



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA**  
**PROGRAMA DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

**VITÓRIA BEATRIZ PELLIZZARI**

**UTILIZAÇÃO DE SIMULAÇÃO DINÂMICA NA AVALIAÇÃO DE PROCESSOS DE**  
***BLOWDOWN* EM FPSOs DEDICADOS A TESTES DE LONGA DURAÇÃO: UM**  
**ESTUDO PARA O PRÉ-SAL BRASILEIRO**

**FORTALEZA – CE**

**2021**

VITÓRIA BEATRIZ PELLIZZARI

UTILIZAÇÃO DE SIMULAÇÃO DINÂMICA NA AVALIAÇÃO DE PROCESSOS DE  
*BLOWDOWN* EM FPSOs DEDICADOS A TESTES DE LONGA DURAÇÃO: UM  
ESTUDO PARA O PRÉ-SAL BRASILEIRO

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Petróleo do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Dr. Frank Martin Reguera

FORTALEZA

2021

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca Universitária  
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

P433u Pellizzari, Vitória Beatriz.

Utilização de simulação dinâmica na avaliação de processos de blowdown em FPSOs dedicados a testes de longa duração: um estudo para o pré-sal brasileiro / Vitória Beatriz Pellizzari. – 2021.  
58 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Petróleo, Fortaleza, 2021.

Orientação: Prof. Dr. Frank Martin Reguera.

Coorientação: Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte.

1. Processamento de petróleo. 2. Blowdown. 3. FPSO. 4. Pré-sal. 5. Simulação. I. Título.

CDD 665.5092

---

VITÓRIA BEATRIZ PELLIZZARI

UTILIZAÇÃO DE SIMULAÇÃO DINÂMICA NA AVALIAÇÃO DE PROCESSOS DE  
*BLOWDOWN* EM FPSOs DEDICADOS A TESTES DE LONGA DURAÇÃO: UM  
ESTUDO PARA O PRÉ-SAL BRASILEIRO

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Petróleo do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Aprovada em: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_\_.

BANCA EXAMINADORA

---

Eng. Dr. Frank Martin Reguera (Orientador)

---

Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte (Co-orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Pedro Felipe Gadelha Silvino  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

Aos meus pais, Graça e Pedro.

## AGRADECIMENTOS

À minha mãe, por todo o apoio, dedicação, amor, carinho, cafés e despertadores, imprescindíveis para que tudo isso fosse possível; por ficar acordada me fazendo companhia - até ser vencida pelo cansaço - durante as várias madrugadas desses mais de 20 anos de estudo, por engolir os medos para que eu pudesse realizar meus sonhos e por ser minha âncora quando meu barco começava a derivar.

Ao meu pai, por toda a orientação, esforço, dedicação e exigência dispensados durante toda a minha formação educacional, essenciais para que o ato de estudar e aprender se tornassem hábitos prazerosos.

À Universidade Federal do Ceará, por ter sido minha porta de entrada para essa jornada, pela educação de Excelência e pelas diversas oportunidades de desenvolvimento em Pesquisa e Extensão a partir do Capítulo Estudantil UFC - *Society of Petroleum Engineers* (SPE), do Café com *Startup*, do Laboratório de Combustíveis e Lubrificantes (LCL/PRH/ANP), do Time Enactus UFC, da Escola Piloto de Engenharia de Petróleo (EPEP-UFC) e do Centro Acadêmico de Engenharia de Petróleo (CAPETRO-UFC).

Ao Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte, não apenas por todos os ensinamentos e aprendizados mútuos, como também pela parceria, disponibilidade, solicitude, apoio e incentivo dispensados desde o primeiro ano de graduação, não poupando esforços para que meus objetivos fossem alcançados.

Ao Prof. Dr. Pedro Felipe Gadelha Silvino, professor participante da banca examinadora, pelo tempo, pelas valiosas colaborações e sugestões e por todo o apoio e incentivo.

Ao Eng. Dr. Frank Martin Reguera, por todo o aprendizado, apoio, dedicação e tempo investidos na minha formação profissional e pessoal, imprescindíveis para que eu chegasse até aqui.

A todos os professores pelos quais passei durante a graduação na Universidade Federal do Ceará, especialmente aos docentes do Departamento de Engenharia Química e do Programa de Graduação em Engenharia de Petróleo.

À Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e ao Prof. PhD Rafael Charin, por todo o apoio, compreensão e solicitude durante todo Programa de Mobilidade Acadêmica.

Ao Eng. Roberto Simões, pela confiança.

À Altera&Ocyan e todo o seu time, por todas as oportunidades de crescimento e aprendizado nesses anos de estágio, em especial ao Eng. Dr. Frank Martin, à Eng. Helena

Mendes e ao Eng. Guilherme Bragança, por todos os ensinamentos, companheirismo, solicitude, carinho e cuidado.

A todos os colegas turma de Engenharia de Energias e Meio Ambiente (2015) e aos atuais/futuros colegas de profissão e amigos Emanuelle Fernandes, Pablo Fernandes, Nairton Lima, Lara e Larissa Maciel, Raíssa Gomes, Caroline Brioso e outros, pelos quais tenho orgulho, carinho e admiração.

Aos melhores suportes que eu poderia ter: Laís Leite, Kate Barbosa, Gelson Erthal e David Carvalho, por tudo.

A todos que passaram pela minha vida pessoal, acadêmica ou profissional ao longo desses anos.

“O que existe está a tornar-se superado.”  
(ODEBRECHT, 2008, p. 22)



## RESUMO

Instalações de processamento de petróleo apresentam sérios riscos de incêndio, explosões e ruptura de vasos e tubulações. Em operações *offshore*, a rápida depressurização/*blowdown* é necessária quando surgem emergências como incêndio ou vazamento de gás inflamável. Cenários de *blowdown* com alto teor de CO<sub>2</sub> podem acarretar muitos problemas em plataformas de produção de petróleo, como formação de sólidos, fraturas de dutos e equipamentos, nuvens de vapor de hidrocarbonetos dispersos, aumento da radiação do *flare*, entre outras consequências exploradas na literatura. O presente trabalho tem como objetivo principal realizar uma análise da influência da variação da composição do CO<sub>2</sub> em processos de depressurização/*blowdown* em FPSOs dedicados a Testes de Longa Duração em reservatórios do Pré-Sal, que podem processar óleo com até 70% (mol) de conteúdo de CO<sub>2</sub>. Cinco sistemas de *topside* de um FPSO dedicado a TLD em um reservatório do Pré-Sal foram escolhidos para serem analisados. Quatro cenários de diferentes composições de CO<sub>2</sub> foram selecionados para realizar o estudo (0%, 10%, 30% e 70%). Diversas simulações foram realizadas para analisar o efeito do teor de CO<sub>2</sub> no tempo de depressurização, na vazão máxima de gás a fluir pelos orifícios de restrição (ROs) e nas temperaturas mínimas de fluido e de parede que o material do sistema precisa suportar. Com os resultados obtidos, observou-se que, em geral, quanto maior o teor de CO<sub>2</sub>, mais demorada será a depressurização, maior será a vazão máxima nos ROs e menores serão as temperaturas mínimas de fluido e de parede. Também foi possível perceber a influência da composição dos gases a serem depressurizados em alguns cenários de depressurização. Concluiu-se que quanto maior o teor de CO<sub>2</sub>, maior deve ser o diâmetro do orifício de restrição que rege o sistema para garantir a segurança do processo. Portanto, para FPSOs dedicados a TLDs no Pré-Sal, um projeto de orifícios de restrição que suportem faixas mais limitadas de composição de CO<sub>2</sub> é recomendado (como os delimitados neste trabalho, de 0-10%, 10-30%, 30-70%). Esta filosofia de design é essencial para não exceder as condições de limite de projeto em sistemas de depressurização de emergência, como sobrecarga de *flare*, conformidade com API 521 e possíveis rupturas de equipamentos e tubulações.

**Palavras-chave:** Processamento de petróleo. *Blowdown*. FPSO. Pré-Sal. Simulação.

## ABSTRACT

Oil processing facilities present serious risks concerning fire, explosions, and rupture of vessels. In *offshore* operations, rapid depressurization/*blowdown* is necessary when emergencies arise in which there is a fire or explosive gas escapes. High CO<sub>2</sub> content *blowdown* scenarios can bring many problems, such as solid formation, pipeline and equipment fractures, clouds of dispersed hydrocarbon vapor, increase in *flare* radiation, among other consequences explored in the literature. The present work has the main objective of performing an analysis of the CO<sub>2</sub> composition variation influence in depressurization/*blowdown* processes in FPSOs dedicated to Long Term Tests in Pre-Salt reservoirs, which can have up to 70% CO<sub>2</sub> content. Five *topside* systems were chosen to be analyzed with real data from a FPSO dedicated to LTTs in a Pre-Salt reservoir. Four scenarios of different CO<sub>2</sub> composition were selected to perform the study (0%, 10%, 30%, and 70%). Simulations were carried out to analyze the effect of the CO<sub>2</sub> content in the depressurization time, in the maximum gas rate to flow through the restriction orifices (ROs), and in the minimum fluid and wall temperatures that the system material needs to support. With the results obtained, it was observed that, in general, the higher the CO<sub>2</sub> content, the longer the depressurization will take, the higher the maximum flow rate in the ROs, and the lower the minimum fluid and wall temperatures. It was also possible to perceive the influence of the Joule-Thomson Effect in some depressurization scenarios. It was concluded that the higher the CO<sub>2</sub> content, the larger the restriction orifice diameter that governs the system must be to guarantee the process's safety. Therefore, for FPSOs dedicated to LTTs in the Pre-Salt, a restriction orifice design that supports more limited ranges of CO<sub>2</sub> composition is recommended (as the ones delimited in this work, from 0-10%, 10-30%, 30-70%). This design philosophy is essential not to exceed design boundary conditions in emergency depressurization systems, such as *flare* overload, compliance with API 521, and possible equipment and piping ruptures.

**Keywords:** Oil processing. *Blowdown*. FPSO. Pre-Salt. Simulation.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Polígono do Pré-Sal .....	18
Figura 2 - Esquema das reservas do Pré-Sal .....	19
Figura 3 - FPSO Pioneiro de Libra com turret externo frontal.....	20
Figura 4 - Hierarquia de desligamento genérica.....	21
Figura 5 - FPSO Cidade de Itajaí com chama no <i>flare</i> .....	23
Figura 6 - Exemplo de orifício de restrição.....	24
Figura 7 - Exemplo de CO <sub>2</sub> sólido .....	28
Figura 8 - Comparação entre o coeficiente de Joule-Thomson para CO <sub>2</sub> puro e metano puro para várias temperaturas e pressões .....	30
Figura 9 - Variação da temperatura de saída para 20 –50% de CO <sub>2</sub> para Carneiro <i>et al.</i> (2015) .....	31
Figura 10 - Variação da temperatura de saída para 5 - 50% de CO <sub>2</sub> para Carneiro <i>et al.</i> (2015) .....	31
Figura 11 - Exemplo de modelagem de blowdown no software HYSYS (Aspentech).....	33
Figura 12 - Fluxograma de etapas do processo de elaboração das simulações.....	34
Figura 13 - Exemplo de Sistema de Remoção de CO <sub>2</sub> (Tupi BV Replicant Petrobras) .....	37
Figura 14 - Exemplo de Sistema de Compressão para plataforma próxima a Mumbai, na Índia .....	37

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Variação do tempo de depressurização até 6,9 barg e da vazão máxima no RO com o aumento da concentração de CO <sub>2</sub> para o Sistema A (Sistema de Remoção de CO <sub>2</sub> – Permeado) (RO = 18,45 mm) .....	40
Gráfico 2 - Variação das temperaturas mínimas de fluido e de parede com o aumento da concentração de CO <sub>2</sub> para o Sistema A (Sistema de Remoção de CO <sub>2</sub> – Permeado) .....	41
Gráfico 3 - Variação do tempo de depressurização até 6,9 barg e da vazão máxima no RO com o aumento da concentração de CO <sub>2</sub> para o Sistema B (1º Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal) (RO = 26,60 mm) .....	41
Gráfico 4 - Variação das temperaturas mínimas de fluido e de parede com o aumento da concentração de CO <sub>2</sub> para o Sistema B (1º Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal) .....	42
Gráfico 5 - Variação do tempo de depressurização até 6,9 barg e da vazão máxima no RO com o aumento da concentração de CO <sub>2</sub> para o Sistema C (2º Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal) (RO = 42,00 mm) .....	42
Gráfico 6 - Variação das temperaturas mínimas de fluido e de parede com o aumento da concentração de CO <sub>2</sub> para o Sistema C (2º Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal) .....	43
Gráfico 7 - Variação do tempo de depressurização até 6,9 barg e da vazão máxima no RO com o aumento da concentração de CO <sub>2</sub> para o Sistema D (Header de Injeção de Gás do Turret) (RO = 10,00~30,00mm) .....	43
Gráfico 8 - Variação das temperaturas mínimas de fluido e de parede com o aumento da concentração de CO <sub>2</sub> para o Sistema D (Header de Injeção de Gás do Turret) .	44
Gráfico 9 - Variação do tempo de depressurização até 6,9 barg e da vazão máxima no RO com o aumento da concentração de CO <sub>2</sub> para o Sistema E (Header de Injeção de Gás de Topside) (RO = 30,00 mm) .....	44
Gráfico 10 -Variação das temperaturas mínimas de fluido e de parede com o aumento da concentração de CO <sub>2</sub> para o Sistema E (Header de Injeção de Gás de Topside)	45

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Guia geral para níveis de desligamento de uma planta de processamento .....	22
Tabela 2 - Sistemas analisados.....	36
Tabela 3 - Cenários de composição analisados.....	37
Tabela 4 - Dados de entrada para o sistema A (Sistema de Remoção de CO <sub>2</sub> – Permeado)	38
Tabela 5 - Dados de entrada para o sistema B (1° Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal).....	38
Tabela 6 - Dados de entrada para o sistema C (2° Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal).....	38
Tabela 7 - Dados de entrada para o sistema D ( <i>Header</i> de Injeção de Gás do <i>Turret</i> ).....	38
Tabela 8 - Dados de entrada para o sistema E ( <i>Header</i> de Injeção de Gás de <i>Topside</i> ) .....	38
Tabela 9 - Resultados da análise para o sistema A (Sistema de Remoção de CO <sub>2</sub> – Permeado) .....	40
Tabela 10 - Resultados da análise para o Sistema B (1° Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal) .....	41
Tabela 11 - Resultados da análise para o sistema C (2° Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal) .....	42
Tabela 12 - Resultados da análise para o sistema D ( <i>Header</i> de Injeção de Gás do <i>Turret</i> ) .	43
Tabela 13 - Resultados da análise para o sistema E ( <i>Header</i> de Injeção de Gás de <i>Topside</i> )	44

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	<i>American Petroleum Institute</i>
BDV	Válvula de <i>Blowdown</i>
ESD	<i>Emergency Shutdown</i>
FPSO	<i>Floating, Production, Storage and Offloading</i>
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
JT	Joule-Thomson
Ma	Número de Mach
Pc	Pressão crítica
PFP	<i>Passive Fire Protection</i>
PR	Peng-Robinson
PSD	<i>Process Shutdown</i>
PT	Patel-Teja
PZHH	Pressão alta de desarme
RO	Orifício de Restrição
SDV	Válvula de <i>Shutdown</i>
Tc	Temperatura crítica
TLD	Teste de Longa Duração
TZHH	Temperatura alta de desarme
USD	<i>Unit Shutdown</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

- % Porcentagem
- ® Marca Registrada
- $\mu$ JT Coeficiente de Joule-Thomson

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>16</b>
<b>1.1</b>	<b>Objetivos.....</b>	<b>16</b>
<i>1.1.1</i>	<i>Objetivos gerais .....</i>	<i>16</i>
<i>1.1.2</i>	<i>Objetivos específicos.....</i>	<i>17</i>
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....</b>	<b>18</b>
<b>2.1</b>	<b>A produção de petróleo no Pré-Sal.....</b>	<b>18</b>
<b>2.2</b>	<b>Cenários de emergência em FPSOs .....</b>	<b>20</b>
<b>2.3</b>	<b>Despressurização de Emergência e <i>Blowdown</i> .....</b>	<b>22</b>
<i>2.3.1</i>	<i>Critérios de Design .....</i>	<i>24</i>
<i>2.3.1.1</i>	<i>Critérios de Despressurização (<i>Blowdown</i>).....</i>	<i>26</i>
<i>2.3.1.2</i>	<i>Critérios de Despressurização a Frio (<i>Cold Blowdown</i>).....</i>	<i>26</i>
<i>2.3.1.3</i>	<i>Otimização de <i>Blowdown</i> .....</i>	<i>26</i>
<i>2.3.1.4</i>	<i>Impactos da Variação da Composição do Fluido Despressurizado.....</i>	<i>27</i>
<i>2.3.1.5</i>	<i>Abordagens e Softwares de <i>Blowdown</i>.....</i>	<i>32</i>
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>34</b>
<b>3.1</b>	<b>Definição das premissas do estudo.....</b>	<b>34</b>
<b>3.2</b>	<b>Escolha dos sistemas a serem analisados .....</b>	<b>36</b>
<b>3.3</b>	<b>Definição dos cenários de composição de CO<sub>2</sub> a serem analisados .....</b>	<b>37</b>
<b>3.4</b>	<b>Definição dos cenários de composição de CO<sub>2</sub> a serem analisados .....</b>	<b>38</b>
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>40</b>
<b>4.1</b>	<b>Sistema A - Sistema de Remoção de CO<sub>2</sub> (Permeado).....</b>	<b>40</b>
<b>4.2</b>	<b>Sistema B - 1º Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal .....</b>	<b>41</b>
<b>4.3</b>	<b>Sistema C – 2º Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal.....</b>	<b>42</b>
<b>4.4</b>	<b>Sistema D – <i>Header</i> de Injeção de Gás do <i>Turret</i> .....</b>	<b>43</b>
<b>4.5</b>	<b>Sistema E - <i>Header</i> de Injeção de Gás de <i>Topside</i> .....</b>	<b>44</b>
<b>4.6</b>	<b>Discussões .....</b>	<b>45</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>47</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>48</b>
	<b>GLOSSÁRIO .....</b>	<b>51</b>
	<b>APÊNDICE A - PERFIS DE DESPRESSURIZAÇÃO PARA O SISTEMA A</b>	<b>55</b>
	<b>APÊNDICE B - PERFIS DE DESPRESSURIZAÇÃO PARA O SISTEMA B.</b>	<b>56</b>
	<b>APÊNDICE C - PERFIS DE DESPRESSURIZAÇÃO PARA O SISTEMA C</b>	<b>57</b>
	<b>APÊNDICE D - PERFIS DE DESPRESSURIZAÇÃO PARA O SISTEMA D</b>	<b>58</b>
	<b>APÊNDICE E - PERFIS DE DESPRESSURIZAÇÃO PARA O SISTEMA E.</b>	<b>59</b>



## 1 INTRODUÇÃO

Embarcações de produção de petróleo do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*) dedicadas a Testes de Longa Duração (TLDs) possuem um design complexo por natureza. Além de geralmente possuírem capacidades menores de produção, processamento e armazenamento de petróleo do que embarcações de produção permanente, precisam ser flexíveis e adaptáveis a diversos cenários, pois serão utilizadas em testes de poço em diversas localidades diferentes dos reservatórios estudados: logo, não há certeza sobre as propriedades do óleo a ser produzido.

Instalações de processamento de petróleo apresentam riscos graves com relação a incêndio, explosões e rupturas de vasos. Em operações *offshore*, a rápida despressurização/*blowdown* de vasos de processo ou seções contendo hidrocarbonetos de alta pressão é contemplada quando surgem emergências em que há um incêndio ou escape de gases inflamáveis.

As instalações de processamento de petróleo em FPSOs dedicados a TLDs de reservatórios do Pré-Sal possuem capacidade para processar os fluidos de poço com uma ampla faixa de conteúdo de CO<sub>2</sub> (0 mol% - 70 mol%) em seu gás associado, de acordo com a Petrobras (2020).

Essa propriedade influencia diretamente em diversos aspectos de projeto da planta de processamento dessas embarcações, como o comportamento dos sistemas de emergência da planta: Bilio *et al.* (2009) discutem sobre os principais fatores que podem afetar a operação segura de um processo de *blowdown* de uma tubulação com CO<sub>2</sub>, ressaltando a pureza do inventário (outros componentes associados), o risco de formação de sólidos durante a despressurização, o risco de fratura das tubulações e os riscos representados por uma provável nuvem de vapor de hidrocarboneto em dispersão.

Diante desse cenário, a análise da influência da variação da composição de CO<sub>2</sub> em processos de despressurização/*blowdown* em plataformas do tipo FPSO dedicadas a TLDs em reservatórios do Pré-Sal é um parâmetro extremamente importante para o projeto dessas embarcações, caracterizando o tema desse trabalho.

### 1.1 Objetivos

#### 1.1.1 *Objetivos gerais*

Analisar a influência da variação da composição de CO<sub>2</sub> do gás produzido no comportamento de processos de despressurização/*blowdown* em plataformas do tipo FPSO dedicadas a TLDs em reservatórios do Pré-Sal.

### 1.1.2 *Objetivos específicos*

Em processos de *blowdown* de gás em plantas de processamento de petróleo de FPSOs dedicados a Testes de Longa Duração em reservatórios do Pré-Sal, analisar o efeito da mudança do teor de CO<sub>2</sub> do gás nos seguintes parâmetros-chave:

- Tempo de despressurização necessário para atender aos critérios de segurança comumente utilizados;
- Vazão máxima de fluxo de gás pelos orifícios de restrição;
- Temperaturas mínimas de fluido e de parede que precisam ser suportadas pelos materiais que compõem esses sistemas.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 A produção de petróleo no Pré-Sal

A descoberta das reservas de petróleo do Pré-Sal (FIGURA 1) caracterizou um grande marco na história dos recursos energéticos no Brasil. Considerada uma das mais importantes em todo o mundo na última década, inúmeras possibilidades surgiram para a indústria petrolífera brasileira, colocando-a em uma posição estratégica frente à grande demanda de energia mundial.

Figura 1 - Polígono do Pré-Sal



Fonte: TN Petróleo (2020a).

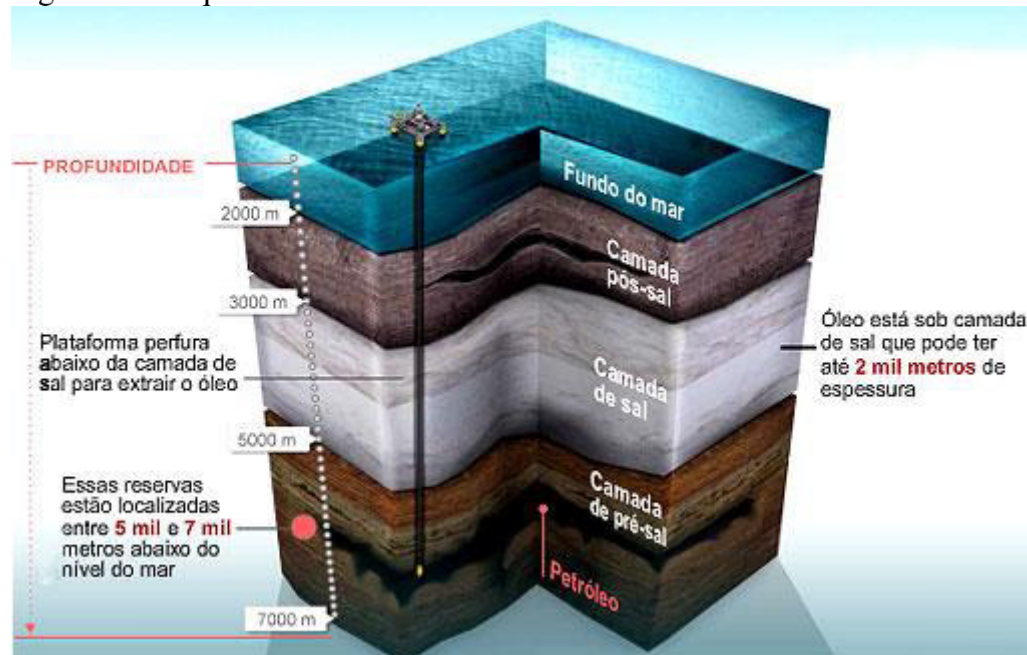
Localizado em uma área de aproximadamente 150 mil quilômetros quadrados na costa do Brasil, o Polígono do Pré-Sal abrange áreas entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo e é caracterizado pela presença de reservas de óleo de excelente qualidade e de alta produtividade, conforme descrito pela Pré-Sal Petróleo (2020). De acordo com a Petrobras (2020), enquanto em 1984 precisou-se de 4.108 poços produtores para chegar à marca de 500 mil barris diários, o triplo desse volume de produção foi atingido com 77 poços do Pré-Sal.

O volume produzido por poço no pré-sal da Bacia de Santos está muito acima da média da indústria de óleo e gás. São cerca de 25 mil barris de petróleo por dia, em média. Dos dez poços com maior produção no Brasil, nove estão localizados nessa área. O mais produtivo deles está no campo de Tupi, com vazão média diária de 36 mil barris de petróleo por dia. Já Libra, um dos maiores e mais promissores projetos de produção de óleo e gás já desenvolvidos pela indústria offshore, apresenta reservatórios que estão entre os mais produtivos no mundo, com colunas de óleo que

chegam a 400 metros de espessura - o equivalente à altura do Pão de Açúcar (PETROBRAS, 2020, online).

Apesar da qualidade do óleo e de sua alta produtividade, algumas características peculiares dessas reservas se destacam devido à natureza heterogênea do reservatório: de acordo com Fraga *et al.* (2014), além da localização abaixo de uma extensa camada de até 2.000 metros de espessura, as reservas do Pré-Sal (FIGURA 2) possuem propriedades como: quantidade variável de CO<sub>2</sub> (podendo chegar até 70%), variação considerável na composição dos fluidos com a profundidade da extração, dentre outras propriedades importantes podem acarretar problemas na garantia de fluxo. Portanto, a produção de petróleo nessas reservas demanda técnicas especiais relativas à engenharia submarina, construção dos poços e desenho das plantas de processamento.

Figura 2 - Esquema das reservas do Pré-Sal



Fonte: Wikigeo (2020).

A utilização de embarcações do tipo FPSO para a realização de Testes de Longa Duração (TLDs) é um hábito cada vez mais comum na exploração de petróleo do Pré-Sal. Segundo Bosco (2011), a Petrobras resolveu apostar em TLDs para entender o comportamento dos reservatórios descobertos durante a produção, e essa estratégia é utilizada pela companhia desde 1990: agora, esses testes são cada vez mais frequentes por conta das incógnitas encontradas abaixo da camada de sal.

O objetivo do teste de longa duração é causar uma perturbação positiva no reservatório e observar como se comporta a drenagem, como os fluidos se movimentam e como a pressão se distribui, para poder entender e projetar o desenvolvimento do campo. [...] A partir das informações adquiridas durante um TLD que a petroleira declara a

comercialidade e elabora com maior grau de certeza o plano de desenvolvimento do campo. Com essas informações nas mãos, os engenheiros dimensionam a malha de drenagem o número e localização dos poços projetam o sistema de coleta da produção e a planta de processo mais adequada (BOSCO, 2011, p. 4).

Embarcações do tipo FPSO dedicadas a TLDs possuem um design complexo por natureza. Além de possuírem uma capacidade menor de produção, processamento e armazenamento de petróleo do que embarcações de produção permanente, precisam ser flexíveis e adaptáveis a diversos cenários: um exemplo é a sua ancoragem de tipo *turret* (interno ou externo), que centraliza as linhas de produção e possibilita o movimento ao redor do eixo, tornando a embarcação mais adaptável a mudanças de localização, como o FPSO Pioneiro de Libra (Campo de Mero, Pré-Sal da Bacia de Santos), com seu *turret* externo frontal (FIGURA 3). A queima de gás também é limitada: em 2011, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) havia condicionado a operação dos TLDs a um volume de queima de no máximo 500 mil m<sup>3</sup>/dia, ainda de acordo com Bosco (2011).

Figura 3 - FPSO Pioneiro de Libra com turret externo frontal



Fonte: Waag e Birkett (2020).

Outra característica que deve ser considerada no design de FPSOs dedicados a TLDs para o Pré-Sal é a variação na composição de CO<sub>2</sub> (0 a 70%). Diversas características da planta de processamento são influenciadas pela composição de CO<sub>2</sub> do gás produzido, como o comportamento dos sistemas de emergência da planta, tema que será abordado neste trabalho.

## 2.2 Cenários de emergência em FPSOs

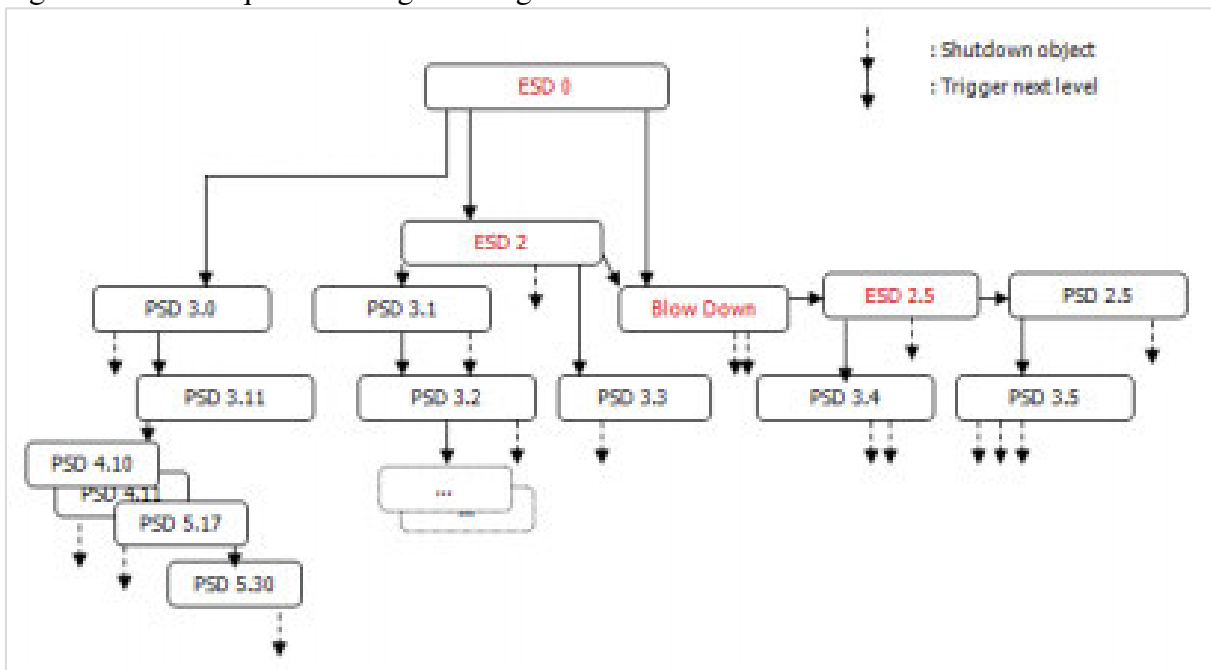
Quando uma condição de processo em uma planta de processamento de uma plataforma de produção de petróleo desvia-se do normal, como um cenário de temperatura

acima do normal em um vaso, uma ação corretiva deve ser tomada. Esse comando é obtido pelos sistemas de controle de processo.

No entanto, se o sistema de controle de processo falhar em corrigir o desvio, fazendo-o continuar até que uma situação potencialmente perigosa surja, a planta irá ativar o Sistema de Desligamento de Emergência, ou *Emergency Shutdown* (ESD). Esse sistema é projetado para desligar a planta e evitar o agravamento da emergência, buscando proteger a integridade física dos colaboradores, das instalações e do ambiente em que a planta está localizada.

Nessa situação, tenta-se alcançar um equilíbrio entre minimizar a perda de produção e atingir o estado de segurança exigido pela emergência. Um diferencial de pressão excessivamente alto em um trocador de calor, por exemplo, pode não exigir que toda a planta seja desligada e que o estoque/inventário de gás seja enviado para o *flare*. Para contornar esse problema, define-se o conceito de níveis de desligamento (ou níveis de *shutdown*), e a relação entre os níveis é chamada de hierarquia de níveis de desligamento (ou hierarquia de *shutdown*), conforme demonstrado na Figura 4:

Figura 4 - Hierarquia de desligamento genérica



Fonte: Boos IT (2020).

Cada planta de processamento de petróleo é diferente, logo, o número de níveis de desligamento pode variar de acordo com a planta. De acordo com Control and Instrumentation (2020), os cenários de início de cada nível de desligamento e suas respectivas ações de resposta

são diferentes para cada planta, porém, é comum haver entre 3 e 5 níveis de desligamento. Com as informações apresentadas em Control and Instrumentation (2020), pode-se obter o Guia Geral apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 - Guia geral para níveis de desligamento de uma planta de processamento

Nível de Desligamento	Ação de resposta
Nível 0	Abandonar a planta ou plataforma
Nível 1	Desligamento de emergência (ESD) com <i>blowdown</i>
Nível 2	Desligamento de emergência (ESD) sem <i>blowdown</i>
Nível 3	Parada total da planta de processo, ou <i>process shutdown</i> (PSD)
Nível 4	Parada de uma unidade da planta de processo, ou <i>unit shutdown</i> (USD)
Nível 5	Parada de equipamentos individuais e utilitários

Fonte: Control and Instrumentation (2020), adaptado pela autora.

### 2.3 Despressurização de Emergência e *Blowdown*

Instalações de processamento de petróleo apresentam riscos graves com relação a incêndio, explosões e rupturas de vasos. Em operações *offshore*, a rápida despressurização/*blowdown* de vasos de processo ou seções contendo hidrocarbonetos de alta pressão é contemplada quando surgem emergências em que há um incêndio ou escape de gases inflamáveis.

No entanto, Nolan (2019) mostra que, nos últimos anos, essas operações têm se apresentado um dilema aos engenheiros de processo e de segurança que trabalham na indústria de Óleo e Gás, com dois perigos principais passíveis de ocorrência em caso de falhas em equipamentos e sistemas de alta pressão:

1. Ruptura de vasos, equipamentos e/ou sistemas da embarcação, podendo causar a produção de projéteis voadores - que podem machucar indivíduos ou danificar as instalações de processo, possivelmente aumentando as proporções do incidente;
2. Liberação de um gás combustível de um recipiente pressurizado, podendo causar a formação de uma nuvem de vapor combustível que, consequentemente, pode resultar em explosão quando a nuvem entrar em contato com uma fonte de ignição.

Um cenário de ESD com *blowdown*, há duas etapas principais: o isolamento do inventário de fluido sistemas através das válvulas de desligamento automatizadas, ou *shutdown valves* (SDVs), e a despressurização controlada desses sistemas através das válvulas de

*blowdown* (BDVs). Para fins de despressurização, uma planta de processo é normalmente isolada em vários segmentos de purga independentes. O *blowdown* de toda a planta consiste na despressurização simultânea ou sequencial de todos os inventários de gás (e/ou, em alguns casos, líquido) em cada segmento, direcionando-o para um local de pressão mais baixa ou para um ou mais sistemas de *flare* para combustão controlada (FIGURA 5).

Figura 5 - FPSO Cidade de Itajaí com chama no *flare*



Fonte: TN Petróleo (2020b).

Na descrição de Wong (1998), o termo *blowdown* refere-se a uma “rápida e proposital despressurização de vasos ou seções” contendo hidrocarbonetos, de modo a diminuir os perigos proeminentes de falhas em cenários de emergências, como incêndio confirmado, detecção de gás de hidrocarboneto confirmada, dentre outros.

Já a empresa Honeywell ([S.D.]) define *blowdown* de forma mais abrangente:

O termo “*blowdown*” denota a despressurização de emergência ou planejada de equipamentos de processo, como vasos, trocadores de calor, colunas de destilação e compressores, a fim de remover hidrocarbonetos combustíveis e proteger contra pressões ou temperaturas excessivamente altas. Isso pode ser necessário, por exemplo, em caso de incêndio, vazamento, ruptura de tubo, ou outras situações perigosas, bem como em uma parada de produção planejada (HONEYWELL, [S.D], p. 4, tradução nossa).

Como descrito, reduzir a pressão dos sistemas e remover o inventário de fluido no menor tempo possível é objetivo principal do *blowdown*. Esse processo, segundo Wong (1998), resulta em uma queda acentuada da temperatura do fluido devido à rápida expansão do gás durante a despressurização. Consequentemente, as temperaturas de parede de vasos e das



tubulações envolvidas no processo também caem drasticamente, gerando um problema: se a temperatura de parede cair abaixo da temperatura de transição dúctil-frágil do material, é provável que ocorra uma ruptura. Portanto, torna-se crítico controlar processos de *blowdown* de modo a prevenir potenciais acidentes em plantas de processamento de petróleo.

### 2.3.1 Critérios de Design

Para Inglenook Engineering Inc (2020), um sistema de desligamento de emergência (isolamento) e depressurização (*blowdown*) bem projetado pode reduzir significativamente a consequência de um evento de segurança do processo, como vazamento de gás ou incêndio, e pode reduzir a probabilidade de ocorrência de eventos em cascata.

A purga (*blowdown*) de gases de hidrocarboneto é realizada fechando-se automaticamente as válvulas de desligamento, ou válvulas de *shutdown* (SDVs), isolando a planta, e abrindo-se remotamente as válvulas de *blowdown* (BDVs), liberando os gases para o *flare*, com a vazão de hidrocarbonetos sendo governada pelo orifício de restrição (RO) (FIGURA 6) instalado na jusante da BDV. Ambas as válvulas estão posicionadas ao longo da planta de processamento.

Figura 6 - Exemplo de orifício de restrição



Fonte: Wermac (2020).

Tradicionalmente, projetos de sistemas de depressurização seguem os requisitos da ISO 23251/Padrão API 521 e devem minimizar o uso de Proteção Passiva Contra Incêndio – PFP: revestimentos que, quando expostos a altas temperaturas, se expandem, formando uma camada isolante que permite que as estruturas da plataforma mantenham sua capacidade de carga por mais tempo durante um incêndio, resultando em mais tempo para fuga, de acordo com Specialist Coating ([S.D]).

A Seção 4.6.6 do Padrão API 521 (2015) define que a taxa de depressurização precisa ser maior do que o mínimo especificado pelos critérios, de forma a utilizar-se toda a capacidade do projeto do sistema de *flare* – cuja capacidade de projeto é controlada pela vazão máxima de uma depressurização de emergência - e minimizar o uso de PFP. De acordo com a

norma, como um mínimo, todo o sistema deve ser despressurizado da configuração de disparo de alta pressão (PZHH) ou da pressão de liquidação (conforme apropriado) até 6,9 barg em 15 minutos (900 segundos) para reduzir as consequências de um vazamento ou de uma potencial ruptura de um vaso/tubulação. Este critério também é comumente aplicado para cenários de incêndio e vazamento. A norma API 521 (2015) também aborda que, para cenários em que há potencial exposição a “incêndio de piscina” de combustível, deve-se envolver a redução da pressão do equipamento das condições iniciais para um nível equivalente a 50% da pressão de projeto do vaso em aproximadamente 15 min.

A despressurização controlada também protege contra o potencial de adição de combustível ao fogo caso a embarcação se rompa, reduzindo assim a duração ou a gravidade do incêndio. A pressão reduzida permite um controle um pouco mais rápido da situação em que a fonte de incêndio é o vazamento de materiais inflamáveis do equipamento que está sendo despressurizado. O cenário de incêndio resulta em uma taxa de despressurização mais alta do que o caso sem incêndio, ao passo que o caso sem incêndio pode resultar na necessidade de materiais adequados para temperaturas mais baixas. Se a despressurização de vapor for necessária por motivos de incêndio, vazamento e/ou processo, a maior exigência geralmente rege o tamanho das instalações de despressurização (API 521, 2015, p. 56, tradução nossa).

Para Mahgerefteh e Wong (1999), o tempo de despressurização ideal requer um equilíbrio delicado entre o tempo máximo de despressurização permissível recomendado pela API 521 e as temperaturas mínimas de parede e fluido que podem ser contempladas com segurança. Logo, torna-se fundamental obter-se previsões precisas desses parâmetros de modo que esse equilíbrio seja atingido.

Há tempos, a abordagem tradicional costumava o "*overdesign*", no entanto, essa opção está se tornando cada vez menos atraente, devido aos elevados custos. Consequentemente, nos últimos anos, houve uma série de estudos teóricos e experimentais relacionados à simulação de *blowdown* com vários graus de sofisticação. Uma revisão abrangente é fornecida por Wong (1998), que ressalta que os métodos mais simples e mais comumente usados simulam a expansão do fluido dentro dos vasos como isentrópico ou isentálpico, como a abordagem do Padrão API 521 (2015). Essa geralmente resulta na previsão de temperaturas irrealisticamente baixas do fluido e das paredes, levando assim a despesas de capital significativas necessárias para atender às margens de segurança prescritas e, embora a rápida expansão de um gás em um vaso possa inicialmente seguir um caminho isentrópico, a transferência de calor das paredes do vaso garante que a temperatura do gás nunca alcance o valor isentrópico, ainda segundo Wong (1998).

### 2.3.1.1 Critérios de Despressurização (*Blowdown*)

As principais influências no tempo de despressurização de um inventário de gás são sua pressão e temperatura, o volume de hidrocarbonetos a ser despressurizado e o diâmetro do orifício de restrição que controlará a vazão de gás para o *flare*.

Com o aumento da pressão e da temperatura do inventário de gás, mais difícil se tornará a despressurização. Por exemplo, uma despressurização para um inventário cuja pressão inicial é de 500 barg será bem mais demorada do que uma despressurização para um mesmo inventário com pressão inicial de 50 barg, mantidas as outras condições. O mesmo ocorre com a temperatura e o volume de gás a ser despressurizado.

Por outro lado, o aumento do diâmetro do orifício facilitará a despressurização, tornando-a mais rápida. Por exemplo, mantidas as condições, um inventário de gás despressurizará mais rápido ao escoar por um orifício de diâmetro maior do que esse mesmo inventário ao escoar por orifícios de menor diâmetro.

O material do vaso e a sua espessura também influenciam a taxa de despressurização necessária para evitar a ruptura, de acordo com a API 521 (2015): vasos com paredes mais finas geralmente requerem uma taxa de despressurização mais rápida, de modo a com que a queda da temperatura do gás durante a expansão atinja a tensão limite de ruptura do material.

### 2.3.1.2 Critérios de Despressurização a Frio (*Cold Blowdown*)

Durante o *blowdown*, espera-se que a temperatura do sistema sob despressurização diminua, devido à expansão do gás, conforme mencionado anteriormente. A extensão da queda de temperatura depende de vários fatores, como a condição operacional inicial e as propriedades físicas do fluido. Além disso, a tubulação à jusante da válvula de *blowdown* será submetida a uma temperatura muito mais baixa, devido à queda de pressão através do orifício de restrição. Estudos de *Cold Blowdown* são realizados para determinar a temperatura mínima que pode ser alcançada nos sistemas de processo e de *flare* e, se necessário, adicionar uma *backpressure* para prevenir a formação de hidratos e outros sólidos indesejáveis nas linhas de *blowdown*.

### 2.3.1.3 Otimização de *Blowdown*

A abordagem de segregação do inventário através de válvulas de *shutdown* dedicadas é utilizada em casos em que um grande volume de gás hidrocarboneto é isolado. Em outros casos, o escalonamento do *blowdown* faz-se necessário: para reduzir/otimizar a taxa de fluxo de despressurização de pico para o sistema de *flare*, o *blowdown* escalonado também pode

ser considerado em casos de grande inventário de gás a ser despressurizado. Por consequência, esses sistemas teriam altas vazões de gás em casos de uma única BDV, como sistemas de compressão de gás; e em casos de *headers* de alta pressão, como *headers* de reinjeção de gás e *headers* de gás de serviço, que são relativamente longos (consequentemente, um maior volume de gás a ser despressurizado), fisicamente elevados (influenciando o escoamento) e com maior probabilidade de vazamento. Nesses casos, o escalonamento de *blowdown* faz com que o aquecimento devido a eventuais incêndios seja comparativamente menor do que com o *blowdown* sem escalonamento, devido ao controle da vazão de gás.

O *blowdown* escalonado pode ser alcançado seguindo a metodologia:

1. Atrasar a despressurização/purga de sistemas não críticos;
2. Instalar dois ou mais trens de válvulas/estações de purga em paralelo: a BDV primária é aberta imediatamente após o início do ESD e as BDVs seguintes são abertas sequencialmente após um certo atraso.

O *blowdown* escalonado também considera o critério de despressurização da API 521 para despressurização de instalações inteiras da PZHH para 6,9 barg em 15 minutos no total.

#### 2.3.1.4 Impactos da Variação da Composição do Fluido Despressurizado

Conforme descrito anteriormente, as instalações de processamento de petróleo em FPSOs dedicados a TLDs de reservatórios do Pré-Sal possuem capacidade para processar os fluidos produzidos com uma ampla faixa de conteúdo de CO<sub>2</sub> (0 mol% - 70 mol%) em seu gás associado. Entretanto, dimensionar um único orifício de restrição que atenda a toda a faixa de composição de CO<sub>2</sub> é inviável: o aumento da concentração molar de CO<sub>2</sub> no fluido aumenta também sua massa molar, fazendo com que um orifício desenhado para 70% de CO<sub>2</sub> precise ser significativamente maior do que orifícios de restrição projetados para composições de 0%, 10% e 30% de CO<sub>2</sub> (considerando o mesmo volume de gás a ser despressurizado). Nesse âmbito, utilizar um orifício de restrição único traria altas vazões durante a despressurização de fluidos mais leves, sobrecarregando o *flare*.

Diante disso, a abordagem mais apropriada para otimizar a capacidade do sistema de *flare* e a altura de sua torre é projetar conjuntos de placas de orifício com capacidade para diferentes faixas de composição para serem utilizados em sistemas de purga, a depender do conteúdo de CO<sub>2</sub> no fluido produzido.

Dessa forma, o orifício de restrição pode ser substituído pelo mais adequado a depender do reservatório a ser avaliado, da localização do teste ou da possibilidade de conexão

com outro poço, de modo que fluidos com composições diferentes sejam produzidos, como maior ou menor teor de CO<sub>2</sub>.

Bilio *et al.* (2009) discutem sobre os principais fatores que podem afetar a operação segura de um processo de *blowdown* de uma tubulação com CO<sub>2</sub>, ressaltando a pureza do inventário (a existência de outros componentes na composição do gás além do CO<sub>2</sub>), o risco de formação de sólidos (Figura 7) durante a despressurização, o risco de fratura da tubulação e os riscos associados à formação de nuvens de vapor de hidrocarboneto em dispersão diante de falhas de design do processo de *blowdown*.

Figura 7 - Exemplo de CO<sub>2</sub> sólido



Fonte: Indiamart (2020).

Collard (2015, p. 2) ressalta:

Dado o coeficiente de Joule-Thomson relativamente alto do CO<sub>2</sub>, o blowdown pode apresentar riscos significativos para a infraestrutura de dutos. A despressurização resultará em resfriamento rápido do inventário, potencialmente abaixo da temperatura do ponto triplo de CO<sub>2</sub> (216 ° K); e parede de tubo adjacente, que pode resfriar abaixo de sua temperatura de transição dúctil para frágil, resultando em uma diminuição significativa em sua resistência à fratura frágil.

O Efeito de Joule-Thomson (JT) é extremamente conhecido na termodinâmica de gases e, conseqüentemente, exerce grande influência em processos de *blowdown*. Esse efeito descreve o fenômeno de aumento ou diminuição da temperatura de um gás ou de um líquido durante sua despressurização, quantificada pelo coeficiente de Joule-Thomson ( $\mu_{JT}$ ) - que pode ser positivo, representando um resfriamento, ou negativo, representando um aquecimento, conforme comentado por King (2018). Porém, para todos os gases reais, o valor de  $\mu_{JT}$  é nulo em um determinado ponto denominado ponto de inversão, e a temperatura de inversão de JT é a temperatura em que o coeficiente muda de sinal (ou seja, quando é nulo), indicando a temperatura do gás na qual a queda de pressão não causa uma mudança de temperatura. King (2018) ressalta ainda que, acima desta temperatura, o gás aquece à medida que se expande, enquanto abaixo desta temperatura o gás arrefece à medida que se expande. Logo, quando o gás

sofre uma expansão, sua temperatura pode aumentar ou diminuir de acordo com sua pressão e temperatura iniciais.

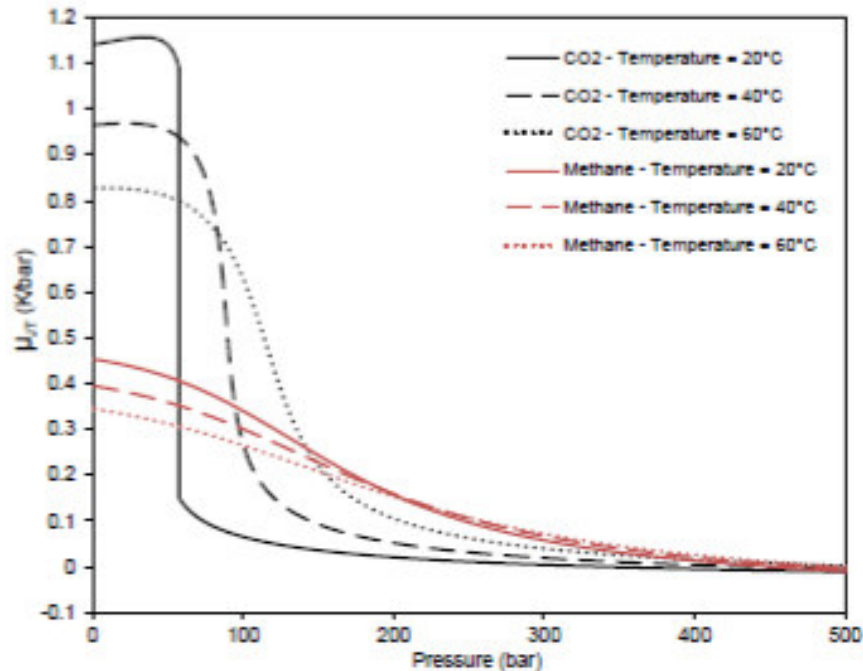
Além do Efeito Joule-Thomson, equações de estado (EoS) também possuem papel importante em processos de *blowdown*. Novas EoS são frequentemente desenvolvidas e otimizadas para modelar sistemas específicos; como a formação de sólidos durante o *blowdown* de oleodutos contendo CO<sub>2</sub> (MARTYNOV *et al.*, 2014) ou durante a operação normal de oleodutos contendo CO<sub>2</sub> (DEMETRIADES *et al.*, 2013). A seleção da EoS mais adequada para o design de processos de *blowdown* melhora a precisão de quaisquer dados gerados, como mostram os estudos de Li and Yan (2009a, 2009b), que demonstraram que as equações de Peng-Robinson (PR) (PENG; ROBINSON, 1976) e Patel-Teja (PT) (PATEL; TEJA, 1982) são as de maior acurácia para a caracterização das misturas para estudos de *blowdown*.

Algumas técnicas são utilizadas de forma a evitar a formação de CO<sub>2</sub> sólido durante a despressurização, como a utilização de abertura total de válvula em linhas de pequeno diâmetro. A possibilidade de formação de CO<sub>2</sub> sólido durante a despressurização pode ser analisada através da utilização de *softwares* de sistemas de *blowdown*, que analisam as correntes de saída através das curvas de equilíbrio do CO<sub>2</sub>.

A mudança no teor de CO<sub>2</sub> ao longo do tempo de desenvolvimento do reservatório também é um fator que deve ser considerado. Conforme descrito por Carneiro *et al.* (2015), enquanto em alguns projetos a quantidade de CO<sub>2</sub> pode ser alta desde o início da vida útil da produção, em outros casos pode ocorrer um aumento incremental, como no caso em que o CO<sub>2</sub> "recircula" no sistema devido à reinjeção. Esse aumento do teor de CO<sub>2</sub> leva à possibilidade de existência, além de equilíbrio líquido-vapor e equilíbrio líquido-líquido, de equilíbrio líquido-líquido-vapor em faixas relevantes de pressão e temperatura. Como consequência, dependendo da composição do fluido do reservatório (incluindo o conteúdo de CO<sub>2</sub>) e das condições operacionais, várias fases podem coexistir: geralmente uma fase rica em hidrocarbonetos e uma fase rica em CO<sub>2</sub>.

Por outro lado, quando uma fase gasosa está presente, ela pode possuir quantidades significativas de CO<sub>2</sub>. Carneiro *et al.* (2015) também mostram que a razão entre as densidades de fase mais leve e mais pesada diminui com o aumento do conteúdo e da pressão de CO<sub>2</sub>: em particular, mesmo em níveis de pressão moderados, razões de densidade da ordem da unidade podem ocorrer para maiores teores de CO<sub>2</sub>, principalmente em mistura com o metano. A Figura 8 mostra uma comparação do coeficiente de Joule-Thomson para o CO<sub>2</sub> e para o CH<sub>4</sub> a diferentes temperaturas, resultante do trabalho de Carneiro *et al.* (2015):

Figura 8 - Comparação entre o coeficiente de Joule-Thomson para CO2 puro e metano puro para várias temperaturas e pressões



Fonte: Carneiro et al. (2015).

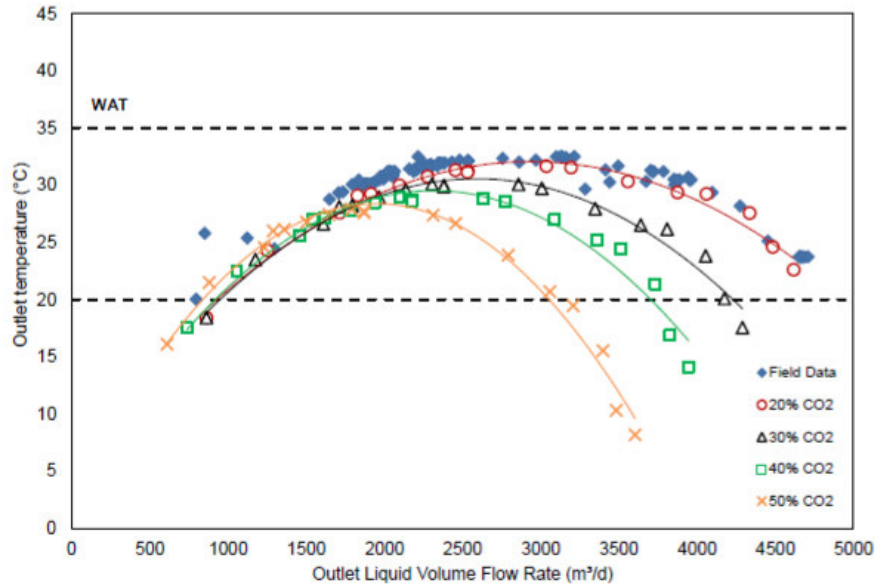
A variação com a pressão é mostrada para diferentes níveis de temperatura. O metano será supercrítico em pressões acima de aproximadamente 46 bar e gasoso abaixo dele. Percebe-se que, em pressões moderadas a altas, as diferenças são menos significativas. Observe que, acima de 74 bar, o CO<sub>2</sub> é supercrítico para 40 ° C e 60 ° C e, acima de 57,3 bar, é líquido para 20 ° C. Porém, em baixas pressões, tanto o CO<sub>2</sub> quanto o metano estão no estado gasoso, e o CO<sub>2</sub> apresenta-se significativamente superior. Embora o comportamento das misturas reais seja mais complexo, isso ilustra o efeito potencial desse componente quando presente em uma mistura gasosa e a importância de investigar a variação do resfriamento total dos fluidos quando o teor de CO<sub>2</sub> é aumentado (CARNEIRO et al., 2015, p. 3, tradução nossa).

Já Santos e Loureiro (2012) mencionam que, em geral, quando o resfriamento da mistura de fluidos produzida é governado pela perda de calor para o ambiente frio, o aumento nas taxas de fluxo terá um efeito positivo, isto é, aumentando a temperatura na saída. No entanto, Gonçalves *et al.* (2013) ressaltam que, em cenários em que há altas taxas de produção e quantidades significativas de gás exsolvido durante a descompressão, o efeito de resfriamento Joule-Thomson tende a ser potencializado.

Santos e Loureiro (2012) e Gonçalves *et al.* (2013), também ressaltam que estabelecer como a temperatura da mistura é influenciada pelas condições operacionais - principalmente devido ao alto teor de gás que implica taxas de fluxo de gás significativas quando o nível de descompressão é alto - é extremamente importante em cenários de despressurização. Isso foi confirmado por Carneiro *et al.* (2015) a partir de estudos em

condições simuladas de fluxo de CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub>, que mostraram que, para essas condições, o resfriamento Joule Thomson pode ser excessivo (FIGURA 9).

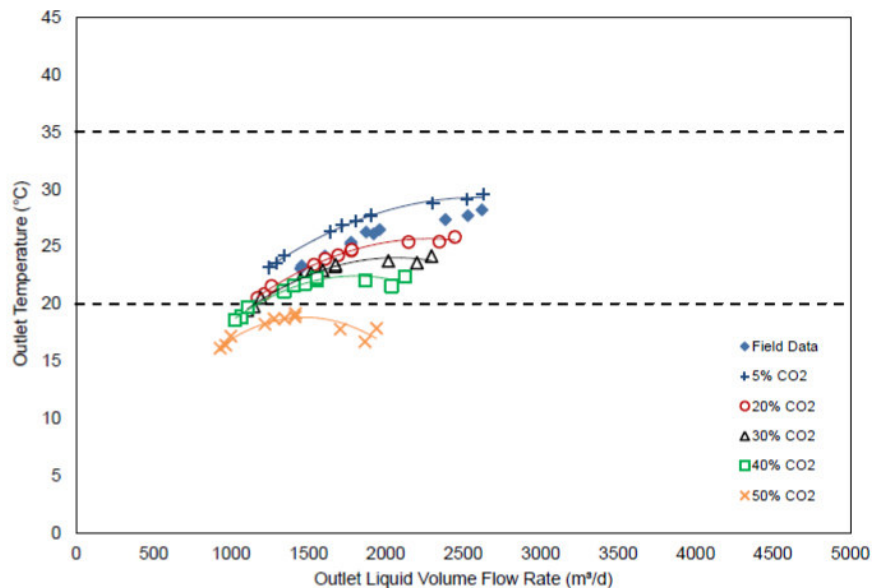
Figura 9 - Variação da temperatura de saída para 20 –50% de CO<sub>2</sub> para Carneiro *et al.* (2015)



Fonte: Carneiro *et al.* (2015)

Inicialmente, a temperatura de saída aumenta com a vazão. No entanto, para taxas de fluxo suficientemente altas, a tendência oposta é observada: devido à faixa mais estreita de vazões, a mesma tendência é observada apenas para os maiores teores de CO<sub>2</sub>, conforme pode ser visto na Figura 10.

Figura 10 - Variação da temperatura de saída para 5 - 50% de CO<sub>2</sub> para Carneiro *et al.* (2015)



Fonte: Carneiro *et al.* (2015)



Os estudos de Santos e Loureiro (2012), Gonçalves *et al.* (2013) e Carneiro (2015) terminaram por comprovar que, para uma ampla gama de taxas de fluxo em vários níveis de pressão de saída prescritos, geralmente os pontos operacionais mudaram para temperaturas de saída e taxas de vazão de líquido mais baixas quando o conteúdo de CO<sub>2</sub> é aumentado, e uma diminuição significativa na temperatura de saída ocorre nos casos de alta vazão. Por outro lado, observou-se que as diferenças são menos significativas para taxas de fluxo mais baixas.

Sabe-se também que a composição do gás pode influenciar em processos de despressurização a partir da perspectiva de formação de sólidos e propriedades específicas de cada componente da mistura de gases a ser despressurizada. Isso acontece porque o CO<sub>2</sub>, por possuir pressão e temperaturas críticas de  $T_c = 31,04 \text{ °C}$  e  $P_c = 72,8 \text{ atm}$ , pode despressurizar ou solidificar mais rápido do que gases intermediários, como propano, de  $T_c = 96 \text{ °C}$  e  $P_c = 41,74 \text{ atm}$  e butano, de  $T_c = 152 \text{ °C}$  e  $P_c = 37,42 \text{ atm}$  - conforme Carneiro *et al.* (2015) -, com temperaturas críticas mais altas e pressões críticas mais baixas. Por consequência, a baixas composições de CO<sub>2</sub> (em uma proporção de até 10%, por exemplo), pode haver uma sobreposição do efeito desses gases na despressurização. Entende-se, então, que a composição do fluido é um parâmetro importante para critérios de despressurização, principalmente em misturas de CO<sub>2</sub>, metano, propano e butano.

#### 2.3.1.5 Abordagens e Softwares de Blowdown

Vários fatores influenciam no projeto de sistemas de processo de *blowdown*. Segundo a Honeywell ([s.d]), os três principais fatores a serem considerados para o projeto são:

1. Seleção de material de construção para baixas temperaturas (devido à queda acentuada da temperatura do fluido pela rápida expansão do gás durante a despressurização);
2. Dimensionamento das válvulas de alívio, orifícios, tubulações e vasos;
3. Conexões e capacidade do sistema de *flare* (para garantir que haja capacidade suficiente para a despressurização sem violar as restrições hidráulicas na tubulação, causando sobrepressões ou vibrações excessivas ou limites de radiação excedentes da ponta do *flare*).

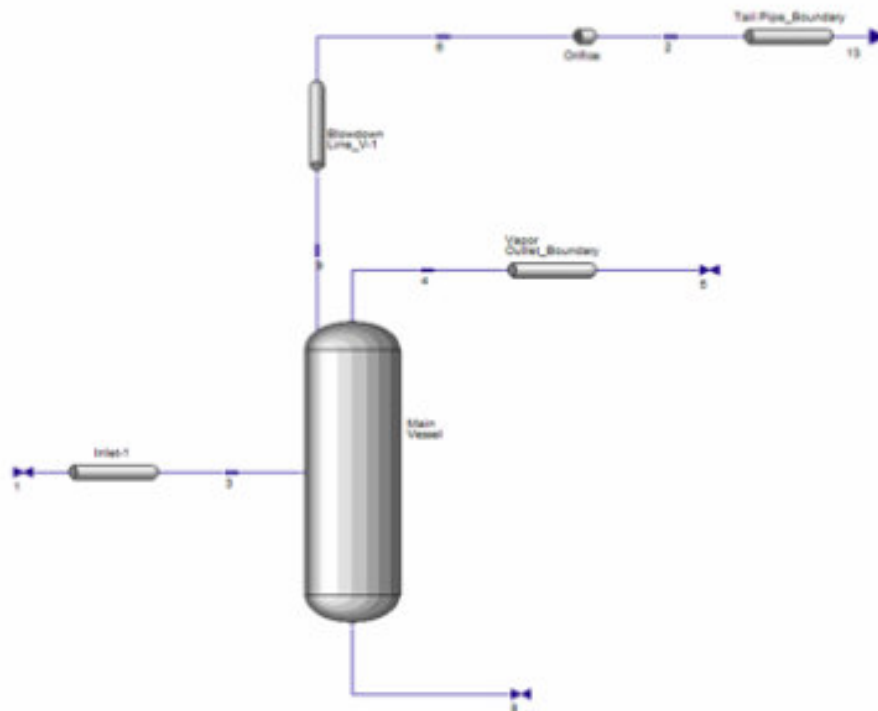
Segundo Candelier e Papot (2015), resultados mostram que as previsões de *software* geralmente estão de acordo com observações de campo, especialmente com relação à variação de pressão e tempo. Vários *softwares* que permitem o design de projetos de *blowdown* estão disponíveis, como:

- Unisim Design *Blowdown* Utility ®, da Honeywell (HONEYWELL, [s.d])

- HYSYS *Blowdown* Utility, da Aspentech (ASPENTECH, 2020);
- HYSYS *Depressuring* Utility, da Aspentech (ASPENTECH, 2020);
- OLGA, da Schlumberger (BENDISKEN *et al.*, 1986);
- PLAC, da AEA Technology (HALL, 1993);
- *BLOWDOWN*, da Imperial College London (RICHARDSON, 1996);
- PRO/II Steady State simulator, da AVEVA (AVOCADO ENGINEERING, [s.d.])

Os *softwares* de *blowdown* (FIGURA 11) fornecem resultados aceitáveis quando usada de forma adequada, porém, ainda de acordo com a Honeywell ([s.d]), muitas vezes essas ferramentas dão origem a previsões excessivamente conservadoras, resultando em um projeto caro demais, como ao especificar o aço inoxidável em locais onde o aço carbono seria adequado, podendo dobrar ou triplicar o capital necessário para o projeto.

Figura 11 - Exemplo de modelagem de blowdown no software HYSYS (Aspentech)



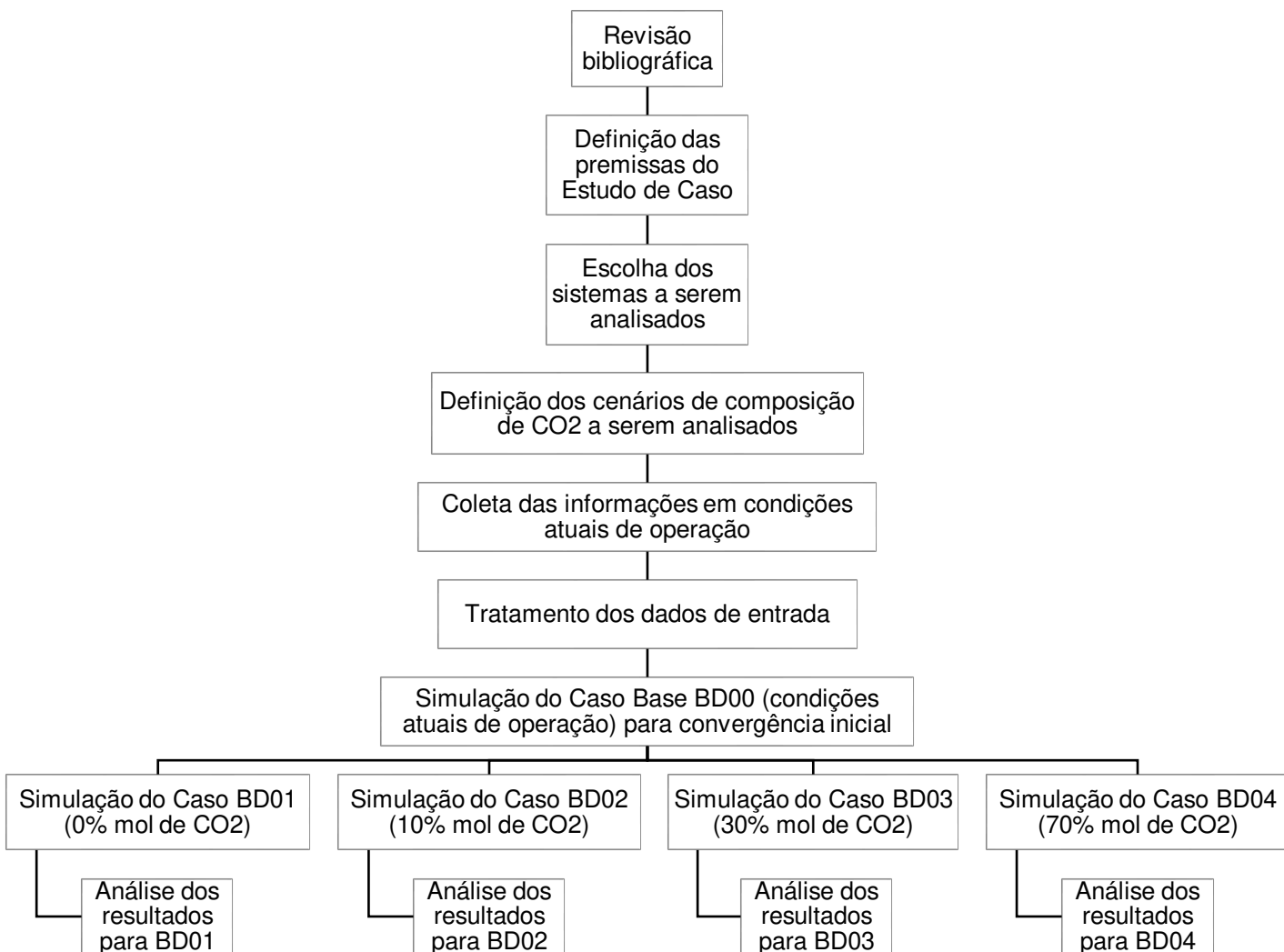
Fonte: Process Ecology (2020).

É importante destacar que cada programa possui suas vantagens e limitações e, por isso, suas características individuais devem ser analisadas e consideradas para que haja a escolha da melhor ferramenta de acordo com o projeto.

### 3 METODOLOGIA

O presente trabalho foi desenvolvido através de várias etapas, como demonstrado no fluxograma da Figura 12. Além da pesquisa bibliográfica, abordada em tópicos anteriores, elaborou-se um estudo de caso para a realização de uma pesquisa descritivo-explicativa para analisar, através de um *software* compatível com sistemas de *blowdown*, a influência da variação da composição de CO<sub>2</sub> do gás a ser despressurizado nos processos de *blowdown* em plataformas do tipo FPSO dedicadas a TLDs em reservatórios do Pré-Sal.

Figura 12 - Fluxograma de etapas do processo de elaboração das simulações



Fonte: elaborado pela autora.

#### 3.1 Definição das premissas do estudo

Para fins de entendimento dos fenômenos físico-químicos que envolvem processos de *blowdown* em FPSOs dedicados a Testes de Longa Duração em reservas do Pré-Sal brasileiro

e a influência da variação da composição de CO<sub>2</sub>% (mol) na depressurização, algumas premissas de simplificação foram adotadas, como demonstrado a seguir:

- O sistema de *blowdown* será analisado como um sistema físico-químico, não terá fins de dimensionamento;
- As condições dos sistemas serem baseadas em valores reais de operação de um campo do Pré-Sal da Bacia de Santos (composição do fluido, espessura de parede, materiais, temperatura e velocidade do ar, dentre outros);
- Os valores de diâmetro de orifício de restrição foram adaptados para que todos os cenários atendessem à API 521 no critério de depressurização até 6,9 barg em no máximo 900 segundos;
- Apenas o impacto na depressurização e nas temperaturas de fluido/parede serão analisadas. Não se analisará as variações na vibração/velocidade do fluido, na radiação emitida (e na altura necessária para o *flare tip*) ou na dispersão de gás da planta de processamento;
- Para todas as avaliações, o tempo de depressurização de cada cenário não poderá ultrapassar o valor de 15 minutos (900 segundos);
- Todos os cenários serão avaliados para caso de incêndio, depressurizando a partir da PZHH (pressão alta de desarme) até a pressão de 6,9 barg;
- As temperaturas consideradas no estudo de depressurização são as TZHH (temperaturas altas de desarme);
- Os volumes de depressurização para cada cenário são baseados em estimativas quantitativas e práticas de projeto comumente utilizadas;
- O pacote termodinâmico a ser utilizado será Peng-Robinson, conforme estudos de Li e Yan (2009a, 2009b);
- O Caso Base será desenvolvido apenas para fins de validação e convergência inicial do modelo - não sendo considerado na análise dos resultados - e possui gás composto principalmente de metano e CO<sub>2</sub>;
- Para a mudança na concentração de CO<sub>2</sub>, será utilizada a técnica de normalização para adequar a composição dos outros componentes;
- Todas as avaliações consideram uma *backpressure* de 5 barg no sistema de *flare* - conforme estimativas quantitativas e práticas de projeto utilizadas - independentemente da vazão de gás a ser escoada;

- As estimativas buscaram respeitar os limites de projeto para critérios de velocidade de escoamento em dutos compressíveis, com número de Mach sempre menor do que 1 ( $Ma < 1,0$ );
- O dimensionamento de linhas de processo e linhas de *blowdown*, bem como os parâmetros de entrada para cálculo das temperaturas mínimas de parede, como espessura e material, basearam-se em estimativas quantitativas, práticas de projeto e dados de operação;
- A análise da possível formação de CO<sub>2</sub> sólido ou hidratos, do risco de fratura da tubulação e dos riscos associados à formação de nuvens de vapor de hidrocarboneto não serão abordados na simulação;
- Os critérios analisados abordam tempo de despressurização, vazão máxima pelo orifício de restrição e temperaturas mínimas de fluido e de parede.

### 3.2 Escolha dos sistemas a serem analisados

Utilizando-se estimativas quantitativas e práticas de projeto comumente utilizadas para campos do Pré-Sal e a partir da análise de critérios como pressão de operação, extensão do inventário de gás e composição nas condições atuais de operação, foram selecionados os 05 sistemas a serem analisados: sistema de remoção de CO<sub>2</sub> (permeado) (A), 1º Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal (B), 2º Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal (C), *header* de injeção de gás do *turret* (D) e *header* de injeção de gás de *topside* (E), conforme demonstrado na Tabela 2.

Tabela 2 - Sistemas analisados

Designação	Sistema
A	Sistema de Remoção de CO <sub>2</sub> – Permeado
B	1º Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal
C	2º Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal
D	<i>Header</i> de Injeção de Gás do <i>Turret</i>
E	<i>Header</i> de Injeção de Gás de <i>Topside</i>

Fonte: elaborada pela autora.

A seguir, as Figuras 13 e 14 ilustram alguns dos sistemas em tamanho real.

Figura 13 - Exemplo de Sistema de Remoção de CO<sub>2</sub> (Tupi BV Replicant Petrobras)



Fonte: Ilsung (2020).

Figura 14 - Exemplo de Sistema de Compressão para plataforma próxima a Mumbai, na Índia



Fonte: Ihi (2020).

### 3.3 Definição dos cenários de composição de CO<sub>2</sub> a serem analisados

Após a primeira convergência, realizada com os dados atuais de operação (Caso Base, BD00), decidiu-se por variar a composição de cada sistema em 0% (BD01), 10% (BD02), 30% (BD03) e 70% mol de CO<sub>2</sub> (BD04), para analisar seu efeito na despressurização dos sistemas. A Tabela 3 a seguir demonstra como os cenários de composição foram divididos.

Tabela 3 - Cenários de composição analisados

Designação	% CO <sub>2</sub> (mol)
BD00	Caso Base - Condições de Operação
BD01	0
BD02	10,00
BD03	30,00
BD04	70,00

Fonte: elaborada pela autora.

### 3.4 Definição dos cenários de composição de CO<sub>2</sub> a serem analisados

A coleta das informações em condições atuais de operação tratados para serem utilizados como dados de entrada são resumidas nas Tabelas 4, 5, 6 e 7 a seguir:

Tabela 4 - Dados de entrada para o sistema A (Sistema de Remoção de CO<sub>2</sub> – Permeado)

Caso	% CO <sub>2</sub> (mol)	Temp.(°C)	Pres. (barg)	Volume de gás (m <sup>3</sup> )	Diâmetro do RO (mm)
BD01A	0	76,00	52,90	14,57	18,45
BD02A	10,00				
BD03A	30,00				
BD04A	70,00				

Fonte: elaborada pela autora.

Tabela 5 - Dados de entrada para o sistema B (1° Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal)

Caso	% CO <sub>2</sub> (mol)	Temp.(°C)	Pres. (barg)	Volume de gás (m <sup>3</sup> )	Diâmetro do RO (mm)
BD01B	0	55,80	37,20	33,02	26,60
BD02B	10,00				
BD03B	30,00				
BD04B	70,00				

Fonte: elaborada pela autora.

Tabela 6 - Dados de entrada para o sistema C (2° Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal)

Caso	% CO <sub>2</sub> (mol)	Temp.(°C)	Pres. (barg)	Volume de gás (m <sup>3</sup> )	Diâmetro do RO (mm)
BD01C	0	61,00	128,60	40,73	42,00
BD02C	10,00				
BD03C	30,00				
BD04C	70,00				

Fonte: elaborada pela autora.

Tabela 7 - Dados de entrada para o sistema D (*Header* de Injeção de Gás do *Turret*)

Caso	% CO <sub>2</sub> (mol)	Temp.(°C)	Pres. (barg)	Volume de gás (m <sup>3</sup> )	Diâmetro do RO (mm)
BD01D	0	60,00	480,00	4,99	10,00~30,0 0
BD02D	10,00				
BD03D	30,00				
BD04D	70,00				

Fonte: elaborada pela autora.

Tabela 8 - Dados de entrada para o sistema E (*Header* de Injeção de Gás de *Topside*)

Caso	% CO <sub>2</sub> (mol)	Temp.(°C)	Pres. (barg)	Volume de gás (m <sup>3</sup> )	Diâmetro do RO (mm)
BD01E	0	60,00	480,00	2,25	30,00
BD02E	10,00				
BD03E	30,00				
BD04E	70,00				

Fonte: elaborada pela autora.

Seguindo valores reais de operação, para os sistemas A, B e C, o coeficiente de descarga considerado foi de 0,62. Já para os sistemas D e E, o coeficiente de descarga considerado foi de 0,60. O sistema D possui duas válvulas de *blowdown* paralelas com 2,5s de atraso de abertura entre elas, com o intuito de respeitar a capacidade máxima de projeto de gás para o *flare* (máxima vazão de pico). Para representá-las de forma correta, a seguinte abordagem foi utilizada:

- Durante os 2,5s primeiros segundos de despressurização, o diâmetro considerado para o RO foi de 10,00 mm (apenas uma das válvulas abertas);
- A partir da abertura da segunda válvula, aos 2,5s, até o final da despressurização, o diâmetro considerado para o RO foi de 30,00 mm (considerando as duas válvulas abertas).



## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados obtidos para os sistemas A, B, C, D e E em cada análise são consolidados nas Tabelas 9, 10, 11, 12 e 13, demonstradas a seguir, e em seus respectivos gráficos (GRÁFICOS 1 A 10).

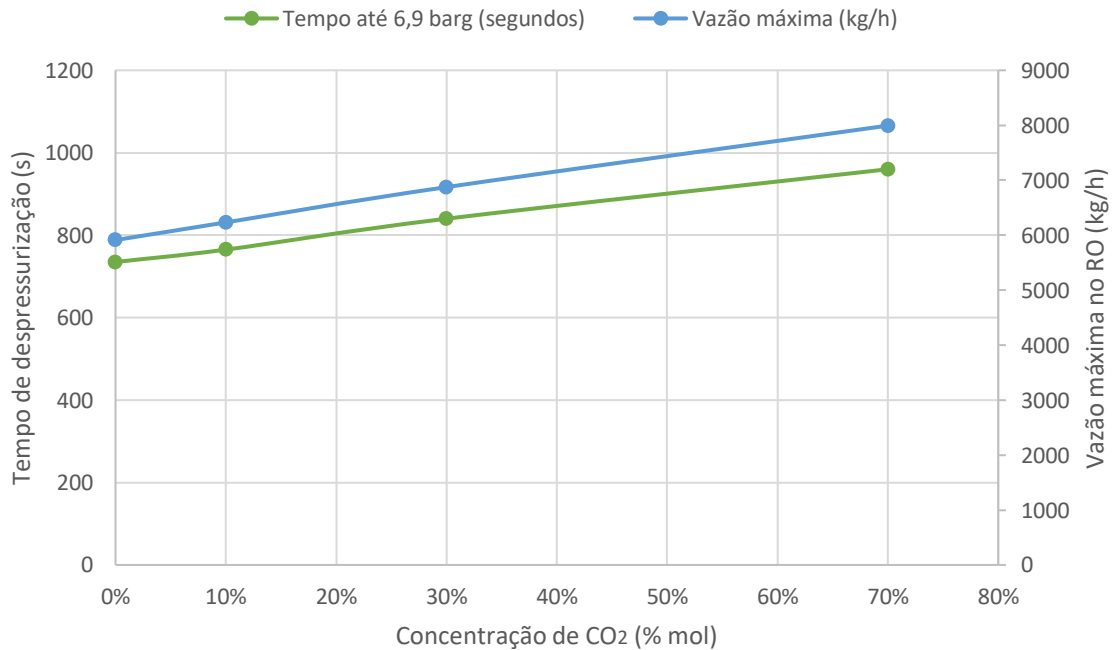
### 4.1 Sistema A - Sistema de Remoção de CO<sub>2</sub> (Permeado)

Tabela 9 - Resultados da análise para o sistema A (Sistema de Remoção de CO<sub>2</sub> – Permeado)

Caso	% CO <sub>2</sub> (mol)	Tempo até 6,9 barg (segundos)	Temp. mín. do fluido (°C)	Temp. mín. da parede (°C)	Vazão máxima (kg/h)
BD01A	0	735	-25,02	16,75	5911
BD02A	10,00	765	-25,94	16,25	6233
BD03A	30,00	840	-27,05	15,41	6875
BD04A	70,00	960	-36,34	13,22	7994

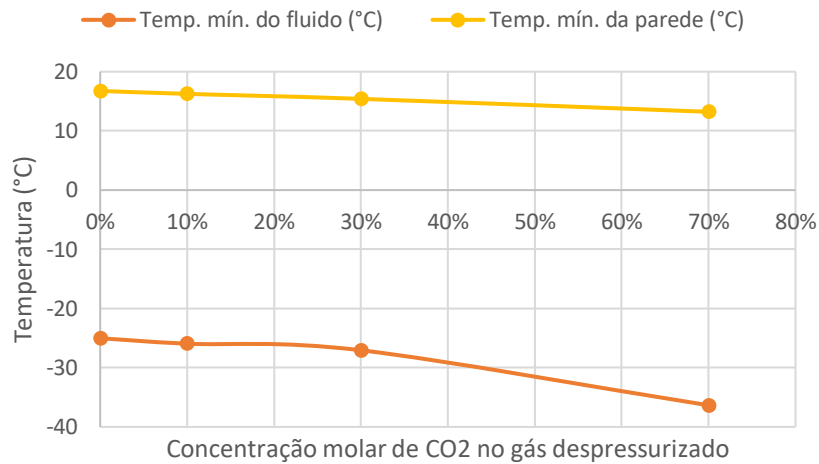
Fonte: elaborada pela autora.

Gráfico 1 - Variação do tempo de despressurização até 6,9 barg e da vazão máxima no RO com o aumento da concentração de CO<sub>2</sub> para o Sistema A (Sistema de Remoção de CO<sub>2</sub> – Permeado) (RO = 18,45 mm)



Fonte: elaborada pela autora.

Gráfico 2 - Variação das temperaturas mínimas de fluido e de parede com o aumento da concentração de CO<sub>2</sub> para o Sistema A (Sistema de Remoção de CO<sub>2</sub> – Permeado)



Fonte: elaborada pela autora.

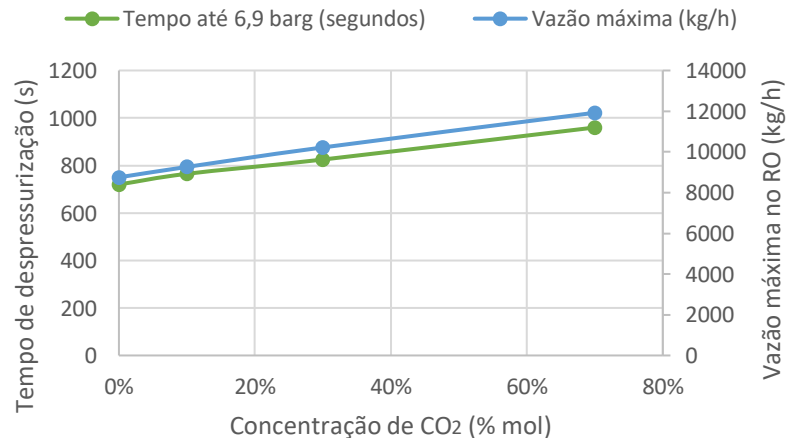
#### 4.2 Sistema B - 1º Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal

Tabela 10 - Resultados da análise para o Sistema B (1º Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal)

Caso	% CO <sub>2</sub> (mol)	Tempo até 6,9 barg (segundos)	Temp. mín. do fluido (°C)	Temp. mín. da parede (°C)	Vazão máxima (kg/h)
BD01B	0	720	14,54	18,28	8752
BD02B	10,00	765	14,28	18,20	9262
BD03B	30,00	825	13,74	18,07	10220
BD04B	70,00	960	12,10	17,05	11923

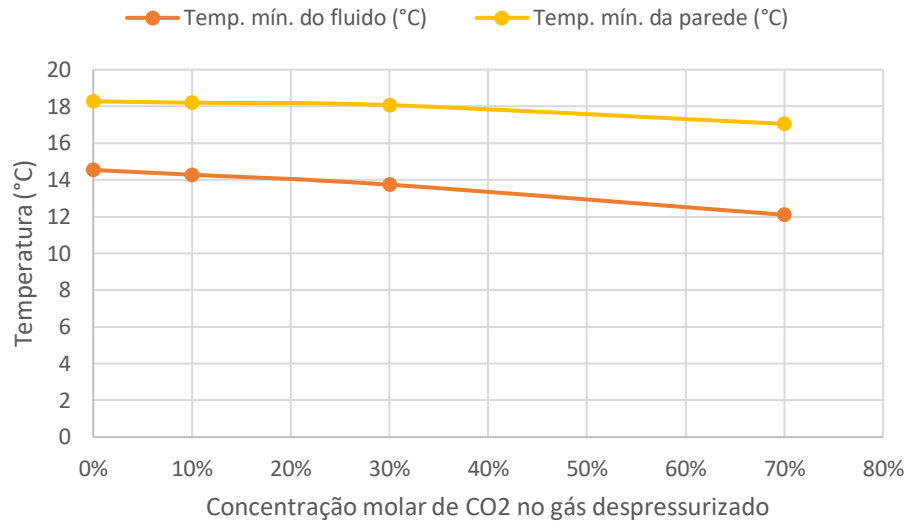
Fonte: elaborada pela autora.

Gráfico 3 - Variação do tempo de despressurização até 6,9 barg e da vazão máxima no RO com o aumento da concentração de CO<sub>2</sub> para o Sistema B (1º Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal) (RO = 26,60 mm)



Fonte: elaborada pela autora.

Gráfico 4 - Variação das temperaturas mínimas de fluido e de parede com o aumento da concentração de CO<sub>2</sub> para o Sistema B (1º Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal)



Fonte: elaborada pela autora.

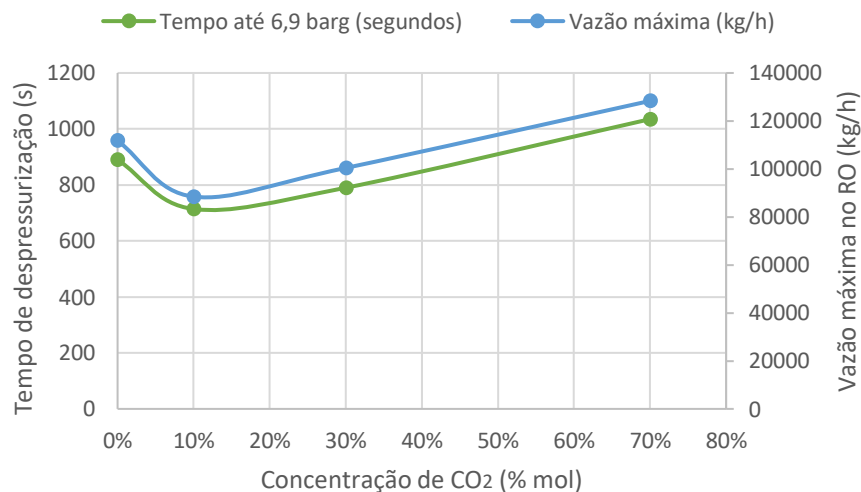
### 4.3 Sistema C – 2º Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal

Tabela 11 - Resultados da análise para o sistema C (2º Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal)

Caso	% CO <sub>2</sub> (mol)	Tempo até 6,9 barg (segundos)	Temp. mín. do fluido (°C)	Temp. mín. da parede (°C)	Vazão máxima (kg/h)
BD01C	0	890	-30,58	-16,01	111754
BD02C	10,00	714	-22,05	-10,08	88454
BD03C	30,00	790	-26,17	-12,96	100418
BD04C	70,00	1035	-36,92	-20,19	128354

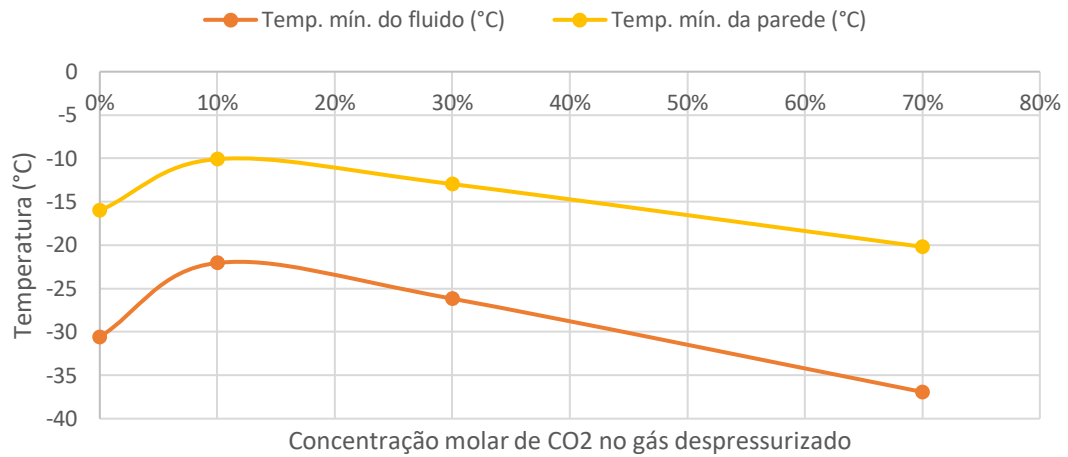
Fonte: elaborada pela autora.

Gráfico 5 - Variação do tempo de despressurização até 6,9 barg e da vazão máxima no RO com o aumento da concentração de CO<sub>2</sub> para o Sistema C (2º Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal) (RO = 42,00 mm)



Fonte: elaborado pela autora.

Gráfico 6 - Variação das temperaturas mínimas de fluido e de parede com o aumento da concentração de CO<sub>2</sub> para o Sistema C (2º Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal)



Fonte: elaborado pela autora.

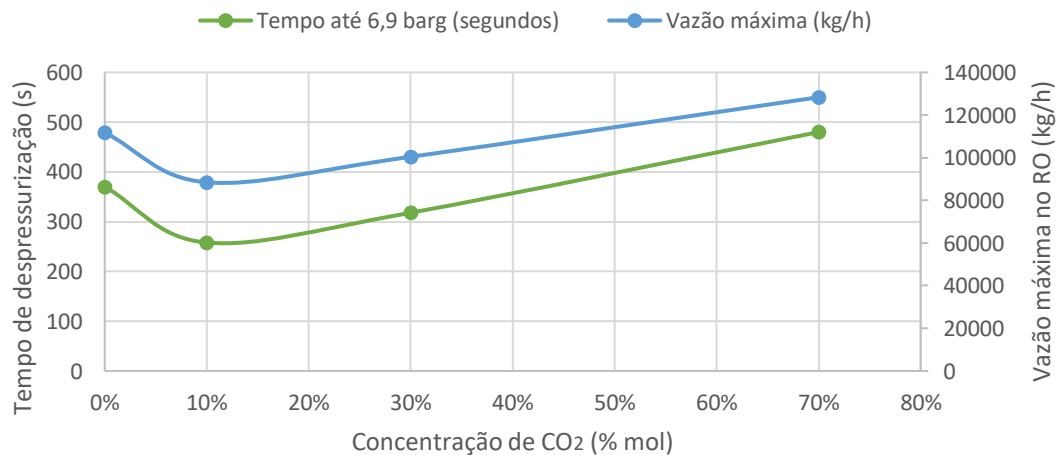
#### 4.4 Sistema D – Header de Injeção de Gás do Turret

Tabela 12 - Resultados da análise para o sistema D (Header de Injeção de Gás do Turret)

Caso	% CO <sub>2</sub> (mol)	Tempo até 6,9 barg (segundos)	Temp. mín. do fluido (°C)	Temp. mín. da parede (°C)	Vazão máxima (kg/h)
BD01D	0	370	-53,35	-23,54	231720
BD02D	10,00	258	-44,18	-25,00	176876
BD03D	30,00	318	-43,40	-25,58	202875
BD04D	70,00	480	-53,56	-18,95	249990

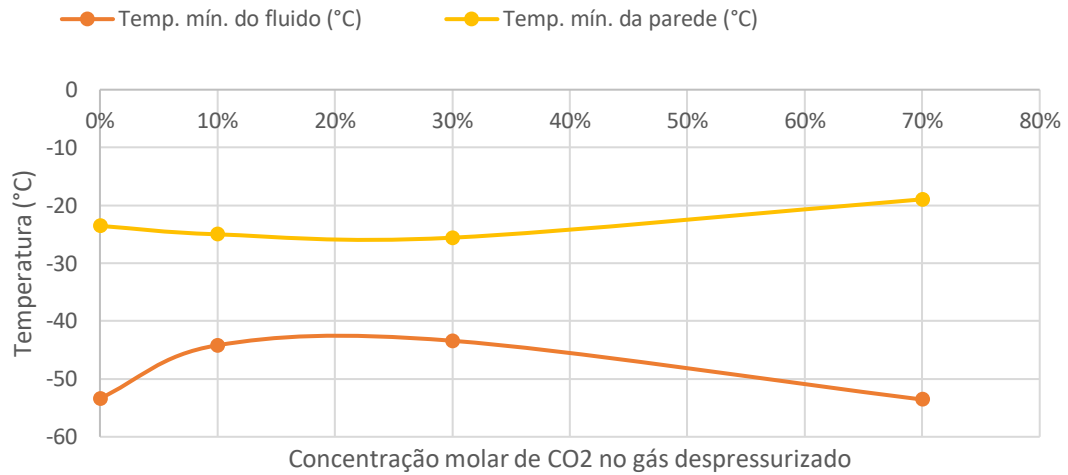
Fonte: elaborada pela autora.

Gráfico 7 - Variação do tempo de despressurização até 6,9 barg e da vazão máxima no RO com o aumento da concentração de CO<sub>2</sub> para o Sistema D (Header de Injeção de Gás do Turret) (RO = 10,00~30,00mm)



Fonte: elaborada pela autora.

Gráfico 8 - Variação das temperaturas mínimas de fluido e de parede com o aumento da concentração de CO<sub>2</sub> para o Sistema D (Header de Injeção de Gás do Turret)



Fonte: elaborada pela autora.

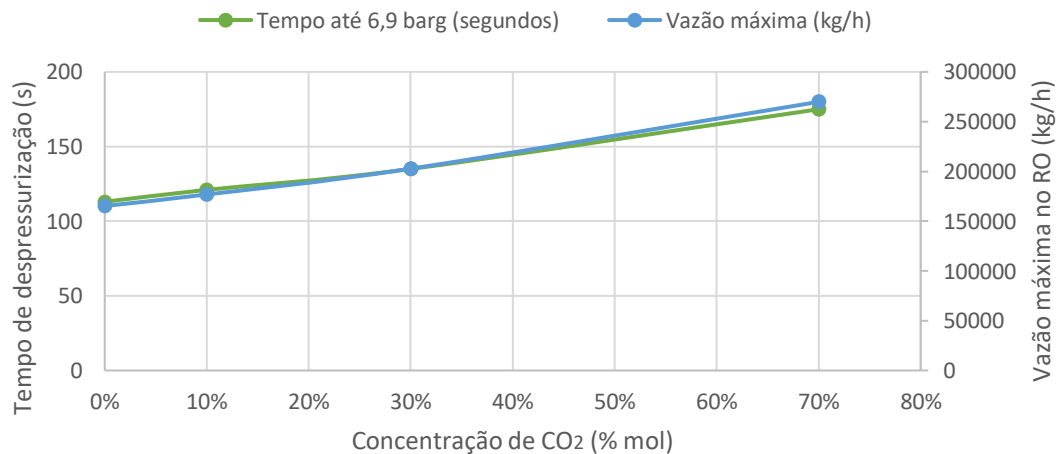
#### 4.5 Sistema E - Header de Injeção de Gás de Topside

Tabela 13 - Resultados da análise para o sistema E (Header de Injeção de Gás de Topside)

Caso	% CO <sub>2</sub> (mol)	Tempo até 6,9 barg (segundos)	Temp. mín. do fluido (°C)	Temp. mín. da parede (°C)	Vazão máxima (kg/h)
BD01E	0	113	-14,89	-31,24	165295
BD02E	10,00	121	-15,56	-29,32	176851
BD03E	30,00	135	-14,62	-27,34	202768
BD04E	70,00	175	-11,86	-26,39	269902

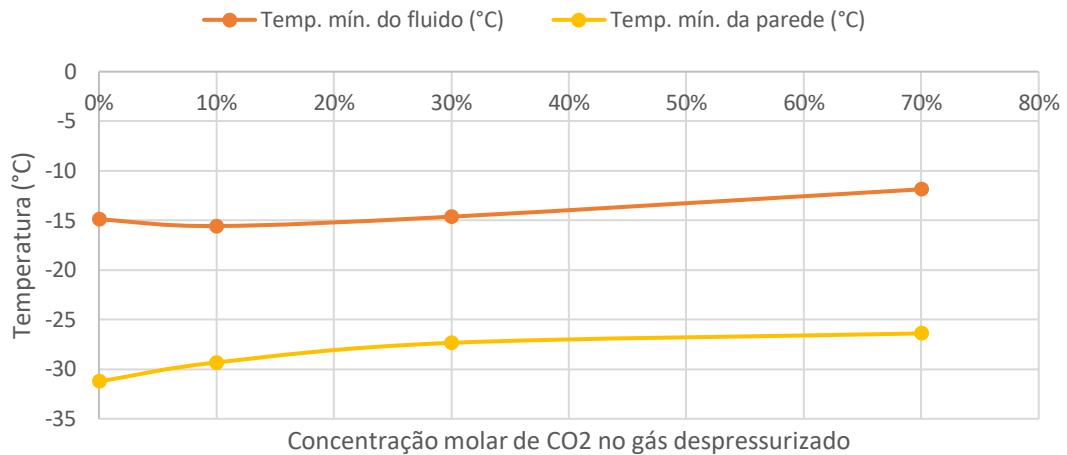
Fonte: elaborada pela autora.

Gráfico 9 - Variação do tempo de despressurização até 6,9 barg e da vazão máxima no RO com o aumento da concentração de CO<sub>2</sub> para o Sistema E (Header de Injeção de Gás de Topside) (RO = 30,00 mm)



Fonte: elaborada pela autora.

Gráfico 10 - Variação das temperaturas mínimas de fluido e de parede com o aumento da concentração de CO<sub>2</sub> para o Sistema E (Header de Injeção de Gás de Topside)



Fonte: elaborada pela autora.

#### 4.6 Discussões

A partir da análise dos dados obtidos, é possível perceber que, nos Sistemas A, B e D, mantidas as outras condições constantes, **um aumento na concentração molar de CO<sub>2</sub> no gás leva a um aumento no tempo de despressurização a 6,9 barg e na vazão máxima** a qual o orifício de restrição do sistema precisa suportar. Isso indica que, no dimensionamento das placas de orifício, **quanto maior a concentração de CO<sub>2</sub>, mais difícil se torna a despressurização segura em processos de *blowdown***, fazendo com que seja **necessário um diâmetro maior** do que orifícios de restrição dimensionados para menores concentrações. Além disso, é possível perceber que, **com o aumento da concentração de CO<sub>2</sub>, as temperaturas mínimas requeridas para os materiais dos sistemas diminuem**, também influenciando no projeto dos sistemas de *blowdown*.

Para acesso aos perfis de despressurização obtidos em cada cenário dos Sistemas A, B e D, consulte Apêndice A - Perfis de Despressurização para o Sistema A, Apêndice B - Perfis de Despressurização para o Sistema B e Apêndice D - Perfis de Despressurização para o Sistema D.

Já nos Sistemas C e E, mantidas as outras condições constantes, um aumento na concentração molar de CO<sub>2</sub> no gás – que geralmente acarreta um aumento no tempo de despressurização e na vazão máxima e na diminuição das temperaturas mínimas – levou a um comportamento inverso para concentrações molares de 0 a 10% de CO<sub>2</sub>: **houve na verdade uma diminuição no tempo de despressurização**, diminuindo também a vazão máxima e aumentando as temperaturas mínimas.

**Uma das hipóteses para esse comportamento é o Efeito de Joule-Thomson,** mencionado no Item 2.3.1.3, sobre a mistura de gases do sistema C: quando o gás sofre uma expansão, sua temperatura pode aumentar ou diminuir de acordo com sua pressão e temperatura iniciais e sua composição, mudando, conseqüentemente, o seu coeficiente de Joule-Thomson. **Outra explicação possível seria o efeito das propriedades específicas de cada componente da mistura de gases a ser despressurizada no processo.** Isso acontece porque o CO<sub>2</sub>, por possuir pressão e temperaturas críticas de  $T_c = 31,04 \text{ °C}$  e  $P_c = 72,8 \text{ atm}$ , pode despressurizar ou solidificar mais rápido do que gases intermediários, como propano, de  $T_c = 96 \text{ °C}$  e  $P_c = 41,74 \text{ atm}$  e butano, de  $T_c = 152 \text{ °C}$  e  $P_c = 37,42 \text{ atm}$  - conforme Carneiro *et al.* (2015) -, com temperaturas críticas mais altas e pressões críticas mais baixas. Por consequência, a baixas composições de CO<sub>2</sub> (em uma proporção de até 10%, por exemplo), pode haver uma sobreposição do efeito desses gases na despressurização.

**Recomenda-se, em futuras pesquisas, a realização de uma análise mais profunda sobre a despressurização desse sistema** para fins de entendimento do fenômeno físico-químico, tendo em vista que, **apesar de as condições dos sistemas estarem baseadas em valores reais de operação, algumas premissas de simplificação foram adotadas** com o objetivo de facilitar o entendimento dos fenômenos físico-químicos que envolvem processos de *blowdown*, conforme Item 3.1.

## 5 CONCLUSÕES

Diante do exposto, fica evidente a importância da avaliação de processos de *blowdown* em FPSOs dedicados a Testes de Longa Duração em reservas do Pré-Sal e a influência da composição de CO<sub>2</sub>% (mol) do gás a ser despressurizado no processo.

Os resultados da pesquisa mostram que, mantidas as outras condições constantes, um aumento na concentração molar de CO<sub>2</sub> no gás geralmente acarreta um aumento no tempo de despressurização e na vazão máxima a qual o orifício de restrição do sistema precisa suportar. Logo, quanto maior a concentração de CO<sub>2</sub>, maior deve ser o diâmetro do orifício de restrição que governa o sistema, de modo a garantir a segurança do processo.

Além disso, foi possível perceber que o aumento da concentração de CO<sub>2</sub> também influencia na escolha dos materiais adequados temperaturas mínimas requeridas para os materiais dos sistemas, também influenciando no projeto dos sistemas de *blowdown*.

A influência da composição dos gases a serem despressurizados durante o *blowdown* também pôde ser observada. Sugere-se que, em futuras pesquisas, a realização de uma análise mais profunda sobre a despressurização dos sistemas D e E, para melhorar o entendimento dos fenômenos relacionados. Futuras pesquisas que analisem os efeitos da variação do teor de CO<sub>2</sub> em processos de *blowdown* em FPSOs dedicados a TLDs sob vieses não analisados no estudo também são importantes, como a formação de CO<sub>2</sub> sólido, a formação de hidrato, a influência dessa variação na radiação liberada pelo *flare*, na formação de nuvem de hidrocarbonetos, na dispersão de gás, na vibração e nas velocidades das linhas envolvidas no processo e em outros sistemas de proteção da planta de processamento.

Em FPSOs dedicados a TLDs, recomenda-se o design de orifícios de restrição que suportem faixas limitadas de composição de CO<sub>2</sub> (como as faixas delimitadas neste trabalho, de 0-10%, 10-30%, 30-70%), de modo a não ultrapassar condições de contorno de projeto em sistemas de despressurização de emergência, como sobrecarga do *flare*, o atendimento à norma API 521 e possíveis rupturas de equipamentos e tubulações.

Dessa forma, garantir-se-á a possibilidade de projeto de sistemas de *blowdown* em FPSOs dedicados a Testes de Longa Duração em reservas do Pré-Sal melhor adaptados às variáveis condições das reservas do Pré-Sal.



## REFERÊNCIAS

- ASPENTECH. **TOP 10 QUESTIONS About BLOWDOWN™ Technology in Aspen HYSYS®**. Disponível em: <https://www.aspentech.com/en/resources/faq-documents/top-10-questions-about-blowdown-technology-in-aspen-hysys>. Acesso em: 20 ago. 2020.
- AVOCADO ENGINEERING. **Relief, Blowdown and Flare Modeling**. Disponível em: <https://avocadoengineering.wordpress.com/relief-blowdown-and-flare-modeling/>. Acesso em: 28 out. 2020.
- BENDIKSEN, K., BRANDT, I., FUCHS, H., MAINES, D., MOE, R., Two-phase Flow Research at SINTEF and IFE, Some Experimental Results and a Demonstration of the Dynamic Two- phase Flow Simulator OLGA. In: The Offshore North Sea Conference, 1986, Stavanger, **Conference Paper**, 1986.
- BILIO, M., BROWN, S., Fairweather, M., & MAHGEREFTEH, H. CO<sub>2</sub> pipelines material and safety considerations. In: **IChemE Symposium Series HAZARDS XXI Process Safety and Environmental Protection**, 21, Manchester, v. 155, p. 423-429, 2009. IChemE.
- BOOS IT CONSULTING. **Automatic Shutdown Reporting**. Bønes: [S.N], []. Disponível em: <http://www.boos.no/shutdown/Documents/ASA%20Product%20Sheet.pdf>. Acesso em: 22 nov. 2020.
- BOSCO, Flávio. **A era dos TLDs**. 2011. Revista Petro&Química, Edição 334. Disponível em: [http://petroquimica.com.br/edicoes/ed\\_334/334\\_mc.html](http://petroquimica.com.br/edicoes/ed_334/334_mc.html). Acesso em: 30 jun. 2020.
- CARNEIRO, J. N. E. et al. Numerical Simulations of High CO<sub>2</sub> Content Flows in Production Wells, Flowlines and Risers. **OTC Brasil**, Rio de Janeiro, p. 1522-1532, 2015. Offshore Technology Conference.
- COLLARD, Alexander. **Blowdown simulation of CO<sub>2</sub> pipelines**. 2015. 239 f. Tese (Doutorado) - Curso de Philosophy, Department Of Chemical Engineering, University College London, Alexander Collard, 2015.
- DEMETRIADES; A, Thomas; DRAGE, Trevor C; GRAHAM, Richard. Developing a new equation of state for carbon capture and storage pipeline transport. **Proceedings Of The Institution Of Mechanical Engineers**, Part e: Journal of Process Mechanical Engineering, [S.L.], v. 227, n. 2, p. 117-124, maio 2013. SAGE Publications.
- FRAGA, Carlos Tadeu Costa. Challenges and Solutions To Develop Brazilian Pre-Salt Deepwater Fields. In: 21ST WORLD PETROLEUM CONGRESS, 21., 2014, Moscou. **Conference Paper**. Moscou: World Petroleum Congress, 2014.
- GONCALVES, Marcelo A. et al. Lessons Learned on Wax Issues From Deep Offshore Brazil. **OTC Brasil**, Rio de Janeiro, p. 2055-2060, 2013. Offshore Technology Conference.
- HALL, A. R. W., BUTCHER, G. R.; TEH, C. E., Transient simulation of two-phase hydrocarbon flows in pipelines. In: European Two-Phase Flow Group Meeting, 1993, Hannover. **Paper**, 1993.
- HONEYWELL. **Blowdown Analysis Improvements With the UniSim® Design Blowdown Utility**. [S.L.]. Honeywell Process. Disponível em:

<https://www.honeywellprocess.com/library/marketing/whitepapers/WP-UniSim-Design-Blowdown-Utility.pdf>. Acesso em: 06 jul. 2020.

IHI. **Offshore Gas Compression Module**. Disponível em: [https://www.ihico.jp/offshore/ongcbhs\\_e.htm](https://www.ihico.jp/offshore/ongcbhs_e.htm). Acesso em: 17 ago. 2020.

ILSUNG. **CO2 Removal Module for Petrobras has been shipped out**. Disponível em: <http://www.ilsung.com/archives/26002?ckattempt=1>. Acesso em: 17 ago. 2020.

INDIAMART. **Solid Carbon Dioxide**. Disponível em: <https://m.indiamart.com/proddetail/solid-carbon-dioxide-12855804548.html>. Acesso em: 21 jun. 2020.

INGLENOOK ENGINEERING INC. **Emergency Shutdown and Depressuring (Blowdown) Study**. Disponível em: <https://www.inglenookeng.com/services/emergency-shutdown-and-depressuring-study/#:~:text=A%20well%20designed%20emergency%20shutdown,of%20cascading%20events%20from%20occurring>. Acesso em: 21 ago. 2020.

LI, H.; YAN, J.. Evaluating cubic equations of state for calculation of vapor–liquid equilibrium of CO<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub>-mixtures for CO<sub>2</sub> capture and storage processes. **Applied Energy**, [S.L.], v. 86, n. 6, p. 826-836, jun. 2009. Elsevier BV. (a)

LI, H.; YAN, J.. Impacts of equations of state (EOS) and impurities on the volume calculation of CO<sub>2</sub> mixtures in the applications of CO<sub>2</sub> capture and storage (CCS) processes. **Applied Energy**, [S.L.], v. 86, n. 12, p. 2760-2770, dez. 2009. Elsevier BV. (b)

MAHGEREFTEH, Haroun; WONG, Shan M.A. A numerical blowdown simulation incorporating cubic equations of state. **Computers & Chemical Engineering**, [S.L.], v. 23, n. 9, p. 1309-1317, nov. 1999. Elsevier BV.

MARTYNOV, Sergey; BROWN, Solomon; MAHGEREFTEH, Haroun; SUNDARA, Vikram; CHEN, Shaoyun; ZHANG, Yongchun. Modelling three-phase releases of carbon dioxide from high-pressure pipelines. **Process Safety and Environmental Protection**, [S.L.], v. 92, n. 1, p. 36-46, jan. 2014. Elsevier BV.

NOLAN, Dennis P. Depressurization, Blowdown, and Venting. **Handbook Of Fire And Explosion Protection Engineering Principles For Oil, Gas, Chemical, And Related Facilities**, [S.L.], p. 227-242, 2019. Elsevier.

ODEBRECHT, Norberto. **Sobreviver, Crescer e Perpetuar**. Salvador: Fundação Odebrecht, 2008.

PATEL, N. C., TEJA, A. S. A new cubic equation of state for fluids and fluid mixtures. **Chemical Engineering Science**, [S.L.], v. 37, n. 3, p.463–473, 1982.

PENG, Ding-Yu; ROBINSON, Donald B. A New Two-Constant Equation of State. **Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals**, [S.L.], v. 15, n. 1, p. 59-64, fev. 1976. American Chemical Society (ACS).

PETROBRAS. **Pré-Sal**. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/?gclid=CjwKCAiAn7L->

BRBbEiwA19UtkFfGf3g6o2QUlgAQb8FF81wtC45v5Xx9JMY8lyBMPPZRqMkaANV\_aBoCVzsQAvD\_BwE. Acesso em: 18 jul. 2020.

PRÉ-SAL PETRÓLEO. **O pré-sal**. Disponível em: <http://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/o-pre-sal/caracteristicas>. Acesso em: 21 nov. 2020.

PROCESS ECOLOGY. **Compressor blowdown calculations: Comparison of HYSYS BLOWDOWN vs the Depressuring Utility**. Disponível em: <https://processecology.com/articles/compressor-blowdown-calculations-comparison-of-hysys-blowdown-vs-the-depressuring-utility>. Acesso em: 17 ago. 2020.

RICHARDSON, Stephen Michael. Blowdown of LPG Pipelines. **Process Safety And Environmental Protection**, London, v. 74, n. 4, p. 235-244, nov. 1996.

SANTOS, Guilherme Rosário dos; LOUREIRO, Patricia Soares. Determinação da faixa operacional de produção de poços da Bacia de Santos com alta Razão Gás-Óleo. In: Rio Oil And Gas Expo and Conference, 16., 2012, Rio de Janeiro. **Trabalho Técnico**. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 2012. p. 1-10.

SPECIALIST COATING. **PFP for Oil & Gas**. [S.D.]. Disponível em: <https://www.specialistcoating.com/coatings/pfp/pfp-for-oil-gas>. Acesso em: 17 ago. 2020.

TN PETRÓLEO. **CPNE define regras para 15ª, 16ª, 4ª e 5ª rodadas no regime de partilha de produção no pré-sal**. Disponível em: <https://tnpetroleo.com.br/noticia/cpne-define-regras-para-15a-16a-4a-e-5a-rodadas-no-regime-de-partilha-de-producao-no-pre-sal/>. Acesso em: 30 jun. 2020. (a)

TN PETRÓLEO. **Petrobras 60 anos: estatal comanda a visão de futuro da indústria brasileira de O&G**. Disponível em: <https://www.portalnaval.com.br/noticia/estatal-comanda-a-visao-de-futuro-da-industria-brasileira-de-og/>. Acesso em: 22 jun. 2020. (b)

WAAG, Frank; BIRKETT, Neil. **FPSO Pioneiro de Libra inicia produção de óleo em águas brasileiras**. Disponível em: <https://www.odebrecht.com/pt-br/comunicacao/noticias/fpso-pioneiro-de-libra-inicia-producao-de-oleo-em-aguas-brasileiras>. Acesso em: 21 jun. 2020.

WERMAC. **Orifice Plates for Flow Measurement and Flow Restriction**. Disponível em: <http://www.wermac.org/specials/orificeplate.html>. Acesso em: 22 jun. 2020.

WIKIGEO. **Camada Pré-Sal**. Disponível em: <http://wikigeo.pbworks.com/w/page/36435679/Camada%20Pr%C3%A9-Sal>. Acesso em: 30 jun. 2020.

WONG, Shan Meng Angela. **Development of a mathematical model for blowdown of vessels containing multicomponent hydrocarbon mixtures**. 1998. 231 f. Tese (Doutorado) - Curso de Philosophy, Department Of Chemical Engineering, University College London, Londres, 1998.

## GLOSSÁRIO

- **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP):** órgão regulador das atividades que integram as indústrias de petróleo e gás natural e de biocombustíveis no Brasil.
- **American Petroleum Institute (API) (normas API):** normas desenvolvidas em processo acreditado pelo *American National Standards Institute*, garantindo que as normas sejam reconhecidas pelo seu rigor técnico e pela acreditação por terceiros, o que facilita a aceitação pelos reguladores estaduais, federais e internacionais.
- **Backpressure:** resistência ou força que se opõe ao fluxo desejado de fluido através dos tubos. Essa definição de perda de ou queda de pressão foi originalmente considerada como resultado de uma pressão exercida por obstruções na direção oposta ao fluxo, anulando ou reduzindo a pressão aplicada.
- **Blowdown:** despressurização simultânea ou sequencial de todos os inventários de gás (e/ou, em alguns casos, líquido) em cada segmento, direcionando-o para um local de pressão mais baixa ou para um ou mais sistemas de *flare* para combustão controlada.
- **Coefficiente de descarga:** coeficiente utilizado para correção nos parâmetros hidráulicos em equações que descrevem a vazão de descarga através de orifícios. Exemplo: para determinação da vazão de descarga em orifícios, a equação  $Q = Cd \cdot A \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot h}$  é utilizada, sendo  $Q$  a vazão (em m<sup>3</sup>/s),  $Cd$  o coeficiente de descarga do orifício,  $A$  a área do orifício (em m<sup>2</sup>),  $g$  a aceleração da gravidade (em m/s<sup>2</sup>) e  $h$  a perda de carga imposta pelo orifício (m).
- **Cold blowdown:** estudos de *blowdown* realizados para determinar a temperatura mínima que pode ser alcançada nos sistemas de processo e de *flare*.
- **Efeito de Joule-Thomson:** descreve o fenômeno de aumento ou diminuição da temperatura de um gás ou de um líquido durante sua despressurização, quantificada pelo **coeficiente de Joule-Thomson ( $\mu_{JT}$ )**, que pode ser positivo, representando um resfriamento, ou negativo, representando um aquecimento.
- **Equações de Estado (EoS):** relação matemática entre as grandezas termodinâmicas de estado, entre funções de estado de um sistema termodinâmico. São equações termodinâmicas que descrevem o estado da matéria sob um dado conjunto de condições físicas e provêm uma relação matemática entre duas ou mais funções de estado associadas com a matéria, como temperatura, pressão, volume, energia interna ou entropia. São úteis para a descrição das propriedades de fluidos, misturas de fluidos, sólidos, dentre outros.

- **Emergency shutdown (ESD):** sistema de segurança projetado para desligar a planta e evitar o agravamento da emergência de uma planta de processo, buscando proteger a integridade física dos colaboradores, das instalações e do ambiente em que a planta está localizada. Tenta-se alcançar um equilíbrio entre minimizar a perda de produção e atingir o estado de segurança exigido pela emergência.
- **Flare:** mecanismo de segurança que garante um escape para gases da planta de processamento através da sua queima direta. Trata-se de uma processo controlado e monitorado que consiste em conduzir o gás por uma tubulação vertical, na qual na ponta se queima o gás, formando uma chama oscilante de grande intensidade de calor. Normalmente é formado por três componentes: chaminé, selo e queimador (*stack, seal, tip*).
- **FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading):** unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência/descarga. Tipo de embarcação comumente utilizado para produção e processamento de petróleo.
- **Header:** também chamado de distribuidor, consiste em uma tubulação que tem por objetivo permitir a interligação da chegada do fluido às diversas opções de saída e vice-versa.
- **Hidrato:** sólidos cristalinos similares ao gelo. Sua formação depende da presença de água e gás natural.
- **Hierarquia de shutdown:** relação entre os níveis de desligamento que podem ocorrer em uma planta de processamento de petróleo.
- **Incêndio de piscina:** incêndio de difusão turbulenta, queimando em uma piscina horizontal de combustível de hidrocarboneto em vaporização.
- **International Organization for Standardization (ISO):** Organização Internacional de Padronização, que promove a normalização de produtos e serviços, utilizando determinadas normas para que a qualidade seja melhorada. Fornece um conjunto de requisitos que, bem implementados, garantem mais confiança para produtos e serviços que atendam às necessidades e as expectativas de seus clientes e que estão em conformidade com as leis e regulamentos aplicáveis.
- **Isentrópico:** transformação termodinâmica a que é efetuada a entropia constante.
- **Níveis de shutdown:** diferentes níveis de desligamento que podem ocorrer em uma planta de processamento de petróleo. O número de níveis de desligamento pode variar de acordo com a planta.

- **Número de Mach (Ma):** medida adimensional de velocidade, definida como a razão entre a velocidade do objeto que se desloca em um meio fluido e a velocidade das ondas sonoras nesse meio (quantas vezes o corpo atingiu a velocidade do som).
- **Offshore:** atividade (prospecção, perfuração e exploração) de empresas de exploração petrolífera que operam ao longo da costa marítima.
- **Orifício de Restrição (RO):** dispositivo instalado na tubulação que causa uma redução permanente, definida pelo diâmetro do orifício, oferecendo uma restrição ao fluxo do processo e reduzindo a pressão montante (entrada) para jusante (saída) para obter um fluxo controlado ou restrito do meio do processo. A área do orifício determina a taxa de fluxo para um fluido de processo em pressão e temperatura especificadas.
- **Overdesign:** projetar de maneira excessivamente complexa ou que exceda os padrões usuais (quanto à robustez ou segurança).
- **Pressão alta de desarme (PZHH):** pressão a qual um equipamento/sistema desarma, ativando um alarme e iniciando um processo de desligamento de emergência na planta.
- **Pressão crítica (Pc):** pressão de vapor de um fluido na temperatura crítica.
- **Proteção Passiva Contra Incêndio (PFP):** revestimentos que, quando expostos a altas temperaturas, se expandem, formando uma camada isolante que permite que as estruturas da plataforma mantenham sua capacidade de carga por mais tempo durante um incêndio, resultando em mais tempo para fuga.
- **Temperatura alta de desarme (TZHH):** temperatura a qual o equipamento/sistema desarma, ativando um alarme e iniciando um processo de desligamento de emergência na planta.
- **Temperatura crítica (Tc):** temperatura acima da qual um gás não pode ser liquefeito por um aumento de pressão, isto é, o valor de temperatura acima do qual é impossível que um gás condense, por maior que seja a pressão a que este se encontra submetido.
- **Temperatura de inversão de Joule-Thomson:** temperatura em que o **coeficiente de Joule-Thomson ( $\mu_{JT}$ )** muda de sinal (ou seja, quando é nulo), indicando a temperatura do gás na qual a queda de pressão não causa uma mudança de temperatura. Acima desta temperatura, o gás aquece à medida que se expande, enquanto abaixo desta temperatura o gás arrefece à medida que se expande
- **Teste de Longa Duração (TLD):** testes de diferentes poços realizados ao longo de um campo com o objetivo de causar uma perturbação positiva no reservatório, possibilitando a observação de como se comporta a drenagem, como os fluidos se movimentam e como a

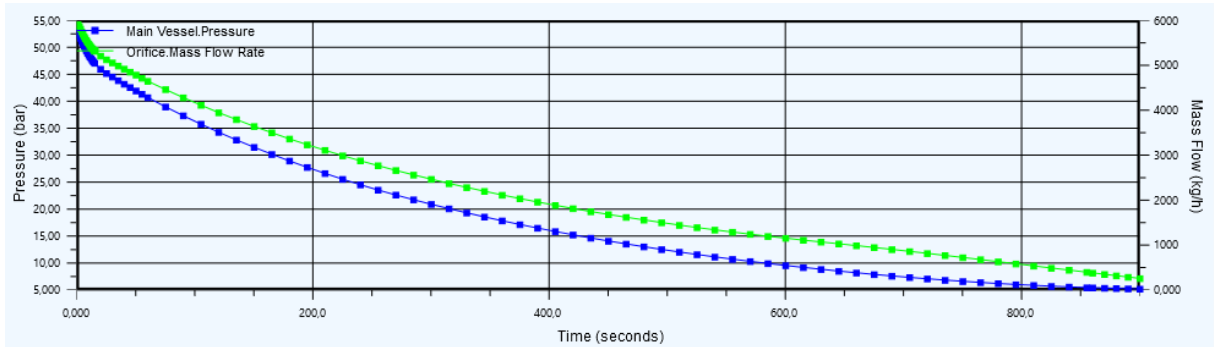
pressão se distribui, para possibilitar o entendimento e o projeto de desenvolvimento do campo.

- ***Topside***: convés superior da embarcação, também designado às instalações de processamento de petróleo do FPSO.
- ***Turret***: equipamento de ancoragem utilizado em embarcações do tipo FPSO. Por ele passam as diversas tubulações que conectam os poços à plataforma. Ao concentrá-las num único ponto de entrada, o FPSO pode girar no próprio eixo para manter o alinhamento ao vento e à correnteza sem emaranhar os cabos e tubulações a ela conectados.
- **Válvula de *blowdown* (BDV)**: válvula que, quando ativada, inicia a purga de uma tubulação, planta, processo ou plataforma.
- **Válvula de *shutdown* (SDV)**: válvula que, quando ativada, inicia o desligamento da planta, processo ou plataforma a que estão ligadas.

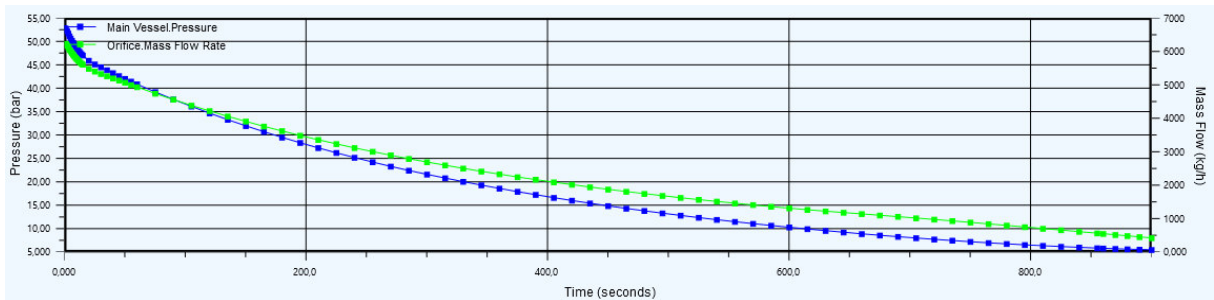
## APÊNDICE A - PERFIS DE DESPRESSURIZAÇÃO PARA O SISTEMA A

### Sistema de Remoção de CO<sub>2</sub> – Permeado

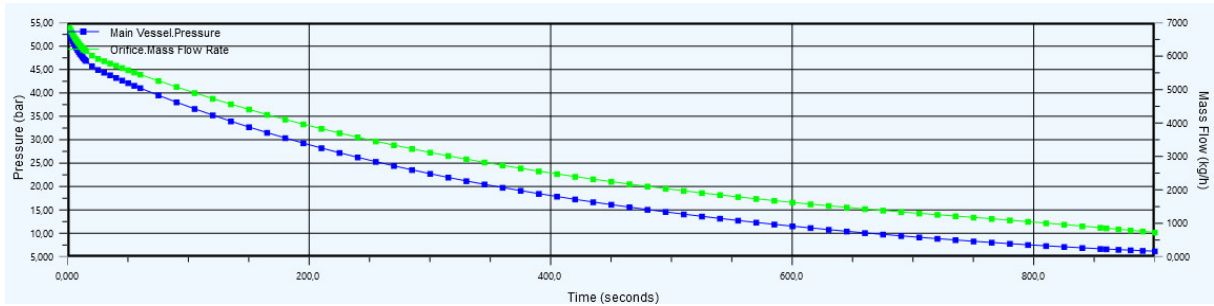
#### Cenário BD01 – 0% de CO<sub>2</sub>



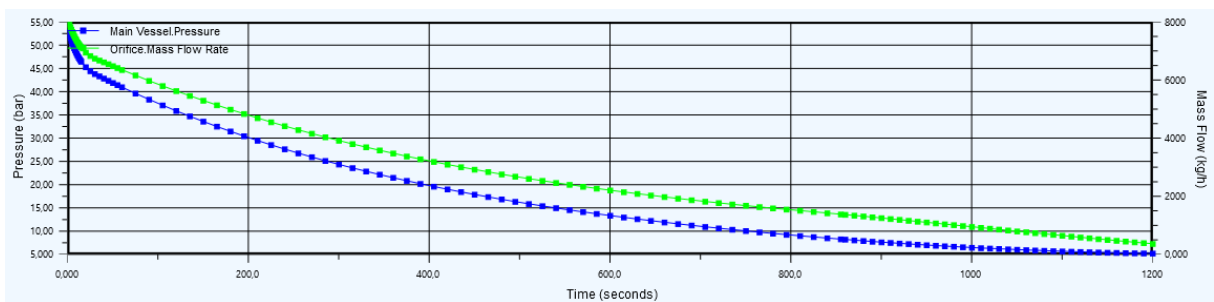
#### Cenário BD02 – 10% de CO<sub>2</sub>



#### Cenário BD03 – 30% de CO<sub>2</sub>



#### Cenário BD04 – 70% de CO<sub>2</sub>

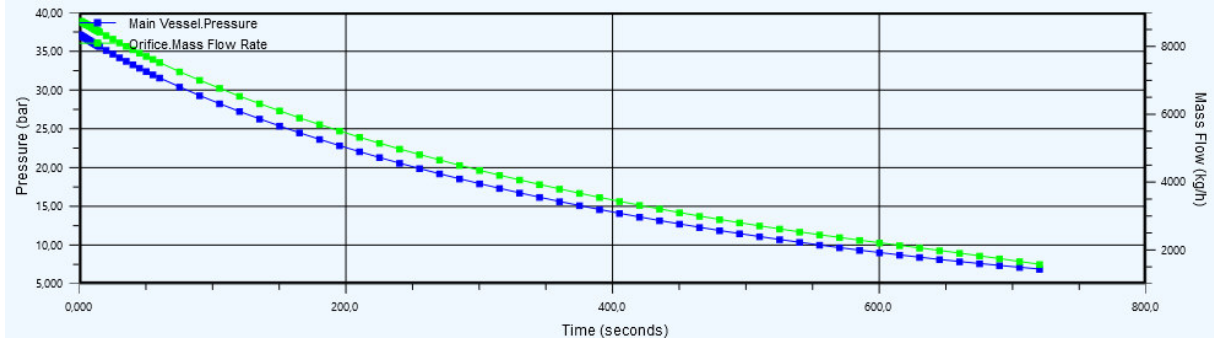




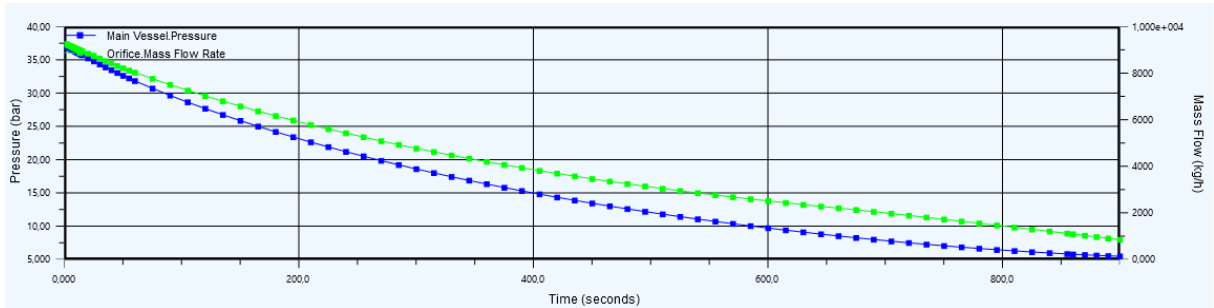
## APÊNDICE B - PERFIS DE DESPRESSURIZAÇÃO PARA O SISTEMA B

### 1º Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal

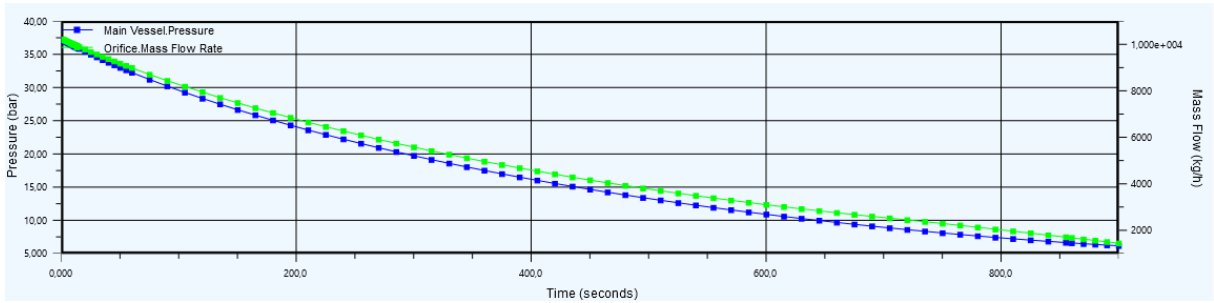
#### Cenário BD01 – 0% de CO2



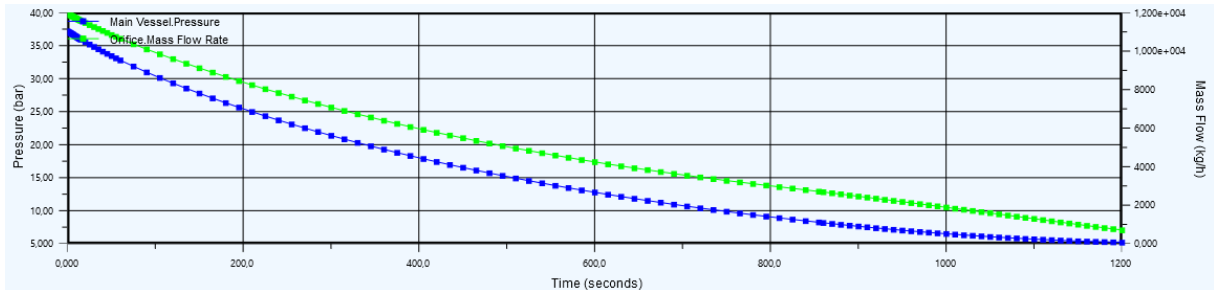
#### Cenário BD02 – 10% de CO2



#### Cenário BD03 – 30% de CO2



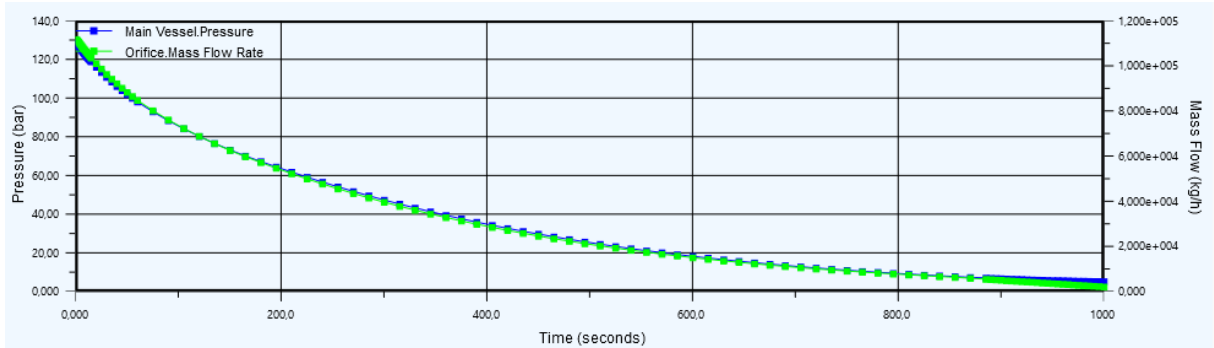
#### Cenário BD04 – 70% de CO2



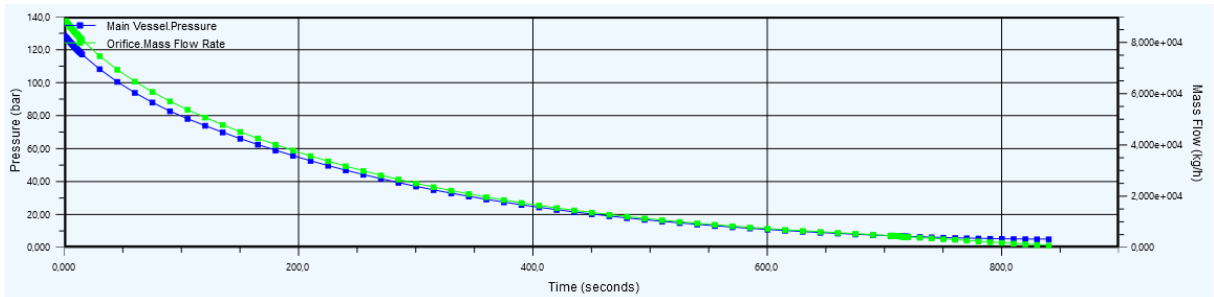
## APÊNDICE C - PERFIS DE DESPRESSURIZAÇÃO PARA O SISTEMA C

### 2° Estágio do Sistema de Compressão de Gás Principal

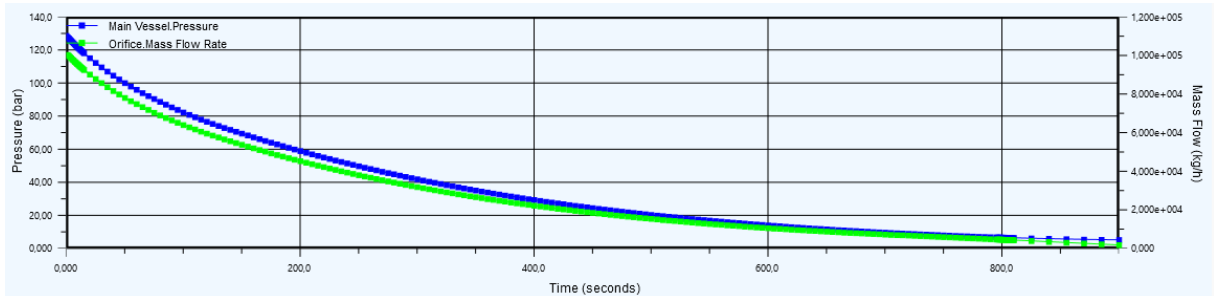
#### Cenário BD01 – 0% de CO2



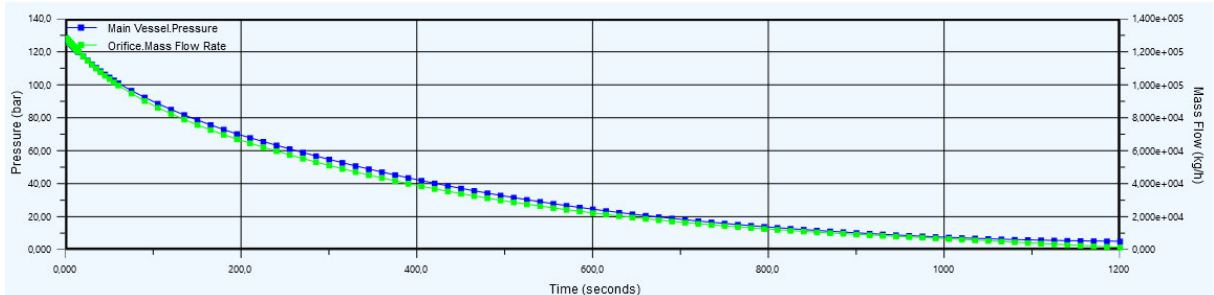
#### Cenário BD02 – 10% de CO2



#### Cenário BD03 – 30% de CO2



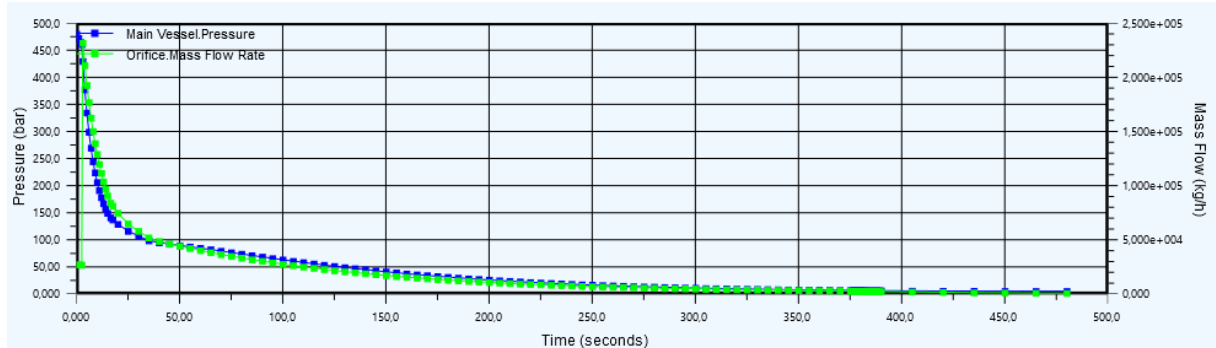
#### Cenário BD04 – 70% de CO2



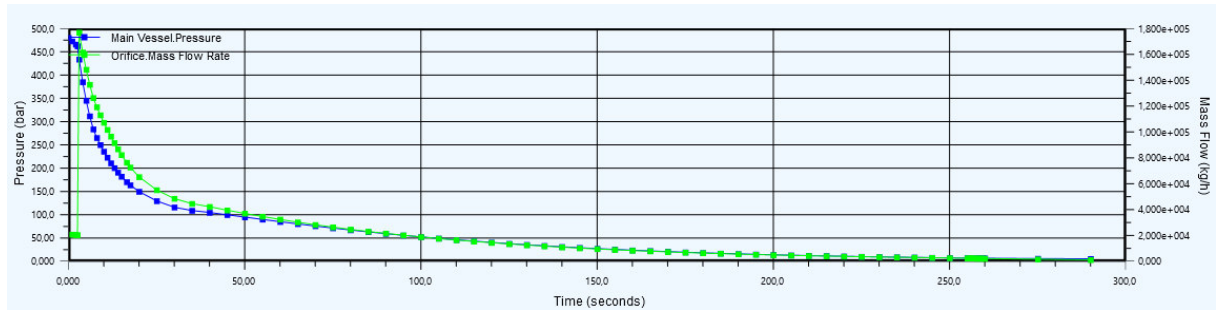
## APÊNDICE D - PERFIS DE DESPRESSURIZAÇÃO PARA O SISTEMA D

*Header de Injeção de Gás do Turret*

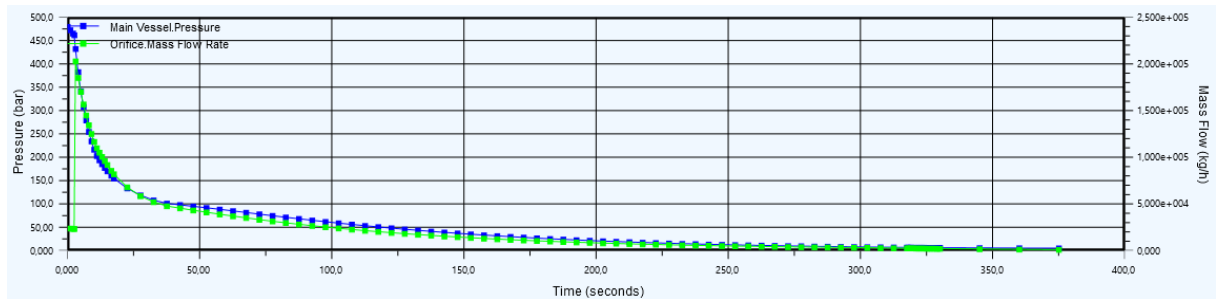
### Cenário BD01 – 0% de CO<sub>2</sub>



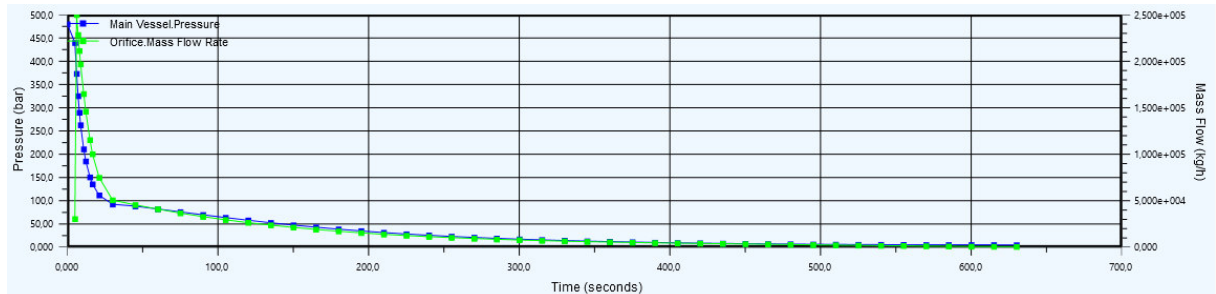
### Cenário BD02 – 10% de CO<sub>2</sub>



### Cenário BD03 – 30% de CO<sub>2</sub>



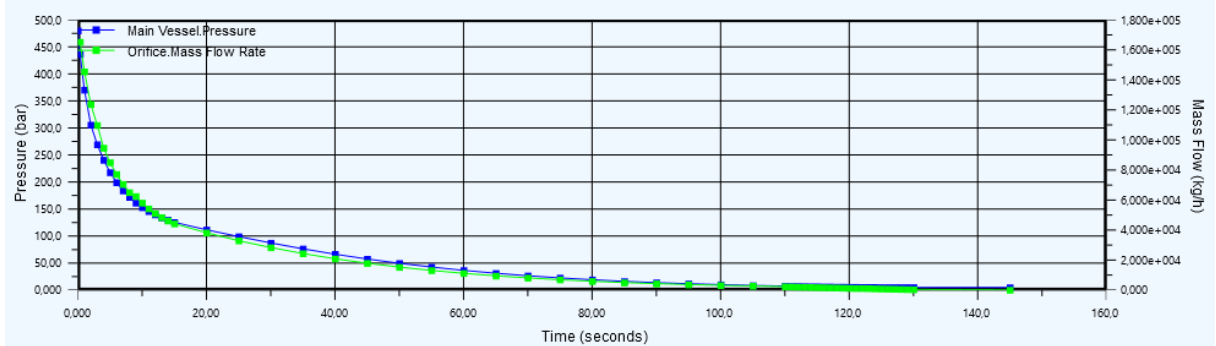
### Cenário BD04 – 70% de CO<sub>2</sub>



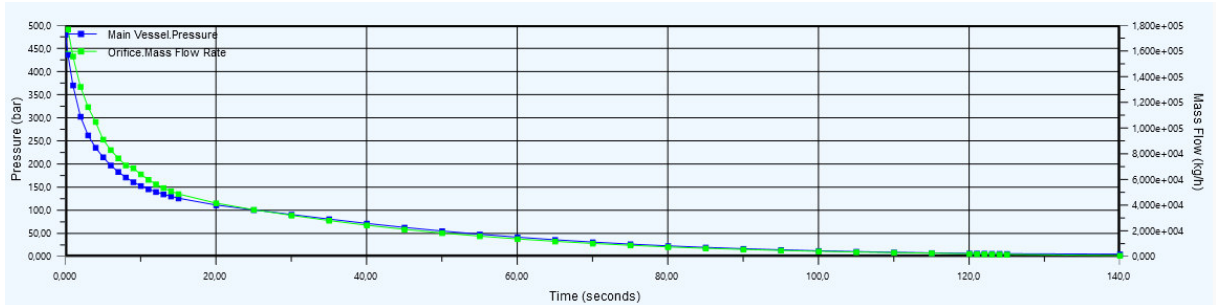
## APÊNDICE E - PERFIS DE DESPRESSURIZAÇÃO PARA O SISTEMA E

*Header de Injeção de Gás de Topside*

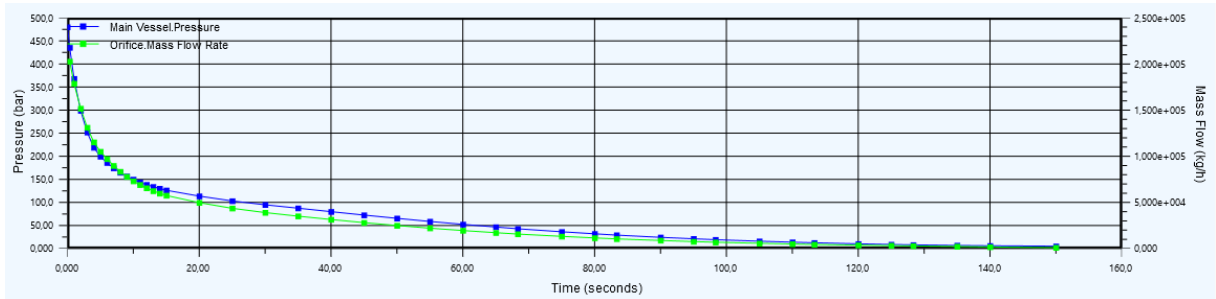
### Cenário BD01 – 0% de CO<sub>2</sub>



### Cenário BD02 – 10% de CO<sub>2</sub>



### Cenário BD03 – 30% de CO<sub>2</sub>



### Cenário BD04 – 70% de CO<sub>2</sub>

