



Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva

**Sistemas de Separação Submarina como Estratégia para
Mitigar Problemas de Garantia de Escoamento**

Dissertação de Mestrado

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

Orientador: Prof. José Alberto dos Reis Parise
Coorientador: Prof. Wellington Campos

Rio de Janeiro

Julho de 2015



Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva

Sistemas de Separação Submarina como Estratégia para Mitigar Problemas de Garantia de Escoamento

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Petróleo e Energia do Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. José Alberto dos Reis Parise

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Prof. Wellington Campos

Coorientador

Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras

Prof. Sérgio Leal Braga

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Dr. Augusto Lessa Veiga

Arpoador Engenharia Ltda.

Prof. José Eugênio Leal

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 08 de julho de 2015

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

Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva

Graduou-se em Engenharia Mecânica na Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), no Rio de Janeiro - RJ - Brasil, em 2011. Atualmente, trabalha na Promon Engenharia como engenheiro de projetos do setor de óleo e gás.

Ficha Catalográfica

Da Silva, Rodrigo Pizarro Lavalle

Sistemas de Separação Submarina como Estratégia para Mitigar Problemas de Garantia de Escoamento / Rodrigo Pizarro Lavalle da Silva; orientadores: José Alberto dos Reis Parise, Wellington Campos – 2015.

118 f. il. (color.) ; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2015.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Mecânica – Teses. 2. Sistema de Separação Submarina. 3. Processamento Submarino 4. Garantia de Escoamento. 5. Simulação Numérica. 6. Beggs & Brill. Parise, José Alberto dos Reis. II. Campos, Wellington. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. IV. Título.

CDD: 621

Ao meu avô, engenheiro Antônio Carlos de Almeida Pizarro.

Agradecimentos

Ao meu orientador, Wellington Campos, por compartilhar comigo sua vasta experiência na área de engenharia de petróleo e pela intensa dedicação e disponibilidade ao longo destes últimos dois anos.

Ao meu orientador, Prof. José Alberto dos Reis Parise, pelos ensinamentos, contribuições e paciência ao longo do desenvolvimento desta dissertação. Sou grato pela amizade e por todos os momentos em que me ajudou na condução deste trabalho.

À minha mãe, Cristiana, pelo amor incondicional e por sempre fazer o possível e o impossível para que seus filhos, marido e outros familiares sejam felizes. Ao meu pai, Carlos, por todo amor, por sempre estar ao meu lado e por ser meu modelo de pai e companheiro. Às minhas irmãs, Luiza e Luciana, por todo amor, amizade e incentivo. Às minhas tias, praticamente mães, Bel e Angel, por todo carinho e dedicação. Aos meus avós maternos, M^a do Rosário e Antônio Carlos, por serem tão atenciosos, carinhosos e por terem construído esta família tão unida. Aos meus avós paternos, Lourdes e Roberto, por todo amor e carinho. Ao meu cunhado, Flávio, por todo incentivo e amizade. Ao meu sobrinho, João, por já ter proporcionado tantas alegrias à nossa família.

À minha namorada, Luísa, por todo o carinho, amor, amizade e compreensão, mesmo nos momentos mais difíceis.

Aos meus amigos de longa data (“manos”) e aos amigos da faculdade, por todo apoio e compreensão durante este período em que estive mais ausente. Agradeço também à amiga Dalila, por todas as colaborações ao longo do curso de mestrado.

Aos meus amigos da Promon, em especial ao Carlos Thomaz, Carlos Filizola, João Fontoura, Marco Ceccarelli, Mateus Nunes, Matheus Dias, Otávio Pires e Rodolfo Ribeiro, por todo o incentivo e por serem minhas fontes de inspiração profissional.

Agradeço à PUC-Rio, por conceder a bolsa de isenção durante todo o período do meu mestrado, sem a qual não seria possível a elaboração deste trabalho.

Resumo

Silva, Rodrigo Pizarro Lavallo; Parise, José Alberto dos Reis; Campos, Wellington. **Sistemas de Separação Submarina como Estratégia para Mitigar Problemas de Garantia de Escoamento**. Rio de Janeiro, 2015. 118p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A produção de óleo e gás através de sistemas submarinos de produção vem sendo testada e realizada em diversos campos. As etapas iniciais do processamento primário, que eram realizadas nas Unidades Estacionárias de Produção (UEPs), vêm sendo deslocadas para o leito marinho, reduzindo os problemas de garantia de escoamento e aumentando a área disponível nas UEPs para processamento do óleo. Em primeiro lugar, o presente trabalho descreve os principais projetos de separação submarina já instalados e as motivações para suas aplicações. Adicionalmente, o presente trabalho apresenta os benefícios dos sistemas submarinos de separação água-óleo por meio dos resultados obtidos com um simulador de escoamento multifásico elaborado ao longo desta dissertação. Baseado no método de *Beggs & Brill*, este simulador foi desenvolvido na base computacional do Matlab® e é capaz de avaliar a perda de carga no escoamento multifásico da produção em diversos arranjos submarinos. Por meio do simulador, foram feitas análises de sensibilidade para avaliar os efeitos das alterações nos principais parâmetros que influenciam o escoamento: razão água-óleo, razão gás-óleo, vazão de produção e grau API. Ao final do trabalho, são apresentados os cálculos das perdas de carga de dois arranjos submarinos hipotéticos que apresentam desafios relacionados à garantia de escoamento e a solução destes problemas com a instalação de sistemas submarinos de separação água-óleo.

Palavras chave

Sistema de Separação Submarina; Processamento Submarino; Garantia de Escoamento; Simulação Numérica; Beggs & Brill.

Abstract

Silva, Rodrigo Pizarro Lavallo; Parise, José Alberto dos Reis (Advisor); Campos, Wellington (Co-advisor). **Subsea Separation Systems as a strategy to mitigate flow assurance problems**. Rio de Janeiro, 2015. 118p. MSc. Thesis – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The production of oil and gas by subsea production systems has been tested and performed for several fields. The first steps of the primary oil and gas processing, which were held in Stationary Production Units (SPU), have been shifted to the seabed, reducing flow assurance problems and increasing the available area in SPUs for oil processing. On top to describing the main subsea separation projects and the reasons for their applications, the objective of this work is to present the benefits of subsea oil-water separation systems by means the results obtained with a multiphase flow simulator developed along this masters dissertation. Based on the method of Beggs & Brill, this simulator has been developed on Matlab platform and is able to evaluate the pressure drop of multiphase flows in various subsea production arrangements. With the simulator, a number of sensitivity analyzes is performed by changing the main parameters that affect the flow pressure drop: water-oil ratio, gas-oil ratio, production flow rate and API gravity. At the end of this work, the simulation results of two hypothetical subsea scenarios that have flow assurance problems and the solution of these problems with the installation of oil-water subsea separation systems are presented.

Keywords

Subsea Separation System; Subsea Processing; Flow Assurance; Numerical simulation; Beggs & Brill.

Sumário

1 Introdução	16
1.1. Objetivos do trabalho	18
1.2. Justificativa e contribuição do presente trabalho	19
1.3. Conteúdo do trabalho	19
2 Descrição dos Sistemas Submarinos	21
2.1. Poços Submarinos	21
2.2. Árvores de Natal Molhadas	22
2.3. <i>Manifolds</i>	26
2.4. <i>Pipelines End Manifold (PLEM) e Pipeline End Termination (PLET)</i>	30
2.5. Jumpers	31
2.6. Sistemas Submarinos de Separação	31
3 Revisão Bibliográfica dos Projetos de Separação Submarina	35
3.1. Sistemas Submarinos de Separação Gás-Líquido	35
3.1.1. Parque das Conchas - BC-10 (Brasil)	35
3.1.2. Shell Perdido (Golfo do México)	37
3.1.3. Pazflor (Angola)	38
3.2. Sistemas Submarinos de Separação Água-Óleo	41
3.2.1. Tordis (Mar do Norte, EUA)	41
3.2.2. Marlim (Brasil)	44
4 Modelo Matemático	49
4.1. Propriedades dos fluidos	49
4.1.1. Densidade relativa do óleo	51
4.1.2. Densidade relativa do gás	52
4.1.3. Densidade da água	52

4.1.4. Pressão de bolha	52
4.1.5. Razão de solubilidade gás-óleo (R_s)	53
4.1.6. Fator de compressibilidade de gases reais (Z)	54
4.1.7. Temperatura e pressão pseudoreduzidas e pseudocríticas	55
4.1.8. Fator volume de formação do óleo (B_o)	56
4.1.9. Fator volume de formação do gás natural (B_g)	57
4.1.10. Fator volume de formação da água (B_w)	58
4.1.11. Fator volume de formação total do óleo (B_t)	59
4.1.12. Viscosidades do óleo, do gás e da água	59
4.1.13. Tensões superficiais e interfaciais	60
4.1.14. Razão Gás-Óleo (RGO)	60
4.1.15. Razão Água-Óleo (RAO)	61
4.2. Modelagem do Escoamento	61
4.2.1. Holdup	62
4.2.2. Fração volumétrica	63
4.2.3. Velocidade de escorregamento	63
4.2.4. Massa específica da mistura	63
4.2.5. Relação entre o <i>holdup</i> e a velocidade de escorregamento	63
4.2.6. Padrões de escoamentos bifásicos	64
4.2.7. Correlações de fluxos multifásicos	67
4.3. Solução numérica e código computacional	68
4.3.1. Dados de entrada do programa	69
4.3.2. Cálculo dos parâmetros do escoamento	70
4.3.3. Implementação do Método de Beggs & Brill	78
4.3.4. Algoritmo para avaliar o gradiente de pressão e temperatura	85
5 Resultados	87
5.1. Teste de malha	87
5.2. Análise de sensibilidade	91
5.2.1. Efeitos da variação da razão água-óleo (RAO)	91
5.2.2. Efeitos da variação da razão gás-óleo (RGO)	93
5.2.3. Efeitos da variação da vazão de produção	95
5.2.4. Efeitos da variação do grau API do óleo	96

5.3. Aplicação do simulador campos com sistemas de separação submarina água-óleo	100
6 Conclusões e sugestões para trabalhos futuros	107
7 Referências Bibliográficas	110
Apêndice A - Diagrama de fases	114
Apêndice B - Gráfico de Standing e Katz – Fator de Compressibilidade	117
Apêndice C – Fluxograma do algoritmo simplificado do simulador	118

Lista de figuras

Figura 1 - Comparação entre as árvores de natal horizontais (“Horizontal Tree”) e verticais (“Conventional Tree”) (Bai & Bai, 2010)	23
Figura 2 – ANM vertical (a) e horizontal (b) Fonte: (Bai & Bai, 2010)	24
Figura 3 – Arranjo submarino sem manifold de produção (Ribeiro, 2012)	27
Figura 4 – Arranjo submarino com manifold de produção (Ribeiro, 2012)	27
Figura 5 – Instalação de um manifold submarino (Bai & Bai, 2010)	29
Figura 6 – Configuração típica de um PLEM (Bai & Bai, 2010)	30
Figura 7 – Jumper entre equipamentos submarinos (Bai & Bai, 2010)	31
Figura 8 – Vista esquemática de um sistema de separação gás-líquido (adaptado de Roberto et al., 2012)	32
Figura 9 – Representação esquemática de um sistema de separação água-óleo (adaptado de Roberto et al., 2012)	34
Figura 10 – Representação esquemática do Sistema de Separação Gás-Líquido do Parque das Conchas – BC-10	36
Figura 11 – Representação esquemática do Sistema de Separação Gás-Líquido do Pazflor (Fonte: Bon (2009))	41
Figura 12 – Representação artística do Sistema Submarino de Tordis (Fonte: Gruehagen; Lim, 2009)	43
Figura 13 – Representação esquemática do Sistema de Separação Água-Óleo de Tordis (Fonte: Fantoft et al., 2006)	44
Figura 14 – Representação esquemática do Sistema de Separação Água-Óleo de Marlim (Fonte: Orlowski, 2012)	46
Figura 15 – Razão de solubilidade em função da redução da pressão (Fonte: Romero, 2013)	54
Figura 16 – Fator Volume de Formação do óleo em função da pressão (Fonte: ROSA, et al., 2011)	56

Figura 17 – Volume de óleo, gás e água em diferentes condições de temperatura e pressão	58
Figura 18 – Padrões de escoamento bifásico em dutos horizontais (Fonte: Souza, 2010)	65
Figura 19 – Padrões de escoamento bifásico em dutos verticais (Adaptado de Brill, 1987)	67
Figura 20 – Tensão superficial do óleo morto a pressão atmosférica (Adaptado de Baker and Swerdloff, 1956)	76
Figura 21 – Efeito do gás em solução na tensão superficial do óleo (Adaptado de Howard e Fred, 2003)	77
Figura 22 – Mapa de escoamento (Fonte: Beggs & Brill (1973))	80
Figura 23 – Arranjo Submarino proposto	88
Figura 24 – Distância horizontal x Pressão	89
Figura 25 – Efeito da variação da RAO (vazão de óleo constante)	92
Figura 26 – Efeito da variação da RAO (vazão de líquido constante)	93
Figura 27 – Efeito da variação da RGL: Pressão x Profundidade	94
Figura 28 – Efeito da variação da vazão: Pressão x Profundidade	96
Figura 29 – Grau API x Pressão na superfície	97
Figura 30 – Grau API x Pressão na superfície	98
Figura 31 – Grau API x Pressão na superfície	98
Figura 32 – Grau API x Pressão na superfície	99
Figura 33 – Arranjo submarino proposto (arranjo submarino 1)	101
Figura 34 – Eficiência de separação do SSAO: Pressão x Profundidade (arranjo submarino 1)	102
Figura 35 – Arranjo submarino proposto (arranjo submarino 2)	104
Figura 36 - Eficiência de separação do SSAO: Pressão x Profundidade (arranjo submarino 2)	105
Figura 37 – Diagrama de Fases de um campo de hidrocarbonetos	114
Figura 38 – Fator de compressibilidade para gases naturais	117

Lista de tabelas

Tabela 1 - Tipos de árvores de natal quanto ao modo de instalação e conexão das linhas	26
Tabela 2 – Coeficientes da equação de Dranchuk, Purvis e Robinson	72
Tabela 3 – Coeficientes para o cálculo do holdup de líquido para escoamento na direção horizontal	81
Tabela 4 – Coeficientes para o cálculo do fator de correção	82
Tabela 5 – Teste de malha	90
Tabela 6 – Fator de Distância em função da eficiência de separação do SSAO (arranjo submarino 1)	103
Tabela 7 – Fator de Distância em função da eficiência de separação do SSAO (arranjo submarino 2)	106

Abreviações

ANM – Árvore de Natal Molhada

ANP – Agência Nacional do Petróleo

API – *American Petroleum Institute*

BAP – Base Adaptadora de Produção

BOP – Blow Out Preventer

BBL – Barrel (barril de óleo)

GLCC - Gas Liquid Cylindrical Cyclonic

PVT - Pressão, Volume e Temperatura

RAO – Razão água-óleo

RGO – Razão gás-óleo

ROV – Remotely Operated Vehicle (Veículo Operado Remotamente)

SCF – standard cubic foot (pé cúbico padrão)

SSAO – Separador Submarino Água-Óleo

SSGL – Separador Submarino Gás-Líquido

STB – Stock tank barrel

Nomenclaturas

A – Área da seção reta da linha submarina ou riser	m^2
B_g – Fator volume de formação do gás	-
B_o – Fator volume de formação do óleo	-
B_w – Fator volume de formação da água	-
C_o – Compressibilidade do óleo	-
D – diâmetro interno da linha submarina ou <i>riser</i>	m
d_{gcs} – densidade relativa do gás	-
f_n – fator de atrito de Fanning	-
Fr – número de <i>Froude</i>	-
g – aceleração da gravidade	m/s^2
N_L – número de velocidade do líquido	-

P – pressão	$kPa, Psia$
P_{bolha} – pressão de bolha	$Psig$
P_{pc} – pressão pseudo crítica	$Psia$
P_{pr} – pressão pseudo reduzida	$Psia$
Q_l – Vazão total de líquido	m^3/s
Q_g – Vazão de gás	m^3/s
Q_w – Vazão de água	m^3/s
Q_{gsc} – Vazão de gás na superfície	m^3/s
Q_{osc} – Vazão de óleo na superfície	m^3/s
Re – Número de Reynolds	-
R_{sB} – Razão de solubilidade do gás no ponto de bolha	-
T – temperatura	$K, ^\circ F, ^\circ C, ^\circ R$
T_{pc} – temperatura pseudo crítica	$^\circ F$
T_{pr} – temperatura pseudo reduzida	-
T_R – temperatura do reservatório	$^\circ F$
v_{sl} – velocidade superficial do líquido	m/s
v_{sg} – velocidade superficial do gás	m/s
v_m – velocidade superficial da mistura	m/s
Z – fator de compressibilidade do gás	-
σ – tensão superficial	-
λ_l – <i>holdup</i> de líquido de não escorregamento	-
λ_g – <i>holdup</i> de gás de não escorregamento	-
μ_{oD} – viscosidade do óleo morto	cP
μ_o – viscosidade do óleo vivo	cP
μ_g – viscosidade do gás	cP
ρ_g – massa específica do gás	kg/m^3
ρ_l – massa específica do líquido	kg/m^3
ρ_o – massa específica do óleo	kg/m^3
ρ_{ar} – massa específica do ar	kg/m^3
ρ_m – massa específica da mistura	kg/m^3

1

Introdução

A exploração e a produção de óleo e gás em campos marítimos têm sido responsáveis por significativos investimentos no desenvolvimento de novas tecnologias e equipamentos que otimizem a recuperação, o processamento primário e a transferência destes fluidos para a costa. A descoberta de novos reservatórios em águas cada vez mais profundas exige sistemas submarinos mais complexos e um planejamento do desenvolvimento do campo bastante criterioso.

A produção de óleo e gás em campos marítimos por meio de sistemas submarinos de produção vem sendo testada e realizada em diversos campos. As etapas iniciais do processamento primário que eram realizadas nas Unidades Estacionárias de Produção (UEPs) vêm sendo deslocadas para o leito marinho, reduzindo os problemas de garantia de escoamento e aumentando a área disponível nas UEPs para processamento de óleo.

Nos últimos anos, outro conceito que vem sendo estudado e implementado para alguns campos de gás é a exportação direta dos hidrocarbonetos do leito marinho para a costa (*subsea to shore*). Neste, é feita a transferência direta de fluidos produzidos no leito marinho para as instalações de processamento em terra, sem a necessidade de uma UEP. No entanto, o completo desenvolvimento de um campo de óleo fundamentado nesta ideia ainda não foi executado. A maior parte das atividades do processamento ainda são realizadas nas UEPs devido às limitações dos sistemas de separação, bombeio e compressão submarinos. Outras restrições estão relacionadas às dificuldades de se gerar energia no leito marinho ou transmití-la por longas distâncias a partir da costa.

Em um futuro próximo, vislumbra-se uma maior aplicação dos sistemas de separação submarina água-óleo para reduzir o gargalo das UEPs que tenham atingido seu limite de produção de água (Ribeiro, 2012). No início da vida produtiva de um campo, a produção da UEP é limitada pela capacidade de processamento do

óleo. Com o tempo, a produção de água aumenta e, eventualmente, o limite de produção passa a ser governado pela produção de água. Neste ponto, a planta de processamento de óleo passa a trabalhar de forma ociosa e o um sistema de separação submarina torna-se uma alternativa interessante. Ao separar a água produzida e descartá-la no fundo do mar ou injetá-la novamente no reservatório, pode-se ampliar a capacidade de produção de óleo durante certo tempo. Segundo Ribeiro (2012), quando a produção de óleo do campo se tornar mais baixa que a capacidade de processamento da UEP, será possível processar óleo proveniente de outros campos mais distantes. Assim, aumenta-se a produção de óleo e a fração recuperada pela UEP em um determinado período.

Para o projeto de novas UEPs, pode-se verificar outro benefício se estas forem atuar em campos equipados com sistemas de separação submarina. Ao permitirem que as primeiras etapas do processamento primário sejam feitas no leito marinho, estes sistemas reduzem as áreas necessárias nas UEPs para separação dos fluidos e, conseqüentemente, uma maior parte da área útil disponível poderá ser dedicada ao processamento do óleo e seu armazenamento (Roberto et al, 2012).

No caso do sistema de separação gás-líquido, a separação entre o gás e o óleo é feita no leito marinho e o gás pode ser transportado até a costa com o auxílio de um sistema de compressão submarino ou pode ser injetado no reservatório. No caso do sistema de separação água-óleo, a separação entre a água e o óleo é feita no leito marinho e a água produzida pode ser diretamente reinjetada no reservatório ou descartada no oceano.

Segundo Roberto et al (2012), outra vantagem das tecnologias de separação submarina é a redução do número de linhas conectadas à UEP. No caso do sistema de separação gás-líquido, se o gás for exportado diretamente por um sistema de compressão submarino interligado a um gasoduto, não será necessário elevar a produção de gás até a UEP. Para o sistema de separação água-óleo, se a água for separada no leito marinho e descartada no mar ou reinjetada diretamente no reservatório, será necessária uma menor quantidade de *risers* para elevar a produção até a UEP e não serão necessários *risers* para injeção de água no reservatório. Este é um aspecto importante sob o ponto de vista econômico. O custo de fabricação e instalação dos *risers* cresce significativamente com o aumento da lâmina d'água.

Além disso, quanto menor o número de linhas conectadas à UEP, menor é a carga vertical exercida no balcão de *risers* (*riser balcony*) ou *turret*, o que permite aumentar a capacidade de carga dos tanques de armazenamento.

Por fim, a simplificação da infra-estrutura das plantas de processamento primário das UEPs e uma maior confiabilidade dos equipamentos submarinos proporcionam uma redução dos gastos operacionais e de manutenção (OPEX) das instalações (Roberto et al, 2012).

1.1. Objetivos do trabalho

Os objetivos deste trabalho são:

- (i) Apresentar as principais aplicações das tecnologias de separação submarina que vêm sendo desenvolvidas como forma de mitigar os problemas de garantia de escoamento associados (i) à baixa pressão do reservatório, (ii) à alta viscosidade do óleo produzido, (iii) ao aumento da razão água-óleo nos fluidos produzidos, (iv) à formação de hidrato ao longo das linhas submarinas e *risers* e (v) às longas distâncias dos campos em relação à Unidade Estacionária de Produção (UEP).
- (ii) Demonstrar os benefícios dos sistemas submarinos de separação água-óleo a partir dos resultados obtidos com um simulador de escoamento multifásico elaborado ao longo desta dissertação. Baseado no método de Beggs & Brill (1973), este simulador foi desenvolvido a partir do software Matlab® e é capaz de calcular a perda de carga ao longo do escoamento multifásico da produção em diversos arranjos submarinos, permitindo avaliar a necessidade de instalação de métodos artificiais de elevação em campos que apresentem dificuldades relacionadas à garantia de escoamento.

1.2.

Justificativa e contribuição do presente trabalho

Os sistemas de separação submarinos estão sendo cada vez mais estudados e aplicados em diversos campos do mundo. Eles representam alternativas viáveis para o desenvolvimento de campos afastados de uma UEP ou campos que apresentem outros desafios associados à garantia de escoamento, tais como baixa pressão do reservatório, alta viscosidade dos fluidos produzidos ou grande quantidade de água sendo produzida junto aos hidrocarbonetos.

Portanto, este trabalho visa identificar, mediante um abrangente levantamento bibliográfico, quais foram as principais motivações para a aplicação dos sistemas de separação submarina nos diversos projetos descritos, além dos principais desafios enfrentados.

Paralelamente, foi desenvolvido um programa computacional para simular o escoamento multifásico em linhas submarinas e *risers*, permitindo a realização de estudos de garantia de escoamento em arranjos submarinos. Estes estudos podem ser conduzidos durante o projeto conceitual e básico de um arranjo submarino, avaliando-se as vantagens técnicas da instalação de um separador água-óleo no leito marinho.

Atualmente, há diversos softwares comerciais utilizados para simulações de garantia de escoamento. No entanto, além de muito custosos, possuem uma programação fechada, impedindo que determinados parâmetros ou correlações sejam alterados. Assim, entende-se que o objetivo final deste trabalho é criar uma ferramenta acessível, capaz de auxiliar estudos de viabilidade técnica para diferentes cenários submarinos e avaliar os impactos positivos da implantação de sistemas submarinos de produção água-óleo (SSAO).

1.3.

Conteúdo do trabalho

No segundo capítulo são apresentados os sistemas submarinos utilizados em campos de hidrocarbonetos *offshore* e seus principais componentes. Em seguida, são descritas as principais características dos sistemas submarinos de separação.

No terceiro capítulo, é feita uma revisão bibliográfica sobre os principais sistemas submarinos de separação gás-líquido e sistemas submarinos de separação água-óleo instalados em diversos campos do mundo.

No quarto capítulo, é apresentado o modelo matemático com os principais parâmetros utilizados nos estudos de escoamentos multifásicos e as etapas de desenvolvimento do programa computacional. Descreve-se, também, o método de Beggs & Brill (1973), utilizado para o cálculo do gradiente de pressão.

No quinto capítulo, valida-se o programa computacional desenvolvido a partir de comparação entre resultados encontrados e esperados. Em seguida, são apresentados os resultados dos estudos de garantia de escoamento para dois cenários submarinos hipotéticos que apresentam problemas de garantia de escoamento e a solução destes problemas com a instalação de sistemas submarinos de separação água-óleo.

No sexto capítulo, o presente trabalho encerra-se com as conclusões e com as sugestões para próximos trabalhos.

2 Descrição dos Sistemas Submarinos

Os Sistemas Submarinos são compostos basicamente por poços, árvores de natal molhadas, *manifolds*, sistemas de controle, umbilicais, *flowlines* e *risers*. Eles devem ser projetados para suportar a temperatura e a pressão interna dos fluidos produzidos ou injetados, além de resistir à pressão externa e às baixas temperaturas do fundo do mar. Como estes equipamentos são instalados no leito marinho, o custo e o tempo para repará-los são muito maiores do que os sistemas equivalentes quando se opta pela completação seca.

Há inúmeros fatores que são considerados durante o projeto conceitual da arquitetura submarina de um determinado campo. A seleção dos equipamentos submarinos dependerá da localização do campo (lâmina d'água e distância à costa), das características do fluido produzido, da escolha da Unidade Estacionária de Produção (UEP) adequada e da estratégia de maximização da recuperação do reservatório. A partir de estimativas do preço do barril de petróleo ao longo da vida produtiva do campo, também é feita uma avaliação dos investimentos necessários e da taxa de retorno.

2.1. Poços Submarinos

Os poços submarinos são as estruturas que interligam o reservatório ao leito marinho ou UEP. Eles são perfurados por uma sonda instalada em uma embarcação ou plataforma. Para garantir o controle do poço, utilizam-se *Blowout Preventers* (BOPs), que são dispositivos de segurança capazes de resistir às cargas impostas durante a perfuração.

De acordo com a Resolução da ANP N° 49, os poços podem ser classificados, quanto à finalidade, em exploratórios, explotatórios ou especiais. O poço exploratório é construído para coletar dados para estudos geológicos e para verificar a existência de hidrocarbonetos em determinada região. Os explotatórios

são perfurados em uma etapa seguinte, quando se tem certeza da existência de hidrocarbonetos. Nesse caso, são feitos diversos estudos para se determinar a melhor configuração do poço, podendo-se optar por uma trajetória vertical, horizontal ou direcional. Por fim, são considerados poços especiais aqueles que não se enquadram na classificação acima, tais como os de injeção de água ou gás.

Para os poços surgentes, devem ser instaladas duas linhas entre a UEP e o poço: linha de produção e linha de controle (umbilical). Para os poços providos de injeção de *gas lift*, além das linhas de produção e de controle, deve-se prever uma linha de serviço através da qual será escoado o gás comprimido da UEP para as válvulas de *gas lift* instaladas na coluna do poço. Esta linha de serviço também pode ser utilizada para a passagem de pig, injeção de diesel ou produto químico quando necessário. Para os poços providos de bombas centrífugas submersas (BCSs), pode-se prever um umbilical integrado de controle e de potência ou uma quarta linha para transferir potência elétrica à bomba. Em ambos os casos, a linha de serviço é mantida para permitir a injeção de *gas lift* em casos de falhas da bomba ou manutenção programada.

Para os poços injetores de gás e água, apenas as linhas de injeção e controle são previstas, não havendo a necessidade de instalar linhas de serviço (EIC, 2014).

2.2.

Árvores de Natal Molhadas

As Árvores de Natal Molhadas (ANM) são um conjunto de válvulas que podem ser instaladas em poços submarinos de produção ou de injeção. Os principais componentes de uma árvore de natal molhada são: conjunto de válvulas submarinas, do tipo gaveta, conjunto de linhas de fluxo e de controle, sistema de monitoramento e de controle interligado a plataforma, painel de ROV e sistemas de conexão das linhas.

As principais funções das ANMs instaladas em poços de produção são: conectar o poço à linha de produção, controlar a pressão e a vazão de produção do poço através das válvulas *choke*, conter a pressão do poço, viabilizar a injeção de produtos químicos nos poços e permitir a passagem de cabos de controle hidráulico e de potência para as válvulas e eventuais equipamentos instalados nos poços.

O *choke* restringe a vazão de produção para que esta seja compatível com as características do reservatório. Além de proteger os equipamentos submarinos e de superfície, esta válvula evita a produção de areia, a formação do cone de gás ou água e maximiza a produção acumulada.

As ANMs instaladas em poços de injeção de fluidos são um pouco mais simples e possuem funções semelhantes, tais como conectar o poço à linha de serviço, controlar a pressão e a vazão do fluido injetado e conter a pressão do poço.

As ANM podem possuir duas configurações: vertical, também conhecida por convencional, e horizontal. As ANM verticais são semelhantes àsquelas instaladas *onshore* ou nos sistemas em que se opta pela completação seca. Com esta configuração, as válvulas são instaladas na vertical e em linha, enquanto que nas ANMs horizontais, as válvulas são instaladas na lateral. Na Figura 1, pode-se observar as principais diferenças entre as duas configurações.

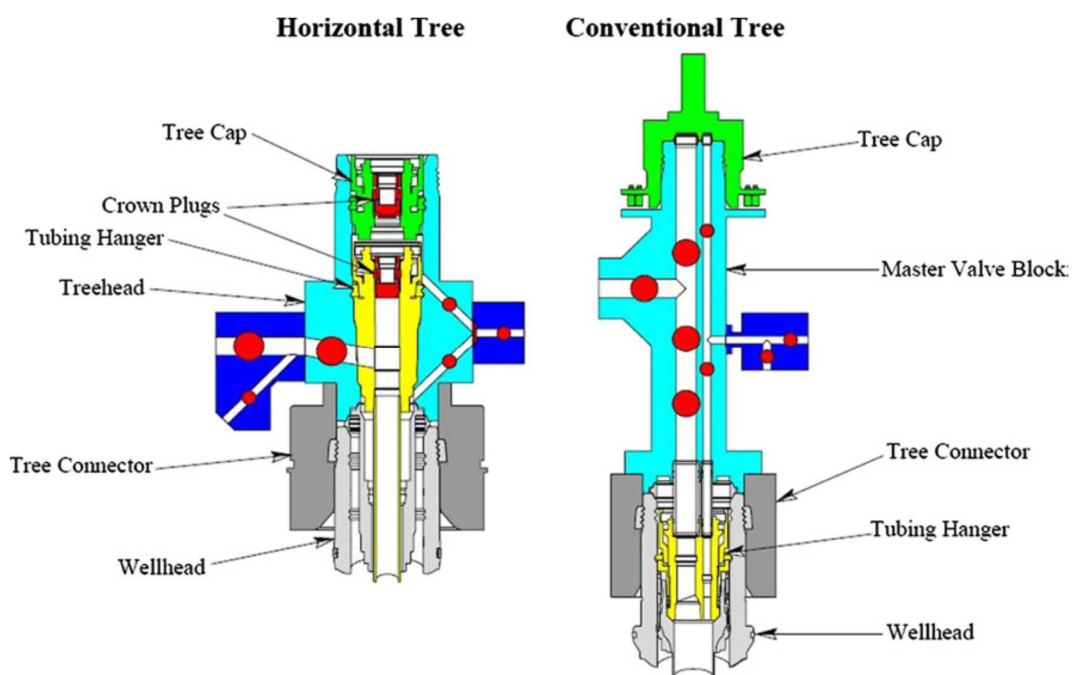


Figura 1 - Comparação entre as árvores de natal horizontais (“Horizontal Tree”) e verticais (“Conventional Tree”) (Bai & Bai, 2010)

Cada configuração possui as suas vantagens. As ANMs verticais, além de serem menos custosas, podem ser instaladas após a completação do poço. Isto facilita a logística e o cronograma da maioria dos projetos. Por outro lado, as

horizontais facilitam a intervenção no poço, o que ocorre com mais frequência quando são instaladas bombas centrífugas submersas (BCSs) no fundo do poço. Além disso, as ANMs horizontais podem ser instaladas sobre *tubings* de maiores diâmetros, o que também é um requisito para a instalação das BCSs. A Figura 2 mostra uma ANM vertical (a) e uma horizontal (b).

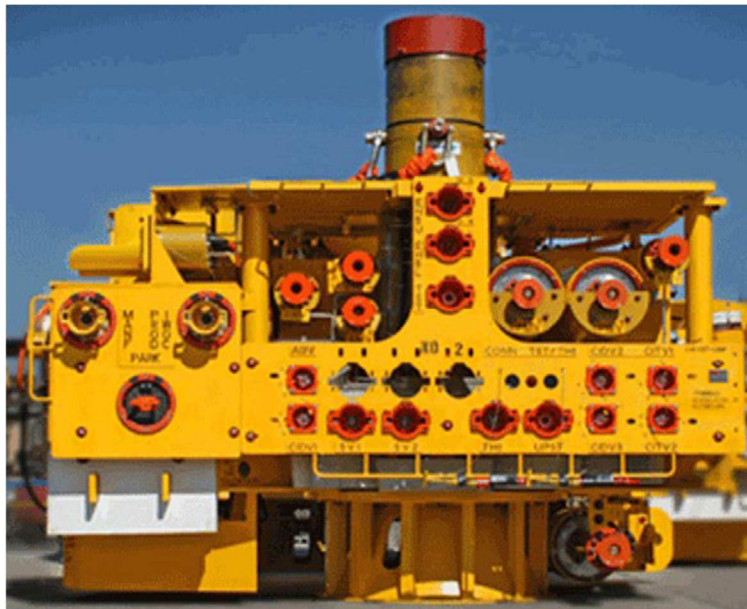


Figura 2 – ANM vertical (a) e horizontal (b) Fonte: (Bai & Bai, 2010)

Segundo Thomas et al. (2004), as ANMs podem ser classificadas, quanto ao modo de instalação e conexão das linhas de produção e de controle, conforme

apresentado na Tabela 1 - Tipos de árvores de natal quanto ao modo de instalação e conexão das linhas.

Classificação	Características
<i>Diver operated</i> (DO) – operada por mergulhador	<ul style="list-style-type: none"> - Possuem baixo custo de aquisição. - Utilizadas em lâminas d'água até 200 metros de profundidade. - Mergulhadores operam as válvulas manuais e realizam as conexões das linhas de fluxo e de controle.
<i>Diver assisted</i> (DA) – assistida por mergulhador	<ul style="list-style-type: none"> - Utilizadas em lâminas d'água até 300 metros de profundidade. - Mergulhadores são previsto apenas para realizar as conexões das linhas de fluxo e de controle. As válvulas são operadas remotamente.
<i>Diverless</i> (DL) – operada sem mergulhador	<ul style="list-style-type: none"> - Utilizadas em lâminas d'água até 400 metros de profundidade. - Todas as conexões e acoplamentos são feitas através de ferramentas ou conectores hidráulicos. - São as precursoras das atuais ANMs DLL e GLL. Atualmente estão obsoletas em função das dificuldades enfrentadas com os sistemas de conexão de dimensões elevadas e pouco operacionais.
<i>Diverless lay-away</i> (DLL) – operada sem mergulhador	<ul style="list-style-type: none"> - As linhas de fluxo e controle descem conectadas diretamente às ANM ou às bases adaptadoras de produção (BAP) ¹

¹ Base Adaptadora de Produção (BAP) é o conjunto que suporta as linhas de fluxo e controle, nivelando-as em relação à ANM. Na parte inferior da BAP, são instalados uma estrutura guia, um conector hidráulico e anéis para travamento e vedação do tipo metal x metal para orientação da BAP na cabeça de poço. Em sua parte superior, um alojador especial (denominado *housing* ou *tubing head*) é utilizado para assentar a ANM. A BAP permite a retirada da ANM sem que seja necessário desconectar as linhas de fluxo e controle.

Classificação	Características
	- A ANM ou a BAP são lançadas pelos barcos de lançamento de linhas submarinas. Quando as linhas são descidas com a ANM, é possível testar todo o conjunto antes do lançamento.
<i>Diverless guidelineless (GLL)</i> – operada sem mergulhador e sem cabos-guias	<ul style="list-style-type: none"> - Utilizadas em lâminas d'água superiores a 500 metros de profundidade em poços perfurados por unidades providas de posicionamento dinâmico ou unidades com padrão de ancoragem especial. - São providas de BAPs, nas quais as orientações nos acoplamentos são feitas através de grandes funis, uma vez que não utilizam cabos-guias. - Atualmente, as linhas de fluxo estão sendo lançadas com um tipo de conexão vertical, conhecida por trenó, independente do lançamento das ANMs ou BAPs. As conexões são posicionadas próximo às cabeças de poço, aumentando a produtividade de lançamento de linhas dos navios.

Tabela 1 - Tipos de árvores de natal quanto ao modo de instalação e conexão das linhas

2.3. **Manifolds**

Os *manifolds* são equipamentos utilizados nos sistemas submarinos para coletar a produção de diversos poços e direcionar os fluidos produzidos para as instalações de *topside* através de linhas submarinas e *risers*. Dessa forma, os *manifolds* representam uma grande vantagem técnica e econômica, pois reduzem o número de linhas necessárias entre a UEP e o leito marinho e, conseqüentemente, atenuam a carga sobre a UEP. As Figuras 3 e 4 mostram as principais diferenças entre um arranjo submarino com e sem um *manifold* de produção instalado. Pode-se verificar a que a quantidade de linhas instaladas entre a UEP e o sistema submarino varia consideravelmente de um arranjo para outro.

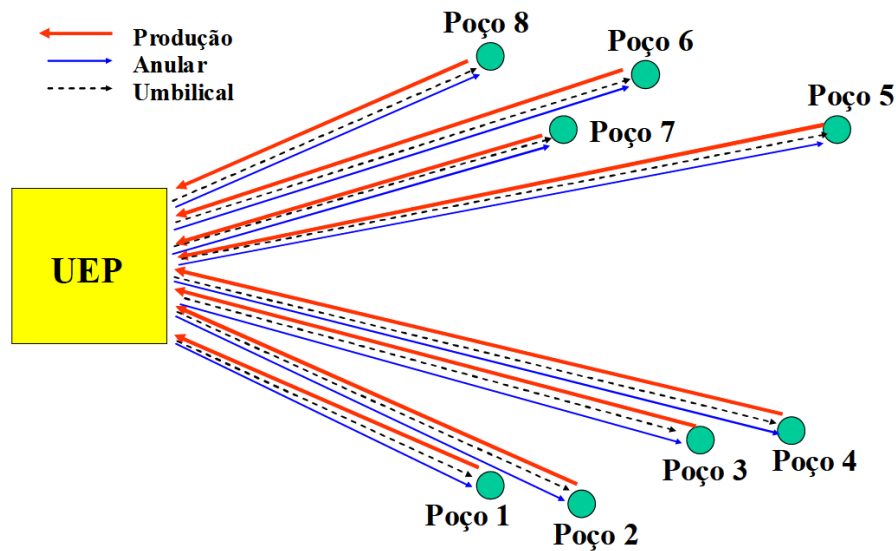


Figura 3 – Arranjo submarino sem *manifold* de produção (Ribeiro, 2012)

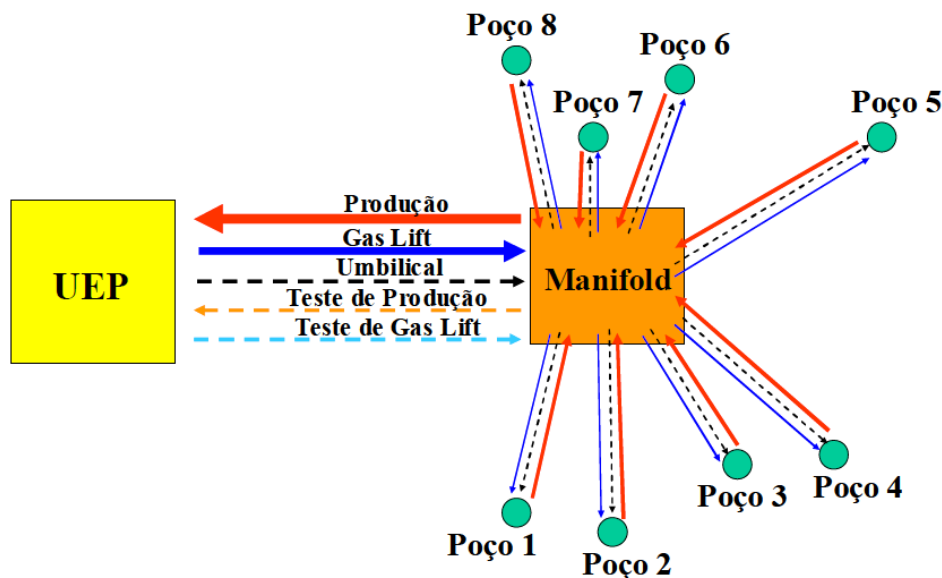


Figura 4 – Arranjo submarino com *manifold* de produção (Ribeiro, 2012)

Segundo Oliveira (2003), as vazões atingidas nessa forma sinérgica são menores do que aquelas que seriam atingidas com a produção em separado desses poços. No entanto, esta alternativa pode ser economicamente mais atraente devido às economias atingidas nos custos de investimento (e.g., redução do comprimento total de linhas de produção e do número de *risers*) e das esperadas reduções de custo operacional nesses sistemas.

Além disso, os *manifolds* também são importantes, pois permitem flexibilizar o arranjo submarino. Por exemplo, eles podem ser utilizados para separar a produção dos poços com maiores pressões da produção dos poços com menores pressões. Dessa forma, teremos uma linha de alta pressão e outra de baixa interligando o *manifold* e a planta de processamento primário da UEP. Isto aumenta a produtividade do sistema, pois permite que o sistema opere com duas faixas de pressão diferentes e evita que haja uma contrapressão na direção dos poços de menores pressões.

Além disso, há *manifolds* que podem ter a função de distribuir fluidos vindos da UEP que serão injetados nos poços de produção ou no reservatório. O fluido injetado nos poços de produção é conhecido como *gás lift*, que reduz a densidade do fluido produzido facilitando a sua elevação até a plataforma. Já os fluidos que serão injetados no reservatório podem ser a água e/ou o gás. Isto é feito como estratégia para manter a pressão do reservatório elevada e garantir a sua produtividade por mais tempo.

Além de otimizar o arranjo submarino, reduzir o número de risers conectados à UEP e reduzir os custos associados à aquisição e lançamento de dutos, os *manifolds* permitem antecipar a produção, uma vez que a maior parte das interligações submarinas podem ser concluídas antes da chegada da UEP. Em contrapartida, os *manifolds* podem prejudicar a disponibilidade operacional do sistema submarino, uma vez que a retirada de operação deste equipamento interrompe a produção de diversos poços. Atualmente, para facilitar a manutenção, reparo e, se necessário, substituição, os componentes mais críticos são fabricados em módulos.

Os *manifolds* podem ser classificados quanto à sua função (EIC, 2014):

- *Manifold* submarino de produção: equipamento interligado às diversas árvores de natal submarinas para coletar a produção dos respectivos poços. Em geral, também são responsáveis por distribuir produtos químicos, fluido hidráulico de controle e gás vindo da UEP para que este seja utilizado como *gás lift* nos diversos poços.

- *Manifold* submarino de injeção: equipamento que recebe a água pressurizada proveniente da UEP para que esta seja distribuída entre os poços de injeção
- *Manifold* submarino de gás *lift*: equipamento que recebe gás comprimido de uma UEP e distribui aos espaços anulares dos poços de produção para que seja realizado o gás *lift*.
- *Manifolds* submarinos de produção e injeção: são responsáveis por coletar a produção de diversos poços e, ao mesmo tempo, distribuir água pressurizada proveniente da UEP para diversos poços de injeção.

A Figura 5 mostra a instalação de um *manifold* submarino a partir de uma embarcação de instalação.



Figura 5 – Instalação de um *manifold* submarino (Bai & Bai, 2010)

2.4.

Pipelines End Manifold (PLEM) e Pipeline End Termination (PLET)

O *Pipelines End Manifold (PLEM)* é um simples *manifold* instalado ao fim de uma linha submarina para conectá-la com outra estrutura submarina, tais como outro *manifold* ou uma árvore de natal molhada através de um *jumper*. Também é chamado de *Pipeline End Termination (PLET)* quando é utilizado como um suporte para uma válvula da linha e um conector vertical.

Os PLEMs são utilizados para proporcionar uma estrutura capaz de fixar os componentes da tubulação e facilitar a instalação destes componentes na orientação desejada (Figura 6). Eles devem ser projetados para suportar tanto as cargas de instalação, assim como as cargas de recuperação para a superfície em caso de falha de algum componente.

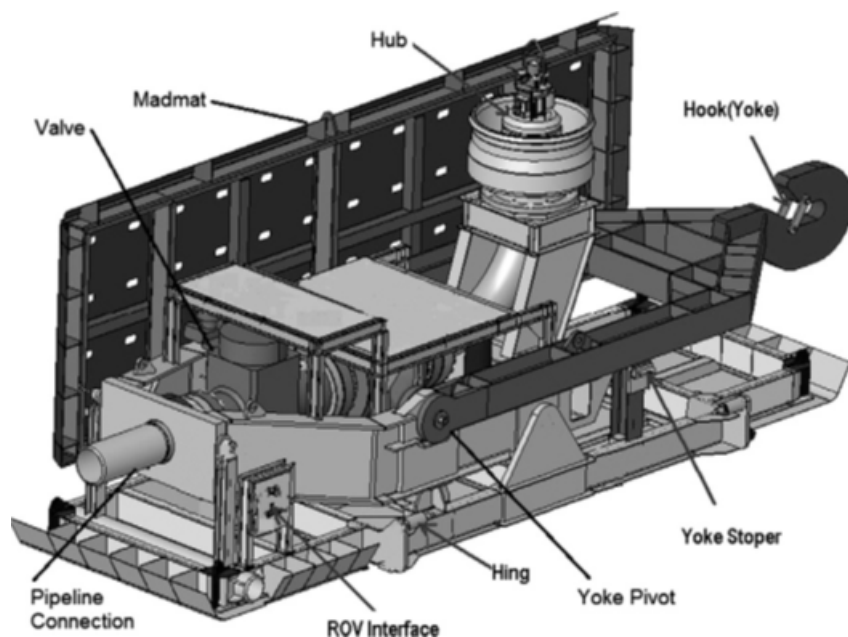


Figura 6 – Configuração típica de um PLEM (Bai & Bai, 2010)

2.5. Jumpers

Os *jumpers* são tubos rígidos curtos pré-fabricados utilizados para conectar dois componentes de um sistema submarino, como por exemplo um *manifold* e um PLET ou um *manifold* e uma árvore de natal (Figura 7).

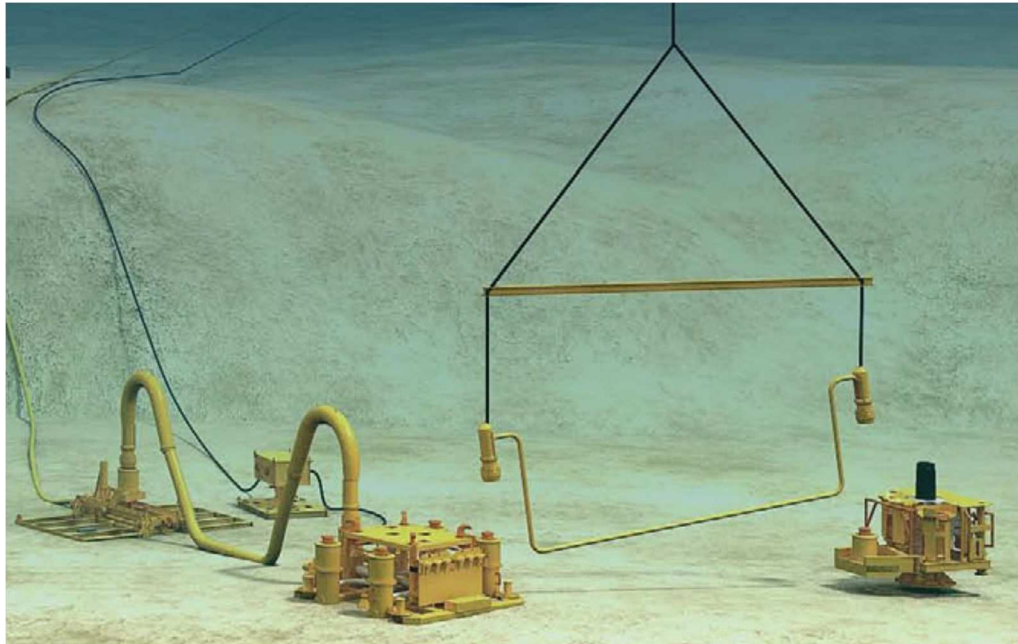


Figura 7 – Jumper entre equipamentos submarinos (Bai & Bai, 2010)

2.6. Sistemas Submarinos de Separação

Os sistemas de separação submarina têm como objetivo separar os diferentes tipos de fluidos produzidos antes de enviá-los às UEPs ou a um sistema de processamento na costa.

Nos sistemas de separação gás-líquido (Figura 8), a fase gasosa é separada da fase líquida ainda no leito marinho. Enquanto a fase líquida é enviada para a UEP para que seja feito o processamento primário do óleo e da água, o gás pode ser direcionado para um sistema de compressão no leito marinho ou na própria UEP, para posterior exportação ou injeção no reservatório. Isto permite um aumento das vazões produzidas e uma simplificação das plantas de processamento nas UEPs,

além de reduzir a vazão de gás dissolvida no óleo à montante dos *risers*, minimizando o efeito Joule-Thomson (Roberto et al., 2012).

Vu et al. (2009) citam outras vantagens de se separar a fase gasosa no leito submarino: evita instabilidades do escoamento, tais como *slugging*, e a formação de hidrato ao longo das linhas submarinas e *risers*.

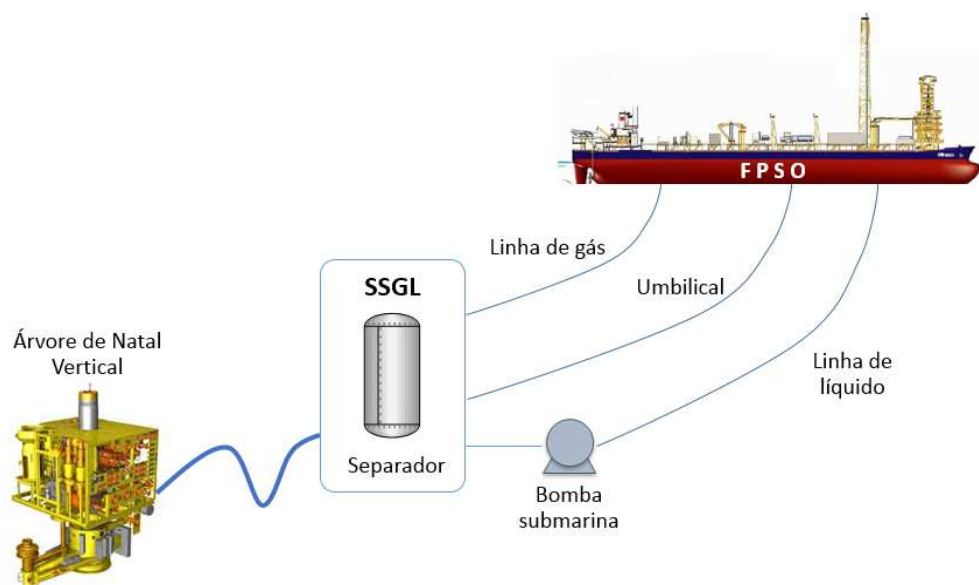


Figura 8 – Vista esquemática de um sistema de separação gás-líquido (adaptado de Roberto et al., 2012)

Em 2000, a Petrobras instalou na Bacia de Campos o primeiro SSGL do mundo: o VASPS (*Vertical Annular Separation and Plumping System*) (Roberto et al., 2012). Estes sistemas são especialmente interessantes para campos com alta razão gás-óleo, já que permitem que o gás seja diretamente reinjetado no reservatório, sem precisar ser elevado até a UEP. Para tanto, é fundamental que a tecnologia de compressão submarina adequada ao ambiente marinho e ao gás separado através do SSGL sejam desenvolvidos. A compressão submarina já vem sendo testada em alguns projetos, como os de Ormen Lange e o de Åsgard, ambos da StatoilHydro; no entanto, ainda apresentam algumas limitações (EIC, 2014).

O VAPS é um sistema de separação bifásico submarino acoplado a um sistema de bombeamento através de Bombas Centrífugas Submersas (BCSs). O princípio de separação é a força centrífuga proporcionada pelo escoamento dos

fluidos em hélices verticais. Após a separação, o líquido e o gás escoam através de linhas independentes até a UEP.

Os sistemas de separação água-óleo (Figura 9) são capazes de separar preliminarmente os fluidos produzidos a partir dos reservatórios em suas três fases principais: gás, água e óleo. Estes sistemas são compostos por módulos responsáveis por realizar os processos de separação em diversas etapas, tais como: separação gás-líquido, separação dos sólidos, separação água-óleo gravitacional e eletrostática e adequação dos níveis de óleo da água separada através de hidrociclones.

Vislumbra-se que os sistemas de separação água-óleo terão uma maior aplicação em um futuro próximo, sendo utilizados para reduzir o gargalo das UEPs que tenham atingido a sua capacidade máxima de tratamento da água produzida (Ribeiro, 2012). No início da vida produtiva de um campo, a produção da UEP é limitada pela capacidade de processamento do óleo. Com o tempo, a proporção de água nos fluidos produzidos aumenta e, geralmente, o limite de produção passa a ser governado pela produção de água. Neste ponto, os módulos da UEP responsáveis pelo processamento do óleo passam a ser utilizados de forma ociosa e um sistema de separação água-óleo torna-se uma alternativa interessante. Ao separar a água produzida e descartá-la no fundo do mar ou injetá-la no reservatório, reduz-se a contrapressão sobre os poços e a pressão na cabeça do poço, uma vez que a densidade do óleo é menor do que a da água. Dessa forma, pode-se ampliar a capacidade de produção de óleo e a fração recuperada pela UEP ao longo de sua vida útil (Fjosne, 2002).

Segundo Vu et al. (2009), modificações na UEP para aumentar a capacidade de tratamento da água são excessivamente custosas ou impossíveis, o que indica que o investimento em sistemas de separação da água ainda no leito marinho possa ser uma alternativa viável.

Albuquerque et al. (2013) destacam também que a utilização desses sistemas pode ser a solução para produzir campos maduros em regiões remotas, nos quais a vazão de óleo produzida não justifica uma plataforma dedicada.

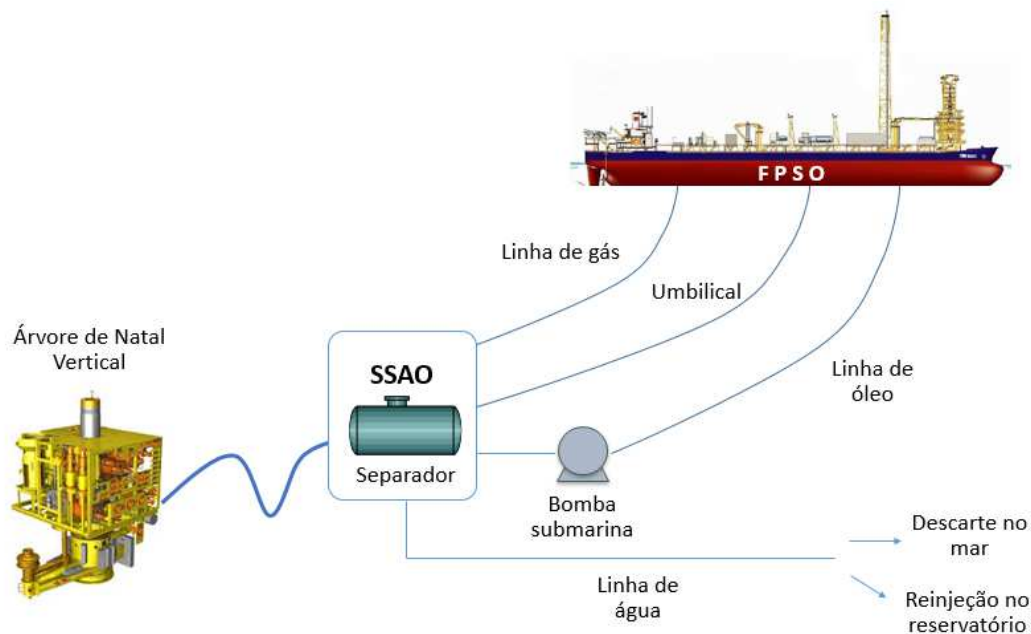


Figura 9 – Representação esquemática de um sistema de separação água-óleo (adaptado de Roberto et al., 2012)

O primeiro sistema submarino capaz de separar a água produzida foi instalado em 2000 na Noruega. Este sistema fez parte da terceira fase de desenvolvimento do campo de Troll, da Statoil, permitindo a reinjeção da água produzida, enquanto o óleo e o gás livre escoam para a UEP (Jahnsen, Storvik, 2011). No Brasil, o primeiro a ser instalado foi no Campo de Marlim, na Bacia de Campos, no final de 2011, em uma lâmina d'água de aproximadamente 870 metros. Estes sistemas são especialmente interessantes para campos maduros, em que a quantidade de água produzida é bastante elevada (Roberto et al, 2012).

3

Revisão Bibliográfica dos Projetos de Separação Submarina

A seguir, é apresentado o estado da arte das principais tecnologias submarinas de separação de fluidos que vêm sendo desenvolvidas e aplicadas como alternativa às instalações de *topside* (plataformas fixas e flutuantes) para o processamento de petróleo e gás produzidos *offshore*. As principais diferenças entre as tecnologias estão relacionadas com as fases que são separadas (gás-líquido ou água-óleo) no leito marinho e com o princípio de separação (força gravitacional, *pipe separation* ou através de coalescedores eletrostáticos). Mediante um abrangente levantamento bibliográfico, foram identificadas as principais motivações para a aplicação dos sistemas de separação submarina nos diversos projetos descritos, além dos principais desafios enfrentados.

3.1.

Sistemas Submarinos de Separação Gás-Líquido

3.1.1.

Parque das Conchas - BC-10 (Brasil)

O projeto Parque das Conchas (BC-10), operado pela Shell, engloba o desenvolvimento de quatro reservatórios em águas ultra profundas da Bacia de Campos, a cerca de 110 km do litoral do Espírito Santo, Brasil. A Shell detém 50% de participação sobre o bloco e suas parceiras Petrobras e ONGC possuem, respectivamente 35% e 15%. A produção através de diversos poços horizontais foi iniciada em 2009 (Deuel et al., 2011).

Os principais desafios desse projeto estão relacionados à baixa pressão dos reservatórios, à grande profundidade (os poços estão entre 1500 e 2000 metros de lâmina d'água) e à elevada viscosidade do óleo presente (grau API entre 16 e 42) (Iyer, 2010). Portanto, para contornar estes obstáculos, o operador adotou diversas soluções de engenharia e tecnologia, tais como a utilização de sistemas submarinos

de separação do gás e do óleo, de bombas elétricas submersas (ESPs), de poços horizontais para aumentar a produção e de umbilicais elétricos de grande capacidade para alimentar os sistemas de separação e bombeio submarinos (Figura 10). O gás produzido será injetado em um dos reservatórios de bloco, a fim de reduzir a queima e a emissão de CO₂. Este é o primeiro projeto em que todos os campos são desenvolvidos a partir da tecnologia de separação gás-líquido e bombeio submarino.

Em todos os campos deste projeto, são utilizados separadores tipo *caisson* gás/líquido (DEUEL et al., 2011) com aproximadamente 100 metros de comprimento. Estes separadores estão associados a bombas elétricas ESPs, que possuem 1.500 HP de potência para elevar a produção a aproximadamente 1.800 metros a partir do leito marinho. A produção escoia através dos *risers* que estão acoplados ao FPSO Espírito Santo, uma plataforma flutuante de tratamento da produção, estocagem e transferência do óleo produzido. Esta embarcação tem capacidade para processamento diário de 100 mil barris de óleo e 1,4 milhão de metros cúbicos de gás natural, além de estocar 1.500.000 barris de óleo a serem transportados através de navios tanques.

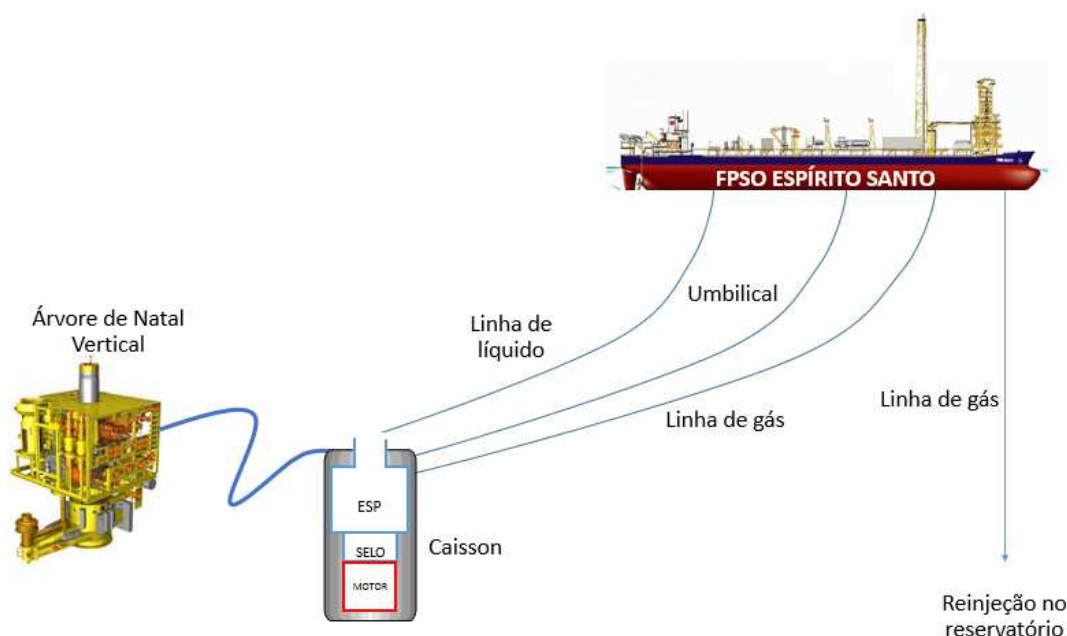


Figura 10 – Representação esquemática do Sistema de Separação Gás-Líquido do Parque das Conchas – BC-10

3.1.2. Shell Perdido (Golfo do México)

Assim como o projeto BC-10, o projeto Perdido, operado pela Shell no Golfo do México, EUA, também utiliza separadores tipo *caisson* gás/líquido com aproximadamente 100 metros de comprimento associados a bombas elétricas submersas (ESPs). A Shell, detentora de 35% de participação sobre o projeto, conta com as parceiras Chevron (37.5%) e BP (27.5%) para desenvolvê-lo. Consiste em três campos diferentes (Great White, Tobago e Silvertip) e a lâmina d'água na qual os sistemas submarinos estão instalados é de aproximadamente 3000 metros. A produção foi iniciada em março de 2010 (Gilyard; Brookbank, 2010).

Os desafios enfrentados no campo de Perdido são semelhantes ao do Projeto BC-10. No entanto, além da enorme profundidade e da baixa pressão dos reservatórios, Ju et al. (2010) destacam outros obstáculos tais como a formação do óleo bastante distinta entre os reservatórios, a tendência de formação de hidrato e o leito marinho bastante acidentado. Esta última característica tornou a escolha do layout submarino bastante desafiadora, o que resultou em uma organização das árvores de natal em quatro clusters submarinos principais. Ju et al. (2010) descrevem as principais características destes clusters: DVA, Southwest, Oligocene e Regional.

Durante a fase de viabilidade técnica e econômica do projeto, foram definidas estratégias de garantia de escoamento a partir de estudos termo-hidráulicos. Através destes estudos, foi identificado que os três campos requereriam elevação artificial, mas que o *gas lift* não seria uma boa alternativa em função da alta RGO identificada nos fluidos produzidos e do efeito Joule-Thomson que ocorre ao longo dos *risers*. Após a análise de diversas alternativas de elevação artificial, verificou-se que a utilização de separadores tipo *caisson* associados às bombas elétricas submersas (ESPs) seria a mais adequada (Ju et al., 2010).

Toda a produção dos poços escoam para os *manifolds* e, em seguida, é direcionada para os sistemas de separação e bombeio. Os fluidos produzidos entram nos vasos verticais conhecidos por *Gas Liquid Cylindrical Cyclonic* (GLCC)

Separators, no qual ocorre o processo de separação ciclônica entre o gás e o líquido. O gás é então direcionado através do espaço anular externo de um *riser* rígido até a plataforma SPAR Perdido. A fase líquida é encaminhada para uma cavidade no leito marinho com 106 metros (350 pés) de profundidade, criada artificialmente com o objetivo de conter esses líquidos. Em seguida, uma bomba elétrica submersível (ESP) de 1.500 HP eleva o líquido para a superfície.

Segundo Ju et al. (2010), o GLCC separa o máximo possível do gás livre das correntes produzidas. No entanto, o processo de separação não ocorre por completo e a ESP é capaz de bombear o líquido com uma quantidade de gás moderada. Este sistema pode tolerar significativas variações das características dos fluidos ao longo da vida produtiva dos campos, como a GOR e a quantidade de água dissolvida na mistura.

Além das inovações tecnológicas que foram utilizadas no sistema de separação e bombeio do Projeto de Perdido, outros equipamentos tiveram que ser adaptados para suportar os desafios supra citados. Por exemplo, as árvores de natal típicas que eram utilizadas pela Shell foram remodeladas para permitir a instalação de um módulo retrátil de medidores de vazão e da válvula *choke*, que controla a vazão produzida por poço. Estes instrumentos foram remodelados para resistir a maiores pressões, em função da lâmina d'água maior.

3.1.3. Pazflor (Angola)

O projeto Pazflor, operado pela Total, está localizado a 150 km da costa de Angola. Consiste em quatro reservatórios localizados em lâminas d'água entre 600 e 1200 metros: Hortensia, Perpetua e Zinia, localizados na área de Miocene, e Acácia, localizado na área de Oligocene.

Uma peculiaridade deste campo, que motivou a utilização de sistemas de separação gás-líquido submarinos, é que os três reservatórios de Miocene possuem óleo muito pesado (entre 17 e 22° API) e viscoso (entre 3 e 10 cP nas condições do reservatório), além de estarem submetidos a uma pressão de reservatório relativamente baixa. Já o reservatório da camada de Oligocene possui um óleo muito mais leve (entre 25 e 38° API). Segundo Bon (2009), o principal desafio

técnico deste campo é que estes dois tipos de óleo completamente diferentes serão tratados em um mesmo FPSO. Para que isto seja possível, o FPSO Pazflor é um dos maiores já construídos no mundo, com 325 metros de comprimento e 61 metros de boca. Suas 39.000 toneladas de *topsides* são capazes de tratar diariamente 220.000 barris de óleo e 311.000 barris de água, além de estocar 1.9 milhões de barris de óleo e gerar 120 MW de potência elétrica.

Para permitir que o óleo pesado de Miocene seja produzido, foram desenvolvidos sistemas de separação gás-líquido e bombeio específicos para este campo. Para tanto, dois grandes obstáculos tiveram que ser superados: a dificuldade de se obter uma boa eficiência de separação com óleo muito pesado e viscoso e o desafio de se desenvolver bombas híbridas, capazes de tolerar certa quantidade de gás.

Durante os estudos conceituais realizados no primeiro semestre de 2005, foram avaliados três cenários distintos para o desenvolvimento da área de Miocene através dos seguintes sistemas (Bon, 2009):

- bombas submarinas multifásicas;
- bombas submarinas multifásicas e injeção de *gas lift* na base dos *risers*;
- sistemas submarinos de separação gás-líquido.

As duas primeiras alternativas foram descartadas, pois na época não havia bombas submarinas multifásicas qualificadas para impor um diferencial de pressão maior do que 50 bars ao fluido de trabalho e o comprimento da coluna de óleo de Miocene para injeção de *gas lift* é limitado. A terceira alternativa foi considerada viável em função dos diversos benefícios apresentados por Bon (2009), tais como:

- o sistema de separação e bombeio provê a energia adicional requerida para manter o perfil de produção de Miocene;
- menor número de *risers* requerido;
- menor capacidade de compressão no FPSO, pois não será necessário realizar a injeção de *gas lift*;

- menor potência elétrica requerida do que as bombas multifásicas e o *gas lift* simultâneo, conforme previsto no segundo cenário analisado durante os estudos conceituais;

Em seguida, foram projetados dois arranjos submarinos diferentes para os reservatórios de Miocene e Oligocene. Para Oligocene, foi previsto um sistema submarino mais tradicional, pois o óleo é leve e não há grandes dificuldades de garantia de escoamento. A estratégia para manter a pressão do reservatório de Acácia foi a injeção combinada de gás e água. Já para os reservatórios de Miocene, foram previstos sistemas especiais de separação submarina. Nestes reservatórios, cada poço produtor é conectado individualmente ou em pares através de linhas de produção submarinas aos sistemas de separação. Estes sistemas são compostos por vasos verticais, capazes de separar o gás da produção multifásica, e por duas bombas submarinas, responsáveis por elevar a fase líquida (óleo e água) até o FPSO (Figura 11). O gás escoa naturalmente até a superfície. Os vasos separadores possuem em torno de 9 metros de altura por 3,5 metros de diâmetro. A lâmina d'água onde estes sistemas estão instalados é aproximadamente 850 metros. Ao todo, são três linhas de produção, cada uma associada a um sistema de separação, alimentado por um umbilical de potência e controle exclusivo. Estas linhas são protegidas contra a formação de hidrato através da despressurização.

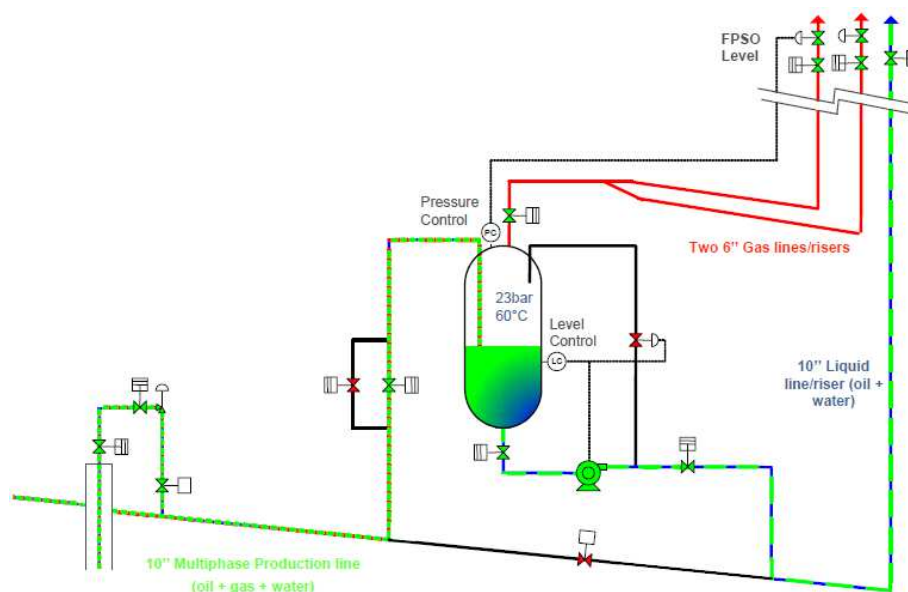


Figura 11 – Representação esquemática do Sistema de Separação Gás-Líquido do Pazflor (Fonte: Bon (2009))

3.2. Sistemas Submarinos de Separação Água-Óleo

3.2.1. Tordis (Mar do Norte, EUA)

Tordis é um campo de óleo operado pela StatoilHydro desde 1994, localizado na Área de Tampen, Mar do Norte. O arranjo submarino consiste em nove poços produtores a 200 metros de profundidade. Caracteriza-se por possuir óleo leve e estar em uma lâmina d'água rasa. A produção é elevada para a plataforma Gullfaks C através de um par de linhas submarinas com extensão de 11 km.

Com o progressivo aumento da fração de água produzida e a redução da pressão do reservatório ao longo da vida produtiva deste campo, buscou-se uma alternativa para aumentar o fator de recuperação do campo e prorrogar o seu abandono. Com este intuito, foi desenvolvido um projeto de separação submarina inovador, no qual se separa a água e a areia no leito marinho e os injeta em reservatórios de despejo. Este foi o primeiro projeto de separação submarina água-óleo em escala comercial do mundo (Gruehagen; Lim, 2009).

Segundo Fantoft et al. (2006), os principais desafios enfrentados durante o projeto deste sistema estão relacionados com a previsão de uma elevada quantidade de areia produzida e a dificuldade de se projetar módulos removíveis com pesos abaixo de 200 toneladas, mantendo-se uma grande capacidade de separação e bombeio.

Para assegurar a qualificação dos componentes necessários, avaliar a robustez e a confiabilidade dos mesmos e certificar-se de que as tecnologias estariam tecnicamente desenvolvidas e disponíveis de acordo com o cronograma do projeto, foi realizado um Programa de Qualificação da Tecnologia a partir do segundo semestre de 2004. Fantoft et al. (2006) descreve as principais etapas, objetivos e conclusões do Programa.

Em agosto de 2007, foi instalado o *Subsea Separation, Boosting and Injection* (SSBI), composto por módulos de equipamentos montados sobre uma estrutura base de fundação, tais como um *manifold*, dois medidores de vazão multifásicos, um módulo de separação, uma bomba centrífuga de injeção (2,3 MW), uma bomba heliocoaxial multifásica, um módulo de medidor de vazão para água, um módulo desareador e um *Subsea Control Module* (SCM) (Figura 12). O módulo de separação é composto por um vaso de 17 metros de comprimento e 2,1 metros de diâmetro, com capacidade para receber até 100.000 barris de água e 50.000 barris de óleo por dia. O sistema foi projetado para que uma quantidade máxima de 1.000 ppm de óleo esteja presente na água produzida após a separação dos fluidos. O tempo de residência é de aproximadamente três minutos. O módulo desareador é projetado para operar com até 500 kg de areia produzida por dia (Vu et al., 2009). McClimans & Fantoft (2006) descrevem as principais características do sistema de manuseio de areia, destacando que as válvulas críticas para operação do sistema foram incluídas em um módulo removível, facilitando o reparo e a manutenção. Um novo umbilical de controle para o SCM e outro de potência para as bombas multifásicas e de injeção de água foram instalados a partir da plataforma *Gullfaks C*.

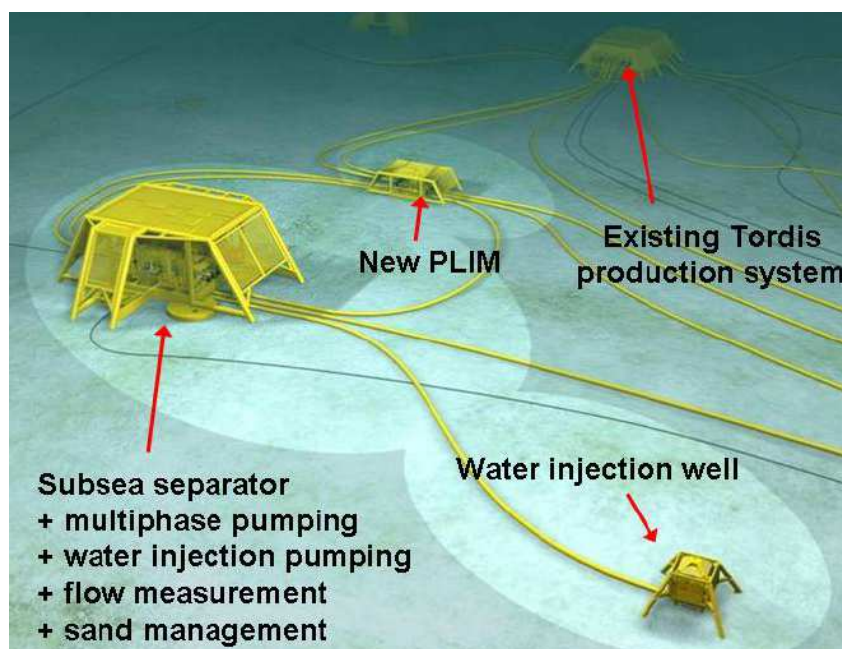


Figura 12 – Representação artística do Sistema Submarino de Tordis

(Fonte: Gruehagen; Lim, 2009)

Conforme mostrado na Figura 13, os fluidos produzidos (água, óleo e gás misturados) são direcionados para a entrada do SSBI, onde ocorre a separação do gás da fase líquida através de um separador ciclônico. O gás é direcionado através de uma linha de *by-pass* até encontrar o óleo separado em uma etapa posterior. Enquanto isso, a fase líquida e a areia escoam até o vaso separador, onde ocorre o processo de separação gravitacional. O óleo é então re combinado ao gás (proveniente da linha de *by-pass*) e estes são direcionados para a bomba multifásica, capaz de elevá-los até a plataforma. A água e a areia localizadas no fundo do vaso separador são direcionados por uma linha até um desaerador, onde a areia é separada da água para que esta possa ser bombeada sem prejudicar a integridade mecânica da bomba. A areia separada é então misturada na água após o seu bombeamento, para que, finalmente, possam ser injetadas através do poço injetor no reservatório de despejo. (Fantoft et al, 2006).

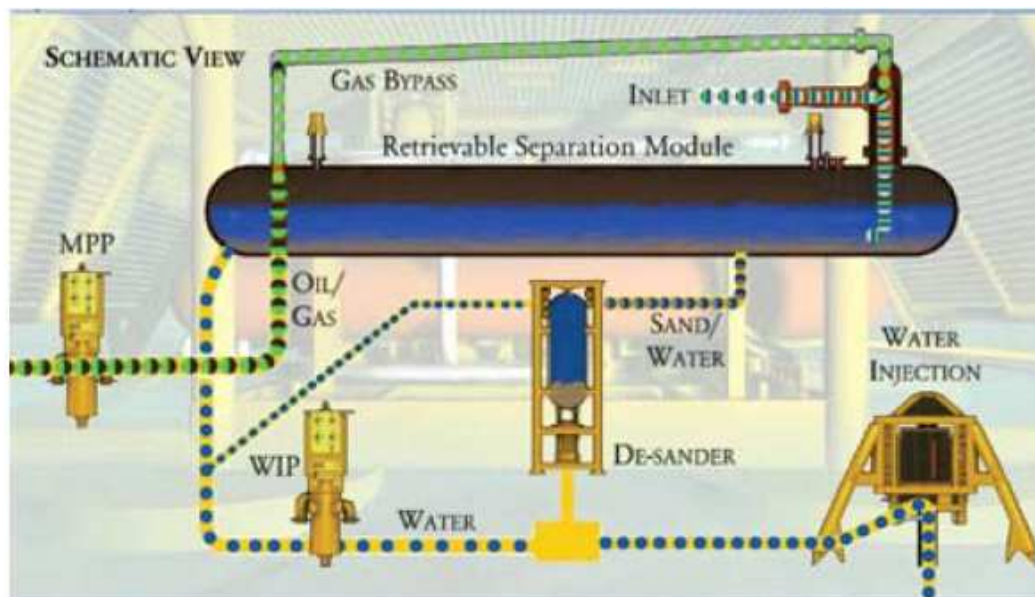


Figura 13 – Representação esquemática do Sistema de Separação Água-Óleo de Tordis (Fonte: Fantoft et al., 2006)

Estima-se que a implantação deste projeto resulte no aumento de 49 para 55% do fator de recuperação, ou seja, mais 35 milhões de barris de óleo produzidos (Gruehagen; Lim, 2009).

3.2.2. Marlim (Brasil)

Marlim é um campo de óleo localizado na Bacia de Campos do Brasil a uma lâmina d'água de aproximadamente 870 metros. O campo foi descoberto em 1985 e a produção foi iniciada em 1991. Após 15 anos de produção, verificou-se a necessidade de se implantar novas tecnologias para garantir que a produção de altas taxas de óleo fosse mantida mesmo com o contínuo aumento da vazão de água produzida. Nesse contexto, a tecnologia considerada mais promissora foi o Sistema de Separação Água-Óleo (SSAO) submarino (Euphemio et al., 2007).

Algumas peculiaridades deste campo foram responsáveis pelo pioneirismo do seu sistema de separação. Em função da não disponibilidade de um reservatório de descarte para a água produzida, o SSAO de Marlim é o primeiro capaz de separar a água do óleo pesado produzido em águas profundas, injetando-a no mesmo reservatório (Albuquerque et al., 2013). Além disso, segundo Moraes et al. (2012), devido ao sistema estar instalado em águas profundas (870 metros), os separadores

gravitacionais convencionais utilizados em outras aplicações submarinas em lâminas d'água menores não puderam ser utilizados, exigindo o desenvolvimento de novas tecnologias.

Segundo Euphemio et al. (2007), o sucesso do processamento submarino de Marlim está diretamente relacionado a três fatores. O primeiro refere-se à injeção de desemulsificantes na corrente de *gas lift*, responsáveis por quebrar as emulsões estáveis causadas pela alta acidez e elevado conteúdo de asfaltenos nos fluidos produzidos. O segundo está relacionado ao desempenho do processo de separação da água e do óleo. Inicialmente, o projeto previa que o sistema de separação entraria em operação quando a quantidade de água produzida atingisse 50% do volume total produzido e uma eficiência de separação acima de 75% era esperada para que não houvessem impactos econômicos no projeto. O terceiro diz respeito ao condicionamento da água separada para reinjeção. As quantidades residuais de óleo e areia na água separada devem ser controladas para que não sejam gerados resíduos capazes de bloquear a injeção.

Conforme descrito por Euphemio et al. (2012), após o detalhamento do projeto, novos parâmetros do projeto foram definidos, tais como:

- capacidade do SSAO: 3500 m³/dia de líquido
- SSAO entra em operação quando a quantidade de água produzida atingir acima de 65 por cento do volume total produzido
- eficiência global de separação do sistema próximo a 70%
- quantidade de óleo presente na água separada inferior a 100 ppm
- quantidade de partículas presentes na água separada inferior a 10 ppm (em massa)

Para este campo, foi desenvolvido um sistema de separação água-óleo baseado na tecnologia do *pipe separator* (McClimans, 2006), conforme apresentado na Figura 14.

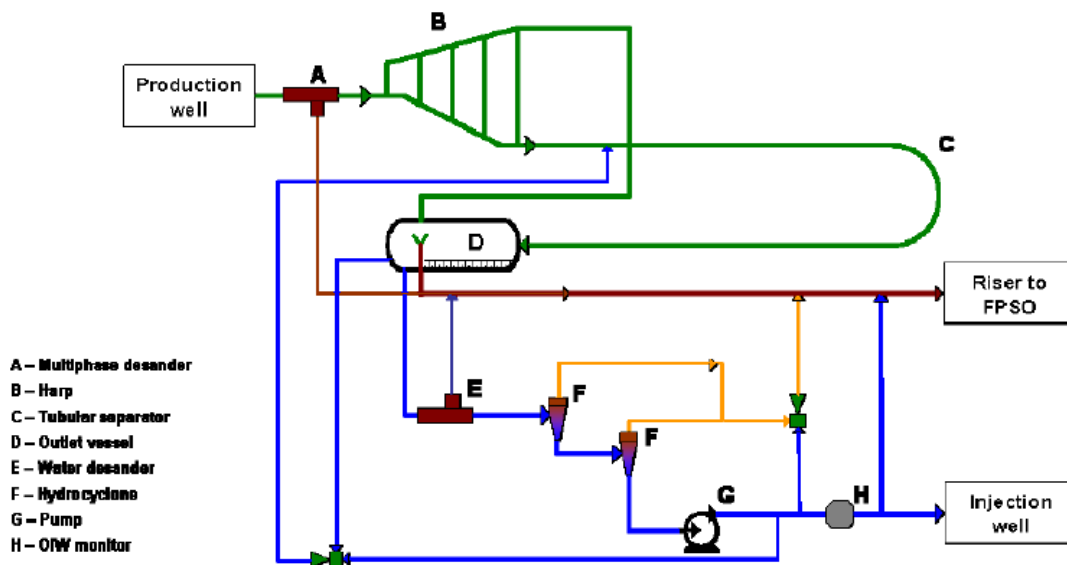


Figura 14 – Representação esquemática do Sistema de Separação Água-Óleo de Marlim (Fonte: Orlowski, 2012)

A maior parte dos sólidos produzida é retirada através do desaerador multifásico, representado através do item (A) da Figura 14. O arranjo de linhas verticais representado por (B) é conhecido por “arpa” e é responsável por retirar o gás livre da mistura multifásica. Em seguida, a mistura remanescente é direcionada para o *pipe separator* (C), onde se inicia a separação água-óleo ao longo dos seus 60 metros de comprimento. A separação líquido-líquido será finalizada no vaso separador representado por (D). Neste separador, a corrente de água ainda com uma quantidade de óleo e sedimentos acima dos limites aceitáveis para injeção no reservatório é direcionada para outro desaerador (E) e para uma sequência de dois hidrociclones (F), responsáveis por ajustar os limites de óleo até os parâmetros estabelecidos. Finalmente, a água tratada é bombeada (G) para o reservatório, atravessando um sistema de monitoração representado por (H). Este sistema verifica os níveis de óleo contido na água antes de injetá-la. Enquanto isso, o óleo e o gás são extraídos simultaneamente do separador e direcionados para o FPSO através de *risers* de produção. (Orlowski et al., 2012). A água e a areia produzidas separadas do óleo são reinjetadas no reservatório através de uma bomba centrífuga.

O processo de separação ocorre a aproximadamente 55°C e 85 bars, enquanto que a temperatura e a pressão típicas de separação das instalações de superfície do campo de Marlim são de 90°C e 10 bars, respectivamente. A temperatura mais baixa no sistema submarino prejudica a separação o que foi mitigado pela injeção de produtos químicos a montante do sistema. Por outro lado, o aumento da pressão facilita o processo de separação em função da maior quantidade de gás dissolvido em solução e, conseqüentemente, menor densidade e viscosidade da mistura (Euphemio et al., 2007).

O SSAO instalado no Campo de Marlim foi fabricado em módulos, de modo a facilitar a instalação e a recuperação para manutenção ou substituição, quando necessário. Orłowski et al. (2012) mencionam que foram considerados diversos critérios para se definir quais os itens do sistema seriam recuperáveis para a superfície, tais como a taxa de falha, a partir de experiências passadas com itens semelhantes, e a análise dos impactos da falha do componente sobre o sistema. Dessa forma, definiu-se que todos os sensores submarinos, válvulas com atuação hidráulica e equipamentos de processo fossem recuperáveis. Outros aspectos que também foram levados em consideração para o projeto de modularização são o peso e as dimensões de cada bloco, em função das dificuldades para instalação *offshore* e das restrições das embarcações utilizadas para instalação e intervenção disponíveis.

Orłowski et al. (2012) citam diversos desafios que foram enfrentados ao longo do projeto do SSAO de Marlim, tais como:

- a rota das linhas a montante do *pipe separator* foram projetadas de modo a minimizar a turbulência durante o escoamento multifásico, o que prejudicaria a separação do gás livre. Para tanto, diversos modelos computacionais foram elaborados para se encontrar a melhor rota possível destas linhas, minimizando ao máximo as mudanças bruscas de direção do escoamento.

- a máxima inclinação do SSAO após a instalação no leito submarino poderia ser no máximo 0,5° em relação a um plano horizontal para que a eficiência da separação não fosse comprometida. Uma série de estudos da topografia do leito marinho e análises do histórico de desvios de outros projetos de fundação de

equipamentos submarinos semelhantes ao do SSAO foram feitos para se determinar o projeto adequado da fundação. Além disso, foram recolhidas amostras do solo submarino para determinar a sua resistência.

- a garantia de escoamento do sistema foi analisada para as diversas situações presentes no SSAO de Marlim, uma vez que as linhas estão preenchidas por produtos diferentes dependendo do estágio de separação. Para garantir que não haja formação de hidrato durante a partida (*start-up*) ou em condições emergenciais de *shut-down*, avaliou-se a curva de formação de hidrato do sistema e definiu-se quais linhas deveriam ser revestidas por isolamento térmico. Além disso, determinou-se os pontos de injeção de MEG para mitigar a formação de hidrato e garantir o *flushing* das linhas durante o *shut-down* do sistema.

- durante o projeto de detalhamento do SSAO de Marlim, verificou-se a necessidade de se projetar e qualificar equipamentos que jamais haviam sido instalados em ambientes submarinos semelhantes, tais como o sistema de separação e o de remoção de areia.

4 Modelo Matemático

Conforme mencionado anteriormente, um dos propósitos deste trabalho é elaborar um simulador de fluxo permanente multifásico através do software *Matlab*[®] capaz de avaliar a perda de carga do escoamento multifásico dos fluidos produzidos desde o leito marinho até a superfície.

Como alternativa aos softwares comerciais, muito custosos e com uma programação fechada, o objetivo é criar uma ferramenta acessível capaz de auxiliar estudos de viabilidade técnica para diferentes arranjos submarinos que contenham sistemas de separação submarinos água-óleo. Por meio desta ferramenta, é possível dimensionar preliminarmente o sistema de produção, definindo-se, por exemplo, o diâmetro adequado das linhas submarinas e *risers*. Outra aplicação prática é a realização de estudos de garantia de escoamento, otimizando arranjos submarinos, sistemas de separação dos fluidos produzidos e sistemas de elevação artificial.

Primeiramente serão descritas as propriedades dos fluidos e os parâmetros do escoamento que serão utilizados no programa computacional desenvolvido. Em seguida, serão apresentados a modelagem do escoamento, a solução numérica desenvolvida e o método de Beggs & Brill (1973), utilizado para estabelecer as correlações de fluxo multifásico. A principal vantagem deste método é que ele pode descrever com precisão o escoamento multifásico independente do padrão de escoamento e da inclinação da tubulação.

4.1. Propriedades dos fluidos

As propriedades dos fluidos são avaliadas em laboratórios a partir de amostras coletadas durante testes em poços de petróleo. Estes testes são realizados durante a etapa de “avaliação de formações”, que corresponde às atividades e estudos que visam definir em termos qualitativos e quantitativos o potencial de uma

jazida petrolífera (Thomas, 2004). Durante esta etapa, ainda na fase exploratória, são definidas as alocações dos poços pioneiros a partir de dados sísmicos.

Após a execução de um poço pioneiro, realiza-se a perfilagem final, etapa em que são obtidos dados relevantes sobre as formações atravessadas, tais como o tipo de rocha, sua porosidade e as saturações dos prováveis fluidos existentes nos poros. Em seguida, são retiradas amostras das rochas reservatórios através de ferramentas especiais e são realizados diversos testes para se obter o índice de produtividade do poço, em função da pressão estática do reservatório, das pressões no fundo do poço e das vazões de produção alcançadas.

As amostras são analisadas em laboratórios a fim de se identificar as propriedades das rochas. Esta etapa, conhecida por amostragem de fluidos para PVT (pressão, volume e temperatura), é fundamental para caracterizar os fluidos da formação de acordo com o fator volume de formação, a viscosidade, compressibilidade, a razão de solubilidade, a pressão de saturação, entre outras.

Thomas (2004) realça que os fluidos amostrados devem ser representativos do fluido original da formação, isto é, devem apresentar a mesma composição. Por isso, é usual que as amostras dos fluidos para PVT sejam coletadas em testes em poços pioneiros ou em poços perfurados em zonas não depletadas, antes que a queda de pressão do campo provoque alterações nos fluidos.

As amostras em reservatórios de óleo são coletadas no fundo do poço através de ferramentas especiais descidas a cabo por dentro da coluna de teste. Para garantir que a amostra seja monofásica e idêntica ao fluido do reservatório, a pressão de fundo, na profundidade de amostragem, não deve ser menor do que a pressão de saturação do óleo. Em reservatórios de gás, as amostras são coletadas nos separadores primários de superfície (Thomas, 2004).

Finalmente, a partir das análises de laboratório PVT são determinadas a composição dos hidrocarbonetos presentes na formação e as propriedades dos fluidos para um determinado intervalo de pressão e temperatura. Estas propriedades termodinâmicas dos fluidos influenciam significativamente as características do escoamento e a vazão produzida.

Na indústria de exploração e produção de petróleo, é comum especificar as propriedades dos fluidos a partir da seguinte referência de estado, conhecida por condições padrão. O API (*American Petroleum Institute*) define como condições padrão os valores de pressão $P_{sc} = 14,7$ psia (1 atm ou 101,3 kPa) e temperatura $T_{sc} = 15,6$ °C (60 °F ou 288,6 K). Estas são as condições atmosféricas em climas temperados (Rosa, et al., 2011). O óleo e o gás em condições de superfície são tipicamente referenciados por *stock tank oil* (óleo no tanque de estocagem) e *stock tank gas* (gás no tanque de estocagem).

Nos subitens abaixo, são destacadas as principais propriedades de fluidos utilizadas no programa computacional desenvolvido.

4.1.1.

Densidade relativa do óleo

A densidade relativa de uma mistura líquida é a razão entre a massa específica da mistura e a massa específica da água, ambas medidas nas mesmas condições de pressão e temperatura.

A ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) define que a temperatura de utilizada para avaliar as densidades dos líquidos deve ser 20°C. Nos EUA, temperatura utilizada como padrão é 60°F.

Outra propriedade vastamente utilizada na indústria do petróleo é o grau API, uma função hiperbólica da densidade descrita pela seguinte equação:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{d} - 131,5 \quad (1)$$

sendo d a densidade relativa da amostra de hidrocarbonetos.

Esta propriedade foi criada pelo *American Petroleum Institute* (API) e serve como parâmetro para a classificação de petróleo e derivados. Quanto maior o grau API, mais leve é o petróleo. Segundo Rosa et al (2011), os óleos presentes em reservatórios de petróleo costumam variar entre 20 e 35, mas podem ocorrer casos em que o óleo apresente °API menor do que 10, ou seja, possui densidade maior do que a da água.

4.1.2. Densidade relativa do gás

A densidade do gás em condições padrão é a massa específica do gás em relação à massa específica do ar, ambas medidas em condições padrão.

$$d_{gcs} = \frac{\rho_{gcs}}{\rho_{arcs}} \quad (2)$$

sendo ρ_{gcs} e ρ_{arcs} as massas específicas do gás e do ar, respectivamente, medidas nas condições padrão.

4.1.3. Densidade da água

A densidade da água nas condições padrão é a razão entre a densidade relativa da água e a densidade da água pura, ambas medidas em condições padrão. A água produzida contém muitos sais dissolvidos.

4.1.4. Pressão de bolha

A pressão de bolha é a pressão na qual o primeiro gás é formado quando o óleo é submetido a uma redução da pressão a uma determinada temperatura. Se a pressão no topo do reservatório está acima da pressão de bolha, todo o gás presente está na fase líquida. No entanto, se a pressão no topo do reservatório for menor que a pressão de bolha, forma-se uma capa de gás saturado. A pressão de bolha também é conhecida por pressão de saturação. A linha que separa a capa de gás e o óleo em um reservatório é conhecida por *GOC* (contato gás-óleo) e está submetida à pressão de bolha.

A pressão de bolha de uma mistura líquida é obtida experimentalmente em laboratório através de um aparato chamado célula PVT. Neste ensaio, ocorre o processo de liberação *flash*, no qual registra-se o volume ocupado pela mistura de hidrocarbonetos para cada valor de pressão. A partir de um gráfico, pode-se observar nitidamente um comportamento diferentes antes e depois que a mistura atinge a pressão de bolha. Para pressões maiores que a pressão de bolha, o

comportamento é praticamente linear, uma vez que a compressibilidade de um óleo subsaturado é aproximadamente constante (Rosa, et al., 2011).

4.1.5.

Razão de solubilidade gás-óleo (R_s)

A razão de solubilidade gás-óleo de uma mistura de hidrocarbonetos é a razão entre o volume de gás que está dissolvido, medido em condições padrão, e o volume de óleo que esta mistura produzirá, também avaliado em condições padrão. Ou seja, este parâmetro mede a quantidade de gás dissolvida no óleo para um determinado estado de pressão e temperatura. Pode ser medido em m^3/m^3 ou scf/stb (pés cúbicos padrão / barris no tanque de armazenamento em condições padrão).

$$R_s = \frac{\text{volume de gás produzido na sup. em cond. padrão}}{\text{volume de óleo que entra no tanque de estoc. em cond. padrão}} \quad (3)$$

Conforme mencionado por Rosa, et al. (2011), para qualquer pressão, a quantidade de gás dissolvida é igual à quantidade de gás que estava dissolvida nas condições do reservatório menos a quantidade de gás que saiu de solução devido à queda de pressão.

Pode-se verificar a variação da razão de solubilidade em função da redução da pressão através da Figura 15. Acima da pressão de bolha, a razão de solubilidade permanece constante, uma vez que todo o gás presente no reservatório se mantém dissolvido no óleo. Quando a pressão do reservatório ou da mistura atingir a pressão de bolha, gás começa a sair de solução. Ao atingir as condições padrão, todo o gás previamente dissolvido passou para a fase livre e, portanto, a razão de solubilidade é nula.

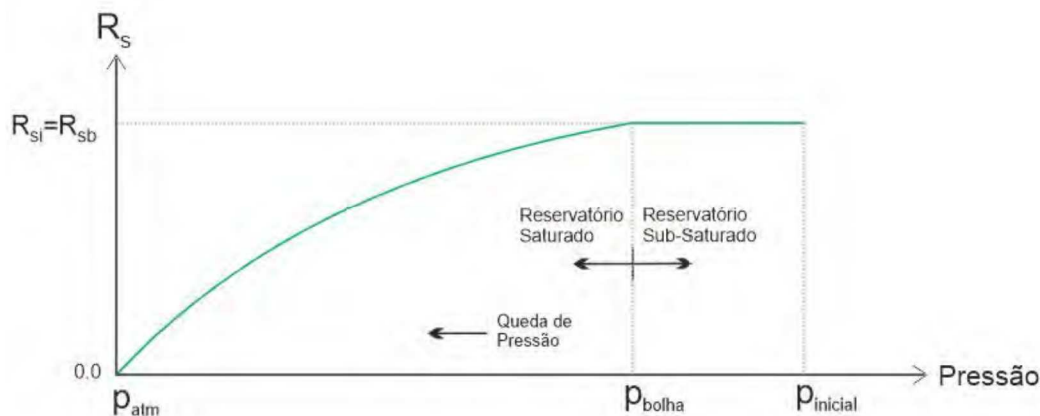


Figura 15 – Razão de solubilidade em função da redução da pressão

(Fonte: Romero, 2013)

4.1.6. Fator de compressibilidade de gases reais (Z)

Para os gases ideais, a relação entre pressão, volume e temperatura é dada pela equação de estado de Clapeyron.

$$P V = n R T \quad (4)$$

sendo n o número de mols de gás, R a constante universal dos gases perfeitos, T a temperatura e P a pressão.

A equação de Clapeyron não é capaz de prever os efeitos das interações intermoleculares, sobretudo para gases submetidos a temperaturas baixas e pressões elevadas. Por isso, para corrigir o desvio de comportamento de um gás real em relação ao modelo de gás ideal, esta equação foi modificada, multiplicando-se os termos a direita por um fator Z , conhecido por fator de compressibilidade (Rosa, et al., 2011).

$$P V = Z n R T \quad (5)$$

Este fator pode ser definido como a relação entre o volume que uma dada massa de gás ocupa em determinadas condições de pressão e temperatura e o

volume que esta massa ocuparia nas mesmas condições de temperatura e pressão caso fosse um gás ideal.

$$Z = \frac{\text{volume ocupado por um gás real em determinadas condições}}{\text{volume ocupado caso este gás fosse ideal (nas mesmas condições)}} \quad (6)$$

O fator de compressibilidade é função da composição, da temperatura e da pressão do gás considerado. Se o fator de compressibilidade não puder ser medido, pode-se estimá-lo por meio de correlações estabelecidas a partir do gráfico elaborado por Standing e Katz (1942), apresentado no Apêndice B. Para tanto, devem ser calculadas a temperatura e a pressão pseudoreduzidas, que dependem da temperatura e da pressão pseudocríticas.

4.1.7. Temperatura e pressão pseudoreduzidas e pseudocríticas

A temperatura e a pressão pseudoreduzidas são definidas pelas seguintes relações:

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad (7)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (8)$$

sendo P_{pc} a pressão pseudocrítica da mistura gasosa e T_{pc} a temperatura pseudocrítica da mistura gasosa.

A temperatura e a pressão pseudocríticas podem ser calculadas através da média ponderada da temperatura e da pressão críticas dos componentes da mistura. O peso considerado é a fração molar de cada componente, tal como apresentado nas equações a seguir:

$$P_{pc} = \sum_{i=1}^{n_c} y_i p_{c_i} \quad (9)$$

$$T_{pc} = \sum_{i=1}^{n_c} y_i t_{c_i} \quad (10)$$

sendo n_c o número de componentes, y_i a fração molar do componente, p_{c_i} a pressão crítica do componente i e t_{c_i} a temperatura crítica do componente i .

Quando composição do gás não está disponível para a determinação das coordenadas pseudocríticas, estes parâmetros são calculados por meio de correlações em função da densidade da mistura gasosa.

4.1.8.

Fator volume de formação do óleo (B_o)

O fator volume de formação do óleo é a razão entre o volume que a mistura líquida ocupa em determinadas condições e o volume da mistura que permanece na fase líquida em condições padrão.

A vazão volumétrica de óleo que escoar do reservatório para o poço é sempre maior do que a vazão volumétrica de óleo que chega à superfície. Isto ocorre, pois a pressão da mistura decresce à medida que os fluidos escoam entre o reservatório e a superfície. Se a mistura de hidrocarbonetos estiver em condições de reservatório submetida a uma pressão maior do que a pressão de bolha, o comportamento do fator volume de formação segue o padrão apresentado pela Figura 16.

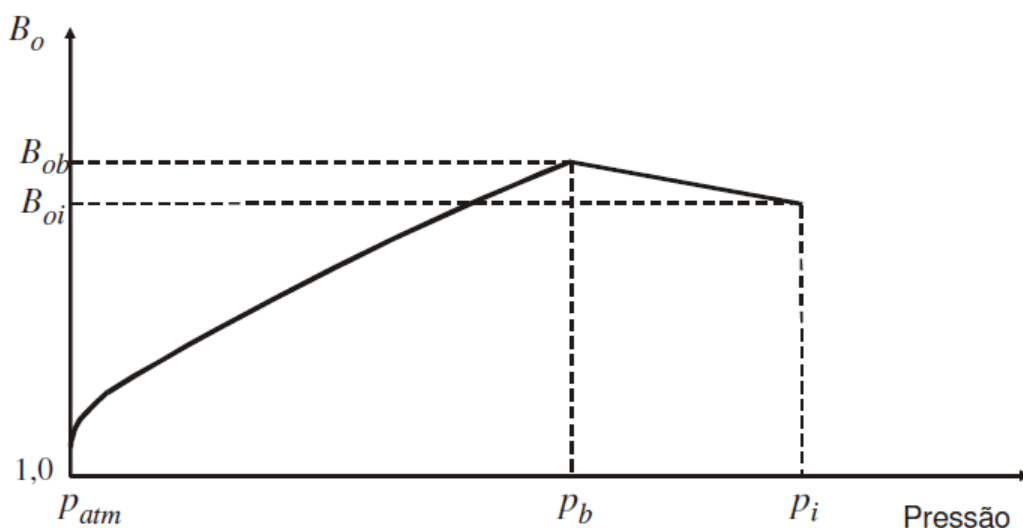


Figura 16 – Fator Volume de Formação do óleo em função da pressão

(Fonte: ROSA, et al., 2011)

Inicialmente, enquanto os fluidos ainda estão próximos ao reservatório e ainda não atingiram a pressão de bolha, pode ser observado que o volume da fase líquida aumenta, em função de sua compressibilidade. No entanto, quando a pressão de bolha é atingida, ocorre o início da vaporização de frações leves de hidrocarbonetos. Dessa forma, o gás dissolvido no óleo em condições do reservatório sai gradativamente de solução até a chegada dos fluidos à superfície.

O fator volume de formação do óleo pode ser medido em m³/m³ ou bbl/stb.

$$B_o = \frac{\text{volume de óleo + gás dissolvido em determinadas condições}}{\text{volume de óleo que entra no tanque de estoc. (cond. standard)}} \quad (11)$$

4.1.9.

Fator volume de formação do gás natural (B_g)

Fator volume de formação de um gás é a razão entre o volume que ocupa uma quantidade de gás em determinadas condições e o volume que este gás ocupa em condições padrão. Pode ser medido em m³/m³, ft³/scf ou bbl/scf.

$$B_g = \frac{\text{volume ocupado pelo gás em determinadas condições}}{\text{volume ocupado pela mesma massa de gás em cond. padrão}} \quad (12)$$

$$B_g = \frac{\frac{Z n R T}{P}}{\frac{Z_{sc} n R T_{sc}}{P_{sc}}} = \frac{Z T P_{sc}}{Z_{sc} T_{sc} P} \quad (13)$$

Para as condições padrão ($T_{sc} = 520$ °R ou 15,6 °C, $P_{sc} = 14,7$ psia ou 101,3 kPa) e $Z_{sc} = 1$, tem-se que:

$$B_g = 0,0282 \frac{Z T}{P} \frac{[ft^3]}{[scf]} \quad (14)$$

4.1.10.

Fator volume de formação da água (B_w)

O fator volume de formação da água (B_w) é o volume ocupado por uma unidade de volume de água nas condições padrão transferida para outra temperatura e pressão. Em geral, B_w é muito próximo de um (1), devido à baixa compressibilidade da água e à baixa solubilidade do gás na água. Pode ser medido em m^3/m^3 ou bbl/stb.

As variações de volume do óleo, do gás e da água para diferentes condições de temperatura e pressão estão ilustradas na Figura 17.

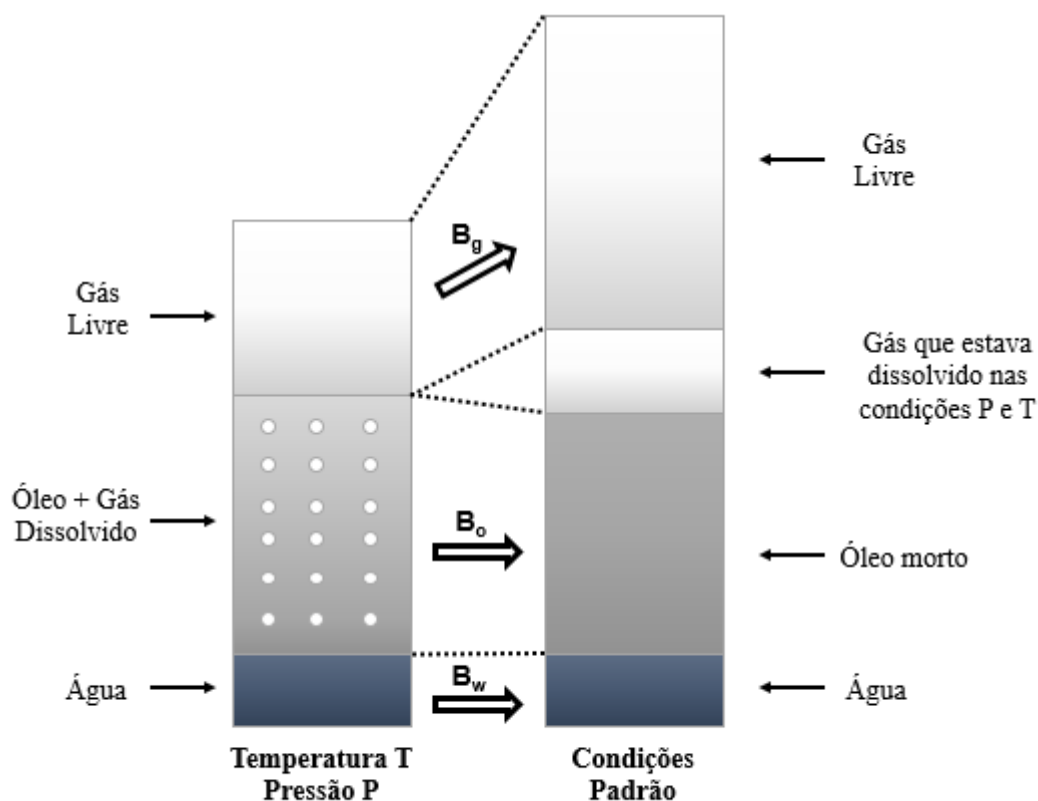


Figura 17 – Volume de óleo, gás e água em diferentes condições de temperatura e pressão

4.1.11.

Fator volume de formação total do óleo (B_t)

O fator volume de formação total do óleo (B_t) é a razão entre o volume total do fluido existente no reservatório em uma determinada condição de pressão e temperatura e o volume de líquido que será obtido se esse fluido fosse transportado para as condições padrão (ROSA, et al., 2011).

$$B_t = \frac{\text{volume de óleo} + \text{gás dissolvido} + \text{gás livre (em determinadas cond.)}}{\text{volume de óleo (condições padrão)}} \quad (15)$$

O fator volume de formação total também pode ser expresso por:

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) B_g \quad (16)$$

sendo R_{si} a razão de solubilidade na pressão inicial e a R_s a razão de solubilidade na pressão P .

4.1.12.

Viscosidades do óleo, do gás e da água

A viscosidade de um fluido é uma medida da sua resistência ao escoamento. Para os estudos de escoamentos multifásicos, utilizam-se as viscosidades dinâmicas. Em unidades SI, as viscosidades são expressas em Pa s. Na indústria de petróleo, são expressas em centipoise (cP). As viscosidades dos fluidos variam consideravelmente com a pressão.

Para os gases ideais, a viscosidade aumenta à medida que a temperatura aumenta. Quando submetidos a altas pressões, os gases se comportam de maneira semelhante aos líquidos, ou seja, a viscosidade aumenta com o aumento da pressão e diminui com o aumento da temperatura (ROSA, et al., 2011).

Segundo ROSA, et al. (2011), a viscosidade dos hidrocarbonetos líquidos decresce com o aumento da quantidade de gás em solução. O comportamento da viscosidade das misturas líquidas depende, além da pressão e da temperatura, da sua composição. ROSA, et al. (2011) menciona algumas correlações que podem ser utilizadas para calcular a viscosidade do óleo.

4.1.13.

Tensões superficiais e interfaciais

As tensões superficiais e interfaciais são significativas para o comportamento do escoamento em sistemas de produção. Quanto maior for a tensão interfacial entre as fases, maior será a perda de carga por atrito no escoamento multifásico.

Os fenômenos de tensão superficial e interfacial são explicados pelas forças de *Van der Waals*. As forças de atração sobre as moléculas no interior de um líquido possuem valores em módulo muito próximos em todas as direções. Por outro lado, as forças de atração sobre as moléculas situadas na superfície do líquido não estão em equilíbrio e estas sofrem uma força resultante, normalmente na direção da superfície para o líquido. Dessa forma, as moléculas tendem a se deslocar para o interior do líquido contraindo-se espontaneamente.

Assim, pode-se definir a tensão superficial como sendo o trabalho necessário para aumentar a superfície de uma unidade de área por um processo isotérmico e reversível (Shaw, 1975). Esta noção de tensão superficial aplica-se também à interface de dois líquidos imiscíveis.

Resumidamente, a tensão superficial é uma medida do desequilíbrio de forças moleculares entre dois líquidos diferentes na zona de contato (interface) entre eles. De modo geral, o termo tensão interfacial é utilizado para as misturas líquido-líquido, enquanto a tensão superficial é usada em casos de misturas gás-líquido.

4.1.14.

Razão Gás-Óleo (RGO)

A razão gás-óleo é o quociente entre as vazões instantâneas de gás e de óleo medidas nas condições padrão.

$$RGO = \frac{\text{vazão instantânea de gás (condições padrão)}}{\text{vazão instantânea de óleo (condições padrão)}} \quad (17)$$

4.1.15. Razão Água-Óleo (RAO)

A razão água-óleo é o quociente entre as vazões instantâneas de água e de óleo medidas nas condições padrão.

$$RAO = \frac{\text{vazão instantânea de água (condições padrão)}}{\text{vazão instantânea de óleo (condições padrão)}} \quad (18)$$

4.2. Modelagem do Escoamento

Para que os fluidos cheguem até os separadores de superfície, é necessário que a pressão no fundo do poço seja suficiente para vencer a coluna hidrostática de fluido na coluna de produção, as perdas por fricção, as perdas nas restrições (regulador de fluxo, válvulas, etc), as perdas nas linhas de produção e a pressão nos equipamentos de separação. O gradiente de pressão dentro da coluna de produção, quando em fluxo, é o resultado da soma do gradiente de pressão devido à elevação, do gradiente devido à fricção e do gradiente devido à aceleração (Thomas, 2004).

O gradiente de pressão devido à elevação corresponde ao gradiente hidrostático do fluido que está escoando e está diretamente relacionado com o seu peso específico. O gradiente devido à fricção está relacionado às perdas por atrito entre o fluido que está escoando e as paredes da tubulação. Por isso, está diretamente relacionado ao diâmetro da tubulação e sua rugosidade. Quanto maior a vazão de produção, maiores as perdas por fricção. Já o gradiente de pressão devido à aceleração está relacionado com a variação de velocidade das fases que compõem a mistura multifásica que está escoando. Se os fluidos que escoam estiverem apenas na fase líquida, as perdas por aceleração são pouco representativas, em função da baixa compressibilidade dos líquidos.

Na maior parte dos poços de produção de óleo, em vários de produção de gás e em alguns de injeção, ocorre o escoamento de duas ou mais fases. Nos poços e linhas que produzem óleo, toda vez que a pressão de escoamento for menor do que a pressão de bolha, o gás dissolvido no óleo sai de solução. A partir deste ponto, o escoamento torna-se multifásico. Mesmo que a produção seja extraída de um

reservatório subsaturado, em algum momento ao longo do escoamento, surgirá uma segunda fase (gasosa), a não ser que a pressão nas instalações de *topside* esteja acima da pressão de bolha. Além disso, boa parte dos reservatórios possui uma quantidade significativa de água. Dessa forma, o escoamento pode ser bifásico ou trifásico (água, óleo e gás) (Economides et al., 1994).

No escoamento bifásico, as duas fases quase sempre escoam a velocidades diferentes, caracterizando um fenômeno conhecido como escorregamento ou *slippage*. Por isso, as frações volumétricas locais tornam-se diferentes daquelas que seriam verificadas se ambas as fases escoassem à mesma velocidade.

4.2.1. Holdup

Em um escoamento multifásico, o espaço ocupado por uma fase em um segmento da tubulação não é proporcional à vazão volumétrica total desta mesma fase. A fase que possui a menor densidade escoar mais rápido do que a fase mais densa, resultando no fenômeno *holdup* (Economides et al., 1994).

Em um escoamento de duas fases, onde a fase *b* é a mais densa e a fase *a* é a menos densa, o hold-up da fase *b* pode ser definido como:

$$\lambda_b = \frac{V_b}{V} \quad (19)$$

onde V_b é o volume ocupado pela fase *b* em um segmento de tubulação e V é o volume deste segmento de tubulação.

Analogamente, o *holdup* da fase *a* é:

$$\lambda_a = \frac{V_a}{V} \quad (20)$$

Dessa forma, tem-se que:

$$\lambda_a = 1 - \lambda_b \quad (21)$$

4.2.2. Fração volumétrica

Outro parâmetro utilizado para descrever escoamentos bifásicos é a fração volumétrica de cada fase:

$$\gamma_b = \frac{q_b}{q_a + q_b} \quad (22)$$

$$\gamma_a = 1 - \gamma_b \quad (23)$$

sendo q_a e q_b as vazões volumétricas de cada fase.

4.2.3. Velocidade de escorregamento

A velocidade de escorregamento é definida como a diferença entre as velocidades médias das duas fases:

$$u_s = \overline{u_a} - \overline{u_b} \quad (24)$$

sendo $\overline{u_a}$ e $\overline{u_b}$ as velocidades médias de cada fase.

4.2.4. Massa específica da mistura

A massa específica da mistura é utilizada no cálculo das variações da energia cinética e potencial. Segundo Ravindran & Horne (1993), a equação geralmente utilizada para se determinar esta propriedade é a seguinte:

$$\rho_m = \rho_a \lambda_a + \rho_b \lambda_b \quad (25)$$

4.2.5. Relação entre o *holdup* e a velocidade de escorregamento

Para demonstrar a relação entre o *holdup* e a velocidade de escorregamento, utiliza-se a velocidade superficial. Ravindran & Horne (1993) definem a velocidade superficial como a velocidade de cada fase, se esta estivesse escoando através da área total da secção reta da tubulação:

$$u_{sa} = \frac{q_a}{A} \quad (26)$$

e

$$u_{sb} = \frac{q_b}{A} \quad (27)$$

sendo A a área interna da tubulação, poço ou linha submarina.

Assim, pode-se verificar que as velocidades médias estão relacionadas às velocidades superficiais e aos *holdups* através das seguintes equações:

$$\overline{u}_a = \frac{u_{sa}}{\lambda_a} \quad (28)$$

e

$$\overline{u}_b = \frac{u_{sb}}{\lambda_b} \quad (29)$$

Dessa forma, tem-se que:

$$u_s = \frac{1}{A} \left[\left(\frac{q_a}{1 - \lambda_a} \right) - \left(\frac{q_b}{\lambda_b} \right) \right] \quad (30)$$

4.2.6. Padrões de escoamentos bifásicos

Segundo Economides et al (1994), a maneira como as fases estão distribuídas em uma tubulação afetam significativamente outros aspectos do escoamento multifásico, tais como o escorregamento entre as fases e o gradiente de pressão. Os padrões de escoamento bifásicos são uma descrição qualitativa da distribuição de fases.

Conforme proposto por Govier e Omer (1962), os seguintes padrões de escoamento para tubos horizontais podem ocorrer: estratificado suave, estratificado ondulado, disperso-bolhas e anular e intermitente (*slug*), conforme a Figura 18:

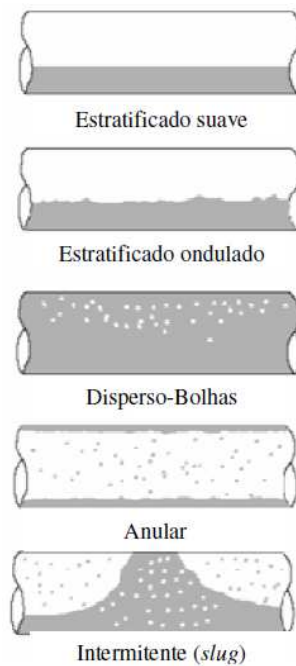


Figura 18 – Padrões de escoamento bifásico em dutos horizontais

(Fonte: Souza, 2010)

Souza (2010) descreveu estes padrões brevemente, conforme apresentado abaixo:

- Disperso-bolhas: para elevadas vazões de líquido, pequenas bolhas de gás são dispersas ao longo da fase contínua de líquido. Devido ao efeito do empuxo, essas bolhas tendem a acumular na parte superior da tubulação;
- Estratificado: para baixas vazões de líquido e de gás, efeitos gravitacionais causam a total separação entre as duas fases. Isso resulta no líquido escoando na parte inferior e o gás na parte superior. Elevações na velocidade do gás geram um aumento da tensão de cisalhamento entre as fases, resultando em uma interface ondulada;
- Intermitente: conforme as vazões do líquido e do gás são elevadas, o escoamento estratificado se torna mais ondulado até que uma onda alcança toda a seção reta da tubulação. O pistão de líquido resultante, também chamado de slug, é acelerado pela velocidade do gás

formando uma região a jusante do slug composta por um filme e uma bolha alongada (bolha de Taylor);

- Anular: para vazões elevadas de gás, o balanço de forças faz com que o gás escoe no centro da tubulação formando um anel de líquido. Devido à gravidade, a espessura do filme de líquido é maior na parte inferior.

Economides et al. (1994) afirmam que quatro regimes de escoamento são geralmente mencionados na literatura sobre escoamentos bifásicos gás-líquido verticais: bolhas, golfadas, caótico e anular. A diferença de um regime para o outro ocorre em função do aumento da vazão de gás para uma determinada vazão de líquido. A Figura 19 apresenta estes regimes para dutos verticais.

- Bolhas: a tubulação está preenchida com líquido e a fase gasosa está presente sob a forma de pequenas bolhas. As bolhas movem-se com velocidades diferentes e pouco influenciam o gradiente de pressão, exceto por sua densidade. As paredes do tubo estão em contato permanente com a fase líquida.
- Golfadas: à medida que a mistura multifásica se eleva, uma maior quantidade de gás sai de solução. Embora a fase líquida ainda seja contínua, as bolhas de gás coalescem, formando bolsões de gás estáveis no formato de “projéteis” ou golfadas, que quase preenchem a seção transversal do tubo. A velocidade das bolhas de gás é maior que a do líquido. Tanto o gás quanto o líquido influenciam significativamente o gradiente de pressão.
- Transição ou caótico: ambas as fases são descontínuas e o escoamento apresenta muita intermitência. As bolhas são reduzidas e não apresentam formas definidas, com distribuições e frequências irregulares. Ambas as fases influenciam o gradiente de pressão.
- Anular: o gás passa a ser a fase contínua no centro do duto e o líquido flui na forma de gotas dispersas. As paredes do duto são cobertas pela fase líquida que se move ascendentemente como um filme de líquido. A fase gasosa tem influência predominante sobre o gradiente de pressão.

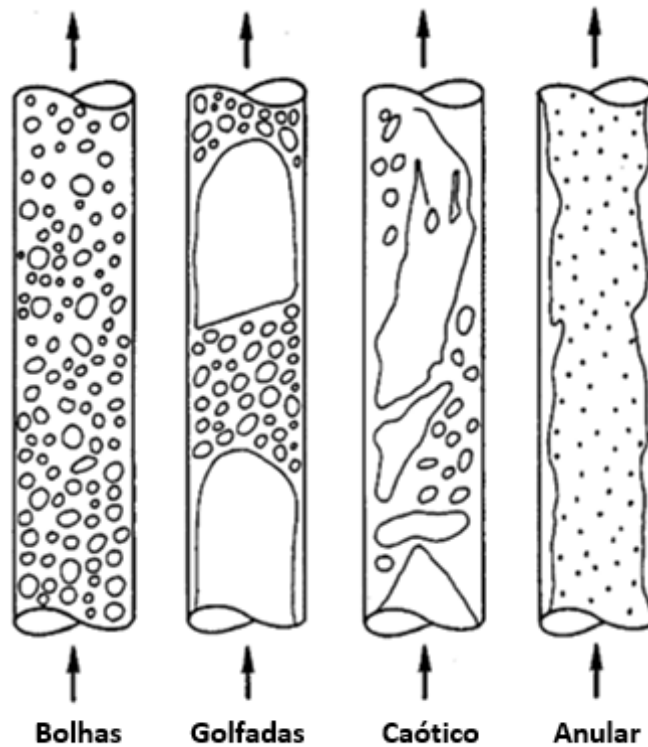


Figura 19 – Padrões de escoamento bifásico em dutos verticais
(Adaptado de Brill, 1987)

4.2.7. Correlações de fluxos multifásicos

Para modelar o escoamento multifásico de óleo, gás e água produzidos por um reservatório, podem ser utilizadas diversas correlações de fluxo multifásico que auxiliam a determinação da perda de carga e dos coeficientes de transferência de calor e massa. Oliveira (2003) menciona as três categorias de correlações que são usualmente utilizadas, segundo *Brill e Mukherjee* (1999):

- CATEGORIA I: não utilizam mapas de padrão de escoamento ou arranjo de fases e desconsideram o escorregamento entre as fases. Apresentam uma única correlação para o cálculo do fator de fricção das duas fases. As correlações desse tipo encontradas na literatura são: *Poetmann & Carpenter*, *Baxendell & Thomas*, *Fancher & Brown*.

- CATEGORIA 2: não utilizam mapas de padrão de escoamento ou arranjo de fases, mas consideram o escorregamento entre as fases e apresentam correlação para o cálculo do *holdup* e correlação para o fator de fricção das duas fases. As correlações desse tipo encontradas na literatura são: *Hagedorn & Brown*, *Gray* e *Asheim*.

- CATEGORIA 3: utilizam mapas de padrão de escoamento ou arranjo de fases e consideram o escorregamento entre as fases. Apresentam para cada padrão de escoamento uma correlação diferente para o cálculo do *holdup* e para o cálculo do fator de fricção das duas fases. As correlações desse tipo encontradas na literatura são: *Duns & Ros*, *Orkiszewski*, *Aziz*, *Grovier & Fogarasi*, *Chierici*, *Ciucci & Sclocchi*, *Beggs & Brill* e *Mukherjee & Brill*.

Segundo Tackacs (2001), as principais correlações utilizadas na indústria de petróleo são: *Hagedorn & Brown*, *Beggs & Brill*, *Aziz* e *Govier* e *Mukherjee & Brill*.

Conforme mencionado anteriormente, neste trabalho será utilizado o método de *Beggs & Brill* (1973). A correlação multifásica desenvolvida por estes autores foi obtida através de dados experimentais em uma rede de tubulações acrílicas com diâmetro entre 1,0 e 1,5 polegadas e comprimentos de 28 metros com inclinações ajustáveis. A principal vantagem dessa correlação é que ela pode descrever com precisão o escoamento multifásico independente do padrão de escoamento e da inclinação. Souza (2010) cita que este modelo utiliza as seguintes premissas:

- Fluidos são newtonianos e com viscosidade constante;
- Ausência de transferência de massa e calor entre as fases;
- Ausência de reações químicas.

4.3.

Solução numérica e código computacional

O programa computacional para o cálculo da perda de carga no escoamento multifásico foi desenvolvido a partir do software *Matlab*®. Para calcular o gradiente

de pressão ao longo do escoamento, deve-se utilizar como ponto de partida a equação de balanço de energia:

$$\frac{dp}{dz} = \left(\frac{dp}{dz}\right)_{hidrostático} + \left(\frac{dp}{dz}\right)_{cinético} + \left(\frac{dp}{dz}\right)_{friccional} \quad (31)$$

Primeiramente, calcula-se a perda de carga hidrostática. Em seguida, calcula-se a parcela da perda de carga devido à fricção. Embora a parcela cinética não influencie significativamente os cálculos do gradiente de pressão, conforme mencionado por Economides et al. (1994), a mesma será calculada para aumentar a precisão dos resultados apresentados pelo programa. Vale lembrar que para o fluxo na horizontal, não há perda de carga hidrostática, que é a parcela que mais influencia a perda de carga total de um sistema.

4.3.1. Dados de entrada do programa

Os dados de entrada do programa relacionados às características dos fluidos são os seguintes:

- Vazão de óleo morto produzida;
- Temperatura inicial do escoamento (após a árvore de natal);
- Grau API do óleo;
- Razão gás-óleo dos fluidos produzidos (RGO);
- Razão água-óleo dos fluidos produzidos (RAO);
- Massa molar aparente do gás ou Densidade do gás nas condições padrão;
- Razão de solubilidade do gás em solução à pressão do ponto de bolha;

Os dados de entrada do programa relacionados ao arranjo submarino e às geometrias das linhas submarinas e do *riser* são os seguintes:

- Diâmetro do *riser*;
- Rugosidade relativa interna do *riser*;
- Comprimento horizontal das linhas submarinas;
- Lâmina d'água.

4.3.2. Calculo dos parâmetros do escoamento

A partir da densidade do gás nas condições padrão, do grau API, da razão de solubilidade e da temperatura média do escoamento, calcula-se a pressão de bolha dos hidrocarbonetos presentes no reservatório por meio da correlação de Standing:

$$P_B = d_{gcs} \left[\frac{P}{18} \frac{10^{0,0125 \text{ } ^\circ\text{API}}}{10^{0,00091 T}} \right]^{\frac{1}{0,83}} \quad (32)$$

sendo d_{gcs} a densidade do gás nas condições padrão, P a pressão em psia e T a temperatura em $^\circ\text{F}$.

As correlações de Standing foram desenvolvidas a partir de dados experimentais de 22 misturas de óleo e gás natural provenientes de reservatórios na Califórnia (Standing, 1947). Estas correlações abrangem os seguintes intervalos:

P_B (Pressão do ponto de bolha): 130 a 7.000 psia

T_R (Temperatura de reservatório): 100 a 258 $^\circ\text{F}$

$^\circ\text{API}$: 16,5 a 63,8

d_{gcs} (Densidade do gás nas condições padrão): 0,59 a 0,95

R_{sB} (Gás em solução à pressão do ponto de bolha): 20 a 1.425 scf/STB

Calcula-se também a vazão de água produzida que chega ao tanque de estocagem localizado na UEP. Como a compressibilidade da água é muito baixa, pode-se considerar que esta vazão seja constante ao longo de todo o escoamento pelos princípios de conservação de massa. Este parâmetro é calculado de acordo com a equação 33.

$$Q_w = RAO Q_{osc} \quad (33)$$

sendo RAO a razão água-óleo e Q_{osc} a vazão de óleo morto produzida.

Em seguida, são calculados os parâmetros do escoamento que variam em função da pressão. Estes parâmetros são recalculados iterativamente para cada valor de pressão, à medida que os fluidos escoam do leito marinho até a superfície.

- Quantidade de gás em solução ou razão de solubilidade gás-óleo: calculado por meio da relação de Standing a partir da densidade do gás nas condições padrão, do grau API do óleo, da pressão de bolha, da temperatura média do escoamento e da pressão.

$$R_s = d_{gcs} \left[\frac{P 10^{0,0125 \text{ } ^\circ\text{API}}}{(18) 10^{0,00091 * T}} \right]^{1,205} \quad (34)$$

sendo P a pressão em $psia$ e T a temperatura em $^\circ F$.

Para pressões maiores do que a pressão de bolha da mistura, esta deve ser utilizada como o valor de P na equação acima.

- Fator de compressibilidade do gás, que corrige o desvio de comportamento do gás real em relação ao modelo de gás ideal: calculado por meio da correlação de Dranchuk, Purvis e Robinson a partir da densidade do gás nas condições padrão, da temperatura média do escoamento e da pressão.

A correlação de Dranchuk, Purvis e Robinson (Dranchuk et al, 1973) é iterativa e fornece valores do fator de compressibilidade do gás em função da pressão e da temperatura reduzida. A correlação é baseada na equação de estado de Benedict, Webb e Rubin (Benedict et al. 1940). Esta equação possui oito coeficientes que foram determinados pelo ajuste de 1500 pontos de dados do gráfico de Standing e Katz (Borges, 2009). A equação proposta é definida por:

$$Z = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right) \rho_{pr} + \left(A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right) \rho_{pr}^2 + A_6 \frac{\rho_{pr}^5}{T_{pr}} + \frac{A_7 \rho_{pr}^2}{T_{pr}^3} (1 + A_8 \rho_{pr}^2)^{-A_8 \rho_{pr}^2} \quad (35)$$

sendo ρ_r a massa específica pseudo-reduzida da mistura de gás dada pela seguinte equação:

$$\rho_r = \frac{0,27 P_r}{Z T_r} \quad (36)$$

Os valores dos coeficientes A_1 a A_8 estão apresentados na Tabela 2 – Coeficientes da equação de Dranchuk, Purvis e Robinson.

A_1	0,31506237	A_2	-1,0467099
A_3	-0,57832729	A_4	0,53530771
A_5	-0,61232032	A_6	-0,10488813
A_7	0,68157001	A_8	0,68446549

Tabela 2 – Coeficientes da equação de Dranchuk, Purvis e Robinson (1973)

Na condição crítica, assume-se o fator de compressibilidade como sendo 0,27, conforme mencionado por Borges (2009).

As propriedades pseudocríticas dos gases naturais podem ser determinadas por meio das correlações de Standing (1981) em função da densidade relativa do gás. Para gás natural seco, as correlações são representadas pelas seguintes equações:

$$P_{pc} = 706 - 51,7 d_{gcs} - 11,1 d_{gcs}^2 \quad (37)$$

$$T_{pc} = 168 + 325 d_{gcs} - 12,5 d_{gcs}^2 \quad (38)$$

Para gás natural úmido, as correlações são representadas pelas seguintes equações:

$$P_{pc} = 677 + 15 d_{gcs} - 37,5 d_{gcs}^2 \quad (39)$$

$$T_{pc} = 187 + 330 d_{gcs} - 71,5 d_{gcs}^2 \quad (40)$$

Em seguida, os valores encontrados para estas propriedades pseudocríticas são substituídos nas equações da temperatura e pressão pseudo-reduzidas (equações 7 e 8) que, por sua vez, podem ser utilizadas na correlação de Dranchuk, Purvis e Robinson (1973). Esta correlação é adequada para pressões pseudo-reduzidas entre 0,2 e 30 e para temperatura pseudo-reduzidas entre 1,05 e 3,0.

- Viscosidade do gás: calculada por meio do método proposto por Lee et al. (1966) a partir da densidade do gás nas condições padrão, da temperatura média do escoamento, da pressão e do fator de compressibilidade.

As equações desenvolvidas pelos autores são as seguintes:

$$\mu_g = 0,0001 K e^{(X \rho_g^Y)} \quad (41)$$

$$K = \frac{(9,4 + 0,02 M) T^{1,5}}{209 + 19 M + T} \quad (42)$$

$$X = 3,5 + \frac{986}{T} + 0,01 M \quad (43)$$

$$Y = 2,4 - 0,2 X \quad (44)$$

sendo ρ_g o peso específico do gás (em g/cm³), M o peso molecular do gás e T a temperatura (em °R). O valor da viscosidade encontrado é em cP.

- Viscosidade do óleo: calculada por meio da correlação de Beggs e Robinson (1975) a partir do grau API do óleo, da quantidade de gás em solução e da temperatura média do escoamento.

Para o cálculo da viscosidade do óleo morto, ou seja, do óleo nas condições de superfície, em que todo o gás saiu da solução, os autores desenvolveram a seguinte equação:

$$\mu_{oD} = 10^{[X T^{-1,163}]} - 1 \quad (45)$$

$$X = 10^{(3,0324 - 0,02023 \text{ } ^\circ API)} \quad (46)$$

sendo T a temperatura em °F.

Para o cálculo da viscosidade do óleo vivo, ou seja, do óleo com gás em solução, os autores desenvolveram outra equação que é função da viscosidade do óleo morto:

$$\mu_o = A \mu_{oD}^B \quad (47)$$

$$A = 10,715 (R_s + 100)^{-0,515} \quad (48)$$

$$B = 5,44 (R_s + 150)^{-0,338} \quad (49)$$

sendo μ_{oD} a viscosidade do óleo morto.

- Fator volume de formação do óleo: calculado por meio da correlação de Standing (Satter et al, 2007) a partir da quantidade de gás em solução, do grau API do óleo, da temperatura média do escoamento, da densidade do gás nas condições padrão, da pressão de bolha e da pressão.

Para pressões menores do que a pressão de bolha, a correlação de *Standing* é definida por:

$$B_o = 0,972 + 0,000147 F^{1,175} \quad (50)$$

onde F o fator de correção calculado a partir da seguinte equação:

$$F = R_s \left(\frac{d_{gcs}}{d_o} \right)^{0,5} + 1,25 T \quad (51)$$

sendo R_s a quantidade de gás em solução, d_{gcs} a densidade do gás nas condições padrão, d_o a densidade do óleo e T a temperatura em °F.

Para pressões iguais ou maiores do que a pressão de bolha, a correlação de *Standing* é definida por:

$$B_o = B_{oB}^{[C_o \times (P_{bolha} - P)]} \quad (52)$$

sendo C_o a compressibilidade do óleo, P a pressão instantânea, P_{bolha} a pressão do ponto de bolha e B_{oB} o fator volume de formação do óleo no ponto de bolha.

- Compressibilidade do óleo: calculada por meio da correlação de Vazques (Beggs & Brill; 1973) a partir da razão de solubilidade do gás em solução à pressão do ponto de bolha, do grau API do óleo, da densidade do gás nas condições padrão e da pressão.

$$C_o = \frac{5 R_{SB} + 17,2 T - 1180 d_{gcs} + 12,61 \text{ } ^\circ API - 1433}{P} \quad (53)$$

sendo R_{SB} a razão de solubilidade do gás em solução à pressão do ponto de bolha em scf/STB, d_{gcs} a densidade do gás nas condições padrão, T a temperatura em °F e P a pressão em *psia*

- Fator volume de formação do gás: calculado por meio da aplicação da lei dos gases reais a partir do fator de compressibilidade do gás, da temperatura média do escoamento e da pressão, conforme apresentado nas equações 12, 13 e 14.
- Tensão superficial: calculada por meio da correlação de Baker e Swerdloff (1956) a partir do grau API do óleo, da temperatura média do escoamento e da pressão.

As correlações de Baker e Swerdloff estão demonstradas através da Figura 20.

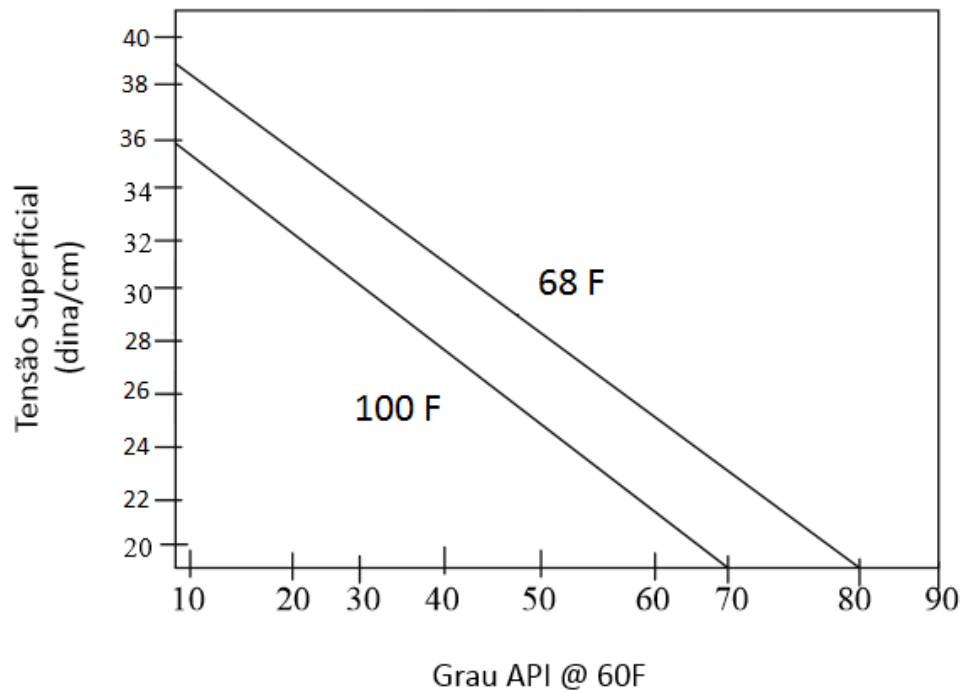


Figura 20 – Tensão superficial do óleo morto a pressão atmosférica
(Adaptado de Baker & Swerdloff, 1956)

Para temperaturas superiores a 100 F, utiliza-se a correlação desenvolvida pelos autores para a temperatura de 100 F:

$$\sigma_{100F} = 37,5 - 0,2571 \text{ } ^\circ API \quad (54)$$

Para temperaturas inferiores a 68 F, utiliza-se a correlação desenvolvida para a temperatura de 68 F:

$$\sigma_{68F} = 39 - 0,2571 \text{ } ^\circ API \quad (55)$$

Para as temperaturas intermediárias, deve ser feita a interpolação linear entre as duas equações, conforme a equação 54:

$$\sigma = \sigma_{68F} - \frac{(T - 68) (\sigma_{68F} - \sigma_{100F})}{32} \quad (56)$$

A medida que a pressão aumenta e o gás entra em solução, a tensão interfacial entre o óleo e o gás é reduzida, o que pode ser demonstrado pela Figura 21.

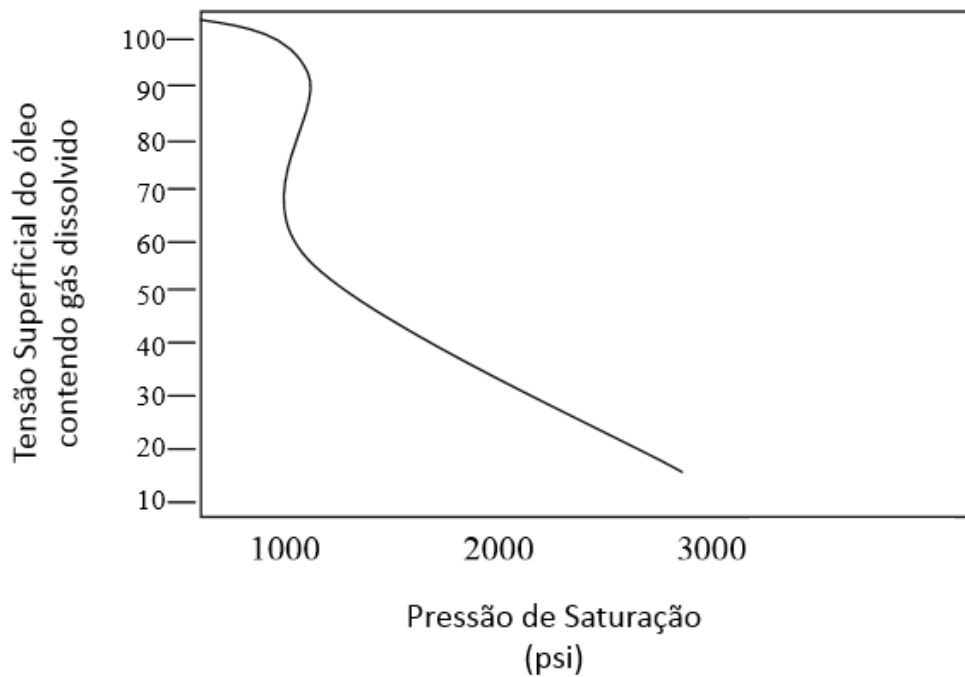


Figura 21 – Efeito do gás em solução na tensão superficial do óleo
(Adaptado de Howard & Fred, 2003)

Para corrigir o valor da tensão interfacial do óleo morto em função do efeito do gás em solução, deve-se multiplicá-lo por um fator de correção, conforme apresentado na equação 55, que aproxima a curva apresentada pela Figura 21.

$$F = 1 - 0,024 P^{0,045} \quad (57)$$

- Vazão de líquido, calculada a partir da equação 58:

$$Q_l = Q_{o_{sc}} B_o + Q_w B_w \quad (58)$$

sendo $Q_{o_{sc}}$ a vazão de óleo instantânea em condições padrão, B_o o fator volume de formação do óleo, Q_w a vazão de água produzida e B_w o fator volume de formação da água.

- Vazão de gás, calculada a partir da seguinte equação:

$$Q_g = (RGO - R_s) Q_{o_{sc}} B_g \quad (59)$$

sendo RGO a razão gás-óleo, R_s a quantidade de gás em solução, $Q_{o_{sc}}$ a vazão de óleo instantânea em condições padrão e B_g o fator volume de formação do gás.

- Massa específica do gás, calculada a partir da seguinte equação:

$$\rho_g = \frac{28,97 d_{g_{cs}} P}{Z R T} \quad (60)$$

sendo $d_{g_{cs}}$ a densidade do gás nas condições padrão, T a temperatura em °R, Z o fator de compressibilidade do gás, R a constante universal dos gases perfeitos e P a pressão em *psia*.

- Massa específica do líquido, calculada a partir da seguinte equação:

$$\rho_l = \frac{\rho_w (RAO + d_o) + d_{g_{cs}} \rho_{ar} R_s}{RAO B_w + B_o} \quad (61)$$

sendo ρ_w a massa específica da água, RAO a razão água-óleo, d_o a densidade do óleo, ρ_{ar} a massa específica do ar, $d_{g_{cs}}$ a densidade do gás nas condições padrão, R_s a quantidade de gás em solução, B_w o fator volume de formação da água e B_o o fator volume de formação do óleo.

Com estes parâmetros calculados, são determinadas as vazões de líquido e de gás nas condições de temperatura e pressão locais. Calcula-se, então, a velocidade superficial da mistura (v_m) a partir das velocidades superficiais do líquido (v_{sl}) e do gás (v_{sg}), conforme as equações 26 e 27.

4.3.3.

Implementação do Método de Beggs & Brill

Os primeiros parâmetros que são calculados para implementar o método de Beggs & Brill (1973) são os *hold-ups* de não escorregamento da fase líquida (λ_l) e

da fase gasosa (λ_g). Nesta etapa, considera-se que não há velocidade relativa entre as fases.

$$\lambda_l = \frac{v_{sl}}{v_m} \quad (62)$$

$$\lambda_g = \frac{v_{sg}}{v_m} \quad (63)$$

Em seguida, calcula-se a densidade média da mistura (ρ_n) e a viscosidade média da mistura (μ_n) para não escorregamento, a partir dos *hold-ups* de não escorregamento e das densidades de cada fase.

$$\rho_n = \rho_l \lambda_l + \rho_g \lambda_g \quad (64)$$

$$\mu_n = \mu_l \lambda_l + \mu_g \lambda_g \quad (65)$$

Os regimes de escoamento definidos pelo método de Beggs & Brill (1973) são determinados considerando-se a tubulação na posição horizontal. Depois são feitas correções para que a inclinação da tubulação seja considerada no comportamento do *hold-up*.

Para determinar o regime de escoamento correspondente à orientação horizontal, é necessário calcular os seguintes parâmetros: número de *Froude* (Fr), número de velocidade do líquido (N_L) e o número de Reynolds para não escorregamento (Re):

$$Fr = \frac{v_m^2}{g D} \quad (66)$$

$$N_L = v_{sl} \left(\frac{\rho_l}{g} \sigma \right)^{0.25} \quad (67)$$

$$Re = \frac{\rho_n v_m D}{\mu_n} \quad (68)$$

sendo σ é a tensão interfacial e v_m a soma das velocidades superficiais da fase líquida v_{sl} e da fase gasosa v_{sg} .

O número de Froude é um número adimensional que relaciona o efeito das forças de inércia com as forças de gravidade que atuam no fluido.

O regime de escoamento (para a orientação horizontal) é determinado pela localização do ponto de encontro entre a fração de descarga e o número de Froude no mapa de regimes de escoamento mostrado na Figura 22. Este mapa é dividido em quatro regiões que correspondem aos regimes segregado, transição, intermitente e distribuído.

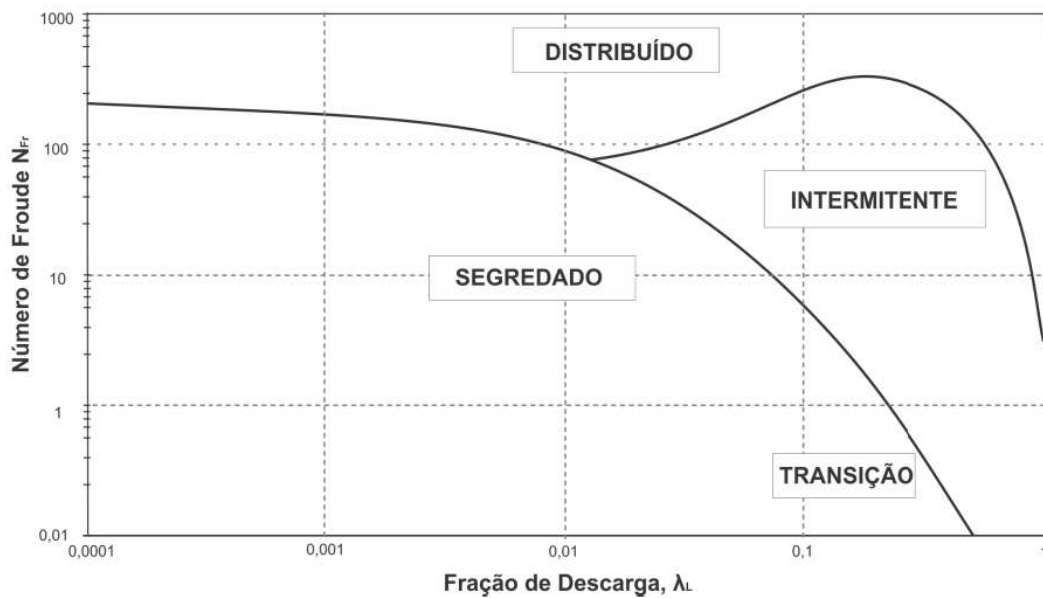


Figura 22 – Mapa de escoamento (Fonte: Beggs & Brill (1973))

No entanto, para que o tipo de regime pudesse ser determinado sem o auxílio do gráfico, Beggs & Brill (1973) ajustaram equações às linhas de transição entre os regimes. Assim, a determinação do padrão de escoamento horizontal pode ser feita através do cálculo de quatro números: L_1 , L_2 , L_3 e L_4 :

$$L_1 = 316 \lambda_L^{0,302} \quad (69)$$

$$L_2 = 0,000925 \lambda_L^{-2,4684} \quad (70)$$

$$L_3 = 0,1 \lambda_L^{-1,4516} \quad (71)$$

$$L_4 = 0,5 \lambda_L^{-6,738} \quad (72)$$

O padrão de escoamento pode ser considerado segregado, transição, distribuído ou intermitente, dependendo das relações abaixo descritas:

$$\lambda_l < 0,01 \text{ e } Fr < L_1 \rightarrow \text{Segregado}$$

$$\lambda_l \geq 0,01 \text{ e } Fr < L_2 \rightarrow \text{Segregado}$$

$$\lambda_l \geq 0,01 \text{ e } L_2 \leq Fr \leq L_3 \rightarrow \text{Transição}$$

$$\lambda_l < 0,4 \text{ e } Fr \geq L_1 \rightarrow \text{Distribuído}$$

$$\lambda_l \geq 0,4 \text{ e } Fr > L_4 \rightarrow \text{Distribuído}$$

$$\lambda_l \geq 0,4 \text{ e } L_3 \leq Fr \leq L_4 \rightarrow \text{Intermitente}$$

$$0,02 \leq \lambda_l < 0,4 \text{ e } L_3 < Fr < L_1 \rightarrow \text{Intermitente}$$

Após determinar qual o padrão de escoamento, calcula-se o *holdup* de líquido para o escoamento na direção horizontal α_h , que é uma função do padrão de escoamento, do hl e do Nfr , de acordo com a equação abaixo:

$$\alpha_h = \max \left(\lambda_l, \frac{a \lambda_l^b}{Fr^c} \right) \quad (73)$$

Os coeficientes a , b , e c variam em função do padrão do escoamento, de acordo com a Tabela 3:

Padrão	a	b	c
Segregado	0,98	0,4846	0,0868
Intermitente	0,845	0,5351	0,0173
Distribuído	1,065	0,5824	0,0609

Tabela 3 – Coeficientes para o cálculo do *holdup* de líquido para escoamento na direção horizontal

Para o padrão de transição, o cálculo do *holdup* é uma média ponderada entre o *holdup* do padrão segregado e o do intermitente, na qual a importância relativa é calculada através da seguinte equação:

$$\phi = \frac{L_3 - Fr}{L_3 - L_2} \quad (74)$$

Assim, pode-se verificar que:

$$\alpha_{transição} = \phi \alpha_{segregado} + (1 - \phi) \alpha_{intermitente} \quad (75)$$

Após determinar o *holdup* de líquido em função do padrão de escoamento, deve-se calcular o fator de correção de inclinação, utilizado para ajustar o valor do *hold-up* horizontal de acordo com a inclinação da tubulação. Este fator é calculado através da seguinte equação:

$$\Psi = 1 + C \left((\sin(1,8 \theta)) - \frac{(\sin(1,8 \theta))^3}{3} \right) \quad (76)$$

sendo $C = \max(0, (1 - \lambda_l) \ln(d \lambda_l^e N_L^f N_{FR}^g))$

Os coeficientes d , e , f e g variam em função do padrão de escoamento e da direção do escoamento, de acordo com a Tabela 4:

Padrão	Direção	d	e	f	g
Segregado	Ascendente	0,011	-3.768	3.539	-1.614
Intermitente	Ascendente	2.960	0,305	-0,4473	0,0978
Distribuído	Ascendente	Sem correção, C=0 e $\psi=1$			
Todos	Descendente	4.700	-0,3692	0,1244	-0,5056

Tabela 4 – Coeficientes para o cálculo do fator de correção

A partir do fator de correção, pode-se determinar o valor de *holdup* para o escoamento inclinado:

$$\alpha_{(\theta)} = \alpha_h \Psi \quad (77)$$

Em seguida, calcula-se a densidade da mistura a partir das massas específicas das fases e do *holdup* de líquido, de acordo com a equação abaixo:

$$\rho_m = \rho_l \alpha_{(\theta)} + \rho_g (1 - \alpha_{(\theta)}) \quad (78)$$

Finalmente, pode ser calculado o gradiente de pressão hidrostático a partir da massa específica média da mistura:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{hidrostático} = \rho_m \sin(\theta) \quad (79)$$

Para determinar o gradiente de pressão em função das perdas por fricção, deve-se calcular primeiramente a tensão de cisalhamento, conforme apresentado na equação 80:

$$\tau = f_{tp} \rho_m \frac{v_m |v_m|}{4} \quad (80)$$

na qual f_{tp} é o fator de atrito bifásico definido pela equação 81.

$$f_{tp} = f_n e^S \quad (81)$$

sendo f_n o fator de atrito de Fanning e S determinado pelas seguintes relações:

$$S = \frac{\ln x}{-0,0523 + 3,1820 \ln x - 0,8725 (\ln x)^2 + 0,0185 (\ln x)^4} \quad (82)$$

para $x \leq 1$ ou $x \geq 1,2$

ou

$$S = \frac{\ln x}{2,2 x - 1,2} \quad (83)$$

para $1 < x < 1,2$

sendo

$$x = \frac{h_l}{(\alpha_{(\theta)})^2} \quad (84)$$

Em regime laminar, o fator de atrito de Fanning (f_n) é função do número de Reynolds e é determinado pela seguinte equação:

$$f_n = \frac{16}{Re} \quad (83)$$

Para o regime turbulento, utilizou-se a equação desenvolvida por Colebrook-White, mencionada por Economides et al. (1994).

$$\frac{1}{\sqrt{f_n}} = -4 \log \left(\frac{\epsilon/D}{3,7065} + \frac{1,2613}{Re \sqrt{f_n}} \right) \quad (85)$$

sendo Re o número de Reynolds, ϵ a rugosidade e D o diâmetro nominal da linha submarina ou do *riser*.

Para a solução desta equação, utilizou-se um método iterativo em que o fator de atrito da primeira iteração foi calculado a partir da equação de Blasius:

$$f_n = \frac{0,0791}{(Re^{0,25})} \quad (86)$$

A partir do fator de atrito calculado, pode-se obter a perda de carga friccional a partir da equação 87:

$$\left(\frac{dp}{dz} \right)_{friccional} = \frac{2 f_{tp} \rho_m v_m^2}{g D} \quad (87)$$

Finalmente, para encontrarmos a perda de carga total do sistema, utiliza-se a equação 88:

$$\frac{dp}{dz} = \frac{\left(\frac{dp}{dz} \right)_{hidrostático} + \left(\frac{dp}{dz} \right)_{friccional}}{1 - E_k} \quad (88)$$

sendo

$$E_k = \frac{v_m v_{sg} \rho_m}{g P} \quad (89)$$

4.3.4.

Algoritmo para avaliar o gradiente de pressão e temperatura

O método utilizado para que o programa computacional avalie a perda de carga ao longo do arranjo submarino parte de uma pressão e de uma temperatura iniciais conhecidas na cabeça (ou no fundo) de um poço localizado no leito marinho. Em seguida, são realizadas as seguintes etapas:

- 1) Calcula-se a pressão de bolha e a vazão de água produzida
- 2) Calculam-se as propriedades dos fluidos para a pressão e a temperatura iniciais a partir das correlações apresentadas no item 4.3.2.
- 3) Determina-se o gradiente de pressão $\Delta P / \Delta L$ para o primeiro segmento por meio das correlações multifásicas definidas pelo Método de Beggs & Brill (1973), conforme apresentado no item 4.3.3.
- 4) Calcula-se o comprimento equivalente a um diferencial de pressão ΔP a partir da relação $\Delta L = \frac{\Delta P}{\Delta P / \Delta L}$
- 5) Adotando uma simplificação para a determinação da temperatura, calcula-se a temperatura a partir de um perfil de temperatura conhecido, definido por:

$$T_{i+1} = T_i - 0,01 \Delta L \cos(\theta) \quad (90)$$

Foi adotada uma simplificação para o perfil de temperatura, pois a modelagem dos fenômenos de transferência de calor para linhas submarinas imersas no oceano é bastante complexa e foge aos objetivos deste trabalho. O perfil de temperatura utilizado baseia-se no estudo realizado por Cardozo e Hamza (2014). A partir de dados experimentais, os autores traçaram um gradiente geotérmico para a Bacia de Campos, compatível com o perfil definido pela equação 90.

- 6) Estima-se uma nova pressão, a partir da relação:

$$P_{i+1} = P_i - \Delta P \quad (91)$$

- 7) Inicia-se novamente a rotina a partir da segunda etapa. O loop é finalizado quando as condições geométricas definidas na entrada do programa (comprimento da linha submarina e lamina d'água) são atingidas ou quando a pressão do escoamento se torna nula, indicando que para as condições de entrada do programa, os fluidos não chegam até a superfície.

5 Resultados

Nesse capítulo estão descritas as diversas etapas realizadas para a simulação de escoamentos multifásicos em sistemas submarinos de produção. Para validação dos resultados, foram feitas diversas simulações para casos simples, nos quais foram avaliados os impactos no gradiente de pressão a partir de alterações nos parâmetros razão água-óleo (RAO), razão gás-líquido (RGL), vazão de produção e grau API do óleo. Finalmente, no item 5.3, estão apresentados os resultados para a simulação de garantia de escoamento para dois cenários submarinos hipotéticos que apresentam problemas de garantia de escoamento relacionados à alta razão água-óleo (RAO). Em seguida, são apresentados os resultados das simulações para estes cenários após a instalação de sistemas submarinos de separação água-óleo.

Para que fosse possível testar os parâmetros desejados, foram feitas algumas considerações para todas as simulações dos itens 5.1 e 5.2, tais como:

- a temperatura inicial T_i do escoamento é de 60 °C (140 F)
- a rugosidade relativa interna do *riser* é de: 0,0006

5.1. Teste de malha

Para os resultados apresentados nessa seção, foram consideradas as seguintes características dos fluidos:

- ✓ Grau API do óleo: 22;
- ✓ Razão água-óleo (RAO) dos fluidos produzidos: 0,3 m³/m³;
- ✓ Densidade do gás nas condições padrão: 0,65
- ✓ Quantidade de gás em solução à pressão do ponto de bolha (Rsb): 350 scf/STB (62,3 m³/m³);

Quanto às condições do escoamento, foram adotadas as seguintes premissas:

- ✓ Pressão inicial na saída da árvore de natal: 16547,42 kPa
- ✓ Vazão de óleo produzido (óleo morto): 6000 bbl/dia (0,0110 m³/s);
- ✓ Diâmetro interno do *riser*: 6" (0,1524 m).

O arranjo submarino definido para as simulações desta seção inclui um poço produzindo diretamente para uma unidade flutuante através de um *riser* de produção em formato de catenária. A lâmina d'água é de 1400 metros e a distância horizontal que a linha submarina percorre até alcançar o *riser* é de 2000 metros. Na Figura 23, pode ser observado o esquema proposto.

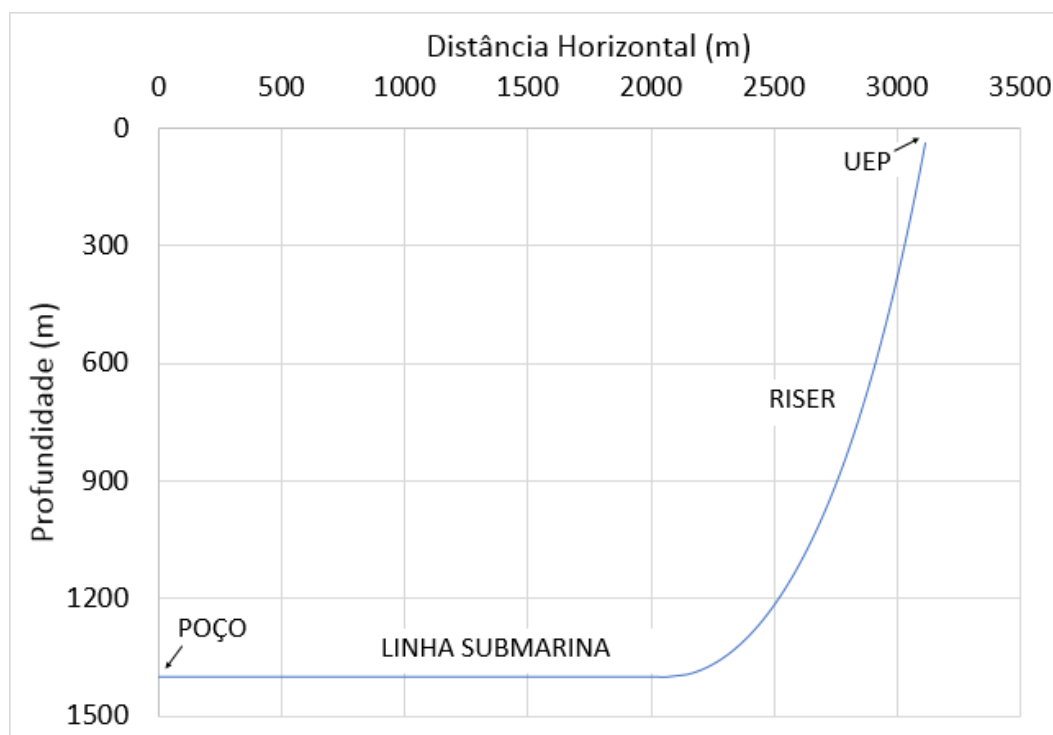


Figura 23 – Arranjo Submarino proposto

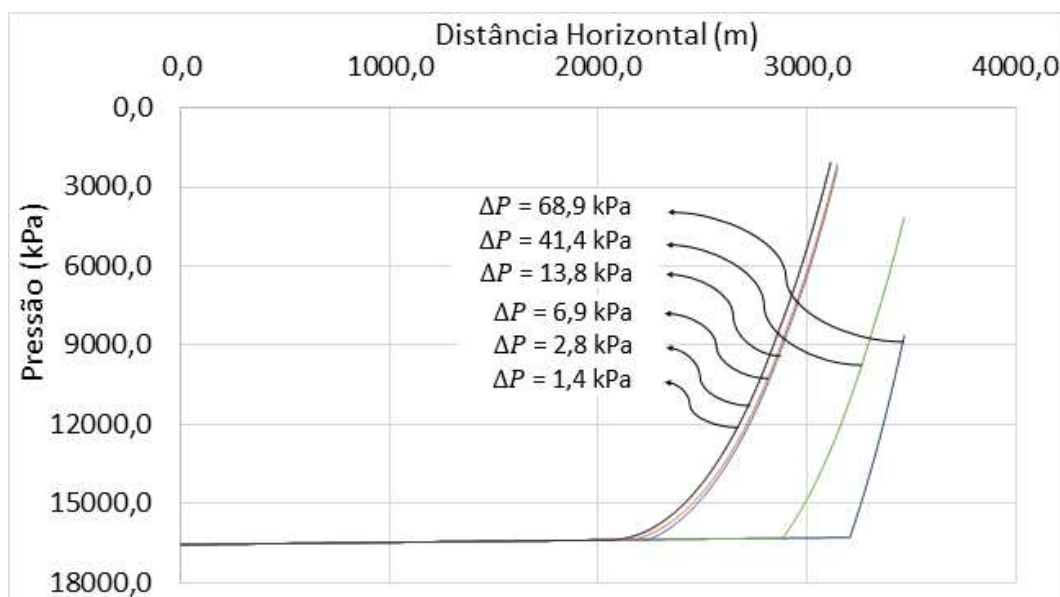


Figura 24 – Distância horizontal x Pressão

Ao analisar o gráfico da Figura 24, pode-se perceber que o programa computacional converge para resultados adequados quando são utilizados diferenciais de pressão (ΔP) da ordem de 2,8 kPa. Não houve um aumento significativo de precisão para diferenciais de pressão (ΔP) ainda menores, sendo muito difícil diferenciar graficamente as curvas *Pressão x Distância Horizontal* para diferenciais de pressão $\Delta P = 2,8$ kPa e $\Delta P = 1,4$ kPa, por exemplo.

Na Tabela 5, pode-se comparar a diferença percentual de pressão calculada pelo programa computacional em diversos segmentos da linha submarina utilizando-se diferenciais de pressão (ΔP) variados. Para facilitar a análise, comparou-se a pressão calculada com $\Delta P = 1,4$ kPa e diferenciais maiores do que 01,4 kPa.

Distância Horizontal (m)	Pressão (kPa) ($\Delta P = 1,4$ kPa) Referência	Pressão (kPa) ($\Delta P = 68,9$ kPa)	Diferença percentual (%)
800	16478,5	16478,5	0,0
1600	16409,5	16409,5	0,0
2400	15079,5	16340,6	8,4
2800	9805,7	16306,1	66,3
3000	5329,6	16288,9	205,6
3100	2504,2	16278,5	550,1

Distância Horizontal (m)	Pressão (kPa) ($\Delta P = 1,4$ kPa) Referência	Pressão (kPa) ($\Delta P = 41,4$ kPa)	Diferença percentual (%)
800	16478,5	16478,5	0,0
1600	16409,5	16409,52666	0,0
2400	15079,5	16340,6	8,4
2800	9805,7	16306,1	66,3
3000	5329,6	14827,2	178,2
3100	2504,2	13196,56892	427,0
Distância Horizontal (m)	Pressão (kPa) ($\Delta P = 1,4$ kPa) Referência	Pressão (kPa) ($\Delta P = 13,8$ kPa)	Diferença percentual (%)
800	16478,5	16478,47425	0,0
1600	16409,5	16409,52666	0,0
2400	15079,5	15568,36605	3,2
2800	9805,7	10676,53447	8,9
3000	5329,6	6367,310029	19,5
3100	2504,2	3688,696119	47,3
Distância Horizontal (m)	Pressão (kPa) ($\Delta P = 1,4$ kPa) Referência	Pressão (kPa) ($\Delta P = 6,9$ kPa)	Diferença percentual (%)
800	16478,5	16478,5	0,0
1600	16409,5	16409,5	0,0
2400	15079,5	15371,86541	1,9
2800	9805,7	10483,48121	6,9
3000	5329,6	6191,493672	16,2
3100	2504,2	3516,327141	40,4
Distância Horizontal (m)	Pressão (kPa) ($\Delta P = 1,4$ kPa) Referência	Pressão (kPa) ($\Delta P = 2,8$ kPa)	Diferença percentual (%)
800	16478,5	16478,5	0,0
1600	16409,5	16409,5	0,0
2400	15079,5	15088,5	0,1
2800	9805,7	9815,4	0,1
3000	5329,6	5339,3	0,2
3100	2504,2	2512,5	0,3

Tabela 5 – Teste de malha

Em alguns casos testados com o diferencial de pressão (ΔP) de 1,4 kPa, o software apresentou mensagem de erro ao tentar rodar o programa, alertando para a falta de memória do computador. Portanto, optou-se por utilizar o diferencial de pressão de 2,8 kPa, já que este apresenta diferenças percentuais mínimas em relação aos parâmetros calculados com diferenciais de pressão de 1,4 kPa.

5.2.

Análise de sensibilidade

Para validar o programa computacional, foram feitas análises de sensibilidade com o objetivo de verificar o efeito de alterações nos principais parâmetros do escoamento em um sistema submarino: razão água-óleo (RAO), razão gás-óleo (RGO), vazão de produção de óleo e grau API do óleo.

5.2.1.

Efeitos da variação da razão água-óleo (RAO)

Para os resultados apresentados nessa seção, foram consideradas as mesmas características geométricas do arranjo submarino apresentado no item 5.1 (Teste de Malhas). Com exceção da razão água óleo, que sofreu variações entre 0 e 2,0 m³/m³, as características dos fluidos e condições do escoamento foram mantidas constantes, conforme apresentado abaixo:

- ✓ Densidade do gás nas condições padrão: 0,65
- ✓ Razão gás-óleo (RGO) dos fluidos produzidos: 200 scf/STB (35,6 m³/m³);
- ✓ Pressão inicial na saída da árvore de natal: 2100 psia (14479 kPa);
- ✓ Diâmetro interno do *riser*: 6" (0,1524 m).

Foram feitas duas análises diferentes. Na primeira, manteve-se constante a vazão de óleo produzido (óleo morto) em 10000 bbl/dia (0,0184 m³/s). Na outra, manteve-se constante a vazão volumétrica de líquido produzido em 10000 bbl/dia (0,0184 m³/s).

Na Figura 25, estão apresentadas as curvas *Pressão x Profundidade* para diferentes valores de razão água-óleo (RAO) nas quais a vazão de óleo foi mantida constante.

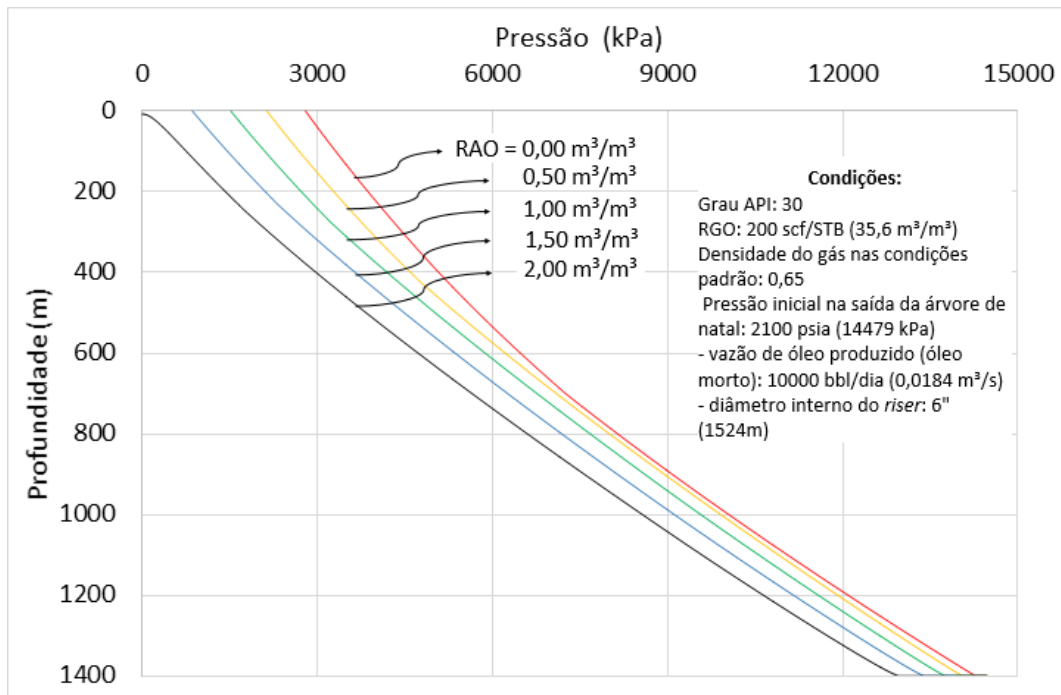


Figura 25 – Efeito da variação da RAO (vazão de óleo constante):

Pressão x Profundidade

À medida que a razão água-óleo (RAO) aumenta, menor é a pressão dos fluidos que chegam à superfície. Isto ocorre em função de uma maior perda hidrostática ocasionada pelo aumento da densidade média dos fluidos produzidos. Além disso, como a vazão de óleo foi mantida constante, quanto maior o RAO, maior é a vazão de líquido produzida. Como pode ser visto no item 5.2.3, este aumento da vazão total dos fluidos produzidos também aumenta a perda de carga total no sistema.

Este tipo de análise pode ser conduzido quando se deseja avaliar a implantação de um sistema de separação submarina água-óleo com reinjeção da água ainda no leito marinho, como será apresentado no item 5.3. Ao separar-se parcialmente a água produzida ainda no leito marinho, reduz-se a densidade média dos fluidos produzidos, minimizando os problemas de garantia de escoamento.

Na segunda análise, foram desenvolvidas curvas para uma vazão de líquido constante, conforme mostrado na Figura 26. Neste caso, quanto maior a RAO, menor a quantidade de óleo produzida.

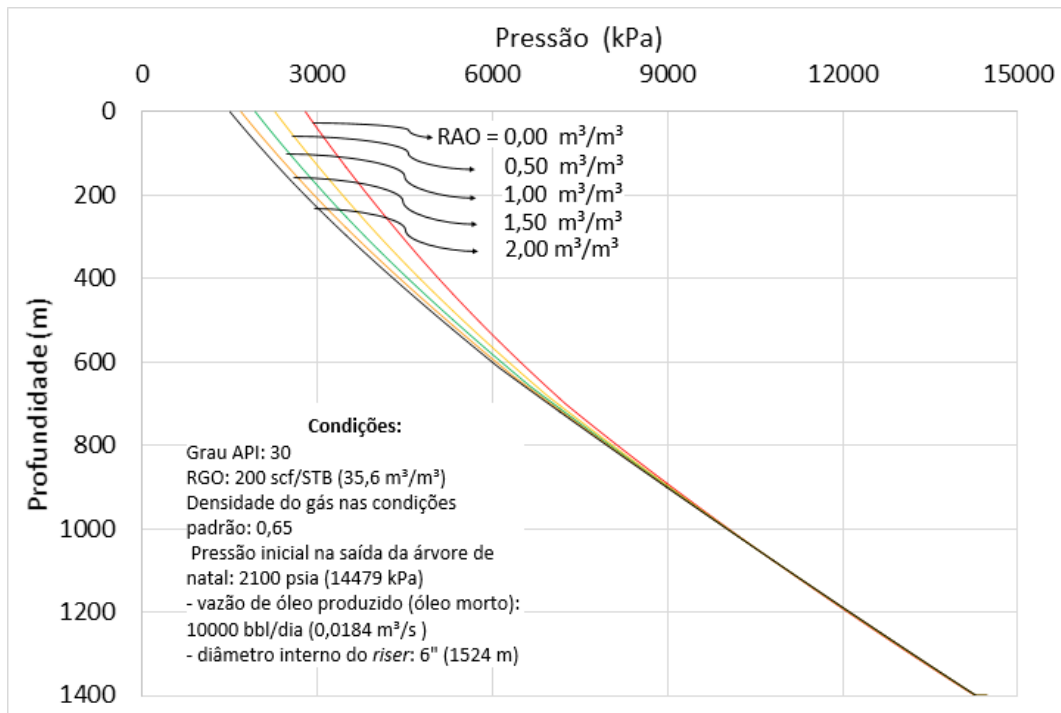


Figura 26 – Efeito da variação da RAO (vazão de líquido constante):

Pressão x Profundidade

A evolução das curvas apresentadas na Figura 26 representa o comportamento típico de um poço produzindo ao longo do tempo a partir de um reservatório no qual o mecanismo de manutenção da pressão se dá por injeção de água ou pelo contato com um aquífero. Com o passar do tempo, o poço passa a produzir cada vez mais água e menos óleo. A partir de uma certa RAO, o poço pode se tornar financeiramente inviável ou deixar de ser surgente, caso a pressão do reservatório não seja suficiente para impulsionar os fluidos produzidos cada vez mais pesados. Neste momento, pode-se optar por abandonar o poço ou por introduzir um método de elevação artificial (*gas lift* ou bombeamento) ou instalar um sistema de separação submarina água-óleo.

5.2.2.

Efeitos da variação da razão gás-óleo (RGO)

Para os resultados apresentados nessa seção, foram consideradas as mesmas características geométricas do arranjo submarino apresentado no item 5.1 (Teste de Malhas). Com exceção da razão gás-óleo, que sofreu variações entre 0 e 1000

scf/STB ($178 \text{ m}^3/\text{m}^3$), as características dos fluidos e condições do escoamento foram mantidas constantes, conforme apresentado abaixo:

- ✓ Grau API do óleo: 30;
- ✓ Razão água-óleo (RAO) dos fluidos produzidos: $0,25 \text{ m}^3/\text{m}^3$;
- ✓ Densidade do gás nas condições padrão: 0,65
- ✓ Pressão inicial na saída da árvore de natal: 2800 psia (19305 kPa);
- ✓ Vazão de óleo produzido (óleo morto): 10000 bbl/dia ($0,0184 \text{ m}^3/\text{s}$);
- ✓ Diâmetro interno do *riser*: 6" ($0,1524 \text{ m}$).

Na Figura 27, estão apresentadas as curvas *Pressão x Profundidade* para diferentes valores de razão gás-óleo (RGO).

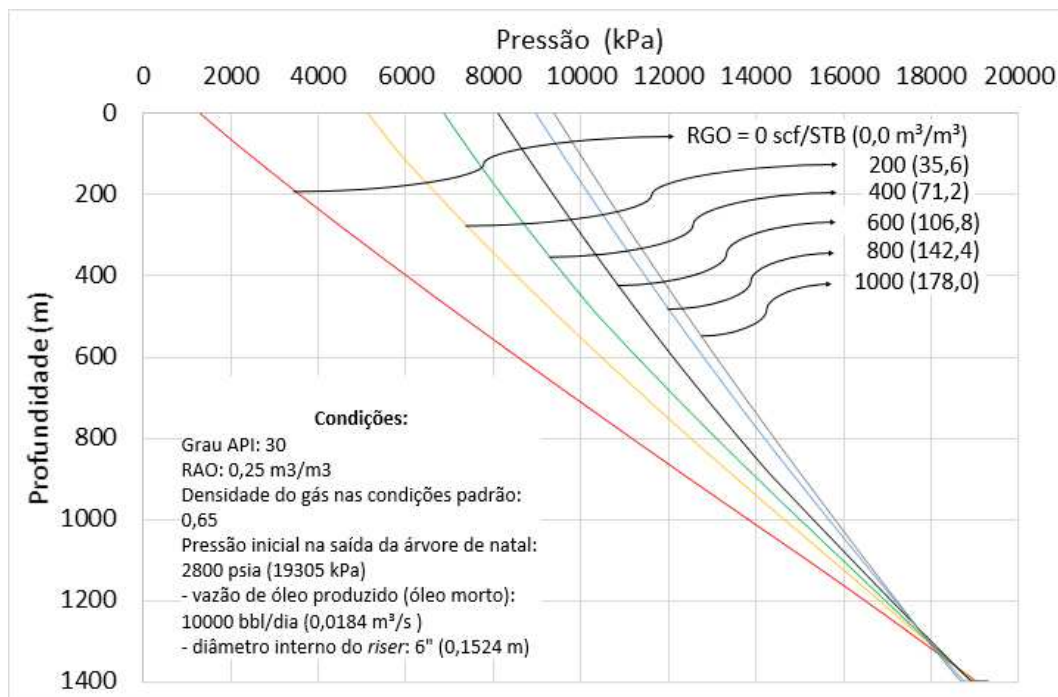


Figura 27 – Efeito da variação da RGL: Pressão x Profundidade

À medida que a razão gás-óleo (RGO) aumenta, maior é a pressão dos fluidos que chegam à superfície. Com o aumento da vazão de gás produzida, menor é a densidade média dos fluidos que estão escoando, o que reduz a parcela hidrostática da perda de carga. No entanto, quanto maior a quantidade de gás em solução, maior é a velocidade do escoamento, o que proporciona um aumento na parcela friccional da perda de carga. Enquanto o escoamento ocorrer na horizontal, e a parcela hidrostática da perda de carga for nula, as maiores perdas de carga total

ocorrem nos casos em que o escoamento está com uma RGO maior, em função da maior perda friccional. No entanto, no trecho do *riser*, a parcela hidrostática torna-se relevante, acarretando uma menor perda de carga nos casos em que o escoamento está com uma RGO maior.

Este tipo de análise é conduzido quando se deseja avaliar a implantação de um sistema de elevação artificial por meio de injeção de *gas lift* no poço submarino. O efeito da injeção de gás ao longo do poço é exatamente este: ao reduzir a densidade média dos fluidos que estão sendo produzidos, um poço que não era surgente por meio da energia natural do reservatório pode se transformar em surgente com a injeção do *gas lift*.

5.2.3. Efeitos da variação da vazão de produção

Para os resultados apresentados nessa seção, foram consideradas as mesmas características geométricas do arranjo submarino apresentado no item 5.1 (Teste de Malhas). Com exceção da vazão de óleo produzida, que sofreu variações entre 4000 bbl e 8000 bbl, as características dos fluidos e condições do escoamento foram mantidas constantes, conforme apresentado abaixo:

- ✓ Grau API do óleo: 30;
- ✓ Razão água-óleo (RAO) dos fluidos produzidos: 1,50 m³/m³;
- ✓ Razão gás-óleo (RGO) dos fluidos produzidos: 300 scf/STB (53,4 m³/m³);
- ✓ Densidade do gás nas condições padrão: 0,65
- ✓ Pressão inicial na saída da árvore de natal: 2100 psia (14480 kPa);
- ✓ Diâmetro interno do *riser*: 6” (0,1524 m).

Na Figura 28, estão apresentadas as curvas *Pressão x Profundidade* para diferentes valores de vazão produzida.

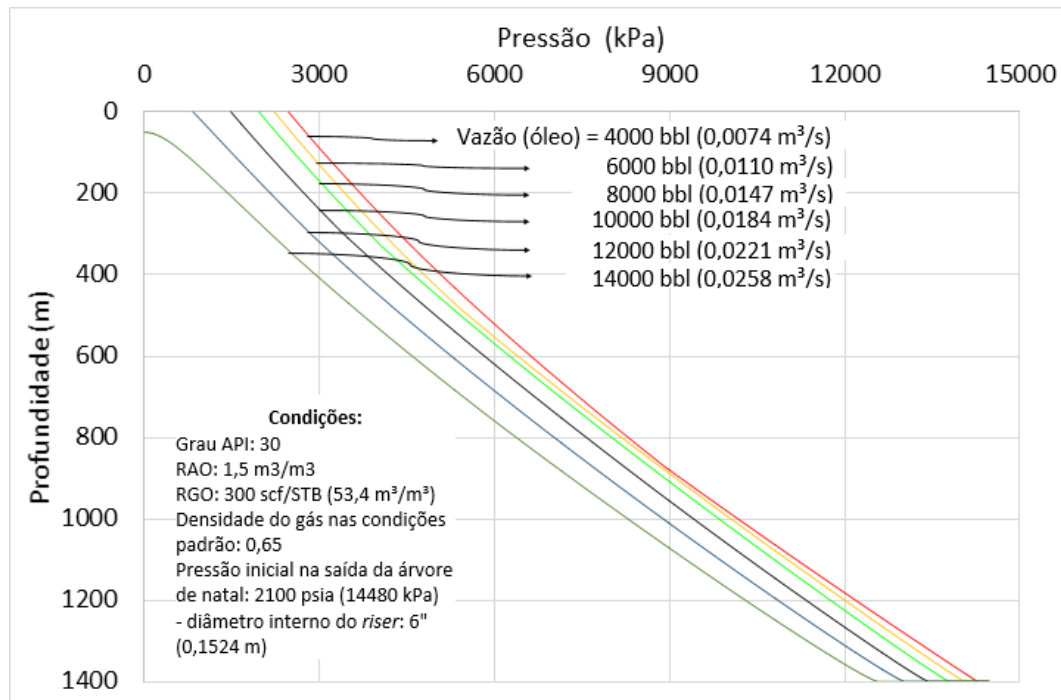


Figura 28 – Efeito da variação da vazão: Pressão x Profundidade

Pela Figura 28, pode-se observar que a redução da vazão acarreta o aumento da pressão dos fluidos que chegam à superfície. Esta é uma alternativa para poços que não são surgentes para uma determinada vazão. Por exemplo, para as condições de contorno definidas neste item, os fluidos não poderiam ser produzidos a uma vazão de 14000 bbl ($0,0258 \text{ m}^3/\text{s}$), conforme indicado na Figura 28. Portanto, uma possível solução para tornar o poço surgente seria reduzir a vazão de produção para 12 mil bbl ($0,0221 \text{ m}^3/\text{s}$). No entanto, nem sempre esta opção representa o melhor custo-benefício para a operação do projeto. A redução da vazão afeta diretamente a rentabilidade daquele poço.

5.2.4. Efeitos da variação do grau API do óleo

Para os resultados apresentados nessa seção, foram consideradas as mesmas características geométricas do arranjo submarino apresentado no item 5.1 (Teste de Malhas). Com exceção do grau API do óleo produzido e da razão gás-óleo, as características dos fluidos e condições do escoamento foram mantidas constantes, conforme apresentado abaixo:

- ✓ Razão água-óleo (RAO) dos fluidos produzidos: $0,25 \text{ m}^3/\text{m}^3$;

- ✓ Densidade do gás nas condições padrão: 0,65
- ✓ Quantidade de gás em solução à pressão do ponto de bolha (Rsb): 350 scf/STB ($62,3 \text{ m}^3/\text{m}^3$);
- ✓ Pressão inicial na saída da árvore de natal: 2100 psia (14480 kPa);
- ✓ Vazão de óleo produzido (óleo morto): 8000 bbl/dia ($0,0147 \text{ m}^3/\text{s}$);
- ✓ Diâmetro interno do *riser*: 6" (0,1524 m).

Para analisar o efeito do grau API sobre o gradiente de pressão, foram simuladas as curvas do gradiente de pressão para diversos graus API, variando-o desde 12 (óleo pesado) até 32 (óleo leve), para razões gás óleo diferentes. Para facilitar a visualização de como este parâmetro interfere no escoamento, optou-se por representar graficamente pressão obtida na superfície em função do grau API, conforme apresentado nas Figuras 29, 30, 31 e 32.

Vale lembrar que, à medida que o óleo se torna mais leve, o que corresponde a graus APIs maiores, menor é a densidade média da mistura. No entanto, este não é o único fator que influencia o gradiente de pressão.

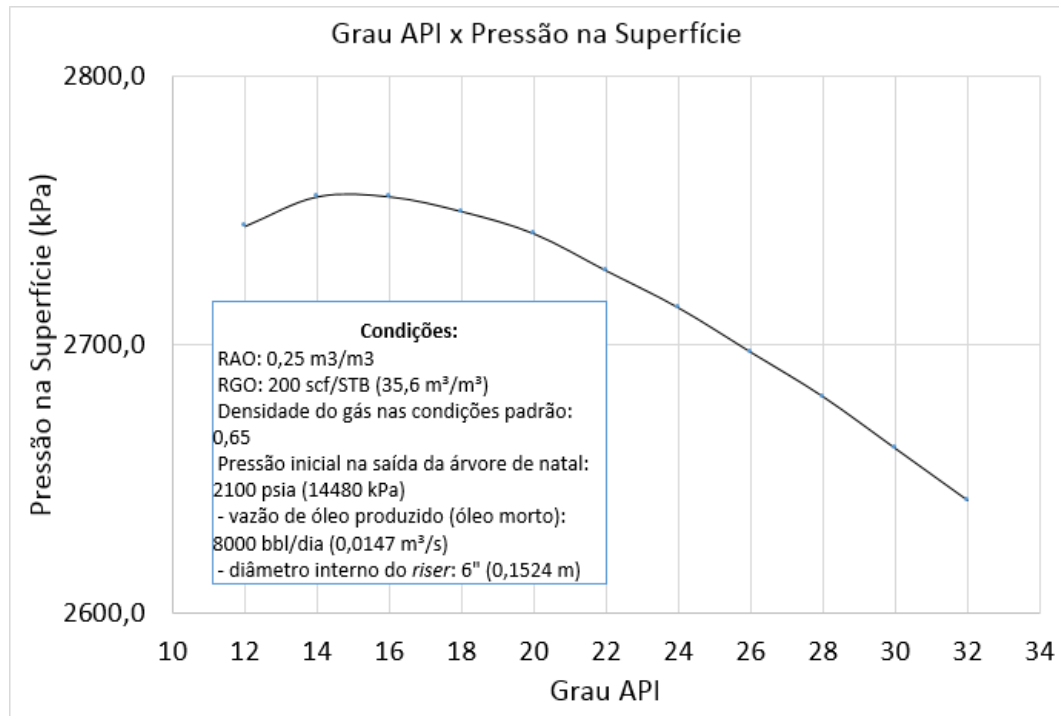


Figura 29 – Grau API x Pressão na superfície

(RGO = 200 scf/STB ou $35,6 \text{ m}^3/\text{m}^3$)

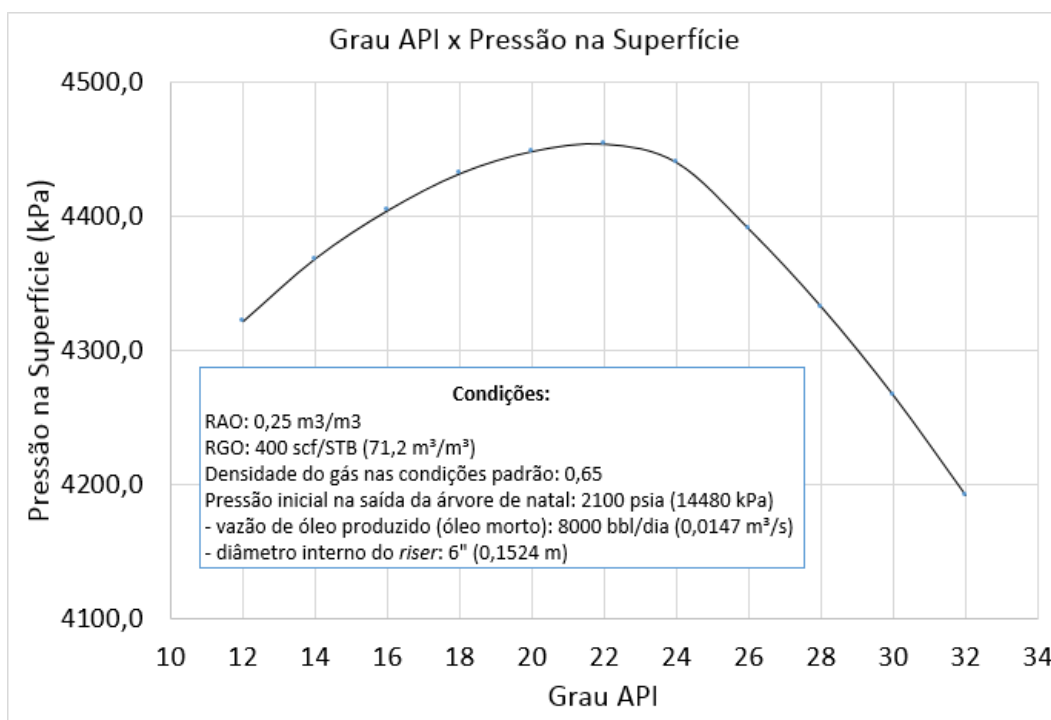


Figura 30 – Grau API x Pressão na superfície

(RGO = 400 scf/STB ou 71,2 m³/m³)

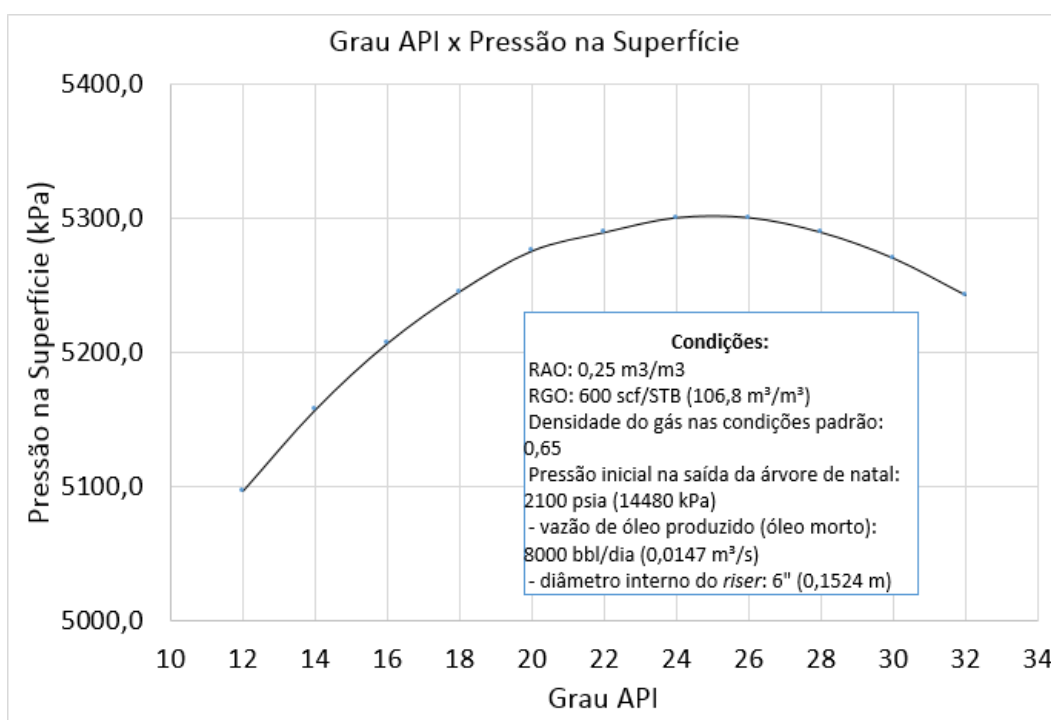


Figura 31 – Grau API x Pressão na superfície

(RGO = 600 scf/STB ou 106,8 m³/m³)

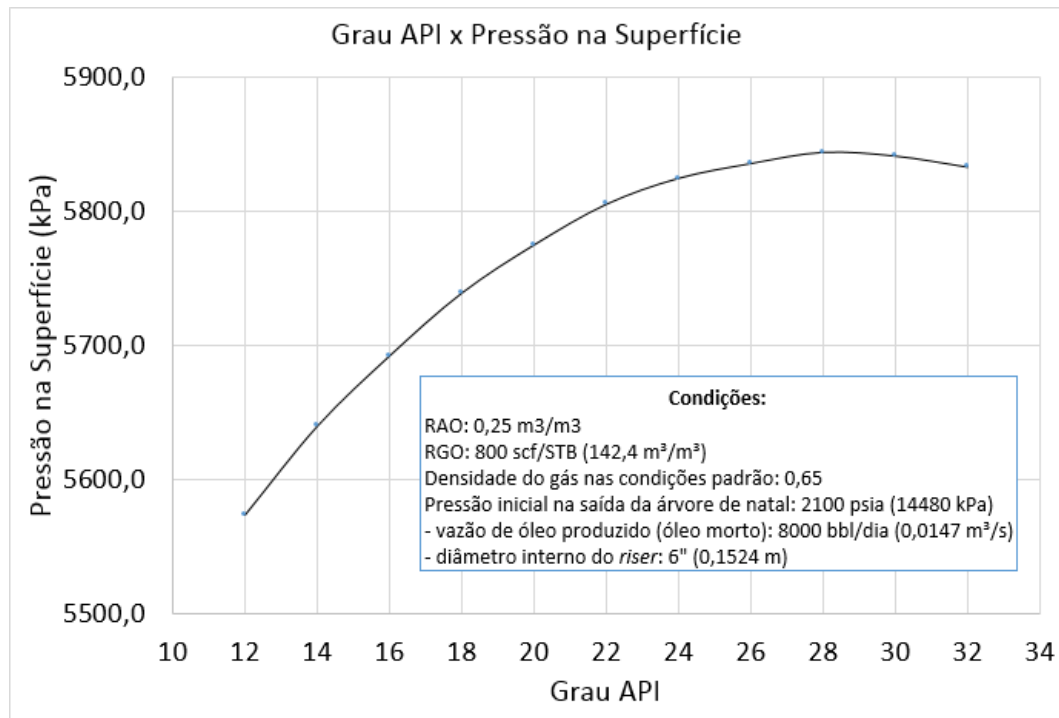


Figura 32 – Grau API x Pressão na superfície

(RGO = 800 scf/STB ou 142,4 m³/m³)

Pode-se perceber que há um grau API ótimo que maximiza a pressão dos fluidos que chegam à superfície para as condições definidas. O comportamento encontrado nas Figuras 29, 30, 31 e 32 é o resultado da influência de dois fatores que interferem no gradiente de pressão: a densidade média da mistura e o *holdup*. Os óleos mais pesados tendem a ter uma viscosidade maior. Esse efeito faz com que o gás livre escorregue menos através do óleo, ajudando a impulsionar o óleo em direção à superfície. Por outro lado, óleos mais pesados proporcionam uma densidade maior à mistura. Nos óleos mais leves, a viscosidade é menor e o escorregamento entre o gás e óleo é mais acentuado. Por outro lado, óleos mais leves proporcionam uma densidade menor à mistura. Por estes motivos, há um grau API intermediário que proporciona uma maior pressão na superfície.

5.3.

Aplicação do simulador campos com sistemas de separação submarina água-óleo

Nesta seção, são apresentados os cálculos das perdas de carga de dois arranjos submarinos hipotéticos que apresentam problemas de garantia de escoamento. Esses cenários foram inspirados em dois dos principais projetos de separação submarina água-óleo que existem instalados: campo de Marlim e campo de Tordis. Para tanto, foram consideradas características geométricas e propriedades dos hidrocarbonetos semelhantes aos arranjos submarinos destes campos.

No primeiro caso, trata-se de um campo de óleo localizado em águas profundas (920 metros de lâmina d'água), em que a pressão na cabeça do poço (7584 kPa) não é suficiente para impulsionar os fluidos produzidos até a UEP. Além disso, grande parte do que é produzido é água (em torno de 70%), representando um campo bastante maduro. As principais características dos fluidos e condições do escoamento estão apresentadas abaixo:

- ✓ Grau API do óleo: 22 (óleo pesado);
- ✓ Razão água-óleo (RAO) dos fluidos produzidos: 2,32 m³/m³;
- ✓ Densidade do gás nas condições padrão: 0,65
- ✓ Quantidade de gás em solução à pressão do ponto de bolha (Rsb): 350 scf/STB (62,3 m³/m³);
- ✓ Pressão inicial na saída da árvore de natal: 7584,23 kPa;
- ✓ Vazão de óleo produzido (óleo morto): 6630 bbl/dia (0,0122 m³/s);
- ✓ Diâmetro interno do *riser*: 6" (0,1524 m).

O arranjo submarino está representado na Figura 33. Após extraídos do poço localizado a uma lâmina d'água de 920 metros, os fluidos são direcionados por uma linha submarina ao sistema de separação água-óleo localizado a uma distância de 341 metros, a uma lâmina d'água de 877 metros. Neste sistema de separação, uma parcela da água produzida é separada e direcionada a uma bomba de injeção, também localizada no leito marinho, para que seja reinjetada no reservatório. Já os hidrocarbonetos, com uma proporção de água bastante inferior àquela encontrada a montante do sistema de separação, são direcionados à UEP por meio de uma linha

submarina de 680 metros de extensão, até iniciar o trecho do *riser*. Neste caso, os fluidos não recebem o auxílio de uma bomba multifásica para alcançarem a UEP.

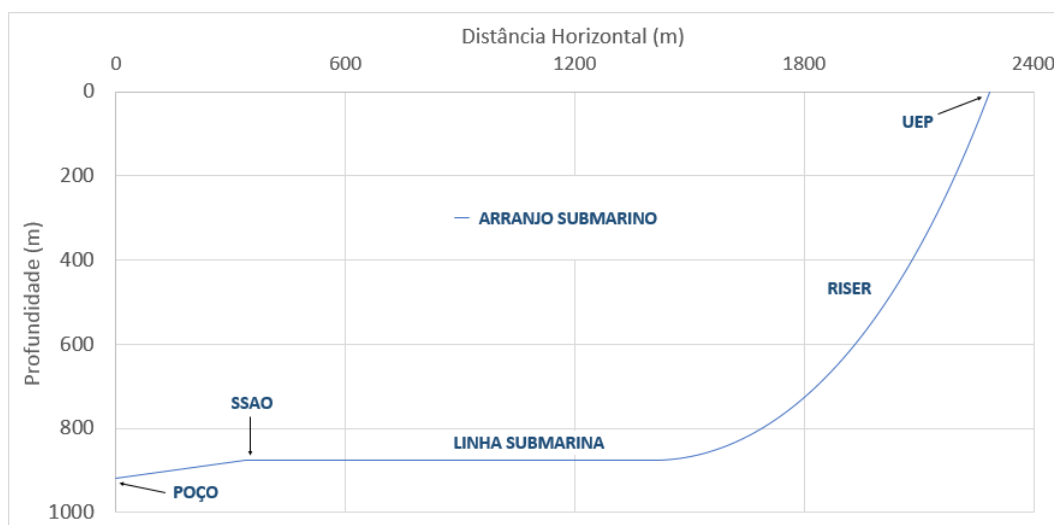


Figura 33 – Arranjo submarino proposto (arranjo submarino 1)

Conforme apresentado na Figura 34, foram simulados diversos casos em função do grau de separação do sistema submarino. Para efeito de comparação, representou-se também o perfil de pressão para o arranjo submarino sem o sistema de separação, o qual não é surgente, ou seja, não é capaz de produzir exclusivamente com a pressão do reservatório. Para os casos em que foi incluído o sistema de separação água-óleo (SSAO), adotou-se como premissa uma perda de carga de 400 kPa no separador. O valor adotado está compatível com o valor sugerido por Albuquerque (2008). No entanto, para evitar superestimar os benefícios do separador, utilizou-se uma perda de carga 35% maior do que aquela considerada pelo autor.

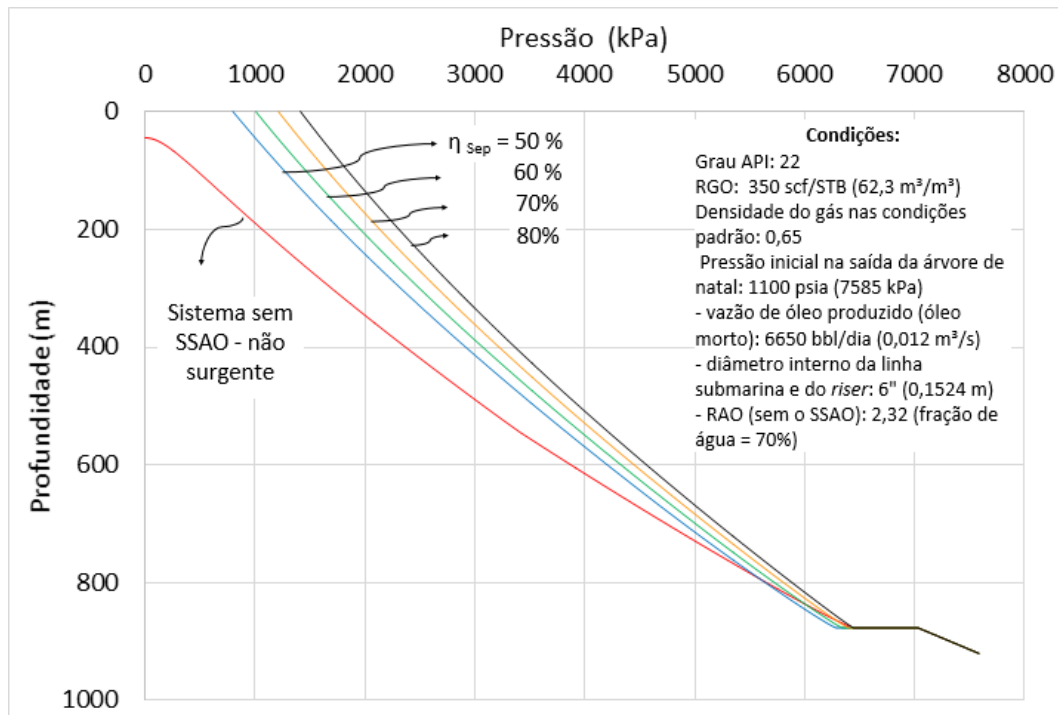


Figura 34 – Eficiência de separação do SSAO: Pressão x Profundidade
(arranjo submarino 1)

Pode-se observar que, quanto maior a eficiência de separação do SSAO, maior é a pressão de chegada dos fluidos à superfície. Esta análise demonstra como um SSAO pode solucionar os problemas de garantia de escoamento de um campo maduro, em que a produção de água representa boa parte dos fluidos produzidos e a pressão do reservatório está cada vez mais baixa.

Outra análise realizada busca avaliar como um SSAO pode proporcionar uma maior distância entre o poço produtor e a UEP ou costa, no caso de uma produção *subsea to shore*. Este tipo de aplicação do SSAO pode ser considerado, por exemplo, quando não é viável economicamente destinar uma UEP exclusivamente para um campo maduro, sendo mais interessante direcionar os fluidos deste campo para unidades mais distantes, próximas a outros campos de hidrocarbonetos. Para critério de comparação, definiu-se um índice, definido por fator de distância, calculado da seguinte maneira:

$$\text{Fator de Distância (\%)} = \frac{(\text{Dist. Horiz. com SSAO} - \text{Dist. Horiz. sem SSAO}) \times 100}{\text{Dist. Horiz. sem SSAO}} \quad (92)$$

Assim, o fator de distância representa, em termos percentuais, o quanto uma UEP pode se afastar do poço, com o auxílio de um SSAO, em relação à distância máxima possível sem o sistema de separação. Os resultados encontrados estão apresentados na Tabela 6.

Eficiência de Separação	Distância máxima horizontal (entre o SSAO e o FPSO) (m)	Fator de Distância
0 % (sem o SSAO)	1659	-
50%	5346	222%
60%	7324	341%
70%	10126	510%
80%	14204	756%

Tabela 6 – Fator de Distância em função da eficiência de separação do SSAO (arranjo submarino 1)

No segundo caso, também será estudado um campo de óleo maduro em que a pressão na cabeça do poço (5515 kPa) não é suficiente para impulsionar os fluidos produzidos até a UEP. Novamente a proporção de água produzida é bastante elevada (em torno de 73%). No entanto, a lâmina d'água deste cenário (210 metros) é bastante inferior àquela simulada no primeiro caso (920 metros). O que dificulta a produção deste caso, além da grande proporção de água produzida, é a grande distância do poço à UEP (em torno de 10 km). As principais características dos fluidos e condições do escoamento estão apresentadas abaixo:

- ✓ Grau API do óleo: 32 (óleo leve);
- ✓ Razão água-óleo (RAO) dos fluidos produzidos: 2,66 m³/m³;
- ✓ Densidade do gás nas condições padrão: 0,829
- ✓ Quantidade de gás em solução à pressão do ponto de bolha (Rsb): 350 scf/STB (62,3 m³/m³);
- ✓ Pressão inicial na saída da árvore de natal: 5515,80 kPa;
- ✓ Vazão de óleo produzido (óleo morto): 28300 bbl/dia (0,0521 m³/s);
- ✓ Diâmetro interno do riser: 10" (0,254 m).

O arranjo submarino está representado na Figura 35. Após extraídos do poço localizado a uma lâmina d'água de 210 metros, os fluidos são direcionados por uma linha submarina ao sistema de separação água-óleo localizado a uma distância de 1000 metros, a uma lâmina d'água de 200 metros. Como no primeiro caso, a parcela de água separada é direcionada a uma bomba de injeção, também localizada no leito marinho, para que ela seja reinjetada no reservatório. Os hidrocarbonetos, com uma proporção de água bastante inferior àquela encontrada antes do sistema de separação, percorrem 8000 metros de extensão em uma linha submarina, até iniciar o trecho do *riser*. Neste caso, os fluidos recebem o auxílio de uma bomba multifásica para alcançarem a UEP.

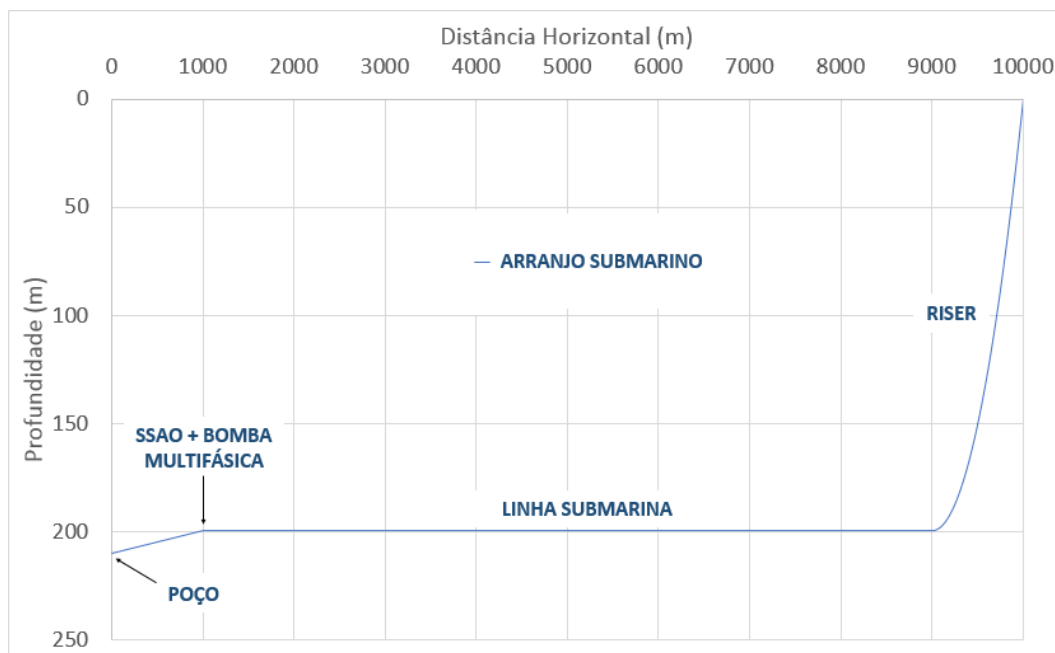


Figura 35 – Arranjo submarino proposto (arranjo submarino 2)

Foram feitas análises semelhantes ao primeiro caso, conforme apresentado na Figura 36. Para os casos em que foi incluído o sistema de separação água-óleo (SSAO), adotou-se como premissa uma perda de carga de 400 kPa no separador e um diferencial de pressão de 2758 kPa provocado pela bomba multifásica aos fluidos que serão direcionados à UEP. O valor adotado para o diferencial de pressão da bomba está coerente com o diferencial de pressão da bomba submarina instalada no campo de Tordis, de acordo com os dados informados por Rodrigues (2011).

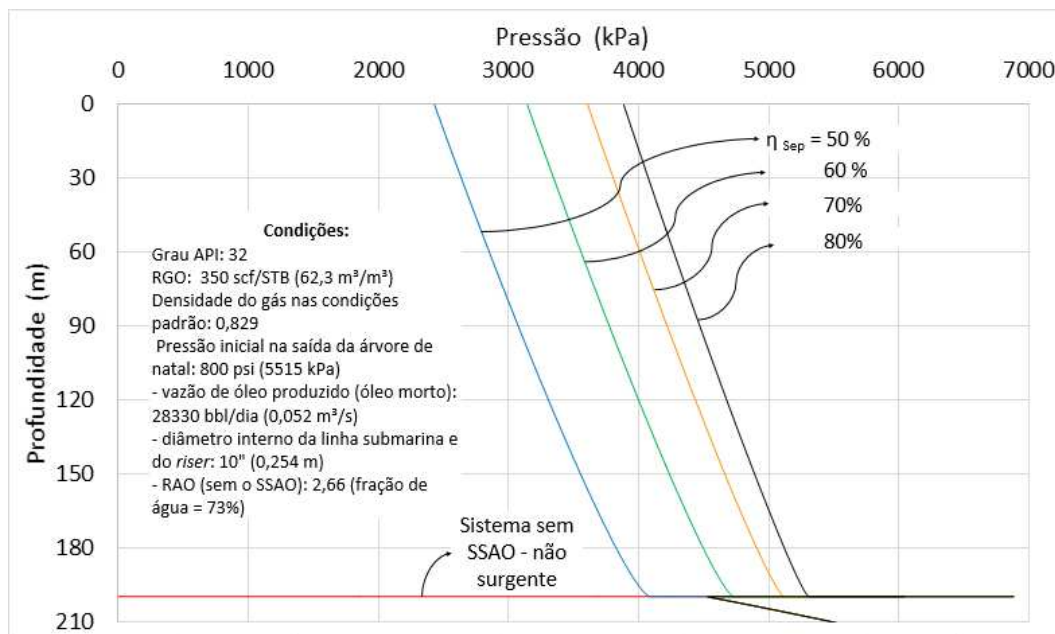


Figura 36 - Eficiência de separação do SSAO: Pressão x Profundidade
(arranjo submarino 2)

Pode-se observar que, para o caso em que o arranjo submarino não possui um SSAO, os fluidos não conseguem alcançar o *riser*, em função do longo trecho de linha submarina. Novamente pode-se verificar que, quanto maior a eficiência de separação do SSAO, maior é a pressão de chegada dos fluidos à superfície.

Pela Tabela 7, pode-se observar que a maior distância possível entre o poço e a UEP, sem o SSAO, seria 2610 metros, o que não é compatível que o arranjo proposto no segundo caso. Além disso, caso não houvesse uma bomba multifásica para impulsionar os fluidos após a separação de parte da água, o arranjo apenas produziria se o SSAO possuísse uma eficiência superior a 80%, o que atualmente ainda representa um desafio.

Eficiência de Separação	Distância máxima horizontal (entre o SSAO e a UEP) - sem bombeamento (m)	Distância máxima horizontal (entre o SSAO e a UEP) - com bombeamento (m)	Fator de Distância - sem bombeamento	Fator de Distância - com bombeamento
0 % (sem o SSAO)	2610	6020	-	-
50%	4830	12760	85%	389%
60%	5890	15550	126%	496%
70%	7300	18740	180%	618%
80%	9310	22600	257%	766%

Tabela 7 – Fator de Distância em função da eficiência de separação do SSAO (arranjo submarino 2)

6

Conclusões e sugestões para trabalhos futuros

Os sistemas de separação submarina água-óleo (SSAO) têm sido estudados como forma de solucionar alguns dos desafios associados à garantia de escoamento. Longas distâncias, alta proporção de água nos fluidos produzidos, redução progressiva da vazão de hidrocarbonetos e efeitos da depleção do reservatório são alguns dos exemplos que podem ser contornados com a instalação destes sistemas. No entanto, ainda são poucos os sistemas que já foram implantados e testados. Nesse contexto, foi feita uma revisão bibliográfica dos principais projetos nos quais estes sistemas foram implantados e foi desenvolvido um simulador de escoamentos multifásicos para avaliar os impactos positivos da instalação destes sistemas em arranjos submarinos.

O simulador desenvolvido é um programa computacional baseado em correlações para escoamentos bifásicos e no método de Beggs & Brill (1973), capaz de prever o gradiente de pressão de diversos arranjos submarinos. As análises de sensibilidade demonstraram os efeitos das alterações nos principais parâmetros que influenciam o escoamento:

- (i) o aumento da razão água-óleo (RAO) tende a dificultar a produção, podendo inviabilizar um determinado arranjo caso não seja utilizado um método de elevação artificial ou um sistema de separação submarino. Em geral, o aumento da RAO é um efeito típico dos campos maduros em contato com aquíferos ou em que o mecanismo de manutenção de pressão do reservatório seja por injeção de água;
- (ii) o aumento da razão gás-óleo (RGO) tende a facilitar a produção dos hidrocarbonetos. Com a redução da pressão do reservatório, a RGO pode vir a aumentar naturalmente. Além disso, a injeção de *gas lift* é o método de elevação artificial que visa este benefício injetando-se gás no poço;

- (iii) o aumento da vazão de produção reduz a pressão de chegada dos fluidos à unidade estacionária de produção (UEP). Na prática, com a pressão do reservatório e pressão do separador na UEP predefinidas, pode-se regular a vazão de produção através da válvula *choke*. No entanto, dependendo das condições de pressão, há uma vazão máxima que pode ser produzida. Caso se tente excedê-la, as perdas de carga do sistema se tornam maiores, sobretudo em função da parcela friccional, inviabilizando a produção.
- (iv) há um grau API ótimo que maximiza a pressão dos fluidos que chegam à superfície para determinadas condições. Há influência de dois fatores que afetam o comportamento do gradiente de pressão: a densidade média da mistura e o *holdup*, que, por sua vez, é influenciado pela viscosidade dos fluidos.

Ao utilizar o programa computacional para simular arranjos submarinos com alta RAO, pode-se avaliar os impactos positivos dos sistemas de separação água-óleo (SSAO) e a mitigação dos principais problemas associados a campos maduros. Com a produção de água bastante elevada, o SSAO pode ajudar a solucionar dois desafios: (1) grande parte da água produzida não precisará ser separada e tratada na unidade estacionária de produção e (2) pode-se direcionar a produção para outras plataformas mais distantes caso o campo maduro não justifique uma plataforma dedicada, em função da redução da vazão de óleo produzida. Os resultados das simulações também demonstram que há um aumento considerável da pressão dos fluidos que chegam à superfície com a instalação destes sistemas. Além disso, mostrou-se que a distância entre o poço e a unidade de processamento primária pode aumentar em até 7 vezes dependendo da eficiência de separação.

À medida que estas tecnologias de separação água-óleo se tornarem mais conhecidas, confiáveis e compactas, a tendência é que representem uma opção competitiva para diversas aplicações.

Como sugestão para próximos trabalhos, recomenda-se:

- ✓ Utilizar um gradiente de temperatura mais elaborado. Pode-se, por exemplo, utilizar a metodologia proposta por Sagar et al. (1991);
- ✓ Aplicar o programa para cálculos de garantia de escoamento incluindo a análise do escoamento no poço;
- ✓ Realizar uma análise ao longo da sua vida produtiva dos campos, levando-se em consideração os efeitos da depleção dos reservatórios.

7

Referências Bibliográficas

ALBUQUERQUE, F. A. et al.; Subsea Processing Systems: Future Vision, OTC 24161, Offshore Technology Conference, Houston, 2013.

BAI, Y., BAI, Q., **Subsea Engineering Handbook**, Editora Elsevier, ISBN 978-1-85617-689-7, Oxford, 2010.

BAKER, O.; SWERDLOFF, W.; Calculation of Surface Tension 6 — Finding Surface Tension of Hydrocarbon Liquids. Oil Gas J., 1956.

BEGGS, H. D., BRILL, J. P.; A study of two-phase flow in inclines Pipes, SPE-4007-PA, Journal of Petroleum Technology, Volume 25, Tulsa, 1973.

BEGGS, H. D.; ROBINSON, J. R.; Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems, SPE-5434-PA, Journal of Petroleum Technology, Tulsa, 1975.

BON, L.; Pazflor: A World Technology First in Deep Offshore Development, SPE 123787, Offshore Europe, Aberdeen, 2009.

BORGES, E. M. L.; Avaliação de correlações e equações de estado para determinação de fatores de compressibilidade de gás natural, Dissertação de Mestrado, UERJ, Engenharia Química, Rio de Janeiro, 2009.

BRILL, J. P.; MUKHERJEE H.; Multiphase Flow in Wells, Monograph Series Volume 17, Texas, 1999.

BRILL, J. P.; Multiphase Flow in Wells, SPE-16242-PA, Journal of Petroleum Technology, Tulsa, 1987.

CARDOSO, R. A.; HAMZA, V. M.; Heat Flow in the Campos Sedimentary Basin and Thermal History of the Continental Margin of Southeast Brazil, Article ID 384752, ISRN Geophysics, Rio de Janeiro, 2014.

DEUEL, C., et al.; Field Validation and Learning of the Parque das Conchas (BC-10) Subsea Processing System and Flow Assurance Design, OTC 21611, Offshore Technology Conference, Houston, 2011.

DRANCHUK, P. M.; PURVIS, R.A.; ROBINSON, D. B.; Computer Calculations of Natural Gas Compressibility Factors Using Standing and Katz Correlations, PETSOC-73-112, Annual Technical Meeting, Petroleum Society of Canada, 1973.

ECONOMIDES, M. J.; HILL, A. D.; ECONOMIDES, C. E.; **Petroleum Production Systems**, Editora Prentice Hall, New Jersey, 1994.

EUPHEMIO, M. L., et al.; Marlim SSAO 3-Phase Subsea Separation System: Project Overview and Execution Strategy, OTC 23230, Offshore Technology Conference, Houston, 2012.

EUPHEMIO, M., et al.; Subsea Oil/Water of Heavy Oil: Overview of the Main Challenges for the Marlim Field – Campos Basin, OTC 18914, Offshore Technology Conference, Houston, 2007.

FANTOFT, R., HENDRIKS, T., ELDE, J.; Technology Qualification for the Tordis Subsea Separation, Boosting, and Injection System, OTC 17981, Offshore Technology Conference, Houston, 2006.

FJOSNE, E.; Subsea Processing – Maximising Value in Areas with Existing Infrastructure, OTC 14008, Offshore Technology Conference, Houston, 2002.

GILYARD, D., BROOKBANK, E. B.; The Development of Subsea Boosting Capabilities for Deepwater Perdido and BC-10 Assets, SPE 134393, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence 2010.

GOVIER, G. W., OMER, M. M.; An Horizontal Pipeline Flow of Air-Water Mixtures, Canadian Journal of Chemical Engineering, v. 40, p. 93-104, 1962.

GRUEHAGEN, H., LIM, D.; Subsea Separation and Boosting – An Overview of Ongoing Projects, SPE 123159, Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition, Jakarta, 2009.

HOWARD, B.B.; FRED, W.P.; MOHAMMAD, M.; **Petroleum Engineering Handbook**, Society of Petroleum Engineers (SPE), Richardson, Texas, 2003.

IYER, S., SCHOPPA, W., CHIN, D., LEITKO A.; Subsea Processing at Parque das Conchas (BC-10): Taking Flow Assurance to the Next Level, OTC 20451, Offshore Technology Conference, Houston, 2010.

JAHNSEN, O. F.; STORVIK, M., Subsea Processing & Boosting in a Global Perspective, OMC-2011-143, Offshore Mediterranean Conference, Ravenna, 2011.

JU, G.T. et al.; Perdido Development: Subsea and Flowlines Systems, OTC 20882, Offshore Technology Conference, Houston, 2010.

LEE, A.L.; GONZALEZ, M.H.; EAKIN, B.E.; The Viscosity of Natural Gases, SPE-1340-PA, Journal of Petroleum Technology Volume 18, 1966.

MCCLIMANS, O. T., FANTOFT, R.; Status and New Developments in Subsea Processing, OTC 17984, Offshore Technology Conference, Houston, 2006.

MORAES, C. A. C., et al.; Marlim 3 Phase Subsea Separation System: Subsea Process Design and Technology Qualification Program, OTC 23417, Offshore Technology Conference, Houston, 2012.

OLIVEIRA, M. F. D., Análise da Aplicação de um Sistema de Bombeamento Multifásico Submarino na Produção de Petróleo, Dissertação de Mestrado, PUC-RJ, Rio de Janeiro, 2003.

ORLOWSKI, R. T. C. et al. Marlim 3 Phase Subsea Separation System – Challenges and Solutions for the Subsea Separation Station to Cope with Process Requirements, OTC 23552, Offshore Technology Conference, Houston, 2012.

RAVINDRAN, N., HORNE, R. N.; Multivariate optimization of production systems: The time dimension, Technical Report DOE/BC/14600-42, Washington, 1993.

RESOLUÇÃO ANP Nº 49, DE 20.9.2011 - DOU 21.9.2011

RIBEIRO, G. S., Sistemas de Produção Offshore, Notas de Aula, Curso de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2012.

ROBERTO, M. A. R.; Albuquerque, F. A.; Vianna, F. L. V. et al., Sistemas de Processamento Submarino – Visão Futuro, IBP1716_12, Rio Oil & Gas Expo and Conference 2012, Rio de Janeiro, 2012.

RODRIGUES, B. F.; Análise de processamento submarino na produção de óleo e gás: as novas perspectivas sem o uso de plataformas, Dissertação de Mestrado, PUC-RJ, Rio de Janeiro, 2011.

ROMERO, C. F. G.; Comparação da previsão do comportamento de reservatórios e petróleo com heterogeneidades estruturais utilizando a equação do balanço de materiais e simulação numérica, Dissertação de Mestrado, COPPE, Civil, Rio de Janeiro, 2013.

ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D.; **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**, 1 edição, Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2011.

SATTER, A; IQBAL, G; BUCHWALTER, J; Practical Enhanced Reservoir Engineering, PennWell, Oklahoma, 2007.

SHAW, D. J.; **Introdução à química dos colóides e de superfícies**, Editora Edgard Blücher Ltda, São Paulo, 1975.

SOUZA, J. N. M.; Modelagem e Simulação de Escoamento Multifásico em Dutos de Produção de Óleo e Gás Natural, Tese de doutorado, UFRJ, Escola de Química, Rio de Janeiro, 2010.

STANDING, M. B., A General Pressure -Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Greases, Drilling and Production Practice, API, New York, 1947.

STANDING, M. B., KATZ, D. L.; Density of Natural Gases, Transactions of the AIME, Volume 146, 1942.

STANDING, M. B.; Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems, 9th Printing, SPE, Dallas, 1981.

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

VU, V. K. et al.; Comparison of Subsea Separation Systems, OTC 20080, Offshore Technology Conference, Houston, 2009.

Workshop EIC, Sistemas Submarinos, Rio de Janeiro, 2014

Apêndice A - Diagrama de fases

O petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos, de modo que, além das pressões e temperaturas a que estiver submetido, o seu estado físico ou fase dependerá fundamentalmente da sua composição (ROSA, et al., 2011). Ao contrário do comportamento de uma substância pura, a vaporização total de uma mistura a uma determinada pressão não ocorre a temperatura constante. Os pontos de bolha e orvalho são diferentes.

Os diagramas de fases são fundamentais para classificar reservatórios, verificar a ocorrência natural de hidrocarbonetos e descrever o comportamento de transição de fases dos fluidos do reservatório. ROSA, et al., (2011) realçam que cada mistura possui um diagrama de fases particular. A Figura 37 representa um diagrama de fases genérico de uma mistura.

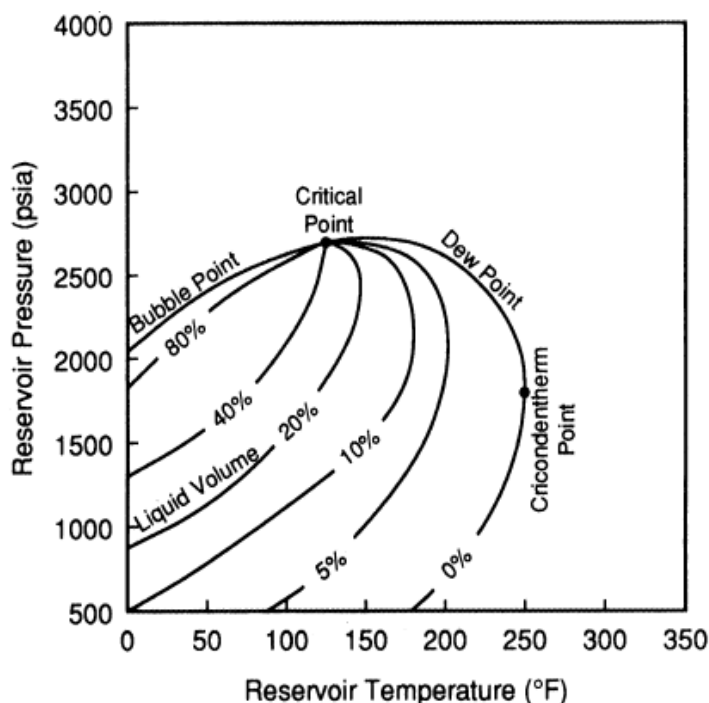


Figura 37 – Diagrama de Fases de um campo de hidrocarbonetos

(Fonte: Economides et al., 1994)

A temperatura está representada no eixo x enquanto a pressão da mistura ou do reservatório está representada no eixo y . O ponto crítico (*critical point*) é o ponto onde as propriedades do líquido e do gás convergem. Este mesmo ponto separa a curva dos pontos de bolha (*bubble point*) da curva dos pontos de orvalho (*dew point*). Para cada temperatura abaixo da temperatura do ponto crítico, há um ponto de bolha correspondente, acima do qual apenas líquido (óleo) está presente e abaixo do qual óleo e gás coexistem. Para pressões cada vez menores, mais gás é liberado.

Os reservatórios que estão acima do ponto de bolha são conhecidos por reservatórios insaturados. Se a pressão inicial do reservatório for abaixo do ponto de bolha, gás livre será formado à medida que os fluidos escoam do fundo poço até a superfície. Estes reservatórios são conhecidos por saturados ou bifásicos.

Caso a temperatura do reservatório seja maior do que a temperatura crítica e graficamente esteja localizada a direita da curva do ponto de orvalho, este reservatório é conhecido por reservatório de gás.

Caso o ponto se localize entre as duas curvas, uma parte da mistura está no estado líquido e outra parte está no estado gasoso, ambas em equilíbrio (Thomas, 2001).

De forma resumida, pode-se identificar as seguintes características em um diagrama de fases:

- Curva dos pontos de bolha: descreve a pressão e a temperatura na qual a primeira molécula de gás sai de solução da fase líquida
- Curva dos pontos de orvalho: descreve a pressão e a temperatura na qual a primeira molécula de líquido se precipita a partir da fase gasosa.
- Na região compreendida entre as curvas do ponto de bolha e do ponto de orvalho, cada ponto corresponde a uma determinada quantidade de líquido e de gás
- Ponto crítico: neste ponto, não é possível distinguir o ponto de bolha e o ponto de orvalho.

Estes diagramas podem ser utilizados para determinar a pressão e a temperatura na qual o escoamento multifásico ocorre. Além disso, podem ser usados para ajustar as pressões de operação e para otimizar a estratégia de produção do reservatório.

Apêndice B - Gráfico de Standing e Katz – Fator de Compressibilidade

O gráfico da figura 38 foi elaborado por Standing e Katz para determinar o fator de compressibilidade de gases de hidrocarbonetos puros, em função da pressão e da temperatura reduzidas.

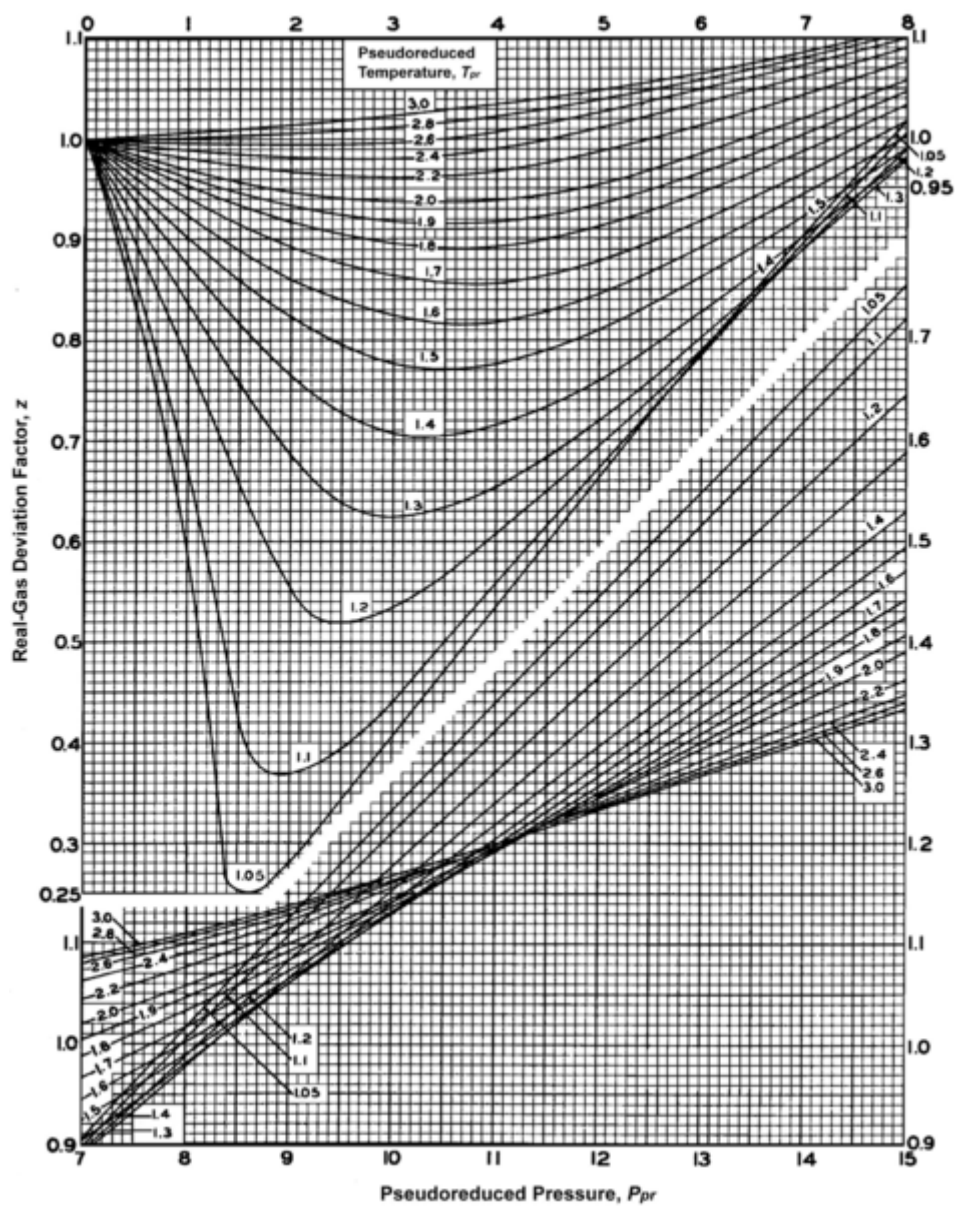


Figura 38 – Fator de compressibilidade para gases naturais

(Fonte: Standing e Katz, 1942)

Apêndice C – Fluxograma do algoritmo simplificado do simulador

