

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA FLUMINENSE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS APLICADOS À ENGENHARIA E
GESTÃO**

João Durval De Oliveira Alves Machado

**PROJETO DE DISPOSITIVO PARA DISSOCIAÇÃO DE HIDRATO EM
EQUIPAMENTOS SUBMARINOS**

Campos dos Goytacazes/RJ

2021

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA FLUMINENSE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS APLICADOS À ENGENHARIA E
GESTÃO

JOÃO DURVAL DE OLIVEIRA ALVES MACHADO

PROJETO DE DISPOSITIVO PARA DISSOCIAÇÃO DE HIDRATO EM EQUIPAMENTOS
SUBMARINOS

D. Sc. Rogério Atem de Carvalho
(Orientador)

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Fluminense, no Curso de Mestrado Profissional em Sistemas Aplicados à Engenharia e Gestão (MPSAEG), como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Sistemas Aplicados à Engenharia e Gestão.

Campos dos Goytacazes/RJ

2021

Biblioteca Anton Dakitsch
CIP - Catalogação na Publicação

M149p Machado, João Durval de Oliveira Alves
Projeto de dispositivo para dissociação de hidrato em equipamentos submarinos / João Durval de Oliveira Alves Machado - 2021.
85 f.: il. color.

Orientador: Rogério Atem de Carvalho

Dissertação (mestrado) -- Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Fluminense, Campus Campos Centro, Curso de Mestrado Profissional em Sistemas Aplicados à Engenharia e Gestão, Campos dos Goytacazes, RJ, 2021.
Referências: f. 57 a 60.

1. Óleo e Gás. 2. Equipamento Submarino. 3. Hidrato. 4. Prototipação. I. Carvalho, Rogério Atem de, orient. II. Título.

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA FLUMINENSE

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS APLICADOS À ENGENHARIA E
GESTÃO**

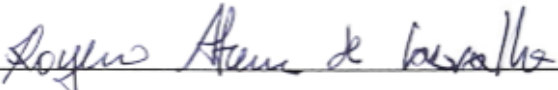
JOÃO DURVAL DE OLIVEIRA ALVES MACHADO


**PROJETO DE DISPOSITIVO PARA DISSOCIAÇÃO DE HIDRATO EM EQUIPAMENTOS
SUBMARINOS**


Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Fluminense, no Curso de Mestrado Profissional em Sistemas Aplicados à Engenharia e Gestão (MPSAEG), como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Sistemas Aplicados à Engenharia e Gestão.

Aprovado em 22 de abril de 2021.

Banca Examinadora:


Prof. Rogério Atem de Carvalho, D. Sc. (Orientador)
Instituto Federal Fluminense - IFF


Prof. Rodrigo Martins Fernandes, D. Sc.
Instituto Federal Fluminense - IFF


Prof. Eduardo Atem de Carvalho, D. Sc.
Universidade Estadual do Norte Fluminense - UENF

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, sou grato a Deus pelo dom da vida, pela minha saúde e por me conduzir nesta difícil caminhada, mantendo-me perseverante e sem desanimar.

Agradeço à Camille, minha amiga, esposa e maior incentivadora, por sempre acreditar em mim e estar ao meu lado nos momentos mais difíceis. Seu companheirismo e apoio foram essenciais para que eu me mantivesse firme e confiante até a conclusão de mais esta etapa da minha vida.

Aos meus pais por terem me dado educação e ensinamentos de vida para que eu pudesse me tornar o ser humano que sou hoje.

Ao meu orientador, Rogério, pelos direcionamentos durante este trabalho, pela compreensão nos momentos em que precisei me ausentar e pela confiança depositada durante todas as fases deste projeto.

Por fim, agradeço aos meus colegas e professores do mestrado, e a todos aqueles que de alguma forma contribuíram ou torceram para a conclusão desta pesquisa.

*“Stay hungry. Stay foolish.
Never let go of your appetite to go
after new ideas, new experiences, and
new adventures.”*

Steve Jobs

RESUMO

A indústria de óleo e gás no Brasil possui papel de destaque, sendo responsável pela terceira maior fatia do PIB nacional. Devido à formação geográfica do Brasil, a imensa maioria de suas reservas se encontram em poço marítimos, também conhecidos como *offshore*. Este é um dos fatos que justifica o alto custo de produção de óleo e gás no país, que está entre os maiores do mundo. Um dos problemas frequentemente encontrados em poços marítimos é a presença de hidrato, um composto que possui características mecânicas similares às do gelo. Dentre os diversos problemas causados pelo hidrato, está o aprisionamento de equipamentos submarinos, mais especificamente de *Tree Caps* (TCAP). O inconveniente causado pelo aprisionamento de TCAP's reflete-se no tempo despendido para realizar operações que envolvam a sua retirada e, conseqüentemente, no custo total da mesma. O objetivo deste trabalho é desenvolver um protótipo analítico de uma ferramenta capaz de dissociar o hidrato existente em uma TCAP e, desta forma, promover a sua liberação. Assim, foi proposta uma ferramenta que através da aplicação de uma temperatura de 130 °C sobre a estrutura do equipamento aprisionado, produz uma temperatura de 20 a 30 °C na região de interesse, promovendo a liberação do mesmo. Para tanto, foram desenvolvidos modelos e simulações em *softwares* como o Energy 2D e o Fusion 360 para validação do conceito. Como resultado, obteve-se um protótipo capaz de realizar esta operação em, pelo menos, um terço do tempo quando comparado à técnica atual, logo, com um custo menor.

Palavras-chave: Óleo e Gás; Equipamento Submarino; Hidrato; Prototipação.

ABSTRACT

The oil and gas industry in Brazil has a key role, being responsible for the third largest slice of the national GDP. Due to the geographic formation of Brazil, the vast majority of its reserves are located in offshore wells. This is one of the facts that justifies the high cost of producing oil and gas in this country, which is among the largest in the world. One of the problems commonly found in offshore wells is the presence of hydrate, a compound that has mechanical characteristics similar to those of ice. Among the various problems caused by hydrate, is the imprisonment of subsea equipment, more specifically Tree Caps (TCAP). The inconvenience caused by the imprisonment of TCAP's is reflected in the time taken to perform operations that involve their removal, and, consequently, in the total cost thereof. The objective of this work is to develop an analytical prototype of a tool capable of dissociating the existing hydrate in a TCAP and, in this way, promoting its release. Therefore, a tool was proposed that, by applying a temperature of 130 °C on the structure of the imprisoned equipment, produces a temperature of 20 to 30 °C in the region of interest, promoting its release. To this end, models and simulations were developed in software such as Energy 2D and Fusion 360 to validate the concept. As a result, a prototype was obtained, it is capable of carrying out this operation in at least a third of the time when compared to the current technique, therefore, with a lower cost.

Keywords: Oil and Gas; Subsea Equipment; Hydrate; Prototyping.

LISTA DE ABREVIACOES

AI	<i>Annulus Intervention</i>
ANM	rvore de Natal Molhada
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gs Natural e Biocombustveis
API	<i>American Petroleum Institute</i>
BAP	Base Adaptadora de Produção
CAD	<i>Computer-aided Design</i>
DHSV	<i>Downhole Safety Valve</i> , Vlvula de Segurança de Subsuperfcie
EPU	<i>Electrical Power Unit</i>
GLP	Gs Liquefeito de Petróleo
HPU	<i>Hydraulic Power Unit</i> , Unidade de Potência Hidrulica
IEA	<i>International Energy Agency</i>
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
MA	Manufatura Aditiva
MCS	<i>Master Control Station</i>
MCV	Módulo de Conexão Vertical
MEG	Monoetilenoglicol, inibidor de hidrato
OPEP	Organizao dos Países Exportadores de Petróleo
OTC	<i>Offshore Technology Conference</i>
PIB	Produto Interno Bruto
ROV	<i>Remotely Operated Vehicle</i> , Rob Submarino Operado Remotamente
SCM	<i>Subsea Control Module</i>
SGMB	Servio Geológico e Mineralógico do Brasil
SPE	<i>Society of Petroleum Engineers</i>
TCAP	<i>Tree Cap</i> , Capa da árvore de Natal Molhada
TH	<i>Tubing Hanger</i>
TMF	<i>Tree Manifold</i>

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Consumo de energia mundial por fonte de combustível.	17
Figura 2: Demanda por petróleo em cada um dos cenários propostos pela IEA.	18
Figura 3: Demanda por gás em cada um dos cenários propostos pela IEA.	20
Figura 4: Preço do barril de petróleo ao longo dos anos.	21
Figura 5: Custo médio para a produção de um barril de óleo nos dez países mais caros.	22
Figura 6: Sistema submarino de produção.	23
Figura 7: Sistemas com árvores de natal secas e molhadas.	24
Figura 8: ANM vertical e suas ferramentas no <i>moon-pool</i>	25
Figura 9: Configuração de uma ANM's horizontal e vertical.	26
Figura 10: Mini <i>Tree Cap</i>	27
Figura 11: Suspensor de coluna.	28
Figura 12: Suspensores de coluna (TH) concêntrico a esquerda e <i>multibore</i> a direita.	29
Figura 13: Base Adaptadora de Produção.	30
Figura 14: Stack-up de uma ANM e uma BAP.	30
Figura 15: MCV conectado à linha de fluxo em um navio de lançamento de linha.	31
Figura 16: <i>Stack-up</i> de uma ANM montada sobre uma BAP com os MCV's instalados.	32
Figura 17: Sistema de controle hidráulico.	33
Figura 18: Sistema de controle multiplexado ou eletro-hidráulico.	34
Figura 19: Sistema de controle totalmente elétrico.	35
Figura 20: Duas ANM's totalmente elétricas durante testes na Alemanha.	36
Figura 21: Diagrama de fase com condições de pressão e temperatura para estabilidade termodinâmica de hidratos.	37
Figura 22: <i>Plug</i> de hidrato formado em uma tubulação bloqueando a mesma.	38
Figura 23: <i>Hub</i> da ANM modelado no AutoCAD com a vista apenas das arestas e outra realística.	46
Figura 24: TMF da ANM modelado no AutoCAD com a vista apenas das arestas e outra realística.	46
Figura 25: Mini <i>Tree Cap</i> modelada no AutoCAD com a vista apenas das arestas e outra realística.	47

Figura 26: Mini <i>Tree Cap</i> posicionada sobre o TMF no <i>hub</i> da ANM, objetos modelados com o AutoCAD.	47
Figura 27: Mecanismo de travamento da TCAP com hidrato.	48
Figura 28: Curva de dissociação de hidrato de acordo com a pressão ambiente.	49
Figura 29: Mini <i>Tree Cap</i> posicionada sobre o TMF no <i>hub</i> da ANM, objetos modelados com o Fusion 360.	52
Figura 30: Vista em corte dos modelos criados no Fusion 360.	53
Figura 31: Vista superior do modelo com destaque para a alça de manuseio da TCAP.	54
Figura 32: Vista lateral do modelo em corte com destaque para as guias da TCAP.	54
Figura 33: Protótipo analítico desenvolvido.	55
Figura 34: Protótipo analítico conectado ao conjunto.	55
Figura 35: Protótipo analítico desenvolvido com destaque para o conector elétrico e a alça de transporte e instalação.	56
Figura 36: Protótipo analítico com vista em corte apresentando detalhes da parte inferior.	57
Figura 37: Modelo criado para simulação no Energy 2D.	59
Figura 38: Simulação térmica do modelo criado no Energy 2D.	60
Figura 39: Lista com os materiais escolhidos para a execução da simulação.	62
Figura 40: Visão geral da simulação térmica realizada no Fusion 360.	62
Figura 41: Simulação térmica realizada no Fusion 360, visão em corte.	63
Figura 42: Aquecedor tubular com perfil achatado, aquecedor de fita e aquecedor de corda.	65
Figura 43: Parâmetros utilizados para a realização da busca na plataforma Scopus®.	73
Figura 44: Diagrama de Venn com as quantidades de publicações por conceito pesquisado.	74
Figura 45: Evolução temporal dos trabalhos publicados aderentes aos conceitos A, B, C, D e seus tesouros.	75
Figura 46: Número de publicações por afiliação.	76
Figura 47: Publicações por país de origem.	77
Figura 48: Árvore de palavras.	78
Figura 49: Número de parentes depositadas por ano.	79
Figura 50: Árvore de palavras com os principais depositantes das patentes.	80
Figura 51: Principais códigos de classificação de patentes entre os depósitos encontrados.	80

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Perguntas propostas por Baxter (2000) e respostas do autor.....	44
Quadro 2: Conceitos, palavras-chave e tesouros utilizados na pesquisa.	73
Quadro 3: Principais periódicos e número de publicações.....	77
Quadro 4: Principais autores e quantidade de publicações.....	78

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Panorama geral	13
1.2	Motivação	14
1.3	Objetivo	16
2	REFERENCIAL TEÓRICO	17
2.1	Mercado e exploração de petróleo e gás nos dias atuais	17
2.1.1	Custos de produção	21
2.2	Equipamentos, tecnologias e desafios na exploração de petróleo <i>offshore</i>	23
2.2.1	Árvore de Natal Molhada	24
2.2.2	Capa da Árvore de Natal Molhada (<i>Tree Cap</i> , TCAP)	27
2.2.3	Suspensor de Coluna (<i>Tubing Hanger</i> , TH)	27
2.2.4	Base Adaptadora de Produção (BAP)	29
2.2.5	Módulo de Conexão Vertical (MCV)	30
2.2.6	Tecnologias existentes	32
2.2.7	Hidrato	37
2.3	<i>Design</i> e desenvolvimento do produto	38
2.3.1	Especificações e desenvolvimento do produto	39
2.3.2	Normas aplicáveis à engenharia submarina	40
3	METODOLOGIA	42
4	DESENVOLVIMENTO E RESULTADOS	44
4.1	Preparação	44
4.2	Criação do ambiente virtual	45
4.3	Compreensão e definição do problema	47
4.4	Possíveis soluções	50
4.5	Prototipação	51
4.6	Testes	58
4.7	Custo e benefícios tangíveis	64
5	CONCLUSÃO	67
	REFERÊNCIAS	69
	APÊNDICE A - BIBLIOMETRIA E PROSPECÇÃO DE PATENTES	73
	APÊNDICE B - DESENHOS DO DISPOSITIVO PROJETADO	83

1 INTRODUÇÃO

1.1 Panorama geral

O setor de petróleo e gás desempenha um papel de destaque no mercado brasileiro, sendo responsável pela terceira maior fatia do Produto Interno Bruto (PIB) nacional e o quarto colocado no que diz respeito às exportações (HAVARD GROWTH LAB, 2017; MOREIRA e TAVARES, 2016). No mercado de trabalho, este setor também possui grande relevância, sendo responsável por gerar um quantitativo maior de empregos que áreas como a pecuária, fabricação de automóveis e telecomunicações (IBP e EY, 2019).

Esperava-se um crescimento na demanda por óleo e gás no ano de 2020, porém o impacto da pandemia do novo corona vírus tende a causar uma retração do consumo anual pela primeira vez desde 2009. Acredita-se que o crescimento será retomado a partir de 2021, especialmente devido ao baixo custo destes combustíveis quando comparados às energias renováveis (IEA, 2020).

O petróleo e o gás podem ser encontrados em campos terrestres, chamados de *onshore*, ou em campos marítimos, chamados de *offshore*. No Brasil, segundo Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), os campos marítimos são responsáveis por 96,9% do petróleo e 80,8% do gás natural produzidos no cenário nacional, havendo uma certa variação a cada mês (ANP, 2020). Considerando-se o cenário mundial, em torno de 29% de todo o óleo produzido é proveniente de campos *offshore* (EIA, 2016a). A disparidade relacionada ao ambiente onde o petróleo é explorado, quando comparados os cenários brasileiro e mundial, se explica pelo fato do Brasil possuir a enorme maioria de suas reservas comprovadas em campos marítimos. Na história da indústria de óleo e gás no Brasil, as primeiras explorações foram focadas em campos terrestres, porém não foram encontradas reservas com volume comercial, sendo confirmado ao longo dos anos que os campos marítimos concentravam as maiores reservas nacionais.

Durante os anos de 2005 e 2015, observou-se um crescimento na produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas em todo o mundo, em especial devido aos avanços tecnológicos que tornaram possíveis investimentos antes inviáveis. Considerando-se apenas a exploração em águas ultraprofundas, Brasil e Estados Unidos somaram mais de 90% de toda a produção mundial em 2015. O Brasil se destaca como líder de investimentos em projetos em águas profundas e ultraprofundas (EIA, 2016b). A Petrobras possui um papel de destaque na exploração submarina

de óleo e gás, sendo considerada em 2016 a maior operadora mundial de equipamentos submarinos para águas profundas e ultraprofundas, refletindo a vocação nacional para as atividades de produção *offshore* (PETROBRAS, 2016).

O direcionamento da exploração de óleo e gás para águas cada vez mais profundas torna o desafio da produção ainda mais complexo, demandando métodos inovadores no *design* e construção de equipamentos. Neste cenário, o processo de criação de novos produtos é auxiliado por técnicas como a validação de componentes impressos em 3D através da manufatura aditiva (MA). Esta prática, segundo Suresh, Manikandan e Rajashree (2015), fornece resultados mais precisos e previsíveis entre a interação das partes, forças e fadiga dos componentes.

A utilização da manufatura aditiva já começa a se tornar realidade não apenas no processo de desenvolvimento de novos produtos, mas também na fabricação de peças para serem utilizadas em ambientes operacionais. Em outubro de 2019, ocorreu a instalação da primeira peça de aço impressa em 3D aplicada em uma instalação da indústria de óleo e gás no Brasil (PETROBRAS, 2020). A utilização da MA pode gerar economia e mais agilidade aos projetos, pois permite a redução nos estoques e a fabricação de peças sob demanda.

1.2 Motivação

A exploração de óleo e gás demanda soluções cada vez mais complexas, especialmente devido à exploração submarina em lâminas d'água cada vez mais profundas, que podem atingir até 2.500 metros.

Além da complexidade de trabalho em um ambiente submarino, este fator traz ainda um grande custo operacional, principalmente quando comparado à exploração em campos terrestres que tendem a ser menos complexos.

O preço do petróleo manteve uma tendência de alta durante os anos 2000, e, após atingir um valor máximo acima dos 160 dólares, teve uma queda repentina devido à crise mundial iniciada em 2008. Após retomar parte da perda a partir de 2009, os preços foram novamente afetados negativamente em 2014, em especial devido ao aumento da oferta americana. Os preços voltaram a subir em 2016 e foram novamente afetados pela guerra de preços entre Rússia e Arábia Saudita e pela pandemia do novo corona vírus em 2020, chegando a valores próximos dos 18 dólares (WORLD BANK GROUP, 2020). Isto demonstra como o mercado de óleo e gás pode ser afetado

ao longo do tempo, forçando ainda mais a criação de soluções que ofereçam uma produtividade maior a um custo cada vez menor.

Dentre as diversas dificuldades existentes na exploração de petróleo em campos marítimos, a formação de hidrato causa uma constante preocupação. O hidrato é formado por quatro elementos: água, gás (metano, etano, propano, dióxido de carbono, entre outros), baixa temperatura e alta pressão, sua aparência e propriedades mecânicas são similares às do gelo. Dos componentes citados para a formação do hidrato, o único que não está naturalmente no ambiente submarino é o gás, porém este passa a estar presente durante a fase de perfuração e produção de um poço.

A formação do hidrato pode ser evitada, ou a sua dissociação pode ser obtida - quando o mesmo já está formado - retirando-se um dos elementos que o compõe, como por exemplo a baixa temperatura. O aumento da temperatura pode ser alcançado através de revestimentos térmicos nos equipamentos ou através do aquecimento direto, podendo ser realizado com o auxílio do bombeio de água quente sobre a região afetada ou ferramentas que possam aplicar calor proveniente de aquecedores elétricos diretamente sobre áreas de interesse.

Um dos problemas causados pelo hidrato é o aprisionamento de equipamentos. Um exemplo de ocorrência deste problema é encontrado durante a retirada de Capas da Árvore de Natal Molhada (*Tree Cap*, TCAP) do modelo manuseado através de um Robô Submarino Operado Remotamente (ROV, do inglês *Remotely Operated Vehicle*). No qual, não se obtém êxito durante a retirada de uma TCAP de pouco mais de 100 kg mesmo após a aplicação de uma tração de algumas toneladas neste equipamento.

No caso citado anteriormente, a solução aplicada é a redução da pressão na área onde a TCAP veda na Árvore de Natal Molhada (ANM) através de uma bomba de sucção montada em um ROV, porém este recurso não é eficaz em todos os casos. Em situações onde a bomba de sucção não é suficiente para realizar a liberação da TCAP, pode ser empregado o bombeio de água quente sobre o equipamento no leito marinho. O mesmo é realizado por uma segunda embarcação, sendo esta responsável por esquentar a água e bombeá-la por meio de uma tubulação especial com revestimento térmico sobre a área afetada do equipamento onde se deseja realizar a quebra do hidrato.

Ressalta-se que este tipo de operação gera um alto custo devido à necessidade de duas embarcações, uma que irá retirar a TCAP com auxílio do guindaste e do ROV e outra que será

responsável por esquentar e bombear água quente sobre o equipamento. Além do aumento de tempo operacional que deveria ser de algumas horas, podendo se transformar em alguns dias.

A pesquisa aqui apresentada se justifica pelo fato de propor uma solução mais barata e mais rápida, quando comparada àquelas existentes, sem a necessidade do emprego de duas embarcações, durante a retirada de TCAP's aprisionadas pelo hidrato. Podendo até mesmo, com os devidos ajustes, ser expandida para a quebra de hidrato em outros tipos de equipamentos submarinos.

1.3 Objetivo

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver o protótipo analítico de uma ferramenta capaz de aquecer a região de interesse de uma TCAP aprisionada pelo hidrato, sendo suficiente para produzir a dissociação deste e, conseqüentemente, promover a liberação da TCAP, possuindo dimensões e peso compatíveis para operação através de um ROV, além de fornecer uma interface para que possa utilizar o suprimento de energia do mesmo.

Para atingir o objetivo geral citado acima, foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

- Realizar uma revisão bibliográfica acerca de temas relevantes ao desenvolvimento da ferramenta proposta;
- Criar um protótipo analítico com um *design* que possa ser aplicado ao maior número de modelos de TCAP's possível;
- Discutir o resultado alcançado através de simulações computadorizadas.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Mercado e exploração de petróleo e gás nos dias atuais

O consumo mundial de energia aumentou significativamente nas últimas décadas, como pode ser observado na Figura 1, criada a partir dos dados apresentados por Ritchie e Roser (2020). Outro fator importante que pode ser observado é o surgimento das energias renováveis durante o final do século XX e início do século XXI.

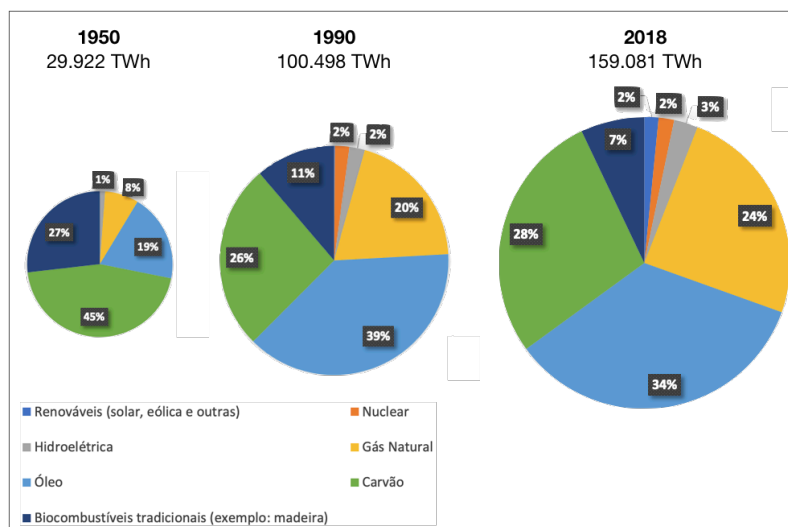


Figura 1: Consumo de energia mundial por fonte de combustível.

Fonte: Autor.

Muito embora o óleo tenha perdido certa parcela no contexto geral de energia, ele ainda é o combustível mais utilizado em todo o mundo, sendo responsável pelo fornecimento de 34% de toda a energia consumida, conforme Figura 1. É necessário ainda considerar que de 1990 a 2018 houve um aumento da energia gerada através do Gás Natural, combustível este que está associado ao petróleo.

A crescente preocupação com as mudanças climáticas e o desenvolvimento de novas tecnologias são fatores responsáveis pelo aumento da parcela de utilização do gás natural e redução do petróleo ao redor do mundo. Porém, levando-se em consideração o tamanho da demanda por óleo, houve um crescimento desde sua descoberta, por exemplo: em 1990 utilizava-se o petróleo

para gerar aproximadamente 37.812 TWh, já em 2018, este número saltou para 54.219 TWh (RITCHIE e ROSER, 2020).

Segundo a *International Energy Agency* (IEA, 2019), atualmente, há diversos fatores conflitantes no ambiente energético mundial, tais como: o mercado de petróleo e as tensões geopolíticas, as emissões de carbono e os objetivos climáticos, e a promessa de energia para todos enquanto 850 milhões de pessoas não possuem acesso à eletricidade.

Neste contexto de tantas incertezas, a IEA realiza projeções baseadas em dois possíveis cenários: o cenário com as políticas atuais, que reflete os padrões de políticas adotadas nos dias de hoje e as intenções políticas já anunciadas, e o cenário com políticas sustentáveis, que leva em consideração o que seria necessário para alcançar os três principais Objetivos de Desenvolvimento Sustentável relacionados à energia estabelecidos pelas Nações Unidas, ao todo são dezessete objetivos nos mais diversos setores, além de estar alinhado com o Acordo de Paris.

Diferentemente do que poderia se pensar, os crescimentos mais recentes na demanda por petróleo não vieram da China ou Índia, e sim dos Estados Unidos, sustentado pelo aumento da necessidade de gasolina, diesel, gás liquefeito de petróleo (GLP) e da sua utilização na indústria petroquímica (IEA, 2019).

As projeções realizadas pela IEA podem ser vistas na Figura 2, que apresenta as possíveis demandas por óleo nos anos de 2030 e 2040 medidas em milhões de barris por dia (MMbbl/d), e baseadas nos cenários com políticas atuais e sustentáveis.

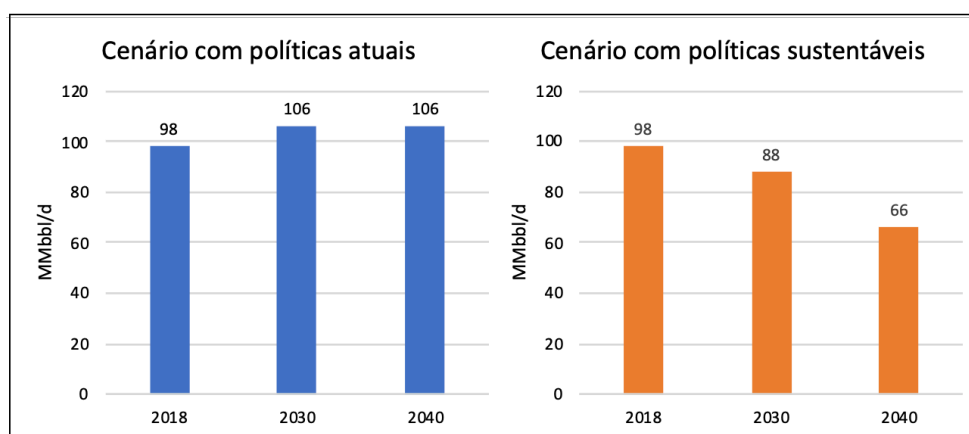


Figura 2: Demanda por petróleo em cada um dos cenários propostos pela IEA.

Fonte: Autor.

Conforme observado na Figura 2, no cenário com as políticas atuais, há um crescimento na demanda por petróleo até 2030, mantendo-se estável até 2040. Enquanto que, considerando-se o cenário com políticas sustentáveis, a demanda cai a uma taxa cada vez maior até 2040.

No cenário com políticas atuais, segundo a IEA (2019), a demanda por petróleo subirá em torno de 1 MMbbl/d a cada ano até 2025. O pico da utilização deste combustível em carros de passeio se dará ao final dos anos 2020, e durante os anos 2030 a demanda total crescerá em torno de 0,1 MMbbl/d em média a cada ano. No entanto, não há um pico definitivo para o crescimento da demanda, já que há um crescimento contínuo nos setores da petroquímica, veículos de transporte de carga e aviação.

Os maiores aumentos na produção de petróleo, até 2040, acontecerão nos Estados Unidos, Iraque e Brasil, enquanto que os países da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), mais a Rússia, encararão uma redução na produção (IEA, 2019).

Já no cenário com políticas sustentáveis, a IEA (2019) prevê que as novas políticas fariam com que o pico da demanda global por óleo acontecesse nos anos 2020. Até 2040, a demanda cairia mais de 50% nos países desenvolvidos, enquanto que, nos países em desenvolvimento, cairia em torno de 10%. Isto aconteceria devido a uma retração na demanda vinda de veículos de passeio e transporte de passageiros, já que 50% da frota seria composta por carros e ônibus elétricos, e a aviação e o transporte de cargas intensificariam a utilização de biocombustíveis. O único setor onde é observado o aumento da demanda até 2040 é no de petroquímicos, muito embora a taxa de reciclagem de plástico mais do que dobre até lá (de 15% em 2018 para 35% em 2040).

Do ponto de vista da sustentabilidade, o gás natural - ou simplesmente gás - é menos danoso ao meio ambiente. Desta forma, suas projeções realizadas pela IEA são um pouco diferentes daquelas apresentadas anteriormente referentes ao petróleo, como pode ser visto na Figura 3.

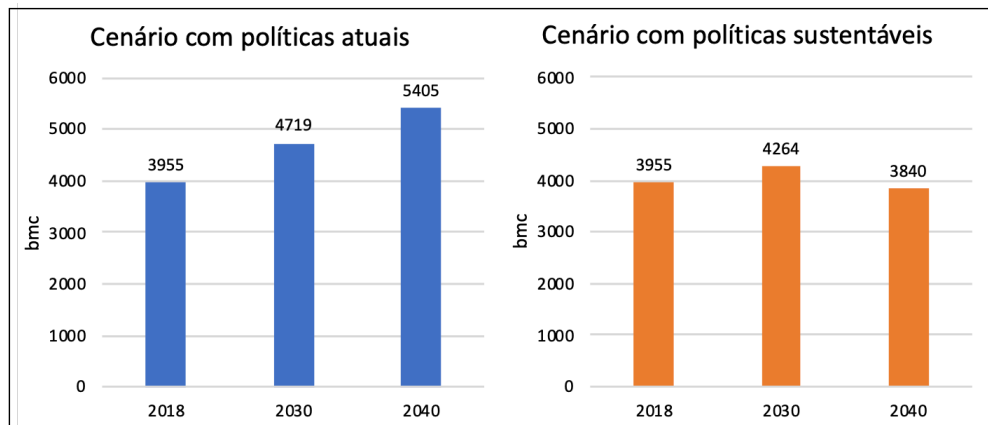


Figura 3: Demanda por gás em cada um dos cenários propostos pela IEA.

Fonte: Autor.

A Figura 3 apresenta as projeções feitas pela IEA para a demanda de gás nos anos de 2030 e 2040. No cenário com as políticas atuais, a demanda por gás cresce mais de um terço até 2040. Enquanto que no cenário sustentável, há um crescimento até 2030 e, em 2040, atinge-se um nível de demanda pouco menor que o encontrado em 2018.

Em 2018, o consumo de gás cresceu 4,6%, sendo responsável por metade do aumento na demanda global por energia. Desde 2010 a demanda e produção de gás têm crescido rapidamente devido a fatores como: a revolução do gás de xisto nos Estados Unidos; a expansão econômica da China e consequente preocupação com a qualidade do ar que, segundo BP (2019), faz com que este país venha trocando o carvão pelo gás; e a diversificação econômica representada por este combustível para o Oriente Médio.

No cenário com políticas atuais, o crescimento da demanda por gás seria devido a sua utilização na indústria e geração de energia, ainda que este último tenha tido sua projeção reduzida pela IEA (2019) em comparação aos anos anteriores.

Considerando-se o cenário com políticas sustentáveis, o consumo de gás cresce a uma taxa de 0,9% ao ano durante a década de 2020, atingindo o seu auge no final desta mesma década. A partir deste ponto, as energias renováveis começam a tomar o espaço do gás natural, há um aumento da eficiência energética, um crescimento na utilização do biometano e, por último, do hidrogênio, todos estes fatores reduzem o consumo do gás natural. Em economias avançadas, o único setor não afetado - em comparação ao cenário com políticas atuais - é o do transporte, em todos os outros é observado uma redução no consumo. Nas economias em desenvolvimento, há um aumento na demanda para geração de energia até 2030, porém, devido às energias renováveis, há uma redução

no consumo entre 2030 e 2040. Embora seja observado uma redução na demanda total, o gás ocupará o espaço do carvão e do óleo em diversos setores onde é mais difícil alcançar um nível zero de emissões de carbono, como, por exemplo, a produção de calor nas indústrias (IEA, 2019).

2.1.1 Custos de produção

As últimas duas décadas trouxeram grandes transformações para a indústria de óleo e gás. Inicialmente, devido ao crescimento sem precedentes da demanda, operadores e prestadores de serviço realizaram diversos investimentos para corresponder a esta necessidade. Outra consequência, foi o alto valor atingido pelo barril de petróleo, acima dos 100 dólares.

O grande valor pago por esta *commodity* também justificou investimentos antes considerados inviáveis. No Brasil, com a descoberta das reservas de óleo e gás localizadas na camada do Pré-sal em 2006, foi necessário o desenvolvimento da tecnologia suficiente para a exploração em profundidades antes inimagináveis. Considerando-se os desafios existentes, o tamanho do investimento necessário e retorno financeiro, deu-se início ao desenvolvimento de novos produtos para atender às necessidades de exploração no Pré-sal.

Muito embora tenha-se observado períodos de aumento nos preços praticados pelo barril de petróleo, certos acontecimentos causaram grandes quedas no mesmo, ressalta-se aqui a grande crise financeira mundial de 2008 e 2009, e, mais recentemente, a pandemia causada pelo novo Corona Vírus. A Figura 4 apresenta a evolução dos preços praticados ao longo dos anos, de 1965 até 2020, e alguns impactos que causaram a quedas dos preços.

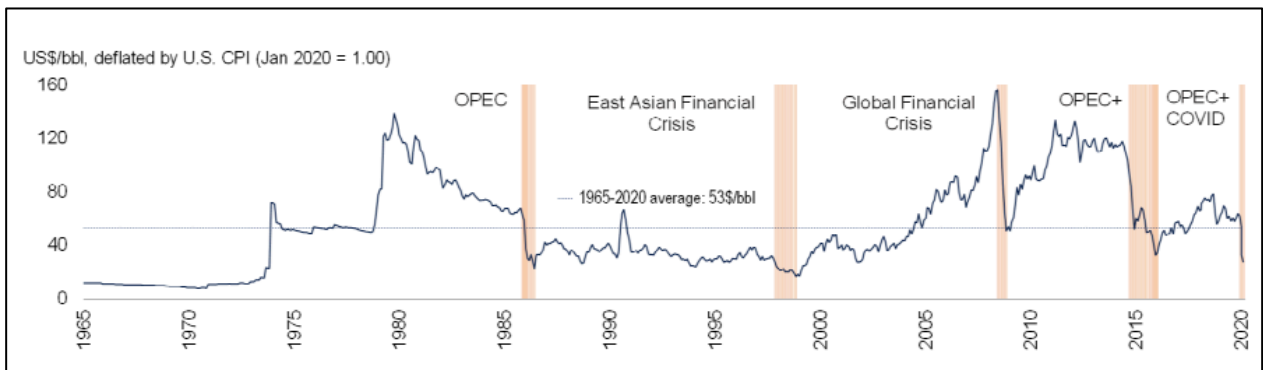


Figura 4: Preço do barril de petróleo ao longo dos anos.

Fonte: World Bank Group (2020, p. 26).

No Brasil, um fator que pressiona ainda mais a indústria de óleo e gás é o elevado custo de capital e operacional de exploração e produção, justificado, em grande parte, pelas características das reservas existentes que são, majoritariamente, *offshore*. A Figura 5 apresenta uma lista com os dez países que possuem maior custo geral para produção de um barril de petróleo. Observa-se que o Brasil ocupa a segunda posição, ficando atrás apenas do Reino Unido, sendo necessário, em média, US\$ 48,80 para que seja produzido um barril de petróleo. Considerando-se apenas o custo operacional (*operational expenditure*), o Brasil ocuparia a primeira colocação. Estes dados demonstram o quanto o custo operacional no Brasil pode inviabilizar a produção, especialmente em momentos de queda no preço do barril de petróleo.

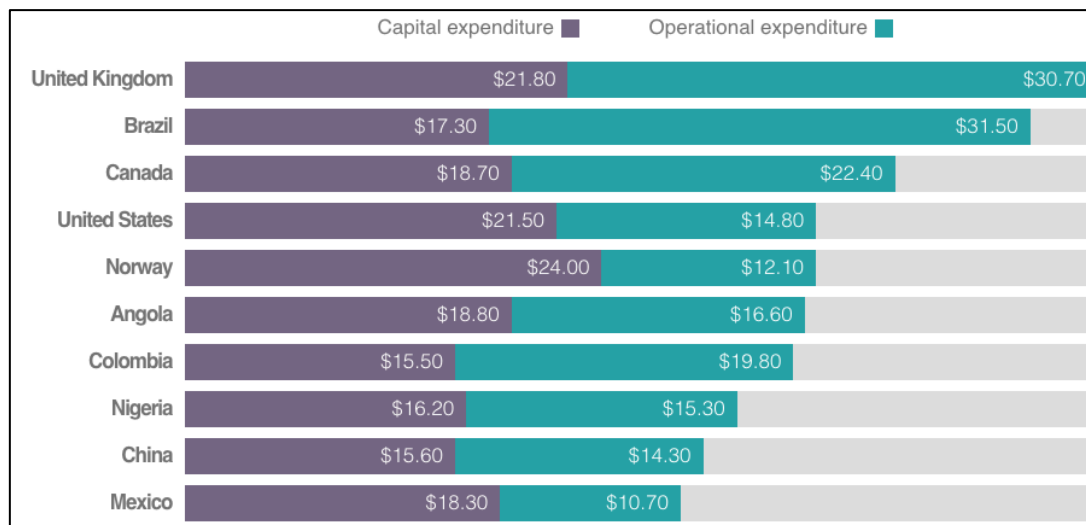


Figura 5: Custo médio para a produção de um barril de óleo nos dez países mais caros.
Fonte: Petroff e Yellin (2015)

Um dos fatores que pesam no custo operacional da produção de petróleo no Brasil é o aluguel das unidades marítimas, que são embarcações de diversos tipos e que atuam desde as fases iniciais de perfuração até os descomissionamentos, quando chega ao fim a vida útil de um poço. Conforme levantamento feito por Neto (2016), acerca dos contratos firmados pela Petrobras, o custo médio dessas embarcações varia de, aproximadamente, 261 mil a 488 mil dólares, por dia, de acordo com a capacidade de trabalho em diversas lâminas d'água, onde embarcações que operam em maiores profundidades possuem também maior custo de locação diário.

Neste contexto de oscilação de preços e alto custo de produção, observa-se, no Brasil, diversas iniciativas com o intuito de obter a redução dos custos, tanto de instalação, como os operacionais. Dentre estas iniciativas, ressalta-se aqui o Plano de Redução de Custos de Instalações

Submarinas (PRCSub), desenvolvido pela Petrobras. Este plano gerou uma economia de US\$ 518 milhões apenas em 2014 e 2015, além de uma economia estimada em US\$ 4,5 bilhões em outras fases deste mesmo plano. O fator principal que permitiu que isto acontecesse foi o desenvolvimento de novas tecnologias e suas aplicações, que permitiram suportar os novos projetos nos mais diferentes cenários (GOMES et al., 2017).

2.2 Equipamentos, tecnologias e desafios na exploração de petróleo *offshore*

Os sistemas que possuem um poço e equipamentos instalados abaixo da superfície da água são chamados de sistemas submarinos de produção. Estes sistemas estão associados aos diversos equipamentos e etapas do processo, como, por exemplo, perfuração, completação, operação e intervenção. A Figura 6 mostra o exemplo de um sistema submarino de produção que utiliza uma Árvore de Natal Molhada (ANM, *Wet Tree*), equipamento que consiste em um conjunto de válvulas responsável por direcionar o fluxo dos *bores* de produção e anular.

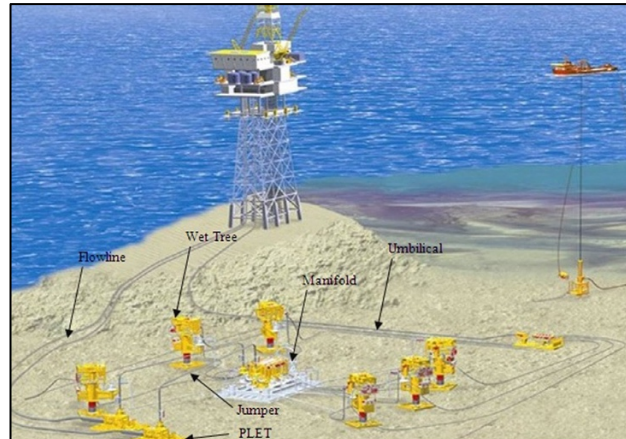


Figura 6: Sistema submarino de produção.

Fonte: Bai e Bai (2010, p. 8).

Uma vez iniciada a produção ou injeção de um poço, ou seja, após a etapa de completação, as intervenções realizadas no mesmo são chamadas, genericamente, de *workover*. Segundo Thomas (2001), estas operações podem ser classificadas como: avaliação, recompletação, limpeza, restauração, mudança do método de elevação, estimulação e abandono. Para Bai e Bai (2010), embora existam semelhanças na exploração em águas rasas e profundas, o fator profundidade

adiciona um elemento extra de complexidade, fazendo com que operações de *workover* nestes locais se tornem mais dispendiosas.

2.2.1 Árvore de Natal Molhada

Há dois tipos de sistemas de produção submarinos, conforme apresentados por Bai e Bai (2010): sistemas com árvores de natal secas e sistemas com árvores de natal molhadas. Nos sistemas com árvores de natal secas, as árvores ficam localizadas sobre ou muito próximas às plataformas. Enquanto que nos sistemas com árvores de natal molhadas, estes equipamentos ficam localizados no leito marinho. O foco deste trabalho é o estudo dos sistemas com árvores de natal molhadas. Os sistemas citados anteriormente podem ser vistos na Figura 7.

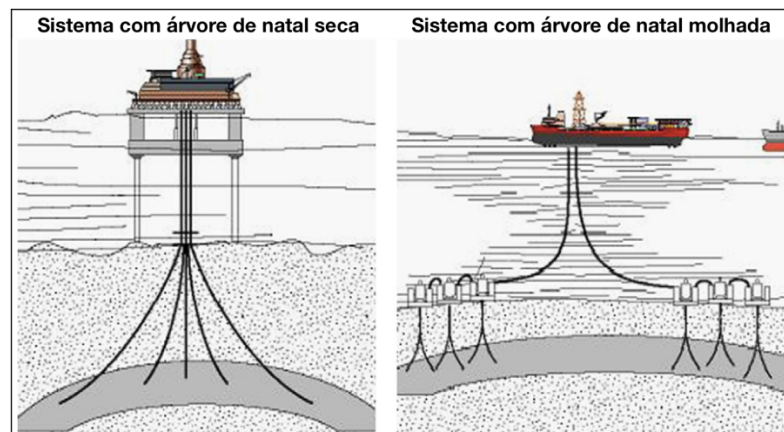


Figura 7: Sistemas com árvores de natal secas e molhadas.
Fonte: Adaptado de Bai e Bai (2010, p. 30).

De acordo com Bai e Bai (2010), as árvores de natal possuem algumas especificações típicas, tais como:

- Conduzir o fluido produzido do poço para a linha de fluxo (*flowline*), no caso das árvores de produção, ou canalizar a injeção de água ou gás na formação, no caso das árvores de injeção;
- Regular a vazão de fluido por meio da válvula de controle, chamada de *choke*. Nem sempre esta válvula é utilizada, como é o caso dos equipamentos fornecidos para a Petrobras;
- Monitorar parâmetros de pressão e temperatura no nível da árvore;

- Parar, de forma segura, o fluxo de produção ou injeção;
- Injetar nas linhas de fluxo ou no poço fluídos de proteção como inibidores de corrosão e preventores de hidrato.

Para realizar a instalação, retirada ou intervenção em uma ANM, existem ferramentas específicas para cada modelo e projeto. A Figura 8 apresenta um *stack-up* (denominação dada quando equipamentos estão montados um sobre os outros) onde é possível ver uma ANM e suas ferramentas prontas para a descida no *moon-pool* (região da embarcação onde há uma abertura para o mar, por onde passam os equipamentos) em uma embarcação. Esta figura também apresenta uma *Tree Cap* (TCAP) conectada sobre a estrutura da ANM, em um local de apoio específico para que dali seja retirada e instalada de forma definitiva na ANM após a desconexão das ferramentas de instalação já no fundo.

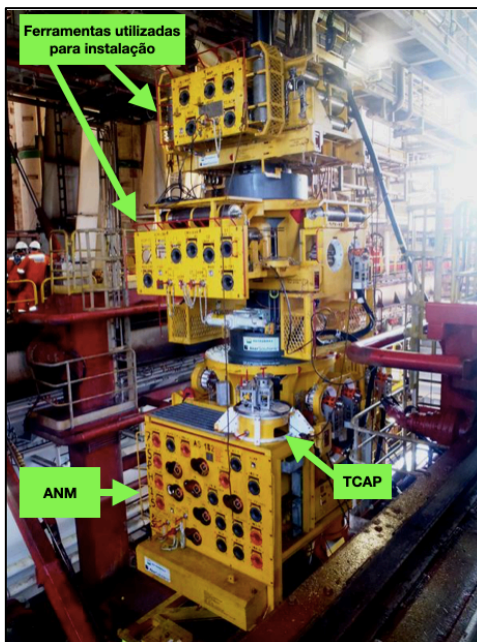


Figura 8: ANM vertical e suas ferramentas no *moon-pool*.
Fonte: Modificado de Pimentel (2013, p. 22).

Segundo Tavares et al. (2008), as árvores de natal molhada podem ser classificadas de duas maneiras:

- Quanto ao tipo de serviço: podem ser de injeção ou de produção;
- Quanto a sua configuração: podem ser do tipo vertical ou horizontal.

As árvores de injeção são aquelas onde o sentido do fluido é em direção ao poço e são utilizadas para estimular a produção em outros poços. Enquanto que as árvores de produção possuem o sentido dos fluidos a partir do poço para a superfície.

Nas árvores de natal verticais, as válvulas ficam montadas sobre o suspensor de coluna (*tubing hanger*, TH). Desta forma, o suspensor de coluna precisa estar instalado antes da instalação da ANM. O acesso ao TH também fica comprometido no caso de alguma intervenção, sendo necessária a retirada da árvore para que seja realizada a retirada de um TH, por exemplo.

As árvores de natal horizontais possuem suas válvulas montadas na lateral do bloco que constitui este equipamento. Isso faz com que seja possível realizar intervenções sem que seja necessário retirar a ANM.

Em ambos os modelos apresentados anteriormente, usualmente, as válvulas são do tipo gaveta e acionadas por meio de atuadores hidráulicos lineares. A Figura 9 apresenta modelos de ANM horizontal e vertical, e a forma como outros equipamentos, como o TH, interagem em cada configuração.

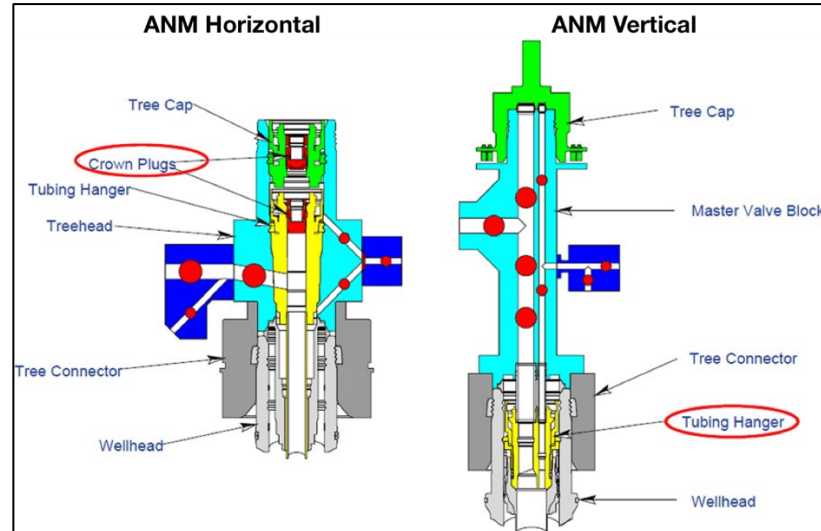


Figura 9: Configuração de uma ANM's horizontal e vertical.

Fonte: Adaptado de Bai e Bai (2010, p. 738).

Ainda na Figura 9, é possível observar a disposição das válvulas em cada uma das ANM's, onde no modelo vertical estas estão sobre o TH, enquanto que no modelo horizontal, estão localizadas na lateral do TH.

2.2.2 Capa da Árvore de Natal Molhada (*Tree Cap*, TCAP)

Nas ANM's verticais, a Capa da Árvore de Natal Molhada, ou *Tree Cap* (TCAP) como normalmente é chamada, tem a função de fornecer uma interface de controle durante intervenções, além de impedir a entrada de água do mar dentro deste sistema. Já nas ANM's horizontais, as TCAP's são internas (BAI e BAI, 2010). Exemplos do posicionamento destes dois modelos podem ser visto na Figura 9.

A definição de TCAP citada acima diz respeito ao modelo convencional. Há ainda um modelo menor e mais simples que pode ser manuseado através do ROV, este modelo é chamado de *Mini Tree Cap* (Figura 10), *ROV Tree Cap* ou simplesmente *Tree Cap*. Este é o modelo utilizado nos equipamentos mais modernos devido a sua simplicidade.

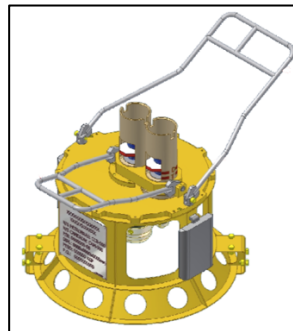


Figura 10: *Mini Tree Cap*.
Fonte: Autor.

A Mini TCAP difere do modelo convencional citado anteriormente no que diz respeito a fornecer uma interface para intervenções, sendo sua função: fornecer uma barreira com uma vedação através de um anel metálico em caso de falhas das válvulas Swab de produção e anular e evitar a formação de camada magnésiana e vida marinha no mandril de reentrada da ANM. Seu peso é próximo dos 100 kg, podendo ser facilmente carregada pelo ROV, e seu sistema de travamento e destravamento é atuado através de uma ferramenta manipulada também pelo ROV.

2.2.3 Suspensor de Coluna (*Tubing Hanger*, TH)

Para Tavares et al. (2008), o TH é o equipamento responsável por fornecer uma interface entre a ANM e a coluna de produção ou injeção. No Brasil, em particular, ele é ancorado e travado

na Base Adaptadora de Produção (BAP) nas ANM's verticais, enquanto que nas ANM's horizontais, ele é posicionado na mesma. Um exemplo de um suspensor de coluna pode ser visto a seguir na Figura 11.



Figura 11: Suspensor de coluna.
Fonte: De Oliveira (2016, p. 38).

As principais funções de um TH, segundo Bai e Bai (2010), são:

- Sustentar a coluna de produção;
- Prover acesso ao anular do poço;
- Vedar o anular entre a coluna de produção e o revestimento;
- Criar uma interface entre o poço e a ANM;
- Fornecer linhas de comunicação para a *Downhole Safety Valve* (DHSV, Válvula de Segurança de Subsuperfície), conector elétrico e injeção química.

De acordo com Bai e Bai (2010), há duas categorias de Suspensores de Coluna: a concêntrica, ou sem orientação, e a *multibore*, ou orientada. A Figura 12 apresenta estes dois tipos de TH.

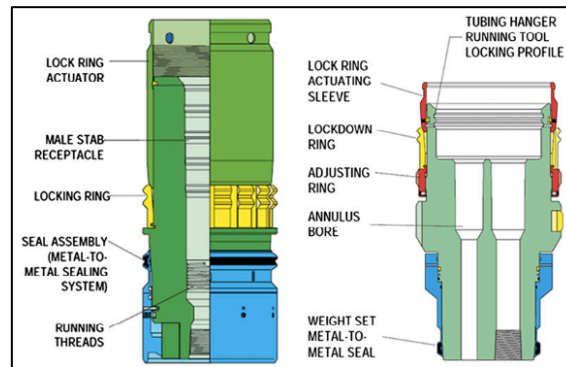


Figura 12: Suspensores de coluna (TH) concêntrico a esquerda e *multibore* a direita.
Fonte: Modificado de Bai e Bai (2010, p. 738).

Nos dias de hoje, no Brasil, utiliza-se, majoritariamente, suspensores de coluna do tipo *multibore*, onde há um *bore* de produção e outro de anular.

2.2.4 Base Adaptadora de Produção (BAP)

A Base Adaptadora de Produção é um equipamento submarino instalado durante a fase de completção de um poço que possuirá uma ANM vertical. Ela é instalada sobre a Cabeça de Poço e é nela que o TH é apoiado e travado, assim como a ANM posteriormente. Na BAP há duas válvulas em série responsáveis por promover o acesso ao anular do poço, chamadas de AI1 e AI2, abreviações do inglês *annulus intervention*. Estas válvulas devem permanecer fechadas quando não houver uma ANM instalada, fornecendo assim as duas barreiras de segurança necessárias para a região anular do poço, evitando qualquer tipo de fuga de fluido para o ambiente marinho. A Figura 13 apresenta a imagem de uma BAP.

No Brasil, a Petrobras utiliza em seus projetos o Sistema de Conexão Vertical, no qual as linhas de fluxo podem ser conectadas em separado, com os equipamentos já no leito marinho, não sendo necessária a descida dos equipamentos já com as linhas conectadas como se fazia no passado. Outra vantagem é em caso de retirada da ANM, onde não há a necessidade de retirada das linhas de fluxo.



Figura 13: Base Adaptadora de Produção.
Fonte: Cezar et al. (2015, p. 4)

Um exemplo de um *stack-up* com uma ANM com a TCAP instalada e montada sobre uma BAP pode ser visto na Figura 14.

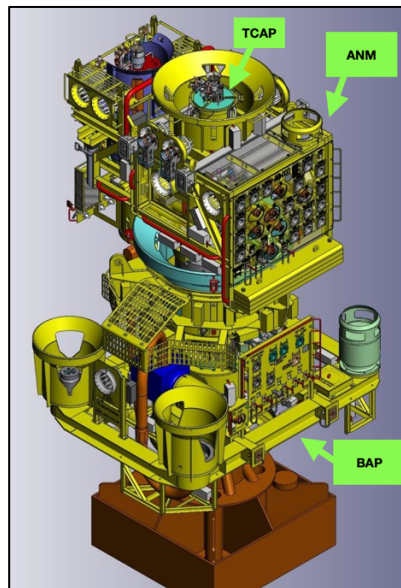


Figura 14: Stack-up de uma ANM e uma BAP.
Fonte: Modificado de Pimentel (2013, p. 21).

A Figura 14 apresenta um *stack-up* onde os Módulos de Conexão Vertical (MCV's) ainda não foram instalados.

2.2.5 Módulo de Conexão Vertical (MCV)

Como já mencionado anteriormente, no Brasil, a Petrobras utiliza um sistema chamado de Sistema de Conexão Vertical que elimina a necessidade de uma operação em conjunto da embarcação que realiza a instalação dos equipamentos submarinos e o navio de lançamento de linhas. Para tanto, utiliza-se os Módulos de Conexão Vertical (MCV's), que podem ser de Produção (MCV-P), de Anular (MCV-A) ou Umbilical (MCV-U).

Um MCV pode ser visto em destaque na Figura 15, ele está em uma embarcação de lançamento de linha, conectado à linha de fluxo e pronto para ser instalado.



Figura 15: MCV conectado à linha de fluxo em um navio de lançamento de linha.

Fonte: Modificado de Costa (2015, p. 16).

Os MCV's são devidamente instalados em *hubs* existentes na BAP. Um exemplo de um *stack-up* de uma ANM montada sobre uma BAP com os MCV's já instalados pode ser visto na Figura 16, nela os MCV's não estão conectados às linhas de fluxo.

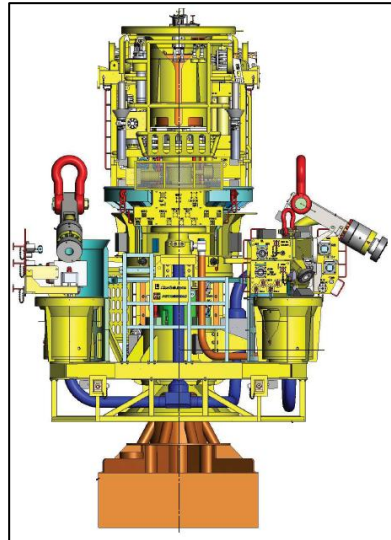


Figura 16: *Stack-up* de uma ANM montada sobre uma BAP com os MCV's instalados.
Fonte: Costa (2015, p. 15).

2.2.6 Tecnologias existentes

Os sistemas de controle submarino são, de acordo com Bai e Bai (2010), responsáveis por operar as válvulas existentes nos equipamentos submarinos, assim como permitir o monitoramento de dados entre a superfície e o leito marinho. Neste trabalho serão abordados três modelos básicos de sistemas existentes:

- Sistema hidráulico;
- Sistema multiplexado ou eletro-hidráulico;
- Sistema totalmente elétrico.

Segundo Bai e Bai (2010), as tecnologias de sistemas de controle submarino evoluíram consideravelmente desde o início da utilização deste conceito nos anos 1960, proporcionando uma resposta mais rápida e assim possibilitando operações com grandes distâncias. Na atualidade, em um contexto mundial, os principais projetos submarinos utilizam a tecnologia multiplexada, enquanto que sistemas totalmente elétricos ainda estão em uma fase embrionária, porém são vistos como uma opção atrativa já que reduzirá custos para a geração de potência hidráulica e de umbilicais.

Um dos sistemas ainda muito utilizados no Brasil é o hidráulico. Este é o mais simples de todos os sistemas. Nele, cada atuador de cada válvula localizada nos equipamentos submarinos

possui sua própria linha hidráulica que é comandada da superfície. Um exemplo da disposição dos componentes deste sistema pode ser visto na Figura 17.

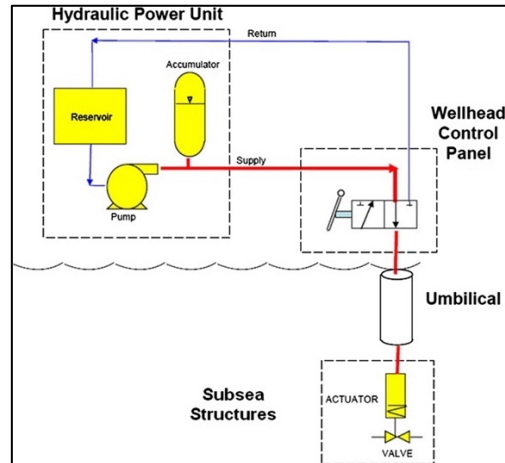


Figura 17: Sistema de controle hidráulico.
Fonte: Bai e Bai (2010, p. 196).

Para Bai e Bai (2010), o sistema hidráulico, como apresentado na Figura 17, possui alguns componentes principais como:

- Unidade de Potência Hidráulica (HPU, do inglês *Hydraulic Power Unit*) - responsável por fornecer fluido hidráulico filtrado em uma pressão predeterminada, possui bomba, reservatório e acumuladores;
- Painel de Controle (*Wellhead Control Panel*) - local onde é realizado o direcionamento do fluido para os atuadores através de válvulas;
- Umbilical - composto pelas linhas hidráulicas que conduzem os fluidos hidráulicos usados na operação;
- Equipamentos Submarinos (*Subsea Structures*) - são os equipamentos localizados no leito marinho, onde estão localizados os atuadores.

O sistema hidráulico possui vantagens como: confiabilidade e manutenibilidade facilitada, pois os sistemas críticos estão na superfície, os componentes são simples e amplamente conhecidos. No campo das desvantagens, pode-se citar: o grande número de mangueiras, a baixa velocidade de atuação, principalmente em grandes distâncias, e capacidade de monitoramento limitada.

O sistema multiplexado, diferente do hidráulico, possui comandos elétricos e atuação hidráulica através de acumuladores localizados no fundo do mar. Este tipo de configuração faz com

que o acionamento dos atuadores seja realizado em apenas alguns segundos, contra alguns minutos do sistema hidráulico. A Figura 18 apresenta um modelo de sistema multiplexado.

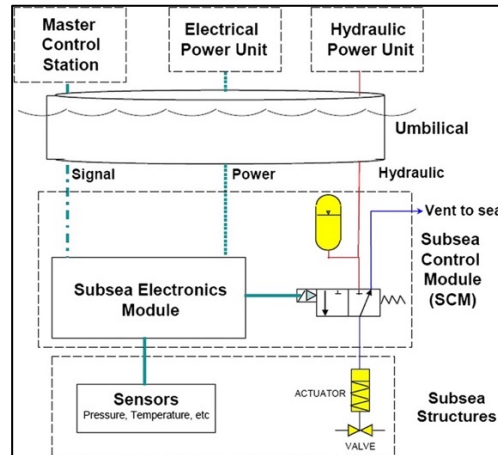


Figura 18: Sistema de controle multiplexado ou eletro-hidráulico.
Fonte: Bai e Bai (2010, p. 201).

O sistema multiplexado compartilha alguns componentes também utilizados no sistema hidráulico, além de outros como:

- *Master Control Station* (MCS) - é a unidade de controle central responsável pelo controle elétrico dos equipamentos;
- Unidade de Potência Elétrica (*Electrical Power Unit*, EPU) - responsável por fornecer energia elétrica para o sistema, possui fontes redundantes e pode estar contida no MCS;
- *Subsea Control Module* (SCM) - o SCM é responsável pela aquisição de dados, comandos elétricos e acionamentos hidráulicos.

Este sistema apresenta vantagens como: resposta mais rápida quando comparada ao hidráulico, quantidade menor de umbilicais, já que vários SCM's podem compartilhar um mesmo umbilical, e a capacidade de trabalhar com uma grande quantidade de dados. Por outro lado, encontram-se desvantagens do tipo: sistema altamente complexo, maior número de componentes submarinos, os acumuladores submarinos ainda precisam ser abastecidos pela HPU da superfície e requer a utilização de conectores elétricos submarinos.

Os sistemas totalmente elétricos, como o próprio nome sugere, elimina todo e qualquer tipo de suprimento hidráulico e, conseqüentemente, os atrasos nos acionamentos gerados pelo tempo de acomodação das moléculas em todo o sistema durante as variações de pressão. Segundo Bai e

Bai (2010), este tipo de sistema é próprio para ser usado em campos complexos e com longas distâncias, além de poços com altas temperaturas e pressões. Uma configuração típica de um sistema totalmente elétrico pode ser vista na Figura 19.

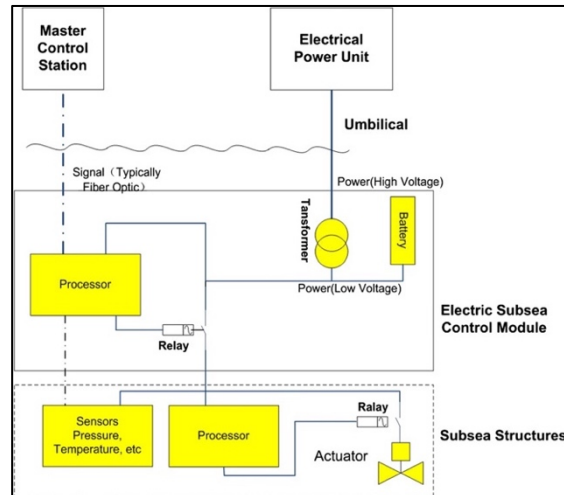


Figura 19: Sistema de controle totalmente elétrico.
Fonte: Bai e Bai (2010, p. 203).

Os benefícios, de acordo com Bai e Bai (2010), na utilização de um sistema este tipo são:

- Sistema mais simples quando comparado ao multiplexado;
- Devido ao menor custo dos umbilicais, sua utilização é favorável quando os poços se encontram a grandes distâncias de uma unidade de processamento;
- Fornece maior possibilidade de expansão;
- Dispensa a utilização de fluídos hidráulicos, aliviando os efeitos ambientais e econômicos causados por vazamentos.

Se por um lado as tecnologias hidráulica e multiplexada já estão consolidadas e operantes no mercado de óleo e gás há algumas décadas, a tecnologia totalmente elétrica é recente, tendo despertado interesse em seu desenvolvimento apenas no final da década de 1990 e alcançado sucesso pela primeira vez em um teste de campo em 2004. Em 2006, iniciou-se a execução do primeiro projeto de um sistema submarino totalmente elétrico, composto por duas ANM's que seriam instaladas no campo K5F localizado na região holandesa do Mar do Norte. A entrega destes equipamentos e início da produção nestes poços aconteceu em 2008 (MACKENZIE; GERARDIN e VAN DEN AKKER, 2009).

A figura Figura 20 apresenta as duas ANM's totalmente elétricas desenvolvidas para o campo K5F durante testes realizados na Alemanha.



Figura 20: Duas ANM's totalmente elétricas durante testes na Alemanha.
Fonte: Schwerdtfeger, Scott e Chakkungal (2017, p. 5).

Poucos anos após o início de produção de um destes equipamentos, Abicht e Braehler (2010) avaliaram a performance do sistema. Dentre outros fatores, os autores ressaltam a alta disponibilidade do sistema em funcionamento, alcançando 99,98% de disponibilidade durante 16.550 horas de operação. Análises prévias haviam previsto uma disponibilidade de 95,5% para o sistema totalmente elétrico, valor superior ao obtido pelo sistema multiplexado (93,3%).

Outro aspecto importante, levantado por Abicht e Braehler (2010), neste tipo de sistema, diz respeito a alta quantidade de dados que podem ser obtidos a partir dos parâmetros medidos nos equipamentos. Eles citam que, diariamente, são obtidos 3,5 milhões de valores de diversas variáveis.

Por ser um modelo em desenvolvimento, os foi primeiros poços que receberam as ANM's totalmente elétricas (K5F1 e K5F2), possuíam ainda válvulas de segurança de subsuperfície operadas hidraulicamente. De acordo com Schwerdtfeger, Scott e Chakkungal (2017), apenas em 2016, entrou em operação o primeiro poço onde todos os componentes eram elétricos, o K5F3, com a implementação da primeira válvula de segurança de subsuperfície elétrica de dois canais.

Após realizar uma avaliação do potencial da tecnologia de sistemas submarinos totalmente elétricos, Schwerdtfeger, Scott e Chakkungal (2017) concluem que este é o mais avançado tipo de sistema e que o futuro da arquitetura de controle de sistemas submarinos será baseada nele. Além disso, eles confirmam que sistemas totalmente elétricos contribuem positivamente dos pontos de

vista comercial, tecnológico e de saúde, segurança e meio ambiente. Os resultados encontrados em segurança e confiabilidade são equivalentes ou superiores aos necessários. Os custos operacionais e de investimento são reduzidos, quando comparados a outros sistemas, principalmente devido à ausência de linhas hidráulicas no umbilical e de equipamentos de superfície como a HPU.

2.2.7 Hidrato

O hidrato de gás, clatrato, ou simplesmente hidrato, é um composto cristalino formado a partir da combinação física de moléculas de água e moléculas de gases como: metano, etano, propano, dióxido de carbono, entre outros. A formação do hidrato ocorre quando há gás de hidrocarbonetos contendo água em alta pressão e temperaturas relativamente baixas (BAI e BAI, 2010), conforme pode ser visto no diagrama representado na Figura 21.

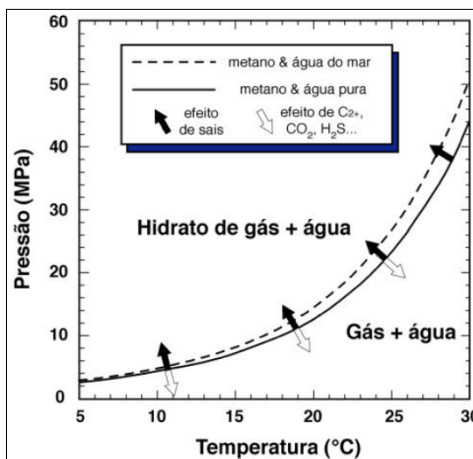


Figura 21: Diagrama de fase com condições de pressão e temperatura para estabilidade termodinâmica de hidratos.
Fonte: Clennell (2000, p. 2).

O hidrato não é formado a partir de uma ligação química entre a água e o gás. Apesar disso, sua estrutura se mantém estável e só ocorre a dissociação do hidrato em temperaturas bem acima de 0 °C, desde que se mantenham as concentrações de gases e pressão em níveis suficientemente altos, como pode ser visto na Figura 21.

Para Bai e Bai (2010), o crescimento da exploração de petróleo em águas cada vez mais profundas tornou o hidrato um dos principais problemas da indústria *offshore*. Em um sistema *offshore*, o hidrato pode aparecer em qualquer lugar e a qualquer tempo onde houver a presença de gás, água e condições adequadas de temperatura e pressão. O ambiente submarino onde os

equipamentos são instalados já possui três destes componentes: água, baixa temperatura e alta pressão, restando apenas a presença do gás para que ocorra a formação do hidrato.

O hidrato é composto por 85% de moléculas de água, desta forma, ele apresenta diversas características similares as do gelo, como, por exemplo, a sua aparência e propriedades mecânicas (BAI e BAI, 2010). A Figura 22 mostra um *plug* de hidrato formado em uma tubulação.



Figura 22: *Plug* de hidrato formado em uma tubulação bloqueando a mesma.
Fonte: Tohidi (2017, p. 10)

Há diversos problemas associados à formação do hidrato, alguns citados por Tohidi (2017) são: bloqueio de passagem em tubulações, impedimento de produção ou operação normal, impossibilidade de acesso ao poço e aprisionamento de equipamentos.

Algumas soluções também são propostas por Tohidi (2017) com o objetivo de impedir a formação do hidrato ou de dissociar aquele já formado, são elas: a retirada de água (desidratação), aumento da temperatura do sistema através de isolamento térmico ou aquecimento, redução da pressão do sistema, injeção de inibidores de hidrato como o monoetilenoglicol (MEG) ou etanol e ainda uma combinação das soluções citadas anteriormente.

2.3 Design e desenvolvimento do produto

O desenvolvimento de novos produtos, segundo Baxter (2000), traz consigo complexos problemas de *design*, diversas metas e restrições, além de um número incalculável de possíveis soluções. A solução almejada deve focar em alcançar o maior número possível de clientes, levando em consideração o ambiente produtivo disponível, fornecedores e componentes. O resultado também deverá ser capaz de maximizar o lucro para a empresa.

Ainda de acordo com Baxter (2000), é necessário uma grande preparação para atender a um problema de *design* com as diversas variáveis apresentadas. Esta mesma preparação demanda respostas às seguintes perguntas:

1. Qual o problema o produto precisa resolver?
2. Qual é o motivo da existência deste problema?
3. Este problema é parte de um outro maior?
4. Ao solucionar o problema maior, o problema menor também é solucionado?
5. Ao contrário, é melhor resolver primeiro o problema menor?
6. Qual é a solução ideal para o problema?
7. Quais são as características da solução ideal?
8. Quais são as limitações para o alcance da solução ideal?

Ao responder estas perguntas, é possível identificar diversos aspectos do problema e permitir uma melhor comparação entre possíveis alternativas para ele.

2.3.1 Especificações e desenvolvimento do produto

Para Ulrich e Eppinger (2016), a especificação de um produto significa a exata descrição daquilo que o produto precisa fazer, também pode ser chamado de requisitos de produto ou características técnicas.

Em um projeto ideal, todos os requisitos são definidos antes da criação do produto, o que torna possível sua entrega atendendo a todas as especificações. Porém, em um ambiente altamente dinâmico e tecnológico, isto nem sempre é possível, como é o caso de produtos intensivos de *software*, onde as especificações são definidas pelo menos duas vezes durante o projeto. Desta forma, é importante definir certas metas de especificações que devem ser atingidas. Elas representam os objetivos que a equipe espera alcançar, porém, por serem estabelecidas antes de se conhecer as dificuldades e limitações que o desenvolvimento do produto trará, elas deverão ser revisitadas até que se alcance as especificações finais do produto (ULRICH e EPPINGER, 2016).

Ulrich e Eppinger (2016) definem em quatro etapas o processo de estabelecimento das metas de especificações:

1. Preparar uma lista de métricas.
2. Reunir informações competitivas de referência.

3. Definir valores de metas ideais e aceitáveis.
4. Refletir no processo e nos resultados.

O uso de técnicas de especificações de produtos são de extrema importância durante um projeto, já que resultam normalmente em um produto de maior qualidade, tanto no aspecto de perfeição como no de correção (MCKAY; DE PENNINGTON e BAXTER, 2001).

Uma ferramenta utilizada durante a concepção e desenvolvimento de um produto é a criação de protótipos que, para Ulrich e Eppinger (2016, p. 293), são “uma aproximação do produto correspondente a uma ou mais áreas de interesse”. A partir desta definição, qualquer parte do produto, por menor que seja, pode ser considerada um protótipo desde que seja de interesse da equipe de desenvolvimento. Este significado difere da ideia padrão, onde um protótipo deve possuir um esboço conceitual, modelos matemáticos, simulações, testes dos componentes e, por fim, uma versão totalmente funcional anterior à produção. Desta forma, prototipar é o processo de desenvolver uma aproximação do produto (ULRICH e EPPINGER, 2016).

Os protótipos podem ser classificados, segundo Ulrich e Eppinger (2016), de acordo com o seu tipo: físico ou analítico. Um protótipo físico é aquele tangível, real, criado com a intenção de se obter uma aproximação do produto, a partir dos aspectos de interesse da equipe de desenvolvimento. Exemplos destes protótipos incluem modelos que se parecem com o produto, provas de conceito usadas para testar uma ideia rapidamente e partes experimentais utilizadas para testar uma funcionalidade. Por outro lado, os protótipos analíticos são aqueles que representam o produto de uma forma intangível, que pode ser matemática ou visual. Exemplos deste tipo de protótipo são simulações computadorizadas, equações e modelos tridimensionais feitos em computador.

2.3.2 Normas aplicáveis à engenharia submarina

Os sistemas submarinos são complexos e demandam um alto grau de segurança e qualidade. Sendo assim, para garantir a segurança das operações, existem diversos padrões industriais nacionais e internacionais que devem ser seguidos. Estes padrões se referem a diversos parâmetros como: *design*, testes, operação, entre outros. Com o objetivo de criar uma padronização, diversos documentos são criados em conjunto por mais de uma organização.

O objetivo desta subseção não é explorar profundamente as normas, já que são documentos extensos e abrangentes a diversos assuntos, mas somente ressaltar pontos relevantes ao desenvolvimento do protótipo apresentado neste trabalho e mostrar que o desenvolvimento de equipamentos submarinos é regido por normas internacionais. As orientações contidas nestas normas devem ser seguidas com o intuito de prototipar uma solução - ou partes dela - que possam servir de base para o desenvolvimento de um produto comercial.

Destaca-se, neste trabalho, algumas normas do *American Petroleum Institute* (API) e da *International Organization for Standardization* (ISO) que são equivalentes e adotadas mundialmente, especialmente no Brasil.

A norma ISO 13628-1 é intitulada “*Petroleum and natural gas industries - Design and operation of subsea production systems - Part 1: General requirements and recommendations*” e é equivalente à norma API RP 17A. De acordo com a ISO (2005), esta norma fornece requisitos gerais, recomendações e orientação geral em diversas áreas de interesse durante o desenvolvimento de um sistema de produção submarino para a indústria de óleo e gás. A intenção deste documento não é interferir nas decisões individuais de engenharia, mas tão somente facilitar e complementar o processo de decisão e, onde os requisitos não forem obrigatórios, fornecer uma orientação positiva para a seleção de uma solução otimizada.

Outra norma importante é a ISO 13628-4, intitulada “*Petroleum and natural gas industries - Design and operation of subsea production systems - Part 4: Subsea wellhead and tree equipment*”, que possui como equivalente a norma API 17D. Este documento é direcionado a aplicações na indústria do petróleo ao redor do mundo. Segundo a ISO, API e ANSI (2011), o objetivo desta norma é definir requisitos claros e precisos que facilitem a padronização internacional, possibilitando assim um desenvolvimento econômico de forma segura em campos de óleo e gás *offshore* que utilizem cabeças de poço e sistemas de Árvore de Natal Molhada, através de diversas tecnologias.

3 METODOLOGIA

Esta pesquisa é classificada, do ponto de vista de sua natureza, como aplicada, pois possui como objetivo a geração de conhecimentos para uma aplicação prática, focados na solução de um problema específico. Quanto à forma de abordagem do problema, pode ser considerada quantitativa, já que lida com fatos e expõe em números os resultados das análises efetuadas. Considerando-se os objetivos da pesquisa, esta é classificada como exploratória, pois envolve levantamento bibliográfico e a construção de hipóteses (GIL, 2002; KAUARK, MANHÃES e MEDEIROS, 2010).

A etapa inicial da metodologia de trabalho é a realização de um levantamento bibliográfico acerca dos temas pertinentes ao assunto abordado. Os tópicos considerados relevantes para a realização da revisão bibliográfica foram: o panorama geral da indústria de óleo e gás considerando os seus custos, consumo e demanda, os equipamentos submarinos, as tecnologias existentes e os possíveis problemas encontrados durante a exploração *offshore*, e o *design* e desenvolvimento de novos produtos, onde são abordados temas como as especificações de um produto, a prototipação e as normas aplicáveis à engenharia submarina.

A partir do embasamento criado com o levantamento bibliográfico, é possível realizar uma bibliometria, identificando as possíveis tendências relacionadas ao interesse no assunto abordado, como, por exemplo: os principais países de origem dos trabalhos acadêmicos, assim como os principais autores, caso existam, e a variação do volume de produção acadêmica ao longo dos anos, identificando possíveis aumentos ou decréscimos.

Em paralelo ao estudo bibliométrico, é realizada uma pesquisa sobre os depósitos de patentes de dispositivos que possibilitem a quebra de hidrato em equipamentos submarinos. Desta forma, busca-se identificar aspectos como: os principais países produtores de tecnologia deste tipo, os principais depositantes de patente, caso existam, o volume de depósitos ao longo dos anos e as semelhanças e diferenças com a ferramenta proposta neste trabalho.

Após as etapas anteriores, é criado um modelo virtual, com o auxílio de um software do tipo CAD (*Computer-aided Design*), do *hub* de uma ANM e de uma TCAP para que forneçam o ambiente virtual necessário com a qual a ferramenta proposta neste trabalho deverá ser compatível. A criação deste modelo virtual facilitará a observação da interação entre os diversos componentes.

De modo a projetar uma ferramenta que atenda aos objetivos descritos neste trabalho, deve-se compreender da forma mais detalhada possível o problema existente de aprisionamento de TCAP's causado pela formação de hidrato em seu interior. Também é necessário, definir um escopo da solução a ser criada, com base no conhecimento adquirido acerca do problema.

Tão logo se tenha alguma empatia com o problema e a definição de um escopo, ainda que parcial, pode-se iniciar a criação de alternativas de *design*. As soluções propostas podem ser as mais diversas possíveis, para que nenhum tipo de alternativa seja descartada. Estas soluções devem ser retiradas do campo das ideias e testadas o quanto antes, através de modelos analíticos criados com o auxílio de *softwares* de modelagem.

Os modelos analíticos criados, ou até mesmo parte deles, devem ser testados o quanto antes, para que os resultados dos testes possam fornecer informações que auxiliem em qualquer uma das etapas descritas anteriormente. Para isso, o uso de *softwares* que forneçam opções de simulações multifísicas é essencial.

É ainda de grande importância que a ferramenta proposta tenha os seus custos estimados, visto que o fator econômico é que pode viabilizar ou não a sua utilização. Assim como também deve ser realizada a comparação da utilização desta nova tecnologia em relação àquela utilizada atualmente, frente aos aspectos financeiros.

4 DESENVOLVIMENTO E RESULTADOS

Este capítulo detalha o desenvolvimento do protótipo e todas as etapas necessárias para o mesmo. É abordada toda a parte de preparação anterior ao *design*, criação dos modelos virtuais e suas simulações.

4.1 Preparação

O primeiro passo para a criação do projeto foi entender o problema, conhecer todas as suas particularidades e as diferentes visões pessoais sobre ele. Para tanto, aproveitou-se da própria experiência do autor com este tipo de situação. Também foram respondidas as perguntas propostas por Baxter (2000) para auxiliar no atendimento ao problemas de *design* existentes, assim como na compreensão das diferentes variáveis. As perguntas e respostas podem ser vistas no Quadro 1.

Perguntas	Respostas
1. Qual o problema o produto precisa resolver?	O aprisionamento de TCAP's causado pela formação de hidrato em seu interior
2. Qual é o motivo da existência deste problema?	A existência de gás em uma região inesperada, que em conjunto com a alta pressão, baixa temperatura e a presença de água formam o hidrato.
3. Este problema é parte de um outro maior?	Sim, a passagem indevida de gás através do selo.
4. Ao solucionar o problema maior, o problema menor também é solucionado?	Sim.
5. Ao contrário, é melhor resolver primeiro o problema menor?	Não.
6. Qual é a solução ideal para o problema?	Promover a dissociação do hidrato existente, liberando o equipamento aprisionado.
7. Quais são as características da solução ideal?	Para realizar a dissociação do hidrato, deve-se remover um dos elementos necessários para a sua formação: baixa temperatura, alta pressão, água e gás. A aplicação de uma temperatura superior àquela necessária para realizar a dissociação do hidrato na região de interesse é suficiente para realizar a liberação do equipamento.
8. Quais são as limitações para o alcance da solução ideal?	A classe de temperatura de trabalho do equipamento que é de, no máximo, 135 °C. A temperatura no fundo do mar, aproximadamente 4 °C. A alta pressão existente no fundo do mar. A dificuldade de acesso, sendo possível somente com a utilização de ROV's.

Quadro 1: Perguntas propostas por Baxter (2000) e respostas do autor.

Fonte: Autor.

O levantamento bibliográfico realizado - e já registrado neste trabalho - demonstra a grande quantidade de conteúdo existente acerca dos temas abordados: panorama atual do mercado de óleo e gás, custos de produção, equipamentos submarinos, desenvolvimento de produtos, entre outros.

O estudo bibliométrico e a prospecção de patentes (Apêndice A) desenvolvidos, apontam o grande interesse da academia e da indústria com foco na presença de hidrato em equipamentos submarinos e nas possíveis soluções para este problema. Há ainda, uma relação direta entre a oscilação do preço do barril de petróleo e o volume de publicações. O Brasil se encontra entre os principais países produtores de conteúdo acadêmico e de patentes sobre este assunto, fato que pode ser justificado pela característica geográfica existente, onde a maior parte das reservas comprovadas de óleo e gás estão localizadas em campos marítimos.

4.2 Criação do ambiente virtual

Para que fosse possível idealizar uma ferramenta capaz de dissociar o hidrato localizado em uma Mini TCAP, foi necessário - antes - modelar este ambiente com o auxílio de um *software* CAD. Para tanto, foi escolhido o AutoCAD, da empresa Autodesk, *software* utilizado na indústria para a criação de desenhos precisos em 2D e 3D (AUTODESK, 2020a).

O AutoCAD é um *software* disponibilizado também em uma versão gratuita para estudantes, o que auxiliou o desenvolvimento deste trabalho.

As partes consideradas essenciais para o desenvolvimento da ferramenta e que deveriam estar presentes no ambiente virtual a ser criado foram:

- A parte superior da ANM, composta pelo seu *hub* que guia a TCAP para o assentamento;
- O *Tree Manifold* (TMF), local onde a TCAP fica assentada e travada;
- Todas as partes externas da TCAP, para que desta forma qualquer interferência mecânica possa ser considerada;
- Mecanismos de atuação da TCAP localizados dentro do *Tree Manifold*, onde o hidrato se forma causando o aprisionamento da mesma.

Cada um dos componentes dos itens citados acima foram desenhados de forma individual para que fosse possível tratar cada uma das partes de maneira separada quando houvesse necessidade.

A Figura 23 representa o *hub* da ANM em duas visões distintas. A visão da esquerda mostra apenas as arestas do hub, enquanto a visão da direita apresenta um modelo realístico.

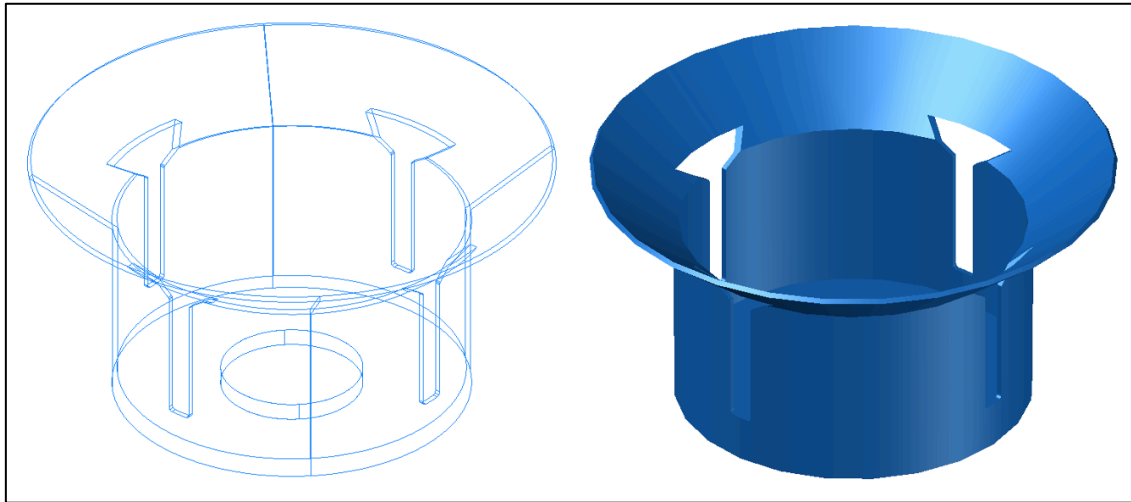


Figura 23: Hub da ANM modelado no AutoCAD com a vista apenas das arestas e outra realística.
Fonte: Autor.

O *Tree Manifold* pode ser visto na Figura 24, onde há uma vista apresentando apenas as suas arestas e outra em uma visão realística.

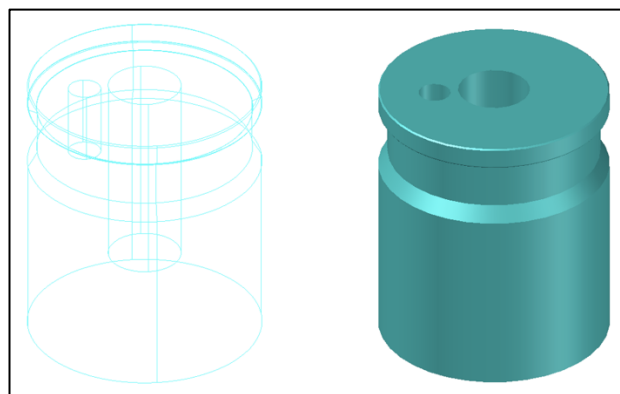


Figura 24: TMF da ANM modelado no AutoCAD com a vista apenas das arestas e outra realística.
Fonte: Autor.

Já a Figura 25 mostra como ficou a modelagem da *Mini Tree Cap* também com duas aparências distintas, a primeira delas onde se vê apenas as arestas e a segunda, um modelo realístico.

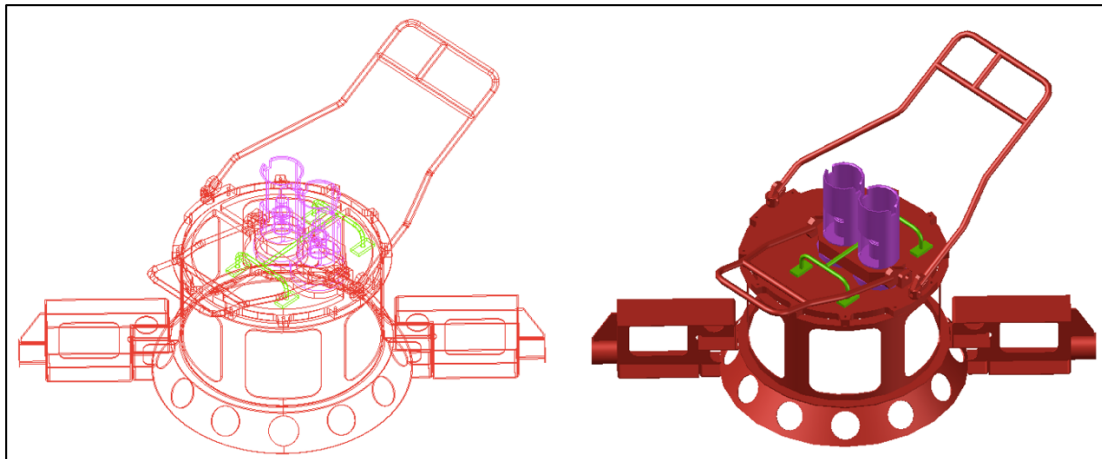


Figura 25: Mini *Tree Cap* modelada no AutoCAD com a vista apenas das arestas e outra realística.
Fonte: Autor.

A montagem das partes apresentadas anteriormente (*hub* da ANM, TMF e TCAP) pode ser vista na Figura 26, onde é possível identificar como ficam posicionados cada um dos componentes de maneira similar ao ambiente real.

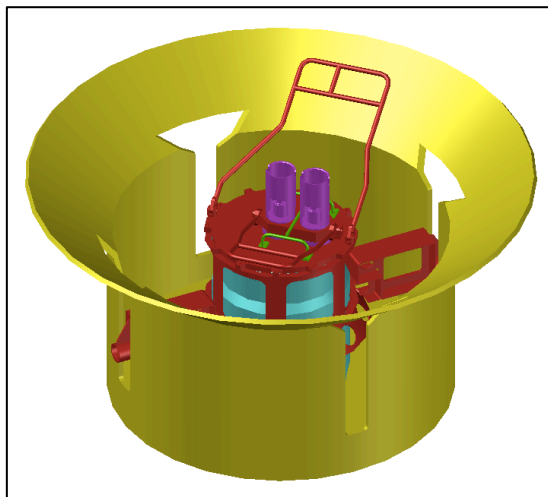


Figura 26: Mini *Tree Cap* posicionada sobre o TMF no *hub* da ANM, objetos modelados com o AutoCAD.
Fonte: Autor.

A partir deste cenário, foi possível criar soluções de ferramentas que atendam ao propósito de dissociar o hidrato existente na região de interesse da TCAP.

4.3 Compreensão e definição do problema

Nesta etapa, o objetivo é entender os detalhes do problema, para que seja possível focar em uma solução dando origem a um escopo, conhecimento e necessidades específicas de um desafio, desenvolvendo um profundo conhecimento dos usuários e do ambiente de *design*.

O problema a ser resolvido é o aprisionamento de uma TCAP causado pela presença de hidrato dentro do seu mecanismo de travamento. Este hidrato é formado devido a uma falha no elemento de vedação que permite a passagem de gás para esta região.

A presença de hidrato, demonstrada na Figura 27, faz com que o mecanismo de travamento não possa se movimentar para cima quando tenta-se atuar a interface sextavada superior, e, conseqüentemente, a TCAP se mantém travada. Esta é a região que precisa ser trabalhada para que, de alguma forma, o hidrato ali presente seja dissociado permitindo o destravamento da TCAP.

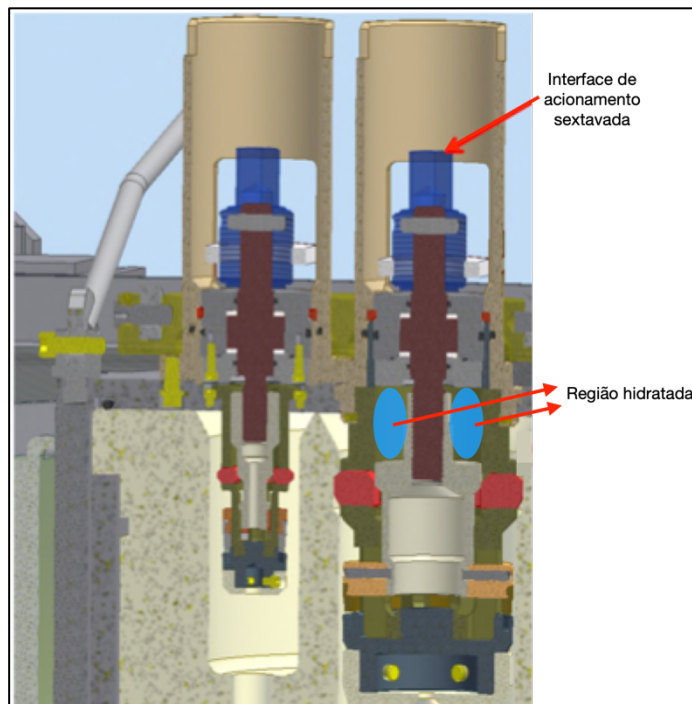


Figura 27: Mecanismo de travamento da TCAP com hidrato.

Fonte: Autor.

Dois fatores que impactam na formação do hidrato são a pressão e a composição do gás existente. As curvas de formação e dissociação do hidrato vão depender das concentrações existentes de cada gás. Assim como estas mesmas curvas também vão variar de acordo com a pressão ambiente, onde quanto maior for a pressão, maior será a temperatura necessária para iniciar a formação ou dissociação do hidrato.

Um dos fatores que precisa ser definido para que seja realizado o desenvolvimento e simulações do protótipo é a temperatura necessária para dissociação do hidrato. Para isso, tomou-se como base o trabalho de Lubas e Darłak (2004), onde é apresentado um gráfico (Figura 28) que exibe a temperatura de dissociação de hidratos com diversas composições gasosas de acordo com a pressão ambiente.

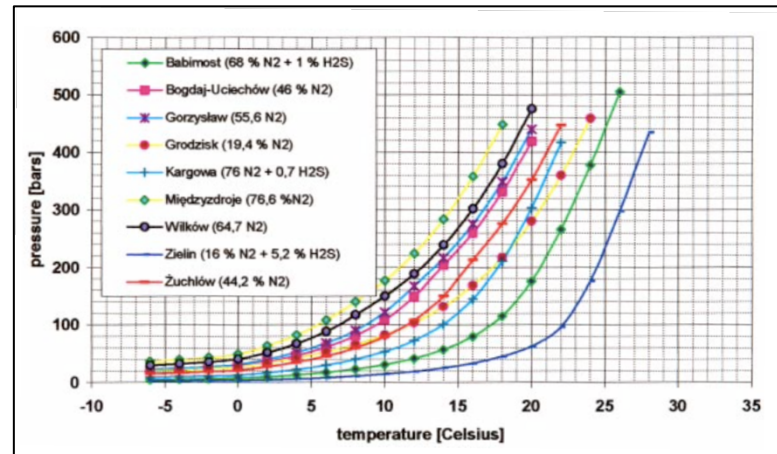


Figura 28: Curva de dissociação de hidrato de acordo com a pressão ambiente.
Fonte: Lubas e Darłak (2004, p. 126)

Para o estudo realizado nesta pesquisa, será considerada uma profundidade de trabalho de 2.000 metros. Nesta profundidade há uma pressão hidrostática de aproximadamente 3.000 psi ou, 206,8 bar. Considerando esta pressão e comparando-se com as curvas presentes na Figura 28, identifica-se que 21 °C é suficiente para dissociar a grande maioria das composições, e que 25 °C é o suficiente para promover a dissociação de todos os compostos estudados. Esta última é a região alvo de temperatura que deverá ser atingida, caso tente-se realizar a dissociação através do aumento da mesma.

Outro fator que precisa ser estimado é a temperatura no ambiente submarino. Neste caso, será considerado que o ambiente marinho onde os equipamentos estão instalados possuem uma temperatura de 4 °C, conforme aquela encontrada no leito marinho (MORAIS, 2013).

Será considerada ainda, para o desenvolvimento da ferramenta, a temperatura máxima de trabalho dos equipamentos submarinos, neste caso, a categoria API classe V, que corresponde a 135 °C. Desta forma, a interação da ferramenta proposta com os equipamentos existentes não poderá superar esta temperatura. Desta forma, como o equipamento não receberá temperaturas

superiores às de trabalho já previstas, os efeitos causados pela dilatação térmica dos componentes podem ser ignorados.

4.4 Possíveis soluções

O objetivo desta seção é criar alternativas de *design*. Esta etapa representa o processo de explorar diversos conceitos e soluções. Neste momento, o objetivo é ser o mais abrangente possível, sem se manter focado em apenas uma alternativa. A partir das diversas possibilidades levantadas, podem ser criados protótipos para serem testados.

Para promover a dissociação de hidrato, é necessário que, pelo menos, um dos elementos que o compõem (alta pressão, baixa temperatura, água e gás) seja retirado. Como o hidrato já se encontra formado, não é possível a retirada da água ou do gás deste composto, já que ele apresenta características mecânicas similares as do gelo. Desta forma, restam apenas duas possibilidades para promover a dissociação do hidrato: o aumento da temperatura ou a redução da pressão na região hidratada.

Um das ferramentas existentes, e que é utilizada neste tipo de operação, é a bomba de sucção. Esta é conectada em um pórtico específico da ANM que fornece acesso às áreas internas dos *bores* de produção e anular do *Tree Manifold*, e, ao ser acionada, faz com que a pressão nessas áreas fique próxima de 0 psi. Porém, esta solução apresenta diversas falhas devido à própria configuração das instrumentações durante a montagem da ANM e ao fato de não atingir necessariamente a área hidratada demonstrada na Figura 27. Pois, devido à configuração do anel metálico de vedação da TCAP e o seu posicionamento em relação ao local de sucção da bomba, quando esta é acionada, é produzido o isolamento entre a parte inferior da TCAP (local de sucção) e a parte acima do anel de vedação (local onde está localizado o hidrato).

Uma possível solução seria envolver por completo o conjunto submarino e, através de bombas ou da comunicação direta com a superfície, promover uma redução na pressão interna deste invólucro. Porém, o grande tamanho do conjunto instalado (em torno de nove metros de altura) e a própria dificuldade de se promover uma correta vedação com o ambiente submarino inviabilizam uma alternativa deste tipo.

O segundo ponto que pode ser trabalhado é o da temperatura, já que aumentando-a consegue-se a dissociação do hidrato, promovendo a liberação de água e gás. Um das possíveis

soluções, seria envolver todo o conjunto submarino com um invólucro e, através do aquecimento da água no interior deste, aquecer todo o conjunto por completo. Porém, novamente devido às grandes dimensões dos equipamentos, seria necessário um invólucro com uma altura de aproximadamente nove metros e grande volume interno. Outro fator limitador é a grande quantidade de energia necessária para aquecer todo o volume de água presente no interno deste invólucro, já que o aquecimento desta água seria o meio utilizado para transmitir o calor para todos os equipamentos promovendo a quebra de qualquer hidrato ali presente.

Ainda trabalhando o fator temperatura, em vez de se envolver todo o conjunto (BAP, ANM e TCAP), pode-se tentar envolver apenas o topo na ANM, na região interior do *hub*. Seriam mantidos dentro deste possível invólucro a TCAP e o *Tree Manifold*. O princípio seria o mesmo comentado anteriormente, através do aquecimento da água na região interna do invólucro, seriam aquecidos também a TCAP e o *Tree Manifold*, desta forma, possibilitando a quebra do hidrato e consequente liberação da TCAP aprisionada.

Outra possibilidade para quebra do hidrato através do aumento da temperatura é o aquecimento realizado sobre os perfis sextavados (anular e produção) de travamento da TCAP. Estes perfis são responsáveis por realizar o travamento da TCAP e estão diretamente conectados, através de uma haste, à região hidratada. Sendo assim, há a possibilidade de que, promovendo-se o aquecimento na região superior onde encontra-se o perfil sextavado, a transmissão de calor pelas partes metálicas seja suficiente para aquecer a região de interesse hidratada promovendo assim a dissociação do hidrato e permitindo o correto destravamento da TCAP.

4.5 Prototipação

Esta etapa do desenvolvimento está ligada à criação de protótipos. Nesta fase é onde as ideias serão retiradas do campo da imaginação e trazidas ao mundo real, seja através da criação de protótipos físicos, virtuais ou até mesmo de desenhos.

A sequência de etapas deste trabalho não ocorreu - necessariamente - na ordem das seções descritas, por exemplo, grande parte do que foi descrito na Seção 4.4 ocorreu em paralelo à prototipação apresentada nesta seção. Desta forma, assim que uma possível solução surgia, sua viabilidade inicial era testada através de modelos virtuais, e, por diversas vezes, foram encontrados problemas que não seriam enxergados sem o auxílio da prototipação.

A etapa de prototipação trouxe consigo a necessidade de escolher um outro *software* que pudesse substituir o AutoCAD que era utilizado até então, já que foram encontradas diversas limitações de modelagem de acordo com que o nível de detalhamento exigido no ambiente 3D crescia para a criação dos modelos. Desta forma, optou-se por utilizar o *software* Fusion 360, também criado pela empresa Autodesk. Este *software* possui diversas ferramentas para a modelagem 3D, ambientes para diversos tipos de simulações, entre elas a térmica, e fácil exportação de arquivos para a criação de componentes através da MA, além de disponibilizar uma licença gratuita para fins educacionais (AUTODESK, 2020b).

Devido à mudança do *software* utilizado, foi necessário, antes mesmo de se iniciar a criação das partes do protótipo, migrar todos os modelos (*hub* da ANM, *Tree Manifold* e TCAP) já criados no AutoCAD para o Fusion 360. O resultado dos novos modelos construídos pode ser visto na Figura 29, de forma similar ao apresentado na Figura 26.

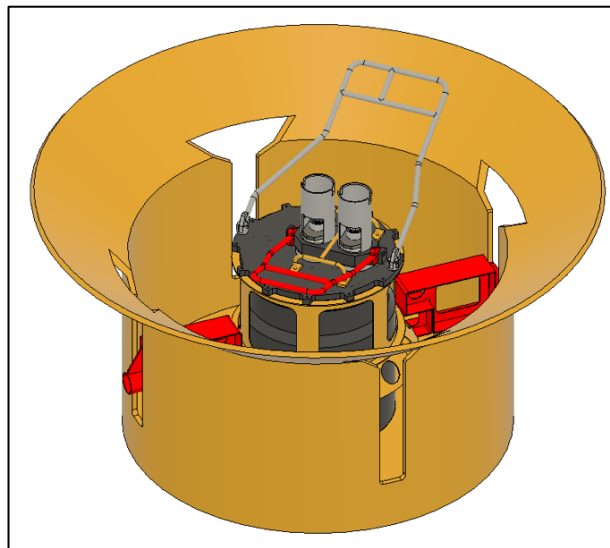


Figura 29: Mini Tree Cap posicionada sobre o TMF no *hub* da ANM, objetos modelados com o Fusion 360.

Fonte: Autor.

A Figura 30 apresenta uma vista lateral em corte onde podem ser vistos o *Hub* da ANM, o *Tree Manifold* e a TCAP.

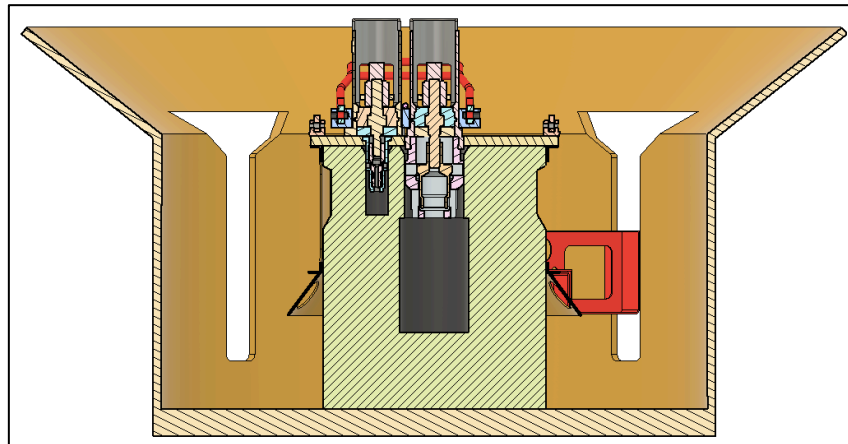


Figura 30: Vista em corte dos modelos criados no Fusion 360.

Fonte: Autor.

Como pode ser visualizado na Figura 30, nem todos os componentes internos da TCAP foram modelados, já que o foco principal são as partes que possuem relação direta com a formação do hidrato e o consequente aprisionamento da mesma.

As duas ideias consideradas com a maior chance de sucesso são:

- A criação de um invólucro sobre o TMF e TCAP dentro do *hub* da ANM que promova a dissociação do hidrato através do aquecimento da água presente em seu interior;
- A criação de uma ferramenta para aquecimento direto sobre a interface sextavada de travamento da TCAP, que, através da transferência de calor entre os metais dos componentes da mesma, seja suficiente para dissociar o hidrato existente na região de interesse.

Ao analisar a primeira ideia (invólucro sobre o TMF e TCAP), foram encontrados alguns problemas com o auxílio do software de modelagem utilizado. O primeiro deles é o espaço existente entre a alça de manuseio da TCAP e o diâmetro interno do Hub da ANM que dificultam a passagem de um invólucro por essa região, como pode ser observado na Figura 31, onde observa-se que não há espaço suficiente entre a alça de manuseio e o diâmetro interno do *hub* da ANM para o encaixe de um invólucro.

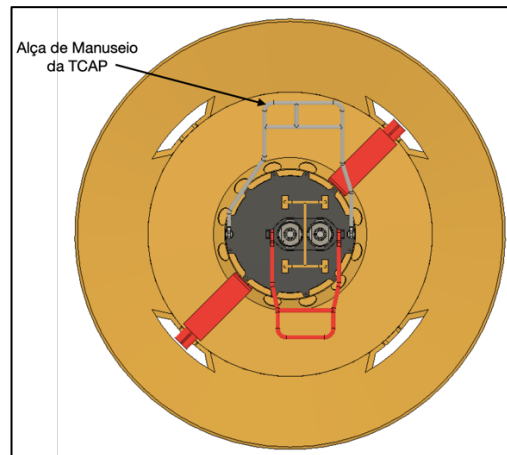


Figura 31: Vista superior do modelo com destaque para a alça de manuseio da TCAP.
Fonte: Autor

O segundo problema encontrado, também com o auxílio do Fusion 360, é que haveria interferência das guias da TCAP para um correto assentamento de um invólucro dentro do *hub* da ANM, como pode ser visto na Figura 32 que apresenta a TCAP assentada sobre o TMF com destaque para a posição das guias.

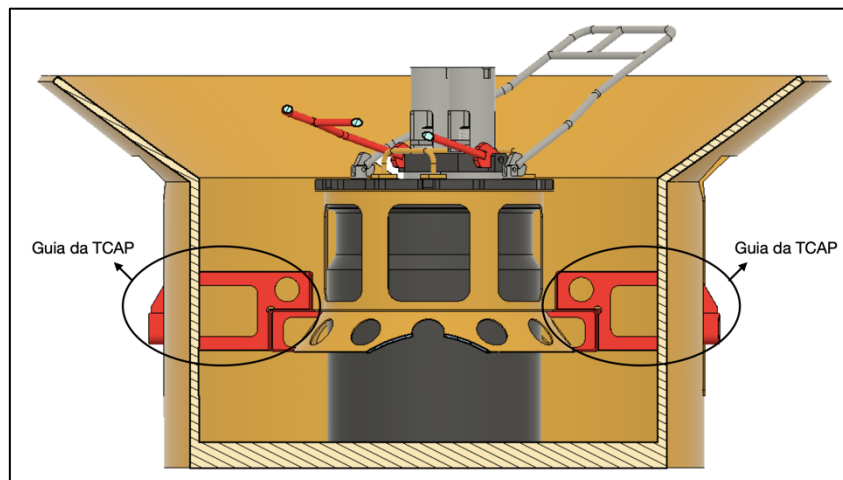


Figura 32: Vista lateral do modelo em corte com destaque para as guias da TCAP.
Fonte: Autor.

A criação de uma ferramenta que pudesse aquecer diretamente a região da interface sextavada da TCAP, tornou-se então a opção para a tentativa de solução deste projeto. A partir dos modelos já criados no Fusion 360 e que representam os equipamentos com os quais a ferramenta fará interface, chegou-se ao *design* que pode ser visto na Figura 33. Nela, é possível identificar que

o perfil cilíndrico externo desta ferramenta proposta é condizente com aquele existente na TCAP para que possa haver um correto encaixe.

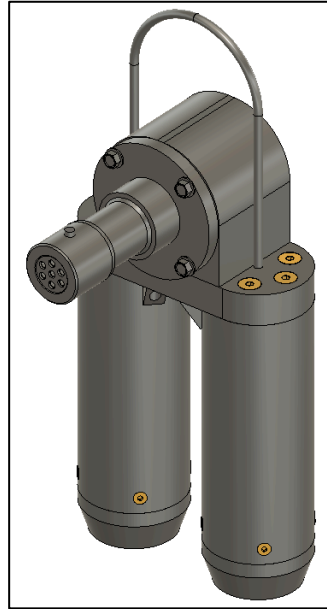


Figura 33: Protótipo analítico desenvolvido.

Fonte: Autor.

A Figura 34 apresenta o protótipo conectado à TCAP com uma vista geral também do TMF e *hub* da ANM. Esta vista é similar àquela que seria encontrada no ambiente submarino após a conexão desta ferramenta proposta.

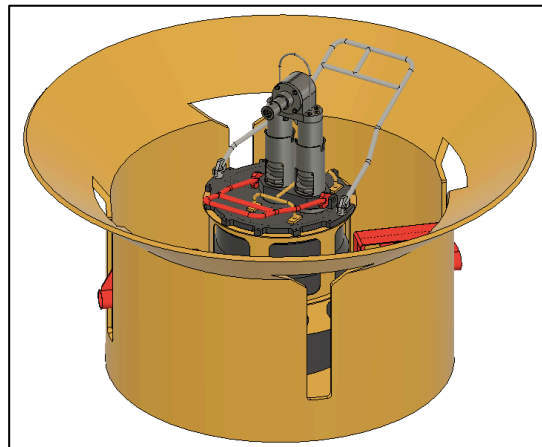


Figura 34: Protótipo analítico conectado ao conjunto.

Fonte: Autor.

O protótipo analítico desenvolvido foi pensado para ser transportado e manuseado por um ROV. Para tanto, haverá duas interfaces que serão operadas por ele: o conector elétrico, onde será feita a transmissão da tensão existente no ROV para alimentação da ferramenta, e a alça de transporte e instalação, que será usada para transportar a ferramenta da superfície até o conjunto instalado no fundo do mar (este transporte também pode ser realizado pelo guindaste da embarcação para ganho de tempo operacional) e também para realizar a instalação e retirada da ferramenta. Os itens descritos anteriormente podem ser observados na Figura 35, assim como alguns dos parafusos de montagem responsáveis por unir os perfis cilíndricos da ferramenta à base superior, e os parafusos de fixação do conector elétrico.

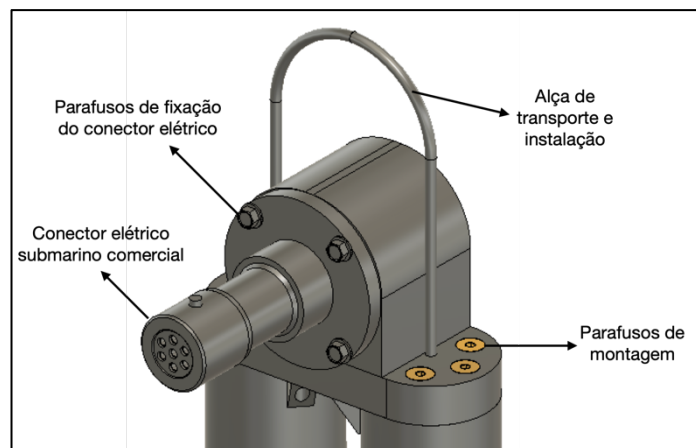


Figura 35: Protótipo analítico desenvolvido com destaque para o conector elétrico e a alça de transporte e instalação.
Fonte: Autor.

Devido à alta pressão encontrada no leito marinho, que, para desenvolvimento e simulações neste trabalho, considera-se 3.000 psi, o protótipo foi projetado para que suas partes internas possuam comunicação com o ambiente marinho. Desta forma, haverá equilíbrio hidrostático entre o interior da ferramenta e o meio externo durante a descida e operação, não sendo necessários materiais e geometrias que suportem grandes diferenciais hidrostáticos.

Muito embora a opção de manter a comunicação com o meio externo seja benéfica do ponto de vista do equilíbrio hidrostático, deve-se considerar que o alagamento das partes internas da ferramenta com água do mar poderá acelerar o processo de corrosão caso não seja realizada uma lavagem com água industrial após cada utilização. Para tanto, todo o *design* foi pensado de forma a possibilitar a completa desmontagem das partes sem a necessidade de recursos especiais, podendo

ser facilmente realizada por uma equipe *offshore* ainda na embarcação. Acredita-se que assim será alcançada uma maior durabilidade dos componentes.

A Figura 36 apresenta uma vista em corte da parte inferior do protótipo analítico desenvolvido, onde estão identificadas diversas características.

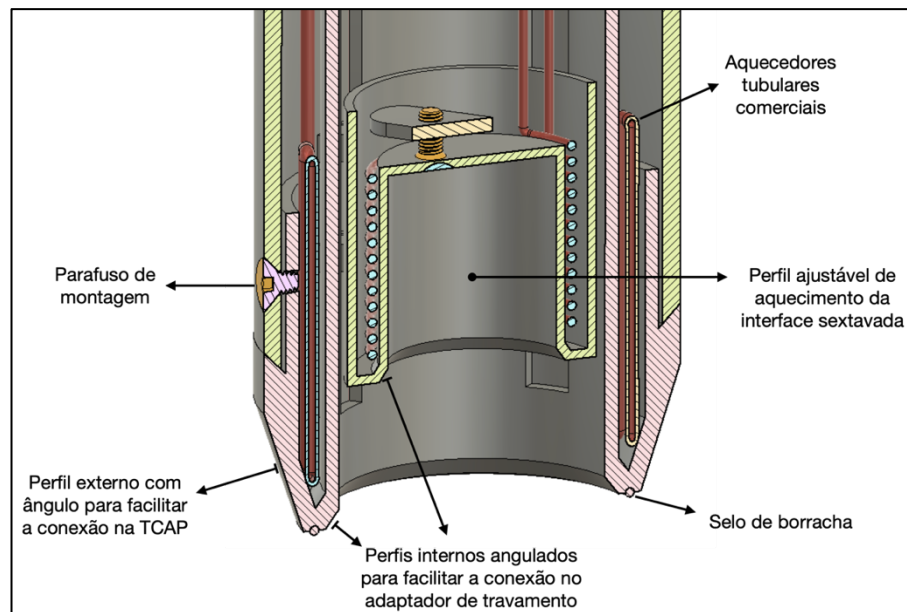


Figura 36: Protótipo analítico com vista em corte apresentando detalhes da parte inferior.

Fonte: Autor.

Como pode ser observado na Figura 36, todo o *design* foi pensado de modo a facilitar o posicionamento da ferramenta na TCAP, para isso adotou-se ângulos de entrada tanto na parte externa, como na parte interna. Além disso, o diâmetro da ferramenta permite algum deslocamento lateral dos componentes de modo a garantir o correto posicionamento.

Os aquecedores adotados são do tipo tubular com diâmetro de 3 mm. Estes aquecedores são encontrados comercialmente e alcançam temperaturas próximas dos 1.000 °C, muito acima do necessário para este projeto.

Nesta mesma vista em corte citada anteriormente, observa-se um dos parafusos responsáveis por manter as partes que acomodam as interfaces aquecedoras conectadas ao perfil cilíndrico do protótipo. Estes parafusos (quatro para cara perfil cilíndrico) servem apenas para manter as partes unidas e não sofrerão grandes tensões de cisalhamento devido ao *design* proposto.

Ainda é possível observar o perfil ajustável responsável por envolver a parte sextavada do adaptador de travamento da TCAP. Este perfil possui livre movimentação na vertical para que

possa se acomodar da melhor forma possível de acordo com o posicionamento do indicador de travamento da TCAP (local onde o protótipo ficará apoiado). Além de possuir uma pequena liberdade de rotação horizontal.

Para este projeto, são utilizados cinco aquecedores tubulares, para cada uma das interfaces de acionamento, dispostos de forma a concentrar o aquecimento nas regiões da rosca externa e no sextavado do adaptador de travamento da TCAP. A água no interior do protótipo também servirá para facilitar a transmissão de calor entre as partes, já que a água do mar a uma pressão de 3.000 psi entrará em ebulição apenas em altas temperaturas, acima dos 300 °C, portanto, isto não será um problema. Há ainda um selo de borracha na parte inferior da ferramenta, nos dois perfis que encaixam na TCAP, que possui a função de impedir a troca de água do mar entre as partes internas, onde a água já está aquecida, e o ambiente marinho, onde há água a 4 °C. Desta forma, obtém-se maior eficiência e menor consumo de energia para manter a água aquecida no interior da ferramenta.

Outros desenhos da ferramenta projetada neste trabalho podem ser vistos no Apêndice B, inclusive com a indicação de algumas cotas.

4.6 Testes

Esta etapa do desenvolvimento tem o objetivo realizar testes que possam validar o correto funcionamento do protótipo, ainda que a partir de simulações virtuais. Neste estágio, é onde há a chance de se obter um *feedback* das soluções criadas, sendo possível promover melhorias.

Assim como descrito na Seção 4.5, as atividades descritas aqui foram realizadas em paralelo às seções anteriores e serviram de retorno de lições aprendidas para refinar uma possível solução para este projeto.

Os primeiros testes realizados para provar a eficácia do protótipo desenvolvido neste trabalho foram realizados no *software* Energy 2D. O Energy 2D é um *software* de simulação multifísica capaz de modelar as três formas de transferência de calor: condução, convecção e radiação. Ele não demanda grande poder de processamento e permite o desenvolvimento de experimentos computacionais capazes de testar hipóteses científicas e solucionar problemas de engenharia sem a necessidade da realização de cálculos matemáticos complexos. Além destes fatores, ele é gratuito e está disponível para diversos sistemas operacionais (XIE, 2012).

A Figura 37 apresenta o modelo criado para que fosse realizada a simulação térmica do conceito desenvolvido neste trabalho. Foi necessário desenhar uma vista em corte para o Energy 2D, já que este ambiente realiza uma simulação simplificada que não considera três dimensões. Pode-se observar também, o detalhe que aponta para a região de presença do hidrato. É neste local que é necessário alcançar temperaturas superiores aos 21 ou 25 °C para que ocorra a dissociação do hidrato e consequente liberação do mecanismo de travamento da TCAP.

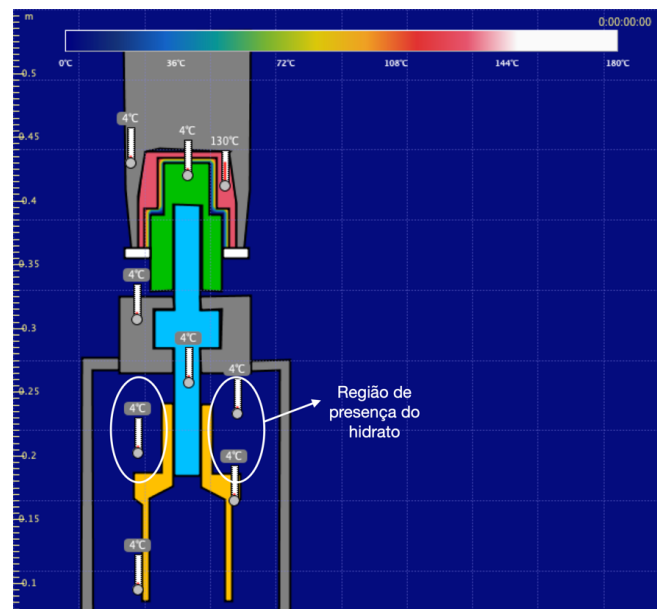


Figura 37: Modelo criado para simulação no Energy 2D.

Fonte: Autor.

O modelo criado no Energy 2D (Figura 37) considerou ainda outros fatores para que a simulação fosse a mais fidedigna possível, como:

- Temperatura do ambiente em 4 °C;
- Parâmetros de condutividade térmica no ambiente semelhantes aos da água do mar;
- Apesar das dimensões dos componentes desenhados não serem iguais às reais, devido à falta de funcionalidades de desenho que permitissem tal precisão, elas são similares às reais, mantendo certa proporcionalidade;
- Parâmetros de condutividade térmica dos componentes foram configurados de acordo com o material utilizado no mundo real.

Durante a execução da simulação, foi possível identificar que o protótipo seria capaz de realizar o aquecimento da região de interesse o suficiente para que houvesse a dissociação do

hidrato. A Figura 38 apresenta os resultados encontrados durante a simulação, onde, dentre vários locais onde foram posicionados medidores de temperatura, é possível identificar que na região de interesse foram obtidas temperaturas superiores aos 25 °C.

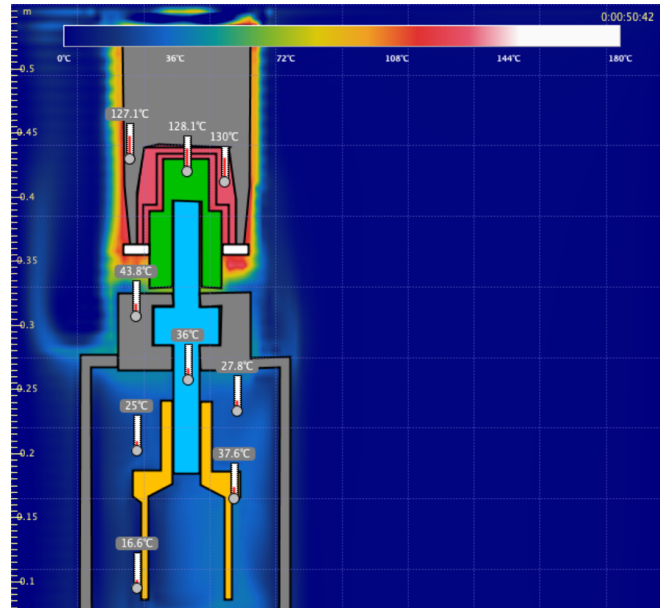


Figura 38: Simulação térmica do modelo criado no Energy 2D.

Fonte: Autor.

Após esta primeira simulação, o desenvolvimento do protótipo - apresentado na Seção 4.5 - pôde ser mais detalhado, já que este teste serviu de validação prévia do conceito devido a sua facilidade de modelagem e configuração. Além disso, também foi possível identificar as temperaturas que a ferramenta deveria atingir, limitada aos 135 °C que é a temperatura máxima de trabalho da TCAP, e em qual região do protótipo deveriam ser posicionados os elementos aquecedores.

Testes com um nível detalhamento e precisão maiores foram realizados com o auxílio do *software* Fusion 360. Após a modelagem detalhada dos equipamentos e do protótipo, foi aberto o ambiente de simulação térmica do Fusion 360. Neste ambiente, foi realizada a simplificação do modelo, com a retirada de elementos que não impactariam nos resultados da simulação, como por exemplo os parafusos, já que estes possuem geometrias complexas para fins de simulação, demandando grande poder computacional. Este tipo de simplificação realizada para deixar o modelo mais leve, tem o objetivo de demandar menos capacidade de processamento durante a simulação e, desta forma, retornar um resultado de maneira mais rápida.

Houve diversos problemas durante as tentativas de simular o modelo proposto, os principais foram: o tempo necessário para se obter um resultado da simulação, sendo necessárias até 12 horas em alguns casos, e as falhas recorrentes durante as simulações que não retornavam qualquer resultado e também não indicavam a origem do problema, dificultando a sua resolução.

Por fim, e após diversas tentativas, encontrou-se o melhor modelo para simulação retirando-se algumas poucas partes da TCAP, os parafusos de montagem do protótipo e o seu conector elétrico. Também identificou-se que a melhor maneira de realizar a simulação seria através dos servidores da Autodesk (fabricante do Fusion 360) em nuvem, onde o modelo é enviado para os servidores da empresa e, após a sua solução, os resultados são retornados. Devido à necessidade de um grande desempenho computacional para a execução das simulações, a alternativa de utilizar o modo de resolução de simulações em nuvem se torna uma boa opção. Este tipo de simulação em nuvem possui um valor financeiro cobrado pela Autodesk para que seja realizada, porém como a licença utilizada para o desenvolvimento deste trabalho é a estudantil, são disponibilizados créditos ilimitados para esta atividade.

Diversos parâmetros precisaram ser configurados para possibilitar a execução da simulação, entre eles está a definição dos materiais de cada um dos componentes do modelo. Os materiais foram definidos de acordo com as especificações de cada uma das partes dos equipamentos reais. A lista com parte dos materiais selecionados para cada um dos componentes deste projeto pode ser visto na Figura 39. Ao realizar a seleção de um material específico para um componente no Fusion 360, este receberá todas as características físicas do material real, a partir disso, é realizada a simulação computadorizada.

Category	Name	Component	Study Materials
Metal	Steel	Tree Manifold:1	Steel AISI 4130 259 QT
Metal	Steel	/TCAP Isolation Plate:1	Steel AISI 4130 259 QT
Metal	Steel	/TCAP Copo Prod.:1/...	Steel AISI 4130 259 QT
Metal	Steel	/TCAP Copo Prod.:1/...	Steel AISI 4130 259 QT
Metal	Steel	/TCAP Cachorrinho:1	Steel AISI 4130 259 QT
Metal	Steel	/TCAP Corpo Produc...	Steel AISI 4340 242 HR
Metal	Steel	/TCAP Copo Anular:1...	Steel AISI 4340 242 HR
Metal	Steel	/TCAP Copo Anular:1...	Steel AISI 4130 259 QT
Metal	Steel	/TCAP Haste:1	Steel AISI 4340 242 HR
Metal	Steel	/TCAP Prato Dest.:2:1	Steel AISI 4130 259 QT
Metal	Steel	/TCAP Bucha Aciona...	Steel AISI 4130 259 QT
Metal	Steel	/Tcap Indicador:1	Steel AISI 4130 259 QT
Metal	Steel	/Tcap Indicador:2	Steel AISI 4130 259 QT
Metal	Steel	/Ferramenta Alça:1	Steel AISI 4130 259 QT
Metal	Steel	/Ferramenta Conecto...	Steel AISI 4130 259 QT
Metal	Steel	/Ferramenta Base:1	Steel AISI 4130 259 QT
Metal	Steel	/Ferramenta Perfis:1/...	Stainless Steel AISI 304
Metal	Steel	/Ferramenta Perfis:1/...	Stainless Steel AISI 304
Metal	Steel	/Aquecedor Sextava...	Aluminum 1100-H14
Metal	Steel	/Aquecedor Rosca E...	Aluminum 1100-H14
Metal	Steel	/Aquecedor Rosca E...	Aluminum 1100-H14
Metal	Steel	/Aquecedor Sextava...	Aluminum 1100-H14
Liquid	Steel	Component76:1	Water
Liquid	Steel	Component77:1	Water

Figura 39: Lista com os materiais escolhidos para a execução da simulação.

Fonte: Autor.

Após a definição e correta configuração dos parâmetros, realizou-se então a simulação térmica onde o protótipo aquece até 130 °C enquanto que todos os outros componentes possuem uma temperatura inicial de 4 °C. A partir destes parâmetros, foi avaliada a transmissão de calor entre os materiais e conseqüente aquecimento para identificar se este seria suficiente para dissociar o hidrato presente na região de interesse. A visão geral desta simulação pode ser vista na Figura 40, nela observa-se que algumas partes do conjunto foram excluídas para que a simulação necessitasse de menos recursos computacionais, sem que isso impactasse no resultado final.

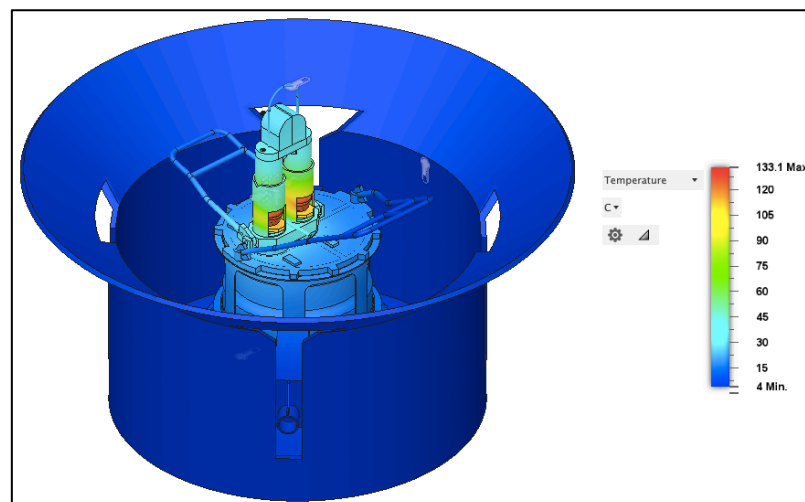


Figura 40: Visão geral da simulação térmica realizada no Fusion 360.

Fonte: Autor.

Para que fosse possível avaliar o comportamento da temperatura na região de interesse onde a presença do hidrato impede o destravamento da TCAP, foi necessário realizar um corte no modelo e indicar os pontos para a leitura da temperatura, este detalhamento pode ser visto na Figura 41.

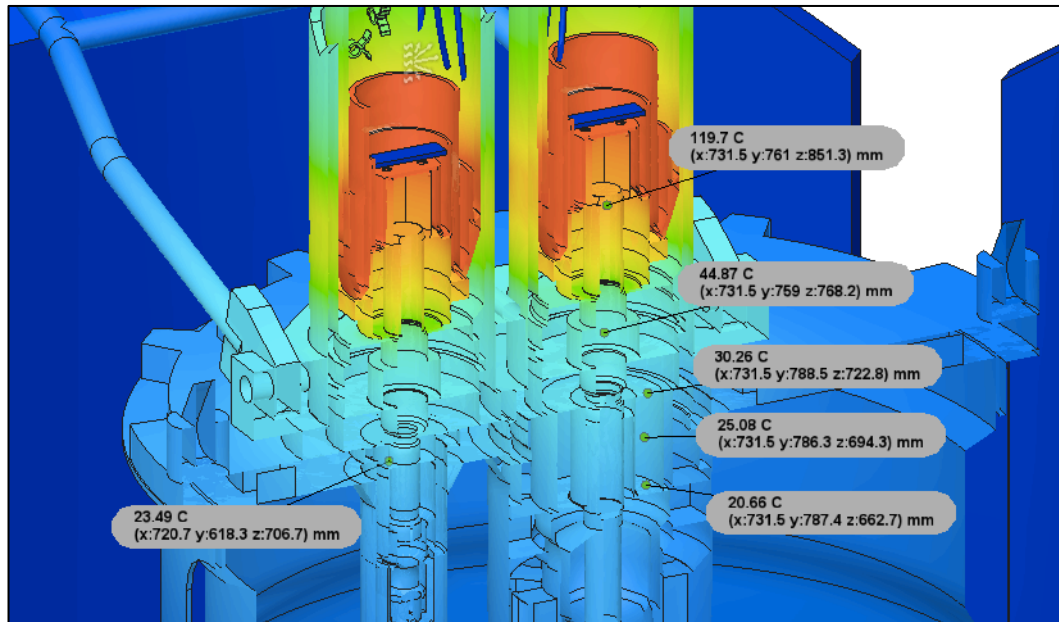


Figura 41: Simulação térmica realizada no Fusion 360, visão em corte.

Fonte: Autor.

A simulação térmica executada com o auxílio do Fusion 360 apresentou resultado positivo, como pode ser visto na Figura 41. A região de interesse, onde é necessário realizar o aquecimento para dissociação do hidrato, atingiu temperaturas entre, aproximadamente, 30 e 20 °C. Desta forma, conforme os parâmetros definidos neste trabalho, esta temperatura é suficiente para promover a liberação do mecanismo de travamento da TCAP. Ainda que não seja realizada a dissociação de todo o hidrato presente nesta região, apenas a liberação da parte superior da região hidratada já é suficiente para criar o espaço necessário para que o mecanismo de travamento movimente-se para cima promovendo a liberação da TCAP.

Observa-se que o principal componente responsável por transmitir o calor até a região hidratada é a haste que está conectada ao sextavado de acionamento do sistema de travamento da TCAP. Em seu topo (parte mais próxima à ferramenta desenvolvida) encontra-se a sua região de maior temperatura, aproximadamente 120 °C, já na extremidade inferior, tem-se uma temperatura próxima aos 20 °C. Apesar de ser um componente relativamente pequeno, com pouco mais de 200 mm, há uma grande redução na temperatura em pontos mais afastados da ferramenta desenvolvida,

isto acontece devido ao ambiente externo que foi configurado para simular a temperatura do leito marinho que é de 4 °C, além das características térmicas da própria haste.

Muito embora a região de interesse deste trabalho seja o sistema de travamento do *bore* de produção, observa-se que no *bore* de anular também haverá temperaturas superiores aos 20 °C. Apesar de não haver histórico de dificuldades para destravamento do sistema do *bore* de anular, este pode ser um recurso útil no futuro.

Outro ponto importante e que é demonstrado na Figura 41, é que em momento algum a TCAP é atingida por temperaturas superiores aos 135 °C, que é a sua temperatura máxima de trabalho.

4.7 Custo e benefícios tangíveis

Nesta seção são expostas as partes necessárias para a montagem e os benefícios esperados pela utilização da ferramenta proposta. Alguns componentes são comerciais e podem ser comprados diretamente com os fornecedores, como o conector elétrico localizado no topo da ferramenta. Outras partes, como os aquecedores tubulares, apesar de serem comerciais, necessitam possuir as dimensões exatas para encaixe na ferramenta, portanto, deverão ser produzidos por encomenda.

Não é objetivo deste trabalho detalhar - ou desenvolver - o controlador de temperatura utilizado na ferramenta. Acredita-se que a expertise já existente acerca de módulos eletrônicos aplicados à equipamentos submarinos seja suficiente para atender a esta demanda, sem a necessidade da criação de uma nova tecnologia.

A estrutura metálica da ferramenta deverá ser usinada utilizando-se metais já conhecidos e empregados na indústria de óleo e gás, como é o caso do alumínio e do aço AISI 4130.

O dispositivo proposto neste trabalho foi projetado utilizando aquecedores tubulares que podem ser encontrados nos mais diversos diâmetros, tamanhos e formatos, porém outros elementos aquecedores podem ser utilizados em substituição ao proposto, visto que a temperatura alvo, 130 °C, se encontra na faixa de trabalho de diversos modelos.

A Figura 42 mostra alguns modelos de elementos aquecedores que podem ser empregados na ferramenta proposta, como o aquecedor tubular com perfil achatado, que é uma variação àquele com perfil cilíndrico, e os aquecedores de fita e corda que possuem grande maleabilidade. Todos

estes modelos apresentados atendem ao valor necessário de temperatura de aquecimento e são encontrados em diversas configurações.



Figura 42: Aquecedor tubular com perfil achatado, aquecedor de fita e aquecedor de corda.
Fonte: Omegalux, (2021a, 2021b); Resisten Comércio e Serviços e Resistências Ltda (2021).

Após levantamento realizado, acredita-se que o custo de produção da ferramenta será inferior a R\$ 30.000,00, isso considerando-se todos os seus componentes: conector elétrico submarino, módulo eletrônico, aquecedores tubulares, estruturas e partes metálicas, entre outros componentes.

Como apresentado anteriormente na Figura 5, o custo de produção de petróleo no Brasil está entre os mais altos do mundo. O fato da grande maioria das reservas - de óleo e gás - brasileiras estar localizada em poços marítimos, é um dos principais fatores responsáveis por isto.

Devido a esta característica geográfica das reservas de óleo e gás brasileiras, faz-se necessário o uso de embarcações dos mais diversos tipos e que são empregadas em etapas como: a prospecção, perfuração e intervenção em poços, inspeção de equipamentos submarinos, lançamento de linhas flexíveis, entre outros casos.

Conforme já comentado neste trabalho, o custo de aluguel destas embarcações varia de aproximadamente US\$ 261 mil a US\$ 488 mil, por dia, segundo Neto (2016). Desta forma, percebe-se que o custo operacional, dentre outros fatores, está diretamente ligado ao tempo despendido para realizar cada operação.

Em situações onde não há a ocorrência de hidrato, a retirada da TCAP ocorre em menos de doze horas, em média. Porém, em situações onde a mesma se encontra aprisionada, podem ser necessários de 3 a 14 dias de trabalho para se alcançar a liberação da mesma, conforme histórico de operações existente. Podendo ainda ser necessária a utilização de mais de uma embarcação para a realização desta tarefa, além do emprego de diversos produtos como diesel e monoetilenoglicol

(MEG) para que seja realizada a limpeza das linhas e do bloco da ANM com produtos que possam inibir a formação de hidrato, ou até mesmo promover a sua dissociação.

Utilizando-se a técnica já existente, sabe-se que, na melhor das hipóteses, é possível liberar uma TCAP aprisionada pelo hidrato em três dias de trabalho contínuo. Já, ao se fazer uso da ferramenta proposta neste trabalho, acredita-se que haverá uma redução no tempo despendido para concluir esta operação. Baseado nas simulações realizadas neste trabalho e em experiências anteriores, onde, por exemplo, o aquecimento da região de interesse foi produzido a partir do bombeio de água quente (a aproximadamente 60 °C) sobre a mesma, sem qualquer tipo de isolamento com o ambiente marinho, acredita-se que toda a operação de retirada da TCAP não será maior do que um dia. Apesar deste tempo ser maior do que aquele quando não há a presença de hidrato, quando comparado aos três dias necessários para realizar esta operação a partir das técnicas atuais, este passa a ser vantajoso.

Um outro fator financeiro não abordado anteriormente, é o fato de que, normalmente, a TCAP que, antes de ser retirada, apresenta o problema de aprisionamento causado pelo hidrato, precisa ser mantida, já que partes do equipamento podem ser danificadas para a realização da operação. Estes custos de manutenção variam caso a caso. Há de se considerar ainda, o custo causado pela indisponibilidade deste equipamento, já que a sua falta pode impedir o início da produção em algum poço específico, por exemplo.

Desta forma, os principais benefícios esperados com a utilização da ferramenta para dissociação de hidrato em TCAP's são: o seu baixo custo de produção, a redução do tempo despendido para a realização de uma operação de retirada de TCAP - o que reflete diretamente em ganho financeiro - e o fato de não ser necessário danificar nenhum componente da TCAP para a sua retirada, desta forma mantendo-a disponível para uso e sem custos de manutenção.

5 CONCLUSÃO

A partir do entendimento do problema de aprisionamento de TCAP's causado pelo hidrato, foi possível sugerir possíveis caminhos que levariam a uma solução. Com a utilização da prototipação analítica e simulações virtuais, pôde-se retirar os conceitos do campo das ideias e uni-los em uma ferramenta capaz de produzir a dissociação do hidrato.

O modelo analítico desenvolvido atende inteiramente ao descrito no objetivo deste trabalho. Ele é capaz de promover a dissociação do hidrato em uma TCAP, para tanto, a ferramenta aquece a estrutura do equipamento, onde, através da condução do calor, a região de interesse atinge temperaturas entre 20 e 30 °C, sendo suficiente para promover a liberação da TCAP aprisionada. Ainda que seja um modelo analítico virtual, sua funcionalidade pôde ser vista através de simulações desenvolvidas em dois diferentes *softwares*: O Energy 2D e o Fusion 360. O primeiro foi utilizado na fase inicial de desenvolvimento, para que fosse possível comprovar, ainda que de forma antecipada, a viabilidade de sucesso da ferramenta, e o segundo foi empregado para realizar uma simulação mais detalhada do modelo. Ambas as simulações apresentaram resultados positivos quando aplicados parâmetros iguais àqueles encontrados em ambientes reais. Além disso, a ferramenta também foi desenvolvida de modo a possibilitar o manuseio e transporte através de um ROV e também possui uma interface de alimentação amplamente utilizada em equipamentos submarinos na indústria de óleo e gás. Esta interface é realizada através de um conector elétrico submarino que fará conexão para que a ferramenta possa ter a alimentação elétrica necessária.

Do ponto de vista econômico, sabe-se que a produção de óleo e gás no Brasil estão entre as mais caras do mundo. Um dos principais custos estão associados aos alugueis das embarcações necessárias à exploração e produção em campos *offshore*. Baseado nas simulações realizadas e em experiências anteriores, a ferramenta desenvolvida neste trabalho é capaz de promover a liberação de uma TCAP aprisionada pelo hidrato em um terço do tempo necessário utilizando-se as técnicas atuais, isto considerando-se um cenário pessimista. Esta redução considerável no tempo operacional reflete diretamente no custo da operação associado às diárias pagas às embarcações que estão na casa dos milhares de dólares. Além deste fator, o emprego da ferramenta proposta não causa qualquer tipo de dano à TCAP, desta forma, acredita-se que o custo de manutenção e disponibilidade causados por este tipo de problema e operação sejam reduzidos. Há ainda o custo

de produção da ferramenta, porém este, quando comparado aos diversos outros custos de uma operação de retirada de TCAP, se torna irrisório.

Há ainda oportunidades para a ampliação deste estudo, uma delas consiste no detalhamento do sistema eletrônico de controle de temperatura que deverá ser capaz de trabalhar em altas pressões e baixas temperaturas em um ambiente marinho. Apesar deste tipo de sistema já ser explorado na indústria de óleo e gás, pode ser de grande valia o desenvolvimento de um conceito específico para a ferramenta aqui proposta. Outra oportunidade consiste na impressão dos componentes apresentados neste trabalho através da MA, onde seria possível observar as interações mecânicas existentes e propor possíveis melhorias. Por fim, a fabricação de um protótipo com grande nível de detalhamento e em escala real, pode ser utilizado para comprovação final do conceito aqui desenvolvido.

REFERÊNCIAS

- ABICHT, D.; BRAEHLER, J. **Performance Assessment of the DC All-Electric Subsea Production Control System**. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. **Anais...** In: SPE ASIA PACIFIC OIL AND GAS CONFERENCE AND EXHIBITION. Brisbane, Queensland, Australia: Society of Petroleum Engineers, 2010. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/doi/10.2118/133439-MS>>. Acesso em: 28 ago. 2019
- ANP, S. DE D. E P.-S. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. n. Número 113, 29 fev. 2020.
- ARIA, M.; CUCCURULLO, C. bibliometrix : An R-tool for comprehensive science mapping analysis. **Journal of Informetrics**, v. 11, n. 4, p. 959–975, nov. 2017.
- AUTODESK. **AutoCAD para Mac e Windows | O que é AutoCAD? | Autodesk**. Disponível em: <<https://www.autodesk.com.br/products/autocad/overview>>. Acesso em: 25 nov. 2020a.
- AUTODESK. **Fusion 360 Features | Online CAD/CAM Design Software | Autodesk**. Disponível em: <<https://www.autodesk.com/products/fusion-360/features>>. Acesso em: 27 nov. 2020b.
- BAI, Y.; BAI, Q. **Subsea engineering handbook**. Burlington, MA: Gulf Professional Pub, 2010.
- BAXTER, M. R. **Projeto de produto: guia prático para o design de novos produtos**. 2. ed. Editora Blucher, 2000.
- BP. **Análise Estatística da BP sobre a Energia Mundial 2018 | Notícias | Home | BP Brasil**. Disponível em: <https://www.bp.com/pt_br/brazil/home/noticias/press-releases/analise-estatistica-da-bp-sobre-a-energia-mundial-2018.html>. Acesso em: 27 mar. 2020.
- CEZAR, A. S. P. et al. **Subsea Solutions in the Pre-Salt Development Projects**. Offshore Technology Conference. **Anais...** In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE. Houston, Texas, USA: Offshore Technology Conference, 2015. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/doi/10.4043/25773-MS>>. Acesso em: 30 mar. 2020
- CHINA UNIVERSITY OF PETROLEUM. **Overview-english**. Disponível em: <<http://english.upc.edu.cn/About/Overview.htm>>. Acesso em: 2 jun. 2020.
- CLENNELL, M. B. Hidrato de gás submarino: natureza, ocorrência e perspectivas para exploração na margem continental brasileira. **Revista Brasileira de Geofísica**, v. 18, n. 3, p. 397–409, 2000.
- COSTA, P. H. P. D. S. ANÁLISE DA CONEXÃO VERTICAL DIRETA NA INSTALAÇÃO DE LINHAS FLEXÍVEIS E UMBILICAIS. **UFRJ/ ESCOLA POLITÉCNICA**, p. 55, 2015.
- DAVIS, C. **Offshore Natural Gas Discoveries, Production Overtaking Oil**. Disponível em: <<https://www.naturalgasintel.com/articles/114290-offshore-natural-gas-discoveries-production->

overtaking-oil?v=preview>. Acesso em: 1 jun. 2020.

DE OLIVEIRA, P. G. O. **ESTUDO DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE CONTROLE DE DISPOSITIVOS DE SEGURANÇA DE SUB-SUPERFÍCIE EM POÇOS DE PETRÓLEO**. Rio de Janeiro, Brazil: PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO, 29 jan. 2016.

EIA. **Offshore production nearly 30% of global crude oil output in 2015 - Today in Energy - U.S. Energy Information Administration (EIA)**. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28492>>. Acesso em: 14 jul. 2019a.

EIA. **Offshore oil production in deepwater and ultra-deepwater is increasing - Today in Energy**. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28552>>. Acesso em: 14 jul. 2019b.

ELSEVIER. **What is Scopus Preview? - Scopus: Access and use Support Center**. Disponível em: <https://service.elsevier.com/app/answers/detail/a_id/15534/supporthub/scopus/#tips>. Acesso em: 29 maio. 2020.

GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. São Paulo: Atlas, 2002.

GOMES, F. M. M. R. et al. **Subsea Projects Cost Reduction - Petrobras Approach, Results and Next Steps**. Offshore Technology Conference. **Anais...** In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE. Houston, Texas, USA: Offshore Technology Conference, 2017Disponível em: <<http://www.onepetro.org/doi/10.4043/27833-MS>>. Acesso em: 27 jan. 2021.

HAVARD GROWTH LAB. **The Atlas of Economic Complexity**. Disponível em: <<https://atlas.cid.harvard.edu/countries/32/export-basket>>. Acesso em: 21 maio. 2020.

IBP; EY. **A relevância do Petróleo & Gás para o Brasil**, set. 2019.

IEA. **World Energy Outlook 2019**. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019/oil>>. Acesso em: 28 mar. 2020.

IEA. **Global Energy Review 2020**. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020>>. Acesso em: 21 maio. 2020.

ISO. **ISO 13628-1:2005 - Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 1: General requirements and recommendations**, 2005.

ISO; API; ANSI. **ANSI/API SPECIFICATION 17D - ISO 13628-4 (Identical), Design and operation of subsea production systems—Part 4: Subsea wellhead and tree equipment**, 1 nov. 2011.

KAUARK, F. DA S.; MANHÃES, F. C.; MEDEIROS, C. H. **METODOLOGIA DA PESQUISA: UM GUIA PRÁTICO**. VIA LITTERARUM EDITORA, 2010.

LUBAS, J.; DARŁAK, B. Metastability of Natural Gas Hydrates in the Presence of N₂ and H₂S. **Journal of Energy Resources Technology**, v. 126, n. 2, p. 125–132, 1 jun. 2004.

MACKENZIE, R.; GERARDIN, P.; VAN DEN AKKER, J. **The First All Electric Subsea System on Stream: Development, Operational Feedback and Benefits for Future Applications**. Offshore Europe. **Anais...** In: OFFSHORE EUROPE. Aberdeen, UK: Society of Petroleum Engineers, 2009. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/doi/10.2118/124290-MS>>. Acesso em: 28 ago. 2019.

MCKAY, A.; DE PENNINGTON, A.; BAXTER, J. **Requirements management: a representation scheme for product specifications**. p. 10, 2001.

MORAIS, J. M. DE. **Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore**. Brasília: Ipea, 2013.

MOREIRA, T. DE M.; TAVARES, F. B. **ANÁLISE METODOLÓGICA E EMPÍRICA ACERCA DA IMPORTÂNCIA DO ‘SETOR PETRÓLEO & GÁS’ NA ECONOMIA BRASILEIRA**. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE 2016. out. 2016.

NETO, C. C. DE O. **ANÁLISE COMPARATIVA DOS CONTRATOS DE UNIDADES MARÍTIMAS DA PETROBRAS E MÉDIA MUNDIAL**. Projeto de Graduação - Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, maio 2016.

OMEGALUX. **Omegalux Rope Heaters**, 2021a. Disponível em: <<https://br.omega.com/omegaFiles/heaters/pdf/FGR.pdf>>. Acesso em: 17 jan. 2021.

OMEGALUX. **ULtra-high temperature heating tapes**, 2021b. Disponível em: <https://br.omega.com/omegaFiles/heaters/pdf/STH_SST_SWH.pdf>. Acesso em: 17 jan. 2021.

PETROBRAS. **Somos a maior operadora mundial de equipamentos submarinos para águas profundas e ultraprofundas**. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/somos-a-maior-operadora-mundial-de-equipamentos-submarinos-para-aguas-profundas-e-ultraprofundas.htm>>. Acesso em: 23 maio. 2020.

PETROBRAS. **Instalamos primeira peça de aço impressa em 3D em área operacional | Nossa Energia Petrobras**. Disponível em: <<https://nossaenergia.petrobras.com.br/pt/energia/instalamos-primeira-peca-de-aco-impressa-em-3d-em-area-operacional/>>. Acesso em: 23 maio. 2020.

PETROFF, A.; YELLIN, T. **What it costs to produce oil**. Disponível em: <<https://money.cnn.com/interactive/economy/the-cost-to-produce-a-barrel-of-oil/index.html>>. Acesso em: 31 jan. 2021.

PIMENTEL, J. C. **ALTERAÇÃO DA TOPOLOGIA DE REDE CONTROLNETTM PARA ETHERNET/IPTM PARA A ESTAÇÃO DE CONTROLE MESTRE DE UM SISTEMA DE PRODUÇÃO SUBMARINO**. p. 97, 2013.

RESISTEN COMÉRCIO E SERVIÇOS DE RESISTÊNCIAS LTDA. **RESISTEN RESISTÊNCIAS ELÉTRICAS**, 2021. Disponível em: <<http://www.resisten.com.br/assets/pdf/resisten-resistencias-eletricas.pdf>>. Acesso em: 17 jan. 2021.

RITCHIE, H.; ROSER, M. Energy. **Our World in Data**, 2020.
SCHWERDTFEGER, T.; SCOTT, B.; CHAKKUNGAL, J. World First All Electric Subsea Well. p. 19, 2017.

SPE. **SPE - About Us**. Disponível em: <<https://www.spe.org/en/about/>>. Acesso em: 2 jun. 2020.

SURESH, D.; MANIKANDAN, S.; RAJASHREE, S. **Technology Challenges in Deep Water Subsea Well Intervention - A focus on Equipment Design Advancements**. SPE Oil & Gas India Conference and Exhibition. **Anais...** In: SPE OIL & GAS INDIA CONFERENCE AND EXHIBITION. Mumbai, India: Society of Petroleum Engineers, 2015Disponível em: <<http://www.onepetro.org/doi/10.2118/178105-MS>>. Acesso em: 9 jun. 2019.

TAVARES, J. C. V. et al. **Apostila de Equipamentos Submarinos**. p. 34, 2008.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência : PETROBRAS, 2001.

TOHIDI, B. **Advances in Avoiding Gas Hydrate Problems**. p. 46, fev. 2017.

ULRICH, K. T.; EPPINGER, S. D. **Product design and development**. ed. 6. New York, NY: McGraw-Hill Education, 2016.

WORLD BANK GROUP. **Commodity Markets Outlook**, abr. 2020. Disponível em: <<https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/33624/CMO-April-2020.pdf>>. Acesso em: 23 maio. 2020.

XIE, C. Interactive Heat Transfer Simulations for Everyone. **The Physics Teacher**, v. 50, n. 4, p. 237–240, 2012.

APÊNDICE A - BIBLIOMETRIA E PROSPECÇÃO DE PATENTES

Realizou-se uma análise bibliométrica a partir de conceitos relacionados ao objetivo deste trabalho. Os termos escolhidos para a busca foram: hidrato, dissociação, equipamento e submarino. A base de conhecimento escolhida para a consulta ao meio científico foi a plataforma de base de dados indexada Scopus[®], que possui o maior banco de dados de resumos e citações de literatura revisada por pares (ELSEVIER, 2020).

A partir dos conceitos citados anteriormente, definiu-se as palavras-chave em inglês para que fossem utilizadas na pesquisa e, após diversas iterações, chegou-se aos tesouros mostrados no Quadro 2.

Conceito	A	B	C	D
	Hidrato	Dissociação	Equipamento	Submarino
Palavra-chave	<i>Hydrate</i>	<i>Dissociation</i>	<i>Equipment</i>	<i>Subsea</i>
Tesouros	-	<i>Remediation Removing Dehydration</i>	<i>Tree Production System</i>	<i>Deepwater</i>

Quadro 2: Conceitos, palavras-chave e tesouros utilizados na pesquisa.

Fonte: Autor.

O único termo sem um tesouro é o hidrato. Ele também pode ser chamado de clatrato (*clathrate*, em inglês), porém a adição deste termo não produziu alterações nos resultados.

Após a definição das palavras-chave e seus respectivos tesouros, mostrados no Quadro 2, formulou-se os parâmetros da pesquisa e utilizou-se a *query* apresentada na Figura 43.

```
(
TITLE-ABS-KEY ( hydrate )                               #Tesouros de A
AND
TITLE-ABS-KEY ( dissociat* OR remediat* OR remov* OR dehydration ) #Tesouros de B
AND
TITLE-ABS-KEY ( equipment OR tree OR "production system") #Tesouros de C
AND
TITLE-ABS-KEY ( subsea OR deepwater OR "*"deep water") #Tesouros de D
)
AND (EXCLUDE ( PUBYEAR,2020)
)
```

Figura 43: Parâmetros utilizados para a realização da busca na plataforma Scopus[®].

Fonte: Autor.

Cada um dos tesauros apresentados na Figura 43 foi trabalhado para que o resultado fosse o mais abrangente possível, por isso faz-se uso do asterisco em diversos momentos, já que a sua introdução faz com que o radical da palavra e suas variações sejam considerados na pesquisa. Também foi adicionado à pesquisa um corte temporal que exclui os trabalhos publicados em 2020 e 2021, de modo que os aspectos causados pela pandemia do novo corona vírus não impactassem os resultados.

Após a realização da busca, chegou-se aos dados apresentados na Figura 44, extraídos diretamente da plataforma Scopus® e também do bibliometrix (ARIA e CUCCURULLO, 2017), uma ferramenta de código aberto programada em R e utilizada para análise bibliométrica.

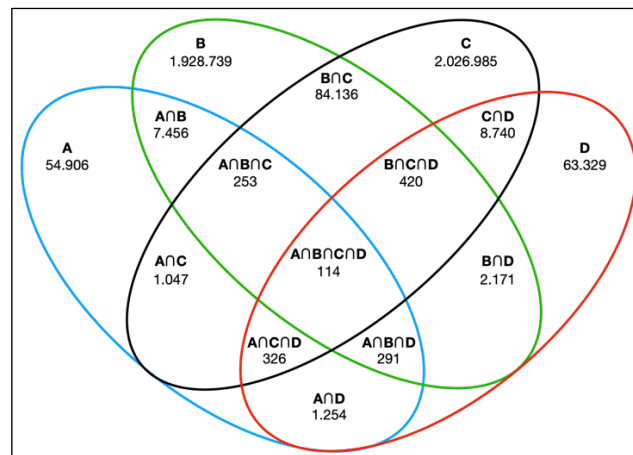


Figura 44: Diagrama de Venn com as quantidades de publicações por conceito pesquisado.
Fonte: Autor.

A quantidade de produções acadêmicas relacionadas a cada um dos termos (A, B, C e D), definidos no Quadro 2, assim como as possíveis interseções podem ser vistas no Diagrama de Venn apresentado na Figura 44. Observa-se que a pesquisa retornou 114 publicações aderentes à interseção dos quatro conceitos e seus tesauros. As próximas análises foram realizadas com base nestes 114 artigos.

A Figura 45 apresenta a quantidade de artigos publicados por ano. O primeiro artigo encontrado é de 1987, nota-se que até 2002 havia um interesse intermitente e baixo no assunto, visto que em alguns anos não foram encontradas publicações. A partir de 2002, houve publicações em todos os anos, havendo um pico em 2014 e outro em 2017, ambos com dez publicações cada. Observando-se a Figura 45 é notável um crescimento no interesse desde a primeira publicação registrada em 1987 até o ano de 2019, com variações em certos períodos.

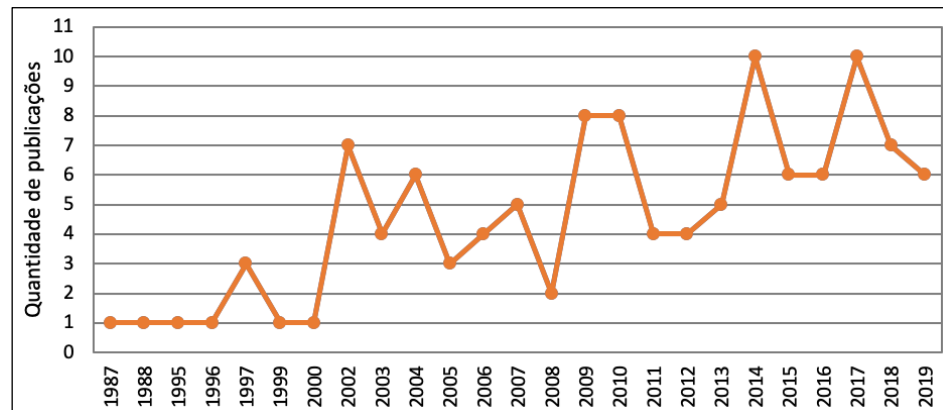


Figura 45: Evolução temporal dos trabalhos publicados aderentes aos conceitos A, B, C, D e seus tesouros.

Fonte: Autor.

O aumento do número de publicações a partir de 2002 pode ser explicado pelo acréscimo da produção *offshore* de óleo e gás a partir deste ano (DAVIS, 2018). Além de um crescimento da produção em termos gerais, houve um aumento específico da parcela de óleo e gás produzidos em águas profundas e ultraprofundas, ambiente no qual a incidência de hidrato é um dos problemas existentes.

Observa-se ainda, uma relação entre o número de publicações e o valor de comercialização do petróleo. As quedas no total de artigos coincidem com as quedas no valor do petróleo nos anos 2008, 2015, 2018 e 2019 (WORLD BANK GROUP, 2020). Este fato demonstra a relação entre o investimento em pesquisa - refletido no número de publicações - e o valor deste mineral praticado pelo mercado.

A Figura 46 apresenta o número de publicações por afiliação dos autores. A instituição com o maior número de publicações aderentes, com um total de nove, é a *China University of Petroleum East China* (Universidade de Petróleo da China localizada no leste, em tradução livre). Esta universidade participa de um programa governamental chinês que possui o objetivo de aumentar os padrões de pesquisas realizadas, possui parcerias com diversas empresas petroquímicas chinesas e oferece diversos cursos com o foco em petróleo e engenharia como o Mestrado em Engenharia de Óleo e Gás Natural (CHINA UNIVERSITY OF PETROLEUM, 2014).

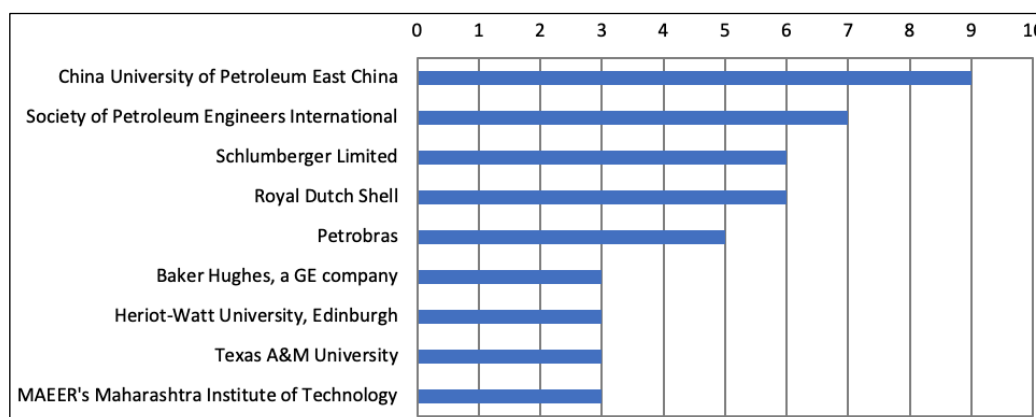


Figura 46: Número de publicações por afiliação.

Fonte: Autor.

A segunda instituição com o maior número de publicações, com um total de sete, é a *Society of Petroleum Engineers International* (SPE), uma sociedade global, sem fins lucrativos com mais de 153 mil membros distribuídos em 143 países (SPE, 2020). Parte de sua missão é coletar, disseminar e promover a troca de conhecimento tecnológico a respeito da exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás.

Na terceira e quarta posições, ambos com seis publicações, aparecem a *Schlumberger Limited*, maior empresa prestadora de serviços para a indústria de óleo e gás no mundo, e a empresa petrolífera multinacional *Royal Dutch Shell*.

A Petrobras aparece na quinta colocação com um total de cinco publicações. O interesse da empresa brasileira neste assunto pode ser explicado pelo fato de que, segundo a ANP (2020), mais de 96% de todo o óleo, e mais de 80% de todo o gás natural produzidos no Brasil são provenientes de campos marítimos, onde a ocorrência de hidrato em equipamentos submarinos é um problema constante. Além do fato da Petrobras ter sido considerada, pela EIA (2016b), a empresa com o maior investimento em projetos em águas profundas e ultraprofundas no mundo.

A Figura 47 mostra a quantidade de publicações por país de origem. O país que possui o maior número de publicações aderentes aos termos pesquisados é os Estados Unidos, com um total de 41 produções. O Brasil aparece com um total de dez artigos, na quarta colocação, demonstrando novamente a vocação nacional à pesquisa da exploração de óleo e gás *offshore*, onde estão localizadas as maiores reservas nacionais comprovadas.

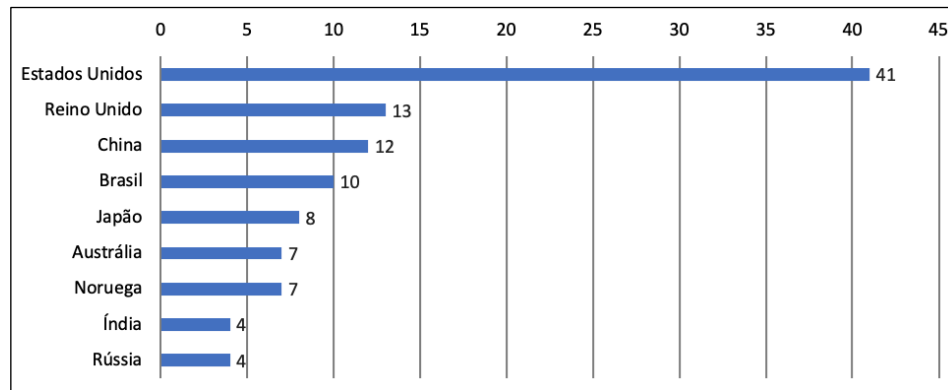


Figura 47: Publicações por país de origem.

Fonte: Autor.

O Quadro 3 apresenta os principais locais de publicação de artigos aderentes aos termos pesquisados. É possível identificar que a *Annual Offshore Technology Conference (OTC)* é o principal meio de comunicação, com um total de 26 publicações. Esta conferência teve sua primeira edição em 1969. Atualmente ela é patrocinada por treze diferentes organizações e sociedades, entre elas a SPE.

Periódicos	Artigos
PROCEEDINGS OF THE ANNUAL OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE	26
PROCEEDINGS - SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION	6
JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING	5
PROCEEDINGS OF THE INTERNATIONAL CONFERENCE ON OFFSHORE MECHANICS AND ARCTIC ENGINEERING - OMAE	4
SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS - COILED TUBING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE AND EXHIBITION 2015	3
SPE DRILLING AND COMPLETION	3
SPE PRODUCTION AND OPERATIONS	3

Quadro 3: Principais periódicos e número de publicações.

Fonte: Autor.

O Quadro 4 apresenta os principais autores com produções pertinentes aos conceitos pesquisados. Identifica-se que não há grande disparidade no número de publicações entre os diversos autores, onde três deles apresentam quatro publicações cada e vários outros apresentam três publicações cada, entre eles, dois são brasileiros.

Autor	Publicações
Chen, Y.	4
Gao, Y.	4
Sun, B.	4
Falcone, G.	3
Kannan, K.	3
Li, H.	3
Marques, L.C.C.	3
Pedroso, C.A.	3
Punase, A.	3
Sakurai, S.	3
Teodoriu, C.	3
Tohidi, B.	3
Yang, J.	3
Zhao, X.	3

Quadro 4: Principais autores e quantidade de publicações.

Fonte: Autor.

A árvore de palavras exibida na Figura 48 apresenta as palavras-chave que aparecem com maior frequência nas produções acadêmicas relacionadas aos termos A, B, C e D, onde quanto maior o espaço ocupado pela palavra, maior a quantidade de vezes em que ela apareceu.

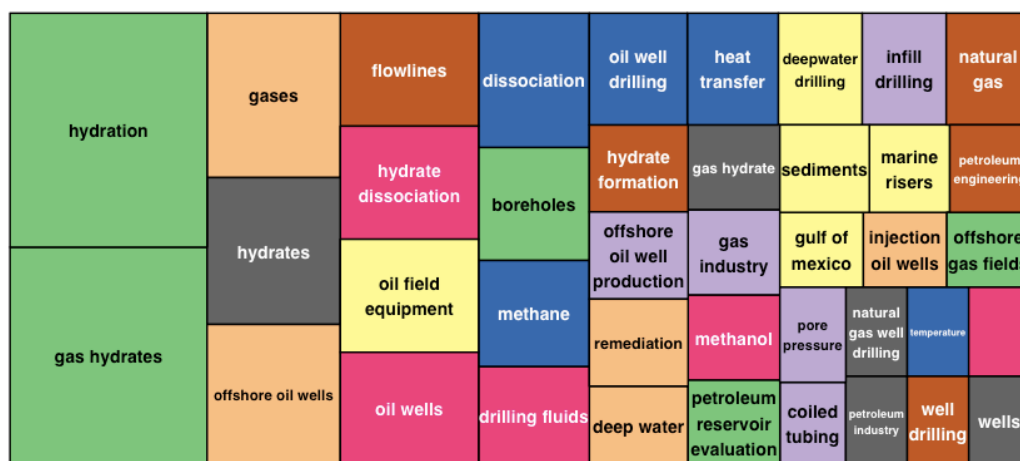


Figura 48: Árvore de palavras.

Fonte: Autor.

Baseado na Figura 48, observa-se que os termos que mais aparecem são relacionados ao hidrato (“*hydration*”, “*gas hydrates*” e “*hydrates*”). Ressalta-se ainda a recorrência da palavra

“*gases*”, referente ao gás necessário para a formação do hidrato, e do termo “*offshore oil wells*”, referente aos poços de petróleo em campos marítimos que possuem a formação de hidrato como um de seus problemas operacionais.

Realizou-se ainda, uma prospecção acerca dos depósitos de patentes de invenções existentes aderentes ao objetivo deste trabalho. Para a realização desta busca, utilizou-se o *Derwent Innovations Index* (DII) que reúne dados de mais de 50 órgãos emissores de patentes desde 1963. Os termos utilizados para esta pesquisa foram os mesmos da *query* utilizada para a realização da análise na plataforma *Scopus*, localizada na Figura 43.

A pesquisa de patentes realizada retornou um total de 32 patentes. A Figura 49 apresenta a quantidade de patentes depositada por ano.

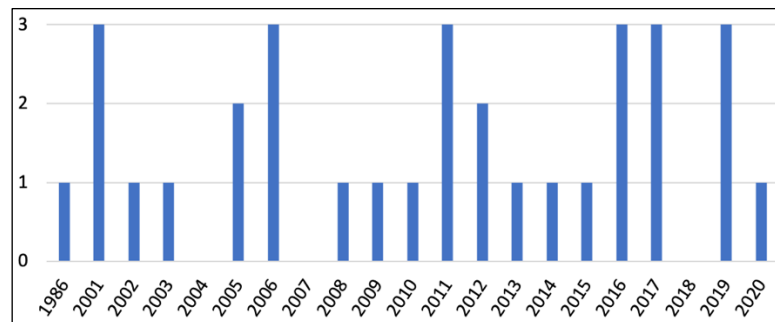


Figura 49: Número de patentes depositadas por ano.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O primeiro depósito de patente encontrado data de 1986 e, após um período sem a identificação de registros, a partir de 2001 houve patentes depositadas em todos os anos com exceção de 2004, 2007 e 2018. Este fato pode ser explicado devido ao aumento da produção *offshore* a partir do ano 2000, o que demandou, conseqüentemente, a criação de novas soluções para a dissociação do hidrato em ambientes submarinos cada vez mais profundos. Esta tendência vai de encontro aquela identificada no volume de produções acadêmicas.

A Figura 50 apresenta os principais depositantes com as respectivas quantidades de patentes depositadas por cada um deles. Nota-se que o volume de depósitos realizados é semelhante entre eles, sendo a FMC Technologies, empresa fornecedora de equipamentos submarinos para a produção de óleo e gás, dentre outros produtos, a que possui a maior quantidade de patentes, com um total de três. Várias outras empresas prestadoras de serviços ou fornecedoras de equipamentos para a indústria de óleo e gás estão presentes na árvore de palavras, como: ABB Offshore, Crawford

Tech Services, Halliburton, Onesubsea, entre outras, o que demonstra o interesse do mercado em criar novas soluções nesta área.



Figura 50: Árvore de palavras com os principais depositantes das patentes.

Fonte: Autor.

Identifica-se também algumas empresas petrolíferas na Figura 50, dentre elas, destaca-se a brasileira Petrobras, com dois depósitos, e que também figura como uma das principais instituições de afiliação de autores que publicaram artigos aderentes aos termos pesquisados.

As patentes podem ser classificadas de acordo com a *International Patent Classification* (IPC), ou Classificação Internacional de Patentes (CIP), em português. Esta classificação estabelece um sistema hierárquico de acordo com diferentes áreas de tecnologia as quais pertencem a patente. A Figura 51 apresenta os principais códigos IPC associados aos depósitos de patentes encontrados na pesquisa.

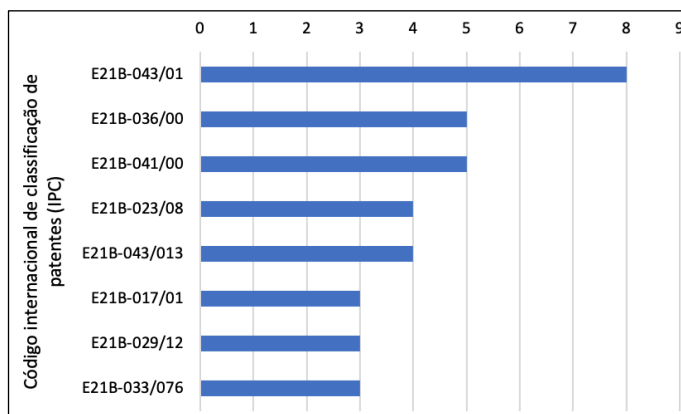


Figura 51: Principais códigos de classificação de patentes entre os depósitos encontrados.

Fonte: Autor.

Observa-se, de acordo com a Figura 51, que todos os códigos mais recorrentes pertencem a classe “E21B”, descrita como: “*Earth or rock drilling; obtaining oil, gas, water, soluble or meltable materials or a slurry of minerals from wells*”. Enquanto que a subclasse mais recorrente é a “043/01” que corresponde a “*specially adapted for obtaining from underwater installations*”, o que significa que a maior parte das inovações encontradas são aquelas voltadas para soluções na obtenção de óleo e gás em instalações submarinas.

Dentre os depósitos de patentes encontrados durante a pesquisa, alguns são focados em realizar a dissociação do hidrato em linhas de fluxo (*flowlines*), enquanto outros realizam a quebra do hidrato através de brocas, e há ainda aqueles focados em realizar a separação do gás contido no óleo evitando assim a formação do hidrato. Entre os que são aderentes ao objetivo deste trabalho, destacam-se os depósitos WO 2019/237167 A1 e WO 2020/051659 A1.

O pedido de patente WO 2019/237167 A1 foi requerido pela empresa brasileira Petrobras. Seu objetivo é utilizar uma cápsula com abertura inferior para envolver todo o conjunto de equipamentos submarinos e, através do aquecimento da água existente no interior desta cápsula, realizar o aquecimento dos equipamentos que sofrem a intervenção e conseqüente dissociação do hidrato.

O segundo pedido de patente destacado neste trabalho é o WO 2020/051659 A1, também requerido pela Petrobras. Nesta inovação, os inventores propõem um sistema de despressurização acoplado a um ROV, que se conectará ao *hub* da ANM através de uma interface específica. Este pedido não prevê uma solução para a retirada da *Tree Cap*, sendo possível utilizá-lo apenas quando a mesma já tiver sido removida.

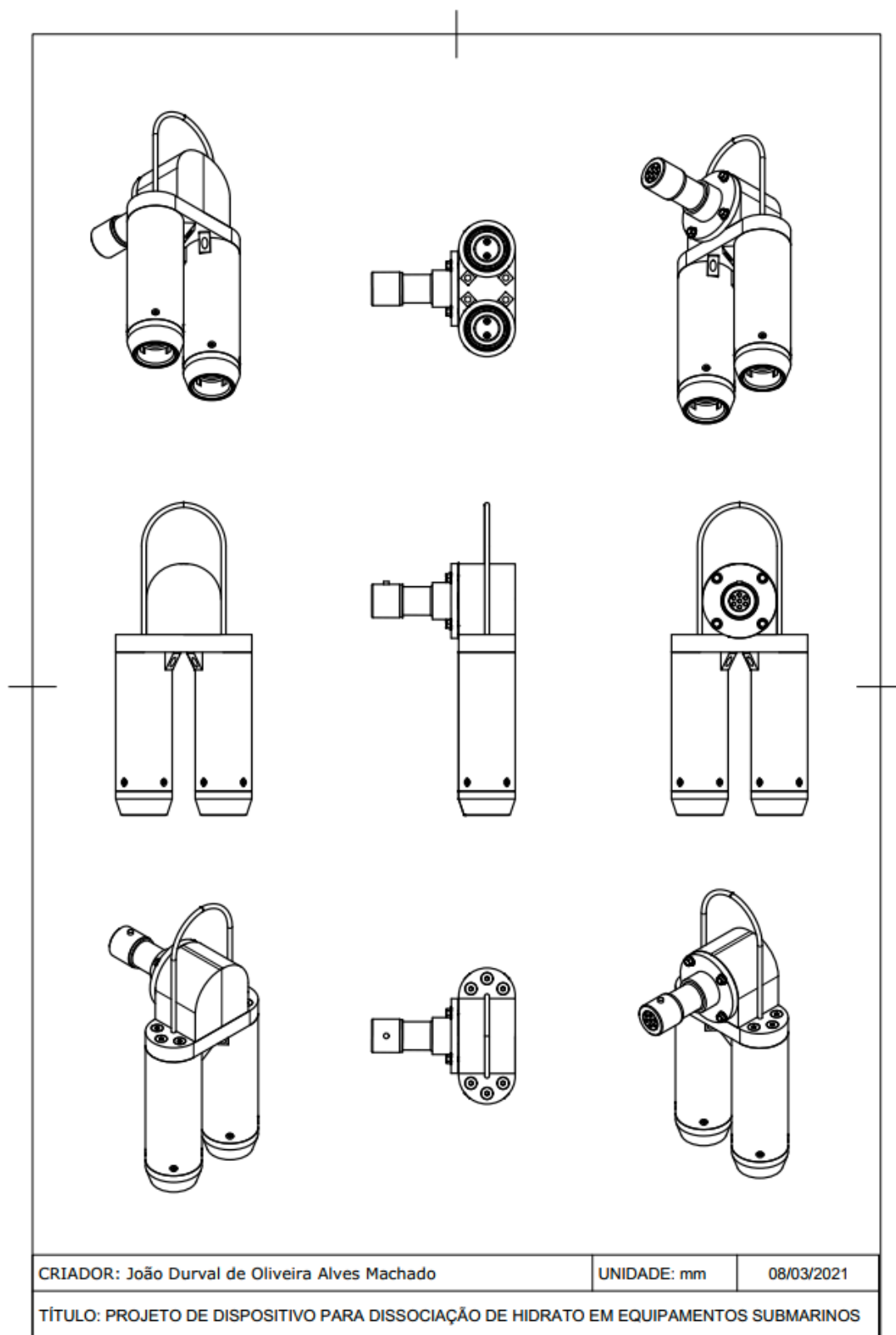
Ambos os pedidos de patente citados anteriormente foram requeridos pela Petrobras e podem ser considerados recentes, o que demonstra o interesse das empresas da indústria de óleo e gás - especialmente no Brasil - em propor novas soluções para a prevenção ou remediação do hidrato em ambientes submarinos.

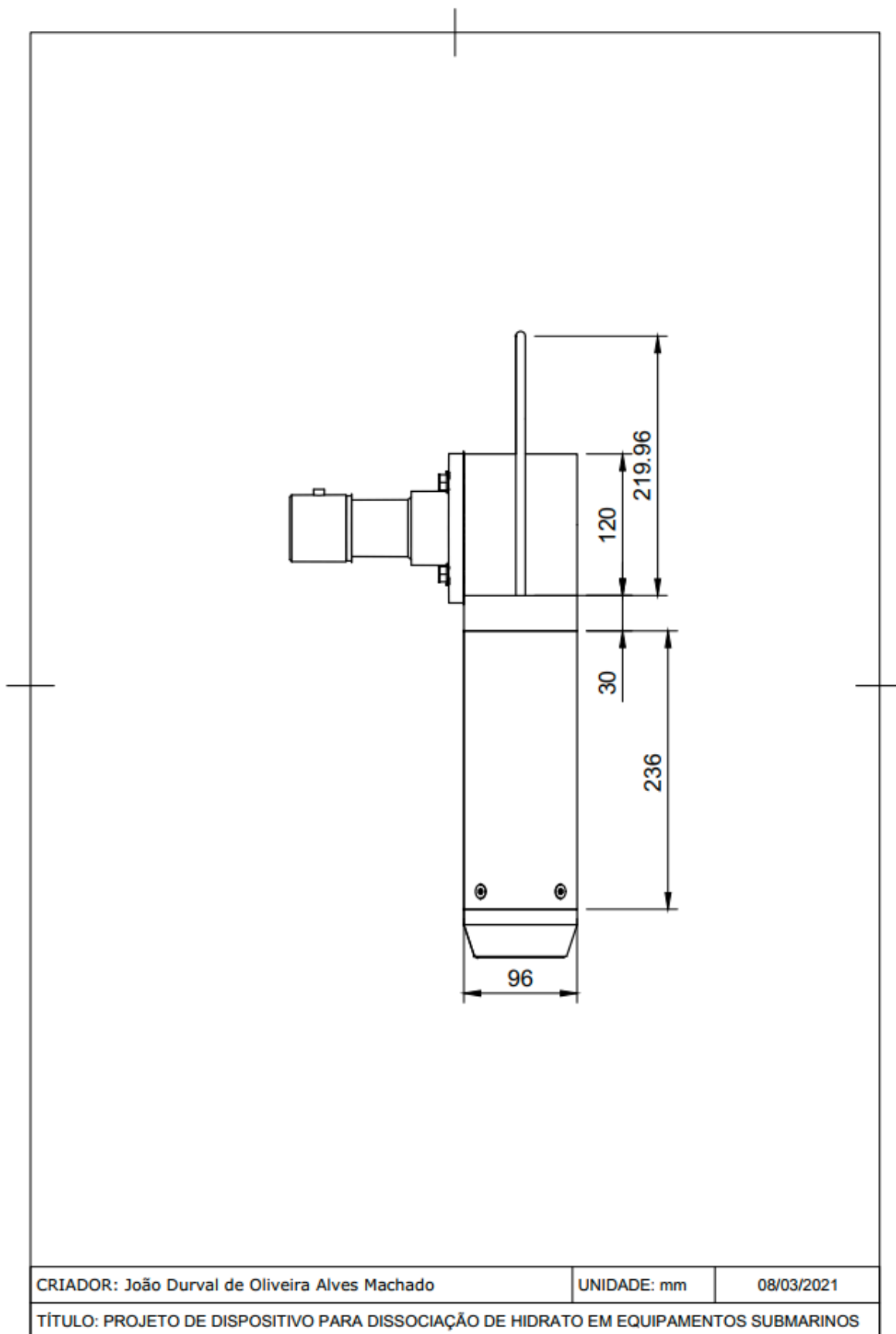
A pesquisa realizada aponta para um aumento do interesse na questão da utilização de técnicas ou ferramentas para a dissociação do hidrato em diversos países, inclusive no Brasil. Identifica-se que o crescimento no interesse acadêmico está diretamente relacionado ao aumento da produção de óleo e gás *offshore*, a partir dos anos 2000, além de estar diretamente relacionado ao preço desta *commodity*, já que em tempos de queda, o número de publicações acompanha esta tendência.

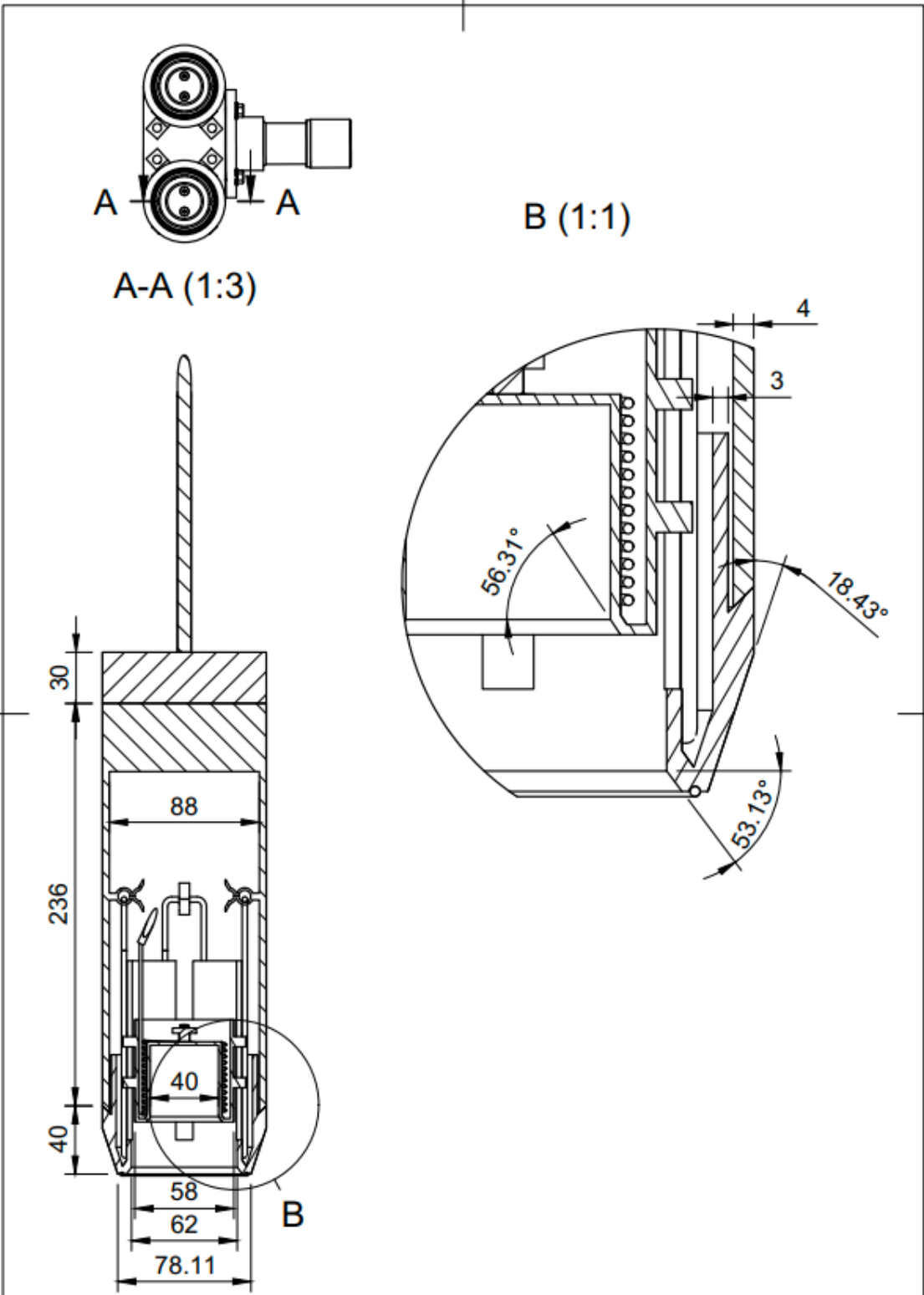
Constata-se então, o interesse de certas universidades, prestadoras de serviço para a indústria de óleo e gás e de empresas petrolíferas - entre elas a brasileira Petrobras - em desenvolver estudos acerca deste tema, já que o desenvolvimento tecnológico traria consigo menores custos e maior produção.

No campo dos depósitos de patentes, observa-se tendência parecida no que envolve o volume de criação ao longo do tempo e seus responsáveis, onde os principais depositantes estão principalmente entre empresas prestadoras de serviço e petrolíferas. Onde, mais uma vez, a Petrobras se faz presente, o que se justifica pelo fato de seu maior volume produtivo ser proveniente de ambientes *offshore* e de que em muitos casos é necessário desenvolver uma nova tecnologia.

Desta forma, considera-se este um assunto de relevância mundial, onde o Brasil desempenha papel de destaque como desenvolvedor de novas tecnologias e também beneficiário dos avanços alcançados.

APÊNDICE B - DESENHOS DO DISPOSITIVO PROJETADO





CRIADOR: João Durval de Oliveira Alves Machado	UNIDADE: mm	08/03/2021
TÍTULO: PROJETO DE DISPOSITIVO PARA DISSOCIAÇÃO DE HIDRATO EM EQUIPAMENTOS SUBMARINOS		