



Perspectivas Sobre o Uso de Sistemas de Separação Submarina na Indústria de Petróleo do Brasil

Pedro Henrique Simão de Araújo

Monografia em Engenharia Química

Orientador

Prof. Alexandre de Castro Leiras Gomes, D. Sc.

Agosto de 2022

PERSPECTIVA SOBRE O USO DE SISTEMAS DE SEPARAÇÃO SUBMARINA NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO DO BRASIL

Pedro Henrique Simão de Araújo

Monografia em Engenharia Química submetida ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Química.

Aprovado por:

Prof^a. Andrea Valdman, D. Sc.

Prof. Luís Eduardo Duque Dutra, D. Sc.

Orientado por:

Alexandre de Castro Leiras Gomes, D.Sc.

Rio de Janeiro, RJ – Brasil

Agosto de 2022

CIP - Catalogação na Publicação

S588p Simão de Araújo, Pedro Henrique
Perspectivas Sobre o Uso de Sistemas de Separação
Submarina na Indústria de Petróleo do Brasil / Pedro
Henrique Simão de Araújo. -- Rio de Janeiro, 2022.
44 f.

Orientador: Alexandre de Castro Leiras Gomes.
Trabalho de conclusão de curso (graduação) -
Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de
Química, Bacharel em Engenharia Química, 2022.

1. Processamento submarino. 2. Óleo e Gás. 3.
Separação. 4. Offshore. I. Leiras Gomes, Alexandre
de Castro, orient. II. Título.

Elaborado pelo Sistema de Geração Automática da UFRJ com os dados fornecidos pelo(a) autor(a), sob a responsabilidade de Miguel Romeu Amorim Neto - CRB-7/6283.

Dedico este trabalho à melhor mãe do mundo,
Helena, de todo o meu coração.

AGRADECIMENTOS

À minha família, Helena, Antonio Carlos, Nadia, Leo, Ana, Eduardo, por serem minha motivação diária, meu porto seguro, minha certeza de que tudo estará bem, não importa o que aconteça.

Aos amigos que me acompanham desde a entrada na faculdade, Ariana, Cecília, Fernanda, Gabriela, Marcelo. Meus dias na UFRJ não teriam a mesma graça se os vários momentos vividos – sejam eles de felicidade, tristeza, emoção, alívio, medo, euforia – não tivessem sido compartilhados com vocês.

Aos amigos do samba, Claudinho, Demétrius, Edinho, Henrique, Vitor, por serem razão da minha risada diária, meu escape para os momentos de insegurança, minha fonte de inspiração para ser uma pessoa melhor

A todos os professores, de todos os níveis educacionais, que passaram pela minha vida. O mundo será bem melhor quando a profissão for mais valorizada, como deve ser.

À família MODEC, por realizar um sonho profissional de fazer parte da indústria de óleo e gás.

À Escola de Química – professores, diretores e técnicos - da melhor universidade do mundo, UFRJ, pelo trabalho brilhante que faz na formação de profissionais de ensino superior.

Aos meus fantásticos orientadores de trabalho de conclusão de curso e acadêmico, Alexandre Leiras e Andrea Valdman, respectivamente. Sou um privilegiado de poder contar essas duas pessoas incríveis para a conclusão da graduação. Agradeço pela paciência, confiança e orientação. Minha gratidão a vocês é imensurável.

Resumo da Monografia apresentada à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Química.

PERSPECTIVA SOBRE O USO DE SISTEMAS DE SEPARAÇÃO SUBMARINA NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO DO BRASIL

Pedro Henrique Simão de Araújo (pedro@eq.ufrj.br)

Agosto, 2022

Orientador: Prof. Alexandre de Castro Leiras Gomes, D. Sc

Devido à sempre crescente demanda por energia no mundo, novas tecnologias têm sido desenvolvidas com o objetivo de otimizar a produção dos campos de óleo e gás. No Brasil, os campos do Pré-sal, em águas ultra-profundas, apresentam desafios principalmente no que tange à infraestrutura necessária para a produção nesses campos. Nos últimos vinte anos, tecnologias de processamento submarino têm sido aplicadas tanto na revitalização de campos maduros quanto em novos projetos. Este trabalho visa a dar um panorama desses sistemas submarinos em comparação com os sistemas clássicos de superfície, a fim de avaliar os possíveis cenários para o futuro da produção de óleo e gás no Brasil. Também relata as novas iniciativas de P&D relacionadas ao processamento submarino.

Palavras-chave: Processamento submarino. Óleo e gás. Separação.

ABSTRACT

Due to the ever-increasing demand for energy in the world, new technologies have been developed with the goal of optimizing the production of oil and gas fields. In Brazil, the pre-salt fields, in ultra-deep waters, present challenges mainly with regard to the necessary infrastructure for producing in these fields. In the last twenty years, subsea processing technologies have been applied both in the revitalization of mature fields and in new projects. This work aims to provide an overview of these subsea systems in comparison with classic surface systems, in order to assess possible scenarios for the future of oil and gas production in Brazil. It also reports on new R&D initiatives related to subsea processing.

ÍNDICE

Capítulo I – Introdução	1
Capítulo II – Objetivo	4
Capítulo III – Separação	5
III.1 – Tratamento de óleo	10
III.2 – Tratamento de gás	11
III.3 – Tratamento de água	14
III.3.1 – Vasos coletores	15
III.3.2 – Hidrociclone	17
III.3.3 – Célula de flotação	19
Capítulo IV – Separação Submarina	21
IV.1 – Statoil Troll	21
IV.2 – Petrobras Marimba	22
IV.3 – Statoil Tordis	25
IV.4 – Shell BC-10 & Perdido	28
IV.5 – Total Pazflor	29
IV.6 – Petrobras Marlim	32
IV.6.1 - Processo	34
IV.6.2 – Desafios encontrados durante a operação do SSAO	36
IV.7 – Vantagens e desvantagens do processamento submarino	37
Capítulo VI – Considerações finais	39
Referências Bibliográficas	41

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura I.1	Histórico de produção por ambiente	1
Figura I.2	Previsão de produção de óleo no Brasil	5
Figura I.3	Separador vertical	6
Figura I.4	Separador horizontal	7
Figura I.5	Esquema das correntes de separação	9
Figura I.6	Esquema de tratamento de óleo	11
Figura I.7	Esquema de tratamento de gás	11
Figura I.8	Hidrato	12
Figura I.9	Módulo de compressão de gás	13
Figura I.10	Módulo de tratamento de gás	14
Figura I.11	Esquema de tratamento de água	15
Figura I.12	Vaso coletor de água (<i>Skimmer Vessel</i>)	16
Figura I.13	Coalescedor	16
Figura I.14	Esquema de funcionamento de um Hidrociclone	17
Figura I.15	Hidrociclone	18
Figura I.16	Liners: hidrociclones em paralelo	18
Figura I.17	Princípio de funcionamento da Célula de flotação	19
Figura I.18	Célula de flotação	20
Figura I.19	Separador de Troll	22
Figura I.20	Esquema do separador VASPS	24
Figura I.21	Separador do campo de Marimba	25

Figura I.22	Esquema do separador de Tordis	26
Figura I.23	Separador de Tordis I	27
Figura I.24	Separador de Tordis II	27
Figura I.25	Esquema do separador Caisson	28
Figura I.26	Separador Caisson	29
Figura I.27	Esquema do separador de Pazflor	30
Figura I.28	Separador de Pazflor	31
Figura I.29	Separador de Marlim: SSAO	32
Figura I.30	Modularização do SSAO	33
Figura I.31	Esquema do processo de separação do SSAO	35
Figura I.32	Simulação do incidente no campo de Tordis	39

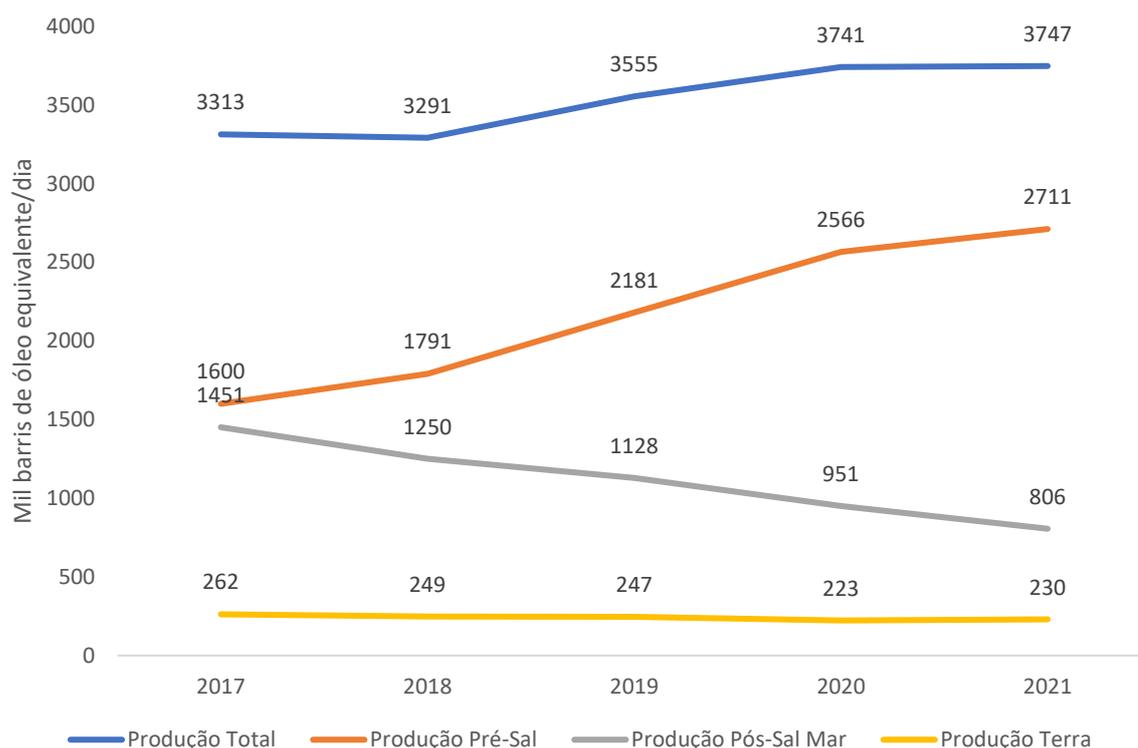
ÍNDICE DE TABELAS

Tabela I.1	Lâmina d'água dos maiores campos produtores de 2017 a 2021	2
Tabela I.2	Comparativo de geometria de separador	8
Tabela I.3	Sistemas de separação submarina aplicados no mundo	37

1 INTRODUÇÃO

A produção de óleo e gás no Brasil está cada vez mais dominada pelas gigantes reservas *offshore* do Pré-Sal. A figura 1 mostra que, enquanto os campos do Pós-Sal apresentaram queda de produção ao longo dos últimos anos, a produção do Pré-Sal teve comportamento oposto, com crescimento. Essa diferença entre a produção do Pós-Sal e do Pré-Sal está diretamente relacionada com a priorização dos investimentos de atividades de Exploração e Produção para os campos do Pré-Sal. A produção desses campos representou 77,66% dos quase 99 bilhões de ¹Barris de Óleo Equivalente (BOE) da produção do Pré-Sal no ano de 2021. A tabela 1 apresenta a lâmina d'água dos cinco maiores campos em volume de produção no período entre 2017 e 2021.

Figura 1 – Histórico de produção por ambiente



Fonte: Encarte de Consolidação da produção 2021, nº 136, Dezembro/21; ANP (Adaptado)

¹ Barril de Óleo Equivalente: unidade utilizada para quantificar a energia equivalente à quantidade de energia liberada na queima de um barril típico de óleo cru, que contém 159 litros. (Agência Brasil)

Tabela 1 - Lâmina d'água dos maiores campos produtores de 2017 a 2021

Campo (bacia)	Lâmina d'água média
Tupi (Santos)	2.200 m
Roncador (Campos)	1.730 m
Sapinhoá (Santos)	2.140 m
Jubarte (Campos)	1.355 m
Marlim (Campos)	800 m

Fonte: Encarte de Consolidação da produção 2021, nº 136, Dezembro/21; ANP (Adaptado)

Ao iniciar a produção de um campo, as operadoras trabalham com uma determinada relação de óleo, gás e água nos reservatórios. Por diversas motivações (operacionais e econômicas), parte do gás e da água produzidos são reinjetados no reservatório. Uma dessas motivações é a manutenção e/ou aumento da pressão do reservatório, de modo a aumentar a produção. Entretanto, ao longo do tempo, à medida que a reinjeção é feita, a proporção de água produzida aumenta de tal forma que passa a ser um limitante da produção. Em média, para cada m³/dia de petróleo produzido, são gerados três a quatro m³/dia de água. Há campos em que esse número se eleva a sete ou mais. Nas atividades de exploração, perfuração e produção, a água produzida responde por 98% de todos os efluentes gerados (THOMAS, 2004).

Além de limitar a produção do campo, a composição da água produzida, com com teores de óleos e graxas, representa um grande risco ao meio-ambiente (se descartada sem o devido tratamento) e à operação de processo. Por isso, é considerada a maior fonte de poluição do ambiente marinho em consequência da indústria de óleo e gás (BEYER, 2020).

Para manter o meio-ambiente preservado, no Brasil, o Conselho Nacional do Meio Ambiente, CONAMA, publicou a Resolução 393/2007, implementando diretrizes que devem ser seguidas pelas operadoras da indústria de óleo e gás em relação ao descarte de água produzida. Dentre essas diretrizes, está a obrigatoriedade de monitoramento diário da composição da água. Com isso, concentrações de metais, compostos orgânicos, pH, salinidade são acompanhadas. A resolução impõe um limite máximo de 29 mg/L na concentração média mensal de óleos e graxas (com limite diário de 42 mg/L) na água a ser descartada.

No tratamento da água produzida, equipamentos como hidrociclones, células de flotação, filtros e unidades removedoras de sulfato são utilizados.

Na busca por combater a limitação de produção devido à quantidade de água produzida e ainda otimizar o espaço ocupado pelos sistemas de processamento das plataformas *offshore*, tecnologias submarinas foram desenvolvidas ao longo do tempo por agentes da indústria de óleo e gás, como operadoras e prestadores de serviço, universidades, centros de pesquisa, entre outros.

Um sistema de produção é um sistema que transporta fluidos de um reservatório submarino para a superfície, processa e trata os fluidos e prepara para armazenamento e transferência os produtos comerciáveis. Sistemas de produção submarinos são sistemas com o mesmo princípio, mas com a diferença de serem dispostos no leito marinho. As especificidades do ambiente submarino demandam aspectos únicos relacionados à operação e manutenção. No que tange a arquitetura do sistema, um sistema de produção submarino é composto por poços, cabeças de poços, árvore de natal, sistema de *risers* e equipamentos de controle para operação dos poços.

Um dos desafios dos sistemas submarinos é reduzir a pressão da cabeça do poço para permitir recuperação de hidrocarbonetos. Se a plataforma offshore não tiver espaço e/ou capacidade de carga útil ou na ausência de uma plataforma (quando o reservatório é ligado à costa), esse problema pode ser resolvido usando o processamento submarino. O processamento submarino é qualquer manuseio e tratamento de fluidos para mitigação de problemas de garantia de fluxo antes de chegarem à plataforma. Todas as operações de separação e aumento de pressão

realizadas, independentemente de serem realizadas no fundo do poço ou no fundo do mar são classificadas como um processo submarino.

As principais tecnologias utilizadas são:

- Separação (bifásica ou trifásica);
- Sistemas de bombeamento;
- Reinjeção de água produzida;

Além dos custos, as principais considerações que influenciam o projeto do sistema submarino são a tecnologia e a localização das plataformas. Todos os aspectos precisam ser avaliados ao longo da vida, uma vez que, as propriedades do óleo podem variar ao longo da vida útil de um campo e um processamento para aumentar a produção é muitas vezes necessário em uma fase posterior de um campo maduro.

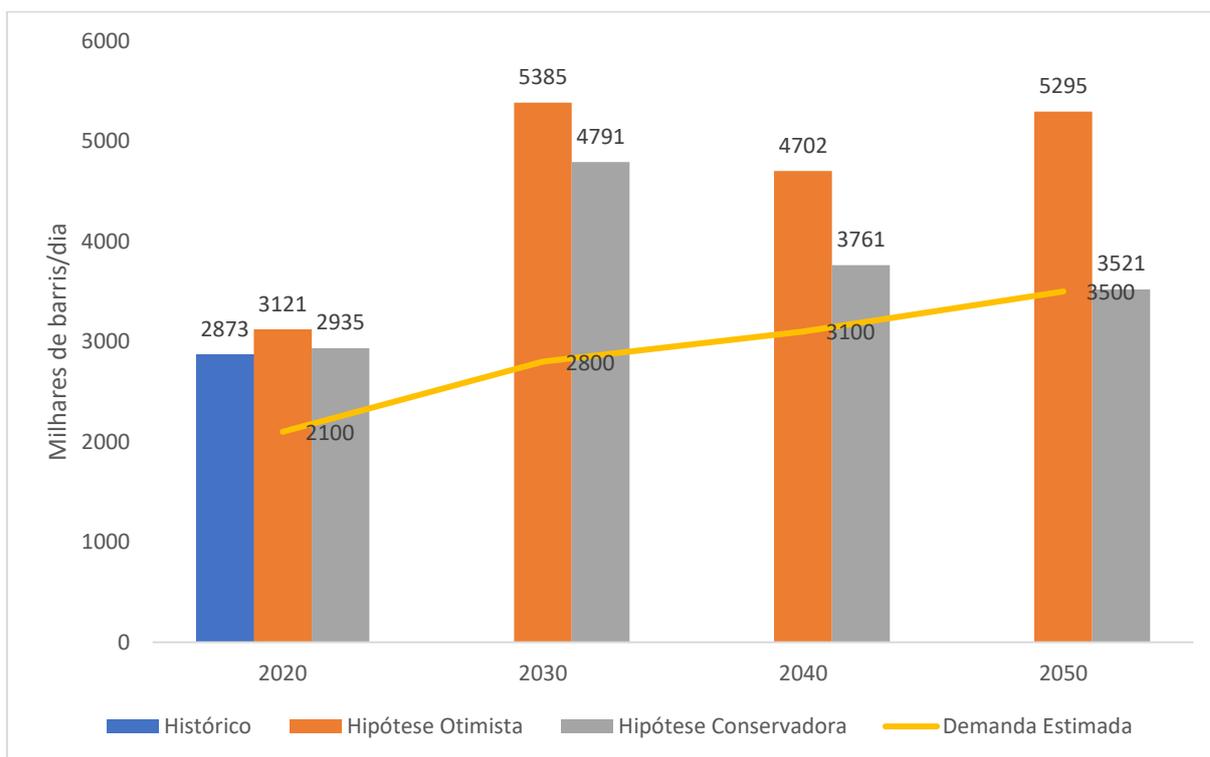
Existem várias motivações para realizar a separação submarina. A água pode ser separada com uma proximidade muito maior em relação ao reservatório, quando comparado com uma instalação de ²*topside*, reduzindo assim a contrapressão no sistema. Isso também reduz a quantidade de fluido que precisa ser transportado, minimizando a quantidade de água a ser processada na parte superior, uma vez que a água pode ser reinjetada ou descartada no fundo do mar, desde que atenda aos requisitos regulatórios. A contrapressão reduzida aumenta as taxas de produção.

2 Objetivo

Este trabalho tem o objetivo de comparar as tecnologias de separação de *topside* com as tecnologias de separação submarina do petróleo oriundo dos reservatórios *offshore* de modo a avaliar o cenário futuro da indústria brasileira de óleo e gás. A figura 2 apresenta diferentes cenários para a projeção de produção de óleo no Brasil, com hipóteses conservadora e otimista em comparação com o histórico e a demanda estimada.

² Topside: Estrutura que fica acima da linha de água em um navio, geralmente como é chamada a parte superior de um navio.

Figura 2 - Previsão de produção de óleo no Brasil



Fonte: ANP, 2021

3 Separação

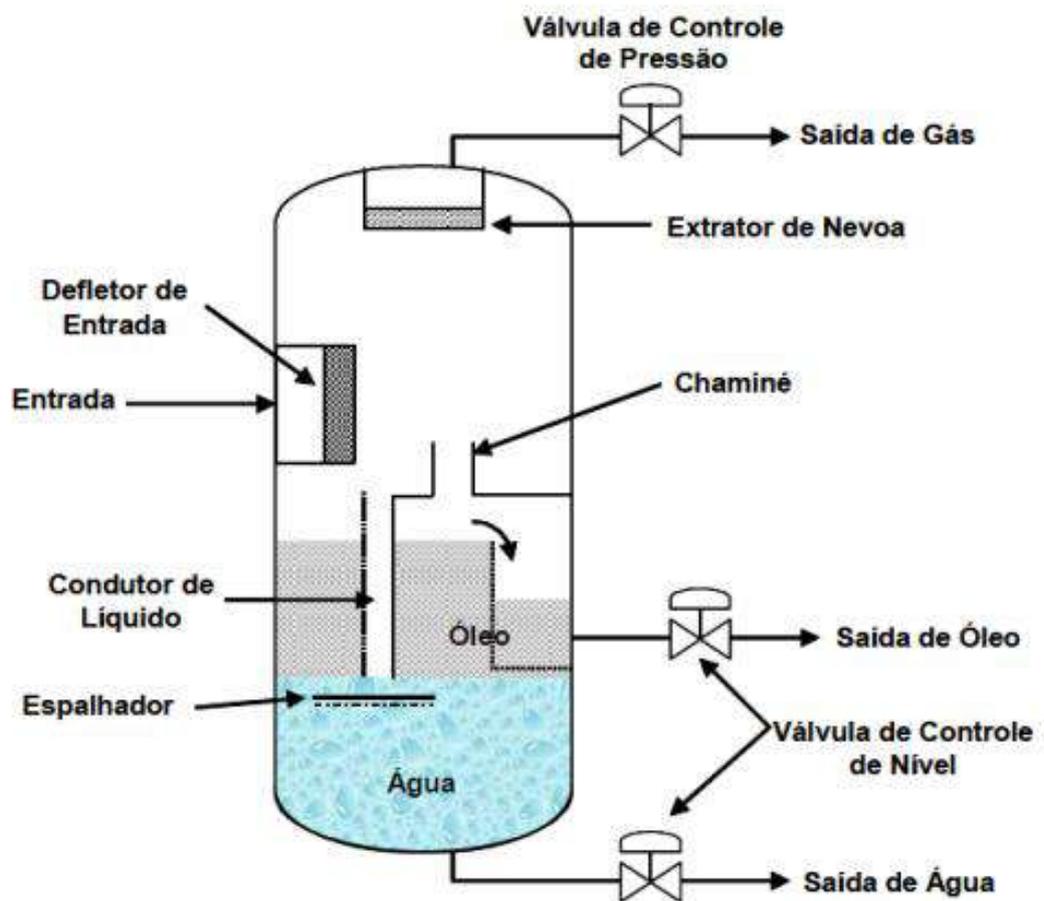
O separador é um vaso que recebe o petróleo dos poços e realiza a primeira separação de fluidos no processamento primário. Os vasos separadores podem ser bifásicos, gerando correntes de gás e de líquido, ou trifásicos, com correntes de saída de gás, óleo e água. Quanto à estrutura, podem ser horizontais ou verticais (JAHN et al, 2008).

Os separadores bifásicos são utilizados em campos onde há pouca produção de água, isto é, campos nos quais a fração de água (*water cut*) no petróleo produzido é baixa (JAHN et al, 2008).

Quando é alta a fração de água (*water cut*), é comum usar o separador trifásico chamado de *Free Water Knockout Drum (FWKO)*, pois o principal objetivo é remover a água livre, não-emulsionada.

Os separadores verticais (figura 3) são mais indicados para a produção de campos com baixa produção de gás, pois sua estrutura não favorece a saída de bolhas, uma vez que o percurso percorrido por essas bolhas é um contrafluxo à corrente de entrada do separador. Nesse aspecto, separadores horizontais, por terem maior área superficial para a separação, são favorecidos (STEWART, 2008).

Figura 3 – Separador vertical



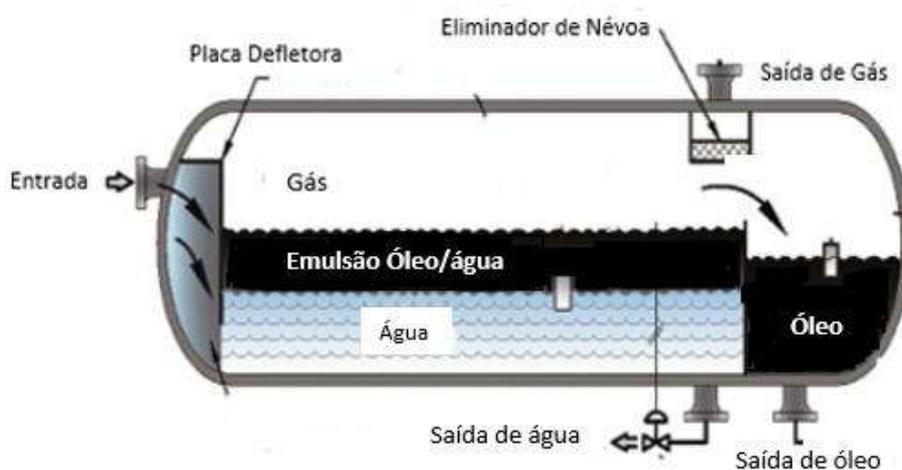
Fonte: Processamento Primário de Petróleo. 1ª Ed. Universidade Petrobras. Escola de Ciências e Tecnologias E&P, 2007

Por outro lado, os separadores verticais possuem uma maior capacidade de absorver variações de fluxo. Devido à diferença de altura, um pequeno aumento no

nível de um separador horizontal pode ativar ações de controle que levam o ³*shutdown* do processo. Entretanto, a diferença de altura que favorece o suporte da variação da vazão dificulta a manutenção do vaso, uma vez que exige alpinistas industriais e andaimes para o acesso ao separador (STEWART, 2008). Além disso, a estrutura vertical, por ter menores dimensões em termos horizontais, possui um suporte maior a variações de movimento.

No caso dos separadores horizontais, como pode-se ver pela figura 4, a corrente de fluido hidratado entra no separador e é desviada pelo defletor de entrada, que também reduz seu momento. Este é o primeiro estágio de separação.

Figura 4 – Separador horizontal



Fonte: Maurice Stewart; Surface Production Operations, 2021 (Adaptado)

Depois de passar pelo defletor de entrada, o momento do fluido é reduzido pelo aumento da superfície do fluido dentro do vaso em um segundo estágio de separação, que separa os constituintes nas frações mais leves e mais pesadas, com base em suas gravidades específicas. Por exemplo, o óleo, um constituinte mais leve, é separado da água, um constituinte mais pesado.

³ Shutdown: Parada não planejada das atividades de uma planta de processo.

Finalmente, o gás passa pelo extrator de névoa, que remove gotículas de líquido para produzir um gás mais seco. A água e o óleo são coletados em saídas separadas.

A tabela 2 apresenta um comparativo entre as geometrias de vasos separadores, com a indicação para cada função desejada.

Tabela 2 – Comparativo de geometria de separador

Função	Melhor	Escolha	Comentário
Separação	Horizontal		Bolhas e gotas não se submetem ao contrafluxo no processo
Gestão de sólidos		Vertical	Sólidos são removidos mais facilmente no fundo do separador vertical
Suporte a instabilidade de movimentos		Vertical	Devido à menor dimensão horizontal, separadores verticais suportam maiores instabilidades de movimento
Gestão de Espuma	Horizontal		A maior área superficial favorece os separadores horizontais quando o óleo cru está com grande formação de espuma
Variação de vazão de entrada		Vertical	A diferença de altura favorece o suporte de separadores verticais a grandes variações de nível

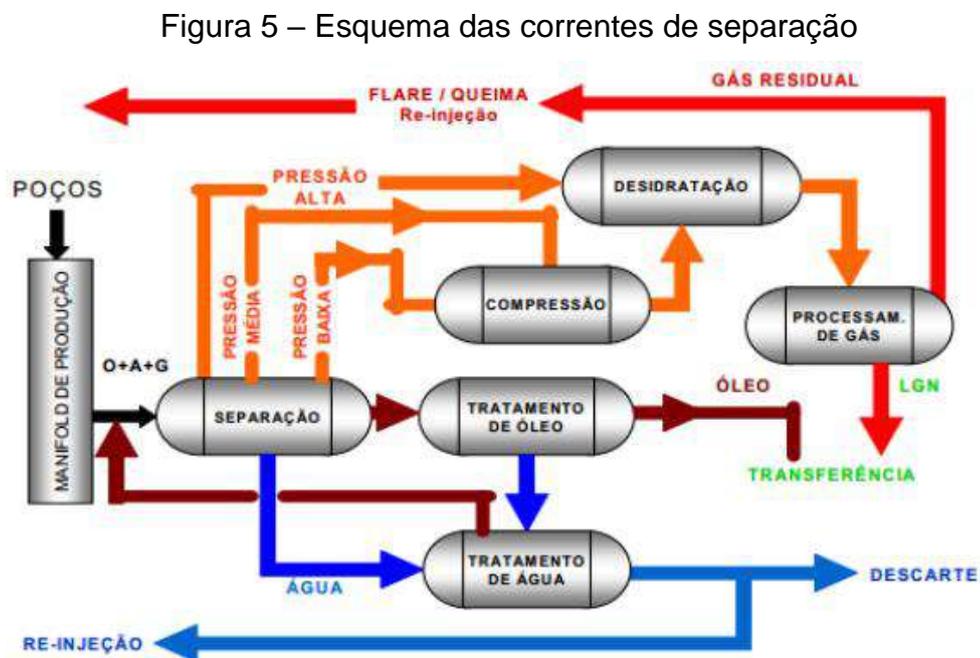
Fonte: Stewart, 2008 (adaptado)

Em geral, os separadores horizontais são usados em plataformas com alta vazão de produção e alta razão gás-óleo (RGO) (Jahn et al, 2008). Os separadores das indústrias de óleo e gás offshore são, majoritariamente, vasos horizontais de separação trifásica, pois, apesar de ocupar maior espaço, essa geometria os torna capazes de acomodar maiores volumes de petróleo, algo essencial quando levada em

conta a alta produção de óleo no país, potencializada com os campos do pré-sal. A capacidade de acomodar altos volumes em seu interior é extremamente importante, pois, devido ao fato de o princípio de separação desses vasos ser a gravidade, o tempo de residência é bem alto (em torno de 20 minutos) (Stewart, 2008).

Espaço e peso são dois ativos muito importantes na indústria offshore. Na busca por maiores eficiências em termos de utilização do espaço nas plataformas, foram idealizados projetos de separadores utilizando força centrífuga, mas que ainda não se mostraram opções viáveis, uma vez que a confiabilidade quanto à eficiência ainda não se compara com os separadores convencionais, estáveis quanto a variações de vazão da corrente de entrada quando comparados aos projetos de tecnologia centrífuga (Stewart, 2008).

As três correntes geradas a partir do separador trifásico são direcionadas para outras etapas de separação e tratamento, conforme figura 5, para aumentar a pureza dos respectivos fluidos a fim de atender às especificações de processo.



Fonte: SOUZA et al (adaptado, 2015).

⁴ Tempo de residência – tempo que um componente fica dentro de um sistema. Inicia-se a partir da entrada no sistema e se encerra no momento de saída do sistema

3.1 Tratamento de Óleo

O óleo, geralmente, contém água e sedimentos, que são componentes indesejados no óleo a ser comercializado. O teor de BSW depende de fatores como grau API, viscosidade do óleo, taxa de produção, temperatura, idade do campo de petróleo.

De acordo com o item 7.1.7 da Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº 1, de 10 de junho de 2013, o teor de ⁵BSW do óleo já tratado deve ser de, no máximo, 1%. Caso contrário, o agente regulado deve solicitar aprovação da Agência Nacional de Petróleo, com a devida justificativa para o resultado.

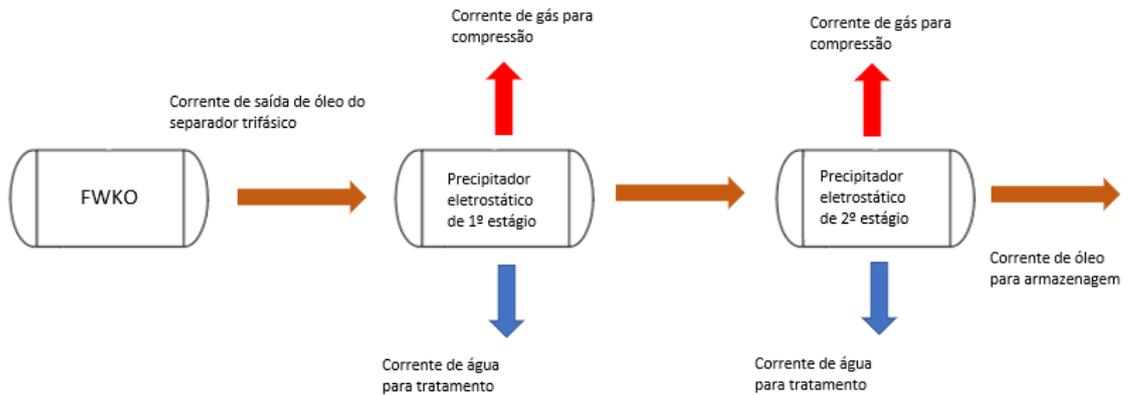
A maneira mais eficiente – e mais utilizada - para diminuir o teor de BSW é por meio do separador eletrostático (NoïK et al., 2006). As características do petróleo do campo em produção definem a estrutura da planta de processos a ser utilizada. Nos campos do pré-sal brasileiro, é comum observar-se plantas com dois estágios de separação eletrostática, cada um com um vaso de separação Flash.

Como é possível ver na figura 6, a corrente de óleo proveniente do separador é recebida no 1º estágio do precipitador eletrostático. A emulsão água/óleo é desfeita introduzindo-a em um campo eletrostático de alta tensão usando, por exemplo, o Sistema de Polaridade Dupla (tecnologia eletrostática exclusiva da Cameron, Schlumberger). O óleo tratado é coletado no topo do precipitador eletrostático de 1º estágio e enviado para o 2º estágio de vaso Flash. A água é removida para processamento adicional na planta de descarte de água produzida.

No 2º estágio de separação eletrostática, a emulsão água/óleo é desfeita introduzindo-a em um campo eletrostático de alta tensão, assim como no 1º estágio. O óleo tratado não passa mais por qualquer etapa de separação e é enviado para os tanques de armazenamento.

⁵ BSW – Teor de água e sedimentos

Figura 6 – Esquema de tratamento de óleo

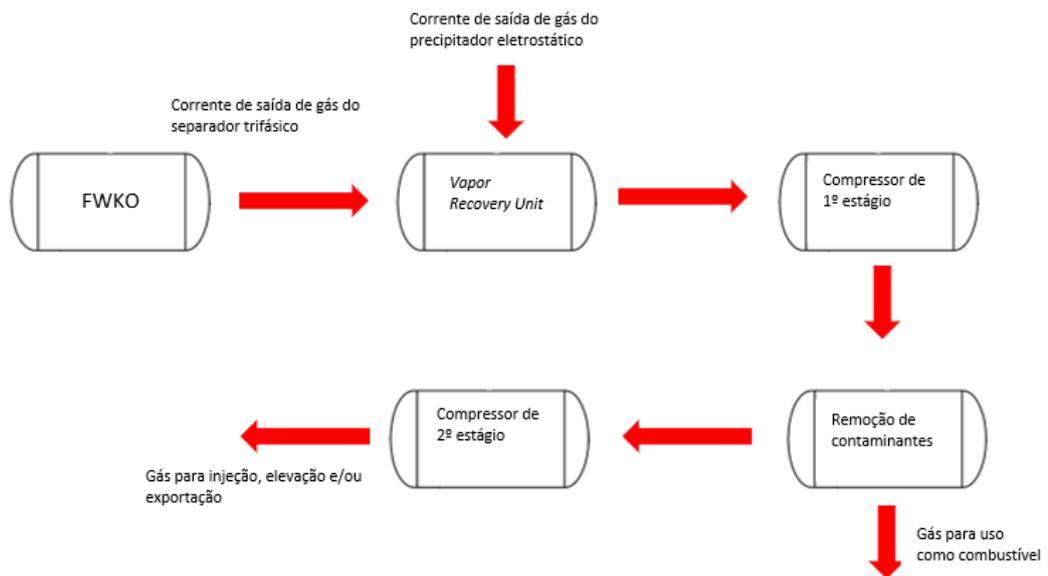


Fonte: GARCIA et al, 2011 (adaptado)

3.2 Tratamento de Gás

Após a saída do separador trifásico, em geral, a corrente de gás passa por etapas de compressão e remoção de contaminantes para uso como gás combustível, gás de elevação, gás injeção, exportação, conforme figura 7.

Figura 7 – Esquema de tratamento de gás



Fonte: CARRANZA SANCHÉZ et al, 2015 (adaptado)

As Unidades de Recuperação de Vapor (VRU) representam a primeira etapa no tratamento do gás. A corrente de gás proveniente do separador de produção contém um gás ainda úmido, com líquido, com condensado. O principal objetivo dessas unidades é a remoção de líquido. A remoção de água das correntes é essencial para a planta de processos, pois a presença de água em contato com hidrocarbonetos de cadeia curta (C1, C2, C3) em alta pressão e baixa temperatura leva à formação de hidratos, que obstruem as linhas de produção. A figura 8 apresenta a finalização de um etapa de desobstrução de uma linha de produção. Essa etapa é conduzida com um instrumento identificado como ⁶PIG, que faz uma raspagem mecânica da linha. A formação retirada é a soma das pequenas formações de hidrato ao longo da linha de produção. Além disso, água também leva à corrosão das linhas de produção.

Figura 8 - Hidrato



Fonte: Petrobras

A etapa seguinte é o compressor de 1º estágio (figura 9), que é a principal etapa responsável pela compressão e onde ocorre o controle da pressão para as etapas seguintes. Essa compressão é essencial para fornecer a energia necessária ao gás para os devidos fins e para evitar valores de pressão acima das condições de

⁶ PIG - Veículo/dispositivo que se desloca pelo interior dos dutos

processo, o que levaria a riscos de segurança operacional, ou abaixo das condições de processo, o que diminuiria a eficiência da etapa seguintes.

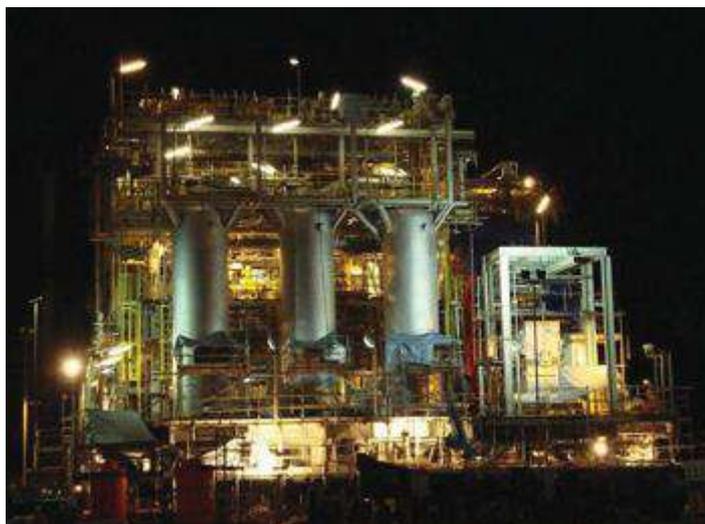
Figura 9 - Módulo de compressão de gás



Fonte: MODEC, 2020

Após o 1º estágio de compressão, a corrente de gás passa por etapas para a remoção de contaminantes. Essas etapas podem incluir a remoção de ácido sulfídrico, gás carbônico, água e dependem da especificação do petróleo do campo em produção. Dentre os equipamentos utilizados para a remoção de contaminantes do gás estão as peneiras moleculares - usadas para remover H_2S , CO_2 e água ao mesmo tempo - e as torres de absorção de trietilenoglicol (TEG), monoetanolamina (MEA) e dietanolamina (DEA), com as aminas sendo usadas para neutralização de CO_2 e H_2S .

Figura 10 - Módulo de tratamento de gás



Fonte: MODEC, 2020

Para finalizar as etapas de tratamento do gás (figura 10), a corrente segue para o 2º estágio de compressão para atender às condições de processo necessárias para a reinjeção, elevação e/ou exportação.

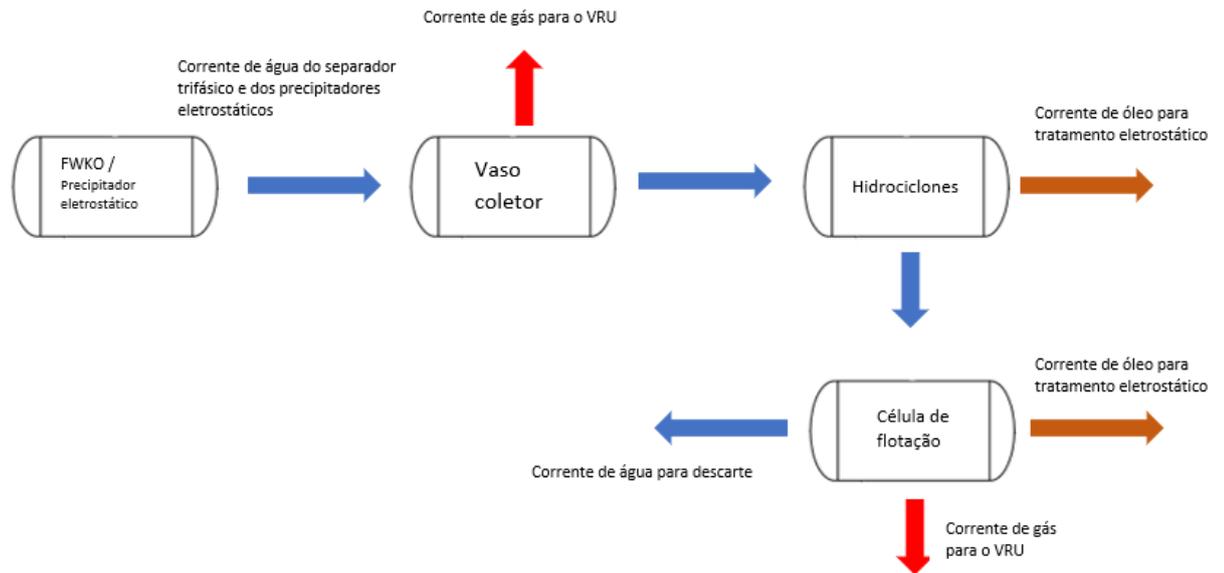
3.3 Tratamento da Água

Nas plantas de produção *offshore*, para a estruturação do sistema de tratamento da água produzida, é fundamental o conhecimento das características da água a ser tratada (salinidade, temperatura, sólidos presentes) e do óleo disperso (concentração, densidade, distribuição de tamanho das partículas). O uso de agentes químicos também é fundamental para que os requisitos ambientais e de processo sejam atendidos. Em geral, os equipamentos mais comuns do sistema de tratamento de água produzida são os vasos coletores de água (*Water collection / Skim vessel*), o hidrociclone e a célula de flotação.

As fontes principais de água produzida são os separadores de produção e de teste, e precipitadores eletrostáticos de 1º e 2º estágios. Conforme figura 11, as correntes de água são recebidas no vaso coletor, passam pelas baterias de hidrociclone, passam pela célula de flotação e, então, seguem para descarte no mar e/ou reinjeção nos reservatórios. A corrente de entrada de água nos vasos coletores

possui concentração de óleo de até 1000 ppm e a corrente de saída de água da célula de flotação possui concentração de óleo menor que 29 ppm (Relatório de Investigação de incidente FPU P-53).

Figura 11 – Esquema de tratamento de água

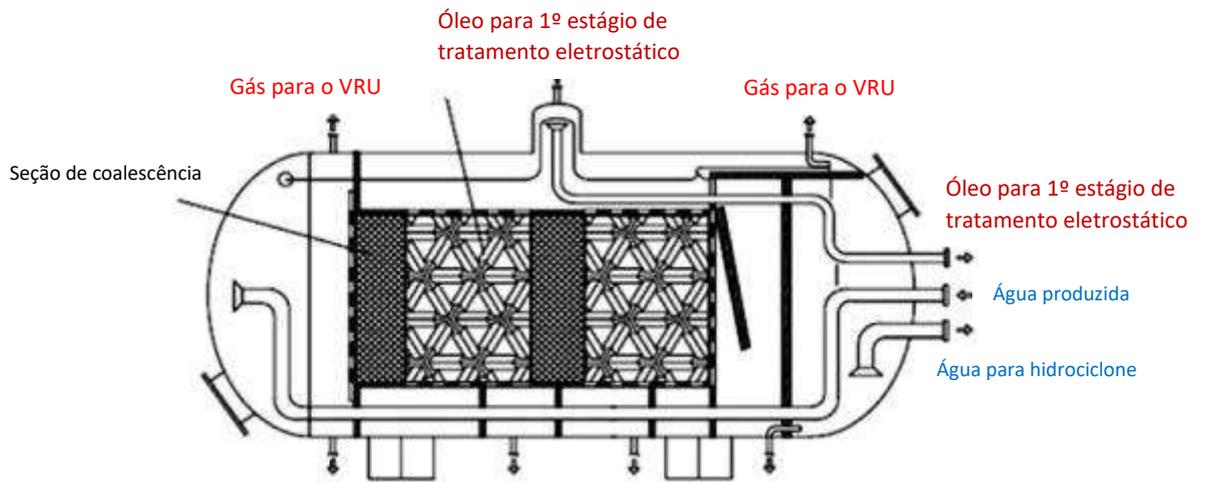


Fonte: IDRIS, 2010 (adaptado)

3.3.1 Vasos coletores

Os vasos coletores proporcionam um primeiro estágio de separação gravitacional simples. Em tais vasos, as gotas de óleo são coalescidas e retiradas na parte superior, conforme figura 12 a seguir.

Figura 12 - Vaso coletor de água (*Skimmer Vessel*)



Fonte: Ahmadun et al, 2009 (Adaptado)

O conjunto ⁷coalescedor (figura 13) é instalado na seção do *riser* localizado no centro do Vaso de Coleta/ *Skimmer* de Água e promove uma melhora no processo de contenção e remoção. Esse conjunto ajuda a reduzir a velocidade do fluxo e proporciona coalescência adicional de partículas dispersas muito finas.

Figura 13 - Coalescedor



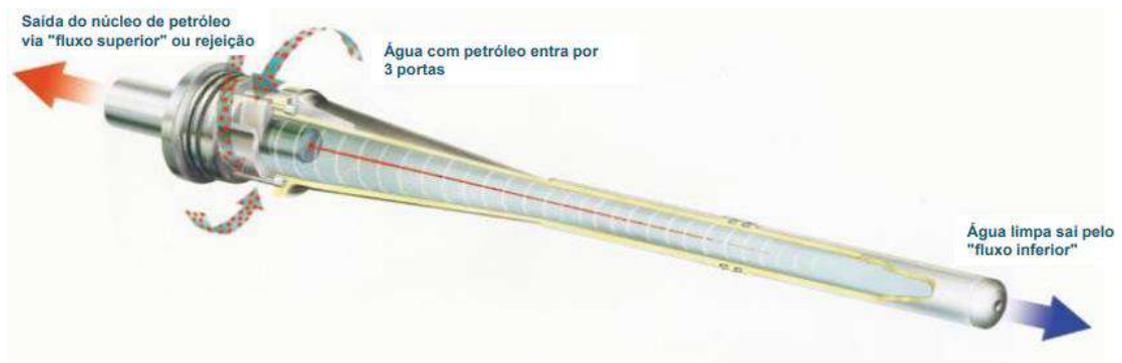
Fonte: Cameron

⁷ Coalescedor – equipamento que facilita a separação e consolidação de partículas dispersas

3.3.2 Hidrociclone

Por ser um equipamento de baixo custo, baixo consumo de energia, sem partes móveis, por sua dimensão compacta, robusta e desempenho confiável, o hidrociclone (figuras 14 e 15) é fundamental para a indústria de óleo e gás na retirada de gotículas de óleo da água produzida. Um hidrociclone clássico apresenta quatro seções principais: entrada tangencial da corrente de alimentação, seção cilíndrica, seção cônica, saída de fluidos de topo (*overflow*) e saída de fluidos de fundo (*underflow*). A corrente entra no hidrociclone e a geometria cônica provoca a criação de um vórtex. No caso em discussão, a corrente do *overflow* é rica em óleo, fluido menos denso, e a corrente do *underflow* é rica em água, fluido mais denso.

Figura 14 – Esquema de funcionamento de um Hidrociclone



Fonte: Cameron

As plantas de tratamento de água produzida da indústria de óleo e gás utilizam vários hidrociclones em paralelo, também chamado de *liners* (figura 16). O número de *liners* é calculado de acordo com as condições de processo, com uma relação entre a vazão de alimentação e a perda de carga da alimentação com o *underflow* (Moraes et al., 2008).

Figura 15 – Hidrociclone



Fonte: Cameron

Figura 16 – Liners: hidrociclones em paralelo

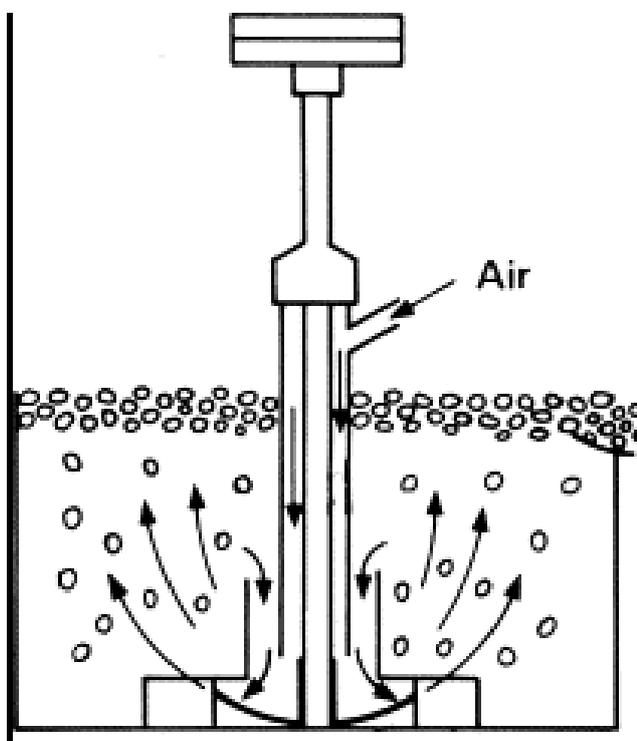


Fonte: Cameron

3.3.3 Células de Flotação

No caso das células de flotação, o princípio de separação está no borbulhamento de ar (hidrocarbonetos ou nitrogênio) na mistura água-óleo, conforme figura 17. As gotas de óleo aderem às bolhas e o conjunto partícula-bolha ascende à superfície, na interface líquido-ar, onde é retirado. Na figura 18, tem-se a foto de uma célula de flotação usada para o tratamento de água produzida.

Figura 17 - Princípio de funcionamento da Célula de Flotação.



Fonte: Klimpel, 2003

Figura 18 - Célula de flotação



Fonte: Cameron

4 SEPARAÇÃO SUBMARINA

À medida que a indústria *offshore* se movia para águas cada vez mais profundas e o foco ficava cada vez maior nos impactos ambientais da produção de óleo e gás, a indústria precisava encarar o desafio de buscar novas tecnologias para melhorar a viabilidade do petróleo produzido.

Os maiores desenvolvimentos das últimas duas décadas se deram no processamento submarino, principalmente no que tange à remoção da água produzida do óleo mais próximo do reservatório, com reinjeção dessa água após a separação. O primeiro sistema utilizado de processamento submarino com separação óleo, água e gás, com reinjeção de água, foi no campo de Troll, Mar do Norte, em operação desde agosto de 2001. A seguir, serão mostrados os sistemas de separação submarina utilizados pela indústria *offshore* global.

4.1 Statoil Troll

Conhecido como "*Troll Pilot*", por ser o primeiro sistema submarino utilizado, o separador de Troll C é um vaso horizontal com separação trifásica (figura 19), com reinjeção de água em reservatório de água, o que difere de outros sistemas que injetam a água no próprio reservatório de produção. Localizado na seção norueguesa do Mar do Norte, um dos grandes objetivos era remover o excesso de água a ser separado no *topside*, que limitaria a produção de hidrocarbonetos. Em Troll, a água produzida reinjetada não é utilizada para manutenção de pressão no reservatório de óleo. O sistema é composto pelo separador, árvore de injeção de água, bomba de injeção de água e *manifold* (Rasmussen, 2002).

Figura 19 – Separador de Troll



Fonte: MURPHY, 2000

4.2 Petrobras Marimba

O separador do campo de Marimba, na Bacia de Campos, é conhecido pela tecnologia VASPS (sistema de separação vertical anular e bombeamento). É uma separação bifásica.

No topo do compartimento de pressão, o fluxo multifásico dos poços entra na espiral, como se vê na figura 20. No interior da unidade, o fluido é direcionado para o fundo do separador guiado pelo conduíte espiral, que potencializa a separação por meio da introdução de forças centrífugas.

O gás separado do líquido flui através dos orifícios na parede do tubo helicoidal, passa para o anular de gás e flui para a câmara de expansão de gás. O gás sai da unidade por uma saída e se expande naturalmente em uma tubulação dedicada até

as instalações de tratamento de superfície, onde normalmente entra no segundo ou terceiro estágio de separação.

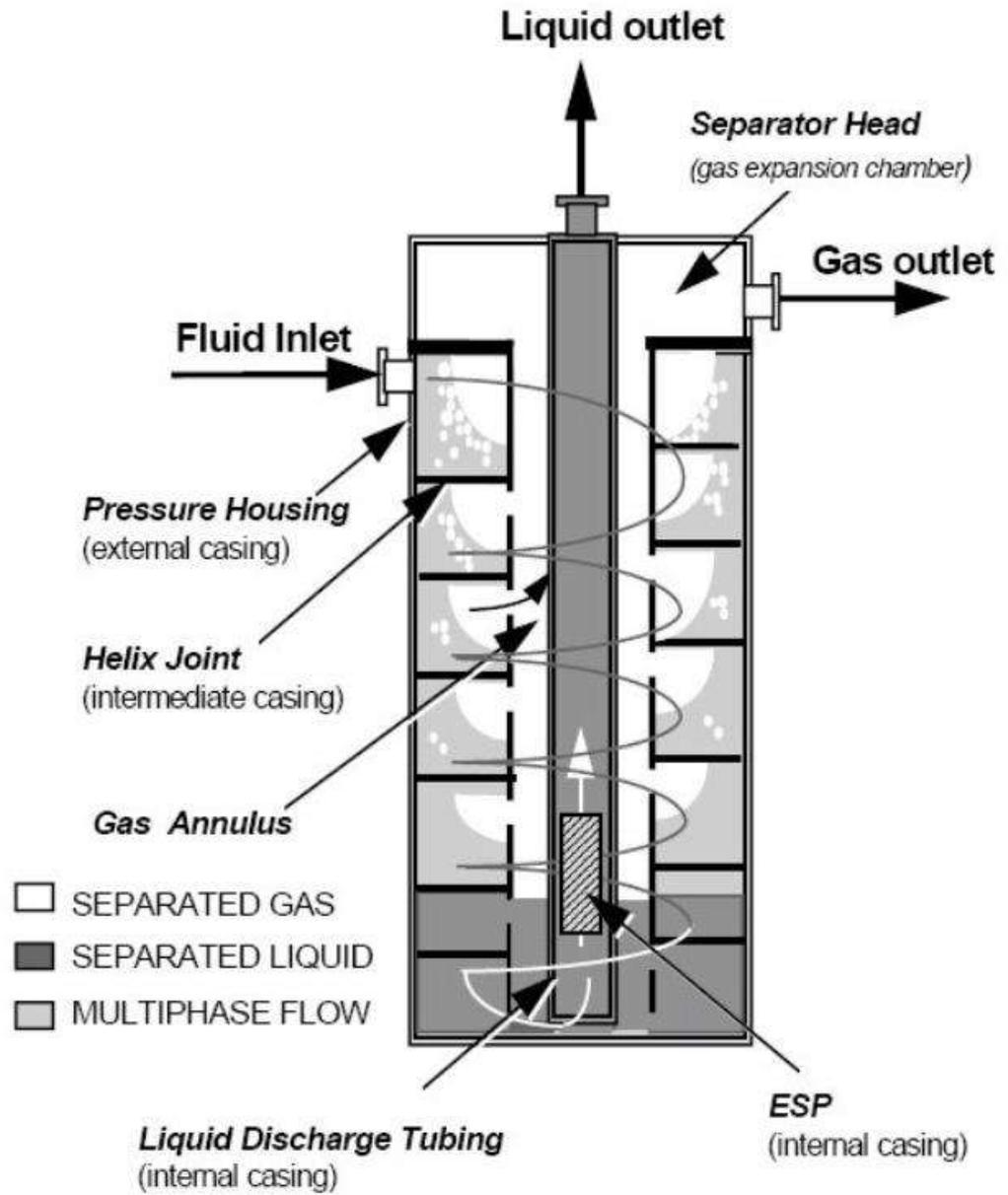
O líquido desgaseificado flui pela hélice para o reservatório de líquido, onde ocorre a desgaseificação final. O líquido então entra na tubulação de descarga de líquido, onde uma bomba submersível elétrica é instalada para impulsionar a fase líquida antes que ela flua do VASPS para uma linha de fluxo dedicada. Os componentes internos do VASPS são projetados para fornecer um alto grau de separação do gás do líquido com uma quantidade muito limitada de gás incorporado na fase líquida, permitindo assim o uso de sistemas de instrumentação e bombeamento monofásico.

Em comparação com uma bomba multifásica, a VASPS tem uma eficiência de bombeamento mais alta, pois atua na fase líquida, embora sejam necessárias duas linhas de fluxo para fornecer as fases gasosa e líquida separadamente.

Uma das principais premissas de projeto VASPS é a necessidade de um projeto mecânico compacto, como se vê na figura 21, quando comparado com instalações de *topside*. É muito importante atender aos requisitos de desempenho especificados, a fim de evitar problemas de garantia de fluxo na linha de gás e evitar o mau funcionamento da bomba devido ao excesso de gás (ALBUQUERQUE, 2013).

Poucos meses após o início da operação do VASPS, o desempenho do sistema mostrou-se benéfico para a produção com aumento de aproximadamente 30% em óleo, sem *gas lift* (ALBUQUERQUE, 2013). Desafios para esse tipo de sistema estão nos requisitos de sondas, componentes elétricos e no número de componentes necessários no *topside* por poço.

Figura 20 – Esquema do separador VASPS



Fonte: Caetano Filho et al, 2006

Figura 21 - Separador do campo de Marimba



Fonte: Eduardo Jose de Jesus Coelho, 2013

4.3 Statoil Tordis

Com a instalação do sistema de processamento submarino no campo de Tordis (figuras 23 e 24), também localizado na seção norueguesa do Mar do Norte, a Statoil – hoje com o nome Equinor - pretendia melhorar o fator de recuperação do campo de Tordis de 49% para 55%.

Almejava-se uma produção e 35 MMbbl adicionais de Tordis com a nova tecnologia, representando aproximadamente 19 MMbbl da recuperação melhorada de

petróleo. Tal produção é alcançada a partir da remoção de água e areia do fluxo do poço submarino, com reinjeção da água através de um outro poço, reduzindo assim a contrapressão em direção ao campo de Tordis. Essas reservas permaneceriam irrecuperáveis sem a tecnologia.

No sistema, o fluido entra no tanque de separação para remoção do gás, conforme figura 22. O restante do fluido é separado por gravidade no tanque. O desarenador tem uma importante função de proteção da bomba de injeção de água, para evitar os efeitos abrasivos da areia. Após a bomba de injeção de água, a areia e água se misturam novamente para a injeção no reservatório, que não é o reservatório de produção.

Figura 22 – Esquema do separador de Tordis



Fonte: Gjerdseth et al, 2007

Figura 23 – Separador de Tordis



Fonte: FMC Technologies

Figura 24 – Estrutura montada do separador de Tordis

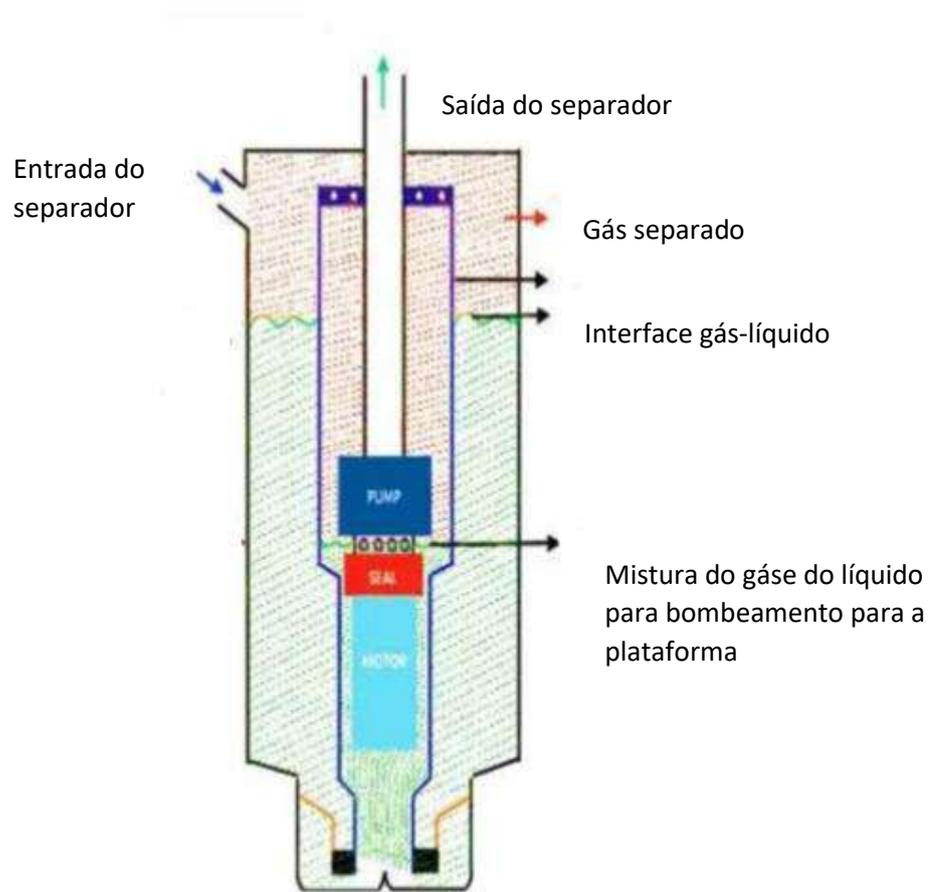


Fonte: TVETER, 2014

4.4 Shell BC-10 & Perdido

Aplicado nos campos BC-10, na Bacia de Campos, e Perdido, no Golfo do México, ambos operados pela Shell, esse sistema de separação inclui separadores gás-líquido do tipo Caisson com bombas elétricas. Com reservatórios de produção com características de baixa pressão, o Caisson tem a função de separar o gás, diminuindo a contrapressão nos poços. O *riser* conectado ao Caisson contém três regiões anulares. Com a separação, conforme figura 25, o gás sobe pelo anular exterior, o líquido é bombeado para a plataforma por meio de bombas elétricas submersíveis (ESP) pelo anular médio e o anular interior contém um fluxo de líquido vindo da plataforma para resfriamento da bomba (GT Ju, 2010).

Figura 25 - Esquema do separador Caisson



Fonte: Sunday Kanshio, 2015 (adaptado)

Na figura 26, podemos ver o tipo de separador usado nos campos de BC-10 e Perdido.

Figura 26 - Separador Caisson



Fonte: FMC Technologies

4.5 Total Pazflor

O sistema submarino instalado no campo de Pazflor, operado pela Total na Angola, foi idealizado com a finalidade de permitir a produção do óleo pesado dos reservatórios. Ele foi desenvolvido para a separação gás/líquido com um separador vertical (figuras 27 e 28). Nesse sistema, o óleo é bombeado para a plataforma por uma bomba híbrida para ser tolerante ao gás residual da separação, já que o sistema é dimensionado para obter 5% a 10% em volume de gás no líquido. O gás livre é mandado por uma linha específica para a unidade de produção do campo por elevação natural. A areia é enviada juntamente com a corrente de líquidos (Kanshio, 2015).

Figura 27 - Esquema do separador de Pazflor



Fonte: FMC Technologies

Figura 28 - Separador de Pazflor



Fonte: Grenland Group, 2012

4.6 Petrobras Marlim

O Separador Submarino Água/Óleo (SSAO), que pode ser visto na figura 29, foi instalado no campo de Marlim, na Bacia de Campos, em 2013.

Conectado a um único poço produtor, identificado como MRL-141, a produção de petróleo e gás era escoada para a plataforma P-37 (hoje em fase de descomissionamento, segundo o Plano Estratégico 2020-2024 da estatal brasileira). A água produzida era injetada no reservatório produtor do campo, através do poço injetor MRL-211. A injeção tinha como objetivo a manutenção da pressão do reservatório, garantindo a produção de óleo, em processo conhecido como recuperação secundária (Vishnyakov et al, 2020).

Apesar de ter uma tecnologia semelhante à do separador de Tordis, o óleo extraído de Marlim é considerado pesado, com grau API 22. Com isso, havia-se a necessidade da injeção de produtos químicos desemulsificantes no interior do poço produtor (MENDES, 2016).

Figura 29 - Separador de Marlim: SSAO



Fonte: Petrobras

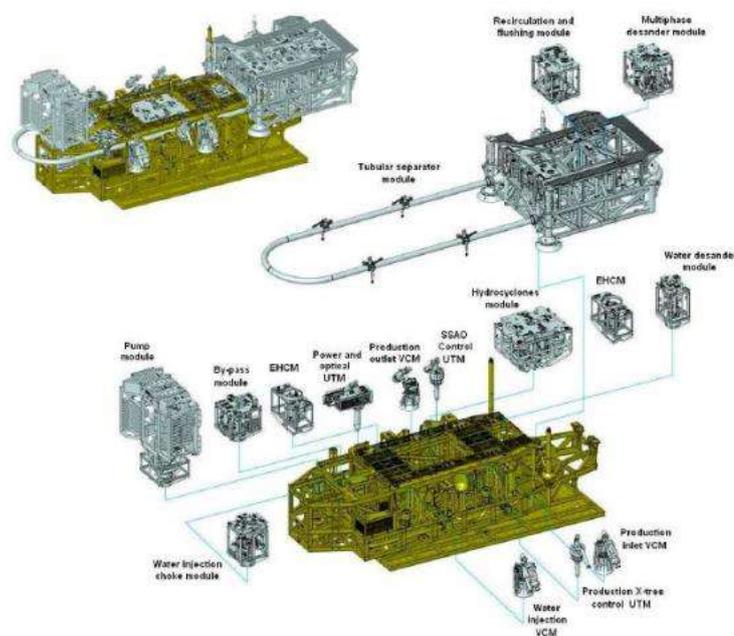
Os sistemas do SSAO foram projetados de forma modular, conforme figura 30, para facilitar a manutenção do equipamento com a remoção/inserção de partes integrantes do separador.

A escolha de quais componentes seriam parte de módulos removíveis levou em consideração alguns aspectos:

- a) Índice de falha trazidos de aplicações previamente aplicadas ou testes de programas de qualificação de tecnologias;
- b) Possibilidade de perda crítica de funcionamento de um componente e, conseqüentemente, impactos no sistema como um todo (ORLOWSKI et al., 2012).

Embora a modularização seja fundamental para a manutenção de um sistema submarino, há de se levar em conta o excesso de peso do sistema, o que pode inviabilizar o processo de instalação submarina. Por isso, o separador de Marlim teve sua modularização restrita às limitações impostas pelas embarcações de instalação submarina e de intervenção disponíveis na frota da Petrobras (MENDES, 2016).

Figura 30 – Modularização do SSAO



Fonte: ORLOWSKI et al., 2012

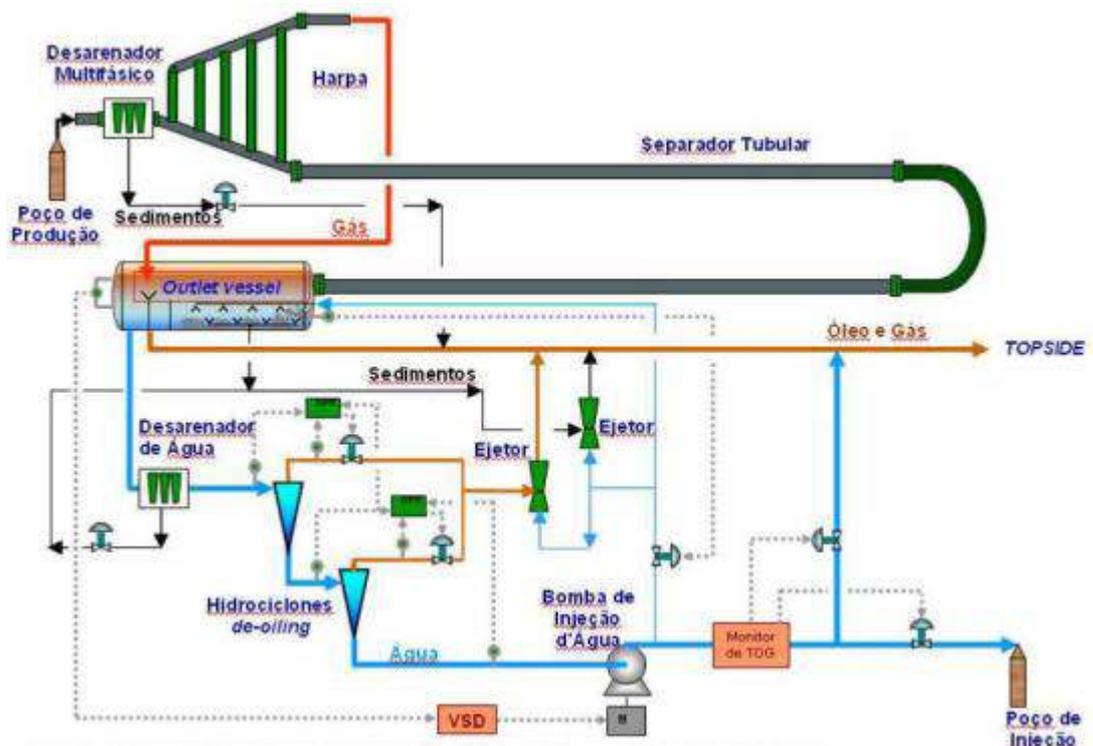
Como o SSAO foi instalado bem depois do início da produção da P-37, sendo considerado um projeto de *Brownfield* (atualização de projeto já existente), foi necessária a instalação de alguns módulos de *topside*, como módulos de controle, de produtos químicos e de geração de energia. O primeiro tem o objetivo de supervisão dos sistemas e controle da operação dos módulos do SSAO. O segundo se justifica devido à necessidade de injeção de produtos químicos que viabilizassem a separação, como os desemulsificantes. Já o último foi necessário devido à demanda de energia extra, necessária para abastecer o sistema do equipamento instalado no leito marinho (MENDES, 2016).

4.6.1 Processo

Como é possível ver na figura 31, o fluxo proveniente do poço produtor, ao entrar no SSAO, passa pelo desarenador multifásico, que tem como objetivo remover o máximo possível de areia na entrada dos outros sistemas, evitando o acúmulo nos equipamentos em sequência. A areia separada é misturada à corrente de óleo e gás que é levada até a plataforma de produção, após o processo de separação, ou seja, na corrente de saída do vaso final.

Após o desarenador, o fluxo segue para um separador em “harpa”, utilizado para a separação gás-líquido. Este arranjo de tubos verticais interligados tem o objetivo de remover o gás livre presente no escoamento. Esse arranjo permite que a seção seguinte do separador (tubular) trabalhe predominantemente com fase líquida, seção onde ocorre a maior parte da separação gravitacional água/óleo. Assim, o baixo volume de gás não produz turbulência pela diferença de velocidade e tensão de cisalhamento (BENAVIDES, 2013). O gás removido é direcionado para a saída final do SSAO, onde é recombinado com o óleo e areia separados anteriormente para envio à superfície.

Figura 31 – Esquema do processo de separação do SSAO



Fonte: MORAES et. al., 2011

Após o separador tubular, a corrente chega ao vaso final já separada. Por isso, este vaso final não precisa ter maiores dimensões.

A corrente de saída do vaso final contendo majoritariamente água passa por outro desarenador, permitindo sua injeção dentro dos limites exigidos pelo sistema de injeção no reservatório e diminuindo efeitos abrasivos da areia na bomba de injeção. Assim, esse equipamento reduz o teor de sólidos, que são removidos e enviados para a mesma linha de saída do primeiro desarenador, com posterior envio à superfície (MENDES, 2016).

A corrente de água passa por dois hidrociclones em série, o que visa à redução do óleo residual para teores inferiores a 100 ppm (MENDES, 2016). O óleo separado é enviado para a corrente que vai à superfície. A água devidamente tratada passa,

então pela bomba de injeção de modo a atingir a pressão necessária para sua injeção no reservatório.

Um importante equipamento também presente nesse sistema é o analisador de teor de óleo e graxa. Esse analisador é responsável pelo monitoramento da água separada, de modo a garantir os padrões de qualidade necessários a injeção no reservatório (MENDES, 2016).

4.6.2 Desafios encontrados durante a operação do SSAO

ROBERTO (2021) e colaboradores detectaram alguns desafios durante a operação do projeto piloto e propuseram algumas soluções:

- Performance dos hidrociclones: devido às características do óleo de Marlim, o sistema de hidrociclones teve entupimento. Para contornar o problema e manter a operação, foi feito um by-pass, o que diminuiu a eficiência de separação;
- Havia uma linha de amostragem para análise da qualidade da água injetada no reservatório, sistema redundante ao analisador de TOG do SSAO. Essa linha era ligada à plataforma P-37. Durante a operação, essa linha foi bloqueada devido à formação de hidratos, inviabilizando o sistema de redundância;
- Interligação com a estrutura da plataforma de produção: houve dificuldade com o fornecimento de químicos provenientes da P-37 devido à estrutura antiga da plataforma, que começou a produzir em 2001. Com isso, as necessidades de químicos para os poços produtores da plataforma foram priorizadas em detrimento dos requisitos do SSAO.

A tabela 3 apresenta um resumo das tecnologias de separação submarina aplicadas na indústria mundial de óleo e gás.

Tabela 3 - Sistemas de separação submarina aplicados no mundo

Operadora	Ano	Campo	Tecnologia	Tipo	Fabricante	Lâmina d'água (m)	Capacidade (m³/d)	Grau API
Statoil	2001	Troll C	Horizontal SUBSIS	Separator	GE/Framo	350	10000	37
Petrobras	2001	Marimba	VASPS	Separator & ESP	Saipem	435	1500	29
Statoil	2007	Tordis	Horizontal	Separator	FMC/CDS	210	33000	37
Shell	2009	BC-10	Caisson	Separator & ESP	FMC/CDS	2000	15898	16-42
Shell	2010	Perdido	Caisson	Separator & ESP	FMC/CDS	2926	15898	17-40
Petrobras	2011	Marlim	Inline	Separator	FMC	878	13500	22
Total	2011	Pazflor	Vertical Separator	Separator	FMC/CDS	800	17488	17-38

Fonte: Prescott, C.N.; Fluor Offshore Solutions (Adaptado)

4.7 VANTAGENS E DESVANTAGENS DO PROCESSAMENTO SUBMARINO

A partir das experiências com os projetos de separação submarina, foram levantadas as vantagens e desvantagens do uso dessa tecnologia.

Vantagens:

- Liberação de espaço físico nas plataformas;
- Aumento da produção devido à diminuição no volume de água produzida na linha de produção e da pressão na cabeça do poço.
- Melhorias operacionais na planta de processos das plataformas com a diminuição da formação de hidratos;
- Diminuição de problemas de incrustação e corrosão;
- Redução custos de gerenciamento da água produzida nas plataformas;

- Melhorias de condições de Saúde, Segurança e Meio-Ambiente devido à diminuição de impactos ambientais com a redução da quantidade de água produzida sendo descartada no mar;
- Diminuição de OPEX, com a diminuição no uso de químicos de injeção.

Desvantagens

- Riscos à integridade das estruturas submarinas
- Riscos associados às falhas operacionais, com indisponibilidade do ativo;
- Riscos associados às várias conexões modulares, podendo acarretar riscos ao meio-ambiente;
- Custos de infraestrutura para o reparo, com dependência de veículos operados remotamente (ROV);
- Fornecimento de energia (mecânica, elétrica) para a operação dos sistemas submarinos;
- Dificuldades para a implementação do sistema em plataformas em produção;
- Gerenciamento de sólidos, produção de areia.

Há registro de um incidente com a reinjeção de água da separação submarina de Tordis em 2008. Um vazamento de óleo ocorreu através de fraturas da rocha selante (que deveria conter esse tipo de migração do fluido) para o leito marinho, criando uma cratera semicircular de, aproximadamente, 7 metros de profundidade e 40 metros de largura, a uma distância de 300 metros do ponto de injeção de água, conforme figura 32.

Segundo Eidvin (2009), não foi possível fazer uma relação direta com o sistema submarino, mas isso só corrobora a preocupação com a integridade das estruturas desse tipo de sistema para o caso de incidentes semelhantes, com a possibilidade de consequências muito negativas em termos de meio-ambiente.

Figura 32 – Simulação do incidente no campo de Tordis



Fonte: Eidvin, 2009

de modo a evitar mudanças inesperadas de projeto, o que traria prejuízos às operadoras no Brasil.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A tecnologia de separação submarina ainda é relativamente nova. Desafios ainda precisam ser superados para que haja confiabilidade suficiente de disponibilidade do sistema de processamento a ponto de uma planta de produção ter sua separação 100% no leito submarino.

Ao revisar as tecnologias submarinas de separação utilizadas, vislumbra-se boas possibilidades de trabalhar com uma extensa faixa de grau API as restrições podem se apresentar em águas muito profundas, em campos com alta vazão de produção, e a indústria ainda não está disposta a assumir os riscos associados, pelo menos não todos eles.

Com a produção offshore do petróleo brasileiro em águas cada vez mais profundas, as comunidades acadêmicas, corporativas devem trabalhar no sentido de estruturar sistemas capazes de suportar as profundidades de lâminas d'água do pré-sal. E, ainda que se atinja esse nível de confiabilidade dos sistemas submarinos, não

significa que será o fim dos sistemas de separação de *topside*, pois, como em toda planta de processo, tudo depende das características do processo a ser trabalhado.

Novas iniciativas relacionadas ao processamento submarino estão sendo consideradas para aplicação em potenciais cenários da indústria *offshore* brasileira, incluindo campos maduros e novos projetos.

Uma lista desses projetos de P&D que estão sendo desenvolvidos pela Petrobras no Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (PROCAP):

- Sistema Submarino Compacto de Separação Óleo-Água;
- Sistema Submarino Compacto de Separação Gás-Líquido;
- Sistema de Compressão de Gás Submarino;
- Bomba Multifásica de Alta Pressão Diferencial.

Uma abordagem sistêmica está sendo considerada para todos os desenvolvimentos acima, mas isso não significa que uma tecnologia específica ou componente não pode ser empregado separadamente; dependerá do cenário selecionado para tal aplicação.

Em relação às questões elétricas, a maioria dos sistemas de separação submarina apresentam bombas para envio de fluidos para a unidade de produção. É importante mencionar que a aplicação de processamento submarino exige muita energia, com demanda energética na ordem de 2 MW (HORN et al). Considerando um amplo emprego desse tipo de processamento, é imperativo definir a estratégia para a área ou campo em termos de geração de energia.

Outra questão elétrica importante está relacionada aos umbilicais de energia. No caso de aplicação de várias bombas submarinas, localizadas distantes das unidades de produção, o custo total de todos os umbilicais de energia pode ser enorme e, por isso, o projeto pode ser inviável. Por essa razão, a transmissão e distribuição elétrica submarina é um desenvolvimento muito importante, a fim de trazer mais robustez econômica aos sistemas de processamento submarino.

Hoje, o destino mais comum da água produzida ainda é o descarte no mar e a origem mais comum da água injetada em reservatórios ainda é a água do mar tratada. Há um grande ponto de interrogação sobre a viabilidade operacional de longo prazo.

O sistema fornecerá disponibilidade satisfatória sem intervenções dispendiosas frequentes? Os desafios estão relacionados à garantia do processo/fluxo, de operabilidade.

Os operadores agora têm três opções: podem continuar limitando a produção e reduzir a recuperação final, podem atualizar suas instalações de superfície, trazendo equipamentos de processamento adicionais ou podem fazer parte do processamento submarino. Uma nova abordagem, principalmente no desenvolvimento de campos maduros, é mandatória, para que se obtenha uma boa relação entre investimento de capital, fator de recuperação de óleo, com uma análise integrada de oportunidades, com redução de custos e aumento de produção.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em diversas datas.

AHMADUN, F, PENDASHEH, A., ABDULLAH, L. C., BIAK, D. R. A., MADAENI, S. S., ZAINAL, Z., **Review of technologies for oil and gas produced water treatment**, Journal of Hazardous Materials, V. 170, I. 2-3, p. 530-551, 2009.

ALBUQUERQUE, F. A., MORAIS, M. G., EUPHEMIO, M. L., KUCHPIL, C., DUARTE, D.G, ORLOWSKI, R.T., PETROBRAS, **Subsea Processing and Boosting in Brazil: Status and Future Vision**, Offshore Technology Conference 24498, Rio de Janeiro, Brasil, 2013

ANP/IBAMA, **Relatório de investigação de acidente FPU P-53: Vazamento de óleo com toque na costa**, 2010. Disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/incidentes/relatorios-de-investigacao-de-incidentes-1/arquivos-relatorios-de-investigacao-de-incidentes/plataforma-p-53/relatorio-p-53_final.pdf>. Acesso em 18 de Dezembro de 2021

ATKINSON, N. et al., 2016, Oil, Market Report, International Energy Agency. Disponível em: <<https://www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic/>>. Acesso em 10 de Dezembro de 2021.

BALL, E., 2011, **Pazflor Development Relies on Subsea Separation System Handling Four Reservoirs**, Offshore Magazine. BRASIL.

BENAVIDES, S. O. Z., **Separation Technologies in Oil and Gas Production**, Det Skapende Universitet, NTNU, 2013

COELHO, E. J. J., **Technology Demands and Investments in Subsea Production Equipment with emphasis in Pre-sal applications**, UK Energy in Brazil, Rio de Janeiro, 2013.

DEVEGOWDA, D., MARTIN, A. M., SCOTT, S. L., 2004, **Assessment of Subsea Production & Well System**, Relatório final submetido à U.S. Department of Interior – Minerals Management Service (MMS), n. 424.

DEVEGOWDA, D. and SCOTT, S. L., **An assessment of subsea production systems**, in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2003

DZUBUR, L., LANGVIK, A. S., **Optimization of Oil Production – Applied to the Marlim Field**, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Noruega, 2012

Eidvin, T., Øverland, J. A., **Faulty Geology Halts Project**, Nor. Cont. Shelf, nº 2. 35-36, Noruega, 2009

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

FIGUEIREDO, M.W., KUCHPIL, C., CAETANO FILHO, E., **Application of Subsea Processing and Boosting in Campos Basin**. Offshore Technology Conference, OTC 18198, Houston, Texas, USA, 2006

FMC TECHNOLOGIES, **Pazflor: Subsea Separation & Production System**". Disponível em <http://www.fmctechnologies.com/~media/Subsea/Webbrochures/pazflor_subsea_separation_and_production_systems.ashx>. Acesso em 10 de Dezembro de 2021.

FOROUZANFAR, F. et al., **Life-cycle production optimization of an oil field with an adjoint-based gradient approach**, Journal of Petroleum Science and Engineering, pp 351-358, 2013

GARCIA, A. C. B., BENTES, C., MELO, R. H. C., ZADROZNY, B., **Sensor data analysis for equipment monitoring**, Knowledge and information systems, Springer Nature, p. 333-364, 2011

GUIMARÃES, M. S., Metodologia para otimização de estratégias de drenagem para campos de petróleo em produção, Dissertação de M.Sc., Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, Brasil, 2005

HORN, T., ERIKSEN, G., BAKKER, W., **Troll Pilot – Definition, Implementation and Experience**, Offshore Technology Conference, OTC 14004, Houston, Texas, USA, 2002

JAHN, F., COOK, M., GRAHAM, M., **Hydrocarbon Exploration and Production**, Developments in Petroleum Science, 2ª ed, Elsevier, 2008

Ju, G. T., **The Subsea System**, Oil & Gas Journal, 2010. Disponível em <<https://www.ogj.com/home/article/17282345/the-subsea-system>>. Acesso em 18 de Dezembro de 2021

MEDINA, P. L. N., **Uma Abordagem da Teoria dos Jogos para Ratear os Benefícios Oriundos da Injeção de Gás Rico em CO2 nos Reservatórios do Pré-sal**, Dissertação de M.Sc., Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2012

- MEDRONHO R. A. et al, **Hydrocyclone for oil-water separations with high oil content: Comparison between CFD simulations and experimental data**, Journal of Petroleum Science and Engineering, V. 187, 2020
- MEZZOMO, C. C., **Otimização de Estratégias de Recuperação para Campos de Petróleo**, Dissertação de M.Sc., Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, Brasil, 2001
- MORAES, C. A. C. et al., **Commissioning and start-up of Subsea Marlim Oil and Water Separation System**, Conferência Rio Oil & Gas, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2013
- MORAES, C. A. C. et al., **SSAO – Concepção de Projeto e Qualificação das Tecnologias Adotadas**, Conferência Rio Oil & Gas, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2012
- MORAES, C. A. C., Marins, L.P.M., Melo, D.C., Silva, F.S., Souza, M.A., **Desenvolvimento de Hidrociclones para Altos, Médios e Baixos Teores de Óleo**, Boletim Técnico de Produção de Petróleo, Rio de Janeiro – volume 3, nº2, p.259-287, 2008.
- MORAES, C. A. C. et al., **SSAO – Introdução ao Sistema de Processamento**, IV Seminário de Engenharia Submarina, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2011
- MORAES, J. M., **Petróleo em Águas Profundas: Uma História Tecnológica da Petrobras na Exploração e Produção Offshore**, 1 ed., Brasília, IPEA:Petrobras, 2013
- MURPHY J., 2000, **All-Electric Trees, Subsea Separation, Smart-Well Systems Driving Subsea Production**, Oil and Gas Online.
- Noik, C., Chen, J., Dalmazzone, C., **Electrostatic demulsification on crude oil: a state-of-the-art review**, SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition in China, 2006
- NOVAES, R. C. S., **Campos Maduros e Áreas de Acumulações Marginais de Petróleo e Gás Natural: Uma Análise da Atividade Econômica no Recôncavo Baiano**. Dissertação de M.Sc., Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil, 2010
- Offshore technology Conference, **FMC Subsea Separation System Increases Reservoir Pressure, Production**, Disponível em <http://www.offshoremag.com/articles/2012/04/otc-2012--petrobras--fmc-subsea-separation-system.html>. Acesso em 14 de Dezembro de 2021.
- ORLOWSKI, R. T. C., et al., **Marlim 3 Phase Subsea Separation System – Challenges and Solutions for the Subsea Separation Station to Copewith Process Requirements**”, Offshore Technology Conference, OTC 23552, Houston, Texas, USA, 2012
- Prescott, Clifford Neal (2012). **Subsea Separation and Processing of Oil, Gas & Produced Water - Past, Present and Future. Why We Need It Now**. Fluor Offshore Solutions, USA, 2012.
- RASMUSSEN, A. W., **Troll Pilot Technology – The Next Step**, Offshore Technology Conference, Texas, 2002
- ROBERTO, M. A. R., KOELLN, H. P., REZENDE, R. L., PETROBRAS, **Brazil Subsea Processing & Boosting Technologies Yard: More Than 20 Years of Lessons Learned**, Offshore Technology Conference 31032-MS, Texas, 2021

RODRIGUES, B. F., **Análise de Processamento Submarino na Produção de Óleo e Gás: as Novas Perspectivas sem o Uso de Plataformas**, Dissertação de M.Sc., Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2011

SANCHÉZ, Y. C., OLIVEIRA JUNIOR, S., SILVIA, J., NGUYEN, T., **Energy and exergy performance of three FPSO operational modes**, 23rd ABCM International Congress of Mechanical Engineering, Rio de Janeiro, 2015

SANTOS JR, A. A., **Produção de Petróleo e Gás Natural em Campos com Acumulação Marginal no Brasil: Uma Visão Pragmática**. Dissertação de M.Sc., Universidade de Salvador, Salvador, Bahia, Brasil, 2006

Schlumberger, **Water Treatment**, Disponível em <https://www.slb.com/well-production/processing-and-separation/water-treatment>. Acesso em 12 de Dezembro de 2021

SENNA, B. D., **Estudo da Viabilidade Econômica em Campos Maduros**, Dissertação de M.Sc., Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Rio Grande do Norte, Brasil, 2011

SILVA, R. P. L., **Sistema de Separação Submarina como Estratégia para Mitigar Problemas de Garantia de Escoamento**, Dissertação de M.Sc., Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2015

SIQUEIRA, A. Et al., **Marlim 3-Phase Subsea Separation System – Introduction to The Involved Reservoir Background**, Offshore Technology Conference, OTC 23228, Houston, Texas, 2012. DOI: 10.4043/23228-MS

SOUZA, L. P., **Estudo sobre Tomada de Decisão em Projetos de Rejuvenescimento de Campos Petrolíferos Maduros**, Dissertação de M.Sc., Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2003

SOUZA, G. C. T., FERREIRA, A. S., NASCIMENTO, D. C. O., SIQUEIRA, P. M. T., **A Complexidade da Gestão da Logística de Fluidos para atendimento às Unidades Marítimas com Fluidos de Perfuração**, Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia: Otimização de Recursos e Desenvolvimento, Associação Educacional Dom Bosco, Resende, RJ, Brasil, 2015

STEWART, M., ARNOLD, K., **Gas-Liquid and Liquid-Liquid Separators**, Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2008

STEWART, M., ARNOLD, K., **Surface Production Operations**, Design of Oil Handling Systems and Facilities, Vol. 1, 3ª ed, Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2008

TEIXEIRA, G. N. R., **Estudo da Tecnologia de Separação Submarina Gás-Líquido através da Modelagem Integrada da Produção**, Dissertação de M.Sc., Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, Brasil, 2013

THOMAS, J. E., **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**, 2 ed., Rio de Janeiro, Interciência, 2004

TUBB, R., **Regional Review: Gulf of Mexico Deepwater**, Pipeline & Gas Journal, v. 234, 2007

TVETER, B. N., **Subsea Processing**, IFEA Seminar: Subsea Kraftforsyning, Stavanger, Noruega, 2011