



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

LARA MACIEL TEIXEIRA

**ACOMPANHAMENTO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS COM A
IMPLEMENTAÇÃO DE UMA FERRAMENTA PARA CAMPOS DO PRÉ-SAL**

FORTALEZA - CE

2023

LARA MACIEL TEIXEIRA

**ACOMPANHAMENTO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS COM A
IMPLEMENTAÇÃO DE UMA FERRAMENTA PARA CAMPOS DO PRÉ-SAL**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Petróleo do Departamento de Engenharia Química do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Vitor Ponte.

FORTALEZA - CE

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- T267a Teixeira, Lara Maciel.
Acompanhamento de produção de petróleo e gás com a implementação de uma ferramenta para campos do Pré-Sal / Lara Maciel Teixeira. – 2023.
40 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Petróleo, Fortaleza, 2023.
Orientação: Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte.
1. Pré-Sal. 2. Planilha. 3. SCC-CO2. 4. Produção de petróleo. 5. Gerenciamento de produção. I. Título.
CDD 665.5092
-

LARA MACIEL TEIXEIRA

**ACOMPANHAMENTO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS COM A
IMPLEMENTAÇÃO DE UMA FERRAMENTA PARA CAMPOS DO PRÉ-SAL**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Petróleo do Departamento de Engenharia Química do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Aprovada em: ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Vitor Ponte. (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Itamar Alves Junior
Diretor de Segurança e Saúde SPE Brazil Section

Prof. Dr. Pedro Felipe Gadelha Silvino
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

A meus pais, Mauro e Adria, minha
avó Leonarda, meus irmãos e
amigos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, pelo dom da vida, por me fazer digna de seu infinito amor e por me dar a coragem e a persistência necessária para enfrentar e superar os obstáculos na caminhada até aqui e as que ainda virão.

Aos meus pais, Ádria Maria Maciel Teixeira e Antônio Mauro Dias Teixeira, pelo amor e por me ensinarem a importância dos estudos e a busca pelos meus sonhos, sempre com muito esforço e dedicação.

A minha irmã gêmea, Larissa Maciel Teixeira, e meu cunhado João Afonso Menezes que sempre lutam todas as minhas batalhas comigo. E aos meus outros irmãos, Alan e Alisson Maciel Teixeira.

Ao professor Vitor Ponte, por todos os conselhos e sugestões para que esse trabalho fosse possível e por todos os anos de tutoria e dedicação durante minha estada no Capítulo Estudantil SPE UFC.

Aos participantes da banca examinadora, o engenheiro Itamar Alves Júnior e o professor Pedro Felipe Gadelha Silvino, por sua disponibilidade em estarem presentes neste dia e estimada contribuição para o engrandecimento deste trabalho.

Meus mais afáveis agradecimentos ao professor Luis Glauber Rodrigues, minha maior inspiração durante todo o curso, tanto como profissional quanto como pessoa. Sem todo seu suporte, confiança, motivação, paciência, ensinamentos e oportunidades durante a graduação, não teria chegado até aqui da forma como cheguei.

Aos queridos amigos que a graduação trouxe e que dividiram seus dias, ensinamentos, afeto e confiança durante nossa passagem nos mais diversos projetos do curso (SPE-UFC, *Black Oil* Consultoria Júnior, Bolsa CNPQ etc.): Pablo Fernandes, Hiago Lucena e Raíssa Gomes.

Aos melhores amigos que a vida me brindou, Cibele Tavares, Bruna Coutinho, Diego da Silva, Derlene Arruda, Daniel Evangelista e Rômulo Leorne por estarem comigo em todos os momentos, entenderem minha persistente falta de tempo, amor incondicional e amizade sincera.

Aos demais professores da Graduação pelos profissionais e pessoas que são e por seus ensinamentos valiosos.

“Todos os nossos sonhos podem se tornar realidade, se tivermos a coragem de persegui-los!”

(Walt Disney)

RESUMO

A indústria petrolífera opera de maneira oligopolística, diversificada e globalizada, com o propósito de alcançar um controle do mercado petrolífero mundial por meio dessas colaborações entre grandes investidores internacionais, ao mesmo tempo em que busca abranger todas as fases da cadeia de produção. A ampliação das reservas nacionais nas proporções que o Pré-Sal possibilitou colocou o Brasil numa posição agora de um dos principais players do setor petrolífero no mundo. O efeito já esperado disso é que o país vem se transformando em um importante exportador e alvo de pesados investimentos por parte de empresas estrangeiras. O presente trabalho, apresentado como um trabalho de conclusão de curso a partir de um estágio industrial, baseia-se na descrição e caracterização do processo de construção de uma base de dados sólida para acompanhamento de produção de 3 grandes ativos pertencentes ao Pré-Sal brasileiro, durante o período de estágio da autora em uma empresa operadora multinacional – *major* no cenário global de petróleo e parceira da principal Operadora brasileira a atuar nesses campos. O objetivo para criação da ferramenta de acompanhamento foi alcançar uma fonte unificada de visualização mais assertiva, que correlacionasse todos os fatores envolvidos no processo de gerenciamento de ativos e a partir disso ser possível identificar padrões, desvios, causas-e-efeito etc. Desde o número de poços conectados até a gestão dos reservatórios e a eficiência operacional, cada aspecto exerce um papel crucial na otimização do desempenho das operações. A ferramenta de acompanhamento proposta emergiu como uma resposta imperativa a essa complexidade, fornecendo uma visão unificada, sistemática e assertiva de todas as variáveis envolvidas.

Palavras-chave: Pré-Sal. Iara. Sépia. Libra. Planilha. SCC-CO2. Produção de petróleo. Gerenciamento de produção.

ABSTRACT

The oil industry operates in an oligopolistic, diversified, and globalized manner, aiming to achieve control over the global oil market through collaborations among major international investors, while also seeking to encompass all phases of the production chain. The expansion of national reserves on the scale made possible by the Pre-Salt has positioned Brazil as one of the key players in the global oil sector. An anticipated consequence of this is that the country has transformed into a significant exporter and a target for substantial investments by foreign companies. This present work, presented as a conclusion of a course based on an industrial internship, is rooted in the description and characterization of the process of constructing a robust database for monitoring the production of three major assets belonging to the Brazilian Pre-Salt during the author's internship period at a multinational operating company – a major player in the global oil scene and a partner of the primary Brazilian Operator operating in these fields. The aim of creating the monitoring tool was to achieve a more accurate unified visualization source that correlated all the factors involved in asset management, enabling the identification of patterns, deviations, cause-and-effect relationships, and more. From the number of connected wells to reservoir management and operational efficiency, each aspect plays a crucial role in optimizing operations' performance. The proposed monitoring tool emerged as an imperative response to this complexity, providing a unified, systematic, and accurate view of all the variables involved.

Keywords: Pre-Salt. Iara. Sépia. Libra. Spreadsheet. SCC-CO2. Oil production. Production management.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Desenho expositivo sobre a profundidade alcançada no Pré-Sal.....	20
Figura 2 – FPSO Pioneiro de Libra.....	24
Figura 3 – FPSO Guanabara (MV31)	25
Figura 4 – FPSO P68.....	27
Figura 5 – FPSO P-70 sendo rebocada por sistema de <i>dry tow</i> pela BOKA VANGUARD, da BOSKALIS.....	28
Figura 6 – FPSO Carioca.....	29
Figura 7 – Ilustração esquemática das funcionalidades encontradas na ferramenta.....	35

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Produção média de petróleo no Pré-Sal.....	30
Gráfico 2 - Exemplos de ganho de vida útil de linhas do Pré-Sal acometidas por SCC-CO2 após refinamento do processo de monitoramento.....	37

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Principais agentes causadores de SCC-CO2 e estratégias de mitigação...20

LISTA DE ABREVIACÕES

IEA	International Energy Agency
ANP	Agência Nacional do Petróleo
BDO	Boletim Dirio de Operao
BMP	Boletim Mensal de Produo
BPD	Barris de Petróleo por dia
BTP	Boletim de Teste de Poo
CNPQ	Conselho Nacional de Desenvolvimento Cientfico e Tecnológico
DOWD	Drydocks World Dubai
EUA	Estados Unidos da Amrica
FPSO	Floating Production, Storage and Offloading
PAD	Plano de Avaliao da Descoberta
PEO	Programa de Explorao Obrigatório
POB	People on Board
RGO	Ratio Gas Oil
SCC	Stress-corrosion cracking
SPA	Sistema de Produo Antecipada
SPE	Society of Petroleum Engineers
TLD	Teste de Longa Durao
UFC	Universidade Federal do Cear

LISTA DE SIMBOLOS

CO ₂	Dióxido de carbono
H ₂ S	Sulfeto de Hidrogênio
km ²	Quilômetro quadrado
m ³	Metro cúbico
MM	Milhão
%	Porcentagem
°C	Grau Celsius
km	Quilômetro
boe/d	Barris de óleo por dia
kboe/d	Mil barris de óleo por dia

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	16
2	REVISÃO DE LITERATURA.....	18
2.1	O Pré-Sal Brasileiro.....	18
2.2	Principais Bacias produtoras.....	20
2.2.1	Bacia de Campos.....	20
2.2.2	Bacia de Santos.....	21
2.3	Campo de Mero.....	22
2.3.1	FPSO Pioneiro de Libra.....	23
2.3.2	FPSO Guanabara.....	24
2.4	Campos de Berbigão, Sururu e Atapu (Área de IARA)	25
2.4.1	FPSO P68.....	26
2.4.2	FPSO P70.....	27
2.5	Campo de Sépia.....	28
2.5.1	FPSO Carioca.....	29
2.6	Histórico da Evolução da Produção do Pré-Sal ao longo dos anos.....	30
2.7	O fenômeno de SCC-CO2 em linhas flexíveis no Pré-Sal.....	32
3	METODOLOGIA.....	33
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	34
4.1	Dados de Produção Mensal e Eficiência Operacional.....	36
4.2	Gráficos de <i>Highlights</i>	36
4.3	Previsão de trocas de linhas.....	37
4.4	Informações gerais.....	37
5	CONCLUSÃO.....	38
6	REFERÊNCIAS.....	39

1 INTRODUÇÃO

A indústria petrolífera opera de maneira oligopolística, diversificada e globalizada, por meio de colaborações entre grandes investidores nacionais e internacionais, ao mesmo tempo em que busca abranger todas as fases da cadeia de produção. Essa abordagem tem como objetivo central a estabilidade do mercado, evitando disputas de preços, para assegurar a contínua oferta e distribuição de petróleo à sociedade (SOUSA, 2015).

A conhecida "Lei do Petróleo" (Brasil, 2023) lei teve como principal objetivo atrair investimentos estrangeiros para o setor petrolífero, visando o seu desenvolvimento. A partir desse marco, uma série de mecanismos foi implementada para estimular a colaboração entre diferentes empresas. Nesse contexto, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis passou a ser responsável por regular, autorizar, conceder e fiscalizar as operações de exploração e produção de petróleo no Brasil, o que resultou na entrada de empresas internacionais competindo pela exploração de blocos. Essas companhias trazem consigo avanços tecnológicos e recursos financeiros que têm impulsionado e continuam a impulsionar o crescimento da região (SOUSA, 2015).

Essa ótica também se perpetua internamente entre as empresas que mantem parcerias na exploração de campos do Pré-Sal, o que faz com que a massa de decisões que perpassa a rotina de operações seja avaliada, discutida, entendida e acordada conjuntamente entre os parceiros. Diante disso cada empresa assume uma metodologia própria para compreender/alinhar o “processo decisório Petrobras” – Principal operadora do país - e fazer sugestões/alterações quando estão dentro do cenário de Operação conjunta.

A designação Pré-sal é atribuída a uma estrutura geológica formadas há mais de 100 milhões de anos que é sobreposta por uma espessa camada de aproximadamente 2.000 metros de sal marinho que se acumulou no leito oceânico. Essa formação está localizada sob as três bacias petrolíferas: Campos, Espírito Santo e Santos, que marcaram as maiores descobertas na região até aquele momento. (SEABRA *et al*, 2011).

A ampliação das reservas nacionais nas proporções que o Pré-Sal possibilitou colocou o Brasil numa posição agora de um dos principais players do setor petrolífero no mundo. O efeito já esperado disso é que o país vem se transformando em um importante exportador e alvo de pesados investimentos por parte de empresas estrangeiras. O avanço dos investimentos internacionais diretos no setor de extração de petróleo já aumentou cerca de 10 vezes desde a descoberta do Pré-Sal (MORAIS, 2014).

Considerando a pujança do mercado de petróleo e gás brasileiro e o potencial do pré-sal, este trabalho, tem por objetivo apresentar o impacto de uma ferramenta de análise e acompanhamento de produção, que torne possível a identificação do melhor plano de gestão/operação para FPSOs nos campos do Pré-Sal na visão de uma operadora parceira. Uma vez que tais plataformas estão com cada vez mais capacidade de processamento de óleo, é imprescindível um bom plano de gestão pois qualquer equívoco pode gerar uma parada (e isso reflete em gigantescas perdas monetárias).

Quanto aos Objetivos Específicos, estão compreendidos:

- Caracterizar as etapas necessárias para implementação da ferramenta;
- Visualizar a produção sob diferentes parâmetros;
- Compreender as implicações referentes a cada mudança de parâmetro quanto a confiabilidade de verificação e rastreio de inconsistências;
- Buscar assertividade de previsão de durabilidade de dutos a fim de indicar o melhor cenário para troca de linhas.

2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 O Pré-Sal Brasileiro

Conduzindo um consórcio entre as empresas British Gas e Partex, em agosto de 2006, a Petrobras fez uma descoberta de petróleo em uma determinada área, depois de perfurar mais de 5 mil metros desde a superfície do mar, atravessando uma considerável camada de sal. Inicialmente essa área foi chamada de Tupi. Então, através de análises feitas, foram observadas reservas estimadas entre 5 e 8 bilhões de barris de petróleo. Tal sucesso levou à perfuração de outros poços, como Baleias, na bacia de Campos (contendo reservas estimadas entre 1,5 e 2 bilhões de barris) e Yara na bacia de Santos (contendo reservas estimadas entre 3 e 4 bilhões de barris). Conseqüentemente, em novembro de 2007, foi anunciado oficialmente pelo governo a existência de uma nova realidade geológica para o Brasil e para a indústria petrolífera internacional: a província do Pré-Sal, localizada desde o norte de Santa Catarina até o sul do Espírito Santo e situada sob três bacias petrolíferas: Campos, Espírito Santo e Santos, onde foram realizadas as maiores descobertas na área até então. A partir de 2010, o Brasil passou a ser reconhecido como um grande produtor com um enorme potencial energético através de estatísticas recorrentes da Agência Internacional de Energia (AIE) e do Ministério de Energia dos EUA. Desde então a província do Pré-Sal é considerada como a maior descoberta de petróleo do hemisfério sul nos últimos trinta anos, e aponta consistentemente o país para o radar de vários investidores internacionais (RICCOMINI *et al*, 2023; SEABRA *et al*, 2011).

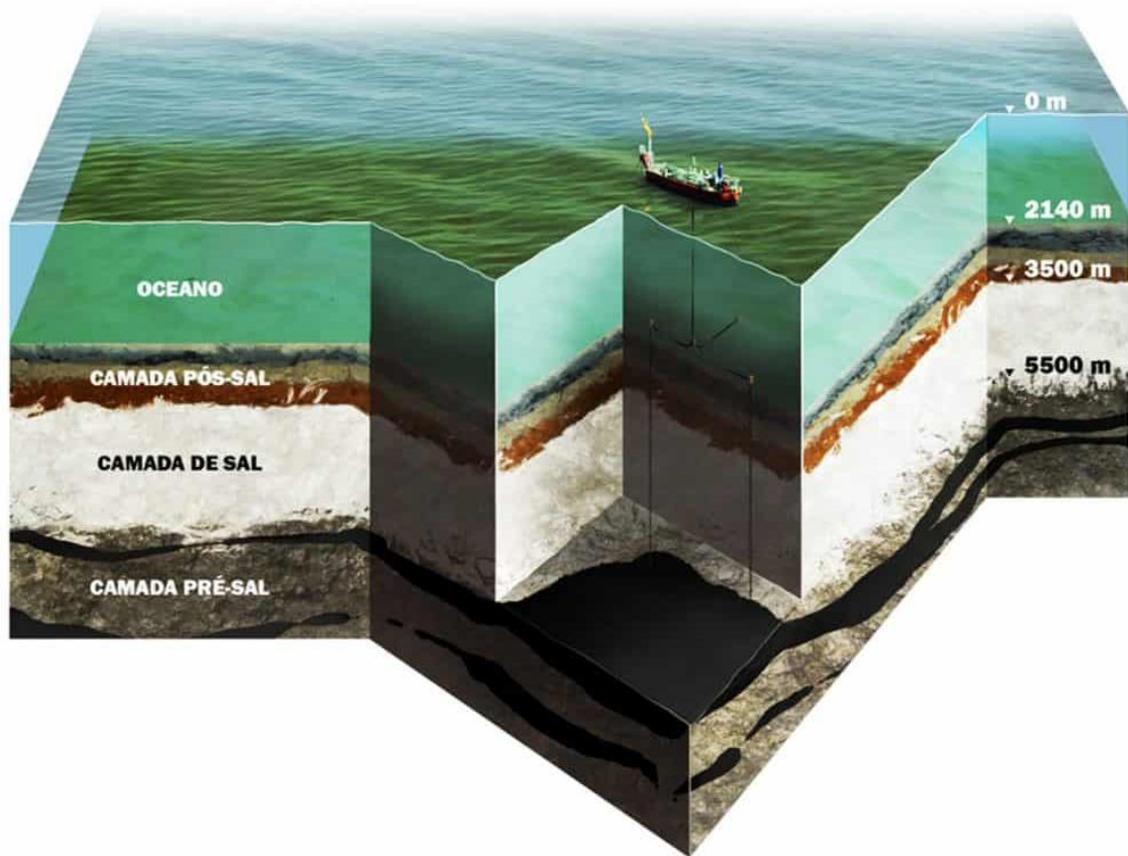
Com uma área total de 149.000 quilômetros quadrados essa província é composta por grandes acumulações de óleo leve, de excelente qualidade e com alto valor comercial.

Uma vez que seu óleo é tido como de baixo teor de enxofre, densidade média e baixa acidez, características de um óleo de boa qualidade e preço satisfatório no mercado petrolífero. Um cenário que coloca o Brasil em uma posição estratégica frente à grande demanda de energia mundial. Quanto ao gás, sua qualidade é tida como um gás rico, no qual são encontrados vários componentes intermediários - como propano, butano e outros - que possibilitam a extração de muitos produtos de alto valor agregado. Já um contraponto seria a forte presença de dióxido de carbono (CO₂) que o gás de alguns reservatórios do Pré-Sal apresenta, levando a várias problemáticas devido a essa contaminação - como será melhor explanado no tópico 2.7 deste trabalho (GOUVEIA, 2010; PETROBRAS, 2023).

Segundo a Petrobras (2023), os principais desafios enfrentados para produzir no Pré-Sal são:

- Distância da Costa – As áreas do Pré-Sal ficam a cerca de 300 km da costa.
- Profundidade da lâmina d'água – Plataformas localizadas em águas ultra profundas, cujo leito marinho chega a cerca de 3.000 metros de profundidade.
- Profundidade do reservatório – Após alcançar o fundo do oceano, as sondas ainda devem perfurar aproximadamente 5km de rocha até chegar ao reservatório, percorrendo uma distância total que pode chegar a 10 quilômetros.
- Camada de sal – A camada de sal a ser perfurada pode chegar até 2 km de distância, como exemplificado na figura 1.
- Baixas temperaturas – No reservatório, o petróleo é encontrado a uma temperatura de aproximadamente 70°C, porém, ao alcançar o fundo do oceano, ele se depara com uma temperatura ambiente de 4°C. Esse contraste térmico apresenta desafios significativos para o escoamento do fluido. Pois esse resfriamento resulta em um aumento considerável da viscosidade, o que pode gerar redução na produção.
- Forte presença de gás carbônico – A porcentagem de CO₂ encontrada no petróleo do Pré-Sal é bem mais significativa que a de outros campos.
- Contaminantes – Presença de sulfeto de hidrogênio (H₂S).

Figura 1 – Desenho expositivo sobre a profundidade alcançada no Pré-Sal.



Fonte: r7 (2023).

2.2 Principais Bacias produtoras

2.2.1 Bacia de Campos

Localizada na região Sudeste do Brasil, a Bacia de Campos está situada na Margem Leste Brasileira, abrangendo uma extensão de aproximadamente 100.000 km². Sua área se estende ao longo do litoral que banha o Norte do Estado do Rio de Janeiro e o Sul do Estado do Espírito Santo. Seus limites são estabelecidos ao Norte pelo alto de Vitória, que a separa da Bacia do Espírito Santo, e ao Sul pelo Alto de Cabo Frio, que a delimita em relação à Bacia de Santos (BASTOS, BASTOS, 2017).

Formada há cerca de 100 milhões de anos, a Bacia de Campos surgiu como a primeira grande descoberta com imenso potencial para exploração, porém apresentando o desafio de alcançar águas profundas. Sua formação se originou a partir da separação dos continentes sul-americano e africano, ao longo do tempo, liberando sedimentos no Oceano Atlântico e criando um verdadeiro "aterro natural". Esse processo resultou na decomposição

desses sedimentos sob diferentes níveis de pressão e temperatura, formando as valiosas reservas de petróleo e gás natural encapsuladas em rochas porosas no subsolo marinho (PRESAL PETROLEO, 2023)

A descoberta do campo de petróleo de Garoupa, em 1974, marcou o início da exploração comercial nessa bacia. Atualmente sendo quase todos em fase de produção e alguns poucos em fase de desenvolvimento. As camadas Pré-Sal são responsáveis por produzir aproximadamente 300.000 boe/d na Bacia de Campos. Essa produção advém dos campos de Jubarte, Baleia Azul, Baleia Franca, Marlim Leste, Caratinga, Barracuda, Marlim, Voador, Albacora Leste, Linguado, Badejo etc. Desde então, foram feitas diversas descobertas significativas, incluindo os campos de petróleo de Marlim, Roncador e Albacora, que se tornaram alguns dos maiores campos de petróleo do Brasil (BASTOS, BASTOS, 2017).

2.2.2 Bacia de Santos

A Bacia de Santos, a maior bacia offshore do Brasil, é uma das mais importantes em termos exploratórios. Ela abrange uma vasta extensão ao longo da região sudeste da costa brasileira, seguindo-se desde o litoral sul do Estado do Rio de Janeiro até o norte do Estado de Santa Catarina. Com uma área de cerca de 350.000 km², a Bacia de Santos é limitada ao norte pelo Alto de Cabo Frio, que a separa da Bacia de Campos, e ao sul pelo Alto de Florianópolis, que a separa da Bacia de Pelotas. Essa dimensão territorial é quase três vezes maior do que a da Bacia de Campos. Além de ser a principal produtora de hidrocarbonetos no país, a Bacia de Santos figura como uma peça fundamental no cenário da exploração de petróleo e gás brasileira (CASTRO, 2019).

Na década de 1970, começaram os primeiros investimentos em exploração na Bacia de Santos. Já nos anos 1990 e 2000, foram feitas diversas descobertas, mas ainda em reservatórios do pós-sal (reservas modestas e frequentemente contendo petróleo pesado). A verdadeira relevância dos reservatórios do pré-sal veio à tona em maio de 2009, quando foi realizado um Teste de Longa Duração (TLD) na área conhecida como Tupi, marcando um momento histórico para a produção de petróleo no país. Posteriormente, em 2010, deu-se início ao Sistema de Produção Definitiva do Campo de Tupi, utilizando o FPSO Cidade de Angra dos Reis, que está localizado a aproximadamente 280 quilômetros da costa, em águas com profundidade de 2.200 metros. Tupi, com suas vastas reservas de petróleo e gás, é considerado atualmente o campo de maior produção em águas profundas em todo o mundo (PRESAL PETROLEO, 2023).

Em 2018 a Bacia de Santos superou a hegemonia da Bacia de Campos, se tornando a principal bacia produtora nacional. A área abriga hoje os três maiores campos produtores de petróleo e gás natural do pré-sal – Tupi, Búzios e Sapinhoá. Para além deles, também são responsáveis pela produção da bacia os campos de Atlanta, Mero, Berbigão, Sururu, Atapu, Tambaú-Uruguaá, Baúna, Condensado Mexilhão, Lapa, entre outros (ANP, 2021; IBP, 2021).

2.3 Campo de Mero

Localizado no bloco de Libra, o Campo de Mero é reconhecido como o terceiro maior campo em volume de óleo do Brasil. Ele está situado na Bacia de Santos, a 165 quilômetros do litoral do estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água variando entre 1.700 metros e 2.300 metros, com uma área de 1.547 quilômetros quadrados.

Sua operação é liderada pela Petrobras, que detém 38,6% de participação, em parceria com a Shell Brasil (19,3%), TotalEnergies (19,3%), CNPC (9,65%), CNOOC Limited (9,65%) e Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA) (3,5%), esta última representando a União na Área Não Contratada.

Sua produção foi iniciada em 2017, no dia 26 de novembro, com a fase de pré-produção, marcando o começo de suas operações com o FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*), Pioneiro de Libra. Essa ação integra o Programa Exploratório do Bloco de Libra, que busca coletar informações para determinar a estratégia ideal de desenvolvimento para toda a região, com base nos futuros sistemas definitivos – onde a Petrobras conduziu um Teste de Longa Duração (TLD) e está executando os planos para quatro Sistemas de Produção Antecipada (SPA) a fim de obter dados consistentes e confiáveis sobre o reservatório. O objetivo é adquirir conhecimentos fundamentais para guiar o planejamento e implementação das próximas fases do projeto. A produção de petróleo é armazenada no FPSO e escoada através de navios aliviadores, enquanto o gás produzido será parcialmente consumido na unidade de produção e o restante reinjetado no reservatório. Desde abril de 2022, o campo também conta com a atividade do FPSO Guanabara - apenas o primeiro dos quatro permanentes que já estão em construção no campo e que, em conjunto, têm potencial para contribuir com uma produção de mais de 650 kboe/d até 2026 (PETROBRAS, 2023).

2.3.1 FPSO Pioneiro de Libra

O FPSO Pioneiro de Libra (figura 2) é a 16ª plataforma de produção de petróleo a entrar em operação na Bacia de Santos desde a descoberta do pré-sal. Ela foi a primeira unidade equipada para injetar todo o gás produzido durante os testes. Possui capacidade de processar, diariamente, até 50 mil barris de petróleo e 4 milhões de metros cúbicos de gás associado. Sua produção quando comparada com outros FPSOs pode ser considerada pequena, mas isso se deve ao seu objetivo principal, que é o de aferir o comportamento do reservatório de petróleo e expandir o conhecimento das características da jazida.

Pois embarcações do tipo FPSO, destinadas aos Testes de Longa Duração (TLDs), possuem uma estrutura intrinsecamente complexa. Ao contrário das embarcações de produção permanente, elas apresentam uma capacidade menor para produção, processamento e armazenamento de petróleo. Além disso, sua concepção precisa ser altamente flexível e adaptável a diferentes cenários. Um exemplo disso é o sistema de ancoragem tipo turret (interno ou externo), que centraliza as linhas de produção e permite movimentos ao redor do eixo. Essa característica possibilita uma maior capacidade de se adaptar a mudanças de localização, tornando a embarcação altamente versátil (PELLIZZARI, 2021; BOSCO, 2011).

Através dos Testes de Longa Duração (TLD) e dos Sistemas de Produção Antecipada (SPAs), é possível adquirir uma ampla variedade de informações, tais como:

- Identificação dos limites do reservatório;
- Variações do fluido no reservatório;
- Dados dinâmicos dos poços e reservatório (queda de pressão, Índice de Produtividade em longo prazo, evolução dos mecanismos de danos, eficiência de estimulação);
- Calibração dos modelos de reservatório e fluxo multifásico por ajuste de histórico;
- Identificação de fraturas condutivas e camadas super-K;
- Suporte da pressão de aquífero e produção prematura de água;
- Problemas de garantia de escoamento (parafinas, asfaltenos, incrustações e migração de finos) e de eficiência das ações de mitigação (injeção de química);
- Operações de alívio da unidade de produção (EPBR, 2023).

Figura 2 – FPSO Pioneiro de Libra.



Fonte: Offshore-Mag (2023).

2.3.2 FPSO Guanabara

A unidade FPSO Guanabara entrou em operação em abril de 2022, representando um marco significativo no desenvolvimento do Campo de Mero. A plataforma está ancorada a aproximadamente 180 quilômetros da costa do Rio de Janeiro, em uma lâmina d'água de cerca de 2.100 metros. Possui capacidade de processar 180 mil barris de petróleo bruto por dia, além de 424 milhões de pés cúbicos padrão de gás e 225 mil barris de injeção de água por dia. Sua capacidade de armazenamento é de 1.400.000 barris de petróleo bruto. Além disso, foi projetado para reinjetar 100% do gás processado de volta no poço de petróleo, tornando-o uma opção mais eficiente em termos de gerenciamento de recursos (MODEC, 2023).

O FPSO foi convertido e integrado no estaleiro DSIC em Dalian, China. Posteriormente, antes de sua chegada ao Brasil, a plataforma fez uma parada de aproximadamente 2 meses no estaleiro *Drydocks World Dubai* (DDWD) em Dubai, onde foram realizadas atividades de comissionamento. Essas etapas foram importantes para garantir que o FPSO estivesse pronto e operacional antes de iniciar suas atividades na Bacia de Santos (PETROBRAS, 2023).

A unidade (figura 3) representa o primeiro FPSO de uma série planejada de quatro unidades definitivas destinadas ao campo de Mero, cada qual com capacidade de produzir até 180 mil bpd de petróleo. Esse resultado foi obtido através de quatro poços produtores e três injetores de gás. O desempenho se deveu à alta produtividade por poço, à aceleração da curva de aprendizado e à utilização de tecnologias de última geração no campo - como a chamada

configuração em loop para os poços injetores de água e gás e a separação de dióxido de carbono (CO₂) por membranas (EXAME, 2023).

Figura 3 – FPSO Guanabara (MV31).



Fonte: Modec (2023).

2.4 Campos de Berbigão, Sururu e Atapu (Área de IARA)

A licença BM-S-11A contempla partes dos campos de Sururu, Berbigão e Atapu. Tais campos são operados pela Petrobras (42,5%) em parceria com a Shell Brasil Petróleo Ltda. (25%), Total E&P do Brasil Ltda. (22,5%) e a Petrogal Brasil S.A. (10%). Os reservatórios desses campos também se estendem para áreas sob contrato de cessão onerosa (100% Petrobras) e de processo de unitização, constituindo as jazidas compartilhadas de Berbigão, Sururu e Atapu (CORRÊA, 2019).

No dia 29 de dezembro de 2014, a Petrobras apresentou à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) as declarações de comercialidade das acumulações de petróleo e gás das áreas de Iara (Plano de Avaliação da Descoberta – PAD - do poço 1-BRSA-618-RJS – Consórcio BM-S-11), e Entorno de Iara (Bloco 4, do contrato de Cessão Onerosa), localizado em águas profundas da Bacia de Santos, no pré-sal brasileiro (GOMES *et al.*, 2016; PETROBRAS, 2014).

No âmbito do Plano de Avaliação de Iara, operando sob regime de concessão, as atividades realizadas pelo Consórcio BM-S-11 tiveram início em setembro de 2008. Essas ações compreenderam a coleta de dados sísmicos tridimensionais, a perfuração e análise de sete poços, além da condução de um Teste de Longa Duração (TLD). Esse esforço conduziu à identificação de duas áreas de depósito com a perfuração dos poços 1-BRSA-618 RJS e 3-BRSA-1032 RJS. Os limites dessas áreas se estendem ao bloco Entorno de Iara, que se enquadra no contexto da Cessão Onerosa. No bloco Entorno de Iara, enquadrado no escopo do Programa de Exploração Obrigatório (PEO), a Petrobras realizou aquisições de dados sísmicos 3D e a perfuração de três poços com o objetivo de explorar, delinear e caracterizar as reservas existentes. Adicionalmente, três testes de formação e um TLD foram conduzidos para avaliar a produtividade dos reservatórios. A perfuração do poço 1-BRSA-1146 RJS possibilitou a identificação de uma área de depósito, cujo limite se estende para a região de Concessão do BM-S-11 (GOMES *et al.*, 2016; PETROBRAS, 2014).

Assim, a exploração conduzida no PAD e no bloco 4 da Cessão Onerosa culminou na delimitação de três áreas de acumulação de recursos. Devido aos regulamentos vigentes e à natureza dos contratos distintos (Concessão e Cessão Onerosa), foram formalmente declaradas como comerciais oito campos:

- Berbigão
- Norte de Berbigão
- Sul de Berbigão
- Sururu
- Norte de Sururu
- Sul de Sururu
- Atapu
- Oeste de Atapu

2.4.1 FPSO P68:

O FPSO P68 é responsável pela produção dos campos de Berbigão e Sururu. A plataforma está localizada a aproximadamente 230 quilômetros da costa do estado do Rio de Janeiro, em profundidade de água de 2.280 metros. Com a pretensão de interligar 10 poços produtores e sete poços injetores; o escoamento ser feito por navios aliviadores e quanto a produção de gás, ser escoada pelas rotas de gasodutos do pré-sal. Sua operação foi iniciada a partir do campo de Berbigão, em novembro de 2019. Possui capacidade para processar

diariamente até 150 mil barris de óleo e comprimir até 6 milhões de m³ de gás natural. A P-68 (figura 4) foi a quarta unidade da série de replicantes (sistemas com projetos padronizados) a entrar em operação no pré-sal (SILVEIRA, 2019).

Figura 4 – FPSO P68.



Fonte: Portos e Navios (2022).

2.4.2 FPSO P70:

A P-70 é o quinto FPSO da Petrobrás da série das plataformas replicantes. Pois foi percebido que ao repetir o mesmo projeto várias vezes há um ganho de escala em produtividade e eficiência, além também da segurança e da própria operação. Ele é responsável pela produção do campo de Atapu.

A plataforma entrou em operação em junho de 2020. Seu transporte até o Brasil foi realizado por uma modalidade chamada de *dry tow* (reboque seco), o que quer dizer que ao invés de ser conduzida por rebocadores oceânicos, a unidade é embarcada em um navio semissubmersível para transporte de carga pesada (figura 5). Este navio de transporte de carga foi criado especificamente para transportar cargas desta natureza, diminuindo o tempo logístico de viagem em mais de 1 mês. Tal Manobra inclusive só foi realizada anteriormente uma única

vez no mundo: Com a P-67, segunda unidade da série de replicantes da Petrobras (TOTALENERGIES, 2023; TN PETROLEO, 2023).

Figura 5 – FPSO P-70 sendo rebocada por sistema de *dry tow* pela BOKA VANGUARD, da BOSKALIS.



Fonte: Beckman (2020).

A embarcação está a cerca de 200 km da costa do estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de 2.300 metros. Também com capacidade de produção máxima de 150 mil barris por dia, cujo *plateau* foi alcançado com um pouco mais de 1 ano de operação no campo, tendo apenas quatro poços produtores interligados no período. Além disso, também é capaz processar 6 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia (SOUZA, 2021).

2.5 Campo de Sépia

A Jazida Compartilhada de Sépia abrange uma área de 79,8 km², englobando os campos de Sépia, Sépia Leste. Situa-se na região central da Bacia de Santos, adjacente aos estados de São Paulo e do Rio de Janeiro, a aproximadamente 280 km da costa, em uma profundidade de água de 2.150 metros. Sua identificação ocorreu em março de 2012, por meio da perfuração do poço 1-BRSA-976-RJS. É composta por formações rochosas carbonáticas provenientes da camada Barra Velha, datando do período aptiano. Esse depósito encontra-se localizado a profundidades que variam de 4.813 a 5.722 metros abaixo do nível do mar, frequentemente oculto sob uma considerável camada de sal, podendo atingir até 2.450 metros

de espessura. É caracterizado por um reservatório amplamente fragmentado e apresentando fraturas, ocupando uma área restrita. Além disso, exibe uma espessura notável de material permoporoso que contém óleo (ANP, 2019).

2.5.1 FPSO Carioca:

O FPSO Carioca (figura 6), unidade afretada junto à Modec, entrou em operação em agosto de 2021 e possui capacidade para processar 180.000 barris de petróleo bruto por dia, 212 milhões de pés cúbicos padrão de gás por dia, 240.000 barris de injeção de água por dia e tem capacidade de armazenamento de 1.400.000 barris de petróleo bruto. Está localizado a aproximadamente 200 km da costa do estado do Rio de Janeiro, em profundidade de água de 2.200 metros (MODEC, 2023).

Ele foi o primeiro sistema de produção definitivo instalado no campo de Sépia, no pré-sal da Bacia de Santos. Inicialmente foi previsto para o projeto a interligação de sete poços produtores e quatro poços injetores ao FPSO, além disso também possui um sistema de remoção do CO₂ presente no gás produzido e no de reinjeção na jazida, reduzindo o lançamento de dióxido de carbono na atmosfera e melhorando a recuperação de óleo (PETROBRAS, 2023).

Figura 6 – FPSO Carioca.



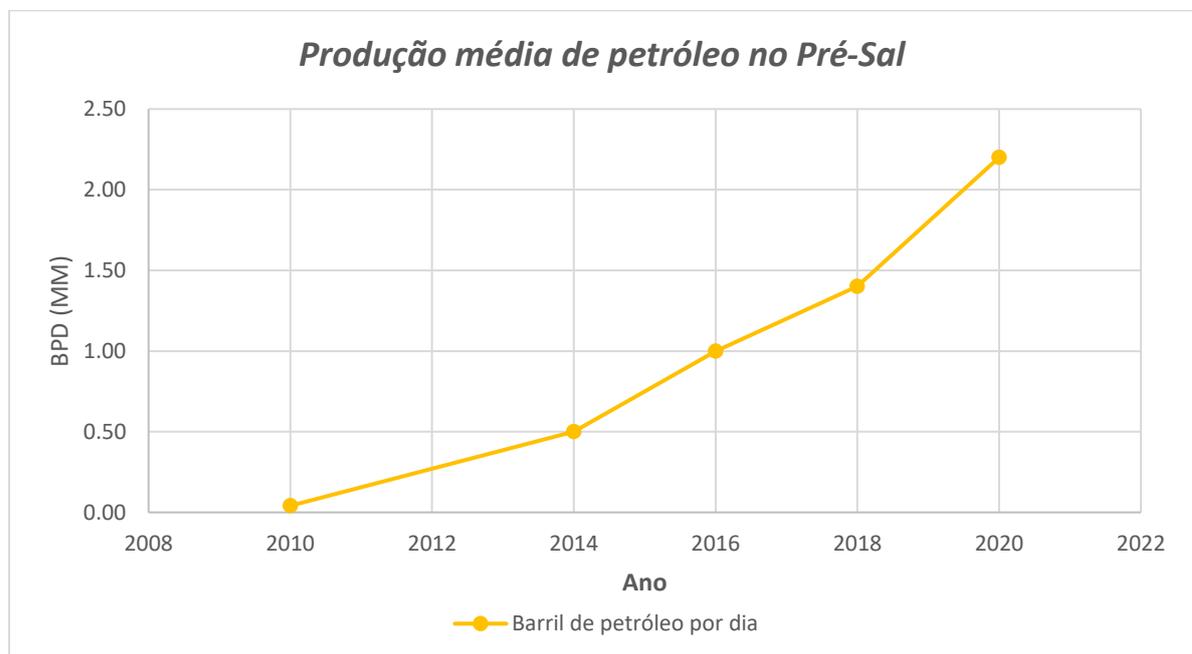
Fonte: Modec (2023)

2.6 Histórico da Evolução da Produção do Pré-Sal ao longo dos anos:

A partir dos anos 2006 e 2007, as descobertas significativas de reservas substanciais de petróleo no pré-sal das bacias sedimentares de Santos e Campos geraram uma transformação profunda no panorama petrolífero do Brasil. De acordo com projeções feitas por organizações internacionais, é previsto que a produção de petróleo brasileira atingirá uma média de 5,2 milhões de barris por dia durante a década de 2020 a 2030. Esse valor uma vez consolidado o Brasil como um dos principais players globais na produção petrolífera (MORAIS, 2014).

Segundo a Petrobras, 2023 e como é possível ver no gráfico 1, o “boom” de produção aconteceu principalmente nos últimos 5 anos, onde a produção cresceu substancialmente em um curto período saindo de 1.4 milhões em 2018 para 2.2 milhões de barris por dia em 2020 – o que é um crescimento aceleradíssimo dado o histórico de produção da empresa, que levou 49 anos a partir da criação da mesma para alcançar a marca cumulativa de 1,5 milhões de barris, em 2002, antes da descoberta e avanços no Pré-Sal:

Gráfico 1 – Produção média de petróleo no Pré-Sal.



Fonte: Adaptado de Petrobras (2023)

Vários são os agentes que contribuíram para essa evolução da produção de petróleo no pré-sal ao longo dos anos. Abaixo estão alguns dos principais fatores que impulsionaram esse crescimento (MORAIS, 2013; PETROBRAS, 2023):

1. **Tecnologia Avançada:** O desenvolvimento e a aplicação de tecnologias avançadas desempenharam um papel fundamental. Técnicas como perfuração horizontal e técnicas avançadas de exploração permitiram a exploração eficiente de reservatórios sob camadas espessas de sal.
2. **Plataformas Flutuantes (FPSOs):** A utilização de plataformas flutuantes de produção, armazenamento e transferência de petróleo (FPSOs) foi um divisor de águas no pré-sal. Essas plataformas permitiram a produção de petróleo em locais remotos e de difícil acesso, garantindo a viabilidade econômica de campos em águas profundas.
3. **Investimentos e Parcerias:** Investimentos significativos foram direcionados para o desenvolvimento do pré-sal. Grandes empresas do setor, incluindo a Petrobras e empresas estrangeiras, formaram parcerias para investir em projetos de exploração e produção, compartilhando riscos e recursos.
4. **Know-how Adquirido:** A experiência acumulada ao longo dos anos na exploração de campos em águas profundas no Brasil, como os campos da Bacia de Campos, proporcionou à indústria local um conjunto sólido de conhecimentos e técnicas, que pôde ser aplicado de forma vantajosa no pré-sal.
5. **Reservatórios de Alta Qualidade:** As reservas encontradas no pré-sal são de alta qualidade, caracterizadas por petróleo de baixa viscosidade e alta produtividade. Isso torna a produção mais eficiente e lucrativa.
6. **Estabilidade Política e Regulatória:** O ambiente político e regulatório que se consolidou mais estável e consonante no Brasil nos últimos anos, bem como uma maior clareza das regras de concessão e compartilhamento de produção, incentivaram investimentos a longo prazo e parcerias internacionais.
7. **Acesso a Mercados Globais:** A crescente demanda global por energia, juntamente com a qualidade do petróleo do pré-sal, permitiu que o Brasil se tornasse um fornecedor confiável e atrativo para mercados internacionais.
8. **Capacidade de Investimento:** A Petrobras, como a principal empresa de petróleo do Brasil, alicerçada por capital estrangeiro na forma das empresas parcerias - possuem uma capacidade significativa de investimento em exploração e produção, permitindo o financiamento de projetos de grande escala no pré-sal.
9. **Infraestrutura Desenvolvida:** A infraestrutura de exploração e produção já estabelecida em outras áreas offshore do Brasil também contribuiu para a expansão do pré-sal. A infraestrutura existente, como portos e instalações de apoio, facilitou a logística de operações no pré-sal.

10. Inovação Contínua: A indústria de petróleo continua a investir em pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias, métodos de recuperação avançados e práticas de exploração mais eficientes, contribuindo para uma produção mais sustentável e eficaz.

2.7 O fenômeno de SCC-CO2 em linhas flexíveis no Pré-Sal:

Tubos Flexíveis são amplamente utilizados em empreendimentos offshore no Brasil e o desafio antigo de superar lâminas d'água crescentes, altas pressões e fluidos com alto teor de contaminantes sempre estiveram presentes.

O SCC-CO2 se refere ao fenômeno de *Stress Corrosion Cracking* (SCC) gerado pelo dióxido de carbono (CO2) em ambientes de alta pressão e temperatura. O SCC é um tipo de corrosão que ocorre quando a combinação de tensões mecânicas, corrosivas e ambiente agressivo resulta em trincas ou rachaduras em materiais metálicos. Tais rachaduras podem ocasionar uma falha estrutural por fratura ou por colapso plástico (ou por uma combinação de ambos) em um curto espaço de tempo, reduzindo drasticamente a vida útil de dutos flexíveis (LACEO, 2023).

A Agência Nacional do Petróleo emitiu um alerta de segurança notificando a indústria de Petróleo e Gás sobre a ocorrência de corrosão por estresse causado pela presença de CO2 em uma injeção de gás tubo flexível (ANP/SSM, 2017).

O SCC-CO2 pode comprometer a integridade das estruturas e equipamentos, aumentando o risco de vazamentos e acidentes, além de requerer manutenção e substituições frequentes, o que impacta os custos de operação. Por isso, o monitoramento e o desenvolvimento de estratégias para mitigar o SCC-CO2 são fundamentais para a eficiência operacional e a segurança das instalações offshore. A tabela 1 apresenta um resumo dos principais aspectos que influenciam o mecanismo SCC-CO 2 em um duto flexível e uma série de atividades de mitigação associadas ao projeto de um duto flexível (BRANDÃO *et al*, 2021).

Tabela 01 – Principais agentes causadores de SCC-CO2 e estratégias de mitigação.

Modo de falha SCC-CO2 e possíveis estratégias de mitigação		
Material Suscetível:	Meio Ambiente:	Estresse:
	- Melhorar os modelos de previsão de anular.	- Determinar limites de estresse para operação.

<ul style="list-style-type: none"> - Determinar limites operacionais para materiais existentes. - Identificar revestimentos e tratamentos de superfície para reduzir a suscetibilidade à SCC. - Identificar materiais alternativos não suscetíveis a SCC. 	<ul style="list-style-type: none"> - Melhorar a vedação do encaixe final. - Reduzir a probabilidade de violação da bainha externa durante a instalação. - Reduzir a permeação de CO₂. 	<ul style="list-style-type: none"> - Gerenciar materiais residuais e tensões atuantes.
--	---	---

Fonte: Brandão *et al*, (2021).

3 METODOLOGIA

Durante um estágio industrial, os estudantes são expostos a atividades e projetos que estão alinhados aos objetivos da empresa ou organização hospedeira. Isso pode envolver a participação em projetos específicos, a colaboração com equipes multidisciplinares, a observação direta de processos industriais e a contribuição para soluções reais em um ambiente controlado. O principal objetivo do estágio industrial é fornecer uma transição suave entre a teoria e a prática, permitindo que os estudantes desenvolvam insights valiosos sobre a indústria, suas operações e demandas (PIMENTA, 2006; MARTINS, 2012).

O presente trabalho, caracterizado como um trabalho de conclusão de curso a partir de um estágio industrial, baseia-se na descrição e caracterização do processo de construção de uma base de dados sólida para acompanhamento de produção de 3 grandes ativos pertencentes ao Pré-Sal brasileiro, durante o período de estágio da autora em uma empresa concessionária multinacional – *major* no cenário global de petróleo e parceira da principal Operadora brasileira a atuar nesses campos.

O processo de desenvolvimento e aprimoramento da ferramenta para gerenciamento dos dados se deu segundo as seguintes etapas:

1. **Identificação das Necessidades:** Juntamente com a equipe responsável, foi definido os requisitos e as necessidades da ferramenta. Isso envolveu compreender as informações específicas a serem registradas, os tipos de dados a serem inseridos e as funcionalidades desejadas.
2. **Estruturação da Planilha:** Com especialistas em dados e engenheiros, foi estruturado o arcabouço da plataforma, definindo as lacunas necessárias

para registrar informações como nome do poço, data de entrada em produção, volume produzido, pressão, entre outros.

3. **Desenvolvimento e Formatação:** Essa fase incluiu a criação de fórmulas para cálculos automáticos, formatação condicional para destacar tendências e a criação de abas separadas para diferentes tipos de dados, entre outros.
4. **Validação e Testes:** Foram realizados testes para garantir que a ferramenta estivesse funcionando conforme o esperado. Isso envolveu a inserção de dados simulados e a verificação da precisão dos resultados gerados pelas fórmulas, tendo como referência os dados disponibilizados pela Operadora e ANP.
5. **Ajustes e Aprimoramentos:** Com base nos feedbacks da equipe e nos resultados dos testes, houve uma fase de ajustes na ferramenta para otimizar a usabilidade e a eficiência. Isso incluiu a correção de inconsistências, alinhamento de premissas, aprimoramento das fórmulas e a adição de recursos novos.
6. **Documentação e Treinamento:** Por fim foi elaborada uma documentação explicativa de como utilizar a plataforma, além da realização de sessões de treinamento para outros membros da equipe.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Acompanhar o dia a dia de plataformas de extração de petróleo requer um olhar sob vários fatores que interferem em seu volume de produção, tais como:

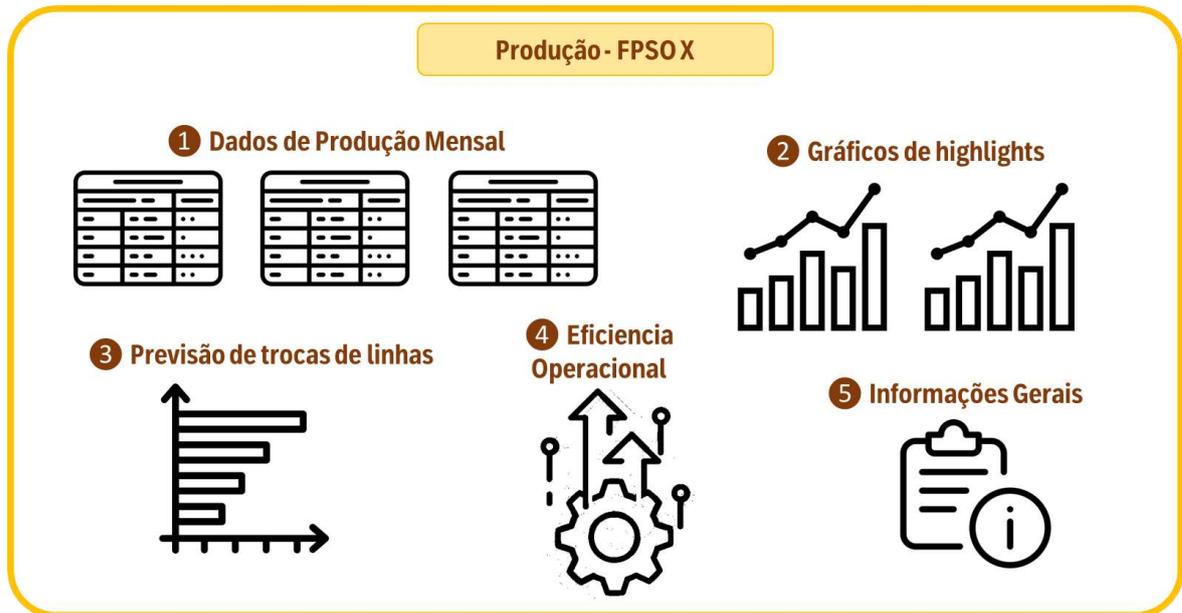
- **Número de poços conectados** – Datas de entrada, potencial dos poços, razão gás-óleo (RGO), produção bruta diária, quantidade de injetores x produtores, método de elevação necessário, entre outros fatores...
- **Eficiência Operacional** – Bom funcionamento e manutenção de equipamentos vitais como bombas, turbinas, geradores, separadores, compressores, sistemas de refrigeração, água e vapor; POB (*people on board*) adequado, procedimentos estabelecidos, gás combustível etc.

- **Gestão de Reservatórios** – Injeção de Água/Gás, modelagem de reservatórios, análise de declínio, otimização de recuperação e produção, gestão de fluxo dos poços, e afins.
- **Condições climáticas** – Estabilidade e posicionamento da plataforma, condições seguras de trabalho e de operação, adiamento ou não de reparos, entre outros.
- **Logística** – Embarcações disponíveis para dadas operações; prazos de atividades; trocas de equipes; suprimentos disponíveis incluindo combustíveis, alimentos, peças de reposição etc.
- **Acidentes** – Além do principal, que é o risco ao fator humano, também podem gerar atrasos nas operações.
- **Integridade dos Dutos:** Duração das linhas, condições de operação, inspeções regulares, ferramentas adequadas de inspeção, materiais suscetíveis, tecnologias de monitoramento e afins.

Os fatores supracitados são compartilhados regularmente pelo Operador principal às empresas parceiras sob várias formas: BDOs (Boletim Diário de Operação), BMPs (Boletim Mensal de Produção), BTPs (Boletim de Testes de Poços,), reuniões, apresentações, *ballots*, comunicados, e-mails, entre outros. A principal razão para criação da ferramenta de acompanhamento foi alcançar uma fonte unificada de visualização mais assertiva, que correlacionasse todos esses fatores e fosse possível identificar padrões, desvios, causas-e-efeito etc.

A figura 7 ilustra um esquemático de algumas das principais funcionalidades alcançadas e seus resultados a partir disso:

Figura 7 – Ilustração esquemática das funcionalidades encontradas na ferramenta.



Fonte: Da autora (2023)

4.1 Dados de Produção Mensal e Eficiência Operacional:

Com o suporte de tabelas dinâmicas foi possível conceber informações de produção de caráter diário, semanal, mensal (principalmente); entre diferentes períodos (trimestres, semestres ou anos); cumulativo anual e desde o *first Oil*. E a partir disso foi possível fazer comparações entre diferentes espaços de tempo e demarcar os principais agentes atenuantes do período (*ramp-up* de produção, condições climáticas, entre outros), além de possibilitar a checagem de valores de produção advindos de diferentes fontes, fazer *forecasts* a partir do comportamento do campo, entre outros.

Adicionalmente a isso, outra funcionalidade foi a visualização mensal da eficiência operacional por poços, o que contribuiu bastante também para a equipe de reservatórios conseguir acompanhar e confrontar se dados poços estavam de acordo com as condições estabelecidas pela modelagem do reservatório.

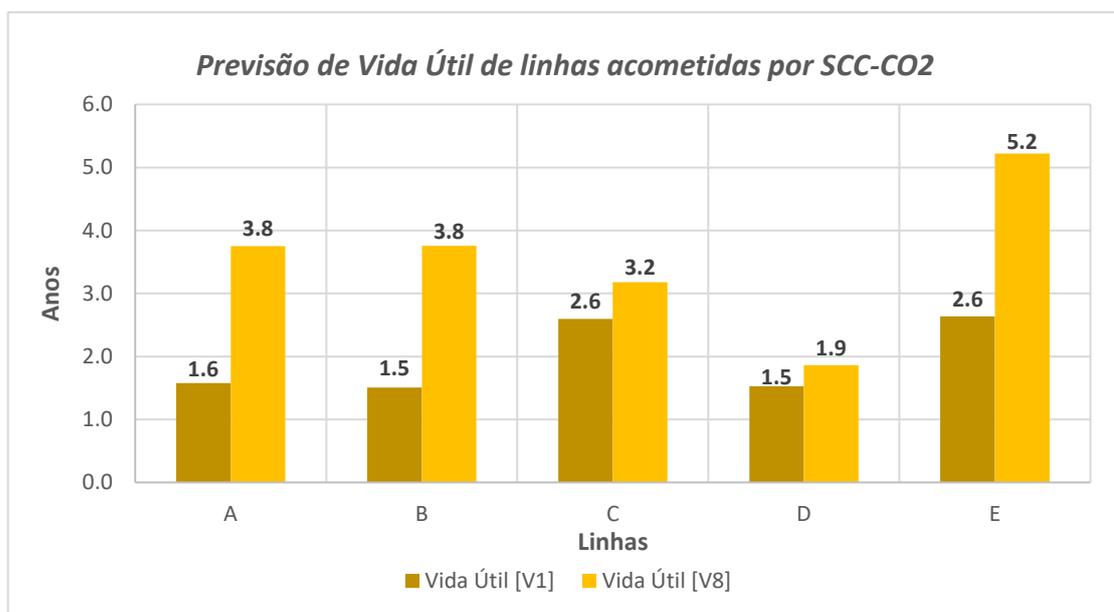
4.2 Gráficos de *Highlights*:

Gráficos são sempre uma ótima maneira visual de identificar desvios ou padrões. Então através da criação de gráficos para diferentes finalidades - unido a um histórico de caracterização de perdas, entradas de operação, *shutdowns*, também presente na plataforma -, foi possível mapear, por exemplo, recorrências de *trips* do *topside*, causas raiz e suas implicações; e a partir disso criar planos de mitigação e influenciar o operador a esse respeito.

4.3 Previsão de trocas de linhas:

Para o gerenciamento de SCC-CO2, ao longo do tempo foi-se aprimorando a planilha de acompanhamento já existente, através do refinamento das premissas, incorporação de mais variáveis relacionadas ao fenômeno e criando árvores de decisão que norteassem o processo de tomada de decisão relacionados a vida útil das linhas. Tal refinamento suscitou uma maior robustez em relação aos parâmetros e monitoramento do fenômeno, gerando um crescimento substancial ao *timing* de vida das linhas – como é exemplificado no gráfico 2. Tal acompanhamento é vital para não gerar desastres ambientais, incorporar as trocas necessárias ao planejamento das operações de maneira assertiva e convergir a disposição de *budget* para isso.

Gráfico 2 – Exemplos de ganho de vida útil de linhas do Pré-Sal acometidas por SCC-CO2 após refinamento do processo de monitoramento.



Fonte: Da autora.

4.4 Informações Gerais:

Por fim, mas não menos importante, a ferramenta também possibilitou guardar informações gerais sobre cada ativo, como valores de produção antigos, revisões recebidas, datas de entradas de poços, premissas adotadas em dado período, justificativas de perdas, entre outros. Formando um robusto histórico, essencial para garantir todo bom gerenciamento de atividades.

5 CONCLUSÃO

Em vista dos resultados apresentados, a análise acurada dos fatores que impactam a produção de petróleo em plataformas de extração revela uma rede intrincada de elementos interconectados. Desde o número de poços conectados até a gestão dos reservatórios e a eficiência operacional, cada aspecto desempenha um papel crucial na otimização do desempenho das operações. A ferramenta de acompanhamento proposta emergiu como uma resposta imperativa a essa complexidade, fornecendo uma visão unificada, sistemática e assertiva de todas as variáveis envolvidas.

Ao explorar os dados de produção mensal e a eficiência operacional, a ferramenta permitiu não apenas comparar diferentes períodos, mas também identificar padrões, tendências e desvios, contribuindo para a tomada de decisões informadas e a previsão de comportamentos futuros. Além disso, os gráficos de *highlights* forneceram uma representação visual valiosa dos eventos recorrentes, permitindo o desenvolvimento de planos de mitigação e intervenções oportunas.

No contexto do gerenciamento das linhas e do fenômeno SCC-CO₂, a ferramenta se mostrou um instrumento essencial para a previsão de trocas de linhas, incorporando variáveis e árvores de decisão que enriqueceram a tomada de decisões e prolongaram a vida útil das linhas, minimizando riscos ambientais e orçamentários.

Por fim, ao armazenar informações detalhadas sobre ativos e atividades, a ferramenta também desempenhou um papel fundamental no desenvolvimento de um histórico robusto, que alimenta todo o ciclo de gerenciamento. Através dessa abordagem abrangente, é possível afirmar que a ferramenta de acompanhamento não apenas centralizou e correlacionou dados complexos, mas também se consolidou como uma ferramenta essencial para otimizar o gerenciamento de ativos, garantindo um ambiente de trabalho mais informado e responsivo.

Contudo, é fundamental enfatizar que todo esse processo não pode ser executado sem levar em consideração a análise criteriosa e a expertise dos engenheiros envolvidos. A ferramenta, por si só, não substitui o conhecimento acumulado ao longo dos anos e a intuição dos profissionais. Ela serve como um suporte valioso, fornecendo um arcabouço estruturado e eficiente para auxiliá-los em suas tomadas de decisão. A combinação da ferramenta com a experiência prática dos engenheiros é o que realmente permite otimizar a eficiência operacional das plataformas, traduzindo dados em ações concretas e estratégias bem fundamentadas. Portanto, a sinergia entre a tecnologia e a experiência humana continua sendo a base para o sucesso das operações e a maximização dos resultados.

6 REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Sumário de Informações Técnicas (2019) - **Áreas de Sépia e Sépia Leste**. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-egases/desenvolvimento-e-producao/ipu/sumario-sepia-e-sepia-leste-aip.pdf>. Acesso em: 13 Jul.2023.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Apresentação: Panorama Exploratório das Bacias de Santos e Campos - Gigantes Nacionais**. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2021/arquivos/Panorama_Exploratorio_das_Bacias_de_Santos_e_Campos_Gigantes_Nacionais_Marina_Abelha.pdf. Acesso em: 14 mai. 2023.

ANP/SSM – SAFETY ALERT 001. Safety Alert 001-CO2 Stress Corrosion Cracking (SCC-CO2). 2017.

BASTOS, Gabriel; BASTOS, I. P. Bacia de Campos: Sumário geológico e setores em oferta. **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, décima quarta rodada de licitações**, p. 13, 2017.

BOSCO, Flávio. A era dos TLDs. 2011. **Revista Petro&Química**, Edição 334. Disponível em: http://petroquimica.com.br/edicoes/ed_334/334_mc.html. Acesso em: 30 jun. 2023.

BRASIL. Presidência da República. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Disponível em: <https://legislacao.presidencia.gov.br/atos/?tipo=LEI&numero=9478&ano=1997&ato=a0bUzaU90MJpWTb7b>. Acesso em: 01 de setembro de 2023.

CASTRO, Thais Mallet de. Avaliação dos reservatórios carbonáticos do pré-sal no Campo de Búzios, Bacia de Santos. 2019.

CORRÊA, Douglas. Publicado em 14/11/2019. - Repórter da Agência Brasil - Rio de Janeiro. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2019-11/petrobras-inicia-producao-no-campo-de-berbigao-na-bacia-de-santos> >. Acesso em: 12 Ago. 2023.

DE OLIVEIRA, José Jefferson Moraes; FILHO, João Roberto Bastos Zoghbi. O pré-sal brasileiro e o problema da corrosão por CO₂. 2015.

EPBR (Exploração e Produção de Petróleo e Gás). O que o FPSO Pioneiro de Libra testará. Disponível em: <https://epbr.com.br/o-que-o-fpso-pioneiro-de-libra-testara/>. Acesso em: 23 jun. 2023.

EXAME. FPSO Guanabara alcança capacidade máxima de produção, diz Petrobras. Disponível em: <https://exame.com/brasil/fpso-guanabara-alcanca-capacidade-maxima-de-producao-diz-petrobras/>. Acesso em: 30 jun. 2023.

GOMES, João Henrique Bessa; FARIAS, Marcelo Menezes; MELO, Álisson José Maia. Análise e comparação dos regimes contratuais de concessão e cessão onerosa na indústria petrolífera Brasileira. 2016.

GOUVEIA, Flávia. Tecnologia nacional para extrair petróleo e gás do pré-sal. **Conhecimento & Inovação**, Campinas, v.6, n.1, 2010. Disponível em <http://inovacao.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S198443952010000100010&lng=es&nrm=iso>. Acesso em 13 abr. 2023.

IBP - **Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás**. Além da Superfície. Conheça a Bacia de Santos: o berço do pré-sal. Disponível em: <https://www.alemdasuperficie.org/setor/conheca-a-bacia-de-santos-o-berco-dopreal/#:~:text=Atualmente%2C%2011%20s%C3%A3o%20os%20campos,de%20B%C3%BAzios%2C%20tamb%C3%A9m%20em%20Santos>. Acesso em: 14 mai. 2023.

Laboratório de Corrosão, Ensaios e Operação de Equipamentos (LACEO). Universidade Federal do Rio de Janeiro. **Fenômeno do SCC em Risers Flexíveis**. Disponível em: <https://www.laceo.coppe.ufrj.br/projetos/fenomeno-do-scc-em-risers-flexiveis/>. Acesso em: 12 Jun. 2023.

MARTINS, S. P. Estágio e relação de emprego. 3. ed. São Paulo: Atlas, 2012

MODEC. Libra MV31. Disponível em: <https://www.modec.com/project/detail/libra.html>. Acesso em: 23 jul. 2023.

MODEC. Sepia FPSO Project. Disponível em: <https://www.modec.com/project/detail/sepia.html>. Acesso em: 13 Ago.2023.

MORAIS, José Mauro de. *Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore*. 2013.

MORAIS, José. **Petrobrás: uma história das explorações de petróleo em águas profundas e no pré-sal**. Elsevier Brasil, 2014.

PELLIZZARI, Vitória Beatriz. *Utilização de simulação dinâmica na avaliação de processos de blowdown em FPSOs dedicados a testes de longa duração: um estudo para o pré-sal brasileiro*. 2021.

Petrobras. *Comunica Bacia de Santos: Empreendimentos - Libra*. Disponível em: <https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br/empreendimentos/libra>. Acesso em: 17 jun. 2023.

PETROBRAS. *FPSO Guanabara chega ao campo de Mero no pré-sal da Bacia de Santos*. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/fpsoguanabara-chega-ao-campo-de-mero-no-pre-sal-da-bacia-de-santos.htm>. Acesso em: 12 jul. 2023.

PETROBRAS. *Iniciamos operação de plataforma no campo de Sépia no pré-sal da Bacia de Santos*. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/iniciamos-operacao-de-plataforma-no-campo-de-sepia-no-pre-sal-da-bacia-de-santos.htm>. Acesso em: 13 ago.2023.

PETROBRAS. *Pré-sal*. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>. Acesso em: 16 abr. 2023.

PETROBRAS. *Publicado em 30/12/2014. Declaramos comercialidade das áreas de Iara e Entorno de Iara no pré-sal da Bacia de Santos*. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/declaramos-comercialidade-das-areas-de-iara-e-entorno-de-iara-no-pre-sal-da-bacia-de-santos.htm>. Acesso em: 12 Ago. 2023.

Pimenta, S. G. (2006). *O Estágio na Formação de Professores – Unidade Teoria e Prática*. São Paulo: Cortez.

Presal Petróleo. *Bacia de Campos*. Disponível em: <https://www.presalpetroleo.gov.br/bacia-de-campos/>. Acesso em: 08 mai. 2023.

Presal Petróleo. *Contratos de Partilha e Produção: O Pré-Sal*. Disponível em: <https://www.presalpetroleo.gov.br/contratos-de-partilha-e-producao/o-pre-sal/>. Acesso em: 08 mai. 2023.

RANDAO, Mauricio et al. Flexible Pipes Subjected to SCC CO₂: Review and Means to Increase Reliability on Service Life Applied to Brazilian Pre-Salt Fields. In: **Offshore Technology Conference**. OTC, 2021. p. D041S045R006.

RICCOMINI, Cludio e SANT'ANNA, Lucy Gomes e TASSINARI, Colombo Celso Gaeta. **Pré-sal: geologia e exploração**. Revista USP, v. set./no 2012, n. 95, p. 33-42, 2012Tradução. Disponível em: <https://doi.org/10.11606/issn.2316-9036.v0i95p33-42>. Acesso em: 10 abr. 2023.

SEABRA, Alessandra Aloise de et al. A promissora província petrolífera do pré-sal. **Revista Direito GV**, v. 7, p. 57-74, 2011

SILVEIRA, Dário. Publicado em 14/11/2019. “P68 começa a produzir”. Disponível em: <<https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/p-68-comeca-a-produzir/>>. Acesso em: 14 Ago. 2023.

SOUSA, Elizângela Barros de Almeida. Importância econômica do pré-sal para o Brasil. 2015.

SOUZA, Roberta. Publicado em 23/06/2021. “Plataforma P-70 da Petrobras alcança capacidade de projeto com apenas quatro poços no campo de Atapu, no pré-sal da Bacia de Santos”. Disponível em: <<https://clickpetroleoegas.com.br/plataforma-p-70-da-petrobras-alcanca-capacidade-de-projeto-com-apenas-quatro-pocos-no-campo-de-atapu-no-pre-sal-da-bacia-de-santos/>>. Acesso em: 14 Ago. 2023.

TN PETRÓLEO. FPSO P-70 é finalizada e vai operar no campo de Atapu no pré-sal da Bacia de Santos. Disponível em: <https://tnpetroleo.com.br/noticia/fpso-p-70-e-finalizada-e-vai-operar-no-campo-de-atapu-no-pre-sal-da-bacia-de-santos/>. Acesso em: 14 Ago. 2023.

TOTAL ENERGIES BRASIL. Aumento da produção em Iara com início da operação do segundo FPSO. Disponível em: <https://totalenergies.com.br/aumento-da-producao-em-iara-com-inicio-da-operacao-do-segundo-fpso/>. Acesso em: 15 Ago. 2023.