



ESTUDO DE SENSIBILIDADE E APLICAÇÃO DE SUPERFÍCIE DE RESPOSTA
PARA AVALIAÇÃO DE PROJETOS DE SISTEMAS DE PRODUÇÃO SUBSEA-
TO-SHORE

Patrícia da Silva Figueirêdo Ferreira

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Orientadora: Juliana Souza Baioco

Rio de Janeiro
Dezembro de 2025

ESTUDO DE SENSIBILIDADE E APLICAÇÃO DE SUPERFÍCIE DE RESPOSTA
PARA AVALIAÇÃO DE PROJETOS DE SISTEMAS DE PRODUÇÃO *SUBSEA-TO-
SHORE*

Patrícia da Silva Figueirêdo Ferreira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA CIVIL.

Orientadora: Juliana Souza Baioco

Aprovada por: Prof.^a Juliana Souza Baioco

Prof. Breno Pinheiro Jacob

Prof. Marcelo Igor Lourenço de Souza

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

DEZEMBRO DE 2025

Ferreira, Patrícia da Silva Figueirêdo

Estudo de sensibilidade e aplicação de superfície de resposta para avaliação de projetos de sistemas de produção *subsea-to-shore* / Patrícia da Silva Figueirêdo Ferreira. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2025.

XI, 66 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadora: Juliana Souza Baioco

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Civil, 2025.

Referências Bibliográficas: p. 63-66.

1. Sistemas *subsea-to-shore*. 2. Superfície de resposta.
3. Fluxo multifásico I. Baioco, Juliana Souza. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Civil. III. Título.

Agradecimentos

À minha orientadora, Prof. ^a Juliana Baioco, pela orientação competente, pela dedicação durante todo o desenvolvimento deste trabalho e, especialmente, por confiar no meu potencial desde o início desta jornada.

À minha família e ao meu esposo Lemos, pelo apoio constante, pelas palavras de incentivo e por sempre me encorajarem a buscar o aprimoramento profissional e pessoal.

À COPPE/UFRJ, pela sólida formação acadêmica e pela relevante contribuição à minha trajetória profissional. Sinto-me honrada por ter feito parte desta instituição de excelência.

A todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização desta dissertação, deixo meu sincero agradecimento. Cada apoio recebido foi fundamental para a conclusão de mais uma etapa significativa da minha vida acadêmica.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ESTUDO DE SENSIBILIDADE E APLICAÇÃO DE SUPERFÍCIE DE RESPOSTA
PARA AVALIAÇÃO DE PROJETOS DE SISTEMAS DE PRODUÇÃO *SUBSEA-TO-
SHORE*

Patrícia da Silva Figueirêdo Ferreira

Dezembro/2025

Orientadora: Juliana Souza Baioco

Programa: Engenharia Civil

A indústria do petróleo enfrenta o desafio de planejar sistemas submarinos que aumentem a produção e reduzam custos. Nesse contexto, o conceito *subsea-to-shore* surge como alternativa à produção *offshore* tradicional, destacando-se pela redução das emissões de carbono. Essa solução elimina a necessidade da Unidade Estacionária de Produção (UEP) ao usar uma unidade de pré-processamento no fundo do mar, o que diminui custos, reduz a exposição de trabalhadores *offshore* e aumenta a segurança. Esta dissertação apresenta uma metodologia para avaliar parâmetros de projeto e a viabilidade técnica dos sistemas *subsea-to-shore*. Foram feitas simulações de escoamento multifásico com dados de campos brasileiros e do campo norueguês Ormen Lange, analisando o impacto das propriedades dos fluidos, do diâmetro da linha de exportação e da distância até a costa no desempenho do sistema. Aplicou-se a Metodologia de Superfície de Resposta para criar uma função que relaciona a vazão aos parâmetros estudados. As análises indicam o potencial desses sistemas e incentivam o avanço do debate científico.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

SENSITIVITY STUDY AND APPLICATION OF RESPONSE SURFACE FOR
EVALUATION OF *SUBSEA-TO-SHORE* PRODUCTION SYSTEMS PROJECTS

Patrícia da Silva Figueirêdo Ferreira

December/2025

Advisor: Juliana Souza Baioco

Department: Civil Engineering

The oil industry faces the challenge of designing subsea systems that increase production while reducing costs. In this context, the subsea-to-shore concept emerges as an alternative to traditional offshore production, standing out for its reduction of carbon emissions. This solution eliminates the need for a Production Station by using a pre-processing unit installed on the seabed, which lowers costs, reduces workers' exposure offshore, and improves safety. This work presents a methodology to evaluate design parameters and the technical feasibility of subsea-to-shore systems. Multiphase flow simulations were conducted using data from Brazilian fields and the Norwegian Ormen Lange field, analyzing the impact of fluid properties, export line diameter, and distance to shore on system performance. The Response Surface Methodology was applied to develop a function relating production flow rate to the studied parameters. The analyses indicate the potential of these systems and encourage the advancement of scientific debate.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Motivação	1
1.2	Objetivos	1
1.2.1	Objetivo geral	1
1.2.2	Objetivos específicos	2
1.3	Escopo da dissertação	2
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
2.1	Sistemas submarinos	4
2.1.1	<i>Subsea-to-shore</i>	5
2.1.1.1	Campo Ormen Lange	6
2.2	Processamento submarino	8
2.2.1	Bombeamento e compressão submarinos	9
2.2.2	Separadores submarinos	12
2.3	Garantia de escoamento	13
2.3.1	Escoamento multifásico	14
2.3.1.1	Correlação de Hagedorn & Brown.....	16
2.3.1.2	Correlação de Beggs & Brill.....	19
2.3.2	Transferência de Calor e Isolamento Térmico	25
2.3.3	Hidratos	27
2.3.4	Análise nodal	28
2.4	Metodologias de superfície de resposta	29
2.4.1	Kriging	30
2.4.2	Função de Base Radial (RBF)	31
2.4.3	Stepwise Regression	31
2.4.4	Rede Neural Artificial	32
2.5	Estado da arte	33
2.5.1	Tecnologias para energia e sistema submarino	33
3	METODOLOGIA	36

3.1	Sistema <i>Subsea-to-shore</i> representativo	36
3.2	Composição dos fluidos	38
3.3	Simulações e cenários <i>Subsea-to-shore</i>	40
3.4	Análise de formação de hidrato	42
3.5	Metodologias de superfície de resposta	43
4	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	44
4.1	Simulações <i>Subsea-to-shore</i> com o Fluido A	44
4.2	Simulações <i>Subsea-to-shore</i> com o Fluido B	47
4.3	Simulações <i>Subsea-to-shore</i> com o Fluido C	50
4.4	Simulações <i>Subsea-to-shore</i> com o Fluido D	53
4.5	Simulações <i>Subsea-to-shore</i> com o Fluido E	56
4.6	Superfície de Resposta	58
5	CONCLUSÃO	61
	REFERÊNCIAS	63

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Navio-plataforma FPSO. (PETROBRAS, 2025a).	4
Figura 2 – Sistemas submarinos de produção (CCSC, 2018).	5
Figura 3 – Campo de Snohvit (GJERDE, 2025).	6
Figura 4 – Campo Ormen Lange (NPD, 2025).	7
Figura 5 – Desenvolvimento do Campo Ormen Lange com sistema de compressores <i>subsea</i> (HALLSET, 2022).	7
Figura 6 – Aplicação de bombeamento submarino (SULZER, 2015).	9
Figura 7 – Compressor <i>subsea</i> (OFFSHORE MAGAZINE, 2015).	10
Figura 8 – Bomba multifásica submarina Sulzer (SULZER, 2015).	11
Figura 9 – Separador <i>subsea</i> (ONESUBSEA, 2025c).	13
Figura 10 – Fator Ψ para Correção do <i>holdup</i> (HAGEDORN, 1965).	17
Figura 11 – Coeficiente C para correção do N_L (HAGEDORN, 1965).	18
Figura 12 – Correlação para Determinação do <i>holdup</i> adaptado (HAGEDORN, 1965).	18
Figura 13 – Fator de fricção f adaptado (HAGEDORN, 1965).	19
Figura 14 – Regime de escoamento (Adaptado BRILL, 1999).	21
Figura 15 – Mapa do regime de escoamento para tubos na horizontal adaptado (BRILL, 1999).	22
Figura 16 – Efeitos de inclinação na tubulação considerando o <i>holdup</i> adaptado (BRILL, 1999).	24
Figura 17 – Diagrama de Moody adaptado (BRILL, 1999).	24
Figura 18 – Valor de U para sistemas de aquecimento ativo (VERDEIL, 2021).	26
Figura 19 – Sistema de <i>Tie-backs</i> longos (VERDEIL, 2021).	27
Figura 20 – Curva de dissociação de hidrato adaptado (BAI, 2019).	28
Figura 21 – Análise nodal (Elaborado pelo autor).	29
Figura 22 – Adaptado. Fluxo de processamento da rede neural (SUN; QIU; LI, 2022).	32
Figura 23 – Projeto Sirius (PETROBRAS, 2024).	34
Figura 24 – USV Vaquita (PETROBRAS, 2025b).	35
Figura 25 – Cenário <i>subsea-to-shore</i> (Elaborado pelo autor).	37
Figura 26 – Poço (Elaborado pelo autor em Pipesim).	37
Figura 27 – Fração molar (Elaborado pelo autor).	39
Figura 28 – Densidade relativa (Elaborado pelo autor).	39

Figura 29 – Região de formação de hidrato (Elaborado pelo autor).	42
Figura 30 –Perfil de pressão para o fluído A (Elaborado pelo autor).	45
Figura 31 – Curvas de hidrato x pressão e temperatura para o Fluido A (Elaborado pelo autor).	46
Figura 32 –Perfil de pressão para o fluído B (Elaborado pelo autor).	48
Figura 33 – Curvas de hidrato x pressão e temperatura para o fluido B (Elaborado pelo autor).	49
Figura 34 –Perfil de pressão para o fluído C (Elaborado pelo autor).	51
Figura 35 – Curvas de hidrato x pressão e temperatura para o fluido C (Elaborado pelo autor).	52
Figura 36 –Perfil de pressão para o fluído D (Elaborado pelo autor).	54
Figura 37 – Curvas de hidrato e orvalho x pressão e temperatura para o fluido D (Elaborado pelo autor).	55
Figura 38 –Perfil de pressão para o fluído E (Elaborado pelo autor).	57
Figura 39 – Distância RSM – Vazão de gás produzido na bomba (Elaborado pelo autor em programa de superfície de resposta).	59
Figura 40 – Distância RSM – Vazão de óleo produzido na bomba (Elaborado pelo autor em programa de superfície de resposta).	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Coeficientes para <i>holdup</i> em tubos horizontais (BRILL, 1999).	22
Tabela 2 – Coeficientes para cálculo de C (BRILL, 1999).	23
Tabela 3 – Valor de U (BAI, 2010).	26
Tabela 4 - Cenários com parâmetros de interesse – Fluidos A, B, C e D (Elaborado pelo autor).	40
Tabela 5 - Cenários com parâmetros de interesse – Fluido E (Elaborado pelo autor)...	41
Tabela 6 - Composição e fração molar do fluido de produção (Elaborado pelo autor)..	44
Tabela 7 - Composição e fração molar do fluido de produção (Elaborado pelo autor)..	47
Tabela 8 - Composição e fração molar do fluido de produção (Elaborado pelo autor)..	50
Tabela 9 - Composição e fração molar do fluido de produção (Elaborado pelo autor)..	53
Tabela 10 - Tabela de validação – Vazão de óleo e gás produzido na bomba e compressor respectivamente (Elaborado pelo autor em programa de superfície de resposta).	60

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Com o avanço da produção de petróleo para cenários cada vez mais desafiadores tecnologicamente, faz-se necessários estudos que proporcionem soluções com redução de custo e que otimizem a produção. Os sistemas de produção *subsea-to-shore* representam uma alternativa promissora aos sistemas de produção *offshore* tradicionais que utilizam uma Unidade Estacionária de Produção (UEP). No sistema *subsea-to-shore* o fluido é separado, comprimido e bombeado em equipamentos submarinos e enviado para unidades de processamento localizadas em terra.

Essa abordagem elimina a necessidade de unidades flutuantes de produção, reduzindo assim os custos de capital, os riscos operacionais e as emissões de gases de efeito estufa.

Além disso, o uso de outras fontes para produção de energia elétrica, como a hidrelétrica, na unidade terrestre de processamento contribui para a redução da pegada de carbono. Adicionalmente, quando utilizamos uma unidade terrestre de processamento, temos maior liberdade de espaço para ampliação e instalação de módulos ou equipamentos, diferente de uma UEP que possui espaço físico restringido.

Por fim, a ausência de UEP no sistema, diminui significativamente os custos operacionais e a exposição de pessoal a ambientes *offshore*.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

O objetivo principal desta dissertação é simular e analisar o escoamento multifásico em linhas de exportação de petróleo e gás por meio do *software* Pipesim, com o intuito de otimizar o desempenho do sistema e mitigar riscos relacionados à garantia de escoamento, especificamente para sistemas *subsea-to-shore*. Adicionalmente, aplicou-se a Metodologia de Superfície de Resposta (RSM) para o desenvolvimento de uma função representativa da vazão de produção.

1.2.2 Objetivos específicos

- Modelar um sistema representativo de escoamento em linha de exportação, com base em dados representativos de campos *offshore* brasileiros e do campo de gás de Ormen Lange, na Noruega, incorporando parâmetros operacionais típicos da indústria de petróleo e gás.
- Simular diferentes condições operacionais e de projeto, variando parâmetros como os diâmetros das linhas de produção, distância do sistema de produção à costa, razão gás-óleo e *watercut*, a fim de avaliar seu impacto sobre o comportamento do escoamento.
- Identificar potenciais riscos operacionais, com ênfase na formação de hidratos, e analisar a forma como esses fenômenos são tratados pela simulação no Pipesim.
- Aplicar a metodologia de superfície de resposta (RSM), visando identificar as combinações ótimas de variáveis operacionais que maximizem a eficiência do escoamento e minimizem perdas de carga e riscos de instabilidades. Foram comparados os seguintes modelos: *Kriging*, *radial basis functions* (RBF), *stepwise regression* (STEP) e *artificial neural networks* (ANN).
- Propor recomendações para o dimensionamento e a operação de linhas de exportação com base nos resultados obtidos, buscando a mitigação de instabilidades e o aumento da eficiência do sistema.

1.3 Escopo da dissertação

O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica, reunindo os fundamentos teóricos indispensáveis ao desenvolvimento deste trabalho. São abordados os principais tipos de sistemas submarinos de produção, com destaque para os equipamentos utilizados no processamento submarino, enfatizando especialmente a configuração *subsea-to-shore*. Além disso, discute-se a relevância da compreensão do escoamento multifásico e dos desafios relacionados à garantia de escoamento, com foco nos mecanismos de formação de hidratos e nas estratégias de mitigação, como a aplicação de isolamentos térmicos nas linhas de produção.

O Capítulo 3 descreve a metodologia desenvolvida nesse trabalho que pode ser dividida em quatro etapas. Inicialmente, foi definido as variáveis de projetos a serem

estudadas, que são: tipos de fluido, diâmetros das linhas de exportação, distância do sistema de produção à costa, razão gás-óleo (GOR) e *watercut*. Posteriormente, foi definido o modelo do sistema submarino de produção, composto por 24 poços conectados a 4 *manifolds* intermediários, seguidos pelo *manifold* central, separador multifásico, bombas de óleo e água e compressores de gás, onde o óleo e gás produzidos são escoados através de duas linhas de exportação conectados a uma planta de processamento terrestre. A terceira etapa consiste na utilização do simulador comercial PIPESIM para a realização do estudo de fluxos multifásicos em regime estacionário de produção, em cada configuração proposta. Nessa análise, foram calculadas as pressões e temperaturas ao longo de todo sistema de produção, e foi realizada a análise nodal para obtenção de vazão de líquido, óleo e gás, além da verificação da garantia de escoamento em termos de risco de formação de hidratos. Com os resultados provenientes do simulador de escoamento multifásico, foi possível utilizar a Metodologia de Superfície de Resposta para se obter uma função de vazão representativa. Essa etapa é importante para a obtenção uma função de vazão que possa ser maximizada em um problema de otimização da produção de sistemas *subsea-to-shore*.

O Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos a partir das 84 simulações desenvolvidas, bem como os respectivos gráficos e comparativos para cada fluido.

O Capítulo 5 sintetiza as conclusões do estudo e apresenta sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Sistemas submarinos

Os sistemas submarinos se referem a arranjos constituídos por vários equipamentos instalados no leito marinho, que tem por finalidade o escoamento dos fluidos produzidos proveniente de um ou mais poços submarinos até uma instalação de processamento, que pode ser *offshore* no caso de uma Unidade Estacionária de Produção (UEP) ou para uma unidade *onshore*, diretamente para a costa, no caso do sistema *subsea-to-shore*. A escolha do sistema submarino mais adequado dependerá da análise de alguns fatores importantes como: número e posicionamento dos poços; características do reservatório; especificação dos dutos, como o diâmetro e comprimento; instalações de superfície, como o tipo de UEP e limitações da planta de processo; condições desejadas de produção; e equipamentos para elevação (MENDES, 2012). Ainda, devemos considerar o planejamento que envolvem a definição das fases do projeto, recursos, custos, prazos e riscos envolvidos.

A UEP é uma unidade de superfície onde se localizam os controles dos equipamentos instalados no leito marinho ou em poços, da geração de energia e do processamento primário dos fluidos produzidos, como a exportação, descarte ou reinjeção. A UEP realiza atividades de produção, podendo eventualmente realizar também atividades de perfuração, completação e *workover* dependendo do tipo de plataforma. A Figura 1 apresenta uma das plataformas de produção mais utilizadas na Bacia de Santos, o navio- plataforma FPSO (*floating, production, storage and offloading*) (PETROBRAS, 2025a).



Figura 1 – Navio-plataforma FPSO. (PETROBRAS, 2025a).

Dependendo da localização da árvore de natal, a completação do poço pode ser seca quando o equipamento se encontra na superfície ou molhada quando se encontra no fundo do mar.

Dentre os principais tipos de plataformas temos a fixa, caracterizada pela instalação em águas rasas, até 120 m, e fixação ao fundo do mar através de estruturas rígidas e estacas ou apoiadas diretamente no solo. Outro tipo são as semissubmersíveis, estas são conhecidas como tipo catamarã e possuem ancoragem, sendo aplicadas para águas profundas de até 2000 m. A *Tension Leg Wellhead Platform* (TLWP) possui ancoragem como cabos de aço tensionados e atua em profundidades de até 1000 m. Por fim, o *Floating Production Storage Offloading* (FPSO) é um navio tanque com capacidade de produção de petróleo e armazenagem (WILSON SONS, 2020).

Alguns arranjos possíveis de sistemas submarinos com UEP são mostrados na Figura 2.

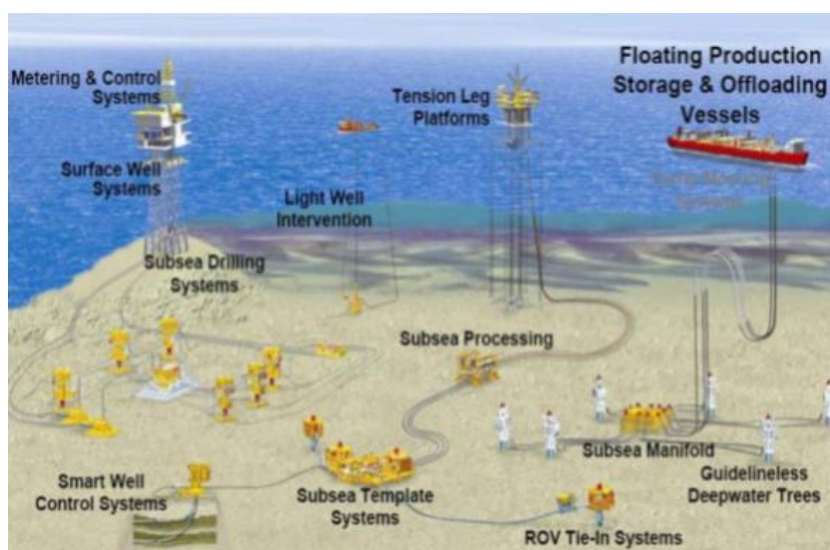


Figura 2 – Sistemas submarinos de produção (CCSC, 2018).

2.1.1 *Subsea-to-shore*

No sistema *subsea-to-shore* a produção é escoada, através de equipamentos instalados no fundo do mar, diretamente para uma unidade terrestre para processamento, ou seja, neste arranjo não é necessária a utilização de uma UEP.

As vantagens da adoção deste sistema são: diminuição da emissão de carbono, pelo uso de instalações *onshore* que utilizam outras fontes para produção de energia elétrica mais sustentáveis, como a hidrelétrica, por exemplo; a eliminação de construção

e operação de uma UEP no sistema implica em redução dos custos e do número de pessoas trabalhando *offshore*; uma unidade terrestre de processamento possui maior liberdade de espaço para ampliação e instalação de módulos ou equipamentos, diferente de uma UEP que possui espaço físico limitado.

Entretanto, ainda que o sistema *subsea-to-shore* apresente uma ótima alternativa quando comparado aos modelos que utilizam plataformas *offshore*, como é um sistema incipiente, novas soluções tecnológicas devem ser estudadas buscando a otimização do arranjo de equipamentos no fundo do mar e ao atendimento a garantia de escoamento. A Figura 3 apresenta um exemplo desse sistema, o Campo de Snohvit.



Figura 3 – Campo de Snohvit (GJERDE, 2025).

2.1.1.1 Campo Ormen Lange

Descoberto pela Norsk Hydro em 1997 e com produção iniciada em 2007, Ormen Lange (Figura 4) é um campo produtor de gás que está localizado no Mar da Noruega com profundidade variando entre 800 e 1100 metros, a 120 km a oeste-noroeste da planta de processamento de Nyhamna (NPD, 2025). Sua reserva natural possui área de 350 km² e fica a uma profundidade de cerca de 3000 metros abaixo do nível do mar (NS, 2020), e possui uma difícil topografia de fundo irregular, pois sofreu depressões provocadas pelo deslizamento *Slide Storegga*.

2.2 Processamento submarino

O processamento submarino é uma tecnologia avançada que possibilita a realização de etapas do tratamento inicial do petróleo e gás diretamente no leito marinho. A infraestrutura de um sistema de processamento submarino é composta por diversos equipamentos projetados para operar em condições extremas de pressão, temperatura e corrosão. Entre os principais componentes estão os separadores de fases, válvulas de controle, bombas multifásicas, compressores, sistemas de injeção de fluidos e tubulações de interligação. Esses dispositivos são normalmente integrados a sistemas de controle e automação que garantem o monitoramento em tempo real das condições operacionais.

No contexto de unidades estacionárias de produção (UEPs), as etapas associadas ao processamento submarino podem incluir a separação inicial do óleo bruto, a compressão do gás para transporte ou reinjeção, a injeção de água para fins de recuperação secundária, e a dosagem de produtos químicos para controle de incrustações, corrosão e formação de hidratos.

Um conceito frequentemente associado ao processamento submarino é o sistema denominado *subsea-to-shore*, no qual a produção é transferida diretamente do leito marinho para instalações de processamento localizadas em terra, sem a necessidade de plataformas de produção intermediárias. Nesses casos, o uso do processamento submarino pode ser uma alternativa estratégica, mas sua aplicação não é obrigatória. A decisão de incorporar ou não essa tecnologia depende de uma série de fatores técnicos e econômicos, sendo avaliada caso a caso.

Campos com baixa pressão natural nos reservatórios, longas distâncias entre o sistema de produção e a planta de processamento, elevada razão gás-óleo (GOR), e presença significativa de água nos fluidos produzidos são exemplos de cenários que se beneficiam da implementação do processamento submarino. Nessas situações, o uso de separadores submarinos, compressores e bombas multifásicas contribui para manter o fluxo contínuo, evitar perdas de pressão e minimizar os riscos associados à formação de bloqueios nas linhas de escoamento. Além disso, a separação de fases no fundo do mar reduz o volume de fluido a ser transportado, simplificando a operação e diminuindo a carga de trabalho nas unidades de processamento em terra.

2.2.1 Bombeamento e compressão submarinos

O método de elevação de petróleo consiste na ascensão dos fluidos produzidos do poço até a plataforma ou planta de processamento *onshore*. Pode ser realizada por elevação natural ou artificial.

A elevação natural ocorre quando a pressão do reservatório é suficientemente elevada, e, portanto, os fluidos alcançam a superfície livremente, sendo o poço conhecido como surgente.

A elevação artificial é necessária quando a pressão de um reservatório é relativamente baixa para permitir o escoamento da produção de um poço até a superfície, nesse caso, são utilizados equipamentos específicos para fornecer uma fonte de energia externa, adicional à energia do reservatório (Figura 6). Os principais sistemas são: bombeio mecânico com hastes (BMH), bombeio por cavidades progressivas (BCP), *gas lift* (GL) e bombeio centrífugo submerso (BCS) (FARIAS, 2016).

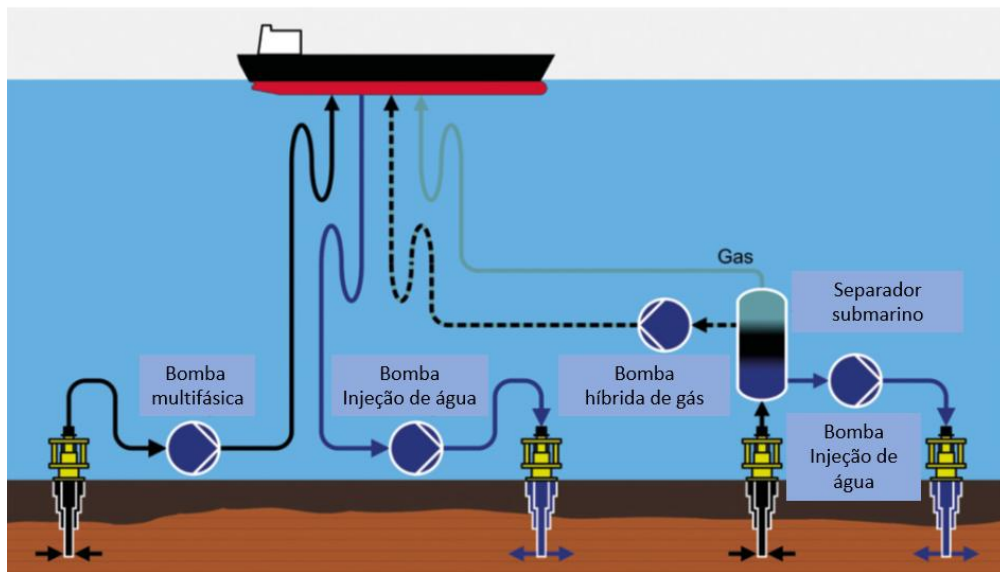


Figura 6 – Aplicação de bombeamento submarino (SULZER, 2015).

A escolha do sistema de elevação para um poço ou campo dependerá de alguns fatores, tais como: número de poços, diâmetro do revestimento, produção de areia, razão gás-líquido, vazão, profundidade do reservatório, viscosidade dos fluidos, mecanismos de produção do reservatório, disponibilidade de energia, acesso aos poços, distância dos poços às estações ou plataformas de produção, equipamento disponível, pessoal treinado, investimento, custo operacional, segurança, entre outros (THOMAS, 2001).

A utilização de tecnologias para compressão e bombeamento (*boosting*) submarino tem o objetivo de aumentar a produção em poços, viabilizar a produção de poços distantes da unidade de produção, aumentar o fator de recuperação em poços maduros, pressurização de reservatórios, redução potencial da pegada de CO₂ e inclusive, ser capaz de substituir as plataformas por arranjos de sistemas submersos conectados a uma unidade de produção no continente (*subsea-to-shore*) (ONESUBSEA, 2025a). Dependendo das características do reservatório e do sistema de produção adotado, essas soluções alternativas podem apresentar melhor desempenho quando comparadas a outros métodos de elevação artificial como o *gas-lift* e ou métodos de recuperação como a injeção de água.

Os compressores multifásicos (Figura 7) são equipamentos capazes de transferir energia para o fluido, sendo aplicados em campos majoritariamente com gás. São tolerantes a líquidos na composição do fluido e capazes de impulsionar gás úmido (ONESUBSEA, 2025b).



Figura 7 – Compressor *subsea* (OFFSHORE MAGAZINE, 2015).

O bombeamento multifásico (Figura 8) é capaz de elevar e escoar o fluido multifásico (óleo, gás livre, água e, eventualmente, sólidos em suspensão) em um único fluxo, sem a necessidade de separação prévia. Esse método atende desde a extração em campos maduros até a produção em águas profundas e é capaz de aumentar a eficiência da produção em poços com baixa pressão ou reduzir os custos operacionais em plataformas *offshore*. Pode ser integrado ao sistema de separação de fluidos e ao sistema de injeção de produtos químicos.



Figura 8 – Bomba multifásica submarina Sulzer (SULZER, 2015).

As bombas multifásicas são classificadas em função da direção de movimentação do fluido em rotodinâmica (hidrodinâmica) ou volumétricas (deslocamento positivo).

São do tipo rotodinâmica ou hidrodinâmica quando a movimentação do fluido é produzida por forças (momento angular) que se desenvolvem na massa do fluido, em consequência da rotação de um eixo (impelidor). A pressão depende da variação da velocidade e da densidade do fluido. Em função da posição relativa do movimento geral do fluido e do eixo de rotação podemos classificá-las em: centrífugas, quando o movimento geral do fluido se dá em direção normal ao eixo de rotação; radiais, quando a movimentação do fluido dá-se do centro para a periferia do rotor, no sentido perpendicular ao eixo de rotação; axiais, quando o movimento geral do fluido se dá em direção paralela ao eixo de rotação; hélico, quando o movimento geral do fluido se dá em direção inclinada ao eixo de rotação; hélico-axial, quando o movimento geral do fluido se dá em direção combinada, inicialmente inclinada em relação à direção do eixo de rotação e ao final paralela a direção de tal eixo (DE OLIVEIRA, 2003).

São do tipo volumétricas ou de deslocamento positivo quando a movimentação do fluido é diretamente causada pela movimentação de um órgão mecânico da bomba, que obriga o fluido a executar o mesmo movimento que está sujeito este impulsor (êmbolo, engrenagens, lóbulos, palhetas). O fluido sucessivamente enche e é expulso de espaços com volume determinado no interior de bomba. As forças transmitidas ao fluido têm a mesma direção do movimento geral do fluido. Podemos classificá-las em: alternativas, também chamadas de êmbolos ou pistão, quando a cada ciclo, elas deslocam um volume

fixo de líquido, sem permitir seu retorno; rotativas, como as bombas de duplo parafuso, que consistem em dois fusos trabalhando acoplados sem contato, sendo mantidos em fase através de um par de engrenagens, onde o fluido é empurrado pelo movimento helicoidal dos fusos (DE OLIVEIRA, 2003).

2.2.2 Separadores submarinos

Com a separação das fases gás-líquido podemos otimizar economicamente o desenvolvimento do campo devido às melhorias percebidas na garantia de escoamento e no gerenciamento de hidratos. O hidrato é responsável pela ocorrência de bloqueio nas linhas de produção e o processo de separação, com a remoção de água, minimizaria ou eliminaria este problema. A separação das fases líquido-líquido, favorece principalmente campos maduros, pois sabemos que, nestes campos, geralmente ocorre declínio na pressão do reservatório e aumento da produção de água, onde este excesso de água quando emulsionado com determinados tipos de óleos, pode causar um aumento na viscosidade da mistura e prejudicar o escoamento. Além disso, a separação submarina de água reduz o volume total escoado até a costa. Ainda, esta água resultante do processo de separação pode ser utilizada para reinjeção no sistema de poços injetores. Os principais tipos de separadores submarinos utilizados são os gravitacionais e os centrífugos. O separador gravitacional é uma tecnologia tradicional encontrada nos *topsides* e se caracterizam por possuírem um tempo de retenção suficiente para que ocorra a separação entre as fases líquido-líquido.

Adicionalmente, dependendo da configuração, os separadores de gravidade podem ser classificados em dois tipos: vertical e horizontal. Os separadores horizontais apresentam melhor desempenho para separação trifásica ou líquido-líquido, enquanto o separador vertical apresenta melhor desempenho para separação gás-líquido e remoção de areia (BASILIO et al., 2023). A Figura 9 mostra as tecnologias de separação por gravidade e centrífuga.



Figura 9 – Separador *subsea* (ONESUBSEA, 2025c).

2.3 Garantia de escoamento

A garantia de escoamento envolve um conjunto de ações voltadas à previsão, prevenção, mitigação e remoção de depósitos como parafinas, hidratos, asfaltenos e incrustações, além da gestão de fenômenos operacionais como corrosão e golfadas severas, os quais podem reduzir ou até interromper a capacidade de transporte em sistemas de produção. Para mitigar esses riscos, é essencial a realização de cálculos de balanço energético, que permitem analisar o comportamento das propriedades dos fluidos em função da temperatura, com o objetivo de prever a formação de sólidos indesejados (SCHLUMBERGER, 2020).

Esse tipo de análise torna-se especialmente relevante em sistemas do tipo *subsea-to-shore*, que operam com escoamento multifásico sob condições extremas de pressão e temperatura. Em sistemas de transporte de óleo, os principais desafios estão associados à formação de parafinas e hidratos, ambos com potencial de obstruir o fluxo e comprometer a integridade da operação (BAI, 2010). Já nos sistemas de transporte de gás, a formação de hidratos é a principal preocupação, especialmente devido à combinação de baixa temperatura e alta pressão que favorece sua formação (SLOAM, 2000).

Dentre as estratégias de controle da formação de sólidos, destacam-se três abordagens principais. O controle termodinâmico busca manter as condições de pressão e temperatura fora da zona de estabilidade dos sólidos. O controle cinético, por sua vez, envolve o gerenciamento de variáveis operacionais como velocidade, aceleração e regime de escoamento, com o intuito de dificultar a nucleação e crescimento dessas fases. Já o

controle mecânico baseia-se na remoção periódica dos depósitos, utilizando dispositivos como *pigs* para a limpeza interna das tubulações (BAI, 2010).

No caso específico dos sistemas de produção de gás, a injeção contínua de inibidores termodinâmicos, como metanol ou monoetilenoglicol (MEG), é amplamente utilizada para prevenir a formação de hidratos. Contudo, inibidores de hidratos de baixa dosagem (LDIs) têm se mostrado uma alternativa promissora, oferecendo eficiência com menor impacto operacional, especialmente em ambientes onde a logística de injeção contínua é mais complexa. Entre os inibidores tradicionais, o uso do metanol apresenta a desvantagem de se distribuir entre as fases de gás e água, o que dificulta sua recuperação. Em contrapartida, os sistemas baseados em MEG são geralmente projetados para viabilizar a recuperação e o condicionamento do inibidor, promovendo maior eficiência operacional e sustentabilidade ao longo do tempo (BAI, 2010).

2.3.1 Escoamento multifásico

O escoamento multifásico se refere ao fenômeno em que duas ou mais fases distintas da matéria, sólido, líquido ou gás, que escoam simultaneamente em um mesmo sistema, em tubulações, dutos ou equipamentos. Esse tipo de escoamento é muito comum na indústria de óleo e gás, especialmente durante a produção e o transporte de hidrocarbonetos desde o reservatório até a superfície ou unidades de processamento. Para entender, modelar e controlar esse escoamento complexo, as correlações de fluxo multifásico são fundamentais, pois permitem prever o regime de escoamento, calcular a pressão e as perdas de carga, estimar frações volumétricas e velocidades relativas, antecipar fenômenos críticos e apoiar o projeto e a operação eficiente dos sistemas.

De acordo com Brill e Mukherjee (1999), os modelos de escoamento multifásico são classificados em três categorias principais, com base na forma como consideram o escorregamento entre as fases e a abordagem adotada para os diferentes padrões de escoamento.

A primeira categoria corresponde aos modelos homogêneos, os quais assumem que as fases líquida e gasosa escoam com a mesma velocidade e compartilham propriedades termodinâmicas comuns ao longo da tubulação. Nesses modelos, não há consideração de escorregamento entre as fases, o que simplifica significativamente os cálculos. Como não há distinção entre padrões de escoamento, a única correlação necessária refere-se ao fator de atrito bifásico. Dentre os modelos empíricos que se

enquadram nessa categoria, destacam-se as correlações de Poettmann e Carpenter, Baxendell e Thomas, e Fancher e Brown.

A segunda categoria inclui os modelos que consideram o escorregamento entre as fases, embora ainda desconsiderem a diferenciação entre os regimes de escoamento. Nesse caso, é necessário o uso de correlações específicas tanto para o cálculo do *hold-up* de líquido quanto para a determinação do coeficiente de fricção, permitindo uma representação mais precisa da interação entre as fases. Exemplos de correlações associadas a essa categoria incluem os modelos de Hagedorn e Brown, Gray e Asheim.

A terceira categoria compreende os modelos mais completos, que consideram não apenas o escorregamento entre as fases, mas também os diferentes padrões de escoamento ao longo da tubulação. Esses modelos exigem, além das correlações para cálculo de hold-up e perda de carga, métodos específicos para a predição do regime de fluxo. Essa abordagem permite maior precisão na estimativa do comportamento do escoamento e da perda de carga ao longo do sistema. Entre as principais correlações dessa categoria estão as de Duns e Ros, Beggs e Brill, e Mukherjee e Brill.

O uso adequado dessas correlações é essencial para o cálculo preciso dos regimes de escoamento, da ocorrência e características de *slugs*, e das perdas de pressão ao longo das linhas de produção. O fenômeno do *slug* severo, por exemplo, ocorre frequentemente em trechos de tubulações com variações de inclinação, levando à instabilidade do escoamento e ao acúmulo de líquido. A simulação desses fenômenos possibilita prever a formação de *slugs* hidrodinâmicos e estimar seu tamanho e frequência ao longo da linha, informações fundamentais para o correto dimensionamento e a otimização do arranjo submarino, conforme descrito por Schlumberger (2020).

As correlações de escoamento multifásico descritas nos tópicos seguintes servirão como base para o desenvolvimento do estudo de caso desta dissertação. Para simulações de escoamento vertical, será utilizada a correlação de Hagedorn e Brown; para escoamento horizontal, será aplicada a correlação de Beggs e Brill. Ambas são amplamente consolidadas na literatura técnica e consideradas referências na área de engenharia de escoamentos multifásicos voltada à indústria do petróleo.

2.3.1.1 Correlação de Hagedorn & Brown

A correlação de Hagedorn & Brown é usada para o cálculo da perda de carga. Esta correlação foi desenvolvida após um estudo experimental de gradientes de pressão que ocorrem durante fluxo bifásico contínuo em conduítes verticais de pequeno diâmetro. Um poço experimental de 1500 pés foi usado para estudar os gradientes de pressão ocorridos durante a passagem de fluxo contínuo vertical através de tubos de tamanho nominal de 1 pol., 1,25 pol. e 1,5 pol. Líquidos com diferentes viscosidades foram testados, onde a fase gasosa utilizada foi o ar. O *holdup* não foi medido diretamente, em vez disso, foi determinado um valor de pseudo-*holdup* de líquido que correspondiam aos gradientes de pressão medidos no experimento (HAGEDORN, 1965). *Holdup* se refere a fração volumétrica ocupada pela fase do fluido dentro de um volume de controle.

Foi constatado no experimento que em condições de altas taxas de fluxo de massa e baixas pressões na tubulação, as perdas de pressão como resultado do gradiente de aceleração podem constituir até 10% da queda de pressão total perto do topo do poço. As equações de gradiente e densidade média da mistura estão apresentadas na Equação 1 (HAGEDORN, 1965).

$$144 \frac{\Delta p}{\Delta h} = \bar{\rho}_m + \frac{f q_L^2 M^2}{2,9652 \times 10^{11} D^5 \bar{\rho}_m} + \bar{\rho}_m \left(\frac{\Delta \frac{V_m^2}{2g_c}}{\Delta h} \right)$$
$$\bar{\rho}_m = \bar{\rho}_L H_L + \bar{\rho}_g (1 - H_L) \quad (1)$$

Onde:

Pressão [p]: psia

Profundidade [h]: ft

Fator de fricção [f]: adimensional

Massa total [M]: lbm/bbl

Vazão de líquido [q_L]: bbl/d

Diâmetro do duto [D]: ft

Velocidade média da mistura [V_m]: ft/s

Densidade média da mistura [$\bar{\rho}_m$]: lbm/ft³

Ainda, para o cálculo da Equações 1, é necessário conhecermos o valor do *Holdup* do Líquido (H_L) e fator de atrito (f). O *Holdup* do Líquido (H_L) é correlacionado por quatro parâmetros adimensionais: Número de velocidade do líquido: N_{LV} (Equação 2) Número de velocidade do gás: N_{GV} (Equação 3); Número de diâmetro do tubo: N_D (Equação 4) e Número de viscosidade do líquido: N_L (Equação 5) (HAGEDORN, 1965).

$$N_{LV} = v_{SL} \sqrt[4]{\frac{\bar{\rho}_L}{g\sigma}} \quad (2)$$

$$N_{GV} = v_{SG} \sqrt[4]{\frac{\bar{\rho}_L}{g\sigma}} \quad (3)$$

$$N_D = D \sqrt{\frac{\bar{\rho}_L g}{\sigma}} \quad (4)$$

$$N_L = \mu_L \sqrt[4]{\frac{g}{\bar{\rho}_L \sigma^3}} \quad (5)$$

Podemos, então, obter o fator Ψ para correção do *holdup* a partir do gráfico da Figura 10.

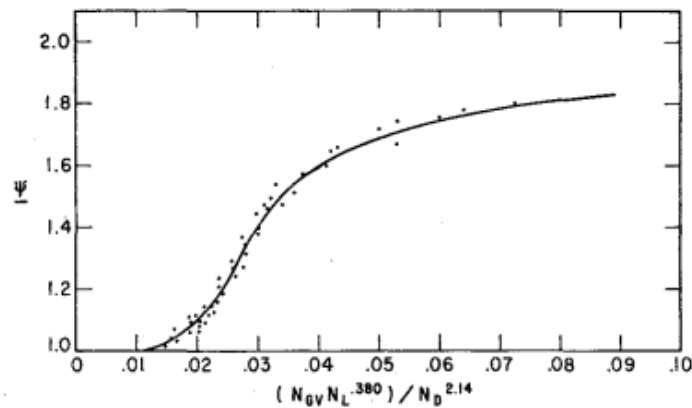


Figura 10 – Fator Ψ para Correção do *holdup* (HAGEDORN, 1965).

O valor de CN_L , utilizado para determinação do *holdup* é obtido através do gráfico da Figura 11 a partir da entrada do valor de N_L .

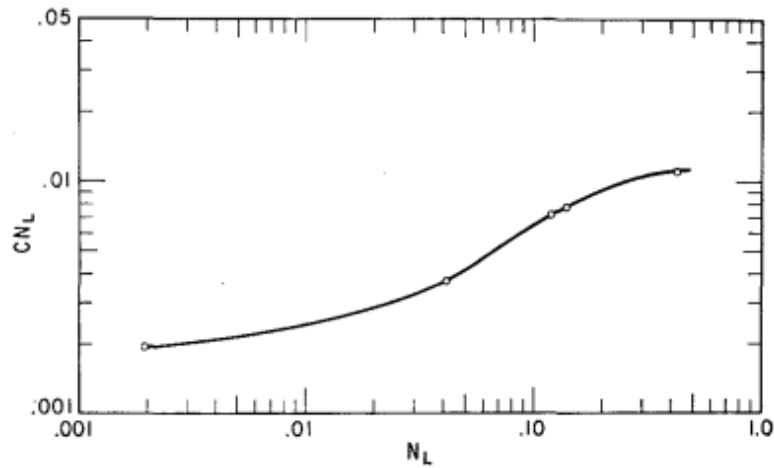


Figura 11 – Coeficiente C para correção do N_L (HAGEDORN, 1965).

A seguir temos o gráfico que apresenta o valor do *holdup*, onde será necessário corrigi-lo utilizando o fator Ψ (Figura 12).

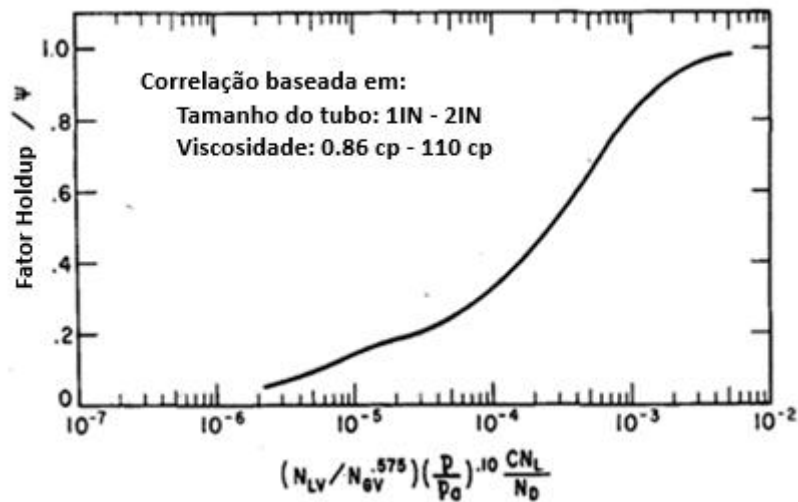


Figura 12 – Correlação para Determinação do *holdup* adaptado (HAGEDORN, 1965).

Temos, desta forma, o valor de *holdup* final definido pela Equação 6:

$$H_L = \frac{H_L}{\psi} \psi \tag{6}$$

O fator de fricção (f) é obtido no gráfico da Figura 13 através dos valores encontrados para viscosidade (μ_s (Equação 7) e o número de Reynolds (N_{Re}) (Equação 8):

$$\mu_s = (\mu_L^{H_L}) * [\mu_g^{(1-H_L)}] \quad (7)$$

$$N_{Re} = 2,2 * 10^{-2} \frac{q_L M}{D \mu_s} \quad (8)$$

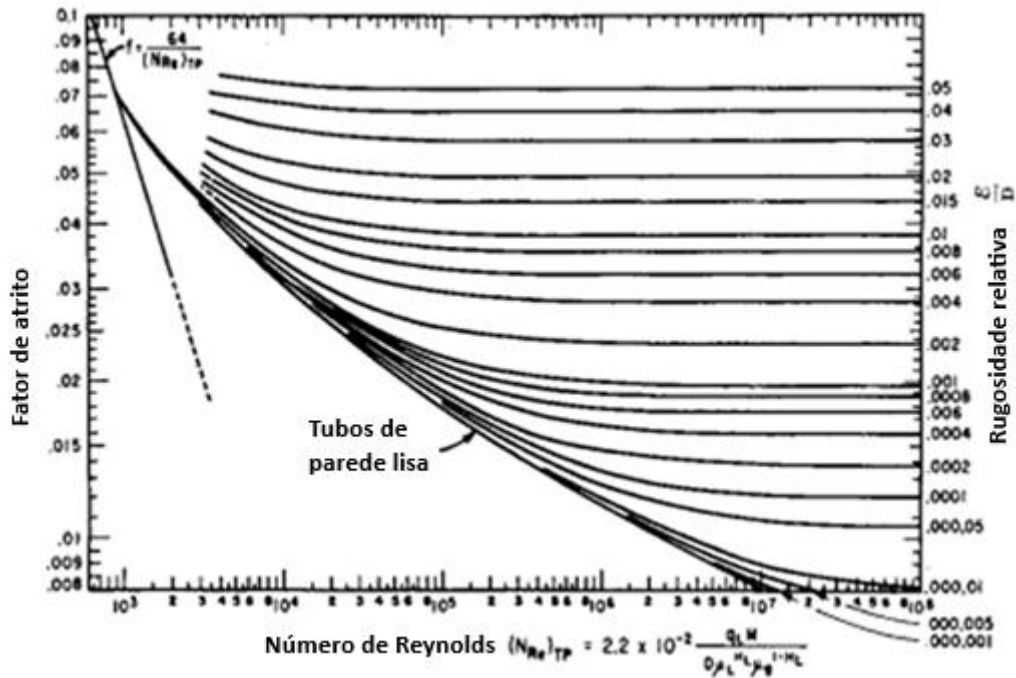


Figura 13 – Fator de fricção f adaptado (HAGEDORN, 1965).

2.3.1.2 Correlação de Beggs & Brill

A correlação de Beggs e Brill é usada para perda de pressão e cálculo de *holdup* para qualquer ângulo de inclinação do tubo, incluindo poços direcionais. O teste foi realizado com tubos de acrílico com comprimento de 90 ft e com diâmetros de 1,0 pol. e 1,5 pol. O tubo foi inclinado em ângulos variando de 0° até ±90°. O fluido aplicado no experimento partiu de diferentes proporções de ar e água (BRILL, 1999).

Desta forma, foi proposta a seguinte Equação 9 do gradiente de pressão para tubos inclinados (BRILL, 1999):

$$\frac{dp}{dL} = \frac{\frac{f \rho_n v_m^2}{2d} + \rho_s g \sin \theta}{1 - E_k} \quad (9)$$

$$\rho_s = \rho_L H_L(\theta) + \rho_g (1 - H_L(\theta))$$

A energia cinética E_k é dada pela Equação 10:

$$E_k = \frac{v_m v_{sg} \rho_n}{p} \quad (10)$$

O regime de escoamento é determinado como se a tubulação estivesse na Horizontal pela Equação 11.

$$N_{Fr} = \frac{v_m^2}{gd} \quad (11)$$

Onde:

Número de Froude [N_{Fr}]

Velocidade da Mistura [v_m]

Aceleração da Gravidade [g]

Diâmetro do Tubo [d]

A classificação do regime de escoamento mostrada na Figura 14 é dada de acordo com os intervalos a seguir:

Em casos de Regime Segregado:

$$\lambda_L < 0,01 \text{ e } N_{Fr} < L1$$

$$\text{se } \lambda_L \geq 0,01 \text{ e } N_{Fr} < L2$$

Em casos de Regime Intermitente:

$$0,01 \leq \lambda_L < 0,4 \text{ e } L3 < N_{Fr} \leq L1,$$

$$\text{se } \lambda_L \geq 0,4 \text{ e } L3 < N_{Fr} \leq L4$$

Em casos de Regime Distribuído:

$$\lambda_L < 0,4 \text{ e } N_{Fr} \geq L1$$

$$\text{se } \lambda_L \geq 0,4 \text{ e } N_{Fr} > L4$$

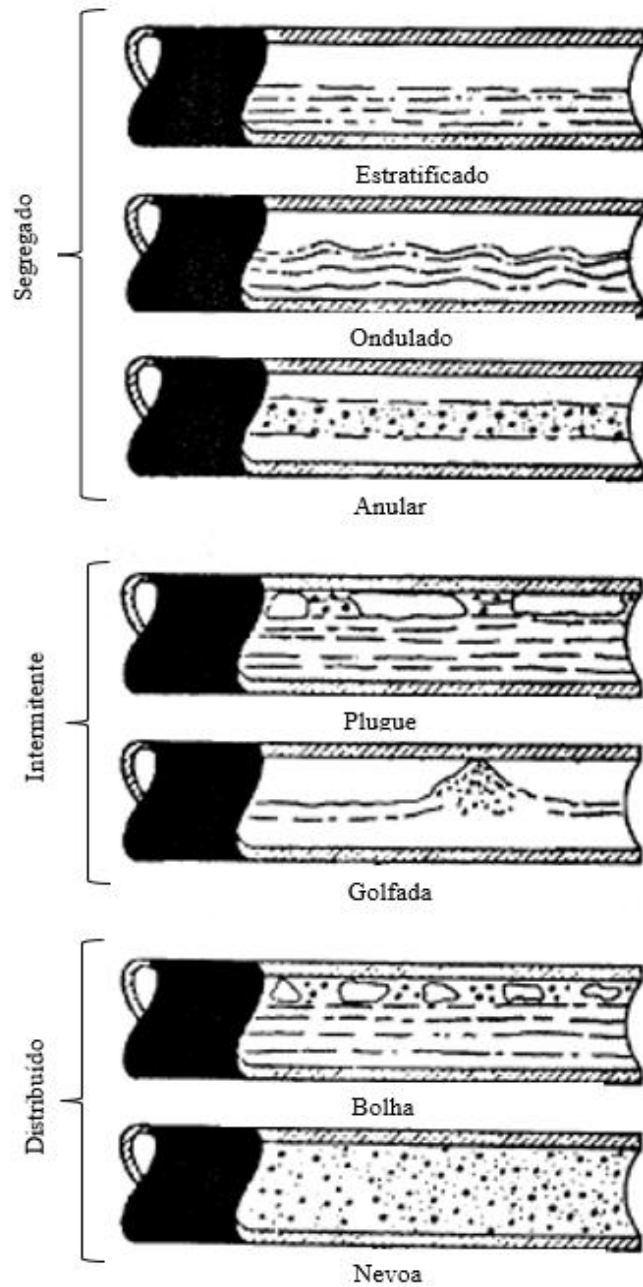


Figura 14 – Regime de escoamento (Adaptado BRILL, 1999).

O mapa do regime de escoamento na correlação de Beggs & Brill é observado na Figura 15.

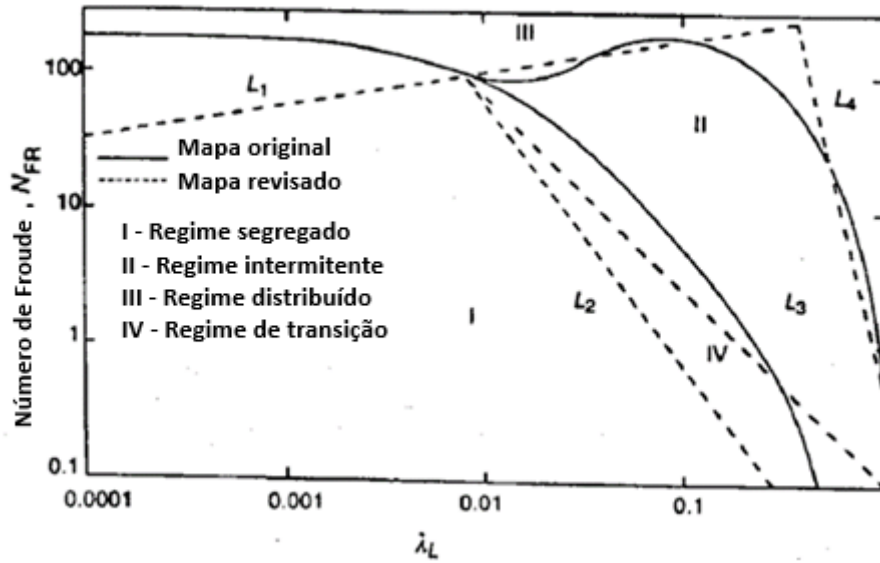


Figura 15 – Mapa do regime de escoamento para tubos na horizontal adaptado (BRILL, 1999).

Para determinação do *holdup*, temos a Equação 12:

$$H_{L(\theta)} = H_{L(0)}\psi$$

$$H_{L(0)} = \frac{a\lambda_L^b}{N_{Fr}^c}, \text{ para tubos na horizontal} \quad (12)$$

Os coeficientes a, b e c são mostrados na Tabela 1.

Tabela 1 – Coeficientes para *holdup* em tubos horizontais (BRILL, 1999).

Regime	a	b	c
Segregado	0,980	0,485	0,087
Intermitente	0,845	0,535	0,017
Distribuído	1,065	0,582	0,061

A otimização de valor de *holdup* $H_{L(\theta)}$, segue a Equação 13:

$$H_{L(\theta)} = 0,924H_{L(\theta)}, \text{ para } \theta > 0$$

$$H_{L(\theta)} = 0,685H_{L(\theta)}, \text{ para } \theta < 0 \quad (13)$$

O fator de correção de *holdup* Ψ para o efeito de inclinação do tubo é obtido pela Equação 14:

$$\psi = 1 + C \quad (14)$$

Onde θ é o ângulo verdadeiro do tubo a partir da horizontal e C é definido pela Equação 15:

$$C = (1 - \lambda_l) \ln (e \lambda_L^f N_{Lv}^g N_{Fr}^h), C \geq 0 \quad (15)$$

Os coeficientes e, f, g, e h para escoamento em tubos horizontais são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Coeficientes para cálculo de C (BRILL, 1999).

Regime	e	f	g	h
Segregado $\theta > 0$	0,011	-3,7680	3,5390	-1,6140
Intermitente $\theta > 0$	2,960	0,3050	-0,4473	0,0978
Distribuído $\theta > 0$	Sem correção: C=0; $\psi=1$			
Todos os regimes $\theta < 0$	4,700	-0,3692	0,1244	-0,5056

A Figura 16 apresenta os efeitos de inclinação na tubulação considerando o *holdup*.

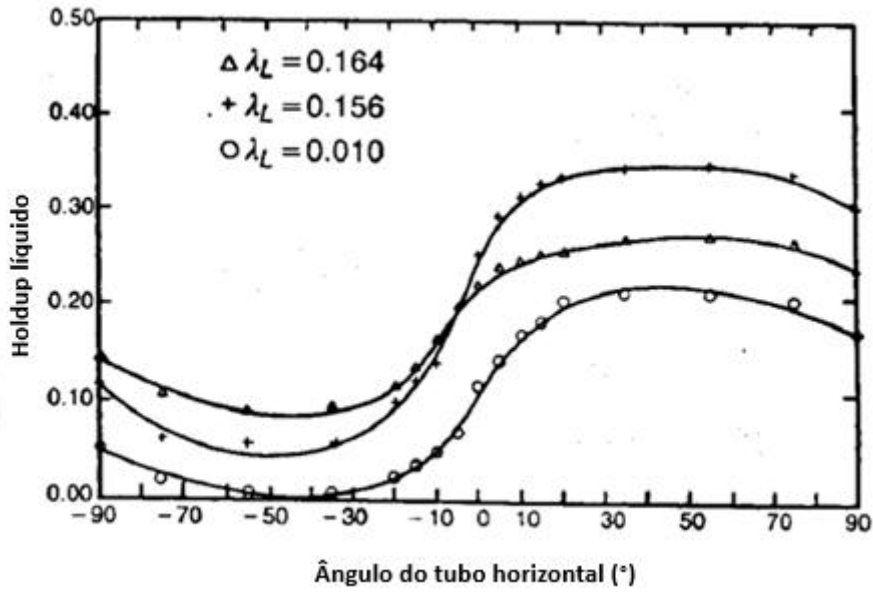


Figura 16 – Efeitos de inclinação na tubulação considerando o *holdup* adaptado (BRILL, 1999).

O fator de fricção é dado pela Equação 16:

$$f = f_n * e^s \tag{16}$$

Onde f_n é dado pelo diagrama de Moody da Figura 17:

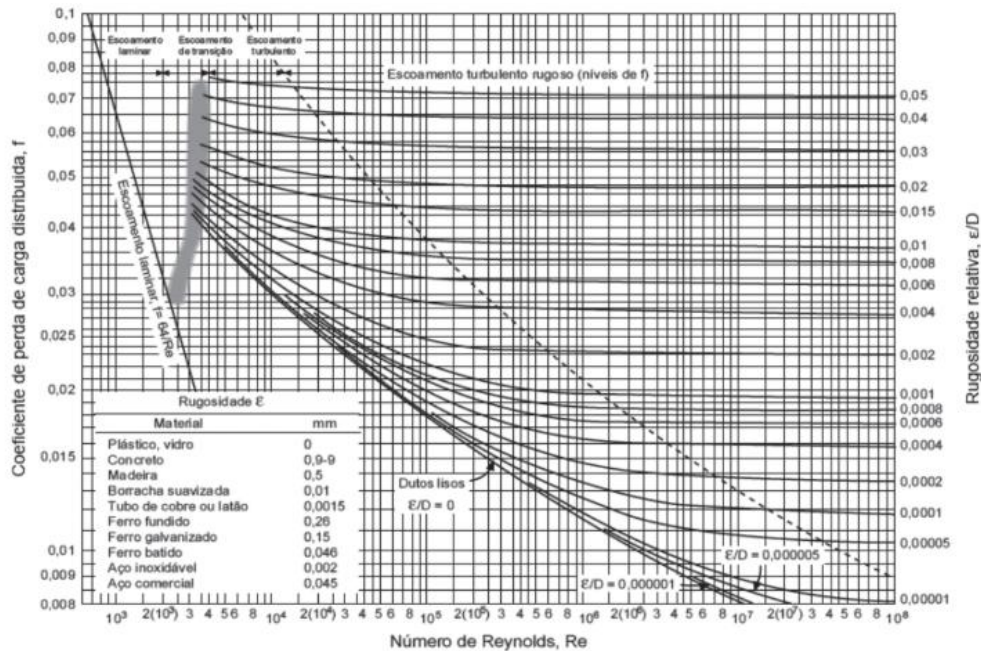


Figura 17 – Diagrama de Moody adaptado (BRILL, 1999).

Sendo Equações 17, 18, 19 e 20:

$$N_{\text{R}} = \frac{\rho_n v_m d}{\mu_n} \quad (17)$$

$$\mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_g (1 - \lambda_L) \quad (18)$$

$$s = \frac{\ln y}{-0,0523 + 3,182 \ln y - 0,8725} \quad (19)$$

$$y = \frac{\lambda_L}{(H_{L(\theta)})^2} \quad (20)$$

Se y pertence ao intervalo de $1 < y < 1,2$, temos a Equação 21:

$$s = \ln(2,2y - 1,2) \quad (21)$$

2.3.2 Transferência de Calor e Isolamento Térmico

O controle da transferência de calor e a utilização de isolamento térmico nas tubulações são importantes para a manutenção da temperatura ao longo da linha de produção, de forma a prevenir deposição de hidratos e parafina durante a operação do sistema. Esse controle pode ser dividido em controle passivo e aquecimento ativo. O controle passivo inclui dutos isolados por camadas externas de isolamento, *pipe-in-pipe* (PIP), *bundle* e enterramento dos tubos. Dentre as tecnologias de aquecimento ativo, podemos destacar: a circulação de água quente (HWC), o aquecimento elétrico direto (DEH) e a linha de fluxo traçada eletricamente pelo calor (EHTF). A Figura 18 demonstra a aplicabilidade das tecnologias de aquecimento ativo com profundidade de água e o valor U (VERDEIL, 2021).

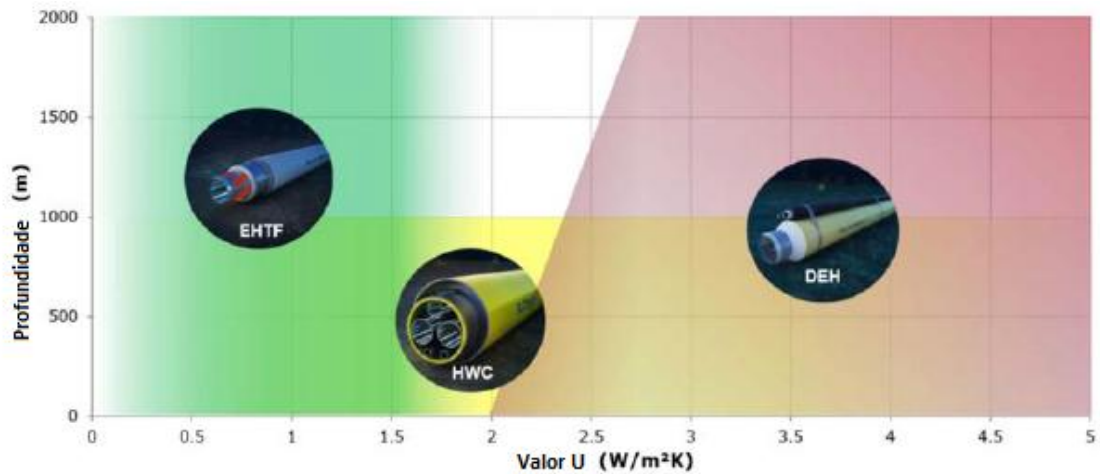


Figura 18 – Valor de U para sistemas de aquecimento ativo (VERDEIL, 2021).

O *U-value* ou coeficiente de transferência de calor global, também chamado de valor U, é uma medida de isolamento térmico. Ou seja, quanto calor passa através de um material ou sistema. Os seguintes valores U são os menores valores possíveis para serem usados para fins de projeto inicial, conforme apresenta a Tabela 3 (BAI, 2010):

Tabela 3 – Valor de U (BAI, 2010).

Tipo de isolamento	Valor de U (Btu/h.ft².°F)	Valor de U (W/m².K)
Convencional	0,50	2,80
Poliuretano	0,20	1,10
Cerâmico	0,09	0,50
Feixe isolado	0,20	1,10

Além disso, outro fator a ser considerado é o comprimento do *tie-back*, onde o controle passivo é recomendado para *tie-backs* de até 30 km, o controle ativo, para *tie-backs* entre 30 e 60 km e o sistema de fluxo frio para sistemas com comprimentos de *tie-backs* muito longos, acima de 60 km (Figura 19) (VERDEIL, 2021).

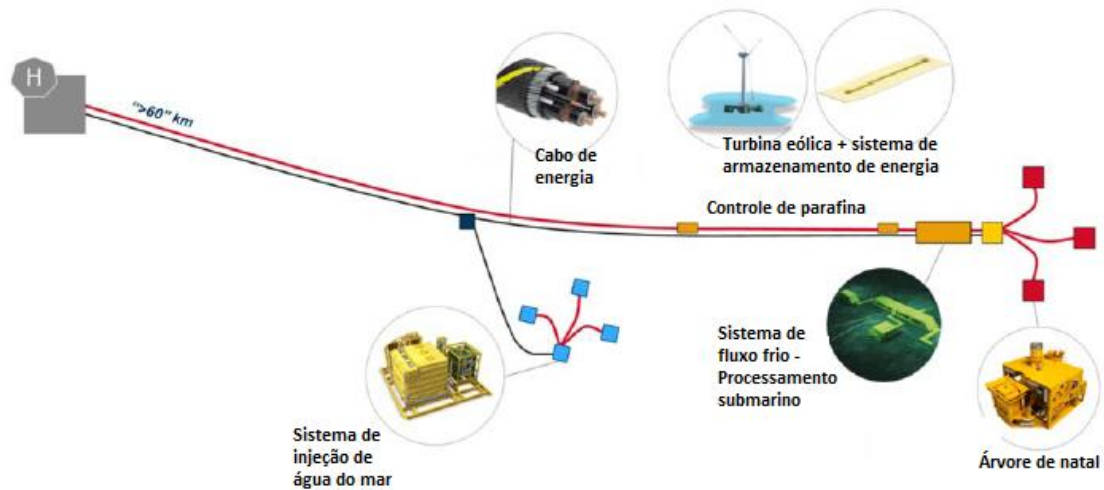


Figura 19 – Sistema de *Tie-backs* longos (VERDEIL, 2021).

2.3.3 Hidratos

Os hidratos são compostos cristalinos formados por moléculas de gás envolvidos por moléculas de água. São formadas em condições operacionais através do contato da água e gás em baixas temperaturas e altas pressões, sendo favorecidas quando há escoamento turbulento.

Os hidratos são capazes de provocar obstrução de linhas e equipamentos de produção de petróleo, provocando redução da vazão, maior requerimento de potência de bombeamento, além de riscos operacionais.

Para a prevenção de bloqueio por hidratos, deve-se manter o escoamento fora da região de formação de cristais de hidrato. Podem ser usados inibidores termodinâmicos (metanol, etanol, monoetilenoglicol), isolamento térmico, aquecimento (elétrico, circulação de fluido quente), manter pressão baixa ou remover a água do sistema de produção.

A curva de dissociação de hidratos apresenta a relação entre pressão e temperatura para dada composição de gás (Figura 20).

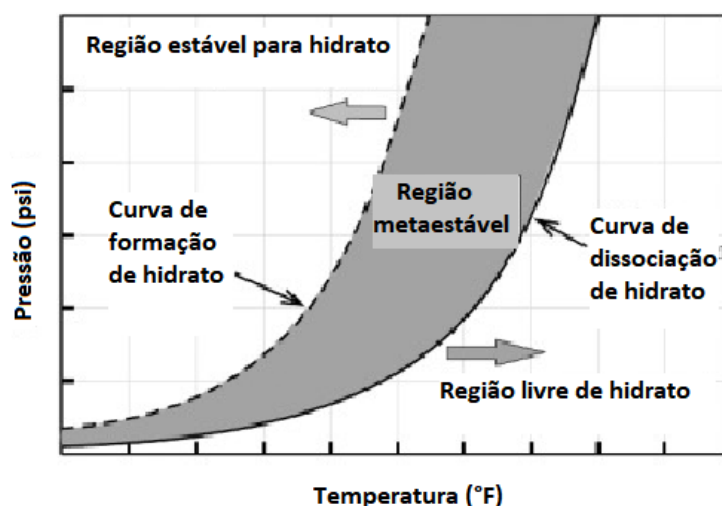


Figura 20 – Curva de dissociação de hidrato adaptado (BAI, 2019).

Os simuladores de fluxo multifásicos utilizam um pacote de dados prévios para gerar curvas de formação de hidrato no envelope de fase, sendo capaz de criar um perfil de produção sobreposto a um envelope de fase para prever a ocorrência e a localização de formação de hidrato, relatar temperaturas de formação de hidratos e temperaturas delta de subresfriamento de hidratos para determinar a ocorrência e localização da formação de hidrato em um único poço ou grande rede e analisar os efeitos do inibidor de hidrato e determinar a quantidade de tratamento necessária para evitar a formação de hidrato (SCHLUMBERGER, 2020).

2.3.4 Análise nodal

A análise nodal é uma ferramenta fundamental na avaliação do desempenho de poços, com aplicações que abrangem o projeto de completção, seleção e dimensionamento de sistemas de elevação artificial, especificação de equipamentos de superfície, eliminação de gargalos no sistema de produção e análise de garantia de fluxo. Além disso, permite a realização de análises de sensibilidade em qualquer variável do sistema produtivo (SCHLUMBERGER, 2020).

A abordagem baseia-se na combinação de duas curvas principais: a IPR (*Inflow Performance Relationship*) e a TPR (*Tubing Performance Relationship*).

A curva IPR representa o potencial de produção do poço e, no caso de produção em regime multifásico, com o reservatório operando abaixo da pressão de bolha, pode ser descrita pelo modelo de Vogel, como mostrado na Equação 22 (THOMAS, 2001).

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_w}{P_e} \right) - 0,8 \left(\frac{P_w}{P_e} \right)^2 \quad (22)$$

Onde:

q é a vazão do líquido de produção;

q_{max} é a vazão máxima (potencial teórico do poço);

P_w é a pressão de fundo do poço;

P_e é a pressão estática do reservatório.

No caso da TPR, é necessário considerar todas as perdas de carga que o fluido sofre ao longo de seu trajeto, desde o fundo do poço até a superfície. Isso inclui perdas por atrito, efeitos gravitacionais e restrições causadas por equipamentos, conexões e válvulas presentes na coluna de produção. Em outras palavras, a TPR representa a energia exigida para transportar o fluido até a superfície.

O ponto de equilíbrio do sistema (Figura 21) é definido pela interseção entre as curvas IPR e TPR. Esse ponto representa a condição em que a pressão disponível no reservatório é exatamente igual à pressão necessária para escoar o fluido pela coluna de produção, estabelecendo assim a vazão de produção estável do poço.



Figura 21 – Análise nodal (Elaborado pelo autor).

2.4 Metodologias de superfície de resposta

Na solução de problemas práticos de engenharia, o maior desafio encontra-se em converter o problema em estudo, em um modelo de otimização matemático determinando uma função que deve ser maximizada ou minimizada. No problema em questão, a função

a ser maximizada é a vazão, a qual possui um custo computacional razoável ao ser resolvida através do software PIPESIM. Desta forma, a utilização de Modelos de Superfícies de Resposta (*Response Surface Models-RSMs*) é uma estratégia válida. Isso porque o algoritmo de RSM consegue estimar o valor da função desconhecida a partir de um conjunto de dados de projetos reais. A precisão do RSM depende de vários fatores, como: a complexidade das variações da solução, o número de pontos no DoE original e a escolha do tipo de RSM (FILLON, 2008).

No presente estudo foram investigadas as seguintes técnicas de RSMs para vazão: Kriging, Função de Base Radial (RBF), *Stepwise Regression* e Rede Neural Artificial.

2.4.1 Kriging

Kriging ou krigagem (DEUTCH, [S.d.]) se refere a uma metodologia de regressão usado para aproximar ou interpolar dados, ou seja, estima valores em locais não amostrados com base em dados de locais próximos. Essa metodologia assume que os dados podem ser modelados como um processo estocástico, geralmente um processo gaussiano, caracterizado por uma função média e uma função de covariância que descreve a dependência espacial entre os pontos. A formulação básica do kriging envolve a estimativa linear ponderada do valor desconhecido y^* e uma posição x^* (Equação 23):

$$\hat{y} = \sum_{i=1}^n \lambda_i y_i \quad (23)$$

Onde y_i representa os valores observados no ponto x_i e λ_i são os pesos que minimizam a variância do erro de estimativa. Os pesos são calculados a partir da função de covariância C calculados pela Equação 24:

$$C\lambda = c \quad (24)$$

onde C é a matriz de covariância entre os pontos amostrados, e c é o vetor de covariância entre os pontos amostrados e o ponto a ser estimado.

2.4.2 Função de Base Radial (RBF)

Uma função de base radial (RBF) (BUHMANN, 2003) é definida como um método de interpolação de dados dispersos que aproxima uma função desconhecida em um determinado ponto. Temos que a interpolação RBF, s , é a combinação linear de funções simétricas esféricas, centradas nos n pontos da amostra. Sua forma geral é representada pela Equação 25:

$$s(x) = \sum_{i=1}^n w_i \phi(\|x - c_i\|), \quad (25)$$

Onde:

$s(x)$ é a função aproximada ou interpolada;

w_i são os pesos associados a cada centro;

$\phi(r): [0, +\infty] \rightarrow R$ é a função radial, ou kernel;

x é o ponto no qual a função será avaliada,

c_i são os centros (geralmente os pontos de treinamento);

$\|\cdot\|$ é a norma euclidiana.

2.4.3 Stepwise Regression

Existem três abordagens principais de *Stepwise Regression* (JAMES et. al, 2013). No caso da *Forward Selection* (seleção progressiva) se começa com um modelo que não contém nenhuma variável preditora, e então adiciona as variáveis uma de cada vez, até que todas estejam incluídas no modelo. Já o *Backward Selection* (eliminação regressiva) se inicia com o modelo completo, contendo todas as variáveis preditoras, e então remove iterativamente a variável menos útil, uma de cada vez. Por fim, a *Stepwise Selection* (seleção passo-a-passo) é um método baseado em regressão polinomial, adaptando diferentes termos polinomiais com a adição da variável com maior impacto estatístico e remoção de forma gradual da variável menos significativa, até alcançar a otimização do modelo. O processo termina quando nenhuma variável nova pode ser adicionada ou removida com base nos critérios definidos. A seguir, temos um exemplo do algoritmo do *Forward Selection*:

- Sendo μ_0 o modelo nulo, sem preditores;

- Para $k=0, \dots, p-1$:
 - (a) Considere todos os modelos $p-k$ que aumentam os preditores em μ_k com um preditor adicional;
 - (b) Escolha o melhor entre os modelos $p-k$, e chame de μ_{k+1} . O melhor é o que apresenta o menor RSS ou o maior R^2 .
- Selecione o melhor modelo entre μ_0, \dots, μ_p se baseado na predição dos erros C_p (AIC), BIC ou R^2 ajustado.

2.4.4 Rede Neural Artificial

A rede neural artificial é um modelo matemático que tem por analogia o sistema nervoso do cérebro humano e trabalha com reconhecimento de padrões, aproximação e agrupamento de funções (BISHOP, 1995). Uma rede neural é composta por uma camada de entrada, uma camada de saída e, opcionalmente, por uma ou mais camadas ocultas. A Figura 22 ilustra o fluxo de processamento da rede, no qual x_i representa a entrada proveniente do i -ésimo neurônio da camada anterior. A cada x_i é associado um peso w_i que expressa a intensidade da conexão sináptica entre o neurônio i e o neurônio atual. A ativação do neurônio é calculada por meio de uma soma ponderada S . Essa soma é então passada por uma função de ativação, cuja finalidade é introduzir não linearidade ao modelo, permitindo que a rede aprenda relações complexas entre entradas e saídas. Por fim, a saída do neurônio é produzida pela aplicação da função f , resultando na saída Y (SUN; QIU; LI, 2022).

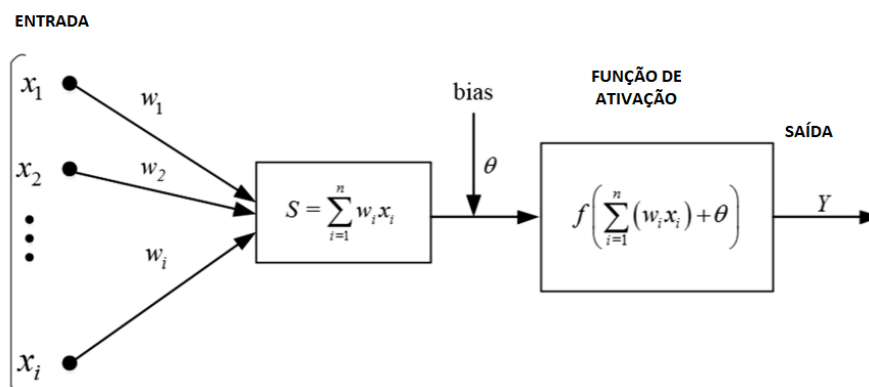


Figura 22 – Adaptado. Fluxo de processamento da rede neural (SUN; QIU; LI, 2022).

Após a definição da estrutura da rede neural, os valores iniciais gerados pela rede não correspondem adequadamente aos dados de saída desejados. Por esse motivo, utiliza-se o algoritmo de retropropagação, que tem como objetivo minimizar a função de perda por meio da atualização contínua dos pesos. Com isso, após um número adequado de iterações, o modelo tende a se aproximar dos valores-alvo (ZHANG, 2021).

2.5 Estado da arte

2.5.1 Tecnologias para energia e sistema submarino

Um panorama geral dos investimentos em tecnologias e soluções aplicados em energia e sistemas submarinos, nos é fornecido pela Plataforma Continental do Reino Unido, conhecida pela sigla UKCS, detentora dos recursos petrolíferos localizados nas águas que circundam o Reino Unido. Ela possui estudos implantados e emergentes voltados para inspeção remota e autônoma, ou seja, onde seu controle é feito em terra, reduzindo a exposição de tripulação em alto mar. Dentre elas, para a área de dutos, *risers* e jumpers, destacamos o monitoramento de movimento dos *risers*, os testes automatizados de anulares de *risers*, aquecimento de jumpers, scanners e complementos de inspeção para ferramentas de *pigging*. Para os *manifolds*, umbilicais e sistemas de controle, temos instrumentação aprimorada e novos métodos de detecção de falhas em umbilicais, além de sistemas de controle de nova geração adotados pelos operadores. Para a etapa de processamento e armazenamento, temos a compressão de gás submarino e bombeamento multifásico para aumentar a distância do *tie-back*. Por fim, para a inspeção e intervenção de equipamentos, temos a inclusão de modos de implantação submarinos e de superfície, para permitir levantamentos e inspeções submarinas não tripulados, com a adoção de IA (inteligência artificial) para reconhecimento automático de características de dutos (NSTA, 2025).

No Brasil, a Petrobras e a Ecopetrol, possuem o projeto Sirius (Figura 23) com a aplicação de *tiebacks subsea* para conectar o poço de gás, com lâmina d'água de 830 de profundidade, diretamente a uma unidade terrestre que fica a 77 km de Santa Marta, na Colômbia. Possui a estimativa de produção de 13 milhões de m³/dia durante 10 anos considerando quatro poços produtores (PETROBRAS, 2024).

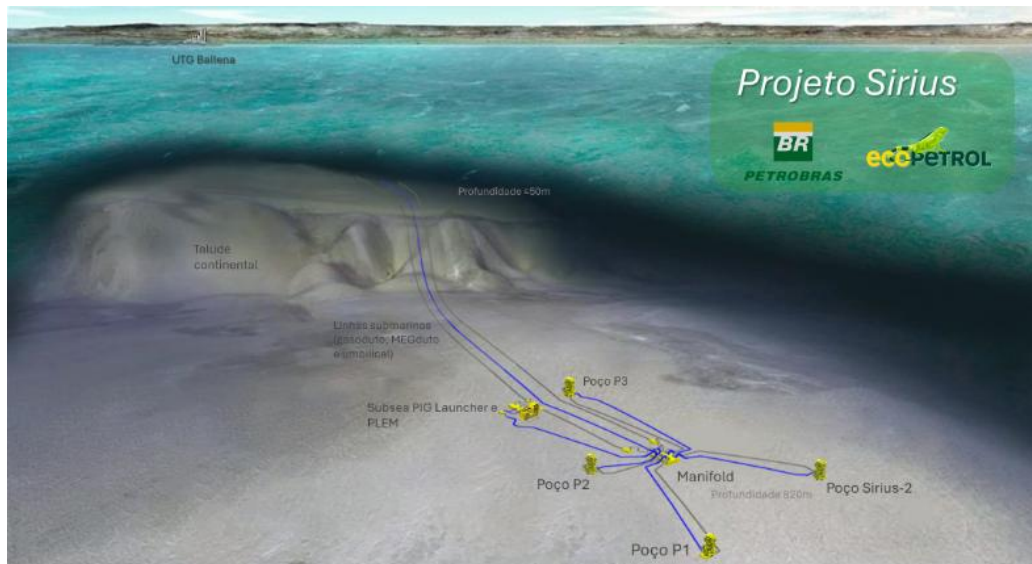


Figura 23 – Projeto Sirius (PETROBRAS, 2024).

O Laboratório de Tecnologia Submarina (LTS) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) possui uma pesquisa chamada Sistemas Submarinos- SISTSUB, iniciada em 2015, cujo foco é a avaliação de diferentes alternativas de arranjos submarinos, com e sem a utilização de plataforma flutuante, em águas profundas com interconexões (*tie-back*) para grandes distâncias, em especial o sistema associado a navio plataforma FPSO e o conceito *Subsea-to-shore* (LTS, [S.d.]).

A primeira inspeção remota de um parque eólico, localizado em Aberdeen, Reino Unido, foi realizada em 2023, pelo USV (*Uncrewed Surface Vessel*) da Fugro, o Blue Essence (FUGRO, 2023). No Brasil, de forma análoga, utilizamos o USV Vaquita, também da Fugro, para inspeção remota, no campo de Garoupa, na Bacia de Santos, se estabelecendo com a primeira operação remota submarina nas Américas (Figura 24). Essa iniciativa traz benefícios como o aumento da segurança nas plataformas, redução das emissões de efeito estufa e inclusão de profissionais com restrições físicas (PETROBRAS, 2025b).



Figura 24 – USV Vaquita (PETROBRAS, 2025b).

Além disso, há um crescente número de estudos acadêmicos voltados para o sistema *subsea-to-shore*, como por exemplo, Feng (2017) que considerou um sistema de produção submarino do poço à costa para realizar análises de confiabilidade e garantia de escoamento. Já Teles (2019) propõe o emprego de soluções baseadas na transmissão de energia elétrica através de cabos submarinos desde a costa, isto é, através do conceito denominado do inglês *power from shore* (PFS) dentre outros.

3 METODOLOGIA

A metodologia desenvolvida nesse trabalho apresenta como foi modelado o sistema *subsea-to-shore* representativo, a composição dos fluidos, bem como a inserção de diferentes das variáveis como os diâmetros das linhas de produção, distância do sistema de produção à costa, razão gás-óleo e *watercut* para a avaliação de seu impacto sobre o comportamento do escoamento. Com os resultados provenientes do simulador de escoamento multifásico, foi possível utilizar a Metodologia de Superfície de Resposta para se obter uma função de vazão representativa. Essa última etapa é importante para a obtenção uma função de vazão que possa ser maximizada em um problema de otimização da produção de sistemas *subsea-to-shore*.

3.1 Sistema *Subsea-to-shore* representativo

Foi esquematizado o sistema *subsea-to-shore* representativo (Figura 25), baseado majoritariamente no campo de Ormen Lange, composto por um total de trinta e dois poços de produção, divididos igualmente em quatro *manifolds* intermediários que possuem 8 *slots* cada. Sequentemente, os *manifolds* intermediários direcionam o escoamento para um *manifold* central de produção, localizado a 1000, 3700, 5000, 13000 metros, respectivamente, de cada o *manifold* intermediário. O *manifold* central de produção é responsável por direcionar a produção total dos poços para o separador submarino multifásico, que após separação do fluido em líquido-gás, os fluidos serão direcionados através de um oleoduto e gasoduto até a planta de processamento localizada na costa, sendo a água produzida injetada no próprio sistema. O processo de separação é importante para garantir remoção de água e, portanto, evitar a formação de hidratos, que seria um dos possíveis problemas de garantia de escoamento. Em relação ao isolamento térmico, foram adotados o valor de U igual a $0,2 \text{ Btu/h.ft}^2.\text{°F}$ para todas as linhas utilizadas nas simulações.

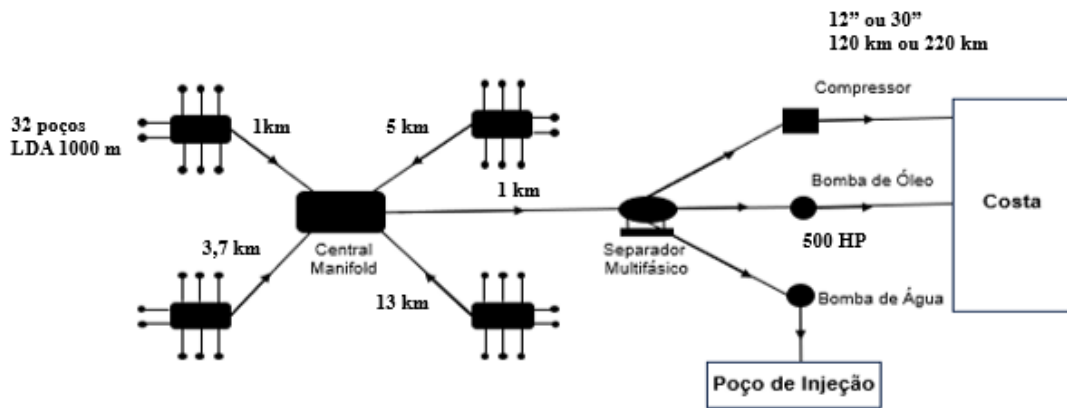


Figura 25 – Cenário *subsea-to-shore* (Elaborado pelo autor).

Todos os poços utilizados nas simulações são do tipo bidirecional com rugosidade de 0,0254, profundidade de 3557 m, e diâmetros internos do *casing* de 242,8 mm e do *tubing* de 124,2 mm (Figura 26).

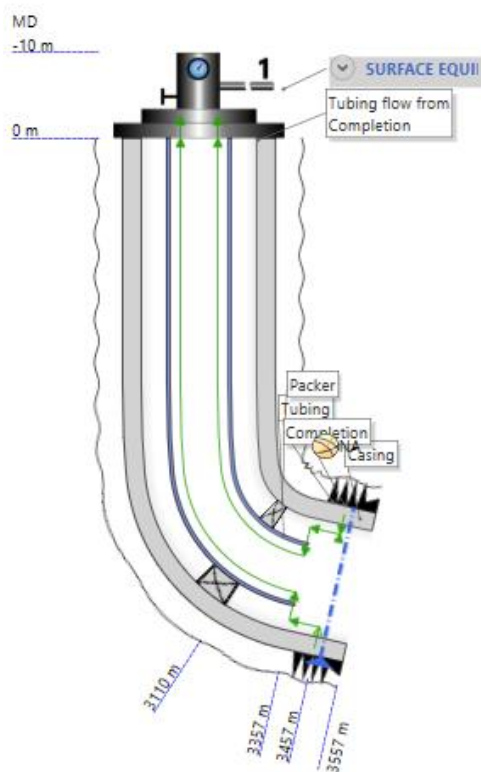


Figura 26 – Poço (Elaborado pelo autor em Pipesim).

A escolha das especificações das bombas de óleo e do compressor se baseiam no campo de gás de Asgard, ou seja, para a bomba de óleo e água temos 750 kW e para o compressor, 11.5 MW (ABB, [s.d.]).

Assumiu-se que todas as bombas e compressores operam com eficiência de 100%, embora se reconheça que, na prática, esse nível de desempenho ainda não é atingido pelos equipamentos atualmente disponíveis no mercado. Essa simplificação visa reduzir a complexidade da modelagem, desconsiderando eventuais perdas associadas à conversão de energia mecânica.

A adoção dessa hipótese se justifica pelo constante avanço tecnológico observado no setor, especialmente no que se refere ao desenvolvimento de bombas submarinas, sistemas de *boosting* e equipamentos de elevação artificial. Impulsionada pelas crescentes exigências da indústria do petróleo, a evolução tecnológica tem permitido o desenvolvimento de equipamentos com eficiências cada vez mais elevadas, tornando plausível a expectativa de que valores próximos ao ideal possam ser atingidos em um horizonte tecnológico próximo.

3.2 Composição dos fluidos

Com base na composição do fluido produzido no campo de Ormen Lange (Fluido A) (RAIMONDI, 2019) e composição típicas de gás oriundo dos reservatórios brasileiros do Pré-sal e Pós-sal (Fluidos B, C e D) (CNI, 2019; IOST, 2015), foram criados dados de entrada com diferentes composições onde a fração molar será apresentada por cenário, respeitando a variação de *watercut* para os fluidos A, B, C e D. Para caracterizar o poço como produtor de gás, foi adotado o RGO de 100000 scf/STB ($17810,76 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$) (AHMED, 2010).

O fluido E, classificado como óleo leve (PETROBRAS, 2025c), com API 31, se baseou no campo de Lula (CNI, 2019; DOU, 2017) do Pré-sal, onde foram simuladas as seguintes relações de RGO de 200, 300 e 400 Sm^3/Sm^3 e *watercut* de 10, 30 e 60%, gerando diferentes composições de fluidos detalhados por cenário. Além disso, na Tabela 4 foram considerados diferentes distâncias da costa e diâmetros das linhas de exportação.

A fração molar de cada fluido está representada na Figura 27.

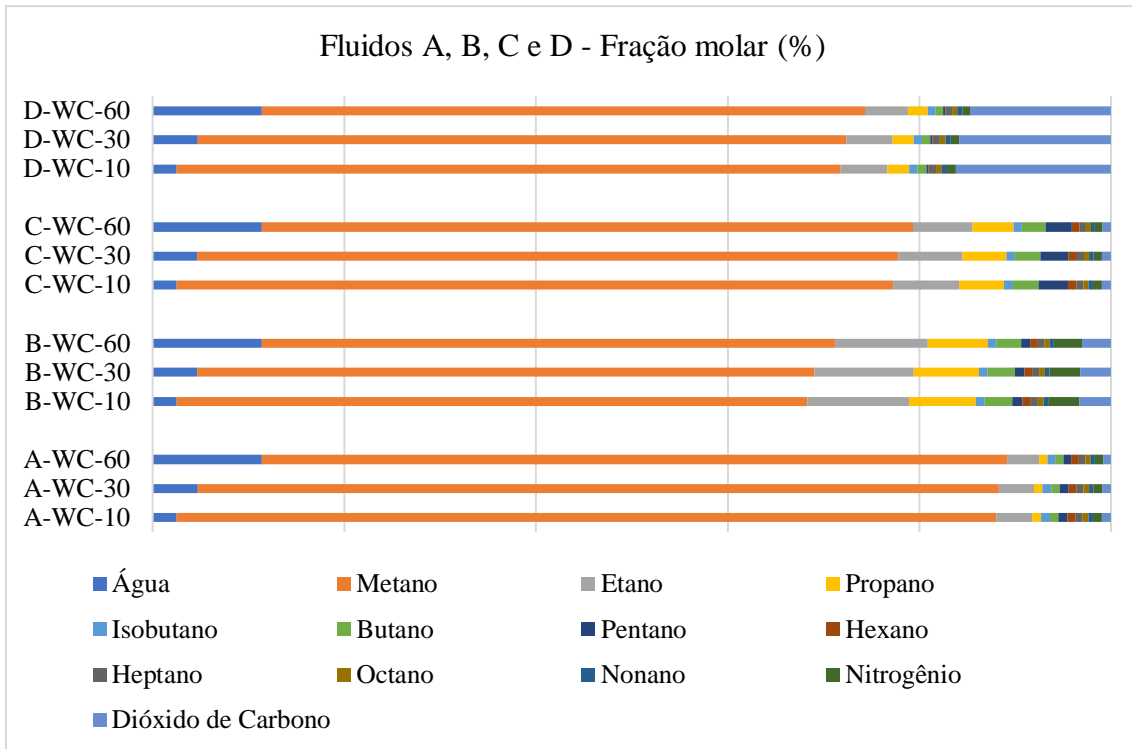


Figura 27 – Fração molar (Elaborado pelo autor).

A densidade relativa para cada fluido foi calculada segundo a Equação 26 e o resultado está representado na Figura 28.

$$Densidade\ relativa = \frac{Massa\ molar\ da\ mistura}{28,96} \quad (26)$$

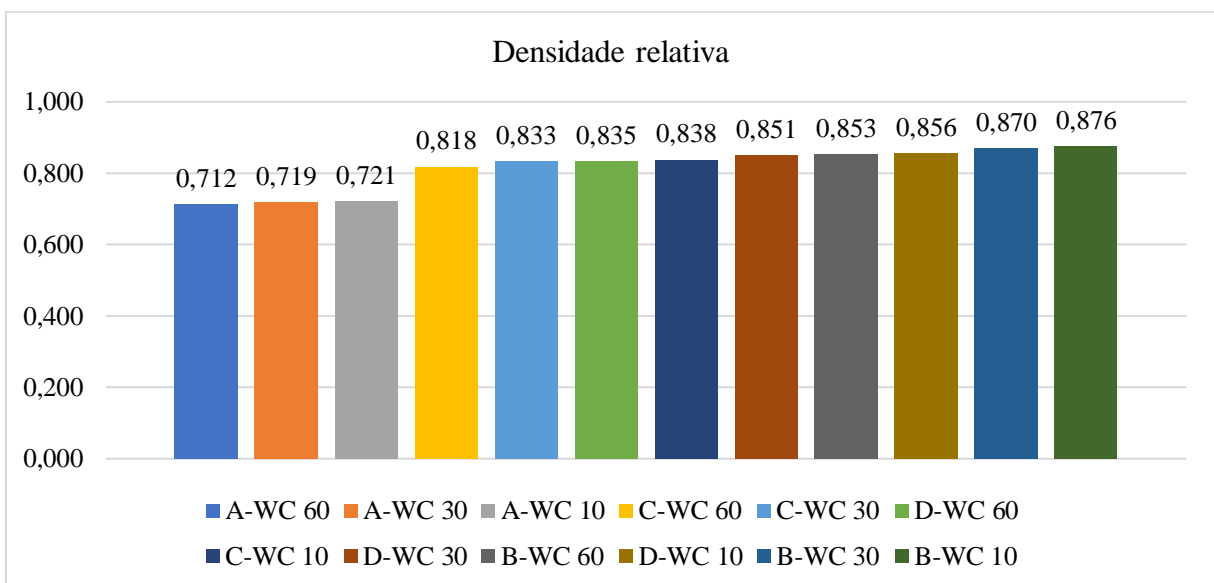


Figura 28 – Densidade relativa (Elaborado pelo autor).

3.3 Simulações e cenários *Subsea-to-shore*

A Tabela 4 e a Tabela 5 apresentam diferentes cenários onde a combinação entre os parâmetros de distância à costa, diâmetro das linhas de exportação e tipos de fluidos serão estudadas nas simulações em um sistema *subsea-to-shore*.

Tabela 4 - Cenários com parâmetros de interesse – Fluidos A, B, C e D (Elaborado pelo autor).

Cenários Fluido A	Cenários Fluido B	Cenários Fluido C	Cenários Fluido D	WC	Diâmetro (pol)	Distância à costa (km)
1	13	25	37	10	16	120
2	14	26	38		16	220
3	15	27	39		30	120
4	16	28	40		30	220
5	17	29	41	30	16	120
6	18	32	42		16	220
7	19	31	43		30	120
8	16	32	44		30	220
9	21	33	45	60	16	120
10	22	34	46		16	220
11	23	35	47		30	120
12	24	36	48		30	220

Tabela 5 - Cenários com parâmetros de interesse – Fluido E (Elaborado pelo autor).

Cenários Fluido E	RGO	WC	Diâmetro (pol)	Distância à costa (km)
49	200	10	16	120
50			16	220
51			30	120
52			30	220
53	200	30	16	120
54			16	220
55			30	120
56			30	220
57	200	60	16	120
58			16	220
59			30	120
60			30	220
61	300	10	16	120
62			16	220
63			30	120
64			30	220
65	300	30	16	120
66			16	220
67			30	120
68			30	220
69	300	60	16	120
70			16	220
71			30	120
72			30	220
73	400	10	16	120
74			16	220
75			30	120
76			30	220
77	400	30	16	120
78			16	220
79			30	120
80			30	220
81	400	60	16	120
82			16	220
83			30	120
84			30	220

3.4 Análise de formação de hidrato

A caracterização termodinâmica de um fluido é fundamental para a definição de estratégias operacionais seguras e eficientes no transporte e processamento de hidrocarbonetos. Cada fluido possui uma composição específica, definida pelas frações molares de seus componentes. A partir dessas informações, associadas aos perfis de pressão e temperatura, é possível construir o envelope de fases do sistema, que compreende, entre outras, as curvas de formação de hidrato e de orvalho.

A curva de hidrato define as condições de pressão e temperatura onde há risco de formação de hidratos, estruturas sólidas formadas por água e gás, que podem obstruir dutos e comprometer a operação. Já a curva de orvalho indica o início da condensação dos componentes do gás. A presença de líquido, especialmente água, combinada com condições favoráveis, aumenta o risco de formação de hidratos, exigindo medidas preventivas como injeção de inibidores ou controle térmico.

Ao se plotar no mesmo gráfico a curva de pressão versus temperatura da linha de exportação, é possível realizar uma avaliação integrada do comportamento do fluido ao longo do sistema. Caso a trajetória da linha esteja posicionada à esquerda da curva de hidrato, o sistema se encontra em uma zona termodinamicamente favorável à formação de hidratos (Figura 29). Da mesma forma, a interseção com a curva de orvalho indica a presença de fase líquida, o que aumenta o risco de formação de hidrato caso a água esteja presente.

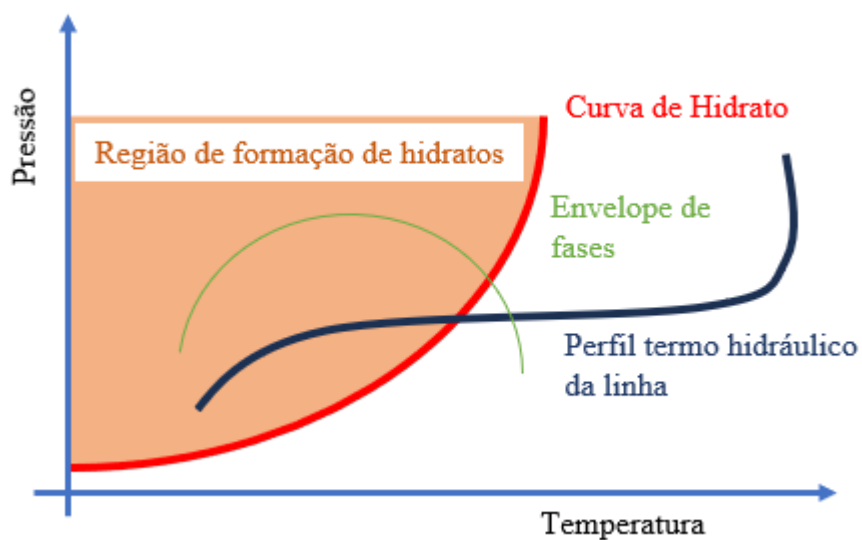


Figura 29 – Região de formação de hidrato (Elaborado pelo autor).

3.5 Metodologias de superfície de resposta

A Metodologia de Superfície de Resposta (RSM) foi aplicada com o objetivo principal de maximizar a vazão de produção e, adicionalmente, de gerar um modelo substituto (metamodelo). Esse modelo pode ser reutilizado em diferentes fluxos de trabalho com novas variáveis de entrada, sem a necessidade de reconstruir o modelo original do zero.

No estudo em questão, fornecemos ao algoritmo dados de entrada como RGO (Razão Gás-Óleo), *watercut*, diâmetro e comprimento das linhas de exportação, além dos dados de saída referentes a vazões, pressões e temperaturas em pontos estratégicos, como o separador, compressor e bombas.

Com essas informações, o algoritmo realiza um processo de treinamento e aplica diferentes técnicas de modelagem, como Kriging, Funções de Base Radial (RBF), Regressão Stepwise (STEP) e Redes Neurais Artificiais (ANN). O objetivo é ajustar os modelos aos dados fornecidos e avaliar o desempenho de cada abordagem com base em métricas de validação.

Esse processo permite identificar o modelo mais preciso e robusto, possibilitando seu uso confiável em otimizações futuras ou previsões de comportamento do sistema, mesmo em cenários com novas combinações de variáveis.

4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

4.1 Simulações *Subsea-to-shore* com o Fluido A

Nesta seção será explorado o impacto da variação do diâmetro das linhas de exportação e a distância à costa para uma lâmina d'água de 1000 m no sistema *subsea-to-shore* para o fluido A. Ao todo serão estudados 12 cenários para este gás, criados a partir da combinação das variáveis de interesse. A composição do fluido varia de acordo com as mudanças do parâmetro de *watercut* (Tabela 6).

Tabela 6 - Composição e fração molar do fluido de produção (Elaborado pelo autor).

Fluido A - Fração molar (%)			
Componente	WC 10	WC 30	WC 60
Água	2,487	4,676	11,387
Metano	85,552	83,632	77,744
Etano	3,719	3,635	3,379
Propano	0,929	0,908	0,844
Isobutano	0,927	0,906	0,843
Butano	0,926	0,905	0,841
Pentano	0,914	0,893	0,830
Hexano	0,863	0,844	0,785
Heptano	0,754	0,737	0,685
Octano	0,593	0,580	0,539
Nonano	0,477	0,467	0,434
Nitrogênio	0,930	0,909	0,845
Dióxido de Carbono	0,930	0,909	0,845
Densidade relativa	0,721	0,719	0,712

Em todos os cenários com o fluido A, cenário 1 ao 12, foram considerados bomba com 500 hp de potência e compressor submarino entre o separador e a planta de processamento *onshore* para garantir a manutenção da pressão na linha. A distância entre o separador e a bomba é de 1 km.

A Figura 30 e a Figura 31 representam os gráficos dos resultados do perfil de pressão e a correlação entre a curva de hidrato com a pressão e temperatura ao longo da linha de produção de gás.

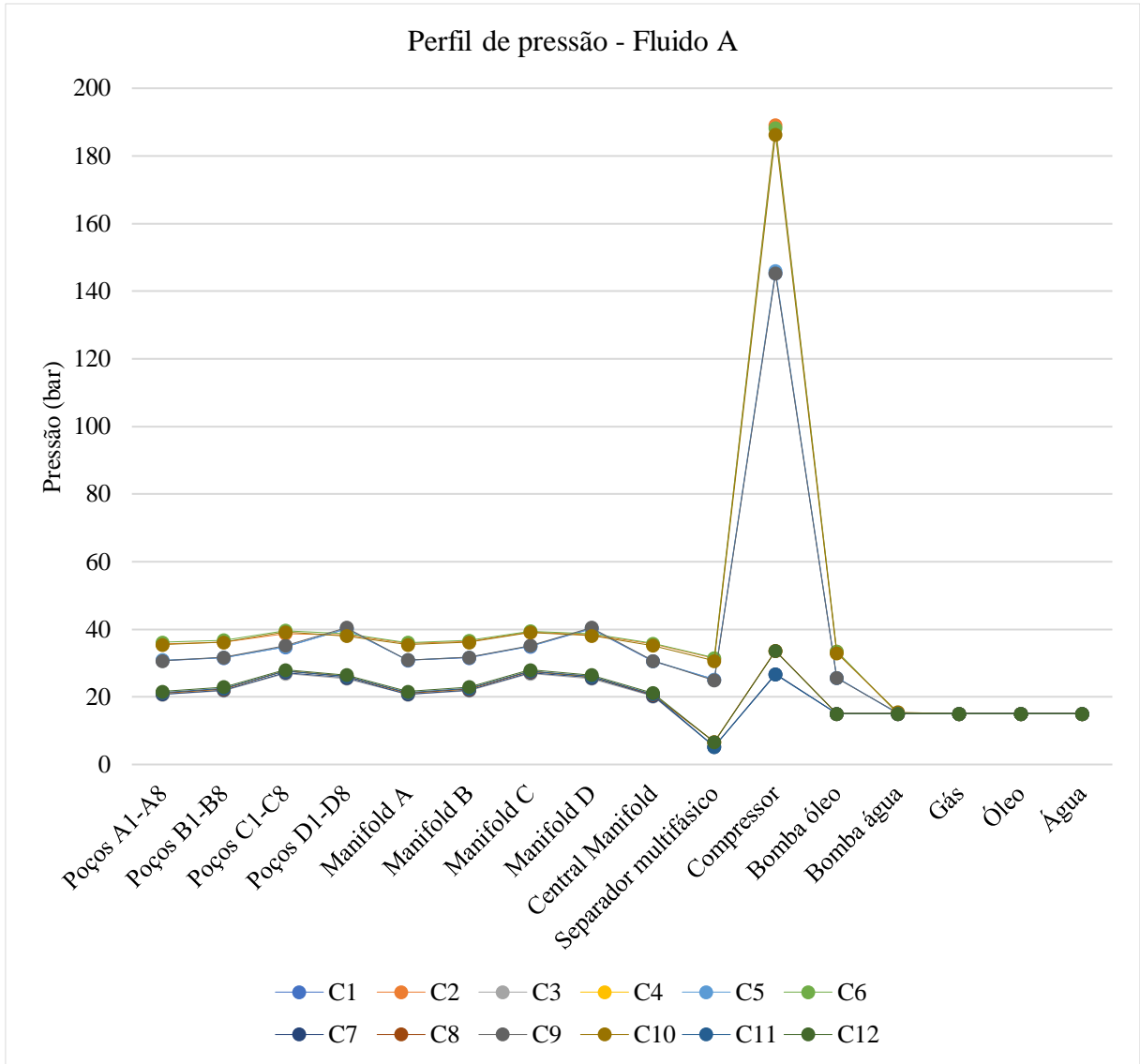


Figura 30 –Perfil de pressão para o fluido A (Elaborado pelo autor).

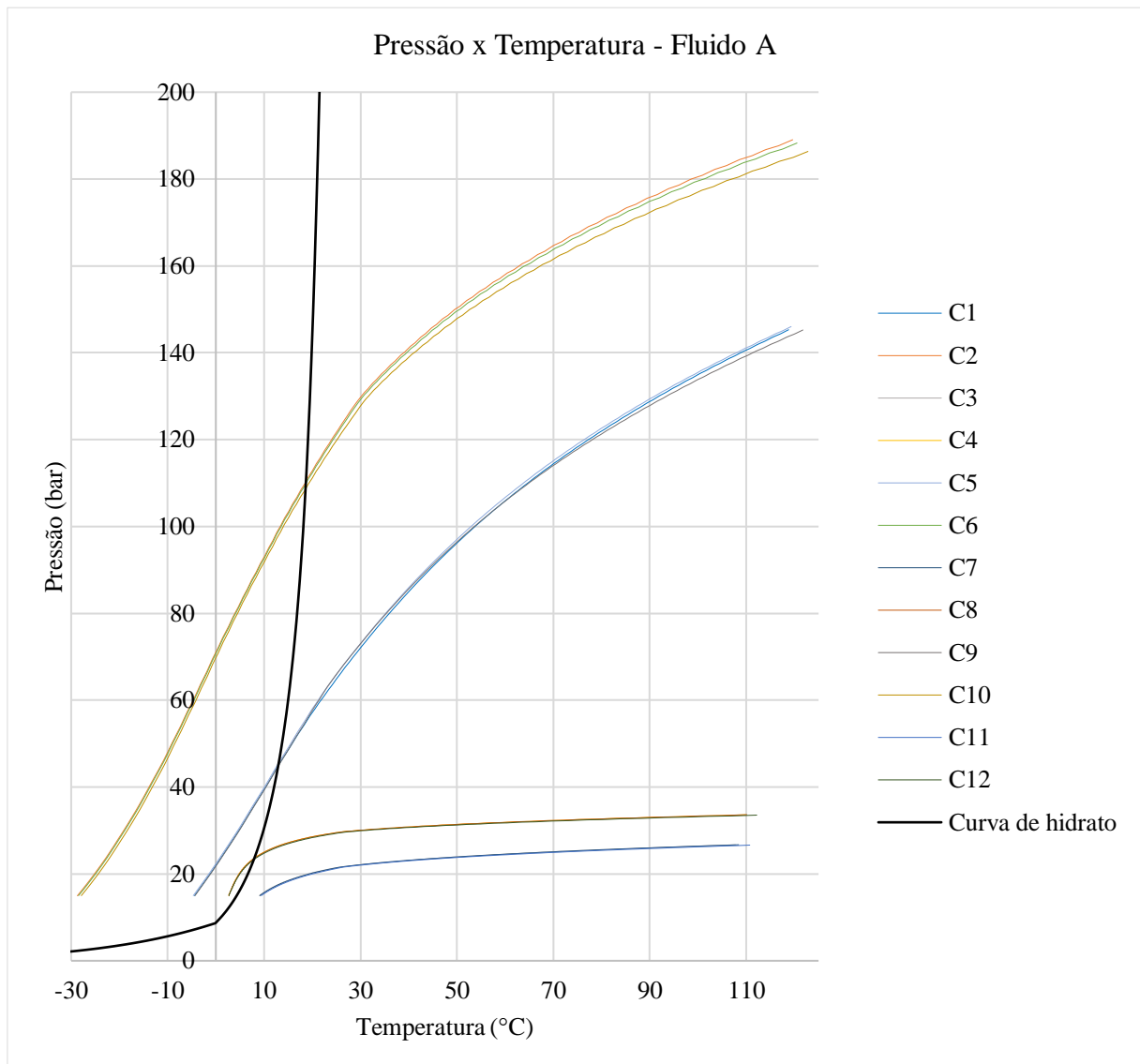


Figura 31 – Curvas de hidrato x pressão e temperatura para o Fluido A (Elaborado pelo autor).

Verifica-se que o aumento da densidade do fluido, mantendo-se constantes o diâmetro e a distância da tubulação, provoca maior perda de pressão ao longo do sistema.

No cenário C2, o menor diâmetro e a maior extensão da linha intensificaram as perdas de carga, exigindo maior esforço do sistema de bombeamento. Em contraste, o cenário C11 apresentou desempenho superior devido à combinação de menor densidade do fluido, menor comprimento e maior diâmetro da tubulação, resultando em menor queda de pressão e redução da demanda operacional. Configurações com tubulações mais curtas e de maior diâmetro não apenas minimizam as perdas de carga, como também diminuem a probabilidade de formação de hidratos, favorecendo um escoamento mais seguro e eficiente. Essa condição foi observada nos cenários C3, C7 e C11, nos quais não houve formação de hidratos.

4.2 Simulações *Subsea-to-shore* com o Fluido B

Nesta seção será explorado o impacto da variação do diâmetro das linhas de exportação e a distância à costa para uma lâmina d'água de 1000 m no sistema *subsea-to-shore* para o fluido B. Ao todo serão estudados 12 cenários para este gás, criados a partir da combinação das variáveis de interesse. A composição do fluido varia de acordo com as mudanças do parâmetro de *watercut* (Tabela 7).

Tabela 7 - Composição e fração molar do fluido de produção (Elaborado pelo autor).

Fluido B - Fração molar (%)			
Componente	WC 10	WC 30	WC 60
Água	2,486	4,671	11,374
Metano	65,828	64,353	59,828
Etano	10,623	10,385	9,655
Propano	6,951	6,795	6,317
Isobutano	0,937	0,916	0,852
Butano	2,902	2,837	2,638
Pentano	1,015	0,992	0,923
Hexano	0,869	0,849	0,790
Heptano	0,752	0,736	0,684
Octano	0,586	0,572	0,532
Nonano	0,468	0,457	0,425
Nitrogênio	3,292	3,218	2,992
Dióxido de Carbono	3,291	3,217	2,991
Densidade relativa	0,876	0,870	0,853

Em todos os cenários com o fluido B, cenário 13 ao 24, foram considerados bomba com 500 hp de potência e compressor submarino entre o separador e a planta de processamento *onshore* para garantir a manutenção da pressão na linha. A distância entre o separador e a bomba é de 1 km.

A Figura 32 e a Figura 33 representam os gráficos dos resultados do perfil de pressão e a correlação entre a curva de hidrato com a pressão e temperatura ao longo da linha de produção de gás.

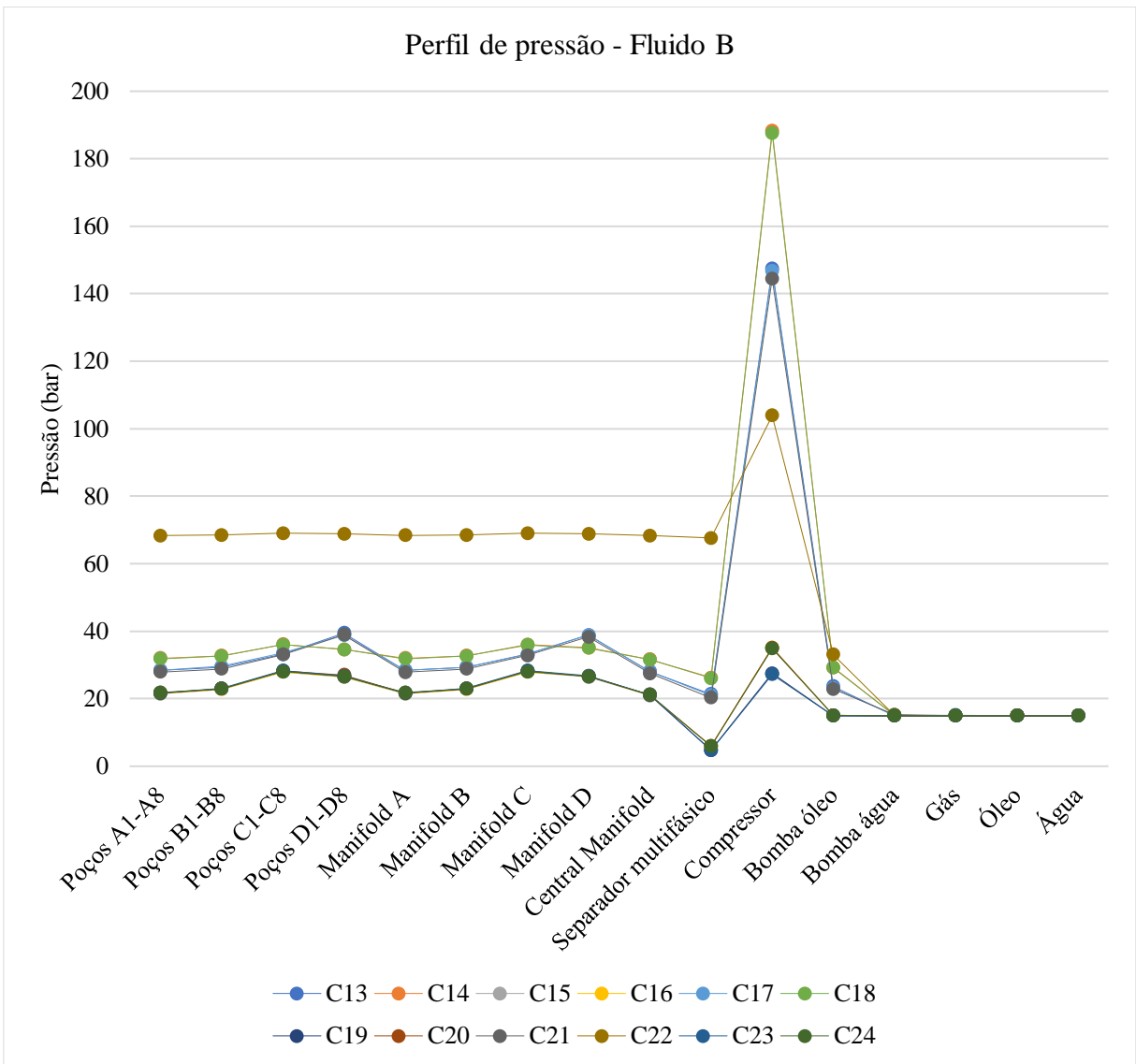


Figura 32 –Perfil de pressão para o fluido B (Elaborado pelo autor).

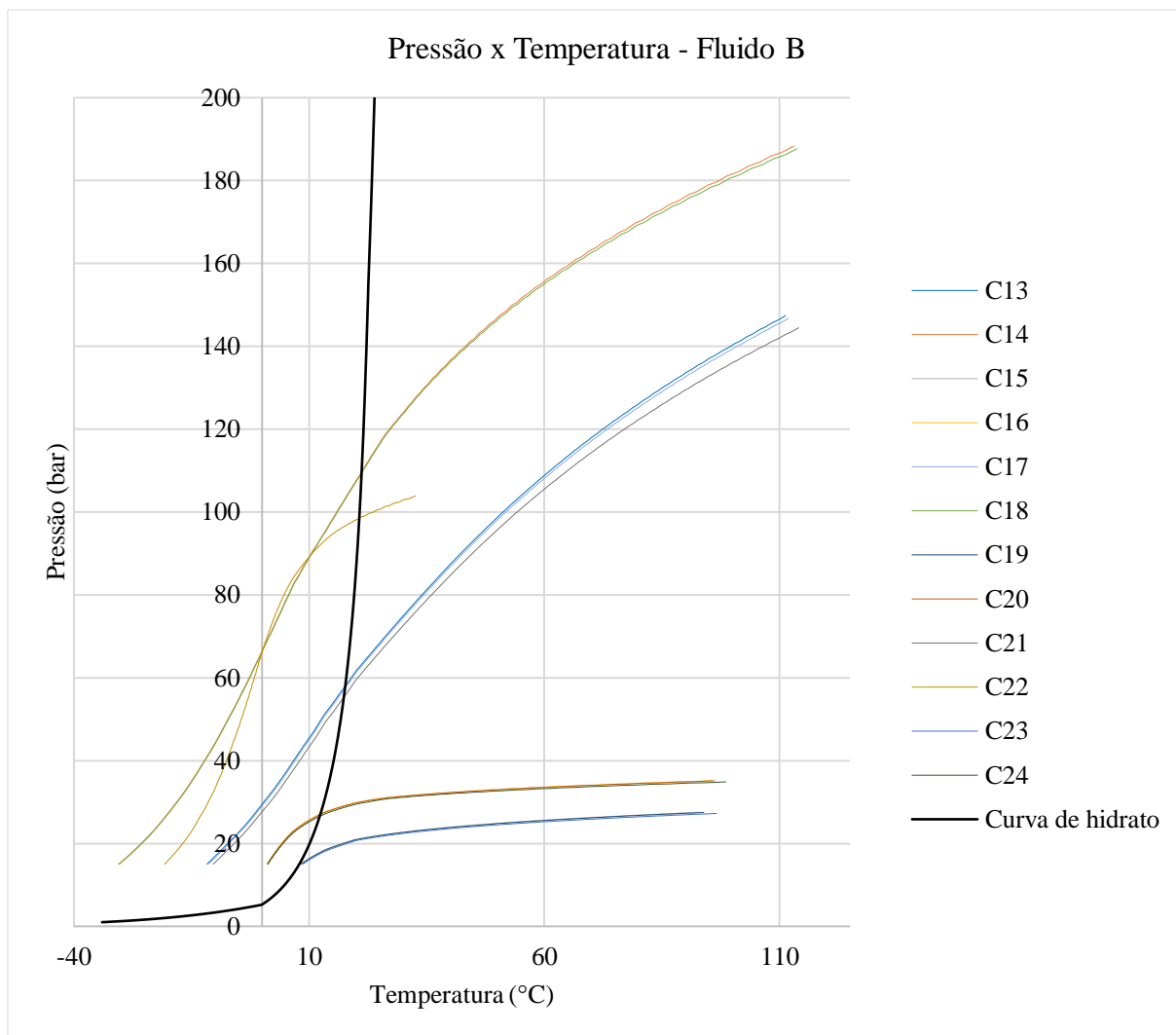


Figura 33 – Curvas de hidrato x pressão e temperatura para o fluido B (Elaborado pelo autor).

Os resultados das simulações realizadas com o fluido B evidenciam comportamentos distintos entre os cenários analisados. No cenário C14, verificou-se que a maior densidade do fluido, associada à maior distância e ao menor diâmetro da tubulação, resultou em elevação significativa das perdas de carga ao longo do escoamento, aumentando conseqüentemente a solicitação sobre o sistema de bombeamento. Esse comportamento confirma a influência direta das características geométricas da linha e das propriedades físicas do fluido sobre o desempenho hidráulico do sistema.

Em contraposição, o cenário C23 apresentou condições mais favoráveis ao transporte do fluido, uma vez que a menor extensão da tubulação e o maior diâmetro contribuíram para uma redução expressiva da queda de pressão e, portanto, da demanda energética do bombeamento.

Adicionalmente, observou-se que, para o fluido B, os cenários C15, C19 e C23 permaneceram fora da zona de formação de hidratos. Essa condição está diretamente relacionada às configurações de maior diâmetro e menor comprimento das linhas de escoamento, que favorecem a manutenção de temperaturas e pressões em faixas mais estáveis, mitigando o risco de formação de hidratos e assegurando um transporte mais seguro e eficiente ao longo do sistema.

4.3 Simulações *Subsea-to-shore* com o Fluido C

Nesta seção será explorado o impacto da variação do diâmetro das linhas de exportação e a distância à costa para uma lâmina d'água de 1000 m no sistema *subsea-to-shore* para o fluido C. Ao todo serão estudados 12 cenários para este gás, criados a partir da combinação das variáveis de interesse (. A composição do fluido varia de acordo com as mudanças do parâmetro de *watercut* (Tabela 8).

Tabela 8 - Composição e fração molar do fluido de produção (Elaborado pelo autor).

Fluido C - Fração molar (%)			
Componente	WC 10	WC 30	WC 60
Água	2,485	4,671	11,374
Metano	74,781	73,105	67,965
Etano	6,856	6,702	6,231
Propano	4,691	4,586	4,264
Isobutano	0,936	0,915	0,851
Butano	2,711	2,650	2,464
Pentano	3,037	2,969	2,760
Hexano	0,862	0,843	0,784
Heptano	0,740	0,724	0,673
Octano	0,569	0,557	0,517
Nonano	0,452	0,441	0,410
Nitrogênio	0,940	0,918	0,854
Dióxido de Carbono	0,939	0,918	0,854
Densidade relativa	0,838	0,833	0,818

Em todos os cenários com o fluido C, cenário 25 ao 36, foram considerados bomba com 500 hp de potência e compressor submarino entre o separador e a planta de processamento *onshore* para garantir a manutenção da pressão na linha. A distância entre o separador e a bomba é de 1 km.

A Figura 34 e a Figura 35 representam os gráficos dos resultados do perfil de pressão e a correlação entre a curva de hidrato com a pressão e temperatura ao longo da linha de produção de gás.

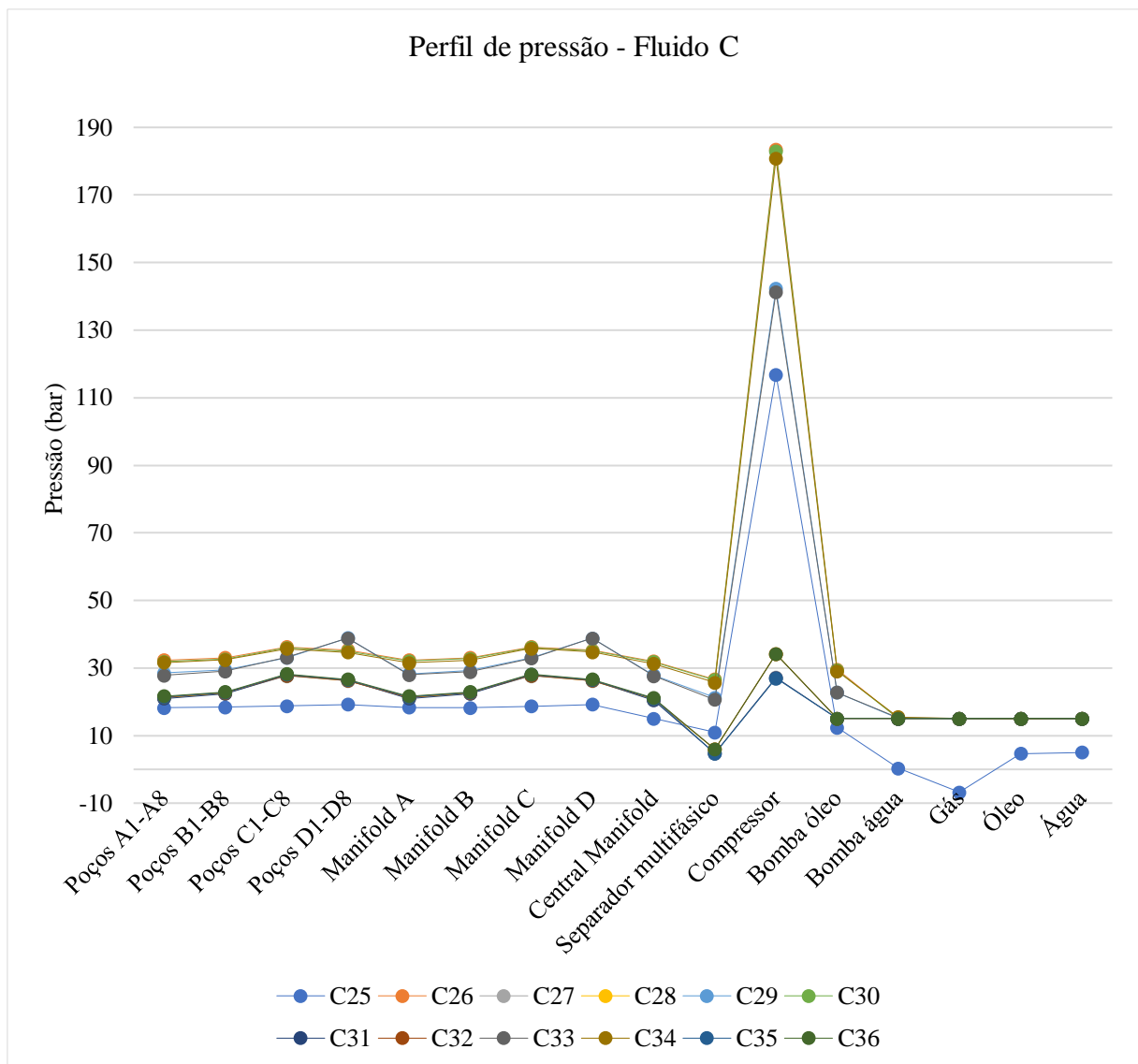


Figura 34 –Perfil de pressão para o fluido C (Elaborado pelo autor).

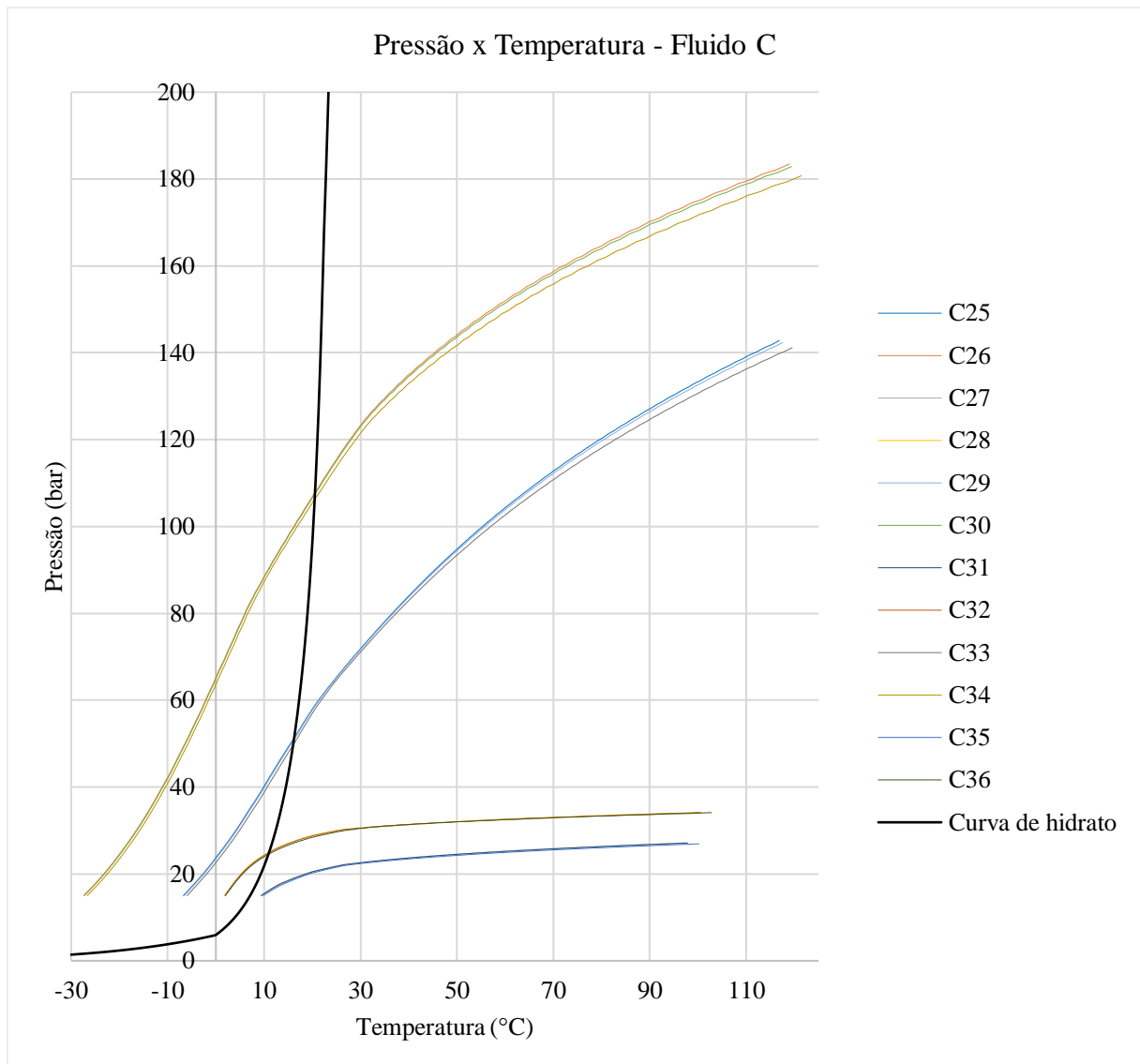


Figura 35 – Curvas de hidrato x pressão e temperatura para o fluido C (Elaborado pelo autor).

As simulações realizadas com o fluido C demonstram que configurações com maior diâmetro e menor extensão de tubulação favorecem o escoamento, resultando em menores perdas de carga e, conseqüentemente, em menor solicitação do sistema de bombeamento e menor propensão à formação de hidratos. No cenário C26, observou-se que a combinação entre maior densidade do fluido, maior distância e menor diâmetro intensificou as perdas de carga, elevando a demanda sobre o bombeamento. Em contraste, os cenários C27, C31 e C35, caracterizados por linhas mais curtas e de maior diâmetro, apresentaram comportamento hidráulico mais eficiente, mantendo-se fora da zona de formação de hidratos.

Ao comparar os resultados obtidos para os fluidos A, B e C, verifica-se que a densidade segue a ordem crescente $A < C < B$, refletindo-se diretamente na energia

requerida para o transporte. Assim, fluidos mais densos demandam maior esforço do sistema de bombeamento para atingir a pressão necessária na extremidade da linha.

4.4 Simulações *Subsea-to-shore* com o Fluido D

Nesta seção será explorado o impacto da variação do diâmetro das linhas de exportação e a distância à costa para uma lâmina d'água de 1000 m no sistema *subsea-to-shore* para o fluido D. Ao todo serão estudados 12 cenários para este gás, criados a partir da combinação das variáveis de interesse. A composição do fluido varia de acordo com as mudanças do parâmetro de *watercut* (Tabela 9).

Tabela 9 - Composição e fração molar do fluido de produção (Elaborado pelo autor).

Fluido D - Fração molar (%)			
Componente	WC 10	WC 30	WC 60
Água	2,489	4,677	11,387
Metano	69,276	67,722	62,954
Etano	4,934	4,823	4,484
Propano	2,252	2,202	2,047
Isobutano	0,875	0,856	0,795
Butano	0,907	0,886	0,824
Pentano	0,206	0,201	0,187
Hexano	0,054	0,053	0,049
Heptano	0,753	0,736	0,684
Octano	0,626	0,611	0,568
Nonano	0,524	0,512	0,476
Nitrogênio	0,909	0,889	0,826
Dióxido de Carbono	16,195	15,832	14,717
Densidade relativa	0,856	0,851	0,835

Em todos os cenários com o fluido D, cenário 37 ao 48, foram considerados bomba com 500 hp de potência e compressor submarino entre o separador e a planta de processamento *onshore* para garantir a manutenção da pressão na linha. A distância entre o separador e a bomba é de 1 km.

A Figura 36 e a Figura 37 representam os gráficos dos resultados do perfil de pressão e a correlação entre a curva de hidrato com a pressão e temperatura ao longo da linha de produção de gás.

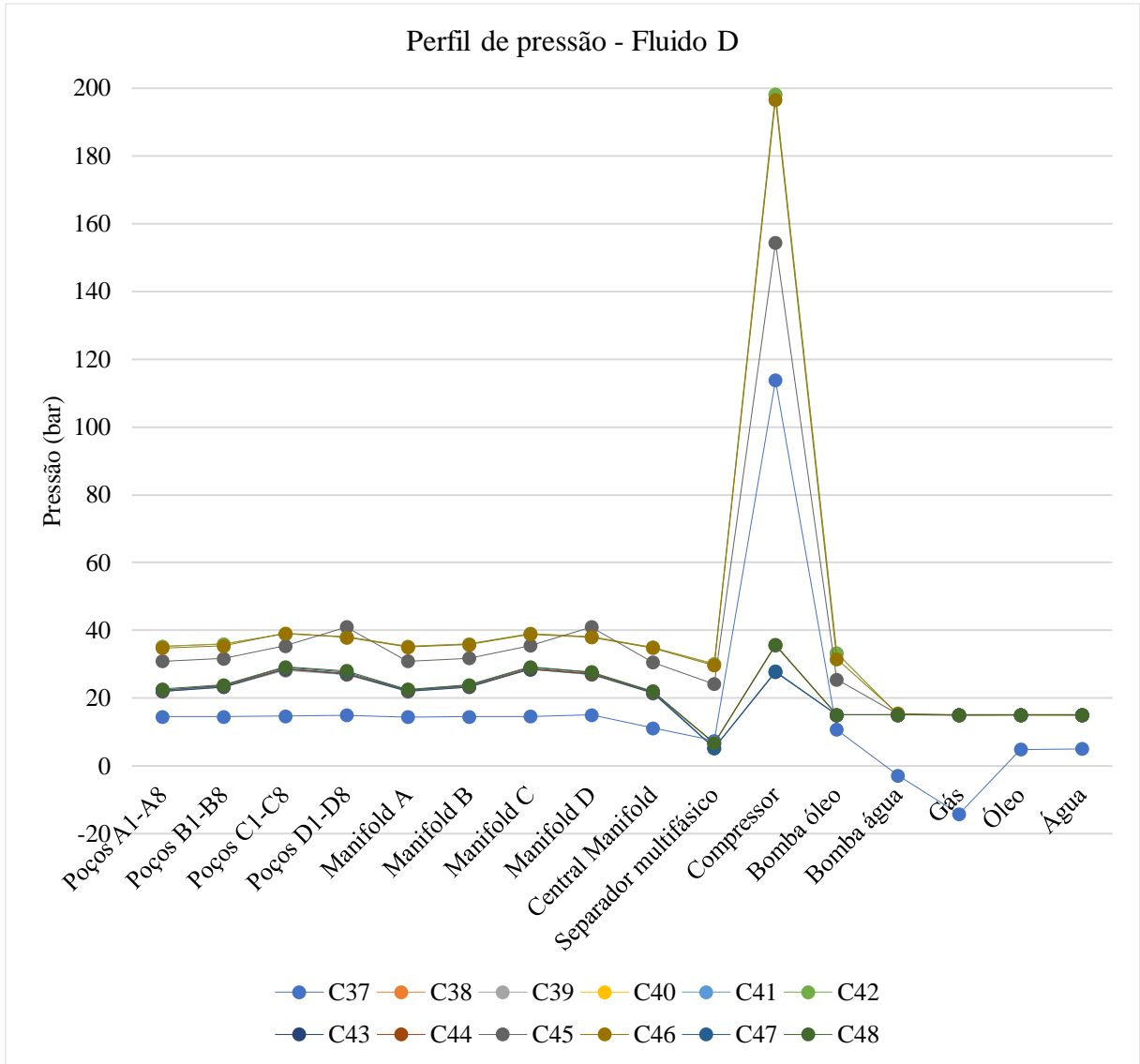


Figura 36 –Perfil de pressão para o fluido D (Elaborado pelo autor).

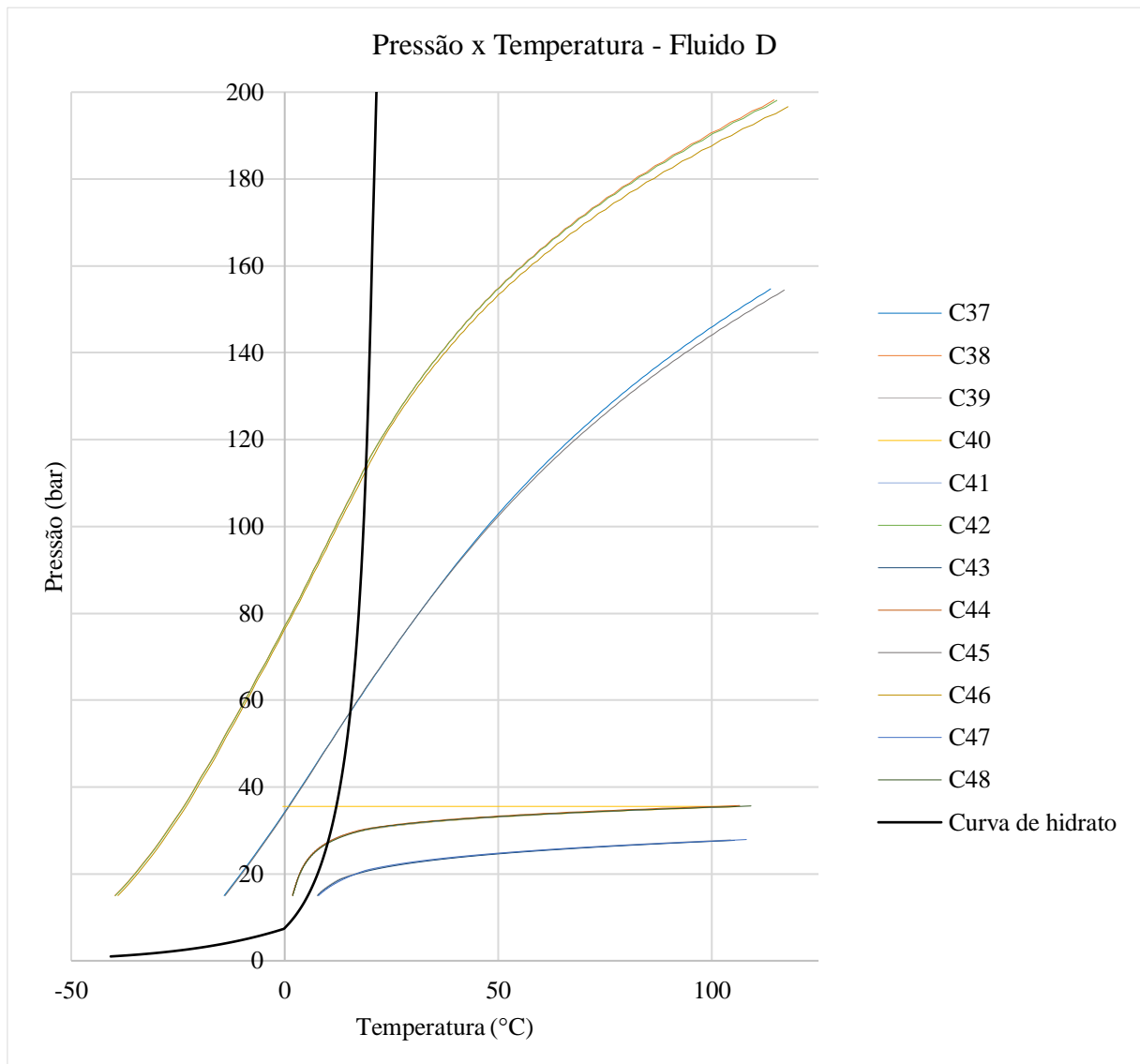


Figura 37 – Curvas de hidrato e orvalho x pressão e temperatura para o fluido D (Elaborado pelo autor).

O fluido D apresentou a maior exigência sobre o sistema de bombeamento no cenário C42, atingindo aproximadamente 200 bar no ponto do compressor. Esse comportamento está associado à geometria menos favorável ao escoamento, caracterizada por tubulação de menor diâmetro e maior comprimento, o que intensifica as perdas de carga ao longo da linha.

Por outro lado, os cenários C39, C43 e C47 permaneceram fora da zona de formação de hidratos, evidenciando que configurações com maiores diâmetros e menores comprimentos de tubulação contribuem para reduzir as condições propícias à formação dessas estruturas, favorecendo um escoamento mais estável e seguro.

4.5 Simulações *Subsea-to-shore* com o Fluido E

Nesta seção será explorado o impacto da variação do diâmetro das linhas de exportação, RGO, *Watercut* e a distância à costa para uma lâmina d'água de 1000 m no sistema *subsea-to-shore* relatado com o fluido descrito na Figura 38. Ao todo serão estudados 35 cenários para este fluido, criados a partir da combinação das variáveis de interesse.

Em todos os cenários com o fluido E, cenário 49 ao 84, foram considerados bomba com 500 hp de potência e compressor submarino entre o separador e a planta de processamento *onshore* para garantir a manutenção da pressão na linha. A distância entre o separador e a bomba é de 1 km.

A Figura 38 ilustra o gráfico referentes aos perfis de pressão ao longo do sistema de produção.

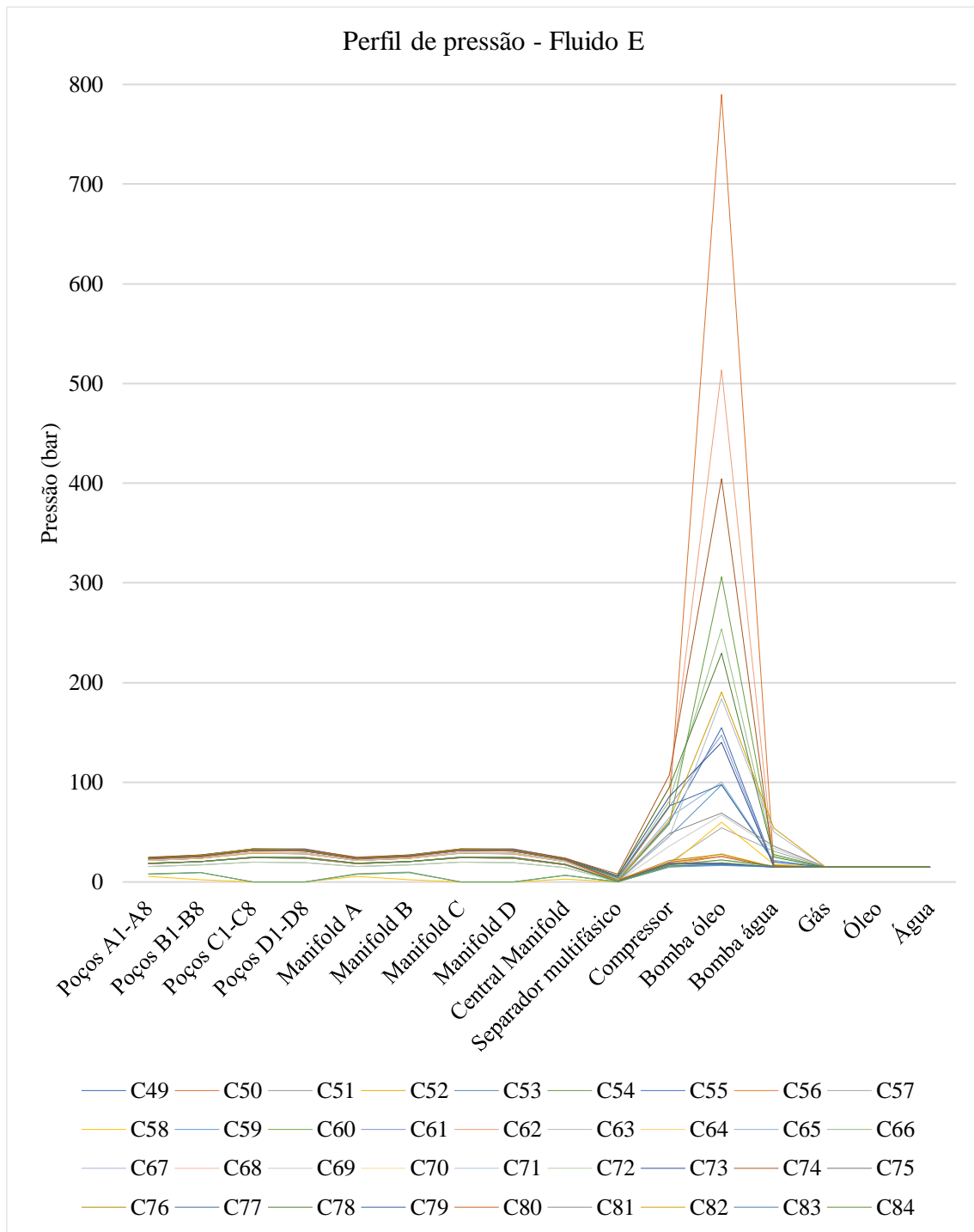


Figura 38 –Perfil de pressão para o fluido E (Elaborado pelo autor).

O cenário C50 apresentou a maior exigência sobre o sistema de bombeamento, resultado da combinação de menor diâmetro, maior comprimento de tubulação, baixo RGO e baixo *watercut*, condições que intensificam as perdas de carga e dificultam o escoamento. Em contraste, o cenário C83 demonstrou comportamento oposto, com maior diâmetro, menor extensão de linha, elevado RGO e maior *watercut*, configurando-se como o caso de menor demanda operacional e melhor desempenho hidráulico. A pressão

máxima registrada foi de aproximadamente 790 bar, na simulação com RGO igual a 200, seguidos pelos valores de 513 bar para RGO de 300 e de 404 bar para RGO de 400, referentes aos cenários C50, C62 e C74, respectivamente, todos caracterizados por menor diâmetro e maiores distâncias a serem vencidas pelo sistema de bombeamento. Esses resultados indicam que, quanto menor o RGO, maiores são as solicitações no sistema, em função da maior proporção de óleo na mistura, o que torna o fluido mais denso e demanda mais energia para o seu transporte. Por outro lado, à medida que a presença de gás na mistura aumenta — ou seja, com valores mais elevados de RGO — o fluido se torna menos denso, facilitando o escoamento e reduzindo o esforço requerido pelo sistema de bombeamento.

Como o fluido E é um óleo leve e não consideramos presença significativa de gás na linha de produção, não será realizada a análise de hidratos.

4.6 Superfície de Resposta

Com os resultados das simulações de fluxo multifásico, foi utilizada a Metodologia de Superfície de Resposta para se obter uma função representativa da vazão de produção. Foram considerados como dados de entrada as variáveis *watercut*, RGO, Diâmetro e Distância à costa e dados de saída sendo os valores de vazões de óleo e de gás e de pressão e temperatura encontrados no Compressor, Bomba de óleo e Separador multifásico. Esses foram os pontos chaves da linha de produção ponderados para a avaliação e comparação com os dados originais objetivando o aumento de vazão da produção de petróleo.

Através de um conjunto de técnicas utilizadas para orientar eficientemente a escolha de experimentos, realizou-se uma série de testes nos quais os valores das variáveis de entrada são alterados de acordo com uma regra específica para identificar as razões das mudanças nas respostas de saída. Sequencialmente, foram gerados metamodelos para todas as variáveis de resposta e feito o comparativo dos dados de cada uma, selecionando os resultados com maior qualidade, gerando, por fim, um comparativo gráfico entre dados reais e virtuais, onde devemos avaliar se uma superfície de resposta foi capaz de representar corretamente o comportamento do sistema, onde neste caso, os dados calculados coincidirão com os dados reais e estão apresentados na Figura 39 e na Figura 40. Os modelos utilizados foram os seguintes: *Kriging*, *radial basis functions* (RBF), *stepwise regression* (STEP) e *artificial neural networks* (ANN).

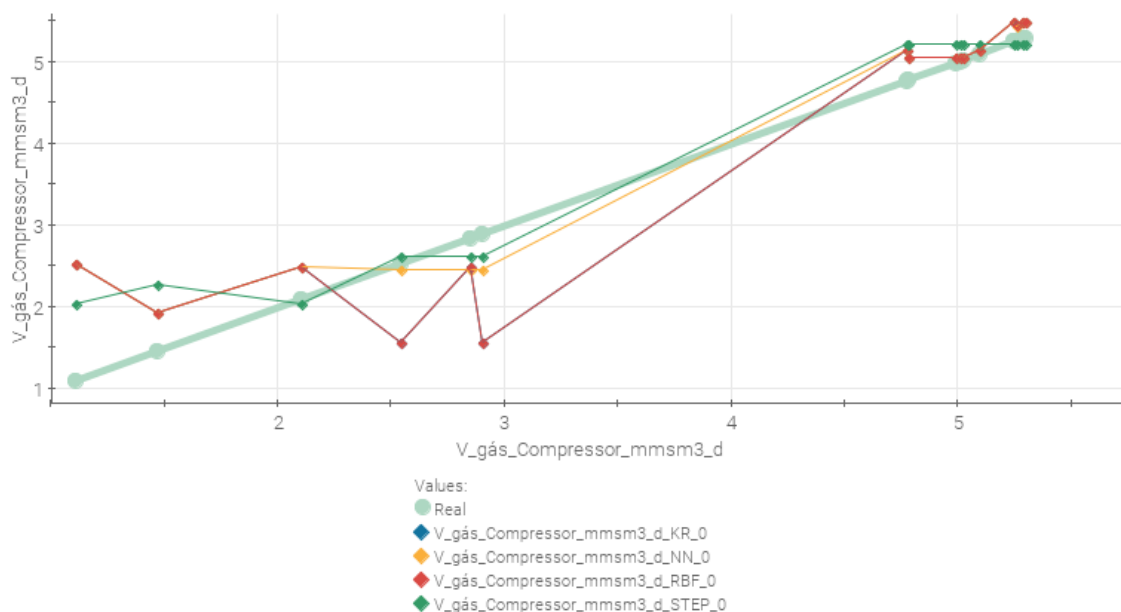


Figura 39 – Distância RSM – Vazão de gás produzido na bomba (Elaborado pelo autor em programa de superfície de resposta).

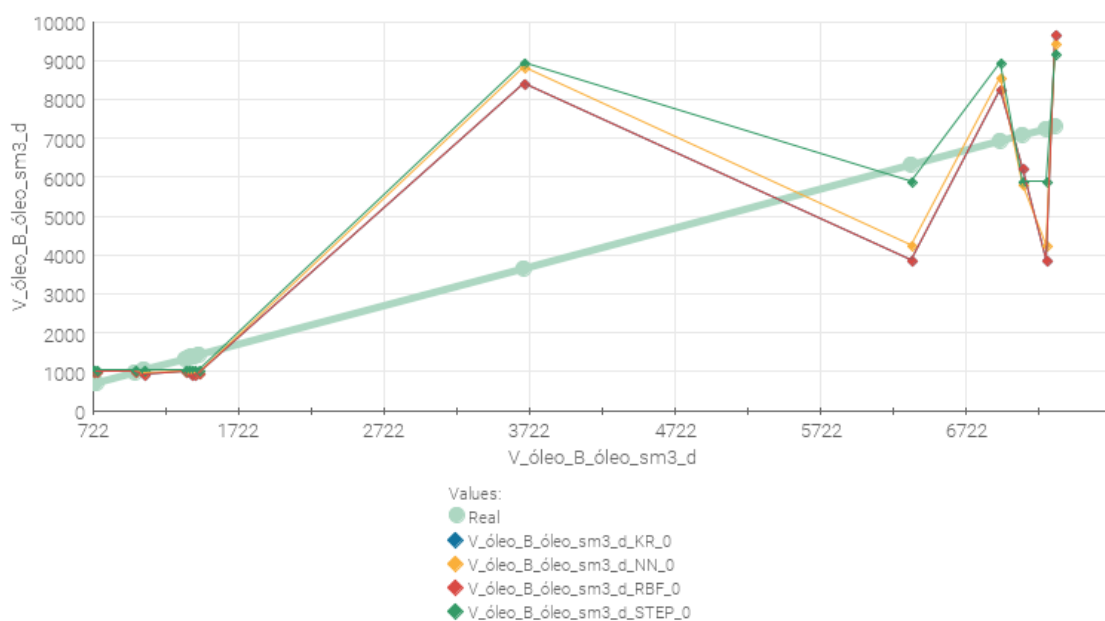


Figura 40 – Distância RSM – Vazão de óleo produzido na bomba (Elaborado pelo autor em programa de superfície de resposta).

Adicionalmente, foi elaborado outro comparativo na Tabela de Validação (Tabela 10) com os erros absolutos, relativos e R^2 , onde o valor mais próximo de 1 é o desejável. No caso da cor das células temos que o verde indica o melhor valor para um critério, enquanto vermelho indica o pior valor.

Tabela 10 - Tabela de validação – Vazão de óleo e gás produzido na bomba e compressor respectivamente (Elaborado pelo autor em programa de superfície de resposta).

Vazão	Algoritmo de RSM	Erro absoluto médio	Erro relativo médio	R ²
Óleo	KR	1.13E3	3.46E-1	5.80E-1
	NN	1.14E3	3.52E-1	5.74E-1
	RBF	1.13E3	3.46E-1	5.80E-1
	STEP	9.32E2	3.17E-1	6.56E-1
Gás	KR	4.12E-1	1.94E-1	8.38E-1
	NN	3.05E-1	1.54E-1	9.09E-1
	RBF	4.12E-1	1.94E-1	8.38E-1
	STEP	2.67E-1	1.27E-1	9.35E-1

Verifica-se que os melhores desempenhos, tanto em termos de precisão na aproximação das curvas quanto nas métricas de avaliação (erros relativos, absolutos e coeficiente de determinação R²), foram alcançados pelo método *stepwise regression* aplicado à vazão de gás e à vazão de óleo. Esses modelos superaram as demais abordagens testadas, destacando-se como os mais eficazes na representação dos dados simulados.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho tem como foco a análise de parâmetros-chave no projeto de sistemas *subsea-to-shore*, considerando principalmente a vazão de produção, os perfis de pressão e temperatura ao longo da linha, e os desafios associados à garantia de escoamento, com destaque para a formação de hidratos. Propõe-se uma abordagem de modelagem que apoia decisões estratégicas em estágios iniciais de engenharia, auxiliando na definição dos limites operacionais e dos envelopes de projeto. Os resultados obtidos evidenciam a relevância das simulações de escoamento multifásico e das análises de integridade do escoamento como ferramentas essenciais para o desempenho e segurança desses sistemas, que se tornam cada vez mais relevantes em um cenário *offshore* voltado à redução de riscos e à transição energética.

Entre os cenários analisados, todos apresentaram trechos da linha operando dentro da zona de formação de hidratos, com exceção dos cenários C3, C7, C11, C15, C19, C23, C27, C31, C35, C39, C43 e C47, que permaneceram integralmente fora da região crítica. Esses resultados evidenciam que configurações com tubulações de maior diâmetro e menor comprimento são significativamente mais eficientes na mitigação das condições favoráveis ao surgimento de hidratos. Consequentemente, tais arranjos promovem um escoamento mais estável, seguro e menos propenso a interrupções operacionais, reforçando sua relevância no planejamento e otimização de sistemas de produção *offshore*.

Já os cenários envolvendo o Fluido E com baixo RGO, como o caso com RGO ≈ 200 , mostraram-se particularmente críticos, resultando em maior consumo de energia pela bomba e condições menos favoráveis de operação.

Ademais, constatou-se que, para estabelecer a superfície de resposta no cálculo da vazão, as abordagens baseadas em *stepwise regression* foram as que apresentaram maior eficiência, podendo ser incorporadas futuramente em um *workflow* de otimização de vazão.

De forma geral, o desempenho hidráulico e a estabilidade operacional dos sistemas de transporte dependem da interação entre as propriedades do fluido, a geometria da linha e o nível de isolamento térmico. Fluidos mais densos escoando em tubulações longas e estreitas exigem maior energia de bombeamento e apresentam maior propensão à formação de hidratos, enquanto linhas mais curtas e de maior diâmetro reduzem perdas de carga e mitigam riscos operacionais. Assim, a definição de estratégias de projeto e

operação deve integrar simultaneamente esses fatores, assegurando segurança, eficiência e viabilidade econômica em sistemas *subsea-to-shore*, sobretudo em ambientes operacionais complexos.

Por fim, abrem-se oportunidades para aprofundamentos futuros, incluindo o desenvolvimento de um modelo de otimização voltado para a maximização da vazão de produção, a incorporação de variáveis operacionais e restrições técnicas ao processo decisório e o estudo da influência da espessura do isolamento térmico na prevenção de hidratos. Tais avanços têm potencial para ampliar a confiabilidade e eficiência de sistemas de produção *offshore*, contribuindo para soluções mais robustas e sustentáveis na indústria de óleo e gás.

REFERÊNCIAS

- ABB. *Long step-out systems for subsea pump and compressor applications Economic Hydrocarbon recovery under extreme conditions*. [s.d.]. Disponível em: https://library.e.abb.com/public/6067d6ce5c5a440fa01b73d0a5ec2d6a/Long_Step_Out_Power_System_9AKK107045A2327.pdf?x-sign=z4+tVcR7FToe1Ll4GuEDFzi+2evU2GpccLh2EI2Ac6KX2EEU76H0wRWfoNK0y6qA
- AHMED, T. *Reservoir Engineering Handbook-Fourth Edition*, 2010 Elsevier Inc. 2010.
- BAI, Q.; BAI, Y. *Subsea Structural Engineering Handbook*. Houston, Elsevier, 2010.
- BAI, Y., BAI, Q., "15 - Hydrates". In: BAI, Y., BAI, Q. (Org.), *Subsea Engineering Handbook 2. ed.*, Boston, Gulf Professional Publishing, 2019. p. 409–434. DOI: 10.1016/B978-0-12-812622-6.00015-4. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128126226000154>. Acesso em: 15 ago. 2025.
- BASILIO, L. P. et al. "Subsea processing systems: an overview of promising technologies on the subsea factory decarbonization path." Offshore Technology Conference. Houston, Texas, USA, May 2023. DOI: 10.4043/32232-MS. Disponível em: <https://dx.doi.org/10.4043/32232-MS>. Acesso em: 15 ago. 2025.
- BISHOP C. *Neural Networks for Pattern Recognition*. Oxford: Oxford University. 1995. Disponível em: [http://refhub.elsevier.com/S0142-1123\(21\)00542-9/h0135](http://refhub.elsevier.com/S0142-1123(21)00542-9/h0135). Acesso em: 15 ago. 2025.
- BRILL, J. P.; MUKHERJEE, H. *Multiphase Flow in Wells*. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1999. (SPE Henry L. Doherty Series, v. 17)
- BUHMANN, M. D. *Radial Basis Functions: Theory and Implementations*. 1. ed. [S.l.], Cambridge University Press, 2003. Disponível em: <https://www.cambridge.org/core/product/identifier/9780511543241/type/book>. Acesso em: 15 ago. 2025.
- CAVCIC, M. Shell's subsea compression project off Norway to assist in keeping up gas supply to Europe. *Offshore Energy*, 2025. Disponível em: <https://www.offshore-energy.biz/shells-subsea-compression-project-off-norway-to-assist-in-keeping-up-gas-supply-to-europe/>. Acesso em: 15 ago. 2025.
- CCSC. *Subsea Forging Parts – Deep Sea Forging Parts*. 2018. Disponível em: https://www.ccscpetro.com/subsea_forging_parts.html. Acesso em: 15 ago. 2025.
- CNI - Confederação Nacional da Indústria. *Especificação do gás natural: oportunidades e experiência internacional / Confederação Nacional da Indústria*. Brasília: CNI, 2019. Disponível em: https://static.portaldaindustria.com.br/media/filer_public/ee/78/ee78f794-84fc-4b8b-8aec-5ce5be3c74f0/estudo_especificacao_do_gas_natural_new.pdf. Acesso em: 15 ago. 2025.
- DE OLIVEIRA, M.F.D. *Análise da Aplicação de um Sistema de Bombeamento Multifásico Submarino na Produção de Petróleo*. 2003. Dissertação (Mestrado) - PUC-RJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

DEUTSCH, C. V.; JOURNEL, A. G. *GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide*. 2. ed. [S.l.], [s.n.], [s.d.]. Disponível em: <http://claytonvdeutsch.com/wp-content/uploads/2019/03/GSLIB-Book-Second-Edition.pdf>. Acesso em: 15 ago. 2025.

DOU – DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO. Despacho do diretor-geral: Anexo II. Relação de tipos de petróleo nacional. Brasília, 2017. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/pubdsp2017088.pdf>. Acesso em: 15 ago. 2025.

FARIAS, M. M. “Métodos de elevação artificial aplicados em campos onshore e offshore no Brasil.” In: *II Congresso Nacional De Engenharia De Petróleo*. Natal: CONEPETRO, 2016. v. 1.

FENG, J. *Reliability evaluation for a subsea-to-shore production system*. 2017. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/8274/1/878570.pdf>

FILLON, C. *New Strategies for Efficient and Practical Genetic Programming*. 2008. Tese (Doutorado) – University of Trieste, 2008.

FUGRO. *Fugro's Blue Essence completes world's first fully remote offshore wind ROV inspection*. 2023. Disponível em: <https://www.fugro.com/news/business-news/2023/fugro-blue-essence-completes-worlds-first-fully-remote-offshore-wind-rov-inspection>

GJERDE, K. *Snøhvit – the “invisible” gas field*. Equinor, 2025. Disponível em: <https://equinor.industriminne.no/en/2116-2/>. Acesso em: 15 ago. 2025.

HAGEDORN, A. R., BROWN, K. E. "Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits", *Journal of Petroleum Technology*, v. 17, n. 04, p. 475–484, 1 abr. 1965. DOI: 10.2118/940-PA.

HALLSET, J.-O. "Ormen Lange Fase 3 - Undervannskompresjon", 2022.

HYDRO. *1996: Ormen Lange, uma fortuna no banco de Halten | Hydro*. [S.d.]. Disponível em: <https://www.hydro.com/br/global/sobre-a-hydro/nossa-historia/1991---2005/1996-ormen-lange-a-fortune-in-the-halten-bank/>. Acesso em: 15 ago. 2025.

IOST, C. S. *Análise do Pré-Sal quanto ao retorno energético sobre o investimento e as emissões de gases de efeito estufa*. 2015. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, 2015.

JAMES, G. et al. *An Introduction to Statistical Learning*. New York: Springer, 2013. (Springer Texts in Statistics). Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/978-1-4614-7138-7>. Acesso em: 15 ago. 2025.

LTS - Laboratório de Tecnologia Submarina. *Sistemas Submarinos- SISTSUB*. [S.l.: s.n.], [s.d.]. Disponível em: <http://www.lts.coppe.ufrj.br/en/projeto/sistemas-submarinos-sis-sub/>. Acesso em: 15 ago. 2025.

MENDES, A. P. do A., ROMEIRO, R. A. P., COSTA, R. C. *Mercado e aspectos técnicos dos sistemas submarinos de produção de petróleo e gás natural*, Mar. 2012. Disponível

em: <http://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/1526>. Acesso em: 15 ago. 2025.

NPD - Norwegian Petroleum Directorate. *Nor Field: Ormen Lange. Norwegian petroleum.no*. 2025. Disponível em: <https://www.norskpetroleum.no/en/facts/field/ormen-lange/>. Acesso em: 15 ago. 2025.

NS - NS Energy. *Ormen Lange Gas Field Development, Norwegian Sea, Norway*. [S.l: s.n.], 2020. Disponível em: <https://www.nsenergybusiness.com/projects/ormen-lange-gas-field/>. Acesso em: 15 ago. 2025.

NSTA - North Sea Transition Authority. *Subsea Systems*. 2025. Disponível em: <https://www.nstauthority.co.uk/regulatory-information/technology/technology-insights-2024/subsea-systems/>

OFFSHORE MAGAZINE. *OneSubsea creates world's first wet gas compressor*. abr. 2015. Disponível em: <https://www.offshore-mag.com/business-briefs/equipment-engineering/article/16767282/otc-2015-onesubsea-creates-worlds-first-wet-gas-compressor>. Acesso em: 15 ago. 2025.

ONESUBSEA. *Subsea boosting pumps*. 2025a. Disponível em: <https://www.onesubsea.slb.com/products-and-services/subsea-field-development/subsea-processing-systems/subsea-boosting-pumps>. Acesso em: 15 ago. 2025.

ONESUBSEA. *Subsea compression*. 2025b. Disponível em: <https://www.onesubsea.slb.com/products-and-services/subsea-field-development/subsea-processing-systems/subsea-compression>. Acesso em: 15 ago. 2025.

ONESUBSEA. *Subsea separation*. 2025c. Disponível em: <https://www.onesubsea.slb.com/products-and-services/subsea-field-development/subsea-processing-systems/subsea-separation>. Acesso em: 15 ago. 2025.

PETROBRAS. *Petrobras e Ecopetrol confirmam a maior descoberta de gás da Colômbia*. 2024. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/petrobras-e-ecopetrol-confirmam-a-maior-descoberta-de-gas-da-colombia>. Acesso em: 15 ago. 2025.

PETROBRAS. *Tipos de plataformas utilizadas na Bacia de Santos*. 2025a. Disponível em: <https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br/tipos-de-plataformas-utilizadas-na-bacia-de-santos>. Acesso em: 15 ago. 2025.

PETROBRAS. *Fizemos a 1ª operação submarina 100% remota nas Américas _ e por que isso é importante?* 2025b. Disponível em: <https://nossaenergia.petrobras.com.br/w/inovacao/conheca-a-1-operacao-submarina-100-remota-nas-americas>

PETROBRAS. *Glossário*. Investidor Petrobras, 2025c. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/servicos-ao-investidor/glossario/>. Acesso em: 18 ago. 2025.

RAIMONDI, L. "Stratified gas-liquid flow—An analysis of steady state and dynamic simulation for gas-condensate systems", *Petroleum*, v. 5, n. 2, p. 128–132, 1 jun. 2019. DOI: 10.1016/j.petlm.2017.11.002.

SCHLUMBERGER. *PIPESIM 2019 Steady-State Multiphase Flow Simulator Technical Reference*. 2020. Disponível em: <https://www.software.slb.com/-/media/software-media->

items/software/documents/external/product-sheets/20-is-000057_Pipesim_2019_technical_description.pdf. Acesso em: 15 ago. 2025.

SLOAM, E.D. *Hydrate Engineering*. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2000. (Monograph 21).

SULZER. *Your Partner for Subsea Pumping*. 2015. Disponível em: https://www.sulzer.com/-/media/files/applications/oil-gas-chemicals/upstream/brochures/yourpartnerforsubseapumping_e10107.pdf?sc_lang=en. Acesso em: 15 ago. 2025.

SUN, H., QIU, Y., LI, J. "A novel artificial neural network model for wide-band random fatigue life prediction", *International Journal of Fatigue*, v. 157, p. 106701, 1 abr. 2022. DOI: 10.1016/j.ijfatigue.2021.106701.

TELES, C. H. P. *Estudos de novas propostas para fornecimento de energia elétrica a plataformas offshore de óleo e gás com aplicação na Bacia de Santos*. 2019. Dissertação – Universidade de São Paulo, 2019. DOI: 10.11606/D.3.2020.tde-07012020-122139. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-07012020-122139/>. Acesso em: 15 ago. 2025.

THOMAS, J. E. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Rio de Janeiro, Editora Interciência, 2001.

VERDEIL, J., MANACH, J. "Longer Tiebacks by Electrification and Remote Power." In: *Offshore Technology Conference (Otc)*, 2021, Houston, TX, USA. Houston: OTC, 2021. (OTC-31130-MS).

WILSON SONS. *Tipos de plataformas de petróleo: conheça 7 diferentes*. 2020. Disponível em: <https://wilsonsons.com.br/pt-br/blog/tipos-de-plataformas-de-petroleo/>. Acesso em: 15 ago. 2025.

ZHANG, X.-C., GONG, J.-G., XUAN, F.-Z. "A deep learning-based life prediction method for components under creep, fatigue and creep-fatigue conditions", *International Journal of Fatigue*, v. 148, p. 106236, 1 jul. 2021. DOI: 10.1016/j.ijfatigue.2021.106236.