.50	0.40
C <sub>1</sub>	0.00	77.02	62.01
C <sub>2</sub>	0.00	9.21	7.42
C <sub>3</sub>	0.35	6.32	5.16
IC <sub>4</sub>	0.18	1.20	1.00
NC <sub>4</sub>	0.74	2.23	1.94
IC <sub>5</sub>	0.56	0.62	0.61
NC <sub>5</sub>	1.16	0.80	0.87
C <sub>6</sub>	2.94	0.70	1.14
C <sub>7</sub>	5.56	0.09	1.16
C <sub>8</sub>	7.87	0.17	1.67
C <sub>9</sub>	6.87	0.04	1.37
C <sub>10</sub>	6.55	0.00	1.28
C <sub>11</sub>	5.24	0.00	1.02
C <sub>12</sub>	4.83	0.00	0.94
C <sub>13</sub>	4.68	0.00	0.91
C <sub>14</sub>	3.94	0.00	0.77
C <sub>15</sub>	3.73	0.00	0.73
C <sub>16</sub>	2.88	0.00	0.56
C <sub>17</sub>	2.62	0.00	0.51
C <sub>18</sub>	2.62	0.00	0.51
C <sub>19</sub>	2.50	0.00	0.49
C <sub>20+</sub>	34.18	0.00	6.66
Densidade do gás	-	0.7757	-
Massa Mol. Total	254.40	22.47	67.66
Massa Mol. C <sub>20+</sub>		452	
Densidade C <sub>20+</sub>		0.9372	
RGO do <i>flash</i>		336.92 Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup>	
API		29.92	

dos pseudo componentes em 10%.

$$T_c = c_1\rho + c_2\ln PM + c_3PM + \frac{c_4}{PM} \quad (2-2)$$

$$\ln P_c = d_1 + d_2\rho^{d_5} + \frac{d_3}{PM} + \frac{d_4}{PM^2} \quad (2-3)$$

$$m = e_1 + e_2PM + e_3\rho + e_4PM^2 \quad (2-4)$$

$$\omega = f(m) \quad (2-5)$$

Na segunda etapa, realiza-se uma nova regressão para ajuste apenas da viscosidade. Neste trabalho foi utilizada a correlação *Corresponding States Principle* (CSP). Por se tratar de um óleo leve, permitiu-se a variação dos dois primeiros fatores de correção da viscosidade.

$$\mu_{mix}(T, P) = \left(\frac{T_{c,mix}}{T_{c,0}}\right)^{-\frac{1}{6}} \left(\frac{P_{c,mix}}{P_{c,0}}\right)^{\frac{2}{3}} \left(\frac{PM_{mix}}{PM_0}\right)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{\alpha_{mix}}{\alpha_0}\right) \mu_0(P_0, T_0) \quad (2-6)$$

$$PM_{mix} = 1,304x10^{-4} f_1(\overline{PM}_w^{2,303f_2} - \overline{PM}_n^{2,303f_2}) + \overline{PM}_n \quad (2-7)$$

Se alguma variável apresentar um ajuste pior que o esperado, é possível aumentar o peso desta variável em relação às demais e aumentar os graus de liberdade para ajuste. Após a realização das duas etapas principais de regressão, temos o que é chamado de fluido caracterizado. Isso significa que cada componente tem suas propriedades definidas (temperatura e pressão críticas, fator acêntrico, etc).

Por último, exporta-se o arquivo com o modelo de fluido a ser importado no simulador de escoamento.

### 2.3.1 Modelo de Emulsão

Foi utilizado um modelo de emulsão que teve bom ajuste com os dados experimentais para os dois fluidos. O modelo de Woelflin apresenta a seguinte forma:

$$\mu_{rel} = \exp(a\phi^2 + b\phi) \quad (2-8)$$

Dados experimentais de viscosidade relativa foram utilizados para ajustar o modelo dos dois fluidos utilizados. Os ajustes são apresentados nas Figuras 2.4 e 2.5. A constante de ambos os polinômios de segundo grau são muito pequenas e foram negligenciadas, facilitando a identificação dos coeficientes a e b do modelo de Woelflin.

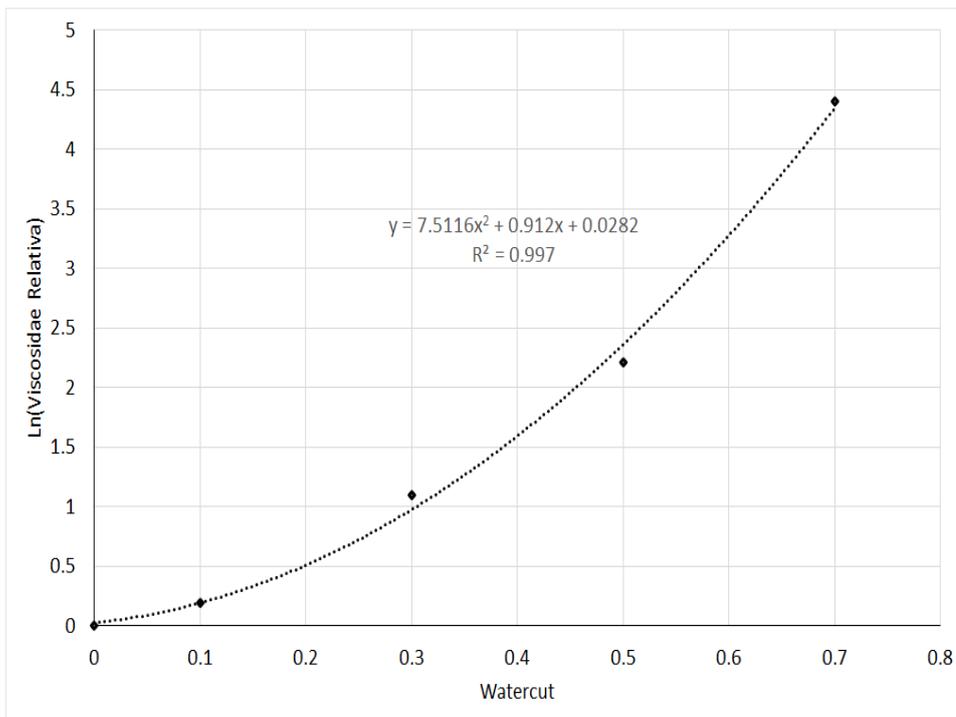


Figura 2.4: Ajuste da viscosidade relativa do Fluido 1.

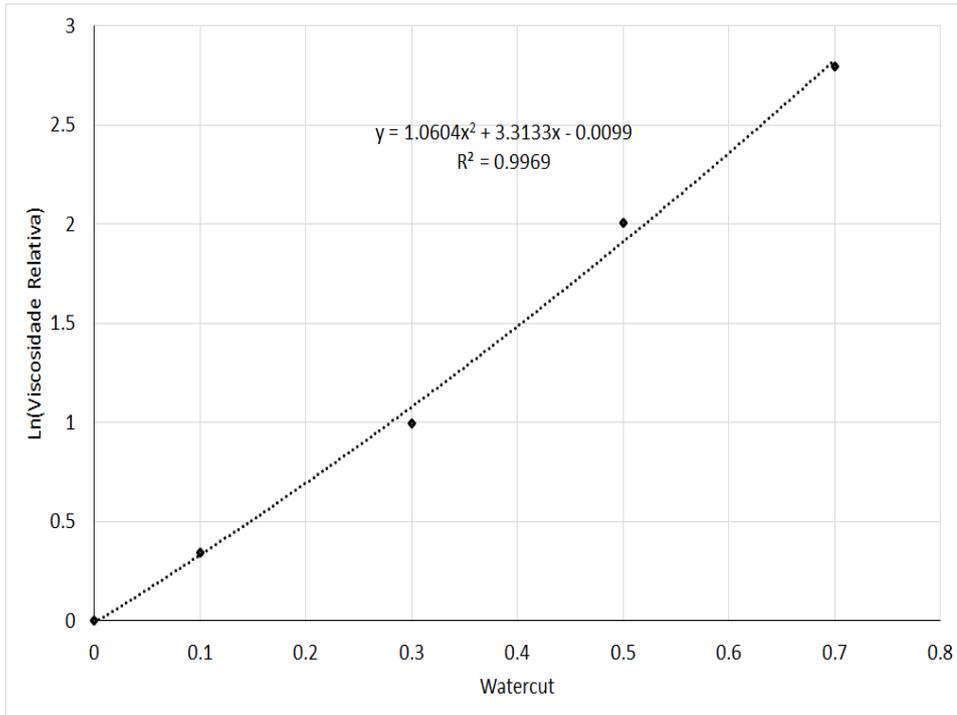


Figura 2.5: Ajuste da viscosidade relativa do Fluido 2.

## 2.4

### Modelo de Simulação

As operações que se deseja simular neste trabalho são de natureza intrinsecamente transiente. Para o presente trabalho, a modelagem do sistema e das operações foi feita utilizando o programa Olga, da empresa Schlumberger. Esse programa é a referência da indústria para análises transientes de escoamentos multifásicos ocorrentes em sistemas de produção de petróleo. (13)

Modelo físico multifásico:

Conservação da massa. Para a fase gás:

$$\frac{\partial \alpha_G \rho_G}{\partial t} = -\frac{1}{A} \frac{A \partial \alpha_G \rho_G U_G}{\partial z} + \Gamma_G + G_G \quad (2-9)$$

Para a fase líquido na parede:

$$\frac{\partial \alpha_L \rho_L}{\partial t} = -\frac{1}{A} \frac{A \partial \alpha_L \rho_L U_L}{\partial z} - \Gamma_G \frac{\alpha_L}{\alpha_L + \alpha_d} - \psi_A + \psi_D + G_L \quad (2-10)$$

Para as gotículas de líquido:

$$\frac{\partial \alpha_d \rho_L}{\partial t} = -\frac{1}{A} \frac{A \partial \alpha_d \rho_L U_d}{\partial z} - \Gamma_G \frac{\alpha_d}{\alpha_L + \alpha_d} + \psi_A - \psi_D + G_d \quad (2-11)$$

Onde  $\alpha$  é a fração volumétrica,  $\rho$  é a massa específica,  $v$  é a velocidade,  $p$  é a pressão.  $\Gamma$  é a transferência de massa entre as fases,  $\psi_A$  e  $\psi_D$  são as taxas de arrastamento e deposição, respectivamente. Os subscritos g, l e d corresponde a gás, líquido e gotículas, respectivamente.

Conservação da quantidade de movimento. Para a fase gás:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \alpha_G \rho_G U_G}{\partial t} = & -\alpha_G \frac{\partial p}{\partial z} - \frac{1}{A} \frac{A \partial \alpha_G \rho_G U_G^2}{\partial z} - \lambda_G \frac{1}{2} \rho_G |U_G| U_G \frac{P_G}{4A} \\ & - \lambda_i \frac{1}{2} \rho_G |U_r| U_r \frac{P_i}{4A} + \alpha_G \rho_G g \cos \theta + \Gamma_G U_a - F_D \end{aligned} \quad (2-12)$$

Para as gotículas de líquido:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \alpha_d \rho_L U_d}{\partial t} = & -\alpha_d \frac{\partial p}{\partial z} - \frac{1}{A} \frac{A \partial \alpha_d \rho_L U_d^2}{\partial z} + \alpha_d \rho_L g \cos \theta - \Gamma_G \frac{\alpha_d}{\alpha_L + \alpha_d} U_a \\ & + \psi_A U_i - \psi_D U_d + F \end{aligned} \quad (2-13)$$

Para a fase líquido na parede:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \alpha_L \rho_L U_L}{\partial t} = & -\alpha_L \frac{\partial p}{\partial z} - \frac{1}{A} \frac{A \partial \alpha_L \rho_L U_L^2}{\partial z} - \lambda_L \frac{1}{2} \rho_L |U_L| U_L \frac{P_L}{4A} \\ & - \lambda_i \frac{1}{2} \rho_G |U_r| U_r \frac{P_i}{4A} + \alpha_L \rho_L g \cos \theta - \Gamma_G \frac{\alpha_L}{\alpha_L + \alpha_d} U_a - \psi_A U_i + \psi_D U_d \\ & - \alpha_L d(\rho_L - \rho_G) g \frac{\partial \alpha_L}{\partial z} \sin \theta \end{aligned} \quad (2-14)$$

$$U_a = U_L \text{ para } \Gamma_G > 0 \text{ (evaporação do filme de líquido)} \quad (2-15)$$

$$U_a = U_d \text{ para } \Gamma_G > 0 \text{ (evaporação das gotículas de líquido)} \quad (2-16)$$

$$U_a = U_G \text{ para } \Gamma_G < 0 \text{ (condensação)} \quad (2-17)$$

As equações de conservação descritas podem ser aplicadas para todos

os padrões de escoamento, sendo que alguns termos não existirão para certos padrões. No caso de padrões de golfada e de bolhas dispersas, por exemplo, todos os termos relativos a góticulas de líquido desaparecem.

Equação da pressão:

$$\rho_f = \rho_f(p, T, R_s) \quad (2-18)$$

$$\begin{aligned} & \left( \frac{\partial \alpha_G}{\partial \rho_G} \left( \frac{\partial \rho_G}{\partial p} \right)_{T, R_s} + \frac{\partial 1 - \alpha_G}{\partial \rho_L} \left( \frac{\partial \rho_L}{\partial p} \right)_{T, R_s} \right) \frac{\partial p}{\partial t} = - \frac{1}{A \rho_G} \frac{(\partial A \alpha_G \rho_G U_G)}{\partial z} \\ & - \frac{1}{A \rho_L} \frac{(\partial A \alpha_L \rho_L U_L)}{\partial z} - \frac{1}{A \rho_L} \frac{(\partial A \alpha_d \rho_L U_d)}{\partial z} + \Gamma_G \left( \frac{1}{\rho_G} - \frac{1}{\rho_L} \right) \\ & + G_G \frac{1}{\rho_G} + G_L \frac{1}{\rho_L} + G_d \frac{1}{\rho_L} \end{aligned} \quad (2-19)$$

Equação da energia:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} (\alpha_G \rho_G (E_G + \frac{1}{2} U_G^2 + gh) + \alpha_L \rho_L (E_L + \frac{1}{2} U_L^2 + gh) + \alpha_d \rho_L (E_d + \frac{1}{2} U_d^2 + gh)) \\ & = - \frac{\partial}{\partial z} (\alpha_G \rho_G U_G (H_G + \frac{1}{2} U_G^2 + gh) + \alpha_L \rho_L U_L (H_L + \frac{1}{2} U_L^2 + gh) \\ & + \alpha_d \rho_L (H_d + \frac{1}{2} U_d^2 + gh)) + H + Q \end{aligned} \quad (2-20)$$

Transferência de massa interfacial:

$$R_s = \alpha_G \rho_G / (\alpha_G \rho_G + \alpha_L \rho_L + \alpha_d \rho_L) \quad (2-21)$$

$$\begin{aligned} \Gamma_G = & \left( \left( \frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \frac{\partial p}{\partial t} + \left( \frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \frac{\partial p}{\partial z} \frac{\partial z}{\partial t} + \left( \frac{\partial R_s}{\partial T} \right)_p \frac{\partial T}{\partial t} \right. \\ & \left. + \left( \frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_p \frac{\partial T}{\partial z} \frac{\partial z}{\partial t} \right) (m_G + m_L + m_d) \end{aligned} \quad (2-22)$$

## 2.5

### Temperatura do Gás

Foi adotado como premissa que a temperatura de descarga do gás na plataforma é de 60 °C. A temperatura de entrada do gás na linha de produção é,

então, produto da combinação entre a vazão de gás e comprimento e isolamento térmico do *riser* de serviço. Para definição da temperatura de injeção do gás foi utilizado o modelo de *riser* de 3000 m de lâmina d'água, que possui o maior comprimento, com diâmetro interno de 4 polegadas e uma vazão de gás de 200000 Sm<sup>3</sup>. Foi feita uma sensibilidade com uma linha sem nenhum isolamento térmico e uma linha com isolamento térmico equivalente ao da linha de produção.

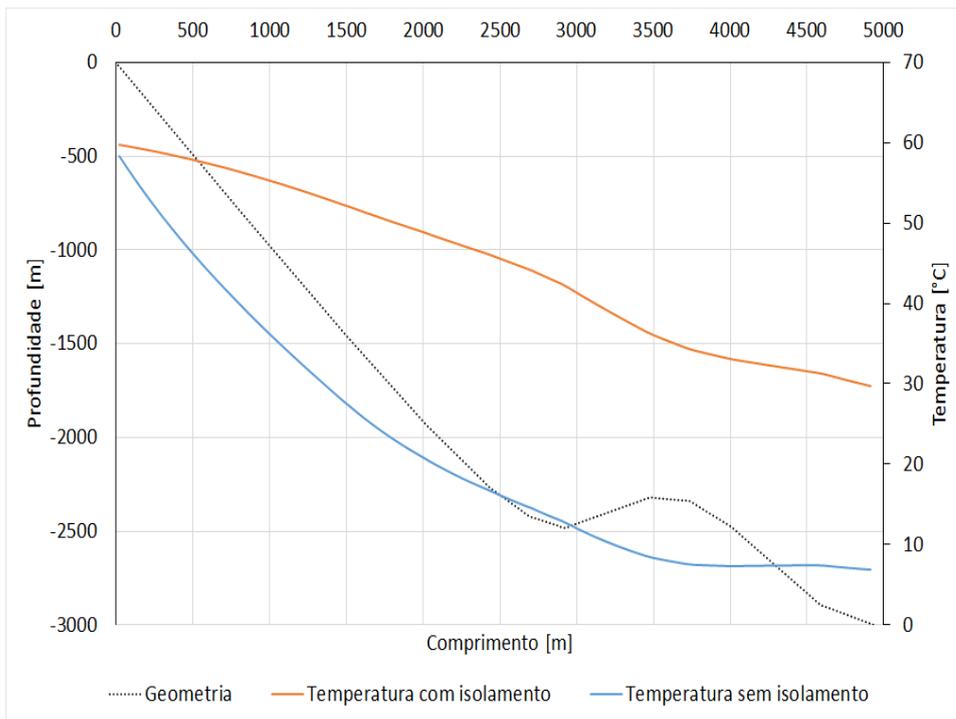


Figura 2.6: Temperatura de injeção do gás para linha de serviço com e sem isolamento térmico

Quando se trata da injeção do gás *downhole*, em geral o gás é aquecido pelo próprio calor oriundo do fluido produzido ao escoar dentro do poço. Além disto, por se tratar de uma distância mais longa, para se chegar até a cabeça do poço, mesmo com isolamento o gás chegaria frio. Já no caso da injeção de gás na base do *riser*, estamos tratando de distâncias mais curtas e não há nenhuma fonte de aquecimento do gás. Por outro lado, por estarmos tratando de redução do número de *risers* e do comprimento total de linhas de serviço, é coerente considerar o aumento do isolamento térmico da linha de serviço, caso haja ganho.

Utilizou-se, então, como premissa, a temperatura de 30 °C para a injeção de gás na base do *riser*, conforme ilustrado na Figura 2.6.

## 2.6

### Fonte de Gás

Visto que todo o trabalho se baseia na hipótese da existência de gás disponível, é importante discutir quais seriam as possíveis fontes desse gás.

Em geral, o gás utilizado para realização de *gas-lift* provém do próprio fluido sendo produzido. Após passar pela planta de processo na unidade de produção, a corrente na fase gás pode ter vários destinos, entre eles a utilização como combustível para geração de energia na própria unidade, exportação para terra, reinjeção em algum reservatório ou simplesmente sua queima. Parte dessa corrente de gás pode ser direcionada para sua injeção em alguma parte do sistema, para realização de *gas-lift*. Essa parcela fica recirculando no sistema, no caso de uma injeção contínua.

No caso de uma operação de remediação, onde se tem como objetivo a injeção de gás para auxiliar a depressurização das linhas de produção, normalmente tem-se a planta de produção operacional e outros poços operando, os quais podem prover esse gás. O mesmo vale para uma operação de prevenção, caso seja uma parada programada.

Por outro lado, quando estamos tratando de uma operação de prevenção em uma parada não programada, o cenário é diferente. Em uma parada não programada, todos os poços são fechados, fazendo com que não haja gás oriundo da produção. De forma geral, todas as unidades de produção que possuem produção de gás além do que é consumido para geração de energia a bordo ou permitido para queima, devem exportá-lo por meio de um gasoduto ou reinjetá-lo em algum reservatório. Em ambos os casos temos um pulmão de gás, que poderia ser importado do gasoduto ou produzido pelo poço de gás, o qual precisaria ser reversível. A presença de poços de injeção de gás é muito frequente nos projetos de pré-sal, seja por motivos de descarte de gás, quando há muito CO<sub>2</sub> e não há exportação, ou até mesmo como método de recuperação secundária.

Obviamente, para realização do *gas-lift* o sistema de compressão deve estar operacional. Em uma situação extrema, se o gasoduto ou o poço de gás tiverem pressão suficiente para realização do *gas-lift*, isso poderia ser feito sem o uso do compressor.

Uma alternativa possível seria a disponibilização de conexões entre a base do *riser* da linha de injeção de gás e a base do *riser* das linhas de produção. Com isso, em casos de indisponibilidade do sistema de compressão, poderia-se abrir o poço de injeção de gás desviar sua produção de gás através do *riser* da linha de produção e, assim, realizar a retirada do líquido residual do mesmo.

## 2.7

### Casos de Estudo

Conforme mencionado anteriormente, o presente trabalho tem como foco o estudo do sistema sob a ótica de mecanismo de auxílio para *blowdown* do *riser*, sendo sua aplicação no contexto de garantia de escoamento, e aumento de produção, sua aplicação no contexto de elevação artificial. Para a análise de auxílio no *blowdown* do *riser*, é necessário realizar a simulação da sequência de operações prévias ao momento em que o auxílio no *blowdown* do *riser* será, de fato, necessário.

#### 2.7.1

##### Remediação de Hidratos

Os casos de remediação de plugues de hidrato são simples em termos de operação. Basicamente temos como situação inicial a linha de produção completamente preenchida de água em equilíbrio térmico com o ambiente.

O objetivo destas análises é identificar, dentro da envoltória de variação geométrica adotada, as vazões necessárias para a limpeza do duto. O objetivo final é obter uma linha inteiramente fora do envelope de hidratos. As baixas vazões são interessantes de serem verificadas para identificar outros métodos de injeção de gás, que não utilizam o sistema de compressão principal da plataforma.

Outro ponto importante, é o de verificar o tempo de operação necessário para se atingir a condição mencionada anteriormente para cada vazão de gás injetado. Há um ponto em que não é mais enxergado ganho de tempo na operação, mesmo com aumento da vazão injetada. Essa vazão foi utilizada como referência para os estudos de prevenção de hidratos.

A Tabela 2.3 traz um resumo das variáveis de sensibilidade e os valores adotados.

#### 2.7.2

##### Prevenção de Hidratos

Um cenário com alta frequência de ocorrência tem a seguinte sequência:

- *Shut-in* do poço produtor de óleo.
- *Cooldown* do sistema de produção.
- *Blowdown* do sistema de produção.

O *shut-in* do poço produtor de óleo é basicamente a operação de fechamento de uma ou mais válvulas do sistema de produção, de forma que a

Tabela 2.3: Resumo dos casos de remediação

Variável	Valores
LDA [m]	2000
	3000
Diâmetro [pol]	6
	8
Offset [km]	5
	10
H [m]	100
	-100
RBGL [1000 Sm <sup>3</sup> /d]	50
	100
	200
	400
	600

produção do poço seja cessada. Normalmente um fechamento intencional do poço é realizado apenas na SDV de superfície. No entanto, em um fechamento emergencial, ocorre também o fechamento na ANM. Por estarmos tratando de escoamentos multifásicos e misturas, tanto a proporção como a composição das diferentes fases variam bastante com as mudanças de pressão e temperatura ao longo do sistema. Conforme mencionado anteriormente, isso gera diferentes arranjos entre as fases líquida e gasosa na seção transversal ao escoamento, chamadas usualmente de padrões de escoamento. Ao cessarmos o escoamento, ocorre um processo natural de segregação gravitacional entre as fases, um processo transiente que tem sua duração fortemente dependente da proporção entre gás e líquido no sistema. Ao final da segregação das fases, a fase líquida ocupará as porções mais baixas do sistema, enquanto o gás ocupará as porções mais altas. Esse fenômeno, que causa gradientes de pressão gravitacional com forte descontinuidade, devido à grande diferença de densidade entre a fase líquida e gasosa, gera um perfil de pressão ao longo do sistema completamente diferente do perfil durante o escoamento, ao ponto de gerar pressões muito altas nos pontos mais altos do sistema. A depender de qual válvula é fechada ou a sequência de fechamento de diferentes válvulas, o sistema será dividido em mais de um volume de controle e o perfil de pressão será distinto, função do fluido contido inicialmente no mesmo.

Na produção de petróleo *offshore*, principalmente em água profundas, a temperatura do meio externo ao sistema é, via de regra, mais baixa que a do fluido escoando dentro do sistema e isso se agrava nos trechos mais

profundos do oceano. O termo comumente utilizado na indústria, tempo de resfriamento ou *cooldown time*, se refere ao tempo necessário para que o sistema esfrie até uma condição crítica do ponto de vista de garantia de escoamento, geralmente para a formação de hidratos. O *cooldown time* é dependente de muitas características do sistema. O perfil de temperatura do escoamento em regime permanente, ou seja, antes do *shut-in* tem grande influência no processo. Ele é definido não só pelo grau de isolamento térmico dos dutos, mas também pela vazão e características do fluido escoado.

Por fim, o *blowdown* é o último passo dessa típica sequência de operações. Basicamente, ele se refere ao processo de despressurização do sistema, por meio da abertura das válvulas fechadas na operação de *shut-in*. Esse processo, em geral, deve ser feito de forma cuidadosa, com o objetivo de controlar o resfriamento do gás em função da despressurização, devido ao efeito Joule-Thomson. Uma despressurização descontrolada pode gerar temperaturas muito baixas, causando desde plugues de hidrato até congelamento de tubulações e problemas em nível metalúrgico. Essa operação tem como objetivo reduzir a pressão do sistema, para que este atinja uma condição termo-hidráulica segura do ponto de vista de garantia de escoamento. Em alguns casos, a operação de *blowdown* pode ser desnecessária, quando o sistema volta a operar rapidamente após um *shut-in* ou quando, mesmo em equilíbrio com o meio externo, as condições termo-hidráulicas do sistema não geram problemas de garantia de escoamento.

Um aspecto muito importante para o projeto de sistemas de produção é a definição de um tempo de espera, ou *no-touch time*. Ele é definido como o período após a parada de produção, ou fechamento do poço, durante o qual nenhuma ação operacional é tomada no sentido de prevenir a formação de hidratos. Este tempo é utilizado pelas equipes de operação para verificar a causa da parada de emergência e, se for o caso, sanar o problema e voltar à produção sem qualquer risco de hidrato. Quanto maior o tempo de espera, mais seguro é o sistema com relação a hidratos e menor o envolvimento requerido por parte da equipe de operação da unidade de produção no caso de uma parada de emergência. O tempo de espera utilizado como referência para este trabalho é de 4 horas. Esse valor é factível com base no atual nível tecnológico das linhas submarinas e é adotado por diversas empresas operadoras em regiões de lâmina d'água profunda.

É importante destacar que o tempo de resfriamento de projeto, conforme descrito anteriormente, deve levar em consideração, não somente o tempo de espera, como também o tempo de prevenção. Este último corresponde ao tempo necessário para despressurizar a linha, ou *blowdown* como mencionado

anteriormente, e trocar os fluidos da linha de produção por óleo morto ou diesel, que são considerado fluidos inertes do ponto de vista de formação de hidratos. Uma referência de tempo de prevenção para todos os poços de uma plataforma é de 24 horas. De forma geral, a etapa de despressurização é relativamente rápida. Para este trabalho, foi utilizada uma taxa de despressurização de referência de 200 bar/h. Assim, a maior parte do tempo é dedicada à operação de substituição de fluidos. Vale ressaltar que essa operação é feita poço a poço, exigindo uma priorização dos poços em função da criticidade.

As Tabelas 2.4, para linhas de 6 polegadas, e 2.5, para linhas de 8 polegadas, apresentam um resumo das variáveis de sensibilidade e os valores adotados.

Tabela 2.4: Resumo dos casos de prevenção para 6 pol

Variável	Valores
LDA [m]	2000 3000
Diâmetro [pol]	6
Offset [km]	5 10
Fluido	1 2
Wcut [%]	10 70
H [m]	100 -100
RBGL [1000 Sm <sup>3</sup> /d]	0 200

### 2.7.3

#### Elevação Artificial

Para os casos de estudo de elevação artificial, o objetivo principal é comparar a vazão de líquido em função da vazão de *gas-lift* para injeção dentro do poço e na base do *riser*. A única variável adicionada na sensibilidade foi o IP do poço, que se traduz basicamente em vazão potencial. Isto foi essencial para identificar os limites do potencial de redução da perda de carga gravitacional, frente ao aumento da perda de carga por fricção, por meio da injeção de gás no escoamento.

Tabela 2.5: Resumo dos casos de prevenção para 8 pol

Variável	Valores
LDA [m]	2000 3000
Diâmetro [pol]	8
Offset [km]	5 10
Fluido	1 2
Wcut [%]	10 70
H [m]	100 -100
RBGL [1000 Sm <sup>3</sup> /d]	0 400

A Tabelas 2.6, para linhas de 6 polegadas, e 2.7, para linhas de 8 polegadas, apresentam um resumo das variáveis de sensibilidade e os valores adotados.

Tabela 2.6: Resumo dos casos de elevação artificial para 6 pol

Variável	Valores
LDA [m]	2000
	3000
Diâmetro [pol]	6
Offset [km]	5
	10
Fluido	1
	2
Wcut [%]	10
	70
H [m]	0
	0
GL [1000 Sm <sup>3</sup> /d]	100
	200
	300
IP [Sm <sup>3</sup> /d/bar]	10
	100

Tabela 2.7: Resumo dos casos de elevação artificial para 8 pol

Variável	Valores
LDA [m]	2000
	3000
Diâmetro [pol]	8
Offset [km]	5
	10
Fluido	1
	2
Wcut [%]	10
	70
H [m]	0
	0
GL [1000 Sm <sup>3</sup> /d]	200
	400
	600
IP [Sm <sup>3</sup> /d/bar]	10
	100

### 3

## Remediação de Hidratos

A análise de remediação de bloqueios por hidrato consistiu na avaliação da eficácia da remoção de líquido pelo *gas-lift* aplicado na base do *riser*. Foi utilizada como premissa um duto, inicialmente, totalmente preenchido com água, em equilíbrio térmico com o ambiente. Esta premissa foi utilizada pelo fato da análise ser baseada na pressão residual na linha de produção, decorrente da coluna de líquido residual, e a água ser o fluido com maior massa específica dentre os presentes no escoamento de petróleo. Gás é injetado na base do *riser* com vazão constante até que o perfil de *holdup* fique praticamente estável. Então, a injeção de gás é interrompida e se observa, no espaço de simulação numérico-computacional, a evolução para a condição de equilíbrio terminal. Foram avaliadas diferentes vazões de gás. As variáveis alvo da análise são os perfis de DTHYD e de *holdup*, bem como o tempo de operação. A variável DTHYD representa a diferença entre a temperatura de formação de hidratos, na pressão local, e a temperatura local do fluido. Isto resulta em valores negativos da variável DTHYD se a temperatura local for superior à temperatura de formação de hidratos.

Foi possível observar que nos casos de escoamento descendente no trecho da *flowline*, o gás escoava inicialmente na direção contrária à natural da produção até chegar na cabeça do poço, onde começa a atuar como um pistão, deslocando o líquido em direção à base do *riser*. Esse mecanismo permite que haja uma remoção muito eficaz do líquido residual da linha de produção, fazendo com que se atinja níveis muito baixos de pressão residual em toda a linha de produção. É possível observar também, que mesmo com baixas vazões de injeção de gás, é possível limpar o duto o suficiente para deixá-lo numa condição fora do envelope de hidrato.

Nos casos de escoamento ascendente no trecho da *flowline*, o gás injetado tem atuação exclusiva no trecho à jusante do ponto de injeção, que no modelo adotado consiste apenas no *riser*. A pressão residual é, então, função da diferença de profundidade entre o ponto de injeção e o ponto mais profundo do sistema. Para este estudo foi utilizada uma diferença de profundidade fixa de 100 m. Desta forma, para linhas inicialmente cheias de água, nunca é possível reduzir a pressão abaixo de uma coluna de 100 m de água, o que resulta

em uma pressão residual em torno de 10 bar. Isto faz com que as condições de temperatura e pressão na cabeça do poço não sejam suficientes para a desejada dissociação de um eventualmente formado plugue de hidrato. Uma solução para esses casos seria aproximar o ponto de injeção de gás em relação à cabeça do poço, de forma a reduzir a coluna de água residual.

De forma geral, é possível constatar uma tendência de redução do tempo de limpeza do duto com o aumento da vazão de *gas-lift* injetada. No entanto, há um limite a partir do qual não há ganhos significativos em se continuar aumentando a vazão de injeção de gás.

Os resultados do estudo de remediação são apresentados em gráficos das variáveis DTHYD e *holdup* de líquido em função do comprimento total da linha de produção. As diferentes linhas coloridas mostram os perfis para diferentes momentos, onde o tempo é representado em horas.

Para as linhas de 6 polegadas, pode-se observar que não há uma diferença significativa em se aumentar a vazão de gás injetado de 200000 Sm<sup>3</sup>/d para 400000 Sm<sup>3</sup>/d, o que pode ser observado nos perfis de DTHYD e de *holdup* presentes da Figura 3.1 até a Figura 3.4, para o caso de *Offset* de 5 km, e da Figura 3.5 até Figura 3.8, para o caso de *Offset* de 10 km. No caso de *Offset* de 5 km, ambas as vazões fazem com que a operação dure cerca de 8 horas. Já para o caso de *Offset* de 10 km, ambas as vazões fazem com que a operação dure cerca de 16 horas.

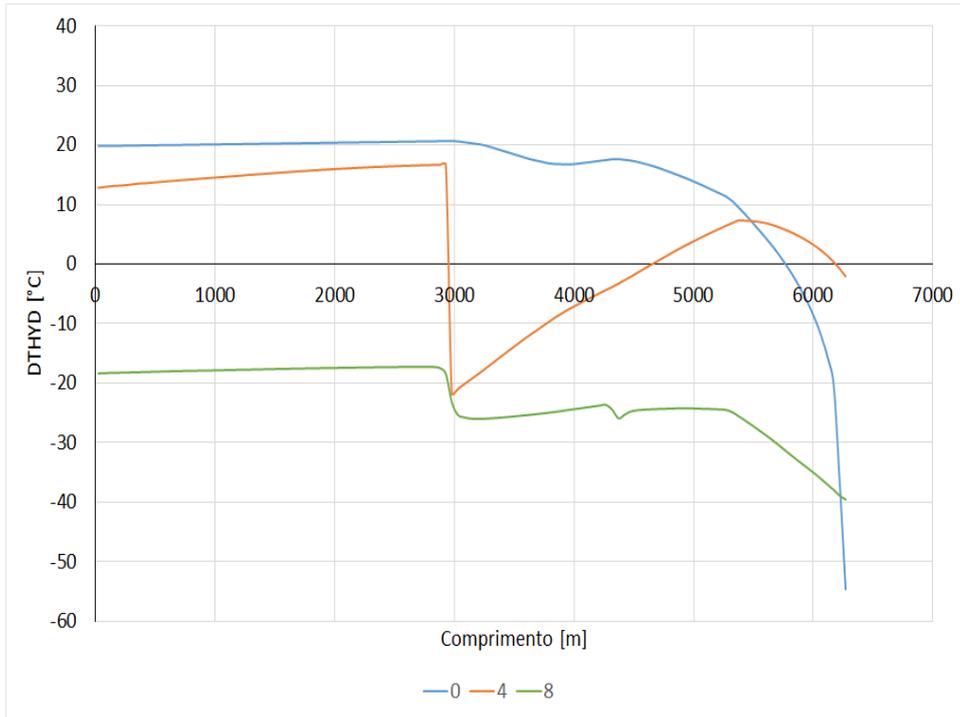


Figura 3.1: Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{GL} = 200000 \text{ Sm}^3/\text{d}$

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

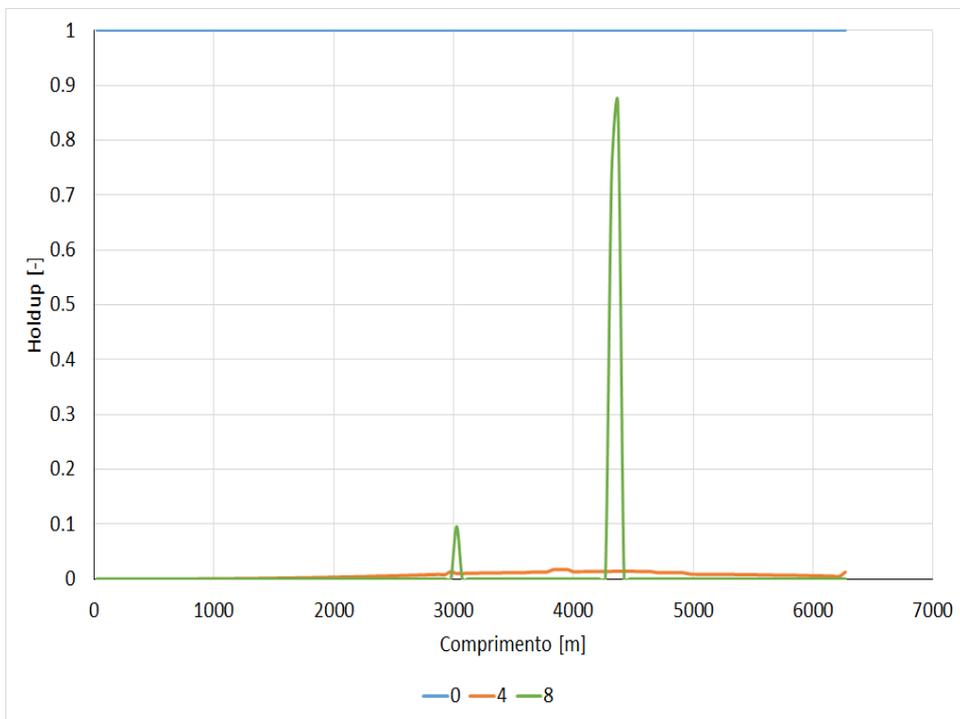


Figura 3.2: Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{GL} = 200000 \text{ Sm}^3/\text{d}$

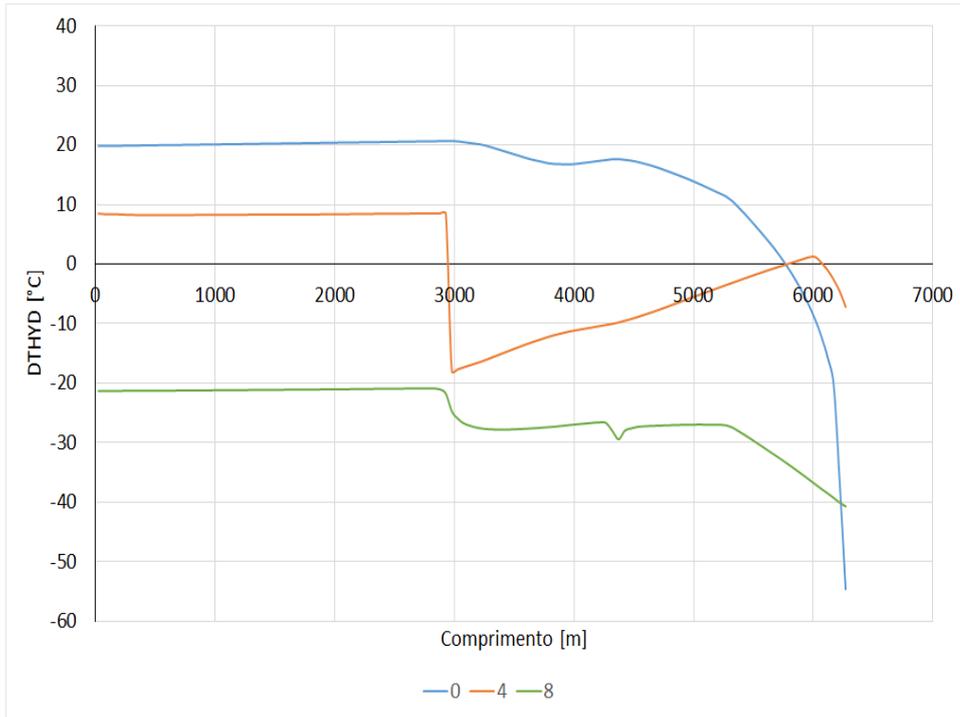


Figura 3.3: Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{GL} = 400000 \text{ Sm}^3/\text{d}$

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

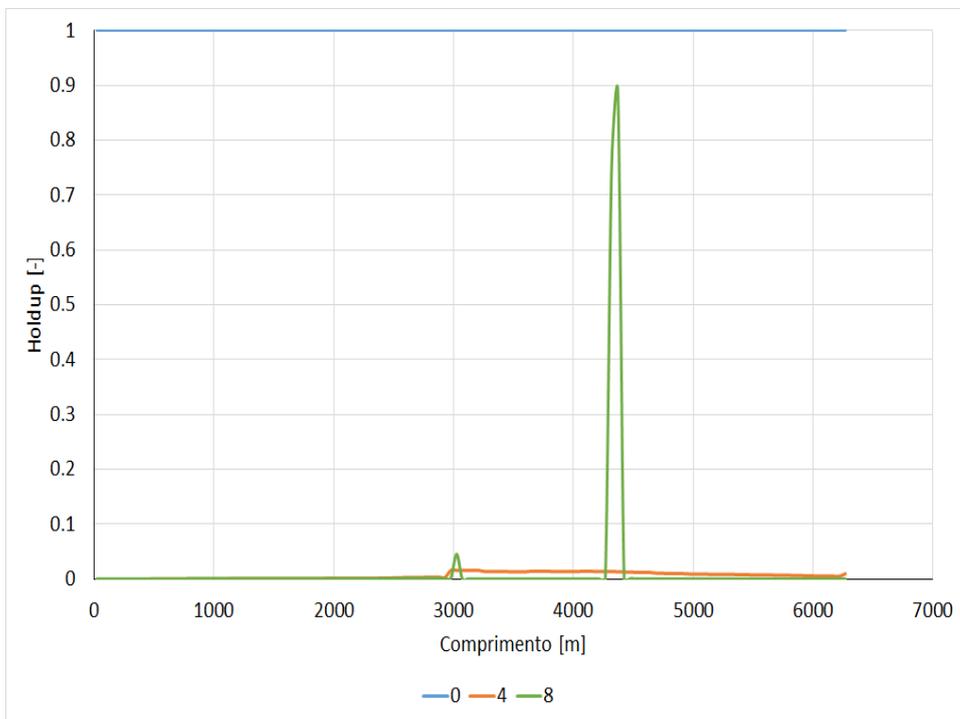


Figura 3.4: Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{GL} = 400000 \text{ Sm}^3/\text{d}$

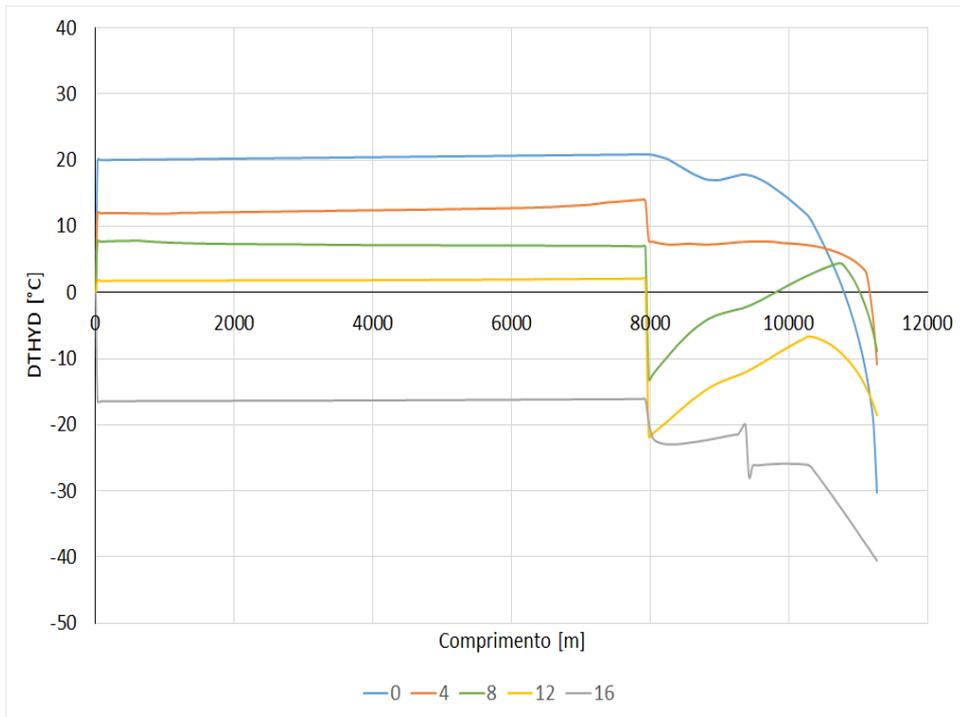


Figura 3.5: Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.  $Q_{GL} = 200000 \text{ Sm}^3/\text{d}$

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

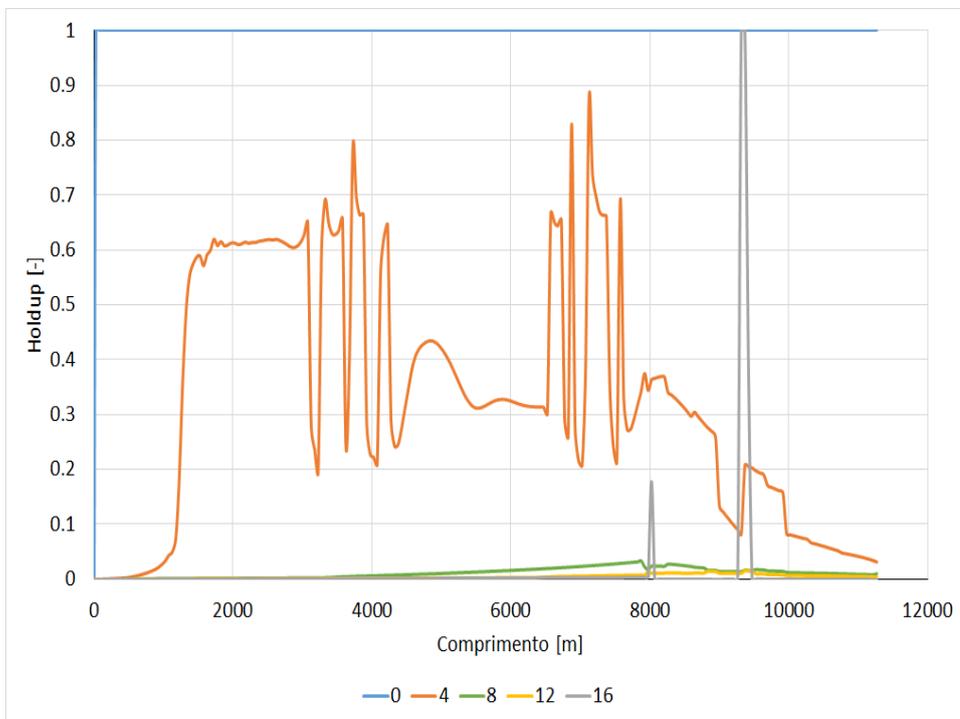


Figura 3.6: Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.  $Q_{GL} = 200000 \text{ Sm}^3/\text{d}$

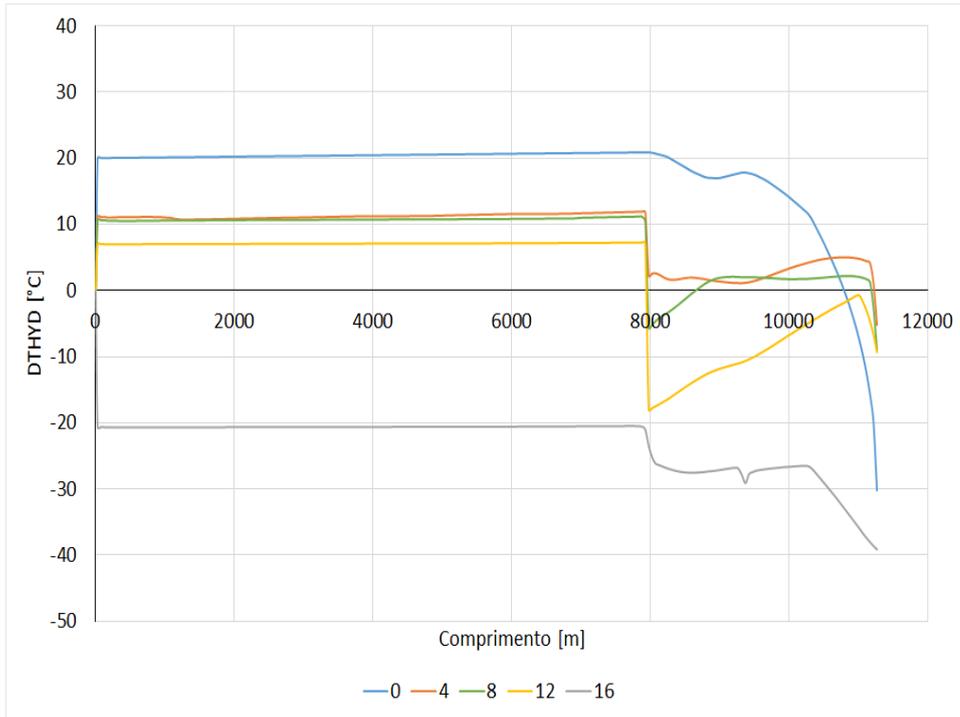


Figura 3.7: Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.  $Q_{GL} = 400000 \text{ Sm}^3/\text{d}$

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

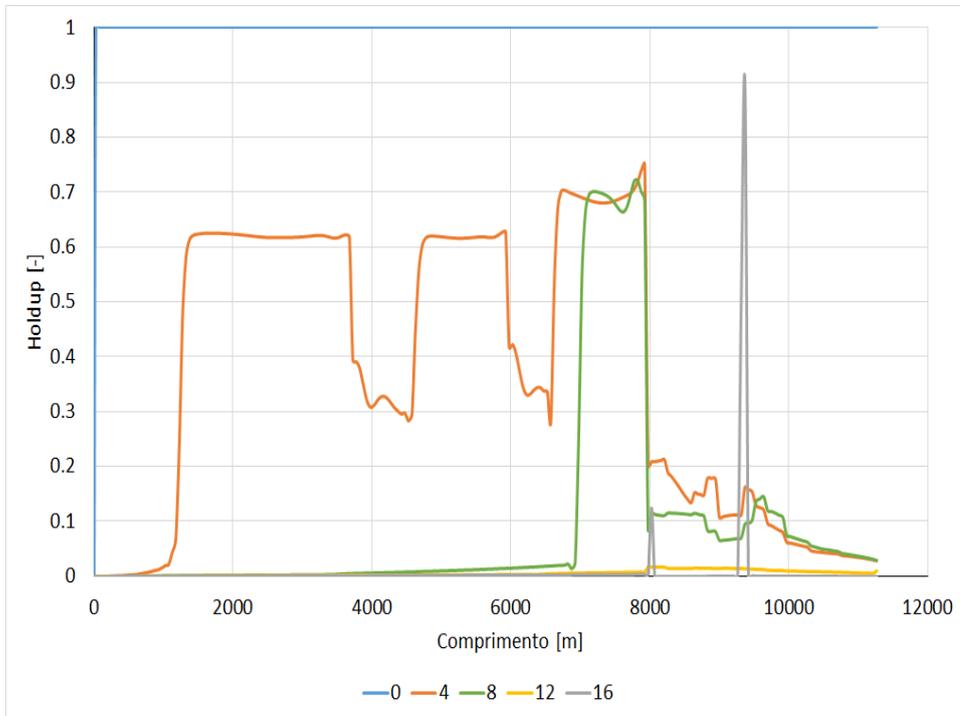


Figura 3.8: Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.  $Q_{GL} = 400000 \text{ Sm}^3/\text{d}$

Da mesma forma, para as linhas de 8 polegadas, pode-se observar que não há uma diferença significativa em se aumentar a vazão de gás injetado de 400000 Sm<sup>3</sup>/d para 600000 Sm<sup>3</sup>/d, o que pode ser visto nos perfis de DTHYD e de *holdup* presentes da Figura 3.9 até a Figura 3.12. No caso de *Offset* de 5 km, ambas as vazões fazem com que a operação dure cerca de 8 horas.

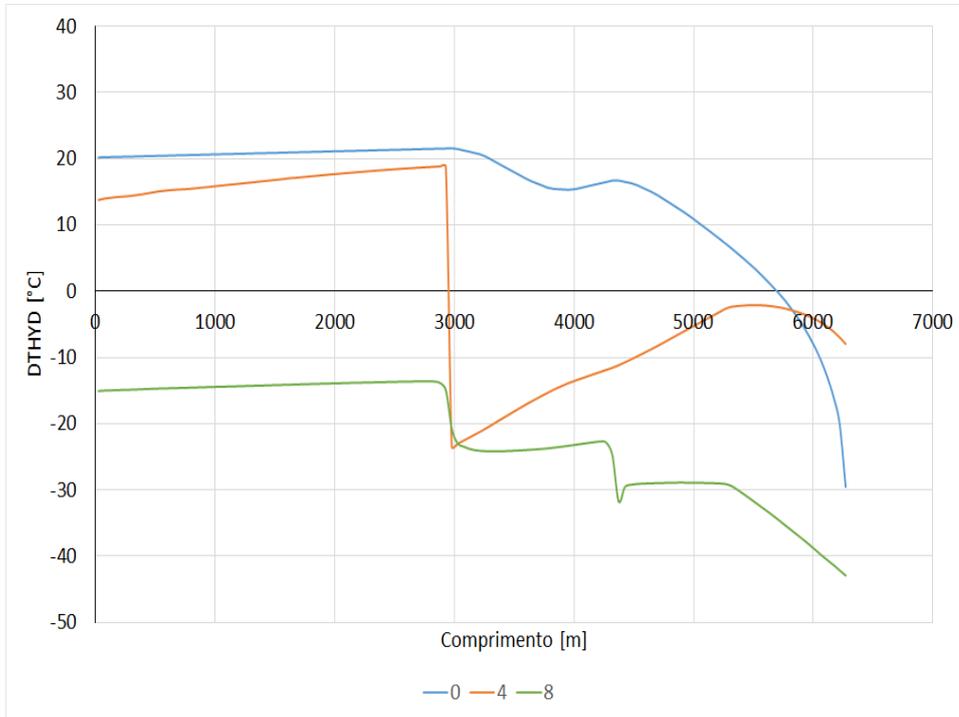


Figura 3.9: Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{GL} = 400000 \text{ Sm}^3/\text{d}$

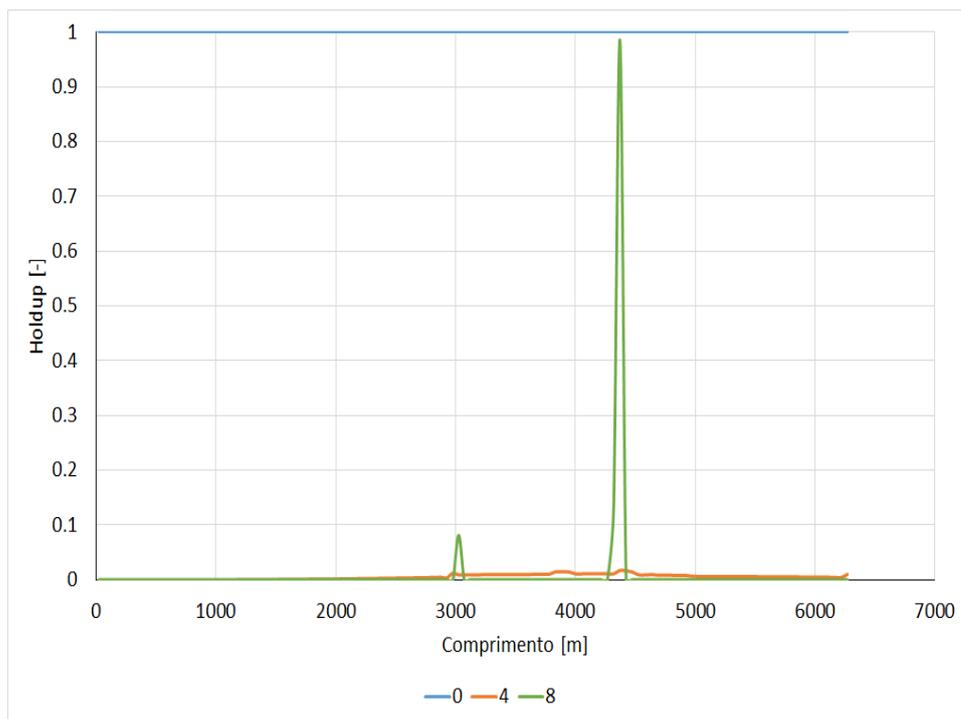


Figura 3.10: Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{GL} = 400000 \text{ Sm}^3/\text{d}$

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

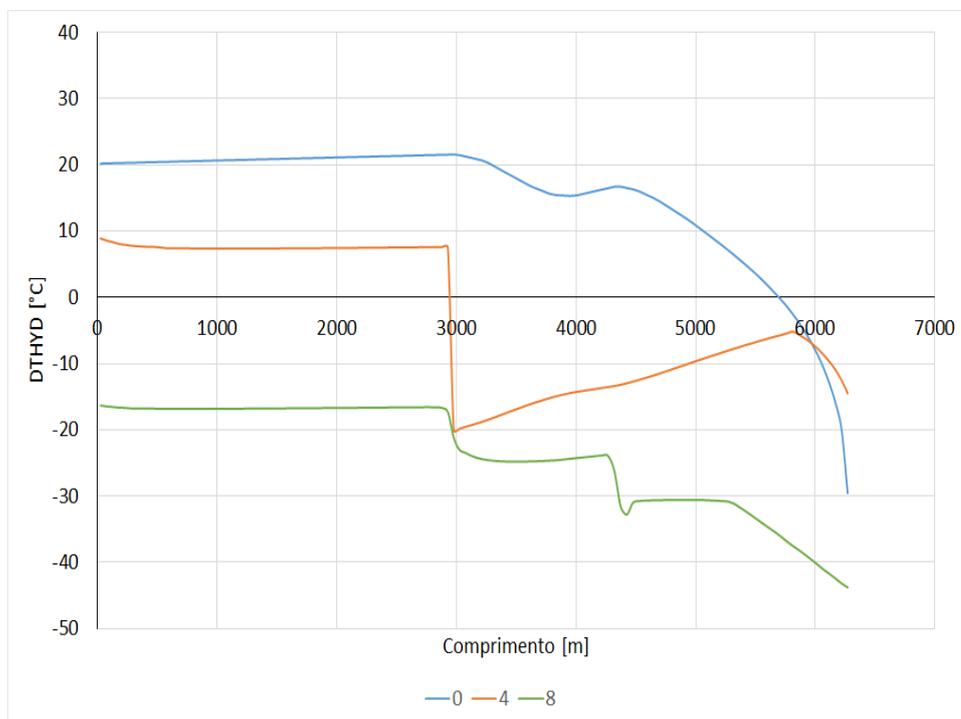


Figura 3.11: Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{GL} = 600000 \text{ Sm}^3/\text{d}$

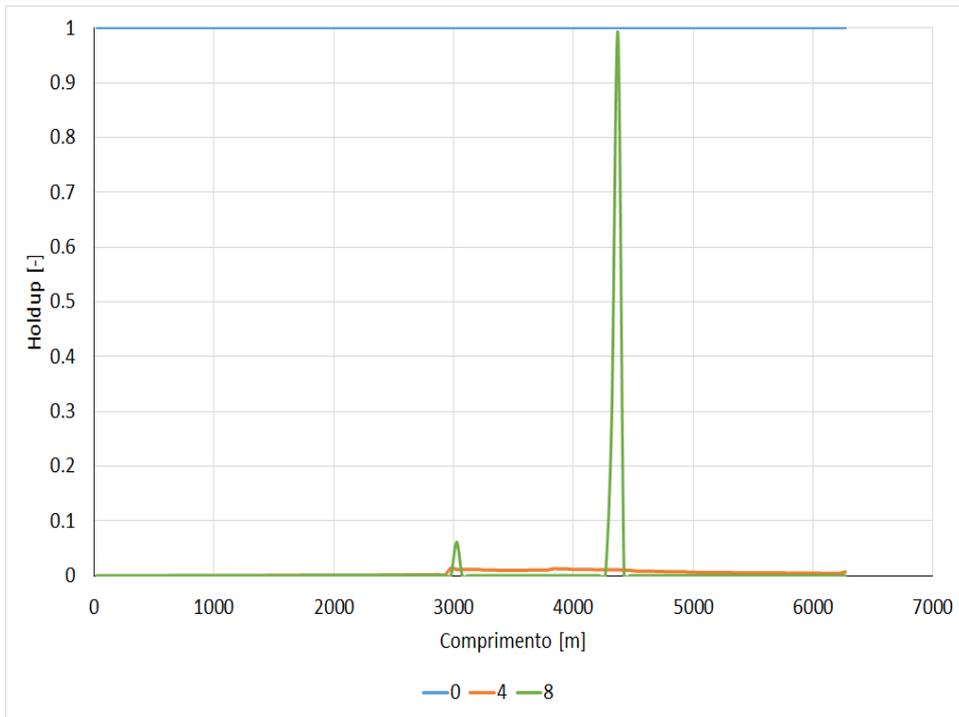


Figura 3.12: Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{GL} = 600000 \text{ Sm}^3/\text{d}$

Quando alteramos apenas o diâmetro, é possível observar que as operações em dutos de 8 polegadas são mais longas. No entanto, para as vazões de corte, mencionadas anteriormente, o tempo de operação é praticamente o mesmo. A influência do diâmetro está na definição da vazão de corte.

Ao compararmos diferentes lâminas d'água, os resultados de tempo de operação para cada vazão de gás são muito semelhantes. Isto pode ser constatado da Figura 3.1 até a Figura 3.4 e da Figura 3.13 até a Figura 3.16.

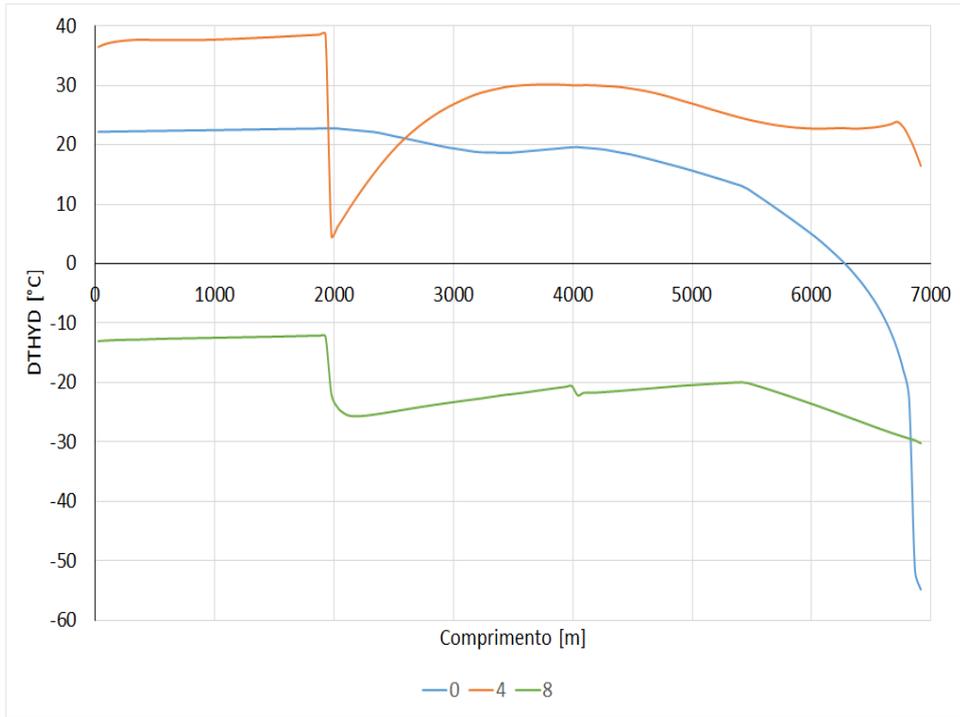


Figura 3.13: Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{GL} = 200000 \text{ Sm}^3/\text{d}$

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

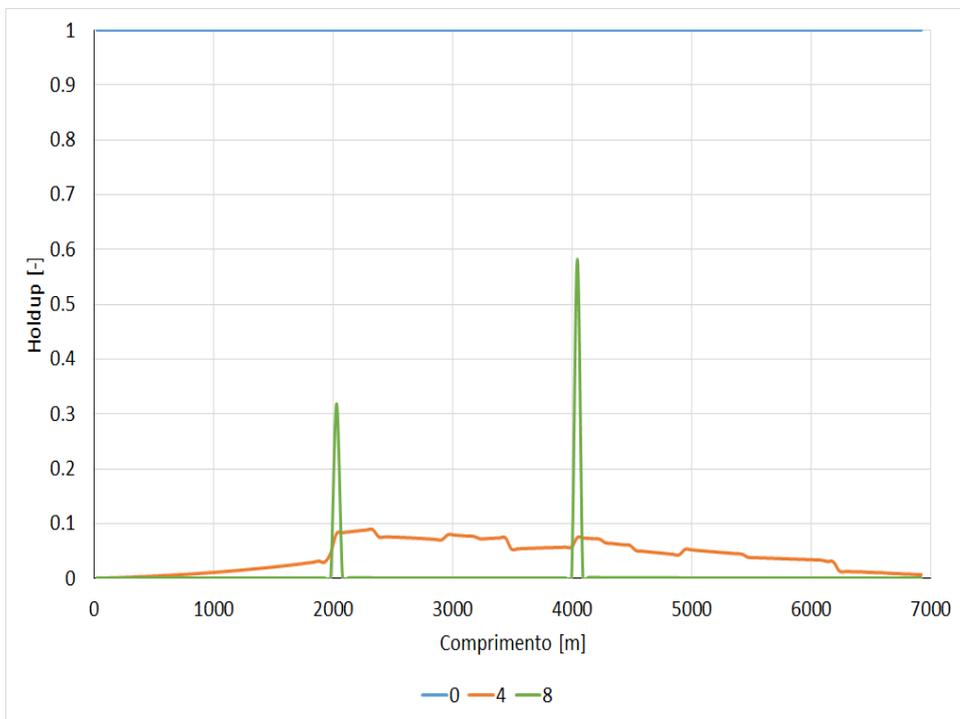


Figura 3.14: Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{GL} = 200000 \text{ Sm}^3/\text{d}$

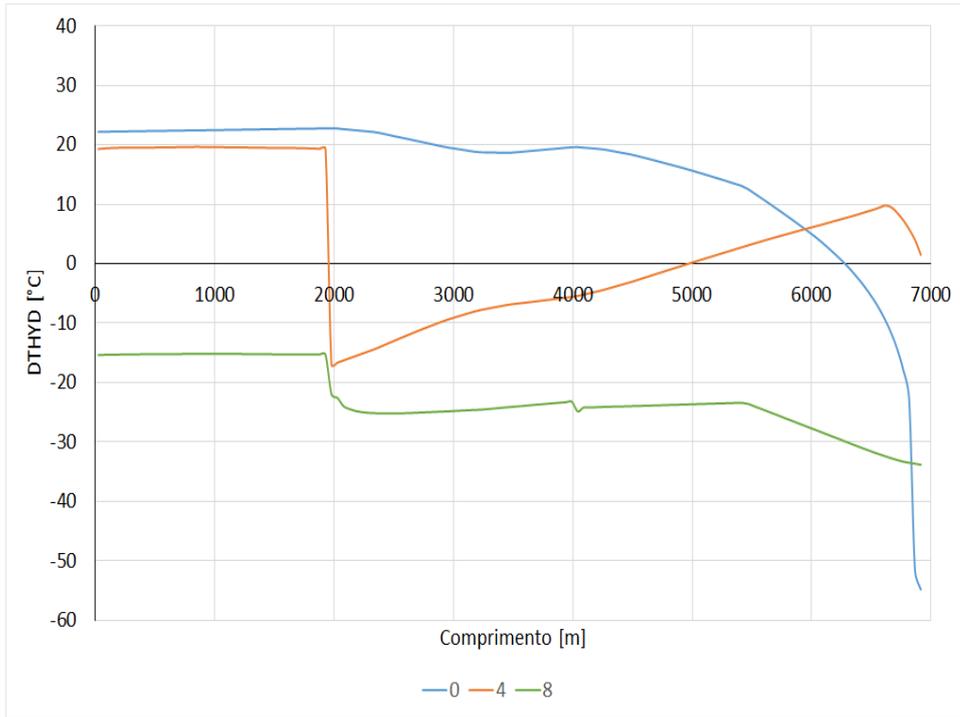


Figura 3.15: Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{GL} = 400000 \text{ Sm}^3/\text{d}$

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

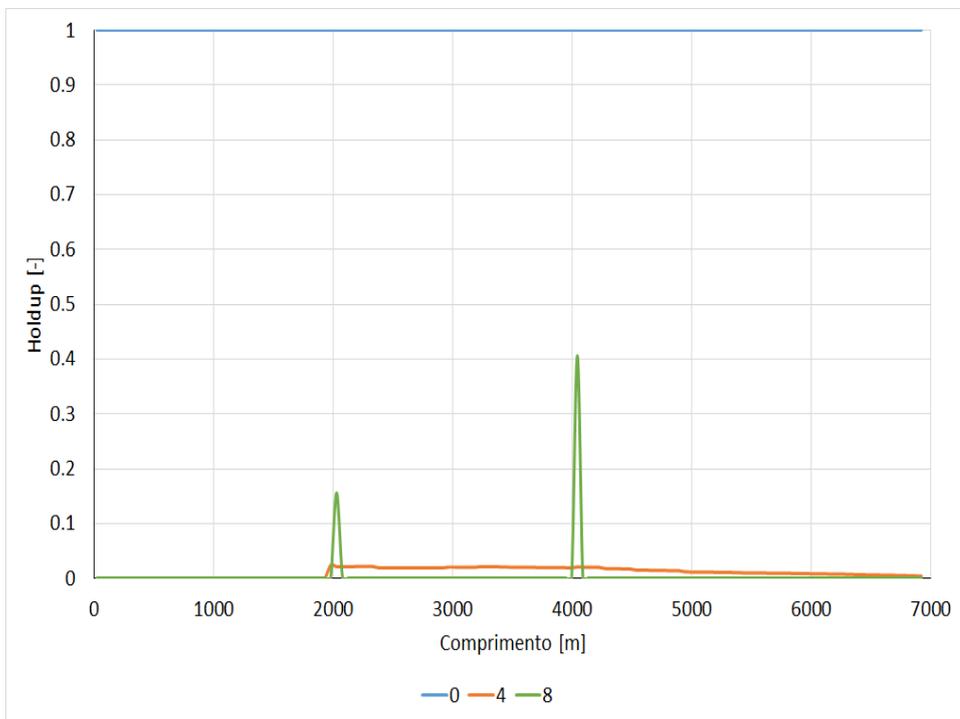


Figura 3.16: Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{GL} = 400000 \text{ Sm}^3/\text{d}$

Em resumo, a operação de limpeza para remediação tem um tempo mínimo de cerca de 8 horas, para linhas descendentes com *Offset* de 5 km. Por analogia, para as linhas descendentes com *Offset* de 10 km, a operação de limpeza para remediação tem um tempo mínimo de cerca de 16 horas. Isto mostra que a variável mais importante para o tempo de operação é o *Offset*.

No outro extremo, podemos ver que mesmo para baixas vazões de injeção de gás, é possível realizar a limpeza do duto com êxito. No entanto, o tempo necessário para isto aumenta significativamente, o que pode ser visto nas Figuras 3.17 e 3.18.

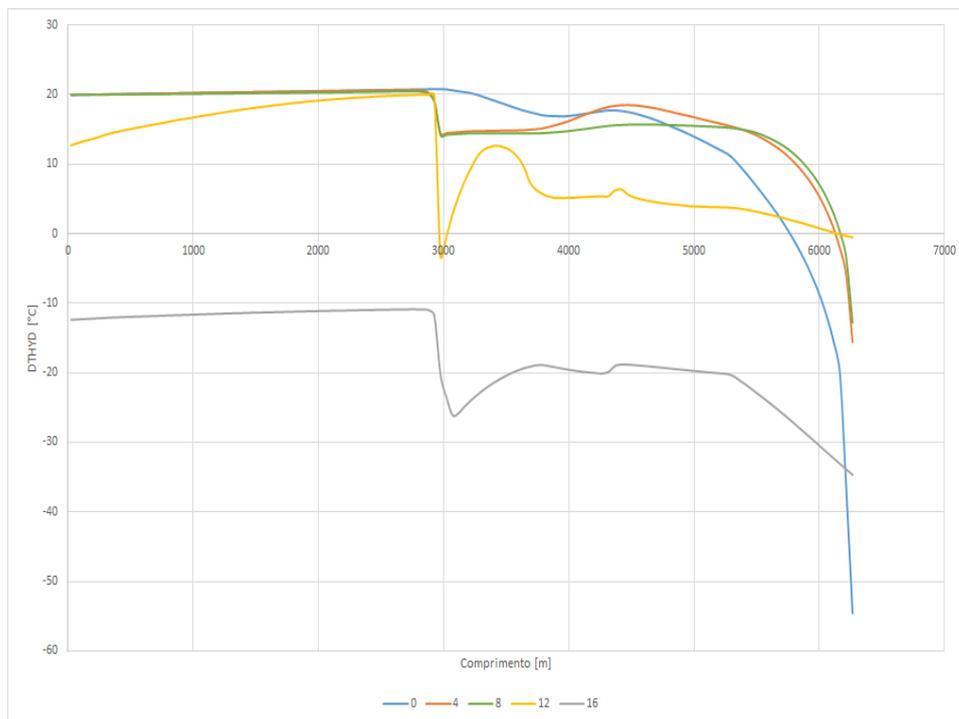


Figura 3.17: Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{GL} = 50000 \text{ Sm}^3/\text{d}$

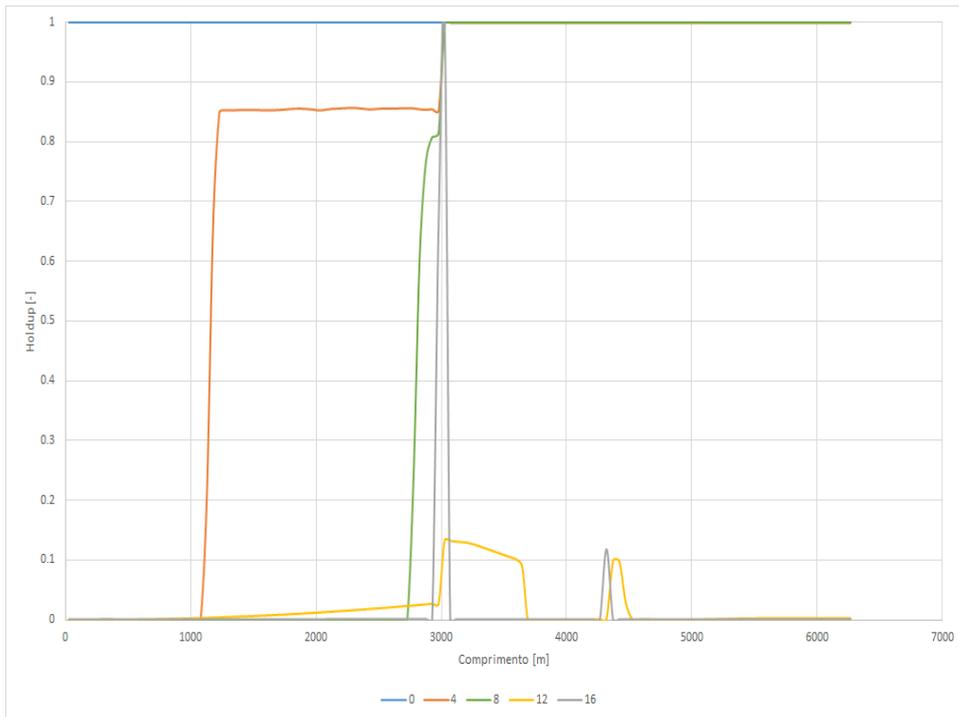


Figura 3.18: Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{GL} = 50000 \text{ Sm}^3/\text{d}$

É muito importante ressaltar que o estudo foi baseado em geometrias idealizadas, em que o trecho *flowline* é perfeitamente descendente ou ascendente. Em outras palavras, há uma inclinação constante entre a cabeça do poço e a base do *riser*.

Ao observar as Figuras 3.19, 3.20 e 3.21, podemos ver que ao incluirmos um relevo acidentado em uma linha descendente, o limite de ação do gás é alterado. Apesar de ainda termos a base do *riser* mais baixa em relação à cabeça do poço, a presença de um ou mais trechos ascendentes impede que o gás atinja a cabeça do poço e atue na retirada do líquido em toda a linha.

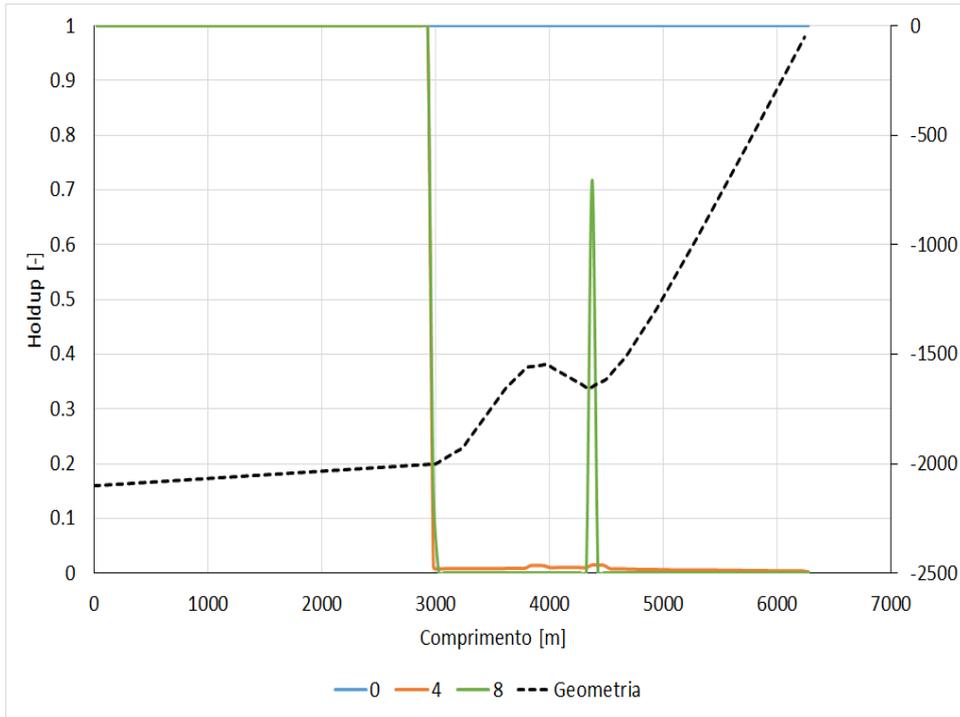


Figura 3.19: Perfil de Holdup. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{GL} = 200000 \text{ Sm}^3/\text{d}$

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

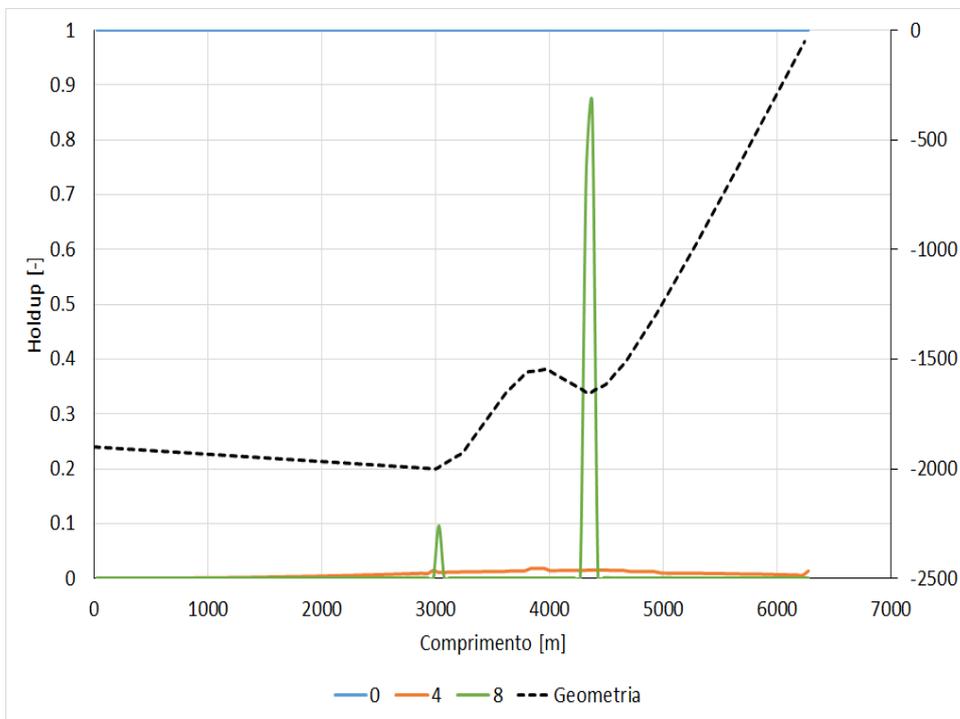


Figura 3.20: Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{GL} = 200000 \text{ Sm}^3/\text{d}$

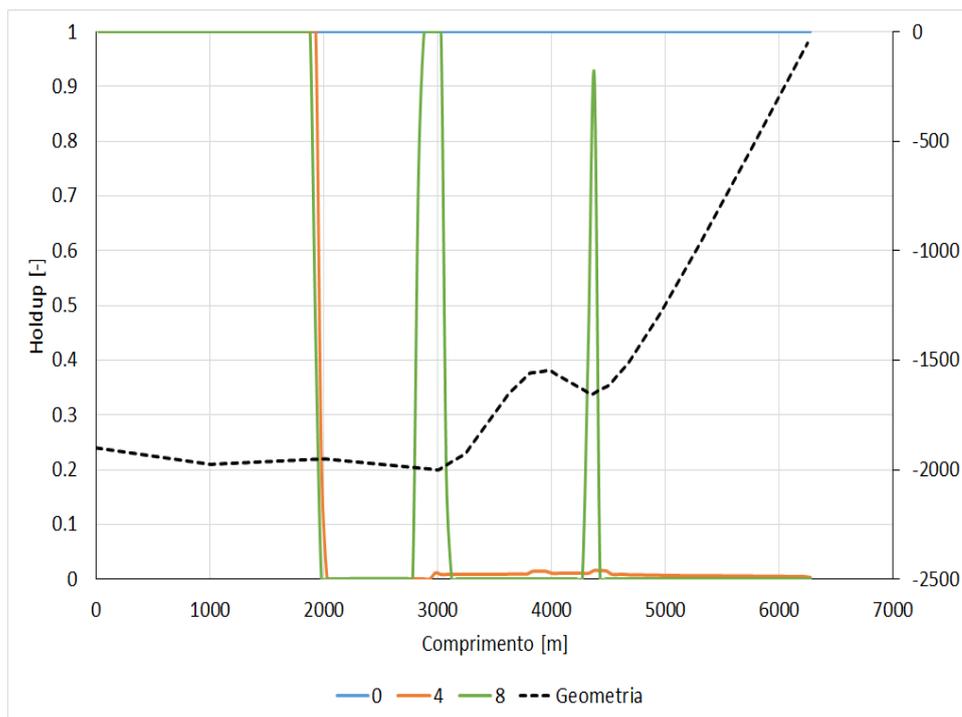


Figura 3.21: Perfil de Holdup. Descendente com relevo. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{GL} = 200000 \text{ Sm}^3/\text{d}$

Mesmo com esta limitação, é possível fazer com que toda a linha fique fora do envelope de hidratos, como é ilustrado na Figura 3.22.

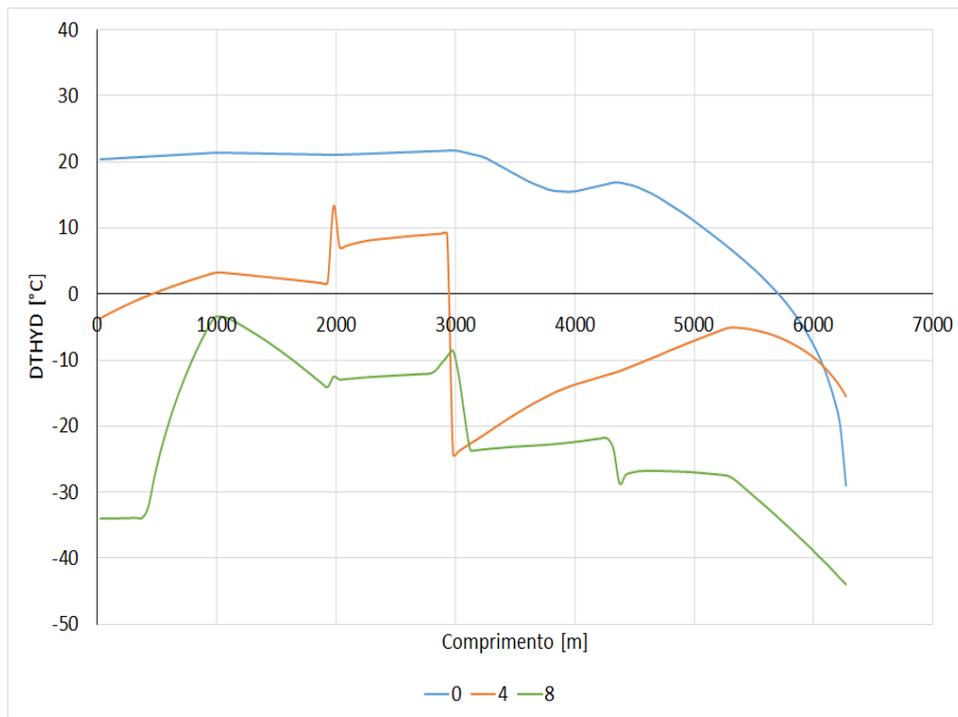


Figura 3.22: Perfil DTHYD. Descendente com relevo. LDA = 2000 m. ID = 6 pol.  $Offset = 5$  km.  $Q_G L = 200000$  Sm<sup>3</sup>/d

## 4

### Prevenção de Hidratos

As simulações foram divididas em 4 etapas.

A primeira delas é o perfil do escoamento em regime permanente. Foi adotado como premissa utilizar uma vazão máxima de líquido de 30 kbpd, para termos um perfil de pressão e temperatura mais compatível com casos reais de operação. Como foi adotado um IP de 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar, a vazão potencial destes poços excede consideravelmente a vazão normalmente prevista pelos engenheiros de reservatório para uma drenagem adequada. Assim, a pressão de cabeça dos poços é uma variável de saída da simulação. A simulação é executada com uma duração de 5 horas com o objetivo de verificar se há algum tipo de instabilidade. O arquivo resultante é utilizado como entrada para a segunda etapa.

A segunda delas consiste no fechamento do poço. Primeiro há o fechamento da SDV de superfície em rampa de 30 segundos. Após 5 minutos, há o fechamento da M1 na ANM em rampa de 1 minuto. A simulação é executada durante 4 horas, compatível com o *no-touch time* descrito anteriormente. Os resultados obtidos são utilizados como entrada para a terceira e a quarta etapa.

A terceira etapa consiste em realizar a despressurização da linha de produção, por meio da abertura da SDV de superfície (na UEP). A abertura foi realizada de forma a respeitar a taxa de despressurização de 200 bar/h. A simulação tem duração de 8 horas para ter-se uma ideia do tempo de resfriamento nestas condições. O objetivo é acompanhar o perfil de temperatura e pressão ao longo do tempo para verificar a eficácia da despressurização na prevenção de hidratos.

A quarta etapa é semelhante à terceira. A diferença está no início da injeção de gás na base do *riser* ao término da despressurização. Foi adotada a premissa de uma vazão constante de gás definida. A injeção de gás é interrompida em 6 horas de simulação. A simulação é mantida por mais 2 horas - completando o ciclo de 8 horas de simulação - tendo como objetivo a obtenção do perfil final de pressão e temperatura do sistema, para comparação com perfis similares resultantes na terceira etapa do ciclo completo. Em resumo, tal simulação permitirá, dentre outros, vislumbrar a real eficácia do processo de injeção de *lift gas* na base do *riser* objetivando a suficiente remoção de

líquido residual do subsistema linha de produção, a qual possibilita a inibição da formação de hidratos no mesmo.

Há três diferenças entre os casos de 6 e 8 polegadas. A primeira é em relação à vazão de gás injetado, que é de 200000 Sm<sup>3</sup>/d para 6 polegadas e 400000 Sm<sup>3</sup>/d para 8 polegadas. Essas vazões foram definidas com base nas simulações de remediação de hidratos, onde foram identificadas vazões de corte, a partir das quais não haveria ganho no seu aumento em função da resultante remoção de líquido do sistema de produção. A segunda diferença é em relação ao número de poços escoando pela mesma linha de produção. No caso das linhas de 8 polegadas, foi utilizada a premissa de dois poços escoando pela mesma linha. Por último, a terceira diferença é em relação ao isolamento térmico da linha. Para as linhas de 8 polegadas, foi adotado um coeficiente de troca térmica global de 6,27 W/m<sup>2</sup>.K. O menor isolamento térmico é normalmente adotado em função da maior vazão, uma vez que o tempo de troca de calor com o sumidouro - oceano - é menor para tal nominal de linha de produção.

Os resultados do estudo de prevenção são apresentados principalmente em gráficos de perfis termo-hidráulicos, ou seja, pressão e temperatura. Em alguns casos, são apresentados gráficos das variáveis DTHYD e *holdup* de líquido em função do comprimento total da linha de produção, para auxílio da compreensão. As diferentes linhas coloridas mostram os perfis para diferentes momentos, onde o tempo é representado em horas. As linhas contínuas representam os resultados para o *blowdown* assistido por *gas-lift* na base do *riser*, enquanto as linhas tracejadas representam os resultados para *blowdown* natural.

#### 4.1 Watercut

De forma geral, os resultados mostram que o aumento do *watercut* leva a uma maior dificuldade no *blowdown* natural das linhas de produção. Isto é evidenciado pelos níveis de pressão residual, que por sua vez são fruto do *holdup* residual. Isto pode ser observado na comparação entre as Figuras 4.1 e 4.2 mostradas a seguir.

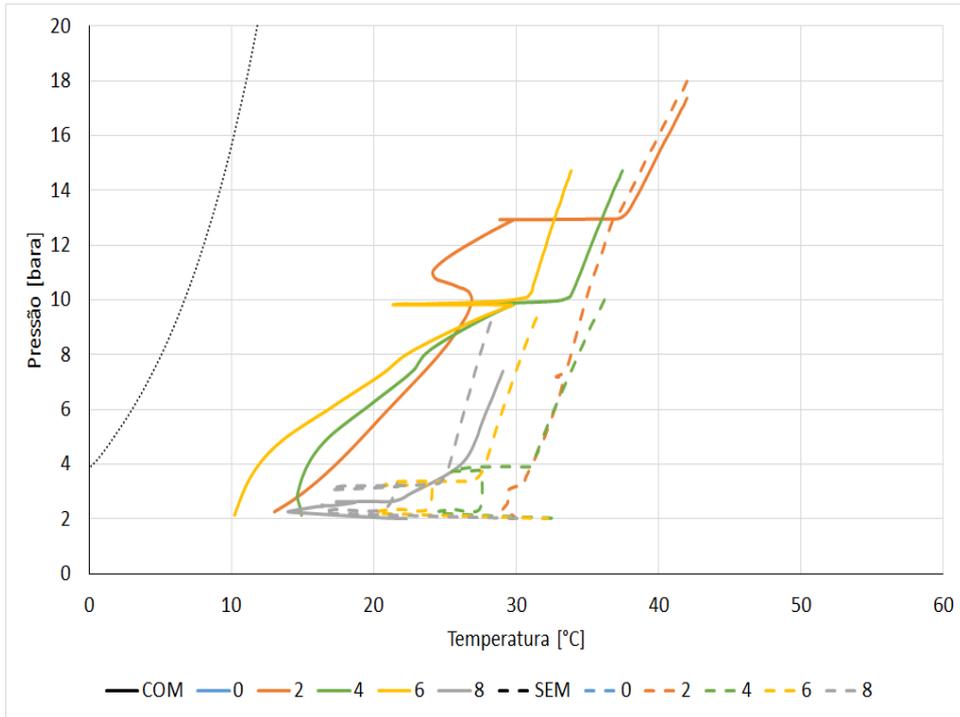


Figura 4.1: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

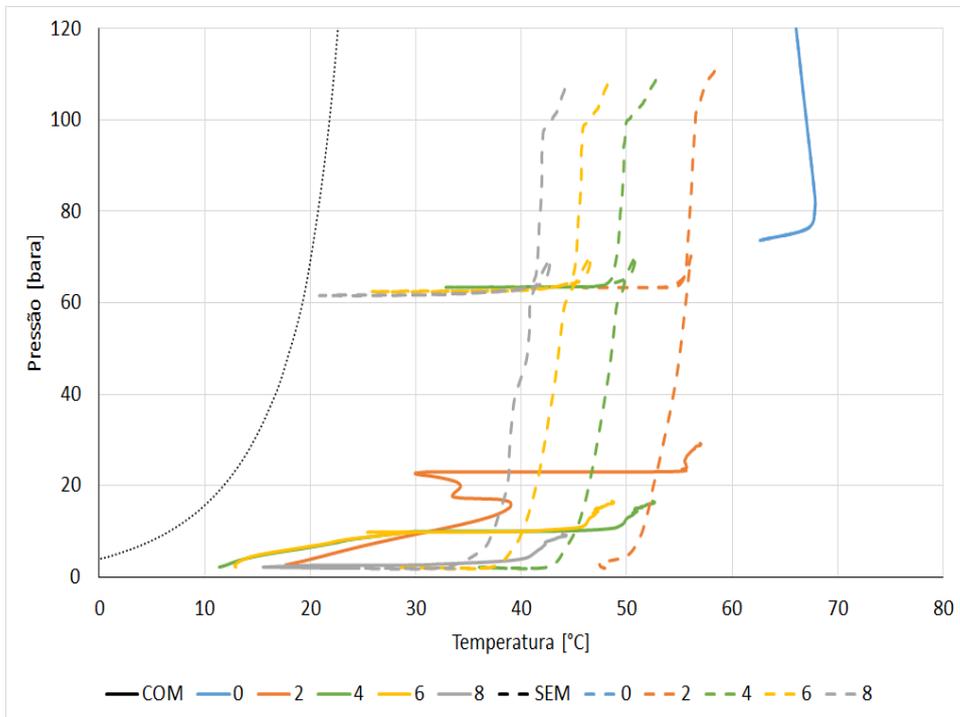


Figura 4.2: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

O *blowdown* natural da linha com *watercut* de 10% resulta em uma pressão residual na linha em torno de 10 bara. Por outro lado, a mesma operação realizada na linha com *watercut* de 70% resulta em uma pressão residual na linha superior a 10 bara.

O mesmo comportamento, de aumento da pressão residual, pode ser observado comparando todos os pares de gráficos em que a única variável alterada é o *watercut*. O nível de aumento da pressão residual é alterado por outras variáveis. Observando as Figuras 4.3 e 4.4, mostradas a seguir, é possível constatar que o aumento da pressão residual foi de cerca de 50 bara para 100 bara.

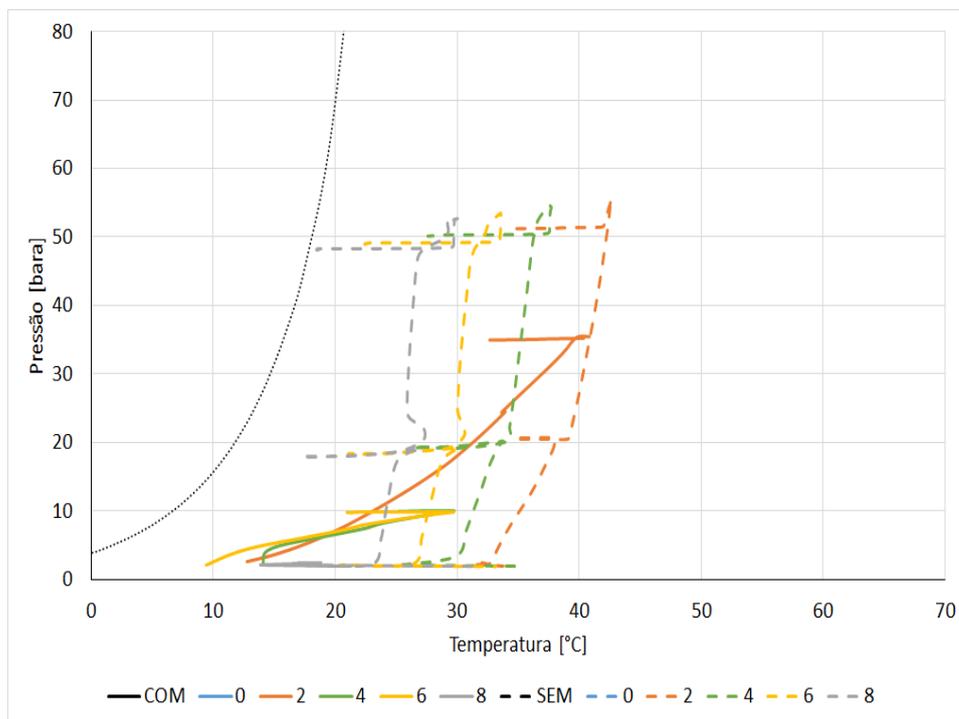


Figura 4.3: Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

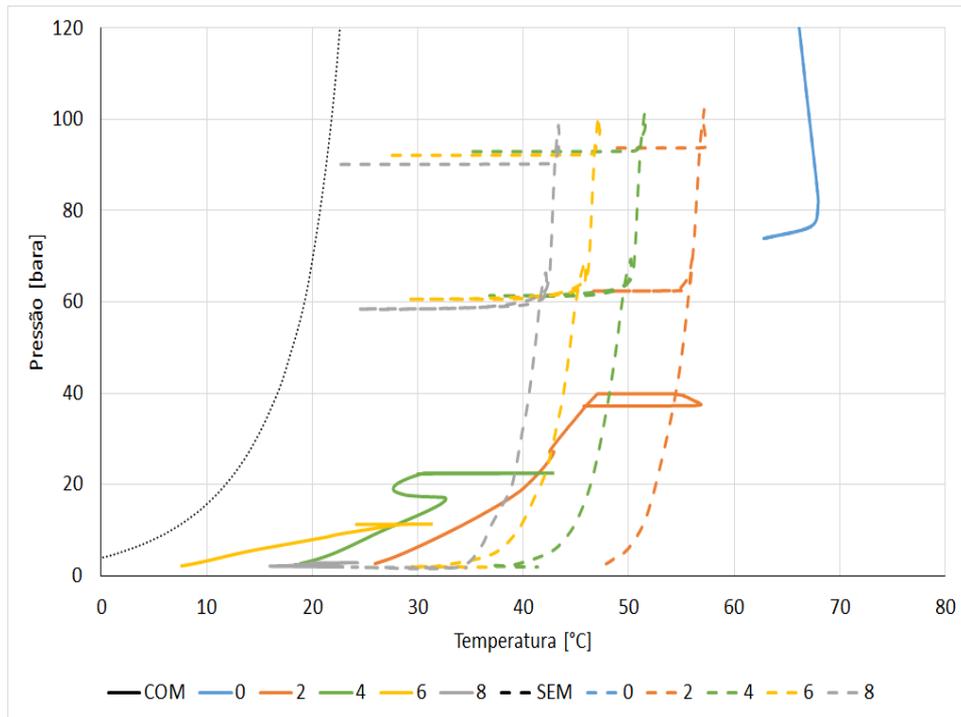


Figura 4.4: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

O aumento do volume de água, que não muda de fase nas condições de temperatura e pressão típicas em escoamento de petróleo, faz com que haja mais líquido a ser retirado do sistema. O empuxo gerado pela expansão do gás na depressurização natural do sistema não é suficiente para expulsar essa grande quantidade de líquido mais pesado.

Vale ressaltar também, que foi utilizado um modelo de emulsão para o óleo que aumenta consideravelmente sua viscosidade com o aumento do *watercut*. Assim, não temos apenas um aumento do volume, mas também das viscosidade do líquido.

## 4.2 Fluido

A principal motivação de se utilizar dois fluidos neste estudo, foi a de obter uma sensibilidade associada à variação da RGO. No entanto, como foram utilizados fluidos reais, outras variáveis como temperatura e pressão de reservatório, além de densidade e viscosidade, também variaram.

Da mesma forma que um alto *watercut*, uma baixa RGO faz com que haja um maior *holdup* residual. Assim, há um efeito similar, resultando em uma pressão residual superior. Ao compararmos as Figuras 4.5, 4.6, 4.7 e

4.8, com as Figuras 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4, respectivamente, podemos observar que a pressão residual é sempre maior para o fluido com menor RGO.

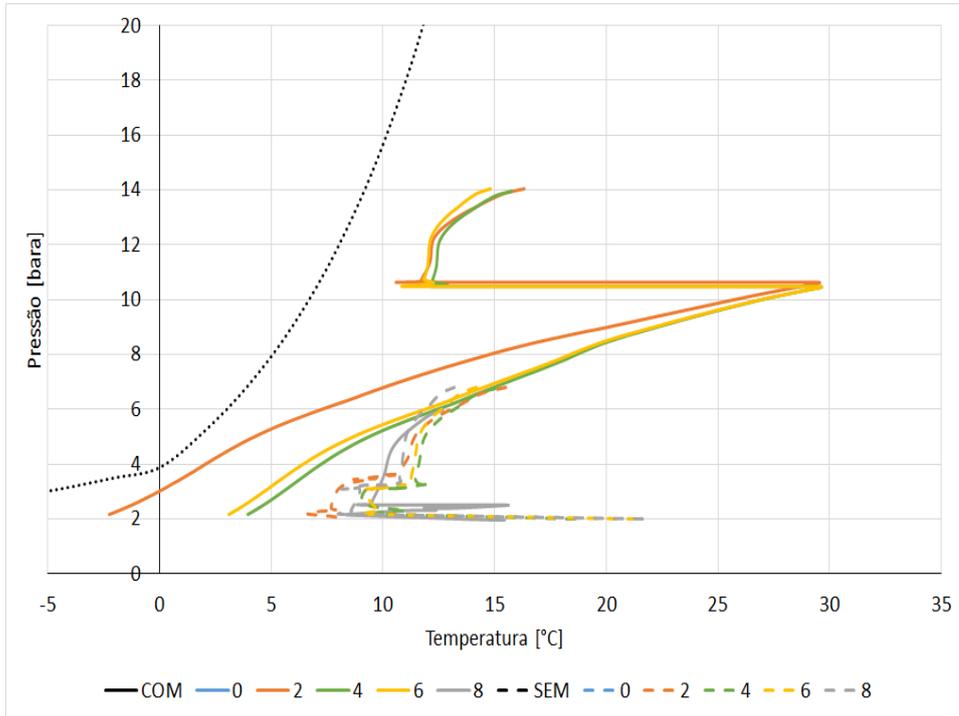


Figura 4.5: Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. Offset = 5 km.

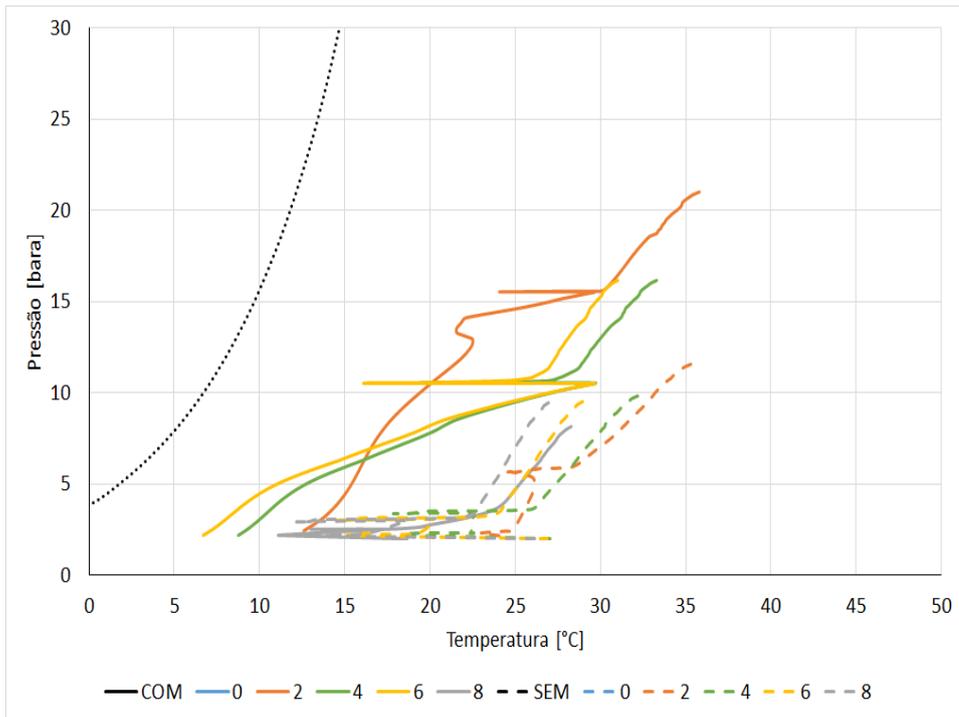


Figura 4.6: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

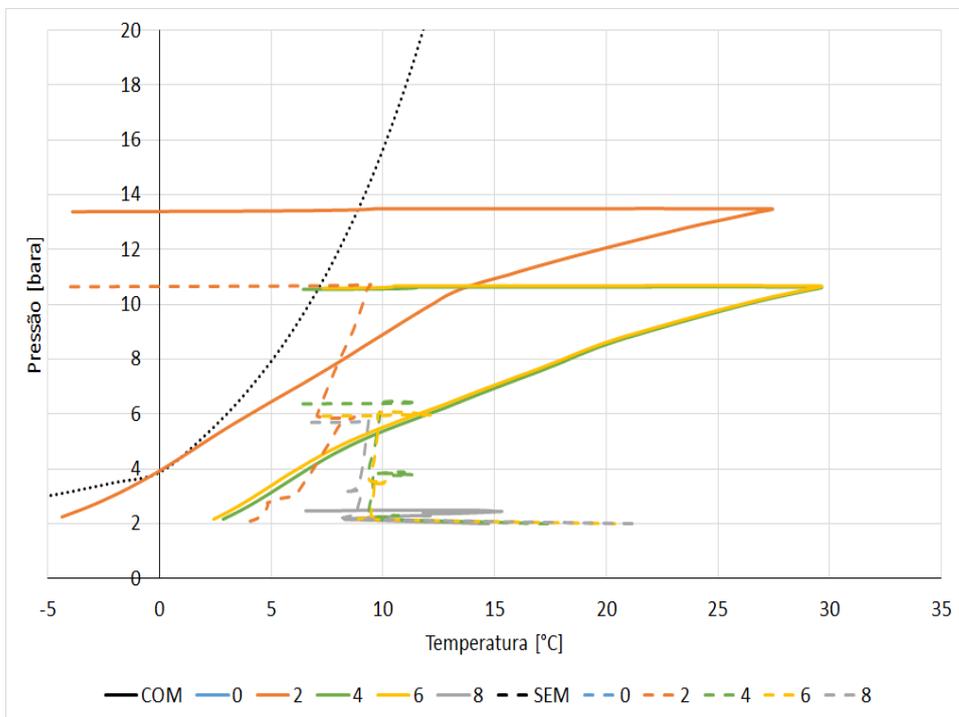


Figura 4.7: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

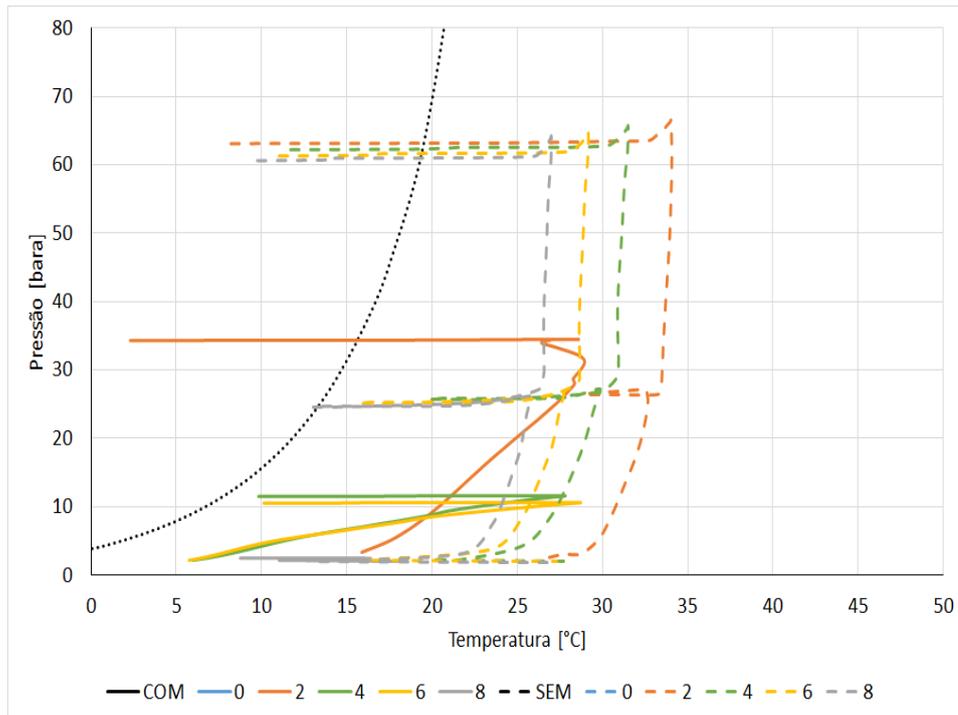


Figura 4.8: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

Para o descrito nas figuras referidas, nota-se aumentos respectivos de 7 para 9 bara, 10 para 100 bara, 6 para 50 bara e, 65 para 100 bara.

Em alguns casos, como pode ser observado na Figura 4.3, o perfil termo-hidráulico adentra a região de formação de hidratos em um determinado passo de tempo, mas sai desta condição em um passo de tempo posterior. Isso é fruto do resfriamento do fluido durante a depressurização. Esses casos são chamados transientes rápidos e, na maioria dos casos, não impõem risco de formação de hidratos para o sistema. Essa situação é diferente da apresentada pelas linhas tracejadas da Figura 4.8, onde se pode observar um caso de resfriamento do fluido devido à perda de calor para o meio externo, mantendo-se o perfil de pressão. Esse último caso é visto como arriscado para a formação de plugues de hidrato.

### 4.3

#### **Offset**

O *Offset* é uma variável essencial para o *blowdown*. Em especial nos casos de escoamento descendente, onde há um mecanismo peculiar de atuação do gás, conforme explicado anteriormente, o tempo de injeção do gás é essencial para a eficácia da operação. Evidentemente, por se tratar de um trecho mais longo de duto, a operação é mais longa e o tempo de 8 horas pode não ser suficiente

para uma remoção requerida de líquido do subsistema linha de produção. No entanto, prolongando o tempo de injeção é possível encontrar resultados muito bons.

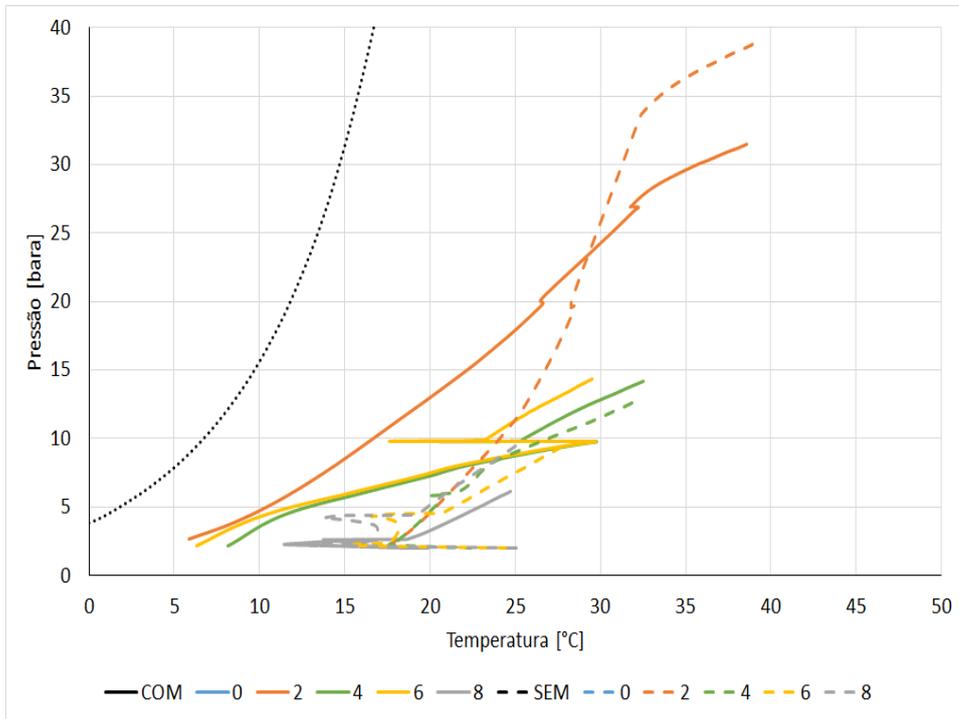


Figura 4.9: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

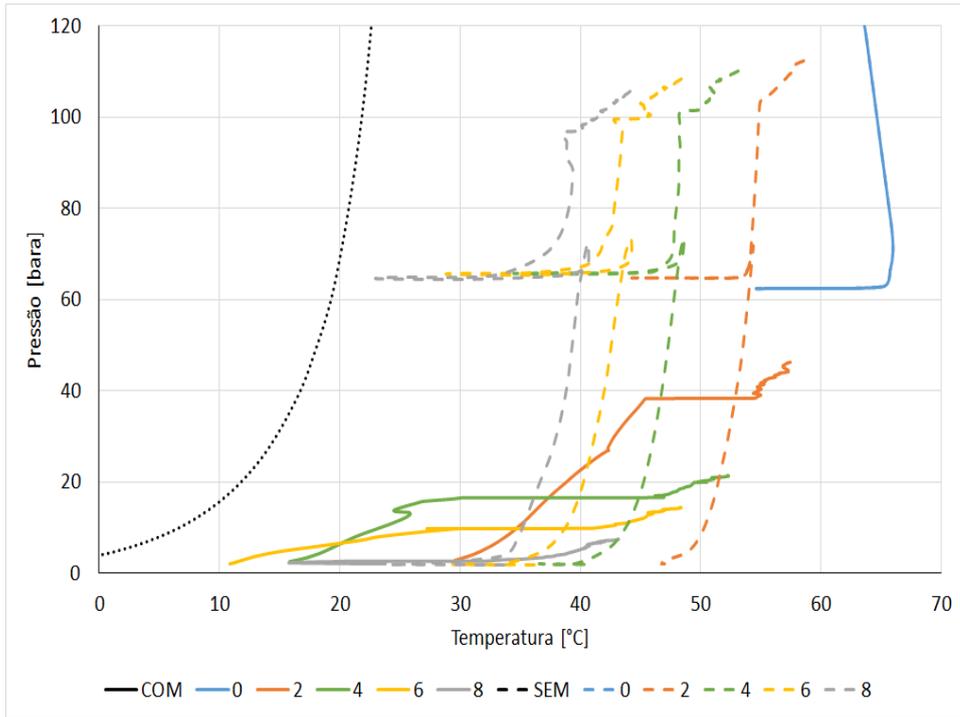


Figura 4.10: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

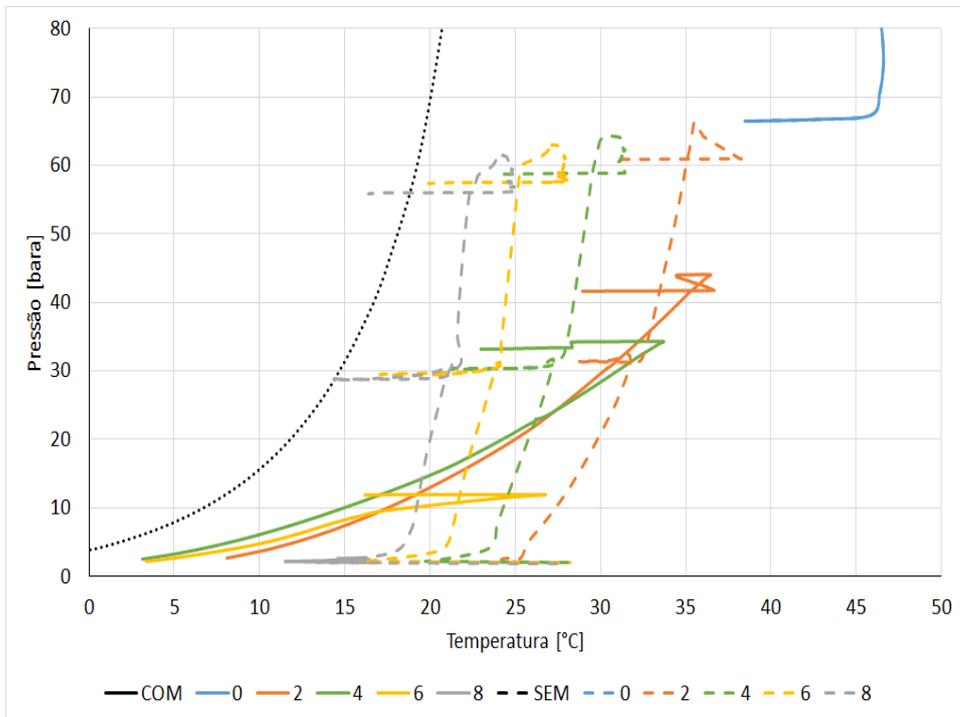


Figura 4.11: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

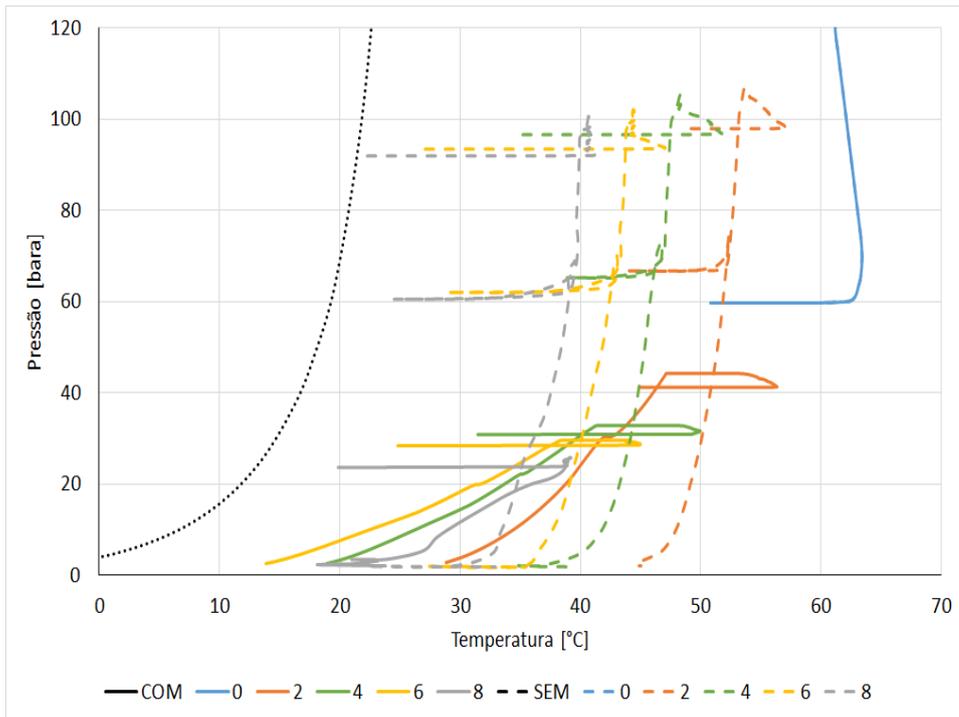


Figura 4.12: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

Das Figuras 4.9, 4.10, 4.11 e 4.12, apresentadas acima, podemos concluir que, para o fluido com baixa RGO, praticamente não há mudanças na pressão residual com o aumento do *Offset*. Apenas um leve aumento para baixo *watercut* com linha descendente, de 50 para 60 bara.

Em especial para linha descendente com alto *watercut*, na Figura 4.16, é possível observar que não foi possível fazer uma limpeza eficaz do duto dentro das 8 horas, deixando um *holdup* residual alto e, conseqüentemente, uma pressão residual mais alta, mesmo com *blowdown* assistido por *gas-lift*.

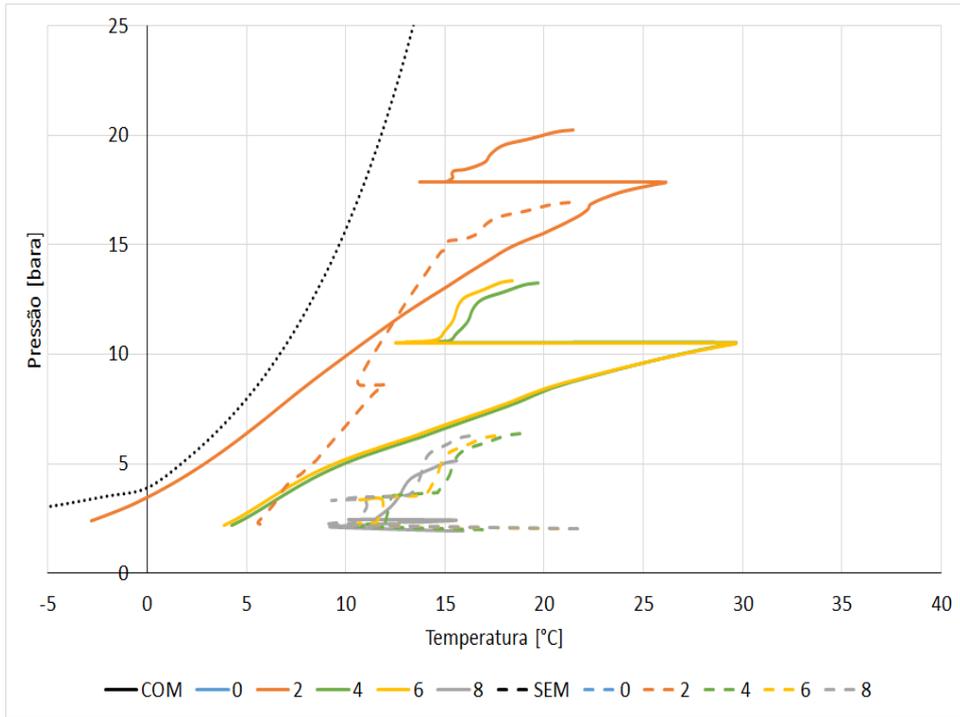


Figura 4.13: Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

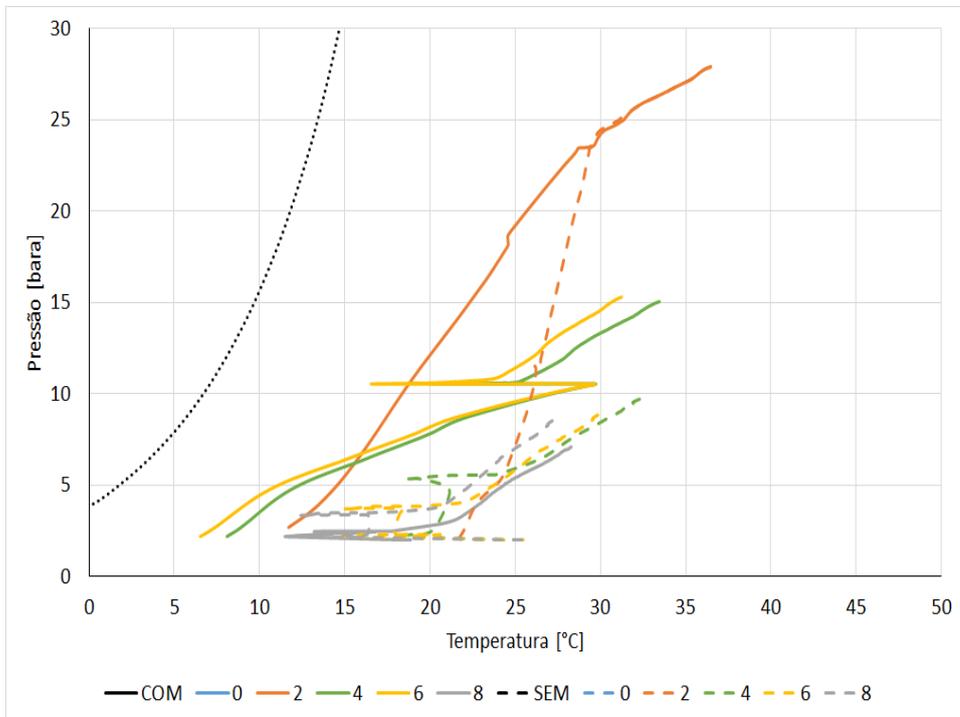


Figura 4.14: Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

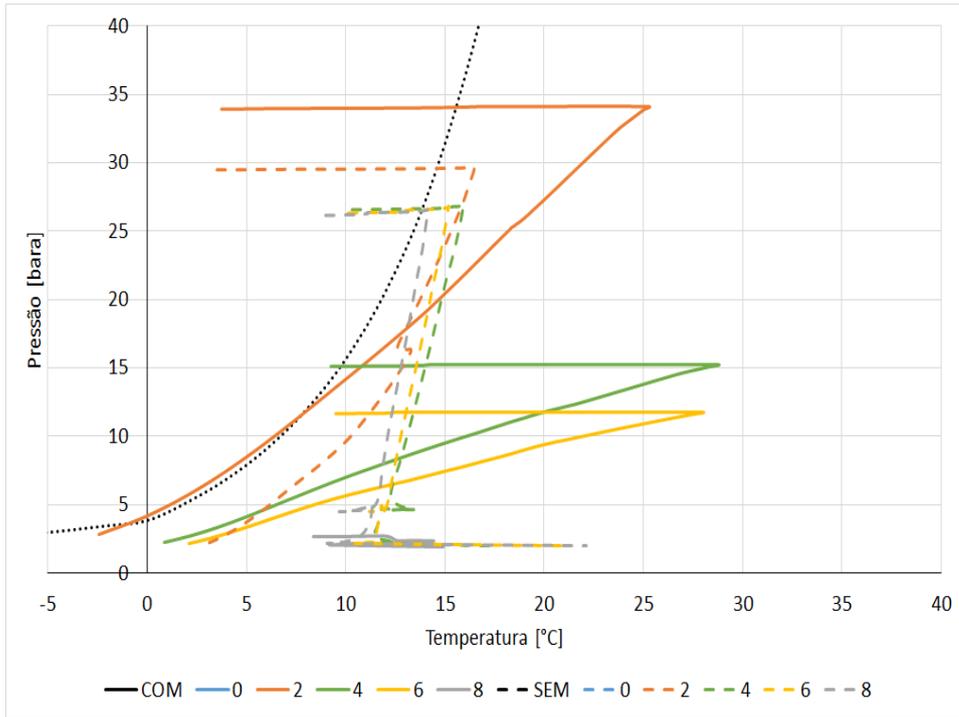


Figura 4.15: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

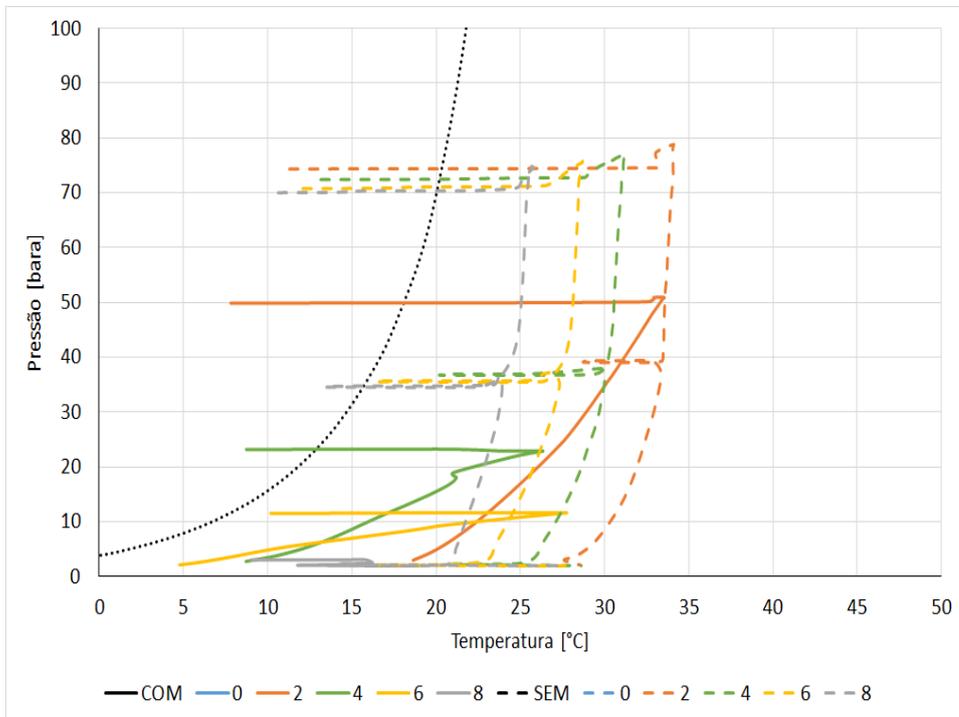


Figura 4.16: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

Das Figuras 4.13, 4.14, 4.15 e 4.16, com fluido de mais alta RGO, a conclusão é semelhante. Há um leve aumento para alto *watercut*, de 65 para 75 bara, e um aumento mais significativo para baixo *watercut*, de 6 para 25 bara, ambos com linha descendente.

#### 4.4 Lâmina d'água

O efeito da lâmina d'água tem uma relação direta com a configuração geométrica simétrica adotada para o *riser*. Por estarmos tratando de um *Offset* fixo, ou seja, a distância entre o topo do *riser* e a cabeça do poço, quanto maior a lâmina d'água menor o trecho de *flowline*. Isto faz com que, para uma mesmo volume total de líquido residual, haja uma proporção maior em um trecho não horizontal, o que contribui para uma pressão residual maior - vide Figuras 4.17 a 4.20.

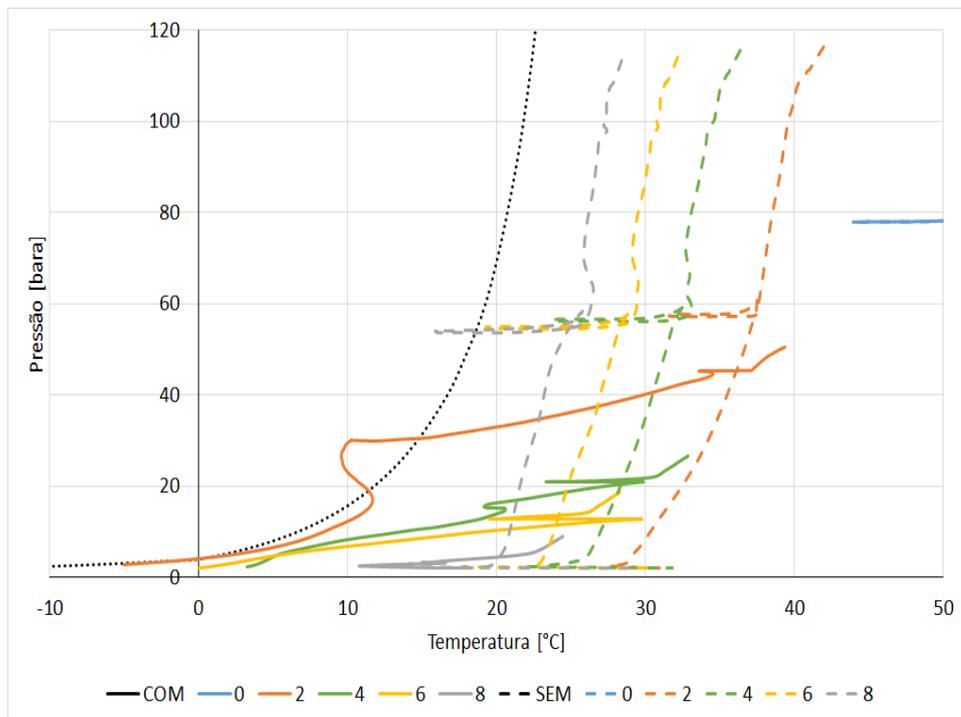


Figura 4.17: Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

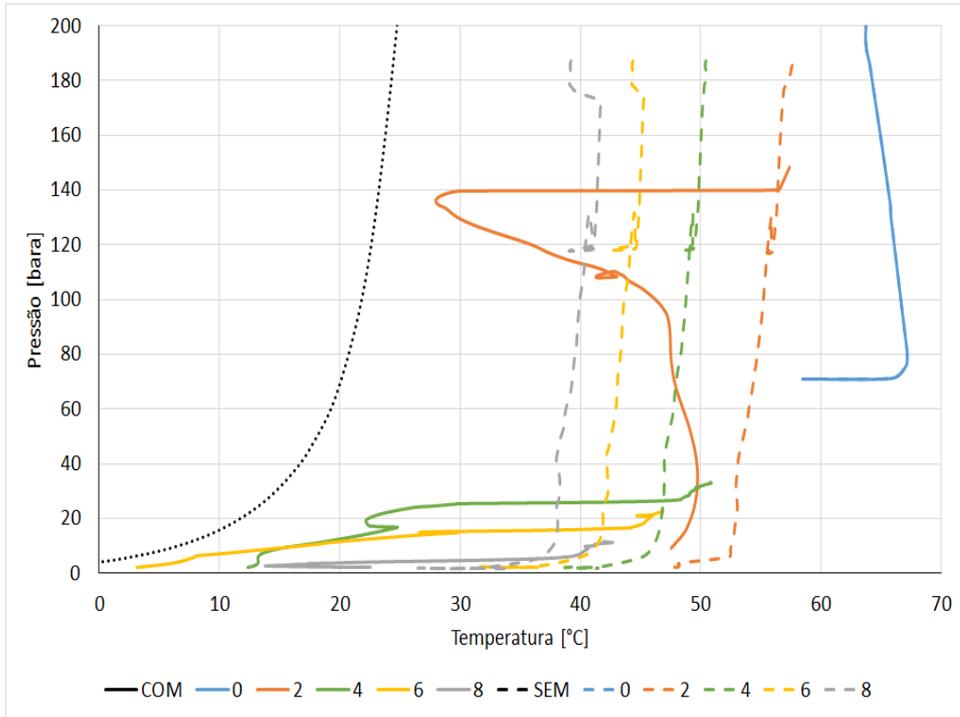


Figura 4.18: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

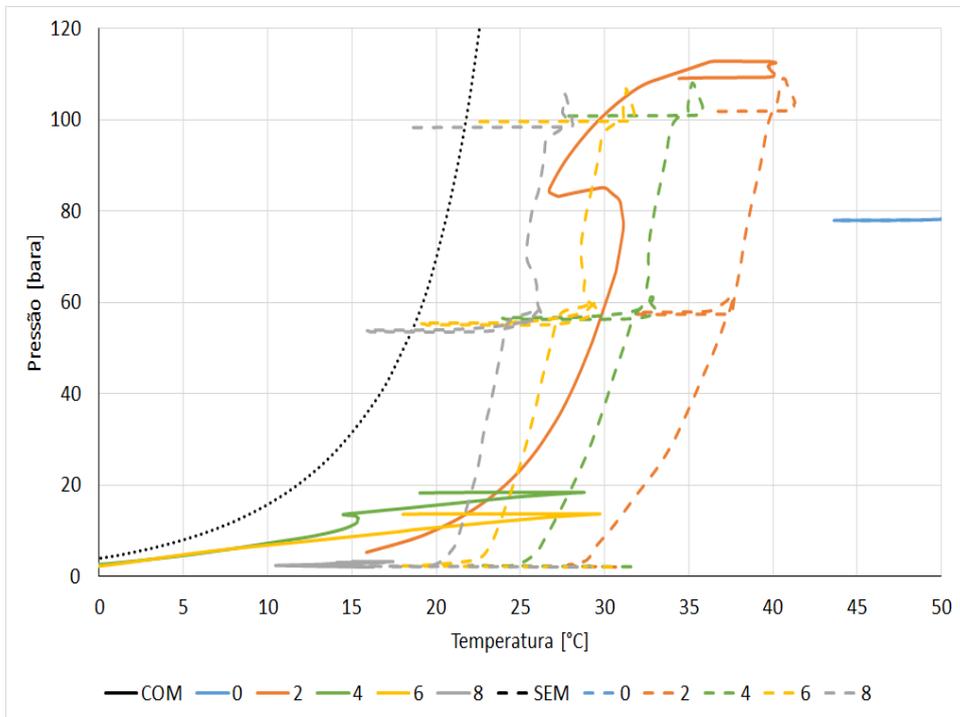


Figura 4.19: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

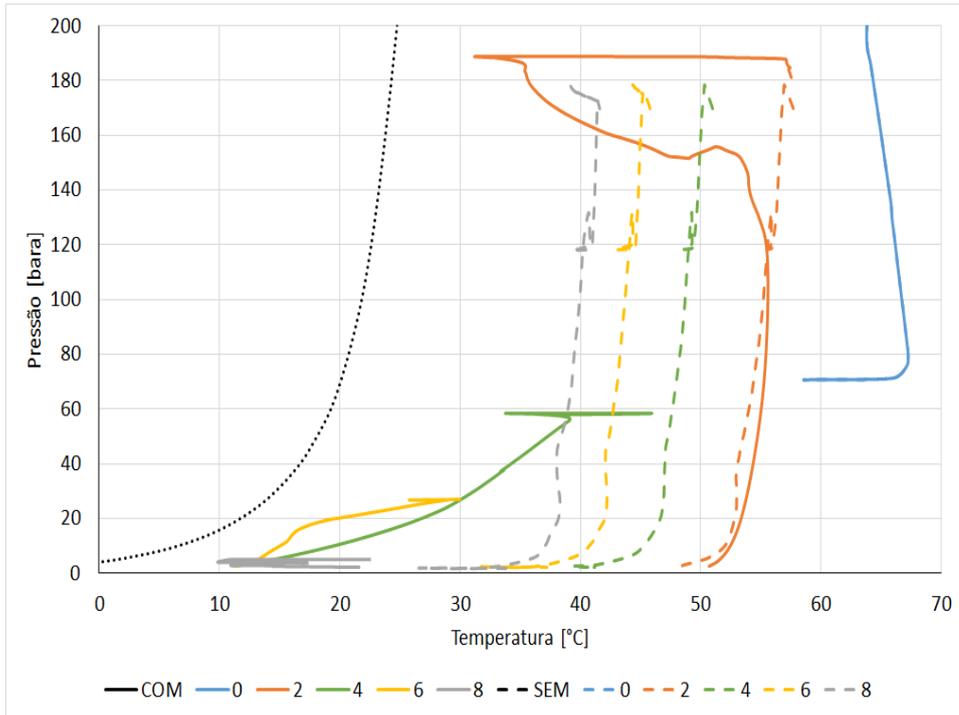


Figura 4.20: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

Das Figuras 4.17, 4.18, 4.19 e 4.20, apresentadas anteriormente, podemos concluir que, para o fluido com baixa RGO, há um aumento considerável na pressão residual com o aumento da lâmina d'água. Há um aumento de 10 para 110 baras, de 100 para 180 baras, de 50 para 100 baras e, de 100 para 180 baras, alterando apenas a lâmina d'água de 2000 m para 3000 m.

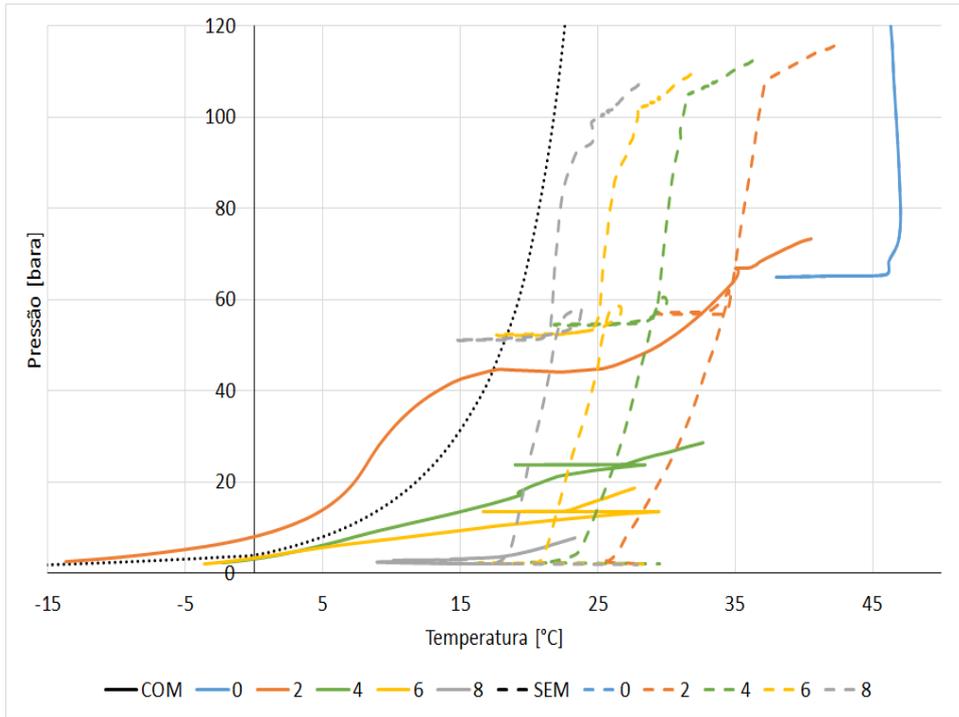


Figura 4.21: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

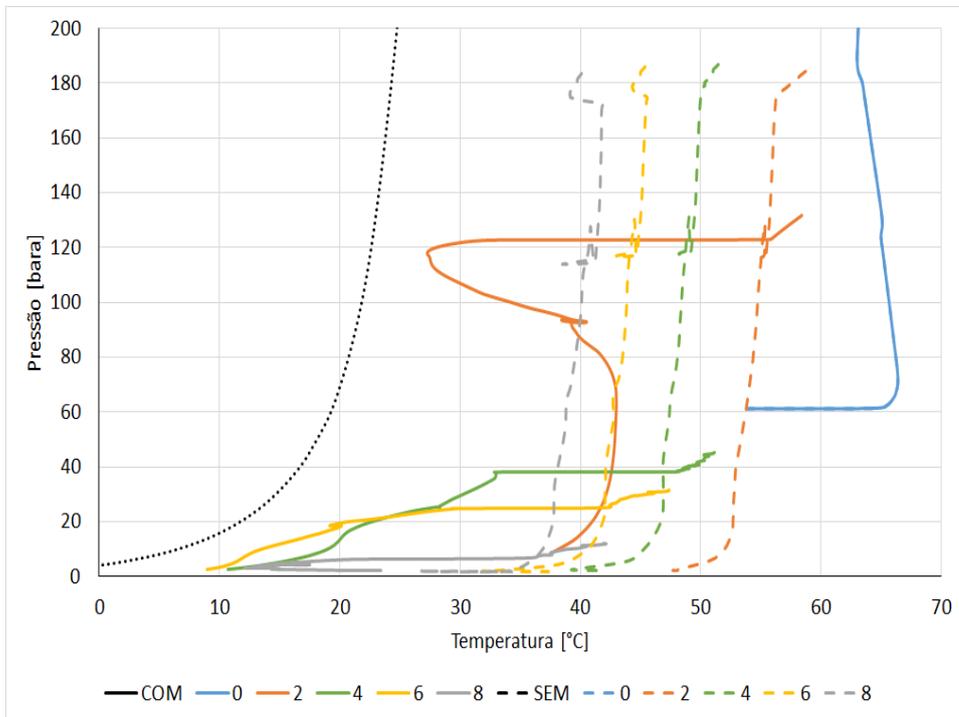


Figura 4.22: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

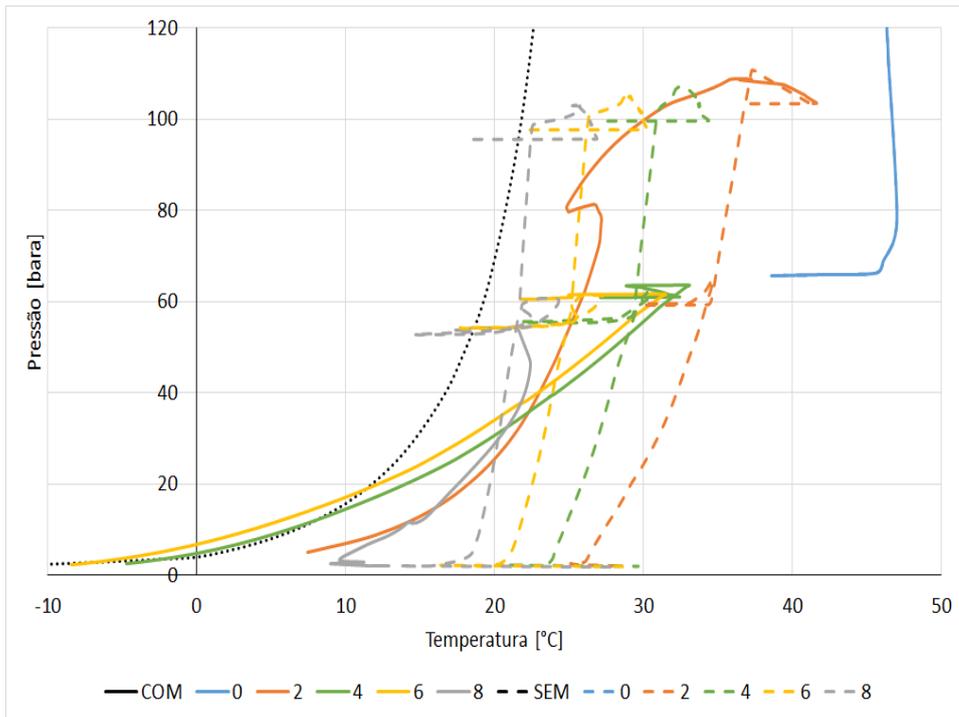


Figura 4.23: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

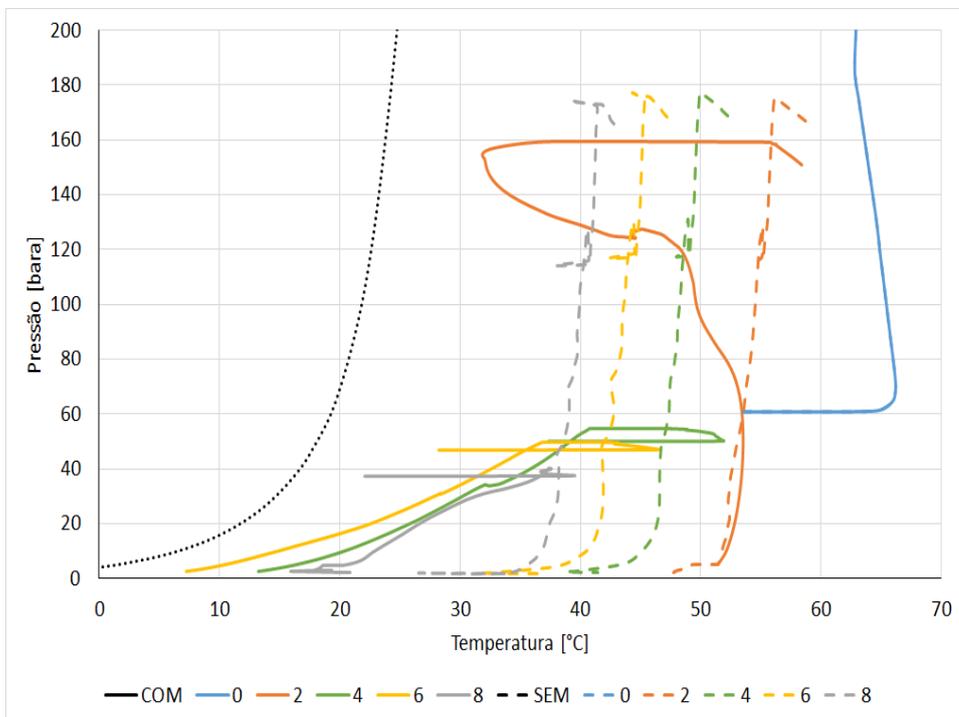


Figura 4.24: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

O mesmo ocorre para as linhas com *Offset* de 10 km, visto que não houve mudança significativa para lâmina d'água de 2000 m e que, para 3000 m, as mudanças são ainda menores. Das Figuras 4.21, 4.22, 4.23 e 4.24, apresentadas anteriormente, podemos concluir que, para o fluido com baixa RGO, há um aumento considerável na pressão residual com o aumento da lâmina d'água. Há um aumento de 10 para 110 bara, de 100 para 180 bara, de 60 para 100 bara e de 100 para 180 bara, alterando apenas a lâmina d'água de 2000 m para 3000 m.

Para o fluido com RGO mais alta, um resultado semelhante pode ser visto nas Figuras 4.25, 4.26, 4.27 e 4.28, a seguir apresentadas.

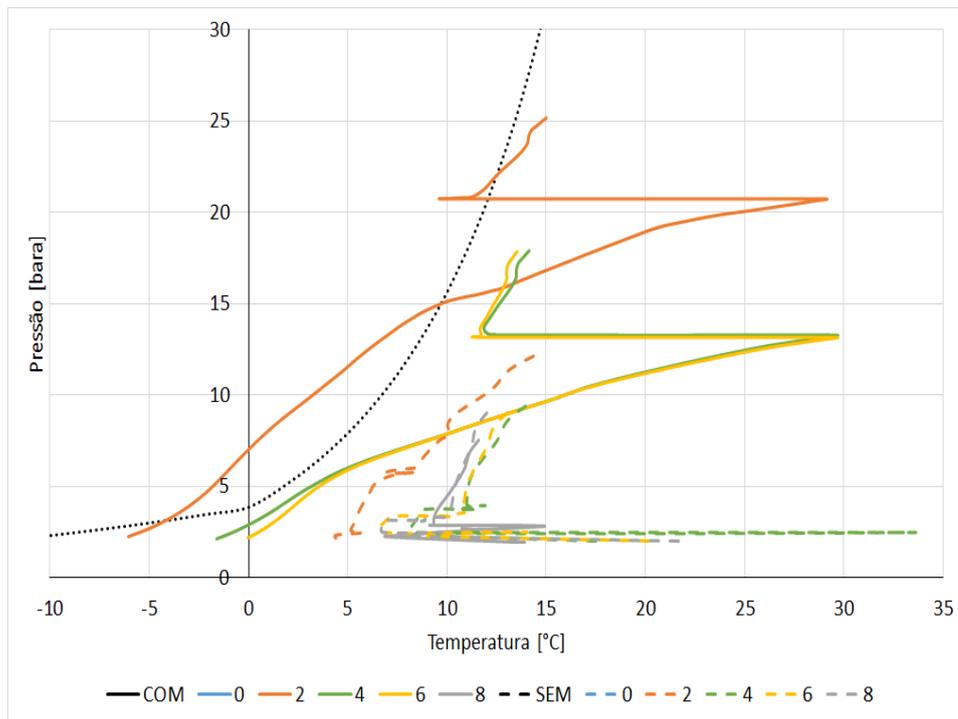


Figura 4.25: Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

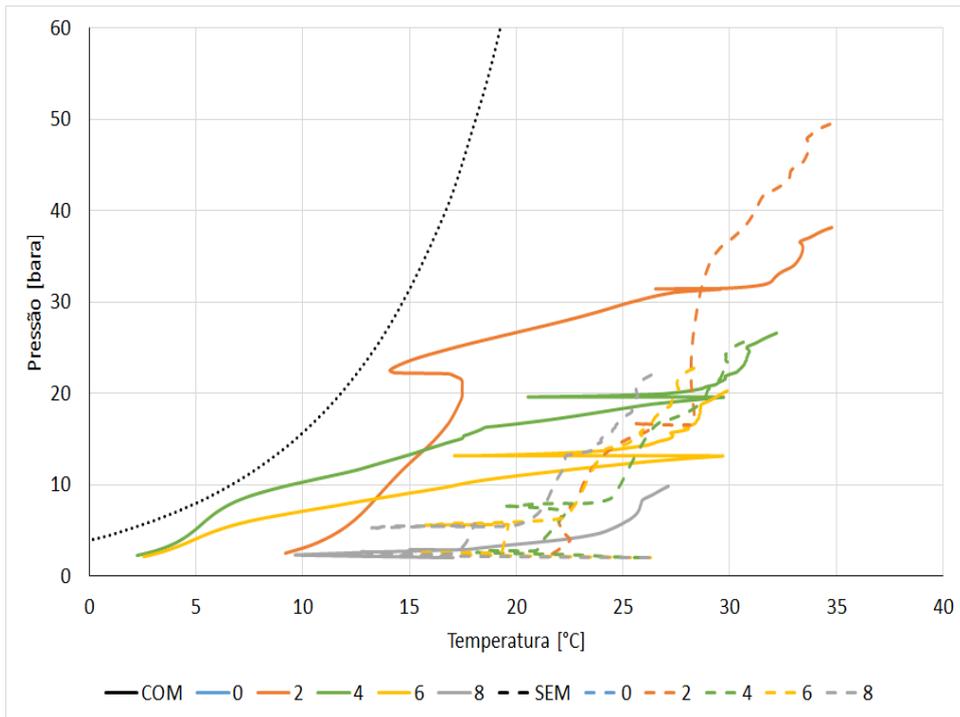


Figura 4.26: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

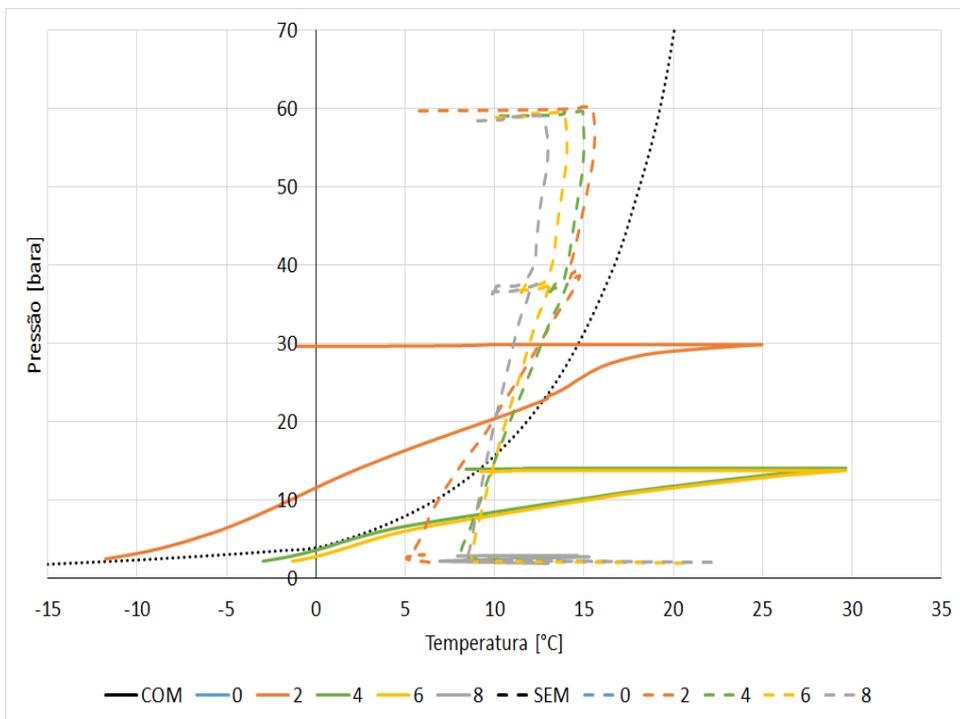


Figura 4.27: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

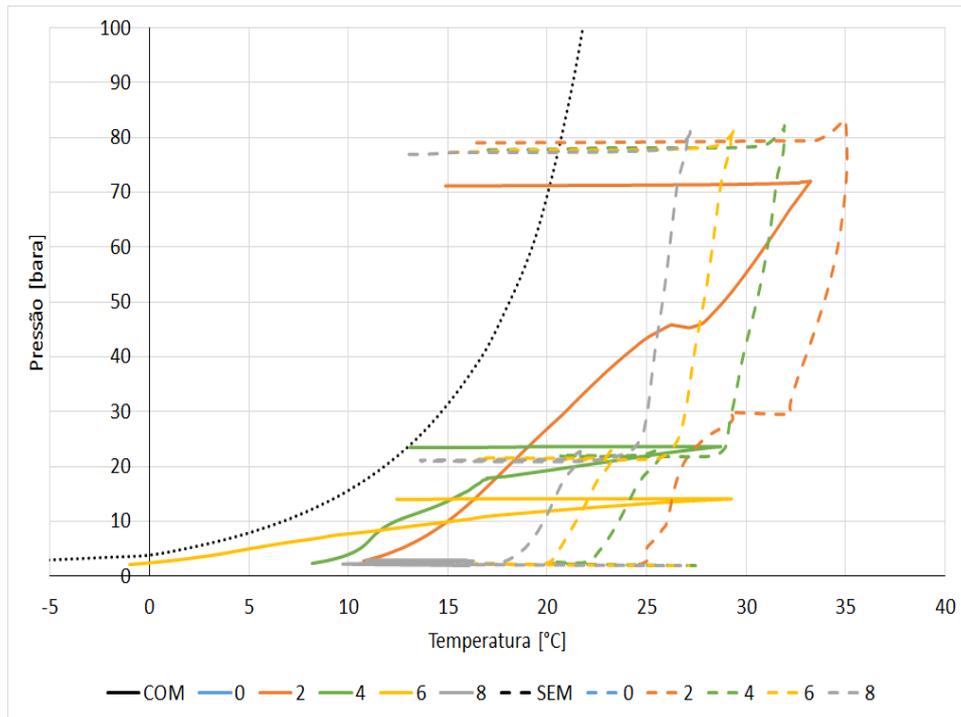


Figura 4.28: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

Assim, para um fluido com RGO mais alta, conforme apresentado Figuras 4.25, 4.26, 4.27 e 4.28, constata-se um aumento generalizado para o aumento da pressão residual no subsistema linha de produção. Ou seja, um aumento de 7 para 9 bara, de 10 para 20 bara, de 6 para 60 bara e de 60 para 80 bara, alterando apenas a lâmina d'água de 2000 m para 3000 m. O aumento é bem mais sutil que para o fluido com RGO mais baixa e mais relevante para linhas descendentes.

Nas Figuras 4.29, 4.30, 4.31 e 4.32, a seguir, tem-se os resultados para similar análise quando o *Offset* é de 10 km.

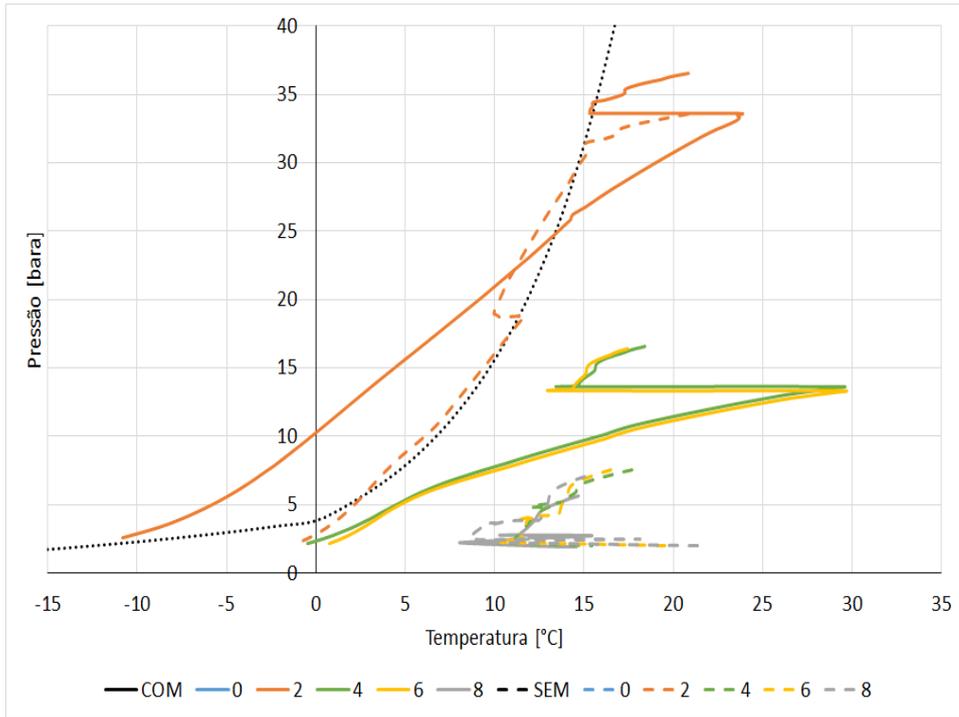


Figura 4.29: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

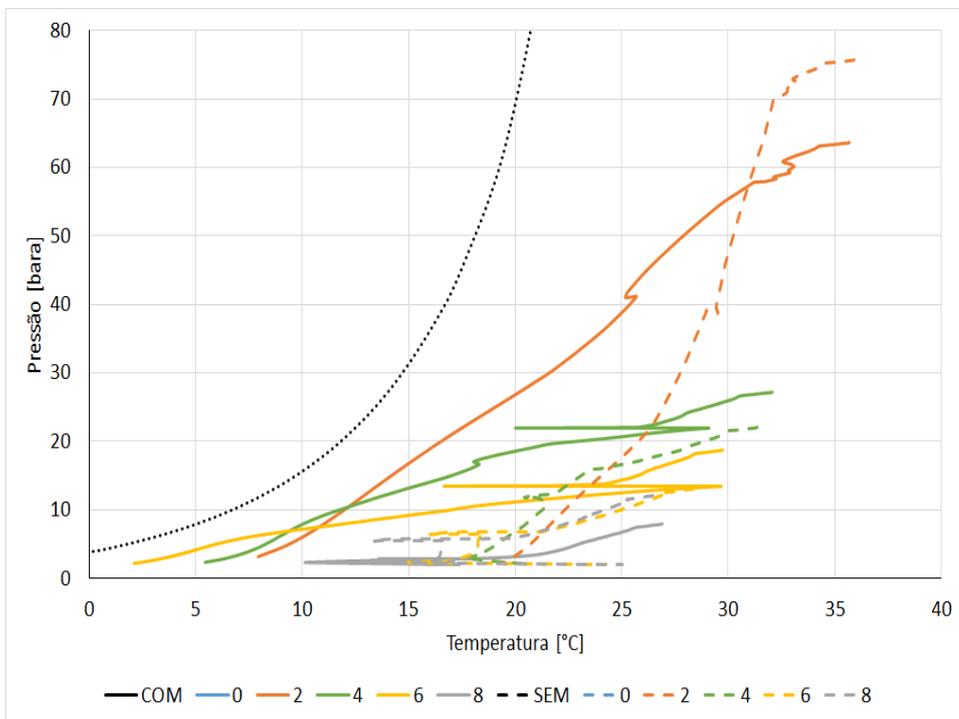


Figura 4.30: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

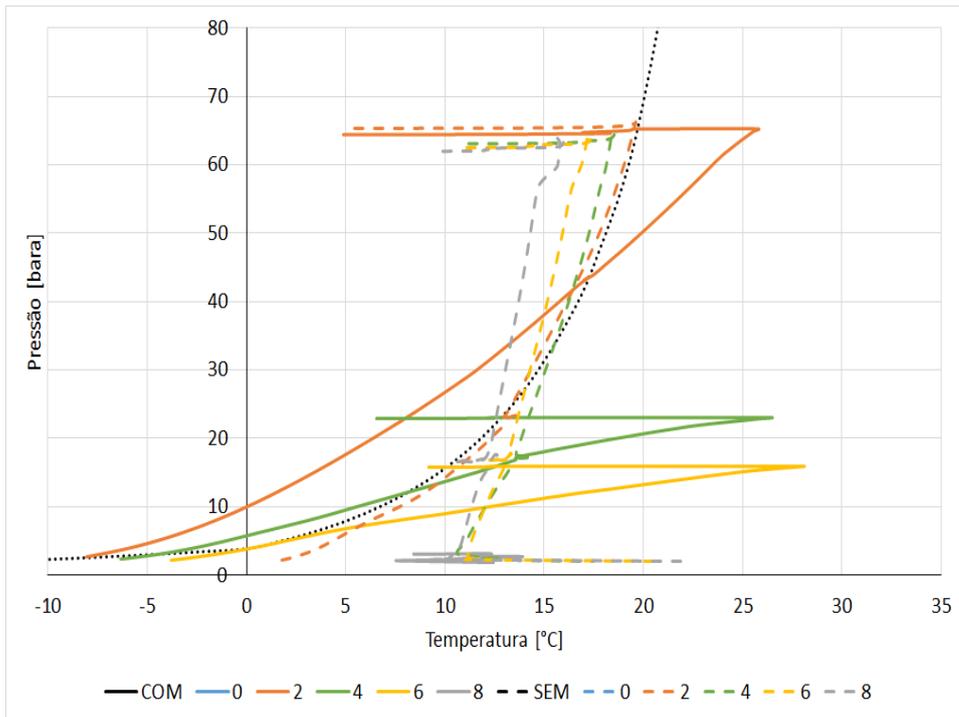


Figura 4.31: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

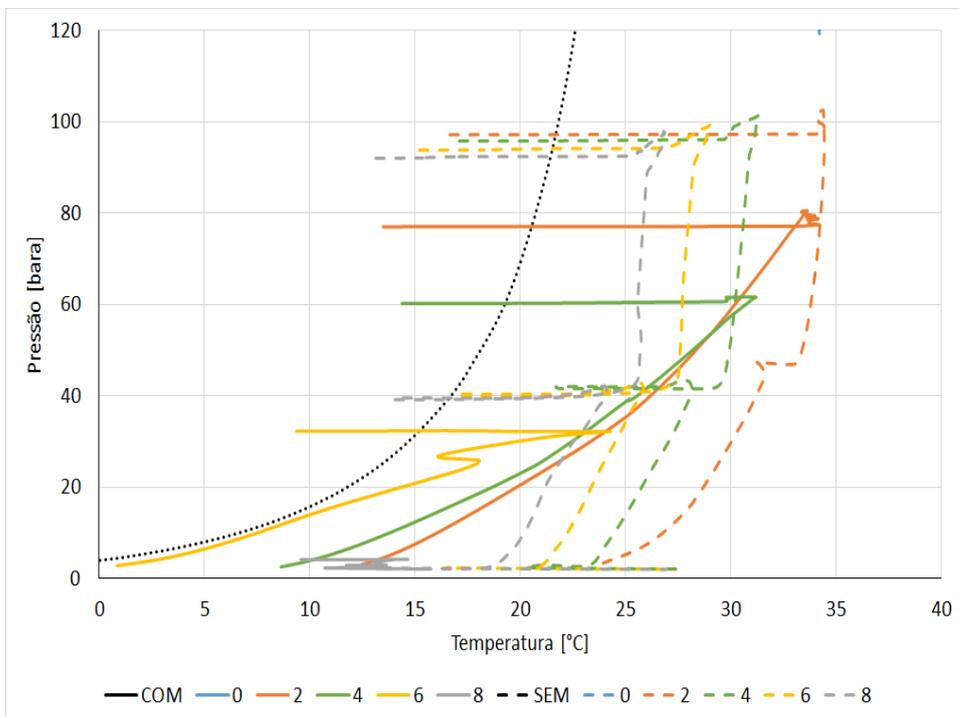


Figura 4.32: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

Das apresentadas Figuras 4.29, 4.30, 4.31 e 4.32, associadas a um *Offset* de 10 km, podemos observar um aumento de 7 para 9 bara, de 8 para 12 bara, de 25 para 60 bara e, de 75 para 100 bara, alterando apenas a lâmina d'água de 2000 m para 3000 m.

#### 4.5 Diâmetro

O diâmetro parece não ter um efeito significativo no *blowdown* natural das linhas. Isto pode ser visto desde a menor lâmina d'água com menor *Offset* e fluido com baixa RGO, até a maior lâmina d'água com maior *Offset* e fluido com mais alta RGO. Conforme se constata no apresentado no conjunto das Figuras 4.33 a 4.40.

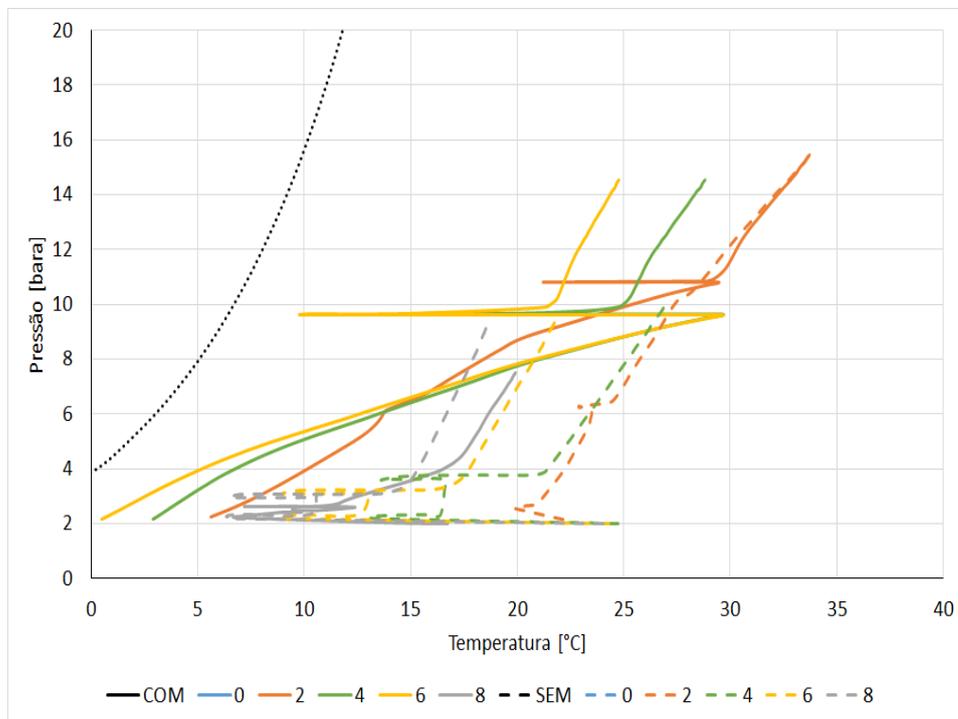


Figura 4.33: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

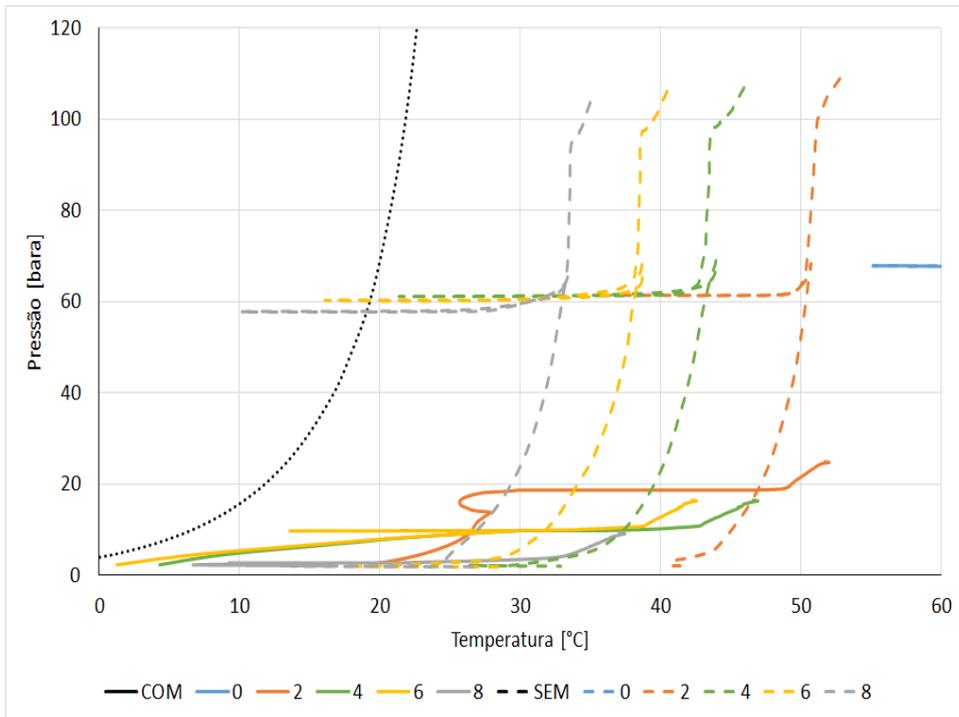


Figura 4.34: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

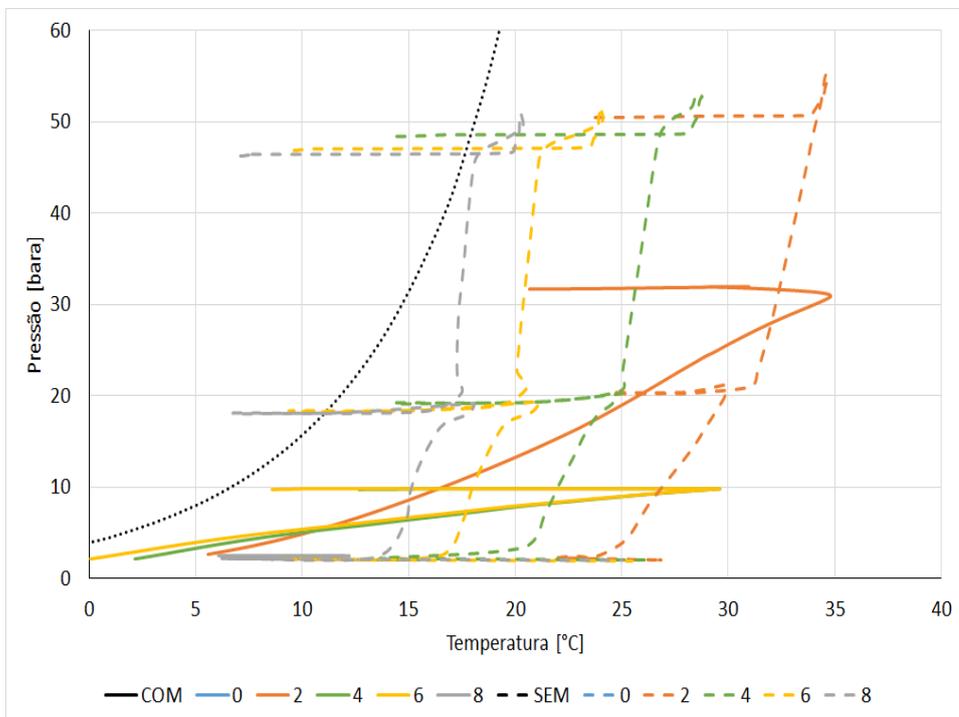


Figura 4.35: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

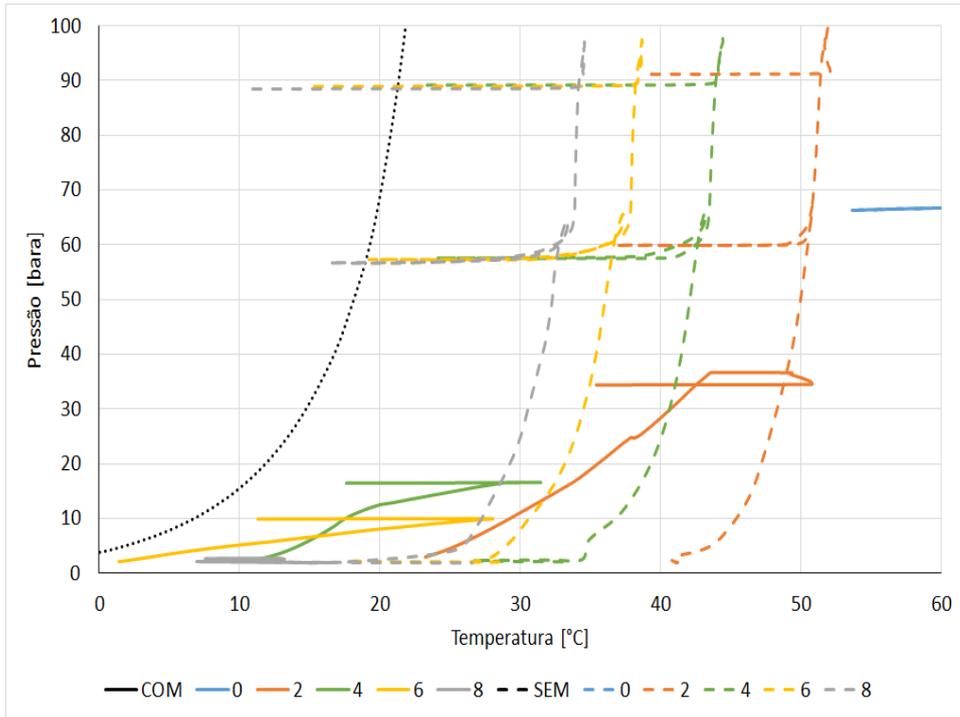


Figura 4.36: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

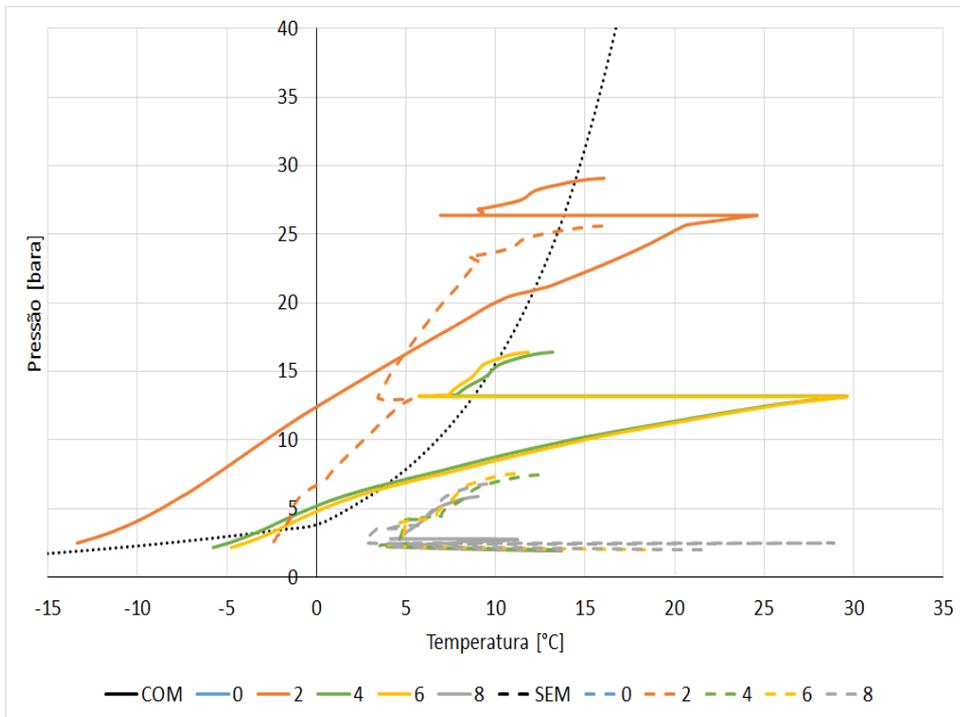


Figura 4.37: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

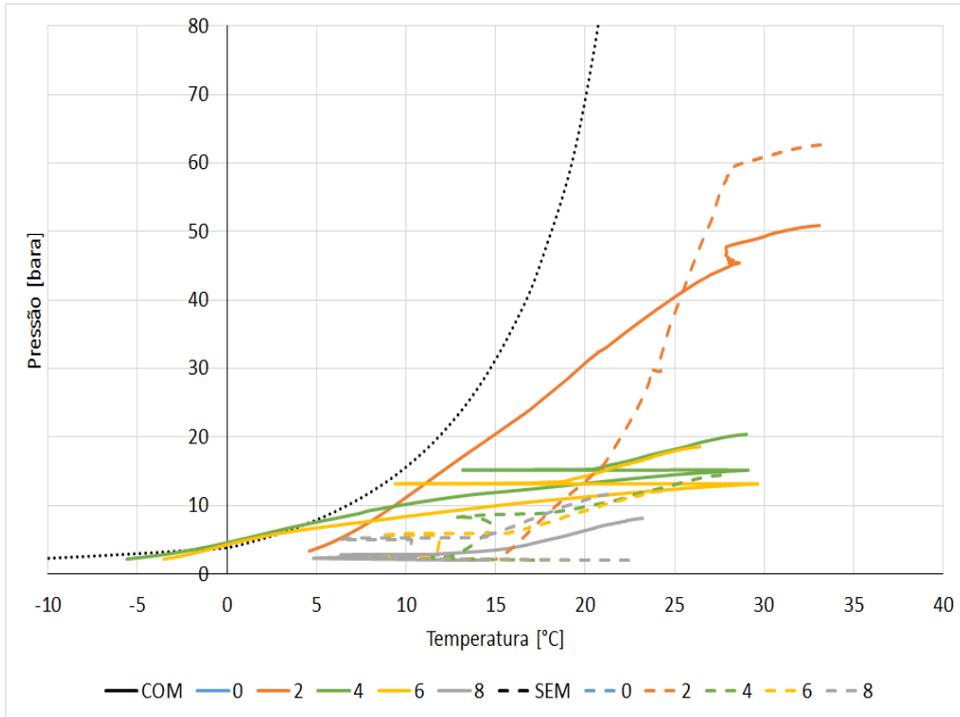


Figura 4.38: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

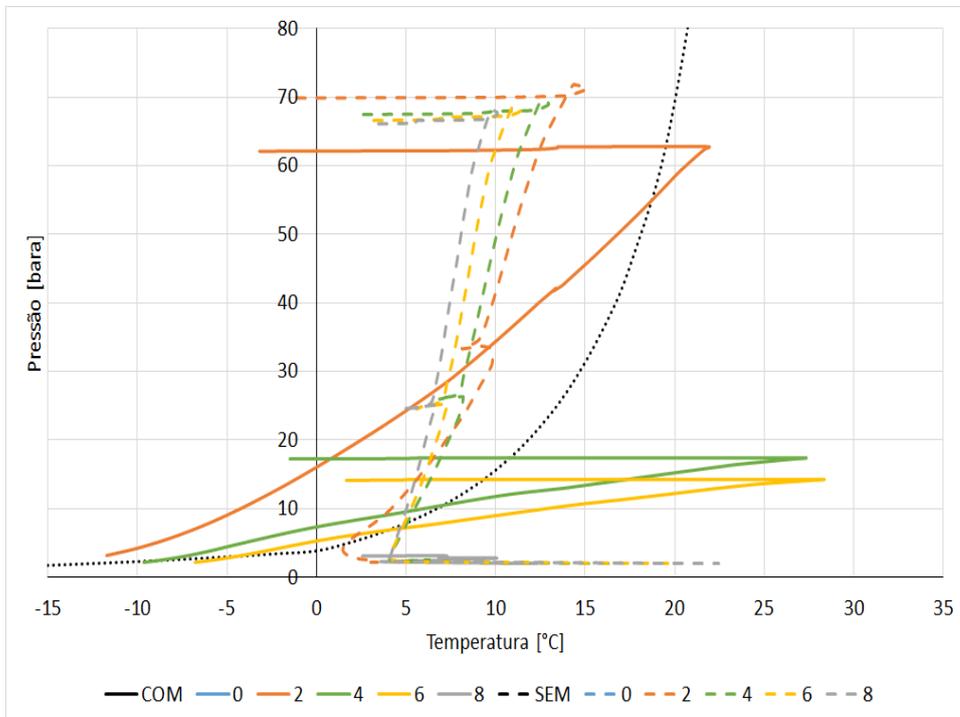


Figura 4.39: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

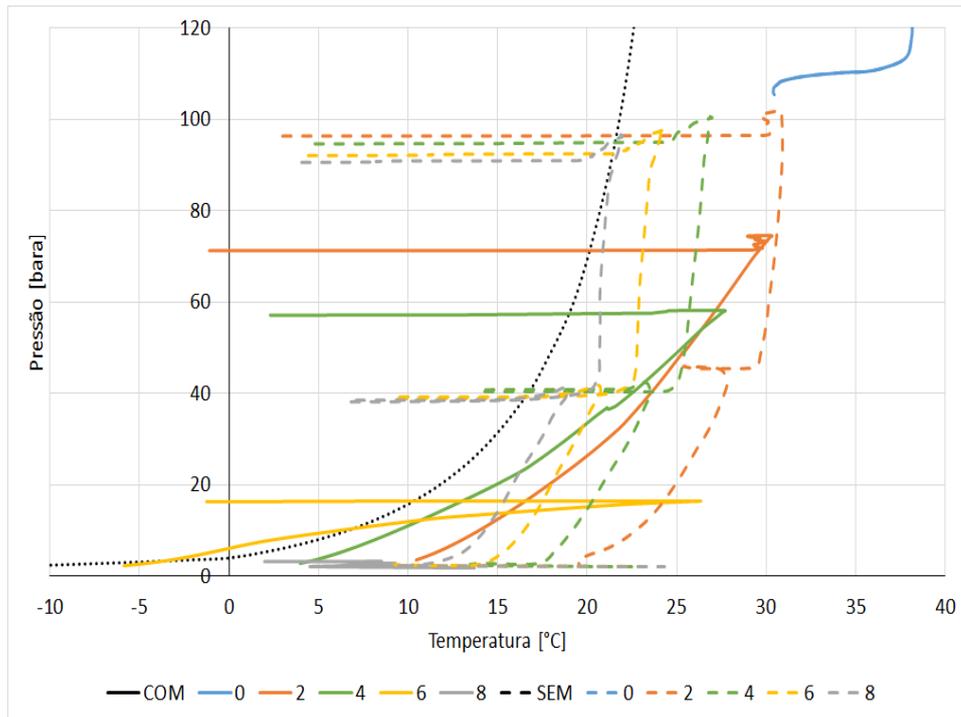


Figura 4.40: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

## 4.6 Inclinação

Um resultado interessante, não previamente esperado, é que o *blowdown* natural nas linhas ascendentes é, de forma geral, mais eficiente que nas linhas descendentes.

Para o fluido com mais alta RGO, com 3000 m de lâmina d'água, é evidente o aumento da pressão residual nas linhas descendentes em relação às linhas ascendentes, tanto para baixo e alto *watercut* como para curto a longo *Offset*. Isto pode ser observado comparando os resultados nas Figuras 4.25 e 4.27, 4.26 e 4.28, 4.29 e 4.31, 4.30 e 4.32.

Para 2000 m de lâmina d'água, o mesmo aumento da pressão residual nas linhas descendentes em relação às linhas ascendentes é observado. Ele é mais acentuado para alto *watercut*, enquanto que para baixo *watercut* ele é observado apenas em longo *Offset*. Isto pode ser observado comparando as Figuras 4.5 e 4.7, 4.6 e 4.8, 4.13 e 4.15, 4.14 e 4.16.

Para o fluido com baixa RGO, com 3000 m de lâmina d'água, não é observada diferença sensível na pressão residual nas linhas descendentes em relação às linhas ascendentes, em nenhuma condição de *watercut* nem de *Offset*.

Isto pode ser observado comparando as Figuras 4.17 e 4.19, 4.18 e 4.20, 4.21 e 4.23, 4.22 e 4.24.

Para 2000 m de lâmina d'água, o mesmo aumento da pressão residual nas linhas descendentes em relação às linhas ascendentes é observado, mas somente para baixo *watercut*. Isto pode ser observado comparando as Figuras 4.1 e 4.3, 4.2 e 4.4, 4.9 e 4.11, 4.10 e 4.12.

Conforme mencionado anteriormente, a inclinação tem papel essencial na eficácia do *blowdown* assistido por *gas-lift*, devido aos limites de atuação do gás. Os níveis de pressão residual atingidos em linhas descendentes são sempre muito baixos, se houver tempo de operação compatível com a vazão de gás disponível.

Semelhante ao que foi realizado para o estudo de remediação de hidratos, foi feita uma análise de sensibilidade utilizando um relevo acidentado em uma linha descendente, para observar seu efeito na operação de prevenção. Visto que a linha não está totalmente preenchida por água inicialmente, tal qual na operação de remediação, era esperado que o gás pudesse ultrapassar o ponto de mudança de inclinação.

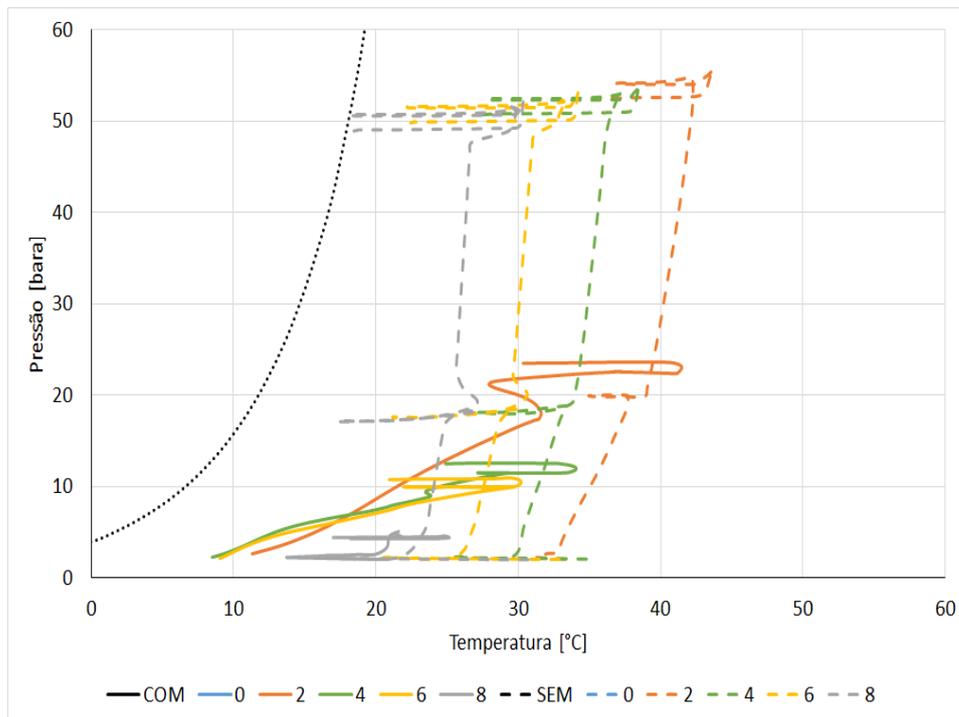


Figura 4.41: Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Descendente com relevo. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

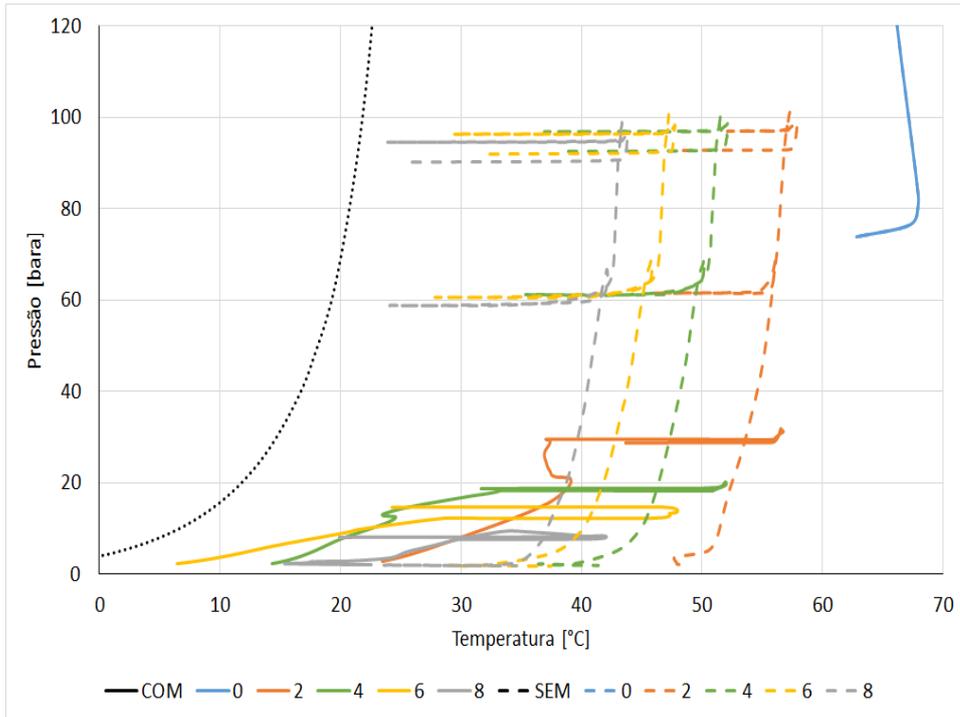


Figura 4.42: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente com relevo. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

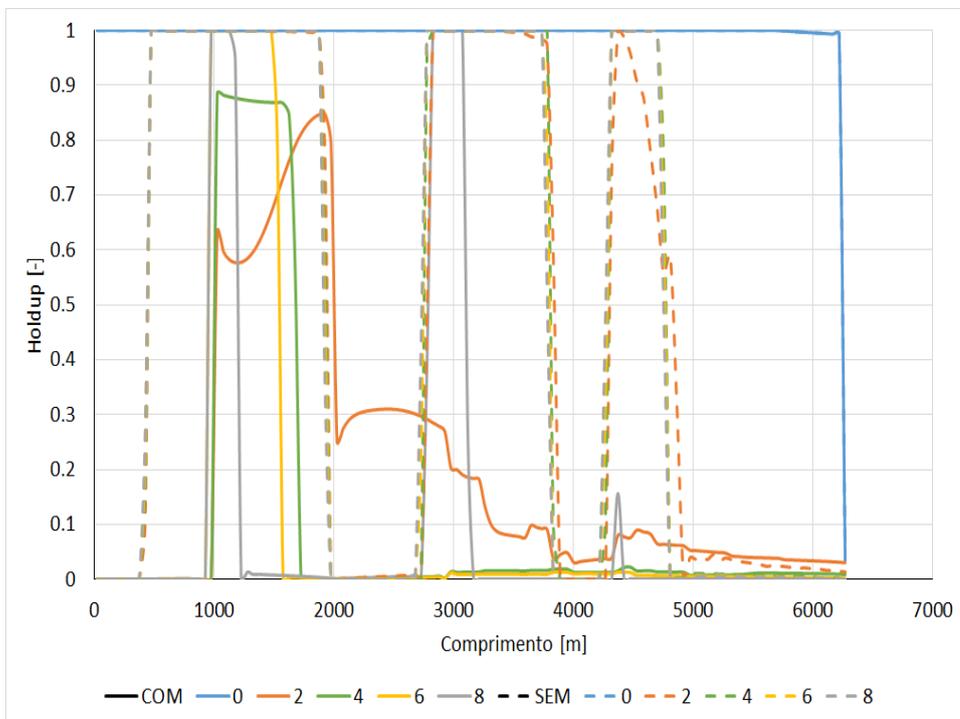


Figura 4.43: Perfil de *Holdup*.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente com relevo. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

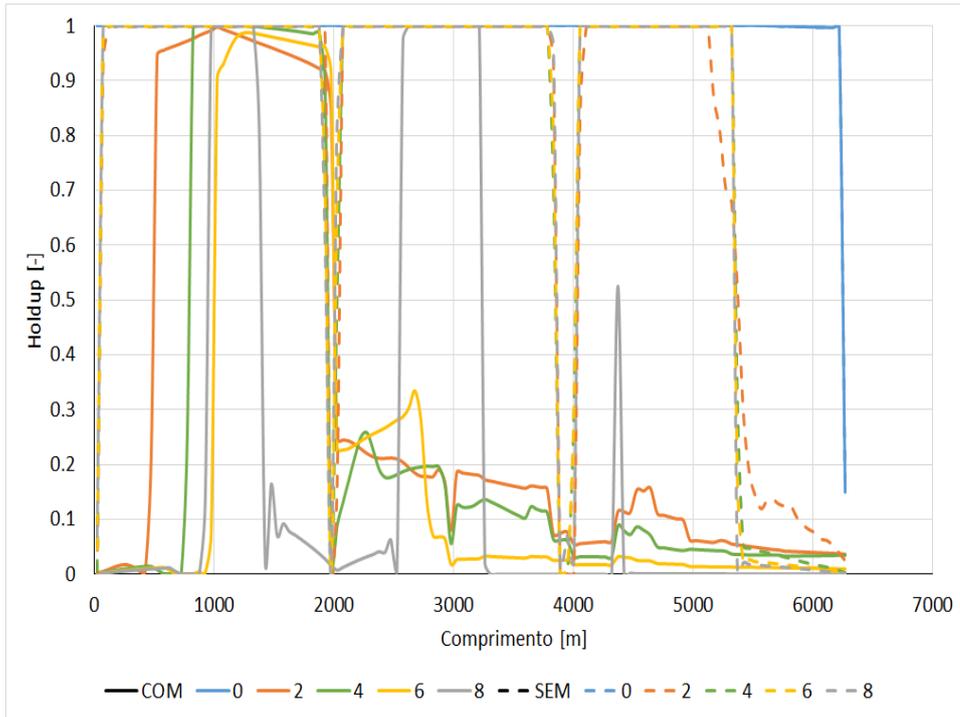


Figura 4.44: Perfil de *Holdup*.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente com relevo. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

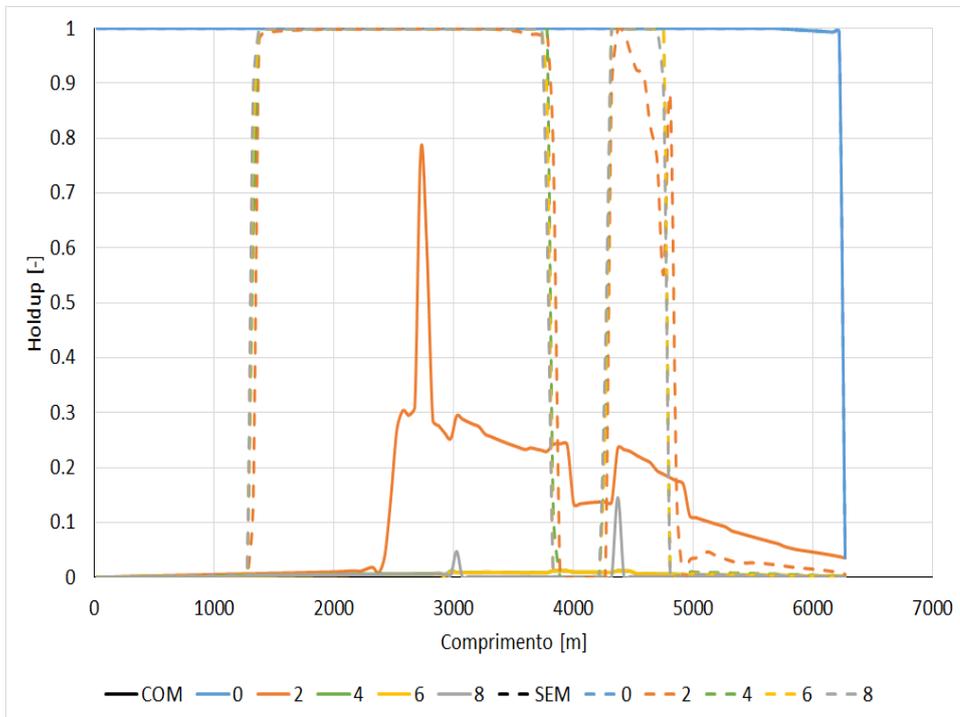


Figura 4.45: Perfil de *Holdup*.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

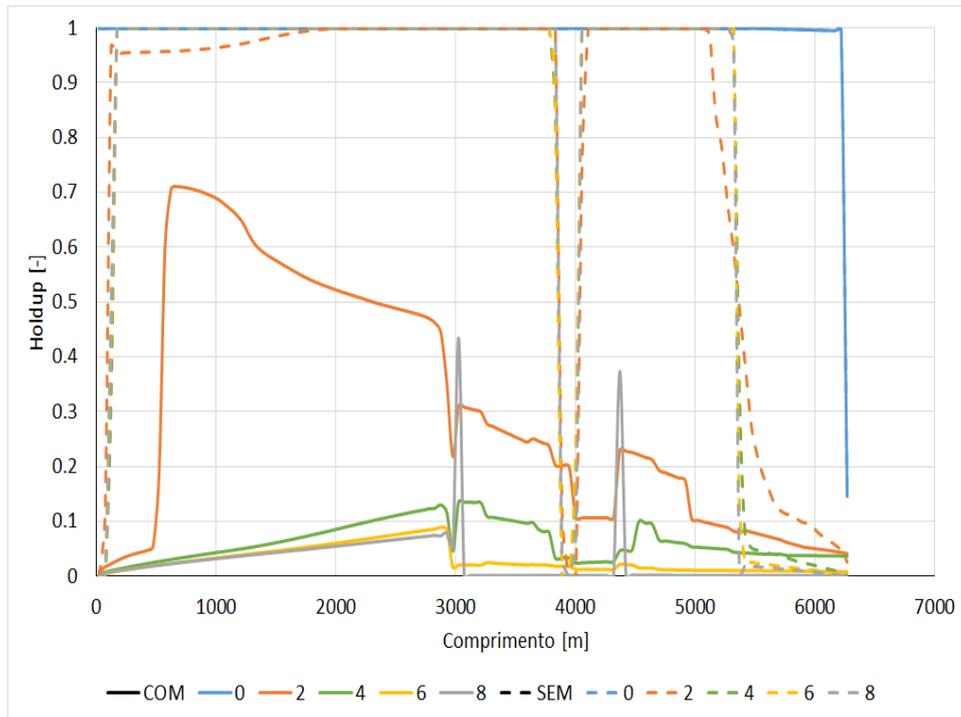


Figura 4.46: Perfil de *Holdup*.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

Para o fluido com baixa RGO não foi possível observar diferença significativa na pressão residual. Isto pode ser constatado ao compararmos as Figuras 4.3 e 4.4 com as Figuras 4.41 e 4.42. Apesar disso, é possível ver diferença no perfil de *holdup*, comparando as Figuras 4.43 e 4.44 com as Figuras A.6 e A.8.

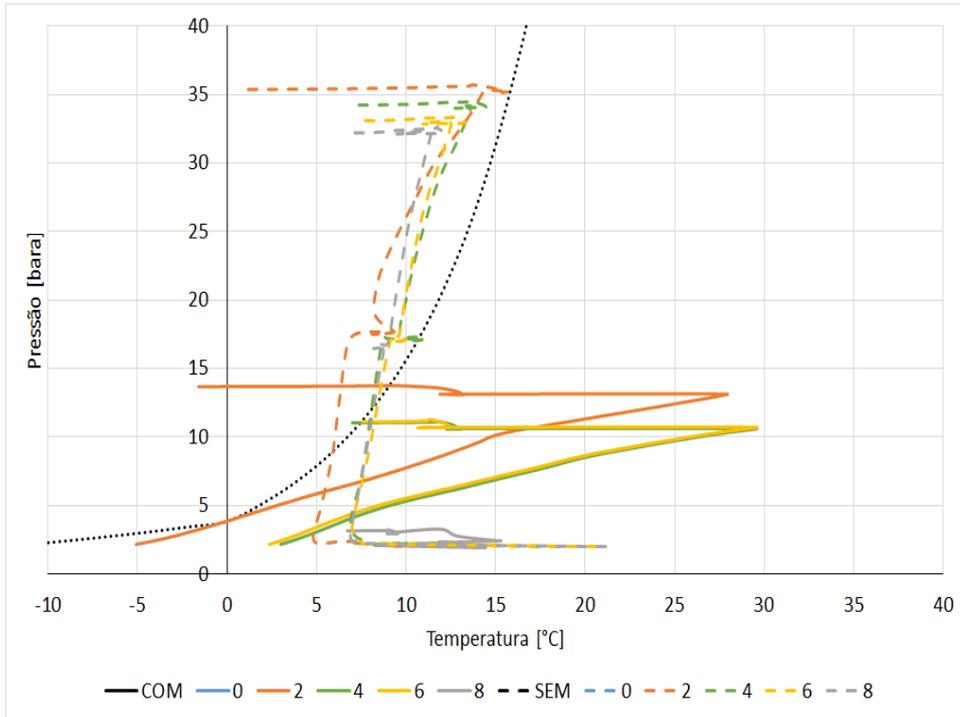


Figura 4.47: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente com relevo. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

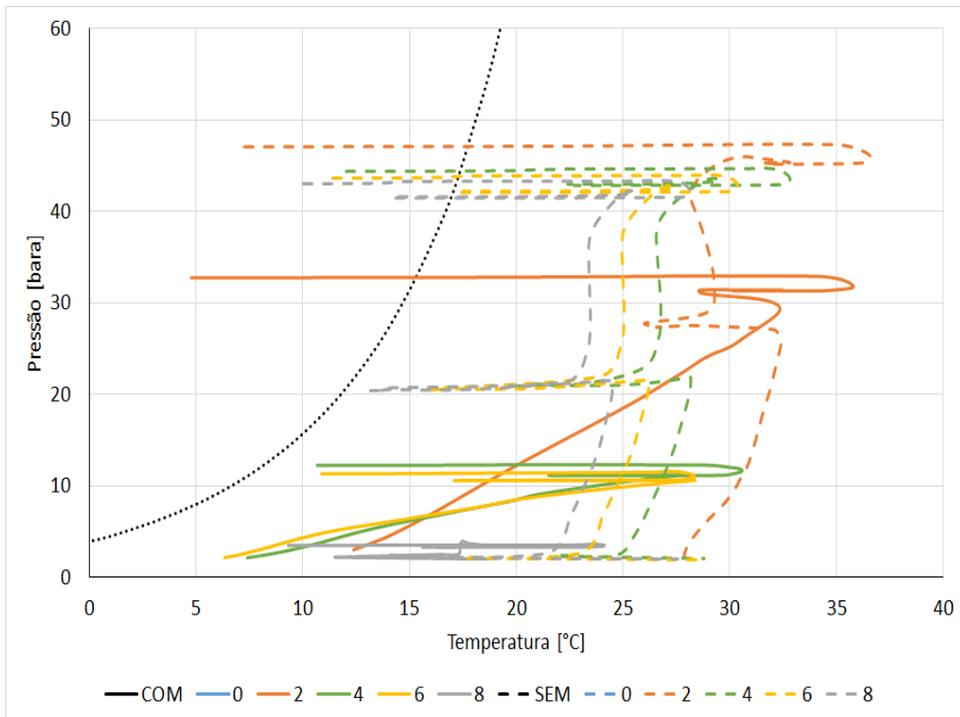


Figura 4.48: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente com relevo. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

Por outro lado, para o fluido com mais alta RGO foi possível observar diferenças na pressão residual. Isto pode ser constatado ao compararmos as Figuras 4.7 e 4.8 com as Figuras 4.47 e 4.48. É curioso observar que o comportamento foi oposto para baixo e alto *watercut*. Apesar disso, é possível ver diferença no perfil de *holdup*, comparando as Figuras 4.43 e 4.44 com as Figuras A.6 e A.8.

## 5 Elevação Artificial

A análise de elevação artificial teve como objetivo principal a comparação do *gas-lift* na base do *riser* com *gas-lift downhole* de forma isolada. Em outras palavras, não foi avaliada a combinação da injeção de gás simultânea em dois pontos distintos. Além disso, a análise consistiu em comparar as vazões de líquido resultantes dos dois métodos, com base nos mesmos valores de vazão de gás injetado. Esses últimos foram distribuídos de forma discreta e escolhidos a partir de valores típicos para poços satélites. Não foi objetivo da análise a identificação de valores de vazão ótima de gás injetado.

Uma limitação da análise de elevação artificial é o modelo de fluido utilizado nas simulações. A utilização de um modelo composicional, com base em equações de estado, pode influenciar nos resultados da análise, pelo fato do modelo de escoamento poder não capturar a cinética na transferência de massa entre a fase gasosa e a fase líquida. Isto é, em cada elemento é calculado um equilíbrio termodinâmico entre as fases, subestimando o tempo necessário para que este equilíbrio seja atingido. Em termos práticos, para uma dada condição, nas simulações, o gás injetado pode ser absorvido pela fase líquida, subestimando o efeito de redução da densidade da mistura, enquanto em uma situação real, o gás estaria livre, por conta da cinética do fenômeno.

É importante ressaltar que, apenas para a análise de elevação artificial, foi feita uma sensibilidade em relação ao IP. Conforme já discutido anteriormente neste trabalho, quanto menor a RGO original do fluido, maior o potencial de ganho de produção com a utilização de *gas-lift*. Este pensamento, advém do instinto de engenharia, de que reduzindo o gradiente de pressão por gravidade, teríamos uma redução da pressão de fundo de poço e conseqüente aumento da vazão. Para poços com alto potencial de produção e restrições geométricas (pequeno diâmetro e longa distância), a parcela do gradiente de pressão por fricção pode ser tão elevada, que os ganhos por redução da densidade do fluido ficam mascarados. A sensibilidade com o IP de 10 Sm<sup>3</sup>/d/bar permite fazer esta avaliação.

Os resultados do estudo de elevação artificial são apresentados principalmente em gráficos de vazão de líquido em função da vazão de gás injetada. As diferentes linhas coloridas mostram os perfis para diferentes valores de

*watercut*, apresentado em percentagem. As linhas contínuas representam os resultados para *gas-lift downhole*, enquanto as linhas tracejadas representam os resultados para *gas-lift* na base do *riser*.

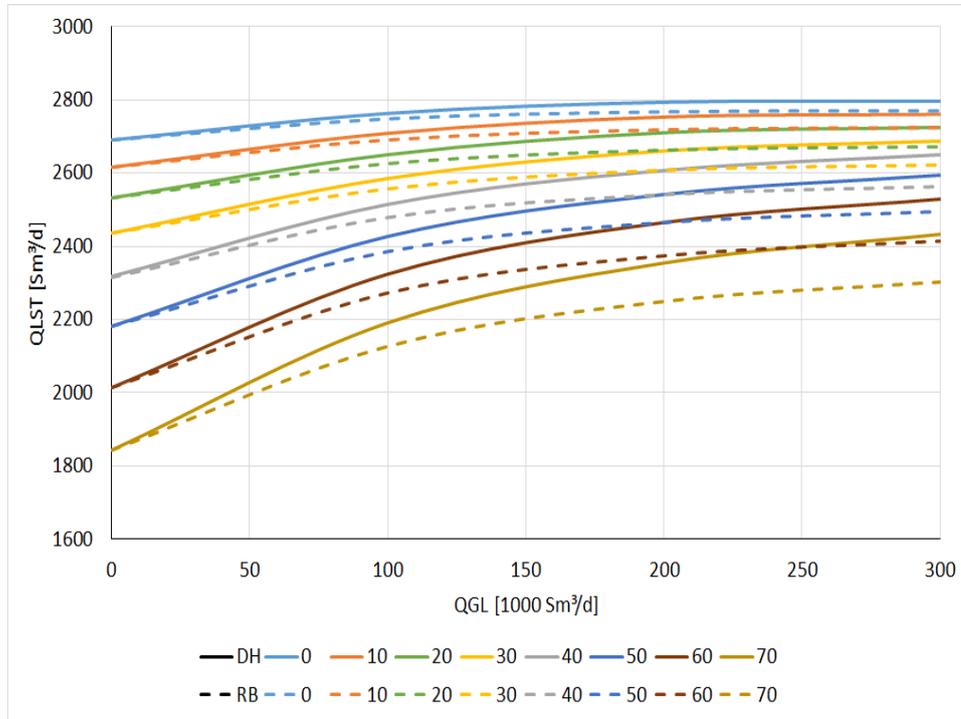


Figura 5.1: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km. IP = 10 Sm³/d/bar

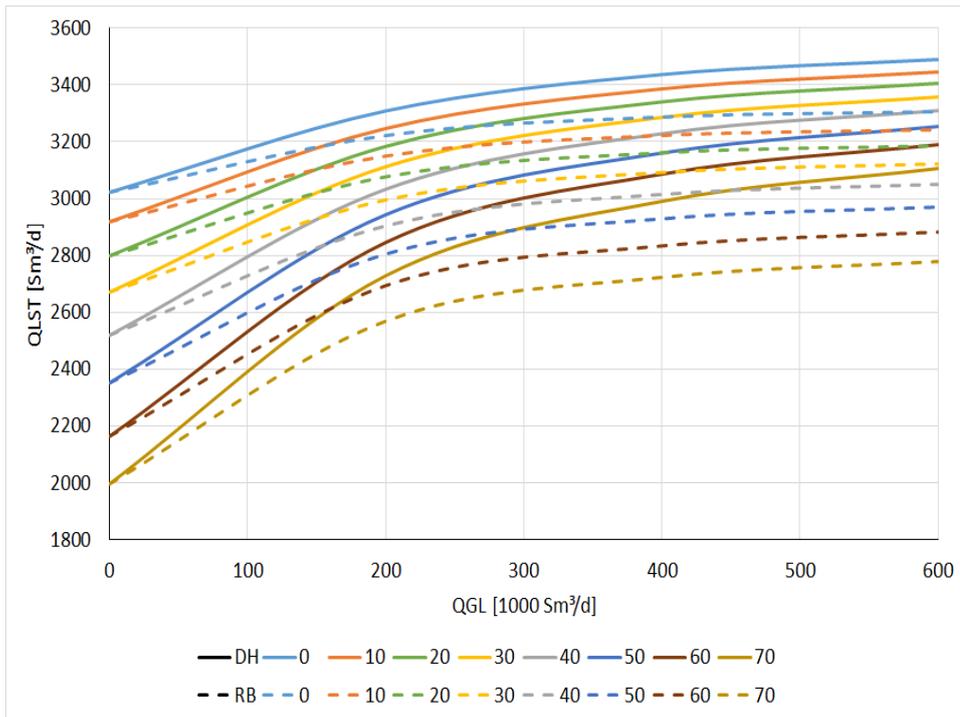


Figura 5.2: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km. IP = 10 Sm<sup>3</sup>/d/bar

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

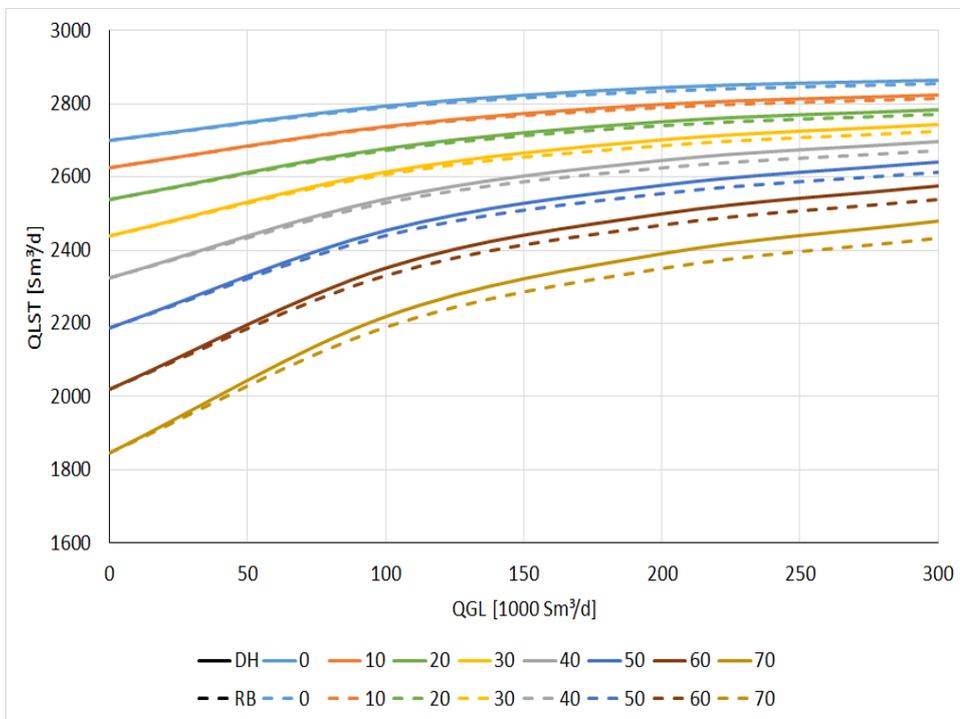


Figura 5.3: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km. IP = 10 Sm<sup>3</sup>/d/bar

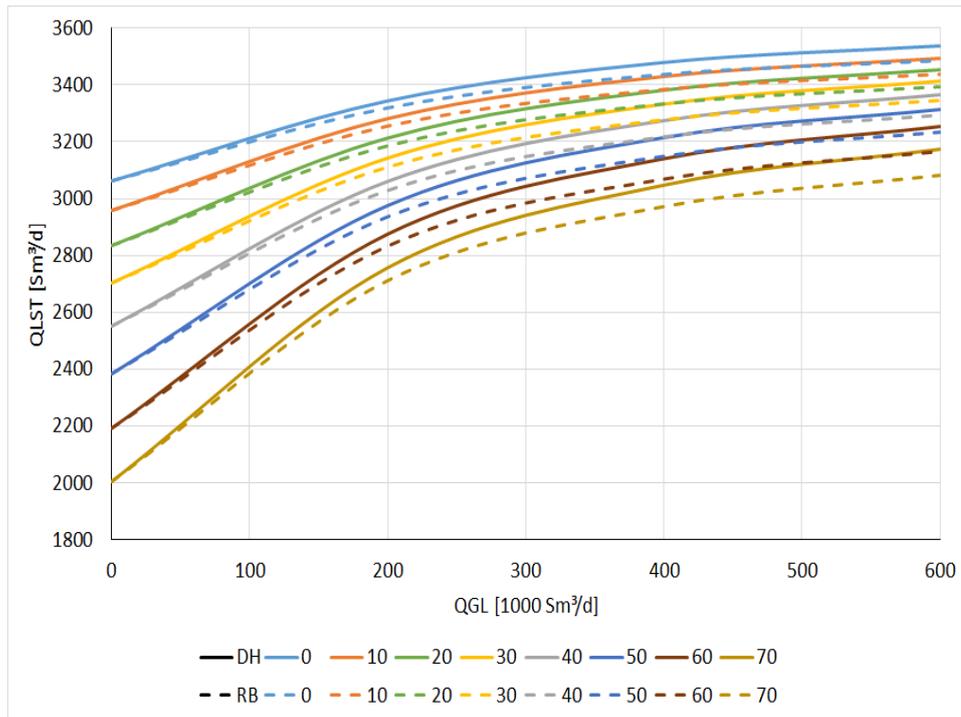


Figura 5.4: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km. IP = 10 Sm<sup>3</sup>/d/bar

É muito fácil observar os ganhos de produção obtidos com o uso de *gas-lift* para o fluido com baixa RGO, quando temos um IP de 10 Sm<sup>3</sup>/d/bar. A vazão sem *gas-lift* não é muito alta, então há muito espaço para reduzir a densidade da mistura sem promover grandes perdas por fricção. Há ganhos mesmo sem produção de água, o que na prática significaria que o *gas-lift* seria utilizado durante toda a vida produtiva do poço.

Claramente ainda há espaço para aumento da vazão de produção em função do aumento da vazão de *gas-lift*, mas a faixa utilizada é suficiente para chegarmos em algumas conclusões. É possível observar que a diferença entre as vazões de líquido aumenta com o aumento da vazão de gás injetado.

Entre algumas das conclusões, já esperadas, podemos citar o aumento dos ganhos de produção por meio do *gas-lift* com o aumento do *watercut*. Isto se deve basicamente ao fato da RGL diminuir e a densidade da mistura aumentar, com o aumento do *watercut*.

Em relação à lâmina d'água, como já era esperado, a diferença entre o *gas-lift* na base do *riser* e o *gas-lift downhole* diminui com o aumento da mesma. A profundidade de injeção do gás para o *gas-lift downhole* é constante e igual a 3500 m, enquanto que na base do *riser* é a própria lâmina d'água. Isto faz com que a coluna hidrostática útil seja maior para maiores lâminas d'água. Tomando como exemplo as Figuras 5.1 e 5.3, que representam 2000 m

e 3000 m de lâmina d'água, podemos ver que, para o *watercut* de 70% e vazão de gás de 300000 Sm<sup>3</sup>/d, há um aumento de 2303 Sm<sup>3</sup>/d para 2434 Sm<sup>3</sup>/d, ou 5,6%, e de 2434 Sm<sup>3</sup>/d para 2478 Sm<sup>3</sup>/d, ou 1,8%, comparando *gas-lift* na base do *riser* e o *gas-lift downhole*.

O diâmetro é outro fator importante para o posicionamento do ponto de injeção de gás. O aumento do diâmetro reduz a perda de carga por fricção, fazendo com que haja ainda mais espaço para reduzir a densidade da mistura e, conseqüentemente, a perda de carga gravitacional. tomando como exemplo as Figuras 5.1 e 5.2, que representam 6 e 8 polegadas de diâmetro, podemos ver que, para o *watercut* de 70% e vazão de gás injetado de 200000 Sm<sup>3</sup>/d, há um aumento de 2250 Sm<sup>3</sup>/d para 2356 Sm<sup>3</sup>/d, ou 4,71%, e de 2570 Sm<sup>3</sup>/d para 2729 Sm<sup>3</sup>/d, ou 6,19%, comparando *gas-lift* na base do *riser* e o *gas-lift downhole*. Foi escolhida a vazão de gás de 200000 Sm<sup>3</sup>/d para comparação, por ser um ponto em comum para as simulações de 6 e 8 polegadas, mas a conclusão se estende para outras vazões. Mesmo com uma RGL inferior, o duto de 8 polegadas promove um aumento de produção maior que no duto de 6 polegadas, alterando a posição da injeção de gás.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

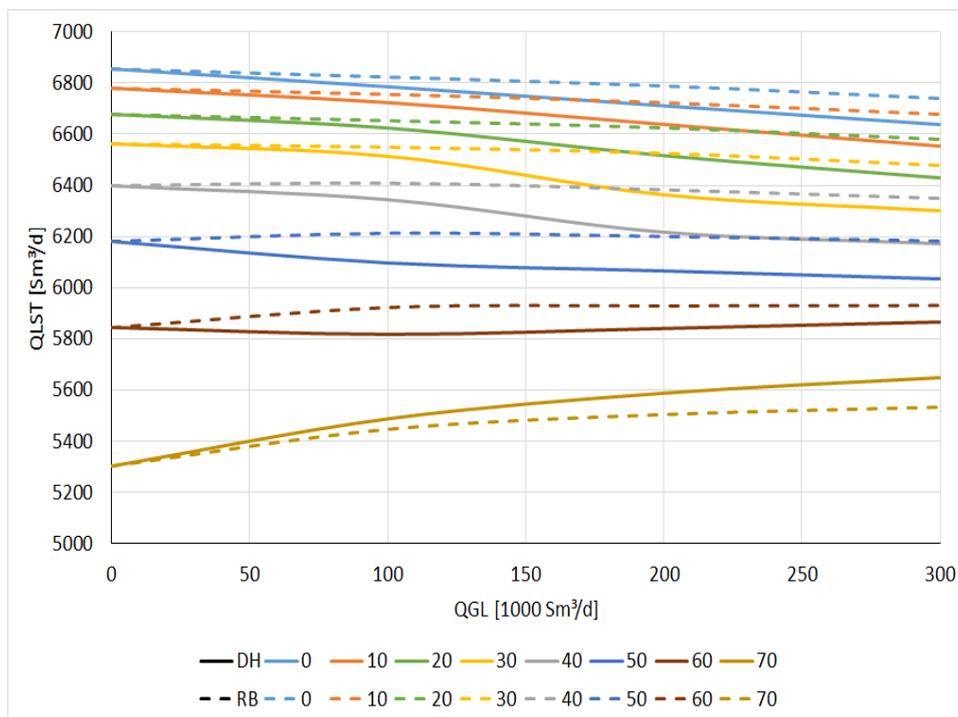


Figura 5.5: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar

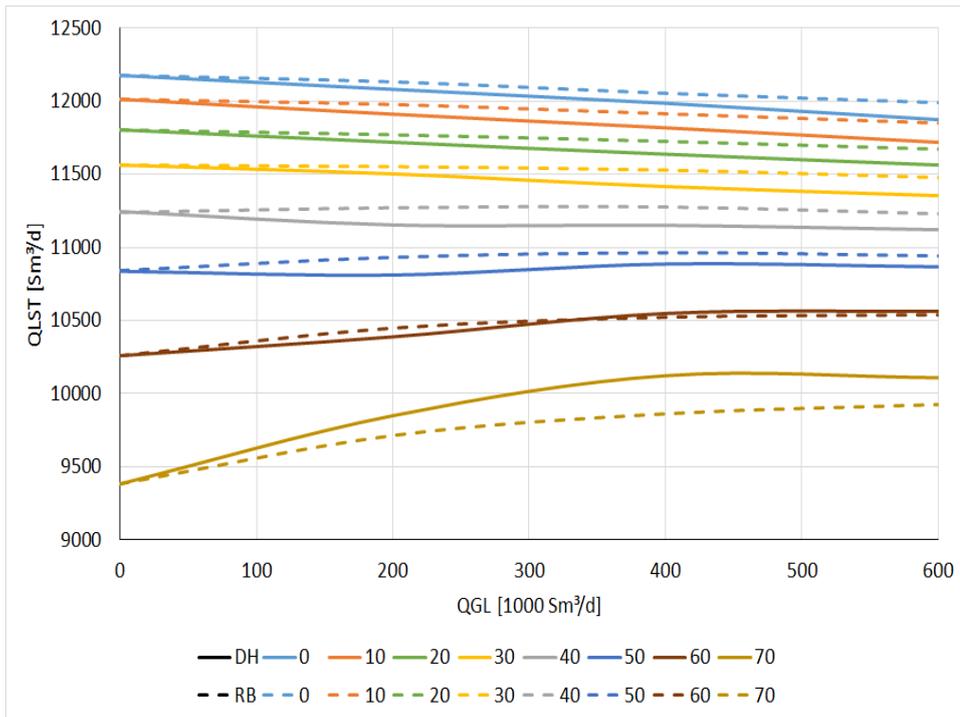


Figura 5.6: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

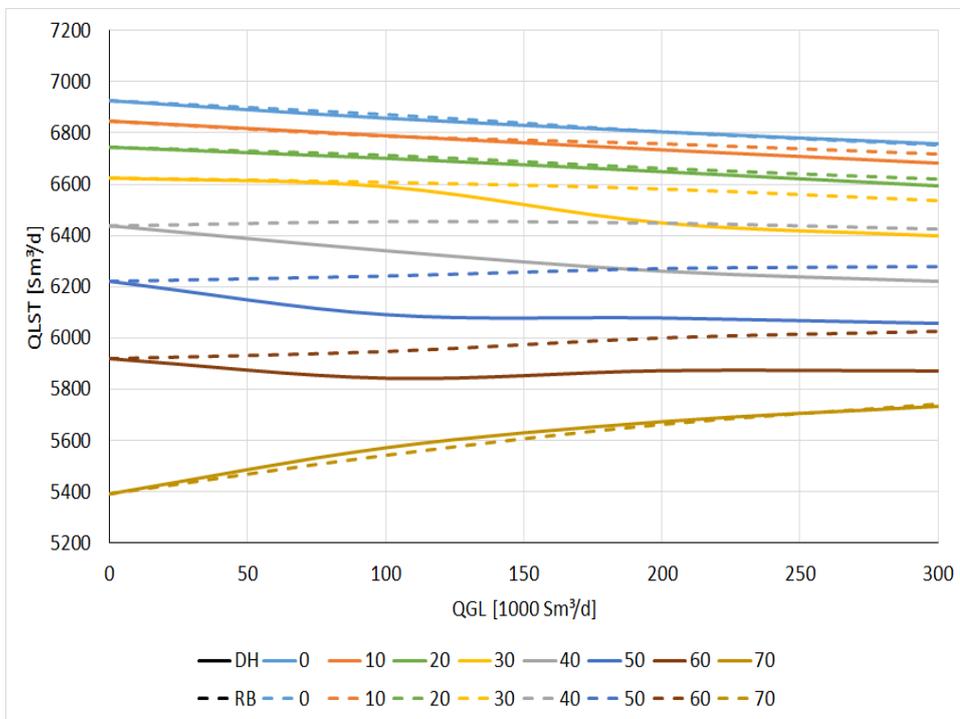


Figura 5.7: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar

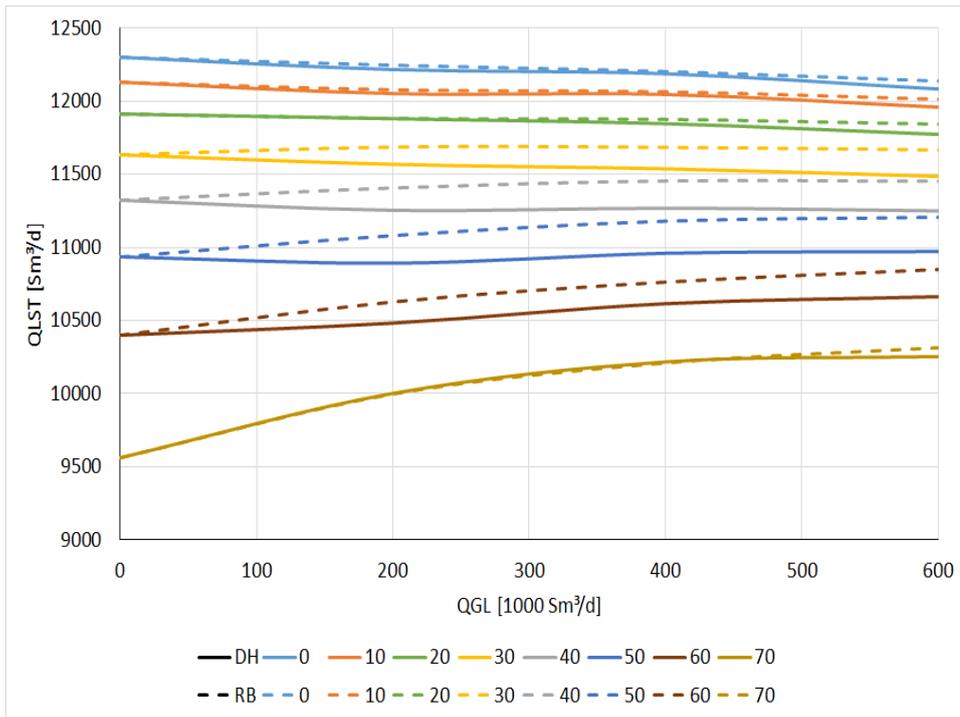


Figura 5.8: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

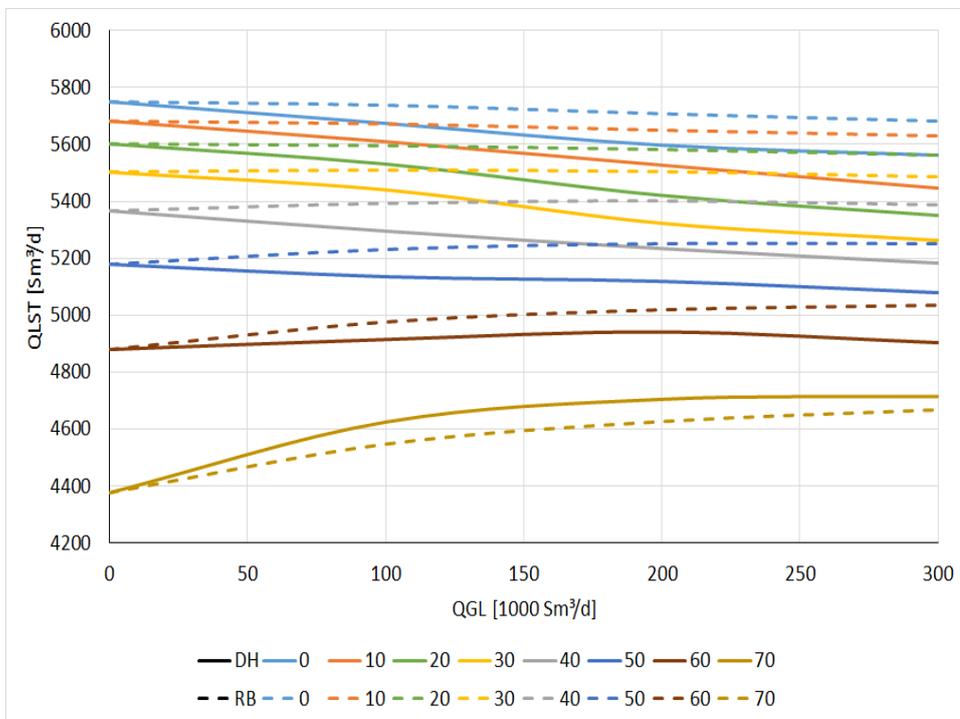


Figura 5.9: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar

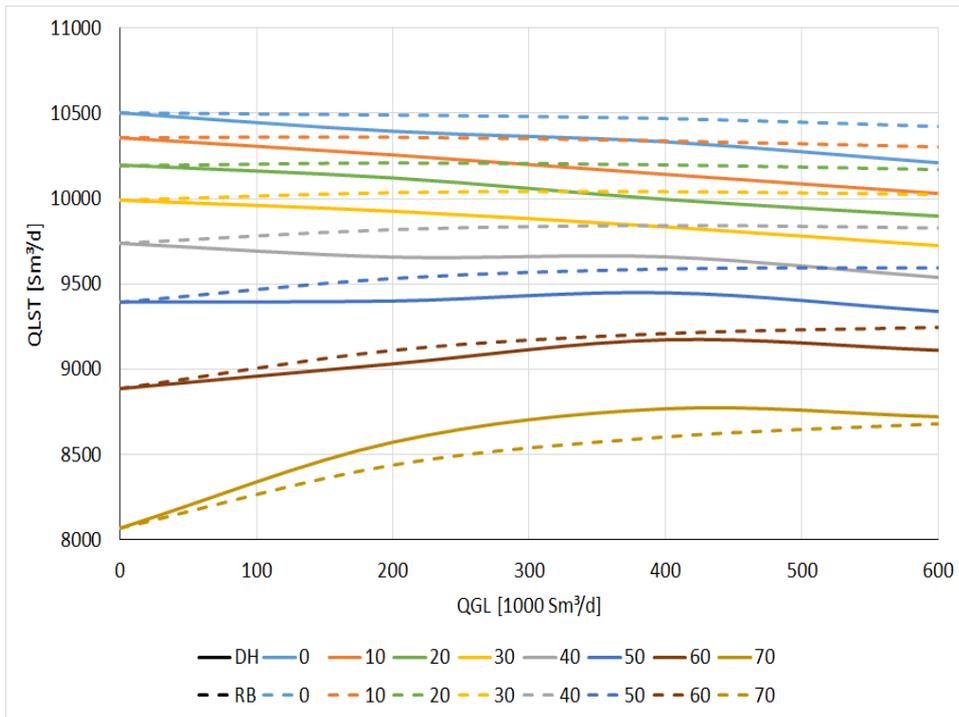


Figura 5.10: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

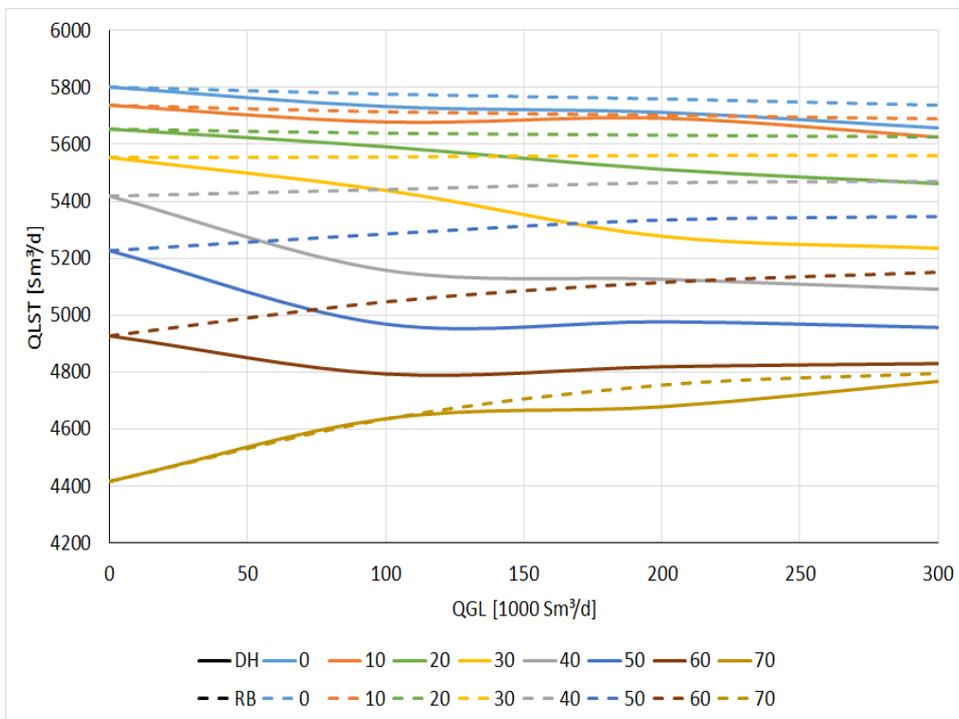


Figura 5.11: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar

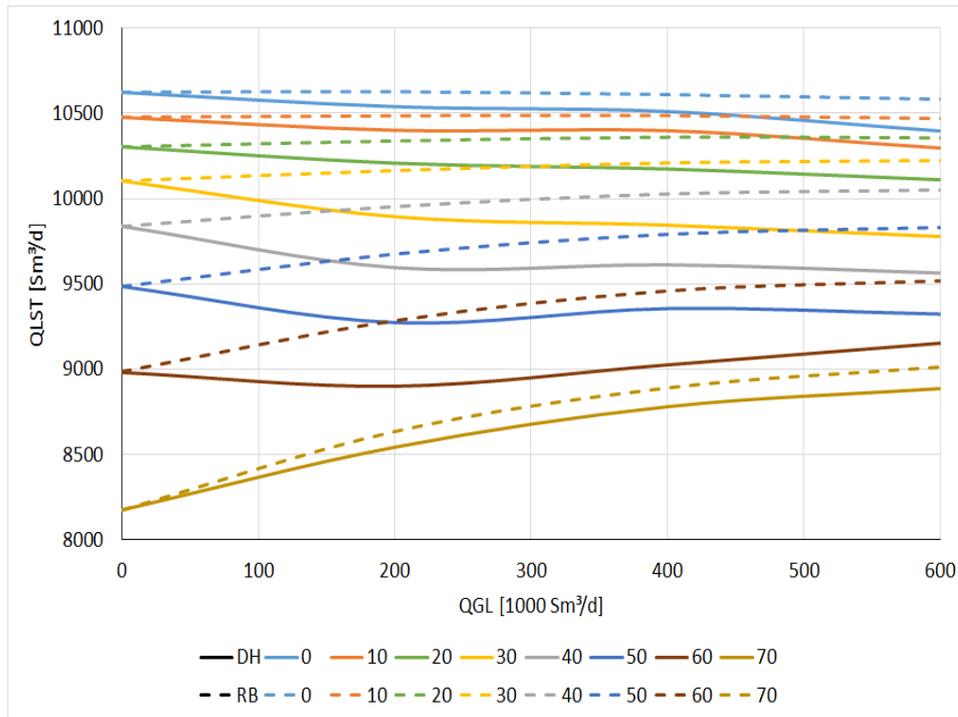


Figura 5.12: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar

Quando temos um IP de 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar, passamos a ter um cenário completamente diferente em termos de elevação artificial. As vazões potenciais dos poços é tão alta, que as perdas de carga por fricção passam a dominar o problema. Podemos ver até uma perda de produção com a injeção de gás para baixos valores de *watercut*. O *gas-lift* na base do *riser* passa a se mostrar mais interessante que o *downhole* até valores de *watercut* na faixa de 60% para 2000 m e 70% para 3000 m de lâmina d'água. Isto pode ser observado nas Figuras 5.5 a 5.12.

A lâmina d'água continua tendo papel importante na comparação do melhor posicionamento da injeção de gás, mas é mais pronunciado em longos *Offset*. Para diâmetro de 6 polegadas e *Offset* de 5 km, o comportamento para 2000 e 3000 m de lâmina d'água é semelhante, conforme Figuras 5.5 e 5.7. Ao aumentarmos o diâmetro, o *gas-lift downhole* ganha força, mas afeta mais o comportamento em 2000 m de lâmina d'água, enquanto quase não há diferença para 3000 m, conforme Figuras 5.6 e 5.8.

Quando aumentamos o *Offset*, vemos que o comportamento para 2000 m de lâmina d'água não se altera muito, como podemos ver na comparação entre as Figuras 5.5 e 5.9, bem como as Figuras 5.6 e 5.10. Por outro lado, para 3000 m de lâmina d'água, o aumento do *Offset* mostra grande diferença entre o *gas-lift* na base do *riser* e o *gas-lift downhole*.

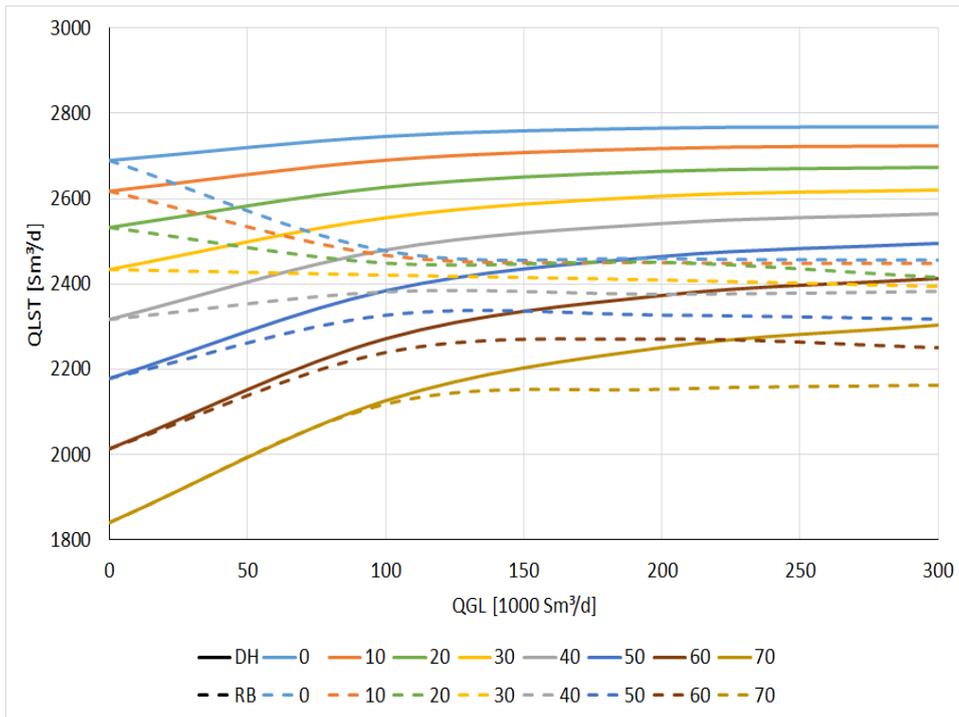


Figura 5.13: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km. IP = 10 Sm<sup>3</sup>/d/bar

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

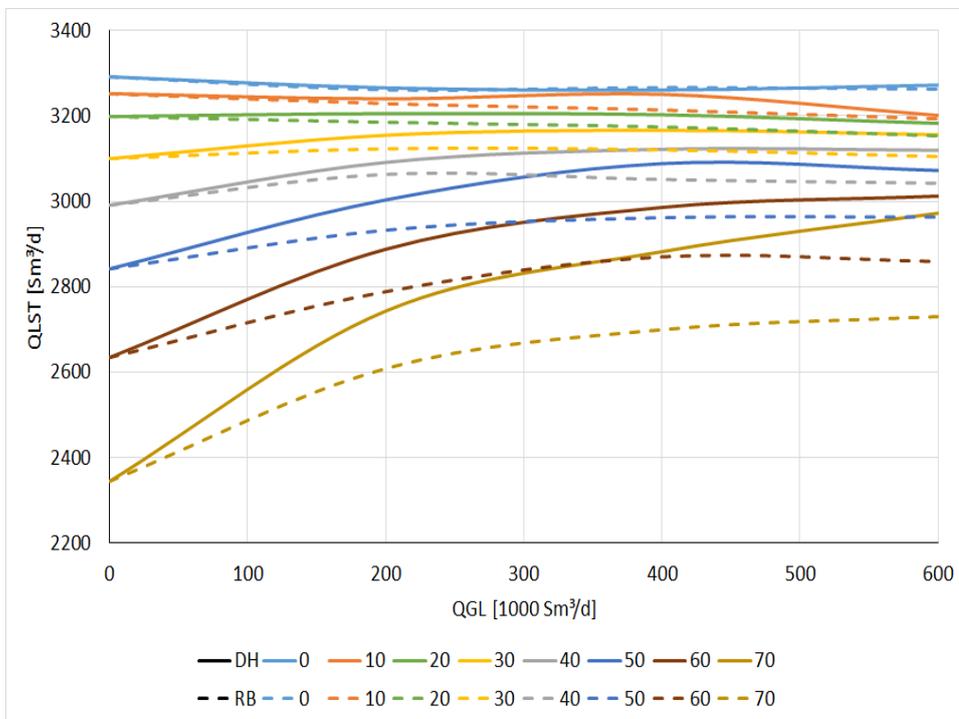


Figura 5.14: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km. IP = 10 Sm<sup>3</sup>/d/bar

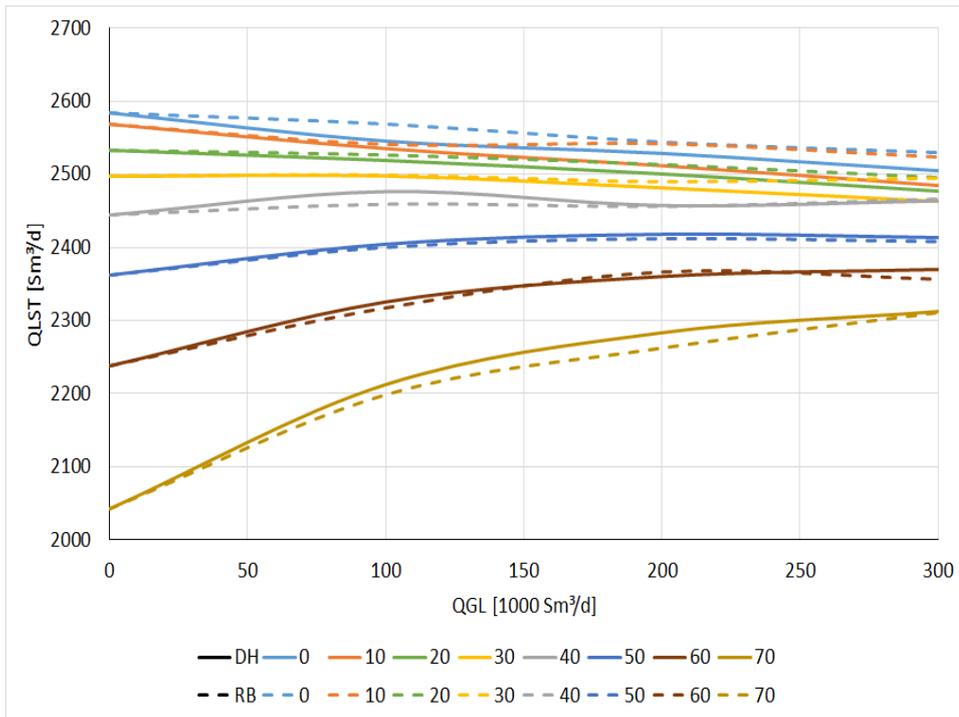


Figura 5.15: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km. IP = 10 Sm<sup>3</sup>/d/bar

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

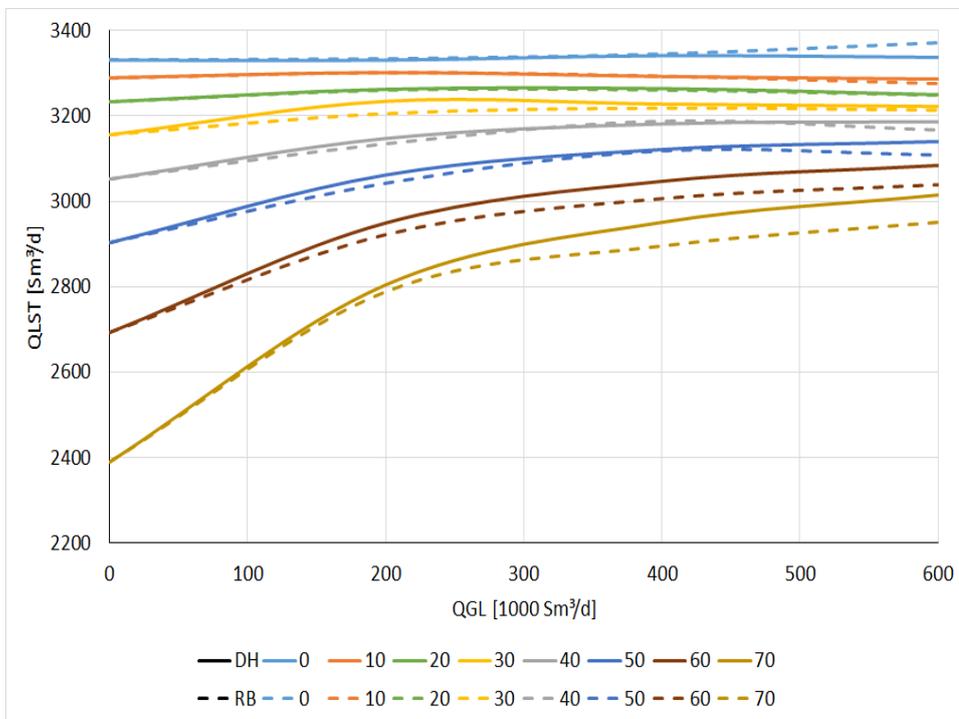


Figura 5.16: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km. IP = 10 Sm<sup>3</sup>/d/bar

Para o fluido com mais alta RGO, quando temos um IP de  $10 \text{ Sm}^3/\text{d}/\text{bar}$ , ainda é possível observar os ganhos de produção obtidos com o uso de *gas-lift*. Da mesma forma que antes, a vazão sem *gas-lift* não é muito alta, porém o gás oriundo do próprio fluido do reservatório reduz o espaço para redução da densidade da mistura. Mesmo quando presentes, os ganhos sem produção de água são pequenos.

Em relação à lâmina d'água, novamente, a diferença entre o *gas-lift* na base do *riser* e o *gas-lift downhole* diminui com o aumento da mesma. Para 2000 m de lâmina d'água, ocorre um comportamento peculiar, em que há ganhos para o *gas-lift downhole* para toda a faixa de *watercut*, enquanto que *gas-lift* na base do *riser* começa a apresentar ganhos apenas a partir de 40%. Além disso, a diferença de vazão de líquido é considerável. Isto pode ser observado na Figura 5.13. Para 3000 m, conforme Figura 5.3, a diferença de vazão em função do ponto de injeção de gás é marginal.

O aumento do diâmetro, tem um comportamento inesperado para 2000 m de lâmina d'água. Observando a Figura 5.4, vemos que o *gas-lift* só começa a apresentar ganhos a partir de um *watercut* de 30% para diâmetro de 8 polegadas, ao do duto de 6 polegadas, que apresenta ganhos sempre. Para os valores mais altos de *watercut*, o comportamento é mais próximo do esperado, em que a redução da perda de carga por fricção permite maiores ganhos com o uso de *gas-lift*. Para 3000 m de lâmina d'água, o comportamento é como esperado, reduzindo o valor *watercut* para início dos ganhos com *gas-lift* e aumentando um pouco a diferença entre o *gas-lift downhole* e o na base do *riser*.

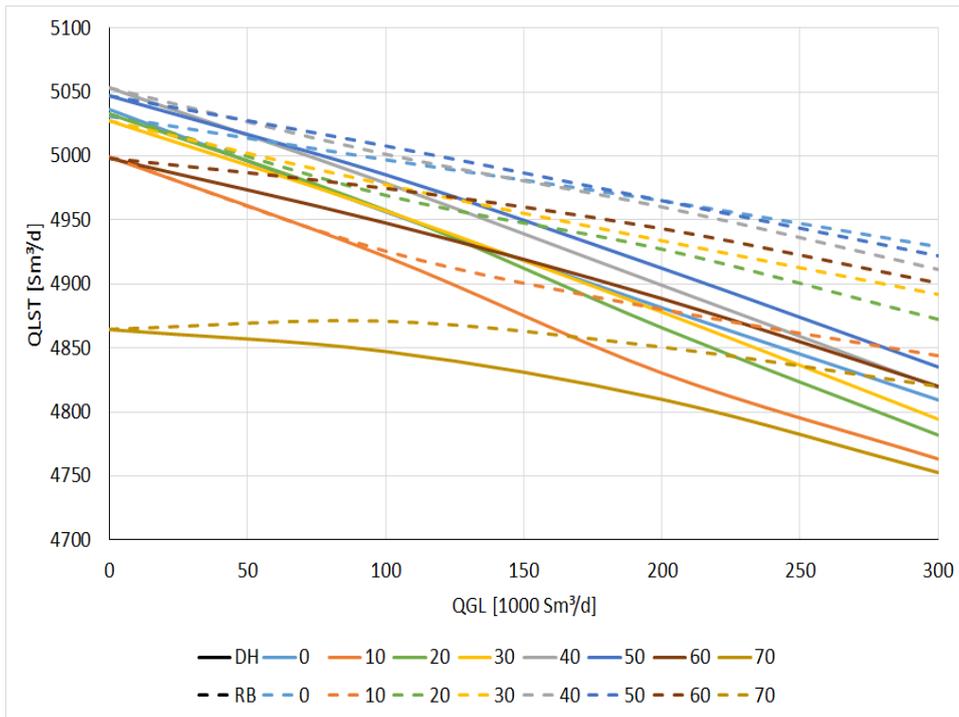


Figura 5.17: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

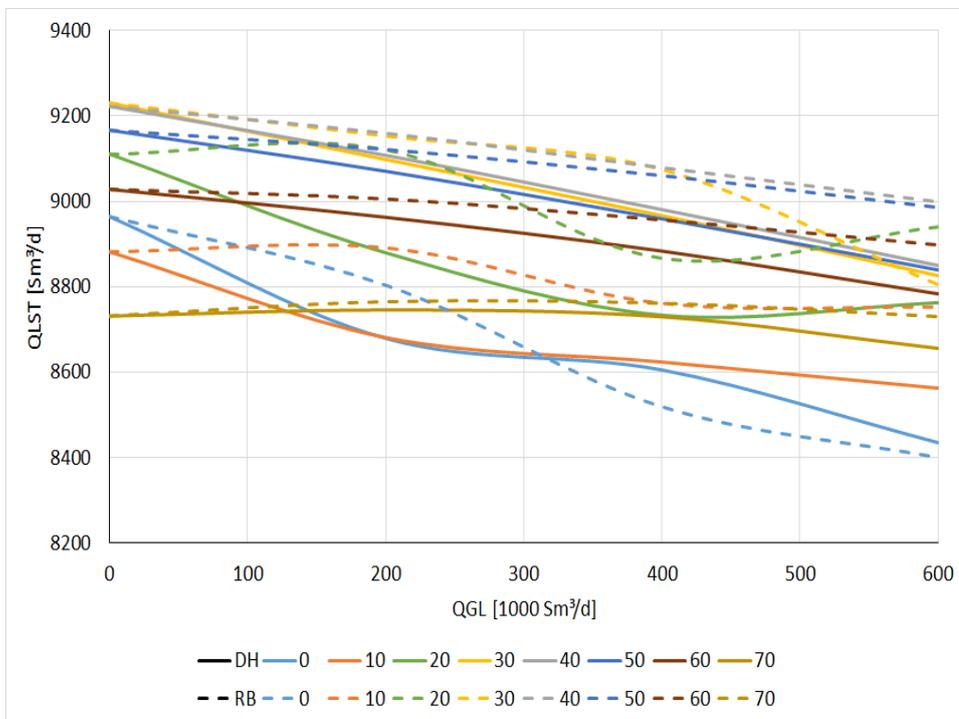


Figura 5.18: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar

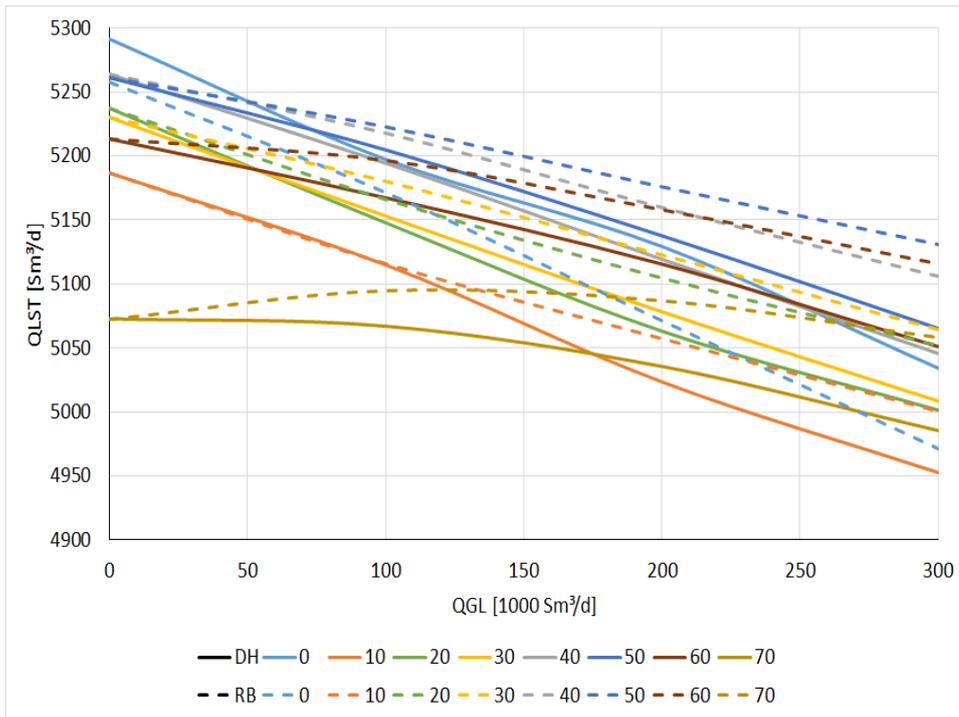


Figura 5.19: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

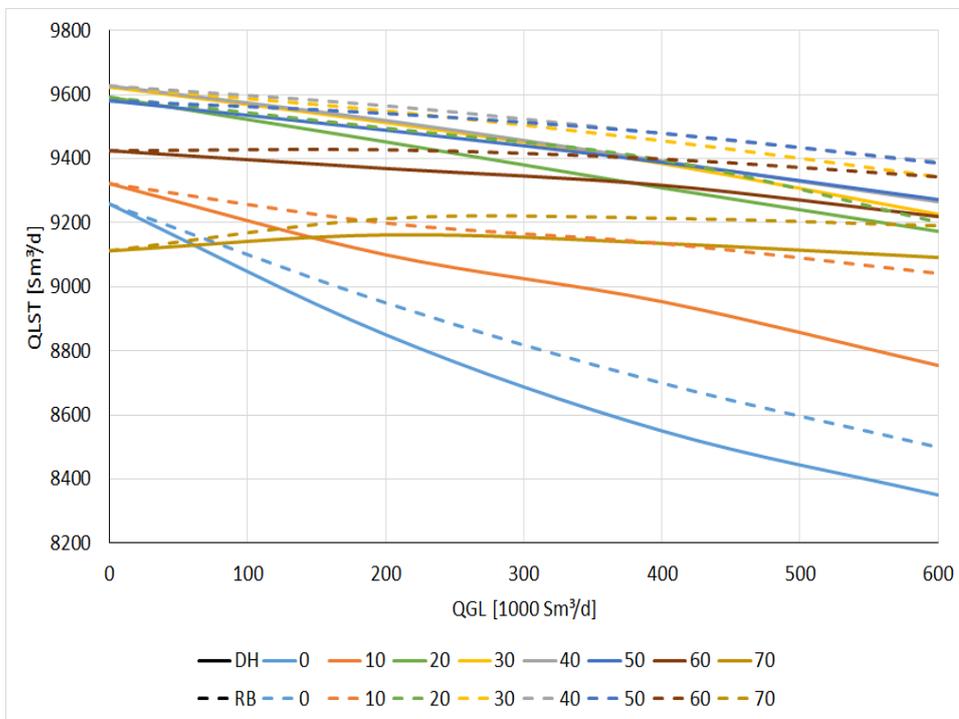


Figura 5.20: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar

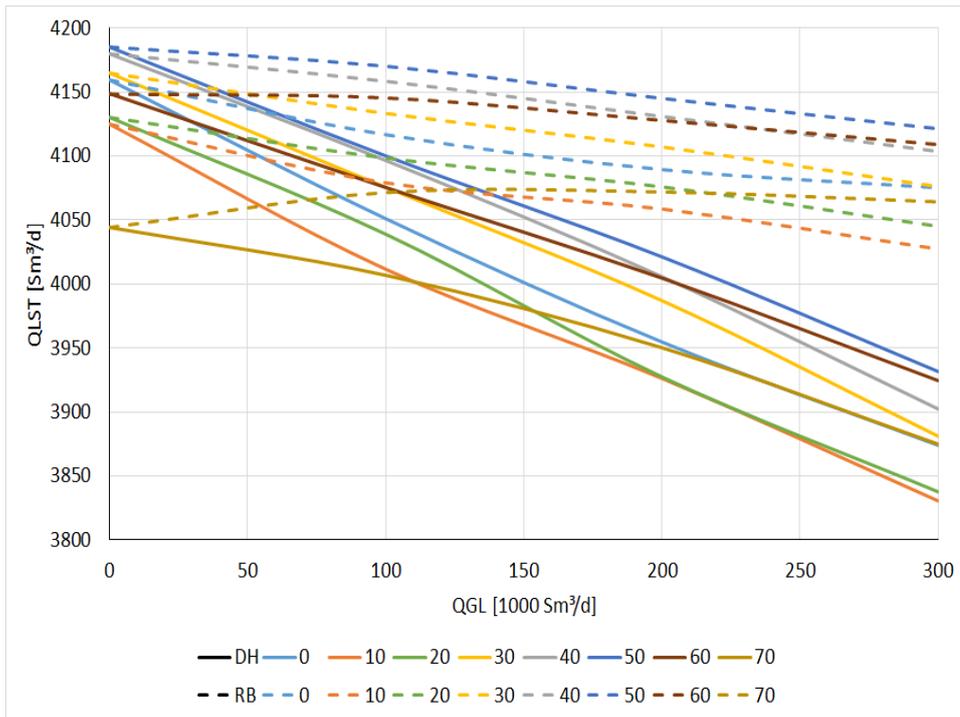


Figura 5.21: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

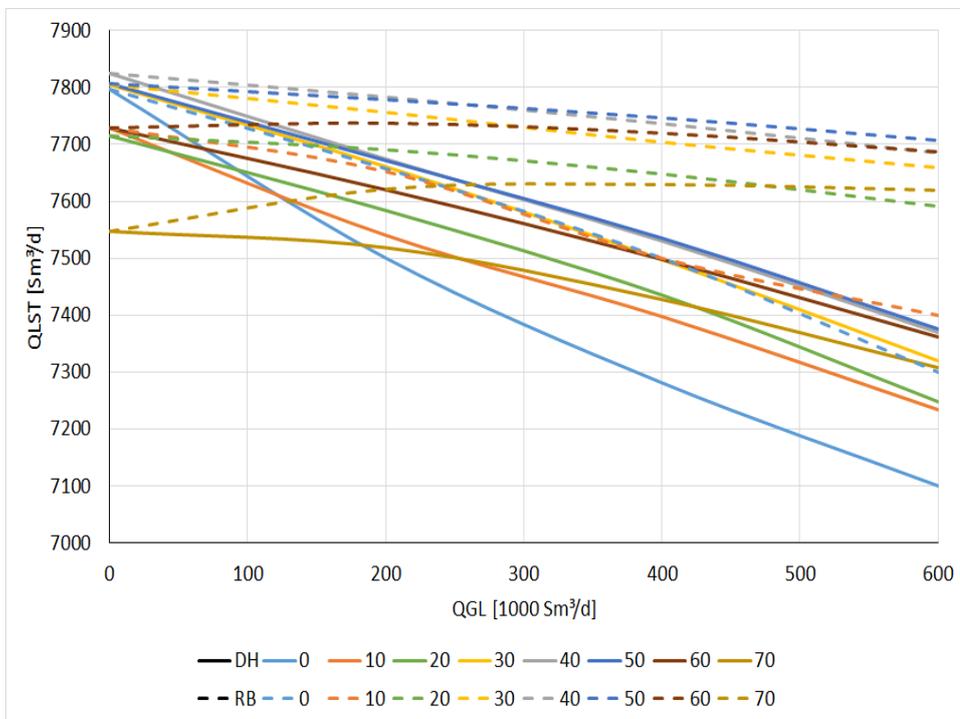


Figura 5.22: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar

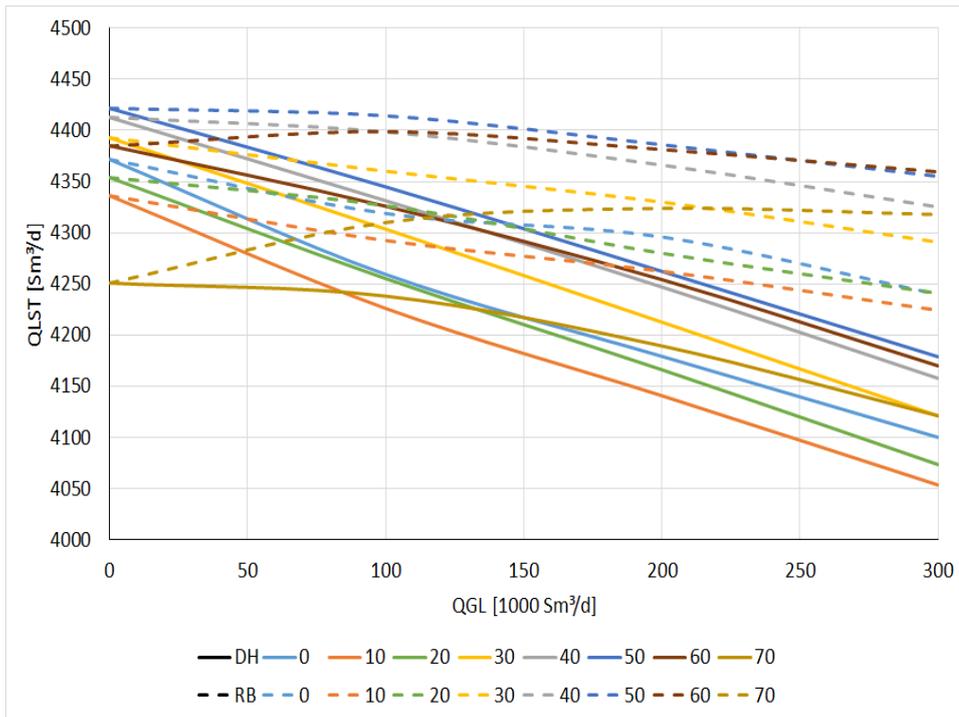


Figura 5.23: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

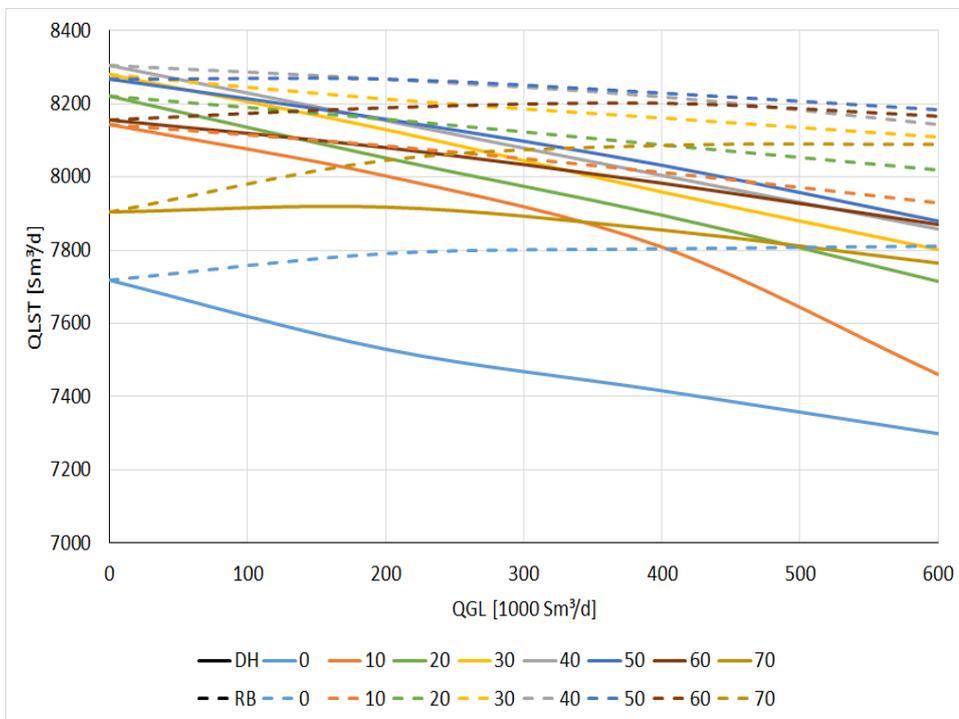


Figura 5.24: Vazão de Líquido X Vazão de Gás injetado. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km. IP = 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar

Quando temos um IP de  $100 \text{ Sm}^3/\text{d}/\text{bar}$  para alta RGO, temos o pior cenário para o *gas-lift*. As vazões potenciais dos poços e o gás oriundo do fluido do reservatório são altos, fazendo com que as perdas de carga por fricção sejam dominantes. A injeção de gás só gera perda de produção, salvo para altos valores de *watercut*. O *gas-lift* na base do *riser* é sempre mais interessante que o *downhole* e apenas traz leves ganhos para 3000 m de lâmina d'água e 8 polegadas de diâmetro. Isto pode ser observado nas Figuras 5.17 a 5.24.

Quanto às variações geométrica, as conclusões gerais não são alteradas.

O aumento da lâmina d'água, do diâmetro e do *Offset* traz vantagens para o uso de *gas-lift*. As diferentes combinações alteram basicamente o *watercut* mínimo para obtenção de ganhos de produção e o aumento potencial da vazão de líquido.

## 6

### Conclusões

As ferramentas computacionais utilizadas, OLGA para simulações transientes de escoamentos multifásicos e PVTsim para modelagem de fluidos, são vastamente utilizadas na indústria do petróleo. Elas foram selecionadas com base no reconhecimento da comunidade de usuários e disponibilidade de licença comercial. As incertezas inerentes aos modelos matemáticos presentes nestas ferramentas têm impacto nos valores absolutos obtidos como resultado das simulações. No entanto, estas incertezas não afetam de forma assemelhada os resultados das análises realizadas, não invalidando, assim, as conclusões obtidas, principalmente as de caráter qualitativo.

A envoltória utilizada no trabalho, tanto do ponto de vista geométrico como de fluidos, tem alta representatividade para os projetos de desenvolvimento da produção do Pré-sal brasileiro. A grande maioria dos campos em produção e em fase exploratória estão compreendidos em áreas com lâmina d'água (LDA) entre 2000 e 3000 m. Para campos de alta produtividade, raramente as distâncias entre poços e plataforma ultrapassam 10 km. A maior parte dos fluidos estão contidos no intervalo de RGO entre 95 e 335 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>. Os diâmetros de 6 e 8 polegadas, isolamentos térmicos e configurações de *riser* utilizados são típicos para dutos flexíveis.

Para os estudos de garantia de escoamento, a faixa de vazão de gás injetado foi escolhida de forma a compreender valores baixos, compatíveis com UGNs, até valores altos, para se obter um limite, a partir do qual não haveria mais ganho. Estes valores limites, de cerca de 200000 e 400000 Sm<sup>3</sup>/d, obtidos do estudo de remediação de hidratos para 6 e 8 polegadas, respectivamente, foram utilizados como insumo para o estudo de prevenção de hidratos, buscando ter um valor que atendesse a ambos os objetivos. Por outro lado, para o estudo de elevação artificial, pode-se observar que, para certas geometrias e valores de *watercut*, ainda há ganho de produção para vazões de gás injetado superiores a estas. O projeto do sistema de *gas-lift* deve ser otimizado de forma global, considerando todas as suas funções.

Uma das conclusões mais importantes diz respeito à geometria da linha de produção, que por sua vez é altamente dependente do relevo do solo marinho. A utilização de geometrias idealizadas, ou seja, retas, nos ajuda a

obter resultados relevantes, mas pode nos levar a conclusões precipitadas. A maior parte das geometrias reais, possuem variações de inclinação ao longo da linha de produção, gerando trechos ascendentes e descendentes, mesmo que de um ponto de vista global uma linha possa ser enxergada como descendente, quando a base do *riser* é mais profunda que a cabeça do poço, por exemplo. As conclusões obtidas, então, para linhas monotonicamente descendentes, são válidas até a primeira quebra de inclinação, indo da base do *riser* em direção à cabeça do poço.

Do ponto de vista de remediação de hidratos, para linhas descendentes, não há dúvidas de que o *gas-lift* na base do *riser* é um método eficaz. Como o gás vai primeiro em direção à cabeça do poço, forma-se um pistão que empurra o líquido na direção da plataforma, o que leva a um *holdup* residual muito baixo. Para linhas ascendentes, como o trecho de atuação do gás é apenas aquela à jusante do ponto de injeção, é necessário avaliar sua melhor posição, de forma a garantir a operação de remediação, sem prejudicar o escoamento, por meio do aumento do atrito no trecho horizontal, nem ser muito distante, ao ponto da linha de serviço ser longa o suficiente para ter custo semelhante ao do *gas-lift downhole*. Pode-se observar, também, que é possível retirar o líquido da linha de produção mesmo com vazões baixas de gás injetado. Isto evidencia a possibilidade de se utilizar UGNs para operações de remediação, na falta de outra fonte de gás.

Do ponto de vista de prevenção de hidratos, é possível observar que o *gas-lift* na base do *riser* trouxe ganhos na maior parte dos casos e nunca é prejudicial. Os níveis de pressão residual são reduzidos drasticamente, aumentando o tempo necessário para que o sistema entre em uma situação crítica. Nos casos de linhas ascendentes, a pressão residual é fortemente dependente da diferença de nível entre a base do *riser* e a cabeça do poço. Nos casos de linhas descendentes, onde a limpeza do duto é ainda mais eficaz, em geral, atinge-se níveis de pressão residual onde o sistema não entra mais no envelope de hidratos mesmo após entrar em equilíbrio térmico com o meio externo. Ainda, o *holdup* residual fica tão reduzido que abre portas para repartir o poço sem circulação de diesel ou óleo morto.

Do ponto de vista de elevação artificial, o IP é uma variável extremamente relevante para a análise. Na verdade, o que realmente importa é a relação entre a parcela da perda de carga por fricção e a parcela gravitacional. Isto acaba sendo um resultado da combinação do IP com as características do sistema de produção, principalmente diâmetro, mas também comprimento. Em outras palavras, demonstra o quanto o sistema de produção está restringindo a produção do poço. Como foi adotado um único conjunto de geometrias,

o IP acaba sendo a variável alvo. Partindo do princípio que a maior parte dos projetos de alta produtividade do pré-sal da Bacia de Santos possuem características de reservatório que resultam em IP igual ou superior a 100 Sm<sup>3</sup>/d/bar, estes resultados são os mais relevantes.

Para baixos valores de IP, o *gas-lift downhole* é mais eficaz que o *gas-lift* na base do *riser*. Esta conclusão é instintiva, visto que o gás é injetado em um ponto mais profundo.

Para altos valores de IP, por outro lado, é possível observar que qualquer injeção de gás, independente da posição, gera uma redução da vazão de líquido, para baixos valores de *watercut*. Em outras palavras, a RGLI ótima, a partir da qual o aumento da vazão de gás injetado reduz a vazão de líquido, é zero. Aumentando-se o *watercut*, o *gas-lift* na base do *riser* traz ganhos iguais ou superiores ao do *gas-lift downhole* até valores de *watercut* bem altos, em torno de 60% para o fluido com baixa RGO e 70% para o fluido com RGO mais alta. Isto traz uma indicação de que o impacto na curva de produção gerado pela utilização do *gas-lift* na base do *riser* em detrimento do *gas-lift downhole* seria positivo, não somente na maior parte da curva de produção, mas principalmente no seu início, que agrega mais valor ao projeto. Para afirmar que os resultados econômicos seriam realmente melhores, seria necessário gerar curvas de produção com os dois métodos de elevação distintos, associados aos respectivos investimentos em infraestrutura.

A análise de elevação artificial é a mais simples de ser interpretada e quantificar os ganhos. A análise de garantia de escoamento é mais complexa, pois tem um caráter mais subjetivo. Os critérios para definir ganhos nesse sentido variam muito com a visão do projetista e experiência operacional das empresas. Os ganhos podem ser de natureza distinta, desde aumentar o tempo que o sistema leva para entrar em uma situação de risco durante uma parada inesperada, até reduzir consumo de diesel ou outros produtos químicos. Em resumo, se o sistema for considerado tão ou mais robusto que o padrão, justifica-se facilmente a redução de custos vislumbrada.

De forma geral, os resultados deste estudo são um indício forte de que o *gas-lift* na base do *riser* é uma solução multipropósito interessante e pode viabilizar a utilização de arquiteturas submarinas mais otimizadas do ponto de vista de custo, como anel de coleta, devendo ser incluída nos processos de seleção de alternativas de projeto, em fase conceitual. Sua aplicação como método de mitigação de intermitência severa, não foi abordada neste trabalho, mas é mais um ponto a favor de sua inserção nos referidos processos de seleção de alternativas para definição de um sistema submarino de exploração de petróleo. .

## Referências bibliográficas

- [1] JAYAWARDENA, S. S.; ZABARAS, G. J.; DYKHNO, L. A.. **The use of subsea gas-lift in deepwater applications.** Offshore Technology Conference, 2007.
- [2] NOONAN, S. G.; DECKER, K. L.. **Subsea gas lift design for the angola kuito development.** Offshore Technology Conference, 2000.
- [3] JOHAL, K. S.; TEH, C. E.; COUSINS, A. R.. **An alternative economic method to riserbase gas lift for deep water subsea oil/gas field development.** Society of Petroleum Engineers, 1997.
- [4] LEPORCHER, E.; SAINT-PIERRE, T.; COOLEY, C.. **Multiphase flow performance: Operational lessons from frontier developments and suggestions for the future.** Offshore Technology Conference, 2004.
- [5] COURBOT, A.; HANSSEN, R.. **Dalia field - system design and flow assurance for dalia operations.** Offshore Technology Conference, 2007.
- [6] SCHOPPA, W.; JAYAWARDENA, S.; AGBAJE, T.; EBERE, D.; IYER, S.. **Bonga - flow assurance benchmarking via field surveillance.** Offshore Technology Conference, 2007.
- [7] HUDSON, J. D.; DUTSCH, D. B.; LANG, P. P.; LORIMER, S. L.; STEVENS, K. A.. **An overview of the na kika flow assurance design.** Offshore Technology Conference, 2002.
- [8] CARROLL, A.; CLEMENS, J.; STEVENS, K.; BERGER, R.. **Flow assurance and production chemistry for the na kika development.** Offshore Technology Conference, 2005.
- [9] GLOAGUEN, M.; BOURDILLON, H.; ROCHE, F.; BOSCAL DE REALS, T.; MENIER, P.; MARION, A.. **Dalia flowlines, risers, and umbilicals.** Offshore Technology Conference, 2007.
- [10] BINGYU, J.; ZHIHAI, C.; HUAIYIN, L.; JINGWEI, W.; XUEBO, D.; SHIYANG, Z.. **Key development technologies of deep water oil-fields in angola.** Offshore Technology Conference, 2016.

- [11] MCDERMOTT, C.; IKE, S.; BRANIFF, M.. **Flow assurance design considerations for umbilical riser base gas lift system.** Offshore Technology Conference, 2016.
- [12] HILL, T.; JOHNSON, T.; HACALA-NICOL, V.. **Steady-state, and interrupted, production through a deep water black oil system.** 7th North American Conference on Multiphase Technology, 524:611–618, 2010.
- [13] BENDIKSEN, K. H.; MALNES, D.; MOE, R.; NULAND, S.. **The dynamic two-fluid model olga: Theory and application.** Society of Petroleum Engineers, 524:171–180, 1991.
- [14] DE OLIVEIRA, G. P. H. A.. **Gas-lift contínuo.** 2006.
- [15] COSTA, E. C.. **Melhores práticas de remediação e controle de hidratos em desenvolvimentos de campos de petróleo em Águas profundas.** 2006.
- [16] AHMED, S. K. B.. **A Study of Gas Lift On Oil/Water Flow in Vertical Risers.** Phd thesis, Cranfield University, UK, 2014.

# A

## Remediação - 6 pol

### A.1

#### 5 km

#### A.1.1

##### 2000 m

##### A.1.1.1

###### Ascendente

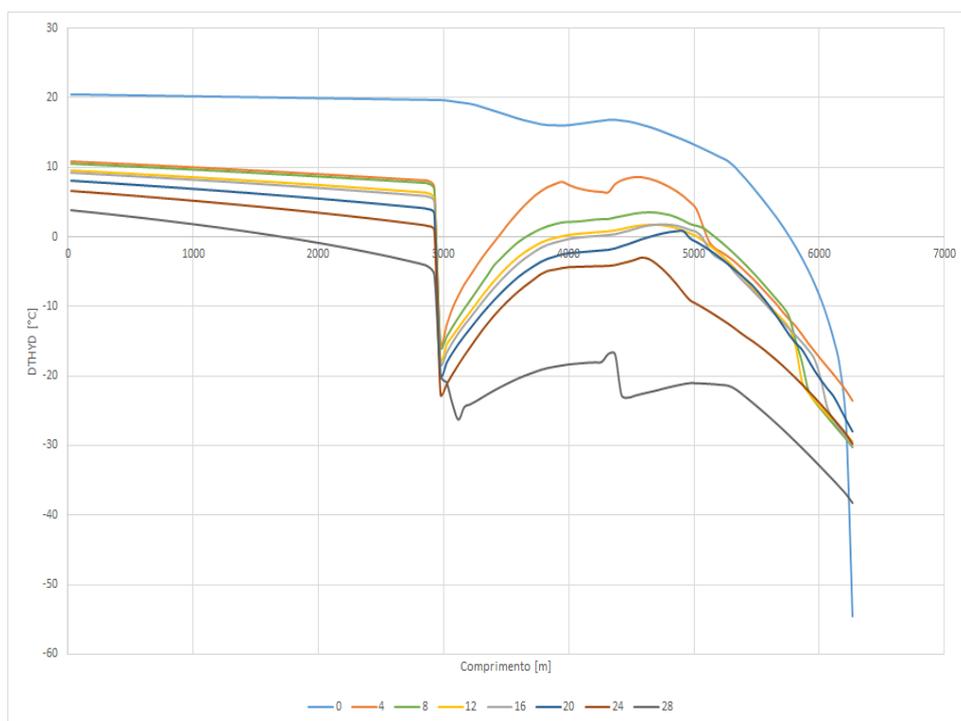


Figura A.1: Perfil DTHYD. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{gl} = 50000 \text{ sm}^3/\text{d}$

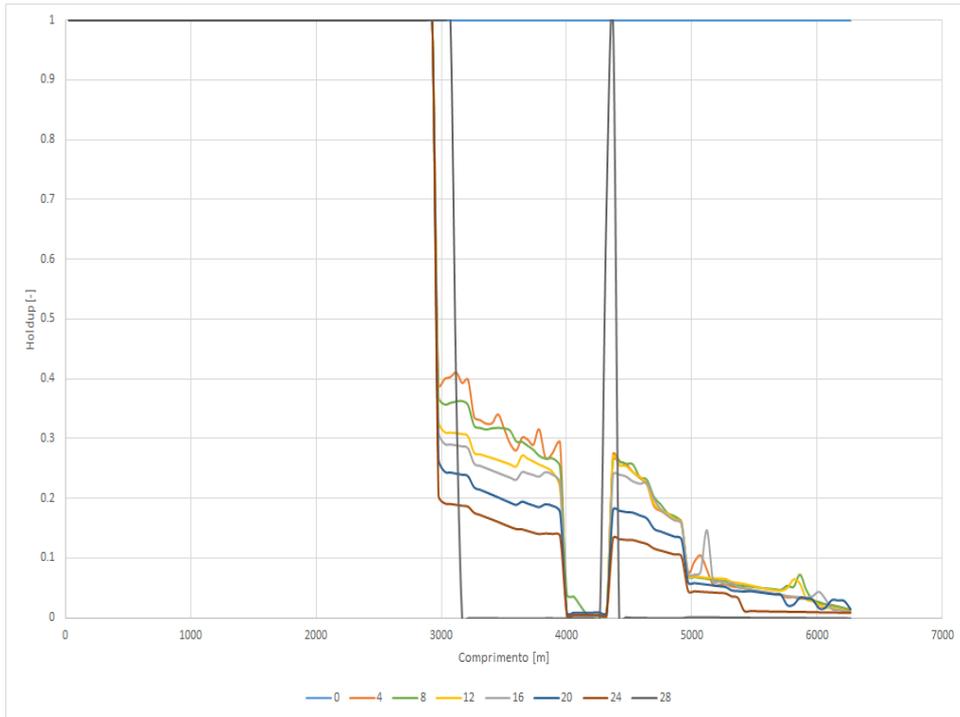


Figura A.2: Perfil de Holdup. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{gl} = 50000 \text{ sm}^3/\text{d}$

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

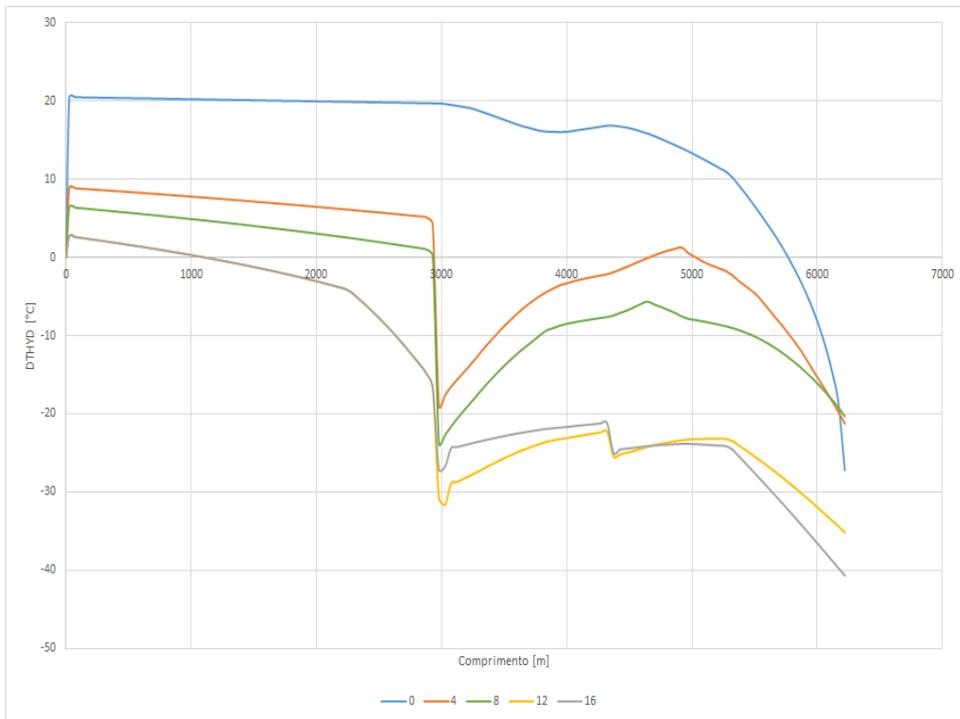


Figura A.3: Perfil DTHYD. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{gl} = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$

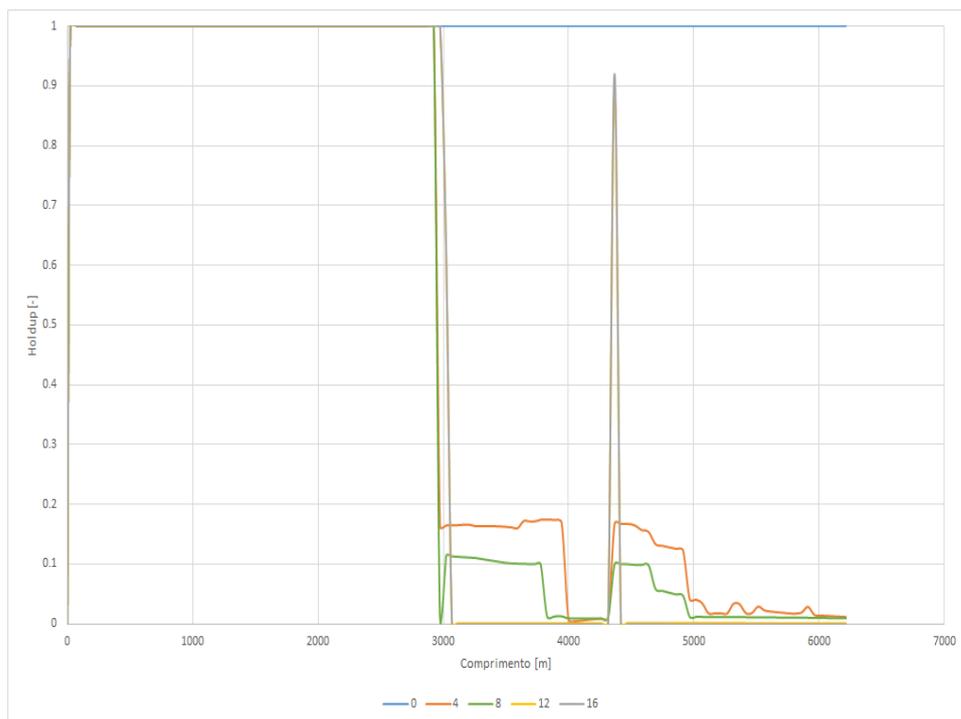


Figura A.4: Perfil de Holdup. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_g l = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

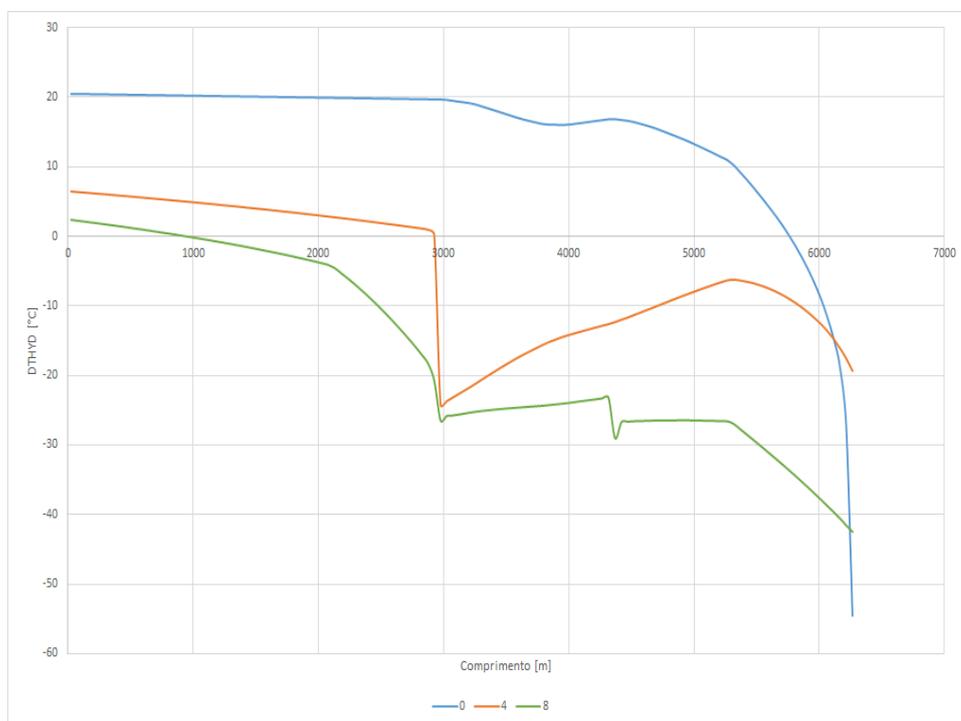


Figura A.5: Perfil DTHYD. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_g l = 200000 \text{ sm}^3/\text{d}$

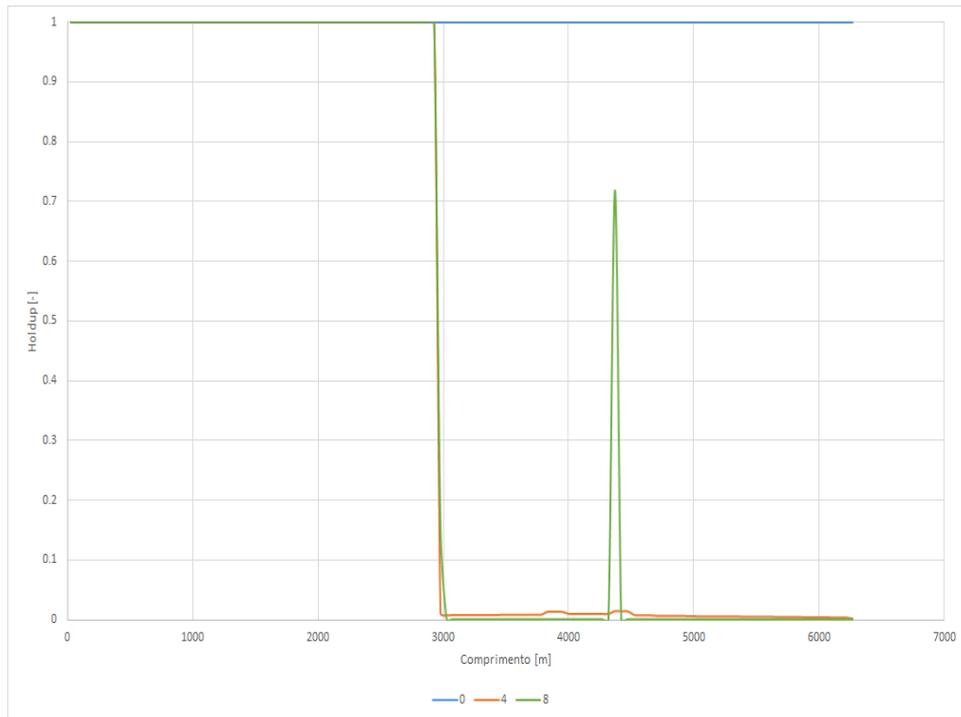


Figura A.6: Perfil de Holdup. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{gl} = 200000 \text{ sm}^3/\text{d}$

**A.1.1.2**  
**Descendente**

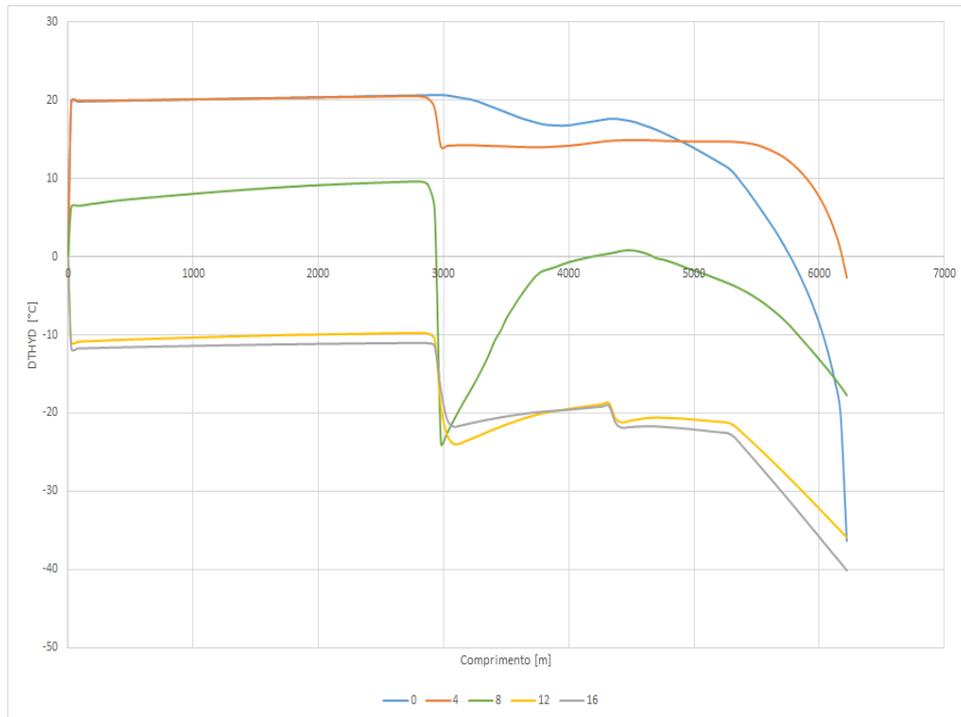


Figura A.7: Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_g l = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$

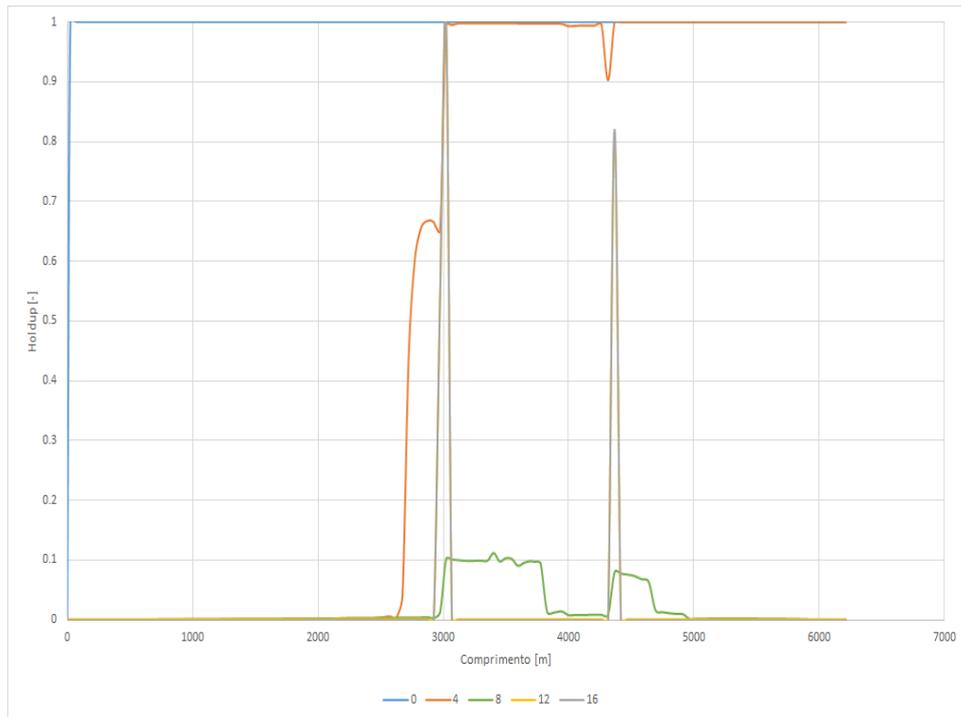


Figura A.8: Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_g l = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$

**A.1.2**  
**3000 m**

**A.1.2.1**  
**Descendente**

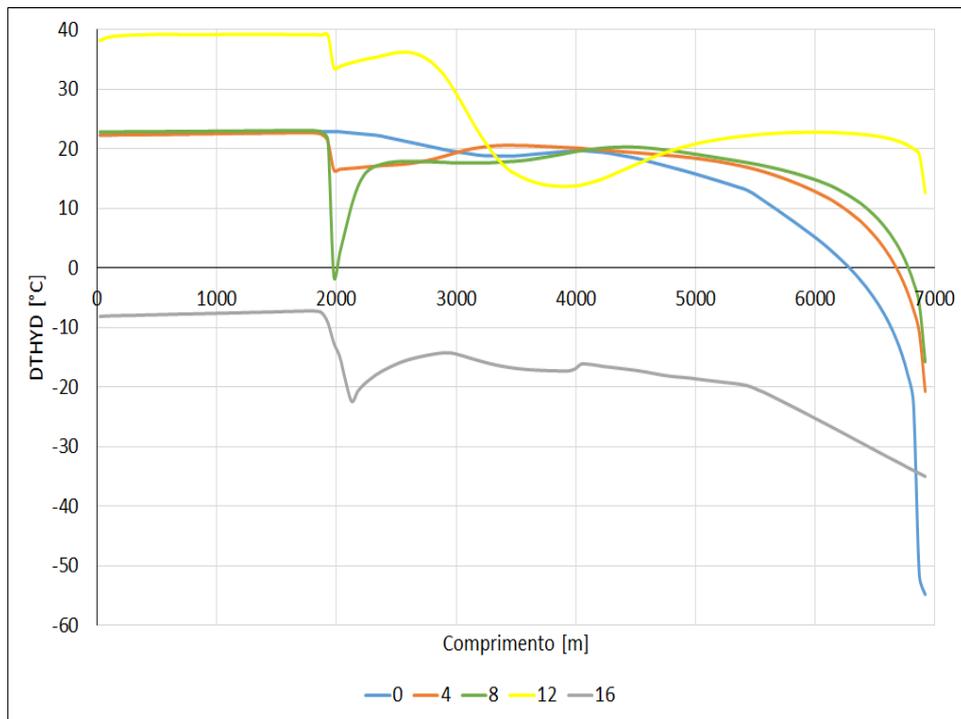


Figura A.9: Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_g l = 50000 \text{ sm}^3/\text{d}$

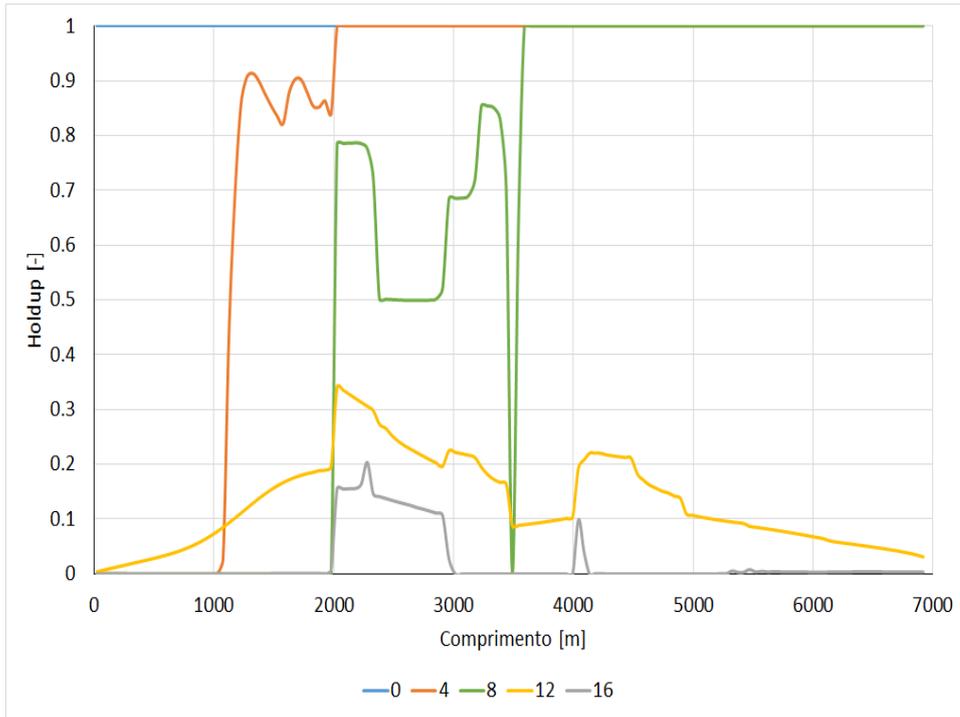


Figura A.10: Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_g l = 50000 \text{ sm}^3/\text{d}$

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

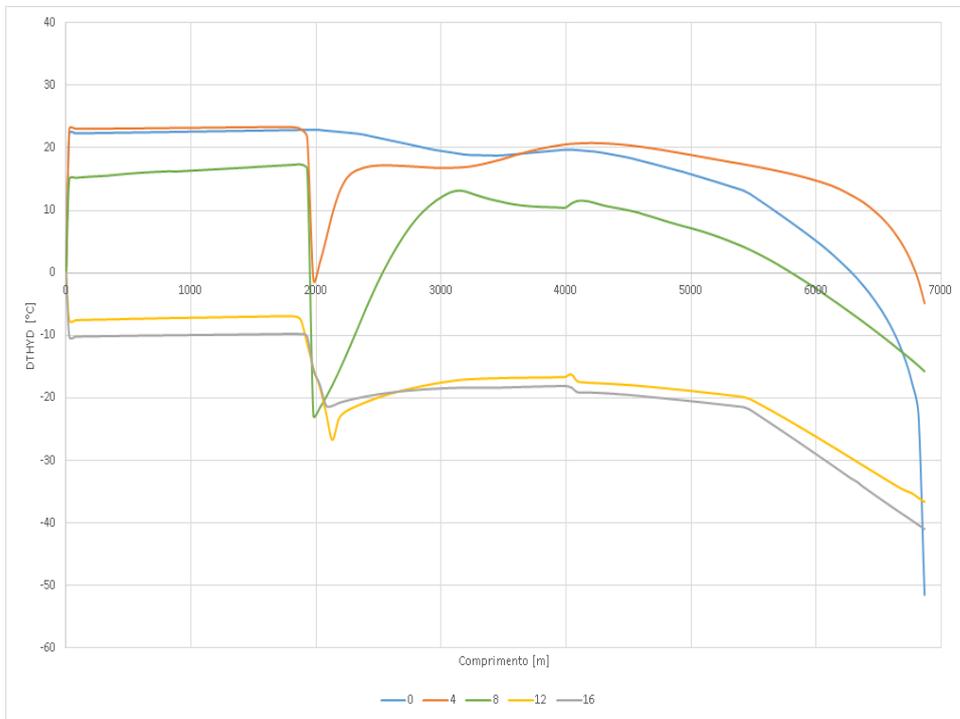


Figura A.11: Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_g l = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$

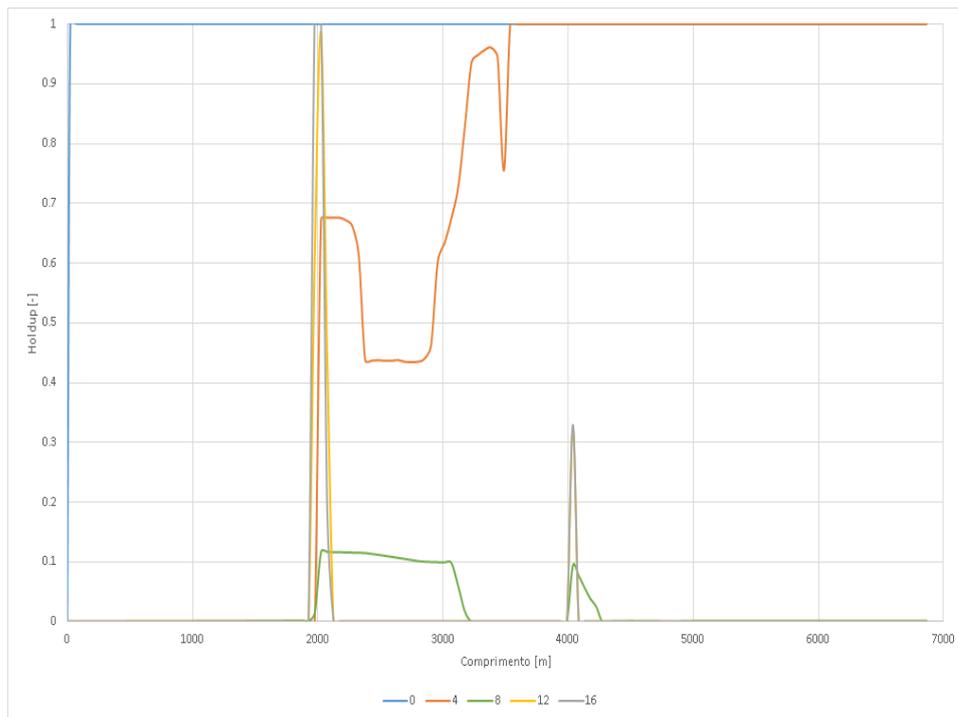


Figura A.12: Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{gl} = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$

**A.2**  
**10 km**

**A.2.1**  
**2000 m**

**A.2.1.1**  
**Descendente**

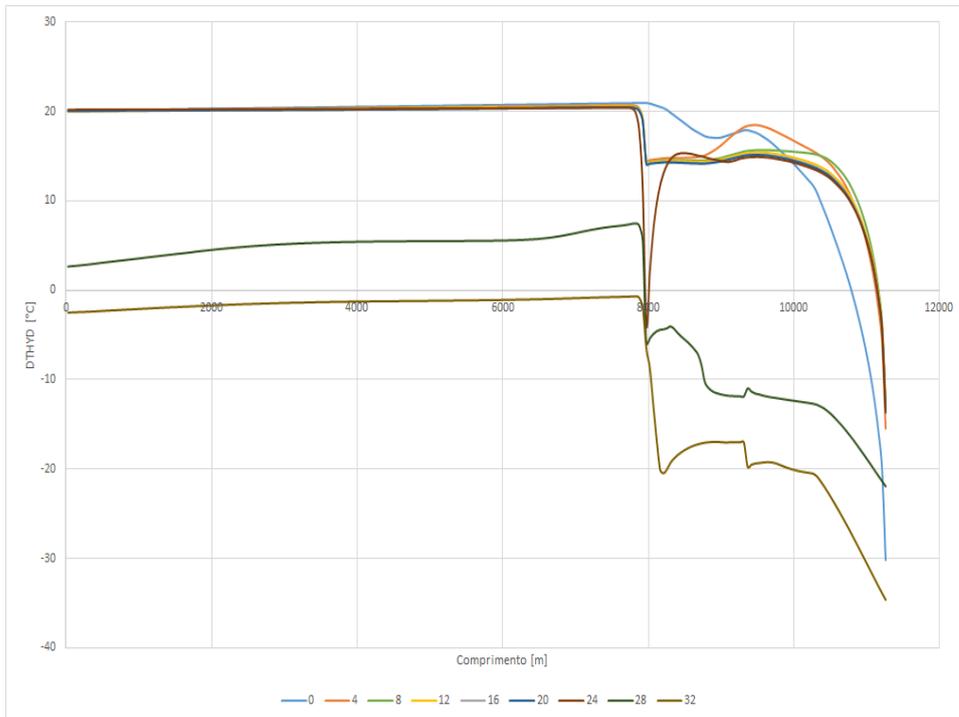


Figura A.13: Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.  $Q_g l = 50000 \text{ sm}^3/\text{d}$

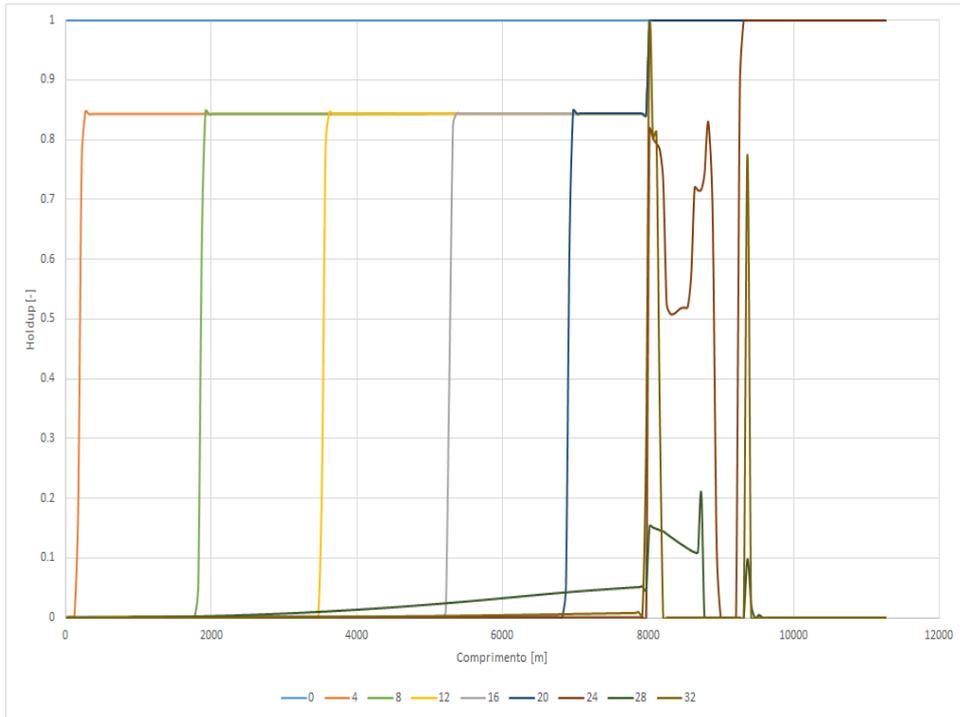


Figura A.14: Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.  $Q_g l = 50000 \text{ sm}^3/\text{d}$

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

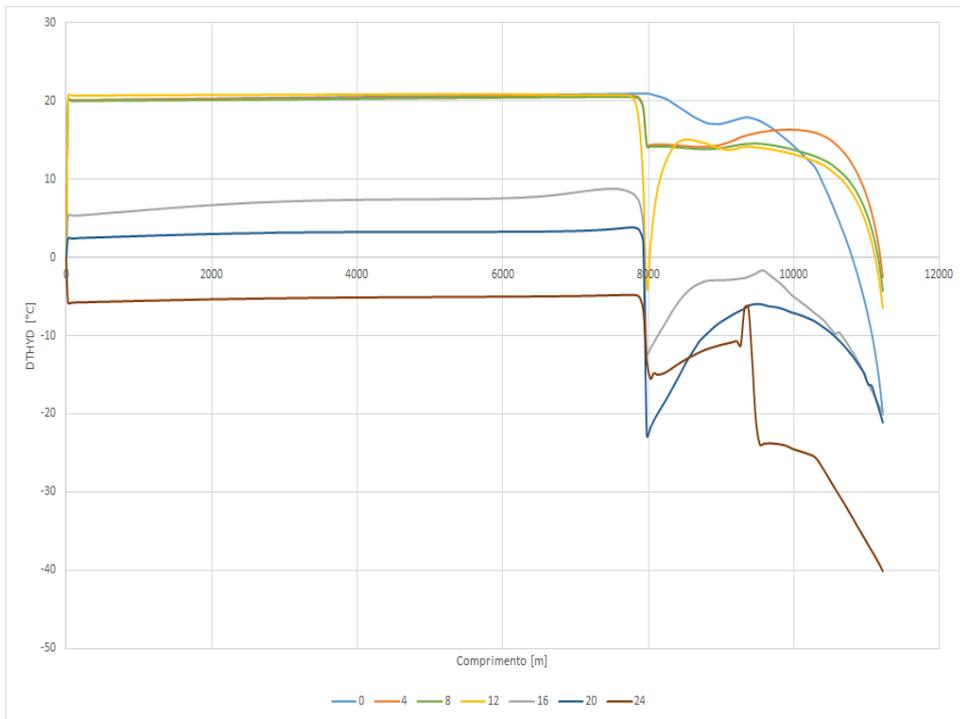


Figura A.15: Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.  $Q_g l = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$

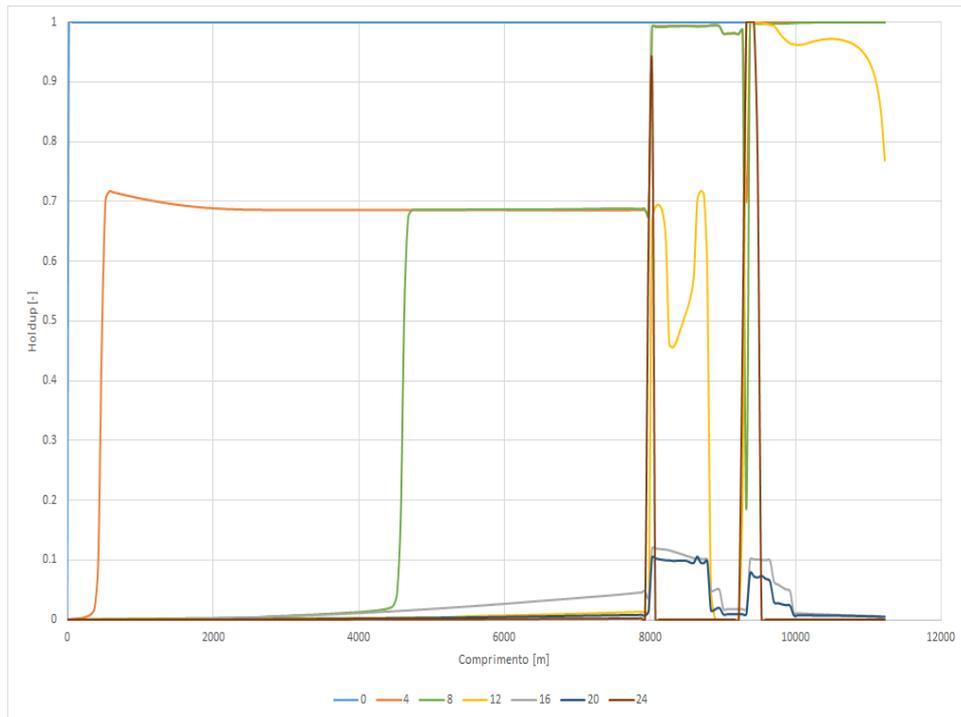


Figura A.16: Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.  $Q_g l = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$

# A

## Remediação - 8 pol

### A.1

#### 5 km

#### A.1.1

##### 2000 m

##### A.1.1.1

###### Ascendente

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

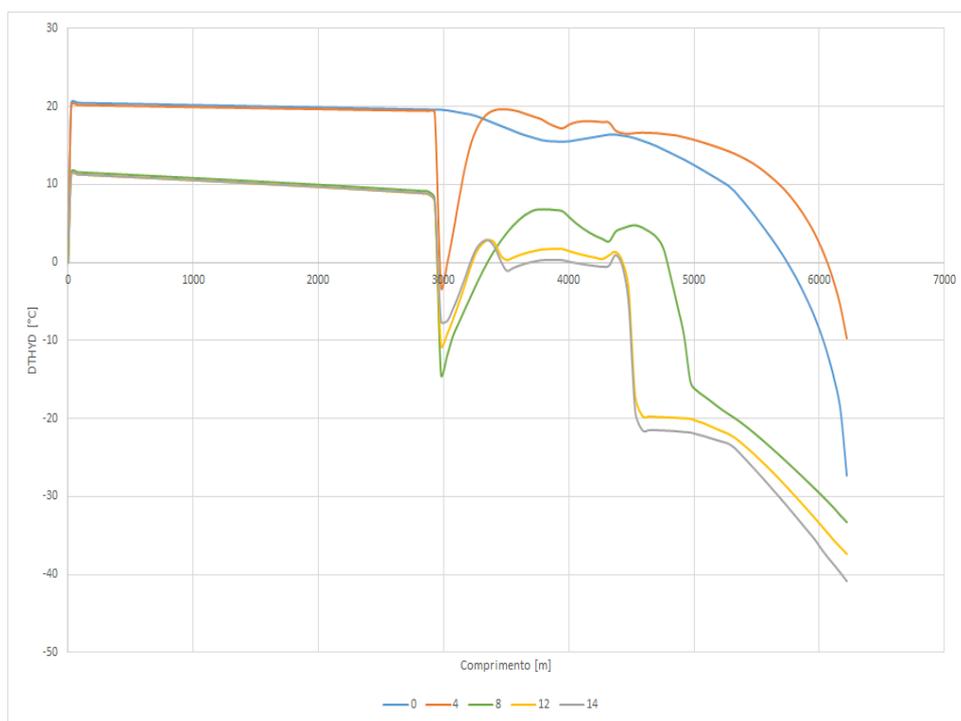


Figura A.1: Perfil DTHYD. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{gl} = 50000 \text{ sm}^3/\text{d}$

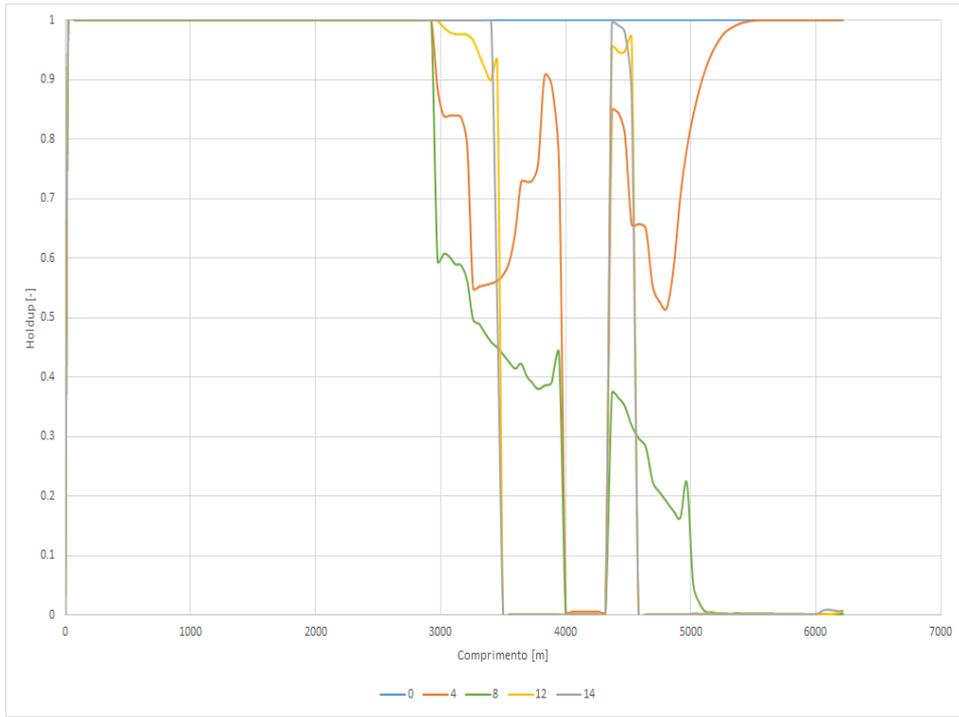


Figura A.2: Perfil de Holdup. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{gl} = 50000 \text{ sm}^3/\text{d}$

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

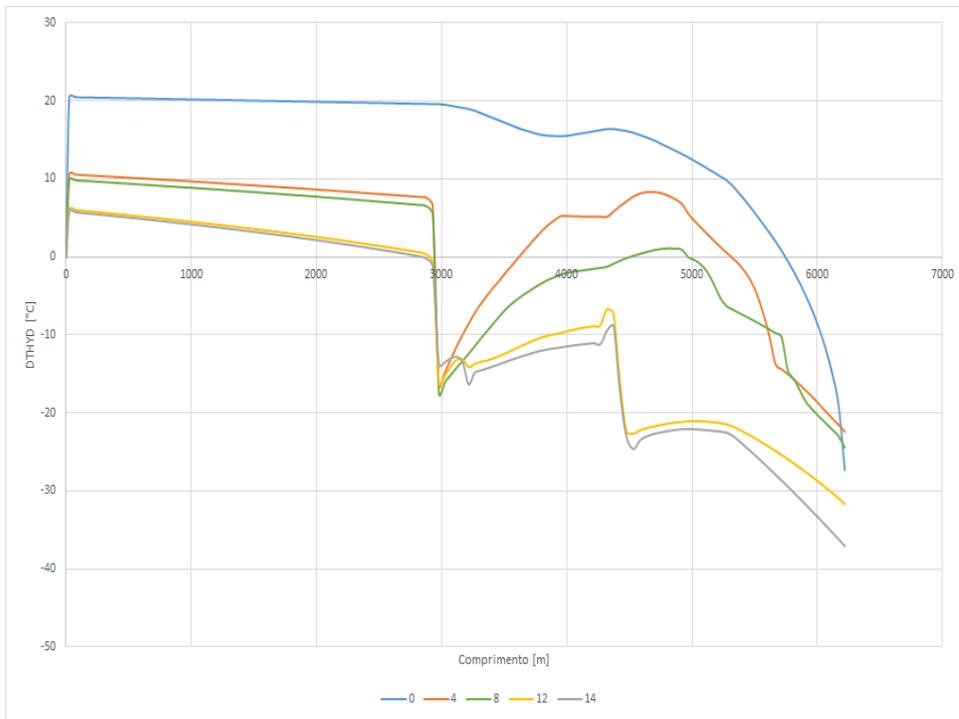


Figura A.3: Perfil DTHYD. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{gl} = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$

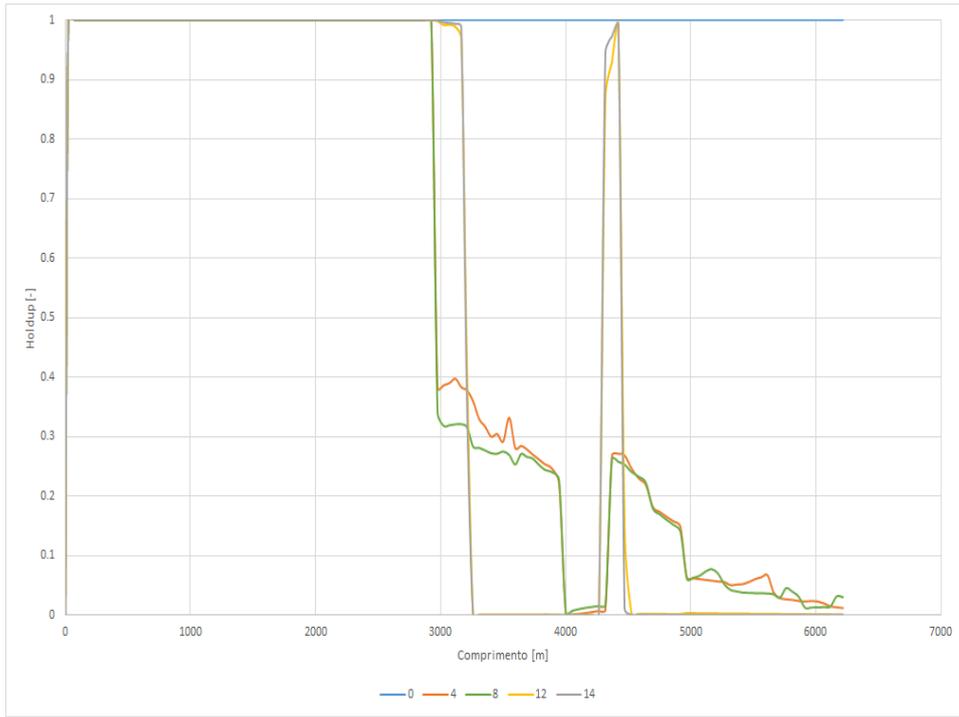


Figura A.4: Perfil de Holdup. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{gl} = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

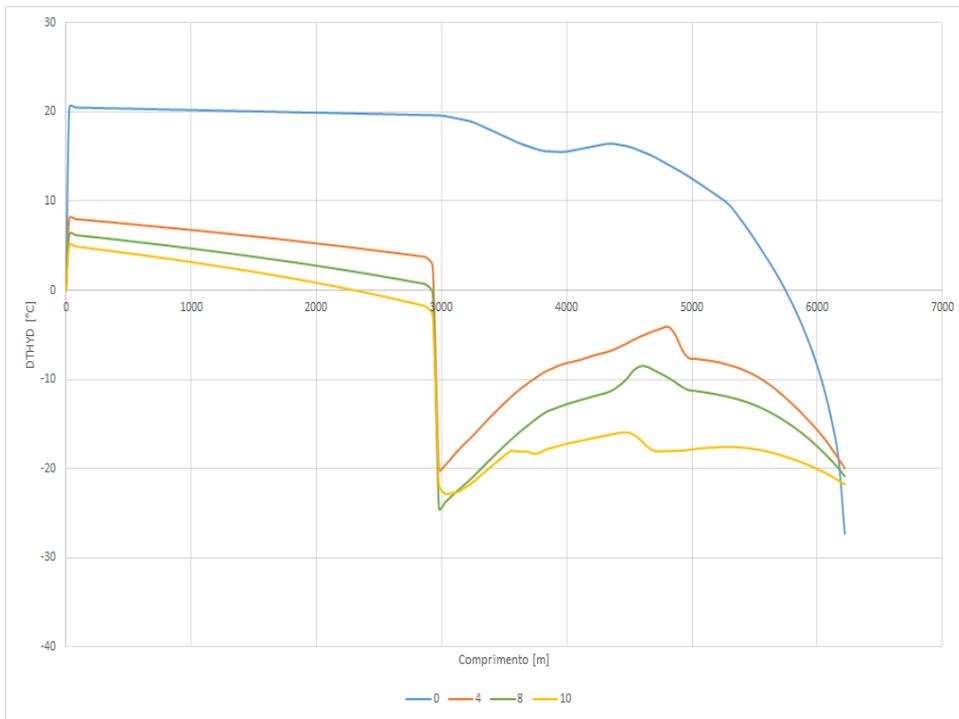


Figura A.5: Perfil DTHYD. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{gl} = 200000 \text{ sm}^3/\text{d}$

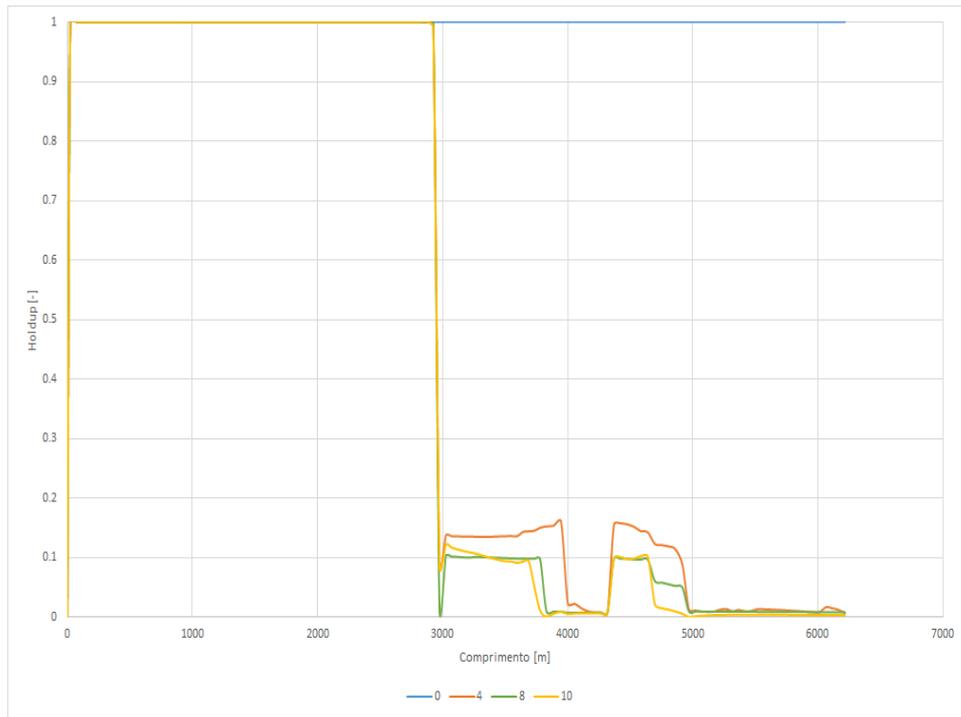


Figura A.6: Perfil de Holdup. Ascendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{gl} = 200000 \text{ sm}^3/\text{d}$

**A.1.1.2**  
**Descendente**

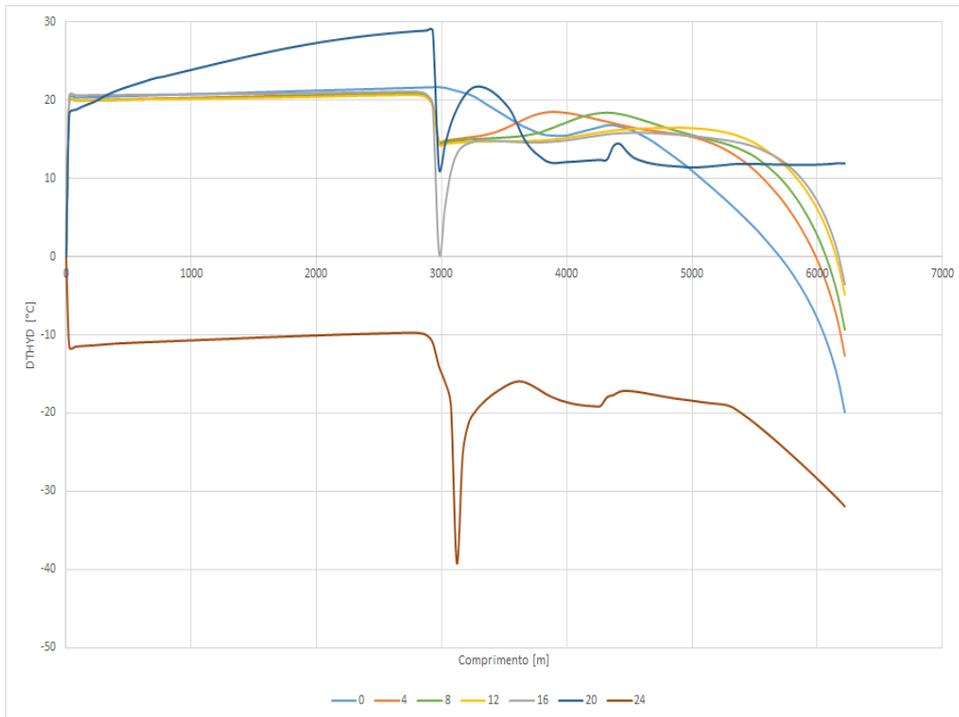


Figura A.7: Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_g l = 50000 \text{ sm}^3/\text{d}$

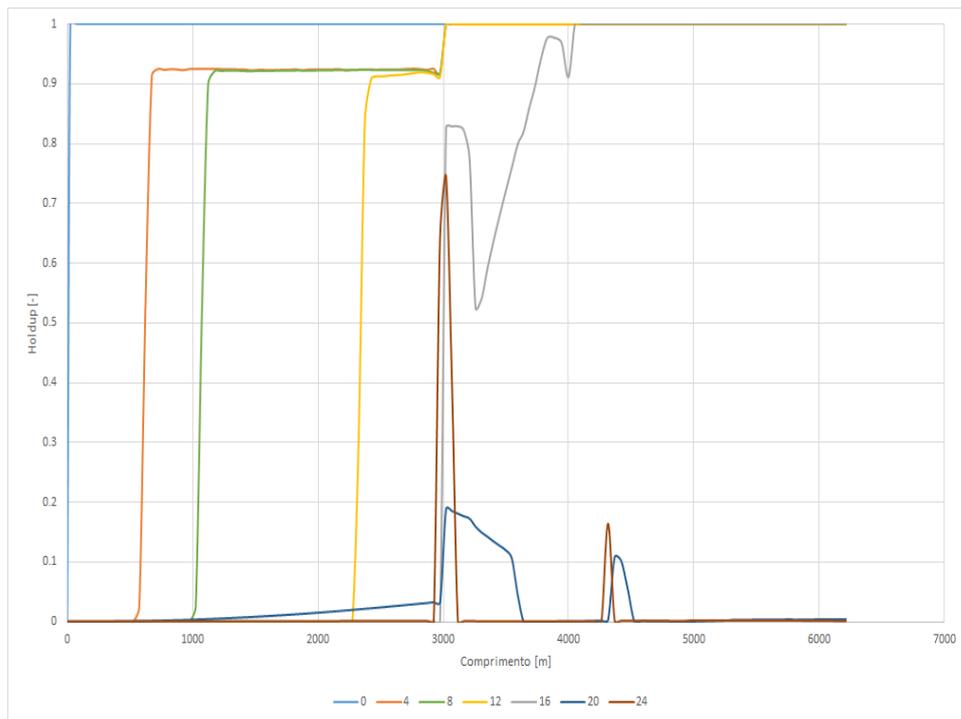


Figura A.8: Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_g l = 50000 \text{ sm}^3/\text{d}$

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

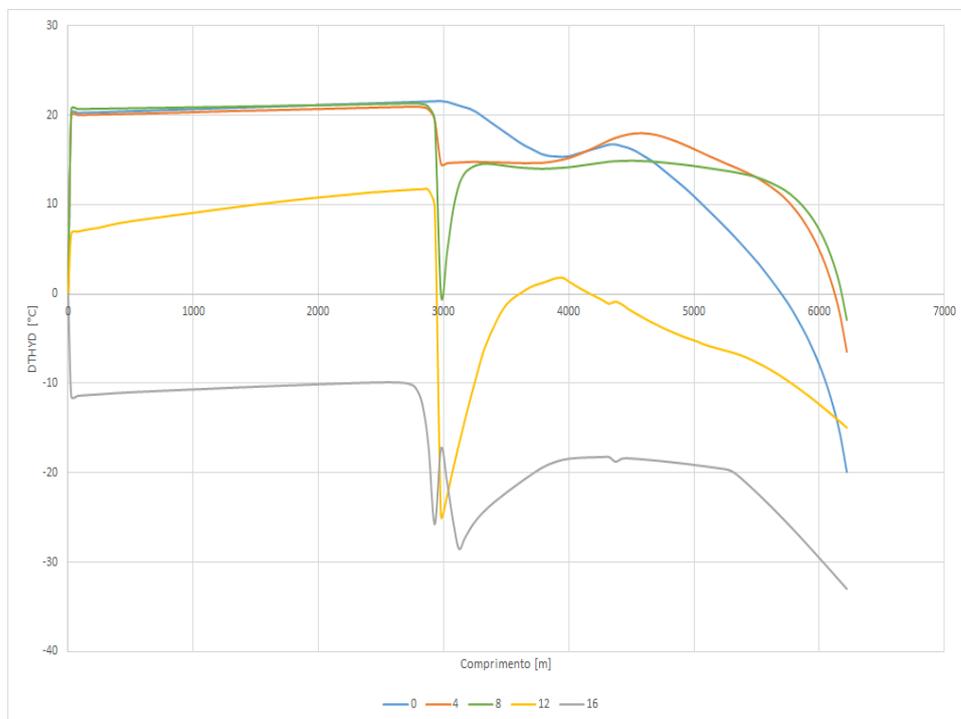


Figura A.9: Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_g l = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$

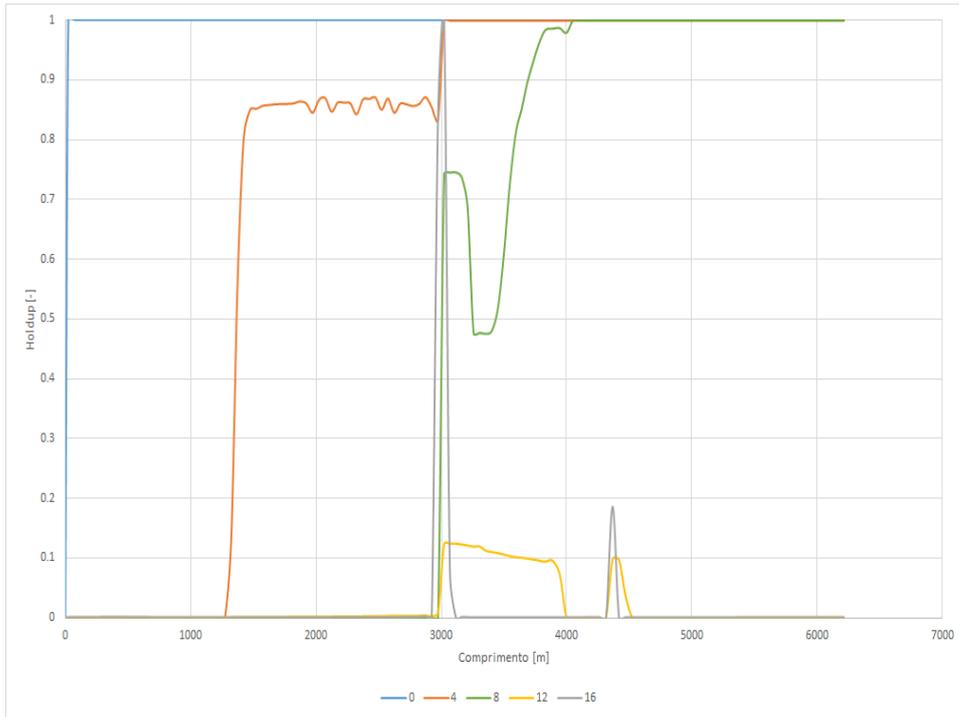


Figura A.10: Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_g l = 100000 \text{ sm}^3/\text{d}$

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

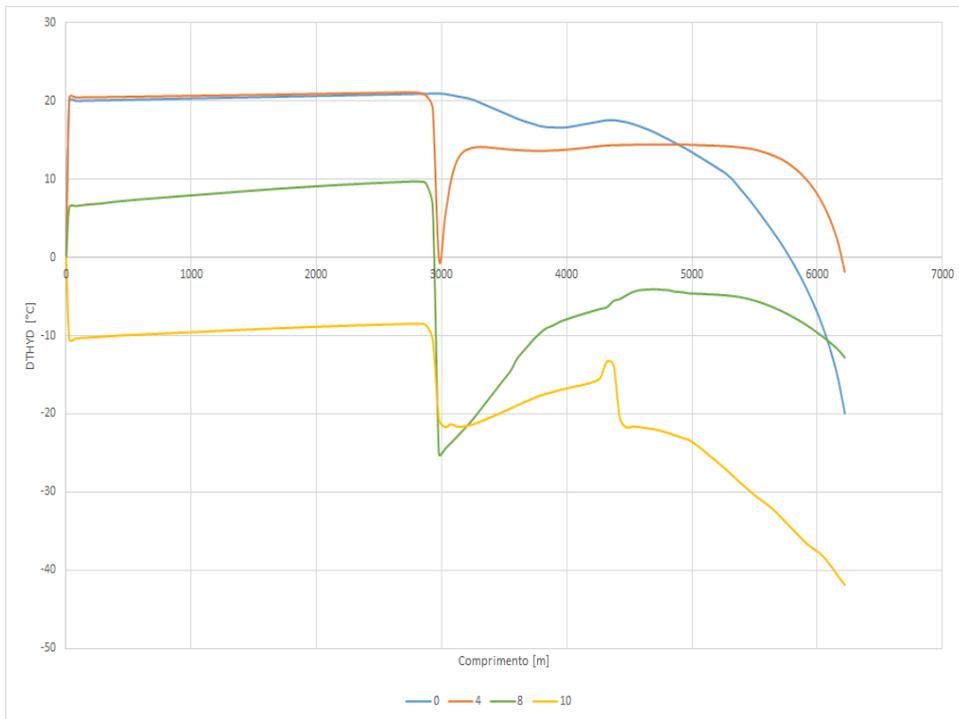


Figura A.11: Perfil DTHYD. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_g l = 200000 \text{ sm}^3/\text{d}$

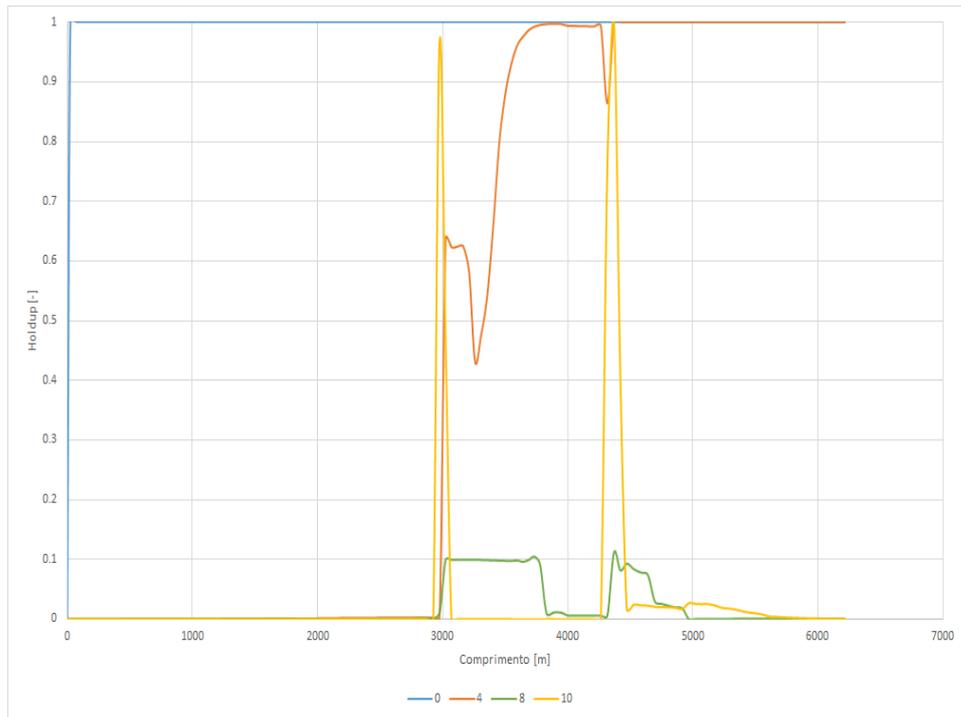


Figura A.12: Perfil de Holdup. Descendente. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.  $Q_{gl} = 200000 \text{ sm}^3/\text{d}$

# A

## Fluido 1 - 6 pol

### A.1

#### 5 km

#### A.1.1

##### 2000 m

##### A.1.1.1

###### Ascendente

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

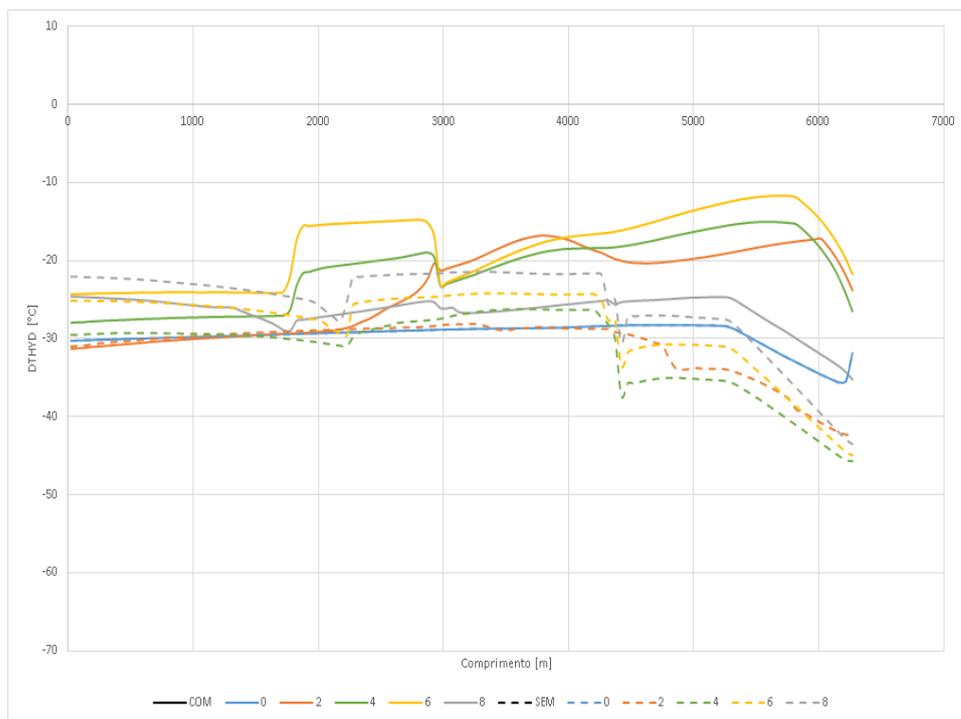


Figura A.1: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

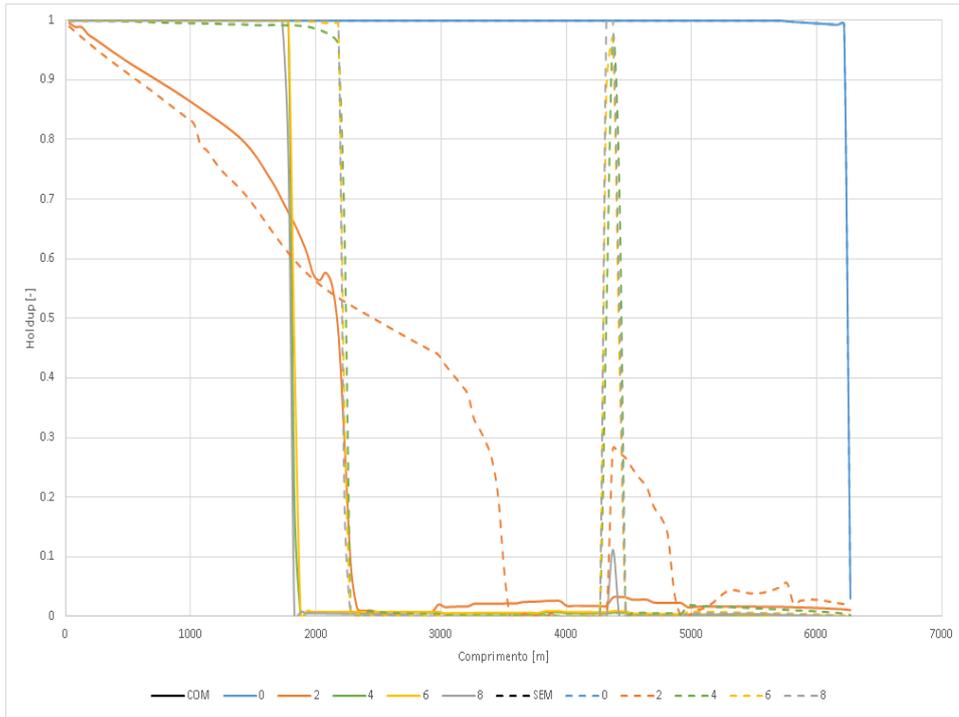


Figura A.2: Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. Offset = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

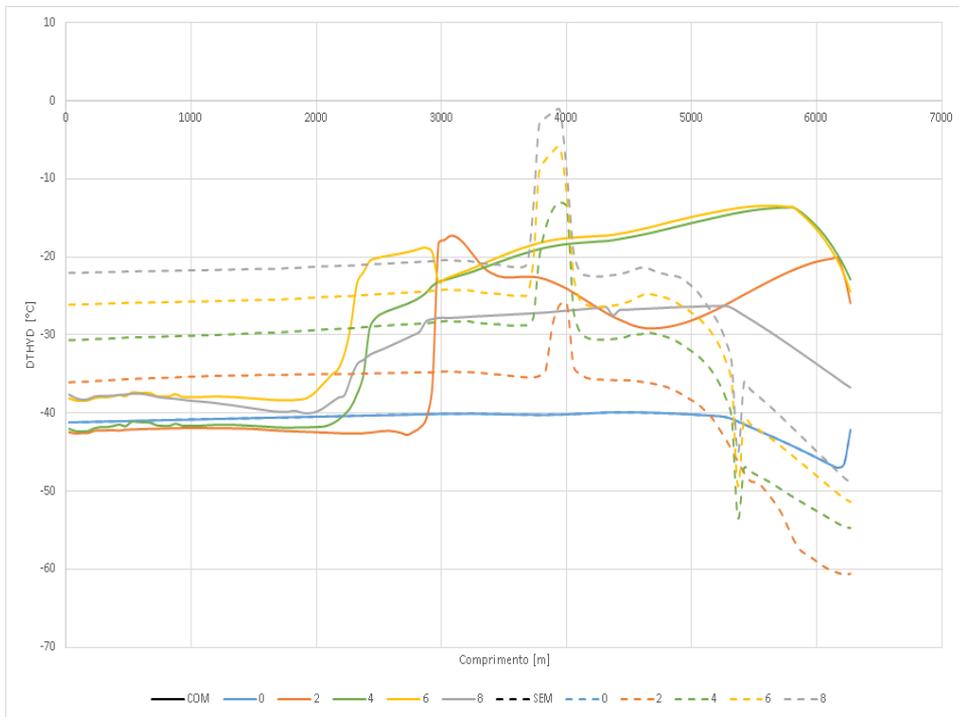


Figura A.3: Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. Offset = 5 km.

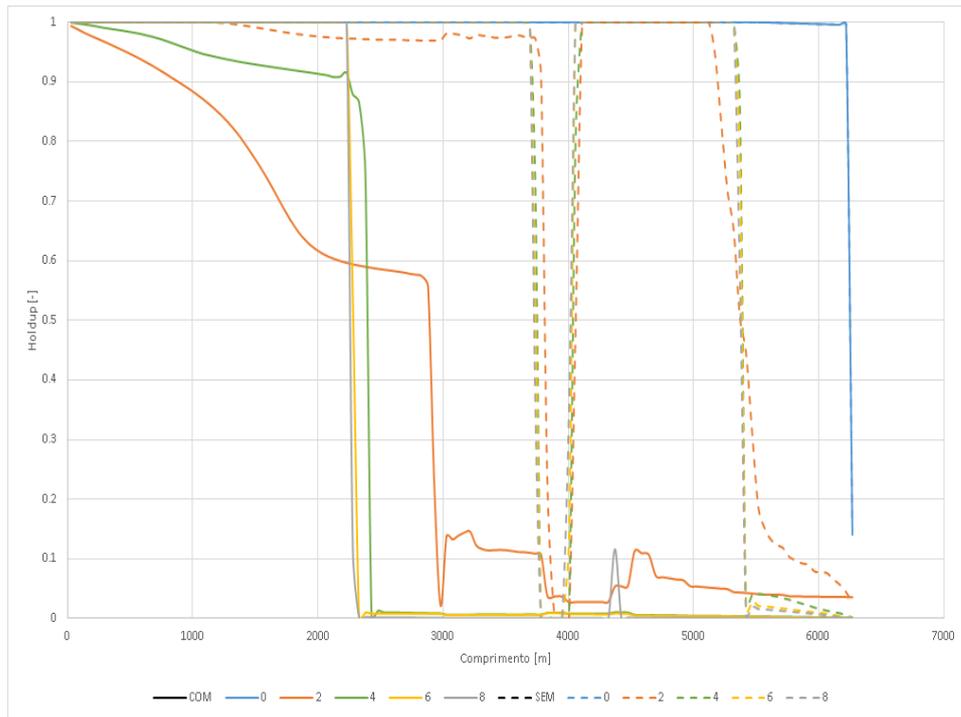


Figura A.4: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

**A.1.1.2**  
**Descendente**

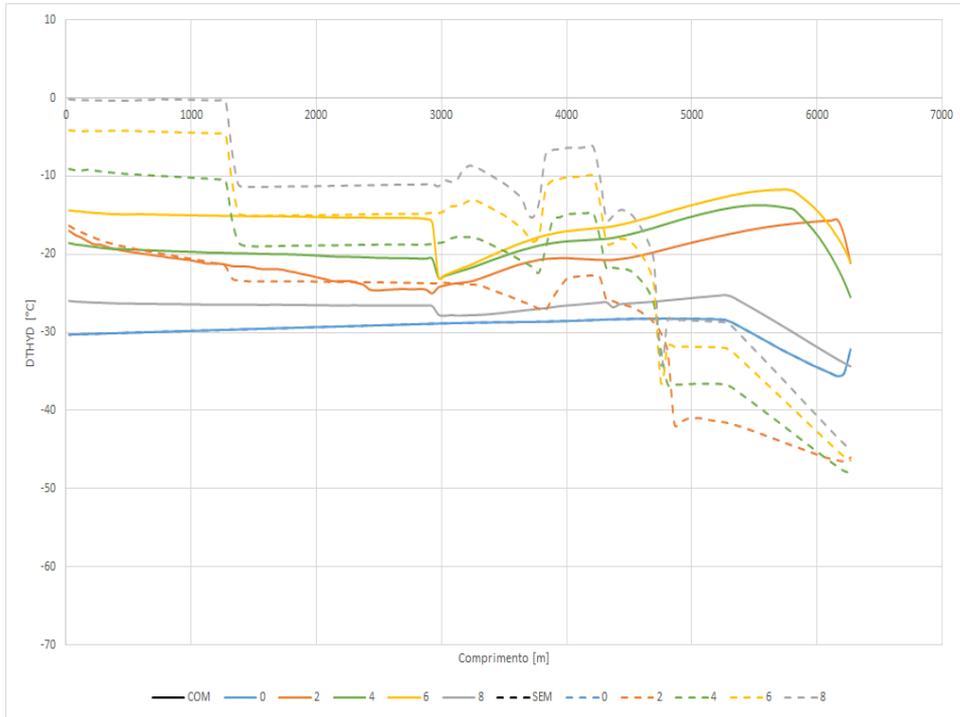


Figura A.5: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. Offset = 5 km.

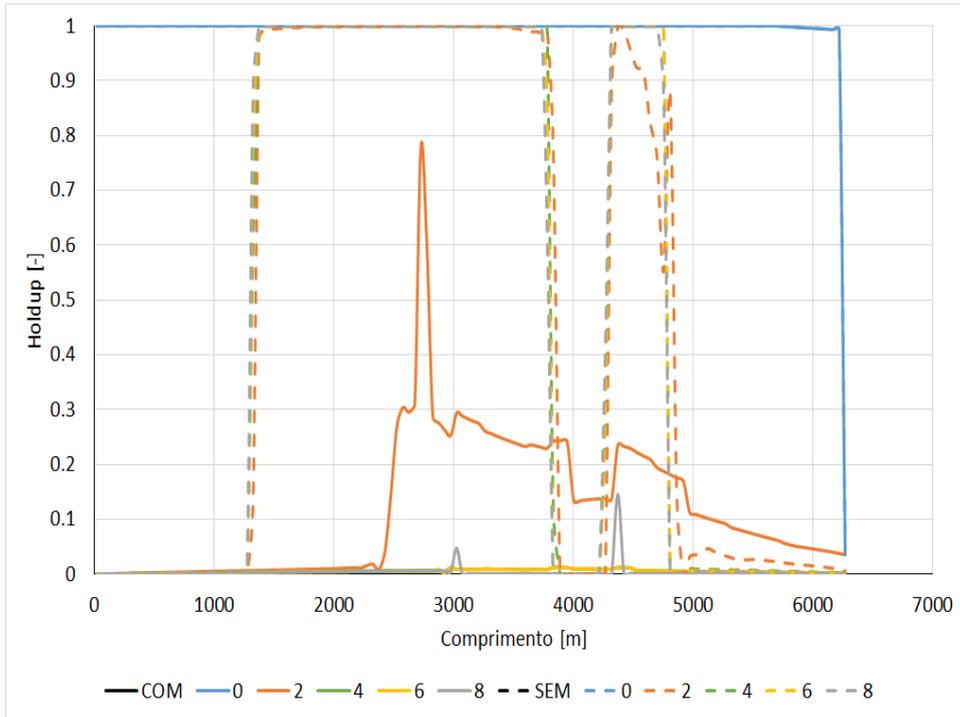


Figura A.6: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

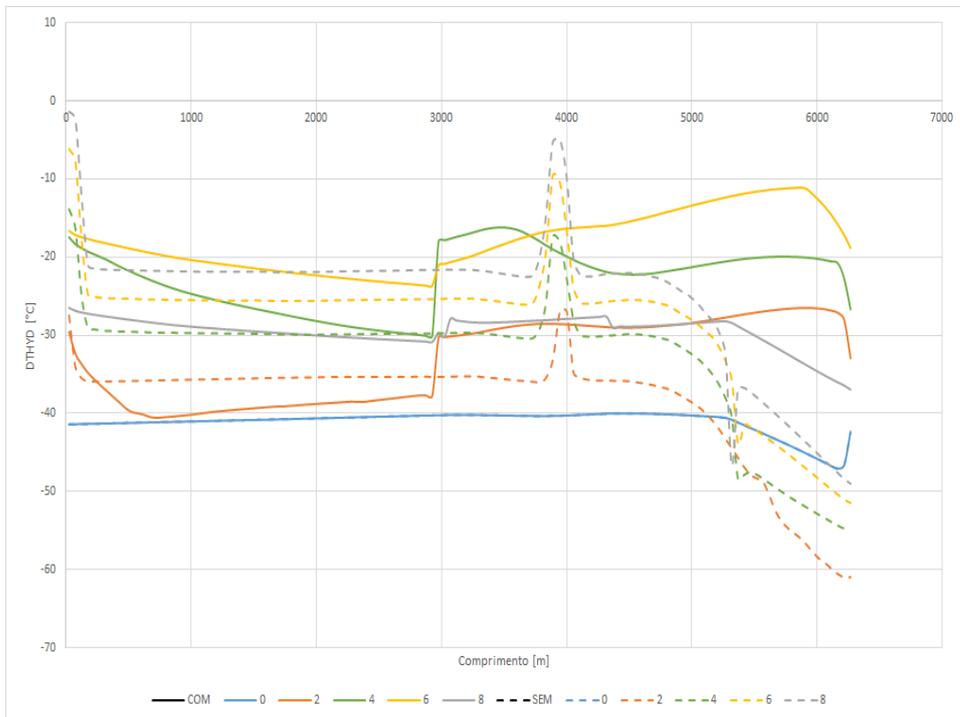


Figura A.7: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

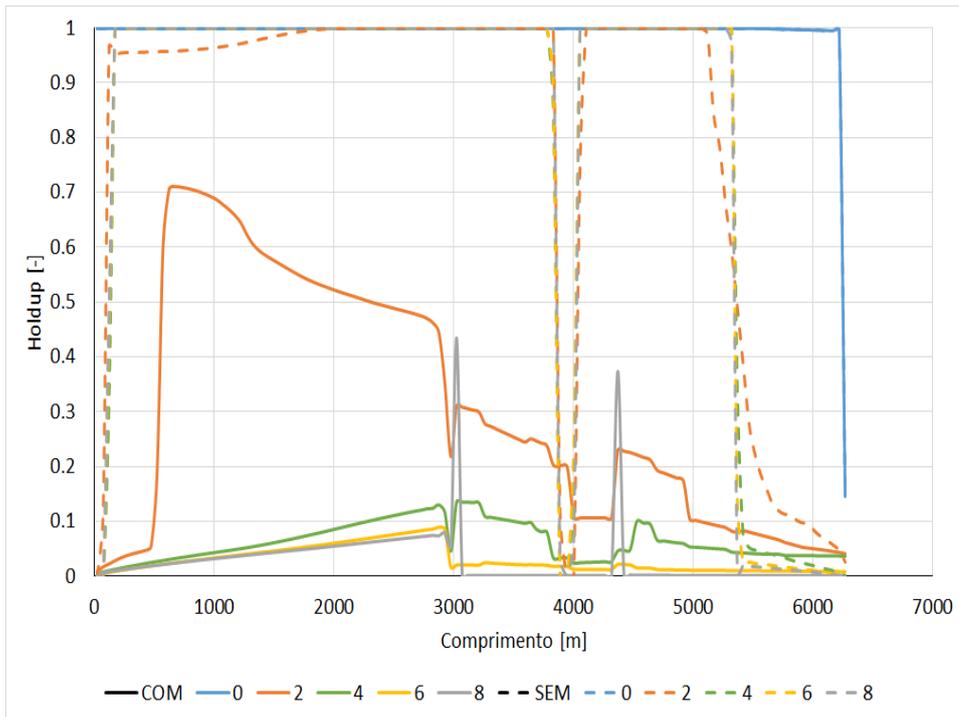


Figura A.8: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

**A.1.2**  
**3000 m**

**A.1.2.1  
Ascendente**

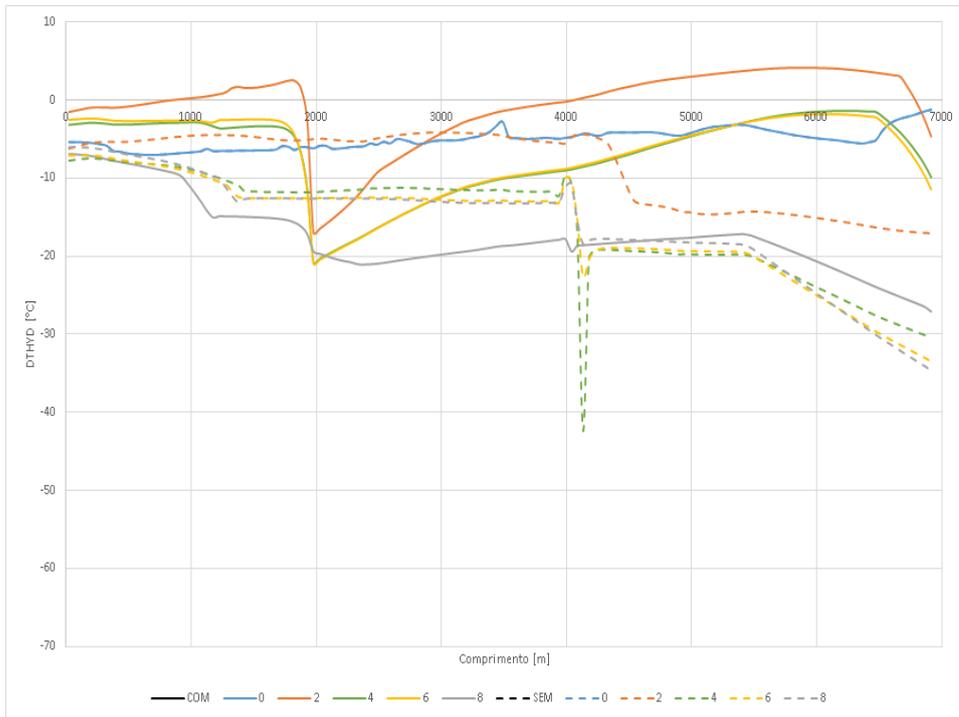


Figura A.9: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

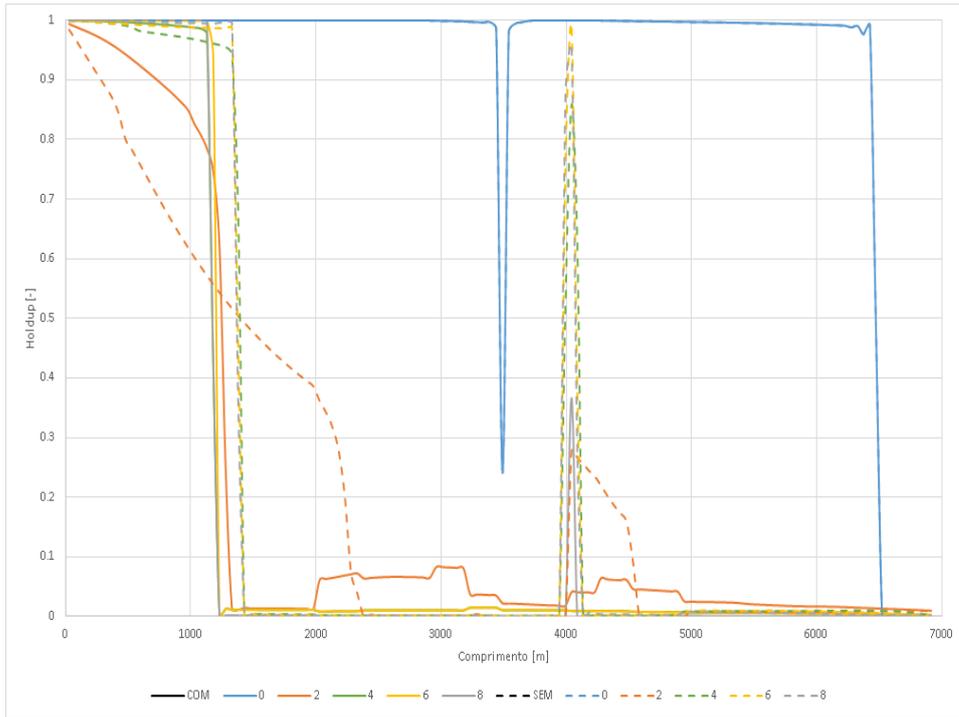


Figura A.10: Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. Offset = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

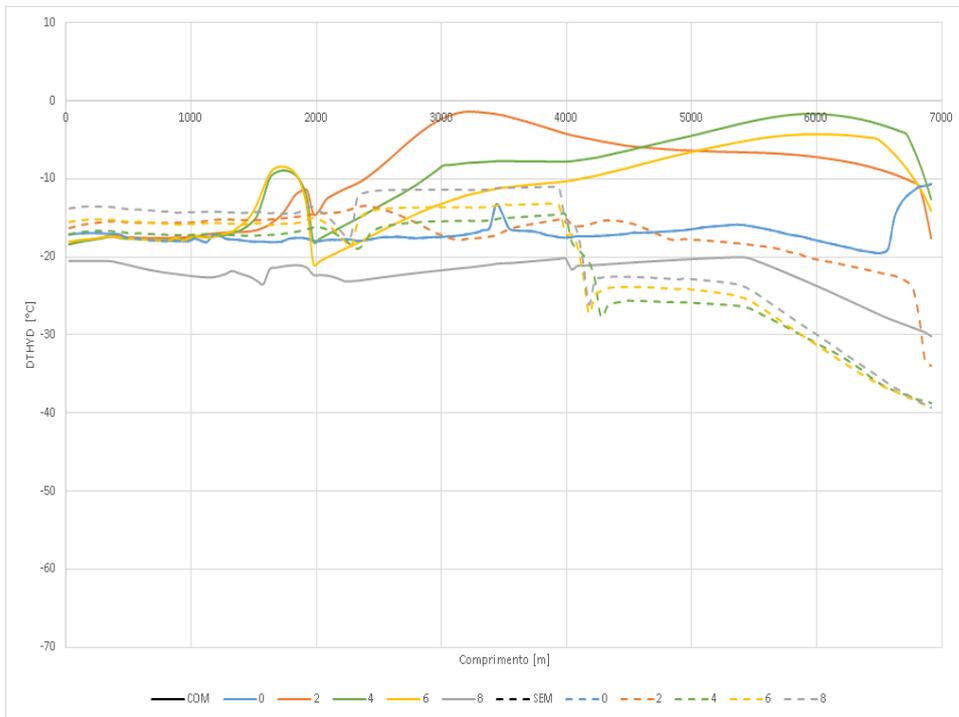


Figura A.11: Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. Offset = 5 km.

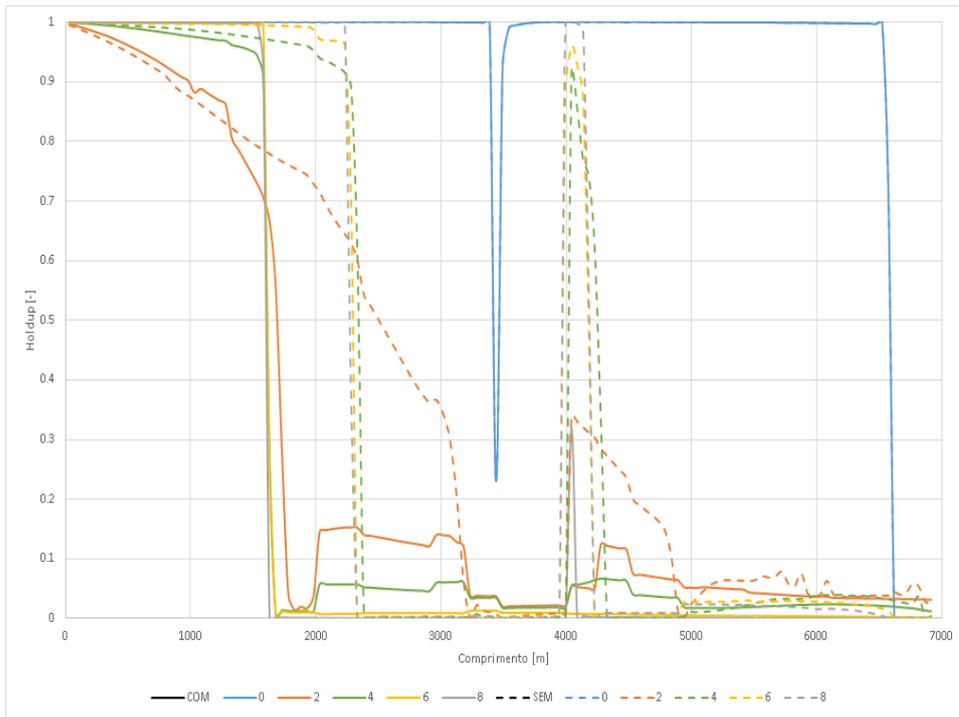


Figura A.12: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

**A.1.2.2**  
**Descendente**

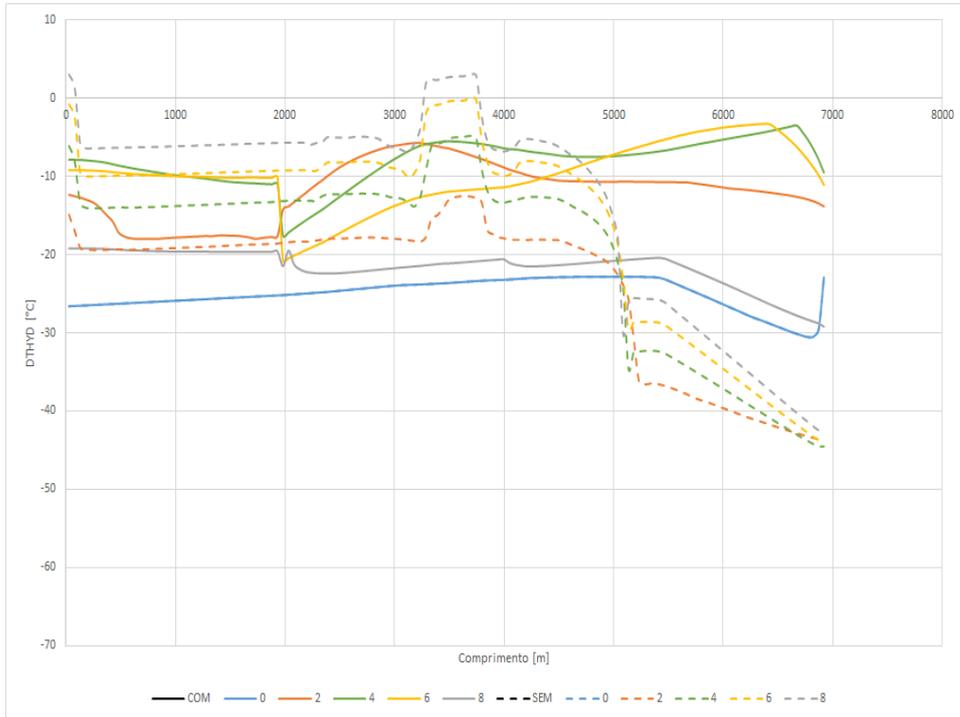


Figura A.13: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

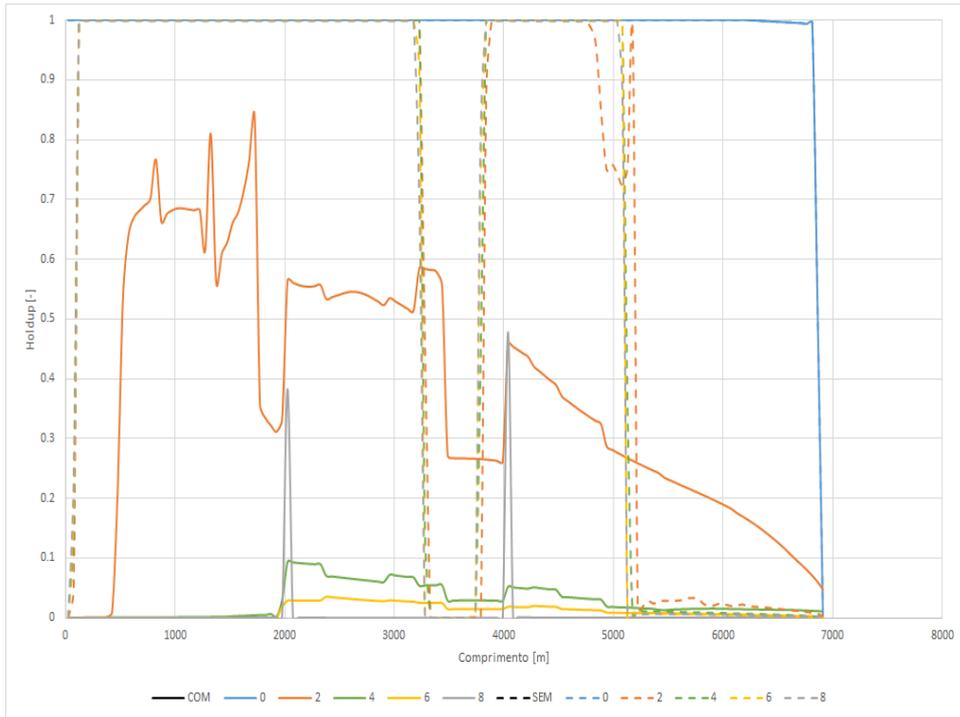


Figura A.14: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

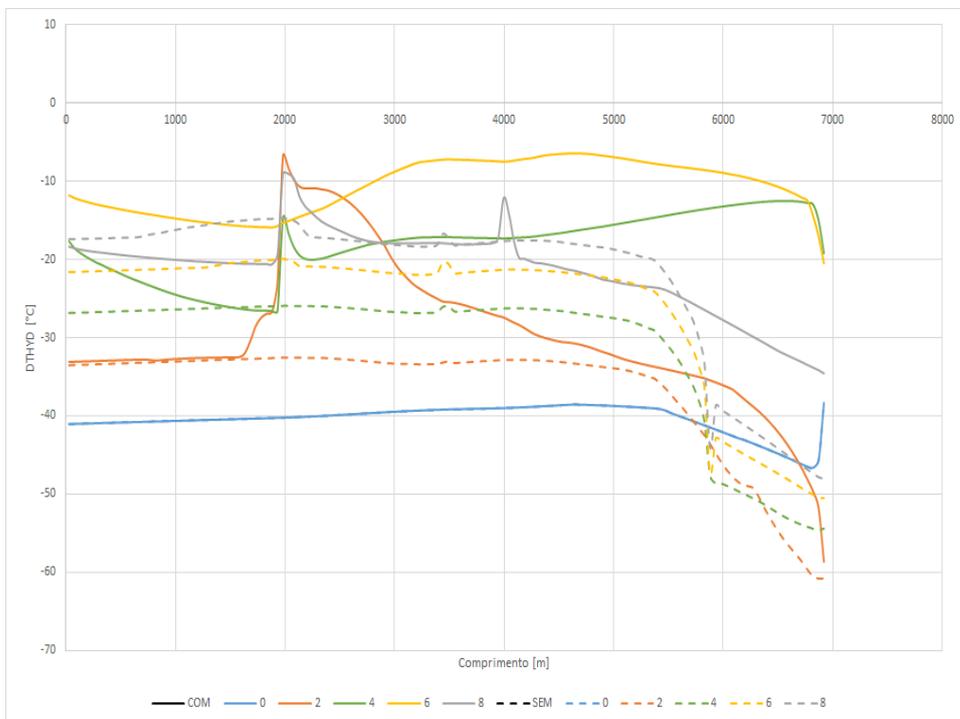


Figura A.15: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

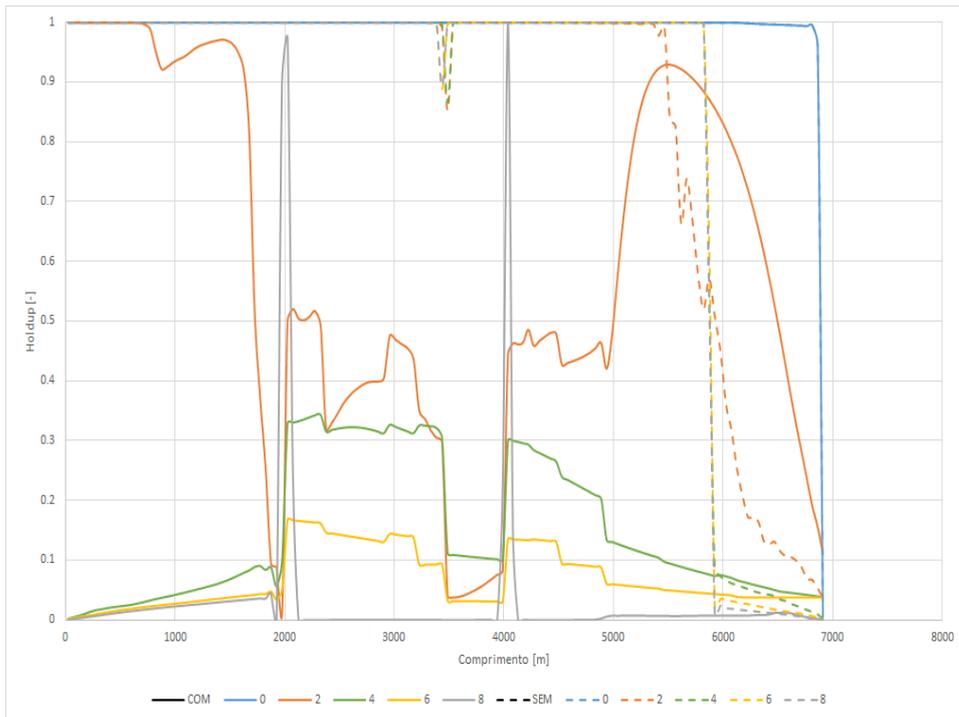


Figura A.16: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

**A.2**  
**10 km**

**A.2.1**  
**2000 m**

**A.2.1.1  
Ascendente**

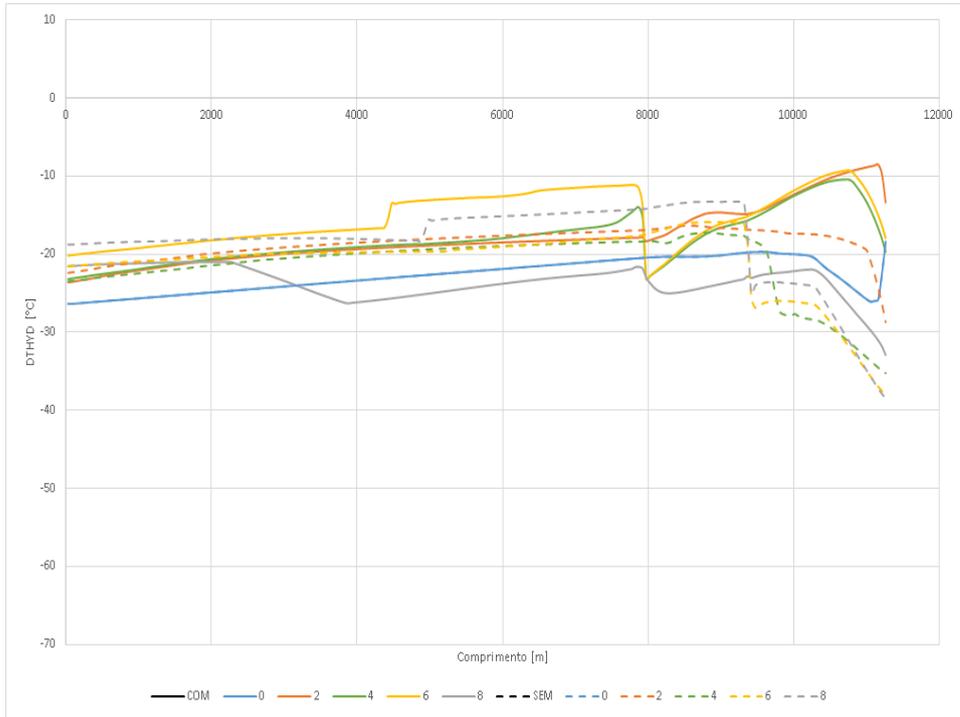


Figura A.17: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. Offset = 10 km.

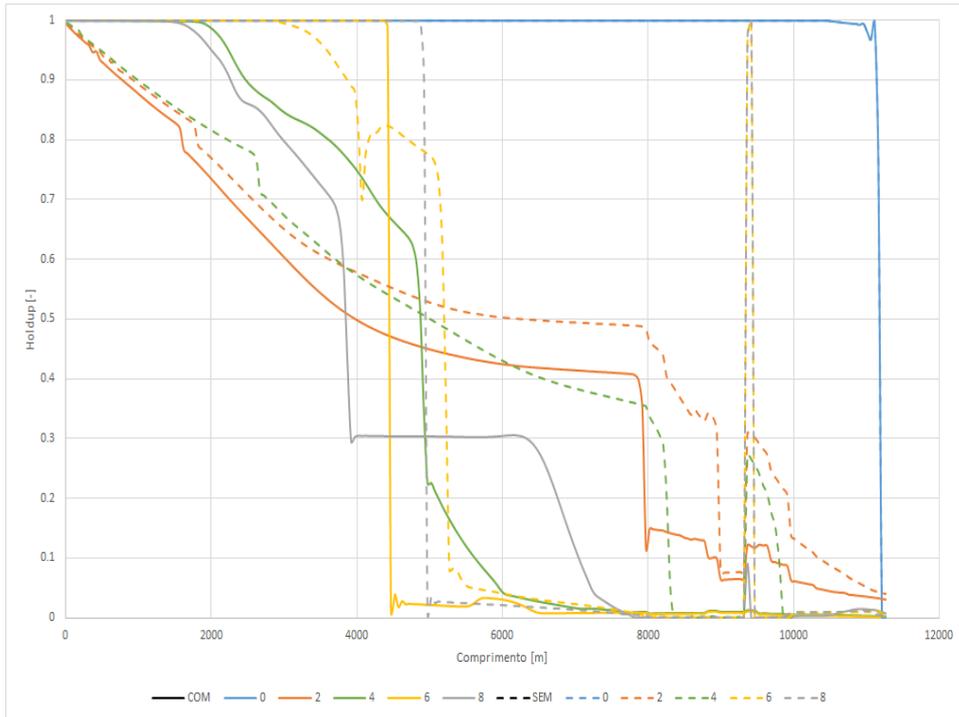


Figura A.18: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 10\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

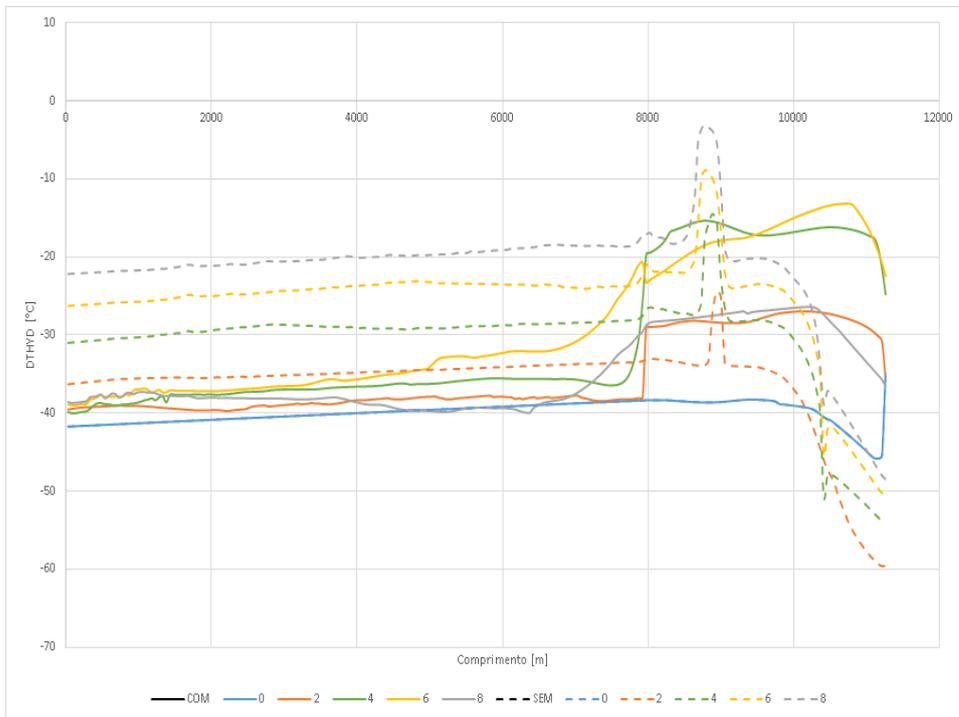


Figura A.19: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

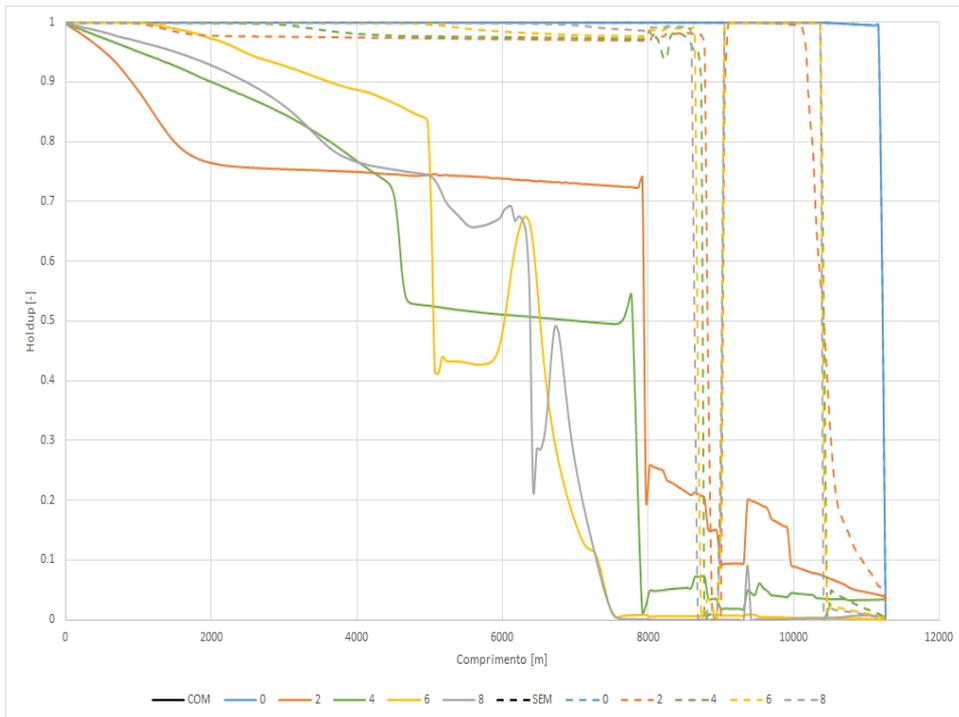


Figura A.20: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

**A.2.1.2**  
**Descendente**

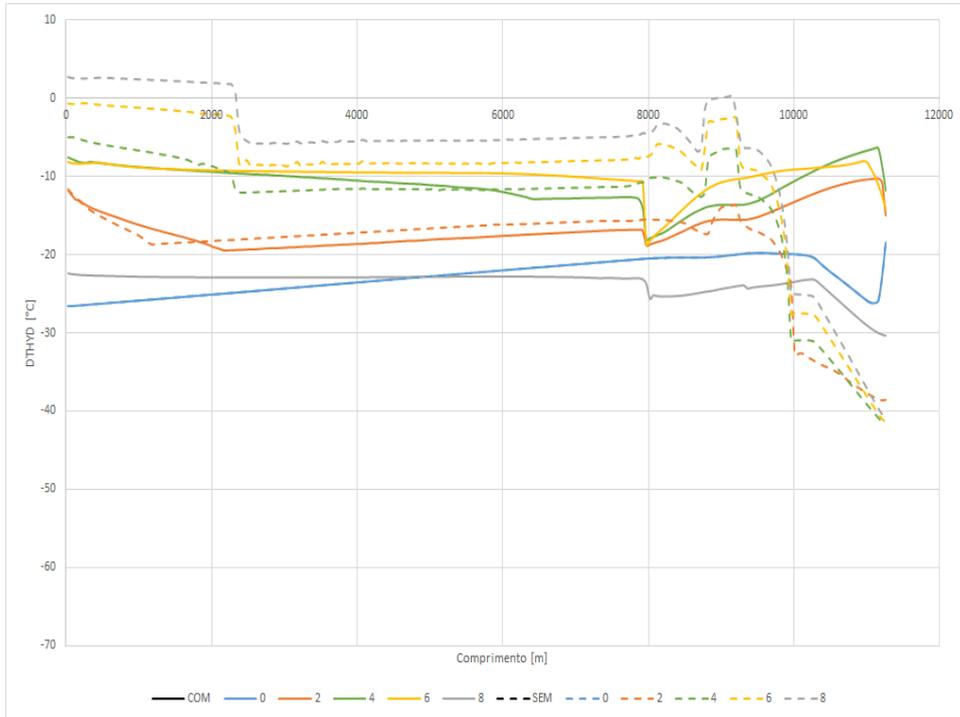


Figura A.21: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. Offset = 10 km.

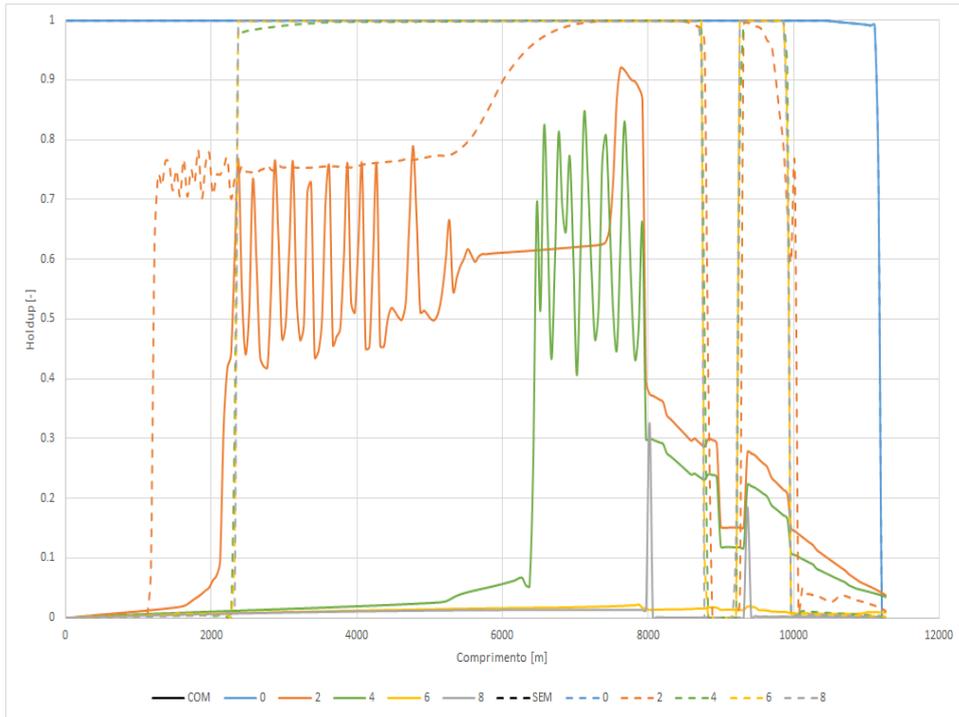


Figura A.22: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

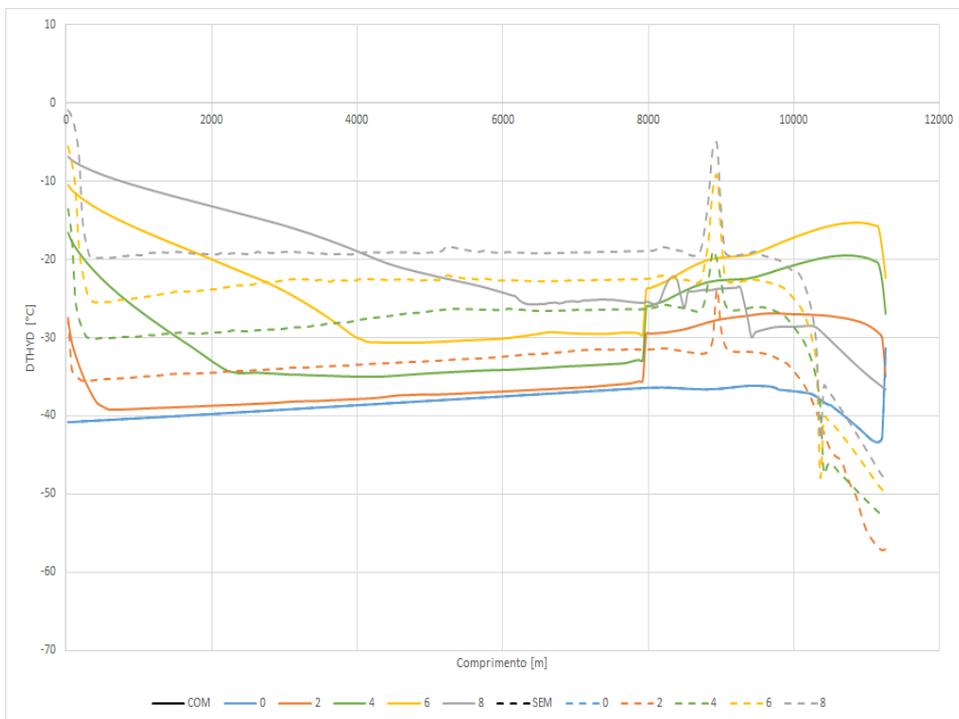


Figura A.23: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

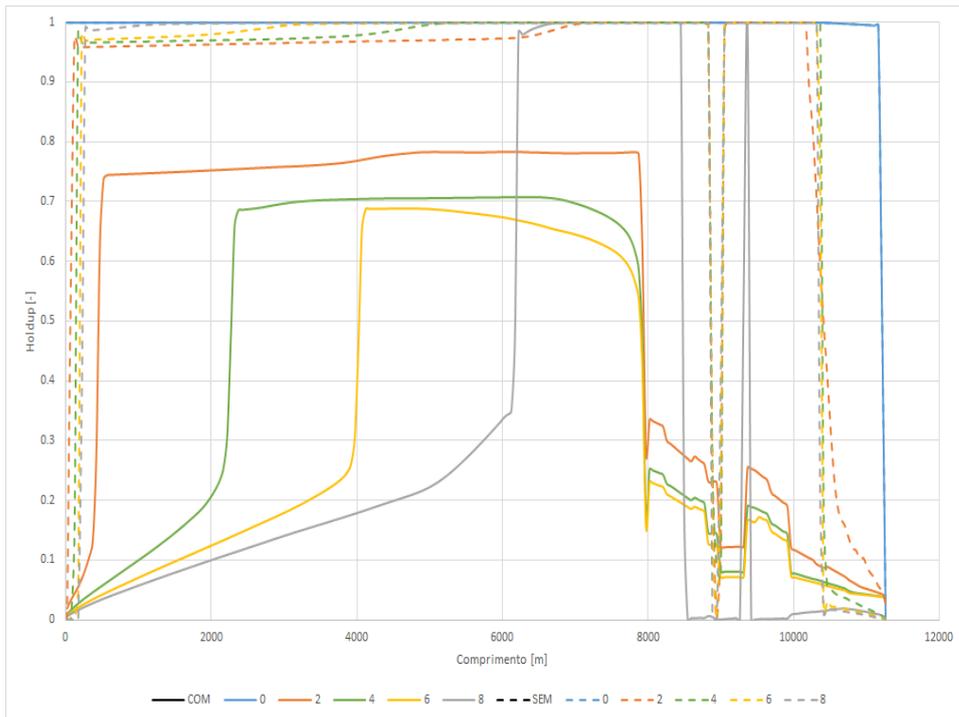


Figura A.24: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

**A.2.2**  
**3000 m**

**A.2.2.1**  
**Ascendente**

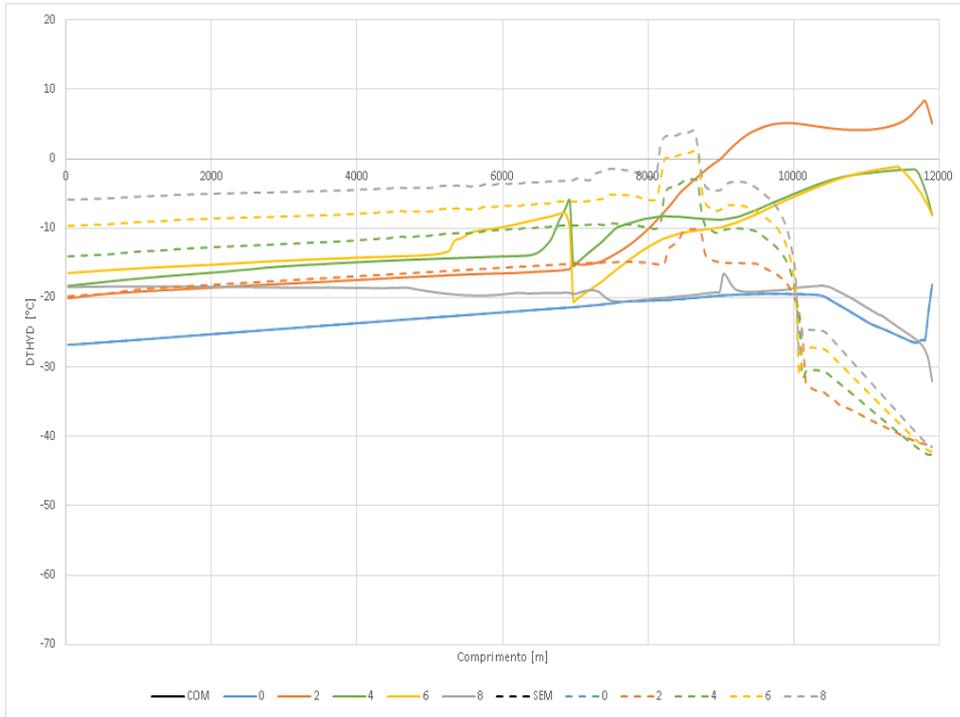


Figura A.25: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

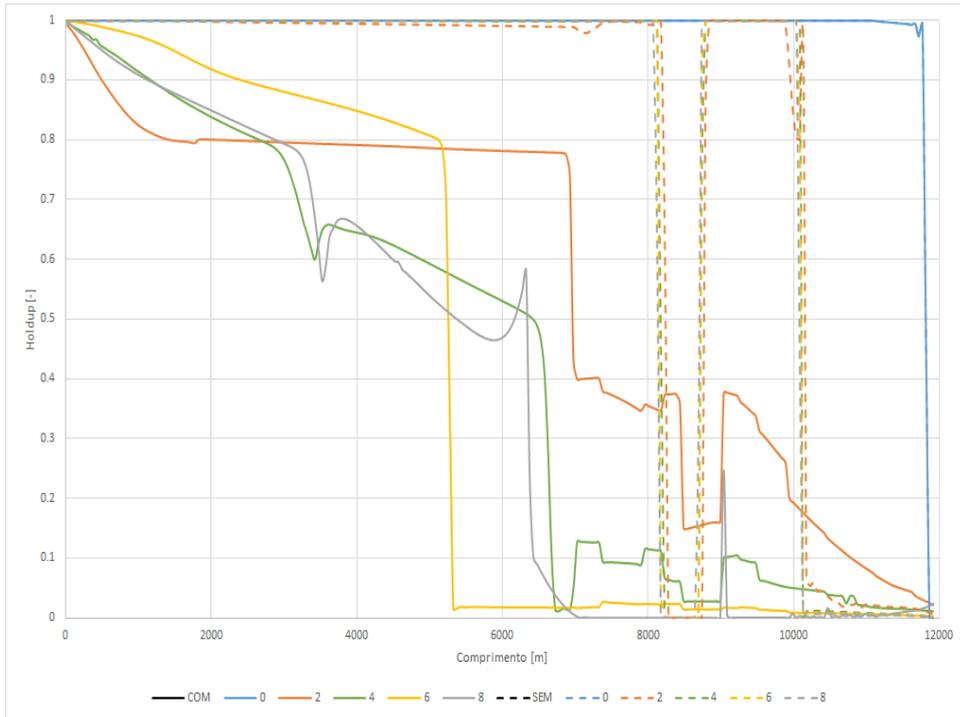


Figura A.26: Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. Offset = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

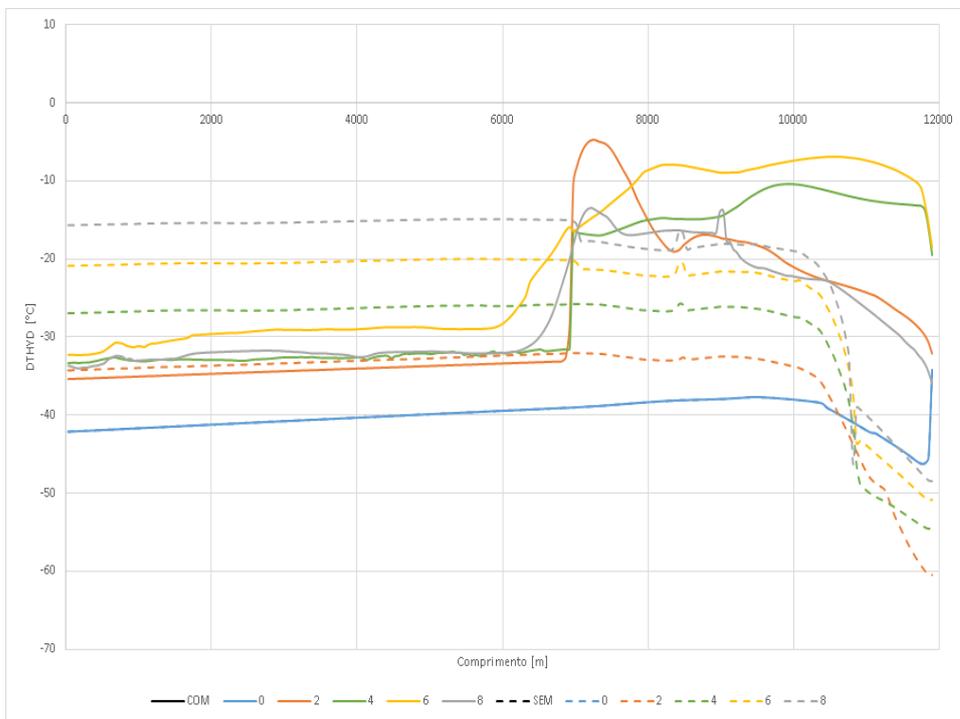


Figura A.27: Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. Offset = 10 km.

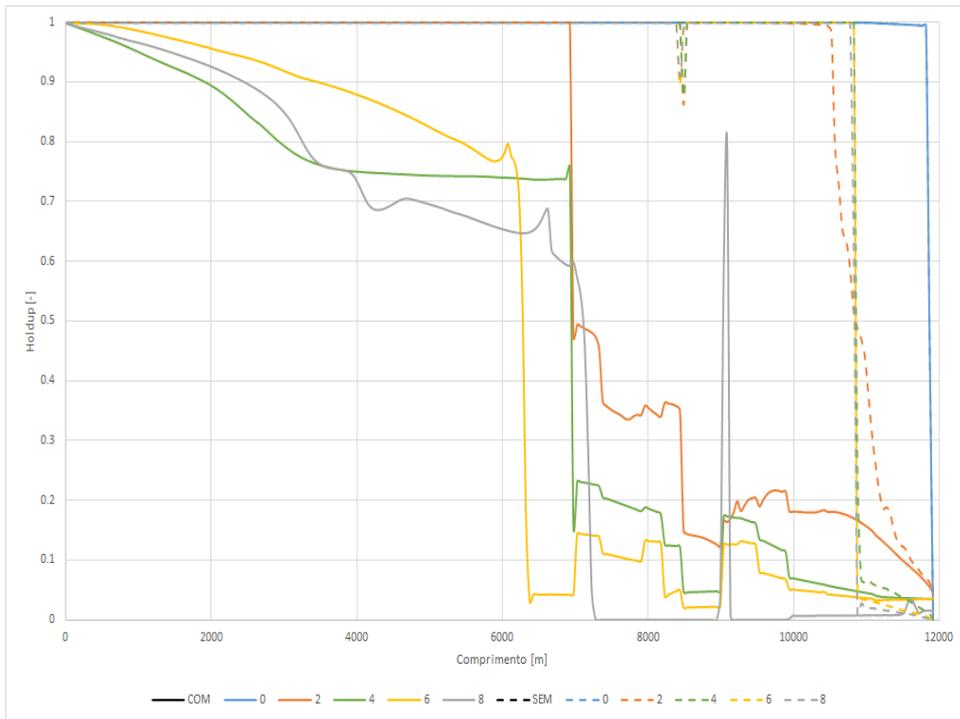


Figura A.28: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

**A.2.2.2**  
**Descendente**

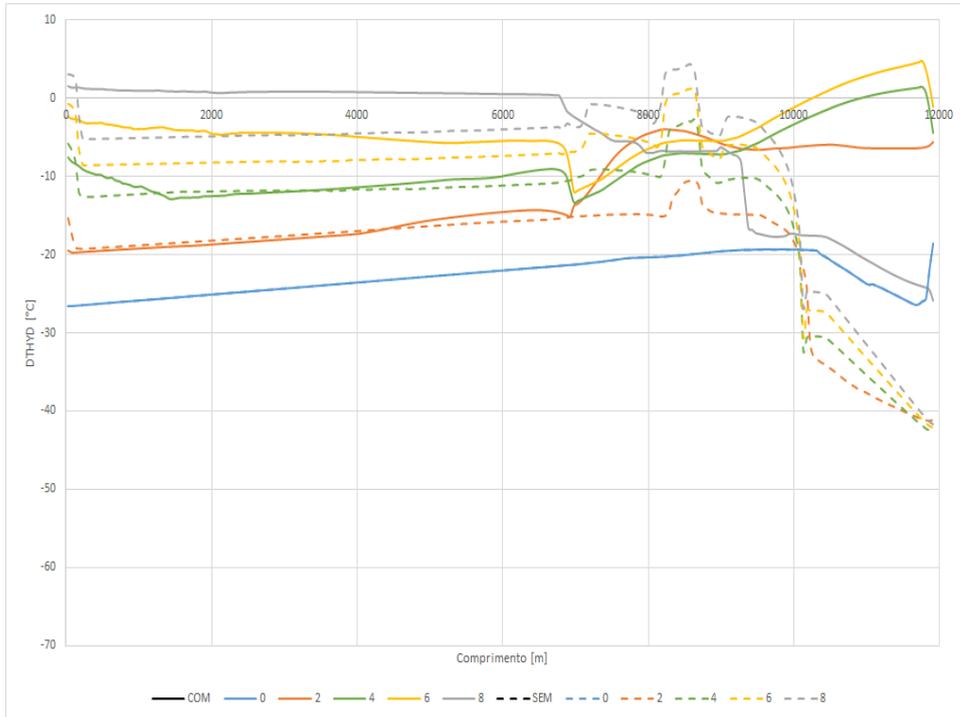


Figura A.29: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

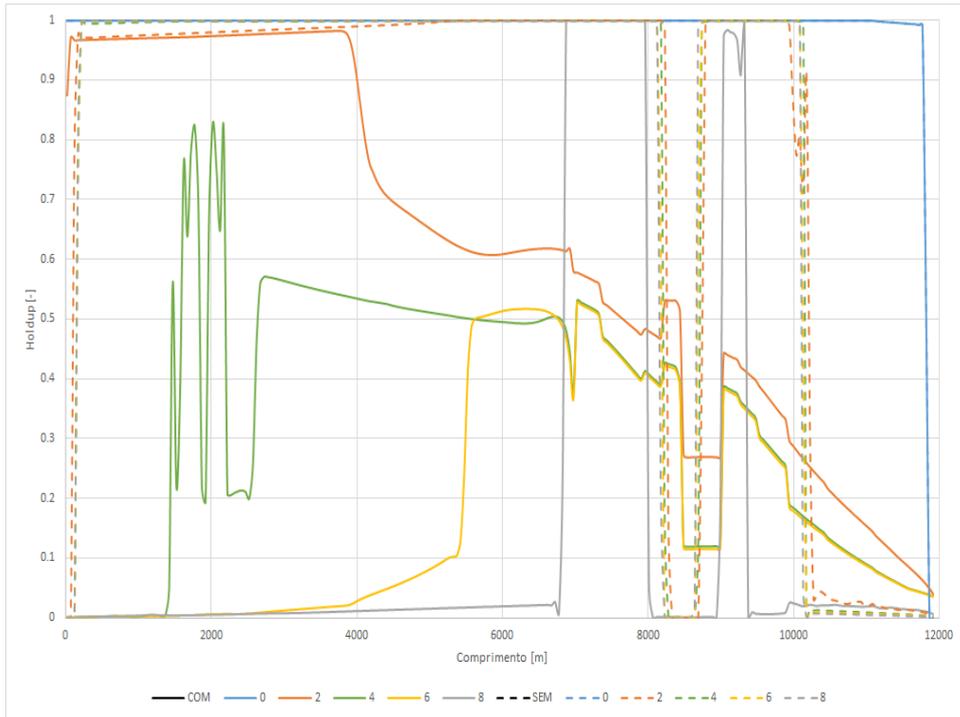


Figura A.30: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

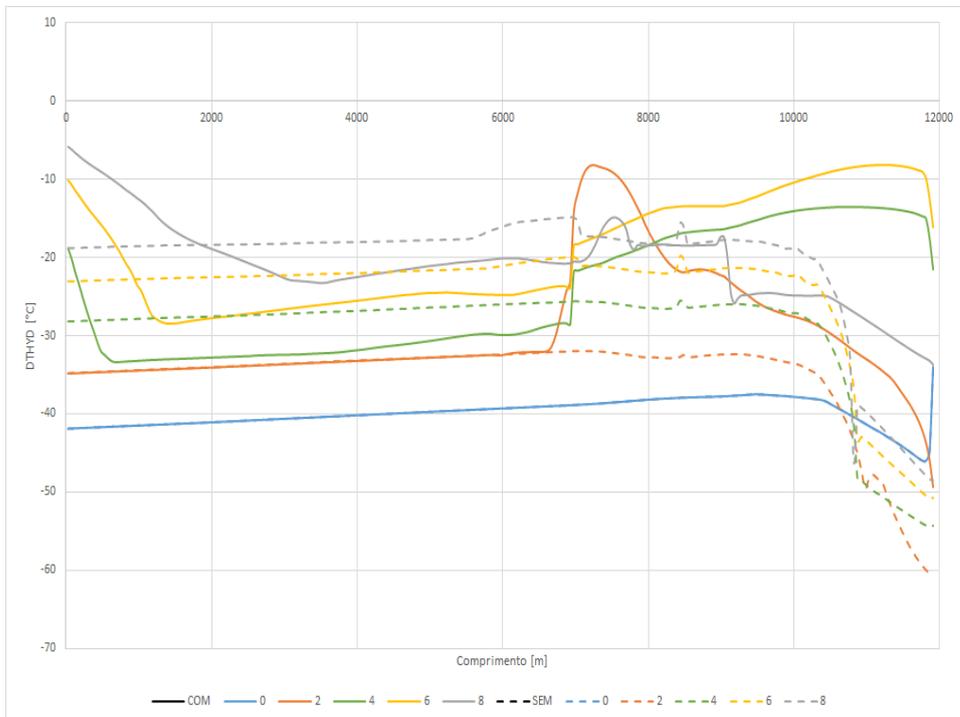


Figura A.31: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

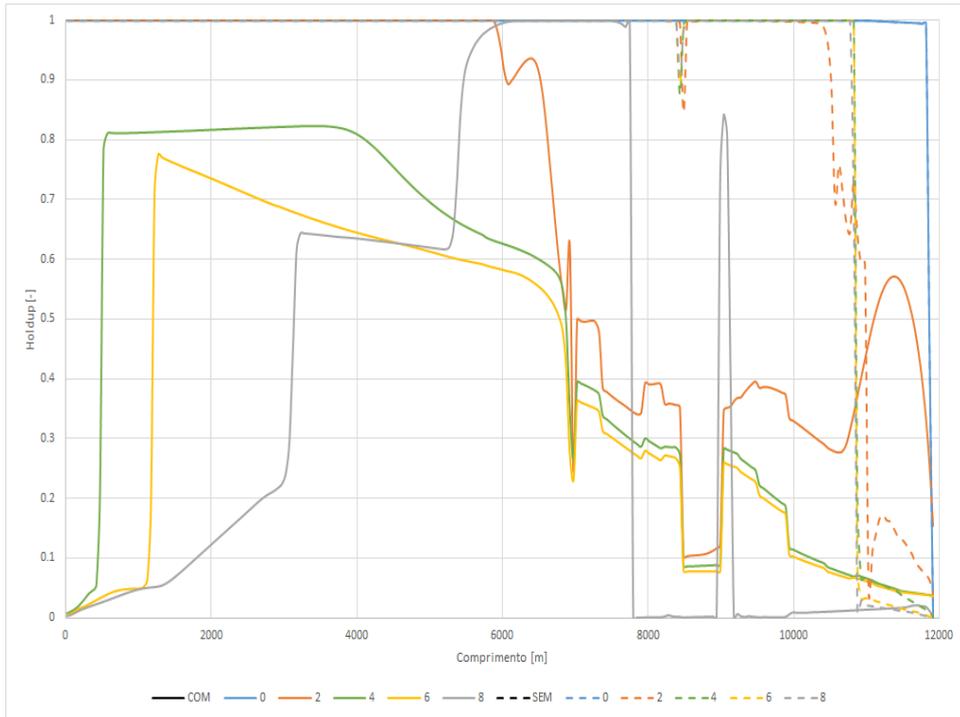


Figura A.32: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

# A

## Fluido 2 - 6 pol

### A.1

#### 5 km

#### A.1.1

##### 2000 m

##### A.1.1.1

###### Ascendente

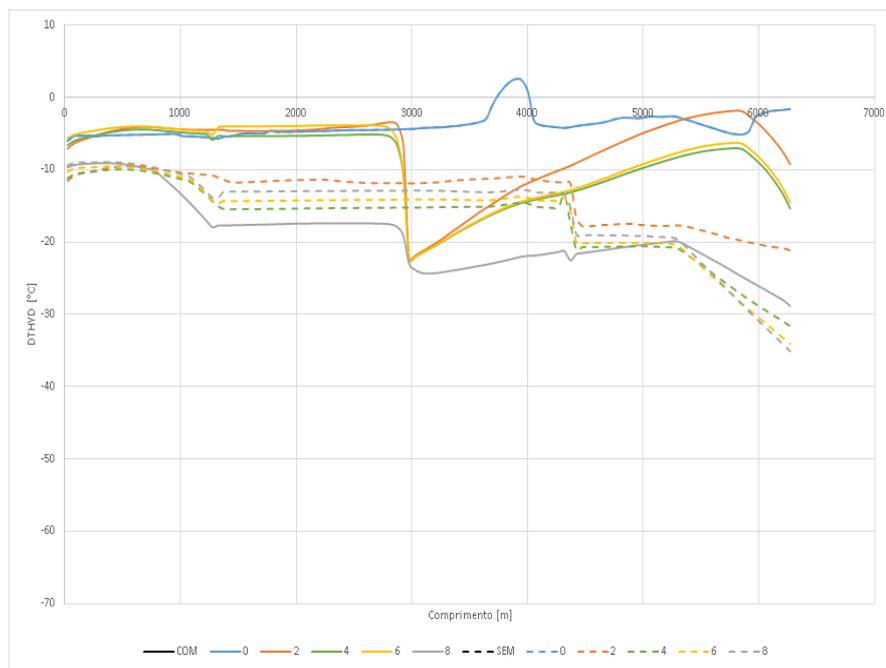


Figura A.1: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. Offset = 5 km.

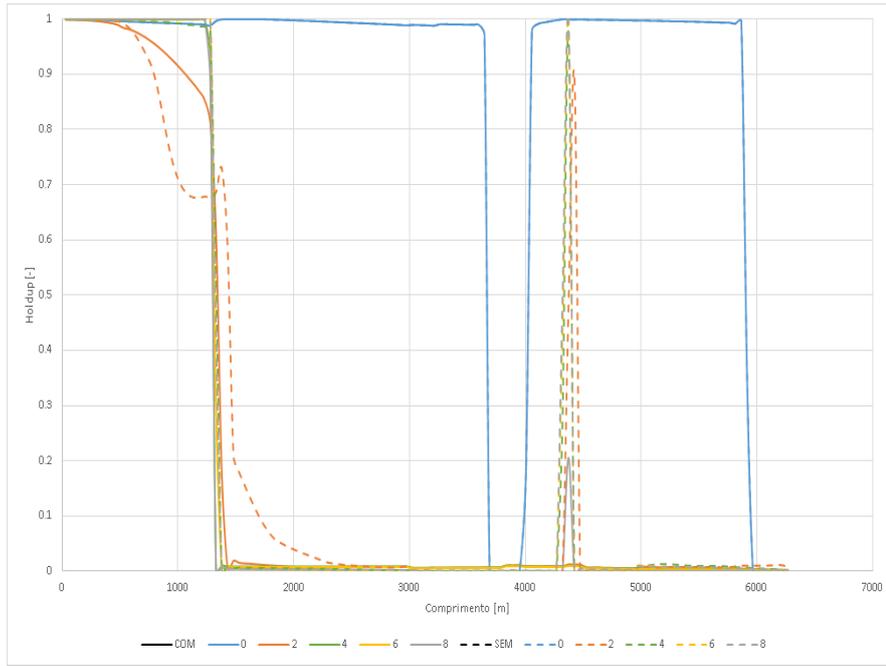


Figura A.2: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 10\%$ . Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol.  $Offset = 5$  km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

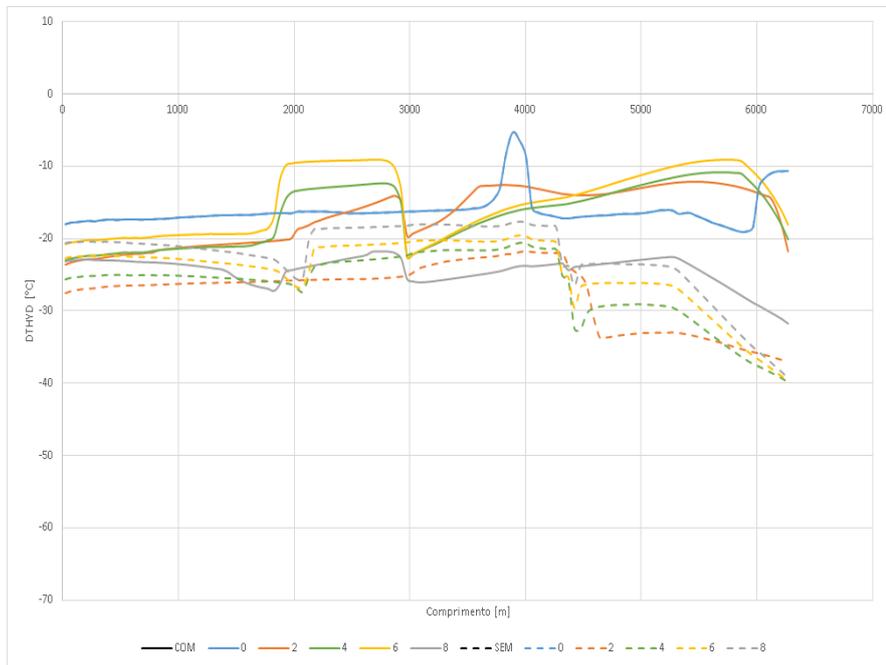


Figura A.3: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol.  $Offset = 5$  km.

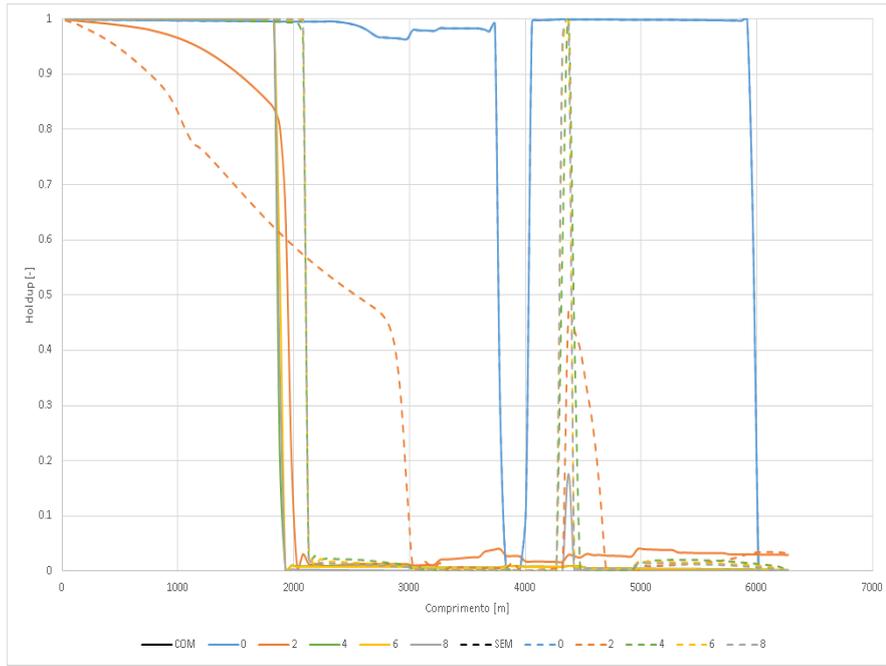


Figura A.4: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

### A.1.1.2 Descendente

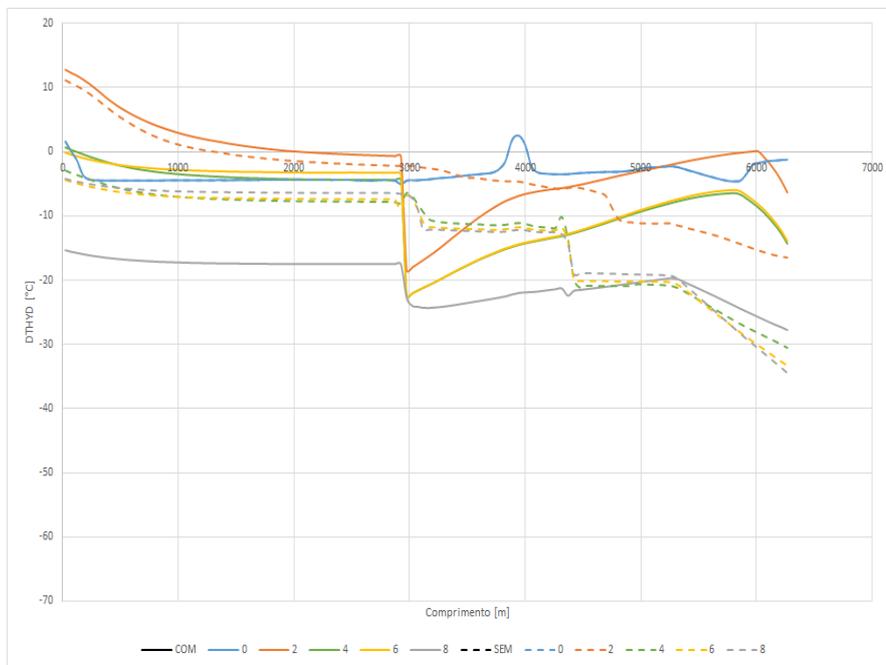


Figura A.5: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

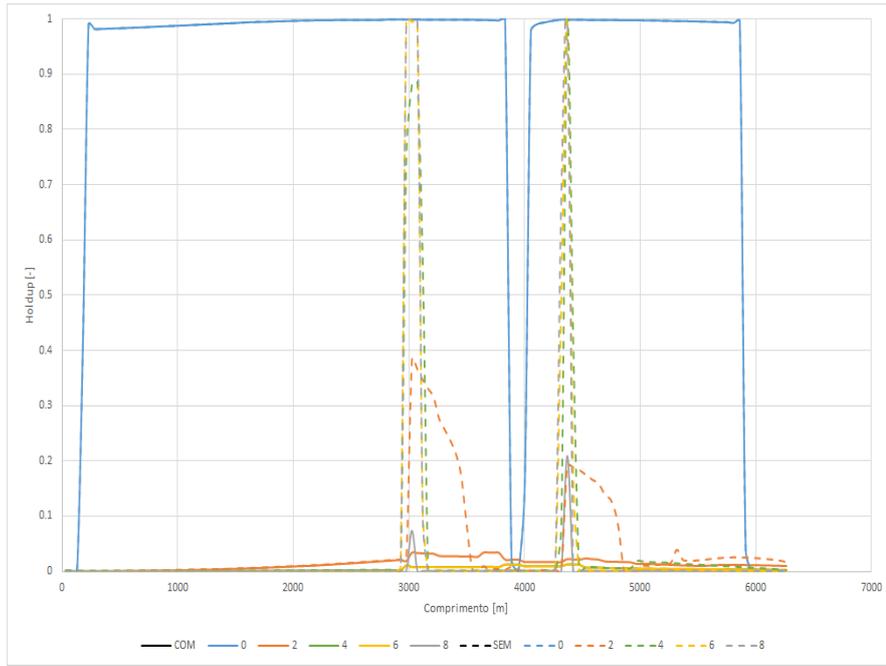


Figura A.6: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

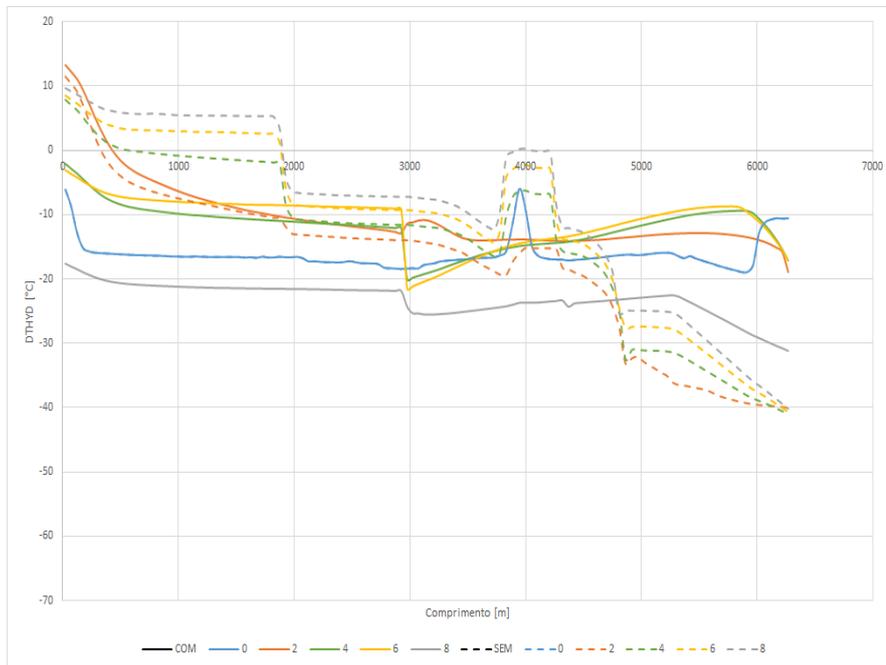


Figura A.7: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

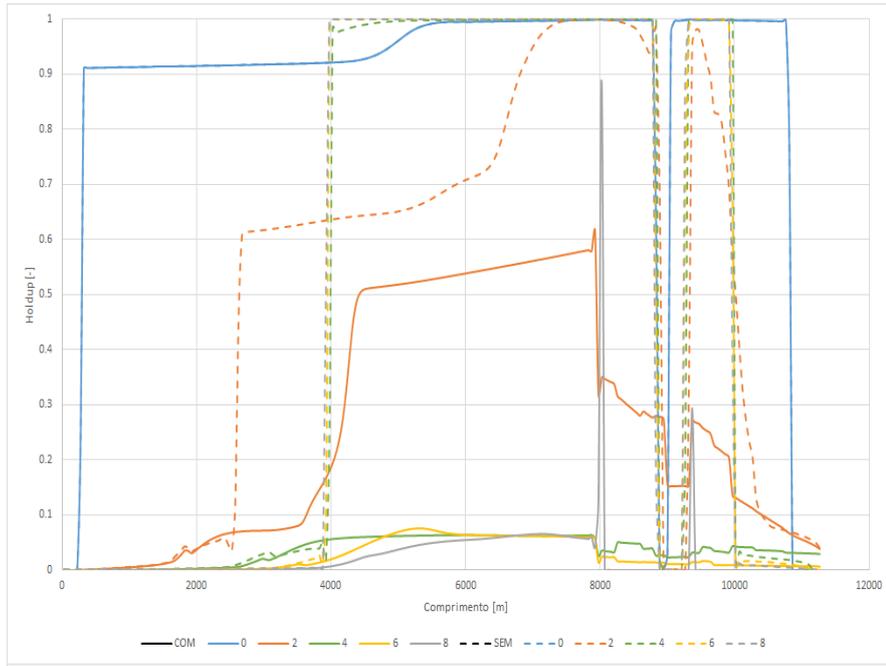


Figura A.8: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

**A.1.2**  
**3000 m**

**A.1.2.1**  
**Ascendente**

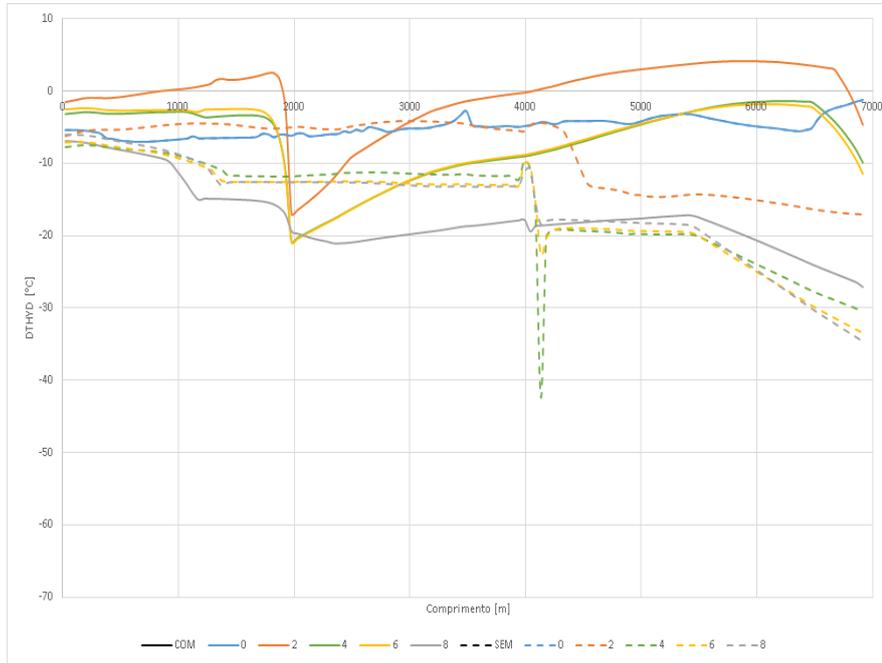


Figura A.9: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

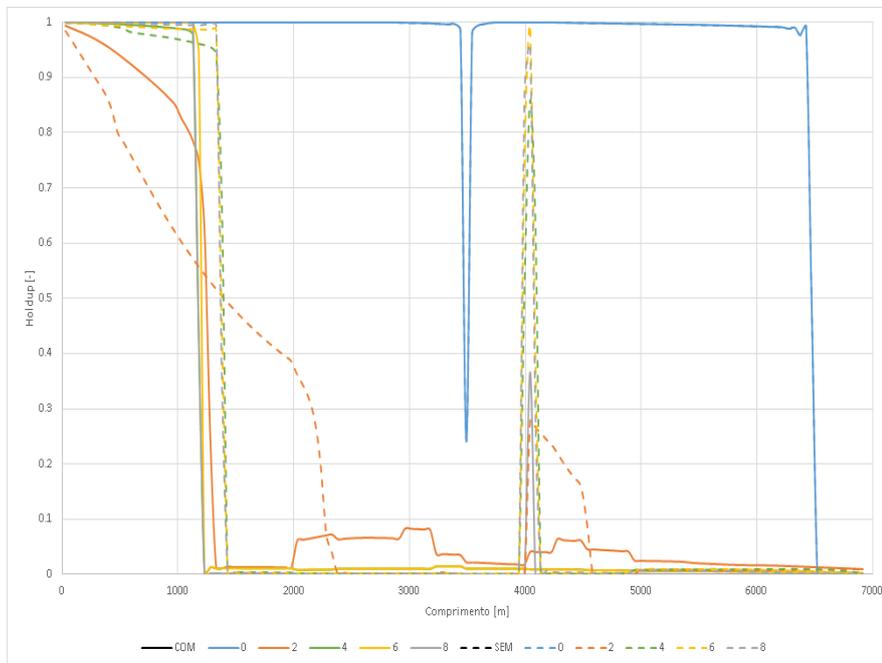


Figura A.10: Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

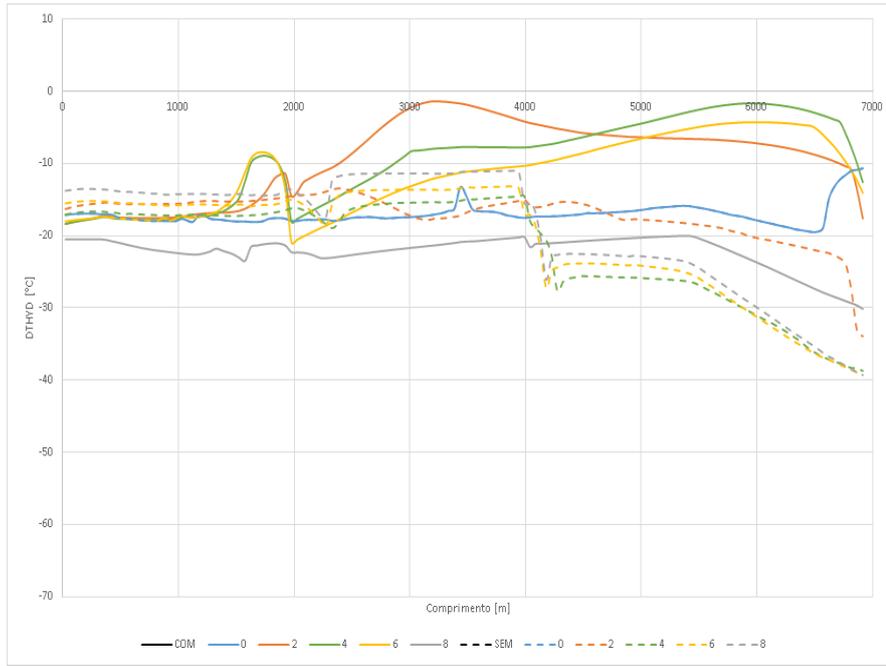


Figura A.11: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

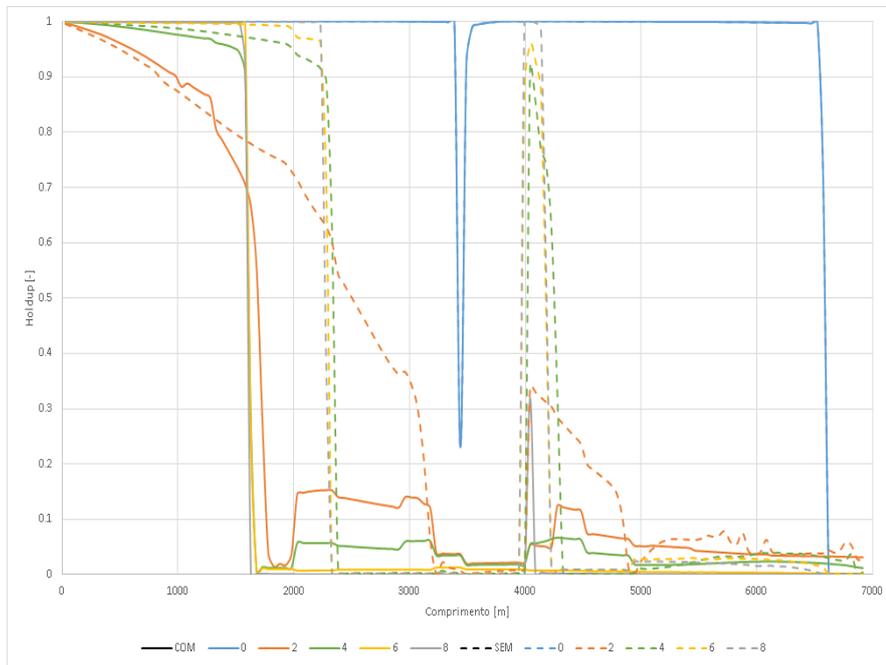


Figura A.12: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

**A.1.2.2**  
**Descendente**

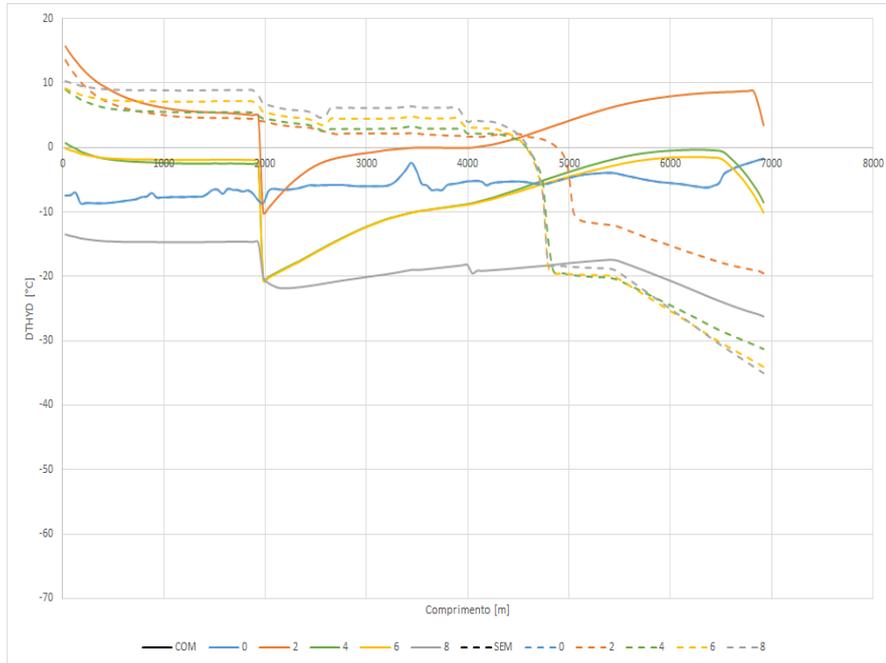


Figura A.13: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

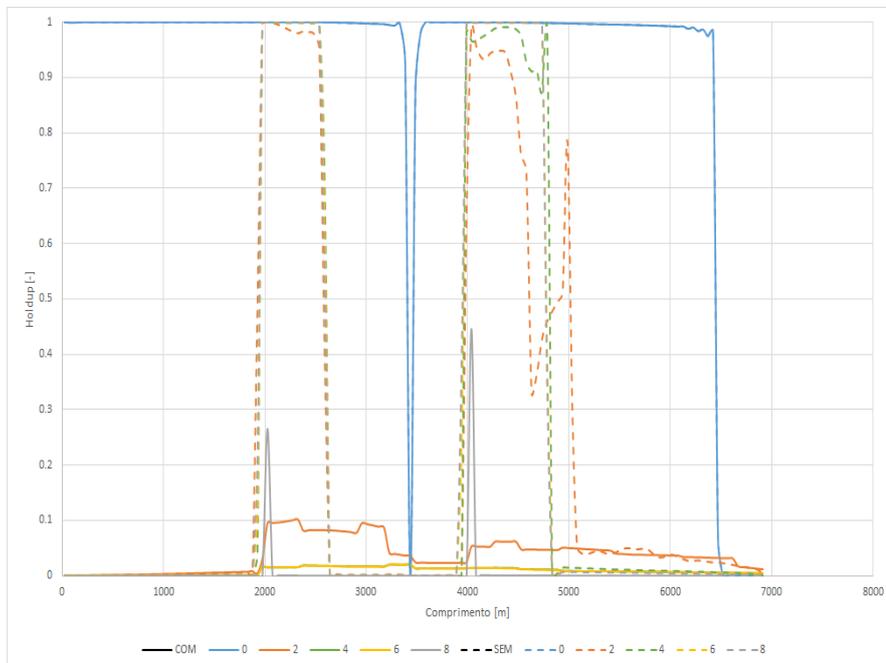


Figura A.14: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

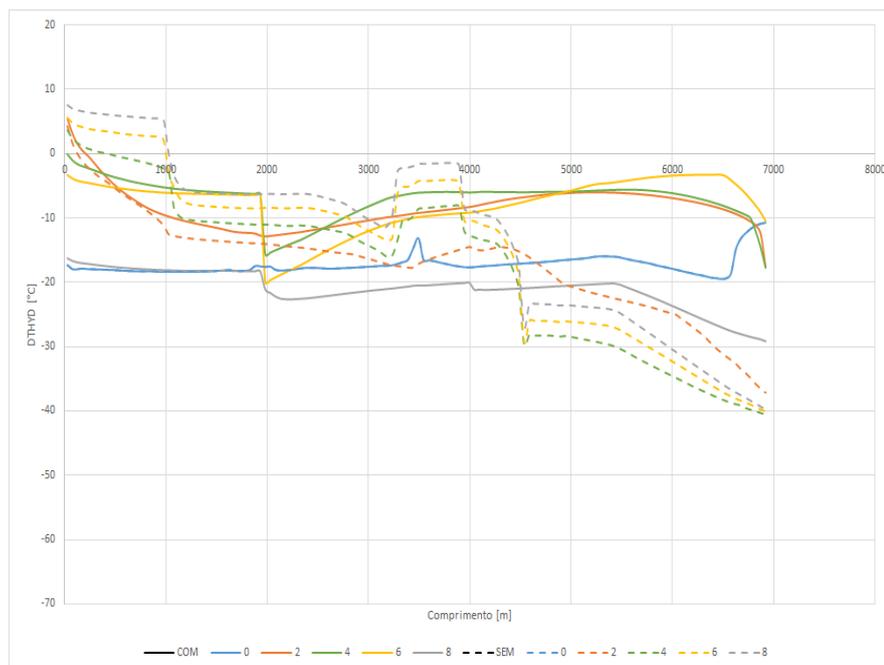


Figura A.15: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

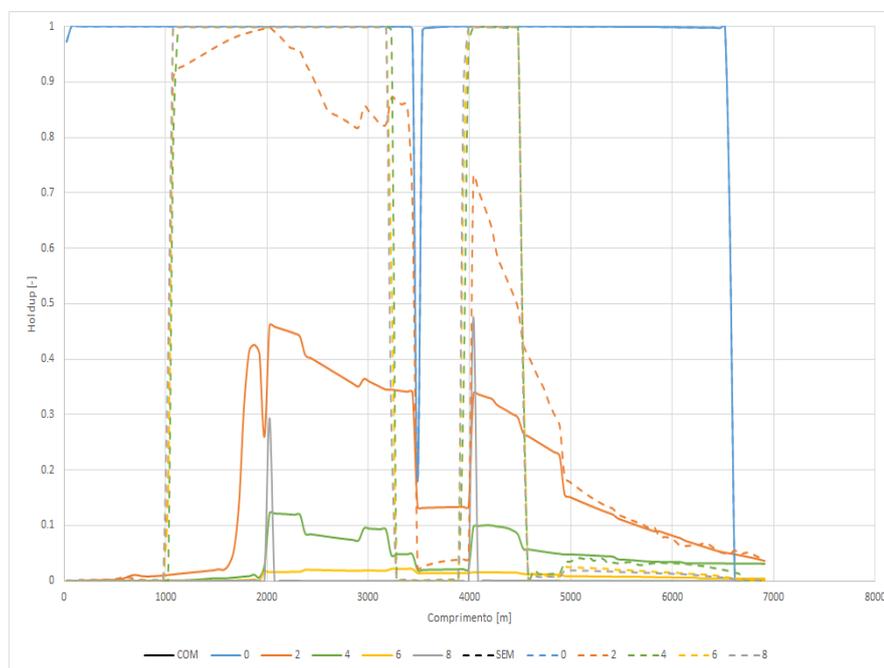


Figura A.16: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 5 km.

**A.2**  
**10 km**

**A.2.1**  
**2000 m**

**A.2.1.1**  
**Ascendente**

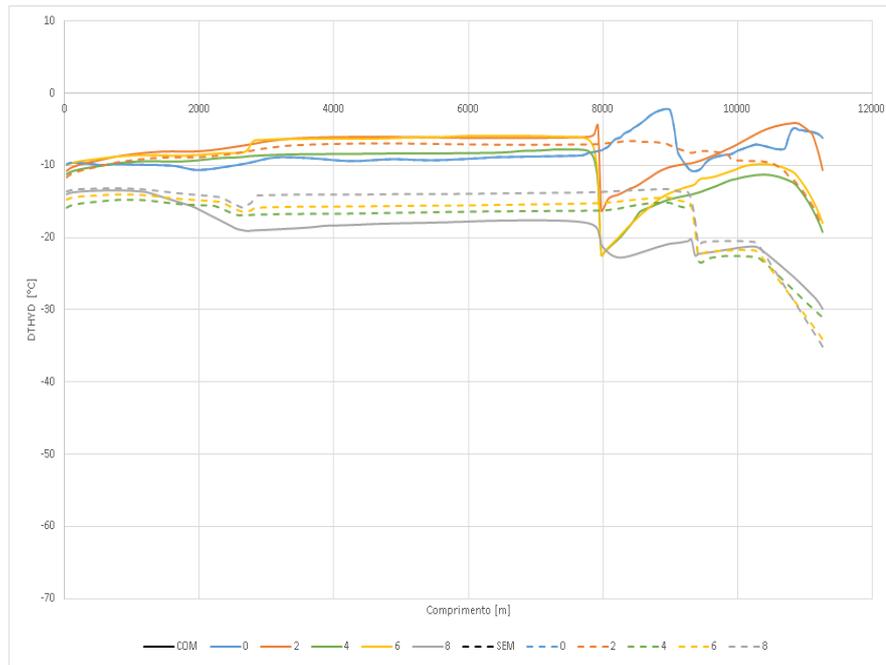


Figura A.17: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

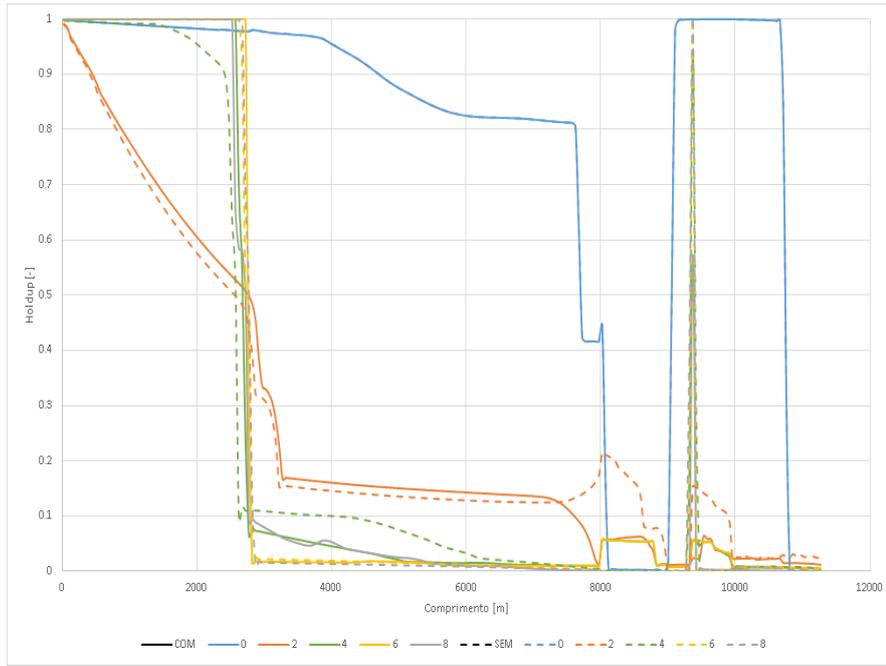


Figura A.18: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 10\%$ . Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

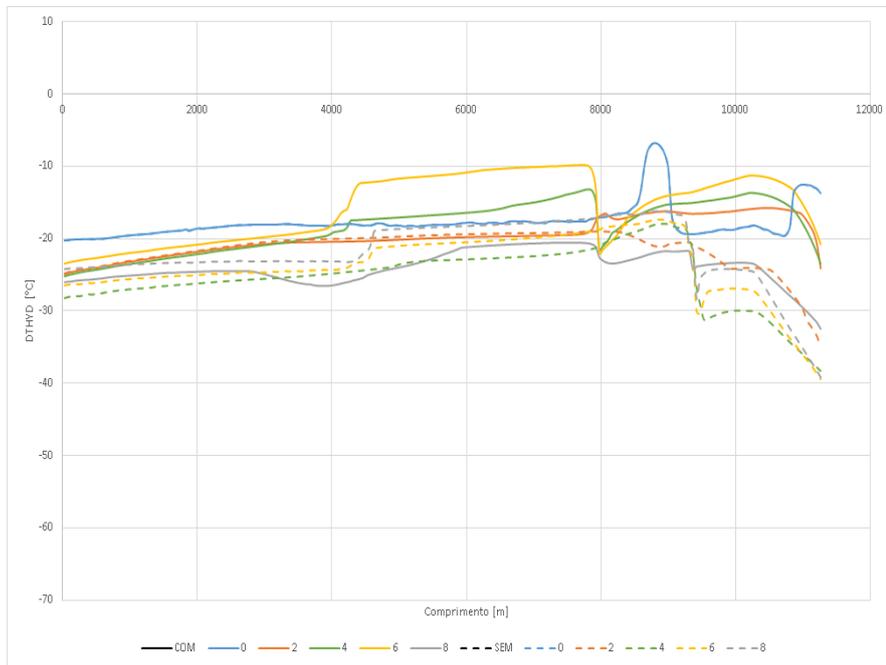


Figura A.19: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

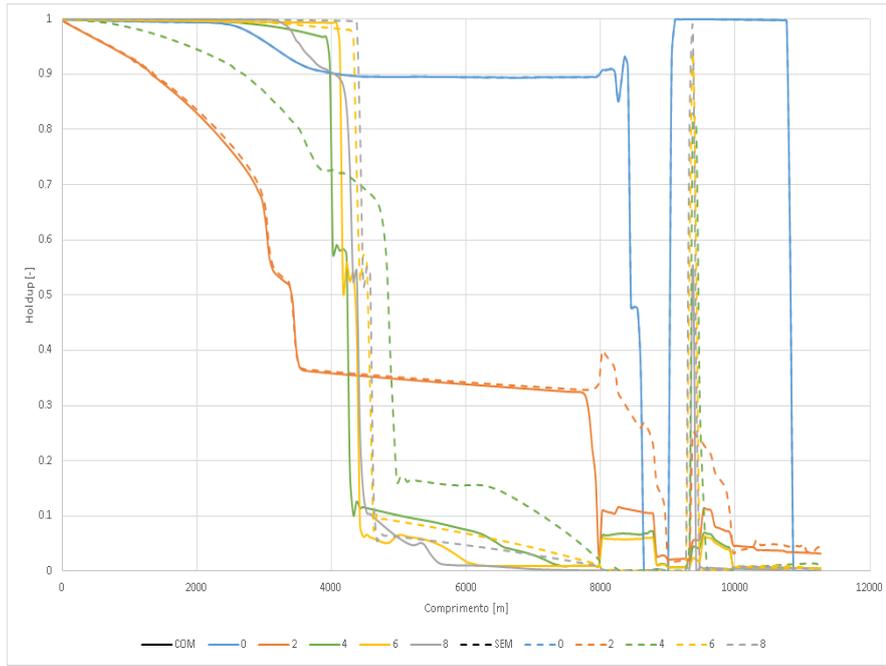


Figura A.20: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

**A.2.1.2**  
**Descendente**

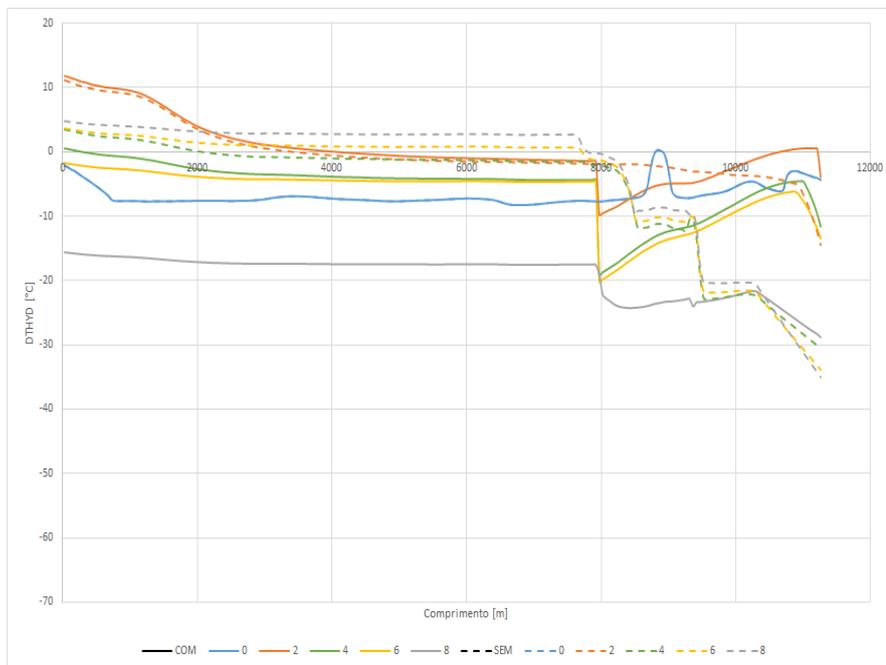


Figura A.21: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

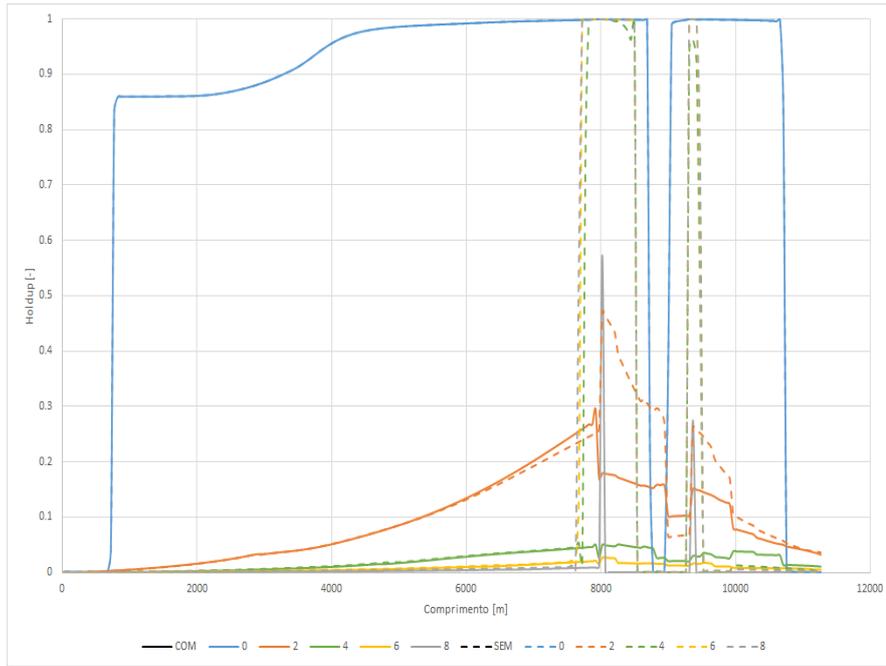


Figura A.22: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

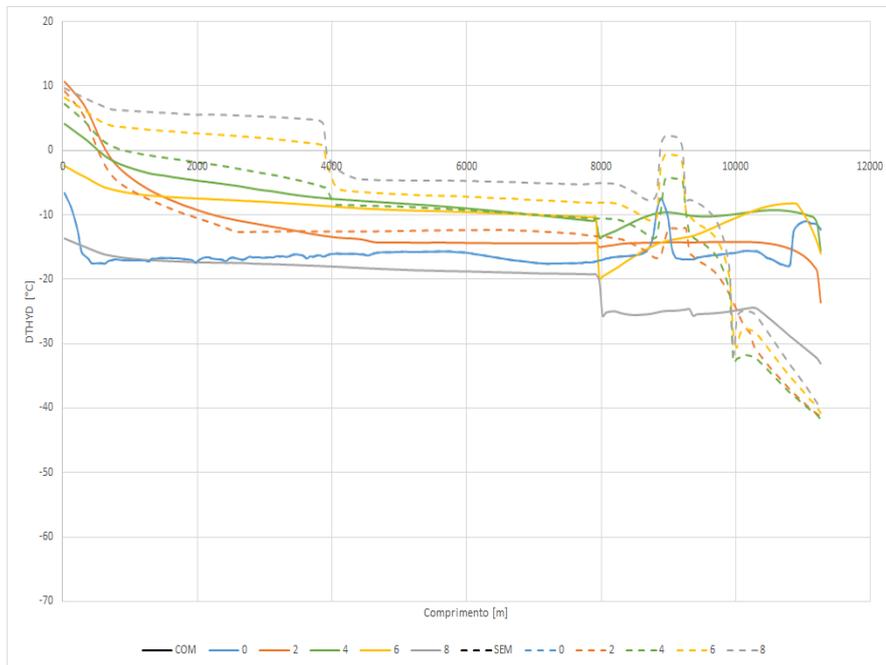


Figura A.23: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

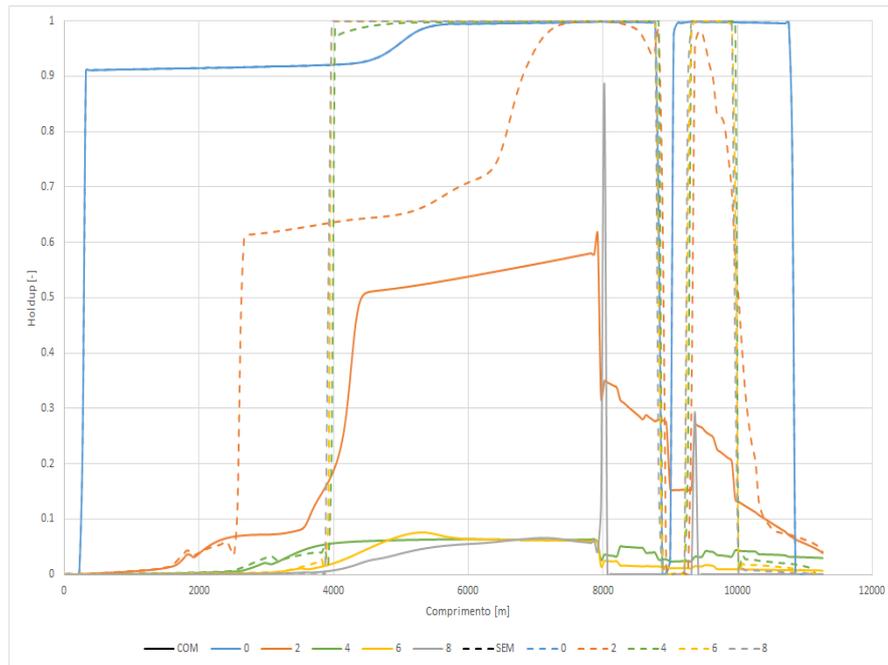


Figura A.24: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

**A.2.2**  
**3000 m**

**A.2.2.1**  
**Ascendente**

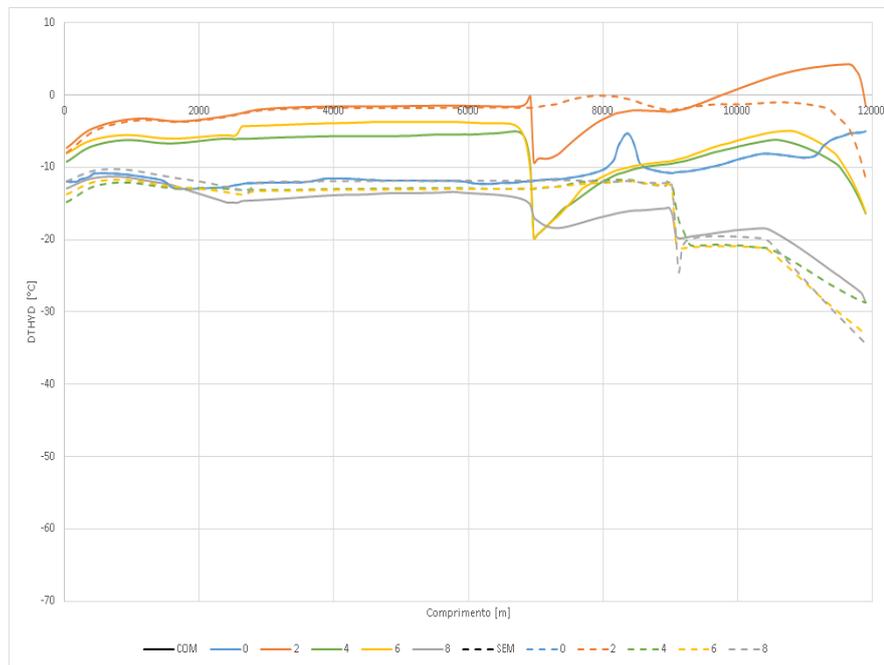


Figura A.25: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

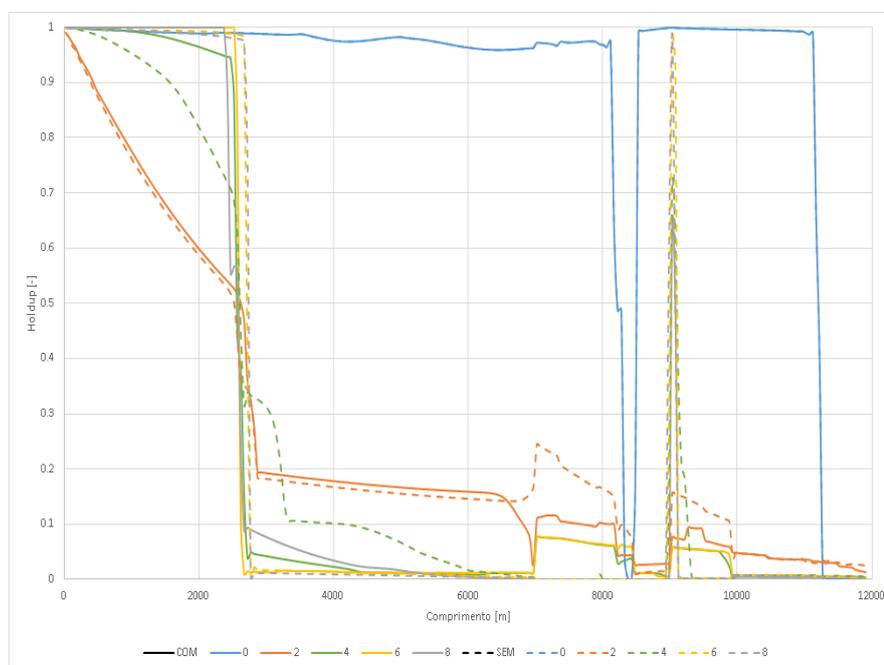


Figura A.26: Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

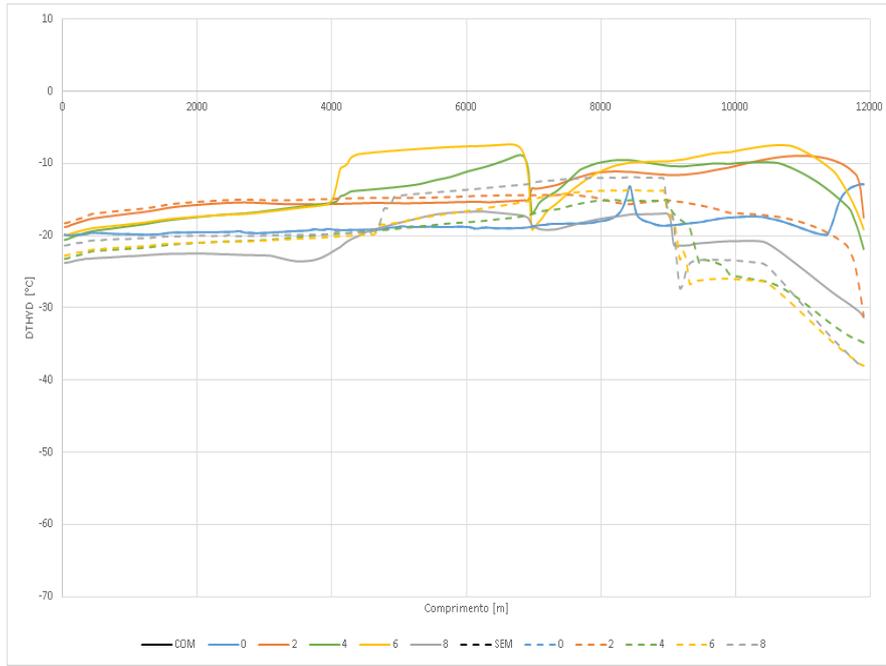


Figura A.27: Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. Offset = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

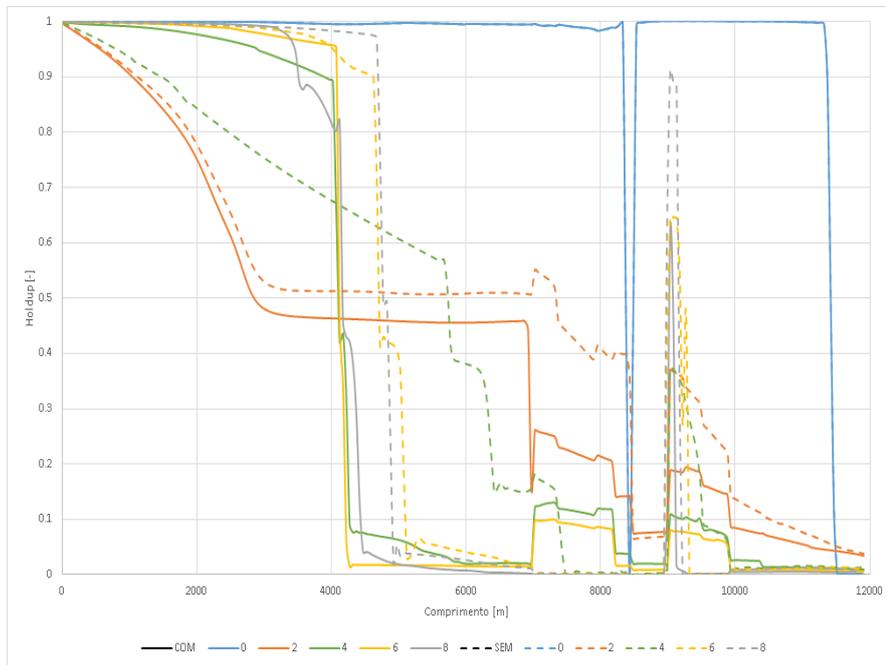


Figura A.28: Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. Offset = 10 km.

**A.2.2.2**  
**Descendente**

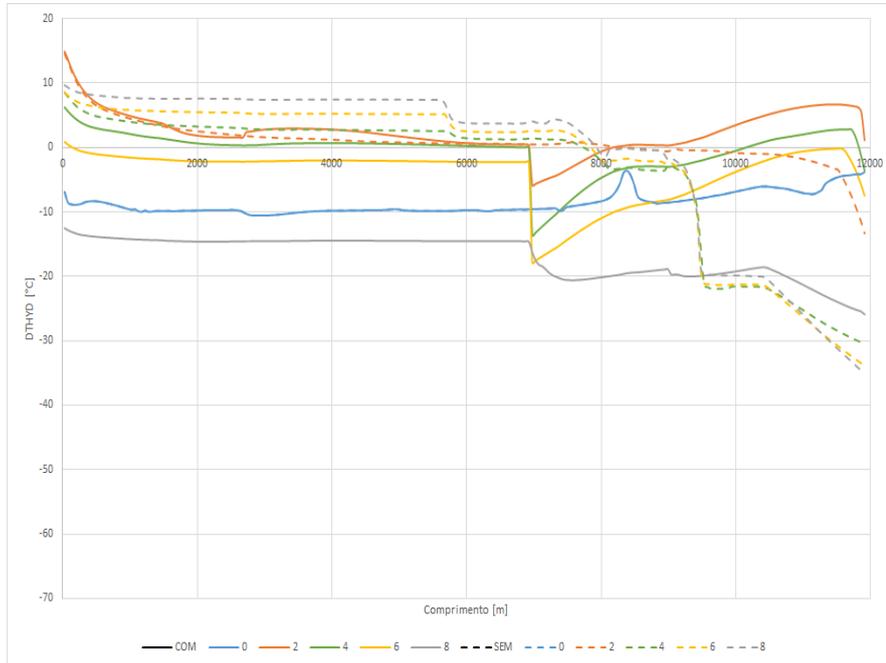


Figura A.29: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

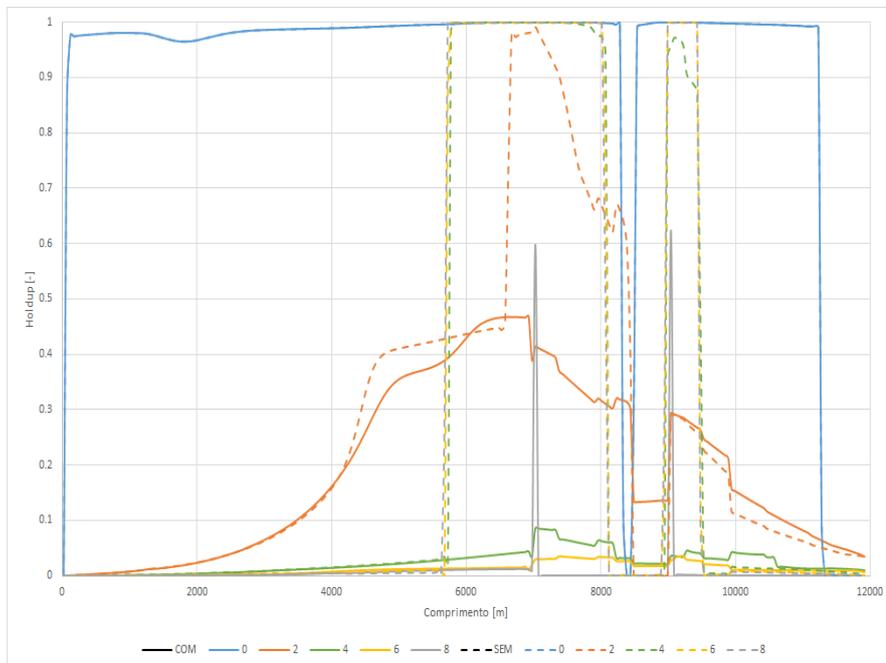


Figura A.30: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. *Offset* = 10 km.

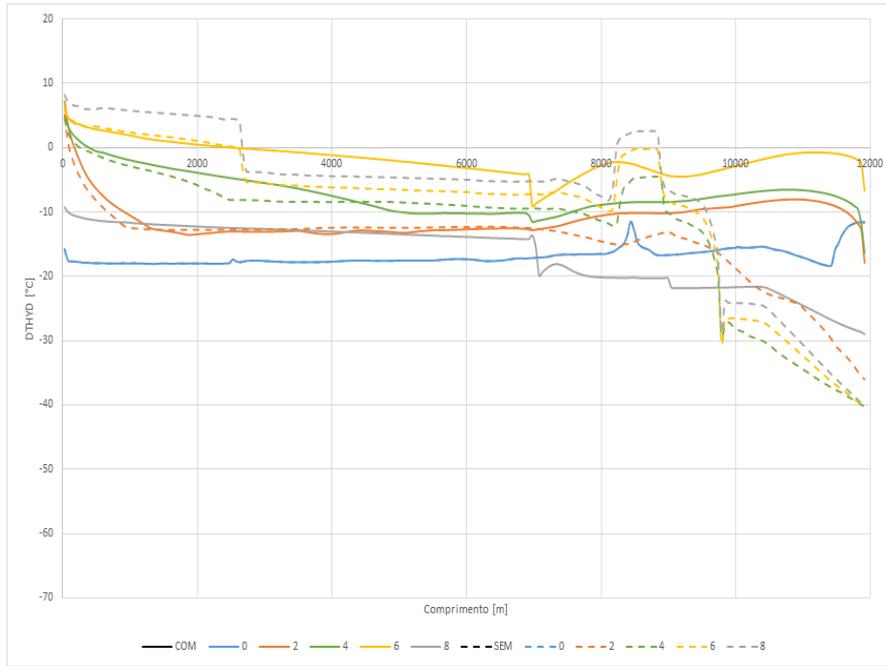


Figura A.31: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. Offset = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

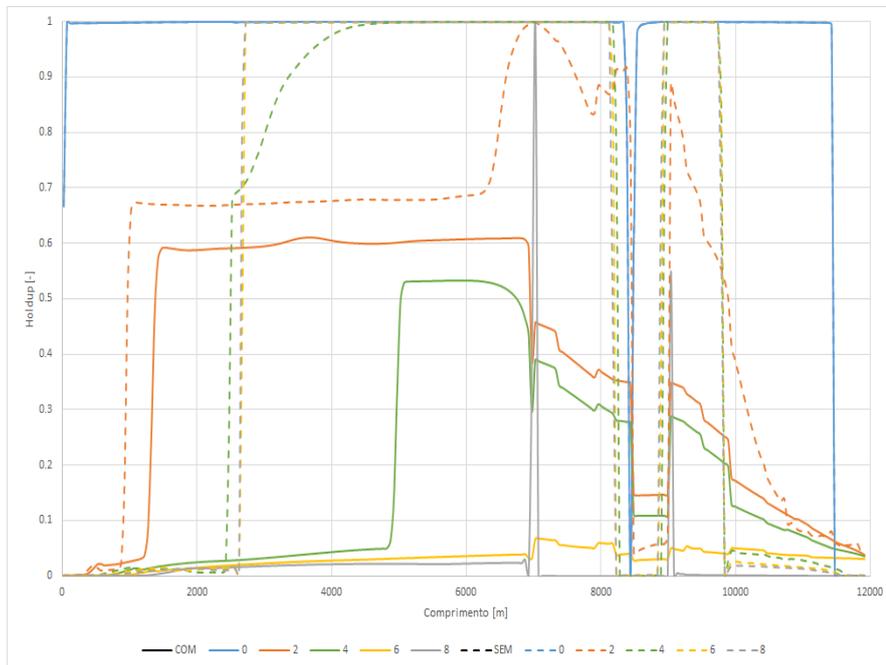


Figura A.32: Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 6 pol. Offset = 10 km.

# A

## Fluido 1 - 8 pol

### A.1

#### 5 km

#### A.1.1

##### 2000 m

##### A.1.1.1

###### Ascendente

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

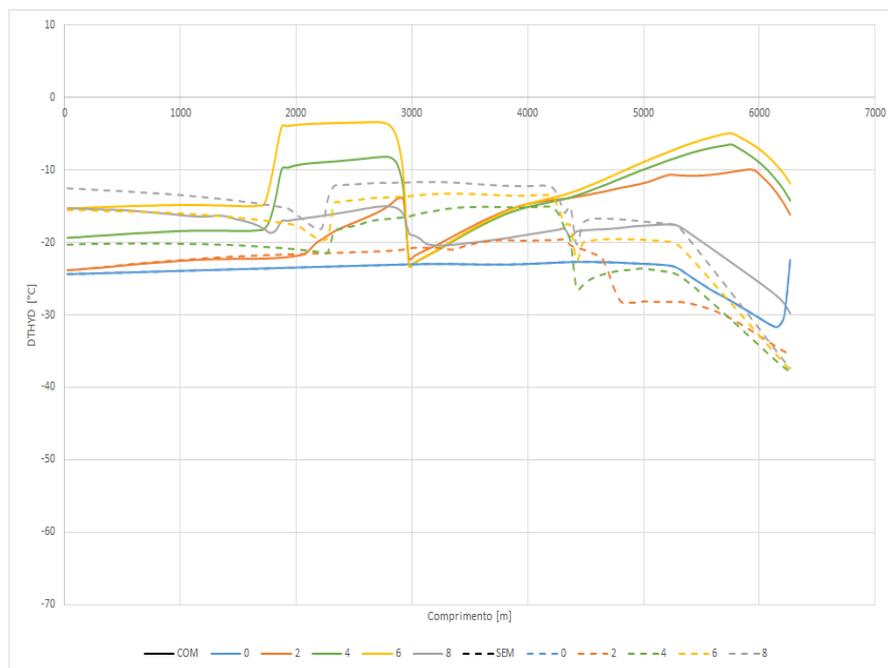


Figura A.1: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. Offset = 5 km.

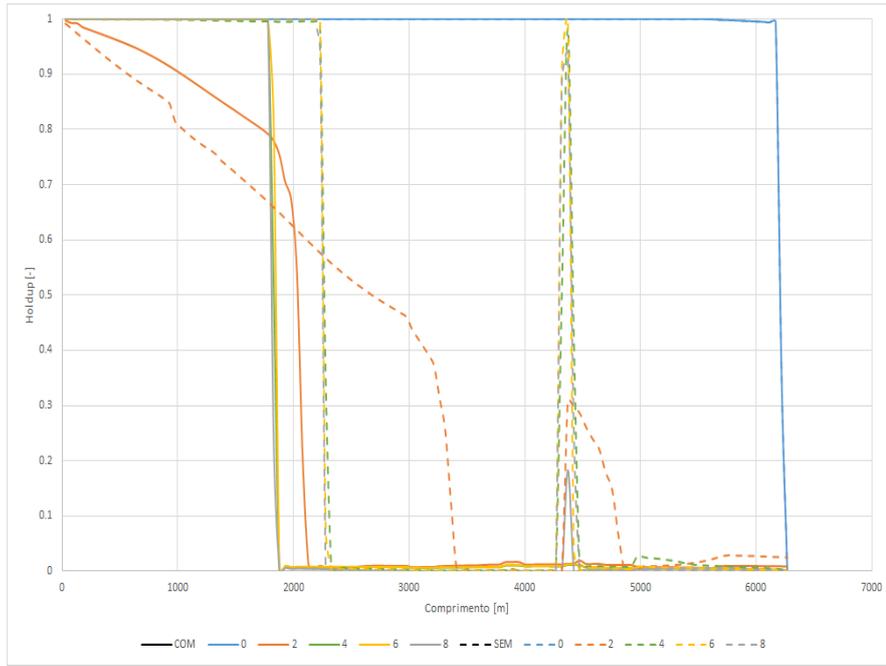


Figura A.2: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 10\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

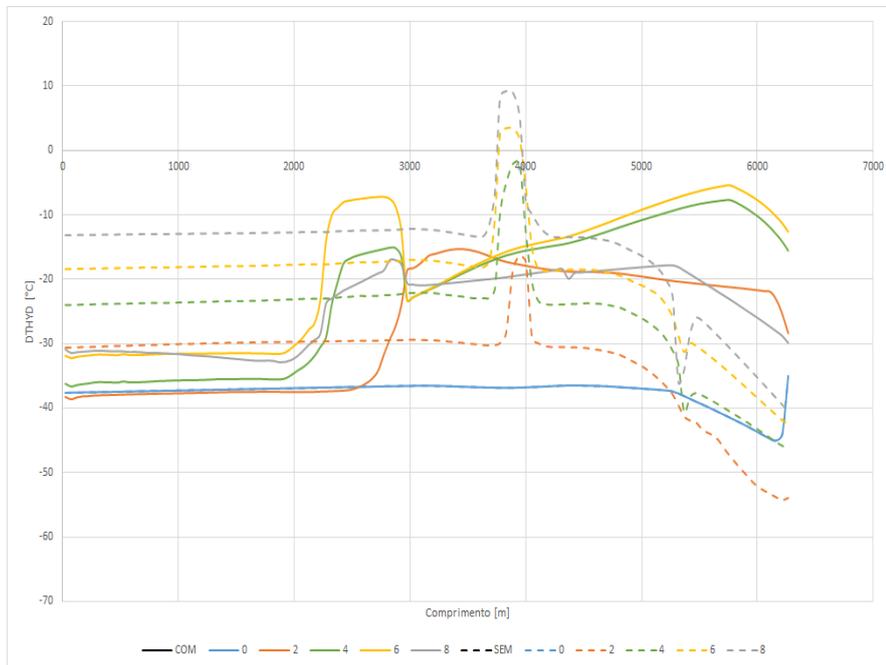


Figura A.3: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

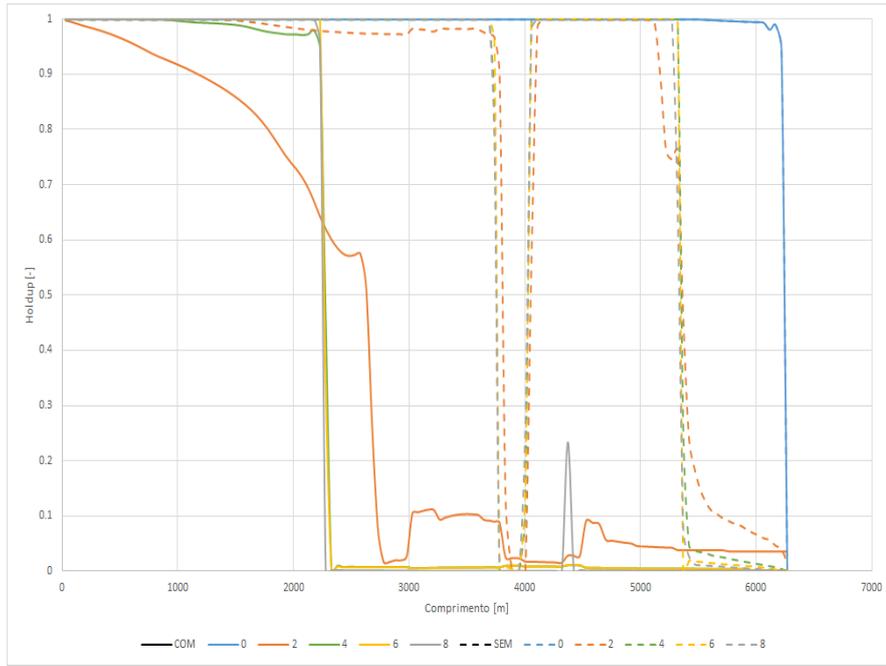


Figura A.4: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

### A.1.1.2 Descendente

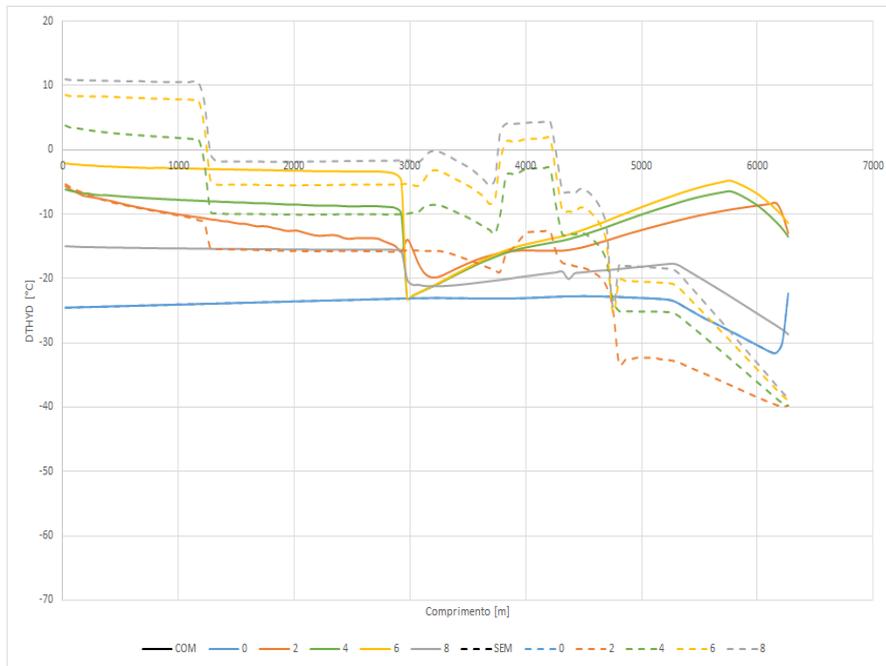


Figura A.5: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

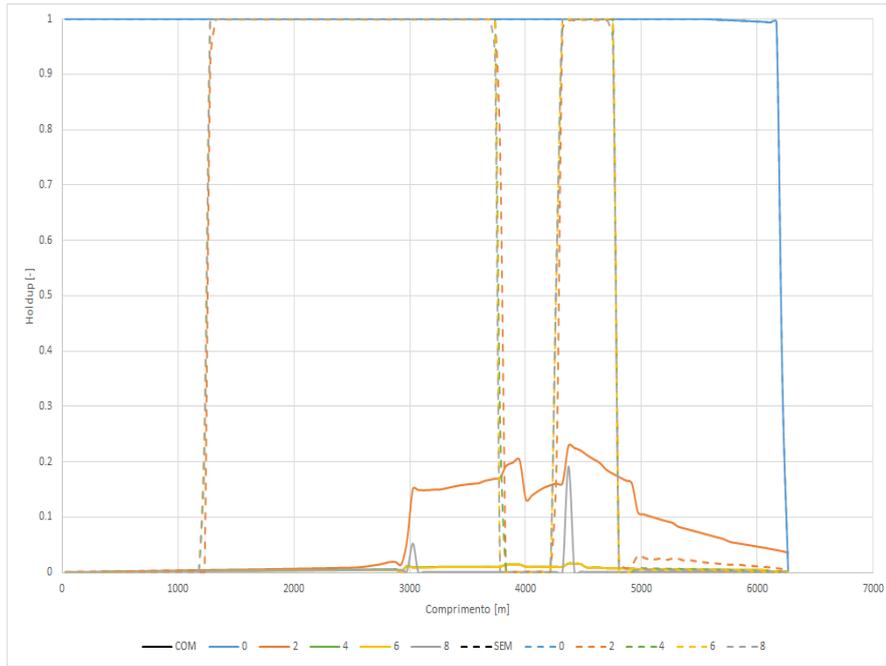


Figura A.6: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

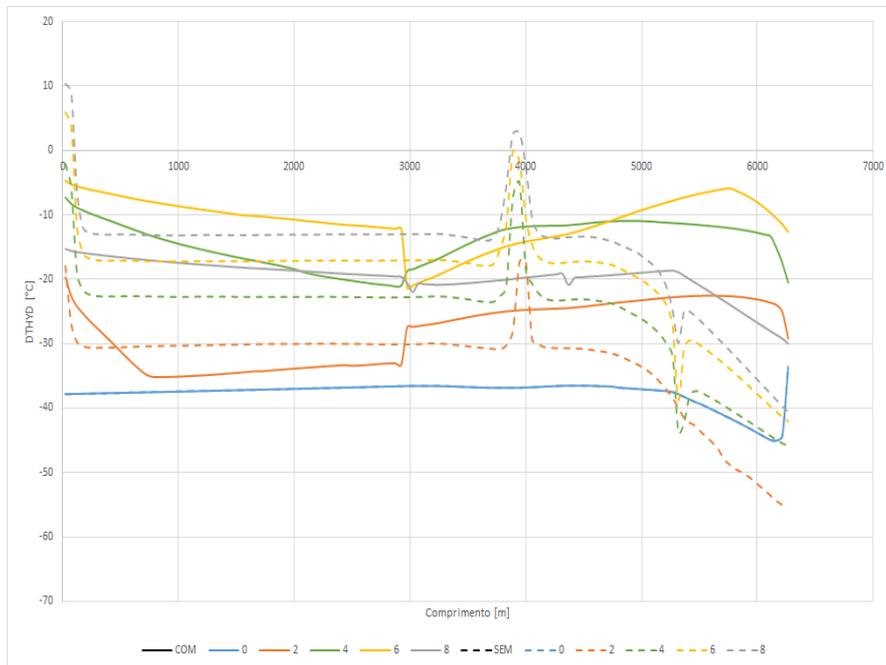


Figura A.7: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

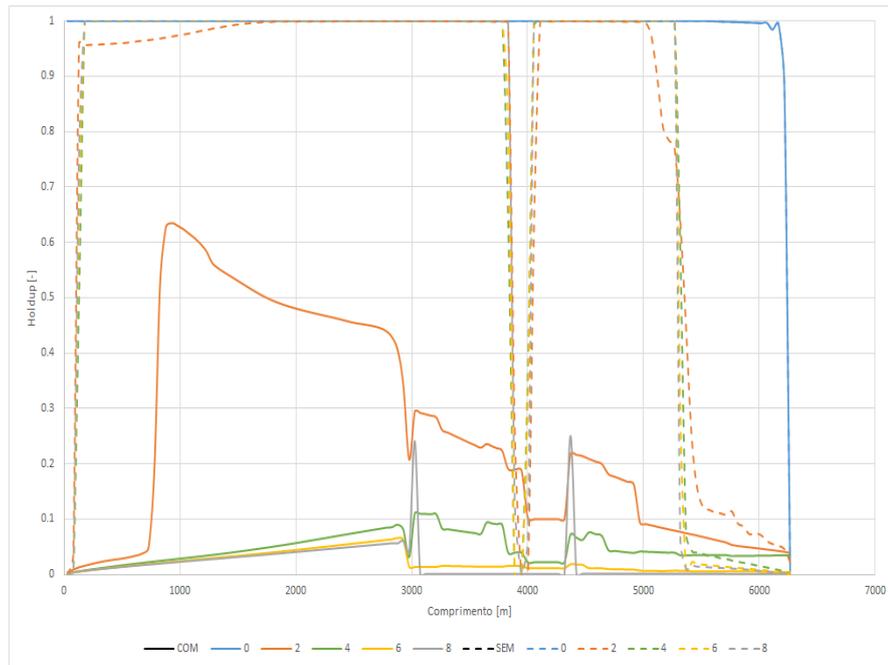


Figura A.8: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

**A.1.2**  
**3000 m**

**A.1.2.1**  
**Ascendente**

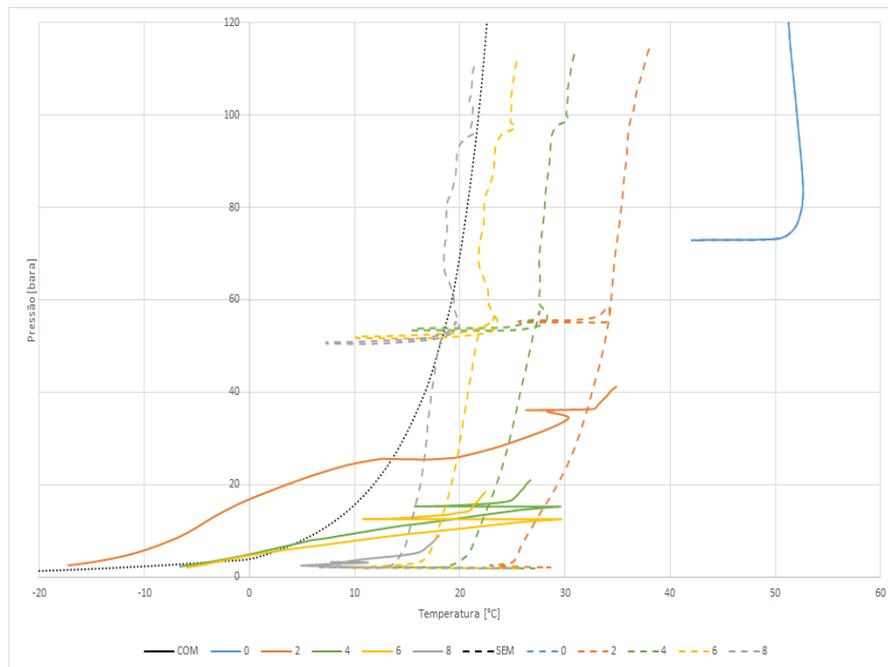


Figura A.9: Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.



Figura A.10: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

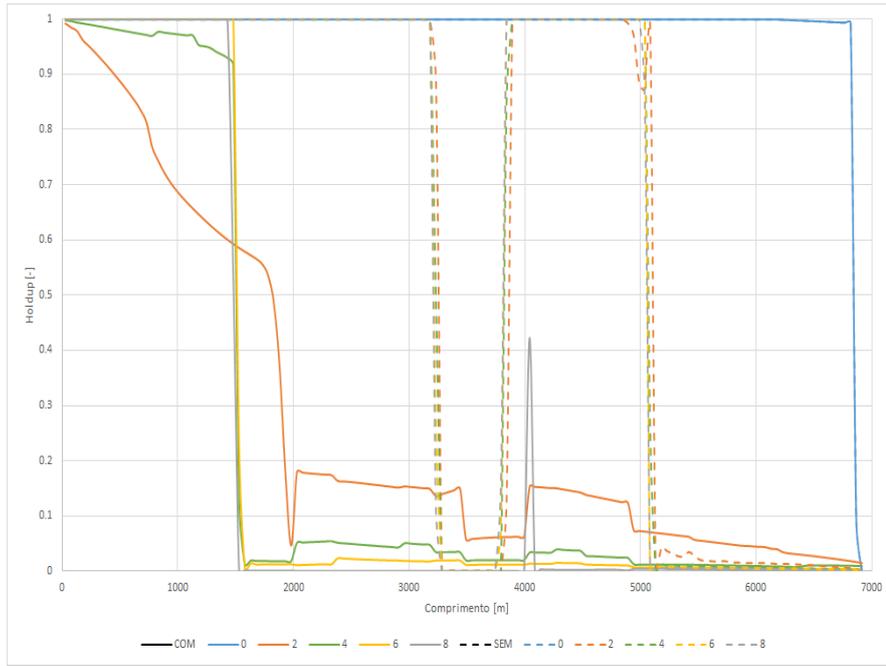


Figura A.11: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 10\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

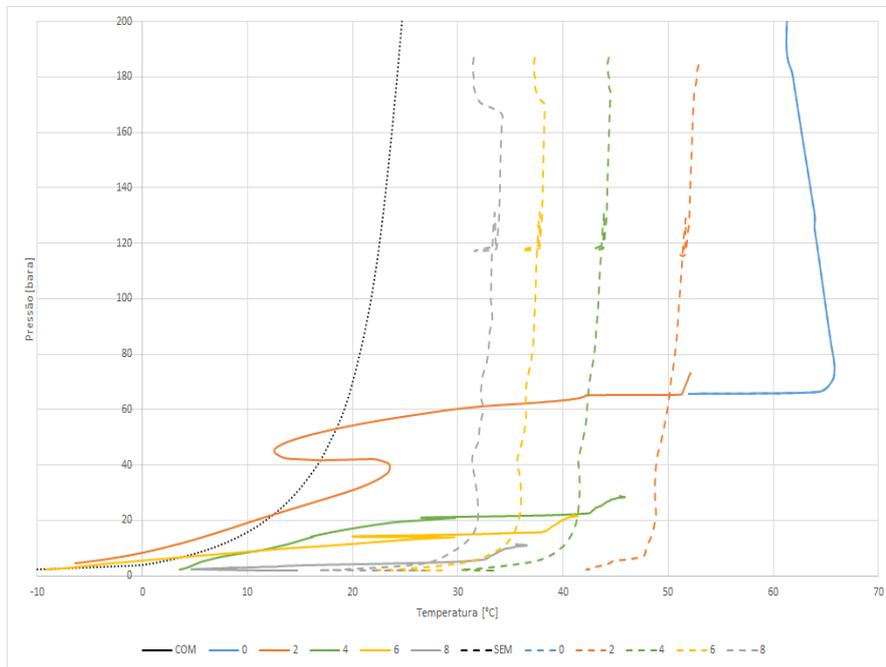


Figura A.12: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

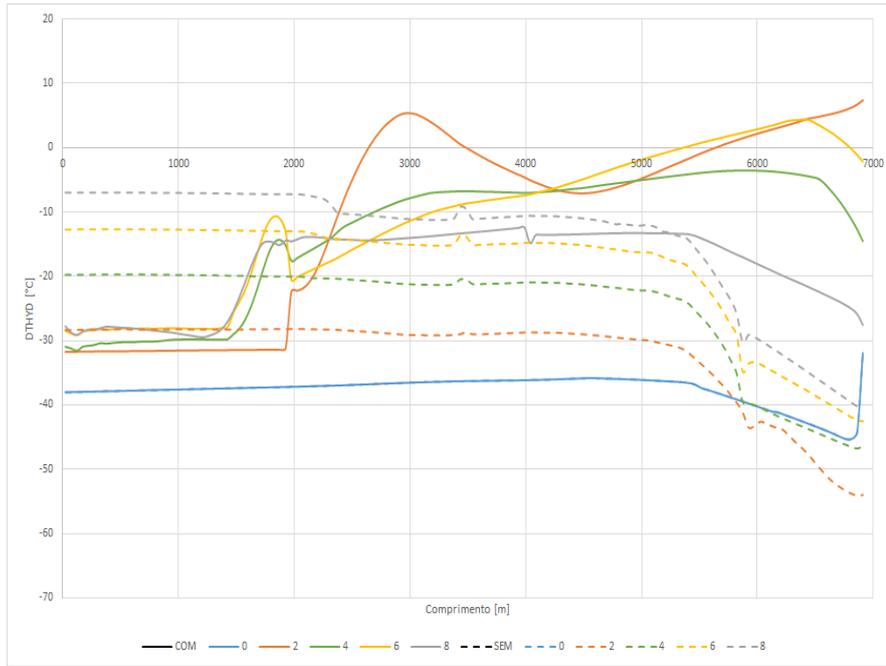


Figura A.13: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

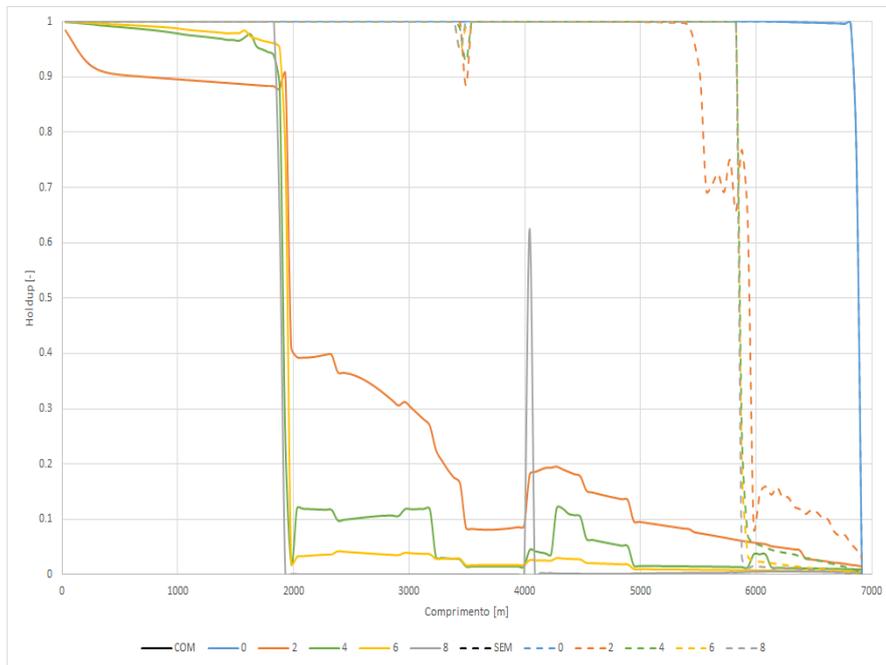


Figura A.14: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

**A.1.2.2**  
**Descendente**

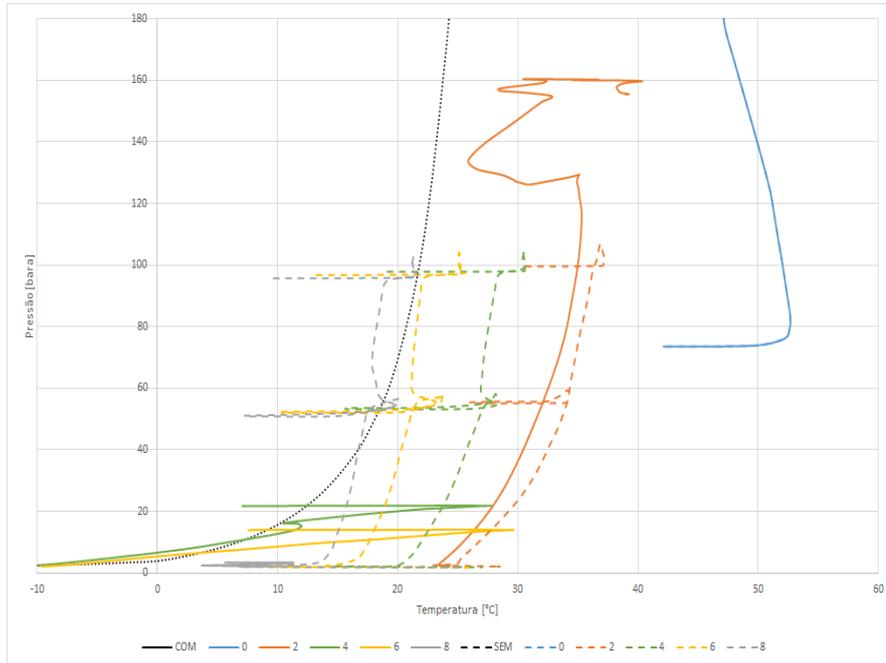


Figura A.15: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.



Figura A.16: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

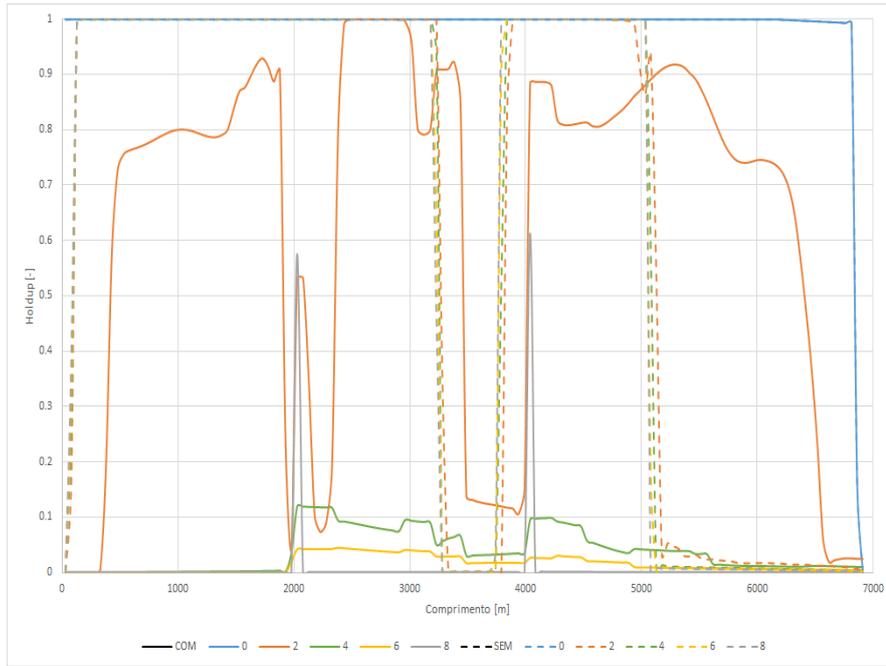


Figura A.17: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

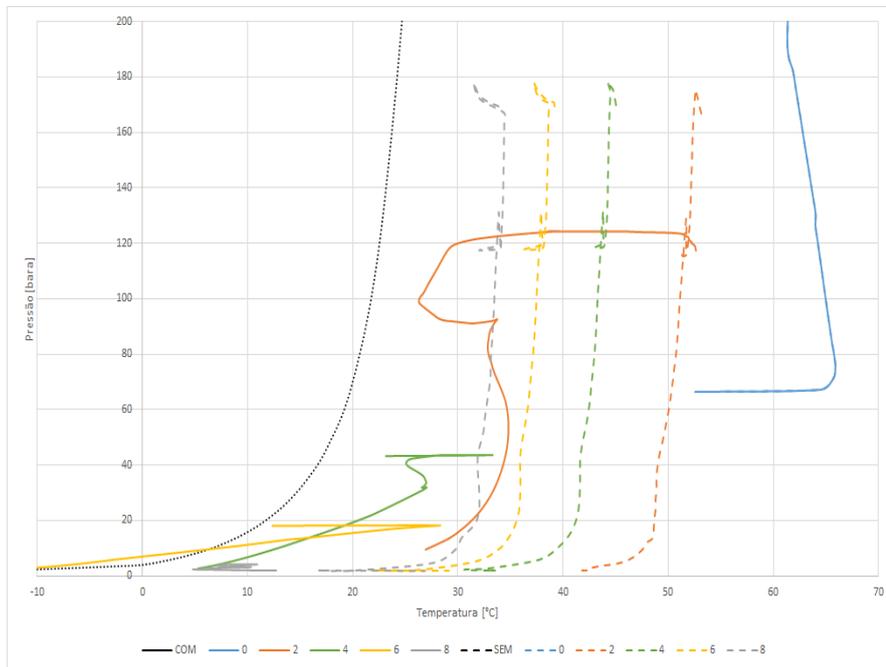


Figura A.18: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

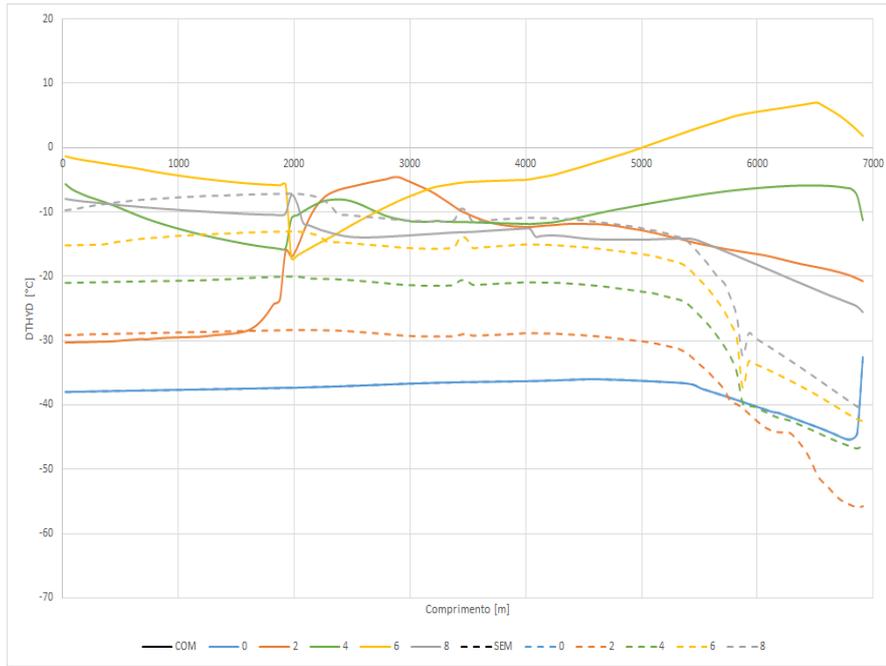


Figura A.19: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

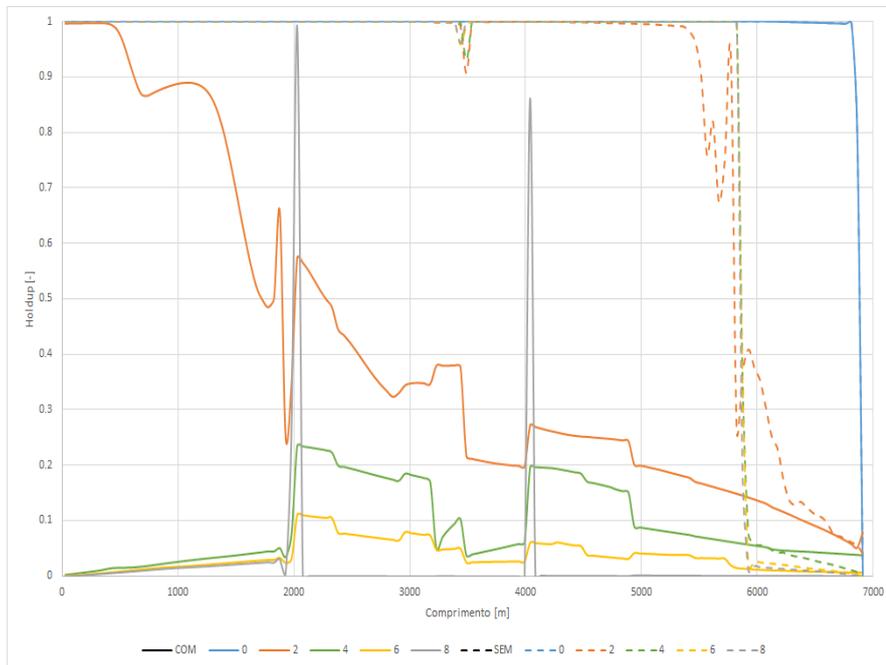


Figura A.20: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

**A.2**  
**10 km**

**A.2.1**  
**2000 m**

**A.2.1.1**  
**Ascendente**

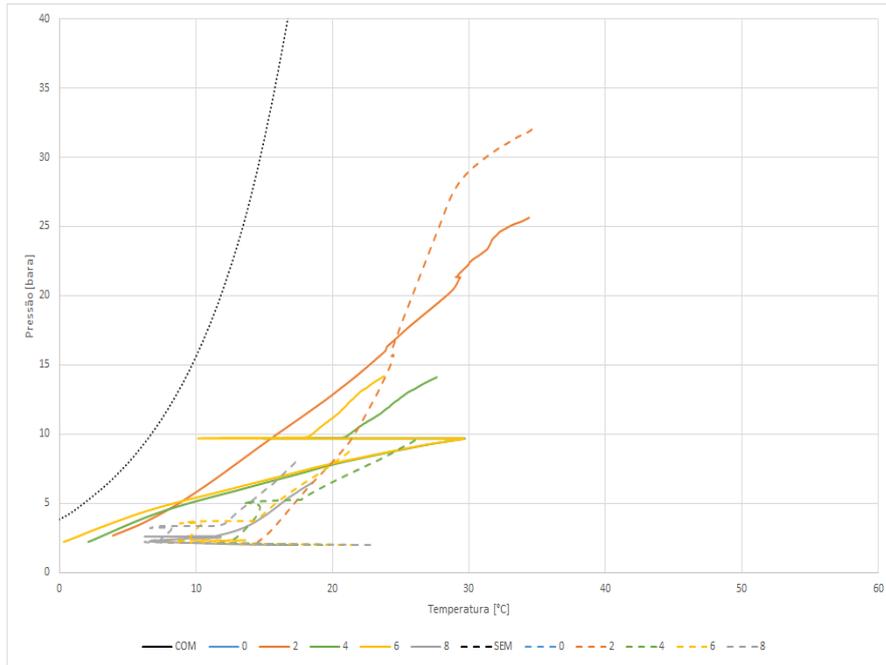


Figura A.21: Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

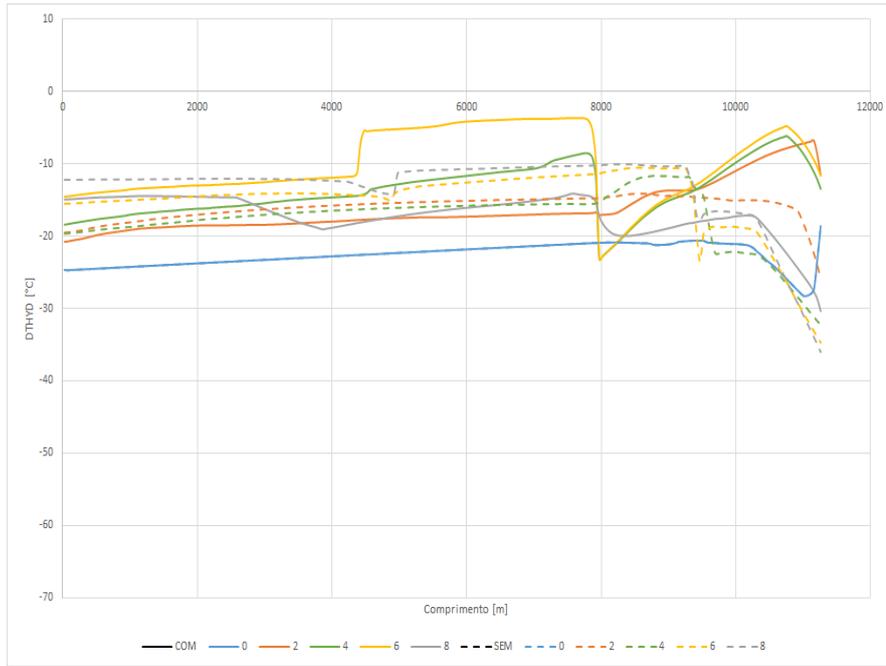


Figura A.22: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 10\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

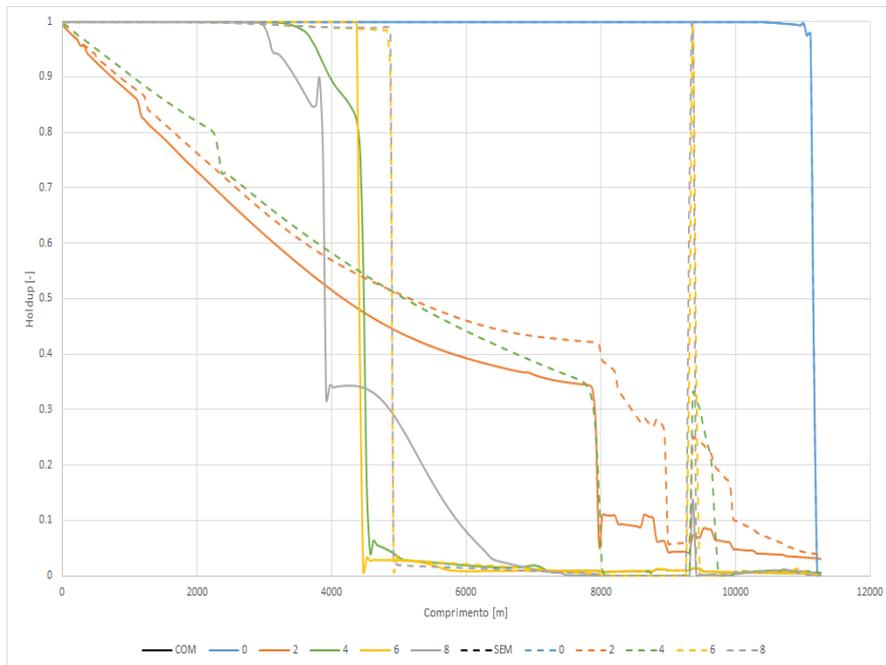


Figura A.23: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 10\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

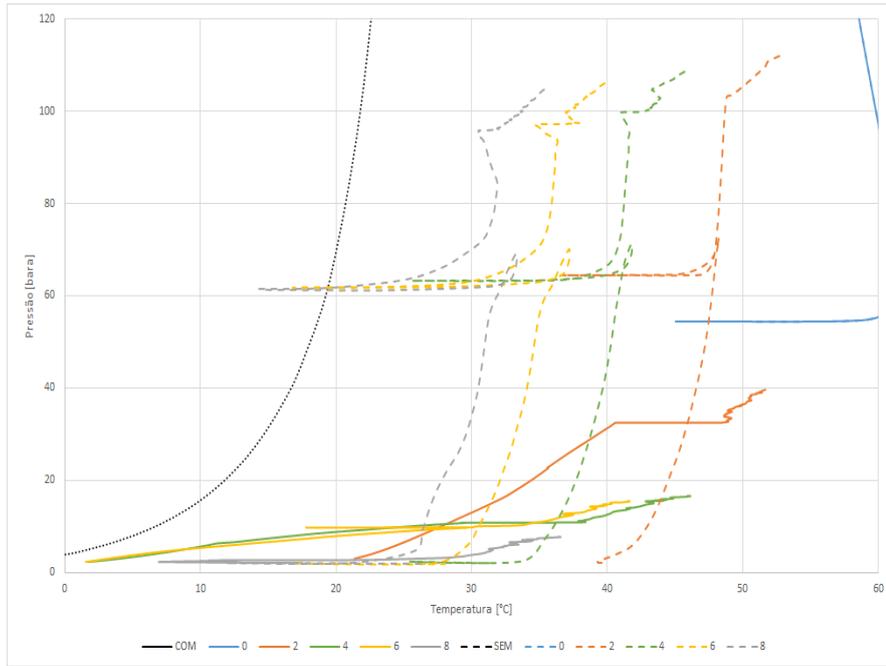


Figura A.24: Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. Offset = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

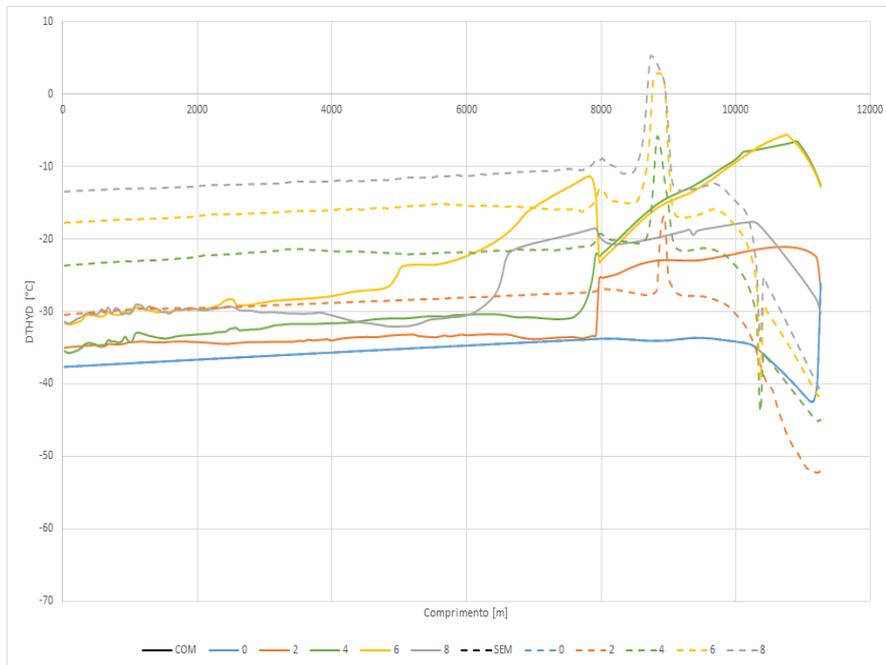


Figura A.25: Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. Offset = 10 km.

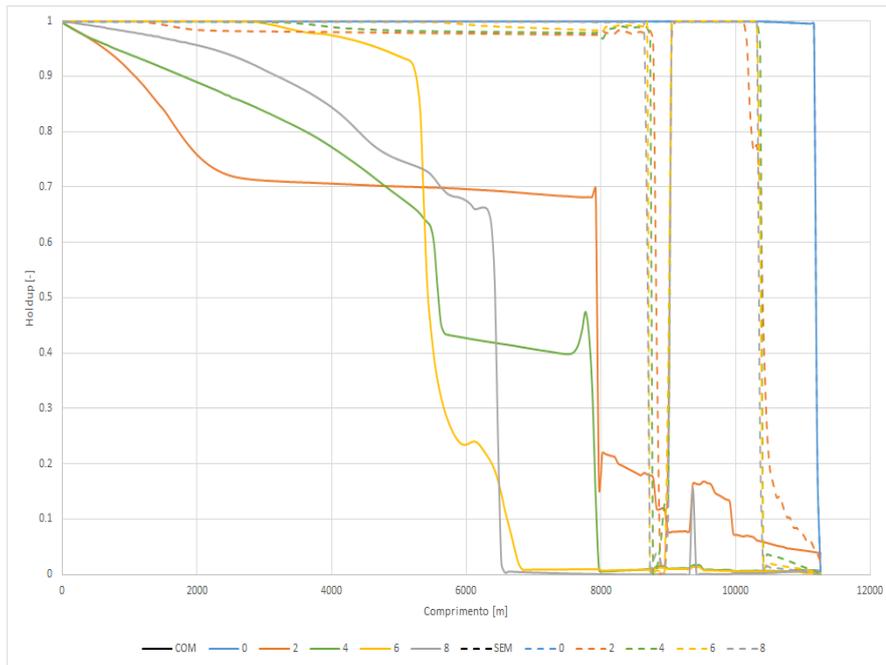


Figura A.26: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

### A.2.1.2 Descendente

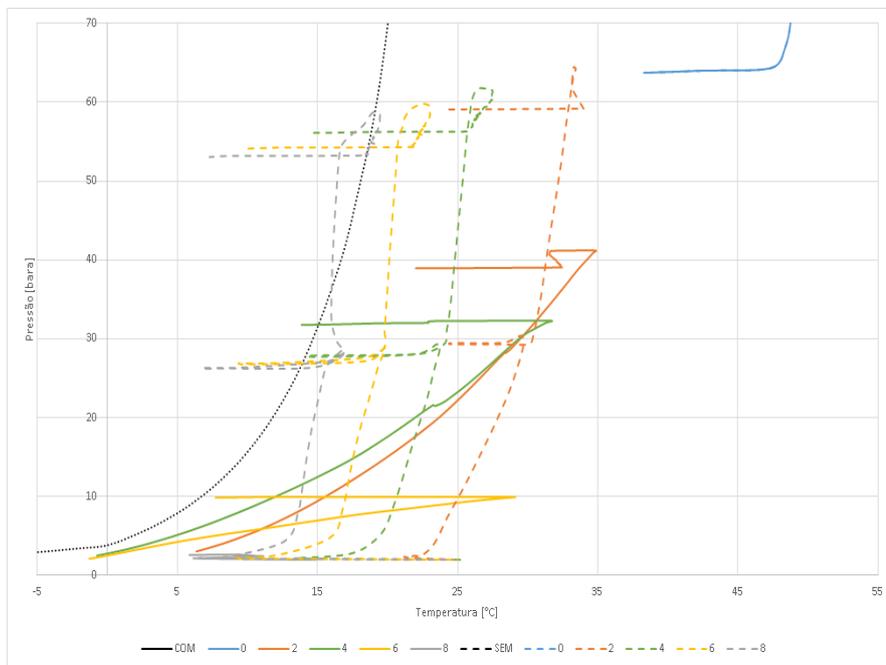


Figura A.27: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

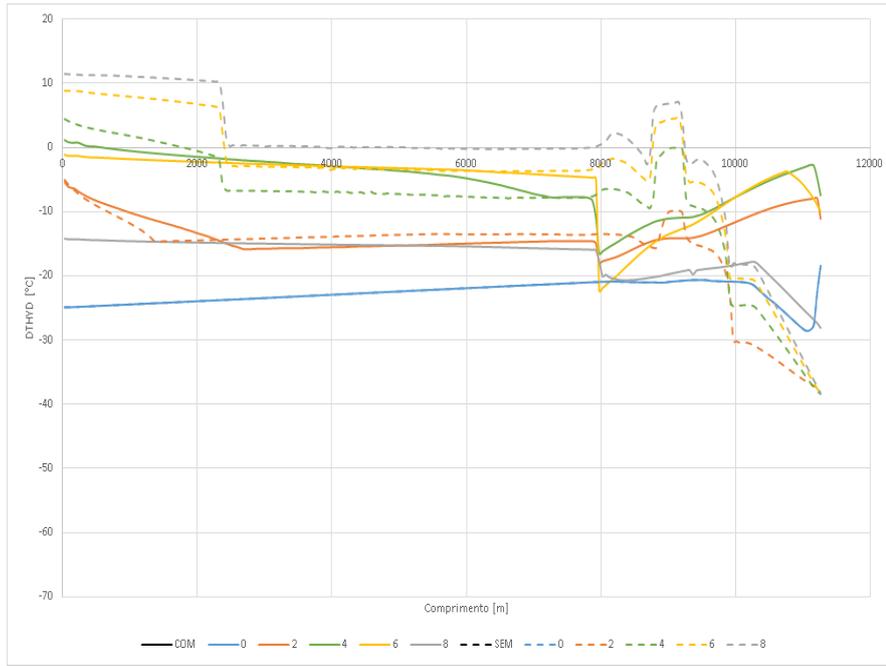


Figura A.28: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. Offset = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

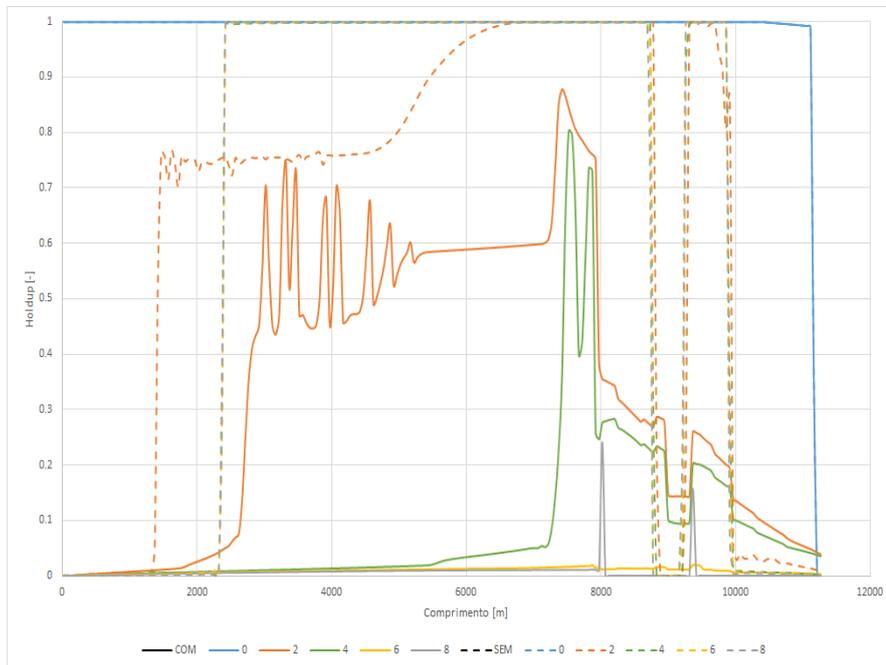


Figura A.29: Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. Offset = 10 km.

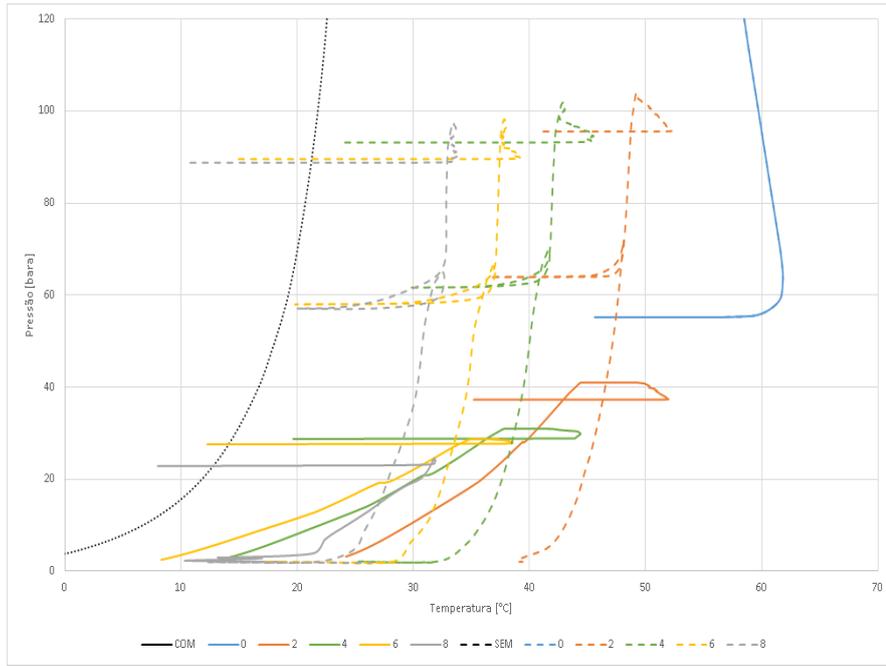


Figura A.30: Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. Offset = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

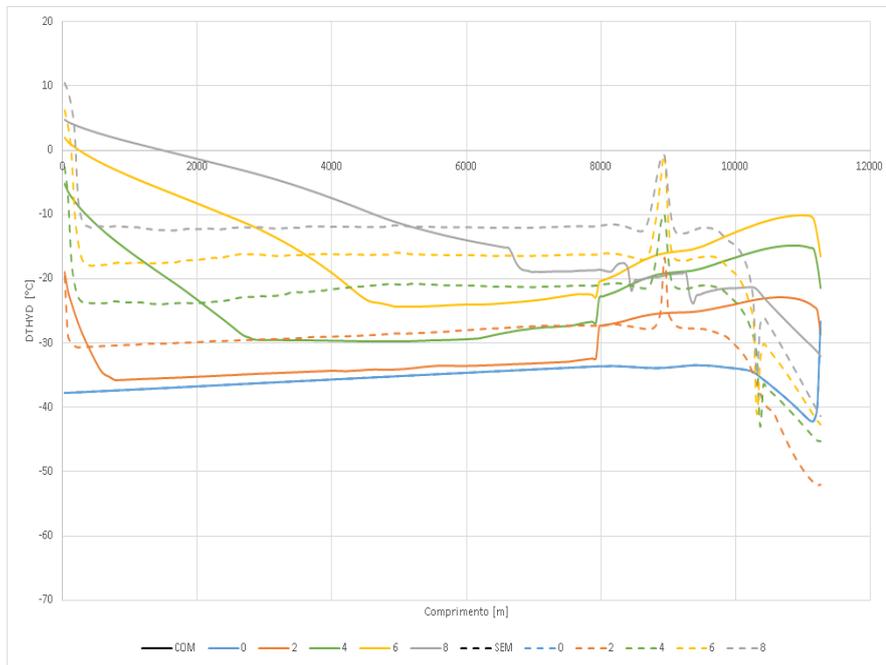


Figura A.31: Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. Offset = 10 km.

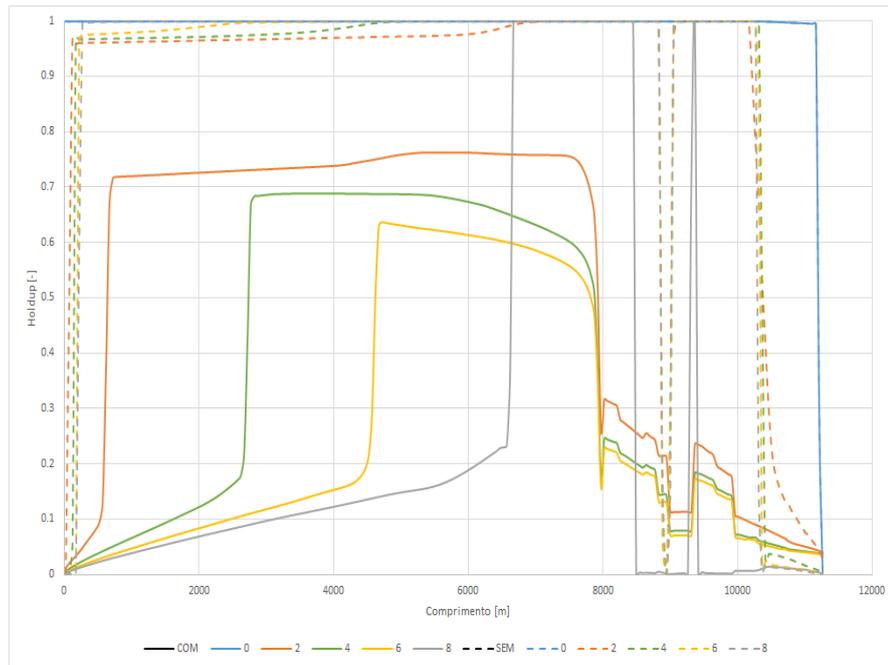


Figura A.32: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

**A.2.2**  
**3000 m**

**A.2.2.1**  
**Ascendente**

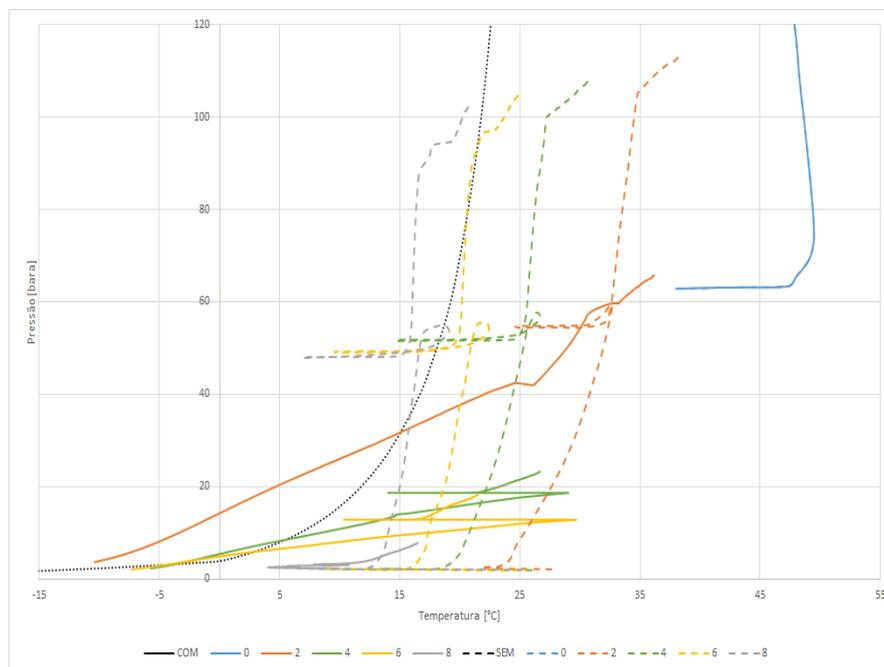


Figura A.33: Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

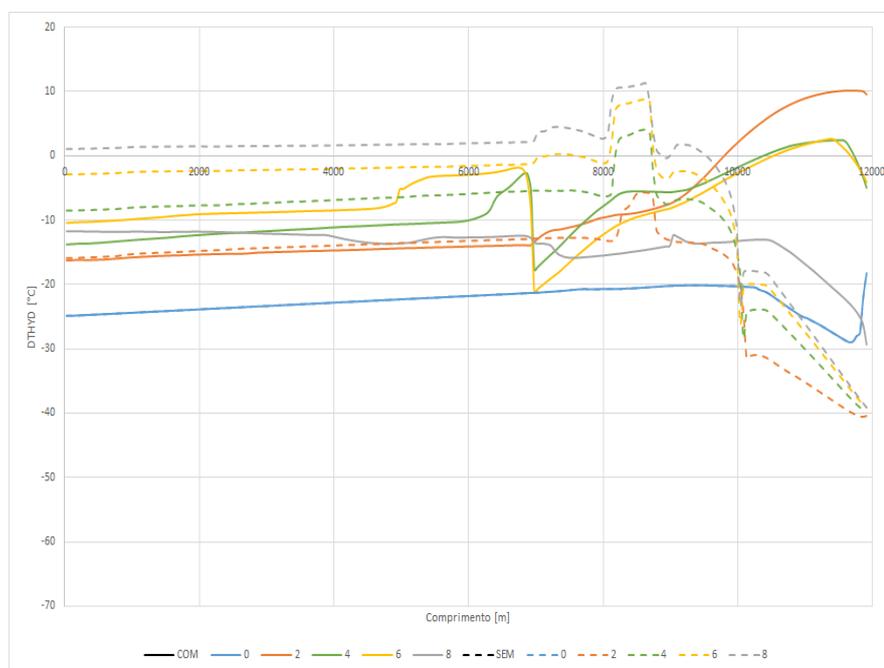


Figura A.34: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

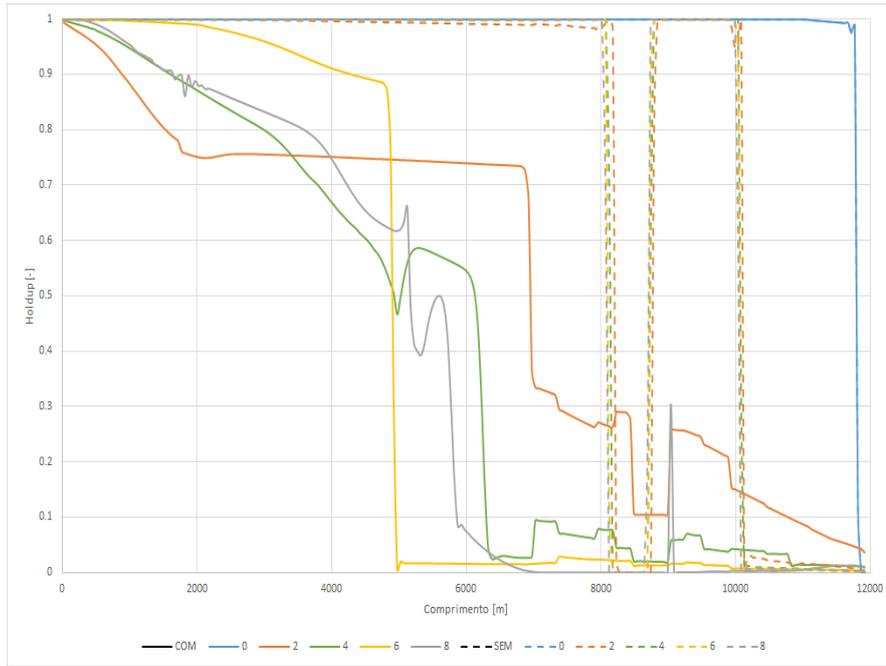


Figura A.35: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 10\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

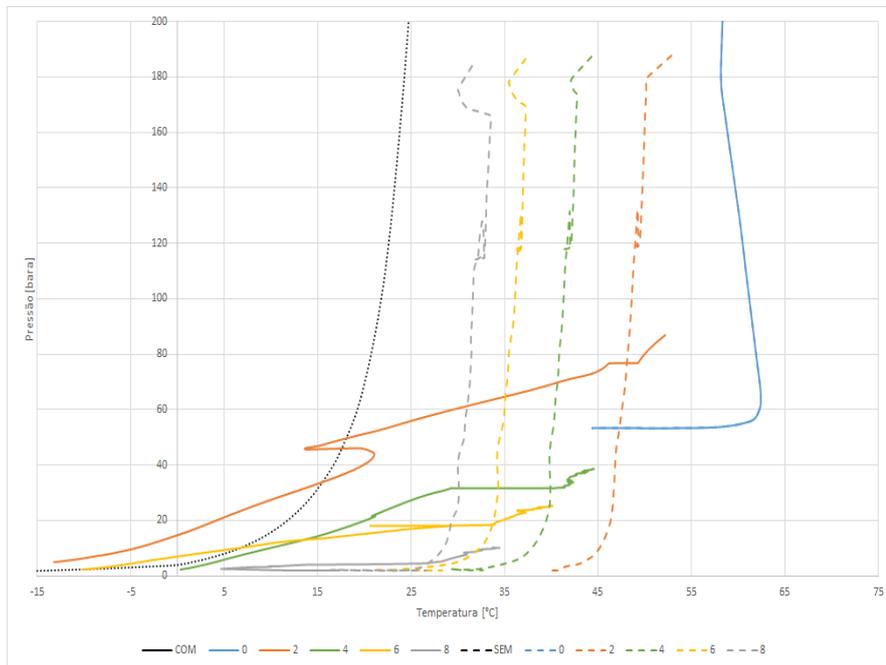


Figura A.36: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

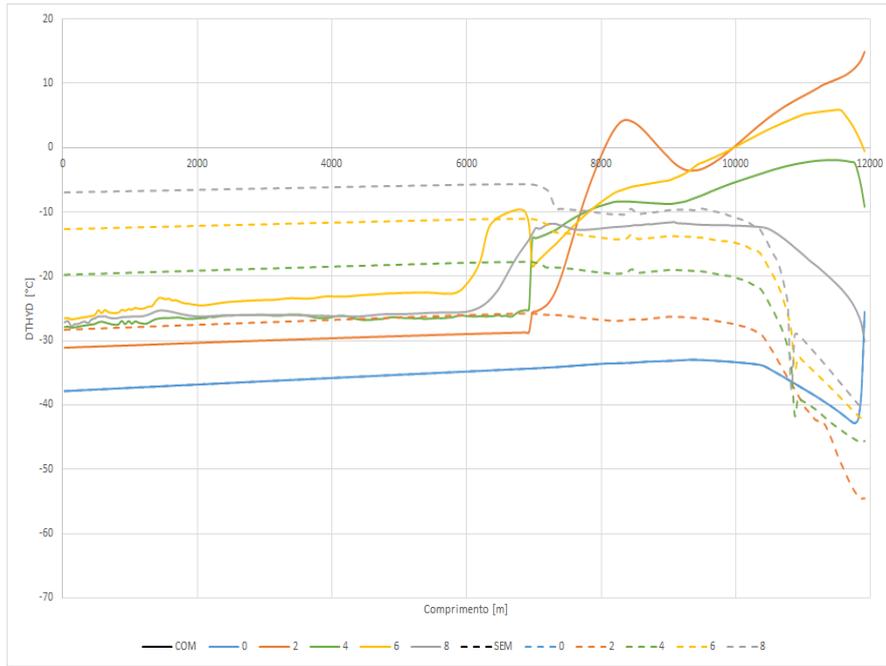


Figura A.37: Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. Offset = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

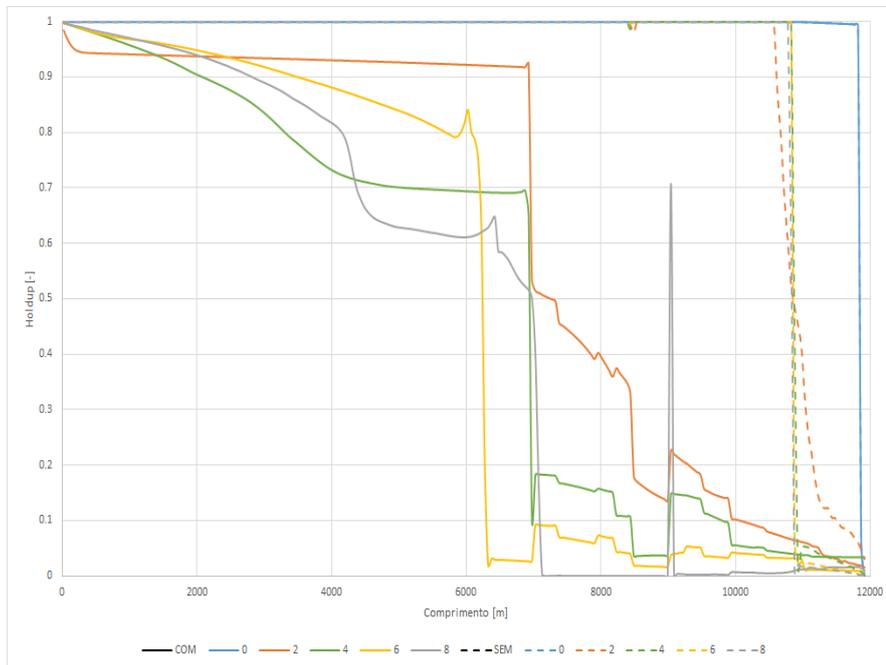


Figura A.38: Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. Offset = 10 km.

**A.2.2.2**  
**Descendente**

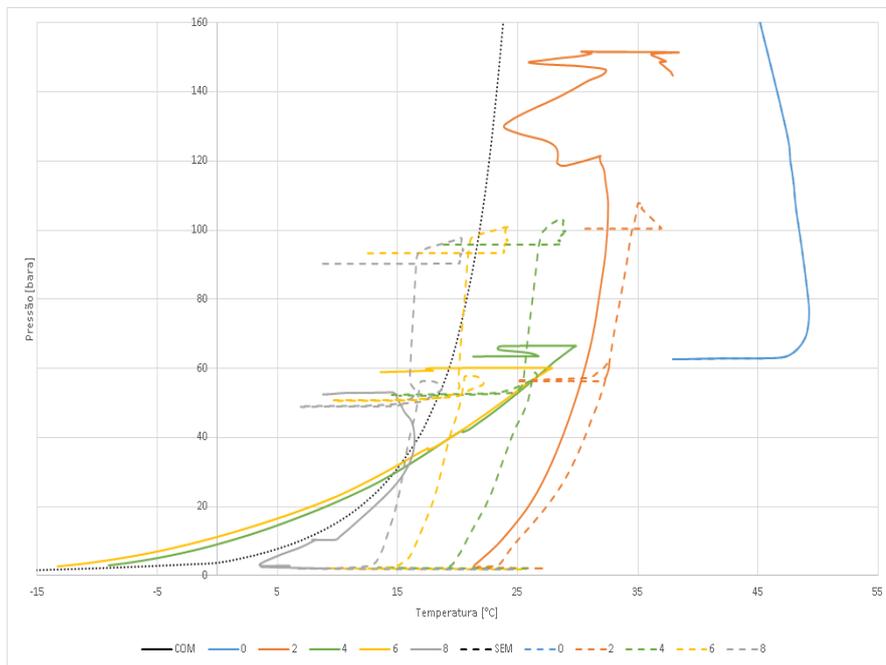


Figura A.39: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

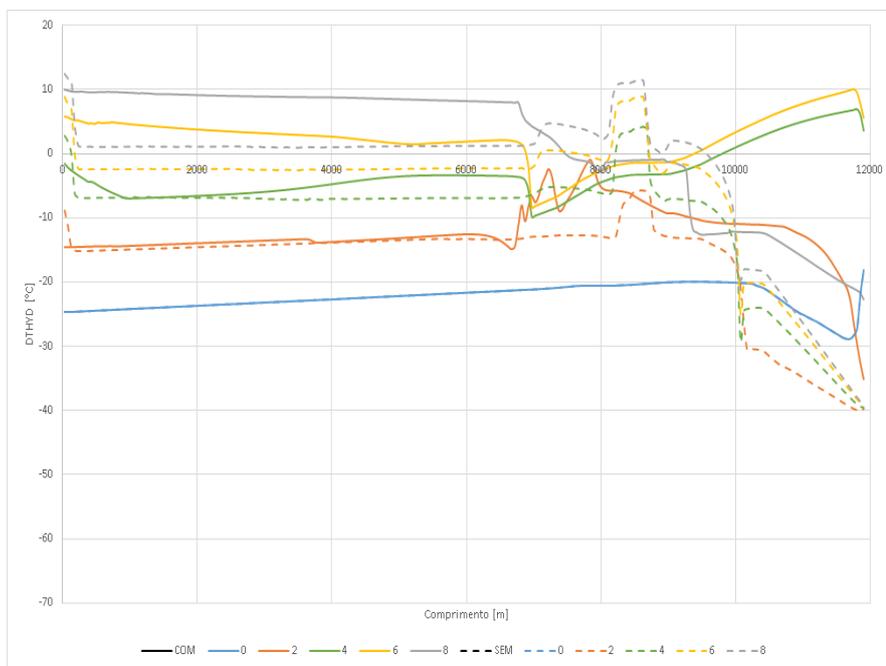


Figura A.40: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

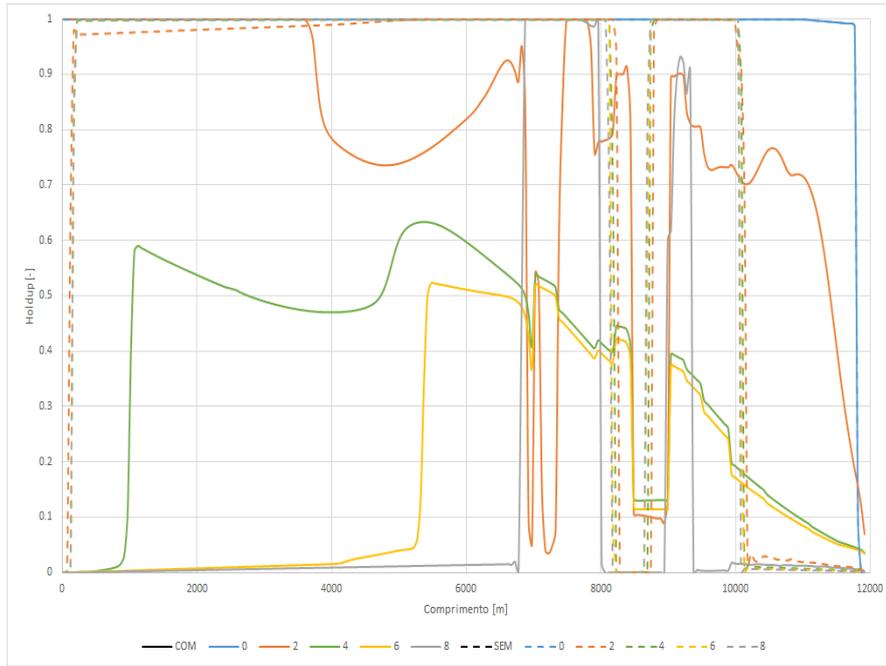


Figura A.41: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

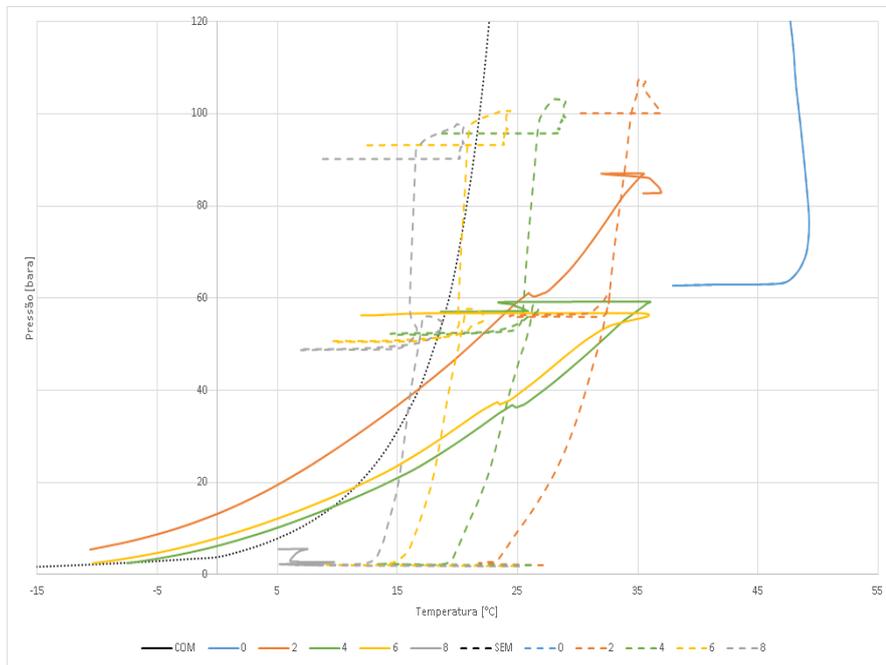


Figura A.42: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

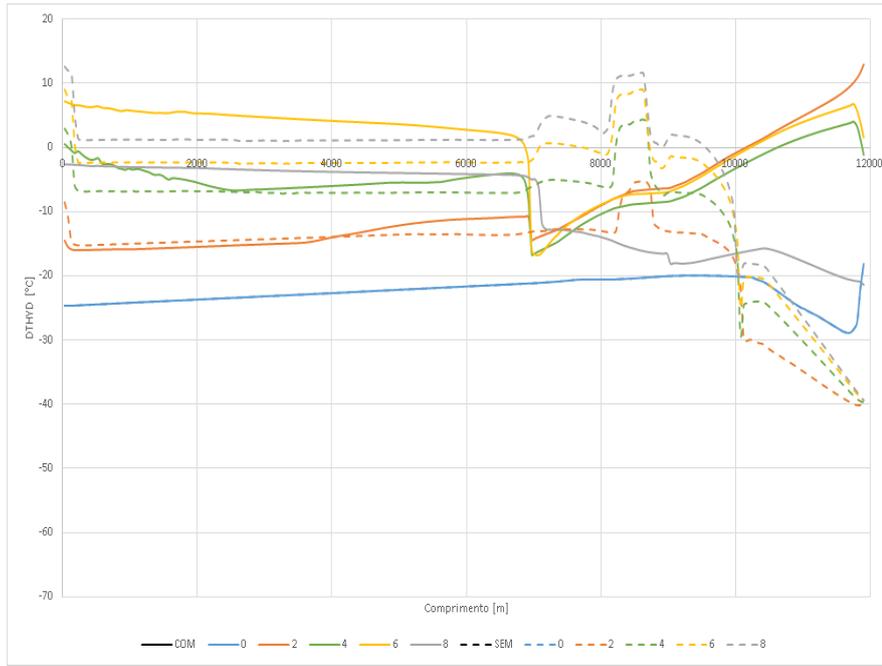


Figura A.43: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

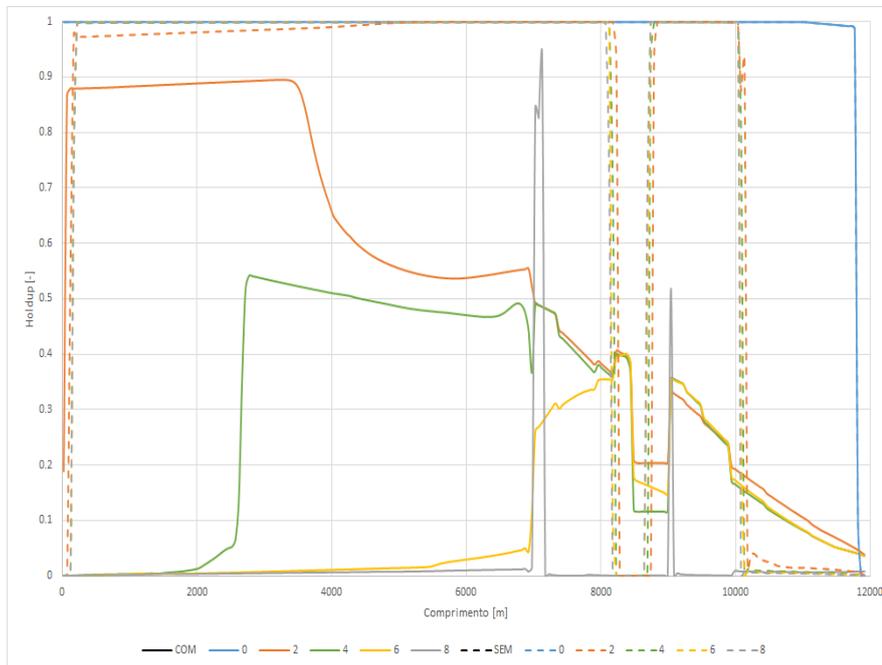


Figura A.44: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 1. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

# A

## Fluido 2 - 8 pol

### A.1

#### 5 km

#### A.1.1

##### 2000 m

##### A.1.1.1

###### Ascendente

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

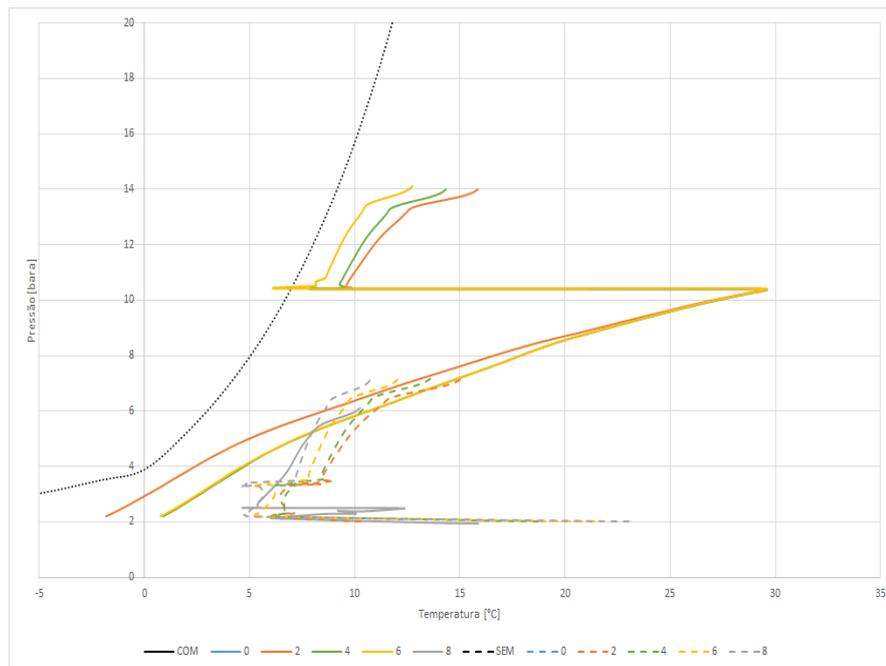


Figura A.1: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

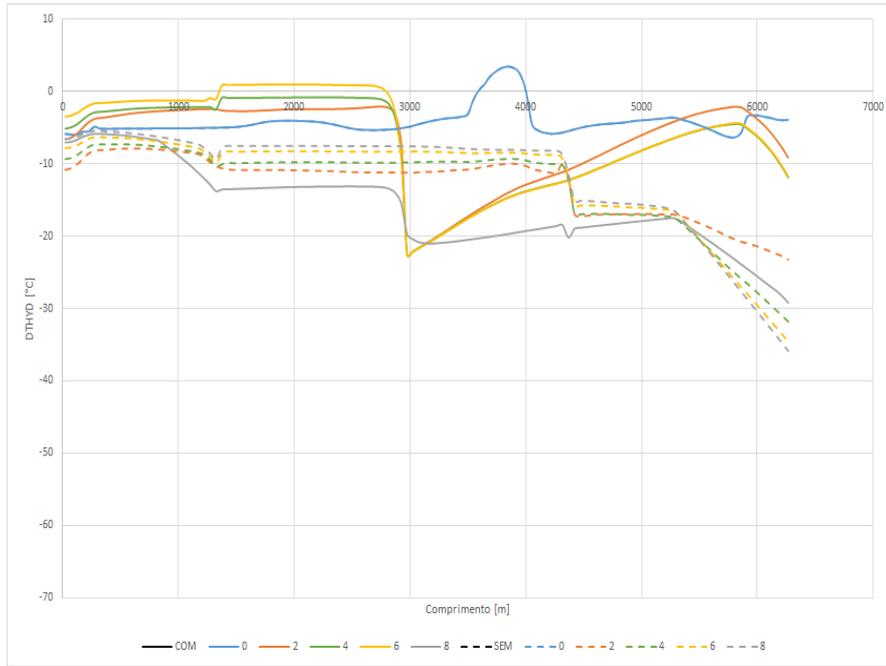


Figura A.2: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. Offset = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

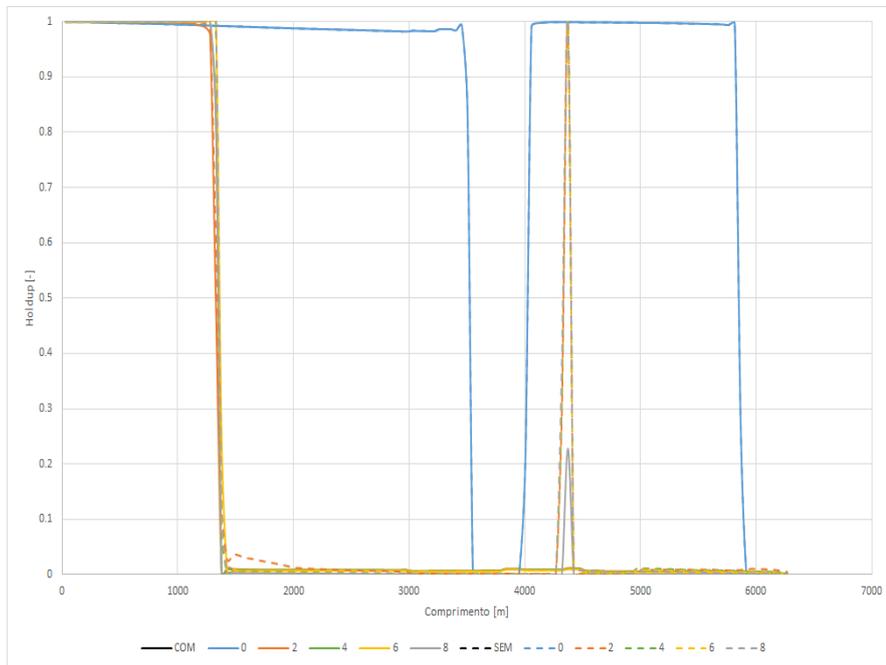


Figura A.3: Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. Offset = 5 km.

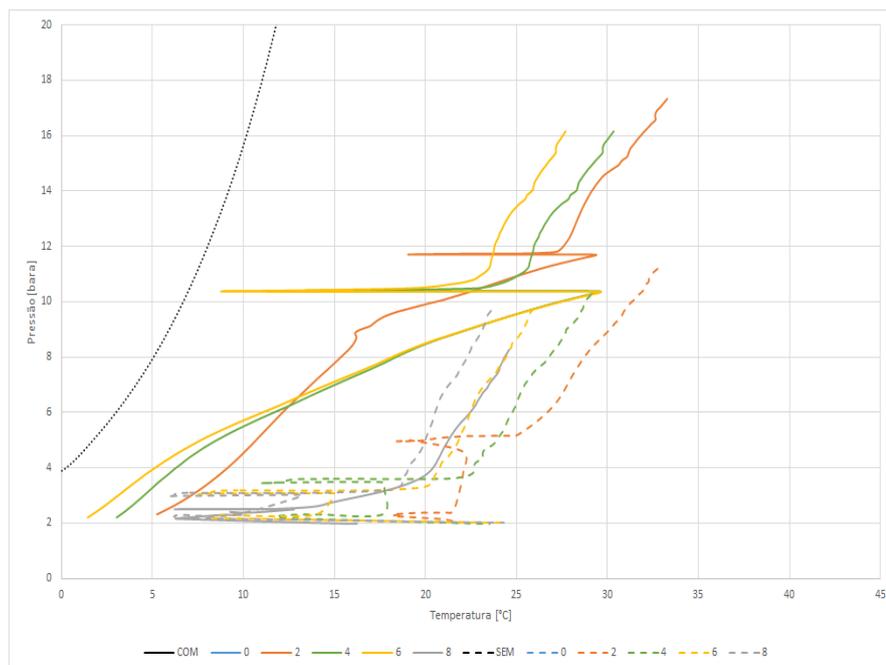


Figura A.4: Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. Offset = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

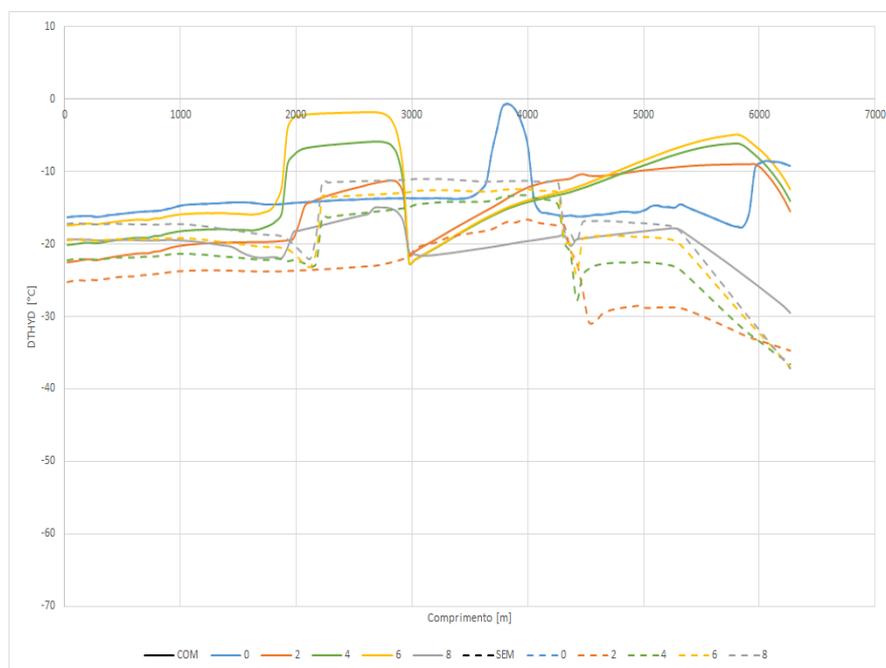


Figura A.5: Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. Offset = 5 km.

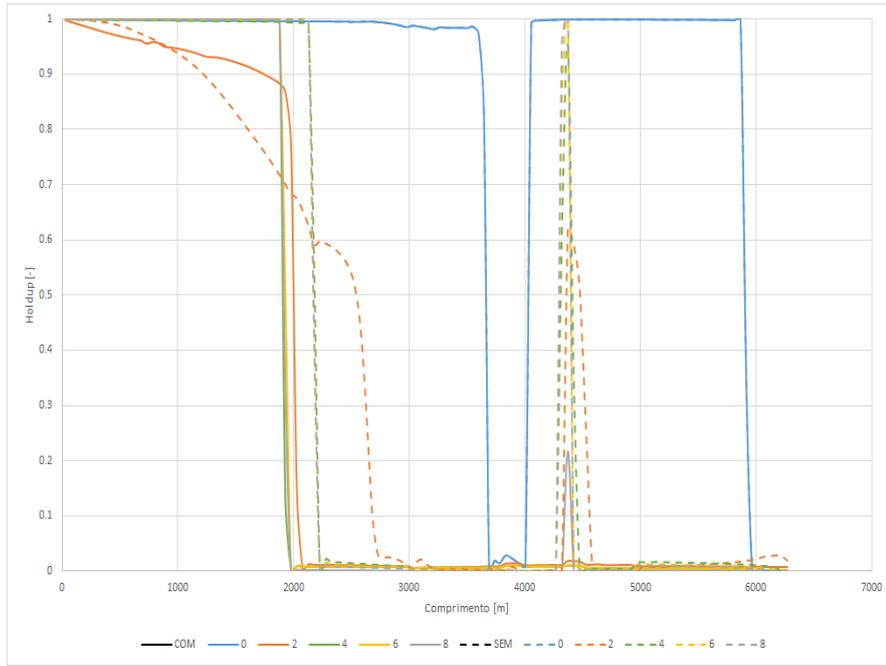


Figura A.6: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol.  $Offset = 5$  km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

### A.1.1.2 Descendente

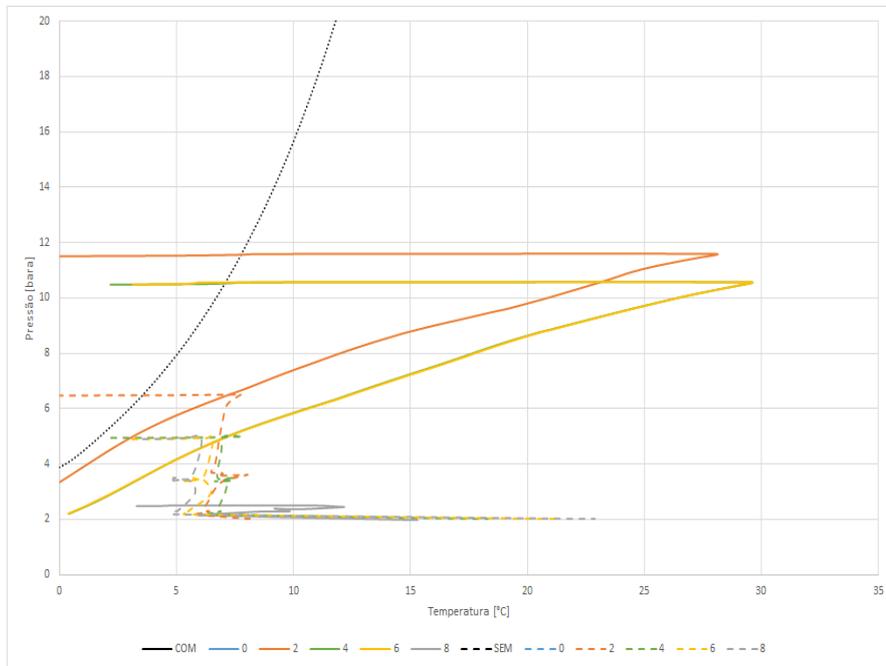


Figura A.7: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol.  $Offset = 5$  km.

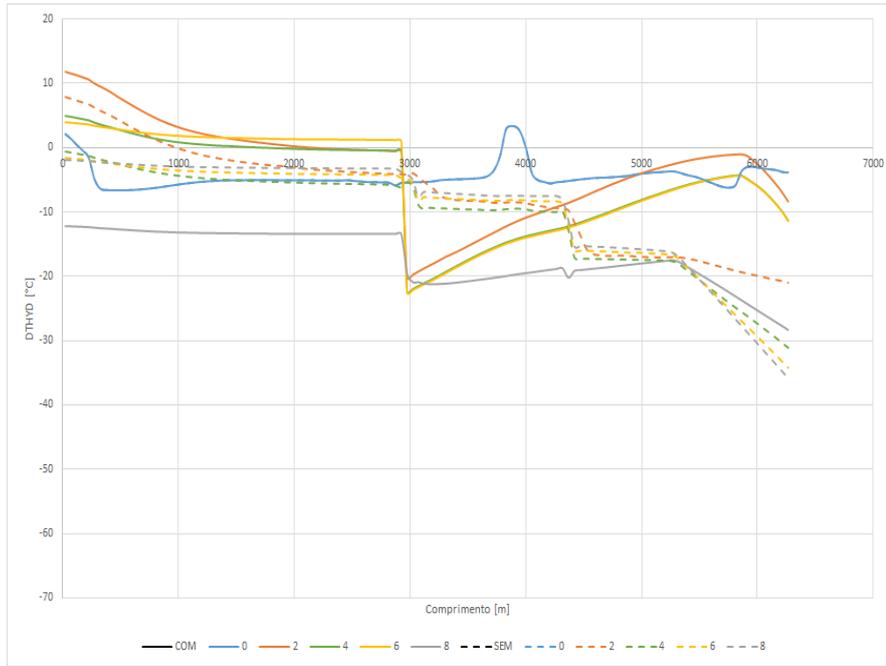


Figura A.8: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. Offset = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

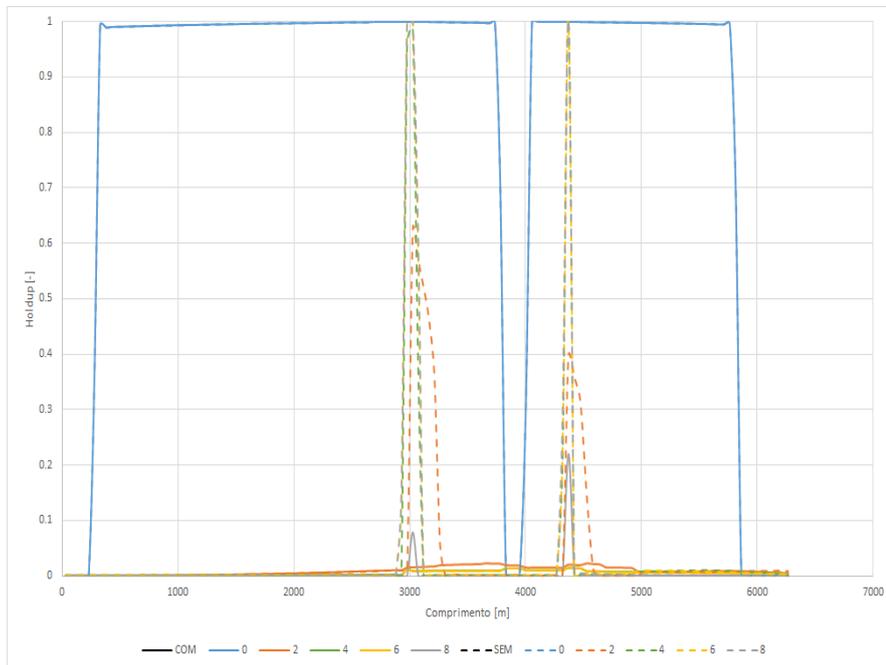


Figura A.9: Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. Offset = 5 km.

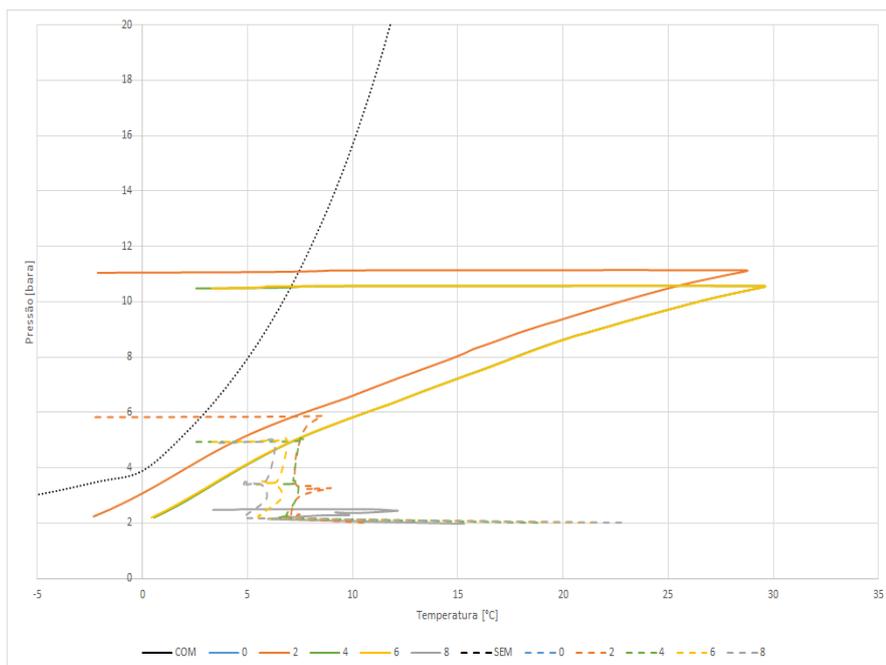


Figura A.10: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

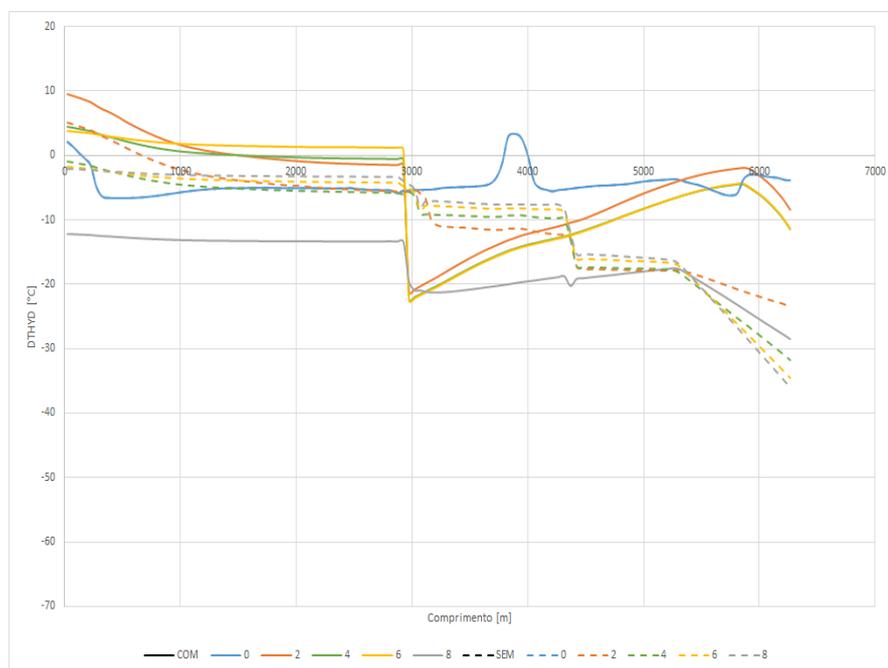


Figura A.11: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

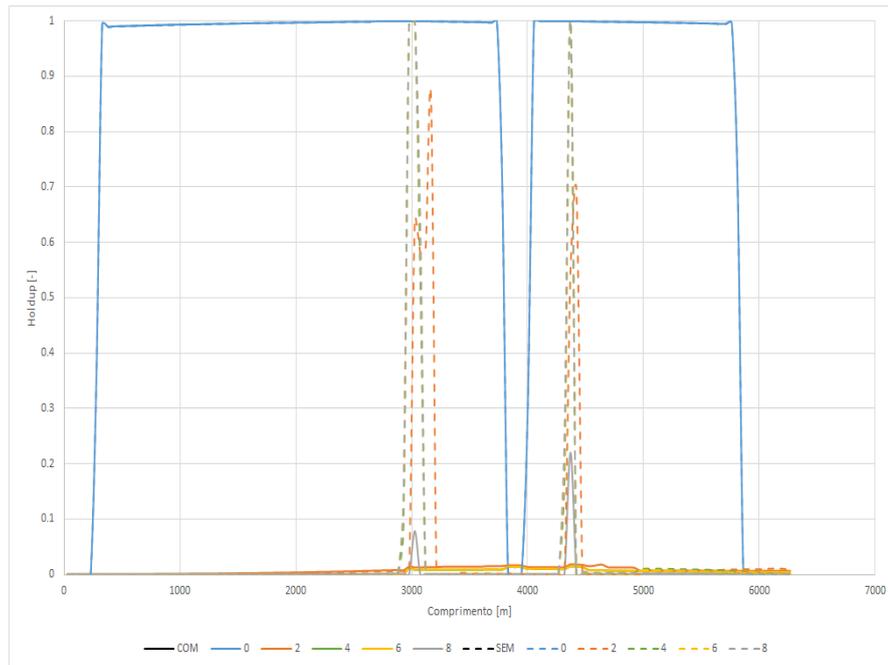


Figura A.12: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

**A.1.2**  
**3000 m**

**A.1.2.1**  
**Ascendente**

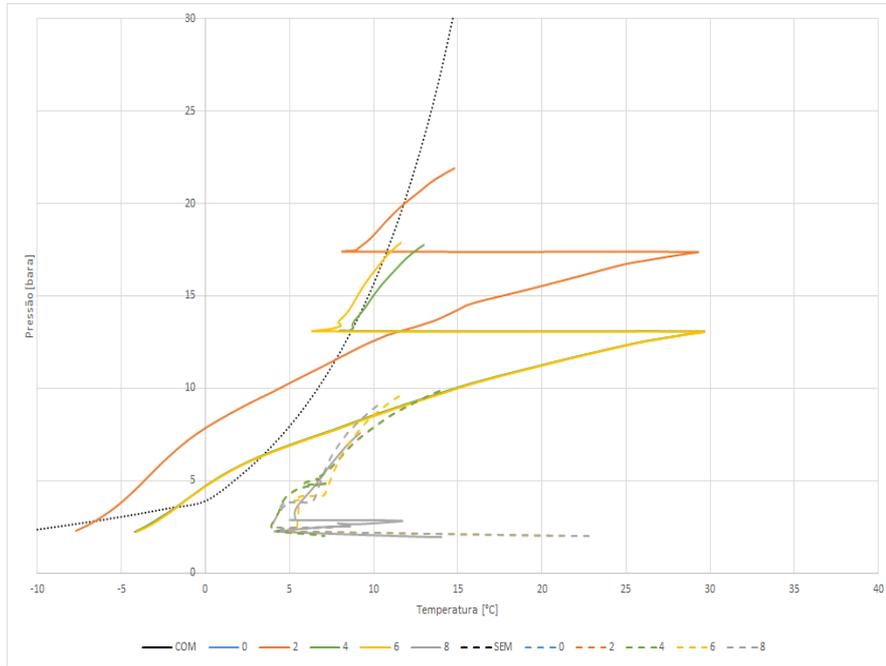


Figura A.13: Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

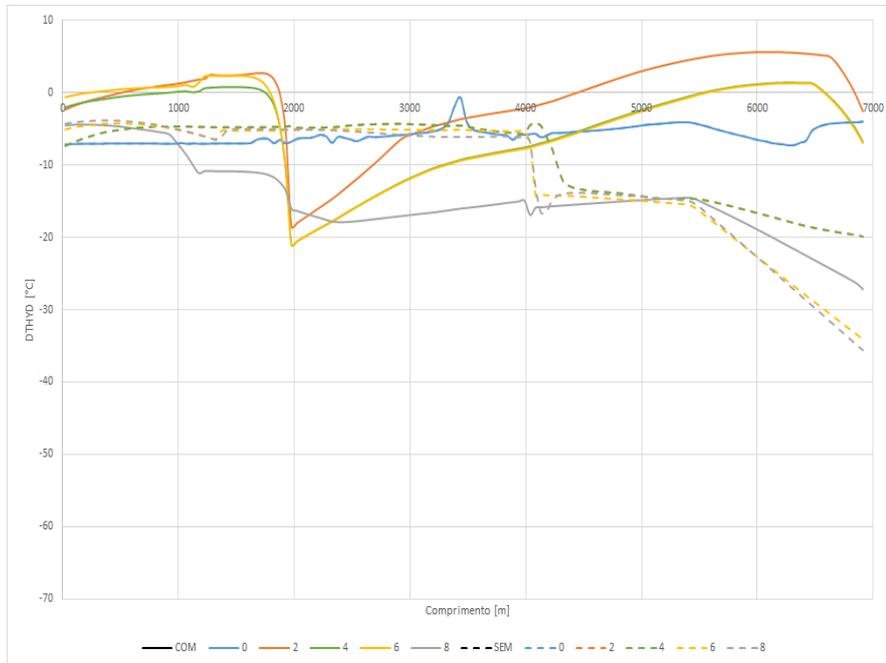


Figura A.14: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

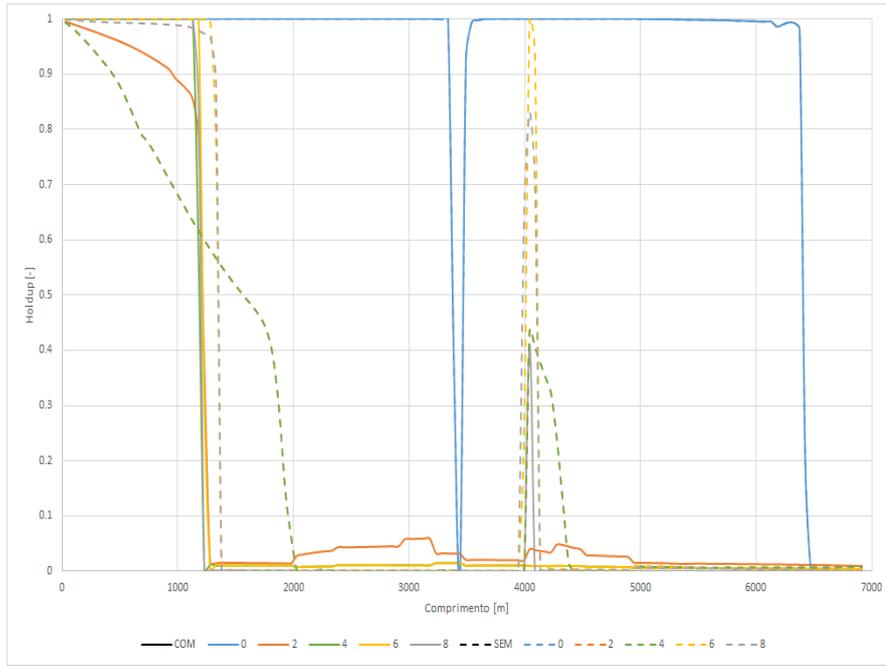


Figura A.15: Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. Offset = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

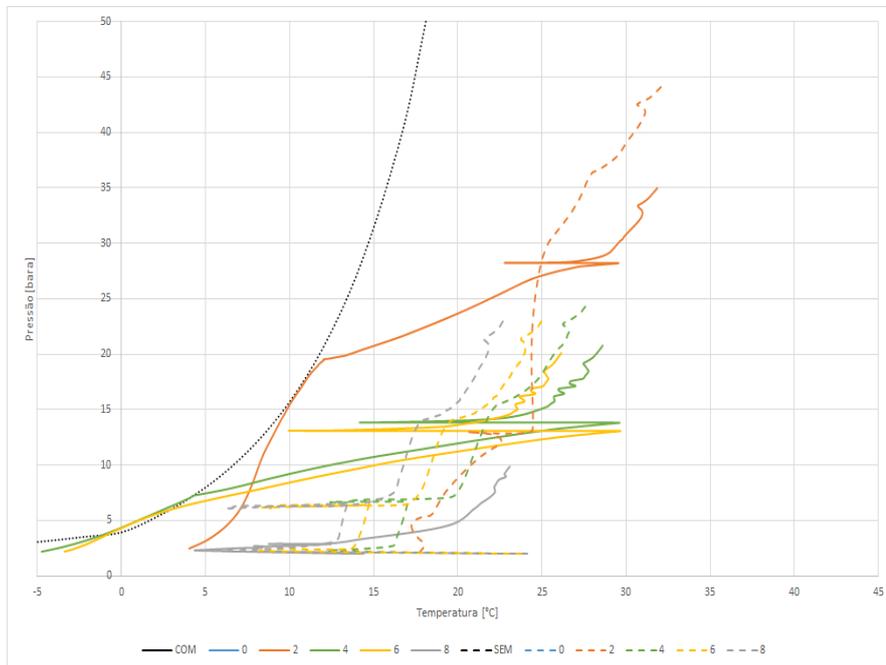


Figura A.16: Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. Offset = 5 km.

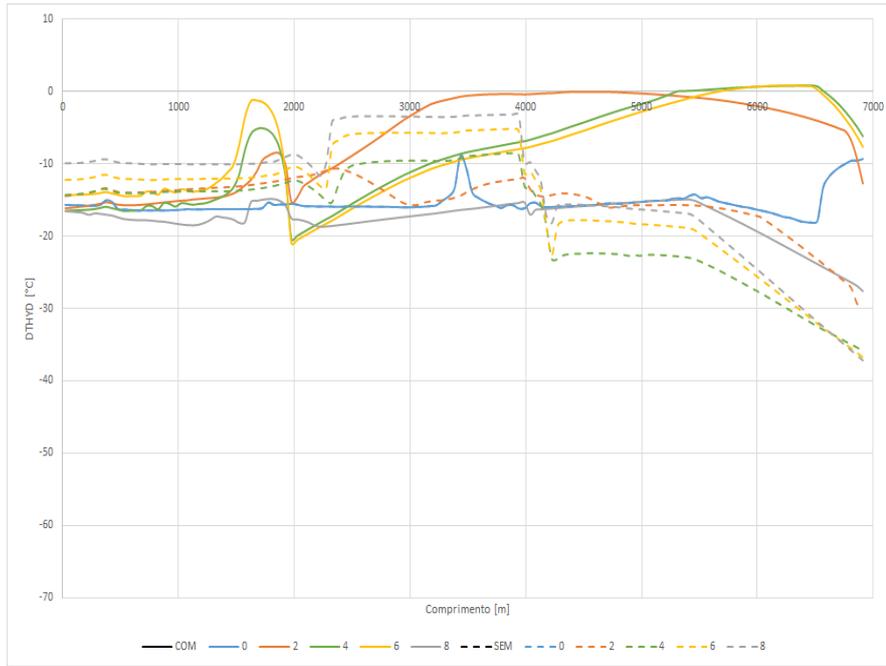


Figura A.17: Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. Offset = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

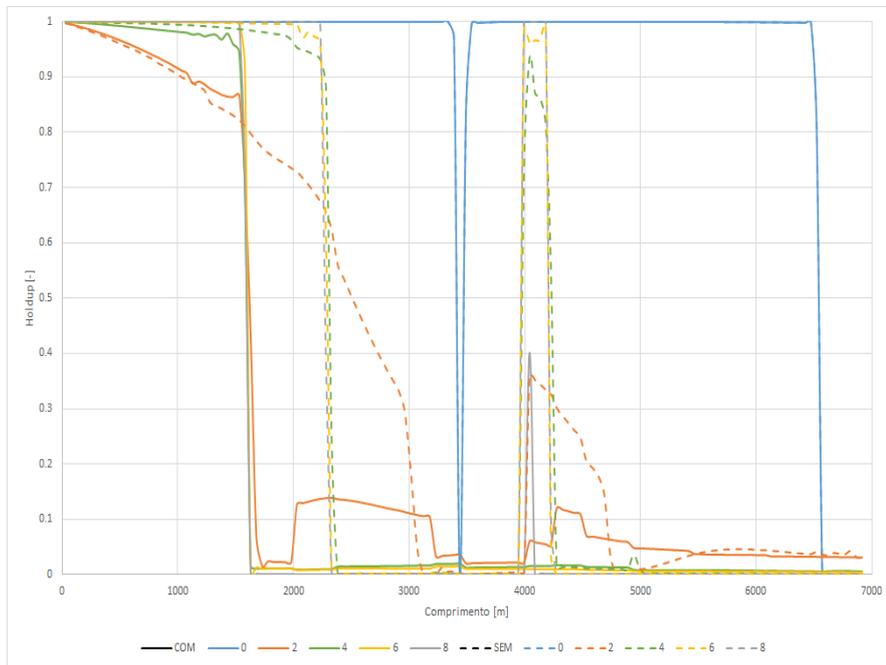


Figura A.18: Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. Offset = 5 km.

**A.1.2.2**  
**Descendente**

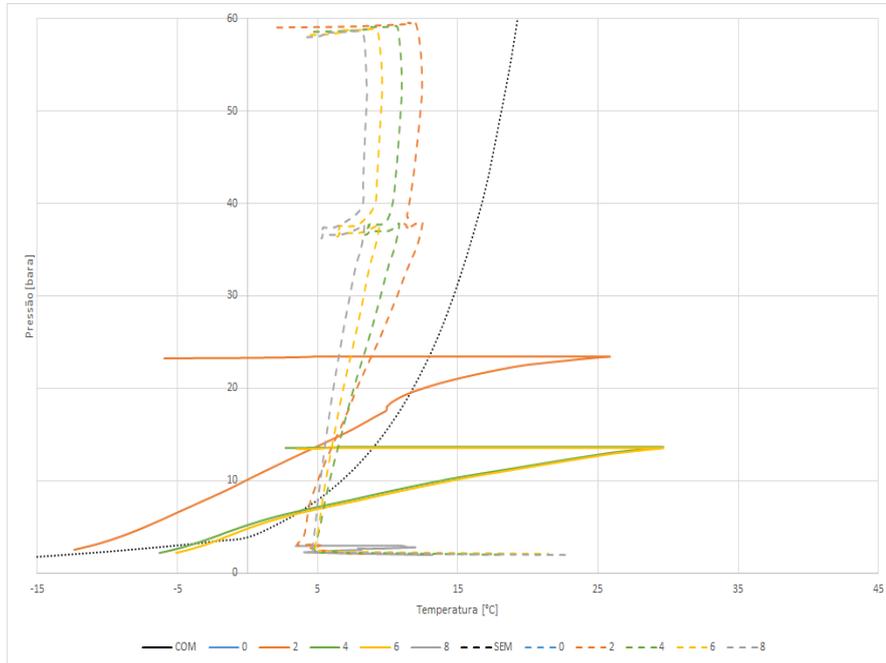


Figura A.19: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

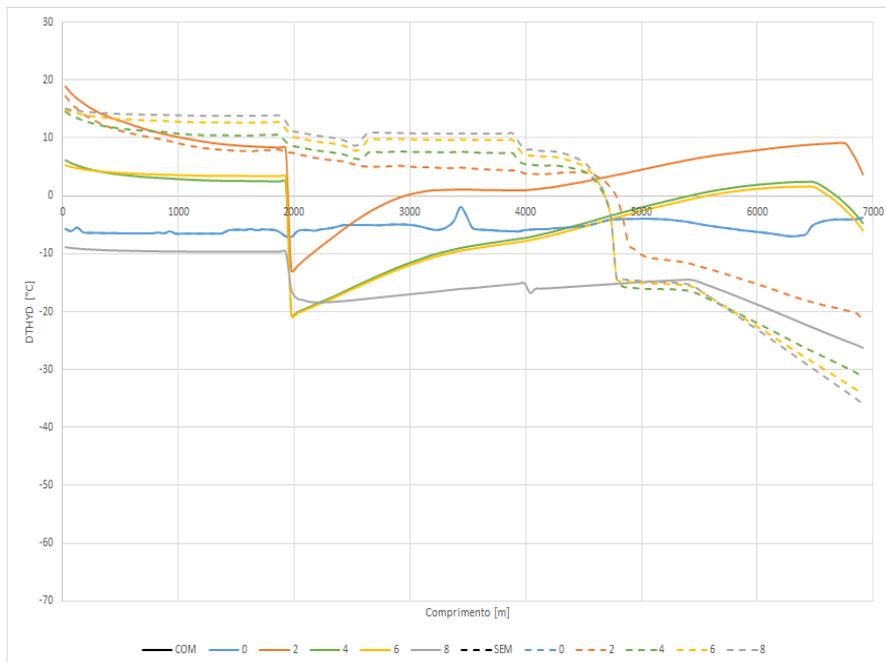


Figura A.20: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

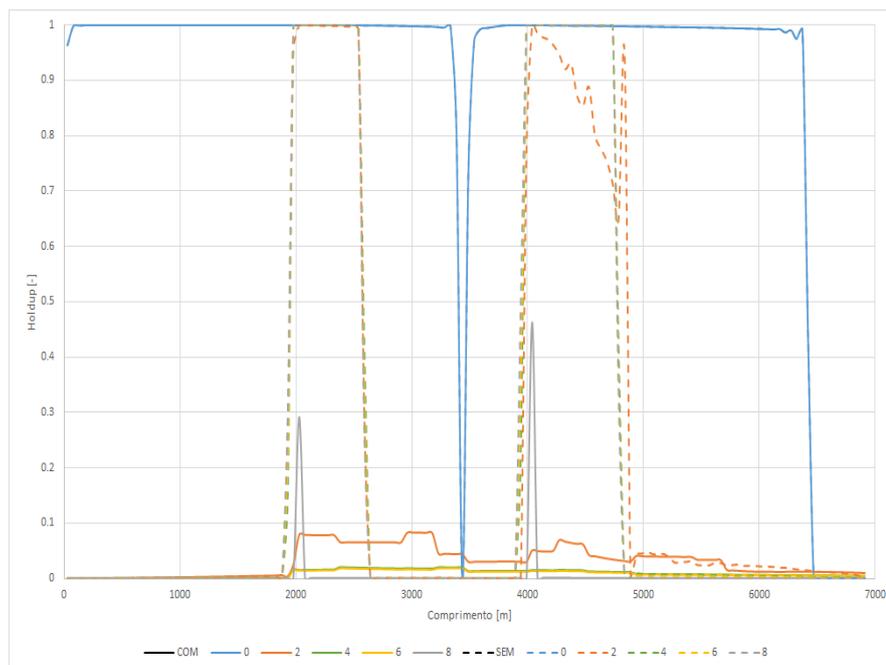


Figura A.21: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

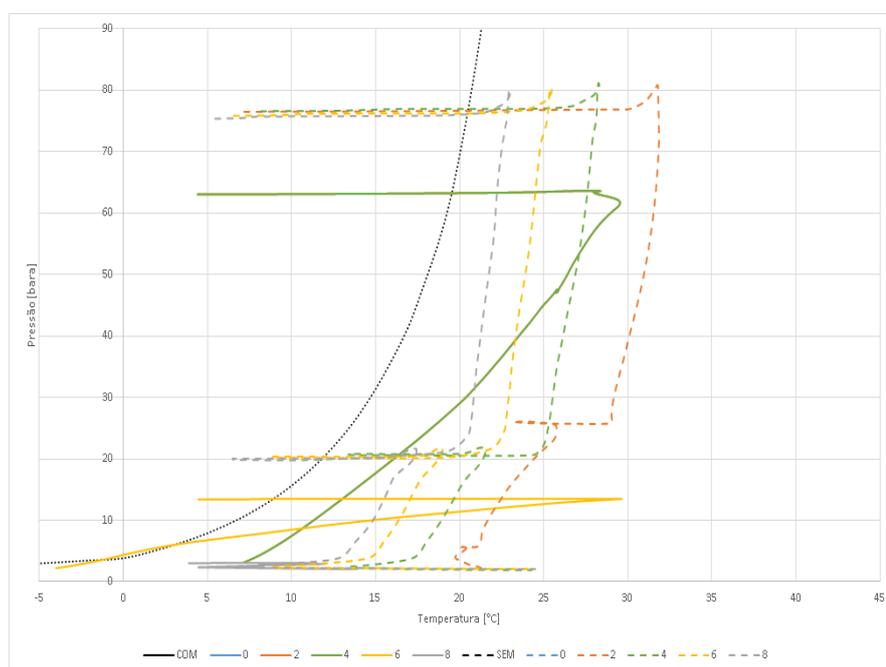


Figura A.22: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

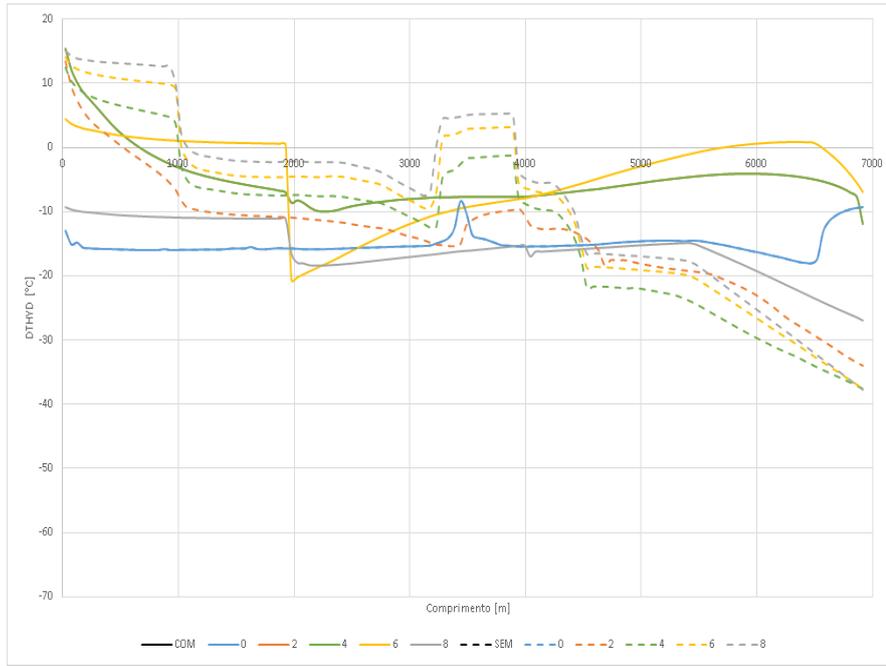


Figura A.23: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

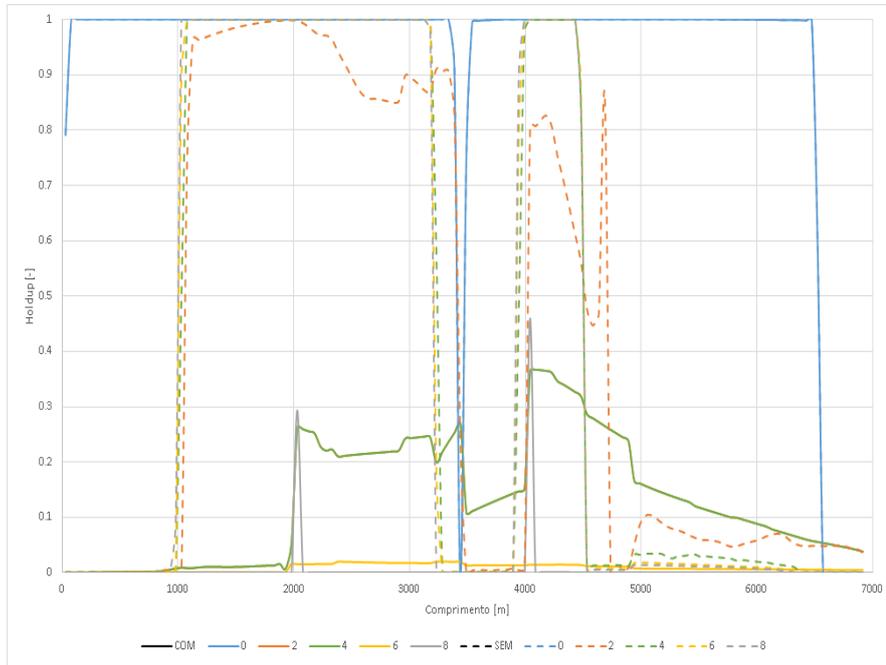


Figura A.24: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 5 km.

**A.2**  
**10 km**

**A.2.1**  
**2000 m**

**A.2.1.1**  
**Ascendente**

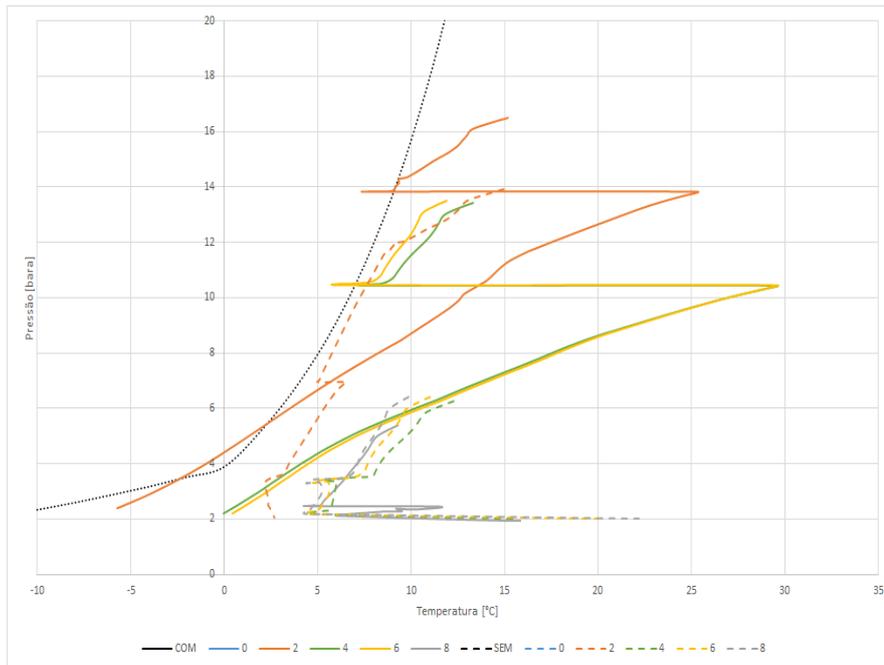


Figura A.25: Perfil termo-hidráulico. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

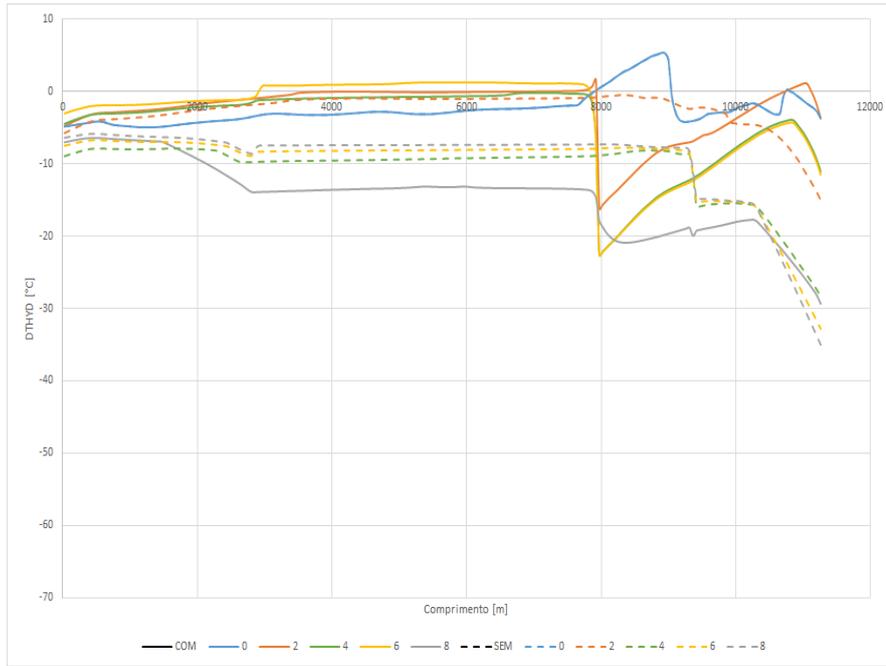


Figura A.26: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. Offset = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

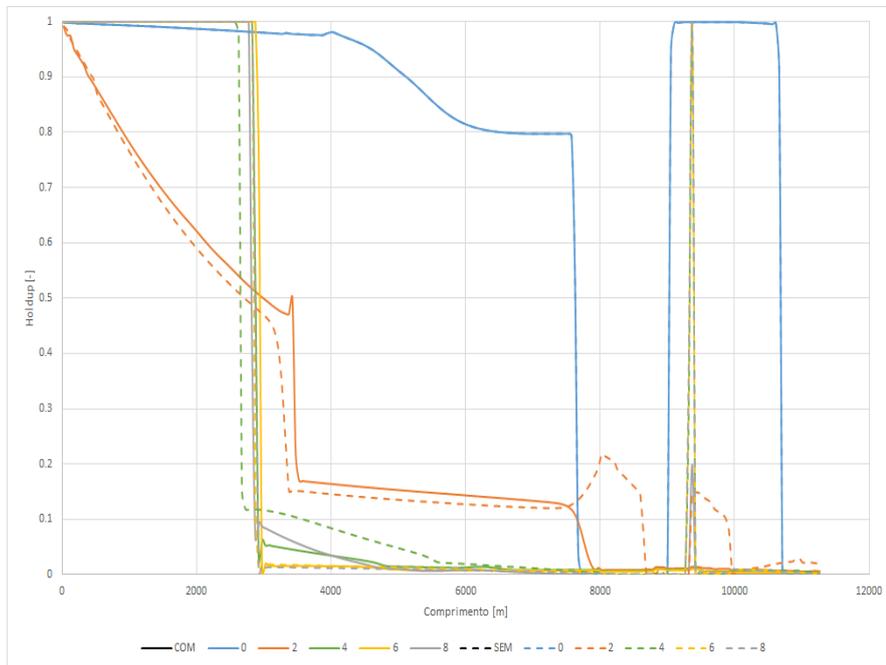


Figura A.27: Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. Offset = 10 km.

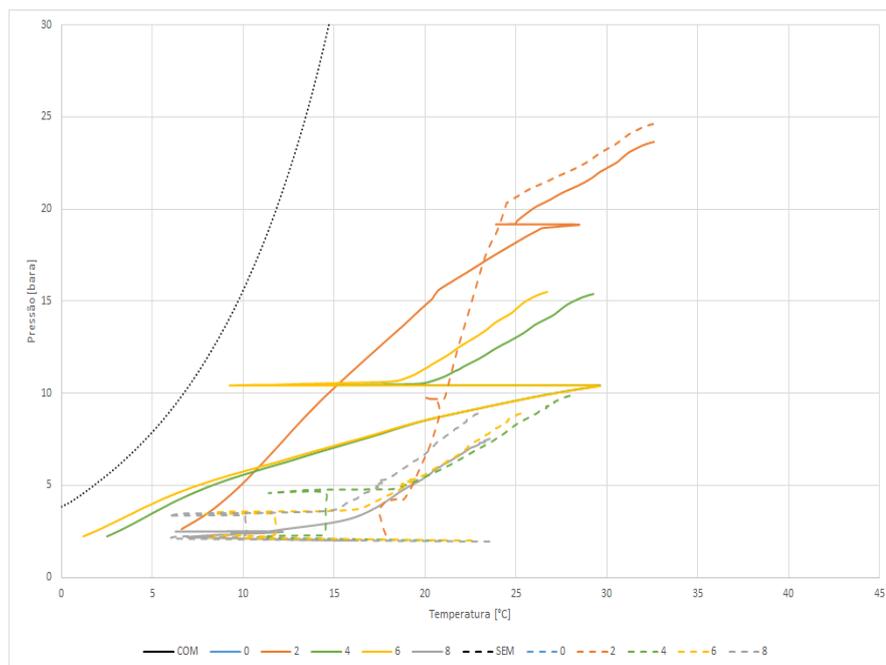


Figura A.28: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

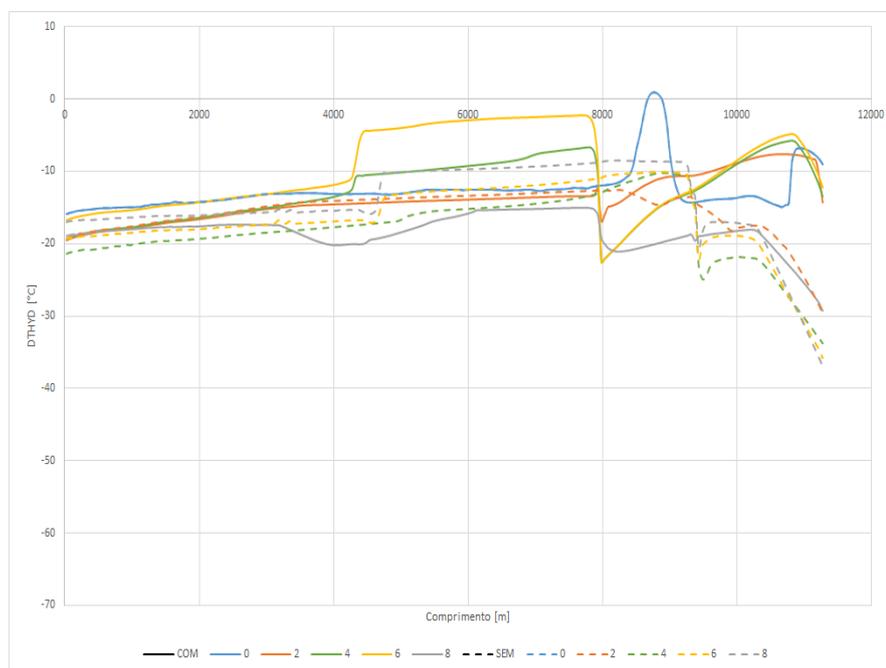


Figura A.29: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

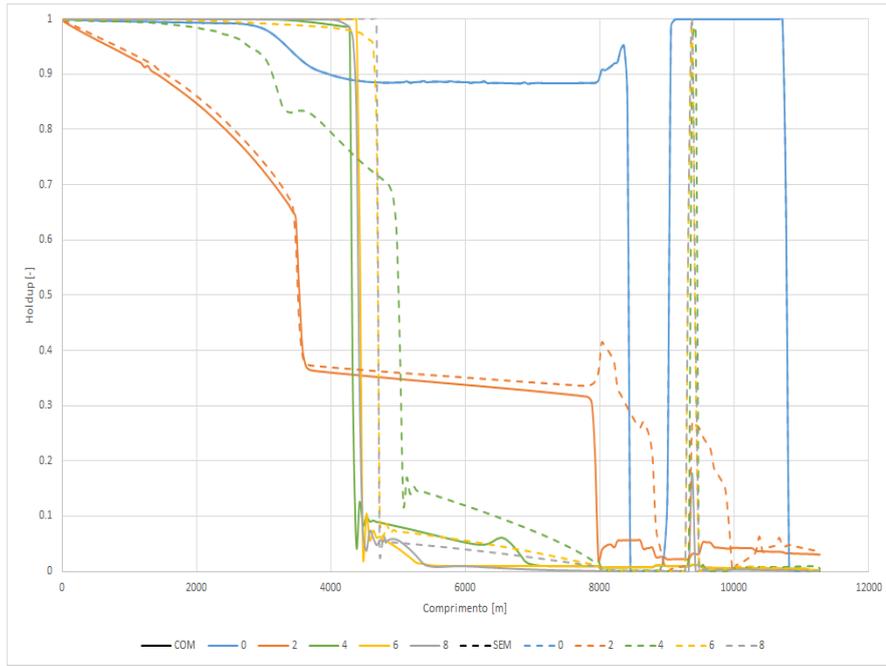


Figura A.30: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Ascendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

### A.2.1.2 Descendente

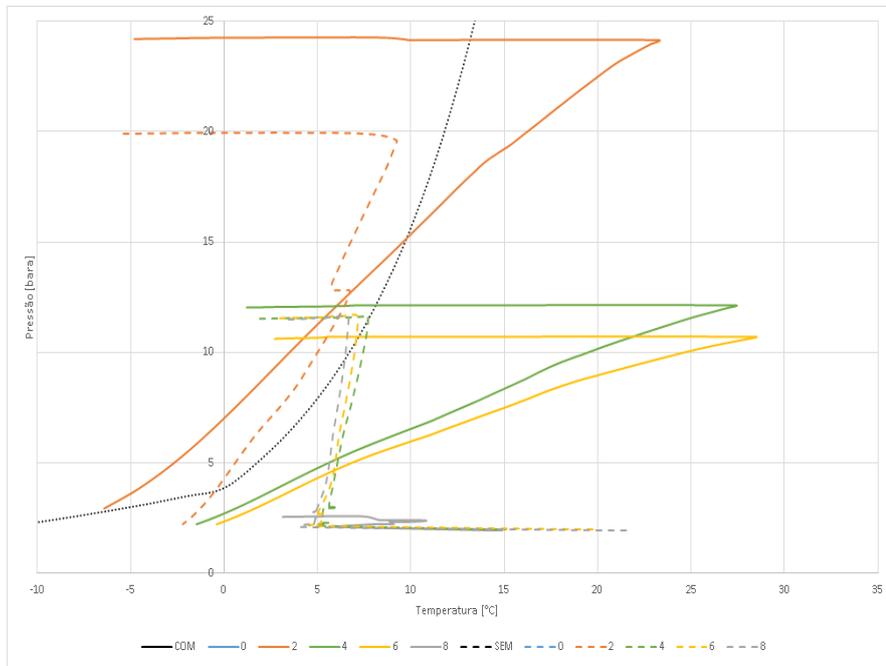


Figura A.31: Perfil termo-hidráulico.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

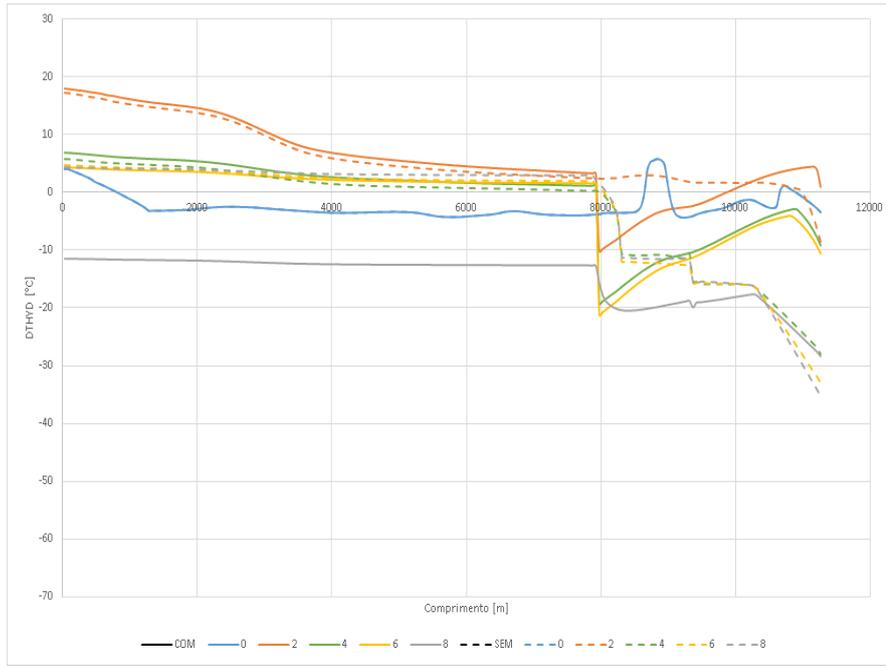


Figura A.32: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. Offset = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

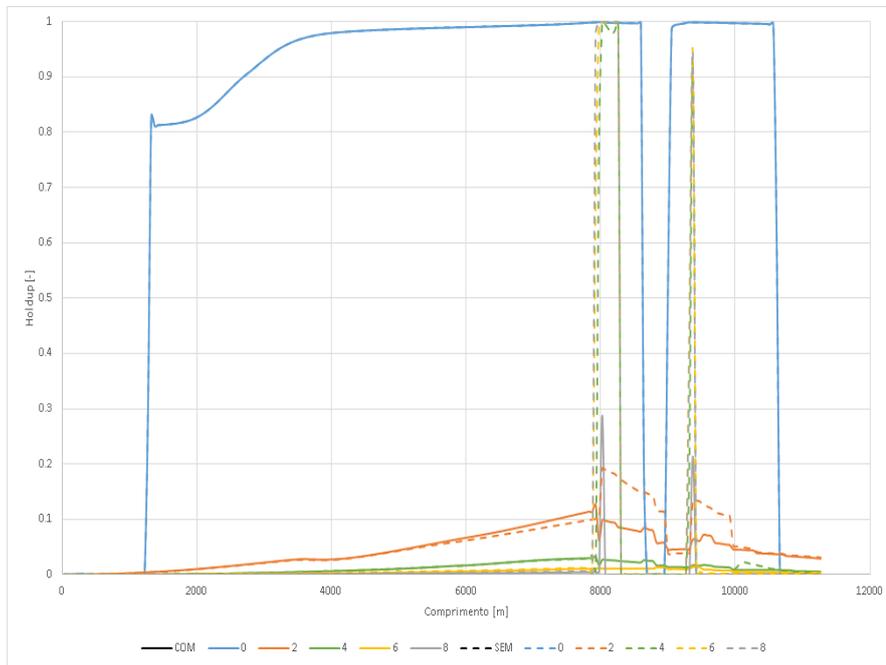


Figura A.33: Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. Offset = 10 km.

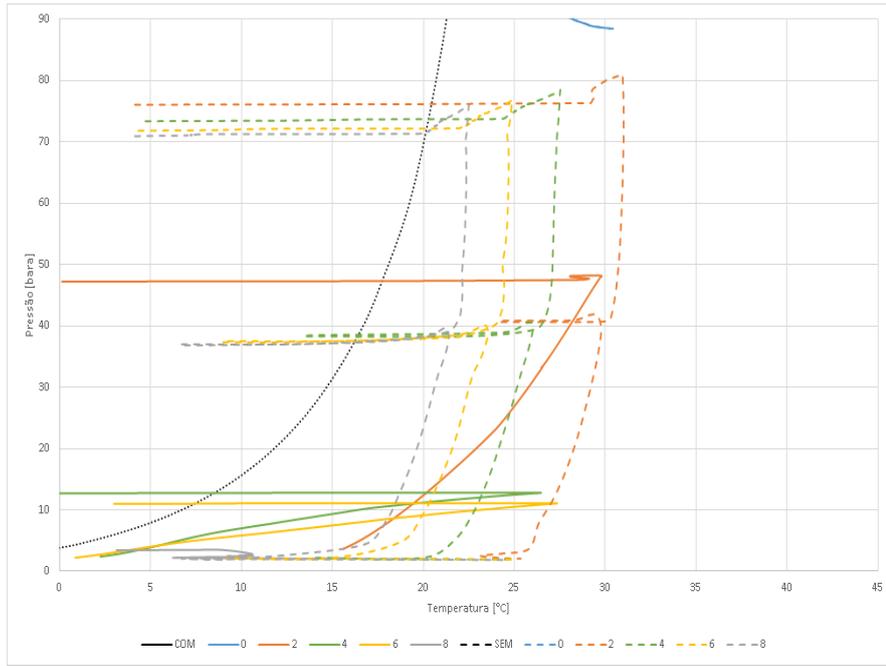


Figura A.34: Perfil termo-hidráulico. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. Offset = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

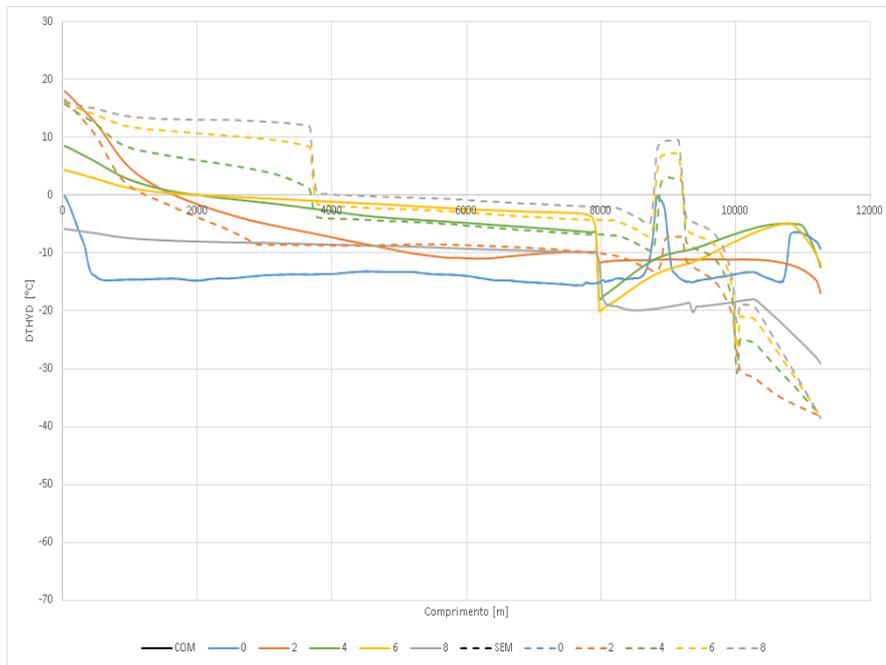


Figura A.35: Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. Offset = 10 km.

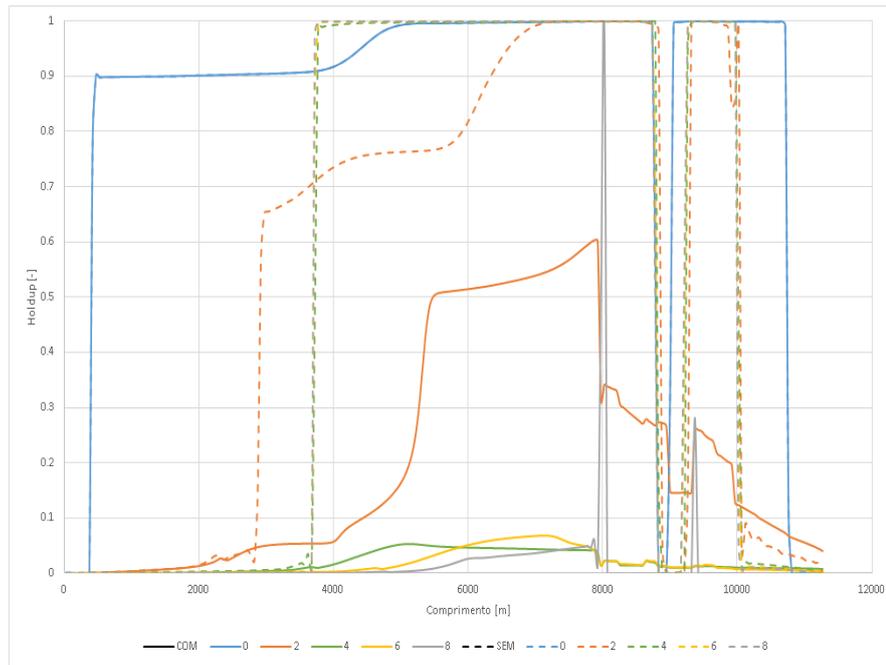


Figura A.36: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 70\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 2000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

**A.2.2**  
**3000 m**

**A.2.2.1**  
**Ascendente**

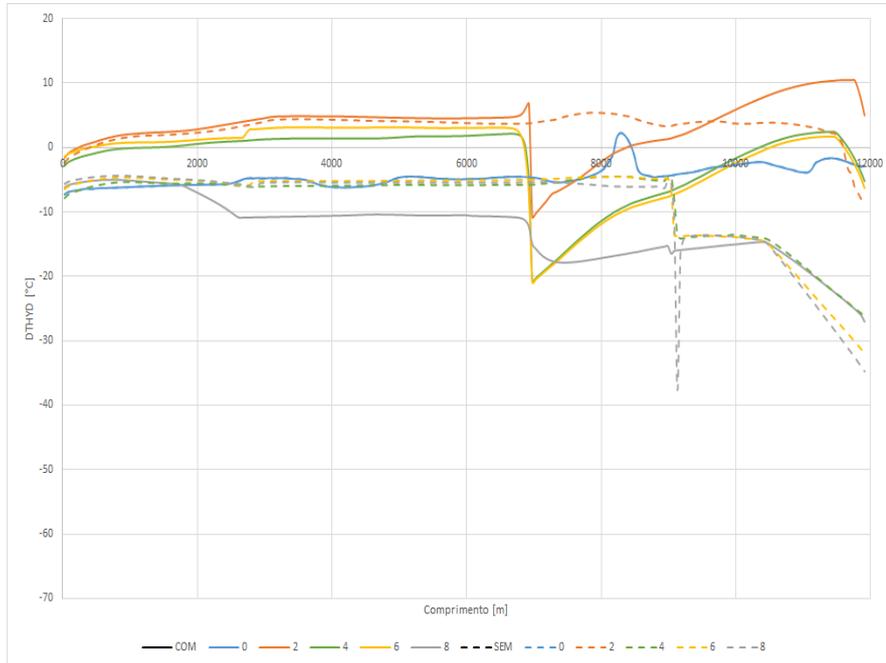


Figura A.37: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

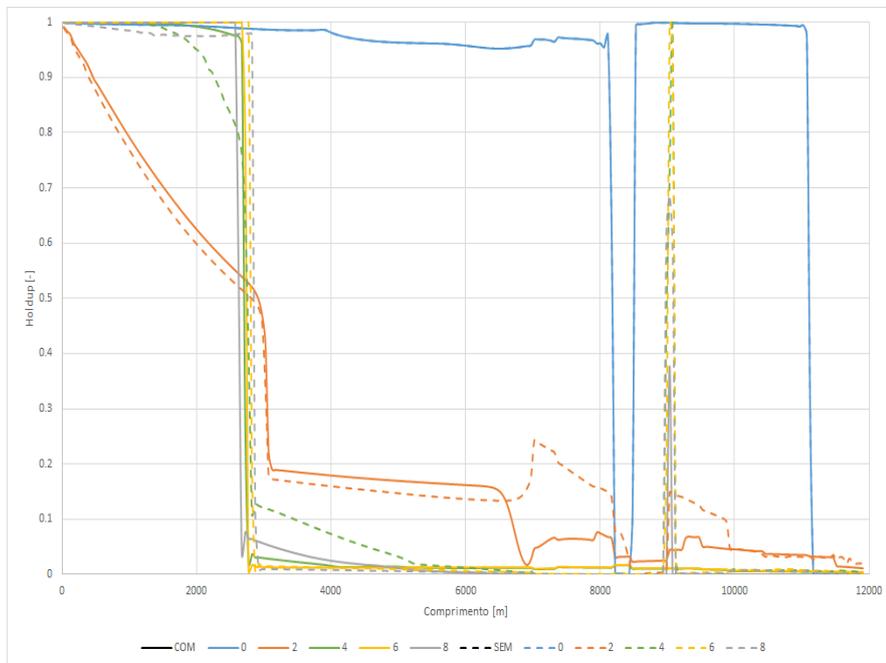


Figura A.38: Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

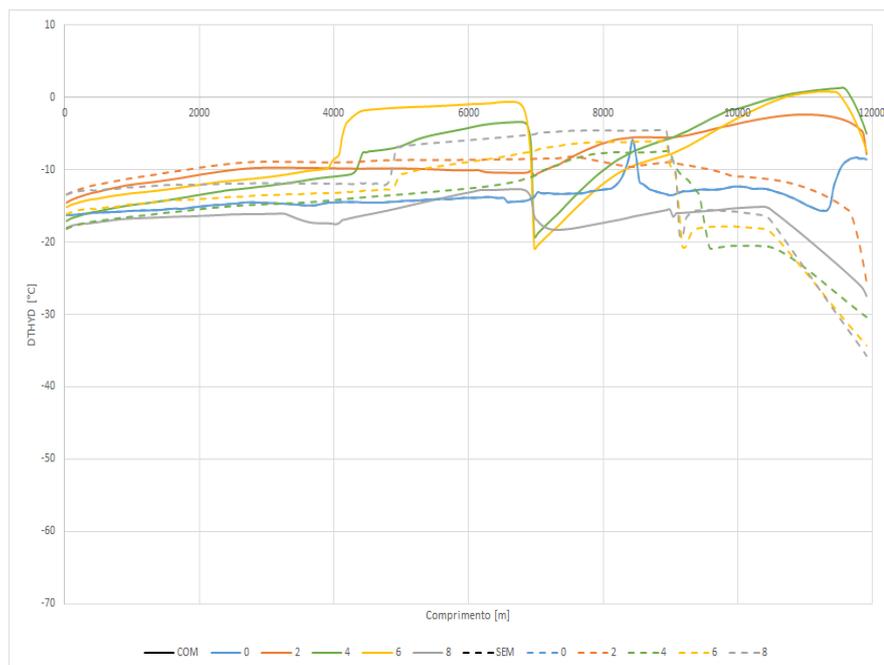


Figura A.39: Perfil DTHYD. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. Offset = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1712542/CA

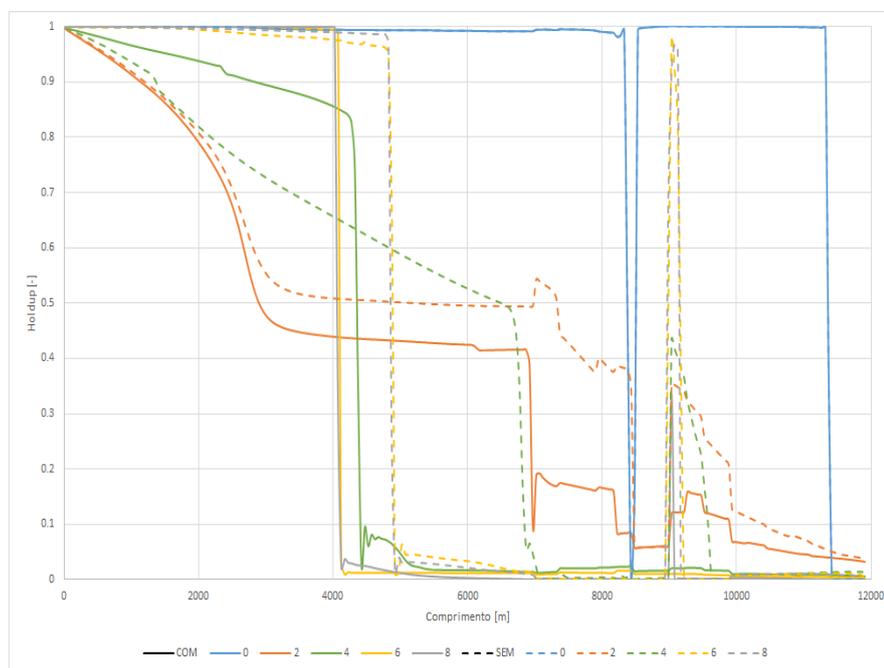


Figura A.40: Perfil de Holdup. Wcut = 70%. Ascendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. Offset = 10 km.

**A.2.2.2**  
**Descendente**

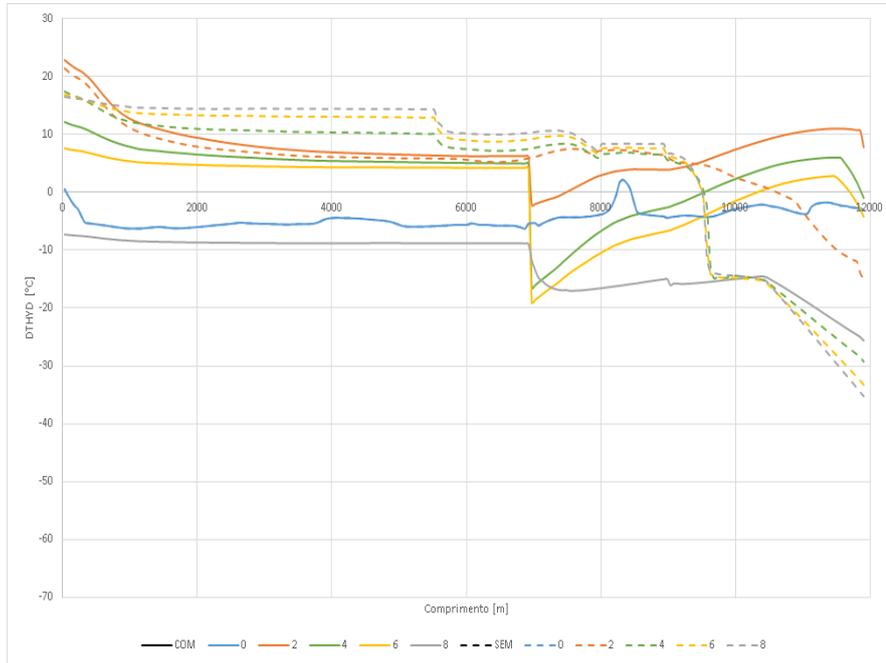


Figura A.41: Perfil DTHYD.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

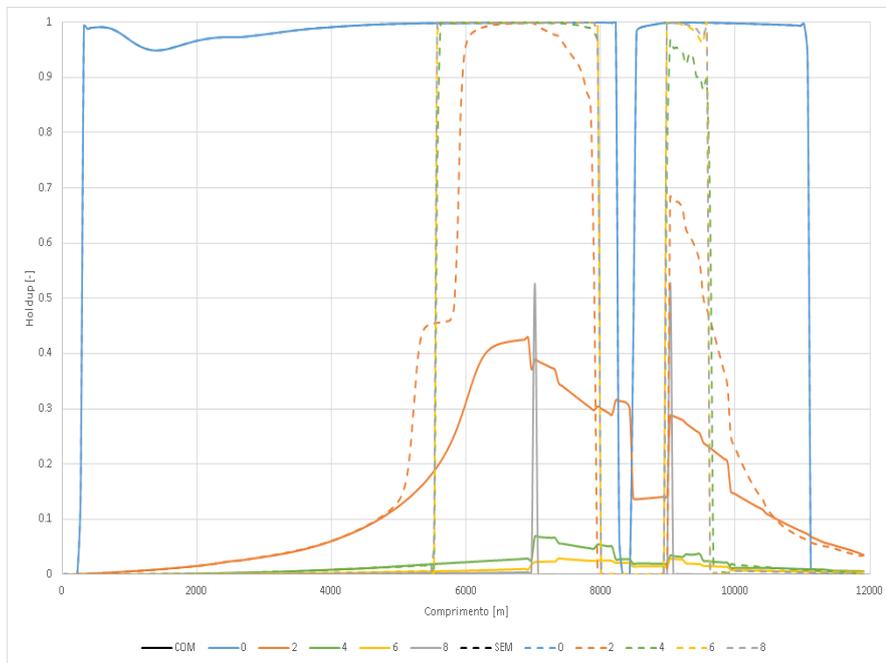


Figura A.42: Perfil de Holdup.  $W_{cut} = 10\%$ . Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. *Offset* = 10 km.

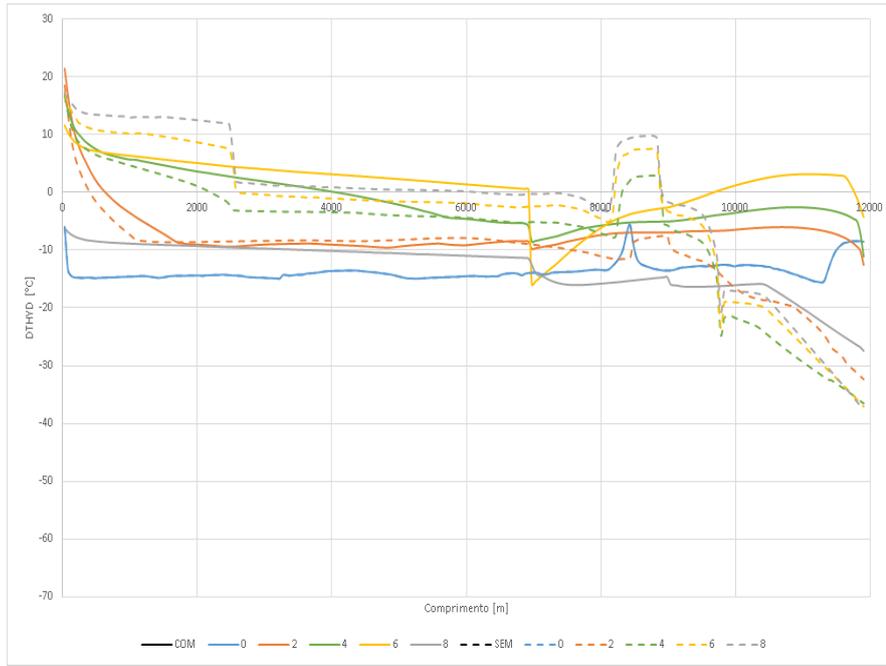


Figura A.43: Perfil DTHYD. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. Offset = 10 km.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1712542/CA

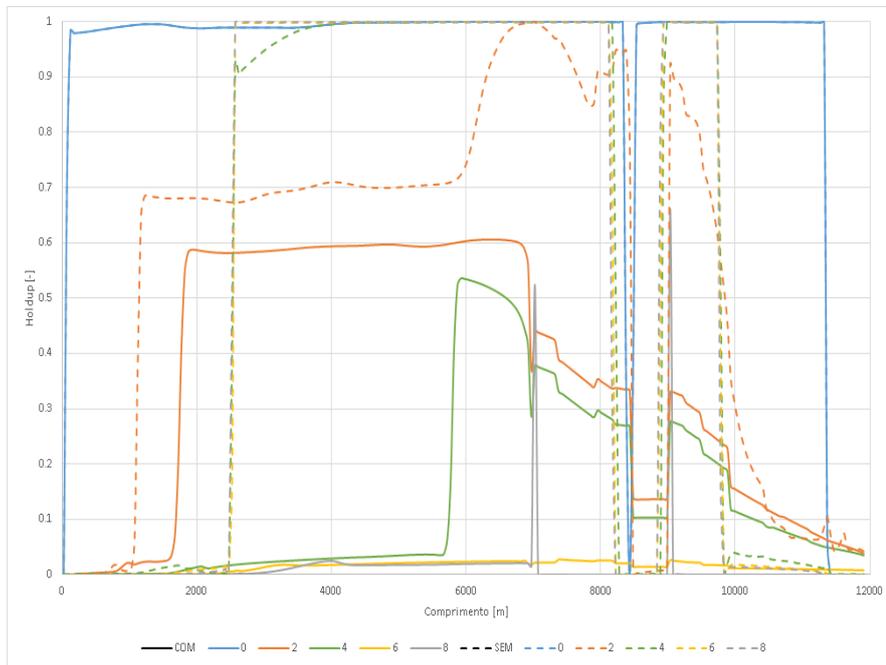


Figura A.44: Perfil de Holdup. Wcut = 10%. Descendente. Fluido 2. LDA = 3000 m. ID = 8 pol. Offset = 10 km.