

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

LUCAS CAVALCANTI SILVA

DESENVOLVIMENTO E GESTÃO DE *PLUGIN* PARA ANÁLISE ECONÔMICA DE ARRANJOS CONCEITUAIS DE PRODUÇÃO *OFFSHORE*

JOÃO PESSOA
2026

Lucas Cavalcanti Silva

DESENVOLVIMENTO E GESTÃO DE *PLUGIN* PARA ANÁLISE ECONÔMICA DE ARRANJOS CONCEITUAIS DE PRODUÇÃO *OFFSHORE*

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal da Paraíba como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica. Área de Concentração: Termofluidos.

Orientador: Prof. Dr. Gustavo Charles Peixoto de Oliveira

João Pessoa - PB
Fevereiro de 2026

Catalogação na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

S586d Silva, Lucas Cavalcanti.
Desenvolvimento e gestão de plugin para análise econômica de arranjos conceituais de produção offshore / Lucas Cavalcanti Silva. - João Pessoa, 2026.
87 f. : il.

Orientação: Gustavo Charles Peixoto de Oliveira.
Dissertação (Mestrado) - UFPB/CT.

1. Engenharia submarina - Integração de software. 2. Simulação de reservatórios. 3. Engenharia conceitual. I. Oliveira, Gustavo Charles Peixoto de. II. Título.

UFPB/BC CDU 622.276(043)

Elaborado por ANNA REGINA DA SILVA RIBEIRO - CRB-15/24

Lucas Cavalcanti Silva

PLUGIN DEVELOPMENT AND MANAGEMENT FOR THE ECONOMIC ANALYSIS OF CONCEPTUAL OFFSHORE PRODUCTION LAYOUTS

Dissertation submitted to the Graduate Program in Mechanical Engineering of Federal University of Paraíba as part of the requirements for obtaining the degree of Master in Mechanical Engineering. Research Area: Thermofluids.

Advisor: Prof. Dr. Gustavo Charles Peixoto de Oliveira

João Pessoa - PB
February 2026

Dedicatória: Dedico este trabalho à minha família e à minha esposa, pelo apoio e incentivo constantes ao longo da minha trajetória acadêmica e profissional. Sem o suporte incondicional de vocês, esta conquista não seria possível.

AGRADECIMENTOS

A realização deste trabalho contou com valiosas contribuições. Primeiramente, agradeço ao Professor Dr. Gustavo Charles Peixoto de Oliveira pela orientação e dedicação incansável no fomento ao desenvolvimento científico na UFPB, buscando consolidar uma área até então sem tradição na instituição. Seus ensinamentos e parceria na escrita científica, desde a minha iniciação em 2017, foram pilares fundamentais para o meu amadurecimento acadêmico e profissional.

À Deep Seed Solutions (DSS), agradeço pela parceria firmada com a universidade, que permitiu alinhar o rigor acadêmico às demandas reais do mercado. Agradeço à diretoria pelo apoio institucional e pela oportunidade de integrar o time da empresa, dando continuidade à pesquisa aplicada. Um agradecimento especial às equipes de Produto e de Desenvolvimento da DSS, cujo suporte técnico e consultoria foram vitais para a integração entre o Petrel e o FLOCO, garantindo a robustez de engenharia necessária ao *plugin*.

Agradeço ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro fundamental à viabilização desta pesquisa, bem como pela concessão da bolsa de estudos que permitiu minha dedicação a este trabalho. Este desenvolvimento também foi contemplado pelo programa MAI/DAI (Mestrado/Doutorado Acadêmico para Inovação), reforçando o compromisso com a pesquisa aplicada e o fortalecimento do ecossistema de inovação no Brasil.

Agradeço aos parceiros do projeto JIP-Phase 3, Repsol Brasil e Petrogal, pelo financiamento e confiança que viabilizaram este estudo. Por fim, agradeço à Deep Soft pela expertise técnica na implementação do *plugin* no ambiente Petrel, fator determinante para a agilidade e sucesso da ferramenta desenvolvida.

“Não vou deixar que ninguém
conquiste o impossível por mim”
(Tico Santa Cruz)

RESUMO

SILVA, L.C. **DESENVOLVIMENTO E GESTÃO DE *PLUGIN* PARA ANÁLISE ECONÔMICA DE ARRANJOS CONCEITUAIS DE PRODUÇÃO *OFFSHORE***. 2026. 87pp. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2026.

O desenvolvimento de campos *offshore* em águas profundas e ultraprofundas envolve elevados investimentos de capital, alta complexidade técnica e longos ciclos de projeto, tornando as decisões tomadas nas fases iniciais determinantes para a viabilidade econômica do empreendimento. Nesses projetos, a modelagem de reservatórios, a engenharia submarina e a análise econômica são tradicionalmente tratadas de forma fragmentada, exigindo transferências manuais de dados entre ferramentas distintas e limitando a exploração sistemática do espaço de alternativas de desenvolvimento. Esta dissertação apresenta o desenvolvimento de um *plugin* entre o ambiente de simulação de reservatórios *Petrel*® e a plataforma de engenharia conceitual *FLOCO*® (*Field Layout Concept Optimizer*), com o objetivo de automatizar a transferência de dados e ampliar a capacidade de avaliação técnico-econômica de arquiteturas de campo *offshore*. No fluxo proposto, os simuladores numéricos *Eclipse*® e *Intersect*®, acessados a partir do `Petrel`, são responsáveis pela simulação dinâmica completa do reservatório, produzindo perfis de produção, curvas de pressão e índices de produtividade. Esses resultados são extraídos pelo *plugin* e transferidos ao `FLOCO`, que os utiliza para substituir seu motor interno de reservatório por uma interpolação via *Inverse Distance Weighting* (IDW), calculando a pressão do reservatório ao longo do tempo diretamente a partir das curvas de produção e injeção simuladas numericamente. A metodologia desenvolvida contempla três fluxos operacionais. O Caso 1 corresponde a um cenário de automação completa, no qual o *plugin* orquestra, a partir do `Petrel`, tanto a execução das simulações quanto a avaliação conceitual no `FLOCO`. O Caso 2 adota um desacoplamento disciplinar: o cubo de simulação validado é exportado como premissa imutável para o `FLOCO`, e a configuração da infraestrutura é realizada manualmente por especialistas em engenharia conceitual ou *subsea*. Os resultados, centrados na validação do Caso 2 como prova de conceito, demonstram que a integração proposta é tecnicamente viável: a interface desenvolvida no `Petrel` estrutura e valida os dados de entrada, a transmissão via API preserva a integridade física e geométrica do modelo, e os cenários de simulação são replicados de forma automática e rastreável. A aplicação do *plugin* permite acelerar significativamente a etapa de *screening* de projetos, ampliar o número de cenários avaliados e antecipar, ainda nas fases iniciais de desenvolvimento, a percepção dos indicadores econômicos associados a diferentes arquiteturas de campo.

Palavras-chave: Engenharia Submarina; Integração de *Software*; Simulação de reservatórios; Engenharia conceitual.

ABSTRACT

SILVA, L.C. **PLUGIN DEVELOPMENT AND MANAGEMENT FOR THE ECONOMIC ANALYSIS OF CONCEPTUAL OFFSHORE PRODUCTION LAYOUTS**. 2026. 87pp. Dissertation (Master Degree in Mechanical Engineering) – Graduate Program in Mechanical Engineering, Federal University of Paraíba, João Pessoa, 2026.

The development of offshore fields in deep and ultra-deep waters involves substantial capital investment, high technical complexity, and long project cycles, making decisions taken in the early phases critical to the economic viability of the venture. In such projects, reservoir modeling, subsea engineering, and economic analysis are traditionally handled in a fragmented manner, requiring manual data transfers between separate tools and limiting the systematic exploration of development alternatives. This dissertation presents the development of a plugin between the reservoir simulation environment Petrel® and the conceptual engineering platform FLOCO® (*Field Layout Concept Optimizer*), with the objective of automating data transfer and expanding the technical-economic evaluation capacity of offshore field architectures. In the proposed workflow, the numerical simulators Eclipse® and Intersect®, accessed from within `Petrel`, are responsible for full dynamic reservoir simulation, producing production profiles, pressure curves, and productivity indices. These results are extracted by the plugin and transferred to `FLOCO`, which uses them to replace its internal reservoir engine with an Inverse Distance Weighting (IDW) interpolation, computing reservoir pressure over time directly from the numerically simulated production and injection curves. The developed methodology encompasses three operational workflows. Case 1 corresponds to a fully automated scenario, in which the plugin orchestrates, from within `Petrel`, both the execution of simulations and the conceptual evaluation in `FLOCO`. Case 2 adopts a disciplinary decoupling approach: the validated simulation cube is exported as an immutable input to `FLOCO`, while infrastructure configuration is carried out manually by conceptual or subsea engineering specialists. The results, centered on the validation of Case 2 as a proof of concept, demonstrate that the proposed integration is technically feasible: the interface developed in `Petrel` structures and validates the input data, transmission via API preserves the physical and geometric integrity of the model, and simulation scenarios are replicated automatically and traceably. The application of the plugin significantly accelerates the project screening phase, increases the number of evaluated scenarios, and enables early-stage anticipation of economic indicators associated with different field architectures.

Keywords: Subsea Engineering; Software Integration; Reservoir Simulation; Offshore Layout Development; Conceptual Engineering.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Representação do fluxo de trabalho para modelagem e simulação de um reservatório. Fonte: (CANNON, 2018) 22
Figura 2 – Principais disciplinas necessárias para modelagem de reservatórios. Fonte: (MACHADO, 2023) 22
Figura 3 – Representação esquemática da estrutura porosa de uma rocha reservatório, destacando porosidade primária e secundária. Fonte: (CANNON, 2018) . . 26
Figura 4 – Distribuição de fluidos no reservatório. Fonte: Adaptado de (TIAB; DONALDSON, 2015) 27
Figura 5 – Representação do encontro das linhas de VFP com IPR. Fonte: (ECONOMIDES, 2013) 31
Figura 6 – Representação das parcelas que influenciam na equação de balanço de materiais para o estudo de um modelo tanque de reservatório. Fonte: (NASAR; ABUSALEEM; TABAR, 2018) 34
Figura 7 – Conjunto de técnicas para calcular a produção estimada em um campo de petróleo e gás. fonte:(BAKER; YARRANTON; JENSEN, 2015) 38
Figura 8 – Fases do processo FEL ilustrando a relação inversa entre a capacidade de influenciar o valor do projeto e a evolução do custo de mudanças ao longo do tempo. Fonte: Adaptado de Stratex Online (2025) 40
Figura 9 – Ilustração da relação entre os elementos de planejamento e projeto e os fatores de influência que impactam suas definições. Fonte: Adaptado de (CHAKRABARTI, 2005) 41
Figura 10 – Fluxo do usuário para o desenvolvimento de um projeto no `FLOCO`. Fonte: Autor, 2026 47
Figura 11 – Representação do fluxo utilizado para metodologia do trabalho. Fonte: Autor, 2026 47
Figura 12 – Reservatório modelado no `Petrel` representado pela porosidade. Fonte: Autor, 2026 49
Figura 13 – Representação da UML referente ao caso 1. Onde o usuário realiza todas as operações diretamente no `Petrel`. Fonte: Autor, 2026. 52
Figura 14 – Representação UML do Caso 2, no qual o fluxo de trabalho é desacoplado entre a modelagem de reservatório e a engenharia conceitual. Fonte: Autor (2026) 54
Figura 15 – Configuração da modelagem da estratégia de desenvolvimento para a simulação. Fonte: Autor, 2026. 59

Figura 16 – Configuração da estratégia do poço NA1A com relação a VFP calculada, Pressão no fundo do poço (BHP) e THP. Fonte: Autor, 2026. 59
Figura 17 – Tela de configuração inicial (*Setup*), definindo o caso de estudo, vida útil do campo e parâmetros geodésicos. Fonte: Autor, 2026. 63
Figura 18 – Interface de gerenciamento de poços, demonstrando a atribuição de funções e configurações dos poços. Fonte: Autor, 2026. 63
Figura 19 – Configuração das propriedades físicas das linhas de fluxo para a geração das tabelas VFP. Fonte: Autor, 2026. 64
Figura 20 – Parâmetros termodinâmicos dos fluidos multifásicos utilizados na modelagem térmica. Fonte: Autor, 2026. 65
Figura 21 – Janela de configuração das sensibilidades para cálculos das VFPs de produção em Sm^3/d, Sm^3/Sm^3, Sm^3/Sm^3, Bar e Sm^3/d, respectivamente . Fonte: Autor, 2026). 65
Figura 22 – Janela de configuração das sensibilidades para cálculos das VFPs de injeção. Fonte: Autor, 2026). 65
Figura 23 – Janela de configuração dos parâmetros econômicos do projeto. Fonte: autor, 2026) 66
Figura 24 – Janela para configuração do modelo Fiscal *Constant Total Tax and Royalties*. Fonte: Autor, 2026. 66
Figura 25 – Janela para configuração do modelo Fiscal do acordo de partilha (*Production Sharing Agreement*). Fonte: Autor, 2026. 67
Figura 26 – Janela para configuração do modelo Fiscal Norueguês. Fonte: Autor, 2026. . 67
Figura 27 – Janela de análise de resultados, exibindo as curvas de produção dos cenários otimizados e o gráfico de dispersão (tradespace) CAPEX versus VPL para comparação econômica dos conceitos. Fonte: Autor, 2026. 68
Figura 28 – Organização das VFPs no `Petrel` após geração das 3 combinações. Fonte: Autor, 2026 70
Figura 29 – Evolução do *gas-oil ratio* (GOR) e da pressão média do reservatório para os 27 casos simulados no caso base. Fonte: Autor (2026). 72
Figura 30 – *Water Cut* do reservatório ao longo do tempo para as 27 simulações. Fonte: Autor (2026). 72
Figura 31 – Índice de Produtividade dos poços (Sm^3/(d.bar)) para cada simulação. Fonte: Autor (2026) 73
Figura 32 – Produção diária de gás e óleo no nível de campo para os 27 casos simulados, evidenciando a consistência dos resultados do caso base. Fonte: Autor (2026). 73
Figura 33 – Produção diária de gás e óleo por poço produtor para os 27 casos simulados, permitindo a comparação do desempenho individual dos poços. Fonte: Autor (2026). 74

Figura 34 – Casos de simulação do reservatório automaticamente replicados pelo *plugin* desenvolvido, a partir do ambiente `Petrel`. Fonte: Autor (2026). 74
Figura 35 – Janela de *targets* dos poços que foram inseridos no `Petrel` e carregados automaticamente para o `FLOCO` com suas respectivas funções. Fonte: Autor, 2026. 75
Figura 36 – Posicionamento dos poços verticais de acordo com a configuração das cabeças de poços. Fonte: Autor, 2026. 76
Figura 37 – Comparação visual das arquiteturas de subsea geradas: (a) Conexão direta via satélites e (b) Otimização utilizando manifolds de coleta. 76

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros Operacionais de Topside: Poços Produtores e Injetores 49
Tabela 2 – Comparativo de Indicadores Financeiros: Conceito 1 vs. Conceito 5 77

LISTA DE ABREVIATURAS, ACRÔNIMOS E SÍMBOLOS

AICD	*Autonomous Inflow Control Devices*
API	*Interface de Programação de Aplicações*
CAPEX	*Capital Expenditures*
CMPC	Custo Médio Ponderado de Capital
E&P	Exploração e Produção
EOR	Recuperação Avançada de Petróleo
FEL	*Front-End-Loading*
GUI	*Interface Gráfica do Usuário*
IDW	*Inverse Distance Weighting*
IP	*Índice de Produtividade*
IPR	*Inflow Performance Relationship*
KPIs	Indicadores Chaves de Desempenho
MBE	Equação de Balanço de Materiais
MMSTB	Milhões de barris
MUSD	Milhões de dólares
NPV	*Net Present Value*
NTG	*Net-to-Gross*
OOIP	*Original Oil in Place*
OPEX	*Operational Expenditures*
RVA	*Reservoir Visualization and Analysis*
THP	*Tubing Head Pressure*
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UEP	Unidade de Exploração e Produção
UML	*Linguagem de Modelagem Unificada*
VFP	*Vertical Flow Performance*
VLP	*Vertical Lift Performance*
VOIP	*Volume of Oil in Place*
VPL	Valor Presente Líquido
WAG	*Water Alternating Gas*

LISTA DE SÍMBOLOS

Φ	Potencial hidráulico e gravitacional
ϕ	Porosidade
V_b	Volume total
V_{gr}	Volume dos granular
V_p	Volume poroso
S_o	Saturação de óleo
S_g	Saturação de gás
S_w	Saturação de água
V_o	Volume de óleo na rocha
P	Pressão [Pa]
L	Comprimento da tubulação [m]
q_o	Vazão de óleo [m^3/s]
D	Diâmetro interno da tubulação [m]
A	Área interna da seção de escoamento [m^2]
k	Permeabilidade [mD]
k_o	Permeabilidade da fase oleica [mD]
μ_o	Viscosidade do óleo [Pa·s]
μ_w	Viscosidade da água [Pa·s]
$\frac{dP}{dL}$	Gradiente de pressão [Pa/m]
ρ_m	Massa específica da mistura [kg/m^3]
ρ_ℓ	Massa específica do líquido [kg/m^3]
ρ_g	Massa específica do gás [kg/m^3]
g	Aceleração da gravidade [9,81 m/s^2]
v_m	Velocidade média superficial da mistura [m/s]
v_ℓ	Velocidade superficial do líquido [m/s]
v_g	Velocidade superficial do gás [m/s]
H_L	*Holdup* do líquido

f	Fator de atrito [ ]
Re	Número de Reynolds da mistura [ ]
q	Vazão volumétrica [m^3/s]
q_ℓ	Vazão de líquido [m^3/s]
$\Delta P_{\text{elevação}}$	Perda de pressão por elevação [Pa]
$\Delta P_{\text{fricção}}$	Perda de pressão por atrito [Pa]
$\Delta P_{\text{aceleração}}$	Perda de pressão por aceleração [Pa]
N	Volume de óleo no reservatório [STB]
Np	Produção acumulada de óleo [STB]
B_o	Fator de volume de formação do óleo (reservatório para superfície)
B_g	Fator de volume de formação do gás
B_w	Fator de volume de formação da água
R_p	Razão gás-óleo produzida
R_s	Razão gás-óleo em solução (condição atual)
R_{si}	Razão gás-óleo em solução inicial
G_{inj}	Volume de gás injetado
W_{inj}	Volume de água injetada
c_f	Compressibilidade da rocha
c_w	Compressibilidade da água
S_{wi}	Saturação inicial de água
ΔP_r	Variação de pressão no reservatório
GOR	Razão gás–óleo de superfície [Sm^3/Sm^3]
WCT	Water cut (% ou fração) [ ]
T	Temperatura [K]
S_{wf}	saturação na frente do deslocamento
k_{rw}	Permeabilidade relativa da água
k_{ro}	Permeabilidade relativa da fase oleica
D_i	Taxa inicial de declínio

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO . . . 18
1.1 Objetivos gerais e específicos . . . 19
1.2 Justificativa . . . 19
1.3 Estrutura do documento . . . 20

2 REVISÃO DE LITERATURA . . . 21
2.1 Modelagem de Reservatórios de Petróleo . . . 21
2.1.1 Aquisição e integração de dados . . . 24
2.1.2 Modelagem das propriedades físicas . . . 25
2.1.3 Representação do Escoamento em Meio Contínuo . . . 29
2.1.4 Modelagem dinâmica de reservatório . . . 33
2.1.4.1 Métodos Analíticos . . . 34
2.1.4.2 Modelagem numérica de reservatórios . . . 36
2.2 Engenharia Conceitual em Projetos Offshore . . . 39
2.3 Análise Econômica de Projetos de Óleo e Gás . . . 42
2.4 Integração de Software e Desenvolvimento de *Plugins* . . . 44

3 MÉTODOS . . . 46
3.1 Modelagem e Configuração do Reservatório . . . 47
3.1.1 Caracterização e Configuração do Modelo de Reservatório . . . 48
3.1.2 Estruturação do plugin através da UML . . . 49
3.1.2.1 Caso 1: Usuário `Petrel` . . . 50
3.1.2.2 Caso 2: Importação no `FLOCO` e configuração manual . . . 52
3.1.2.3 Caso 3: Importação no `FLOCO` e uso do `FLOCO Copilot` . . . 54
3.2 Implementação da Integração . . . 56
3.3 Planejamento do Estudo de Caso . . . 58

4 RESULTADOS . . . 61
4.1 Interface do Usuário . . . 61
4.2 Validação dos Módulos de Integração e Comunicação . . . 69
4.2.1 Geração das Curvas de Performance (VFP) . . . 69
4.2.2 Exportação do cubo e importação no `FLOCO` . . . 70
4.3 Visualização e Análise dos Cenários Otimizados . . . 75

5 CONCLUSÃO . . . 78

REFERÊNCIAS **80**

APÊNDICE A CONTRIBUIÇÕES CIENTÍFICAS **84**

ANEXO A MATERIAL SUPLEMENTAR **85**

1 INTRODUÇÃO

A indústria de exploração e produção de petróleo e gás *offshore* tem avançado progressivamente para ambientes de águas profundas e ultraprofundas, onde os desafios técnicos, operacionais e econômicos tornam-se significativamente mais complexos. Esses empreendimentos são caracterizados por elevados investimentos de capital, longos ciclos de desenvolvimento e alto nível de incerteza, tornando as decisões tomadas nas fases iniciais do projeto determinantes para a viabilidade econômica do campo ao longo de sua vida produtiva (MERROW, 2011).

Nesse contexto, a engenharia submarina desempenha um papel fundamental na viabilização da produção, atuando como o elo entre o reservatório e as unidades de processamento em superfície. De acordo com Bai e Bai (2019), o sistema submarino deve ser concebido como um conjunto integrado de poços, equipamentos, linhas de produção e estruturas de suporte, cuja configuração influencia diretamente o desempenho operacional, os custos de investimento (CAPEX) e os custos operacionais (OPEX) do empreendimento. A definição da arquitetura de campo incluindo a disposição dos poços, *manifolds*, linhas de produção e unidades de produção constitui, portanto, uma das decisões mais críticas no desenvolvimento de projetos *offshore* (BAI, 2014).

Tradicionalmente, o processo de desenvolvimento de campos *offshore* é conduzido de forma sequencial e fragmentada entre disciplinas. A modelagem de reservatórios concentra-se na caracterização geológica e na simulação do comportamento dinâmico dos fluidos no meio poroso. Em paralelo, a engenharia conceitual do sistema submarino e a avaliação econômica são frequentemente desenvolvidas em ferramentas complementares, exigindo transferência manual de dados e simplificações que podem comprometer a coerência física e econômica do projeto.

Essa fragmentação dificulta a exploração eficiente do espaço de soluções e limita a capacidade de avaliar, de forma sistemática, o impacto das incertezas do reservatório sobre a arquitetura de campo e seus indicadores econômicos de forma ágil e otimizada. Como consequência, alternativas potencialmente mais viáveis podem ser descartadas prematuramente, enquanto decisões críticas são tomadas com base em um conjunto restrito de cenários avaliados.

Com o avanço da digitalização industrial e a evolução dos paradigmas associados à Indústria 4.0 e à emergente Indústria 5.0, cresce a demanda por fluxos de trabalho mais integrados, automatizados e colaborativos entre diferentes ferramentas de engenharia. Nesse contexto, surge o conceito de *seamless integration*, que representa a caracterização de um ambiente de engenharia digital onde sistemas, dados e interfaces operam com continuidade absoluta e integridade verificável, permitindo experiências sem fricção tanto para máquinas quanto para usuários (WHEATON; HERBER, 2025). A aplicação desse conceito em projetos de engenharia complexos possibilita a criação de ambientes digitais integrados capazes de conectar modelos

físicos, simulações computacionais e ferramentas de apoio à decisão em um fluxo de trabalho contínuo. No setor de óleo e gás, essa abordagem tem potencial para reduzir ineficiências operacionais, aumentar a rastreabilidade dos dados e ampliar a capacidade de avaliação técnico-econômica de diferentes estratégias de desenvolvimento de campos.

1.1 Objetivos gerais e específicos

O objetivo geral deste trabalho é gerenciar o desenvolvimento de um *plugin* de integração entre o ambiente de simulação de reservatórios `Petrel`®[1] e a plataforma de engenharia conceitual `FLOCO`®[2] (*Field Layout Concept Optimizer*), com o propósito de automatizar a transferência de dados entre essas ferramentas e ampliar a capacidade de avaliação técnico-econômica de arquiteturas de produção offshore.

Para atingir esse resultado, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- Modelar um mecanismo de integração capaz de extrair e estruturar dados relevantes do ambiente de simulação de reservatórios;
- Gerenciar a implementação de um fluxo automatizado de transferência de dados entre o Petrel e a plataforma FLOCO;
- Garantir a consistência física e operacional das informações transferidas entre os ambientes computacionais;
- Permitir a utilização direta de curvas de produção, propriedades de fluidos e parâmetros operacionais na geração de conceitos de desenvolvimento de campo;
- Avaliar a viabilidade técnica da integração por meio de um estudo de caso envolvendo a geração e análise de múltiplos cenários de desenvolvimento *offshore*.

1.2 Justificativa

Embora ferramentas especializadas para modelagem de reservatórios, engenharia *subsea* e avaliação econômica estejam amplamente consolidadas na indústria de óleo e gás, a interoperabilidade entre esses ambientes ainda representa um desafio relevante. Em muitos casos, a troca de informações entre essas plataformas ocorre por meio de exportação manual de dados ou pela utilização de interfaces intermediárias, o que pode introduzir inconsistências, dificultar

[1] O símbolo de copyright será omitido nas próximas menções ao *software* `Petrel` para melhorar a legibilidade.

[2] O símbolo de copyright será omitido nas próximas menções ao *software* `FLOCO` para melhorar a legibilidade.

a rastreabilidade das premissas utilizadas e limitar a eficiência da avaliação de alternativas de desenvolvimento (MEZA *et al.*, 2024).

Essa limitação torna-se particularmente crítica nas fases iniciais de projetos *offshore*, nas quais a análise de múltiplos cenários de desenvolvimento é essencial para reduzir incertezas e apoiar decisões de investimento. Segundo Merrow (2011), a qualidade das definições realizadas nas etapas iniciais do projeto possui forte influência sobre o desempenho final de empreendimentos de grande porte, especialmente em projetos intensivos em capital, como os da indústria de petróleo e gás.

Paralelamente, a crescente digitalização da indústria tem impulsionado o desenvolvimento de ambientes de engenharia cada vez mais integrados. No contexto da Indústria 4.0 e de sua evolução para paradigmas mais colaborativos associados à Indústria 5.0, destaca-se o conceito de *seamless integration*, que descreve a integração contínua e transparente entre sistemas digitais, permitindo a troca automática de informações entre diferentes plataformas computacionais ao longo do fluxo de trabalho (WHEATON; HERBER, 2025).

Nesse cenário, soluções que promovam a integração entre ambientes de simulação de reservatórios e ferramentas de engenharia conceitual tornam-se particularmente relevantes para projetos de petróleo e gás *offshore*. A conexão direta entre esses domínios permite reduzir intervenções manuais, aumentar a consistência entre modelos técnicos e econômicos e ampliar a capacidade de avaliação de alternativas de desenvolvimento nas fases iniciais do projeto, contribuindo para processos decisórios mais robustos e eficientes (MEZA *et al.*, 2024).

1.3 Estrutura do documento

Este trabalho está organizado em três capítulos principais. O Capítulo 2 apresenta a revisão de literatura, abordando os fundamentos teóricos relacionados à modelagem de reservatórios de petróleo, à engenharia conceitual de sistemas *offshore*, à análise econômica de projetos de óleo e gás e às abordagens de integração de software aplicadas à engenharia. O Capítulo 3 descreve a metodologia adotada para o desenvolvimento do *plugin* de integração, incluindo a arquitetura da solução proposta, a definição dos fluxos operacionais considerados e o planejamento do estudo de caso utilizado para validação da integração. O Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos a partir da implementação da integração entre as plataformas Petrel e FLOCO, incluindo a validação dos módulos de comunicação, a geração automática de cenários de simulação e a análise dos conceitos de desenvolvimento de campo obtidos.

Por fim, apresentam-se as conclusões do trabalho, destacando as principais contribuições da pesquisa, suas limitações e as perspectivas para trabalhos futuros.

2 REVISÃO DE LITERATURA

Em projetos de capital intensivo, como os de óleo e gás *offshore*, pretende-se maximizar o Valor Presente Líquido (VPL) como função objetivo do negócio antes que qualquer construção seja inicializada. A metodologia *Front-End Loading* (FEL) instrumentaliza essa premissa, exigindo um alto grau de definição nas fases FEL 1 e FEL 2 para assegurar a previsibilidade de CAPEX e cronograma. No entanto, a complexidade inerente desses projetos demanda uma convergência e agilidade multidisciplinar em um nível tal que as ferramentas atuais frequentemente falham em prover.

Para fundamentar a solução proposta e transcender as limitações de interoperabilidade mencionadas anteriormente, este capítulo estrutura-se em quatro eixos sequenciais e interdependentes. O percurso da revisão inicia a partir da compreensão do fluxo da caracterização do reservatório desde a análise de dados sísmicos e propriedades físicas, definição do *Vertical Flow Performance* (VFP) como um dos elementos do modelo de escoamento e a simulação dinâmica. Estes dados de subsuperfície formam a base técnica para a Seção 2.2, focada na descrição da modelagem inicial de um campo *offshore* para análise de estratégias de exploração. A viabilidade destas concepções técnicas é avaliada sob a ótica de criação de valor na Seção 2.3. Por fim, a Seção 2.4, apresenta o arcabouço computacional necessário para automatizar a conexão entre essas disciplinas, garantindo a robustez e agilidade do processo. Nesse contexto, a eficiência na avaliação econômica e o detalhamento técnico do reservatório são cruciais.

2.1 Modelagem de Reservatórios de Petróleo

A modelagem de reservatórios é um processo fundamental para estimar a viabilidade técnica e econômica de projetos de exploração e produção. Ela busca representar, de forma estática e dinâmica, as características físicas do reservatório, incluindo heterogeneidades geológicas e propriedades petrofísicas, como porosidade, permeabilidade e saturação. Essa representação é essencial para prever o comportamento dos fluidos no meio poroso e definir estratégias de produção.

O processo de criação de um modelo de reservatório compõe-se resumidamente dos seguintes passos: coleta e processamento de dados sísmicos e petrofísicos, construção dos modelos estrutural e faciológico, configuração das propriedades físico-químicas, térmicas, hidrodinâmicas e numéricas, organização dos cenários de simulação e solução do campo de escoamento (CANNON, 2018), como mostra a Figura 1. Essa sequência permite representar a heterogeneidade geológica e as características petrofísicas do reservatório, garantindo maior precisão nas previsões de comportamento dos fluidos. A integração entre modelos estáticos e dinâmicos é

essencial para estimar curvas de produção, que servirão como base para análises econômicas e para a definição de estratégias de desenvolvimento do campo. Além disso, a caracterização dos fluidos (óleo, gás e água) e suas propriedades PVT influenciam diretamente os resultados das simulações, impactando parâmetros críticos como pressão, vazão e recuperação final. A Figura 2 representa a integração multidisciplinar para a modelagem de um reservatório.

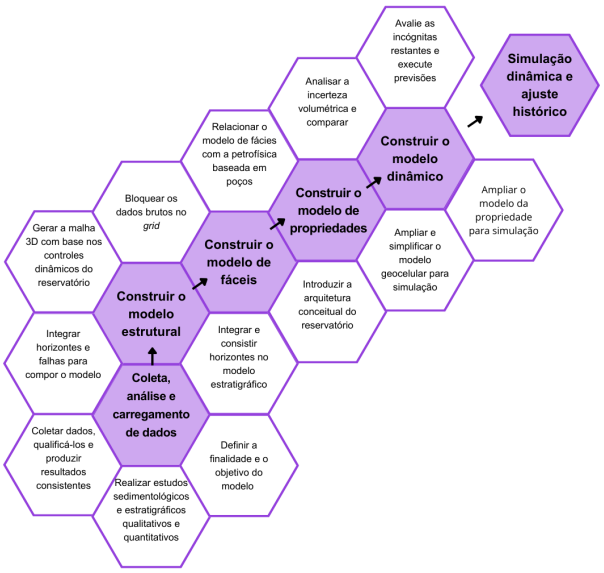


Figura 1 – Representação do fluxo de trabalho para modelagem e simulação de um reservatório. Fonte: (CANNON, 2018)

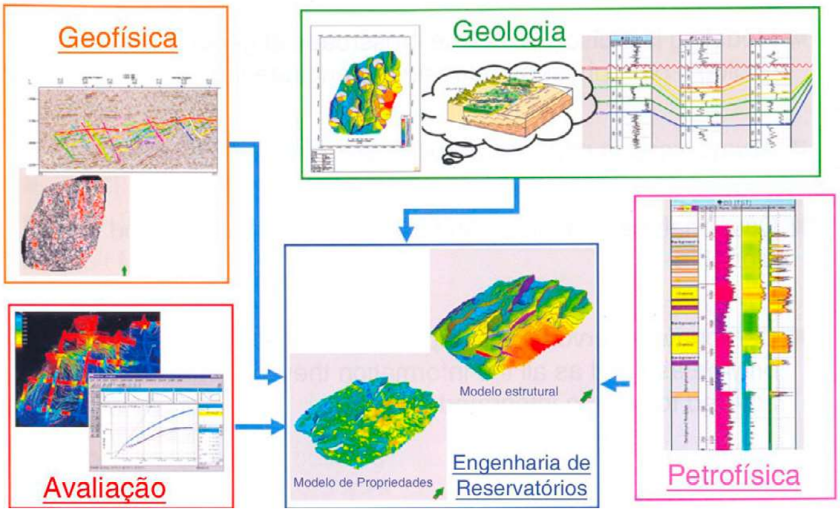


Figura 2 – Principais disciplinas necessárias para modelagem de reservatórios. Fonte: (MACHADO, 2023)

Além disso, a construção de um modelo de reservatório envolve a integração de dados sísmicos, perfis de poços e testes de pressão, permitindo a criação de modelos geocelulares tridimensionais (BAKER; YARRANTON; JENSEN, 2015). Esses modelos são utilizados para

estimativas volumétricas, simulações dinâmicas e planejamento de poços. No entanto, dados sísmicos não fornecem diretamente propriedades do reservatório, exigindo cálculos probabilísticos e testes complementares (GRANA *et al.*, 2013).

De modo geral, as propriedades de reservatórios podem ser classificadas em duas categorias: as estáticas, que variam pouco com o tempo; e as dinâmicas, que se alteram ao longo do tempo da produção, como saturação de fluidos e pressão nos poros. Os modelos estáticos de reservatórios são elaborados com base em dados obtidos ou interpretados em um único momento, como perfis de poço, análises de testemunhos, interpretações sedimentológicas e estratigráficas, além de levantamentos sísmicos tridimensionais realizados antes do início da produção. Esses modelos servem como base para a modelagem dinâmica, que simula o comportamento dos fluxos no interior do reservatório ao longo do tempo.

A modelagem estrutural constitui a etapa inicial da construção de modelos geológicos tridimensionais de reservatórios, sendo responsável por definir o arcabouço geométrico que controla a distribuição espacial das unidades estratigráficas e dos volumes contendo hidrocarbonetos. Esse modelo representa a geometria do reservatório por meio da interpretação de superfícies geológicas, como horizontes estratigráficos e falhas, a partir da integração de dados sísmicos, informações de poços e conhecimento geológico regional. A definição adequada dessas superfícies permite delimitar o volume do reservatório e estabelecer a base para a discretização do modelo em células utilizadas nas etapas subsequentes de modelagem geológica e simulação de fluxo (CANNON, 2018).

No processo de modelagem estrutural, as interpretações sísmicas são utilizadas para identificar as principais descontinuidades estruturais e superfícies estratigráficas que controlam a arquitetura do reservatório. A partir dessas interpretações, são construídos modelos de falhas e superfícies estruturais que definem o arcabouço tridimensional do sistema geológico. Esse arcabouço constitui a base para o desenvolvimento de modelos geocelulares, nos quais o reservatório é discretizado em um conjunto de células tridimensionais capazes de armazenar propriedades petrofísicas e servir como suporte para simulações de fluxo (CANNON, 2018).

Dentro do processo de caracterização de reservatórios, o modelo estrutural representa o primeiro passo para a integração entre dados geológicos, petrofísicos e dinâmicos. Segundo Baker, Yarranton e Jensen (2015), a caracterização de reservatórios envolve a construção progressiva de representações do sistema geológico a partir de diferentes fontes de dados, sendo o arcabouço estrutural fundamental para definir os limites do reservatório, orientar o posicionamento de poços e fornecer a base geométrica para análises volumétricas e simulações de desempenho do campo.

A modelagem de fácies consiste na definição dos tipos de rochas presentes no reservatório, utilizando dados de perfilagem, amostras, informações petrofísicas, atributos sísmicos e dados análogos. Essa etapa gera modelos de eletrofácies, litofácies e fácies sísmicas, permitindo caracterizar a distribuição espacial das rochas e suas propriedades no reservatório. É um processo essencial para reduzir incertezas na simulação dinâmica, pois influencia diretamente a

estimativa de permeabilidade, porosidade e conectividade entre zonas produtoras. Contudo, a ausência de dados e a incerteza das medições representam pontos críticos que podem impactar a confiabilidade do modelo (MACHADO, 2023).

Após a caracterização dos das propriedades físicas, o modelo está pronto para servir de base para as simulações dinâmicas. A construção do modelo dinâmico é a etapa que transforma o modelo estático em uma representação capaz de simular o comportamento do reservatório ao longo do tempo, considerando as interações entre fluidos e rochas sob diferentes condições operacionais. Essa fase incorpora propriedades petrofísicas, caracterização dos fluidos e mecanismos de empuxo, permitindo prever a evolução da pressão, saturação e vazão durante a produção. A simulação dinâmica utiliza métodos numéricos para resolver equações de fluxo em meios porosos, possibilitando avaliar cenários de desenvolvimento, estratégias de recuperação e estimativas de produção. Essa etapa é essencial para gerar curvas de produção realistas, que serão integradas à análise econômica, garantindo maior confiabilidade na tomada de decisão.

2.1.1 Aquisição e integração de dados

A etapa de aquisição, análise e carregamento de dados, é a fundação sobre a qual todo modelo de reservatório é construído, sendo determinante para a precisão das futuras simulações. O desafio principal é agregar dados de múltiplas fontes, como sísmica 3D e 4D, perfis de poços e testes de pressão, além de harmonizar informações que intrinsecamente possuem diferentes escalas de resolução e níveis de incerteza.

Os dados sísmicos fornecem a macrovisão da arquitetura do reservatório e a continuidade das camadas, mas carecem de resolução vertical detalhada. Os perfis de poço, por outro lado, oferecem alta resolução vertical, mas são espacialmente limitados à vizinhança imediata do poço. A integração dessas informações é um problema complexo. Como destacado por Grana *et al.* (2013), inversão sísmica e métodos probabilísticos são cruciais para traduzir as amplitudes sísmicas (dados indiretos) em propriedades petrofísicas (dados diretos, como porosidade e fácies), gerenciando as incertezas inerentes.

Os dados dinâmicos mais comuns em aplicações de estudos baseados em hidrocarbonetos incluem registros históricos de produção (como vazões e pressões) e dados sísmicos 4D, que capturam variações temporais. Embora as medições em poços sejam frequentemente a principal fonte de informação, sua distribuição limitada no espaço dificulta a construção de representações tridimensionais precisas e detalhadas do reservatório. Diversos modelos podem ser ajustados aos dados escassos de poços, mas extrapolar essas informações para todo o volume do reservatório representa um desafio significativo. Nesse contexto, os dados sísmicos 3D são fundamentais para definir a estrutura e a geometria do reservatório, além de impor restrições às variações das propriedades petrofísicas. Para garantir modelos realistas de fácies litológicas e suas propriedades, evitando resultados fisicamente irreal, é essencial integrar ativamente as informações sísmicas

tridimensionais ao processo de modelagem estática. Por sua vez, os dados sísmicos 4D oferecem restrições valiosas à modelagem dinâmica, pois revelam alterações induzidas pela produção, como movimentação de fluidos e variações de pressão e saturação (NIRI, 2018).

Portanto, a finalização desta etapa depende de um tratamento estatístico e geoestatístico rigoroso para garantir que os dados carregados no modelo sejam consistentes e representativos da realidade geológica, servindo de base para a construção do modelo estrutural.

2.1.2 Modelagem das propriedades físicas

Após a definição do arcabouço estrutural e da modelagem de fácies, é necessário atribuir propriedades petrofísicas ao modelo, garantindo que ele represente adequadamente a heterogeneidade do reservatório. Essa etapa é fundamental para estimar volumes de hidrocarbonetos e prever o comportamento do fluxo durante a simulação dinâmica. A seguir, são discutidos os principais parâmetros envolvidos e os métodos utilizados para sua determinação.

A petrofísica é a disciplina que estuda as propriedades das rochas e suas interações com os fluidos presentes no reservatório, como gases, hidrocarbonetos líquidos e soluções aquosas. Para que ocorra a acumulação de hidrocarbonetos no subsolo, o material geológico deve apresentar uma rede tridimensional de poros interconectados, permitindo tanto o armazenamento quanto o movimento dos fluidos no interior do reservatório. Nesse contexto, a porosidade das rochas e sua permeabilidade constituem as propriedades físicas fundamentais para a capacidade de armazenamento e a transmissão dos fluidos (TIAB; DONALDSON, 2015).

A porosidade é definida como a capacidade da rocha de armazenar fluidos, sendo estimada pela razão entre o volume poroso e do volume rochoso representativo (equação (2.1)). Trata-se de um parâmetro adimensional, expresso como fração ou porcentagem. Existem dois tipos principais: porosidade primária, originada durante a deposição, e porosidade secundária, resultante de processos como dissolução de grãos ou presença de microporos em argilas autogênicas. A porosidade pode ser classificada como total ou efetiva, dependendo da inclusão ou não da porosidade associada às argilas. Em reservatórios fraturados, considera-se um sistema de dupla porosidade, composto pela matriz e pelas fraturas (CANNON, 2018). A Figura 3 representa a estrutura porosa de uma rocha com suas formações primárias e secundárias, com a demonstração do volume que pode ser ocupado por hidrocarbonetos.

$$\phi = \frac{V_b - V_{gr}}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \tag{2.1}$$

Onde ϕ é a porosidade, V_b o volume total da rocha do reservatório (*bulk volume*), V_{gr} o volume dos grãos (*grain volume*) e V_p o volume dos poros (*pore volume*).

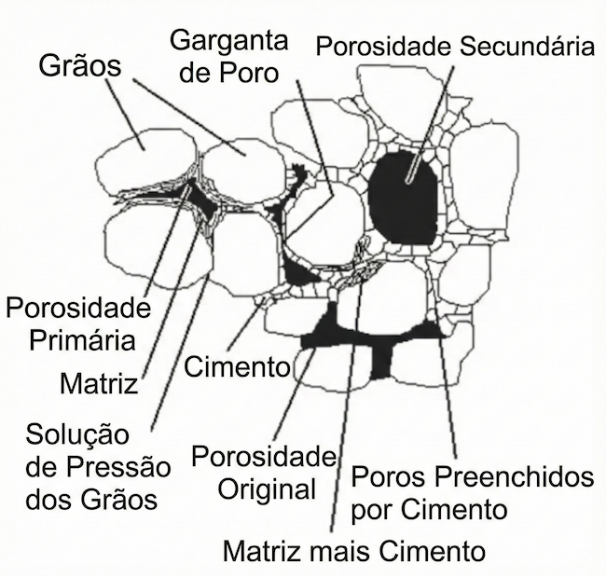


Figura 3 – Representação esquemática da estrutura porosa de uma rocha reservatório, destacando porosidade primária e secundária. Fonte: (CANNON, 2018)

A porosidade indica a capacidade da rocha em armazenar fluidos, mas não revela quais fluidos ocupam esses espaços e sua proporção. Para isso, é necessário considerar a saturação, que representa a fração do volume de poros preenchida por cada tipo de fluido presente no reservatório, como óleo, gás ou água. Essa propriedade é expressa como porcentagem ou fração do volume total de poros e é fundamental para estimar a distribuição dos fluidos e calcular parâmetros de produção. Por exemplo, a saturação de óleo (S_o) corresponde à proporção do volume de poros ocupada pelo óleo, como evidencia a equação (2.2), sendo V_o o volume de óleo na rocha e V_p o volume total de poros na rocha. Equações semelhantes podem ser escritas para a saturação de gás (S_g) e de água (S_w). Logo, é importante ressaltar que a soma das saturações deve resultar na porcentagem total de fluidos (equação (2.3)).

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \tag{2.2}$$

$$S_0 + S_g + S_w = 1 \tag{2.3}$$

Devido às diferenças de densidade entre os fluidos, os reservatórios de petróleo tendem a apresentar uma disposição vertical característica: gás na parte superior, seguido por óleo e, na base, água. Essa organização é influenciada não apenas pela gravidade, mas também por fatores como molhabilidade e tensão interfacial, que determinam a forma como os fluidos ocupam os espaços porosos ((CANNON, 2018)). Além disso, a presença de água conata, água salgada aprisionada nos poros durante a deposição e litificação das rochas, é quase sempre observada em todo o reservatório, mesmo antes da migração dos hidrocarbonetos. A Figura 4 representa a distribuição de óleo, gás e água ao longo da profundidade do reservatório, evidenciando a

organização vertical típica em função da densidade dos fluidos. Na parte superior, encontra-se a zona de gás, seguida pela zona de óleo e, na base, a zona de água. Além disso, a figura destaca regiões importantes para a engenharia de reservatórios, como a zona de transição, onde a saturação pode variar de valores próximos à saturação de água irredutível nas regiões superiores até valores próximos a 100% nas proximidades do contato água–óleo (TIAB; DONALDSON, 2015), e as regiões de saturação irredutível, que correspondem às condições em que uma das fases permanece retida nos poros do meio poroso devido aos efeitos de forças capilares e molhabilidade da rocha, tornando-se não móvel e, portanto, não contribuindo para o escoamento durante a produção. Essa configuração influencia diretamente a estratégia de completação dos poços e a previsão de produção, uma vez que poços perfurados acima da zona de transição tendem a produzir predominantemente hidrocarbonetos, enquanto aqueles abaixo dessa zona produzem água juntamente com óleo ou gás.

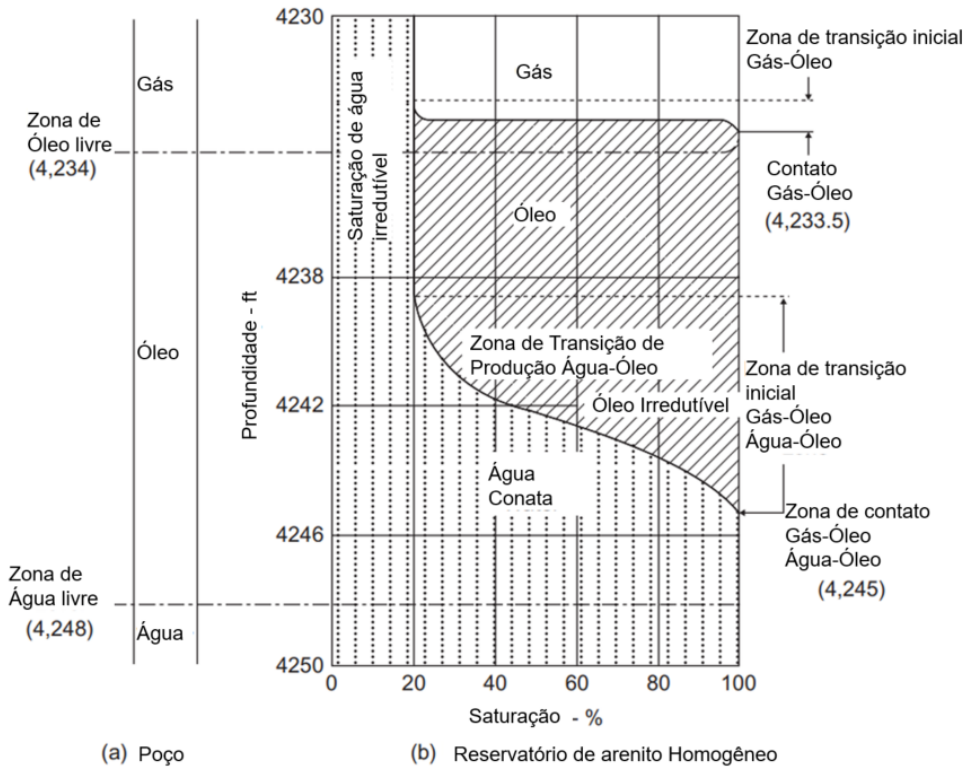


Figura 4 – Distribuição de fluidos no reservatório. Fonte: Adaptado de (TIAB; DONALDSON, 2015)

Além do volume livre para a ocupação dos hidrocarbonetos, uma rocha reservatório deve permitir que esses fluidos tenham capacidade de fluir entre regiões. Essa propriedade é denominada permeabilidade, representada pela letra k, e representa a facilidade com que os fluidos se deslocam através da rede de poros interconectados. A permeabilidade de uma rocha depende de sua porosidade efetiva e, consequentemente, é influenciada pelo tamanho, forma e distribuição dos grãos (grau de seleção), pelo empacotamento, bem como pelo grau de consolidação e cimentação (TIAB; DONALDSON, 2015). A permeabilidade também é uma propriedade tensorial, pois pode apresentar componentes direcionais, resultando em anisotropia.

Isso significa que a capacidade de fluxo pode variar significativamente entre as direções horizontal e vertical, impactando diretamente a produtividade do reservatório. Considerando as limitações associadas à medição direta da permeabilidade e à representatividade espacial das amostras de laboratório, a qualidade do reservatório e sua capacidade de fluxo são frequentemente inferidas qualitativamente a partir de evidências geológicas e do comportamento dos fluidos produzidos, incluindo o tipo de hidrocarboneto presente na formação (CANNON, 2018).

A permeabilidade pode ser classificada em três tipos principais:

- **Permeabilidade absoluta (ou intrínseca)**: representa a capacidade máxima da rocha de permitir o fluxo de um único fluido quando os poros estão completamente saturados por esse fluido. É uma característica intrínseca da rocha e não considera a presença de outras fases.
- **Permeabilidade efetiva**: corresponde à capacidade de uma fase (óleo, gás ou água) fluir através da rocha na presença de outras fases. Esse valor é sempre menor que a permeabilidade absoluta, pois os demais fluidos reduzem a área disponível para o escoamento.
- **Permeabilidade relativa**: é a razão entre a permeabilidade efetiva de uma fase e a permeabilidade absoluta da rocha. Varia com a saturação do fluido e é utilizada em simulações multifásicas para prever o comportamento do reservatório. Por exemplo, K_{ro} indica a permeabilidade relativa do óleo na presença de água.

A permeabilidade é medida em darcy (D), mas geralmente reportada em milidarcies (mD), unidade nomeada em homenagem ao engenheiro francês que realizou os primeiros experimentos para medir o escoamento de água através de um tubo vertical preenchido com areia. A lei de Darcy, proposta em 1856, foi originalmente desenvolvida para descrever o escoamento de uma única fase em meios porosos, considerando a permeabilidade absoluta do meio ao fluido. Entretanto, em reservatórios onde ocorre o escoamento simultâneo de duas ou mais fases, essa formulação precisa ser modificada para contemplar as particularidades do fluxo multifásico. As adaptações incluem a introdução do conceito de permeabilidade efetiva para cada fase, em substituição à permeabilidade absoluta, bem como a consideração das forças potenciais hidráulicas e gravitacional de cada fase (Φ), e da viscosidade específica (μ) de cada fluido. Além disso, fatores relacionados à formação da fase também influenciam o comportamento do escoamento ((MACHADO, 2023)). A equação 2.4 representa a lei de Darcy aplicada ao fluxo de óleo. O mesmo pode ser calculado para gás e água no reservatório.

$$q_o = -\frac{k_o}{\mu_o} A \frac{\partial \Phi}{\partial x} \tag{2.4}$$

2.1.3 Representação do Escoamento em Meio Contínuo

A modelagem do escoamento de fluidos em sistemas de produção de petróleo é frequentemente baseada na hipótese do meio contínuo, na qual o fluido é tratado como um meio contínuo cujas propriedades macroscópicas, como pressão, densidade e velocidade, podem ser definidas em cada ponto do espaço e variar continuamente, apesar de o fluido ser constituído por moléculas discretas. Essa hipótese permite descrever o comportamento do escoamento por meio de equações diferenciais baseadas nas leis de conservação de massa, quantidade de movimento e energia, que constituem o fundamento da mecânica dos fluidos aplicada (FOX; MCDONALD; PRITCHARD, 2016).

Nos sistemas de produção de petróleo, o escoamento ocorre frequentemente na forma de escoamento multifásico, envolvendo a interação simultânea entre fases líquidas e gasosas. Esse tipo de escoamento apresenta comportamento significativamente mais complexo que o escoamento monofásico, pois cada fase pode apresentar diferentes velocidades, frações volumétricas e distribuições espaciais ao longo da tubulação. A interação entre as fases pode resultar na formação de diferentes regimes de escoamento, como fluxo em bolhas, intermitente (slug), anular ou estratificado, os quais influenciam diretamente o gradiente de pressão e a eficiência do transporte de fluidos no sistema de produção (MUKHERJEE; BRILL, 1999).

A previsão do comportamento do escoamento multifásico em poços e tubulações constitui um problema clássico da mecânica dos fluidos. Desde meados do século XX, diversos estudos experimentais e teóricos foram conduzidos com o objetivo de desenvolver correlações capazes de estimar o gradiente de pressão e o comportamento hidrodinâmico do escoamento em sistemas de produção. Esses métodos evoluíram progressivamente ao longo das décadas, podendo ser classificados em diferentes gerações de modelos, conforme o nível de detalhamento físico considerado e a forma de representação dos regimes de escoamento.

Os primeiros modelos desenvolvidos para estimar o comportamento do escoamento multifásico surgiram entre as décadas de 1950 e 1960. Esses métodos iniciais eram predominantemente empíricos e baseavam-se em dados experimentais obtidos em condições específicas de laboratório. Entre as primeiras correlações desenvolvidas destacam-se os trabalhos de Poettman e Carpenter (1952) e Griffith e Wallis (1960), nos quais o escoamento era tratado de forma simplificada, frequentemente assumindo comportamento homogêneo do fluido, sem distinção explícita entre diferentes regimes de escoamento. Esses modelos apresentavam aplicabilidade limitada, sendo mais adequados para condições específicas de vazão e geometria de tubulação.

A partir da década de 1960, o desenvolvimento experimental de estudos sobre escoamento bifásico permitiu a introdução de modelos mais robustos, capazes de considerar diferentes padrões de escoamento. Nesse contexto, destacam-se as correlações de Jr e Ros (1963) e Hagedorn (1964), amplamente utilizadas para estimar o gradiente de pressão em escoamentos verticais em poços. Esses métodos introduziram o uso de mapas de regimes de escoamento,

permitindo distinguir entre diferentes padrões hidrodinâmicos, como escoamento segregado, intermitente e distribuído. O modelo de Hagedorn (1964), em particular, foi desenvolvido a partir de extensos experimentos conduzidos em um poço experimental de aproximadamente 1500 pés, utilizando diferentes diâmetros de tubulação e propriedades de fluido.

Ainda nesse período, outros métodos foram propostos para melhorar a representação do escoamento multifásico. A correlação de Orkiszewski (1967), por exemplo, combinou diferentes abordagens existentes para representar os regimes de escoamento em poços verticais, utilizando modelos distintos para cada padrão de fluxo. Esse tipo de abordagem composta buscava aumentar a capacidade preditiva dos modelos fora das condições experimentais originais.

Na década de 1970, novas correlações passaram a incorporar maior flexibilidade para diferentes inclinações de tubulação. Nesse contexto, destaca-se o modelo de Beggs e Brill (1973), amplamente utilizado na indústria de petróleo devido à sua capacidade de representar escoamentos multifásicos em tubulações horizontais, inclinadas e verticais. Esse método utiliza mapas de padrões de escoamento e correlações empíricas para estimar o *holdup* de líquido e o gradiente de pressão ao longo da tubulação.

Com o avanço do entendimento físico do escoamento multifásico, surgiram posteriormente os chamados modelos mecanicistas, que procuram representar explicitamente os mecanismos físicos responsáveis pelo comportamento do escoamento. Diferentemente das correlações puramente empíricas, esses modelos utilizam balanços de massa e quantidade de movimento para cada fase, combinados com critérios de estabilidade hidrodinâmica para prever a transição entre diferentes regimes de escoamento. Entre os trabalhos pioneiros nessa abordagem destacam-se os modelos propostos por Aziz e Govier (1972) e posteriormente aprimorados por autores como Taitel e Dukler (1976) e Barnea (1987). Esses modelos apresentam maior capacidade de extrapolação para condições fora da base experimental original, embora geralmente demandem maior esforço computacional.

A partir dessas correlações e modelos hidrodinâmicos, torna-se possível calcular o gradiente de pressão ao longo da coluna de produção e construir as curvas de *Vertical Flow Performance* (VFP), ou *Vertical Lift Performance* (VLP), que são fundamentais para a análise nodal e para o projeto de sistemas de produção em poços de petróleo e gás. Ele descreve a relação entre a pressão na cabeça do poço e a vazão, considerando as perdas de carga ao longo da coluna de produção, que incluem efeitos de atrito, gravidade e aceleração. Essa relação é geralmente representada por curvas VFP que quando combinadas com as curvas de *Inflow Performance Relationship* (IPR), permitem determinar o ponto de operação do poço e avaliar a necessidade de métodos de elevação artificial ou ajustes operacionais. Na Figura 5, a curva IPR representa a capacidade do reservatório de fornecer fluido ao poço, enquanto a curva VLP/VFP indica a capacidade do sistema de elevação em transportar esse fluido até a superfície. O ponto de interseção define a vazão estável e a pressão de fundo flutuante.

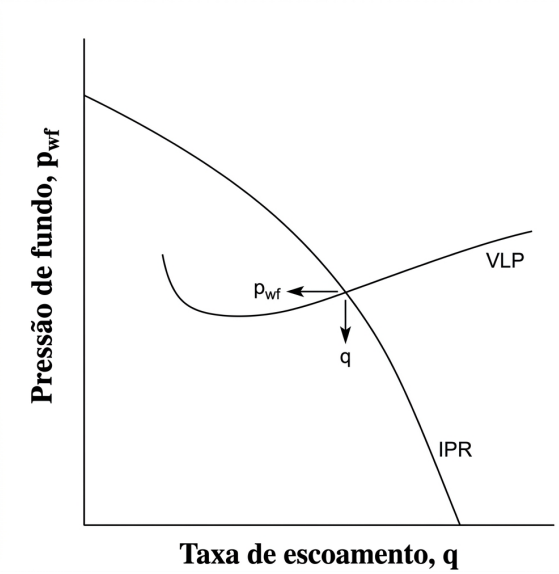


Figura 5 – Representação do encontro das linhas de VFP com IPR. Fonte: (ECONOMIDES, 2013)

Tradicionalmente, as curvas VFP são construídas com base em correlações empíricas ou modelos mecanicistas que consideram propriedades do fluido, geometria da tubulação e condições termodinâmicas. Em sistemas *offshore*, essa análise assume papel estratégico, pois influencia diretamente decisões sobre diâmetro de tubulação, seleção de equipamentos e definição de pressões de operação, impactando custos e segurança operacional.

Em reservatórios convencionais, a análise VFP é essencial para compreender as restrições impostas pelo sistema de produção, especialmente em cenários onde a capacidade de elevação limita a taxa de produção. Métodos alternativos, como soluções baseadas em pressão de fundo constante, têm sido explorados para simplificar a previsão de desempenho sem necessidade de ajustes iterativos entre curvas IPR e VFP, oferecendo maior agilidade em estudos de otimização (WEIJERMARS, 2024).

Para a modelagem do comportamento de fluxo multifásico e a construção das curvas VFP é comum na literatura a utilização das equações de Beggs e Brill (1973). As premissas fundamentais que alicerçam a correlação das equações consideram o escoamento como unidimensional e em estado estacionário, sendo aplicável a sistemas bifásicos (gás e líquido) dispostos em quaisquer inclinações. O modelo estrutura-se na identificação de diferentes padrões de fluxo, classificados como segregado, intermitente, distribuído ou transicional, e assume que a fração de líquido (*holdup*) é intrinsecamente dependente do ângulo de inclinação da tubulação. Adicionalmente, para o cálculo específico da componente de atrito na queda de pressão, a formulação parte da premissa de um fluxo homogêneo (sem deslizamento entre fases), sobre o qual são aplicados fatores de correção empíricos (ECONOMIDES, 2013).

A correlação de (BEGGS; BRILL, 1973) pode ser resumida de acordo com a equação 2.5, cuja divisão das parcelas de elevação, fricção e aceleração para calcular a pressão (P) em relação ao comprimento da tubulação (L). A parcela de aceleração é comumente desprezada,

devido à baixa influência no resultado final.

$$\frac{dP}{dL} = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{elevação}} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{fricção}} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{aceleração}} \tag{2.5}$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{elevação}} = \rho_m g \sin\theta \tag{2.6}$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{fricção}} = \frac{f\rho_m v_m^2}{2D} \tag{2.7}$$

A parcela de elevação, associada ao peso da coluna de fluido, é dada por:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{elevação}} = \rho_m\, g\, \sin\theta \tag{2.8}$$

onde ρ_m é a densidade da mistura, g a aceleração da gravidade e θ o ângulo da tubulação em relação à horizontal.

A perda por atrito é calculada pela equação de Darcy-Weisbach adaptada para fluxo multifásico:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{fricção}} = \frac{f\,\rho_m\, v_m^2}{2D} \tag{2.9}$$

em que f é o fator de atrito, v_m a velocidade média da mistura e D o diâmetro interno da tubulação.

A contribuição por aceleração, embora geralmente desprezível em escoamentos de óleo-gás, pode ser expressa como:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{aceleração}} = \frac{d}{dL}(\rho_m v_m^2) \tag{2.10}$$

Para aplicar a correlação, é necessário determinar as propriedades da mistura. As velocidades superficiais do líquido e do gás são calculadas por:

$$v_\ell = \frac{q_\ell}{A}, \qquad v_g = \frac{q_g}{A} \tag{2.11}$$

onde q_ℓ e q_g são as vazões de líquido e gás, respectivamente, e A é a área interna da tubulação. A velocidade média da mistura é então:

$$v_m = v_\ell + v_g \tag{2.12}$$

O *holdup* líquido (H_L), que representa a fração volumétrica de líquido na seção, é obtido por correlações empíricas específicas para cada regime de escoamento (segregado, intermitente, transicional ou distribuído) (BEGGS; BRILL, 1973). Com H_L, calcula-se a densidade da mistura:

$$\rho_m = H_L \rho_\ell + (1 - H_L)\rho_g \tag{2.13}$$

O fator de atrito f é determinado a partir do número de Reynolds da mistura:

$$Re = \frac{\rho_m v_m D}{\mu_m} \tag{2.14}$$

com μ_m sendo a viscosidade da mistura. Correções empíricas são aplicadas para ajustar o fator de atrito ao comportamento multifásico.

Substituindo todas as variáveis nas Equações 2.8 e 2.9, obtém-se o gradiente de pressão total conforme a Equação 2.5. Este valor é integrado ao longo do comprimento da tubulação para determinar a variação de pressão entre o fundo e a superfície, permitindo construir a curva de desempenho do escoamento vertical (VFP).

2.1.4 Modelagem dinâmica de reservatório

A simulação dinâmica de reservatórios constitui um elo fundamental na engenharia de reservatórios e elevação, pois traduz as características estáticas do meio poroso em previsões quantitativas sobre o comportamento produtivo do campo ao longo do tempo. Diferente da caracterização geológica, que define a geometria e o volume original de hidrocarbonetos, a modelagem dinâmica incorpora a física do escoamento multifásico e as propriedades termodinâmicas dos fluidos para antecipar a evolução de variáveis críticas, como a pressão média do reservatório e as vazões de óleo, gás e água (DAKE, 2001). Essas previsões são indispensáveis para o dimensionamento das instalações de superfície, identificação prévia de riscos associados à garantia de escoamento e para o cálculo das previsões financeiras do projeto.

O comportamento dinâmico de um reservatório é governado pelas equações de conservação de massa aplicadas às fases presentes no meio poroso, combinadas com relações constitutivas que descrevem o escoamento multifásico, como a lei de Darcy generalizada e as curvas de permeabilidade relativa. A solução dessas equações permite estimar variáveis de interesse para a engenharia de produção e reservatórios, como curvas de produção, evolução da pressão média do reservatório e recuperação final de hidrocarbonetos (AHMED, 2018).

Diversas metodologias foram desenvolvidas ao longo das últimas décadas para representar o comportamento dinâmico de reservatórios, variando em complexidade e nível de detalhamento físico. De forma geral, essas abordagens podem ser classificadas em dois grandes grupos: métodos analíticos ou semi-analíticos, que utilizam soluções das equações de fluxo em

meios porosos, e modelos numéricos, que resolvem essas equações de forma aproximada através de discretização espacial e temporal.

2.1.4.1 Métodos Analíticos

Os métodos analíticos representam as primeiras ferramentas desenvolvidas para previsão de desempenho de reservatórios e continuam sendo amplamente utilizados em estudos preliminares e análises rápidas de produção. Esses métodos são baseados em simplificações físicas que permitem obter soluções analíticas ou semi-analíticas das equações que governam o escoamento de fluidos em meios porosos.

Entre os métodos analíticos mais tradicionais destaca-se a equação do balanço de materiais (MBE) para predição do volume de óleo no reservatório (OOIP). Essencialmente, a MBE baseia-se na análise dos volumes produzidos, condições de pressão e propriedades dos fluidos para calcular o OOIP. Para uma compreensão adequada da solução da MBE, assume-se um modelo de tanque localizado na profundidade de referência (*datum depth*) que se comporta como um reservatório real, apresentando diferentes condições de pressão e propriedades dos fluidos, conforme ilustrado na Figura 6. A combinação das parcelas representativas no reservatório formam a equação 2.15. A física por trás dessa modelagem fundamenta-se no princípio da conservação de massa, onde a depleção de pressão é calculada com base na retirada de fluidos e na resposta energética do sistema. O modelo considera, de forma integrada, a energia liberada pela contração da rocha e expansão dos fluido conatos, o efeito de empuxo provocado por capas de gás ou pela liberação de gás em solução, além do eventual influxo de água proveniente de aquíferos de fundo ou laterais. A correta ponderação desses mecanismos de produção é o que permite traçar curvas de declínio realistas.

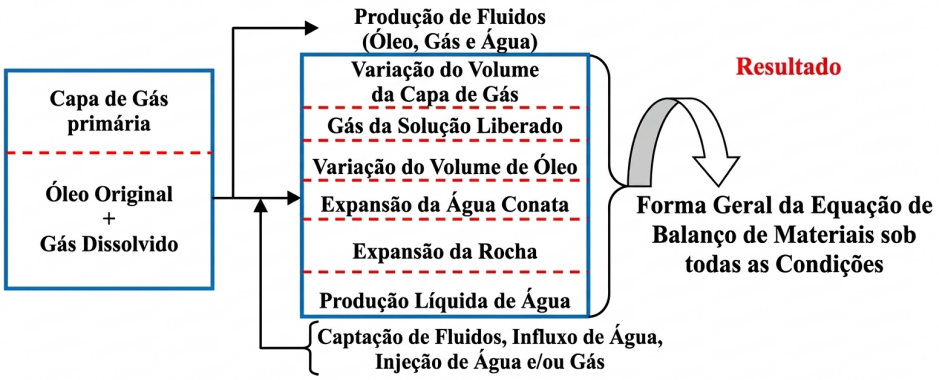


Figura 6 – Representação das parcelas que influenciam na equação de balanço de materiais para o estudo de um modelo tanque de reservatório. Fonte: (NASAR; ABUSALEEM; TABAR, 2018)

$$N = \frac{Np\left[B_o + (R_p - R_s)B_g\right] - (W_e - W_p B_w) - G_{inj}B_g B_{ginj} - W_{inj}B_w}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g + mB_{oi}\left[\frac{B_g}{B_{gi}} - 1\right] + B_{oi}(1+m)\left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}}\right]\Delta pr} \tag{2.15}$$

Após o início da produção a partir desse modelo, a pressão do reservatório começa a diminuir, e o estado termodinâmico do óleo e do gás mudam, gerando alterações no reservatório. Além disso, outros elementos podem interagir com o sistema, conforme representado no esquema do tanque (HAVLENA; ODEH, 1963).

Outro método amplamente utilizado para previsão de desempenho de reservatórios é a análise de declínio de produção, originalmente desenvolvida por Arps (1945). Essa abordagem baseia-se na análise empírica das curvas de produção observadas ao longo do tempo, permitindo extrapolar o comportamento futuro do reservatório com base em tendências históricas. A análise de declínio assume que a taxa de produção diminui progressivamente ao longo do tempo de acordo com funções matemáticas específicas, como os modelos de declínio exponencial, hiperbólico e harmônico. Esses modelos são amplamente utilizados para estimar reservas recuperáveis e prever a vida produtiva de poços e campos, especialmente em reservatórios maduros onde existe histórico de produção significativo (ARPS, 1945).

O método descreve a redução da vazão ao longo do tempo por meio da equação 2.16, onde q é a taxa de produção, D a constante de declínio e b o expoente de declínio.

$$\frac{dq}{dt} = -Dq^b \tag{2.16}$$

A solução integrada dessa equação fornece a expressão geral para o declínio hiperbólico (Eq. 2.17), exponencial (Eq. 2.18) ou harmônico (Eq. 2.19), onde q_i é a taxa inicial de produção e D_i é a taxa inicial de declínio:

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}} \tag{2.17}$$

$$q(t) = q_i e^{-Dt} \tag{2.18}$$

$$q(t) = \frac{q_i}{1 + D_i t} \tag{2.19}$$

Apesar de sua simplicidade, a análise de declínio continua sendo uma ferramenta importante para engenheiros de reservatórios, pois permite realizar estimativas rápidas de desempenho futuro sem a necessidade de modelos numéricos complexos.

Para processos de recuperação secundária, particularmente em operações de injeção de água, uma das abordagens analíticas mais relevantes é a teoria de deslocamento de Buckley–Leverett. Desenvolvida por Buckley e Leverett (1942), essa teoria descreve o deslocamento de um fluido por outro em meios porosos, assumindo escoamento unidimensional, ausência de dispersão capilar e condições incompressíveis.

A solução de Buckley–Leverett fornece uma descrição analítica da evolução da frente de deslocamento entre duas fases imiscíveis, permitindo calcular a saturação de fluidos ao longo do reservatório e prever o momento de avanço da frente de água até o poço produtor. Essa teoria constitui um dos fundamentos da análise de processos de waterflooding e é amplamente utilizada para compreender os mecanismos da eficiência de deslocamento de óleo em reservatórios (LAKE, 1989).

A equação fundamental da saturação pode ser escrita pela equação 2.20, onde S_w é a saturação de água, v a velocidade superficial do fluido e f_w a fração de fluxo da água.

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} + v\frac{\partial f_w(S_w)}{\partial x} = 0 \tag{2.20}$$

A fração de fluxo da água é definida pela equação 2.21, onde k_{rw} e k_{ro} são as permeabilidades relativas da água e do óleo, e μ_w e μ_o são as viscosidades da água e do óleo respectivamente.

$$f_w = \frac{\frac{k_{rw}}{\mu_w}}{\frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o}} \tag{2.21}$$

Logo, a velocidade de frente pode ser calculada pela equação 2.22, onde ϕ é a porosidade do meio e S_{wf} é a saturação na frente do deslocamento.

$$v_f = \frac{v}{\phi}\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{wf}} \tag{2.22}$$

Embora apresente simplificações importantes, a teoria de Buckley–Leverett fornece uma base conceitual fundamental para o entendimento dos processos de deslocamento multifásico em meios porosos e serve como referência para o desenvolvimento de modelos mais complexos de simulação de reservatórios.

2.1.4.2 Modelagem numérica de reservatórios

Embora os métodos analíticos forneçam importantes ferramentas conceituais para análise do comportamento de reservatórios, a complexidade geológica e operacional dos campos de petróleo exige frequentemente abordagens mais detalhadas. Nesse contexto, a simulação numérica de reservatórios tornou-se uma ferramenta essencial para previsão de desempenho e planejamento do desenvolvimento de campos.

A modelagem numérica de reservatórios baseia-se na discretização espacial e temporal das equações diferenciais que descrevem o escoamento multifásico em meios porosos. Essas equações são derivadas a partir da combinação da equação de conservação de massa com a lei de Darcy generalizada, aplicada a cada fase presente no sistema (AZIZ; GOVIER, 1972).

Os simuladores de reservatório dividem o domínio do reservatório em um conjunto de células ou blocos de grade tridimensionais, nos quais as propriedades do meio poroso e dos fluidos são representadas de forma média. As equações governantes são então resolvidas numericamente para cada célula ao longo de sucessivos passos de tempo, permitindo calcular a evolução espacial e temporal de variáveis como pressão, saturação de fluidos e taxas de produção (ABOU-KASSEM; ISLAM; FAROUQ-ALI, 2020).

Dependendo do nível de detalhamento físico desejado, diferentes tipos de modelos podem ser utilizados na simulação numérica de reservatórios. Entre os mais comuns destacam-se os modelos *black oil*, os modelos composicionais e os modelos térmicos.

Os modelos *black oil* representam a abordagem mais tradicional na simulação de reservatórios, assumindo que os fluidos podem ser representados por três pseudo-componentes principais: óleo, gás e água. Esse tipo de modelo é amplamente utilizado em reservatórios convencionais devido ao seu bom equilíbrio entre fidelidade física e custo computacional (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

Por outro lado, os modelos composicionais consideram explicitamente a composição química das fases presentes no reservatório, permitindo representar fenômenos como vaporização, condensação e miscibilidade entre componentes. Esses modelos são particularmente importantes em reservatórios de gás condensado e em processos de recuperação avançada envolvendo injeção de gases miscíveis (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

Já os modelos térmicos incorporam efeitos de transferência de calor e variações de temperatura no reservatório, sendo utilizados principalmente em processos de recuperação térmica, como injeção de vapor ou combustão in situ (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

A utilização de simuladores numéricos permite avaliar diferentes estratégias de produção, posicionamento de poços e métodos de recuperação, fornecendo suporte essencial para a tomada de decisões no desenvolvimento de campos de petróleo e gás. Em ambientes industriais modernos, esses simuladores são frequentemente integrados a plataformas de modelagem geológica e análise econômica, permitindo a realização de estudos integrados de desenvolvimento de campo.

A combinação de técnicas e métodos de predição tem como objetivo calcular a produção esperada do campo e o comportamento ao longo da vida produtiva do reservatório. Como é ilustrado na Figura 7, o método volumétrico, ou qualquer outro método utilizado, integra dados geológicos de sísmica, *logs* de permeabilidade e porosidade e valores da tabela PVT (pressão-volume-temperatura). Por meio da equação de balanço de materiais, é realizado o cálculo das pressões e das curvas de produção com o auxílio dos dados históricos do reservatório.

No contexto da integração proposta neste trabalho, é fundamental distinguir o papel de cada ferramenta no fluxo de cálculo. Os simuladores numéricos comerciais *Eclipse*® e *Intersect*®, acessados a partir do ambiente `Petrel`®, são os motores de simulação dinâmica responsáveis pela resolução completa das equações de escoamento multifásico em meios porosos. Esses

simuladores produzem os perfis de produção de óleo, gás e água (N_p, G_p, W_p), as curvas de pressão ao longo do tempo e os índices de produtividade dos poços, que constituem o conjunto de dados exportado pelo *plugin*.

Em seu modo de operação nativo, isto é, quando utilizado sem os dados provenientes do `Petrel`, o `FLOCO`® emprega a equação de balanço de materiais (MBE) como motor interno de cálculo do reservatório, sendo capaz de gerar estimativas de produção com baixo custo computacional a partir de parâmetros simplificados. Contudo, quando o *plugin* transfere o cubo de simulação gerado pelo `Petrel`, esse mecanismo é substituído por uma abordagem de maior fidelidade: o `FLOCO` passa a utilizar o método de *Inverse Distance Weighting* (IDW) para interpolar a pressão média do reservatório ao longo do tempo a partir das curvas de produção e injeção de óleo, gás e água já simuladas numericamente (SILVA; OLIVEIRA, 2026). Essa substituição eleva a qualidade das estimativas do `FLOCO`, pois ancora o comportamento do reservatório diretamente nos resultados do simulador numérico, preservando as relações físicas entre pressão, vazão e propriedades dos fluidos ao longo de toda a vida produtiva do campo. Dessa forma, a integração proposta não apenas automatiza a transferência de dados, mas também promove um aprimoramento qualitativo do modelo de reservatório utilizado pelo otimizador conceitual em relação ao seu estado nativo.

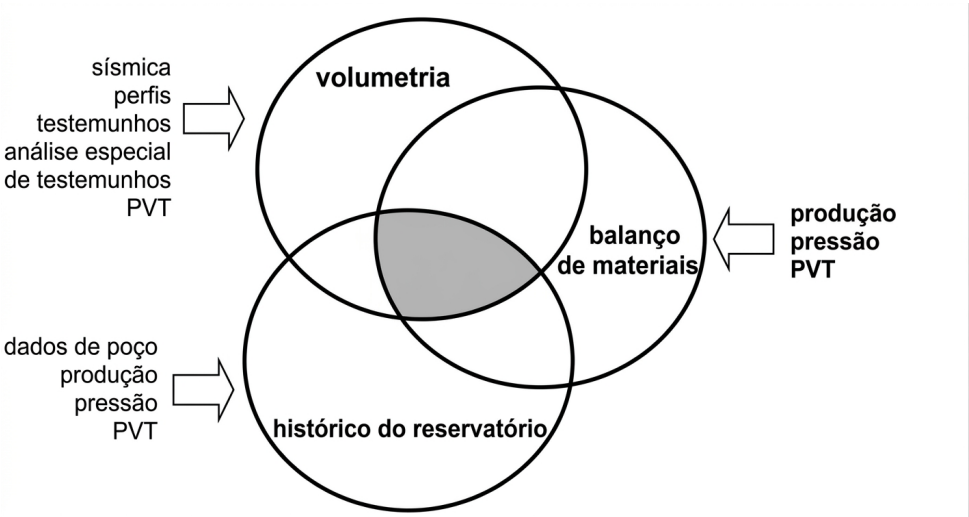


Figura 7 – Conjunto de técnicas para calcular a produção estimada em um campo de petróleo e gás. fonte:(BAKER; YARRANTON; JENSEN, 2015)

2.2 Engenharia Conceitual em Projetos Offshore

A engenharia conceitual representa a fase preliminar e decisiva no ciclo de vida de um campo de petróleo *offshore*, onde são definidas as diretrizes fundamentais que guiarão o desenvolvimento do ativo. Segundo Chakrabarti (2005), o projeto de estruturas *offshore* é um processo iterativo e multidisciplinar que deve equilibrar as restrições ambientais, financeiros e requisitos operacionais de produção. Nesta etapa, o objetivo central não é o detalhamento dos componentes, mas a seleção da melhor arquitetura de campo, seja ela baseada em plataformas fixas ou flutuantes, capaz de operar de forma segura e econômica durante toda a vida útil do projeto.

Para estruturar esse processo decisório e evitar a destruição de valor nas etapas subsequentes, a indústria adota amplamente a metodologia de *Front-End Loading* (FEL). De acordo com Weijde (2008), o FEL é definido como o processo de desenvolvimento de informações estratégicas suficientes para que os proprietários do ativo possam avaliar riscos e comprometer recursos para maximizar o potencial de sucesso do projeto. O autor destaca que a indústria de óleo e gás frequentemente enfrenta desafios de superação de custos e prazos devido a uma definição pobre na fase inicial ("*front-end*"). Portanto, a aplicação rigorosa das fases de FEL (0, 1, 2 e 3) permite amadurecer a definição do escopo, garantindo que a solução técnica escolhida esteja alinhada com os objetivos de negócio, reduzindo a incerteza antes da aprovação final de investimento.

A Figura 8 apresenta a curva de influência no valor do projeto contrastada com a curva de custo de mudanças ao longo do tempo. Observa-se que, nas etapas iniciais (FEL 1 e FEL 2), a capacidade de influenciar o resultado final do empreendimento é máxima, enquanto o custo para alterar o escopo é mínimo. Este cenário proporciona a janela ideal para a simulação de múltiplos cenários, permitindo testar a viabilidade técnica e econômica de estratégias complexas, como a implementação de recuperação avançada (EOR) ou diferentes arranjos de processamento submarino. Conforme o projeto avança para as fases de detalhamento e execução, a curva de custos ascende abruptamente, indicando que alterações tardias resultam em forte penalização financeira. Assim, a definição robusta da arquitetura de campo nas fases de *Front-End Loading* é determinante para a mitigação de riscos e maximização do retorno sobre o investimento.

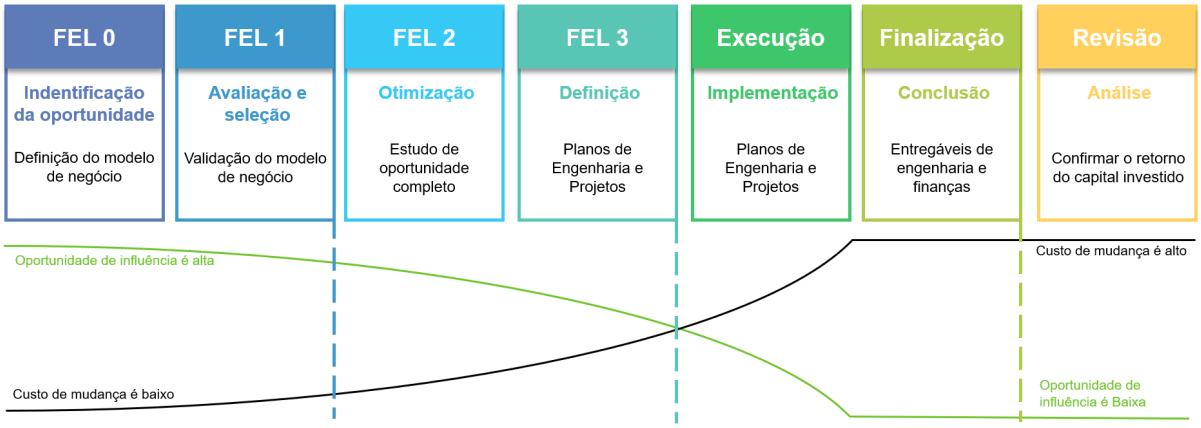


Figura 8 – Fases do processo FEL ilustrando a relação inversa entre a capacidade de influenciar o valor do projeto e a evolução do custo de mudanças ao longo do tempo. Fonte: Adaptado de Stratex Online (2025)

Contudo, a qualidade da engenharia conceitual depende intrinsecamente da confiabilidade dos dados de entrada, especialmente aqueles provenientes do subsolo. A modelagem de reservatórios é a base para a previsão do comportamento de produção, e erros na caracterização estática ou dinâmica podem comprometer todo o dimensionamento das instalações de superfície. A integração de dados multidisciplinares, como a sísmica 3D e 4D acoplada a simuladores de fluxo, é crucial para atualizar os modelos de reservatório (*history matching*) e reduzir as incertezas geológicas (NIRI, 2018). Entretanto, conforme ilustrado na Figura 9, a definição da estratégia de desenvolvimento não se limita às restrições físicas do reservatório. Ela é o resultado de uma otimização complexa que deve ponderar variáveis técnicas, como as propriedades dos fluidos, a tecnologia de perfuração disponível e as instalações de produção, juntamente com condicionantes externos, que incluem a viabilidade econômica, o cenário político-ambiental e a localização geográfica do ativo.

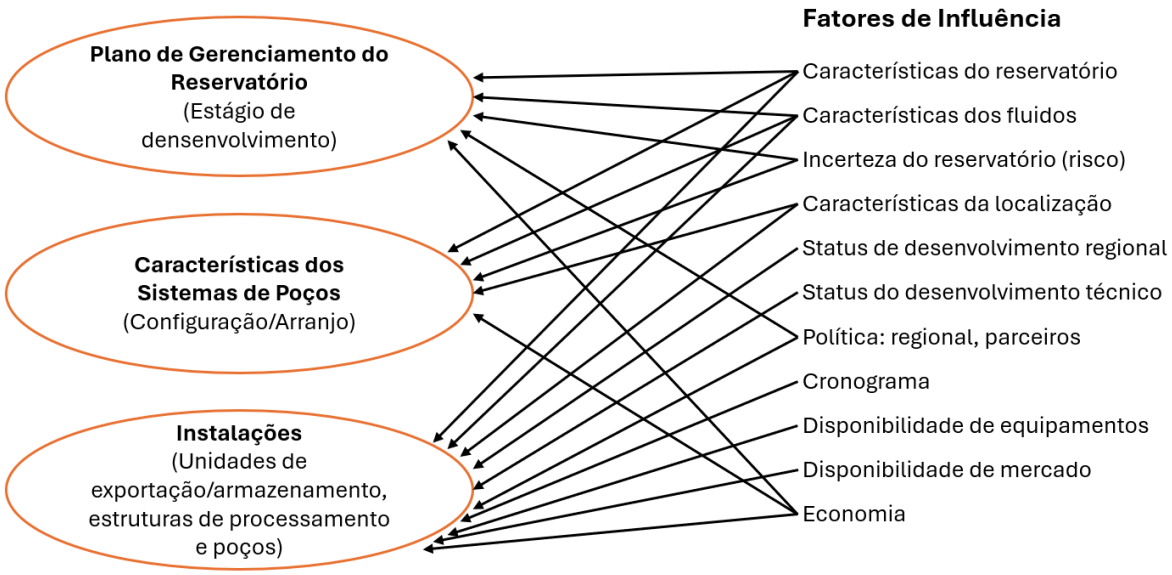


Figura 9 – Ilustração da relação entre os elementos de planejamento e projeto e os fatores de influência que impactam suas definições. Fonte: Adaptado de (CHAKRABARTI, 2005)

Dessa forma, evidencia-se uma interdependência sistêmica: a metodologia FEL, analisada por (WEIJDE, 2008), estrutura o processo decisório sob a ótica de mitigação de riscos; a engenharia naval e oceânica, detalhada por (CHAKRABARTI, 2005), oferece o espectro de soluções tecnológicas de infraestrutura; e a modelagem integrada, defendida por (NIRI, 2018), assegura que tais soluções sejam ancoradas em previsões de produção robustas. A convergência desses três domínios é capaz de automatizar e integrar a avaliação técnico-econômica, superando a fragmentação tradicional entre as disciplinas de reservatório até as instalações na fase conceitual.

2.3 Análise Econômica de Projetos de Óleo e Gás

A indústria de exploração e produção (E&P) de hidrocarbonetos é caracterizada intrinsecamente como um empreendimento de alto risco e elevada intensidade de capital. Segundo Suslick, Schiozer e Rodriguez (2009), as decisões nesta área são complexas devido à natureza das incertezas envolvidas, que podem ser categorizadas em dois grandes grupos: incertezas geológicas (relacionadas à estrutura, selo, carga de hidrocarbonetos e propriedades do reservatório) e incertezas econômicas (associadas à volatilidade dos preços do petróleo, custos de desenvolvimento e cenários fiscais). Embora as avaliações econômicas tradicionais forneçam uma base para a decisão, a incorporação formal da análise de risco é essencial para esclarecer o impacto de novas descobertas e a viabilidade dos ativos de produção em um contexto de recursos exauríveis.

Para navegar neste ambiente complexo, é fundamental compreender a distinção teórica entre risco e incerteza no processo de tomada de decisão de investimento. Na avaliação de projetos *upstream*, a análise econômica não deve se limitar ao cálculo de indicadores determinísticos, mas sim integrar a percepção de risco às estratégias corporativas (FIONA; HONS, 2000). A tomada de decisão envolve a escolha entre alternativas concorrentes (como diferentes arquiteturas de campo ou estratégias de drenagem) onde o resultado final não é conhecido, mas pode ser estimado através de distribuições de probabilidade. O uso de árvores de decisão e a compreensão do comportamento dos investidores frente ao risco são cruciais para modelar como o valor é percebido e gerenciado ao longo do ciclo de vida do projeto.

Para a avaliação de um projeto existem indicadores indispensáveis para análise, como *Capital Expenditures* (CAPEX), *Operational Expenditures* (OPEX), Valor Presente Líquido (VPL) e *payback*, por exemplo. O CAPEX refere-se aos investimentos de capital realizados antes do início da produção ou para melhorias substanciais ao longo da vida do campo. Em projetos *offshore*, o CAPEX é intensivo e subdivide-se em custos de exploração (geologia e geofísica), perfuração e completação de poços, e construção e instalação de equipamentos (sistemas submarinos e unidades de exploração e produção (UEP)). Este parâmetro representa o desembolso inicial negativo no fluxo de caixa. Já o OPEX, compreende os custos recorrentes necessários para manter o reservatório produzindo e as instalações operando. O OPEX compreende custos fixos (manutenção da plataforma, logística, pessoal) e custos variáveis (tratamento de fluidos, produtos químicos, energia), que são proporcionais à vazão de produção.

O Valor Presente Líquido (ou *Net Present Value* (NPV)) é o indicador primário de criação de valor e representado pela equação (2.23), onde t é o número de anos. Ele representa a soma algébrica de todos os fluxos de caixa futuros trazidos para a data presente (ano 0) através de uma taxa de desconto, que reflete o custo médio ponderado de capital (CMPC), isto é a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) da empresa. O objetivo ao analisar o VPL será sempre buscar valores positivos para o desenvolvimento do projeto. Outro parâmetro importante é o *Payback*, que

indica o tempo necessário para que o fluxo de caixa acumulado positivo se iguale ao investimento inicial. É uma medida de liquidez e exposição ao risco.

$$VPL = \sum_{t=0}^{n} \frac{Receita - CAPEX - OPEX - Impostos}{(1 + CMPC)^t} \tag{2.23}$$

Por fim, o Preço de Equilíbrio do óleo (*Break-even Oil Price*) é definido como o valor constante da *commodity* que torna o VPL do projeto nulo, considerando o CPMC pré-estabelecido. Este indicador atua como uma medida de margem de segurança: quanto menor o preço de equilíbrio, maior a resiliência do projeto frente a oscilações negativas no mercado internacional. Diferente dos custos diretos, o cálculo do *break-even* não é linear, pois a receita bruta, os impostos (royalties e participações especiais) e o próprio limite econômico de abandono dependem do preço do óleo.

2.4 Integração de Software e Desenvolvimento de *Plugins*

A crescente complexidade dos projetos de engenharia *offshore* demanda uma abordagem que transcenda o uso de ferramentas isoladas, caminhando em direção a ambientes digitais integrados. No contexto da Indústria 4.0, a capacidade de diferentes sistemas computacionais trocarem informações de forma automatizada, conceito conhecido como interoperabilidade, torna-se um diferencial competitivo essencial para a redução de tempo e mitigação de erros humanos em processos de tomada de decisão. Para materializar essa conectividade, a arquitetura de software baseada em *plugins* é uma estratégia fundamental, pois são definidos como componentes modulares que estendem as funcionalidades de uma aplicação hospedeira (*host*) sem alterar seu núcleo original. Os *plugins* permitem a incorporação de rotinas personalizadas e a automação de fluxos de trabalho complexos, atuando como o elo operacional capaz de transformar dados fragmentados de diferentes disciplinas em uma plataforma de avaliação coesa e robusta (PIRKLE, 2015).

O desenvolvimento de aplicações que integrem diferentes ferramentas permite a otimização do tempo do usuário, assim como, a confiabilidade do processo da simulação. A opção por uma arquitetura baseada em *plugins* é fundamentada na tese de Bastos (2021), que demonstra como essa estrutura permite a criação de simuladores multipropósito e extensíveis, viabilizando o acoplamento de novas funcionalidades, como a análise econômica integrada, sem a necessidade de reescrever o núcleo do simulador de reservatórios. A capacidade de processar dados complexos através de módulos específicos é exemplificada por Roque e Costa (2020), que desenvolveram uma aplicação para calcular a tortuosidade em meios porosos a partir de imagens. No contexto de pós-processamento e visualização, Keefer *et al.* (2015) apresentam o plugin RVA (*Reservoir Visualization and Analysis*) para a plataforma ParaView 3.14 na *University of Illinois at Urbana-Champaign* (UIUC) demonstrando como extensões especializadas podem superar as limitações nativas de softwares de visualização genéricos. O RVA foi projetado especificamente para suportar técnicas de recuperação avançada de petróleo (EOR), permitindo a leitura direta e a renderização volumétrica conjunta de dados de simulação de fluxo multifluido do UTCHEM (simulador da University of Texas) e de modelos geostatísticos do Isatis (software comercial da Geovariances), integrando *framework* geológico e resultados de simulação de fluidos em uma única visualização 3D. Essa capacidade de visualização simultânea de múltiplas fases fluidas, propriedades geológicas e dados de poços facilita significativamente a interpretação geológica e de fluxo por parte de engenheiros de petróleo e geólogos. Complementarmente, a importância de utilizar ambientes digitais simulados para o planejamento e gestão de ativos *offshore*, como *risers* e dutos, é reforçada por Buschinelli *et al.* (2020), validando a estratégia de antecipar cenários operacionais virtualmente.

Li e Deutsch (2009) demonstraram a eficácia da abordagem ao desenvolver um *plugin* para o software de modelagem de reservatório `Petrel 2007.1` na aplicação chamada OCEAN, que permite aos usuários a criação de aplicações customizadas via API para processamento

no próprio *software*, ampliando suas capacidades de modelagem geológica e estatística . A extensibilidade do ambiente `Petrel` é evidenciada por soluções comerciais já consolidadas, como o Turmy®, que aplica a resolução analítica simplificada da Equação de Navier-Stokes para modelar processos sedimentares de erosão e deposição (DEEPSOFT, b). Em uma aplicação distinta, o *plugin* DEnDe® foca na caracterização geofísica, realizando o cálculo de atributos sísmicos através de decomposição espectral com transformadas *wavelet* contínuas (DEEPSOFT, a). Desenvolvidas em linguagem C# no âmbito de uma parceria entre a Deepsoft e a Petrobras, essas ferramentas demonstram a capacidade da arquitetura de *plugins* em atender a requisitos computacionais específicos de diferentes domínios da engenharia.

Diante desse panorama, a presente dissertação adota essa mesma filosofia de desenvolvimento modular, porém com um enfoque distinto: preencher a lacuna entre a engenharia técnica de reservatórios e a análise de viabilidade financeira. Enquanto as ferramentas supracitadas concentram-se na extensão de capacidades físicas, geológicas ou de visualização, o *plugin* proposto neste trabalho inova ao automatizar a interface entre a engenharia de reservatórios e a rápida gestão econômica. A ferramenta utiliza a arquitetura extensível para capturar saídas dinâmicas do resultado da simulação e convertê-los em conceitos submarinos com indicadores financeiros de decisão (VPL, CAPEX, OPEX), permitindo uma triagem ágil de diferentes concepções de arquitetura de campo ainda na fase conceitual, algo não abordado pelas soluções listadas anteriormente.

Entretanto, a materialização de uma ferramenta que intercepte domínios tão distintos e complexos exige um planejamento estrutural rigoroso e prévio à etapa de codificação. Para suportar o desenvolvimento da arquitetura deste *plugin*, adota-se a *Unified Modeling Language* (UML). Segundo Guedes (2018), a UML consolidou-se como a linguagem padrão da indústria para a modelagem de sistemas orientados a objetos ao fornecer um vocabulário comum que permite visualizar, especificar, construir e documentar os artefatos de um sistema de software.

No contexto desta pesquisa, a aplicação da UML é estratégica para a organização e estruturação lógica das funcionalidades do sistema, sendo operacionalizada através dos Diagramas de Caso de Uso. Conforme define Guedes (2018), este tipo de diagrama apresenta uma visão geral do comportamento do sistema, tornando-se uma ferramenta essencial para ilustrar funcionalidades e facilitar a compreensão do escopo por todas as partes interessadas, independentemente de seu nível técnico. A utilização mais eficaz desta técnica reside na sua capacidade de identificar precocemente os atores, que representam os papéis desempenhados pelos usuários ou sistemas externos, e suas interações com as funções da ferramenta, auxiliando na detecção de falhas de especificação antes mesmo do início da programação. Desta forma, o mapeamento dos casos de uso neste trabalho não serve apenas como documentação, mas como um guia indispensável para assegurar o desenvolvimento ordenado, robusto e aderente às necessidades de engenharia e economia do projeto.

3 MÉTODOS

Para validar a hipótese de que a automação do fluxo de dados impacta positivamente a qualidade e agilidade da decisão na fase conceitual, adotou-se uma metodologia de pesquisa aplicada com desenvolvimento experimental. O núcleo do método consiste no desenvolvimento de um *plugin* que atue como conector semântico e operacional entre a modelagem de subsuperfície e a engenharia de sistemas de superfície dentro do ambiente `PETREL`.

O desenvolvimento metodológico foi estruturado em três etapas fundamentais: (i) mapeamento dos processos e variáveis críticas para a interoperabilidade entre as disciplinas; (ii) implementação computacional da ferramenta de integração baseada em arquitetura orientada a objetos; e (iii) validação da proposta através de um estudo de caso representativo, submetido a análises de sensibilidade técnica e econômica.

A execução técnica do trabalho fundamentou-se na integração de ferramentas de referência na indústria. Para a caracterização do subsolo, utilizou-se o ambiente `Petrel`, plataforma capaz de unificar dados geofísicos, geológicos e de engenharia para a construção de modelos estáticos robustos. Associado a este ambiente, foram empregados os simuladores numéricos Eclipse® e Intersect®[1] para o processamento dinâmico, responsáveis pela resolução completa das equações de escoamento multifásico em meios porosos e pela predição das curvas de produção, pressão e índices de produtividade ao longo da vida útil do campo.

Uma vez processados os dados de escoamento pelos simuladores, essas informações constituem o *input* primário para o `FLOCO`. Este sistema especialista atua como uma solução de apoio à decisão, digitalizando o processo de engenharia conceitual através da geração automática e classificação de arquiteturas de produção para cenários de águas rasas, profundas e ultraprofundas (DSS, 2025). A utilização do `FLOCO` permite a exploração exaustiva do espaço de soluções, viabilizando a análise comparativa de múltiplos conceitos técnicos de maneira ágil e fundamentada ao passar por todas as disciplinas fundamentais para um projeto *offshore*, como Reservatório, Poços, Sistemas Submarinos e Garantia de Escoamento para cálculo e garantia do escoamento. A Figura 10 representa as principais disciplinas utilizadas no `FLOCO` e o passo a passo até o relatório financeiro final.

Para a aplicação prática e validação destas ferramentas integradas, foi selecionado como objeto de estudo o modelo UNISIM I, desenvolvido pelo CEPETRO-UNICAMP (GASPAR *et al.*, 2015). As curvas de produção geradas a partir deste modelo de referência serviram como base para os testes do *plugin* proposto, garantindo que os parâmetros transferidos para a análise econômica reflitam a complexidade real de um reservatório *offshore* brasileiro. A Figura 11

[1] O símbolo de copyright será omitido nas próximas menções aos *softwares* `Intersect` e `Eclipse` para melhorar a legibilidade.

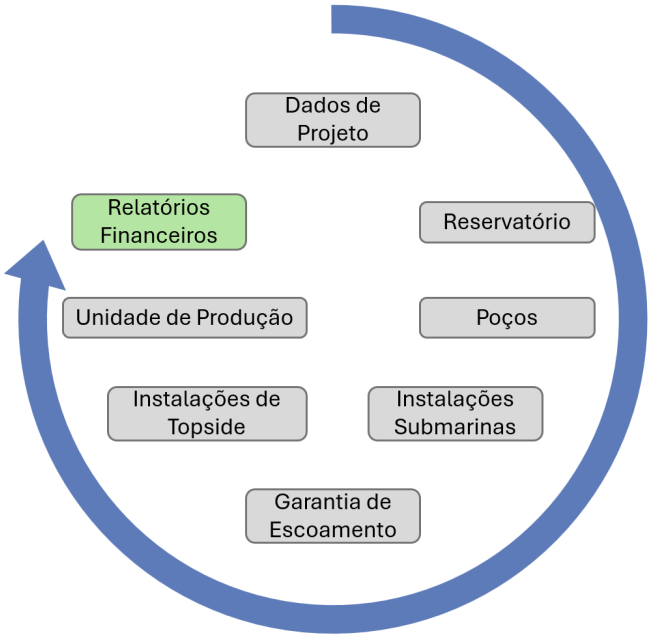


Figura 10 – Fluxo do usuário para o desenvolvimento de um projeto no FLOCO. Fonte: Autor, 2026

sintetiza o fluxo de trabalho metodológico adotado. Nas próximas seções será detalhado cada fase da metodologia.

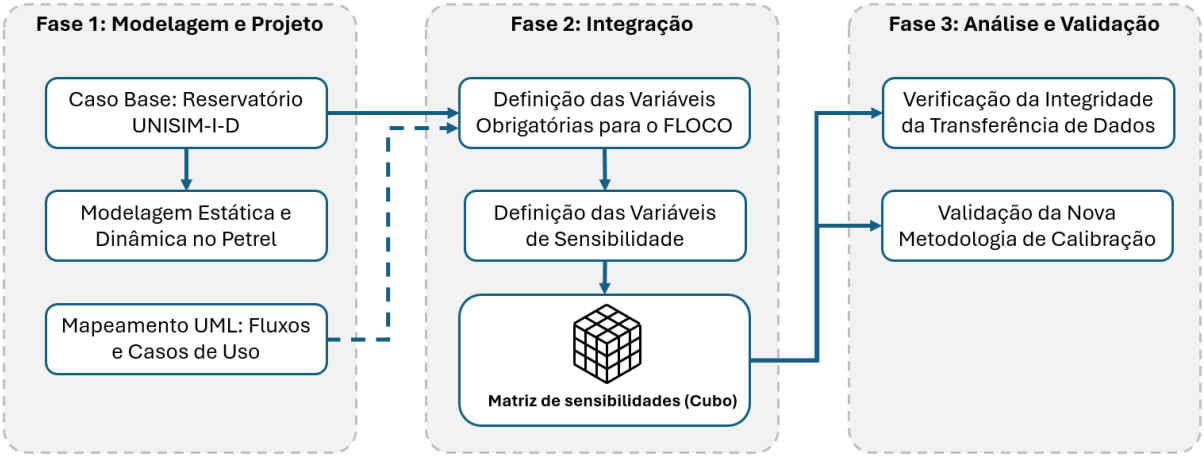


Figura 11 – Representação do fluxo utilizado para metodologia do trabalho. Fonte: Autor, 2026

3.1 Modelagem e Configuração do Reservatório

A primeira etapa da metodologia, conforme ilustrado na Fase 1 da Figura 11, consistiu na modelagem do reservatório, definição do cenário base e no planejamento da arquitetura de software. Para representar a complexidade geológica e operacional de um ativo de águas profundas, adotou-se o modelo UNISIM-I-D. Este modelo usado frequentemente como referência de modelos sintéticos de reservatórios, foi processado no ambiente Petrel para consolidar as

propriedades estáticas e dinâmicas do reservatório. A escolha desse *benchmark* garante que os volumes de óleo *in-place*, as características de permeabilidade e as pressões iniciais sejam representativas dos desafios encontrados na Bacia de Campos.

Paralelamente à preparação do modelo físico, realizou-se o Mapeamento UML da solução proposta. Esta etapa foi crucial para identificar os fluxos de dados necessários entre o simulador e a ferramenta de geração de conceitos submarinos, definindo os casos de uso que o *plugin* deveria atender. O mapeamento estabeleceu quais variáveis de saída (como vazões de óleo, gás, água, e propriedades do reservatório) precisariam ser extraídas do Eclipse/Intersect e quais parâmetros seriam retornados como resposta pelo `FLOCO`, como os parâmetros financeiros de cada conceito calculado e suas características.

3.1.1 Caracterização e Configuração do Modelo de Reservatório

O cenário base foi estruturado a partir da importação da geometria e das propriedades petrofísicas do UNISIM-I-D para o ambiente `Petrel`. Este modelo mimetiza um reservatório de arenito turbidítico típico da Bacia de Campos, caracterizado por alta heterogeneidade e presença de falhas selantes que compartimentam o fluxo de fluidos.

A grade discreta para o modelo geológico utilizada é do tipo *Corner-Point*, composta por uma tesselação de 81 x 58 x 20 células, totalizando aproximadamente 93960 células, sendo 58494 ativas. Essa resolução espacial foi mantida para garantir que a simulação dinâmica capturasse adequadamente os efeitos de variação de pressão e saturação nas zonas próximas aos poços. Embora a geometria estrutural tenha sido preservada do modelo original, a preparação para a integração com o `FLOCO` exigiu a consolidação de propriedades específicas no projeto estático. As seguintes definições foram parametrizadas no software:

- Propriedades de Fluidos (*Modelo Black Oil*): Foi configurado um óleo com grau API de 30º e razão gás-óleo (RGO) inicial de 113.5 m^3/m^3 reportados pelo Eclipse. As tabelas PVT foram inseridas para refletir o comportamento de liberação de gás sob as condições de pressão do reservatório.

- Petrofísica e Saturação: As distribuições de porosidade e permeabilidade (horizontal e vertical) foram mapeadas célula a célula, respeitando as fácies geológicas. As curvas de permeabilidade relativa (Kr_o, Kr_w) foram associadas às regiões de rocha para modelar a mobilidade dos fluidos.

- Estratégia de Drenagem: O arranjo de poços foi configurado com 4 poços produtores verticais e 2 injetores (1 de água e 1 de gás). Os poços produtores seguiram o posicionamento original do modelo, ao passo que os de injeção foram posicionados próximos ao grupo de injetores para aumentar a recuperação.

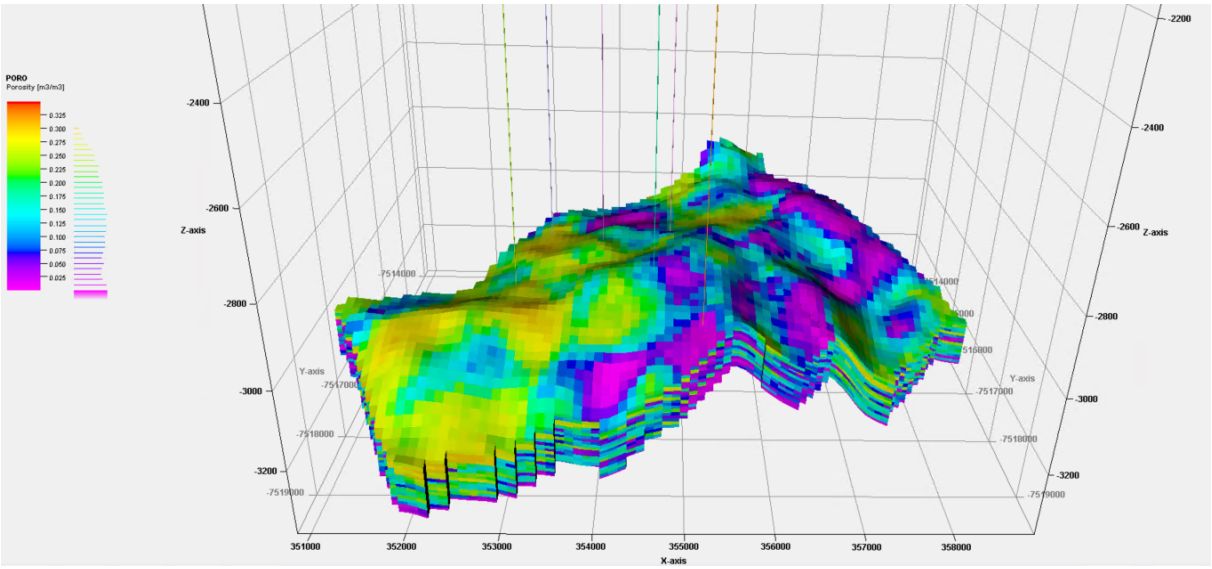


Figura 12 – Reservatório modelado no `Petrel` representado pela porosidade. Fonte: Autor, 2026

A Figura 12 ilustra a visualização tridimensional do modelo consolidado, destacando a distribuição espacial da porosidade e a localização dos poços, enquanto a tabela 1 demonstra as condições de contorno nos poços.

Tabela 1 – Parâmetros Operacionais de Topside: Poços Produtores e Injetores

Identificação do Poço	**Backpressure (Topside)** [bar]	**Vazão Máxima** [m³/d]	**Pressão de Injeção** [bar]
Produtores			
NA2	30	2.000	-
NA1A	30	2.000	-
NA3D	30	2.000	-
RJS19	30	2.000	-
Injetores			
WI-01	-	2.000	350
GI-01	-	100.000	350

3.1.2 Estruturação do plugin através da UML

No âmbito do desenvolvimento da ferramenta computacional proposta, a UML foi adotada estritamente como metodologia de estruturação e governança do desenvolvimento do *plugin*. A aplicação desta linguagem visa ordenar o gerenciamento do ciclo de vida do software, assegurando que o componente atue eficazmente como um elo de conexão e interoperabilidade entre o `Petrel` e o `FLOCO`. Dessa forma, os diagramas apresentados buscam descrever a lógica de interação do usuário com a interface e o fluxo interno de dados do sistema. O objetivo é garantir que a ferramenta seja gerenciável, auditável e cumpra seu papel de conector de dados

com integridade. Para cobrir as diferentes necessidades de operação, o sistema foi estruturado em três fluxos de trabalho distintos.

Contudo, é imperativo estabelecer as pré-condições operacionais: para todos os casos de uso, assume-se que o usuário do `Petrel` já realizou a caracterização e modelagem do reservatório, tendo estabelecido as estratégias de desenvolvimento e os casos de simulação. A definição da estratégia compreende a configuração de parâmetros operacionais, tais como tempo de vida do campo, pressão de chegada na plataforma (*topside backpressure*) e seleção dos poços para o estudo. Já na etapa de simulação, determinam-se as propriedades petrofísicas, modelos de fluido e o refinamento do *grid* que alimentarão os simuladores comerciais. A seguir, detalham-se os casos em que a ferramenta pode ser utilizada como otimizadora de tempo e custos operacionais para o usuário.

3.1.2.1 Caso 1: Usuário `Petrel`

Este caso de uso descreve o fluxo operacional no qual o usuário atua exclusivamente no ambiente `Petrel`, enquanto o *plugin* desempenha o papel de camada de integração e orquestração entre a simulação de reservatórios e a plataforma de engenharia conceitual `FLOCO`. Nesse cenário, todas as etapas de configuração, simulação, consolidação de dados e avaliação conceitual são executadas de forma automatizada, sem a necessidade de manipulação humana de arquivos intermediários.

A configuração do projeto no *plugin* estabelece a base para uma análise de sensibilidade técnico-econômica integrada, estruturada como um problema de otimização de infraestrutura. A parametrização do modelo foca nos diâmetros internos das *flowlines* de produção e injeção (água e gás), determinantes na magnitude das perdas de carga por fricção e elevação entre a cabeça do poço e o *topside*.

Para viabilizar esse cálculo, utiliza-se a o *plugin* para a geração de tabelas de VFP para cada poço e variação da *flowline*, que mapeiam o comportamento do escoamento para cada cenário de diâmetro de linha. As simulações consistem na variação sistemática desses diâmetros definidas pelo usuário, permitindo que o FLOCO processe com eficácia as curvas de gradiente de pressão e retorne ao Petrel para que seja utilizada na simulação do Eclipse ou Intersect. O objetivo é a maximização do VPL, calculada para todos os conceitos derivados da estratégia de produção, garantindo que o arranjo selecionado otimize o balanço entre a produtividade do poço e os custos de implementação da malha submarina.

O fluxo tem início com a atuação do Usuário `Petrel`, responsável pela configuração do modelo de reservatório, da geometria e configuração dos poços, das estratégias de desenvolvimento (via *evelopment Strategy*) e da definição dos casos de simulação. Essas informações são estabelecidas diretamente no `Petrel` e representam a base técnica para a geração dos cenários avaliados ao longo do processo.

Em paralelo, o usuário interage com a interface do *plugin* para realizar a configuração do projeto no FLOCO. Essa etapa compreende a criação do projeto, a confirmação do posicionamento e diâmetro interno dos poços, a configuração e simulação das VFPs no *VFP Builder*, o cadastro das litologias e a inserção das premissas financeiras e de projeção. Essas informações complementam os dados técnicos provenientes do reservatório, permitindo a avaliação integrada dos cenários sob a ótica técnico-econômica.

Uma vez concluída a fase de configuração, o *plugin* aciona o FLOCO Copilot, que atua como agente responsável pela complementação automática dos dados e pela geração do arquivo com as simulações. Nessa etapa, o FLOCO Copilot organiza de forma estruturada as propriedades estáticas e dinâmicas do reservatório no módulo respectivo do FLOCO, bem como os resultados associados aos diferentes casos definidos pelo usuário, assegurando consistência e rastreabilidade das informações.

Com as VFPs geradas, o sistema executa de forma automatizada a duplicação e simulação dos 27 casos no ambiente Petrel. Os resultados dessas simulações são então consolidados pelo *plugin* e utilizados para alimentar o fluxo subsequente de avaliação conceitual. Conforme ilustrado na Figura 13, o cubo de simulação é explicitamente importado no FLOCO, passando a constituir a base de dados para a execução dos módulos de engenharia.

A partir da importação do cubo, o FLOCO executa sequencialmente seus módulos internos, iniciando pela simulação do módulo de poços (*Wells*), seguida pela geração dos conceitos submarinos, pelas análises de garantia de escoamento e curvas previstas para cada configuração, pela geração das facilidades na unidade de produção, pela definição da unidade de produção e, por fim, pela execução do módulo financeiro. Nesse processo, os dados de reservatório transferidos pelo *plugin* substituem o motor interno de MBE nativo do FLOCO pela interpolação via *Inverse Distance Weighting* (IDW), que calcula a pressão do reservatório ao longo do tempo a partir das curvas de produção e injeção simuladas numericamente. A predição de garantia de escoamento (*flow assurance*) utiliza esse mesmo conjunto de dados, sendo idêntica entre os três casos operacionais; o que os diferencia é exclusivamente o modo de interação do usuário com a ferramenta. Essa sequência assegura que as interdependências técnicas entre reservatório, poços, sistema de produção e economia sejam adequadamente consideradas.

Ao término do processamento, os resultados técnicos e econômicos consolidados são enviados de volta ao *plugin*. Dessa forma, o ambiente Petrel permanece como ponto central de interação do usuário, enquanto o *plugin* garante a integração transparente entre os diferentes sistemas. O Caso 1, portanto, representa o cenário de maior automação da integração, evidenciando a capacidade da arquitetura desenvolvida em suportar análises conceituais consistentes, escaláveis e rastreáveis a partir de dados de simulação de reservatórios.

A modelagem deste caso visa demonstrar a capacidade do *plugin* de integrar domínios distintos (técnico e econômico) em um único ambiente de trabalho. Ao automatizar a transferência de dados e cálculos, o software garante a consistência da informação e permite que o

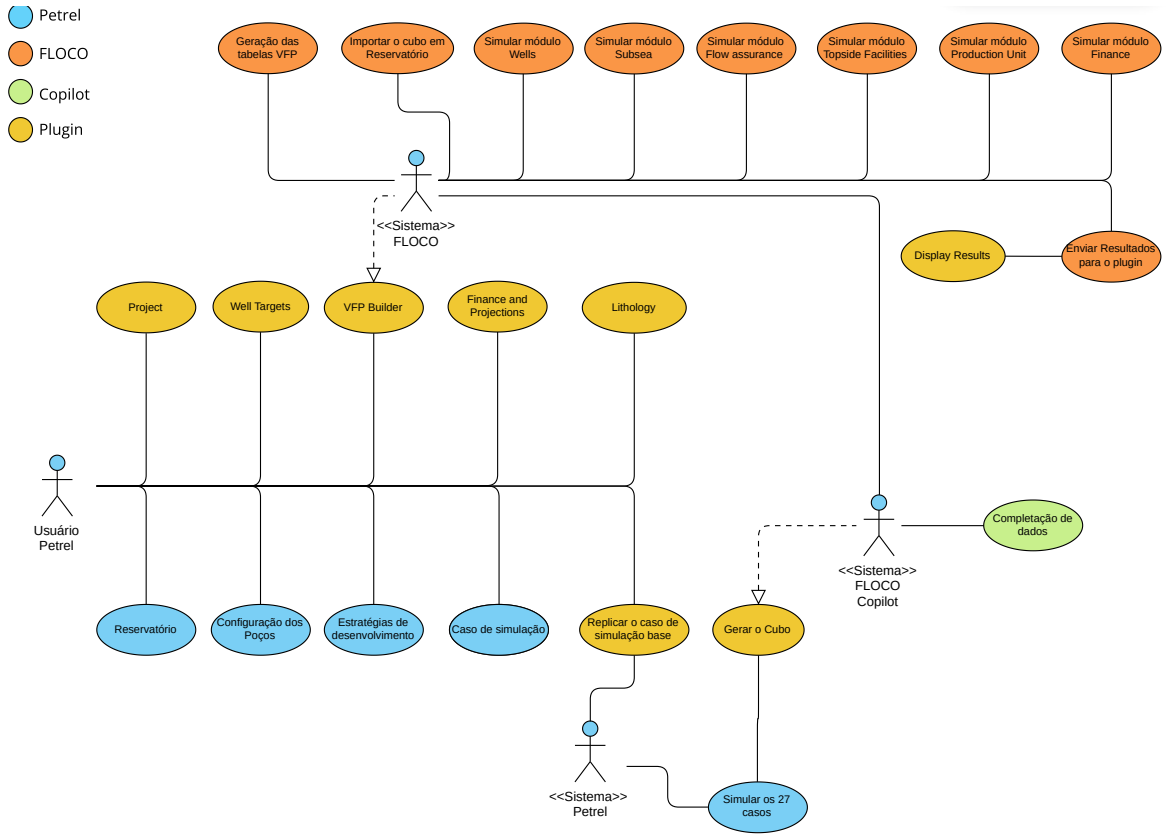


Figura 13 – Representação da UML referente ao caso 1. Onde o usuário realiza todas as operações diretamente no `Petrel`. Fonte: Autor, 2026.

engenheiro avalie os conceitos gerados com agilidade, validando a arquitetura do sistema como uma ferramenta eficiente de suporte à decisão.

3.1.2.2 Caso 2: Importação no `FLOCO` e configuração manual

Diferentemente do cenário de integração direta apresentado no Caso 1, no qual a agilidade e a automação completa do fluxo são priorizadas, este segundo caso de uso foi concebido para atender situações que demandam um desacoplamento explícito entre a modelagem de reservatório e a definição da arquitetura de produção submarina. Nesse contexto, o fluxo operacional é estruturado de forma a permitir que a equipe de *Subsea* ou de engenharia conceitual receba um modelo de simulação previamente consolidado e validado, assumindo o controle da configuração da infraestrutura diretamente no ambiente do `FLOCO`.

Neste cenário, o *plugin* atua primordialmente como uma interface de aquisição e estruturação de dados provenientes de simuladores de reservatório externos, como Eclipse ou Intersect. Essa abordagem possibilita a substituição do modelo simplificado de MBE, nativo da ferramenta de otimização, pelos resultados numéricos completos gerados pelos simuladores, por meio da conversão das curvas de produção que estão em condições de superfície para condição de reservatório. A partir desses dados, é feita uma interpolação através do método de *Inverse*

Distance Weighting (IDW) para calcular, a partir das curvas de produção (óleo, gás e água) e injeção (gás e água), a pressão do reservatório em cada ano t (SILVA; OLIVEIRA, 2026).

O processo operacional inicia-se integralmente no ambiente `Petrel`, sob responsabilidade do Engenheiro de Reservatórios. Nessa etapa, o usuário mantém controle total sobre as variáveis de contorno e as características geológicas do modelo, realizando a configuração dos poços, a definição das estratégias de desenvolvimento e a execução das simulações dinâmicas do reservatório. Conforme ilustrado na Figura 14, são geradas as curvas de *Vertical Flow Performance* (VFP) e executada a rodada completa da matriz de simulação, tipicamente composta por até 27 casos.

Uma vez verificada a consistência física e a qualidade dos resultados obtidos, o cubo de simulação é exportado para um diretório local por meio do *plugin*, encerrando-se, nesse ponto, o escopo funcional da ferramenta no que se refere à modelagem de reservatório. A exportação do cubo segue os protocolos de governança de dados da organização, permitindo sua transferência controlada para as equipes responsáveis pelas etapas subsequentes do projeto.

A partir da importação do cubo no ambiente do `FLOCO`, ocorre uma mudança clara de paradigma na operação da ferramenta. Os dados de subsuperfície passam a ser tratados como premissas imutáveis do projeto, sendo bloqueada qualquer edição dos parâmetros de reservatório. O sistema reconhece que a física do escoamento já foi resolvida pelo simulador externo e que tais informações devem ser preservadas como condições de contorno fixas para as análises de engenharia conceitual, conforme explicitado na Figura 14.

Nesse ponto, o usuário assume o perfil de Engenheiro de *Subsea* ou de Projetos, passando a configurar manualmente os aspectos relacionados à infraestrutura de produção. Essa configuração inclui a definição da topologia submarina, a seleção de estratégias de arquitetura de campo, o dimensionamento das capacidades de processamento no *topside*, a avaliação das facilidades de produção e a inserção das premissas logísticas e econômicas associadas ao escoamento e à operação do sistema.

A arquitetura deste caso de uso fomenta uma interação multidisciplinar estruturada, na qual a equipe de reservatórios entrega um pacote de dados fechado, validado e fisicamente consistente, enquanto a equipe de *Subsea* e engenharia conceitual concentra seus esforços no refinamento das soluções de infraestrutura e na análise de custos de capital e operacionais (CAPEX e OPEX). Essa separação de responsabilidades reduz o risco de alterações não intencionais nas premissas geológicas e aumenta a robustez do processo decisório.

Como resultado prático, o Caso 2, representado pela Figura 14 contribui para a mitigação de incertezas no projeto conceitual, permitindo que a personalização manual das configurações de campo seja realizada com base em uma simulação de reservatório de alta fidelidade. Os indicadores econômicos gerados, tais como Valor Presente Líquido (VPL), *Payback* e *Break Even Oil Price*, passam a refletir de forma mais precisa a realidade técnica do campo, superando

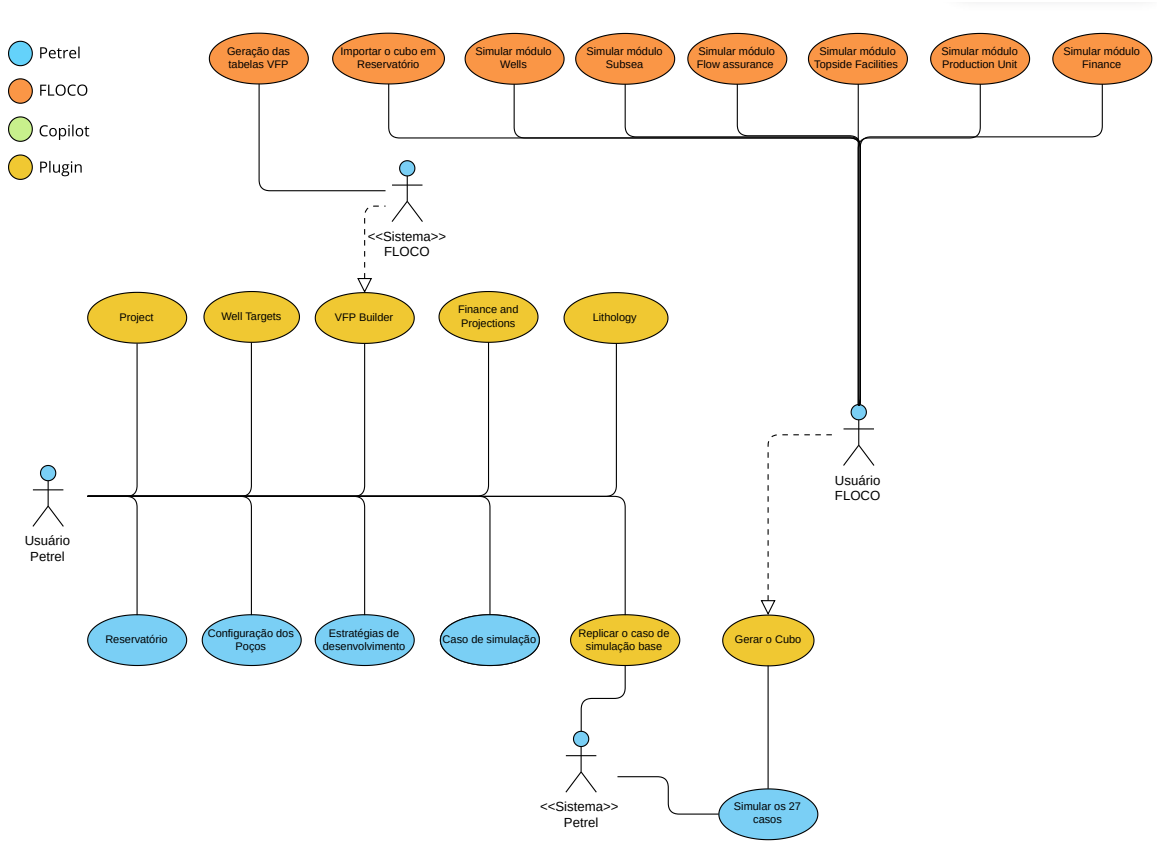


Figura 14 – Representação UML do Caso 2, no qual o fluxo de trabalho é desacoplado entre a modelagem de reservatório e a engenharia conceitual. Fonte: Autor (2026)

as estimativas simplificadas típicas das fases iniciais de triagem de projetos.

3.1.2.3 Caso 3: Importação no `FLOCO` e uso do `FLOCO Copilot`

O terceiro e último fluxo de trabalho modelado neste estudo aborda a aplicação de técnicas de inteligência artificial desenvolvidas para o caso 1 com o objetivo de aprimorar a experiência do usuário, garantir a completude dos projetos conceituais e reduzir os gargalos associados à dependência de conhecimento especializado entre disciplinas módulo a módulo no `FLOCO`. Nesse cenário, o `FLOCO Copilot` é empregado como um agente de inferência capaz de analisar os dados de entrada obrigatórios do projeto e sugerir configurações técnicas coerentes para os parâmetros desconhecidos pelo usuário, de forma progressiva e assistida ao longo das diferentes etapas da engenharia conceitual.

A etapa preliminar de aquisição e validação dos dados de reservatório segue a mesma metodologia rigorosa descrita no Caso 2. O Engenheiro de Reservatórios realiza a modelagem no ambiente `Petrel`, executa as simulações dinâmicas, valida a matriz estocástica composta por 27 cenários e procede com a exportação do cubo de simulação. Assim como nos Casos 1 e 2, os dados de reservatório importados são tratados como premissas imutáveis, e a interpolação via IDW substitui a MBE nativa do `FLOCO` para o cálculo da pressão do reservatório, mantendo a

mesma base física para a predição de garantia de escoamento em todos os fluxos operacionais. A diferença central reside no papel desempenhado pelo `FLOCO Copilot` durante a configuração da infraestrutura de produção. Enquanto no Caso 2 a definição das soluções de *subsea*, poços, facilidades e premissas operacionais depende exclusivamente da expertise manual do engenheiro, neste terceiro cenário o sistema atua para preencher lacunas de conhecimento técnico de forma assistida.

O funcionamento do Caso 3 estrutura-se de modo incremental e orientado por disciplinas, conforme ilustrado pela mesma representação UML apresentada no Caso 2. A cada avanço do usuário pelas abas de configuração do `FLOCO`, o `FLOCO Copilot` executa uma análise das condições de contorno impostas pelo projeto, incluindo lâmina d'água, vazões previstas, níveis de pressão, características do fluido e restrições operacionais. Com base nessa análise, o agente inteligente identifica campos de entrada não preenchidos ou configurações potencialmente inconsistentes.

Para os parâmetros nos quais o usuário não possui conhecimento específico, por exemplo, a seleção do tipo de *riser*, a definição da arquitetura submarina mais adequada ou o dimensionamento preliminar das facilidades de produção, o `FLOCO Copilot` realiza a inferência de valores técnicos recomendados. Essas sugestões não são geradas de forma aleatória, mas fundamentadas em bibliotecas de dados históricos, regras de engenharia previamente codificadas e heurísticas derivadas de projetos reais, buscando sempre a alternativa tecnicamente mais coerente com as restrições impostas pelo reservatório e pelo contexto operacional do campo.

Uma vez sugeridos, os parâmetros podem ser aceitos, ajustados ou rejeitados pelo usuário, mantendo o engenheiro como elemento central do processo decisório. À medida que as lacunas de informação são preenchidas, o sistema permite o avanço imediato para as disciplinas subsequentes, viabilizando a geração de conceitos de campo completos e a avaliação de seus respectivos indicadores técnicos e econômicos, mesmo na ausência de conhecimento aprofundado em todas as áreas envolvidas.

A relevância deste caso de uso reside na democratização da engenharia conceitual em projetos *offshore* complexos. Em ambientes multidisciplinares, a segregação do conhecimento frequentemente introduz gargalos no fluxo de trabalho e dependências excessivas entre equipes. O uso do `FLOCO Copilot` permite que um especialista em uma disciplina específica, como reservatórios, avalie o impacto global de diferentes arquiteturas de campo a partir de uma configuração de infraestrutura tecnicamente coerente, ainda que assistida por inteligência artificial.

Como resultado, o Caso 3 acelera significativamente a etapa de *screening* de projetos, ampliando o espaço de soluções avaliadas e reduzindo o tempo necessário para a geração de conceitos preliminares. Ao mesmo tempo, a abordagem preserva a consistência física e econômica dos modelos, assegurando que as arquiteturas propostas, embora assistidas por IA, mantenham o nível de confiabilidade exigido para a tomada de decisão nas fases iniciais de desenvolvimento de campos *offshore*.

3.2 Implementação da Integração

Para viabilizar a interoperabilidade entre o `Petrel` e o `FLOCO`, foi estabelecido um protocolo rígido de mapeamento de variáveis. A integridade da simulação depende que os atributos físicos do reservatório, posicionamento dos poços e que das especificações de engenharia e projeto sejam traduzidos fielmente em estruturas de dados processáveis pelo *plugin* para que o FLOCO interprete e simule com essas entradas. Neste contexto, as variáveis foram categorizados hierarquicamente em obrigatórios e opcionais:

- **Variáveis Obrigatórias:** São aquelas indispensáveis para a consistência física do modelo, as quais devem ser preenchidas pelo usuário ou captadas automaticamente pelo algoritmo do *plugin*. São aquelas que desobrigam o sistema de fornecer base estatística ou física para realizar inferências (e.g. a profundidade da lâmina d'água, coordenadas do *target*, ou características do fluido).
- **Variáveis Opcionais:** Compreendem dados que, na ausência de *input* direto, podem ser estimados através de regras de engenharia, correlações empíricas ou por sua localização relativa as variáveis obrigatórias (e.g., temperatura estimada do fundo do mar baseada no gradiente geotérmico regional, projeções econômicas baseadas no país originário do projeto).

Uma vez estruturado esse mapeamento, a arquitetura da solução fundamenta-se no uso de uma Interface de Programação de Aplicações (API) para orquestrar o fluxo informacional. A escolha por uma comunicação baseada em API, em detrimento da transferência manual de arquivos ou planilhas, justifica-se não apenas pela robustez técnica, mas também pelos aspectos de engenharia econômica do projeto. A automação deste fluxo reduz drasticamente o *overhead* de horas-homem gastas em transcrição de dados, mitigando o risco de erros humanos que poderiam comprometer a viabilidade econômica de um projeto conceitual na fase de FEL e otimizando a experiência do usuário.

O mecanismo de integração opera seguindo o modelo cliente-servidor, onde o *plugin* desenvolvido atua como o cliente. Esta arquitetura híbrida tira proveito das especificidades de cada linguagem: o *plugin* foi implementado em C#, privilegiando a flexibilidade na manipulação de dados e a integração nativa com o ambiente de *script* do `Petrel`, enquanto o núcleo de processamento do `FLOCO` é construído em C++. A escolha pelo C++ no *server-side* justifica-se pela necessidade de alta performance computacional para a resolução dos algoritmos de otimização combinatória, garantindo que o tempo de resposta da API não se torne um gargalo no fluxo de trabalho. O processo de comunicação pode ser sintetizado nas seguintes etapas lógicas:

1. Extração e Validação: O *plugin* varre o ambiente do `Petrel`, extraindo as variáveis mapeadas e validando se todos os campos obrigatórios possuem valores coerentes, como

por exemplo, valores não nulos e dentro de ranges físicos aceitáveis, além de verificar se todos os campos obrigatórios foram preenchidos pelo usuário na interface desenvolvida.

2. Montagem do *Payload*: Os dados validados são convertidos em um formato de intercâmbio padronizado .JSON para a leitura da API do `FLOCO`, tanto para o cálculo das VFPs quanto para a simulação econômica do projeto. Esta etapa transforma objetos complexos da engenharia de petróleo em *strings* estruturada legível pelo servidor do `FLOCO`.

3. Requisição (Request): O *plugin* envia este pacote de dados para o *endpoint* específico da API do `FLOCO` através do protocolo HTTP/HTTPS, garantindo segurança e integridade na transmissão.

4. Processamento e Resposta: O `FLOCO` recebe a requisição, processa a simulação solicitada e devolve os resultados (ou mensagens de erro, caso haja inconsistências) para o *plugin*, que então apresenta os resultados ao usuário dentro da interface do `Petrel`.

Essa abordagem desacoplada permite que o `FLOCO` evolua suas regras de negócio e cálculos de engenharia sem a necessidade de atualizar constantemente o código-fonte do *plugin*, garantindo uma manutenibilidade de longo prazo para a ferramenta. Para materializar a integração, definiu-se uma organização de dados que categoriza as informações em uma estrutura hierárquica lógica, otimizada para o tráfego via API. A arquitetura da mensagem foi projetada para refletir a decomposição física e econômica do campo de petróleo, segregando as variáveis em dois grandes domínios: dados globais do projeto e dados específicos dos poços.

Essa distinção não é meramente sintática, mas conceitual. Ela permite que parâmetros que regem a totalidade do ativo sejam declarados uma única vez, evitando redundâncias e garantindo que as premissas de contorno sejam aplicadas uniformemente a todos os elementos do sistema. O primeiro nível da estrutura atua como o controlador-mestre da simulação. Nele, consolidam-se as variáveis que definem o cenário macroeconômico e físico do reservatório. As premissas econômicas são vitais para a engenharia conceitual, pois carrega as projeções financeiras, tais como taxas de desconto, cenários de preço do óleo e e período temporal do projeto. Ao integrar essas variáveis na raiz da estrutura de dados, garante-se que o dimensionamento técnico realizado pelo `FLOCO` esteja, desde o início, condicionado às restrições de viabilidade econômica do projeto.

Já as características do reservatório englobam o comportamento macroscópico do campo, incluindo dados críticos como a pressão média do reservatório ao longo do tempo e as curvas globais de produção e injeção. Estas curvas agregadas servem como base para o dimensionamento preliminar das capacidades da planta de processo (*topside*) e realizar a calibração do reservatório por meio da interpolação das curvas de simulação para arquiteturas diferentes. Para o caso em que o projeto possua poços de produção, injeção de água e de gás, é realizado o estudo da variação do diâmetro das *flowlines* e calculado seu impacto nas curvas. A variação superior e

inferior ao diâmetro médio resultará em 3 combinações para cada linha funcional, resultando em 27 curvas.

O segundo nível da estrutura consiste em uma lista de objetos onde cada entidade representa um poço individualizado. Aqui, o nível de detalhe aumenta para permitir cálculos hidráulicos e de escoamento ainda mais precisos. Para cada poço, são mapeados atributos físicos essenciais, como o diâmetro interno da tubulação, determinante para os cálculos de perda de carga por atrito, e as coordenadas espaciais do *target* (alvo geológico). Essas informações são cruciais para o traçado automático das linhas de fluxo (*flowlines*) e cálculo de *tiebacks* na geração de possíveis conceitos.

O escoamento por poço é outro conjunto de informação necessário para a caracterização dinâmica do projeto. É feita através das curvas individuais de produção e injeção, associadas ao Índice de Produtividade (IP) de cada poço. Esses dados permitem que o algoritmo avalie a contribuição marginal de cada poço para o sistema, possibilitando análises de sensibilidade onde poços economicamente ineficientes possam ser descartados ou otimizados individualmente. Essa arquitetura bipartida entre as variáveis obrigatórias (específicas) e opcionais (globais) assegura a integridade da simulação, enquanto os dados globais mantêm a coerência do cenário, os dados específicos garantem a precisão técnica da engenharia.

3.3 Planejamento do Estudo de Caso

A validação inicial da arquitetura de integração proposta fundamenta-se na aplicação do estudo de caso representativo de um projeto de desenvolvimento de produção *offshore*. O objetivo desta etapa experimental é verificar a conectividade binária entre os softwares (sucesso/falha de transmissão) e quantificar a eficiência do fluxo de trabalho em um cenário de engenharia conceitual. Para isso, o modelo do UNISIM-I foi utilizado para modelar a funcionalidade e iniciar o processo de planejamento e construção do sistema.

O cenário base, foi configurado no ambiente `Petrel` o reservatório com base nos arquivos disponibilizados em (UNISIM, 2023). Após a modelagem do reservatório, os poços foram posicionados de acordo com a modelagem do UNISIM-I-D e adicionados 1 poço de injeção de gás e 1 de injeção de água para ajustamento ao comportamento completo da ferramenta. A Figura 15 representa a configuração da estratégia de desenvolvimento para este caso com uma vida operacional do campo de 11 anos.

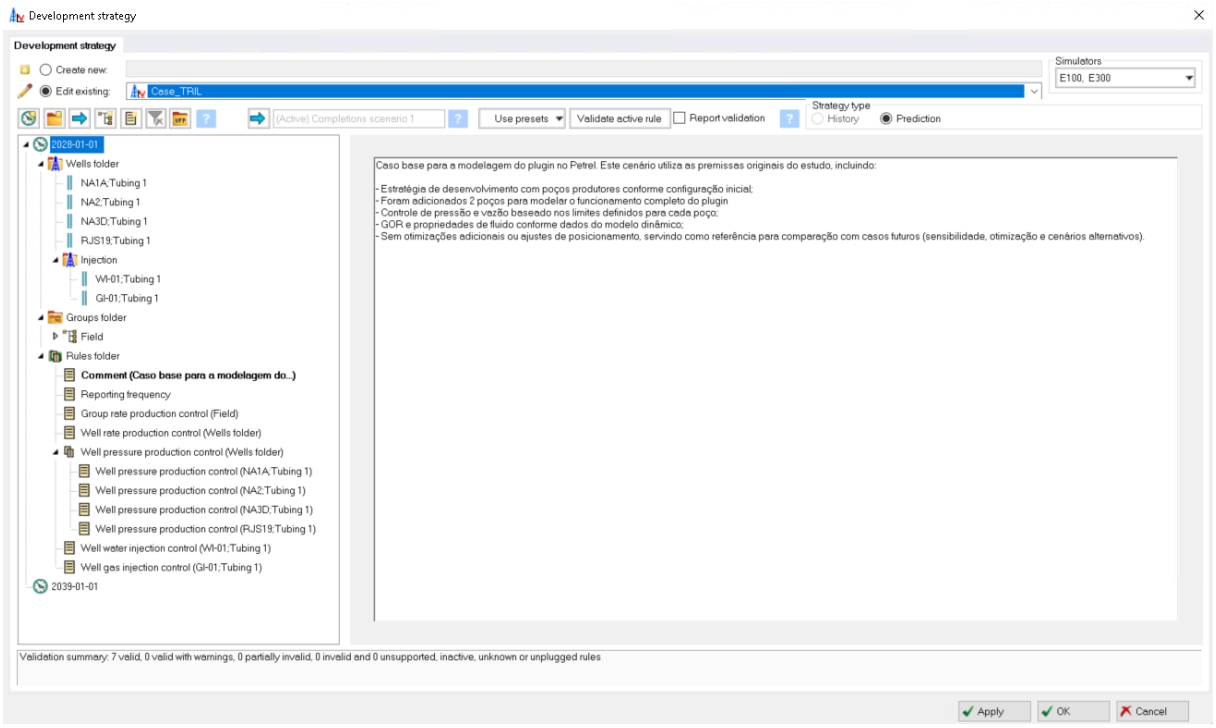


Figura 15 – Configuração da modelagem da estratégia de desenvolvimento para a simulação. Fonte: Autor, 2026.

Para cada poço, um conjunto de curvas VFP é ajustada, com a respectiva pressão esperada na saída. Para isso, no `Petrel` é usada a estratégia de controle dos poços por meio da *Tubing Head Pressure* (THP). A pressão escolhida no *topside* para o caso foi de 30 bar, como ilustra a Figura 16. A variação das linhas de produção e injeção foram calculadas a partir de 2”. As linhas de produção foram calculadas possuindo 10” de diâmetro interno, variando entre 8” e 12”; a linha de injeção de água teve como referência o diâmetro interno de 8", variando entre 6” e 10”, e a linha de gás foi calculada com um diâmetro base de 6”, com variação entre 4” e 8”.

Well pressure production control (NA1A;Tubing 1)

Parameter name	Unit	Parameter value
Wells		NA1A;Tubing 1
Control mode		Tubing head pressure
Bottom hole pressure	bar	230
Tubing head pressure	bar	30
Flow performance table		P_{vfp} NA1A-ID2
BHP reference depth (SSTVD)	m	
Artificial lift quantity		

Figura 16 – Configuração da estratégia do poço NA1A com relação a VFP calculada, Pressão no fundo do poço (BHP) e THP. Fonte: Autor, 2026.

O protocolo experimental foi desenhado para simular um ciclo iterativo de engenharia conceitual. O procedimento consistiu na execução controlada do *plugin* para a extração automática das propriedades do modelo estático e dinâmico do `Petrel`, além dos dados inseridos pelo usuário. O experimento também teve por objetivo a validação da replicação da estratégia de desenvolvimento e do caso base para todas as combinações possíveis, assim como o endereça-

mento de todas as VFPs calculadas para cada combinação de linhas de produção e injeção. Para a finalização deste trabalho o foco persistiu no caso 2, onde o usuário continua a simulação através da importação no FLOCO. Ao importar o cubo, todas as informações relacionadas a reservatório são carregadas automaticamente no *software* já realizando a calibração do reservatório.

Essa etapa de ajuste automático é determinante para a validação do estudo de caso, pois assegura que o modelo substituto gerado no FLOCO represente fielmente a dinâmica complexa simulada no Petrel. A integridade dessa calibração confirma que não apenas os valores numéricos isolados, mas também as correlações físicas entre vazão, pressão e propriedades dos fluidos foram preservadas durante a codificação e transmissão dos dados via API. Dessa forma, o caso 2 representa um cenário controlado, no qual a intervenção manual é minimizada e que serve como base para o desenvolvimento dos demais casos, garantindo que as etapas subsequentes de otimização partam de um caso simulado e validado, eliminando discrepâncias de inicialização que poderiam atrasar o desenvolvimento da ferramenta.

4 RESULTADOS

Este capítulo dedica-se à apresentação e análise crítica dos resultados obtidos no desenvolvimento da ferramenta de integração entre o ambiente de modelagem `Petrel` e o otimizador `FLOCO`. A discussão aqui proposta visa demonstrar a viabilidade técnica da arquitetura de software concebida, evidenciando como os conceitos de interoperabilidade e engenharia de petróleo e econômica abordados na fundamentação teórica foram traduzidos em funcionalidades operacionais.

Para a correta interpretação dos resultados, faz-se necessário estabelecer o contexto de desenvolvimento do projeto. A construção deste *plugin* insere-se em um escopo de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) de caráter industrial, sujeito à complexidade inerente à colaboração entre múltiplas equipes de engenharia e desenvolvimento de software. Em virtude de restrições no cronograma de implementação da parceira tecnológica, o roteiro de execução do projeto sofreu ajustes em relação ao planejamento inicial.

Desta forma, os resultados apresentados nesta dissertação foram delimitados para constituir uma Prova de Conceito robusta dos módulos críticos do sistema. O foco da validação recai, portanto, sobre três pilares fundamentais que sustentam a proposta de valor do trabalho: desenvolvimento da interface de usuário (*Front-end*) no `Petrel`, validação dos protocolos de comunicação e consistência da arquitetura de dados.

O desenvolvimento do *front-end* é a materialização das telas de configuração e mapeamento dentro do `Petrel`, demonstrando a capacidade de capturar e estruturar dados complexos de engenharia de forma intuitiva. Nela o usuário é capaz de selecionar e configurar os parâmetros de engenharia necessários para a simulação no `FLOCO` de maneira eficaz. Já a validação dos protocolos de comunicação consistiu na verificação da eficácia na transmissão de estruturas de dados de alta complexidade, especificamente as tabelas de performance de fluxo vertical (VFP) e exportação do cubo. Por fim, a consistência da arquitetura de dados comprova que o modelo de dados hierárquico (JSON) proposto foi capaz de preservar a integridade física e geométrica do campo durante o processo de exportação. A seguir, detalham-se os desenvolvimentos específicos de cada um destes pilares, evidenciando como a solução supera as limitações dos métodos manuais tradicionais.

4.1 Interface do Usuário

A interface gráfica desenvolvida constitui o principal ponto de contato entre o engenheiro de reservatórios e o algoritmo de otimização. Projetada sobre a estrutura da Ocean API, uma estrutura desenvolvida para criação de *plugins* pela SLB®, a GUI (Interface Gráfica do Usuário)

busca mimetizar a experiência nativa do Petrel, reduzindo a curva de aprendizado e mitigando erros de preenchimento manual. A navegação foi estruturada em abas sequenciais, induzindo um fluxo de trabalho lógico que parte das definições globais do projeto até o refinamento das variáveis econômicas e de rocha.

A tela inicial, denominada "Setup"(Figura 17), atua como o painel de controle para as primeiras configurações do projeto. Nela, o usuário define o caso base que será usado na ferramenta, as restrições geográficas e operacionais, como a zona UTM e a lâmina d'água de projeto (*Design water depth*), e configurações de campo, como tipo de *Riser* e Temperatura da superfície da água. Campos que foram preenchidos previamente no Petrel são aproveitados automaticamente ao adicionar o caso base, como a localização e o tempo de operação do campo. A implementação destes campos é crítica para o FLOCO, pois define o sistema de coordenadas e informações necessárias para o início do projeto.

Visando também aproveitar o ambiente do usuário, são replicados os botões de "Check", "Run"e "Export"na interface inicial. Ao clicar em "Check"o *plugin* fará uma varredura pelos dados preenchidos e verificará se todos os dados obrigatórios foram preenchidos pelo usuário antes de partir para a simulação. Ao clicar em "Run", abrirá uma tela de gerenciamento de simulações que será responsável pelo coordenar os processos que serão realizados, como replicação das estratégias, replicação dos casos de simulação e simulação de todos os casos (esta tela até o momento da finalização da escrita deste trabalho não foi finalizada completamente), além de permitir pausar ou continuar as simulações devido a eventuais problemas técnicos. O Processo de checagem das variáveis também está incluída na chamada do "Run", garantindo sempre que todos os dados obrigatórios estejam preenchidos. Em "Export"o usuário realizará a exportação do cubo para um diretório desejado e terá a liberdade para importar ou compartilhar o arquivo com outras áreas.

Seguindo a hierarquia de dados, a aba "Well Targets"(Figura 18) apresenta o resultado da varredura automática da árvore de processos do Petrel. O algoritmo desenvolvido identifica as entidades de poço existentes (ex: NA1A e NA2) e permite que o usuário atribua funções (Produtor/Injetor) e configure o diâmetro interno do poço responsável pelo fluxo principal. Além do carregamento dos poços, também é extraído sua função (Produção, Injeção de água, injeção de gás ou *Water Alternating Gas* (WAG), datas iniciais do início de suas operações para casos de faseamento de poços, posição do *target* e da cabeça do poço. Esta automatização elimina a necessidade de digitação manual de identificadores, garantindo a integridade referencial dos dados e agilidade na simulação dos casos.

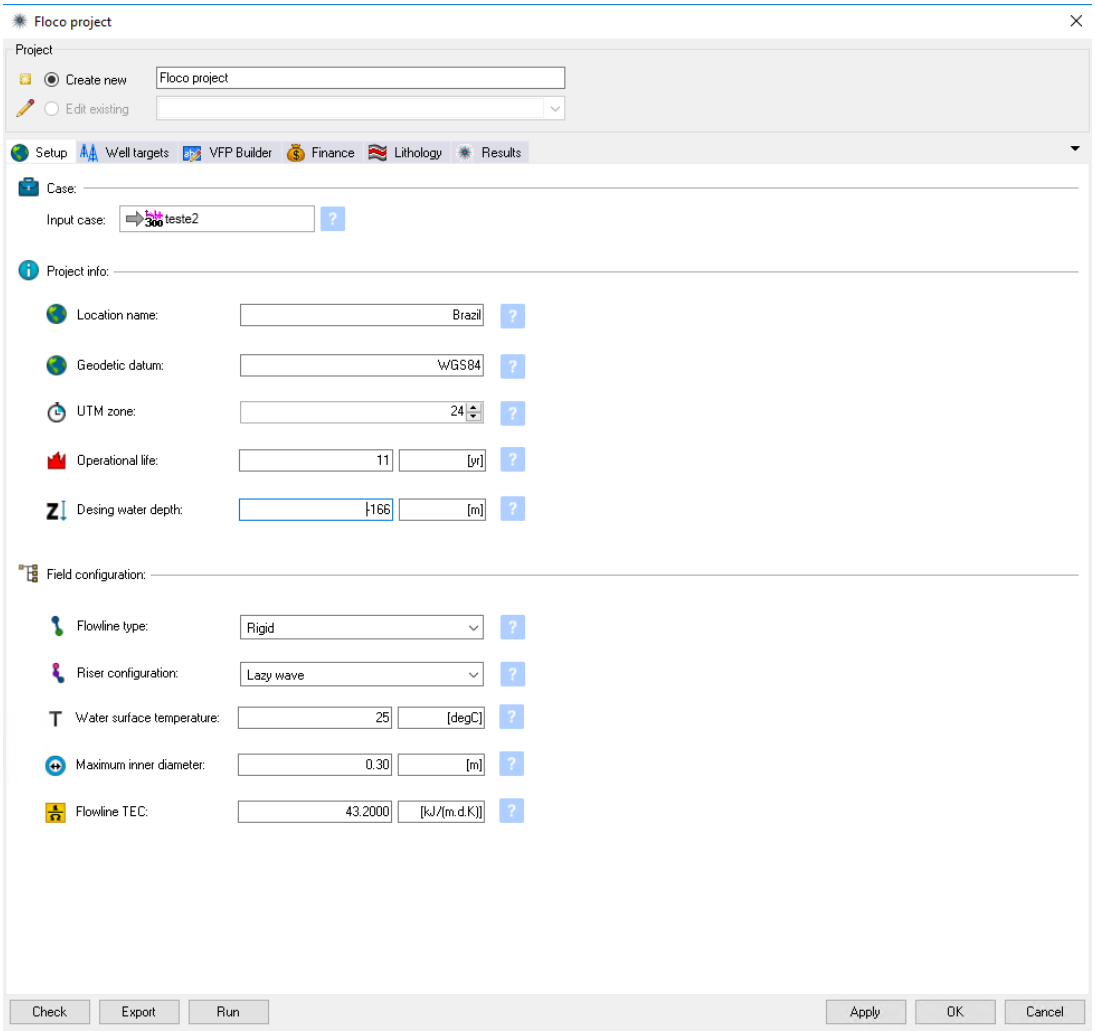
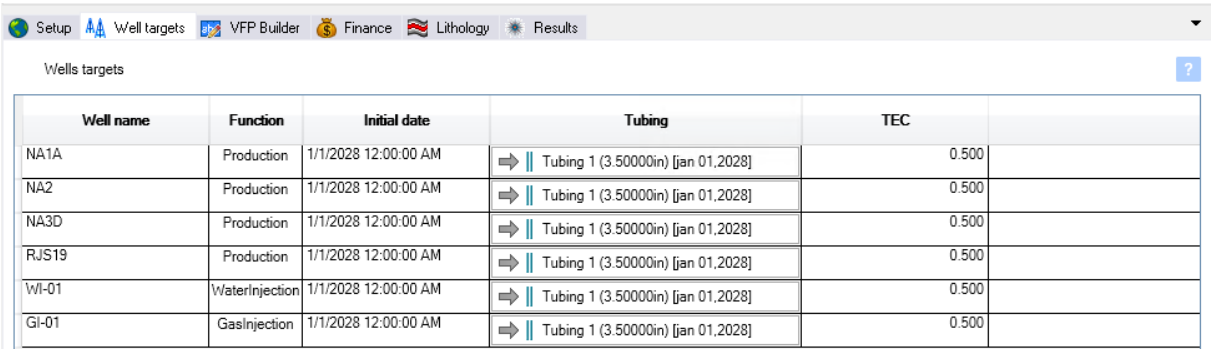


Figura 17 – Tela de configuração inicial (*Setup*), definindo o caso de estudo, vida útil do campo e parâmetros geodésicos. Fonte: Autor, 2026.



Well name	Function	Initial date	Tubing	TEC
NA1A	Production	1/1/2028 12:00:00 AM	Tubing 1 (3.50000in) [jan 01,2028]	0.500
NA2	Production	1/1/2028 12:00:00 AM	Tubing 1 (3.50000in) [jan 01,2028]	0.500
NA3D	Production	1/1/2028 12:00:00 AM	Tubing 1 (3.50000in) [jan 01,2028]	0.500
RJS19	Production	1/1/2028 12:00:00 AM	Tubing 1 (3.50000in) [jan 01,2028]	0.500
WI-01	WaterInjection	1/1/2028 12:00:00 AM	Tubing 1 (3.50000in) [jan 01,2028]	0.500
GI-01	GasInjection	1/1/2028 12:00:00 AM	Tubing 1 (3.50000in) [jan 01,2028]	0.500

Figura 18 – Interface de gerenciamento de poços, demonstrando a atribuição de funções e configurações dos poços. Fonte: Autor, 2026.

Um dos módulos de maior complexidade utilizados é o "VFP Builder". Esta seção é responsável por traduzir a física do escoamento do reservatório até o nível de *Topside*. A interface permite o detalhamento das propriedades da tubulação (rugosidade, diâmetro interno, coeficiente de transferência de calor), como observado na Figura 19. Nota-se o nível de granularidade dos

inputs, essenciais para que o cálculo de perda de carga seja fidedigno. A partir das entradas do usuário, o FLOCO irá construir automaticamente um conceito satélite para todos os poços até a unidade de produção posicionada e calcular as curvas de perda de pressão necessárias para esse escoamento ser possível em cenários reais.

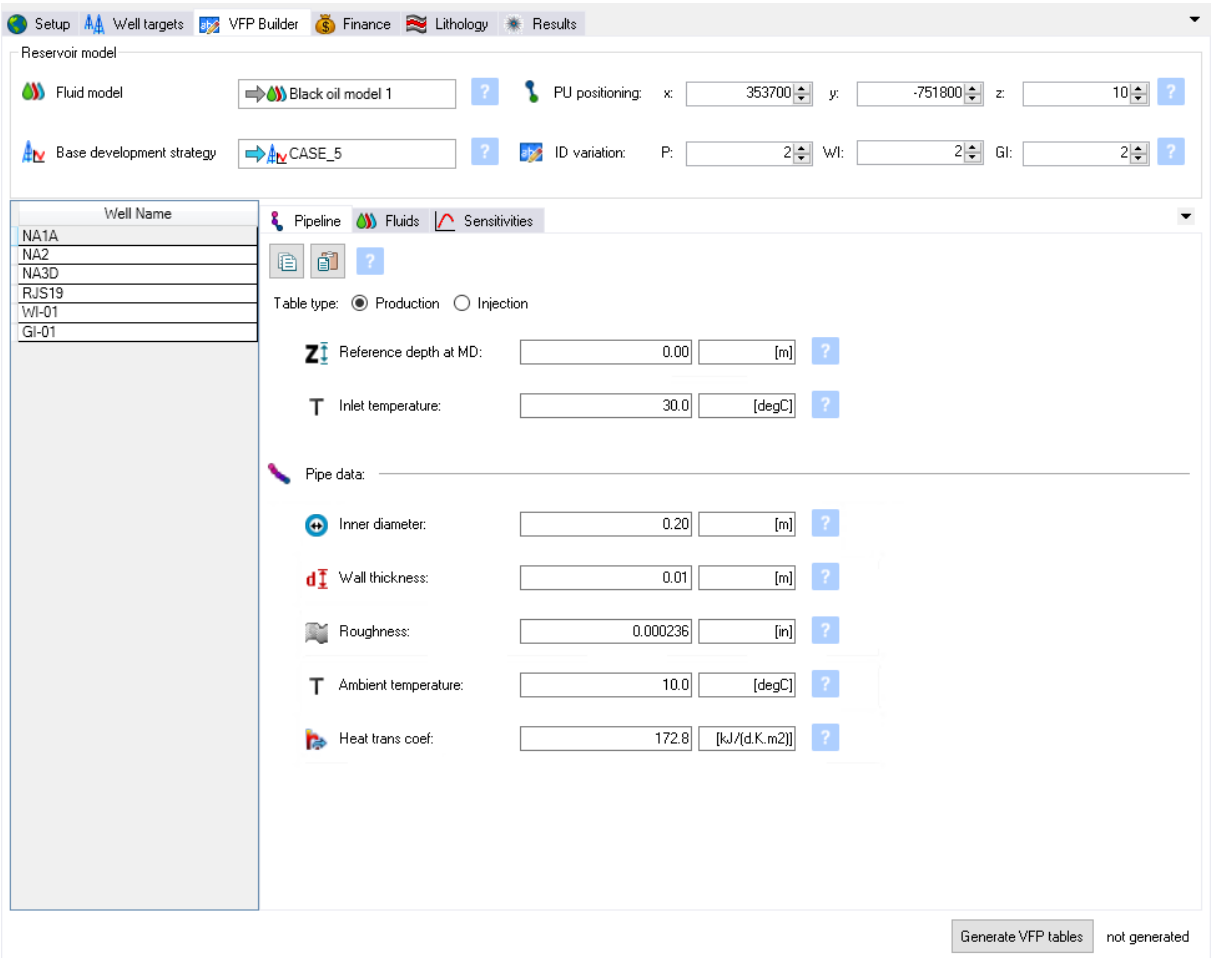


Figura 19 – Configuração das propriedades físicas das linhas de fluxo para a geração das tabelas VFP. Fonte: Autor, 2026.

Complementarmente à geometria dos dutos, a caracterização térmica dos fluidos é gerida na sub-aba "Fluids"(Figura 20). A definição precisa da capacidade térmica específica e condutividade térmica das fases (óleo, gás e água) é determinante para a garantia de escoamento (*flow assurance*), influenciando diretamente as decisões de isolamento térmico que o otimizador poderá propor para casos em que sejam identificadas possíveis formações de hidratos ou parafinas no fluxo.

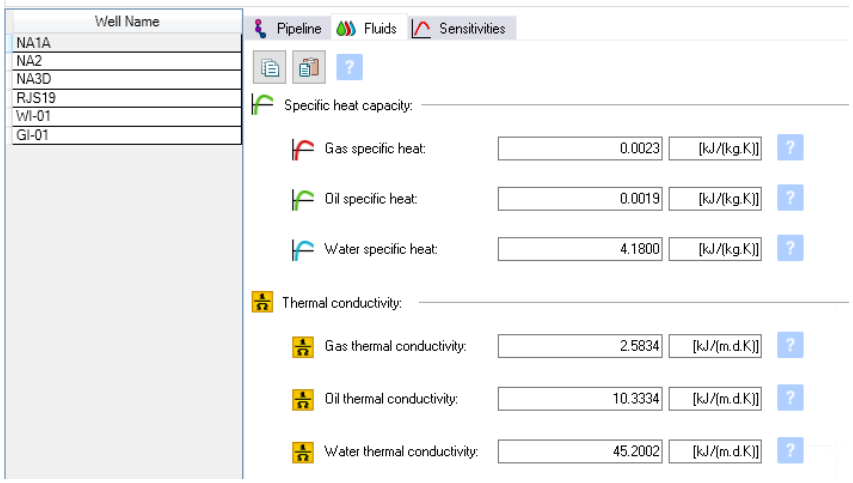


Figura 20 – Parâmetros termodinâmicos dos fluidos multifásicos utilizados na modelagem térmica. Fonte: Autor, 2026.

A última etapa da configuração das VFPs está relacionada a configuração das sensibilidades a serem calculadas. Nesta etapa o usuário realiza a seleção dos valores de fluidos de referência para o cálculo dos poços de produção (Figura 21) e de injeção, além do RGO, *water cut*, pressão de saída e, quando utilizada na estratégia do campo, o *gas lift*. Para melhorar a experiência do usuário, foram criadas funções de copiar e colar informações para cada poço, tornando mais ágil o preenchimento. Para o caso dos poços de injeção (figura 22) apenas os valores discretizados do fluxo e pressão de entrada são necessário para a simulação, dados que são fluidos tratados e injetados com apenas um tipo (gás ou água).

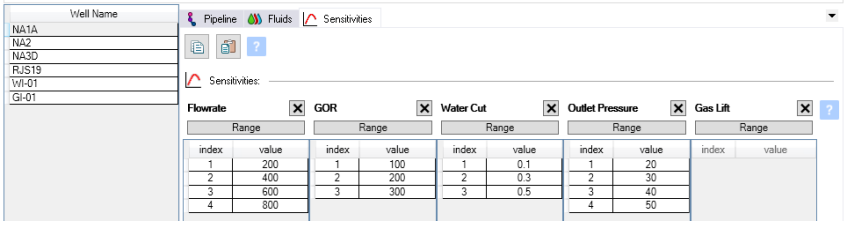


Figura 21 – Janela de configuração das sensibilidades para cálculos das VFPs de produção em Sm^3/d, Sm^3/Sm^3, Sm^3/Sm^3, Bar e Sm^3/d, respectivamente . Fonte: Autor, 2026).

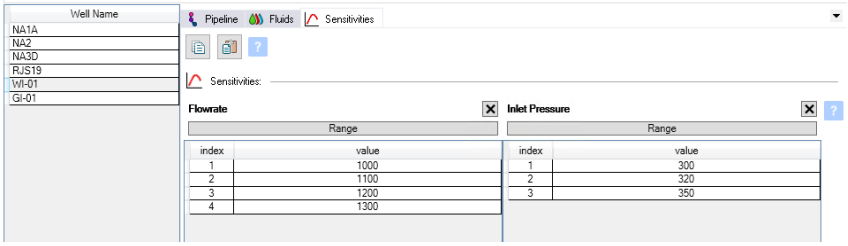


Figura 22 – Janela de configuração das sensibilidades para cálculos das VFPs de injeção. Fonte: Autor, 2026).

Após a geração das curvas hidrostáticas, o usuário tem a opção de preencher as informações relacionadas a projeções financeiras utilizadas no projeto. Em caso de não preenchimento,

serão utilizadas regras de negócios previamente estudadas para cada região que farão a inferência dos dados para o caso. Os parâmetros financeiros consolidam a abordagem de engenharia econômica proposta neste trabalho. A aba "Finance" (Figura 23) centraliza as premissas de avaliação de investimento. A inclusão explícita de campos para o WACC, moeda e projeções de CAPEX/OPEX evidencia a natureza interdisciplinar da ferramenta, conectando a engenharia de reservatórios diretamente à análise de viabilidade financeira.

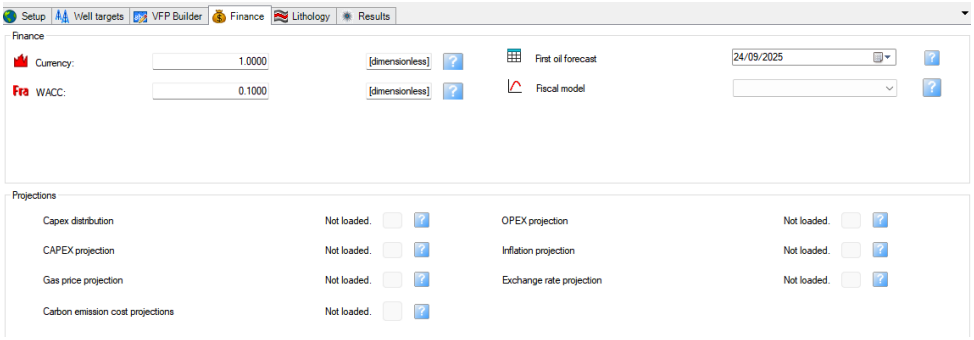


Figura 23 – Janela de configuração dos parâmetros econômicos do projeto. Fonte: autor, 2026)

No âmbito da engenharia de projetos, a definição do regime fiscal adotado é uma variável determinante para a avaliação econômica, uma vez que as regras tributárias variam significativamente entre países e operadoras. Para endereçar essa complexidade, o `FLOCO` incorpora três padrões de modelagem econômica amplamente utilizados na indústria, os quais foram implementados no *plugin* através de tabelas dinâmicas que se adaptam aos parâmetros de cada regime. As interfaces desenvolvidas contemplam o modelo de Taxas Totais e *Royalties* Constantes (*Constant Total Tax and Royalties* - Figura 24), o Contrato de Partilha de Produção (*Production Sharing Agreement* - Figura 25) e o Modelo Fiscal Norueguês (*Norwegian Fiscal Model* - Figura 26).

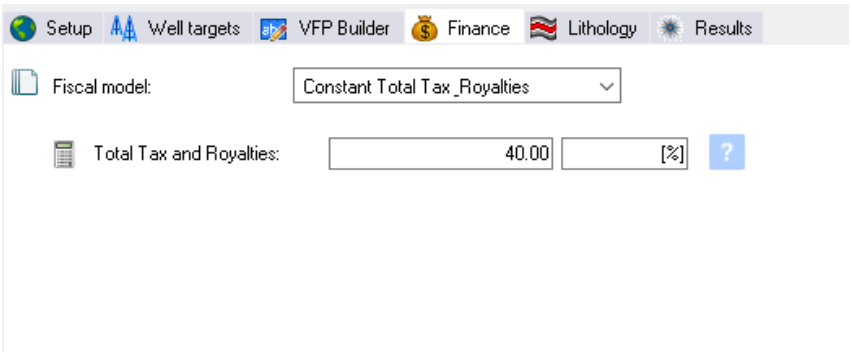


Figura 24 – Janela para configuração do modelo Fiscal *Constant Total Tax and Royalties*. Fonte: Autor, 2026.

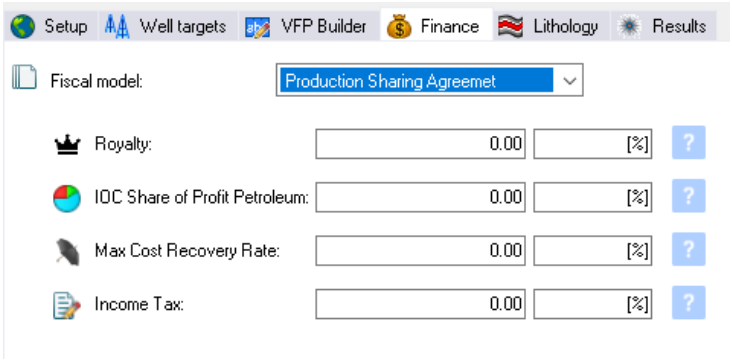


Figura 25 – Janela para configuração do modelo Fiscal do acordo de partilha (*Production Sharing Agreement*). Fonte: Autor, 2026.

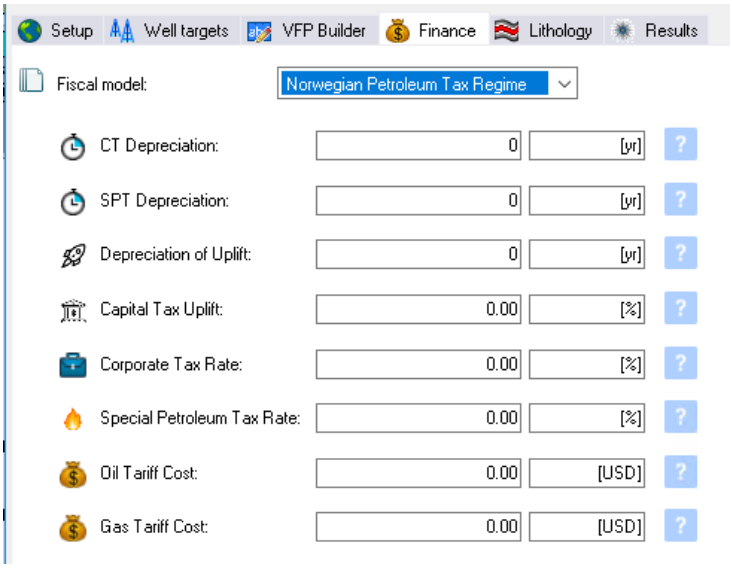


Figura 26 – Janela para configuração do modelo Fiscal Norueguês. Fonte: Autor, 2026.

A integração entre as disciplinas de geociências e engenharia de poço materializa-se na aba de configuração litológica do *plugin*. Essa etapa é crítica para a definição do modelo geomecânico que alimentará o otimizador, uma vez que a natureza das rochas atravessadas dita os gradientes de pressão de poros e de fratura na parede do poço. O preenchimento correto dessas camadas permite que o `FLOCO` realize o dimensionamento automatizado da arquitetura do poço, calculando a quantidade de fases de revestimento necessárias para garantir a estabilidade estrutural e impactando diretamente a estimativa de CAPEX de perfuração, uma das parcelas mais onerosas em projetos *offshore*. A interface foi desenvolvida com um sistema híbrido de entrada de dados: o usuário pode optar pelo preenchimento manual, selecionando litologias padronizadas do banco de dados do `FLOCO`, ou utilizar bibliotecas pré-definidas (*templates*) que automatizam a caracterização de sequências estratigráficas comuns, reduzindo o tempo de configuração e mitigando inconsistências de nomenclatura.

Concluída a etapa de caracterização litológica, o fluxo de trabalho avança para a execução da matriz de simulações no `Petrel`, composta por 27 cenários de sensibilidade. A etapa

subsequente de integração bifurca-se de acordo com a estratégia de processamento definida pelo usuário. Para os cenários configurados como Caso 2 ou 3, o *plugin* finaliza sua atuação após a exportação do cubo de propriedades, transferindo a responsabilidade da análise para a interface nativa do `FLOCO`. Por outro lado, a seleção do Caso 1 aciona o ciclo completo de automação via API. Nesta modalidade, o `FLOCO` recebe o modelo geológico e executa a simulação integral do projeto, aplicando um algoritmo de filtragem hierárquica. O sistema identifica inicialmente os 30 conceitos mais eficientes em termos de CAPEX e, dentre estes, seleciona os 10 cenários que maximizam o VPL.

O retorno destes dados ao ambiente `Petrel` é consolidado na aba "Results"(Figura 27). Esta interface foi projetada para viabilizar a tomada de decisão comparativa, apresentando simultaneamente as curvas de produção acumulada dos cenários selecionados, os indicadores financeiros detalhados e um gráfico de dispersão (*tradespace*) correlacionando CAPEX versus VPL, permitindo a identificação visual da fronteira de eficiência do projeto. Finalizada a análise comparativa inicial, o usuário dispõe da funcionalidade "Export Results". Ao acionar este comando, o *plugin* extrai os relatórios analíticos completos gerados pelo motor do `FLOCO`, permitindo uma investigação detalhada de todos os itens de inventário, restrições e parâmetros técnicos específicos de cada um dos conceitos simulados.

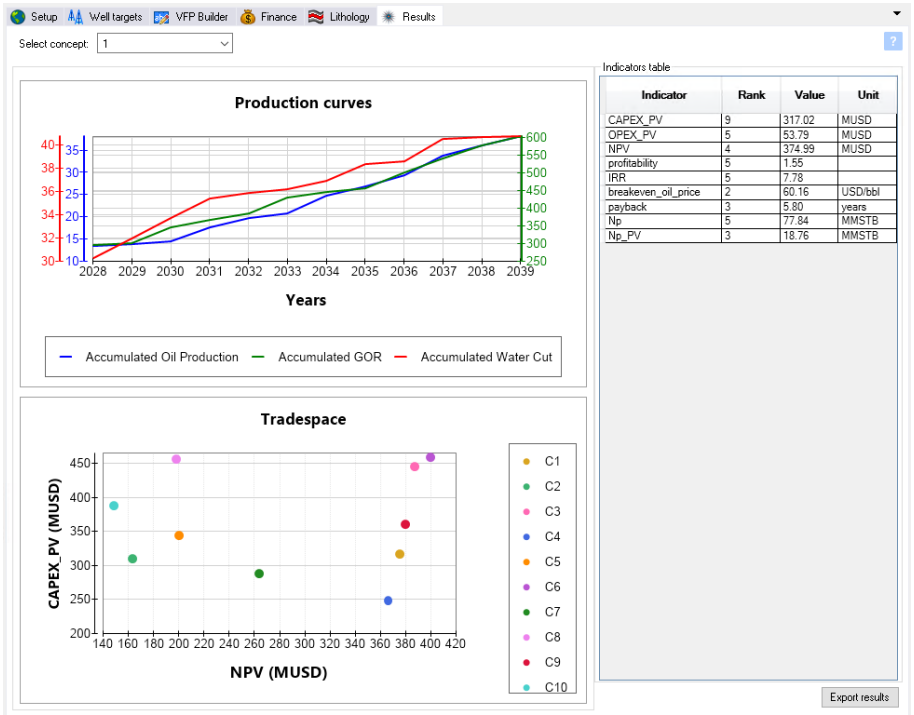


Figura 27 – Janela de análise de resultados, exibindo as curvas de produção dos cenários otimizados e o gráfico de dispersão (tradespace) CAPEX versus VPL para comparação econômica dos conceitos. Fonte: Autor, 2026.

Com isso, o ciclo de utilização da ferramenta encerra-se entregando ao engenheiro não apenas um valor econômico isolado, mas um diagnóstico completo da arquitetura de campo. A integração demonstrada, desde a caracterização do projeto até a exportação de relatórios

finais, valida a capacidade do sistema em suportar o processo decisório de *Front-End Loading*, transformando dados brutos de reservatório em indicadores de viabilidade econômica auditáveis.

4.2 Validação dos Módulos de Integração e Comunicação

Superada a etapa de definição de parâmetros via interface gráfica, a validação da ferramenta concentrou-se na eficácia dos módulos de backend responsáveis pelo processamento e transmissão de dados físicos. A integridade desta etapa é crítica, pois qualquer distorção na transferência das curvas de comportamento de fluxo ou nas propriedades da rocha comprometeria irreversivelmente a qualidade da otimização subsequente.

4.2.1 Geração das Curvas de Performance (VFP)

O primeiro teste de robustez do sistema consistiu na geração automatizada das tabelas de VFP após configuração do usuário. Utilizando as premissas termodinâmicas e geométricas inseridas na interface do *plugin*, o algoritmo orquestrou a execução de múltiplas simulações de escoamento multifásico, varrendo o espaço de sensibilidade definido para vazões de líquido, GOR e *water cut*. Os testes foram feitos paras as curvas de produção e injeção, retornando o valor esperado com sucesso.

No estágio atual de desenvolvimento, o algoritmo de discretização suporta o cálculo de 5 pontos de fluxo para a definição da curva. Embora o *roadmap* do projeto preveja a expansão para 20 pontos por variável, visando equiparar a resolução àquela nativa do `Petrel`, ainda existem ajustes a serem feitos nos códigos da API para suportar maiores quantidades de pontos. A análise numérica dos resultados, cujos *payloads* de requisição e tabelas de saída encontram-se detalhados no Anexo A, confirma a coerência fenomenológica esperada. Verificou-se, através dos dados tabelados, o comportamento monotônico crescente da pressão de fundo com a vazão (após o ponto de mínima energia), validando o motor de cálculo hidráulico acoplado. A Figura 28 mostra um exemplo de como o retorno deve acontecer após o desenvolvimento completo no `FLOCO` das VFPS com os 3 diâmetros configurados (as curvas atuais foram geradas no `Petrel` para configuração completa até o momento). O caso base está sempre baseado no índice 2, enquanto que 1 e 3 são, respectivamente, a variação inferior e superior do diâmetro da linha.

Na visão da integração de sistemas, o resultado mais expressivo foi a validação da estrutura de dados exportada. O arquivo JSON gerado pelo módulo apresentou a formatação sintática exata exigida pela API do `FLOCO`, contendo os vetores de metadados e os nós de interpolação livres de dados corrompidos (*null values*). Um segundo ponto validado é a replicação das curvas para os diferentes diâmetros. A variação do cenários para as curvas de produção, injeção de água e gás, respectivamente, configuradas pelo usuário são replicadas pela API do `FLOCO`, calculando iterativamente cada combinação e retornando as tabelas para o *plugin*.

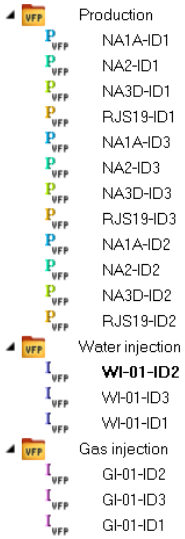


Figura 28 – Organização das VFPs no `Petrel` após geração das 3 combinações. Fonte: Autor, 2026

4.2.2 Exportação do cubo e importação no `FLOCO`

Simultaneamente à definição das curvas VFP, o fluxo de integração avançou para a etapa crítica de exportação dos dados de simulação gerados pelo Eclipse dentro do `Petrel`. O resultado central desta etapa foi a consolidação bem-sucedida de um arquivo de transferência unificado, contendo a totalidade dos inputs requeridos para a inicialização da simulação no ambiente `FLOCO`. A arquitetura de dados desenvolvida demonstrou capacidade de agrupar informações heterogêneas, que no ambiente nativo do `Petrel` encontram-se dispersas em diferentes estruturas de dados, em uma estrutura lógica coesa, eliminando a necessidade de reconfiguração manual no *software* de destino.

Com respeito à caracterização do reservatório, a ferramenta desenvolvida obteve êxito em extrair, organizar e serializar as propriedades fundamentais necessárias à interpolação IDW e à simulação do escoamento ao longo da vida produtiva do campo. Ao receber o cubo exportado pelo *plugin*, o `FLOCO` substitui seu motor interno de reservatório, baseado na equação de balanço de materiais, pela interpolação via *Inverse Distance Weighting* (IDW), calculando a pressão média do reservatório em cada passo de tempo a partir das curvas de produção e injeção simuladas numericamente. Parte desses resultados é apresentada nas Figuras 29, 32 e 33, que ilustram as principais respostas dinâmicas do reservatório associadas aos diferentes cenários simulados no caso base.

As curvas de evolução do *gas-oil ratio* e da pressão média do reservatório (Figura 29) permitem verificar a coerência do comportamento termodinâmico e da depleção do reservatório ao longo do tempo, evidenciando que os 27 casos simulados apresentam tendências físicas consistentes e compatíveis com o modelo geológico original. Essas variáveis são particularmente relevantes, pois influenciam diretamente a previsão de produção, a seleção de sistemas de elevação artificial e a avaliação energética subsequente no ambiente de otimização.

As Figuras 32 e 33 apresentam, respectivamente, a produção acumulada de óleo e gás no nível de campo e a distribuição dessa produção por poço produtor. Essas curvas demonstram que os dados extraídos preservam não apenas os volumes produzidos ao longo do tempo, mas também as diferenças relativas de desempenho entre poços, aspecto fundamental para a correta reconstrução do cubo de simulação utilizado posteriormente pelo otimizador. A manutenção dessas relações espaciais e temporais garante que o impacto das heterogeneidades do reservatório seja adequadamente refletido nas análises de engenharia conceitual.

O arquivo exportado a partir do ambiente `Petrel` encapsula, de forma estruturada, as características termodinâmicas dos fluidos, incluindo grau API, índice de contaminantes e tipo de fluido, bem como propriedades globais do reservatório, tais como o volume original de óleo (VOIP), a pressão inicial e sua evolução média ao longo do tempo, além da temperatura. Essas informações constituem os parâmetros de entrada essenciais para a construção do cubo de simulação empregado nas etapas subsequentes do fluxo integrado.

A transferência fiel dessas propriedades assegura que o ambiente de otimização receba condições de contorno energéticas e produtivas coerentes com o modelo de reservatório, permitindo que as simulações de depleção e as avaliações técnico-econômicas realizadas posteriormente reflitam, de forma consistente, a realidade física representada no modelo geológico original.

A Figura 34 ilustra o conjunto de casos de simulação automaticamente replicados pelo *plugin* desenvolvido, evidenciando a capacidade da ferramenta em reproduzir, de forma sistemática, os cenários definidos no `Petrel`. Essa replicação automatizada constitui a etapa intermediária entre a simulação de reservatórios e a geração do cubo de dados utilizado pelo `FLOCO`, sendo fundamental para garantir consistência, rastreabilidade e escalabilidade no processo de integração proposto. Complementarmente aos dados volumétricos, o módulo validou a integridade da transmissão dos dados operacionais dos poços. Verificou-se que o sistema indexou corretamente os índices de produtividade (IP) e as curvas de produção unitárias previamente calculadas. Esta associação automática é vital, pois estabelece o vínculo dinâmico entre o potencial de entrega do reservatório e a capacidade de escoamento da coluna de produção, criando um modelo capaz de entregar diferentes modelos de calibração do campo.

A Figura 35 ilustra a janela de *targets* dos poços no `FLOCO`, demonstrando a capacidade de carregamento automático das coordenadas e funções dos poços a partir dos dados recebidos via JSON. Da mesma forma, as curvas de pressão e de produção previstas na simulação são importadas automaticamente no momento do carregamento do cubo. Cabe registrar que o módulo de litologia, responsável pela criação automática de perfis estratigráficos a partir da biblioteca do `FLOCO`, encontrava-se em fase de integração da respectiva API no momento da finalização deste trabalho, constituindo um dos itens do *roadmap* de desenvolvimento futuro da ferramenta.

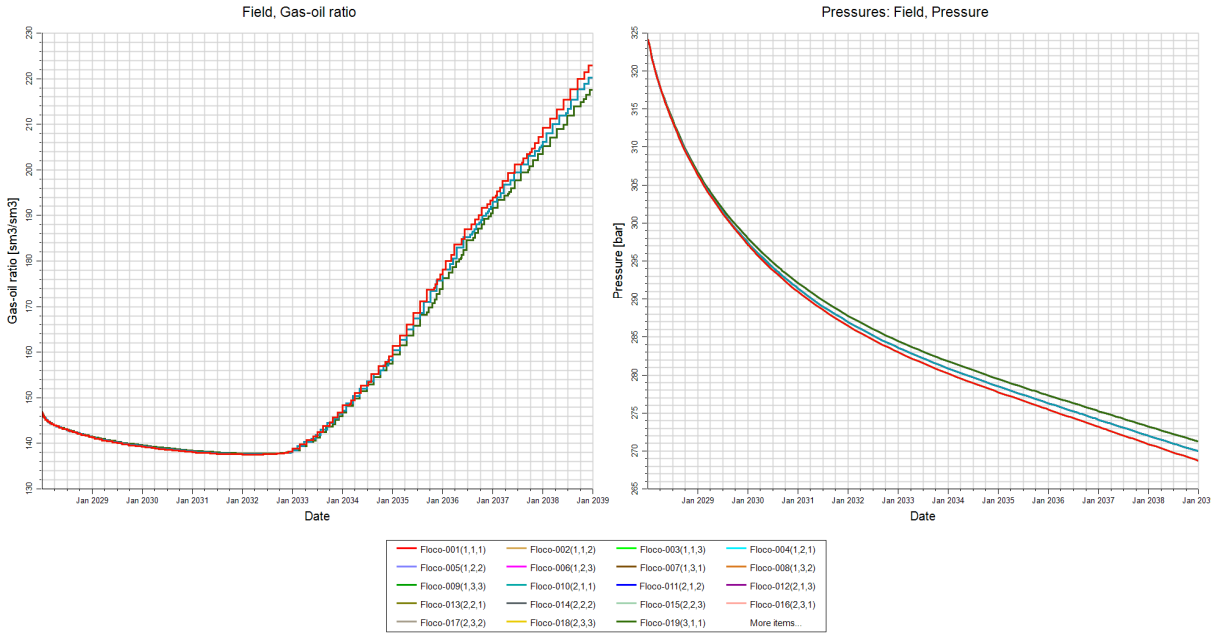


Figura 29 – Evolução do *gas-oil ratio* (GOR) e da pressão média do reservatório para os 27 casos simulados no caso base. Fonte: Autor (2026).

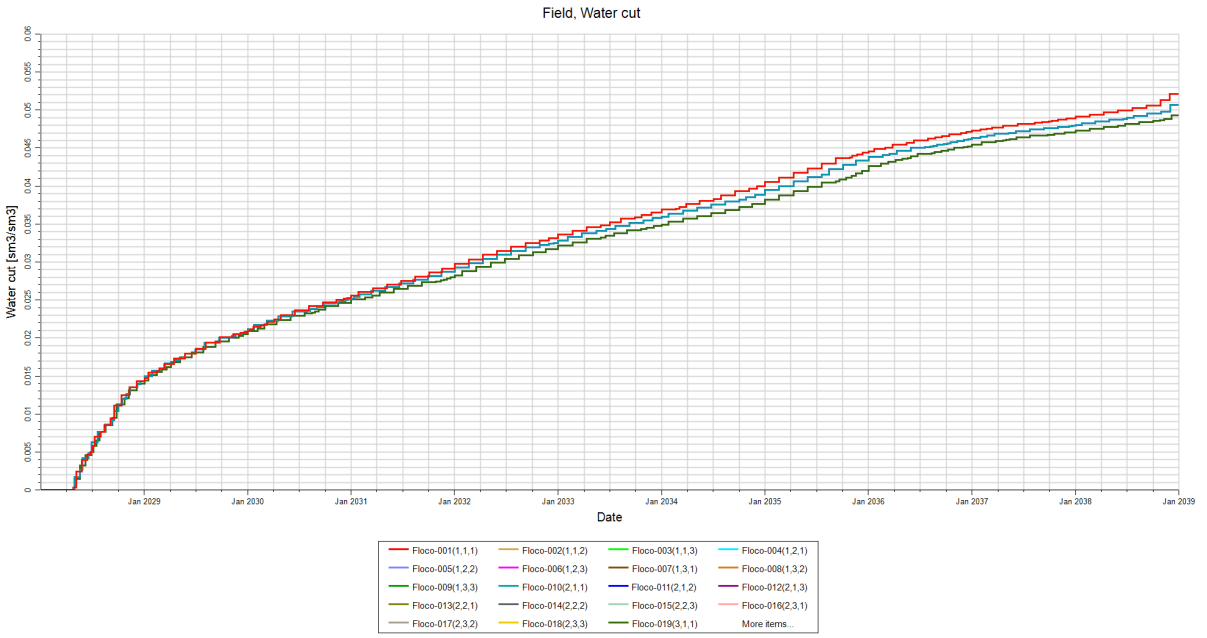


Figura 30 – *Water Cut* do reservatório ao longo do tempo para as 27 simulações. Fonte: Autor (2026).

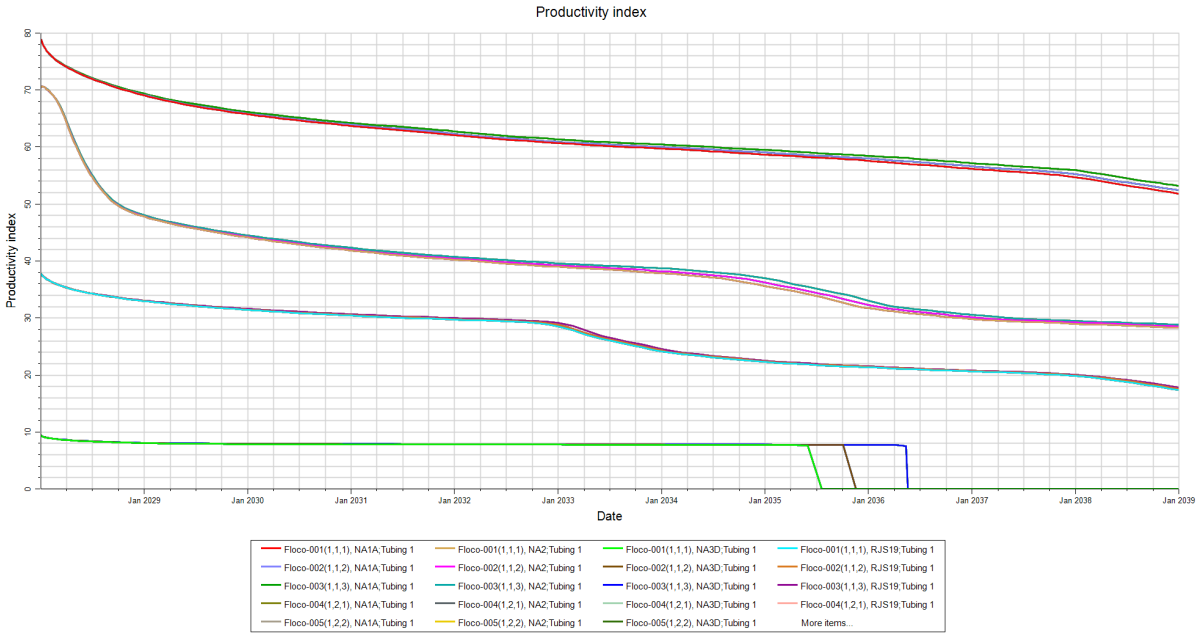


Figura 31 – Índice de Produtividade dos poços (Sm^3/(d.bar)) para cada simulação. Fonte: Autor (2026)

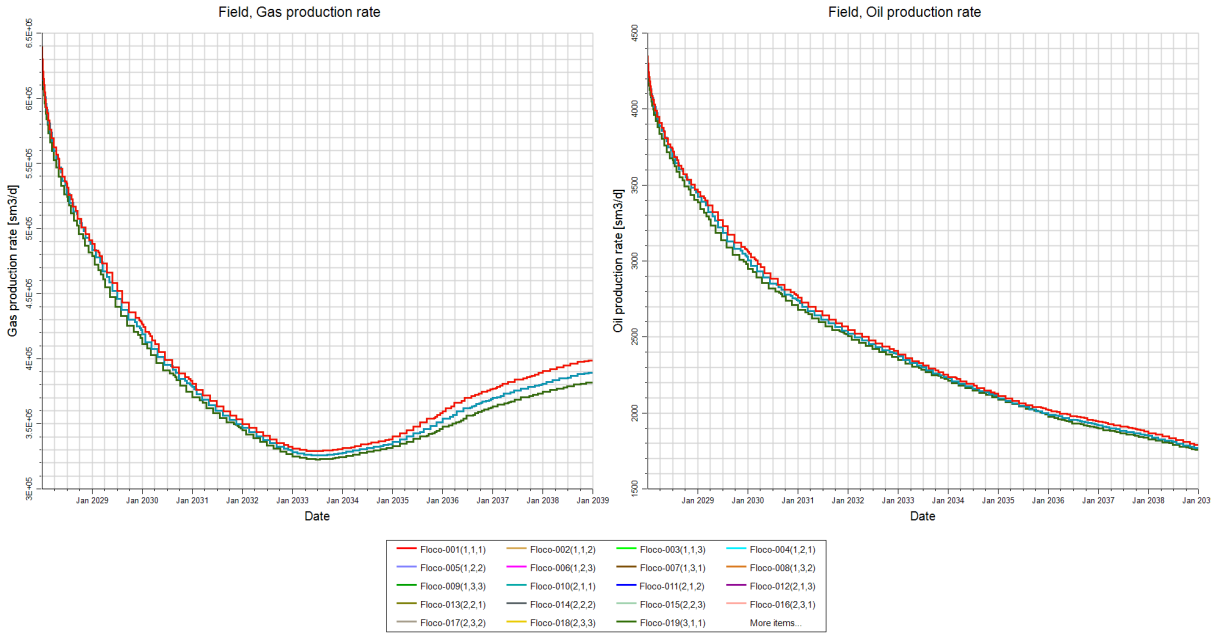


Figura 32 – Produção diária de gás e óleo no nível de campo para os 27 casos simulados, evidenciando a consistência dos resultados do caso base. Fonte: Autor (2026).

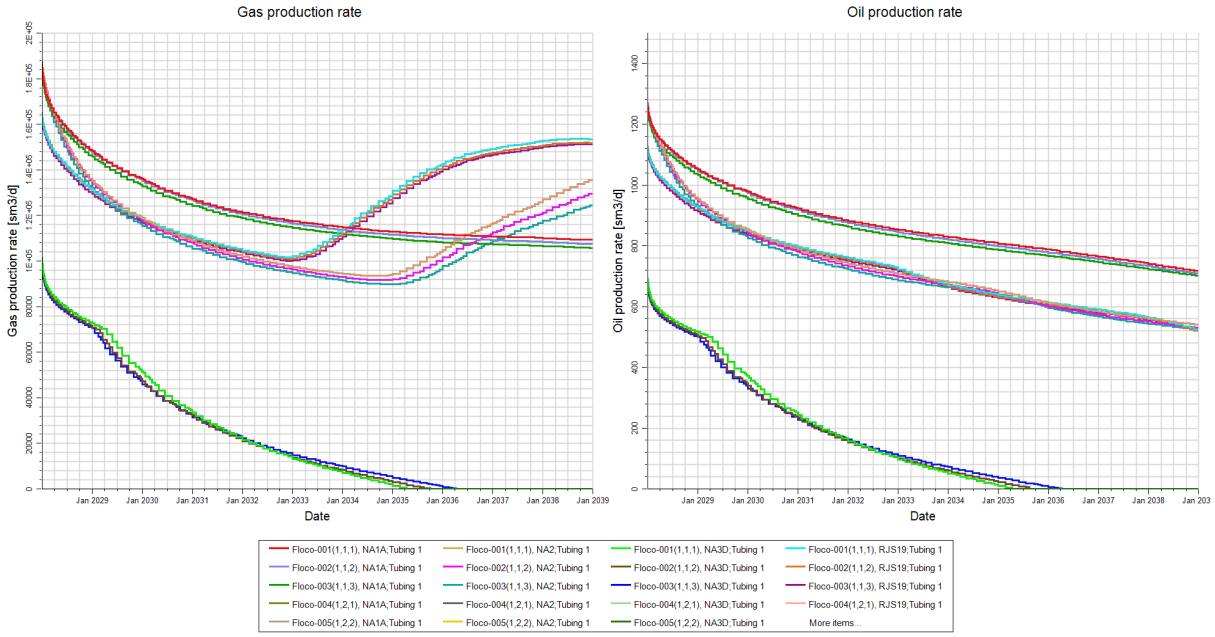


Figura 33 – Produção diária de gás e óleo por poço produtor para os 27 casos simulados, permitindo a comparação do desempenho individual dos poços. Fonte: Autor (2026).

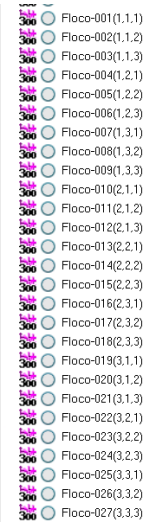


Figura 34 – Casos de simulação do reservatório automaticamente replicados pelo *plugin* desenvolvido, a partir do ambiente `Petrel`. Fonte: Autor (2026).

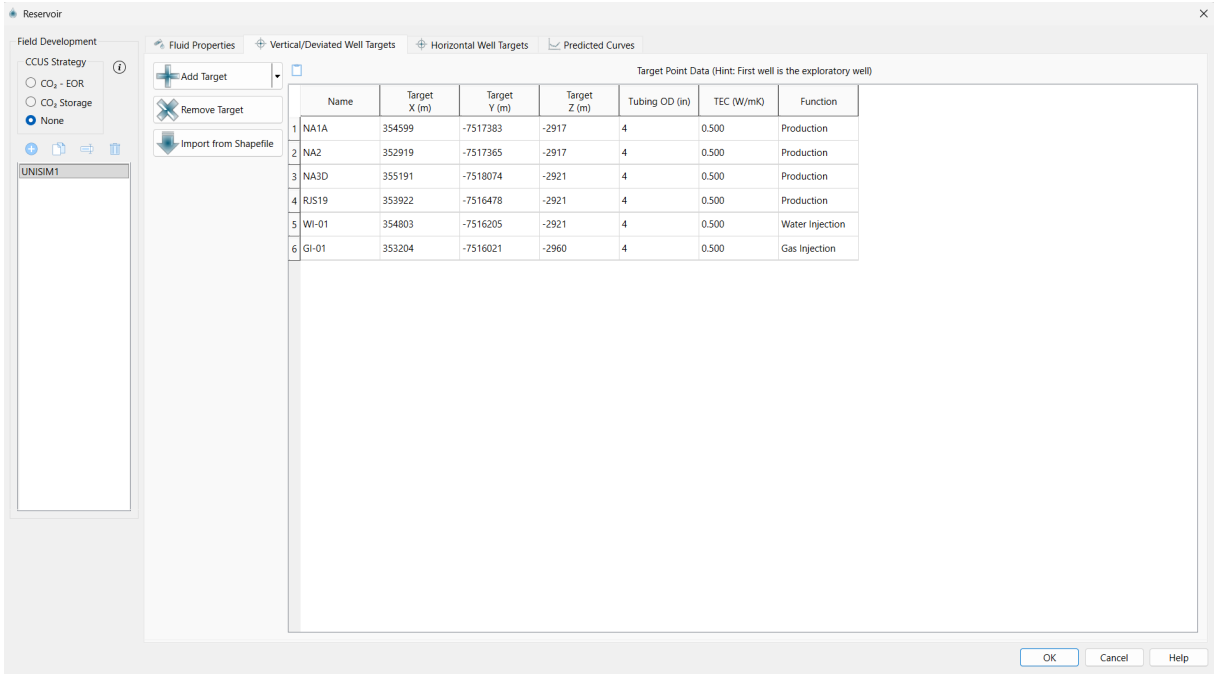


Figura 35 – Janela de *targets* dos poços que foram inseridos no `Petrel` e carregados automaticamente para o `FLOCO` com suas respectivas funções. Fonte: Autor, 2026.

4.3 Visualização e Análise dos Cenários Otimizados

Dando continuidade ao estudo com os dados do Caso 2, realizou-se a simulação no ambiente `FLOCO` para verificar a resposta do sistema. O cenário foi configurado desconsiderando a batimetria da região e assumindo arquiteturas verticais para todos os poços (Figura 36). Para a definição do *layout* submarino, as restrições foram configuradas para permitir apenas o uso de arranjos via satélite ou via *manifold*, conectados a um *FPSO Spread Moored*[1]. O processamento destas premissas resultou na geração de seis conceitos distintos (três de cada arquitetura), os quais estão ilustrados lado a lado na Figura 37.

[1] A FPSO (Floating Production, Storage and Offloading) com sistema de ancoragem do tipo Spread Moored é uma unidade flutuante mantida em uma posição fixa através de múltiplas linhas de ancoragem que se estendem a partir da proa e da popa da embarcação.

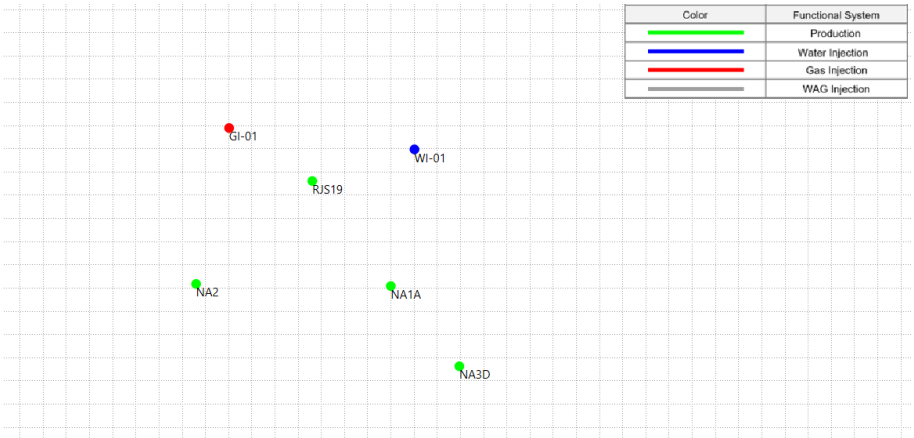
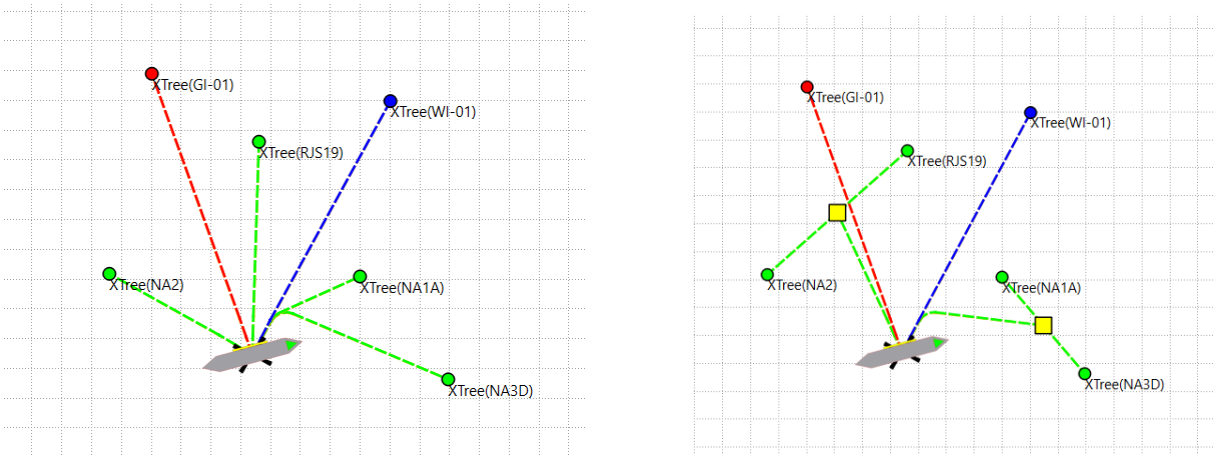


Figura 36 – Posicionamento dos poços verticais de acordo com a configuração das cabeças de poços. Fonte: Autor, 2026.



(a) Arranjo via Satélites (b) Arranjo via Manifolds

Figura 37 – Comparação visual das arquiteturas de subsea geradas: (a) Conexão direta via satélites e (b) Otimização utilizando manifolds de coleta.

Para a análise econômica dos resultados, foram extraídos os KPIs de dois cenários distintos gerados pela otimização: o Conceito 1 (*Manifold*) e o Conceito 5 (Satélite). É fundamental ressaltar, preliminarmente, que o objetivo desta simulação não é atestar a viabilidade econômica do campo ou propor um Plano de Desenvolvimento (PD) definitivo, mas sim validar a coerência matemática e a sensibilidade do *plugin* frente às variáveis de entrada. Para tanto, adotou-se um preço de referência do barril de óleo de 75 USD/bbl, valor compatível com cenários de planejamento conservadores utilizados na indústria offshore.

A Tabela 2 apresenta o comparativo direto entre as métricas financeiras calculadas para as duas arquiteturas. Com base nessas premissas, observa-se que ambos os projetos apresentam viabilidade econômica positiva. A ferramenta demonstrou precisão ao capturar as nuances de custo e produção, permitindo uma distinção clara da eficiência entre as alternativas.

Tabela 2 – Comparativo de Indicadores Financeiros: Conceito 1 vs. Conceito 5

Indicador Financeiro	**Conceito 1**	**Conceito 5**	**Unidade**
VPL (Valor Presente Líquido)	317,39	319,09	MUSD
CAPEX (Valor Presente)	895,33	889,78	MUSD
OPEX (Valor Presente)	225,28	225,46	MUSD
TIR (Taxa Interna de Retorno)	16,88	16,93	%
Breakeven Oil Price	58,23	58,09	USD/bbl
Produção Acumulada (N_p)	63,16	63,05	MMSTB

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

O Conceito 5 consolidou-se como a arquitetura economicamente superior em todos os indicadores de rentabilidade e risco. Apresentou um VPL de 319,09 MUSD e uma TIR de 16,93%, superando os 317,39 MUSD e 16,88% do Conceito 1, respectivamente. Esta performance superior é fundamentada por uma redução estratégica no CAPEX a valor presente (889,78 MUSD vs 895,33 MUSD), que compensou com margem a pequena redução na produção acumulada (N_p).

A análise do *Breakeven* reforça a robustez do Conceito 5, que atinge o equilíbrio financeiro com um preço de barril de 58,09 USD, ligeiramente inferior aos 58,23 USD exigidos pelo Conceito 1. Esse resultado valida a eficácia do algoritmo de otimização em identificar arranjos submarinos que não apenas reduzem o investimento inicial, mas também aumentam a resiliência do projeto frente a cenários de volatilidade de preços, cumprindo o objetivo de fornecer suporte técnico-científico robusto à tomada de decisão.

5 CONCLUSÃO

O desenvolvimento de campos *offshore* em águas profundas exige decisões críticas em fases onde a incerteza é máxima e o tempo é escasso. Esta dissertação cumpriu seu objetivo principal ao desenvolver uma solução que transcende a mera transferência de dados, estabelecendo um ecossistema de interoperabilidade entre o `Petrel` e o `FLOCO`. A integração proposta atacou diretamente o gargalo operacional das fases de *appraisal*: a latência e o risco de erro humano no trânsito de informações entre a geociência e a engenharia de superfície.

Do ponto de vista da eficiência operacional, os resultados demonstram que a principal contribuição deste trabalho reside na drástica otimização do tempo do usuário. Enquanto o preenchimento manual de dados de produção e propriedades de fluidos no `FLOCO` pode consumir de 10 minutos a até 2 horas, a depender da complexidade da estrutura enviada pelo engenheiro de reservatório e da necessidade de tratamento dos dados, a importação automatizada via *plugin* reduz esse tempo para cerca de segundos a depender do número de poços e tamanho do arquivo. Esta economia de tempo permite que o engenheiro migre de uma postura de executor de tarefas manuais para uma postura de analista estratégico, possibilitando a avaliação de múltiplos cenários de desenvolvimento em uma fração do tempo original.

Sob a ótica metodológica, a ferramenta provou-se capaz de antecipar a percepção de valor das estratégias de drenagem logo na fase de triagem (*screening*). A redução no tempo de ciclo de análise permite que as sensibilidades econômicas, como o impacto de diferentes arquiteturas submarinas no VPL e no *Breakeven*, sejam discutidas quase em tempo real com as definições do reservatório. Esse fluxo integrado rompe o paradigma dos processos sequenciais e fragmentados, garantindo que a viabilidade econômica guie a concepção técnica desde os primeiros estágios do projeto.

Em termos práticos e industriais, a solução apresenta uma resposta direta à necessidade de transformação digital no setor de óleo e gás. A facilidade de exportação de dados complexos do `Petrel` e a imediata tradução destes em indicadores financeiros no `FLOCO` conferem ao fluxo de trabalho uma rastreabilidade e precisão essenciais para a governança de grandes investimentos. A modularidade do *plugin* assegura que ele possa ser incorporado em rotinas de trabalho vigentes sem causar rupturas operacionais, servindo como uma ponte de eficiência entre a modelagem de reservatórios e a análise de negócios.

Apesar dos avanços, o trabalho reconhece limitações que delimitam seu escopo atual. A integração total do Caso 1, que permitiria ao engenheiro de reservatório orquestrar todo o ciclo de avaliação conceitual e visualizar os indicadores econômicos diretamente na interface do `Petrel` sem intervenção manual no `FLOCO`, ainda se apresenta como um horizonte de desenvolvimento. Da mesma forma, a plena compatibilidade com o simulador *Intersect*® e a conclusão do módulo

de litologia automática constituem entregas previstas no *roadmap* do projeto, mas não alcançadas dentro do escopo desta dissertação.

Como perspectivas para trabalhos futuros, destaca-se, em primeiro lugar, a conclusão dos módulos pendentes e a validação do Caso 1 em um ciclo completo de automação. Em seguida, vislumbra-se a ampliação do *plugin* para suportar fluxos de otimização multiobjetivo, incorporando a análise explícita de incertezas do reservatório por meio de técnicas probabilísticas que propaguem os cenários geológicos diretamente para os indicadores econômicos. Adicionalmente, a integração com modelos de emissões e indicadores de descarbonização pode ampliar o escopo da ferramenta, alinhando-a às demandas crescentes por avaliações de sustentabilidade no desenvolvimento de campos *offshore*. Por fim, a aplicação da metodologia a estudos de caso reais de maior complexidade, envolvendo campos com múltiplos reservatórios, maior número de poços e diferentes regimes fiscais, contribuirá para consolidar a robustez e a relevância industrial da abordagem apresentada. Em suma, esta dissertação entrega não apenas uma ferramenta de *software*, mas uma metodologia que prioriza o recurso mais escasso na engenharia conceitual: o tempo para a tomada de decisão assertiva baseada em dados integrados.

REFERÊNCIAS

ABOU-KASSEM, J. H.; ISLAM, M. R.; FAROUQ-ALI, S. **Petroleum reservoir simulation: the engineering approach**. [S.l.]: Elsevier, 2020. Citado na página 37.

AHMED, T. **Reservoir engineering handbook**. [S.l.]: Gulf professional publishing, 2018. Citado na página 33.

ARPS, J. J. Analysis of decline curves. **Transactions of the AIME**, SPE, v. 160, n. 01, p. 228–247, 1945. Citado na página 35.

AZIZ, K.; GOVIER, G. Fogarasi.(1972), pressure drop in wells producting oil and gas. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, p. 38–48, 1972. Citado nas páginas 30 e 36.

BAI, Y. **Offshore Structural Engineering**. Oxford: Elsevier, 2014. ISBN 978-0128008528. Citado na página 18.

BAI, Y.; BAI, Q. **Subsea engineering handbook**. 2nd. ed. [S.l.]: Gulf Professional Publishing, 2019. Citado na página 18.

BAKER, R. O.; YARRANTON, H. W.; JENSEN, J. **Practical reservoir engineering and characterization**. [S.l.]: Gulf Professional Publishing, 2015. Citado nas páginas 9, 22, 23 e 38.

BARNEA, D. A unified model for predicting flow-pattern transitions for the whole range of pipe inclinations. **International journal of multiphase flow**, Elsevier, v. 13, n. 1, p. 1–12, 1987. Citado na página 30.

BASTOS, T. S. **Development of a multipurpose reservoir simulator based on a plugin architecture**. 97 p. Tese (Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica)) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2021. Citado na página 44.

BEGGS, D. H.; BRILL, J. P. A study of two-phase flow in inclined pipes. **Journal of Petroleum technology**, SPE, v. 25, n. 05, p. 607–617, 1973. Citado nas páginas 30, 31 e 33.

BUCKLEY, S. E.; LEVERETT, M. Mechanism of fluid displacement in sands. **Transactions of the AIME**, SPE, v. 146, n. 01, p. 107–116, 1942. Citado na página 35.

BUSCHINELLI, P.; SALAZAR, J.; REGNER, D.; OLIVEIRA, D.; MACHADO, M.; MARCELLINO, G.; SALES, D.; SANTOS, J.; MARINHO, C.; STEMMER, M. *et al.* Targetless photogrammetry network simulation for inspection planning in oil and gas industry. **ISPRS Annals of the Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Information Sciences**, Copernicus GmbH, v. 1, p. 285–291, 2020. Citado na página 44.

CANNON, S. **Reservoir modelling: A practical guide**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2018. Citado nas páginas 9, 21, 22, 23, 25, 26 e 28.

CHAKRABARTI, S. **Handbook of Offshore Engineering (2-volume set)**. [S.l.]: Elsevier, 2005. Citado nas páginas 9, 39 e 41.

DAKE, L. P. **The practice of reservoir engineering (revised edition)**. [S.l.]: Elsevier, 2001. v. 36. Citado na página 33.

DEEPSOFT. **Dende**. <http://deepsoft.com.br/Projects/Dende>. Acesso em: 08 dez. 2025. Citado na página 45.

____. **Turmy**. <http://deepsoft.com.br/Projects/Turmy>. Acesso em: 08 dez. 2025. Citado na página 45.

DSS. **Floco**. 2025. Accessed: 2025-12-19. Disponível em: <https://www.deepseedsolutions.com/floco/>. Citado na página 46.

ECONOMIDES, M. J. **Petroleum production systems**. [S.l.]: Pearson education, 2013. Citado nas páginas 9 e 31.

FIONA, M.; HONS, M. Risk, uncertainty and investment decision-making in the upstream oil and gas industry. **Unpublished PhD Thesis at Economics Department, University of Aberdeen**, p. 73–108, 2000. Citado na página 42.

FOX, R. W.; MCDONALD, A. T.; PRITCHARD, P. J. **Introduction to Fluid Mechanics**. 9. ed. Hoboken, NJ: Wiley, 2016. ISBN 978-1-118-89636-4. Citado na página 29.

GASPAR, A.; AVANSI, G.; SANTOS, A. d. S.; FILHO, J. H.; SCHIOZER, D. Unisim-id: benchmark studies for oil field development and production strategy selection. **International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry**, v. 9, n. 1, p. 47–55, 2015. Citado na página 46.

GRANA, D.; PAPAROZZI, E.; MANCINI, S.; TARCHIANI, C. Seismic driven probabilistic classification of reservoir facies for static reservoir modelling: a case history in the barents sea. **Geophysical prospecting**, European Association of Geoscientists & Engineers, v. 61, n. 3, p. 613–629, 2013. Citado nas páginas 23 e 24.

GRIFFITH, P.; WALLIS, G. B. Two-phase slug flow. **Journal of Heat Transfer**, Massachusetts Inst. of Tech., Cambridge, v. 83, n. 3, 1960. Citado na página 29.

GUEDES, G. T. **UML 2-Uma abordagem prática**. [S.l.]: Novatec Editora, 2018. Citado na página 45.

HAGEDORN, A. R. **Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits.** [S.l.]: The University of Texas at Austin, 1964. Citado nas páginas 29 e 30.

HAVLENA, D.; ODEH, A. The material balance as an equation of a straight line. **Journal of petroleum technology**, SPE, v. 15, n. 08, p. 896–900, 1963. Citado na página 35.

JR, H. D.; ROS, N. Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells. In: WPC. **World Petroleum Congress**. [S.l.], 1963. p. WPC–10132. Citado na página 29.

KEEFER, D.; STORSVED, B.; TORRIDI, D.; DUGGIRALA, J. Rva: A plugin to paraview 3.14 for improved reservoir visualization and analysis. **University of Illinois at Urbana Champaign**, 2015. Citado na página 44.

LI, S.; DEUTSCH, C. Enhancing petrel modeling software using plugins. In: IEEE. **2009 WRI World Congress on Software Engineering**. [S.l.], 2009. v. 3, p. 316–320. Citado na página 44.

MACHADO, M. **Modelagem numérica de reservatórios de petróleo: Prática integrada de simulação**. [S.l.: s.n.], 2023. ISBN 9786588763070. Citado nas páginas 9, 22, 24 e 28.

MERROW, E. W. **Industrial Megaprojects: Concepts, Strategies, and Practices for Success**. Hoboken: John Wiley & Sons, 2011. ISBN 978-0470938829. Citado nas páginas 18 e 20.

MEZA, E. B. M.; SOUZA, D. G. B. d.; COPETTI, A.; SOBRAL, A. P. B.; SILVA, G. V.; TAMMELA, I.; CARDOSO, R. Tools, technologies and frameworks for digital twins in the oil and gas industry: an in-depth analysis. **Sensors**, MDPI, v. 24, n. 19, p. 6457, 2024. Citado na página 20.

MUKHERJEE, H.; BRILL, J. P. Multiphase flow in wells. **Society of Petroleum Engineers of AIME**, 1999. Citado na página 29.

NASAR, A.; ABUSALEEM, J.; TABAR, E. Estimation of original oil in place for belhedan oil field by using volumetric method, material balance equation method, and reservoir simulation method. In: **Proceeding Book of First Conference for Engineering Sciences and Technology (CEST-2018)(Part 3)**. [S.l.: s.n.], 2018. Citado nas páginas 9 e 34.

NIRI, M. E. 3d and 4d seismic data integration in static and dynamic reservoir modeling: A review. **Journal of Petroleum Science and Technology**, Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), v. 8, n. 2, p. 38–56, 2018. Citado nas páginas 25, 40 e 41.

ORKISZEWSKI, J. Predicting two-phase pressure drops in vertical pipe. **Journal of Petroleum technology**, SPE, v. 19, n. 06, p. 829–838, 1967. Citado na página 30.

PIRKLE, W. Designing software synthesizer plug-ins in c++: For rackafx. **VST3, and Audio Units**, 2015. Citado na página 44.

POETTMAN, F. H.; CARPENTER, P. G. The multiphase flow of gas, oil, and water through vertical flow strings with application to the design of gas-lift installations. In: ONEPETRO. **Drilling and Production practice**. [S.l.], 1952. Citado na página 29.

ROQUE, W. L.; COSTA, R. R. A plugin for computing the pore/grain network tortuosity of a porous medium from 2d/3d microct image. **Applied computing and geosciences**, Elsevier, v. 5, p. 100019, 2020. Citado na página 44.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. de S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006. 808 p. ISBN 8571931356. Citado na página 37.

SILVA, L. C.; OLIVEIRA, G. C. P. d. Automating offshore conceptual engineering with integrated industry-leading software. In: OTC. **Offshore Technology Conference Asia**. [S.l.], 2026. OTC-36538-MS. Citado nas páginas 38 e 53.

Stratex Online. **Front End Loading for Engineering Project Success**. 2025. Acesso em: 13 nov. 2025. Disponível em: <https://www.stratexonline.com/roles/front-end-loading-for-engineering/>. Citado nas páginas 9 e 40.

SUSLICK, S. B.; SCHIOZER, D.; RODRIGUEZ, M. R. Uncertainty and risk analysis in petroleum exploration and production. **Terrae**, v. 6, n. 1, p. 30–41, 2009. Citado na página 42.

TAITEL, Y.; DUKLER, A. E. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. **AIChE journal**, Wiley Online Library, v. 22, n. 1, p. 47–55, 1976. Citado na página 30.

TIAB, D.; DONALDSON, E. C. **Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties**. 4. ed. Waltham, MA: Gulf Professional Publishing, 2015. ISBN 9780128031896. Citado nas páginas 9, 25 e 27.

UNISIM. **UNISIM-I-D: Case Study for Selection of Production Strategy**. 2023. Página do benchmark UNISIM-I-D. Atualizado em 10 ago. 2023 (Study case) e 15 set. 2023 (pacotes OPM Flow). Disponível em: <https://www.unisim.cepetro.unicamp.br/benchmarks/br/unisim-i/unisim-i-d>. Citado na página 58.

WEIJDE, G. Van der. Front end loading in the oil and gas industry. **Unpublished master's thesis). Delft University of Technology, Netherlands**, 2008. Citado nas páginas 39 e 41.

WEIJERMARS, R. Fast production and water-breakthrough analysis methods demonstrated using volve field data. **Petroleum Research**, Elsevier, v. 9, n. 3, p. 327–346, 2024. Citado na página 31.

WHEATON, J. S.; HERBER, D. R. Ontological definition of seamless digital engineering based on iso/iec 25000-series square product quality model. In: WILEY ONLINE LIBRARY. **INCOSE International Symposium**. [S.l.], 2025. v. 35, n. 1, p. 457–474. Citado nas páginas 18 e 20.

APÊNDICE A - CONTRIBUIÇÕES CIENTÍFICAS

Abaixo estão listadas as publicações produzidas durante o período de mestrado.

1. Participação no XXXI Congresso Nacional de Estudantes de Engenharia Mecânica (CREEM) 2025 com a apresentação do trabalho intitulado "*Integrated Plugin Design for Economic Evaluation of Offshore Oil and Gas Conceptual Field Architectures*".

2. Publicação e apresentação de *paper* na *Offshore Technology Conference* (OTC) Brazil 2025 publicado na OnePetro intitulado "*Application of Evolutionary Algorithms for Optimal & Flexible Field Architectures (OFFA)*". https://doi.org/10.4043/36192-MS.

3. *Paper* publicação na *Offshore Technology Conference (OTC) Ásia 2026 intitulado "Automating Offshore Conceptual Engineering with Integrated Industry-leading Software*". https://doi.org/10.4043/36538-MS.

ANEXO A - MATERIAL SUPLEMENTAR

Abaixo segue um exemplo de *payload* usado para criar as curvas de performance pelo FLOCO:


```
{
  "job_id": "2628c5a7-bede-4305-abb4-61589dd390b3",
  "received_data": {
    "timestamp": "2026-01-19T12:00:00Z",
    "user": {
      "name": "User",
      "username": "user",
      "tenantId": "tenant",
      "localAccountId": "local",
      "homeAccountId": "home",
      "environment": "prod"
    },
    "formData": {
      "general": {
        "ProjectName": "VFP_Project_01",
        "ReservoirFluidModel": 1,
        "waterSpecificGravity": 1.0,
        "crudeOilGravityAPI": 30,
        "gasSpecificGravity": 0.7,
        "co2MolFraction": 0,
        "h2sMolFraction": 0,
        "n2MolFraction": 0,
        "wellQuantity": 1,
        "hostFacilityPoint": [35600, -7518800, 10],
        "scenarioId": [1, 2, 3],
        "waterSurfaceTemperature": 20,
        "gasLiftLocation": 3,
        "designWaterDepth": -166,
        "reservoirInitialTemperature": 70,
        "reservoirInitialPressure": 300
      },
      "wells": [
```

```
{
  "wellName": "Well-01",
  "productionType": 1,
  "wellTargetPoint": [352600, -7518200, -3100],
  "wallThickness": 0.01,
  "wellRoughness": 0.000045,
  "wellInternalDiameter": 0.152,
  "waterSpecificHeat": 4180,
  "waterThermalConductivity": 0.6,
  "gasSpecificHeat": 2200,
  "gasThermalConductivity": 0.03,
  "oilSpecificHeat": 2100,
  "oilThermalConductivity": 0.13,
  "wellTubingTec": 0.5,
  "wellHeadPoint": [352600, -7518200, -166],
  "lineDiameter": 0.254,
  "ambientTemperature": 20,
  "pipelineWallThickness": 0.02,
  "pipelineRoughness": 0.000045,
  "lineIndex": 1,
  "riserConfiguration": 3,
  "flowlineStiffness": 2,
  "flowlineTec": 0.5,
  "liquidFlowrateRange": [
    62.9,
    1714.8,
    3366.7,
    5018.6,
    6670.5
  ],
  "gorRange": [
    0.0564334,
    0.0941366,
    0.157029,
    0.261941
  ],
  "referenceDepth": -3100,
  "waterCutRange": [
    0.0,
```

```
            0.106444,
            0.211889,
            0.317333
          ],
          "inletTemperature": 70,
          "outletPressureRange": [
            5.92,
            70.75,
            135.58,
            200.41
          ],
          "gasLiftRate": [
            0.0,
            0.1,
            0.2,
            0.4
          ]
        }
      ]
    }
  }
}
```