

Lucas Buffon

**Representatividade do modelo de fluido em
modelos integrados de produção**

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. Márcio da Silveira Carvalho
Coorientador: Dr. Marcos Vitor Barbosa Machado

Rio de Janeiro
Maio de 2020



Lucas Buffon

Representatividade do modelo de fluido em modelos integrados de produção

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

Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Dr. Marcos Vitor Barbosa Machado

Petrobras

Prof. Brenno Romano Motta Filho

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Dr. Ricardo Marques de Toledo Camargo

Petrobras

Rio de Janeiro, 13 de Maio de 2020

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

Lucas Buffon

Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul em 2011. Em 2012, começou a trabalhar como Engenheiro de Petróleo na Petrobras, atuando em projetos de desenvolvimento da produção nas áreas de simulação de escoamento multifásico em meios porosos e em tubulações, elevação artificial e garantia de escoamento.

Ficha Catalográfica

Buffon, Lucas

Representatividade do modelo de fluido em modelos integrados de produção / Lucas Buffon; orientador: Márcio da Silveira Carvalho; coorientador: Marcos Vitor Barbosa Machado. – 2020.

313 f: il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2020.

Inclui bibliografia

1. Engenharia de Petróleo – Teses. 2. Engenharia Mecânica – Teses. 3. Engenharia Química – Teses. 4. Modelagem Integrada de Produção. 5. Modelagem de Fluido Composicional. 6. Modelagem de Fluido em Reservatório. 7. Modelagem de Fluido em Sistemas de Produção. 8. PVT. 9. Equation of State. I. Carvalho, Márcio da Silveira. II. Machado, Marcos Vitor Barbosa. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. IV. Título.

CDD: 620.11

Aos meus pais e irmãs, pelo apoio incondicional em toda a minha vida.

Agradecimentos

Em primeiro lugar agradeço aos meus pais Jorge e Carmen pelo apoio em toda a minha vida. Não poderia deixar de agradecer às minhas irmãs Vanessa e Patricia pela eterna amizade, pelo incentivo ao estudo e por me ensinarem a nunca desistir.

À minha namorada Jenyfer, pelo carinho, otimismo e ajuda no atingimento deste objetivo.

Aos meus avôs, tios e primos, em especial ao meu primo e padrinho David, que, de forma inusitada, iniciou minha caminhada no mundo da engenharia.

Aos meus orientadores, Márcio e Marcos, pelo tempo cedido e estímulo para a conclusão deste trabalho.

Aos colegas da Petrobras, especialmente, Marcos Aurélio, Rogério Espósito, Rodrigo Carpio e Willer Planas, pela troca de ideias em relação aos assuntos discutidos nesta dissertação.

À Petrobras por ter me dado a oportunidade de me aperfeiçoar profissionalmente e ter cedido a infraestrutura necessária para a realização desta dissertação.

Aos professores e funcionários da PUC-RJ pelo conhecimento adquirido e suporte fornecido.

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

Resumo

Buffon, Lucas; Carvalho, Márcio da Silveira; Machado, Marcos Vitor Barbosa. **Representatividade do modelo de fluido em modelos integrados de produção**. Rio de Janeiro, 2020. 313p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O crescente uso de modelos integrados de produção (MIP) na indústria de petróleo como solução para representar o potencial de uma jazida se justifica pelos atuais cenários encontrados para o desenvolvimento de novos projetos, caracterizado por baixos preços de venda do petróleo e conceitos de produção de alta complexidade. Esta abordagem, em que diferentes partes de um sistema de produção são integradas, permite ao usuário um entendimento detalhado das interações entre reservatório, poços e rede de escoamento, e facilita a detecção de gargalos e consequentemente a otimização do plano de exploração.

Neste contexto, é fundamental obter uma modelagem satisfatória do fluido em todo o sistema de produção. O modelo deve honrar tanto o escoamento no meio poroso, isotérmico, quanto o escoamento nos poços e dutos, que precisa ser caracterizado em várias temperaturas. Além disso, o modelo deve ter tempo de simulação adequado.

Uma maneira criteriosa de modelar as propriedades de um fluido é através do ajuste de uma equação de estado (EOS). Uma EOS detalhada com 24 componentes determinada por cromatografia gasosa e EOS simplificadas com 14, 9, 7, 6, 5 e 4 pseudocomponentes foram geradas para avaliar este problema. As EOS foram usadas para representar as propriedades PVT em um MIP e ao final foram comparadas as respostas das EOS simplificadas e detalhadas, a fim de estabelecer resultados adequados com um tempo computacional adequado.

Os resultados obtidos mostram que o uso de EOS excessivamente simplificadas, apesar da melhoria no tempo computacional, podem gerar resultados insatisfatórios em modelos integrados de produção.

Palavras-chave

Modelagem Integrada de Produção; Modelagem de Fluido Composicional; Modelagem de Fluido em Reservatório; Modelagem de Fluido em Sistemas de Produção; PVT; Equation of State.

Abstract

Buffon, Lucas; Carvalho, Márcio da Silveira (Advisor); Machado, Marcos Vitor Barbosa (Co-Advisor). **Representativeness of the fluid model in integrated production models**. Rio de Janeiro, 2020. 313p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The growing use of integrated production models (IPM) in the oil industry as a solution to represent the potential of a field is justified by the current scenarios found for the development of new projects, characterized by low oil prices and high complexity production concepts. This approach, where different parts of a production system are integrated, allows the user to have a detailed understanding of the interactions between reservoir, wells and gathering system, and facilitates the detection of bottlenecks and consequently the optimization of the exploitation plan.

In this context, it is essential to obtain a satisfactory fluid model in the entire production system. The model must honor both the flow in the porous media, isothermal, and the flow in the wells and pipelines, which must be characterized at various temperatures. In addition, the model must have adequate simulation time.

A rigorous way to model the properties of a fluid is by adjusting an equation of state (EOS). A detailed EOS with 24 components determined by gas chromatography and simplified EOS with 14, 9, 7, 6, 5 and 4 pseudo-components were generated to evaluate this problem. The EOS were used to represent the PVT properties in a IPM and the responses of the simplified and detailed EOS were compared, in order to establish an adequate results with an adequate computational time.

The results obtained show that the use of excessively simplified EOS, despite the improvement in computational time, can generate unsatisfactory results in integrated production models.

Keywords

Integrated Production Modeling; Compositional Fluid Modeling; Reservoir Fluid Modeling; Production Systems Fluid Modeling; PVT; Equation of Stat.

Sumário

1	Introdução	31
1.1	Apresentação	31
1.2	Motivação	33
1.3	Objetivos	33
1.4	Estrutura da dissertação	34
2	Fundamentação Teórica	35
2.1	Caracterização do comportamento de fases de uma mistura de hidrocarbonetos com equação de estado e análises PVT	35
2.1.1	Fluidos encontrados em reservatórios de petróleo	35
2.1.1.1	Composição dos fluidos encontrados em reservatórios de petróleo	35
2.1.1.2	Propriedades dos fluidos encontrados nos reservatórios e comportamento das fases	37
2.1.1.3	Classificação dos fluidos encontrados em reservatórios de petróleo	43
2.1.2	Análises PVT	50
2.1.2.1	Mistura de gás natural	50
2.1.2.2	<i>Black-oils</i>	51
2.1.2.3	Mistura de gás condensado	56
2.1.2.4	Mistura de óleo volátil	56
2.1.3	Equações de estado e cálculo de equilíbrio de fases	57
2.1.3.1	Equilíbrio de fases de um sistema multicomponente	58
2.1.3.2	Equações de estado	62
2.1.3.3	Caracterização das frações pesadas de hidrocarboneto	69
2.1.3.4	Propriedades físicas geradas pela EOS	70
2.1.3.5	Propriedades de transporte reológicas	73
2.1.4	Ajuste de uma equação de estado cúbica através de uma regressão não-linear	81
2.1.5	Técnicas de agrupamento/desagrupamento (<i>Lumping/Delumping</i>)	83
3	Modelagem Integrada de Produção	85
3.1	Introdução	85
3.2	Modelo de reservatório	90
3.3	Modelo do sistema de produção	91
3.4	Acoplamento dos modelos	92
4	Metodologia	94
4.1	Seleção do fluido e ajuste das EOS detalhada e pseudoizada para uso no MIP	94
4.1.1	Seleção do fluido e ensaios laboratoriais	94
4.1.2	Ajuste da EOS detalhada	100
4.1.2.1	Escolha da equação de estado e do modelo de viscosidade	102
4.1.2.2	Escolha dos componentes	104
4.1.2.3	Escolha dos parâmetros de regressão	104
4.1.2.4	Resultado da regressão da EOS com 24 PC	108

4.1.3	Metodologia de simplificação e regressão das EOS simplificadas	117
4.2	Modelo integrado de produção	122
4.2.1	Modelagem do fluxo no meio poroso	122
4.2.2	Modelagem do fluxo nos poços, dutos e chegada na UEP	124
4.2.2.1	Poço produtor	125
4.2.2.2	Duto submarino de produção	127
4.2.2.3	Correlação de escoamento multifásico	129
4.2.2.4	Elevação artificial do petróleo	130
4.2.2.5	Poço e duto submarino de injeção	131
4.2.2.6	Processamento primário de petróleo	131
4.2.3	Acoplamento dos modelos de reservatório e sistema de produção	132
4.3	Variáveis de interesse para validação dos resultados	134
4.3.1	Modelo de reservatório	134
4.3.2	Modelo de escoamento no poço e duto	137
4.3.3	Tempo de simulação	143
5	Resultados	144
5.1	Modelo de reservatório	144
5.2	Modelo do sistema de produção	145
5.3	Tempo de simulação	149
6	Considerações finais	151
6.1	Conclusões	151
6.1.1	Modelo de reservatório	151
6.1.2	Modelo de escoamento em poços e dutos	152
6.1.3	Tempo de simulação	153
6.2	Sugestão para trabalhos futuros	153
	Referências bibliográficas	155
A	Resultados - Regressão das EOS simplificadas	158
A.1	Regressão da EOS 14 PC	158
A.1.1	Ensaio de liberação diferencial	158
A.1.2	Ensaio de expansão a composição constante $T=122^{\circ}\text{C}$, 75°C e 30°C	162
A.1.3	Ensaio de expansão a volume constante	166
A.2	Regressão da EOS com 9 PC	166
A.2.1	Ensaio de liberação diferencial	167
A.2.2	Ensaio de expansão a composição constante $T=122^{\circ}\text{C}$, 75°C e 30°C	170
A.2.3	Ensaio de expansão a volume constante	174
A.3	Regressão da EOS com 7 PC	174
A.3.1	Ensaio de liberação diferencial	175
A.3.2	Ensaio de expansão a composição constante $T=122^{\circ}\text{C}$, 75°C e 30°C	178
A.3.3	Ensaio de expansão a volume constante	182
A.4	Regressão da EOS com 6 PC	182
A.4.1	Ensaio de liberação diferencial	183
A.4.2	Ensaio de expansão a composição constante $T=122^{\circ}\text{C}$, 75°C e 30°C	186
A.4.3	Ensaio de expansão a volume constante	190
A.5	Regressão da EOS com 5 PC	190
A.5.1	Ensaio de liberação diferencial	191

A.5.2	Ensaios de expansão a composição constante $T=122^{\circ}\text{C}$, 75°C e 30°C	194
A.5.3	Ensaio de expansão a volume constante	198
A.6	Regressão da EOS com 4 PC	198
A.6.1	Ensaio de liberação diferencial	199
A.6.2	Ensaios de expansão a composição constante $T=122^{\circ}\text{C}$, 75°C e 30°C	202
A.6.3	Ensaio de expansão a volume constante	206
B	Resultados - Escoamento no meio poroso	207
B.1	EOS 24 PC versus EOS 14 PC	207
B.2	EOS 24 PC versus EOS 9 PC	210
B.3	EOS 24 PC versus EOS 7 PC	212
B.4	EOS 24 PC versus EOS 6 PC	215
B.5	EOS 24 PC versus EOS 5 PC	217
B.6	EOS 24 PC versus EOS 4 PC	220
C	Resultados - Escoamento nas tubulações	223
C.1	EOS 24 PC versus EOS 14 PC	223
C.1.1	Cenário 1 - Período inicial logo após a abertura do poço	223
C.1.2	Cenário 2 - Período inicial antes do <i>breakthrough</i> de água	229
C.1.3	Cenário 3 - Corte de água intermediário	234
C.2	EOS 24 PC versus EOS 9 PC	239
C.2.1	Cenário 1 - Período inicial logo após a abertura do poço	239
C.2.2	Cenário 2 - Período inicial antes do <i>breakthrough</i> de água	244
C.2.3	Cenário 3 - Corte de água intermediário	249
C.3	EOS 24 PC versus EOS 7 PC	254
C.3.1	Cenário 1 - Período inicial logo após a abertura do poço	254
C.3.2	Cenário 2 - Período inicial antes do <i>breakthrough</i> de água	259
C.3.3	Cenário 3 - Corte de água intermediário	264
C.4	EOS 24 PC versus EOS 6 PC	269
C.4.1	Cenário 1 - Período inicial logo após a abertura do poço	269
C.4.2	Cenário 2 - Período inicial antes do <i>breakthrough</i> de água	274
C.4.3	Cenário 3 - Corte de água intermediário	279
C.5	EOS 24 PC versus EOS 5 PC	284
C.5.1	Cenário 1 - Período inicial logo após a abertura do poço	284
C.5.2	Cenário 2 - Período inicial antes do <i>breakthrough</i> de água	289
C.5.3	Cenário 3 - Corte de água intermediário	294
C.6	EOS 24 PC versus EOS 4 PC	299
C.6.1	Cenário 1 - Período inicial logo após a abertura do poço	299
C.6.2	Cenário 2 - Período inicial antes do <i>breakthrough</i> de água	304
C.6.3	Cenário 3 - Corte de água intermediário	309

Lista de figuras

Figura 2.1 Estruturas moleculares de alguns componentes encontrados em reservatórios de petróleo — Adaptado de Pedersen <i>et al.</i> (2006)	37
Figura 2.2 Curva de pressão de vapor do metano e benzeno e envelope de fases da mistura de 25% de mols de metano e 75% mols de benzeno — Adaptado de Pedersen <i>et al.</i> (2006)	39
Figura 2.3 Variação do fator de compressibilidade do hidrogênio em função da pressão a temperatura constate. — Extraído de Moran <i>et al.</i> (2011)	41
Figura 2.4 Curva de pressão de um componente com o mesmo PC e fatores acêntricos 0,0; 0,5 e 1,0 — Adaptado de Pedersen <i>et al.</i> (2006)	42
Figura 2.5 Envelope de fase típico de fluidos encontrados em reservatórios de petróleo — Extraído de PUC-Rio (2019)	43
Figura 2.6 Envelope de fases de vários tipos de fluidos de reservatório — Extraído de Andreolli (2016)	45
Figura 2.7 Envelope de fases de um reservatório com contato óleo-gás — Adaptado de Danesh (1998)	48
Figura 2.8 Esquemático da variação do fator de volume de formação do gás com a pressão — Adaptado de Danesh (1998)	51
Figura 2.9 Comportamento das fases em um reservatório <i>black-oil</i> — Adaptado de Danesh (1998)	52
Figura 2.10 Fator volume de formação do óleo (B_o) em função da pressão em um ensaio de liberação diferencial — Adaptado de Pedersen <i>et al.</i> (2006)	54
Figura 2.11 Razão de solubilidade (R_s) em função da pressão em um ensaio de liberação diferencial — Adaptado de Pedersen <i>et al.</i> (2006)	55
Figura 2.12 Esquemático de um teste de separador com três estágios — Adaptado de Pedersen <i>et al.</i> (2006)	55
Figura 2.13 Volume de líquido depositado em uma expansão a volume constante — Adaptado de Danesh (1998)	57
Figura 2.14 Curva pressão-volume específico molar de um componente puro — Adaptado de Danesh (1998)	64
Figura 2.15 Iteração entre dois volumes elementares em um recipiente preenchido com gás — Adaptado de Danesh (1998)	65
Figura 2.16 Tensão externa aplicada a uma porção de um fluido. Os termos na figura são usados na definição de viscosidade — Adaptado de Pedersen <i>et al.</i> (2006)	74
Figura 2.17 Tensão externa aplicada a uma porção de um fluido. Os termos na figura são usados na definição de viscosidade — Adaptado de Pedersen <i>et al.</i> (2006)	75
Figura 2.18 Método de medição de tensão interfacial através do peso da gota — Adaptado de Danesh (1998)	79

Figura 3.1	Arranjo de produção e injeção satélite.	86
Figura 3.2	Arranjo de produção <i>trunkline</i> .	86
Figura 3.3	Arranjo de produção <i>manifold</i>	87
Figura 3.4	Arranjo de produção satélite e injeção <i>trunkline</i> operando com bombeamento multifásico.	87
Figura 3.5	Arranjo de produção satélite e injeção <i>trunkline</i> operando com SSGL.	88
Figura 3.6	Acoplamento explícito — Extraído de Cotrim (2012)	92
Figura 3.7	Acoplamento implícito — Extraído de Cotrim (2012)	93
Figura 4.1	Volume relativo de óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.	109
Figura 4.2	Viscosidade do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.	109
Figura 4.3	Massa específica do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.	109
Figura 4.4	RGO da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.	110
Figura 4.5	B_o da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.	110
Figura 4.6	B_g da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.	110
Figura 4.7	Densidade do gás abaixo da pressão de saturação.	111
Figura 4.8	Densidade do óleo abaixo da pressão de saturação.	112
Figura 4.9	Viscosidade do óleo abaixo da pressão de saturação.	112
Figura 4.10	Viscosidade do gás abaixo da pressão de saturação.	112
Figura 4.11	Volume relativo de óleo, ECC a 122 °C.	113
Figura 4.12	Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 122 °C.	113
Figura 4.13	Massa específica de óleo, ECC a 122 °C.	114
Figura 4.14	Volume relativo de óleo, ECC a 75 °C.	114
Figura 4.15	Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 75 °C.	114
Figura 4.16	Massa específica de óleo, ECC a 75 °C.	115
Figura 4.17	Volume relativo de óleo, ECC a 30 °C.	115
Figura 4.18	Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 30 °C.	115
Figura 4.19	Massa específica de óleo, ECC a 30 °C.	116
Figura 4.20	Volume de líquido, % do volume original, EVC a 122 °C.	116
Figura 4.21	Gás produzido, % molar original, EVC a 122 °C.	117
Figura 4.22	Envelopes de fase das EOS.	121
Figura 4.23	Visão 3D do modelo simplificado de reservatório.	123
Figura 4.24	Curva de permeabilidade relativa água-óleo.	124
Figura 4.25	Fluxo fracionário de água.	124
Figura 4.26	Esquemático do poço produtor	126
Figura 4.27	Esquemático do poço produtor	127
Figura 4.28	Perfil de temperatura e velocidade de corrente da água do mar	129
Figura 4.29	Modelo de escoamento de produção	132
Figura 4.30	Modelo de escoamento de produção	133
Figura 4.31	Curva de produção de óleo instantânea e acumulada - EOS 24 PC	135
Figura 4.32	Curva de produção de gás instantânea e acumulada - EOS 24 PC	136

Figura 4.33 Curva de produção de água e <i>watercut</i> - EOS 24 PC	136
Figura 4.34 Pressão estática e nos canhoneados - EOS 24 PC	137
Figura 4.35 Padrões de escoamento em tubulação horizontal — Adaptado de Shoham (2006)	139
Figura 4.36 Padrões de escoamento em tubulação vertical — Adap- tado de Shoham (2006)	140
Figura 4.37 Perfil de pressão e temperatura - EOS 24 PC - 01-AGO- 2020	141
Figura 4.38 Gradiente de pressão gravitacional e de fricção - EOS 24 PC - 01-AGO-2020	142
Figura 4.39 <i>Hold-up</i> e velocidades superficiais - EOS 24 PC - 01- AGO-2020	142
Figura 4.40 Coeficiente global de troca de calor e <i>Joule-Thomson</i> - EOS 24 PC - 01-AGO-2020	143
Figura A.1 Volume relativo de óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.	158
Figura A.2 Viscosidade do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.	159
Figura A.3 Massa específica do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.	159
Figura A.4 RGO da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.	160
Figura A.5 B_o da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.	160
Figura A.6 B_g da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.	160
Figura A.7 Densidade do gás abaixo da pressão de saturação.	161
Figura A.8 Densidade do óleo abaixo da pressão de saturação.	161
Figura A.9 Viscosidade do óleo abaixo da pressão de saturação.	161
Figura A.10 Viscosidade do gás abaixo da pressão de saturação.	162
Figura A.11 Volume relativo de óleo, ECC a 122 °C.	162
Figura A.12 Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 122 °C.	163
Figura A.13 Massa específica de óleo, ECC a 122 °C.	163
Figura A.14 Volume relativo de óleo, ECC a 75 °C.	163
Figura A.15 Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 75 °C.	164
Figura A.16 Massa específica de óleo, ECC a 75 °C.	164
Figura A.17 Volume relativo de óleo, ECC a 30 °C.	164
Figura A.18 Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 30 °C.	165
Figura A.19 Massa específica de óleo, ECC a 30 °C.	165
Figura A.20 Volume de líquido, % do volume original, EVC a 122 °C.	166
Figura A.21 Gás produzido, % molar original, EVC a 122 °C.	166
Figura A.22 Volume relativo de óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.	167
Figura A.23 Viscosidade do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.	167
Figura A.24 Massa específica do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.	167
Figura A.25 RGO da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.	168
Figura A.26 B_o da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.	168

Figura A.27 B_g da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.	168
Figura A.28 Densidade do gás abaixo da pressão de saturação.	169
Figura A.29 Densidade do óleo abaixo da pressão de saturação.	169
Figura A.30 Viscosidade do óleo abaixo da pressão de saturação.	169
Figura A.31 Viscosidade do gás abaixo da pressão de saturação.	170
Figura A.32 Volume relativo de óleo, ECC a 122 °C.	170
Figura A.33 Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 122 °C.	171
Figura A.34 Massa específica de óleo, ECC a 122 °C.	171
Figura A.35 Volume relativo de óleo, ECC a 75 °C.	171
Figura A.36 Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 75 °C.	172
Figura A.37 Massa específica de óleo, ECC a 75 °C.	172
Figura A.38 Volume relativo de óleo, ECC a 30 °C.	172
Figura A.39 Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 30 °C.	173
Figura A.40 Massa específica de óleo, ECC a 30 °C.	173
Figura A.41 Volume de líquido, % do volume original, EVC a 122 °C.	174
Figura A.42 Gás produzido, % molar original, EVC a 122 °C.	174
Figura A.43 Volume relativo de óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.	175
Figura A.44 Viscosidade do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.	175
Figura A.45 Massa específica do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.	175
Figura A.46 RGO da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.	176
Figura A.47 B_o da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.	176
Figura A.48 B_g da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.	176
Figura A.49 Densidade do gás abaixo da pressão de saturação.	177
Figura A.50 Densidade do óleo abaixo da pressão de saturação.	177
Figura A.51 Viscosidade do óleo abaixo da pressão de saturação.	177
Figura A.52 Viscosidade do gás abaixo da pressão de saturação.	178
Figura A.53 Volume relativo de óleo, ECC a 122 °C.	178
Figura A.54 Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 122 °C.	179
Figura A.55 Massa específica de óleo, ECC a 122 °C.	179
Figura A.56 Volume relativo de óleo, ECC a 75 °C.	179
Figura A.57 Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 75 °C.	180
Figura A.58 Massa específica de óleo, ECC a 75 °C.	180
Figura A.59 Volume relativo de óleo, ECC a 30 °C.	180
Figura A.60 Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 30 °C.	181
Figura A.61 Massa específica de óleo, ECC a 30 °C.	181
Figura A.62 Volume de líquido, % do volume original, EVC a 122 °C.	182
Figura A.63 Gás produzido, % molar original, EVC a 122 °C.	182
Figura A.64 Volume relativo de óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.	183
Figura A.65 Viscosidade do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.	183
Figura A.66 Massa específica do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.	183

Figura A.67 RGO da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.	184
Figura A.68 B_o da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.	184
Figura A.69 B_g da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.	184
Figura A.70 Densidade do gás abaixo da pressão de saturação.	185
Figura A.71 Densidade do óleo abaixo da pressão de saturação.	185
Figura A.72 Viscosidade do óleo abaixo da pressão de saturação.	185
Figura A.73 Viscosidade do gás abaixo da pressão de saturação.	186
Figura A.74 Volume relativo de óleo, ECC a 122 °C.	186
Figura A.75 Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 122 °C.	187
Figura A.76 Massa específica de óleo, ECC a 122 °C.	187
Figura A.77 Volume relativo de óleo, ECC a 75 °C.	187
Figura A.78 Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 75 °C.	188
Figura A.79 Massa específica de óleo, ECC a 75 °C.	188
Figura A.80 Volume relativo de óleo, ECC a 30 °C.	188
Figura A.81 Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 30 °C.	189
Figura A.82 Massa específica de óleo, ECC a 30 °C.	189
Figura A.83 Volume de líquido, % do volume original, EVC a 122 °C.	190
Figura A.84 Gás produzido, % molar original, EVC a 122 °C.	190
Figura A.85 Volume relativo de óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.	191
Figura A.86 Viscosidade do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.	191
Figura A.87 Massa específica do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.	191
Figura A.88 RGO da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.	192
Figura A.89 B_o da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.	192
Figura A.90 B_g da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.	192
Figura A.91 Densidade do gás abaixo da pressão de saturação.	193
Figura A.92 Densidade do óleo abaixo da pressão de saturação.	193
Figura A.93 Viscosidade do óleo abaixo da pressão de saturação.	193
Figura A.94 Viscosidade do gás abaixo da pressão de saturação.	194
Figura A.95 Volume relativo de óleo, ECC a 122 °C.	194
Figura A.96 Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 122 °C.	195
Figura A.97 Massa específica de óleo, ECC a 122 °C.	195
Figura A.98 Volume relativo de óleo, ECC a 75 °C.	195
Figura A.99 Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 75 °C.	196
Figura A.100 Massa específica de óleo, ECC a 75 °C.	196
Figura A.101 Volume relativo de óleo, ECC a 30 °C.	196
Figura A.102 Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 30 °C.	197
Figura A.103 Massa específica de óleo, ECC a 30 °C.	197
Figura A.104 Volume de líquido, % do volume original, EVC a 122 °C.	198
Figura A.105 Gás produzido, % molar original, EVC a 122 °C.	198
Figura A.106 Volume relativo de óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.	199
Figura A.107 Viscosidade do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.	199

Figura A.10	Massa específica do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.	199
Figura A.10	RGO da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.	200
Figura A.11	B_o da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.	200
Figura A.11	B_g da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.	200
Figura A.12	Densidade do gás abaixo da pressão de saturação.	201
Figura A.11	Densidade do óleo abaixo da pressão de saturação.	201
Figura A.14	Viscosidade do óleo abaixo da pressão de saturação.	201
Figura A.11	Viscosidade do gás abaixo da pressão de saturação.	202
Figura A.11	Volume relativo de óleo, ECC a 122 °C.	202
Figura A.11	Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 122 °C.	203
Figura A.11	Massa específica de óleo, ECC a 122 °C.	203
Figura A.11	Volume relativo de óleo, ECC a 75 °C.	203
Figura A.12	Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 75 °C.	204
Figura A.12	Massa específica de óleo, ECC a 75 °C.	204
Figura A.12	Volume relativo de óleo, ECC a 30 °C.	204
Figura A.12	Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 30 °C.	205
Figura A.12	Massa específica de óleo, ECC a 30 °C.	205
Figura A.12	Volume de líquido, % do volume original, EVC a 122 °C.	206
Figura A.12	Gás produzido, % molar original, EVC a 122 °C.	206
Figura B.1	Vazão de óleo - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	207
Figura B.2	Vazão de líquido - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	208
Figura B.3	<i>watercut</i> - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	208
Figura B.4	Pressão estática - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	209
Figura B.5	Pressão de fundo nos canhoneados - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	209
Figura B.6	Vazão de óleo - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	210
Figura B.7	Vazão de líquido - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	210
Figura B.8	<i>watercut</i> - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	211
Figura B.9	Pressão estática - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	211
Figura B.10	Pressão de fundo nos canhoneados - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	212
Figura B.11	Vazão de óleo - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	212
Figura B.12	Vazão de líquido - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	213
Figura B.13	<i>watercut</i> - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	213
Figura B.14	Pressão estática - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	214
Figura B.15	Pressão de fundo nos canhoneados - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	214
Figura B.16	Vazão de óleo - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	215
Figura B.17	Vazão de líquido - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	215
Figura B.18	<i>watercut</i> - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	216
Figura B.19	Pressão estática - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	216
Figura B.20	Pressão de fundo nos canhoneados - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	217
Figura B.21	Vazão de óleo - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	217
Figura B.22	Vazão de líquido - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	218
Figura B.23	<i>watercut</i> - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	218

Figura B.24 Pressão estática - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	219
Figura B.25 Pressão de fundo nos canhoneados - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	219
Figura B.26 Vazão de óleo - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	220
Figura B.27 Vazão de líquido - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	220
Figura B.28 <i>watercut</i> - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	221
Figura B.29 Pressão estática - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	221
Figura B.30 Pressão de fundo nos canhoneados - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	222
Figura C.1 Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	223
Figura C.2 Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	224
Figura C.3 <i>Holdup</i> no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	224
Figura C.4 Velocidade superficial de líquido - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	225
Figura C.5 Velocidade superficial de gás - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	225
Figura C.6 Gradiente de pressão por fricção - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	226
Figura C.7 Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	226
Figura C.8 Gradiente de pressão total - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	227
Figura C.9 Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	227
Figura C.10 Coeficiente <i>Joule-Thomson</i> - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	228
Figura C.11 Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	229
Figura C.12 Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	229
Figura C.13 <i>Holdup</i> no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	230
Figura C.14 Velocidade superficial de líquido - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	230
Figura C.15 Velocidade superficial de gás - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	231
Figura C.16 Gradiente de pressão por fricção - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	231
Figura C.17 Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	232
Figura C.18 Gradiente de pressão total - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	232
Figura C.19 Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	233

Figura C.20 Coeficiente <i>Joule-Thomson</i> - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	233
Figura C.21 Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	234
Figura C.22 Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	234
Figura C.23 <i>Holdup</i> no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	235
Figura C.24 Velocidade superficial de líquido - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	235
Figura C.25 Velocidade superficial de gás - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	236
Figura C.26 Gradiente de pressão por fricção - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	236
Figura C.27 Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	237
Figura C.28 Gradiente de pressão total - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	237
Figura C.29 Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	238
Figura C.30 Coeficiente <i>Joule-Thomson</i> - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.	238
Figura C.31 Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	239
Figura C.32 Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	239
Figura C.33 <i>Holdup</i> no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	240
Figura C.34 Velocidade superficial de líquido - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	240
Figura C.35 Velocidade superficial de gás - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	241
Figura C.36 Gradiente de pressão por fricção - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	241
Figura C.37 Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	242
Figura C.38 Gradiente de pressão total - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	242
Figura C.39 Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	243
Figura C.40 Coeficiente <i>Joule-Thomson</i> - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	243
Figura C.41 Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	244
Figura C.42 Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	244
Figura C.43 <i>Holdup</i> no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	245

Figura C.44 Velocidade superficial de líquido - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	245
Figura C.45 Velocidade superficial de gás - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	246
Figura C.46 Gradiente de pressão por fricção - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	246
Figura C.47 Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	247
Figura C.48 Gradiente de pressão total - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	247
Figura C.49 Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	248
Figura C.50 Coeficiente <i>Joule-Thomson</i> - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	248
Figura C.51 Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	249
Figura C.52 Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	249
Figura C.53 <i>Holdup</i> no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	250
Figura C.54 Velocidade superficial de líquido - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	250
Figura C.55 Velocidade superficial de gás - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	251
Figura C.56 Gradiente de pressão por fricção - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	251
Figura C.57 Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	252
Figura C.58 Gradiente de pressão total - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	252
Figura C.59 Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	253
Figura C.60 Coeficiente <i>Joule-Thomson</i> - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.	253
Figura C.61 Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	254
Figura C.62 Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	254
Figura C.63 <i>Holdup</i> no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	255
Figura C.64 Velocidade superficial de líquido - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	255
Figura C.65 Velocidade superficial de gás - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	256
Figura C.66 Gradiente de pressão por fricção - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	256
Figura C.67 Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	257

Figura C.68 Gradiente de pressão total - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	257
Figura C.69 Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	258
Figura C.70 Coeficiente <i>Joule-Thomson</i> - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	258
Figura C.71 Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	259
Figura C.72 Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	259
Figura C.73 <i>Holdup</i> no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	260
Figura C.74 Velocidade superficial de líquido - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	260
Figura C.75 Velocidade superficial de gás - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	261
Figura C.76 Gradiente de pressão por fricção - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	261
Figura C.77 Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	262
Figura C.78 Gradiente de pressão total - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	262
Figura C.79 Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	263
Figura C.80 Coeficiente <i>Joule-Thomson</i> - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	263
Figura C.81 Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	264
Figura C.82 Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	264
Figura C.83 <i>Holdup</i> no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	265
Figura C.84 Velocidade superficial de líquido - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	265
Figura C.85 Velocidade superficial de gás - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	266
Figura C.86 Gradiente de pressão por fricção - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	266
Figura C.87 Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	267
Figura C.88 Gradiente de pressão total - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	267
Figura C.89 Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	268
Figura C.90 Coeficiente <i>Joule-Thomson</i> - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.	268
Figura C.91 Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	269

Figura C.92 Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	269
Figura C.93 <i>Holdup</i> no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	270
Figura C.94 Velocidade superficial de líquido - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	270
Figura C.95 Velocidade superficial de gás - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	271
Figura C.96 Gradiente de pressão por fricção - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	271
Figura C.97 Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	272
Figura C.98 Gradiente de pressão total - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	272
Figura C.99 Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	273
Figura C.100 Coeficiente <i>Joule-Thomson</i> - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	273
Figura C.101 Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	274
Figura C.102 Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	274
Figura C.103 <i>Holdup</i> no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	275
Figura C.104 Velocidade superficial de líquido - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	275
Figura C.105 Velocidade superficial de gás - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	276
Figura C.106 Gradiente de pressão por fricção - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	276
Figura C.107 Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	277
Figura C.108 Gradiente de pressão total - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	277
Figura C.109 Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	278
Figura C.110 Coeficiente <i>Joule-Thomson</i> - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	278
Figura C.111 Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	279
Figura C.112 Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	279
Figura C.113 <i>Holdup</i> no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	280
Figura C.114 Velocidade superficial de líquido - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	280
Figura C.115 Velocidade superficial de gás - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	281

Figura C.116	Gradiente de pressão por fricção - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	281
Figura C.117	Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	282
Figura C.118	Gradiente de pressão total - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	282
Figura C.119	Coefficiente global de transferência de calor - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	283
Figura C.120	Coefficiente <i>Joule-Thomson</i> - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.	283
Figura C.121	Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	284
Figura C.122	Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	284
Figura C.123	<i>Holdup</i> no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	285
Figura C.124	Velocidade superficial de líquido - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	285
Figura C.125	Velocidade superficial de gás - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	286
Figura C.126	Gradiente de pressão por fricção - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	286
Figura C.127	Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	287
Figura C.128	Gradiente de pressão total - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	287
Figura C.129	Coefficiente global de transferência de calor - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	288
Figura C.130	Coefficiente <i>Joule-Thomson</i> - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	288
Figura C.131	Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	289
Figura C.132	Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	289
Figura C.133	<i>Holdup</i> no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	290
Figura C.134	Velocidade superficial de líquido - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	290
Figura C.135	Velocidade superficial de gás - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	291
Figura C.136	Gradiente de pressão por fricção - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	291
Figura C.137	Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	292
Figura C.138	Gradiente de pressão total - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	292
Figura C.139	Coefficiente global de transferência de calor - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	293

Figura C.140	Coeficiente <i>Joule-Thomson</i> - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	293
Figura C.141	Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	294
Figura C.142	Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	294
Figura C.143	<i>Holdup</i> no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	295
Figura C.144	Velocidade superficial de líquido - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	295
Figura C.145	Velocidade superficial de gás - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	296
Figura C.146	Gradiente de pressão por fricção - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	296
Figura C.147	Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	297
Figura C.148	Gradiente de pressão total - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	297
Figura C.149	Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	298
Figura C.150	Coeficiente <i>Joule-Thomson</i> - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.	298
Figura C.151	Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	299
Figura C.152	Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	299
Figura C.153	<i>Holdup</i> no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	300
Figura C.154	Velocidade superficial de líquido - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	300
Figura C.155	Velocidade superficial de gás - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	301
Figura C.156	Gradiente de pressão por fricção - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	301
Figura C.157	Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	302
Figura C.158	Gradiente de pressão total - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	302
Figura C.159	Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	303
Figura C.160	Coeficiente <i>Joule-Thomson</i> - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	303
Figura C.161	Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	304
Figura C.162	Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	304
Figura C.163	<i>Holdup</i> no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	305

Figura C.164	Velocidade superficial de líquido - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	305
Figura C.165	Velocidade superficial de gás - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	306
Figura C.166	Gradiente de pressão por fricção - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	306
Figura C.167	Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	307
Figura C.168	Gradiente de pressão total - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	307
Figura C.169	Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	308
Figura C.170	Coeficiente <i>Joule-Thomson</i> - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	308
Figura C.171	Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	309
Figura C.172	Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	309
Figura C.173	<i>Holdup</i> no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	310
Figura C.174	Velocidade superficial de líquido - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	310
Figura C.175	Velocidade superficial de gás - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	311
Figura C.176	Gradiente de pressão por fricção - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	311
Figura C.177	Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	312
Figura C.178	Gradiente de pressão total - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	312
Figura C.179	Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	313
Figura C.180	Coeficiente <i>Joule-Thomson</i> - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.	313

Lista de tabelas

Tabela 2.1	Propriedades físicas de componentes comuns de reservatórios de petróleo — Adaptado de Pedersen <i>et al.</i> (2006)	38
Tabela 2.2	Composição da mistura de gás natural — Adaptado de Pedersen <i>et al.</i> (2006)	45
Tabela 2.3	Composição da mistura de gás condensado — Adaptado de Pedersen <i>et al.</i> (2006)	46
Tabela 2.4	Composição da mistura próxima ao ponto crítico — Adaptado de Pedersen <i>et al.</i> (2006)	47
Tabela 2.5	Composição da mistura <i>black-oil</i> — Adaptado de Pedersen <i>et al.</i> (2006)	49
Tabela 2.6	Relação pressão-volume de um ensaio de expansão a composição constante — Adaptado de Danesh (1998)	53
Tabela 2.7	Resultados de um ensaio de liberação diferencial — Adaptado de Pedersen <i>et al.</i> (2006)	54
Tabela 2.8	Parâmetros na correlação de viscosidade de óleo e gás de LBC — Adaptado de Pedersen <i>et al.</i> (2006)	77
Tabela 2.9	Valores de <i>Parachor</i> de componentes puros — Adaptado de Danesh (1998)	80
Tabela 4.1	Propriedades e composições molares da liberação <i>flash</i> experimental a 40,0 °C.	96
Tabela 4.2	Propriedades da fase óleo na liberação diferencial experimental a 122,0 °C.	97
Tabela 4.3	Propriedades da fase gás na liberação diferencial experimental a 122,0 °C.	98
Tabela 4.4	Teste de separador experimental.	99
Tabela 4.5	Ensaio de expansão a volume constante a 122,0 °C	99
Tabela 4.6	Relação pressão-volume de um ensaio de expansão a composição constante a 30,0 °C	101
Tabela 4.7	Relação pressão-volume de um ensaio de expansão a composição constante à 75,0 °C	102
Tabela 4.8	Relação pressão-volume de um ensaio de expansão a composição constante à 122,0 °C	103
Tabela 4.9	Viscosidades e massas específicas do óleo residual da liberação diferencial.	104
Tabela 4.10	Pesos globais usados na regressão das EOS.	107
Tabela 4.11	Coeficientes da correlação LBC após regressão das EOS.	107
Tabela 4.12	R_s e pressões de saturação após regressão das EOS	108
Tabela 4.13	EOS - 24 PC	111
Tabela 4.14	EOS - 14 PC	119
Tabela 4.15	EOS - 9 PC	119
Tabela 4.16	EOS - 7 PC	120
Tabela 4.17	EOS - 6 PC	120
Tabela 4.18	EOS - 5 PC	120
Tabela 4.19	EOS - 4 PC	121

Tabela 5.1	Produção de óleo acumulada EOS detalhada vs EOS pseudoizadas.	145
Tabela 5.2	Raiz do erro quadrático médio normalizado (%) - Variáveis de reservatório	145
Tabela 5.3	Dados de produção - Cenário 1	146
Tabela 5.4	Dados de produção - Cenário 2	147
Tabela 5.5	Dados de produção - Cenário 3	147
Tabela 5.6	Raiz do erro quadrático médio normalizado (%) - Variáveis de escoamento - Cenário 1	148
Tabela 5.7	Raiz do erro quadrático médio normalizado (%) - Variáveis de escoamento - Cenário 2	148
Tabela 5.8	Raiz do erro quadrático médio normalizado (%) - Variáveis de escoamento - Cenário 3	149
Tabela 5.9	Tempo de simulação.	150

Lista de Abreviaturas

Siglas e abreviações

EUA - Estados Unidos da América
VPL - Valor presente líquido
MIP - Modelo integrado de produção
IPM - *Integrated Production Model*
UEP - Unidade estacionária de produção
PVT - Pressão Volume e Temperatura
EOS - Equação de estado (*equation of state*)
PC - Ponto crítico
RGO - Razão gás óleo
SARA - Saturados, aromáticos, resinas e asfaltenos
BMS - Bombeio multifásico submarino
SSGL - Separação submarina gás-líquido
IPR - *Inflow production relationship*
TPR - *Tubing production relationship*
PC - Pseudo-componentes
ANM - Árvore de natal molhada
PLET - *Pipeline end termination*
SDU - *Subsea distribution umbilical*
UEH - *Umbilical eletro hidráulico*
STU - *Steel tube umbilical*
ESDV - *Emergency shutdown valve*
ILT - *Inline termination*
ECC - Expansão a composição constante
EVC - Expansão a volume constante
COP - Coluna de produção
CRF - Conexão *riser-flow*
TDP - *Touchdown point*
NRMSD - (*Normalized root-mean-square deviation*)

Letras Latinas

M – Peso molecular

T – Temperatura

p – Pressão

v, V – Volume específico, Volume

v – velocidade

R – Constante universal dos gases

Z – Fator de compressibilidade

p_R – Pressão reduzida: p/p_c

T_R – Temperatura reduzida: T/T_c

B_g – Fator volume de formação do gás

R_s – Razão de solubilidade do gás no óleo

B_o – Fator volume de formação do óleo

c – Compressibilidade, *Volume shift*

e, E – Energia por unidade de massa, Energia

u, U – Energia interna por unidade de massa, Energia interna

s, S – Entropia por unidade de massa, Entropia

g, G – Energia livre de *Gibbs* por unidade de massa, Energia livre de *Gibbs*

q, Q – Transferência de calor por unidade de área, transferência de calor

W – Trabalho

f – Fugacidade

z – Fração molar de um componente

n – Número de moles

k_{ij} – Coeficiente de interação binária entre os componentes i e j

c_p – Calor específico a pressão constante

c_v – Calor específico a volume constante

K – Fator de caracterização de *Watson*

d – Densidade

F – Força

g – Aceleração da gravidade

P_σ – Parâmetro de *Parachor*

k_{rw} – Permeabilidade relativa à água

k_{ro} – Permeabilidade relativa ao óleo

H_L – *Holdup* de líquido

H_G – Fração de vazios

Letras Gregas

ω – Fator acêntrico

ρ – Massa específica

δ – Variação total de uma propriedade

μ – Potencial químico

θ – Número total fases

η – Viscosidade dinâmica, Cada fase de um sistema

ϕ – Coeficiente de fugacidade

μ_j – Coeficiente *Joule-Thomson*

τ – Tensão de cisalhamento

λ – Condutividade térmica

σ – Tensão interfacial

Subscritos

e – Ebulição

c – Propriedade no ponto crítico

o – fase óleo

b – propriedade no ponto de bolha da mistura

t – soma da propriedade na fase líquida e fase vapor na região de duas fases

p – Potencial

k – Cinética

i – Componente de mistura

x – Coordenada ou direção do eixo x

y – Coordenada ou direção do eixo y

L – Propriedade na fase líquida

V – Propriedade na fase gás

sep – Propriedade nas condições de separador da UEP

tq – Propriedade nas condições de tanque da UEP

Sobrescritos

⁻ – Barra sobre um símbolo denota uma propriedade em uma base molar

Everything should be made as simple as possible, but not simpler

Albert Einstein, *Albert Einstein quotes*.

1

Introdução

1.1

Apresentação

A recente queda nos preços de petróleo experienciada a partir de 2014, atingindo o ápice no início de 2016, quando o barril de petróleo chegou a ser comercializado abaixo de 30 dólares e posterior estabilização da cotação na faixa de 50 a 70 dólares, obrigou a indústria de petróleo a se reinventar e tornar-se mais eficiente, uma vez que o preço praticado de 2011 a 2014, na faixa de 120 dólares, não é mais realidade no setor do óleo e gás. Este movimento em grande parte se deve ao desenvolvimento da indústria de *shale oil* nos EUA, que expandiu a produção petrolífera dos EUA de 8 milhões de barris por dia (bpd) pra 13 milhões de bpd em apenas 6 anos.

Neste contexto, os novos projetos de desenvolvimento da produção precisaram buscar soluções não usuais para se adequar a nova realidade de preços e se mostrar atrativos economicamente. A constante busca pela melhor estratégia de desenvolvimento, isto é, maximizar o VPL¹ sem perder de vista os riscos intrínsecos da indústria de petróleo, tornou-se questão crucial para que novos investimentos na área fossem concretizados.

Desta forma, soluções compartilhadas de sistemas de produção e injeção (visando a redução de custos), tais como *manifolds*, anéis de coleta, *trunklines* e soluções de elevação artificial (visando o aumento de receitas), entre as quais destacam-se bombeio multifásico, separação submarina gás-líquido, *gas-lift* na base do riser e compressão submarina também estão sendo cada vez mais estudadas no intuito de extrair o máximo valor possível do projeto.

A simulação numérica computacional é o instrumento utilizado para avaliar a melhor maneira de explotar um campo de petróleo. O aumento da complexidade dos projetos citado acima, principalmente do sistema de produção, traz a necessidade de ferramentas computacionais capazes de representar fidedignamente o *layout* submarino arquitetado para o desenvolvimento do projeto.

¹Um projeto de desenvolvimento da produção pode ter inúmeros direcionadores estratégicos econômicos, por exemplo, minimização da exposição financeira, retorno sobre o capital empregado, taxa interna de retorno, entre outras. O autor usou o VPL como principal direcionador apenas pelo fator do VPL ser a métrica de análise mais popular.

O uso de modelos integrados de produção (MIP), isto é, que simulam não só o escoamento dos fluidos no meio poroso do reservatório, mas também o escoamento nas tubulações dos poços e dutos submarinos até chegar na UEP são cada vez mais comuns, pois através deles é possível ter uma representação mais fiel do escoamento no sistema de produção.

Dentro da ótica do modelos integrados de produção, um problema importante é a modelagem do fluido satisfatória em todo o sistema de produção, desde o reservatório até a UEP. Em modelos desacoplados de produção, as diferentes áreas de estudo fazem a modelagem de propriedades PVT a fim de representar o fluido para sua determinada condição de produção. Por exemplo, o engenheiro que trata do escoamento no meio poroso tem maior preocupação com as propriedades PVT na temperatura do reservatório, enquanto o engenheiro de escoamento nas tubulações deve se preocupar com as propriedades PVT em uma faixa maior de temperatura, já que o fluido sofre resfriamento ao longo do escoamento.

Em MIP, diferentemente dos modelos desacoplados, existe a necessidade de ajuste único para propriedades PVT que satisfaçam tanto o escoamento no meio poroso, isotérmico, e o escoamento nos dutos e tubulações. Além disso, o modelo deve ter tempo de simulação adequado para o desenvolvimento do projeto, ou seja, existe um ponto ótimo entre qualidade do ajuste das propriedades para cada fenômeno *versus* tempo de simulação.

Uma maneira criteriosa de modelar as propriedades de um fluido é através do ajuste de uma EOS que caracteriza o comportamento termodinâmico do fluido juntamente com os dados experimentais obtidos em laboratório. Uma série de ensaios são conduzidos e os dados obtidos, juntamente com a composição do fluido, são usados em simuladores que realizam a regressão dos dados, isto é, modificam variáveis da EOS que possuem elevada incerteza a fim de representar através da EOS ajustada o comportamento observado nos ensaios laboratoriais. Esta abordagem é conhecida na literatura como caracterização de fluido composicional para as propriedades PVT de uma mistura.

Para reduzir o tempo de simulações numéricas computacionais, um número mínimo de componentes devem ser usados para representar a EOS. Uma EOS detalhada contém cerca de 20 a 30 componentes, enquanto uma simplificada² possui apenas de 4 a 10. Neste trabalho, é realizado o ajuste de várias EOS para uma mistura de óleo volátil. Cada EOS é usada para prever as propriedades termodinâmicas e reológicas em um MIP onde serão comparadas

²O termo EOS simplificada será usado ao longo do texto para denotar as EOS pseudoi-zadas, isto é, as EOS obtidas a partir de um processo de agrupamento de componentes.

variáveis de interesse em relação ao MIP com EOS detalhada. A resposta obtida do campo de pressões e saturações no modelo de escoamento no meio poroso, assim como os perfis de pressão, temperatura, *hold-up* no sistema de produção, são os pontos-chave para definir até que ponto é válido simplificar a EOS em prol de eficiência computacional sem perder qualidade na simulação.

1.2

Motivação

O aumento de complexidade nas soluções para viabilizar grandes projetos está demandando cada vez mais capacidade de processamento e memória computacional, especialmente quando se trata de MIP com simulação numérica composicional, que são geralmente usados para uma análise mais detalhada das interações entre reservatório e sistema de produção.

A simplificação da EOS é a solução usual para diminuir o esforço computacional nesse tipo de simulação. Inúmeros trabalhos podem ser encontrados na literatura abordando este tema, contudo, focados apenas na simplificação da EOS com o intuito de ajustar as propriedades relevantes para o fluxo no meio poroso, caracterizado por ser isotérmico.

Com a recente popularidade de MIP e a necessidade de abordagem composicional para a propriedade dos fluidos, surge a necessidade da EOS ser representativa também para as propriedades relevantes do escoamento nos poços e dutos, não isotérmico, com tempo de simulação viável para os engenheiros tomarem decisões rápidas no decorrer do desenvolvimento dos projetos.

A literatura é rica em estudos para definir a estratégia de simplificação para escoamento em meios porosos, contudo, são escassos os trabalhos na literatura abordando este tema para modelos integrados de produção. Desta forma, a motivação principal deste trabalho é estudar o efeito da simplificação de uma EOS para ser usado em MIP, avaliando não só a qualidade da EOS para uso em simulação de escoamento em meio poroso, mas também para o escoamento nas tubulações dos poços e dutos, com o menor tempo de simulação possível.

1.3

Objetivos

O objetivo deste trabalho é avaliar o número ideal de componentes para ajustar uma EOS capaz de representar o escoamento no meio poroso e nas tubulações dos poços e dutos em um MIP, com o menor tempo de simulação possível. A avaliação será feita para um fluido de reservatório categorizado

na literatura como óleo volátil, adequado para modelagem composicional do fluido. As principais etapas do trabalho são:

- (i) Ajuste da EOS detalhada da amostra de petróleo;
- (ii) Elaborar metodologia de simplificação da EOS;
- (iii) Construir MIP para simular a produção com cada EOS;
- (iv) Comparar respostas para variáveis de interesse das EOS simplificadas com a EOS detalhada;
- (v) Definir a EOS simplificada ótima.

1.4

Estrutura da dissertação

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos. No Capítulo 1 apresenta-se o tema proposto, assim como as motivações e objetivos do trabalho.

No Capítulo 2 é apresentada a fundamentação teórica necessária para entendimento da dissertação. Serão abordados temas como: tipos de fluidos encontrados em reservatórios, análises laboratoriais comuns para determinação de propriedades de fluido e modelagem e regressão de EOS.

No Capítulo 3 é feita uma breve descrição de MIP com foco nas ferramentas de simulação numérica disponíveis, abordando o modelo de escoamento no meio poroso e nas tubulações dos poços e dutos, assim como as formas de acoplamento dos modelos. As referências encontradas sobre o tema foram acrescentadas neste capítulo.

O Capítulo 4 descreve a metodologia geral aplicada para a obtenção dos resultados da representatividade do modelo de fluido em todo o sistema de produção, desde o escoamento no meio poroso até a UEP. Também é feita uma descrição do MIP usado para a geração dos resultados. Destaca-se aqui a modelagem do escoamento no meio poroso, nas tubulações e o acoplamento entre os modelos. Além disso, descrevem-se as ferramentas de modelagem integrada de produção utilizadas no trabalho.

No Capítulo 5 são apresentados os resultados das simulações para o fluido estudado assim como sugestões para modelagem de EOS em MIP para óleos voláteis.

Finalmente no Capítulo 6 são destacadas as conclusões do autor a respeito do tema e são feitas algumas sugestões de trabalhos futuros.

2

Fundamentação Teórica

2.1

Caracterização do comportamento de fases de uma mistura de hidrocarbonetos com equação de estado e análises PVT

2.1.1

Fluidos encontrados em reservatórios de petróleo

De acordo com Danesh (1998), fluidos encontrados em reservatórios de petróleo são constituídos principalmente de hidrocarbonetos. O comportamento das fases no reservatório e ao longo do sistema de produção é determinado por sua composição, pressão e temperatura, o qual tem relevada importância no desenvolvimento e gerenciamento de reservatórios, afetando todos os aspectos da exploração e produção de petróleo. Embora em um reservatório existam milhares de componentes, o comportamento da mistura pode ser explicado examinando-se a mistura de multicomponentes puros simples.

2.1.1.1

Composição dos fluidos encontrados em reservatórios de petróleo

Segundo Pedersen *et al.* (2006), metano (CH_4) é o mais simples hidrocarboneto existente e também o mais comum em um reservatório de petróleo. Como metano possui apenas um átomo de carbono, ele é frequentemente chamado de C_1 . Similarmente, o termo C_2 é usado para o etano (C_2H_6), C_3 para o propano (C_3H_8) e assim por diante. O grupo de hidrocarbonetos com sete ou mais átomos de carbono são chamados de C_{7+} . Da mesma forma, o grupo com vinte ou mais átomos de carbono é comumente chamado de C_{20+} .

Reservatórios de petróleo também podem conter compostos inorgânicos, comumente chamados de impurezas, entre os mais comuns estão o nitrogênio (N_2), dióxido de carbono (CO_2) e ácido sulfídrico (H_2S). Além disso, água (H_2O) também está presente no reservatório, contudo, devido a sua baixa miscibilidade com hidrocarbonetos, a maior parte da mesma é usualmente encontrada em uma zona separada localizada abaixo da região com óleo e gás. Ainda conforme Pedersen *et al.* (2006), os componentes mais pesados (C_{7+}) pertencem a uma das seguintes classes de componentes:

- (i) Saturados: São componentes compostos por segmentos de hidrocarbonetos do tipo C, CH, CH₂ e CH₃ conectados por ligações covalentes. São divididos em n-parafinas ou iso-parafinas. Nas n-parafinas, as cadeias não têm ramificações enquanto que nas iso-parafinas, existe pelo menos uma ramificação. Naftênicos também fazem parte deste grupo e são constituídos dos mesmos segmentos que as parafinas, entretanto eles diferem devido ao fato de possuir uma ou mais estruturas cíclicas. A Figura 2.1 mostra a estrutura de algumas parafinas (metano, etano e n-hexano) e naftênicos (ciclohexano e metil-ciclopentano).
- (ii) Aromáticos: Similar aos naftênicos, também possuem estruturas cíclicas conhecidas como anéis aromáticos, contudo alternam-se ligações simples e duplas entre os carbonos. Benzeno, o aromático mais simples, é mostrado na Figura 2.1. Existem também estruturas com vários anéis aromáticos aglutinados. O Naftaleno é um exemplo deste tipo de componente encontrado em reservatórios de petróleo e sua estrutura pode ser vista na Figura 2.1.
- (iii) Resinas e Asfaltenos: Em menor proporção, são encontrados também resinas e asfaltenos, compostos policíclicos, de alto peso molecular, compreendendo átomos de nitrogênio, enxofre e oxigênio.

O percentual de cada componente saturado (S), aromático (A), resinas (R) e asfaltenos (A) é determinado na indústria através da análise conhecida como SARA.

Conforme Pedersen *et al.* (2006), informações detalhadas de todos os componentes do fluido no reservatório não são normalmente encontradas na indústria do petróleo, uma vez que seria impossível identificar e medir as propriedades de todos os componentes. Para contornar esta dificuldade os hidrocarbonetos que pertencem a mesma classe estrutural são medidos e reportados em grupos. Normalmente os componentes são classificados em componentes definidos, frações individuais com o mesmo número de átomos de carbono e fração *plus*:

- (i) Componentes definidos: tais como CO₂, N₂, H₂S, C₁, C₂, C₃, iC₄, nC₄, iC₅, nC₅ e C₆. (C₆ usualmente corresponde a soma de normal C₆ com os componentes cíclicos e ramificados com 6 átomos de carbono).
- (ii) Frações individuais com 7 ou mais carbonos, por exemplo, C₉, C₁₄ e C₁₇, que possuem praticamente apenas componentes com, respectivamente, 9, 14 e 17 átomos de carbono. Essas frações apresentarão um intervalo para

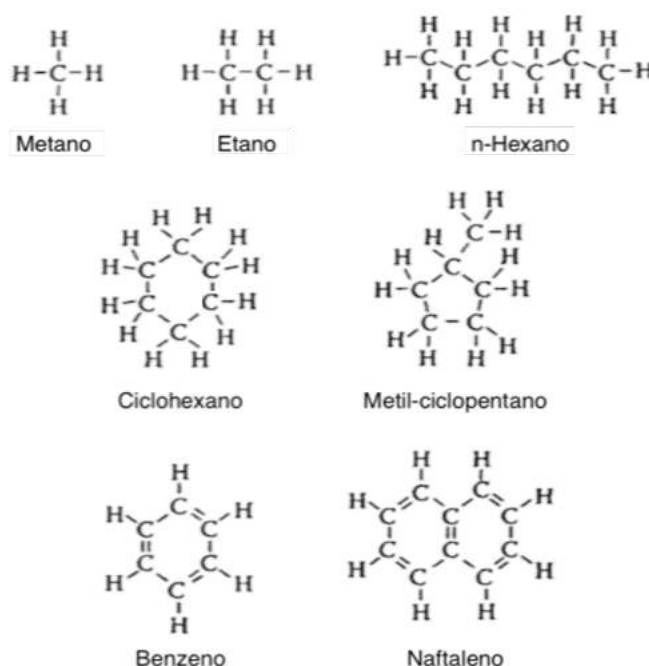


Figura 2.1: Estruturas moleculares de alguns componentes encontrados em reservatórios de petróleo — Adaptado de Pedersen *et al.* (2006)

as suas propriedades a depender de quais isômeros estão mais presentes na composição.

- (iii) Fração *plus*, a qual constitui-se de componentes que são muito pesados para serem separados em frações individuais. Por exemplo, é comum em análises laboratoriais agrupar os componentes com 20 ou mais carbonos na fração *plus* C_{20+} .

Uma observação importante em relação ao agrupamento em classes estruturais é que a fração molar correspondente a cada grupo não está ligada diretamente ao número de carbonos de cada componente, e sim a temperatura de ebulição de cada composto. Portanto, pode existir, na fração C_9 , componentes que não possuem 9 carbonos na sua cadeia mas que estão na mesma faixa de temperatura de ebulição desta fração.

2.1.1.2

Propriedades dos fluidos encontrados nos reservatórios e comportamento das fases

De acordo com Pedersen *et al.* (2006), os hidrocarbonetos encontrados nos reservatórios de petróleo possuem uma vasta variação nas propriedades dos seus constituintes. A Tabela 2.1 mostra propriedades físicas de alguns

componentes puros encontrados naturalmente em misturas de óleo e gás. Pode-se ver, por exemplo, que a temperatura de ebulição do metano a pressão atmosférica é de $-161,6\text{ }^{\circ}\text{C}$, enquanto que, a mesma pressão, o benzeno evapora a temperatura de $80,1\text{ }^{\circ}\text{C}$. Componentes como n-decano e o naftaleno, ambos com 10 átomos de carbono, possuem propriedades químicas diferentes, como pode-se notar na Tabela 2.1. Da mesma forma, n-hexano, metil-ciclo-pentano e o benzeno, todos contendo 6 átomos de carbono, possuem massa específica nas condições de superfície diferentes.

Tabela 2.1: Propriedades físicas de componentes comuns de reservatórios de petróleo — Adaptado de Pedersen *et al.* (2006)

Componente	Fórmula	M (g/mol)	T_e ($^{\circ}\text{C}$)	T_c ($^{\circ}\text{C}$)	p_c (barg)	ω	ρ (g/cm ³) 1 atm, 20 $^{\circ}\text{C}$
Nitrogênio	N ₂	28,013	-195,8	-147	-33,9	0,040	—
Dióxido de Carbono	CO ₂	44,010	-78,5	31,1	73,8	0.225	—
Sulfeto de Hidrogênio	H ₂ S	34,080	-59,7	100,1	89,4	0.100	—
Metano	CH ₄	16,043	-161,6	-82,6	-46,0	0.008	—
Etano	C ₂ H ₆	30,070	-87,6	32,3	48,8	0.098	—
Propano	C ₃ H ₈	44,094	-42,1	96,7	42,5	0,152	—
Iso-Butano	C ₄ H ₁₀	58,124	-11,8	135,0	36,5	0,176	—
N-Butano	C ₄ H ₁₀	58,124	-0,5	152,1	38,0	0,193	—
Iso-Pentano	C ₅ H ₁₂	72,151	27,9	187,3	33,8	0,227	0,620
N-Pentano	C ₅ H ₁₂	72,151	36,1	196,4	33,7	0,251	0,626
N-Hexano	C ₆ H ₁₄	86,178	68,8	243,3	29,7	0,296	0,659
Iso-Octano	C ₈ H ₁₈	114,232	117,7	286,5	24,8	0,378	0,702 (16 $^{\circ}\text{C}$)
N-Decano	C ₁₀ H ₂₂	142,286	174,2	344,6	21,2	0,489	0,730
Ciclopentano	C ₅ H ₁₀	70,135	49,3	238,6	45,1	0,196	0,745 (16 $^{\circ}\text{C}$)
Metil-Ciclopentano	C ₆ H ₁₂	84,162	71,9	259,6	37,8	0,231	0,754 (16 $^{\circ}\text{C}$)
Ciclohexano	C ₆ H ₁₂	84,162	80,7	280,4	40,7	0,212	0,779
Benzeno	C ₆ H ₆	78,114	80,1	289,0	48,9	0,212	0,885 (16 $^{\circ}\text{C}$)
Tolueno	C ₇ H ₈	92,141	110,7	318,7	41,0	0,263	0,867
Orto-Xileno	C ₈ H ₁₀	106,168	144,5	357,2	37,3	0,310	0,880
Naftaleno	C ₁₀ H ₈	128,174	218,0	475,3	40,5	0,302	0,971 (90 $^{\circ}\text{C}$)

Segundo Pedersen *et al.* (2006), as pressões de vapor e o ponto crítico dos componentes puros também são fundamentais para entender o comportamento das fases de misturas dos componentes encontrados em reservatórios

de petróleo. A curva de pressão de vapor é determinada medindo-se os valores de temperatura e pressão nas quais uma substância passa do estado líquido para o gasoso. A curva de pressão de vapor termina no ponto crítico, acima do qual não é possível determinar uma transição entre estado líquido e gasoso. O fluido nesta região é chamado de super crítico. A Figura 2.2 mostra as curvas de pressão de vapor e os pontos críticos do metano e benzeno, assim como um diagrama de fases da mistura destes dois componentes, na proporção molar de 25% de metano e 75% de benzeno.

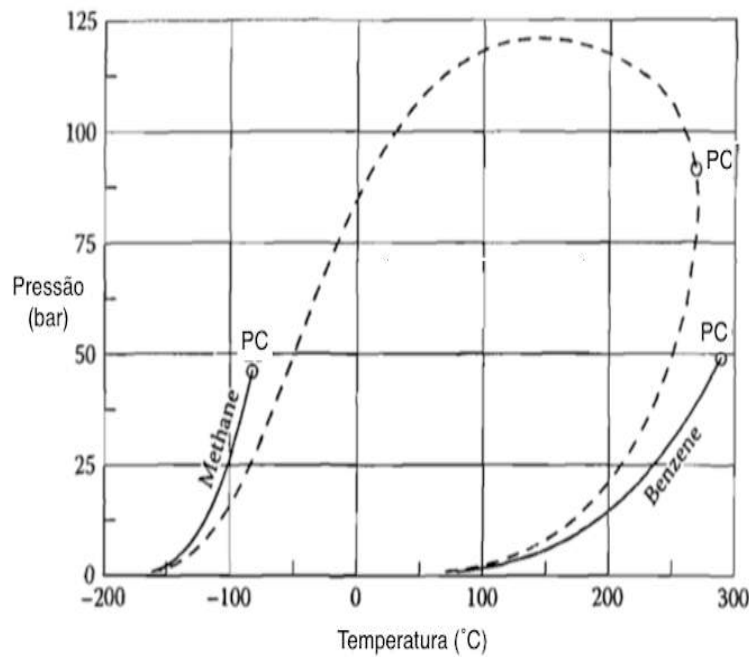


Figura 2.2: Curva de pressão de vapor do metano e benzeno e envelope de fases da mistura de 25% de mols de metano e 75% mols de benzeno — Adaptado de Pedersen *et al.* (2006)

De acordo com Danesh (1998), fluidos no estado gasoso também estão presentes em reservatórios de petróleo. Sabe-se que eles podem ser tratados como gases ideais apenas quando a pressão está próxima de zero. A relação pressão-volume para um gás ideal é,

$$p\bar{v} = \bar{R}T$$

onde \bar{v} é o volume específico molar, p é a pressão absoluta, T é a temperatura absoluta e \bar{R} é a constante universal dos gases, que é assim chamada uma vez que todos os gases, quando levados à pressão atmosférica, a temperatura

constante, tendem a apresentar o mesmo valor limite, isto é:

$$\lim_{p \rightarrow 0} \frac{p\bar{v}}{T} = \bar{R}$$

De acordo com Moran *et al.*, devido às forças intermoleculares, gases não se comportam de forma ideal em pressões elevadas. Para quantificar a não-idealidade dos gases é usado um fator de compressibilidade (Z) na relação pressão-volume, logo,

$$p\bar{v} = Z\bar{R}T$$

Como $\bar{v} = Mv$, onde M é o peso molecular, o fator de compressibilidade pode ser expresso como:

$$Z = \frac{pv}{RT}$$

onde

$$R = \frac{\bar{R}}{M}$$

O fator de compressibilidade tende para a unidade quando a pressão tende para zero, a uma temperatura fixa. Este comportamento pode ser visto na Figura 2.3, a qual mostra o fator de compressibilidade do hidrogênio em função da pressão para alguns valores de temperatura. Pode-se notar também a não idealidade do hidrogênio para altas pressões.

Ainda de acordo com Moran *et al.*, ao se avaliar o fator de compressibilidade em função da pressão e temperatura para outros gases, chega-se a conclusão que o comportamento é qualitativamente similar. Quando as coordenadas dos eixos são cuidadosamente modificadas, nota-se também que as curvas para vários diferentes gases coincidem, e inclusive similaridade quantitativa pode ser obtida. Isto é referenciado na literatura como princípio dos estados correspondentes. Nesta abordagem, o fator de compressibilidade Z é plotado *versus* uma pressão reduzida p_R e uma temperatura reduzida T_R , definidos como:

$$p_R = p/p_c$$

$$T_R = T/T_c$$

onde p_c e T_c são a pressão e temperatura críticas, respectivamente.

Segundo Danesh (1998), o princípio dos estados correspondentes é um conceito muito importante, uma vez que ele estabelece que substâncias diferentes se comportam de forma similar quando estão relativamente a mesma distância de seus pontos críticos. Isto implica que todas as substâncias se comportam de forma parecida nos seus pontos críticos, logo, devem ter o mesmo

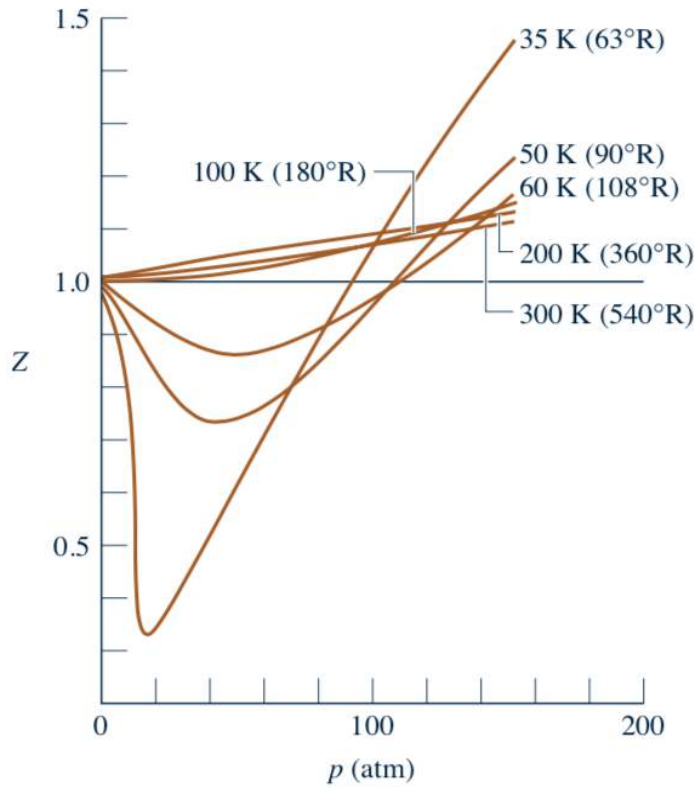


Figura 2.3: Variação do fator de compressibilidade do hidrogênio em função da pressão a temperatura constante. — Extraído de Moran *et al.* (2011)

fator de compressibilidade crítico, Z_c ,

$$Z_c = \frac{p_c v_c}{RT_c}$$

Ainda conforme Danesh (1998), se o princípio dos estados correspondentes fosse exato, as curvas de pressão de vapor de todos os componentes, plotados na forma reduzida, teriam a mesma inclinação sobre a mesma linha. Na prática, isto não ocorre. O desvio se dá devido a diferenças nas estruturas moleculares dos vários componentes, resultando em diferentes forças intermoleculares. A inclusão de um terceiro parâmetro, adicional à pressão e temperatura reduzida, é o procedimento aceito para resolver o problema de equilíbrio de fases de componentes. Este parâmetro é conhecido como fator acêntrico, ω .

Segundo Pedersen *et al.* (2006), outra forma de entender esta propriedade é pensar nela como uma medida da curvatura da curva de pressão de vapor de um componente puro. A Figura 2.4 mostra a curva de pressão de vapor de 3 substâncias, todas com o mesmo ponto crítico e com diferentes fatores acêntricos. Com o ponto crítico fixo, a curvatura das linhas de pressão de vapor são determinadas pelos fatores acêntricos.

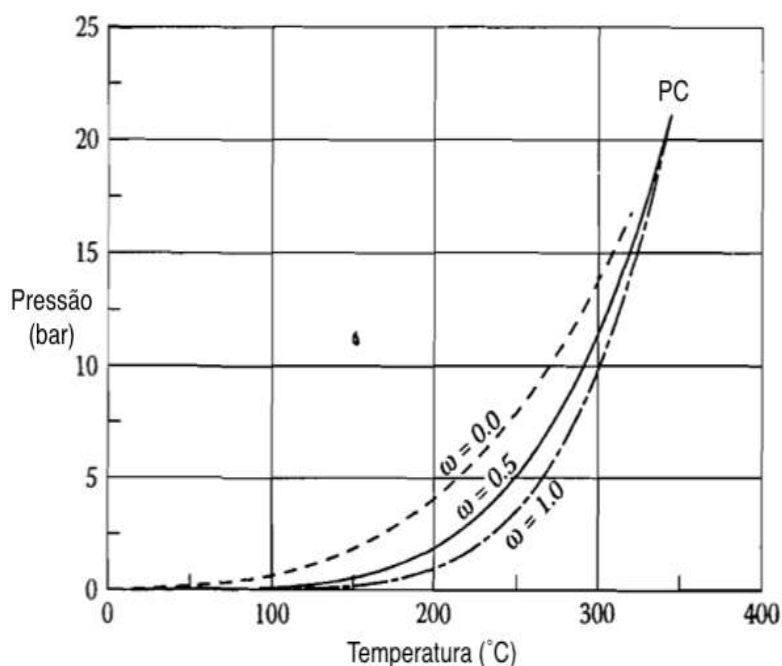


Figura 2.4: Curva de pressão de um componente com o mesmo PC e fatores acêntricos 0,0; 0,5 e 1,0 — Adaptado de Pedersen *et al.* (2006)

De acordo com Pedersen *et al.* (2006) e Ahmed (2007), fluidos de reservatórios de petróleo são misturas multicomponentes. Com dois ou mais componentes presentes, a região de duas fases não é mais restrita a uma linha no diagrama de pressão-temperatura. Na Figura 2.2 pode ser visto que a mistura de 25% molar de metano e 75% molar de benzeno forma uma área fechada com uma região de duas fases. A linha envolvendo esta área é chamada de envelope de fases.

Uma importante característica destes sistemas é a variação das propriedades termodinâmicas e físicas com a composição da mistura. Sendo assim, é necessário saber a composição da mistura em termos de frações molares ou frações mássicas de antemão para determinar suas propriedades.

A Figura 2.5 mostra um envelope de fase típico de uma mistura multicomponente encontrada em reservatórios de petróleo. Segundo Ahmed (2007), o envelope de fase consiste em uma curva dos pontos de orvalho e uma curva dos pontos de bolha se encontrando no ponto crítico da mistura.

Sobre a curva de ponto de orvalho a mistura é gasosa e está em equilíbrio com uma quantidade incipiente de líquido. Nessa condição o gás é dito saturado. Em temperaturas maiores, na mesma pressão, não há líquido presente. Neste ponto o gás é dito subsaturado.

Na curva de pontos de bolha a mistura é líquida em equilíbrio com uma

quantidade incipiente de gás. Nessa condição o líquido é chamado saturado. Em temperaturas menores, sob a mesma pressão, o líquido é dito subsaturado.

Ainda segundo Ahmed (2007), no ponto crítico duas fases idênticas estão em equilíbrio, com a mesma composição. Em temperaturas próximas à temperatura crítica e pressões acima da pressão crítica há apenas uma fase presente, mas é difícil definir se a fase é líquida ou gasosa. O fluido nessa região é comumente chamado de supercrítico.

O interior do envelope é conhecido como a região de duas fases. Nessa região, encontram-se todas as combinações de temperatura e pressão onde a mistura de hidrocarbonetos pode permanecer com duas fases em equilíbrio. A maior pressão que duas fases ainda coexistem é chamada de cricondebárica e a maior temperatura com duas fases presentes é chamada de cricondotérmica.

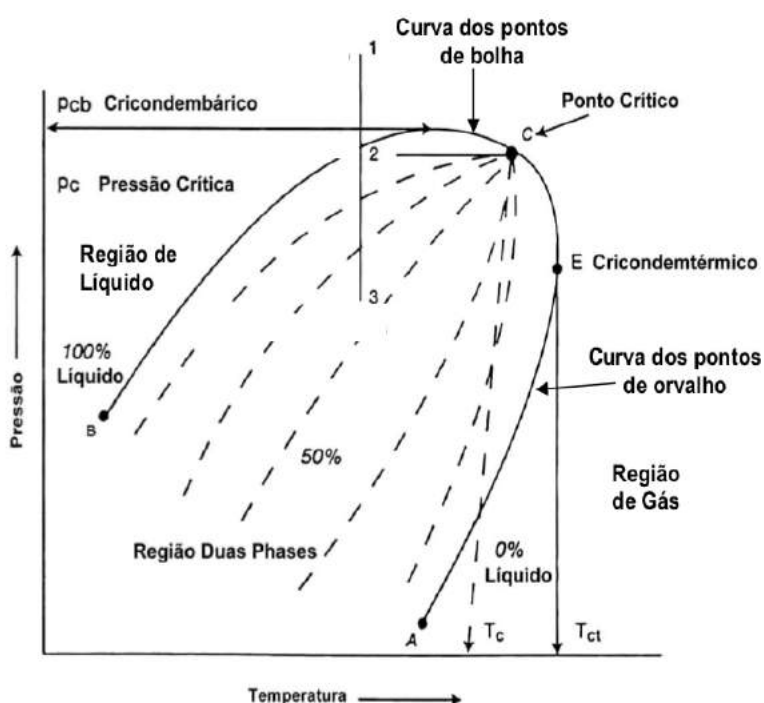


Figura 2.5: Envelope de fase típico de fluidos encontrados em reservatórios de petróleo — Extraído de PUC-Rio (2019)

2.1.1.3

Classificação dos fluidos encontrados em reservatórios de petróleo

Fluidos de reservatório de petróleo podem ser divididos em:

- (i) Mistura de gás natural seco
- (ii) Mistura de gás natural úmido
- (iii) Mistura de gás condensado retrógrado

- (iv) Mistura de óleo volátil
- (v) Mistura *Black-oil*

De acordo com Pedersen *et al.* (2006), as misturas podem ser identificados comparando-se a temperatura do reservatório com a T_c da mistura. Isto é ilustrado na Figura 2.6. Durante a produção de um campo, a temperatura do reservatório permanece praticamente constante enquanto que a pressão decresce devido a retirada de massa do reservatório oriunda da produção. Conforme visto acima, os reservatórios de gás podem ser classificados em três tipos. Para um reservatório de gás natural seco, o decréscimo de pressão não afetará o número de fases, uma vez que o fluido permanecerá no estado gasoso em todas as pressões.

Além disso, segundo Andreolli (2016), durante o escoamento até o separador na UEP o fluido continua somente no estado gasoso. Este tipo de mistura é interessante do ponto de vista de amostragem de fluido, uma vez que a coleta no separador de superfície é representativa do reservatório, já que não há condensação durante o escoamento. Na Figura 2.6 está representado esta mistura pela condição P_3 e T_3 até atingir a condição P_S e T_S através da curva pontilhada b.

Quando a mistura de fluido gera condensado no escoamento até o separador de superfície a mistura é chamada de gás natural úmido. Neste caso a curva de pressão e temperatura adentra o envelope de fases antes de chegar a superfície. A Figura 2.6 ilustra o escoamento deste tipo de mistura, através da curva pontilhada a, saindo da condição P_3 e T_3 até a condição P_S e T_S .

Reservatórios de gás condensado retrógrado possuem a condição inicial de temperatura e pressão localizada entre a T_c e a cricondentérmica do envelope de fase. o decréscimo de pressão, em algum estágio, encontrará a curva de ponto de orvalho do envelope de fase e uma fase líquida estará em equilíbrio com o gás ainda no reservatório. Entretanto, essa fase se revaporiza quando a pressão continua a cair e ultrapassa determinado valor. O termo retrógrado é usado pois neste tipo de reservatório ocorre o comportamento inverso ao esperado de um gás, que é de condensar em um processo de pressurização, e não de despressurização. Na Figura 2.6 ilustra esta condição através do ponto P_2 e T_2 .

Segundo Pedersen *et al.* (2006), reservatórios de óleo são caracterizados por apresentarem sua condição inicial de temperatura a esquerda da temperatura crítica do envelope de fases. Se o reservatório encontra-se na condição P_1

Tabela 2.2: Composição da mistura de gás natural — Adaptado de Pedersen *et al.* (2006)

Componente	Percentual Molar
N ₂	0,340
CO ₂	0,840
C ₁	90,400
C ₂	5,199
C ₃	2,060
iC ₄	0,360
nC ₄	0,550
iC ₅	0,140
nC ₅	0,097
C ₆	0,014

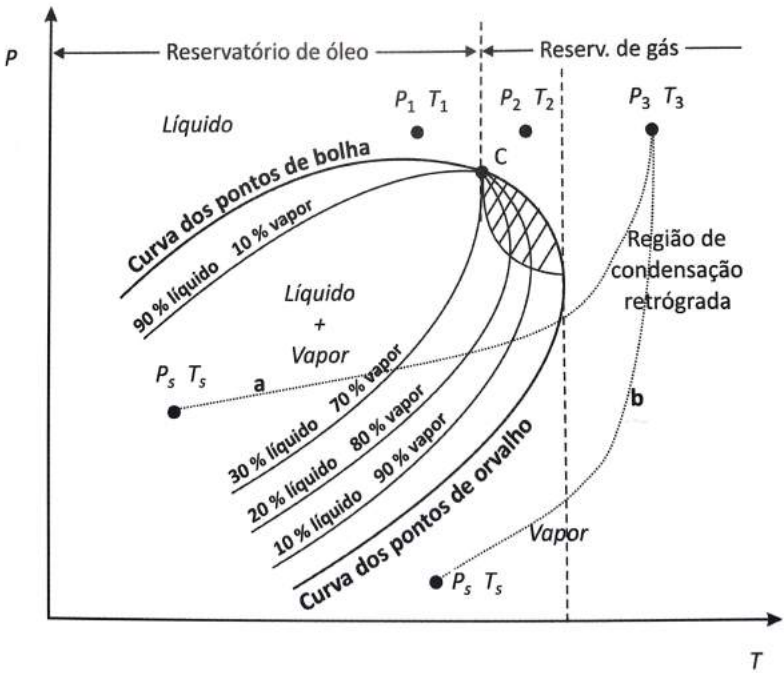


Figura 2.6: Envelope de fases de vários tipos de fluidos de reservatório — Extraído de Andreolli (2016)

e T_1 , como na Figura 2.6, a segunda fase será gasosa, uma vez que ao encontrar o envelope de fase a curva de ponto de bolha é encontrada.

Se a condição P_1 e T_1 estiver relativamente próxima ao ponto crítico, o reservatório é de óleo volátil. Se a condição de reservatório for levemente maior, digamos P_2 e T_2 , na Figura 2.6, a entrada no envelope de fases se dará

Tabela 2.3: Composição da mistura de gás condensado — Adaptado de Pedersen *et al.* (2006)

Componente	Percentual Molar	M (g/mol)	ρ (g/cm ³) 1 atm, 15°C
N ₂	0,53	—	—
CO ₂	3,30	—	—
C ₁	72,98	—	—
C ₂	7,68	—	—
C ₃	4,10	—	—
iC ₄	0,70	—	—
nC ₄	1,42	—	—
iC ₅	0,54	—	—
nC ₅	0,67	—	—
C ₆	0,85	—	—
C ₇	1,33	91,3	0,746
C ₈	1,33	104,1	0,768
C ₉	0,78	118,8	0,790
C ₁₀	0,61	136	0,787
C ₁₁	0,42	150	0,793
C ₁₂	0,33	164	0,804
C ₁₃	0,42	179	0,817
C ₁₄	0,24	188	0,830
C ₁₅	0,30	204	0,835
C ₁₆	0,17	216	0,843
C ₁₇	0,21	236	0,837
C ₁₈	0,15	253	0,840
C ₁₉	0,15	270	0,850
C ₂₀₊	0,80	391	0,877

através da curva dos pontos de orvalho, e o reservatório será de gás condensado retrógrado. Apesar da diferente nomenclatura, misturas próximas ao ponto crítico possuem propriedades similares na região de duas fases do envelope.

Ainda de acordo com Pedersen *et al.* (2006), em misturas conhecidas como *black-oils*, a condição inicial do reservatório encontra-se afastada à esquerda da T_c , a entrada na região de duas fases também se dará através da curva de ponto de bolha, e a segunda fase formada é um gás. A Tabela 2.2 até a Tabela 2.5 mostram composições típicas destes 4 fluidos.

Os reservatórios de óleo ainda podem ser classificados em relação à

Tabela 2.4: Composição da mistura próxima ao ponto crítico — Adaptado de Pedersen *et al.* (2006)

Componente	Percentual Molar	M (g/mol)	ρ (g/cm ³) 1 atm, 15°C
N ₂	0,46	—	—
CO ₂	3,36	—	—
C ₁	62,36	—	—
C ₂	8,90	—	—
C ₃	5,31	—	—
iC ₄	0,92	—	—
nC ₄	2,08	—	—
iC ₅	0,73	—	—
nC ₅	0,85	—	—
C ₆	1,05	—	—
C ₇	1,85	95	0,733
C ₈	1,75	106	0,756
C ₉	1,40	121	0,772
C ₁₀	1,07	135	0,791
C ₁₁	0,84	150	0,795
C ₁₂	0,76	164	0,809
C ₁₃	0,75	177	0,825
C ₁₄	0,64	190	0,835
C ₁₅	0,58	201	0,841
C ₁₆	0,50	214	0,847
C ₁₇	0,42	232	0,843
C ₁₈	0,42	248	0,846
C ₁₉	0,37	256	0,855
C ₂₀₊	2,63	406	0,897

pressão inicial do reservatório em:

- (i) Reservatório de óleo saturado
- (ii) Reservatório de óleo subsaturado
- (iii) Reservatórios de óleo com capa de gás

O reservatório é conhecido como saturado quando a pressão e temperatura iniciais estiverem sobre a curva de ponto de bolhas do envelope de

fases. Isto é, qualquer decréscimo de pressão originará a segunda fase de gás.

Reservatórios de óleo subsaturado possuem pressão e temperatura iniciais acima da curva de ponto de bolha, de modo que um substancial decréscimo de pressão é necessário para iniciar a formação de uma segunda fase.

Ainda existem reservatórios que em sua condição inicial possuem uma capa de gás na parte superior do reservatório. Um diagrama de fases da capa de gás e da mistura de óleo podem ser visualizadas na Figura 2.7.

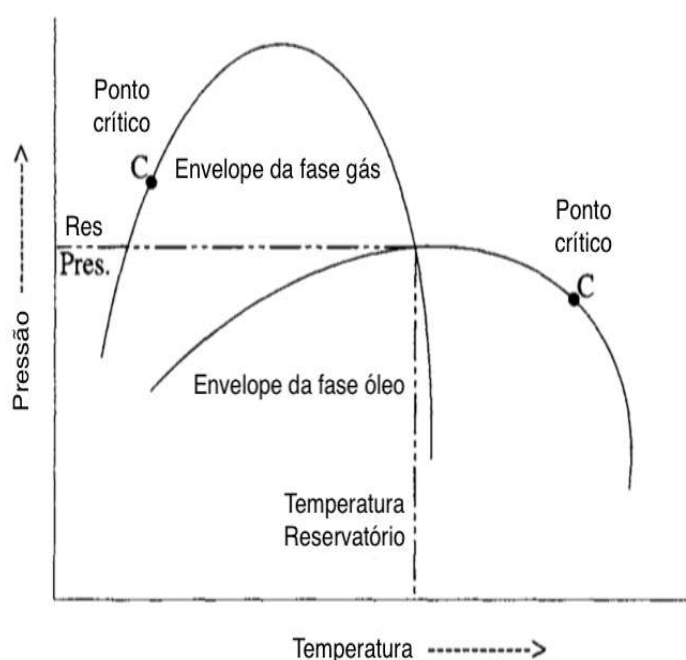


Figura 2.7: Envelope de fases de um reservatório com contato óleo-gás — Adaptado de Danesh (1998)

Do ponto de vista de simulação numérica, o engenheiro de escoamento em meio poroso e nas tubulações possuem duas abordagens a sua disposição. A metodologia *black-oil* se baseia na hipótese básica que, ao aumentar a pressão ou reduzir a temperatura, a volume constante, fará com que o equilíbrio seja deslocado de forma que mais gás estará dissolvendo no óleo.

Pelo contrário, ao diminuir a pressão ou aumentar a temperatura, a volume constante, fará com que o equilíbrio se desloque de forma que o gás dissolvido no óleo saia de solução e vá para o estado gasoso. Isto não ocorre na região de condensação retrógrada, na qual existe conversão de gás em líquido com a redução de pressão.

Tabela 2.5: Composição da mistura *black-oil* — Adaptado de Pedersen *et al.* (2006)

Componente	Percentual Molar	M (g/mol)	ρ (g/cm ³) 1 atm, 15°C
N ₂	0,04	—	—
CO ₂	0,69	—	—
C ₁	39,24	—	—
C ₂	1,59	—	—
C ₃	0,25	—	—
iC ₄	0,11	—	—
nC ₄	0,10	—	—
iC ₅	0,11	—	—
nC ₅	0,03	—	—
C ₆	0,20	—	—
C ₇	0,69	85,2	0,769
C ₈	1,31	104,8	0,769
C ₉	0,75	121,5	0,765
C ₁₀₊	54,89	322,0	0,936

Misturas de petróleo do tipo *black-oil* são o caso típico de uso desta caracterização de fluido mais simples, tanto para o escoamento no meio poroso quanto para o escoamento nas tubulações.

Mistura de gás natural seco, onde não há condensação em nenhum ponto do sistema de produção, também podem fazer uso desta abordagem já que apenas uma relação entre pressão e volume do gás é suficiente para caracterizar as propriedades deste tipo de fluido.

As misturas de gás condensado retrógrado, conforme explicado, são conhecidas por apresentar o comportamento inverso do observado em misturas *black-oil*. Desta forma, a caracterização composicional é mandatória para este tipo de mistura.

Óleos voláteis também poderiam usar a abordagem *black-oil* para caracterizar as propriedades PVT, contudo, devido à elevada transferência de massa que ocorre durante a produção deste tipo de mistura, a opção pela caracterização composicional se mostra mais adequada, devido à representação mais rigorosa deste fenômeno através da EOS, tanto para predição do gradiente de pressão como o de temperatura. Além disso, o conhecimento da correta composição de mistura de óleos voláteis, que possui em sua composição poucos componentes pesados, facilita o uso de modelagem composicional.

Nas misturas de gás úmido, mesmo sabendo-se que nas simulações de escoamento no meio poroso, o modelo *black-oil* já é suficiente, para o escoamento em tubulações, caracterizado por liberação de condensado, uma abordagem composicional, pelas mesmas razões apontadas para as misturas de gás condensado retrógrado, é mais adequada. Em MIPs, com modelo único para os fluidos, a abordagem composicional seria a melhor opção.

2.1.2 Análises PVT

Para otimizar a produção de óleo e gás de um campo, é essencial conhecer extensivamente o comportamento das fases e as propriedades volumétricas do fluido que escoar do reservatório até a UEP. Os poços e dutos que interligam o reservatório em projetos *offshore* até as plataformas de petróleo em alto mar podem ter *tiebacks* maiores que 10 km.

A temperatura e pressão irão decrescer ao longo deste escoamento. As condições no próprio reservatório também mudam com o início da produção. O fluido que antes era monofásico pode se tornar bifásico após certo tempo de produção, com a retirada de massa do reservatório e consequente diminuição da pressão.

Uma série de análises laboratoriais são executadas de forma a representar as propriedades do fluido em toda faixa de pressão e temperatura do sistema de produção. É normal descrever os volumes de óleo e gás em uma condição dita de referência¹.

Segundo Danesh (1998), independente da abordagem usada para a predição das propriedades PVT, *black-oil* ou composicional, os modelos usados em simulações computacionais precisam ser avaliados e ajustados com análises laboratoriais, que representam o caminho do fluido do reservatório até a UEP. A seguir serão descritos os experimentos mais comuns para cada tipo de fluido encontrado em reservatórios de petróleo.

2.1.2.1 Mistura de gás natural

Segundo Pedersen *et al.* (2006), uma vez que não há mudança de fase para uma mistura de gás natural seco, sua composição é constante durante a produção. O único teste necessário é uma relação pressão-volume na temperatura do reservatório. O experimento consiste em levar a amostra mantida em uma célula de laboratório das condições de reservatório para as

¹Neste texto a condição de referência ou *standard* usada é 1 atm (1.01325 bar) e 15°C.

condições *standard* e medir o volume ocupado e a densidade em cada etapa de despressurização.

Com essas informações já é possível calcular o fator de compressibilidade e relação entre o volume que o gás ocupa numa condição de pressão e temperatura de interesse e o volume que ele ocupa nas condições de referência. Esta relação é conhecida como fator de volume de formação do gás, B_g , e na Figura 2.8 abaixo é ilustrado um esquemático típico desta propriedade.

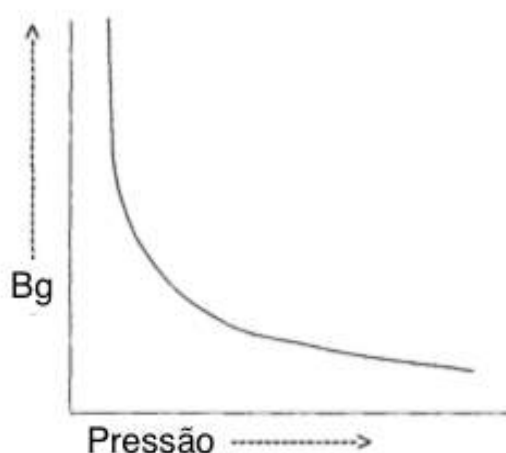


Figura 2.8: Esquemático da variação do fator de volume de formação do gás com a pressão — Adaptado de Danesh (1998)

Pedersen *et al.* (2006) também salienta que, os testes para amostras de misturas de gás natural úmidas são semelhantes. Adicionalmente, alguns testes de separador são necessários para determinar as propriedades do condensado formado em condições de superfície.

2.1.2.2 **Black-oils**

Danesh (1998) advoga que um reservatório composto por uma mistura *black-oil* se comportará durante a produção de acordo com o que é ilustrado na Figura 2.9. Na área A do reservatório, onde a pressão ainda está acima do ponto de bolha, o óleo expande devido à redução da pressão com a produção, sem mudar de fase. Na área B do reservatório, a pressão está logo abaixo do ponto de bolha, iniciando a acumulação de uma segunda fase gás, que devido à baixa saturação no meio poroso, ainda é imóvel. Na zona C, o gás já consegue se mover no reservatório e escoar em sentido ao poço. As forças gravitacionais e superficiais fazem com que o óleo e gás separem no reservatório. No poço e no duto até chegar na UEP, as duas fases escoam juntas devido ao efeito dominante da mistura das fases.

Ainda segundo Danesh (1998), o processo explicado acima é simulado no laboratório através de múltiplas expansões a composição constante (ECC), (para alguma condição de referência, conhecidas como liberações *flash*, ou para as condições de separação da UEP, conhecidas como testes de separador) para as áreas A, B e para o fluxo multifásico no poço e dutos. Um ensaio de liberação diferencial é feito para a área C.

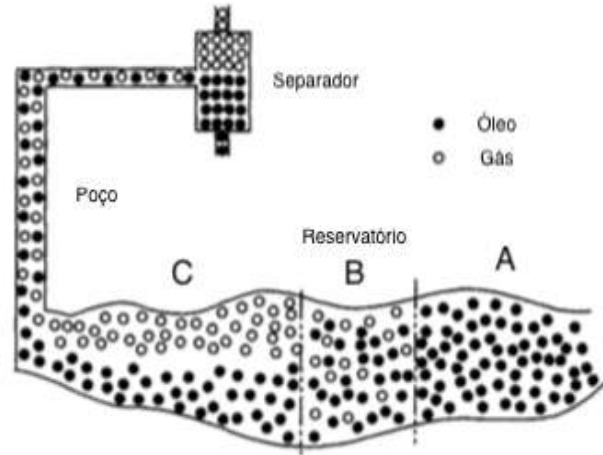


Figura 2.9: Comportamento das fases em um reservatório *black-oil* — Adaptado de Danesh (1998)

No ensaio de liberação *flash* a amostra de óleo é colocada na célula e a pressão é reduzida expandindo o volume ocupado pelo fluido, a temperatura constante. Os dados típicos reportados podem ser vistos na Tabela 2.6. As propriedades da fração *plus* (C_{20+}) também são medidas e reportadas. Um outro importante resultado deste ensaio é a pressão de saturação na temperatura do teste, isto é, a pressão na qual a segunda fase começa a ser formada.

A compressibilidade isotérmica do óleo, c_o , acima do ponto de bolha é calculada com a seguinte relação:

$$c_o = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p}_T$$

O fator-Y, que nada mais é uma medida da razão entre as mudanças relativas entre pressão e volume na região das duas fases, também é calculado:

$$Y = \frac{\frac{p_b - p}{p}}{\frac{V_t - V_b}{V_b}}$$

Segundo Pedersen *et al.* (2006), o ensaio de liberação diferencial consiste em colocar a amostra em uma célula, a temperatura constante, a qual possui uma válvula no topo que permite que o gás seja removido durante o experi-

Tabela 2.6: Relação pressão-volume de um ensaio de expansão a composição constante — Adaptado de Danesh (1998)

Pressão (bar)	Volume relativo	Y	ρ (g/cm ³) 1 atm, 15°C
345,7	0,9639	—	0,6808
311,3	0,9702	—	0,6763
283,7	0,9756	—	0,6726
276,8	0,9770	—	0,6716
242,3	0,9845	—	0,6665
207,8	0,9928	—	0,6609
200,9	0,9946	—	0,6597
194,1	0,9964	—	0,6585
187,2	0,9984	—	0,6585
181,6	1,0	—	0,6562
156,3	1,0648	2,497	—
145,1	1,1041	2,418	—
131,8	1,1627	2,325	—
118,1	1,2415	2,229	—
102,8	1,3611	2,122	—
90,1	1,5000	2,033	—
72,7	1,7837	1,911	—
58,2	2,1709	1,810	—
33,5	3,6961	1,637	—

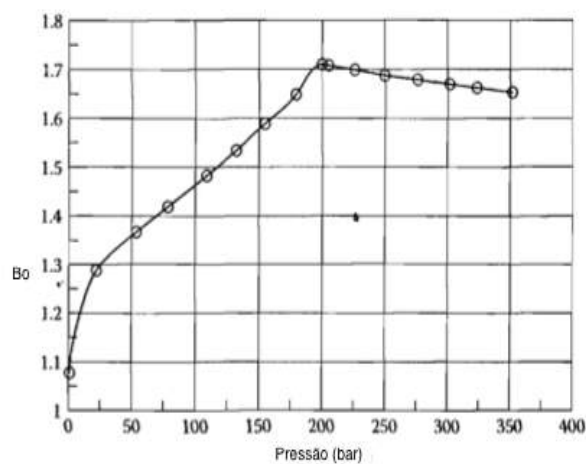
mento. O ensaio começa em uma pressão acima do ponto de bolha e o volume do sistema é expandido a cada passo do experimento. O ponto de bolha é atingido quando uma quantidade ínfima de gás é vista. Em cada estágio de pressão abaixo da pressão do ponto de bolha, todo o gás que saiu de solução é removido.

A razão entre o volume de gás dissolvido no óleo e o volume de óleo, medidos na condição *standard*, conhecida como razão de solubilidade (R_s), é medida neste ensaio. O fator volume de formação do óleo, B_o , definido como volume de óleo nas condições de pressão e temperatura de interesse em relação ao volume de óleo na condição *standard*, é outro resultado deste ensaio.

A Tabela 2.7 mostra os resultados típicos de uma liberação diferencial e as Figuras 2.10 e 2.11 mostram como o B_o e R_s variam com a pressão para uma mistura *black-oil*. Além destes, a massa específica do óleo em cada estágio de pressão também é um importante resultado do ensaio de liberação diferencial.

Tabela 2.7: Resultados de um ensaio de liberação diferencial — Adaptado de Pedersen *et al.* (2006)

Pressão (bar)	B_o (m^3/Sm^3)	R_s (m^3/Sm^3)	ρ (g/cm^3)	B_g (m^3/Sm^3)	Z	d_g ($ar = 1$)
351,4	1,653	198,3	0,670	—	—	—
323,2	1,662	198,3	0,667	—	—	—
301,5	1,662	198,3	0,664	—	—	—
275,9	1,679	198,3	0,660	—	—	—
250,1	1,688	198,3	0,656	—	—	—
226,1	1,699	198,3	0,652	—	—	—
205,9	1,708	198,3	0,649	—	—	—
200,0 (P _{sat})	1,710	198,3	0,645	—	—	—
179,1	1,648	176,2	0,656	0,00610	0,844	0,791
154,6	1,588	154,3	0,668	0,00713	0,851	0,779
132,1	1,534	134,5	0,679	0,00839	0,857	0,764
109,0	1,483	115,5	0,691	0,01030	0,868	0,758
78,6	1,413	91,7	0,706	0,01440	0,882	0,772
53,6	1,367	72,8	0,719	0,02150	0,901	0,805
22,0	1,288	46,1	0,739	0,05280	0,933	0,953
1,0	1,077	0,0	0,778	—	—	2,022
1,01; 15°C	1,0	0,0	0,838	—	—	—

Figura 2.10: Fator volume de formação do óleo (B_o) em função da pressão em um ensaio de liberação diferencial — Adaptado de Pedersen *et al.* (2006)

De acordo com Pedersen *et al.* (2006), outro importante ensaio laboratorial é o teste de separador, onde um volume conhecido da amostra é submetido

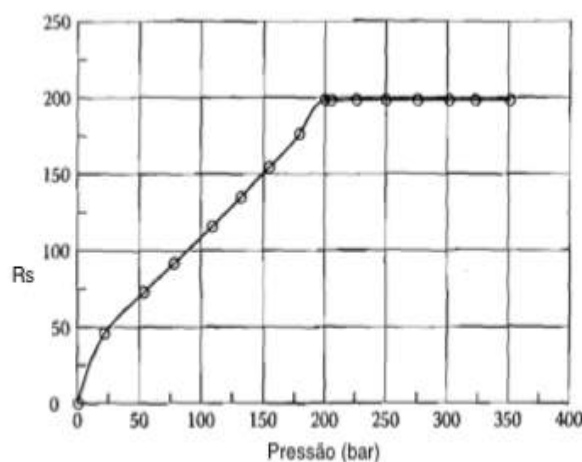


Figura 2.11: Razão de solubilidade (R_s) em função da pressão em um ensaio de liberação diferencial — Adaptado de Pedersen *et al.* (2006)

a uma ou mais expansões e, normalmente, o último estágio representa a condição de referência. O teste tem por objetivo simular os estágios de separação que o fluido experimentará passando pelo processamento primário na UEP.

Um esquemático representando um teste de separador com três estágios é ilustrado na Figura 2.12. As composições do gás liberado em cada estágio são medidas e reportadas, assim como a RGO resultante do processo de separação.

A distribuição das fases gás e óleo, produzidas em condições de superfície, depende do número e condições de cada estágio de separação. Este teste, em conjunto com outras análises, é útil para determinar as condições ótimas de separação na UEP.

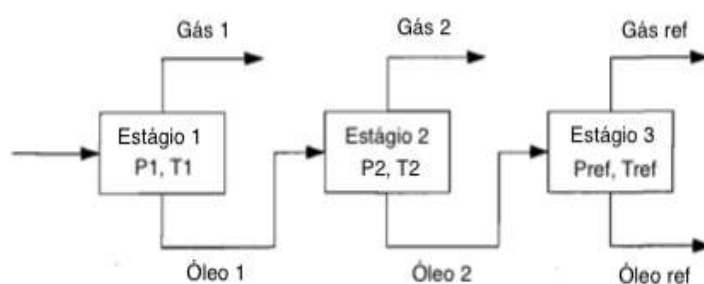


Figura 2.12: Esquemático de um teste de separador com três estágios — Adaptado de Pedersen *et al.* (2006)

A viscosidade dos fluidos também deve ser medida para representar adequadamente o comportamento reológico do fluido. O procedimento usual é medir com um viscosímetro o valor da viscosidade do óleo, em função da pressão e temperatura, para servir de insumo às simulações no meio

poroso e nas tubulações. A viscosidade do gás normalmente não é medida em laboratório, são usadas apenas correlações para estimar os valores.

2.1.2.3

Mistura de gás condensado

De acordo com Pedersen *et al.* (2006), a análise composicional de misturas de gás condensado geralmente possui mais detalhes que uma mistura típica de óleo. A fração *plus* deste tipo de amostra é muito importante uma vez que os modelos de equilíbrio de fase são muito sensíveis a descrição correta desta fração.

Pedersen *et al.* (2006) comenta também que o ensaio de liberação diferencial não é realizado neste tipo de amostra, uma vez que este teste não representa adequadamente o comportamento das fases de um reservatório de gás condensado durante a produção. O ensaio mais comum que emula o que acontece em um reservatório de gás condensado é a expansão a volume constante (EVC).

Este teste é feito na temperatura de reservatório e consiste de diversas expansões seguidas pela retirada do excesso do gás, a pressão constante, de modo que o volume da célula permaneça constante ao final de cada estágio. O gás retirado em cada estágio de pressão é coletado, e sua composição, volume e fator de compressibilidade são medidos. O volume de condensado também é mensurado. A curva de condensado depositado típica encontrada neste tipo de ensaio está ilustrada na Figura 2.13.

Danesh (1998) salienta que este teste simula o que acontece normalmente na produção de gás condensado em um reservatório explorado por depleção. O reservatório é visto como uma fonte de volume e temperatura fixos. A pressão diminui durante a produção, uma vez que fluido é produzido, enquanto que o volume e temperatura permanecem constantes. Quando o reservatório atinge o ponto de orvalho, a fase óleo começa a se formar.

A mistura produzida terá uma composição parecida com a composição do gás removida em cada estágio do ensaio de EVC. O gás gradualmente fica mais pobre, uma vez que o condensado começa a se depositar no reservatório, assim como na célula, durante o teste.

2.1.2.4

Mistura de óleo volátil

Segundo Danish (1998), ensaios laboratoriais para misturas de óleo voláteis não são bem definidas e documentadas. Testes similares aos feitos em misturas *black-oil* são comumente conduzidas nestas misturas. Como o gás

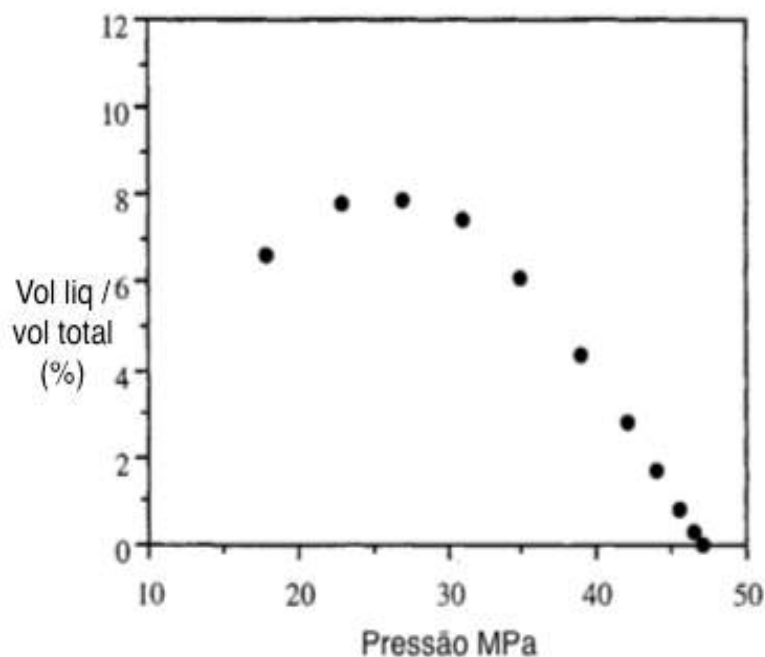


Figura 2.13: Volume de líquido depositado em uma expansão a volume constante — Adaptado de Danesh (1998)

que sai de solução abaixo do ponto de bolha quase que imediatamente começa a se mover no reservatório, o ensaio de liberação diferencial parece simular fielmente o processo. Contudo, o gás que é produzido junto com o óleo se comporta como um gás rico e contribui significativamente para o óleo residual em condições de superfície.

Ainda segundo Danesh (1998), a produção de óleos voláteis por depleção não é um método eficiente de recuperação pois quando a pressão cai abaixo do ponto de bolha, muito gás é produzido, podendo levar a mobilidade do gás ser maior do que a de óleo, resultando em grande produção de gás e deixando óleo imóvel no reservatório. Desta forma, um ensaio de depleção a volume constante, similar aos feitos em campos de gás condensado também é boa prática de ser conduzido neste tipo de mistura.

2.1.3

Equações de estado e cálculo de equilíbrio de fases

De acordo com Ahmed (2007), fase é a parte de um sistema que possui propriedades físicas e químicas uniformes, composição homogênea e, na existência de uma segunda fase, possui superfície de fronteira definida. A fase hidrocarboneto líquida e gasosa são as duas fases mais importantes que aparecem em um sistema de produção de petróleo. Água também pode estar

presente na fase líquida. Estas fases coexistem em equilíbrio no reservatório enquanto não há mudanças de temperatura, pressão e composição.

Segundo Pedersen *et al.* (2006), as condições em que cada fase pode existir é de fundamental importância nos projetos de desenvolvimento da produção, assim é possível otimizar todo o sistema de produção, desde o escoamento no meio poroso até a UEP. Através dos conceitos de equilíbrio de fases, desenvolvimento de equações de estado e aumento da capacidade computacional, tornou-se possível a criação de modelos composicionais que, em segundos, calculam milhões de equilíbrios de fases e propriedades físicas de uma mistura multicomponente.

A evolução destas ferramentas permitiram calcular com mais rigor o potencial das jazidas de petróleo. A seguir é apresentado um breve resumo sobre a teoria de equilíbrio de fases e também a evolução na modelagem das equações de estado, assuntos fundamentais para os estudos desta dissertação.

2.1.3.1

Equilíbrio de fases de um sistema multicomponente

Segundo Danesh (1998), a produção de petróleo é acompanhada de variação na composição, pressão e temperatura dos fluidos. Isto implica não só mudanças nas propriedades, mas também na formação de novas fases ou até mesmo eliminação de fases existentes. Como as mudanças no reservatório e no sistema de produção são razoavelmente lentas, é razoável assumir que as fases estão em equilíbrio. Assim, o problema passa a ser a determinação das condições de equilíbrio em um sistema de fluido com multicomponentes. Este assunto já foi exaustivamente tratado em vários artigos e livros. A seguir só serão revisados os principais conceitos de equilíbrio de fases, fundamentais para o entendimento da dissertação.

Critério para equilíbrio Danesh (1998) comenta que, para um sistema fechado, sem trocar massa com os arredores, a variação da energia total do sistema E , composta pela energia interna U , potencial E_p e cinética E_k é somente devido a troca de calor Q e trabalho W , assim determinado pela primeira lei da termodinâmica,

$$\Delta E = \Delta U + \Delta E_p + \Delta E_k = Q - W$$

A troca de calor entregue ao sistema e o trabalho feito pelo sistema devem entrar com sinal positivo na equação acima. Quando este sistema passa por um processo irreversível, sem mudança na energia cinética e potencial, e ainda

com pressão e temperatura uniforme, ao se combinar a primeira e segunda leis da termodinâmica, obtêm-se:

$$dU < TdS - pdV$$

Danesh (1998) também comenta que, uma vez que todos os processos são irreversíveis, a inequação acima estabelece que para um processo com entropia e volume constantes, a energia interna tende a diminuir quando aproxima-se do equilíbrio. Outras relações podem ser usadas para determinar o mesmo conceito. A energia livre de *Gibbs* pode ser usada para chegar na seguinte equação:

$$dG \leq -SdT + Vdp$$

que determina que a pressão e temperaturas constantes, a energia livre de *Gibbs* tende a decrescer em processos reais, e permanece constante em processos reversíveis,

$$(\partial G)_{p,T} = 0$$

Isto é, no estado de equilíbrio, a energia livre de *Gibbs* do sistema é mínima,

$$(\partial G)_{p,T} = 0$$

e

$$(\partial^2 G)_{p,T} > 0$$

Potencial químico De acordo com Danesh (1998), um sistema fechado que consiste de um número de fases em contato, conhecido como um sistema heterogêneo fechado, pode ser tratado com um conjunto de sistemas abertos, onde cada fase é homogênea e pode trocar massa com outros sistemas abertos. Neste caso a energia livre de *Gibbs* possui um componente adicional, e energia parcial molar de *Gibbs*, conhecida como potencial químico, μ_i , obtendo-se:

$$dG = -SdT + Vdp + \sum_i \mu_i dn_i$$

Para um sistema fechado com θ fases, a equação acima pode ser escrita para cada fase. Ou seja, a energia total de *Gibbs* de um sistema fechado é:

$$dG = \sum_{\eta=1}^{\theta} (-S)_{\eta} dT + \sum_{\eta=1}^{\theta} (V)_{\eta} dp + \sum_{\eta=1}^{\theta} \left(\sum_i \mu_i dn_i \right)_{\eta}$$

onde η denota cada fase.

Ainda de acordo com Danesh (1998), em um sistema com pressão e

temperatura constantes, o estado de equilíbrio determina que:

$$(dG)_{p,T} = \sum_{\eta=1}^{\theta} \left(\sum_i \mu_i dn_i \right)_{\eta} = 0$$

Como o sistema é fechado e sem reações químicas, o número total de moles de cada componente permanece constante no sistema, logo:

$$\sum_{\eta=1}^{\theta} (dn_i)_{\eta} = 0 \quad i = 1, 2, \dots, N$$

Considerando as duas últimas equações, obtêm-se:

$$\mu_i^{(1)} = \mu_i^{(2)} = \mu_i^{(3)} = \dots = \mu_i^{(\theta)} \quad i = 1, 2, \dots, N$$

Danesh (1998) comenta que a constatação acima, que o potencial químico de cada componente, através de todas as fases coexistentes, durante o equilíbrio é igual, cria um ferramenta prática de engenharia se o potencial químico puder ser calculado através de quantidades mensuráveis. Isto foi possível expressando-se o potencial químico em função de termos termodinâmicos auxiliares, tal como a fugacidade.

Fugacidade De acordo com Danesh (1998), como as relações entre propriedades de estado são independentes do caminho do processo, para um processo reversível a equação abaixo também pode ser usada para representar a variação na energia livre de *Gibbs* e, conseqüentemente, o potencial químico

$$dG = -SdT + Vdp$$

Para uma substância pura, as propriedades molares são iguais às propriedades parciais molares e, conseqüentemente, a variação do potencial químico de uma substância pura i , é dada por:

$$d\mu_i = d\bar{g}_i = -\bar{s}_i dT + \bar{v}_i dp$$

onde g , s e v são respectivamente, energia livre de *Gibbs* molar, entropia molar e volume molar. Ainda de acordo com Danesh (1998), considerando a temperatura constante, a equação acima se reduz a

$$(\partial\mu_i/\partial p)_T = \bar{v}_i$$

o que nos leva a uma simples expressão para o potencial químico de um gás

ideal, que usando uma equação de estado de gás ideal:

$$p\bar{v}_i = \bar{R}T$$

chega-se a:

$$(\partial\mu_i/\partial p)_T = \bar{R}T/p$$

onde \bar{R} é a constante universal dos gases. Integrando a equação acima, a temperatura constante, obtêm-se:

$$\mu_i - \mu_i^0 = \bar{R}T \ln(p/p^0)$$

A equação acima fornece uma relação simples para o potencial químico de um gás ideal puro quando a pressão varia de p^0 a p isotermicamente. Segundo Danesh (1998, *apud* Lewis, 19–), a equação acima foi generalizada para a aplicação em sistemas reais, definindo uma "pressão ajustada", batizada de fugacidade:

$$\mu_i - \mu_i^0 = \bar{R}T \ln(f_i/f_i^0)$$

onde μ_i^0 e f_i^0 são o potencial químico e a fugacidade do componente i , respectivamente.

Danesh (1998) comenta que, para um gás ideal, a fugacidade é igual a sua pressão, e a fugacidade de cada componente é igual a sua pressão parcial. A razão entre a fugacidade e a pressão é conhecida como coeficiente de fugacidade, ϕ . Para um sistema multicomponente,

$$\phi_i = f_i/(pz_i)$$

onde z_i é a fração molar de cada componente i . Como todos os sistemas se comportam como gás ideal a pressões muito baixas,

$$\phi_i \longrightarrow 1 \text{ quando } p \longrightarrow 0$$

Segundo Danesh (1998), reescrevendo a equação para o componente i , em cada fase de um sistema heterogêneo, com todos os estados na mesma temperatura, e sabendo que existe a igualdade do potencial químico no equilíbrio, chega-se a conclusão que:

$$f_i^{(1)} = f_i^{(2)} = f_i^{(3)} = \dots = f_i^{(\theta)} \quad i = 1, 2, \dots, N$$

isto é, a fugacidade de cada componente deve ser igual ao longo de todas as fases em um sistema heterogêneo em equilíbrio.

Danesh salienta que, tanto a fugacidade quanto o potencial químico são propriedades termodinâmicas usadas para relacionar o equilíbrio de fases. A vantagem de usar a fugacidade é que ela é mais facilmente entendida e avaliada como uma "pressão ajustada". A fugacidade pode ser imaginada como a medida da tendência das moléculas escaparem de uma fase para outra adjacente.

Assim, em um sistema multicomponente, se a fugacidade de um componente em duas fases adjacentes é a mesma, estas duas fases estarão em equilíbrio sem transferência de moléculas de uma fase para a outra.

Segundo Danesh (1998), a fugacidade pode ser relacionada rigorosamente através de propriedades mensuráveis usando relações termodinâmicas,

$$\ln \phi_i = \frac{1}{RT} \int_v^\infty \left[\left(\frac{\partial p}{\partial n_i} \right)_{T,v,n_{j \neq i}} - RT/v \right] dv - \ln Z \quad i = 1, 2, \dots, N$$

onde V é o volume total, n_i é o número de moles de cada componente i e Z é o fator de compressibilidade da mistura, dado por

$$Z = pv/nRT$$

e n é o total de número de moles da mistura com N componentes,

$$n = \sum_i^N n_i$$

A equação da coeficiente de fugacidade pode ser integrada, com a acurácia aceitável para estudos de engenharia, usando uma equação de estado para eliminar uma das variáveis presentes na integral.

2.1.3.2

Equações de estado

O equilíbrio químico em um sistema multicomponente implica na igualdade da fugacidade de cada componente ao longo de todas as fases, conforme mostrado no item anterior. O coeficiente de fugacidade, definido como a razão entre a fugacidade e a pressão de cada componente em qualquer fase está relacionado a pressão, temperatura e volume através da seguinte equação:

$$\ln \phi_i = \frac{1}{RT} \int_v^\infty \left[\left(\frac{\partial p}{\partial n_i} \right)_{T,v,n_{j \neq i}} - RT/v \right] dv - \ln Z \quad i = 1, 2, \dots, N$$

De acordo com Danesh (1998), o coeficiente de fugacidade pode, portanto, ser determinado pela equação acima com a ajuda de uma expressão relacionando, pressão, temperatura, volume e composição, isto é, uma equação

de estado. Em geral, qualquer EOS que preveja dados volumétricos confiáveis em toda faixa de variação da integral pode ser usada para descrever o comportamento das fases do fluido. Várias EOS foram aplicadas para descrever o comportamento de fluidos encontrados em reservatórios de petróleo com sucesso. A seguir, as principais EOS serão detalhadas, com destaque para a equação de *Peng-Robinson* (PR), que será usada nas simulações desta dissertação.

Equação de *van der Waals* De acordo com Pedersen *et al.* (2006), a primeira equação cúbica de estado foi pensada por van der Waals partindo do comportamento das fases de um componente puro. A Figura 2.14 ilustra esquematicamente curvas de pressão (p) vs volume molar (\bar{v}), em várias temperaturas para um componente puro. Para temperatura acima da temperatura crítica (T_1 na Figura 2.14), a curva $p\bar{v}$ exibe um formato hiperbólico sugerindo que a pressão é inversamente proporcional ao volume molar. Este comportamento é conhecido e modelado para a equação de estado de um gás ideal:

$$p = \frac{\bar{R}T}{\bar{v}}$$

onde \bar{R} é a constante universal dos gases e T é a temperatura absoluta.

Ainda de acordo com Pedersen *et al.* (2006), o volume molar de um componente, comportando-se como um gás ideal, em altas pressões assintoticamente tenderia a zero. Como pode ser visto na Figura 2.14, o volume molar tende para um limite, o qual van der Waals chamou de b . Rearranjando a equação do gás ideal e adicionando o parâmetro b , chega-se a:

$$\bar{v} = \frac{\bar{R}T}{p} + b$$

Rearranjando os termos, a expressão para a pressão fica:

$$p = \frac{\bar{R}T}{\bar{v} - b}$$

Pedersen *et al.* (2006) comenta que em temperaturas abaixo da temperatura crítica (T_3 na Figura 2.14), uma transição de fase vapor para líquido pode acontecer.

Considere um componente na temperatura T_3 inicialmente em baixas pressões, ou seja, na forma de vapor. Diminuindo o volume e mantendo a temperatura constante T_3 , a pressão irá aumentar até um ponto que uma fase líquida começa a se formar, mostrando que o ponto de condensação deste componente foi atingido. Ao continuar a diminuir o volume, a pressão

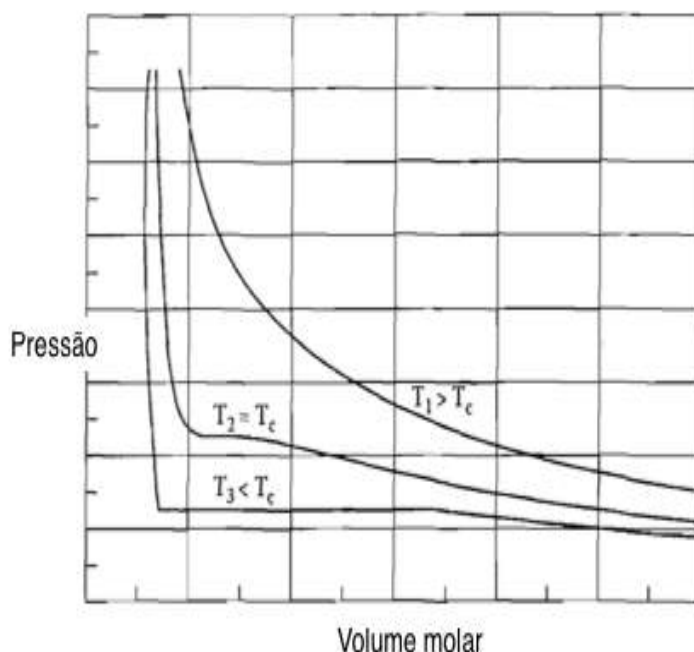


Figura 2.14: Curva pressão-volume específico molar de um componente puro
— Adaptado de Danesh (1998)

permanecerá constante até todo vapor se transformar em líquido. Como o líquido é praticamente incompressível, uma nova redução no volume estará associada a um grande aumento da pressão, como ilustrado na Figura 2.14.

O fato de que a substância pode passar por uma transição de fase gasosa com moléculas bastante afastadas uma da outras para uma fase líquida onde as moléculas estão próximas mostra a existência de forças atrativas agindo entre as moléculas. Estas forças não estão contabilizadas na equação do gás ideal, logo ela não é capaz de descrever uma transição de fase da forma vapor para líquido.

A Figura 2.15 mostra um recipiente preenchido com gás. Pedersen *et al.* (2006) explica que os dois volumes elementares, v_1 e v_2 , inicialmente contêm uma molécula apenas e a força entre os dois elementos seja f . Se outra molécula é adicionada em v_2 e mantendo uma molécula em v_1 , a força agindo entre os dois volumes elementares será de $2f$. Adicionando uma terceira molécula em v_2 aumentará para $3f$, e assim por diante. A força de atração entre dois volumes elementares é, dessa forma, proporcional a c_2 , a concentração de moléculas em v_2 .

Se sucessivas moléculas são adicionadas a v_1 , mantendo o número de moléculas constante em v_2 , a força também irá aumentar na mesma proporção. A força é então, proporcional concentração de moléculas em c_1 . Assim, a

força agindo entre dois volumes elementares é proporcional ao produto entre c_1 e c_2 . A concentração c é inversamente proporcional ao volume molar, implicando que as forças de atração são proporcionais a $1/\bar{v}^2$. Baseado nessas considerações, van der Waals sugeriu que o termo atrativo deveria ser uma constante multiplicada pelo termo $1/\bar{v}^2$, levando a:

$$p = \frac{\bar{R}T}{\bar{v} - b} - \frac{a}{\bar{v}^2}$$

que é a forma final da equação de estado cúbica da van der Waals.

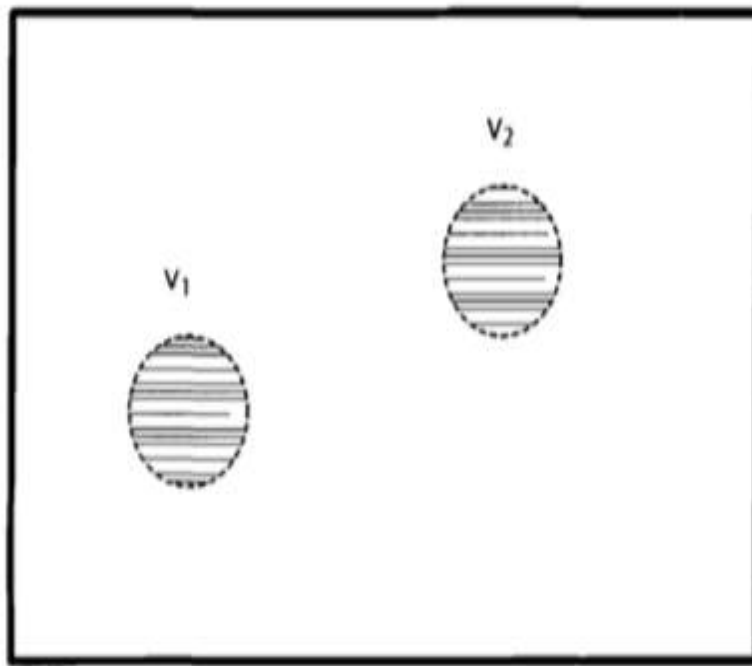


Figura 2.15: Iteração entre dois volumes elementares em um recipiente preenchido com gás — Adaptado de Danesh (1998)

As constantes a e b da equação são parâmetros da EOS determinados avaliando a curva $p\bar{v}$ para a temperatura crítica. A Figura 2.14 mostra que a curva tem um ponto de inflexão no ponto crítico, logo:

$$\bar{v} \left(\frac{\partial p}{\partial \bar{v}} \right)_{T=T_c, p=p_c} = \left(\frac{\partial^2 p}{\partial \bar{v}^2} \right)_{T=T_c, p=p_c} = 0$$

Existem 5 incógnitas, T_c , p_c , \bar{v}_c , a e b e 3 equações. Uma equação é usada para eliminar \bar{v}_c e as duas equações restantes são expressões para a e b :

$$a = \frac{27\bar{R}^2 T_c^2}{64p_c}$$

$$b = \frac{\bar{R}T_c}{8p_c}$$

Conhecendo a pressão crítica e temperatura crítica de qualquer substância pura, e arrumando os termos da equação de van der Waals em função do volume molar chega-se a:

$$\bar{v}^3 - \left(b + \frac{\bar{R}T}{p}\right)\bar{v}^2 + \frac{a}{p}\bar{v} - \frac{ab}{p} = 0$$

Segundo Pedersen *et al.* (2006), pode-se observar que a equação é cúbica em \bar{v} , o que explica porque as equações são conhecidas como equações cúbicas de estado. As EOS modernas melhoraram a previsão da curva pressão vapor através de adição de termos na equação de van der Waals. Além disso, muito esforço foi gasto na área para aprimorar o uso da aplicação em misturas de vários componentes, como por exemplo, na indústria do petróleo.

Equação de Redlich-Kwong (RK) De acordo com Pedersen *et al.* (2006), a equação de Redlich-Kwong (1949) é, considerada por muitos, a primeira EOS moderna, e sua forma é:

$$p = \frac{\bar{R}T}{\bar{v} - b} - \frac{a}{\sqrt{T}\bar{v}(\bar{v} + b)}$$

Ao comparar esta equação com a de *van der Waals*, pode-se notar que o termo de atração tem um termo com dependência da temperatura. Esta modificação tem o intuito de melhorar as predições da curva pressão-vapor. Os parâmetros a e b são determinados da mesma forma que *van der Waals*. As expressões ficam:

$$a = \frac{0.42748\bar{R}^2T_c^{2,5}}{p_c}$$

$$b = \frac{0.08664\bar{R}T_c}{p_c}$$

Para uma mistura de N componentes, os parâmetros a e b acima são determinados usando as seguintes regras de mistura:

$$a = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N z_i z_j a_{ij}$$

$$b = \sum_{i=1}^N z_i b_i$$

onde z_i e z_j são as frações molares dos componentes i e j , respectivamente. O

termo a_{ij} é determinado através da seguinte equação:

$$a_{ij} = \frac{0.42748 \bar{R}^2 T_{cij}^{2.5}}{p_{cij}}$$

O termo T_{cij} está relacionado com as temperaturas críticas dos componentes puros da mistura, T_{ci} e T_{cj} :

$$T_{cij} = \sqrt{T_{ci} T_{cj}} (1 - k_{ij})$$

Nesta expressão k_{ij} é um coeficiente de interação binária entre os componentes i e j. Para dois componentes idênticos, k_{ij} é zero por definição. Para dois componentes não polares, k_{ij} é igual ou próximo de zero. Para um par de componentes com pelo menos um componente polar, valores diferentes de zero para k_{ij} são apropriados. Finalizando, p_{cij} é determinado por:

$$p_{cij} = \frac{Z_{cij} \bar{R} T_{cij}}{\bar{v}_{cij}}$$

onde

$$Z_{cij} = \frac{Z_{ci} + Z_{cj}}{2}$$

e

$$\bar{v}_{cij} = \left(\frac{\bar{v}_{ci}^{1/3} + \bar{v}_{cj}^{1/3}}{2} \right)^3$$

Z_{ci} e Z_{cj} são os fatores de compressibilidade dos componentes i e j dos componentes puros nos seus pontos críticos.

Equação de Soave-Redlich-Kwong (SRK) Segundo Pedersen *et al.* (2006), em 1972, Soave descobriu que as curvas pressão-vapor para componentes puros calculadas através da equação RK estavam de alguma forma imprecisas. Foi sugerido um novo termo de dependência da temperatura, $a(T)$, mais geral, deixando a equação com a seguinte forma:

$$p = \frac{\bar{R}T}{\bar{v} - b} - \frac{a(T)}{\bar{v}(\bar{v} + b)}$$

Esta equação é normalmente conhecida como *Soave-Redlich-Kwong* ou simplesmente equação SRK. Ele propôs o seguinte termo para expressar a dependência da temperatura no termo de atração:

$$a(T) = a_c \alpha(T)$$

onde

$$a_c = \frac{0.42747 \bar{R}^2 T_c^2}{p_c}$$

$$b = \frac{0.08664 \bar{R} T_c}{p_c}$$

$$\alpha(T) = \left(1 + m \left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}} \right) \right)^2$$

$$m = 0.480 + 1.573\omega - 0.176\omega^2$$

Na equação acima, ω é o fator acêntrico, definido anteriormente.

Equação de Peng-Robinson (PR) As massas específicas previstas pela equação de SRK eram geralmente muito abaixo dos valores experimentais. Segundo Pedersen *et al.* (2006), em 1976, Peng e Robinson descobriram uma deficiência na equação de SRK no cálculo dos fatores de compressibilidade críticos para n-parafinas na faixa de C_1 a C_{10} . Foi sugerida a seguinte mudança na equação:

$$p = \frac{\bar{R}T}{\bar{v} - b} - \frac{a(T)}{\bar{v}(\bar{v} + b) + b(\bar{v} - b)}$$

onde

$$a(T) = a_c \alpha(T)$$

$$a_c = 0.45724 \frac{\bar{R}^2 T_c^2}{p_c}$$

$$\alpha(T) = \left(1 + m \left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}} \right) \right)^2$$

$$m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2$$

$$b = \frac{0.07780 \bar{R} T_c}{p_c}$$

Foi sugerido então usar as regras de mistura apresentadas na equação de RK. Ainda segundo Pedersen *et al.* (2006), dois anos mais tarde, em 1978, Peng and Robinson apresentaram uma modificação no termo abaixo, para ser usado nos casos onde $\omega > 0.49$:

$$m = 0.379642 + 1.48502\omega - 0.164423\omega^2 + 0.016666\omega^3$$

Fator de correção de volume de Peneloux De acordo com Pedersen *et al.* (2006), até 1982, a aplicação da EOS SRK foi limitada a cálculos de equilíbrio de fase e massa específica da fase gasosa uma vez que a previsão

da massa específica da fase líquida não era muito acurada. Pedersen *et al.* (2006) comenta que em 1982 Peneloux apresentou uma modificação na EOS de SRK com um parâmetro de translação de volume. A EOS conhecida como SRK-*Peneloux* tem a forma:

$$p = \frac{\bar{R}T}{\bar{v} - b} - \frac{a(T)}{(\bar{v} + c)(\bar{v} + b + 2c)}$$

Segundo Pedersen *et al.* (2006), o parâmetro c é chamado de *volume shift*. Este parâmetro não tem influência no resultado do cálculo de equilíbrio de fases. A EOS SRK-*Peneloux* terá, por exemplo, as mesmas pressões de vapor e pontos de bolha que a EOS clássica de SRK. o parâmetro apenas influencia no volume molar e massa específicas. O conceito de translação de volume não é limitado a EOS de SRK, ele pode ser aplicado também na EOS de PR. Com a correção de volume, a EOS de PR-*Peneloux* torna-se:

$$p = \frac{\bar{R}T}{\bar{v} - b} - \frac{a(T)}{(\bar{v} + c)(\bar{v} + 2c + b) + (b + c)(\bar{v} - b)}$$

2.1.3.3

Caracterização das frações pesadas de hidrocarboneto

De acordo com Ahmed (2007), a fração *plus* dos componentes de petróleo agrupadas e identificadas como pseudocomponentes, por exemplo, fração C₂₀₊ e as frações com inúmeros isômeros, tais como C₁₄, C₁₅ precisam de uma descrição apropriada das propriedades termodinâmicas para se avaliar o comportamento das fases em modelos de fluido composicionais.

Para usar qualquer modelo de predição de propriedades termodinâmicas, por exemplo, equações de estado, é preciso saber o fator acêntrico, temperatura e pressão crítica para as frações da mistura. Além disso, por se tratar de uma mistura de componentes, coeficientes de interação binária (k_{ij}) são necessários. Se uma EOS com translação de volume estiver sendo usada, o parâmetro c também deverá ser definido para cada componente.

Normalmente as informações disponíveis para estas frações de petróleo podem ser divididas em 3 grupos:

1. Destilação fracionada: a fração indefinida é dividida em várias partes baseando-se na variação de ponto de ebulição de cada componente. Peso molecular, densidade e temperatura de ebulição de cada corte da destilação estarão disponíveis;

2. Cromatografia: procedimento parecido com a destilação, que precisa de menor amostra e, portanto, é mais barato;
3. Nenhum dado de destilação é reportado, apenas a densidade e peso molecular da fração indefinida estão disponíveis.

Segundo Ahmed (2007), de acordo com os dados disponibilizados da amostra de petróleo, há 3 diferentes abordagens comumente usadas para gerar suas propriedades: correlações gerais, correlações baseadas na análise SARA das misturas e correlações gráficas.

Ahmed (2007) comenta que tratando-se das correlações gerais, pode-se citar o trabalho de Riazi and Daubert's (1980), que desenvolveram uma equação com dois parâmetros para estimar as propriedades físicas de componentes puros e misturas indefinidas de hidrocarbonetos. Carvett (1962) propôs correlações para estimar propriedades críticas das frações de hidrocarbonetos. As suas correlações são função da temperatura de ebulição e da massa específica de cada fração. Kesler and Lee (1976) também propuseram várias equações para estimar temperatura e pressão crítica, fator acêntrico e peso molecular das frações de petróleo. As equações usam a densidade e temperatura de ebulição como parâmetros. Sim e Daubert (1980), Watansiri, Owens e Starling (1985), Edmister (1958), Rowe (1978), Matthews, Roland e Katz (1942), Standing (1942), Willman e Teja (1987), Hall e Yarborough (1971), Magoulas e Tassios (1990) e Twu (1984) também foram importantes autores que trabalharam em correlações gerais para estimar propriedades das frações de petróleo.

Ahmed (2007) salienta que essas correlações são importantes no sentido de ser um ponto de partida em simuladores que realizam ajuste de equações de estado para representar as propriedades físicas de uma determinada mistura de petróleo. Como poderá ser visto adiante, o procedimento utilizado na indústria de petróleo é realizar ensaios laboratoriais da mistura de hidrocarbonetos e usar os resultados como função objetivo para prever de forma mais acurada a pressão crítica, temperatura crítica e fator acêntrico de cada componente pesado da mistura.

2.1.3.4

Propriedades físicas geradas pela EOS

De acordo com Pedersen *et al.* (2006), as EOS foram criadas primeiramente para realizar cálculo de quantidade e equilíbrio de fases, contudo, com o avanço computacional elas começaram a ser usadas para prever todas as propriedades importantes para as simulações que envolvem escoamento no meio poroso e escoamento nos poços e dutos. Propriedades como a massa específica,

entalpia, entropia e calor específico são geradas a partir da EOS, garantindo uma consistente representação termodinâmica da mistura de fluido em questão.

Massa específica Segundo Pedersen *et al.* (2006), as equações de estado cúbicas podem ser escritas como uma função polinomial de terceiro grau no volume molar \bar{v} ou no fator de compressibilidade Z . Ao resolver a equação para o volume molar \bar{v} , para uma dada composição, se mais de uma raiz for encontrada, a solução com a menor energia livre de Gibbs é a correta (ou estável). Como o valor do peso molecular de cada componente é conhecido, a massa específica para cada componente pode ser encontrada através da seguinte relação:

$$\rho = \frac{M}{\bar{v}}$$

Entalpia De acordo com Pedersen *et al.* (2006), a entalpia H , para uma dada pressão e temperatura pode ser expressada como a soma de duas contribuições, a entalpia do gás ideal e residual

$$H = \sum_{i=1}^N z_i h_i^{id} + H^{res}$$

onde N é o número de componentes, z_i é a fração molar de cada componente i na fase considerada e h_i^{id} é a entalpia por unidade de massa do gás ideal do componente i

$$h_i^{id} = \int_{T_{ref}}^T c_{p_i}^{id} dT$$

onde $c_{p_i}^{id}$ é o calor específico do componente i , nas condições ideais, que pode ser calculado a partir de um equação polinomial de terceiro grau na temperatura:

$$c_{p_i}^{id} = C_{1,i} + C_{2,i}T + C_{3,i}T^2 + C_{4,i}T^3$$

Os valores de C_1 a C_4 são tabelados para componentes definidos. Para os demais, os coeficientes são normalmente calculados a partir da correlação (*apud Kesker & Lee, 1976*):

$$C_1 = 0,33886 + 0,02827 K - 0,26105 CF + 0,59332 \omega CF$$

$$C_2 = (0,9291 - 1,1543 K + 0,0368 K^2) \times 10^4 + CF(4,56 - 9,48 \omega) \times 10^4$$

$$C_3 = 1,6658 \times 10^7 + CF(0,536 - 0,6838 \omega) \times 10^{-7}$$

$$C_4 = 0$$

onde ω é o fator acêntrico, CF é definido como

$$CF = \left(\frac{12,8 - K}{10\omega(10 - K)} \right)^2$$

e K é o fator de caracterização de *Watson*:

$$K = \frac{T_e^{\frac{1}{3}}}{d}$$

T_e é o ponto de ebulição e d é a densidade.

Ainda de acordo com Pedersen *et al.* (2006), a entalpia residual pode ser derivada da equação de estado aplicando-se a seguinte relação termodinâmica:

$$H^{res} = -RT^2 \sum_{i=1}^N z_i \frac{\partial \ln \phi_i}{\partial T}$$

onde ϕ_i é o coeficiente de fugacidade e z_i é a fração molar do componente i . A entalpia é, ao contrário do equilíbrio de composição de fases, influenciado pelo fator volume de correção de *Peneloux*. A entalpia é então corrigida pela seguinte relação:

$$H_{pen} = H_{SRK/PR} - c \times p$$

onde p é a pressão e c o fator volume de correção de *Peneloux*.

Energia interna A energia interna U está relacionada com a entalpia, H , através da relação:

$$u = h - pv$$

onde p é a pressão e v o volume específico.

Entropia De acordo com Pedersen *et al.* (2006), a entropia pode ser calculada como a soma de duas contribuições, a entropia nas condições ideais e a entropia residual:

$$S = \sum_{i=1}^N z_i s_i^{id} + S^{res}$$

A entropia do componente i a temperatura T pode ser calculado como:

$$s_i^{id} = \int_{T_{ref}}^T \frac{c_{pi}^{id}}{T} dT - T \ln \frac{p}{p_{ref}} - R \ln z_i$$

A p_{ref} é a pressão de referência, normalmente 1 atm. A entropia residual é definida como:

$$S^{res} = \frac{H^{res}}{T} - R \sum_{i=1}^N z_i \ln \phi_i$$

A entropia não é influenciada pelo fator volume de correção de *Peneloux*.

Calor específico Segundo Pedersen *et al.* (2006), o calor específico a pressão constante é a derivada da entalpia em relação a temperatura mantida a pressão constante:

$$c_p = \left(\frac{\partial h}{\partial T} \right)_p$$

O calor específico a volume constante é relacionado ao calor específico a pressão constante através da seguinte formulação:

$$c_v = c_p - T \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p \left(\frac{\partial p}{\partial T} \right)_v$$

As derivadas acima são calculadas através da EOS. O calor específico não é influenciado por um possível fator volume de correção de *Peneloux*, que é contante em T .

Coeficiente Joule-Thomson De acordo com Pedersen *et al.* (2006), o coeficiente de *Joule-Thomson* é definido como a derivada da temperatura em relação a pressão para entalpia constante e é relacionado ao c_p através da seguinte relação:

$$\mu_j = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_h = -\frac{1}{c_p} \left(\frac{\partial h}{\partial p} \right)_T$$

2.1.3.5

Propriedades de transporte reológicas

Viscosidade Pedersen *et al.* (2006) comenta que, quando uma tensão externa é aplicada a um fluido, como ilustrado na Figura 2.16, é iniciado o movimento das moléculas da parte do fluido afetado na direção da tensão aplicada. O movimento das moléculas impactarão nas moléculas vizinhas que também iniciarão a se mover, contudo a velocidade será menor ao se comparar com as moléculas inicialmente expostas a tensão.

Pedersen *et al.* (2006) também fala que a viscosidade nada mais é que um fator de proporcionalidade para calibrar a transferência de quantidade de

movimento entre moléculas que estão se movendo adjacentes uma as outras. A viscosidade dinâmica, η , é definida como:

$$\eta = \frac{\tau_{xy}}{\frac{\partial v_x}{\partial y}}$$

onde τ_{xy} é a tensão de cisalhamento aplicada ao fluido, v_x é a velocidade do fluido na direção x e $\frac{\partial v_x}{\partial y}$ é a taxa de cisalhamento. A unidade SI para a viscosidade é $N \text{ seg}/m^2$, contudo na indústria de petróleo a unidade comumente utilizada é centipoise (cP). Estas duas unidades estão relacionadas da seguinte forma: $1 N \text{ s}/m^2 = 1 Pa \text{ s} = 1000 cP$.

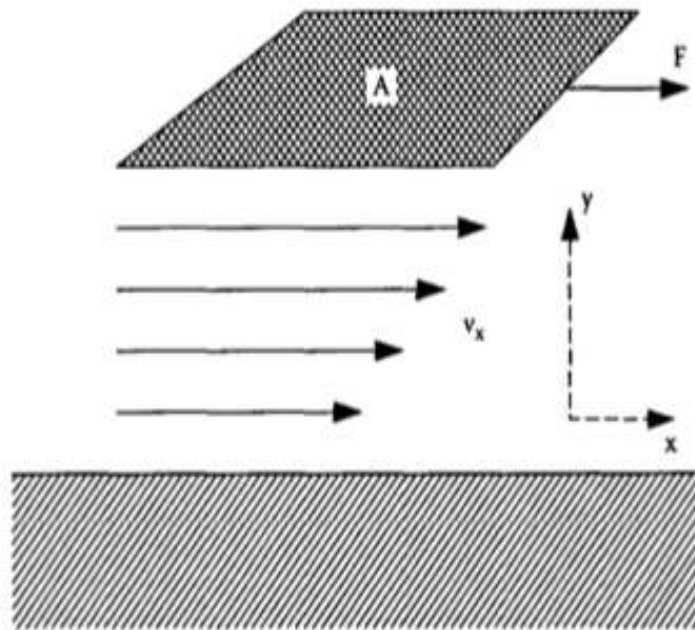


Figura 2.16: Tensão externa aplicada a uma porção de um fluido. Os termos na figura são usados na definição de viscosidade — Adaptado de Pedersen *et al.* (2006)

Pedersen *et al.* (2006) advoga que, se a viscosidade é independente da taxa de cisalhamento, o fluido é dito *Newtoniano*. A Figura 2.17 ilustra o comportamento de fluido *Newtoniano* e também três tipos de fluidos não-*Newtonianos*. Fluidos pseudoplásticos e dilatantes são caracterizados por uma relação não linear entre a taxa de cisalhamento e a tensão de cisalhamento. A viscosidade de fluidos pseudoplásticos decresce com o aumento da taxa de cisalhamento enquanto que o contrário ocorre com fluidos dilatantes. O fluido conhecido como plástico de *Bingham* é similar ao fluido *Newtoniano* no sentido da relação linear entre taxa e tensão de cisalhamento, contudo ele exige uma

tensão de cisalhamento inicial para começar o fluxo.

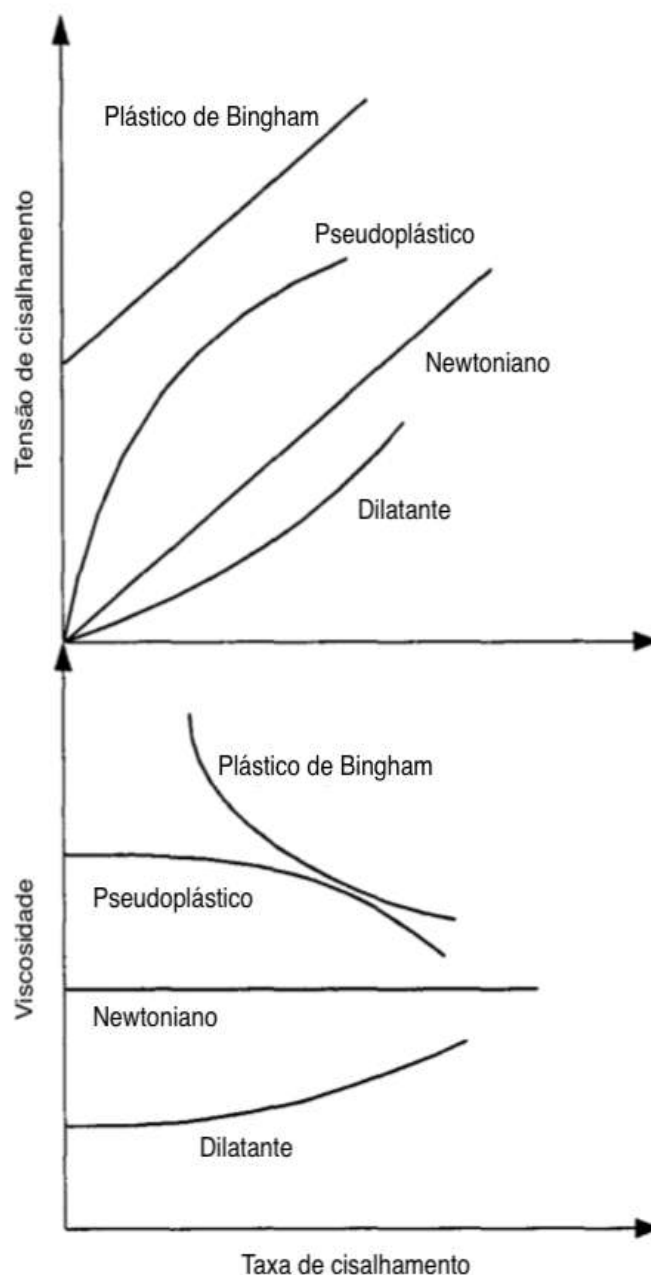


Figura 2.17: Tensão externa aplicada a uma porção de um fluido. Os termos na figura são usados na definição de viscosidade — Adaptado de Pedersen *et al.* (2006)

Segundo Pedersen *et al.* (2006) e Ahmed (2007), a viscosidade é uma propriedade chave para simulações de fluxo no meio poroso, projeto de poço e dutos e para as simulações de processamento primário de petróleo nas UEP. Em condições de reservatório ela varia na faixa de 0,1 cP para misturas de óleo leve a 100 cP para óleos pesados. No escoamento nos poços e dutos, com

a diminuição da temperatura os valores de viscosidade podem chegar na faixa de milhares de cP.

Ainda segundo Ahmed (2007), a viscosidade tem forte relação com a temperatura, pressão, massa específica do óleo e do gás, quantidade de gás dissolvido e composição do óleo. Sempre que possível, a viscosidade deve ser determinada em laboratório em condições de subsuperfície, isto é, nas condições de pressão e temperatura do reservatório, e também nas condições padrão em várias temperaturas. Dependendo da pressão, a viscosidade do óleo pode ser classificada em três categorias:

1. *Viscosidade do óleo morto*, η_{od} . É a viscosidade da mistura de óleo sem gás em solução, em condições *standard* de pressão e a temperatura, T ;
2. *Viscosidade do óleo saturado*, η_{ob} . É a viscosidade da mistura de óleo em qualquer pressão menor ou igual que a pressão do ponto de bolha da mistura e a temperatura, T ;
3. *Viscosidade do óleo subsaturado*, η_o . É a viscosidade da mistura de óleo nas pressões acima do ponto de bolha da mistura, e na temperatura T .

A viscosidade do óleo morto é a máxima em uma mistura, uma vez que não há mais gás dissolvido no óleo. O valor mínimo de viscosidade é atingido na pressão de ponto de bolha da mistura, onde todo o gás está dissolvido no óleo. Com o aumento da pressão acima do ponto de bolha e consequente compressão do óleo, a viscosidade volta a aumentar.

Segundo Ahmed (2007), as correlações usadas em simulação numérica variam desde as mais simples que requerem apenas propriedades básicas como o ° API e temperatura, (*apud* Beggs & Robinson, 19–) para a viscosidade do óleo e (*apud* Carr-Kobayashi-Burrows's, 19–) para a viscosidade do gás que depende apenas da temperatura, pressão e densidade do gás.

Ainda segundo Ahmed (2007), as correlações mais complexas usam a composição da mistura de fluido em questão. A correlação comumente usada na indústria vem do trabalho de Lohrenz, Bray e Clark que acabou sendo batizada pelas iniciais dos autores, LBC. Essas correlações são as usualmente adotadas quando modelos numéricos composicionais que utilizam equações de estado estão sendo usados, que é o caso deste trabalho.

Segundo Pedersen *et al.* (2006), a correlação LBC expressa as viscosidade de gás e óleo como um polinômio de quarta ordem em função da massa específica reduzida, ρ_r . Os autores propuseram a seguinte equação geral:

$$\eta_{ob} = \eta_o + \frac{[a_1 + a_2\rho_r + a_3\rho_r^2 + a_4\rho_r^3 + a_5\rho_r^4] - 0,0001}{\xi_m}$$

e as constantes a_1 a a_5 podem ser vistas na Tabela 2.8.

Tabela 2.8: Parâmetros na correlação de viscosidade de óleo e gás de LBC — Adaptado de Pedersen *et al.* (2006)

Parâmetro LBC	Valor da constante
a_1	0,10230
a_2	0,023364
a_3	0,058533
a_4	-0,040758
a_5	0,0093324

Mais detalhes a respeito da correlação LBC podem ser encontrados nas referências [2] e [3]. Uma vez que esta correlação é executada rapidamente nos computadores atuais, ela é usualmente a escolha preferida em estudos envolvendo modelos composicionais de propriedades PVT.

Condutividade térmica De acordo com Pedersen *et al.* (2006), a condutividade térmica é um fator de proporcionalidade, λ , entre o fluxo de calor por unidade de área, q , e o gradiente de temperatura na direção do fluxo de calor, dT/dx :

$$q = -\lambda \left[\frac{dT}{dx} \right]$$

A condutividade térmica do fluido é uma importante variável, principalmente nos estudos de escoamento nos poços e dutos, uma vez que ela influencia a troca de calor e, conseqüentemente, o perfil de temperatura no poço e dutos até chegar na UEP. A correta estimativa do perfil de temperatura é necessária para avaliar riscos de precipitação de sólidos ao longo do escoamento (parafinas, hidratos, incrustações).

As equações de estado podem ser usadas para prever a condutividade térmica usando a teoria de estados correspondentes, pois sabe-se que ela é função da pressão reduzida e temperatura reduzida:

$$\lambda_r = f(p_r, T_r)$$

Mais detalhes a respeito da formulação podem ser encontrados na referência [2].

Tensão interfacial gás/óleo Segundo Danesh (1998), o equilíbrio de fases é afetado por forças de superfície e, portanto, é importante avaliar essa

propriedade através das equações de estado. Sempre existirá uma tensão na interface de duas fases de um fluido, devido ao balanceamento de forças moleculares de repulsão e atração. Pedersen *et al.* (2006) comenta que a tensão superficial pode ser interpretada como a resistência do líquido ao aumento da área de superfície em contato com outra fase, normalmente gás. A unidade SI para tensão superficial é N/m . Na indústria de petróleo normalmente é usada a unidade $dina/cm$. Estas duas unidades estão relacionadas da seguinte forma: $1 N/m = 10^3 dina/cm$.

Danesh (1998) comenta que o conhecimento da tensão superficial é necessário para simular corretamente o fluxo na escala do tamanho dos poros nos reservatórios. A pressão capilar é o conceito usado nos estudos de reservatório para considerar o efeitos de forças de superfície na distribuição de fluido no reservatório. A pressão capilar está relacionada à tensão interfacial e às características do meio poroso. Sabe-se também que a permeabilidade relativa, que descreve o fluxo multifásico nas rochas reservatórios depende fortemente da tensão interfacial. Além disso, a avaliação da tensão interfacial gás-líquido é de enorme interesse em processos de injeção de gás em reservatórios de óleo, já que as magnitudes relativas das forças de superfície, gravitacionais e viscosas afetam a recuperação do petróleo.

Danesh (1998) e Ahmed (2007) também salientam que a tensão interfacial também desempenha um papel importante no fluxo multifásico nos poços e dutos. Essa propriedade é usada para calcular o escorregamento entre as fases e para definir padrões de escoamento em simuladores de escoamento multifásico em dutos.

Danesh (1998) também comenta que a tensão interfacial em altas pressões é normalmente medida através do método do peso da gota. Um equilíbrio entre força de tensão superficial e a força peso da gota mantém juntas as duas partes de uma coluna líquida. Quando a força esta equilibrada pela massa da porção inferior, a gota desprende-se. A Figura 2.18 mostra esquematicamente o aparato. O tamanho da gota em condições estáticas, controlado pelo balanço das forças gravitacional e de superfície, é determinado e relacionado com a tensão interfacial gás-líquido através da seguinte relação:

$$\sigma = \frac{gd_e^2}{l}(\rho_L - \rho_V)$$

onde g é a aceleração da gravidade, ρ_L e ρ_V são as massas específicas do líquido e do gás e l é um fator de forma da gota que é função da geometria da gota dada pelas medidas d_s e d_e . Este método de medição pode ser aplicado para avaliar a tensão interfacial de misturas de petróleo.

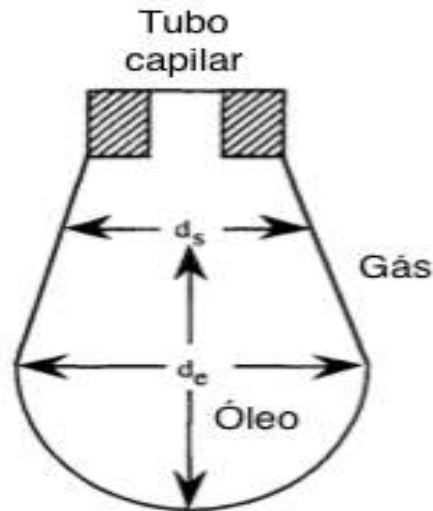


Figura 2.18: Método de medição de tensão interfacial através do peso da gota
— Adaptado de Danesh (1998)

De acordo com Danesh (1998), a tensão interfacial entre fluidos de reservatório pode ser prevista por vários métodos. Embora alguns deles tenham fundamentos teóricos, requerem parâmetros determinados experimentalmente. A tensão interfacial de componentes puros pode ser relacionada por várias propriedades de fluidos, tais como massa específica, compressibilidade e calor latente de vaporização. A relação entre a tensão interfacial e a massa específica foi estendida para sistemas multicomponentes com sucesso, logo é largamente utilizada na indústria do óleo e gás.

Ainda de acordo com Danesh (1998), o método mais usado na indústria de petróleo para prever a tensão interfacial é através do fator *Parachor* (*apud Macleod*, 1923), onde a tensão interfacial de um componente puro está relacionado com a diferença de massa específica entre as duas fases, iesto é:

$$\sigma^{\frac{1}{4}} = P_{\sigma}(\rho_M^L - \rho_M^V)$$

onde ρ_M^L e ρ_M^V são a massa específica molar da fase líquida e gasosa, respectivamente, em $gmolcm^3$ e σ em mNm .

Segundo Danesh (1998), a constante de proporcionalidade P_{σ} , conhecida como *Parachor*, é um parâmetro que representa o volume molecular de um componente sobre condições onde o efeito de temperatura está neutralizado. É considerado apenas um único valor para cada componente independente da pressão e temperatura. Os valores de *Parachor* para vários componentes puros são conhecidos graças as medições em laboratório de tensão interfacial usando a equação acima.

Ainda segundo Danesh (1998), os valores de *Parachor* de hidrocarbonetos com o mesmo número de carbonos na cadeia mostram uma relação quase linear com o peso molecular. Uma correlação bastante usada para estimar esta relação é:

$$P_{\sigma} = 21,99 + 2,892M$$

Na Tabela 2.9 a seguir podem ser vistos os valores de *Parachor* experimentais até *nC7*. A partir do componente *nC8* os valores foram estimados com a correlação acima.

Tabela 2.9: Valores de *Parachor* de componentes puros — Adaptado de Danesh (1998)

Componente	<i>Parachor</i>
<i>CO2</i>	78,0
<i>N2</i> [†]	41,0
<i>C1</i>	77,0
<i>C2</i>	108,0
<i>C3</i>	150,3
<i>iC4</i>	181,5
<i>nC4</i>	189,9
<i>iC5</i>	225,0
<i>nC5</i>	231,5
<i>nC6</i>	271,0
<i>nC7</i>	312,5
<i>nC8</i>	351,5
<i>nC9</i>	393,0
<i>nC10</i>	433,5
<i>nC11</i>	474,1
<i>nC12</i>	514,7
<i>nC13</i>	555,2
<i>nC14</i>	595,8
<i>nC15</i>	636,4
<i>nC16</i>	676,9

[†] O valor informado é para nitrogênio em misturas de hidrocarboneto. O valor para nitrogênio puro é 60,0

Danesh (1998), (*apud* Firoozabadi, (1988), comenta que a relação entre o número de *Parachor* e o peso molecular dos grupos de hidrocarbonetos separados por grupos de números de carbono desvia-se da linearidade. Isto é esperado uma vez que o peso da relação varia bastante entre hidrocarbonetos

homólogos. A composição do petróleo, isto é, a quantidade de saturados, aromáticos, resinas e asfaltenos em cada grupo não é o mesmo, resultando em uma relação não-linear. A equação proposta foi a seguinte:

$$P_{\sigma} = -11,4 + 3,23M - 0,0022M^2$$

2.1.4

Ajuste de uma equação de estado cúbica através de uma regressão não-linear

De acordo com Danesh (1998), uma importante consideração em aplicar um modelo para prever o comportamento de fases de um estudo de reservatórios é a ampla faixa de pressão e composição que deve ser modelada pela EOS. Em modelos integrados de produção, o comportamento de fases precisa prever corretamente as propriedades de diferentes reservatórios, e a mistura destes fluidos em poços, dutos e separadores em apenas uma simulação, tornando a tarefa ainda mais difícil fazendo com que o modelo normalmente não gere resultados satisfatórios.

Segundo Pedersen *et al.* (2006) e Ahmed (2007), além da complexidade do problema dos modelos integrados, as equações de estado podem prever comportamentos errados, particularmente para fluidos muito voláteis. Fluidos reais, encontrados em reservatórios de petróleo, são compostos por milhares de componentes e descritos por apenas um limitado número de substâncias puras e grupos de carbono. A análise composicional destes fluidos nem sempre é confiável ou então não são perfeitamente definidas. Correlações generalizadas são usadas para estimar propriedades críticas dos grupos de carbono. Finalmente, devido ao tempo de computação elevado em simulações composicionais, o agrupamento de componentes é mandatório. Todos estes fatores deterioram a predição de propriedades PVT de uma EOS para fluidos reais.

Conforme Danesh (1998), a abordagem comum para contornar as deficiências acima é calibrar o modelo contra dados experimentais em condições de produção. A seleção de dados e parâmetros da EOS para ajuste no processo e o uso de métodos relevantes constituem um dos trabalhos mais importantes do engenheiro de reservatório e escoamento em dutos.

Ainda conforme Danesh (1998), embora a indústria não tenha um método padrão para o ajuste, a sistemática é similar: valores com incerteza nos dados de entrada nos modelos são ajustados para minimizar a diferença entre o que a EOS está prevendo e os dados encontrados nas análises laboratoriais. O exercício consiste basicamente em minimizar uma função objetivo, definida

como a soma dos desvios quadrados ponderados.

$$\delta = \sum_{j=1}^{N_{\text{dados}}} \left[w_j \left(\frac{\psi_j^{\text{prev}}(X_i) - \psi_j^{\text{exp}}}{\psi_j^{\text{exp}}} \right) \right]^2$$

onde cada elemento da função objetivo expressa a diferença ponderada entre os valores previstos e experimentais, ψ^{pred} e ψ^{exp} , respectivamente; w é um fator para enfatizar ou diminuir o peso de uma variável na função objetivo e N_{data} expressa o número de dados medidos a serem ajustados. X_i designa as variáveis usadas na regressão. O problema passa a ser encontrar os ótimos valores das variáveis que são incertas para minimizar a função objetivo δ .

Segundo Danesh (1998), os parâmetros normalmente usados para o ajuste são os coeficientes de interação binária, as propriedades dos componentes indefinidos da mistura (frações acima de C6), principalmente as propriedades críticas, e também alguns parâmetros da EOS. Em regressão multi-variável, o ajuste dos parâmetros que possuem maiores valores para a derivada da função objetiva em relação a certo parâmetro é normalmente a solução mais elegante.

Danesh (1998) comenta que a seleção dos k_{ij} como variável de regressão é principalmente devido ao fato de que estes coeficientes estão mais para um parâmetro de ajuste do que para uma propriedade física, logo, ajustar os coeficientes de interação binária entre os componentes mais leve da mistura, (presentes em maior concentração), e os componentes mais pesados é bastante comum. Além disso, conforme mencionado, é bastante efetivo em mudar a previsão dos resultados da EOS.

As propriedades críticas e o fator acêntrico dos componentes indefinidos são, provavelmente, o dado de entrada com a menor acurácia, e portanto, podem ser usados no ajuste. As propriedades críticas são, na maioria das vezes, estimadas a partir da densidade e do ponto de ebulição ou peso molecular das frações. Desvios na faixa de $\pm 6\%$ para a temperatura crítica e fator acêntrico e $\pm 30\%$ para a pressão crítica de hidrocarbonetos podem ser gerados a partir destas correlações. A concentração das frações *plus* (C20+) e suas propriedades provavelmente são os dados de entrada menos confiáveis e, sem dúvida, seu ajuste é bastante justificado. A fração *plus* afeta enormemente a predição das propriedades, especialmente em fluidos voláteis e fluidos do tipo gás retrógrado.

Danesh (1998) também salienta que, é sempre aconselhável diminuir o número de variáveis na regressão para evitar problemas numéricos e melhorar a busca pelo mínimo global da função objetivo. Embora o ajuste simultâneo de variáveis na regressão pode levar a resultados satisfatórios, a seleção dos parâmetros que mais influenciam acaba sendo mais apropriado. Por exemplo, ao usar as EOS com correção de volume de *Peneloux*, a massa específica

pode ser inicialmente deixada de fora da regressão. Depois, o parâmetro *volume shift* dos componentes indefinidos podem ser ajustados para calibrar os dados medidos de massa específica em laboratório. Para as propriedades de transporte, como a viscosidade, realizar a regressão em separado aos dados que influenciam no equilíbrio de fases também é uma boa prática, já que tratam-se de fenômenos físicos diferentes.

Finalmente, Danesh (1998), reitera que é importante também manter a consistência dos parâmetros após regressão quando mais de uma variável está sendo usada para o ajuste global da EOS. A temperatura crítica, fator acêntrico e temperatura de ebulição devem geralmente crescer com o peso molecular e os números de pseudo-componentes, pelo contrário, a pressão crítica segue o caminho inverso.

Pedersen *et al.* (2006) comenta que é sempre importante lembrar que a EOS após regressão, se usada para prever propriedades PVT em condições muito diferentes dos ensaios laboratoriais usados na regressão, poderá a levar a valores errados.

2.1.5

Técnicas de agrupamento/desagrupamento (*Lumping/Delumping*)

Equações de estado são frequentemente sobrecarregadas por um grande número de frações necessárias para descrever a mistura de hidrocarbonetos com acurácia suficiente para simulação numérica do comportamento de suas fases. Contudo, o custo computacional requerido aumenta consideravelmente com o número de componentes usados para descrever o fluido.

Em um simulador, o reservatório ou tubulação são comumente dividido em células. Os fluidos em cada célula são considerados em equilíbrio na temperatura e pressão. As mudanças nas condições do reservatório e tubulações, ao longo do tempo e espaço, são investigadas determinando-se valores médios para as propriedades PVT para cada célula durante sucessivos pequenos passos de tempo.

A condição de equilíbrio dentro do passo de tempo é determinado através de cálculos de *flash* em cada célula. Uma vez que a solução é iterativa, para um sistema de produção de tamanho razoável, milhões de equilíbrios *flash* são realizados a cada passo de tempo.

Segundo Danesh (1998), é natural que a qualidade da descrição do fluido varie com a complexidade do processo que se deseja modelar. O comportamento de fases de um fluido de reservatório produzindo por depleção pode ser modelado por apenas dois componentes, enquanto que mais de dez podem ser necessários para representar estudos de miscibilidade na injeção de gás em

um reservatório. Em modelos integrados de produção composicionais, o efeito da simplificação da EOS é pouco conhecido e é a principal motivação deste trabalho.

Danesh (1998) e Ahmed (2007) concluem que desta forma, sabendo-se que o número de cálculos de equilíbrio aumentam com o número de componentes, a redução de variáveis através de técnicas de agrupamento é prática comum na indústria de petróleo para acelerar as simulações.

Segundo Danish (1998), os pontos chave em técnicas de agrupamento/desagrupamento são:

1. O número de grupos requeridos e a distribuição de componentes em cada grupo;
2. A estimativa das propriedades de cada grupo na modelagem de comportamento das fases;
3. O desagrupamento (*delumping*) da descrição do fluido na forma original quando necessário.

A técnica usada para simplificar a EOS detalhada neste trabalho é basicamente a proposta por vários autores [1] [2] [3] [6]. As técnicas mais comuns são: agrupamento de compostos com pesos moleculares semelhantes; evitar agrupar não-hidrocarbonetos, por exemplo CO_2 ; e evitar o agrupamento da fração *plus* (C_{20+}) com outros pseudocomponentes. Alavian *et al.* (2014) comenta que a quantidade de possíveis combinações de agrupamento para uma EOS simplificada pode ser astronômica. Por exemplo, uma EOS detalhada com 22 componentes pode ser agrupada em uma EOS simplificada de 9 pseudocomponentes de $1,8 \cdot 10^{11}$ formas diferentes. Vários destes agrupamentos são intuitivamente ilógicos, por exemplo, agrupar C_1 com a fração *plus*.

Outro ponto importante, objeto deste estudo, é que o agrupamento que pode ser ótimo para descrever o fenômeno de fluxo no meio poroso no reservatório pode não descrever o fenômeno de escoamento em poços, dutos e processamento na UEP, por exemplo, um agrupamento pode representar muito bem a pressão de saturação no meio poroso, contudo, o equilíbrio de fases nas temperaturas de interesse de escoamento não é bem representado. Desta forma, o agrupamento sempre deve ser validado em relação a EOS detalhada de forma a ser usado em modelos de engenharia.

3

Modelagem Integrada de Produção

3.1

Introdução

De acordo com Cotrim (2012), os MIP são usados quando se necessita de uma análise mais detalhada da interação entre o modelo de subsuperfície (fluxo no meio poroso) e o modelo de escoamento nos poços e tubulações (fluxo em dutos). Normalmente a flexibilidade e precisão provenientes desta modelagem não justificam o grande esforço empregado na sua obtenção, contudo em algumas situações o uso desta abordagem traz ganhos valiosos e compensadores.

A MIP é interessante nos casos em que a complexidade nos sistemas de produção é tamanha que as ferramentas usuais de simulação não são capazes de representar com o rigor necessário para se tomar decisões de engenharia, que normalmente envolvem quantias substanciais de investimento. Por exemplo, quando os poços produtores e injetores estão interligados à UEP de forma direta, arranjo conhecido como satélite e ilustrado na Figura 3.1 abaixo, uma simples tabela com dados de pressão nos canhoneados para cada condição de fluxo gerada por um simulador de escoamento desacoplado do modelo de reservatório é suficiente para representar o fluxo no poço e no duto.

Quando o sistema de produção torna-se mais complexo, como em sistemas conhecidos como *trunklines* de produção e injeção e *manifolds*, ilustrados nas Figura 3.2 e Figura 3.3, no qual os poços não estão mais conectados diretamente à UEP mas sim a uma rede convergente que então é encaminhada para a plataforma, uma tabela com pressões não é mais suficiente para representar adequadamente o escoamento. Tradicionalmente pode-se gerar duas tabelas, uma a montante do ponto de encontro da rede e outra tabela a jusante do ponto de encontro. No caso de fluidos diferentes em cada poço a questão da representação do fluido já começa a se mostrar relevante.

Em modelos integrados de produção a representação destes sistemas é bastante simples e mais intuitiva, gerando menos problemas de interface entre engenheiros de elevação e escoamento e de reservatórios. O sistema conhecido como anel de coleta, que nada mais é que dois *trunklines* unidos e coletando a

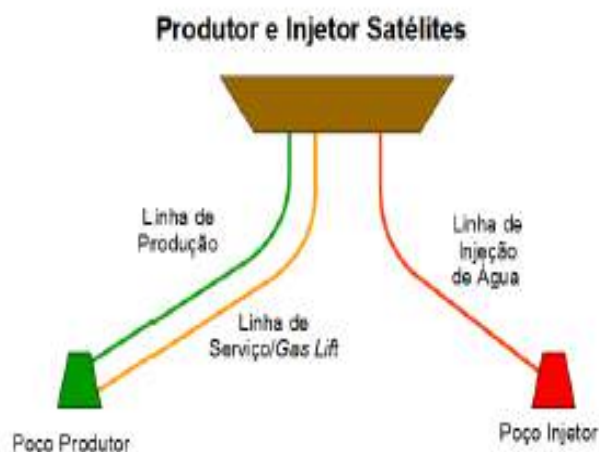


Figura 3.1: Arranjo de produção e injeção satélite.

produção de vários poços, também tem sua representação mais adequada em modelos integrados de produção.

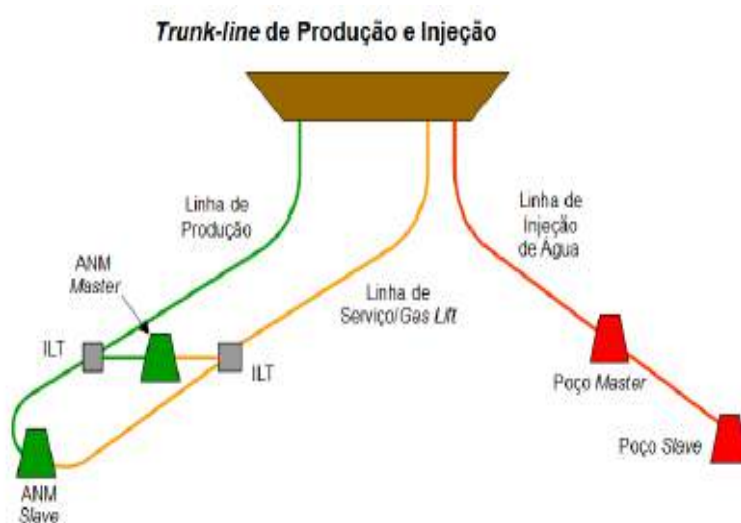


Figura 3.2: Arranjo de produção *trunkline*.

Sistemas de bombeamento, muito comuns em campos com longo *tie-back*, também são melhores representados com MIP. A Figura 3.4 mostra um sistema de produção operando com uma bomba multifásica no leito marinho. Esse método de elevação artificial é conhecido como bombeio multifásico submarino (BMS). Em MIP, é possível obter um detalhamento maior da curva de diferencial de pressão em função da vazão entregue pela BMS do que é possível em simulações desacopladas.

Em modelos desacoplados de produção, o tratamento comumente dado

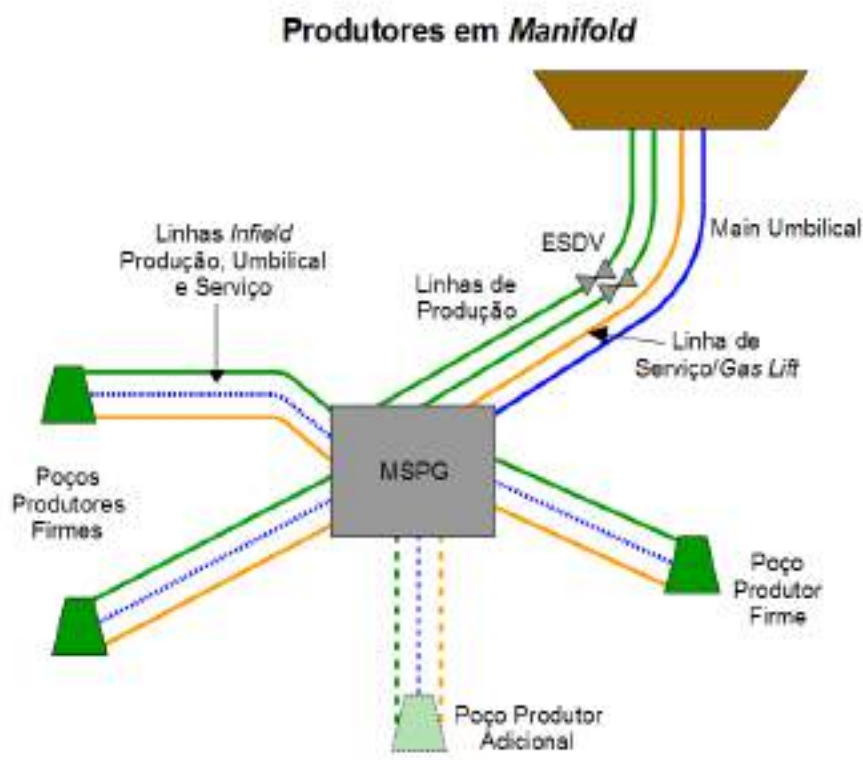


Figura 3.3: Arranjo de produção *manifold*

é segregar o escoamento até a entrada da bomba e considerar este ponto com pressão fixa. Esta abordagem não é rigorosa e as curvas de produção geradas a partir deste modelo podem não representar a realidade.

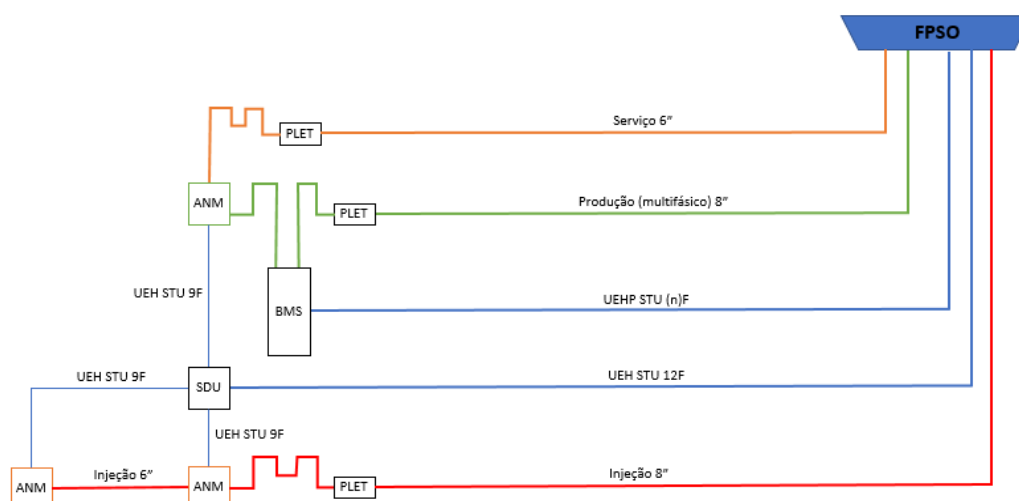


Figura 3.4: Arranjo de produção satélite e injeção *trunkline* operando com bombeamento multifásico.

Outro típico sistema difícil de representar através de tabelas de pressão são os sistemas de processamento submarino. A complexidade demandada atualmente para a viabilização de projetos *offshore* pode trazer o processamento de fluidos para o leito marinho, e não mais na UEP. Em sistemas de produção em revitalização, com altas produções de água, pode ser útil, por exemplo, utilizar um sistema para separar a água do óleo ainda no leito marinho e efetuar a reinjeção no reservatório, sem passar na UEP.

Da mesma forma, sistemas com alto teor de CO_2 podem ter essa fração separada ainda no leito marinho e já reinjetada sem passar por processamento na UEP, diminuindo o custo em dutos e na plataforma. Além disso, a separação gás-líquido com posterior bombeamento é um método que pode trazer aumento de VPL nos projetos, dada sua capacidade de antecipar a produção de óleo. A Figura 3.5 ilustra um sistema operando com separação submarina gás-líquido (SSGL).

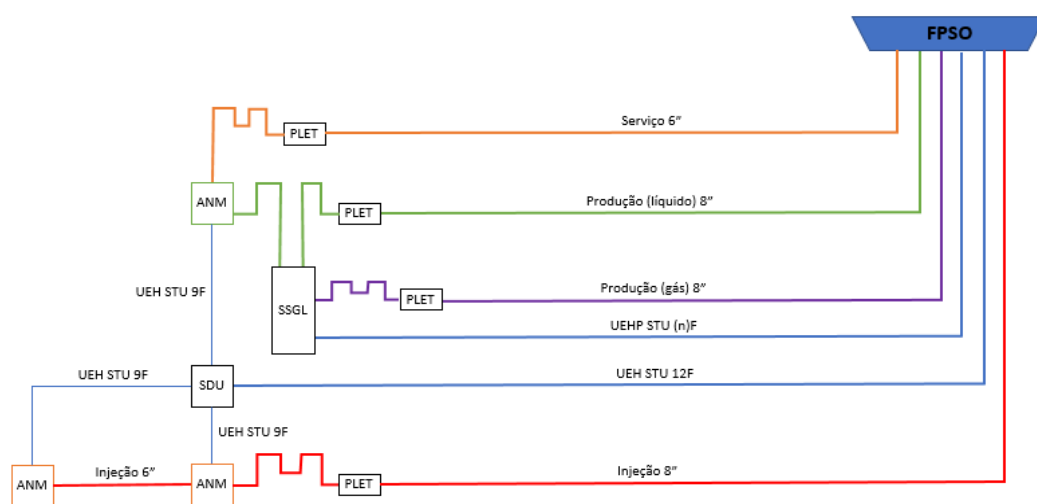


Figura 3.5: Arranjo de produção satélite e injeção *trunkline* operando com SSGL.

Como pode-se notar, o sistema é muito parecido com o BMS, exceto pelo sistema de separação gás-líquido. O fluido multifásico chega no vaso onde as fases são separadas e escoam separadamente até a UEP. O duto de produção de líquido possui uma bomba para ajudar no diferencial de pressão necessário para a fase líquida chegar na UEP. Este sistema só consegue ser tratado de forma rigorosa através de simulação integrada de produção.

Segundo Cotrim (2012) e Machado (2012), outra situação complexa que é contornada através de MIP é quando diversas unidades isoladas de reservatórios, cada qual sendo estudada separadamente e caracterizada por

seu próprio modelo de simulação, têm como destinação da produção uma única UEP. Isto é comum em reservatórios marginais que não justificam um sistema de produção de forma isolada. Imagine a situação em que 3 reservatórios produzem para a mesma UEP e que também usufruam dela para receber fluidos de injeção. Como os reservatórios estão sujeitos às mesmas restrições da UEP que é única, o MIP traz uma garantia que as restrições internas (limite de vazão de escoamento, limite da planta de tratamento, limite da cota de injeção, etc) sejam respeitadas. Em simulações convencionais, cada reservatório consitui de um modelo com restrições independentes, Com o MIP, esses vários modelos podem ser acoplados de modo que as restrições globais sejam respeitadas.

Ainda segundo Machado (2012), a MIP também garante o tratamento adequado para a modelagem do fluido produzido. Em cenários de produção nos quais a composição varia com o tempo, por exemplo: (i): reservatórios de gás úmido e de condensação retrógrada ou (ii): reservatórios que são afetados pela reinjeção de fluidos, como CO₂, fazendo com o que a fração molar deste componente no fluido produzido aumente com o passar do tempo, podem não ter o rigor necessário com tabelas, seja por que elas são geradas com modelos de fluidos simples ou então não são atualizadas com o passar do tempo e a mudança na composição.

Além das vantagens citadas acima, estudos envolvendo MIP citando outros casos de sucesso são recorrentes na literatura. Zade *et al* (2015) cita o desenvolvimento de MIP para capturar a interação entre 5 modelos de reservatório de gás condensado produzindo através da mesma infraestrutura de escoamento. O objetivo foi criar uma plataforma que poderia ser usada para otimização da produção, identificação de gargalos, desenvolvimento do campo e garantia de escoamento. O modelo busca prover uma solução que assegurasse: (i) Adequada representação do fluido de 5 diferentes reservatórios; (ii) Garantia do atendimento das restrições da rede de escoamento e filosofia de desenvolvimento do projeto; (iii) Projetar a malha de escoamento ótima e uso de otimização da produção e (iv) flexibilidade para adicionar malha de escoamento complexa.

Torrens *et al* (2015) mostra um MIP criado para integrar um reservatório carbonático *onshore* de gás condensado e um óleo volátil. Devido ao compartimentação dos reservatórios, o modelo constituía-se de 19 modelos separados. A produção se dava através de três redes de escoamento, com fluido variando significativamente de gás seco, condensado e óleo volátil. O modelo salientou várias diferenças com o modelo tradicional desacoplado. A correta determinação na pressão necessária nos canhoneados aumentou o platô de produção; o correto dimensionamento do número de poços para cada rede de escoamento e,

finalmente, a informação composicional detalhada em todos os pontos da rede de escoamento foi importante para o projeto da infraestrutura de produção.

Galvan *et al* (2014) descreve o MIP para o campo de Perdido, operado pela *Shell* em parceria com a *Chevron* e *BP*, um dos campos *offshore* em lâmina d'água ultra-profunda mais complexos no mundo. Produz através de 12 poços de 4 diferentes reservatórios. Os fluidos variam desde óleo pesados até campos de gás condensado. Os fluidos são misturados no sistema submarino e bombeados por bombas submarinas localizadas na base dos *risers* de produção. Uma EOS especial para atender a ampla faixa de propriedades dos 4 reservatórios foi criada.

Marmier *et al* (2016) mostra um interessante caso em que um MIP de produção de um campo de gás foi feito para melhor avaliar uma questão de garantia de escoamento relacionada ao que é conhecido na literatura como *liquid loading*. O problema consiste de uma intermitência no poço devido à baixa velocidade do gás na coluna de produção e consequente acúmulo de condensado na região dos canhoneados, podendo até mesmo a matar o poço e também para avaliar a repartida de poços e planejar a estratégia de garantia de escoamento no curto e médio prazo, após as paradas.

Harley *et al* (2016) exemplifica o potencial que MIP tem de identificar na cadeia de processos oportunidade de redução de custos, desde todo o conceito de produção até mesmo mudanças individuais de equipamentos. Ele cita como o processo de tomada de decisão é muitas vezes prejudicado pela falta de definição, entendimento e comunicação. Quando um MIP é usado estes três problemas são resolvidos em uma única ferramenta, dada sua característica holística onde as disciplinas de reservatório, escoamento, processamento e garantia de escoamento devem trabalhar colaborativamente para remoção de incertezas. Ele cita também como a MIP permite viabilizar tecnicamente projetos marginais.

Musameh *et al* (2019) mostra um *roadmap* para destravar os benefícios da transformação digital na cadeia de geração de valor do petróleo. Um dos pontos chaves para isso é a utilização dos MIP, que facilitam a localização de gargalos e oportunidades de aumento de produção e geração de valor.

3.2

Modelo de reservatório

Um MIP sempre terá associado a ele um modelo de reservatório, seja ele o mais simples possível, como um modelo de balanço de massa até os complexos modelos numéricos, que descrevem as equações constitutivas do fluxo de fases ou componentes, em meio poroso. Para a criação de um modelo

de reservatório vários profissionais são envolvidos. Cabe destacar-se o papel do geofísico, responsável por delimitar, a partir de seções sísmicas, os horizontes do reservatório, falhas, possíveis contatos entre fluidos, etc. Ao geólogo, na posse das informações de perfis de poço, dados da perfuração dos poços, testemunhos e amostras laterais, cabe preencher o arcabouço delimitado pelo geofísico com propriedades permo-porosas.

Com o modelo geológico definido, o engenheiro de reservatório é o responsável por terminar o modelo de simulação numérica completando as demais informações necessárias. Entre as principais pode-se destacar a modelagem de fluido, curvas de permeabilidade relativa, dados de compressibilidade da formação e condições iniciais do reservatório.

Os detalhes da formulação matemática empregada para a solução das equações diferenciais do problema de escoamento no meio poroso, que tem como objetivo calcular os valores de pressão e saturação no modelo ao longo do espaço e do tempo, podem ser encontradas nas referências [10] e [17].

3.3

Modelo do sistema de produção

O modelo do sistema de produção normalmente se inicia na interface poço-reservatório, na altura dos canhoneados, e na sequência temos o modelo de escoamento do poço, seguido pela modelagem dos dutos e a chegada na UEP. Em alguns casos, os MIPs contam também com a modelagem da planta de processo. Normalmente o engenheiro de elevação e escoamento é o responsável por integrar todas as informações necessárias para a modelagem do sistema.

O engenheiro de poço fornece as informações construtivas do poço, tais como o diâmetro das colunas de produção e revestimento de produção, informações dos fluidos que estão nos anulares de cada revestimento, importantes para o modelo de troca térmica no poço, posição de equipamentos importantes para elevação artificial, tais como válvula de *gas-lift* e bombas no poço.

O engenheiro submarino é responsável por informar as características construtivas dos dutos, flexíveis ou rígidos, a posição dos equipamentos, a configuração de *riser* utilizada (catenária livre ou *lazy-wave*).

O engenheiro de processamento fornece informações à respeito do processamento do óleo até chegar às condições *standard*. Em casos de elevada complexidade, o modelo de processamento pode ser acoplado diretamente no modelo integrado.

Os detalhes da formulação matemática do fenômeno de escoamento em dutos e como as equações diferenciais que controlam o problema são

discretizadas em simuladores comerciais podem ser vistos em Machado (2012) e Chen *et al.* (2006).

3.4

Acoplamento dos modelos

Existem duas maneiras principais de realizar o acoplamento dos modelos de reservatório e do sistema de produção. O acoplamento explícito é quando os simuladores que tratam do escoamento em meio poroso e do sistema de produção têm suas formulações separadas e de alguma forma os simuladores trocam informação entre si.

O acoplamento explícito é designado fraco quando apenas uma tabela com pressões requeridas nos canhoneados representa todo o sistema de produção no modelo de reservatório. O simulador de reservatório usa os valores da tabela para achar a condição de equilíbrio e utilizar isto como condição de contorno na matriz jacobiana de solução do fluxo no meio poroso.

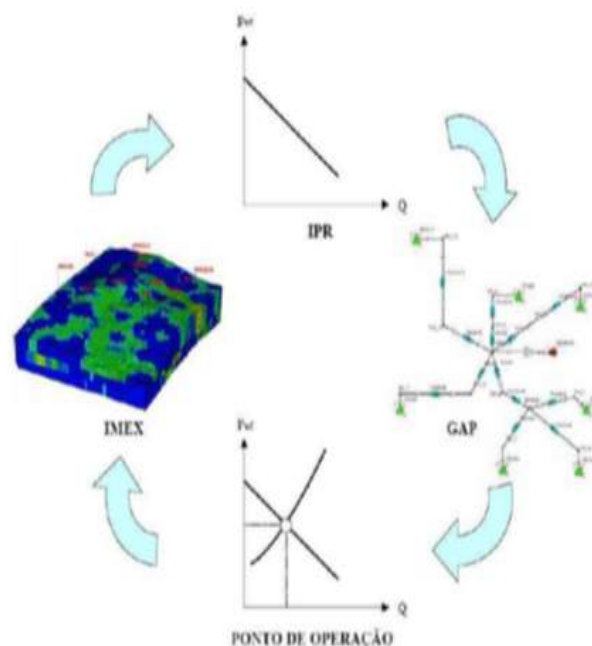


Figura 3.6: Acoplamento explícito — Extraído de Cotrim (2012)

Quando o acoplamento é denominado explícito forte, normalmente há um terceiro *software* responsável por orquestrar a passagem de informação entre os simuladores de reservatório e do sistema de produção. Normalmente o modelo de reservatório manda uma IPR (*Inflow Performance Relationship*) e o modelo do sistema de produção tem a informação da TPR (*Tubing Performance Relationship*). O cruzamento destas curvas determina a condição de operação

que é então usada no modelo de reservatório como condição de contorno até o próximo acoplamento.

Esta metodologia confere mais robustez uma vez que a curva TPR é feita *online* e sistemas complexos podem ser modelados, ao contrário de metodologia explícita fraca, que possui apenas uma tabela com valores previamente calculados. A Figura 3.6 mostra resumidamente como o acoplamento explícito funciona.

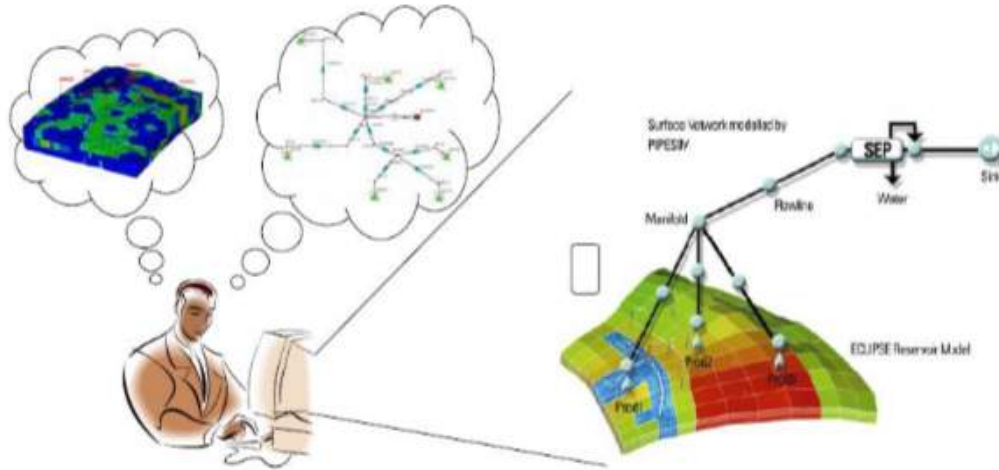


Figura 3.7: Acoplamento implícito — Extraído de Cotrim (2012)

O acoplamento implícito visa resolver simultaneamente e acopladamente as equações diferenciais que regem o escoamento no meio poroso e no sistema de produção. É importante quando as condições do reservatório mudam tão rapidamente de forma que o acoplamento explícito não consegue mais representar fidedignamente as mudanças temporais no fluxo do reservatório. A Figura 3.7 ilustra o conceito. Para mais detalhes em relação ao acoplamento entre modelos de reservatório e do sistema de produção, os trabalhos de Filho *et al.* (2012), Cotrim (2012) e Carpio (2012) são um bom ponto de partida.

4

Metodologia

A seguir será mostrada a metodologia usada para avaliar como a simplificação da EOS influencia no resultado das análises tanto para o escoamento no meio poroso como para o escoamento em poços e dutos até chegar à plataforma. Primeiramente será abordada como foi feita a seleção do fluido e as análises laboratoriais disponíveis para realizar a regressão dos fluidos para a EOS detalhada. A metodologia usada para simplificação, as EOS simplificadas e suas regressões também serão discutidas neste capítulo.

Na sequência será dada uma visão geral do modelo de simulação usado para realizar as simulações com as EOS modeladas. Uma visão geral do modelo de reservatório e de escoamento, assim como o acoplamento entre os dois, poderá ser visto a seguir.

Finalmente, serão detalhadas as principais variáveis de interesse dos engenheiros de reservatório e de elevação e escoamento quando um modelo está sendo elaborado com a finalidade de auxiliar nas decisões de engenharia. Estas variáveis serão importantes para definir, a partir dos resultados que serão detalhados no próximo capítulo, a melhor forma de modelar uma EOS para estudos composicionais em modelos integrados de produção.

4.1

Seleção do fluido e ajuste das EOS detalhada e pseudoizada para uso no MIP

4.1.1

Seleção do fluido e ensaios laboratoriais

A escolha do fluido para ser usado nas análises desta dissertação não pode ser aleatória. Em geral, as análises PVT apresentam a descrição das impurezas e das frações apenas até um determinado limite. No caso desta análise, até isômeros de 19 carbonos do fluido, concentrando todos os componentes restantes no componente *plus* C_{20+} . Óleos pesados possuem composição molar da fração C_{20+} muito elevada. Usar um modelo composicional nesse tipo de óleo, sem cromatografia detalhada da fração C_{20+} , pode levar a resultados até piores do que com modelagens mais simples, baseadas em correlações, como por exemplo, a modelagem *black-oil*.

Para fluidos mais leves, em geral com ° API acima de 30, a modelagem composicional, fruto de estudo desta dissertação, é mais adequada, justamente devido ao menor peso da fração C_{20+} na composição do fluido. A faixa de ° API a qual começa a ser mandatória modelagem composicional são para óleos de ° API acima de 40, que já é a faixa dos condensados retrógrados. Entretanto estes intervalos não são claros na literatura e valores diferentes aos indicados aqui podem ser encontrados.

Desta forma, recomenda-se a modelagem *black-oil* para fluidos abaixo de 30 ° API e modelagem composicional para fluidos acima de 40 ° API e entre estes valores deve-se ter mais cautela ao escolher a modelagem e analisar prós e contras de cada metodologia. Essa classificação de modelagem pode se alterar também em função do método de recuperação empregado no reservatório. Métodos baseados em injeção de gás requerem uma abordagem composicional devido à alta probabilidade de alteração composicional do fluido do reservatório quando o mesmo estabelece contato com o gás injetado.

Além da questão do tipo de fluido, outro ponto importante para a escolha do fluido foram as análises laboratoriais disponíveis. Como este trabalho tem o objetivo de definir o modelo composicional com EOS simplificada ótima não apenas para o fluxo no meio poroso, isotérmico, mas também para o fluxo ao longo dos poços e dutos até a plataforma, análises laboratoriais em temperaturas diferentes do reservatório precisam estar disponíveis, caso contrário a regressão pode não ter validade fora da faixa de temperatura próxima à temperatura do reservatório. Não é comum a coleta de fluido adicional para realizar análises laboratoriais na faixa de temperatura de interesse do escoamento em poços e dutos.

Para os estudos que serão apresentados foi escolhido um fluido que apresentou no ensaio de liberação *flash* da pressão de $561,0 \text{ kgf/cm}^2$ e temperatura de 122 °C , que representam a condição inicial do reservatório, para a pressão atmosférica e 40 °C , $34,3 \text{ ° API}$ e RGO de $346,54 \text{ m}^3\text{std/m}^3\text{std}$. A fração *plus* de C_{20+} deste fluido é, em percentual molar, de apenas 5,96%. A Tabela 4.1 mostra a expansão a composição constante da condição de reservatório até a condição de pressão *standard* e temperatura de 40 °C (liberação *flash*) do fluido. Além disso, a composição do fluido de reservatório usada para a regressão das EOS advém deste ensaio.

Os resultados deste tipo de ensaio normalmente mostram a composição molar do fluido em condições de reservatório e a composição molar dos componentes nas fases óleo e gás após a expansão, obtida por cromatografia gasosa. Como era de se esperar os componentes leves acabam ficando no gás do *flash* e os pesados se concentram no óleo morto. A densidade do gás do *flash*

Tabela 4.1: Propriedades e composições molares da liberação *flash* experimental a 40,0 °C.

Componentes	Óleo morto	Gás do <i>flash</i>	Fluido de reservatório
CO_2	0,00	1,66	1,31
N_2	0,00	0,47	0,37
C_1	0,00	74,43	59,11
C_2	0,00	9,59	7,62
C_3	0,40	6,50	5,25
IC_4	0,25	1,34	1,12
NC_4	0,78	2,82	2,40
IC_5	0,89	1,02	1,00
NC_5	1,13	0,97	1,00
C_6	3,24	0,71	1,23
C_7	7,42	0,36	1,81
C_8	10,15	0,13	2,19
C_9	8,29	0,01	1,71
C_{10}	6,69	0,00	1,38
C_{11}	5,21	0,00	1,07
C_{12}	4,37	0,00	0,90
C_{13}	4,68	0,00	0,96
C_{14}	3,83	0,00	0,79
C_{15}	3,53	0,00	0,73
C_{16}	2,75	0,00	0,57
C_{17}	2,52	0,00	0,52
C_{18}	2,55	0,00	0,52
C_{19}	2,32	0,00	0,48
C_{20+}	28,98	0,00	5,96
Densidade do gás		0,8116	
Massa molar total	224,92	23,51	64,96
Massa molar C_{20+}		417	
Densidade C_{20+}		0,9149	
B_o (P_{sat} e T_{res})		2,0705	

medida foi de 0,8116. Uma importante medição feita neste ensaio é a massa molar e densidade da fração *plus* C_{20+} e a partir dela é calculada a massa molar total das misturas. O fator volume de formação, ou fator de encolhimento do óleo medido, em relação a pressão de saturação e temperatura do reservatório,

foi de 2,0705.

Óleos leves como este apresentam esta característica de alta volatilidade, isto é, uma vez que eles possuem muito componentes leves que tendem a ficar na fase gás em baixas pressões, tendendo a um elevado encolhimento da fase óleo. Em reservatórios deste tipo a injeção de água é muito importante para manter a pressão do reservatório para evitar que a pressão de saturação seja atingida, pois uma pequena queda de pressão pode liberar muito gás no reservatório, prejudicando o fator de recuperação da jazida.

Outro ensaio fundamental para a calibragem das propriedades do fluxo no meio poroso é o ensaio de liberação diferencial. O resultado do ensaio para a fase óleo pode ser visto na Tabela 4.2. Este ensaio é normalmente conduzido apenas na temperatura de reservatório, que para este óleo é de 122 °C. O ° API do óleo residual encontrado neste ensaio foi 32,71 e as condições padrão considerada foi de 1 atm e 15,6 °C. Os dados de pressão são manométricos.

Tabela 4.2: Propriedades da fase óleo na liberação diferencial experimental a 122,0 °C.

p (kgf/cm ²)	B_o (m ³ /Sm ³)	R_s (Sm ³ /Sm ³)	η_o (cP)	ρ_o (g/cm ³)
650,0	2,2627	444,56	0,259	0,5907
610,0	2,2800	444,56	0,249	0,5862
570,0	2,3000	444,56	0,239	0,5812
530,0	2,3218	444,56	0,229	0,5757
490,0	2,3469	444,56	0,219	0,5695
450,0	2,3744	444,56	0,209	0,5630
440,0	2,3820	444,56	0,206	0,5612
420,0	2,3985	444,56	0,201	0,5573
400,0	2,4158	444,56	0,196	0,5533
372,7 (P_{sat})	2,4311	444,56	0,189	0,5498
350,0	2,1631	336,18	0,220	0,5611
300,0	1,9092	253,70	0,274	0,5906
250,0	1,7371	196,89	0,337	0,6184
200,0	1,6154	151,60	0,415	0,6388
150,0	1,5103	112,46	0,521	0,6588
100,0	1,4158	77,78	0,646	0,6797
50,0	1,3219	44,98	0,778	0,7037
0,0	1,0847	0,00	1,420	0,7863

Este ensaio captura muitas variáveis importantes para o fluxo no meio poroso. A viscosidade, obtida por um experimento em um reômetro e, em

geral, reportada junto às medidas da liberação diferencial é fundamental para os estudos no reservatório, ainda mais quando se trata de um fluido que em condições de reservatório possui valores muito similares à viscosidade da água. A quantidade de gás dissolvido, o fator de encolhimento do óleo e a massa específica para cada diferencial de pressão também são computados neste ensaio.

As propriedades do gás liberado em cada estágio de separação também são medidas e reportadas, podendo ser usadas como dados para regressão. A Tabela 4.3 resume os dados do ensaio, que também foi conduzido apenas na temperatura de reservatório. A pressão informada é manométrica. A densidade média do gases liberados em relação ao ar, em cada estágio de separação, ponderada pela RGO de cada estágio foi de 0,8757.

A viscosidade do gás é estimada por correlação, a partir da composição do gás liberado.

Tabela 4.3: Propriedades da fase gás na liberação diferencial experimental a 122,0 °C.

p (kgf/cm ²)	B_g (m ³ /Sm ³)	d_g	Z	η_g (cP)
350,0	0,00400	0,9276	0,9930	0,0331
300,0	0,00443	0,8554	0,9435	0,0281
250,0	0,00511	0,7695	0,9066	0,0231
200,0	0,00616	0,7632	0,8753	0,0202
150,0	0,00812	0,7715	0,8667	0,0177
100,0	0,01242	0,7717	0,8873	0,0156
50,0	0,02581	0,8025	0,9312	0,0141
0,0	—	1,2602	—	0,0119

Três testes de separador foram executados para este fluido com o intuito de capturar diferentes pressões e temperaturas possíveis no primeiro estágio de separação da plataforma. Os testes executados consideraram apenas um estágio de separação, isto é, foi considerado um primeiro estágio de separação e em seguida o fluido foi expandido para a condição padrão de pressão e a temperatura de tanque indicada na Tabela 4.4.

A unidade da pressão de separação é kgf/cm². A temperatura está em °C. A unidade da RGO é m³std/m³std. O subscrito "sep" se refere ao primeiro estágio de separação e "tq" se refere a condição de tanque, isto é, na pressão atmosférica e temperatura informada. Por exemplo, o valor de RGO_{sep} na tabela se refere na quantidade de gás liberada no primeiro estágio de separação,

Tabela 4.4: Teste de separador experimental.

p_{sep}	T_{sep}	T_{tq}	RGO_{sep}	RGO_{tq}	RGO_{total}	B_o	API
7,03	85,0	20,3	302,57	8,29	310,86	2,106	36,11
10,2	40,0	20,6	285,32	16,12	301,44	2,039	37,46
14,76	30,0	22,5	274,58	22,11	296,69	2,000	37,98

e a RGO_{tq} se refere ao gás liberado depois do fluido passar do primeiro estágio de separação para a condição de tanque.

Este ensaio, em conjunto com outras análises, é importante para definição da pressão ótima de separação. A RGO_{tq} e ° API residual de óleos leves e gás retrógrados variam fortemente a depender da quantidade de estágios de separação são usados na plataforma. Pode-se observar pela Tabela 4.4 que ao aumentar a pressão do primeiro estágio acarretou em menor RGO_{total} , maior ° API residual e fator de encolhimento menor. Ou seja, mais gás ficou em solução no óleo morto ao se aumentar a pressão de estágio. Como o óleo possui valor agregado maior, definir a pressão ótima de separação é um trabalho importante dos engenheiros de instalações de superfície.

Mesmo não sendo comum a realização deste ensaio para óleos voláteis, um teste de EVC na temperatura do reservatório está disponível para o fluido. A Tabela 4.5 mostra as propriedades medidas neste ensaio. Além do fator de compressibilidade, fator volume de formação do gás e a massa específica em função da pressão dos gases liberados em cada estágio, estão plotadas a razão percentual entre o volume de líquido na pressão especificada e o volume de fluido na pressão de saturação (Vol Líq Sat) e também a produção molar acumulada de gás (Pcum) na pressão especificada.

Tabela 4.5: Ensaio de expansão a volume constante a 122,0 °C

Pressão (kgf/cm^2)	Vol Líq (%)	Z	Pcum (%)	B_g m^3/Sm^3	ρ_g (g/cm^3)
373,7	100	—	0	—	—
282,3	84,0	0,9639	9,19	0,00481	0,2629
212,0	77,3	0,8507	21,46	0,00566	0,1821
141,7	73,6	0,8634	37,15	0,00859	0,1120
71,3	68,8	0,8732	55,5	0,01725	0,0567

Além dos ensaios acima, o fluido selecionado possui três ensaios de expansão a composição constante, em três diferentes temperaturas, a de

reservatório, 122°C, e os outros dois ensaios em temperaturas características do escoamento, uma a 30°C e a outra a 75°C. O resultado dos ensaios laboratoriais podem ser vistos nas Tabelas 4.6, 4.7 e 4.8.

Estes ensaios são importantíssimos pois permitem calibrar o equilíbrio de fases em temperaturas diferentes do reservatório, logo é fundamental para os engenheiros que se preocupam com o escoamento em dutos e poços.

Os principais resultados deste ensaio são a pressão de saturação em temperaturas representativas de escoamento, o volume total relativo na pressão especificada em relação ao volume na pressão de saturação, a massa específica do óleo acima da pressão de saturação para temperaturas diferentes do reservatório e o fator-Y, que expressa uma relação entre pressão e volume na região de duas fases.

Outro importante ensaio para o escoamento nas tubulações é o ensaio que mede a viscosidade e a massa específica da fase óleo na condição padrão de pressão, em várias temperaturas. Muitas vezes este é o único ensaio disponível em temperatura diferente do reservatório. Em óleos pesados a viscosidade influencia a perda de carga por atrito no escoamento nos dutos, fazendo com que este ensaio seja de fundamental importância para óleos pesados. A Tabela 4.9 mostra os resultados deste ensaio para o óleo selecionado.

A partir dos dados laboratoriais discutidos acima foi feita a regressão para o ajuste das EOS detalhada e simplificadas, onde as premissas e resultados são discutido na sequência.

4.1.2

Ajuste da EOS detalhada

Para realizar o ajuste das EOS foi usado o *software* comercial *Winprop*, da fabricante *CMG*, versão 2016. O *Winprop* é um simulador capaz de simular propriedades de fluidos e possui algoritmo de regressão para ajustar dados experimentais.

O *software* possui uma extensa base de dados com propriedades de fluidos. Ele é capaz de simular todos os experimentos citados ao longo da dissertação. Ele é muito usado na indústria de petróleo por engenheiros de reservatório. De forma sumarizada, o ajuste de uma equação de estado consiste nas seguintes etapas:

- (i) Escolha da equação de estado e do modelo viscosidade. Para este trabalho a EOS de *Peng-Robinson* corrigida (1978) e o modelo de viscosidade LBC foram usados;

Tabela 4.6: Relação pressão-volume de um ensaio de expansão a composição constante a 30,0 °C

Pressão (kgf/cm^2)	Volume relativo	Y	ρ_o (g/cm^3)
704,3	0,9482	—	0,6873
669,1	0,9524	—	0,6842
633,9	0,9563	—	0,6815
598,8	0,9601	—	0,6788
563,6	0,9648	—	0,6755
528,5	0,9699	—	0,6719
493,3	0,9741	—	0,669
479,2	0,9758	—	0,6678
465,2	0,9771	—	0,667
451,1	0,9792	—	0,6655
437,0	0,9826	—	0,6632
423,0	0,9839	—	0,6623
408,9	0,9868	—	0,6604
394,8	0,989	—	0,6589
380,8	0,9911	—	0,6575
366,7	0,9945	—	0,6553
352,7	0,9968	—	0,6537
345,6 P_{sat}	1,0	—	0,6517
331,6	1,0055	7,73	—
324,5	1,0085	7,59	—
317,5	1,0123	7,22	—
310,5	1,0161	7,05	—
268,3	1,0412	7,00	—
240,1	1,0633	6,95	—
212,0	1,1062	5,94	—
176,8	1,1873	5,10	—

- (ii) Escolha dos componentes: Para a EOS detalhada foi utilizada a informação integral obtida na cromatografia gasosa e as simplificadas seguiram a metodologia descrita em Danesh (1998, *apud* Whitson, 1983);
- (iii) Escolha dos parâmetros de regressão: ensaios de laboratório em diversas pressões e temperatura foram usados para a regressão; propriedades reológicas e termodinâmicas foram ajustadas separadamente; fração C_{20+}

Tabela 4.7: Relação pressão-volume de um ensaio de expansão a composição constante à 75,0 °C

Pressão (kgf/cm^2)	Volume relativo	Y	ρ_o (g/cm^3)
704,3	0,9307	—	0,6549
669,1	0,9368	—	0,6507
633,9	0,9435	—	0,6461
598,8	0,9501	—	0,6416
563,6	0,9567	—	0,6371
528,5	0,9638	—	0,6324
493,3	0,9705	—	0,6281
458,1	0,9781	—	0,6232
423,0	0,9857	—	0,6184
408,9	0,9898	—	0,6158
394,8	0,9934	—	0,6136
387,8	0,9939	—	0,6133
380,8	0,9959	—	0,6120
373,7	0,9975	—	0,6111
366,7 P_{sat}	1,0	—	0,6095
359,7	1,0036	5,42	—
338,6	1,0163	5,08	—
324,5	1,0265	4,90	—
310,5	1,0387	4,67	—
296,4	1,0515	4,61	—
282,3	1,0667	4,48	—
247,2	1,1162	4,17	—
212,0	1,1936	3,77	—
176,8	1,3169	3,39	—
141,7	1,5273	3,01	—

foi usada para calibrar as propriedades termodinâmicas;

Um maior detalhamento de cada item poderá ser visto na sequência.

4.1.2.1

Escolha da equação de estado e do modelo de viscosidade

A primeira escolha que deve ser feita é qual será a equação de estado usada para realizar a regressão. A equação de estado de *Peng-Robinson* corrigida (1978) foi escolhida uma vez que ela é resultado de diversas melhorias

Tabela 4.8: Relação pressão-volume de um ensaio de expansão a composição constante à 122,0 °C

Pressão (kgf/cm^2)	Volume relativo	Y	ρ_o (g/cm^3)
704,3	0,9158	—	0,6239
669,1	0,9239	—	0,6184
633,9	0,9313	—	0,6135
598,8	0,9378	—	0,6092
563,6	0,9449	—	0,6046
528,5	0,9534	—	0,5993
493,3	0,9618	—	0,5941
458,1	0,9709	—	0,5885
423,0	0,9819	—	0,5819
408,9	0,9864	—	0,5792
394,8	0,9909	—	0,5766
387,8	0,9935	—	0,5751
380,8	0,9961	—	0,5736
373,7 P_{sat}	1,0	—	0,5714
366,7	1,0045	4,15	—
338,6	1,0291	3,55	—
310,5	1,0602	3,39	—
296,4	1,0790	3,30	—
282,3	1,0997	3,25	—
247,2	1,1684	3,04	—
212,0	1,2714	2,81	—
176,8	1,4242	2,63	—
141,7	1,6742	2,43	—

ao longo da evolução da modelagem de EOS. A equação de estado de *Soave-Redlich-Kwong* apresenta piores resultados para a previsão de massa específica. Naturalmente o fator de correção de volume de *Peneloux* foi utilizado para realizar a correção de volume e melhorar ainda mais a previsão da massa específica, especialmente na faixa de pressões baixas.

A correlação usada para prever a viscosidade foi a correlação de LBC, descrita anteriormente. Por se tratar de um óleo volátil com viscosidades muito baixas, a escolha da correlação de viscosidade não interfere muito no resultado, uma vez que os dados experimentais serão facilmente reproduzidos por qualquer correlação disponível. O principal motivo desta escolha é que esta

Tabela 4.9: Viscosidades e massas específicas do óleo residual da liberação diferencial.

T °C	η_o (cP)	ρ_o (g/cm ³)
30,0	9,08	0,8498
40,0	6,62	0,8429
50,0	5,03	0,8360
60,0	3,95	0,8291
70,0	3,19	0,8222
80,0	2,64	0,8153
90,0	2,22	0,8084
100,0	1,90	0,8015
110,0	1,66	0,7946
120,0	1,46	0,7877
122,0	1,42	0,7863

correlação está disponível tanto no modelo de fluxo no meio poroso quanto no modelo de escoamento, e é extremamente importante que os modelos de fluido do escoamento no meio poroso e nos poços e dutos estejam iguais para a validade dos resultados das simulações.

4.1.2.2

Escolha dos componentes

O passo seguinte é selecionar a quantidade de componentes desejados para realizar a regressão. Para o ajuste da EOS detalhada foram utilizados todos os componentes descritos na liberação *flash* da Tabela 4.1. Esta EOS será considerada base para as comparações ao longo da dissertação uma vez que acredita-se que o maior detalhamento da composição do fluido traz mais confiabilidade para a previsão das propriedades. Logo a EOS detalhada possui 24 componentes e a fração molar de cada um deles também pode ser vista na Tabela 4.1. A escolha dos componentes das EOS simplificadas serão detalhadas a seguir.

4.1.2.3

Escolha dos parâmetros de regressão

Primeiramente é necessário carregar os dados de todos os ensaios laboratoriais descritos acima no simulador. Eles serão a base de comparação durante a regressão. A pressão de saturação nas temperaturas de 122°C, 75°C e 30°C, os

ECCs nas mesmas temperaturas, os testes de separador, ensaio de liberação diferencial e o ensaio de EVC foram utilizados na regressão.

O próximo passo é selecionar as propriedades que o simulador poderá variar a fim de minimizar o erro global da regressão, utilizando como base os dados experimentais. É uma boa prática segregar a regressão das propriedades de cunho termodinâmico das propriedades reológicas, isto é, em um primeiro momento a EOS é ajustada para representar o equilíbrio de fases. Após o ajuste termodinâmico, o ajuste da viscosidade é feito sem modificar o equilíbrio de fases obtido na etapa anterior.

Como premissa para o ajuste da EOS busca-se, de maneira geral, modificar as propriedades do menor número de componentes possível e prioritariamente dos componentes com mais incerteza em relação às propriedades. Desta forma, foi permitido apenas variar as propriedades da fração *plus* C_{20+} , uma vez que a incerteza na sua composição e, conseqüentemente, na caracterização de suas propriedades é enorme. As propriedades que foram usadas para a regressão foram a pressão crítica, temperatura crítica, fator acêntrico, peso molecular e o fator de correção de volume, *volume shift*. Além destas propriedades, naturalmente os coeficientes de interação binária entre os componentes foram usados na regressão, já que estes coeficientes representam na EOS a incerteza entre as forças moleculares entre os diversos componentes da mistura.

Finalmente, antes do início da simulação, o usuário precisa definir, através de pesos, qual propriedade ele deseja ajustar de forma mais precisa, em detrimento de outras. Este procedimento é importante pois, a depender do fenômeno que se deseja modelar, pode ser enfatizada no ajuste uma propriedade que impacte mais fortemente tal fenômeno. Esta etapa é especialmente importante em modelos integrados de produção, pois a caracterização dos fluidos deve satisfazer o escoamento no meio poroso e nas tubulações, que muitas vezes dão prioridades a propriedades diferentes na modelagem de fluido.

Um exemplo comum é o ajuste da viscosidade do óleo para óleos pesados. É fundamental para o escoamento no meio poroso que a correlação usada represente os dados encontrados no laboratório para calcular a mobilidade da fase óleo no meio poroso. Pequenos erros na viscosidade podem levar a erros inaceitáveis nas previsões de produção. No escoamento em tubulações, a viscosidade do óleo é fundamental para o cálculo da perda de pressão por atrito, principalmente em óleos pesados. O problema reside na ampla faixa de temperatura que a correlação deve cobrir no modelo de escoamento em tubulações, enquanto que no meio poroso a propriedade é calculada somente em função da pressão, uma vez que o reservatório é considerado um

meio isotérmico. Se a correlação usada não conseguir representar os dados encontrados no laboratório em toda a faixa de temperaturas e pressão o engenheiro deverá escolher qual fenômeno será privilegiado.

Outro exemplo, agora relacionado a uma propriedade termodinâmica, é o ajuste da massa específica do óleo. Para o escoamento em tubulações esta propriedade é de fundamental importância. No escoamento de petróleo em águas ultraprofundas, a perda de carga gravitacional é a grande responsável pela diminuição da pressão ao longo do sistema de produção. Logo, a EOS ajustada por um engenheiro de escoamento em tubulações terá um peso maior para esta propriedade em detrimento a outras, por exemplo, o B_o . O escoamento no meio poroso também carece de um bom ajuste para a massa específica, contudo, o engenheiro de reservatório normalmente opta por um ajuste mais preciso na R_s e no B_o .

No caso desta dissertação, em primeiro lugar buscou-se um ajuste mais preciso da pressão de saturação nas três temperaturas. Além disso, por se tratar de um óleo com elevada razão de solubilidade, utilizou-se um peso maior para o valor inicial de R_s , uma vez que um erro grande nesta propriedade pode acarretar em erros inaceitáveis na predição de vazão de gás e de fração de líquido ao longo da coluna de produção e do duto. As outras propriedades se utilizaram do mesmo peso na regressão. A Tabela 4.10 ilustra os pesos usados para as principais variáveis de interesse em todas as EOS modeladas.

Após o ajuste satisfatório das propriedades termodinâmicas, os cinco coeficientes da correlação LBC e o volume crítico de cada componente são usados para realizar o ajuste da viscosidade do óleo e do gás. Como a viscosidade no reservatório tem um papel fundamental na mobilidade da fase óleo, foi dada a prioridade total no ajuste para a viscosidade na temperatura de reservatório e sobretudo o ensaio de viscosidade acima da pressão de saturação teve peso maior na regressão em relação ao ensaio de liberação diferencial em baixas pressões, dado que é uma premissa deste estudo escoamento monofásico no reservatório.

Por se tratar de um óleo leve com viscosidade muito baixa, o ajuste nas temperaturas características de escoamento em dutos foi deixado sem peso na regressão uma vez que mesmo elevados erros relativos em baixíssimas viscosidades não afetam a perda de carga por fricção de forma relevante a ponto de impactar os diferenciais de pressão ao longo do escoamento. A Tabela 4.11 ilustra o resultado encontrado para os 5 coeficientes da correlação LBC após o ajuste das viscosidades de óleo e gás.

O fluxo de processo descrito acima é executado diversas vezes variando-se os pesos e as propriedades passíveis de ajuste até o engenheiro ficar satisfeito

Tabela 4.10: Pesos globais usados na regressão das EOS.

Propriedade experimental	Peso 24 PC	Peso 14 PC	Peso 9 PC	Peso 7 PC	Peso 6 PC	Peso 5 PC	Peso 4 PC
Pressão Saturação 122 °C	10	5	10	5	5	7	8
Pressão Saturação 75 °C	1	3	3	3	3	3	6
Pressão Saturação 30 °C	3	3	3	3	3	3	5
Volume Relativo	1	1	1	1	1	1	1
Massa Específica Óleo	1	1	1	1	1	1	1
B_o	1	1	1	1	1	1	1
RGO	1	1	1	1	1	1	1
R_{si}	5	5	5	5	5	5	4
Fator Z Gás	1	1	1	1	1	1	1
Densidade do Gás	1	1	1	1	1	1	1
Massa Específica Gás	1	1	1	1	1	1	1
°API	1	1	1	1	1	1	1
Viscosidade do óleo	0	0	0	0	0	0	0
Viscosidade do gás	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 4.11: Coeficientes da correlação LBC após regressão das EOS.

EOS	a1	a2	a3	a4	a5
24 PC	0,1020	0,0187	0,0702	-0,0376	0,0075
14 PC	0,1016	0,0187	0,0676	-0,0366	0,0075
9 PC	0,1013	0,0187	0,0673	-0,0364	0,0075
7 PC	0,1033	0,0187	0,0667	-0,0361	0,0075
6 PC	0,0989	0,0234	0,0641	-0,0358	0,0075
5 PC	0,1032	0,0187	0,0702	-0,0374	0,0075
4 PC	0,1009	0,0187	0,0688	-0,0363	0,0075

com a resposta que a EOS está gerando. Apenas para ilustrar o ajuste de forma global, a Tabela 4.12 mostra o resultado encontrado para as principais propriedades de interesse encontradas deste modelo de fluido para as 7 EOS ajustadas e o valor encontrado nos ensaios experimentais.

De modo a ter um ajuste satisfatório das propriedades como um todo, tentou-se na medida do possível, manter o erro na R_s em até 5% e o erro nas pressões de saturação abaixo de 2%. A massa específica do óleo, importante para o escoamento em tubulações, teve um erro na faixa de 6%. Além disso,

foi premissa nas regressões que as 7 EOS gerassem propriedades semelhantes, de modo que o estudo no modelo integrado fosse comparável, já que vários ajustes satisfatórios são possíveis e se alguma propriedade apresentasse muito desvio nas diversas EOS o estudo perderia robustez.

Tabela 4.12: R_s e pressões de saturação após regressão das EOS

EOS	P_{sat} (122 °C)	P_{sat} (75 °C)	P_{sat} (30 °C)	R_s (m^3/m^3)
Experimental	373,7	366,7	345,6	444,6
24 PC	372,2	362,5	350,7	422,1
14 PC	371,3	362,0	352,1	422,3
9 PC	372,0	363,0	352,4	423,1
7 PC	372,3	361,7	352,4	422,3
6 PC	372,0	361,6	352,6	421,7
5 PC	370,3	362,2	351,7	421,4
4 PC	372,5	360,5	345,9	416,6

A EOS detalhada com 24 PC obtida após a regressão pode ser vista na Tabela 4.13. É importante observar após o ajuste final se a EOS não apresenta nenhuma inconsistência em suas propriedades. Por exemplo, espera-se que a pressão crítica decresça com o aumento do peso molecular dos componentes. Em contraste, espera-se que a temperatura crítica e o fator acêntrico aumentem com o aumento do peso molecular.

Muitas vezes, na busca de uma regressão com menor erro global acaba chegando-se a uma EOS com propriedades que não respeitam a teoria termodinâmica. Isso normalmente é evitado limitando a faixa de variação de cada propriedade dentro da regressão no *software*.

4.1.2.4

Resultado da regressão da EOS com 24 PC

A seguir poderão ser vistos os principais resultados gerados pela EOS detalhada. As Figuras 4.1, 4.2 e 4.3 ilustram os dados experimentais e os dados obtidos com a EOS de 24 PC no ensaio de liberação diferencial apresentado na Tabela 4.2, na faixa de pressões acima do ponto de bolha do fluido.

Na sequência, entre a Figura 4.4 e 4.10 estão ilustrados os resultados apresentados pela EOS detalhada para o ensaio de liberação diferencial apresentado na Tabela 4.2, na faixa de pressões abaixo do ponto do fluido.

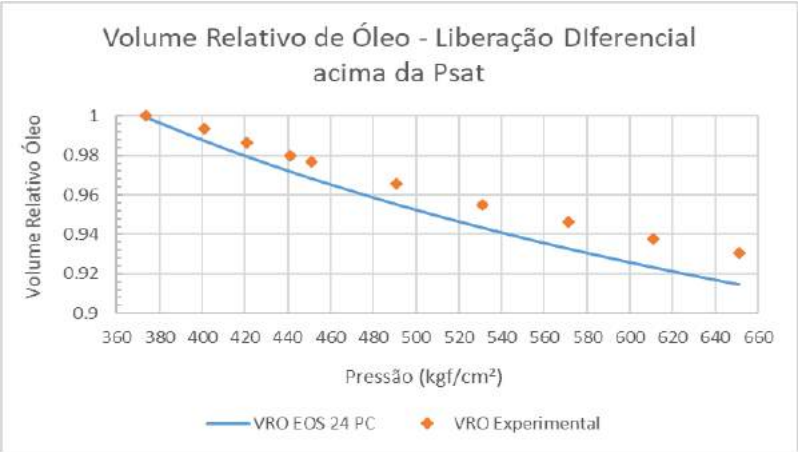


Figura 4.1: Volume relativo de óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.

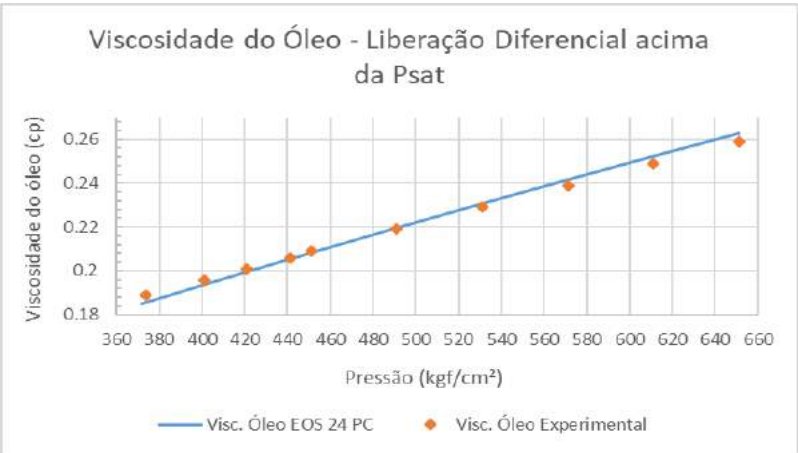


Figura 4.2: Viscosidade do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.

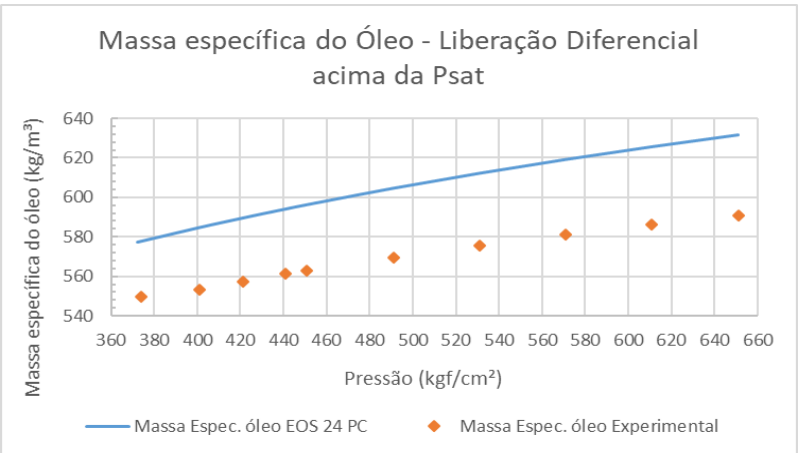


Figura 4.3: Massa específica do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.

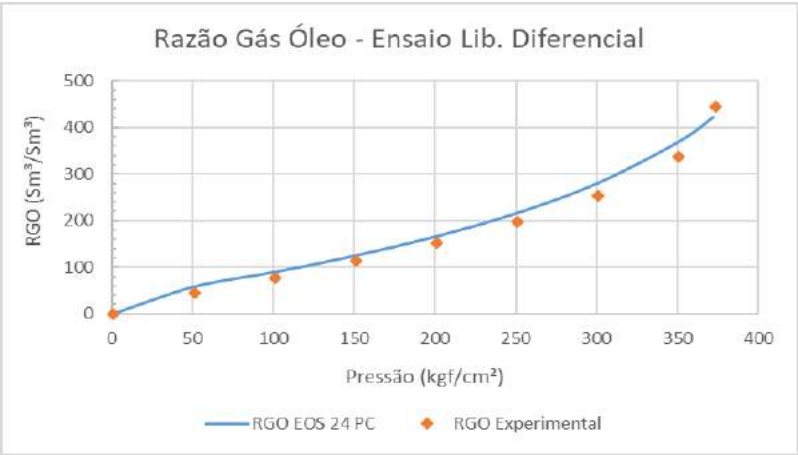


Figura 4.4: RGO da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.

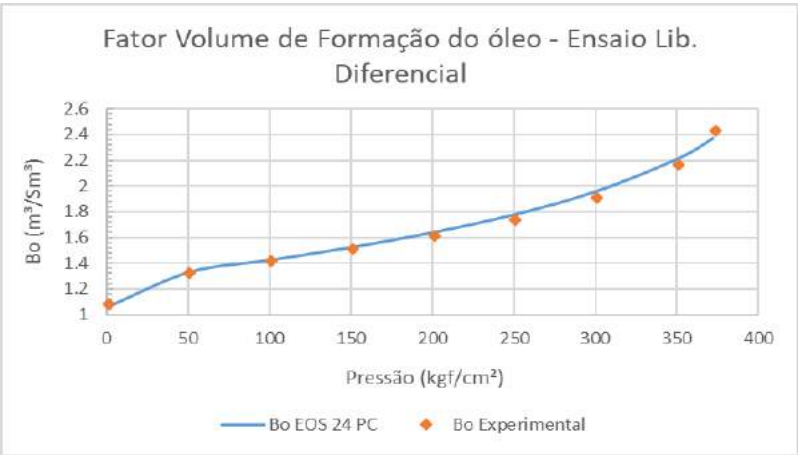


Figura 4.5: B_o da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.

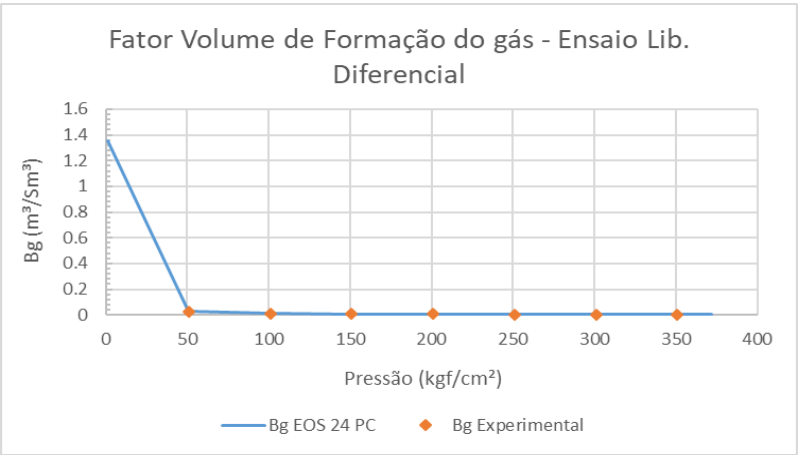


Figura 4.6: B_g da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.

Tabela 4.13: EOS - 24 PC

PC	M (g/mol)	T_c (K)	P_c (bara)	ω	Volume Shift	T_b °C	d	k_{ij} CO_2	k_{ij} N_2	k_{ij} C_1
CO_2	44,01	304,2	72,8	0,225	0	-78,4	0,818	—	0,0	0,0
N_2	28,01	126,2	33,5	0,04	0	-195,7	0,809	0,0	—	0,025
C_1	16,04	190,6	45,4	0,008	0	-161,4	0,3	0,0	0,025	—
C_2	30,07	305,4	48,2	0,098	0	-88,65	0,356	0,13	0,01	0,0023
C_3	44,09	369,8	41,9	0,152	0	-42,05	0,507	0,125	0,09	0,0073
IC_4	58,12	408,1	36,0	0,176	0	-11,85	0,563	0,12	0,095	0,0134
NC_4	58,12	425,2	37,5	0,193	0	-0,45	0,584	0,115	0,095	0,0126
IC_5	72,15	460,4	33,4	0,227	0	27,85	0,625	0,115	0,1	0,0179
NC_5	72,15	469,6	33,3	0,251	0	36,05	0,631	0,115	0,11	0,0177
C_6	86,0	507,5	32,4	0,275	0	63,85	0,69	0,115	0,11	0,0217
C_7	96,0	543,2	30,9	0,308	0	92,85	0,727	0,115	0,11	0,0253
C_8	107,0	570,5	29,1	0,351	0	116,85	0,749	0,115	0,11	0,0253
C_9	121,0	598,5	26,9	0,390	0	142,85	0,768	0,115	0,11	0,0337
C_{10}	134,0	622,1	25,0	0,443	0	165,85	0,782	0,115	0,11	0,0381
C_{11}	147,0	643,6	23,2	0,477	0	187,85	0,793	0,115	0,11	0,0425
C_{12}	161,0	663,9	21,6	0,522	0	208,85	0,804	0,115	0,11	0,0466
C_{13}	175,0	682,4	20,4	0,559	0	227,85	0,815	0,115	0,11	0,0503
C_{14}	190,0	700,7	19,3	0,604	0	246,85	0,826	0,115	0,11	0,0539
C_{15}	206,0	718,6	18,2	0,651	0	265,85	0,836	0,115	0,11	0,0557
C_{16}	222,0	734,5	17,1	0,651	0	283,85	0,843	0,115	0,11	0,0616
C_{17}	237,0	749,2	16,3	0,728	0	299,85	0,851	0,115	0,11	0,0647
C_{18}	251,0	760,5	15,6	0,757	0	312,85	0,856	0,115	0,11	0,0676
C_{19}	263,0	771,0	15,0	0,790	0	324,85	0,861	0,115	0,11	0,0702
C_{20+}	419,5	852,9	9,82	0,942	0,2350	483,83	0,914	0,2	0,1015	0,1011

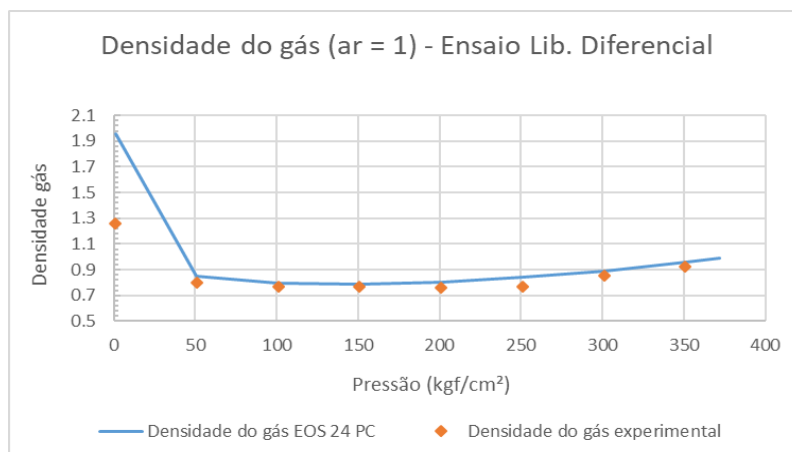


Figura 4.7: Densidade do gás abaixo da pressão de saturação.

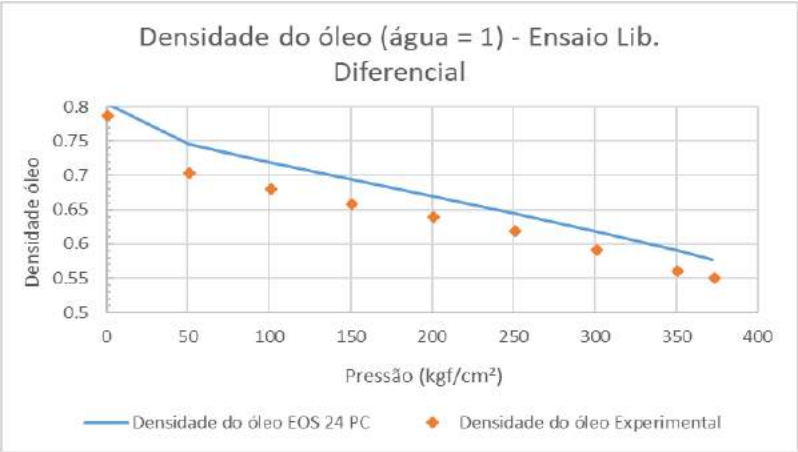


Figura 4.8: Densidade do óleo abaixo da pressão de saturação.

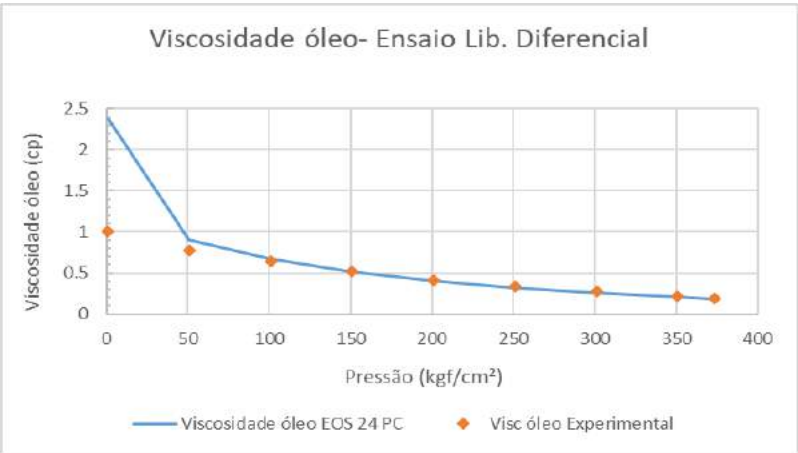


Figura 4.9: Viscosidade do óleo abaixo da pressão de saturação.

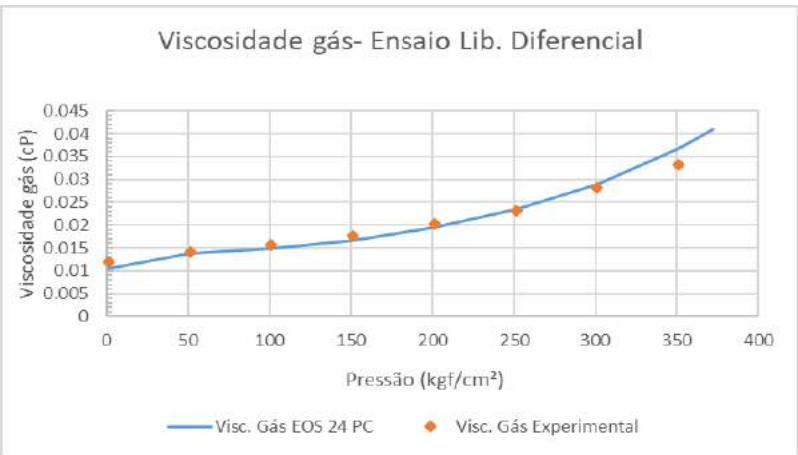


Figura 4.10: Viscosidade do gás abaixo da pressão de saturação.

Os resultados das regressões dos ensaios de expansão a composição constante relatados nas Tabelas 4.6 a 4.8 estão ilustrados nas Figuras 4.11 a 4.13 para o ensaio na temperatura do reservatório de 122 °C, nas Figuras 4.14 a 4.16 para a temperatura de 75 °C e nas Figuras 4.17 a 4.19 para a temperatura de 30 °C.

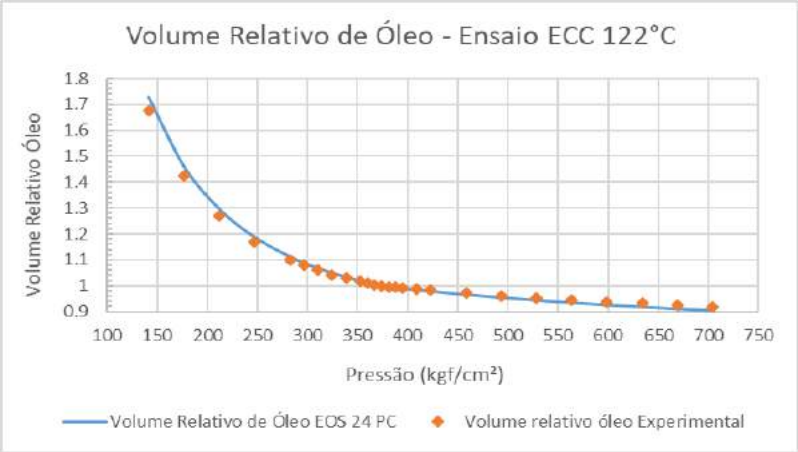


Figura 4.11: Volume relativo de óleo, ECC a 122 °C.

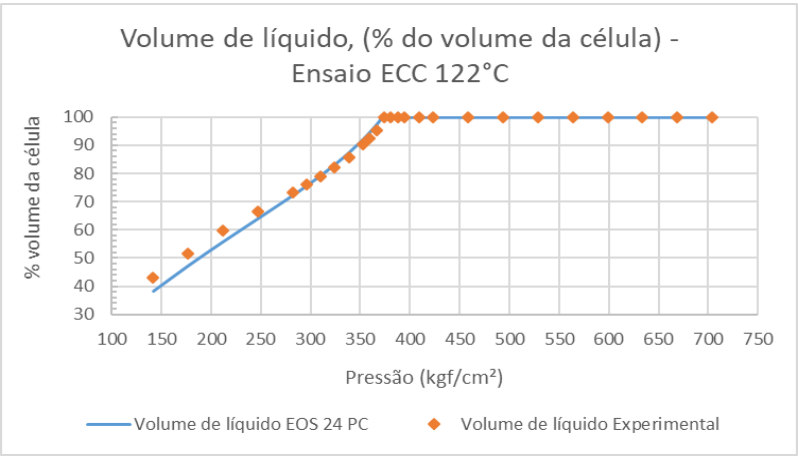


Figura 4.12: Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 122 °C.

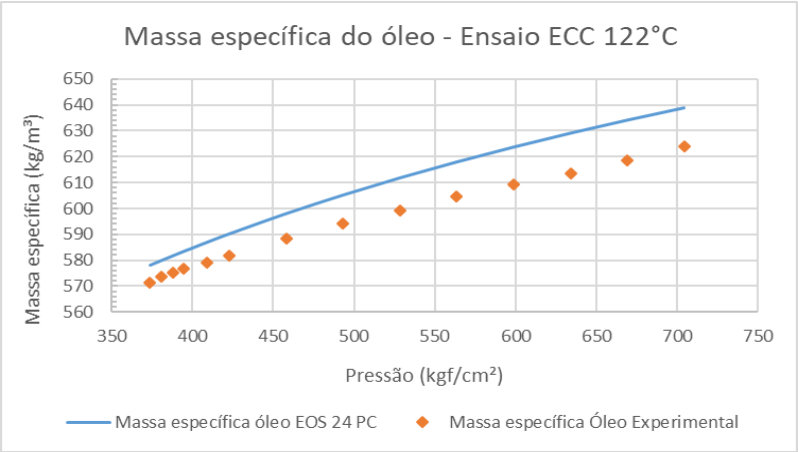


Figura 4.13: Massa específica de óleo, ECC a 122 °C.

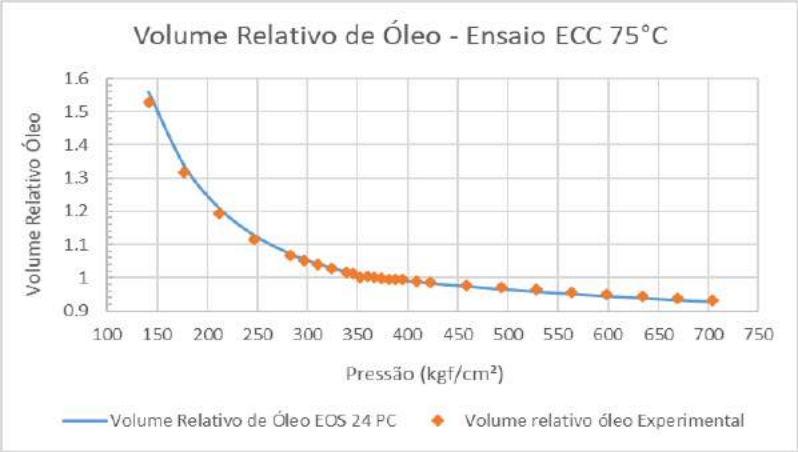


Figura 4.14: Volume relativo de óleo, ECC a 75 °C.

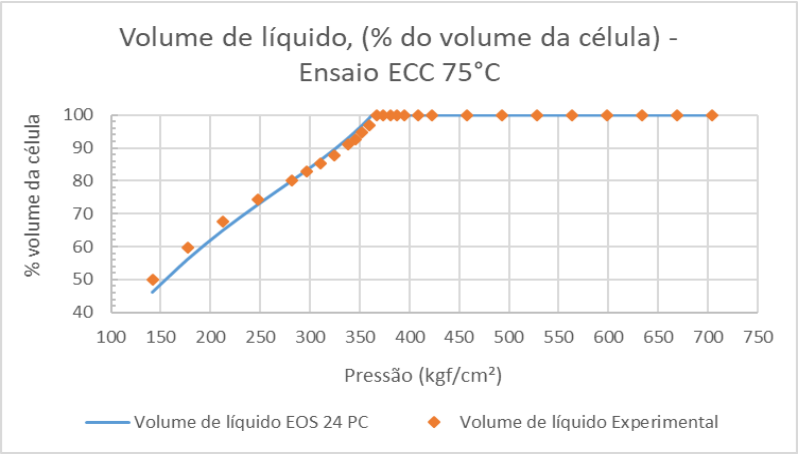


Figura 4.15: Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 75 °C.

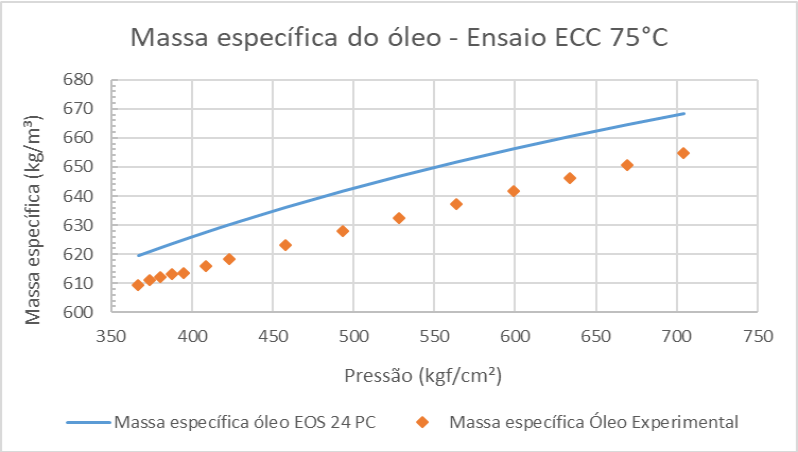


Figura 4.16: Massa específica de óleo, ECC a 75 °C.

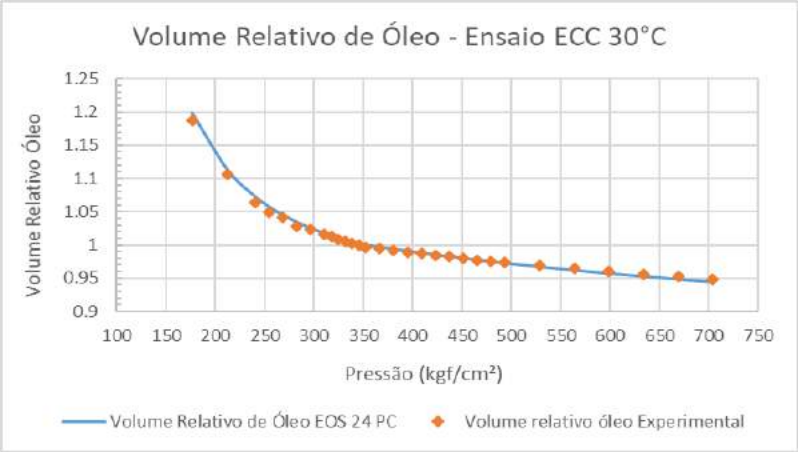


Figura 4.17: Volume relativo de óleo, ECC a 30 °C.

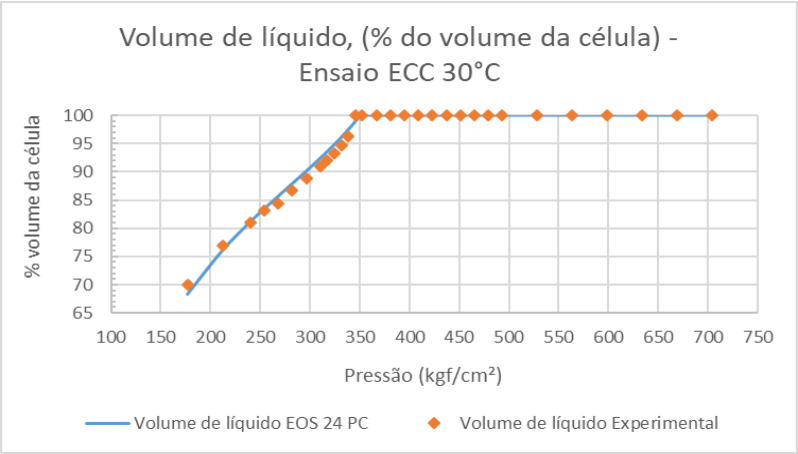


Figura 4.18: Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 30 °C.

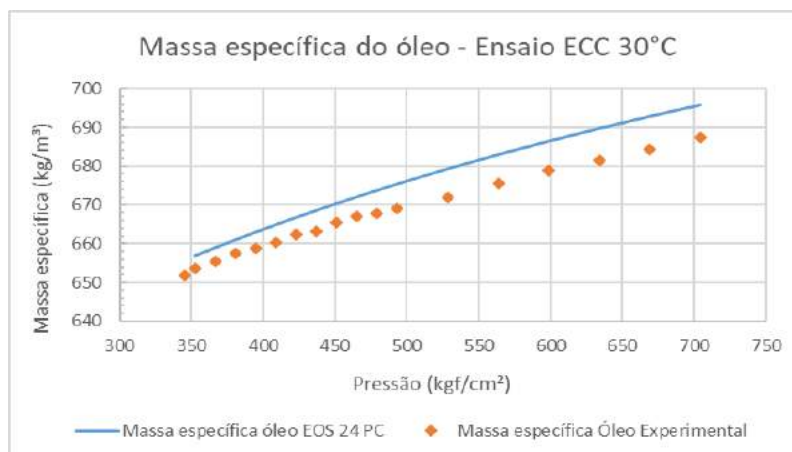


Figura 4.19: Massa específica de óleo, ECC a 30 °C.

Nas Figuras 4.20 e 4.21 pode-se ver o resultado da predição da EOS detalhada para o ensaio de expansão a volume constante, cujos dados podem ser visto na Tabela 4.5.

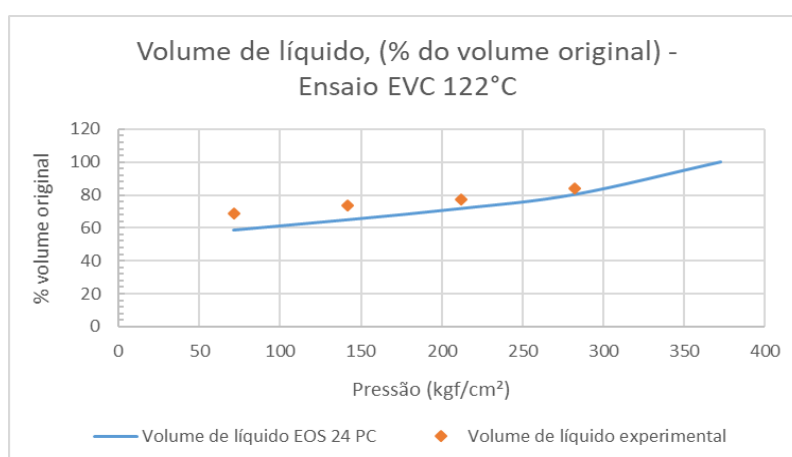


Figura 4.20: Volume de líquido, % do volume original, EVC a 122 °C.

Um importante ponto que deve ser mencionado em relação ao modelo de viscosidade é a formação de emulsões. Quando o escoamento possuir as condições básicas para a formação de emulsão: presença de dois líquidos imiscíveis; forte cisalhamento, a ponto das gotículas dos fluidos imiscíveis se misturarem; e agentes sustentadores da emulsão, normalmente os componentes mais pesados do óleo, como resinas e asfaltenos, a emulsão água-óleo estável pode se estabelecer no escoamento.

Nesta condição, o óleo e água se comportam como um novo fluido que possui características de reologia completamente diferentes dos fluidos não emulsionados. Especialmente no escoamento nas tubulações dos poços e dutos,

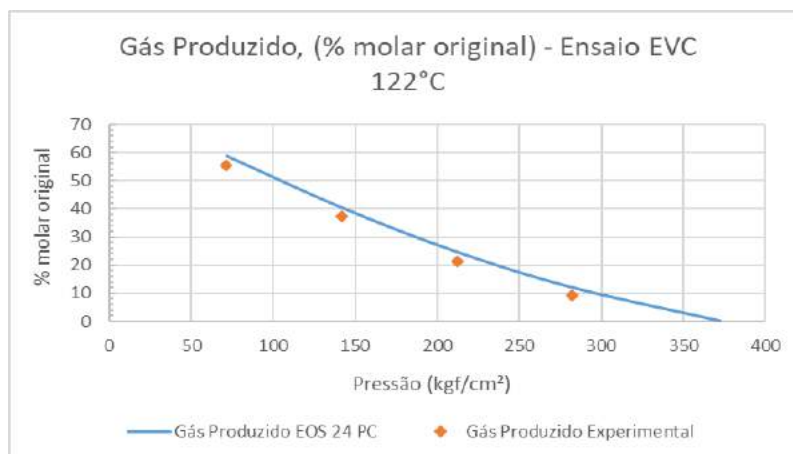


Figura 4.21: Gás produzido, % molar original, EVC a 122 °C.

este fenômeno é uma preocupação, pois há aumento da velocidade dos fluidos e escoamento por pontos tortuosos (válvulas, restrições na coluna de produção, etc.), aumentando a possibilidade de formação.

A viscosidade da emulsão é muitas vezes maior do que a viscosidade dos fluidos não emulsionados, e o problema se agrava enormemente com a diminuição de temperatura durante o escoamento. Contudo, como não é objetivo desta dissertação estudar o efeito da emulsão, e de modo a simplificar a modelagem da viscosidade, foi considerado que o fluido não forma emulsão água-óleo estável. Desta forma, nenhum multiplicador para a viscosidade do líquido foi usada para representar a formação de emulsão.

A seguir será discutido o método usado para a simplificação e também os resultados das regressões para cada EOS.

4.1.3

Metodologia de simplificação e regressão das EOS simplificadas

A simplificação de EOS é um assunto bastante debatido na indústria de petróleo, dado que modelos composicionais com vários componentes esbarram em limitação computacional, logo, várias técnicas podem ser encontradas na literatura.

Para os estudos desta dissertação o método de simplificação adotado foi baseado no trabalho de Whitson (1983), que propôs representar a fração C_{7+} de uma mistura através de N_p pseudocomponentes (PC) calculados a partir de:

$$N_p = \text{Integer}[1 + 3, 3\log(N - 7)]$$

onde N é o número do último grupo de carbono. O limite entre grupos é baseado

no peso molecular limítrofe, M_k , dado por:

$$M_k = M_{20} \left[\exp \left[\left(\frac{1}{N_p} \right) \ln \left(\frac{M_N}{M_{20}} \right) \right] \right]^k$$

para $k = 1, 2, \dots, N_p$.

Como o último grupo de carbono são as moléculas com 20 ou mais átomos de carbono, a fórmula proposta por resulta em:

$$N_p = \text{Integer}[1 + 3, 3\log(20 - 7)] = 4$$

Logo, já que precisamos de um número inteiro de PC, a fração C_{7+} da mistura será representada por 4 PC. A formulação proposta para o peso molecular limítrofe de cada grupo resulta nos seguintes pesos moleculares: $M_1 = 142,9$ g/mol, $M_2 = 204,2$ g/mol, $M_3 = 291,8$ g/mol e $M_4 = 417,0$ g/mol.

Decidiu-se então: (i) agrupar os PC C_7 a C_{10} no primeiro grupo M_1 , uma vez que o peso molecular do PC C_{10} é de 142 g/mol; (ii) agrupar os componentes C_{11} a C_{14} no grupo M_2 , já que o peso molecular do PC C_{14} é de 198 g/mol; (iii) agrupar os componentes C_{15} a C_{19} no grupo M_3 , pois o peso molecular do PC C_{19} é de 268 g/mol e (iv) o PC C_{20+} naturalmente ficará no grupo M_4 .

Desta forma, o primeiro esquema de agrupamento proposto foi baseado nas fórmulas acima e resultou em uma equação de estado com 14 PC, contra os 24 PC da EOS original detalhada. A partir deste ponto, para diminuir ainda mais o número de PC regras básicas de agrupamento adotadas na indústria foram usadas para encontrarmos EOS ainda mais simplificadas. Uma EOS com 9 PC foi criada agrupando-se os componentes C_2 e C_3 , formando um novo PC, e os componentes IC_4 , NC_4 , IC_5 , NC_5 e C_6 formando outro PC.

Uma EOS com 7 PC foi criada agrupando os componentes N_2 e C_1 em um mesmo PC, os componentes CO_2 e C_2 em outro e os componentes C_3 , IC_4 , NC_4 , IC_5 , NC_5 e C_6 em um terceiro PC. Esse agrupamento dos mais leves é bastante usado quando os contaminantes N_2 e CO_2 são encontrados em baixo teor na composição da mistura de fluido, aproveitando-se da similaridade dos pesos moleculares destes componentes.

A partir da EOS com 7 PC, agrupou-se os grupos M_2 e M_3 no mesmo PC, originando uma EOS com 6 PC. Ao adicionar a este novo PC o grupo M_1 originou-se uma EOS com 5 PC e finalmente, em um esforço de testar ao máximo o agrupamento, a partir da EOS com 5 PC, Os componentes CO_2 , C_2 , C_3 , IC_4 , NC_4 , IC_5 , NC_5 e C_6 foram agrupados em um único PC.

Tabela 4.14: EOS - 14 PC

PC	M (g/mol)	T_c (K)	P_c (bara)	ω	Volume Shift	T_b °C	d	k_{ij} CO_2	k_{ij} N_2	k_{ij} C_1
CO_2	44,01	304,2	72,8	0,225	0	-78,4	0,818	—	0,0	0,0
N_2	28,01	126,2	33,5	0,04	0	-195,7	0,809	0,0	—	0,020
C_1	16,04	190,6	45,4	0,008	0	-161,4	0,3	0,0	0,020	—
C_2	30,07	305,4	48,2	0,098	0	-88,65	0,356	0,0	0,010	0,0023
C_3	44,09	369,8	41,9	0,152	0	-42,05	0,507	0,015	0,090	0,0074
IC_4	58,12	408,1	36,0	0,176	0	-11,85	0,563	0,120	0,095	0,0137
NC_4	58,12	425,2	37,5	0,193	0	-0,45	0,584	0,115	0,095	0,0128
IC_5	72,15	460,4	33,4	0,227	0	27,85	0,625	0,115	0,10	0,0182
NC_5	72,15	469,6	33,3	0,251	0	36,05	0,631	0,115	0,110	0,0180
C_6	86,0	507,5	32,4	0,275	0	63,85	0,69	0,115	0,110	0,0221
C_7-C_{10}	112,8	581,6	28,2	0,368	0	129,1	0,756	0,115	0,110	0,0315
$C_{11}-C_{14}$	166,7	671,4	21,2	0,537	0	217,2	0,809	0,115	0,110	0,0487
$C_{15}-C_{19}$	233,0	744,8	16,6	0,715	0	295,6	0,849	0,20	0,110	0,0647
C_{20+}	420,1	852,5	9,8	0,942	0,2347	483,8	0,915	0,20	0,0	0,1025

Tabela 4.15: EOS - 9 PC

PC	M (g/mol)	T_c (K)	P_c (bara)	ω	Volume Shift	T_b °C	d	k_{ij} CO_2	k_{ij} N_2	k_{ij} C_1
CO_2	44,01	304,2	72,8	0,225	0	-78,4	0,818	—	0,0	0,105
N_2	28,01	126,2	33,5	0,04	0	-195,7	0,809	0,0	—	0,025
C_1	16,04	190,6	45,4	0,008	0	-161,4	0,3	0,105	0,025	—
C_2-C_3	35,8	333,4	45,6	0,120	0	-53,8	0,419	0,128	0,043	0,004
IC_4-C_6	67,4	450,4	35,1	0,219	0	25,7	0,616	0,116	0,101	0,017
C_7-C_{10}	112,8	581,6	28,2	0,368	0	129,1	0,756	0,115	0,110	0,033
$C_{11}-C_{14}$	166,7	671,4	21,2	0,537	0	217,2	0,809	0,115	0,110	0,050
$C_{15}-C_{19}$	233,0	744,8	16,6	0,715	0	295,6	0,849	0,115	0,110	0,067
C_{20+}	421,8	848,6	10,0	0,942	0,2043	483,8	0,915	0,0	0,0	0,106

O processo de regressão das EOS pseudoizadas seguiu as mesmas premissas adotadas para a regressão da EOS detalhada, descrito no item anterior. As EOS modeladas podem ser vistas a seguir nas Tabelas 4.19 a 4.14. O resultado da predição de cada EOS e a comparação com os dados experimentais podem ser vistos no Apêndice A.

O principal critério para determinar se o agrupamento proposto é capaz

Tabela 4.16: EOS - 7 PC

PC	M (g/mol)	T_c (K)	P_c (bara)	ω	Volume Shift	T_b °C	d	k_{ij} N_2-C_1	k_{ij} CO_2-C_2	k_{ij} C_3-C_6
N_2-C_1	16,1	190,2	45,3	0,008	0	-160,6	0,302	—	0,002	0,012
CO_2-C_2	32,1	305,3	50,8	0,117	0	-68,0	0,402	0,002	—	0,005
C_3-C_6	57,2	417,6	38,0	0,190	0	7,7	0,575	0,012	0,005	—
C_7-C_{10}	112,8	581,6	28,2	0,368	0	129,1	0,756	0,032	0,019	0,005
$C_{11}-C_{14}$	166,7	671,4	21,2	0,537	0	217,2	0,809	0,049	0,033	0,013
$C_{15}-C_{19}$	233,0	744,8	16,6	0,715	0	295,6	0,849	0,065	0,047	0,022
C_{20+}	428,1	863,1	9,7	0,942	0,2306	483,8	0,915	0,103	0,081	0,048

Tabela 4.17: EOS - 6 PC

PC	M (g/mol)	T_c (K)	P_c (bara)	ω	Volume Shift	T_b °C	d	k_{ij} N_2-C_1	k_{ij} CO_2-C_2	k_{ij} C_3-C_6
N_2-C_1	16,1	190,2	45,3	0,008	0	-160,6	0,302	—	0,002	0,013
CO_2-C_2	32,1	305,3	50,8	0,117	0	-68,0	0,402	0,002	—	0,005
C_3-C_6	57,2	417,6	38,0	0,190	0	7,7	0,575	0,013	0,005	—
C_7-C_{10}	112,8	581,6	28,2	0,368	0	129,1	0,756	0,033	0,020	0,005
$C_{11}-C_{19}$	195,3	705,3	19,0	0,614	0	255,4	0,829	0,058	0,040	0,018
C_{20+}	423,7	868,0	9,9	0,909	0,2322	483,8	0,915	0,106	0,083	0,050

Tabela 4.18: EOS - 5 PC

PC	M (g/mol)	T_c (K)	P_c (bara)	ω	Volume Shift	T_b °C	d	k_{ij} N_2-C_1	k_{ij} CO_2-C_2	k_{ij} C_3-C_6
N_2-C_1	16,1	190,2	45,3	0,008	0	-160,6	0,302	—	0,002	0,014
CO_2-C_2	32,1	305,3	50,8	0,117	0	-68,0	0,402	0,002	—	0,005
C_3-C_6	57,2	417,6	38,0	0,190	0	7,7	0,575	0,014	0,005	—
C_7-C_{19}	152,4	647,4	23,2	0,486	0	201,4	0,799	0,048	0,032	0,011
C_{20+}	375,2	861,0	10,8	0,848	0,2556	483,8	0,915	0,114	0,089	0,053

de manter o sentido físico termodinâmico e não apenas uma representação matemática é avaliar o diagrama de fases de pressão e temperatura gerado pela EOS.

O agrupamento naturalmente retira graus de liberdade para a equação de estado ajustar os equilíbrios físico-químicos da cada PC. Por exemplo, quando agrupamos as moléculas de CO_2 , C_2 , C_3 , IC_4 , NC_4 , IC_5 , NC_5 e C_6 em um

Tabela 4.19: EOS - 4 PC

PC	M (g/mol)	T _c (K)	P _c (bara)	ω	Volume Shift	T _b °C	d	k _{ij} N ₂ -C ₁	k _{ij} CO ₂ -C ₆	k _{ij} C ₇ -C ₁₉
N ₂ -C ₁	16,1	190,2	45,3	0,008	0	-160,6	0,302	—	0,008	0,046
CO ₂ -C ₆	46,5	375,3	43,0	0,158	0	4,8	0,510	0,008	—	0,017
C ₇ -C ₁₉	152,4	647,4	23,2	0,486	0	201,4	0,799	0,046	0,017	—
C ₂₀₊	388,7	885,1	10,7	0,848	0,2464	483,8	0,915	0,109	0,064	0,016

único PC, ao decrescer a pressão e a temperatura do sistema haverá uma tendência aos componentes mais leves passarem do estado líquido para o estado gasoso.

Esta passagem naturalmente aconteceria com moléculas de metano, etano, dióxido de carbono e propano em um primeiro momento e moléculas mais pesadas em um segundo momento. Quando estamos em uma equação simplificada, temos apenas um PC representando todas estas moléculas modificando de fase. É de se esperar que o equilíbrio de fases fique impossibilitado de ser representado com a diminuição extrema de componentes em troca de ganho computacional e respostas mais rápidas.

A Figura 4.22 mostra os diagramas de fase encontrados para cada EOS fruto do estudo desta dissertação.

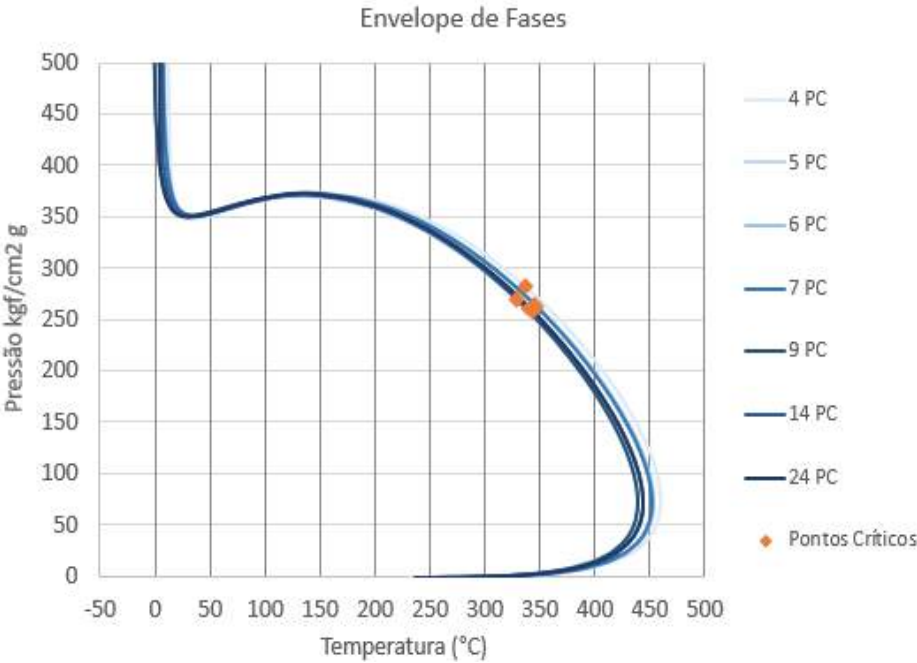


Figura 4.22: Envelopes de fase das EOS.

Pode-se observar que os envelopes de fase são similares, principalmente

na região de pressão e temperatura dos ensaios laboratoriais. Na região de altas temperaturas há uma certa discrepância entre os envelopes das diferentes EOS, contudo não é necessário ter acurácia na previsão de propriedades em temperaturas acima da do reservatório.

4.2

Modelo integrado de produção

O MIP utilizado para validação dos resultados foi elaborado a partir da ferramenta comercial da *Petroleum Experts* (PETEX), denominada *IPM Suite 11.0*. Trata-se de um conjunto de aplicativos que são usados para acoplar o modelo de fluxo do meio poroso e o modelo de escoamento nos poços e dutos.

O *software* GEM, versão 2016, foi usado como simulador de reservatório. Para o escoamento em poços e dutos foram utilizadas as ferramentas da PETEX, *Prosper* e *GAP*. Finalmente, o *Resolve* é o simulador responsável pelo acoplamento entre os simuladores de reservatório e escoamento.

4.2.1

Modelagem do fluxo no meio poroso

O caso proposto se caracteriza por um modelo simplificado composto por um poço produtor e um poço injetor com um plano de drenagem do tipo quarto de *five-spot*. O modelo é composto por 30603 células, com um *grid* de 101x101 e 3 camadas verticais.

As células possuem 25 metros nas direções x e y e 10 metros na direção z . A porosidade das células é de 30%. A permeabilidade absoluta nas direções x e y é de 250 mD e na direção z é de 25 mD.

A Figura 4.23 ilustra o modelo descrito acima.

O modelo geológico de simulação foi criado da forma mais simples possível para garantir que a análise da mudança do modelo de fluido não fosse impactada por fenômenos intrínsecos de fluxo do meio poroso. Além disso, respeitou-se as condições iniciais encontradas durante a amostragem de fluido que originaram os testes laboratoriais apresentados acima. Desta forma a pressão inicial do reservatório é de 550 bar e a temperatura inicial é de 122 °C. A profundidade do modelo de reservatório é de 5141,7 metros. Não foi considerado contato óleo-água no modelo.

Segundo Machado (2012), originalmente, a lei de Darcy (1856) foi deduzida apenas para fluxo de uma única fase onde a permeabilidade do meio poroso ao fluido é a permeabilidade absoluta do meio. Em se tratando de escoamento em meio poroso multifásico, a lei de Darcy pode ser modificada para calcular a vazão de cada fase. As modificações necessárias incluem o uso da

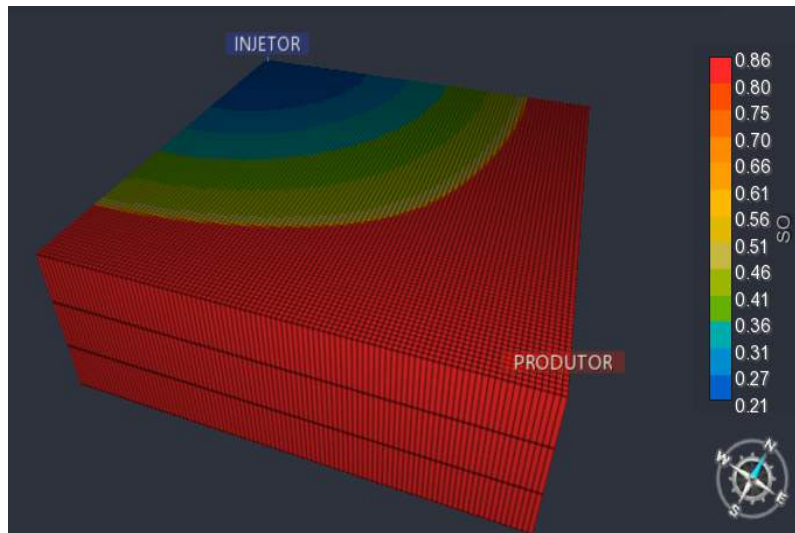


Figura 4.23: Visão 3D do modelo simplificado de reservatório.

permeabilidade efetiva da fase (ao invés da permeabilidade absoluta). Em aplicações de engenharia, a permeabilidade relativa é frequentemente representada como função da saturação de água.

A curva de permeabilidade relativa água-óleo usada no MIP pode ser vista na Figura 4.24. Devido à característica do fluido de ter mobilidade da água e óleo similares, o escoamento no meio poroso é praticamente tipo pistão, isto é, a frente de água oriunda do poço injetor chega ao poço produtor com uma alta saturação de água.

Para amenizar este fenômeno que pode trazer instabilidade numérica no MIP foi feito um ajuste da curva de permeabilidade de modo a minimizar a saturação de água da frente de saturação. A Figura 4.25 mostra a curva de fluxo fracionário de água, que nada mais é que a razão entre a vazão de água e a vazão total dos fluidos que escoam no meio poroso, medida em condições de reservatório em função da saturação da frente de água.

O período de produção estipulado foi de 30 anos, com início em 2020, compatível com um projeto típico de desenvolvimento da produção. O poço produtor foi aberto sem qualquer restrição ao escoamento. O poço injetor teve sua cota de injeção ajustada em $5000 \text{ Sm}^3/d$ até o final de 2035 e diminuída para $3000 \text{ Sm}^3/d$ até o final de 2050.

A estratégia de produção consiste em manter o escoamento no meio poroso monofásico, isto é, a pressão do reservatório nunca ficará abaixo da pressão de saturação. Desta forma, o aparecimento de gás no escoamento só se dará no poço e no duto.

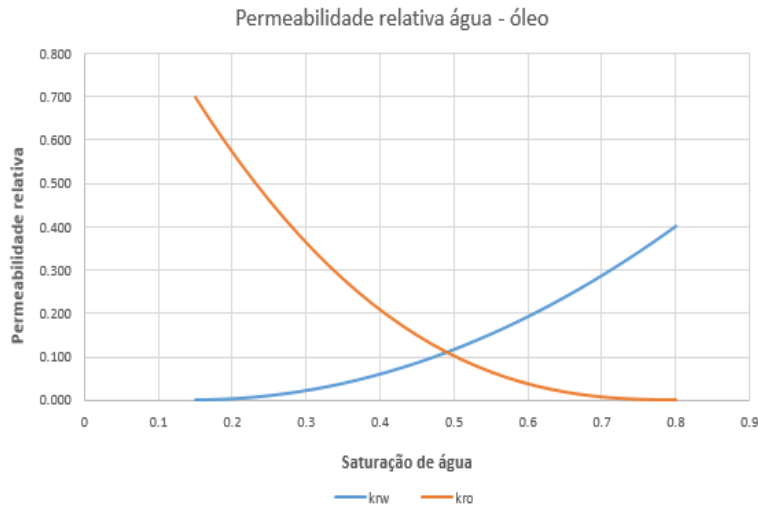


Figura 4.24: Curva de permeabilidade relativa água-óleo.

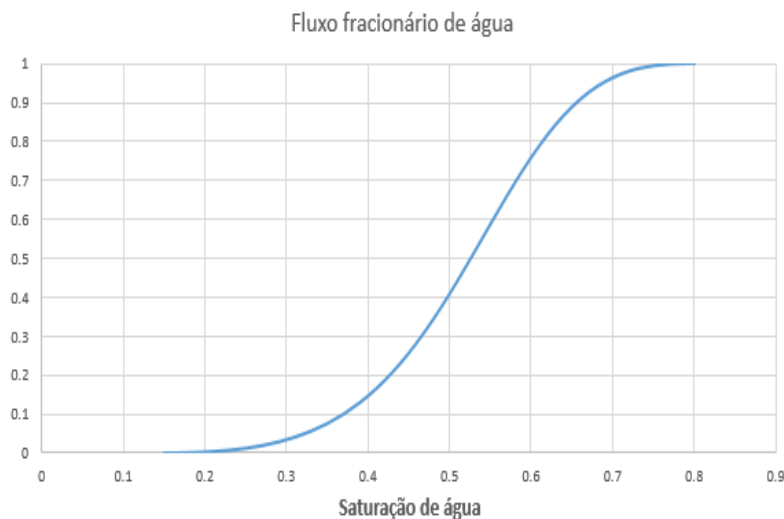


Figura 4.25: Fluxo fracionário de água.

4.2.2

Modelagem do fluxo nos poços, dutos e chegada na UEP

O sistema de produção usado no MIP para a análise corresponde a um caso comum de produção em águas ultra-profundas brasileiras. Seguindo o fluxo do petróleo, o sistema consiste de um poço vertical que tem como ponto inicial a interface poço-reservatório e um ponto final na ANM, equipamento instalado no leito marinho responsável por abrir e fechar o poço.

O escoamento continua através de um duto flexível que está conectado diretamente a ANM e à plataforma de produção. Na plataforma de produção ocorre o processamento primário do petróleo, as fases óleo e gás são separadas

até atingir as condições de referência.

O gás normalmente é comprimido e exportado via gasodutos para terra e o óleo é armazenado em tanques na UEP que eventualmente é transferido aos navios aliviadores que transportam o óleo para as refinarias processarem os produtos finais para a venda, como diesel, gasolina, querosene, etc. A seguir mais detalhes a respeito da modelagem de cada item.

4.2.2.1

Poço produtor

A interface reservatório-poço, a depender da competência e tipo da rocha, pode consistir desde de um simples poço aberto até um complexo poço revestido, canhoneado e completado em diversas zonas diferentes de produção.

Como não é objetivo do estudo avaliar este ponto específico, considerou-se apenas que a interface poço-reservatório é tal que o índice de produtividade do modelo de reservatório é transferido parcialmente para o modelo de escoamento em dutos, isto é, considerou-se um dano nesta interface que resultou na perda de 50% do índice de produtividade do poço, por simplificação. Além disso, foi considerado que o poço produtor está canhoneado em toda extensão vertical do reservatório, ou seja, os 30 metros.

O poço produtor é considerado completamente vertical da profundidade do reservatório (5141,7 m) até o leito submarino (2555 m) por simplificação. Sabe-se que pequenas inclinações são possíveis mas o efeito na simulação pode ser considerado desprezível. O diâmetro da coluna de produção (COP) foi considerado constante com diâmetro nominal de 5,5 polegadas e com diâmetro interno, disponível para o fluido escoar, de 4,67 polegadas.

Ao longo da COP existem diversos equipamentos que geram perdas localizadas devido a restrições no escoamento, entre elas: dispositivo para permitir operações de manutenção e verificação de integridade; dispositivo para medir pressão e temperatura do poço; equipamentos para injeção de *gas-lift* como método de elevação artificial; dispositivo de segurança de poço para evitar produção descontrolada, etc.

No modelo de escoamento usado, que é unidimensional, estas perdas de carga são consideradas desprezíveis frente as perdas de carga por fricção e gravitacional e, portanto, não são calculadas pelo *software*. A rugosidade da coluna de produção usada nas simulações foi 0,183 mm, valor usual para uma coluna de produção que consiste de uma liga de carbono com 13% de cromo.

De forma a modelar a transferência de calor radial do fluido para a formação é preciso entrar com dados termofísicos dos materiais e da formação assim como dados da construção do poço. Os dados de perfuração considerados foram

simplificados e desta maneira apenas a perfuração relativa ao assentamento do revestimento de produção em aço carbono foi considerado. Os revestimentos intermediários e condutores não foram considerados. Ainda assim, foi considerada a perfuração em duas fases do revestimento de produção, a primeira até 4470 metros de profundidade com diâmetro de broca de 14,75 polegadas e de 12,25 polegadas até a profundidade final de 5141,7 metros.

O revestimento de produção considerado tem diâmetro externo de 10,75 polegadas até a profundidade de 4470 metros e 9,625 polegadas até a profundidade final. Todo o revestimento foi cimentado. O anular entre coluna de produção e diâmetro interno do revestimento de produção foi todo preenchido com fluido de completação base água. A profundidade do *packer* de produção é de 5000 metros. Para finalizar, foi considerado que a formação é composta de folhelho do leito marinho até a profundidade do reservatório.

Foram usadas propriedades termofísicas padrão encontradas na literatura para os materiais, rochas e fluido usados na modelagem termofísica. O gradiente de temperatura da formação em repouso foi considerado linear, isto é, varia linearmente da temperatura de reservatório de 122 °C até a temperatura do leito marinho na profundidade de 2555 metros de 4 °C. A Figura 4.26 mostra um esquemático de construção do poço produtor.

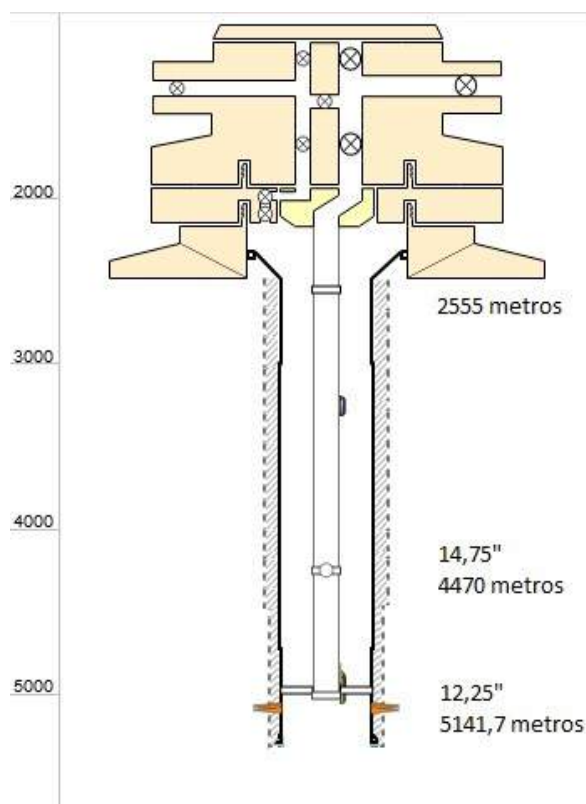


Figura 4.26: Esquemático do poço produtor

4.2.2.2

Duto submarino de produção

O modelo do duto de produção se inicia na ANM e termina na UEP. O duto é conectado fisicamente em um suporte no costado da UEP. A conexão do duto com a planta de processo é feita com uma peça conhecida como *spool* de fechamento, e logo a jusante do mesmo encontra-se a válvula que controla a vazão do poço, o *choke* de produção.

O duto é constituído de duas estruturas principais, a *flowline*, que é instalada diretamente sobre o solo marinho e o *riser*, que é a estrutura que ascende verticalmente até a UEP. O ponto de encontro destas duas estruturas é conhecido como conexão *riser-flow* (CRF) e o ponto em que o *riser* deixa de estar em contato com o solo marinho é conhecido como *touchdown point* (TDP).

A *flowline* é praticamente horizontal até o TDP e o *riser*, dado que o modelo considera o escoamento em lâmina de água ultra profunda, possui configuração conhecida como *lazy-wave*, a qual consiste de elementos na estrutura do duto que atuam no sentido de diminuir o peso próprio do duto e, conseqüentemente, a carga de tração na plataforma, acabando por conferir a configuração que pode ser observada na Figura 4.27.



Figura 4.27: Esquemático do poço produtor

Tanto a *flowline* quanto o *riser* considerados para o modelo são do tipo flexível, com diâmetro interno de 6 polegadas, adequado para as vazões de

líquido que o modelo de reservatório está produzindo. Este tipo de duto é composto por várias camadas, cada qual com determinada função estrutural para o duto.

A primeira camada é responsável por manter o duto íntegro em caso de baixas pressões no interior do mesmo, prevenindo o rompimento devido ao colapso. Esta camada é a que está em contato direto com o fluido produzido, portanto a rugosidade desta estrutura é importante para a determinação da perda de carga por fricção ao longo do escoamento. Como esta estrutura é bem irregular devido ao modo que o duto é construído, costuma-se usar o valor conservador indicado pela *American Petroleum Institute* que corresponde ao diâmetro interno dividido por 250, que neste caso gera o valor de 0,61 milímetros de rugosidade.

As demais camadas do flexível são responsáveis por resistir a pressão interna do duto e carga de tração do duto. Algumas camadas intermediárias são colocadas para evitar a abrasão entre uma camada e outra do flexível.

Finalmente, uma importante camada requisitada pelos engenheiros de garantia de escoamento é a que tem a função de isolamento térmico do duto. Estas camadas são colocadas para diminuir o fluxo de calor com o ambiente marinho, tipicamente na temperatura de 4 °C em profundidades maiores que 800 m, e manter o fluido no interior do duto o mais quente possível. Esta preocupação advém principalmente por conta da formação de hidratos, que podem bloquear o escoamento e interromper a produção de óleo e também a deposição de parafinas na parede interna no duto, que podem diminuir e até mesmo bloquear a área aberta ao fluxo, gerando perdas de produção e prejuízos.

Para os estudos desta dissertação um duto com baixa capacidade de isolamento foi modelado, com coeficiente de troca térmica de 10 W/m/K. Esta decisão foi tomada justamente porque o intuito do trabalho é verificar o comportamento do escoamento para as várias equações de estado modeladas para representar o escoamento em temperaturas diferentes do reservatório. Todas as camadas do duto juntas acabam por conferir um diâmetro externo de 9,43 polegadas a *flowline* e ao *riser*.

Para finalizar o modelo de escoamento nos dutos ainda é necessário calcular o coeficiente de película externo ao duto para satisfazer o cálculo de transferência de calor radial na *flowline* e *riser*. Para isso informações a respeito do enterramento do duto, temperatura da água do mar e velocidade da corrente marítima precisam ser informadas. A consideração assumida neste trabalho é que o duto não está enterrado, isto é, apenas a geratriz inferior do duto está em contato com o leito marinho.

Na Figura 4.28 pode-se observar a temperatura e velocidade de corrente da água do mar assumidas para área, que são valores típicos encontrados em bacias *offshore* do litoral brasileiro.

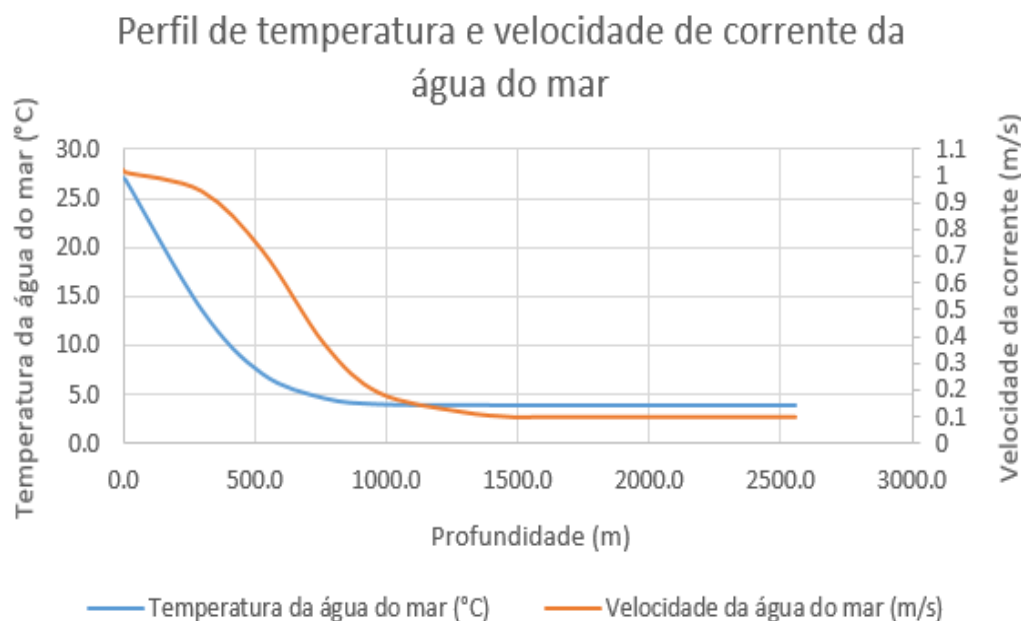


Figura 4.28: Perfil de temperatura e velocidade de corrente da água do mar

4.2.2.3

Correlação de escoamento multifásico

Para determinar a perda de carga no escoamento multifásico em tubulações, duas abordagens podem ser usadas. Existem as correlações empíricas, que se utilizam de observações do fenômeno de escoamento em laboratório para gerar formulações matemáticas, que representam a perda de pressão ao longo do escoamento, e existem as correlações mecanicistas, com forte embasamento matemático mas que ainda assim possuem certo grau de empirismo para algumas equações de fechamento do modelo.

Na indústria, em especial quando não há dados de campo para calibrar as correlações empíricas, costuma-se dar preferência ao uso das correlações mecanicistas. Para os estudos apresentados nesta dissertação foi usada a correlação denominada *Petroleum Experts 5*, desenvolvida pela fabricante da solução de integração usada neste trabalho.

4.2.2.4

Elevação artificial do petróleo

Quando o poço produz apenas através de sua energia em forma de pressão estática confinada nos poros do reservatório, diz-se que o poço é surgente naturalmente. Parte da energia é gasta no fluxo no meio poroso e outra parte é gasta para levar o fluido até a plataforma de produção.

Com o início da produção, a pressão estática começa a diminuir e se a injeção de água não for suficiente para manter a pressão, a energia natural do reservatório diminuirá. Além disso, com o passar do tempo, água começa a ser produzida e há maior perda de energia ao longo do escoamento para movimentar a mistura de fluido até a plataforma. Estas condições podem levar a diminuição de produtividade e até mesmo perda da surgência do poço.

Os engenheiros de elevação e escoamento tem a função de maximizar a produção de óleo através métodos de elevação artificial, isto é, adicionar energia ao escoamento ou então diminuir a perda de energia ao longo do mesmo. A análise de qual método é mais adequado passa por uma série de fatores, tais como: razão gás-óleo do fluido, vazões de produção surgente, disponibilidade de energia na plataforma, entre outros.

A elevação artificial pode ser dividida, de forma simplificada, em dois grandes grupos, os métodos pneumáticos, com destaque para o *gas-lift* contínuo, e os métodos bombeamento, com destaque para as bombas centrífugas que podem ser instaladas no poço ou no leito marinho.

O *gas-lift* contínuo aumenta a produção pois ele diminui a perda de carga gravitacional no poço devido a injeção de gás no interior da coluna, contudo ele aumenta a perda de carga por atrito, ou seja, existe um ponto ótimo de operação. As bombas centrífugas aumentam a produção devido à energia transferida ao fluido. Ambos métodos permitem a diminuição da pressão de fundo do poço o que por consequência, o aumento de vazão.

Para os estudos desta dissertação, dois motivos levaram a não usar qualquer método de elevação artificial: primeiramente não é objeto de estudo deste trabalho o efeito da elevação artificial no escoamento, portanto, com o viés de simplificar o estudo e não mascarar os efeitos da simplificação das EOS, o poço produziu de forma surgente por toda a vida.

Além disso, o fluido em questão que foi selecionado não apresenta grande potencial de aumento de produção, uma vez que a razão gás-óleo deste fluido é muito alta. Nestes casos, os métodos de bombeamento não são recomendados e o *gas-lift* contínuo também não é eficaz já que as perdas devido ao gradiente de fricção são superiores ao ganho no gradiente de pressão gravitacional.

4.2.2.5

Poço e duto submarino de injeção

Como o objetivo da dissertação é avaliar os resultados encontrados no escoamento no meio poroso e nos dutos em diferentes modelos de propriedade de fluidos, a modelagem do sistema de injeção de água no reservatório, importante para a manutenção de pressão no campo, não carece de detalhamento.

Buscou-se apenas garantir que a cota de injeção de água necessária para o balanço no reservatório fosse respeitada e que esta cota seja idêntica em todos os modelos de fluidos estudados.

4.2.2.6

Processamento primário de petróleo

O processamento primário de petróleo corresponde ao tratamento que o óleo e gás recebem ao chegar na unidade estacionário de produção até a estabilização do óleo e gás nas condições de referência. Normalmente o petróleo passa por trocadores de calor, separadores, tratadores eletrostáticos até atingir a condição de estabilização.

Em modelos de simulação todo este processamento primário é representado de forma bem sucinta por estágios de separação que representam todo o caminho do óleo até sua estabilização. Outro artifício usado nas simulações é considerar como condição de contorno para o cálculo de vazão nos poços a pressão na chegada da plataforma, a montante do *choke*, no topo do *riser*. Para as simulações apresentadas nesta dissertação foi considerada a pressão de 30 kgf/cm^2 .

A jusante deste ponto inicia todo o modelo de processamento primário, que para os estudos que serão apresentados considerou-se uma perda de carga de 20 kgf/cm^2 nas tubulações e curvas da plataforma até a chegada no separador primário e além disso considerou-se um aquecimento do fluido da temperatura de chegada do topo do *riser* que é variável até a temperatura de 60 °C. Desta forma, o separador primário opera a 10 kgf/cm^2 e 60 °C.

Neste separador a água, óleo e gás são separados e são levados diretamente a condição de referência, isto é 1,0133 kgf/cm^2 e 15,6 °C. O modelo foi simplificado pois o estudo proposto não tem a intenção de representar fielmente as condições de separação do processamento primário em uma plataforma, e sim avaliar como a simplificação do modelo de fluido impacta os resultados em um MIP.

4.2.3

Acomplamento dos modelos de reservatório e sistema de produção

A última etapa de modelagem de um sistema integrado de produção é o acoplamento entre os modelos de fluxo no meio poroso e o modelo de escoamento em poços e dutos, descritos acima. Os estudos desta dissertação foram realizados com o *software Resolve* da *Petroleum Experts*, que apresenta a solução de acoplamento explícito forte para solucionar o problema de integração entre os modelos. Além do *Resolve*, o *software* chamado *GAP*, do mesmo fabricante, é usado para modelar todo o sistema de escoamento que compreende a interface poço-reservatório, o poço, *flowline*, *riser* e representar o processamento primário da UEP. A Figura 4.29 mostra o modelo de *GAP*.

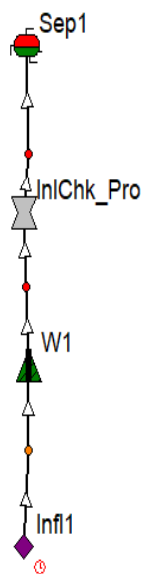


Figura 4.29: Modelo de escoamento de produção

O ícone “Infl1” corresponde a interface poço-reservatório, e é neste ponto onde o simulador de reservatório e escoamento trocam informações ao longo da simulação. O ícone “W1” se refere ao modelo de poço e duto modelado no *software Prosper*, também da *Petroleum Experts*. O ícone “InlChk_Pro” corresponde a válvula de controle de fluxo localizada no topo do *riser*, que simboliza o final do modelo de escoamento no duto e finalmente, o ícone “Sep1” representa todo o modelo de processamento primário da plataforma.

Na Figura 4.30 é ilustrado o modelo do *Resolve*, responsável por acoplar os modelos. Pode-se observar o modelo de reservatório feito no *GEM* e o poço produtor e injetor acoplados aos seus respectivos modelos de escoamento no *GAP* de produção e injeção.

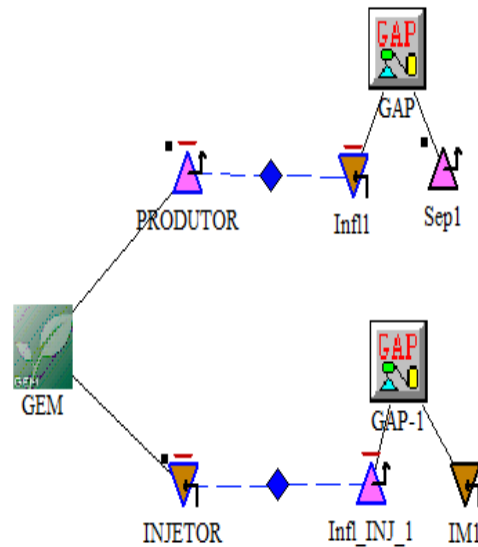


Figura 4.30: Modelo de escoamento de produção

O *Resolve* também é responsável por orquestrar a simulação, isto é, ele que coordena quando os modelos de escoamento no fluxo poroso e escoamento em dutos trocam informações. A cada passo de tempo de integração, o *GEM* fornece informações para o *GAP* calcular a vazão potencial do poço e este valor é usado como condição de contorno de vazão na solução da matriz jacobiana que resolverá as equações constitutivas do campo de pressões e velocidades do fluxo no meio poroso.

Desta forma é fundamental definir um passo de tempo adequado para o acoplamento dos modelos. Um passo de tempo muito curto poderá levar a um tempo de simulação inviável sem aumento de qualidade na resposta. Passos de tempo muito longos podem levar a respostas inadequadas ao fenômeno, uma vez que o potencial do poço pode variar muito de um passo de tempo para o outro, fazendo com que o modelo de reservatório faça os cálculos com a condição de contorno irreal.

Para os estudos desta dissertação foi adotado que o acoplamento dos modelos fosse realizado a cada 3 meses, exceto nos anos de 2036 e 2037, onde o passo de tempo foi reduzido para um mês. Nestes dois anos a fração de água produzida passa de zero para valores na ordem de 60%, assim, decidiu-se representar bem a chegada de água neste período. Desta forma, no período de produção de 30 anos, os modelos foram acoplados 137 vezes.

4.3

Variáveis de interesse para validação dos resultados

O objetivo final de representar os fenômenos de fluxo em meio poroso e fluxo em poços e dutos, através de simulação numérica computacional, é ter uma representação adequada das receitas oriundas da exploração de um campo de petróleo e também na definição e orçamentação de todo o sistema de produção, isto é, dos poços, equipamentos e dutos submarino e a plataforma de produção.

Os modelos usados em engenharia normalmente são uma representação aproximada dos fenômenos físicos e é trabalho dos engenheiros envolvidos com simulação definir o erro considerado aceitável para cada análise. Existem variáveis chaves que devem ser monitoradas quando uma sensibilidade na forma de modelar é avaliada. Na sequência serão discutidos os principais parâmetros de interesse em cada modelo que foram monitorados de forma a avaliar como a simplificação das EOS usadas no trabalho influencia no resultado final das simulações.

4.3.1

Modelo de reservatório

Os engenheiros de reservatório, em conjunto com os engenheiros de elevação e escoamento, são os responsáveis por simular a expectativa da receita de um projeto de desenvolvimento de produção. Mesmo em campos desenvolvidos, onde há histórico de produção, as incertezas associadas a parâmetros de entrada do modelo podem levar a resultados inesperados de produção, e consequentemente de receitas.

Tal fato afeta muito a análise econômica dos projetos, uma vez que o valor presente líquido projetado de um determinado investimento pode não se concretizar. Nos casos de campos não-desenvolvidos, sem histórico de produção, o problema se torna ainda mais complexo de modo que o número de simulações necessárias para prever todo o espectro de curvas é proibitivo do ponto de vista de engenharia. Desta forma existem análises e simplificações para considerar apenas as incertezas mais relevantes nos estudos.

Discutidas todas as variáveis de incerteza relevante da modelagem geofísica, geológica e de engenharia, começa-se o trabalho de otimização do plano de exploração, a fim de definir um compromisso entre o custo de capital necessário para explorar o campo. A quantidade de poços, tipo de sistema submarino, diâmetros dos dutos e as capacidades de processamento de óleo e gás da plataforma são as variáveis que mais impactam na receita e custos de um projeto, e são o alvo de otimização dos engenheiros de reservatório.

Desta forma, as curvas de produção de óleo e gás esperadas para o campo são um resultado importante pois ela representa ao longo do tempo a receita total oriunda do projeto. As Figuras 4.31 e 4.32 ilustram as vazões instantâneas de óleo e gás assim como as vazões acumuladas para o MIP com a EOS detalhada de 24 componentes. Como pode-se notar, ao analisar ambos os gráficos, é possível constatar que a razão gás-óleo é constante ao longo da produção. Logo a pressão do reservatório se manteve sempre acima da pressão de saturação, o que era uma premissa do estudo.

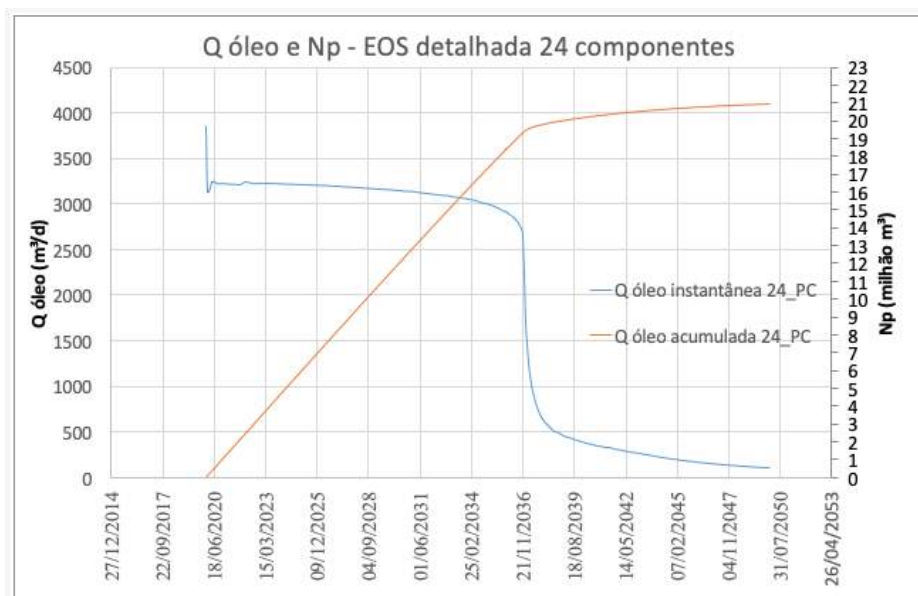


Figura 4.31: Curva de produção de óleo instantânea e acumulada - EOS 24 PC

Outra importante resposta a ser analisada no modelo de reservatório é como a chegada da frente de água oriunda do poço injetor chega no poço produtor. Uma otimização importante do sistema de exploração é garantir um gerenciamento da chegada prematura de água, para evitar perdas de receita e perda de produção dos poços. Para avaliar como a simplificação influenciou essa característica, pode-se visualizar a vazão de líquido e a razão da vazão de água e vazão de líquido, popularmente chamada de *watercut* na indústria de petróleo. A Figura 4.33 ilustra o resultado encontrado com o MIP com a EOS detalhada.

Um importante aspecto de interesse da engenharia de reservatórios é a recuperação secundária de petróleo, isto é, a injeção de água no reservatório para manutenção de pressão. A retirada de massa do reservatório reduz a pressão estática e, como consequência, a produção diminui. Se a pressão cair a ponto de atingir o ponto de bolha do envelope de fases, liberação de gás no reservatório irá ocorrer e a produtividade cairá a patamares ainda menores

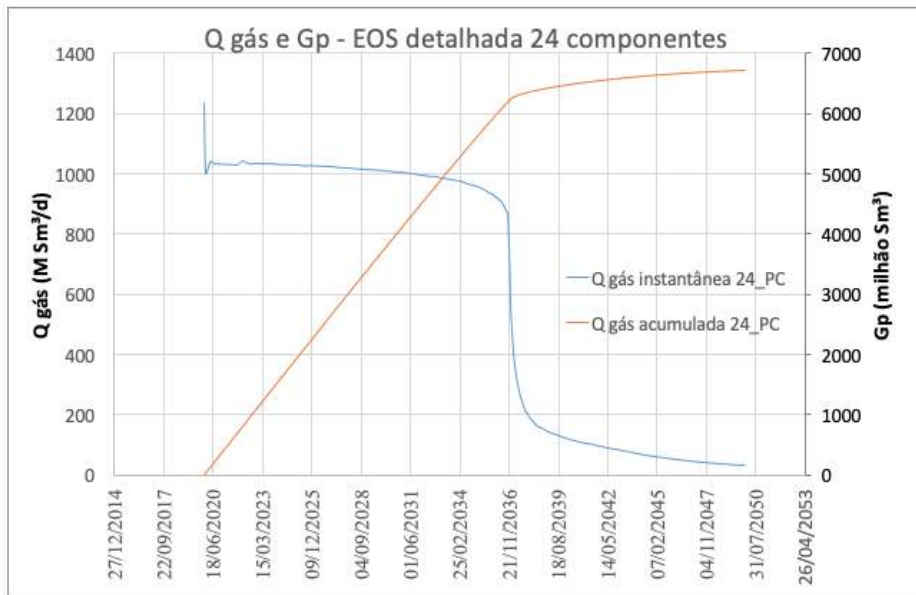


Figura 4.32: Curva de produção de gás instantânea e acumulada - EOS 24 PC

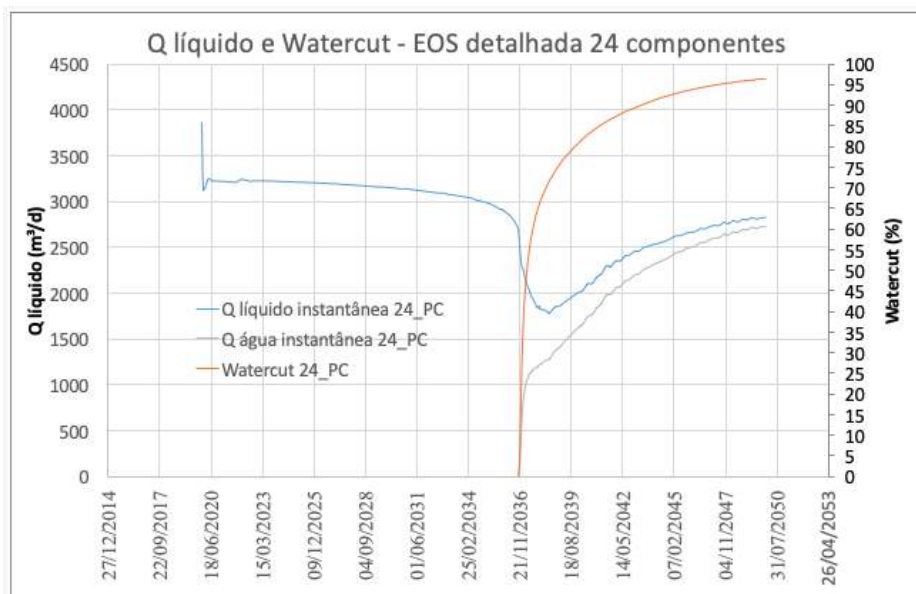


Figura 4.33: Curva de produção de água e *watercut* - EOS 24 PC

devido a diminuição de permeabilidade relativa ao líquido no meio poroso. Desta forma, a pressão estática do reservatório e a pressão de fundo na interface poço-reservatório também foram comparadas para as diversas EOS estudadas nesta dissertação. O resultado para a EOS detalhada pode ser visto na Figura 4.34.

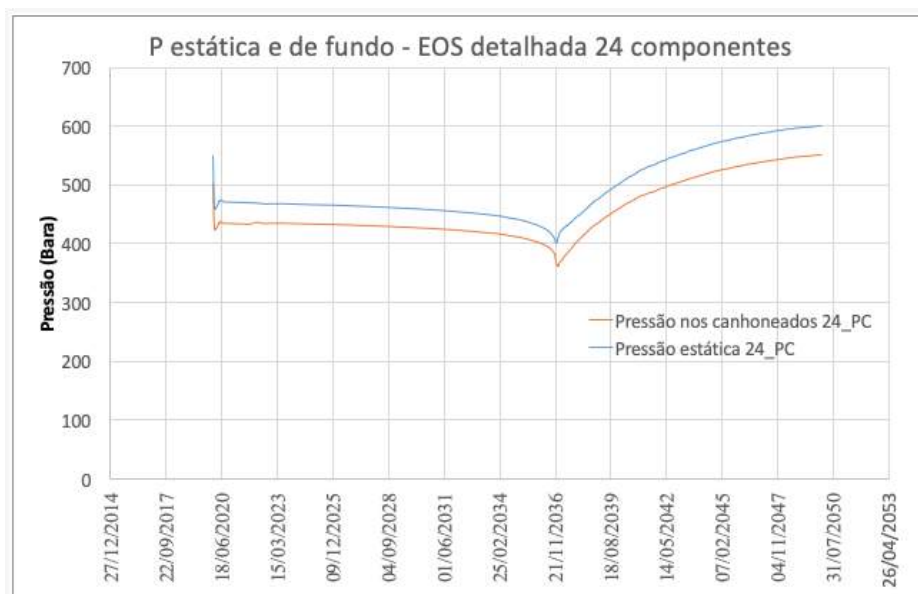


Figura 4.34: Pressão estática e nos canhoneados - EOS 24 PC

4.3.2

Modelo de escoamento no poço e duto

Os engenheiros de elevação e escoamento são os responsáveis por representar o fenômeno de escoamento nos poços e dutos e, sem dúvida, são também responsáveis pelas receitas oriundas da produção. Conforme explanado anteriormente, conjuntamente com os engenheiros de reservatório, são responsáveis por definir o número de poços ótimo para explotar uma jazida, definir o diâmetro das tubulações que escoam a produção do reservatório até a plataforma, definir a configuração do sistema submarino, definir o método de elevação artificial, definir a capacidade de processamento na plataforma de produção, entre outras análises.

De forma a equacionar corretamente a perda de carga e responder adequadamente todas as análises descritas acima, todo o referencial teórico sobre escoamento multifásico em tubulações é requerido. Em escoamento multifásico de petróleo, a diminuição de pressão e temperatura ao longo do escoamento acarreta na liberação de gás e assim está caracterizado o escoamento bifásico dentro dos dutos. Quando a produção de água inicia, temos escoamento trifásico. Até mesmo o escoamento de sedimentos sólidos (cristais de parafina, incrustação, areia, hidratos) podem ser considerados para determinadas análises, caracterizando uma quarta fase no escoamento. Não é intuito desta dissertação detalhar o ferramental teórico para entendimento do escoamento multifásico em dutos, entretanto, caso necessário, o leitor poderá encontrar mais detalhes no trabalho de Shoham (2006).

O escoamento multifásico é particularmente mais complexo uma vez que para determinação de propriedades importantes do escoamento, como massa específica, viscosidade e entalpia é necessária a determinação do *hold-up*, (H_L), e da fração de vazios, (H_G), que representam, respectivamente, a fração de área ocupada pela fase líquida e pela fase gasosa em relação a área total da tubulação. Além disso, a fase gasosa escoar a velocidades maiores que a fase líquida, originando uma velocidade relativa entre as fases conhecida como velocidade de escorregamento. Da mesma forma, as tensões com a parede são diferentes se o contato com a mesma é feito com a fase líquida ou a fase gasosa. Como pode-se notar, o escoamento de mais de uma fase coloca elementos que aumentam a incerteza na determinação do gradiente de pressão gravitacional e de fricção.

As correlações do tipo mecanicista, usadas neste trabalho, dependem de como as fases se arranjam dentro da tubulação para então calcular o gradiente de pressão de forma correta. No escoamento horizontal, quatro padrões de escoamento são facilmente detectados. O padrão estratificado que se caracteriza pela separação gravitacional do líquido e do gás, como líquido escoando na geratriz inferior do duto e gás na parte superior. Esse padrão é típico de velocidades baixas de gás e de líquido na tubulação.

O padrão intermitente é caracterizado pela alternância da vazão de gás e líquido. O pistão de líquido ora ocupa toda a área da tubulação contendo as bolhas de gás escoando no topo do duto se alternam com a camada de líquido. Há sempre uma camada de líquido na geratriz inferior do duto que escoar em alta velocidade.

O padrão anular é característico de altas vazões de gás, sendo que o mesmo escoar pelo centro do duto. Gotas de líquido são carregadas pelo gás em alta velocidade e um pequeno filme de líquido fica no entorno de toda a tubulação.

O padrão de bolhas dispersas é caracterizado pela alta vazão de líquido. A fase contínua é o líquido e o gás aparece na forma de pequenas bolhas dispersas na fase líquida. Este tipo de escoamento as fases escoam a mesma velocidade, ou seja, sem escorregamento. A Figura 4.35 ilustra os principais padrões de escoamento encontrados no escoamento multifásico horizontal. Nota-se que ainda é possível notar subdivisões dentro das principais categorias.

O escoamento vertical, também apresenta vários padrões a depender das características do escoamento. Os padrões identificados podem ser divididos em cinco principais categorias: bolhas, golfada, caótico, anular, e bolhas dispersas. No padrão de bolhas, a fase gás está dispersa no líquido em pequenas bolhas que se distribuem de forma homogênea. Esse padrão ocorre para baixas vazões

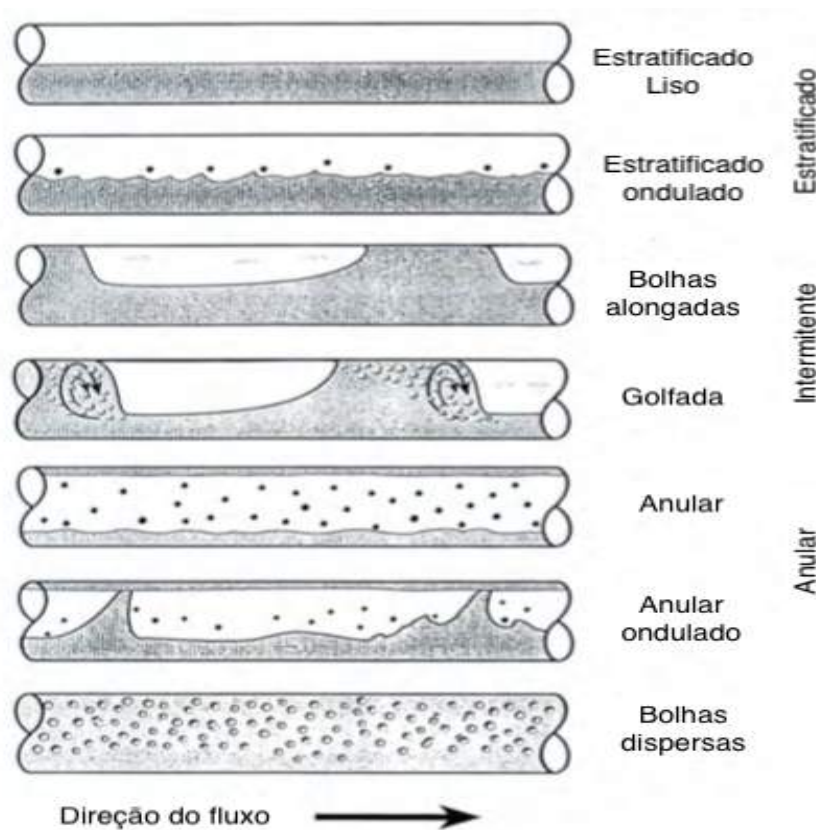


Figura 4.35: Padrões de escoamento em tubulação horizontal — Adaptado de Shoham (2006)

de líquido em que o nível de turbulência é baixo e há escorregamento entre as fases.

O padrão de golfadas ocorre quando há a formação das famosas bolhas de *Taylor*, que ocupam praticamente toda a tubulação, mas ainda há um pequeno filme de líquido ao redor das bolhas. As bolhas escoam em velocidade muito superior do filme.

O padrão caótico é semelhante ao padrão golfada exceto pelo fato de ser mais caótica, sem a formação de uma bolha de *Taylor*.

O padrão anular vertical é muito semelhante ao horizontal, onde é caracterizado pelas altíssimas vazões de gás.

O padrão de bolhas dispersas vertical também se assemelha muito ao horizontal, onde a desconsideração do escorregamentos entre as fases também é válida. A Figura 4.36 ilustra estes padrões.

Segundo Andreolli (2016), a formação destes padrões de escoamento dependem de diversos fatores, tais como: razão gás-líquido e velocidades das fases; parâmetros geométricos: inclinação da tubulação, diâmetros, rugosidade, singularidades; propriedades dos fluidos: viscosidades, densidades e tensão

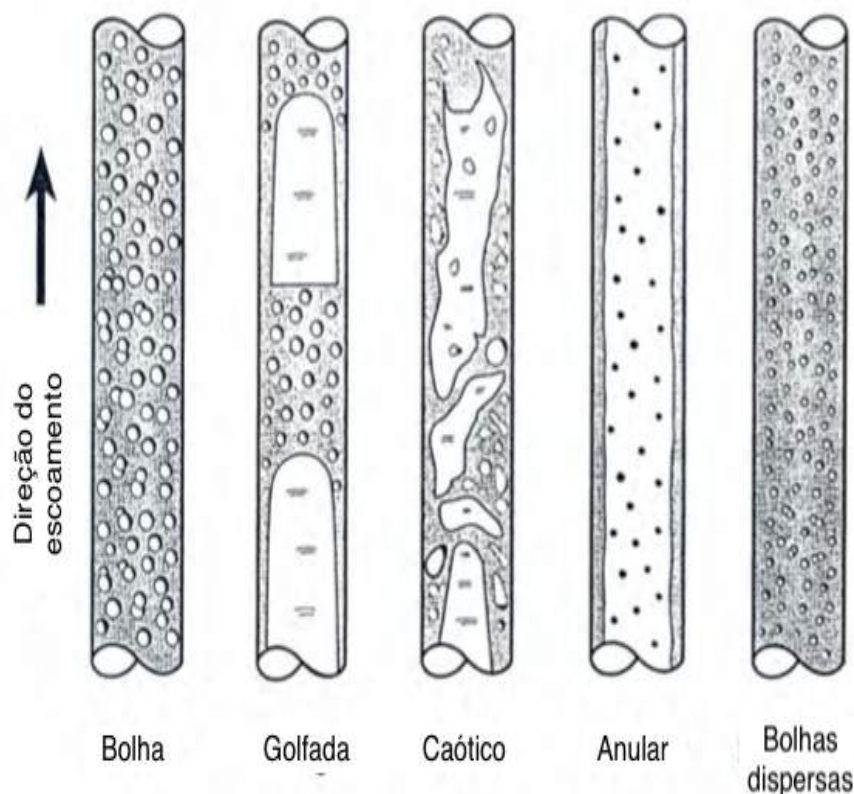


Figura 4.36: Padrões de escoamento em tubulação vertical — Adaptado de Shoham (2006)

interfacial e pressão e temperatura do escoamento. Em simuladores comerciais, mapas de padrão de escoamento são usados para estimar os padrões e calcular o gradiente de pressão total do escoamento com base no padrão correto.

A perda de pressão e temperatura total ao longo do escoamento pode ser dividida em cinco parcelas, (i) meio poroso, (ii) perda na coluna de produção do poço, (iii) perda da ANM até o TDP, (iv) do TDP até a chegada da plataforma e (v) as perdas de pressão no processamento primário até a estabilização do óleo e gás. A perda do meio poroso corresponde ao diferencial entre a pressão estática (P_e) e de fundo de poço (P_{wf}) necessário para escoar a produção até os canhoneados. A temperatura no reservatório geralmente é considerada constante.

A parcela (ii) corresponde a perda de pressão do fundo do poço até a ANM em um escoamento vertical. Neste trecho há grande perda de pressão devido a parcela gravitacional. A depender do diâmetro da coluna de produção e das vazões envolvidas, a parcela de fricção também pode ser relevante. Neste trecho também haverá fluxo de calor no sentido radial, com o petróleo perdendo calor e esquentando os arredores do poço. As propriedades dos fluidos

variam bastante neste trecho de tubulação, e normalmente é neste trecho que o escoamento que o fluido atinge a região de duas fases.

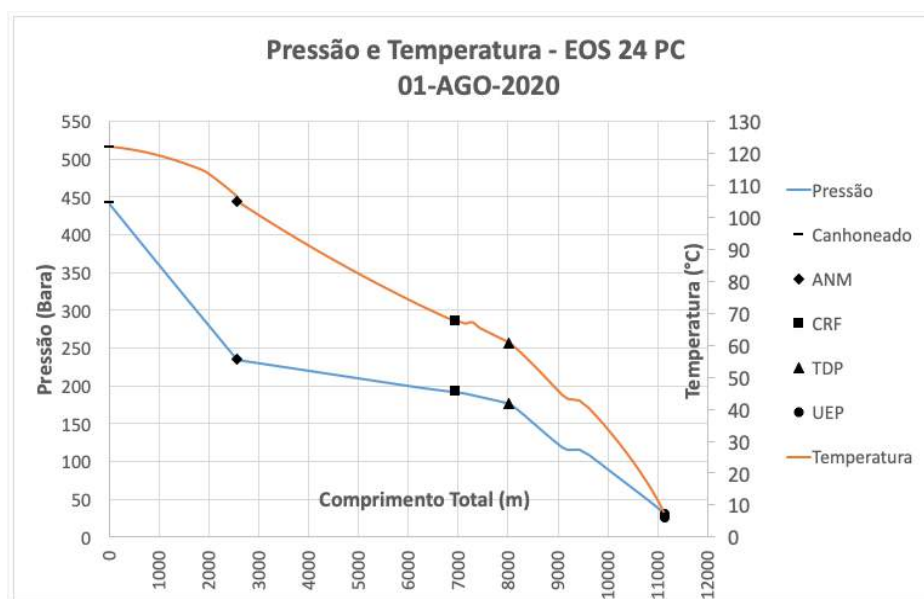


Figura 4.37: Perfil de pressão e temperatura - EOS 24 PC - 01-AGO-2020

A parcela (iii) corresponde a perda de pressão da ANM até o ponto de ancoramento do duto no solo (TDP) antes de iniciar a subida para a plataforma. O escoamento nesta região é praticamente horizontal. A perda de pressão devido a parcela gravitacional não é relevante e até mesmo pode ajudar se existir trechos levemente descendentes. Pelo contrário, a perda de carga por fricção é a responsável por quase todo o gradiente de pressão, já que o gás começa a atingir velocidades maiores neste trecho. A perda de temperatura para o meio externo neste trecho é crítica, uma vez que a temperatura do mar em lâminas de água ultra-profundas é em torno de 4 °C. Deposição de parafinas e formação de hidratos começam a preocupar neste trecho, que normalmente é isolado para manter a temperatura dos fluidos fora dos envelopes de deposição.

A parcela (iv) corresponde a perda de pressão do TDP até a plataforma. A geometria dos *risers* em lâminas de água ultra-profundas pode ser considerada praticamente vertical. Nas corcovas o escoamento volta a ser horizontal mas o trecho é curto. Neste trecho a parcela gravitacional é relevante mas menor que no poço, uma vez que a massa específica da mistura é menor do que no poço, por conta do gás liberado. A parcela de fricção é relevante já que o gás atinge as velocidades máximas neste trecho. A perda de temperatura neste trecho também é intensa e é agravada pelo efeito *Joule-Thomson*, isto é, queda na temperatura do fluido devido à expansão do gás na despressurização.

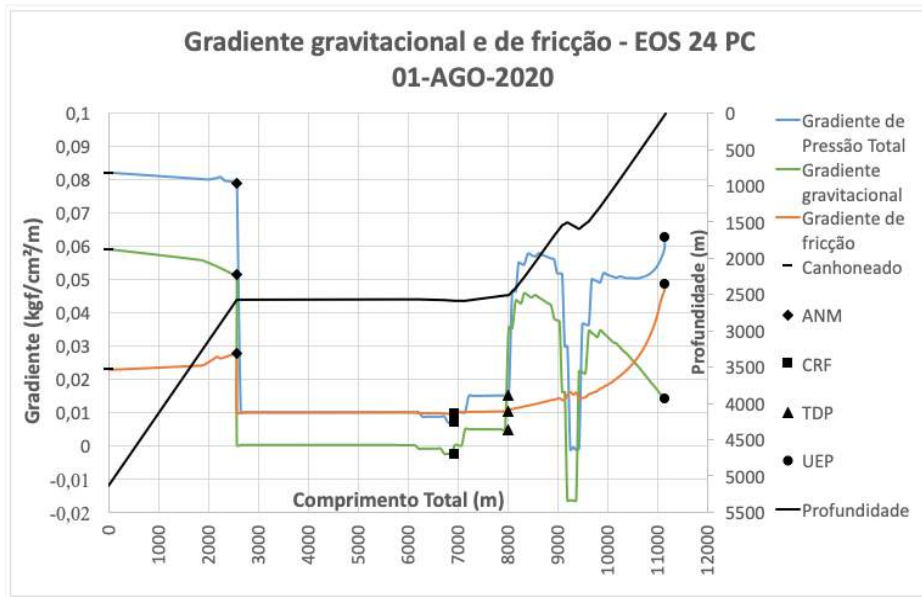


Figura 4.38: Gradiente de pressão gravitacional e de fricção - EOS 24 PC - 01-AGO-2020

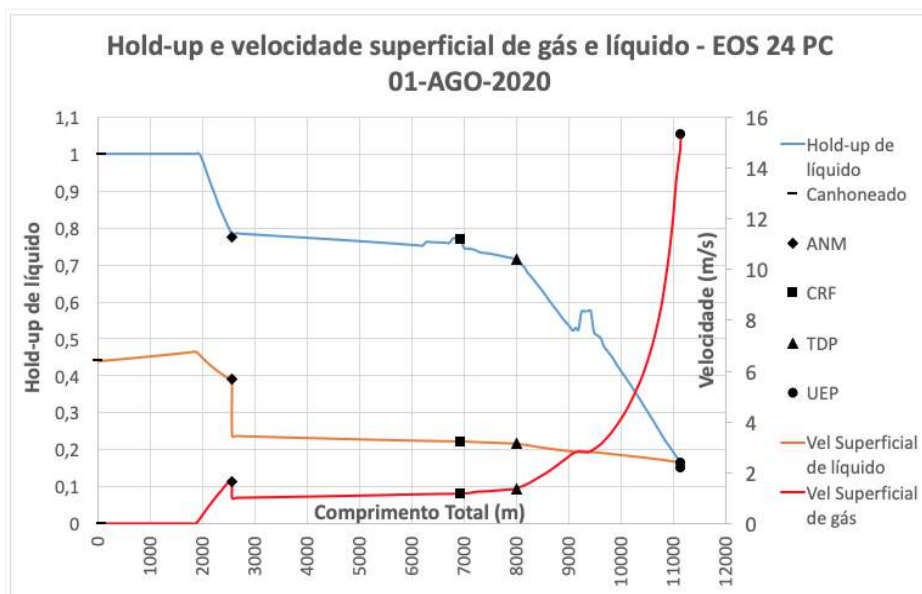


Figura 4.39: *Hold-up* e velocidades superficiais - EOS 24 PC - 01-AGO-2020

Nas Figuras 4.37, 4.39, 4.40 e 4.38 pode-se visualizar as principais grandezas avaliadas pelos engenheiros de escoamento em tubulações: perfis de pressão e temperatura ao longo do comprimento total desde o fundo do poço até a plataforma; *holdup* e velocidades superficiais de líquido e fração de vazios ao longo do comprimento total do duto; coeficiente global de transferência de calor e *Joule-Thomson* ao longo do comprimento total e gradiente total de pressão e suas parcelas gravitacional e de fricção ao longo do comprimento.

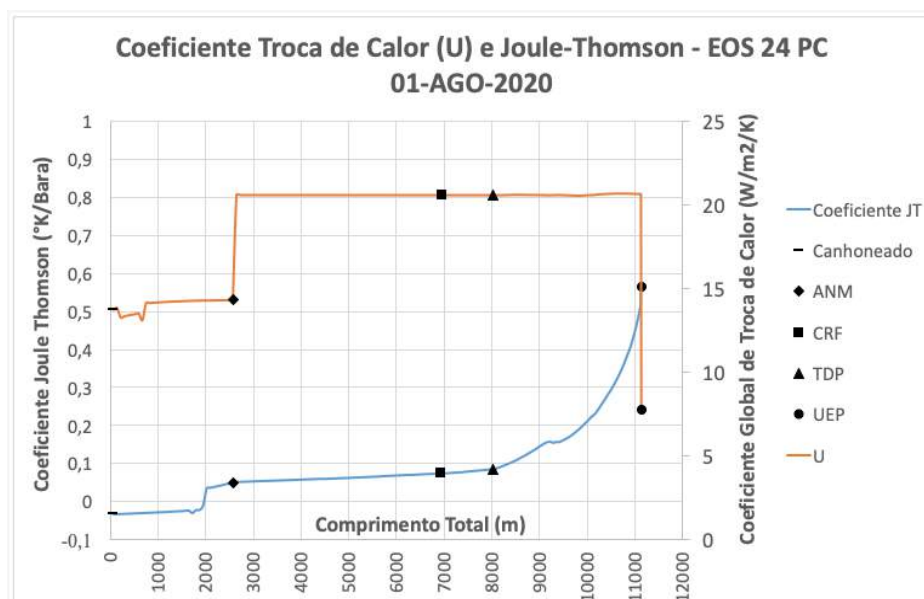


Figura 4.40: Coeficiente global de troca de calor e *Joule-Thomson* - EOS 24 PC - 01-AGO-2020

O gradiente de aceleração foi considerado desprezível nas análises. Os dados mostrados se referem a um período inicial de produção, logo após a abertura do poço.

4.3.3 Tempo de simulação

O tempo de simulação sem dúvida é uma das variáveis mais importantes para analisar o efeito da pseudoização das equações de estado. O número de componentes de uma EOS está correlacionado a quantidade de equações que precisam ser resolvidas para a marcha do simulador até a convergência dentro de um time-step. Em MIPs o tempo de simulação se torna ainda mais crítico, pois não só o simulador precisa resolver a equação cúbica de estado no espaço e ao longo do tempo no reservatório, mas também ao longo do espaço e no tempo do escoamento nos dutos.

As simulações de GEM e GAP foram paralelizadas na medida do possível. A partir de um estudo inicial variando o número de processadores a serem utilizados em paralelo, chegou-se a conclusão de usar 18 processadores. O modelo de processador usado nas simulações foi um Intel(R) Xeon(R) Gold 6244 CPU @ 3,60GHz.

5

Resultados

Neste capítulo serão apresentados os resultados encontrados para as diversas EOS estudadas nesta dissertação. As simulações seguiram as premissas e metodologia destacadas no capítulo anterior. Foram segregados os resultados da análise de escoamento no meio poroso e nas tubulações, dado que as variáveis de interesse, conforme explicitado anteriormente, diferem. Ao final, mostra-se o tempo total de simulação de cada caso.

5.1

Modelo de reservatório

Para analisar em detalhes o efeito da simplificação, os resultados foram segregados de forma a comparar os resultados de cada EOS simplificada em relação à EOS detalhada com maior rigor. Os gráficos da curva de produção de óleo instantânea, produção de líquido e *watercut*, e pressões estáticas e de fundo de poço podem ser visualizados no apêndice B, diretamente com uma comparação a EOS detalhada com 24 componentes e a evolução do erro com o tempo. Os gráficos relativos a vazão de gás não foram mostrados uma vez que a RGO é constante ao longo de toda a produção. O valor da RGO para cada ajuste pode ser visualizado na Tabela 4.12. A diferença encontrada na produção de óleo acumulada para as diversas EOS pode ser vista na Tabela 5.1 a seguir.

A Tabela 5.2 traz a raiz do erro quadrático médio normalizado para cada variável de interesse, definida como:

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^T (\hat{y}_t - y_t)^2}{T}}$$

onde \hat{y}_t é o resultado de variável de interesse na EOS simplificada e y_t é o resultado da variável na EOS detalhada. O subscrito T é tempo no caso das variáveis de reservatório e comprimento nas variáveis de escoamento.

Quanto menor este valor, maior a acurácia do valor observado nas EOS simplificadas em relação ao valor teórico experimental da EOS detalhada. Os valores normalizados foram obtidos através da diferença entre os valores máximos e mínimos observados para cada variável da EOS detalhada, conforme

equação abaixo:

$$NRMSD = \frac{RMSD}{y_{max} - y_{min}}$$

Tabela 5.1: Produção de óleo acumulada EOS detalhada vs EOS pseudoizadas.

Número de PC	Np (1000m ³)	Erro (%)
24 PC	20,979	—
14 PC	20,79	-0,90
9 PC	20,733	-1,17
7 PC	20,551	-2,04
6 PC	20,697	-1,34
5 PC	20,132	-4,04
4 PC	19,782	-5,71

Tabela 5.2: Raiz do erro quadrático médio normalizado (%) - Variáveis de reservatório

Variável	EOS 14 PC	EOS 9 PC	EOS 7 PC	EOS 6 PC	EOS 5 PC	EOS 4 PC
NMRSD - Q óleo	1,72	1,72	2,25	0,85	2,78	4,15
NMRSD - Q líquido	2,41	2,55	3,61	1,87	5,21	7,29
NMRSD - <i>Watercut</i>	2,16	2,08	2,47	0,24	1,67	2,78
NMRSD - P estática	2,58	2,51	2,87	4,18	2,55	2,79
NMRSD - P fundo	2,64	2,49	2,80	0,68	3,20	2,65

5.2

Modelo do sistema de produção

Os resultados do modelo do sistema de produção também foram segregados para comparar os resultados de cada EOS simplificada em relação à EOS detalhada. Para a análise foram escolhidos três períodos pontuais da vida produtiva do campo para analisar os resultados das propriedades de interesse dos engenheiros de elevação e escoamento, ao longo do comprimento total dos poços e dutos.

Foram escolhidos dois cenários de produção sem produção de água, dado que é neste cenário onde as propriedades PVT do óleo previstas pela EOS mais impactam nos resultados. Com a chegada da água, que possui propriedades bem conhecidas, cada vez mais o resultado ficará menos dependente das propriedades geradas pelas EOS modeladas.

O cenário escolhido para representar o efeito da chegada da frente de água foi o ponto da vida produtiva em que o corte de água é de 70 %. O primeiro cenário de produção sem água é em um período inicial de produção, onde as pressões de escoamento são máximas. O segundo cenário de produção sem água é em um período que antecede a chegada de água no poço produtor, onde as pressões no sistema sem produção de água são mínimas.

Os pontos escolhidos para a análise foram sumarizados nas Tabelas 5.3, 5.4 e 5.5 a seguir.

Tabela 5.3: Dados de produção - Cenário 1

EOS	Pressão Estática (bara)	Pressão Fundo (bara)	Pressão UEP (bara)	Vazão Óleo (Sm^3/d)	Vazão Água (Sm^3/d)	Vazão Gás (mSm^3/d)	Vazão Líquido (Sm^3/d)	RGO (Sm^3/Sm^3)	Fração Água (%)
24 PC	471,1	434,7	30,0	3227,6	0,0	1032,5	3227,6	319,9	0,0
14 PC	471,2	435,0	30,0	3228,2	0,0	1027,6	3228,2	318,3	0,0
9 PC	471,2	434,9	30,0	3215,2	0,0	1030,3	3215,2	320,5	0,0
7 PC	470,4	434,3	30,0	3195,3	0,0	1029,6	3195,3	322,2	0,0
6 PC	471,0	434,8	30,0	3195,7	0,0	1036,1	3195,7	324,2	0,0
5 PC	470,7	434,3	30,0	3137,4	0,0	1074,3	3137,4	342,4	0,0
4 PC	471,7	435,6	30,0	3072,2	0,0	1067,3	3072,2	347,4	0,0

Tabela 5.4: Dados de produção - Cenário 2

EOS	Pressão Estática (bara)	Pressão Fundo (bara)	Pressão UEP (bara)	Vazão Óleo (Sm ³ /d)	Vazão Água (Sm ³ /d)	Vazão Gás (mSm ³ /d)	Vazão Líquido (Sm ³ /d)	RGO (Sm ³ /Sm ³)	Fração Água (%)
24 PC	441,2	411,3	30,0	2995,0	0,0	958,1	2995,0	319,9	0,0
14 PC	444,9	412,1	30,0	3003,0	0,0	955,9	3003,0	318,3	0,0
9 PC	446,2	413,3	30,0	3000,6	0,0	961,9	3000,6	320,5	0,0
7 PC	447,7	414,5	30,0	3001,3	0,0	967,1	3001,3	322,2	0,0
6 PC	449,5	416,0	30,0	3006,4	0,0	975,8	3006,4	324,2	0,0
5 PC	454,1	419,7	30,0	3000,5	0,0	1027,4	3000,5	342,4	0,0
4 PC	463,0	428,1	30,0	3002,1	0,0	1042,9	3002,1	347,4	0,0

Tabela 5.5: Dados de produção - Cenário 3

EOS	Pressão Estática (bara)	Pressão Fundo (bara)	Pressão UEP (bara)	Vazão Óleo (Sm ³ /d)	Vazão Água (Sm ³ /d)	Vazão Gás (mSm ³ /d)	Vazão Líquido (Sm ³ /d)	RGO (Sm ³ /Sm ³)	Fração Água (%)
24 PC	455,2	413,9	30,0	554,2	1266,0	177,3	1820,2	319,9	69,6
14 PC	463,0	416,7	30,0	515,7	1234,9	164,2	1750,6	318,3	70,5
9 PC	462,4	416,4	30,0	510,2	1228,1	163,5	1738,3	320,5	70,6
7 PC	460,4	415,6	30,0	496,5	1192,6	160,0	1689,1	322,2	70,6
6 PC	461,1	412,1	30,0	536,3	1218,1	173,9	1754,4	324,2	69,4
5 PC	458,9	412,9	30,0	494,8	1232,9	169,4	1727,7	342,4	71,4
4 PC	461,9	416,0	30,0	496,8	1216,0	172,6	1712,8	347,4	71,0

No Apêndice C são ilustrados os gráficos de pressão, temperatura e *holdup* ao longo do escoamento nos poços e dutos para os cenários de produção e EOS modeladas. As demais grandezas, como as velocidades superficiais de gás e líquido, os gradientes de pressão por fricção, gravitacional e total e o coeficiente global de transferência de calor e o coeficiente *Joule-Thomson* também podem ser vistos no Apêndice C. A evolução do erro ao longo do comprimento pode ser visualizada nestes gráficos. Nas Tabelas 5.6, 5.7 e 5.8 pode-se ver a raiz do erro quadrático médio normalizado, com as mesmas premissas para a elaboração adotadas nos resultados do modelo de reservatório.

Tabela 5.6: Raiz do erro quadrático médio normalizado (%) - Variáveis de escoamento - Cenário 1

Variável	EOS 14 PC	EOS 9 PC	EOS 7 PC	EOS 6 PC	EOS 5 PC	EOS 4 PC
NMRSD - Pressão	0,09	0,07	0,08	0,02	0,06	0,07
NMRSD - Temperatura	5,54	5,15	0,44	2,18	1,72	5,18
NMRSD - <i>Holdup</i>	1,35	1,37	0,51	0,42	1,28	1,13
NMRSD - VSL	0,45	0,60	0,28	0,26	0,65	0,81
NMRSD - VSG	2,82	2,67	0,33	1,21	1,79	2,09
NMRSD - Grad Fricção	2,94	2,79	0,51	1,29	1,87	2,33
NMRSD - Grad Gravitacional	0,86	0,77	0,24	0,32	0,75	0,53
NMRSD - Grad Total	1,04	0,99	0,22	0,44	0,71	0,83
NMRSD - Coef Troca Calor U	0,03	0,03	0,01	0,02	0,11	0,13
NMRSD - Coef <i>Joule Thomson</i>	14,90	14,23	1,47	5,93	5,34	12,53

Tabela 5.7: Raiz do erro quadrático médio normalizado (%) - Variáveis de escoamento - Cenário 2

Variável	EOS 14 PC	EOS 9 PC	EOS 7 PC	EOS 6 PC	EOS 5 PC	EOS 4 PC
NMRSD - Pressão	0,14	0,30	0,41	0,66	1,20	0,30
NMRSD - Temperatura	5,93	5,66	1,26	3,14	2,99	7,04
NMRSD - <i>Holdup</i>	1,66	1,49	0,66	0,95	1,52	3,27
NMRSD - VSL	0,46	0,39	1,20	1,85	3,81	6,59
NMRSD - VSG	3,15	2,86	0,49	1,39	3,02	3,97
NMRSD - Grad Fricção	3,44	3,29	1,07	2,27	5,05	7,18
NMRSD - Grad Gravitacional	1,01	0,86	0,20	0,36	0,71	0,86
NMRSD - Grad Total	1,05	1,00	0,52	0,82	1,65	2,91
NMRSD - Coef Troca Calor U	0,05	0,04	0,01	0,03	0,10	0,12
NMRSD - Coef <i>Joule Thomson</i>	15,34	14,71	1,95	6,64	5,97	13,58

Tabela 5.8: Raiz do erro quadrático médio normalizado (%) - Variáveis de escoamento - Cenário 3

Variável	EOS 14 PC	EOS 9 PC	EOS 7 PC	EOS 6 PC	EOS 5 PC	EOS 4 PC
NMRSD - Pressão	0,61	0,57	0,56	0,18	0,11	0,57
NMRSD - Temperatura	0,81	0,77	2,07	0,74	0,81	0,74
NMRSD - <i>Holdup</i>	1,52	1,46	2,06	0,58	0,52	2,08
NMRSD - VSL	5,25	6,13	9,10	3,84	6,06	5,54
NMRSD - VSG	2,35	2,43	3,48	1,00	1,39	2,35
NMRSD - Grad Fricção	5,43	5,84	8,56	3,46	4,89	5,88
NMRSD - Grad Gravitacional	0,77	0,80	1,03	0,11	0,26	0,82
NMRSD - Grad Total	0,51	0,53	0,67	0,29	0,21	0,57
NMRSD - Coef Troca Calor U	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02
NMRSD - Coef <i>Joule Thomson</i>	20,31	19,77	9,72	11,52	12,99	17,76

5.3

Tempo de simulação

O resultado no tempo das simulações pode ser visualizadas na Tabela 5.9. O tempo total da simulação de reservatório (*GEM*) e da rede de escoamento (*GAP*) aparecem segregados. Há certo paralelismo entre as simulações de modo que o tempo total não é diretamente a soma do tempo de simulação de ambos *softwares*. O percentual de redução de tempo em relação ao tempo de simulação da EOS detalhada e também em relação a cada simplificação da EOS foi mostrada.

Tabela 5.9: Tempo de simulação.

PC	Tempo GEM (min)	Tempo GAP (horas)	Tempo total (horas)	% redução EOS 24 PC	% redução EOS relativa
4	3,7	1,08	1,11	86,0	18,1
5	4,0	1,32	1,36	82,9	12,1
6	4,6	1,49	1,55	80,6	18,3
7	5,4	1,82	1,90	76,2	2,7
9	7,5	1,84	1,95	75,6	34,9
14	14,3	2,78	2,99	62,5	62,5
24	41,2	7,32	7,98	—	—

6

Considerações finais

6.1

Conclusões

Este trabalho preenche uma lacuna na literatura em relação à simplificação de EOS, que até então tratavam quase que exclusivamente dos efeitos no escoamento em meio poroso. O trabalho estabelece um ponto de partida para engenheiros envolvidos com MIPs com abordagem composicional para o fluido.

O trabalho mostra que é possível reduzir o tempo computacional no cenário proposto sem perder a qualidade na resposta tanto do escoamento no meio poroso quanto do escoamento em tubulações nos poços e dutos. Na sequência pode-se ver uma análise crítica dos resultados encontrados e alguns pontos de atenção.

6.1.1

Modelo de reservatório

Os resultados encontrados no modelo de reservatório seguiram a tendência demonstrada em outros trabalhos similares encontrados na literatura. A vazão de óleo instantânea e, conseqüentemente, a acumulada apresentaram valores de NMRSD dentro da faixa de 2% exceto para as EOS de 4 e 5 pseudo-componentes, que apresentaram erros significativamente maiores. Outro ponto a ressaltar das duas equações com maior simplificação é que a regressão da RGO ficou aquém do desejado, justamente devido ao efeito da elevada simplificação para um fluido de alta RGO. Em campos com este tipo de fluido o ajuste desta variável é muito importante, uma vez que ela tem muito efeito na determinação da capacidade de gás da plataforma de produção.

A chegada da frente de água apresentou erros elevados em relação a EOS detalhada nos passos de tempo logo após o *breakthrough*, contudo, logo após um tempo o erro cai drasticamente e pode-se dizer que todas as EOS representam o fenômeno de forma semelhante. O comportamento da pressão estática e de fundo compartilham das mesmas considerações da frente de chegada de água.

Do ponto de vista puramente do escoamento em meio poroso, pode-se chegar a conclusão que a EOS de 6 pseudocomponentes representa adequadamente os resultados apresentados na EOS detalhada. As EOS com nível maior de simplificação levariam a erros elevados na receita do campo e na quantidade de gás produzido, não justificando a melhoria no tempo computacional.

6.1.2

Modelo de escoamento em poços e dutos

Em relação ao perfil de pressão do fundo do poço até a plataforma, mesmo com erros considerados elevados para algumas variáveis como *holdup*, velocidades superficiais de gás e gradientes de pressão em determinados pontos, os erros das EOS simplificadas em relação à EOS detalhada ficaram na faixa de $\pm 2\%$. Este nível de erro compete com a incerteza nos modelos de fluxo multifásico usados na indústria e, portanto, é perfeitamente aceitável. Nota-se que o erro aumenta no trecho *riser*, onde as velocidades de gás aumentam consideravelmente.

O perfil de temperatura do cenário 3, onde a produção de água é elevada, apresentou erros muitos baixos ao se comparar as EOS simplificadas com a EOS detalhada. Este resultado já era esperado uma vez que neste cenário as propriedades térmicas da água, bem conhecidas, tem forte relevância no resultado. Para os cenários 1 e 2, entretanto, houve desvios na temperatura que poderiam levar a um raciocínio equivocado em relação a problemas relacionados a garantia de escoamento no duto, muito dependentes da temperatura de escoamento.

Ao se analisar as variáveis que compõem o gradiente de temperatura do duto, pode-se observar que o coeficiente global de transferência de calor do duto obtido nas diversas EOS simplificadas é muito próximo da EOS detalhada, nos levando à conclusão que o coeficiente de filme interno do duto foi pouco impactado pela simplificação da EOS.

A diferença nos perfis de temperatura é então explicada pela determinação do coeficiente *Joule Thomson*. Pode-se observar que os cenários da EOS com 7 pseudocomponentes, que obtiveram melhores resultados, foram os cenários onde o valor deste coeficiente se aproximou mais dos cenários da EOS detalhada, contudo não se pode afirmar que é a simplificação da EOS que prejudicou o resultado, uma vez que foi a EOS com número de componentes intermediário gerou o melhor resultado.

O perfil de *holdup* completa a análise das principais variáveis de escoamento e o comportamento observado sugere que a simplificação dos fluidos não interferiu na determinação das frações ocupadas pelo líquido e gás ao longo

do comprimento total de duto. Desta forma, as propriedades de mistura que dependem desta propriedade, e que influenciam os perfis de pressão e temperatura foram geradas com o rigor necessário.

Do ponto de vista puramente do escoamento em poços e dutos, pode-se chegar a conclusão de que para este tipo de fluido, o perfil de pressão e consequentemente as vazões de produção são bem representadas até mesmo com EOS altamente simplificadas. Para avaliar questões relacionadas a garantia de escoamento, sugere-se um olhar criterioso para os resultados obtidos para o coeficiente *Joule Thomson* com a EOS utilizada para os estudos.

6.1.3

Tempo de simulação

O tempo de simulação total do modelo integrado é dominado pelo tempo total de simulação no *GAP*, que resolve o problema de escoamento nos poços e dutos. Pode-se observar que mais de 90% do total do tempo é gasto neste simulador. Desta forma a redução de componentes na EOS torna-se mandatória de forma a otimizar o tempo total da simulação.

Olhando para as restrições impostas em cada modelo de fluxo, a EOS com 6 pseudocomponentes, que atende plenamente os fenômenos de fluxo no meio poroso e os perfis de pressão no duto, ou seja, pode ser usada para estimar as receitas de um projeto de desenvolvimento, obteve uma redução no tempo total de simulação em relação à EOS detalhada de 80,6%.

Se o modelo estiver sendo usado para analisar questões de caráter de garantia de escoamento, a EOS com 7 pseudocomponentes apresentou o melhor resultado, e desta forma a redução do tempo de simulação foi de 76,2%.

6.2

Sugestão para trabalhos futuros

A linha de estudo deste trabalho foi observar o comportamento da resposta de um modelo integrado de produção em relação a diferentes modelos de fluido, e avaliar as respostas do modelo de fluxo no meio poroso e no fluxo nas tubulações frente ao ganho de tempo de simulação com as EOS simplificadas.

O fluido escolhido para a análise foi um óleo volátil, e as conclusões obtidas não podem ser estendidas para outras classes de fluidos. Assim sendo, recomenda-se realizar o mesmo estudo para outras amostras de fluido que necessitem caracterização composicional. A modelagem ótima para representar um MIP com uma amostra do tipo gás retrógrado pode ser diferente do encontrado no resultado desta dissertação, dado que a natureza do escoamento

multifásico neste tipo de fluido é diferente (baixo *hold-up* e altas velocidades de gás).

Recomenda-se avaliar também o modelo de fluido ótimo para óleos pesados. Mesmo que neste tipo de mistura normalmente não se faz uso da caracterização de fluido composicional, sabe-se que o efeito da temperatura na viscosidade neste tipo de óleo costuma ser muito relevante na perda de carga por fricção nas tubulações. Portanto, qualquer melhora na predição destas propriedades em um modelo integrado de produção pode significar muito para as previsões de receitas de um projeto.

Uma reflexão mais profunda à respeito do que teria causado um erro tão pronunciado no coeficiente *Joule-Thomson*, principalmente para as EOS simplificadas de 14 e 9 componentes, é também de interesse da indústria de petróleo. Os resultados mostram que os erros nesta propriedade não parecem estar ligados a simplificação, outro ponto interessante a ser esclarecido.

Outra linha de estudo importante é comparar a resposta obtida nos simuladores comerciais utilizados nesta dissertação com as respostas obtidas por simuladores de tubulação em escoamento comerciais utilizados na indústria, como o *Pipesim* e *Olga* da fabricante *Schulumberger*. Estes simuladores são usados para prever a perda de carga e temperatura quando modelos com acoplamento explícito fraco são usados nas análises de produção.

Referências bibliográficas

- [1] DANESH, A.. **PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids**. Elsevier, Amsterdam, 1st edition, 1998.
- [2] PEDERSEN, K. S.; CHRISTENSEN, P. L.. **Phase behavior of petroleum reservoir fluids**. CRC Press, Boca Raton, 1st edition, 2006.
- [3] AHMED, T. H., P. L.. **Equations of State and PVT Analysis**. Gulf Publishing Company Houston, Houston, 1st edition, 2007.
- [4] PUC-RIO. **Comportamento Termodinâmico de Fluidos no Reservatório**. PUC-Rio. PUC-Rio, 2019. Acesso em: Abril de 2019.
- [5] DIÁRIO DO PRÉ-SAL. **O que é o pré-sal**. Diário do Pré-Sal. Diário do pré-sal, 2019. Acesso em: Maio de 2019.
- [6] ALAVIAN, S. A.; WHITSON, C. A.; MARTINSEN, S. O.. **Global Componente Lumping for EOS Calculations**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2014.
- [7] FILHO, J.C. H.; SCHIOZER, D. J.. **Evaluation on Explicit Coupling between Reservoir Simulators and Production System**. Unicamp, 2011.
- [8] COTRIM, H. A.. **Simulação de Múltiplos Reservatórios em Cenário com Restrição de Superfície Utilizando Modelagem Integrada de Produção**. Tese de doutorado em engenharia de petróleo, Unicamp, São Paulo, 2012.
- [9] CARPIO, R. S.. **Representação de mistura de petróleos com abordagem composicional**. Tese de mestrado em engenharia de petróleo, Unicamp, São Paulo, 2012.
- [10] MACHADO, M. V. B.. **Modelagem e Simulação Numérica de Reservatórios de Petróleo - Principais aspectos envolvidos**. In: RH/UP/ECTEP 1-249, Rio de Janeiro, 2012.

- [11] ZADEH, S. G.; BARZANJI, D; BROCK, N.; ATEEQ, B. O. S.; BLOCH, G.; ABU-SNAINEH, A.. **Development of Tightly-Coupled Integrated Asset Model For Use in Production Optimization, De-Bottlenecking and Flow Assurance of Multiple Gas Reservoirs.** SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2015.
- [12] TORRENS, R; DAOUD, A.; AMARI, M.; SHARIFZADEH, A.; PRAKASH, R.; AL-ENZI, B; DASHTI, Q.. **Modeling from Reservoir to Export: A Compositional Approach for Integrate Asset Model of Different Gas Fields in North Kuwait Jurassic Carbonate Reservoirs.** SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2015.
- [13] GALVAN, D.; MCVINNIE, G; DINDORUK, B.. **Perdido Development: Unified Fluid Model (UFM) for Integrated Production System Modeling (IPSM).** SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2014.
- [14] MARMIER, R.; BRANCHFLOWER, M. FOUCAULT, H.. **Integrated asset Modeling - Coupling to a Dynamic Well and Network Flow Simulator for IMproved Flow Assrance in Field Development Planning and Production Forecasting.** IPTC, 2016.
- [15] HARLEY, J.; ABEL, C.; WATSON, M.. **Generating Cost Reduction in the Supply Chain by Coupling Surface Facilities with Reservoir Data in Integrated Asset Modeling.** SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2016.
- [16] MUSAMEH, F. K.; ALJADI, I.. **Production Excellence is the Platform to Support Digital Oil Field.** SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2019.
- [17] CHEN, Z.; HUAN, G.; MA, Y.. **Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media.** Society for Industrial Applied Mathematics, Philadelphia, 1st edition, 2006.
- [18] LEVEQUE, R. J.. **Finite Volume Methods for Hyperbolic Problems.** Cambridge University Press, Cambridge, 1st edition, 2002.
- [19] ANDREOLLI, I.. **Introdução à Elevação e Escoamento Monofásico e Multifásico de Petróleo.** Editora Interferência, Rio de Janeiro, 1 edição, 2016.
- [20] WHITSON, C.H.. **Characterising Hydrocarbon Plus Fractions.** SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1983.

- [21] SHOHAM, O.. **Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two-Phase Flow in Pipes**. SPE, Richardson, 1st edition, 2006.
- [22] MORAN, M. J.; SHAPIRO, H. N.; BOETTNER, D. D.; BAILEY, M. B.. **Fundamentals of engineering thermodynamics**. John Wiley Sons Inc., Hoboken, 7th edition, 2011.

A

Resultados - Regressão das EOS simplificadas

A.1

Regressão da EOS 14 PC

A.1.1

Ensaio de liberação diferencial

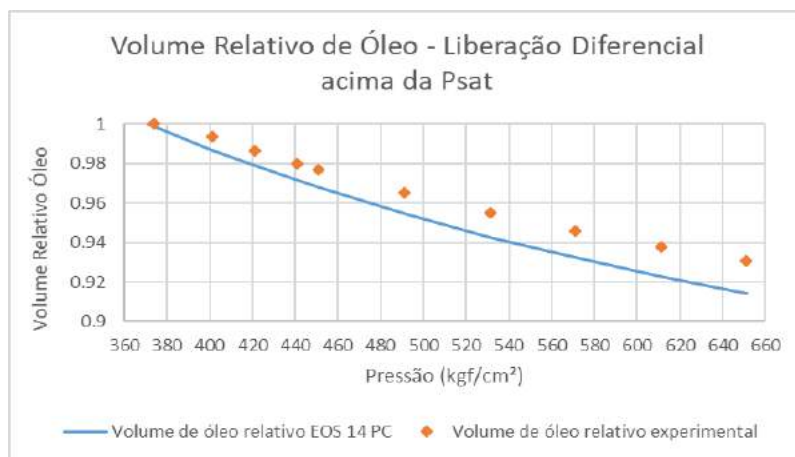


Figura A.1: Volume relativo de óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.

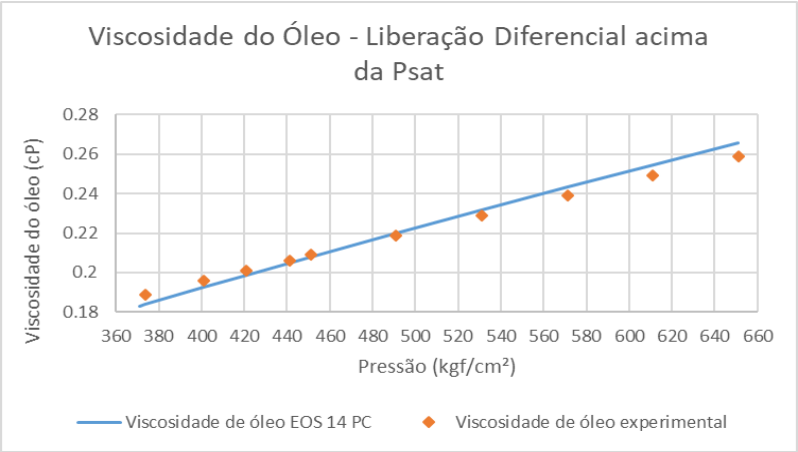


Figura A.2: Viscosidade do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.

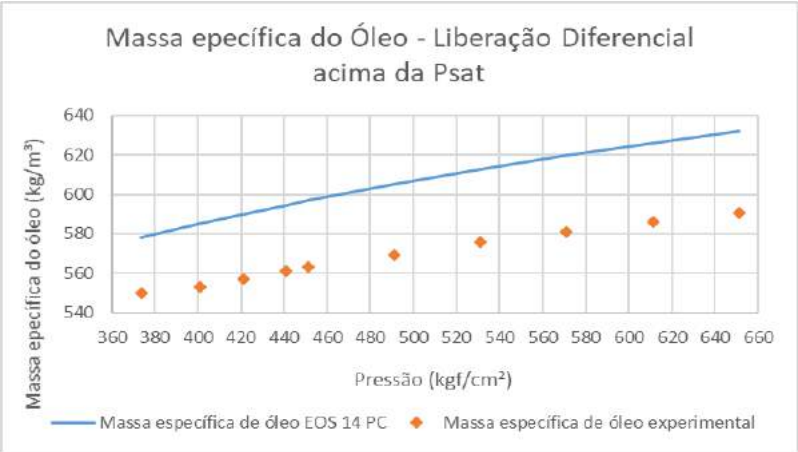


Figura A.3: Massa específica do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.

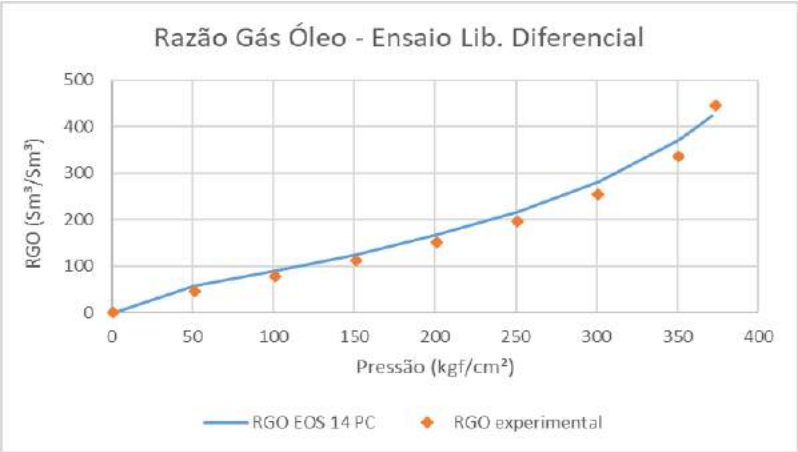


Figura A.4: RGO da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.

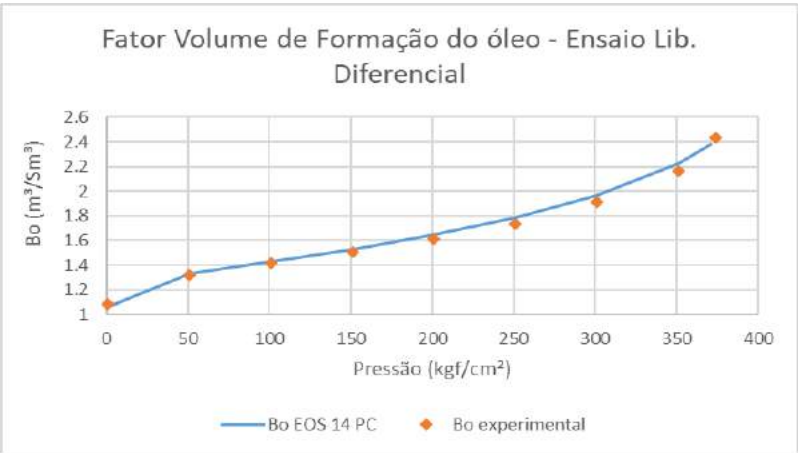


Figura A.5: B_o da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.

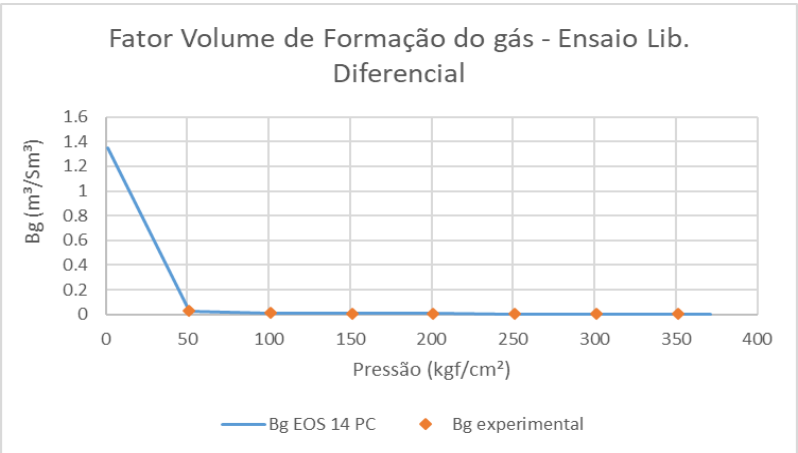


Figura A.6: B_g da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.

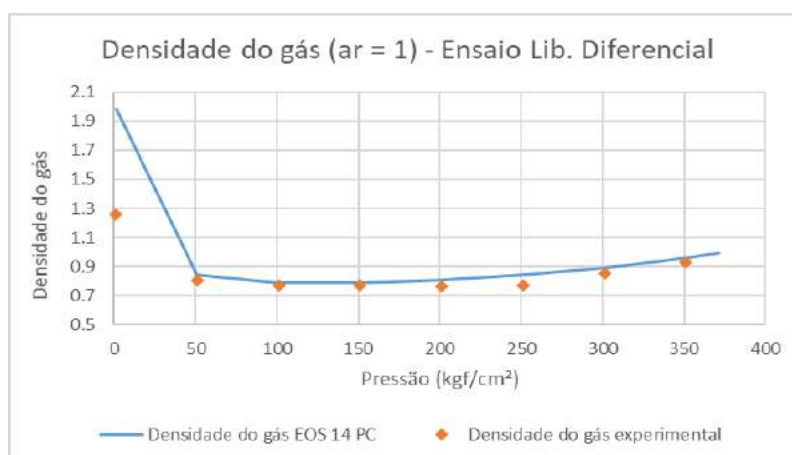


Figura A.7: Densidade do gás abaixo da pressão de saturação.

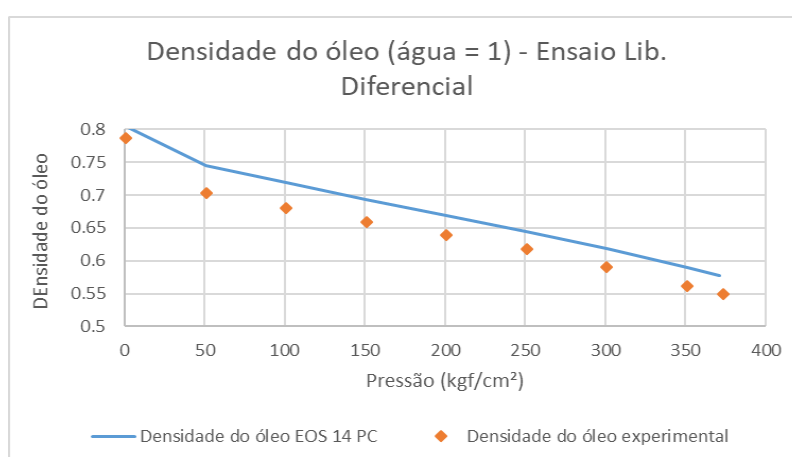


Figura A.8: Densidade do óleo abaixo da pressão de saturação.

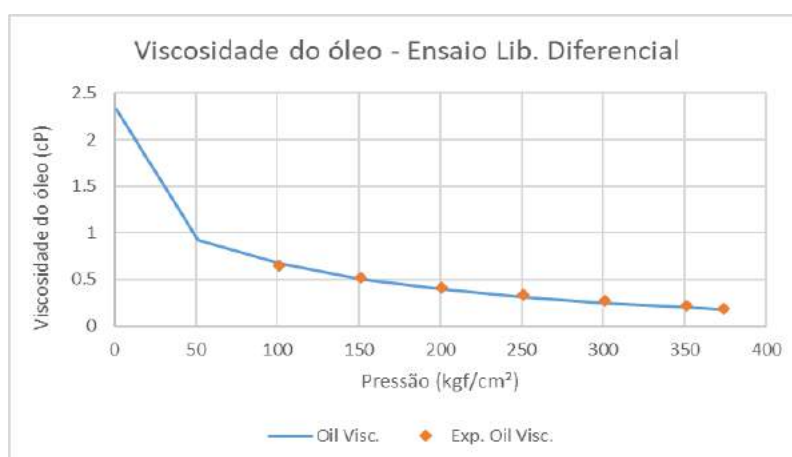


Figura A.9: Viscosidade do óleo abaixo da pressão de saturação.

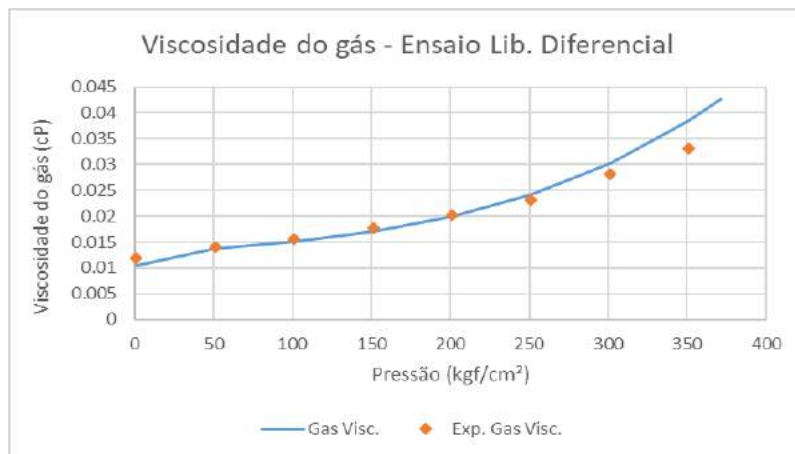


Figura A.10: Viscosidade do gás abaixo da pressão de saturação.

A.1.2

Ensaios de expansão a composição constante $T=122^{\circ}\text{C}$, 75°C e 30°C

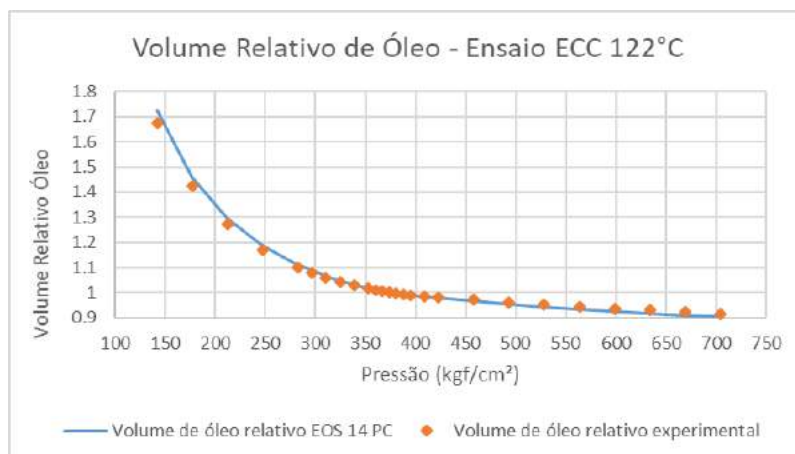


Figura A.11: Volume relativo de óleo, ECC a 122°C .

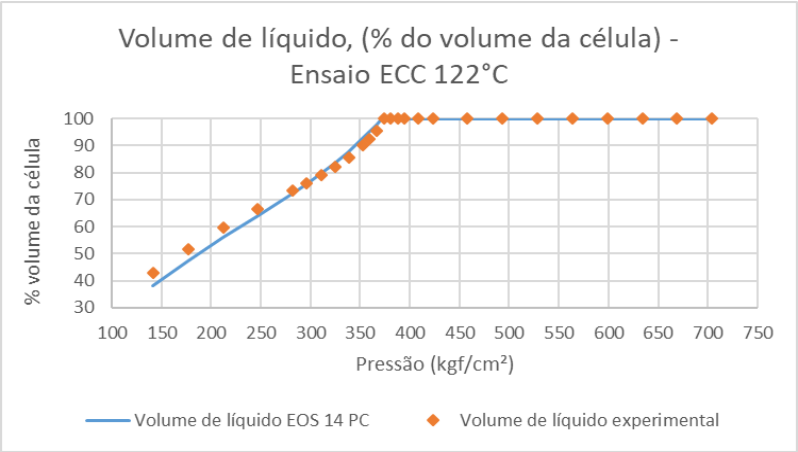


Figura A.12: Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 122 °C.

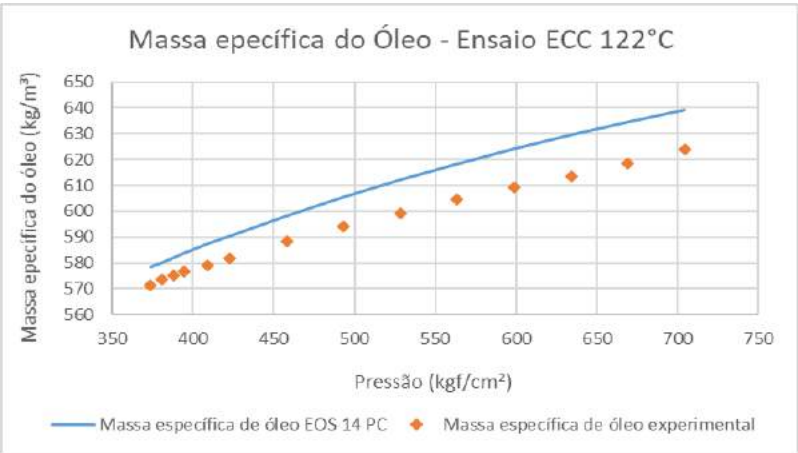


Figura A.13: Massa específica de óleo, ECC a 122 °C.

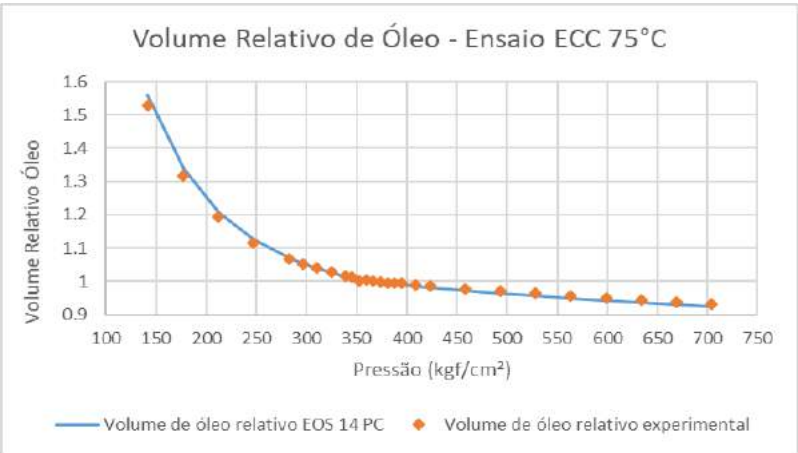


Figura A.14: Volume relativo de óleo, ECC a 75 °C.

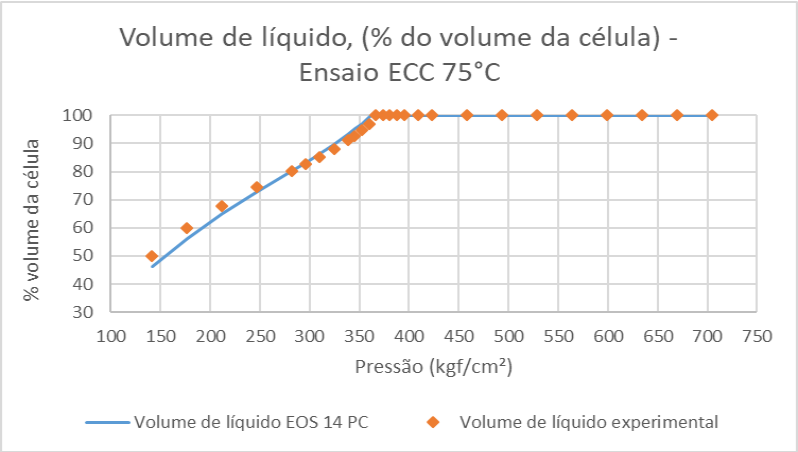


Figura A.15: Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 75 °C.

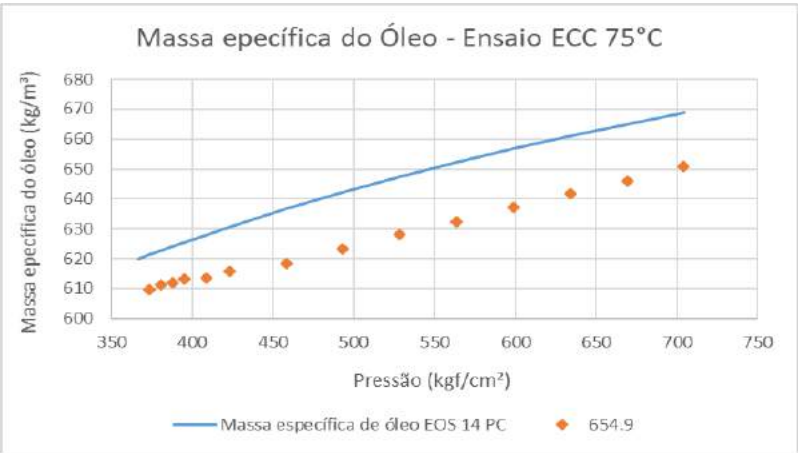


Figura A.16: Massa específica de óleo, ECC a 75 °C.

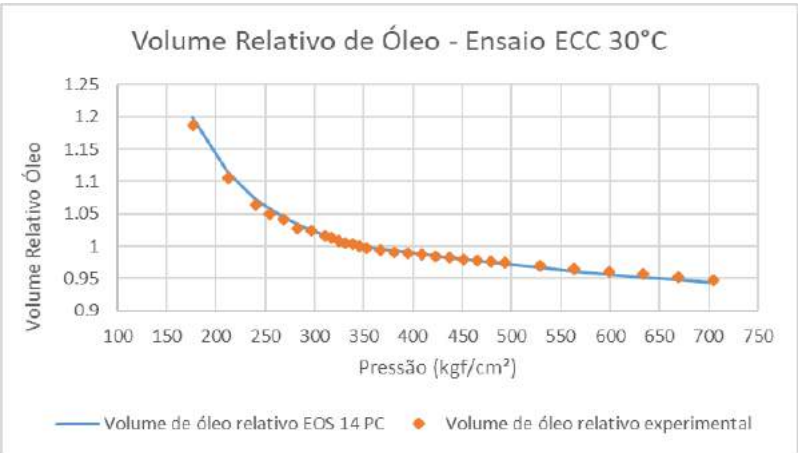


Figura A.17: Volume relativo de óleo, ECC a 30 °C.

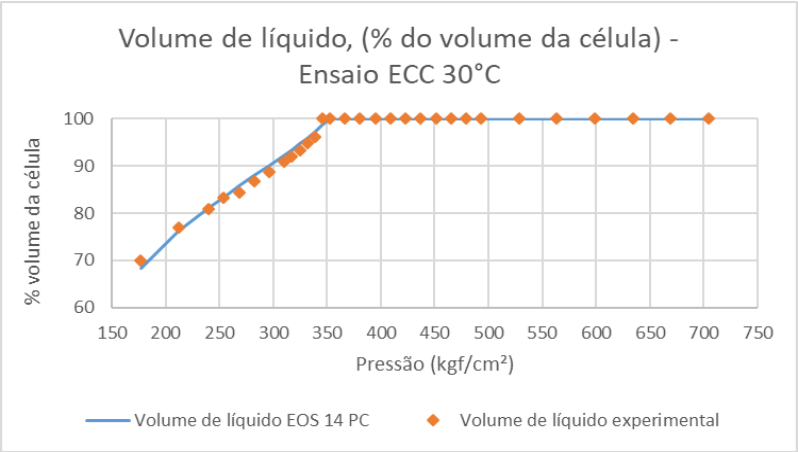


Figura A.18: Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 30 °C.

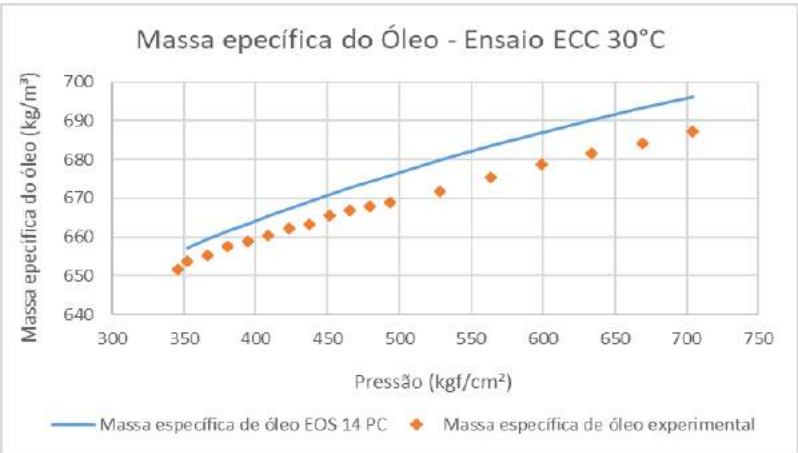


Figura A.19: Massa específica de óleo, ECC a 30 °C.

A.1.3

Ensaio de expansão a volume constante

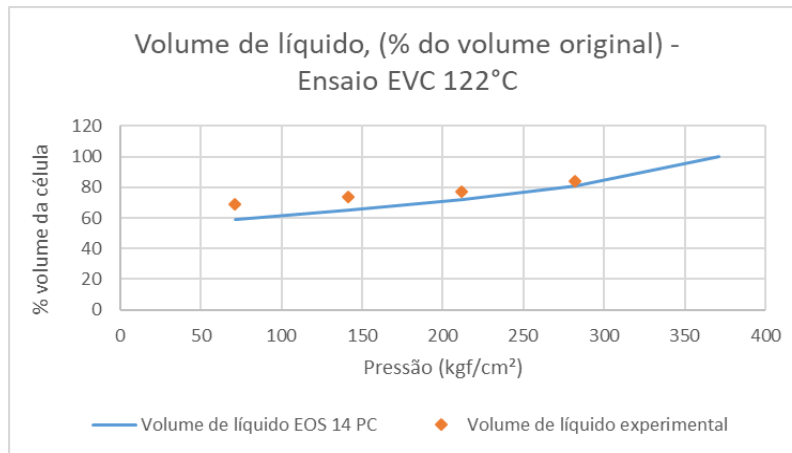


Figura A.20: Volume de líquido, % do volume original, EVC a 122 °C.

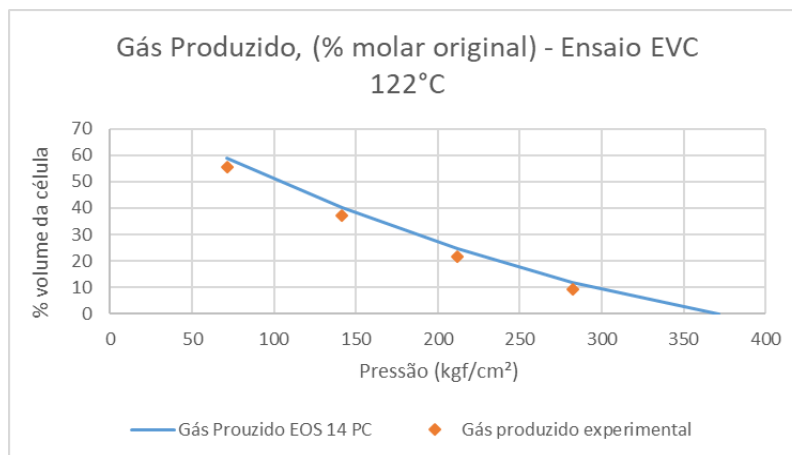


Figura A.21: Gás produzido, % molar original, EVC a 122 °C.

A.2

Regressão da EOS com 9 PC

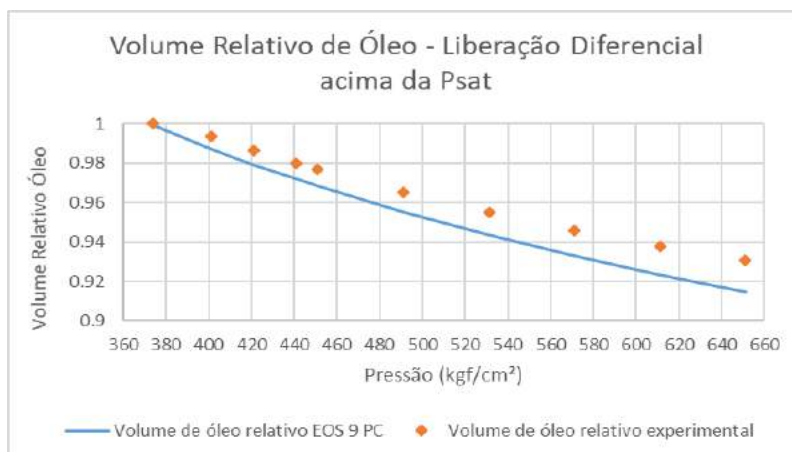


Figura A.22: Volume relativo de óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.

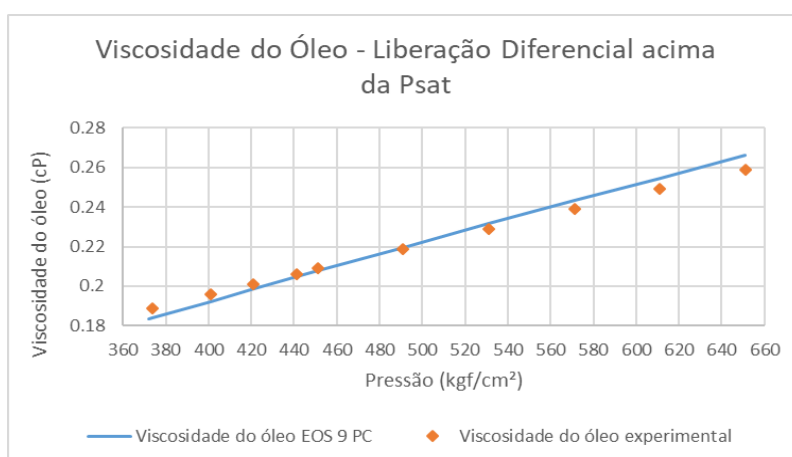


Figura A.23: Viscosidade do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.

A.2.1

Ensaio de liberação diferencial

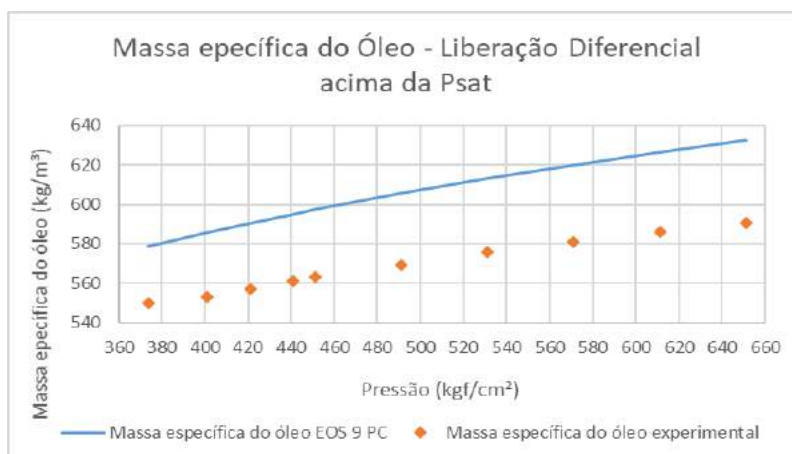


Figura A.24: Massa específica do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.

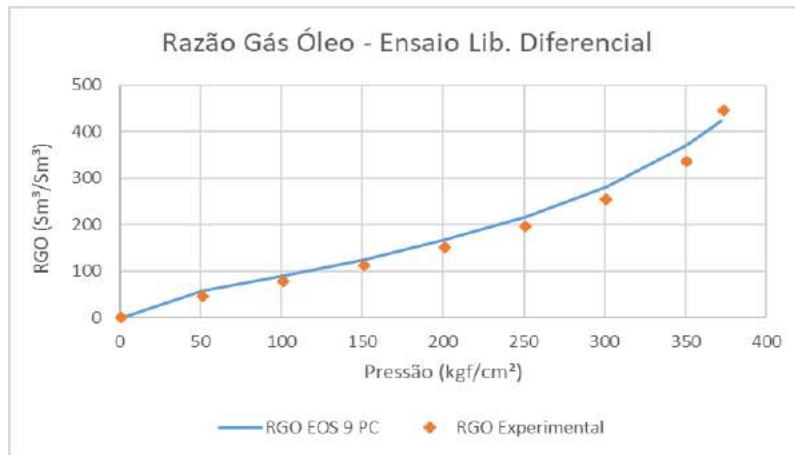


Figura A.25: RGO da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.

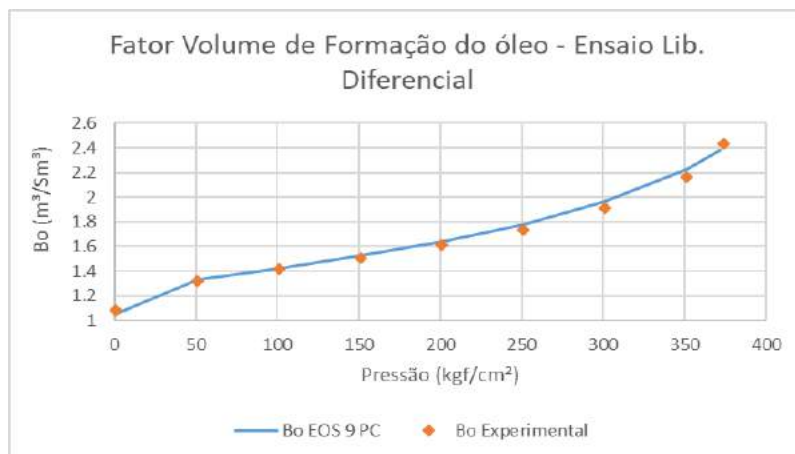


Figura A.26: B_o da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.

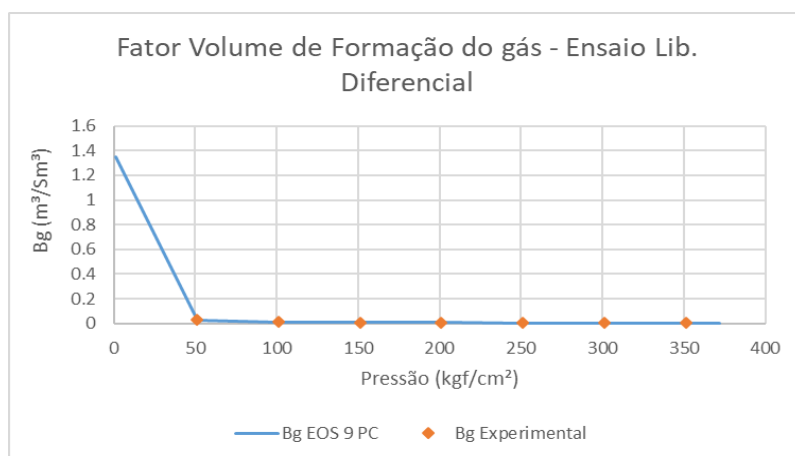


Figura A.27: B_g da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.

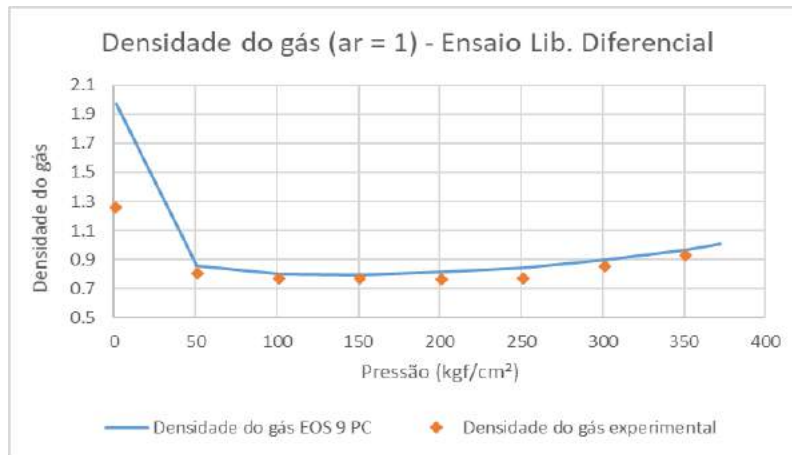


Figura A.28: Densidade do gás abaixo da pressão de saturação.

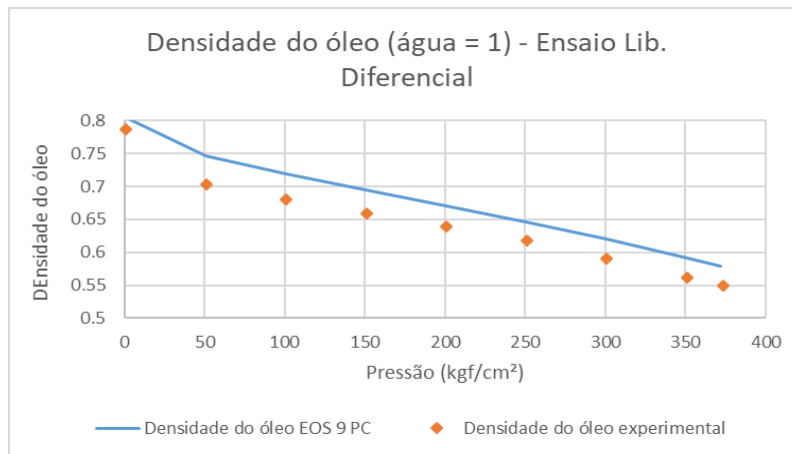


Figura A.29: Densidade do óleo abaixo da pressão de saturação.

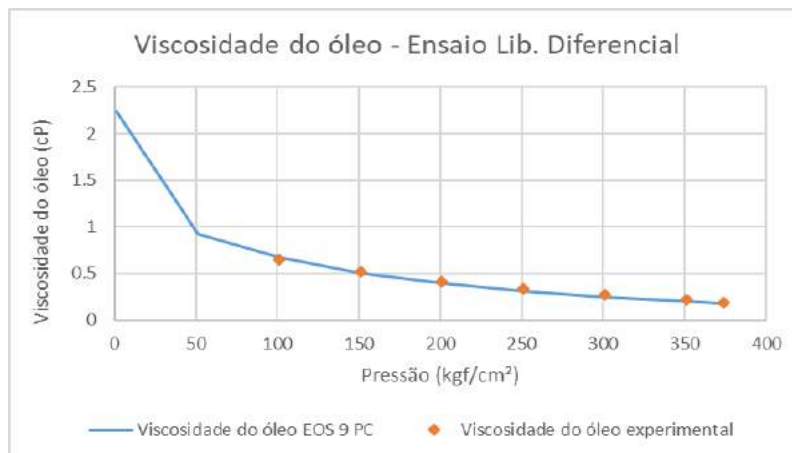


Figura A.30: Viscosidade do óleo abaixo da pressão de saturação.

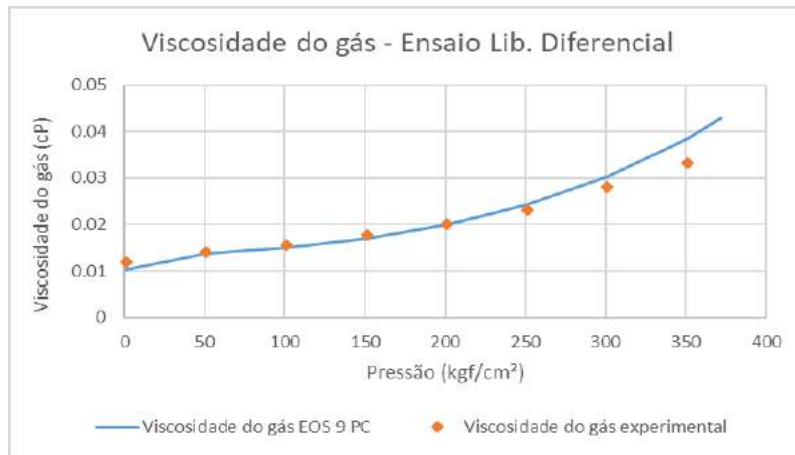


Figura A.31: Viscosidade do gás abaixo da pressão de saturação.

A.2.2

Ensaios de expansão a composição constante $T=122^{\circ}\text{C}$, 75°C e 30°C

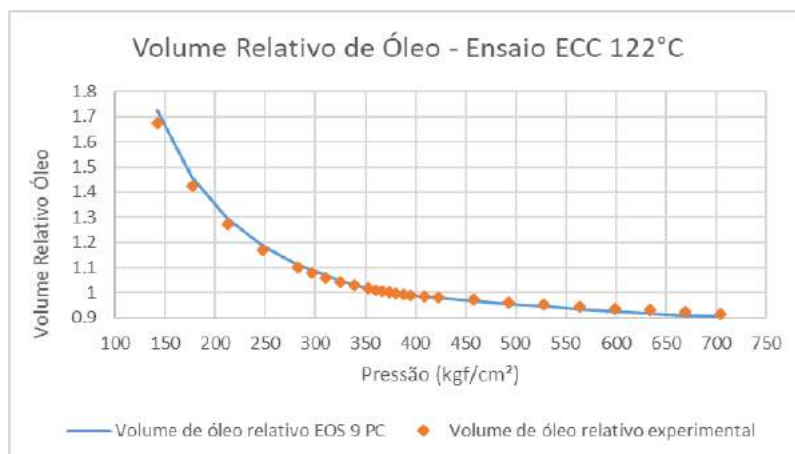


Figura A.32: Volume relativo de óleo, ECC a 122°C .

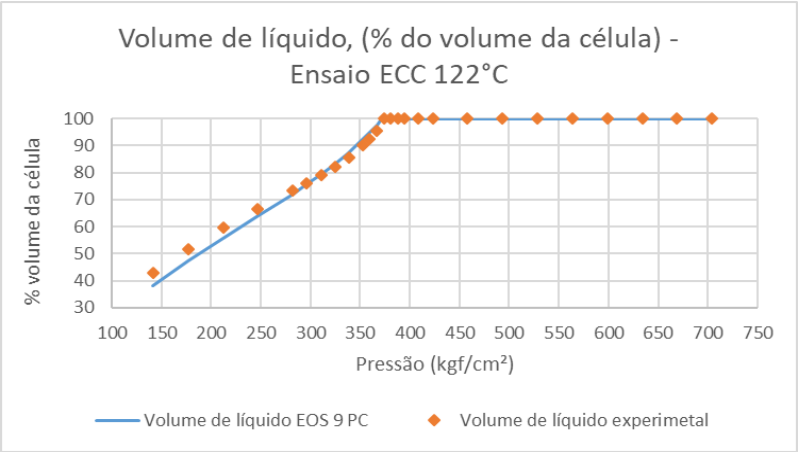


Figura A.33: Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 122 °C.

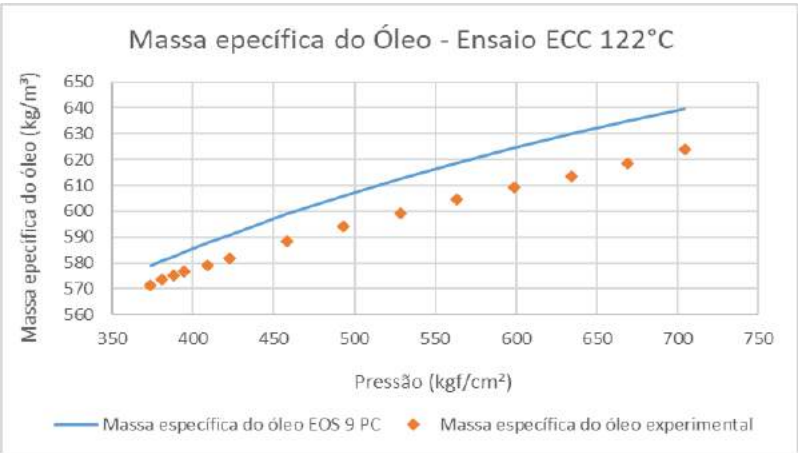


Figura A.34: Massa específica de óleo, ECC a 122 °C.

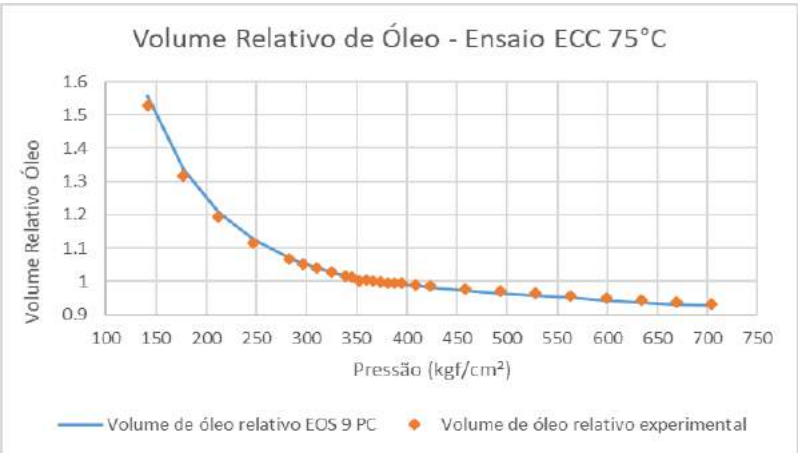


Figura A.35: Volume relativo de óleo, ECC a 75 °C.

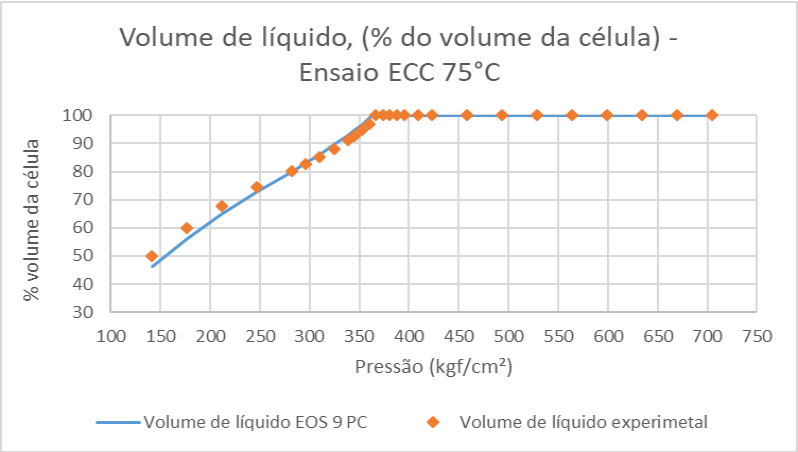


Figura A.36: Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 75 °C.

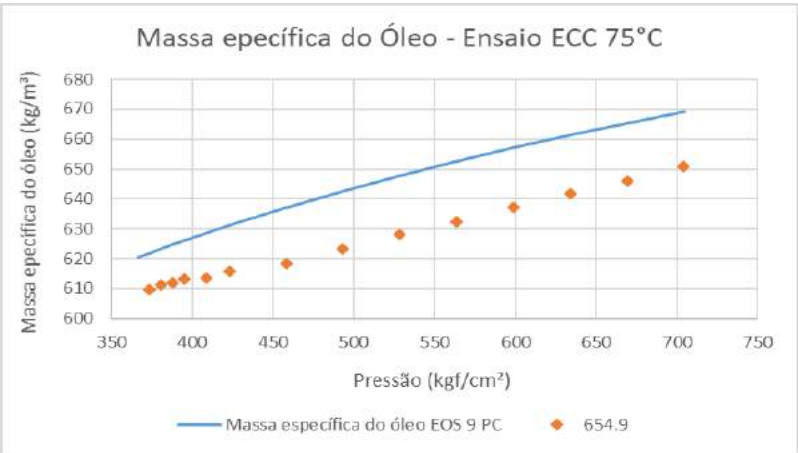


Figura A.37: Massa específica de óleo, ECC a 75 °C.

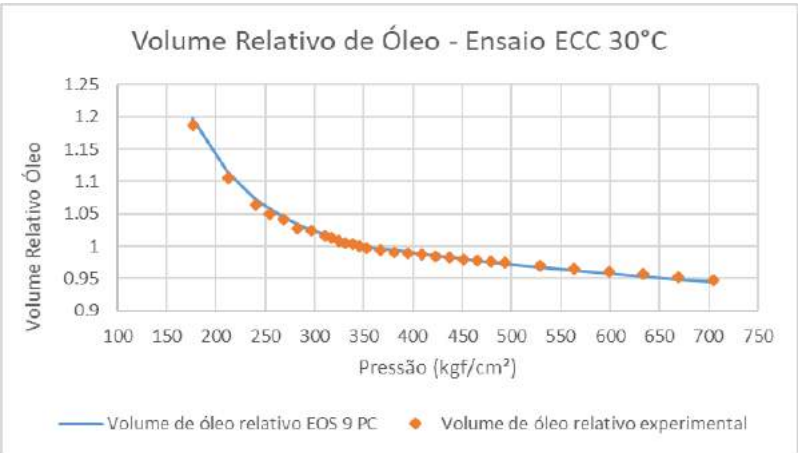


Figura A.38: Volume relativo de óleo, ECC a 30 °C.

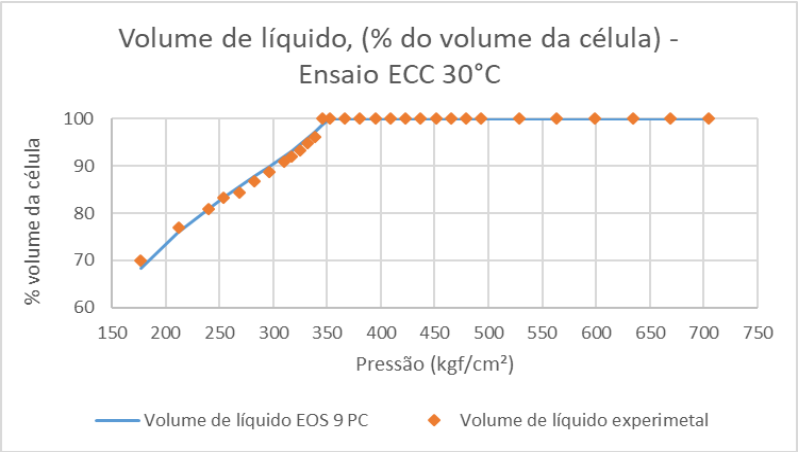


Figura A.39: Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 30 °C.

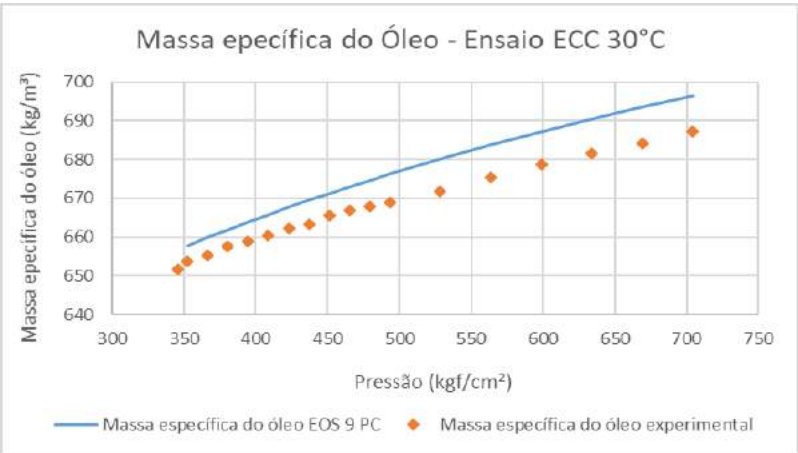


Figura A.40: Massa específica de óleo, ECC a 30 °C.

A.2.3
Ensaio de expansão a volume constante

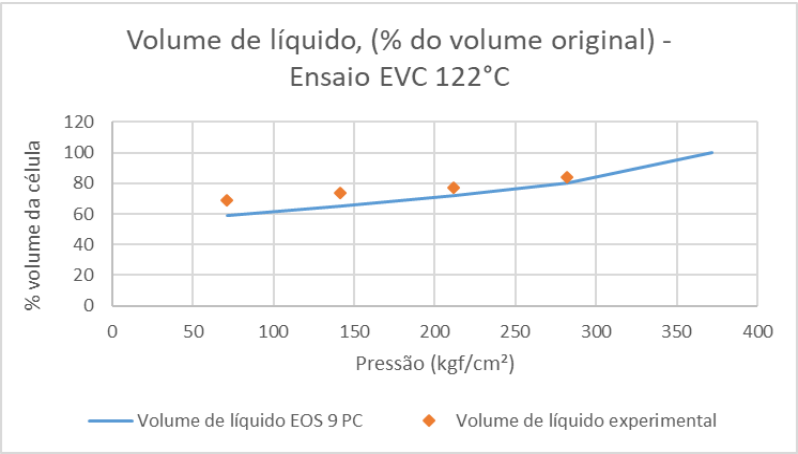


Figura A.41: Volume de líquido, % do volume original, EVC a 122 °C.

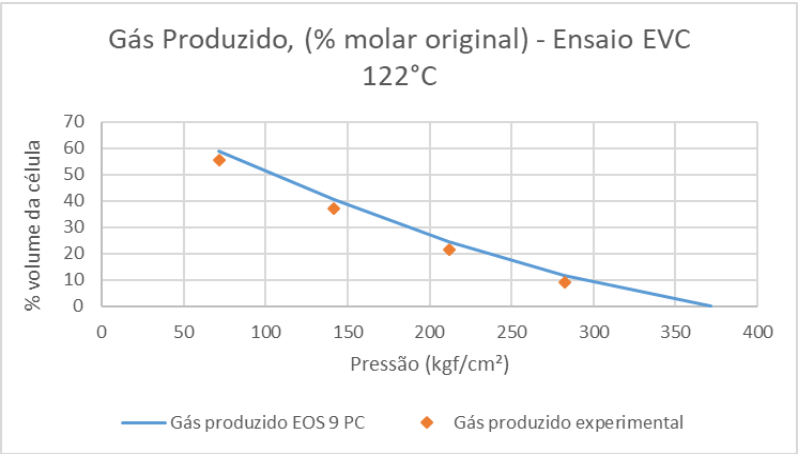


Figura A.42: Gás produzido, % molar original, EVC a 122 °C.

A.3
Regressão da EOS com 7 PC

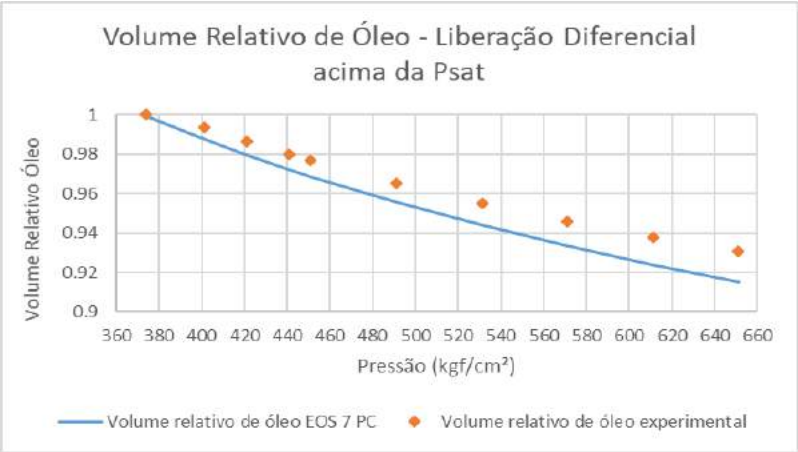


Figura A.43: Volume relativo de óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.

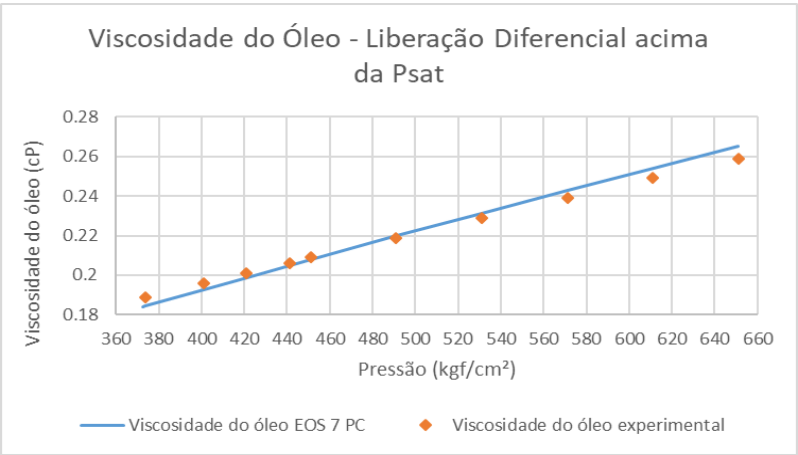


Figura A.44: Viscosidade do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.

A.3.1
Ensaio de liberação diferencial

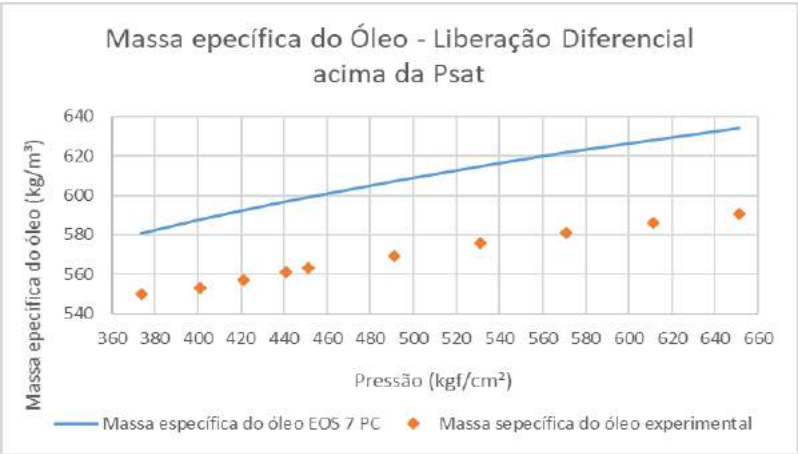


Figura A.45: Massa específica do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.

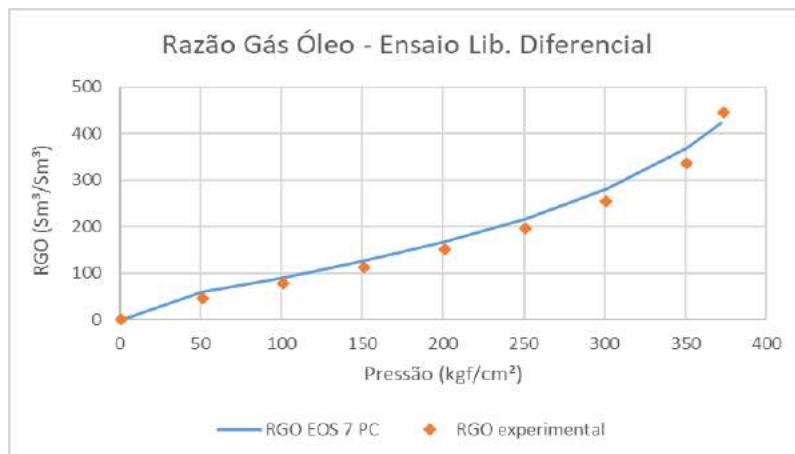


Figura A.46: RGO da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.

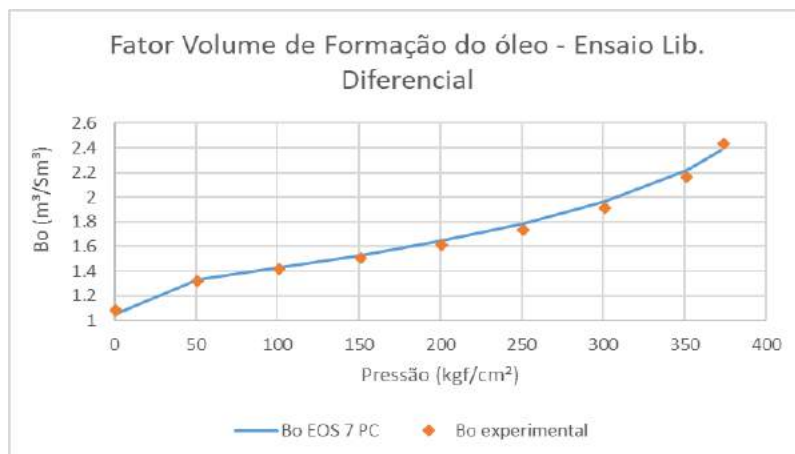


Figura A.47: B_o da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.

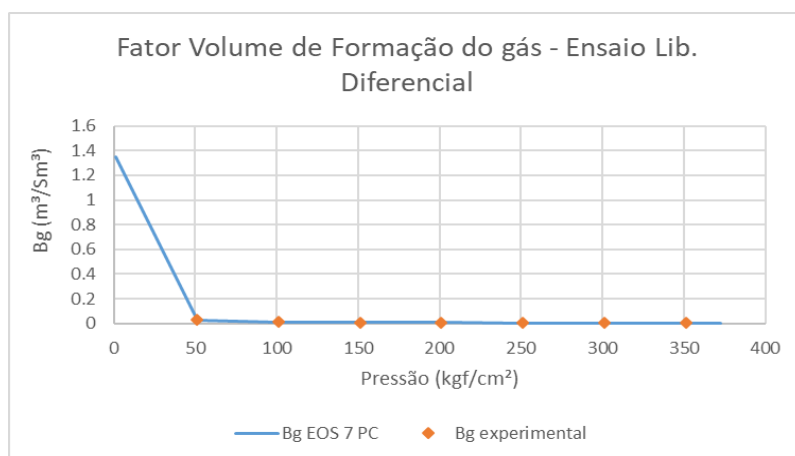


Figura A.48: B_g da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.

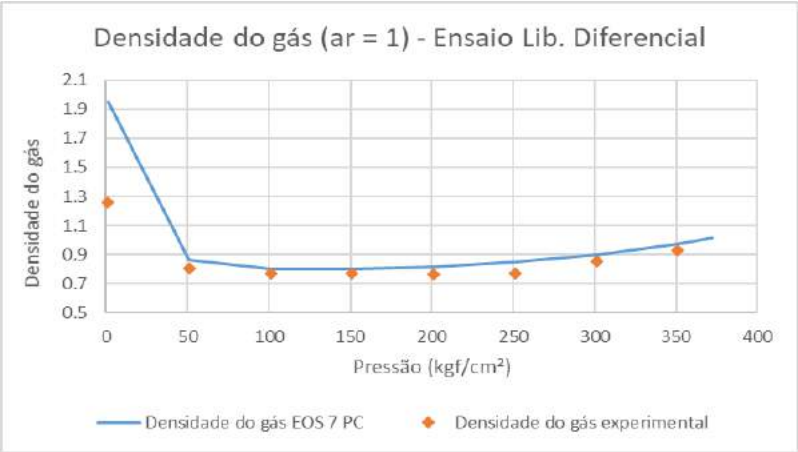


Figura A.49: Densidade do gás abaixo da pressão de saturação.

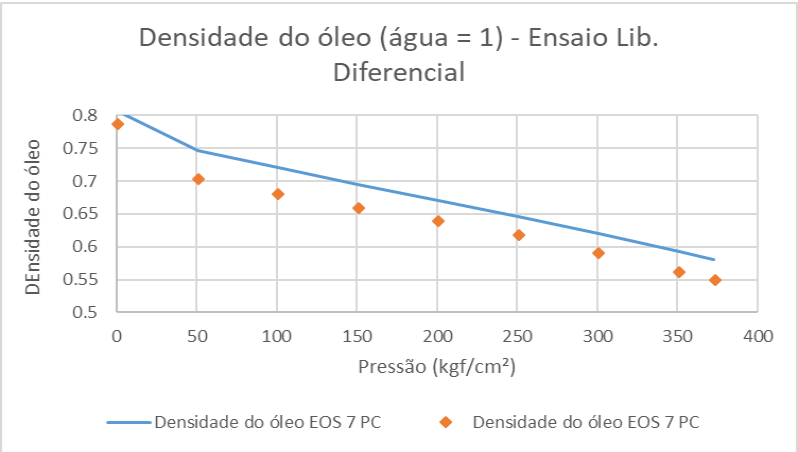


Figura A.50: Densidade do óleo abaixo da pressão de saturação.

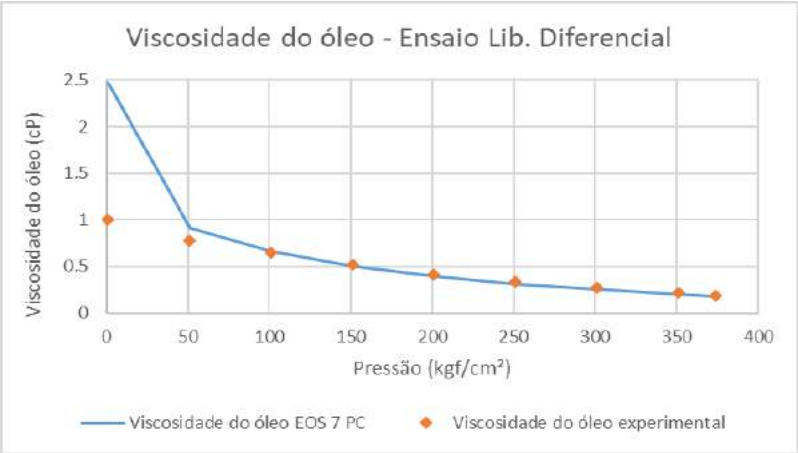


Figura A.51: Viscosidade do óleo abaixo da pressão de saturação.

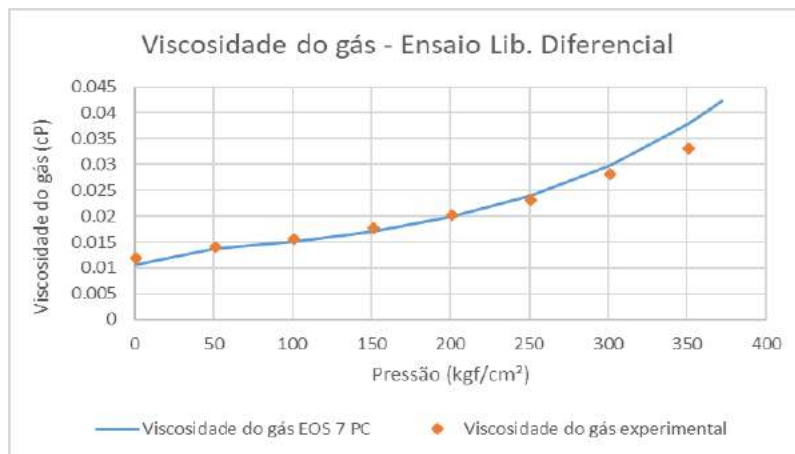


Figura A.52: Viscosidade do gás abaixo da pressão de saturação.

A.3.2

Ensaios de expansão a composição constante $T=122^{\circ}\text{C}$, 75°C e 30°C

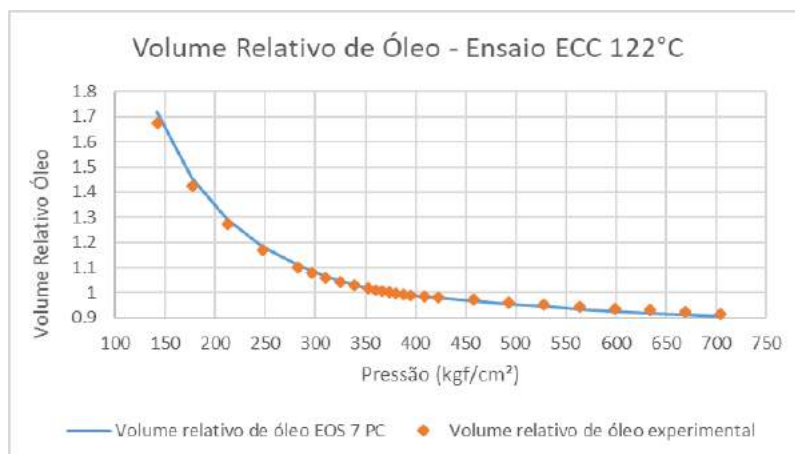


Figura A.53: Volume relativo de óleo, ECC a 122 °C.

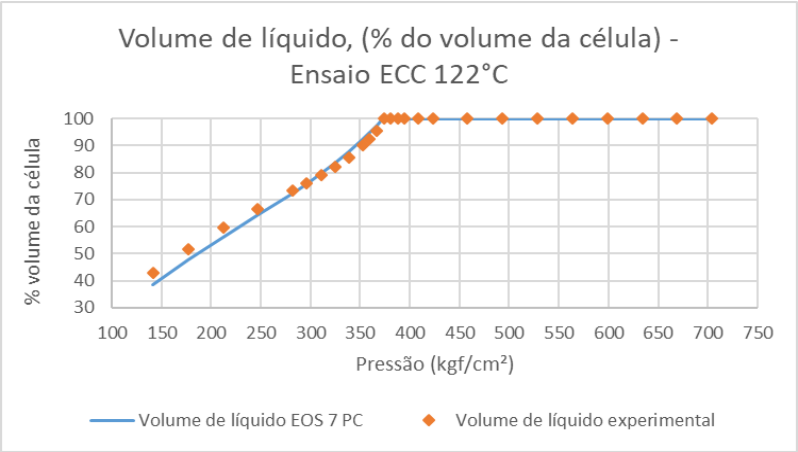


Figura A.54: Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 122 °C.

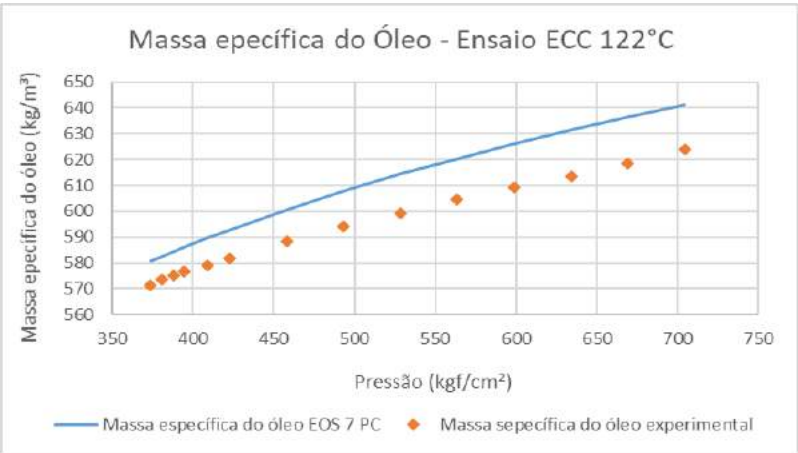


Figura A.55: Massa específica de óleo, ECC a 122 °C.

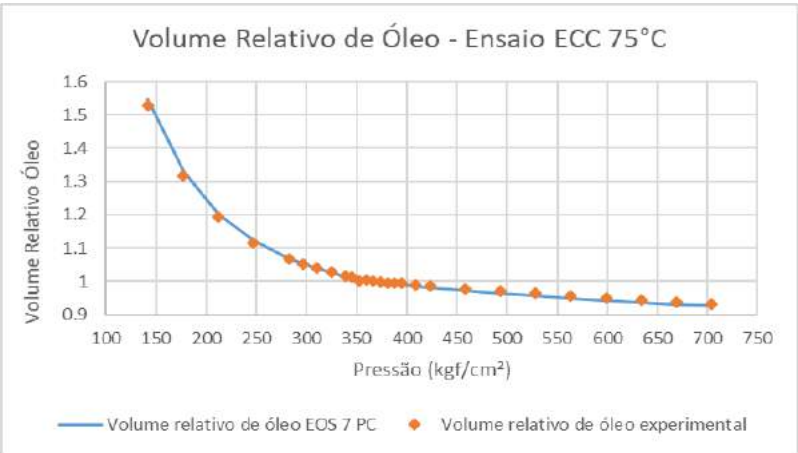


Figura A.56: Volume relativo de óleo, ECC a 75 °C.

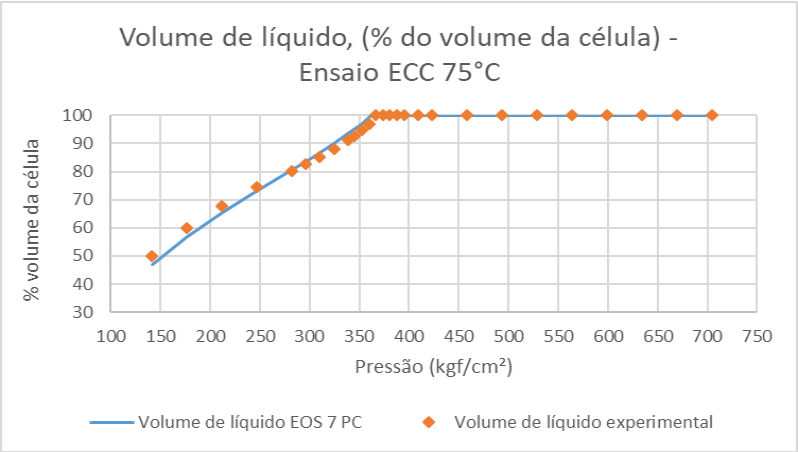


Figura A.57: Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 75 °C.

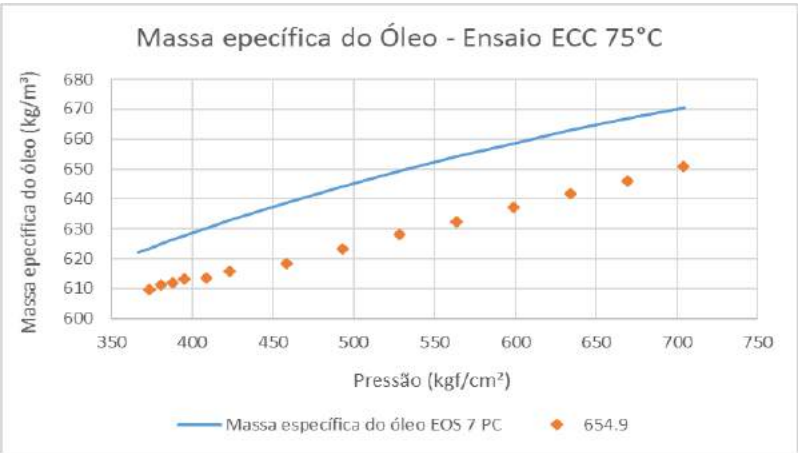


Figura A.58: Massa específica de óleo, ECC a 75 °C.

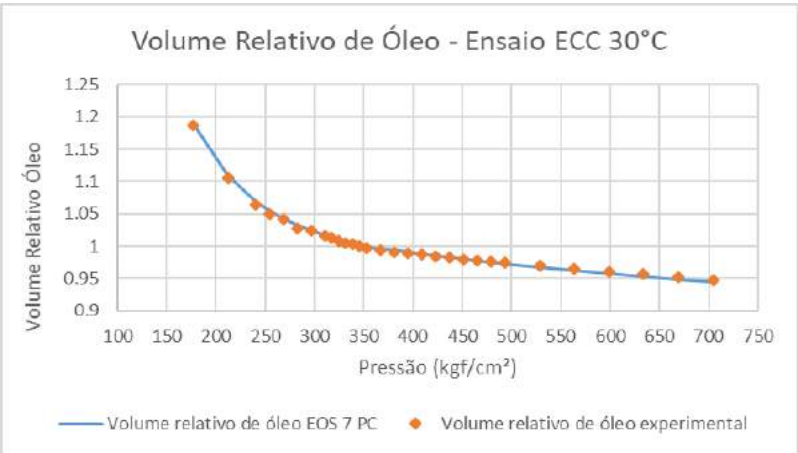


Figura A.59: Volume relativo de óleo, ECC a 30 °C.

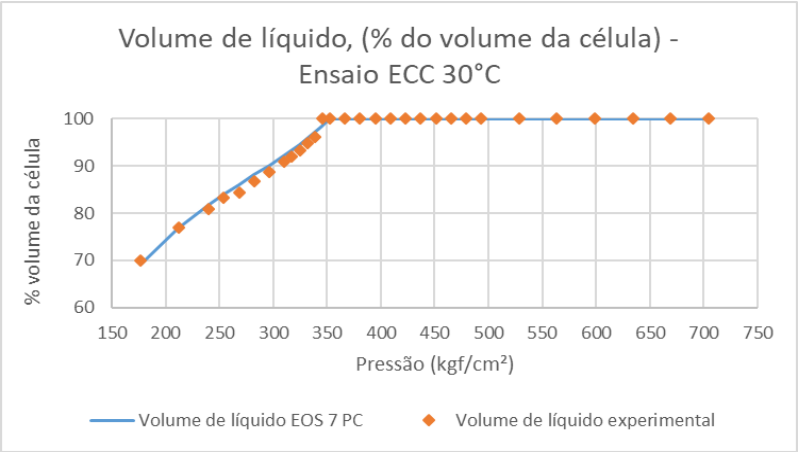


Figura A.60: Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 30 °C.

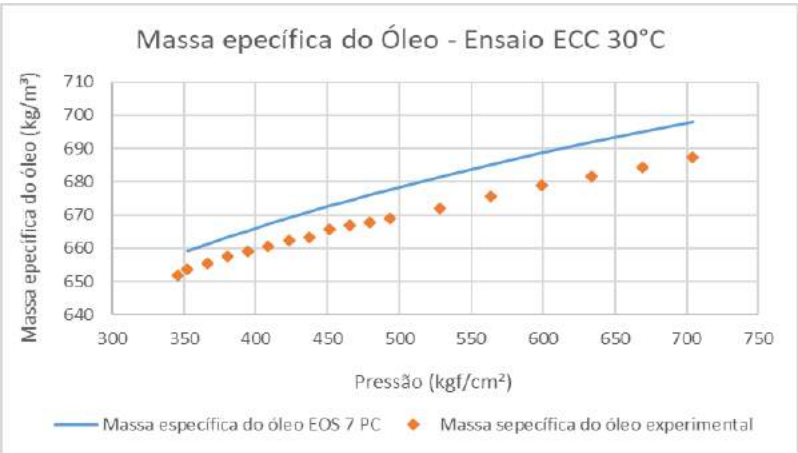


Figura A.61: Massa específica de óleo, ECC a 30 °C.

A.3.3

Ensaio de expansão a volume constante

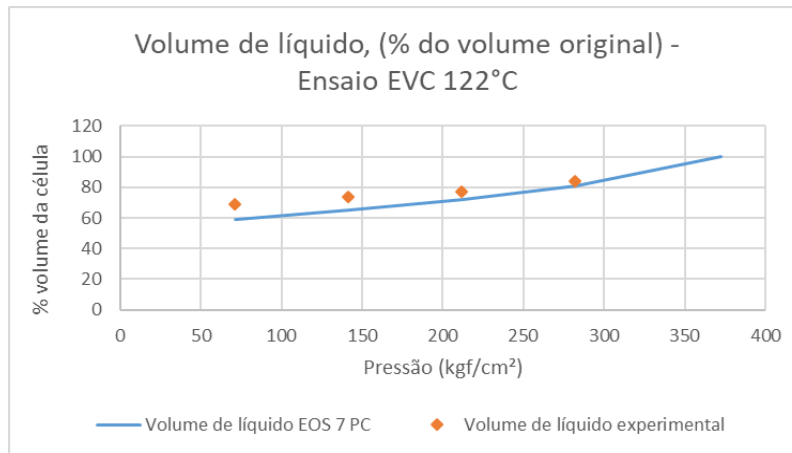


Figura A.62: Volume de líquido, % do volume original, EVC a 122 °C.

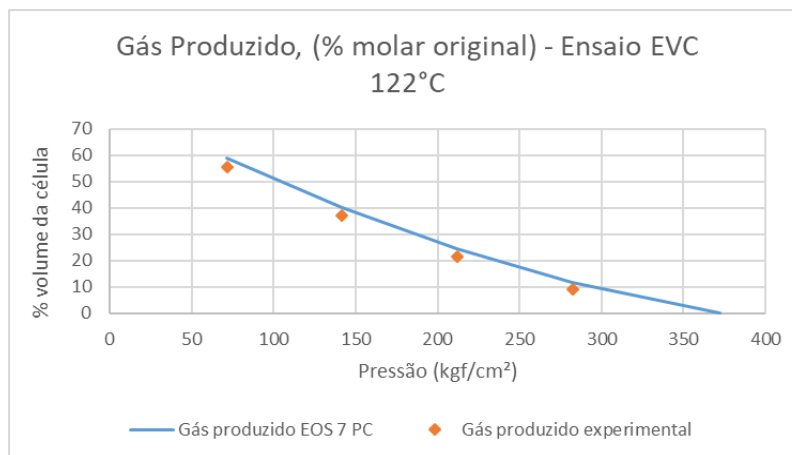


Figura A.63: Gás produzido, % molar original, EVC a 122 °C.

A.4

Regressão da EOS com 6 PC

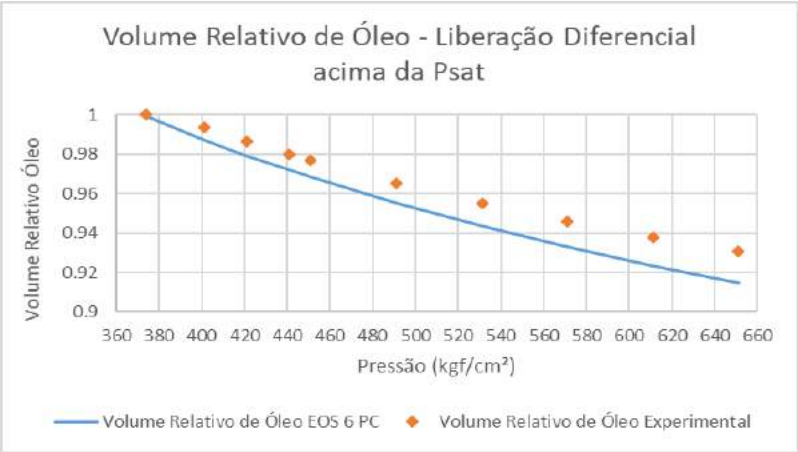


Figura A.64: Volume relativo de óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.

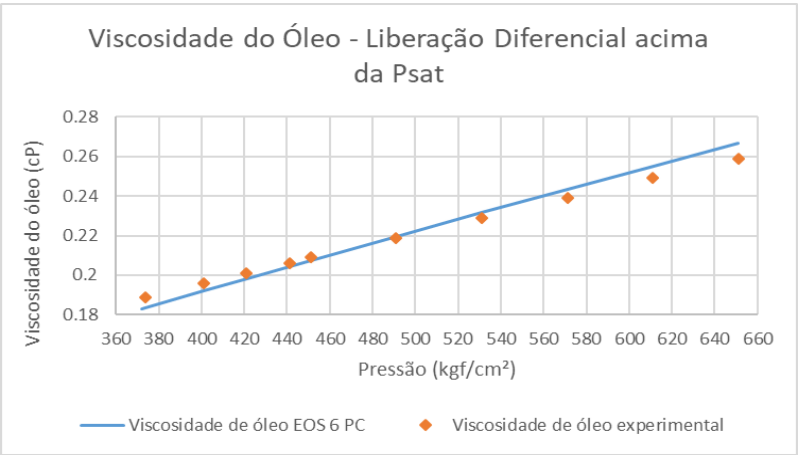


Figura A.65: Viscosidade do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.

A.4.1
Ensaio de liberação diferencial

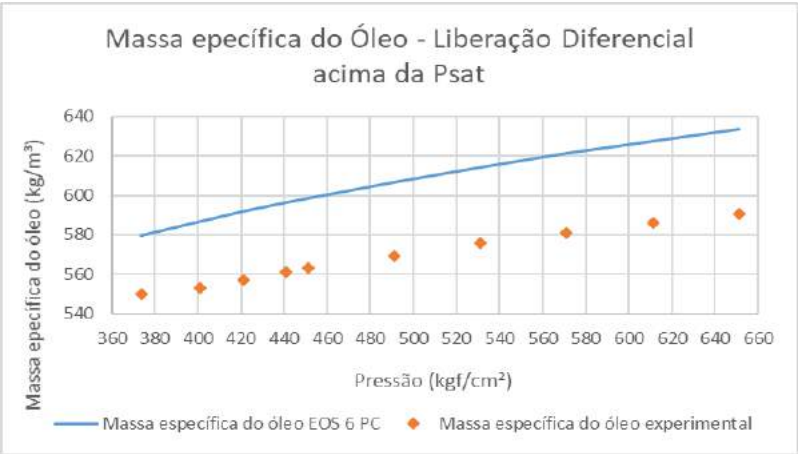


Figura A.66: Massa específica do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.

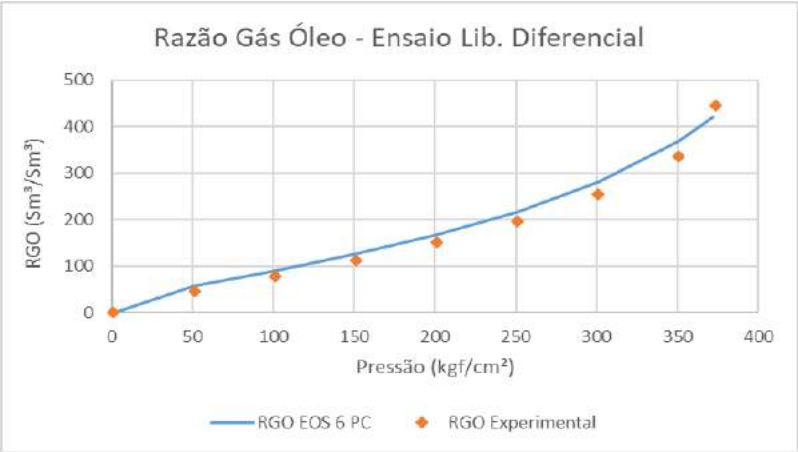


Figura A.67: RGO da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.

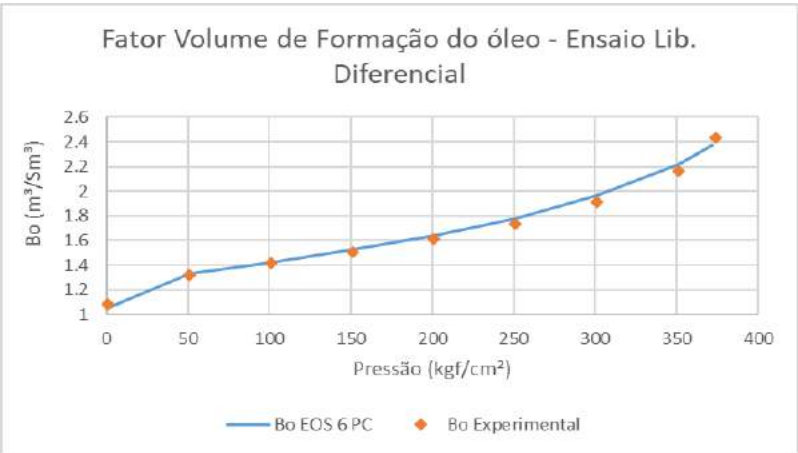


Figura A.68: B_o da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.

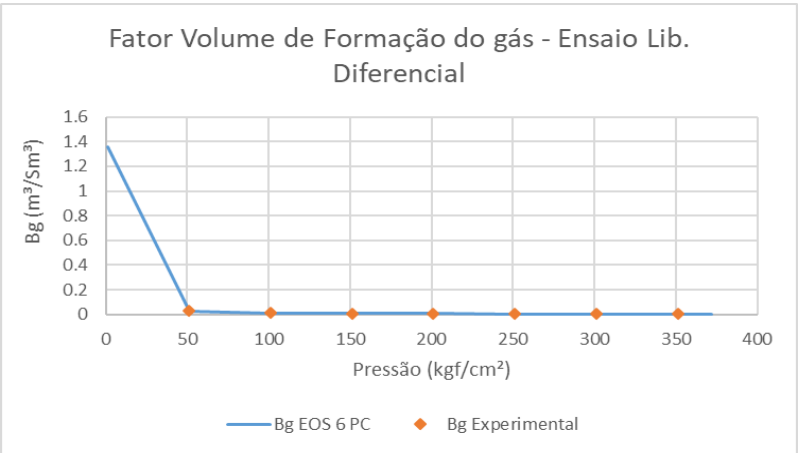


Figura A.69: B_g da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.

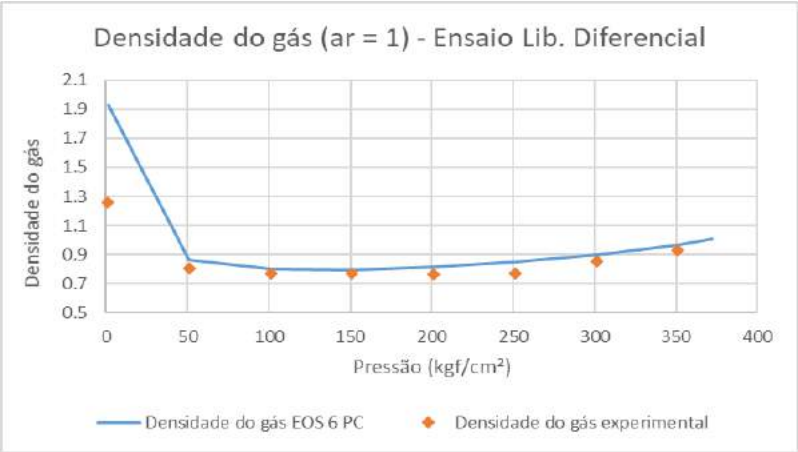


Figura A.70: Densidade do gás abaixo da pressão de saturação.

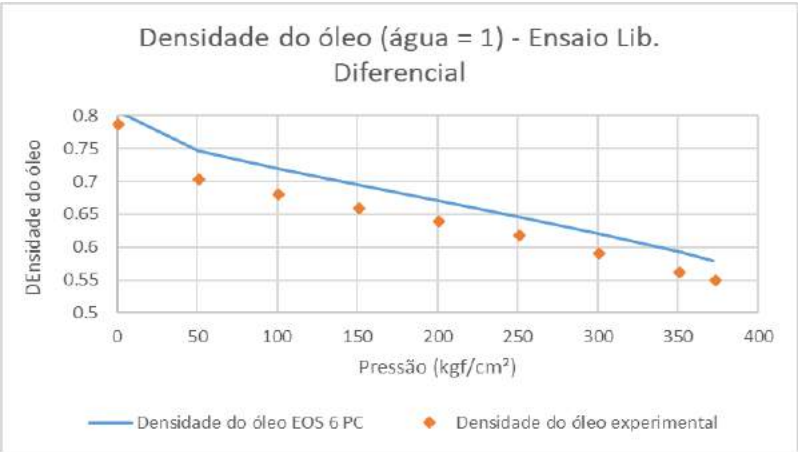


Figura A.71: Densidade do óleo abaixo da pressão de saturação.

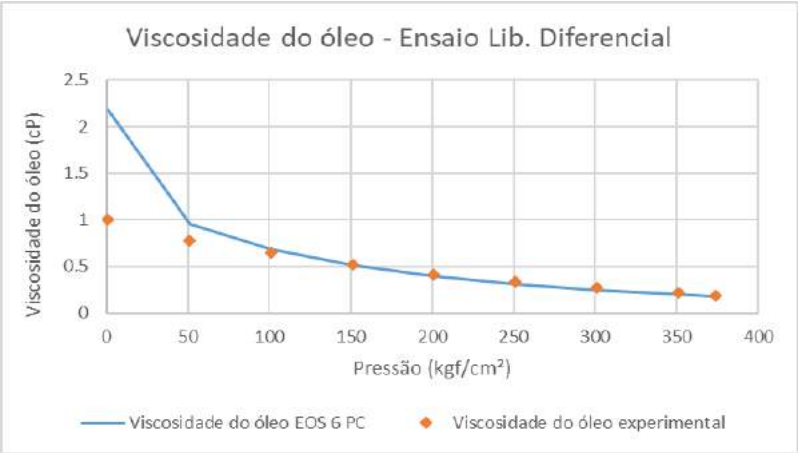


Figura A.72: Viscosidade do óleo abaixo da pressão de saturação.

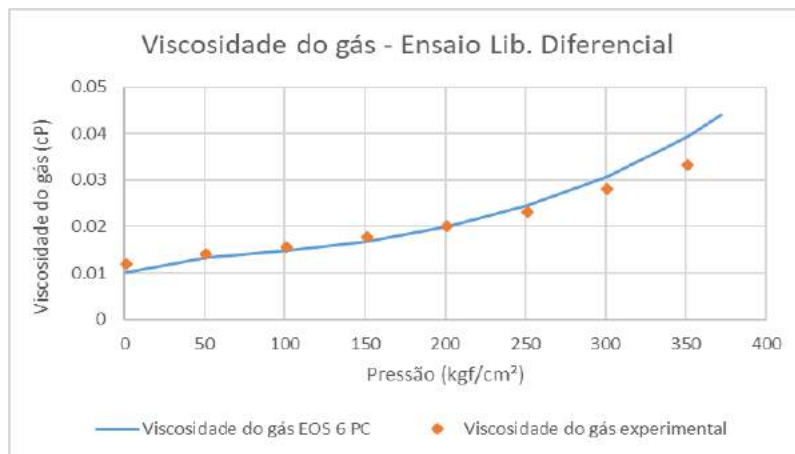


Figura A.73: Viscosidade do gás abaixo da pressão de saturação.

A.4.2

Ensaios de expansão a composição constante $T=122^{\circ}\text{C}$, 75°C e 30°C

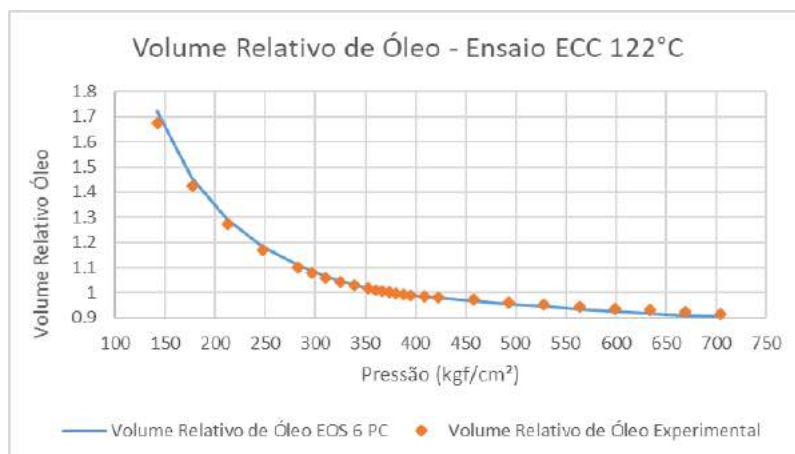


Figura A.74: Volume relativo de óleo, ECC a 122 °C.

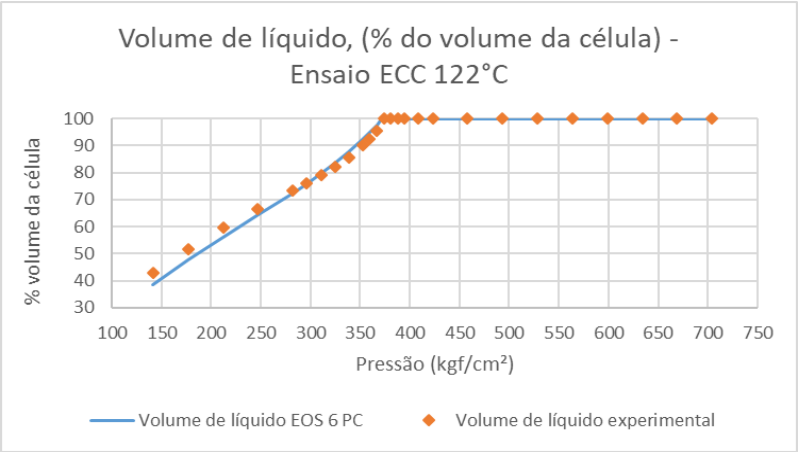


Figura A.75: Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 122 °C.

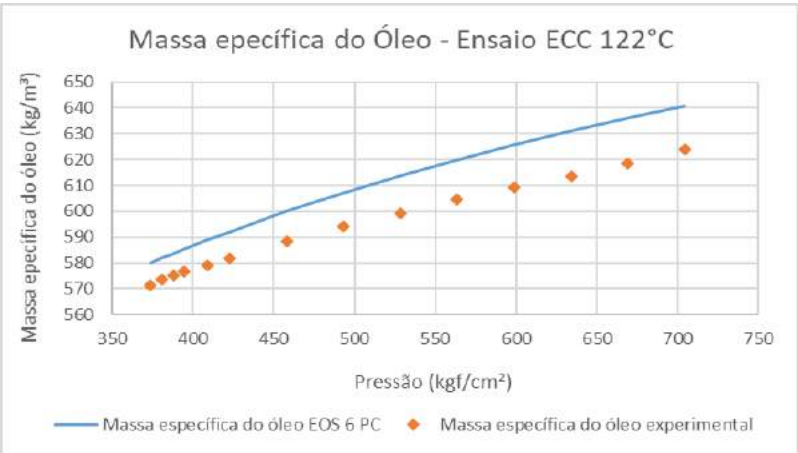


Figura A.76: Massa específica de óleo, ECC a 122 °C.

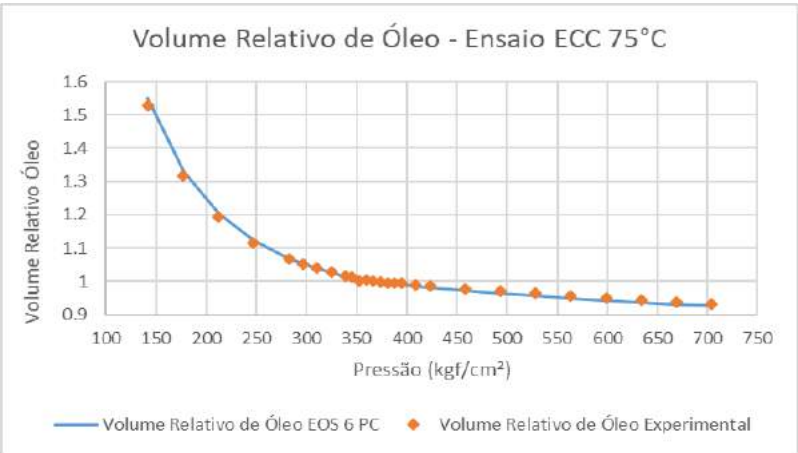


Figura A.77: Volume relativo de óleo, ECC a 75 °C.

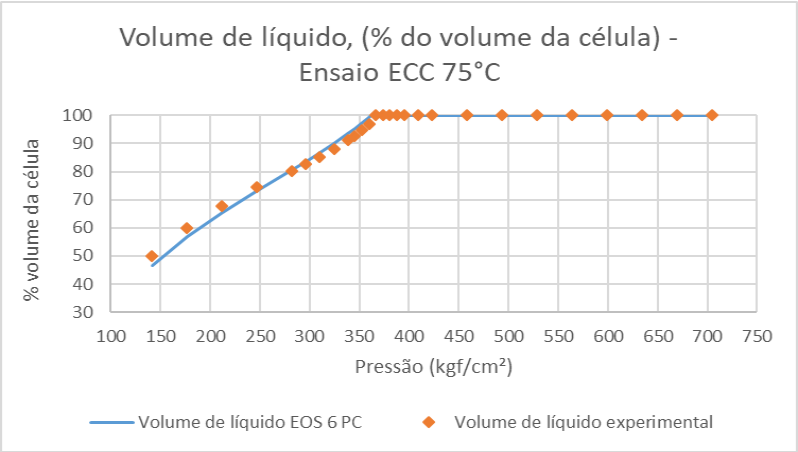


Figura A.78: Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 75 °C.

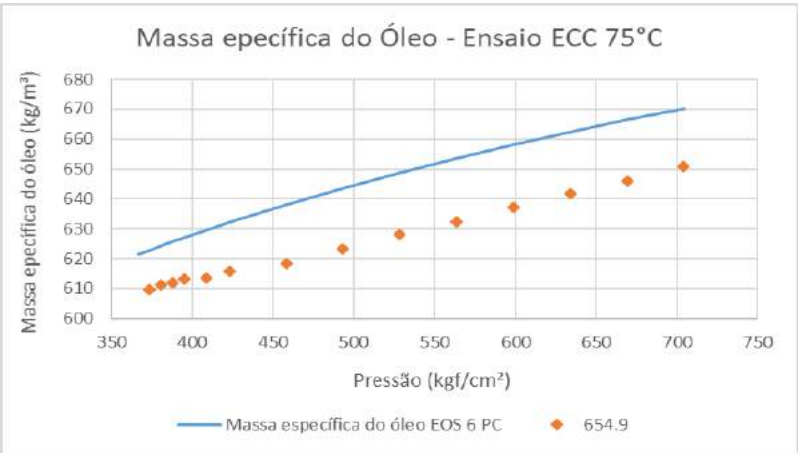


Figura A.79: Massa específica de óleo, ECC a 75 °C.

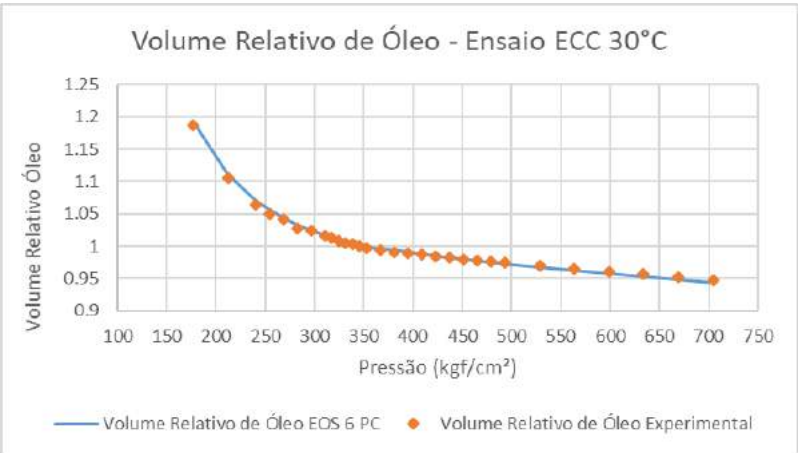


Figura A.80: Volume relativo de óleo, ECC a 30 °C.

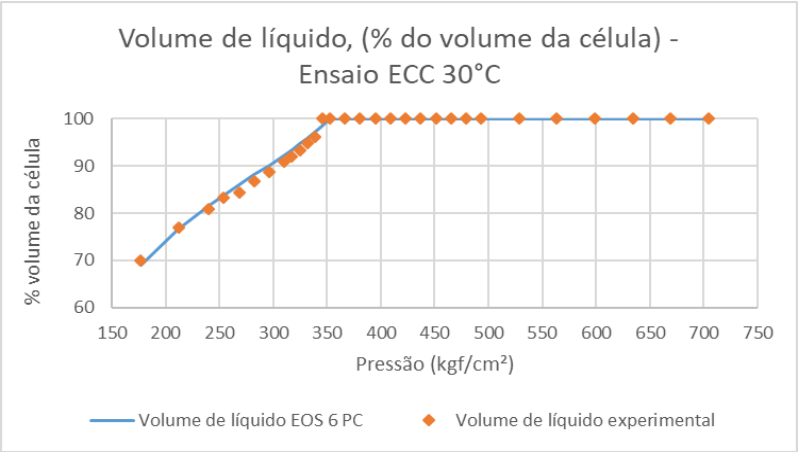


Figura A.81: Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 30 °C.

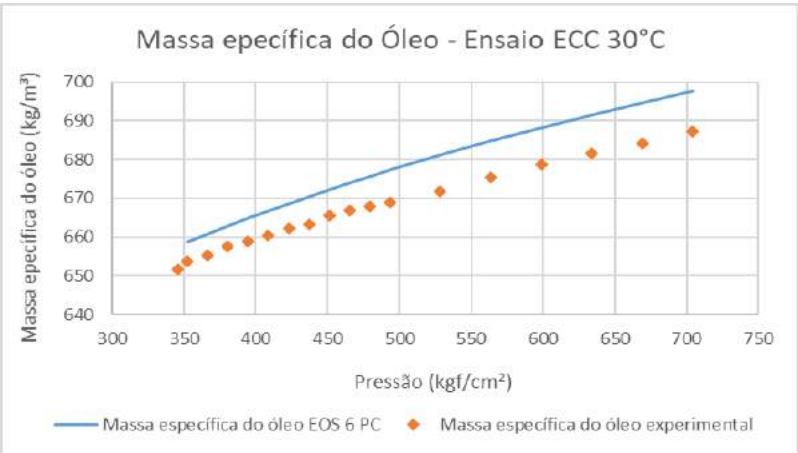


Figura A.82: Massa específica de óleo, ECC a 30 °C.

A.4.3

Ensaio de expansão a volume constante

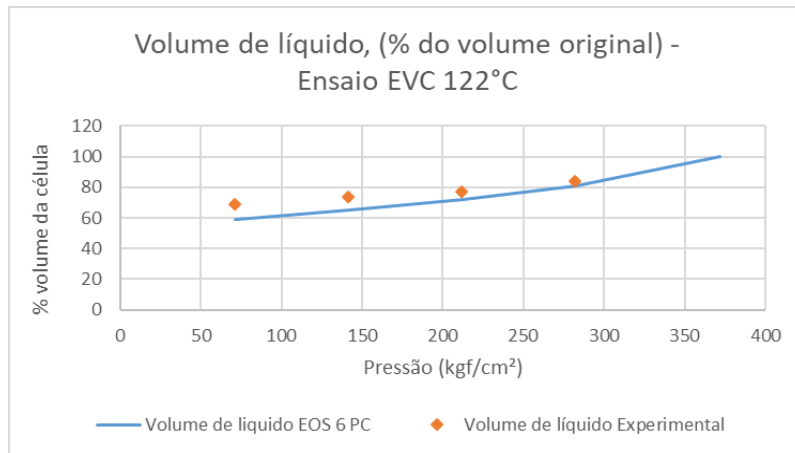


Figura A.83: Volume de líquido, % do volume original, EVC a 122 °C.

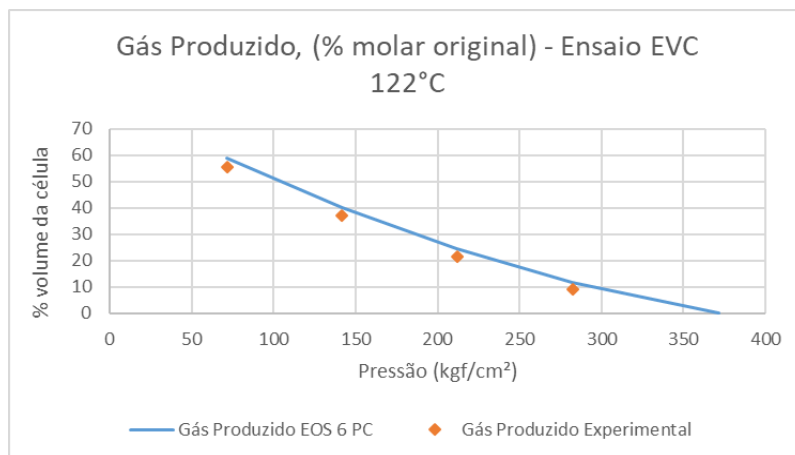


Figura A.84: Gás produzido, % molar original, EVC a 122 °C.

A.5

Regressão da EOS com 5 PC

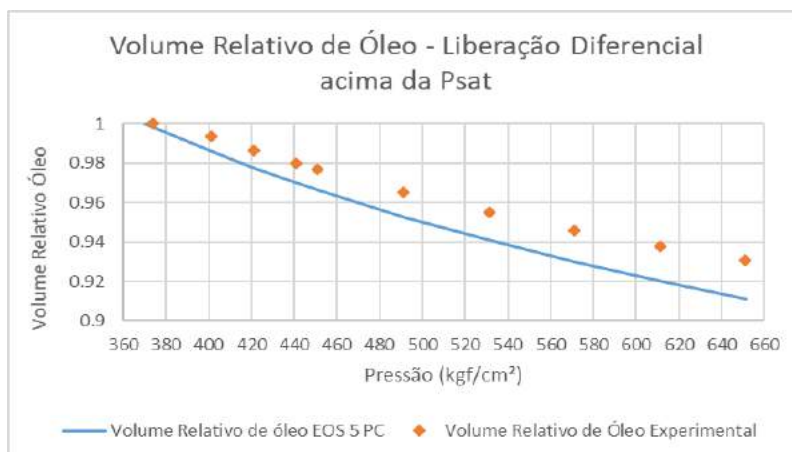


Figura A.85: Volume relativo de óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.

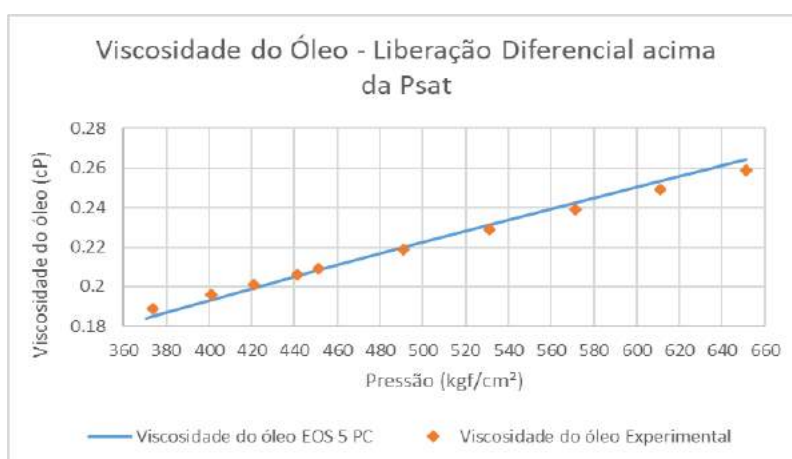


Figura A.86: Viscosidade do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.

A.5.1

Ensaio de liberação diferencial

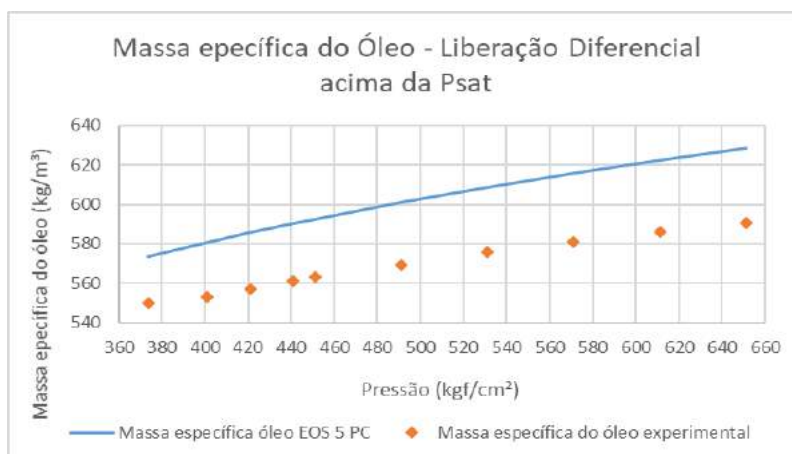


Figura A.87: Massa específica do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.

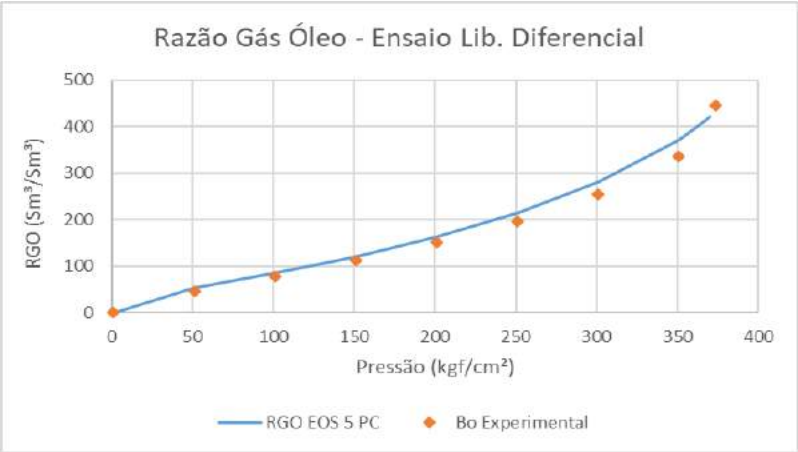


Figura A.88: RGO da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.

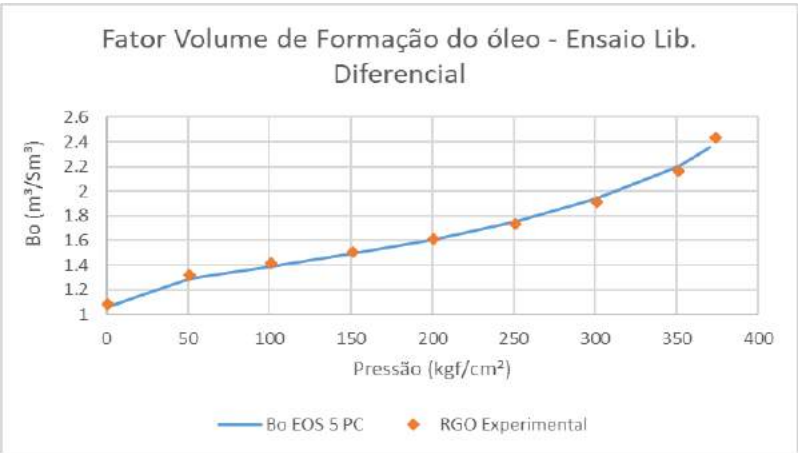


Figura A.89: B_o da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.

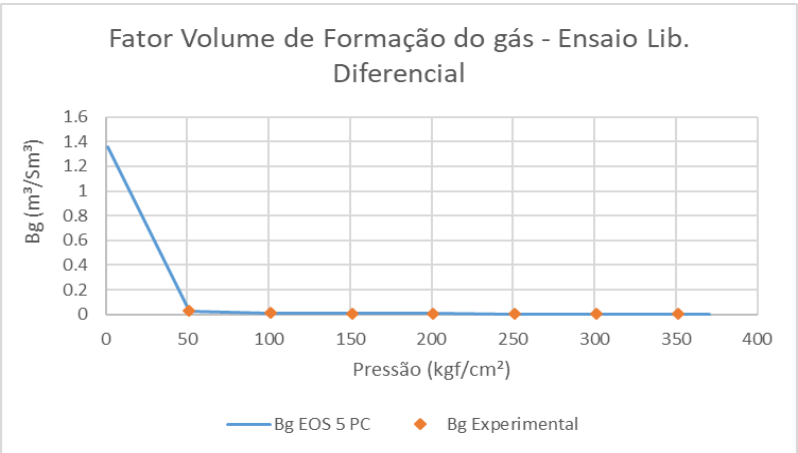


Figura A.90: B_g da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.

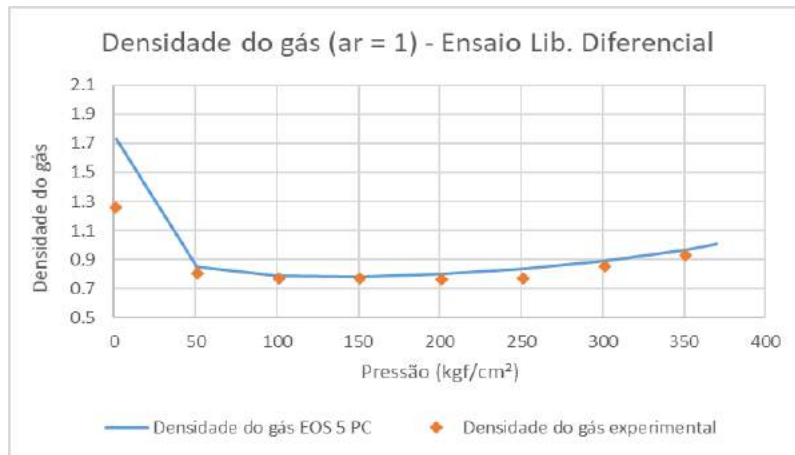


Figura A.91: Densidade do gás abaixo da pressão de saturação.

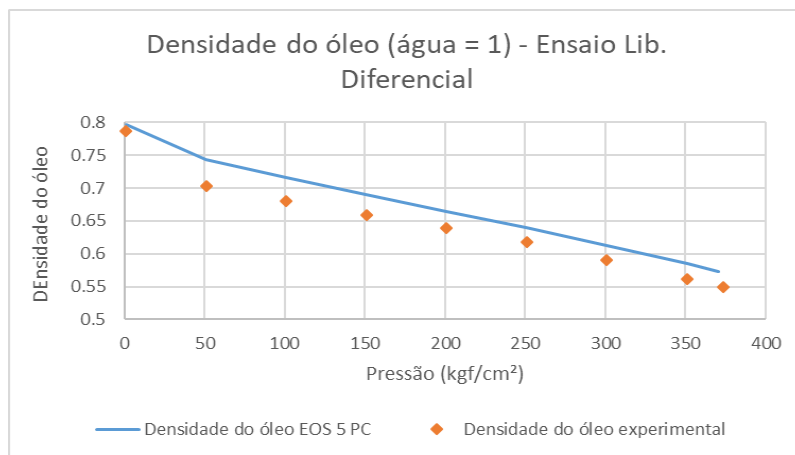


Figura A.92: Densidade do óleo abaixo da pressão de saturação.

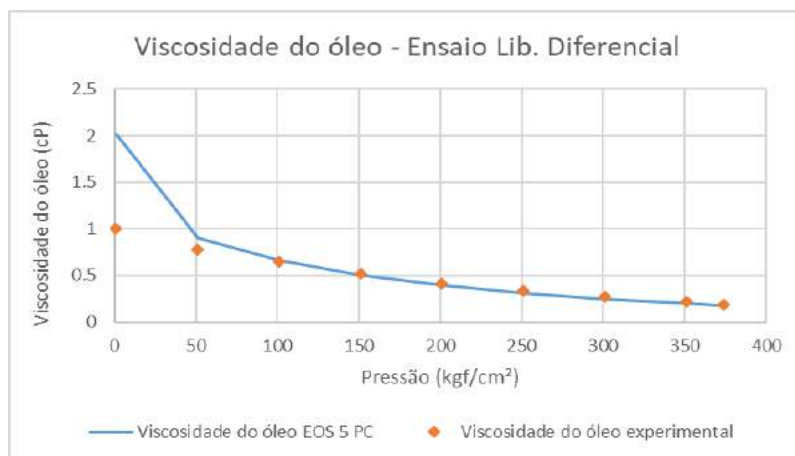


Figura A.93: Viscosidade do óleo abaixo da pressão de saturação.

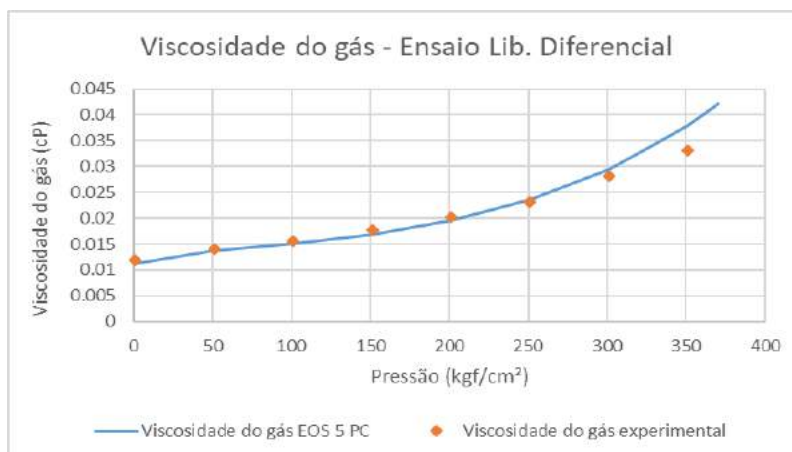


Figura A.94: Viscosidade do gás abaixo da pressão de saturação.

A.5.2

Ensaios de expansão a composição constante $T=122^{\circ}\text{C}$, 75°C e 30°C

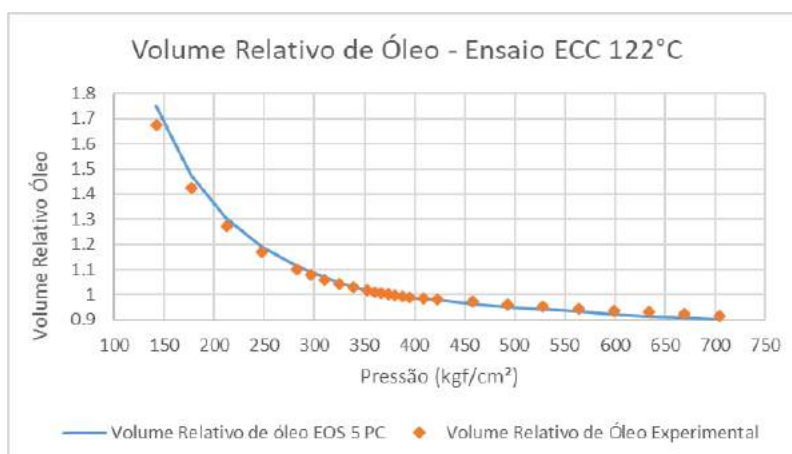


Figura A.95: Volume relativo de óleo, ECC a 122°C .

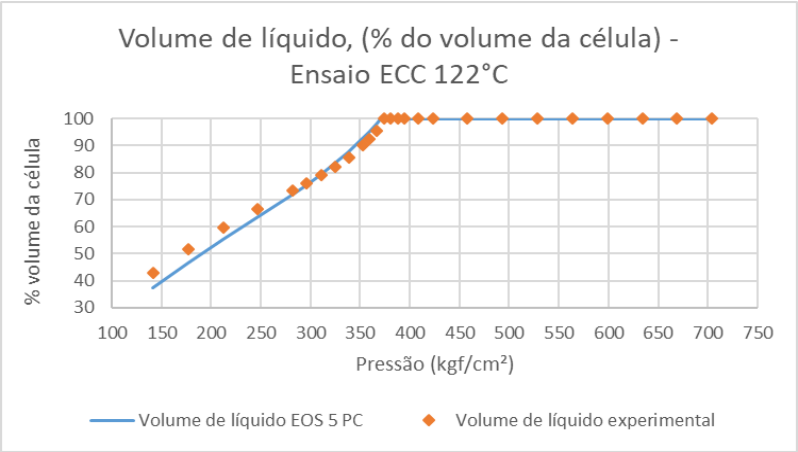


Figura A.96: Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 122 °C.

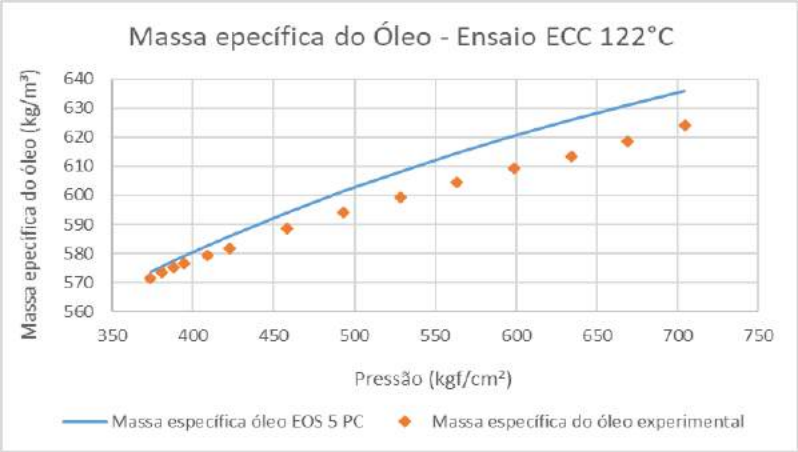


Figura A.97: Massa específica de óleo, ECC a 122 °C.

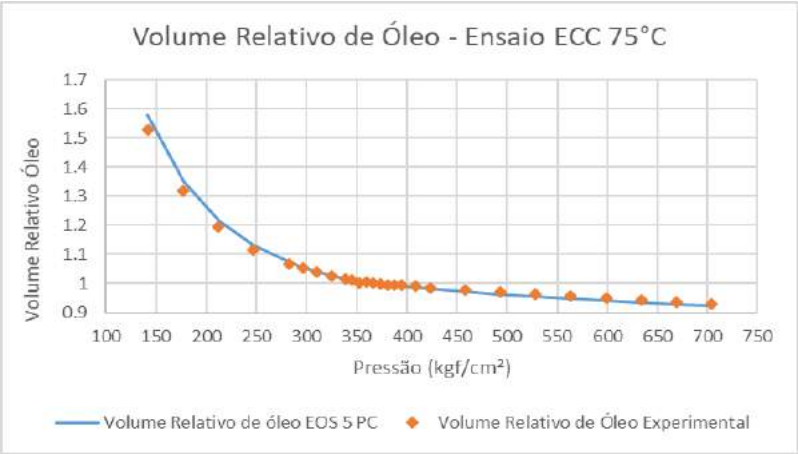


Figura A.98: Volume relativo de óleo, ECC a 75 °C.

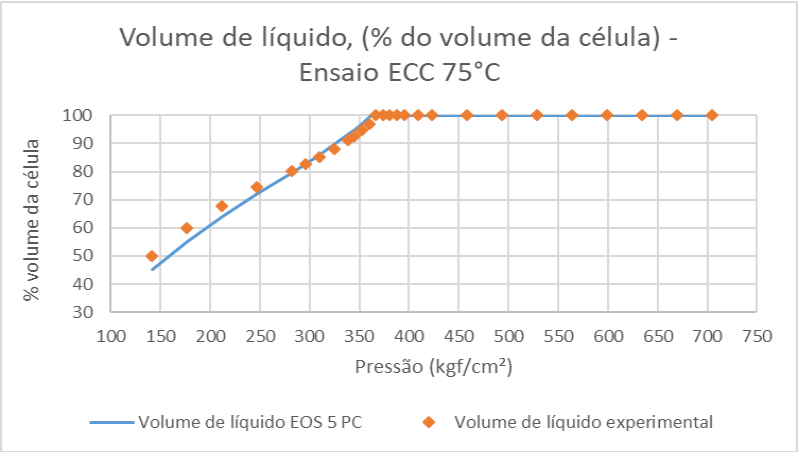


Figura A.99: Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 75 °C.

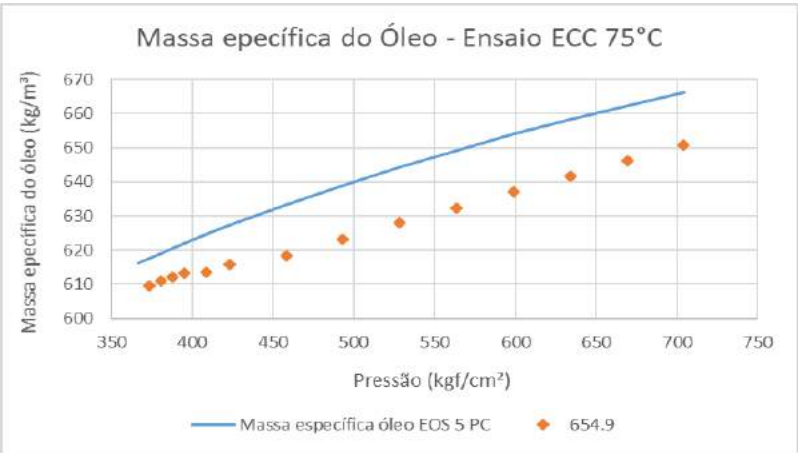


Figura A.100: Massa específica de óleo, ECC a 75 °C.

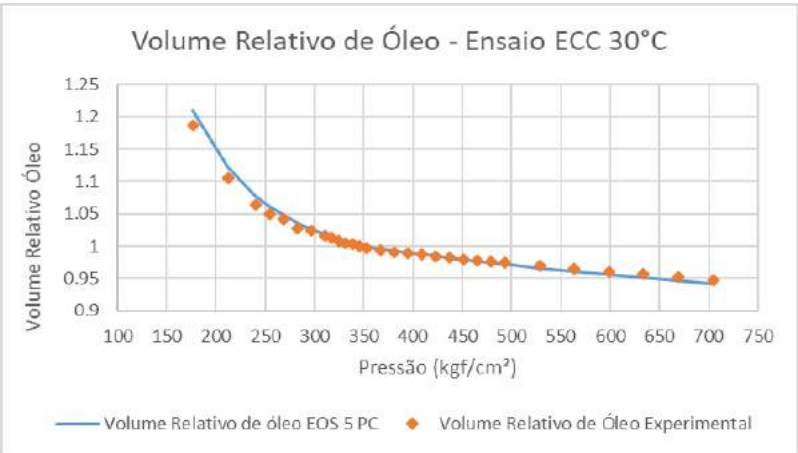


Figura A.101: Volume relativo de óleo, ECC a 30 °C.

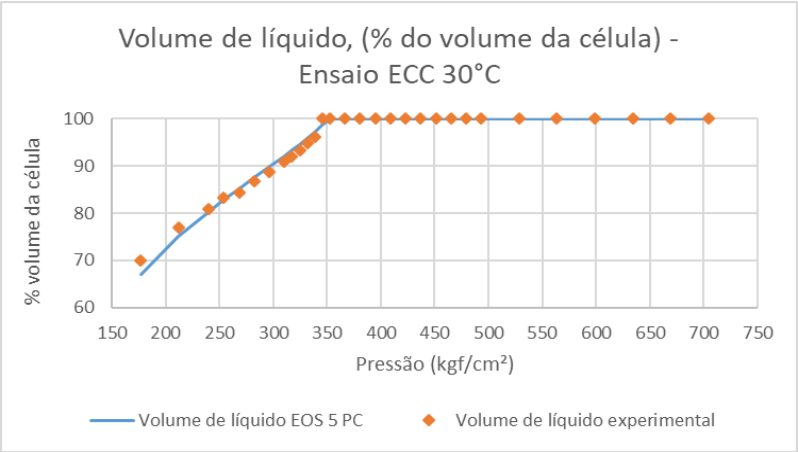


Figura A.102: Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 30 °C.

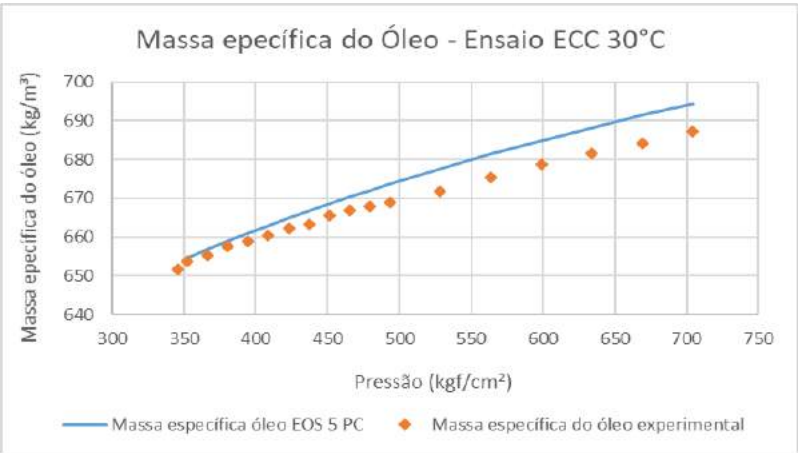


Figura A.103: Massa específica de óleo, ECC a 30 °C.

A.5.3

Ensaio de expansão a volume constante

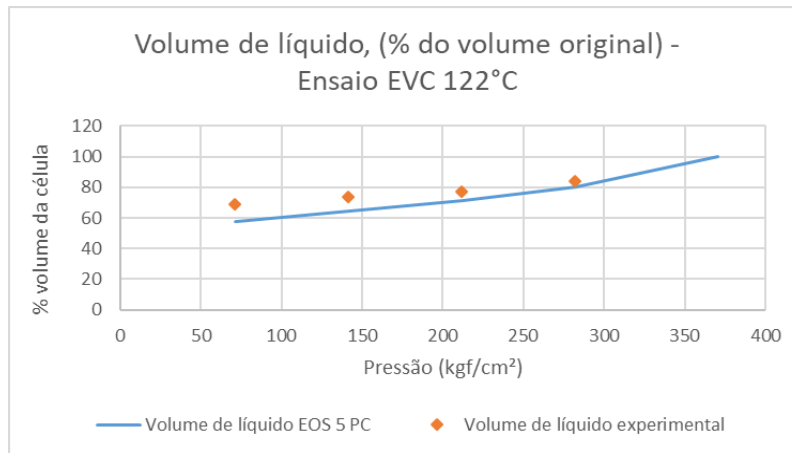


Figura A.104: Volume de líquido, % do volume original, EVC a 122 °C.

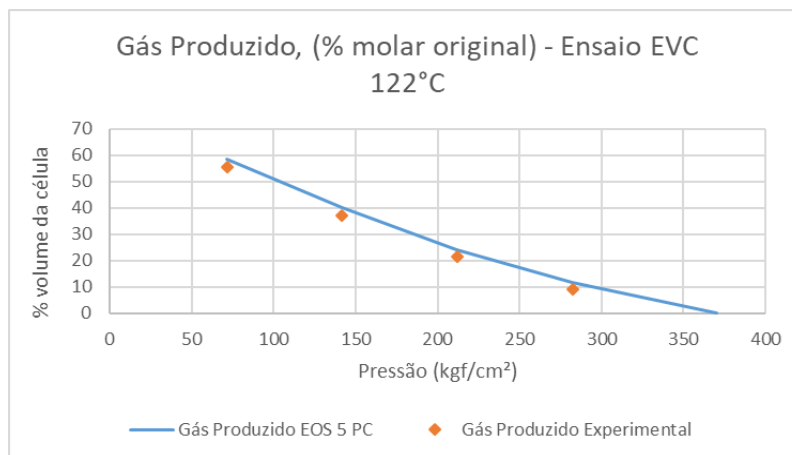


Figura A.105: Gás produzido, % molar original, EVC a 122 °C.

A.6

Regressão da EOS com 4 PC

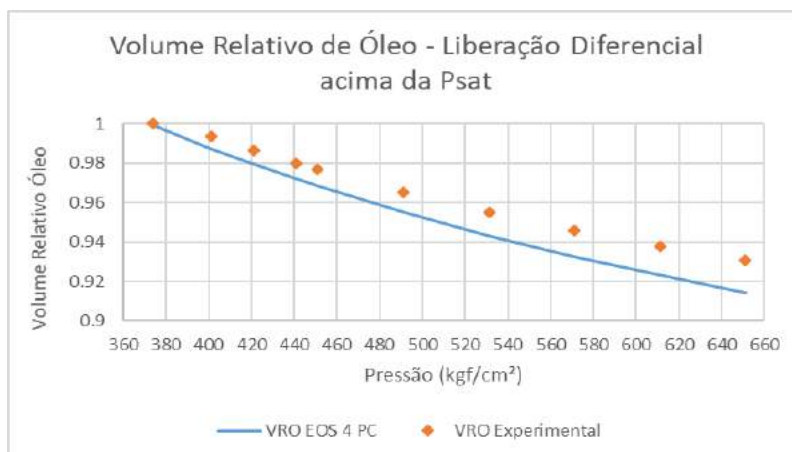


Figura A.106: Volume relativo de óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.

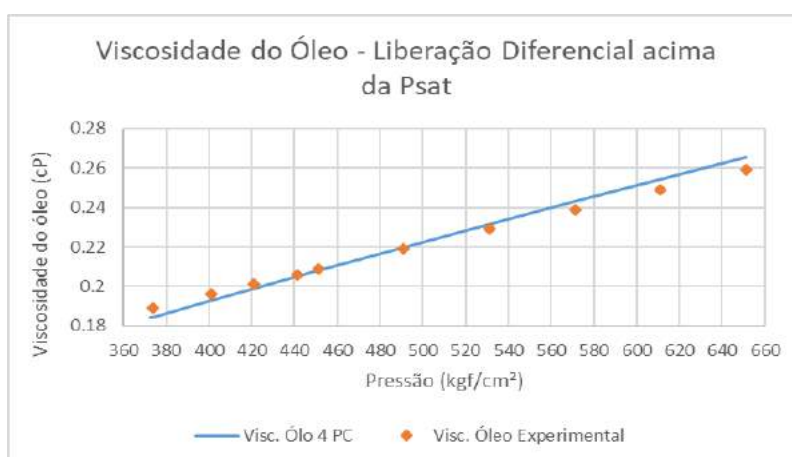


Figura A.107: Viscosidade do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.

A.6.1

Ensaio de liberação diferencial

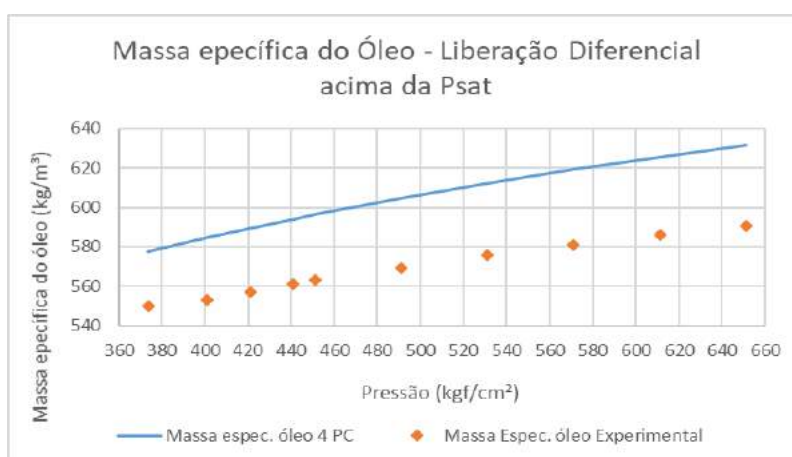


Figura A.108: Massa específica do óleo da liberação diferencial acima da pressão de saturação.

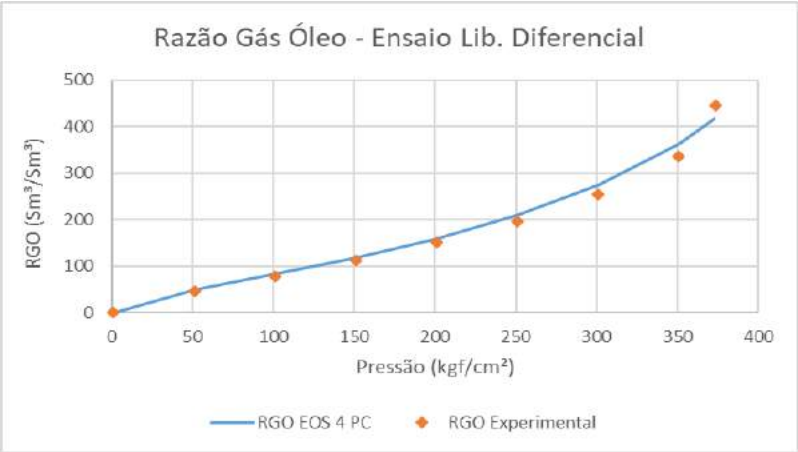


Figura A.109: RGO da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.

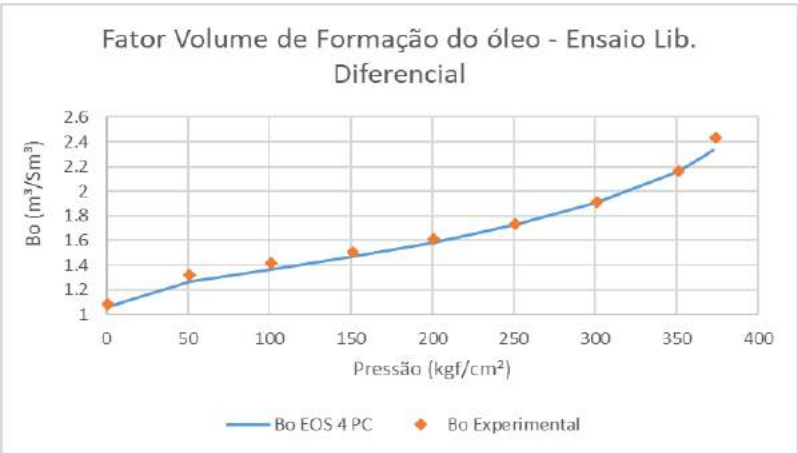


Figura A.110: B_o da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.

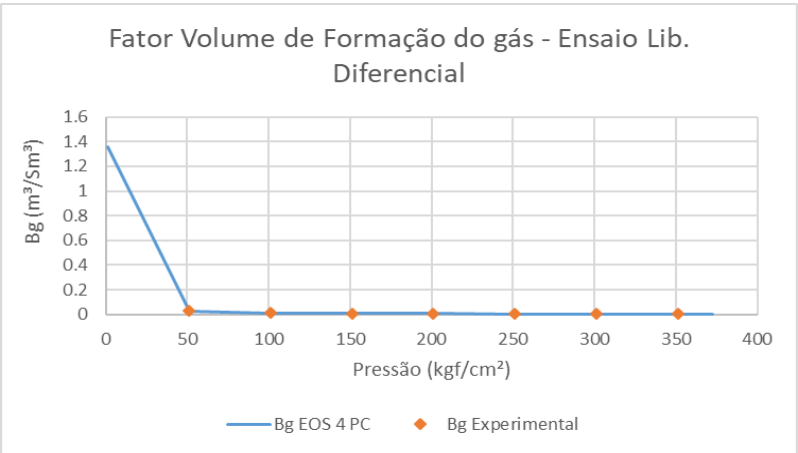


Figura A.111: B_g da liberação diferencial abaixo da pressão de saturação.

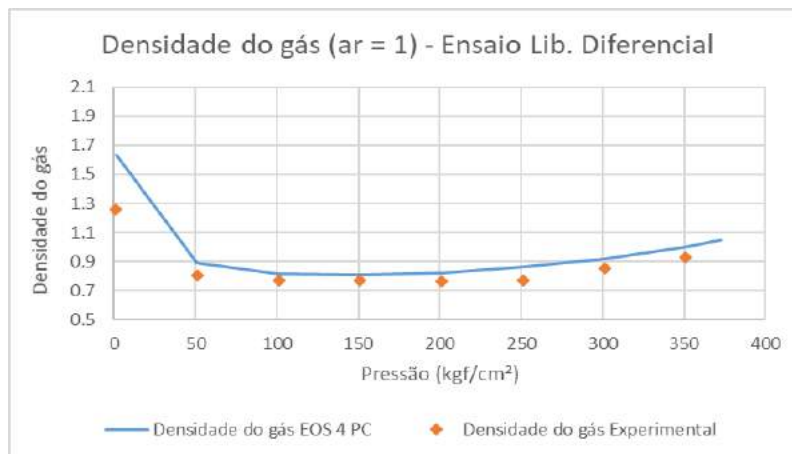


Figura A.112: Densidade do gás abaixo da pressão de saturação.

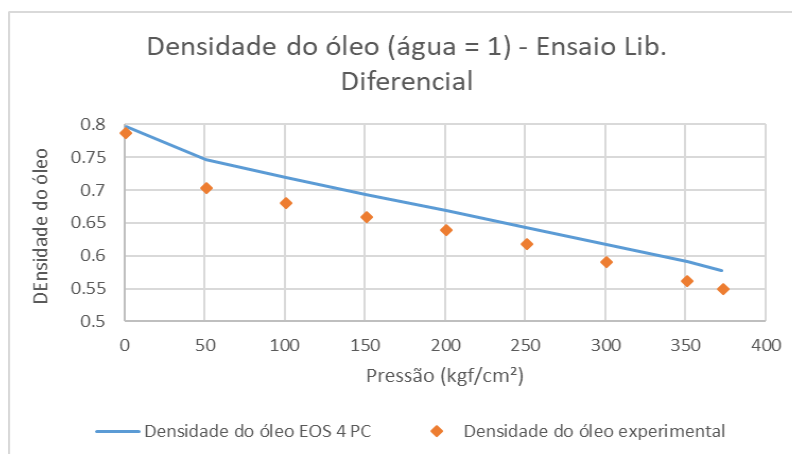


Figura A.113: Densidade do óleo abaixo da pressão de saturação.

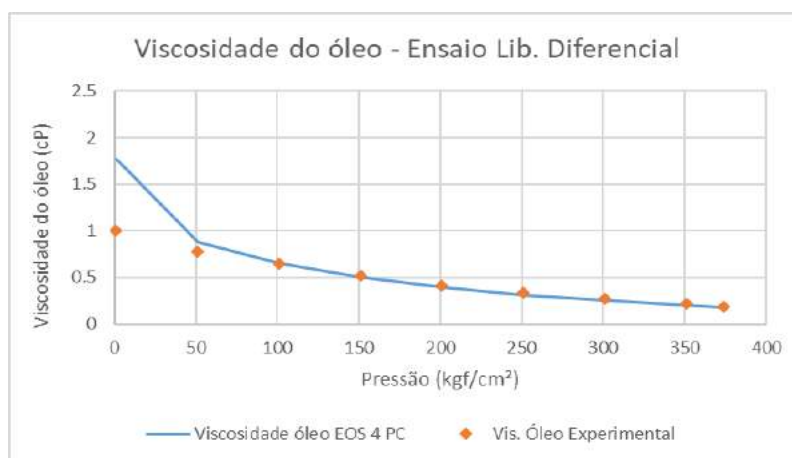


Figura A.114: Viscosidade do óleo abaixo da pressão de saturação.

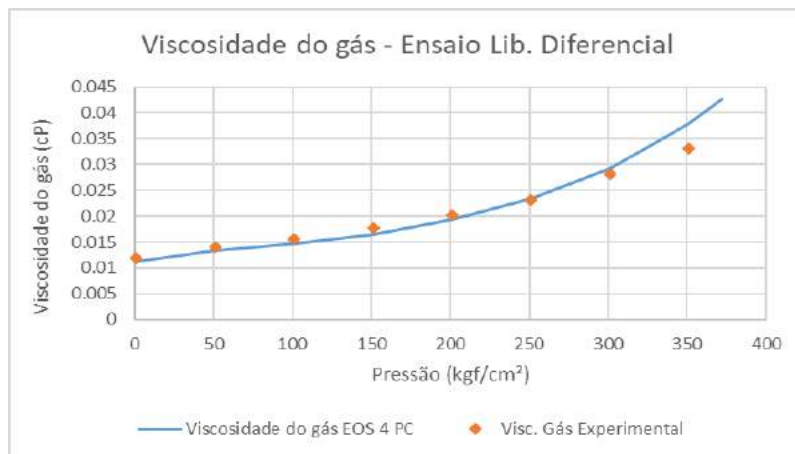


Figura A.115: Viscosidade do gás abaixo da pressão de saturação.

A.6.2

Ensaios de expansão a composição constante $T=122^{\circ}\text{C}$, 75°C e 30°C

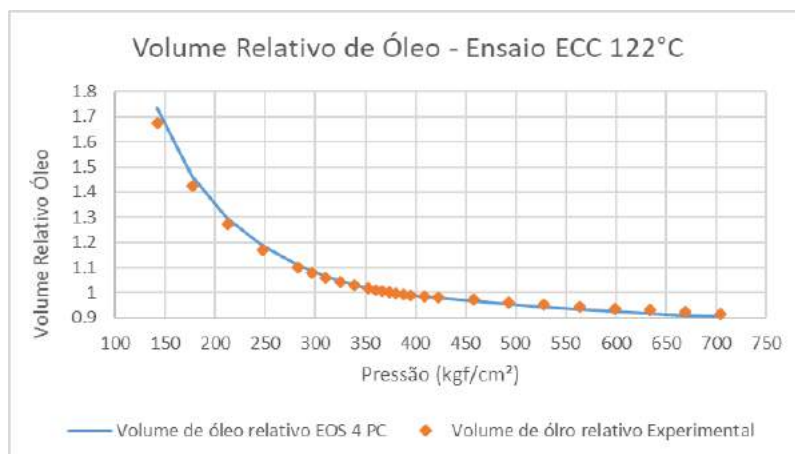


Figura A.116: Volume relativo de óleo, ECC a 122°C .

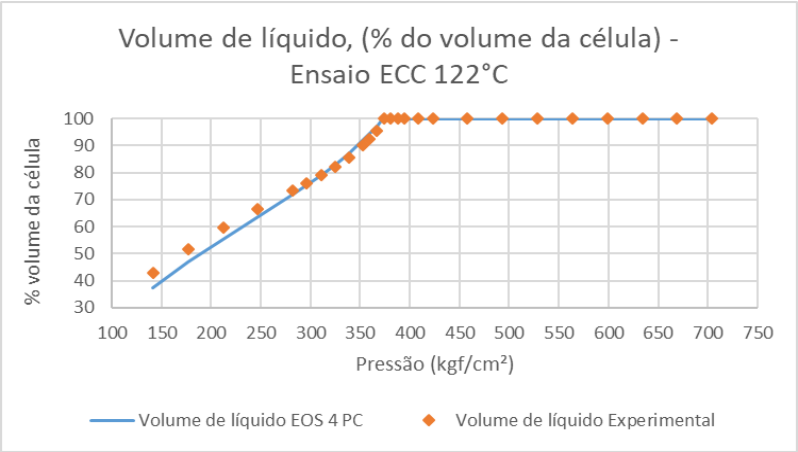


Figura A.117: Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 122 °C.

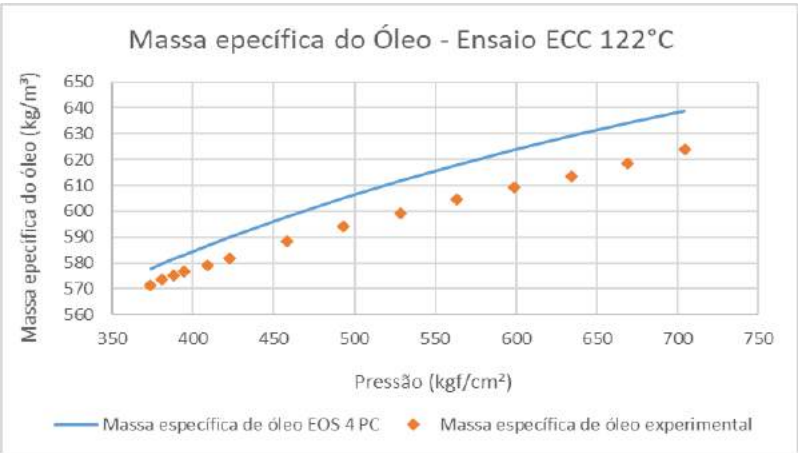


Figura A.118: Massa específica de óleo, ECC a 122 °C.

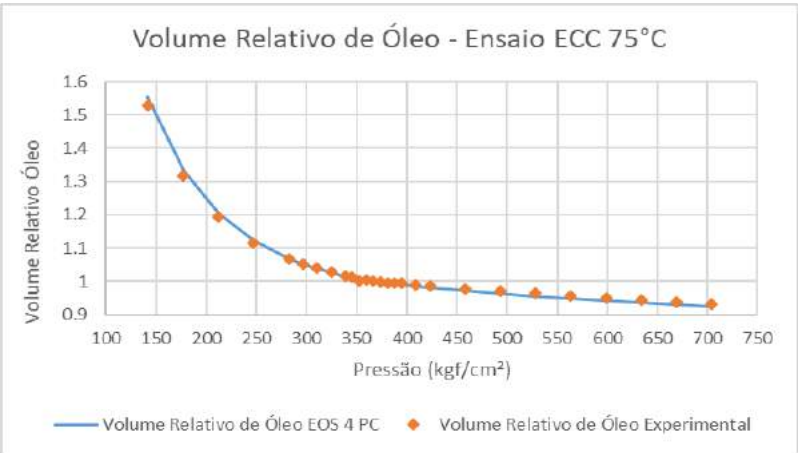


Figura A.119: Volume relativo de óleo, ECC a 75 °C.

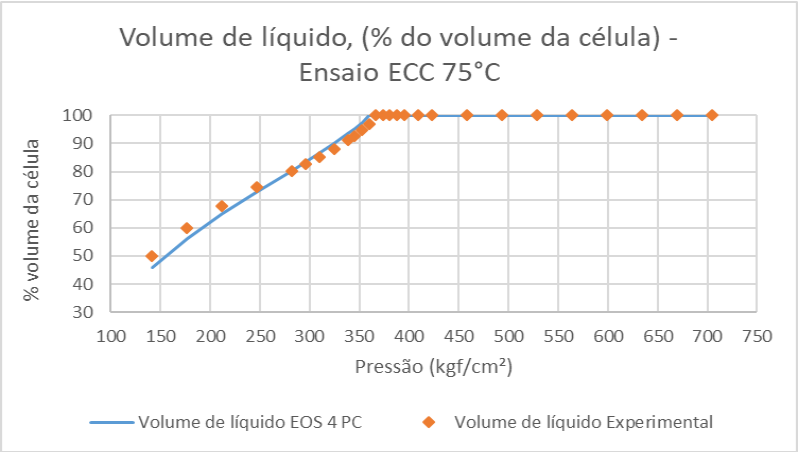


Figura A.120: Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 75 °C.

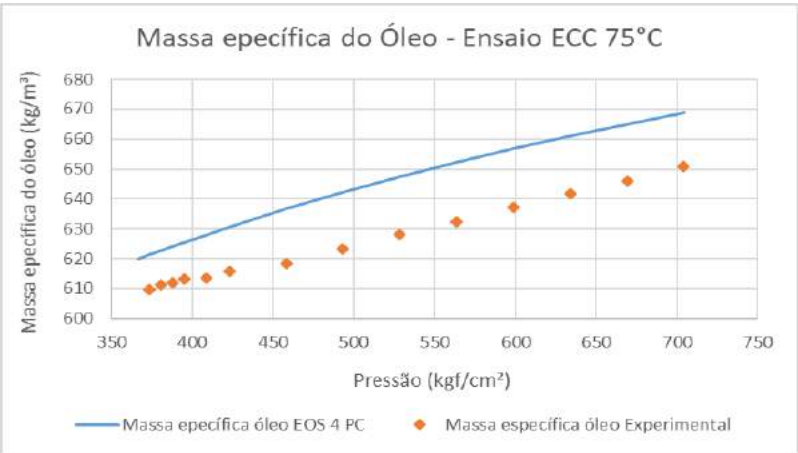


Figura A.121: Massa específica de óleo, ECC a 75 °C.

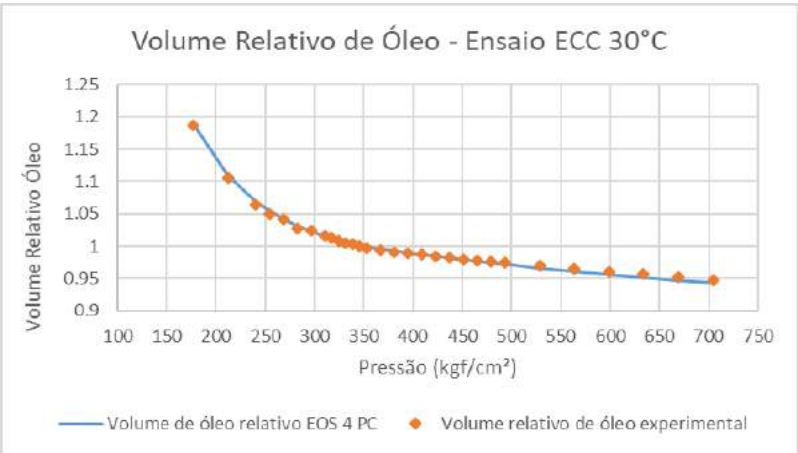


Figura A.122: Volume relativo de óleo, ECC a 30 °C.

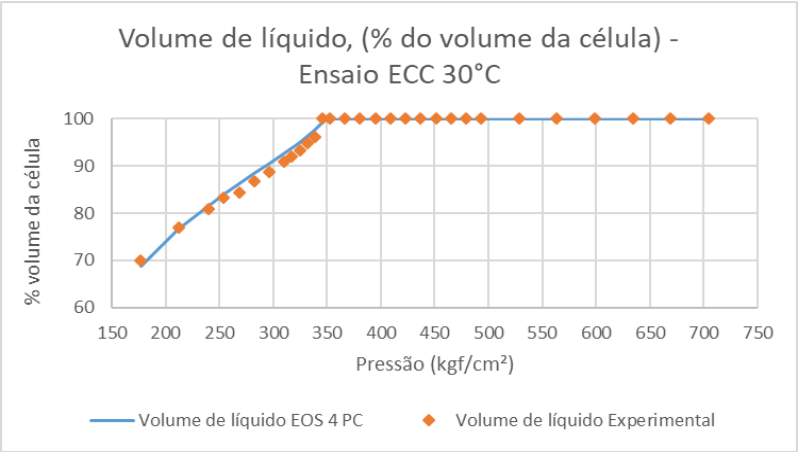


Figura A.123: Volume de líquido, % do volume da célula, ECC a 30 °C.

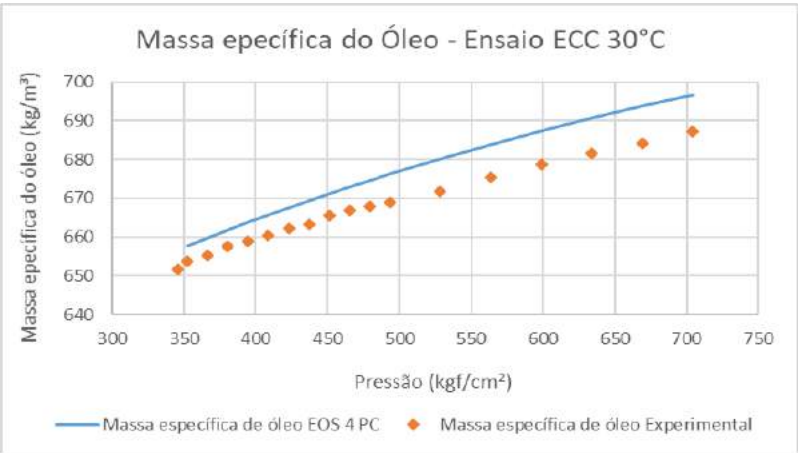


Figura A.124: Massa específica de óleo, ECC a 30 °C.

A.6.3
Ensaio de expansão a volume constante

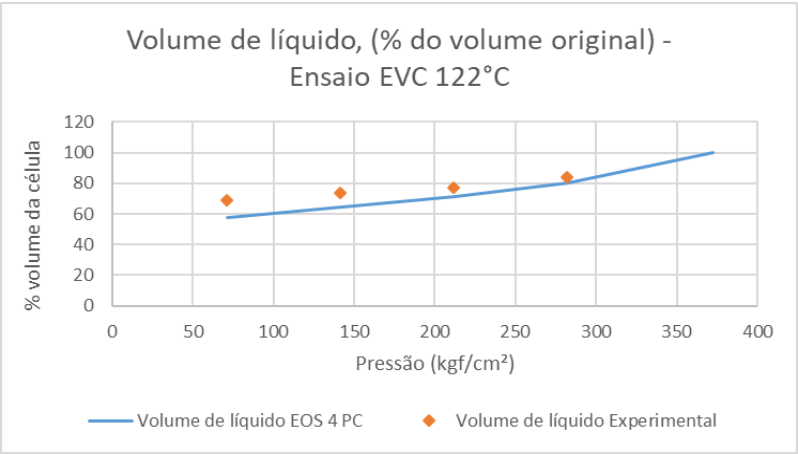


Figura A.125: Volume de líquido, % do volume original, EVC a 122 °C.

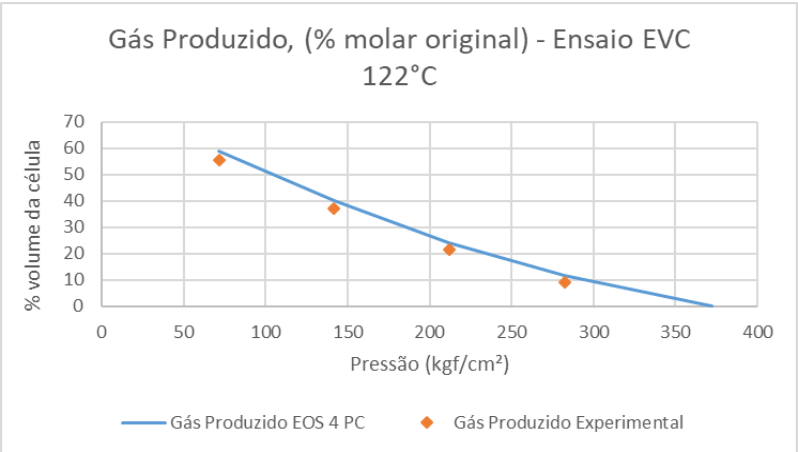


Figura A.126: Gás produzido, % molar original, EVC a 122 °C.

B

Resultados - Escoamento no meio poroso

B.1

EOS 24 PC versus EOS 14 PC

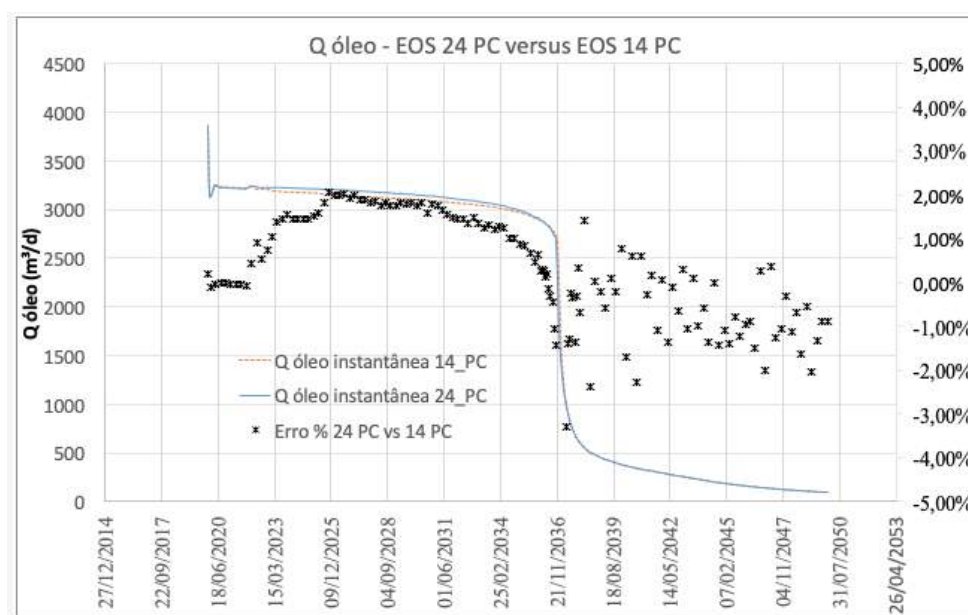


Figura B.1: Vazão de óleo - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

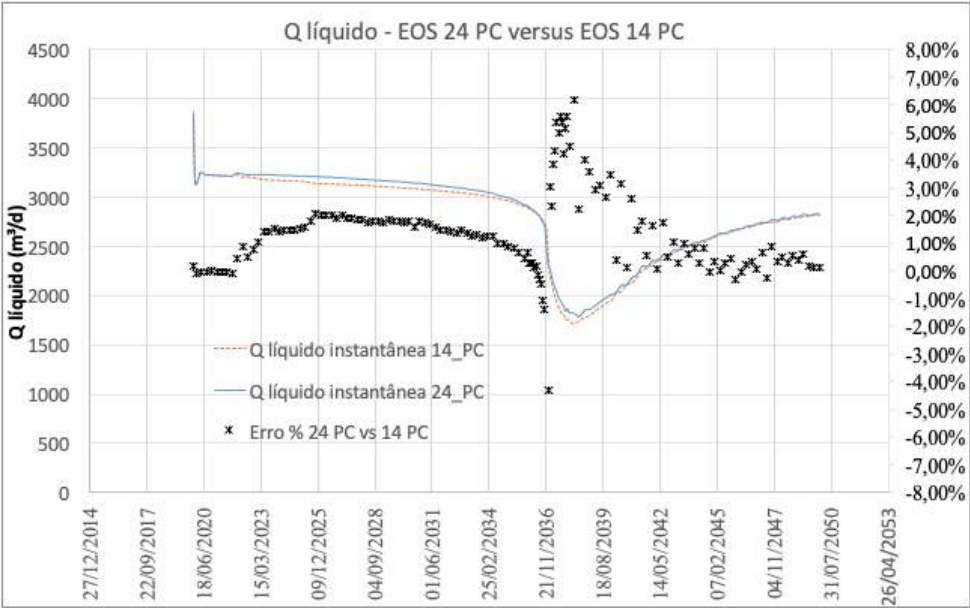


Figura B.2: Vazão de líquido - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

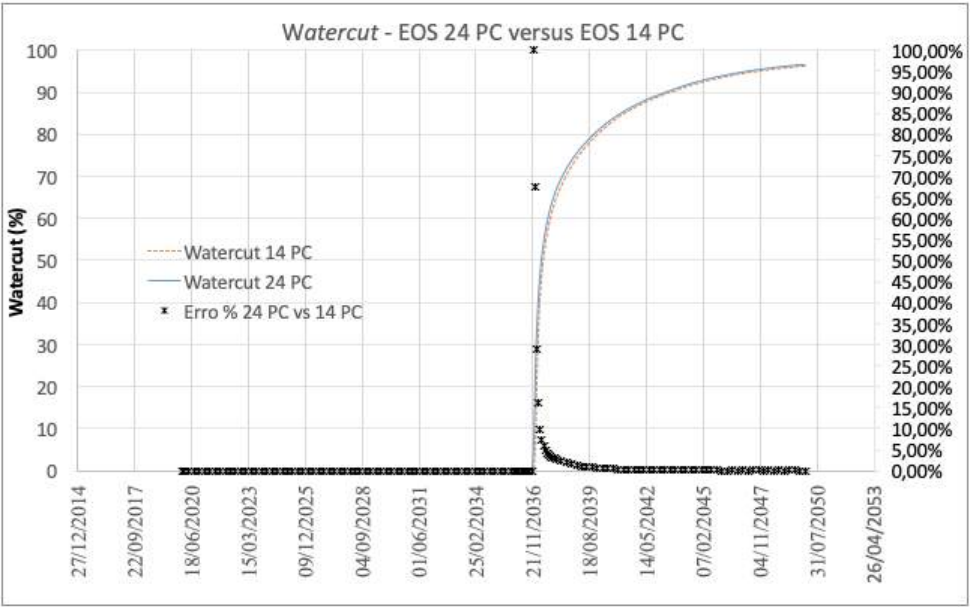


Figura B.3: *watercut* - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

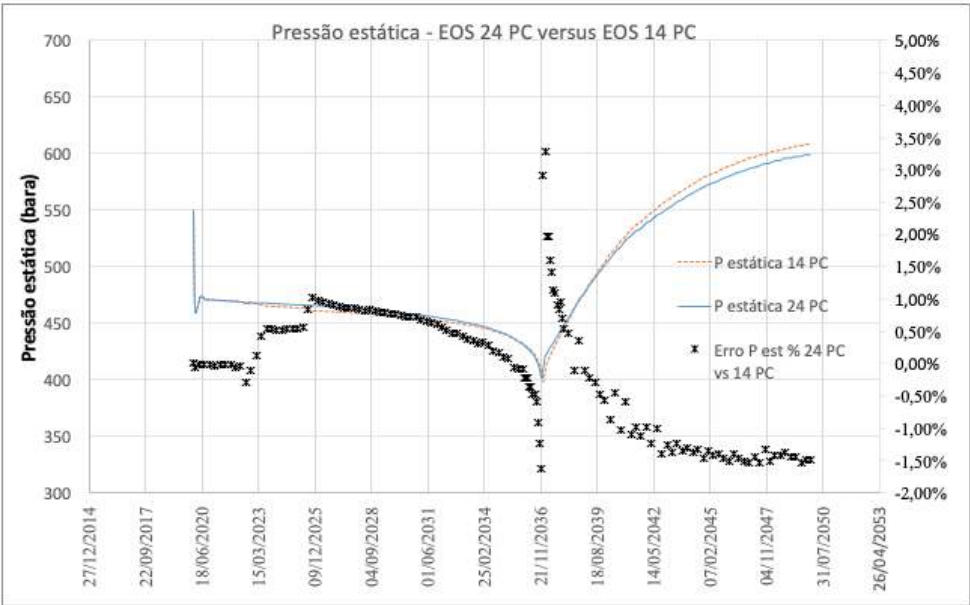


Figura B.4: Pressão estática - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

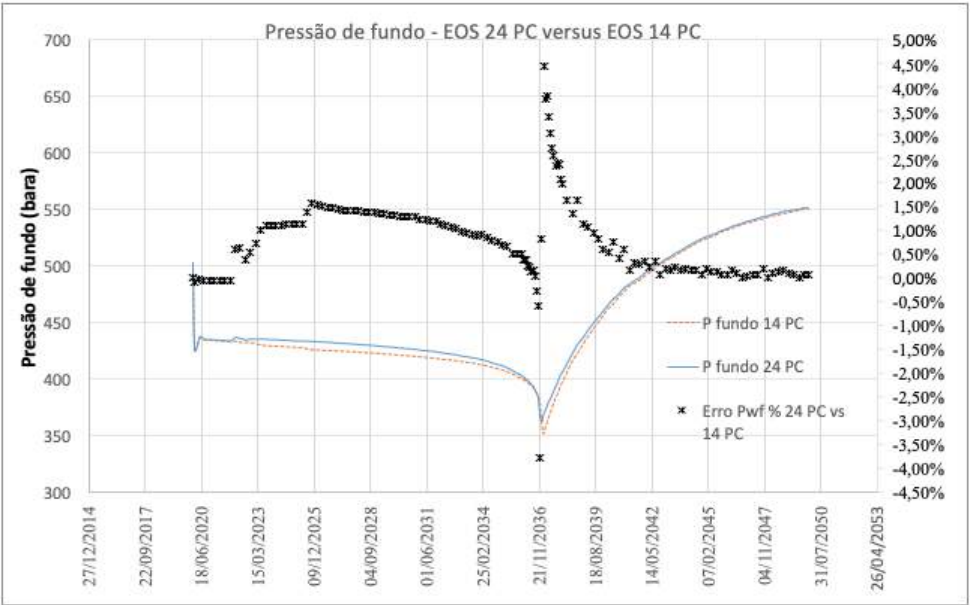


Figura B.5: Pressão de fundo nos canhoneados - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

B.2
EOS 24 PC versus EOS 9 PC

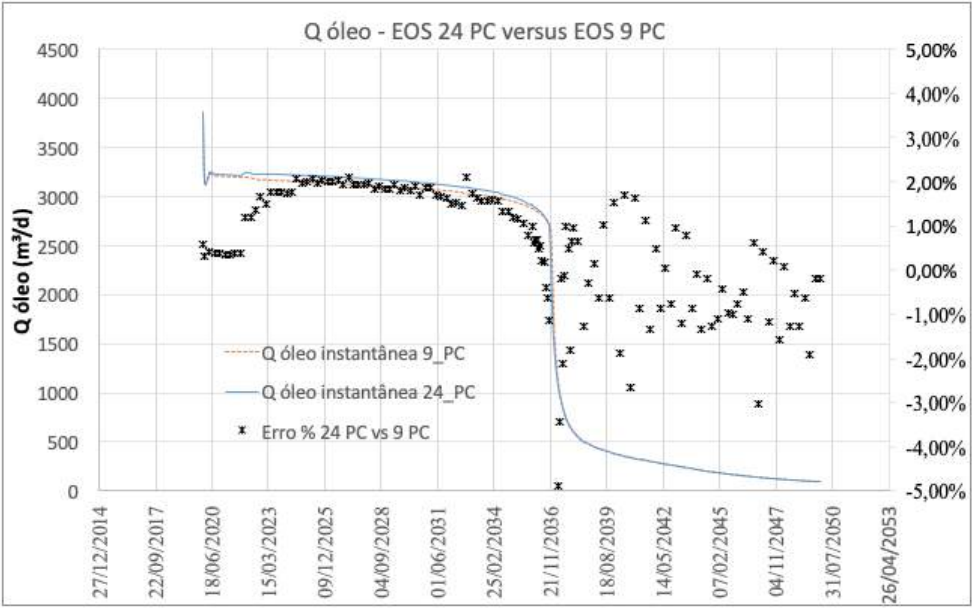


Figura B.6: Vazão de óleo - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

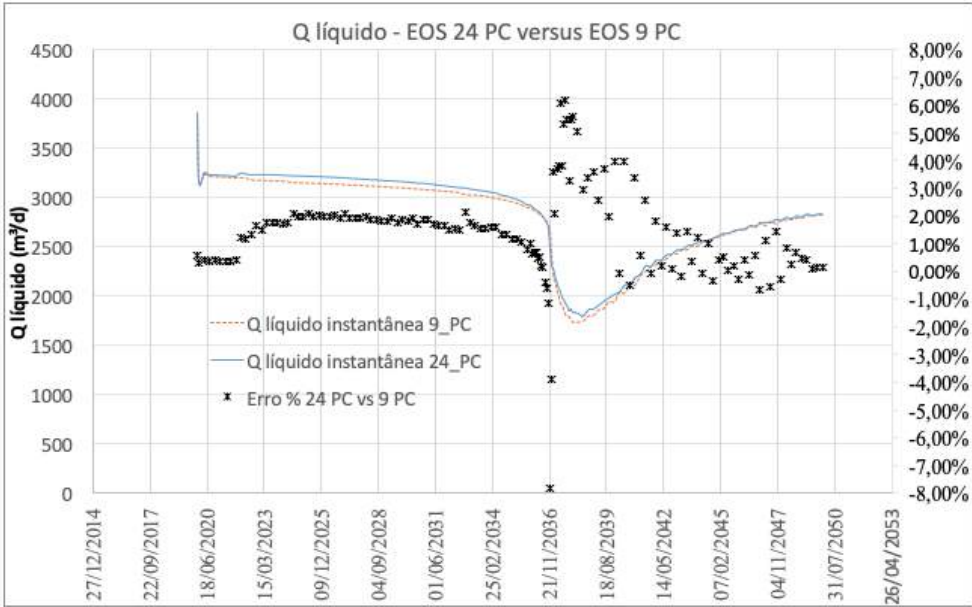


Figura B.7: Vazão de líquido - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

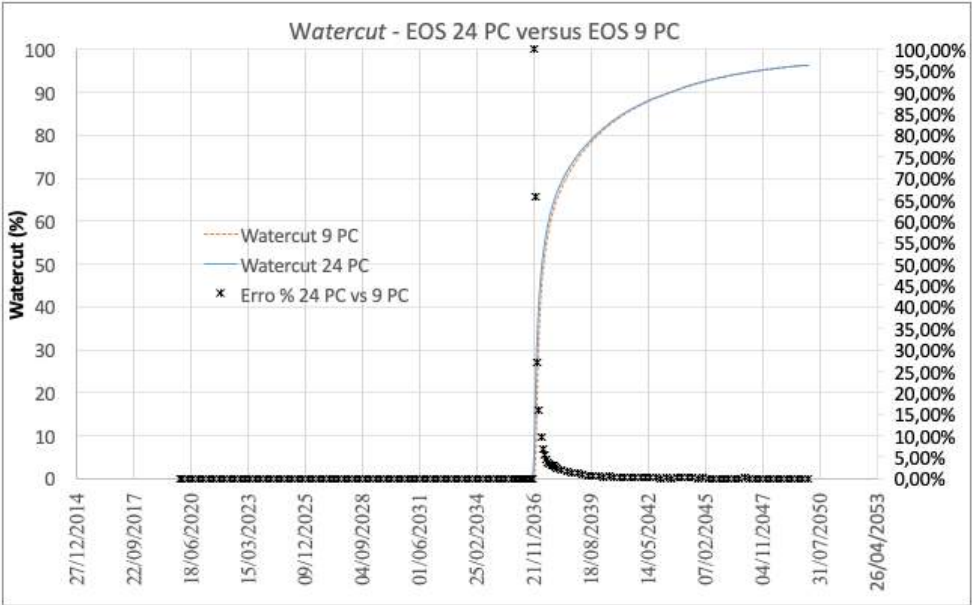


Figura B.8: *watercut* - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

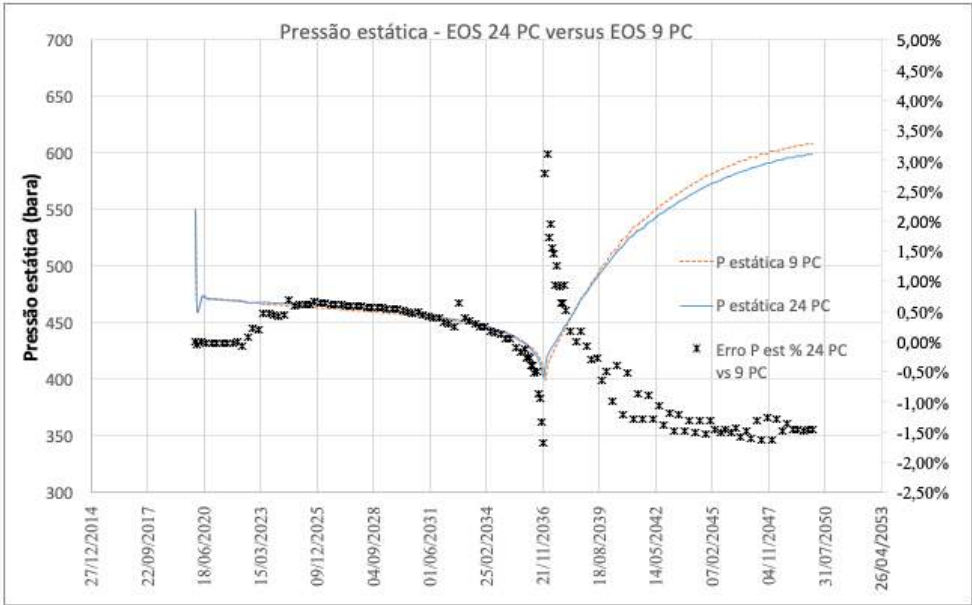


Figura B.9: Pressão estática - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

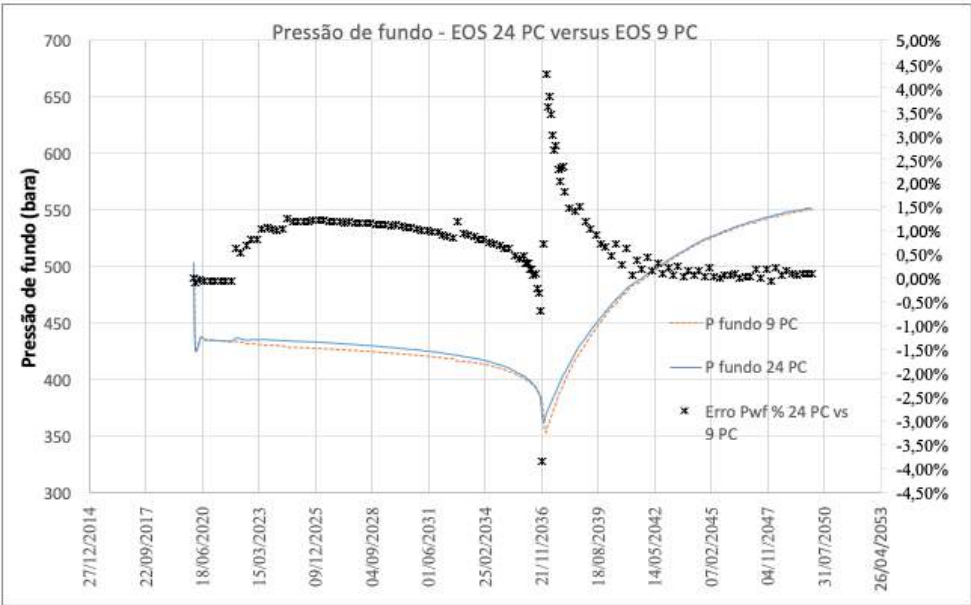


Figura B.10: Pressão de fundo nos canhoneados - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

B.3
EOS 24 PC versus EOS 7 PC

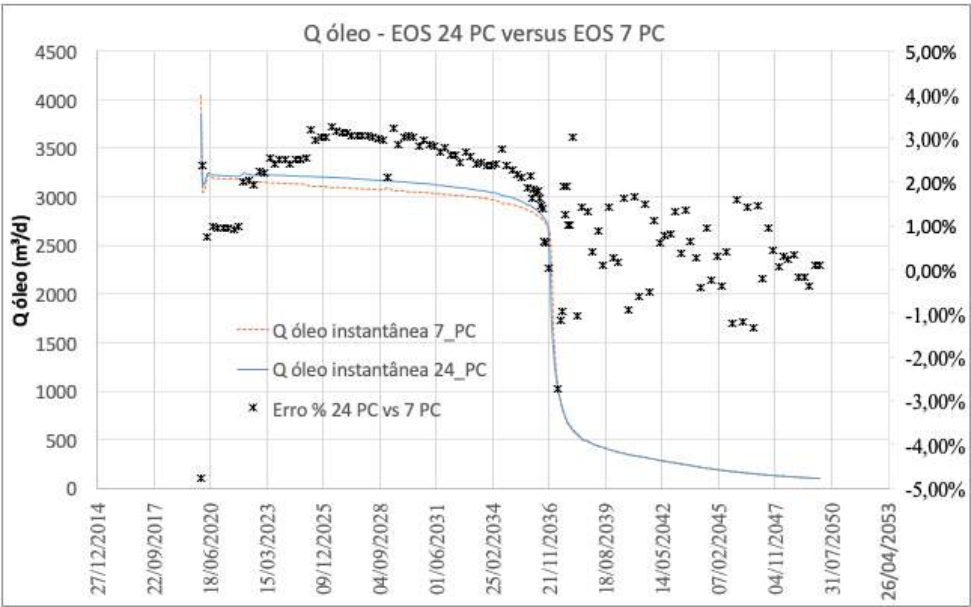


Figura B.11: Vazão de óleo - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

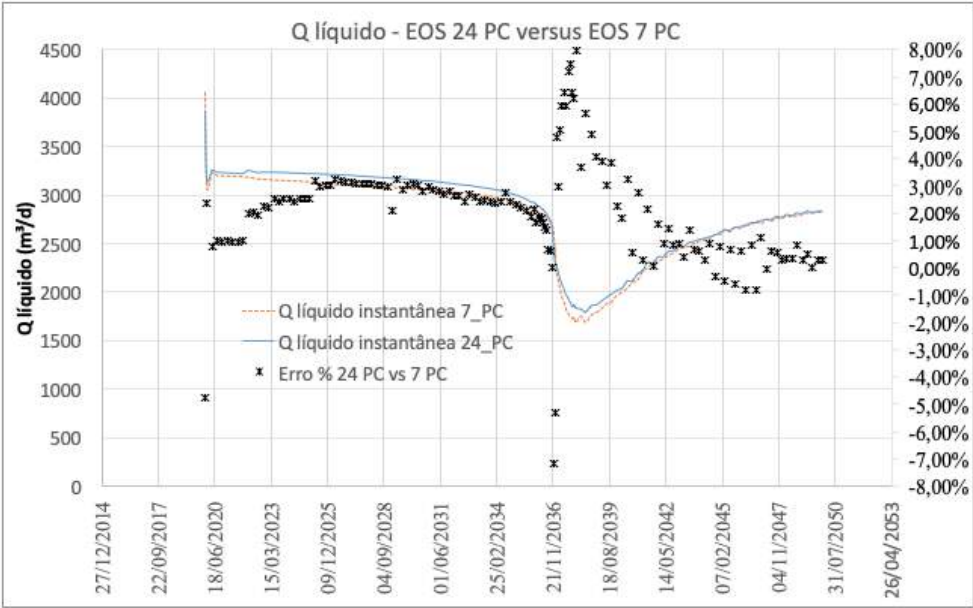


Figura B.12: Vazão de líquido - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

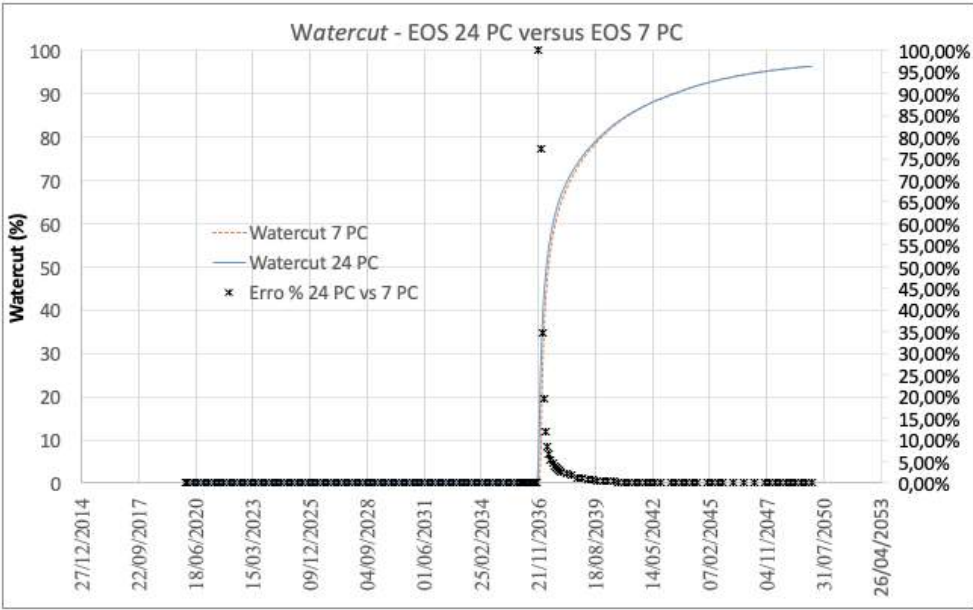


Figura B.13: *watercut* - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

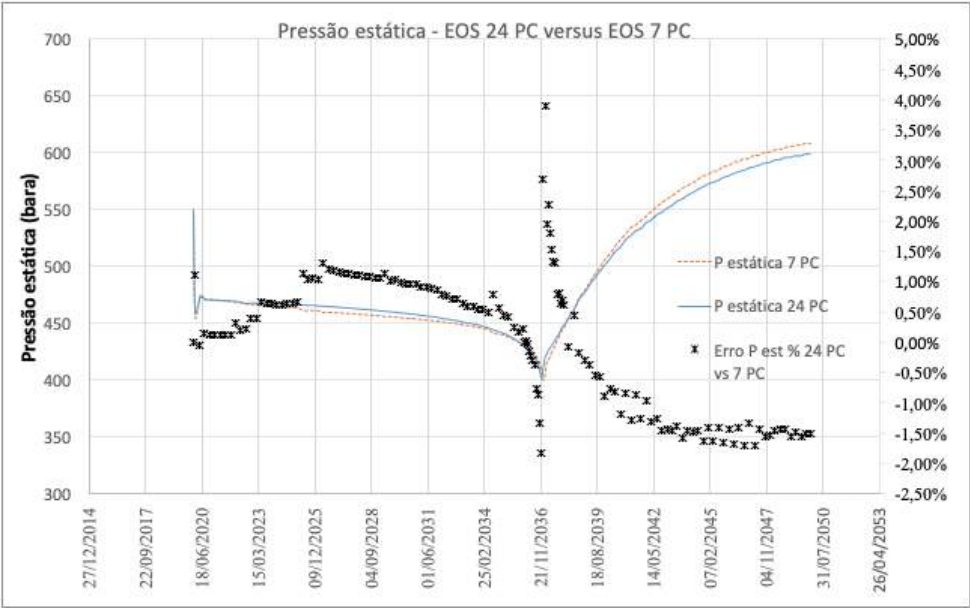


Figura B.14: Pressão estática - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

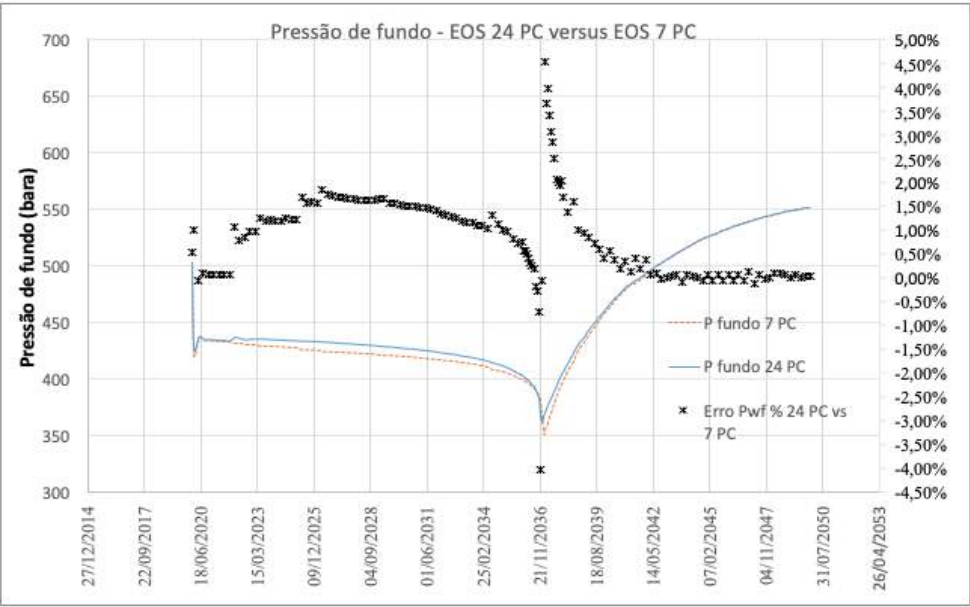


Figura B.15: Pressão de fundo nos canhoneados - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

B.4
EOS 24 PC versus EOS 6 PC

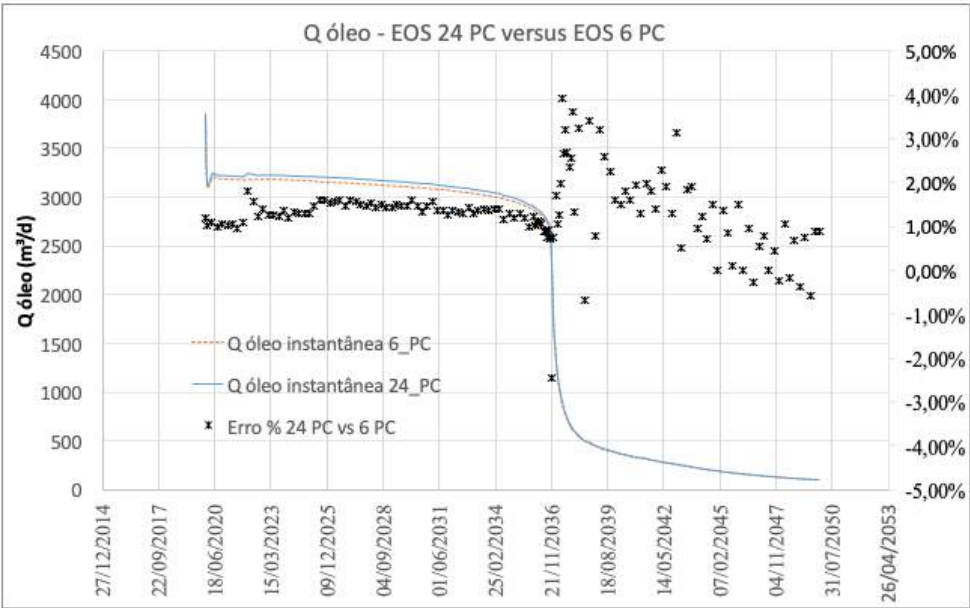


Figura B.16: Vazão de óleo - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

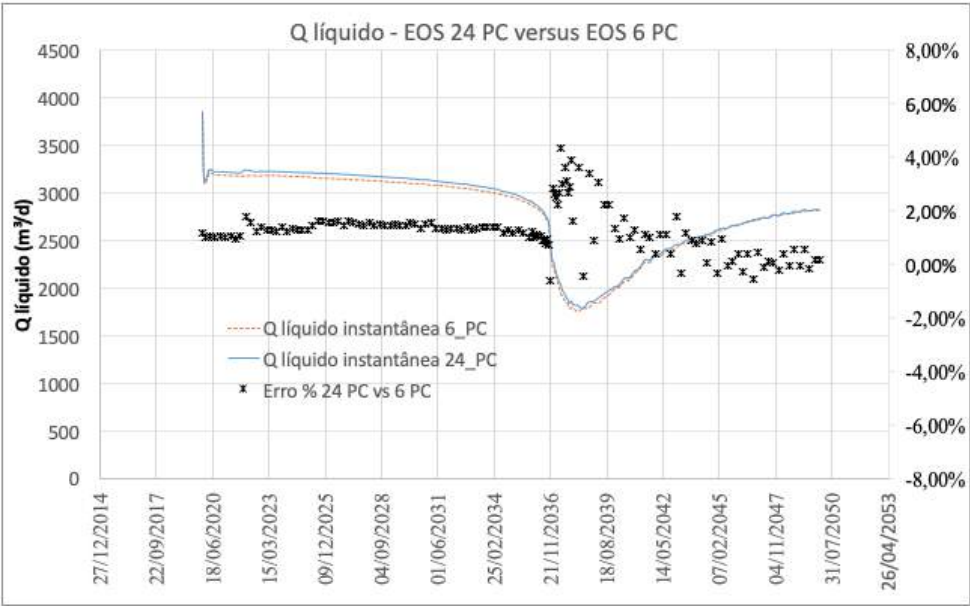


Figura B.17: Vazão de líquido - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

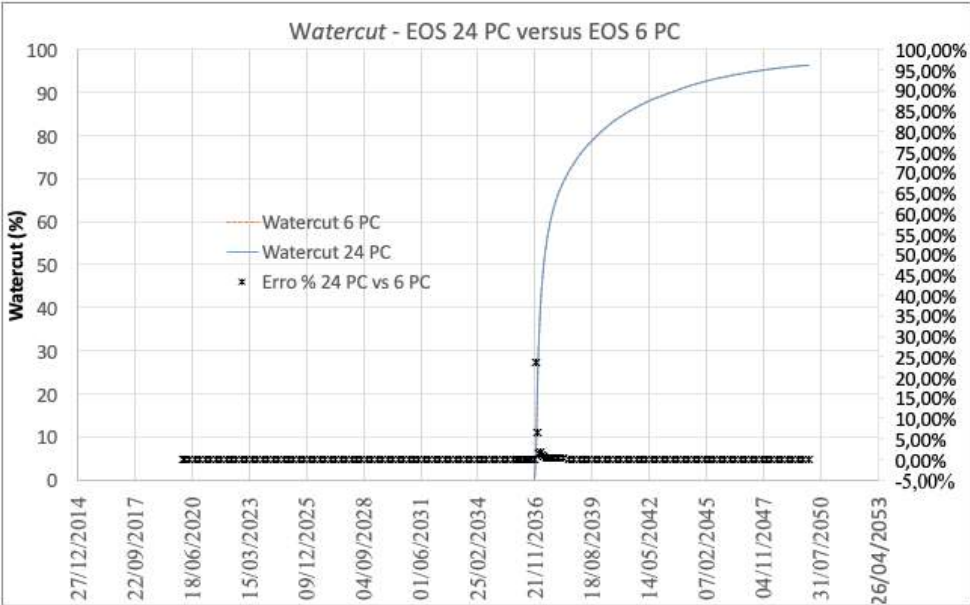


Figura B.18: *watercut* - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

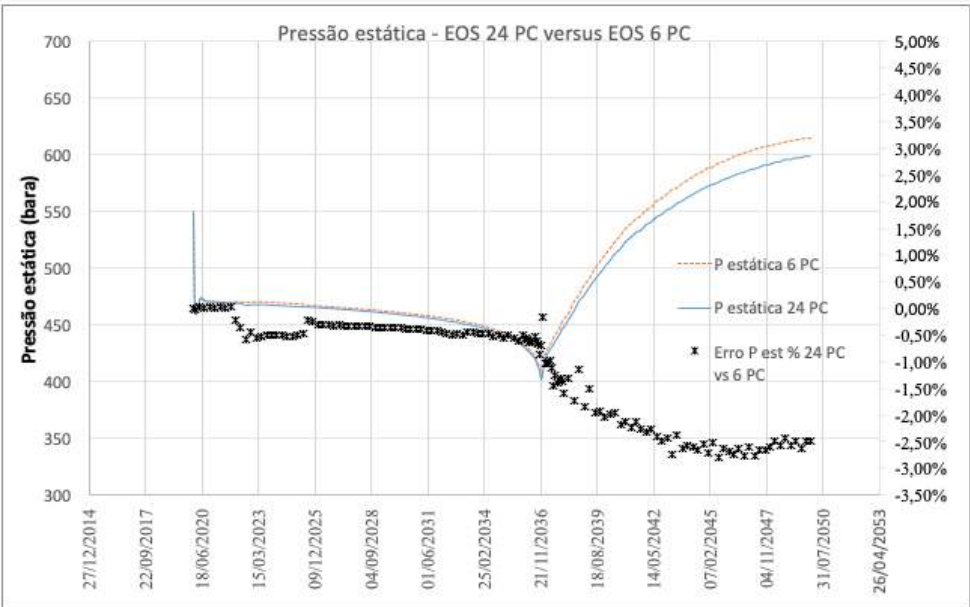


Figura B.19: Pressão estática - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

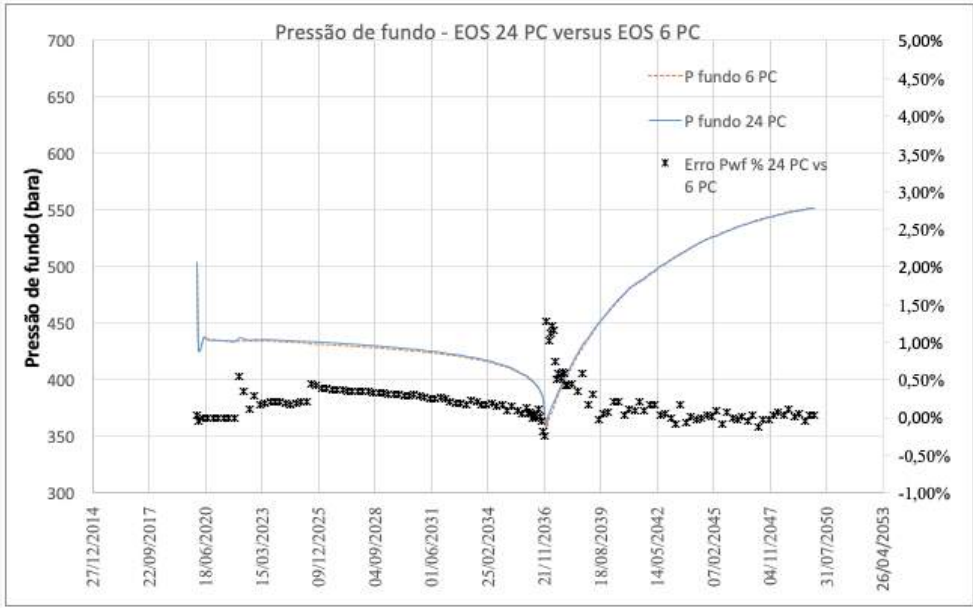


Figura B.20: Pressão de fundo nos canhoneados - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

B.5
EOS 24 PC versus EOS 5 PC

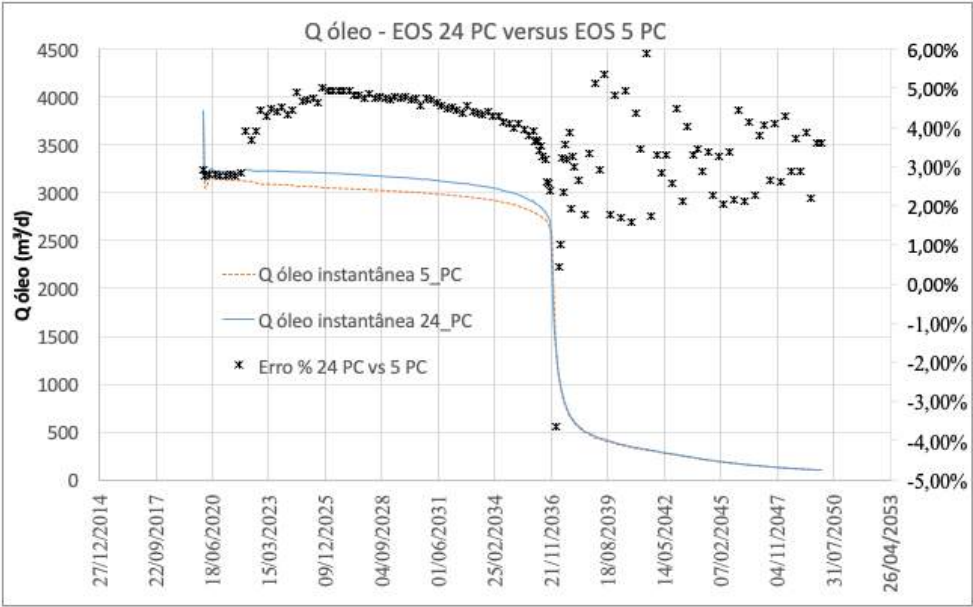


Figura B.21: Vazão de óleo - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

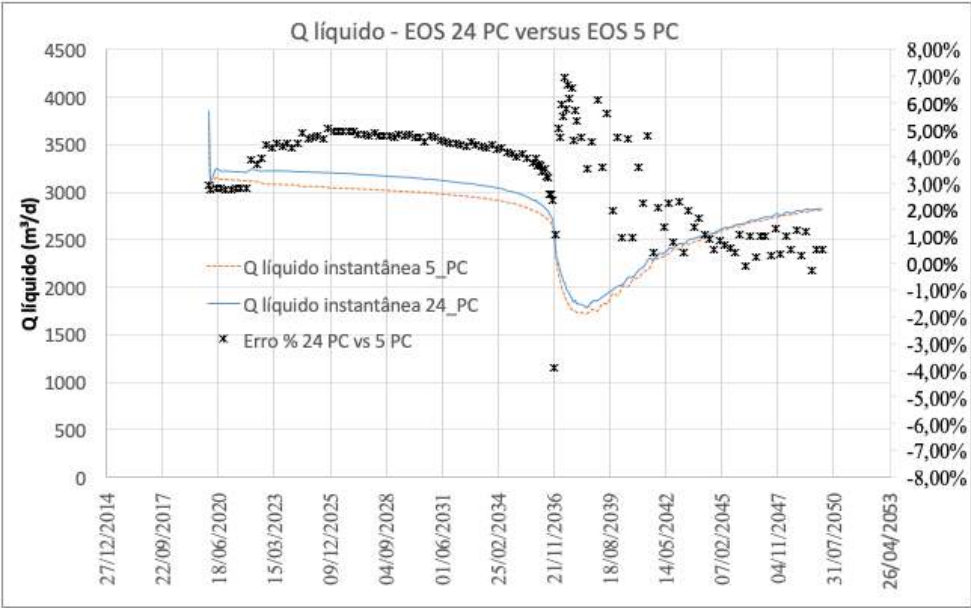


Figura B.22: Vazão de líquido - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

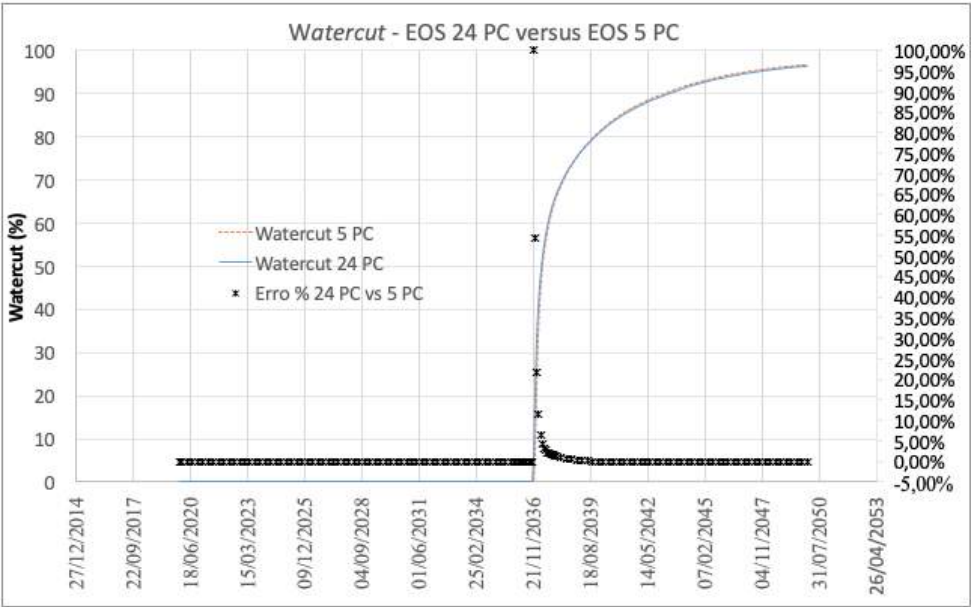


Figura B.23: *watercut* - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

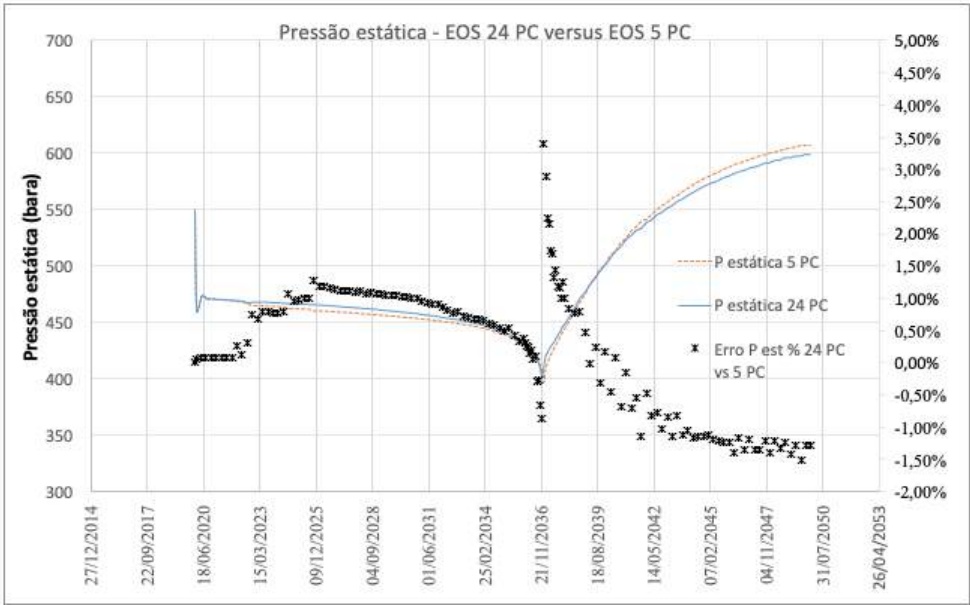


Figura B.24: Pressão estática - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

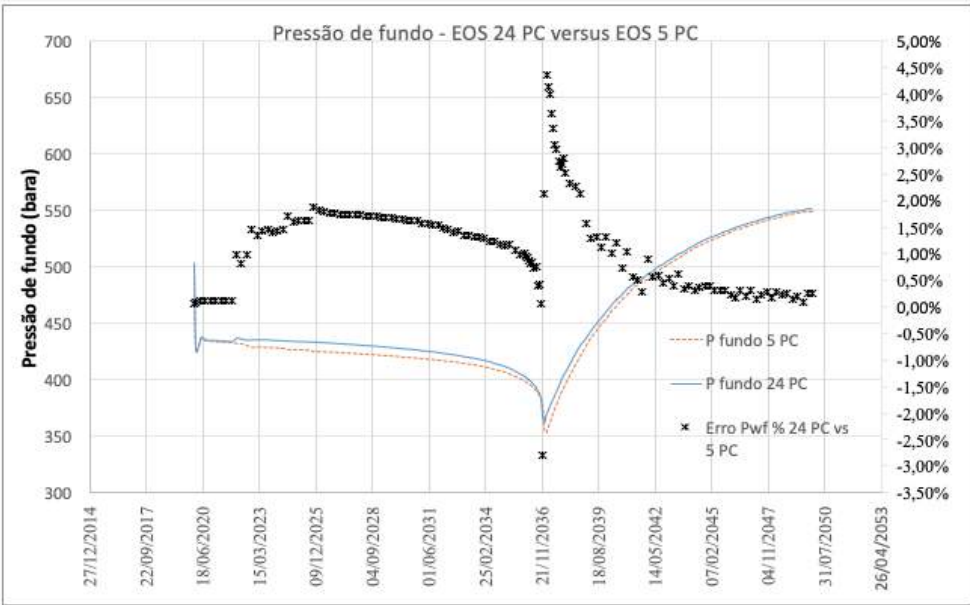


Figura B.25: Pressão de fundo nos canhoneados - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

B.6
EOS 24 PC versus EOS 4 PC

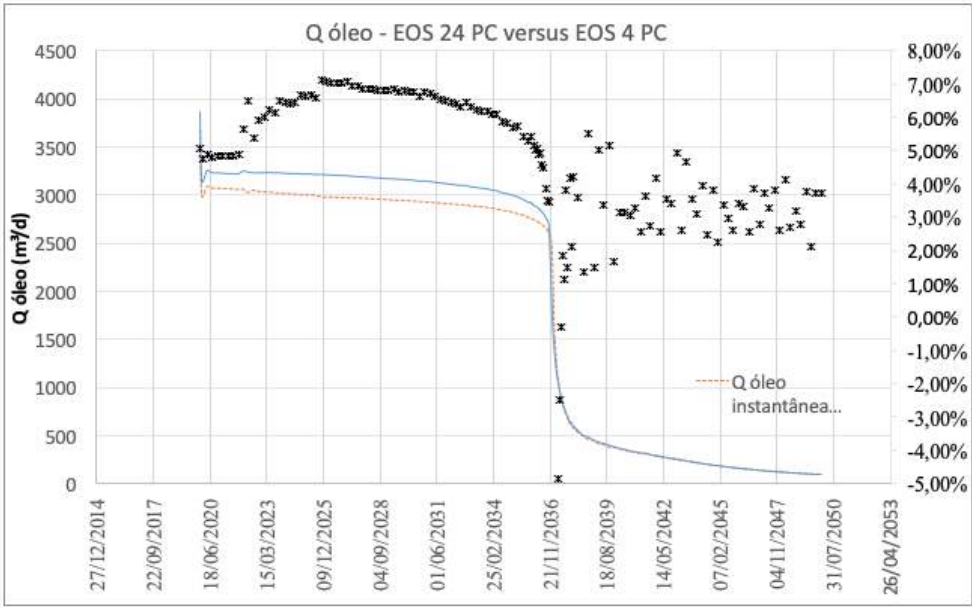


Figura B.26: Vazão de óleo - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

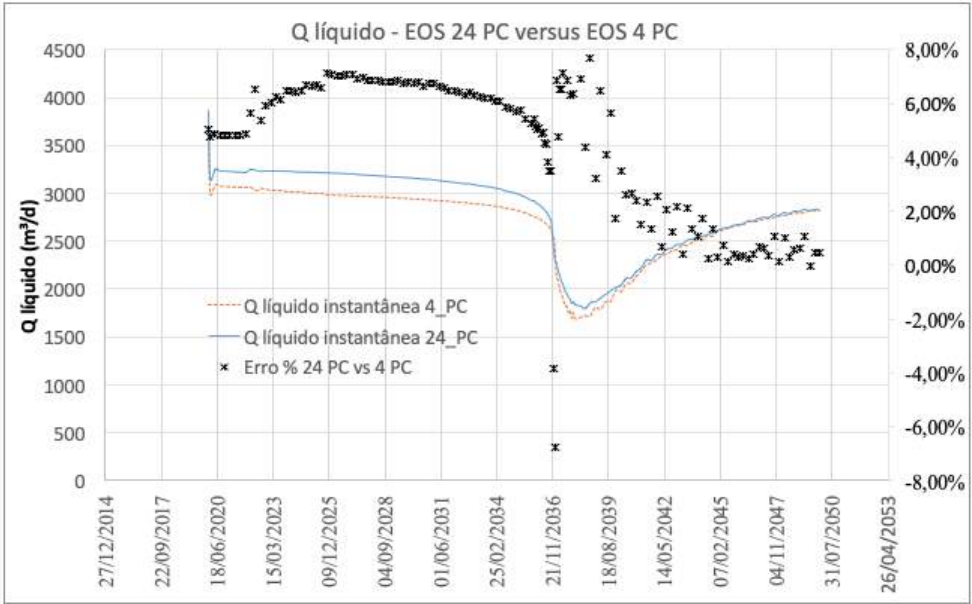


Figura B.27: Vazão de líquido - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

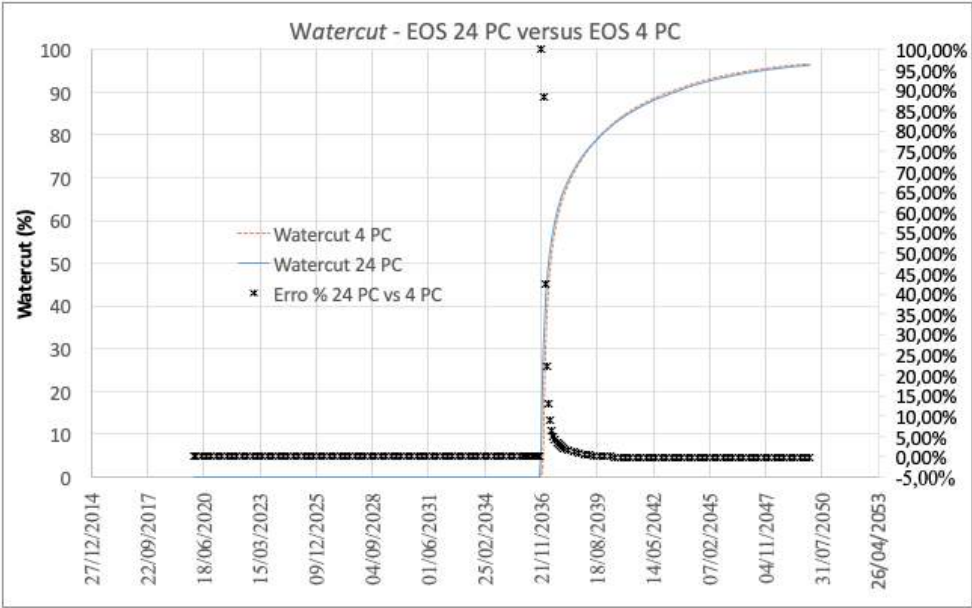


Figura B.28: *watercut* - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

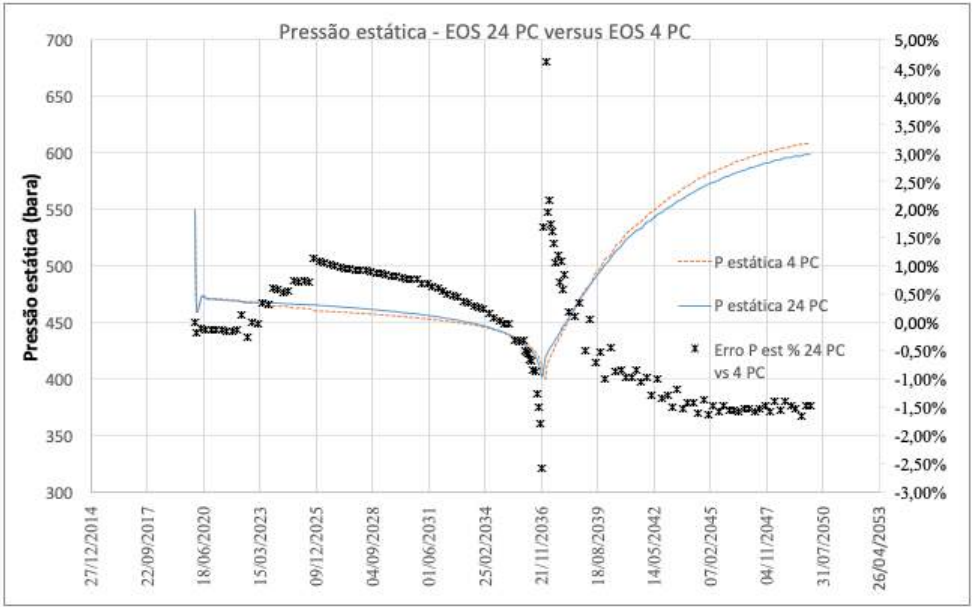


Figura B.29: Pressão estática - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

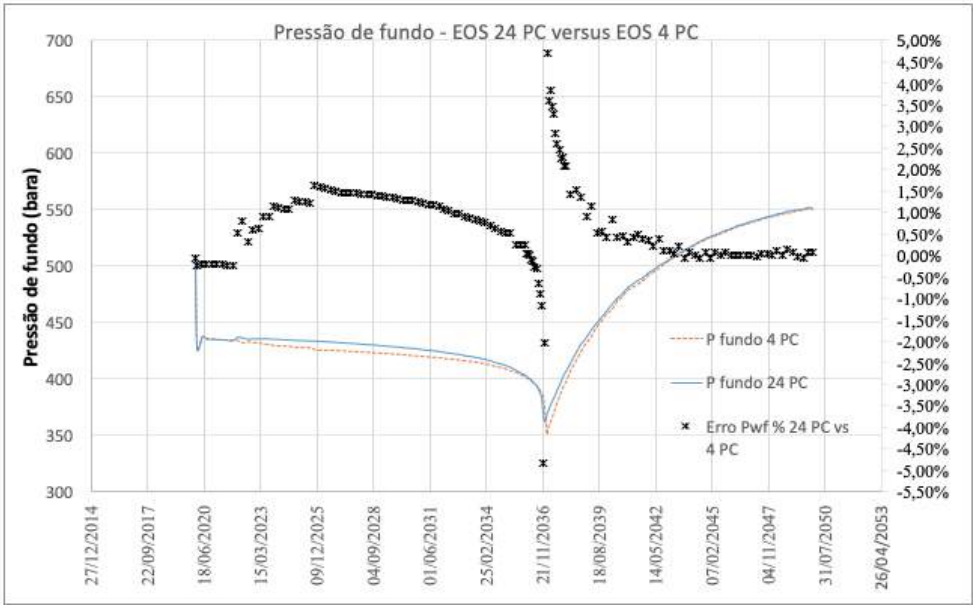


Figura B.30: Pressão de fundo nos canhoneados - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

C

Resultados - Escoamento nas tubulações

C.1

EOS 24 PC versus EOS 14 PC

C.1.1

Cenário 1 - Período inicial logo após a abertura do poço

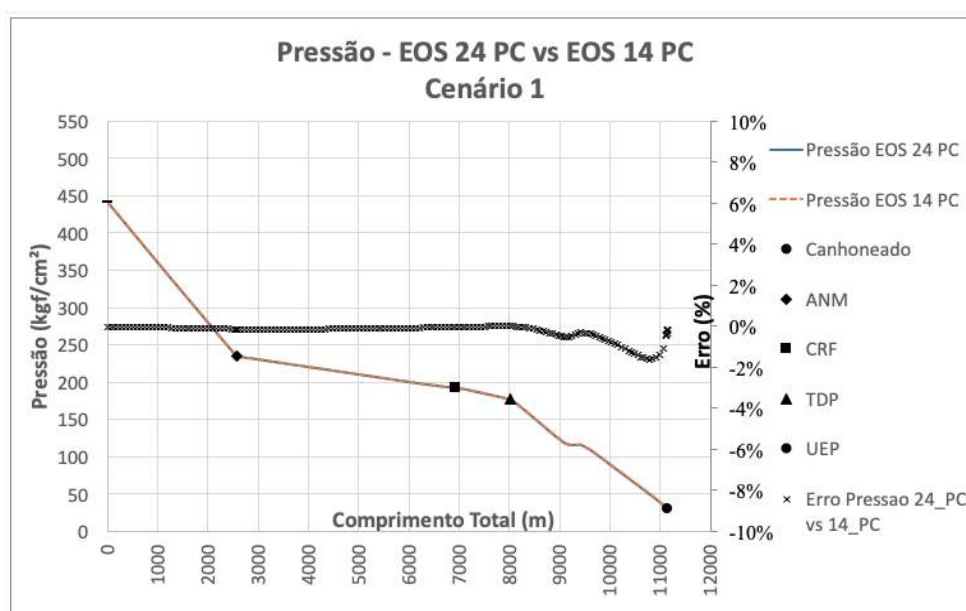


Figura C.1: Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

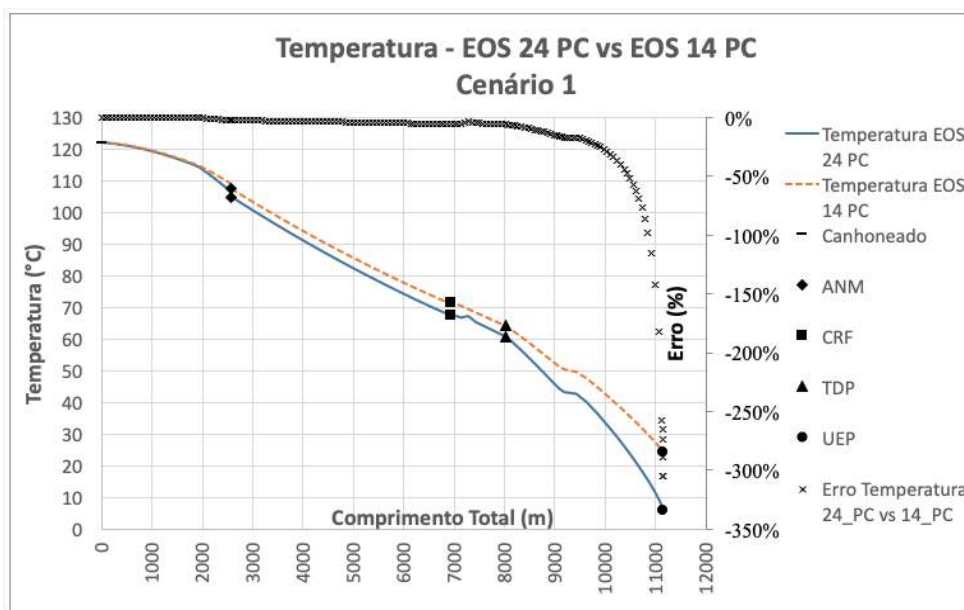


Figura C.2: Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

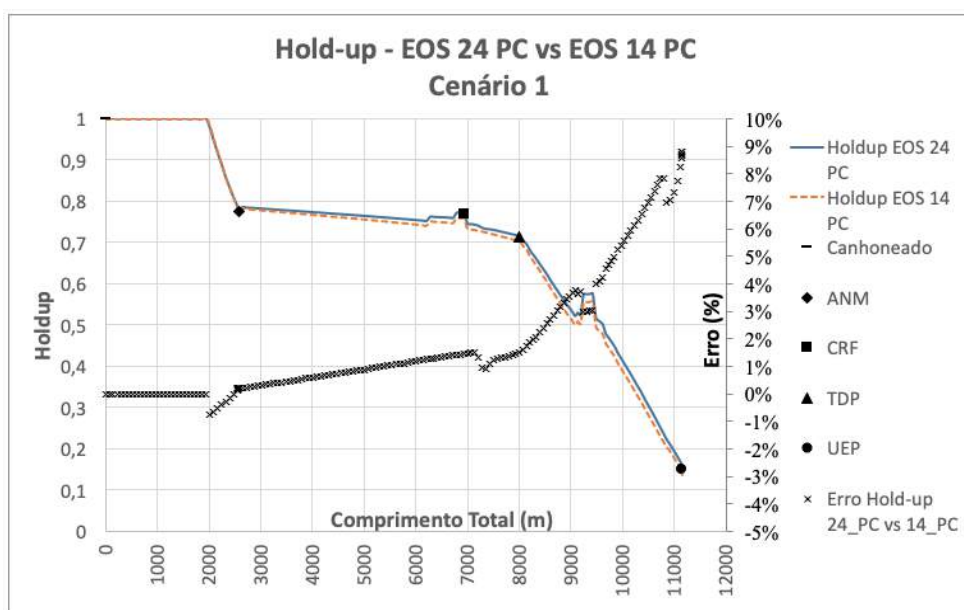


Figura C.3: Holdup no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

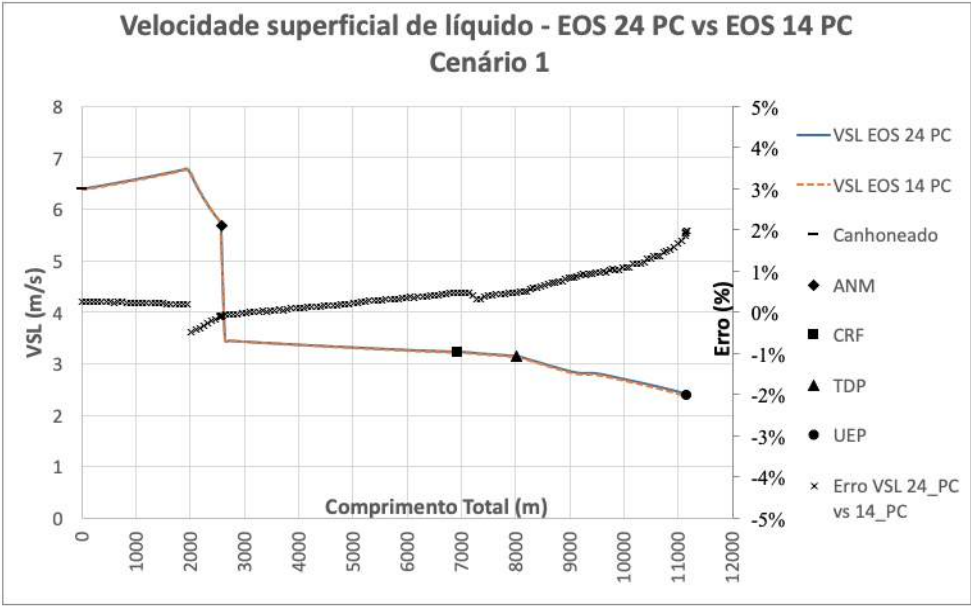


Figura C.4: Velocidade superficial de líquido - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

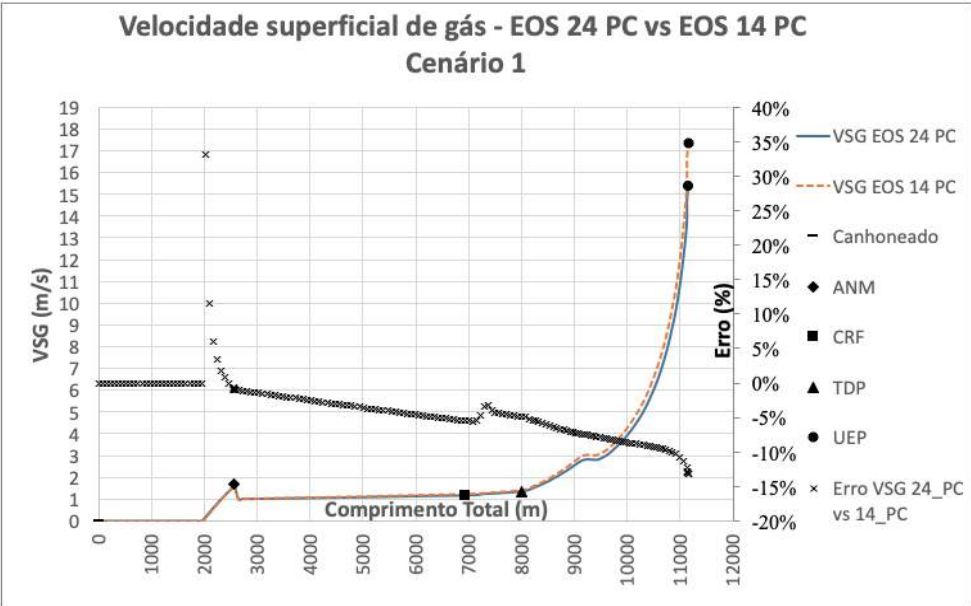


Figura C.5: Velocidade superficial de gás - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

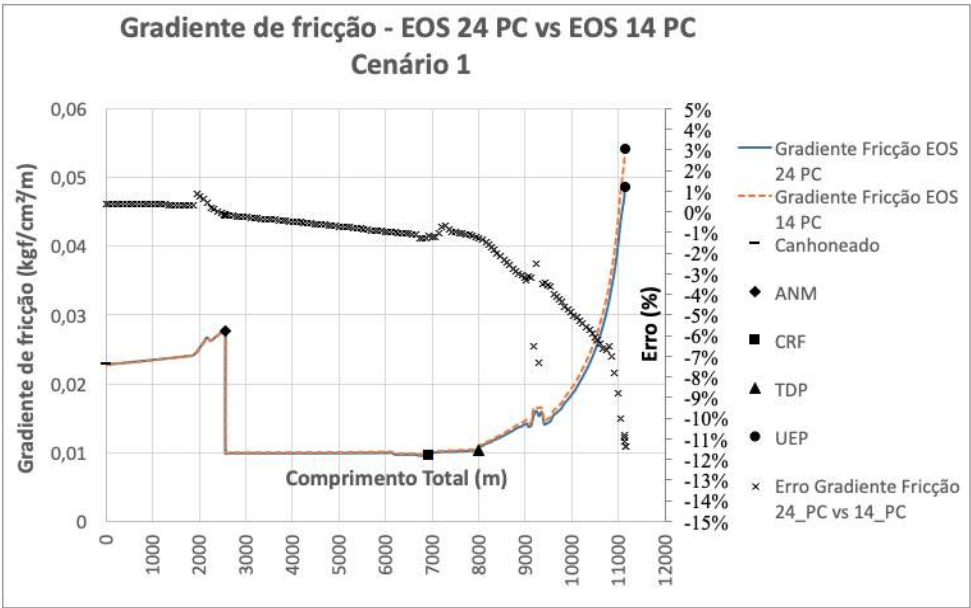


Figura C.6: Gradiente de pressão por fricção - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

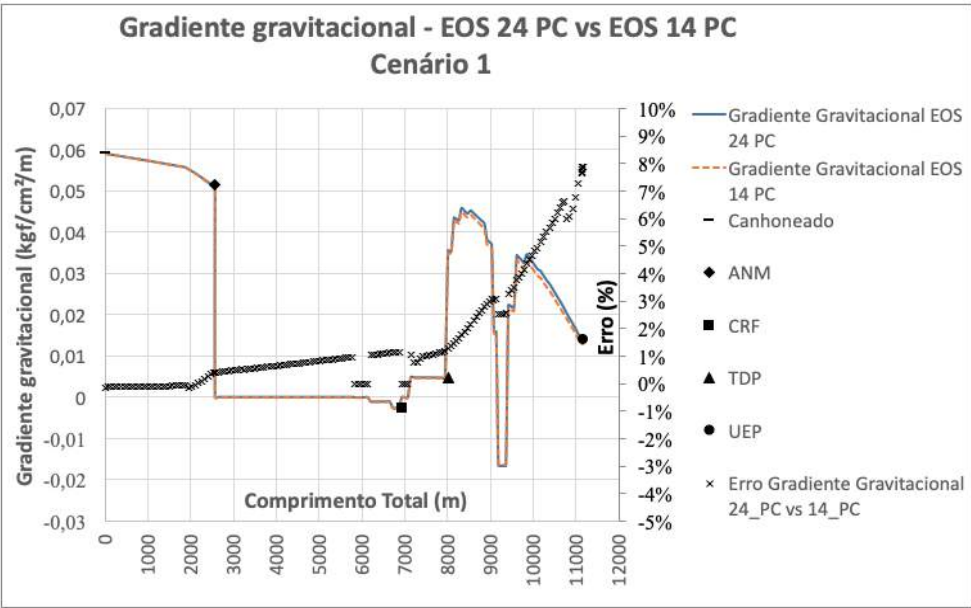


Figura C.7: Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

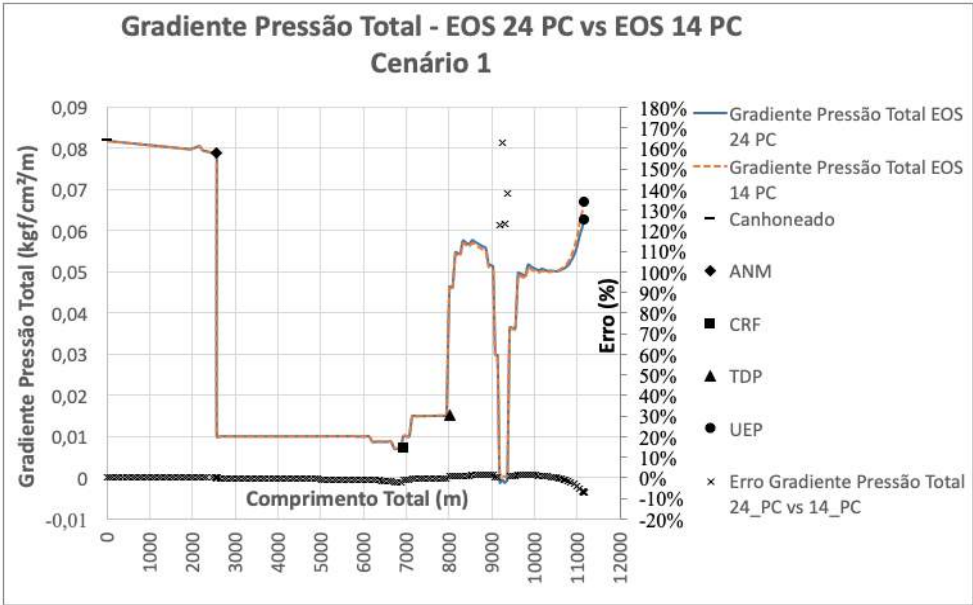


Figura C.8: Gradiente de pressão total - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

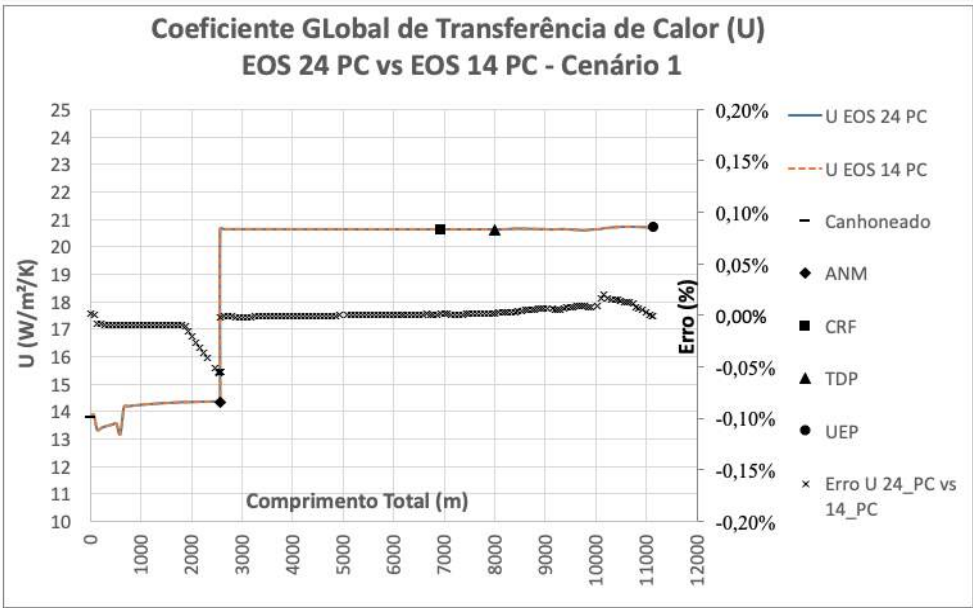


Figura C.9: Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

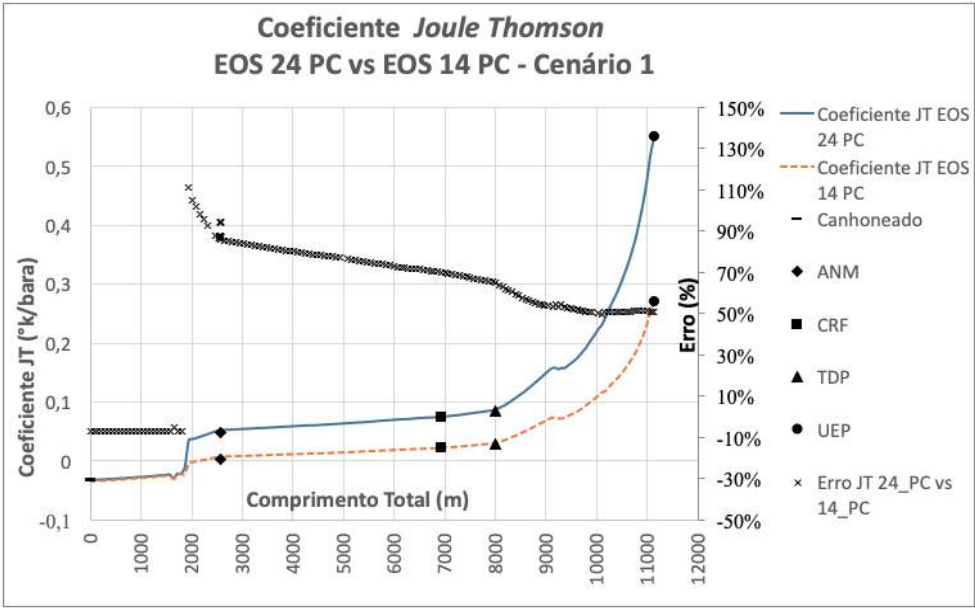


Figura C.10: Coeficiente *Joule-Thomson* - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

C.1.2
Cenário 2 - Período inicial antes do *breaktrough* de água

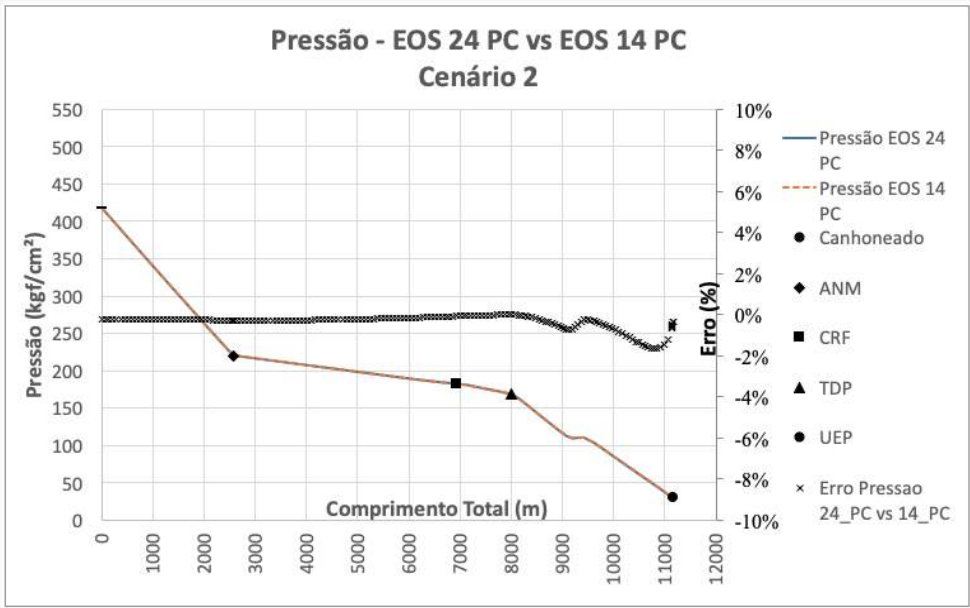


Figura C.11: Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

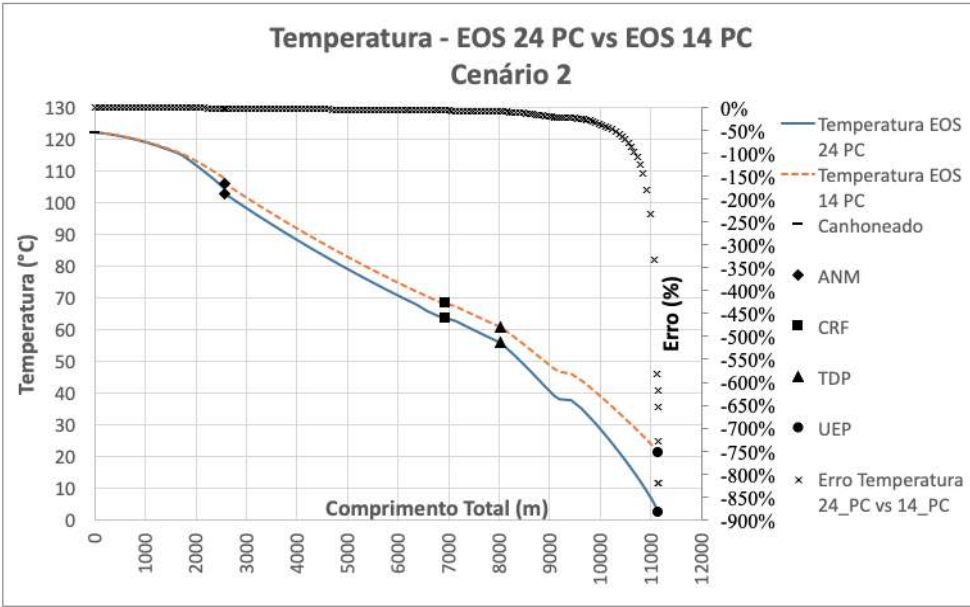


Figura C.12: Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

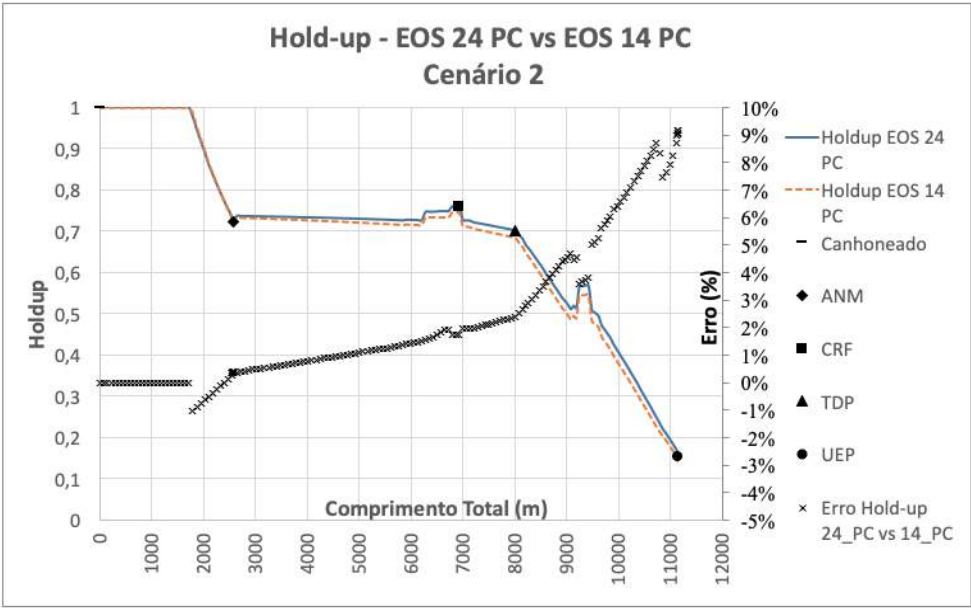


Figura C.13: *Holdup* no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

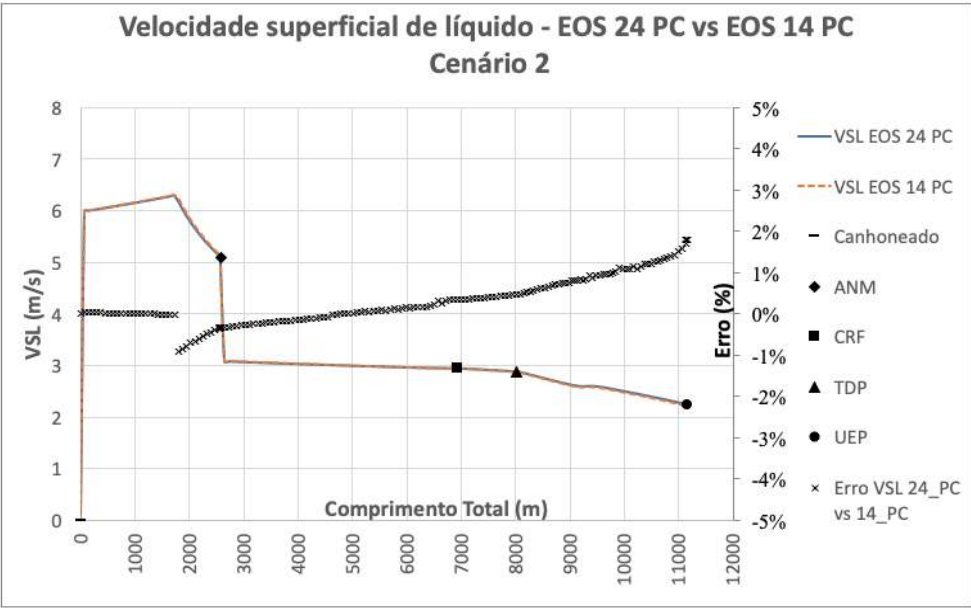


Figura C.14: Velocidade superficial de líquido - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

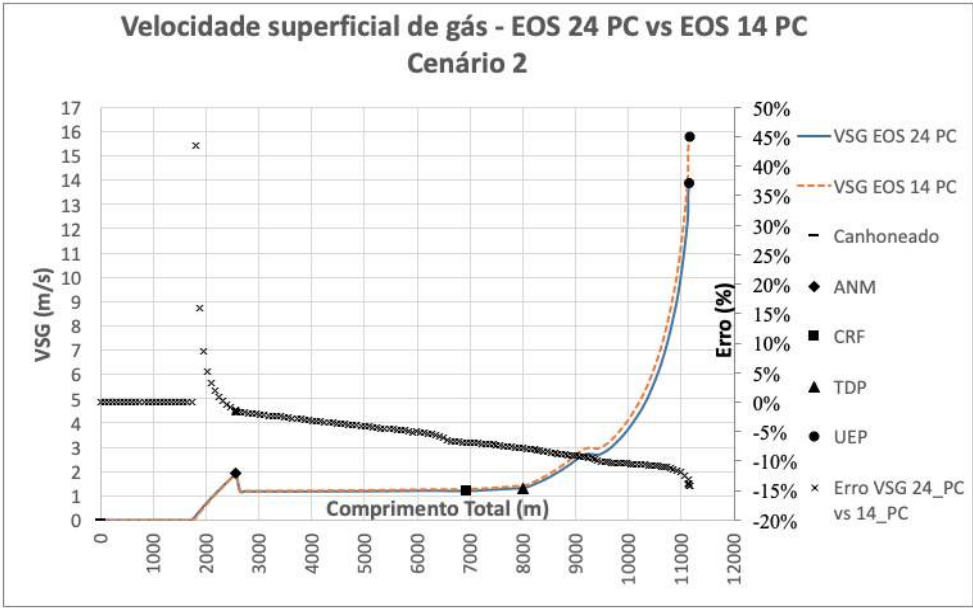


Figura C.15: Velocidade superficial de gás - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

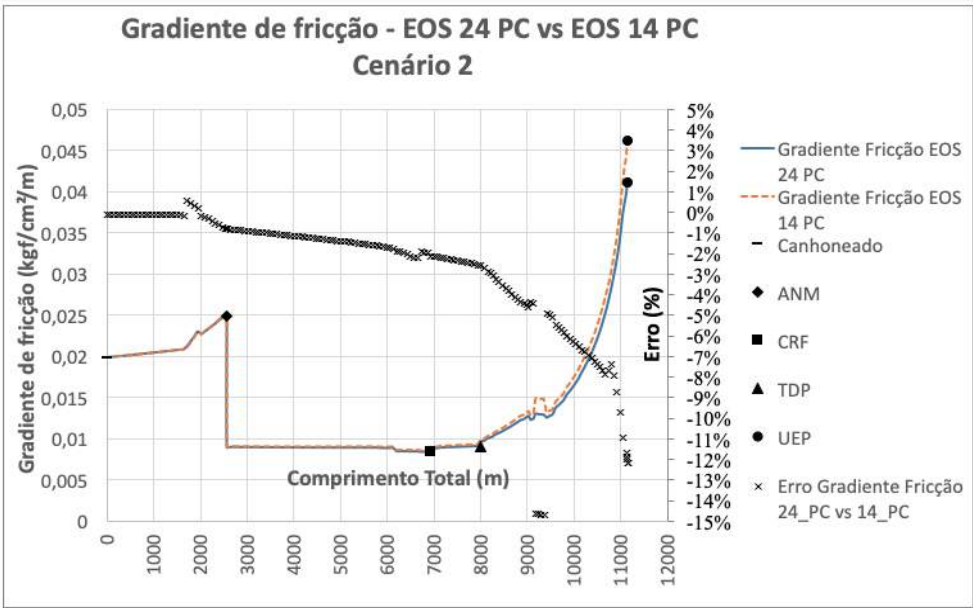


Figura C.16: Gradiente de pressão por fricção - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

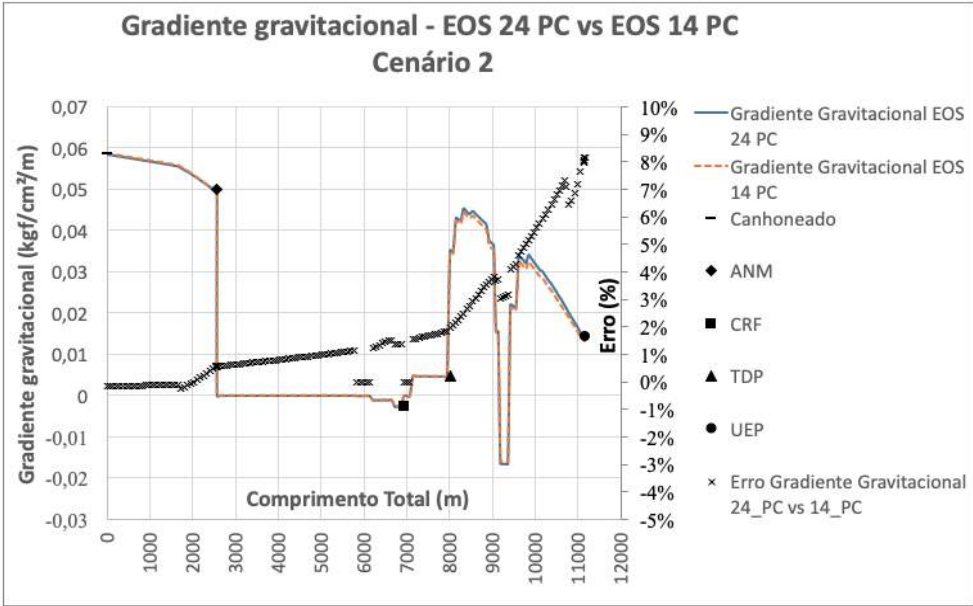


Figura C.17: Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

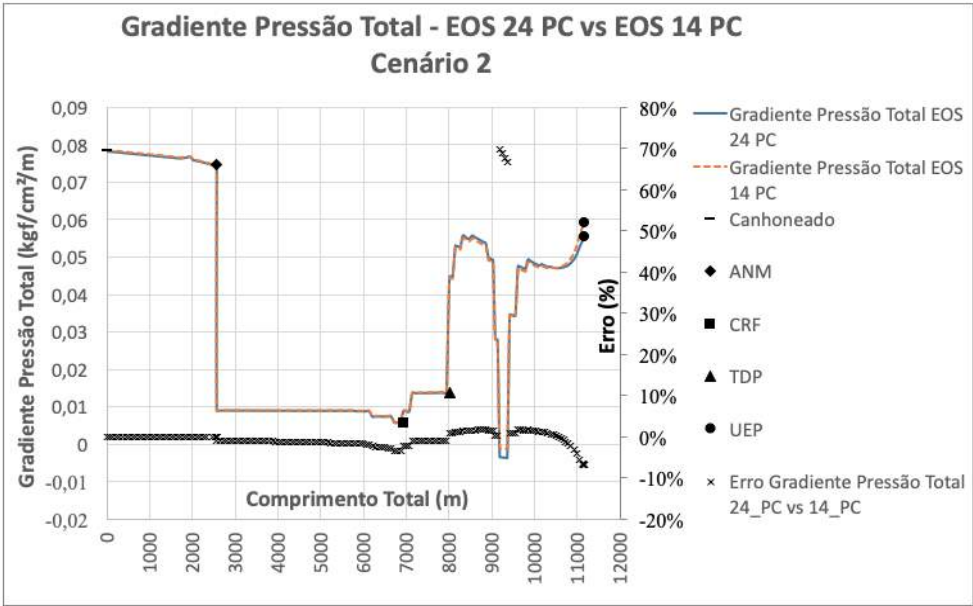


Figura C.18: Gradiente de pressão total - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

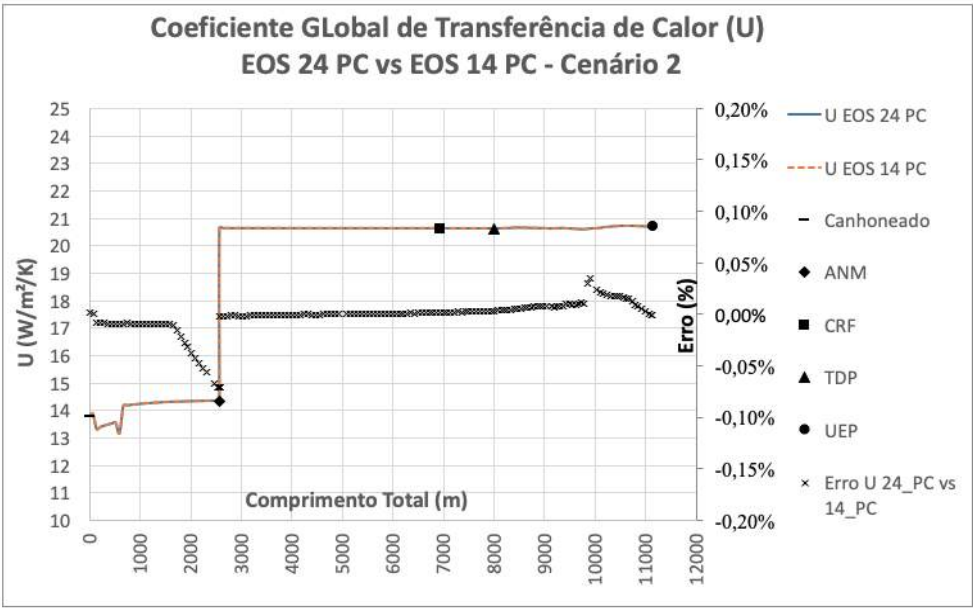


Figura C.19: Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

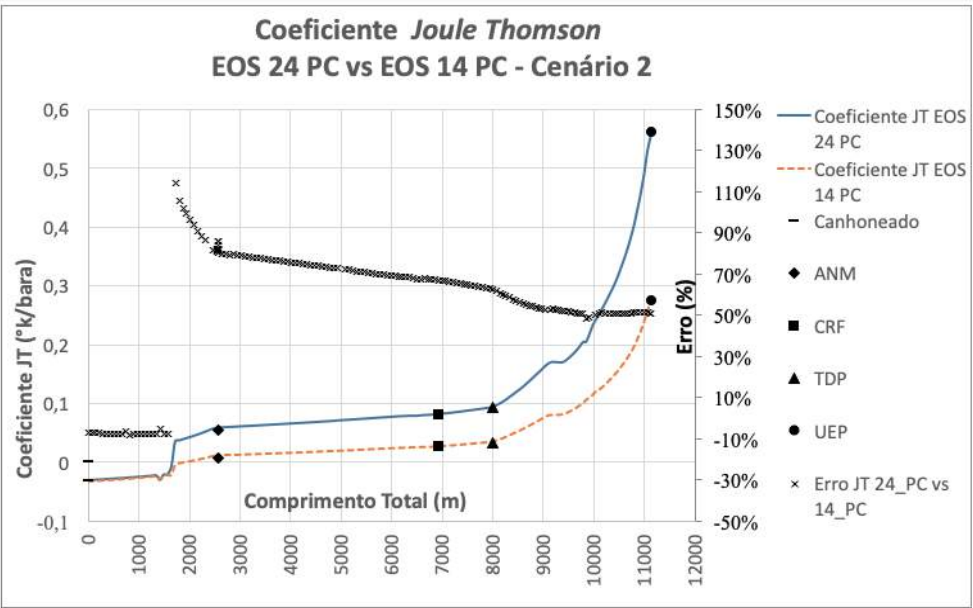


Figura C.20: Coeficiente *Joule-Thomson* - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

C.1.3
Cenário 3 - Corte de água intermediário

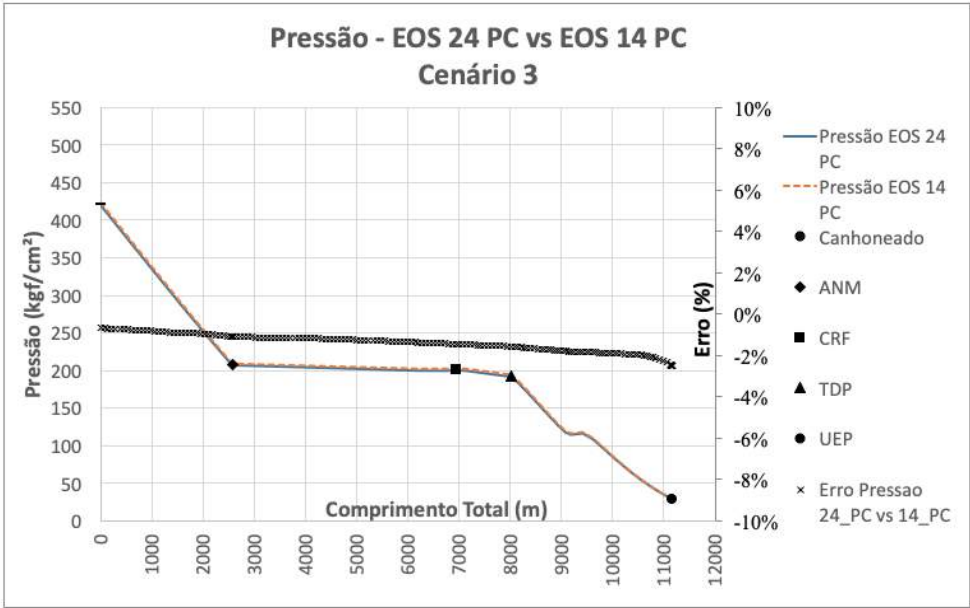


Figura C.21: Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

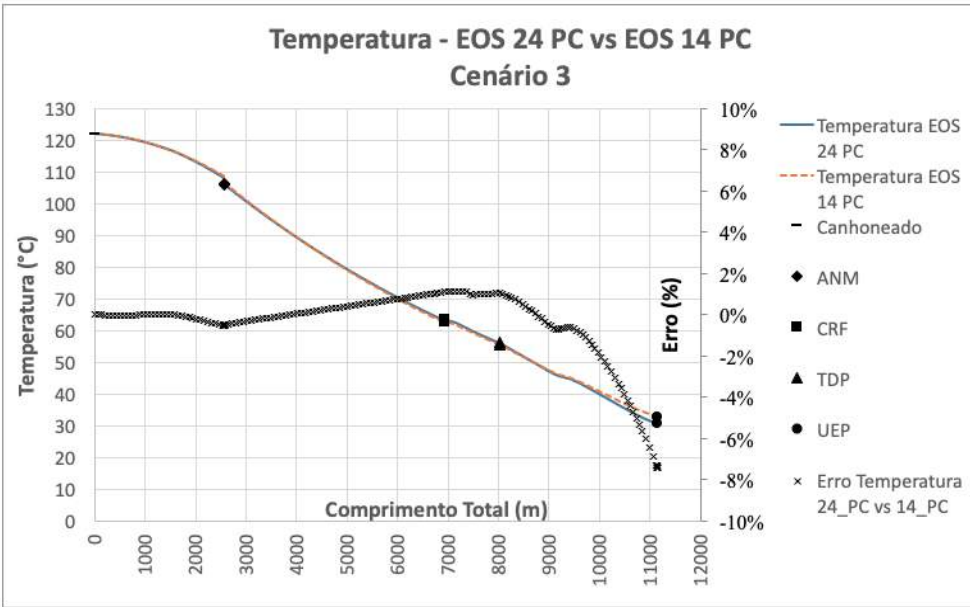


Figura C.22: Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

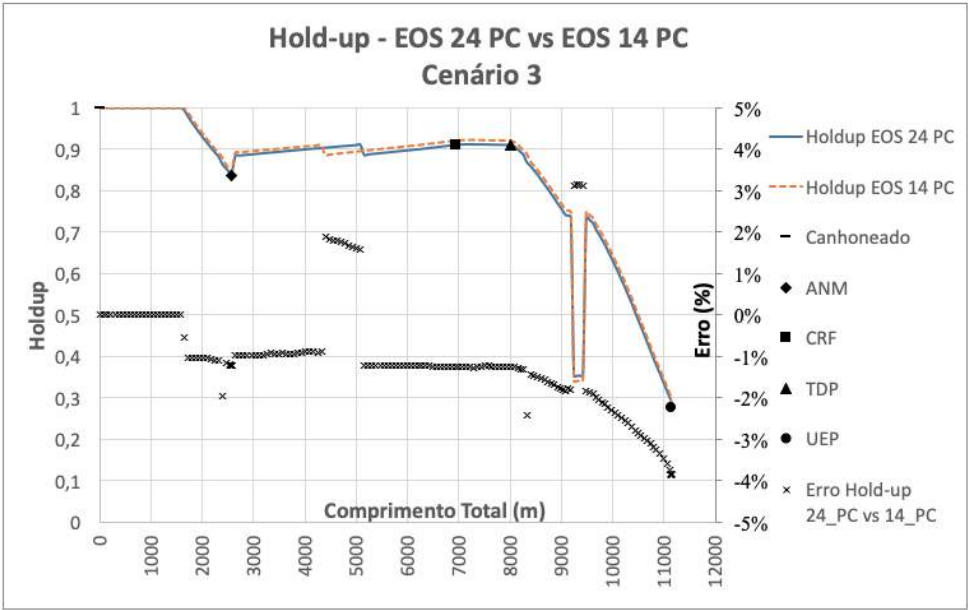


Figura C.23: *Holdup* no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

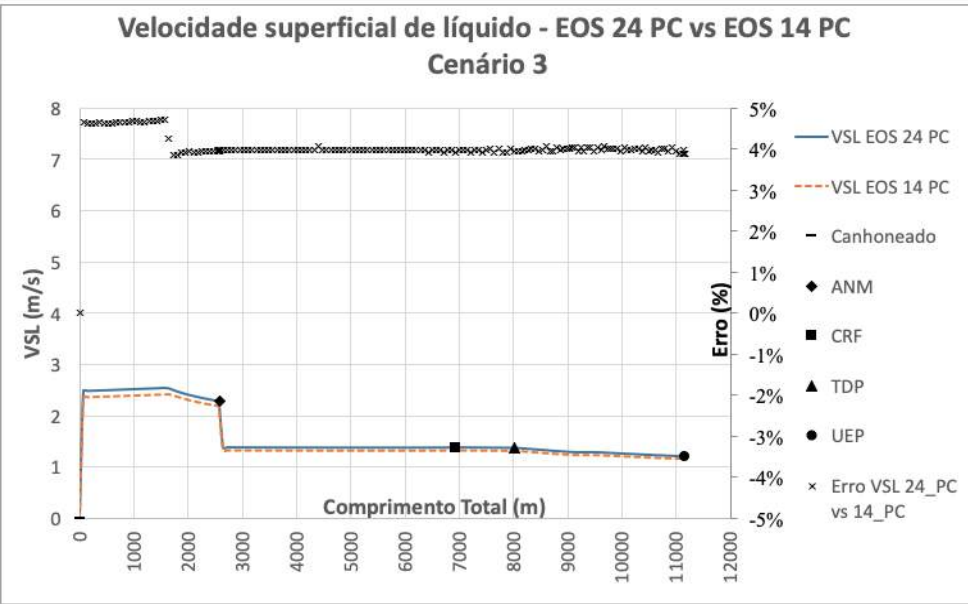


Figura C.24: Velocidade superficial de líquido - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

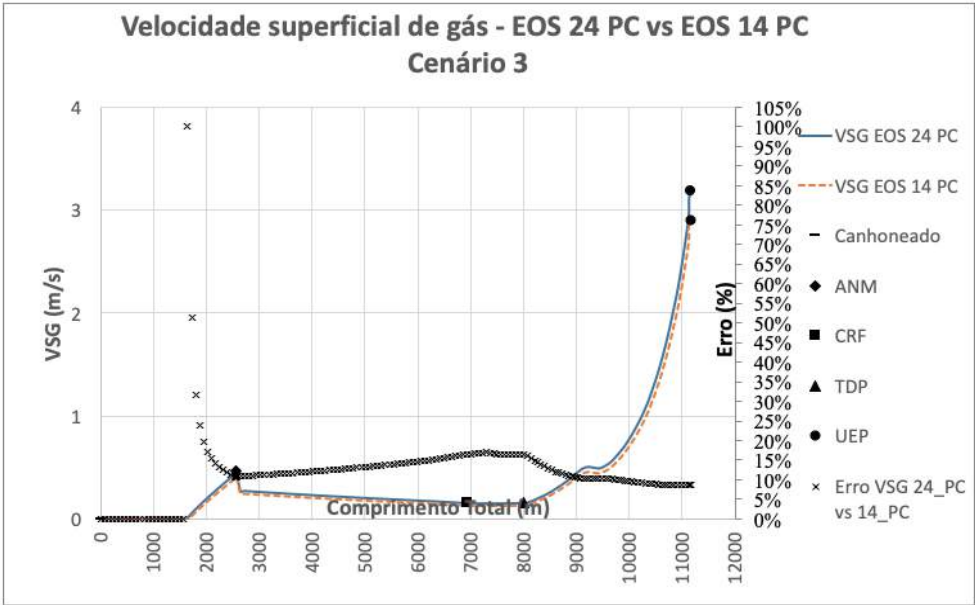


Figura C.25: Velocidade superficial de gás - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

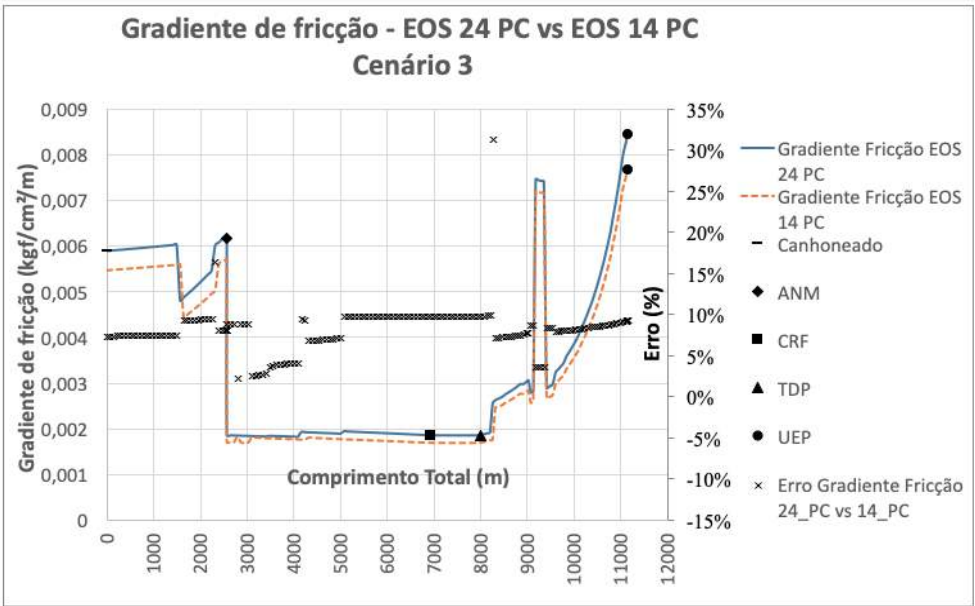


Figura C.26: Gradiente de pressão por fricção - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

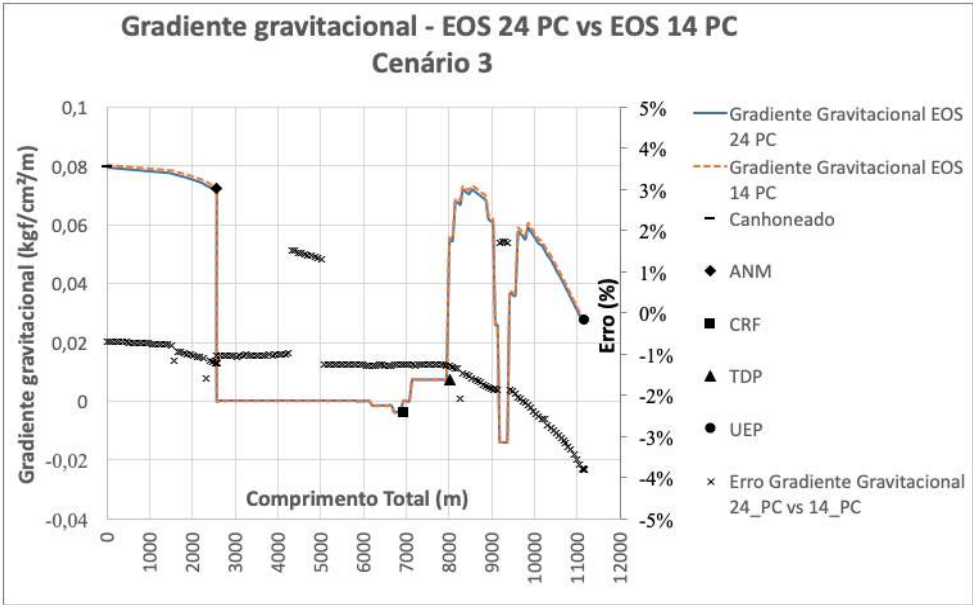


Figura C.27: Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

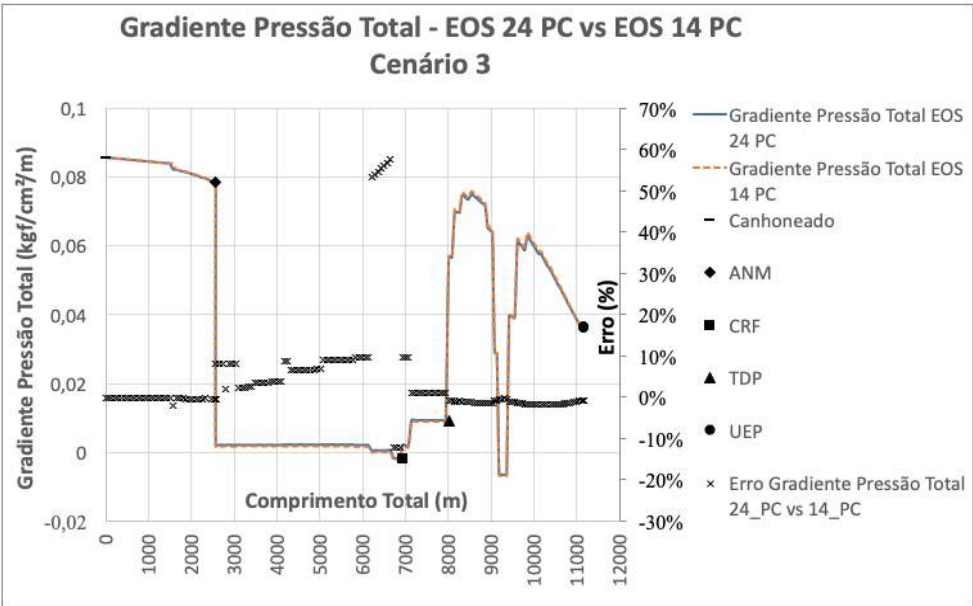


Figura C.28: Gradiente de pressão total - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

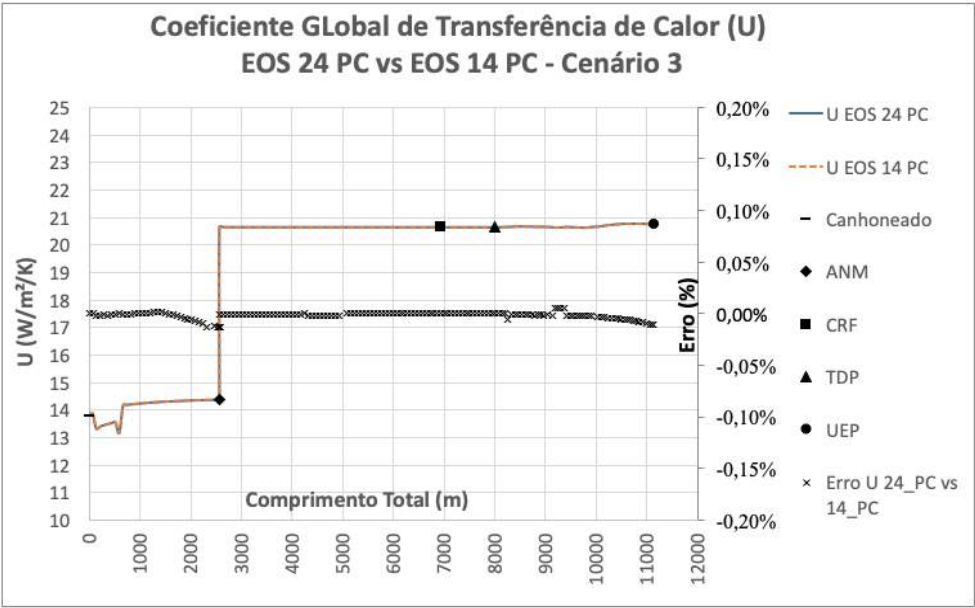


Figura C.29: Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

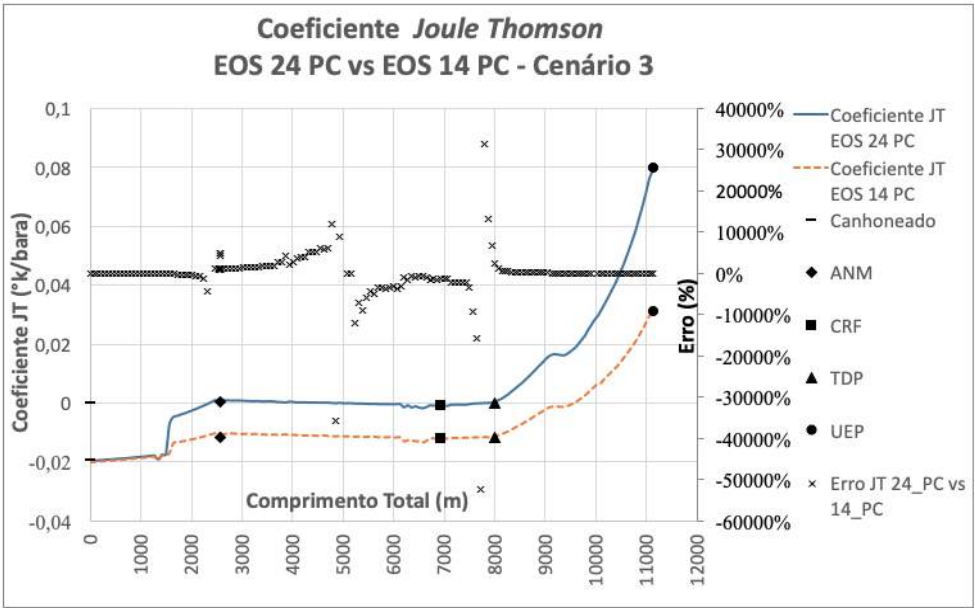


Figura C.30: Coeficiente *Joule-Thomson* - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 14 PC.

C.2
EOS 24 PC versus EOS 9 PC

C.2.1
Cenário 1 - Período inicial logo após a abertura do poço

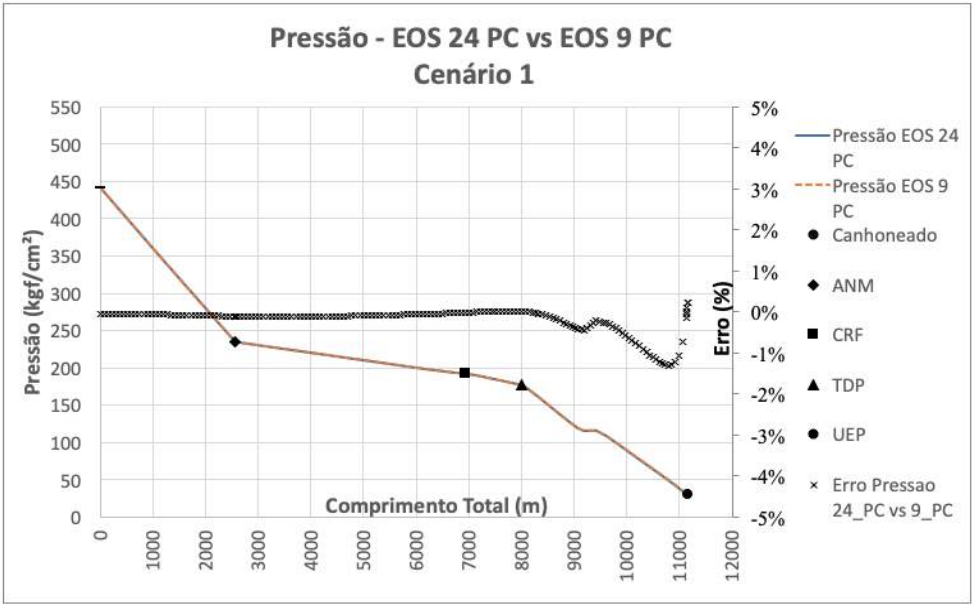


Figura C.31: Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

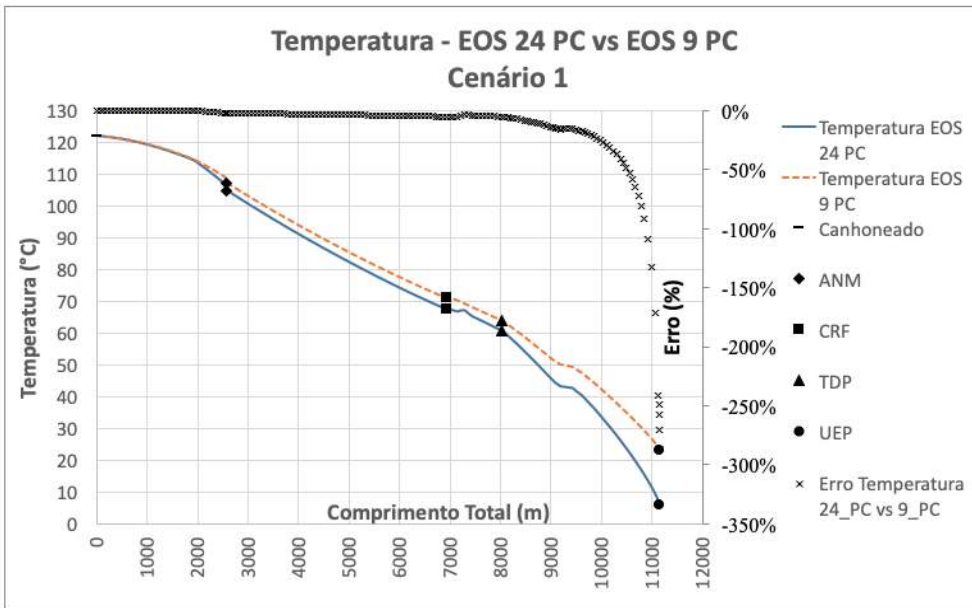


Figura C.32: Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

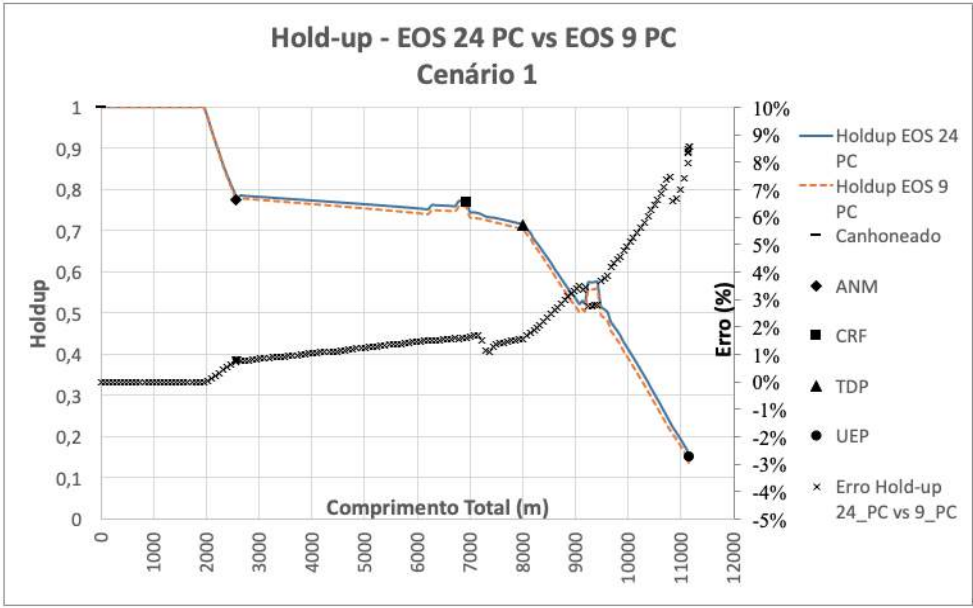


Figura C.33: *Holdup* no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

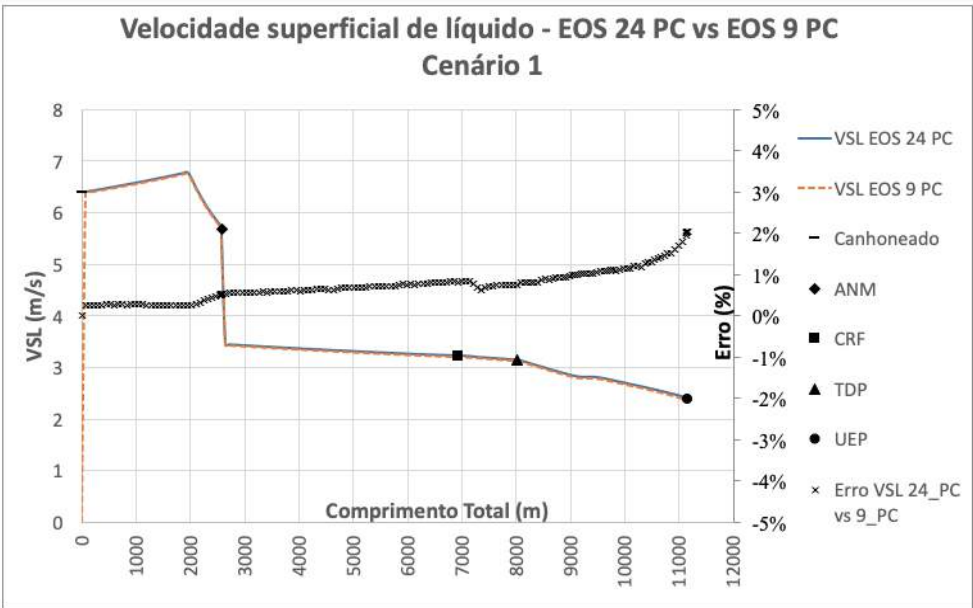


Figura C.34: Velocidade superficial de líquido - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

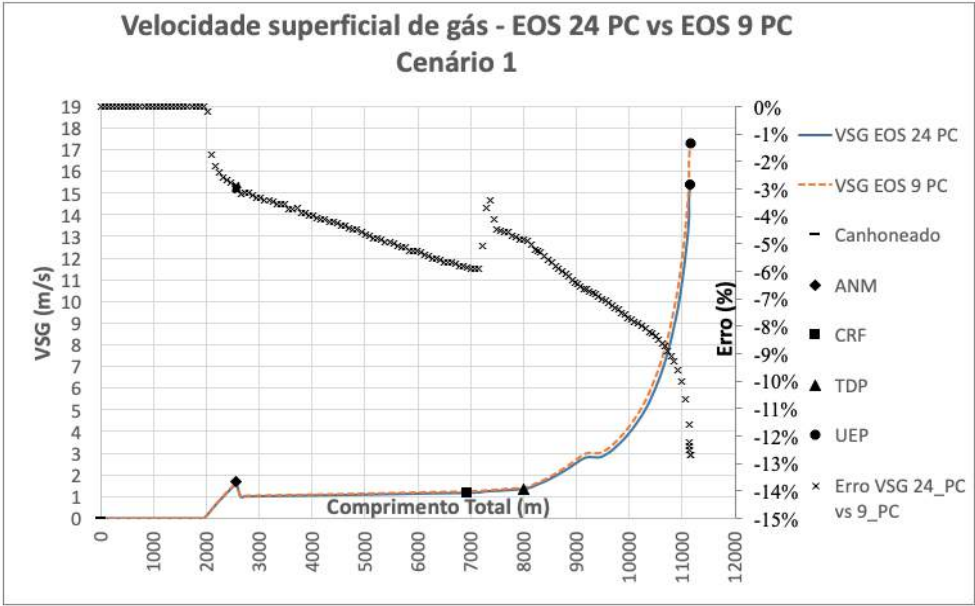


Figura C.35: Velocidade superficial de gás - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

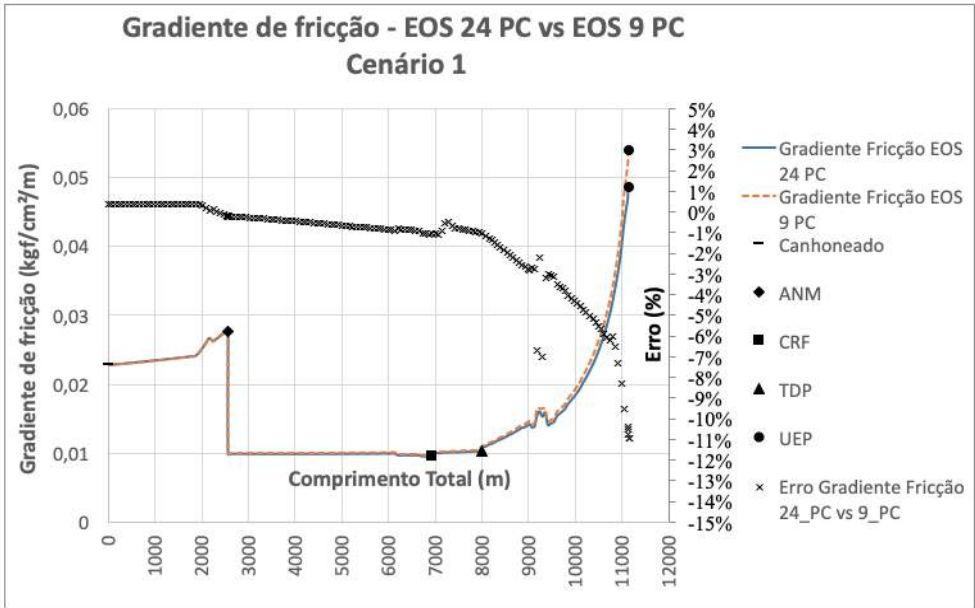


Figura C.36: Gradiente de pressão por fricção - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

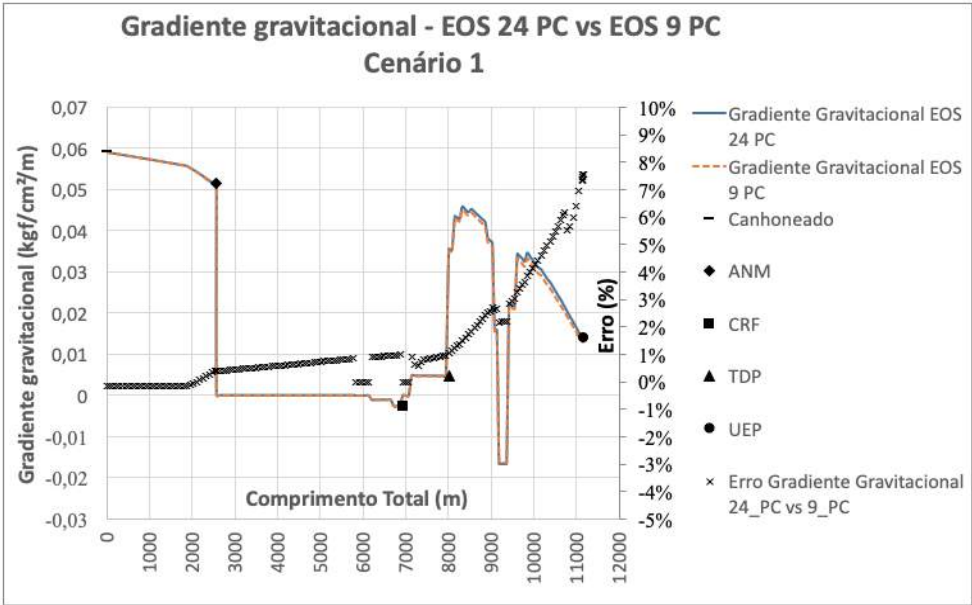


Figura C.37: Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 9PC.

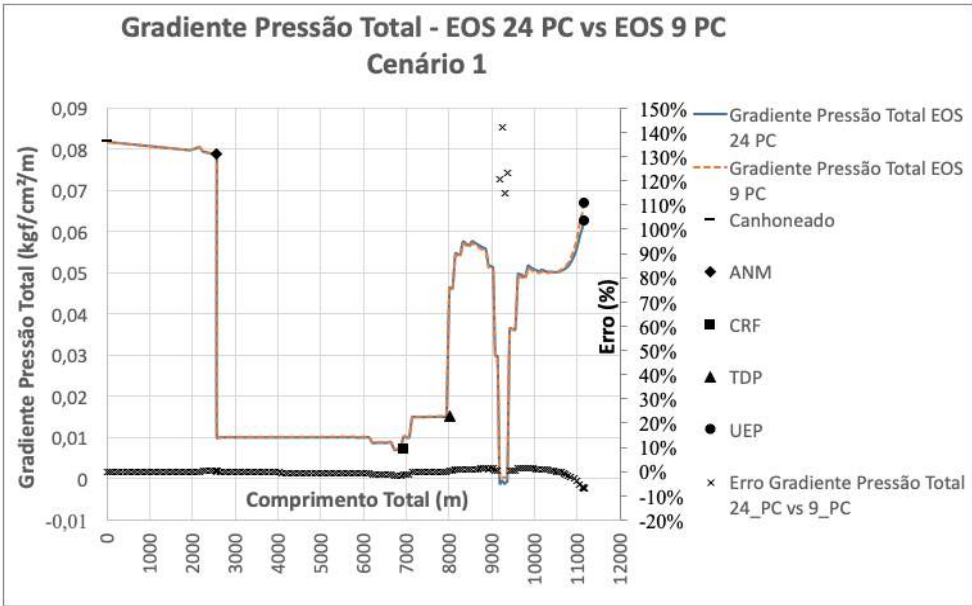


Figura C.38: Gradiente de pressão total - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

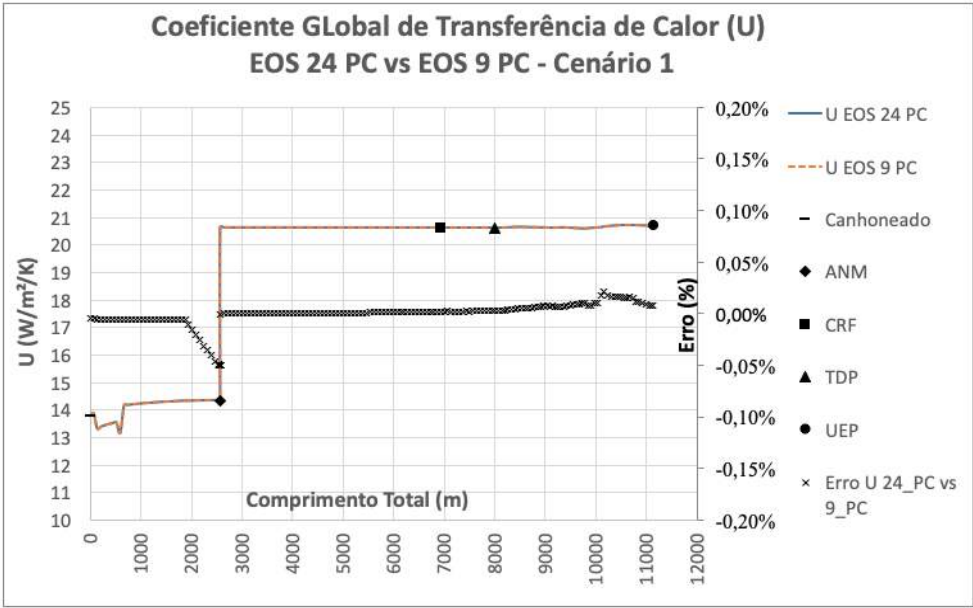


Figura C.39: Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

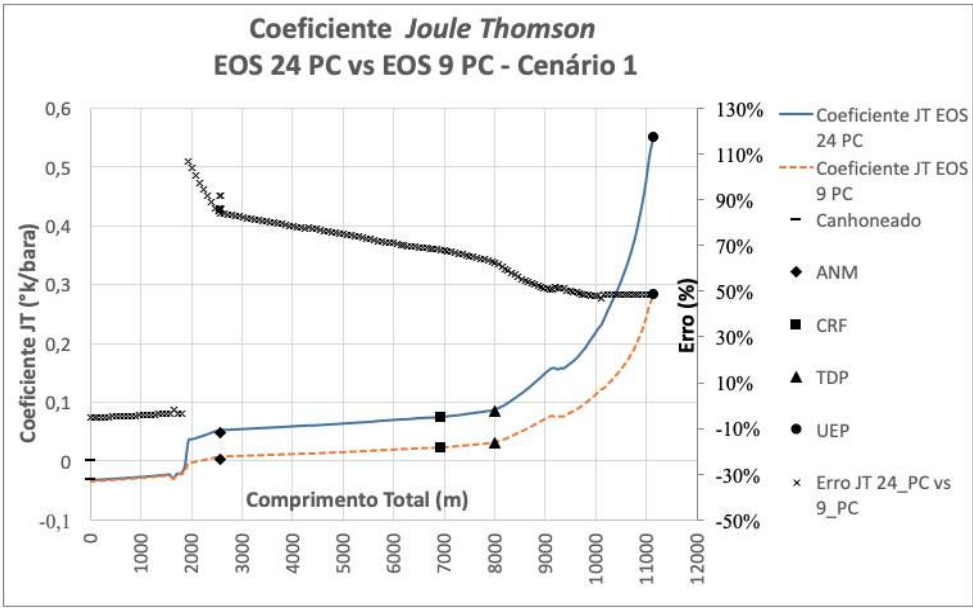


Figura C.40: Coeficiente *Joule-Thomson* - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

C.2.2
Cenário 2 - Período inicial antes do *breaktrough* de água

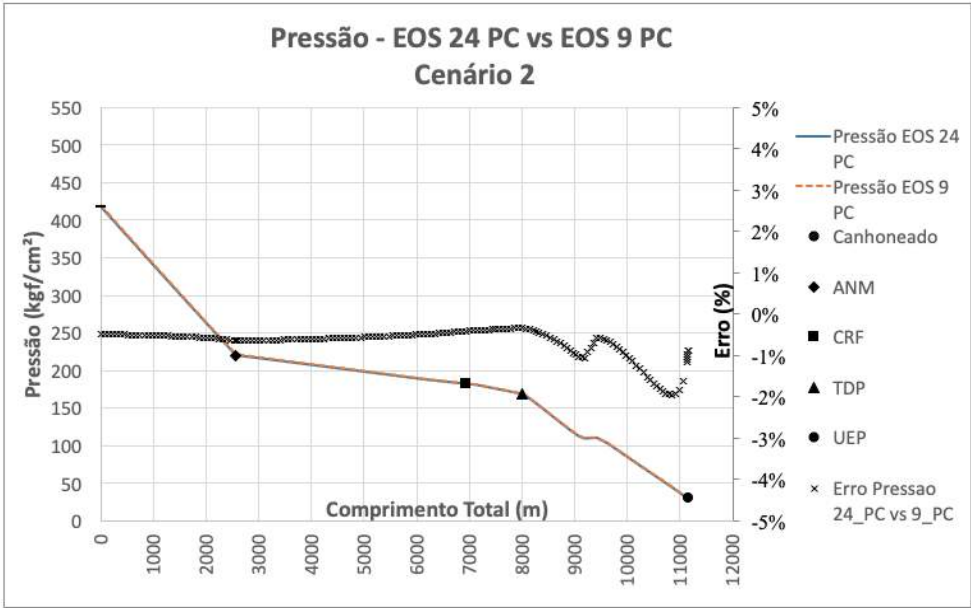


Figura C.41: Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

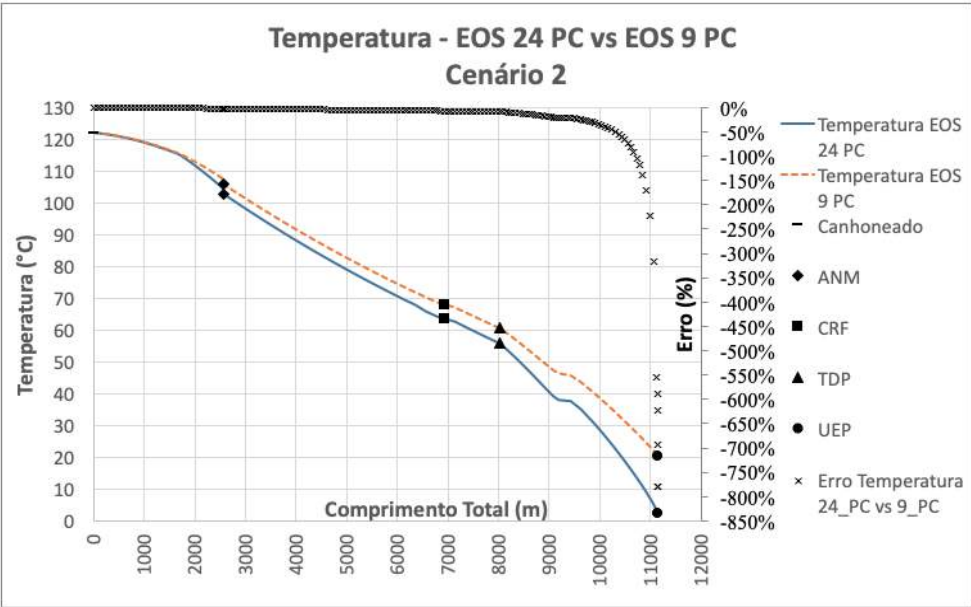


Figura C.42: Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

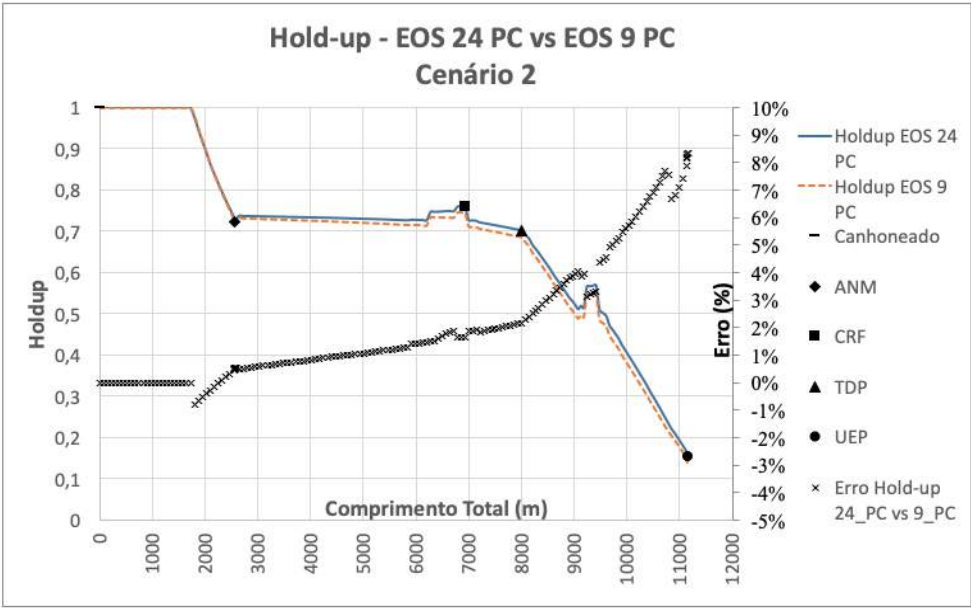


Figura C.43: *Holdup* no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

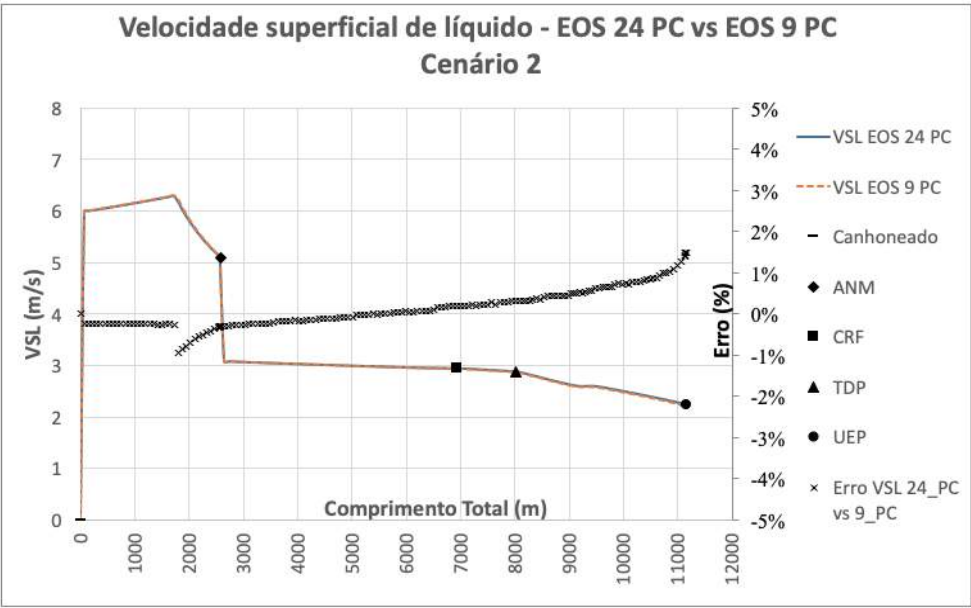


Figura C.44: Velocidade superficial de líquido - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

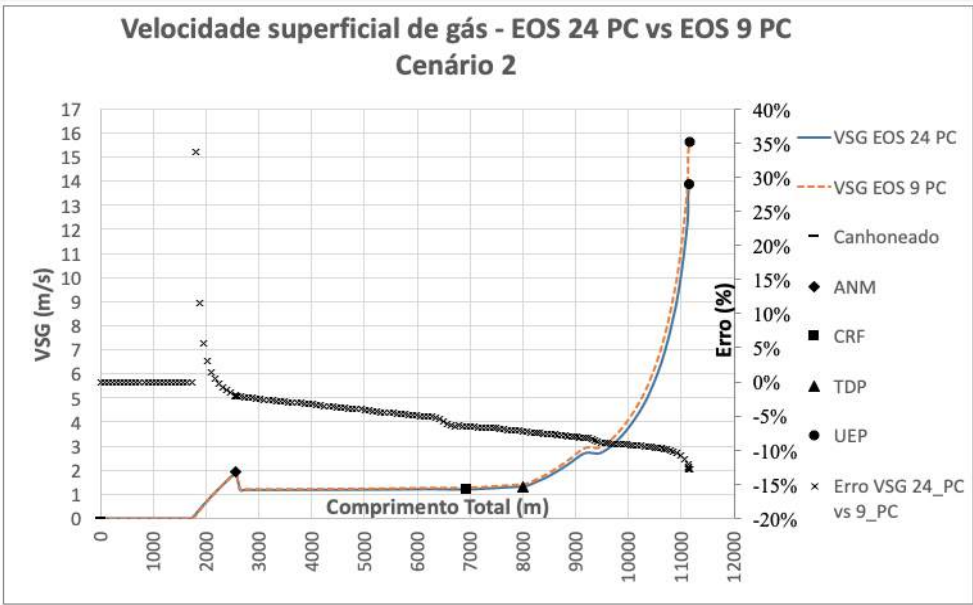


Figura C.45: Velocidade superficial de gás - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

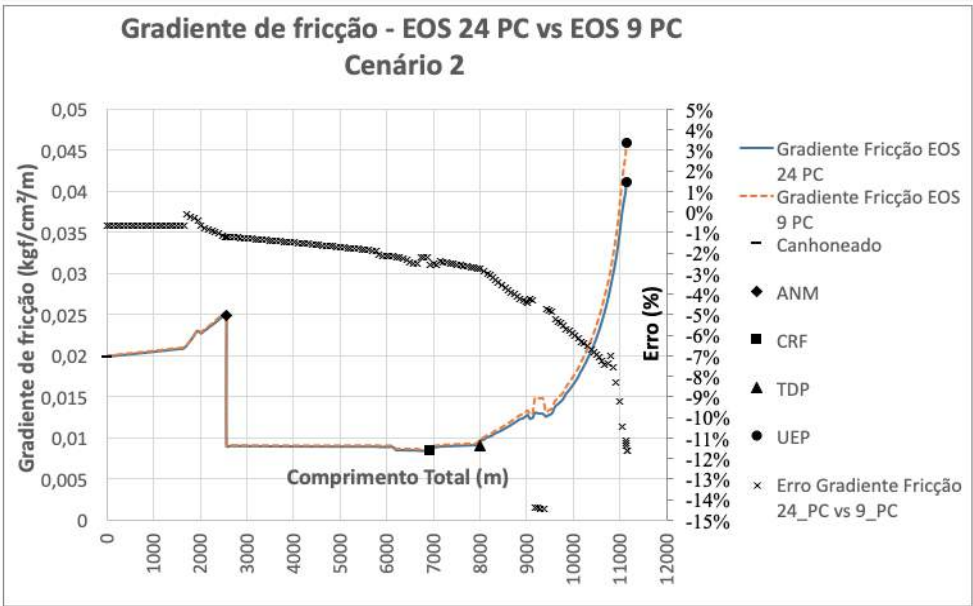


Figura C.46: Gradiente de pressão por fricção - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

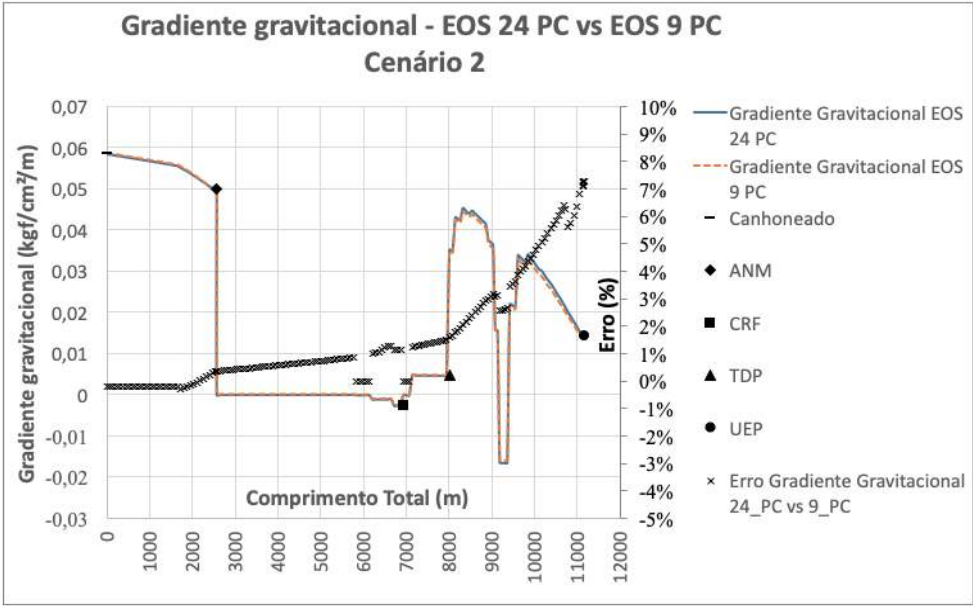


Figura C.47: Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

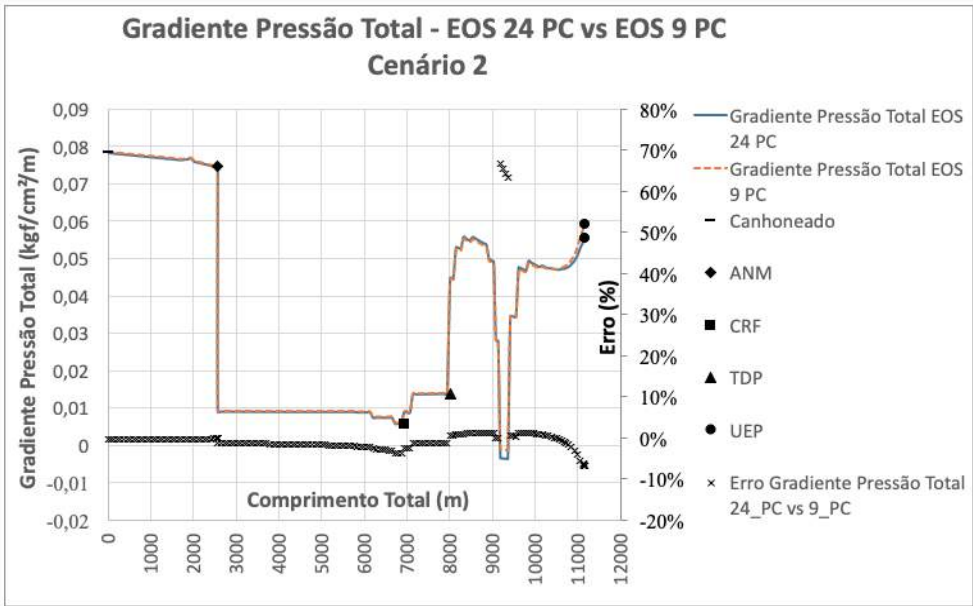


Figura C.48: Gradiente de pressão total - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

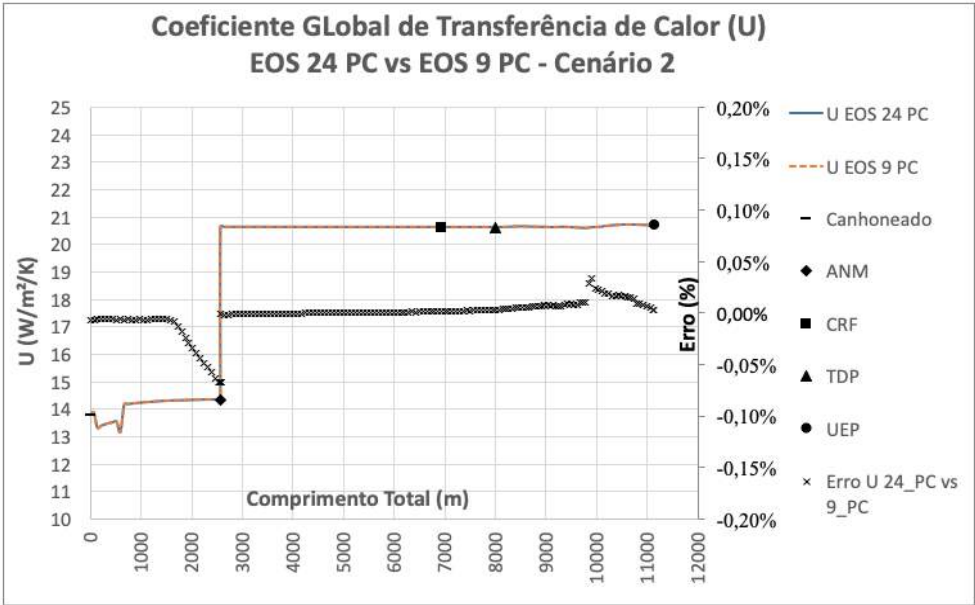


Figura C.49: Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

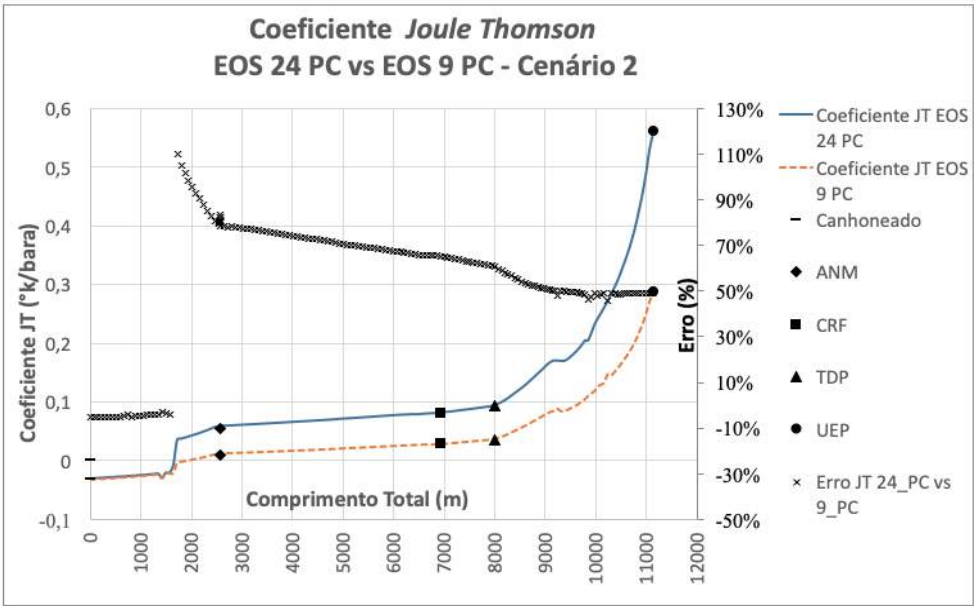


Figura C.50: Coeficiente *Joule-Thomson* - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

C.2.3
Cenário 3 - Corte de água intermediário

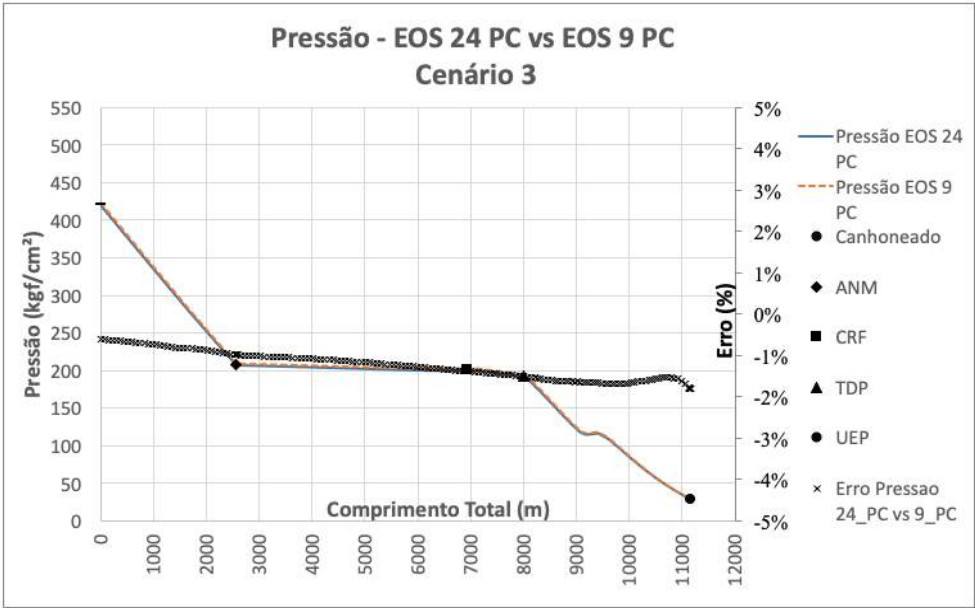


Figura C.51: Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

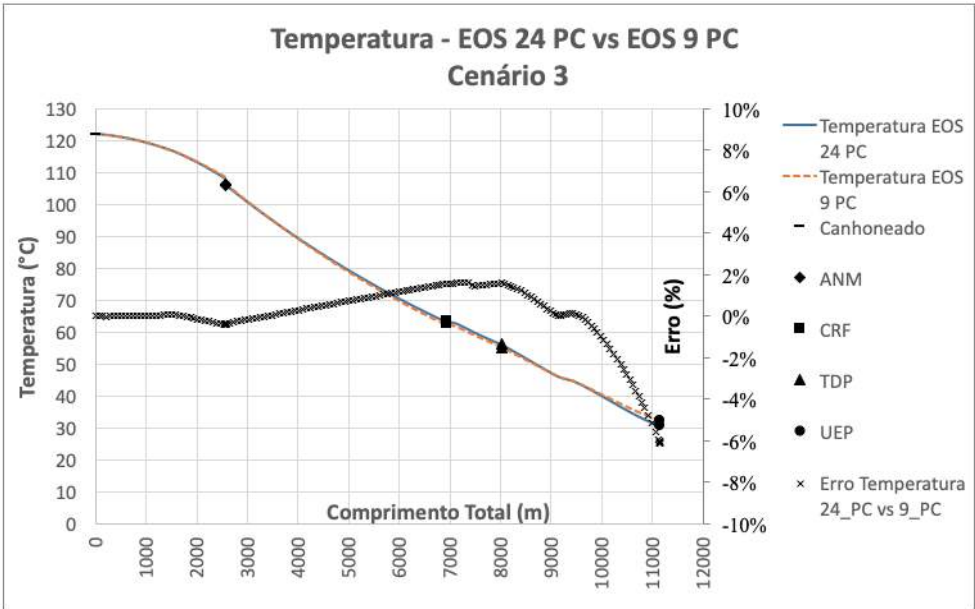


Figura C.52: Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

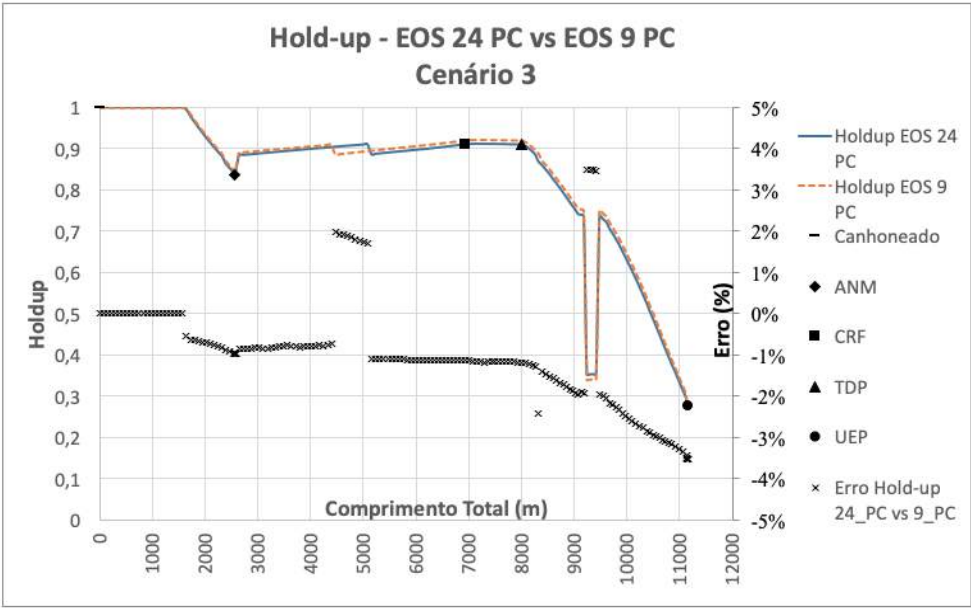


Figura C.53: *Holdup* no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

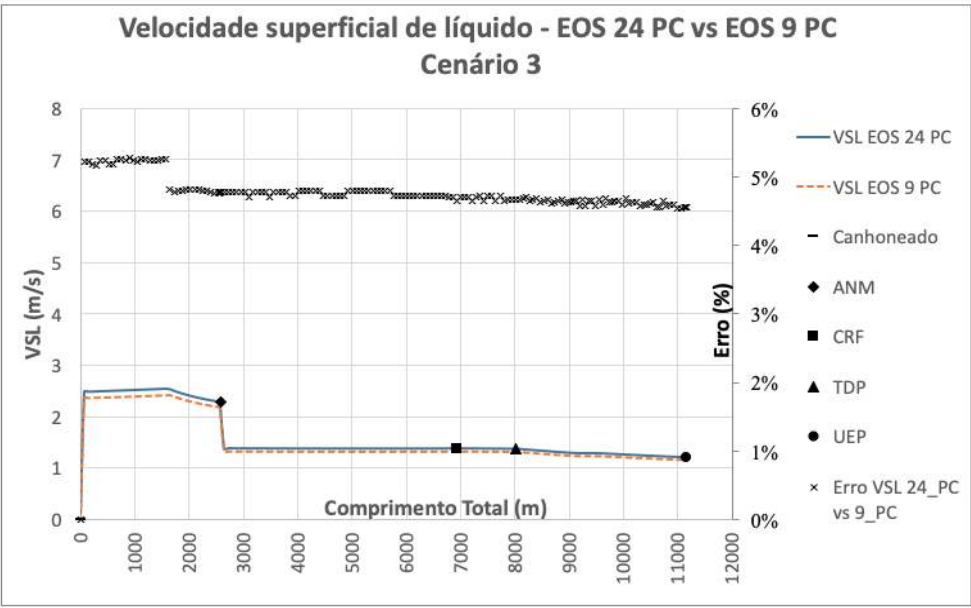


Figura C.54: Velocidade superficial de líquido - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

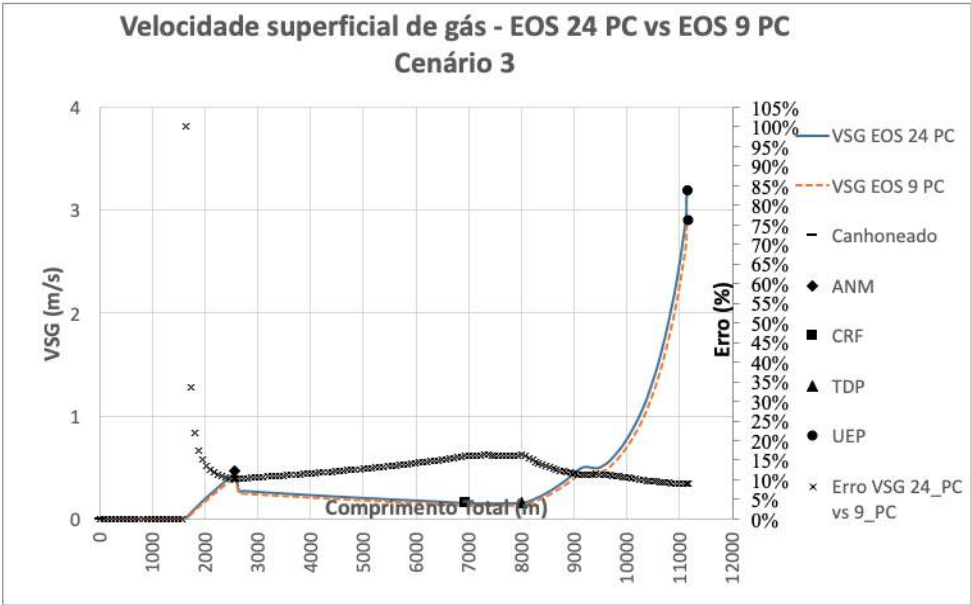


Figura C.55: Velocidade superficial de gás - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

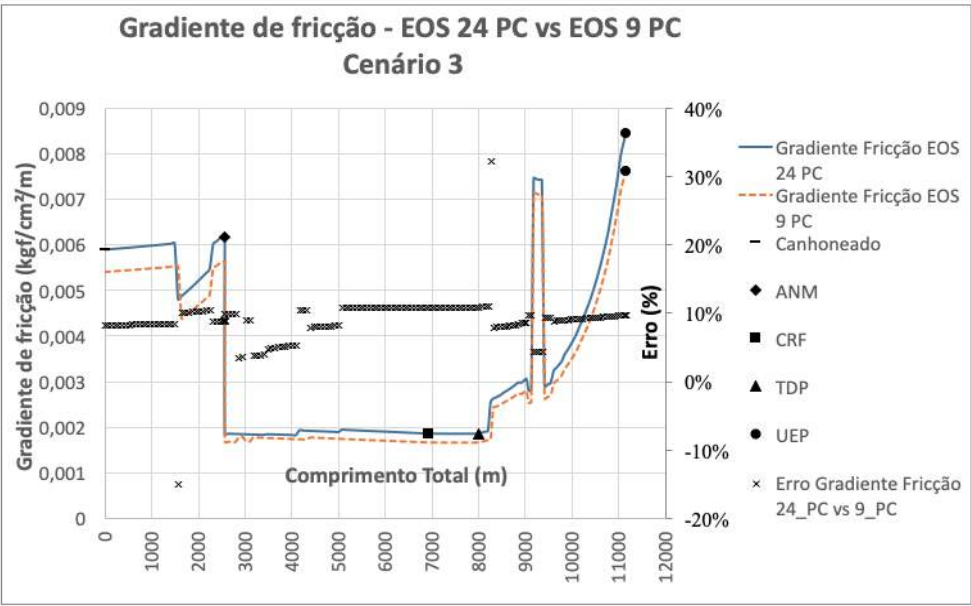


Figura C.56: Gradiente de pressão por fricção - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

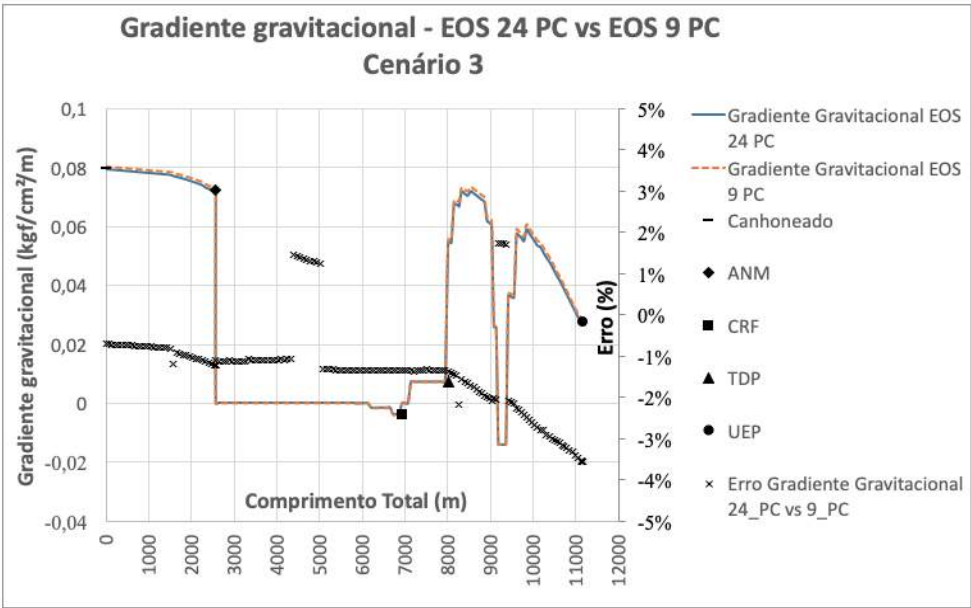


Figura C.57: Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

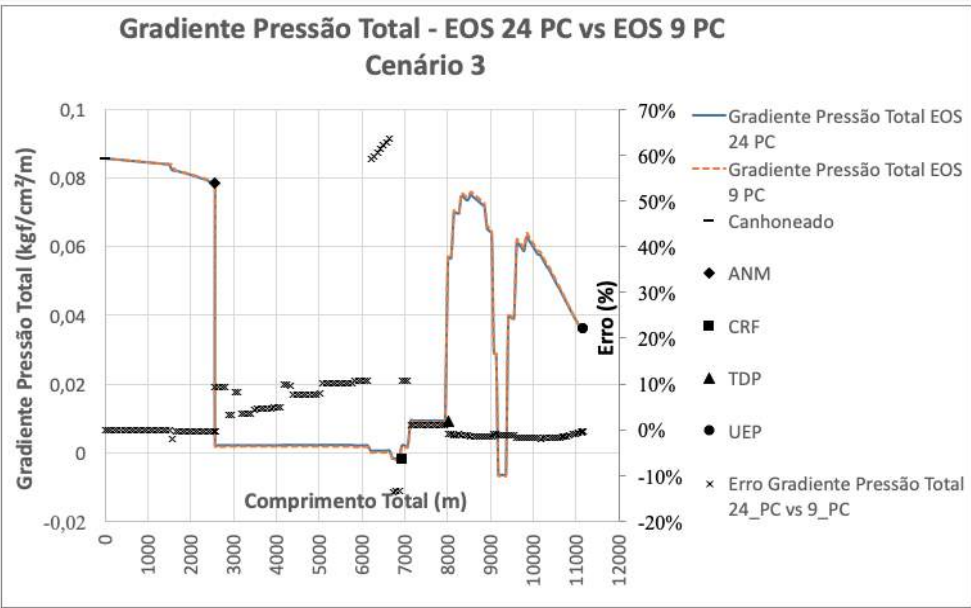


Figura C.58: Gradiente de pressão total - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

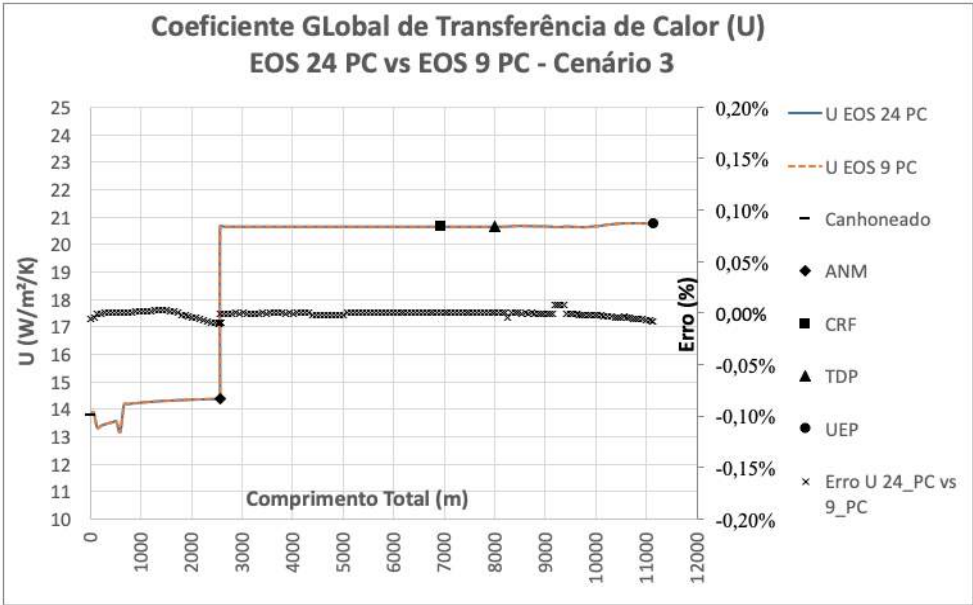


Figura C.59: Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

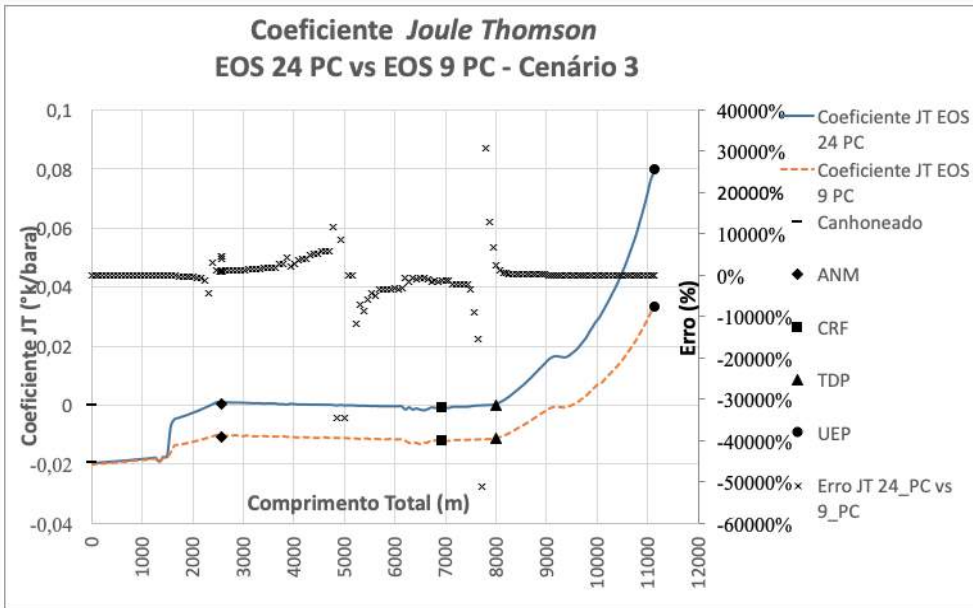


Figura C.60: Coeficiente *Joule-Thomson* - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 9 PC.

C.3
EOS 24 PC versus EOS 7 PC

C.3.1
Cenário 1 - Período inicial logo após a abertura do poço

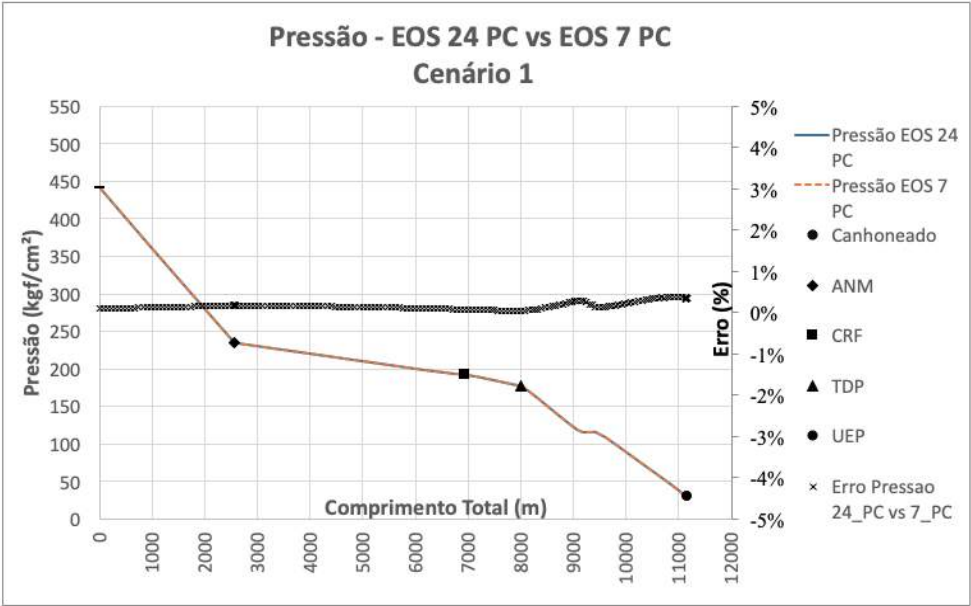


Figura C.61: Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

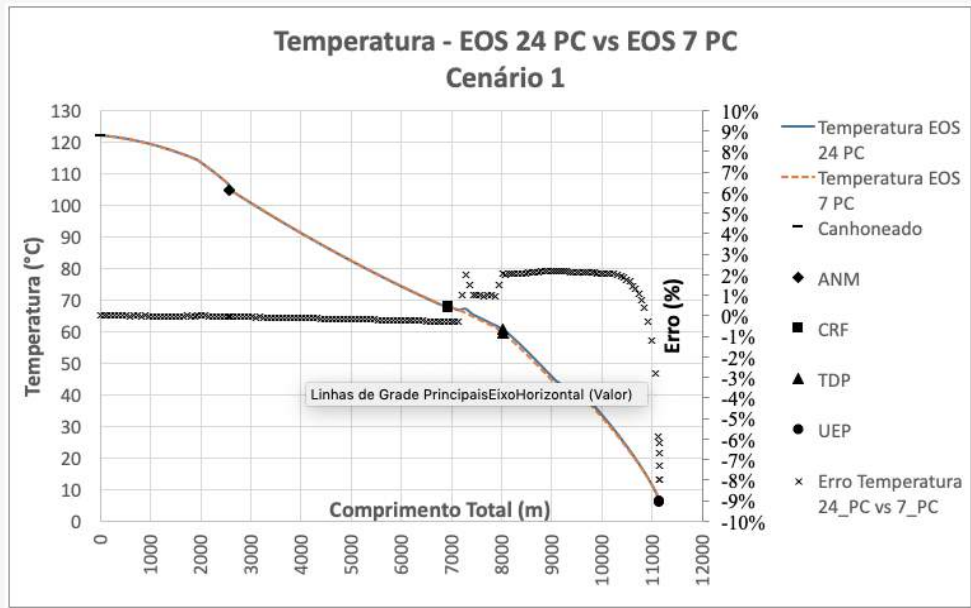


Figura C.62: Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

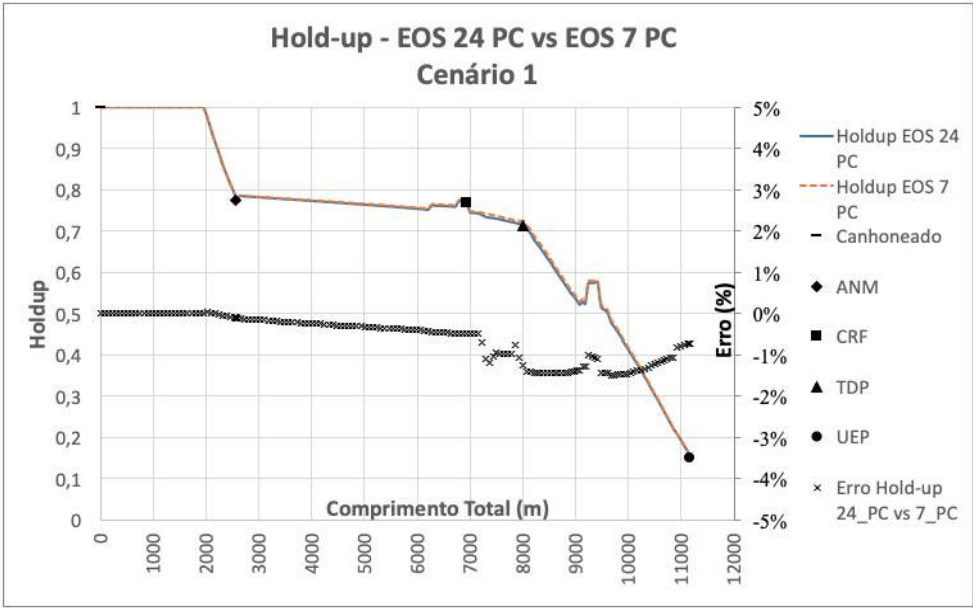


Figura C.63: *Holdup* no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

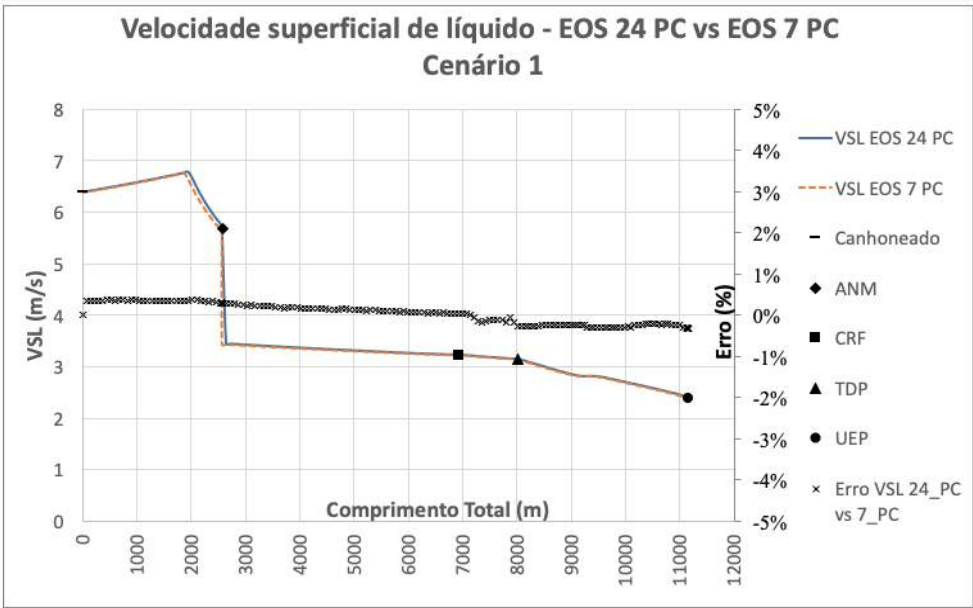


Figura C.64: Velocidade superficial de líquido - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

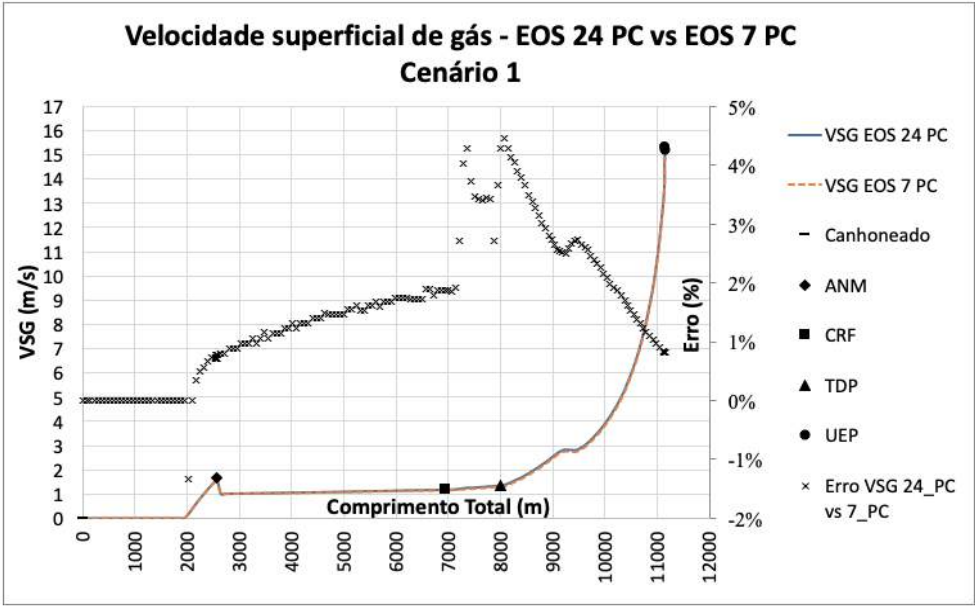


Figura C.65: Velocidade superficial de gás - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

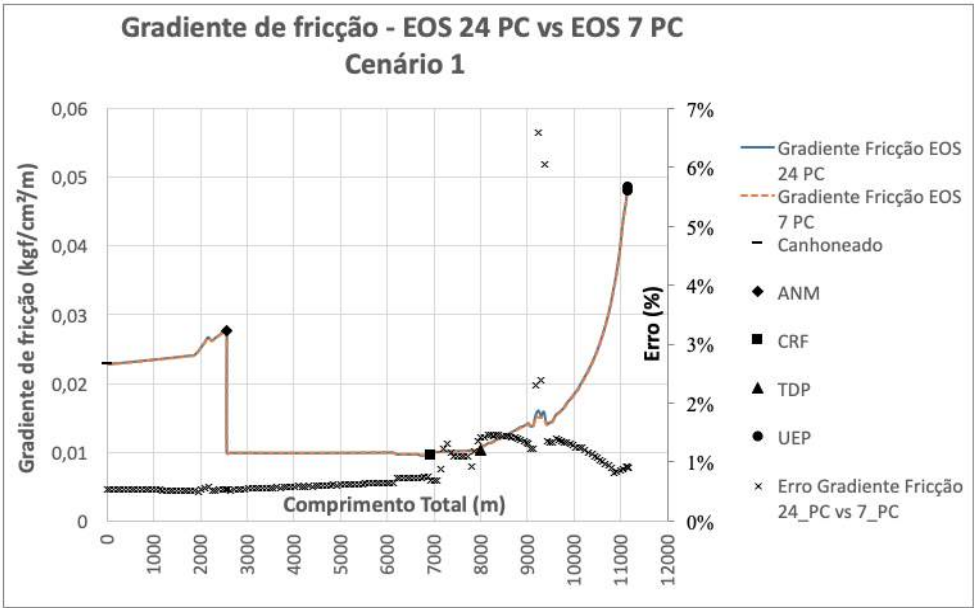


Figura C.66: Gradiente de pressão por fricção - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

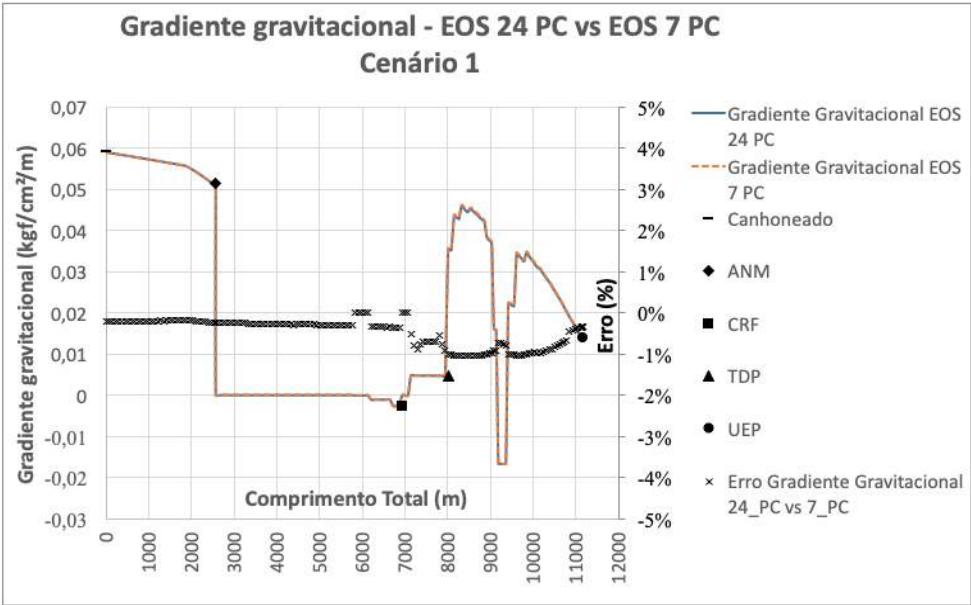


Figura C.67: Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

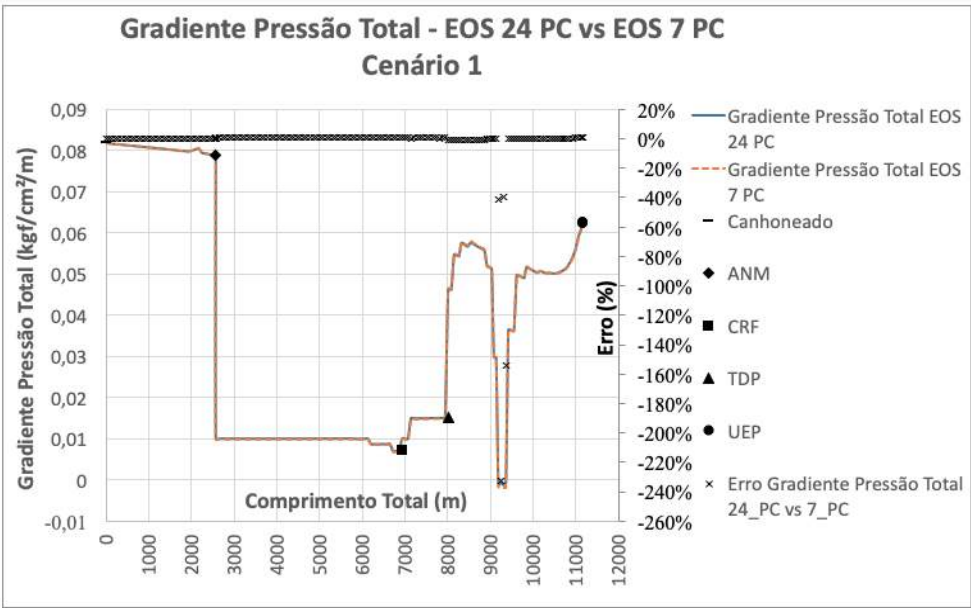


Figura C.68: Gradiente de pressão total - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

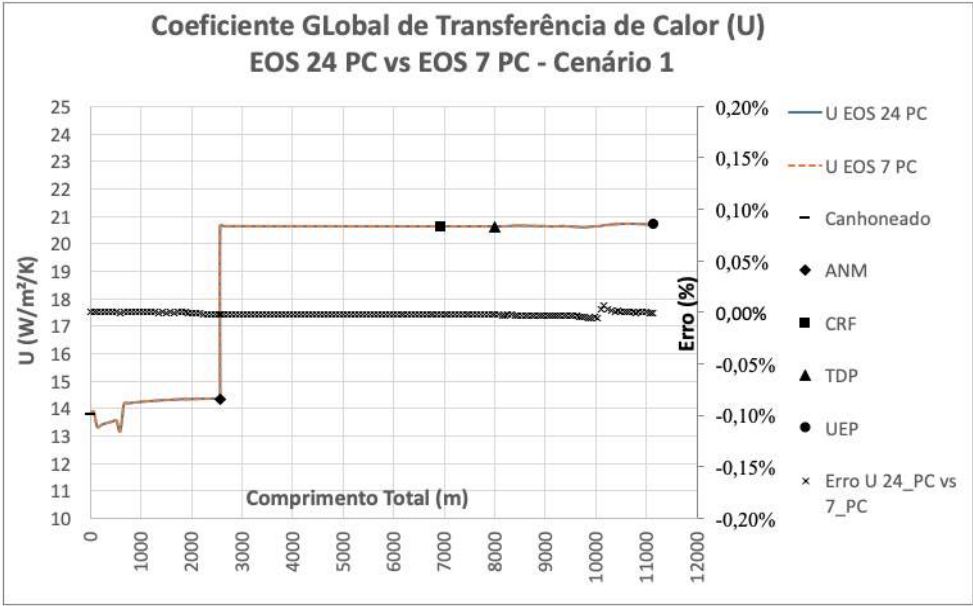


Figura C.69: Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

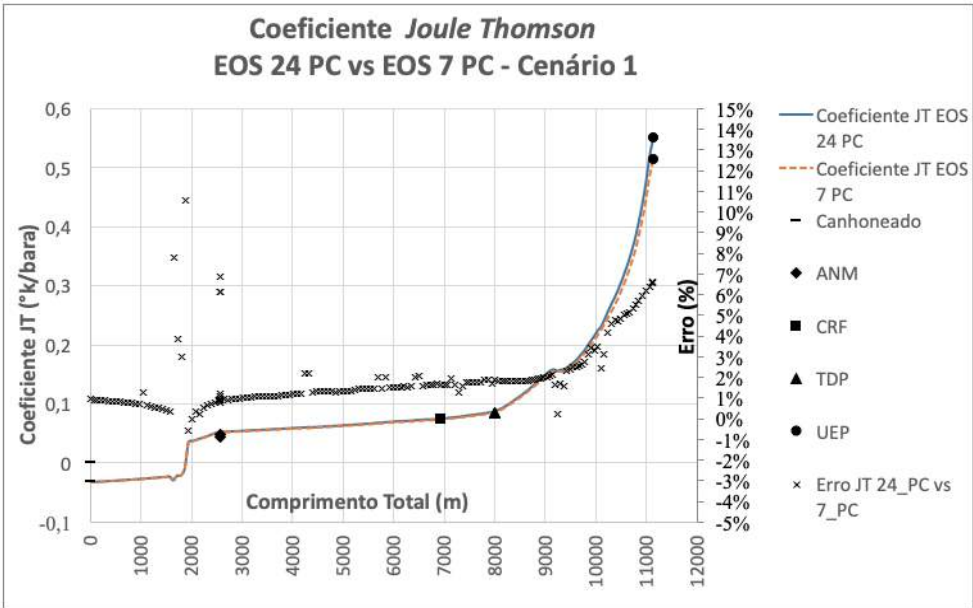


Figura C.70: Coeficiente *Joule-Thomson* - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

C.3.2
Cenário 2 - Período inicial antes do *breaktrough* de água

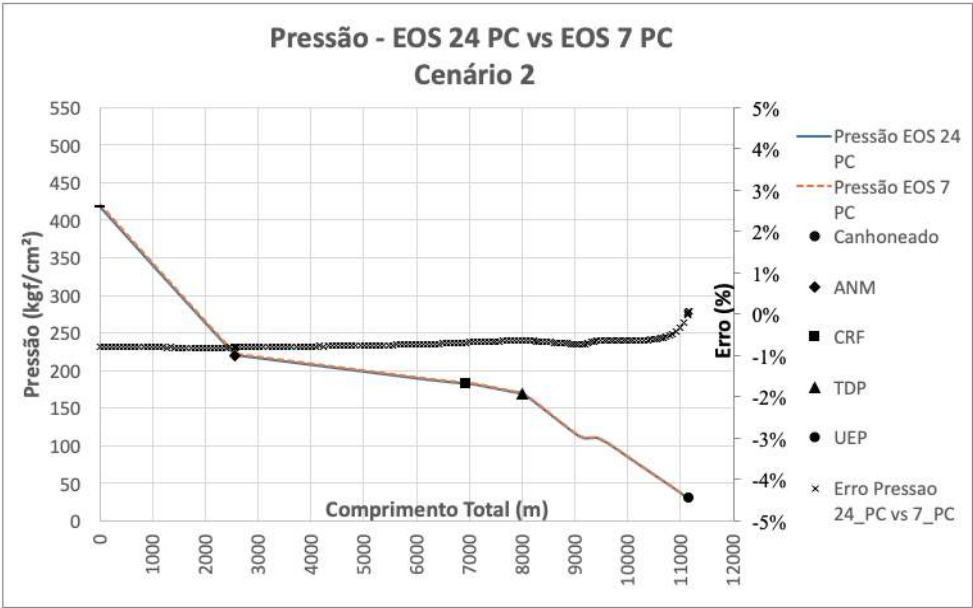


Figura C.71: Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

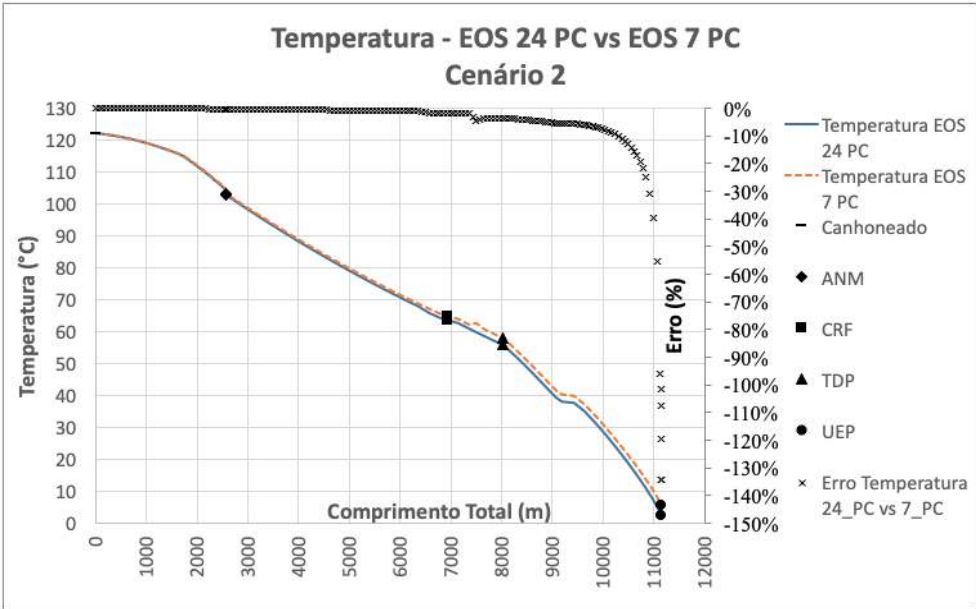


Figura C.72: Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

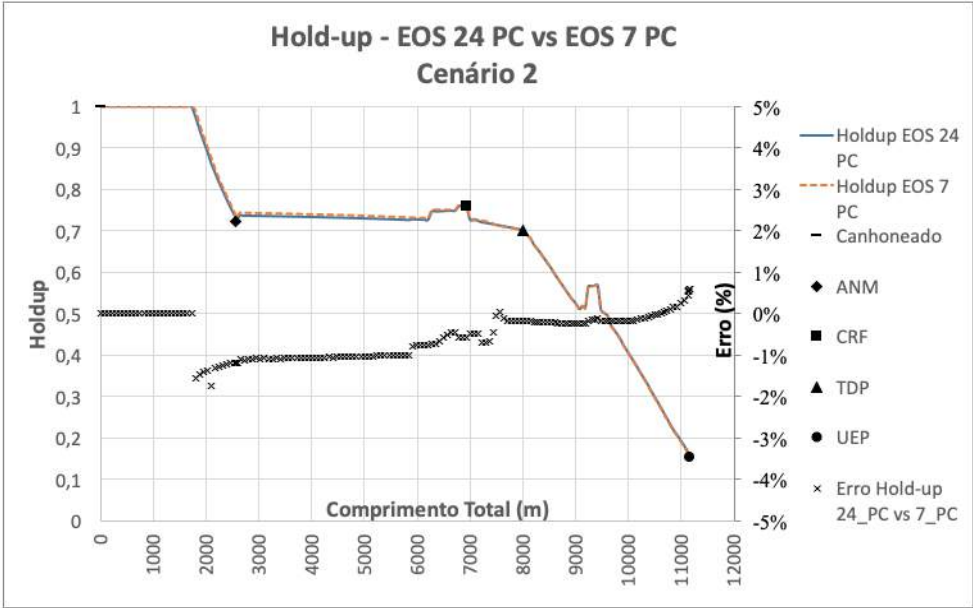


Figura C.73: *Holdup* no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

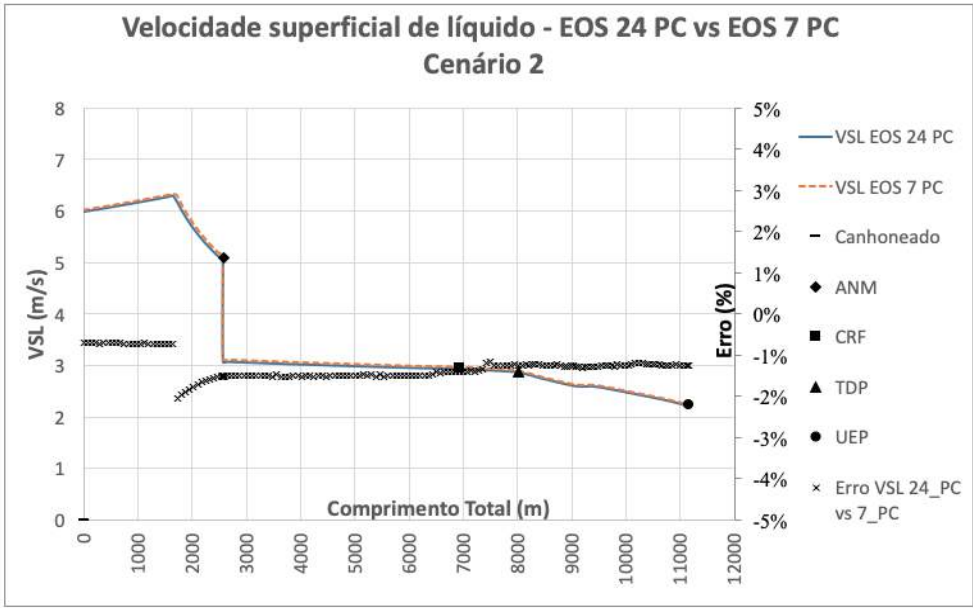


Figura C.74: Velocidade superficial de líquido - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

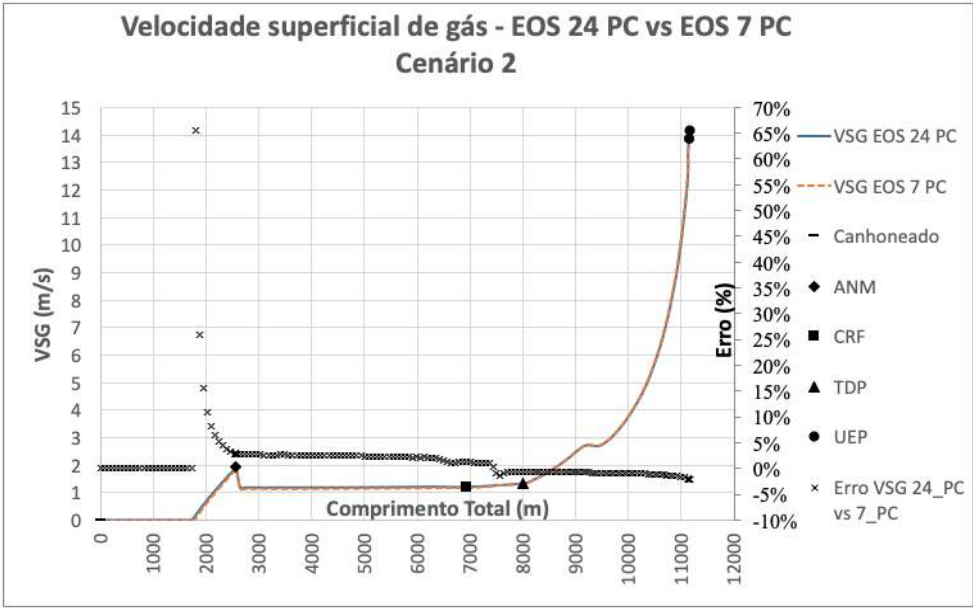


Figura C.75: Velocidade superficial de gás - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

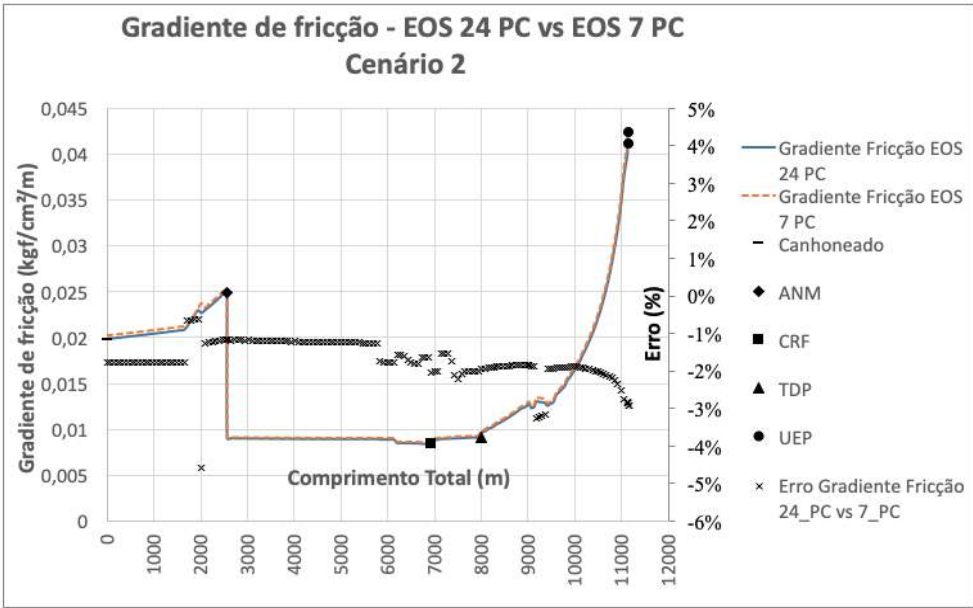


Figura C.76: Gradiente de pressão por fricção - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

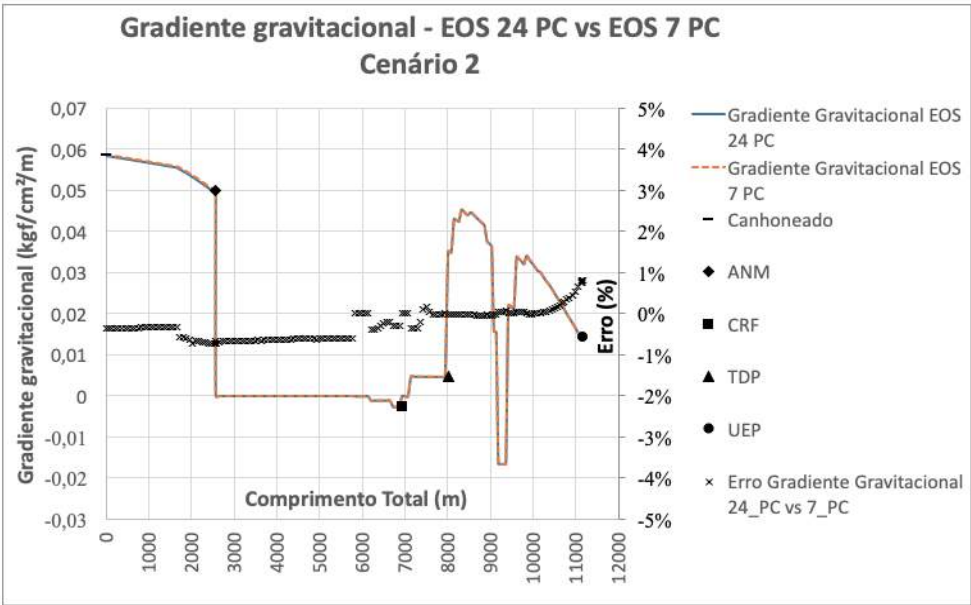


Figura C.77: Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

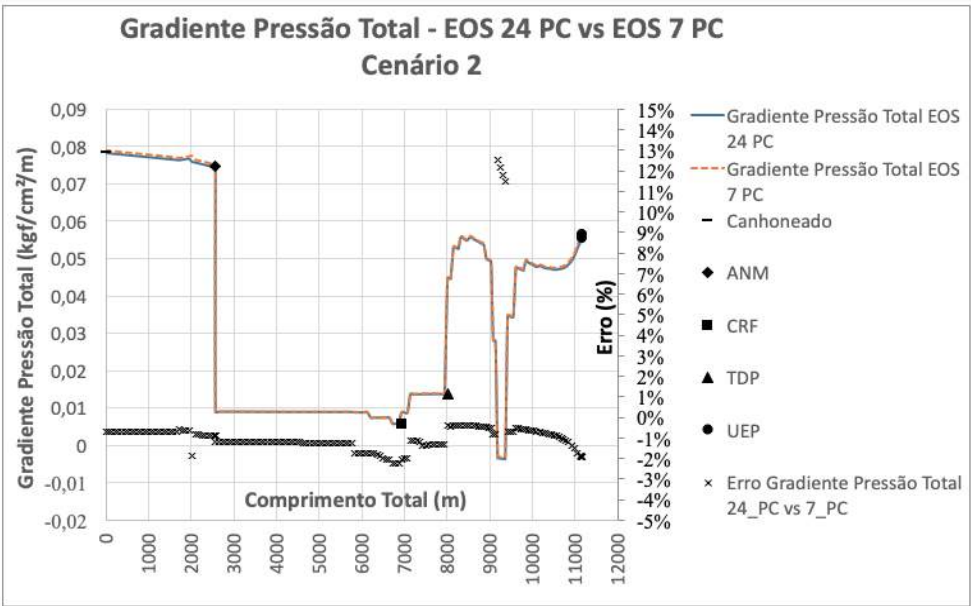


Figura C.78: Gradiente de pressão total - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

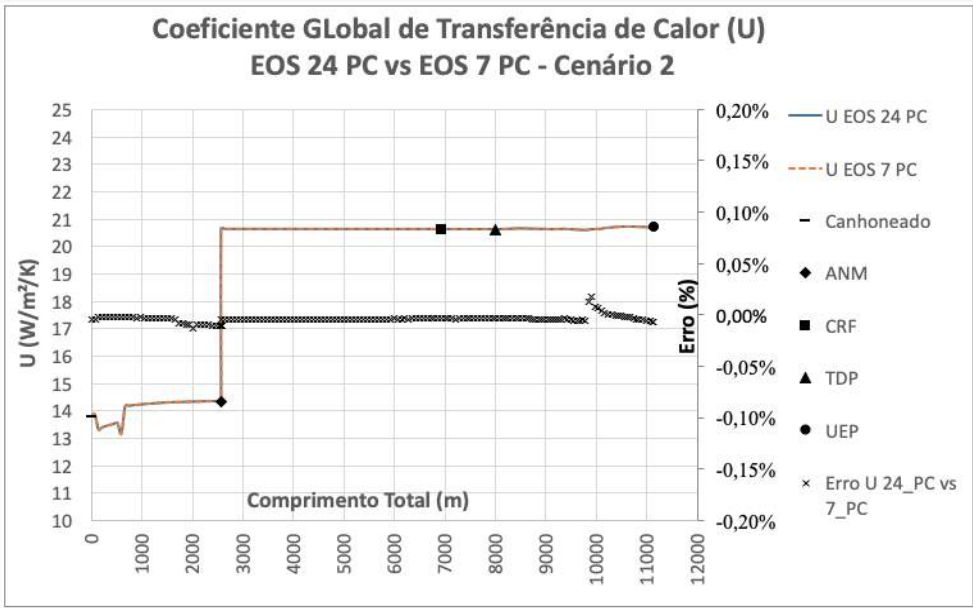


Figura C.79: Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

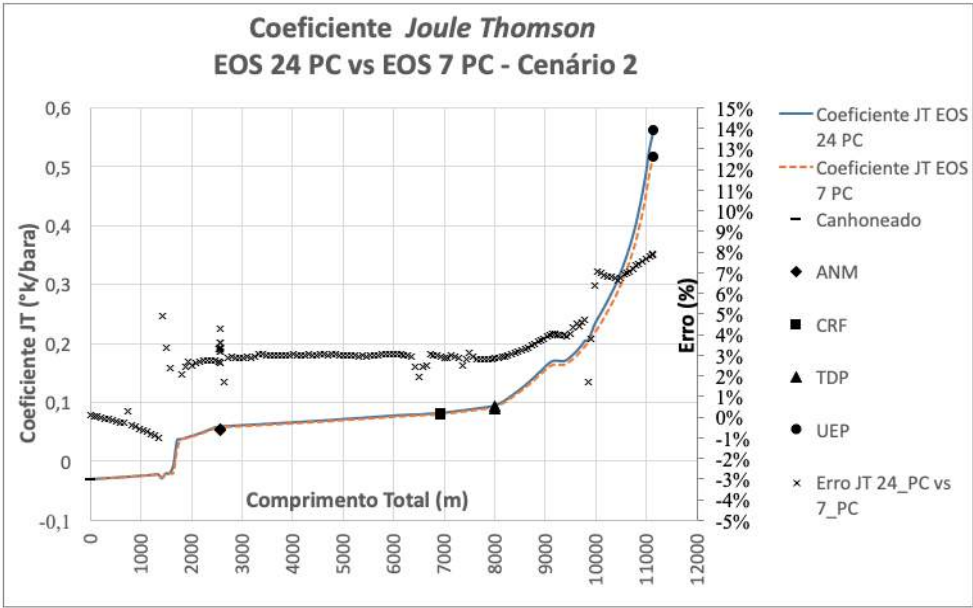


Figura C.80: Coeficiente *Joule-Thomson* - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

C.3.3
Cenário 3 - Corte de água intermediário

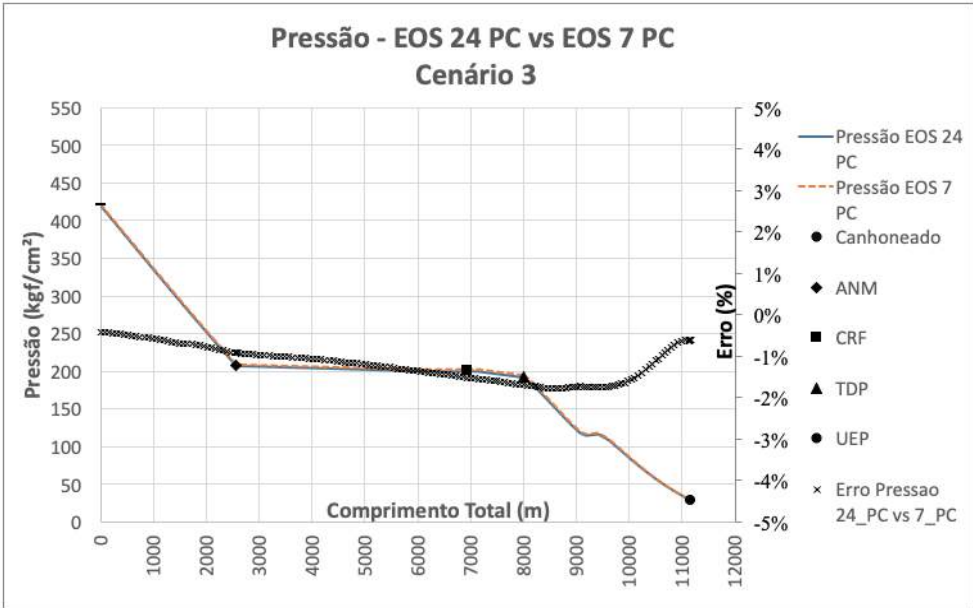


Figura C.81: Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

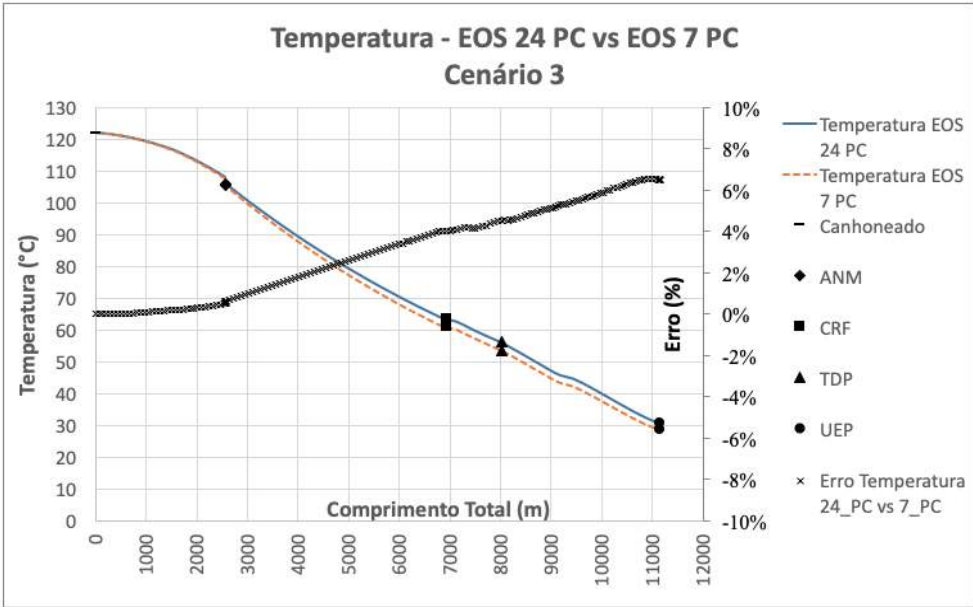


Figura C.82: Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

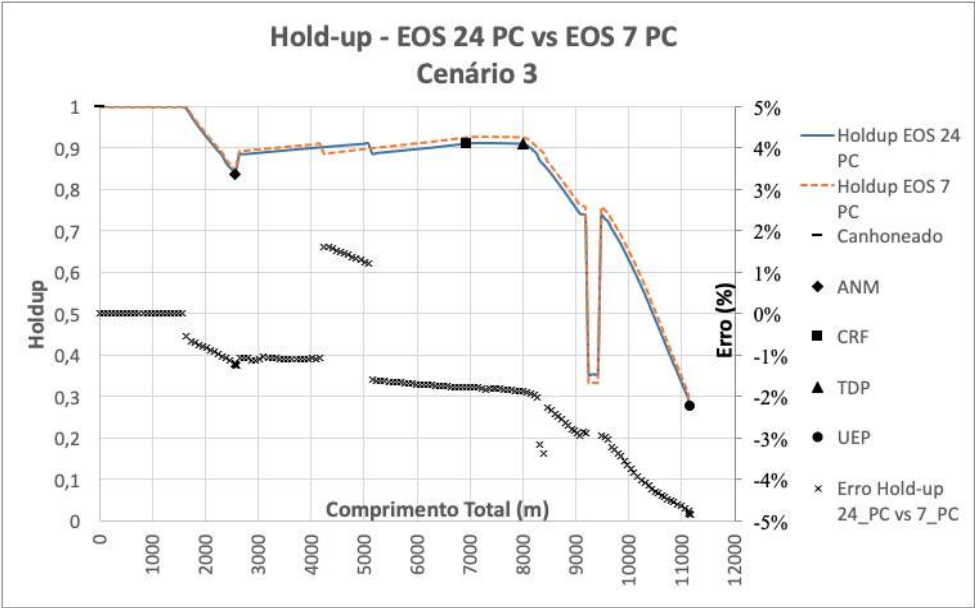


Figura C.83: *Holdup* no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

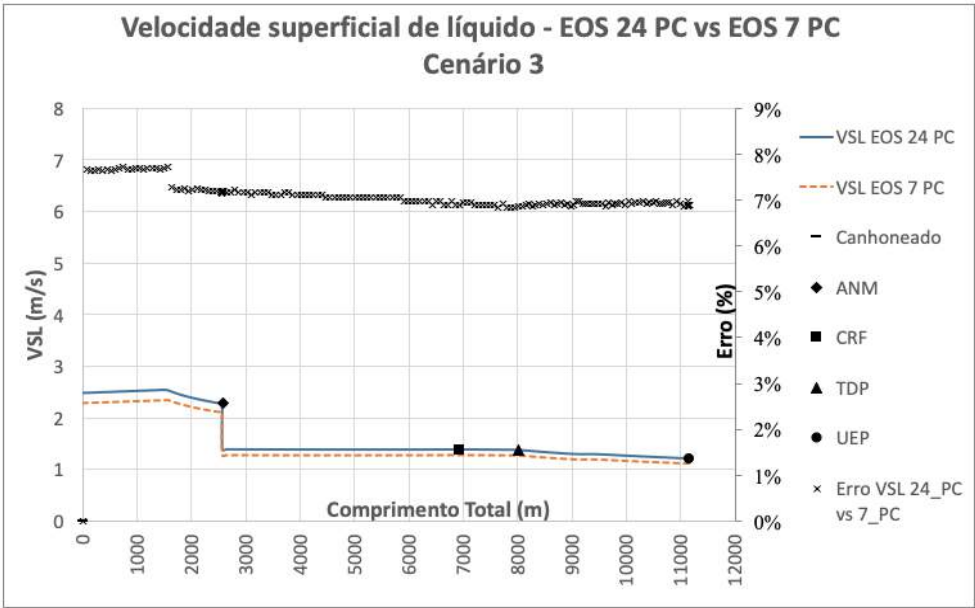


Figura C.84: Velocidade superficial de líquido - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

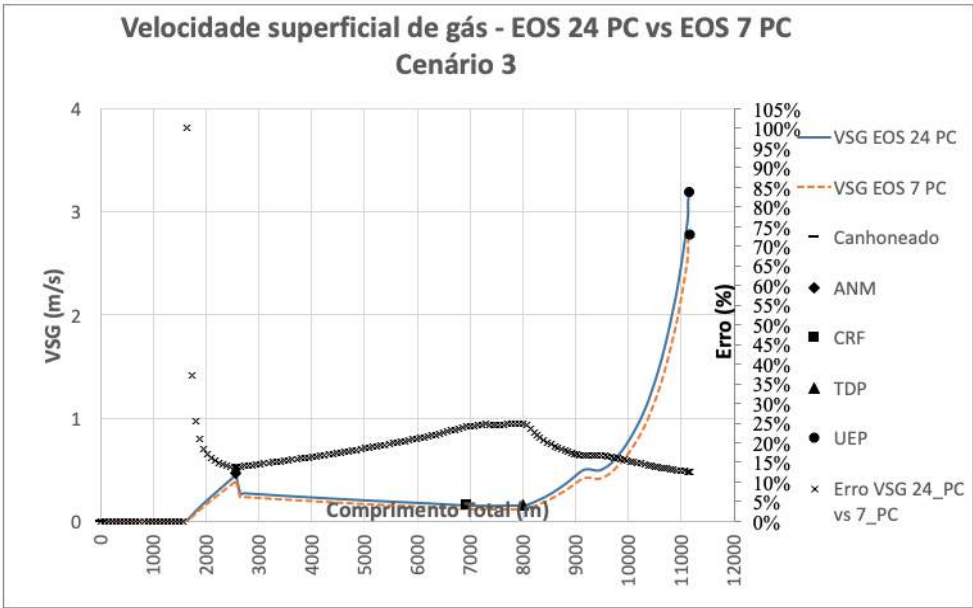


Figura C.85: Velocidade superficial de gás - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

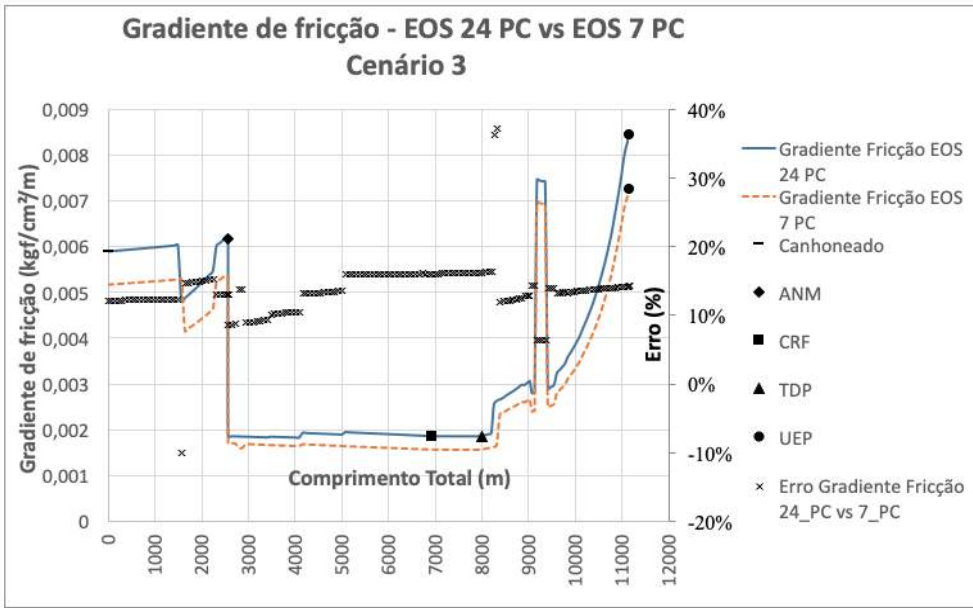


Figura C.86: Gradiente de pressão por fricção - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

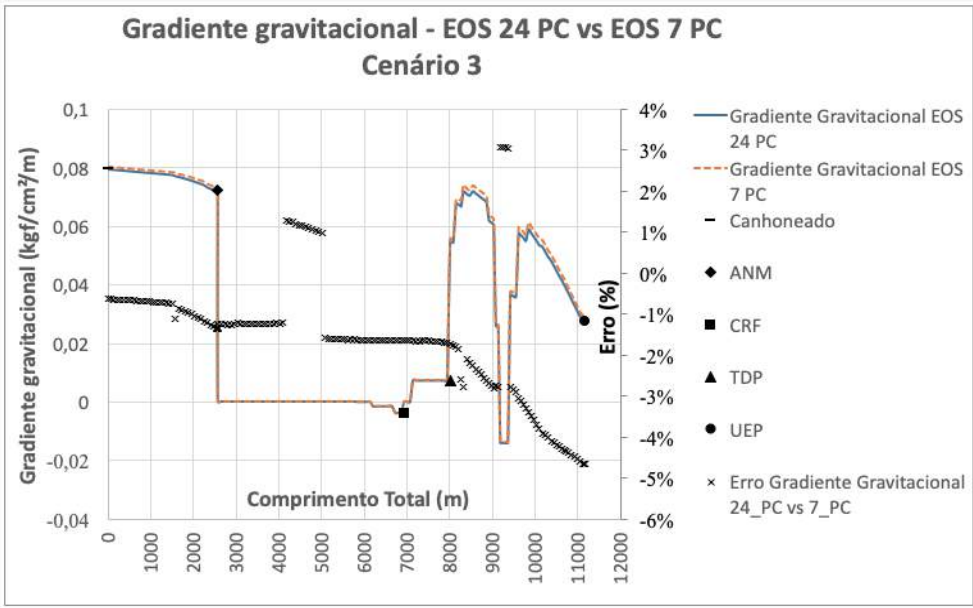


Figura C.87: Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

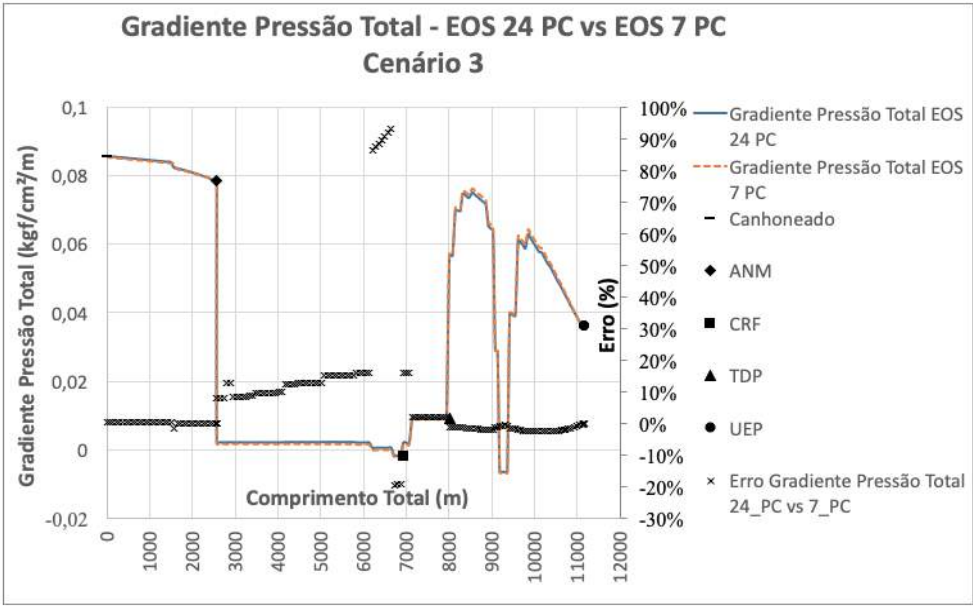


Figura C.88: Gradiente de pressão total - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

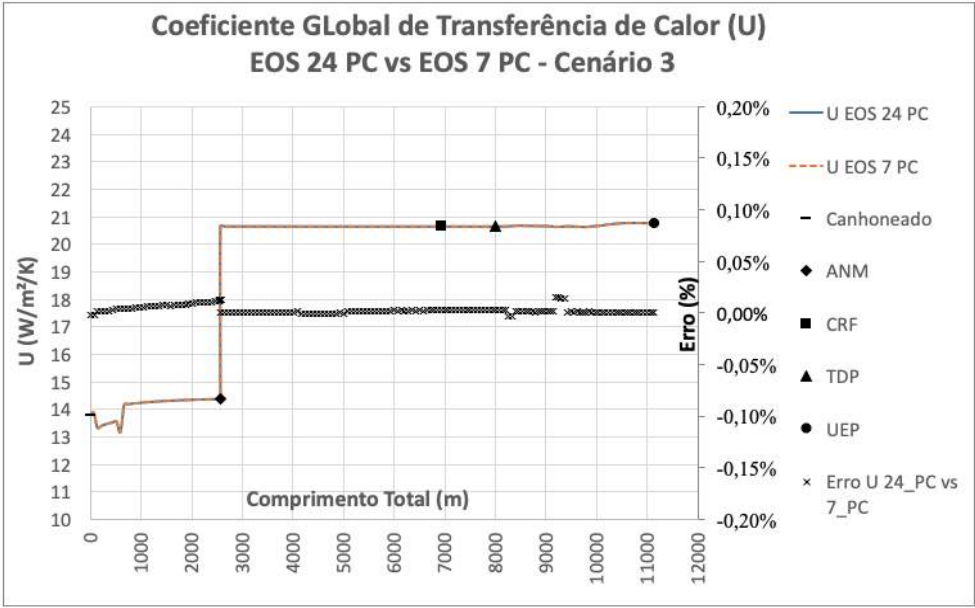


Figura C.89: Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

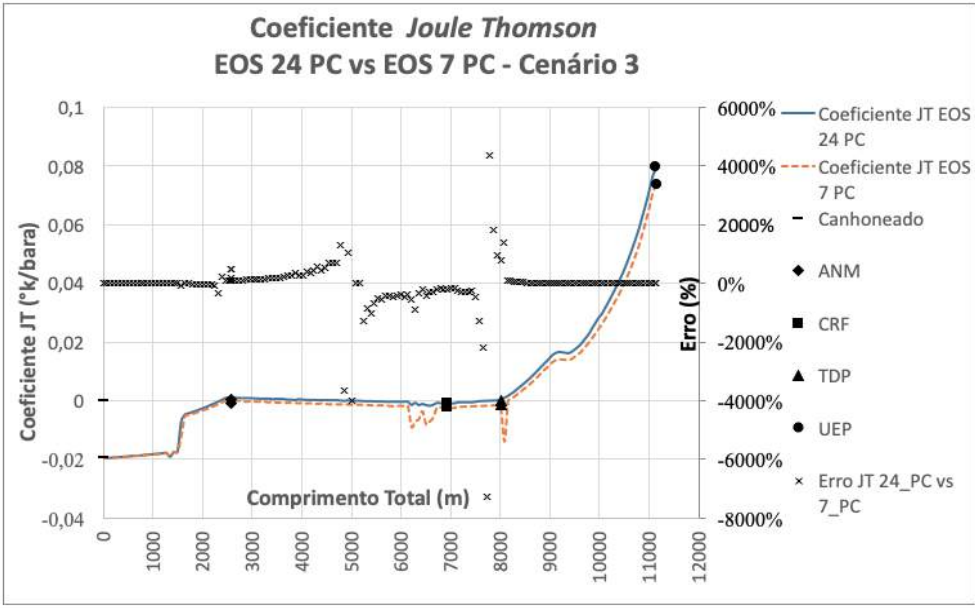


Figura C.90: Coeficiente *Joule-Thomson* - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 7 PC.

C.4
EOS 24 PC versus EOS 6 PC

C.4.1
Cenário 1 - Período inicial logo após a abertura do poço

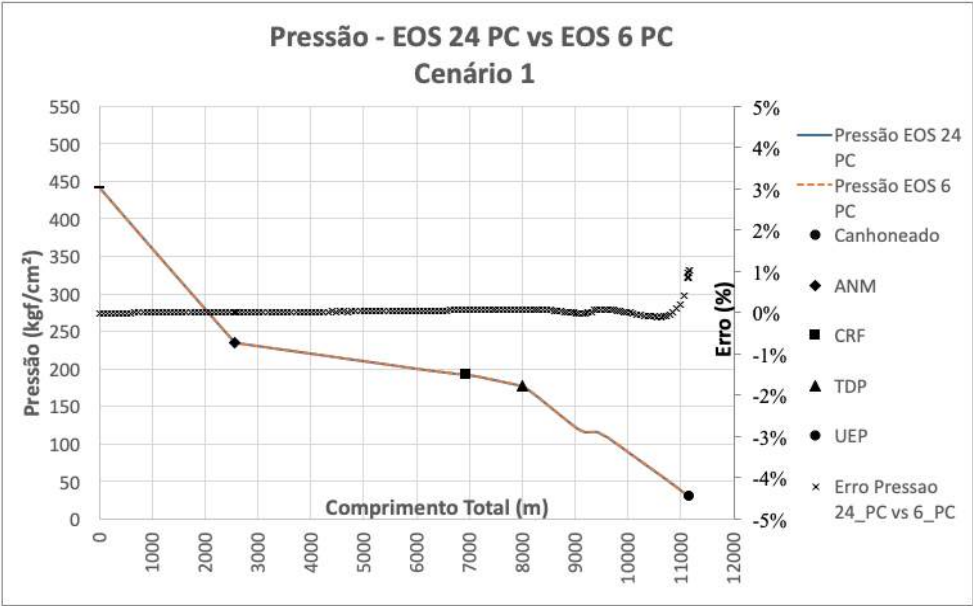


Figura C.91: Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

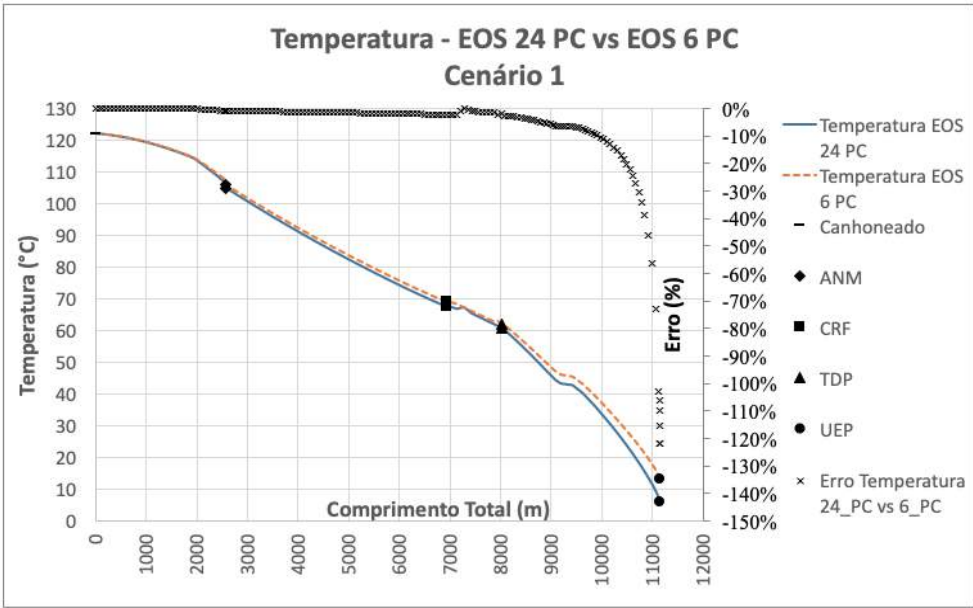


Figura C.92: Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

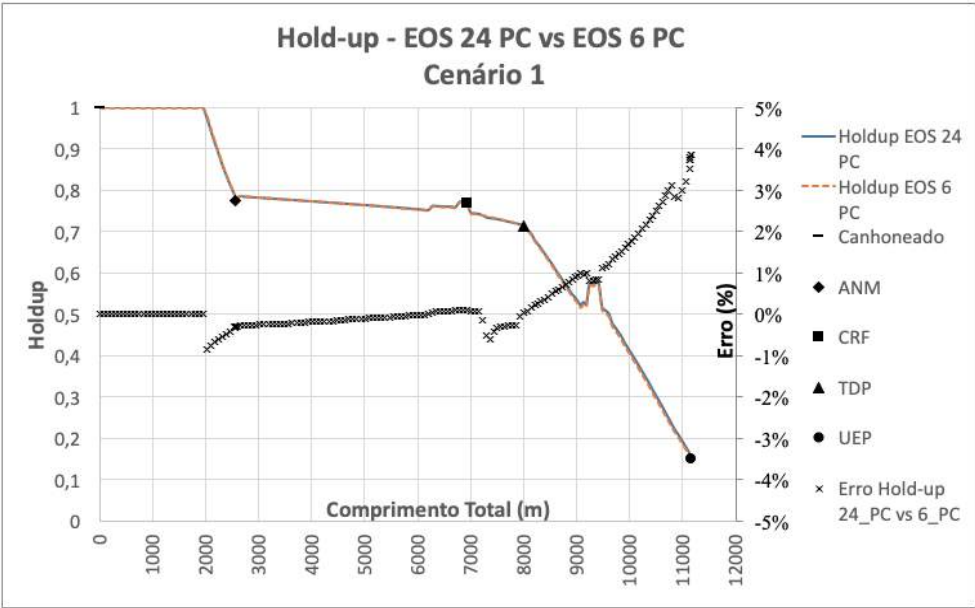


Figura C.93: *Holdup* no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

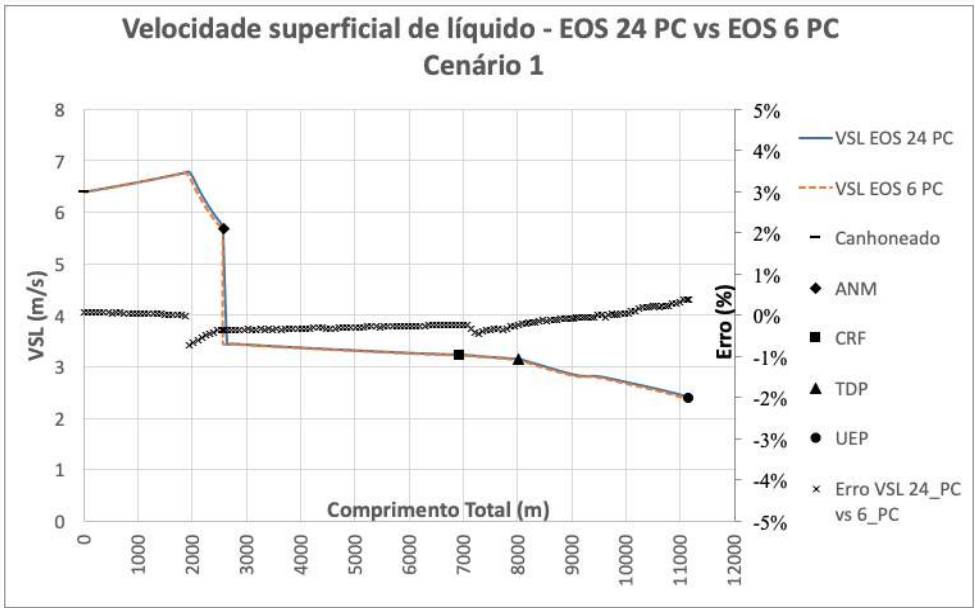


Figura C.94: Velocidade superficial de líquido - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

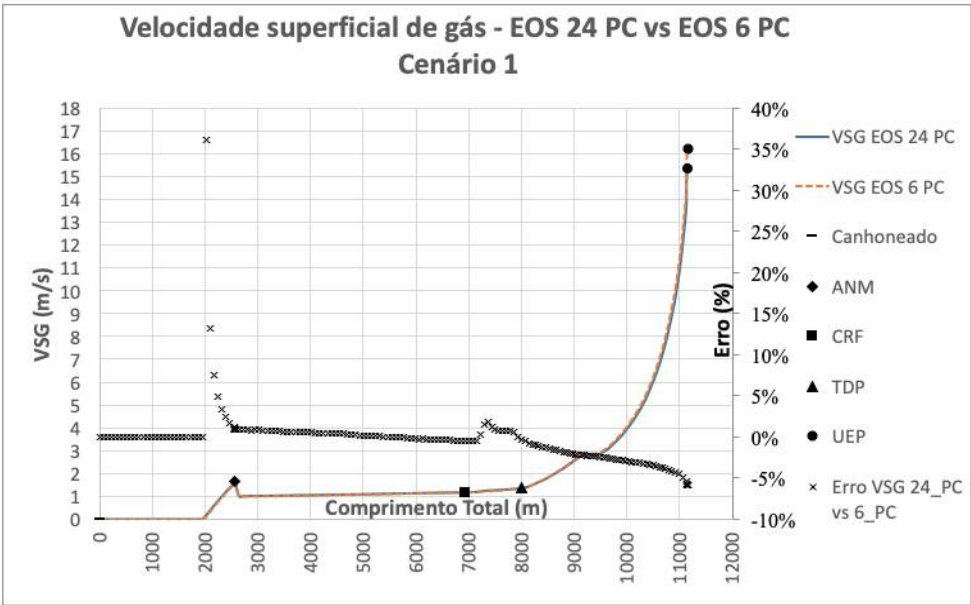


Figura C.95: Velocidade superficial de gás - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

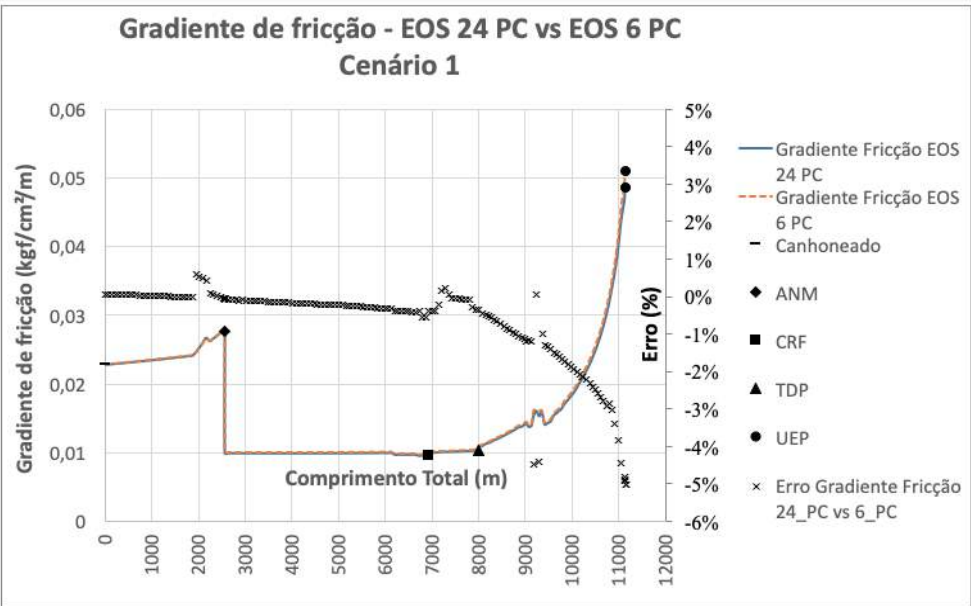


Figura C.96: Gradiente de pressão por fricção - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

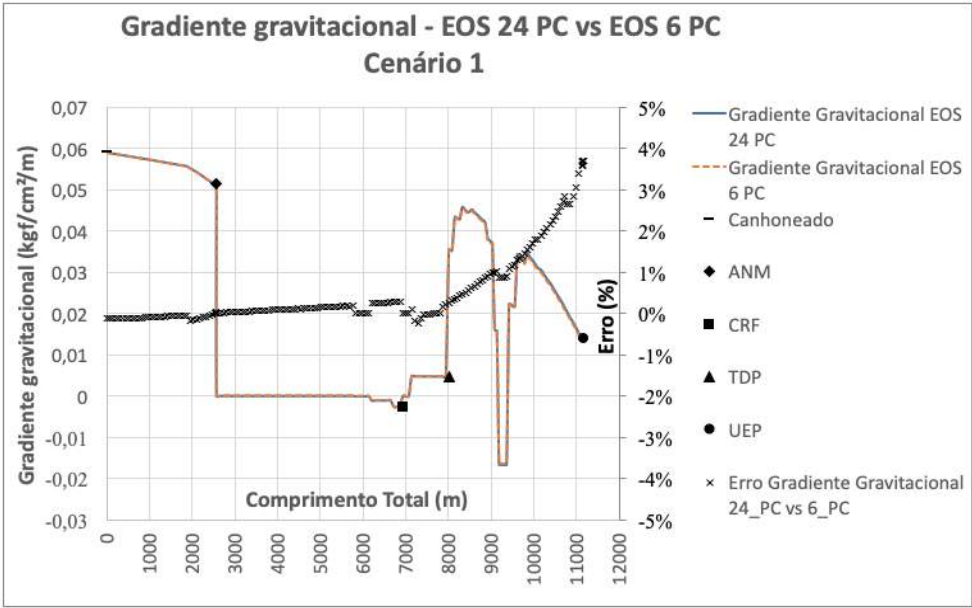


Figura C.97: Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

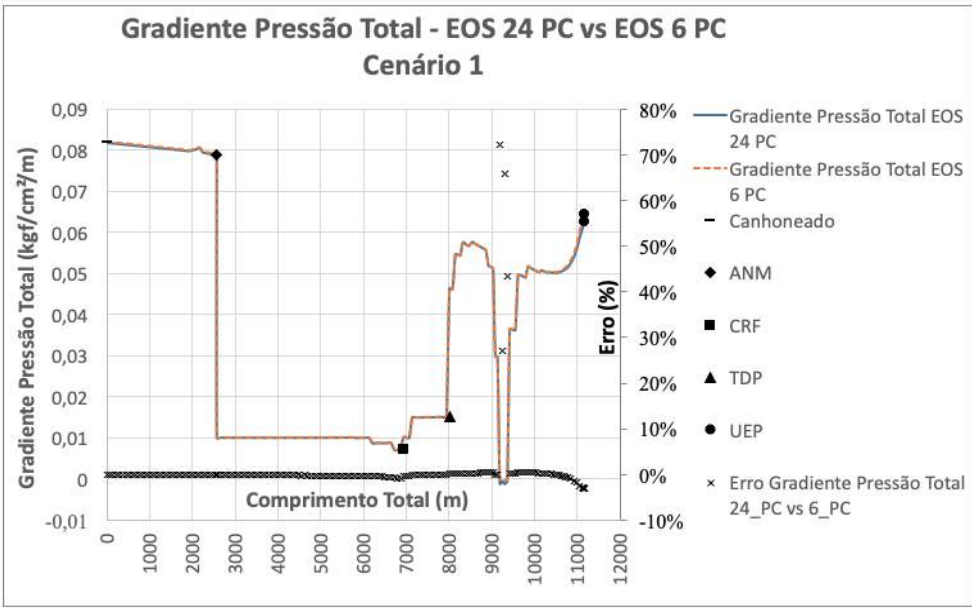


Figura C.98: Gradiente de pressão total - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

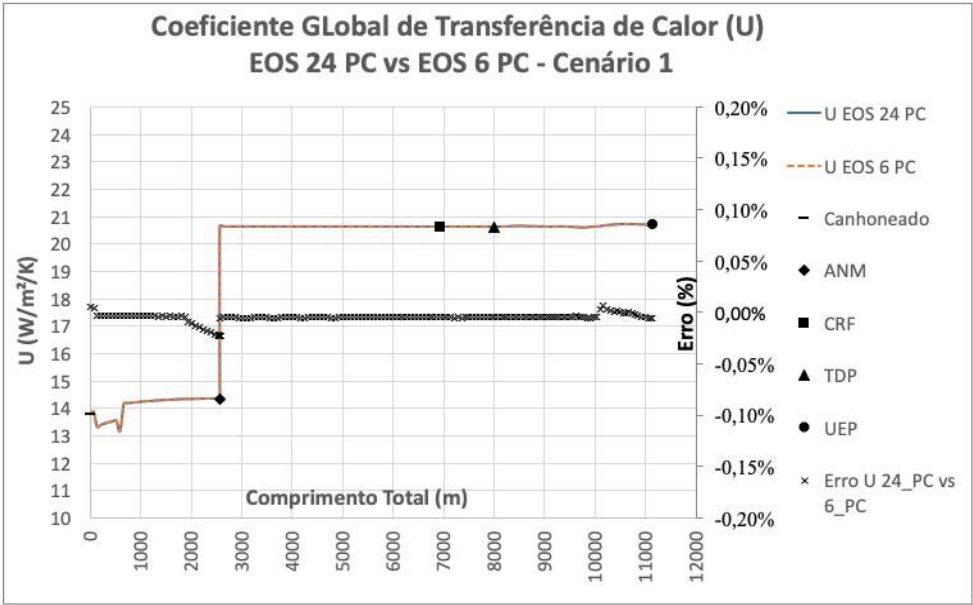


Figura C.99: Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

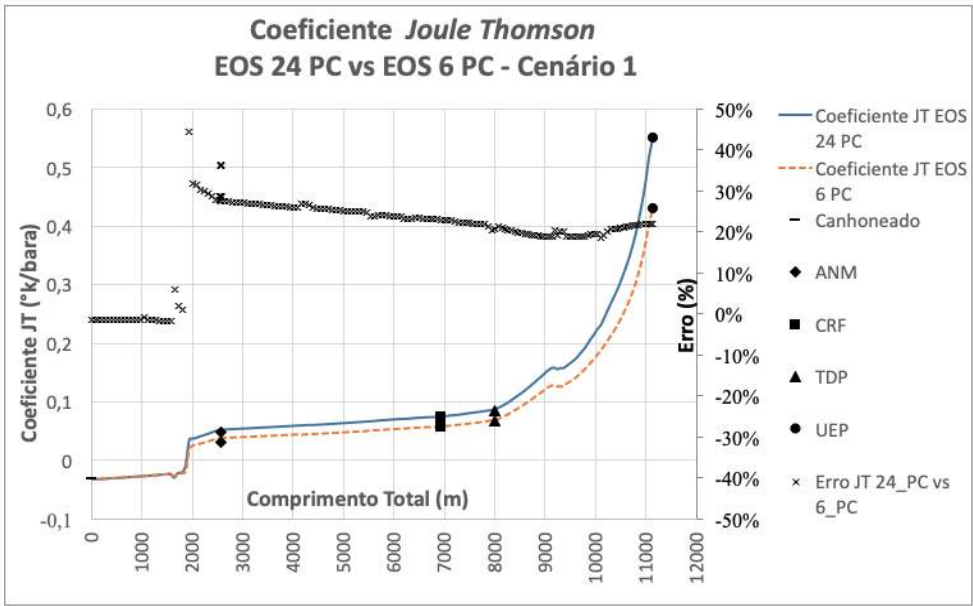


Figura C.100: Coeficiente *Joule-Thomson* - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

C.4.2
Cenário 2 - Período inicial antes do *breaktrough* de água

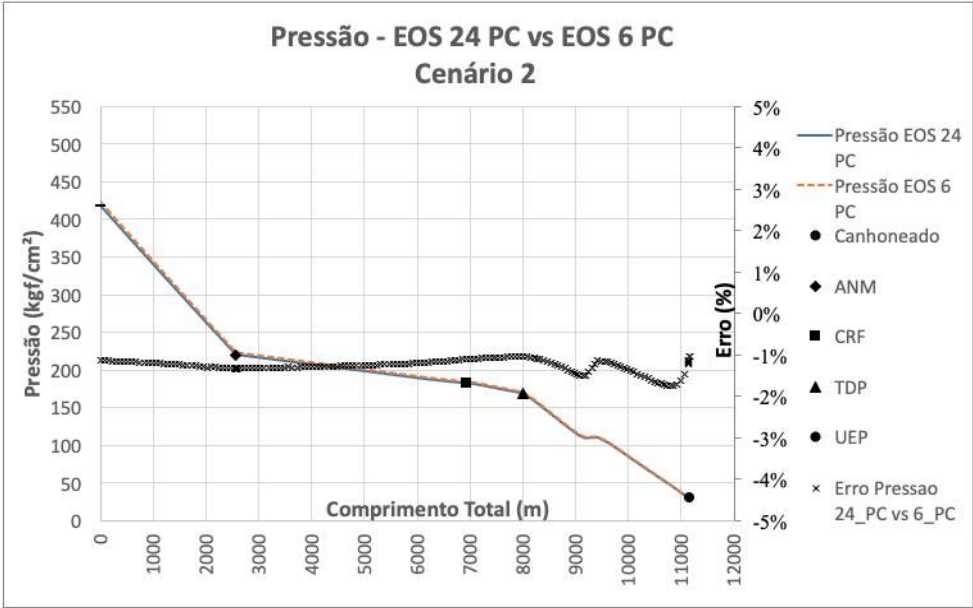


Figura C.101: Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

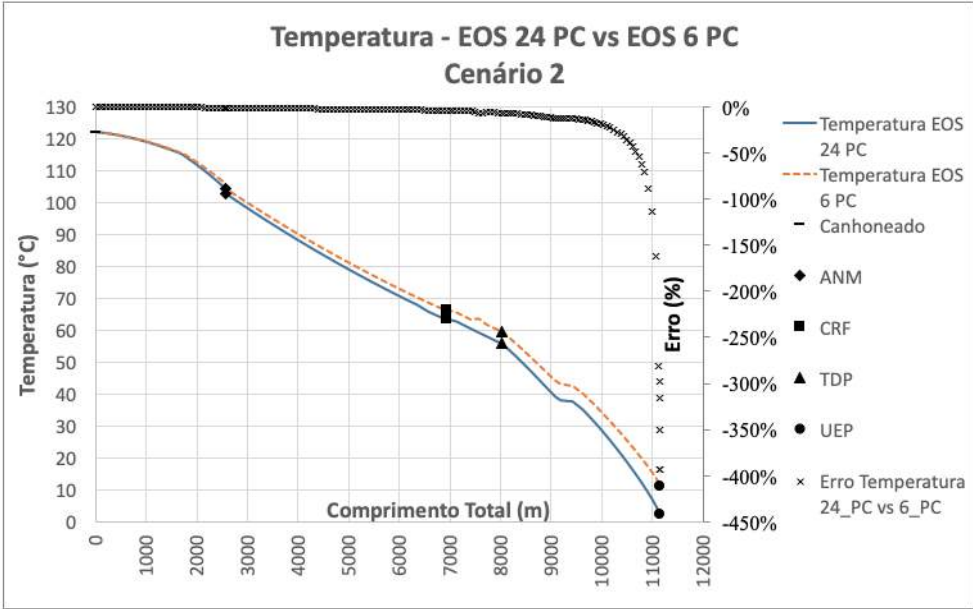


Figura C.102: Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

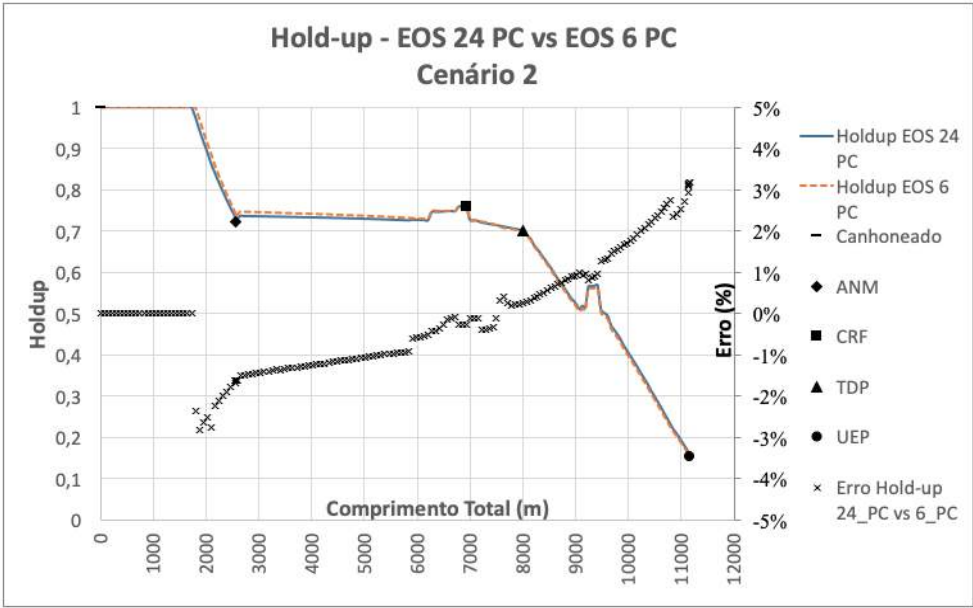


Figura C.103: *Holdup* no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

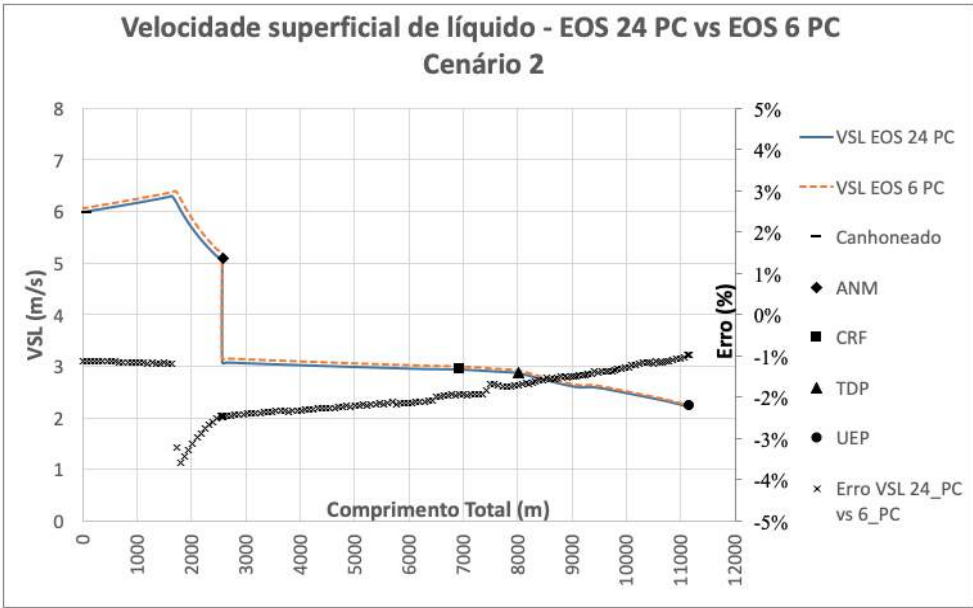


Figura C.104: Velocidade superficial de líquido - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

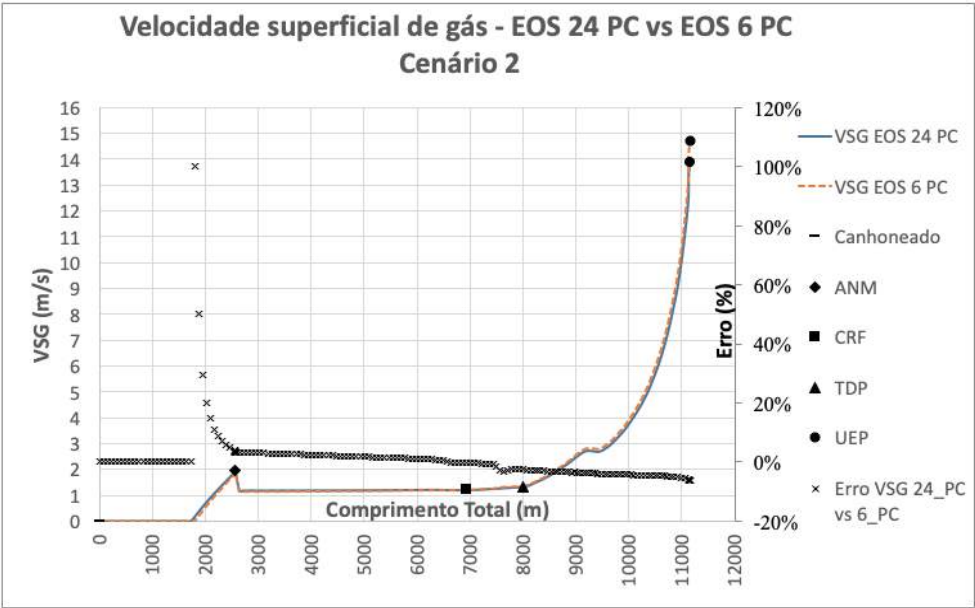


Figura C.105: Velocidade superficial de gás - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

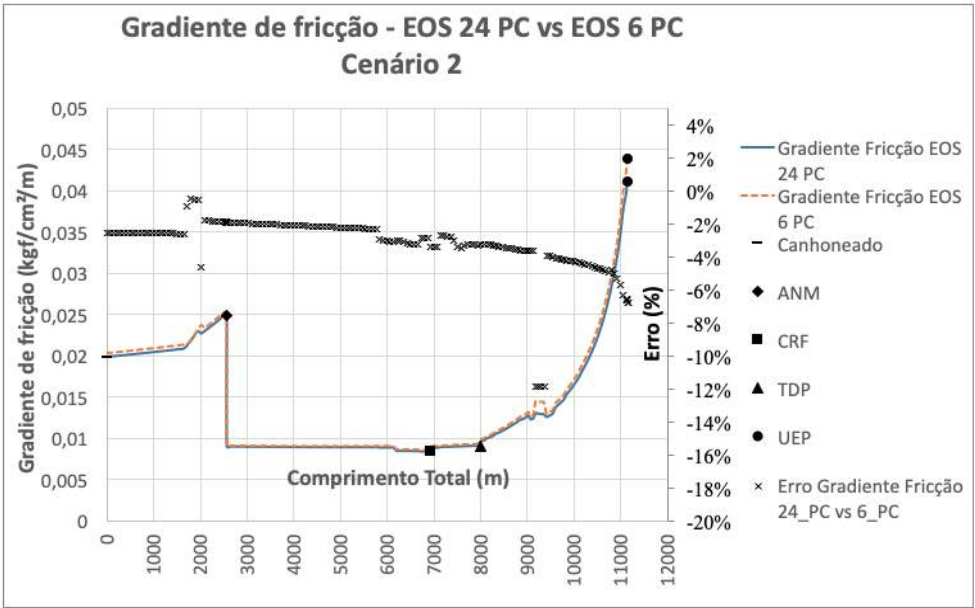


Figura C.106: Gradiente de pressão por fricção - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

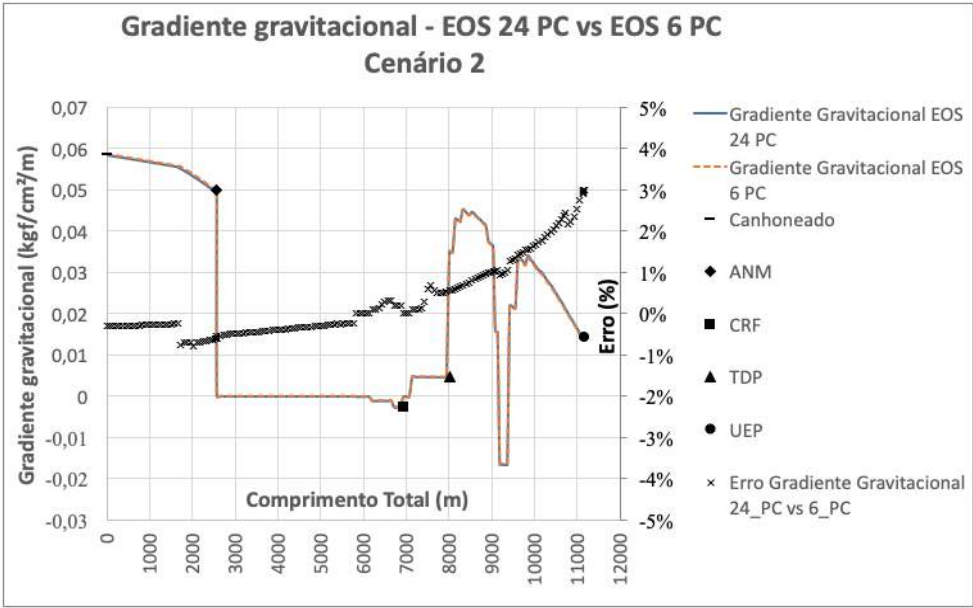


Figura C.107: Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

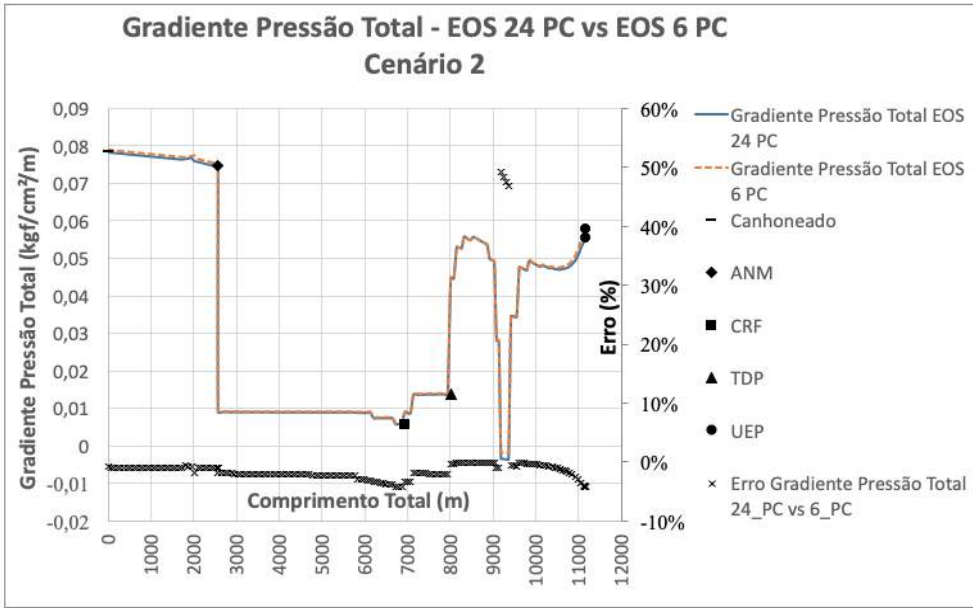


Figura C.108: Gradiente de pressão total - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

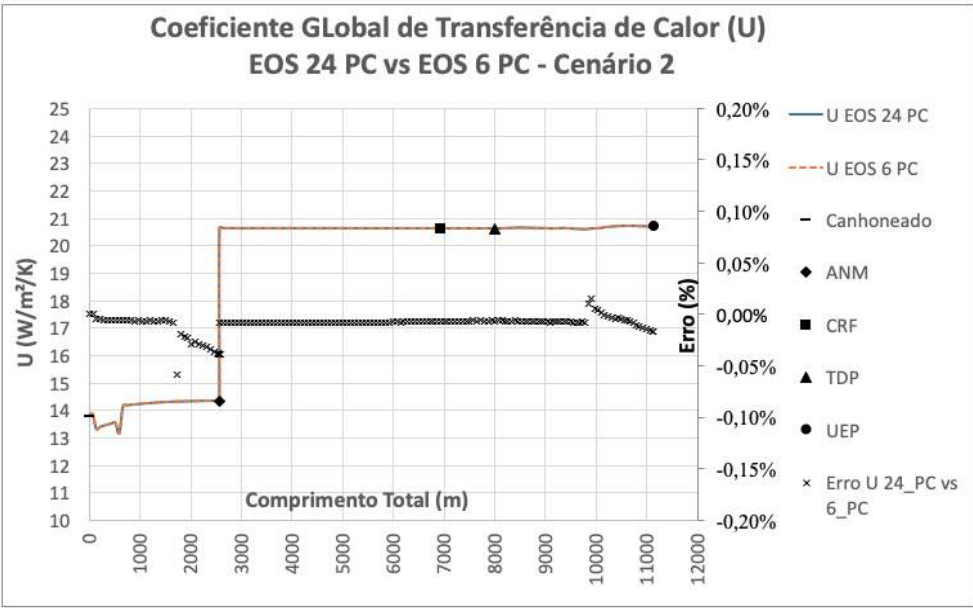


Figura C.109: Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

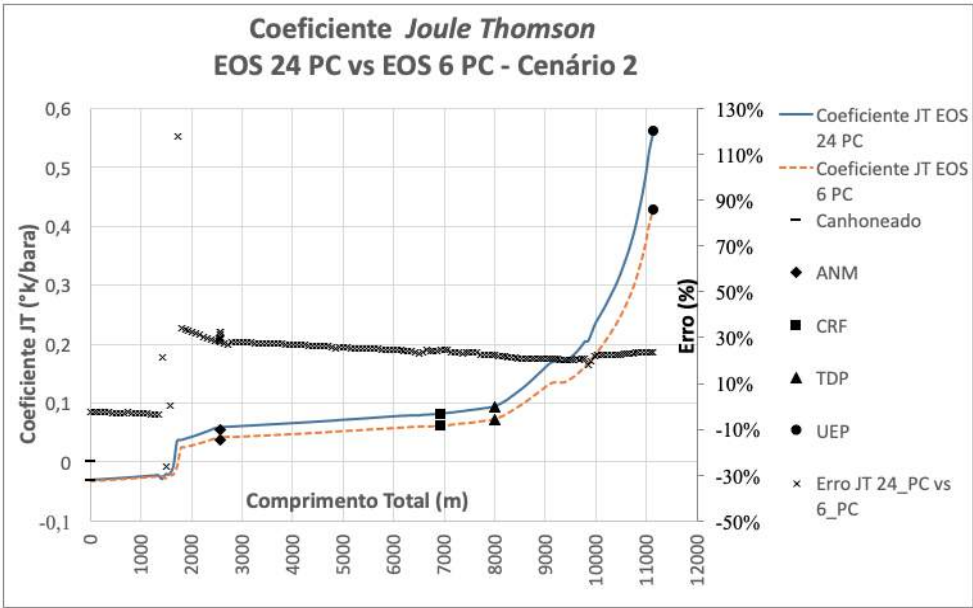


Figura C.110: Coeficiente *Joule-Thomson* - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

C.4.3
Cenário 3 - Corte de água intermediário

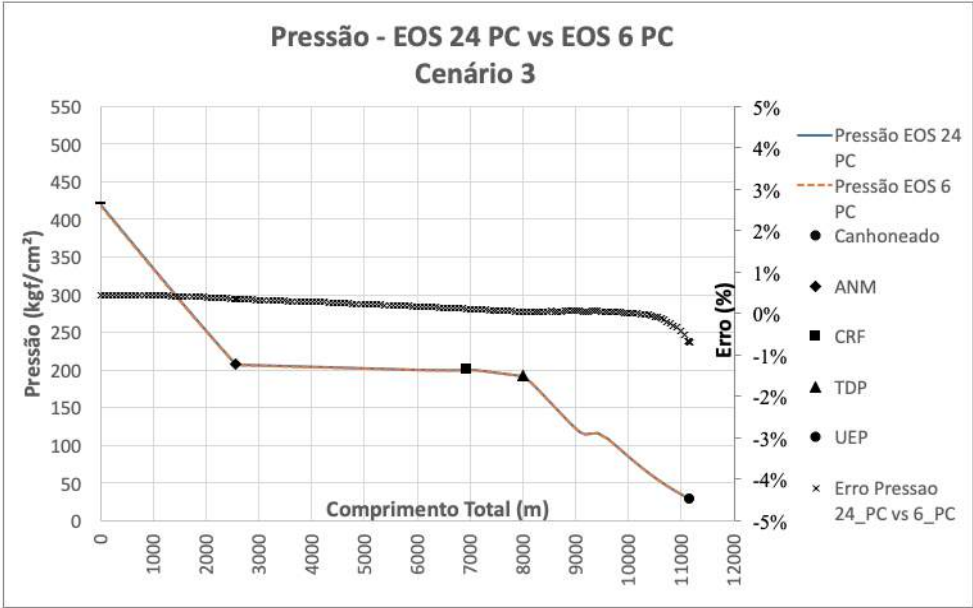


Figura C.111: Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

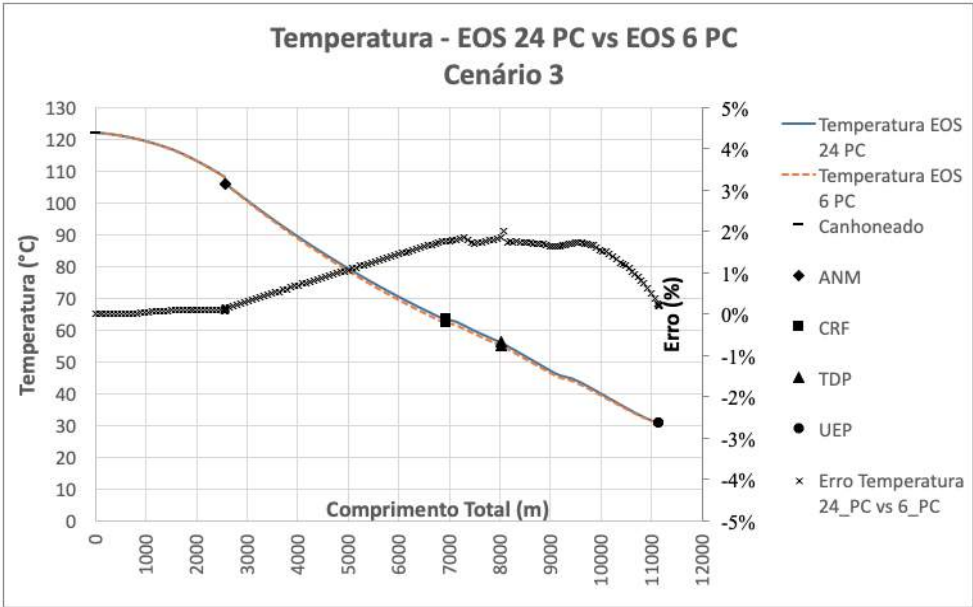


Figura C.112: Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

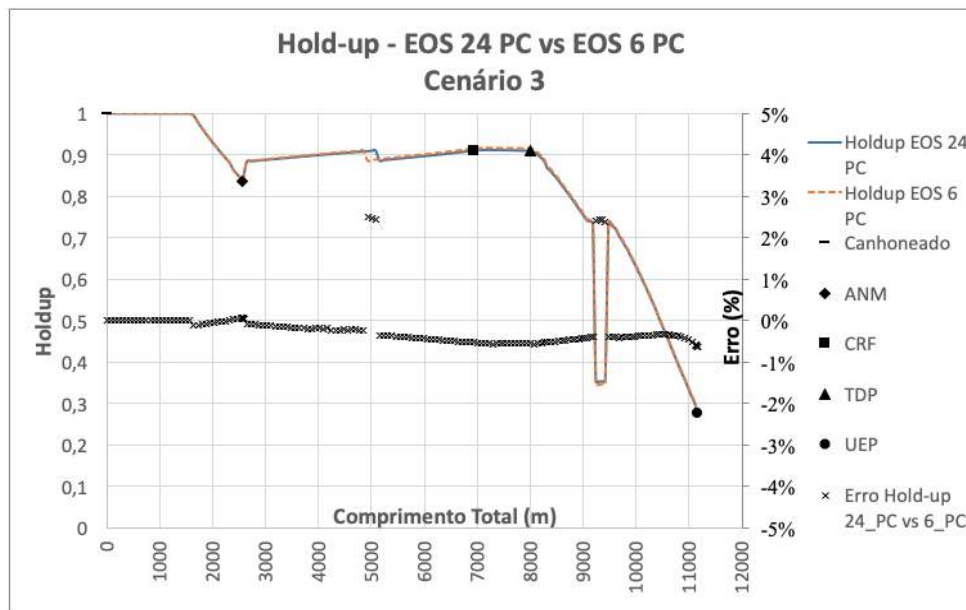


Figura C.113: *Holdup* no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

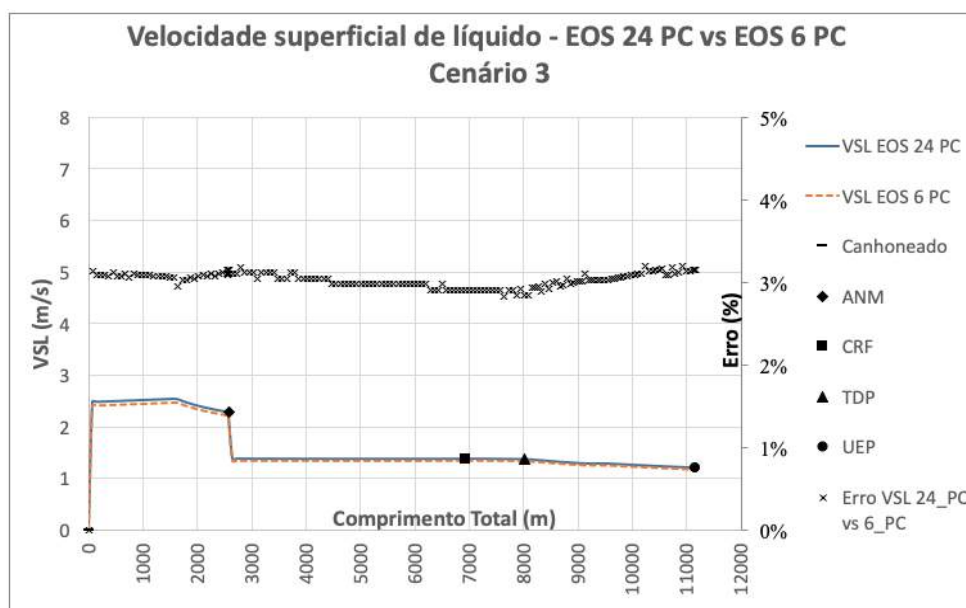


Figura C.114: Velocidade superficial de líquido - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

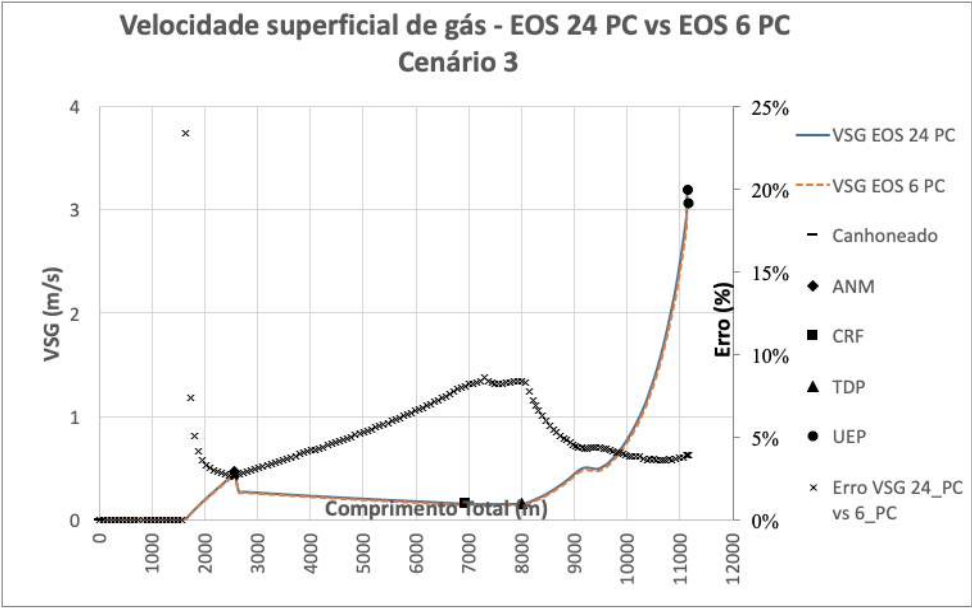


Figura C.115: Velocidade superficial de gás - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

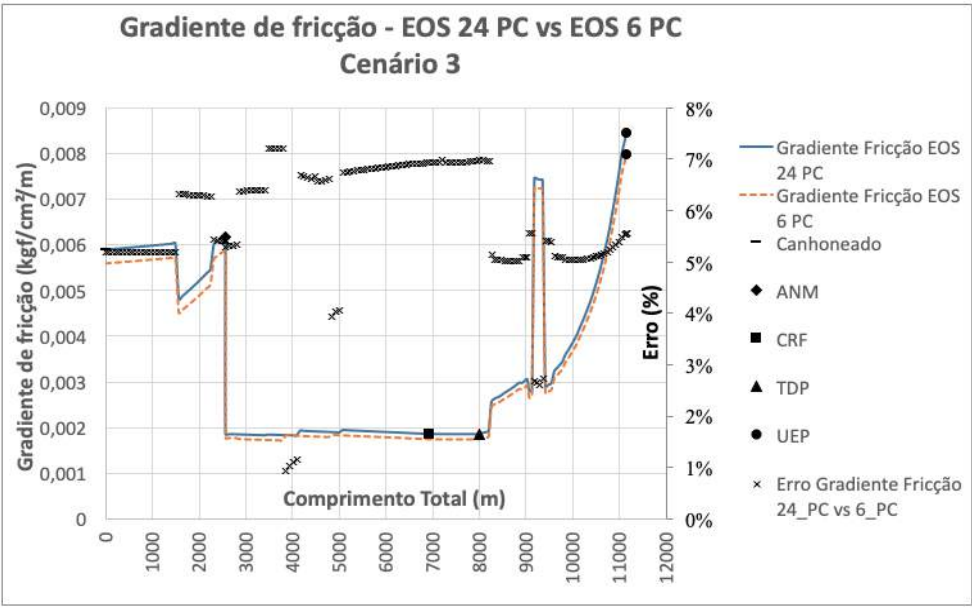


Figura C.116: Gradiente de pressão por fricção - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

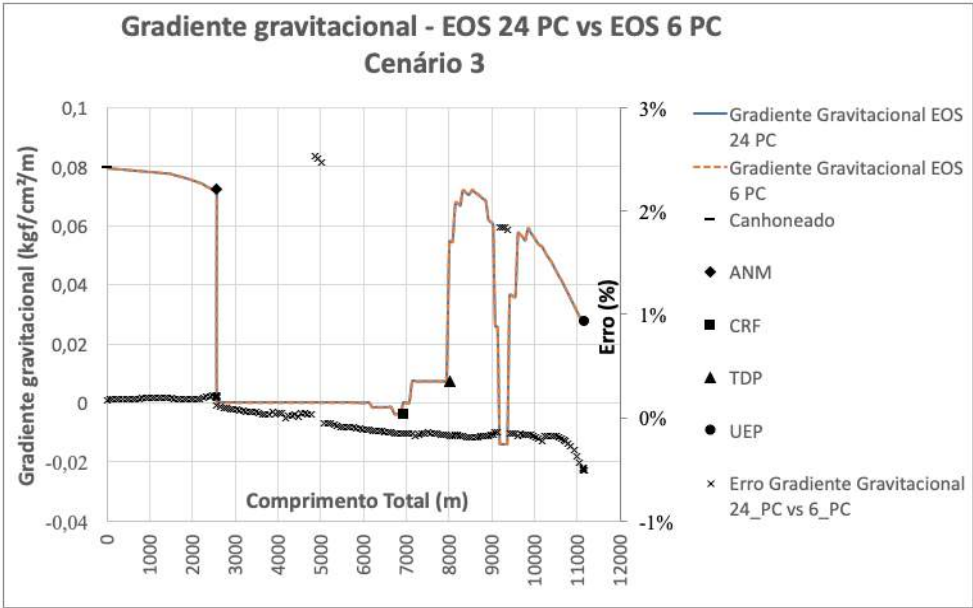


Figura C.117: Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

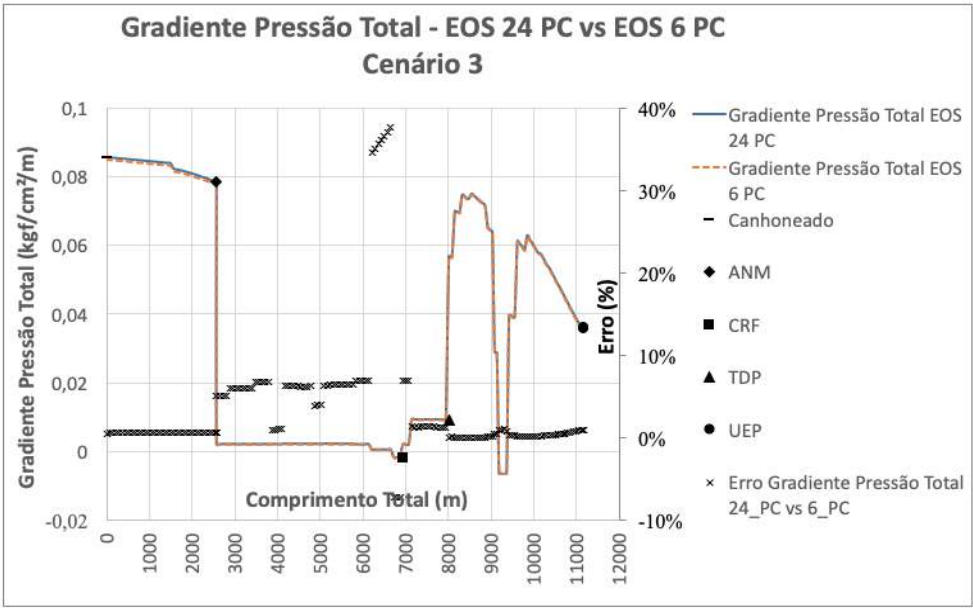


Figura C.118: Gradiente de pressão total - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

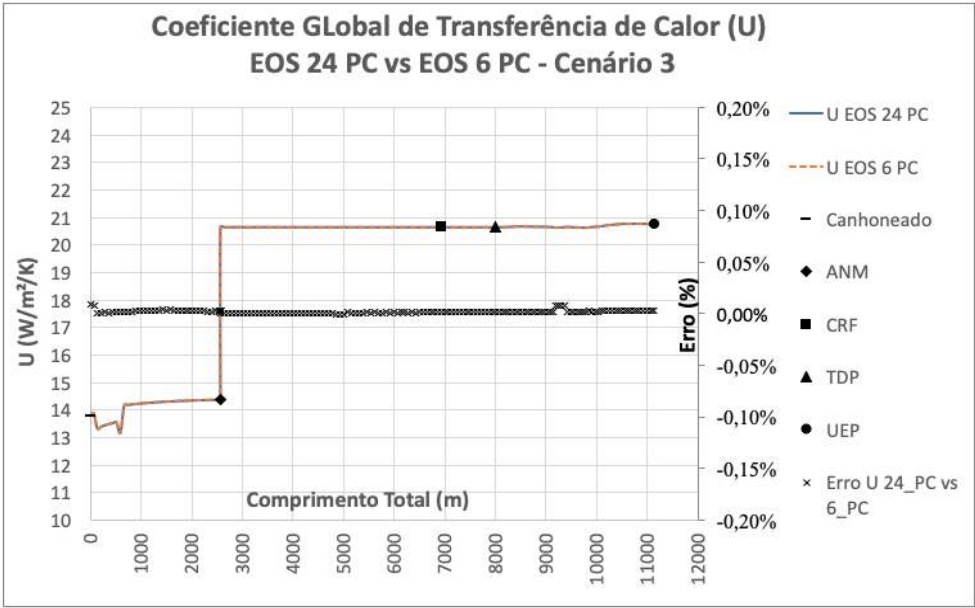


Figura C.119: Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

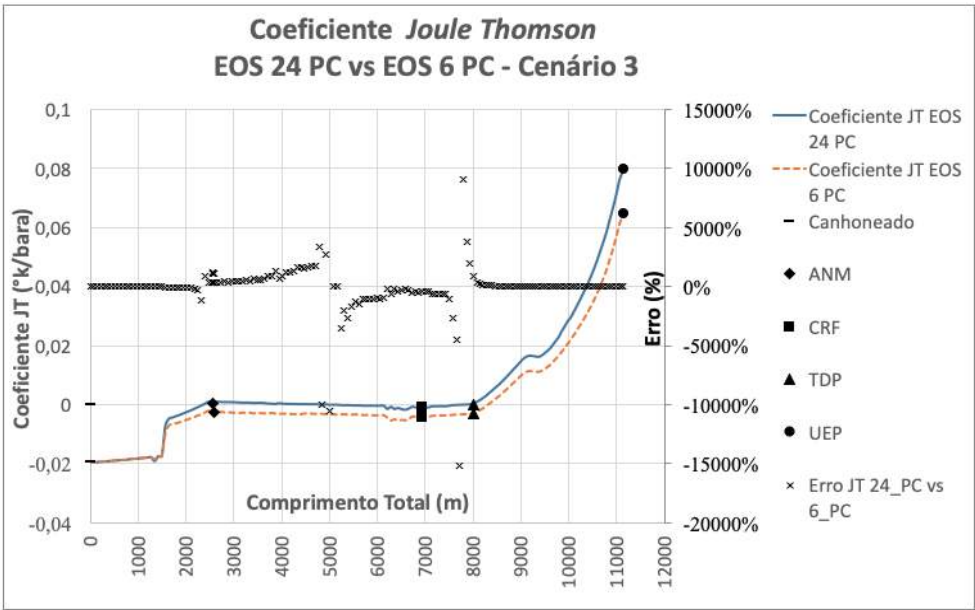


Figura C.120: Coeficiente *Joule-Thomson* - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 6 PC.

C.5
EOS 24 PC versus EOS 5 PC

C.5.1
Cenário 1 - Período inicial logo após a abertura do poço

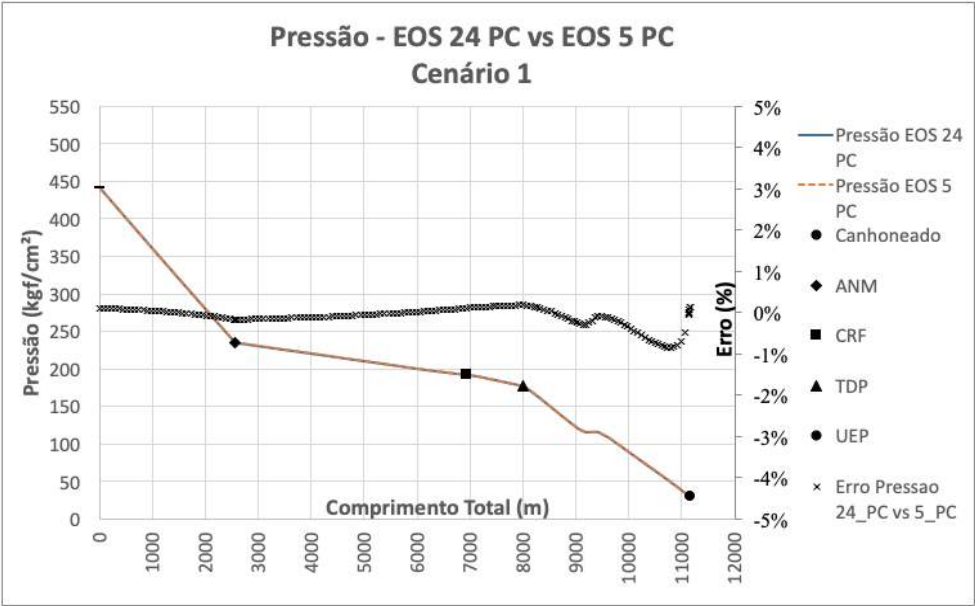


Figura C.121: Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

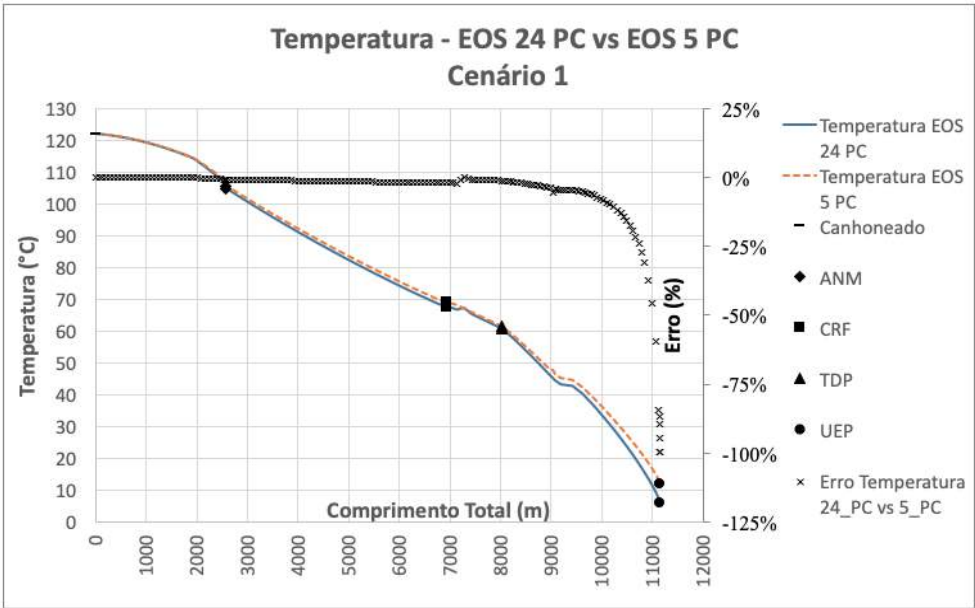


Figura C.122: Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

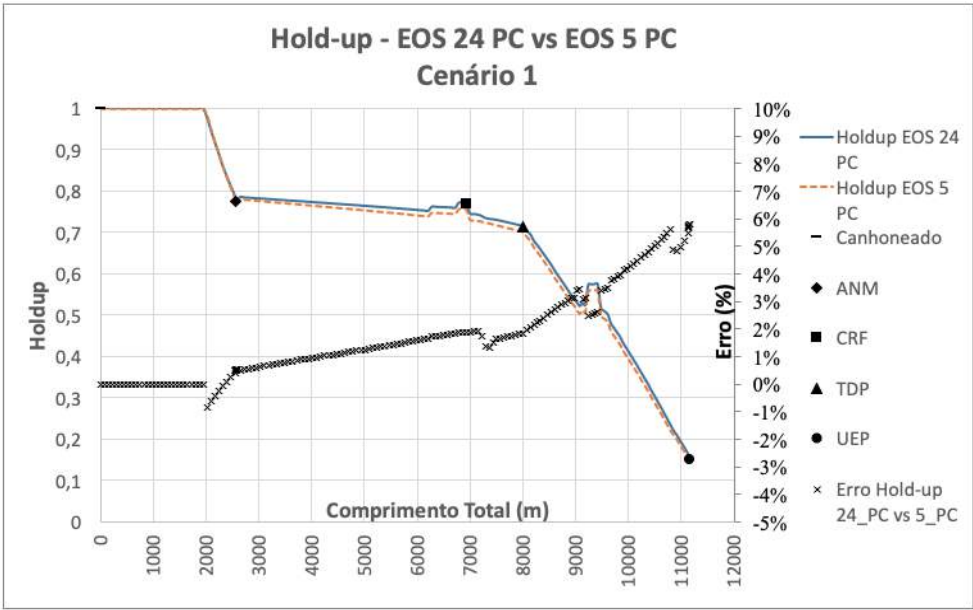


Figura C.123: *Holdup* no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

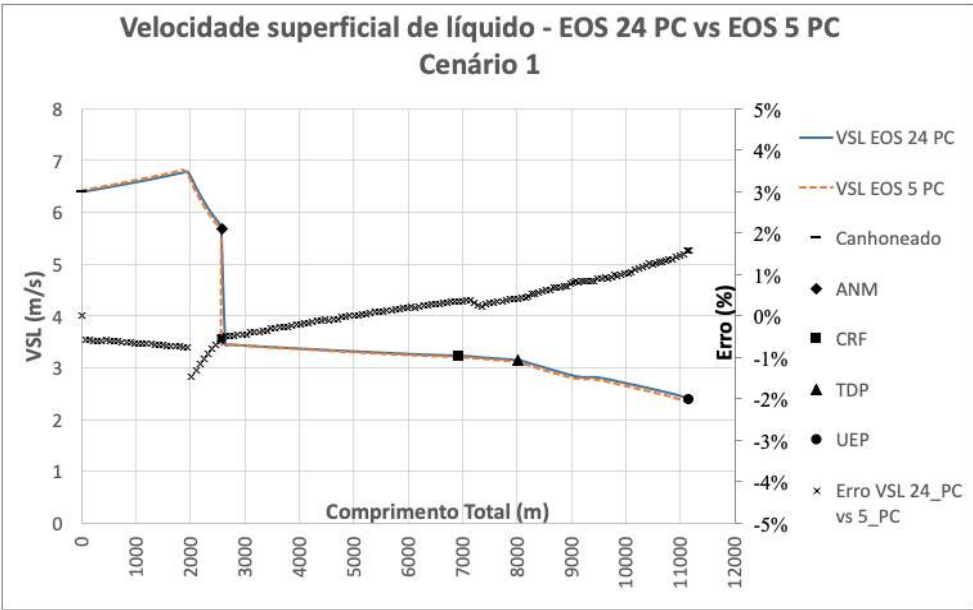


Figura C.124: Velocidade superficial de líquido - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

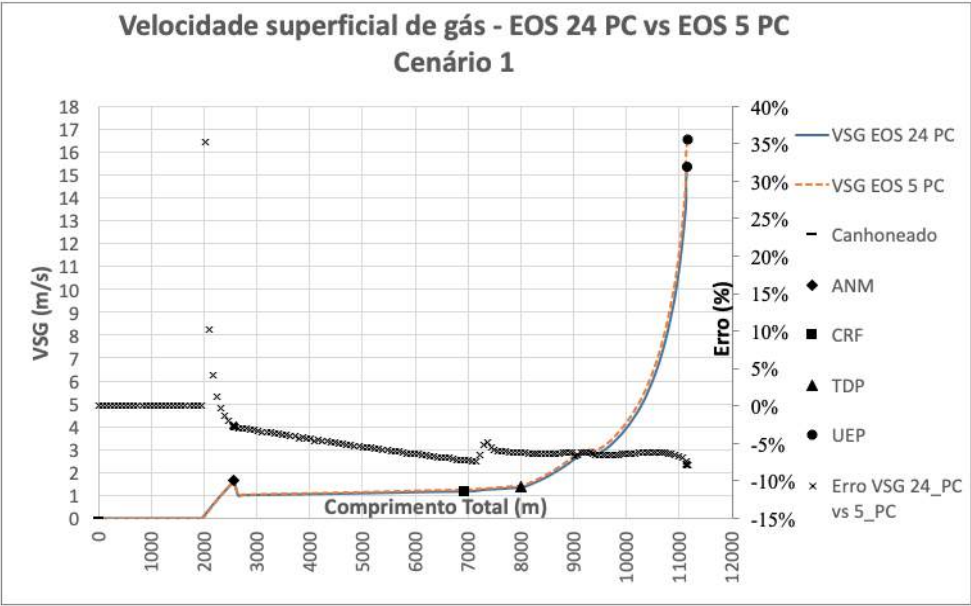


Figura C.125: Velocidade superficial de gás - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

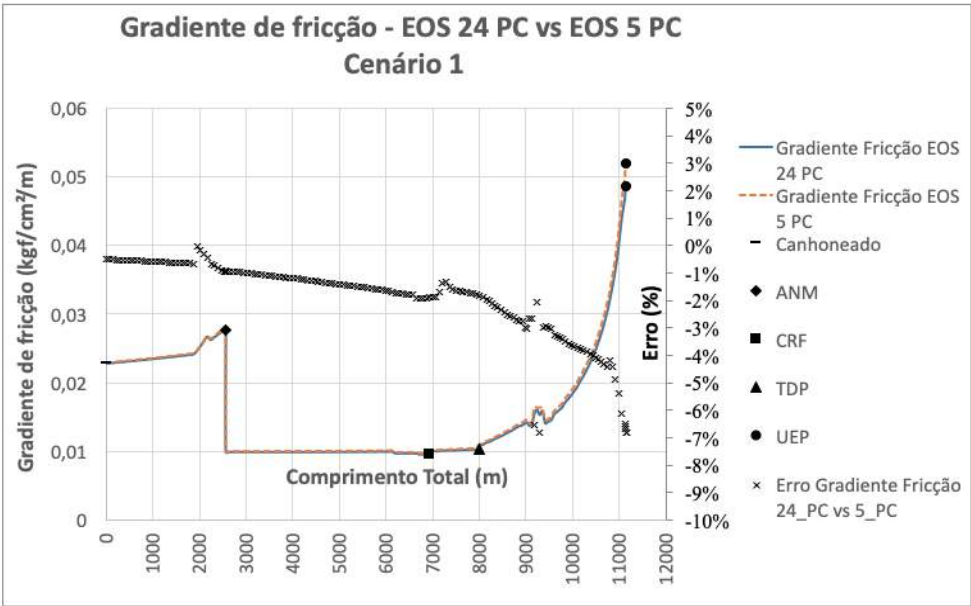


Figura C.126: Gradiente de pressão por fricção - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

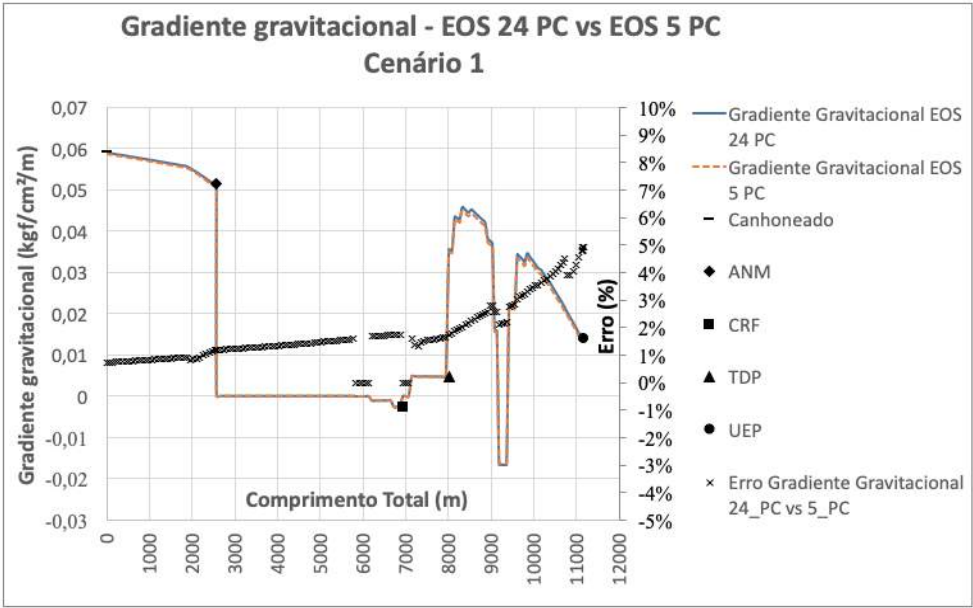


Figura C.127: Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

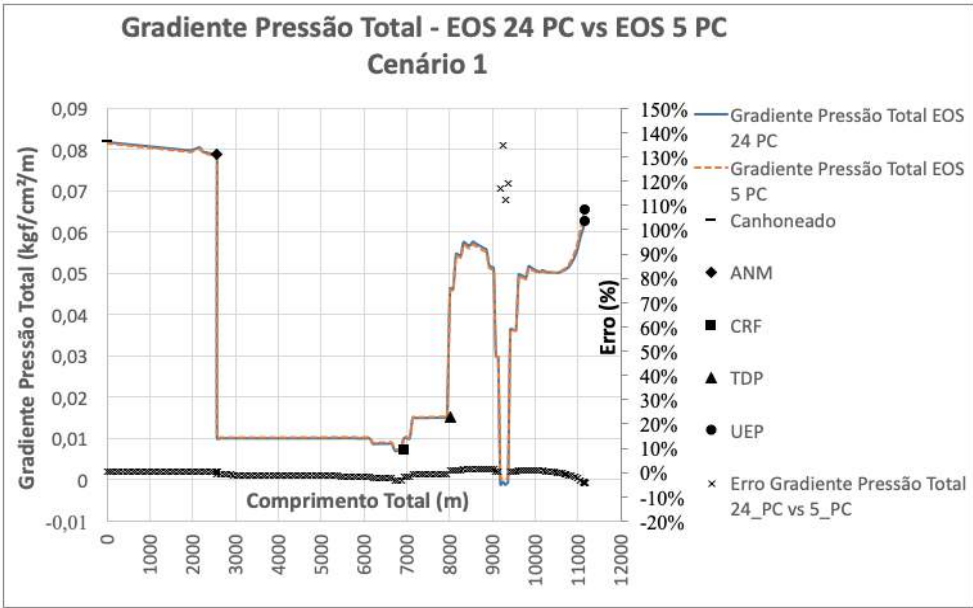


Figura C.128: Gradiente de pressão total - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

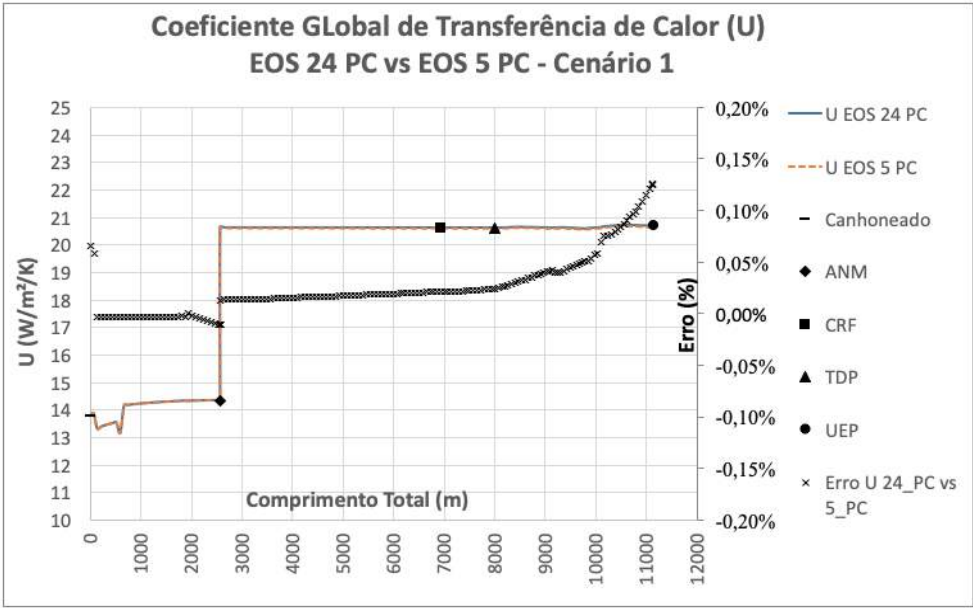


Figura C.129: Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

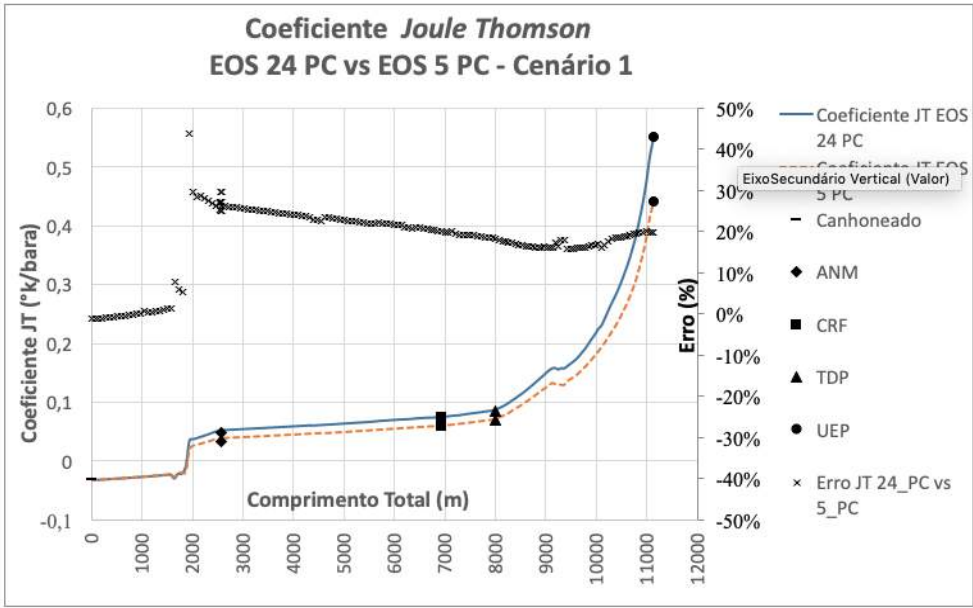


Figura C.130: Coeficiente *Joule-Thomson* - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

C.5.2
Cenário 2 - Período inicial antes do *breaktrough* de água

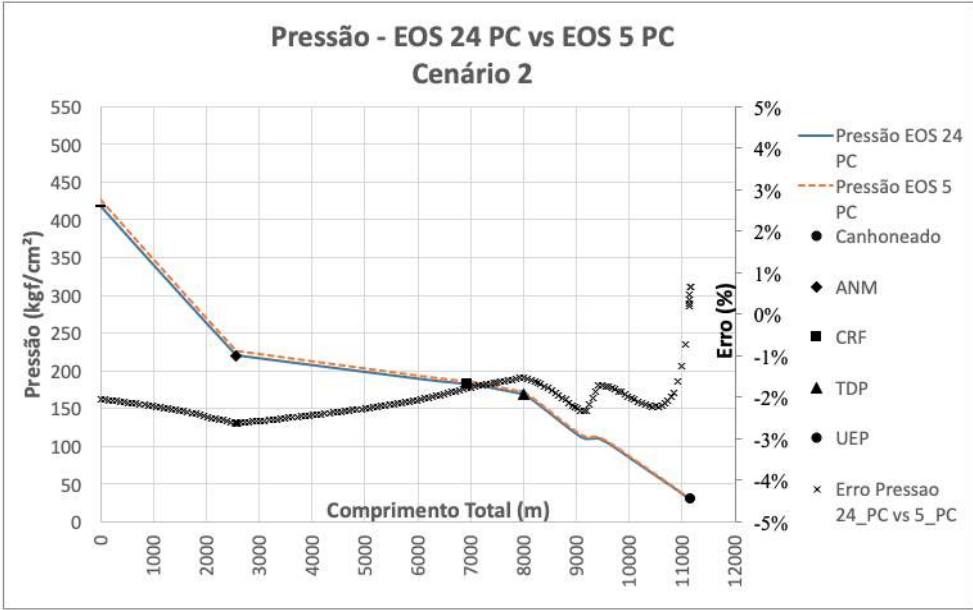


Figura C.131: Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

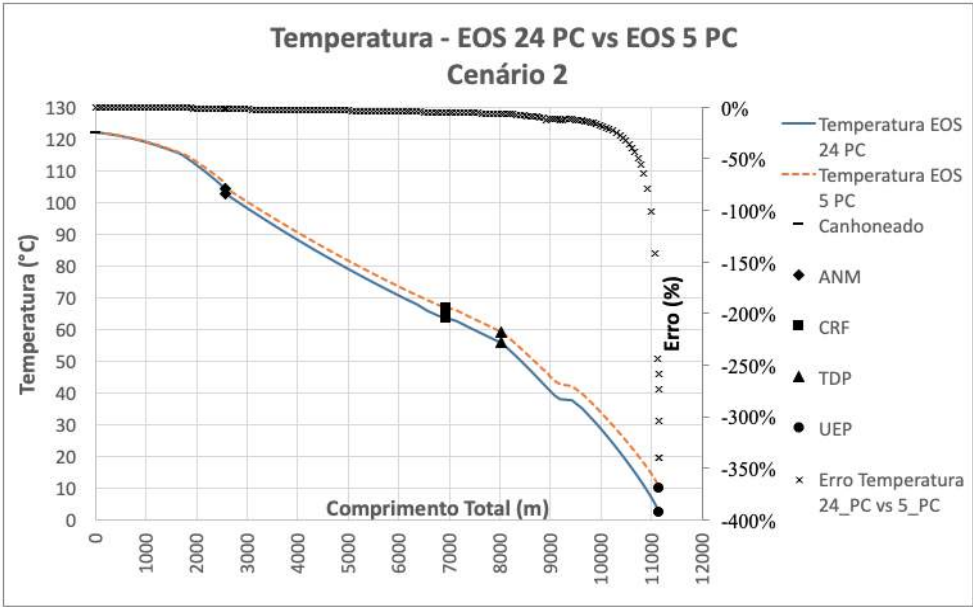


Figura C.132: Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

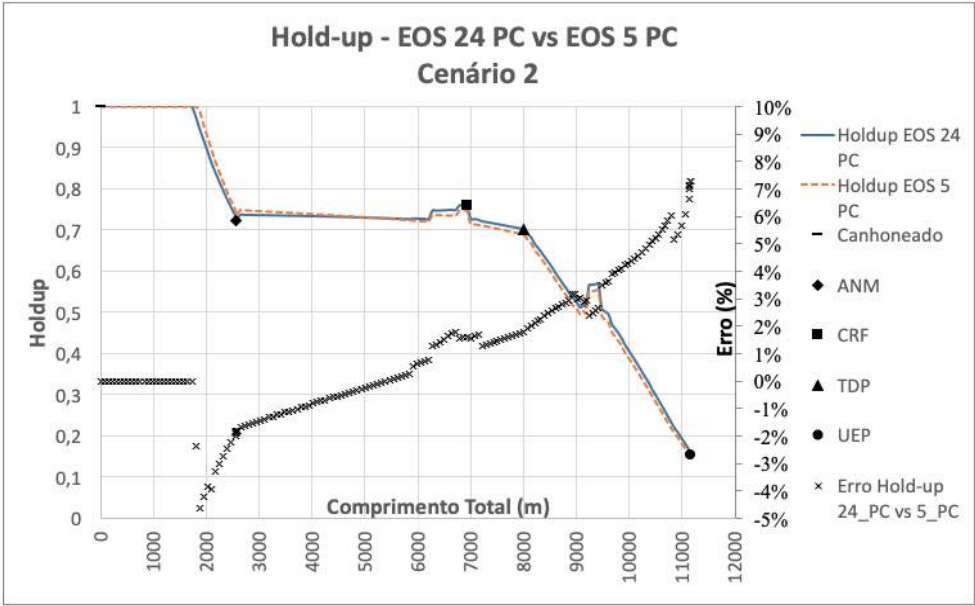


Figura C.133: *Holdup* no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

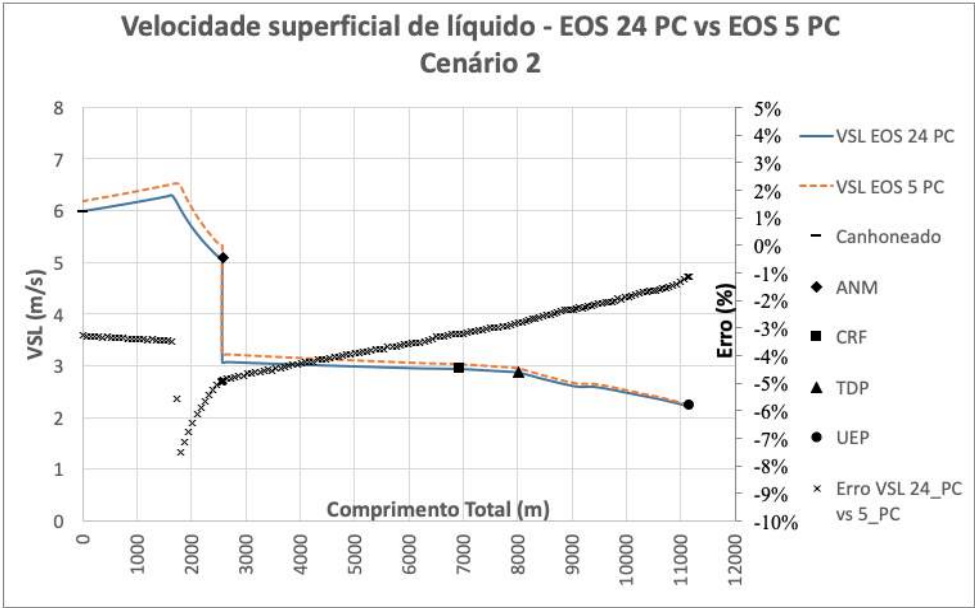


Figura C.134: Velocidade superficial de líquido - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

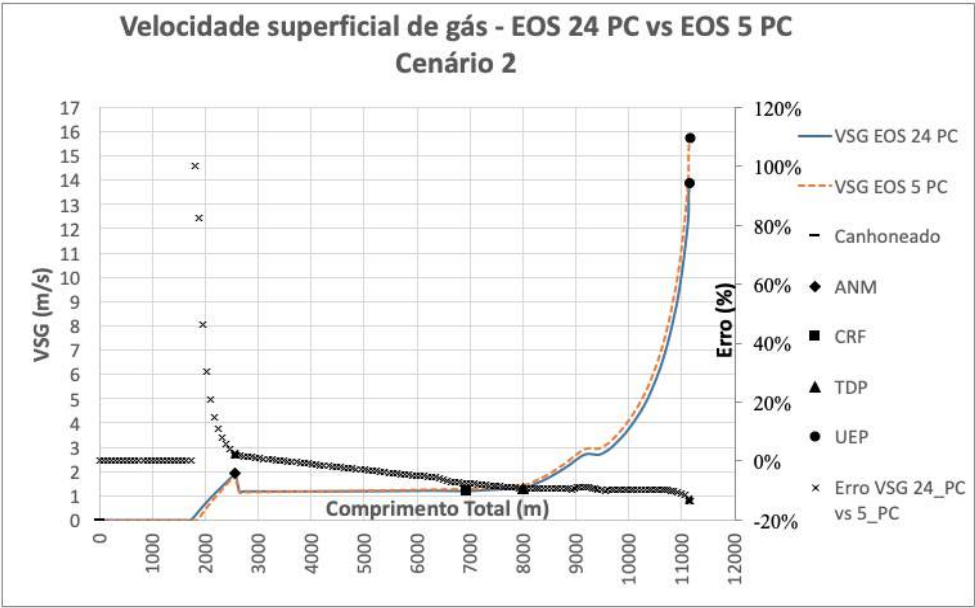


Figura C.135: Velocidade superficial de gás - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

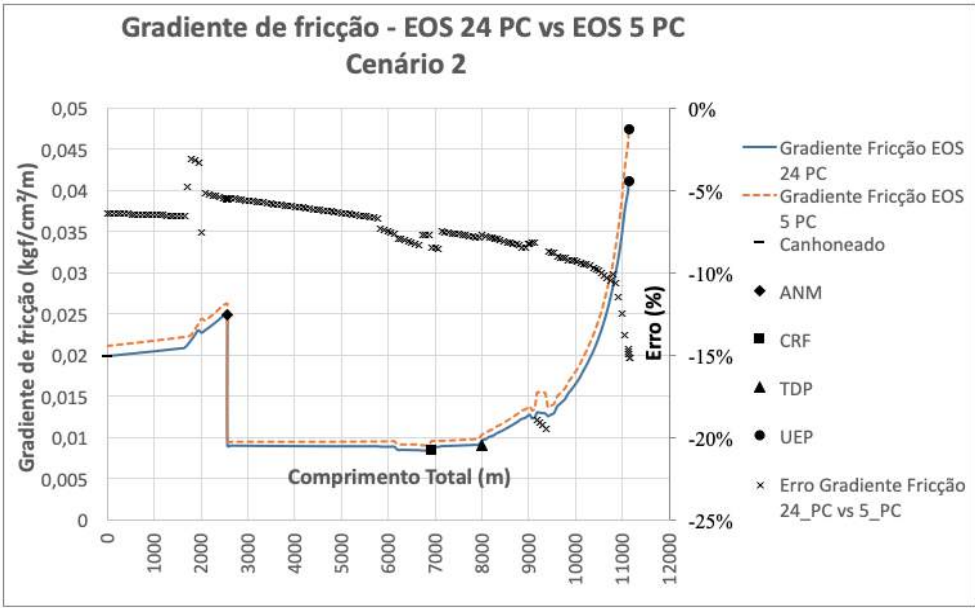


Figura C.136: Gradiente de pressão por fricção - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

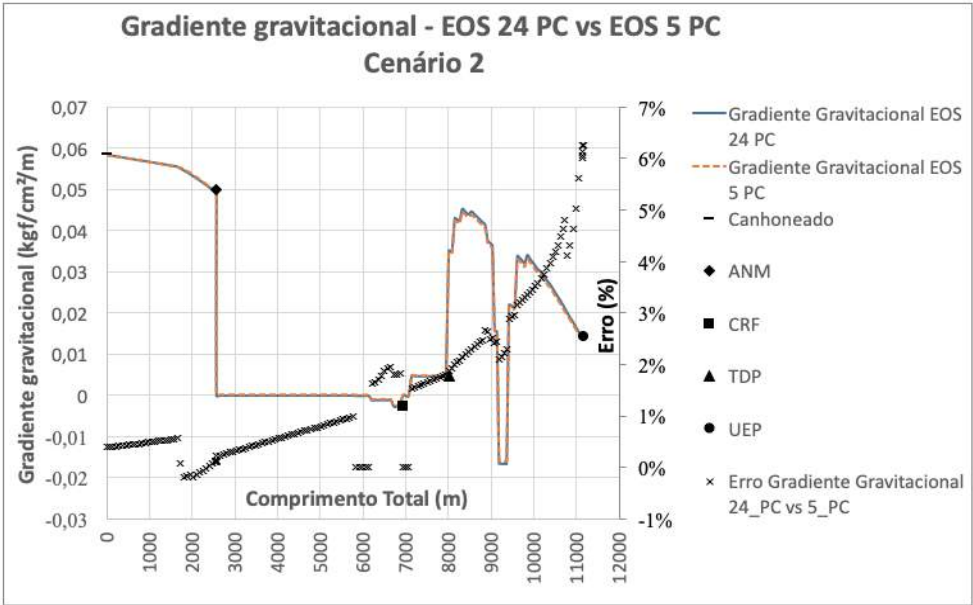


Figura C.137: Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

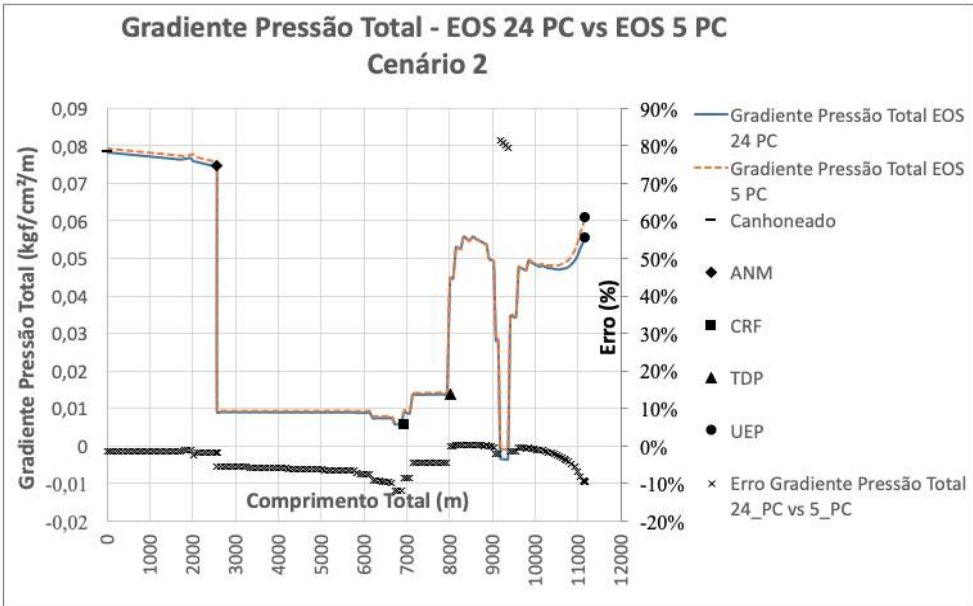


Figura C.138: Gradiente de pressão total - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

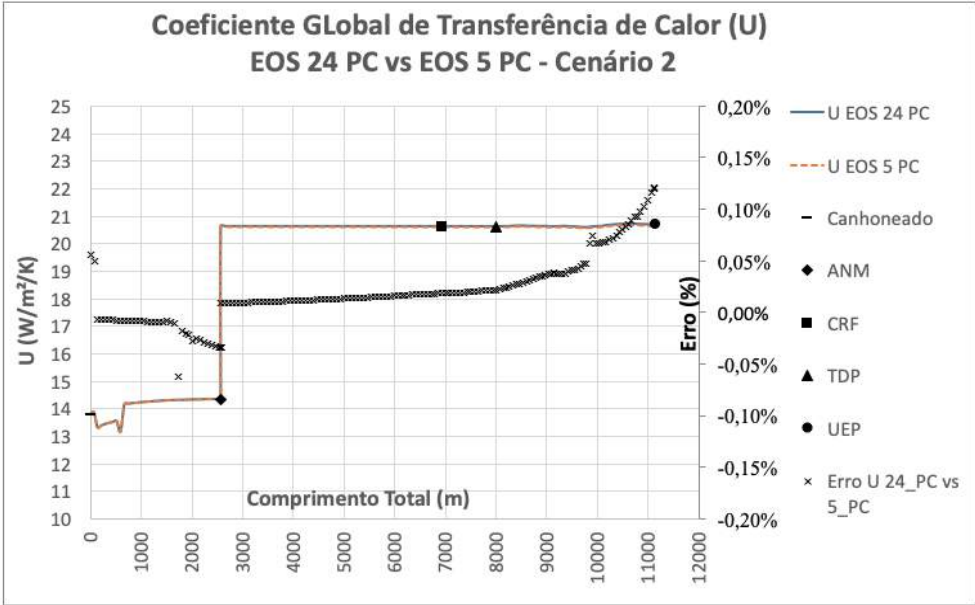


Figura C.139: Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

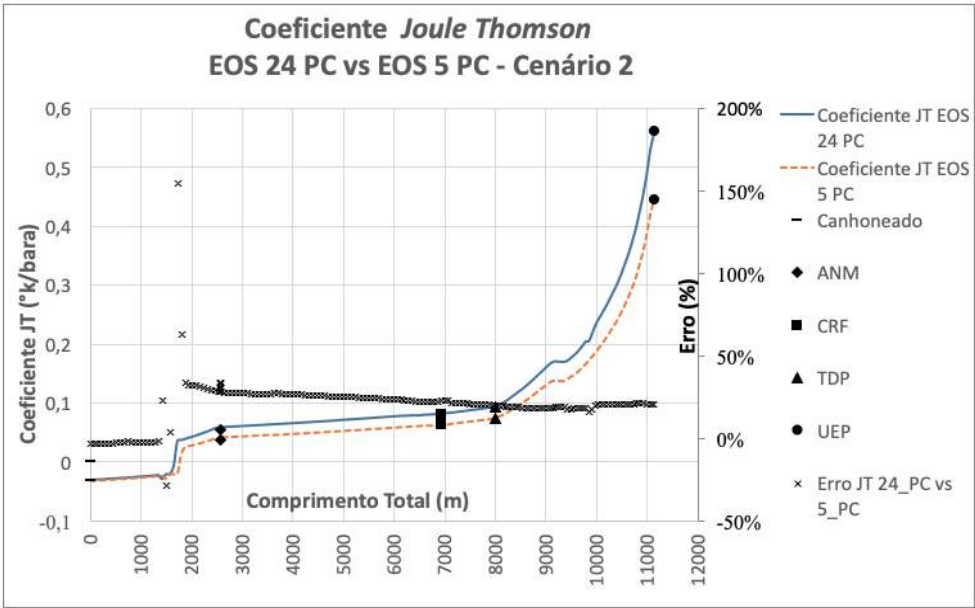


Figura C.140: Coeficiente *Joule-Thomson* - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

C.5.3
Cenário 3 - Corte de água intermediário

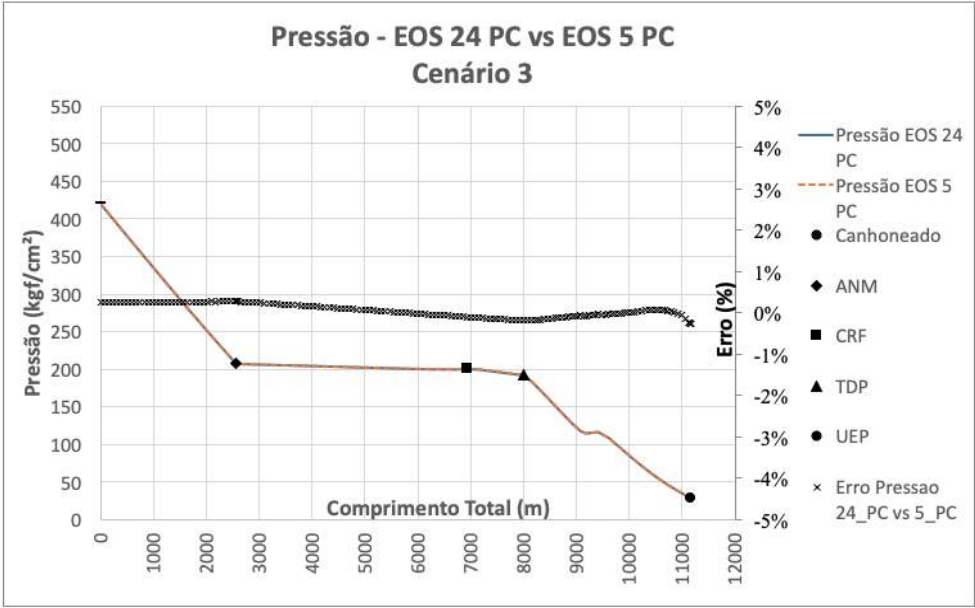


Figura C.141: Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

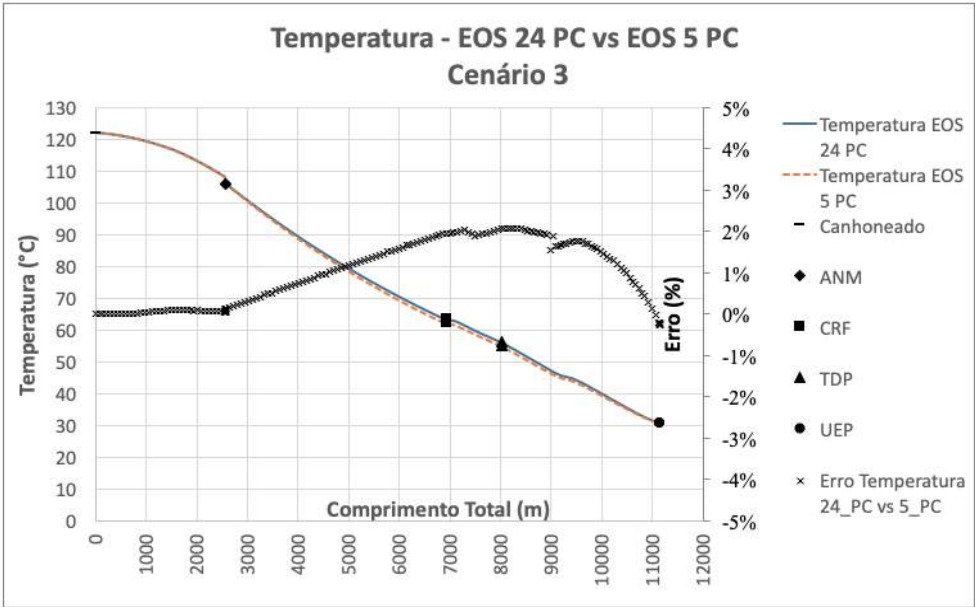


Figura C.142: Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

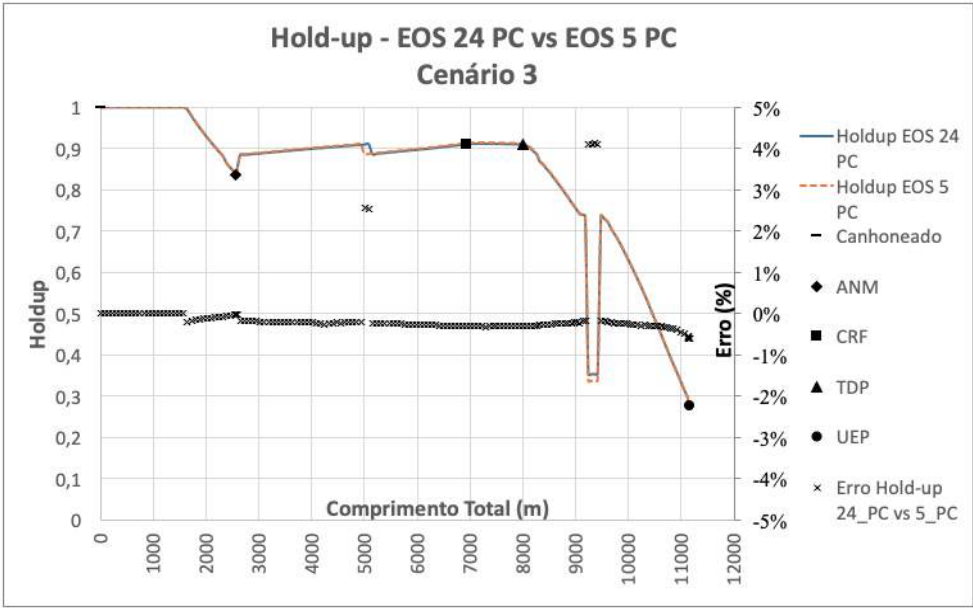


Figura C.143: *Holdup* no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

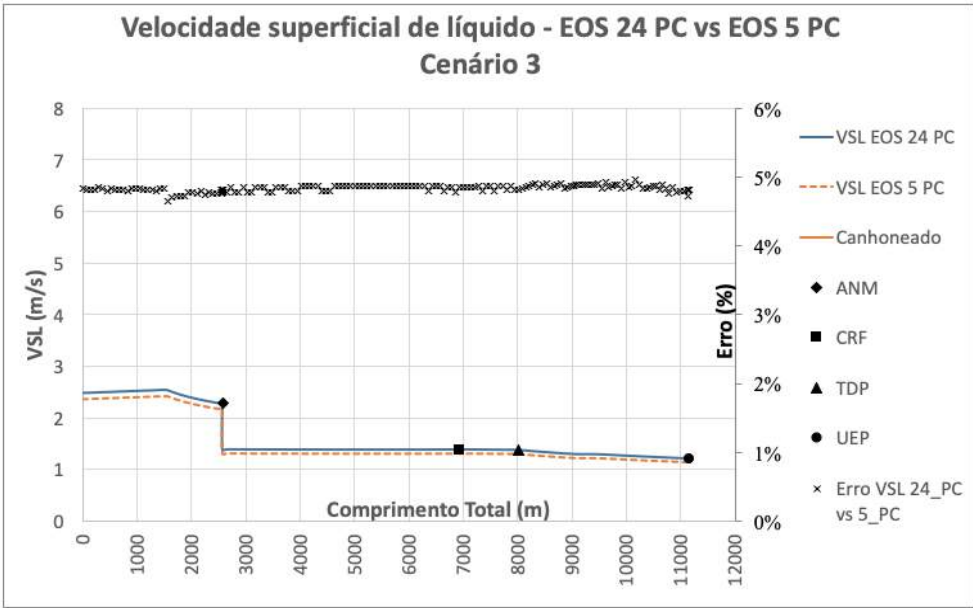


Figura C.144: Velocidade superficial de líquido - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

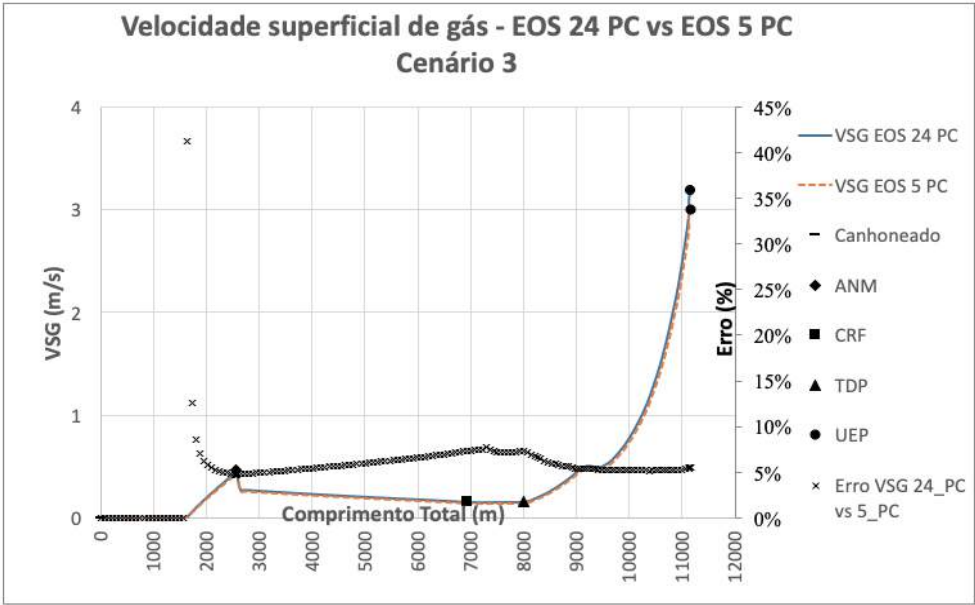


Figura C.145: Velocidade superficial de gás - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

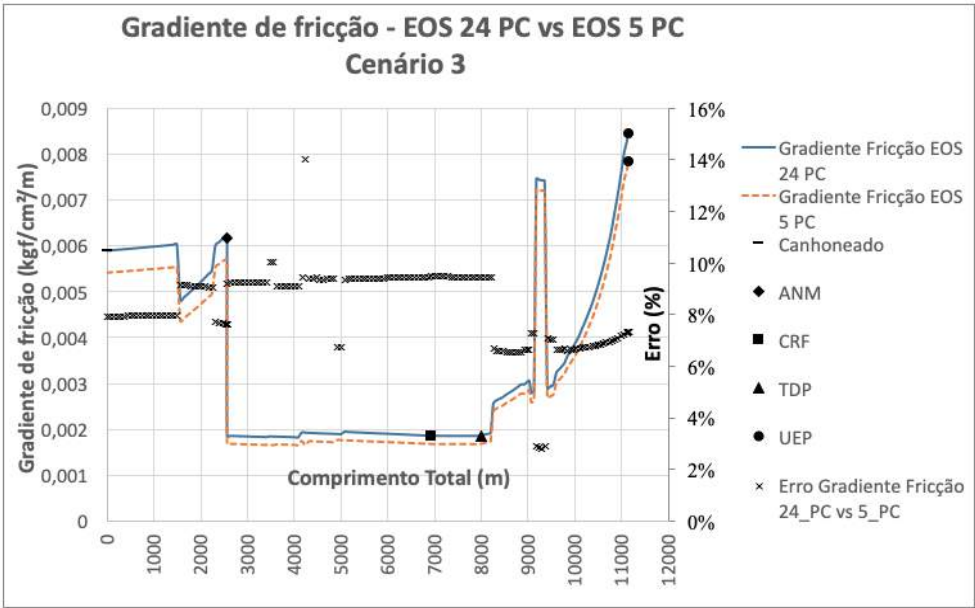


Figura C.146: Gradiente de pressão por fricção - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

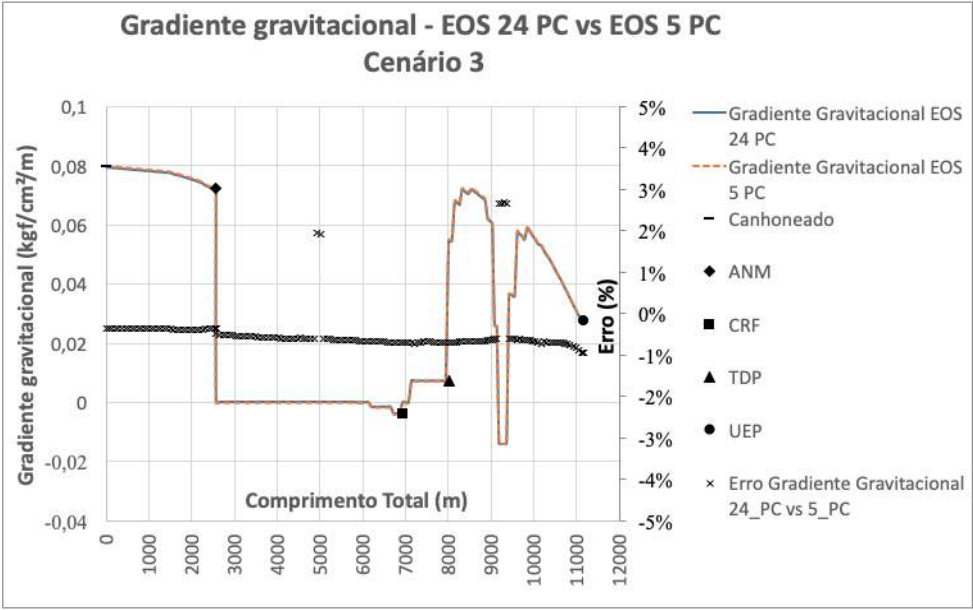


Figura C.147: Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

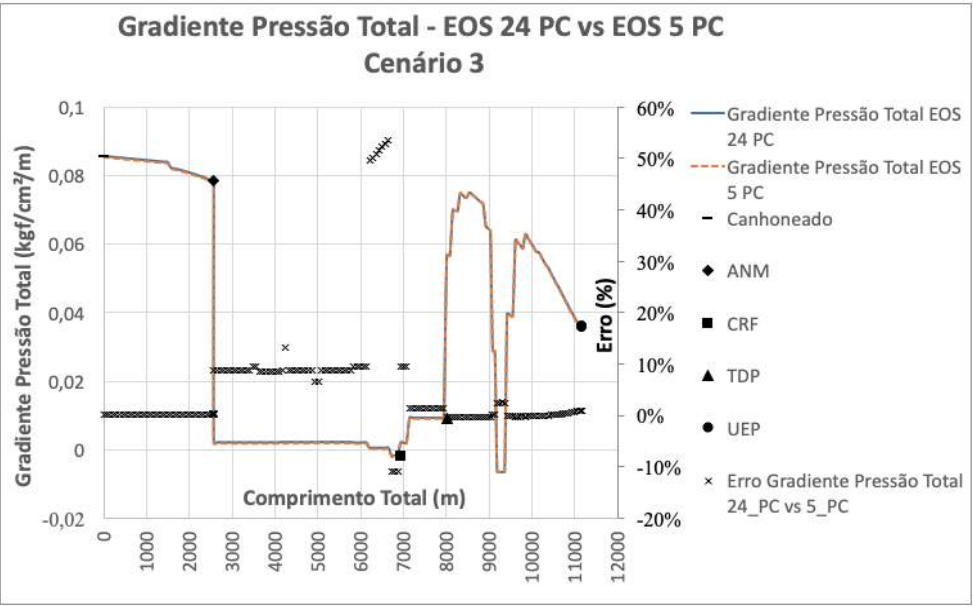


Figura C.148: Gradiente de pressão total - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

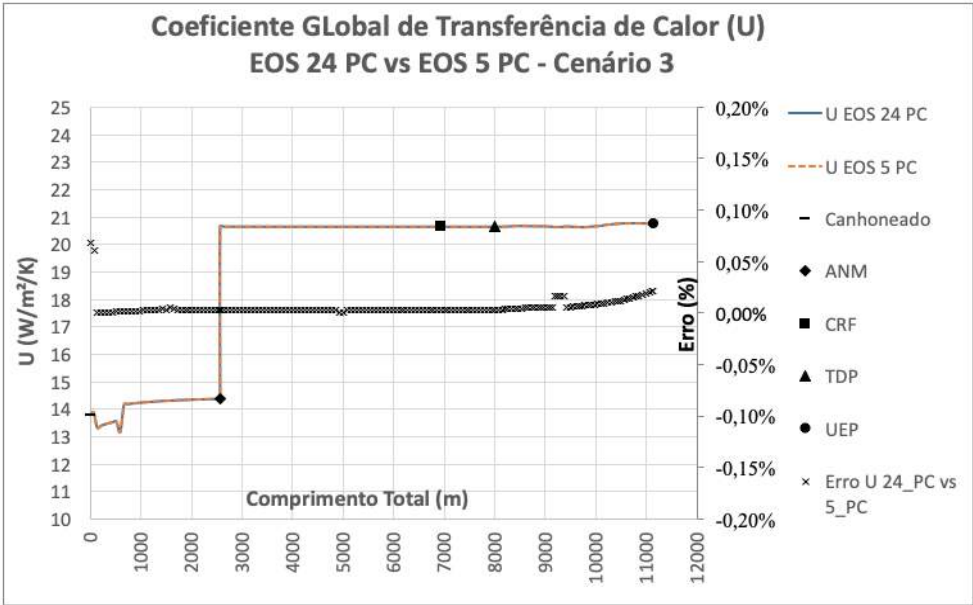


Figura C.149: Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

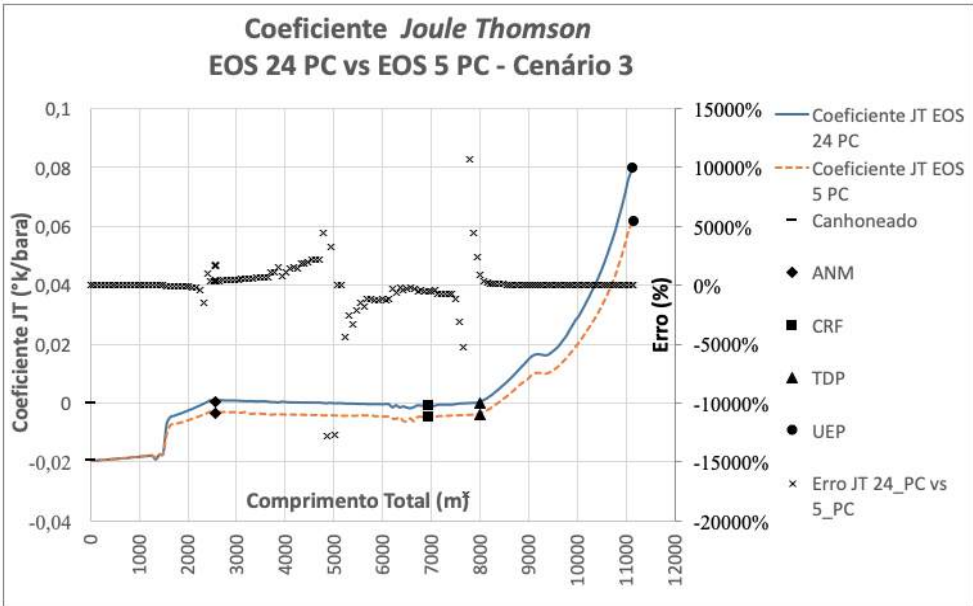


Figura C.150: Coeficiente *Joule-Thomson* - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 5 PC.

C.6
EOS 24 PC versus EOS 4 PC

C.6.1
Cenário 1 - Período inicial logo após a abertura do poço

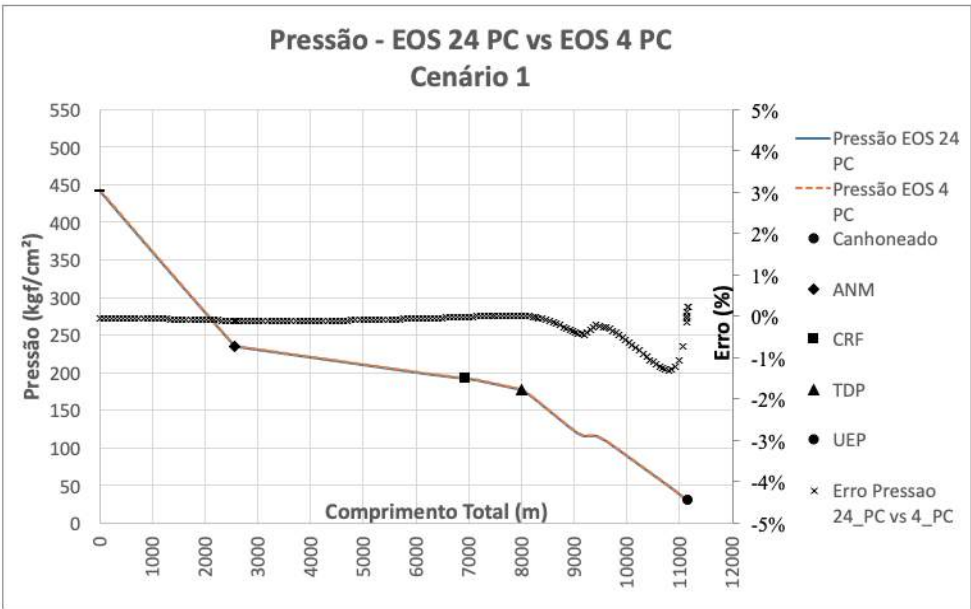


Figura C.151: Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

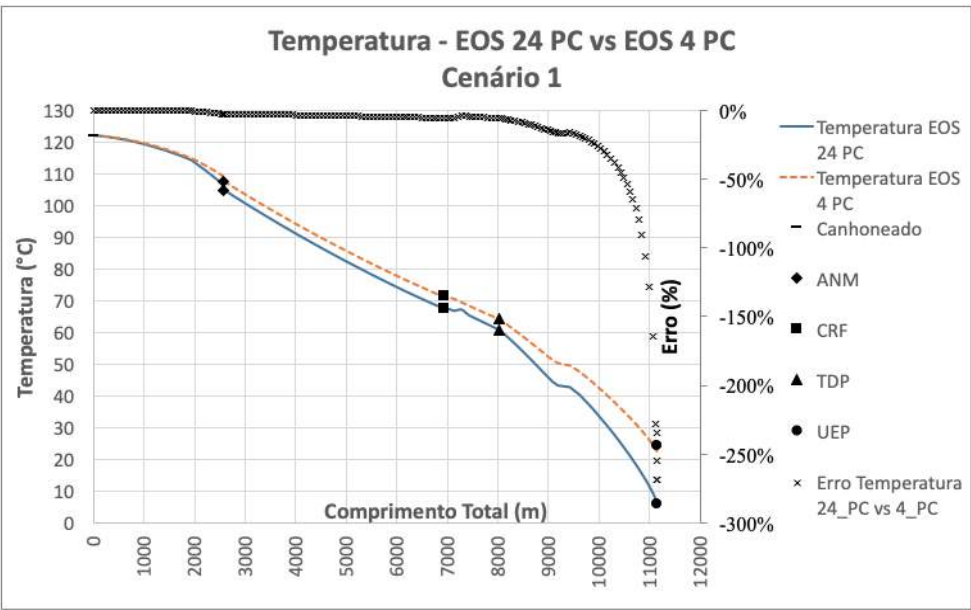


Figura C.152: Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

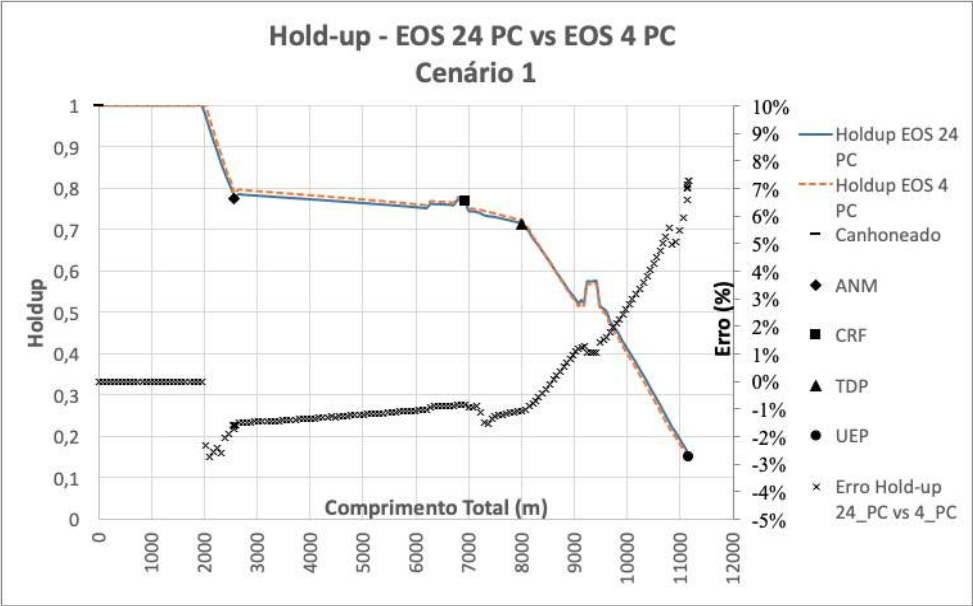


Figura C.153: *Holdup* no poço e duto - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

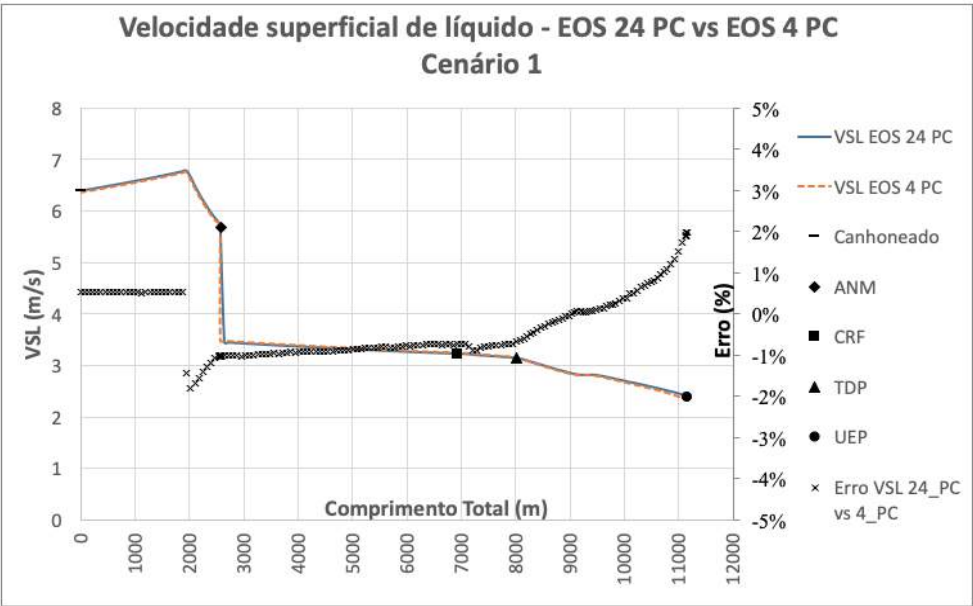


Figura C.154: Velocidade superficial de líquido - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

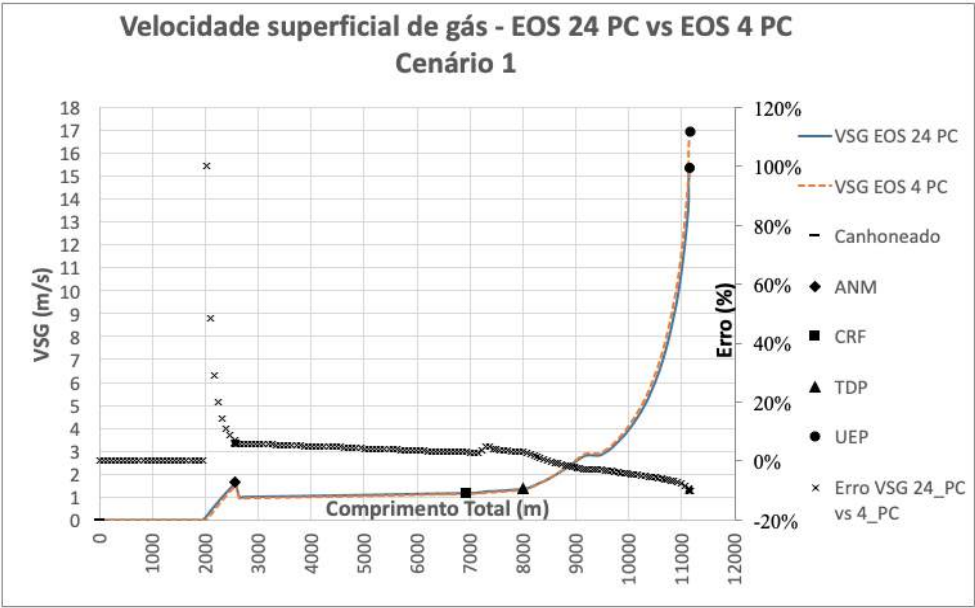


Figura C.155: Velocidade superficial de gás - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

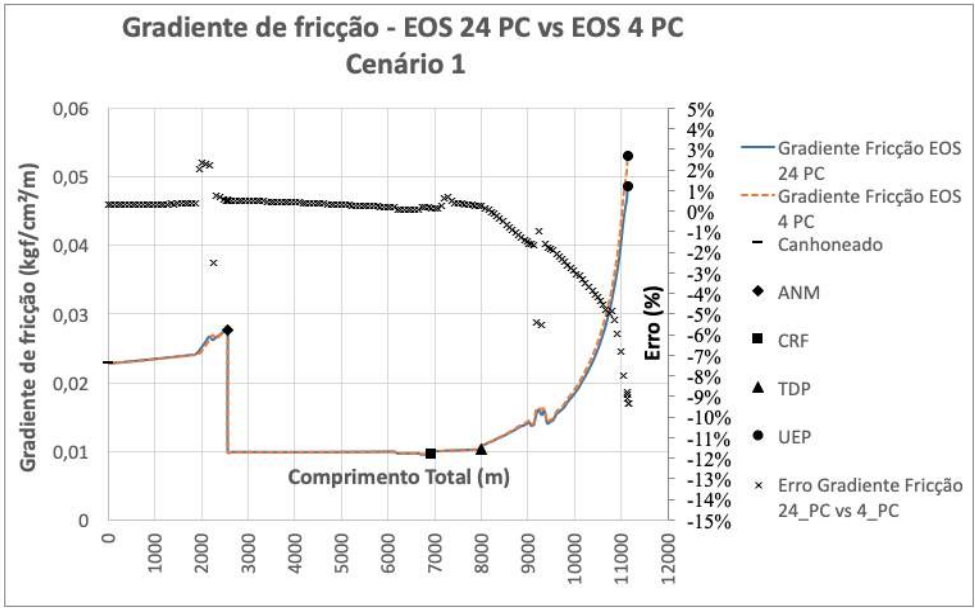


Figura C.156: Gradiente de pressão por fricção - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

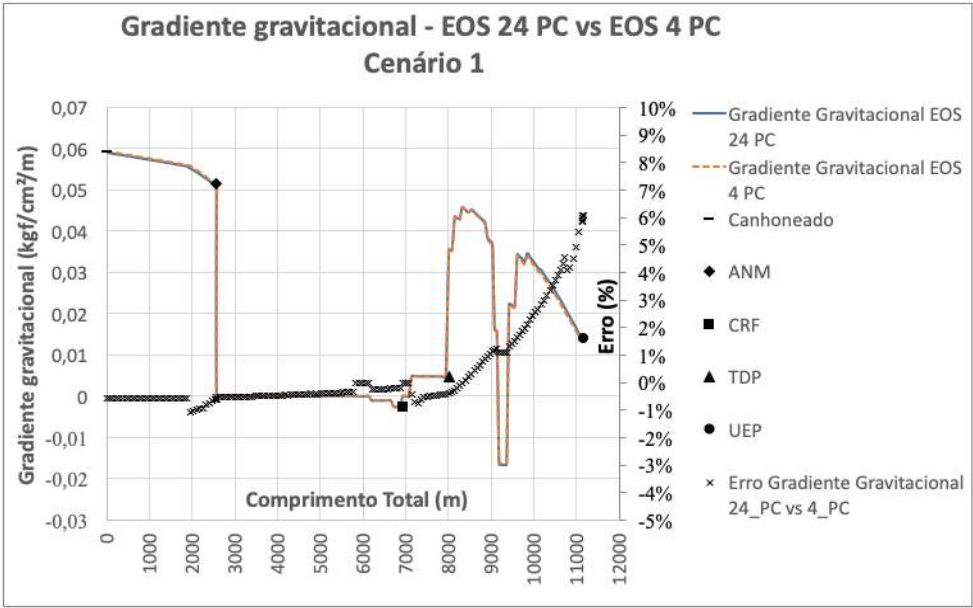


Figura C.157: Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

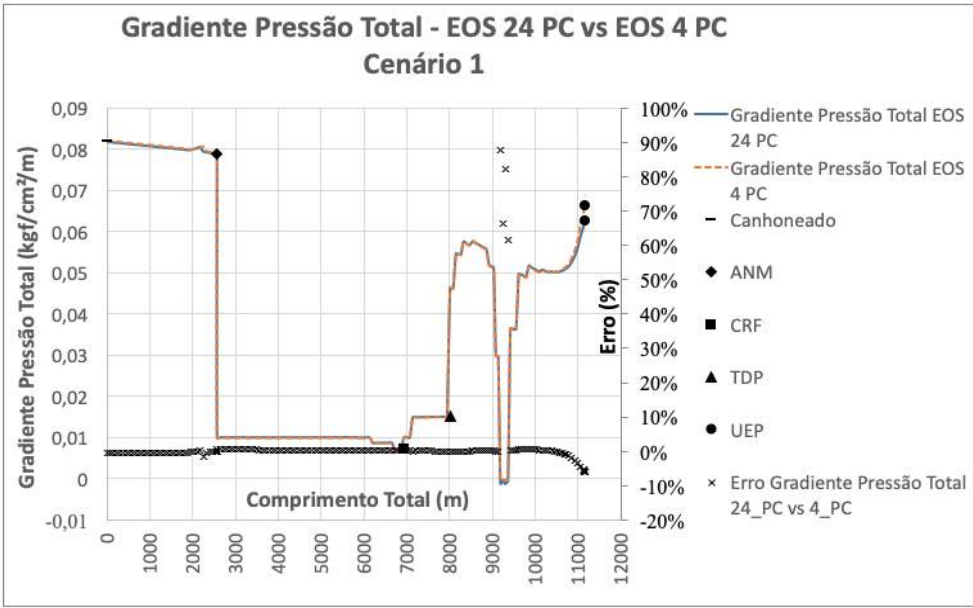


Figura C.158: Gradiente de pressão total - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

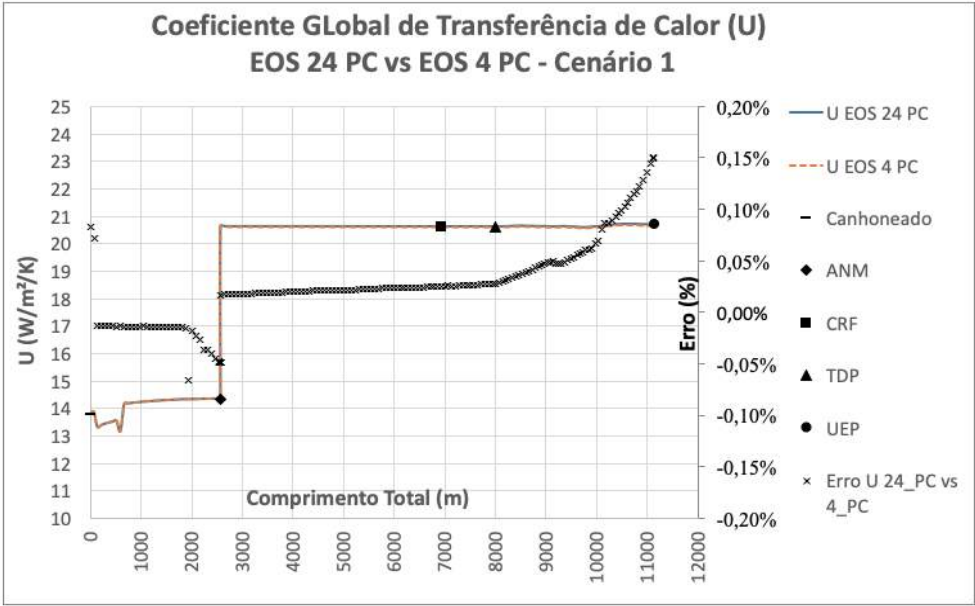


Figura C.159: Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

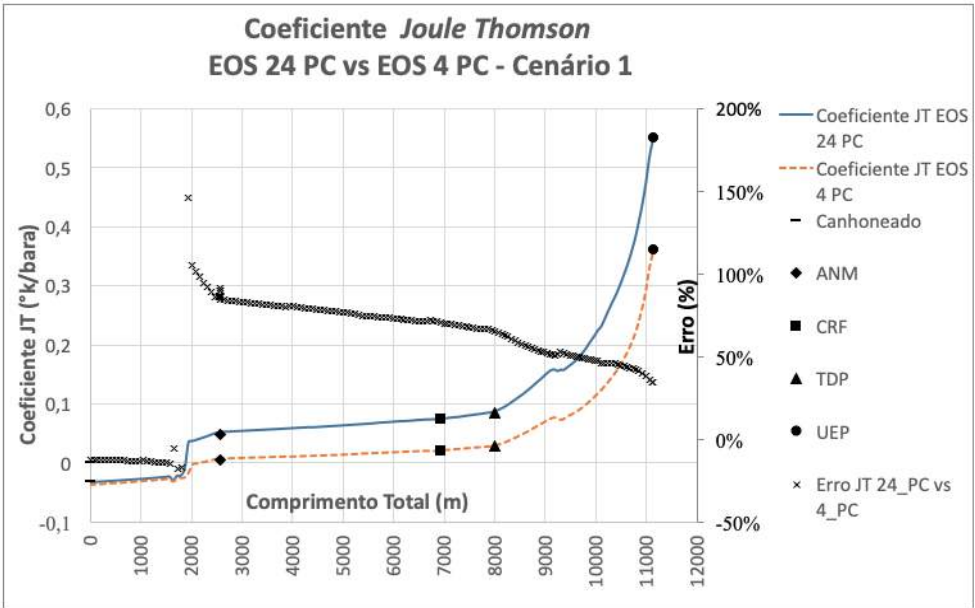


Figura C.160: Coeficiente *Joule-Thomson* - Cenário 1 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

C.6.2
Cenário 2 - Período inicial antes do *breaktrough* de água

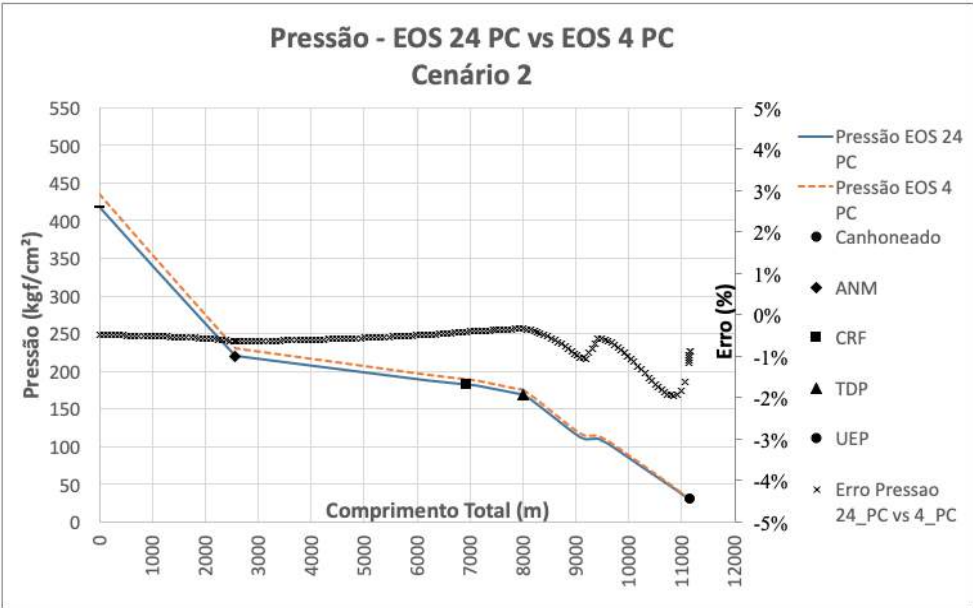


Figura C.161: Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

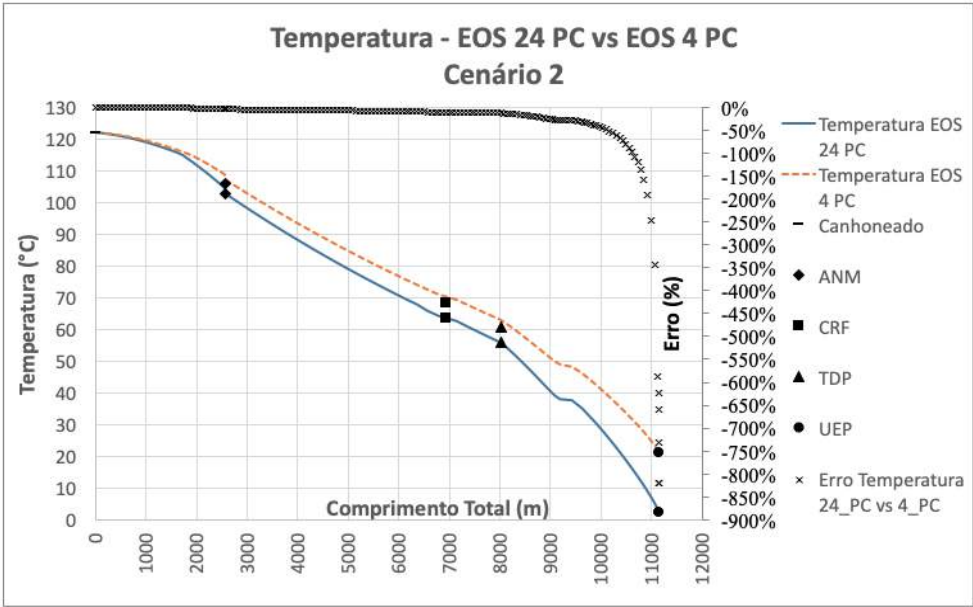


Figura C.162: Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

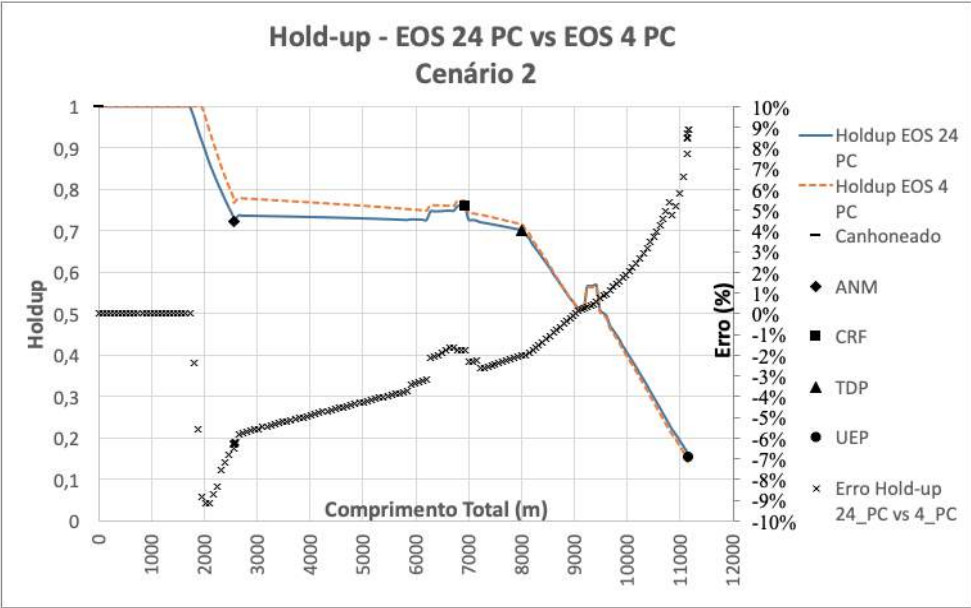


Figura C.163: *Holdup* no poço e duto - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

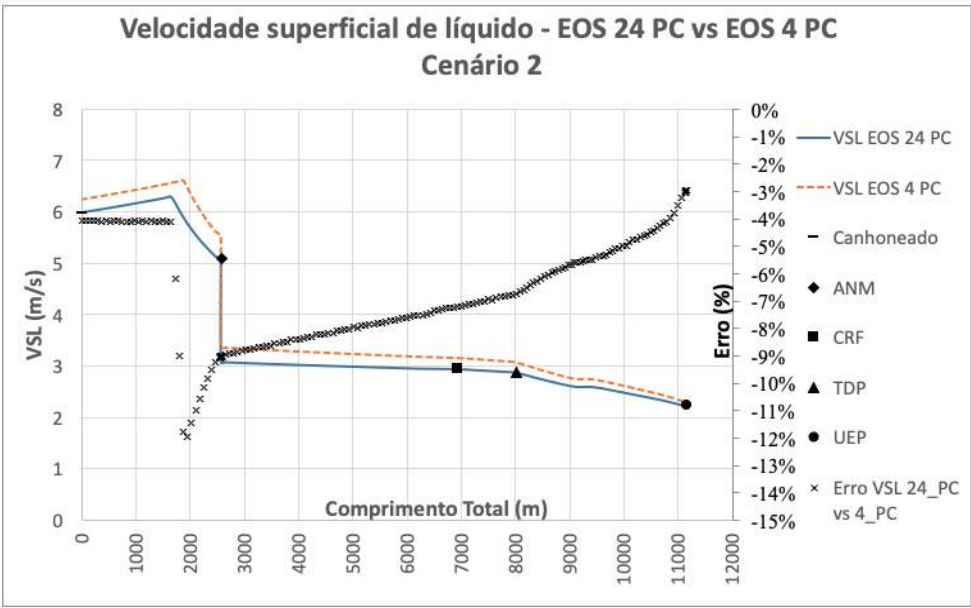


Figura C.164: Velocidade superficial de líquido - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

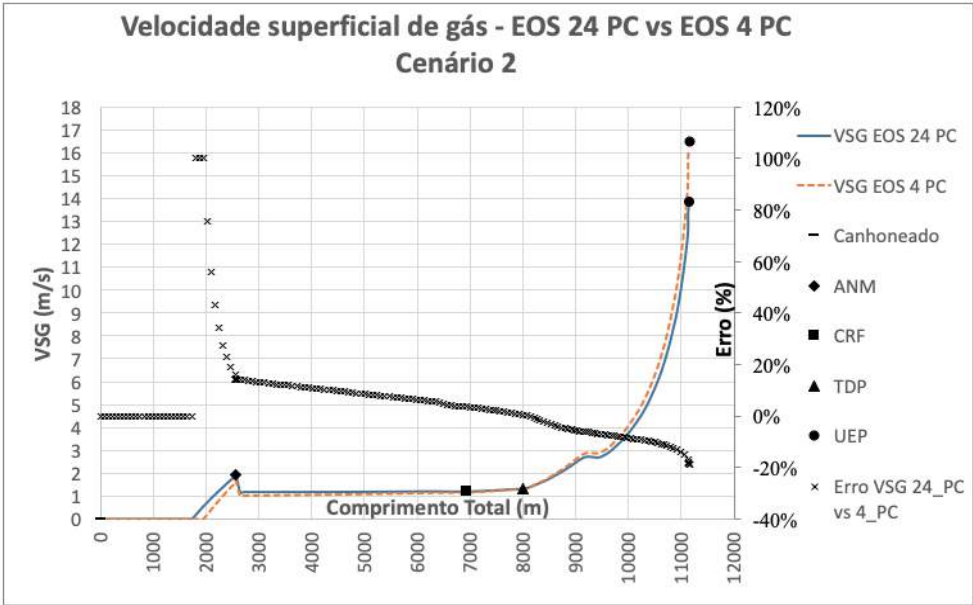


Figura C.165: Velocidade superficial de gás - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

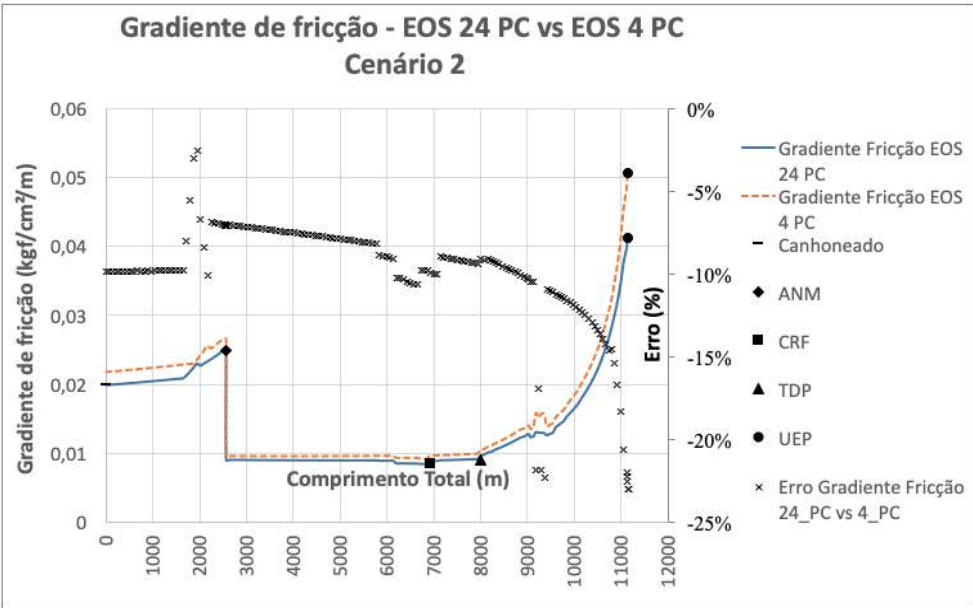


Figura C.166: Gradiente de pressão por fricção - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

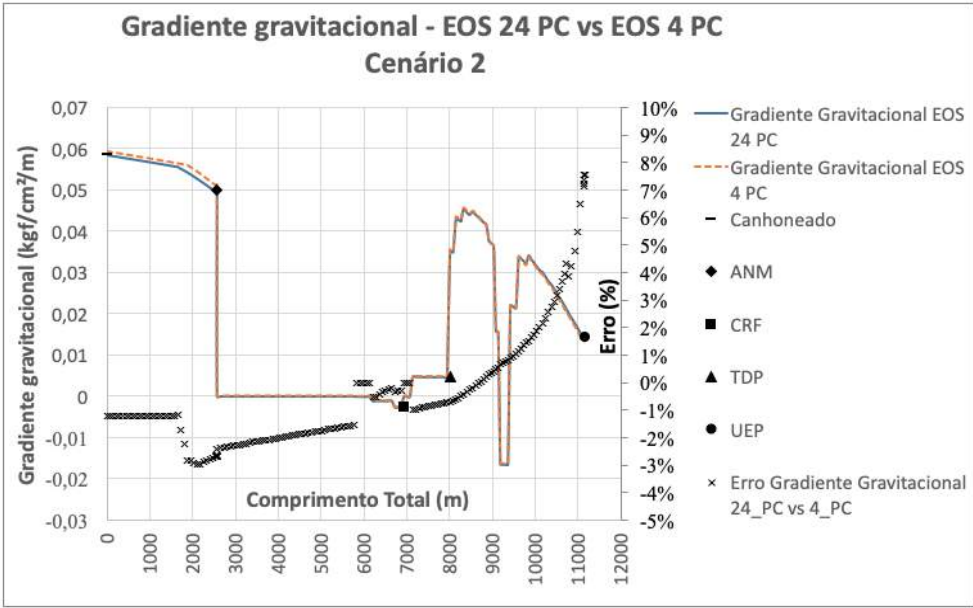


Figura C.167: Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

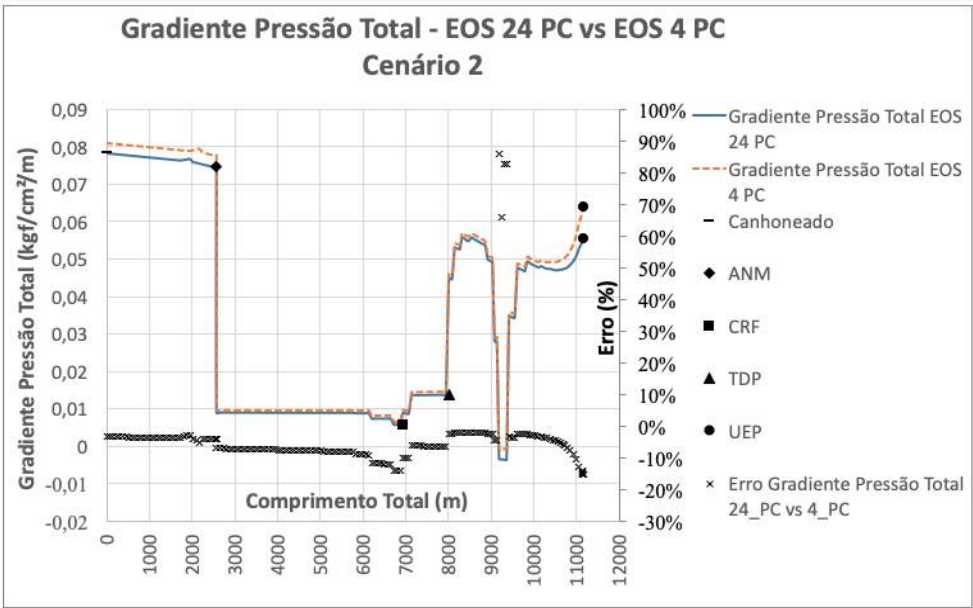


Figura C.168: Gradiente de pressão total - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

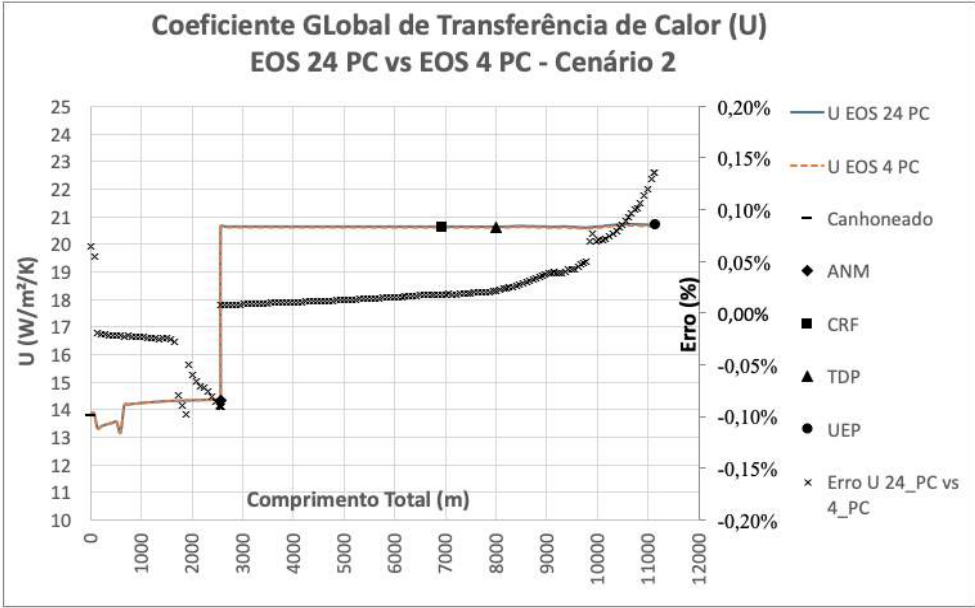


Figura C.169: Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

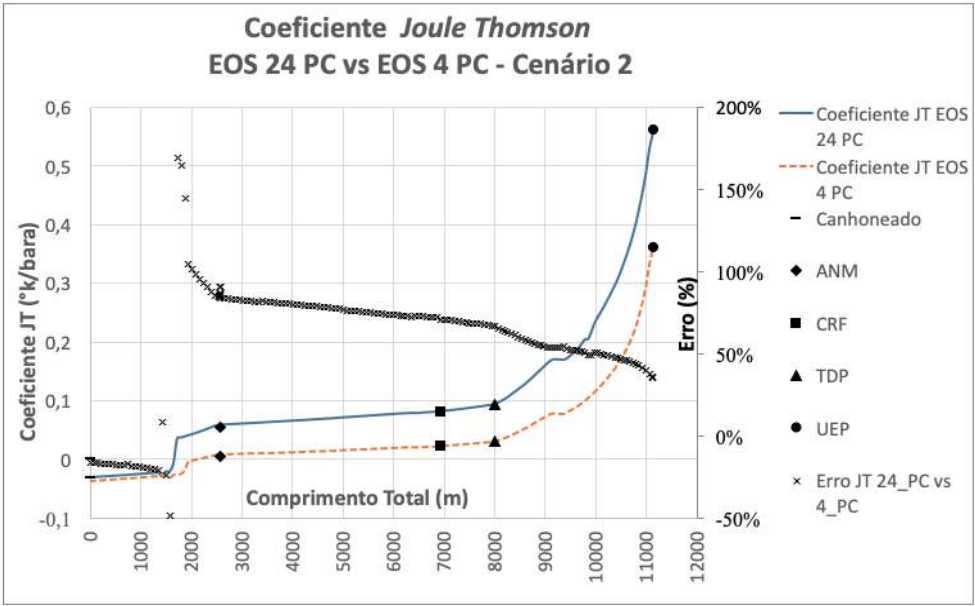


Figura C.170: Coeficiente *Joule-Thomson* - Cenário 2 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

C.6.3
Cenário 3 - Corte de água intermediário

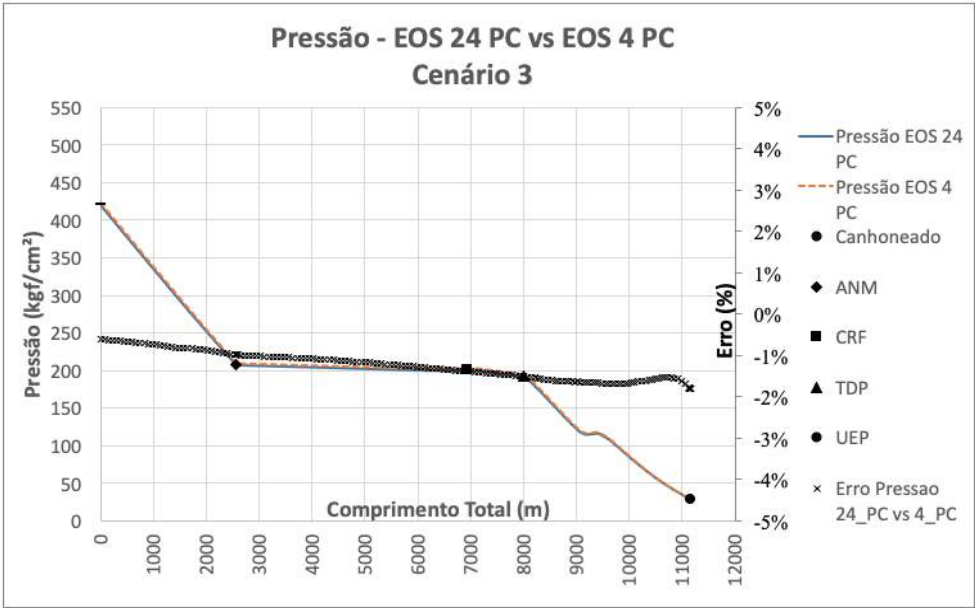


Figura C.171: Perfil de pressão no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

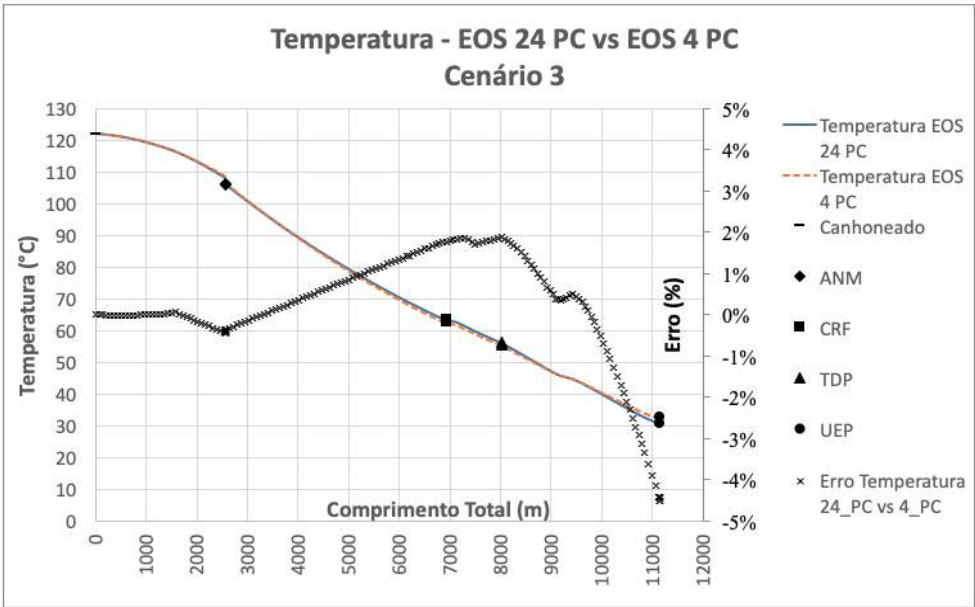


Figura C.172: Perfil de temperatura no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

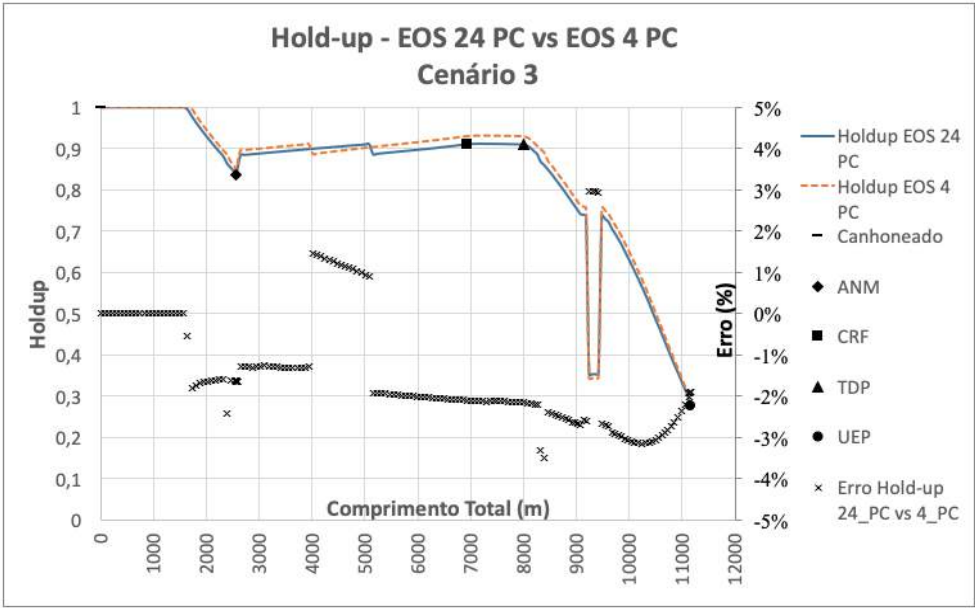


Figura C.173: *Holdup* no poço e duto - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

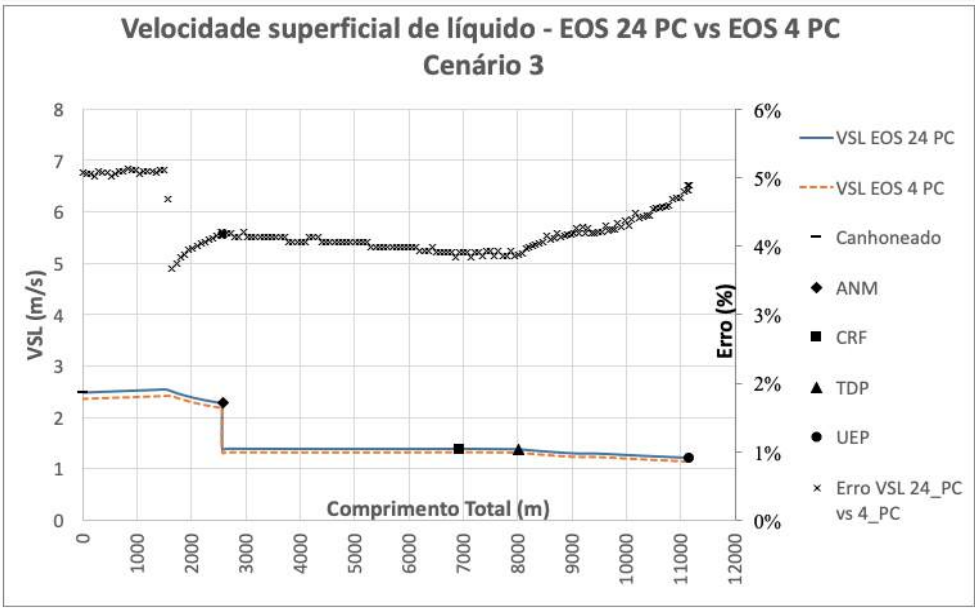


Figura C.174: Velocidade superficial de líquido - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

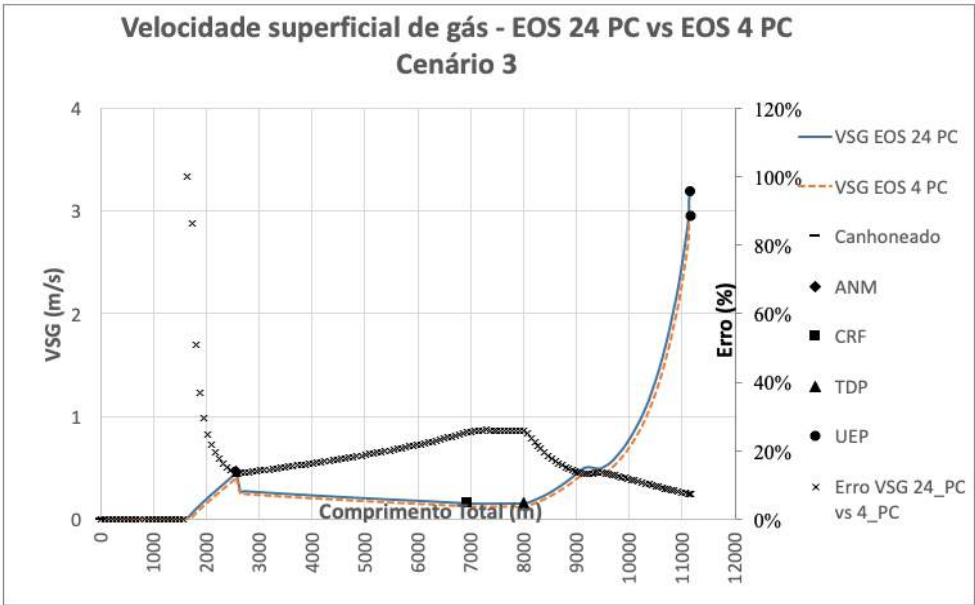


Figura C.175: Velocidade superficial de gás - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

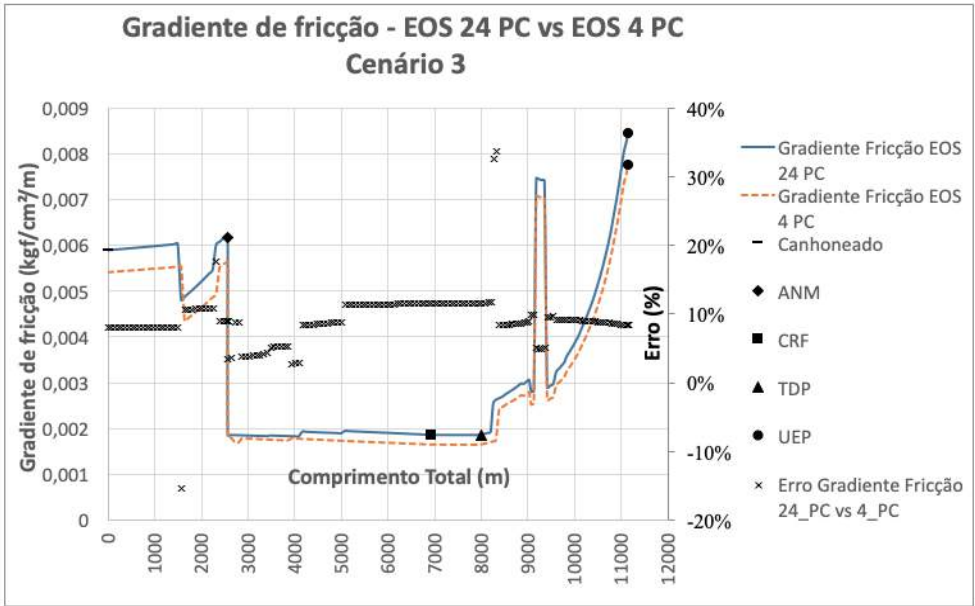


Figura C.176: Gradiente de pressão por fricção - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

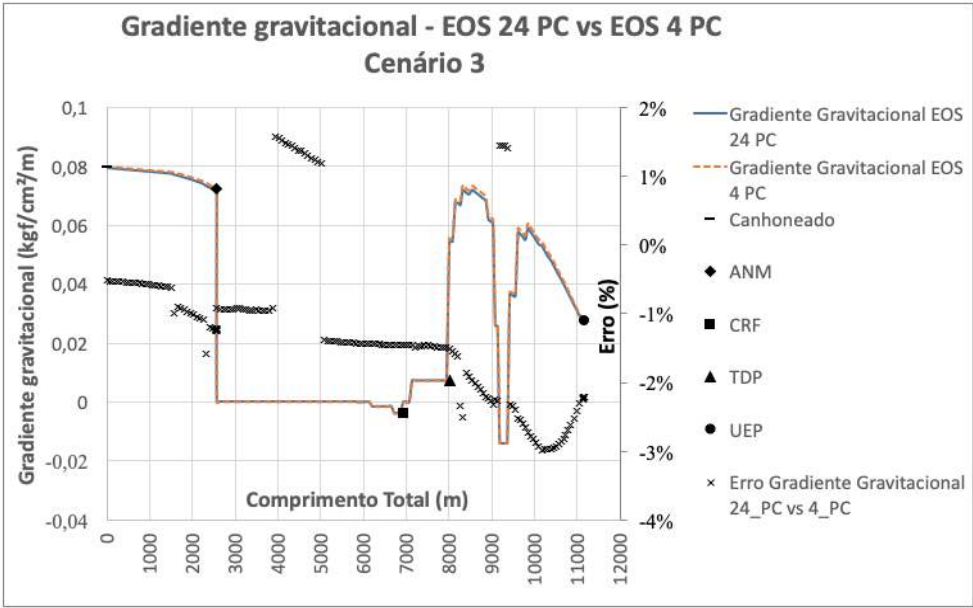


Figura C.177: Gradiente de pressão gravitacional - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

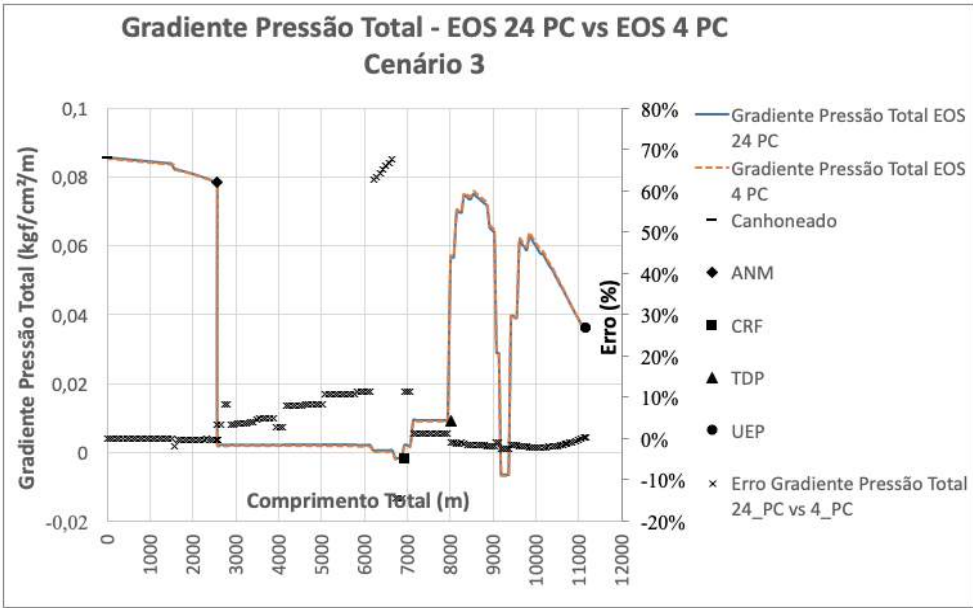


Figura C.178: Gradiente de pressão total - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

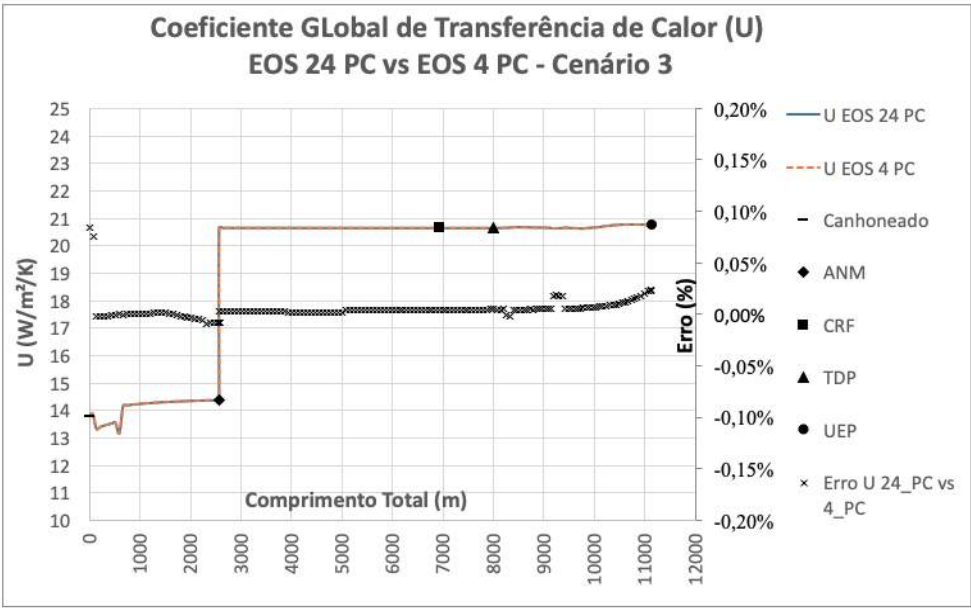


Figura C.179: Coeficiente global de transferência de calor - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.

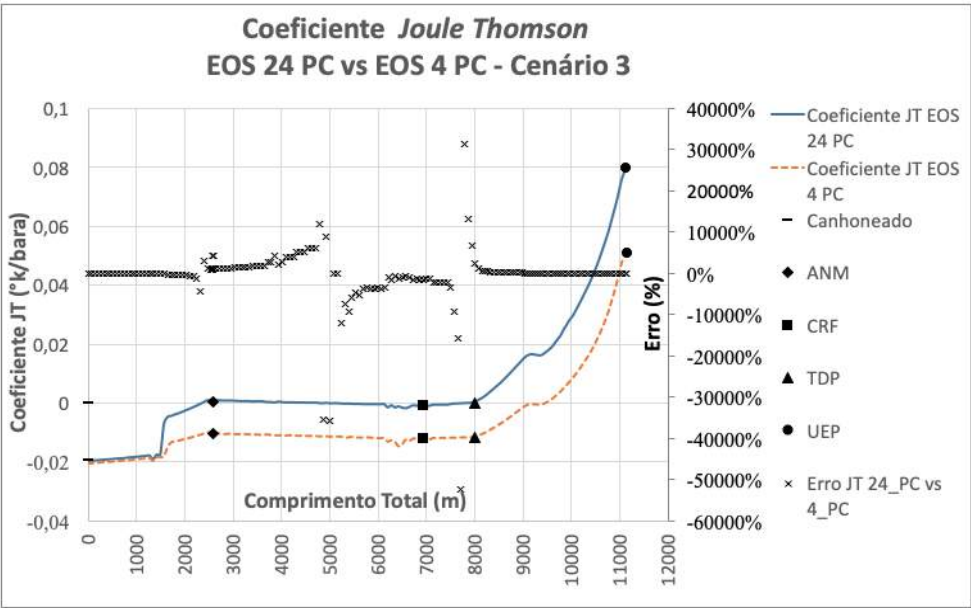


Figura C.180: Coeficiente *Joule-Thomson* - Cenário 3 - EOS 24 PC versus EOS 4 PC.