

**CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA CELSO SUCKOW DA  
FONSECA**

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA  
ENGENHARIA MECÂNICA**

**MARKOS CESAR DOS SANTOS MARCOS**

**ESTUDO DE CASO SOBRE A SOLUÇÃO TÉCNICA DAS BOIAS DE  
SUSTENTAÇÃO DE RISERS EMPREGADAS NO PROJETO DE  
INSTALAÇÃO SUBMARINA DE GUARÁ LULA-NE.**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**RIO DE JANEIRO**

**2023**

**MARKOS CESAR DOS SANTOS MARCOS**

**ESTUDO DE CASO SOBRE A SOLUÇÃO TÉCNICA DAS BOIAS DE  
SUSTENTAÇÃO DE RISERS EMPREGADAS NO PROJETO DE  
INSTALAÇÃO SUBMARINA DE GUARÁ LULA-NE.**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Mecânica, do Departamento de Engenharia Mecânica, do Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca.

Orientador: Prof. Jonatas Motta Quirino

**RIO DE JANEIRO**

**2023**

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Central do CEFET/RJ

M321 Marcos, Markos Cesar dos Santos  
Estudo de caso sobre a solução técnica das boias de sustentação de risers empregadas no projeto de instalação submarina de Guará Lula-NE / Markos Cesar dos Santos Marcos – 2023.

67f.: il. (algumas color.) , enc.

Projeto Final (Graduação) Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, 2023.

Bibliografia: f. 63-67.

Orientador: Jonatas Motta Quirino.

1. Engenharia mecânica. 2. Indústria offshore de petróleo – Transporte. 3. Instalação Submarina. 4. Águas ultra profundas.  
I. Quirino, Jonatas Motta (Orient.). II. Título.

CDD 620.1

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente à Deus, que com sua Graça e Misericórdia me proporcionou chegar até aqui.

Agradeço à intercessão de Maria Santíssima e de São José para a confecção deste trabalho.

Agradeço aos meus pais, que me suportaram e me moldaram ao longo de minha vida, para que este momento fosse possível.

Agradeço à minha namorada, Maria Fernanda, que me deu suporte psicológico quando não tinha a menor vontade de continuar escrevendo e me ajudou da sua maneira.

Agradeço ao meu orientador, Jonatas Motta Quirino, pois sem sua direção, não conseguiria nem sequer sair do zero.

Agradeço também aos amigos que fiz nesta caminhada de faculdade. Agradeço especialmente à Andrew Knup, Guilherme Bispo, Hugo Massa, Jonathan Oliveira e Rafael Roseira, pois penso que sem a ajuda destes, não seria possível chegar neste ponto.

Agradeço também à Subsea7 e aos seus valores, destacando principalmente a inovação e a integridade dentre estes, que proporcionaram a execução de um projeto tão incrível, tema retratado neste trabalho.

E por fim, mas não menos importante, agradeço aos colaboradores da Subsea7, em especial à André Ramiro, Daniel Sahonero, Eugenio Simões, Felipe Moraes, Fernando Santos, Jéssica Machado, Leonardo Vidal, Rafaela Vieira e tantos outros que me encorajaram e me ajudaram de alguma forma a escrever este trabalho.

Não há lugar para a sabedoria onde não  
há paciência. (Santo Agostinho de  
Hipona)

## RESUMO

MARCOS, Markos. **Estudo de Caso Sobre a Solução Técnica das Boias de Sustentação de Risers Empregadas no Projeto de Instalação Submarina de Guará Lula-NE**. 2023. 67. Trabalho de Conclusão de Curso – Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca. Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2023.

A instalação submarina de sistemas de produção de óleo e gás natural é tecnologicamente desafiadora se comparada a sistemas de produção instalados em terra. Tais características desafiadoras são devidas principalmente as condições prevaletentes do clima, no ambiente marinho e nas rochas abaixo do leito oceânico, as grandes distâncias entre as plataformas de produção e os poços no fundo do oceano, e entre as plataformas e o continente e, por fim, devido a invisibilidade das operações no mar após certa profundidade. De uma maneira geral, a exploração de petróleo e gás natural vem fomentando o desenvolvimento de novas tecnologias ao longo dos anos, de forma a viabilizar a obtenção de recursos em cenários antes não possíveis. Após a descoberta das jazidas do Pré-Sal brasileiro, o cenário de exploração de petróleo no Brasil conta com condições climáticas severas e lâminas d'água ditas ultra profundas, limitando o número de soluções possíveis para viabilidade exploratória. As Boias de Sustentação de Risers (BSR), solução utilizada para tornar possível a extração de recursos do Pré-Sal em seus primeiros desenvolvimentos, se trata de uma inovação tecnológica que comprovou sua viabilidade técnica para a problemática definida. Apesar do sucesso tecnológico das Boias de Sustentação de Risers, sua primeira aplicação também foi a única até os dias de hoje. A exclusividade do projeto se deve provavelmente a desarmonia entre o sucesso tecnológico da solução e o seu não sucesso financeiro. Outras soluções também se tornaram confiáveis ao longo dos anos, contribuindo para a não justificativa de uma nova utilização desta tecnologia. Ainda assim, a contribuição do desenvolvimento das Boias de Sustentação de Risers para a engenharia no Brasil e no mundo é memorável, tornando-a mais uma solução no leque de possíveis configurações de risers para instalações submarinas em águas ultra profundas em condições severas. O estudo de caso em questão visa analisar o histórico do projeto da única aplicação de BSRs, desde sua contratação até sua conclusão, buscando compreender as dificuldades encontradas neste processo, assim como as vantagens e desvantagens que este sistema tem a oferecer em relação às outras soluções possíveis. Para isto, uma pesquisa descritiva dos artigos publicados sobre este projeto na *Offshore Technology Conference* foi feita. Para enriquecer as análises, também se realizou uma pesquisa sobre outras soluções possíveis no cenários de exploração de petróleo em águas ultra profundas por meio de trabalhos acadêmicos e artigos científicos, de modo a realizar comparações entre as metodologias encontradas para configurações de *risers*.

**Palavras-chave:** Boias de Sustentação de Risers. Instalação Submarina. Risers. Exploração Offshore. Águas ultra profundas.

## ABSTRACT

MARCOS, Markos. **Case Study on the Technical Solution of the Buoy Supporting Risers Used in the Guar Lula-NE Subsea Installation Project.** 2023. 67. Course Completion Work - Federal Center of Technological Education – Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2023.

The subsea installation of oil & gas production systems is technologically challenging if compared to onshore production systems. Such challenging characteristics are mainly due to the prevailing climatic conditions in the marine environment and the rocks below the seabed, the huge distances between production platforms and wells on the seabed, and between platforms and the continent and, finally, due to the invisibility condition to perform operations at sea after a certain depth. In general, the exploration of oil and gas has been encouraging the development of new technologies over the years, to make possible obtaining resources in scenarios that were previously not possible to obtain. After the discovery of the Pre-Salt reservoirs in Brazil, the Brazilian oil exploration scenario deals with severe climatic conditions and ultra deep-water depths, limiting the number of possible solutions for exploratory viability. The Buoy Supporting Risers (BSR), a solution used to make the extraction of Pre-Salt resources possible in its early developments, is a technological innovation that has proven its technical viability for the defined problem. Despite the technological success of the Buoy Supporting Risers, its first application was also the only one registered to this date. The exclusiveness of the project may be understood due to the disharmony between the technological success of the solution and its lack of financial success. Other solutions have also become reliable over the years, contributing to the non-justification of a new utilization of this technology. Even so, the contribution of the development of the Buoy Supporting Risers to engineering in Brazil and around the world is memorable, making it yet another solution in the range of possible riser configurations for subsea installations in ultra-deep waters with severe conditions. This case study aims to analyze the history of the project for the only application of BSRs, from its contracting process to its completion, pursuing to understand the difficulties encountered in this process, as well as the advantages and disadvantages that this system has to offer in comparison to other possible solutions. To reach this objective, a descriptive research of articles published about this project at the Offshore Technology Conference was carried out. In order to improve the analyses, another research was also carried out, analyzing the other possible solutions in oil exploration scenarios in ultra-deep waters, using academic works and scientific articles, so as to make comparisons between the methodologies found for riser configurations.

**Keywords:** Buoy Supporting Risers. Subsea Installation. Risers. Offshore Exploration. Ultra-Deep Waters.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Histórico e projeção futura, de 1900 à 2040 da matriz energética mundial.....	12
Figura 2 - Boletim da Produção de petróleo e gás natural no Brasil, 2021-2022 .....	13
Figura 3 - Mapa de localização do campo de Sapinhoá.....	20
Figura 4 - Mapa de localização do campo de Tupi (Lula) .....	21
Figura 5 - Desenho esquemático do sistema aplicado em Sapinhoá e Tupi-NE.....	26
Figura 6 - Comportamento dinâmico dos dutos flexíveis.....	30
Figura 7 - Compartimentos do sistema de lastro das BSRs.....	31
Figura 8 - Componentes do sistema de ancoragem das BSRs.....	33
Figura 9 - Arranjo das estacas de ancoragem das BSRs no leito marinho.....	34
Figura 10 - País de Origem dos Principais itens do projeto .....	36
Figura 11 - Navio semissubmersível transportando duas BSR .....	37
Figura 12 - Fabricação das BSRs na China.....	39
Figura 13 - Painéis de acesso aos tubos de ar e água dos sistemas de lastro das BSRs.....	40
Figura 14 - Operação de descida e pressurização de uma BSR .....	42
Figura 15 - Operação de reboque de uma BSR .....	46
Figura 16 - Furos encontrados nas mangueiras temporárias .....	47
Figura 17 - Dias necessários para concluir a instalação de cada BSR .....	48
Figura 18 - Configuração de <i>Riser</i> em <i>Lazy Wave</i> .....	55
Figura 19 - Instalação de flutuadores no <i>riser</i> .....	56
Figura 20 - Configuração de um sistema de produção submarina usando FSHR .....	58
Quadro 1 - Movimentos de embarcações.....	27
Quadro 3 - Comparação entre as soluções comentadas.....	Erro! Indicador não definido.
Tabela 1 - Limites da composição química para aços de alta resistência conforme norma DNV para materiais metálicos.....	40



## **LISTA DE SIGLAS E ACRÔNIMOS**

### **LISTA DE SIGLAS**

ACM	Angular Connection Module
AHTS	Anchor Handling Tug Supply
AJB	Águas Jurisdicionais Brasileiras
ANP	Agência Nacional de Petróleo
BSR	Boias de Sustentação de Risers
DNV	Det Norske Veritas
EPCI	Engineering, Procurement, Construction and Installation
FPSO	Floating Production Storage and Offloading
FSHR	Free Standing Hybrid Riser
HLV	Heavy Lift Vessel
LCV	Light Construction Vessel
OTC	Offshore Technology Conference
PLET	PipeLine End Termination
ROV	Remotely Operated Vehicle
SCC-CO2	Stress Corrosion Cracking CO2
SCR	Steel Catenary Risers
TDZ	Touchdown Zone
TLP	Tension-Leg Platform

### **LISTA DE ACRÔNIMOS**

CENPES	Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello
FEED	Front End Engineering Design
SURF	Subsea Umbilicals Risers and Flowlines

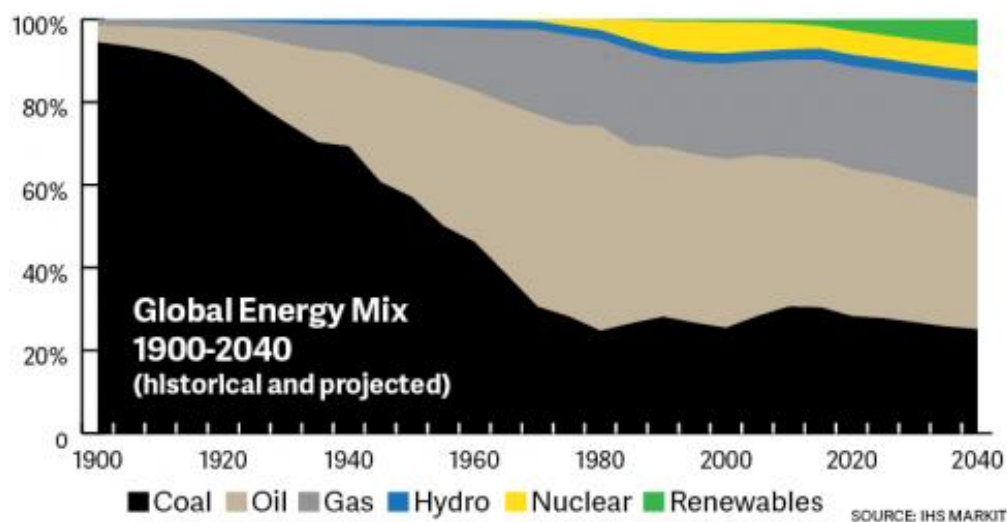
## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>12</b>
1.1. EXPLORAÇÃO DE ÓLEO E GÁS NO BRASIL .....	13
1.2. DIFICULDADES ENCONTRADAS NA EXPLORAÇÃO DE PETÓLEO NO MAR 14	
1.2.1. As Condições Prevalentes do Clima, no Ambiente Marinho e nas Rochas Abaixo do Leito Oceânico .....	14
1.2.2. As Grandes Distâncias Entre as Plataformas de Produção e os Poços no Fundo do Oceano, e Entre as Plataformas e o Continente .....	14
1.2.3. A Invisibilidade das Operações no Mar .....	15
1.3. O CASO DE GUARÁ LULA-NE .....	16
1.4. OBJETIVOS .....	17
1.5. METODOLOGIA .....	18
<b>2 ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>19</b>
2.1. OS CAMPOS DE SAPINHOÁ E TUPI-NE E SUAS ESPECIFICIDADES .....	19
2.1.1. Sapinhoá .....	20
2.1.2. Tupi-NE .....	21
2.1.3. Desafios Tecnológicos a Serem Superados à Época .....	22
2.1.4. Estratégia de Contratação Conjunta .....	23
2.2. PROCESSO DE LICITAÇÃO E CONTRATAÇÃO DO PROJETO DE GUARÁ LULA-NE .....	24
2.3. PROJETO DE DESIGN E FUNCIONAMENTO DAS BSRS .....	25
2.3.1. Transferência de Movimentos do FPSO para os Dutos e suas Consequências .....	27
2.3.2. Premissas do Desenvolvimento .....	28
2.3.3. Desenvolvimento do Casco .....	29
2.3.4. Forças de Empuxo .....	30
2.3.5. Sistema de Lastro das BSRS .....	31
2.3.6. Design do Sistema de Ancoragem das BSRS .....	32
2.4. A ESTRUTURA DA CADEIA DE SUPRIMENTOS PARA VIABILIDADE DO PROJETO .....	34
2.4.1. Magnitude do Projeto. ....	35
2.4.2. Aquisição dos Itens .....	36
2.4.3. Logística .....	36
2.4.4. Desafios Encontrados na Gestão da Cadeia de Suprimentos do Projeto. 38	
2.5. FABRICAÇÃO DAS BOIAS DE SUSTENTAÇÃO DE RISERS .....	38
2.6. OPERAÇÕES OFFSHORE .....	41
2.6.1. Princípios de Instalação .....	42
2.6.2. Desafios na Armazenagem e na Instalação dos Elementos de Fundação e Ancoragem .....	43

2.6.3.	Problemas de Cronograma (Waiting on Weather).....	44
2.6.4.	Operação de Instalação da Boia, Falhas e Melhorias Aplicadas.....	45
<b>3</b>	<b>ANÁLISES.....</b>	<b>49</b>
3.1.	PRÓS E CONTRAS DA APLICAÇÃO DE CADA ETAPA DO PROJETO.....	49
3.1.1.	Processo de Contratação.....	49
3.1.2.	Processo de Design.....	50
3.1.3.	Cadeia de Suprimentos.....	51
3.1.4.	Processo de Fabricação.....	52
3.1.5.	Processo de Instalação.....	52
3.1.6.	Resultados do Projeto.....	53
3.2.	ANÁLISES COMPARATIVAS COM OUTRAS SOLUÇÕES EMPREGADAS EM INSTAÇÕES SUBMARINA EM ÁGUAS ULTRA-PROFUNDAS.....	54
3.2.1.	Lazy Wave.....	54
3.2.2.	FSHR (Free Standing Hybrid Riser).....	57
3.2.3.	Risers em Catenária Livre.....	59
3.2.4.	Gimbal Joint Riser.....	59
3.3.	COMPARATIVO DAS SOLUÇÕES COMENTADAS.....	60
<b>4</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>61</b>
4.1.	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	62
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>63</b>

## 1 INTRODUÇÃO

É de conhecimento popular que o mundo precisa de energia. Atualmente o setor energético vem enfrentando os desafios da chamada “transição” da sua matriz principal, isto é, derivados de petróleo e gás, para fontes renováveis e menos agressivas ao meio ambiente. Porém, segundo Arya (2018), estimativas indicam que a exploração de petróleo será ainda, durante muitos anos, uma atividade cotidiana para os grandes provedores de energia no mundo inteiro, tendo seu provável pico de produção histórica por volta do ano 2040, vide figura 1.



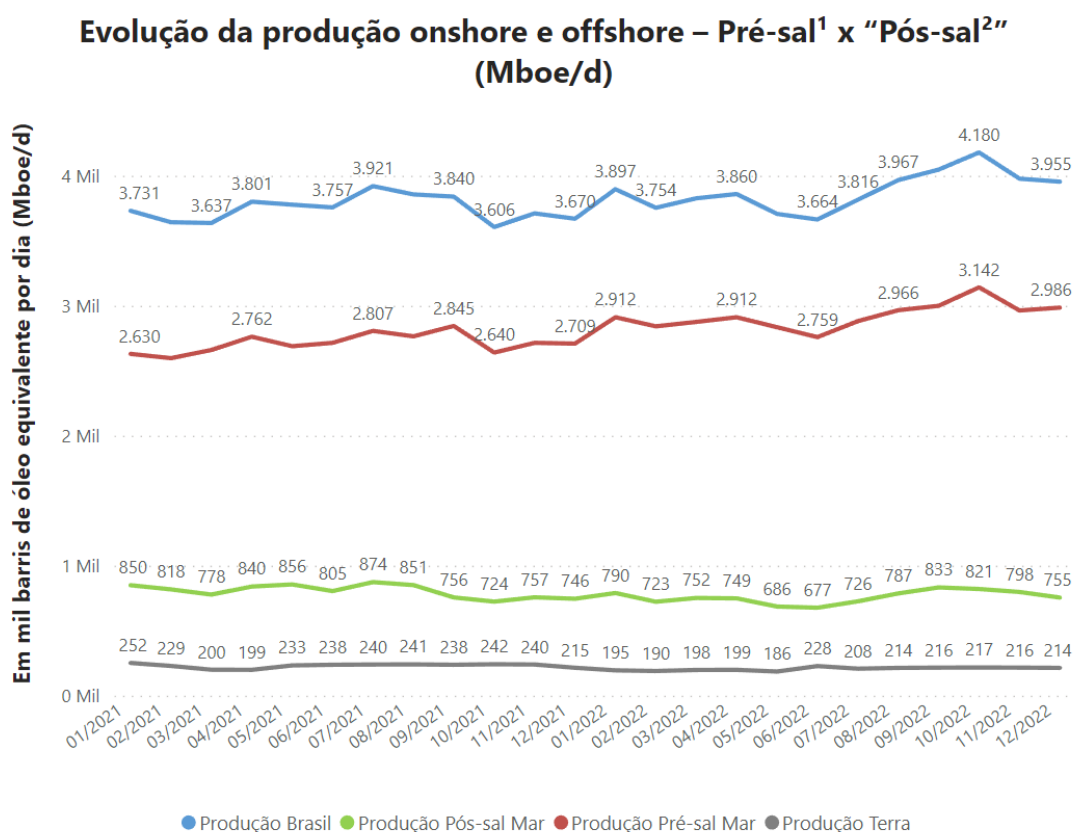
**Figura 1 - Histórico e projeção futura, de 1900 à 2040 da matriz energética mundial**  
**Fonte: ARYA (2018)**

A constante demanda por petróleo e seus derivados vem desde o início da sua exploração, em meados do século XIX, fomentando o desenvolvimento tecnológico mundial. A partir das iniciativas para descobrimento de reservas de óleo e gás no Brasil na década de 1950, já se notavam indícios de que boa parte destes recursos estariam no mar (MACHADO, 2021). Este fato amparou a virtude pioneira da Petrobras, uma das maiores empresas provedoras de energia do mundo, a estar em busca de constantemente viabilizar a exploração *offshore* (exploração marítima), proporcionando capacitações em recursos humanos e a acumulação de conhecimentos técnicos, que permitiram o desenvolvimento de inovações em equipamentos e processos para a produção de petróleo em águas profundas (MORAIS, 2013).

## 1.1. EXPLORAÇÃO DE ÓLEO E GÁS NO BRASIL

Após as descobertas das relevantes reservas do Pré-sal em 2006, onde o cenário encontrado constatava que a exploração de recursos se daria em lâminas d'água ditas ultra profundas (superiores a 1.500 metros de profundidade) e profundidades de mais de 5.000 metros para perfuração, o Brasil vem sendo líder em investimentos de projetos desta natureza, sendo notório o sucesso nesta empreitada, tendo em vista o país figurar constantemente na lista dos 10 maiores produtores de petróleo do mundo (MACHADO, 2021; EXAME, 2023).

Segundo dados da Agência Nacional de Petróleo (2022), disponíveis na figura 2, a produção offshore de óleo e gás no Brasil supera em muito a produção em terra (*onshore*). Mas é necessário entender quais são as grandes dificuldades para viabilidade técnica do panorama atual.



**Figura 2 - Boletim da Produção de petróleo e gás natural no Brasil, 2021-2022**

**Fonte: Agência Nacional de Petróleo (2022)**

## 1.2. DIFICULDADES ENCONTRADAS NA EXPLORAÇÃO DE PETÓLEO NO MAR

Segundo Morais (2013), as exigências em inovações nos processos de exploração e produção de petróleo no mar derivam de três características, de condições físicas e ambientais, que resultam neste alto grau de dificuldades técnicas a serem contornadas: as condições prevalecentes do clima, no ambiente marinho e nas rochas abaixo do leito oceânico; as grandes distâncias entre as plataformas de produção e os poços no fundo do oceano, e entre as plataformas e o continente; e por fim, a invisibilidade das operações no mar.

### 1.2.1. As Condições Prevalentes do Clima, no Ambiente Marinho e nas Rochas Abaixo do Leito Oceânico

Como a execução de projetos *offshore* depende de navios de alta tecnologia, fatores como a velocidade dos ventos, a altura das ondas, as direções das correntes marinhas e as tempestades influenciam fortemente no período de trabalho e espera para uma empreitada segura e confiável (GUDMESTAD, 2018). A natureza da camada de sal, as condições estruturais do solo marinho, a composição e o grau de porosidade das rochas sedimentares, entre outros fatores, também devem ser levados em consideração, para a campanha de perfuração dos poços e a instalação submarina.

Além disso, materiais e equipamentos devem ser especialmente projetados para suportar as pressões hidrostáticas decorrentes da coluna d'água, que pode chegar até 3.000 metros, além de garantirem o transporte de petróleo nas baixíssimas temperaturas no fundo do mar, que nesta profundidade giram entre 4 e 5 graus celsius (MORAIS, 2013).

### 1.2.2. As Grandes Distâncias Entre as Plataformas de Produção e os Poços no Fundo do Oceano, e Entre as Plataformas e o Continente

Conforme já mencionado, as distâncias entre as plataformas de produção e os poços no leito marinho podem chegar a atingir até 3.000 metros. Porém, isto se trata apenas da distância até a abertura inicial do poço, que com a utilização de tecnologias recentes, como por exemplo as sondas de perfuração da Transocean,

podem atingir uma profundidade total de até 10.000 metros em perfuração para se alcançar o fundo do reservatório (TRANSOCEAN, 2021). Desta forma, em cenários extremos é possível encontrar uma distância total de 13 quilômetros entre a plataforma e a reserva de óleo e gás. Ressalta-se que existem poços de petróleo, em profundidades ainda maiores do que esta, como por exemplo o desenvolvimento chamado de *Upper Zakum* da empresa ADNOC, nos Emirados Árabes Unidos, porém as condições de exploração nestas regiões são completamente diferentes das encontradas no cenário analisado neste estudo de caso (OFFSHORE MAGAZINE, 2022).

É importante citar também que as distâncias entre as plataformas marítimas e o litoral podem chegar a mais de 300 quilômetros, representando outro desafio para logística, estocagem e refino dos recursos explorados.

### 1.2.3. A Invisibilidade das Operações no Mar

Fica evidente que a ação humana no fundo do mar está limitada a profundidades onde as temperaturas e pressões são suportáveis pelo corpo humano. Isto ocorre até 300 metros de distância, em que ainda se torna plausível a solução para os problemas da invisibilidade das operações submarinas utilizando iluminação artificial e câmeras portáteis seguradas por mergulhadores (MORAIS, 2013). Porém, com o cenário que vem sendo apresentado, no contexto de águas profundas, é fácil ver que a intervenção via mergulhadores não é uma possibilidade.

Para viabilidade destas operações, torna-se essencial a utilização de ROVs (*Remotely Operated Vehicle* - Veículo Operado Remotamente), permitindo além da visibilidade via câmeras de televisão e lâmpadas potentes resistentes as condições de trabalho, a realização dos serviços de manutenção, inspeção, detecção de problemas, intervenção e reparos de forma remota.

Estas três condições apresentadas ocorrem simultaneamente na produção de petróleo e gás natural, e os esforços empreendidos para gerenciar projetos bem-sucedidos que operem em tais condições proporcionaram inúmeras inovações tecnológicas, sendo válido destacar algumas brevemente. São elas:

- Isolamentos térmicos em dutos capazes de conduzir petróleo e gás natural, dos poços até as plataformas, resistindo as baixas temperaturas no fundo do mar;
- Materiais resistentes para superar fadigas e rupturas em cabos de ancoragem, provenientes dos movimentos das plataformas e correntes marinhas;
- Dutos submarinos (*flowlines*) e *risers* capazes de suportar pressões de coluna d'água de até 3.000 metros;
- Métodos de controle e intervenção a distância nas operações de montagem de equipamentos submarinos;
- Desenvolvimento de sistemas potentes de bombeamento para a extração de petróleo-gás natural-água, dos poços até as plataformas;
- Obtenção de ligas de metais, aços especiais e revestimentos anticorrosivos para construção de equipamentos submarinos e dutos, resistentes aos elementos corrosivos presentes no petróleo e no gás natural do Pré-sal.

Segundo Morais (2013), especificamente para o caso da Petrobras, os desenvolvimentos tecnológicos foram coordenados pela sua unidade responsável pelas atividades de pesquisa e desenvolvimento, o Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES), contando com o apoio de diversas universidades e empresas, resultando em inúmeros casos de sucesso na viabilidade da exploração de petróleo e gás natural no Brasil.

### 1.3. O CASO DE GUARÁ LULA-NE

Este trabalho irá estudar mais a fundo um dos casos de inovação tecnológica para a exequibilidade de instalações em águas ultra profundas: O projeto de instalação submarina de umbilicais, *risers* e *flowlines* (SURF) nos campos de Guará (hoje chamado de Sapinhoá) e Lula-NE (hoje chamado Tupi-NE).

O projeto do SURF de Guará Lula-NE tem inúmeras peculiaridades que merecem atenção especial. Diversas inovações tecnológicas foram necessárias para sua viabilização, chamando especial atenção as Boias de Sustentação de *Risers* (BSR), as quais fazem parte de um sistema híbrido desacoplado de produção, com o



objetivo de sustentar os *risers* (porção vertical do duto) que são ligados aos dutos submarinos dos poços, permitindo a conexão com os FPSOs (*Floating Production Storage and Offloading* - Unidade flutuante de armazenamento e transferência) através de tramos de tubos flexíveis.

Esta foi a solução escolhida pela Petrobras e seus parceiros no tocante à instalação submarina, para vencer os desafios dos fluidos extraídos no Pré-sal com seus altos teores de contaminantes e principalmente resolver os problemas gerados pela transferência dos movimentos do FPSO para os dutos, sendo este um grande gerador de danos por fadiga nas linhas de produção e injeção e conseqüentemente diminuindo a vida útil deles.

O ex-consultor da Gerência de Tecnologia de Dutos e *Risers* do CENPES, Ricardo Franciss, resume do que se trata o sistema:

Nós estudamos uma boia para tirar a dinâmica das linhas rígidas, porque as mesmas internamente têm um revestimento que evita a corrosão do aço devido a presença de gases, como H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub>, e este revestimento tem um procedimento de cálculo mais exigente. Porém, com a presença da boia, a vida útil destas linhas aumentou consideravelmente, viabilizando a produção nos campos do Pré-sal. A partir daí, colocam-se linhas flexíveis, chamados jumpers, que fazem a ligação da boia até a plataforma de produção, cuja finalidade é, além de levar a produção até as UEP, absorver os movimentos dinâmicos das mesmas. Esta é a ideia principal da boia. (FRANCISS, 2015)

As Boias de Sustentação de *Risers* são de fato uma solução a contornar os desafios encontrados no Pré-sal, porém sabe-se que se trata de um caso único no mundo em projetos de natureza similar.

#### 1.4. OBJETIVOS

Este estudo de caso visa analisar as etapas do projeto das Boias de Sustentação de *Risers*, passando pelo seu estudo conceitual e design, processo de licitação e contratação, a estrutura envolvida na cadeia de suprimentos necessária a viabilizar tal projeto, sua fabricação e, por fim, a execução offshore. Entender os desafios encontrados nestas etapas, os pontos fortes e fracos da solução proposta e realizada, assim como comparar a configuração de *risers* usando BSRs com outras soluções possíveis também são objetivos deste trabalho.

## 1.5. METODOLOGIA

A organização deste Trabalho de Conclusão de Curso se caracteriza a partir de um conjunto de conceitos teóricos da área de construções *offshore* e de diversos estudos de aprimoramentos tecnológicos realizados ao longo dos anos para viabilizar soluções técnicas que possibilitassem a exploração de óleo e gás em alto mar.

O trabalho é composto inicialmente por uma contextualização das dificuldades de exploração destes recursos no contexto *offshore*, dando ênfase ao cenário brasileiro do Pré-sal. Após compreendido este cenário uma pesquisa descritiva de um dos primeiros projetos que contornavam tais dificuldades, o projeto de instalação submarina de Guara Lula-NE, foi realizada. O projeto em questão possui uma configuração de *risers* inovadora à época, na qual se utiliza Boias de Sustentação de Risers (BSR), tema central deste estudo de caso.

Para realizar a pesquisa descritiva, buscou-se analisar os diversos artigos sobre este projeto publicados na OTC (*Offshore Technology Conference*), de forma a cobrir todo o histórico de planejamento deste empreendimento, desde sua contratação até sua conclusão.

Buscando enriquecer esta análise, uma pesquisa sobre outras soluções possíveis dentro da problemática apresentada foi feita por meio da análise de outros trabalhos acadêmicos e artigos científicos relacionados a exploração de jazidas de óleo e gás em águas ultra profundas ao redor do mundo. Uma comparação entre a solução utilizando BSRs, com estes outros métodos procurados foi realizada de forma a entender as vantagens e desvantagens destas outras configurações de *risers* com o método utilizando BSRs.

## 2 ESTUDO DE CASO

Segundo Keprate (2014), a tarefa de selecionar uma configuração de *risers* para uma FPSO em águas ultra profundas tem seus desafios devidos a alta pressão hidrostática e aos esforços causados pela embarcação. Porém um dos fatores que governam a seleção dos conceitos de *risers* são as condições geográficas e climáticas prevalentes no local a ser instalado um sistema de produção submarino. No Brasil, por exemplo, *risers* flexíveis são a preferência na maioria dos campos de produção em AJB (Águas Jurisdicionais Brasileiras).

Ainda segundo Keprate (2014), nas últimas décadas, SCR (*Steel Catenary Risers - Risers de Aço em Catenária*) tem sido a alternativa escolhida para ambientes ditos benignos, de mar calmo, pois além de possuírem fabricação mais barata com relação aos dutos flexíveis, SCRs permitem a utilização de diâmetros maiores, que são requeridos para vencer altas pressões hidrostáticas. No entanto, em ambientes de condições severas com instalações em águas ultra profundas, a aplicação de SCRs vem constantemente sendo estudada e melhorada, buscando solucionar os problemas de terem sua vida útil de fadiga reduzida devido as tensões de compressão excessivas na zona de contato entre o *riser* e o leito marinho, a chama *Touchdown Zone* (TDZ).

Uma das formas encontradas para superar estes problemas, foi a utilização de sistemas chamados desacoplados, sendo as Boias de Sustentação de *Risers* (BSRs) um desses. Esta seção detalha a história do desenvolvimento e aplicação das BSRs, evidenciando os pontos mais importantes para o entendimento desta solução aos problemas encontrados no ambiente severo da Bacia de Santos (Pré-Sal).

### 2.1.OS CAMPOS DE SAPINHOÁ E TUPI-NE E SUAS ESPECIFICIDADES

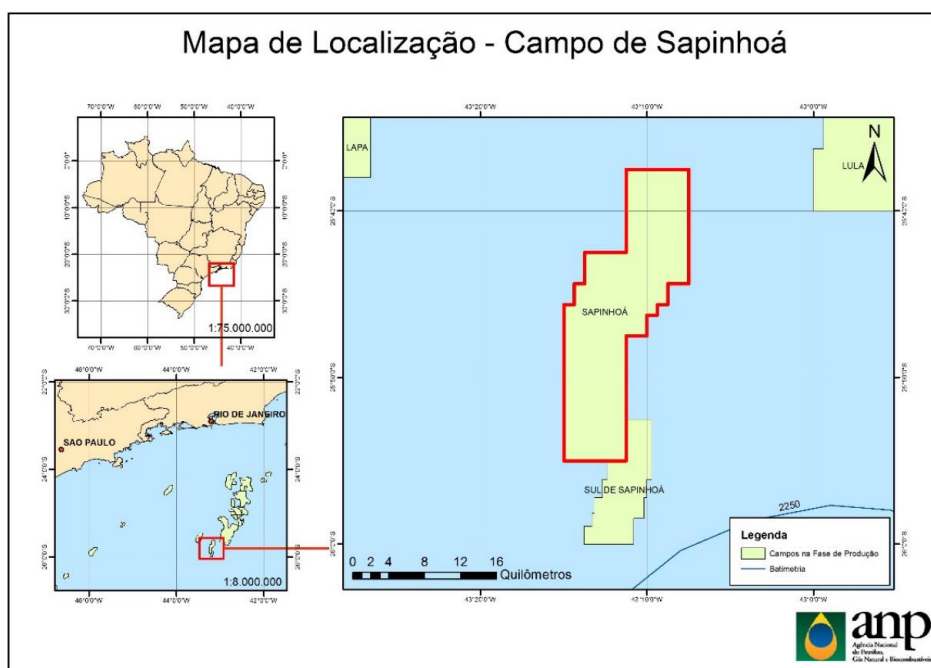
Os campos de Sapinhoá e Tupi-NE, como hoje são chamados Guará e Lula-NE, apesar de terem sua composição acionária majoritariamente administrada pela Petrobras, tratam-se de dois consórcios diferentes. Na época de sua aquisição, o consócio do bloco exploratório BM-S-09, i.e., Sapinhoá, tinha sua composição acionária dividida da seguinte forma: Petrobras S. A. (45%), BG E&P Brasil Ltda. (30%) e Repsol Sinopec Brasil (25%). Já no caso do bloco BM-S-11, i.e., Tupi, os

percentuais de participação acionária pós aquisição se davam da seguinte maneira: Petrobras S. A. (65%), BG E&P Brasil Ltda. (25%) e Petrogal Brasil (10%).

Apesar deste fato, algumas características de similaridades entre os campos que estão destacadas a seguir, levaram a Petrobras a optar por desenvolver o projeto do EPCI submarino de ambos em conjunto, tornando-o um megaprojeto, e sendo o primeiro de sua espécie a ultrapassar 1 bilhão de dólares em seu orçamento (CAMOZZATO, G., *et al.*, 2015).

### 2.1.1. Sapinhoá

O Campo de Sapinhoá está localizado no bloco exploratório BM-S-09, no cluster do Pré-sal na Bacia de Santos a 300 quilômetros da costa do estado de São Paulo e está indicado na Figura 3.



**Figura 3 - Mapa de localização do campo de Sapinhoá**

**Fonte: Agência Nacional de Petróleo (2023)**

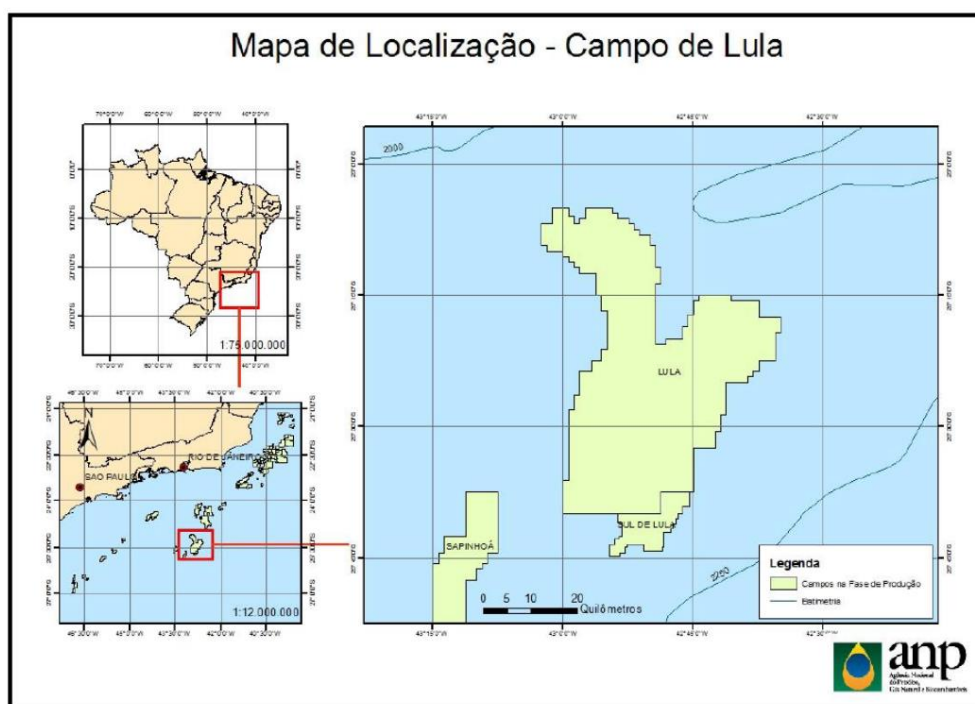
A lâmina d'água encontrada é de aproximadamente 2.140 metros de profundidade e seus reservatórios de hidrocarbonetos estão situados entre 5.000 e 6.000 metros de profundidade, com camada de sal de até 2.000 metros (NAVEIRO &

HAIMSON, 2015). O campo foi descoberto em junho de 2008 e após as análises iniciais dos dados adquiridos, indicava ser muito promissor no quesito exploração.

Porém os estudos de viabilidade para produção do campo também indicaram altos índices de CO<sub>2</sub> e possivelmente H<sub>2</sub>S, limitando a quantidade de materiais aplicáveis ao projeto no quesito dutos e equipamentos, pois trata-se de substâncias corrosivas. Arelado a isso, a profundidade de mais de 2.000 metros e os dados meteoceanográficos da Bacia de Santos indicavam um ambiente de trabalho muito mais severo se comparado a projetos executados na Bacia de Campos.

### 2.1.2. Tupi-NE

O Campo de Tupi está localizado no bloco exploratório BM-S-11, no cluster do Pré-sal na bacia de Santos a 300 quilômetros da costa do estado do Rio de Janeiro e está indicado na Figura 4.



A lâmina d'água encontrada está situada em uma faixa de 1.900 a 2.400 metros de profundidade e seus reservatórios de hidrocarbonetos estão situados entre 5.000 e 6.500 metros de profundidade, com camada de sal normalmente mais

espessas que 2.000 metros (CRUZ, *et al*, 2016). Testes de perfuração e obtenção de hidrocarbonetos já eram realizados neste campo em meados de 2006.

Os resultados obtidos a partir dos testes e estudos de viabilidade exploratória realizados neste prospecto indicavam, assim como no bloco BM-S-09, presença de contaminantes (CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S). Como os dois campos citados estão situados na mesma bacia sedimentar é de se esperar as mesmas condições ambientais severas.

### 2.1.3. Desafios Tecnológicos a Serem Superados à Época

Como contextualizado neste trabalho, a exploração de petróleo vem incentivando o desenvolvimento de novas tecnologias desde o início de sua história. Na época em que os dois blocos exploratórios estavam em sua fase de desenvolvimento inicial, não havia tecnologia comprovada que poderia lidar com as situações acima descritas.

Um fato que deve ser comentado, segundo Oliveira e de Paula (2018), devido a incentivo da própria Petrobras com seus contratos de afretamento de navios de lançamento de linhas flexíveis, estes tipos de dutos tem uma condição mais homogênea no mercado brasileiro, levando os provedores de serviços de instalação submarina a terem mais experiência com esta solução. Porém, na época dos estudos de viabilidade de exploração de Sapinhoá e Tupi, os dutos flexíveis não estavam qualificados para o Pré-Sal e não poderiam garantir a vida útil de operação do campo. Este fato sobre a qualificação dos dutos flexíveis para uso na exploração de óleo e gás nos campos do Pré-Sal permanece inalterado até os dias de hoje, vide alerta de segurança da ANP sobre CO<sub>2</sub> *Stress Corrosion Cracking* (SCC-CO<sub>2</sub>).

Já para a utilização de dutos rígidos, além de à época não serem amplamente utilizados no Brasil (OLIVEIRA & DE PAULA, 2018), outros problemas em seus projetos de design deveriam ser levados em consideração. A Petrobras, em seus campos exploratórios, vem optando por plataformas produtoras de óleo e gás do tipo FPSO, que são navios convertidos. Estas embarcações estão sujeitas aos movimentos das ondas, que causam oscilações a corpos flutuantes no oceano, e logicamente, os dutos rígidos conectados ao navio sofreriam a influência destas oscilações, causando a ampliação da fadiga nestas linhas devido a esforços de

compressão excessivos, especialmente na zona de contato entre o duto e o leito marinho.

Para contornar estes desafios, a Petrobras e seus parceiros decidiram fazer uma consulta ao mercado (HILLER, *et al.*, 2015), visando encontrar soluções robustas para a situação encontrada, sendo necessário a aplicação de dutos rígidos resistentes aos elementos corrosivos e que de alguma forma estivessem desassociados dos movimentos oscilatórios da plataforma.

#### 2.1.4. Estratégia de Contratação Conjunta

Como visto nas subseções 2.1.1, 2.1.2 e 2.1.3, as condições ambientais, distâncias e profundidades nos prospectos de Sapinhoá e Tupi-NE são muito semelhantes. Com o objetivo de atingir metas de aumento na produção e viabilizar a exploração de recursos na Bacia de Santos, a Petrobras e seus parceiros optaram por uma estratégia que levasse em consideração o cronograma favorável e a otimização de recursos. Para alcançar esses objetivos, as empresas operadoras decidiram adotar um modelo de contratação conjunta para o projeto de SURF.

As BSRs se provariam a solução ideal para estas metas ambiciosas, pois seu grande trunfo consiste no rápido “*ramp-up*” da produção, ou seja, um aumento gigantesco no número de barris de óleo extraídos por dia, pois permitem que o sistema de coleta submarino seja concluído sem a necessidade de a unidade de produção (FPSO) estar no local para realizar as devidas conexões poços-plataforma.

É necessário entender que o tempo de fabricação de uma plataforma produtora de petróleo é de em média 2,5 anos (MONTENEGRO, 2018a), sujeitos a incertezas e postergações. Como as boias permitem que a configuração dos *risers* seja conectada a uma estrutura intermediária, isto é, as próprias boias, caso tudo ocorra conforme o cronograma planejado, o sistema submarino estaria concluído antes do término da fabricação do navio produtor e sua eventual chegada aos campos, permitindo uma conexão extremamente rápida das boias ao FPSO via tramos flexíveis.

É necessário, no entanto analisar o ocorrido na fase de execução do projeto, buscando entender se as metas iniciais da Petrobras e seus parceiros foram atendidas.

## 2.2. PROCESSO DE LICITAÇÃO E CONTRATAÇÃO DO PROJETO DE GUARÁ LULA-NE

A idealização deste projeto começou em 2009, quando a Petrobras e seus parceiros nos campos em questão decidiram lançar no mercado o processo competitivo de contratação do escopo por meio de um FEED<sup>1</sup> (*Front End Engineering Design*). O intuito era selecionar a melhor solução técnica confiável, não sendo necessariamente obrigatório considerar o design de uma boia de sustentação de *risers*, mas sim tendo em vista todas as variáveis comentadas anteriormente, antes de propriamente se iniciar uma fase de cotação firme para a realização do trabalho.

Nove empresas de altíssima capacitação técnica em projetos EPCI foram convidadas a participar da fase inicial de desenvolvimento conceitual da solução. A Petrobras tinha o claro objetivo de ter em mãos propostas considerando um sistema de *risers* “desacoplados”. A contratante dos serviços receberia as propostas técnicas de todas as proponentes para então avaliar a solução mais eficiente tecnicamente, respeitando os critérios de seleção esclarecidos no processo licitatório (HILLER, *et. al.* 2015). Os requisitos estabelecidos pelas contratantes são:

- Risco do sistema escolhido;
- Componentes de tecnologia comprovada;
- Disponibilidade de recursos navais e suas características;
- Experiência prévia da proponente no tocante a instalação de sistemas similares;
- Experiência prévia da proponente no tocante a materiais especificados para o projeto;
- Infraestrutura para a construção do sistema;
- Expertise do time de projeto para a condução do projeto base;
- Nível de complexidade e gerenciamento de custo de integridade, considerando monitoramento, inspeção e manutenção do sistema;
- Nível de complexidade para instalar, manter e substituir componentes críticos;

---

<sup>1</sup>Abordagem usada para controlar despesas de um projeto, previamente ao envio de uma requisição de cotação (orçamento do projeto), de forma a planejar minuciosamente o escopo a ser contratado, concentrando-se nos requisitos técnicos necessários para viabilidade e em custos primários.



- Instalação com o FPSO no local;
- *Layout* submarino (Flexibilidade e interferência);
- Cronograma de riscos associados à fase de EPCI;

Esta primeira abordagem teve duração de quatro meses para elaboração das soluções técnicas e submissão das propostas à Petrobras. A empresa contratante recebeu um total de 6 propostas e levou mais três meses avaliando o material recebido, com o objetivo de encurtar o número de participantes no certame e definir os critérios a serem considerados para a apresentação de uma nova proposta técnica e comercial firme.

A solução escolhida foi a utilização da BSR, e três das seis empresas que submeteram suas soluções na fase anterior foram convidadas a participar desta seleção final. Após mais sete meses para elaboração das propostas finais, cujo critério de seleção da oferta vencedora era o da melhor proposta comercial (menor preço), a Subsea7, empresa norueguesa com sede na Inglaterra que já havia se estabelecido no Brasil desde a década de 80, foi convidada a negociar os termos de contrato com a Petrobras, para execução do projeto.

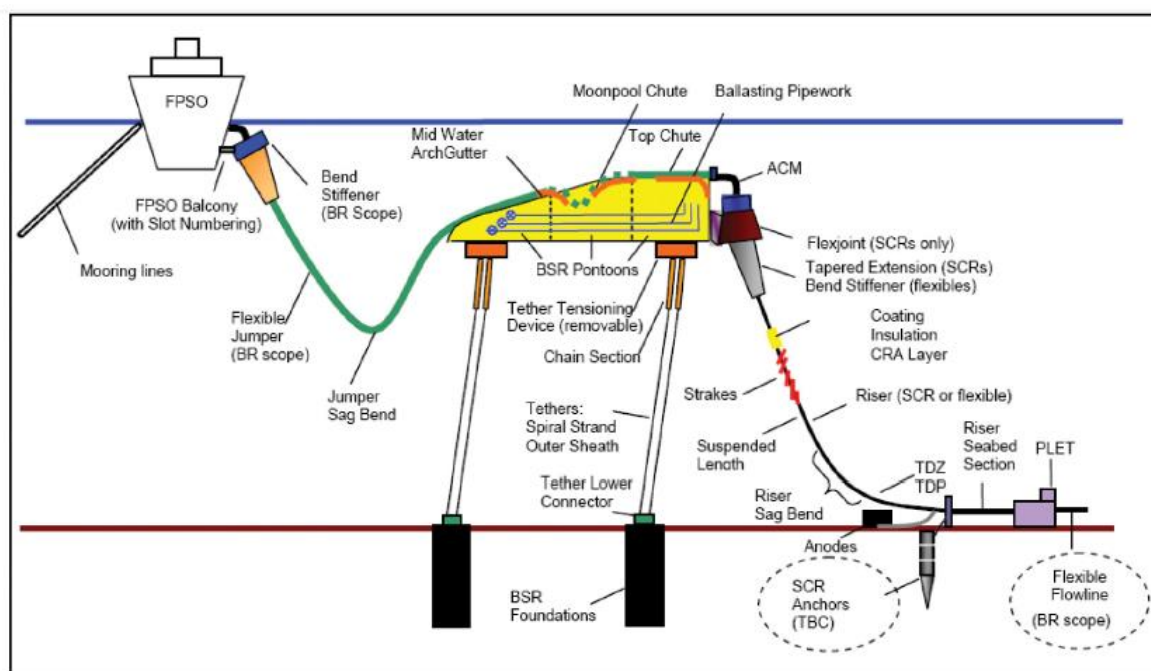
Após 5 meses de negociação, a Subsea7 se sagrou vencedora do certame e celebrou o contrato do EPCI de Guará Lula-NE com a Petrobras em março de 2011.

Desde o lançamento do FEED no mercado até a contratação do serviço, um total de 19 meses foram necessários. Apesar de longo, este processo de competição de design conceitual foi um sucesso no tocante a engajar inicialmente o mercado, poupando tempo na procura de opções viáveis e conseqüentemente aliviando um pouco os cronogramas da cadeia de suprimentos, além de também acelerar os processos de qualificação de novas tecnologias que foram necessárias a execução do escopo contratado.

### 2.3. PROJETO DE DESIGN E FUNCIONAMENTO DAS BSRS

O conceito das boias de sustentação de *risers* surgiu de um processo competitivo de design, conforme seção 2.2. A solução do sistema que viabilizava a desassociação dos movimentos do FPSO dos *risers* rígidos em catenária, assim como garantia a vida esperada do campo de 27 anos, consistia em 4 boias submersas a 250 metros de profundidade, cada uma pesando aproximadamente 2.800 toneladas,

ancoradas ao leito marinho por 8 tendões cada, e suportando ao todo 27 dutos de 3,9 quilômetros. A plataforma do tipo FPSO seria então interligada as boias por meio de dutos flexíveis que absorveriam as cargas dinâmicas provenientes dos movimentos do navio produtor. A Figura 5 ilustra um desenho esquemático do sistema completo, mostrando os *jumpers* flexíveis, que ligam as boias ao FPSO, a própria estrutura das BSRs, ancorada ao leito marinho por 8 tendões e 4 estacas de sucção, o ACM (*Angular Connection Module* – Módulo de Conexão Angular), que se tratava também de uma inovação tecnológica que permite unir um *jumper* flexível no topo de uma extremidade do SCR inclinado verticalmente, simplificando bastante a infraestrutura de bóia e também minimizando o número de conexões e possíveis vazamentos. Por fim, observa-se os SCRs, que são “terminados” em um PLET (*PipeLine End Termination*), que permite a conexão dos SCRs com os *flowlines* flexíveis.



**Figura 5 - Desenho esquemático do sistema aplicado em Sapinhoá e Tupi-NE**

**Fonte: VAN DIMEN, et al. (2015)**

Esta seção tem o objetivo de explicitar o processo de design e funcionamento das BSRs.

### 2.3.1. Transferência de Movimentos do FPSO para os Dutos e suas Consequências

Embarcações estão sujeitas a movimentos causados pelas ondas, e como o FPSO se trata de um navio convertido, por mais que ele esteja ancorado, também está sujeito a estes efeitos, resultando no deslocamento do barco em uma determinada área (JOURNEÉ & MASSIE, 2001). O quadro 1 mostra resumidamente como cada um destes movimentos conhecidos atuam no barco, além dos resultados esperados pela teoria da hidrodinâmica aplicada.

Movimento	Descrição	Visualização
Deslocamento avante/atrás ou proa/popa (surge)	Translação Longitudinal	
Deslizamento/deriva lateral ou a bombordo/estibordo (sway)	Translação Lateral	
Afundamento/alteamento ou subida/descida (heave)	Translação Vertical	
Balanço (roll)	Rotação sobre o eixo Longitudinal	
Arfagem (pitch)	Rotação sobre o eixo Lateral	
Cabeceio (yaw)	Rotação sobre o eixo Vertical	

**Quadro 1 - Movimentos de embarcações**

Fonte: Adaptado de JOURNEÉ & MASSIE (2001)

É estimado que o “passeio” do FPSO ocasionado por estes fenômenos oscilatórios seja de um raio aproximado de 3% da profundidade do campo para lâminas d’água superiores a 2.000 metros (ALEN, 2020). No caso da lâmina d’água ultra profunda dos campos produtores do projeto estudado, caso os *risers* estivessem diretamente ligados ao FPSO, devido ao peso massivo dos tubos revestidos e seus adereços (anodos, supressores de vórtices e outros equipamentos) somado à altura

de coluna d'água, os dutos em catenária certamente falhariam por fadiga devido a esforços excessivos de compressão na TDZ.

Analisando o caso das BSRs, que estão submersas à 250 metros de profundidade e conhecendo que tais efeitos são praticamente nulos a esta distância, é de se concluir que a profundidade da estrutura intermediária a suportar os dutos submarinos seria uma das principais premissas a serem consideradas para o projeto conceitual, mas não o único fator determinante.

### 2.3.2. Premissas do Desenvolvimento

Segundo Cruz, *et al.* (2015a), as premissas que fundamentaram o desenvolvimento das boias podem ser divididas em dois grupos: O primeiro sendo ligado a funcionalidade do sistema e ao custo necessário para viabilidade do projeto, ou seja, fatores encabeçados por parte da empresa instaladora (Subsea7); e o segundo grupo ligado a requerimentos exigidos pela empresa operadora dos campos (Petrobras e seus parceiros).

Ainda segundo Cruz, *et al.* (2015a), Em seu processo de design, a funcionalidade da BSR foi planejada estando intrinsecamente ligada ao seu tamanho, de forma a proporcionar a força de empuxo necessária para a estabilidade do sistema. É notável que se as boias fossem muito pequenas, estariam sujeitas a se movimentar, o que ocasionaria uma provável colisão com o sistema de ancoragem da plataforma. Se fossem grandes demais, além de ser necessário mais material e tempo para a fabricação das boias em si, todas as estruturas de estabilização do sistema deveriam ser maiores, ocasionando um projeto fora de cogitação em termos financeiros.

Um estudo paramétrico de custos foi feito pela empresa instaladora na fase de FEED do projeto (CRUZ, *et al.*, 2015b). O resultado encontrado foi que quanto mais fundo, porém próximo da plataforma o sistema estivesse, uma melhor otimização de custos seria atingida na execução, de maneira que as premissas levantadas por ambas as partes fossem respeitadas.

No lado da operadora, alguns pontos relacionados a segurança do sistema foram exigidos para seu desenvolvimento, como por exemplo a garantia da estabilidade em caso um dos tendões de uma boia se perdesse, porém o principal fator para fins de desenvolvimento foi o de manter as BSRs em uma profundidade

próxima de 250 metros, onde seria possível alguma intervenção via mergulho (CRUZ, *et al.*, 2015b).

Estes foram o conjunto de premissas que lideraram o projeto de design das Boias de Sustentação de *Risers*, pormenorizado adiante.

### 2.3.3. Desenvolvimento do Casco

As BSRs são basicamente cascos metálicos que foram projetados de acordo com as normas DNV (*Det Norske Veritas*) para estruturas submarinas (OSC-101), porém buscando mantê-lo o mais simples possível visando não criar complexidades para a etapa de fabricação. É notável, no entanto, que as boias não são uma forma paralelepipedal perfeita, sendo suas dimensões de 52 metros de comprimento, 40 metros de largura, 10 metros de altura na face onde são conectados os *risers* rígidos e 5 metros de altura na face onde os *jumpers* flexíveis seguem para ligação ao FPSO. Esta diferença de altura ocorre, pois as cargas mais severas ao sistema ocorrem justamente na face onde os *risers* rígidos se encontram.

Para analisar a performance estática das BSRs, mais de 3.600 casos foram considerados em cada uma das 4 boias, totalizando um total de 14.400 casos de cargas estáticas feitas por simulações computacionais. Isto foi necessário pois a operação de extração das jazidas ocorreria em paralelo as conexões de dutos, logo para se gerar alta confiabilidade nas análises, foram considerados diferentes estágios do projeto, desde o estágio inicial do desenvolvimento dos campos até sua completude com todos os *risers* instalados às boias. É válido destacar que os acessórios das boias foram considerados como massas fixas a estrutura.

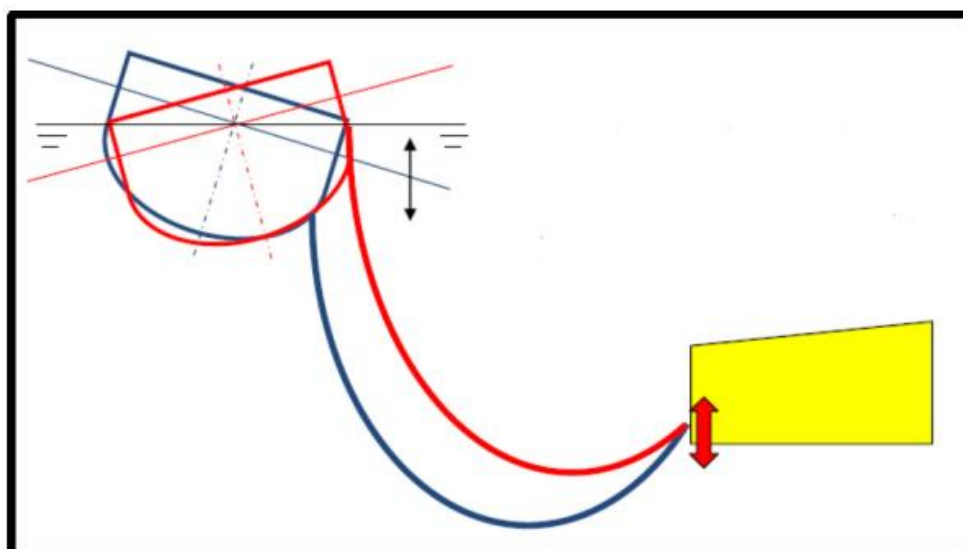
O foco destas análises estáticas foi obter a resposta do comportamento estático do sistema completo, considerando um range de um ano de operações, tomando parâmetros como perfil de correntes marítimas, condições extremas e até acidentais (como por exemplo falha em uma linha de ancoragem), e densidade dos fluidos transportados. As respostas mais críticas encontradas foram selecionadas de modo a confeccionar uma solução mais conservativa.

Um ponto interessante que foi analisado nesta fase do projeto conceitual foi a preocupação com uma possível colisão das estruturas submersas. Meticulosas análises de interferências entre as estruturas (boias, *risers*, tendões e linhas de

ancoragem) foram realizadas e as conclusões levaram a equipe de design a desconsiderar isto como um problema factível.

Já para a análise de comportamento dinâmico das BSRs, é sabido que os efeitos descritos na seção 2.3.1 não afetam a boia e os *risers* na profundidade de 250 metros, porém os tramos de linhas flexíveis que ligam as boias aos FPSO sofrem estes fenômenos, causando a necessidade destes estudos.

As maiores preocupações ocorreriam caso o período de oscilação dos tubos flexíveis ocorresse próximo a frequência natural das BSRs, gerando o fenômeno da ressonância. A figura 6 indica a movimentação que naturalmente ocorreria com esta porção do sistema.



**Figura 6 - Comportamento dinâmico dos dutos flexíveis**

**Fonte: CRUZ, et al. (2015a)**

#### 2.3.4. Forças de Empuxo

Segundo Cruz, *et al.* (2015a), o empuxo líquido previsto para as boias foi definido em torno de 32.500 kN. Esse valor foi escolhido para otimizar a eficiência do projeto em termos de custos e permitir ao sistema uma melhor capacidade de lidar com as respostas dinâmicas provenientes do FPSO e do ambiente. O cálculo para estabelecer esse valor tomou como parâmetro a matriz de carregamentos do sistema, sendo os esforços dinâmicos provenientes da movimentação transferida pelos *jumpers* flexíveis, as influências da corrente marítima, bem como cenários acidentais,

como a falha em um tendão ou o alagamento acidental dos tanques de lastro da boia. Já os esforços estáticos eram provenientes do próprio peso do sistema.

Ainda segundo, Cruz, *et al.* (2015a), após a instalação dos *risers* na boia, a carga líquida necessária de empuxo seria reduzida pela exata adição de peso das linhas correspondentes. É notável que, caso o empuxo na BSR excedesse o peso dos *risers*, isso poderia resultar em perturbações não desejadas no sistema. Portanto, para manter a estabilidade e integridade estrutural do sistema, o empuxo deveria ser mantido de forma constante.

### 2.3.5. Sistema de Lastro das BSRs

As boias foram manufaturadas com 48 compartimentos cada, sendo estes necessários para os ajustes de lastro e controle de peso, garantindo a estabilidade do equipamento no momento de sua instalação submarina, vide Figura 7.

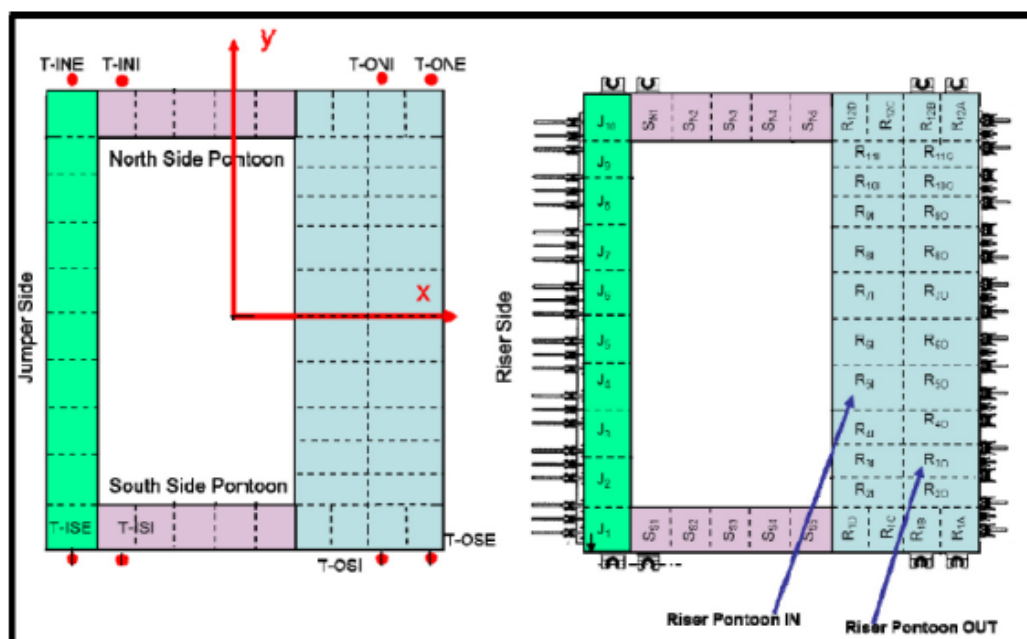


Figura 7 - Compartimentos do sistema de lastro das BSRs

Fonte: CRUZ, *et al.* (2015b)

O projeto foi pensado desta forma de modo a evitar a utilização de um navio equipado com um guindaste de capacidade suficiente para manuseio das boias, os chamados navios de *heavy lift*. Utilizar um recurso destes traria impactos financeiros e de cronograma na execução do projeto.

Os compartimentos foram projetados para permitirem a entrada de água do ambiente e equalizar a pressão durante a operação de descida. É notável a partir da Figura 5 que há uma divisão maior de tanques na lateral das boias na face onde existem as conexões dos *risers* rígidos. Este artifício no design da estrutura vai de encontro com as premissas solicitadas pelas operadoras no quesito segurança, pois em caso de falha em tanques próximos, seria necessário maior controle no deslocamento vertical da BSR visando manter a estabilidade na operação.

Os 48 compartimentos estão divididos entre tanques de lastro e tanques de fluotabilidade, sendo que os tanques de lastro, no momento da operação de descida da boia, ficariam abertos para o ambiente, já os tanques de fluotabilidade ficariam fechados. Cada um destes tanques possuía tubos de 2 polegadas para entrada de ar e tubos de 4 polegadas para a entrada de água, que tornariam possível o controle de pressão e fluxo de água (CRUZ, *et al.*, 2015b).

#### 2.3.6. Design do Sistema de Ancoragem das BSRs

Cada Boia foi projetada para ser ancorada ao leito marinho por 8 tendões, sendo dois em cada um de seus cantos. Os tendões são compostos por um conector de topo, uma corrente na parte superior, que permite o alongamento do tendão e ajustamento da tensão necessária, uma seção de cabo de aço galvanizado de alta resistência logo abaixo da corrente, construído com torque balanceado para melhorar a performance em fadiga e mais uma seção de corrente na parte inferior para simplificar a operação de instalação e proteger a seção do cabo de aço de ser comprimida em caso de contato com o leito marinho. As diferentes seções dos tendões eram conectadas por elos do tipo Y e H (CRUZ, *et al.* 2015a).

Os conectores de topo do sistema de ancoragem das BSRs foram planejados para providenciar ao sistema articulação e ajuste de comprimento e tensão. A articulação era providenciada por uma junta flexível, projetada para absorver o máximo de solicitação angulares durante toda a vida útil do campo. Cada um destes conectores também possuía um mecanismo de trava para a corrente. A figura 8 mostra uma representação deste mecanismo de ancoragem das BSRs, destacando seus componentes listados a seguir:



- *Top Connector* (conector de Topo)
- *Tensioning System* (sistema de ajuste de tensão das correntes)
- *Tether Link & Chain* (elo do tipo H e seção corrente)
- *Spiral Strand Wire* (seção cabo de aço galvanizado de alta resistência)
- *Tether Link & Chain* (elo do tipo Y e seção corrente)
- *Bottom Connector* (Conector inferior)

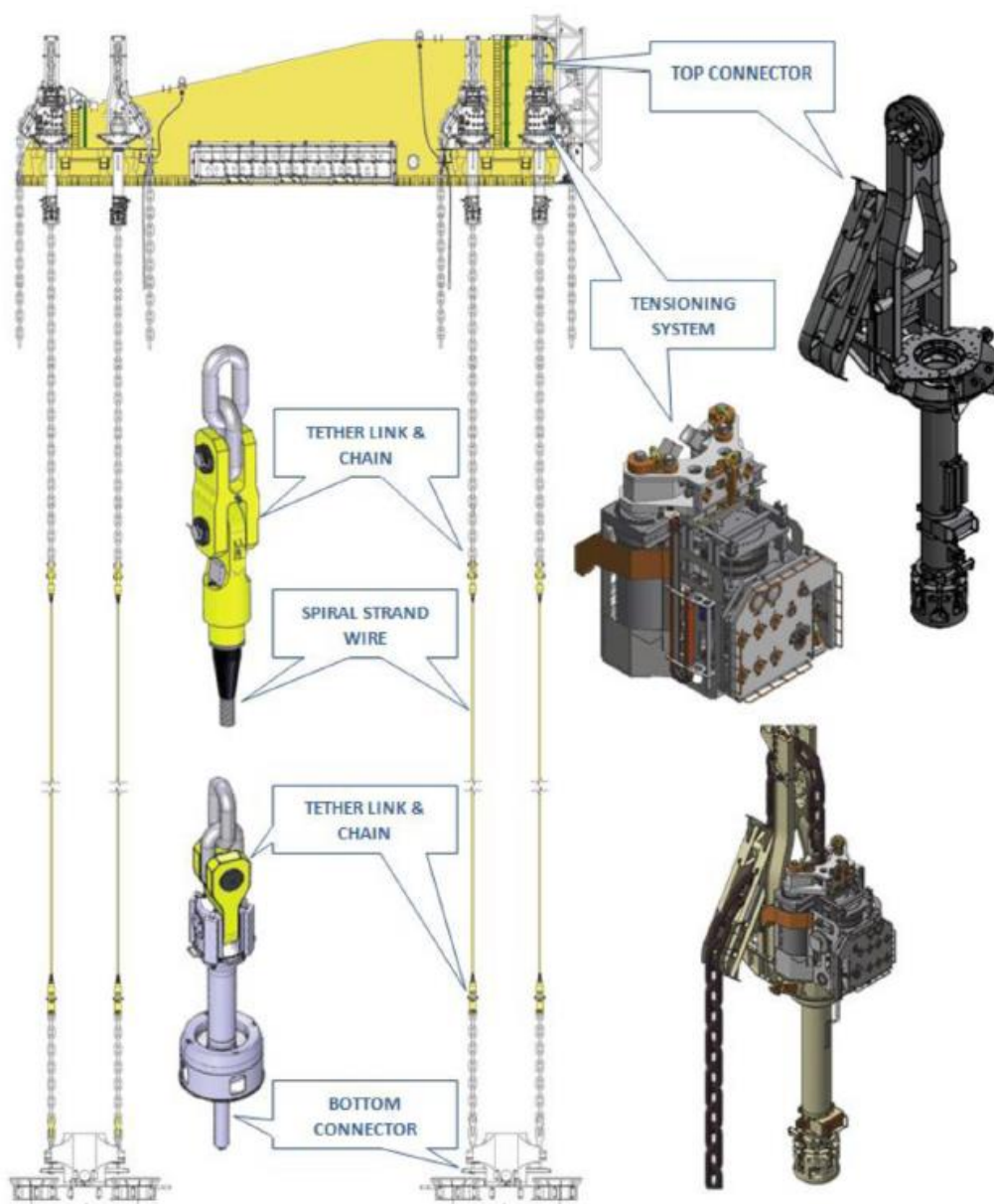
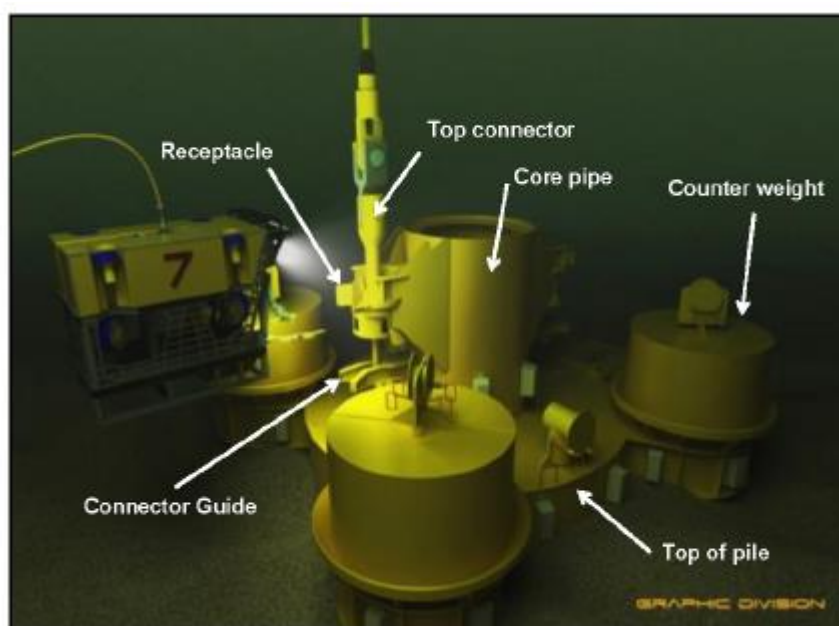


Figura 8 - Componentes do sistema de ancoragem das BSRs

Fonte: CRUZ, et al. (2015a)

Com relação as fundações do sistema de ancoragem, cada par de tendões é conectado a uma estaca de sucção no leito marinho por meio de um conector inferior, que é responsável pela transferência do empuxo das Boias para as estacas. As estacas de sucção são basicamente cilindros abertos no fundo e fechados no topo, onde é acoplado uma bomba de sucção. São de aço ou de concreto, com seção transversal de formato poligonal fechada, mas geralmente são circulares (BEZERRA, 2017).

As estacas de sucção projetadas para as condições encontradas no projeto possuem diâmetro de 8 metros e comprimento total de 23 metros. A parte superior dessa estrutura de ancoragem é composta por uma placa reforçada, suportes de contrapeso e o tubo central de sustentação dos conectores dos receptáculos, que permite a união com os tendões (CRUZ, *et al.* 2015a). A figura 9 ilustra estes elementos;



**Figura 9 - Arranjo das estacas de ancoragem das BSRs no leito marinho**

**Fonte: CRUZ, *et al.* (2015a)**

#### 2.4.A ESTRUTURA DA CADEIA DE SUPRIMENTOS PARA VIABILIDADE DO PROJETO

O foco deste trabalho são as BSR, mas é válido destacar brevemente a escala massiva dos itens necessários para a realização do projeto EPCI de Guará Lula-NE,

que além das 4 boias de sustentação de *risers*, suas 16 fundações e 32 tendões, contava com um total de 27 *risers* de aço em catenária com suas devidas terminações, além de 27 estacas de ancoragem. Todos estes itens foram providenciados pela empresa instaladora. Os tubos flexíveis que ligariam as boias até os FPSOs não faziam parte do escopo.

Nesta seção, comenta-se dos desafios na gestão da cadeia de suprimentos dos itens da boia, desde sua compra até a logística aos campos offshore.

#### 2.4.1. Magnitude do Projeto.

Segundo Camozzato, *et al.* (2015), o sistema das boias era composto pelos seguintes itens, que foram projetados, comprados e fabricados em um período de dois anos:

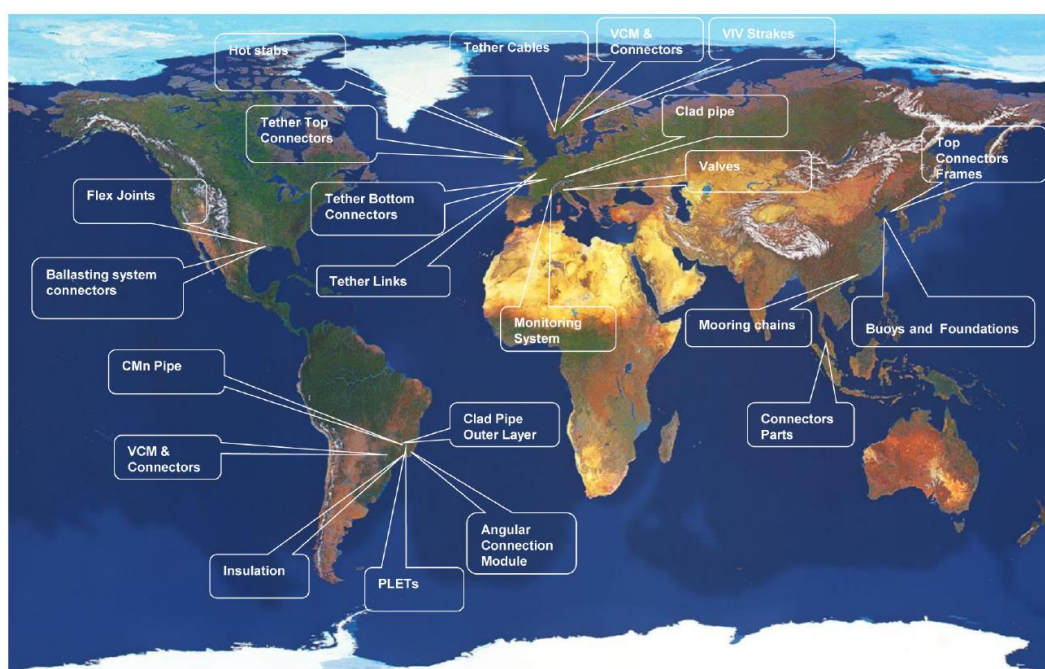
- Quatro boias de 2.800 toneladas cada;
- Quatro sistemas de monitoramento;
- Trinta e duas linhas de ancoragem de 1.900 metros, com peças de reposição;
- Sessenta e quatro correntes de ancoragem;
- Trinta e dois conectores de topo (*Top Connectors*), com peças de reposição;
- Trinta e dois conectores inferiores (*Bottom Connectors*), com peças de reposição;
- Dezesesseis estacas de sucção, de 200 toneladas cada;
- Sessenta e quatro contrapesos de 800 toneladas cada (4 para cada estaca de sucção).

Ao todo, o sistema das boias somava aproximadamente 30.000 toneladas em estruturas, correntes, cabos, peças forjadas e componentes inoxidáveis, todos projetados para atender a vida útil dos campos de 27 anos. Deve-se ressaltar que os projetos Petrobras são extremamente exigentes com a garantia da qualidade de todos os componentes utilizados, e que apesar da dimensão estrondosa do projeto, não houveram problemas significantes no que se diz respeito a qualidade e certificação destes itens (CAMOZZATO, *et al.*, 2015). Grandes esforços de inspeções e reuniões anteriores ao estágio de fabricação foram cruciais na garantia destes padrões, atingindo não somente os fornecedores da Subsea7, mas também sua gigantesca cadeia de subfornecedores.

### 2.4.2. Aquisição dos Itens

Justamente por conta dos elevados padrões de qualidade, o número de fornecedores com competência técnica garantida para atender as especificações de um projeto desta natureza é limitado. Atrelado a isso, atender ao cronograma desafiante deste empreendimento era outro ponto de atenção. A consequência destes dois fatores resultou em contratos de suprimentos espalhados por todo o globo.

A diversidade de países envolvidos na fabricação dos sistemas que compunham as BSR pode ser vista na Figura 10. Ao todo mais de 2.500 ordens de compra foram emitidas, com mais de 600 diferentes fornecedores envolvidos.



**Figura 10 - País de Origem dos Principais itens do projeto**

Fonte: CAMOZZATO, *et al.* (2015)

### 2.4.3. Logística

Segundo Camozzato, *et al.*, (2015), vários modais de transporte foram utilizados para locomoção destes itens. Entre eles os transportes das quatro boias e suas dezesseis fundações fabricadas na China representaram um grande desafio. As boias ainda tiveram sua fabricação concluída em uma base em São Sebastião-SP no Brasil, mas isto será abordado na seção de fabricação.

Os fretes das quatro BSR foram realizados em navios submersíveis, que são tipos especiais de embarcações, e que enchem compartimentos de água para submergir sua área principal de deck o suficiente, de forma a permitir o transporte de grandes cargas (D’COSTA, 2017). A Figura 11 ilustra o transporte das boias, onde dois destes navios com frete dedicado China x Brasil, foram necessários, cada um transportando duas boias. As embarcações semissubmersíveis são recursos escassos e caros, que demandam um planejamento detalhado para otimizar sua utilização e evitar atrasos no cronograma do projeto.



**Figura 11 - Navio semissubmersível transportando duas BSR**

**Fonte: VAN DIEMEN, et al. (2015)**

Com relação as dezesseis fundações, que também foram fabricadas na China, dois navios HLV (*Heavy Lift Vessel*) foram afretados para realizar os procedimentos logísticos, também com frete dedicados ao Brasil. Já para as estruturas dos conectores de topo e as correntes, mais dois HLVs foram contratados, desta vez fazendo o itinerário China x Noruega, lugar este onde uma base intermediária para montagem prévia dos componentes foi estabelecida. Após a pré-montagem dos itens na Noruega, foram necessárias a contratação de mais quatro embarcações HLV, com frete dedicado para o Brasil, pois além de levar os itens pré-montados, foram também embarcadas as bobinas dos tendões e os conectores inferiores.

Um pequeno resumo das operações logísticas pode ser visualizado abaixo (CAMOZZATO, et al., 2015):

- Fretes dedicados:
  - Quatro navios da Noruega para o Brasil;
  - Dois navios da China para a Noruega;

- Quatro navios da China para o Brasil;
- Um navio do Reino Unido para a Noruega;
- Dois navios utilizados internamente na Noruega.
- Doze balsas;
- Cinquenta e três navios rebocadores (Tugs);
- Três navios guindastes;
- Dois AHTS (*Anchor Handling Tug Supply* - barco de manuseio de âncoras).

Além de todos estes recursos de transporte, 5 bases para armazenagem, pré-montagem e carregamento dos itens foram utilizadas, sendo uma na Noruega (Arendal) e quatro no Brasil (Ubu-ES, Vila Velha-ES, São Sebastião-SP e Niterói-RJ).

#### 2.4.4. Desafios Encontrados na Gestão da Cadeia de Suprimentos do Projeto.

Devido a escala global da cadeia de suprimentos do EPCI de Guará Lula-NE, questões de língua e fuso-horário foram claras dificuldades enfrentadas ao longo do projeto. Além disto, as diversas operações logísticas e seus procedimentos aduaneiros, somados a um esquema fiscal de impostos e taxaÇÃO extremamente complexos, foram sem dúvida agregadores de custo.

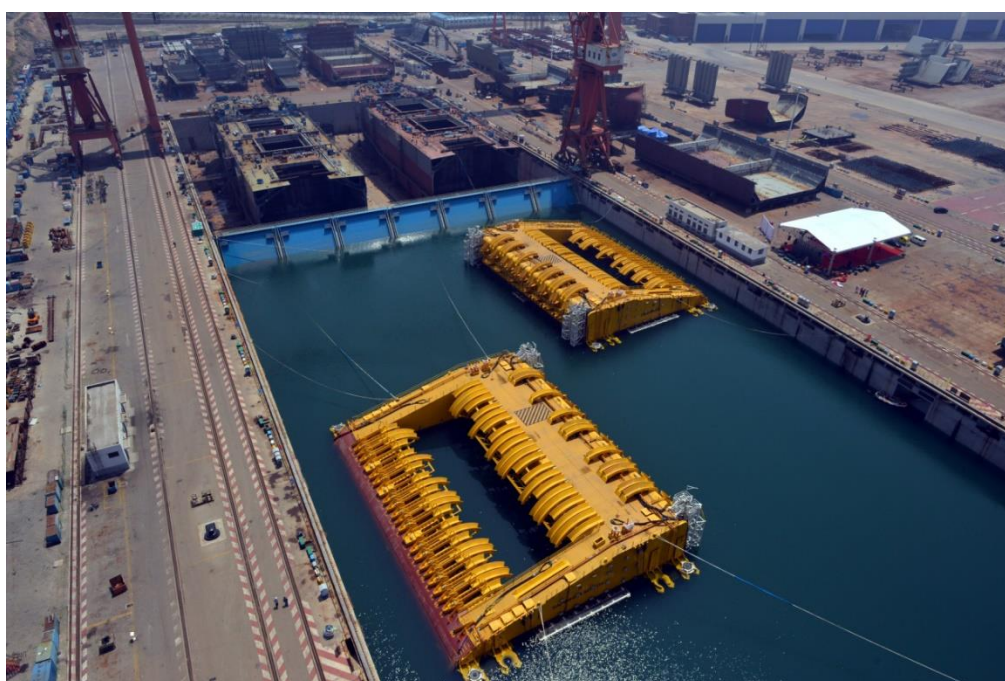
Atrasos na fabricação dos cascos das boias foram responsáveis pelo impacto na reserva de um navio semissubmersível capaz de realizar o frete até o Brasil, gerando um período de espera maior do que o previsto e conseqüentemente impactando o custo com horas não trabalhadas atraso no cronograma de execução, fatos estes que serão detalhados nas seções posteriores.

## 2.5. FABRICAÇÃO DAS BOIAS DE SUSTENTAÇÃO DE RISERS

Dado que se tratava de um conceito inovador, a fabricação das Boias de Sustentação de *Risers* carecia de referências de design análogas na indústria, conforme relatado por Camozzato, *et al.*, (2015). O cronograma apertado para entrega do projeto não era dócil com o pioneirismo requisitado na construção do sistema submarino de Sapinhoá e Lula-NE, e que mesmo assim teve todos os seus componentes projetados, comprados e fabricados em um espaço de dois anos, ainda conforme Camozzato, *et al.*, (2015). Muitas das tecnologias empregadas necessitavam

de procedimentos de qualificação técnica e testes, além da necessidade de assegurar o funcionamento ao longo da vida útil prevista para o campo de 27 anos.

Conforme indicado na figura 8 da seção 2.4.2, os cascos das BSRs foram fabricados na China, pela empresa *Wuchuan Shipbuilding Industry*, seguindo padrões de qualidade requisitados, as premissas levantadas na fase de design, bem como as normas técnicas pertinentes à construção de estruturas submarinas. Uma representação da etapa de fabricação das boias no estaleiro chinês está disponível na Figura 12.



**Figura 12 - Fabricação das BSRs na China**

**Fonte: China Daily (2013)**

As chapas de aço utilizadas para confecção do casco estavam dentro da classificação da DNV de grau NV D36 (Informação verbal)<sup>2</sup>, que pode ser definido como um aço de alta resistência e que tem sua composição descrita na tabela 1, retirada da norma DNV-OS-B101. A utilização desta norma internacional assegurou os padrões de qualidade necessários para o uso de materiais metálicos a serem aplicados em construções offshore. Ressalta-se, porém, que mesmo utilizando altos padrões de qualidade, a fabricação das BSRs na China ainda sofreu com atrasos devido à problemas com a pintura interna da estrutura, conforme Cruz, *et al.* (2016).

---

<sup>2</sup> Informação fornecida por Daniel Sahonero, Gerente de Engenharia na Subsea7.

Grade	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	Cu	Al 3) 4)	Nb 4)	V 4)	Ti 4)	N
NV A27S, NV D27S, NV E27S	0.18	0.50	0.70- 1.60	0.035	0.035	0.20	0.08	0.40	0.35	Min. 0.020	0.02 - 0.05	0.05 - 0.10	0.007 - 0.05	-
NV A32, NV D32, NV E32, NV A36, NV D36, NV E36, NV A40, NV D40, NV E40	0.18	0.50	0.90- 1.60 2)	0.035	0.035	0.20	0.08	0.40	0.35	Min. 0.020	0.02 - 0.05	0.05 - 0.10	0.007 - 0.05	-
NV F27S, NV F32, NV F36, NV F40	0.16	0.50	0.90- 1.60	0.025	0.025	0.20	0.08	0.80	0.35	Min. 0.020	0.02 - 0.05	0.05 - 0.10	0.007 - 0.05	0.009 <sup>5)</sup>

1) Composition in percentage mass by mass maximum unless shown as a range or as a minimum.  
2) Minimum 0.70% for thicknesses up to and including 12.5 mm.  
3) Total content. Acid soluble content, if determined instead, shall be minimum 0.015%.  
4) The steel shall contain Al, Nb, V or Ti, either singly or in any combination. When used singly, the steel shall contain the specified minimum content of the element. When Al and Nb are used in combination, the minimum total Al content shall be 0.015% and the minimum Nb content shall be 0.010%. When Al and V are used in combination, the minimum total Al content shall be 0.015% and the minimum V content shall be 0.030%. The total content of Nb+V+Ti shall not exceed 0.12%.  
5) 0.012% if Al is present.

**Tabela 1 - Limites da composição química para aços de alta resistência conforme norma DNV para materiais metálicos**

Fonte: DNV, 2009

Uma equipe da Subsea7 foi mobilizada para a China, para trabalhar na confecção das rotas dos tubos de passagem de ar e água responsáveis pelo preenchimento dos compartimentos das BSRs (Informação verbal)<sup>3</sup>. Painéis que permitiam o acesso ao controle destes tubos em todos os tanques da estrutura foram construídos, conforme pode ser visto na Figura 13, com o intuito de serem operados via ROVs. Porém, a configuração final deste arranjo de tubos permanentes ao sistema, além das mangueiras temporárias (parte dos equipamentos temporários descritos abaixo), só foi definida após a conclusão dos testes de peso inclinação das boias (VAN DIEMEN, *et al.*, 2015).



**Figura 13 - Painéis de acesso aos tubos de ar e água dos sistemas de lastro das BSRs**

Fonte: VAN DIEMEN, *et al.* (2015)

<sup>3</sup> Informação fornecida por Daniel Sahonero, gerente de engenharia na Subsea7.



A montagem final e comissionamento dos sistemas ocorreu no Brasil, na base situada em São Sebastião, no estado de São Paulo, onde uma área foi dedicada a preparação dos equipamentos para posterior instalação offshore. Neste porto brasileiro foram montados os equipamentos temporários necessários para suportar as operações marítimas, que segundo Van Diemen, *et al.* (2015), consistiam na seguinte lista:

- Sistema de monitoramento de inclinação das Boias;
- Sistema de monitoramento de pressão nos tanques das BSRs;
- Sistema de mangueiras para fluxo de ar de duas polegadas de diâmetro para auxílio no sistema de lastro;
- Sistema de mangueiras para fluxo de água de 4 polegadas de diâmetro para auxílio no sistema de lastro;
- Defesa marítima para ancoragem no cais;
- Desembarcadouro;
- Itens auxiliares para navegação;
- Equipamentos auxiliares de reboque, como por exemplo olhais;
- Equipamentos pré-instalados para auxílio no manuseio dos tendões.

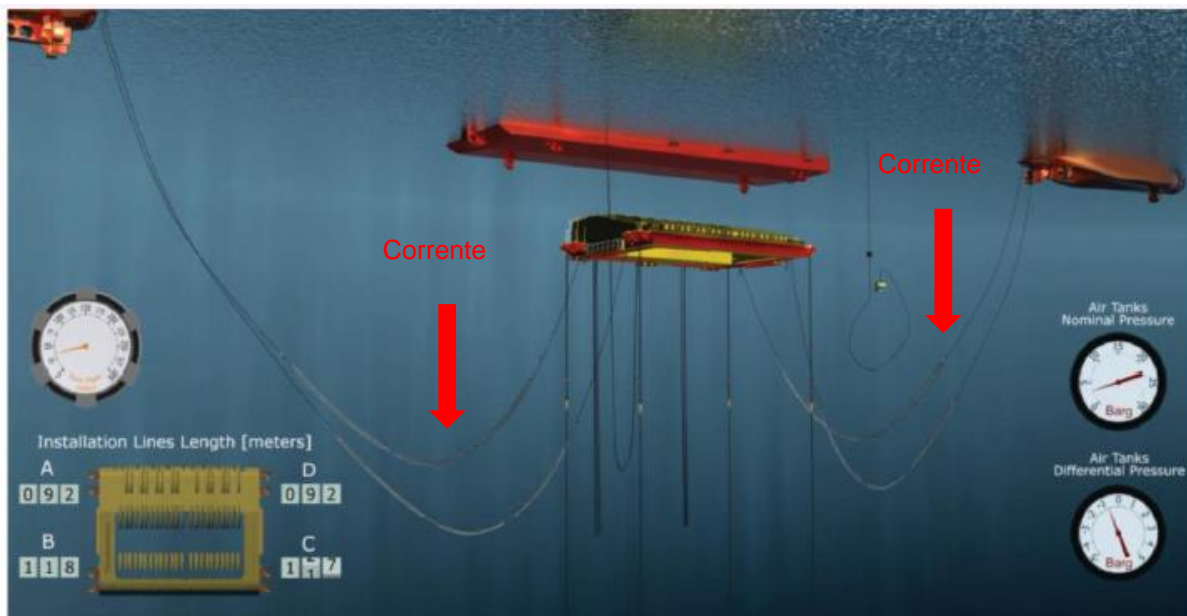
A base de São Sebastião também realizou importantes atividades de retrabalho, que serão explicitadas nas seções seguintes.

## 2.6. OPERAÇÕES OFFSHORE

Sabe-se que a instalação de equipamentos e dutos submarinos dependem da utilização de navios de alta tecnologia para sua realização. Na viabilização do projeto de Guara-Lula NE, destacam-se quatro embarcações de construção principais utilizadas. Foram elas: Seven Oceans, Seven Polaris, Skandi Neptune e Aker Wayfarer, cada uma desempenhando um papel específico e crucial nas operações offshore. Além disso para a operação de descida da boia, dois LCVs (*Light Construction Vessel* - navios de construção leve) foram utilizados: Siem Pearl e Siem Emerald.

O Seven Oceans, apesar de ser a principal embarcação do projeto, responsável pelo lançamento das linhas rígidas também contribuiu em outras atividades ao longo da campanha offshore. Esta seção irá tratar das premissas,

desafios e soluções abordadas na parte mais crítica do projeto, a parte operacional, dando ênfase ao processo de instalação das BSRs, cujo processo de descida e pressurização pode ser observado, ilustrado na figura 14, auxiliada por dois navios que faziam a adição de peso ao sistema por meio de correntes.



**Figura 14 - Operação de descida e pressurização de uma BSR**

Fonte: VAN DIEMEN, *et al.* (2015)

### 2.6.1. Princípios de Instalação

O projeto das boias foi elaborado visando evitar a necessidade de uma embarcação especial para movimentação de grandes cargas, os denominados navios de heavy lift, de forma a buscar otimização de custos e proporcionar flexibilidade no tempo de instalação. A estrutura compartimentalizada das boias permitiria então o controle de lastro, ajustando a profundidade da estrutura com a adição de mais peso por meio da entrada de água nos compartimentos. Também foram usadas correntes como pesos adicionais, conforme mostrado na figura acima, permitindo um controle mais preciso nas operações de descida (VAN DIEMEN, *et al.*, 2015).

Ainda segundo Van Diemen, *et al.* (2015), o método de instalação seguido era composto da sequência descrita abaixo, indicando os respectivos barcos utilizados para desempenhar cada etapa:

- Survey<sup>4</sup> das fundações e rotas de *risers* e *flowlines*, realizada pela embarcação Seven Polaris
- Instalação das estacas de sucção e dos contrapesos (Seven Polaris e Seven Oceans)
- Operação de reboque das boias para os campos offshore (Siem Pearl e Siem Emerald)
- Preparação para lançamento dos tendões (Seven Polaris)
- Lançamento dos tendões para os conectores de topo temporários (Seven Polaris)
- Operação de lastro e pressurização da boia (Seven Polaris e Skandi Neptune)
- Operação de descida da boia (Siem Pearl e Siem Emerald)
- Reboque submarino para a área de fundação (Siem Pearl e Siem Emerald)
- Conexão dos tendões temporários para as fundações (Seven Polaris e Skandi Neptune)
- Instalação dos tendões e conectores de topo permanentes (Seven Polaris, Skandi Neptune e Aker Wayfare)
- Deslastramento da Boia.

#### 2.6.2. Desafios na Armazenagem e na Instalação dos Elementos de Fundação e Ancoragem

Os itens utilizados na fundação (estacas de sucção e de ancoragem e contrapesos), assim como os tendões e conectores das boias possuíam pesos e dimensões que tornaram todo seu procedimento logístico um desafio a ser vencido. Além disso, a instalação de itens tão pesados a profundidades de aproximadamente 2.100 metros faria com que as embarcações selecionadas para estes trabalhos operassem próximas da sua capacidade máxima (VAN DIEMEN, *et al.*, 2015)

A entrega faseada dos bens de fundação fabricadas na China foi a solução adotada para mitigar a necessidade de armazenagem localmente. O

---

<sup>4</sup> O Survey marítimo preocupa-se com a produção de mapas ou cartas do leito submarino e da estrutura geológica abaixo dele. Este mapeamento é realizado utilizando uma variedade de instrumentos operados por embarcações costeiras e oceânicas (Society for Underwater Technology, 2023).

reaproveitamento da peção<sup>5</sup> destes itens na transferência para as balsas que os levaram até a zona de operações também salvaram tempo de manuseio e conseqüentemente custos. Já para as amarras de ancoragem e seus equipamentos, além do peso considerável dos itens, a quantidade de peças a serem armazenadas também representavam um desafio logístico, e a entrega faseada também foi a solução utilizada para contornar este empecilho.

Já para superar os limites de capacidade do guindaste da embarcação e resolver questões de alcance no leito do mar, implementou-se um cabo sintético dedicado na configuração de elevação. A operação enfrentou condições marítimas adversas com ondulações bidirecionais, exigindo análises hidrodinâmicas e de movimento da embarcação para otimizar sua direção e minimizar as cargas no gancho.

### 2.6.3. Problemas de Cronograma (Waiting on Weather)

Já no ato da assinatura do contrato e começo dos trabalhos, cumprir os marcos do cronograma de execução se mostrava um grande desafio. Para seguir corretamente o programado e atingir a meta da Petrobras de primeiro óleo a tempo, todos os componentes do sistema submarino deveriam ser projetados, comprados e fabricados em um período de aproximadamente 14 meses (CAMOZZATO, *et al.*, 2015). Conforme comentado na seção 2.4.4, atrasos na fabricação e nas operações logísticas foram realidades que impactaram o projeto, mas as operações offshore também sofreram com atrasos operacionais não previstos, sendo a principal causa destes a espera de condições climáticas favoráveis para performar as operações marítimas (*Waiting on Weather*).

Como o projeto de instalação submarina de Sapinhoá e Lula-NE foi um dos primeiros do seu tipo a ocorrer na Bacia de Santos, os dados meteoceanográficos disponibilizados na fase de licitação eram a fonte de informação a ser usada para se desenhar um cronograma de operações. Porém, segundo Camozzato, *et al.* (2015), ao iniciar a campanha offshore, a Subsea7 notou que as condições climáticas reais

---

<sup>5</sup> Peção de cargas é um serviço utilizado em portos para garantir a proteção de cargas marítimas. Através de diversos equipamentos, os materiais da varga são presos no porão do navio ou embarcação, fazendo com que eles não sofram danificações ao longo da viagem, ficando estáveis e seguros.

do local dos trabalhos eram diferentes das fornecidas para fins de elaboração das atividades, e necessitavam de revisão, para estar em linha com o observado nos campos.

Já nos primeiros estágios da instalação (instalação das estacas de sucção e dos contrapesos) as condições climáticas se mostraram muito mais severas do que o esperado (NAVEIRO & HAIMSON, 2015), logo mais tempo do que o planejado foi necessário para performar esta fase. Ainda segundo Naveiro e Haimson (2015), este atraso gerado no começo da campanha offshore fez com que a construção e entrega das BSRs fosse também impactada, o que levou o começo do cronograma de execução das operações para a temporada de inverno, onde as janelas operacionais de tempo favorável são muito menores.

Tempo de inatividade dos navios de construção submarina foi a grande consequência destes atrasos, ou seja, como estes navios têm um alto custo operacional por dia, com taxas que giram em torno de 300 mil dólares diários aproximadamente (SINAVAL, 2016), o impacto financeiro no projeto foi alto. Além disso, com a chegada da primeira BSR em julho de 2013, e condições adversas ainda mais severas que o normal naquele ano, a exposição das estruturas da boia a grandes ondas danificou alguns componentes (NAVEIRO & HAIMSON, 2015), gerando retrabalho conforme citado na seção 2.5, Fabricação das Boias de Sustentação de *Risers*.

A revisão dos dados de tempo e estatísticas operacionais foi realizada em setembro de 2013 (CAMOZZATO, *et al.*, 2015), dois anos e seis meses depois da assinatura do contrato, e permitiu a confecção de um cronograma mais realista, rearranjando as datas das campanhas de instalação das BSRs, pre-comissionamento dos SCRs e mobilização dos navios (NAVEIRO & HAIMSON, 2015) para realização dos trabalhos offshore.

#### 2.6.4. Operação de Instalação da Boia, Falhas e Melhorias Aplicadas

Após o término da preparação das Boias na base de São Sebastião no estado de São Paulo, as mesmas deveriam ser rebocadas para os campos offshore por meio da atuação de dois navios do tipo Tug, designados a esta função, conforme figura 15.



**Figura 15 - Operação de reboque de uma BSR**

**Fonte: VAN DIEMEN, *et al.* (2015)**

A primeira das quatro BSRs iniciou sua operação de reboque em julho de 2013, já na janela de inverno no hemisfério sul, conforme mencionado na seção acima. Com as curtas janelas operacionais devido ao mal tempo, e o agravante de se tratar de um sistema pioneiro no mundo, pode-se dizer que tentativa de instalação da primeira BSR foi frustrante. Segundo Cruz, *et al.* (2015b), além dos percalços do mau tempo, a falha em alguns equipamentos também impactou severamente o cronograma.

O sistema de monitoramento de pressão falhou sobre a aplicação contínua de carga hidrodinâmica nos conectores do cabo sensor de pressão. Foi necessário retrabalho para substituição dos sensores quebrados e chegou-se à conclusão de que as próximas boias a serem instaladas necessitavam de implementações de melhorias para não sofrerem a mesma falha.

No sistema de lastro, ocorreram problemas com parte dos equipamentos temporários. A estrutura das boias foi projetada para suportar uma altura significativa de onda de 4 metros (VAN DIEMEN, *et al.*, 2015), e com as condições severas de trabalho em que a boia estava submetida, foram encontrados furos nas mangueiras temporárias, conforme figura 16, assim como hotstabs<sup>6</sup> soltos.

---

<sup>6</sup> *Hotstabs* são usados em intervenções submarinas para conectar e desconectar dois equipamentos hidráulicamente. Tipicamente uma intervenção realizada por um ROV.



**Figura 16 - Furos encontrados nas mangueiras temporárias**

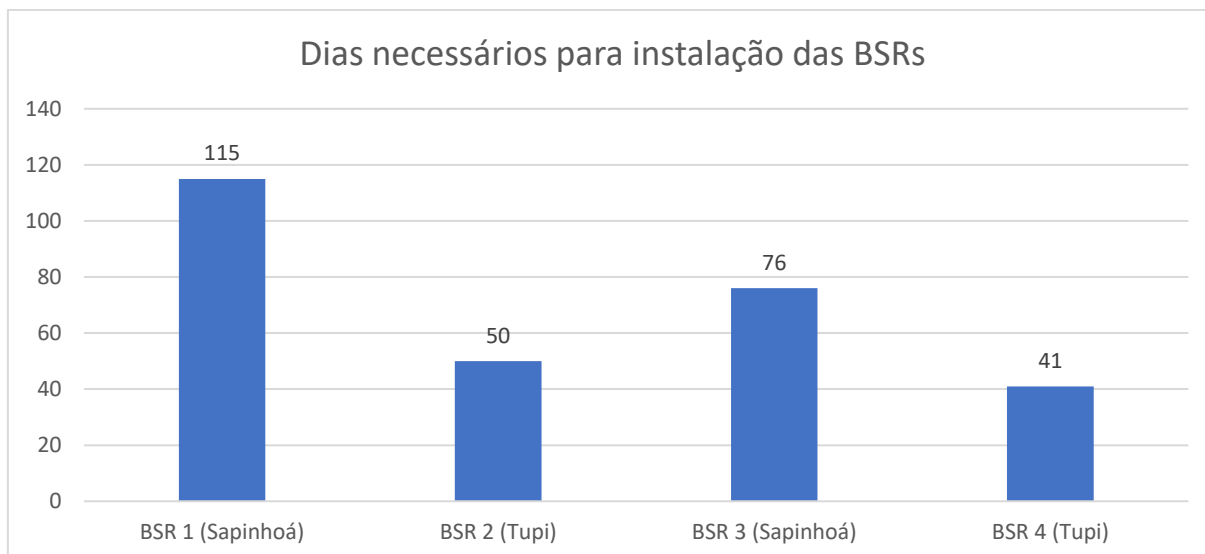
**Fonte: VAN DIEMEN, *et al.* (2015)**

Os sensores de carga dos tendões não foram capazes de prover informações confiáveis em um primeiro momento, causando também atraso no ajuste da boia e sua conexão com as fundações no leito marinho.

Os retrabalhos resultantes da tentativa de instalação da primeira boia fizeram com que ela fosse rebocada de volta a base de São Sebastião-SP um total de 3 vezes (CAMOZZATO, *et al.*, 2015) e este período de espera da BSR causou um processo de corrosão acelerado em alguns componentes do sistema, gerando mais retrabalho (CRUZ, *et al.*, 2015b).

Após as tentativas malsucedidas de instalação e, com a revisão dos dados meteoceanográficos, um novo cronograma de operações foi desenhado e a Subsea7, em conjunto com a Petrobras e seus parceiros desenvolveram um plano de mitigação para conclusão dos projetos e atingimento de metas. Estas diretrizes foram implementadas imediatamente (CAMOZZATO, *et al.*, 2015), de forma a priorizar a sequência de conexão com os poços de acordo com o plano de incremento na produção das empresas operadoras dos campos.

A partir das lições aprendidas da instalação da primeira BSR aplicadas no processo de instalação das 3 posteriores, a diferença de velocidade na conclusão dessas etapas torna-se evidente ao comparar-se o número de dias requeridos para executá-las. A figura 17 demonstra que a instalação da última boia demandou apenas 35% do tempo necessário para a instalação da primeira. Além disso, com a mobilização de navios adicionais, tornou-se viável realizar o procedimento de descida das boias 3 e 4 quase simultaneamente (NAVEIRO & HAIMSON, 2015).



**Figura 17 - Dias necessários para concluir a instalação de cada BSR**

**Fonte: Adaptado de NAVEIRO & HAIMSON (2015)**

Como exemplo destas lições aprendidas aplicadas como melhorias, podem-se destacar a melhor proteção de equipamentos sensíveis (e.g. equipamentos de *survey*, monitoramento de pressão e monitoramento de risers) e a revisão de processos logísticos de modo a evitar o manuseio duplo de equipamentos em operações de elevação *offshore* sensíveis às condições climáticas (VAN DIEMEN, *et al.*, 2015).

Com as etapas das operações podendo ser concluídas e, após a instalação da primeira boia, em dezembro de 2013, a campanha de instalação dos dutos rígidos pode ser iniciada, tendo o primeiro *riser* devidamente instalado e comissionado em janeiro de 2014 (CAMOZZATO, *et al.*, 2015). Após estes eventos, a Petrobras pôde iniciar a campanha de instalação dos dutos flexíveis em fevereiro de 2014. Com o primeiro poço operando neste sistema pioneiro, registrou-se um número recorde de produção por poço, atingindo incríveis 36.000 barris de óleo por dia (CAMOZZATO, *et al.*, 2015).



### 3 ANÁLISES

Após os fatos explicitados na seção 2, torna-se possível entender a complexidade da solução empregada. Apesar de ter se provado viável, a configuração de *risers* utilizando Boias de Sustentação de *Risers* nunca mais foi utilizada. Nesta seção busca-se analisar os pontos fortes e fracos da realização do projeto, de forma a entender o porquê deste fato.

Além desta análise, uma comparação com outras soluções, que se tornaram mais recorrentes para instalações submarinas em águas ultra profundas também é feita, visando entender a exclusividade da solução.

#### 3.1. PRÓS E CONTRAS DA APLICAÇÃO DE CADA ETAPA DO PROJETO

##### 3.1.1. Processo de Contratação

Conforme descrito na seção 2.2, do início do desenvolvimento da solução das BSRs até a efetiva contratação dos serviços, um total de 19 meses foram necessários. Avaliando-se de um ponto de vista orientado ao projeto, este longo prazo ocupado pelos processos de design conceitual, análise das propostas e negociações comerciais impactaram diretamente a data de início efetiva do projeto e sua cadeia de suprimentos, tendo como consequência direta a não conclusão dos serviços contratados na data planejada. Porém, ao considerar que toda esta empreitada se tratava de uma inovação tecnológica, que gerou confiabilidade técnica para a solução de um problema antes envolto em incertezas, 19 meses não podem ser considerados um longo período.

Nota-se que um dos critérios de seleção utilizados no processo licitatório levava em consideração o uso de componentes de tecnologia comprovada. As BSRs tiveram seu desenvolvimento na fase de FEED baseada nas Plataformas de Pernas Atirantadas (TLP - *Tension-Leg Platform*). O conceito das TLPs foi criado nos anos 70 com o objetivo de alcançar poços em lâminas d'água mais profundas que as estruturas existentes na época, sendo o sistema de tendões o ponto mais crítico deste tipo de plataforma. Em 1984, a primeira TLP foi instalada no campo de Hutton, no Mar do Norte (CURTIS, 1984 apud PEREIRA, 2021), e até o ano de 2018, um total de 30 plataformas deste tipo haviam sido instalados ao redor do mundo. Ainda segundo

Pereira (2021), a fundamentação do design das Boias neste modelo existente ainda no estágio de FEED mostrou-se eficiente, pois segundo Camozzato, *et al.* (2015), apenas pequenas mudanças foram necessárias até a definitiva entrega do projeto.

### 3.1.2. Processo de Design

Das premissas tomadas para o desenvolvimento das BSRs, pode-se dizer que a funcionalidade do sistema teve suas expectativas atendidas. Segundo dados divulgados pela ANP no Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural do mês de agosto de 2023, os campos de Sapinhoá e Lula operam com normalidade até os dias de hoje e figuram entre as maiores jazidas produtoras de óleo e gás do país (Agência Nacional de Petróleo, 2023).

Já com relação as preocupações com custo de projeto, apesar das análises paramétricas para definição do tamanho e profundidade ideal das BSRs, garantindo uma otimização no tocante a questão financeira, pode-se dizer que o grande problema na história do desenvolvimento das BSRs foi seu custo elevado para conclusão. Este fato ainda será comentado em outras subseções, mas a realização deste feito inovador não foi um sucesso em termos de finanças.

Observa-se também que, das premissas levantadas pela empresa operadora dos campos, o quesito segurança foi completamente coberto no desenvolvimento, através das muitas análises realizadas na fase de design dos cascos e dos sistemas de ancoragem, assim como na instalação destes itens. Porém, no que se diz respeito a definição da profundidade, a premissa de se manter as Boias em uma lâmina d'água que tornava viável a intervenção via mergulho foi de fato atendida. Anos depois, nota-se, no entanto, um movimento na Petrobras que busca eliminar as intervenções via mergulho, visando a segurança nas operações. Este movimento se chama Programa Sinergia *Diverless* (PETROBRAS, 2022), tornado este requerimento não tão válido nos dias de hoje. Dessa forma, em caso de uma provável próxima aplicação do sistema de BSRs, necessário seria analisar se a instalação do sistema em uma profundidade maior faria sentido em termos de otimização do projeto.

As mais de 14.000 análises feitas no processo de design consumiram muitas horas de engenharia. O conservadorismo deste processo pode-se dar ao fato da falta de registros de projetos similares anteriores, o que numa eventual próxima utilização

deste sistema, estaria resolvida. Fato é que a confiabilidade das BSRs foi garantida no seu desenvolvimento, mas a quantidade de horas de trabalho necessária poderia ser eventualmente reduzida em uma nova aplicação. Além disso, o design das amarras de ancoragem também encareceu o sistema, visto as dificuldades logísticas comentadas na seção 2.6.2.

A utilização de Boias de Sustentação de *risers* é provavelmente a solução mais cara em termos de seleção de configuração de *risers*, porém na época em que a decisão de selecionar para o projeto esta configuração desacoplada foi tomada, ainda não existia uma posição firme sobre a utilização de um melhor método a ser aplicado nas condições de projeto encontradas e aqui descritas (HILLER, *et al.*, 2015). Apesar de inovador e até hoje em dia única, a solução aplicada parecia ser o caminho mais confiável a ser seguido naquele momento.

### 3.1.3. Cadeia de Suprimentos

A estrutura da cadeia de suprimentos do projeto tomou proporções de níveis globais. No caso estudado, isto não poderia ser feito de forma diferente, devido ao número limitado de fornecedores ao redor do mundo que atendem aos padrões de qualidade exigidos pela Petrobras para este tipo de trabalho, conforme descrito na seção 2.4. Isto, porém resultou em um complexo esquema fiscal e gerou alguma dificuldade na comunicação entre fornecedores e empresa instaladora, muito devido aos diversos fuso-horários envolvidos na fabricação de itens do projeto.

Como descrito, atender ao cronograma planejado foi uma das grandes dificuldades encontradas em praticamente todas as etapas deste empreendimento, e no que diz respeito a cadeia de suprimentos, isto não foi diferente. Atrasos na fabricação dos itens e atrasos logísticos trouxeram impactos financeiros severos. No entanto, a magnitude do projeto fez necessária a utilização de várias bases logísticas e diversos modais de transporte. A complexidade do projeto tornava as alternativas descritas na seção 2.4.3 as mais viáveis naquele momento.

Outro fato relevante a ser observado no contexto da cadeia de suprimentos é que, como as BSRs são um sistema híbrido, há a necessidade do uso de dutos flexíveis em sua instalação. A compra e instalação destes dutos, apesar de não serem escopo da empresa instaladora no projeto estudado, fazem parte do sistema como

um todo. Fato é que os dutos flexíveis possuem caríssima fabricação, sendo em torno de seis vezes mais caros se comparados a fabricação de dutos rígidos (PALMER & KING, 2018), e apesar de a porção de *jumpers* flexíveis ser “pequena”, tomando como parâmetro o comprimento total dos dutos necessários a viabilidade do projeto, tal necessidade corrobora ainda mais para se ter custos totais elevados na escolha da configuração com BSRs.

#### 3.1.4. Processo de Fabricação

A fabricação das BSRs seguiu as normas necessárias para garantia da qualidade exigida neste tipo de aplicação. Apesar dos atrasos gerados devido a problemas na pintura interna dos cascos, todos os componentes do sistema ainda foram desenvolvidos, comprados e fabricados num período de dois anos (Camozzato, *et al.*, 2015). Os equipamentos temporários montados na base de São Sebastião foram sujeitos a retrabalho devido as condições severas comentadas e outros problemas de corrosão.

Conclui-se que, mesmo buscando atender altos padrões de qualidade, tomando abordagens conservadoras, a falta de projetos similares para serem usados como base pode ter sido um fator gerador de atrasos e retrabalho nas etapas de fabricação e comissionamento, implicando em aumento em custos.

#### 3.1.5. Processo de Instalação

Desde sua concepção, o projeto era extremamente desafiador, contando com profundidades superiores a 2.000 metros e condições climáticas desfavoráveis. Conforme descrito nas seções anteriores, as BSRs foram desenvolvidas de forma a evitar navios de *heavy lift*, sendo que sua operação de descida era realizada por controle de lastro. Esta ideia buscava novamente a otimização de custos, mas observa-se que a dificuldade na realização da instalação do sistema foi grande, levando-se mais de 100 dias para conclusão da primeira BSR instalada.

Estas dificuldades foram principalmente ocasionadas pelo mau tempo, que também foi responsável pelos grandes períodos de espera das várias embarcações que trabalharam no projeto, o que resultou em um acréscimo de custos demasiado. O

mau tempo também influenciou manutenção da integridade de alguns dos itens das BSRs, tornando necessário o retorno destes para retrabalho na base *onshore* e, conseqüentemente, aumento nos custos. Além disso, os itens necessários ao sistema de ancoragem das Boias acarretaram desafios logísticos que também impactaram o projeto financeiramente.

Nota-se, no entanto que, mesmo com a característica inovadora do projeto, foram aplicadas lições aprendidas a partir das dificuldades encontradas ao longo da empreitada, e estas surtiram efeitos visíveis. A instalação da última BSR levou um tempo considerável a menor se comparado a primeira (cerca de 65% a menos) e no final dos trabalhos, toda instalação foi concluída com sucesso. Ademais, pode-se dizer que o sistema de 4 BSRs instalados nos campos de Sapinhoá e Tupi-NE trouxeram a vida um novo sistema de *risers* para aplicações em águas ultra profundas com condições severas, sendo esta inovação um marco na exploração de óleo e gás.

#### 3.1.6. Resultados do Projeto

Conforme descrito na seção 2, além de viabilizar a desvinculação dos movimentos do FPSO dos *risers*, o modelo de instalação com BSRs permitia a conclusão do sistema de coleta submarino sem que a plataforma produtora de petróleo estivesse pronta e no local definido. Porém, devido aos vários problemas de cronograma, nos únicos exemplos existentes de instalação de BSRs, este fato não pode se tornar realidade, pois as FPSO de Sapinhoá e Tupi-NE ficaram prontas antecipadamente (CAMOZZATO, *et al.*, 2015).

Dado os atrasos na concepção do sistema desacoplado, os consórcios operadores dos campos optaram por temporariamente fazer a conexão dos FPSOs com *risers* flexíveis, mesmo estes não estando qualificados para o Pré-Sal, de forma a atingir o primeiro óleo em uma data próxima do cronograma planejado (NAVEIRO & HAIMSON, 2015). Segundo Cruz, *et al.* (2016), a operação com a configuração planejada inicialmente foi iniciada com atraso de 9 meses.

É válido ressaltar que a meta de produtividade nos campos foi atingida rapidamente, fazendo com que os resultados das operadoras fosse um grande sucesso. Conforme já comentado, até os dias de hoje os campos de Sapinhoá e Tupi figuram entre os de maior produção do Brasil corroborando com este fato.

Porém, faz-se necessário comentar que, apesar da viabilização deste projeto inovador, um prejuízo financeiro enorme ficou como resultado para a empresa instaladora. Conforme matéria da *Petróleo Hoje*, publicada em 2015, os impactos de custos ultrapassaram os 100 milhões de dólares, tornando o projeto um fracasso do ponto de vista comercial, mesmo sendo um sucesso tecnológico.

### 3.2. ANÁLISES COMPARATIVAS COM OUTRAS SOLUÇÕES EMPREGADAS EM INSTAÇÕES SUBMARINA EM ÁGUAS ULTRA-PROFUNDAS

Conforme contextualizado, a solução para instalações submarinas em águas ultra profundas utilizando BSRs é apenas um dentre um leque de opções. Ao longo do tempo, outras soluções, desacopladas ou não, foram empregadas em projetos de natureza similar ao de Guara Lula-NE, sendo estas empregadas em mais de um caso.

Esta seção irá comentar algumas destas opções, visando identificar as vantagens e desvantagens com relação ao sistema abordado neste estudo de caso.

#### 3.2.1. Lazy Wave

A configuração de *risers* de aço em *lazy wave* tem se tornado a preferência da Petrobras nos desenvolvimentos de campos do Pré-Sal em projetos EPCI (MONTENEGRO, 2018b). Esta Solução foi primeiramente utilizada em um FPSO em 2009, no projeto Parque das Conchas (BC-10) da Shell, executado no Brasil (THOMAS, *et al.*, 2010) e tem por princípio o uso de módulos de flutuabilidade ao longo de uma seção específica do comprimento do *riser* para modificar sua configuração de suspensão livre (KERPRATE & RATNAYAKE, 2018). Um exemplo desta configuração pode ser observado na Figura 18.

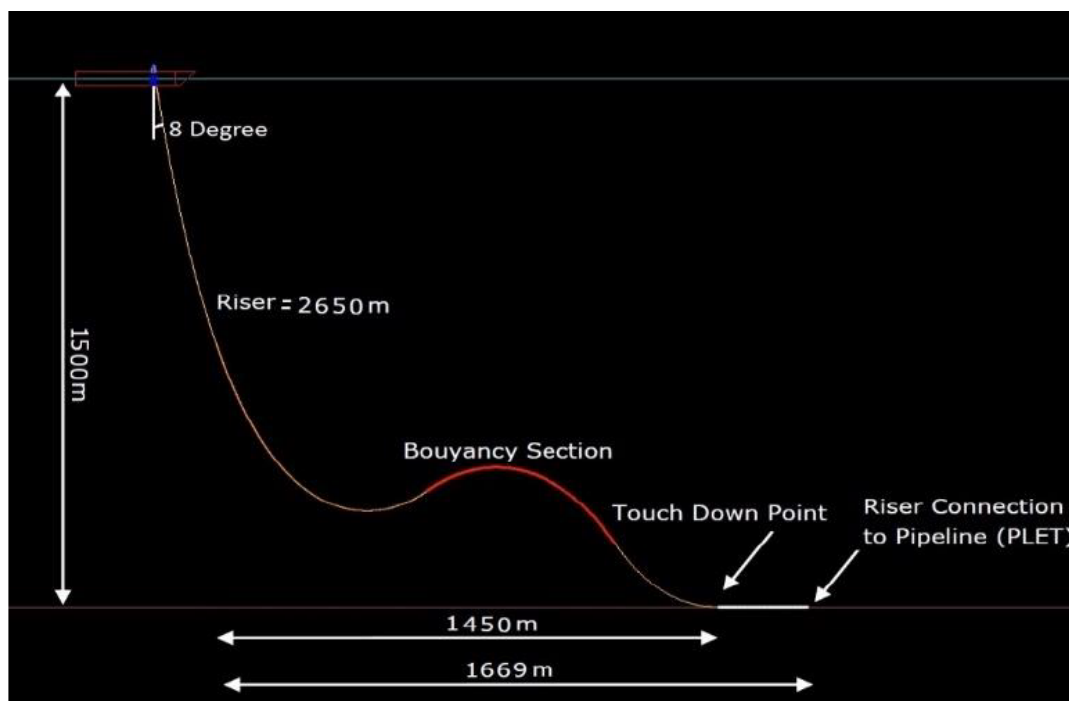


Figura 18 - Configuração de *Riser* em *Lazy Wave*

Fonte: KERPRATE & RATNAYAKE (2018)

A finalidade desta solução visa reduzir a carga de tração no topo e reduzir o passeio do duto no TDZ, aliviando as tensões de compressão no leito marinho, permitindo sua aplicação em projetos de águas ultra profundas. Porém, quanto maior a profundidade, maior a necessidade de dutos parrudos, acarretando grande peso submerso. Desta forma, há a necessidade de um número enorme de flutuadores para conseguir gerar empuxo suficiente (MARINO, 2015).

Segundo Marino (2015), os flutuadores são os responsáveis por gerar empuxo na linha, tendo sua quantidade a ser instalada em um *riser* variando a partir dos seguintes parâmetros: estrutura do duto, lâmina d'água, conexão *riser-flowline*, entre outros fatores. Em geral, são fabricados em espumas sintéticas, utilizando fibra de vidro em uma matriz de resina epóxi, concedendo a estes itens uma boa flutuabilidade, resistência a impacto e pouca perda de flutuação devido à absorção de água.

Ainda segundo Marino (2015), um fator gerador de dificuldade na instalação de *risers* na configuração *lazy wave*, é que estes devem ser lançados em conjunto, ou seja, os *risers* de aço já são instalados com os flutuadores ao longo do seu comprimento. Isto torna a operação perigosa para os trabalhadores envolvidos, pois a força contrária de empuxo gerada pelos flutuadores aumenta o esforço de

compressão no topo da estrutura de lançamento. A Figura 19, ilustra esta operação, que deve ser realizada de forma a manter a segurança dos envolvidos



**Figura 19 - Instalação de flutuadores no riser**

**Fonte: MARINO (2015)**

Se comparada com a solução das Boias de Sustentação de Risers, a configuração *lazy wave* tem sua grande vantagem na velocidade da instalação. Como os flutuadores, que permitem o alívio das tensões envolvidas nos sistemas de coleta submarinos em águas ultra profundas são lançados em conjunto com os risers, a velocidade da instalação tende a ser maior, gerando uma quantidade menor de dias de barco a serem utilizados. Além disso, a não utilização de uma estrutura intermediária também indica menos navios necessários para a execução do trabalho. Em resumo, a solução de *lazy wave* é muito mais eficiente em termos de custo. Porém, no quesito quantidade de risers a serem instalados, a configuração de BSRs também apresenta uma vantagem, pois existe uma maior confiabilidade da não interferência entre os dutos e outras estruturas suspensas. Dessa forma, caso o número de risers



necessários ao sistema de coleta seja grande, e uma análise de interferência mostre que há possíveis colisões, a utilização de BSRs pode ser considerada.

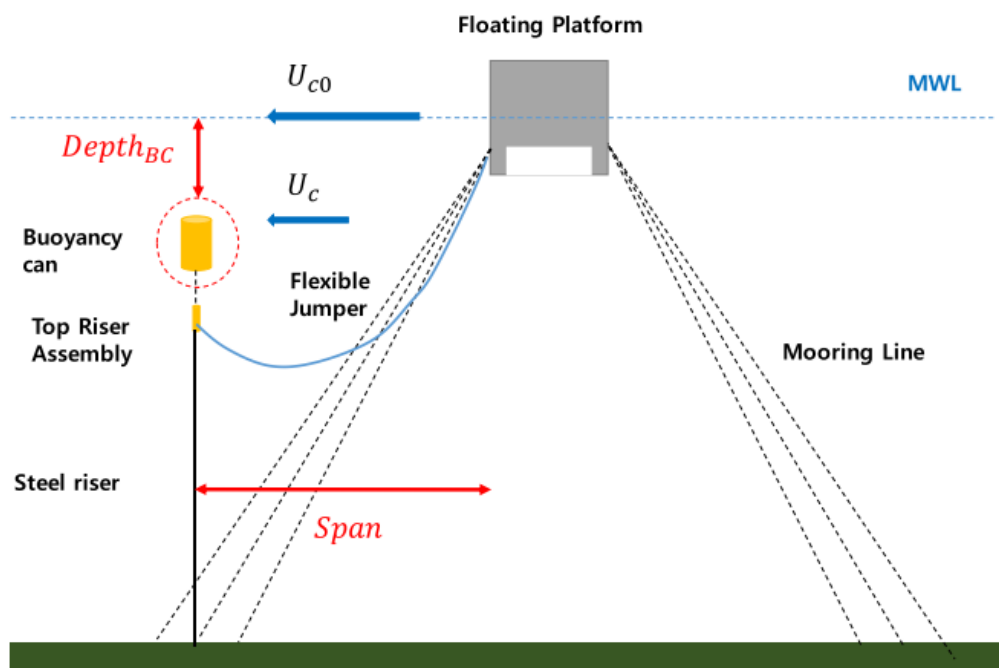
Outro ponto interessante é que o alavancamento da produção, caso seja escolhida a configuração em *lazy wave*, só possível após a chegada da unidade de produção no campo. A utilização de BSRs permite a conclusão do sistema de coleta antes da chegada do FPSO, porém, no único exemplo no mundo da aplicação das boias de sustentação de risers, esta vantagem não pode ser observada devido aos fatos explicitados na seção anterior.

De forma geral, tem se preferido a configuração em *lazy wave* devido a necessidade de menor dispêndio financeiro para a realização de projetos com esta solução. Como ambas as tecnologias se provaram eficientes no quesito instalação em águas ultra profundas, optar pela solução mais barata parece um caminho mais prudente.

### 3.2.2. FSHR (Free Standing Hybrid Riser)

A configuração de instalação submarina com o uso de FSHRs compartilha várias semelhanças com o sistema de BSRs, pois ambos são configurações híbridas, utilizando risers de aço e *jumpers* flexíveis em seus sistemas de coleta. Ressalta-se, no entanto, que o sistema utilizando FSHR possui um número maior de aplicações, citando como exemplo os projetos nos campos de Cascade e Chinook no Golfo do México, Girassol na Angola e até mesmo no Brasil, no campo de Sapinhoá Norte.

Esta solução consiste na utilização de um *Buoyancy Can* (Tanque de Flutuação) que suportará a porção vertical do duto e um conector de topo (*Top Riser Assembly*), que permite a conexão com *jumper* flexível, este ligado a unidade de produção. A figura 20 exemplifica um esquema nesta configuração.



**Figura 20 - Configuração de um sistema de produção submarina usando FSHR**  
**Fonte: KIM, et.al. (2018)**

Assim como a BSR, o FSHR possui a função de desassociar os movimentos de um FPSO dos dutos, de forma a aliviar as tensões de compressão destes na TDZ, viabilizando a instalação de *risers* de aço em águas ultra profundas. Segundo Kim, *et al.* (2018), o *Buoyancy Can* é usualmente instalado em profundidades entre 50 e 150 metros.

Comparando esta solução com as BSRs, nota-se que os pontos positivos e negativos de ambas são muito parecidos. Conforme citado na seção 3.1.3, o custo de fabricação de um duto flexível é muito maior que o de um duto rígido, e a necessidade de sua instalação em sistemas híbridos, mesmo contando com tramos de menor comprimento, não representa alívio financeiro para um projeto. Além disso, segundo Kim, *et al.* (2018), A solução com o uso de FSHRs é em geral menos eficiente em termos de custo que as configurações em *lazy wave* e em catenária livre. Isto fica evidente, pois a instalação de uma estrutura intermediária como uma *Buoyancy Can* necessita do uso de embarcações de construção submarinas extras, encarecendo o custo total do projeto.

O FHSR, no entanto, supera as BSRs no quesito número de aplicações, pois, conforme citado, esta solução já foi utilizada em diversas oportunidades e demonstrou ser eficiente no cumprimento de sua função. No entanto é necessário destacar que o

sistema de FSHR necessita de uma *Buoyancy Can* para cada porção vertical de duto existente, enquanto a BSR suporta uma quantidade grande de *risers* de uma única vez, sendo isto uma clara vantagem para Boias de Sustentação de *Risers*. Apesar disso, o *Buoyancy Can* se trata de uma estrutura mais simples e mais fácil de ser fabricada.

### 3.2.3. Risers em Catenária Livre

Na prática, a solução de *risers* de aço em catenária não compete diretamente com as outras soluções apresentadas neste trabalho. Porém se faz necessário dizer que a instalação em águas profundas de SCRs diretamente ligada ao balcony do FPSO é possível, porém apenas nos ambientes considerados benignos como por exemplo o Oeste da África. Para ambientes moderados e severos, como é o caso do cenário brasileiro, esta solução não é aplicável devido as altas cargas transferidas para os dutos na TDZ.

Para registro de instalações utilizando este método em profundidades consideráveis, pode-se citar o projeto AKPO, com lâmina d'água de 1350 metros e o projeto Bonga, com lâmina d'água de 1250 metros, ambos realizados na Nigéria (KEPRATE, 2014).

### 3.2.4. Gimbal Joint Riser

A *Gimbal Joint Riser* se trata de uma invenção capaz de permitir instalações em águas profundas, com uma configuração de *risers* de aço em catenária livre, em ambientes severos, por meio da adição de uma “dobradiça” em uma seção média do *riser* (CRUZ, *et al.*, 2019). Esta articulação permitiria que os esforços de compressão na TDZ fossem drasticamente reduzidos, eliminando a utilização de caros flutuadores, como na configuração em *lazy wave* ou a necessidade de aplicação de uma solução desacoplada mais complexa.

Porém esta solução ainda se encontra em estágio de desenvolvimento com um esforço conjunto das empresas Subsea7, Repsol Sinopec e Equinor (EGUES, 2022) e não possui aplicações reais, ou seja, é uma tecnologia não provada em campo. Se faz necessária, no entanto, a menção a esta solução ainda em estudo, pois

a *Gimbal Joint Riser* se trata inovação que permitiria uma grande redução de custo em comparação com o cenário hoje conhecido, tornado essa um ótimo objeto de estudo para casos futuros.

### 3.3. COMPARATIVO DAS SOLUÇÕES COMENTADAS

Sumarizando as vantagens e desvantagem das soluções descritas na seção acima, nota-se que as de tipo desacopladas possuem custo maior que as acopladas. Cada sistema possui pontos interessantes onde, dependendo das características do local onde seriam instaladas, estas podem ser mais ou menos relevantes.

As BSRs que são o foco do trabalho, são a solução mais custosa. O FSHR possui inúmeras similaridades com o sistema estudado, porém suportando apenas um *riser* por vez. Em um projeto com número pequeno de *risers*, a solução de FSHR se torna mais eficiente, se o modelo desacoplado for selecionado.

Já das soluções acopladas comentadas, destaca-se a configuração em *lazy wave*. Esta, apesar de ter custos maiores em comparação com os *risers* em catenária livre permite aplicação em águas ultra profundas em condições severas. Como a *Gimbal Joint* ainda é uma solução em desenvolvimento, mesmo que teoricamente mais barata, a configuração em *lazy wave*, que já tem sua viabilidade comprovada, tem sido a escolhida para projetos no Pré-Sal, conforme comentado na seção 3.2.1.

O quadro 2 abaixo resume a aplicabilidade de cada uma das configurações comentadas, analisando suas vantagens e desvantagens no contexto discutido neste trabalho.

Configuração	Tecnologia comprovada em campo	Aplicabilidade em águas ultraprofundas com condições severas	Não necessidade de utilização de grandes estruturas intermediárias	Não necessidade do uso de jumpers flexíveis	Relação Custo-Benefício
BSR	✓	✓	✗	✗	Alto
FSHR	✓	✓	✗	✗	Alto
Lazy Wave	✓	✓	✓	✓	Médio
Catenária Livre	✓	✗	✓	✓	Baixo
Gimbal Joint	✗	✓	✓	✓	Baixo

**Quadro 2 - Comparação entre as soluções comentadas**

Fonte: O Autor.

#### 4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

No contexto de instalações submarinas em águas ultra profundas com ambientes severos, fica evidente que o projeto de Guará Lula-NE provou a viabilidade do conceito de *risers* rígidos utilizando a configuração com BSR. Porém, ao analisar os fatos ocorridos ao longo da execução deste projeto, pode-se afirmar que ele não foi financeiramente saudável. A Subsea7, empresa que realizou o feito de concluir a instalação de 4 BSRs neste desenvolvimento, teve como resultado um prejuízo na casa das centenas de milhões de dólares, gerados principalmente por atrasos no cronograma de instalação devido ao mau tempo.

É fato que o cronograma inicial planejado era desafiador e todas as etapas na história deste empreendimento sofreram com problemas neste ponto. Pode-se dizer que o projeto foi impactado pelo seu pioneirismo, pois muitos fatores que o compunham tiveram sua “primeira vez” em uma aplicação prática. Apesar de os processos de qualificação de novas tecnologias não terem sido um gargalo, conforme descrito por Camozzato, *et al.* (2015), os atrasos figuraram ao longo de toda a execução.

Ao analisar as atividades desempenhadas offshore, encontra-se o maior dos problemas que o desenvolvimento da instalação submarina de Guara Lula-NE encontrou: o mau tempo. Os muitos dias de atraso e de retrabalho gerados pelas condições climáticas severas da Bacia de Santos fizeram com que os custos do projeto subissem demasiadamente. Como esta foi uma das primeiras empreitadas do tipo no Pré-Sal, os dados meteoceanográficos disponíveis no momento da confecção do cronograma de operações e execução dele, não condiziam com a realidade.

Nonico registro da utilização de BSRs, não foi possível utilizar a grande vantagem desta configuração desacoplada, que se trata da possibilidade de concluir os sistemas de *risers*, sem a necessidade da unidade produtora de óleo e gás estar pronta e presente no campo. Além disso, os atrasos levaram as empresas operadoras a tomar a decisão de utilizar *risers* flexíveis temporariamente para atingir a meta de primeiro óleo extraído em uma data mais próxima do planejado.

Na época da escolha da solução das BSRs, não havia um consenso da melhor tecnologia para solução dos problemas encontrados, mas hoje o cenário é diferente, tendo outras configurações, como por exemplo o *lazy wave*, já absorvido e difundido no mercado de óleo e gás. Mesmo assim, a utilização de Boias de Sustentação de

*Risers* não é uma ideia completamente descartada no conjunto de soluções possíveis para as condições apresentadas.

Após vários projetos EPCI realizados no Pré-Sal, os dados climáticos reais da Bacia de Santos já são conhecidos, permitindo a confecção de cronogramas mais precisos atualmente. Além disto, como as BSRs já são uma tecnologia comprovada em campo, otimizações em seu processo de design e fabricação podem ser feitos, tornando a realização de um novo projeto deste tipo mais dócil em termos de custo. Em um caso hipotético de um projeto em águas ultra profundas, onde muitos *risers* seriam necessários para garantir a não interferência entre as estruturas, a solução de BSRs pode ser viável.

Ainda assim, a exclusividade desta configuração aplicada nos campos de Sapinhoá e Lula-NE pode ser interpretada pelo entendimento de que soluções mais baratas e simples existem, não justificando até hoje a implementação de um novo sistema de BSRs.

#### 4.1. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como perspectiva de trabalhos futuros, é possível verificar se uma otimização de custos com o sistema de BSRs é possível caso este esteja em uma profundidade diferente de 250 metros. Além disso, uma interessante alternativa seria a verificação de maior efetividade em termos de custo para seleção de sistemas de produção submarina com uma quantidade considerável de *risers* e com lâmina d'água de operação superior a 3.000 metros. Por fim, um acompanhamento da aplicação de soluções ainda em desenvolvimento, como por exemplo a *Gimbal Joint Risers*, pode ser feito.

## REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Petróleo – Boletim da produção de petróleo e gás natural no Brasil, 2022. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiZjZhZDIiMTYtOWIyZi00OGY5LWJkYzltOTQ1MzFjZGMzMDNkIiwidCI6IjQ0OTImNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzkxMyJ9>> Acesso em: 28/Jan/2023.

Agência Nacional de Petróleo – Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural, agosto de 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2023/boletimagosto.pdf>. Acesso em: 29/Out/2023.

Agência Nacional de Petróleo, 2021. Safety Alert 012 - ANP/SSMCO2 Stress Corrosion (SCC-CO2). Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional/incidentes/arquivos-alertas-de-seguranca/alerta-12/safety-alert-12-ssm-co2-stress-corrosion.pdf>. Acesso em: 30/Out/2023.

ALEN, R. C. R., 2020. Análise de ancoragem de um FPSO operando Testes de Longa Duração (TLD) em águas ultra profundas. Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica.

AYRA, A. “Energy Transition: Evolution or Revolution”, 2018 Disponível em: <https://partners.wsj.com/ceraweek/connection/energy-transition-evolution-revolution/>

BEZERRA, C. M. N., 2017. Análise numérica de cravação de estacas torpedo modeladas por integral de pressões. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE.

CAMOZZATO, G. *et al.* 2015. Execution Challenges for a first of its kind Project in Santos Basin Brazil. Paper OTC-25843-MS presented at the Offshore Technology Conference, Houston, 04-07 May.

CHINA DAILY, 2013. China delivers marine engineering buoy. Disponível em: [https://www.chinadaily.com.cn/china/2013-07/04/content\\_16721493.htm](https://www.chinadaily.com.cn/china/2013-07/04/content_16721493.htm) Acesso em 06/Nov/2023.

CRUZ, I. *et al.* 2015a. The Buoy Supporting Risers (BSR) System: Engineering a Solution for Ultra-Deep Waater Subsea Developments in Harsh Environments. Paper OTC-25865-MS presented at the Offshore Technology Conference, Houston, 04-07 May.

CRUZ, I. *et. al,* 2015b. The Buoy Supporting Risers (BSR) System: A Novel Riser Solution for Ultra-Deep Waater Subsea Developments in Harsh Environments. Paper OTC-26330-MS presented at the Offshore Technology Conference, Houston, 04-07 May.

CRUZ, I. *et al.* 2019. Gimbal Joint Riser: Enabling Free-Hanging and Buoyancy-Free Rigid Risers. Paper OTC-29698-MS presented at the Offshore Technology Conference, Brazil, 29-31 October.

CRUZ, R. O. M., ROSA, M. N., BRANCO, C. C. M., PIZARRO, J. O. S., SILVA, C. T. S. 2016. Lula NE Pilot Project – Na Ultra-Deep Success in the Brazilian Pre-Salt. Paper OTC 27297 presented at the Offshore Technology Conference, Houston, USA, 2-5 May 2016.

D’COSTA, I., 2017. These are the massive ships the Navy uses to carry other ships around. Business Insider. Disponível em: <https://www.businessinsider.com/these-are-the-massive-ships-the-navy-uses-to-carry-other-ships-around-2017-8>. Acessado em: 28/outubro/2023.

DNV, Offshore Standard OS-B101, Metallic Materials, April 2009.

EGUES, A. L.. Subsea 7, Repsol Sinopec e Equinor investem em tecnologia para o pré-sal. *Petróleo Hoje*, 2022. Disponível em: <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/subsea-7-repsol-sinopec-e-equinor-investem-em-tecnologia-para-o-pre-sal/>. Acesso em: 17/Out/2023.



Exame. "Os 15 maiores produtores de petróleo do mundo (Brasil está na 9ª posição)", 2023. Disponível em: <https://exame.com/mundo/os-15-maiores-produtores-de-petroleo-do-mundo-brasil-esta-na-9a-posicao/>. Acesso em: 08/Jul/2023.

GUDMESTAD, O. T., 2019. Waiting on Suitable Weather to Perform Marine Operations. Proceedings of the Fourth International Conference in Ocean Engineering (ICOE2018). Springer Nature Singapore Pte Ltd.

HILLER, D. *et al.* 2015. The History of Developing a new Deepwater Riser System from Concept to full Production: The Buoy Supporting Risers (BSR) successful case. Paper OTC-25850-MS presented at the Offshore Technology Conference, Houston, 04-07 May.

J.M.J. JOURNÉE and W.W. MASSIE. "OFFSHORE HYDROMECHANICS", First Edition, January 2001,. Delft University of Technology

KEPRATE, A. 2014. Appraisal of riser concepts for FPSO in deepwater. University of Stavanger, Faculty of Science and Technology.

KEPRATE, A. & RATNAYAKE, R.M.C., 2018. Riser Concept Selection for FPSO in Deepwater Norwegian Sea: A Case Study. Proceedings of the ASME 2018 37th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. OMAE2018

KIM, K.S., CHOI, H., & KIM, K.S., 2018. Preliminary optimal configuration on free standing hybrid riser. International Journal of Naval Architecture and Ocean Engineering, 10, 250-258.

MACHADO, João Durval de Oliveira Alves; DE CARVALHO, Rogério Atem. Exploração de Petróleo no Brasil e Estados Unidos: história e relevância. Brazilian Journal of Development, v. 7, n. 5, p. 52499-52515, 2021.

MARINO, L.A.C, 2015. Instalação de risers na configuração Lazy Wave. Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica.

MONTENEGRO, J., 2018a. Do contrato ao primeiro óleo: quanto tempo levam os FPSOs da Petrobras. Disponível em: <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/do-contrato-ao-primeiro-oleo-quanto-tempo-levam-os-fpsos-da-petroras/>. Acesso em: 30/Out/2023

MONTENEGRO, J., 2018b. <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/configuracao-hibrida-se-firma-no-pre-sal/>. Disponível em: <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/configuracao-hibrida-se-firma-no-pre-sal/>. Acesso em: 30/Out/2023

MORAIS, José Mauro de. Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore. Convênio entre o IPEA - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, e a PETROBRAS, 2013.

Naveiro, J. T., Haimson, D. 2015. Sapinhoá Field, Santos Basin Pre-Salt: From Conceptual Design to Project Execution and Results. Paper OTC 26320 presented at the Offshore Technology Conference Brasil, Rio de Janeiro, Brazil, 79-29 October.

OFFSHORE MAGAZINE, 2022. Upper Zakum offshore well sets extended reach record. Disponível em: <https://www.offshore-mag.com/drilling-completion/article/14284599/upper-zakum-offshore-well-sets-extended-reach-record>. Acesso em: 12/Nov/2023.

OLIVEIRA, A. & PAULA, T. R., 2018. OLIVEIRA E TADEU: Rígido ou flexível? Disponível em: <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/rigido-ou-flexivel-qual-o-melhor/>. Acessado em: 11/Março/2023.

PALMER, A. & KING, R. Subsea Pipeline Engineering, Segunda edição. Editora PennWell Corporation. 2008.

PEREIRA, G.L.H., 2021. ANÁLISE DINÂMICA ACOPLADA E AVALIAÇÃO ESTRUTURAL DOS TENDÕES DE UMA PLATAFORMA TLP EM ÁGUAS PROFUNDAS. Rio de Janeiro, UFRJ/Escola Politécnica.

PETROBRAS. Blog de Fatos e Dados. Boia de sustentação de risers já opera em Sapinhoá e Lula Nordeste. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/boia-de-sustentacao-de-risers-ja-opera-em-sapinhoa-e-lula-nordeste.htm>.

Acesso em: 08/fev/2023.

PETROBRAS, 2022. Como mini drones serão aliados em atividades submarinas. Disponível em: <https://nossaenergia.petrobras.com.br/energia/como-mini-drones-serao-aliados-em-atividades-submarinas/>. Acesso em 29/Out/2023.

PETRÓLEO HOJE, 2015. Subsea 7 conclui fase offshore de Sapinhoá-Lula NE. Disponível em: <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/subsea-7-conclui-fase-offshore-de-sapinhoa-lula-ne/>. Acesso em: 29/Out/2023

SINAVAL. PLSV Skandi Açú é batizado na Noruega. Disponível em: <http://sinaval.org.br/2016/04/plsv-skandi-acu-e-batizado-na-noruega/#:~:text=Com%20capacidade%20de%20tens%C3%A3o%20de,di%C3%A1ria%20de%20US%24%20350%20mil.> Acesso em: 17/Set/2023

Society for Underwater Technology. Marine Survey. Disponível em: <https://sut.org/educational-support-fund/information-for-careers-in-underwater-technology-and-science/for-school-leavers-and-beyond/marine-survey/#:~:text=Marine%20Survey%20is%20concerned%20with,hence%20seabed%20topography%20or%20bathymetry.> Acesso em: 17/Set/2023

THOMAS, B., *et al.*, 2010. Parque das Conchas (BC-10) Steel Lazy Wave Riser Installation: Pre-Abandonment, Recovery and Transfer Challenges. Paper OTC-20605-MS, presented at the Offshore Technology Conference, Houston.

TRANSOCEAN. Our Rigs: Unparalleled Capability. Disponível em: <https://www.deepwater.com/our-fleet/our-rigs>. Acesso em 23/Oct/2023

VAN DIEMEN, J. *et al.*, 2015, BSR Installation: Displacing 10, 000t of Water to Install 2, 500t of Steel Buoy at 250m Below Sea Level. Paper OTC-25887-MS presented at the Offshore Technology Conference, Houston, 04-07 May.