



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Faculdade de Engenharia Mecânica

GELTOM LUÍS VIEIRA JÚNIOR

**Alternativas de perfuração de poços
adicionais para a revitalização de um campo
maduro de petróleo**

CAMPINAS
2023

GELTOM LUÍS VIEIRA JÚNIOR

Alternativas de perfuração de poços adicionais para a revitalização de um campo maduro de petróleo

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia
Mecânica da Universidade Estadual de Campinas
como parte dos requisitos exigidos para obtenção
do título de Mestre em Engenharia Mecânica, na
Área de Reservatórios e Gestão.

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Coorientador: Prof. Dr^a Ana Teresa Ferreira da Silva Gaspar

ESTE TRABALHO CORRESPONDE À VERSÃO
FINAL DA DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELO
ALUNO GELTOM LUÍS VIEIRA JÚNIOR, E
ORIENTADA PELO PROF. DR DENIS JOSÉ
SCHIOZER

**CAMPINAS
2023**

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva – CRB 8/5974

V673a Vieira Júnior, Geltom, 1993-
Avaliação de alternativas de perfuração de poços adicionais em um campo maduro de petróleo / Geltom Luís Vieira Júnior. – Campinas, SP : [s.n.], 2023.

Orientador: Denis José Schiozer.
Coorientador: Ana Teresa Ferreira da Silva Gaspar.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Poços de petróleo - Reservatórios. 2. Reservatórios (Simulação). 3. Campos maduros de petróleo. 4. Petróleo - Prospeção. 5. Incerteza. I. Schiozer, Denis José, 1963-. II. Gaspar, Ana Teresa Ferreira da Silva, 1977-. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV. Título.

Informações Complementares

Título em outro idioma: Evaluation of infill well drilling alternatives in an oil brownfield

Palavras-chave em inglês:

Oil Wells – Reservoir

Reservoir (Simulation)

Mature oil fields

Oil – Prospect

Uncertainty

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora:

Denis José Schiozer [Orientador]

Célio Maschio

Valmir Francisco Risso

Data de defesa: 29-06-2023

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0001-6070-2424>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/1160558737027411>

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

Alternativas de perfuração de poços adicionais para a revitalização de um campo maduro de petróleo

Autor: Geltom Luís Vieira Júnior

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Coorientador: Dr^a Ana Teresa Ferreira da Silva Gaspar

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

Prof. Dr. Denis José Schiozer, Presidente
DEP / FEM / UNICAMP

Dr. Célio Maschio
CEPETRO / UNICAMP

Prof. Dr. Valmir Francisco Risso
CEng / UFPEL

A Ata de Defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se no SIGA/Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese e na Secretaria do Programa da Unidade.

Campinas, 29 de junho de 2023.

Dedicatória

Dedico este trabalho a minha mãe, Carmem Coruja, que sempre foi a pessoa que me incentivou e me apoiou em todas as minhas escolhas.

Agradecimentos

Este trabalho foi realizado em associação com o Projeto registrado sob o número 20372-9 ANP como “Desenvolvimento de integração entre simulação de reservatório e sísmica 4D - Fase 2” (Universidade de Campinas [UNICAMP]/Shell Brasil/ANP) financiado pela Shell Brasil Petróleo Ltda. No âmbito da taxa de P&D da ANP como “Compromisso de Investimento em Pesquisa e Desenvolvimento”.

Agradeço o apoio do Centro de Estudos de Petróleo (CEPETRO-UNICAMP/Brasil), do Departamento de Energia (DE-FEM-UNICAMP/Brasil) e do Grupo de Pesquisa em Simulação e Gerenciamento de Reservatórios (UNISIM/UNICAMP/Brasil).

Ao Prof. Dr. Denis José Schiozer pela oportunidade de realizar o mestrado sob sua orientação e pelo acompanhamento durante os últimos anos que foram fundamentais para a elaboração e conclusão desta dissertação.

À Dra. Ana Teresa Ferreira da Silva Gaspar, pela coorientação, dedicação, ensinamentos e profissionalismo para a organização desta dissertação.

Aos pesquisadores Ms. Felipe Bruno Mesquita e Dr. Célio Maschio pelas discussões técnicas e por compartilhar os modelos aprovados que permitiram a continuidade deste trabalho.

Ao time de geofísicos e geólogos do projeto: a coordenada Dra. Alessandra Davolio, Dra. Juliana Carvalho Maia Santos, Dr. Masoud Maleki, Dra. Daiane Rossi Rosa, pesquisadora Rubya Santana Mota e Dr. Manuel Gomes Correia pela construção e calibração dos modelos.

Aos meus colegas e ex-colegas de UNICAMP: Henrique Treptow Weinberger, Vinicius Casanova, Barbara Meneguesso, Antônio Camilo Duarte e Joyrles Fernandes pela amizade, conselhos e apoio em momentos difíceis.

A *Energi Simulation* pelas licenças dos softwares usados neste trabalho.

A Shell pela concessão da bolsa de fomento sem a qual não seria possível a realização deste trabalho.

Resumo

Uma maneira de revitalizar um campo maduro de petróleo é perfurar poços adicionais, o que pode ser uma importante decisão de investimento de capital. As empresas usam modelos numéricos de reservatórios como uma ferramenta padrão para tomar decisões. O objetivo deste trabalho foi desenvolver uma metodologia para avaliar os potenciais que os poços adicionais podem ter na revitalização de um campo maduro considerando simulação numérica de reservatório e incertezas econômicas, operacionais e geológicas. O trabalho se propôs a desenvolver um procedimento de cinco etapas para avaliar os poços adicionais: (1) determinação das regiões candidatas; (2) definição da produtividade dos novos poços; (3) avaliação dos potenciais da região; (4) classificação das regiões candidatas; e (5) submissão das melhores regiões para otimização. Este procedimento é feito para cada modelo representativo para avaliar diferentes cenários. Para a decisão final, foi considerado a análise de risco-retorno. O número de poços adicionais é definido pelo valor estimado do retorno sobre o investimento (ROI) de cada alternativa. A metodologia é aplicada a um campo real denominado Campo S, onde observou que à medida que o número de poços adicionais aumenta, a complexidade da decisão também aumenta. Outro fator importante é que os poços adicionais prejudicam o desempenho dos poços vizinhos, de modo que as regiões candidatas mais distantes dos poços já perfurados convergiram como a melhor opção. Foram analisadas alternativas de três poços adicionais no campo, onde apenas dois são recomendados com base na aplicação. O primeiro poço se demonstra uma decisão fácil porque não há mudança na região candidata independente do cenário estudado e por causa do ROI. O segundo poço não mostra alteração na região candidata, mas os ganhos são reduzidos. O terceiro poço tem ganhos positivos, mas a região muda em diferentes cenários e não consegue atingir o ROI mínimo exigido. Este trabalho desenvolveu uma metodologia para aplicação de poços adicionais em campo maduros de petróleo considerando incertezas que podem ser aplicadas em casos reais, incluindo uma metodologia para determinar a produtividade de novos poços no campo na etapa de gerenciamento do reservatório.

Palavras-Chave: *infill drilling*; estratégia de produção de petróleo; simulação numérica de reservatórios; gerenciamento de reservatórios; incertezas.

Abstract

One way to revitalize a brownfield is by placing infill wells, which can be an important capital investment decision. Companies use numerical reservoir models as a standard tool to make decisions. The objective of this work is to propose a methodology to evaluate infill drilling potentials in the revitalization of a brownfield considering numerical reservoir simulation and economic, operational, and geological uncertainties. We developed a five-step procedure to evaluate the infill wells: (1) determination of candidate regions; (2) definition of the productivity of the new wells; (3) evaluation of the region's potentials; (4) ranking of candidate regions; and (5) submission of the best regions for optimization. This procedure is done for each representative model to evaluate different scenarios. For the final decision, we consider the risk-return analysis. The number of infill wells is defined by the estimated value of investment ratio (VIR) of each alternative. The methodology is applied to a real field named S-Field, where we observe that as the number of infill drilling wells increases, the complexity of the decision increases. Another important factor is that the infill well impairs the performance of neighboring wells so the candidate regions farthest from the already drilled wells converged as the best option. Alternatives of three infill drilling wells in the field were analyzed, where only two are recommended based on the application. The first infill well is an easier decision because there is no change in the candidate region regardless of the studied scenario and because of the VIR. The second infill shows no change in the candidate region, but the gains are reduced. The third infill has positive gains, but the region changes in different scenarios and fails to reach the minimum VIR required. This work developed a methodology for applying infill drilling wells in brownfields considering uncertainties that can be applied in real cases, including a methodology to determine the productivity of new wells in the field in the reservoir management stage.

Keyword: infill drilling; production strategy; numerical simulation of reservoirs; reservoir management; uncertainty

Lista de Ilustrações

Figura 2.1 - Divisão da incerteza (em azul) em relação ao benchmark; nível de risco (em vermelho) e potencial de ganho (em verde); adaptado de Santos et al., 2017	27
Figura 2.2 - Exemplo de curvas de risco: em a) VE maior (vermelho) e VE menor (azul); em b) menor risco (vermelho) e maior risco (azul); adaptado de Xavier, 2004	29
Figura 3.1 - Representação esquemática dos 12 passos da metodologia de Desenvolvimento e Gerenciamento em Malha Fechada desenvolvido por Schiozer et al. (2019).....	35
Figura 3.2 - Exemplo de mapa de qualidade (adaptado de Maschio et al., 2008)	40
Figura 4.1 - Fluxograma da metodologia proposta.....	41
Figura 4.2 – Diferença de produção de líquido entre dois cenários: a) sem comando de produtividade (calculado pelo simulador); e (b) com comando de produtividade.....	45
Figura 4.3 - Níveis dos ângulos submetidos à otimização (exemplo).....	49
Figura 5.1 - Campo S: a) Localização do campo na costa brasileira; b) Localização dos oito poços produtores (em preto) e quatro injetores (em azul); adaptado de Maleki et al., (2022).....	54
Figura 5.2 - Tempo de vida útil do Campo S: período de histórico e previsão de produção..	54
Figura 5.3 - Correlação SETPI por IP TOTAL no RC1	58
Figura 5.4 - Representação esquemática das RC e PCI: em a) localização da PCI na amostra 1 e RC definidas pela análise do MQA-inicial; em b) MQA-final	65
Figura 5.5 - Localização dos poços de infill drilling (em vermelho) nas PCI da amostra 1 (exemplo)	67
Figura 5.6 - Espaço de busca das RC (amostragem no IDLHC)	68
Figura 6.1 - Seleção do modelo base baseado nas funções técnico-econômicas.....	69
Figura 6.2 - Seleção dos MR com base no cruzamento das funções objetivo (VPL, Np, Wp, FR).....	70
Figura 6.3 - Melhor aumento de VPL (%) em cada RC: em verde, as melhores regiões; em amarelo, regiões intermediárias; e em vermelho, regiões com desempenho abaixo do cenário base.....	73
Figura 6.4 - Processo de otimização das RC no MR0.....	74
Figura 6.5 - Localização do INFP1 (em vermelho) nas estratégias otimizadas (PCF)	75
Figura 6.6 - Curva de risco inicial das estratégias otimizadas do INFP1 em VPL, EUR, FR e Wp	76
Figura 6.7 - VPL, EURf, RF e Wp para os 195 modelos aprovados e seleção dos 10 MR usando a estratégia PCF2.....	77
Figura 6.8 - Otimização do INFP1 nos modelos representativos.....	80
Figura 6.9 - Curvas de risco das estratégias de produção do INFP1.....	82
Figura 6.10 - Regiões vizinhas do poço INFP1; segundo infill definido na RC3.....	83
Figura 6.11 - Curvas de risco das estratégias de produção do INFP2.....	85
Figura 6.12 - Otimização das estratégias do INFP3 em cada MR	87
Figura 6.13 - Curvas de risco das estratégias de produção do INFP3.....	89
Figura 6.14 - Curva de risco final com a decisão de cada poço de infill drilling e suas contribuições para a revitalização do campo.....	90
Figura 6.15 - Correlação entre retorno econômico e produção para os poços de infill drilling	90

Figura AP-A.1 - Correlação SETPI por IP TOTAL em todas as RC	106
Figura AP-B.1 - Principais cálculos inseridos na rotina Matlab.....	107
Figura AP-C.1 - Atualização das frequências nas variáveis de otimização na RC1.....	108
Figura AP-C.2 - Atualização das frequências nas variáveis de otimização na RC2	108
Figura AP-C.3 - Atualização das frequências nas variáveis de otimização na RC3	109
Figura AP-C.4 - Atualização das frequências nas variáveis de otimização na RC4	109
Figura AP-D.1 - Aplicação da regra de controle INGUIDE nos modelos de simulação.....	110

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Propriedades que podem ser priorizadas no INGUIDE.....	32
Tabela 4.1 - Restrições e design dos poços de infill drilling	47
Tabela 5.1 - Resolução do modelo de simulação.....	53
Tabela 5.2 - BHP máximo e mínimo dos poços existentes.....	55
Tabela 5.3 - Variáveis de monitoramento.....	55
Tabela 5.4 - Capacidades da plataforma.....	55
Tabela 5.5 - Produtividade/injetividade dos poços existentes no modelo base (MR0).....	56
Tabela 5.6 - Dados de saída de produtividade/injetividade utilizando dois cenários: com e sem comando SETPL.....	57
Tabela 5.7 - Produtividade total de saída e IP calculado das PCI.....	57
Tabela 5.8 - Produtividade do poço de infill drilling calculada em cada RC.....	58
Tabela 5.9 - Incertezas geológicas representadas nos MR.....	60
Tabela 5.10 - Valores dos níveis das incertezas geológicas.....	60
Tabela 5.11 - Valores dos níveis das propriedades relacionadas aos tipos de rocha do reservatório.....	61
Tabela 5.12 - Incertezas operacionais: disponibilidade do sistema.....	61
Tabela 5.13 - Incertezas operacionais: produtividade/injetividade dos poços existentes	62
Tabela 5.14 - Incertezas operacionais: produtividade dos poços de infill drilling.....	62
Tabela 5.15 - Incertezas operacionais representadas nos MR: disponibilidade do sistema e produtividade/injetividade dos poços existentes	62
Tabela 5.16 - Incertezas operacionais representadas nos MR: produtividade dos poços de infill drilling	63
Tabela 5.17 - Parâmetros que representam as incertezas econômicas	63
Tabela 5.18 - Unidade de qualidade dos blocos que representam as PCI na amostra 1.....	65
Tabela 5.19 - Unidade de qualidade dos blocos que representam as PCI na amostra 2.....	66
Tabela 5.20 - Unidade de qualidade dos blocos que representam as PCI na amostra 3.....	66
Tabela 5.21 - Unidade de qualidade dos blocos que representam as PCI na amostra 4.....	66
Tabela 5.22 - Unidade de qualidade dos blocos que representam as PCI na amostra 5.....	67
Tabela 5.23 - Espaço de busca das coordenadas I, J e K	68
Tabela 6.1 - Aumento de VPL nas RC considerando um poço de infill drilling.....	71
Tabela 6.2 - Descrição e resultados do potencial do INFP1 nas RC.....	74
Tabela 6.3 - Desempenho das PCF otimizadas no MR0 em relação aos outros MR; VME final de cada PCF.....	77
Tabela 6.4 - Comparação do desempenho de VME da PCF2 usando o conjunto total de modelos e usando os MR	78
Tabela 6.5 - Aumento de VPL nos MR durante a etapa do processo nominal e seleção das quatro melhores regiões (em verde) submetidas à otimização.....	78
Tabela 6.6 - Δ VME das estratégias de produção do primeiro poço de infill drilling.....	81
Tabela 6.7 - Resumo dos resultados na avaliação de risco-retorno das estratégias referente ao INFP1 (em negrito a estratégia selecionada).....	81
Tabela 6.8 - Δ VME das estratégias de produção do segundo poço de infill drilling.....	83
Tabela 6.9 - Resumo dos resultados na avaliação de risco-retorno das estratégias referente ao INFP2 (em negrito a estratégia selecionada).....	84
Tabela 6.10 - Aumento de VPL no processo nominal do INFP3.....	86

Tabela 6.11 - Δ VME das estratégias de produção do terceiro poço de infill drilling	88
Tabela 6.12 - Resumo dos resultados na avaliação de risco-retorno das estratégias referente ao INFP3 (em negrito a estratégia selecionada).....	88
Tabela AP-A.1 - IP dos fluidos dos poços existentes considerando o comando SETPI nos arquivos de simulação.....	103
Tabela AP-A.2 – IP dos fluidos dos poços existentes sem considerar nenhum comando de SETPI	103
Tabela AP-A.3 - IP dos fluidos das PCI sem usar um comando SETPI.....	104
Tabela AP-A.4 - IP dos fluidos nas PCI usando SETPI fixo de 100 scf/dia/psi.....	104
Tabela AP-A.5 - IP dos fluidos nas PCI usando SETPI fixo de 450 scf/dia/psi.....	105
Tabela AP-A.6 - IP dos fluidos nas PCI usando SETPI fixo de 700 scf/dia/psi.....	105
Tabela AP-D.1 - Diferença de VPL e EUR entre as regras de controle PI e INGUIDE.....	111

Lista de Abreviaturas e Siglas

Abreviações

Ciw – Capacidade de injeção de água da plataforma
Cpo – Capacidade de produção de óleo da plataforma
Cpw – Capacidade de produção de água da plataforma
CAPEX – *Capital Expenditure* (investimento de capital)
CE_Fac – Fator multiplicador em função do cenário econômico utilizado
E – Operador de expectativa
EURf – *future Estimated Ultimate Recovery*
FCt – Fluxo de entradas e saídas de caixa ao longo do tempo t
G1 – Variáveis De Projeto
G2 – Variáveis De Controle
G3 – Variáveis De Projeto Futuras
h – Espessura
INVplat – Investimento da plataforma
Kh – Permeabilidade horizontal absoluta
Lg – Limite do grupo de poços
Lw – Comprimento do poço
Np – Produção acumulada de óleo
n_w – Número de novos poços abertos no campo
OPEX – *Operational Expenditure* (custos operacionais)
P10 – Percentil otimista
P50 – Percentil provável
P90 – Percentil pessimista
pi – Probabilidade de ocorrência do cenário i
Q_{p,cr} – Vazão do poço com restrição
Q_{p,sr} – Vazão do poço sem restrição
Q_{t,sr} – Vazão total sem restrição
r – Taxa de desconto ou atratividade
R – Receita bruta com venda de óleo e gás
Roy – *Royalties*
Sb+ – Semidesvio padrão superior (potencial de ganho)
Sb- – Semidesvio padrão inferior (nível de risco)
SETPI – *Set productivity index*
t – Período
VPi – Valor Presente do investimento
VPL_f – Valor Presente Líquido futuro
VPL_i – Valor Presente Líquido do cenário i
W_p – Produção acumulada de água
X – Variável aleatória

Siglas

AQNS – Afastamento Quadrático Normalizado com Sinal

B – *Benchmark*

BHP – *Bottom-Hole Pressure*

CA – Custo de Abandono

CE – Cenário econômico

CMG – *Computer Modelling Group*

EUR – *Estimated Ultimate Recovery*

FC – Fluxo de caixa

FR – Fator de Recuperação

HIC – *Hydraulic Interwell Connectivity*

IDLHC – Hipercubo Latino iterativo e discretizado

IMEX – Simulador *Black-Oil* da CMG

INGUIDE – *Internally generated guide rate*

IP – Índice de Produtividade

MQ – Mapa de Qualidade

MQA – Mapa de Qualidade Analítico

MR – Modelos Representativos

PCF – Posição Candidata Final

PCFI – Posição Candidata Inicial

PI – Potencial instantâneo

RC – Região Candidata

ROI – Retorno sobre Investimento

STG – Saturação de gás

STL – Saturação de líquido

STO – Saturação de óleo

STW – Saturação de água

TS – Taxas sociais

VE – Valor Esperado

VPL – Valor Presente Líquido

VME – Valor Monetário Esperado

Letras Gregas

Δ - Diferença de uma propriedade entre dois cenários

α_{dr} – Peso do *benchmark* em relação ao nível de risco definido pelo tomador de decisão

α_{up} – Peso do *benchmark* em relação ao potencial de ganho definido pelo tomador de decisão

τ_{dr} – Nível de tolerância ou indiferença ao nível de risco

τ_{up} – Nível de tolerância ou indiferença ao potencial de ganho

$\varepsilon(X)$ – Valor da estratégia de produção ajustada à atitude do tomador de decisão

$\emptyset$ – Porosidade

Sumário

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	Motivação	20
1.2	Objetivos.....	21
1.3	Organização da Dissertação	21
2	CONCEITOS E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	23
2.1	Indicadores econômicos	23
2.1.1	Valor Presente Líquido.....	23
2.1.2	Valor Monetário Esperado	24
2.1.3	Retorno sobre Investimento	25
2.2	Indicadores de risco	26
2.3	Curva de Risco	28
2.4	Modelos Representativos.....	29
2.5	Regras de controle na simulação numérica de reservatórios.....	30
2.5.1	Potencial Instantâneo (PI) – padrão do simulador	31
2.5.2	<i>Internally generated guide rate</i> (INGUIDE)	31
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	33
3.1	Poços de <i>Infill Drilling</i>	33
3.2	Metodologia de Desenvolvimento e Gerenciamento de Reservatório em Malha Fechada.....	34
3.3	Otimização da Estratégia de Produção	38
4	METODOLOGIA	41
4.1	Dados de entrada	42
4.2	Processo de seleção de poços de infill drilling.....	43

4.2.1	Seleção das regiões candidatas.....	43
4.2.2	Estimativa da produtividade.....	44
4.2.3	Testes de cenários de poços de <i>infill drilling</i>	46
4.2.4	<i>Ranking</i> das regiões candidatas.....	47
4.2.5	Processo de otimização (refinamento da posição de poços de <i>infill drilling</i>)....	48
4.3	Avaliação da estratégia de produção nominal no conjunto de modelos.....	49
4.4	Repetição dos procedimentos de seleção de <i>infill drilling</i> em cada modelo representativo	50
4.5	Seleção de estratégia de produção sob incertezas considerando risco-retorno	50
4.6	Critério de parada	52
5	APLICAÇÃO.....	53
5.1	Estudo de caso	53
5.2	Tempo de vida do Campo S e restrições da previsão	54
5.3	Determinação do Índice de Produtividade (IP)	56
5.4	Incerteza	59
5.4.1	Incertezas geológicas.....	59
5.4.2	Incertezas operacionais	61
5.4.3	Incertezas econômicas.....	63
5.5	Processo de seleção de poços de <i>infill drilling</i>	64
5.5.1	Seleção das regiões candidatas.....	64
5.5.2	Geração de cenários de poços de <i>infill drilling</i> e parâmetros da otimização	67
6	RESULTADOS E DISCUSSÕES	69
6.1	Seleção do modelo base.....	69
6.2	Primeiro poço produtor de <i>infill drilling</i> (INFP1).....	70
6.2.1	Processo nominal.....	71
6.2.2	Curva de risco inicial.....	75
6.2.3	Seleção e otimização dos MR	76

6.2.4	Seleção de estratégia sob incertezas considerando análise de risco-retorno.....	80
6.3	Segundo poço produtor de <i>infill drilling</i> (INFP2).....	82
6.4	Terceiro poço produtor de <i>infill drilling</i> (INFP3)	85
6.5	Análise de decisão	89
6.6	Discussões gerais.....	91
7	CONCLUSÕES	92
7.1	Recomendações para trabalhos futuros	93
	Referências	95
	APÊNDICE A – Estimativa do Índice de Produtividade nas Regiões Candidatas (RC).....	103
	APÊNDICE B – Rotina Matlab	107
	APÊNDICE C – Atualização das frequências na otimização	108
	APÊNDICE D – Uso da regra de controle INGUIDE nos modelos de simulação	110

1 INTRODUÇÃO

A revitalização em um campo maduro de petróleo é uma opção possível para melhorar a produção. A inserção de poços adicionais, ou comumente chamado em inglês, “*infill drilling*”, está entre várias técnicas para revitalizar o campo, em um período em que o projeto está na fase de gerenciamento. Determinar o número ideal e a localização para inserir poços de *infill drilling* é um desafio porque muitos fatores, comumente associados a muitas incertezas, precisam ser considerados, como as características do reservatório, as propriedades do fluido, os espaços ideais entre poços existentes e os poços de *infill drilling*, cenários econômicos e as condições operacionais destes poços.

Davis e Shepler (1969) já afirmavam que “o espaçamento inicial de desenvolvimento de um campo pode não ser o espaçamento ótimo, e que isso depende não apenas do próprio reservatório, mas também do desenvolvimento econômico do campo”. No entanto, até a década de 1980, existiam poucas técnicas de análise de *infill drilling* como mecanismo para revitalizar um campo.

Driscoll (1974) e Barber *et al.* (1983) ajudaram a confirmar o potencial dos poços de *infill drilling* na recuperação incremental de óleo usando nove conjuntos de dados de campo. Vários fatores positivos sobre a aplicação de poços de *infill drilling* foram descritos na literatura à medida que a produção do campo foi sendo desenvolvida, tornando assim os dados mais acessíveis para a aplicação desta técnica. Barber *et al.* (1983) provaram que a densidade final do poço em qualquer campo pode ser determinada somente após vários anos de desempenho, o que fornece informações suficientes sobre a continuidade do reservatório e as eficiências de recuperação. Denney (2005) também afirmou que poços de *infill drilling* reduzem o espaçamento dos poços e aumentam a conectividade entre eles.

A simulação numérica permitiu avaliar e selecionar os melhores locais para poços de *infill drilling* de acordo com a otimização de localização de poço. Essa tarefa geralmente é feita usando algoritmos que maximizam uma função objetivo. Na engenharia de petróleo, a produção acumulada de óleo (N_p) ou o Valor Presente Líquido (VPL) ao longo do tempo são geralmente as funções objetivo em um projeto de engenharia de reservatório (BITTENCOURT e HORNE, 1997).

No caso de campos maduros de petróleo, o modelo de simulação precisa ser calibrado de acordo com o histórico de dados de produção dos poços perfurados, gerando assim um conjunto de modelos que honrem os dados do histórico e que represente as incertezas geológicas do campo. Além das incertezas geológicas, temos incertezas operacionais, que definem como uma estratégia irá operar, e incertezas econômicas, que dependem de fatores como taxas governamentais, custos de investimento, custos de produção, custo de abandono e preço do óleo.

Uma quantificação adequada das incertezas é necessária para gerenciar o retorno esperado que uma tomada de decisão pode assumir. Como as incertezas são inerentes a qualquer reservatório, o problema de otimização sob incertezas se propaga na decisão baseada na otimização por meio de uma função objetivo ao longo do conjunto de realizações do modelo (HUTAHAEAN *et al.*, 2019). Este problema é complexo e comum em qualquer projeto de desenvolvimento e gerenciamento de reservatórios, pois encontrar a melhor decisão considerando todas as incertezas pode ser difícil e demorado.

Uma forma de lidar com as incertezas de um reservatório na simulação numérica é usando Modelos Representativos (MR). Schiozer *et al.* (2019) sugerem o uso de MR, que representa a variabilidade das incertezas (geológicas, econômicas e operacionais) em alguns modelos. Meira *et al.* (2020) desenvolveram uma ferramenta computacional automática para seleção dos MR, que mantém a representatividade dos modelos considerando os gráficos cruzados de diferentes funções objetivo: VPL, fator de recuperação (FR), produção acumulada de água (Wp) e Np.

Neste trabalho foi utilizado o termo *Estimated Ultimate Recovery* (EUR) para quantificar a produção de óleo total dos poços de *infill drilling* avaliados. EUR, ou em português “recuperação final estimada”, é um termo de produção comumente usados na indústria de petróleo e gás e se refere a uma aproximação da quantidade de óleo e/ou gás que é potencialmente recuperável ou que já foi recuperada de uma reserva. Este termo foi usado neste estudo para a análise de decisão dos poços de *infill drilling* em vez de Np.

Como essa produção de óleo é projetada para o período de previsão, ou seja, para o futuro, o conceito de EUR é tratado neste trabalho como *future Estimated Ultimate Recovery* (EUR_f). Define-se EUR_f como a recuperação final estimada de óleo a partir de uma data de referência do VPL, ou seja, antes dessa data a produção de óleo é desprezada.

Schiozer *et al.* (2019) propuseram uma metodologia baseada em 12 passos que integra uma análise de decisão considerando a simulação de reservatórios relacionados ao

desenvolvimento e gerenciamento de campos de petróleo. As etapas 1 e 2 referem-se à construção, calibração e desenvolvimento de cenários de modelos de simulação. As etapas 3 a 5 referem-se à assimilação de dados, verificando-se inconsistências com os dados dinâmicos, geração de todos os cenários possíveis e, redução dos cenários usando dados dinâmicos. Na etapa 6, uma estratégia de produção determinística é selecionada para o Caso Base. Na etapa 7, a curva de risco inicial é construída considerando a estratégia otimizada na etapa anterior em todos os cenários. Na etapa 8, os MR são selecionados. Na etapa 9, a estratégia de produção é selecionada para cada MR (repetição da Etapa 6 para cada MR). Na etapa 10 está a seleção da estratégia de produção sob incerteza. Na etapa 11, pode-se identificar um potencial de melhoria em uma estratégia de produção e na etapa 12 tem-se a análise de decisão final do problema.

A metodologia deste trabalho baseia-se nas etapas 6 a 10 proposta por Schiozer *et al.* (2019) e adaptada para avaliação de alternativas de poços de *infill drilling*. O estudo considerou um campo real com algumas suposições em sua aplicação: (1) poços injetores de *infill drilling* não foram avaliados devido a capacidade da plataforma ser atingida ainda no começo da previsão, assim sendo, apenas poços produtores são avaliados e propostos; (2) os poços de *infill drilling* propostos seguem a orientação (“*design*”) dos poços já perfurados; (3) a aplicação de cada poço de *infill drilling* é feita separadamente, visando mensurar a contribuição individual de cada um até atingir um critério de parada medido pelo Retorno sobre Investimento (ROI) esperado. Neste trabalho, o ROI é uma relação do ganho nas receitas que cada poço de *infill drilling* trouxe ao projeto pelas suas despesas de investimento de capital; e (4) o intervalo do cronograma de perfuração de cada poço de *infill drilling* é de um ano.

1.1 Motivação

O desafio de avaliar poços adicionais em um campo maduro de petróleo é integrar as incertezas do campo e as incertezas que os próprios poços trazem para um projeto, especialmente considerando que os poços de *infill drilling* são uma importante decisão de investimento e que não se tem nenhuma informação a respeito de sua operação e produtividade e/ou injetividade.

Existem várias formas de avaliar poços de *infill drilling*, podendo ser avaliados simultaneamente ou individualmente, como injetores e/ou produtores, com diferentes tipos de

configuração, entre outros. Desenvolver procedimentos para a aplicação de poços de *infill drilling* em um modelo de simulação foi uma das principais motivações deste trabalho. Um destes procedimentos é determinar a produtividade dos poços em campos de petróleo de óleo pesado e estimar um valor adequado de Índice de Produtividade (IP) para os novos poços propostos, considerando que o IP é uma incerteza que afeta significativamente o desempenho dos poços, e por consequência, do campo. Na literatura, existem poucas propostas para estimar rapidamente o IP e, portanto, essa é uma das motivações que o trabalho se propôs a desenvolver.

1.2 Objetivos

O objetivo principal do trabalho é avaliar as melhores alternativas de perfuração de poços adicionais em um campo maduro de petróleo utilizando a metodologia dos 12 passos desenvolvidos por Schiozer *et al.* (2019). O passo 6 de Schiozer *et al.* (2019) foi crucial para validar o processo de inserção de poços adicionais de forma nominal no campo, visando minimizar o impacto das incertezas. Além de determinar a produtividade dos poços de *infill drilling* ser um objetivo crucial para o estudo, foram estipulados cenários econômicos e operacionais para prever diferentes cenários dentro de um projeto de engenharia de reservatório. Outro objetivo é determinar um critério de parada para definir um número ideal de poços adicionais no campo. Todas essas etapas foram feitas com o objetivo de padronizar uma metodologia que possa ser aplicada em outros casos.

1.3 Organização da Dissertação

O trabalho é dividido em sete capítulos. No Capítulo 1 foi apresentado uma introdução ao tema, as motivações para o desenvolvimento do trabalho e os principais objetivos.

O Capítulo 2 apresenta os principais conceitos relacionados a este trabalho: indicadores econômicos, indicadores de risco, curva de risco, modelos representativos e regras de controle usadas na simulação.

O Capítulo 3 apresenta a revisão bibliográfica a respeito do estado da arte dos temas abordados: poços de *infill drilling*, metodologia do desenvolvimento e gerenciamento de reservatórios em malha fechada e, otimização de estratégias de produção.

O Capítulo 4 apresenta a metodologia utilizada na seleção e avaliação de alternativas de poços de *infill drilling* no reservatório.

O Capítulo 5 descreve as principais aplicações: estudo de caso do reservatório utilizado nesse trabalho, tempo de vida útil do campo e restrições da previsão de produção, determinação do índice de produtividade, incertezas e processo de seleção de poços de *infill drilling* nos modelos de simulação.

No Capítulo 6 são apresentados os resultados obtidos em relação aos poços de *infill drilling* propostos nesse trabalho. No Capítulo 7 são descritas as principais conclusões e contribuições desta dissertação.

2 CONCEITOS E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo tem como objetivo apresentar os conceitos necessários para o entendimento dos assuntos abordados neste trabalho, incluindo indicadores econômicos, indicadores de risco, curva de risco, modelos representativos e regras de controle na simulação numérica de reservatórios.

2.1 Indicadores econômicos

Campos de petróleo requerem altos investimentos para serem desenvolvidos e gerenciados, especialmente aqueles localizados em águas profundas. Apenas considerando o cenário econômico, um projeto de engenharia de petróleo apresenta diversas incertezas que envolve taxas governamentais, tipos de contratos, regimes fiscais, custos de produção e injeção, variações no preço do óleo, entre outros.

Há vários indicadores econômicos que podem ser usados para avaliar o desempenho de uma estratégia de produção e as opções de investimento possíveis em um projeto. Esta seção irá conceituar os indicadores econômicos utilizados neste trabalho: Valor Presente Líquido, Valor Monetário Esperado e Retorno sobre Investimento.

2.1.1 Valor Presente Líquido

Para avaliar o desempenho de diferentes estratégias de produção, o presente trabalho utiliza o indicador econômico valor presente líquido (VPL) que pode ser usado como função objetivo durante o processo de otimização. Puccini (2011) destaca que o critério de decisão para este indicador é bastante simples, onde estratégias de produção no qual o VPL é negativo não são viáveis, ao contrário de estratégias com VPL positivo. Além disso, Neves (2005) diz que a vantagem no uso do VPL é de possuir um cálculo relativamente simples e por facilitar a hierarquização de projetos. A Equação 2.1 expressa a fórmula para o cálculo do VPL.

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad \text{Equação 2.1}$$

sendo:

VPL = Valor presente líquido;

r = Taxa de desconto ou taxa de atratividade;

FC_t = Fluxo de entradas e saídas de caixa ao longo do tempo t;

t = Período considerado.

O VPL considera o fluxo de caixa (FC) durante a vida útil de um campo. Gaspar *et al.* (2016) considera que o FC para cada período pode ser calculado pela seguinte expressão simplificada com base no regime fiscal brasileiro de concessão:

$$FC = [(R - Roy - TS - OPEX) \cdot (1 - IR)] - CAPEX - CA \quad \text{Equação 2.2}$$

onde:

R = receita bruta com vendas de óleo e gás

Roy = valor total pago em *royalties* (incidente sobre a receita bruta);

TS = taxas sociais;

OPEX = custos operacionais de produção;

IR = imposto de renda;

CAPEX = investimento em equipamentos e instalações;

CA = custo de abandono.

Capital Expenditure (CAPEX) engloba investimentos iniciais em perfuração e completção dos poços, plataforma e interligação de poços à plataforma. O custo de abandono do campo (CA) é assumido neste trabalho por um cálculo de uma porcentagem dos investimentos iniciais com perfuração e completção dos poços.

2.1.2 Valor Monetário Esperado

O Valor Monetário Esperado (VME) pode ser usado como função objetivo em projetos de otimização da estratégia de produção considerando modelos probabilísticos enquanto o VPL é um bom indicador para cenários com baixo grau de incerteza ou para um único cenário (sem incerteza). Considerando isso, busca-se a estratégia com o maior VME dentre aquelas analisadas em um conjunto de modelos.

O VME de um projeto é definido como o somatório dos VPL dos cenários considerados pelas suas respectivas probabilidades de ocorrência como mostrado na Equação 2.3:

$$VME = \sum_{i=1}^n VPL_i \cdot p_i \quad \text{Equação 2.3}$$

onde:

VME = Valor Monetário Esperado;

p_i = Probabilidade de Ocorrência do cenário i ;

VPL_i = Valor Presente Líquido do cenário i ;

n = Número de cenários possíveis.

2.1.3 Retorno sobre Investimento

O Retorno sobre o Investimento (ROI) representa o montante que cada unidade monetária do projeto oferece de retorno líquido para o investidor, dado que foi necessário investir para concretizar o empreendimento. Tanto o lucro líquido quanto o investimento estão atualizados para a mesma data. O lucro líquido considerado é o VPL, o investimento também deve ser calculado para a mesma data focal.

O ROI apresenta diversas vantagens, sendo muito útil quando a empresa está em um cenário de grandes incertezas em relação à estabilidade das regras de operação de um país, como, aspectos regulatórios, regime fiscal, político, entre outros. Outra vantagem é ter um cálculo simplificado, de fácil aplicação. O ROI também permite comparação entre diversos projetos e pode ser aplicado como ponto de equilíbrio. No entanto é importante ressaltar que o ROI não pode ser empregado de forma isolada em uma decisão, mas sim, de forma complementar em relação a outros indicadores econômicos.

A análise, seleção e classificação de um ou vários projetos vai ser pela alternativa com maior ROI, significando maior retorno por unidade monetária de lucro realizado. O ROI é obtido pela Equação 2.4.

$$ROI = \frac{VPL}{VP_i} \quad \text{Equação 2.4}$$

onde:

VPL = Valor Presente Líquido;

VP_i = Valor Presente do investimento.

No caso da aplicação de poços de *infill drilling*, o VP_i considera o custo de perfuração e completção desses poços além do custo de interligação à plataforma. O VP_i representa neste trabalho o CAPEX nos cenários econômicos. O VPL para o cálculo do ROI na análise do primeiro poço de *infill drilling* é a diferença entre dois cenários (ΔVPL) do campo, um cenário base sem nenhuma aplicação de *infill drilling* e outro cenário contendo a estratégia de produção com *infill drilling*. À medida que o número de *infill drilling* aumenta, o ΔVPL é sempre a diferença do caso recente pelo caso anterior.

2.2 Indicadores de risco

Santos *et al.* (2017) propuseram uma metodologia para avaliar uma função objetivo que integra VME (Equação 2.3), nível de risco e potencial de ganho. Primeiro, precisa-se determinar o *benchmark* (B) com base na atitude do tomador de decisão e depende exclusivamente da sua definição de perda e ganho. No entanto, os autores recomendam calcular o VME de cada estratégia de produção e usar como referência a estratégia que maximiza o VME. Em seguida, os autores recomendam o uso do semidesvio padrão inferior, definido pela Equação 2.5, em relação ao *benchmark* para avaliar o nível de risco (incerteza nas perdas que queremos mitigar) e o semidesvio padrão superior, definido pela Equação 2.6, para avaliar o potencial de ganho (incerteza nos ganhos que queremos explorar) de uma estratégia de produção. A Figura 2.1 mostra uma representação gráfica de como é dividida a incerteza entre nível de risco (à esquerda de B) e potencial de ganho (à direita de B) onde a função objetivo é o Valor Esperado (VE).

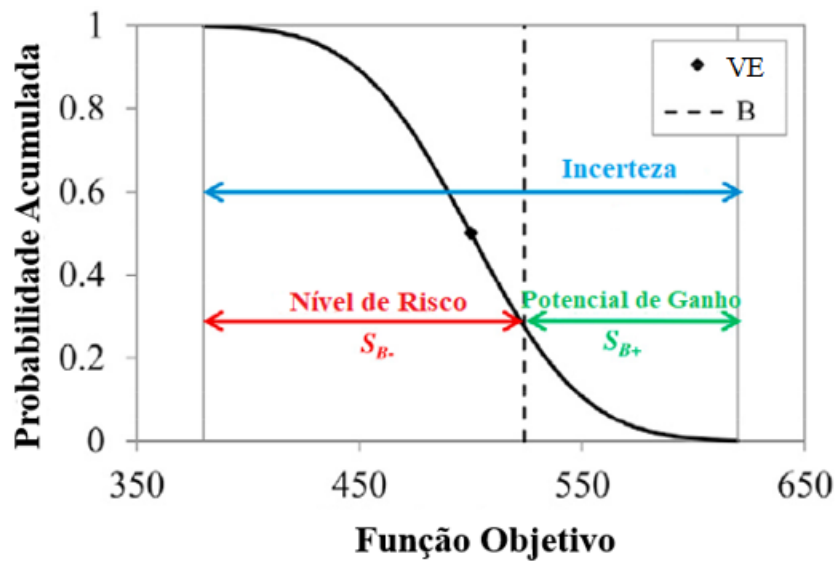


Figura 2.1 - Divisão da incerteza (em azul) em relação ao benchmark; nível de risco (em vermelho) e potencial de ganho (em verde); adaptado de Santos *et al.*, 2017

$$S_{B-} = \sqrt{E\{\min[(X - B), 0]^2\}} \quad \text{Equação 2.5}$$

onde:

S_{B-} = Semidesvio padrão inferior em relação ao B;

E = operador de expectativa;

X = variável aleatória (neste trabalho o ΔVPL foi aplicado como função objetivo);

B = *benchmark*.

$$S_{B+} = \sqrt{E\{\max[(X - B), 0]^2\}} \quad \text{Equação 2.6}$$

onde:

S_{B+} = Semidesvio padrão superior em relação ao B;

Santos *et al.* (2017) propõem uma expressão para estimar o valor de uma estratégia de produção ajustada à atitude do decisor como mostra a Equação 2.7. Esta função captura a aversão ou a neutralidade à incerteza nas perdas e aversão ou neutralidade nos ganhos.

$$\varepsilon(X) = E[X] - \frac{S_{B-}^2}{\tau_{dr}} + \frac{S_{B+}^2}{\tau_{up}} \quad \text{Equação 2.7}$$

onde:

$\varepsilon(X)$ = valor da estratégia de produção ajustado à atitude do decisor;

$E[X]$ = o valor esperado da variável aleatória X ;

Sb^{2-} e Sb^{2+} = semidesvio padrão inferior e superior de um *benchmark* B ;

τ_{dr} e τ_{up} = nível de tolerância ou indiferença ao risco e ao potencial de ganho.

Na Equação 2.7, o semidesvio padrão inferior diminui o valor esperado, de acordo com o nível de risco da estratégia de produção e a tolerância ao risco do tomador de decisão (τ_{dr}); enquanto o semidesvio padrão superior aumenta o valor esperado, de acordo com o potencial de ganho da estratégia de produção e a tolerância correspondente do tomador de decisão (τ_{up}).

O nível de tolerância (τ) é expresso nas mesmas unidades da distribuição e assume valores estritamente positivos. No termo de risco negativo: $\tau_{dr} < \infty$ implica aversão ao risco, enquanto $\tau_{dr} \rightarrow \infty$ implica neutralidade ao risco. No termo potencial de ganho: $\tau_{up} < \infty$ implica alta expectativa de altos retornos, enquanto $\tau_{up} \rightarrow \infty$ implica indiferença ou neutralidade ao potencial de ganho. O nível de tolerância é expresso em função do *benchmark* pela Equação 2.8 e Equação 2.9. O decisor define os pesos α_{dr} e α_{up} em relação ao B , para os termos de nível de risco (α_{dr}) e potencial de ganho (α_{up}), respectivamente.

$$\tau_{dr} = \alpha_{dr} \cdot B \quad \text{Equação 2.8}$$

$$\tau_{up} = \alpha_{up} \cdot B \quad \text{Equação 2.9}$$

onde:

α_{dr} e α_{up} = peso do *benchmark* definido pelo tomador de decisão.

2.3 Curva de Risco

A curva de risco é uma das técnicas mais usadas para avaliar as possibilidades de retorno financeiro ou de produção em um projeto. Os valores da função objetivo calculados são dispostos em ordem decrescente em paralelo com as probabilidades acumuladas. Após isso, a curva de risco da função escolhida é construída para um determinado período de produção. Exemplos desta curva podem ser visualizados na Figura 2.2, considerando a função objetivo $f(x)$.

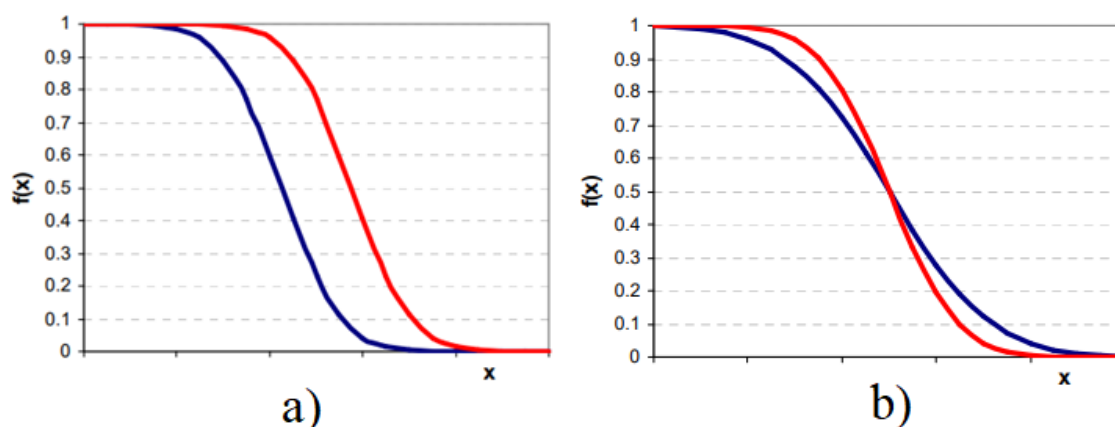


Figura 2.2 - Exemplo de curvas de risco: em a) VE maior (vermelho) e VE menor (azul); em b) menor risco (vermelho) e maior risco (azul); adaptado de Xavier, 2004

No item (a) a curva vermelha tem um deslocamento sobre o eixo x pois tem valores de VE maiores em relação a curva azul, considerando as mesmas probabilidades de ocorrência, ou seja, a curva vermelha apresenta maior retorno financeiro do que a azul caso a função objetivo seja o VPL por exemplo.

A verificação e avaliação do risco agregado ao projeto pode ser ao avaliar os percentis P10, P50 e P90 da probabilidade de ocorrência. No Item (b), pode-se afirmar que a diferença entre os percentis P10, P50 e P90 da curva azul possui maior variação do que a curva vermelha e conseqüentemente, um maior risco associado ao projeto.

Geralmente associa-se o percentil de probabilidade de ocorrência P10 a um cenário otimista, o P50 à um cenário provável e o P90 a um cenário pessimista. A estimativa P_n significa que há $n\%$ de chance de que o valor real seja igual ou superior ao valor estimado.

2.4 Modelos Representativos

Os modelos representativos (MR) têm como função representar a variabilidade das incertezas do reservatório em um número reduzido de modelos. Sendo assim, os MR retratam diferentes cenários possíveis a partir de atributos considerados determinantes. Como a análise de decisão envolve a estimativa de previsão em diversos cenários, é necessário otimizar cada modelo para realizar uma análise de risco. Assim sendo, torna-se inviável quando há muitos modelos e por esta razão os MR minimizam a complexidade do problema sem ter grandes diferenças entre os resultados.

Steagall (2001) verificou a existência de modelos, obtidos pela combinação de atributos, que possam representar os modelos otimistas, médios e pessimistas e estudar a diferença de comportamento de produção entre eles. Para analisar quais modelos podem ser escolhidos como representativos, Steagall (2001) apresentou um estudo sobre seleção de MR considerando o VPL como função objetivo. A escolha do modelo otimista foi feita considerando os modelos que obtiveram resultados próximos do percentil P10, e para os modelos médio e pessimista considerou-se os valores próximos aos percentis P50 e P90, respectivamente.

Xavier (2004) aponta que a seleção dos MR depende dos seguintes critérios:

- Número de atributos e seus respectivos níveis passíveis de redução de incerteza – quanto maior o número desses atributos, maior o número de MR a ser selecionado;
- Dispersão apresentada no gráfico do VPL x FR – quanto maior as possíveis diferenças na dispersão dos pontos, maiores possíveis diferenças nas estratégias de produção dos MR;
- Probabilidade de ocorrência de cada modelo – altas probabilidades de ocorrência concentradas em determinados modelos devem ser diluídas em um número maior de modelos;
- Precisão desejada no processo – quanto maior o número de MR, maior a precisão;
- O modelo base deve ser considerado como um MR.

Meira *et al.* (2016) associa bons candidatos a MR como aqueles modelos que:

- Estão bem distribuídos em gráficos de dispersão, para as quatro principais variáveis de campo (VPL, FR, Np e Wp), resultando em um total de seis gráficos (VPL x FR, VPL x Np, VPL x Wp, FR x Np, FR x Wp e Np x Wp);
- Estão bem distribuídos sob curvas de risco (VPL, FR, Np e Wp);
- Apresentam curvas de distribuição de probabilidade de ocorrência de cada atributo nos MR próximos ao observado nos modelos aprovados após a assimilação de dados.

2.5 Regras de controle na simulação numérica de reservatórios

Regras de controle são funções disponíveis no simulador que ditam a forma de operação dos poços. Especialmente na ferramenta IMEX do *software Computer Modelling Group* (CMG) utilizado neste trabalho, essas regras podem ser obtidas por uma palavra-chave

denominada de APPOR-METHOD, sendo que neste comando contém ainda subcomandos de nome PI, INGUIDE, GUIDE e PRIOR. Os subcomandos PI e INGUIDE foram aplicados neste estudo, conforme mostra o Anexo D, e serão descritos em seguida.

2.5.1 Potencial Instantâneo (PI) – padrão do simulador

Esta opção padrão do simulador executa a cada espaço de tempo uma divisão baseada no cálculo do PI, o qual é calculado pelo simulador, a fim de determinar as vazões de produção e injeção dos poços. Com isto, será atribuída a cada grupo de poços uma vazão, tendo em conta a vazão máxima da superfície que for estabelecida, seguindo a mobilidade total dos fluidos vs. fator geométrico do poço. Com isto o simulador ao longo do tempo de produção, realiza uma normalização da produção, a fim de determinar a vazão para cada poço considerando a vazão total dos poços sem restrição e o limite estabelecido no grupo. O cálculo da vazão é expresso no simulador pela seguinte equação:

$$Q_{p,cr} = \frac{Q_{p,sr}}{Q_{t,sr}} \cdot L_g \quad \text{Equação 2.10}$$

onde:

$Q_{p,cr}$ = vazão do poço com restrição;

$Q_{p,sr}$ = vazão do poço sem restrição;

$Q_{t,sr}$ = vazão total sem restrição;

L_g = limite do grupo de poços.

2.5.2 Internally generated guide rate (INGUIDE)

O INGUIDE é um subcomando de controle numérico que deriva do APPOR-METHOD. Essa regra permite ajustar vazões de produção e injeção através da priorização que o utilizador insere em cada variável, não esquecendo que essa distribuição de vazões é efetuada internamente pelo simulador. Para estabelecer essa prioridade, o usuário necessita colocar, seja

no grupo dos poços produtores ou injetores, vários comandos que permitirão ao simulador uma melhor otimização da produção e injeção do campo. Por último, fica a parte dinâmica deste comando, local onde o utilizador estabelece prioridades mediante a seguinte equação:

$$Prioridade = \frac{A_o(ig) + \sum_{i=1}^{nph} A_i(ig) \cdot Q(iw)}{B_o(ig) + \sum_{i=1}^{nph} B_i(ig) \cdot Q(iw)} \quad \text{Equação 2.11}$$

Esta equação é um quociente, que permitirá atribuir pesos, consoante seja a prioridade que o utilizador queira atribuir ao campo. A Tabela 2.1 apresenta o método de entrada no simulador:

Tabela 2.1 - Propriedades que podem ser priorizadas no INGUIDE

	Constante	STO	STG	STW	STS	STL	BHP
NUMERADOR	A_o	A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6
DENOMINADOR	B_o	B_1	B_2	B_3	B_4	B_5	B_6

Neste trabalho, usou-se o subcomando INGUIDE nos poços produtores para verificar se haveria melhora no VPL e no EUR das estratégias de produção. No ranqueamento das prioridades de rateio, a prioridade é a vazão de óleo, com o objetivo de maximizar a produção do fluido desejável (óleo). Enquanto a vazão de água não é priorizada pois pretende-se minimizar a produção de um fluido não desejável (água) no modelo em estudo. Para priorizar estas variáveis utiliza-se a equação da prioridade através do comando PRIOR-FORM. No PRIOR-FORM, pode se introduzir estes subcomandos, com o intuito de alcançar o objetivo: PRIOR-CTRL, PRIOR-RATE, PRIOR-NUMBER e PRIOR-DENOM.

Estes subcomandos permitem monitorar o tempo de controle da prioridade (PRIORCTRL), o tipo de rateio utilizado no cálculo da prioridade do poço (PRIOR-RATE), o peso do coeficiente do numerador da função prioridade (PRIOR-NUMBER) e o peso do coeficiente do denominador da função prioridade (PRIOR-DENOM). Neste trabalho utilizam-se os subcomandos PRIOR-NUMBER e PRIOR-DENOM, com a finalidade de perceber o comportamento da função INGUIDE no caso de estudo em análise.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A revisão bibliográfica apresentada a seguir tem como objetivo situar o leitor em relação a temas que este trabalho tem relação: poços de *infill drilling*, metodologia de desenvolvimento e gerenciamento de reservatórios de petróleo em malha fechada e otimização de estratégia de produção.

3.1 Poços de *Infill Drilling*

A revitalização em campos maduros se torna uma opção atrativa à medida que a produção decai ao longo do tempo. Poços de *infill drilling* é um mecanismo que serve para melhorar a eficiência de varredura do reservatório ao aumentar o número de poços em uma área com o objetivo de aumentar a produção de óleo adicional. Diminuir o espaçamento entre os poços permite acesso a áreas não drenadas de um campo.

As empresas adotam a estratégia de implementar poços adicionais em campos maduros para garantir fluxos de caixa positivos, de acordo com a recuperação adicional de óleo, em menor custo operacional. Várias técnicas e abordagem foram estabelecidas ao longo dos anos para entender melhor a eficiência que os poços de *infill drilling* podem trazer a um projeto de engenharia.

Segundo Driscoll (1974), a tendência para recuperação de óleo por meio de poços de *infill drilling* até a década de 1950 era negligenciada ou apenas considerada quando algum fator particular do reservatório apresentasse um efeito dramático em relação à recuperação. Isso aconteceu devido às limitações na habilidade de descrever e simular a heterogeneidade dos reservatórios e o deslocamento de fluido de forma realista. No entanto, com o advento da simulação numérica de reservatórios, as técnicas de *infill drilling* passaram a serem mais bem analisadas nos anos seguintes.

Gould *et al.* (1982) listam os três maiores benefícios que poços de *infill drilling* podem trazer para um projeto: (1) recuperação incremental de óleo; (2) aceleração da produção de óleo; e (3) redução de custos operacionais devido a baixos cortes de água.

Malik *et al.* (1993) definem e investigam o conceito de *Hydraulic Interwell Connectivity* (HIC) para caracterizar e estimar o potencial do campo em relação aos poços de *infill drilling*.

Os autores afirmam que até então, a literatura descrevia muito pouco a importância da conectividade do reservatório, fazendo com que incorporem HIC na simulação para determinar o grau de comunicação entre poços injetores e produtores para determinar locais ótimos de *infill drilling*.

Sayyafzadeh *et al.* (2010) testou o potencial de conversão de poços de *infill drilling* produtores para injetores e vice-versa e constataram que a eficácia da estratégia de produção aumenta se: (1) novos poços produtores forem perfurados em seções do reservatório com baixa densidade das linhas de fluxo e alta saturação de óleo; (2) poços produtores “mortos” (baixa contribuição para recuperação de óleo no campo) forem convertidos em injetores podendo ser um método eficaz na densidade de linhas de fluxo no entorno de outros produtores próximos.

Satter *et al.* (2016) ressalta a importância da simulação numérica de reservatórios para avaliar a quantidade e a distribuição dos poços de *infill drilling* de forma adequada. Os autores explicam que inicialmente muitos campos nos Estados Unidos foram desenvolvidos com espaçamento de poço de 160 acres e que à medida que a produção diminuía, novos poços de *infill drilling* foram implementados na fase seguinte, diminuindo o espaçamento até 40 acres. Em reservatórios de baixa permeabilidade, o espaçamento era reduzido até 20 acres para aumentar a produção. Esse critério de perfuração de poços de *infill drilling* em todo o campo mudou com o advento da simulação numérica de reservatórios, que permitiu uma caracterização geológica mais intensa. Assim sendo, a simulação tornou-se uma importante ferramenta para avaliar essa técnica, fazendo com que certas áreas do reservatório e intervalos geológicos identificados não fossem varridos ou perfurados. Logo, poços adicionais foram direcionados para áreas específicas, em vez de adotar um padrão regular de perfuração em todo o campo. Por fim, os autores citam a importância e o sucesso da tecnologia de poços horizontais na indústria, onde muitos poços de *infill drilling* foram perfurados horizontalmente para aumentar ainda mais a produção de óleo e gás.

3.2 Metodologia de Desenvolvimento e Gerenciamento de Reservatório em Malha

Fechada

Schiozer *et al.* (2019) desenvolveu uma metodologia de 12 passos em malha fechada para ser aplicada em diferentes momentos da vida útil do campo, tanto na fase de desenvolvimento quanto na fase de gerenciamento. A metodologia é usada para análise de decisão integrando etapas importantes em um projeto de petróleo como a simulação numérica de reservatórios,

análise de risco, assimilação de dados, modelos representativos e seleção de estratégias de produção sob incerteza, podendo ser aplicadas parcialmente dependendo do foco do estudo.

A Figura 3.1 apresenta as etapas de um ciclo em malha fechada distribuída. As etapas 1-2 representam construção e caracterização de modelos de simulação (verde); as etapas 3-5 representam o processo de assimilação de dados (vermelho); as etapas 6-11 representam a análise de decisão na otimização de estratégias de produção para a previsão do campo (azul). A etapa 12 se refere a decisão final.

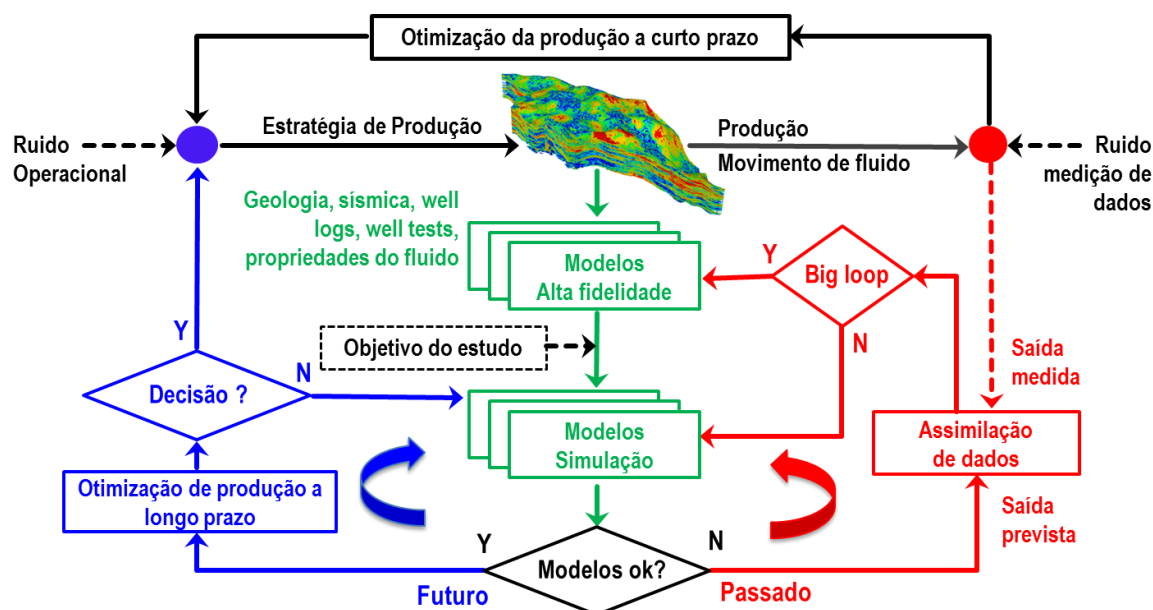


Figura 3.1 - Representação esquemática dos 12 passos da metodologia de Desenvolvimento e Gerenciamento em Malha Fechada desenvolvido por Schiozer *et al.* (2019)

A seguir uma descrição sucinta das 12 etapas:

1. Caracterização de reservatórios sob incertezas para construção de modelos, desenvolvimento de cenários e estimativa de probabilidades
 - Todas as incertezas possíveis precisam ser integradas aos modelos por meio de realizações geoestatísticas: incertezas geológicas referentes ao reservatório e aos fluidos, operacionais e econômicas.
2. Construção e calibração dos modelos de simulação
 - A simulação precisa ser robusta o suficiente para representar o reservatório e rápida o suficiente para ser incluída em uma metodologia que demande muitas simulações;

- O grau de precisão dos modelos é definido de acordo com o objetivo do estudo pelos tomadores de decisão.
3. Verificação de inconsistências do Caso Base com dados de poços dinâmicos
 - Etapa crucial para verificar inconsistências no modelo de simulação em relação aos dados reais dos poços (histórico de produção);
 4. Geração de cenários considerando todas as possibilidades
 - Uso de uma técnica de amostragem, como por exemplo o Hipercubo Latino Discretizado, para combinar todos os cenários possíveis de incertezas e verificar se os modelos gerados englobam os dados observados. Se sim, segue-se para a Etapa 5 (assimilação de dados). Caso contrário, pode ser necessário voltar às etapas anteriores.
 5. Redução de cenários com dados dinâmicos e/ou dados sísmicos
 - Indicador AQNS (Afastamento Quadrático Normalizado com Sinal) geralmente usados para filtrar modelos aprovados após o processo de assimilação de dados de acordo com uma margem de tolerância estabelecida;
 - Com o conjunto de modelos selecionados e aprovados, uma estratégia inicial deve ser usada para selecionar um caso base (o recomendado é que este caso base seja selecionado próximo ao P50 (percentil) em todos os indicadores.
 6. Seleção de estratégia determinística para o caso base
 - Depois de selecionar um caso intermediário, uma estratégia de produção considerando apenas um cenário deve ser selecionada;
 - Para uma seleção de estratégia é preciso definir as variáveis de otimização, que podem ser divididas em três grupos segundo Gaspar *et al.* (2016): variáveis de projeto (G1), variáveis de controle (G2) e variáveis de revitalização (G3).
 7. Construção da curva de risco inicial
 - Estimativa da curva de risco inicial a partir da estratégia de produção selecionada na etapa anterior ao aplicar em todos os cenários possíveis.
 8. Seleção de modelos representativos (MR)
 - Seleção de poucos modelos que representam todas as incertezas do reservatório baseado em um sistema de múltiplas entradas considerando uma distribuição probabilística e um nível de atributos incertos.
 9. Seleção de estratégias de produção especializadas para cada MR

- Repetição da etapa 6 (SCHIOZER *et al.*, 2019) mas desta vez em outros cenários para prover diferentes soluções no desenvolvimento e gerenciamento do campo.

10. Seleção de estratégia de produção sob incertezas

- Uma otimização robusta (SILVA *et al.*, 2016) ou uma análise de risco-retorno (SANTOS *et al.*, 2017) podem ser feitas para selecionar a melhor estratégia entre as candidatas da etapa 9.

11. Identificação do potencial de mudança na estratégia de produção para melhorar a chance de sucesso

- Melhorias na estratégia selecionada na etapa anterior, considerando as incertezas e a aversão ao risco das empresas;
- Os estudos mais comuns incluídos nesta etapa são valor da informação, flexibilidade e robustez, além da integração com o sistema de produção e otimização da estratégia de produção a curto prazo.

12. Curva de risco final e análise de decisão

- Indicadores técnicos e econômicos são usados para a tomada de decisão em modelos de otimização de longo e curto prazo;
- O processo dos 12 passos deve ser sempre repetido assim que novas informações são obtidas, atualizando os modelos e voltando a ser cíclico;
- Não é necessário fazer todos os passos, isso depende exclusivamente do foco do trabalho.

Pesquisadores basearam-se nos 12 passos para desenvolver metodologias. Entre eles, Gaspar *et al.* (2016) propôs uma metodologia que auxilia e organiza um complexo processo de otimização de forma sequencial, utilizando a Etapa 6 como referência. Gaspar *et al.* (2016) classifica variáveis de otimização em três grupos e sugere que a sequência de variáveis a serem otimizadas são G1, G2 e G3 respectivamente.

Maschio *et al.* (2021) apresenta uma metodologia que integra o processo de assimilação de dados compreendendo as incertezas dos modelos de reservatório e sistema de produção. O principal objetivo foi reduzir as incertezas tanto para reservatório quanto para o sistema de produção, melhorando assim, as previsões de produção de curto e médio prazo, visando a aplicação de modelos calibrados no gerenciamento de reservatórios que integra modelos de reservatório e sistema de produção.

Gaspar *et al.* (2022) avaliou informações de dados sísmicos 4D integrado a simulação numérica de reservatórios para otimizar as variáveis de controle e revitalização da estratégia de produção de um campo. Os autores mostraram que a metodologia estabelecida foi eficaz pois decisões aprimoradas com informações sísmicas refletem em ganhos econômicos e melhoram a escolha do modelo mais provável para uma análise determinística.

Meira *et al.* (2016) propuseram uma metodologia assistida para identificar MR que representam as propriedades originais (estáticas e dinâmicas) do reservatório. No âmbito de uma metodologia maior, a técnica desenvolvida pelo autor permitiu facilitar o processo de análise de decisão de diversos trabalhos futuros, sendo amplamente aplicada na Etapa 8.

Baseado na Etapa 10, Mirzaei-Paiaman *et al.* (2022) sugeriu uma estrutura de otimização robusta sequencial iterativa para otimizar a quantidade e a localização do(s) poço(s) sob a incerteza operacional e econômica, examinando nove modelos representativos e três cenários econômicos. Os autores concluem que a otimização sequencial iterativa pode resolver a limitação da otimização simultânea por sua inadequação na parametrização de variáveis complexas.

Santos *et al.* (2017) desenvolveu uma metodologia que se baseia nas Etapas 10 e 11 para avaliar o nível de risco, potencial de ganho e uma função que integra esses indicadores combinados a um valor esperado (VE). Essa abordagem pode substituir a otimização robusta da Etapa 10 estabelecida por Schiozer *et al.* (2019).

Victorino *et al.* (2022) demonstraram que um modelo integrado com o sistema de produção, considerando a Etapa 11, pode apresentar diferença no retorno econômico de uma estratégia de produção em relação à uma otimização de estratégia que não considera um sistema integrado de produção, destacando uma diferença de 18% de VPL entre os dois casos. Isso ocorre porque no sistema integrado houve uma completação da tubulação no sistema de coleta que modifica as condições de fronteira entre o reservatório e o sistema de produção enquanto o sistema não-integrado, por ser mais simplificado, pode mascarar os resultados e induzir a decisões erradas pois não é tão próximo a realidade quanto o sistema integrado.

3.3 Otimização da Estratégia de Produção

Estratégia de produção é o termo utilizado para se referir a um plano que estabelece a maneira que um reservatório será explotado. Ao se definir uma estratégia de produção, define-

se consequentemente vários aspectos do plano de desenvolvimento do campo, como por exemplo: número e localização, tipo de poço (produtor e injetor), orientação do poço (vertical, horizontal, direcional e multilateral), condições operacionais, cronograma de entrada dos poços, capacidades da plataforma, métodos de elevação artificial, métodos de recuperação primária e secundária, entre outros. Com base nisso, um conjunto de variáveis compõem uma estratégia de produção e uma forma eficaz de avaliação é a otimização.

A otimização da estratégia de produção é um método iterativo que busca, através da maximização de uma função objetivo, obter a melhor alternativa de produção e retorno econômico. A necessidade de otimizar estratégias de produção pode ocorrer em diversas etapas do processo de seleção, durante o desenvolvimento ou gerenciamento do campo.

Alguns autores elaboraram metodologias de otimização de estratégias de produção visando minimizar a complexidade que cada otimização de estratégia pode trazer ao projeto.

Nakajima e Schiozer (2003) deram continuidade ao trabalho de Mezzomo e Schiozer (2002) fazendo uma otimização de estratégia refinada para campos em desenvolvimento. O trabalho envolve três ferramentas principais: simulação numérica de reservatórios, simulação por linhas de fluxo e mapa de qualidade (MQ).

A utilização de MQ para o estudo de campos em produção tem a função de identificar áreas não drenadas do reservatório com potencial de produção. Nakajima (2003) utilizou três métodos para a confecção de MQ: método baseado em simulação numérica, método baseado em lógica *Fuzzy* e método analítico. Todas elas possuem vantagens e limitações, porém geralmente são úteis para estabelecer critérios na hora de otimizar o posicionamento de um novo poço.

A Figura 3.2 apresenta um exemplo de MQ (MASCHIO *et al.*, 2008). É possível observar na figura a medida da unidade de qualidade, que varia de 0 a 1 – onde valores baixos (em azul) correspondem às regiões não promissoras para locação de poços e valores altos (em vermelho) correspondem às regiões promissoras.

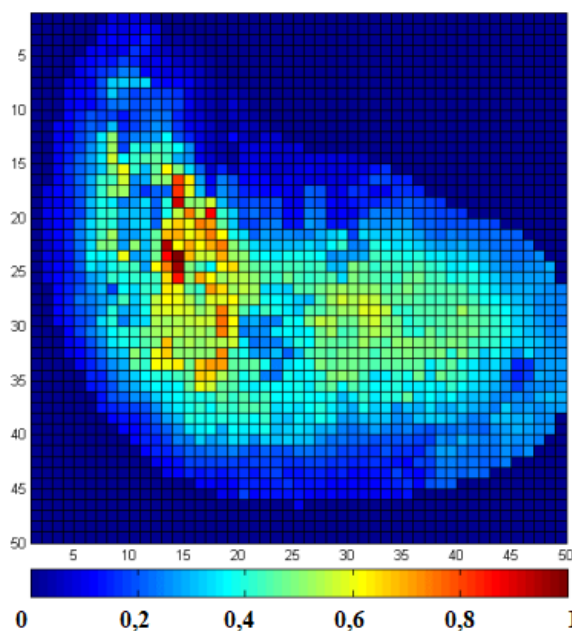


Figura 3.2 - Exemplo de mapa de qualidade (adaptado de Maschio *et al.*, 2008)

A otimização para configurar parâmetros de um poço tem sido realizada usando uma variedade de algoritmos de otimização, como por exemplo algoritmos que utilizam otimizadores baseados em métodos gradientes (exemplos em Nasrabadi *et al.*, 2012 e Udy *et al.*, 2017) ou métodos heurísticos.

Os métodos heurísticos comumente demandam maior esforço computacional comparado com métodos por gradientes, no entanto, evitam que a solução fique restrita a um ótimo local, além de permitirem a avaliação de funções descontínuas, não diferenciáveis ou desconhecidas. Alguns exemplos de métodos heurísticos aplicados à seleção de estratégia de produção são: *Simulated annealing* (Beckner e Song, 1995), algoritmos genéticos (Bittencourt e Horne, 1997; Montes *et al.*, 2001; Güyagüler *et al.*, 2002; Yeten *et al.*, 2003; Badru e Kabir, 2003; Ozdogan *et al.*, 2005; Artus *et al.*, 2006; Maschio *et al.*, 2008b; Emerick *et al.*, 2009; Nogueira e Schiozer, 2009; Bukhamsin *et al.*, 2010; Morales *et al.*, 2011; Ciaurri *et al.*, 2012; Darabi e Masihi, 2013; Salmachi *et al.*, 2013), otimização de enxame de partículas (Onwunalu e Durlofsky, 2010, 2011; Wang *et al.*, 2012; Ciaurri *et al.*, 2012; Isebor *et al.*, 2014; Humphries *et al.*, 2014; Humphries e Haynes, 2015; Jesmani *et al.*, 2015; de Brito e Durlofsky, 2021; Han *et al.*, 2021), algoritmo de competição imperialista (Dossary e Nasrabadi, 2016) e evolução diferencial (Awotunde, 2014a,b; Al-Ismael *et al.*, 2018).

4 METODOLOGIA

Este capítulo apresenta a metodologia desenvolvida neste trabalho, que compreende as Etapas 6 a 10 propostas por Schiozer *et al.* (2019) e especificada para o caso de inserção de poços de *infill drilling* conforme apresentado na Figura 4.1.

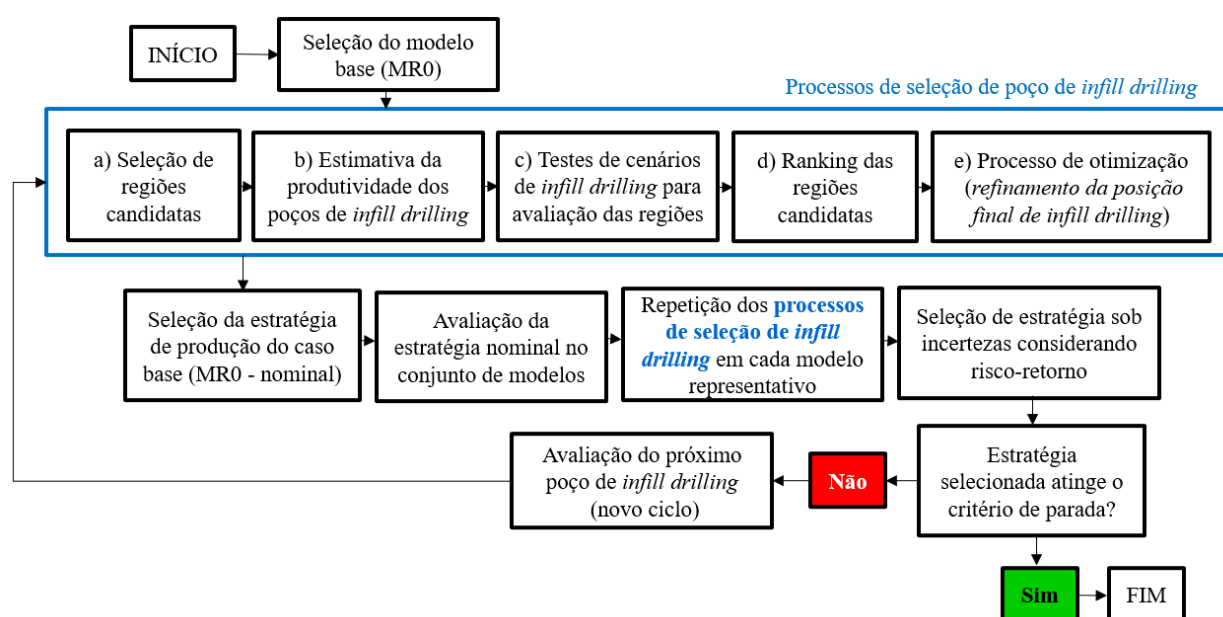


Figura 4.1 - Fluxograma da metodologia proposta

Nas subseções deste capítulo, inicialmente, são apresentados os dados de entrada necessários para uso da metodologia proposta. Em seguida, são descritos os procedimentos de seleção de *infill drilling* no campo separados em cinco processos: (a) seleção de Regiões Candidatas (RC) de acordo com o uso de mapas de qualidade; (b) estudo da estimativa do índice de produtividade dos poços de *infill drilling* propostos; (c) testes de cenários contendo um único *infill drilling* em cada RC, caracterizadas como Posições Candidatas Iniciais (PCI), definida no procedimento a) com objetivo de avaliar a região; (d) ranking das RC de acordo com a maximização da função objetivo nominal; e (e) submissão das quatro melhores RC, ranqueadas no procedimento anterior, à otimização.

Em seguida, as quatro estratégias otimizadas no final do procedimento (e), chamadas neste trabalho de Posições Candidatas Finais (PCF), são aplicadas ao conjunto de modelos

assimilados (Maschio *et al.*, 2022). Considera-se a melhor PCF entre as quatro para selecionar os MR.

Os procedimentos de seleção de *infill drilling* são repetidos em cada MR, com exceção do procedimento (b): estudo do índice de produtividade (IP). O IP dos poços de *infill drilling* são definidos no procedimento (b) para cada RC utilizando o modelo base (aqui chamado de MR0). Ao obter esse valor base, essa variável é discretizada como uma incerteza no campo e aplicada no conjunto de modelos. No final do processo de otimização dos MR, tem-se as estratégias especializadas que são avaliadas na análise de risco-retorno desenvolvido por Santos *et al.* (2017) para selecionar a melhor estratégia sob incertezas. Concluindo esta etapa, verifica-se se a estratégia selecionada atinge o critério de parada: caso o critério seja atingido, a análise de decisão é finalizada; caso contrário, um novo ciclo de seleção de *infill drilling* é feito.

4.1 Dados de entrada

Alguns dados de entrada foram previamente definidos, como parte da premissa da metodologia, de acordo com os 12 passos desenvolvidos por Schiozer *et al.*, 2019. Esses dados incluem: conjunto de modelos aprovados, seleção do modelo base, seleção dos demais modelos representativos e cenários econômicos.

Os primeiros dados se referem às incertezas do reservatório, representadas por um conjunto de modelos de simulação que passaram por um processo de redução de cenários a partir de um processo de assimilação de dados na Etapa 5. Essa etapa corresponde ao processo de filtragem, originando um conjunto de modelos aprovados, utilizados para geração da previsão dos resultados econômicos e de produção das estratégias geradas. Maschio *et al.* (2022) selecionou 195 modelos aprovados que foram usados como dados de entrada neste trabalho.

Em seguida, foi necessário escolher um modelo base (MR0), representando um caso P50 para as funções objetivo VPL, FR, EUR e Wp. É importante destacar que no modelo base consta apenas a estratégia de produção original do campo, ou seja, possui um cenário sem nenhum poço de *infill drilling*.

Uma vez definida a estratégia de produção para o modelo do caso base, cenário com um poço de *infill drilling*, seleciona-se os demais modelos representativos (MR). Os MR constituem um grupo reduzido dos 195 modelos ajustados, e são selecionados buscando manter

a variabilidade das incertezas do campo e das respostas econômicas e de produção, durante o período de previsão. De forma sucinta, os MR representam todo o conjunto de modelos com o objetivo de diminuir o custo computacional para múltiplas avaliações durante o processo de otimização da estratégia de produção.

Por fim, são necessárias as incertezas econômicas referentes, por exemplo, aos cenários de preço do óleo e custos de produção de água e óleo. Essas incertezas são utilizadas para agregar nas análises de risco o impacto das incertezas econômicas na fase de previsão.

4.2 Processo de seleção de poços de infill drilling

O processo de seleção de *infill drilling* no reservatório é validado usando o modelo base (MR0) e o cenário econômico mais provável. Esta etapa foi dividida em cinco principais procedimentos:

- Seleção das regiões candidatas;
- Estudo de estimativa de produtividade;
- Testes de cenários de *infill drilling* para avaliar a qualidade da região;
- *Ranking* das regiões candidatas;
- Processo de otimização da região candidata a fim de refinar a posição ótima do poço.

4.2.1 Seleção das regiões candidatas

As regiões candidatas (RC) são regiões possíveis para avaliar poços de *infill drilling* no campo. Essas regiões são escolhidas de acordo com a análise de Mapas de Qualidade Analítico (MQA) construídos usando propriedades estáticas do modelo, onde cada valor de qualidade da célula do bloco foi determinado pela seguinte expressão (Maschio *et al.*, 2008a):

$$\sum_{l=1}^n \frac{k_h \cdot \phi \cdot S_o \cdot h}{n} \quad \text{Equação 4.1}$$

onde:

K_h = permeabilidade horizontal absoluta;

ϕ = porosidade;

S_o = saturação de óleo;

h = espessura das células do bloco;

n = número de camadas.

Como o MQA é uma representação 2D do reservatório, o valor da célula do bloco é a média de todos os valores da célula na coordenada K (camada) da mesma posição IJ.

Este mapa é analisado em dois tempos: 6 meses antes da data de perfuração de um poço de *infill drilling* (MQA-inicial) e no último tempo da simulação (MQA-final). O MQA é normalizado para valores de 0 a 1, onde a unidade de qualidade 0 indica blocos com o pior desempenho para se perfurar um poço e 1 indica os melhores blocos para se perfurar um poço. Este procedimento ajuda a eliminar regiões (ou conjunto de blocos) não promissores em relação ao *infill drilling*. As regiões candidatas são escolhidas de acordo com uma análise conjunta, onde a unidade de qualidade do bloco aponte valores iguais ou maiores do que 0,4. Esses blocos serão usados para definição da cabeça do poço para inserir poços de *infill drilling* nas próximas etapas.

4.2.2 Estimativa da produtividade

Neste estudo, foi de extrema importância definir a produtividade dos poços de *infill drilling* propostos, pois sem este valor a produção é significativamente diferente dos poços já existentes no campo. A produtividade calculada pelo simulador para reservatórios de óleo pesado não representa a realidade da produção na inserção de novos poços e, portanto, uma correção é necessária.

A Figura 4.2 mostra um exemplo da diferença de vazão de líquido do *infill drilling* em relação aos poços perfurados do campo. Em a) nota-se que o *infill* (em vermelho) ultrapassa valores de produção de líquido acima de 4000 m³/dia logo em sua abertura, o que se conclui uma produção inadequada comparada a produção dos demais poços (em azul). Logo, uma correção de produtividade deve ser realizada, como visto em b), onde a produção de *infill* está mais compatível com a produção dos outros poços.

Entretanto, é importante destacar que esta variável é uma incerteza inerente ao próprio poço de *infill* – uma vez que não se tem o valor real da produtividade dos poços que serão propostos para o estudo. Toda esta etapa foi realizada utilizando o MR0.

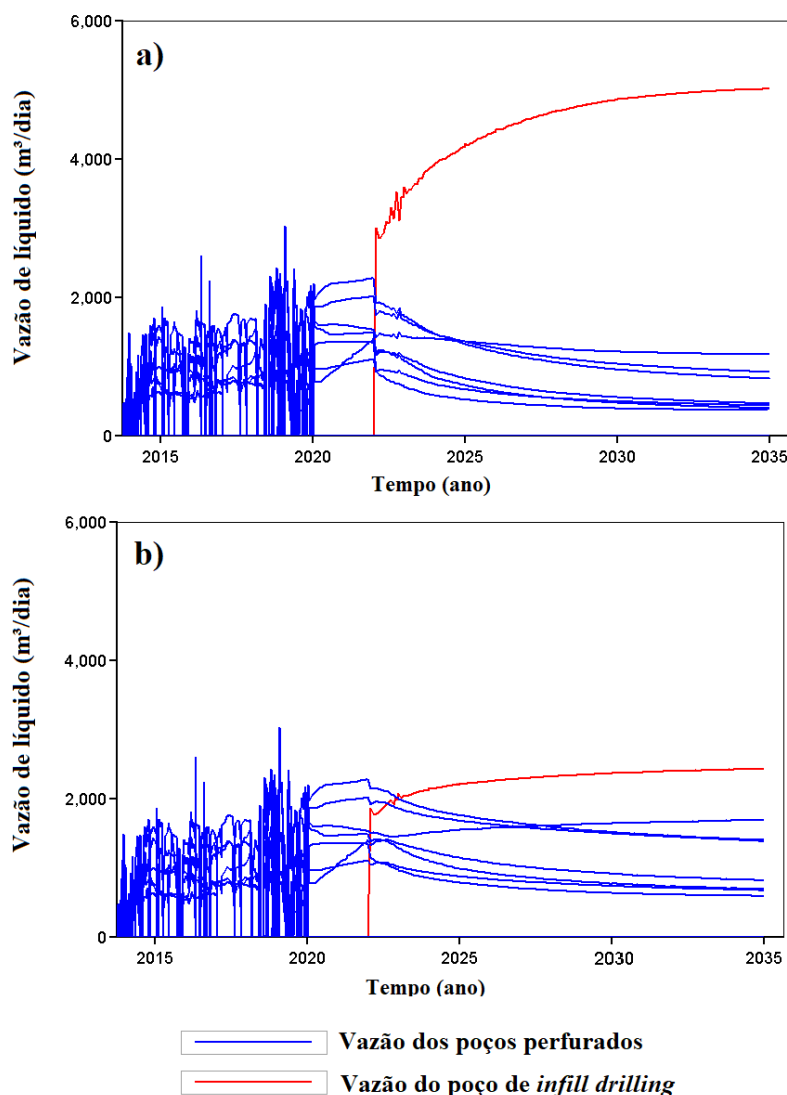


Figura 4.2 – Diferença de produção de líquido entre dois cenários: a) sem comando de produtividade (calculado pelo simulador); e (b) com comando de produtividade.

Inicialmente, é necessário que o índice de produtividade (IP) ou o índice de injetividade (II) dos poços perfurados (ou existentes) esteja declarado nos modelos de simulação. Para determinar o IP dos poços de *infill*, quatro processos principais foram realizados:

1. Cálculo da diferença média de IP dos poços existentes entre dois casos: (1) usando uma palavra-chave para declarar a produtividade; e (2) sem usar nenhuma palavra-chave, ou seja, o IP é calculado internamente pelo simulador;
2. Determinação do IP dos poços de *infill* (valor de saída) sem a declaração da palavra-chave de produtividade no arquivo de simulação, ou seja, o próprio simulador calculará inicialmente a produtividade do poço de *infill*;

3. Aplicar a diferença média de IP calculada no item (1) nos poços de *infill* para determinar o IP calculado;
4. Calcular o valor de entrada de produtividade considerando o IP calculado no item (3). Nesta etapa, é necessário fixar valores de entrada de produtividade para calcular os valores de saída. Por uma linha de tendência, tem-se a relação de produtividade de entrada e produtividade de saída e, portanto, o valor de entrada será aquele que corresponde ao IP calculado.

Para cada região candidata (RC) foi determinado um valor IP. O valor obtido foi utilizado no MR0 e para os demais RM foi aplicada uma faixa de incerteza acima e abaixo de 30% do valor base.

4.2.3 Testes de cenários de poços de *infill drilling*

Este procedimento contempla a seleção de um único poço de *infill drilling* em cada RC. Essa aplicação gera um conjunto de cenários denominadas Posições Candidatas Iniciais (PCI). As mesmas condições de previsão e de operação dos poços são aplicadas ao longo das PCI, a fim de comparar o desempenho entre elas sem nenhum viés, sendo importante destacar que os PCI não são posições otimizadas; destinam-se apenas a testar o potencial da região em que está inserida.

Para selecionar um poço de *infill drilling* no modelo de simulação é necessário informar alguns parâmetros, tais como: variáveis de monitoramento da previsão (corte de água e razão gás/óleo), capacidade da plataforma, disponibilidade do sistema (plataforma, *manifolds* e poços), restrições de pressão máxima e mínima dos poços, índice de produtividade dos poços, tipo e *design* de poço de *infill drilling*, cronograma de abertura e uma função objetivo para avaliar o desempenho de cada PCI. Todos os parâmetros precisam ser padronizados nas PCI para se obter uma comparação justa entre as regiões testadas.

A Tabela 4.1 apresenta uma lista de detalhes em relação aos poços de *infill drilling* testados neste estudo. Apenas poços produtores são testados pois a produção de água atinge o limite da plataforma. A orientação dos poços de *infill drilling* são direcionais, assim como os poços existentes no campo, variando entre as coordenadas I, J e K. A máxima pressão de fundo de poço, ou em inglês, *Bottom-Hole Pressure* (BHP), é baseado no BHP máximo dos poços vizinhos. No entanto, se o poço de *infill drilling* estiver alocado perto de dois ou mais poços

vizinhos, uma média de BHP entre eles é calculada. As coordenadas IJK inicialmente são definidas nessa etapa de acordo com as coordenadas do bloco escolhido na etapa de seleção das RC. O bloco escolhido de uma região, que possui unidade de qualidade nos AMQ maior ou igual a 0,4, representa a cabeça do poço onde o *infill drilling* é inserido.

O canhoneio do poço é feito de acordo com a coordenada do bloco da cabeça do poço em função de um ângulo, estipulado nesta etapa, até atingir um quilômetro de comprimento em média. Esse processo é automatizado de acordo com uma rotina feita no Matlab, que pode ser conferida no Anexo B. Porém é importante destacar que as coordenadas IJK e o ângulo são variáveis de otimização, e que o foco desta etapa é apenas avaliar a região e não obter uma solução ótima.

Tabela 4.1 - Restrições e design dos poços de *infill drilling*

Tipo de poço	Produtor
Orientação	Direcional
Índice de produtividade	Etapa 4.2.2
BHP máximo	Baseado no BHP de poços vizinhos
Comprimento	1 km
Coordenadas IJK	Baseadas no bloco (cabeça do poço) com unidade de qualidade maior ou igual a 0,4
Ângulo horizontal	(otimizadas nas próximas etapas)

Cinco posições diferentes de PCI para cada região candidata são testadas. Assim, propicia-se uma melhor amostragem do potencial que o poço de *infill drilling* pode trazer ao ser perfurado em determinada região.

Em relação ao cronograma dos poços, cada poço de *infill* é aberto em um intervalo de um ano entre eles. A data de perfuração e abertura obedecem a um intervalo de seis meses. O primeiro *infill* testado é aberto em janeiro de 2022, o segundo e o terceiro *infill* são abertos em janeiro de 2023 e janeiro de 2024, respectivamente.

4.2.4 **Ranking das regiões candidatas**

As melhores PCI são definidas de acordo com o resultado dos testes feitos na etapa anterior. As PCI com o maior aumento no VPL em comparação com o Caso Base são selecionadas e classificadas. As quatro melhores regiões são submetidas à otimização.

4.2.5 Processo de otimização (refinamento da posição de poços de *infill drilling*)

Maschio e Schiozer (2016) desenvolveram um novo procedimento iterativo para ajuste de histórico probabilístico usando amostragem discreta via hipercubo latino (DLHC) e estimativa de densidade não paramétrica.

Hohendorff Filho *et al.* (2016) propuseram um processo iterativo baseado em DLHC (IDLHC) para maximizar a função objetivo na estratégia de produção. O algoritmo de otimização IDLHC é um método que seleciona as melhores amostras com base na maximização da função objetivo e reduz gradativamente o espaço de busca, tratando a distribuição de frequência posterior aos níveis de cada variável. O método depende de dois parâmetros: (1) o número de amostras e simulações utilizadas no processo de otimização; e (2) o percentual de corte, percentual que seleciona as melhores simulações de acordo com a função objetivo e atualiza a frequência dos níveis das variáveis.

Este trabalho utiliza o algoritmo IDLHC para otimizar a posição da cabeça do poço de *infill drilling* (coordenadas IJK) em função de um ângulo horizontal. Os níveis das variáveis de otimização (posição) dependem do espaço de busca de cada RC definida. Os ângulos horizontais representam o ângulo da cabeça do poço até o fundo do poço em relação à uma visualização 2D do mapa do reservatório conforme mostra a Figura 4.3.

Na otimização foram utilizados ângulos que não ultrapassam os limites do reservatório em cinco níveis: 15, 30, 45 e 60 graus. Para aplicar os ângulos juntamente com as coordenadas dos poços a serem otimizados, foi necessário utilizar uma rotina Matlab para automatizar o processo. A rotina é explicada com mais detalhes no Anexo B. Após a otimização, as Posições Candidatas Finais (PCF) de cada RC são selecionadas.

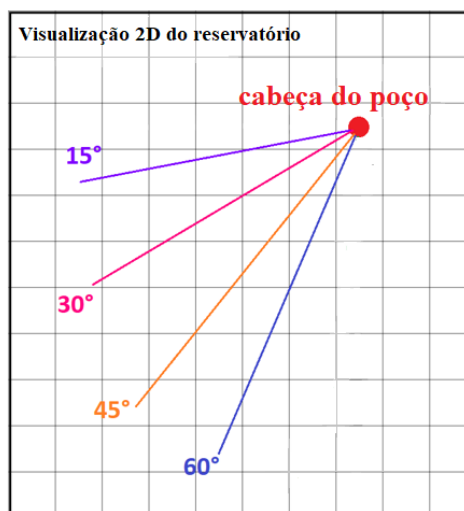


Figura 4.3 - Níveis dos ângulos submetidos à otimização (exemplo)

4.3 Avaliação da estratégia de produção nominal no conjunto de modelos

Ao final do processo de otimização nominal, obtém-se a estratégia para o primeiro *infill* nas quatro melhores RC. Essas estratégias, PCF, são aplicadas no conjunto de modelos selecionados na Etapa 5 por Maschio *et al.* (2022) para construir a curva de risco inicial. Esta curva de risco é apenas uma estimativa inicial, pois a estratégia ainda não foi submetida a otimização para outros MR (diferentes cenários).

Nesta etapa é necessário considerar todas as incertezas do campo: (1) geológicas, representadas pelo conjunto de modelos; (2) operacionais, representadas pela incerteza da produtividade/injetividade dos poços e a disponibilidade do sistema de operação da plataforma, *manifolds* e poços; e (3) econômicas, representadas por três diferentes cenários (pessimista, provável e otimista). A combinação das incertezas resulta em diferentes cenários em relação a uma estratégia de produção. A PCF que obtiver o melhor desempenho considerando todos os modelos é selecionada. Porém, é importante lembrar que esta PCF foi otimizada apenas para um único cenário (MR0) e, portanto, pode não representar a solução ótima considerando todas as incertezas.

Para avaliar qual PCF é a melhor opção, é necessário aplicar as quatro PCF otimizadas na etapa anterior junto com a estratégia inicial e verificar qual das estratégias se posiciona mais à direita da curva de risco em relação ao cenário sem nenhum *infill drilling*. As funções objetivo

analisadas na curva de risco são VPL, EUR, RF e Wp. A PCF escolhida será usada para selecionar os MR.

4.4 Repetição dos procedimentos de seleção de *infill drilling* em cada modelo representativo

Com tantos modelos e variáveis associadas, uma análise probabilística demanda muito tempo computacional. Para minimizar esse problema, pode-se reduzir o número de cenários ao selecionar MR. Para selecionar os MR e estimar sua probabilidade de ocorrência, foi utilizada a ferramenta computacional RMFinder (Meira *et al.*, 2020). Esta ferramenta é baseada em uma função matemática que mantém a representatividade do conjunto de modelos quando combinada com um algoritmo metaheurístico de otimização.

A seleção dos MR foi feita usando a PCF escolhida na etapa anterior. Durante o processo de seleção, o RMFinder (Meira *et al.*, 2020) identifica o conjunto de modelos. A ferramenta tende a manter a representatividade dessas incertezas considerando (a) os pontos cruzados das funções objetivo (VPL x RF, VPL x Np, VPL x Wp, etc); (b) curvas de risco de produção, injeção e indicadores econômicos; (c) a distribuição de probabilidade dos atributos incertos.

Esta etapa da metodologia é crucial para otimizar os cenários possíveis considerando as incertezas do campo. Uma vez selecionados os MR, repete-se o processo nominal para inserir o poço de *infill drilling*, mas desta vez nos outros RM diferentes do modelo base (MR0). Quatro procedimentos nominais do processo são realizados para cada RM escolhido: seleção das RC, teste de cenários de *infill drilling*, ranking das RC e processo de otimização. A única exceção é o estudo de produtividade, pois esse procedimento visa estimar o valor de IP do modelo mais provável e posteriormente aplicar uma faixa de incerteza com base nesse valor.

4.5 Seleção de estratégia de produção sob incertezas considerando risco-retorno

Inicialmente é necessário avaliar a função objetivo que é representada por uma função composta pela resposta de cada um dos cenários incertos. A seleção de uma estratégia que considera incertezas pode levar a alta demanda computacional associada ao tempo para avaliação de cada simulação de fluxo, impossibilitando a otimização de muitos cenários simultaneamente. Considerando isso, os MR têm papel fundamental para representar as

incertezas geológicas do campo. Diferentes cenários econômicos também precisam ser avaliados para representar a incerteza. Assim sendo, cada avaliação desta etapa consiste na resposta de todas as combinações de MR e RC possíveis.

Ao avaliar o problema de seleção de estratégia de produção sob incertezas, pode-se, por exemplo, avaliar métricas relacionadas ao retorno financeiro médio, ou ainda, o risco, relacionado à variabilidade de respostas possíveis devido aos cenários incertos.

Para avaliar as estratégias especializadas da etapa anterior na metodologia, é necessário considerar três parâmetros principais para calcular a função objetivo de uma estratégia sob incertezas.

A primeira é o ΔVME , que representa a média ponderada da diferença de VPL entre dois cenários em cada MR associada à cada cenário econômico (CE). A diferença entre dois cenários depende do número de poços de *infill* proposto. Por exemplo, no caso do primeiro *infill*: ΔVPL é a diferença entre o VPL da estratégia de produção com um *infill* pelo VPL do cenário sem nenhum *infill* (modelo base). No caso do segundo *infill*, o ΔVPL é a diferença de VPL entre um cenário com dois poços de *infill* e um VPL com apenas um poço de *infill*. A lógica segue a mesma para os próximos *infill drilling*. Com isso, é possível observar a contribuição individual que cada poço de *infill drilling* pode trazer ao projeto.

A segunda métrica é o nível de risco (ou semidesvio padrão inferior), que mede a variação de respostas dos cenários avaliados abaixo de um valor de referência (*benchmark*), representando o risco da estratégia. E, em seguida, calcula-se o potencial de ganho (ou semidesvio padrão superior), que mede a variação de respostas dos cenários avaliados acima de um valor de referência, representando o potencial de ganho da estratégia que se deseja explorar. O potencial de ganho e o nível de risco são parâmetros propostos por Santos *et al.* (2017) e foram conceituados no capítulo de Conceitos e Fundamentação Teórica.

Santos *et al.* (2017) propôs uma função (Equação 2.7) que integra esses três parâmetros citados anteriormente. Essa função está associada ao interesse das empresas em maximizar o lucro esperado, caracterizado pelo VME ou ΔVME , reduzir a probabilidade de risco, caracterizado pelo semidesvio padrão inferior e explorar o potencial de ganho, caracterizado pelo semidesvio padrão superior, de determinada estratégia de produção.

A combinação de MR e CE é feita da seguinte forma: um conjunto de modelos representativos $MR = \{MR1, ..., MRn\}$, um conjunto de cenários econômicos $CE = (CE1, ..., CEn)$, um conjunto de estratégias de produção $EP = \{EP1, ..., EPn\}$ e Z , que representa um

número real de resposta para alguma das funções avaliadas, logo tem-se VPL: $MR \times CE \times ST \rightarrow Z$.

O valor de referência B precisa ser definido, sendo que, considera-se B como o retorno financeiro mínimo esperado pela empresa que está explorando o campo. Neste trabalho, B é obtido pela estratégia que maximizou o ΔVME . Outros parâmetros importantes a serem definidos são os pesos atribuídos ao risco e ao ganho em relação ao *benchmark*. Neste trabalho, considerou-se um peso de 50% ao risco e a oportunidade, o que significa, que o tomador de decisão tem 50% de tolerância a cada um desses termos.

4.6 Critério de parada

Ao selecionar a estratégia de produção que maximizou a função objetivo da etapa anterior (função expressa pela Equação 2.7), calcula-se o somatório do ROI (Equação 2.4) para avaliar se a estratégia atinge os critérios de parada. O ROI neste caso avalia as receitas de determinada estratégia de produção (EP) pelo seu respectivo investimento aplicado. Sendo ROI: $VPL (MR \times CE \times EP) / CAPEX (\sum CE \times probabilidade) \rightarrow Z$.

Se a estratégia de produção selecionada apresenta um $ROI \geq ROI$ mínimo, propõe-se uma análise do próximo poço de *infill drilling*. Se o $ROI < ROI$ mínimo, a avaliação é finalizada e assim define-se o número apropriado de poços de *infill drilling* para o campo.

5 APLICAÇÃO

Esse capítulo compreende as principais aplicações do trabalho: estudo de caso, tempo de vida do campo e restrições da previsão, estudo da produtividade, incertezas do campo e os principais processos para aplicação dos poços de *infill drilling* nos modelos de simulação.

5.1 Estudo de caso

A avaliação de poços de *infill drilling* é aplicada em um reservatório de óleo pesado em águas profundas, localizado na Bacia de Campos, sudeste do Brasil, denominado Campo S. O reservatório é composto por areias turbidíticas aprisionadas, estratigraficamente e estruturalmente, contendo um aquífero subjacente. O Campo S foi desenvolvido com oito poços produtores e quatro poços injetores de água, conforme mostrado na Figura 5.1.

Os poços seguem, predominantemente, longas trajetórias horizontais de forma direcional, chegando em média a um quilômetro de comprimento. O reservatório está conectado a um aquífero de fundo que é modelado numericamente. A estrutura do reservatório é modelada por meio de geometrias de *corner-point grid*¹ e o fluido do reservatório é modelado por um modelo *Black-Oil*². Detalhes da resolução do *grid* são mostrados na Tabela 5.1. Esses modelos de simulação não consideram dados sísmicos 4D, apenas dados de produção de poço. As camadas de interesse para perfuração de *infill* são analisadas entre as camadas 10 a 24. Antes da camada 10, há predominância de blocos nulos e após a camada 24 existe a porção *extrasand*, camada de deposição de areia que não é foco de análise deste estudo. Além disso, para este estudo de caso o valor de ROI mínimo é igual a 1.

Tabela 5.1 - Resolução do modelo de simulação

Descrição do Modelo	Valores
Tamanho do bloco (X x Y) [m]	150 x 150
Espessura média das camadas [m]	1,5
Número de blocos no <i>grid</i> (I x J x K)	73 x 38 x 32

¹ *corner-point grid* – Em geometria, este *grid* é um mosaico de um volume 3D euclidiano, onde a célula base tem 6 faces (hexaedro). Cada célula pode ser identificada por coordenadas inteiras (i, j, k).

² Modelo *Black-oil* - O termo *black-oil* refere-se ao modelo de fluido, no qual a água é modelada explicitamente junto com dois componentes de hidrocarbonetos, uma (pseudo) fase oleosa e uma (pseudo) fase gasosa. Isso contrasta com uma formulação composicional, na qual cada componente de hidrocarboneto (número arbitrário) é tratado separadamente.

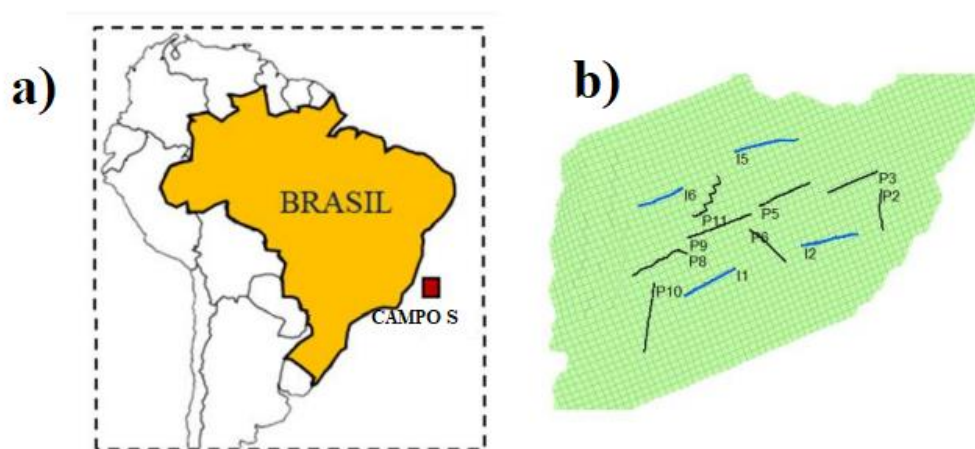


Figura 5.1 - Campo S: a) Localização do campo na costa brasileira; b) Localização dos oito poços produtores (em preto) e quatro injetores (em azul); adaptado de Maleki *et al.*, (2022).

5.2 Tempo de vida do Campo S e restrições da previsão

O Campo S começou a operar em 1º de outubro de 2013 com 6 anos e 3 meses de histórico de produção até janeiro de 2020. O período de previsão de produção começa um dia após o fim do período de histórico (17 de janeiro de 2020) e termina no último dia de produção do campo, em 1º de janeiro de 2035. Os poços injetores de água foram perfurados em 2014 para dar suporte aos poços produtores (MALEKI *et al.*, 2021). No cálculo do VPL, considera-se a data de referência como 16 de outubro de 2019 (2207 dias). Antes dessa data, o fluxo de caixa não é considerado, conforme mostra a Figura 5.2.

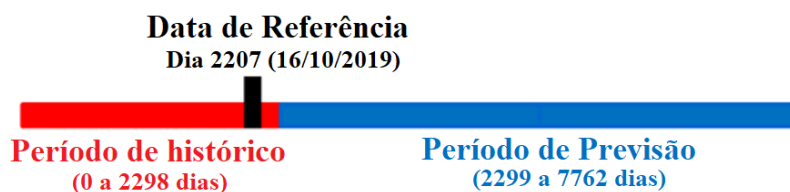


Figura 5.2 - Tempo de vida útil do Campo S: período de histórico e previsão de produção

Neste estudo, o primeiro poço de *infill drilling* proposto foi perfurado em novembro de 2021 (2954 dias) e aberto em janeiro de 2022 (3015 dias). Considerou-se apenas um poço de *infill* por ano, sendo, para o segundo *infill* proposto, a data de perfuração em novembro de 2022

(3318 dias) e o cronograma de abertura em janeiro de 2023 (3379 dias). No caso do terceiro poço de *infill*, a perfuração ocorre em novembro de 2023 (3683 dias) e o cronograma de abertura em janeiro de 2024 (3744 dias).

A análise de avaliação dos poços de *infill drilling* deve ser sempre realizada considerando as mesmas condições de restrição de previsão para que a comparação dos resultados seja justa. As restrições são aplicadas na primeira data do período de previsão (2299 dias). As restrições aplicadas são mínimo BHP para poços produtores e máximo BHP para poços injetores (Tabela 5.2); variáveis de monitoramento (Tabela 5.3); e capacidade da plataforma (Tabela 5.4).

Tabela 5.2 - BHP máximo e mínimo dos poços existentes

Produtores	Min BHP (psi)	Injetores	Max BHP (psi)
P2	3947	I1	4338
P3	3633	I2	4250
P5	3603	I5	4250
P6	3742	I6	4225
P8	3854		
P9	3942		
P10	3898		
P11	3857		

Tabela 5.3 - Variáveis de monitoramento

Variável	Valor
Corte de água	0,97
Razão Gás/óleo (scf/bbl)	173000

Tabela 5.4 - Capacidades da plataforma

Restrições da plataforma	Valores (bbl)
Capacidade total de tratamento de água	62000
Capacidade total de injeção de água	72000
Capacidade total de processamento de líquido	90000

5.3 Determinação do Índice de Produtividade (IP)

O simulador utilizado neste estudo, IMEX (CMG), declara como comando de produtividade/injetividade em cada poço do reservatório a palavra-chave SETPI. O objetivo principal deste estudo é determinar o valor de SETPI para ser aplicado nas RC. Os processos deste estudo foram feitos de acordo com as etapas listadas na metodologia e utilizando o modelo base MR0. Os valores aqui obtidos foram aplicados ao longo da metodologia, adotando-se uma faixa de incerteza para os demais MR.

A produtividade de poços de *infill drilling*, assim como a produtividade e injetividade dos poços já existentes, são uma incerteza do campo. Como não se tem nenhuma informação sobre a produtividade dos poços de *infill drilling*, pois estão sendo avaliados neste trabalho, utilizamos os valores de entrada do SETPI dos poços existentes no modelo base, como mostra a Tabela 5.5, para a iniciar deste estudo.

Tabela 5.5 - Produtividade/injetividade dos poços existentes no modelo base (MR0)

Poços existentes	Valores de entrada de SETPI TOTAL ³ (scf/d/psi)
I1	147
I2	119
I5	273
I6	232
P10	162
P2	127
P3	63
P5	91
P6	171
P8	324
P9	330
P11	160

Simula-se um cenário contendo os valores da Tabela 5.5 e outro sem nenhum valor de produtividade/injetividade, ou seja, o próprio simulador calcula esses parâmetros (saídas de produtividade/injetividade chamadas aqui de IP TOTAL), portanto, obtém-se a saída de dois cenários. Tendo os valores IP TOTAL dos dois cenários no mesmo tempo de simulação (31/12/2035 – último tempo do modelo de simulação), a diminuição média da produtividade/injetividade dos poços existentes é calculada conforme mostra a Tabela 5.6.

³ SETPI TOTAL é produtividade da soma de todas as fases (óleo, água e gás). Na injetividade, o SETPI TOTAL compreende apenas a fase água.

Tabela 5.6 - Dados de saída de produtividade/injetividade utilizando dois cenários: com e sem comando SETPI

Poços existentes	IP TOTAL (m ³ /d/kPa)		% de decréscimo
	Cenário com SETPI	Cenário sem SETPI	
I1	9,4	86,9	-89,2
I2	11,2	148,0	-92,4
I5	20,6	46,2	-55,4
I6	16,8	65,9	-74,5
P10	1,9	9,7	-80,6
P2	10,1	82,1	-87,7
P3	1,0	10,2	-90,6
P5	1,2	33,9	-96,6
P6	2,5	10,4	-75,6
P8	4,6	8,7	-46,9
P9	6,4	17,0	-62,1
P11	1,8	6,3	-71,0
Decréscimo médio (produtores)		-76,4%	
Decréscimo médio (injetores)		-77,9%	

Usa-se o mesmo critério para calcular a produtividade dos poços de *infill drilling* em cada RC: simula-se os arquivos de simulação contendo um poço de *infill drilling* sem declarar um comando de SETPI para obter a saída de IP TOTAL. Então, o IP calculado é obtido multiplicando a saída de IP TOTAL pelo decréscimo médio dos poços produtores (pois os poços de *infill drilling* propostos são produtores) conforme mostrado na Tabela 5.7.

Tabela 5.7 - Produtividade total de saída e IP calculado das PCI

RC	IP TOTAL (m ³ /d/kPa)	IP calculado (m ³ /d/kPa)
1	27,9	6,5
2	26,7	6,3
3	21,1	5,0
4	9,7	2,3
5	33,1	7,8
6	24,6	5,8
7	21,0	5,0
8	19,3	4,5
9	44,0	10,4
10	31,5	7,4

A última etapa é transformar o IP calculado em um comando de entrada SETPI. Para isso, é necessário simular cada cenário de RC em três valores fixos de entrada SETPI: 100, 450 e 700 scf/dia/psi. Os valores fixos de SETPI são aplicados no tempo do cronograma de perfuração do poço de *infill drilling*, ou seja, quando o poço é declarado no modelo de simulação. O

resultado da simulação irá fornecer valores de saída e através de uma linha de tendência consegue-se calcular o valor SETPI pela correlação PI calculado x SETPI. A Tabela 5.8 mostra os valores de saída simulados.

Tabela 5.8 - Produtividade do poço de *infill drilling* calculada em cada RC

RC	IP calculado (m ³ /d/kPa)	IP TOTAL usando valores fixos de SETPI (m ³ /d/kPa)			SETPI final (scf/day/psi)
		100	450	700	
1	6,5	1,1	6,5	10,7	446,3
2	6,3	0,8	5,8	9,7	474,8
3	5,0	1,0	6,4	10,6	352,8
4	2,3	0,8	4,5	8,7	238,1
5	7,8	1,9	9,2	14,2	387,7
6	5,8	1,5	9,3	15,2	292,5
7	5,0	0,7	5,3	8,5	426,2
8	4,5	0,8	2,6	3,1	984,8
9	10,4	1,9	9,0	14,2	516,3
10	7,4	1,9	8,1	11,0	445,0

A Figura 5.3 apresenta um exemplo da relação IP calculado por SETPI para o RC1. No eixo Y consta os pontos fixos de comando do SETPI; no eixo X, consta os pontos de saída da simulação contendo IP TOTAL. Ao traçar uma linha de tendência, a fórmula da linha reta é obtida, que ao ser aplicada no IP calculado, calcula-se o SETPI final.

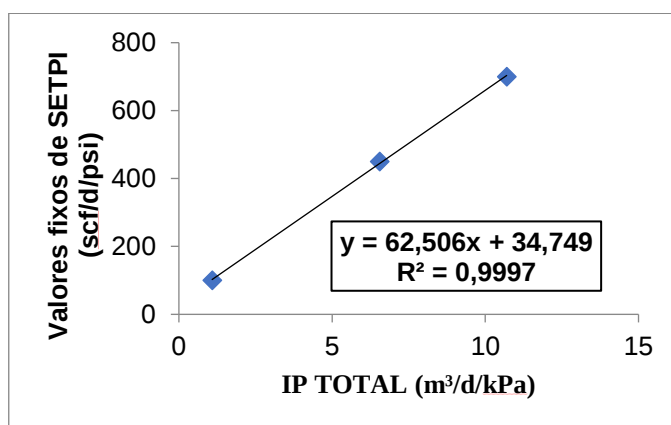


Figura 5.3 - Correlação SETPI por IP TOTAL no RC1

Para cada RC é necessário realizar todo o procedimento descrito nesta subseção. No Anexo A é possível conferir o cálculo do restante das RC.

5.4 Incerteza

Nesta seção é descrita as incertezas do campo que foram aplicadas ao conjunto de modelos usados neste estudo. As incertezas são divididas em subseções como incertezas geológicas, operacionais e econômicas.

5.4.1 Incertezas geológicas

As incertezas geológicas inerentes ao problema assim como o número de níveis das incertezas são apresentadas abaixo:

- Imagens geoestatísticas correspondentes às características petrofísicas, como porosidade, fácies dos tipos de rocha, *net-to-gross* e permeabilidade horizontal e vertical (500 imagens);
- Compressibilidade da formação (5 níveis);
- Contato óleo-água (5 níveis);
- Propriedades do aquífero: índice de produtividade (5 níveis) e volume inicial de água (5 níveis);

As incertezas geológicas em relação aos tipos de rocha (5 fácies diferentes):

- Expoente Corey⁴ para permeabilidade relativa da água (5 níveis);
- Expoente Corey para permeabilidade relativa óleo-água (5 níveis);
- Saturação de água conata (5 níveis);
- Permeabilidade relativa óleo-água (ponto terminal) (5 níveis);
- Permeabilidade relativa da água (ponto terminal) (5 níveis);
- Saturação final de água (5 níveis);
- Expoente Corey para permeabilidade relativa do gás (5 níveis);
- Expoente Corey para permeabilidade relativa gás-óleo (5 níveis);
- Saturação de óleo irreduzível (5 níveis).

⁴ Expoente de Corey – onde o coeficiente é a permeabilidade relativa do ponto terminal quando a outra fase está no valor residual e o expoente é comumente chamado de expoente de Corey. É aproximadamente igual a 4,0 para a fase molhada e 2,0 para a fase não molhada.

A partir da combinação dos níveis das incertezas, Maschio *et al.* (2022) criaram 200 modelos de simulação a partir do Hipercubo Latino Geoestatístico (Schiozer *et al.* 2016). Posteriormente, os modelos passaram por um processo de assimilação de dados para redução de incertezas, gerando um grupo de 195 cenários, após um processo de filtragem de modelos, que representam os modelos geológicos do campo que honram os dados de histórico. A partir desse grupo, foram selecionados 10 MR, que visam representar o conjunto de modelos aprovados sem um viés pessimista ou otimista.

A Tabela 5.9 mostra a combinação dos níveis de atributo para cada um dos MR.

Tabela 5.9 - Incertezas geológicas representadas nos MR

MR	KXANSTP ⁵	CPR ⁶	AQPI ⁷	VINIT ⁸	SWCres ⁹	SWCnres ¹⁰	DWOC ¹¹
0	0	4	2	1	0	3	0
1	2	0	2	0	4	3	2
2	3	2	2	0	1	1	1
3	4	1	4	2	2	3	2
4	1	2	3	3	3	2	3
5	3	1	0	2	4	2	0
6	2	3	3	1	3	3	4
7	4	0	4	3	0	3	4
8	0	2	1	3	3	4	2
9	4	3	2	4	0	0	1

Os níveis representam valores dos atributos incertos, como mostra a Tabela 5.10:

Tabela 5.10 - Valores dos níveis das incertezas geológicas

Níveis	KXANSTP	CPR (psi ⁻¹)	AQPI (ft ³ /d/psi)	VINIT (ft ³)	SWCres	SWCnres	DWOC (ft)
0	1,025	9,21E-06	54400	9,00E+12	0,185	0,735	9613
1	1,075	3,27E-06	43200	7,00E+12	0,155	0,705	9619
2	1,125	2,70E-05	32000	5,00E+12	0,125	0,675	9626
3	1,175	2,11E-05	20800	3,00E+12	0,095	0,645	9632
4	1,225	1,52E-05	9600	1,00E+12	0,065	0,615	9639

⁵ KXANSTP – permeabilidade anisotrópica em X;

⁶ CPR – compressibilidade da formação;

⁷ AQPI – índice de produtividade do aquífero;

⁸ VINIT – volume inicial de água do aquífero;

⁹ SWCres – saturação de água conata do reservatório;

¹⁰ SWCnres – saturação de água conata do não-reservatório;

¹¹ DWOC – contato óleo-água.

As incertezas geológicas relacionadas aos tipos de rocha (fácies) são discretizadas da seguinte forma apresentada na Tabela:

Tabela 5.11 - Valores dos níveis das propriedades relacionadas aos tipos de rocha do reservatório

Níveis	Propriedades das fácies							
	Soirr ¹²	PKRW ¹³	PKROW ¹⁴	KROW ¹⁵	STWB ¹⁶	KRW ¹⁷	PKRG ¹⁸	PKROG ¹⁹
0	0,065	4,7	4,7	0,78	0,89	0,43	4,7	4,7
1	0,055	4,1	4,1	0,74	0,87	0,49	4,1	4,1
2	0,045	3,5	3,5	0,70	0,85	0,55	3,5	3,5
3	0,035	2,9	2,9	0,66	0,83	0,61	2,9	2,9
4	0,025	2,3	2,3	0,62	0,81	0,67	2,3	2,3

5.4.2 Incertezas operacionais

As incertezas operacionais são a disponibilidade do sistema aplicadas aos poços existentes, poços de *infill drilling* propostos e *manifolds* descritos Tabela 5.12. Os níveis dessa incerteza foram aplicados ao conjunto completo de modelos. Ao selecionar os MR, cada nível de disponibilidade do sistema precisa ser representado para garantir todas as incertezas do campo.

Tabela 5.12 - Incertezas operacionais: disponibilidade do sistema

Parâmetro	Aplicação	Níveis						
		-3	-2	-1	0	1	2	3
Disponibilidade do sistema (ON-TIME)	Poços + <i>Manifolds</i>	90%	91%	92%	93%	94%	95%	96%
Probabilidade (%)		20	10	10	20	10	10	20

¹² Soirr – saturação de óleo irreduzível;

¹³ PKRW – Expoente Corey da permeabilidade relativa da água;

¹⁴ PKROW – Expoente Corey da permeabilidade relativa óleo-água;

¹⁵ KROW – Permeabilidade relativa óleo-água (ponto terminal);

¹⁶ STWB – Saturação de água final;

¹⁷ KRW – Permeabilidade relativa da água (ponto terminal);

¹⁸ PKRG – Expoente Corey da permeabilidade relativa do gás;

¹⁹ PKROG – Expoente Corey da permeabilidade relativa óleo-gás.

Além disso, caracteriza-se incertezas operacionais a produtividade/injetividade dos poços existentes (Tabela 5.13) e a produtividade dos poços de *infill drilling* propostos (Tabela 5.14) no trabalho.

Tabela 5.13 - Incertezas operacionais: produtividade/injetividade dos poços existentes

Índice de produtividade/injetividade dos poços existentes (scf/d/psi)												
Níveis	I1	I2	I5	I6	P2	P3	P5	P6	P8	P9	P10	P11
0	147	119	189	163	91	63	91	138	263	240	131	123
1	158	127	217	196	97	66	94	151	277	247	139	129
2	169	137	225	232	106	74	104	159	304	268	141	147
3	170	144	231	241	115	76	115	171	324	286	155	154
4	177	157	273	250	127	78	124	176	349	330	162	160

Tabela 5.14 - Incertezas operacionais: produtividade dos poços de infill drilling

Parâmetro	RC	Níveis						
		-3	-2	-1	0	1	2	3
Índice de produtividade dos poços de <i>infill drilling</i> (scf/d/psi)	1	312	357	401	446	491	535	580
	2	333	380	428	475	523	570	618
	3	247	282	318	353	388	424	459
	4	167	190	214	238	262	286	309
	5	271	310	349	388	427	465	504
	6	205	234	263	293	322	351	380
	7	298	341	384	426	469	511	554
	9	361	413	465	516	568	620	671
	10	312	356	401	445	490	534	579
	Probabilidade (%)	20	10	10	20	10	10	20

Na Tabela 5.15 consta a distribuição das incertezas relacionadas à disponibilidade do sistema e produtividade/injetividade dos poços existentes nos MR:

Tabela 5.15 - Incertezas operacionais representadas nos MR: disponibilidade do sistema e produtividade/injetividade dos poços existentes

MR	ON-TIME	Produtividade/injetividade dos poços existentes											
		I1	I2	I5	I6	P2	P3	P5	P6	P8	P9	P10	P11
0	0	0	0	4	2	4	0	0	3	3	4	4	4
1	3	3	4	2	1	3	3	0	0	2	1	3	3
2	-2	4	4	1	3	0	1	4	1	0	2	1	3
3	-3	2	2	4	3	0	2	3	0	1	3	4	3
4	-3	4	2	0	4	4	1	3	4	4	0	4	0
5	0	4	3	4	4	2	4	2	1	2	4	4	1
6	3	4	4	3	2	2	2	1	0	1	0	0	1
7	1	1	4	4	3	3	3	2	2	1	2	4	2
8	2	4	1	0	0	4	0	1	3	0	2	2	2
9	-1	4	4	4	4	1	0	3	0	3	1	4	4

Na Tabela 5.16 consta a distribuição das incertezas relacionadas à produtividade dos poços de *infill drilling* nos MR:

Tabela 5.16 - Incertezas operacionais representadas nos MR: produtividade dos poços de infill drilling

MR	Produtividade dos poços de <i>infill drilling</i> nas regiões candidatas									
	RC1	RC2	RC3	RC4	RC5	RC6	RC7	RC8	RC9	RC10
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	-3	-1	-1	3	-3	3	3	-1	2	2
2	2	3	-3	2	0	0	1	-3	-2	3
3	0	-2	0	3	-3	-1	-1	3	-3	-1
4	3	2	3	-3	-2	-3	-3	-2	3	-3
5	-1	3	3	0	3	3	1	2	3	-3
6	-3	1	-3	1	2	-3	-2	0	-3	1
7	-2	0	1	-1	3	1	3	1	-1	-2
8	3	-3	2	-3	-1	-2	2	-3	1	0
9	1	-3	-2	-2	1	2	-3	3	0	3

5.4.3 Incertezas econômicas

A Tabela 5.17 apresenta as incertezas econômicas, como preços do óleo, custos de capital (CAPEX) e operacionais (OPEX), e taxas fiscais. Os cenários econômicos servem para calcular o VPL, a função objetivo nominal deste estudo.

Tabela 5.17 - Parâmetros que representam as incertezas econômicas

Parâmetro	Description	Levels		
		-1	0	1
Variáveis de mercado	Preço do óleo (USD/m ³)	190	346	502
	Taxa de desconto anual (%)	9	9	9
Taxas	Royalties (%)	10	10	10
	Imposto de Renda e Contribuição Social (%)	34	34	34
	PIS/COFINS (%)	9,25	9,25	9,25
OPEX	Produção de óleo (USD/m ³)	28,8	52,4	76
	Produção de água (USD/m ³)	2,9	5,2	7,6
	Injeção de água (USD/m ³)	2,9	5,2	7,6
	Abandono (milhões de USD)	60	109	158
CAPEX	Perfuração e completação dos poços de <i>infill drilling</i> (milhões de USD/km)	20	36	52
	Interligação plataforma-poço (milhões de USD)	8	15	22
	Probabilidade (%)	25	50	25

O custo da plataforma é dado pela Equação 5.1 baseada no trabalho de Gaspar *et al.* (2016) com incorporação de um multiplicador de custo do investimento da plataforma em função do cenário econômico (CE_Fac). As capacidades da plataforma estão descritas na Tabela 5.4.

$$INV_{plat} = [417 + (16,4C_{po} + 3,2C_{pw} + 3,2C_{iw} + 0,1n_w)] \cdot CE_Fac \quad \text{Equação 5.1}$$

onde:

INV_{plat} = Investimento da plataforma (milhões de USD);

C_{po} = Capacidade de produção de óleo da plataforma (bbl);

C_{pw} = Capacidade de produção de água da plataforma (bbl);

C_{iw} = Capacidade de injeção de água da plataforma (bbl);

n_w = Número de novos poços abertos no campo;

CE_Fac = Fator multiplicador em função do cenário econômico utilizado.

5.5 Processo de seleção de poços de *infill drilling*

Essa subseção descreve as principais aplicações necessárias para seleção dos poços de *infill drilling* nos modelos de simulação.

5.5.1 Seleção das regiões candidatas

Para selecionar as regiões candidatas (RC) é necessário gerar os MQA. A geração dos MQA é feita a partir da aplicação da Equação 4.1. Após uma análise conjunta dos mapas, são escolhidos os blocos com valor igual ou maior a 0,4, em termos de unidade de qualidade, que serão usados como a cabeça do poço (coordenadas I, J, K) para gerar as PCI.

A Figura 5.4 mostra a localização dos dez blocos escolhidos para representar as PCI na amostra 1 (círculos em rosa) de acordo com a análise do MQA-inicial (a) e MQA-final (b). Cada PCI está inserida dentro da RC que a representa (retângulos em preto). Os blocos em azul (unidade de qualidade abaixo de 0,4) são descartados como opções para se inserir poços de *infill drilling*.

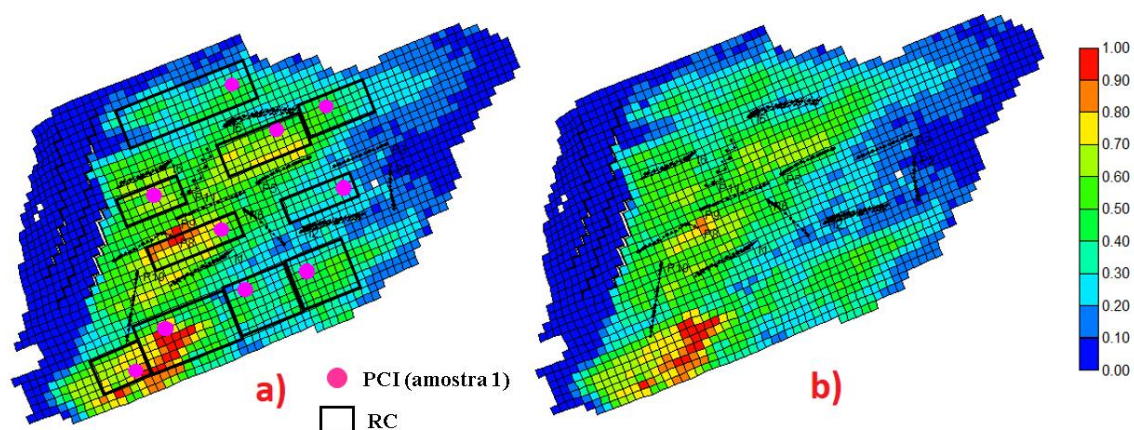


Figura 5.4 - Representação esquemática das RC e PCI: em a) localização da PCI na amostra 1 e RC definidas pela análise do MQA-inicial; em b) MQA-final

Na Tabela 5.18 tem-se um exemplo das coordenadas das PCI na amostra 1, de acordo com sua unidade de qualidade nos MQA.

Tabela 5.18 - Unidade de qualidade dos blocos que representam as PCI na amostra 1

PCI	Amostra 1				
	Coordenada do bloco			Unidade de qualidade	
	I	J	K	MQA-inicial	MQA-final
1	59	34	10	0,79	0,79
2	52	32	10	0,94	0,98
3	32	32	18	0,50	0,47
4	43	30	16	0,46	0,47
5	25	13	13	0,52	0,52
6	34	6	17	0,44	0,44
7	33	14	11	0,62	0,57
8	30	23	16	0,41	0,4
9	49	15	12	0,65	0,57
10	44	22	11	0,69	0,61

Para cada RC foram geradas cinco PCI diferentes, de forma que essas posições avaliassem o potencial das regiões sem nenhum viés. Uma única amostra poderia subestimar ou superestimar uma RC. Baseada na escolha da coordenada do bloco (cabeça do poço) selecionada nesta etapa, as posições das PCI e suas respectivas unidades de qualidade, são mostradas na Tabela 5.19 para amostra 2, Tabela 5.20 para amostra 3, Tabela 5.21 para amostra 4 e Tabela 5.22 para amostra 5.

Tabela 5.19 - Unidade de qualidade dos blocos que representam as PCI na amostra 2

Amostra 2					
PCI	Coordenada do bloco			Unidade de qualidade	
	I	J	K	MQA-inicial	MQA-final
1	57	33	12	0,72	0,73
2	48	29	12	0,46	0,41
3	31	33	16	0,48	0,46
4	40	31	18	0,41	0,40
5	27	16	14	0,48	0,51
6	39	5	16	0,48	0,42
7	31	15	12	0,68	0,57
8	30	20	16	0,40	0,40
9	48	16	14	0,67	0,62
10	43	21	13	0,73	0,63

Tabela 5.20 - Unidade de qualidade dos blocos que representam as PCI na amostra 3

Amostra 3					
PCI	Coordenada do bloco			Unidade de qualidade	
	I	J	K	MQA-inicial	MQA-final
1	61	34	14	0,65	0,66
2	50	33	14	0,62	0,62
3	33	28	20	0,44	0,40
4	45	34	20	0,44	0,40
5	21	14	16	0,40	0,40
6	45	5	14	0,43	0,43
7	35	13	14	0,55	0,49
8	25	23	18	0,40	0,40
9	49	17	16	0,67	0,62
10	47	21	13	0,88	0,74

Tabela 5.21 - Unidade de qualidade dos blocos que representam as PCI na amostra 4

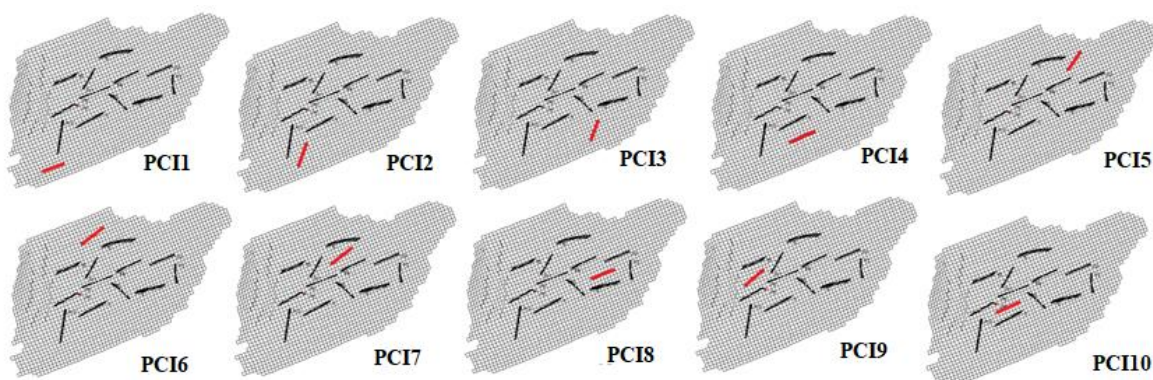
Amostra 4					
PCI	Coordenada do bloco			Unidade de qualidade	
	I	J	K	MQA-inicial	MQA-final
1	63	32	10	0,65	0,66
2	52	32	10	0,92	0,91
3	37	29	16	0,41	0,40
4	39	32	16	0,42	0,40
5	19	14	18	0,40	0,50
6	44	9	16	0,40	0,40
7	30	14	12	0,59	0,50
8	31	20	16	0,40	0,40
9	49	14	12	0,64	0,54
10	42	22	15	0,57	0,51

Tabela 5.22 - Unidade de qualidade dos blocos que representam as PCI na amostra 5

PCI	Amostra 5				
	Coordenada do bloco			Unidade de qualidade	
	I	J	K	MQA-inicial	MQA-final
1	60	33	12	0,70	0,71
2	56	34	12	0,88	0,89
3	32	34	22	0,45	0,46
4	41	28	18	0,42	0,44
5	23	11	16	0,41	0,41
6	37	7	18	0,46	0,46
7	34	12	16	0,44	0,47
8	29	22	16	0,40	0,40
9	50	14	12	0,62	0,53
10	46	21	11	0,81	0,68

5.5.2 Geração de cenários de poços de *infill drilling* e parâmetros da otimização

Ao gerar os cenários PCI, ordena-se as melhores RC de acordo com a maximização do ΔVPL . As quatro melhores RC são submetidas à otimização. Um exemplo das localizações das PCI, usando a amostra 1, no reservatório são mostradas na Figura 5.5.

Figura 5.5 - Localização dos poços de *infill drilling* (em vermelho) nas PCI da amostra 1 (exemplo)

Na otimização, é necessário definir a parametrização, que foi feita da seguinte forma:

- Algoritmo: IDLHC
- Amostra: 75 simulações por iteração
- Porcentagem de corte: 30 melhores amostras (simulações)
- Número de iterações: 4
- Premissas: comprimento do poço equivale à 1 km

- Variáveis de otimização: espaço de busca (variáveis I, J, K e ângulo horizontal discretizados em níveis de 15, 30, 45, e 60 graus)
- Função objetivo: VPL

A Figura 5.6 e a Tabela 5.23 mostra o espaço de busca das RC que foram submetidas à otimização ao longo do trabalho.

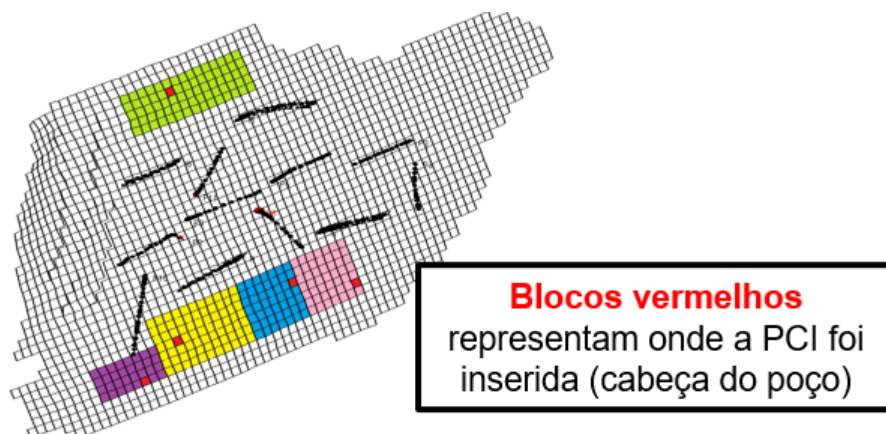


Figura 5.6 - Espaço de busca das RC (amostragem no IDLHC)

Tabela 5.23 - Espaço de busca das coordenadas I, J e K

Espaço de busca	I	J	K
RC1	57:63	31:34	10:22
RC2	46:56	28:34	10:22
RC3	31:37	28:34	16:22
RC4	38:45	28:34	16:22
RC6	33:49	04:07	16:22

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são mostrados e discutidos os resultados de cada etapa do processo de seleção de *infill drilling* nos modelos, incluindo a seleção do modelo base. Também é apresentada a seleção dos MR e a otimização da estratégia de produção de cada uma delas. Para cada número de *infill drilling*, um ciclo de seleção é necessário – com exceção do segundo *infill drilling*, como está justificado nas próximas subseções. A análise de decisão é realizada a partir da avaliação dos resultados considerando risco-retorno das estratégias otimizadas. A curva de risco final, considerando todos os poços de *infill drilling* propostos neste estudo, é mostrada para discutir a tomada de decisão. Por fim, uma discussão geral do trabalho é apresentada.

6.1 Seleção do modelo base

Um conjunto de 195 modelos passou pelo critério de qualidade da assimilação de dados na etapa 5 (MASCHIO *et al.*, 2022). A seleção do modelo base (MR0) é feita através da análise das funções objetivo técnico-econômicas (curvas de risco), conforme mostra a Figura 6.1 e pelo cruzamento das funções objetivo VPL, Np, Wp e FR (Figura 6.2), selecionando-se o modelo mais próximo do P50 dentre as funções.

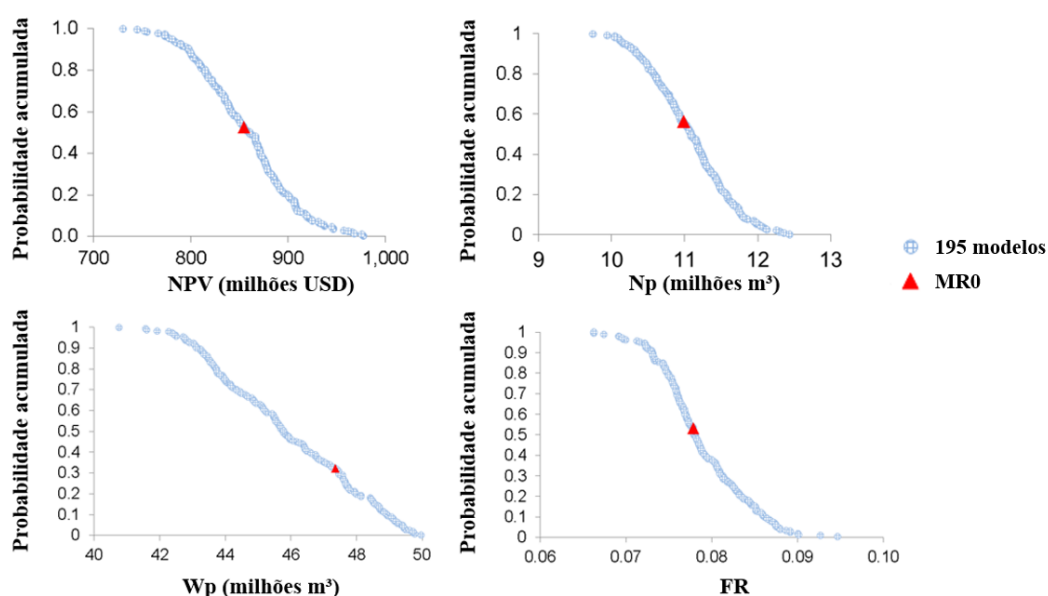


Figura 6.1 - Seleção do modelo base baseado nas funções técnico-econômicas

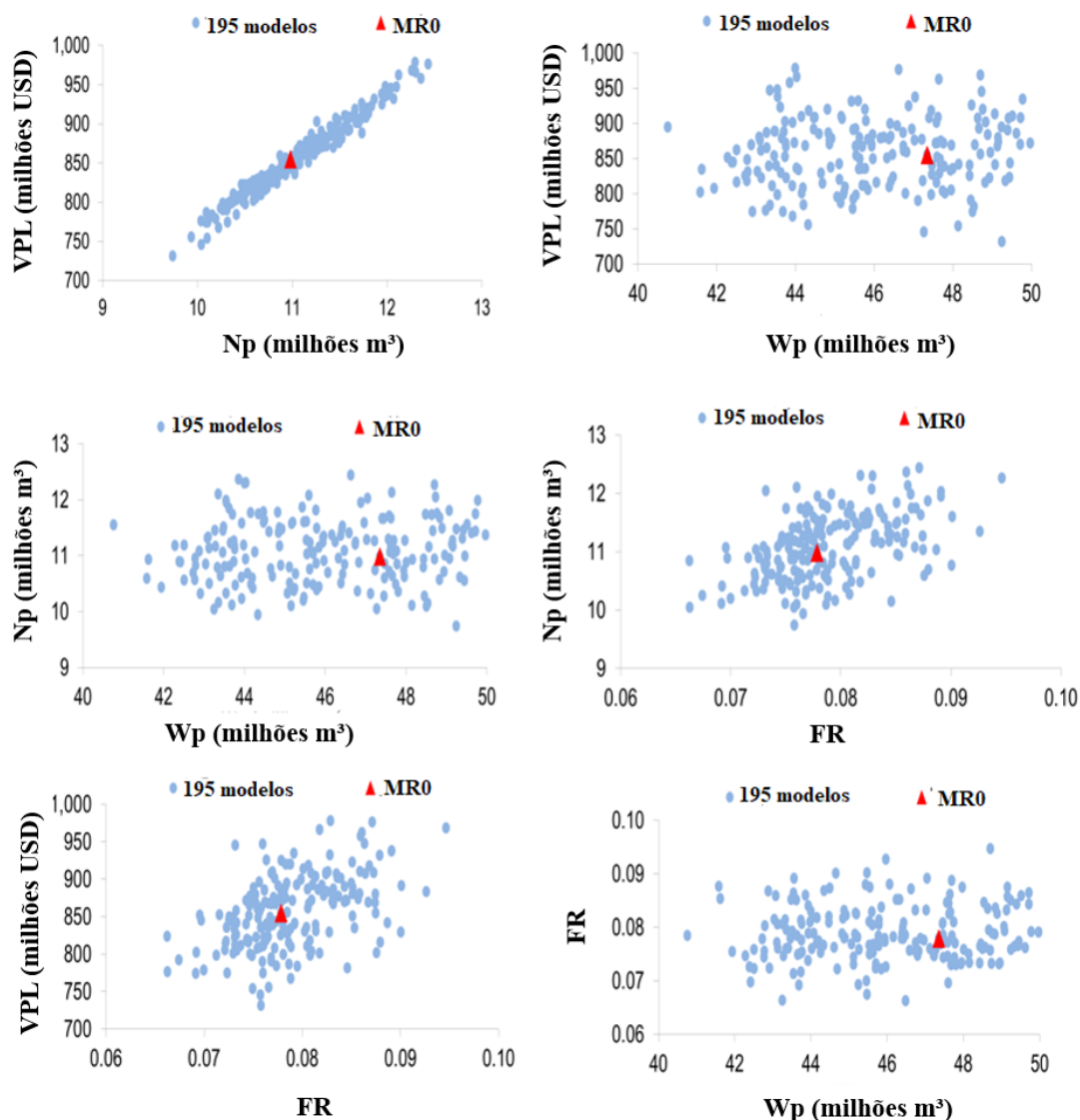


Figura 6.2 - Seleção dos MR com base no cruzamento das funções objetivo (VPL, Np, Wp, FR)

6.2 Primeiro poço produtor de *infill drilling* (INFP1)

A metodologia proposta foi desenvolvida principalmente pela avaliação de alternativas do primeiro poço de *infill drilling* (INFP1). Nesta subseção serão descritos os principais resultados em relação ao INFP1: processo nominal aplicado ao MR0, curva de risco inicial, seleção e otimização dos demais MR e seleção da melhor estratégia de produção sob incertezas usando a análise de rico-retorno.

6.2.1 Processo nominal

Uma vez definidas as RC do campo e seu respectivo IP do poço de *infill drilling*, executa-se individualmente os cenários PCI para obter os resultados. Cinco diferentes amostras de PCI foram executadas para explorar o potencial de todas as regiões, conforme mostra a Tabela 6.1. Em verde está destacada a melhor amostra em termos de aumento de VPL (%). As amostras foram geradas de acordo com a análise dos MQA em blocos com unidade de qualidade acima de 0,4. Esses testes foram feitos para melhor avaliar as regiões, pois com apenas uma amostra, os resultados poderiam ser superestimados ou subestimados. Quanto maior o número de amostras, melhor se qualifica a região para o processo de *infill drilling*.

Tabela 6.1 - Aumento de VPL nas RC considerando um poço de *infill drilling*

RC	Amostra	Coordenadas			Ângulo (graus)	Comprimento (km)	VPL (milhões USD)	Aumento de VPL (%)
		I	J	K				
1	1	59	34	10	25	1,00	882	6,5
	2	57	33	12	40	1,07	897	8,2
	3	61	34	14	30	1,04	832	0,5
	4	63	32	10	60	1,07	748	-9,7
	5	60	33	12	15	1,05	809	-2,3
RC	Amostra	Coordenadas			Ângulo (graus)	Comprimento (km)	VPL (milhões USD)	Aumento de VPL (%)
		I	J	K				
2	1	54	31	10	60	1,10	915	10,5
	2	48	29	12	30	1,08	853	3,0
	3	50	33	14	15	1,08	972	17,3
	4	52	32	10	45	1,08	971	17,3
	5	56	34	12	30	1,04	920	11,0
RC	Amostra	Coordenadas			Ângulo (graus)	Comprimento (km)	VPL (milhões USD)	Aumento de VPL (%)
		I	J	K				
3	1	35	31	18	45	0,90	964	16,4
	2	31	33	16	30	0,99	988	19,3
	3	33	28	20	15	1,01	757	-8,5
	4	37	29	16	60	0,93	945	14,1
	5	32	34	22	30	0,96	966	16,7
RC	Amostra	Coordenadas			Ângulo (graus)	Comprimento (km)	VPL (milhões USD)	Aumento de VPL (%)
		I	J	K				
4	1	43	30	16	25	1,03	907	9,5
	2	40	31	18	30	1,00	948	14,4
	3	45	34	20	15	1,00	954	15,2
	4	39	32	16	30	0,98	926	11,9
	5	41	28	18	60	1,13	918	10,9

RC	Amostra	Coordenadas			Ângulo (graus)	Comprimento (km)	VPL (milhões USD)	Aumento de VPL (%)
		I	J	K				
5	1	25	13	13	50	1,20	815	-1,7
	2	27	16	14	15	1,04	798	-3,7
	3	21	14	16	30	1,06	836	1,0
	4	19	14	18	45	1,08	838	1,2
	5	23	11	16	60	1,11	804	-2,9
RC	Amostra	Coordenadas			Ângulo (graus)	Comprimento (km)	VPL (milhões USD)	Aumento de VPL (%)
		I	J	K				
6	1	35	6	17	35	1,09	805	-2,8
	2	39	5	16	30	1,06	782	-5,5
	3	45	5	14	60	1,09	683	-17,5
	4	44	9	16	5	0,95	700	-15,5
	5	37	7	18	10	1,04	800	-3,4
RC	Amostra	Coordenadas			Ângulo (graus)	Comprimento (km)	VPL (milhões USD)	Aumento de VPL (%)
		I	J	K				
7	1	33	14	11	45	1,0	849	2,5
	2	31	15	12	15	1,05	758	-8,5
	3	35	13	14	60	1,10	778	-6,0
	4	30	14	12	30	1,03	788	-4,8
	5	34	12	16	60	1,14	710	-14,3
RC	Amostra	Coordenadas			Ângulo (graus)	Comprimento (km)	VPL (milhões USD)	Aumento de VPL (%)
		I	J	K				
8	1	29	23	16	30	1,1	719	-13,2
	2	30	20	16	60	1,12	757	-8,6
	3	25	23	18	25	1,06	785	-5,2
	4	31	20	16	60	1,13	776	-6,4
	5	29	22	16	20	1,10	790	-4,7
RC	Amostra	Coordenadas			Ângulo (graus)	Comprimento (km)	VPL (milhões USD)	Aumento de VPL (%)
		I	J	K				
9	1	49	15	12	35	1,03	800	-3,4
	2	48	16	14	15	1,05	804	-2,9
	3	49	17	16	20	1,09	796	-3,9
	4	49	14	12	60	1,23	823	-0,6
	5	50	14	12	45	1,04	809	-2,3
RC	Amostra	Coordenadas			Ângulo (graus)	Comprimento (km)	VPL (milhões USD)	Aumento de VPL (%)
		I	J	K				
10	1	44	22	11	30	0,96	791	-4,5
	2	43	21	13	25	1,06	787	-5,0
	3	47	21	13	55	0,94	770	-7,0
	4	42	22	15	25	1,05	796	-3,8
	5	46	21	11	50	1,17	792	-4,4

Na tabela acima, o aumento de VPL refere-se à diferença entre um cenário contendo um poço de *infill drilling* e outro cenário sem nenhum poço de *infill drilling* (cenário base). As RC6, RC8, RC9 e RC10 apresentam desempenho de VPL abaixo do VPL do cenário base em todas as amostras. Isso mostra que regiões centrais do campo, até mesmo RC5 e RC7 que possuem desempenho pequeno, porém positivo, de aumento de VPL (2,5 e 1,2% respectivamente) não são boas opções para o primeiro *infill drilling*, pois atrapalha a produção dos poços vizinhos.

A Figura 6.3 mostra o melhor desempenho de aumento de VPL (%) em cada RC. As quatro melhores regiões foram escolhidas e submetidas à otimização. Nota-se que as melhores RC estão na parte sul do reservatório e são as regiões mais afastadas em relação aos poços já existentes do campo.

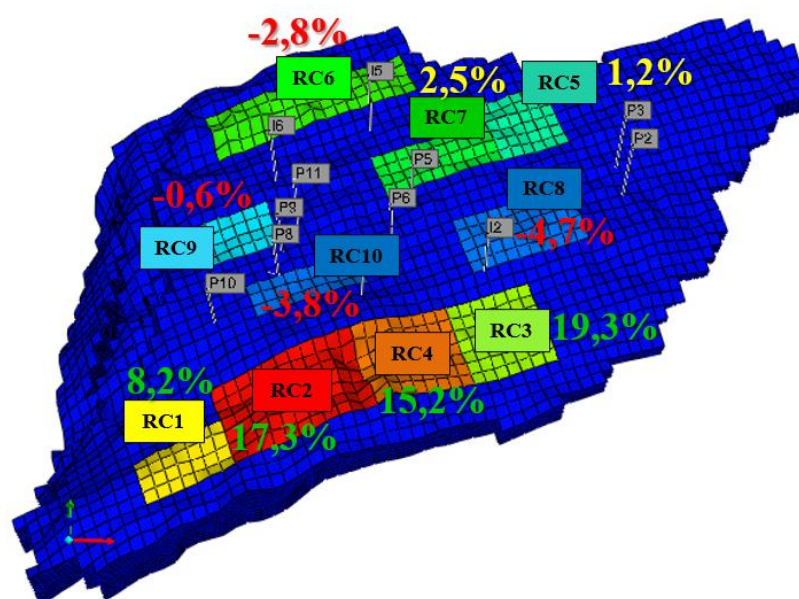


Figura 6.3 - Melhor aumento de VPL (%) em cada RC: em verde, as melhores regiões; em amarelo, regiões intermediárias; e em vermelho, regiões com desempenho abaixo do cenário base

Na Tabela 6.2 é possível observar que as melhores RC são RC3, RC2, RC4 e RC1 respectivamente, sendo que das quatro melhores RC, três tem potencial de produção de no mínimo dois milhões de m³ de óleo adicional antes mesmo da otimização ser realizada. De acordo com o critério de *ranking* das RC descrita na metodologia, RC1, RC2, RC3 e RC4 são escolhidas para o processo de otimização.

Tabela 6.2 - Descrição e resultados do potencial do INFP1 nas RC

RC	Coordenada			Ângulo (graus)	Min BHP (psi)	EURf (milhões m ³)	Δ EURf (milhões m ³)	NPVf (milhões USD)	Δ NPVf (milhões USD)
	I	J	K						
1	57	33	12	40	3898	12,0	1,2	897	68
2	50	33	14	15	3898	12,8	2,0	972	143
3	31	33	16	30	3742	13,0	2,2	988	160
4	45	34	20	15	3820	12,8	2,0	954	126
5	19	14	18	45	3603	11,5	0,7	838	10
6	35	6	17	35	3857	10,9	0,1	805	-23
7	33	14	11	45	3603	11,4	0,6	849	21
8	29	22	16	20	3790	10,8	0,0	790	-39
9	49	14	12	35	3900	11,3	0,5	823	-5
10	42	22	15	30	3846	10,9	0,1	796	-32
Caso Base (sem infill)						10,8	-	828	-

A Figura 6.4 apresenta a evolução da maximização do Δ VPL no IDLHC em quatro iterações para cada RC para atingir a PCF de cada região. O processo de otimização é feito individualmente para cada RC, no entanto, os dados foram plotados juntos no gráfico para fins de comparação. A PCF representa a estratégia otimizada para determinada RC. Em termos de desempenho, nota-se que as PCF2 e PCF3 são muito similares considerando apenas um modelo (MR0). A atualização das frequências das variáveis de otimização por iteração pode ser vista no Anexo C. A localização do INFP1 no reservatório pode ser observada na Figura 6.5.

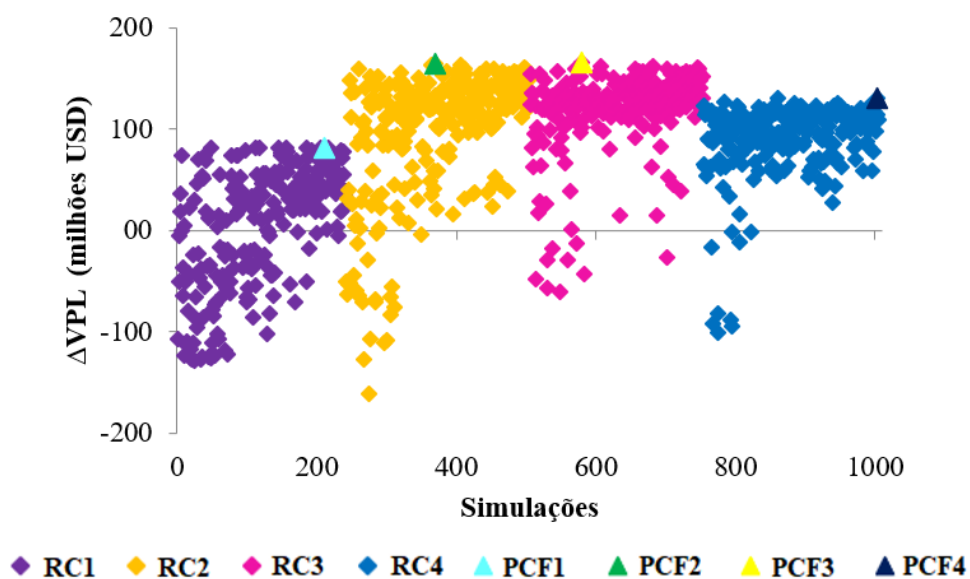


Figura 6.4 - Processo de otimização das RC no MR0

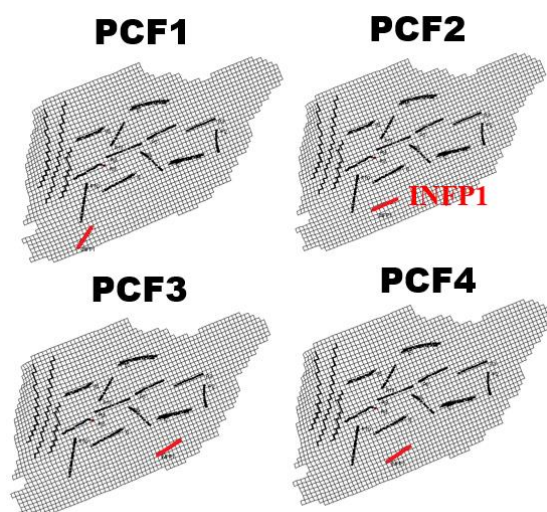


Figura 6.5 - Localização do INFP1 (em vermelho) nas estratégias otimizadas (PCF)

6.2.2 Curva de risco inicial

As estratégias otimizadas de cada região (PCF) são aplicadas ao conjunto total de modelos para construir a curva de risco inicial, conforme mostra a Figura 6.6. É possível notar que todas as PCF estão deslocadas à direita em relação a estratégia inicial (cenário sem poço de *infill*), sendo a PCF2 a estratégia que apresenta o melhor desempenho considerando todos os modelos.

As curvas de água (W_p) estão muito próximas devido ao limite da plataforma ter sido atingido no início do período de previsão; isso justifica porque nesse estudo foram avaliados apenas poços produtores de *infill drilling*.

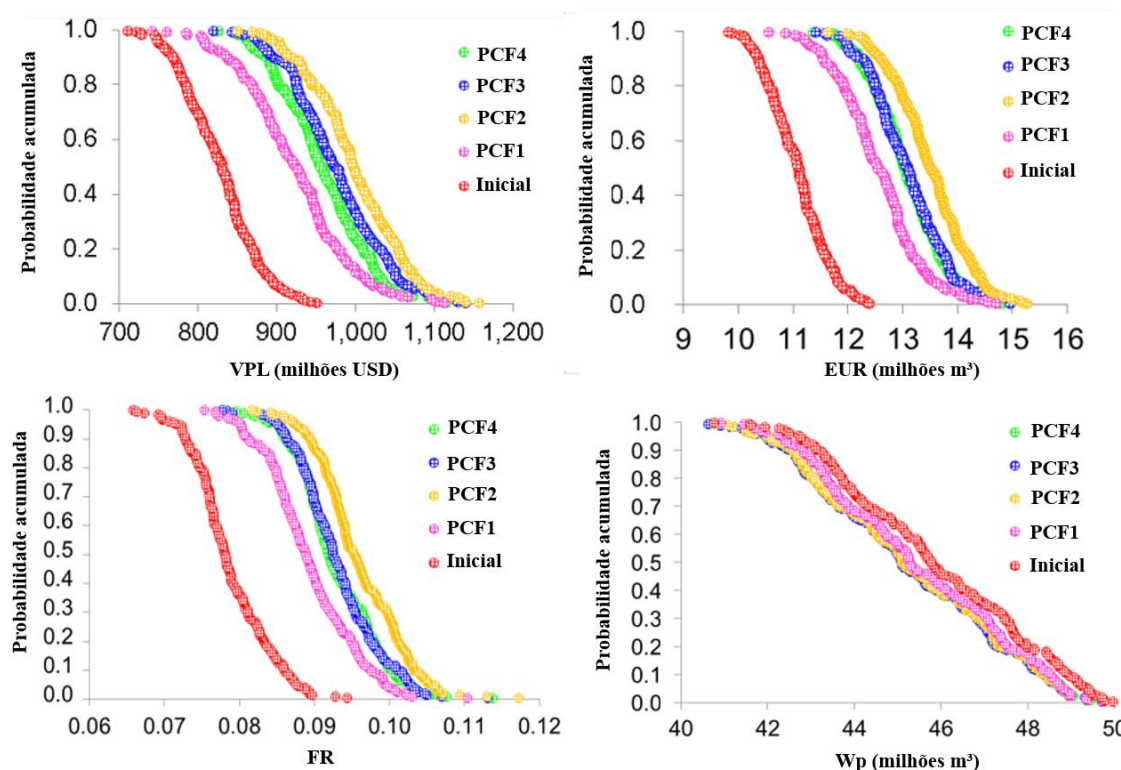


Figura 6.6 - Curva de risco inicial das estratégias otimizadas do INFP1 em VPL, EUR, FR e Wp

6.2.3 Seleção e otimização dos MR

Considerando que a PCF2, estratégia que foi otimizada no MR0, tem o melhor desempenho no conjunto de modelos, a seleção dos MR considera a aplicação dessa estratégia para verificar a qualidade desta decisão considerando diferentes cenários.

A Figura 6.7 mostra a seleção de outros nove MR (além do já selecionado MR0) com base nas variáveis de saída que representam todas as incertezas do campo.

Na Tabela 6.3 consta o resultado do VME referente à aplicação das PCF, otimizadas no MR0, nos demais MR. Considerando o VME final, a estratégia PCF2 apresenta o melhor desempenho em diferentes cenários, tendo um aumento de VME de 195 milhões de USD em relação ao caso sem *infill*. A aplicação da PCF2 foi feita utilizando o conjunto total de modelos para calcular o VME e comparar com o VME utilizando apenas os dez MR. Como mostra a Tabela 6.4, a diferença de VME é aproximadamente 3 milhões de USD, o que comprova que o uso dos MR minimiza a complexidade da avaliação de estratégias sob incertezas, assim como reduz o tempo computacional.

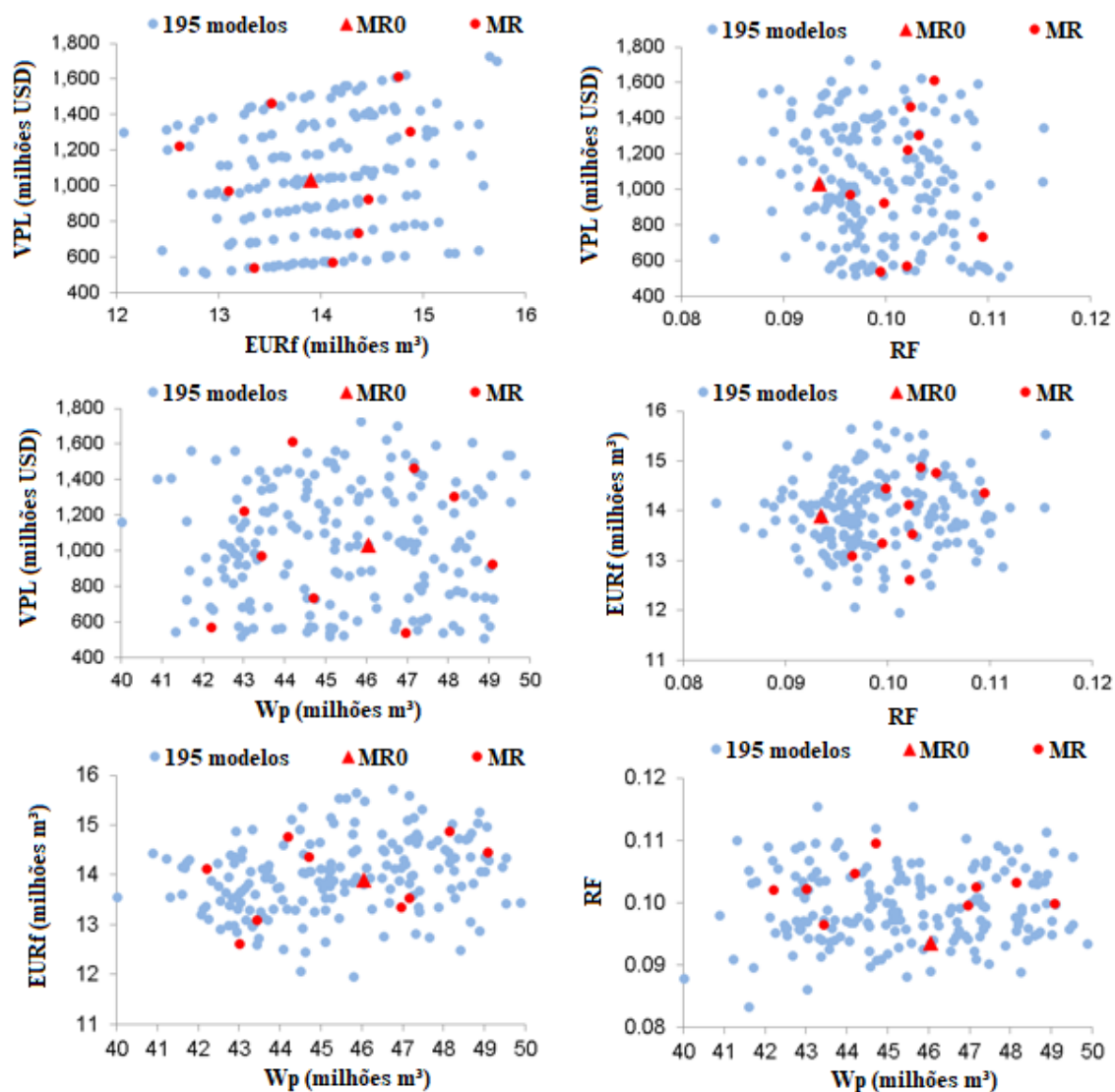


Figura 6.7- VPL, EURf, RF e Wp para os 195 modelos aprovados e seleção dos 10 MR usando a estratégia PCF2

Tabela 6.3 - Desempenho das PCF otimizadas no MR0 em relação aos outros MR; VME final de cada PCF

MR	Probabilidade	Cenário sem <i>infill</i>	PCF otimizadas no MR0			
			PCF1	PCF2	PCF3	PCF4
0	0,144	122	134	149	148	146
1	0,077	58	66	71	68	68
2	0,087	71	76	84	86	82
3	0,082	84	89	100	102	97
4	0,102	46	55	58	55	54
5	0,128	76	94	94	90	90
6	0,108	113	128	141	134	136
7	0,072	32	38	39	36	37
8	0,123	146	166	180	176	172
9	0,077	99	110	124	118	119
VME (milhões USD)		846	956	1041	1011	1002

Tabela 6.4 - Comparação do desempenho de VME da PCF2 usando o conjunto total de modelos e usando os MR

Caso	VME (milhões USD)
Conjunto total (195 modelos)	1038
MR (10 modelos)	1041

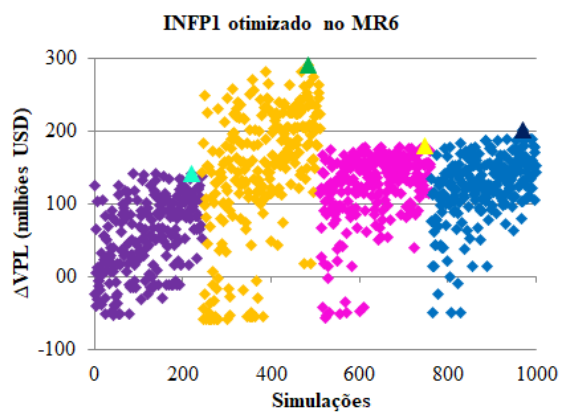
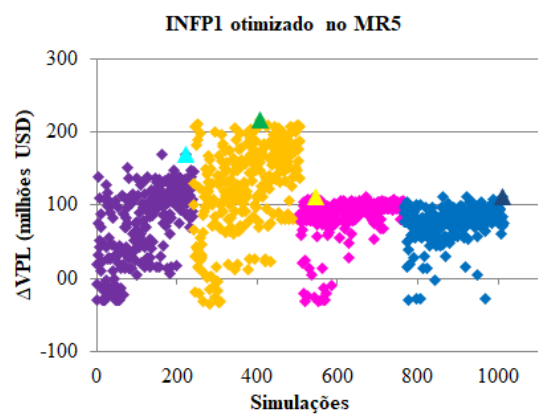
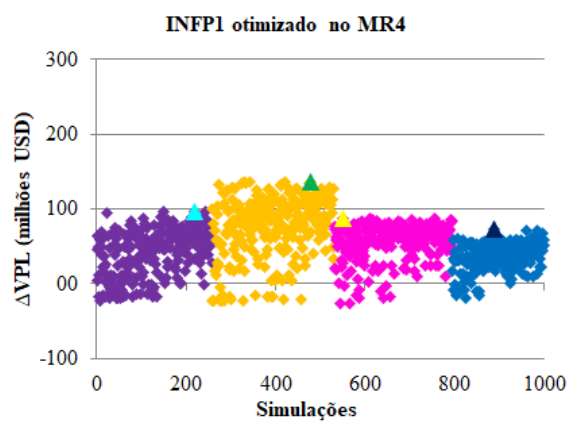
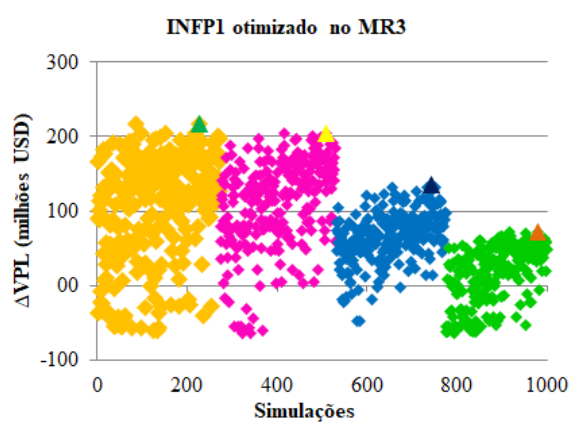
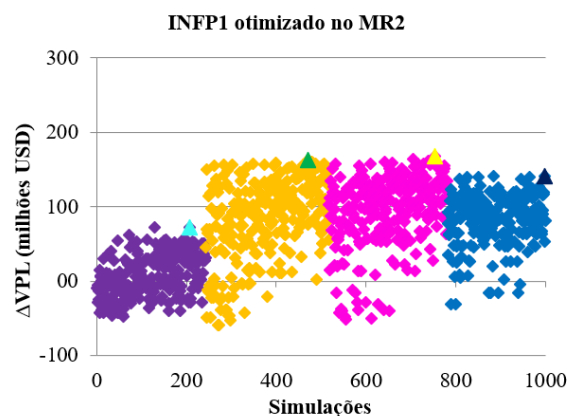
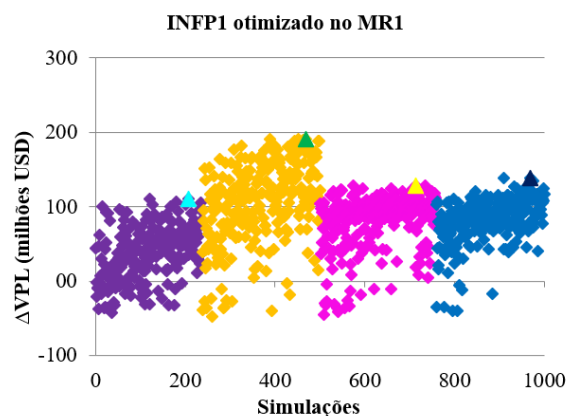
Após a seleção dos MR, deve-se definir a estratégia de produção de cada MR. Assim, é necessário repetir o mesmo processo nominal aplicado no MR0, descrito na seção de metodologia. A Tabela 6.5 apresenta os valores de aumento de VPL em relação ao Caso Base para os MR antes da otimização. Em verde estão selecionadas as RC que foram submetidas à otimização.

RC1, RC2, RC3 e RC4 são as regiões mais promissoras em quase todos os MR, com exceção apenas do MR3 onde as opções são RC2, RC3, RC4 e RC6.

Tabela 6.5 - Aumento de VPL nos MR durante a etapa do processo nominal e seleção das quatro melhores regiões (em verde) submetidas à otimização

RC	Aumento de VPL em relação ao Caso Base (%)								
	MR								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	14	5	4	20	23	11	18	11	7
2	25	20	20	29	35	23	29	23	23
3	16	20	20	19	18	17	13	19	17
4	17	17	9	14	17	17	19	13	17
5	-2	2	1	2	2	0	1	1	2
6	3	1	6	1	5	3	1	1	1
7	2	2	5	2	4	5	4	3	5
8	-3	-3	-4	-2	0	-3	0	-3	-1
9	1	1	-1	2	2	1	2	-1	1
10	-3	-3	-4	-3	-3	-3	-4	-4	-3

A Figura 6.8 mostra o processo de otimização para os outros nove MR, onde em cada RC foi feita uma otimização independente, porém os dados foram plotados juntos para facilitar a comparação dos desempenhos entre as regiões. O PCF2 apresenta melhor desempenho em todos os MR, o que indica uma decisão fácil de ser tomada, pois independente do MR, a região ótima é a mesma.



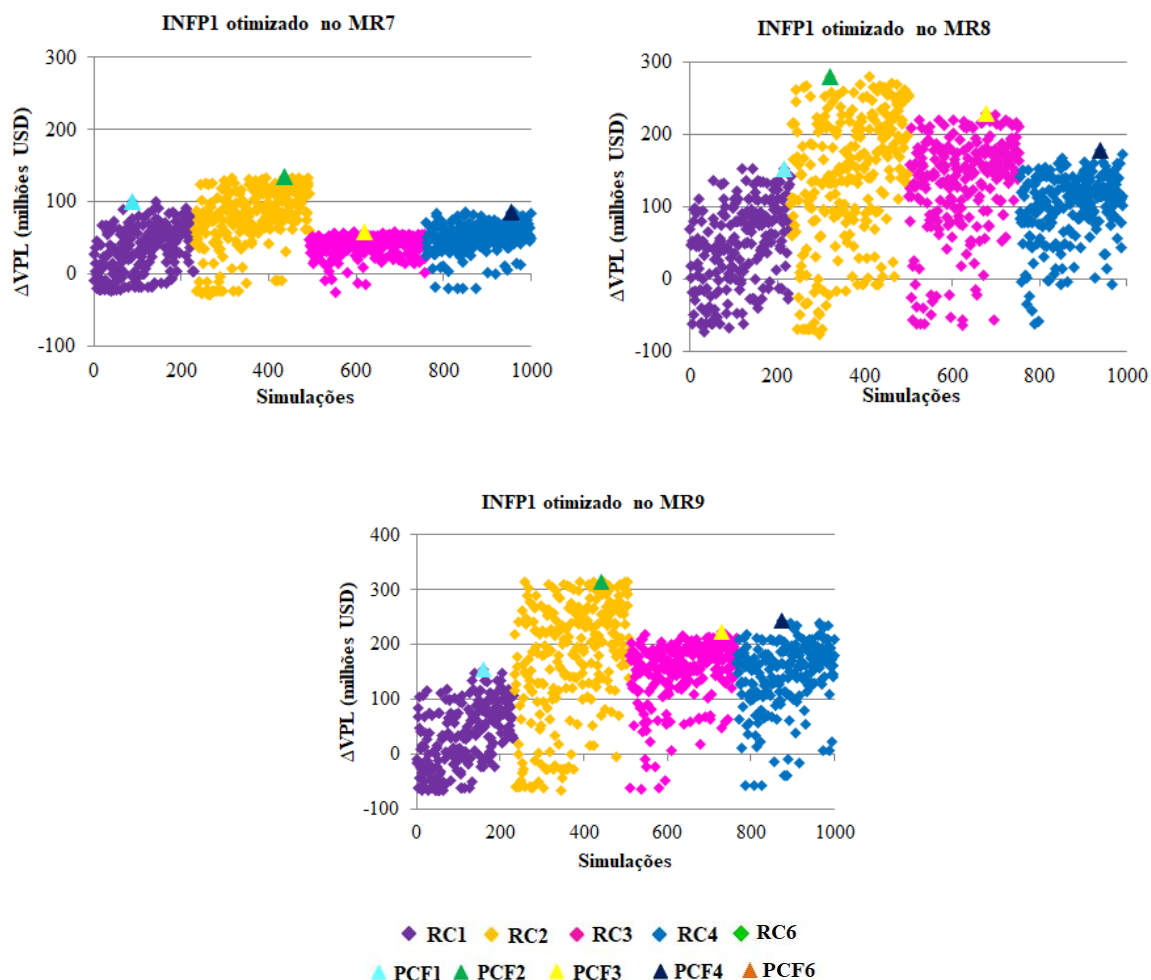


Figura 6.8 - Otimização do INFP1 nos modelos representativos

6.2.4 Seleção de estratégia sob incertezas considerando análise de risco-retorno

Na Tabela 6.6 consta o ΔVME das estratégias de produção analisadas para o primeiro poço de *infill drilling*. A estratégia de produção 1-PCF2-MR6 com ΔVME de 257 milhões de USD é o *benchmark* para os semidesvios padrão inferiores e superiores, pois dentre as estratégias foi aquela que maximizou o ΔVME .

As estratégias de produção são denominadas nesta etapa da seguinte forma: i-PCF_n-MR_m, sendo “i”, o número de poços de *infill drilling*; “n” é a RC onde a PCF foi otimizada; e “m” indica qual MR a estratégia especializada foi otimizada.

Tabela 6.6 - ΔVME das estratégias de produção do primeiro poço de *infill drilling*

Estratégia de produção	ΔVME (milhões USD)
1-PCF2-MR0	193
1-PCF2-MR1	253
1-PCF2-MR2	156
1-PCF2-MR3	169
1-PCF2-MR4	166
1-PCF2-MR5	192
1-PCF2-MR6	257
1-PCF2-MR7	237
1-PCF2-MR8	210
1-PCF2-MR9	195

Tendo todas as estratégias especializadas, podemos aplicá-las em todos os cenários possíveis para determinar o nível de risco, o potencial de ganho e a função objetivo probabilística $\varepsilon(VPL)$ para selecionar uma estratégia sob incertezas. Na Tabela 6.7 estão os valores das principais variáveis usadas na análise de risco-retorno.

Cada estratégia de produção nesta etapa é aplicada em outros diferentes cenários, ou seja, 10 soluções ótimas (uma para cada MR) aplicada em todos os MR e todos os cenários econômicos.

Tabela 6.7 - Resumo dos resultados na avaliação de risco-retorno das estratégias referente ao INFP1 (em negrito a estratégia selecionada)

Estratégia de produção	ΔEUR_f (milhões m ³)	ROI	Nível de risco (Sb-) (milhões USD)	Potencial de ganho (Sb+) (milhões USD)	$\varepsilon(VPL)$ (milhões USD)
1-PCF2-MR0	2,7	3,8	91	24	133
1-PCF2-MR1	3,3	5,0	62	64	255
1-PCF2-MR2	2,1	3,1	119	13	47
1-PCF2-MR3	2,3	3,3	108	18	81
1-PCF2-MR4	2,3	3,3	110	17	74
1-PCF2-MR5	2,5	3,8	98	40	130
1-PCF2-MR6	3,3	5,1	62	70	265
1-PCF2-MR7	3,1	4,7	71	55	222
1-PCF2-MR8	2,7	4,1	85	37	165
1-PCF2-MR9	2,6	3,8	91	29	136

Os resultados mostram que: (1) 1-PCF2-MR6 é a melhor estratégia sob incertezas de acordo com a função objetivo probabilística $\varepsilon(\Delta VPL)$; (2) a melhor estratégia converge no menor nível de risco, maior potencial de ganho e máximo ΔVME ; (3) todas as estratégias têm alto potencial de revitalização do campo devido aos valores de produção e variáveis listadas na Tabela 6.7; e (4) a estratégia escolhida possui um ROI de 5,1, o que atende aos critérios estabelecidos para continuar a análise para o próximo poço de *infill drilling*.

As curvas de risco são apresentadas na Figura 6.9. É possível observar que os pontos das curvas estão bem espalhados nos eixos, sendo a estratégia selecionada (1-PCF2-MR6) aquela com uma amplitude maior.

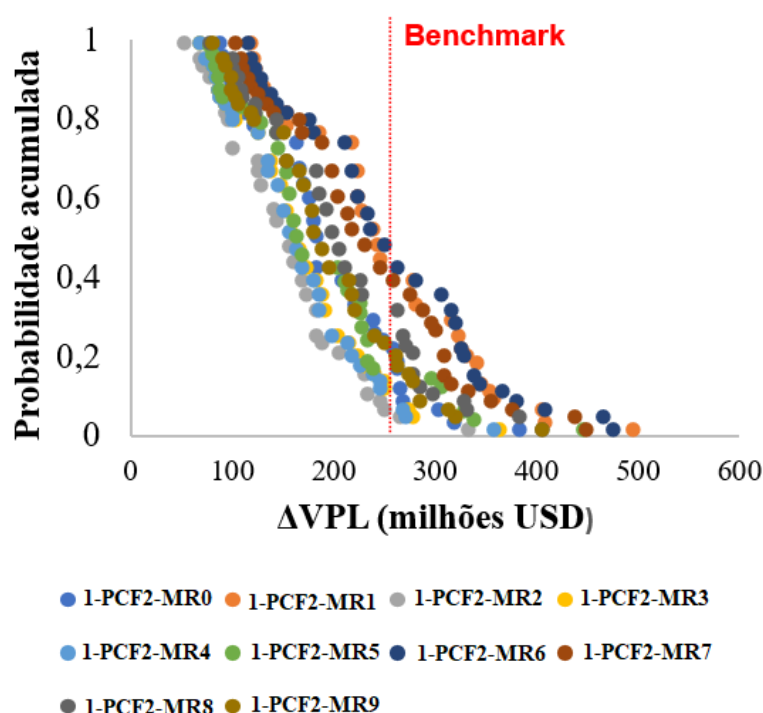


Figura 6.9 - Curvas de risco das estratégias de produção do INFP1

6.3 Segundo poço produtor de *infill drilling* (INFP2)

Para o segundo poço de *infill drilling*, simplificou-se a aplicação usando as estratégias otimizadas feitas no primeiro poço de *infill drilling*. Isso foi realizado analisando os seguintes critérios: (1) as regiões RC5, RC6, RC7, RC8, RC9 e RC10 não são afetadas pela inserção do primeiro poço de *infill drilling* no RC2, no entanto, essas regiões têm baixos valores de produção (EURf) e retorno econômico (VPLf) já no caso base; (2) RC1 e RC4, regiões que

foram submetidas à otimização na avaliação do primeiro *infill drilling*, são afetadas negativamente pela seleção do primeiro *infill* no RC2, pois são regiões vizinhas, como mostradas na Figura 6.10; e (3) RC3 foi definida como a única região possível para o segundo *infill drilling* por ter uma distância adequada em relação ao primeiro.

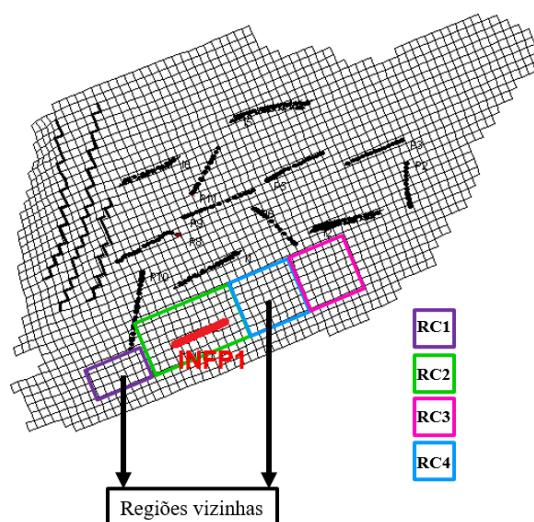


Figura 6.10 - Regiões vizinhas do poço INFP1; segundo infill definido na RC3

Na Tabela 6.8 consta o ΔVME das estratégias de produção analisadas para o segundo poço de *infill drilling*. A estratégia de produção 2-PCF3-MR1 com ΔVME de 142 milhões de USD é o *benchmark* para os semidesvios padrão inferiores e superiores, pois dentre as estratégias foi aquela que maximizou o ΔVME .

Tabela 6.8 - ΔVME das estratégias de produção do segundo poço de *infill drilling*

Estratégia de produção	ΔVME (milhões USD)
2-PCF3-MR0	103
2-PCF3-MR1	142
2-PCF3-MR2	77
2-PCF3-MR3	61
2-PCF3-MR4	65
2-PCF3-MR5	101
2-PCF3-MR6	136
2-PCF3-MR7	102
2-PCF3-MR8	116
2-PCF3-MR9	88

Os resultados da Tabela 6.9 indicam o aumento das funções relativas aos resultados do primeiro poço de *infill drilling* para medir o desempenho individual do segundo *infill*. Algumas estratégias têm potencial de ganho nulo, ou seja, o risco aumenta para o tomador de decisão em relação a esse poço. A estratégia selecionada foi 2-PCF3-MR1 que apresenta a função maximizada entre as estratégias analisadas ($\epsilon(VPL)$). O critério de parada não foi atingido, tendo um ROI de 2,8, o que significa que podemos avaliar as alternativas para o terceiro poço de *infill drilling*.

Tabela 6.9 - Resumo dos resultados na avaliação de risco-retorno das estratégias referente ao INFP2 (em negrito a estratégia selecionada)

Estratégia de produção	ΔEUR_f (milhões m ³)	ROI	Nível de risco (Sb-) (milhões USD)	Potencial de ganho (Sb+) (milhões USD)	$\epsilon(VPL)$ (milhões USD)
2-PCF3-MR0	1,4	2,0	53	7	64
2-PCF3-MR1	1,9	2,8	34	34	142
2-PCF3-MR2	1,1	1,5	71	0	6
2-PCF3-MR3	1,0	1,2	85	0	-41
2-PCF3-MR4	1,0	1,3	81	0	-27
2-PCF3-MR5	1,4	2,0	54	6	60
2-PCF3-MR6	1,9	2,7	36	29	130
2-PCF3-MR7	1,5	2,0	53	6	63
2-PCF3-MR8	1,6	2,3	45	16	91
2-PCF3-MR9	1,3	1,7	62	1	34

As curvas de risco são apresentadas na Figura 6.11, onde pode-se verificar que os ganhos são reduzidos à medida que novos poços de *infill drilling* são adicionados no campo. Além disso, algumas estratégias estão completamente à esquerda do *benchmark* (2-PCF3-MR2, 2-PCF3-MR3 e 2-PCF2-MR4), indicando uma decisão mais arriscada em comparação com a decisão de perfurar o primeiro *infill drilling*.

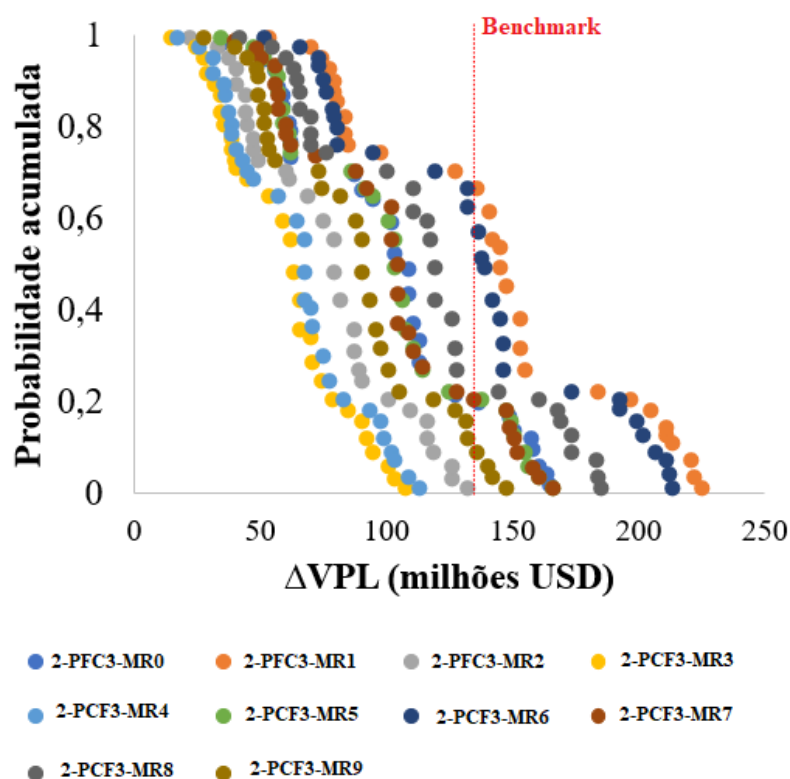


Figura 6.11 - Curvas de risco das estratégias de produção do INFP2

6.4 Terceiro poço produtor de *infill drilling* (INFP3)

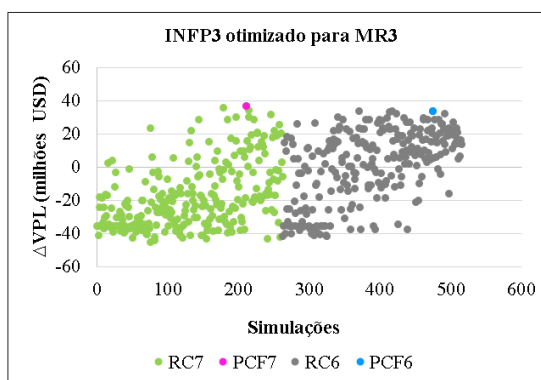
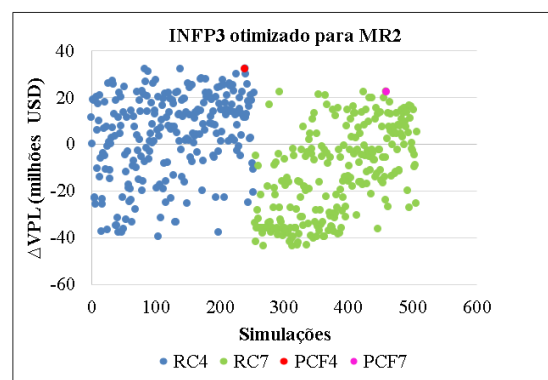
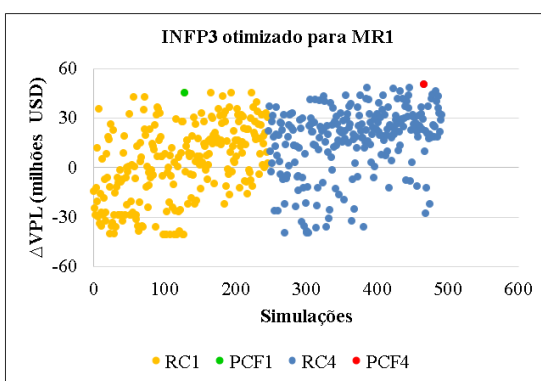
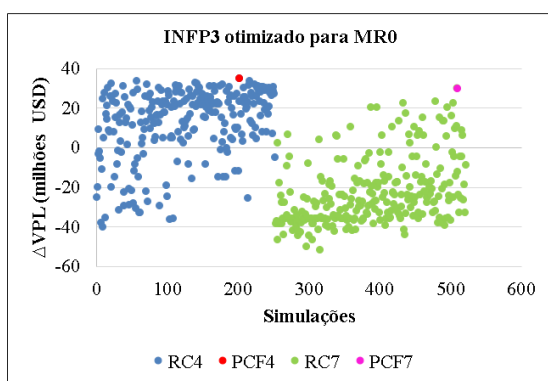
Para a análise do terceiro poço de *infill drilling*, foi necessário realizar os procedimentos do processo nominal. A Tabela 6.10 apresenta os resultados de aumento de VPL em relação ao cenário contendo dois poços de *infill drilling*, ou seja, o cenário que contém a estratégia do INFP2 selecionada no passo anterior. Em verde são destacadas as duas RC submetidas à otimização para cada MR. É possível observar que para o terceiro poço, as RC mudam de acordo com o MR analisado. Em geral, as candidatas nesta etapa são RC1, RC4, RC6 e RC7.

A Figura 6.12 mostra o processo de otimização do INFP3 para cada MR, onde constam as duas melhores RC selecionadas na etapa anterior do processo nominal. É importante destacar que, diferentemente dos dois primeiros poços de *infill drilling*, a melhor região varia de acordo com o MR. O RC4 é candidata de 7 entre 10 MR, a RC1 e RC7 são candidatas de 6 entre 10 MR e o RC6 é candidata de 1 entre 10 MR.

Tabela 6.10 - Aumento de VPL no processo nominal do INFP3

RM	ΔVPL (milhões USD)					
	RC1	RC4	RC5	RC6	RC7	RC9
0	13	32	-14	BP	16	BP
1	45	43	BP	13	23	4
2	10	30	6	0	20	0
3	-5	-1	-14	19	36	BP
4	47	28	1	9	25	4
5	73	51	-9	24	19	0
6	43	30	-2	13	37	2
7	54	23	-3	8	38	3
8	42	28	-13	3	23	BP
9	11	45	-14	9	33	-4

BP – Baixa performance (RC com desempenho baixo ainda no cenário base – cenário sem *infill*)



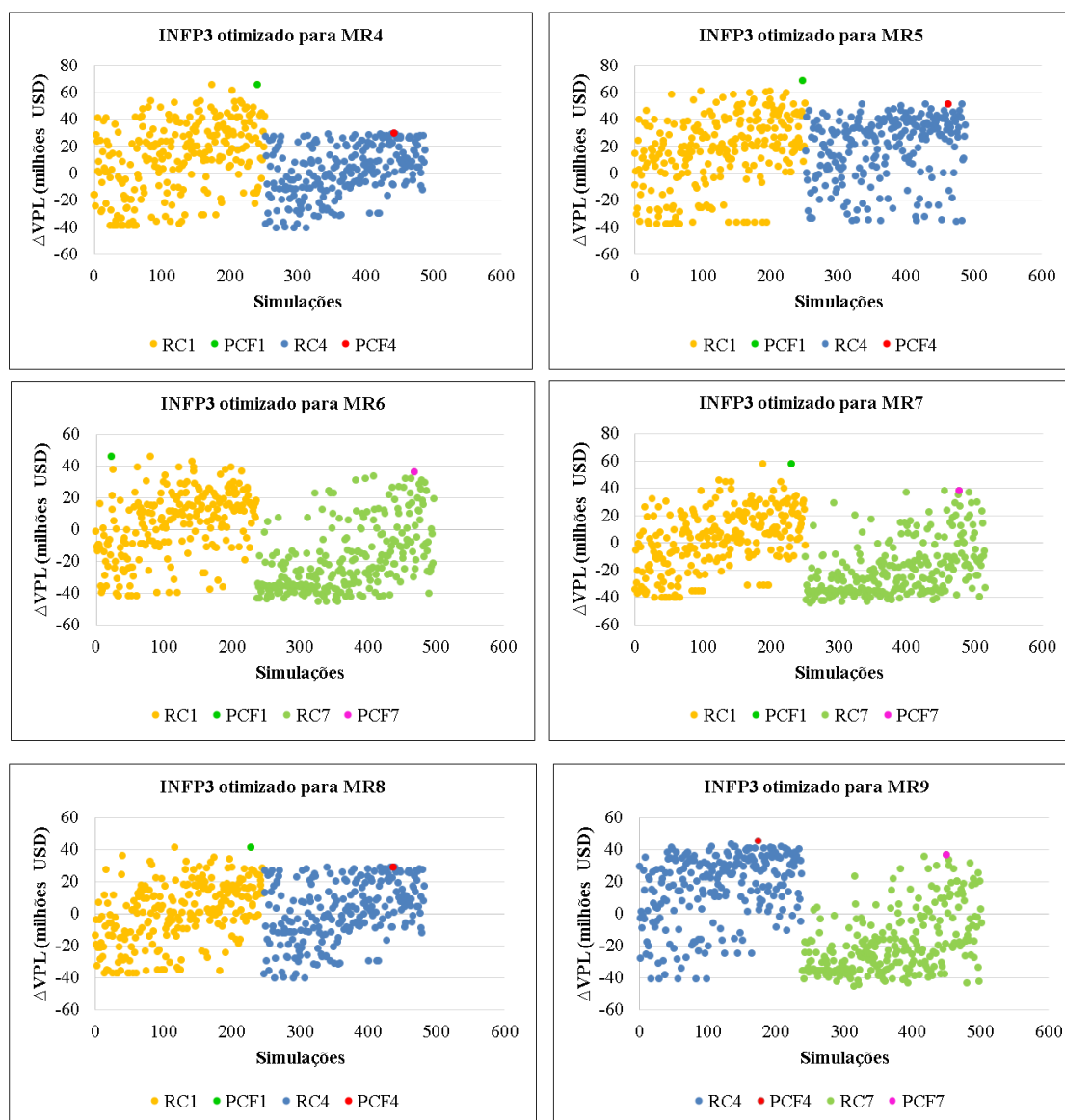


Figura 6.12 - Otimização das estratégias do INFP3 em cada MR

Na Tabela 6.11 consta o ΔVME das estratégias de produção analisadas para o terceiro poço de *infill drilling*. A estratégia de produção 3-PCF1-MR5 com ΔVME de 37 milhões de USD é o *benchmark* para os semidesvios padrão inferiores e superiores, pois dentre as estratégias foi aquela que maximizou o ΔVME .

Tabela 6.11 - ΔVME das estratégias de produção do terceiro poço de *infill drilling*

Estratégia de produção	ΔVME (milhões USD)
3-PCF4-MR0	33
3-PCF4-MR1	34
3-PCF4-MR2	33
3-PCF7-MR3	22
3-PCF1-MR4	35
3-PCF1-MR5	37
3-PCF1-MR6	36
3-PCF1-MR7	36
3-PCF1-MR8	36
3-PCF4-MR9	34

A Tabela 6.12 indica que: (1) a estratégia 3-PCF1-MR5 é a melhor estratégia de produção sob incertezas de acordo com a maximização do $\epsilon(NPV)$; (2) a estratégia selecionada não possui o menor nível de risco (S_b^- = US\$ 17 milhões em comparação com quatro outras estratégias que possuem US\$ 14 milhões); e (3) todas as estratégias possuem $ROI < 1$ e, portanto, o critério de parada é atingido.

Tabela 6.12 - Resumo dos resultados na avaliação de risco-retorno das estratégias referente ao INFP3 (em negrito a estratégia selecionada)

Estratégia de produção	ΔEUR_f (milhões m ³)	ROI	Nível de risco (S_b^-) (milhões USD)	Potencial de ganho (S_b^+) (milhões USD)	$\epsilon(VPL)$ (milhões USD)
3-PCF4-MR0	0,7	0,65	14	11	29
3-PCF4-MR1	0,7	0,67	14	11	30
3-PCF4-MR2	0,6	0,65	14	10	28
3-PCF7-MR3	0,5	0,44	21	5	0
3-PCF1-MR4	0,4	0,69	17	18	37
3-PCF1-MR5	0,5	0,72	17	20	43
3-PCF1-MR6	0,4	0,71	16	19	42
3-PCF1-MR7	0,8	0,70	18	18	36
3-PCF1-MR8	0,7	0,70	17	19	39
3-PCF4-MR9	0,6	0,67	14	12	31

As curvas de risco são apresentadas na Figura 6.13 onde é possível observar que as estratégias possuem desempenhos muito semelhantes. A decisão de perfurar o terceiro *infill drilling* é mais complexa, pois além de mudar a região de acordo com o MR, os ganhos são bastante reduzidos.

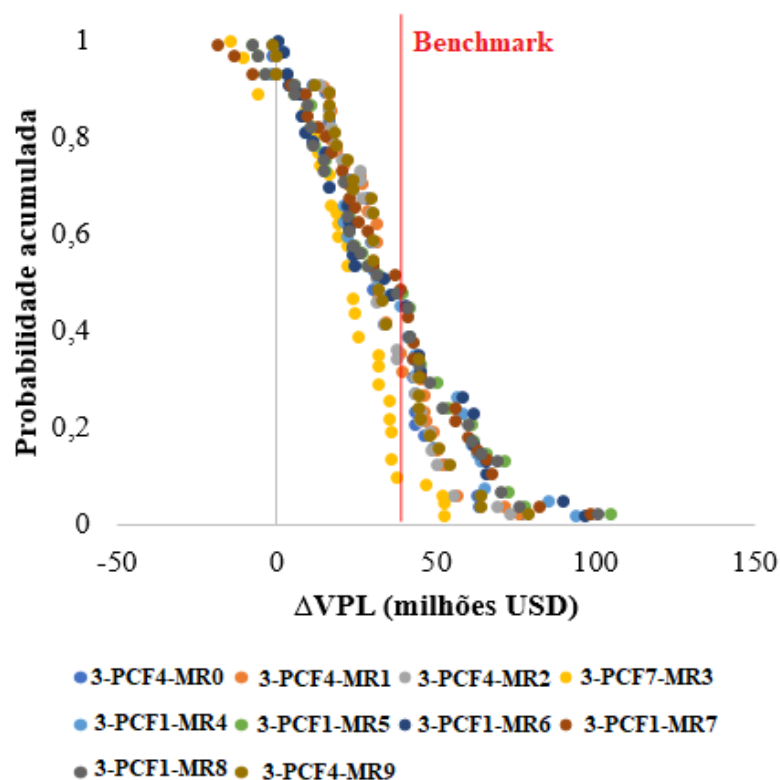


Figura 6.13 - Curvas de risco das estratégias de produção do INFP3

6.5 Análise de decisão

Foram considerados três poços de *infill drilling* neste estudo de acordo com a metodologia. O campo tem potencial para dois poços de *infill*, o primeiro localizado no RC2 e o segundo localizado no RC3. O terceiro *infill* atinge o critério de parada e apresenta um ganho bastante reduzido em relação ao desempenho do *infill* anterior. A Figura 6.14 mostra o desempenho de cada poço proposto neste trabalho em comparação com o caso base (cenário sem poço de *infill drilling*). Observe que a diferença de ganho do segundo para o terceiro *infill* é mínima, embora positiva, o retorno econômico do terceiro poço não compensa a decisão de se investir para este caso.

A Figura 6.15 mostra a correlação entre ΔNPV (receitas em milhões de USD da estratégia de produção) e ΔEUR (ganhos em termos de produção de óleo). Essa correlação é ainda mais evidente nos dois primeiros poços de *infill drilling* (poços que são sugeridos para este caso).

Esta informação é importante para ressaltar que neste caso, independentemente da função objetivo, as escolhas convergiriam na mesma decisão.

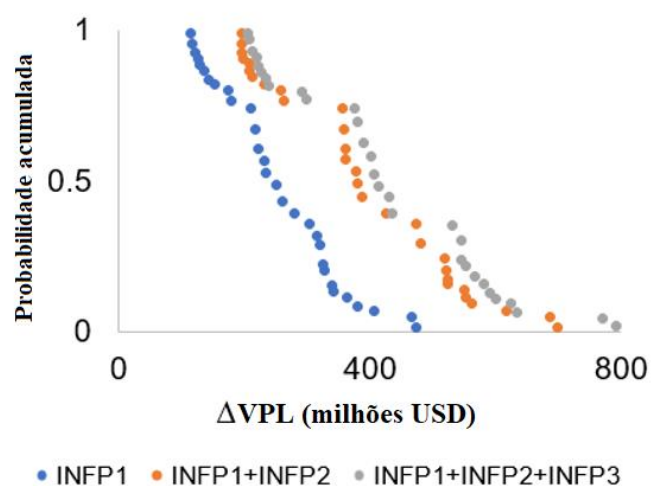


Figura 6.14 - Curva de risco final com a decisão de cada poço de infill drilling e suas contribuições para a revitalização do campo

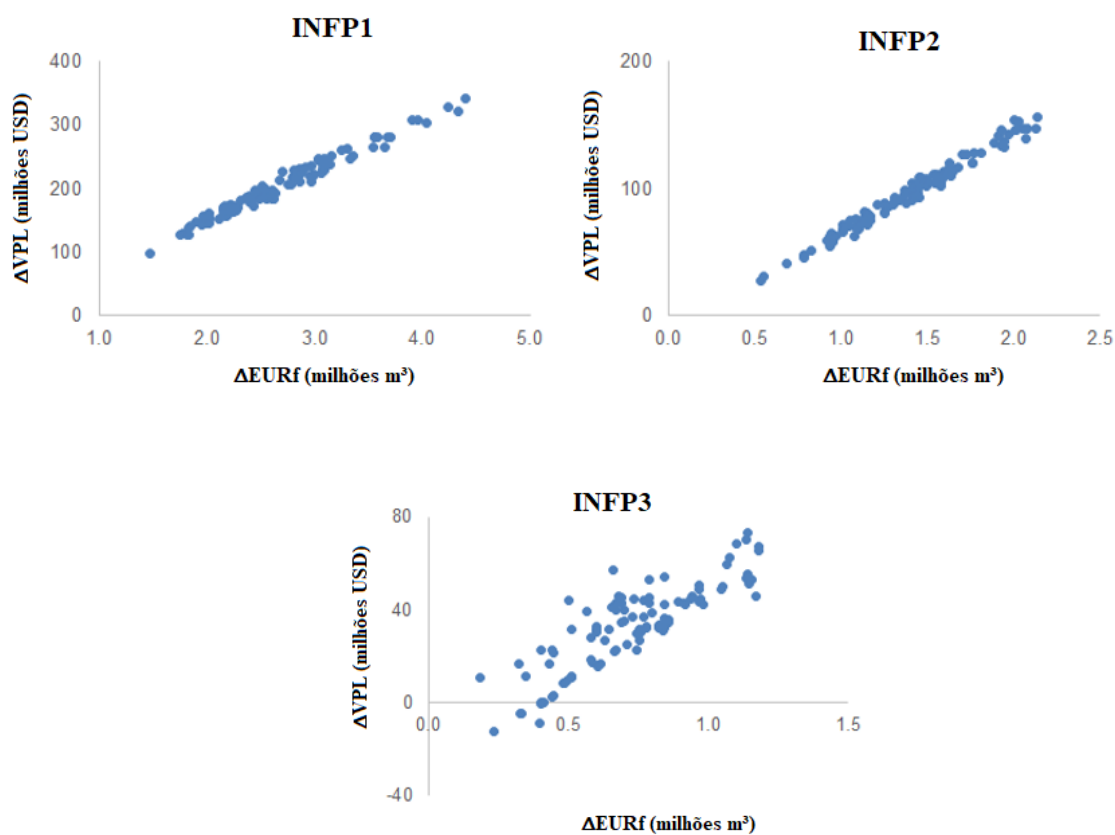


Figura 6.15 - Correlação entre retorno econômico e produção para os poços de infill drilling

6.6 Discussões gerais

Nesta subseção será discutido assuntos gerais do trabalho, como:

- É importante ressaltar que neste trabalho os MQA utilizados não apresentaram uma boa relação entre os blocos promissores para perfuração de *infill drilling* em relação aos resultados de desempenho econômico. No entanto, o MQA nesta metodologia não precisa ser tão preciso pois posteriormente no procedimento de testes de cenários de *infill drilling* a região será avaliada de forma mais precisa. A contribuição dos MQA são indicar os blocos não promissores, eliminando assim regiões com unidade de qualidade baixas, ao invés de indicar blocos promissores;
- Neste trabalho foi decidido fazer cinco amostras para melhor representar o desempenho das RC definidas antes da otimização. Essa decisão, no entanto, é uma simplificação e cabe exclusivamente ao engenheiro e tomador de decisão. Neste caso, a simplificação foi feita para não precisar otimizar todas as 10 RC, reduzindo assim o número de simulações e o tempo para geração dos resultados;
- A correção da produtividade em poços de *infill drilling* é obrigatória em casos em que a viscosidade do óleo é alta e quando o simulador de fluxo não consegue representar a produção de forma coerente com a produção de outros poços já existentes;
- Várias simplificações na metodologia podem ser feitas de acordo com o tempo que o engenheiro e tomador de decisão tem disponível, tais como: o número de RC e o número de amostras para avaliá-las, o número de RC submetidas à otimização, número de MR, número dos atributos incertos, número de cenários econômicos, entre outros;
- A metodologia do trabalho foi desenvolvida principalmente em relação à aplicação do primeiro poço de *infill drilling*, pois este poço é o mais crítico na análise de decisão. Em outros casos, uma simplificação pode ser feita para decisão do primeiro poço, sobrando mais tempo para melhorias nas estratégias de produção dos demais poços de *infill drilling* propostos.

7 CONCLUSÕES

Para o caso em que foi testada a metodologia, os poços de *infill drilling* foram eficazes na recuperação de óleo adicional à medida que a produção diminui com o tempo. Como o custo de um poço novo é alto, é necessário que a produção de óleo seja suficiente para compensar o investimento e isso depende de vários fatores como preço do petróleo, custos de produção e operação, entre outros. Neste estudo de caso, foi possível observar que conforme o número de poços de *infill drilling* aumenta, a complexidade na tomada de decisão também aumenta. Esse comportamento era esperado, pois em um campo maduro – neste caso com 12 poços já perfurados – há pouco espaço para o poço de *infill* operar no reservatório. Outro fator importante é que o poço de *infill* prejudica o desempenho dos poços vizinhos e, portanto, as regiões candidatas mais distantes dos poços já perfurados convergiram como a melhor opção.

Em termos dos poços de *infill drilling* analisados neste trabalho:

- De acordo com os critérios da metodologia, o campo tem potencial para dois poços produtores de *infill drilling* com intervalo de perfuração de um ano entre eles;
- O primeiro poço de *infill drilling* apresenta uma decisão fácil: não há mudança na região candidata independente dos cenários estudados e os valores esperados de produção e retorno econômico são promissores, podendo operar até mesmo em cenários econômicos mais pessimistas;
- No caso do segundo *infill*, há uma redução significativa no desempenho em relação ao primeiro, embora ainda seja aconselhado pela metodologia deste estudo. Todos os cenários apontam para a mesma região candidata como a melhor opção;
- Algumas estratégias de produção especializadas do segundo *infill* apresentam desempenho abaixo do esperado quando aplicadas em diferentes cenários (desempenho da estratégia completamente à esquerda do *benchmark*). Esse comportamento não acontece no primeiro *infill*. Entretanto, a melhor estratégia de produção considerando todos os cenários apresentou resultados positivos de acordo com os critérios estabelecidos na metodologia;
- O terceiro *infill drilling* não é recomendado neste caso, pois apresenta altos riscos em termos da incerteza na região candidata, onde há uma mudança significativa

dependendo do cenário escolhido. Outro fator importante é que dependendo do portfólio da empresa, essa decisão pode ser arriscada pois os ganhos obtidos no terceiro *infill* pode não compensar os custos do investimento e por isso o Retorno sobre Investimento se mostrou uma importante ferramenta para dar mais segurança na decisão. Mas é importante lembrar que o foco deste trabalho foi a otimização de longo prazo e, porém, se o objetivo fosse uma otimização de curto prazo, talvez essa decisão pudesse mudar. Em termos de metodologia, pode-se concluir que:

- O trabalho desenvolveu uma metodologia de aplicação de poços de *infill drilling* em campos maduros que pode ser aplicada em casos reais;
- O trabalho mostrou que a metodologia dos 12 passos contribui para as variáveis G3, ou seja, variáveis de revitalização;
- A Etapa 6 da metodologia de Desenvolvimento e Gerenciamento de Reservatórios em Malha Fechada foi extremamente útil para desenvolver os procedimentos necessários para validar a inserção dos poços de *infill drilling* nos modelos de simulação;
- A metodologia apresentou ser eficaz na aplicação de um campo real e novo, onde o principal desafio foi desenvolver etapas para corrigir a produtividade dos poços de *infill drilling* quando o simulador de fluxo não consegue calcular a produtividade adequada para o caso;
- O índice de produtividade foi um parâmetro crucial para avaliar os poços de *infill*. Sem esse parâmetro, os poços propostos neste estudo, em todas as fases, apresentariam uma produção irreal em relação aos poços já perfurados. Uma vez que esta incerteza de produtividade foi incorporada entre outras incertezas inerentes ao reservatório, este trabalho contribui na elaboração de etapas fáceis de serem reproduzidas, para determinar um valor de produtividade para novos poços.

7.1 Recomendações para trabalhos futuros

Baseado no trabalho proposto, os seguintes estudos são sugeridos:

- Geração de um mapa de pressão na região dos três poços de *infill drilling* propostos para verificar a pressão do reservatório e a possibilidade de inserção de um poço de *infill drilling* injetor para ajudar na manutenção desses novos poços;

- Verificar a produtividade de poços verticais, mesmo em reservatórios finos de viscosidade alta, para assegurar se são viáveis neste caso;
- Melhorias nas estratégias de produção usando sistemas de produção e otimização de curto prazo;
- Geração de mapas de qualidade mais precisos para escolha das regiões candidatas;
- Aplicação da metodologia para outros casos de estudo.

Referências

AL-ISMAEL, M., AWOTUNDE, A., AL-YOUSEF, H., AL-HASHIM, H., 2018. **A well placement optimization constrained to regional pressure balance**. In: Paper Presented at the SPE Europec Featured at 80th EAGE Conference and Exhibition, Copenhagen, Denmark, June 2018. Paper Number: SPE-190788-MS. <https://doi.org/10.2118/190788-MS>

ARTUS, V., DURLOFSKY, L.J., ONWUNALU, J., Aziz, K., 2006. **Optimization of nonconventional wells under uncertainty using statistical proxies**. *Comput. Geosci.* 10, 389–404.

AWOTUNDE, A.A., 2014a. **Inclusion of well schedule and project life in well placement optimization**. In: Paper Presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria, August 2014. Paper Number: SPE172386-MS. <https://doi.org/10.2118/172386-MS>

AWOTUNDE, A.A., 2014b. **On the joint optimization of well placement and control**. In: Paper SPE-172206-MS Presented at the SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi Arabia, 21–24 Apr.

BADRU, O., KABIR, C.S., 2003. **Well placement optimization in field development**. In: Paper Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, October 2003. Paper Number: SPE-84191-MS. <https://doi.org/10.2118/84191-MS>

BARBER JR, A. H., GEORGE, C. J., STILES, L. H., & THOMPSON, B. B. (1983). **Infill drilling to increase reserves—actual experience in nine fields in Texas, Oklahoma, and Illinois**. *Journal of Petroleum Technology*, 35(08), 1530-1538.

BECKNER, B.L., SONG, X., 1995. **Field development planning using simulated annealing—optimal economic well scheduling and placement**. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, vol. 30650. SPE.

BITTENCOURT, A.C., HORNE, R.N., 1997. **Reservoir development and design optimization**. In: Proceedings of the 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas.

BUKHAMSIN, A.Y., FARSHI, M.M., AZIZ, K., 2010. **Optimization of multilateral well design and location in a real field using a continuous genetic algorithm**. In: SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, vol. 136944. SPE.

CIAURRI, D.E., CONN, A.R., MELLO, U.T., ONWUNALU, J.E., **Integrating mathematical optimization and decision making in intelligent fields**. Paper Presented at the SPE Intelligent Energy International, Utrecht, The Netherlands, March 2012. Paper Number: SPE-149780-MS.

DARABI, H., MASIHI, M., 2013. **Well placement optimization using hybrid optimization technique combined with fuzzy inference system**. Petrol. Sci. Technol. 31 (5), 481–491.

BRITO, D.U., DURLOFSKY, L.J., 2021. **Field development optimization using a sequence of surrogate treatments**. Comput. Geosci. 25, 35–65.

DAVIS, E. F., & SHEPLER, J. C. (1969). **Reservoir pressure data used to justify infill drilling in a low permeability reservoir**. *Journal of Petroleum Technology*, 21(03), 267-273.

DENNEY, D. (2005). **Fast method finds infill-drilling potential in mature tight reservoirs**. *Journal of petroleum technology*, 57(10), 70-73.

DRISCOLL, V. J. (1974). **Recovery optimization through infill drilling concepts, analysis, and field results**. In *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*, Houston, Texas.

DOSSARY, M.A.A., NASRABADI, H., 2016. **Well placement optimization using imperialist competitive algorithm**. J. Pet. Sci. Eng. 147, 237–248.

EMERICK, A.A., SILVA, E., MESSER, B., ALMEIDA, L.F., SZWARCMAN, D., PACHECO, M.A.C., VELLASCO, M.M.B.R., 2009. **Well placement optimization using a genetic algorithm with nonlinear constraints**. In: Paper Presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium. Society of Petroleum Engineers, the Woodlands, Texas. <https://doi.org/10.2118/118808-MS>

GASPAR, A.T.F., BARRETO, C.E.A., SCHIOZER, D.J., 2016. **Assisted process for design optimization of oil exploitation strategy**. J. Pet. Sci. Eng. 146, 473–488.

GASPAR, A. T. F. S., SANTOS, S. M. G., FERREIRA, C. J., DAVOLIO, A., & SCHIOZER, D. J. (2022). **Estimation of the chance of success of a four-dimensional seismic project for a developed oil field.** *Computational Geosciences*, 26(2), 463-475.

GOULD, T. L., & MUNOZ, M. A. (1982, September). **An analysis of infill drilling.** In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. OnePetro.

GUAN, L., GAO, H., DU, Y., & WANG, Z. (2007). **New Methods for Determining Infill Drilling Potential in Large Tight Gas Basins.** *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 46(10). doi:10.2118/07-10-02

GÜYAGÜLER, B., HORNE, R.N., ROGERS, L., ROSENZWEIG, J.J., 2002. **Optimization of well placement in a Gulf of Mexico waterflooding project.** *SPE Reservoir Eval. Eng.* 5 (3), 229–236.

HAN, X., ZHONG, L., WANG, X., LIU, Y., WANG, H., 2021. **Well placement and control optimization of horizontal steamflooding wells using derivative-free algorithms.** *SPE Reservoir Eval. Eng.* 24 (1), 174–193

HOHENDORFF FILHO, J. C., MASCHIO, C., & SCHIOZER, D. J. (2016). **Production strategy optimization based on iterative discrete Latin hypercube.** *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, 38(8), 2473-2480.

HUMPHRIES, T.D., HAYNES, R.D., 2015. **Joint optimization of well placement and control for nonconventional well types.** *J. Petrol. Sci. Eng.* 126, 242–253.

HUMPHRIES, D., HAYNES, R.D., JAMES, L.A., 2014. **Simultaneous and sequential approaches to joint optimization of well placement and control** Thomas. *Comput. Geosci.* 18, 433–448.

HUTAHAEAN, J., DEMYANOV, V., & CHRISTIE, M. (2019). **Reservoir development optimization under uncertainty for infill well placement in brownfield redevelopment.** *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 175, 444-464.

ISEBOR, O.J., DURLOFSKY, L.J., CIAURRI, D.E., 2014. **A derivative-free methodology with local and global search for the constrained joint optimization of well locations and controls.** *Comput. Geosci.* 18, 463–482.

JESMANI, M., BELLOUT, M.C., HANEA, R., FOSS, B., 2015. **Particle swarm optimization algorithm for optimum well placement subject to realistic field development constraints.** In: Paper Presented at the SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition. UAE. Society of Petroleum Engineers, Abu Dhabi. <https://doi.org/10.2118/175590-MS>.

LIU, E., YAO, T., QIAO, L., LI, J., WANG, H., & GAO, Q. (2022). **Research on the propagation mechanism of hydraulic fractures in infill horizontal wells.** *Frontiers in Earth Science*, 10, 1026551.

MALEKI, M., DANAIE, S., MESQUITA DA SILVA, F. B., DAVOLIO, A., & SCHIOZER, D. J. (2021). **Stepwise uncertainty reduction in time-lapse seismic interpretation using multi-attribute analysis.** *Petroleum Geoscience*, 27(3), petgeo2020-087.

MALEKI, M., SCHIOZER, D. J., DAVOLIO, A., & LOPEZ, J. (2022). **A Workflow for High-Resolution Reservoir Characterization using Multiple 4D Seismic Datasets.** *ECMOR 2022*, 2022(1), 1-13.

MALIK, Z. A., SILVA, B. A., BRIMHALL, R. M., & WU, C. H. (1993). **An Integrated Approach to Characterize Low-Permeability Reservoir Connectivity for Optimal Waterflood Infill Drilling.** Low Permeability Reservoirs Symposium. doi:10.2118/25853-ms

MASCHIO, C., NAKAJIMA, L., SCHIOZER, D.J., 2008a. **Production strategy optimization using genetic algorithm and quality map.** Paper Presented at the Europec/EAGE Conference and Exhibition, Rome, Italy, June 2008. Paper Number: SPE-113483-MS.

MASCHIO, C., VIDAL, A. C., & SCHIOZER, D. J. (2008b). **A framework to integrate history matching and geostatistical modeling using genetic algorithm and direct search methods.** *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 63(1-4), 34-42.

MASCHIO, C., & SCHIOZER, D. J. (2016). **Probabilistic history matching using discrete Latin Hypercube sampling and nonparametric density estimation.** *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 147, 98-115.

MASCHIO, C., HOHENDORFF FILHO, J. C., & SCHIOZER, D. J. (2021). **Methodology for data assimilation in reservoir and production system to improve short-and medium-term forecast.** *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 207, 109083.

MASCHIO, C., AVANSI, G. D., da SILVA, F. B. M., & SCHIOZER, D. J. (2022). **Data assimilation for uncertainty reduction using different fidelity numerical models.** *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 209, pp.1-18.

MONTES, G., BARTOLOME, P., UDIAS, A.L., 2001. **The use of genetic algorithms in well placement optimization.** In: Paper Presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers, Buenos Aires, Argentina. <https://doi.org/10.2118/69439-MS>.

MORALES, A.N., NASRABADI, H., Zhu, D., 2011. **A new modified genetic algorithm for well placement optimization under geological uncertainties.** In: Paper Presented at the SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, Vienna, Austria, May 2011. Paper Number: SPE-143617-MS

MEIRA, L. A. A.; COELHO, G. P.; SANTOS, A. A. S.; SCHIOZER, D. J. **Selection of Representative Models for Decision Analysis Under Uncertainty.** *Computers & Geosciences*, v. 88, p. 67–82, 2016.

MEIRA, L. A., COELHO, G. P., da SILVA, C. G., ABREU, J. L., SANTOS, A. A., & SCHIOZER, D. J. (2020). **Improving representativeness in a scenario reduction process to aid decision making in petroleum fields.** *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184, 106398.

MEZZOMO, C. C., & SCHIOZER, D. J. (2002, June). **Methodology for water injection strategies planning optimization using reservoir simulation.** In *Canadian International Petroleum Conference*. OnePetro.

MIRZAEI-PAIAMAN, A., SANTOS, S. M., & SCHIOZER, D. J. (2022). **Iterative sequential robust optimization of quantity and location of wells in field development under subsurface, operational and economic uncertainty.** *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 218, 111005.

NAKAJIMA, L. **Otimização de Desempenho de Poços Horizontais no Desenvolvimento de Campos de Petróleo.** Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Unicamp, 2003, 128 pp. Dissertação de Mestrado.

NAKAJIMA, L., & SCHIOZER, D. J. (2003, June). **Horizontal well placement optimization using quality map definition.** In *Canadian International Petroleum Conference*. OnePetro.

NASRABADI, H., MORALES, A., & ZHU, D. (2012). **Well placement optimization: A survey with special focus on application for gas/gas-condensate reservoirs.** *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 5, 6-16.

NEVES, F. R. **Análise da Influência de Indicadores Econômicos na Escolha da Estratégia de Produção.** 147 p. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, 2005

NOGUEIRA, P., SCHIOZER, D.J., 2009. **An efficient methodology of production strategy optimization based on genetic algorithms.** In: Proceedings of the Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers, pp. 1–14.

ONWUNALU, J.E., DURLOFSKY, L.J., 2010. **Application of a particle swarm optimization algorithm for determining optimum well location and type.** *Comput. Geosci.* 14 (1), 183–198. <https://doi.org/10.1007/s10596-009-9142-1>.

ONWUNALU, J.E., DURLOFSKY, L.J., 2011. **A new well-pattern-optimization procedure for large-scale field development.** *SPE J.* 16 (3), 594–607. <https://doi.org/10.2118/124364-PA>. Paper Number: SPE-124364-PA.

OZDOGAN, U., SAHNI, A., YETEN, B., GUYAGULER, B., CHEN, W.H., 2005. **Efficient assessment and optimization of a deepwater asset development using fixed pattern approach.** In: Paper SPE-95792-MS Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 9–12 Oct

PUCCINI, E. C. **Matemática financeira: aplicações à análise de investimentos.** Florianópolis: [s.n.], 2011. 593 p. ISBN 8587918079

RAJI, S., DEHNAMAKI, A., SOMEE, B., MAHDIANI, M.R., 2022. **A new approach in well placement optimization using metaheuristic algorithms.** *J. Petrol. Sci. Eng.* 215 (Part A), 110640.

SALMACHI, A., SAYYAFZADEH, M., HAGHIGHI, M., 2013. **Infill well placement optimization in coal bed methane reservoirs using genetic algorithm.** *Fuel* 111, 248–258.

SANTOS S.M.G., BOTECHIA V.E., SCHIOZER D.J., Gaspar A.T.F.S. (2017) **Expected value, downside risk and upside potential as decision criteria in production strategy selection for petroleum field development,** *J. Pet. Sci. Eng.* 157, 81–93. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.07.002>.

SAYYAFZADEH, M., POURAFSHARI, P., & RASHIDI, F. (2010). **Increasing Ultimate Oil Recovery by Infill Drilling and Converting Weak Production Wells to Injection Wells Using Streamline Simulation**. *International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*. doi:10.2118/132125-ms

SCHIOZER, D. J., dos SANTOS, A. A. D. S., de GRAÇA SANTOS, S. M., & HOHENDORFF FILHO, J. C. (2019). **Model-based decision analysis applied to petroleum field development and management**. *Oil & Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies nouvelles*, 74, 46.

SILVA L.O.M., SANTOS A.A.S., SCHIOZER D.J. (2016). **Otimização da Estratégia de Produção sob Incertezas Geológicas e Econômicas**, in: Rio Oil & Gas Expo and Conference, 24–27 October, Rio de Janeiro, Brazil.

STEAGALL, D. E., **Análise de risco nas previsões de produção com simulação numérica de fluxo – Exemplo de um campo na fase de delimitação**. Campinas, 2001. 89pp. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2001

THAI, B. N., Hsu, C. F., BERGERSEN, B. M., ALBRECHT, S. L., & RICHARDSON, T. W. (2000). **Denver Unit Infill Drilling and Pattern Reconfiguration Program**. *SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*. doi:10.2118/59548-ms

UDY, J., HANSEN, B., MADDUX, S., PETERSEN, D., HEILNER, S., STEVENS, K., ... & HEDENGREN, J. D. (2017). **Review of field development optimization of waterflooding, EOR, and well placement focusing on history matching and optimization algorithms**. *Processes*, 5(3), 34.

VICTORINO, I. R. S., HOHENDORFF FILHO, J. C. V., CASTRO, M. S., & SCHIOZER, D. J. (2022). **Impact of integration of the production systems and reservoir of a benchmark based on carbonate fields**. *Journal of Energy Resources Technology*, 144(9), 094501.

WANG, H., CIAURRI, D.E., DURLOFSKY, L.J., COMINELLI, A., 2012. **Optimal well placement under uncertainty using a retrospective optimization framework**. *SPE J.* 17 (1), 112–121.

XAVIER, A. M. **Análise do Valor da Informação na Avaliação e Desenvolvimento de Campos de Petróleo**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Unicamp, 2004, 159 pp. Dissertação de Mestrado.

YETEN, B., DURLOFSKY, L.J., AZIZ, K., 2003. **Optimization of nonconventional well type, location, and trajectory**. SPE J. 8 (3), 200–210.

APÊNDICE A – Estimativa do Índice de Produtividade nas Regiões Candidatas (RC)

Inicialmente simula-se um cenário contendo os valores de SETPI descritos na Tabela 5.5. Na Tabela AP-A.1 podemos observar os valores de IP em três fases e o IP TOTAL. Os valores de IP são na unidade de $\text{m}^3/\text{dia}/\text{kPa}$. Na Tabela AP-A.2, não se declara nenhum comando de SETPI, ou seja, o próprio simulador irá calcular os IP.

Tabela AP-A.1 - IP dos fluidos dos poços existentes considerando o comando SETPI nos arquivos de simulação

Poços Existentes	IP (óleo)	IP (água)	IP (gás)	IP TOTAL
I1	-	9,4	-	9,4
I2	-	11,2	-	11,2
I5	-	20,6	-	20,6
I6	-	16,8	-	16,8
P10	0,322	1,6	-	1,9
P2	0,074	10,0	-	10,1
P3	0,101	0,9	0,0079	1,0
P5	0,206	1,0	0,0008	1,2
P6	0,216	2,3	0,0010	2,5
P8	0,441	4,2	0,0006	4,6
P9	0,518	5,9	-	6,4
P11	0,267	1,6	0,0001	1,8

Tabela AP-A.2 – IP dos fluidos dos poços existentes sem considerar nenhum comando de SETPI

Poços Existentes	IP (óleo)	IP (água)	IP (gás)	IP TOTAL
I1	-	86,9	-	86,9
I2	-	148,0	-	148,0
I5	-	46,2	-	46,2
I6	-	65,9	-	65,9
P10	1,76	7,9	-	9,7
P2	0,39	81,7	-	82,1
P3	0,73	9,4	0,071	10,2
P5	3,26	30,6	0,035	33,9
P6	0,84	9,6	0,002	10,4
P8	1,61	7,1	-	8,7
P9	2,31	14,7	-	17,0
P11	1,21	5,1	-	6,3

Com base nos valores de IP TOTAL da Tabela AP-A.1 e Tabela AP-A.2, calculou-se a média de decréscimo entre esses dois cenários dos poços produtores e injetores existentes como mostra a Tabela AP-A.3.

A mesma lógica é feita para as RC: simula-se os cenários sem considerar nenhum comando de SETP e estima-se o IP calculado a partir da multiplicação do IP TOTAL pela média de decréscimo dos poços produtores.

Tabela AP-A.3 - IP dos fluidos das PCI sem usar um comando SETPI

RC	IP (óleo)	IP (água)	IP (gás)	IP TOTAL	IP calculado
1	2,0	25,5	0,36500	27,9	6,6
2	2,0	23,8	0,91200	26,7	6,3
3	2,3	14,9	3,90000	21,1	5,0
4	2,7	7,0	-	9,7	2,3
5	2,0	31,0	0,10400	33,1	7,8
6	1,0	23,3	0,31400	24,6	5,8
7	1,4	19,0	0,54900	21,0	5,0
8	1,1	17,8	0,32500	19,3	4,5
9	1,7	42,3	0,00001	44,0	10,4
10	1,2	30,3	0,03918	31,5	7,4

Sabendo o IP calculado de cada RC, aplica-se valores fixos de SETPI (100, 450 e 700 scf/dia/psi) para gerar a correlação entre os dados de produtividade de entrada (SETPI) e saída (IP TOTAL). A seguir os valores de IP nos fluidos para cada valor fixo de SETPI:

Tabela AP-A.4 - IP dos fluidos nas PCI usando SETPI fixo de 100 scf/dia/psi

RC	SETPI = 100 scf/dia/psi			
	IP (óleo)	IP (água)	IP (gás)	IP TOTAL
1	0,21	0,87	-	1,09
2	0,23	0,62	-	0,84
3	0,28	0,73	0,01	1,01
4	0,23	0,52	0,01	0,77
5	0,16	1,71	-	1,87
6	0,14	1,32	-	1,46
7	0,11	0,57	-	0,69
8	0,02	0,75	-	0,77
9	0,11	1,83	-	1,94
10	0,06	1,84	-	1,90

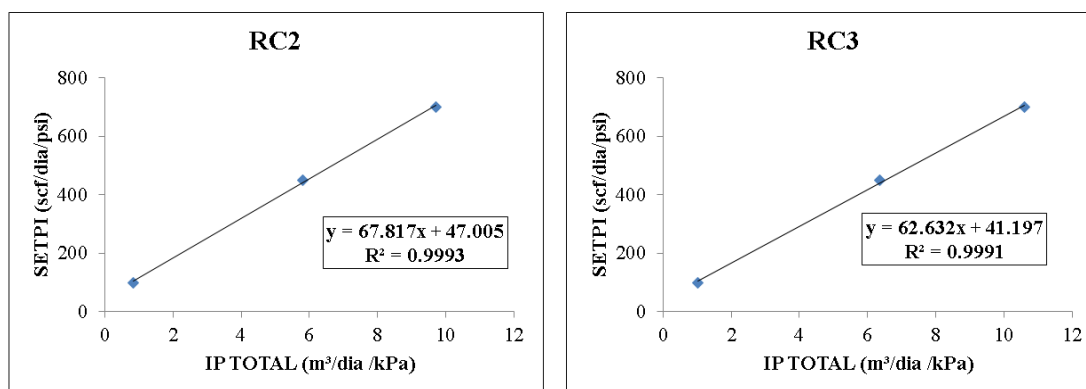
Tabela AP-A.5 - IP dos fluidos nas PCI usando SETPI fixo de 450 scf/dia/psi

RC	SETPI = 450 scf/dia/psi			
	IP (óleo)	IP (água)	IP (gás)	IP TOTAL
1	0,67	5,88	-	6,55
2	0,69	5,06	0,05	5,80
3	0,92	5,01	0,43	6,36
4	0,84	3,39	0,29	4,52
5	0,59	8,59	0,01	9,19
6	0,45	8,80	0,06	9,30
7	0,36	4,91	0,02	5,29
8	0,06	2,58	-	2,64
9	0,38	8,57	-	8,95
10	0,20	7,88	-	8,08

Tabela AP-A.6 - IP dos fluidos nas PCI usando SETPI fixo de 700 scf/dia/psi

RC	SETPI = 700 scf/dia/psi			
	IP (óleo)	IP (água)	IP (gás)	IP TOTAL
1	0,97	9,70	0,03	10,70
2	0,95	8,56	0,19	9,71
3	1,34	8,01	1,26	10,61
4	1,23	5,89	1,55	8,67
5	0,89	13,30	0,02	14,22
6	0,66	14,40	0,14	15,20
7	0,55	7,88	0,08	8,51
8	0,11	2,97	-	3,08
9	0,57	13,60	-	14,17
10	0,34	10,70	-	11,04

Obtendo os valores de IP TOTAL em relação a cada SETPI fixo, é possível construir uma linha de tendência para determinar a relação entre esses dados, conforme visto na Figura AP-A.1.



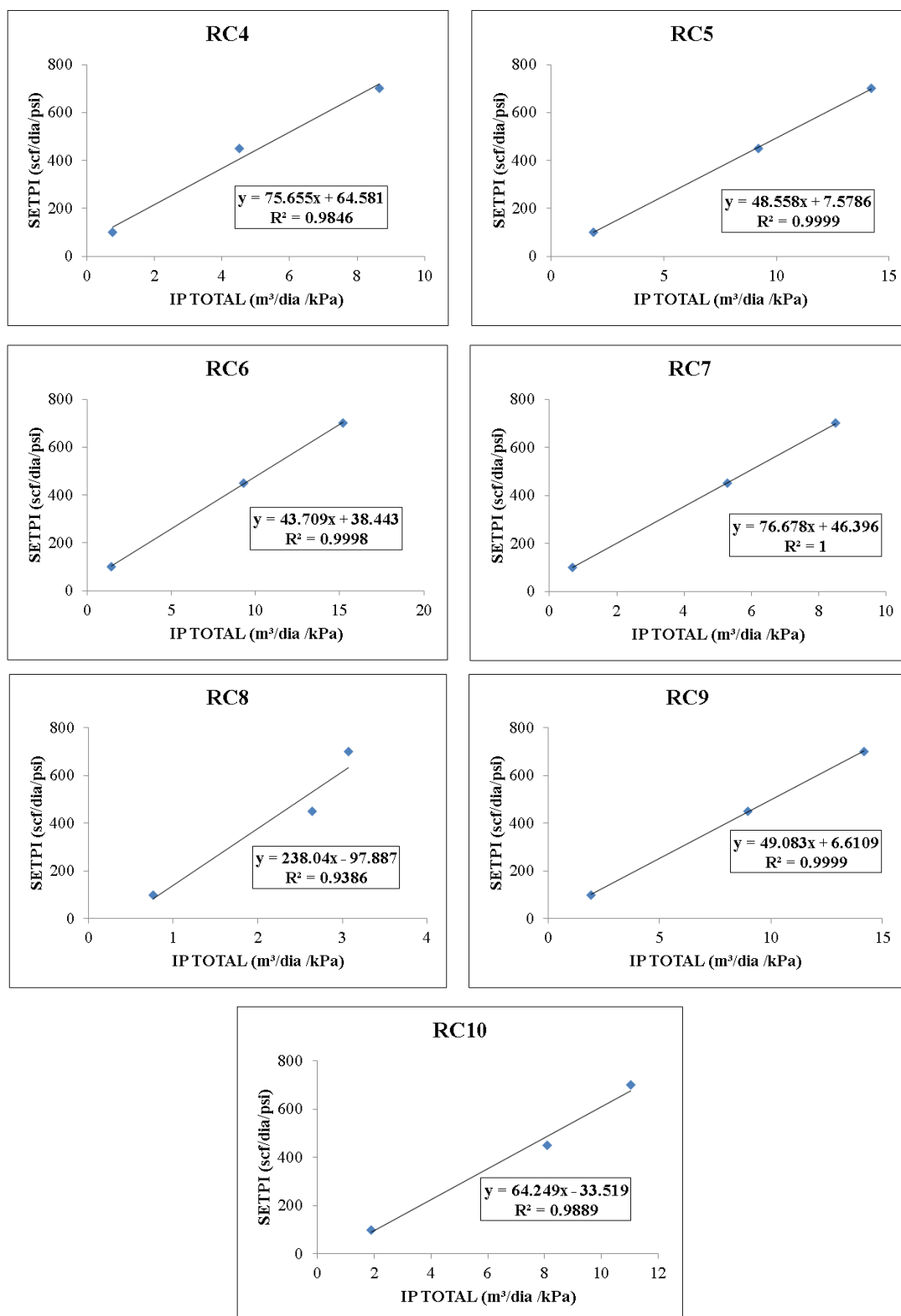


Figura AP-A.1- Correlação SETPI por IP TOTAL em todas as RC

Tendo as fórmulas de cada RC, aplica-se o IP calculado da Tabela AP-A.3 para determinar o SETPI final.

APÊNDICE B – Rotina Matlab

Uma rotina no Matlab foi desenvolvida para automatizar a aplicação de poços de *infill drilling* nos modelos de simulação. Como os poços são direcionais e os ângulos fazem parte da variável a ser otimizada, utilizamos as variáveis de entrada (i, j, k e ângulo horizontal) para encontrar os valores reais em metros em x, y, z em função de um ângulo e do comprimento do poço ($L_w = 1$ quilômetro)

Na Figura AP-B.1 temos os principais cálculos da rotina, sendo:

Em a) e b) aplicamos trigonometria para encontrar as dimensões reais de um único bloco, principalmente sua dimensão diagonal (L). Usando semelhança de triângulos de b) para c), conseguimos calcular a distância diagonal (dh) e a espessura (dZ) em função de um valor fixo de comprimento do poço (L_w). Em d) obtemos as distâncias horizontal (dX) e vertical (dY) em função da distância diagonal real (dh).

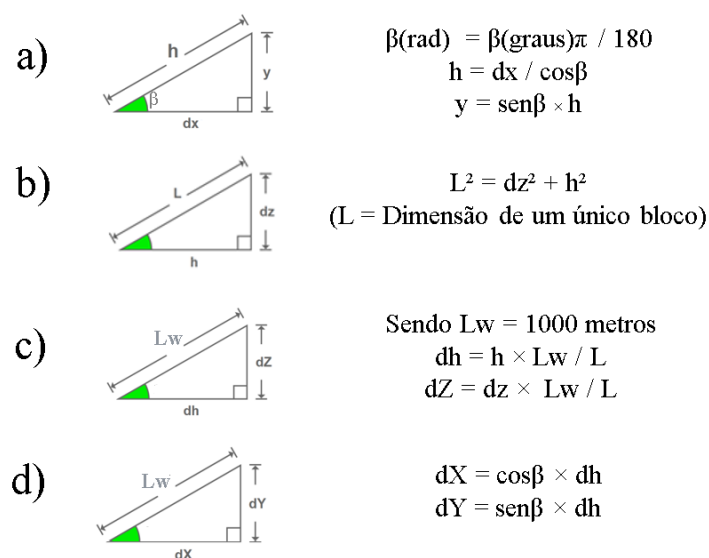


Figura AP-B.1 - Principais cálculos inseridos na rotina Matlab

Sendo:

β = Ângulo horizontal (variável de otimização);

dx, dy, dz = Tamanho do bloco da célula (150x150x1,5m);

h = Distância diagonal do bloco;

y = Distância vertical do bloco;

dX, dY e dZ = Distâncias em x, y e z em função de dh.

APÊNDICE C – Atualização das frequências na otimização

Na otimização usando IDLHC, as frequências das variáveis de otimização são atualizadas por iteração, permitindo assim que se consiga observar onde a otimização está convergindo. As próximas figuras apresentam gráficos da otimização em relação ao MR0.

Na Figura AP-C.1, temos a atualização das frequências na RC1, Figura AP-C.2 as frequências na RC2, Figura AP-C.3 as frequências na RC3 e Figura AP-C.4 as frequências na RC4.

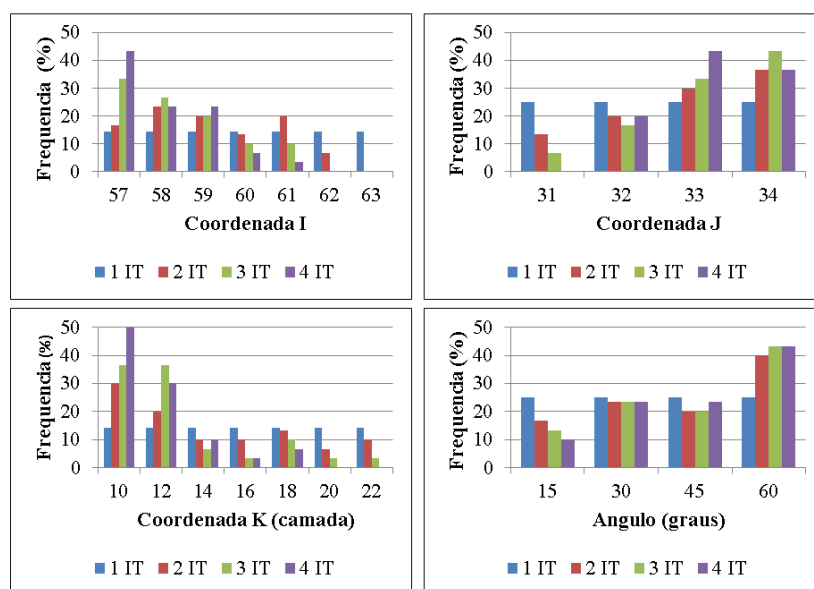


Figura AP-C.1 - Atualização das frequências nas variáveis de otimização na RC1

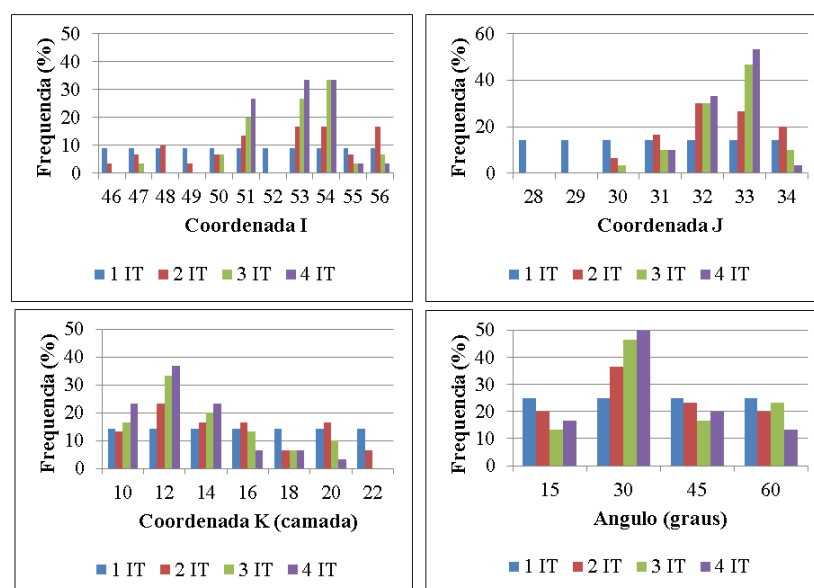


Figura AP-C.2 - Atualização das frequências nas variáveis de otimização na RC2

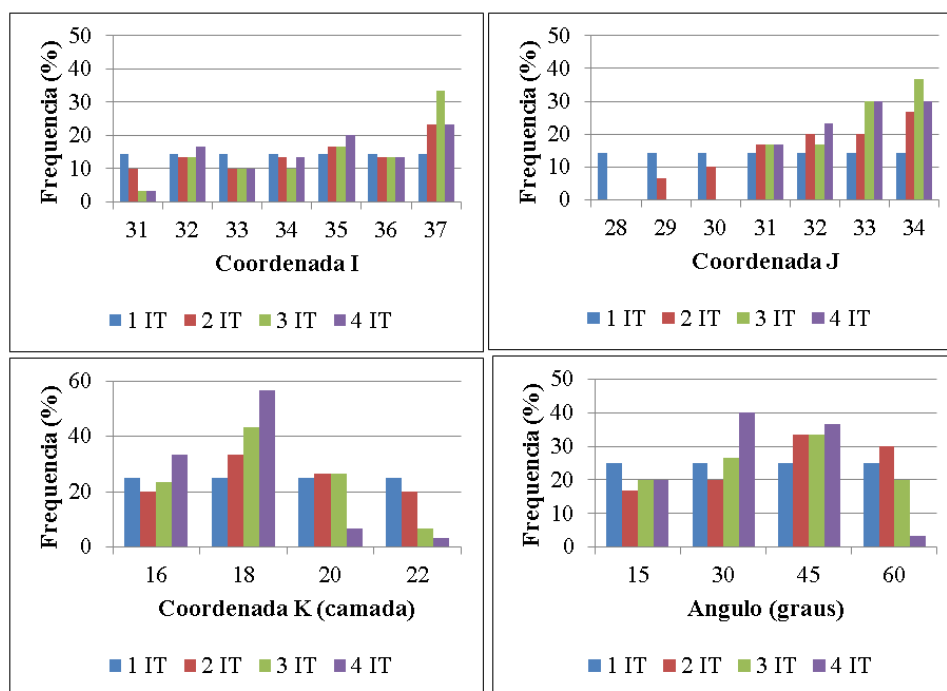


Figura AP-C.3 - Atualização das frequências nas variáveis de otimização na RC3

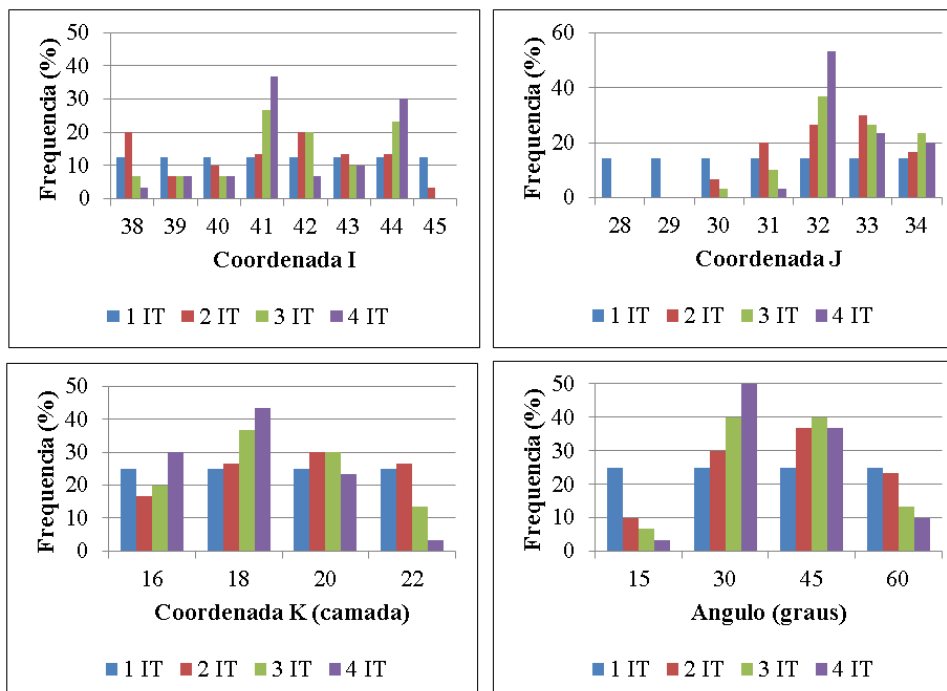


Figura AP-C.4 - Atualização das frequências nas variáveis de otimização na RC4

APÊNDICE D – Uso da regra de controle INGUIDE nos modelos de simulação

Inicialmente os poços do campo estavam operando com a regra de controle padrão do simulador, ou seja, a regra do Potencial Instantâneo (PI). Os *manifolds* de injeção e produção estavam declarados da seguinte forma nos modelos de simulação:

```
*APPOR-METHOD *PROD 'Producers' *IP
*APPOR-METHOD *WATI 'Injectors' *IP
```

Alterou-se a regra de controle de PI para INGUIDE no *manifold* de produção, fazendo com houvesse um rateamento prioritário de ordenação dos poços, onde uma propriedade (alvo) fosse priorizada em detrimento de outra.

Na Figura AP-D.1 é possível observar a implementação da regra de controle INGUIDE no modelo de simulação:

```
*APPOR-METHOD *PROD 'Producers' *INGUIDE
*PRIOR-FORM *PROD 'Producers'
  *PRIOR-RATE *MRC
    ** FREQ tcr_min tcr_max
  *PRIOR-CTRL 30. 0.0 1.0
**
  ** CONST STO STG STW STS STL BHF
  *PRIOR-NUMER 0. 1.0 0. 0. 0. 0. 0.
  *PRIOR-DENOM 1. 0. 0. 1.0 0. 0. 0.
*APPOR-METHOD *WATI 'Injectors' *IP
```

Figura AP-D.1 - Aplicação da regra de controle INGUIDE nos modelos de simulação

Em outras palavras, a vazão de óleo (STO) é priorizada em detrimento da vazão de água (STW), onde:

- STO → prioridade de aumento (1 no numerador)
- STW → prioridade de decréscimo (1 no denominador)

Os casos PCF1, PCF2, PCF3, PCF4 e Caso Base do MR0 usando PI e INGUIDE foram avaliados separadamente para verificar a diferença dos resultados, como mostra a Tabela AP-D.1.

Tabela AP-D.1 - Diferença de VPL e EUR entre as regras de controle PI e INGUIDE

VPLf (milhões USD)				EURf (milhões m³)			
Caso	PI	INGUIDE	Diferença	Caso	PI	INGUIDE	Diferença
PCF1	910	932	22	PCF1	12,1	12,4	0,2
PCF2	993	1033	40	PCF2	13,2	13,7	0,5
PFC3	994	1031	37	PFC3	13,1	13,5	0,4
PFC4	958	1015	57	PFC4	12,8	13,6	0,8
Caso Base	790	828	38	Caso Base	10,5	10,8	0,3

Usar a regra de controle INGUIDE melhorou a produção e o retorno econômico das estratégias de produção em todos os casos. Com isso, o restante do estudo considerou INGUIDE como a regra de controle ideal para os modelos de simulação.