

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO**



HYGOR AUGUSTO LORENCINI

**PROJETO DE UM SISTEMA DE GERENCIAMENTO DO TIPO
OVERVIEW USANDO O *PI PROCESSBOOK* EM UMA PLATAFORMA
DE PETRÓLEO**

**VITÓRIA
2022**

HYGOR AUGUSTO LORENCINI

**PROJETO DE UM SISTEMA DE GERENCIAMENTO DO TIPO
OVERVIEW USANDO O *PI PROCESSBOOK* EM UMA PLATAFORMA
DE PETRÓLEO**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Hygor Augusto Lorencini**, apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Alessandro Mattedi

VITÓRIA
2022

HYGOR AUGUSTO LORENCINI

**PROJETO DE UM SISTEMA DE GERENCIAMENTO DO TIPO
OVERVIEW USANDO O *PI PROCESSBOOK* EM UMA PLATAFORMA
DE PETRÓLEO**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Hygor Augusto Lorencini**, apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 30 de março de 2022.

COMISSÃO EXAMINADORA:

Prof. Dr. Alessandro Mattedi
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador

Prof. Dr. André Ferreira
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador



Eng. Hudson Mereles Cerri
Mestrando - Universidade Federal do
Espírito Santo
Examinador



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO

PROTOCOLO DE ASSINATURA



O documento acima foi assinado digitalmente com senha eletrônica através do Protocolo Web, conforme Portaria UFES nº 1.269 de 30/08/2018, por
ALESSANDRO MATTEDI - SIAPE 2444538
Departamento de Engenharia Elétrica - DEE/CT
Em 30/03/2022 às 18:28

Para verificar as assinaturas e visualizar o documento original acesse o link:
<https://api.lepisma.ufes.br/arquivos-assinados/391644?tipoArquivo=O>



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO

PROTOCOLO DE ASSINATURA



O documento acima foi assinado digitalmente com senha eletrônica através do Protocolo Web, conforme Portaria UFES nº 1.269 de 30/08/2018, por
ANDRE FERREIRA - SIAPE 1713400
Departamento de Engenharia Elétrica - DEE/CT
Em 31/03/2022 às 07:28

Para verificar as assinaturas e visualizar o documento original acesse o link:
<https://api.lepisma.ufes.br/arquivos-assinados/391933?tipoArquivo=O>

AGRADECIMENTOS

A Deus por toda força nesses anos de caminhada.

À minha esposa, Nathalia, por todo o incentivo e apoio que me fornece na vida e não diferente, durante o curso.

Aos meus pais, Onivaldo e Maria Joseane, pela educação, criação e todo apoio prestado.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Alessandro, que sempre me auxiliou, me ensinou e, principalmente, me incentivou durante o curso.

Aos meus amigos do curso por todo companheirismo durante essa jornada.

RESUMO

As mais novas plataformas de petróleo, principalmente as instaladas no Pré-Sal, possuem uma planta de processamento primário do petróleo complexa e, por isso, um número muito elevado de variáveis a serem monitoradas pelo operador da sala de controle. Para estas plataformas, a planta de processo, como é nomeado todo o processo, é subdividida em 3 áreas: Tratamento do gás, tratamento do óleo e Tratamento da água. Esta subdivisão se faz necessária para melhorar a gestão de atuação na planta. Para quantizar a complexidade, há comumente em operação 8 compressores de gás operando, 14 bombas de médio porte e inúmeros vasos de pressão. Para cada sistema supracitado, diversas variáveis devem ser monitoradas a fim de identificar alguma anomalia ou tendência, evitando assim paradas indesejadas no processo. Este trabalho apresenta uma solução compacta e sintetizada de um sistema de monitoramento dessas variáveis, visando melhorar a continuidade operacional através da identificação de tendências ou anomalias e no retorno à operação em menor tempo em caso de paradas, através do *PI Processbook* e propõe um algoritmo para otimizar a produção de óleo.

Palavras-chave: *PI Processbook*. Petróleo.

ABSTRACT

Especially those installed in the Pre-Salt, the newest oil platforms have a complex primary oil processing plant. Therefore, a very high number of variables monitored the control room operator. For these platforms, the process plant, as the entire process is named, is subdivided into three areas: Gas treatment, oil treatment, and water treatment. This subdivision is necessary to improve the performance management in the plant. There are commonly 8 operating gas compressors, 14 midsize pumps, and numerous pressure vessels in operation to quantize the complexity. For each system mentioned above, several variables must be monitored to identify any anomalies or trends and avoid unwanted stops in the process. This work presents a compact and synthesized solution for a monitoring system for these variables, aiming to improve operational continuity by the trends or anomalies identification and return to operation in less time in case of stops, through the PI Processbook and proposes an algorithm for optimizing oil production.

Keywords: PI Processbook. Petroleum.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Distribuição de fases em rocha reservatório.....	16
Figura 2 - Plataformas de exploração de petróleo.....	17
Figura 3 - Diagrama de fluxo de processo.....	19
Figura 4 - Diagrama de fluxo de processo.....	21
Figura 5 - Diagrama de fluxo de processo.....	22
Figura 6 - Diagrama de fluxo de processo.....	25
Figura 7 - Diagrama de fluxo de processo.....	26
Figura 8 - Fluxograma dos sistemas de segurança.....	28
Figura 9 - Diagrama do PI System.....	29
Figura 10 - Componentes típicos de um PI System.....	29
Figura 11 - Interface do PI <i>Processbook</i>	31
Figura 12 - Hierarquia em automação industrial.....	33
Figura 13 - Representação de um reservatório cilíndrico.....	36
Figura 14 - Curva IPR.....	37
Figura 15 - Representação de uma regressão.....	39
Figura 16 - Código para estimar o valor da integral definida de x^2	44
Figura 17 - Esquemático da arquitetura do supervisório.....	46
Figura 18 - Conexão com o servidor Historiador.....	47
Figura 19 - Fluxograma dos alarmes.....	50
Figura 20 - Resumo do processamento do óleo, água e utilidades.....	51
Figura 21 - Resumo do processamento de gás.....	52
Figura 22 - Tela de pré alarme.....	53
Figura 23 - Tabela das variáveis que geram <i>ESD-2</i>	54
Figura 24 - Gráfico de tendência.....	54
Figura 25 - Modelagem do poço A.....	55
Figura 26 - Modelagem do poço B.....	56
Figura 27 - Modelagem do poço C.....	56
Figura 28 - Modelagem do poço D.....	57
Figura 29 - Modelagem do poço E.....	57
Figura 30 - Agrupamento de vetores.....	59

Figura 31 - Fluxograma do algoritmo de Monte Carlo.	61
Figura 32 - Parte de um conjunto de soluções.	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Relação dos poços com a RGO.	60
---	----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AF	<i>Asset Framework</i>
BSW	<i>Basic Sediments and Water</i>
CLP	Controlador Lógico Programável
ESD	<i>Emergency Shutdown</i>
IHM	Interface Homem-máquina
mA	miliampere
PSI	<i>Pound Force per Square Inch</i>
PVS	<i>PI Visualization Suite</i>
SDCD	Sistemas Digitais de Controle Distribuído
SG	Separador Gravitacional
TO	Tratadores Eletrostáticos de Óleo
TOG	Teor de Óleos e Graxas
UFES	Universidade Federal do Espírito Santo
VBA	<i>Visual Basic for Application</i>
V-TO	Vasos Tratadores de Óleo
OIM	<i>Offshore Installation Manager</i>

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
1.1. Motivação	12
1.2. Justificativa	13
1.3. Objetivos.....	14
1.3.1. Objetivo geral.	14
1.3.2. Objetivos específicos.	14
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	15
2.1. O Petróleo	15
2.2. Noções de Processamento primário e recuperação do petróleo	17
2.2.1. Processamento Primário	17
2.2.2. Recuperação do Petróleo	23
2.2.3. Sistemas Auxiliares - Utilidades.....	23
2.2.4. Sistemas de Segurança.....	27
2.3. O PI System.....	28
2.4. PI Server	29
2.5. <i>PI Processbook</i>	30
2.6. A comunicação de dados	31
2.7. Modelo Mestre/Escravo	31
2.8. Modelo Produtor/Consumidor	32
2.9. Níveis de hierarquia em redes de automação industrial.....	32
2.9.1. Físico.....	33
2.9.2. Controle	34
2.9.3. Supervisão.....	34
2.9.4. Gerencial.....	34
2.10. Lei de darcy	34
2.11. Modelagem de um reservatório.....	35
2.12. Regressão.....	38
2.13. Regressão Linear	39
2.14. Método dos Mínimos Quadrados	40
2.15. Coeficiente de Determinação R^2	41
2.16. Regressão Quadrática	42

2.17.	Algoritmo de Otimização – Monte Carlo	42
2.18.	Desenvolvimento do Sistema Overview	44
2.18.1.	Arquitetura distribuída.....	44
3.	PREPARAÇÃO E PREMISSAS PARA O DESENVOLVIMENTO	46
4.	RESULTADO DAS TELAS DE MONITORAMENTO	50
5.	IMPLEMENTAÇÃO DO ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO	55
5.1.	Modelagem dos poços	55
5.2.	Algoritmo de Monte Carlo	57
6.	CONCLUSÕES	63
7.	REFERÊNCIAS	64

1. INTRODUÇÃO

1.1. Motivação

A partir da segunda etapa da revolução industrial, no século XIX, os processos industriais aumentaram sua complexidade, visando um aumento de produtividade. Posteriormente, com o surgimento das leis ambientais e trabalhistas, os processos industriais tiveram que alinhar uma maior produtividade com a segurança dos trabalhadores e responsabilidade com o meio ambiente. Sem a automação industrial, raramente os três objetivos seriam alcançados, conseguindo uma produtividade elevada com um baixo índice de acidentes pessoais, patrimoniais e ambientais.

A automação é definida como a aplicação de técnicas, *software* e/ou equipamentos específicos em uma determinada máquina ou processo industrial, com o objetivo de aumentar sua eficiência, maximizar a produção com o menor custo/uso de energia e/ou matérias primas, diminuir a emissão de resíduos de qualquer espécie, melhorar as condições de segurança, seja material, humana ou das informações referentes a esse processo, e ainda reduzir o esforço ou a interferência humana sobre um processo ou máquina. É um passo além da mecanização, no qual operadores humanos são providos de maquinaria para auxiliá-los em seus trabalhos.

Visando um melhor gerenciamento das variáveis envolvidas no processo, a criação de sistemas supervisórios eficientes facilita o gerenciamento global de todo o processo, evitando assim, erros, perdas produtivas, patrimoniais, ambientais e pessoais, além de antecipar ocorrências e identificação de anomalias.

1.2. Justificativa

Diante da crescente produção de petróleo em nosso país, com plantas de processo cada vez maiores e complexas, um sistema de gerenciamento do tipo *overview* para as diversas plantas existentes acaba se tornando necessário.

Este tipo de gerenciamento é capaz de prever paradas da planta de processo não desejadas, mas gerenciáveis (por nível muito alto, por exemplo), falhas em equipamentos, alterações naturais no processo devido a alterações físico-químicas na composição do petróleo, entre outras.

Com o gerenciamento preditivo, os custos com manutenção são minimizados e o custo de extração é otimizado (quanto menor o tempo com o processo parado, menor o custo de extração) com um menor impacto ambiental, além de, em uma eventual parada, otimizar o seu tempo de retorno à produção plena.

Além disso, com um desenvolvimento para possibilitar uma visão mais simplificada da planta, facilita o treinamento de novos operadores de sala de controle e, ajuda a todos a perceberem comportamentos da planta em um momento de ajuste para otimização na produção de óleo e gás.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo geral.

O objetivo geral deste trabalho é o estudo, a construção e a implementação de telas contendo as principais variáveis do processo, usando o *PI Processbook* como plataforma base.

Além disso, o trabalho irá propor um método interativo de otimização da produção de óleo e gás, usando o algoritmo de Monte Carlo.

Tal aplicação será utilizada em uma plataforma de petróleo localizada na Bacia de Santos, explorando o pré-sal brasileiro.

1.3.2. Objetivos específicos.

Para que o objetivo geral seja alcançado, os seguintes objetivos específicos precisaram ser cumpridos:

- Desenvolver as interfaces gráficas usando o *PI Processbook*;
- Desenvolver, em linguagem *VBA*, códigos para as rotinas de alarmes (sonoros e visuais) bem como os seus tratamentos;
- Encontrar o modelo de produção dos poços em função da pressão de chegada na plataforma;
- Desenvolver o algoritmo de Monte Carlo para realizar a otimização da produção.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. O Petróleo

Do latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo), o petróleo no estado líquido é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e cor variando entre o negro e o castanho-claro (THOMAS, 2001).

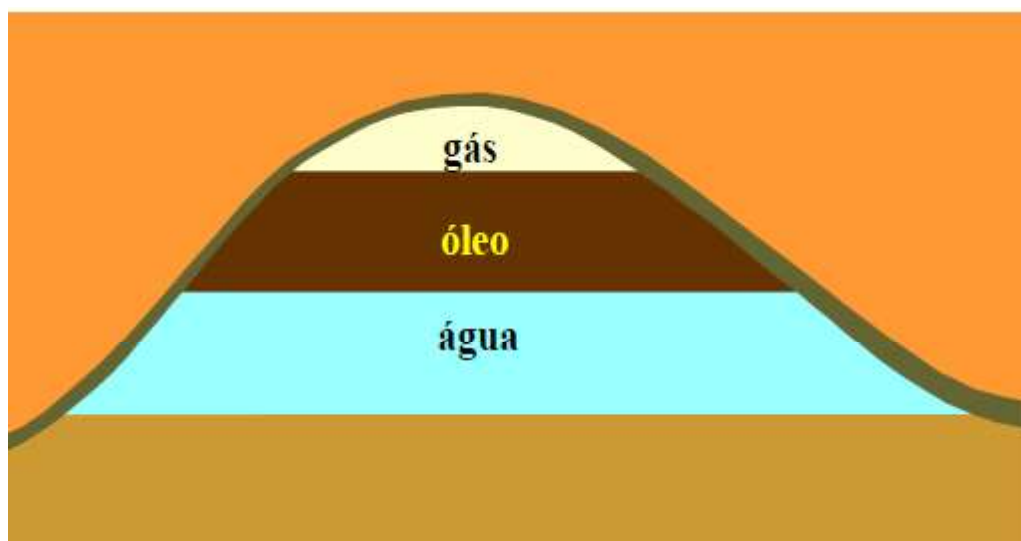
O petróleo, conforme a teoria da origem orgânica, é formado pela decomposição de grandes quantidades de material vegetal e animal que, sob ação da pressão e calor gera misturas de compostos constituídos majoritariamente por moléculas de carbono e hidrogênio – os hidrocarbonetos (KURNET, 2007).

Para se ter uma acumulação de petróleo é necessário que, após o processo de geração, ocorra a migração e que esta tenha seu caminho interrompido pela existência de algum tipo de armadilha geológica (THOMAS, 2001).

O petróleo, após ser gerado e ter migrado, é eventualmente acumulado em uma rocha que é chamada de reservatório. Esta rocha pode ter qualquer origem ou natureza, mas para se constituir em um reservatório deve apresentar espaços vazios no seu interior (porosidade), e que estes vazios estejam interconectados, conferindo-lhe a característica de permeabilidade (THOMAS, 2001).

Dependendo da pressão e do local em que se encontra o petróleo acumulado, é comum encontrar o gás natural ocupando as partes mais altas do interior do reservatório, e o petróleo (óleo) e a água salgada ocupando as partes mais baixas, muito em função da diferença de densidade e da imiscibilidade entre as fases (KURNET, 2007). A Figura 1 mostra, de maneira esquemática, a distribuição das fases no interior de uma rocha reservatório.

Figura 1 - Distribuição de fases em rocha reservatório.



Fonte: KURNET, 2007.

O registro da participação do petróleo na vida do homem remonta a tempos bíblicos. Na antiga Babilônia, os tijolos eram assentados com asfalto e o betume era largamente utilizado pelos fenícios na calafetação de embarcações. Os egípcios o usaram na pavimentação de estradas, para embalsamar os mortos e na construção de pirâmides, enquanto gregos e romanos dele lançaram mão para fins bélicos. No Novo Mundo, o petróleo era conhecido pelos índios pré-colombianos, que o utilizavam para decorar e impermeabilizar seus potes de cerâmica. Os incas, os maias e outras civilizações antigas também estavam familiarizados com o petróleo, dele se aproveitando para diversos fins (THOMAS, 2001).

O início e a sustentação do processo de busca com crescente afirmação do produto na sociedade moderna datam de 1859, quando foi iniciada a exploração comercial nos Estados Unidos, logo após a célebre descoberta do Cel. Drake, em *Tittusville*, Pensilvânia, com um poço de apenas 21 metros de profundidade perfurado com um sistema de percussão movido a vapor, que produziu 2 m³/d de óleo. Descobriu-se que a destilação do petróleo resultava em produtos que substituíam, com grande margem de lucro, o querosene obtido a partir do carvão e o óleo de baleia, que eram largamente utilizados para iluminação. Estes fatos marcaram o início da era do petróleo. Posteriormente, com a invenção dos motores a gasolina e a diesel, estes derivados até então desprezados adicionaram lucros expressivos à atividade (THOMAS, 2001).

O petróleo é, atualmente, o principal fornecedor energético mundial, derivando do mesmo, a gasolina, o diesel, o querosene, dentre outros.

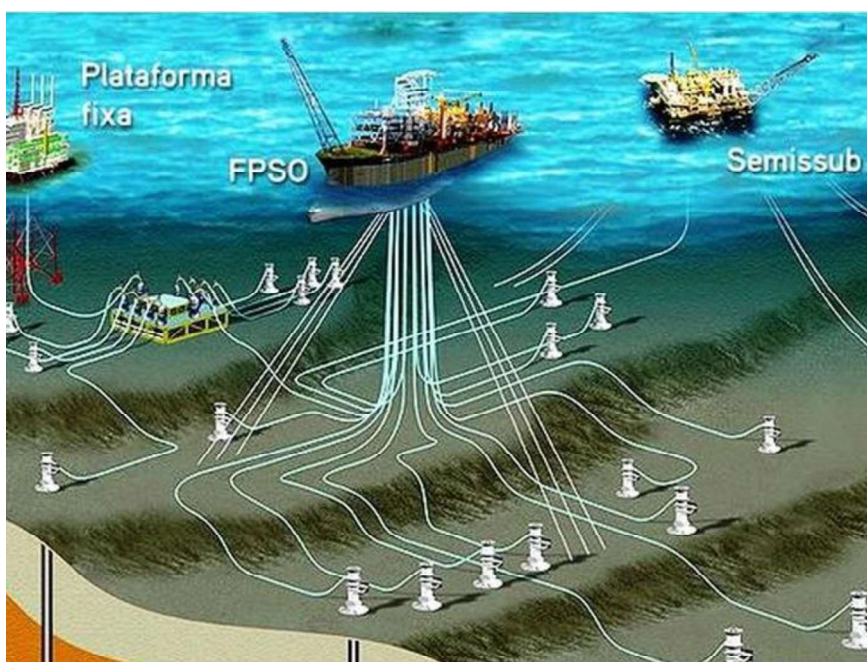
No Brasil, sua extração é realizada principalmente nos oceanos, com lâmina d'água que superam os 2000 metros de profundidade.

2.2. Noções de Processamento primário e recuperação do petróleo

2.2.1. Processamento Primário

O petróleo é escoado como um fluido multifásico, que compõe o próprio petróleo, a água produzida e o gás natural, além de alguns componentes tidos como impurezas tendo como exemplos comuns o H_2S e CO_2 . Este fluido multifásico chega então à uma plataforma de petróleo, que são grandes plantas de processo usadas para separar o petróleo de seus agregados. A Figura 2 representa um arranjo submarino com algumas plataformas de produção.

Figura 2 - Plataformas de exploração de petróleo.



Fonte: AGÊNCIA PETROBRÁS, 2016.

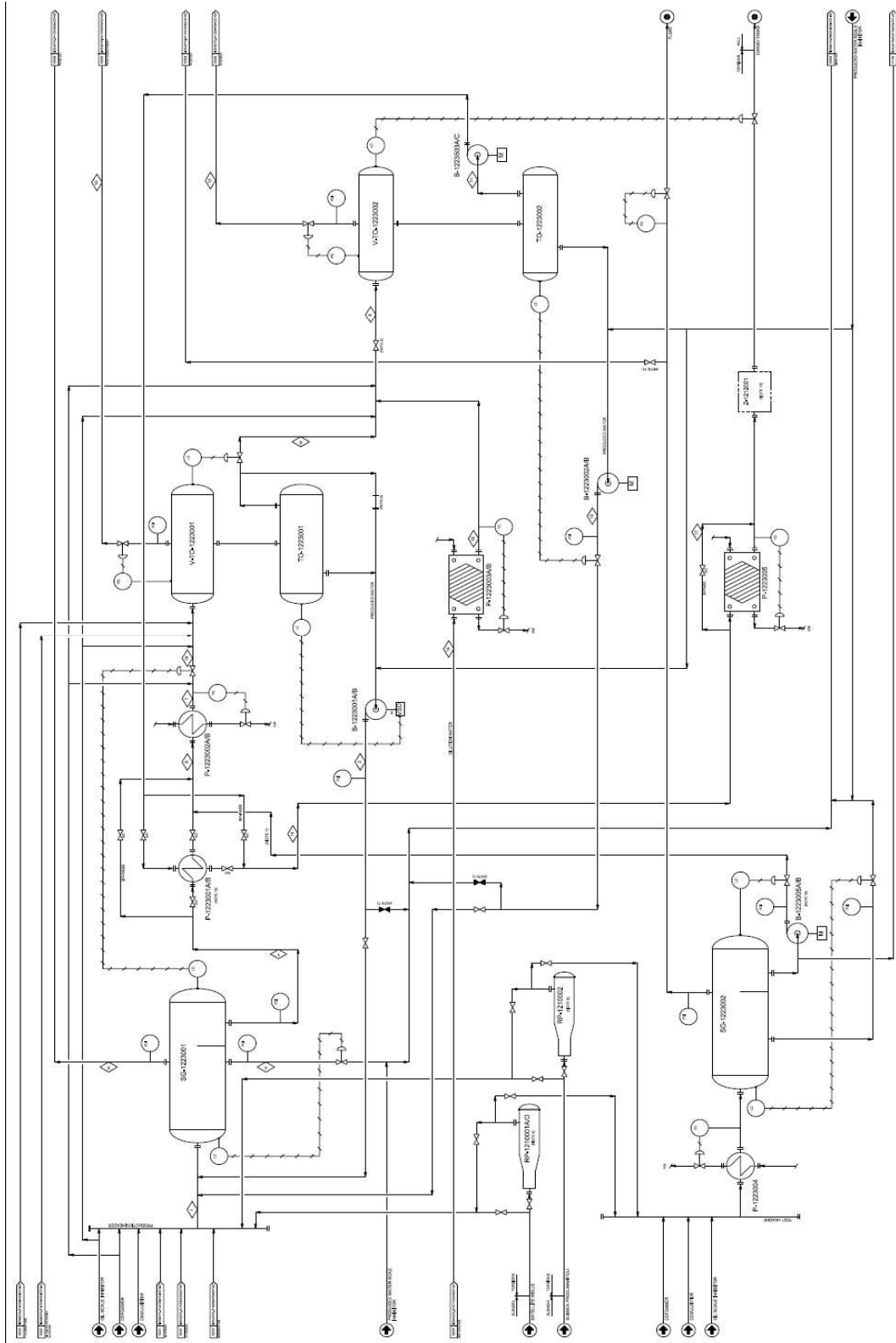
O primeiro passo ao chegar até na plataforma é separar a parte gasosa da parte líquida. Após isso, é separada a chamada água livre, que é basicamente água salgada proveniente do

reservatório (formação). Este processo é realizado em um Separador Gravitacional (SG) ou Separador trifásico.

Após o separador trifásico, o petróleo vai para os vasos tratadores de óleo (V-TO) e para os tratadores eletrostáticos de óleo (TO) que são vasos interconectados. O V-TO possui a função de separar gases que não foram desprendidos no SG e o TO possui a função de quebrar emulsões, ou seja, separando a água emulsionada.

O teor de água e sedimentos (BSW) do petróleo após esse processo deve ser menor ou igual a 0,5% e então, o fluido é enviado para os tanques de carga através das bombas de transferência. A Figura 3 representa um diagrama de fluxo de processos dessa etapa.

Figura 3 - Diagrama de fluxo de processo.



Fonte: Autoria própria, 2022.

Já os gases produzidos são concentrados em um vaso pulmão, chamado *Safety KO-Drum*, onde as partes mais pesadas precipitam. Estes gases são, em sua maioria, compostos principalmente por metano - CH_4 . Após isso, uma série sub plantas do processo depuram e comprimem estes gases e o enviam para terra por meio gasodutos.

Em algumas plataformas, além desses sistemas convencionais, os gases produzidos possuem um elevado teor de CO_2 , então, existem plantas para separar o CO_2 das frações gasosas do petróleo e este CO_2 é re-injetado no reservatório.

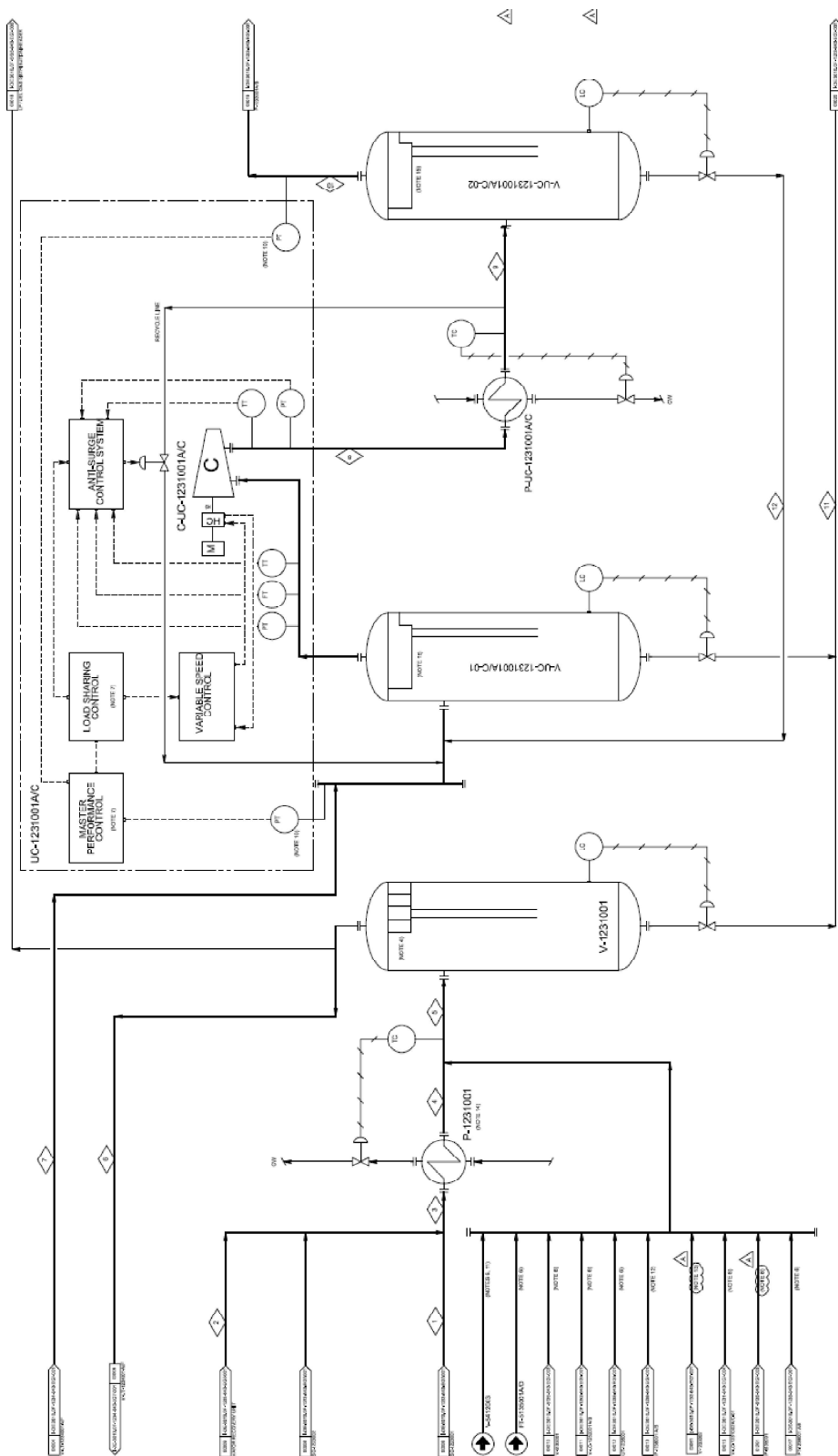
Também existem casos em que os gases são bastante ácidos devido ao gás sulfídrico (H_2S) e, para torná-lo viável comercialmente, há sub plantas para remover tal impureza.

O gás produzido também é utilizado na própria plataforma principalmente como fonte de energia para a geração elétrica que, em grande maioria, são realizadas por um gerador impulsionado por uma turbina a gás.

Um sub processo bastante importante na visão de segurança de processo é o sistema da tocha. Ele é composto basicamente por um vaso depurador e um queimador, também chamado de *flare*. O principal objetivo deste sistema é a combustão em local seguro dos gases não aproveitados por diversos motivos, seja por parada no processo, seja por controle de pressão em vasos.

A Figura 4 representa um diagrama de fluxo de processos de uma parte dessa etapa.

Figura 4 - Diagrama de fluxo de processo.



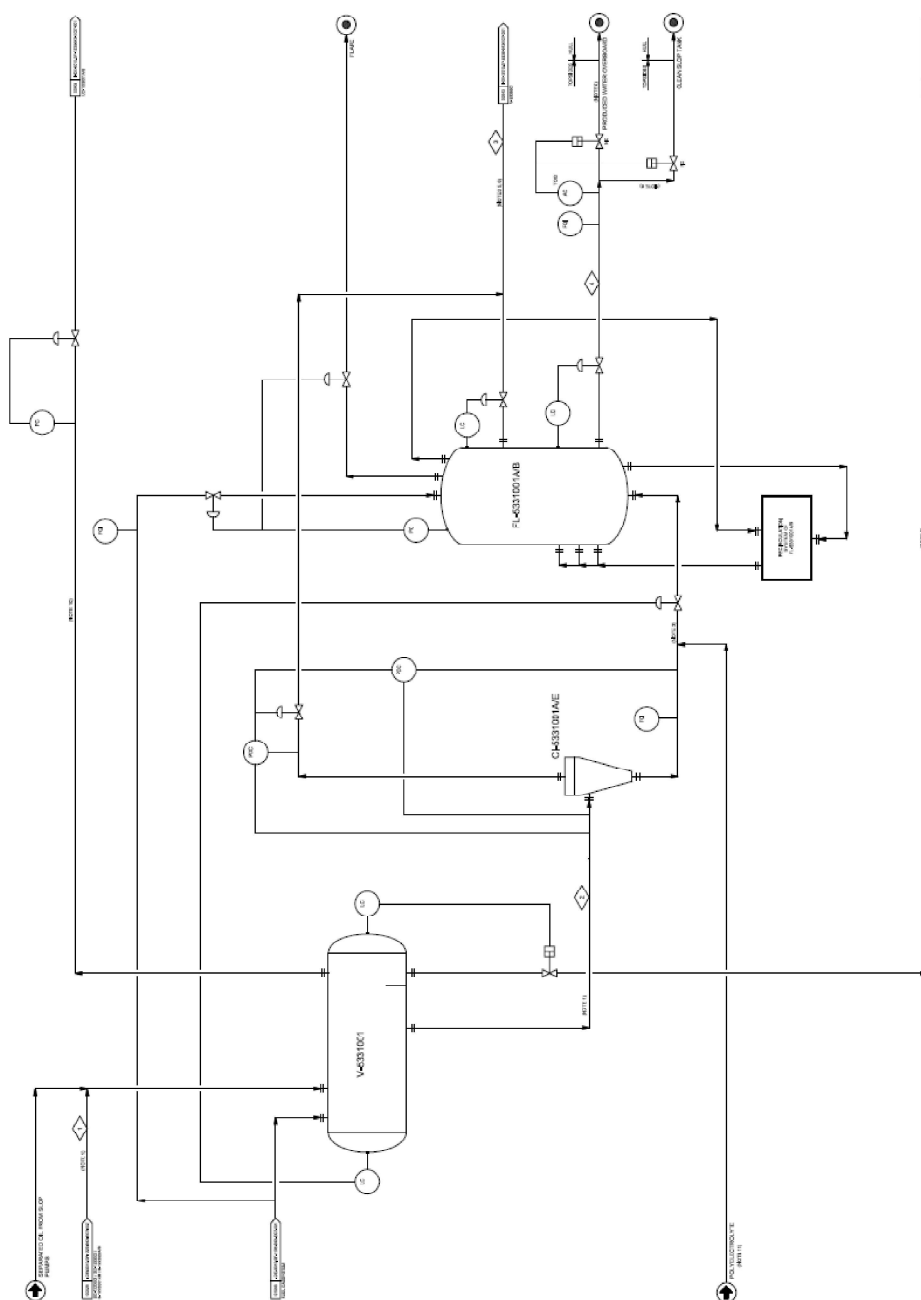
Fonte: Autoria própria, 2022.

A água separada no processo é enviada para um vaso desgaseificador, para remoção de gases associados e posteriormente é enviada para plantas de tratamento de água, com o objetivo de reduzir o Teor de Óleos e Graxas (TOG) e então, ser descartada no mar.

A separação dos óleos e graxas da água é realizado principalmente por hidrociclones, onde a força centrípeta é o seu princípio de funcionamento e os flotadores, onde microbolhas de gás são injetadas e carregam impurezas.

A Figura 5 nos mostra um diagrama de fluxo de processos de uma parte dessa etapa.

Figura 5 - Diagrama de fluxo de processo.



Fonte: Autoria própria, 2022.

2.2.2. Recuperação do Petróleo

A recuperação do petróleo é o nome dado ao método para sua extração. Em geral, existem três tipos de recuperações: primária, secundária e terciária.

A recuperação primária é caracterizada, principalmente nos primeiros anos de produção, onde a própria pressão do reservatório é usada para elevar o petróleo desde o reservatório até a plataforma. A recuperação secundária é usada com o objetivo de manter a pressão no reservatório por mais tempo e como um meio facilitador da elevação do petróleo. Os principais métodos de recuperação secundária usados em plataformas de petróleo são: o *gas lift* e a injeção de água no reservatório.

O *gas lift* é a injeção de gás produzido, após as etapas do processamento do gás apresentadas acima, na coluna de produção com o objetivo de reduzir a densidade e viscosidade do fluido, facilitando a sua elevação. A injeção de água no reservatório tem como objetivo manter a pressão estática dele, que tende a diminuir com o passar do tempo de produção. Com a pressão estática apresentando uma curva de declínio pequena, a produção dos poços terá a sua vida útil prolongada. Evitando a depleção do reservatório, os poços tenderão a produzir por mais tempo, aumentando o fator de recuperação. A injeção de água é realizada com água salgada, captada do mar e submetida a uma série de processos para então ser injetada.

Os principais processos da injeção de água são a remoção de sulfatos para evitar a formação de gás sulfídrico na formação, através das Bactérias Redutoras de Sulfato (BRS) e a desaeração do O₂ para evitar a sobrevivência de microrganismos e, também, para evitar o acúmulo de oxigênio na produção de óleo futura, uma vez que a injeção é realizada em locais onde a rocha possui comunicação com o reservatório.

2.2.3. Sistemas Auxiliares - Utilidades

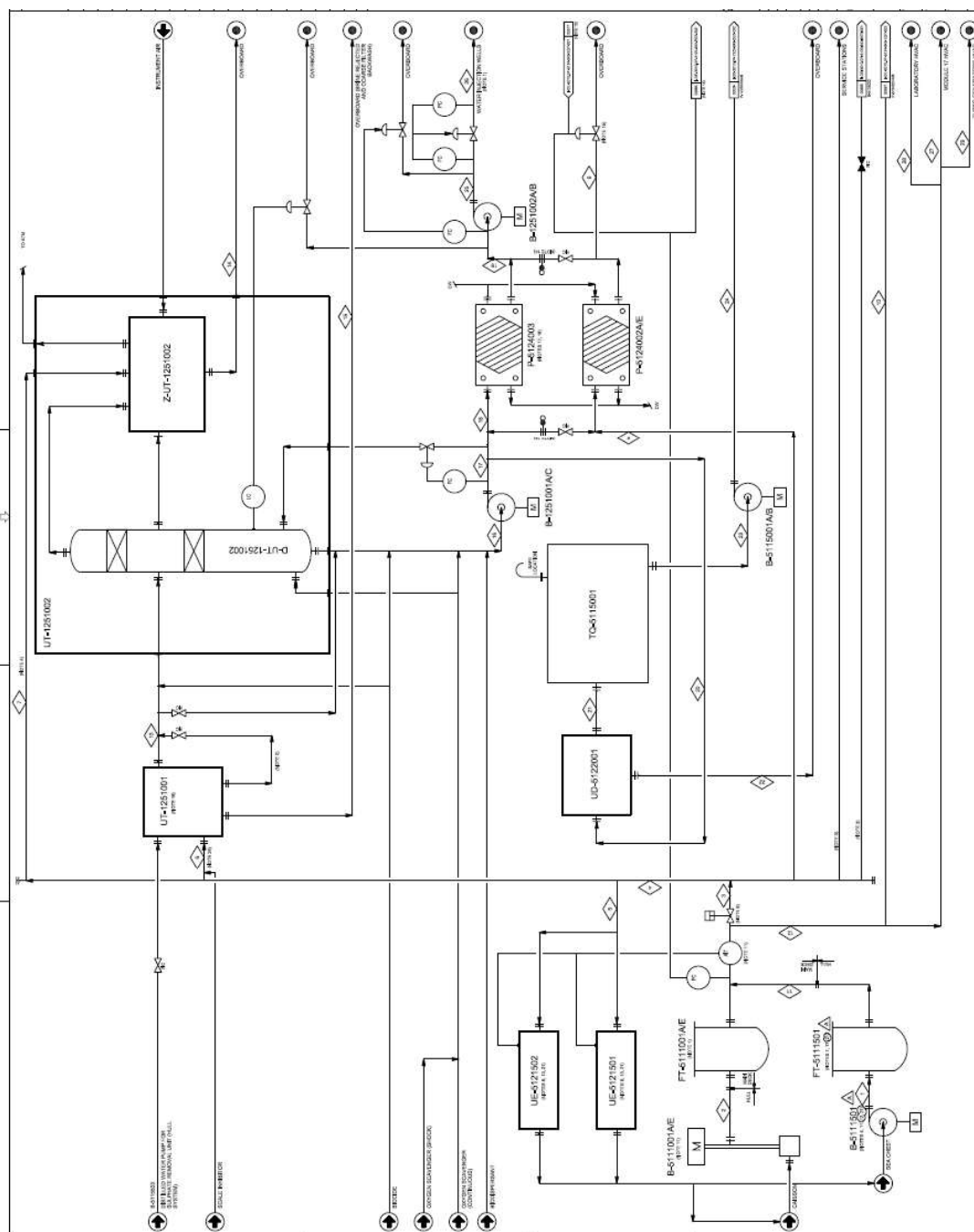
Os sistemas auxiliares, utilizados para todos os equipamentos principais funcionarem de maneira adequada, são comumente chamados de processos de utilidades. Eles são subdivididos em sistemas de resfriamento e sistemas de aquecimento.

Os sistemas de resfriamentos são compostos por bombas e permutadores e possuem a função de diminuir a temperatura dos compostos do petróleo, como por exemplo, o gás após ser comprimido ocorre um aumento em sua temperatura e, para que ele seja depurado, necessita ser resfriado a uma pressão constante, e para isso são utilizados permutadores (do tipo casco e tubo) para resfriá-los. Os sistemas de resfriamentos também são usados para manter a temperatura nos óleos lubrificantes de algumas máquinas em um range ideal.

O sistema de resfriamento possui duas correntes de troca térmica. A primeira é com água doce, que compõe um circuito fechado, que é bombeada até os permutadores e retorna para a sucção das bombas.

A outra corrente é formada por água salgada e é um circuito aberto. A água do mar é captada e bombeada nos permutadores e então, retornada para o mar com uma temperatura um pouco maior. Há limites para essa temperatura da água que retorna para o mar. A Figura 6 mostra um arranjo de uma corrente deste processo.

Figura 6 - Diagrama de fluxo de processo

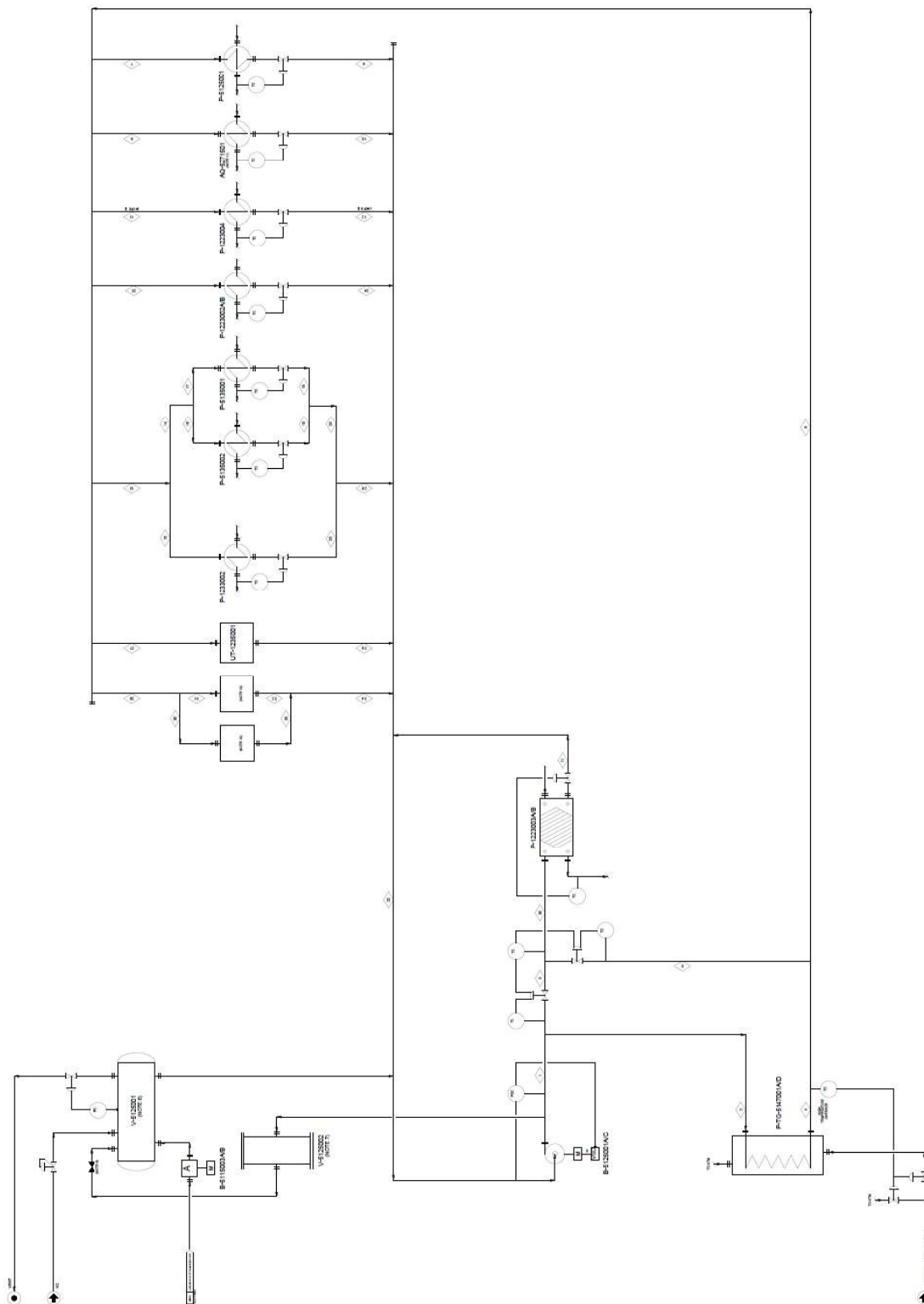


Fonte: Autoria própria, 2022.

Os sistemas de aquecimento são compostos por bombas e permutadores também. A diferença é que a água doce é aquecida em fornos ou recuperadores de calor dos gases exauridos de turbinas (WHRU) e então, é direcionada para permutadores para realizar a troca térmica, aumentando a temperatura dos fluidos desejados, como por exemplo, o aumento da temperatura do petróleo para otimizar o desprendimento dos gases, melhorar a separação da água livre e

emulsões e evita a formação de espuma, prejudicando a medição de níveis em vasos. A Figura 7 representa um esquemático de um sistema de aquecimento.

Figura 7 - Diagrama de fluxo de processo



Fonte: Autoria própria, 2022.

2.2.4. Sistemas de Segurança

Com a união desses sub processos, forma-se uma grande planta industrial e, com ela, diversos riscos associados as variáveis de processo como sobre pressão nível elevado etc.

Visando mitigar esses riscos, existem intertravamentos de diferentes níveis para manter as condições de operação em um estado seguro. Esses intertravamentos são chamados de *ESD – Emergency Shut Down* – que em sua grande maioria são classificados de 1 a 4.

O *ESD-1* ocorre quando uma variável associada apenas a um subsistema foge do controle, porém, não impacta diretamente na segurança de outros subsistemas. Neste caso, ocorre a parada apenas do equipamento ou do subsistema associado a ele.

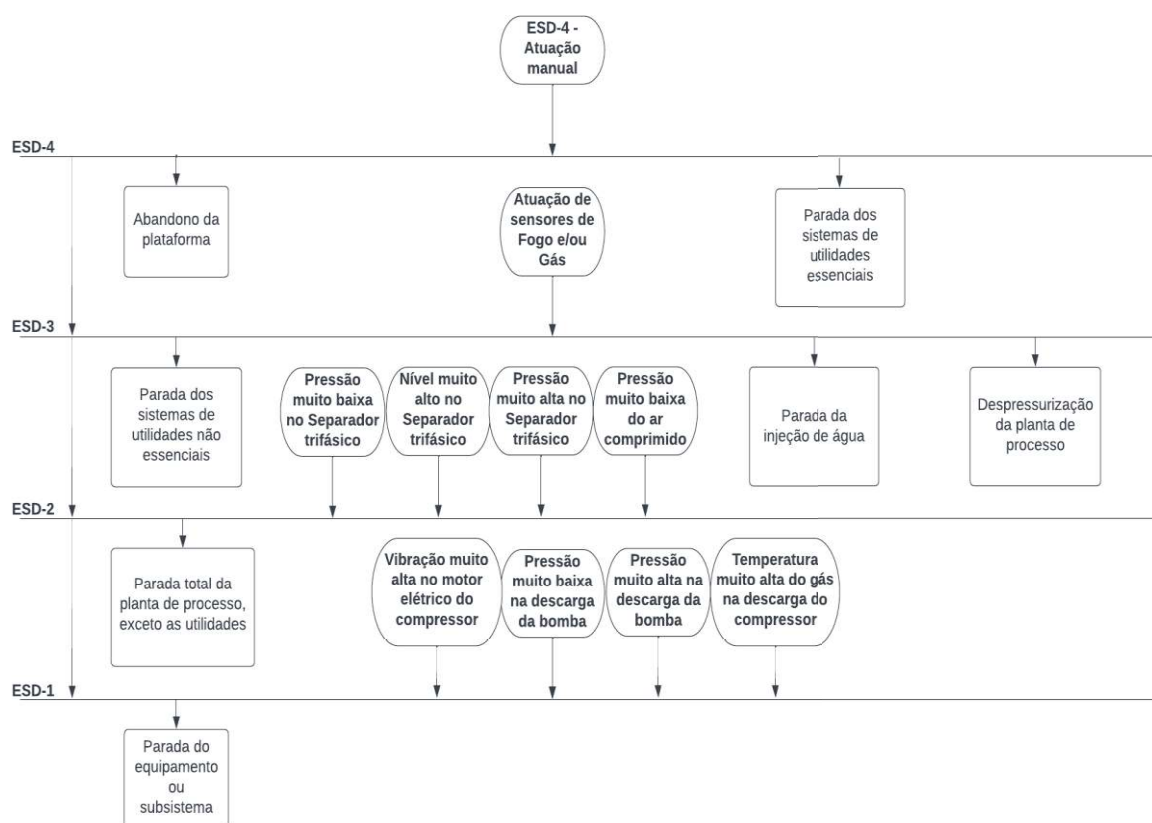
O *ESD-2* ocorre quando uma variável do processo como um todo foge do controle, porém, ela impacta na segurança de todo o processo. Neste caso, ocorre a parada de todo o sistema de tratamento de óleo e gás, mantendo o sistema de utilidades operando.

O *ESD-3* está associado a sensores de detecção de fogo ou gases. Quando ocorre a sensibilização destes, ocorre a parada total da planta de processo, incluindo alguns sistemas de utilidades, como a injeção de água.

O *ESD-4* ocorre apenas de forma manual, pelo *OIM* da embarcação, após algum evento fugir totalmente do controle na plataforma, obrigando todos os integrantes de bordo a evacuarem por meios alternativos, como por exemplo, botes, helicópteros e baleeiras.

O nível de *ESD* superior sempre ativa o nível de *ESD* inferior, por exemplo, o *ESD-3* sempre ativa o *ESD-2*. A Figura 8 mostra um fluxograma com os níveis de *ESD* associados a alguns eventos e suas ações.

Figura 8 - Fluxograma dos sistemas de segurança

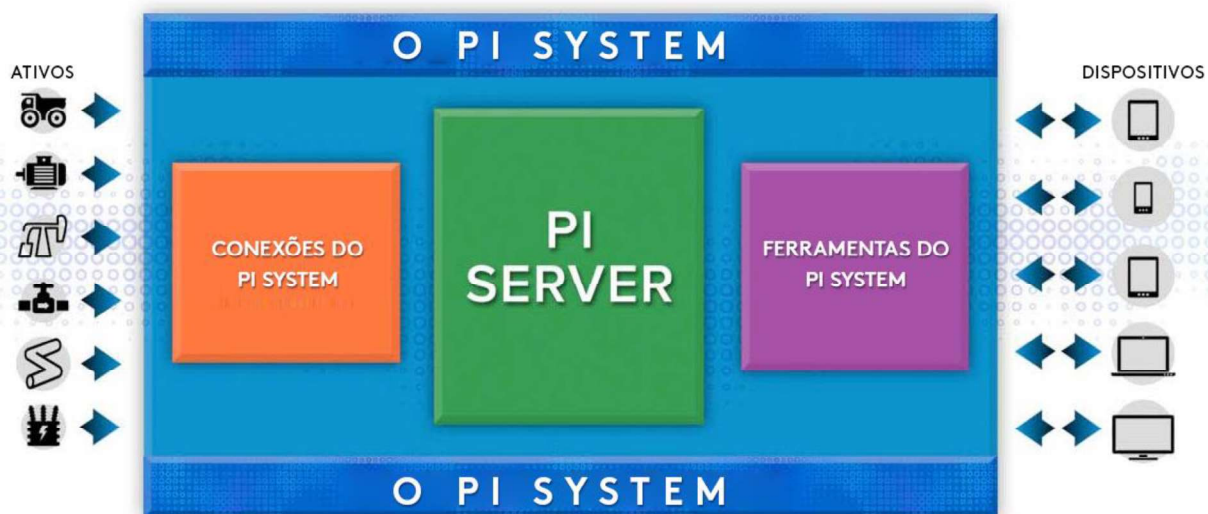


Fonte: Autoria própria, 2022.

2.3. O PI System

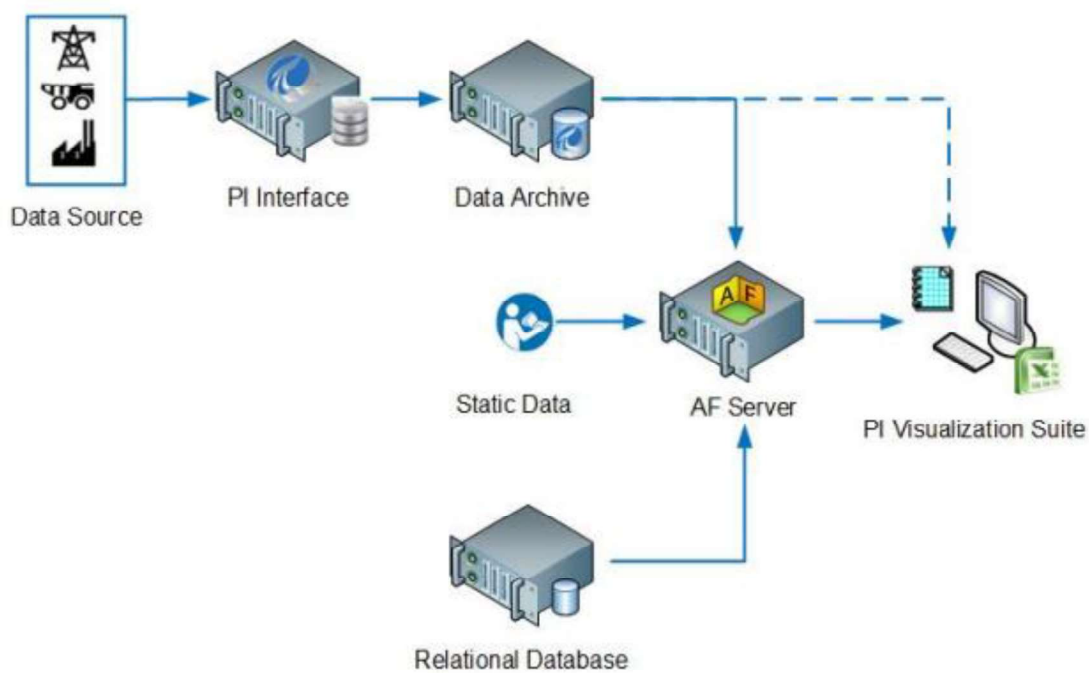
O PI System coleta, armazena e gerencia dados de sua planta ou de seu processo. As fontes de dados são conectadas a um ou mais nós de interface do PI. Os nós de interface coletam os dados das fontes de dados e os enviam para o *Data Archive*. Os dados são armazenados no *Data Archive* e podem ser acessados nos ativos definidos no *Asset Framework* (AF). Os dados podem ser acessados diretamente do *Data Archive* ou do Servidor AF com as ferramentas do *PI Visualization Suite* (PVS), como o *PI ProcessBook*. Devido às vantagens de usabilidade do AF, os usuários são incentivados a consumir dados por meio do acesso ao Servidor AF ao invés de acessar diretamente o *Data Archive* (CDN, 2020). As Figuras 9 e 10 mostram o diagrama de blocos do PI System e alguns de seus componentes, respectivamente.

Figura 9 - Diagrama do PI System.



Fonte: CDN, 2020.

Figura 10 - Componentes típicos de um PI System.



Fonte: CDN, 2020.

2.4. PI Server

O PI Server é o mecanismo de armazenamento e distribuição de dados em tempo real que alimenta o PI System e fornece uma visão histórica abrangente e em tempo real das operações, permitindo que os usuários tomem decisões oportunas e impactantes.

O PI Server:

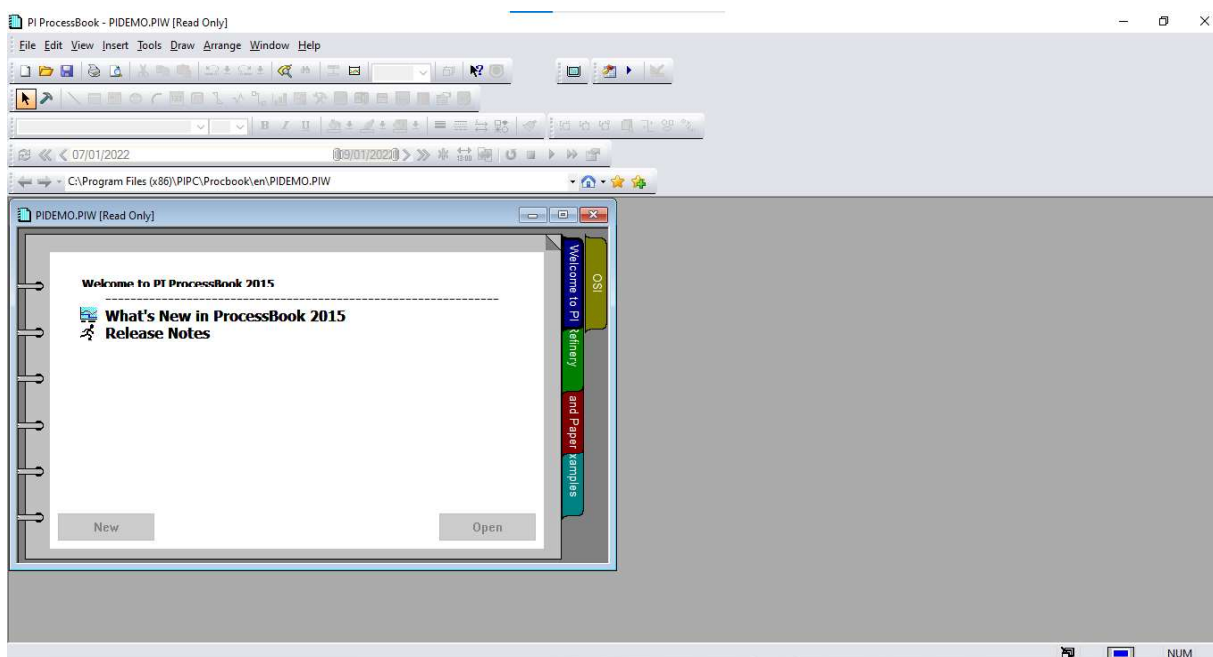
- Recebe dados de muitas fontes diferentes e os consolida em um único sistema
- Transforma os dados brutos em informações acionáveis e as torna acessíveis aos usuários em todos os níveis
- Monitora proativamente os dados para fornecer alertas em tempo real quando ocorrem eventos críticos
- Armazena e protege os dados para que as informações sejam acessíveis para os usuários e fiquem protegidas

Com o PI Server, as diferenças de tipos de dados, velocidades de entrega, formatos e fontes não importam mais. As informações são instantâneas e uniformemente disponíveis para usuários e aplicativos, quando e onde necessário (OSISOFT, 2018b).

2.5. *PI Processbook*

O *PI ProcessBook* é uma ferramenta de visualização que permite aos usuários construir displays de processos dinâmicos e interativos, para ajudar a visualizar e analisar dados do PI Server (OSISOFT, 2018a). Nesta aplicação que será construído o sistema de gerenciamento do tipo *overview*. Com o *PI Processbook*, é possível traçar gráficos de tendência, visualizar variáveis em tempo real, consultar banco de dados com histórico de valores, entre outras facilidades.

Existe o modo avançado de programação, onde o *Visual Basic for Application (VBA)* é incorporado ao software, permitindo assim, infinitas possibilidades de ajustes e criação. A Figura 11 mostra a interface do *PI Processbook*.

Figura 11 - Interface do *PI Processbook*.

Fonte: Autoria própria, 2022.

2.6. A comunicação de dados

Desde a década de 50, a automação industrial evoluiu consideravelmente.

No início, existia a comunicação através de sinais pneumáticos (3-15 PSI), seguido de sinais analógicos (10-50mA e posteriormente o difundido 4-20mA), seguido de sinais digitais. Nesse meio tempo, surgiu o CLP (Controlador Lógico Programável) que seria o cérebro de todo o processo ou planta.

Devido à demanda de integrar os processos, cada vez maiores e com o advento das redes de computadores, foram criados protocolos industriais de comunicação.

Estes protocolos têm como objetivo, além da comunicação entre instrumentos e computadores/processadores, minimizar os custos com cabeamento e processamento.

Existem dois modelos principais de troca de informações em redes industriais, o Mestre/Escravo e o Produtor/Consumidor.

2.7. Modelo Mestre/Escravo

Este modelo trabalha com requisição e resposta. O mestre solicita uma informação ao escravo e o mesmo devolve a informação ao mestre. Quando houver mais de um mestre no barramento, haverá um controle de acesso ao meio. Os escravos não possuem acesso deliberado ao meio, apenas respondem quando são solicitados.

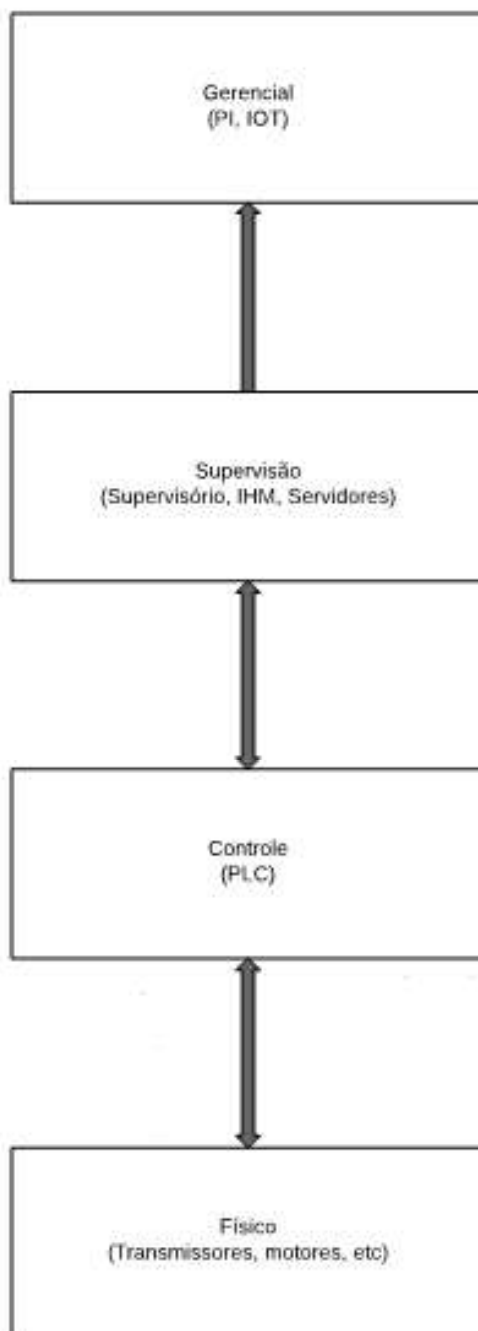
2.8. Modelo Produtor/Consumidor

Modelo de comunicação *bufferizada* de um dispositivo para vários outros. É uma comunicação *multicasting* na qual, o produtor transmite a mensagem para todos os outros que tenham interesse em tal mensagem. O dado mais recente sobrescreve o dado mais antigo.

2.9. Níveis de hierarquia em redes de automação industrial

Um sistema de hierarquia de rede industrial está representado pela Figura 12:

Figura 12 - Hierarquia em automação industrial.



Fonte: Autoria própria, 2022.

2.9.1. Físico

É o elemento fim da automação, são os elementos que serão controlados, que fornecerão os dados do processo entre outros dados. Como exemplo, os transmissores, motores, vasos etc.

2.9.2. Controle

Neste nível, são encontrados os CLP e SDCD (Sistemas Digitais de Controle Distribuído). Os sensores do nível físico são ligados diretamente a este nível. Toda a lógica do sistema de controle está contida neste nível. Os dados são lidos no nível anterior, processados neste nível e devolvidos ao nível físico para a ação dos atuadores. Neste nível, estão contidos além das lógicas de controle, as lógicas de alarmes e intertravamentos de segurança.

2.9.3. Supervisão

Este é o nível no qual surge a visão do processo, planta ou equipamento. Há desde uma simples IHM (Interface Homem-máquina), que fornece informações mais limitadas (limitadas a um equipamento ou máquina), até os diversos computadores que podem fornecer informações do processo como um todo.

2.9.4. Gerencial

É o nível mais elevado. Neste nível, as informações apenas chegam para serem analisadas e decisões serem tomadas a partir dos dados (geralmente, decisões econômicas). Com o crescimento da chamada indústria 4.0, há uma tendência do nível gerencial se comunicar com os níveis inferiores, ganhando assim, tempo na atuação para correção/melhoria no processo. Neste nível, encontra-se o PI System.

2.10. Lei de Darcy

A lei de Darcy modela o escoamento de fluidos em meios porosos.

Ela foi formulada em 1856 pelo físico francês Henry Darcy e diz que a velocidade de um fluido homogêneo em um meio poroso é proporcional ao seu gradiente de pressão e inversamente proporcional a sua viscosidade.

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dP}{dx} \quad (1)$$

Onde:

- k é uma constante de proporcionalidade, chamada de permeabilidade, que depende do meio;
- μ é a viscosidade do fluido;
- $\frac{dP}{dx}$ é o gradiente de pressão;

Multiplicando pela área em ambos os lados, esta lei pode expressar a vazão do fluido em um meio poroso.

$$q = -\frac{kA}{\mu} \frac{dP}{dx} \quad (2)$$

O sinal negativo indica que o escoamento ocorre do ponto de maior pressão para o de menor pressão. A permeabilidade é tida como a capacidade do meio de transmitir um fluido através deste e sua unidade é o Darcy.

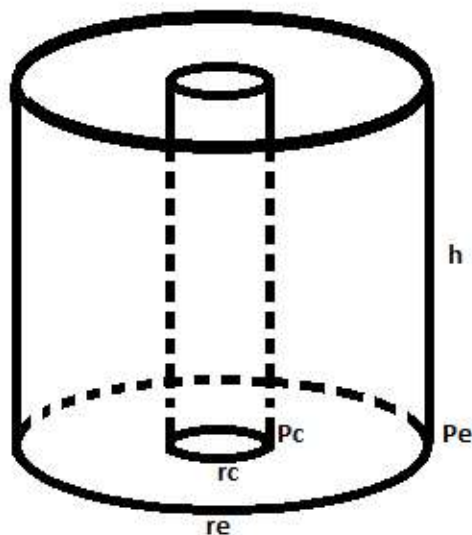
A lei de Darcy está fundamentada em escoamentos com ausência de termos inerciais, isto é, a análise dos fluidos deve ser baseada em seu número de Reynolds. O número de Reynolds é utilizado para caracterizar o regime de fluxo em laminar ou turbulento.

Para que ocorra a ausência de forças inerciais no regime de fluxo, o número de Reynolds deve ser baixo ($1 \leq Re \leq 10$) (SANSONE, 2014). Os reservatórios de petróleo podem ser modelados usando a lei de Darcy.

2.11. Modelagem de um reservatório

Suponha que o reservatório seja um grande cilindro que envolve o poço, conforme a Figura 13. Sendo o r_e o raio do cilindro que envolve o poço, r_c o raio da tubulação de escoamento do poço, em que $r_e \gg r_c$ ($Re \ll 1$), h a altura dos canhoneados e o fluido monofásico, a equação de Darcy é resolvida, conforme descrito abaixo.

Figura 13 - Representação de um reservatório cilíndrico.



Fonte: Autoria própria, 2022.

$$\frac{q \cdot \partial r}{r} = - \frac{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot h}{\mu} \cdot \partial P \quad (3)$$

$$q \int_{r_e}^{r_c} \frac{\partial r}{r} = - \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu} \int_{P_e}^{P_c} \partial P \quad (4)$$

$$q \cdot \ln \left(\frac{r_c}{r_e} \right) = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu} (P_e - P_c) \quad (5)$$

$$\frac{q}{P_e - P_c} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot \ln \left(\frac{r_c}{r_e} \right)} \quad (6)$$

Onde:

- P_e é a pressão no contorno do cilindro de raio r_e e considerada como constante no tempo

- P_c é a pressão dinâmica no contorno da tubulação do poço, cujo raio é r_c .

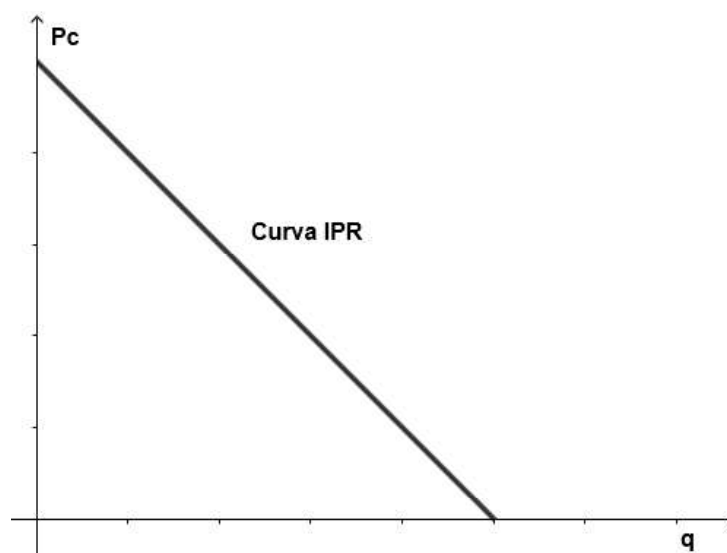
A razão $\frac{q}{P_e - P_c}$ é chamada de Índice de Produtividade (IP) e é igual a uma constante.

Assim, rearranjando esta razão, surge:

$$P_c = P_e - \frac{q}{IP} \quad (7)$$

O esboço desta função é chamada de curva IPR (*Inflow Performance Relationship*).

Figura 14 - Curva IPR.



Fonte: Autoria própria, 2022.

Apesar de a curva IPR linear ter sido bastante utilizada na década de 60, com excelentes resultados, ela se mostrou ineficaz em escoamentos bifásicos. Quando o reservatório produz diferentes fluidos a equação que descreve o fluxo no meio poroso precisa levar em conta o conceito de permeabilidade relativa (COSTA, 2005). Isto é, quando a saturação de gás aumenta, a permeabilidade relativa ao óleo deve diminuir.

Em 1967, Vogel, utilizando um simulador feito por Weller, para reservatórios de gás em solução, sem danos, obteve uma curva com coordenadas adimensionais que poderia simular a IPR de um poço (COSTA, 2005):

$$\frac{q}{q_{m\acute{a}x}} = 1 - 0,2 \cdot \frac{Pc}{Pe} - 0,8 \cdot \left(\frac{Pc}{Pe}\right)^2 \quad (8)$$

Por esta equação, é fácil perceber que, medindo os parâmetros q , Pc e Pe , é possível obter a vazão máxima de produção de um poço.

Estes parâmetros são medidos durante um teste de produção do poço.

A equação de Vogel tem sido amplamente utilizada na previsão das curvas de IPR quando existe um fluxo bifásico no reservatório (gás + líquido). Seus resultados são razoáveis para produção de líquido com porcentagem de água de até 50% (COSTA, 2005).

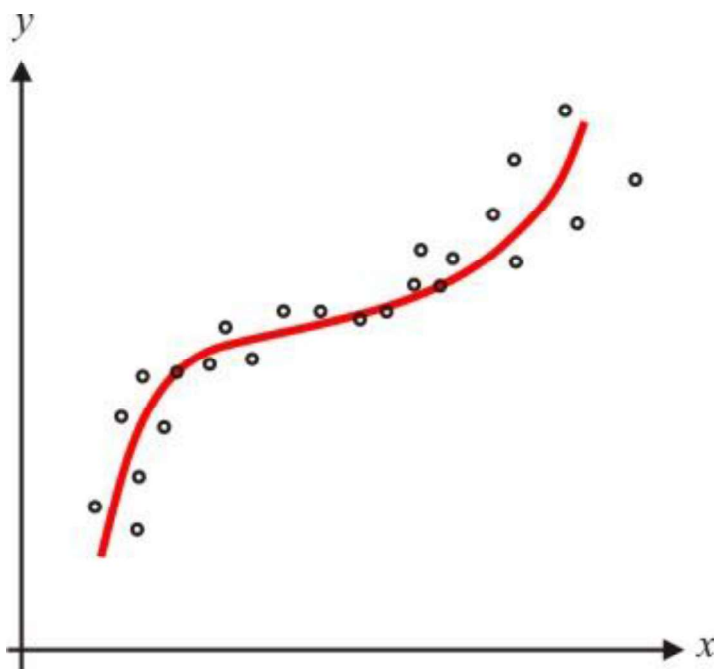
2.12. Regressão

A regressão é uma técnica estatística que busca relacionar a variável dependente com a independente por meio de uma função, buscando sempre o menor erro entre os valores da variável dependente da função dos dados reais.

Existem diversas formas de regressão e, a melhor, depende do tipo de correlação que existe entre os dados, como por exemplo, regressão linear tende a ser usada em correlações lineares e regressão quadrática tende a ser utilizada em correlações quadráticas.

A escolha do tipo de regressão depende do conjunto de dados.

A Figura 15 representa os pontos amostrados e uma regressão.

Figura 15 - Representação de uma regressão.

Fonte: KILHIAM, 2010.

2.13. Regressão Linear

Este modelo busca relacionar as variáveis através de um modelo linear.

Formalmente, a análise de regressão parte de um conjunto de observações pareadas (x_1, y_1) , (x_2, y_2) , (x_n, y_n) , relativas às variáveis X e Y e considera que podemos escrever a relação entre as duas variáveis, da seguinte maneira (LIMA FILHO, 2021):

$$y_i = \alpha + \beta x_i + \varepsilon_i \quad (9)$$

Onde:

- y_i é a variável de resposta associada a i -ésima observação de Y ;
- x_i é a i -ésima observação do valor fixado para a variável independente (e não aleatória) X ;
- ε_i é o erro aleatório para a i -ésima observação, isto é, o efeito de fatores que estão afetando a observação de Y de forma aleatória;
- α e β são parâmetros que precisam ser estimados

A estimativa dos parâmetros α e β busca uma reta em que seu ajuste minimize os erros aleatórios, em outras palavras, que minimize a distância entre os a variável independente estimada y e a variável observada Y .

Existe diversas técnicas para encontrar esses parâmetros com o menor erro. Um muito conhecido e utilizado é o método dos mínimos quadrados.

2.14. Método dos Mínimos Quadrados

É usado para estimar os parâmetros do modelo (α e β) e consiste em fazer com que a soma dos erros quadráticos seja menor possível, ou seja, este método consiste em obter os valores de α e β que minimizam a expressão (LIMA FILHO, 2021):

$$S = \sum \varepsilon_i = \sum (Y_i - \alpha - \beta x_i) \quad (10)$$

Para minimizar esta expressão, são determinadas as suas derivadas parciais e então, elas são iguadas a zero. Com isso, é obtido um sistema de equações e a sua solução fornece os parâmetros α e β .

Abaixo estão os passos para este processo e as equações 13 e 15 formam o sistema de equações a ser resolvido:

$$\frac{\partial S}{\partial \alpha} = 2 \sum_{i=1}^n (Y_i - \alpha - \beta x_i)(-1) \quad (11)$$

$$\sum_{i=1}^n (Y_i - \alpha - \beta x_i) = 0 \quad (12)$$

$$\sum_{i=1}^n Y_i = n\alpha + \sum_{i=1}^n \beta x_i \quad (13)$$

$$\frac{\partial S}{\partial \beta} = 2 \sum_{i=1}^n (Y_i - \alpha - \beta x_i)(-x_i) = 0 \quad (14)$$

$$\sum_{i=1}^n x_i Y_i = \sum_{i=1}^n x_i \alpha + \sum_{i=1}^n \beta x_i^2 \quad (15)$$

A diferença entre os valores observados e os preditos (regressão) é chamada de resíduo da regressão.

Uma maneira de avaliar a predição do modelo é usando o coeficiente de determinação.

2.15. Coeficiente de Determinação R^2

O coeficiente de determinação busca quantificar o quão preciso está a regressão. É um número que varia entre 0 e 1 e quanto mais próximo de 1, maiores as chances de uma relação exata e quanto mais próximo de 0, maiores as chances de uma independência linear.

Ele é determinado pela razão entre a variância dos dados da regressão pela variância dos dados da observados.

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{Y})^2}{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2} \quad (16)$$

Como a variância total ou variância dos dados observados é igual a soma das variâncias da regressão e dos resíduos, surge a relação:

$$Var_{total} = Var_{reg} + Var_{res} \quad (17)$$

$$\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2 = \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{Y})^2 + \sum_{i=1}^n (Y_i - y_i)^2 \quad (18)$$

$$\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{Y})^2 = \sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2 - \sum_{i=1}^n (Y_i - y_i)^2 \quad (19)$$

Substituindo a equação 19 na equação 16:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (Y_i - y_i)^2}{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2} \quad (20)$$

E assim, surge uma maneira de calcular o coeficiente de determinação através dos resíduos.

2.16. Regressão Quadrática

Assim como explicado anteriormente, esta regressão espera encontrar correlações quadráticas e, portanto, espera-se uma expressão da forma:

$$y_i = \alpha + \beta x_i + \gamma x_i^2 + \varepsilon_i \quad (21)$$

Onde:

- y_i é a variável de resposta associada a i -ésima observação de Y ;
- x_i é a i -ésima observação do valor fixado para a variável independente (e não aleatória) X ;
- ε_i é o erro aleatório para a i -ésima observação, isto é, o efeito de fatores que estão afetando a observação de Y de forma aleatória;
- α , β e γ são parâmetros que precisam ser estimados;

Usando o método dos mínimos quadrados, é obtido um sistema de equações para a obtenção dos parâmetros, da maneira semelhante realizada para uma regressão linear.

2.17. Algoritmo de Otimização – Monte Carlo

O algoritmo de Monte Carlo é uma técnica de pesquisa operacional que tem como base, a aleatoriedade de ocorrência de eventos que são determinísticos. Diversas são as suas

aplicações como, por exemplo, o cálculo do número π , o cálculo de integrais não-analíticas, tomadas de decisões, dentre outras. Ele é muito utilizado para otimizações, principalmente quando os algoritmos clássicos de otimização linear (simplex, pontos interiores etc.) se tornam complexos demais ou quando se trata de uma otimização não linear. O mesmo consiste em gerar uma sequência aleatória de números e aplicá-los ao modelo, gerando assim, uma saída. Esta saída pode tanto ser a de interesse quanto pode ser reprocessada para novos conjuntos de dados e conclusões.

Como ilustração do método, a estimativa do valor da integral definida de x^2 no intervalo $[0,1]$ pode ser obtida da seguinte forma:

Sendo

$$I = \int_0^1 x^2 dx \quad (22)$$

- Desenhar um quadrado unitário com os pontos $(0,0)$, $(0,1)$, $(1,1)$, $(1,0)$;
- Gere uma sequência aleatória de pontos (x, y) no intervalo $[0,1]$;
- Se $y \leq f(x)$, então soma = soma+1

Sabendo que a integral definida é a área abaixo do gráfico da função definida e que os pontos gerados possuem igual probabilidade de serem escolhidos, o valor da integral será aproximadamente igual a probabilidade de se obter um ponto abaixo da curva.

Sendo $P(A)$ a probabilidade de se obter um ponto abaixo da curva, então:

$$P(A) = \frac{\text{Soma da quantidade de pontos abaixo da curva}}{\text{Soma da quantidade de pontos totais}} = \frac{\text{Área abaixo da curva}}{\text{Área do quadrado unitário}}$$

$$P(A) = I$$

A Figura 16 mostra um pequeno código escrito em Python que demonstra este processo.

Figura 16 - Código¹ para estimar o valor da integral definida de x^2 .

```
import random #biblioteca que usaremos para gerar os pontos aleatórios

def f(x): #função que será integrada no intervalo [0,1]
    return x**2

n = 1000000 #número interações
soma = 0
for i in range(n):
    x0 = random.random()
    y = random.random()
    if y <= f(x0):
        soma = soma + 1
print('O valor aproximado da integral de f(x) é: ', soma/n)

O valor aproximado da integral de f(x) é: 0.333815
```

Fonte: Autoria própria, 2022.

2.18. Desenvolvimento do Sistema Overview

2.18.1. Arquitetura distribuída

Uma das grandes preocupações quando o assunto é supervisor são as suas manutenções.

Uma vez que o processo não deve parar com frequência, alterações no supervisor costumam ser críticas. Visando mitigar este problema, algumas empresas desenvolveram uma arquitetura distribuída, baseada em servidores, dividindo os principais blocos que compõe um sistema supervisor – cada bloco é implementado em um servidor.

A planta de processo em estudo está segregada em 10 servidores redundantes e mais 2 não redundantes que disponibilizam os dados para a rede de supervisão.

Os servidores que possuem redundância são:

- Controle de processo

¹ Este código pode ser utilizado para estimar a integral de qualquer função polinomial no intervalo [0,1].

- Estes servidores recebem os dados dos PLC (são dois, redundantes) de controle de processo
- Shutdown e Fogo & Gás (FGS)
 - Estes servidores recebem os dados dos PLC (são dois, redundantes) que executam as lógicas de segurança, ou seja, paradas de emergência.
- Pacotes/equipamentos de terceiros
 - Estes servidores recebem os dados dos PLC (são dois, redundantes) dos equipamentos de outros fabricantes, integrados na arquitetura.
- Historiador
 - Estes servidores armazenam os dados dos seis servidores supracitados e os armazenam por um tempo definido.

Além desses servidores, existem mais três não redundantes, que são:

- Domínio
 - Responsável por armazenar as informações de login e permissões.
- Alarmes
 - Responsável por armazenar as informações de alarmes e eventos.
- Servidor de telas
 - Responsáveis pelo armazenamento das telas desenvolvidas, tag e outros endereços.

Todos esses dados são disponibilizados na rede de supervisão e existem estações de operação que solicitam estes dados.

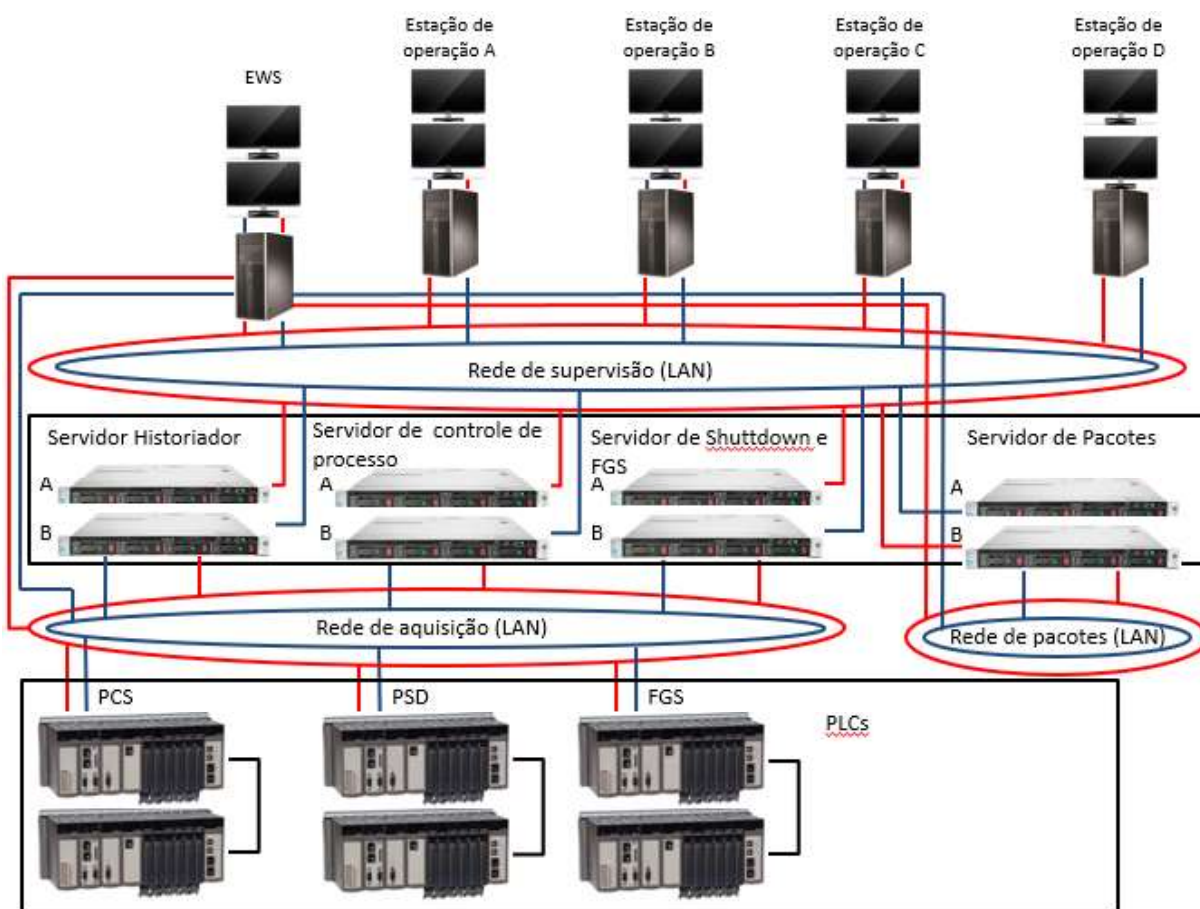
Existe ainda uma estação de engenharia (EWS), onde são realizadas as alterações em lógicas e telas.

Toda essa arquitetura de PLCs e servidores estão interagindo via rede Ethernet TCP/IP, divididas em LAN de aquisição, formadas por conjuntos de *switches*.

Todos os servidores se conectam as redes de supervisão e de aquisição, exceto o servidor Historiador, que se conecta apenas na rede de supervisão.

A Figura 17 representa essa arquitetura.

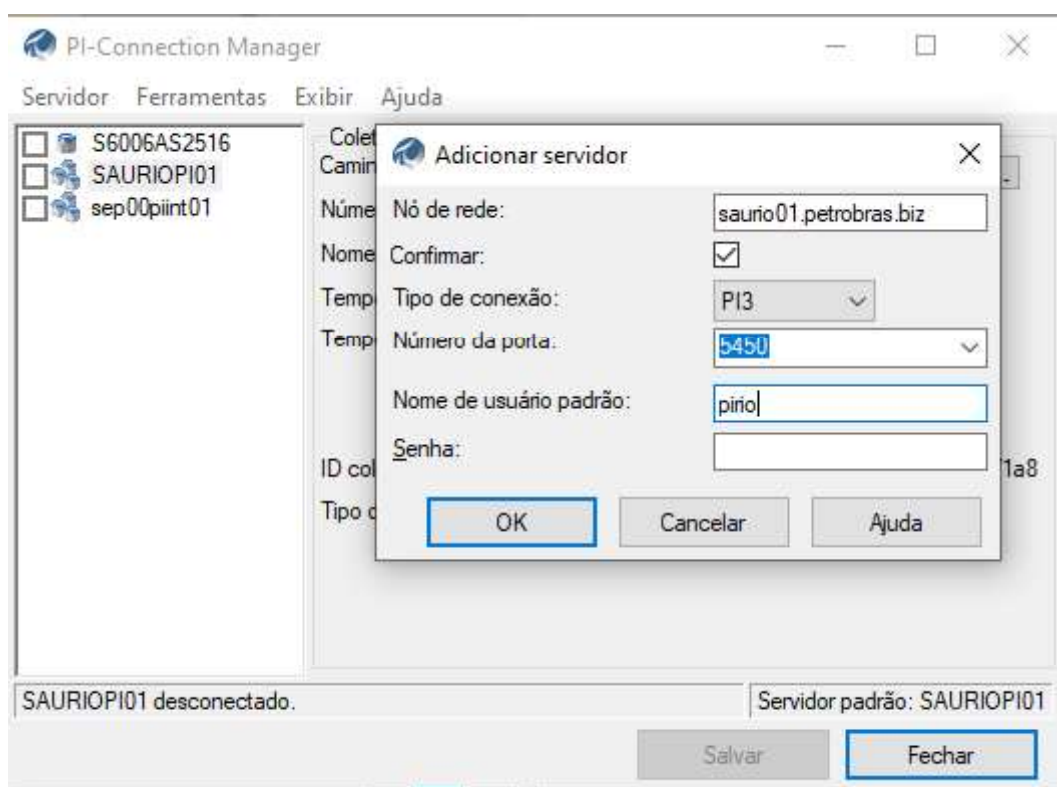
Figura 17 - Esquemático da arquitetura do supervisório



Fonte: Autoria própria, 2022.

3. PREPARAÇÃO E PREMISSAS PARA O DESENVOLVIMENTO

Para iniciar o desenvolvimento, foi solicitada uma autorização para a instalação do software *PI Processbook* em uma estação de operação e, com ele instalado, foi realizada a configuração da conexão com o servidor Historiador. A Figura 18 mostra esta etapa.

Figura 18 - Conexão com o servidor Historiador.

Fonte: Autoria própria, 2022.

Com isso, é possível ter acesso a todos os dados do processo quase que instantaneamente, dependendo apenas do cadastro destes no servidor OPC-DA disponível para tal funcionalidade.

No desenvolvimento das telas de monitoramento, uma premissa adotada foi a alocação dos equipamentos em série, facilitando assim o treinamento de novos operadores para a sala de controle.

Também foi necessário realizar um levantamento das principais variáveis do processo, em especial, as que geram parada de emergência (*ESD-1* ou *ESD-2*). O conhecimento prévio do processo é imprescindível.

Na planta de processo deste projeto, existem 23 sinais que geram *ESD-2* e estas deverão emitir um alarme sonoro e visual ao atingirem um valor próximo ao valor de atuação do sistema de segurança. Este valor será fixo devido a sua criticidade. Visando também facilitar o treinamento de novos operadores, estas variáveis serão dispostas em uma tabela na tela.

Após o levantamento dessas variáveis, foi realizada uma pesquisa com os diversos operadores da sala de controle sobre quais variáveis eles achavam mais importantes terem na tela para monitoramento.

Nos sistemas referentes a área Óleo, as variáveis mais relatadas foram:

- Pressão de chegada dos poços;
- Temperatura de chegada dos poços;
- Status da válvula de chegada dos poços (aberta ou fechada);
- Abertura da válvula de controle de fluxo dos poços;
- Status das válvulas do *manifold* de produção e de teste;
- Pressão, nível, vazão de gás e status das válvulas do SG-01 e do SG-02 (teste);
- Pressão, nível e status das válvulas do V-TO-01 e do V-TO-02 (teste);
- Pressão no aquecedor (permutador) do óleo;
- Status das bombas de transferência;
- Nível, pressão e status das válvulas e bombas do vaso slop (coletor de drenos);

Para os sistemas relacionados a área Água, as variáveis mais relatadas foram:

- Nível do tanque de abastecimento de água para o processo (*make up*);
- Nível e pressão no tanque de expansão de água quente e status das bombas;
- Temperatura nos recuperadores de calor;
- Nível do tanque de água e status das bombas para água de resfriamento referentes a área classificada (toda área que pode conter ou contaminar esta água com hidrocarbonetos);
- Nível do tanque de água e status das bombas referente a água de resfriamento não classificada (toda a área em que não há risco de contaminação com hidrocarbonetos);
- Nível e status das bombas da água quente de utilidades;
- Status das bombas, válvulas, níveis e pressões do sistema de injeção de água do mar;
- Status das bombas e nível do tanque de selagem das bombas de captação de água do mar;

Para os sistemas relacionados a área Gás, as variáveis mais relatadas foram:

- Nível, pressão e status das válvulas dos vasos pulmões (*Safety Ko-Drum*);
- Status das válvulas, níveis, rotação e estado dos compressores;
- Status das válvulas, níveis e pressão do sistema de desidratação de gás;

- Status das válvulas, nível, pressão e temperatura da unidade de ajuste de ponto de orvalho;
- Status das válvulas e vazões do sistema de remoção de CO₂;
- Status das válvulas, nível, pressão e temperatura do gás combustível;
- Status dos poços injetores de gás;
- Status das válvulas e vazões de exportação de gás;

Além dessas variáveis, ainda foi acrescentado o estado dos turbogeradores, entre outras variáveis e sistemas auxiliares.

As telas foram desenvolvidas com o fundo preto e seguindo os seguintes padrões de cores para o alarme visual.

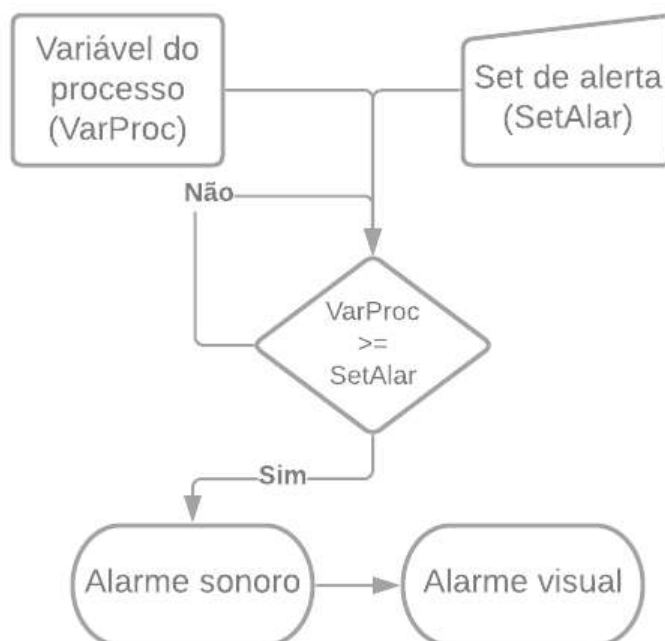
- Cor verde: indica o equipamento em operação;
- Cor vermelho: indica o equipamento desligado;
- Cor vermelho piscando (*blink*): indica que a variável está se aproximado do valor crítico que gera a parada de algum equipamento ou sistema – indicação de alarme;
- Cor amarelo: indica perda de comunicação;

Os alarmes sonoros foram configurados em três tons:

- Alarme crítico: Variável próximo ao valor de parada do equipamento ou sistema e parada de algum subsistema do gás) – tom único;
- Alarme crítico de equipamento: Parada de bombas – dois tons;
- Pré alarme: Variáveis que causam paradas de equipamentos isoladamente, porém, desencadeiam paradas de outros sistemas, como por exemplo, nível no tanque de selagem das bombas de captação – tom único em frequência diferente.

Todo alarme sonoro vem acompanhado de um alarme visual.

A Figura 19 mostra o fluxograma dos alarmes.

Figura 19 - Fluxograma dos alarmes.

Fonte: Autoria própria, 2022.

Em relação a criação de gráficos de tendência, eles serão criados a partir de um click no subsistema desejado. As variáveis foram pré-definidas considerando as mais importantes que podem gerar *ESD-1* ou *ESD-2*.

4. RESULTADO DAS TELAS DE MONITORAMENTO

As telas foram separadas em dois monitores, usando a mesma CPU, conectada à rede de automação. A Figura 20 mostra o resultado da tela de resumo contendo as informações da parte do tratamento de óleo, utilidades e injeção de água. É possível perceber os detalhes dos equipamentos em operação (destacados na cor verde) ou desligados (destacados na cor vermelho).

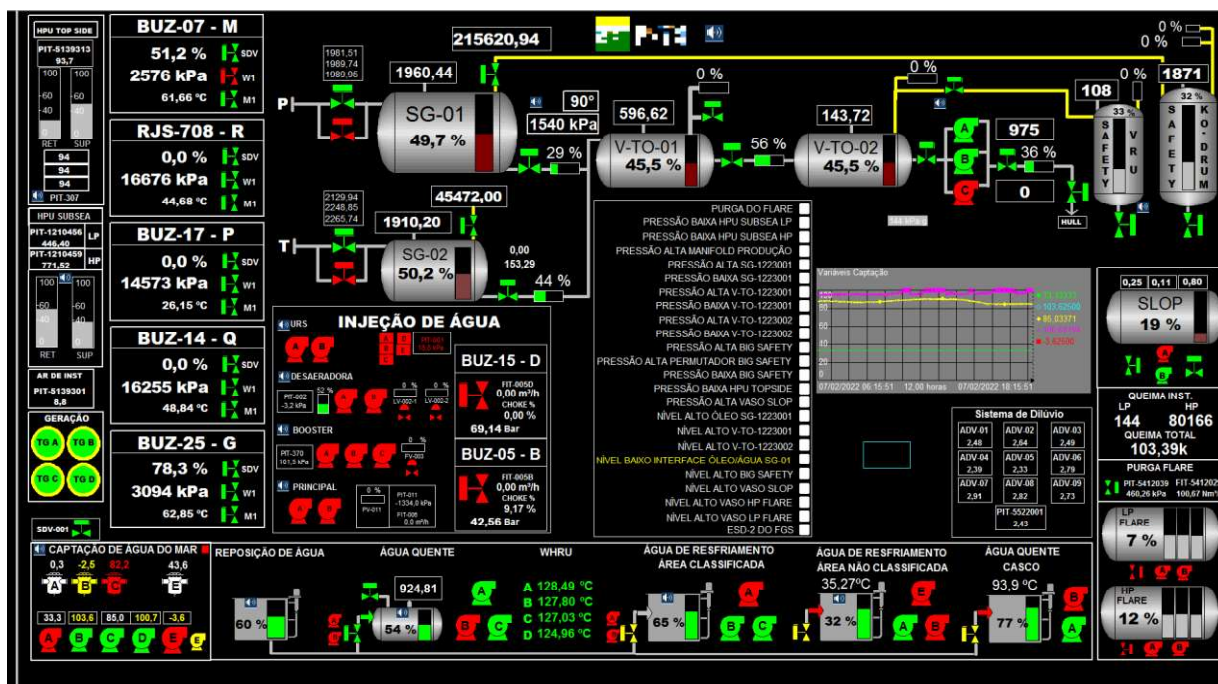
Já a Figura 21 mostra o resultado da tela de resumo contendo as informações da parte do tratamento do gás. Como este subconjunto do processo possui a maior parte dos equipamentos, foi necessário o desenvolvimento de uma tela apenas com as variáveis e sistemas contidos nesse subconjunto da planta.

A Figura 22 mostra a tela de pré alarmes, onde a sua habilitação e o set de alarme são definidos pelo operador da sala de controle.

A Figura 23 mostra em detalhe a tabela dos sinais que geram ESD-2.

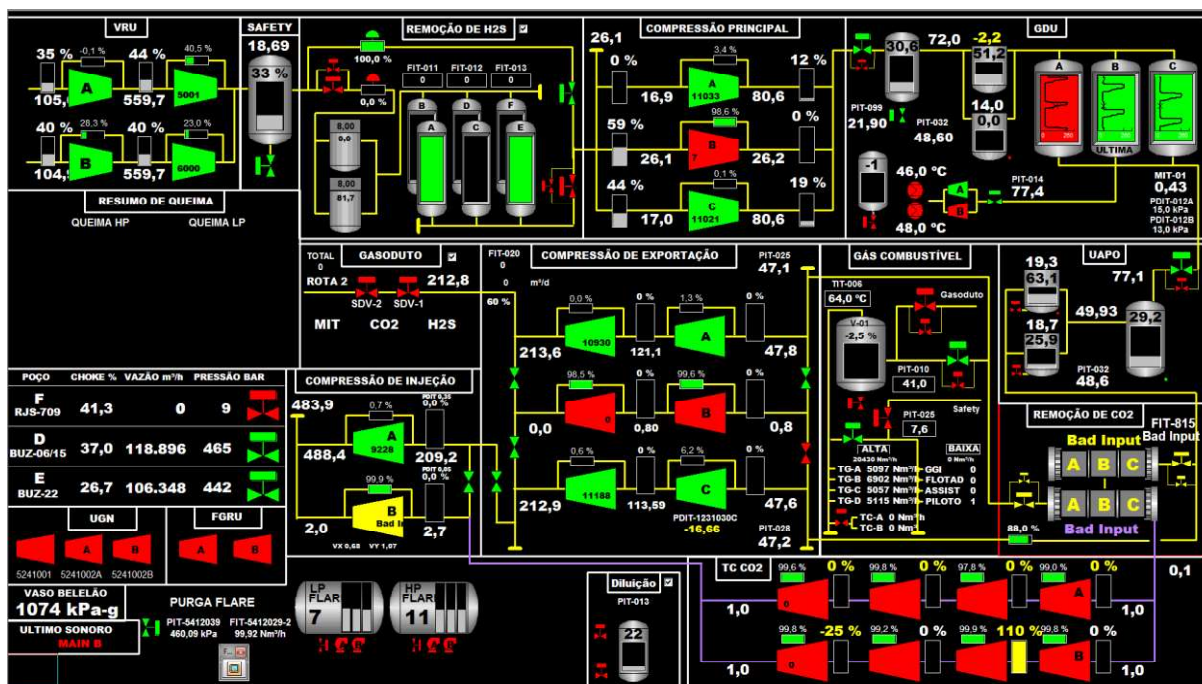
A Figura 24 mostra o gráfico em destaque das variáveis do subsistema 'captação de água do mar'.

Figura 20 - Resumo do processamento do óleo, água e utilidades.



Fonte: Autoria própria, 2022.

Figura 21 - Resumo do processamento de gás.



Fonte: Autoria própria, 2022.

Figura 22 - Tela de pré alarme.

Alarmes sonoros

Gerenciamento de alarmes sonoros

Desabilitar som

Atualizar

Make Up

Nível baixo
30

Bombas de captação

Pressão alta - bombas
1200

Pressão baixa - bombas
950

Nível baixo

Separador de teste

Nível alto - óleo

Pressão baixa

Pressão alta

Desaeradora

Nível alto

Nível baixo

Água quente - Processo

Nível baixo
40

Pressão baixa
850

Pressão baixa - bombas
1200

Permutadores água-óleo

Pressão alta
1650

Safety VRU

Nível alto
50

Pressão baixa
95

Pressão alta
115

Bombas booster

Pressão baixa - desc

Pressão alta - desc

Pressão baixa - suc

Água de resf. - Classificada

Nível baixo
45

Pressão baixa - bombas
745

Bombas de transf.

Pressão alta
1220

Pressão baixa
950

Bomba feed (URS)

Pressão baixa

Pressão alta

Bombas Injeção

Pressão baixa - sucção

Pressão baixa - descarga

Pressão alta - descarga

Vazão baixa - sucção

Vazão alta - sucção

Água de resf. - Não Classificad:

Nível baixo
45

Pressão baixa - bombas
670

HPU Topside

Nível baixo
35

HPU Subsea

Nível baixo
35

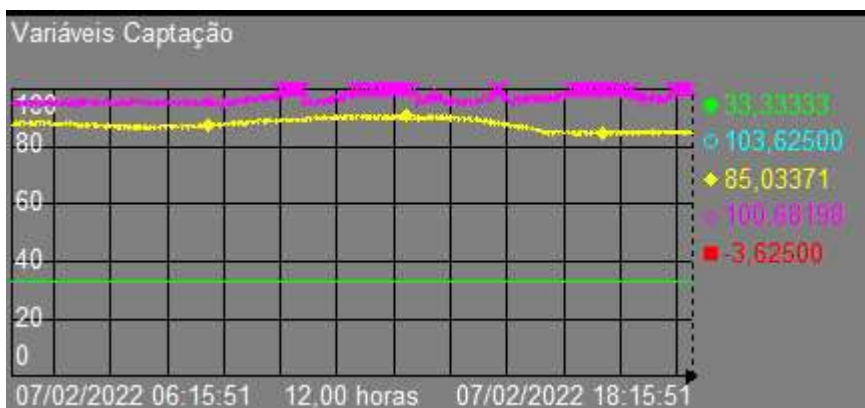
Fonte: Autoria própria, 2022.

Figura 23 - Tabela das variáveis que geram ESD-2.

PURGA DO FLARE	<input type="checkbox"/>
PRESSÃO BAIXA HPU SUBSEA LP	<input type="checkbox"/>
PRESSÃO BAIXA HPU SUBSEA HP	<input type="checkbox"/>
PRESSÃO ALTA MANIFOLD PRODUÇÃO	<input type="checkbox"/>
PRESSÃO ALTA SG-1223001	<input type="checkbox"/>
PRESSÃO BAIXA SG-1223001	<input type="checkbox"/>
PRESSÃO ALTA V-TO-1223001	<input type="checkbox"/>
PRESSÃO BAIXA V-TO-1223001	<input type="checkbox"/>
PRESSÃO ALTA V-TO-1223002	<input type="checkbox"/>
PRESSÃO BAIXA V-TO-1223002	<input type="checkbox"/>
PRESSÃO ALTA BIG SAFETY	<input type="checkbox"/>
PRESSÃO ALTA PERMUTADOR BIG SAFETY	<input type="checkbox"/>
PRESSÃO BAIXA BIG SAFETY	<input type="checkbox"/>
PRESSÃO BAIXA HPU TOPSIDE	<input type="checkbox"/>
PRESSÃO ALTA VASO SLOP	<input type="checkbox"/>
NÍVEL ALTO ÓLEO SG-1223001	<input type="checkbox"/>
NÍVEL ALTO V-TO-1223001	<input type="checkbox"/>
NÍVEL ALTO V-TO-1223002	<input type="checkbox"/>
NÍVEL BAIXO INTERFACE ÓLEO/ÁGUA SG-01	<input type="checkbox"/>
NÍVEL ALTO BIG SAFETY	<input type="checkbox"/>
NÍVEL ALTO VASO SLOP	<input type="checkbox"/>
NÍVEL ALTO VASO HP FLARE	<input type="checkbox"/>
NÍVEL ALTO VASO LP FLARE	<input type="checkbox"/>
ESD-2 DO FGS	<input type="checkbox"/>

Fonte: Autoria própria, 2022.

Figura 24 - Gráfico de tendência.



Fonte: Autoria própria, 2022.

5. IMPLEMENTAÇÃO DO ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO

5.1. Modelagem dos poços

Conforme mostrado na equação de Vogel, é preciso modelar os poços em função da pressão de chegada, que é uma variável manipulada, para chegar na vazão de produção do poço.

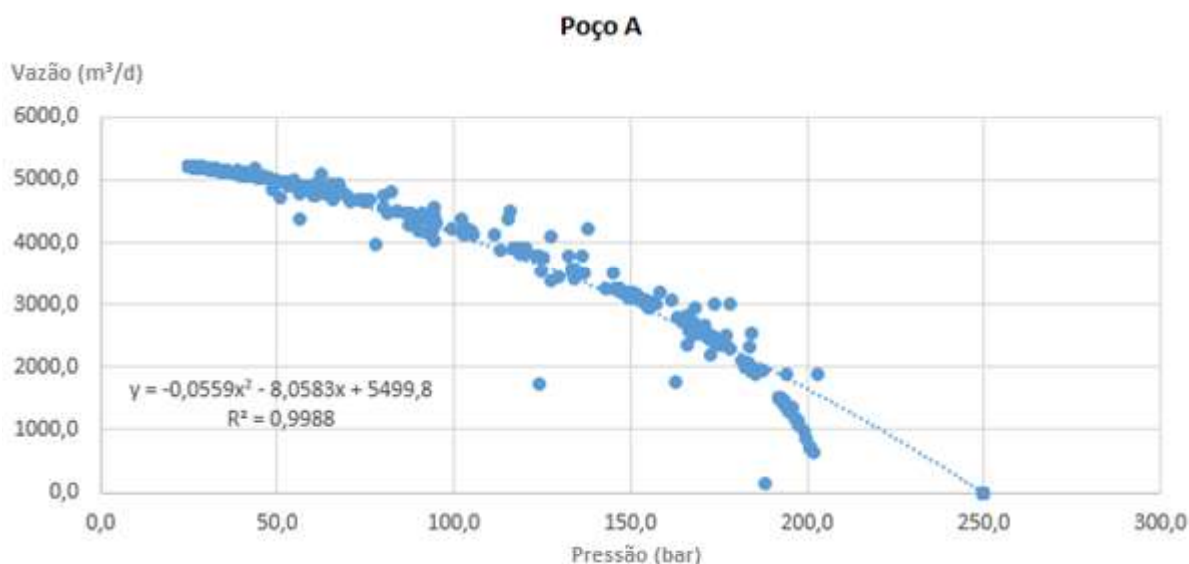
Para isso, foi utilizado o *PI DataLink*, com os servidores *PI* para a raspagem dos dados e posteriormente, a realização da regressão.

Como esta parte é crucial para o êxito da otimização, foi escolhido um valor de coeficiente de determinação (R^2) superior ou igual a 0,99.

Os resultados desta modelagem podem ser vistos nas Figuras 25, 26, 27, 28 e 29 para os poços. O eixo das abscissas representa a pressão de chegada (em bar) e o eixo das ordenadas a produção diária (em m^3).

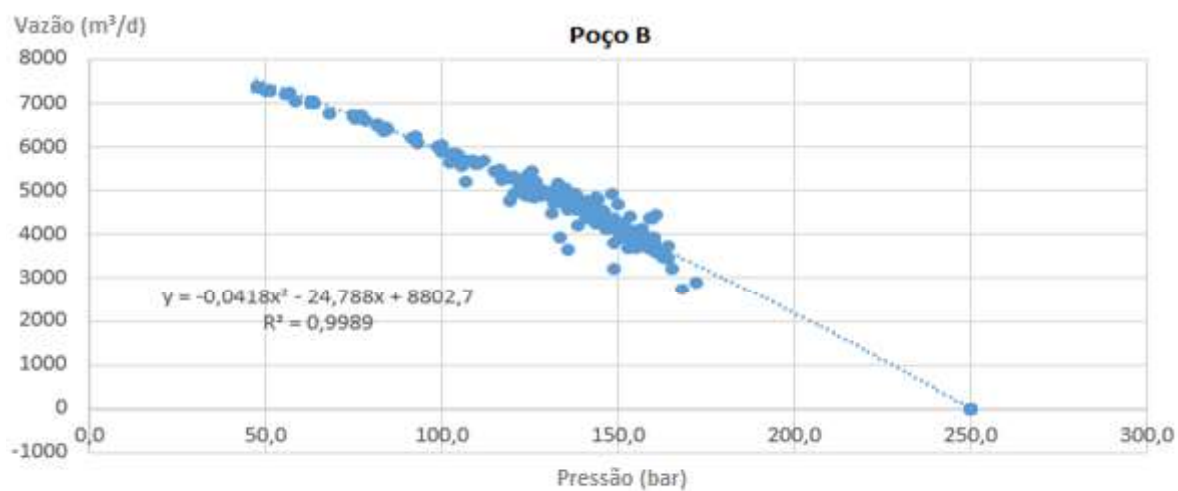
Os dados foram consolidados em uma planilha e realizada a regressão quadrática.

Figura 25 - Modelagem do poço A.



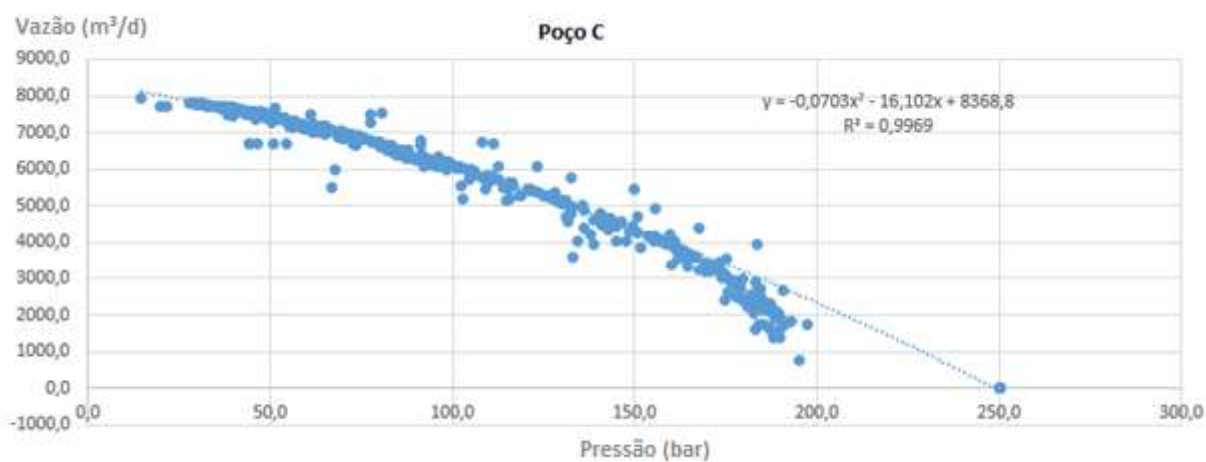
Fonte: Autoria própria, 2022.

Figura 26 - Modelagem do poço B.



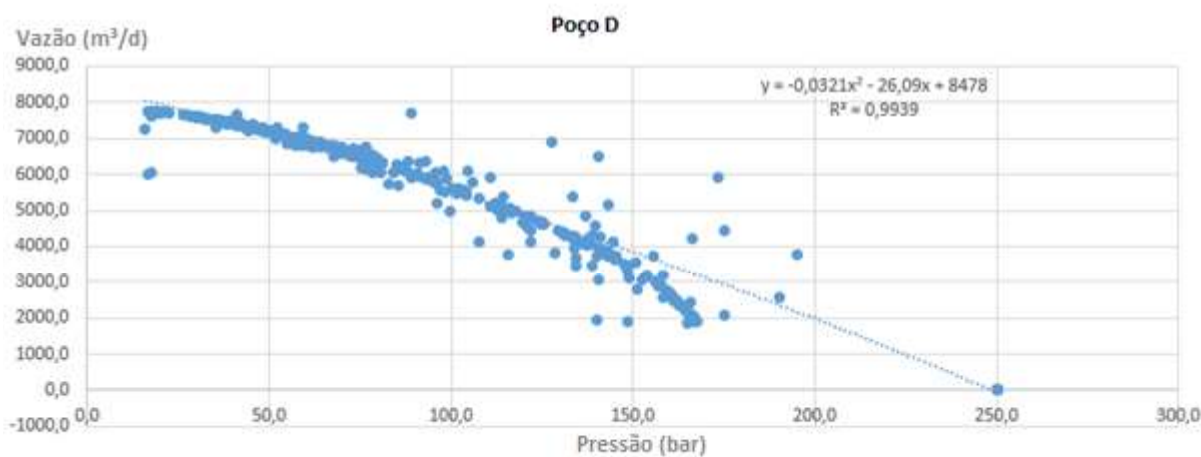
Fonte: Autoria própria, 2022.

Figura 27 - Modelagem do poço C.



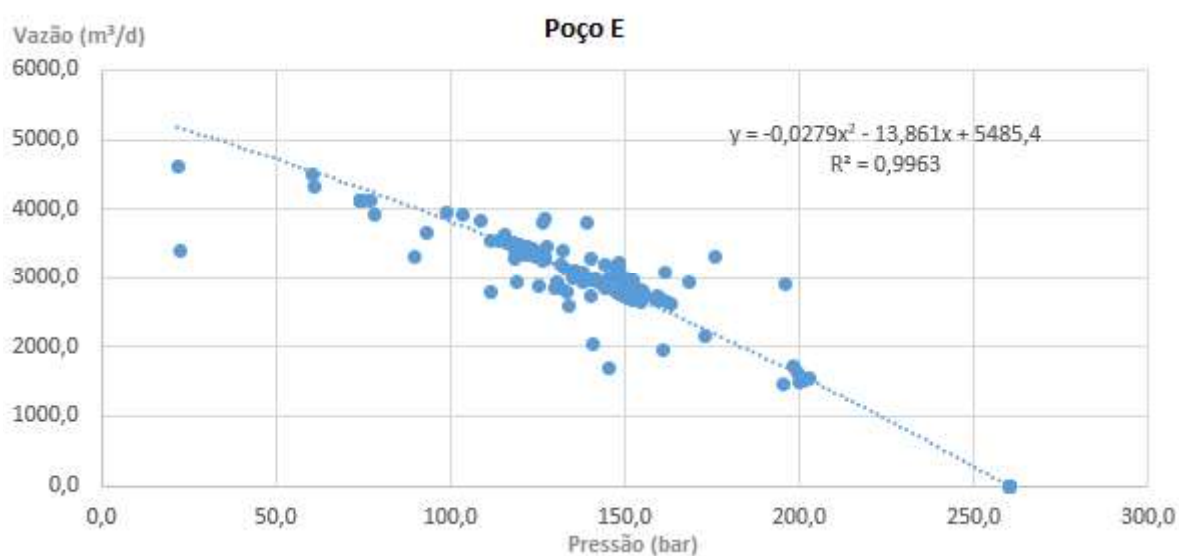
Fonte: Autoria própria, 2022.

Figura 28 - Modelagem do poço D



Fonte: Autoria própria, 2022.

Figura 29 - Modelagem do poço E



Fonte: Autoria própria, 2022.

5.2. Algoritmo de Monte Carlo

Inicialmente, a ideia era implementar o algoritmo de Monte Carlo de forma nativa às telas de monitoramento para a otimização da produção, porém, devido à falta de suporte para aplicações *multithread* em *VBA*, ela se tornou inviável.

Diante deste problema, foi criado um código em Python em que o operador da sala de controle deve entrar apenas com os coeficientes das funções dos poços.

A escolha deste algoritmo ao invés de outros métodos de otimização, como por exemplo, algoritmo simplex ou algoritmo dos pontos interiores, foi feita pois ele nos fornece uma sequência de valores de pressões de chegada onde, o operador da sala de controle poderá escolher e definir qual das configurações irá impactar menos o processo, garantindo um distúrbio pequeno para um ganho grande.

Em suma, ele nos fornece diversos pontos de operação e fica a critério do operador a escolha do ponto mais factível, principalmente devido às características intrínsecas do processo, como dificuldades em manobras, problemas em equipamentos, entre outros.

Toda a planta de processo possui restrições, como produção mínima e máxima. Em nosso estudo, foi utilizada uma planta de processo que possui uma capacidade de processamento máxima de 26.709 m³/d de óleo e um processamento máximo de 7.000.000 Sm³/d de gás.

O ponto a ser encontrado é, portanto, o de máxima vazão de óleo e mínima vazão de gás.

A vazão de óleo produzida é uma combinação linear das vazões de cada poço, e por isso, o sistema possui infinitas soluções, com um número de incógnitas maior que o número de equações.

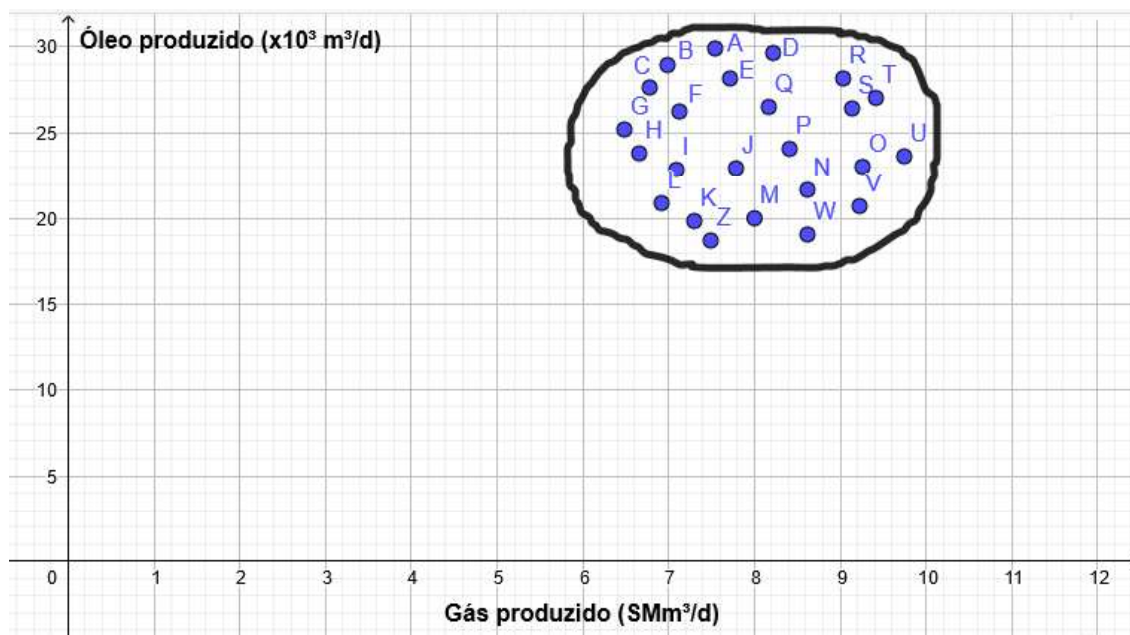
$$Q_{\text{óleo}} = a_1 Q_A + a_2 Q_B + a_3 Q_C + a_4 Q_D + a_5 Q_E, \{a_1, a_2, a_3, a_4, a_5\} \in \mathbb{R} \quad (23)$$

Para cada vazão do poço, existe uma pressão de chegada associada e, portanto, a função de óleo total produzido é uma função composta das pressões de cada poço.

$$Q_{\text{óleo}}(P_A, P_B, P_C, P_D, P_E) \quad (24)$$

Combinações de pressões de chegada diferentes podem gerar a mesma produção de óleo, porém, diferentes produções de gás. A imagem abaixo mostra uma região fictícia e diversos pontos gerados. Cada ponto representa um vetor com as pressões de chegada de cada poço. A Figura 30 mostra um agrupamento destes vetores.

Figura 30 - Agrupamento de vetores



Fonte: Autoria própria, 2022.

Desta forma, o algoritmo irá nos fornecer uma gama de soluções (número de interações), respeitando as restrições.

Algumas restrições podem ser específicas para cada poço, escolhidas de acordo com a experiência de operação com o *choke* onde os mais confiáveis possuem um range de pressões de escolha maiores.

O limite de *trip* por pressão alta é o valor de 250 kgf/cm², e indica o poço fechado.

O limite inferior das pressões dos poços segue dois caminhos que foram observados na prática:

Para poços cujo *riser* é de 8" (poços com uma produção maior), o limite inferior ficou em 34 kgf/cm², para os outros poços, o limite ficou em 27 kgf/cm².

A vazão de óleo produzida ficou delimitada por 26.600 m³/d e 26.709 m³/d.

Para o cálculo do gás produzido, é usada uma razão, determinada nos testes dos poços, denominada de Razão Gás – Óleo (RGO), dada por:

$$RGO = \frac{\text{Volume de gás produzido (m}^3\text{)}}{\text{Volume de óleo produzido (m}^3\text{)}} \quad (25)$$

O valor da RGO varia pouco com a produção e assim, a mesma é considerada constante. O nosso problema nos fornece o seguinte sistema:

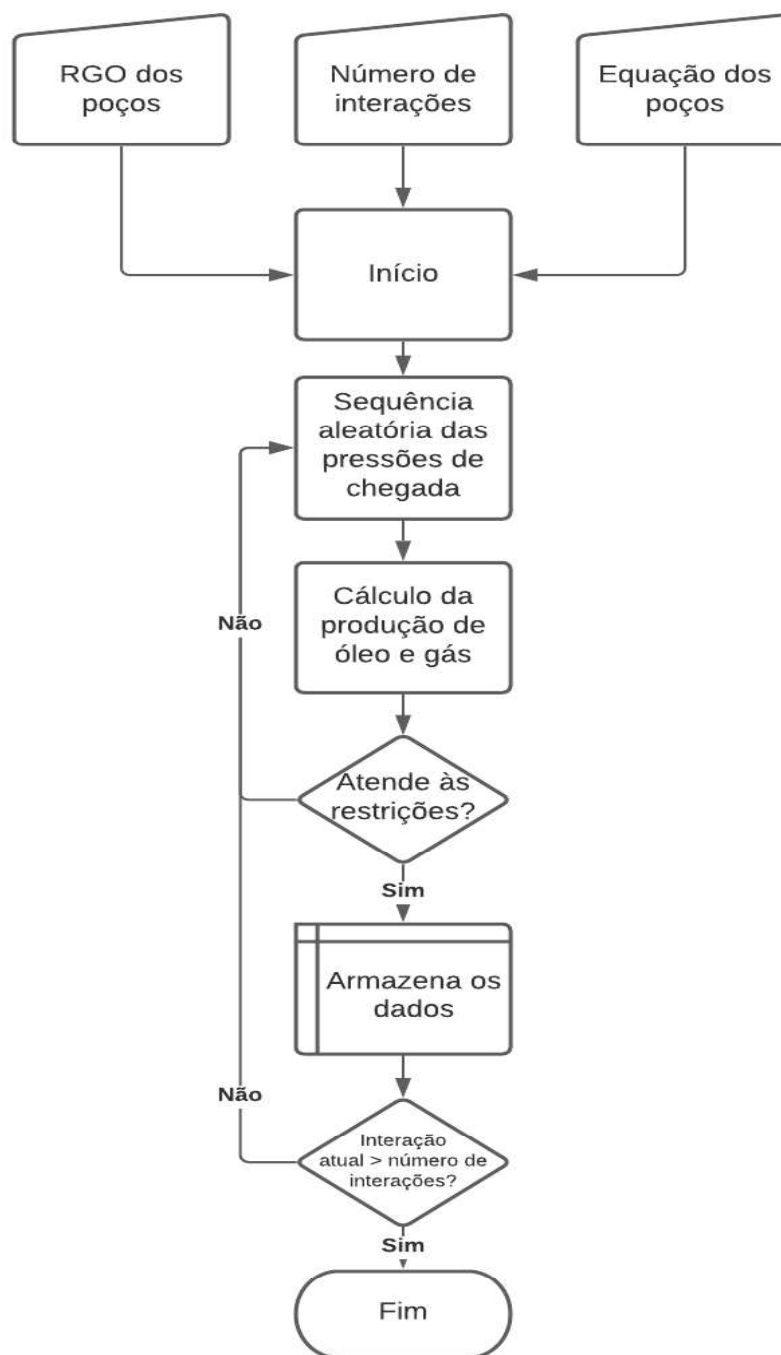
$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ RGO_A & RGO_B & RGO_C & RGO_D & RGO_E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Q_A \\ Q_B \\ Q_C \\ Q_D \\ Q_E \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Q_{\text{óleo}} \\ Q_{\text{gás}} \end{bmatrix}$$

Um sistema possível indeterminado. Para a nossa simulação, foram usados os valores das RGO conforme a Tabela 1, retiradas do teste dos poços. Já as interações do algoritmo ocorrem de acordo com a Figura 31.

Tabela 1 - Relação dos poços com a RGO.

Poço	RGO (m ³ /m ³)
Poço A	229,6
Poço B	302,7
Poço C	412,2
Poço D	244
Poço E	235

Fonte: Autoria própria, 2022.

Figura 31 - Fluxograma do algoritmo de Monte Carlo.

Fonte: Autoria própria, 2022.

O algoritmo foi implementado em *Python 3*, com as características dos poços referentes ao último teste, 10.000 interações (soluções), contaminantes do gás em baixas concentrações e BSW zero. Ele teve uma duração de aproximadamente 2 minutos para gerar as

soluções e parte dos resultados são mostrados na Figura 32, em uma imagem do arquivo gerado no final. As restrições são facilmente implementadas^{2,3}.

Figura 32 - Parte de um conjunto de soluções.

Prod.	Prod Gas	Pressões nos poços
(26708.82,	6924361.72,	'[73, 97, 240, 61, 94]'
(26708.66,	6984475.14,	'[38, 100, 229, 76, 106]'
(26708.5,	6940305.25,	'[144, 83, 244, 37, 78]'
(26708.38,	6981573.67,	'[43, 124, 222, 54, 111]'
(26708.24,	6948254.89,	'[42, 168, 208, 46, 79]'
(26708.12,	6910167.05,	'[67, 115, 235, 86, 48]'
(26708.03,	6838292.56,	'[57, 153, 233, 51, 53]'
(26707.88,	6941014.88,	'[59, 75, 241, 116, 48]'
(26707.76,	6923016.6,	'[133, 94, 243, 39, 75]'
(26707.56,	6972408.47,	'[58, 63, 240, 108, 76]'
(26707.51,	6981062.22,	'[33, 46, 244, 74, 136]'
(26707.46,	6949029.02,	'[58, 130, 226, 35, 113]'
(26706.81,	6988685.25,	'[108, 100, 231, 43, 100]'
(26706.78,	6865949.34,	'[35, 157, 226, 66, 49]'
(26706.75,	6947228.27,	'[50, 194, 193, 40, 53]'
(26706.53,	6885656.14,	'[57, 108, 240, 99, 35]'
(26706.52,	6972076.68,	'[110, 118, 226, 70, 46]'
(26706.5,	6992997.21,	'[166, 58, 243, 46, 71]'
(26706.42,	6920916.48,	'[49, 85, 242, 94, 76]'
(26706.42,	6874485.28,	'[65, 125, 237, 79, 42]'
(26706.21,	6993500.61,	'[158, 71, 240, 36, 84]'
(26706.08,	6979421.36,	'[78, 74, 238, 75, 99]'
(26706.01,	6915575.97,	'[63, 81, 245, 72, 96]'
(26705.85,	6987555.04,	'[92, 52, 242, 85, 91]'
(26705.7,	6985108.17,	'[37, 154, 206, 84, 53]'
(26705.58,	6908421.22,	'[102, 113, 238, 52, 69]'
(26705.49,	6974896.95,	'[41, 103, 230, 64, 114]'
(26705.27,	6928689.29,	'[88, 112, 234, 76, 53]'
(26705.21,	6990380.93,	'[31, 208, 32, 44, 53]'
(26705.18,	6959801.69,	'[88, 184, 198, 34, 46]'
(26705.18,	6788835.84,	'[63, 157, 239, 42, 45]'
(26704.96,	6983356.45,	'[173, 67, 242, 52, 46]'
(26704.88,	6980386.3,	'[51, 117, 222, 107, 43]'
(26704.84,	6945389.45,	'[31, 128, 224, 91, 63]'

Fonte: Autoria própria, 2022.

Com base no conjunto de soluções, o operador da sala de controle, com sua vivência nas operações diárias, terá plena capacidade em decidir qual o melhor ajuste a ser realizado no *choke* do poço de acordo com as dificuldades atuais, como por exemplo, uma manutenção, um defeito impedindo o ajuste ideal em algum poço ou um ajuste em um poço que causará uma menor oscilação na planta de processo.

² As pressões seguem a ordem: Poço A, Poço B, Poço C, Poço D e Poço E.

³ Os resultados estão ordenados por tamanho da produção de óleo (da maior produção para a menor).

6. CONCLUSÕES

O objetivo deste trabalho, em resumo, foi o desenvolvimento e implementação de uma tela para auxiliar a operação de uma plataforma de petróleo e um algoritmo para otimização da produção de óleo. Foram apresentados os conceitos básicos da geologia do petróleo, um resumo de uma planta de processo típica em plataformas de produção e como o algoritmo de otimização foi explorado.

Os resultados obtidos foram satisfatórios e, atualmente, este trabalho encontra-se operacional, sendo bastante utilizado pela operação.

Foi percebido uma diminuição nas paradas não gerenciáveis e, um tempo de retorno de operação menor gerando assim, uma margem maior de lucro, uma vez que o processo mais estável e no melhor ajuste de produção possível, o custo de extração tende a diminuir.

Este projeto seguirá passando por atualizações sempre que um novo sistema entrar em operação ou com novas necessidades da equipe de operação.

7. REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA PETROBRÁS. **25 novos possos offshore em operação no primeiro semestre e mais 39 no segundo**. 2016. Disponível em: www.tnpetroleo.com.br/noticia/25-novos-pocos-offshore-em-operacao-no-primeiro-semester-e-mais-39-no-segundo/. Acesso em: 12 fev. 2022.
- CDN. **Visualizando Dados do Pi System**: Versão 2020. OSISOFT, 2020. Disponível em: http://cdn.osisoft.com/learningcontent/pdfs/VisualizingPISystemDataWorkbook_Portuguese.pdf. Acesso em: 12 fev. 2022.
- COSTA, R. O. **Curso de Bombeio Mecânico**. Petrobrás: Escola de Ciência e Tecnologia E&P, 2004.
- KILHIAN, K. **Regressão Linear**. O Baricentro da Mente, 2010. Disponível em: <https://www.obaricentrodamente.com/2010/07/regressao-linear.html>. Acesso em: 12 fev. 2022.
- KURNET, R. **Processamento Primário de Petróleo**. Petrobrás: Escola de Ciência e Tecnologia E&P, 2007.
- LIMA FILHO, L. M. A. **Correlação e Regressão**. Universidade Federal da Paraíba, 2021. Disponível em: <http://www.de.ufpb.br/~luiz/AED/Aula9.pdf>. Acesso em: 12 fev. 2022.
- OSISOFT. **PI ProcessBook**. 2018a. Disponível em: <https://www.osisoft.pt/pi-system/pi-capabilities/product-list/>. Acesso em: 12 fev. 2022.
- OSISOFT. **PI Server**. 2018b. Disponível em: <https://www.osisoft.pt/pi-system/pi-core/pi-server>. Acesso em: 12 fev. 2022.
- SANSONE, E. C. **Permeabilidade das Rochas**. Mecânica dos Flúidos, 2014. Acesso em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/1678305/mod_resource/content/1/07%20-%20PMI1673%20-%202014%20-%20Permeabilidade.pdf. Acesso em: 12 fev. 2022.
- THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia e petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.