



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

OTIMIZAÇÃO DA PRODUÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO BASEADA EM SIMULAÇÃO NUMÉRICA GUIADA POR META-HEURÍSTICA

Raphael de Souza Fernandes Melo

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro de Petróleo.

Orientadores: Virgílio José Martins Ferreira Filho
Sergio Henrique Guerra de Sousa

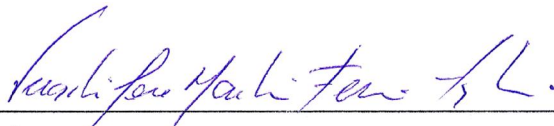
Rio de Janeiro
Agosto de 2013

OTIMIZAÇÃO DA PRODUÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO
BASEADA EM SIMULAÇÃO NUMÉRICA GUIADA POR META-HEURÍSTICA

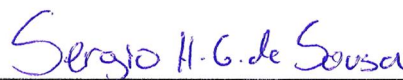
Raphael de Souza Fernandes Melo

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO
DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO
DE PETRÓLEO.

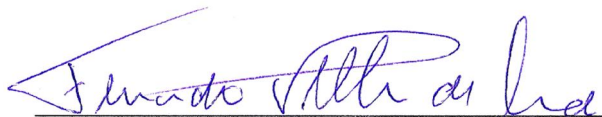
Examinado por:



Prof. Virgílio José Martins Ferreira Filho, Ph.D



Eng. Sergio Henrique Guerra de Sousa, M.Sc.



Prof. Fernando Pellon de Miranda, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

AGOSTO de 2013

Melo, Raphael de Souza Fernandes

Otimização da Produção de Reservatórios de Petróleo Baseada em Simulação Numérica Guiada por Meta-heurística / Raphael de Souza Fernandes Melo – Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica, 2013.

xx, 83 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Virgilio José Martins Ferreira Filho e Sergio Henrique Guerra de Sousa.

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica / Curso de Engenharia de Petróleo, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 80-83

1. Otimização. 2. Meta-heurística. 3. Busca Tabu. 4. Busca Dispersa. 5. *Branch-and-Bound*. 6. Simulação numérica. I. Ferreira Filho, Virgilio José Martins *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia de Petróleo. IV. Título.

*“Chega um momento em que você se encontra entre
um mundo egocêntrico, o mundo da criança, e o
mundo receptivo aos outros, o mundo da maturidade.*

*Nesse momento, você deve se livrar de seus
caprichos, suas regras estritas e seu egoísmo, para
defender seus princípios mais nobres.”*

(Alejandro Guillermo Roemmers)

DEDICATÓRIA

A Deus, pelo seu amor por mim.

Ao Raphael (eu), por muitas vezes ir lá e fazer sem saber que era impossível.

À minha família, pelo seu imenso e genuíno amor, por estar sempre presente nos momentos mais importantes da minha existência e por acreditar em mim. Em especial: ao meu pai Antonio, pelos sacrifícios e pelo exemplo de conquista; à minha mãe Valéria, também pelos sacrifícios e pela dedicação inigualável; à minha irmã Anna Clara, pela amizade e pela compreensão; à tia Cláudia, por permitir que eu seja um sobrinho favorito e por vários momentos felizes juntos.

AGRADECIMENTOS

Ao povo brasileiro, por custear indiretamente meus estudos em uma Universidade Federal.

Ao professor Virgilio José Martins Ferreira Filho, por ter aberto portas ao longo de quatro anos e meio na UFRJ e pela orientação neste trabalho.

Ao engenheiro Sergio Henrique Guerra de Sousa, pelo seu exemplo, por acreditar no meu potencial e pela orientação neste trabalho.

À Halliburton, pela oportunidade de estágio e pela utilização de seus *softwares*.

Ao professor Fernando Pellon de Miranda e aos professores da Universidade da Flórida, por terem permitido que eu vivesse um sonho, além de darem exemplo de excelência acadêmica e profissional.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

OTIMIZAÇÃO DA PRODUÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO
BASEADA EM SIMULAÇÃO NUMÉRICA GUIADA POR META-HEURÍSTICA

Raphael de Souza Fernandes Melo

Agosto/2013

Orientadores: Virgílio José Martins Ferreira Filho

Sergio Henrique Guerra de Sousa

As decisões tomadas durante a etapa de desenvolvimento de um campo de petróleo possuem grande impacto na depleção futura das acumulações existentes. Sendo os riscos e custos elevados, entende-se que os recursos disponíveis não devem ser desperdiçados, nem uma decisão tomada sem base argumentativa sólida e resultados comprobatórios. Para que se tenha certeza de que essa escolha seja satisfatória dentro do conjunto de casos que podem ser avaliados, o engenheiro deve conhecer as melhores respostas, e não necessariamente o maior número possível delas. Isso porque essas devem ser representativas para que se anteveja a totalidade dos fenômenos possíveis durante a vida produtiva do campo. Em se tratando de simulação de reservatórios de petróleo, funções não lineares devem ser resolvidas para que, assim, se conheça o fluxo de fluidos e o perfil de pressões ao longo do tempo. Não sendo estas de fácil resolução e objetivando-se o melhor resultado, recorre-se à simulação baseada em otimização (*simulation-based optimization*). O objetivo geral deste trabalho consiste em propor uma metodologia utilizando uma meta-heurística composta por *Branch-and-Bound*, Busca Tabu e Busca Dispersa para otimizar a produção de um campo de petróleo, determinando-se a localização e condição de operação dos poços. A metodologia foi testada no projeto de um campo sintético, resultando em um plano de desenvolvimento que aumentou a produção de óleo. Isso corresponde a mais de 12% de acréscimo no fator de recuperação em relação ao plano originalmente idealizado para o respectivo campo, no horizonte de planejamento de 25 anos.

Palavras-chave: Otimização, Meta-heurística, Simulação numérica, Simulation-based optimization, Branch-and-Bound, Busca Tabu, Busca Dispersa

Abstract of Undergraduate Project presented to Politechnical School/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Petroleum Engineer.

OPTIMIZATION OF PETROLEUM RESERVOIR PRODUCTION BASED ON
NUMERICAL SIMULATION GUIDED BY METAHEURISTIC

Raphael de Souza Fernandes Melo

August/2013

Advisors: Virgilio José Martins Ferreira Filho
Sergio Henrique Guerra de Sousa

Future depletion of existing reserves is deeply a function of the decisions made during the development phase of a petroleum field. Because risks and costs are high, available resources cannot be wasted, neither a decision made without reasoned arguments and results that sustain the choice. To be sure that a project is feasible within known cases, engineers have to determine the best answers, not necessarily the larger number of them. That is because those answers should appropriately represent mechanisms that could occur during reservoir production life. Moreover, petroleum reservoirs simulation deals with non-linear functions to determine fluid flow and pressure profile along time. The objective is the best solution and as reservoir engineering functions are not so easy to solve, a simulation-based optimization is then required. This work tries to propose a methodology using a metaheuristic that combines Branch-and-Bound, Tabu Search and Scatter Search in order to optimize the production of a petroleum reservoir by determining well locations and its operation condition. The methodology was implemented to a synthetic field, resulting in a development plan that corresponds to an increase of oil production. That accounts to more than 12% of increasing on recovery factor, when considering the original plan for the field within a horizon of 25 years.

Keyword: Optimization, Metaheuristic, Numerical simulation, Simulation-based optimization, Branch-and-Bound, Tabu Search, Scatter Search

SUMÁRIO

Lista de Figuras.....	xi
Lista de Tabelas	xiv
Nomenclatura.....	xv
1. Introdução	1
1.1. Motivação	1
1.2. Objetivo	2
1.3. Estruturação	3
2. Fundamentação Teórica	5
2.1. Engenharia de Reservatórios.....	5
2.1.1. Tipos de Reservatórios de Petróleo	5
2.1.2. Caracterização de Reservatórios.....	7
2.1.2.1. Informações de Fluido	7
2.1.2.2. Informações de Rocha.....	10
2.1.3. Dinâmica de Reservatórios.....	12
2.1.3.1. Permeabilidade Relativa.....	12
2.1.3.2. Fluxo em Meios Porosos.....	13
2.2. Simulação de Reservatórios.....	19
2.2.1. Equações de Fluxo	22
2.2.1.1. Equações de Fluxo para Escoamento Multifásico	23
2.2.2. Método IMPES	27
2.3. Otimização	29
2.3.1. Heurísticas, Meta-heurísticas e Hiper-heurísticas	30
2.3.1.1. Busca Tabu	33
2.3.1.2. Busca Dispersa	39
2.3.1.3. <i>Branch-and-Bound</i>	40

3. Problema e Metodologia Proposta.....	43
3.1. Levantamento Bibliográfico	43
3.2. Problema Genérico	46
3.3. Modelagem Matemática do Problema.....	47
3.4. Metodologia Proposta.....	49
4. Reservatório Estudado.....	53
4.1. Modelagem Geológica do Reservatório	53
4.1.1. Porosidade	53
4.1.2. Permeabilidade	54
4.1.3. Falhamento	55
4.2. Modelagem Geomecânica do Reservatório	56
4.3. Modelagem dos Fluidos do Reservatório	57
4.3.1. Permeabilidade Relativa.....	57
4.3.2. Pressão Capilar	58
4.3.3. Propriedades do Óleo.....	59
4.3.4. Propriedades do Gás	59
4.4. Classificação do Reservatório	61
4.5. Mecanismo de Produção do Reservatório	61
4.6. Modelo Numérico.....	61
5. Experimentação e Análise de Resultados.....	62
5.1. Locação dos Poços e Condição de Operação.....	63
5.2. Proposta Inicial e Resultados Obtidos	65
5.3. Casos Iniciais	67
5.4. Resultados da Meta-heurística	68
5.5. Pós-processamento do Caso Otimizado.....	71
6. Conclusão	78
7. Referências Bibliográficas	80

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Tipos de reservatórios de petróleo (Adaptado de ROSA <i>et al.</i> , 2006).....	6
Figura 2.2. Comportamento da fração de líquido com pressão em reservatórios de gás retrógrado (Traduzido de AHMED, 2006).....	7
Figura 2.3. Tipos de regime de fluxo (Adaptado de DAKE, 1978).....	13
Figura 2.4. Diferentes tipos de geometrias para problemas de fluxo (Adaptado de IPIMS).....	14
Figura 2.5. Modelo esquemático do experimento de Darcy (Fonte: IPIMS).....	15
Figura 2.6. Dinâmica geral de um reservatório	17
Figura 2.7. Discretização em blocos de um reservatório	20
Figura 2.8. Modelo geológico (200x200 blocos) na esquerda e modelo de simulação na direita com <i>upscaling</i> (100x100 blocos)	21
Figura 2.9. Esquema para dedução das equações de escoamento	22
Figura 2.10. Esquema do método IMPES (Adaptado de IPIMS).....	28
Figura 2.11. Otimização baseada em simulação convencional e em planejamento de experimentos (SOUSA, 2007)	30
Figura 2.12. Modelo esquemático da busca local.....	31
Figura 2.13. Comparação esquemática entre meta-heurísticas e hiper-heurísticas	32
Figura 2.14. Exemplo de movimento para criação de lista tabu	34
Figura 2.15. Esquema genérico da Busca Tabu	35
Figura 2.16. Estratégia Aspiração Plus para lista de candidatos na Busca Tabu	37
Figura 2.17. Estratégias de intensificação e diversificação na Busca Tabu (DEUS, 2007)	38
Figura 2.18. Esquema de funcionamento da Busca Dispersa (SOUSA, 2007).....	39
Figura 2.19. Inserção do problema de PLI (esquerda) no de PL (direita).....	41

Figura 2.20. <i>Jumptracking</i> e <i>backtracking</i> no <i>Branch-and-Bound</i>	41
Figura 3.1. Simulação de um caso via simulador (a) versus simulação de vários casos via otimizador (b).....	51
Figura 3.2. Esquema da metodologia proposta	52
Figura 4.1. Perfil de porosidade do campo de Saturno	53
Figura 4.2. Perfil de permeabilidade em x para o campo de Saturno	54
Figura 4.3. Falha com 75% de transmissibilidade.....	55
Figura 4.4. Distribuição de pressão inicial do campo de Saturno	56
Figura 4.5. Permeabilidade relativa óleo-água.....	58
Figura 4.6. Permeabilidade relativa gás-óleo	58
Figura 4.7. Fator volume de formação do óleo	59
Figura 4.8. Fator volume de formação do gás.....	60
Figura 4.9. Viscosidade do gás.....	60
Figura 5.1. Representação esquemática do problema e restrições	63
Figura 5.2. Saturação inicial de óleo do campo de Saturno	64
Figura 5.3. Locações do reservatório com poços possíveis para perfuração	64
Figura 5.4. Produção de óleo, água e gás, injeção de água e declínio da pressão na proposta inicial.....	66
Figura 5.5. Corte de água para a proposta inicial	66
Figura 5.6. Volumes acumulados de produção de água, óleo e gás e injeção de água para a proposta inicial	67
Figura 5.7. Simulações realizadas pela meta-heurística	69
Figura 5.8. <i>Heat map</i> das simulações guiadas pela meta-heurística.....	70
Figura 5.9. Comparação de N_p para os casos proposto e otimizado	71
Figura 5.10. Saturação de óleo em 2039 para o caso otimizado e localização dos poços	72
Figura 5.11. Declínio de pressão dos casos simulados	73

Figura 5.12. Vazão de produção de óleo dos casos simulados.....	74
Figura 5.13. Volume acumulado de óleo dos casos simulados.....	75
Figura 5.14. Vazão de produção de água dos casos simulados.....	75
Figura 5.15. Volume acumulado de água dos casos simulados	76
Figura 5.16. Corte de água dos casos simulados.....	76
Figura 5.17. Vazão de injeção de água dos casos simulados	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1. Características do reservatório no instante inicial	56
Tabela 4.2. Propriedades PVT do fluido	57
Tabela 5.1. Parâmetros considerados no problema	62
Tabela 5.2. Classificação dos poços quanto aos valores das variáveis de decisão.....	65
Tabela 5.3. Três primeiros casos de simulação	68
Tabela 5.4. Lista ordenada das simulações guiadas pela meta-heurística	70

NOMENCLATURA

$^{\circ}\text{API}$	Grau API..... [-]
A	Área transversal ao escoamento [m^2]
a	Atributo da solução já visitada..... [-]
B_g	Fator volume de formação do gás [$\text{m}^3/\text{m}^3 \text{ std}$]
B_{gi}	Fator volume de formação inicial do gás..... [$\text{m}^3/\text{m}^3 \text{ std}$]
$\text{BHP}_{\text{máx}}$	Pressão de fundo do poço máxima..... [bar]
$\text{BHP}_{\text{mín}}$	Pressão de fundo do poço mínima..... [bar]
B_o	Fator volume de formação do óleo..... [$\text{m}^3/\text{m}^3 \text{ std}$]
B_{oi}	Fator volume de formação inicial do óleo [$\text{m}^3/\text{m}^3 \text{ std}$]
B_w	Fator volume de formação da água [$\text{m}^3/\text{m}^3 \text{ std}$]
c_f	Compressibilidade isotérmica da formação..... [Pa^{-1}]
C_g	Concentração da fase gás..... [kg/m^3]
c_o	Compressibilidade isotérmica do óleo..... [Pa^{-1}]
C_o	Concentração da fase óleo [kg/m^3]
CP	Custo de perfuração do poço..... [m^3]
c_w	Compressibilidade isotérmica da água [Pa^{-1}]
C_w	Concentração da fase água..... [kg/m^3]
END	Vetor que armazena quando os atributos deixam de ser tabu..... [-]
f	Função-objetivo..... [m^3]
g	Módulo da aceleração da gravidade [m/s^2]
G	Volume original da capa de gás [m^3]
G_{inj}	Volume acumulado de gás injetado..... [m^3]
G_p	Volume acumulado de gás produzido [m^3]
inj_i	Variável binária indicando a existência ou não de injetor na locação i..... [-]
IT	Número da iteração [-]
J_g	Fluxo de gás no bloco..... [$\text{kg}/(\text{m}^2\text{s})$]
J_o	Fluxo de óleo no bloco [$\text{kg}/(\text{m}^2\text{s})$]
J_w	Fluxo de água no bloco..... [$\text{kg}/(\text{m}^2\text{s})$]
J_x	Fluxo de fluido na direção x [$\text{kg}/(\text{m}^2\text{s})$]
J_y	Fluxo de fluido na direção y [$\text{kg}/(\text{m}^2\text{s})$]

J_z	Fluxo de fluido na direção z.....	[kg/(m ² s)]
k	Permeabilidade absoluta	[mD]
k_{rg}	Permeabilidade relativa ao gás	[-]
k_{ro}	Permeabilidade relativa ao óleo	[-]
k_{rw}	Permeabilidade relativa à água	[-]
k_x	Permeabilidade absoluta na direção x	[mD]
k_y	Permeabilidade absoluta na direção y	[mD]
k_z	Permeabilidade absoluta na direção z.....	[mD]
L	Comprimento	[m]
$m_{acumulação}$	Massa acumulada no bloco	[kg]
m_c	Quociente entre o volume original da capa de gás e da zona de óleo	[-]
$m_{entrada}$	Massa de entrada no bloco.....	[kg]
n	Número de poços perfurados	[-]
N	Volume de óleo <i>in place</i>	[m ³]
$N_{máx}$	Número máximo de poços permitidos para perfuração.....	[-]
N_p	Volume acumulado de óleo produzido.....	[m ³]
P	Período tabu	[-]
P	Pressão	[Pa]
P_{cgo}	Pressão capilar do contato gás-óleo.....	[Pa]
P_{cow}	Pressão capilar do contato óleo-água	[Pa]
P_e	Pressão estática do reservatório	[Pa]
P_o	Pressão da fase óleo.....	[Pa]
$prod_i$	Variável binária indicando a existência ou não de produtor na locação i .	[-]
P_w	Pressão da fase água	[Pa]
P_w	Pressão no fundo do poço	[Pa]
q	Vazão	[m ³ /s]
q_{gsc}	Vazão de gás nas condições-padrão	[m ³ /s]
q_{inj}	Vazão de injeção de água	[m ³ /dia]
$Q_{inj,máx}$	Vazão máxima de injeção de água	[m ³ /dia]
$q_{líq}$	Vazão de produção de líquidos (óleo e água)	[m ³ /dia]
$Q_{líq,máx}$	Vazão máxima de processamento de líquidos	[m ³ /dia]
q_{osc}	Vazão de óleo nas condições-padrão.....	[m ³ /s]
q_{wsc}	Vazão de água nas condições-padrão.....	[m ³ /s]
r_e	Raio externo do reservatório.....	[m]

R_p	Razão gás-óleo acumulada.....	$[m^3 \text{ std}/m^3 \text{ std}]$
R_s	Razão de solubilidade do gás dissolvido no óleo.....	$[m^3 \text{ std}/m^3 \text{ std}]$
R_{s_o}	Razão de solubilidade do gás dissolvido no óleo.....	$[m^3 \text{ std}/m^3 \text{ std}]$
$R_{s_{oi}}$	Razão de solubilidade inicial do gás dissolvido no óleo	$[m^3 \text{ std}/m^3 \text{ std}]$
R_{s_w}	Razão de solubilidade do gás dissolvido na água	$[m^3 \text{ std}/m^3 \text{ std}]$
r_w	Raio do poço	$[m]$
S_g	Saturação de gás	$[-]$
S_o	Saturação de óleo	$[-]$
START	Vetor que armazena quando os atributos começam a ser tabu	$[-]$
S_w	Saturação de água.....	$[-]$
S_{wi}	Saturação inicial (conata) de água.....	$[-]$
T	Temperatura absoluta	$[K]$
t	Tempo	$[s]$
t_{final}	Tempo de fim da produção	$[dia]$
$t_{inicial}$	Tempo de início da produção.....	$[dia]$
u_g	Velocidade do gás	$[m/s]$
u_o	Velocidade do óleo.....	$[m/s]$
u_w	Velocidade da água	$[m/s]$
u_x	Velocidade do fluido na direção x.....	$[m/s]$
u_y	Velocidade do fluido na direção y.....	$[m/s]$
u_z	Velocidade do fluido na direção z.....	$[m/s]$
V	Volume	$[m^3]$
V_c	Volume de controle	$[m^3]$
V_g	Volume de gás.....	$[m^3]$
$V_{g,std}$	Volume de gás em condições-padrão	$[m^3]$
V_o	Volume de óleo	$[m^3]$
$V_{o,std}$	Volume de óleo em condições-padrão	$[m^3]$
V_{poros}	Volume de poros da rocha	$[m^3]$
V_{res}	Volume do reservatório	$[m^3]$
V_{std}	Volume em condições-padrão.....	$[m^3]$
V_{total}	Volume total contendo poros e matriz rochosa.....	$[m^3]$
V_w	Volume de água.....	$[m^3]$
W_e	Volume acumulado de água produzida do aquífero.....	$[m^3]$
W_{inj}	Volume acumulado de água injetada.....	$[m^3]$

W_p	Volume acumulado de água produzida	[m ³]
$w_{\text{poço}}$	Vazão mássica do poço no bloco	[kg/s]
x	Distância na direção x no sistema de coordenadas cartesianas.....	[m]
y	Distância na direção y no sistema de coordenadas cartesianas.....	[m]
z	Distância na direção z no sistema de coordenadas cartesianas.....	[m]
Z	Distância vertical em relação ao <i>datum</i>	[m]

Símbolos Gregos:

γ_o	Densidade do óleo	[-]
ρ_{osc}	Massa específica do óleo em condições-padrão.....	[kg/m ³]
ρ_{wsc}	Massa específica da água em condições-padrão	[kg/m ³]
ρ_{gsc}	Massa específica do gás em condições-padrão	[kg/m ³]
ρ_{sc}	Massa específica em condições-padrão.....	[kg/m ³]
ϕ	Porosidade.....	[-]
ϕ_{HC}	Volume poroso de hidrocarbonetos.....	[m ³]
μ	Viscosidade do fluido	[cP]
$\bar{\phi}$	Porosidade média	[-]
Δx	Dimensão do bloco na direção x	[m]
Δy	Dimensão do bloco na direção y	[m]
Δz	Dimensão do bloco na direção z	[m]
Δt	Intervalo de tempo.....	[s]
Φ	Potencial	[Pa]
Φ_o	Potencial do óleo	[Pa]
Φ_w	Potencial da água.....	[Pa]
Φ_g	Potencial do gás.....	[Pa]

Subscritos:

() _{acumulação}	Acumulação
() _c	Capa
() _c	Contato

() _c	Controle
() _e	Externo
() _{entrada}	Entrada
() _f	Formação
() _{final}	Final
() _g	Fase de gás
() _{HC}	Hidrocarbonetos
() _i	Termo de generalização
() _{inicial}	Inicial
() _{inj}	Injetado
() _{líq}	Líquido
() _{mín}	Mínimo
() _{máx}	Máximo
() _o	Fase de óleo
() _p	Produzido
() _{poço}	Poço
() _{poros}	Poros
() _r	Relativa
() _{res}	Reservatório
() _s	Solubilidade
() _R	Reservatório
() _s	Separador
() _{sc}	Condições-padrão
() _{std}	Condições-padrão
() _{total}	Total
() _w	Fase de água
() _w	Poço
() _x	Direção x
() _y	Direção y
() _z	Direção z

Siglas e Abreviaturas:

2D	Duas Dimensões
3D	Três Dimensões

AI	Artificial Intelligence
AIPA	Artificial Intelligence and Predictive Analytics
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	American Petroleum Institute
BHP	Bottom-Hole Pressure
CMAES	<i>Covariance Matrix Adaptation – Evolution Strategy</i>
DMS®	Decision Management System
E&P	Exploração e Produção
EBM	Equação de Balanço de Materiais
GOC	<i>Gas-oil contact</i>
IMPES	Implicit Pressure, Explicit Saturation
MDF	Método de Diferenças Finitas
PDG	<i>Permanent Downhole Pressure Gauges</i>
PL	Programação Linear
PLI	Programação Linear Inteira
PVT	Pressão, Volume e Temperatura
R	Reservatório
RGL	Razão Gás-Líquido
RGO	Razão Gás-Óleo
S	Separador
SW-NE	Southwest-Northeast
VOIP	Volume de Óleo <i>In Place</i>
VPL	Valor Presente Líquido
WOC	<i>Water-oil contact</i>

1. INTRODUÇÃO

As decisões tomadas durante a etapa de desenvolvimento de um campo de petróleo possuem grande impacto na depleção futura das acumulações existentes, uma vez que determinados processos podem ser irreversíveis dentro do contexto da dinâmica das rochas e dos fluidos em subsuperfície.

Sendo os riscos e custos elevados, entende-se que os recursos disponíveis não devem ser desperdiçados, nem uma decisão deve ser tomada sem base argumentativa sólida e resultados comprobatórios. Dessa forma, escolher um cenário de locação de poços e condições de operação em detrimento de outro deve levar em conta a confiança de que este é o melhor possível com as ferramentas e informações disponíveis.

Para que se tenha certeza de que essa escolha seja plausível dentro do conjunto de casos que podem ser conhecidos por meio da simulação de reservatórios, o engenheiro deve conhecer as melhores respostas, e não necessariamente o maior número possível delas. Isso porque essas devem ser representativas para que se anteveja a totalidade dos fenômenos possíveis durante a vida produtiva do campo.

No entanto, tendo-se em vista a complexidade e tamanho de certos reservatórios de petróleo, o custo computacional para experimentação de uma única opção contendo um cenário provável pode não ser atraente. No Oriente Médio, por exemplo, existem gigantescos reservatórios carbonáticos que trazem a necessidade de se trabalhar com grandes modelos, devido não só ao tamanho, mas também às heterogeneidades que tornam o entendimento dos fenômenos físicos mais complicado (BADRI *et al.*, 2009).

1.1. Motivação

Nos últimos anos, a forma de se lidar com tal tipo de problema nas operações de exploração e produção de petróleo tem sido modificada quando se utilizam ferramentas de inteligência artificial que abreviam o tempo de simulação como, por exemplo, os metamodelos (*proxys*) ao trazerem respostas bem próximas às dos simuladores.

Segundo pesquisa realizada por BRAVO *et al.* (2012), as ferramentas mais populares na área de AI (*artificial intelligence*) são as redes neurais artificiais, a lógica

fuzzy e os algoritmos genéticos. As mais utilizadas, por sua vez, são *data mining* e redes neurais artificiais. Os problemas mais comuns envolvem simulação de reservatórios, otimização da produção, controle de processo e diagnóstico e detecção de falha. No entanto, engenheiros e geólogos que atuam nas companhias possuem menor nível de conhecimento a respeito de *Artificial Intelligence and Predictive Analysis* (AIPA) e expressam que não há material disponível suficiente em publicações. Por outro lado, gerentes, consultores e acadêmicos possuem maior nível de conhecimento e reconhecem que há informação limitada, mas suficiente a respeito do assunto.

Esse conjunto de técnicas de inteligência avançada torna-se relevante porque, em se tratando de simulação de reservatórios de petróleo, funções não lineares devem ser resolvidas para que, assim, se conheça o fluxo de fluidos e o perfil de pressões ao longo do tempo. É possível conhecer melhor, mais precisamente e em menos tempo o espaço amostral de soluções possíveis para o problema quando o custo computacional deixa de ser um dos entraves durante a tomada de decisão e os cálculos passam a ser efetuados por computadores, garantindo que erros não sejam cometidos e propagados.

Não sendo as equações de fácil resolução, o tempo na tomada de decisão torna-se um dos elementos principais porque, no âmbito da otimização, muitas vezes ele é o critério de parada. Recorre-se, portanto, à simulação baseada em otimização (*simulation-based optimization*), que consiste em utilizar simuladores numéricos com objetivo de se otimizar a produção, mas com uma estratégia definida a respeito de quais casos analisar (DENG, 2007).

1.2. Objetivo

O objetivo geral deste trabalho consiste em propor uma metodologia utilizando uma meta-heurística composta por *Branch-and-Bound*, Busca Tabu e Busca Dispersa para otimizar a produção de um campo de petróleo, manipulando-se diversas variáveis de forma simultânea. Neste trabalho, elas são de localização espacial dos poços e de definição quanto à sua condição de operação (produtores ou injetores). Dado o número de variáveis e as diferentes combinações de valores que podem ser gerados, não é possível analisar todas as possibilidades. Por este motivo, foi necessário fazer uso de um otimizador meta-heurístico para direcionar a busca por soluções melhoradas com um número restrito de simulações.

Ao se buscar a melhor configuração para locação dos poços e suas respectivas condições de operação, o volume de óleo produzido (N_p) é maximizado e impacta diretamente o plano de desenvolvimento. Um estudo mais detalhado envolveria uma análise econômica para o projeto em questão por meio do cálculo do valor presente líquido (VPL), determinação do fluxo de caixa, consideração dos indicadores econômicos, investimentos, receitas etc. Não obstante, é a venda de hidrocarbonetos que gera as receitas de um fluxo de caixa completo e, portanto, o N_p guarda uma forte correlação com o VPL. Adicionalmente, para efeito de comparação de soluções alternativas de desenvolvimento de campo, o N_p pode ser utilizado diretamente na otimização sem comprometer a qualidade do estudo de simulação desempenhado. Por esta razão, o N_p foi selecionado como critério de comparação de soluções neste trabalho.

1.3. Estruturação

No Capítulo 2, é feita uma revisão bibliográfica para a fundamentação teórica de Engenharia de Reservatórios, Simulação Numérica, Heurísticas, Metaheurísticas e Hiperheurísticas. Esse capítulo não substitui nenhum dos textos consultados na literatura existente, mas condensa de forma estratégica os conceitos que serão úteis na implementação da metodologia. As definições apresentadas são frequentemente acompanhadas de análises e relações estabelecidas entre referências distintas.

O Capítulo 3 traz um levantamento bibliográfico sobre como o problema deste trabalho tem sido resolvido. Em seguida, o problema é exposto de forma genérica, seguido do seu respectivo modelo matemático em que a metodologia proposta pôde ser aplicada. Finalmente, essa metodologia é apresentada tendo como objetivo sua aplicação na otimização de qualquer campo de petróleo, utilizando uma meta-heurística que combina *Branch-and-Bound*, Busca Tabu e Busca Dispersa (*Scatter Search*).

No Capítulo 4, o caso-base para experimentação da metodologia proposta é definido. Neste ponto, o modelo físico do reservatório é apresentado, bem como as propriedades de rocha e de fluido utilizadas durante as simulações e as considerações realizadas para os mecanismos e dinâmica do reservatório.

No Capítulo 5, é apresentada a proposta inicial de desenvolvimento seguida da experimentação realizada para a otimização do problema. Os resultados obtidos, por sua

vez, são analisados criticamente à luz dos conceitos e informações dos capítulos anteriores.

O Capítulo 6 conclui este trabalho destacando o desempenho da metodologia proposta e sugerindo trabalhos futuros.

Por fim, são listadas as referências bibliográficas utilizadas neste trabalho.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo, é apresentada uma revisão dos conceitos utilizados na resolução do problema considerando-se a bibliografia existente.

2.1. Engenharia de Reservatórios

Conhecer o máximo possível de informações do reservatório permite que sua modelagem na simulação, aplicada a problemas de otimização, seja mais completa e traga resultados mais satisfatórios que são importantes para a tomada de decisão.

2.1.1. Tipos de Reservatórios de Petróleo

Com base na experiência adquirida ao longo dos anos na atividade de exploração e produção (E&P) de reservatórios de petróleo, observa-se que existem diferentes tipos deles. Segundo AHMED (2006), a classificação mais difundida a respeito do tipo de reservatório de petróleo está relacionada à composição da mistura de hidrocarboneto, à pressão e temperatura iniciais e ao comportamento do fluido existente em subsuperfície dados os estados de reservatório e de superfície (separador) dentro do diagrama de fases conforme mostra a Figura 2.1. Nesta figura, as porcentagens mostradas correspondem à fração existente de líquido quando o fluido é levado da condição de reservatório (R) de pressão (P_R) e temperatura (T_R) à condição de superfície com determinada pressão (P_S) e temperatura (T_S) no separador (S). O comportamento do envelope, por sua vez, é determinado pela composição original do fluido *in place*.

Os reservatórios de óleo podem ser saturados, não saturados ou com produção por capa de gás quando a pressão inicial é igual, acima ou abaixo do ponto de bolha, respectivamente. Uma subclassificação está relacionada à alta ou pouca geração de gás a partir do petróleo no estado líquido: reservatórios de óleo de alta contração (ou óleo volátil) são caracterizados por boa parte do líquido se contrair porque se transformou em gás, ao passo que, nos reservatórios de óleo de baixa contração, observa-se pouca geração de gás e, por consequência, baixa contração de líquido. Os reservatórios de óleo normal geralmente são rasos e só produzem óleo (ROSA *et al.*, 2006).

No caso dos reservatórios de gás, em geral, a temperatura inicial está acima da temperatura crítica do sistema composto pelos hidrocarbonetos (AHMED, 2006). Nos reservatórios de gás seco, há apenas produção de gás e a depleção é muito rápida. Já nos de gás úmido, verifica-se a formação de condensado. Outro tipo relevante é o de gás retrógrado em que, à medida que a pressão estática do reservatório sofre redução e a temperatura se mantém constante, o gás existente, em um primeiro momento, se condensa e, à medida que a quantidade de líquido vai aumentando, este retorna ao estado de vapor (Figura 2.2). Para estes reservatórios, a modelagem e a previsão de produção do campo são mais complicadas (ROSA *et al.*, 2006).

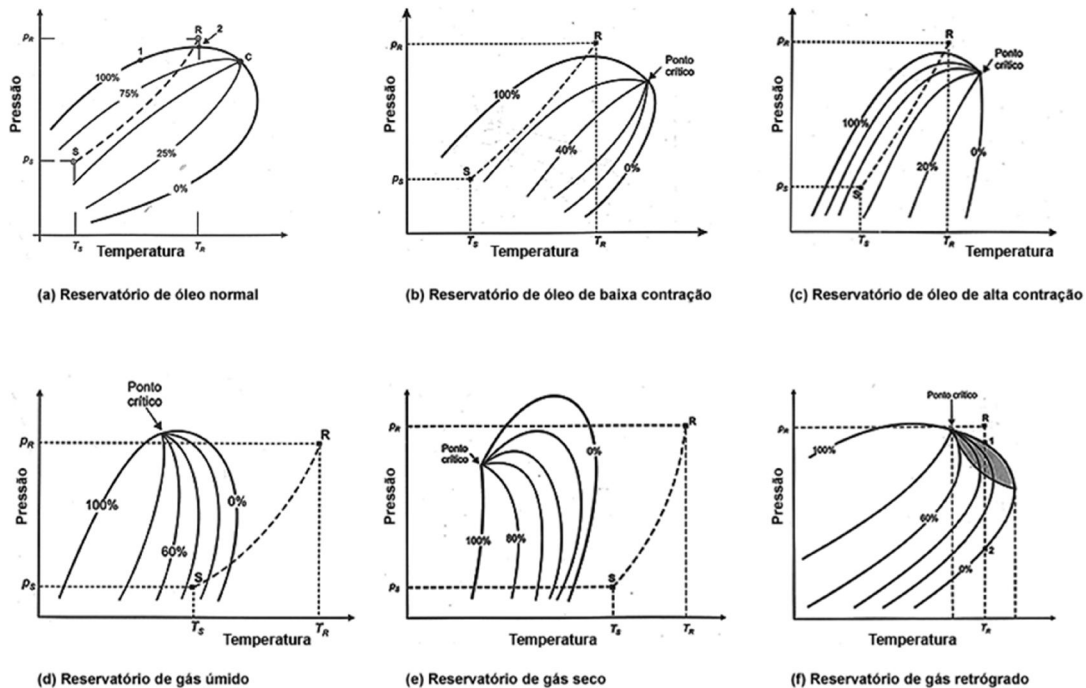


Figura 2.1. Tipos de reservatórios de petróleo (Adaptado de ROSA *et al.*, 2006)

Outra classificação de reservatórios proposta leva em consideração a razão gás-líquido (*RGL*) instantânea. Para valores de *RGL* entre 900 e 18.000 m³ std/m³ std, temos que o reservatório é de gás condensado, ao passo que de gás seco ocorre para *RGL* maior do que 18.000 m³ std/m³ std e de óleo para *RGL* menores do que 900 m³ std/m³ std (CRAFT e HAWKINS, 1959)

2.1.2. Caracterização de Reservatórios

Segundo JENSEN *et al.* (2000), na prática, é impossível que se conheça todas as informações das propriedades do reservatório na totalidade da região que este compreende. Portanto, a estatística torna-se ferramenta fundamental na tarefa de caracterização. Com isso, assume-se que cada ponto do reservatório está associado a funções densidade de probabilidade em que cada uma das propriedades geológicas é uma variável aleatória. As distribuições normal e triangular são as mais utilizadas para os pontos em que não houve medições. Essas, quando ocorrem, possuem seus valores definidos como a média da variável aleatória definida para o volume de estudo.

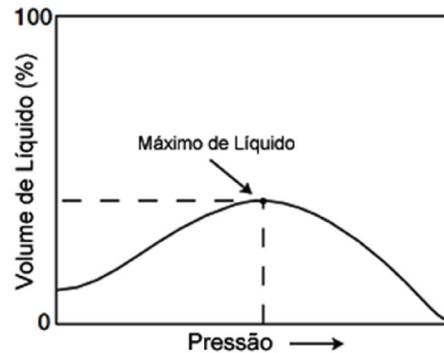


Figura 2.2. Comportamento da fração de líquido com pressão em reservatórios de gás retrógrado (Traduzido de AHMED, 2006)

2.1.2.1. Informações de Fluido

Segundo ROSA *et al.* (2006), é importante conhecer as propriedades dos fluidos existentes no reservatório estudado por meio da análise PVT, pois isso determina o comportamento da produção ao longo do tempo em que condições de pressão e temperatura variam. Além disso, permite estimar as reservas e/ou prever o emprego de métodos especiais de recuperação e de elevação. É por meio da liberação *flash*, por exemplo, que a pressão de saturação do fluido é determinada. Nela, tem-se que a variação de volume dado um diferencial de pressão é monitorada e o ponto de inflexão da curva observada corresponde à pressão de saturação.

- **Pressão de Saturação**

Uma das tarefas mais importantes da Engenharia de Reservatórios é o ajuste de histórico e nele muitos podem ser os esforços para determinação da pressão de saturação também chamada de ponto de bolha. Ela consiste na pressão de separação das regiões de fase líquida e gasosa do fluido: quando o fluido está acima do ponto de bolha, não há formação de gás e vice-versa.

- **Compressibilidade Isotérmica**

Uma das propriedades que permite estudar a variação de volume de determinado fluido dado um diferencial de pressão é a compressibilidade isotérmica. A compressibilidade isotérmica para o óleo, quando a pressão está acima do ponto de bolha, é definida pela Equação (2.1).

$$c_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (2.1)$$

onde V é o volume de óleo sob determinada condição de pressão (P) e temperatura (T).

Quando a pressão está abaixo do ponto de bolha, a compressibilidade isotérmica do óleo é calculada pela Equação (2.2) (AHMED, 2006).

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} + \frac{B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} \quad (2.2)$$

onde B_o e B_g são, respectivamente, os fatores volume de formação do óleo e do gás e R_{so} é a razão de solubilidade do óleo.

Essa propriedade é relevante, uma vez que o mecanismo primário de produção do reservatório advém da expansão dos fluidos existentes no mesmo e, além disso, assume-se que todo o calor removido do sistema com a produção de fluidos é repostado pelas rochas (DAKE, 1978).

- **Fator Volume de Formação**

Frequentemente é necessário correlacionar o volume do fluido contido no reservatório com aquele observado em superfície. Para isso, utiliza-se nas equações o fator volume de formação que, para o óleo, é definido pela Equação (2.3).

$$B_o = \frac{V_o}{V_{std}} \quad (2.3)$$

onde V_o é o volume de óleo nas condições de reservatório (com determinada pressão e temperatura) e V_{std} é o volume de óleo à pressão de 1 atm e à temperatura de 20 °C.

Na ausência de amostras de fluido necessárias para a determinação do B_o , as correlações de Standing, Marhoun, Glaso e Vasquez-Beggs podem ser utilizadas para este fim (AHMED, 2006).

- **Razão de solubilidade**

A medida de razão de solubilidade dá uma ideia do quanto de gás está presente no líquido. A razão de solubilidade do gás no óleo pode ser calculada pela Equação (2.4).

$$R_{so} = \frac{V_{g,std}}{V_{o,std}} \quad (2.4)$$

onde $V_{g,std}$ é o volume de gás à pressão de 1 atm e à temperatura de 20 °C e $V_{o,std}$ é o volume de óleo à pressão de 1 atm e temperatura de 20 °C.

- **Grau API**

Muitas vezes, a qualidade do petróleo é definida em termos do seu °API, cuja relação com a densidade do fluido está mostrada na Equação (2.5). Óleos com alto °API são considerados leves, ao passo que óleos com baixo °API são considerados pesados e possuem alto valor de viscosidade.

$$°API = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5 \quad (2.5)$$

onde γ_o é a densidade (e não massa específica) do óleo.

- **Viscosidade**

A viscosidade mede a resistência (ou fricção interna) do fluido ao fluxo, uma vez que há rotação das partículas do mesmo. Tipicamente a viscosidade do gás no reservatório é cinquenta vezes menor do que a do óleo (DAKE, 1978).

Essa propriedade geralmente é determinada por meio de correlações existentes na literatura, sabendo-se que está relacionada à pressão, à temperatura e à composição do fluido analisado. É expressa geralmente em cP (centipoise).

2.1.2.2. Informações de Rocha

O comportamento do fluido associado às propriedades da rocha determina o mecanismo de produção do reservatório e, além disso, a quantidade e a distribuição de petróleo no campo (AHMED, 2006).

Segundo ROSA *et al.* (2006), as acumulações de petróleo ocorrem em rochas que contêm espaços vazios (poros) e as principais delas são arenitos e carbonatos. Esses espaços podem ser preenchidos por óleo, água ou gás. Além disso, muitos desses espaços estão em regiões isoladas, daí a necessidade de se falar em porosidade absoluta – considerando todos eles – e efetiva – considerando somente os interconectados que contribuem para o fluxo de fluidos.

- **Porosidade**

Em laboratório, pode ser utilizado o porosímetro de Boyle para determinação da porosidade do testemunho obtido no reservatório definida pela Equação (2.6).

$$\phi = \frac{V_{poros}}{V_{total}} \quad (2.6)$$

onde V_{poros} é o volume poroso da rocha sem estar preenchido por sua matriz e grãos e V_{total} é o volume total contendo poros, matriz rochosa e grãos.

Uma vez que, na Engenharia de Reservatórios, interessa o fluxo de fluidos no meio poroso, a medida de porosidade efetiva que é considerada.

Por outro lado, durante o processo de formação da rocha, tem-se a porosidade primária, ao passo que, devido aos processos geomecânicos e químicos decorrentes da história geológica da bacia sedimentar, tem-se a porosidade secundária. Essa abordagem torna-se extremamente importante quando testes de poço são realizados em reservatórios naturalmente fraturados. Ao serem realizados tais testes, fraturas são criadas

hidraulicamente e dois sistemas distintos de porosidade e permeabilidade ocorrem, interferindo na produção de fluidos para o poço (AHMED e MCKINNEY, 2005).

Outro termo bastante utilizado na prática é o volume poroso de hidrocarbonetos, calculado pela Equação (2.7).

$$\phi_{HC} = V_{total} \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi}) \quad (2.7)$$

onde S_{wi} é a saturação de água inicial do reservatório (conata).

- **Compressibilidade Efetiva da Formação**

À medida que há produção de fluidos do reservatório, tem-se a queda de pressão média deste. Dessa forma, as tensões que atuam sobre a rocha se reduzem e, por consequência, há diminuição do volume poroso e rearranjo dos grãos. A compressibilidade efetiva da formação, por sua vez, mede a variação de volume poroso da formação dado um diferencial de pressão e, analogamente à compressibilidade isotérmica do fluido discutida anteriormente, é calculada pela Equação (2.8).

$$c_f = -\frac{1}{V_{poros}} \left(\frac{\partial V_{poros}}{\partial P} \right)_T \quad (2.8)$$

Quando o volume total é considerado constante, a relação fica em termos da porosidade da rocha conforme a Equação (2.9).

$$c_f = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial P} \quad (2.9)$$

- **Saturação de Fluidos**

Infelizmente as rochas-reservatórios não são preenchidas apenas por óleo e gás, mas também por água. Assim, faz-se necessária a determinação do nível de ocupação do volume poroso por determinado fluido por meio da saturação definida pela Equação (2.10).

$$S_i = \frac{V_i}{V_{poros}} \text{ para } i = \text{óleo (o), água (w) ou gás (g)} \quad (2.10)$$

Uma vez medidas em porcentagem, a soma total das saturações deve ser igual a 100%.

As quantidades de óleo e de gás que ficam retidas nos poros e não fluem são denominadas de óleo residual e gás residual, respectivamente, ao passo que a quantidade de água que permanece imóvel durante a produção é denominada água irreduzível. O volume de água contido no inicialmente no reservatório é chamado de água conata.

- **Permeabilidade**

Na análise do fluxo, a permeabilidade indica o potencial de transmissão de fluidos pela formação, ou seja, maiores valores indicam maior facilidade de deslocamento no meio. Geralmente expressa em mD (mildarcy), a permeabilidade é medida na direção do fluxo. Quando apenas um fluido ocupa os poros do meio, tem-se a permeabilidade absoluta.

2.1.3. Dinâmica de Reservatórios

Os fluidos contidos nas rochas possuem comportamento dependente das propriedades destas, além das condições físicas. Uma vez que se observa um sistema trifásico no reservatório, faz-se necessário o entendimento das relações de permeabilidade relativa e de fluxo de fluidos em meios porosos.

2.1.3.1. Permeabilidade Relativa

Quando mais de um fluido satura o meio, têm-se as permeabilidades relativas definidas pela Equação (2.11).

$$k_{ri} = \frac{k_i}{k} \text{ para } i = \text{óleo (o), água (w) ou gás (g)} \quad (2.11)$$

onde k é a permeabilidade absoluta.

Essa informação é de extrema importância para determinação de vazões em determinados instantes da vida produtiva do campo e está relacionada à molhabilidade da rocha. Esta, por sua vez, indica a preferência de aderência de um fluido à superfície sólida quando em contato com outro.

2.1.3.2. Fluxo em Meios Porosos

Apenas observar como os fluidos interagem com a rocha não é suficiente. É preciso conhecer o comportamento de fluxo deste durante as etapas de desequilíbrio mássico causadas com o início da produção.

- **Regimes de Fluxo**

Existem três regimes de fluxo observados com a produção do campo e durante as mudanças de pressão do reservatório com o tempo (Figura 2.3), a saber: permanente, transiente e pseudopermanente. No regime permanente, tem-se que a pressão em todos os pontos do reservatório permanece constante. Por outro lado, no regime transiente a pressão se modifica ao longo do tempo sem um padrão comportado ao passo que, no regime pseudopermanente, a pressão também se modifica ao longo do tempo, mas de forma que a taxa de mudança é constante (DAKE, 1978).

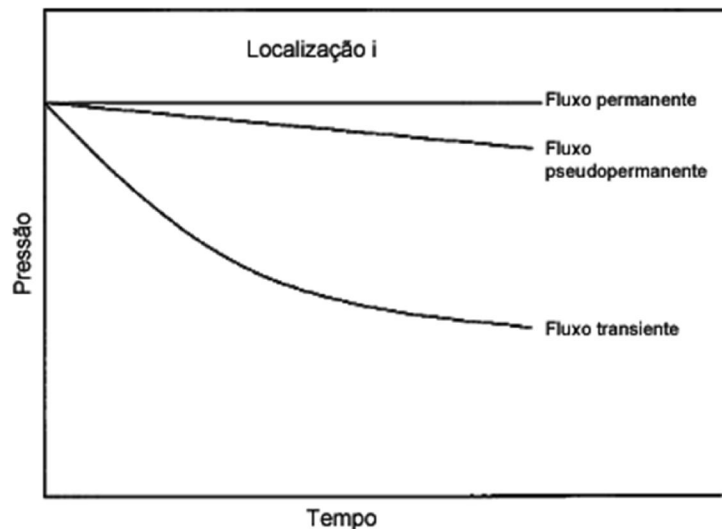


Figura 2.3. Tipos de regime de fluxo (Adaptado de DAKE, 1978)

- **Geometria de Consideração**

Segundo AHMED (2006), muitos problemas em Engenharia de Reservatórios são complicados tendo em vista a geometria real do reservatório estudado e a proporção de heterogeneidades existentes. Dessa forma, o fluxo de fluidos em meios porosos pode

ser representado pelas geometrias retangular, radial, esférica, elíptico-cilíndrica ou curvilínea (Figura 2.4).

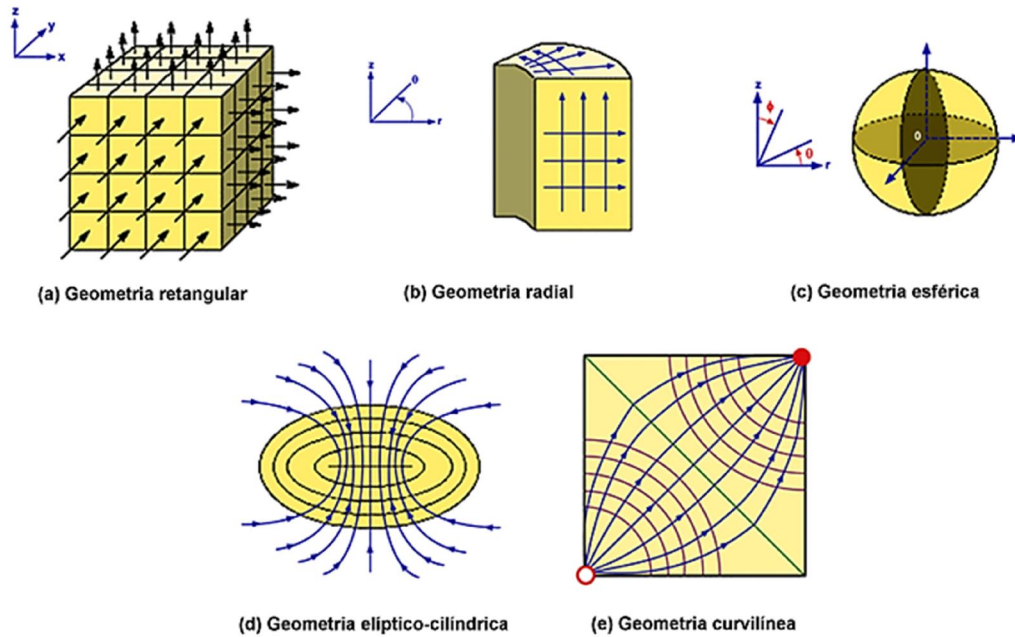


Figura 2.4. Diferentes tipos de geometrias para problemas de fluxo (Adaptado de IPIMS)

A geometria retangular é indicada quando as linhas de fluxo são paralelas, o fluxo ocorre em somente uma direção e a área transversal ao fluxo é constante. A geometria radial é indicada quando não existem heterogeneidades para um mesmo raio de consideração e o fluxo partindo para ou do poço possui várias linhas em todas as direções que sugerem um comportamento radial. A geometria esférica resolve bem problemas de fluxo ao redor de canhoneio ou de poços que penetram parcialmente uma formação espessa. A geometria elíptico-cilíndrica, por outro lado, é recomendada para problemas de poço único, mas com grande contraste de permeabilidade em duas direções principais do plano lateral. Outra aplicação dela é quando um poço vertical é interceptado por uma fratura também vertical de alta condutividade. Por fim, a geometria curvilínea – a mais geral e que engloba todas as outras – é indicada para que não haja distorção ocasionada pelos efeitos de orientação das malhas anteriores; além disso, reduz o número de blocos necessários para representar problemas anteriores e

pode ser utilizada para modelos *five-spot*, por exemplo. Contudo, sua modelagem é mais complexa.

- **Lei de Darcy**

A relação empírica (Figura 2.5) que descreve a natureza do fluxo linear de fluidos em um meio poroso de comprimento L , área transversal A , viscosidade μ e permeabilidade k é dada pela Lei de Darcy, mostrada na Equação (2.12). Ela foi proposta a partir dos resultados de experimentos de Darcy sobre o fluxo de água através de leitos de areia.

$$q = -\frac{k}{\mu} A \frac{\partial P}{\partial L} \quad (2.12)$$

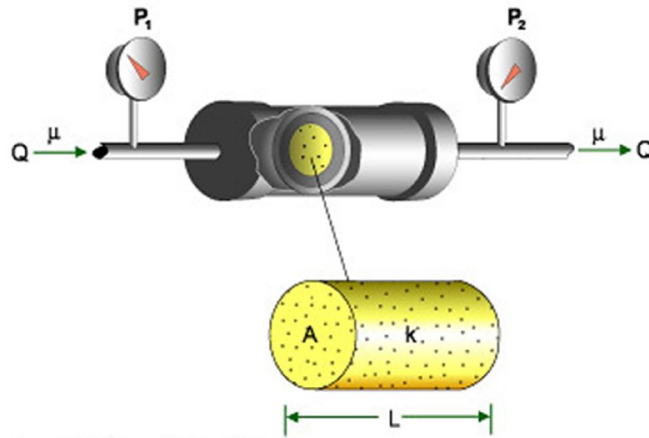


Figura 2.5. Modelo esquemático do experimento de Darcy (Fonte: IPIMS)

O fluxo radial, cuja relação é mostrada na Equação (2.13), é o que melhor caracteriza o movimento dos fluidos do reservatório para o poço, na maioria das situações (THOMAS, 2004).

$$q = 2\pi \frac{k}{\mu} \frac{h(P_e - P_w)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (2.13)$$

onde h é a espessura do reservatório, P_e é a pressão estática do reservatório de raio r_e e P_w é a pressão no fundo do poço de raio r_w .

O entendimento apropriado da dinâmica existente no reservatório de petróleo permite não só entender com detalhes o fluxo de fluido em meios porosos, mas também estimar os volumes *in situ* e produzido.

A estimativa do volume produzido, por sua vez, pode ser generalizada em função da vazão calculada nestes modelos pela Equação (2.14).

$$N_p = \int_{t_{inicial}}^{t_{final}} q(t)dt \quad (2.14)$$

onde $q(t)$ é a vazão de produção do poço em determinado instante de tempo, $t_{inicial}$ é o tempo de início da produção e t_{final} é o tempo de término da produção.

Vale observar que, uma vez que a permeabilidade é uma função da saturação de fluido, a vazão de produção será uma função que varia com o tempo.

- **Volumes Originais de Hidrocarbonetos**

Para determinar as condições de operação e economicidade de um campo, é necessário que o engenheiro de reservatório preveja o desempenho de produção e pressões futuras, a recuperação sob diversos mecanismos de produção, o influxo de água e, além disso, estime o volume de óleo *in place*.

THOMAS (2004) mostra que esse volume pode ser calculado por meio do método volumétrico aplicável para reservatórios de óleo ou de gás. No entanto, constitui uma abordagem estática e os parâmetros do reservatório existentes na Equação (2.15) devem ser conhecidos.

$$N = \frac{V_{res} \cdot \bar{\phi} \cdot (1 - \bar{S}_{wi})}{B_{oi}} \quad (2.15)$$

onde V_{res} é o volume total de rocha do reservatório, $\bar{\phi}$ é a porosidade média, \bar{S}_{wi} é a saturação média inicial de água e B_{oi} é o fator volume de formação inicial do óleo.

A Equação de Balanço de Materiais (EBM) permite a mesma análise, conhecendo-se menos detalhes do reservatório. No entanto, deve-se tomar cuidado ao observar que apenas valores médios de propriedades são utilizados (modelo de célula unitária), que não há consideração da direção do fluxo, que não é possível calcular distribuições de fluidos e de pressão, que históricos de pressões e de produção devem

ser conhecidos, bem como propriedades PVT do fluido, e que as produções e injeções de fluidos ocorrem em pontos únicos (SATTER *et al.*, 2008).

Todavia a EBM torna-se útil quando incertezas geológicas estão atreladas ao conjunto de informações existentes e fornece, *a priori*, estimativas importantes quando não existem esses dados suficientes (SCHIOZER, 2005).

A Figura 2.6 mostra esquematicamente um reservatório de petróleo completo para melhor entendimento do resultado da EBM.

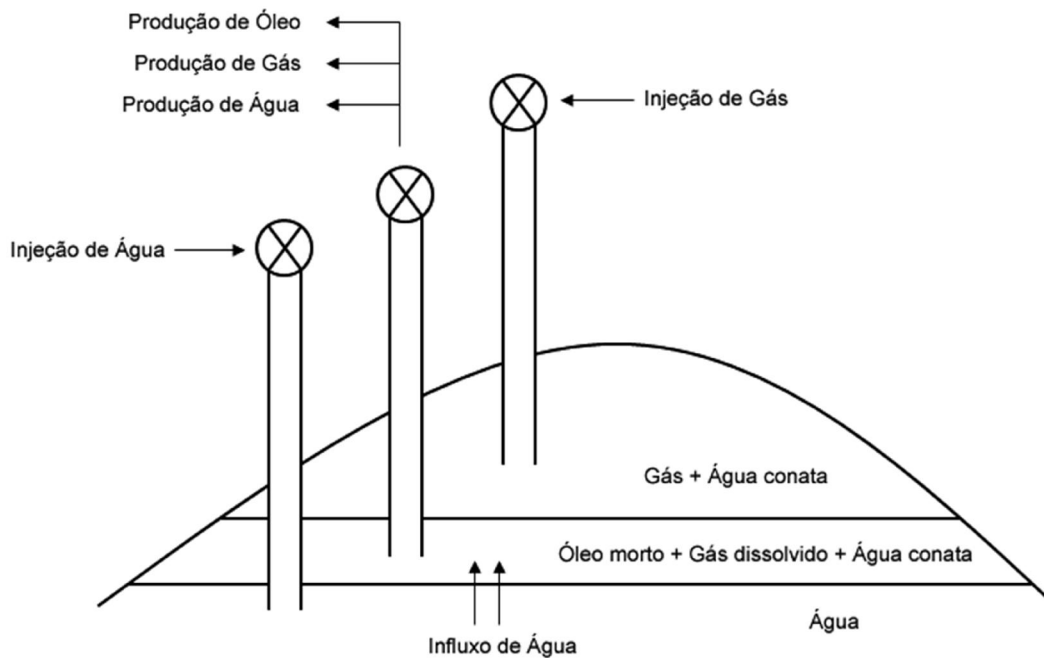


Figura 2.6. Dinâmica geral de um reservatório

Considera-se que, após certo período, ocorre:

- Produção acumulada de óleo (N_p);
- Produção acumulada de gás (G_p);
- Produção acumulada de água (W_p);
- Injeção acumulada de gás (G_{inj});
- Injeção acumulada de água (W_{inj});
- Influxo acumulado de água do aquífero (W_e).

De forma generalizada, a EBM aplica a lei da conservação de massa em que, para determinado instante de tempo, a massa de fluidos existente no reservatório é a diferença entre a massa original e a produzida somada à massa injetada e ao influxo de massa por aquífero ou por capa de gás. A produção total de fluidos, por sua vez, será a soma da expansão destes, devido à queda de pressão, com a contração do volume poroso, devido à retirada de massa (ROSA *et al.*, 2006).

O resultado é que N (volume de óleo *in place* – VOIP) é dado pela Equação (2.16) que consiste na EBM generalizada.

$$N = \frac{N_p \cdot [B_o + B_g \cdot (R_p - R_{so})] + W_p \cdot B_w - W_e - W_{inj} \cdot B_w - G_{inj} \cdot B_g}{(B_o - B_{oi}) + (R_{soi} - R_{so}) \cdot B_g + m_c \cdot B_{oi} \cdot \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (1 + m_c) \cdot B_{oi} \cdot \left(\frac{c_w \cdot S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right)} \cdot \Delta P \quad (2.16)$$

Na Equação (2.16):

- Os valores de produção são multiplicados pelo fator volume de formação porque as informações são dadas em condições de superfície e se busca o volume no reservatório;
- O quociente m_c é dado pelo volume original da capa de gás ($G \cdot B_{gi}$) e da zona de óleo ($N \cdot B_{oi}$);
- R_p é a razão gás-óleo (RGO) acumulada, ou seja, o quociente do volume de gás produzido (G_p) pelo volume de óleo produzido (N_p);
- $N_p \cdot [B_o + B_g \cdot (R_p - R_{so})]$ representa a produção de óleo e de gás;
- $W_p \cdot B_w$ representa a produção de água;
- W_e é o influxo do aquífero;
- $W_{inj} \cdot B_w$ e $G_{inj} \cdot B_g$ representam a injeção de água e de gás, respectivamente;
- $(B_o - B_{oi})$ é a expansão do óleo morto;
- $(R_{soi} - R_{so}) \cdot B_g$ é a expansão do gás dissolvido no óleo;
- $m_c \cdot B_{oi} \cdot \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)$ é a expansão da capa de gás;

- $\frac{B_{oi} \cdot c_w \cdot S_{wi}}{1 - S_{wi}} \cdot \Delta P$ é a expansão da água conata na zona de óleo;
- $\frac{B_{oi} \cdot c_f}{1 - S_{wi}} \cdot \Delta P$ é a contração do volume poroso na zona de óleo;
- $\left(\frac{m_c \cdot B_{oi} \cdot c_w \cdot S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) \cdot \Delta P$ é a expansão da água conata na capa de gás;
- $\left(\frac{m_c \cdot B_{oi} \cdot c_f}{1 - S_{wi}} \right) \cdot \Delta P$ é a expansão do volume poroso na capa de gás.

2.2. Simulação de Reservatórios

Entende-se que a simulação de reservatórios consiste em antever o comportamento de um reservatório real por meio de um modelo, seja ele numérico ou matemático (PEACEMAN, 1977). Isso permite um melhor gerenciamento das atividades de E&P, auxilia na elaboração de planos de desenvolvimento que devem ser entregues à ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) e permite a tarefa de otimização no gerenciamento.

A Engenharia de Reservatórios clássica lida com esse tipo de prática por meio do modelo de célula unitária e não contempla as variações espaciais e temporais de propriedades de fluidos. Estas, por sua vez, podem ser solucionadas por meio da simulação numérica que resolve as equações diferenciais representativas do fluxo de fluido e transferência de massa para cada um dos blocos em que o reservatório foi dividido. Além disso, considera as heterogeneidades existentes no mesmo e as operações no poço, quais sejam de abrir ou fechá-lo (AZIZ e SETTARI, 1979).

Na prática, o reservatório é dividido em blocos menores que compõe uma malha (Figura 2.7). Métodos numéricos são empregados para que computadores resolvam derivadas não de forma analítica, mas de forma numérica e sem tantas simplificações. Isso porque as equações diferenciais parciais modeladas para o fluxo em meio poroso não podem ser resolvidas analiticamente, afinal os reservatórios reais são heterogêneos quando, por exemplo, se verificam valores de permeabilidade e porosidade. O Método de Diferenças Finitas (MDF) é comumente utilizado para discretização das derivadas e a transmissibilidade definida entre blocos – que é função da permeabilidade, viscosidade,

fator volume de formação e geometria – permite o intercâmbio de informações entre eles (ERTEKIN *et al.*, 2001).

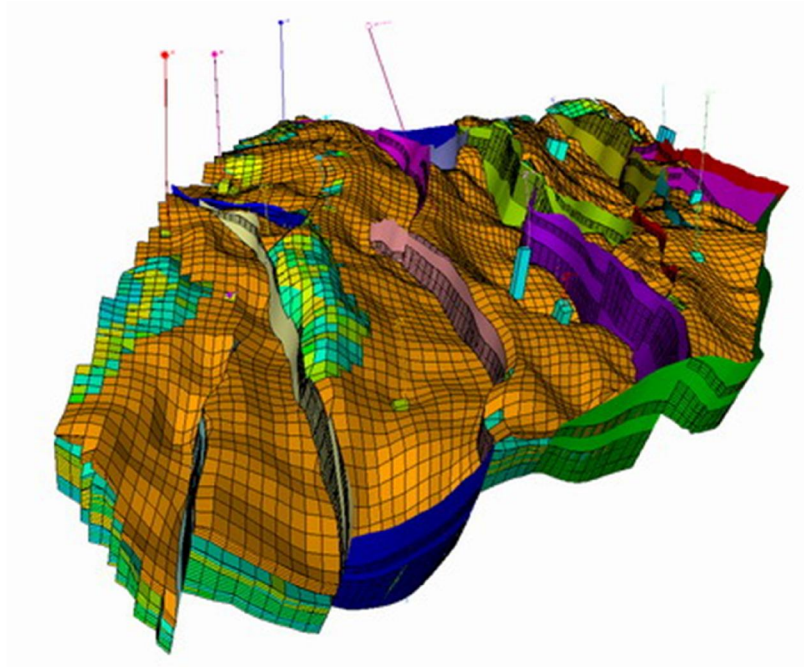


Figura 2.7. Discretização em blocos de um reservatório
(Fonte: <http://hw.tpu.ru/i/340/main/NewResSimModel2.jpg>)

Com isso, é possível tratar o problema de simulação do reservatório de forma mais completa, integrando-se as informações provenientes de várias fontes, tais como testes e *logs* de poço, testemunhos e análise laboratoriais PVT (AZIZ e SETTARI, 1979).

No entanto, muitas vezes a riqueza de detalhes durante a criação do modelo passa a ser um dos entraves, tendo-se em vista o tempo de simulação e a tomada de decisão. Dessa forma, reduz-se a malha (aumentando-se o tamanho dos blocos) e os valores de propriedades são recalculados para representar um conjunto de blocos de forma mais grosseira, o que caracteriza o processo de *upscaling* (Figura 2.8).

Entende-se que o modelo matemático, por sua vez, traz uma resposta exata para um problema aproximado, ao passo que o modelo numérico traz uma resposta aproximada para um problema exato. Na prática de simulação de reservatórios, muitas vezes, pode-se encarar diferentes problemas reduzindo o número de dimensões do

mesmo. Geralmente reservatórios finos e longos confinados entre duas falhas paralelas pouco espaçadas podem ser tratados unidimensionalmente. Ao mesmo tempo, reservatórios com grande extensão comparada com sua espessura e com poucas variações ao longo do eixo vertical são tratados bidimensionalmente. O tratamento 3D é a melhor representação e uma das vantagens em relação ao 2D é que considera efeitos gravitacionais importantes quando se observa elevado *dip* no reservatório (IPIMS).

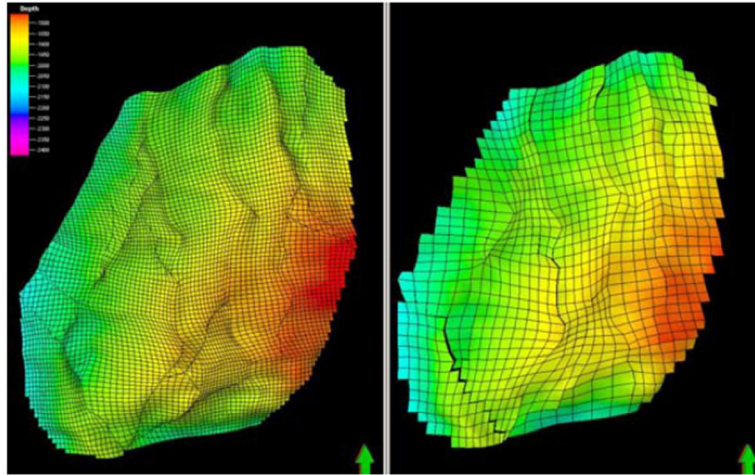


Figura 2.8. Modelo geológico (200x200 blocos) na esquerda e modelo de simulação na direita com *upscaling* (100x100 blocos)

Segundo ERTEKIN *et al.* (2001), devido à simplicidade, o modelo mais utilizado para resolução de problemas em simulação de reservatórios é o *black-oil*. Nele as seguintes considerações são feitas:

- O equilíbrio termodinâmico dos fluidos é plenamente estabelecido;
- A análise é isotérmica, ou seja, a temperatura do reservatório não se modifica consideravelmente com a produção;
- Água e óleo não se misturam e não há transferência de massa entre as fases;
- Não existe solubilidade do gás na água e este está dissolvido no óleo ou na forma livre.

No entanto, para problemas mais específicos, o modelo *black-oil* não contempla soluções satisfatórias. Por exemplo, quando há o fenômeno de transferência de massa entre as fases, típico de reservatórios de gás condensado ou gás volátil, processos de gás cíclico e de recuperação térmica, o modelo composicional é o mais indicado.

2.2.1. Equações de Fluxo

Ao serem combinadas a Lei de Darcy, um simples balanço de massa para cada fase do fluido contido no reservatório e equações de estado, tem-se as equações diferenciais que regem os resultados obtidos na simulação de reservatórios.

A explicação a seguir foi baseada no trabalho de FANCHI (2001). Primeiramente parte-se de um volume de controle como o mostrado na Figura 2.9, adaptada de ERTEKIN *et al.* (2001).

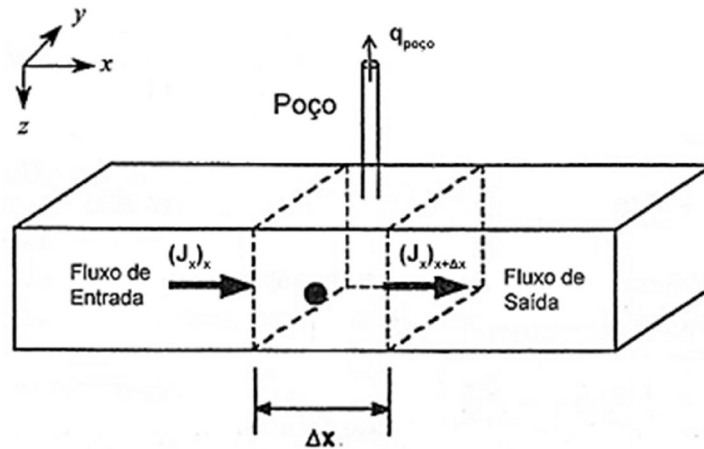


Figura 2.9. Esquema para dedução das equações de escoamento

A massa que entra no bloco interceptado pelo poço pode ser definida em termos do fluxo de fluido pela Equação (2.17). O fluxo, por sua vez, é a razão da vazão mássica pela área transversal unitária ao fluxo.

$$m_{entrada} = \left[(J_x)_{x_0} \cdot \Delta y \cdot \Delta z + (J_y)_{y_0} \cdot \Delta x \cdot \Delta z + (J_z)_{z_0} \cdot \Delta x \cdot \Delta y \right] \cdot \Delta t \quad (2.17)$$

onde $(J_x)_{x_0}$ representa o fluxo de fluido na direção x analisado no ponto x_0 .

A massa de saída, por sua vez, também pode ser definida em termos do fluxo pela Equação (2.18). A vazão mássica do poço, seja ele injetor ou produtor, é adicionada à expressão, convencionando-se sinal negativo e positivo, respectivamente.

$$m_{saída} = \left[(J_x)_{x_0+\Delta x} \cdot \Delta y \cdot \Delta z + (J_y)_{y_0+\Delta y} \cdot \Delta x \cdot \Delta z + (J_z)_{z_0+\Delta z} \cdot \Delta x \cdot \Delta y \right] \cdot \Delta t + w_{poço} \cdot \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z \cdot \Delta t \quad (2.18)$$

A acumulação, por sua vez, é a mudança de concentração de uma determinada fase i (óleo, água ou gás) num intervalo de tempo Δt . Considerando-se que esta é o total de massa da fase no bloco dividida pelo volume deste, podemos chegar às relações da Equação (2.19).

$$m_{acumulação} = [(C_i)_{t+\Delta t} - (C_i)_t] \cdot \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z \quad (2.19)$$

Sabendo-se que a acumulação será a diferença entre as massas de entrada e saída, as três relações da Equação (2.20) para $i =$ óleo (o), água (w) e gás (g) são obtidas.

$$\begin{aligned} & \left[(J_x)_{x_0} \cdot \Delta y \cdot \Delta z + (J_y)_{y_0} \cdot \Delta x \cdot \Delta z + (J_z)_{z_0} \cdot \Delta x \cdot \Delta y \right] \cdot \Delta t - \\ & - \left[(J_x)_{x_0+\Delta x} \cdot \Delta y \cdot \Delta z + (J_y)_{y_0+\Delta y} \cdot \Delta x \cdot \Delta z + (J_z)_{z_0+\Delta z} \cdot \Delta x \cdot \Delta y \right] \cdot \Delta t - \\ & - w_{poço} \cdot \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z \cdot \Delta t = [(C_i)_{t+\Delta t} - (C_i)_t] \cdot \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z \end{aligned} \quad (2.20)$$

Dividindo-se a Equação (2.20) por $\Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z \cdot \Delta t$, vêm as três relações pela Equação (2.21) para $i =$ óleo (o), água (w) e gás (g).

$$\begin{aligned} & - \frac{(J_x)_{x_0+\Delta x} - (J_x)_{x_0}}{\Delta x} - \frac{(J_y)_{y_0+\Delta y} - (J_y)_{y_0}}{\Delta y} - \frac{(J_z)_{z_0+\Delta z} - (J_z)_{z_0}}{\Delta z} - w_{poço} = \\ & = \frac{(C_i)_{t+\Delta t} - (C_i)_t}{\Delta t} \end{aligned} \quad (2.21)$$

Quando o tratamento da Equação (2.21) é voltado para o cálculo infinitesimal em que a variação de tempo e dimensões tendem a zero, e aplicando o conceito de limite de funções mesclado ao de derivada parcial de primeira ordem, obtém-se a Equação (2.22).

$$- \frac{\partial J_x}{\partial x} - \frac{\partial J_y}{\partial y} - \frac{\partial J_z}{\partial z} - w_{poço} = \frac{\partial C_i}{\partial t} \text{ para } i = \text{óleo (o), água (w) ou gás (g)} \quad (2.22)$$

2.2.1.1. Equações de Fluxo para Escoamento Multifásico

De posse da Equação (2.22), é possível escrever as equações de fluxo para escoamento multifásico. É necessário, portanto, notar que o fluxo em uma dada direção pode ser escrito em termos da velocidade do fluido nesta direção, sua massa específica, fator volume de formação e solubilidades (para o caso do gás):

$$J_o = \frac{\mu_{osc}}{B_o} \cdot \vec{u}_o \quad (2.23)$$

$$J_w = \frac{\mu_{wsc}}{B_w} \cdot \vec{u}_w \quad (2.24)$$

$$J_g = \frac{\mu_{gsc}}{B_g} \cdot \vec{u}_g + \frac{R_{so} \cdot \mu_{gsc}}{B_o} \cdot \vec{u}_o + \frac{R_{sw} \cdot \mu_{gsc}}{B_w} \cdot \vec{u}_w \quad (2.25)$$

As concentrações podem ser dadas em termos da massa específica do fluido e da porosidade do bloco:

$$C_o = \frac{\phi \cdot \mu_{osc} \cdot S_o}{B_o} \quad (2.26)$$

$$C_w = \frac{\phi \cdot \mu_{wsc} \cdot S_w}{B_w} \quad (2.27)$$

$$C_g = \phi \cdot \mu_{gsc} \cdot \left[\frac{S_g}{B_g} + R_{so} \cdot \frac{S_o}{B_o} + R_{sw} \cdot \frac{S_w}{B_w} \right] \quad (2.28)$$

As velocidades estão relacionadas à vazão em condições-padrão e à área transversal ao fluxo conforme as relações da Equação (2.29) para $i = \text{óleo (o), água (w) ou gás (g)}$.

$$u_i = \frac{q_{isc}}{A} \quad (2.29)$$

Torna-se necessário escrever essas velocidades em termos do potencial de um fluido Φ_i dado pela Equação (2.30). Este potencial é a pressão em determinado ponto corrigida para um *datum*.

$$\Phi_i = P_i - \rho_{isc} \cdot g \cdot Z \text{ para } i = \text{óleo (o), água (a) ou gás (g)} \quad (2.30)$$

onde Z é a distância vertical em relação ao *datum*, orientada positivamente para baixo.

Daí, reescrevendo as velocidades para as direções x , y e z à luz da Lei de Darcy da Equação (2.12), tem-se as expressões das Equações (2.31), (2.32) e (2.33).

$$u_x = -\frac{k_x}{\mu} \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial x} \quad (2.31)$$

$$u_y = -\frac{k_y}{\mu} \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial y} \quad (2.32)$$

$$u_z = -\frac{k_z}{\mu} \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial z} \quad (2.33)$$

No entanto, é útil escrever a Equação (2.22) em termos das vazões volumétricas medidas em superfície e não em função do fluxo de óleo, gás e água nem da vazão mássica do poço. Para isso, após serem feitas as devidas substituições, todos os termos são divididos pelas massas específicas em condições-padrão. Em seguida, estes são multiplicados pelo volume de controle (volume do bloco) definido pela Equação (2.34). Assim, são obtidas as equações de fluxo multifásico para cada uma das fases dadas pelas Equações (2.35), (2.36) e (2.37).

$$V_c = \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z \quad (2.34)$$

Para o óleo, temos:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left(A_x \cdot k_x \cdot \frac{k_{ro}}{\mu_o \cdot B_o} \cdot \frac{\partial \Phi_o}{\partial x} \right) \cdot \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left(A_y \cdot k_y \cdot \frac{k_{ro}}{\mu_o \cdot B_o} \cdot \frac{\partial \Phi_o}{\partial y} \right) \cdot \Delta y + \\ & + \frac{\partial}{\partial z} \left(A_z \cdot k_z \cdot \frac{k_{ro}}{\mu_o \cdot B_o} \cdot \frac{\partial \Phi_o}{\partial z} \right) \cdot \Delta z + q_{osc} = V_c \cdot \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi \cdot S_o}{B_o} \right) \end{aligned} \quad (2.35)$$

Já para a água:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left(A_x \cdot k_x \cdot \frac{k_{rw}}{\mu_w \cdot B_w} \cdot \frac{\partial \Phi_w}{\partial x} \right) \cdot \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left(A_y \cdot k_y \cdot \frac{k_{rw}}{\mu_w \cdot B_w} \cdot \frac{\partial \Phi_w}{\partial y} \right) \cdot \Delta y + \\ & + \frac{\partial}{\partial z} \left(A_z \cdot k_z \cdot \frac{k_{rw}}{\mu_w \cdot B_w} \cdot \frac{\partial \Phi_w}{\partial z} \right) \cdot \Delta z + q_{wsc} = V_c \cdot \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi \cdot S_w}{B_w} \right) \end{aligned} \quad (2.36)$$

Para o gás, por fim:

$$\begin{aligned}
& \frac{\partial}{\partial x} \left(A_x \cdot k_x \cdot \frac{k_{rg}}{\mu_g \cdot B_g} \cdot \frac{\partial \Phi_g}{\partial x} + A_x \cdot k_x \cdot \frac{k_{ro} \cdot R_{so}}{\mu_o \cdot B_o} \cdot \frac{\partial \Phi_o}{\partial x} + A_x \cdot k_x \cdot \frac{k_{rw} \cdot R_{sw}}{\mu_w \cdot B_w} \cdot \frac{\partial \Phi_w}{\partial x} \right) \cdot \Delta x + \\
& + \frac{\partial}{\partial y} \left(A_y \cdot k_y \cdot \frac{k_{rg}}{\mu_g \cdot B_g} \cdot \frac{\partial \Phi_g}{\partial y} + A_y \cdot k_y \cdot \frac{k_{ro} \cdot R_{so}}{\mu_o \cdot B_o} \cdot \frac{\partial \Phi_o}{\partial y} + A_y \cdot k_y \cdot \frac{k_{rw} \cdot R_{sw}}{\mu_w \cdot B_w} \cdot \frac{\partial \Phi_w}{\partial y} \right) \cdot \Delta y + \\
& + \frac{\partial}{\partial z} \left(A_z \cdot k_z \cdot \frac{k_{rg}}{\mu_g \cdot B_g} \cdot \frac{\partial \Phi_g}{\partial z} + A_z \cdot k_z \cdot \frac{k_{ro} \cdot R_{so}}{\mu_o \cdot B_o} \cdot \frac{\partial \Phi_o}{\partial z} + A_z \cdot k_z \cdot \frac{k_{rw} \cdot R_{sw}}{\mu_w \cdot B_w} \cdot \frac{\partial \Phi_w}{\partial z} \right) \cdot \Delta z + \\
& + q_{gsc} = V_c \cdot \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \cdot \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} \cdot S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} \cdot S_w}{B_w} \right) \right]
\end{aligned} \tag{2.37}$$

Nota-se que, quando há solubilidade de gás em água ou óleo, utiliza-se a razão de solubilidade referente a cada um dos sistemas. Por outro lado, vale lembrar que, para o modelo *black-oil*, não se considera a solubilização de gás em água, portanto, geralmente assume-se $R_{sw} = 0$.

As Equações (2.35), (2.36) e (2.37) possuem seis incógnitas e estão acopladas pelas Equações (2.38), (2.39) e (2.40). As pressões das fases, por sua vez, estão presentes nas relações de potencial do fluido considerado, explicitadas na Equação (2.30).

$$S_o + S_w + S_g = 1 \tag{2.38}$$

$$P_{cow} = P_o - P_w = f(S_w) \tag{2.39}$$

$$P_{cgo} = P_g - P_o = f(S_g) \tag{2.40}$$

Foge do escopo deste trabalho discutir a discretização das derivadas nas equações para escoamento multifásico por meio do MDF que, grosso modo, as aproxima por meio de série de Taylor. Os textos de AZIZ e SETTARI (1979) e PEACEMAN (1977) abordam esse assunto de forma mais detalhada, além de falar sobre os algoritmos para solução de equações matriciais em diversos problemas de escoamento no meio poroso, sejam eles mono ou multifásicos, uni ou tridimensionais.

2.2.2. Método IMPES

Um dos métodos existentes para solução do sistema de equações diferenciais parciais que governam o fluxo multifásico de fluido no meio poroso é o método IMPES (*Implicit Pressure, Explicit Saturation*). Ele foi proposto inicialmente pelos trabalhos de SHELDON *et al.* (1959) e STONE e GARDNER (1961).

Inicialmente as equações para as três fases do sistema são rearranjadas, eliminando-se as derivadas das saturações de forma que se obtenha apenas uma equação. Nela somente a pressão de uma das fases – geralmente água – é desconhecida. Além disso, é assumido que a pressão capilar é constante.

Essa equação obtida, por sua vez, é reescrita na forma aproximada de diferenças finitas. Então a tarefa passa a ser resolver um sistema algébrico de equações em que os coeficientes estão em função das pressões e saturações, subseqüentemente estimadas pelas informações da iteração anterior. A cada iteração, quando uma solução para a pressão da fase considerada anteriormente (P_w) é obtida, explicitamente determina-se a saturação (S_w) pela equação diferencial parcial daquela fase.

Conhecendo-se as distribuições de pressão e de saturação, é possível determinar a pressão da fase óleo utilizando a relação de pressão capilar da Equação (2.41).

$$P_o = P_{cow}(S_w) + P_w \quad (2.41)$$

onde P_{cow} é a pressão capilar relacionada ao contato óleo-água.

Da mesma forma que foi determinada a saturação de água (S_w), depois de se obter a pressão da fase água (P_w), resolve-se explicitamente a equação diferencial parcial da fase óleo para obter a saturação de óleo (S_o). A partir de então, com os valores de saturação de óleo e de água, determina-se a saturação de gás.

Finalmente a pressão da fase gás é determinada novamente pela relação de pressão capilar e assim tem-se uma iteração. O processo, por sua vez, é repetido até que se atinja a convergência pré-determinada.

A Figura 2.10 mostra as etapas envolvidas no método IMPES.

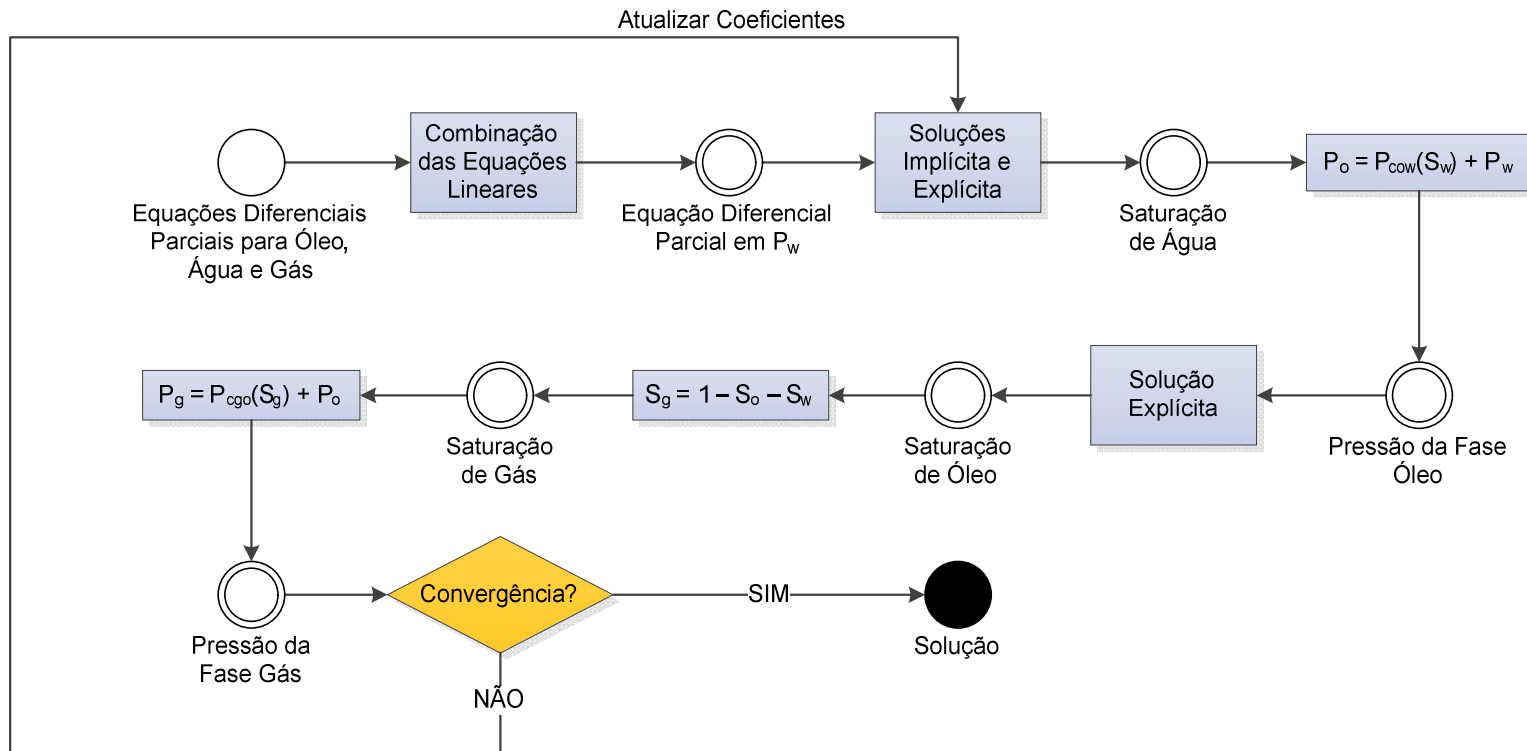


Figura 2.10. Esquema do método IMPES (Adaptado de IPIMS)

2.3. Otimização

Com o propósito de obter o melhor plano de desenvolvimento para um campo de petróleo, a estratégia de escolha é tratada como um problema de otimização ao ser analisado o conjunto de diversas alternativas possíveis. Esse problema, por sua vez, requer que uma função-objetivo seja avaliada e as variáveis desta estejam restritas por relações conhecidas. Ao mesmo tempo, o que norteia o procedimento é a determinação de uma solução ótima. No caso do problema de se definir o melhor plano de desenvolvimento para um campo de petróleo, a função-objetivo é o VPL do projeto em questão, diretamente relacionada ao volume de óleo produzido (N_p). As variáveis de decisão embutidas na função-objetivo, por outro lado, estão restritas à capacidade da unidade de produção, ao modelo geológico, às possíveis regiões de locação dos poços, bem como suas condições de operação (BITTENCOURT, 1997).

De modo simplificado, um problema de otimização possui uma função-objetivo que pode ser resolvida analiticamente. Dessa forma, encontrar máximos e mínimos consiste pura e simplesmente em fazer uso da derivação, quando se fala de problemas muito fáceis cuja função é contínua. Entretanto, em problemas ligados à Engenharia de Reservatórios, muitas vezes as funções que devem ser avaliadas são complexas e não podem ser expressas facilmente nesta forma analítica. Assim, recorre-se à simulação numérica com objetivo de gerar resultados que permitem a avaliação dessas funções, tendo em mãos os dados de entrada. Essas simulações baseadas em otimização (*simulation-based optimization*) é uma crescente prática na indústria (SOUSA, 2007).

Ainda que os simuladores facilitem a avaliação da função que se pretende maximizar ou minimizar, muitas vezes sua utilização eleva o custo computacional e se torna necessário o emprego de metamodelos (*proxys*). As redes neurais artificiais são um exemplo prático disso. Elas têm como objetivo retornar os mesmos valores de saída do simulador para o mesmo conjunto de entrada, mas de forma bem mais rápida (ALMEIDA *et al.*, 2007).

Muitas das vezes, no entanto, o problema envolve um conjunto extenso de variáveis, fazendo com que haja uma explosão combinatória dos casos que devem ser calculados e comparados. Dessa forma, o *experimental design* (planejamento de experimentos) surge como uma ferramenta para reduzir o número desses casos que serão calculados e analisados durante a simulação. Em outras palavras, enxuga o tamanho do conjunto de casos possíveis, indicando aqueles que possuem maior

influência na resposta do problema e devem ser simulados. A analogia que se faz entre a otimização convencional e a realizada via planejamento de experimentos (Figura 2.11) é que, na primeira, avalia-se o valor da função-objetivo sob determinadas variáveis de decisão sem violação das restrições, ao passo que, na segunda, mede-se a influência de cada um dos fatores na resposta retornada pelo metamodelo, indicando assim quais os mais importantes (SOUSA, 2007).

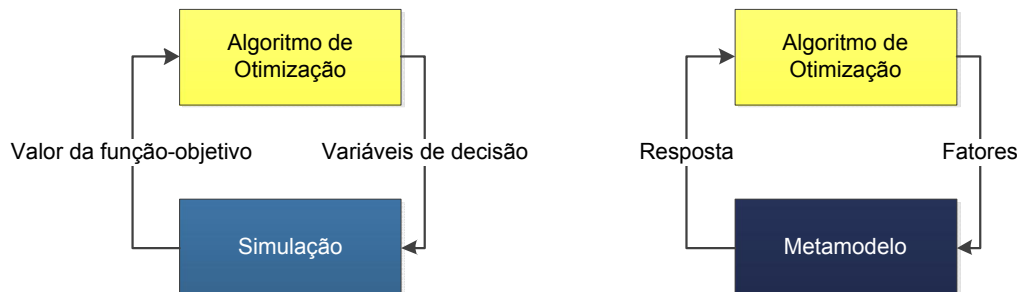


Figura 2.11. Otimização baseada em simulação convencional e em planejamento de experimentos (SOUSA, 2007)

2.3.1. Heurísticas, Meta-heurísticas e Hiper-heurísticas

Uma vez que as funções-objetivo possuem suas formas analíticas desconhecidas, os simuladores devem ser utilizados para fazer cálculos baseados em uma busca orientada em direção ao melhor valor possível (que pode ser um máximo ou um mínimo). Isso porque a função analisada possui vários máximos e mínimos locais, mas poucos máximos e mínimos globais. Ao mesmo tempo, em se tratando de reservatórios e sistemas de produção, essas funções possuem também não linearidades, múltiplas regiões de soluções não factíveis e a superfície não tão comportada (SOUSA, 2007).

As técnicas que têm como objetivo procurar boas soluções (próximas do ótimo) com razoável custo computacional sem garantir que essas sejam ótimas ou fisicamente possíveis, bem como sem determinar quão próximas disso estão, são chamadas de heurísticas. O termo vem do grego *heuriskein* que significa encontrar ou descobrir. Elas são úteis a partir do momento em que métodos tradicionais de solução de problemas clássicos de otimização com uso de gradientes não são possíveis ou falham. Duas abordagens básicas inseridas dentro do campo das heurísticas são a busca local e os algoritmos construtivos (busca global). É importante que se considere aqui o conceito

de vizinhança (Figura 2.12), que consiste no conjunto de soluções possíveis que podem ser atingidas ao serem realizados movimentos (adição ou remoção de algum aspecto na solução) (REEVES, 1993).

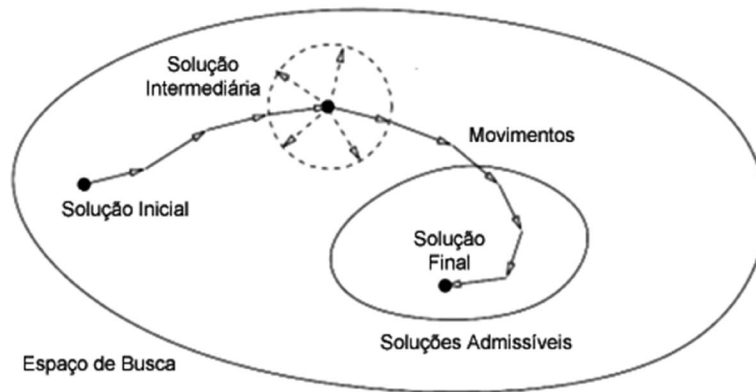


Figura 2.12. Modelo esquemático da busca local

O resultado de uma busca local, por sua vez, dependerá do ponto de partida utilizado para o problema e da topologia da função-objetivo. Já os métodos de busca global tendem a ser mais completos porque não param ao identificar um máximo ou mínimo local. Eles podem fazer uso de simulação de processos estocásticos, geração de números aleatórios e/ou utilizarem memória para intensificação na busca por valores ótimos, bem como exploração de regiões desconhecidas por meio da diversificação. Em geral, os algoritmos de busca local são mais rápidos do que os de busca global; no entanto, estes últimos fornecem soluções de melhor qualidade (SOUSA, 2007).

As heurísticas começaram a ser aprimoradas na década de 80 e o termo meta-heurística foi instituído por GLOVER (1986) para descrever as técnicas que guiam o processo de busca por uma solução das heurísticas, guiando os passos supracitados. De forma mais completa, tem-se que as meta-heurísticas consistem não somente em processos de geração iterativa que guiam uma heurística subordinada, mas combinam inteligentemente diferentes conceitos para explorar os espaços de busca. Ao mesmo tempo, utilizam estratégias de aprendizagem, conciliadas com memória, para estruturar a informação. O objetivo primordial é encontrar soluções bem próximas das ótimas de forma eficiente (OSMAN e KELLY, 1996). As técnicas de meta-heurísticas mais

conhecidas são *Simulated Annealing*, Algoritmos Genéticos, Busca Tabu e Busca Dispersa (*Scatter Search*).

DENZINGER e FUCHS (1997) introduziu pela primeira vez o termo hiper-heurística para designar o método de alto nível que busca automatizar, por meio de técnicas de aprendizagem, o processo de selecionar, combinar, gerar e adaptar várias meta-heurísticas mais simples. As hiper-heurísticas utilizam o que há de melhor em cada uma das metaheurísticas (baixo nível), combinando-as para resolver eficientemente os problemas de busca. Nesta combinação, as vantagens de uma fortalecem as fragilidades de outra (Figura 2.13).

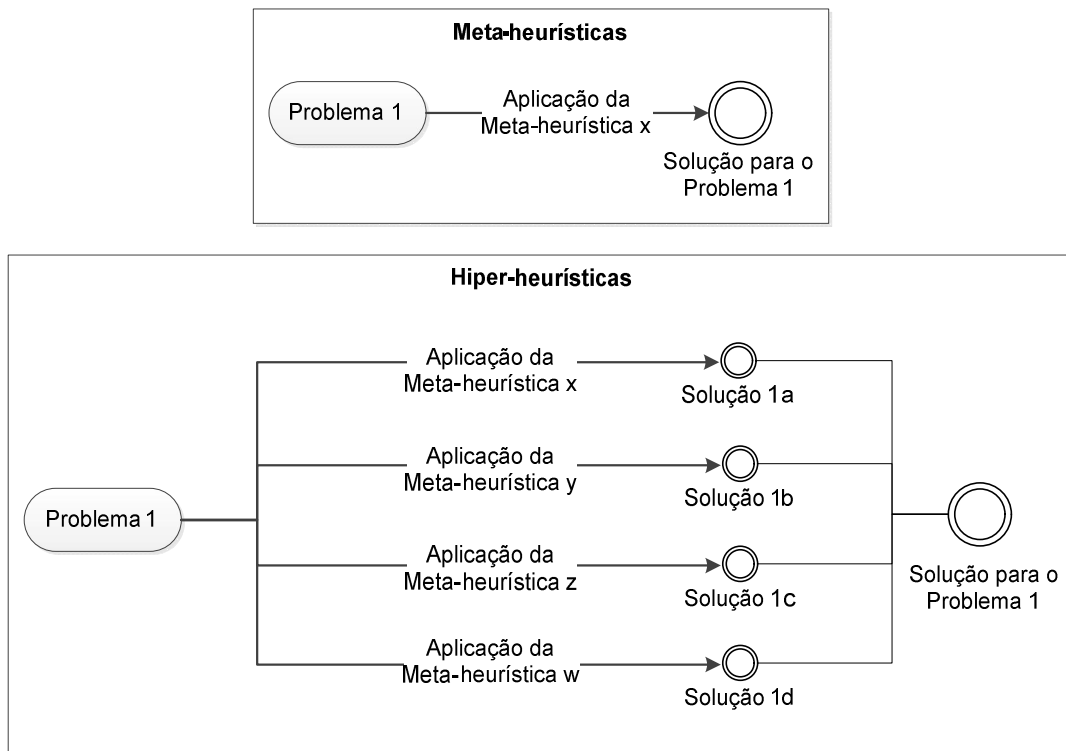


Figura 2.13. Comparação esquemática entre meta-heurísticas e hiper-heurísticas

A motivação maior de se utilizar hiper-heurísticas é construir sistemas que não tratam apenas de um único problema isolado, mas lida com uma classe de problemas (OZCAN *et al.*, 2008). Comparando-se com as meta-heurísticas, as hiper-heurísticas são mais holísticas porque se preocupam em encontrar uma metodologia em vez de simplesmente resolver um problema. Isso porque o que se pretende é tentar encontrar a

melhor sequência de utilização das meta-heurísticas. Enquanto que, nas meta-heurísticas, a busca ocorre em um espaço de soluções para um determinado problema, nas hiper-heurísticas, pode-se dizer que a busca ocorre dentro de um espaço de meta-heurísticas (ROSS, 2005).

2.3.1.1. Busca Tabu

Para estudos mais aprofundados a respeito de Busca Tabu, recomenda-se a leitura dos trabalhos de REEVES (1993), HERTZ *et al.* (1995) e GLOVER e LAGUNA (1997), utilizados na elaboração desta seção.

Os principais conceitos que devem ser lembrados em se tratando de Busca Tabu são vizinhança, movimentos, memória e critério de aspiração. Ela consiste em uma meta-heurística que guia a busca local ao utilizar memória, de longo e de curto prazo, que permite aceitar movimentos que não são necessariamente de melhora. Fala-se em “aceitar” à medida que, na Busca Tabu, uma lista proibitiva de movimentos é criada.

A memória, por sua vez, pode ser de longo ou de curto prazo. Ela é utilizada para prevenir que soluções sejam verificadas mais de uma vez (prevenção de ciclos) e que regiões não deixem de ser exploradas no espaço de busca. Entende-se por memória de curto prazo a criação de uma lista intitulada tabu em que são armazenados apenas os atributos das soluções já visitadas em vez de suas soluções completas. Esses atributos são chamados de tabu-ativos e não salvar a solução completa faz com que seja mais barato evitar não só os ciclos, mas também a reversão do movimento que está sendo utilizado. Essa lista traz todas as soluções proibidas de serem revisitadas e, sempre quando um novo atributo entra, o mais antigo deles sai, caracterizando uma lista circular. O tamanho da lista é comumente denominado permanência tabu (*tabu tenure*).

A Busca Tabu pode ser exemplificada pelo problema de se dispor os módulos que compõem um material qualquer. A Figura 2.14 mostra um movimento que altera a posição das camadas 2 e 4 da sequência.

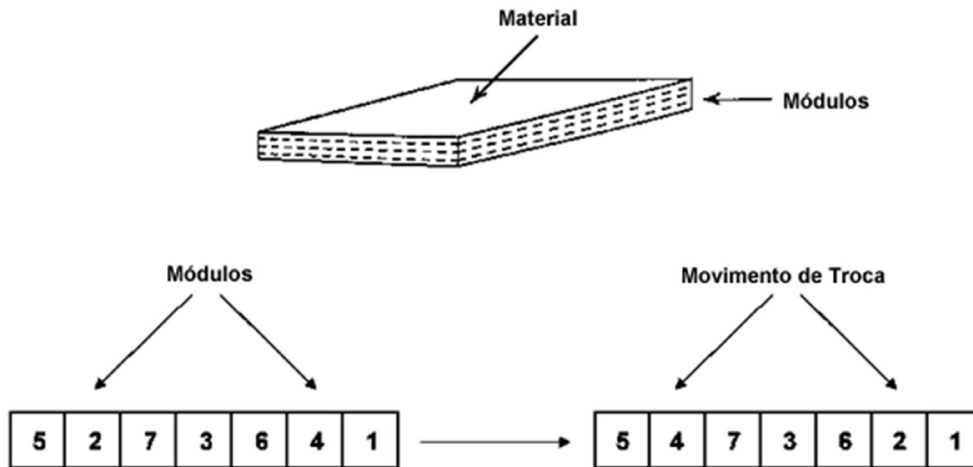


Figura 2.14. Exemplo de movimento para criação de lista tabu

Dessa forma, com objetivo de se evitar que os elementos 2 e 4 troquem de posição durante um período tabu determinado de iterações, temos que os atributos a serem registrados na lista tabu serão 2 e 4 e a regra de ativação tabu será o movimento de troca entre 2 e 4 (se esses são tabu-ativos). De forma prática, supõe-se que o vetor *END* armazena a iteração em que um atributo *a* (2 ou 4) deixa de ser tabu e *IT* o número da iteração atual. Depois de cada movimento, *END* será atualizado considerando-se a permanência tabu *P* por:

$$END(a) = IT + P \quad (2.42)$$

E o atributo será tabu se:

$$IT \leq END(a) \quad (2.43)$$

Pode-se pensar também no momento em que o atributo começa a ser tabu por meio de um vetor *START* que, depois de cada movimento, será atualizado para:

$$START(a) = IT \quad (2.44)$$

Por fim, o atributo será tabu se:

$$IT \leq START(a) + P \quad (2.45)$$

O mecanismo presente na Busca Tabu, considerando somente a memória de curto prazo, é ilustrado na Figura 2.15.

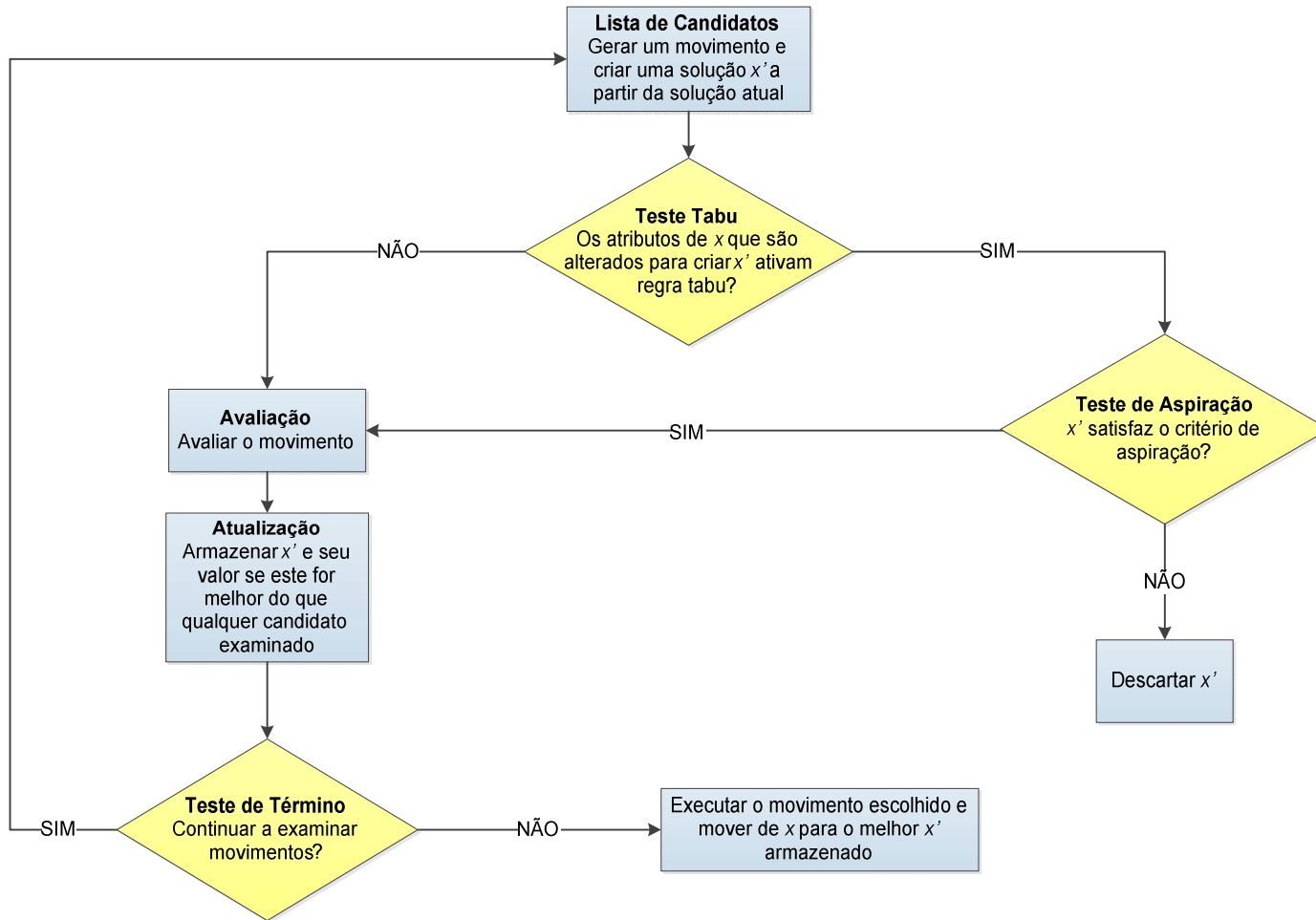


Figura 2.15. Esquema genérico da Busca Tabu

Em se tratando da permanência tabu, ela é considerada decisiva na eficiência da busca e pode ser estática ou dinâmica. A permanência estática caracteriza-se por ser fixa durante toda a busca, enquanto que a permanência dinâmica pode ser estabelecida de forma aleatória por meio de uma distribuição conhecida, por exemplo. Uma das vantagens de se utilizar permanência tabu dinâmica é que os atributos não permanecem tabu-ativos durante o mesmo número de iterações como ocorre no período tabu estático e, assim, tem a eficiência melhorada.

Os critérios de parada da busca podem ser por número fixo de iterações, tempo ou relacionados à função-objetivo do problema. Ao mesmo tempo, vale lembrar que essa lista pode impedir que soluções atraentes sejam visitadas e, assim, faz-se necessário também o estabelecimento de critérios de aspiração. Com esses critérios, por mais que determinadas soluções estejam na lista tabu, essas podem ser revisitadas. Na literatura, são definidos quatro critérios de aspiração:

- **Aspiração por objetivo:** quando o movimento leva a uma solução melhor do que todas as outras já calculadas;
- **Aspiração por padrão:** quando todos os movimentos possíveis são tabu, (neste caso, escolhe-se o mais antigo da lista);
- **Aspiração por direção de busca:** quando a direção da busca não é alterada ao ser melhorada ou não;
- **Aspiração por influência:** geralmente ligado à noção de distância, leva em consideração que o mesmo movimento para soluções distantes pode não possuir a mesma influência na função-objetivo.

Antes da criação da lista tabu, todavia, listas de candidatos são usadas para reduzir o número de movimentos analisados em cada iteração e levam em consideração as soluções mais promissoras da vizinhança. No caso da estratégia Primeira Melhora (*First Improving*), a primeira solução da vizinhança que reduz o valor da função-objetivo é escolhida. No caso da Aspiração Plus, primeiramente os limites máximo e mínimo para o exame de vizinhos são delimitados. Logo em seguida, um limite para a qualidade de movimento é estipulado. A escolha será o melhor vizinho encontrado entre aqueles que sejam melhores do que o limite estabelecido (Figura 2.16). Outras estratégias como *Sequential Fan Candidate*, *Successive Filter* e *Bounded Change* podem ser estudadas com mais detalhes em GLOVER e LAGUNA (1997).

Ainda que os movimentos até então tenham sido encontrados deterministicamente, é possível trabalhar com a Busca Tabu Probabilística. Nela, são escolhidos os melhores movimentos e atribuídas probabilidades a cada um deles proporcionalmente aos seus valores. A escolha final é baseada no maior valor de probabilidade encontrado.

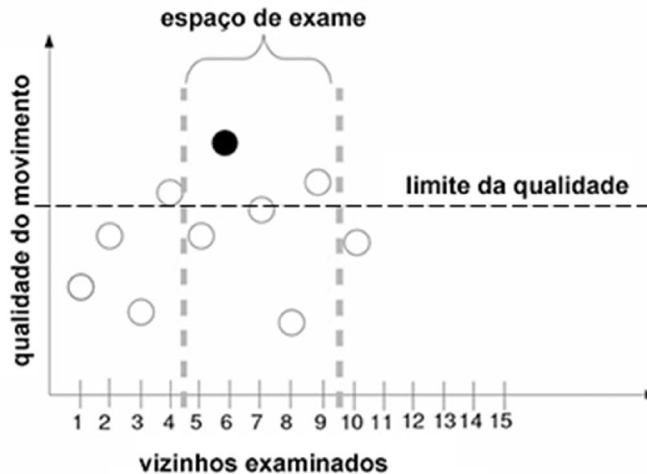


Figura 2.16. Estratégia Aspiração Plus para lista de candidatos na Busca Tabu

Muitas vezes, no entanto, é necessário que a busca por soluções boas se concentre em determinadas regiões que se mostram mais promissoras no espaço de busca. Para isso, as estratégias de intensificação tornam-se úteis porque atribuem maiores pesos às combinações que possuem melhores históricos durante todo o processo de busca. Ao mesmo tempo, a busca por uma solução deve abrir mão do teor de vício local e partir para novas regiões. Com objetivo de combinar as estratégias de intensificação e diversificação aparentemente excludentes, a Busca Tabu pode trabalhar com memória de longo prazo baseada em frequência. Isso complementa as informações obtidas pela memória de curto prazo.

O armazenamento por transição é baseado na contagem do número de vezes que um atributo foi modificado, ao passo que aquele por permanência contabiliza a quantidade de iterações em que um atributo específico permaneceu numa mesma posição. Enquanto as medidas de permanência contribuem para o processo de intensificação, as de transição auxiliam no processo de diversificação. Essas duas estratégias podem ser mais bem entendidas por meio da Figura 2.17.

É comum dizer que, na estratégia de intensificação, as configurações de alta qualidade são armazenadas e chamadas de configurações de elite. Ao redor dessas, são feitas buscas locais como em 1, 2, 3 e 4. O processo de diversificação tem como objetivo levar o movimento a regiões ainda não exploradas, eliminando atributos já visitados. Na Figura 2.17, esse processo inicia-se em C e vai para as regiões E, F e B. Nesta última, o ótimo global é encontrado.

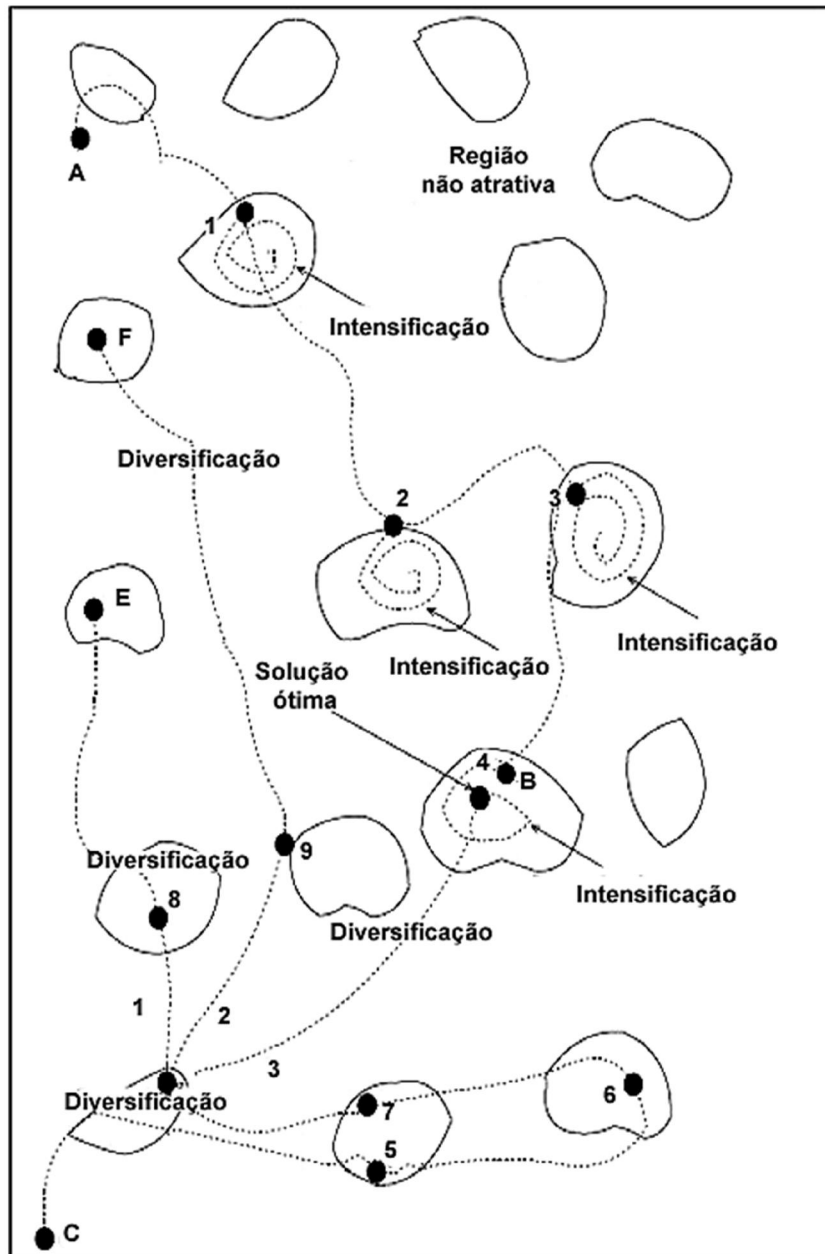


Figura 2.17. Estratégias de intensificação e diversificação na Busca Tabu (DEUS, 2007)

2.3.1.2. Busca Dispersa

A principal diferença entre a Busca Tabu e a Busca Dispersa é que esta envolve uma população de soluções. Essa população é chamada de conjunto de referência e cada elemento é o vetor solução. Esses vetores são construídos por meio da combinação linear de outros e o conceito de qualidade positiva vai além do valor propriamente dito da função-objetivo, pois inclui critérios especiais como a diversidade.

Uma diferença que se pode estabelecer com os algoritmos genéticos é que neste a geração de novas soluções constitui um processo completamente aleatório e, em geral, o conjunto de referência é bem maior. Na Busca Dispersa, por outro lado, métodos determinísticos são utilizados para combinar soluções e se objetiva um conjunto de vetores-solução pequeno para que se reduzam as combinações possíveis na geração de novos candidatos do conjunto de referência (SOUSA, 2007).

O fluxograma da Figura 2.18 mostra as etapas inseridas dentro da Busca Dispersa.

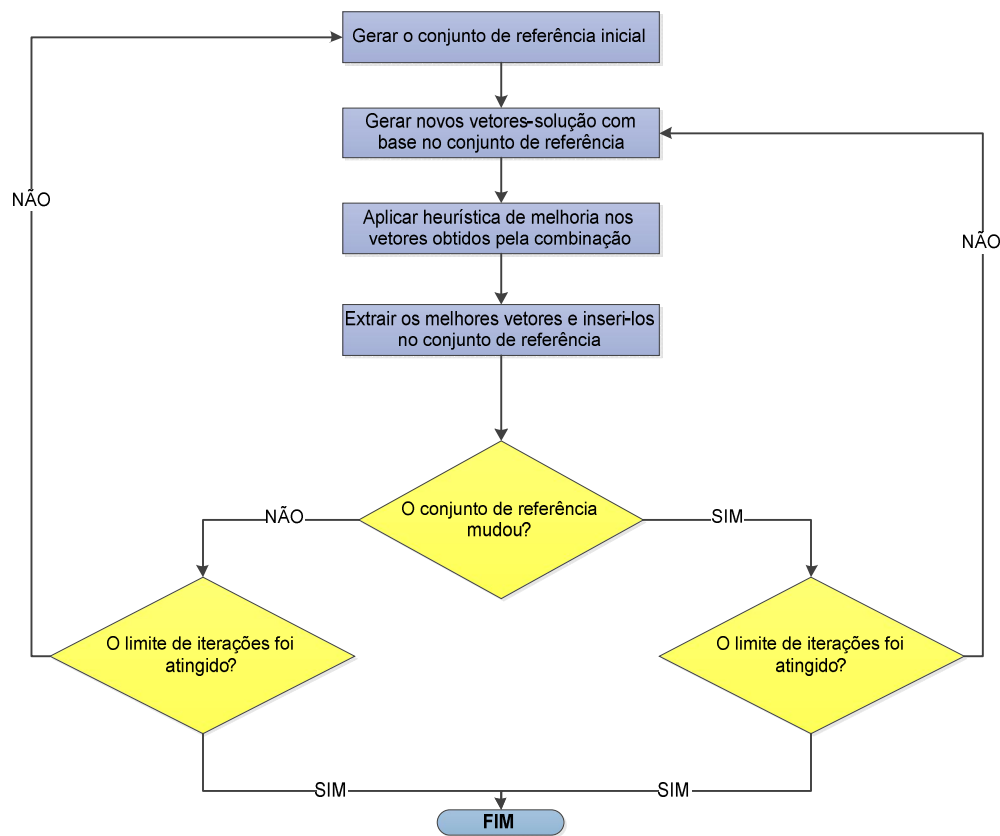


Figura 2.18. Esquema de funcionamento da Busca Dispersa (SOUSA, 2007)

Inicialmente tem-se a geração de um conjunto de referência que prioriza a diversidade entre as soluções geradas. Isso faz com que o espaço delas seja amplo o suficiente para resolver o problema. Cada elemento deste conjunto passa por um procedimento de heurística de melhoria (ou seja, movimentos são aplicados repetidamente a fim de se chegar a ótimos locais). Se o número máximo de iterações não foi atingido, as melhores soluções da iteração anterior serão incorporadas ao conjunto, semelhantemente às configurações de elite da Busca Tabu.

Logo em seguida, novos vetores-solução são gerados por meio de combinações lineares entre os já existentes. Essa combinação pode ser tanto sistemática quanto probabilística. Dessa forma, é possível que vetores estejam contidos fora do espaço de solução, sendo necessário algum teste de comprovação da existência ou não daquela solução para o problema (factibilidade).

A partir de então, o procedimento de heurística de melhoria é empregado para melhorar os elementos que farão parte do conjunto de referência inicial. É válido lembrar que, na primeira rodada, são geradas soluções iniciais para a busca. Segundo LAGUNA e MARTI (2003), empiricamente, o tamanho recomendado é de cinco vezes o tamanho do conjunto de referência.

O próximo passo, por fim, é atualizar o conjunto de referência porque este tem um tamanho limitado de vetores-solução. Existem dois critérios que podem ser considerados para isso. O primeiro deles é denominado simplesmente *atualização* que pode ser dividida em estática ou dinâmica. Quando é realizada de forma estática, somente após todas as soluções terem sido combinadas é que ocorre uma atualização do conjunto de referência. A dinâmica, por outro lado, é mais complexa e nela a atualização pode ou não acontecer a cada momento em que novas combinações de solução são realizadas. No outro critério, denominado *qualidade*, o conjunto é atualizado utilizando-se as soluções com melhores valores de função-objetivo (LAGUNA e MARTI, 2003).

2.3.1.3. Branch-and-Bound

A Programação Linear (PL) é uma das áreas da Pesquisa Operacional com objetivo de solucionar problemas de otimização. Uma vez que, para determinados problemas, variáveis binárias são utilizadas, deve-se falar em Programação Linear Inteira (PLI). Vários são os métodos existentes para resolver problemas de PLI e o mais clássico deles é o *Branch-and-Bound*. Ele avalia progressivamente as soluções obtidas

por meio do particionamento do problema original em problemas menores. A cada iteração, uma única variável de decisão inteira é considerada e as demais admitidas como contínuas (esse processo é denominado de relaxação linear, vide Figura 2.19). O processo pode ser visualizado em uma árvore onde, em cada nível, mais variáveis são consideradas como inteiras.

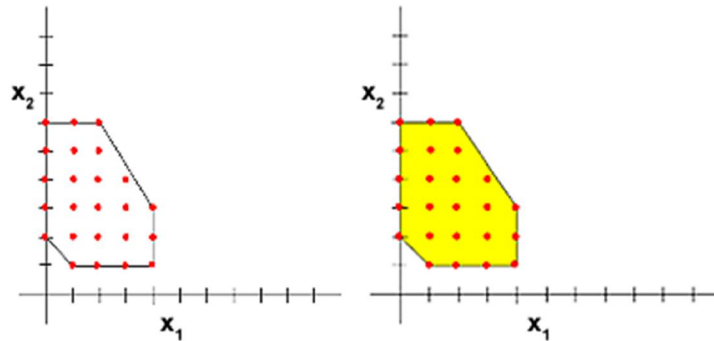


Figura 2.19. Inserção do problema de PLI (esquerda) no de PL (direita)

A escolha dos nós para ramificação da árvore, isto é, qual variável será tratada como inteira na próxima iteração, pode ser efetuada por meio da técnica de *jumptracking* ou *backtracking* (Figura 2.20).

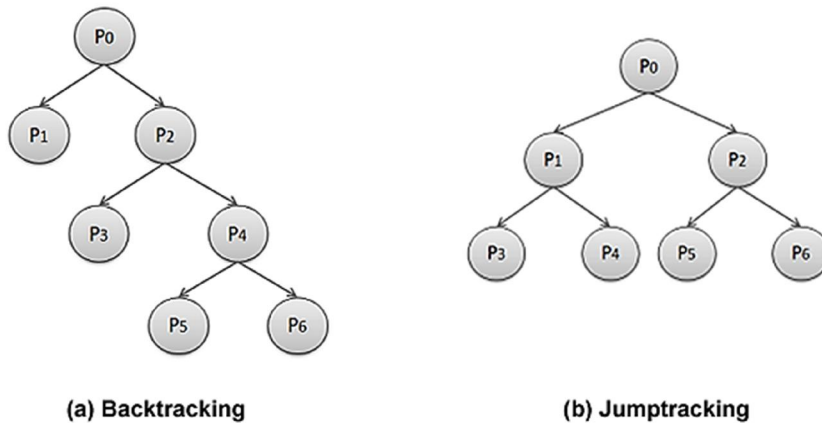


Figura 2.20. *Jumptracking* e *backtracking* no *Branch-and-Bound*

No *backtracking*, uma ordem arbitrária é estabelecida e o nó é analisado até o nível mais baixo; em seguida, refaz-se o caminho de volta até que seja encontrado um

nó ativo para que o procedimento seja repetido. Já no *jumptracking*, todos os nós inferiores são analisados em cada iteração e há um salto de um nó para o outro durante a verificação.

Segundo GOLDBARG e LUNA (2000), a estratégia de *jumptracking* geralmente constrói listas maiores, mas as soluções resultantes das tentativas geralmente são mais próximas do ótimo quando comparadas às do *backtracking*, principalmente quando se inicia o algoritmo. Ao mesmo tempo, o estabelecimento de limites no método *Branch-and-Bound* torna o algoritmo mais eficiente porque isso descarta vários nós da árvore que jamais gerarão soluções melhores do que as já encontradas durante o processo de busca. Além disso, permite determinar o quão estamos próximos da solução ótima em termos do valor da função-objetivo. Vale lembrar que, independentemente da estratégia de busca, o método de *Branch-and-Bound* é um método não polinomial, isto é, a busca pode demandar a avaliação de todas as possíveis combinações dos valores inteiros. Isso resulta em um número muito elevado de possibilidades.

3. PROBLEMA E METODOLOGIA PROPOSTA

Este capítulo tem como finalidade apresentar o problema e seu respectivo modelo matemático, além da metodologia proposta para resolvê-lo. Ela tem como objetivo otimizar a produção de reservatórios de petróleo, utilizando-se uma meta-heurística composta por *Branch-and-Bound*, Busca Dispersa e Busca Tabu.

3.1. Levantamento Bibliográfico

Vários são os trabalhos existentes na bibliografia sobre a otimização da produção com melhorias na locação de poços. Esta seção tem como objetivo apresentar alguns dos trabalhos recentes na área.

ALLAN *et al.* (1996) apresentaram o problema da localização de poços no campo de Andrew. Este campo, contendo 112 milhões de barris de óleo recuperável, era pouco espesso e então houve a necessidade de serem perfurados poços horizontais para otimizar a produção. Ao mesmo tempo, existia a problemática dos efeitos de cone de água e de gás, haja vista a inexistência de informações precisas sobre os contatos. Isso poderia limitar a produção futura, o que impactaria na quantidade de óleo produzido. Dessa forma, as soluções consistiram em utilizar o contato gás-óleo medido em tempo real como *datum* local, posicionando o poço horizontal na coluna de óleo (por consequência, fidelizando a profundidade vertical real – TVD). Além disso, as incertezas foram reduzidas quando da instalação de sensores na broca que avaliaram a inclinação, o azimute, o perfil gama e a resistividade durante a perfuração.

VINCENT *et al.* (1998) buscaram aumentar a produção de um campo maduro com 11 anos de histórico de produção e corte de água que variava de 70 a 90%. Diferentemente, consideraram as incertezas associadas ao mapa estrutural e buscaram localizar novos poços. Foram simulados 200 mapas distintos em que os melhores casos foram aqueles cujas curvas de produção mais se assemelhavam ao histórico. O critério foi o coeficiente de correlação dos poços. Além disso, o planejamento de experimentos (*experimental design*) foi utilizado para que, com um número mínimo de simulações, toda a zona para possíveis novos poços fossem analisadas em cada mapa estrutural possível. A superfície de resposta para o volume de óleo acumulado (Np) foi da forma

quadrática, relacionada às coordenadas dos poços. Concluíram, por sua vez, a eficácia do planejamento de experimentos na descoberta de reservas adicionais quando da perfuração de novos poços ao serem consideradas incertezas estruturais do reservatório.

GÜYAGÜLER e HORNE (2001) também abordaram o problema de locação de poços considerando incertezas para o modelo PUNQ-S3. O objetivo foi o de otimizar utilizando escolhas aleatórias e algoritmo genético. Para cada configuração proposta pelo algoritmo, um conjunto de propriedades físicas foi escolhido aleatoriamente obedecendo à geologia e à dinâmica do reservatório. Após a simulação numérica e cálculo da função-objetivo, verificou-se a factibilidade da solução proposta. Sendo plausível, esta é revisitada e uma nova simulação realizada com outros parâmetros também aleatórios. Com isso, o problema incerto foi transformado em determinístico, em que técnicas convencionais de otimização foram utilizadas. O uso de aleatoriedade quando do preenchimento de informações do reservatório, por sua vez, contribuiu para economia computacional porque não houve cálculos para povoamento do *grid*, trazendo resultados satisfatórios.

NAKAJIMA e SCHIOZER (2003) propuseram uma forma de geração de mapa de qualidade para otimização da locação de poços horizontais. Com isso, o tempo gasto para análise foi reduzido ao serem considerados mapas 2D representativos das potenciais regiões de produção do reservatório. Três métodos de construção de mapas de qualidade foram utilizados (por simulação numérica, de forma analítica e por lógica *fuzzy*) e comparados em um campo real da Bacia de Campos. Os mapas gerados por simulação numérica e lógica *fuzzy* trouxeram mais regiões possíveis de localização quando comparados com o modelo analítico mais conservador. O mapa que trouxe os melhores resultados foi o construído por lógica *fuzzy*, sendo recomendado para campos maduros junto com o analítico. Quando da utilização de simulação numérica, por outro lado, a flexibilidade é menor porque mais rodadas de simulação são necessárias ao ser analisado cada poço individualmente.

No caso do trabalho de ÖZDOĞAN e HORNE (2004), a otimização da produção abordando a localização dos poços considerou não somente dados da inicialização ou estáticos, mas também aqueles dependentes do tempo. Com a utilização de um Algoritmo Genético Híbrido, ajustes de histórico recursivos foram realizados para modelos genéricos do reservatório. Isso reduziu a quantidade de incertezas do modelo e

aumentou o VPL do projeto. A vantagem dessa estratégia foi a de não desconsiderar as informações dinâmicas de fluxo do sistema como nos outros trabalhos.

A mesma ideia foi utilizada por PARKER *et al.* (2006), ao utilizarem *permanent downhole pressure gauges* (PDGs) com objetivo de prover o processo de otimização com informações em tempo real. Elas não só calibraram o modelo já nas fases iniciais do reservatório, mas também melhoraram a simulação numérica. Ao final, foi possível delinear com apreciável exatidão os limites do reservatório e as características do aquífero, auxiliando a locação de um poço de desenvolvimento no campo.

LIU e JALALI (2006) criticaram a tradicional estratégia de alocar poços e abandoná-los observando somente os efeitos de drenagem, as propriedades físicas do reservatório e aquelas que variam com o tempo (pressão, por exemplo). Por outro lado, apresentaram uma metodologia que consistiu na criação de mapas de produção potencial destacando regiões mais favoráveis para perfuração de poços. Isso permitiu a definição de padrões de alocação, o que também leva em conta questões de infraestrutura como logística. A aplicação deu-se em um reservatório cujo mecanismo de produção é fortemente por influxo de água e com poços horizontais. No trabalho, também é feita uma comparação entre o fator de recuperação de estratégias de alocação sem e com padrão definido. Esta última apresentou melhores resultados.

Para o caso de poços direcionais cujo número de parâmetros de projeto é relativamente maior e considerando reservatórios bem heterogêneos, DING (2008) observa que métodos estocásticos tais como os algoritmos evolucionários são plausíveis quando se objetiva a otimização. No entanto, apresenta o método intitulado como *Covariance Matrix Adaptation – Evolution Strategy* (CMAES), que trouxe bons resultados para o problema de otimização não linear de alocação. Além disso, mostra uma análise de sensibilidade dos parâmetros envolvidos antes de comprovar o aumento do VPL com a locação dos poços.

HUMPRIES *et al.* (2012), LI e JAFARPOUR (2012) e BELLOUT *et al.* (2012) publicaram trabalhos de otimização baseada em simulação (*simulation-based optimization*), visando não somente à locação dos poços, mas também ao controle dos mesmos. No entanto, nestes trabalhos não são considerados alguns aspectos importantes, tais como restrições de operação, determinação do número ideal de poços, condição de operação ou cronograma de perfuração.

Já ISEBOR *et al.* (2013) consideraram tais aspectos no gerenciamento de reservatórios por meio do uso conjunto de várias técnicas, dentre elas o *Branch-and-Bound*. O trabalho compara três casos distintos onde, para cada um deles, uma técnica foi empregada. No caso do *Branch-and-Bound*, é destacada a melhor convergência dos resultados quando em comparação com os outros.

3.2. Problema Genérico

Uma vez que os hidrocarbonetos produzidos no campo são a receita obtida durante as atividades de E&P de petróleo, deseja-se determinar a melhor disposição de poços que maximize esse volume, dadas restrições econômicas e operacionais.

Tendo-se em vista a dinâmica de reservatórios, essa configuração é relevante para o gerenciamento por parte do engenheiro ao se analisar a depleção. Supõe-se que haverá injeção de água com objetivo de acelerar a produção ou evitar a perda de pressão do reservatório; por isso, além da disposição geométrica, também objetiva-se encontrar o tipo dos poços escolhidos, ou seja, se eles serão produtores ou injetores.

Por outro lado, por motivos econômicos, existe um número máximo de poços verticais a serem perfurados no campo estudado e, cada vez que um poço é perfurado, associado a ele existe um custo. Este influencia negativamente a resposta de cada simulação que será avaliada na tarefa de otimização.

A capacidade de processamento de líquidos (tanto óleo quanto água) pela plataforma também vem a ser uma restrição observada na resolução deste problema. Igualmente, quando houver a existência de poços injetores, vem a capacidade de injeção limitada pela pressão de fratura do reservatório.

Por fim, tem-se que os poços produtores possuem uma pressão de fundo mínima, normalmente configurada para um pouco acima que a pressão de saturação do óleo, quando não se objetiva a liberação de gás dissolvido no reservatório, e os poços injetores possuem uma pressão de fundo máxima, normalmente inferior à pressão de fratura do reservatório.

3.3. Modelagem Matemática do Problema

Com o objetivo de posicionar os poços no reservatório, define-se um conjunto A contendo as locações possíveis de abertura de poços. Para cada locação i , é possível fixar um ponto representativo em que existem duas variáveis binárias associadas à possibilidade de existência de um poço injetor (inj) ou produtor ($prod$). Caso a variável $prod_i$ receba o valor 1, por exemplo, na locação i existe um poço produtor. Para um poço injetor existente, a variável inj_i possui o valor 1 e, por consequência, $prod_i$ tem 0 como o valor.

$$prod_i \quad \begin{cases} 1, & \text{se } i \text{ contém um produtor} \\ 0, & \text{se } i \text{ não contém um produtor} \end{cases}$$

$$inj_i \quad \begin{cases} 1, & \text{se } i \text{ contém um injetor} \\ 0, & \text{se } i \text{ não contém um injetor} \end{cases}$$

Com essa formulação, é necessária ainda uma restrição impedindo que, numa mesma locação da malha, haja um poço produtor e um injetor. Por razões geomecânicas e observando o comportamento estrutural quando da construção dos poços, nenhuma perfuração pode ocorrer em locações muito próximas ou sobre falhas.

Para que haja produção, considera-se também a necessidade de existência de pelo menos um poço produtor. Poços injetores, por sua vez, podem existir ou não.

É válido lembrar que o volume de óleo produzido possui relação com os volumes de água produzida e injetada descritos pela Equação (3.1). Por outro lado, pela Equação (2.14), o volume produzido pode ser calculado tendo-se as vazões variando no tempo. Essas podem ser determinadas, por sua vez, pelas equações de escoamento multifásico, quando se conhecem as pressões e saturações em cada instante de tempo.

$$N_p = f(q(t), W_{inj}(q_{inj}(t)), W_p(t)) \quad (3.1)$$

Durante a produção do poço, a vazão total inclui as vazões de produção de óleo, de água (do aquífero, se existir no modelo, ou injetada) e de gás (dissolvido e/ou por decompressão na coluna de produção) conforme a Equação (3.2).

$$q(t) = q_{osc}(t) + q_{wsc}(t) + q_{gsc}(t) \quad (3.2)$$

Portanto, o problema pode ser especificado conforme a seguir.

Seja:

$A = \{\text{conjunto de todas as possíveis locações de abertura de poços}\}$

E as variáveis de decisão:

n	número de elementos de A	$n \in \mathbb{N}$
$prod_i$	abertura ou não de poço produtor	$prod_i \in \{0,1\}$
inj_i	abertura ou não de poço injetor	$inj_i \in \{0,1\}$
$q_{liq}(t)$	vazão produzida de líquido no tempo t	$q_{liq}(t) \in [0, \infty)$
$q_{inj}(t)$	vazão injetada de água no tempo t	$q_{inj}(t) \in [0, \infty)$

Com os parâmetros:

$N_{máx}$	número máximo de poços	$N_{máx} \in \mathbb{N}$
CP	custo de perfuração equivalente em óleo	$CP \in [0, \infty)$
$Q_{liq,máx}(t)$	vazão máxima de líquido no tempo t	$Q_{liq,máx}(t) \in [0, \infty)$
$Q_{inj,máx}(t)$	injeção máxima de água no tempo t	$Q_{inj,máx}(t) \in [0, \infty)$
$BHP_{mín}$	pressão mínima para produtores	$BHP_{mín} \in [0, \infty)$
$BHP_{máx}$	pressão de fundo máxima para injetores	$BHP_{máx} \in [0, \infty)$

Maximizar: $f = \left[N_p - \sum_{i=1}^n (prod_i + inj_i) \cdot CP \right] \quad f \in \mathbb{R} \quad (3.3)$

Sujeito a: $prod_i + inj_i \leq 1 \quad (3.4)$

$$\sum_{i=1}^n (prod_i + inj_i) \leq N_{máx} \quad (3.5)$$

$$\sum_{i=1}^n prod_i \geq 1 \quad (3.6)$$

$$q_{liq}(t) \leq Q_{liq,max}(t) \quad (3.7)$$

$$q_{inj}(t) \leq Q_{inj,max}(t) \quad (3.8)$$

$$q_{liq}(t) = q_{osc}(t) + q_{wsc}(t) \quad q_{osc} \in [0, \infty) \text{ e } q_{wsc} \in [0, \infty) \quad (3.9)$$

Uma atenção especial deve ser dada ao cálculo da função-objetivo: a atribuição de um custo de perfuração de poços em unidades equivalentes de óleo evita a preocupação com um cálculo mais complexo de VPL. A perfuração de um poço produtor ou injetor na locação i só será justificada se a presença dele produzir mais óleo do que for deduzido na segunda parcela $\left[\sum_{i=1}^n (prod_i + inj_i) \cdot CP \right]$. No caso de um poço produtor, este precisa produzir mais N_p do que a dedução da segunda parcela a fim de contribuir positivamente para a função-objetivo; do contrário, essa contribuição será negativa. No caso de um poço injetor, para que o mesmo exista na locação i , precisará levar mais óleo aos poços produtores do que a exclusão atrelada à segunda parcela.

3.4. Metodologia Proposta

Na prática da indústria, inicialmente é feito um levantamento de dados em que uma equipe de geólogos e geofísicos obtém dados para geração de um modelo do reservatório real. Nesta etapa, o mapa estrutural é criado basicamente por meio de levantamentos sísmicos e dados de poços, o que permite definir os limites do reservatório e sua extensão, como também as principais falhas e descontinuidades. Esses elementos, então, possibilitam orientar o *layout* da malha que conterá o modelo. Neste íterim, a determinação da direção do fluxo é importante para definição da geometria de consideração. Conhecendo-se a estrutura do reservatório, é necessário ainda que se determinem as propriedades das rochas e dos fluidos presentes em subsuperfície, bem como a disposição desses logo no início da produção. Nesse sentido, testes e *logs* de poços, análise de testemunhos (*cores*) e medidas laboratoriais permitem determinar um conjunto de propriedades, tais como: porosidade e permeabilidade da formação, distribuição de fluidos por meio do conhecimento das saturações, permeabilidades relativas, pressão de saturação e contatos (óleo-água e gás-óleo) por meio das pressões capilares. É comum que, mais tarde, esses dados sejam verificados ou até mesmo alterados por meio de ajustes, tendo-se em vista o histórico de produção de poços (ajuste de histórico). Com isso, o produto até então é o modelo para o reservatório que servirá como base para as posteriores simulações, cujo objetivo é otimizar a produção e apresentar o melhor plano de desenvolvimento.

Após a criação do modelo de simulação, é possível iniciar os estudos de simulação. Uma proposta inicial para desenvolvimento do campo baseada na prática da

Equipe de Reservatórios deve existir para que, ao fim do processo, haja comparação de melhoria. De posse dessa sugestão de solução inicial (comumente chamada de “caso-base”), propõe-se então a avaliação de três cenários iniciais, em que: no primeiro, os menores valores das variáveis de decisão são testados; no segundo, os maiores valores; no terceiro, os valores contidos no intervalo delimitado pelas duas tentativas anteriores. Isso permite analisar o tamanho do conjunto de soluções e a sensibilidade a respostas.

Cada vez que um caso contendo uma configuração típica é simulado, tem-se a avaliação da função-objetivo definida pela Equação (3.3). O processo entra em um *loop* composto por um gerador de movimentos baseado em uma meta-heurística que combina o método *Branch-and-Bound*, a Busca Dispersa e a Busca Tabu (CARRON, 2013). Para este trabalho, o algoritmo utilizado é o OptQuest® da OptTek Systems, Inc., que está inserido no otimizador DMS® da Halliburton. Por razões comerciais, não é disponibilizado um pseudocódigo, ou até mesmo o código, desse algoritmo, explicando como é feita a combinação dos métodos.

Na Figura 3.1, é possível perceber a diferença na abordagem de criação de um modelo de simulação para apenas um caso e um modelo de otimização genérico para simulação de vários casos, necessário para o *loop* envolvendo movimentos e avaliações de função-objetivo. É este último modelo que deve ser utilizado pelo otimizador, juntamente com seu gerador de movimentos.

Para o problema em que podem ser perfurados, no máximo, 20 poços e considerando duas variáveis de decisão binárias para cada locação, existem

$$\left(3^{20} - \sum_{j=1}^{20} C_{20,j} \right) = 3.485.735.826 \text{ possibilidades de simulação.}$$

Se cada caso de simulação levasse apenas um minuto para que os resultados fossem retornados, mais de 6.724 anos seriam necessários para que todas as possibilidades fossem testadas. Na indústria, no entanto, é rara ou inexistente a situação de uma única simulação para um modelo robusto durar menos do que um minuto.

Portanto, estipula-se na metodologia um critério de parada. Após todos os casos serem simulados por meio de uma busca guiada pela meta-heurística e não aleatoriamente, eles devem ser comparados. Uma vez que a função-objetivo deve ser maximizada, os casos de simulação são incluídos decrescentemente em uma lista ordenada.

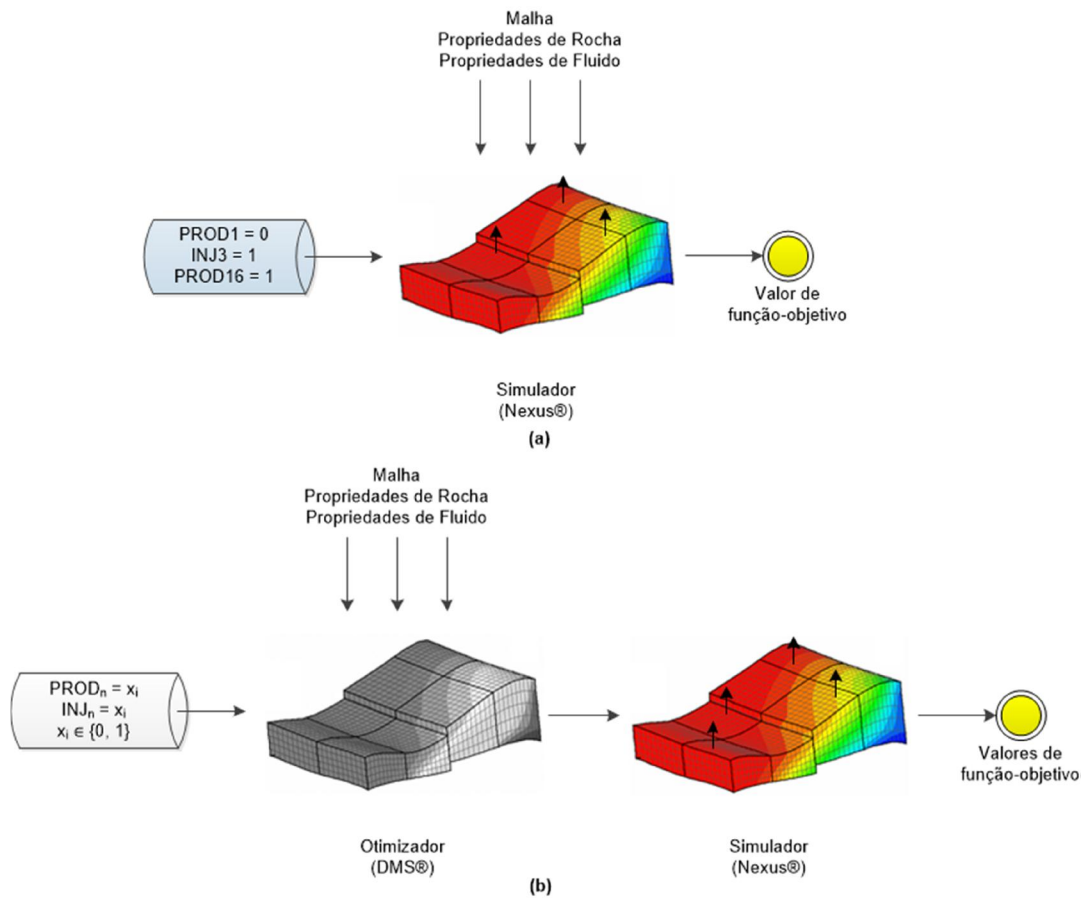


Figura 3.1. Simulação de um caso via simulador (a) versus simulação de vários casos via otimizador (b)

Inicia-se, então, um novo *loop*, em que o caso com o melhor valor é analisado e passa por um pós-processamento. Neste ponto, é analisado o comportamento dos poços escolhidos, bem como a variação dinâmica do reservatório. Busca-se, além disso, entender os fenômenos físicos envolvidos durante a vida produtiva. Se o caso for realmente plausível e melhor do que a proposta inicial, essa é a resposta para o problema de otimização. Do contrário, este último *loop* é reiniciado para o segundo melhor caso da lista ordenada e, assim, sucessivamente.

A Figura 3.2 traz esquematicamente os processos presentes na metodologia proposta.

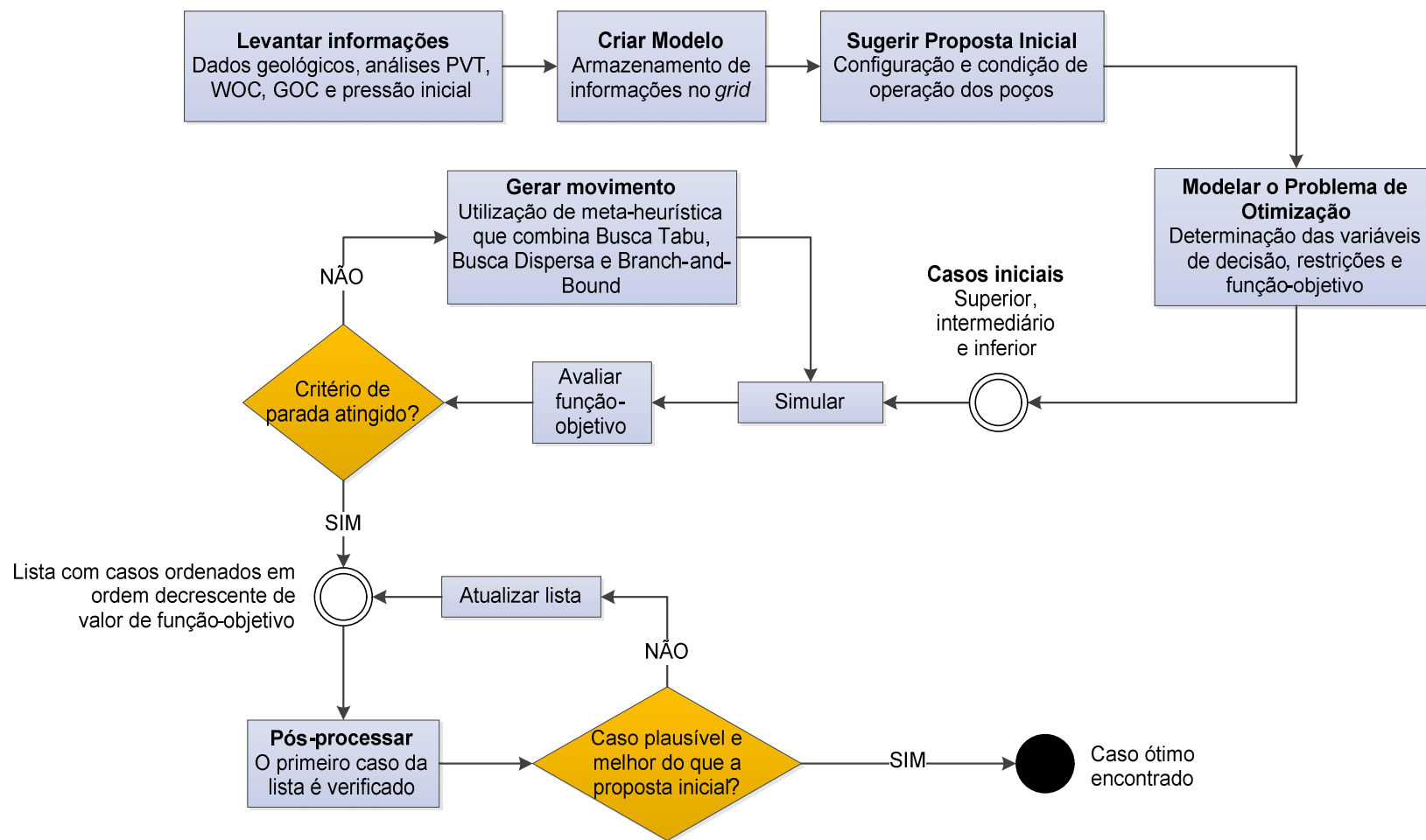


Figura 3.2. Esquema da metodologia proposta

4. RESERVATÓRIO ESTUDADO

Nos capítulos anteriores, foram explicados os conceitos contemplados pelas ferramentas utilizadas na resolução do problema e a metodologia proposta. Neste capítulo, o modelo físico detalhado do reservatório em que a otimização foi empregada é definido.

4.1. Modelagem Geológica do Reservatório

Para fins práticos, o campo estudado foi denominado Saturno. Os dados obtidos são provenientes do pacote de exemplos que acompanha o simulador Nexus®. Nesta seção é apresentada a distribuição das propriedades geológicas que foram inseridas no modelo sintético de simulação, observando-se que o campo apresenta características heterogêneas ao serem consideradas as camadas ao longo do eixo vertical z .

4.1.1. Porosidade

A Figura 4.1 apresenta as informações de porosidade para o campo de Saturno.

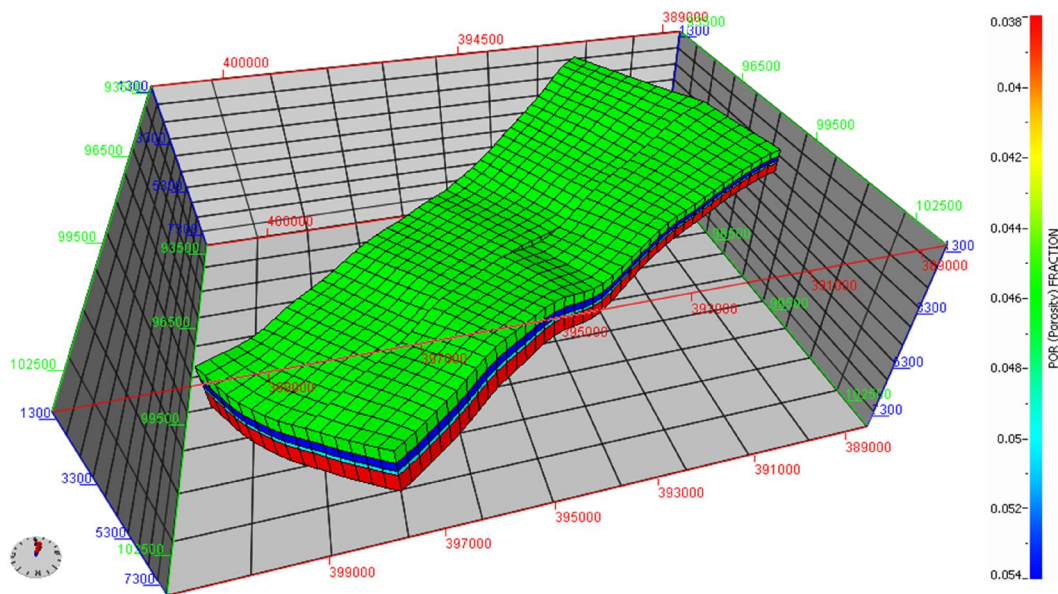


Figura 4.1. Perfil de porosidade do campo de Saturno

Observa-se um comportamento homogêneo ao longo do plano xy , enquanto que, ao se analisar as camadas do eixo z , há alterações na porosidade. Os maiores valores de porosidade concentram-se na camada imediatamente inferior à do topo (5,4%). Concomitantemente observam-se valores menores de porosidade na base do reservatório (3,8%).

4.1.2. Permeabilidade

Seguindo o comportamento da porosidade, temos que as permeabilidades não se alteram nos planos xy e, portanto, o reservatório estudado continua sendo bastante homogêneo. Por outro lado, o mesmo padrão heterogêneo para variação nas camadas ao longo do eixo z é observado. As permeabilidades em x e y possuem valores idênticos ao passo que as permeabilidades em z correspondem somente a 10% dessas. A Figura 4.2 apresenta as permeabilidades no eixo x do campo de Saturno.

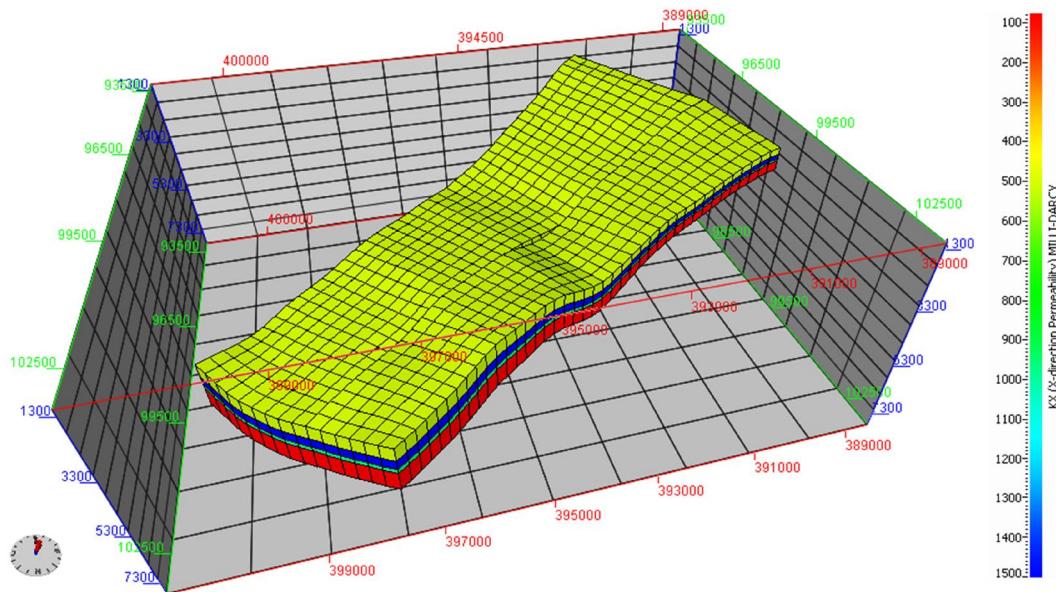


Figura 4.2. Perfil de permeabilidade em x para o campo de Saturno

Também foram observados os menores valores de permeabilidade na camada contendo a base inferior do reservatório, ao passo que os maiores estão situados na camada imediatamente inferior à do topo. Em se tratando de permeabilidade em x , o maior valor observado é de 1500 mD e o menor é de 80 mD.

4.1.3. Falhamento

Conforme pode ser observado na Figura 4.3, foi incorporada ao modelo computacional uma única falha de longo alcance que corta o reservatório por completo de sudoeste para nordeste (SW-NE), possuindo transmissibilidade de 75%.

Dessa forma, a existência de uma falha contribui para a complexidade do problema, uma vez que representa uma restrição ao serem definidas as coordenadas dos poços. Em outras palavras, nenhum poço será perfurado sobre a falha.

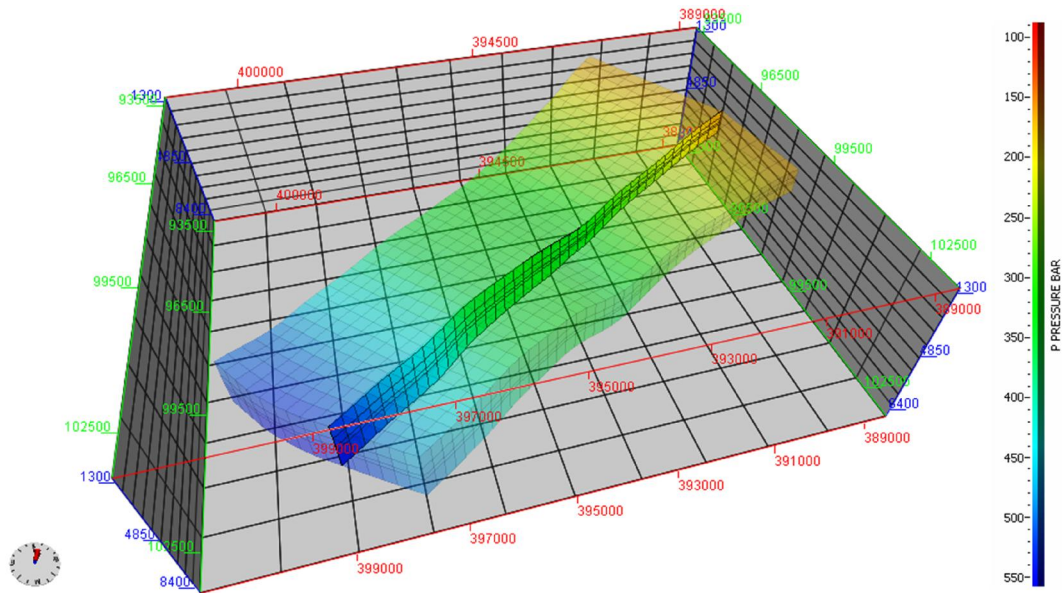


Figura 4.3. Falha com 75% de transmissibilidade

4.2. Modelagem Geomecânica do Reservatório

A Figura 4.4 mostra a distribuição inicial de pressão no reservatório, sabendo-se que, na inicialização do modelo, uma medição a 3900 m indicou 350 bar.

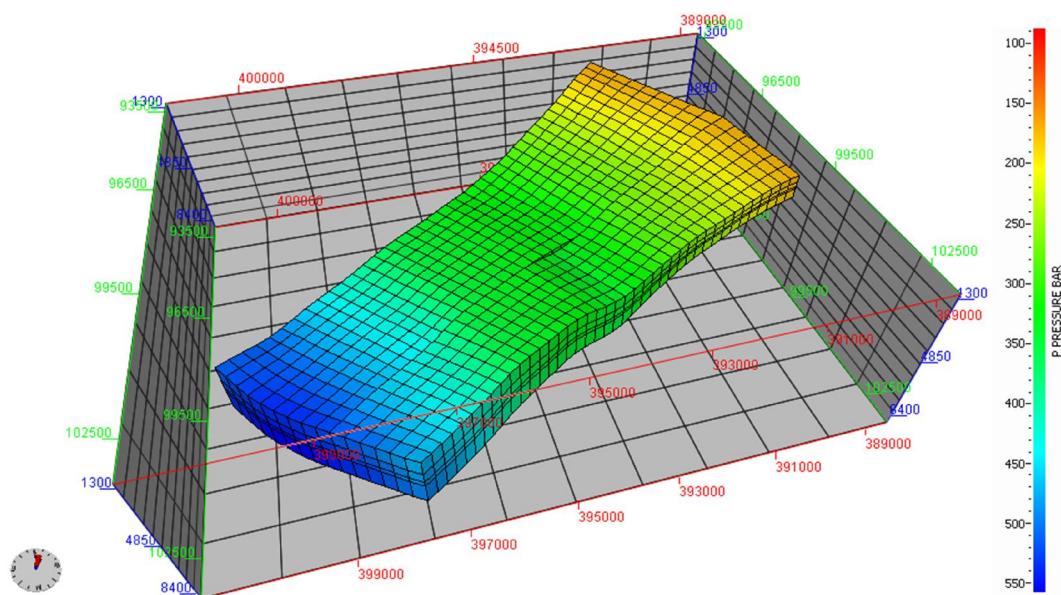


Figura 4.4. Distribuição de pressão inicial do campo de Saturno

A Tabela 4.1 apresenta, além dos dados relevantes para o equilíbrio inicial, os limites estruturais considerados para o reservatório na simulação e o VOIP. Deve-se notar que o mesmo apresenta elevado *dip* e os valores de topo e de base mostrados correspondem ao ponto mais alto e mais baixo, respectivamente. O eixo z está orientado positivamente para baixo, daí os valores positivos para profundidade.

Tabela 4.1. Características do reservatório no instante inicial

Propriedade	Valor
Contato óleo-água	3.900 m
Contato gás-óleo	1.000 m
Temperatura inicial	120 °C
Topo	1.410 m
Base	6.087 m
VOIP	159.329.500 m ³

4.3. Modelagem dos Fluidos do Reservatório

A análise PVT dos fluidos contidos no reservatório permite que suas propriedades sejam determinadas. A Tabela 4.2 mostra as propriedades consideradas para o fluido supostamente contido no reservatório.

Foi escolhido o modelo *black oil* para modelagem do fluido na simulação.

Tabela 4.2. Propriedades PVT do fluido

Propriedade	Valor	
Pressão de saturação	150,00	bar
Massa específica do óleo	0,87612	g/cm ³ (30 °API)
Massa específica da água	1,00	g/cm ³
Massa específica do gás	0,00086	g/cm ³
Fator volume de formação inicial do óleo	1,63839	m ³ /m ³
Fator volume de formação inicial do gás	0,00369	m ³ /m ³
Viscosidade inicial do óleo	0,35101	cP
Viscosidade inicial do gás	0,02688	cP
Razão gás-óleo inicial	196,24	m ³ /m ³

4.3.1. Permeabilidade Relativa

A Figura 4.5 e a Figura 4.6 apresentam, respectivamente, o comportamento de permeabilidade do óleo na presença de água (permeabilidade do sistema óleo-água) e do óleo na presença do gás (permeabilidade do sistema gás-óleo).

Pelo gráfico da Figura 4.5, é observado que a saturação de água conata é de 20% e a saturação de óleo residual é de 33%. Com isso, podemos dizer que a faixa de mobilidade do óleo para este reservatório está entre a saturação inicial de óleo de 80% e a residual de 33%.

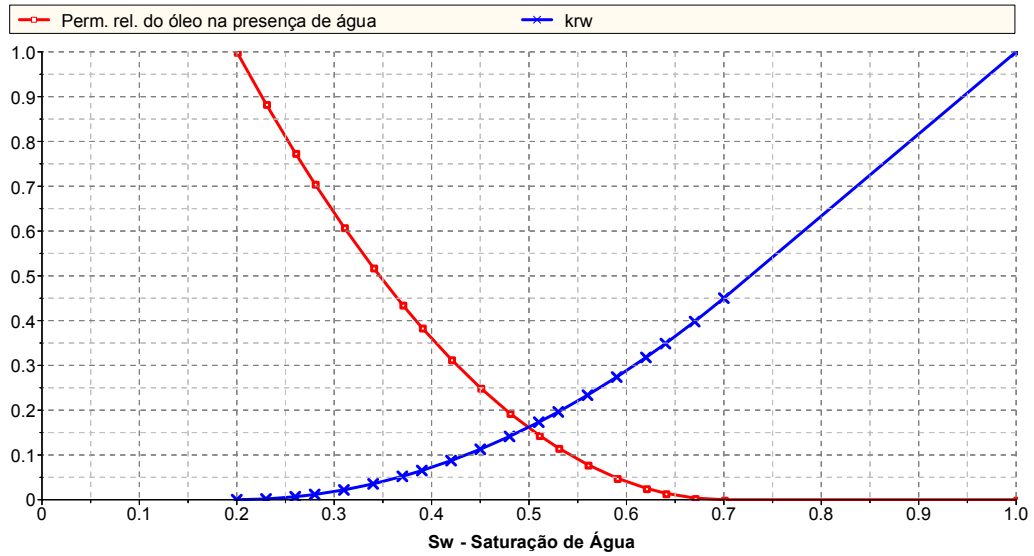


Figura 4.5. Permeabilidade relativa óleo-água

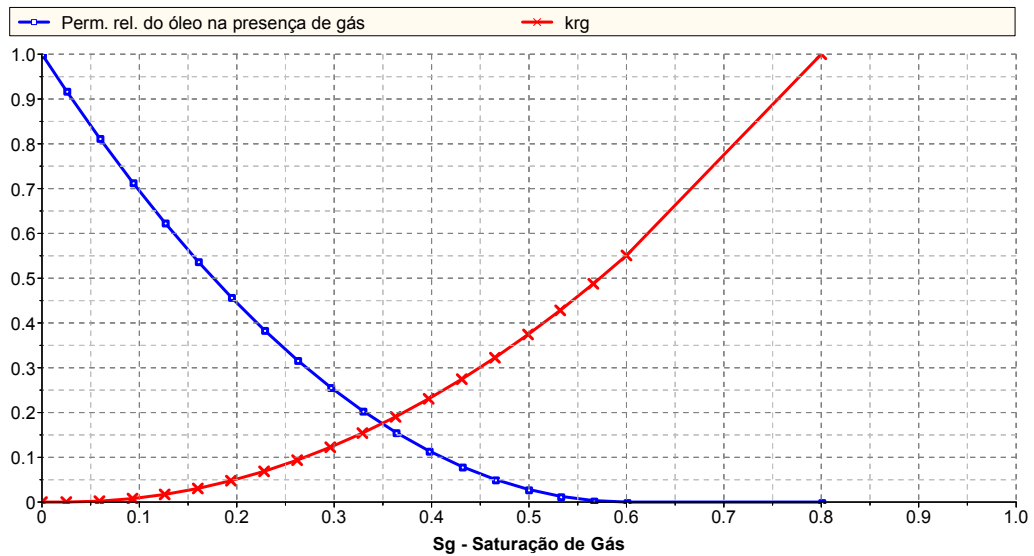


Figura 4.6. Permeabilidade relativa gás-óleo

4.3.2. Pressão Capilar

Na simulação de reservatórios, muitas vezes considera-se que não há diferença de pressão entre as fases óleo e água na interface, o que facilita a resolução das equações. Isso está relacionado à não existência de difusividade entre água e óleo.

Assim não foi definido um perfil de comportamento para a pressão capilar em função do óleo e da água e os valores para essa propriedade são nulos durante a simulação.

4.3.3. Propriedades do Óleo

O fator volume de formação e a viscosidade do óleo foram definidos conforme mostram os gráficos a seguir.

- **Fator Volume de Formação e Viscosidade do Óleo**

A Figura 4.7 mostra o comportamento do fator volume de formação do óleo e da viscosidade em função da pressão.

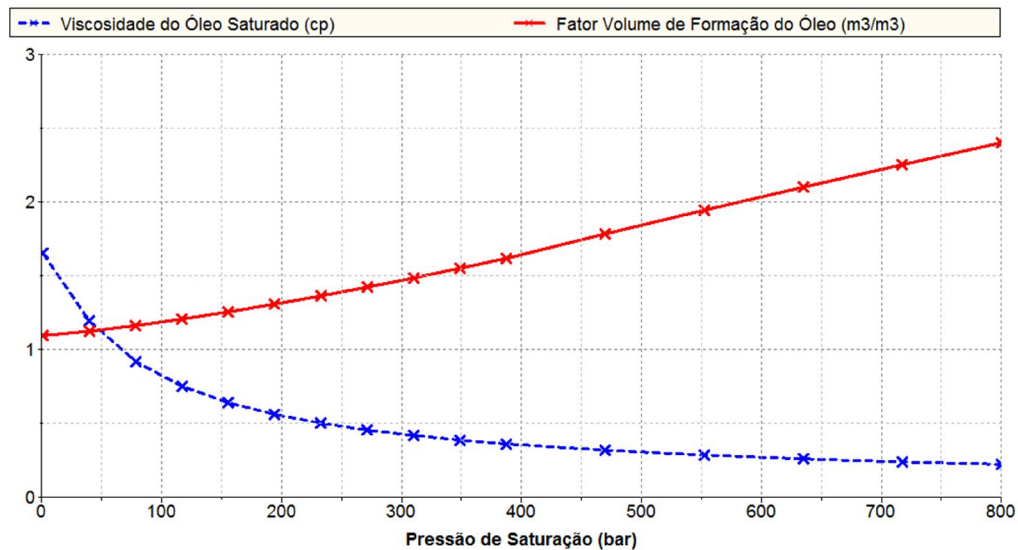


Figura 4.7. Fator volume de formação do óleo

4.3.4. Propriedades do Gás

Para o gás também são mostrados a seguir os gráficos para o fator volume de formação e a viscosidade.

- **Fator Volume de Formação do Gás**

A Figura 4.8 mostra o comportamento do fator volume de formação do gás em função da pressão.

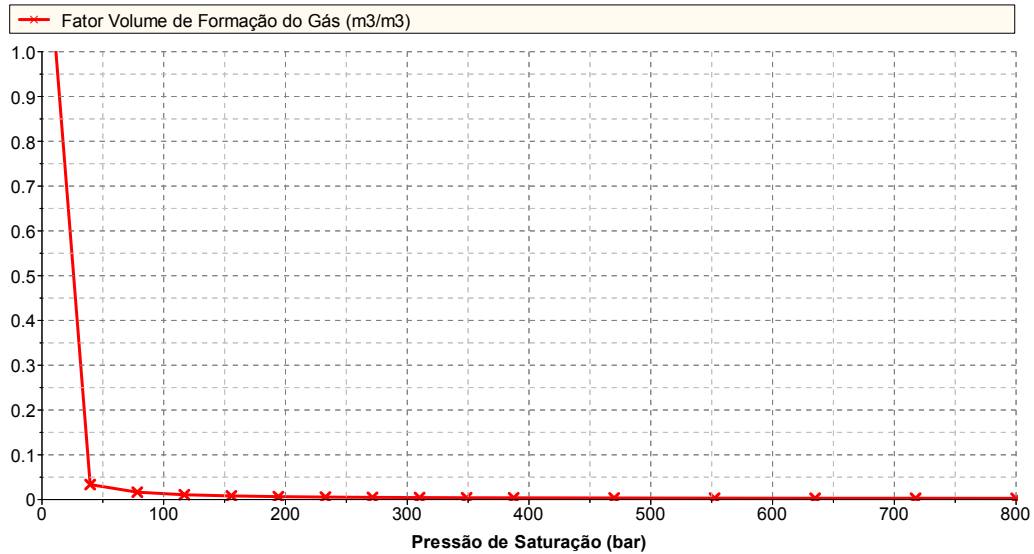


Figura 4.8. Fator volume de formação do gás

- **Viscosidade do Gás**

A Figura 4.9, por sua vez, mostra o perfil de viscosidade do gás também em função da pressão.

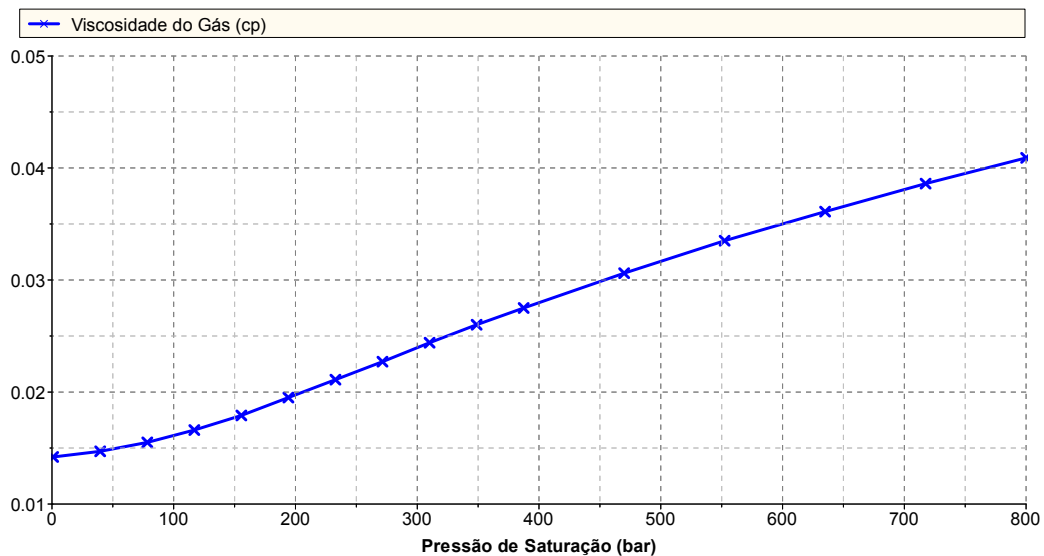


Figura 4.9. Viscosidade do gás

4.4. Classificação do Reservatório

Uma vez que a razão gás-óleo inicial é menor do que $900 \text{ m}^3/\text{m}^3$, o reservatório é classificado como sendo de óleo, ao ser considerado o modelo de CRAFT e HAWKINS (1959).

4.5. Mecanismo de Produção do Reservatório

Inicialmente a pressão do reservatório estava acima da pressão de saturação. Portanto, entende-se que o processo dominante de recuperação primária dos fluidos foi devido à expansão dos fluidos *in place* e descompressão da rocha. Caso existisse algum aquífero, o mesmo poderia ou não ser atuante e contribuir para fornecimento de pressão e surgência de fluidos; no entanto, nenhum foi incluído no modelo.

Para fins de otimização e execução desse trabalho, a injeção de água foi considerada como mecanismo secundário de recuperação com o objetivo de maximizar a recuperação de óleo. Dessa forma, buscou-se também a manutenção da pressão e o aumento da eficiência de varrido no reservatório.

4.6. Modelo Numérico

A geometria utilizada na simulação foi o retangular, com dimensões 40x15x4. Nenhuma das 2.400 células esteve inativa e todas foram organizadas em 4 camadas sobrepostas.

5. EXPERIMENTAÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS

Por meio de simulação numérica, os resultados apresentados neste capítulo foram obtidos. Com o objetivo de se avaliar e comparar os cenários encontrados para tomar uma decisão que orienta os movimentos, foi utilizada uma meta-heurística baseada em *Branch-and-Bound*, Busca Tabu e Busca Dispersa. O algoritmo utilizado para isso é o OptQuest® da OptTek. No otimizador DMS®, o modelo genérico para otimização foi inserido e os cálculos realizados por meio do algoritmo citado. O *software*, por sua vez, estabelece comunicação com a suíte Nexus®, onde houve a criação do modelo do reservatório e a execução das simulações. Ambos os *softwares* foram desenvolvidos pela Halliburton.

Os parâmetros considerados para o problema são mostrados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1. Parâmetros considerados no problema

Parâmetro	Valor
$N_{\text{máx}}$	20
$BHP_{\text{mín}}$	160 bar
$BHP_{\text{máx}}$	450 bar
CP	300.000 m ³
$Q_{\text{líq,máx}}$	20.000 m ³ /dia
$Q_{\text{inj,máx}}$	10.000 m ³ /dia

A Figura 5.1, por sua vez, mostra esquematicamente o problema a ser resolvido.

A Figura 5.2 apresenta a saturação de óleo inicial do campo de Saturno. Pode-se perceber que há um padrão homogêneo. Além disso, é razoável concluir que os poços produtores deverão ser alocados somente na região em que, no instante inicial, a saturação de óleo é superior a zero.

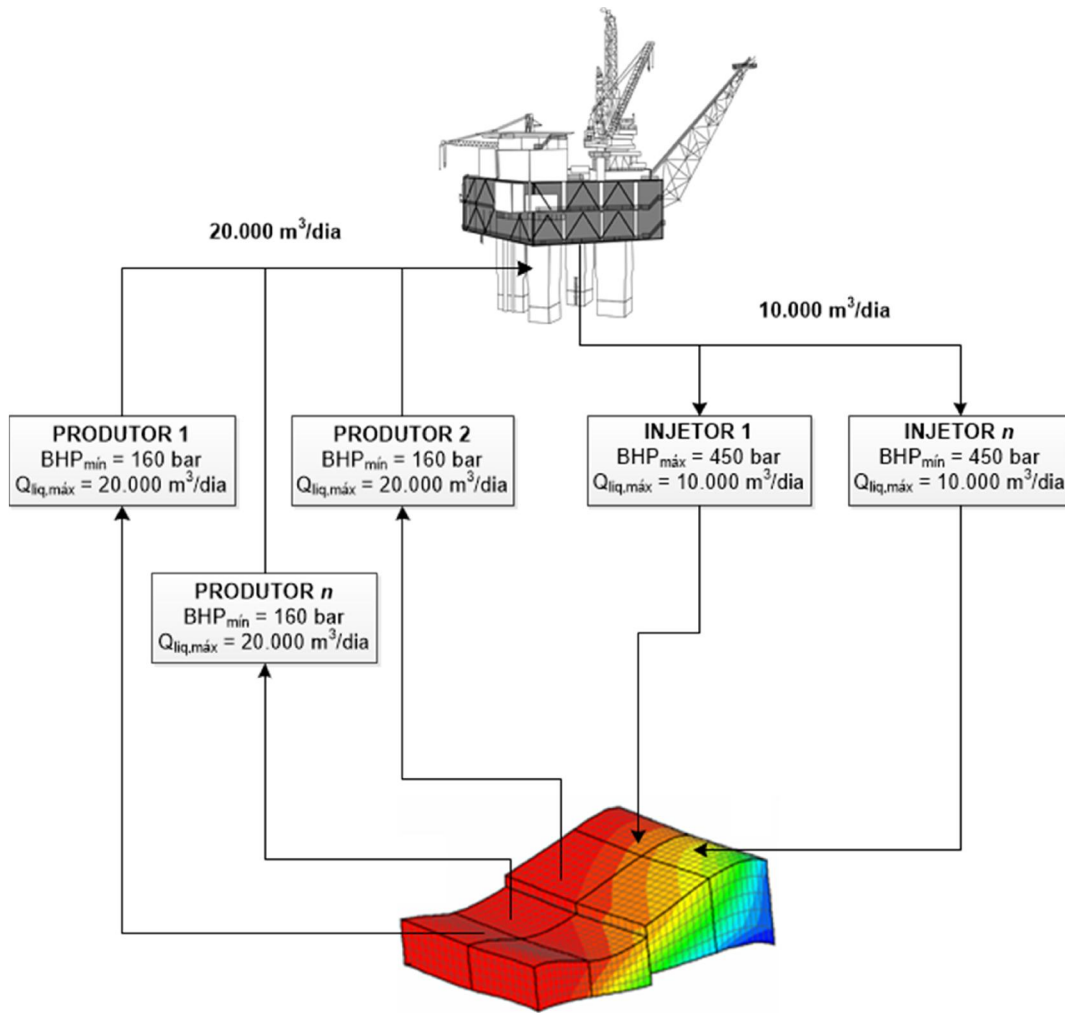


Figura 5.1. Representação esquemática do problema e restrições

5.1. Localização dos Poços e Condição de Operação

Foram escolhidas arbitrariamente, e obedecendo uma distância mínima entre poços, locações igualmente espaçadas na área cuja saturação de óleo não é nula. Essas representam as possibilidades para perfuração de poços. O *grid* de Saturno permite a criação de 40 locações, mas foram consideradas apenas 20 locações (Figura 5.3) por questões de simplificação para redução do espaço de soluções.

Dessa forma, foram criadas 40 variáveis, sendo 20 delas responsáveis pela determinação dos poços produtores e 20 pelos poços injetores. A classificação considerada para os valores possíveis é mostrada na Tabela 5.2.

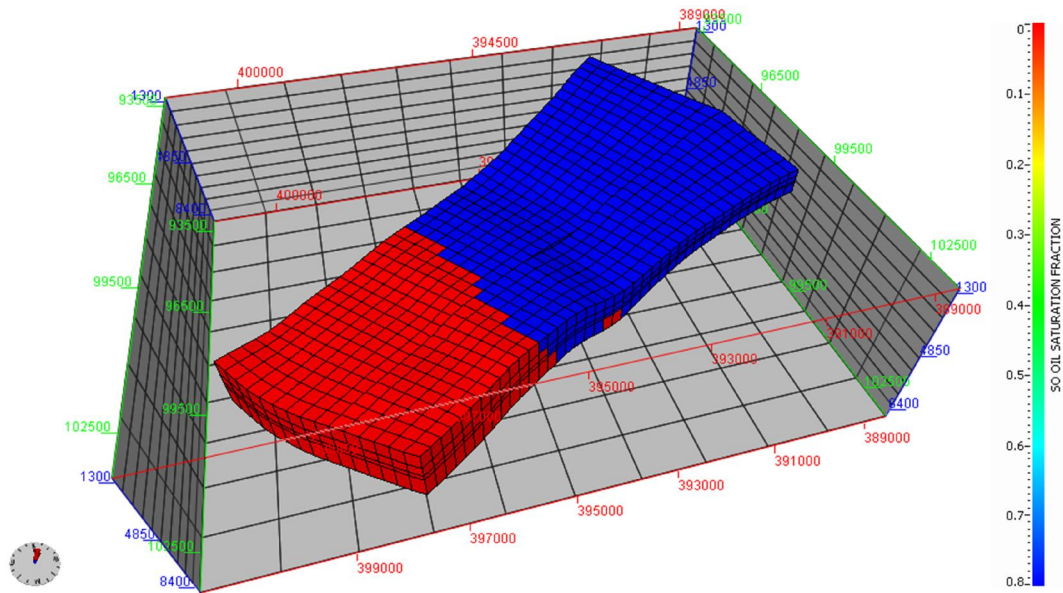


Figura 5.2. Saturação inicial de óleo do campo de Saturno

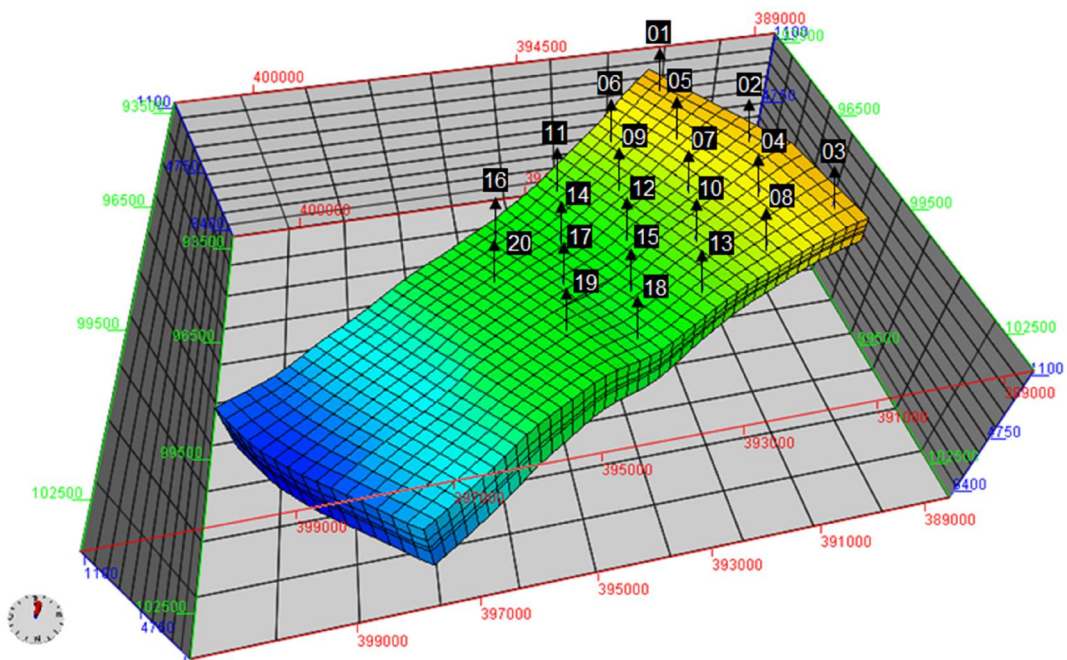


Figura 5.3. Locações do reservatório com poços possíveis para perfuração

Tabela 5.2. Classificação dos poços quanto aos valores das variáveis de decisão

Classificação do Poço	Valor da Variável	
	<i>Valor de prod_i</i>	<i>Valor de inj_i</i>
<i>Produtor em i</i>	1	0
<i>Injetor em i</i>	0	1
<i>Nenhum Poço em i</i>	0	0

5.2. Proposta Inicial e Resultados Obtidos

Em um primeiro momento, propôs-se a perfuração apenas de um poço produtor na locação 9 e um injetor na locação 3. Observando-se o elevado *dip* do reservatório, acredita-se que a água injetada nas porções mais elevadas empurre o óleo. Este migrará para as locações mais baixas devido ao deslocamento da frente de água.

Para essa proposta, o gráfico da Figura 5.4 mostra a previsão de produção e injeção de fluidos, bem como o declínio de pressão do reservatório. Inicialmente a produção de óleo permanece constante e igual ao limite máximo de processamento de líquidos na plataforma. No entanto, começa a cair já no final de 2014 porque a pressão de fundo dos poços produtores atinge o limite mínimo. Em 2028, começa a produção significativa de água, o que provoca aumento do corte de água e queda na produção de óleo. O declínio da pressão do reservatório é notadamente acentuado nos primeiros anos de produção, mas a taxa de queda reduz-se a partir do momento em que o poço produtor começa a sentir os efeitos da injeção de água que é iniciada desde o início da produção e permanece em seu limite máximo até 2039. Com redução da produção e injeção continuada de água, observa-se a partir de 2028 uma leve pressurização do reservatório. Ao mesmo tempo, tem-se que o volume de gás produzido não é significativo e o gás dissolvido não é produzido. Afinal, a pressão de fundo mínima é de 160 bar, acima do ponto de bolha. O gás produzido, entretanto, é fruto da despressurização que ocorre na coluna de produção do poço.

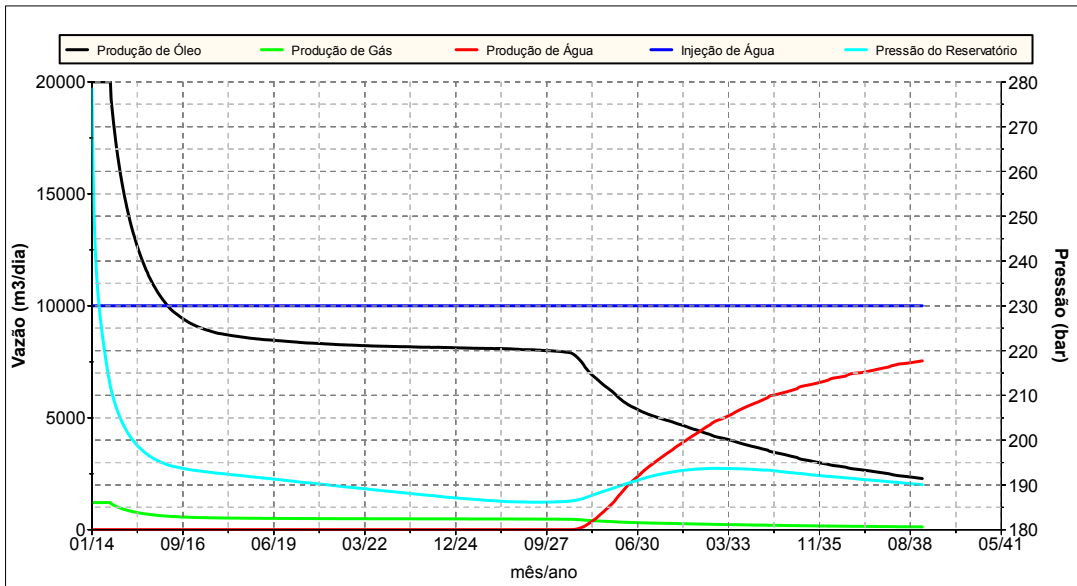


Figura 5.4. Produção de óleo, água e gás, injeção de água e declínio da pressão na proposta inicial

O corte de água é mostrado na Figura 5.5 e segue a mesma tendência do resultado encontrado para produção de água. Os valores também começam a crescer significativamente a partir de 2028 e, em 2039, o corte final é de 0,77.

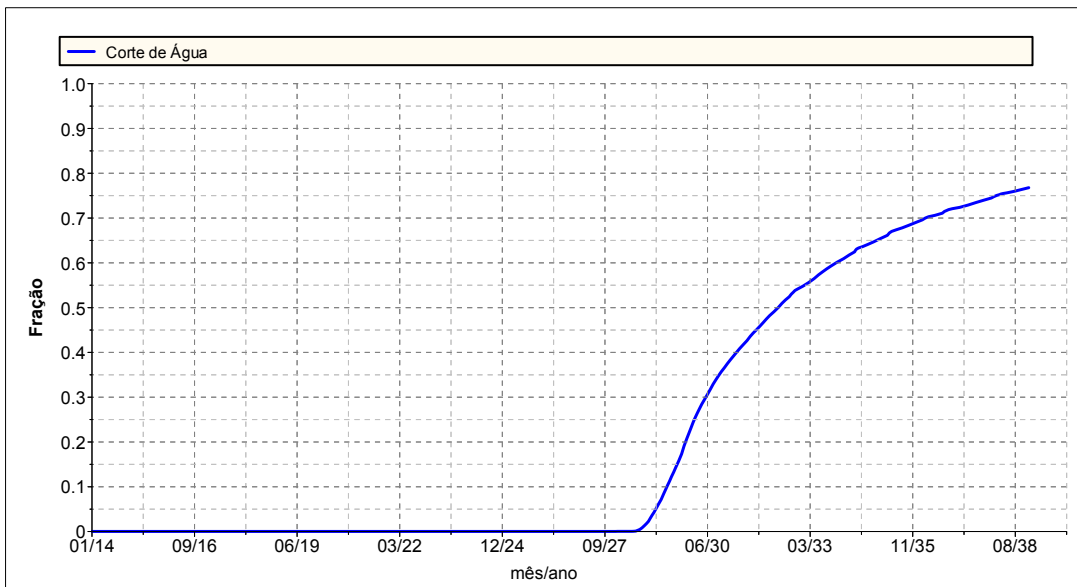


Figura 5.5. Corte de água para a proposta inicial

A Figura 5.6 apresenta as produções acumuladas de óleo, água e gás e a injeção acumulada de água.

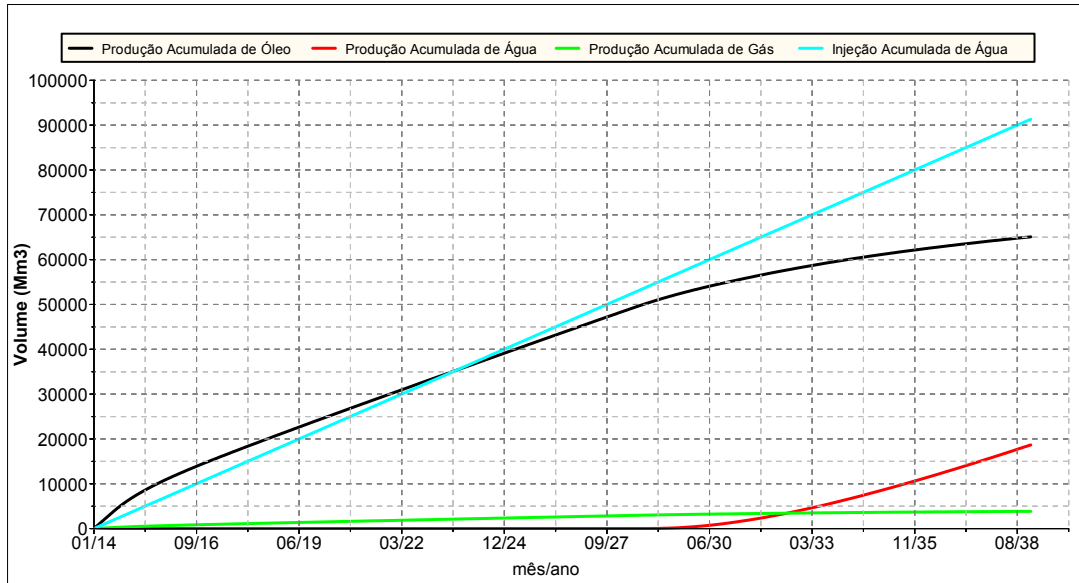


Figura 5.6. Volumes acumulados de produção de água, óleo e gás e injeção de água para a proposta inicial

Uma vez que o volume acumulado de óleo para a proposta inicial é de 65.079.930 m³ e 2 poços foram perfurados, o valor da função-objetivo para este caso é de 64.479.930 m³. Isso porque o custo considerado para perfuração de cada poço foi de 300.000 m³.

5.3. Casos Iniciais

A otimização começa quando, de posse de uma proposta inicial, o objetivo passa a ser melhorar os resultados e, por meio da metodologia proposta, obter deterministicamente um caso comprovadamente melhor.

Quando da geração de movimentos para emprego da meta-heurística, o procedimento de intensificação será empregado com objetivo de se encontrar um máximo da função-objetivo, enquanto que a diversificação será empregada para fugir de ótimos locais dentro do espaço de soluções. Dessa forma, é preciso ter uma sensibilidade do tamanho do domínio da função que se desconhece. Por isso são

testados inicialmente os casos com os menores e maiores valores admitidos pelas variáveis de decisão e, logo em seguida, outro intermediário para início da busca. As restrições do problema aqui são consideradas e não podem ser violadas. Esse procedimento, por sua vez, é empregado pelo próprio algoritmo utilizado na resolução do problema.

A Tabela 5.3 mostra o conjunto de valores de entrada utilizados para essa etapa.

Tabela 5.3. Três primeiros casos de simulação

Caso	Locações dos Produtores	Locações dos Injetores	Total de Poços	Função-objetivo (em milhares)
<i>Inferior</i>	1	—	1	- 169,770
<i>Intermediário</i>	5, 7, 11, 12, 14, 18	2, 3, 6, 9, 10, 15, 16, 19, 20	15	60.267,800
<i>Superior</i>	8, 9, 17, 18	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 19, 20	20	62.210,800

5.4. Resultados da Meta-heurística

Após a simulação dos três casos iniciais, foram realizadas simulações guiadas pelo algoritmo da OptTek. O critério de parada foi realizar 500 simulações. O gráfico da Figura 5.7 mostra os valores obtidos para as funções-objetivo avaliadas. Nele é possível observar que, inicialmente, o algoritmo começa a orientar as simulações para valores maiores de função-objetivo. Rapidamente, ao atingir um patamar próximo aos dos melhores valores, entende-se que há momentos de intensificação e diversificação dentro do domínio das variáveis de decisão. Por outro lado, os maiores valores encontrados, ao longo da sucessão de simulações, sensivelmente tendem a crescer. Tal crescimento pode ser observado no trecho correspondente aos valores de 60-70 no eixo das ordenadas. O eixo das abscissas é mostrado em escala logarítmica para melhor visualização desse aumento.

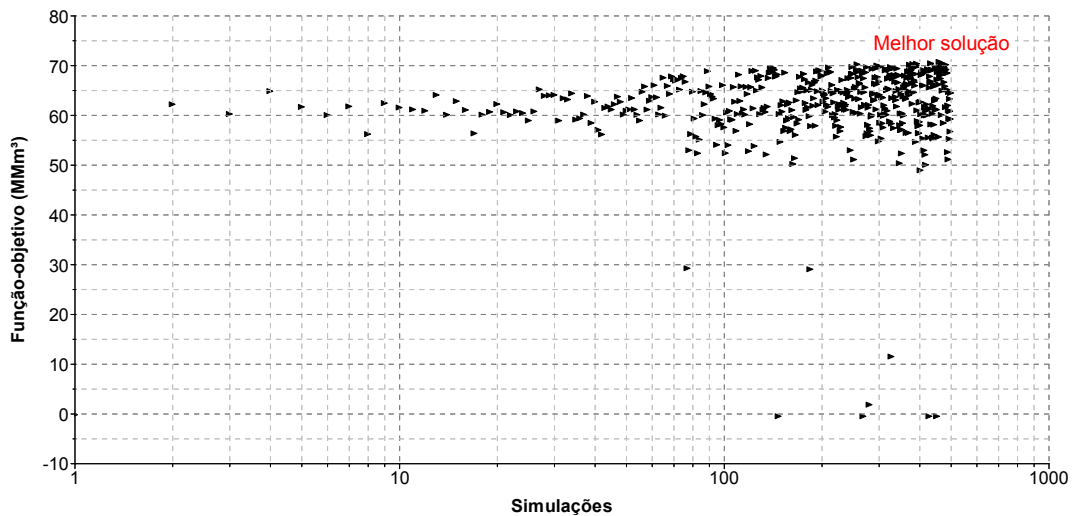


Figura 5.7. Simulações realizadas pela meta-heurística

O melhor caso foi encontrado na simulação 461 com uma função-objetivo igual a $70.762.500 \text{ m}^3$. O fator de recuperação foi de 45,9%, superior ao da proposta inicial de 40,85%. A respeito da localização dos poços a serem perfurados e as respectivas condições de operação, o que pode ser observado por meio do *heat map* da Figura 5.8, é que 8 poços devem ser perfurados neste caso, sendo 4 produtores e 4 injetores. Neste gráfico, o eixo vertical traz os valores das funções-objetivo das 500 simulações ordenados crescentemente de cima para baixo. No eixo horizontal, tem-se que cada coluna representa os valores das variáveis binárias referentes aos poços injetores e produtores. Com o mapa é possível determinar tendências de resultados por localização.

Para os poços injetores, por exemplo, ao ser analisada a região mais à esquerda do *heat map*, tem-se que estes devem ser posicionados em 1, 5, 3 e 2. Embora os valores para o injetor na localização 2 sejam esparsos (apresentem pouca tendência como nas outras localizações), há melhoria na função-objetivo quando este é perfurado e por isso ele é considerado na solução.

Para os poços produtores, analisando-se a região mais à direita do *heat map*, tem-se que estes devem ser posicionados em 19, 16, 17 e 15.

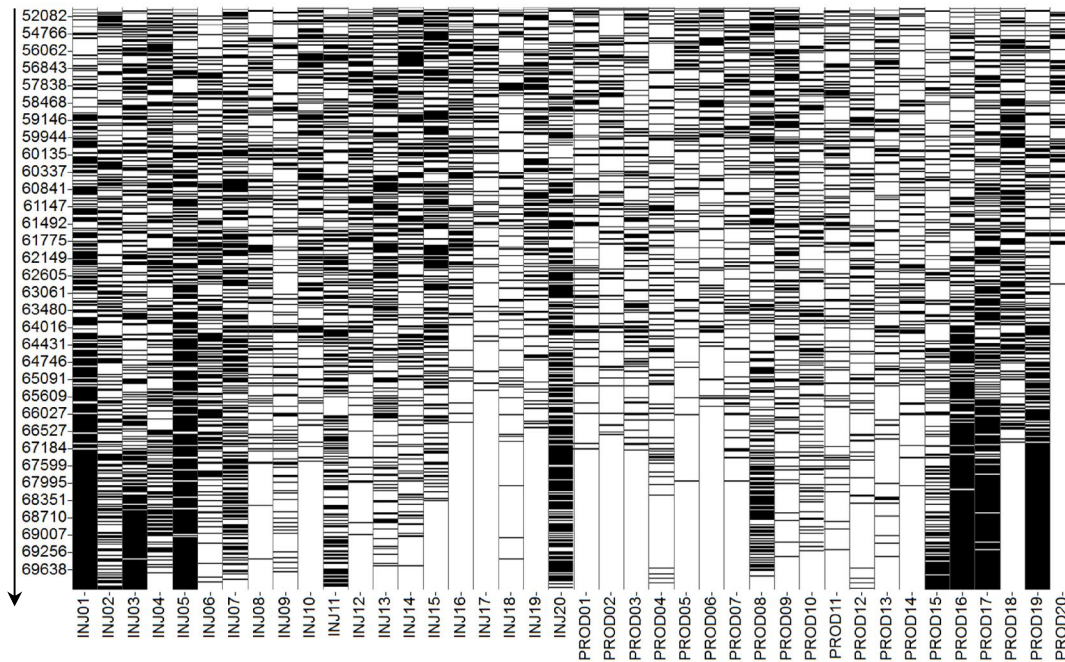


Figura 5.8. *Heat map* das simulações guiadas pela meta-heurística

O que se pode ser observado é que os poços injetores devem ser localizados na porção superior do reservatório e os produtores nas inferiores.

Após todas as simulações serem realizadas, criou-se uma lista com os 500 resultados ordenados de forma decrescente. A Tabela 5.4 mostra a avaliação da função-objetivo para os 10 melhores casos de simulação obtidos.

Tabela 5.4. Lista ordenada das simulações guiadas pela meta-heurística

Ordem na Lista	Número da Simulação	Valor da Função-Objetivo (Mm ³)
1	461	70.762,500
2	469	70.486,000
3	434	70.449,000
4	393	70.379,600
5	383	70.286,600
6	258	70.250,000
7	483	70.168,400
8	374	70.153,100
9	392	70.044,200
10	297	70.004,500
500	453	- 469,771

5.5. Pós-processamento do Caso Otimizado

Por meio do gráfico da Figura 5.9, é possível comparar o volume de óleo acumulado entre a configuração inicial proposta e a configuração otimizada.

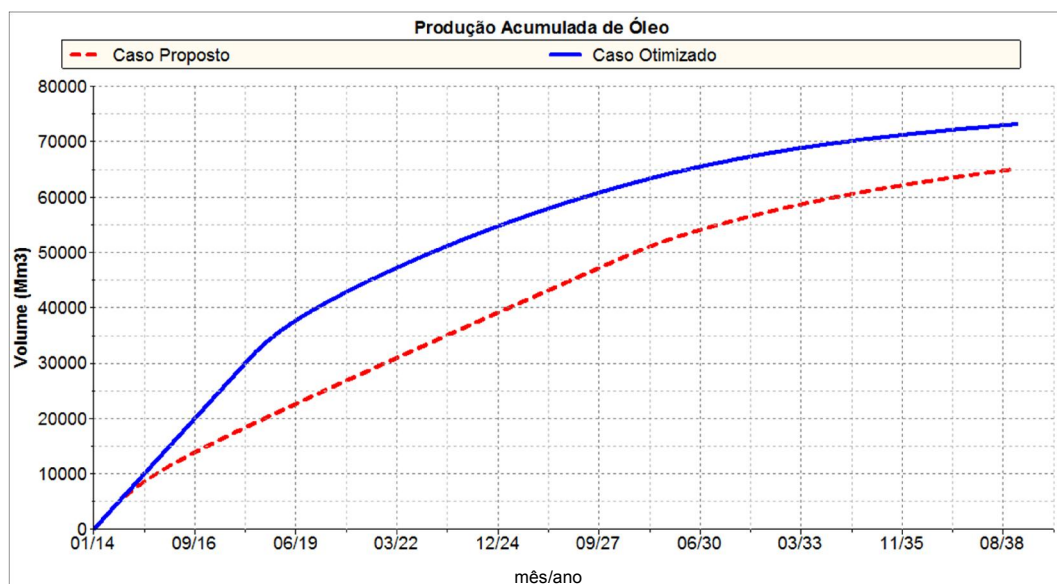


Figura 5.9. Comparação de N_p para os casos proposto e otimizado

Embora tenha sido encontrado um valor melhor do que o proposto inicialmente, é necessária a realização do pós-processamento dos resultados encontrados na simulação ótima (461). Nesta altura do trabalho, é verificado se a solução encontrada suporta uma futura tomada de decisão. Com a confirmação do resultado em mãos quanto à configuração final dos poços e à condição de operação, pode-se proceder às etapas subsequentes do plano de desenvolvimento para o campo.

A Figura 5.10 mostra a localização dos poços escolhidos no caso otimizado juntamente com a saturação de óleo em 2039. Observam-se menores valores próximos aos poços injetores. Ao mesmo tempo, comparando-se com a Figura 5.2, houve redução com a produção em regiões próximas aos poços produtores.

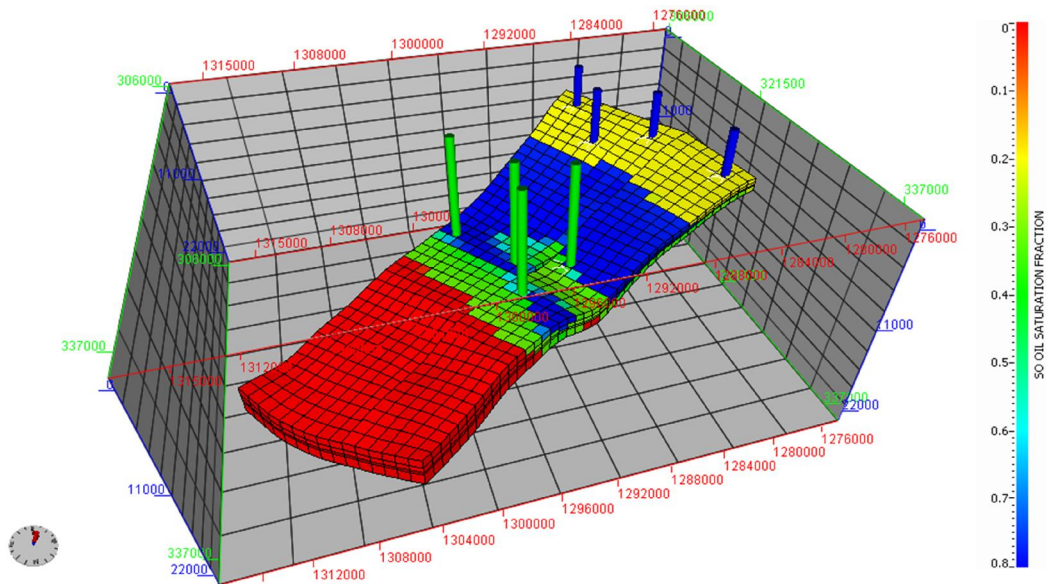


Figura 5.10. Saturação de óleo em 2039 para o caso otimizado e localização dos poços

Nos gráficos mostrados a seguir, os valores destacados em azul estão identificados e a simulação 461 é a do caso otimizado. Os valores representados em cinza são correspondentes aos das outras simulações realizadas.

A respeito do declínio de pressão do reservatório (Figura 5.11), inicia-se uma manutenção 1500 dias a partir do início da produção. Uma comparação que deve ser feita com as simulações cujas pressões se mantiveram em um nível acima, é que a maior queda de pressão deve-se à maior produção de óleo. Em outras palavras, embora algumas simulações tenham apresentado menor declínio de pressão, isso não significa que sejam melhores; afinal, não houve melhor valor de função-objetivo. A simulação 453, por exemplo, possui um volume acumulado de óleo de 130.229 m^3 em 2039, muito inferior ao da simulação 461.

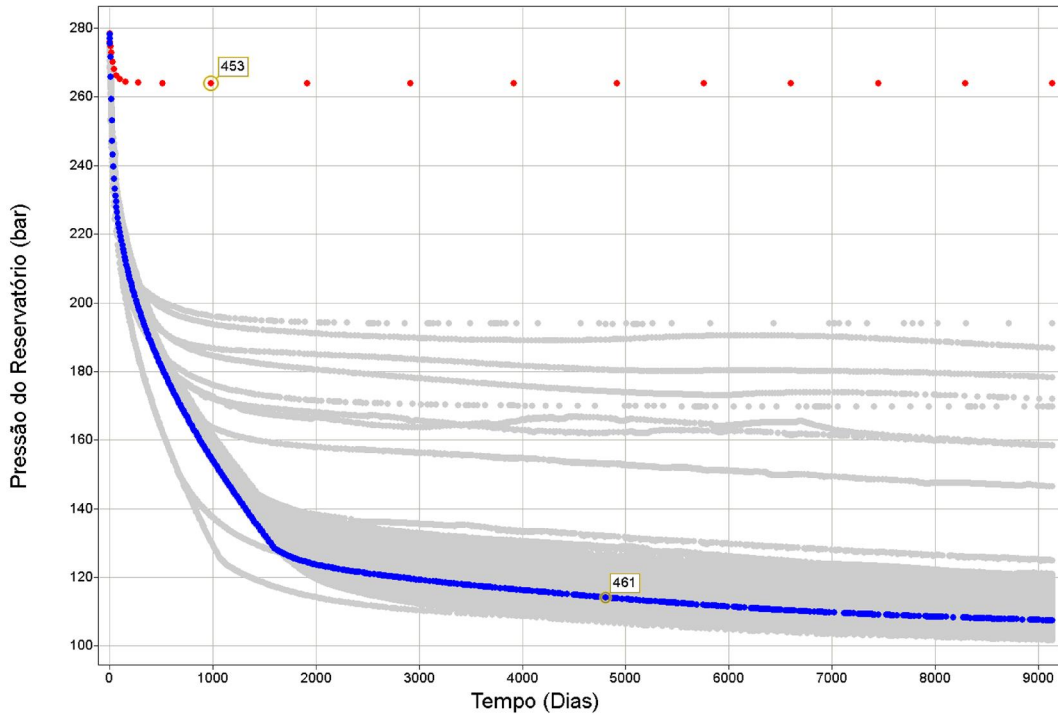


Figura 5.11. Declínio de pressão dos casos simulados

Em relação à produção de óleo, o caso com a maior função-objetivo esteve próximo às maiores curvas apresentadas na Figura 5.12. A explicação para não se escolher a curva mais acima é que estas estão associadas a maiores quantidades de poços perfurados. Sendo tais custos associados descontados do N_p , há prejuízo no valor da função-objetivo. Ao mesmo tempo, observa-se que, em nenhum momento, a capacidade máxima de processamento de líquidos de 20.000 m³/dia foi excedida porque, quando foi iniciada a produção de água (Figura 5.14 discutida a seguir), houve queda na produção de óleo.

Em relação à produção de gás, o comportamento é o mesmo da produção de óleo, porque este advém apenas da decompressão do fluido na coluna de produção. Isso porque, devido à restrição operacional para os produtores, as pressões de fundo durante a vida produtiva do campo de Saturno não permitem que se atinja o ponto de bolha.

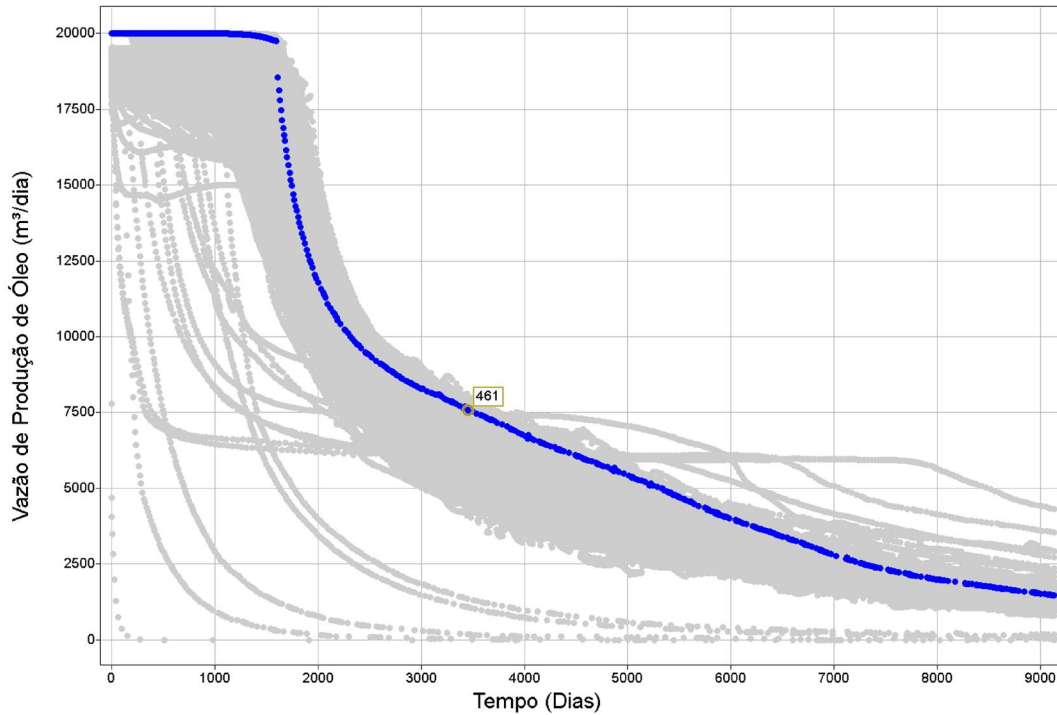


Figura 5.12. Vazão de produção de óleo dos casos simulados

O volume de óleo produzido acumulado ao final de 25 anos para o caso otimizado é de $73.162.530 \text{ m}^3$; mas, para a simulação 214, o volume foi de $73.228.800 \text{ m}^3$. No entanto, para que essa produção seja maior, foram necessários 15 poços (6 produtores e 9 injetores), o que reduziu o valor da função-objetivo que é igual a apenas $68.728.800 \text{ m}^3$ e menor do que a do caso otimizado. Isso explica o fato de a curva do caso ótimo não ser a maior de todas as simuladas, como poder ser observado na Figura 5.13.

Em relação à produção de água, no caso otimizado, o aumento significativo ocorre em meados de 2017 (cerca de 1500 dias) como mostra a Figura 5.14. Em comparação com simulações cuja função-objetivo é menor, espera-se que o volume total de água produzida seja menor no caso otimizado. Isso é comprovado pela Figura 5.15, em que o caso ótimo encontrado apresenta uma das menores produções acumuladas de água. O caso com a menor produção de água também é o da simulação 453; no entanto, como discutido anteriormente, possui uma função-objetivo inferior à do caso otimizado.

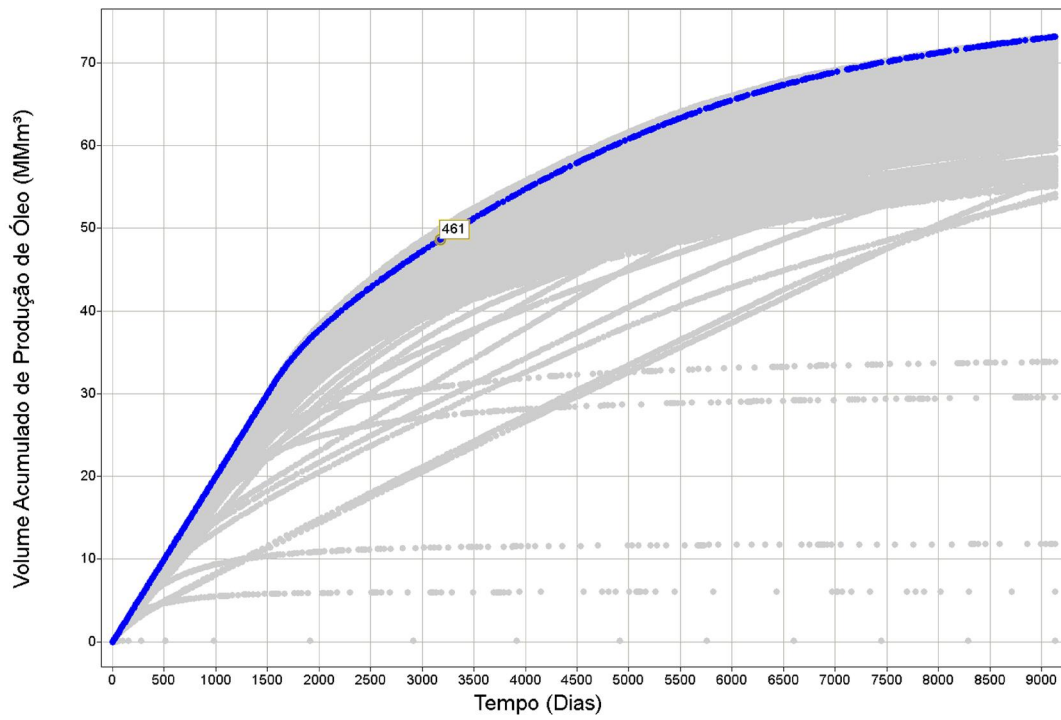


Figura 5.13. Volume acumulado de óleo dos casos simulados

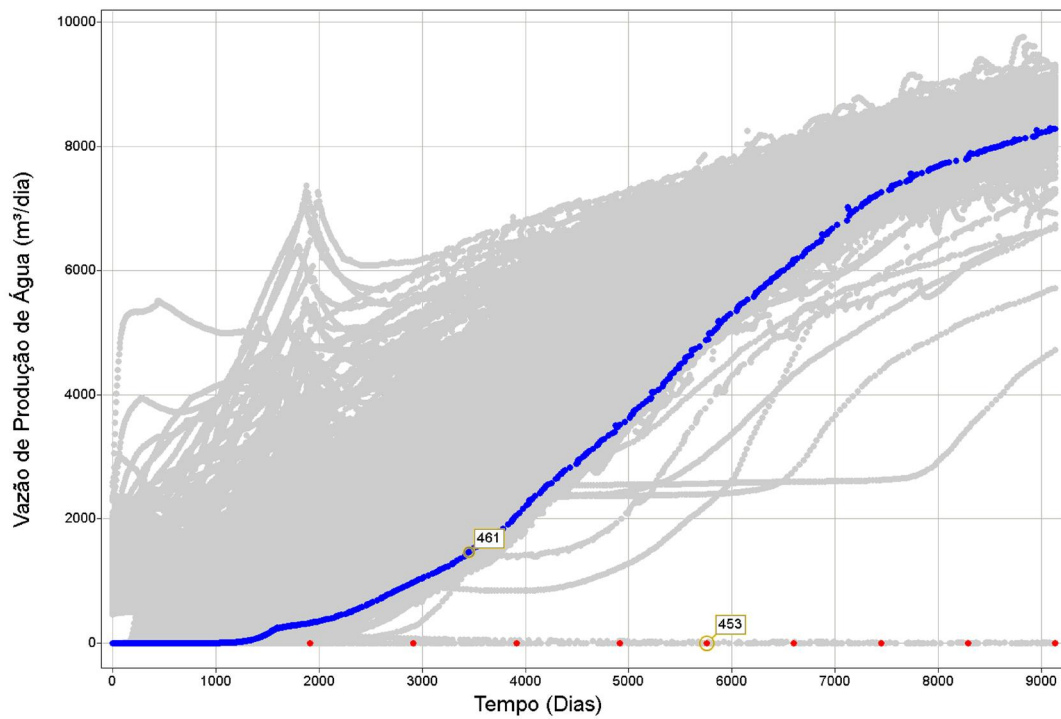


Figura 5.14. Vazão de produção de água dos casos simulados

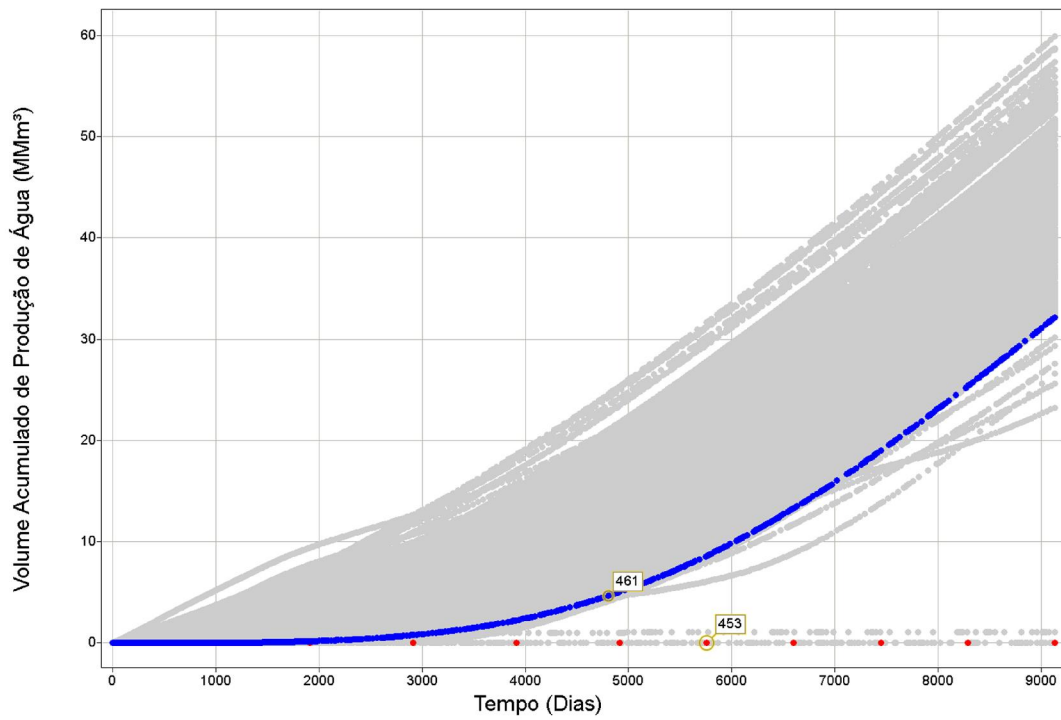


Figura 5.15. Volume acumulado de água dos casos simulados

O corte de água, por sua vez, segue o comportamento da produção de água do campo e, ao final da produção, termina em 85% (Figura 5.16).

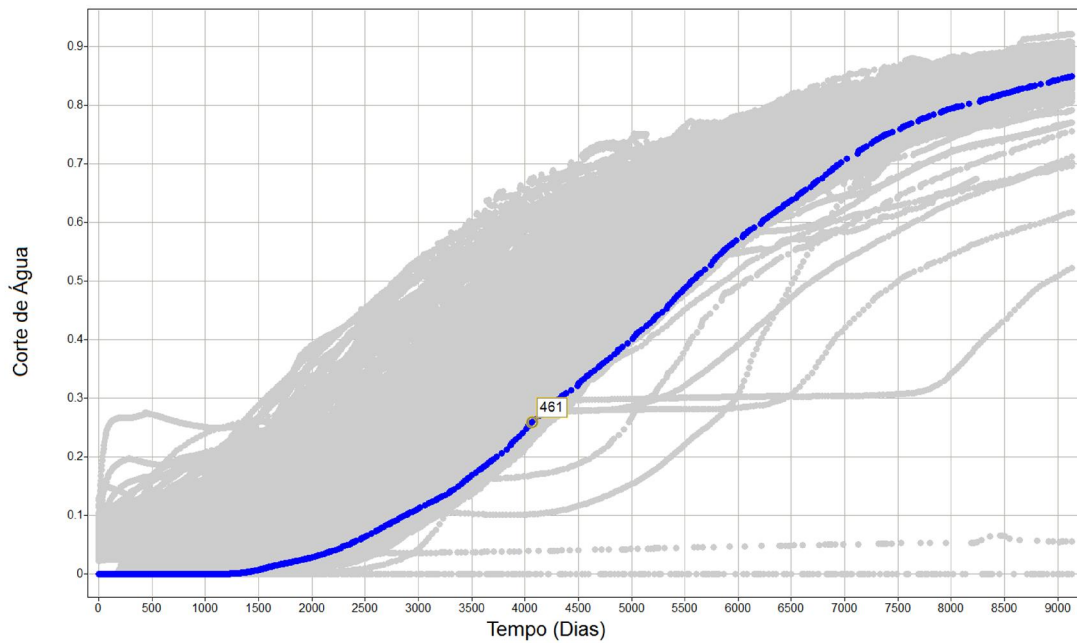


Figura 5.16. Corte de água dos casos simulados

Por fim, tem-se que, durante todos os anos, há injeção contínua de água em seu limite máximo (Figura 5.17). Embora alguns casos tenham considerado a ausência de injeção, a grande maioria trabalhou com a capacidade máxima permitida. O fato dos valores toparem no máximo significa que seria necessária uma capacidade de injeção maior. Com isso, a manutenção da pressão seria mais significativa e a injeção mais eficiente.

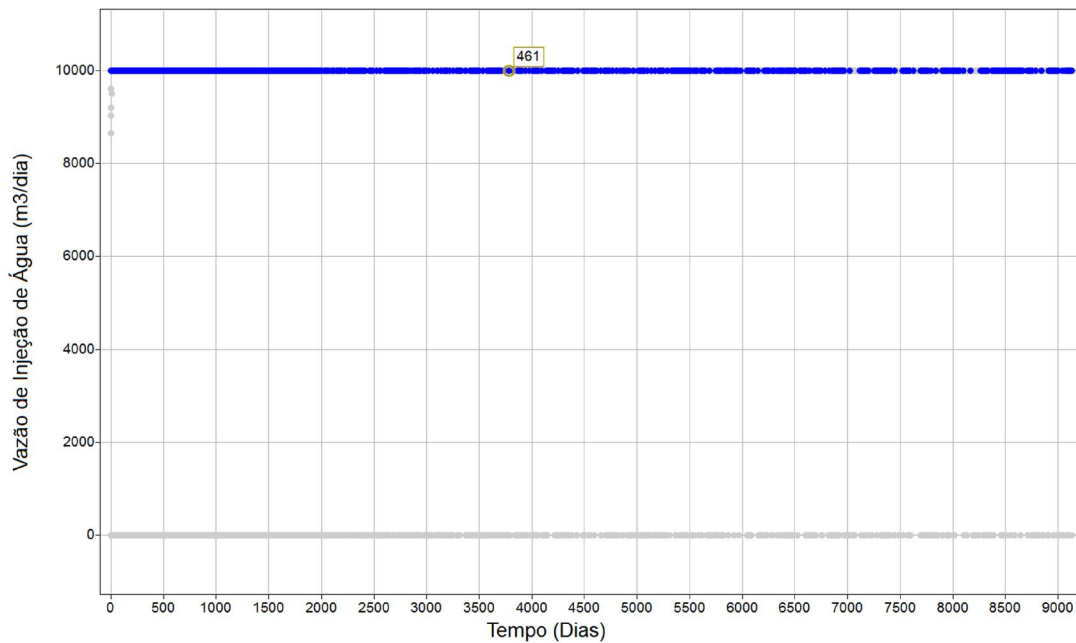


Figura 5.17. Vazão de injeção de água dos casos simulados

Portanto, este caso é satisfatório uma vez que os valores da simulação são válidos no que diz respeito à dinâmica de reservatórios e à comparação com os outros casos. Assim, não há necessidade de se proceder com o segundo *loop* da metodologia para análise do próximo melhor caso da lista criada anteriormente.

Uma vez que a simulação 461 é plausível e melhor do que a proposta inicial, tem-se a confirmação dessa como a otimização desejada. É importante observar que o campo de Saturno está restrito pela vazão de produção de líquido. Observa-se que a alta produção de óleo no caso otimizado ocorre por meio da minimização da produção de água.

6. CONCLUSÃO

Por meio da metodologia proposta que utiliza uma meta-heurística baseada em *Branch-and-Bound*, Busca Tabu e Busca Dispersa, foi possível encontrar um valor otimizado para uma proposta inicial de desenvolvimento de um campo de petróleo sintético. Inicialmente era proposto um projeto em que o volume acumulado de óleo, após 25 anos de produção, era de 65.079.930 m³ com fator de recuperação de 40,85%. Com a metodologia, foi encontrada uma proposta de desenvolvimento que produziu 73.162.530 m³ de óleo, correspondente a um fator de recuperação de 45,9%.

Neste trabalho, as propostas de simulação levaram em consideração a localização de poços produtores e injetores simplesmente. O artifício utilizado foi o de definir previamente pontos na malha em que poços produtores ou injetores poderiam ser perfurados. O problema foi resolvido por meio da utilização de variáveis binárias. Na prática, o que aqui foi realizado pode ser estendido a outras situações com modelos reais. Para tanto, basta modelar o caso genérico que será enviado ao otimizador, delimitando-se uma expressão para a função-objetivo a ser avaliada e quais variáveis de decisão serão consideradas.

A simulação numérica de reservatórios, por sua vez, gerou resultados satisfatórios à luz dos conceitos abordados no Capítulo 2 e das informações de propriedades de rochas e de fluido apresentadas no Capítulo 4. Na prática, reservatórios heterogêneos devem ser gerenciados e muitas vezes a complexidade do problema resulta na existência de múltiplas variáveis. Neste trabalho, a existência de 40 variáveis conferiu uma explosão combinatorial de 3.485.735.826 casos a serem simulados. Portanto, uma vez que era inviável verificar todos esses casos, o acoplamento de uma simulação dinâmica com um otimizador na busca pela melhor solução possível (*simulation-based optimization*) foi implementado.

Por fim, vale destacar que o critério de parada para as simulações guiadas pela meta-heurística foi o limite máximo de 500 simulações. No entanto, é possível que ainda exista um valor melhor do que o encontrado caso essas simulações fossem continuadas. Uma vez que o custo computacional depreendido nos cálculos eleva o tempo de simulação, sugere-se, em trabalhos futuros, uma complementação à

metodologia com a utilização de uma *proxy* do simulador. À medida que os casos estão sendo simulados, por exemplo, pode-se pensar na criação, treinamento e validação de uma rede neural artificial. Dessa forma, após as 500 simulações, a rede calcularia mais casos possíveis e de forma mais rápida, podendo ou não encontrar uma resposta melhor.

Sugere-se também a consideração da produção de gás no problema com restrições de processamento do mesmo e influência positiva na função-objetivo caso opte-se pela venda dessa produção.

Por fim, uma análise de sensibilidade da injeção de água sugeriria como aumentar a efetividade desse método de recuperação secundária no caso estudado.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AHMED, T. *Reservoir Engineering Handbook*. 3^a. ed. Burlington: Elsevier Science, 2006.
- AHMED, T.; MCKINNEY P. D. *Advanced Reservoir Engineering*. Burlington: Elsevier Science, 2005.
- ALLAN, D.; HESS, M.; TODD, S. *Integrated technologies exceed well placement challenge*. SPE European Petroleum Conference, Italy, 1996.
- ALMEIDA, L. F.; VALDIVIA, Y. T.; VELLASCO, M. M. B. R.; PACHECO, M. A. C. *Otimização de alternativas para o desenvolvimento de campos de petróleo*. São Carlos: Gest. Prod., 2007.
- AZIZ, K.; SETTARI, A. *Petroleum Reservoir Simulation*. England: Applied Science Publishers, 1979.
- BADRI, M.; BANBI, A.; MONTARON, B. *The Schlumberger commitment to carbonate reservoirs*. Middle East & Asia Reservoir Review, Dubai, p. 5-15. 2009. Disponível em: http://www.slb.com/resources/publications/mearr/mearr_num09.aspx. Acessado em: 13 jun. 2013.
- BELLOUT, M.; ECHEVERRÍA, C.; DURLOFSKY, L.; FOSS, B.; KLEPPE, J. *Joint optimization of oil well placement and controls*. Computational Geosciences 16: 1061-1079, 2012.
- BITTENCOURT, A. C. *Optimizing hydrocarbon field development using a genetic algorithm based approach*. Stanford University, 1997. Tese.
- BRAVO, C.; SAPUTELLI, L.; RIVAS, F.; PÉREZ, A. G.; NIKOLAOU, M.; ZANGL, G.; GUZMAN, N.; MOHAGHEGH, S.; NUNEZ, G. *State of the Art of Artificial Intelligence and Predictive Analytics in the E&P Industry: A Technology Survey*. Utrecht: SPE Intelligent Energy International, 2012.
- CARRON, A. *Melhoria da Estratégia de Exploração de Campos de Petróleo Desenvolvidos*. Campinas: Unisim On-line, 2013. Disponível em:

http://www.unisim.cepetro.unicamp.br/online/UNISIM_ON_LINE_N71.pdf.

Acessado em: 27 de junho de 2013.

- CRAFT, B. C.; HAWKINS, M. F. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Englewood Cliffs: Prentice-Hall, 1959.
- DAKE, L. P. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier Science, 1978.
- DENG, Geng. *Simulation-based optimization*. Madison: University of Wisconsin, 2007.
- DENZINGER, J.; FUCHS, M. *High Performance ATP Systems by Combining Several AI Methods*. Proceedings of the Fifteenth International Joint Conference on Artificial Intelligence, pp. 102-107, 1997.
- DEUS, G. *Análise comparativa entre a maximização da margem de potência e a minimização das perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica*. Rio de Janeiro: PUC-Rio, 2007.
- DING, D. *Optimization of Well Placement Using Evolutionary Algorithms*. EAGE Annual Conference and Exhibition, Italy, 2008.
- ERTEKIN, T.; ABOU-KASSEM, J. H.; KING, G. R. *Basic Applied Reservoir Simulation*. 1ª. ed. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2001.
- FANCHI, J. R. *Principles of Applied Reservoir Simulation*. Houston: Elsevier Science, 2001.
- GLOVER, F. *Future Paths for Integer Programming and Links to Artificial Intelligence*. Computers and Operations Research, v.13, (5), pp.533-549, 1986.
- GLOVER, F.; LAGUNA, M. *Tabu Search*. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1997.
- GOLDBARG, M. C.; LUNA, H. P. *Otimização Combinatória e Programação Linear: Modelos e Algoritmos*. Rio de Janeiro: Campus, 2000.
- GÜYAGÜLER, B.; HORNE, R. *Uncertainty Assessment of Well Placement Optimization*. SPE Annual Technical Conference Exhibition, Louisiana, 2001.
- HERTZ, A.; TAILLARD, E.; WERRA, D. *A Tutorial on Tabu Search*. Lausanne: Département de Mathématiques, 1995.

- HUMPRIES, T.; HAYNES, R.; JAMES, L. *Simultaneous optimization of well placement and control using a hybrid global-local strategy*. XIII European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, Biarritz, França, 2012.
- IPIMS, <http://www.ipims.com>.
- ISEBOR, O.; CIAURRI, D.; DURLOFSKY, L. *Generalized Field Development Optimization Using Derivative-Free Procedures*. SPE Reservoir Simulation Symposium, Texas, 2013.
- JENSEN, J. L.; LAKE, L. W.; CORBETT, P. W. M.; GOGGIN, D. J. *Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists*. 2^a. ed. Amsterdam: Elsevier Science, 2000.
- LAGUNA, M.; MARTI, R. *Scatter Search Methodology and Implementations in C*. Kluwer Academic Publishers, 2003.
- LI, L.; JAFARPOUR, B. *A variable-control well placement optimization for improved reservoir development*. Computational Geosciences 16: 871-889, 2012.
- LIU, N.; JALALI, Y. *Closing the Loop Between Reservoir Modeling and Well Placement and Positioning*. SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition, The Netherlands, 2006.
- NAKAJIMA, L.; SCHIOZER, D. *Horizontal Well Placement Optimization Using Quality Map Definition*. Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference, Canada, 2003.
- OSMAN, I.H.; KELLY J.P. (editores). *Meta-Heuristics: Theory and Applications*. Kluwer, Boston, 1996.
- OZCAN E.; BILGIN B.; KORKMAZ E. E. *A Comprehensive Analysis of Hyper-heuristics*, Intelligent Data Analysis, 12:1, pp. 3-23, 2008.
- ÖZDOĞAN, U.; HORNE, R. *Optimization of Well Placement with a History Matching Approach*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Texas, 2004.
- PARKER, M.; BRADFORD, R.; CORBETT, C.; ISAKSON, C.; PROANO, E. *Using Real-Time Pressure Data for Well Placement Planning*. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Oklahoma, 2006.

- PEACEMAN, D. *Fundamentals of Numeric Reservoir Simulation*. Amsterdam: Elsevier Science, 1977.
- REEVES, C. R. *Modern heuristic techniques for combinatorial problems*. Osney Mead, Oxford: Blackwell Scientific Publications, 1993.
- ROSA, A.; CARVALHO, R.; XAVIER, J. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Editora Interciência, 2006.
- ROSS P. *Hyper-heuristics, Search Methodologies: Introductory Tutorials*. Optimization and Decision Support Techniques: pp. 529-556. Springer, 2005.
- SATTER, A.; IQBAL, G. M.; BUCHWALTER, J. L. *Practical Enhanced Reservoir Engineering*. 1^a. ed. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation, 2008.
- SCHIOZER, D. J. *Texto Auxiliar para Simulação Numérica de Reservatórios*. Campinas: UNICAMP, 2005.
- SHELDON J. W.; ZONDEK B.; CARDWELL W. T. *One-dimensional, incompressible, noncapillary, two-phase fluid flow in a porous medium*. SPE: 1959.
- SOUSA, S. H. G. *Aplicação da Metaheurística Busca Dispersa ao Problema de Ajuste de Histórico*. Campinas: UNICAMP, 2007.
- STONE, H. L.; GARDER, JR. *Analysis of gas-cap or dissolved-gas reservoirs*. SPE: 1961.
- THOMAS, J. E. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2^a. ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2004.
- VINCENT, G.; CORRE, B.; THORE, P. *Managing Structural Uncertainty in a Mature Field for Optimal Well Placement*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Louisiana, 1998.