



Alexandre Frankenthal Figueira

**Otimização Simultânea da Quantidade, Localização e
Dimensionamento de Unidades Estacionárias
de Produção por Algoritmos Genéticos.**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Marco Aurélio Cavalcanti Pacheco
Co-Orientador: Prof. Eugênio da Silva

Rio de Janeiro
Fevereiro de 2014



Alexandre Frankenthal Figueira

Otimização Simultânea da Quantidade, Localização e Dimensionamento de Unidades Estacionárias de Produção por Algoritmos Genéticos

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Marco Aurélio Cavalcanti Pacheco

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Eugênio da Silva

Co-orientador

UEZO

Prof. Douglas Mota Dias

Departamento de Engenharia Elétrica - PUC-Rio

Dr. Alexandre Anozé Emerick

Petróleo Brasileiro – Rio de Janeiro - Matriz

Dr. Ricardo Cunha Mattos Portella

CENPES\Petrobras

Prof. José Eugenio Leal

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico

Rio de Janeiro, 25 de Fevereiro de 2014

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, da autora e do orientador.

Alexandre Frankenthal Figueira

Graduou-se em Engenharia de Computação pela Pontifícia Universidade Católica Do Rio de Janeiro (PUC-Rio) em 2010.

Ficha Catalográfica

Figueira, Alexandre Frankenthal

Otimização simultânea da quantidade, localização e dimensionamento de unidades estacionárias de produção por algoritmos genéticos / Alexandre Frankenthal Figueira ; orientador: Marco Aurélio Cavalcanti Pacheco; co-orientador: Eugênio da Silva – 2014.

105 f. : il. (color.) ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2014.

Inclui bibliografia

1. Engenharia elétrica – Teses. 2. Unidades estacionárias de produção. 3. Algoritmos genéticos. 4. GENOCOP III. 5. Simulação de reservatórios. 6. Tabelas de escoamento multifásico. 7. Otimização. 8. Desenvolvimento de campos petrolíferos. I. Pacheco, Marco Aurélio Cavalcanti. II. Silva, Eugênio. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD: 621.3

Agradecimentos

Ao meu orientador Professor Marco Aurélio Cavalcanti Pacheco, pela parceria e apoio na elaboração deste trabalho.

Ao meu co-orientador Eugênio, pelas contribuições e pelo estímulo.

Aos meus pais, Viviane e Ivan, pela educação, paciência e carinho.

À minha irmã e amiga Miriam que sempre me incentivou.

À minha namorada Helena que sempre esteve ao meu lado.

A todos os familiares e amigos que de alguma forma me ajudaram ou estimularam.

A todos os meus colegas do ICA pelo conhecimento compartilhado.

Aos colegas da Petrobras pela disponibilidade e contribuições.

Aos participantes da Comissão examinadora.

Ao CNPq, à PUC-Rio, à Petrobras e à Petroleum Experts, pelos auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ter sido realizado.

Resumo

Figueira, Alexandre Frankenthal; Pacheco, Marco Aurélio Cavalcanti; Silva, Eugênio da. **Otimização Simultânea da Quantidade, Localização e Dimensionamento de Unidades Estacionárias de Produção por Algoritmos Genéticos**. Rio de Janeiro, 2014. 105p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Os custos de instalação e as taxas de produção ao longo da vida de um reservatório de óleo e gás são influenciados diretamente pela localização, quantidade e capacidade das Unidades Estacionárias de Produção (UEPs). A distância entre um poço e a UEP a qual foi alocado é um fator impactante na perda de carga a que os fluídos são submetidos. A dissipação de energia aumenta quando essa distância é maior e todo o sistema de produção recebe a interferência negativa desta perda, o que compromete as taxas de recuperação. A necessidade de respeitar as restrições de capacidade das UEPs faz com que outras decisões precisem ser tomadas no mesmo momento em que se decide a localização de cada uma. Este trabalho descreve um modelo baseado em Algoritmos Genéticos para a otimização simultânea da quantidade, localização e dimensionamento de Unidades Estacionárias de Produção (UEPs). Para lidar com as restrições lineares e não lineares do problema utiliza-se a técnica chamada de GENOCOP III – *Genetic Algorithm for Numerical Optimization of Constrained Problems* e funções de penalidade. O objetivo da otimização é maximizar o Valor Presente Líquido (VPL) que depende da curva de produção de cada configuração obtida como possível solução. Para obter a curva de produção são realizadas simulações de reservatório que utilizam tabelas de escoamento multifásico para representar o sistema de produção externo ao reservatório. O modelo de solução foi testado em um modelo de reservatório baseado em um caso real. Os resultados encontrados indicam que a utilização deste modelo de solução como ferramenta pode auxiliar a tomada de decisão dos especialistas responsáveis pelo desenvolvimento de campos de petróleo.

Palavras-chave

Unidades Estacionárias de Produção; Algoritmos Genéticos; GENOCOP III; Simulação de Reservatórios; Tabelas de Escoamento Multifásico; Otimização;

Desenvolvimento de campos petrolíferos.

Abstract

Figueira, Alexandre Frankenthal. Pacheco, Marco Aurélio Cavalcanti (Advisor); Silva, Eugênio da (Co-Advisor). **Simultaneous Optimization of the Quantity, Location and Sizing of production units by genetic algorithms**. Rio de Janeiro, 2014.105p. MSc. Dissertation - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Installation costs and production rates over the life of an oil and gas reservoir are directly influenced by the location, number and capacity of the Production Units. The distance between a well and the Production Unit to which it has been allocated is an important factor in the loss of fluids pressure. The power dissipation increases when the distance is bigger and the entire production system receives the negative interference of this loss, compromising recovery rates. There is a need to take into account restrictions that apply to the capacity of Production Unit at the same time as their localization are decided. This paper describes a model with genetic algorithms for the simultaneous optimization of the quantity, location and sizing of Production Units. To deal with the constraints of the problem we use a technique called GENOCOP III - Genetic Algorithm for Numerical Optimization of Constrained Problems. The goal of the optimization is to maximize the Net Present Value (NPV) which depends on the production curve of each configuration obtained as a possible solution. The production curves are obtained by reservoir simulations with multiphase flow tables that represent the system external to the reservoir. The solution model was tested in a reservoir model based on a real case. The results indicate that using this solution model as a tool can assist the decision making of experts responsible for oil field development.

Keywords

Production Units; Genetic Algorithms; GENOCOP III; Reservoir Simulation; Multiphase Flow Tables; Optimization; Field Development.

Sumário

1 . Introdução	14
1.1. Contexto Geral	14
1.2. Motivação	15
1.3. Objetivos	16
1.4. Descrição do Trabalho	16
1.5. Organização do Trabalho	17
2 . Fundamentação Teórica	18
2.1. Sistemas de Produção Offshore	18
2.1.1. Processos de Produção	18
2.1.2. Equipamentos de Produção	23
2.2. Problemas de Localização de Facilidades	34
2.2.1. Introdução	34
2.2.2. Problema de Weber	34
2.2.3. Algoritmo de Weiszfeld	35
2.2.4. Problema de Localização de Múltiplas Facilidades	36
2.2.5. K- Means	36
2.3. Revisão Bibliográfica	37
2.4. Algoritmos Genéticos	42
2.5. GENOCOP III e Funções Penalty	45
2.6. Simuladores	46
2.6.1. Introdução	46
2.6.2. Simuladores de Reservatórios	46
2.6.3. Simuladores de Sistemas de Produção	46
2.6.4. Tabelas de Escoamento Multifásico	47
2.6.5. Modelagem Integrada de Produção (MIP)	47
3. Metodologia	49
3.1. Introdução	49
3.2. Função de Avaliação	50
3.3. Integração da Representação do Sistema de Produção com o Simulador de Reservatórios	55

3.4. Representação Cromossômica	56
3.5. Operadores Genéticos	57
3.6. Parâmetros Evolutivos	58
3.7. Decodificação da Solução	59
3.8. Restrições do Problema	60
3.9. Detalhes da Implementação do Modelo de Solução	62
4. Resultados e Discussão	64
4.1. Modelo de Reservatório	64
4.2. Estudos de Caso	68
4.2.1. Introdução	68
4.2.2. Teste-1	69
4.2.3. Teste-2	71
4.2.4. Teste-3	74
4.2.5. Teste-4	76
4.2.6. Teste-5	79
4.2.7. Teste-6	84
5 Conclusões e Trabalhos Futuros	92
5.1 Conclusões	92
5.2 Trabalhos Futuros	93
Referências Bibliográficas	95
Apêndice A	100

Lista de Figuras

Figura 1: Onde ocorre a elevação e o escoamento [6].....	19
Figura 2: Ponto de Operação [6].....	20
Figura 3: Esquema do Processamento Primário da Produção [6].	22
Figura 4: Poço Vertical. Trecho canhoneado, coluna de produção, anular [6].	23
Figura 5: Válvulas de uma árvore de natal molhada [6].	25
Figura 6: <i>Riser</i> flexível, <i>flowline</i> flexível [6].	26
Figura 7: Riser em catenária [16].	26
Figura 8: Foto e desenho de uma seção reta de um Umbilical [6].	27
Figura 9: Desenho de um <i>Manifold</i> no fundo do mar [6].....	27
Figura 10: Tipos de Unidades Estacionárias de Produção [3].....	28
Figura 11: Plataforma de Gravidade [18].	29
Figura 12: Foto de uma Plataforma Jaqueta [6].	29
Figura 13: Desenho de uma Torre Complacente [20].	30
Figura 14: Desenho de uma plataforma TLP [21].....	30
Figura 15: Desenhos dos três tipos de SPARS [6].	31
Figura 16: Foto de uma plataforma Semissubmersível [6].	32
Figura 17: Foto de um Navio de Produção [21].	32
Figura 18: Desenhos dos três tipos de ancoragem citados [6].....	34
Figura 19: Roleta [2].	43
Figura 20: R_i – Indivíduos da população de Referência.	45
Figura 21: Metodologia. Adaptada de [40].	50
Figura 22: Linhas de Produção.	54
Figura 23: Representação de uma solução – Cromossomo.	57
Figura 24: Operador de cruzamento [41].	58
Figura 25: Operador de mutação [2].....	58
Figura 26: Modelo de reservatório UNISIM-I.	64
Figura 27: Configuração de Poços.....	67
Figura 28: Domínio do campo.....	68
Figura 29: Localizações das UEPs no Teste-1.	70
Figura 30: Localizações das UEPs no Teste-2.	73
Figura 31: Localizações das UEPs no Teste-3.	75

Figura 32: Localizações das UEPs no Teste-4.	78
Figura 33: Valor Presente por poço produtor – Sem considerar perda de carga. ..	81
Figura 34: Localizações das UEPs do Teste-5.	81
Figura 35: Média dos VPLs de todos os experimentos a cada geração do Teste-5.	83
Figura 36: Taxas diárias de Produção e Injeção para simulação do IMEX sem tabelas de escoamento multifásico.	86
Figura 37: Localizações das UEPs do Teste-6.	88
Figura 38: Média dos VPLs de todos os experimentos a cada geração da Otimização R do Teste-6.	90
Figura 39: Média dos VPLs de todos os experimentos a cada geração da Otimização SR do Teste-6.	90
Figura 40: Óleo Acumulado – Distâncias Aproximadas x Distâncias Exatas.	101
Figura 41: Taxa diária de produção de óleo – Distâncias Aproximadas x Distâncias Exatas.	101
Figura 42: A.1. – Percentual do Valor Presente por Poço é o mesmo para simulação com tabelas aproximadas e exatas.	102
Figura 43: Óleo Acumulado - Tabelas Separadas x Tabelas Unificadas.	104
Figura 44: Taxa diária de produção de óleo - Tabelas Separadas x Tabelas Unificadas.	104
Figura 45: A.2. – Percentual do Valor Presente por Poço é o mesmo para simulação com tabelas separadas e unificadas.	105

Lista de Tabelas

Tabela 1: Cenário Econômico.	65
Tabela 2: Restrições dos poços no modelo UNISIM-I.....	66
Tabela 3: Parâmetros Evolutivos dos testes: Teste-1, Teste-2, Teste-3, Teste-4. .	69
Tabela 4: Dimensionamento da UEP do Teste-1.....	70
Tabela 5: Distâncias euclidianas entre as cabeças dos poços e a UEP do Teste-1.	71
Tabela 6: Somatório das distâncias euclidianas entre as cabeças dos poços e as UEPs do Teste-1.	71
Tabela 7: Dimensionamento das UEPs do Teste-2.	72
Tabela 8: Alocação de poços e distâncias para respectivas UEPs para os resultados do modelo de solução no Teste-2.	73
Tabela 9: Alocação de poços e distâncias para respectivas UEPs para os resultados do <i>K-Means</i> no Teste-2.	73
Tabela 10: Somatório das distâncias euclidianas entre as cabeças dos poços e suas respectivas UEPs no Teste-2.	74
Tabela 11: Dimensionamentos das UEPs do Teste-3.....	75
Tabela 12: Alocação de poços e distâncias para as respectivas UEPs no Teste-3.	76
Tabela 13: Somatório das distâncias euclidianas entre as cabeças dos poços e suas respectivas UEPs no Teste-3.	76
Tabela 14: Raio de Ancoragem e Raio da Região Nula no Teste-4.....	77
Tabela 15: Dimensionamentos das UEPs do Teste-4.....	77
Tabela 16: Alocação de poços e distâncias para as suas respectivas UEPs no Teste-4.	78
Tabela 17: Somatório das distâncias euclidianas entre as cabeças dos poços e suas respectivas UEPs no Teste-4.	79
Tabela 18: Dimensionamento da UEP do Teste-5.....	81
Tabela 19: Distâncias euclidianas entre as cabeças dos poços e as UEPs no Teste-5.	82
Tabela 20: Somatório das distâncias euclidianas entre as cabeças dos poços e suas respectivas UEPs no Teste-5.	82
Tabela 21: VPLs Obtidos pelo Modelo de Solução e pelo algoritmo de	

<i>Weiszfeld</i>	82
Tabela 22: Desvio Padrão obtido para o Teste-5.....	83
Tabela 23: Parâmetros evolutivos do Teste-5.....	83
Tabela 24: Configuração da máquina utilizada em todos os experimentos do Teste-5.	84
Tabela 25: Resultados computacionais do Teste-5.....	84
Tabela 26: Conjuntos de capacidades das UEPs.	87
Tabela 27: Produção e Injeção diárias máximas.	87
Tabela 28: Alocação de poços da Otimização R e distâncias para as respectivas UEPs no Teste-6.	88
Tabela 29: Alocação de poços da Otimização SR e distâncias para as respectivas UEPs do Teste-6.	89
Tabela 30: Somatório das distâncias euclidianas entre as cabeças dos poços e as UEPs no Teste-6.	89
Tabela 31: Maiores VPLs obtidos em cada otimização do Teste-6.	89
Tabela 32: Desvio Padrão das Otimizações R e SR do Teste-6.	90
Tabela 33: Parâmetros evolutivos utilizados nas duas otimizações do Teste-6. ...	91
Tabela 34: Configuração da máquina utilizada em todos os experimentos das duas otimizações do Teste-6.....	91
Tabela 35: Resultados computacionais da Otimização R do Teste-6.....	91
Tabela 36: Resultados computacionais da Otimização SR do Teste-6.	91
Tabela 37: Comprimentos de <i>flowline</i> utilizados para gerar tabelas de escoamento multifásico.	100
Tabela 38: A.1. - Diferença entre as curvas de óleo acumulado calculada através da Equação 19.	101
Tabela 39: A.1. - Diferença entre as curvas referentes às taxas de produção diária de óleo calculada através da Equação 19.	102
Tabela 40: A.2. - Diferença entre as curvas de óleo acumulado calculada através da Equação 19.	104
Tabela 41: A.2. - Diferença entre as curvas referentes às taxas de produção diária de óleo calculada através da Equação 19.	105

1. Introdução

1.1. Contexto Geral

A humanidade utiliza produtos derivados do petróleo desde a antiguidade, nos primórdios da civilização. Porém, apenas por volta de 1850 [1], que a atenção do mundo se voltou completamente para essa matéria prima. Uma série de experimentos realizados paralelamente por diversos químicos buscava refinar o petróleo com o intuito de obter um combustível para iluminação artificial. Um cientista canadense chamado Abraham Gesner registrou a patente do querosene em 1854 nos Estados Unidos e, segundo ele, esse derivado do petróleo poderia ser utilizado para iluminação ou outros fins. O querosene rapidamente se espalhou em algumas cidades dos Estados Unidos, pois era mais barato, mais seguro e melhor do que qualquer outro produto utilizado para os mesmos objetivos. Sendo assim, a demanda cresceu e se tornou imensa, iniciando uma corrida em busca da extração do petróleo para fins comerciais [1].

Nos dias de hoje, combustíveis como a gasolina, o diesel e o gás natural são utilizados nos diversos veículos inventados pelo Homem para se locomover com maior rapidez e conforto. A utilização desses combustíveis obtidos do petróleo torna-o a matriz energética mais importante do mundo [2].

A extração do petróleo é um grande desafio, pois este é formado em rochas porosas abaixo da superfície, chamadas de reservatórios. Por volta de 1897, em *Summerland* na Califórnia, têm-se os primeiros registros de extração marítima, também chamada de produção *offshore* [3]. Nesse caso, o reservatório se encontra abaixo do leito marinho que fica a certa profundidade de água (lâmina d'água), tornando o processo de retirada do fluido mais complexo.

Ao longo do tempo houve uma grande evolução dos processos e equipamentos de exploração e produção *offshore*. Atualmente, a extração de petróleo em lâminas d'água superiores a 2000 metros é tecnicamente e economicamente viável. Os poços marítimos são perfurados por sondas de

perfuração, já para produzir o óleo e o gás de um campo *offshore* são utilizadas Unidades Estacionárias de Produção (UEPs). São elas que possuem plantas de processamento capazes de separar o fluido extraído do reservatório em óleo, gás e água (também chamado de processamento primário do petróleo). A partir das UEPs o óleo e o gás são escoados para as refinarias que os transformam em uma série de produtos finais [3].

1.2. Motivação

A localização onde uma UEP será instalada influencia diretamente os custos de instalação e as taxas de produção ao longo da vida de um reservatório de óleo e gás. As perdas de carga a que os fluidos extraídos são submetidos dependem fortemente da localização dos poços em relação à localização da UEP. Quanto maior a distância entre um poço e a UEP, maior será a dissipação de energia. Essa perda interfere negativamente no sistema de produção como um todo, o que compromete as taxas de recuperação do reservatório [4]. Além disso, as restrições de capacidade das UEPs devem ser respeitadas. Isso faz com que outras decisões como a quantidade de unidades e suas respectivas capacidades precisem ser tomadas, idealmente, no mesmo momento em que se decide a localização de cada uma.

Restrições como o raio de ancoragem e regiões nulas também compõem o problema. O raio de ancoragem é a distância mínima entre a UEP e qualquer outro objeto; já a região nula é uma região onde a unidade não pode ser localizada. Outro fator importante é que o número de variáveis de decisão pode crescer muito, dependendo do número máximo de UEPs permitidas no campo. Devido à complexidade do problema, fornecer informações para o tomador de decisão é de suma importância, pois é impossível prever o comportamento do campo para todas as possíveis alternativas de quantidade, localização e dimensionamento. As decisões a serem tomadas mudam, por exemplo, de acordo com a localização e o delineamento das propriedades do reservatório. As situações atuais e esperadas do preço do barril de petróleo no mercado também influenciam. Diante das incertezas geológicas e econômicas que afetam o problema em questão, a criação de um

modelo de otimização para auxiliar o especialista na tomada de decisões pode ajudá-lo a encontrar melhores soluções.

1.3. Objetivos

Essa pesquisa descreve a implementação de um modelo baseado em Algoritmos Genéticos para a otimização simultânea da quantidade, localização e dimensionamento de UEPs, dada uma configuração de poços. O dimensionamento considerado é composto pelas seguintes variáveis: a quantidade máxima de *slots* para alocação de poços disponíveis, a capacidade máxima de produção de óleo por dia, a capacidade máxima de produção de água por dia e a capacidade máxima de injeção de água por dia. A função de avaliação do Algoritmo Genético é o VPL que depende da curva de produção obtida através de um simulador de reservatórios comercial. O fluxo entre o fundo do poço até as UEPs é modelado através da interpolação em tabelas de escoamento multifásico. Foram consideradas dez restrições que são descritas no Capítulo 3. Algumas dessas restrições são lineares e outras são não lineares, para lidar com elas foi utilizada uma técnica chamada de GENOCOP III – *Genetic Algorithm for Numerical Optimization of Constrained Problems* [5]. Quando não foi possível utilizar o GENOCOP III, utilizou-se uma função de penalidade.

1.4. Descrição do Trabalho

O desenvolvimento do modelo de solução foi feito em diversas etapas. Inicialmente uma pesquisa bibliográfica sobre Sistemas de Produção *Offshore* foi realizada. Em seguida trabalhos relacionados ao tema dessa dissertação foram estudados. Investigou-se então a técnica de otimização utilizada (Algoritmos genéticos) e as técnicas para lidar com as restrições do problema (GENOCOP III e função *penalty*). Um modelo de solução inicial foi desenvolvido com o intuito de minimizar o comprimento das linhas de produção e injeção. Por fim, o modelo de solução completo foi desenvolvido e testes foram elaborados como estudo de casos, com o intuito de mostrar a utilidade da solução fornecida.

A pesquisa sobre Sistemas de Produção *Offshore* possibilitou o entendimento de diversas restrições do problema. Através delas, também foi possível escolher as variáveis de decisão a serem otimizadas.

O estudo do estado da arte serviu como base para saber quais técnicas e métodos podem ser aplicados e quais são as abordagens possíveis. Ao investigar as técnicas de otimização e as técnicas para lidar com restrições (como Algoritmos Genéticos e GENOCOPIII) foi possível aprofundar o conhecimento em inteligência computacional e métodos de apoio à decisão.

O modelo de solução foi testado de forma a exemplificar como levar em consideração todas as variáveis de decisão e todas as restrições para fornecer uma resposta que auxilie o especialista em sua tomada de decisão.

1.5. Organização do Trabalho

Esta dissertação possui cinco capítulos, onde os próximos quatro estão organizados da seguinte forma:

No Capítulo 2 é feita a fundamentação teórica com o intuito de contextualizar o problema em questão. Fala-se sobre os Sistemas de Produção *Offshore* e o problema de localização de facilidades. Os trabalhos publicados relacionados ao tema desta dissertação também são tratados neste capítulo. Por fim, disserta-se sobre Algoritmos Genéticos, GENOCOP III, funções de penalidade e simuladores de reservatórios.

Já o Capítulo 3 trás a metodologia utilizada. É nele que a função de avaliação é descrita. Nesse capítulo a modelagem da solução é detalhada, assim como todos os passos necessários para implementar o modelo.

O Capítulo 4 contém todos os resultados deste trabalho. Nele todos os testes dos estudos de caso são exibidos, assim como o modelo de reservatório utilizado como base. Cada teste elaborado tem um objetivo específico, e com isso, é exemplificado como cada ponto do problema é abordado pelo modelo de solução.

O Capítulo 5 possui a conclusão do trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

2. Fundamentação Teórica

2.1. Sistemas de Produção Offshore

Um Sistema de Produção *Offshore* é constituído por uma série de processos e equipamentos. Entre os principais processos de produção de óleo e gás temos: a exploração e a recuperação, a elevação e o escoamento e o processamento primário de produção. Já os principais equipamentos necessários para a produção são: o poço, os equipamentos submarinos e as UEPs [6]. Nesta seção, aborda-se o tema mostrando uma visão geral sobre esses elementos que compõem a área de aplicação do modelo de solução proposto nesta dissertação.

2.1.1. Processos de Produção

2.1.1.1. Exploração e Recuperação

A exploração é um conjunto de processos que tem como objetivo encontrar reservatórios de óleo e/ou gás que são formados por rochas com camadas alternadas, em bacias sedimentares [6]. Esses reservatórios devem ser suficientemente grandes para que sua produção seja viabilizada economicamente. Os processos de exploração englobam as seguintes atividades:

- Estudo das Bacias Sedimentares.
- Aquisição de áreas.
- Pesquisa exploratória.
- Interpretação exploratória.
- Perfuração de poços exploratórios.
- Delimitação de áreas e cálculo de volumes.

Já a recuperação consiste no conjunto de processos de retirada dos fluidos dos poros das rochas elevando-os até a superfície. Existe uma divisão da recuperação em primária, secundária e terciária. A primeira consiste em recuperar o óleo e o gás a partir da pressão natural do reservatório, o que em média permite a recuperação de 15%. A segunda é a injeção de água e gás, o que aumenta a quantidade recuperada ao manter a pressão do reservatório por mais tempo. A terceira é formada por um conjunto de outras técnicas que também visam maximizar a recuperação, como por exemplo, a injeção de vapor d'água [7].

2.1.1.2. Elevação e Escoamento

A elevação e o escoamento são os processos pelos quais os fluidos são levados dos poços até a superfície, ou seja, até o separador de uma UEP. As diferenças entre as pressões fornecem energia para a subida do líquido e do gás.

Um poço dito surgente é aquele que naturalmente, pela energia do reservatório, consegue escoar o fluido até a superfície [8]. Mecanismos de elevação artificial existem para que o escoamento possa ocorrer em poços não surgentes ou simplesmente para aumentar a produtividade de poços surgentes. Dois exemplos desses mecanismos são o *Gas-Lift* e a Bomba Centrífuga Submersa. O primeiro injeta gás no anular do poço (método pneumático), enquanto o segundo bombeia o óleo para superfície (método bombeado), ambos atuam complementando a energia do reservatório na coluna de produção. O esquema da Figura 1 mostra onde os processos de elevação e escoamento ocorrem.

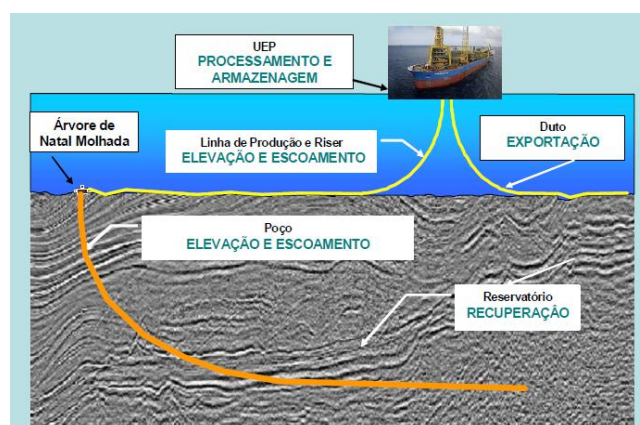


Figura 1: Onde ocorre a elevação e o escoamento [6].

O escoamento é multifásico, pois envolve óleo, água e gás simultaneamente. Durante o processo, a perda de pressão faz com que o óleo libere gás. Além disso, a presença de gás também pode se dar devido ao *Gas-Lift*. Os reservatórios podem ainda possuir aquíferos (grandes volumes de água normalmente localizados na parte inferior do reservatório), fazendo com que a água também esteja presente no fluido produzido. Outro fator que pode levar a esta presença é a sua injeção como método de recuperação [4].

Para cada poço pode-se modelar uma IPR (*Inflow Performance Lift*), curva que representa a pressão disponível no reservatório. Outra curva, chamada de VLP (*Vertical Lift Performance*) ou TPR (*Tubing Performance Relationship*) representa a pressão requerida para a realização do processo de elevação e escoamento. A interseção destas duas curvas fornece o ponto de operação ou ponto de equilíbrio que representa a pressão e a vazão de operação do sistema, como pode ser visto na Figura 2. A pressão na UEP e no fundo do poço são condições de contorno [9].

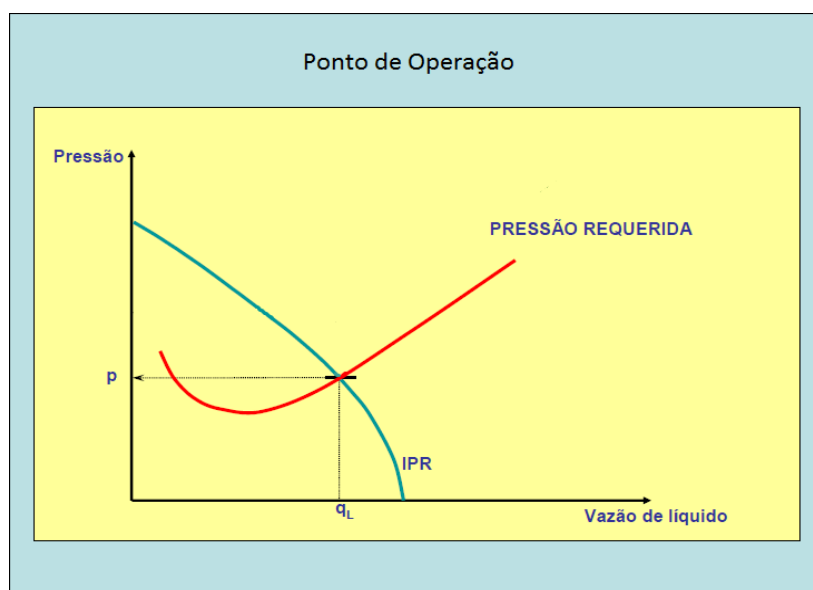


Figura 2: Ponto de Operação [6].

A pressão do reservatório fornece energia para que o fluido seja produzido, contudo a configuração do sistema de produção faz com que haja uma determinada perda de pressão influenciando na vazão do fluido. Chama-se essa dissipação de energia de perda de carga. Com a VLP é possível conhecer a perda de carga ao longo do escoamento multifásico e para calculá-la é necessário utilizar

correlações. Princípios das Leis de Conservação de Massa, Momento e Energia combinados resultam na equação do gradiente de pressão [10]. Em um tubo, operando em condição de regime permanente, tem-se a equação geral (Equação 1) do gradiente de pressão dada por [11], onde o primeiro termo corresponde às perdas de carga na elevação, o segundo às perdas por fricção e o terceiro às perdas por aceleração:

$$-\frac{dp}{dL} = \rho \frac{g}{g_c} \text{sen}\theta + \frac{1}{2} f_a \frac{\rho u^2}{g_c D} + \frac{1}{2} \frac{(\rho u^2)}{g_c dL} \quad (1)$$

Onde:

$\frac{dp}{dL}$ = Gradiente de pressão;

ρ = Massa específica do fluido;

g = Aceleração da gravidade;

θ = Ângulo de inclinação com a horizontal;

f_a = Fator de atrito;

u = Velocidade do fluido;

D = Diâmetro da tubulação.

As perdas devido à elevação se dão principalmente pelo gradiente hidrostático do fluido e são função da densidade. Já as perdas por fricção ocorrem em função do diâmetro e rugosidade das linhas de produção, da viscosidade do fluido e da velocidade do escoamento. A perda devido à aceleração só não é desprezível quando em presença de fluidos compressíveis, quando há variação de velocidade significativa no interior da tubulação. Poços com alta razão gás-óleo (RGO) e baixo teor de água têm este comportamento [12].

É necessário prever, prevenir, mitigar e remover qualquer fenômeno ou depósito que atrapalhe a capacidade de escoamento de um sistema de produção. Isto é, o sistema precisa ter garantia de escoamento, pois é um fator crítico para a produção econômica em águas profundas, por exemplo. Essa garantia se dá através de soluções de engenharia para os problemas de hidratos, parafinas, asfaltenos, corrosão, entre outros [13].

2.1.1.3. Processamento Primário de Produção

Em função do estudo de viabilidade técnico-econômica e também das características dos fluidos, a planta de processamento primário pode ou não ter uma grande complexidade [14]. O processamento primário da produção é composto por uma série de processos que visam separar os fluidos que foram produzidos. O objetivo é disponibilizá-los para a exportação ou descartá-los.

A Figura 3 ilustra com um esquema as etapas do processamento em uma visão macro. Pode-se observar que o óleo, o gás e a água chegam dos poços aos separadores em um único fluido e cada um segue seu respectivo caminho após a separação até seus destinos finais.

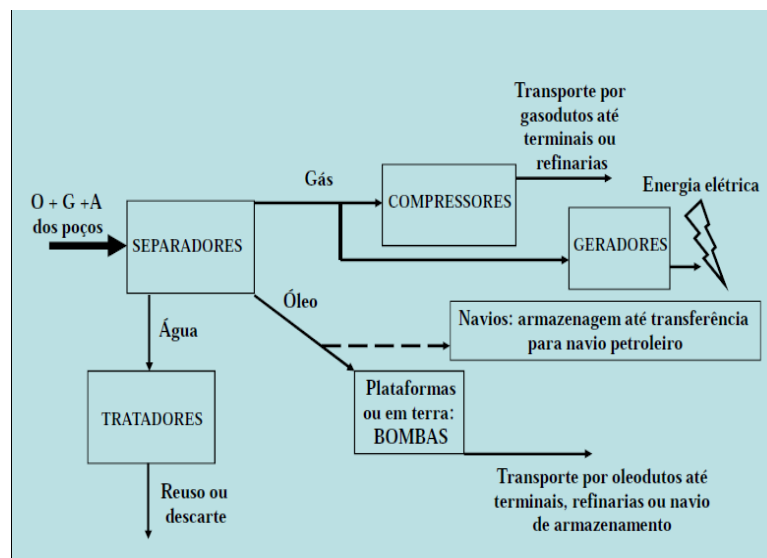


Figura 3: Esquema do Processamento Primário da Produção [6].

2.1.2. Equipamentos de Produção

2.1.2.1. Poços

Um poço deve ser equipado com o intuito de produzir os fluidos contidos no reservatório. O conjunto de operações que torna isto possível é chamado de completação e é através desta que a conexão com a UEP se torna segura. O sistema chamado de cabeça do poço pode ficar na superfície (denominada completação seca) ou no fundo do mar (denominada completação molhada). A completação seca é mais simples por ter um acesso mais fácil, mas sua utilização depende do tipo da UEP e da lâmina d'água [12].

Através de ferramentas chamadas de canhões, furos são feitos no revestimento metálico do poço no reservatório. Por essas aberturas, o fluido migra da rocha para o poço e pode escoar até a superfície. O poço é composto por uma coluna de produção e por um anular, onde é possível injetar gás através do mecanismo de elevação artificial *Gas-Lift*.

Podemos observar na Figura 4, um esquema de um poço em produção. O seu anular corresponde à parte em azul. A área em marrom é o trecho canhoneado deste poço, por onde os fluidos entram. A parte em cinza no meio da parte azul é a coluna de produção.

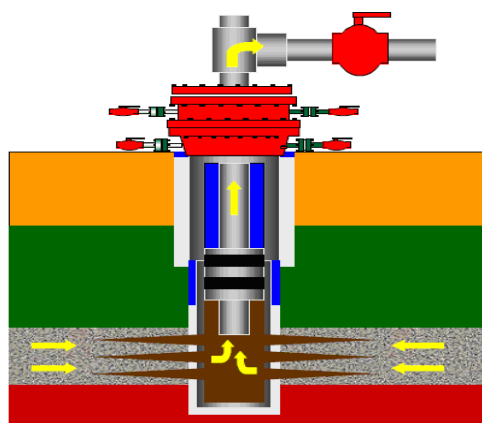


Figura 4: Poço Vertical. Trecho canhoneado, coluna de produção, anular [6].

2.1.2.2. Equipamentos Submarinos

2.1.2.2.1. Introdução

Os equipamentos submarinos são uma série de componentes arranjados abaixo da linha d'água e se encaixam com diferentes níveis de complexidade. Observa-se a seguir algumas informações sobre alguns deles, como as árvores de natal molhadas, os *risers*, as *flow lines*, os umbilicais e os *manifolds*.

2.1.2.2.2. Árvore de Natal

O equipamento chamado de árvore de natal é um conjunto de válvulas que tem como objetivo permitir o fluxo de fluidos de produção no poço de maneira controlada. É considerada a última barreira da produção.

Quando é realizada a completação seca, a instalação da árvore de natal é feita na superfície e recebe o nome de Árvore de Natal Convencional (ANC). Quando a completação molhada é implantada, a instalação da árvore de natal é feita no fundo mar e o equipamento usado é a Árvore de Natal Molhada (ANM). O modelo de solução proposto neste trabalho utiliza completação molhada e, portanto, fala-se apenas da ANM cujo sistema de controle é visualizado em um painel na UEP. As interligações entre os controles da UEP e as respectivas funções da ANM são de responsabilidade, quando instalado, de um equipamento chamado Capa da ANM (*Tree Cap*) [10]. A seguir estão o nome e a função de cada uma das oito válvulas da ANM e na Figura 5 está o esquema que as ilustra:

- **Swab de Produção:** Válvula vertical que permite acesso para que seja possível realizar alguma intervenção no poço, por exemplo, uma limpeza.
- **Master de Produção:** Principal válvula de controle de fluxo de fluido de produção.
- **Lateral de Produção:** Válvula redundante de controle de fluxo de fluido de produção.
- **Swab de Acesso ao Anular:** Tem a mesma função do Swab de Produção só que agora aplicada ao anular do poço.

- **Master de Acesso ao Anular:** Principal válvula de controle de *gas-lift*.
- **Lateral de Acesso ao Anular:** Válvula redundante de controle de *gas-lift*.
- **Crossover:** Válvula que controla a comunicação entre a produção e o *gas-lift* dando flexibilidade, permitindo, por exemplo, um teste de poço e a limpeza das linhas.
- **SCSSV (Surface Controlled Subsurface Safety Valve) ou DHSV (Downhole Safety Valve):** Válvula de segurança localizada no poço que permite fechar a produção em caso de problemas na Árvore de Natal. Por exemplo, caso um navio desavisado tente ancorar no local e sua âncora arranque a Árvore de Natal [6].

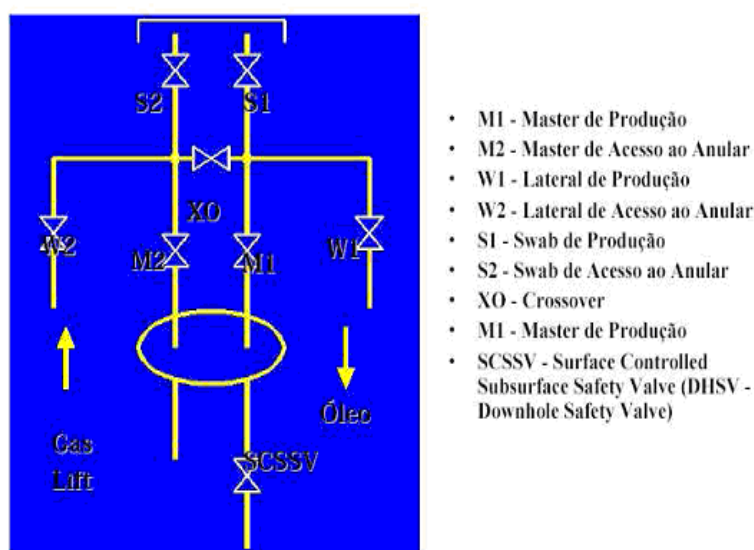


Figura 5: Válvulas de uma árvore de natal molhada [6].

2.1.2.2.3. **Riser e Flowline**

O *riser* e a *flowline* podem ser formados por dutos rígidos ou flexíveis. Pode haver ainda trechos mistos, com ambos os tipos de dutos. Os dutos rígidos são formados por tubos geralmente de aço, mas também podem ser de titânio ou

compósito, já os dutos flexíveis são compostos de aço intercalado com polietileno e tem como importantes características sua flexão e baixa rigidez [15].

O *riser* é a parte da linha de produção que fica suspensa em configuração de catenária livre ou outras variações [15] e se conecta à UEP, já a *flowline* é o trecho que fica em contato com o solo marinho. A lâmina d'água e o projeto de engenharia naval da UEP influenciam na configuração do *riser*. A Figura 6 mostra as estruturas de um *riser* e uma *flowline*, ambos flexíveis. Já a Figura 7 mostra um esquema de *riser* em catenária.

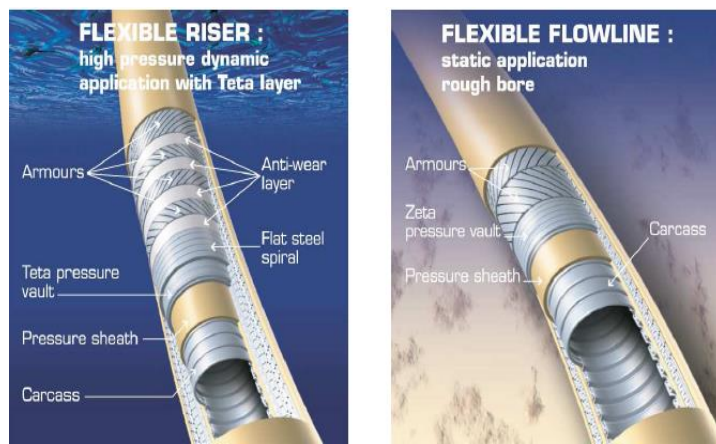


Figura 6: *Riser* flexível, *flowline* flexível [6].

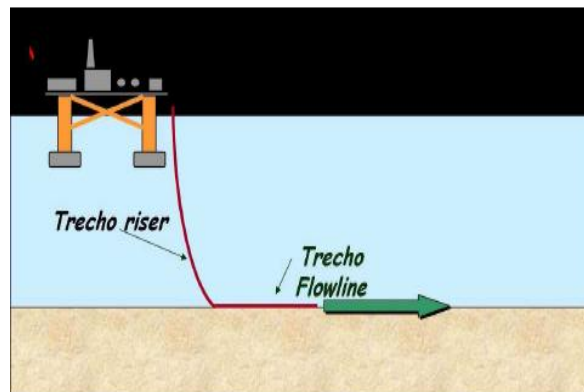


Figura 7: *Riser* em catenária [16].

2.1.2.2.4. Umbilical

O umbilical é um duto que sai da UEP e tem a função de enviar sinais de controle hidráulico para a árvore de natal, enviar sinais elétricos para uma bomba

submarina e servem até para injeção de produtos químicos. Na Figura 8 vemos uma seção reta de um umbilical [6].

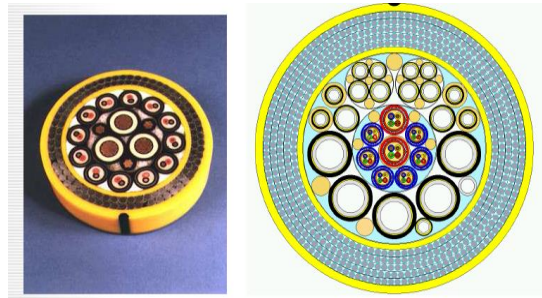


Figura 8: Foto e esquema de uma seção reta de um Umbilical [6].

2.1.2.2.5. **Manifold**

Um *manifold* é formado por um grupo de válvulas localizadas no fundo do mar com o objetivo de concentrar o petróleo produzido por diversos poços e, por fim, enviar o petróleo para a UEP através de uma única tubulação [4]. Além da junção, permite também o redirecionamento ou a partição do fluxo. Pode-se observar na Figura 9 uma ilustração de um *manifold* submarino.

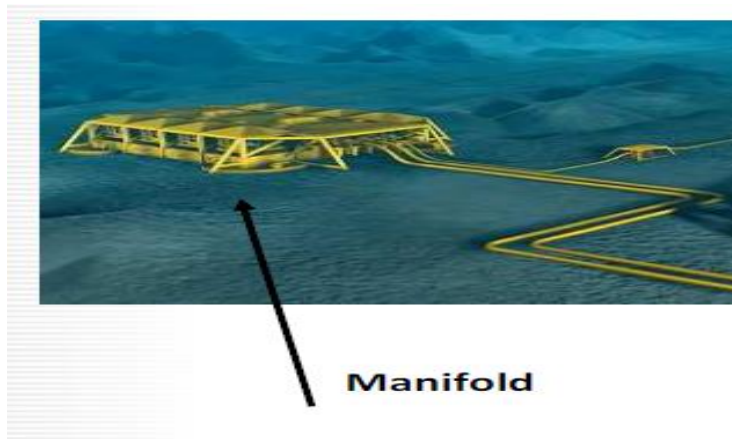


Figura 9: Desenho de um *Manifold* no fundo do mar [6].

2.1.2.3. Unidades Estacionárias de Produção

2.1.2.3.1. Introdução

As UEPs podem ser classificadas em alguns grupos de acordo com as características do campo a ser explorado. Os fatores importantes para a escolha de qual o tipo de UEP ideal para determinado campo são: a lâmina d'água, a configuração e localização do reservatório, a facilidade de transporte de óleo, a necessidade de armazenamento, entre outros [3].

As UEPs podem ainda ser divididas em dois grupos. As unidades fixas de produção (plataformas fixas) e as unidades flutuantes de produção (sistemas flutuantes, navios). A Figura 10 mostra as principais unidades de cada grupo.

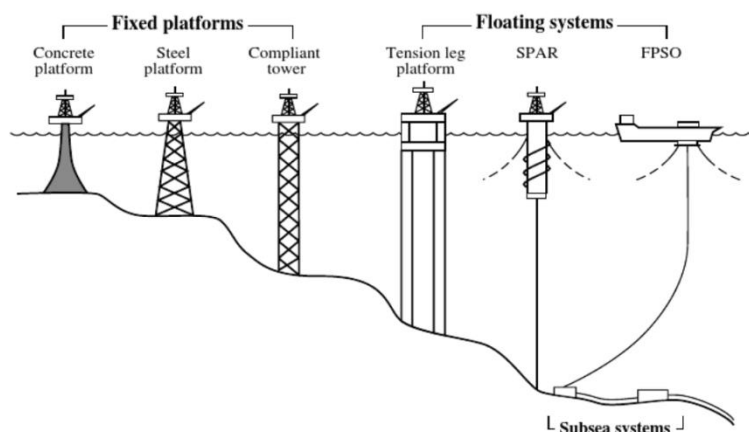


Figura 10: Tipos de Unidades Estacionárias de Produção [3].

2.1.2.3.2. Plataformas Fixas

2.1.2.3.2.1. Plataforma de Concreto (*Concrete Platform*)

Elas são utilizadas tanto para produção quanto para armazenamento [17]. Por serem fixas, não necessitam de amarração. São fixadas pelo peso de sua fundação de concreto, não necessitando de estacas. Uma restrição para sua utilização é que o fundo do mar deve ser especialmente firme para garantir que

não haja deformação ao longo do tempo [3]. A Figura 11 ilustra uma plataforma de gravidade.



Figura 11: Plataforma de Concreto [18].

2.1.2.3.2.2. Jaqueta (*Steel Platform*)

Essas estruturas podem possuir ou não sondas de perfuração. Seu revestimento é uma estrutura feita de aço [19]. Esse fato faz com que em lâminas d'águas profundas ela se torne economicamente inviável devido à grande quantidade de aço necessária. A Figura 12 abaixo mostra uma foto de uma plataforma do tipo Jaqueta.



Figura 12: Foto de uma Plataforma Jaqueta [6].

2.1.2.3.2.3. Torre Complacente (*Compliant Tower*)

Semelhantes às do tipo Jaqueta, diferenciando-se pelo formato de sua torre flexível e estreita. Ela tem maior resistência às forças laterais e, portanto pode ser utilizada em lâminas d'água mais profundas do que as plataformas do

tipo Jaqueta. Isto é, precisam de menos aço para garantir a mesma resistência [19].
A Figura 13 ilustra uma Torre Complacente.

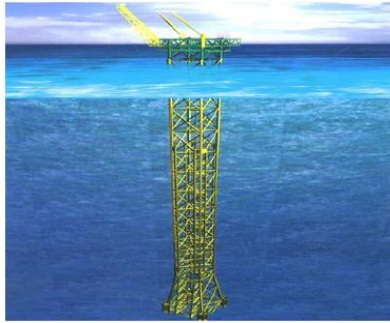


Figura 13: Desenho de uma Torre Complacente [20].

2.1.2.3.3. Sistemas Flutuantes

2.1.2.3.3.1. Plataforma de Pernas Atirantadas (*Tension Leg Platform – TLP*)

Com o casco semelhante às plataformas semissubmersíveis que são explicadas posteriormente, possui tendões verticais de tubo de aço constantemente tensionados, o que faz com que haja poucos movimentos verticais [21]. Podem possuir sondas de perfuração assim como permitem completação seca. A Figura 14 é um exemplo de uma TLP.

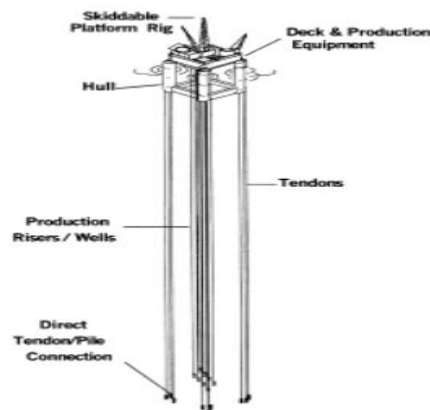


Figura 14: Desenho de uma plataforma TLP [21].

2.1.2.3.3.2.

SPARs – Convencional (*Conventional, SPAR Buoy*), Treliçada (*Truss SPAR*), Multitubular (*Cell SPAR*)

Existem três tipos de SPARs. A SPAR Convencional possui seu casco submerso em forma de cilindro vertical, feito de aço. Esta plataforma evoluiu ao alterar o formato em cilindro por placas horizontais e treliças que mitigam o efeito das ondas marítimas, virando a SPAR Treliçada [19]. Já a SPAR Multitubular foi criada com o objetivo de reduzir os custos. Ela é similar à Treliçada, porém possui uma série de tubos com tamanho reduzido em volta de um cilindro único [19]. A Figura 15 mostra os três tipos de SPARs.

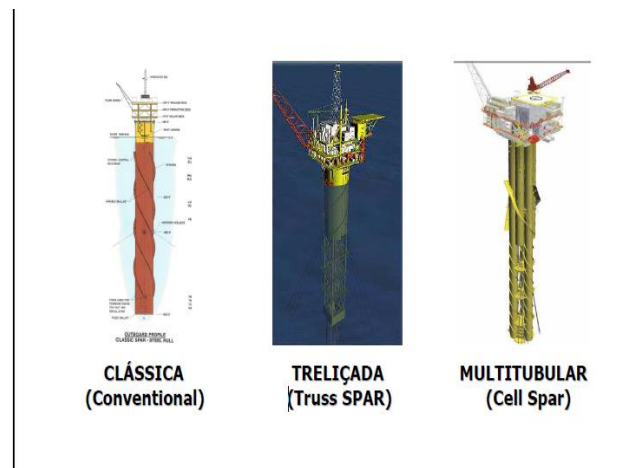


Figura 15: Desenhos dos três tipos de SPARs [6].

2.1.2.3.3.3.

UEPs Semissubmersíveis (*Floating Production Systems – FPS*)

Essas unidades não possuem capacidade de armazenamento. Dessa forma devem estar sempre ligadas a um navio de armazenamento ou a um oleoduto. São constituídas por flutuadores, contraventamentos, colunas e convés. Os flutuadores garantem a flutuabilidade da plataforma além de diminuir os efeitos dos movimentos das ondas [19]. A Figura 16 mostra uma foto de uma FPS.



Figura 16: Foto de uma plataforma Semissubmersível [6].

2.1.2.3.3.4.

Navio de Produção (*Floating Production Storage Offloading – FPSO*)

Alguns Navios de Produção são inteiramente construídos. Outros são montados aproveitando o casco de petroleiros aposentados e convertidos para receber, processar e armazenar a produção advinda de poços submarinos [21]. Quando construído por completo, seu casco não necessita ter formato hidrodinâmico, pois não é utilizado para navegar. Com isso pode ter diferentes formatos de acordo com as necessidades. A Figura 17 ilustra um petroleiro convertido em FPSO.



Figura 17: Foto de um Navio de Produção [21].

2.1.2.3.4. Limites de Lâmina d'água

Plataformas de Gravidade: 300 metros
Jaqueta: 450 metros
Torres Complacentes: 900 metros
TLPs: 1500 metros
SPARs: 2200 metros
FPS,FPSO: Sem limite [3].

2.1.2.3.5. Ancoragem

Existem três forças externas atuando sobre as UEPs que podem realizar seis movimentos. As forças são: o vento, as ondas e as correntes. Já os movimentos horizontais são: guinada, avanço e deriva. Os movimentos verticais, por sua vez, são: afundamento, jogo e arfagem. Para evitar movimentos prejudiciais às atividades e resistir às forças externas, as estruturas e materiais necessários para construir as UEPs (citados anteriormente) são planejados. Porém, as unidades que são flutuantes necessitam também de um sistema de amarração (ancoragem) [6].

Os tipos de amarração existentes são: amarração em ponto único (*Single Point Mooring* ou *Turret*), amarração por pontos múltiplos (*Spread Mooring*) e a amarração por pernas verticais tracionadas. O primeiro limita os movimentos de deslocamento linear horizontal. É possível, entretanto, a movimentação em torno do eixo vertical. Já o segundo limita movimentações lineares e angulares no plano. Por fim, o terceiro tipo limita movimentações verticais e no plano. Os três tipos de amarração são respectivamente mostrados na Figura 18 abaixo. Existem ainda navios que operam através de sistemas de posicionamento dinâmico, onde estes não possuem ancoragem e sim propulsão e motores próprios que posicionam a embarcação através de GPS (*Global Positioning System*). Porém, essa tecnologia só se mostra economicamente viável em certas condições e os navios que a utilizam são descartados para sistemas de produção definitivos devido ao alto consumo de combustível. No entanto, sistemas de posicionamento dinâmico são utilizados em testes de longa duração (TLD), perfuração e completação [18].



Figura 18: Desenhos dos três tipos de ancoragem citados [6].

2.2. Problemas de Localização de Facilidades

2.2.1. Introdução

Os problemas de localização de facilidades consistem no relacionamento entre dois grupos de objetos onde o primeiro grupo corresponde às facilidades, as quais se desejam localizar. O segundo grupo é formado por objetos cujos posicionamentos são pré-definidos. Esta classe de problemas engloba a localização de instalações e centros de serviços. Fábricas, escolas e hospitais são exemplos de facilidades. Já depósitos, residência dos alunos e residência dos pacientes são exemplos dos objetos relacionados a elas. Uma aplicação desse problema trata-se da localização de UEPs em um campo petrolífero *offshore* com poços já perfurados. Cada UEP é considerada uma facilidade, enquanto que os poços são os objetos que se relacionam com elas.

É muito frequente encontrar problemas de localização de facilidades que possuem restrições de capacidade. Ou seja, a facilidade deve ser capaz de atender à demanda dos pontos alocados a ela [22]. Essas restrições foram levadas em consideração em alguns dos casos de estudo deste trabalho.

2.2.2. Problema de Weber

O Problema de Weber consiste em localizar uma única facilidade dado um conjunto de pontos fixos. A localização da facilidade deve corresponder ao ponto que minimiza a soma das distâncias euclidianas ponderadas entre cada ponto fixo e o ponto correspondente à localização da facilidade [23].

Na Equação 2 tem-se a formulação do Problema de Weber onde o ponto i , de coordenadas (a_i, b_i) tem peso w_i . Já d_i corresponde à distância euclidiana entre a facilidade, de coordenadas (x, y) e o ponto i [23].

$$\min_{x,y} \{W(x, y) = \sum_{i=1}^n w_i d_i(x, y)\} \quad (2)$$

2.2.3. Algoritmo de Weiszfeld

Weiszfeld [25] desenvolveu a técnica mais simples e também a mais utilizada para resolver o Problema de Weber [23]. Inicialmente a primeira derivada parcial da Equação 2 em relação às variáveis x e y é igualada a zero, como mostram as Equações 3 e 4. Resolvendo estas equações, obtém-se o ponto ótimo da função $W(x,y)$ [24]. Porém, as derivadas vistas nas Equações 3 e 4 não existem quando as coordenadas das facilidades e de algum ponto i coincidem, pois a distância d_i é zero neste caso. Em geral, para $n > 3$, as Equações 3 e 4 não podem ser resolvidas explicitamente [23]. Weiszfeld utilizou um método iterativo para obter uma solução numérica aproximada. Pode-se ver na Equação 5 como as novas soluções são geradas a partir de soluções anteriores. Em [24] sugere-se a utilização do centro de gravidade dos pontos fixos como solução inicial. Isto é mostrado na Equação 6.

$$\frac{\partial W(x,y)}{\partial x} = \sum_{i=1}^n \frac{w_i(x-a_i)}{d_i(x,y)} = 0 \quad (3)$$

$$\frac{\partial W(x,y)}{\partial y} = \sum_{i=1}^n \frac{w_i(y-b_i)}{d_i(x,y)} = 0 \quad (4)$$

$$(x^{(k+1)}, y^{(k+1)}) = \left[\frac{\sum_{i=1}^n \frac{w_i a_i}{d_i(x^k, y^k)}}{\sum_{i=1}^n \frac{w_i}{d_i(x^k, y^k)}}, \frac{\sum_{i=1}^n \frac{w_i b_i}{d_i(x^k, y^k)}}{\sum_{i=1}^n \frac{w_i}{d_i(x^k, y^k)}} \right] \quad (5)$$

$$(x^0, y^0) = \left[\frac{\sum_{i=1}^n w_i x_i}{\sum_{i=1}^n w_i}, \frac{\sum_{i=1}^n w_i y_i}{\sum_{i=1}^n w_i} \right] \quad (6)$$

2.2.4. Problema de Localização de Múltiplas Facilidades

O problema da localização de múltiplas facilidades (*Multiple Facility Location Problem* - MFLP), também chamado de problema de locação-alocação, consiste em descobrir a posição ótima de N (dado de entrada) facilidades e a alocação ótima dos pontos fixos (cujas localizações também são dados de entrada) que se relacionam com as facilidades. Cada ponto fixo é alocado a uma única facilidade e para resolver o problema é necessário minimizar o somatório total das distâncias euclidianas ponderadas entre os pontos fixos e as facilidades. O MFLP tem grau de complexidade da classe *NP-hard* [26] e a Equação 7 mostra como ele pode ser formulado matematicamente.

$$\min_{(x_j, y_j), j=1, \dots, m} \left\{ W(x_j, y_j) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m w_{ij} \sqrt{(x_j - a_i)^2 + (y_j - b_i)^2} \right\} \quad (7)$$

Onde:

n : número de pontos fixos.

m : número de facilidades.

(a_i, b_i) : coordenada do ponto fixo i .

(x_j, y_j) : coordenada da facilidade j .

w_{ij} : é zero quando o ponto fixo i não está alocado à facilidade j .

2.2.5. K-Means

Para solucionar o MFLP descrito acima alguns autores, como em [22], usam o método *k-means* (Algoritmo de Lloyd) como ponto de partida. O termo *k-means* foi introduzido por MacQueen [27] em 1967 e o primeiro algoritmo foi proposto por Stuart Lloyd [28]. O objetivo do método é agrupar dados em categorias chamadas de *clusters* e para isso, o método tenta minimizar a soma das distâncias entre os dados (correspondentes aos pontos de localização fixa) e os centroides dos agrupamentos (correspondentes às facilidades). O *k-means* é implementado através de um algoritmo iterativo simples, porém a inicialização dos centroides

tem grande influência nos resultados finais. Por isso, muitos estudos buscam criar novas técnicas para aprimorar a inicialização do *k-means* [22]. O número de *clusters* que se deseja encontrar é um dado de entrada para o algoritmo.

2.3. Revisão Bibliográfica

Dentro do tema de localização de facilidades, a literatura apresenta diferentes abordagens, como em [4][29][30][31][32][33][34][35][36], para o caso específico de otimização da localização de plataformas fixas de perfuração e produção de petróleo ou UEPs. Outras variáveis a serem otimizadas como a quantidade de plataformas ou UEPs, seus respectivos dimensionamentos, a localização e a quantidade dos poços a serem perfurados também foram abordadas nos trabalhos citados.

Trabalhos mais antigos [29][31] consideram plataformas (que podem também realizar a perfuração dos poços) como sendo as facilidades a serem localizadas e tentam minimizar o custo de desenvolvimento de um projeto. Já os trabalhos mais recentes [4][33][36] levam em consideração que a maioria das perfurações é feita por sondas móveis e tentam otimizar a localização de UEPs. O objetivo nesses casos é maximizar o Valor Presente Líquido (VPL) do projeto de desenvolvimento do campo. Além das diferentes abordagens em relação às variáveis de decisão e funções objetivo, os trabalhos ainda possuem diferentes restrições que enriquecem seus modelos, tornando-os mais próximos da realidade.

Os autores utilizaram métodos exatos e métodos heurísticos para resolver o problema em questão. Os métodos exatos produzem soluções matematicamente ótimas. Porém, dependendo do tamanho do problema definido, podem ser proibitivos computacionalmente. Já os métodos heurísticos, com base em relações simples e lógicas, podem produzir soluções satisfatórias e com qualidade, mas não necessariamente ótimas. Além disso, os métodos heurísticos são capazes de incorporar subjetividades como preferências e soluções alternativas, o que pode ser muito útil em problemas de localização [35]. Na sequência desta seção é feita uma revisão bibliográfica cronológica.

Em [29], foi apresentado um dos primeiros e importantes trabalhos sobre localização de plataformas fixas de perfuração. O problema é explicado como

uma analogia a problemas de localização de centros de serviços (warehouse). O objetivo era minimizar os custos de desenvolvimento de um projeto, levando em conta as seguintes variáveis de decisão: a quantidade de plataformas, o tamanho de cada plataforma (quantos poços pode perfurar), a localização de cada plataforma e a alocação de cada poço a uma respectiva plataforma. Foram consideradas as seguintes variáveis de entrada especificadas previamente pelos especialistas: a localização dos poços, os tipos possíveis das plataformas e o tipo de completação (seca ou molhada).

Outro fator importante, é que o modelo sugerido em [29] considera a quantidade de plataformas como um número fixo de entrada. Sendo este número uma das variáveis de decisão do problema, é necessário avaliar o modelo para diferentes quantidades de plataformas para descobrir qual a quantidade ótima. Os autores definiram problemas exemplos e os classificaram de acordo com sua complexidade, utilizando metodologias combinadas para resolvê-los. Os resultados apresentados se baseiam em um algoritmo desenvolvido pelos autores, o qual incorpora também uma metodologia heurística de *Localização-Alocação Alternada (ALA – Alternate Location-Allocation)* para resolver parte do problema, acrescentando outros passos necessários para atender as restrições do problema definido.

O trabalho desenvolvido em [30] propõe um método para achar a localização ótima tanto de uma plataforma quanto dos poços a serem perfurados. A plataforma pode ser de perfuração, produção ou ambas e essa informação é uma variável de entrada, ou seja, o caso em que a plataforma de produção pode também realizar a perfuração é considerado. O objetivo era minimizar os custos de perfuração enquanto o potencial de produção era maximizado. O autor atenta para a importância de uma otimização conjunta tanto da localização das plataformas quanto dos poços a serem perfurados. A solução do trabalho em questão é baseada em teoria dos grafos, onde as plataformas correspondem aos centros e os poços aos nós conectados aos centros. As variáveis de decisão consideradas são: a quantidade de plataformas, a localização das plataformas, a quantidade de poços, a localização dos poços e o dimensionamento da plataforma. A quantidade de plataformas também é um dado de entrada do problema, sendo necessário executar o algoritmo para cada possível quantidade de plataformas. Como restrição, o autor considera o fato de que existe uma distância mínima entre

a plataforma e onde um poço pode ser perfurado. Para resolver o problema foi utilizada uma heurística de Localização-Alocação Alternada (ALA – *Alternate Location-Allocation*).

Em [31], os autores realizaram um estudo com o objetivo de determinar a localização e o dimensionamento ótimos de uma plataforma *offshore* de perfuração e produção com intuito de minimizar o custo de desenvolvimento de um campo de produção de petróleo. Eles consideraram que os custos de perfuração são função da distância entre plataformas fixas de perfuração e os poços a serem perfurados. Com isso, criaram um algoritmo para que dentro de um conjunto de possíveis poços a serem perfurados e um conjunto de localizações possíveis de plataformas fixas de perfuração, fosse encontrada uma configuração ótima que minimizasse os custos de desenvolvimento.

Na metodologia presente em [31], utilizou-se métodos exatos de programação matemática como programação inteira mista e também um método heurístico, chamado de Busca Tabu. Os autores concluem que para problemas de complexidade pequena e média os métodos exatos foram suficientes. Já para os problemas maiores, foi necessária a utilização do método heurístico *Tabu Search*.

O autor em [32] pontua principalmente o fato de, na maioria das vezes, a perfuração ser feita por plataformas ou sondas móveis diferentes das UEPs utilizadas. Também é citada neste trabalho a importância de se considerar a capacidade de produção de óleo como uma variável dentro do dimensionamento de plataformas.

Em [4], o autor descreve uma metodologia geral que tem como objetivo otimizar a localização de uma única UEP assim como os traçados das linhas que ligam os poços às suas respectivas unidades. A otimização em questão busca maximizar o valor presente líquido de projetos de desenvolvimento de campos petrolíferos marítimos. O autor utiliza um grafo para representar a superfície do fundo mar. Para calcular as vazões dos poços faz-se uso de cálculos de correlações de fluxo multifásico, além de dados de reservatório e geometria dos poços. O algoritmo de Floyd é utilizado no cálculo da coordenada da UEP que minimiza o somatório das distâncias dos poços à UEP. Um problema exemplo é solucionado com sucesso pela metodologia proposta.

O artigo em [33] descreve um *workflow* para otimizar a localização de uma única UEP e o diâmetro dos dutos com simulação integrada reservatório/sistemas

de produção. O VPL foi a função objetivo a ser maximizada. Os autores assumiram que os dutos que conectam a UEP ao poço podem ser aproximados por dois segmentos de linhas retas. Um sendo um *riser* flexível e o outro um segmento horizontal (*flowline*). As restrições consideradas foram: a capacidade de produção da plataforma, a capacidade de injeção da plataforma, a existência de outras plataformas no campo e a distância entre a coordenada x da plataforma e o ponto onde o *riser* flexível atinge o fundo do mar (deve ser pelo menos três vezes maior do que a lâmina d'água). Por fim, os autores comparam seus resultados com um caso base de um especialista e observaram o aumento do VPL para a configuração otimizada.

Em [34] descreve-se um procedimento utilizado para determinar a localização ótima de uma nova plataforma de produção em um determinado campo de petróleo. O campo em questão encontra-se no Golfo do México, o qual foi descoberto no meio dos anos 80 e está em produção desde o começo dos anos 90. Este campo possui uma TLP (*Tension Leg Platform*) de 24-slots que está em serviço por mais de 10 anos. Novas perspectivas identificadas mostraram que a plataforma existente estava atuando no seu limite ou por algum outro motivo não era capaz de alcançar o nível de produção máximo do campo. Um estudo mostrou que o campo ainda continha um bom volume de óleo para ser produzido e para isso haveria a necessidade de perfurar novos poços (em uma ação de alto custo) que não poderiam ser conectados a plataforma existente, pois não existiam *slots* disponíveis.

A solução encontrada em [34] foi instalar uma nova TLP de produção para atender a demanda dos novos poços. O artigo trata basicamente do processo utilizado para definir a localização dessa nova plataforma. Processo esse que uniu uma série de profissionais de diversas disciplinas diferentes, e um software que possibilitava análises de toda essa equipe multidisciplinar. Através da utilização de um *workflow* iterativo, o software permitiu a otimização da localização da nova TLP. Além disso, sua integração com diversos dados importantes (mapas da superfície marítima, dados sísmicos, entre outros) possibilitou determinar as restrições do problema.

O autor em [35] propõe uma analogia entre o problema de localizar diversas UEPs dado um conjunto de poços e o problema de localização de múltiplos depósitos dado um conjunto de fábricas. Ele diz que o custo de conectar

os dutos às UEPs é análogo aos custos de transporte entre as fábricas e os depósitos. Um algoritmo conhecido da literatura foi utilizado para escolher as coordenadas ótimas de uma única UEP. Para tal, leva em consideração pesos, que são atribuídos aos poços de acordo com sua produtividade. Como função objetivo, é utilizado o Valor Presente Líquido de Receita. Na análise de resultados, o autor observa a influência dos pesos nas distâncias resultantes da localização ótima da UEP.

Em [36], os autores criaram um *workflow* para otimizar a localização de uma única UEP em um cenário onde um campo possui mais de um reservatório. Já existem outras UEPs no campo e com a inserção da nova unidade a alocação de poços é recalculada. Este trabalho utiliza simulação integrada reservatório/sistemas de produção. Uma ferramenta de otimização é empregada e o simulador integrado considera a perda de carga no sistema de produção para cada possível localização da UEP. Os autores observaram um aumento no Valor Presente Líquido (VPL) da solução encontrada pela metodologia proposta em relação ao caso base de um especialista.

O Estudo de Impacto Ambiental em [37], apresenta uma caracterização das atividades do campo petrolífero de Roncador na Bacia de Campos. É descrito neste documento que para localizar as UEPs busca-se a maior aproximação possível com o centro geométrico das cabeças dos poços, com o intuito de minimizar o comprimento das linhas de produção e injeção. A aproximação da UEP com o centro geométrico das cabeças dos poços pode ser uma boa opção quando os poços possuem a mesma produtividade, caso contrário pode ser relevante considerar a perda de carga relativa à localização da unidade, já que esta interfere na produção do sistema como um todo. Os trabalhos [4], [33] e [36] vistos nesta seção, consideram a perda de carga no sistema de produção para otimizar a localização de UEPs.

Nesta dissertação, assim como nos trabalhos mais recentes, as variáveis de decisão são relacionadas às UEPs e não às plataformas de perfuração como nos trabalhos mais antigos. A função objetivo também é a mesma da maioria dos trabalhos atuais, o VPL. Um diferencial deste trabalho é apresentar uma modelagem onde a quantidade, localização e dimensionamento das UEPs são otimizados simultaneamente e a perda de carga de cada alternativa é considerada

em simulações de reservatório. Além disso, o modelo de solução é testado em um modelo de reservatório baseado em um caso real.

O problema em questão nesta dissertação se assemelha aos problemas de localização de múltiplas facilidades com restrições de capacidade, descrito neste capítulo. O grau de complexidade desse tipo de problema é da classe *Np-hard* [26]. Sendo assim, torna-se interessante o uso de métodos heurísticos [35]. Neste trabalho, a meta-heurística chamada de Algoritmos Genéticos foi utilizada para resolver o problema. Dessa forma, o modelo de solução conseguiu encontrar boas alternativas de quantidade, localização e dimensionamento de UEPs (que respeitam as restrições impostas), mostrando-se capaz de auxiliar o especialista na definição de parte da estratégia de desenvolvimento de campos de petróleo.

2.4. Algoritmos Genéticos

Os Algoritmos Genéticos compõem uma técnica robusta de otimização baseada em uma analogia com o processo de seleção natural descrito por Darwin. Holland [38] foi o primeiro a criar uma aplicação para Algoritmos Genéticos ao demonstrar como representar soluções para problemas complexos por meio de cadeias de bits, e como melhorar as soluções representadas com algumas simples transformações simples [39]. A modelagem por Algoritmos Genéticos implica em codificar as possíveis soluções do problema que se deseja resolver por meio de cromossomos. Um cromossomo é uma cadeia de genes, onde um gene é a unidade básica de informação codificada. Deve-se também definir uma função objetivo capaz de avaliar a qualidade das soluções representadas pelos cromossomos, ou seja, determinar suas aptidões. Existem diversas formas de se representar um cromossomo através de genes: binários, inteiros, reais e outros [2].

No início da execução do algoritmo genético é gerada uma população inicial de indivíduos, onde cada indivíduo representa uma possível solução (codificada por meio de um cromossomo) para o problema. Existem duas maneiras de gerar a população inicial de indivíduos de um algoritmo genético. A primeira é a geração totalmente aleatória. Já a segunda possibilidade é passar um ou mais indivíduos como sementes iniciais. A geração aleatória de indivíduos

completa a população inicial neste caso. A segunda maneira possui maiores chances de o algoritmo genético encontrar soluções mais satisfatórias com menor número de gerações. Isso ocorre quando os indivíduos passados como sementes iniciais são soluções promissoras [40].

Para ser avaliado, o cromossomo precisa ser decodificado, ou seja, o programa que implementa o algoritmo genético precisa “entender” o seu significado. Após a avaliação da população inicial, começa o processo evolutivo em que os indivíduos são submetidos a quatro etapas: seleção, cruzamento, mutação e novamente avaliação. As etapas são repetidas por certo número de ciclos evolutivos (gerações), até que uma condição de parada seja satisfeita [2]. Uma execução deste processo é chamada de rodada ou experimento.

Os indivíduos são selecionados para fazer parte da geração seguinte através, por exemplo, da técnica da roleta. Os mais bem avaliados recebem uma fatia maior da roleta, ou seja, possuem uma maior probabilidade de serem selecionados. Um problema que pode ocorrer é o aparecimento de super indivíduos, aqueles que possuem avaliação muito maior do que os outros. Isto acarreta na diminuição das chances de recombinação genética. Para resolver este problema aplica-se uma normalização linear das aptidões dos indivíduos. A Figura 19 ilustra cinco indivíduos em uma roleta onde cada porção representa a probabilidade de um indivíduo ser selecionado. Esta probabilidade é proporcional à sua avaliação (aptidão).



Figura 19: Roleta [2].

Operadores genéticos são aplicados a alguns dos indivíduos selecionados para a população da geração seguinte. Esses operadores criam soluções diferentes para o problema de otimização que se busca resolver, através da transformação

desses indivíduos. Os operadores mais comuns são o cruzamento e a mutação. Existe uma probabilidade de aplicar um operador a cada indivíduo e por isso apenas alguns dos indivíduos são transformados. No cruzamento, dois indivíduos recombina os materiais genéticos de seus cromossomos, gerando indivíduos filhos. Esse operador tira proveito das soluções mais promissoras e deve ocorrer com maior probabilidade no começo do processo evolutivo. Já a mutação consiste em transformar um indivíduo ao alterar um ou mais genes aleatoriamente. Isso faz com que o espaço de busca seja melhor explorado, pois dispersa a população e evita eventuais mínimos locais. Dessa forma, a probabilidade deste operador ser utilizado deve ser maior no fim do processo evolutivo. Os novos indivíduos gerados pelos operadores são avaliados fechando o ciclo evolutivo. Existem diferentes critérios de parada para este processo, o mais comum é o número de gerações [2].

Os Algoritmos Genéticos podem implementar o *steady state*, um mecanismo que garante que os melhores indivíduos de cada geração passem para a seguinte. Isso faz com que o desempenho do algoritmo nunca piore de uma geração para a próxima. Um caso particular do *steady state* é o elitismo, que mantém apenas o melhor indivíduo na geração seguinte. Existe ainda o *steady state* entre rodadas, que utiliza os melhores indivíduos de uma rodada como sementes da próxima. Como o resto da população inicial é gerado aleatoriamente tem-se um efeito de dispersão amplificado pelo espaço de busca ao passo que indivíduos promissores são mantidos entre as rodadas [40]. Quando o *steady-state* entre rodadas é utilizado, um experimento passa a ser a execução do número de rodadas definido.

Uma importante vantagem dos Algoritmos Genéticos é seu paralelismo intrínseco, que pode ser aproveitado para melhorar o seu tempo computacional de execução. Isso ocorre porque as avaliações dos indivíduos são independentes, ou seja, a avaliação de um é independente do outro. Subconjuntos da população podem ser distribuídos para diferentes máquinas de um *cluster* de computadores e avaliados praticamente ao mesmo tempo. Também é possível que outro subconjunto de indivíduos seja avaliado por um núcleo de um processador paralelamente à avaliação de outros indivíduos em outros núcleos do mesmo nó computacional.

Ressalta-se que em espaços de buscas muito grandes e complexos pode-se esperar encontrar soluções não ótimas. Porém, as soluções encontradas muitas vezes são satisfatórias [2].

2.5. GENOCOP III e Funções Penalty

O GENOCOP III - *Genetic Algorithm for Numerical Optimization of Constrained Problems* [5] é uma técnica baseada em Algoritmos Genéticos para a verificação de restrições lineares e não lineares em problemas de otimização [39]. São criadas duas populações separadas. Uma delas é chamada de população de busca e a outra de população de referência. A população de busca é composta por indivíduos que satisfazem as restrições lineares do problema, já os indivíduos da população de referência devem satisfazer tanto as restrições lineares quanto as não lineares.

A evolução acontece sempre na população de busca e, durante os ciclos de evolução, os indivíduos da população de busca se cruzam com indivíduos da população de referência para que se transformem em indivíduos que respeitem todas as restrições (lineares e não lineares) impostas pelo problema. A **Figura 20** mostra um exemplo de cruzamento entre o indivíduo R_3 da população de referência e o indivíduo S_1 da população de busca, que resulta no indivíduo Z em uma região viável. Dessa forma, no decorrer da evolução, os indivíduos da população de busca, que antes não respeitavam todas as restrições, tendem a ser substituídos por indivíduos que respeitam todas as restrições.

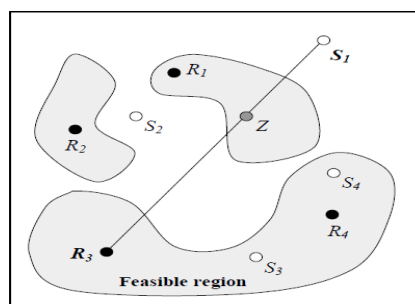


Figura 20: R_i – Indivíduos da população de Referência.

S_i – Indivíduos da população de Busca.

[39]

As funções de penalização ou funções *penalty*, aplicam uma punição numérica à avaliação de indivíduos que ferem alguma restrição. Soluções que ferem restrições *soft* não são as preferidas, mas são consideradas válidas. Já as soluções que ferem as restrições *hard* não são consideradas válidas [41].

2.6. Simuladores

2.6.1. Introdução

No desenvolvimento e na operação de campos de petróleo deseja-se obter a melhor estratégia possível. Para auxiliar nesta tarefa são utilizadas simulações numéricas. Tradicionalmente as simulações de modelos de reservatórios e modelos de sistemas de produção são distintas, porém dependentes [42].

2.6.2. Simuladores de Reservatórios

Simuladores de reservatórios são modelos computacionais cujo objetivo é prever o comportamento de um reservatório em diferentes cenários operacionais [43]. Segundo [44], os principais modelos de escoamento para simulações de reservatórios são: o modelo *black-oil*, o modelo composicional, os modelos térmicos e os modelos de fluxo miscível.

Neste trabalho, o simulador de reservatórios utilizado (IMEX da CMG [45]) adota o modelo *black-oil*. Este modelo, que é isotérmico, é uma simplificação do modelo composicional. O comportamento das suas fases é guiado por relações de pressão, volume e temperatura (PVT) [46].

2.6.3. Simuladores de Sistemas de Produção

A funcionalidade principal dos simuladores de sistemas de produção é simular o escoamento multifásico no sistema de produção através do cálculo dos valores referentes à temperatura e a pressão nos diversos pontos desse sistema. As

propriedades dos fluidos e o comportamento das fases são obtidos através de correlações empíricas. Existe uma série de correlações disponíveis nos simuladores comerciais para calcular o gradiente de pressão [4].

O usuário de um simulador de sistemas de produção pode avaliar o desempenho de diversos modelos de *flowlines* e *risers*, entre outros equipamentos submarinos, comparando com dados reais do campo. É possível também ajustar as correlações de acordo com essas condições reais, permitindo assim, análises operacionais. Pode-se também utilizar esses simuladores para analisar os melhores cenários de sistemas de produção a serem instalados em determinado campo [4].

2.6.4. Tabelas de Escoamento Multifásico

As tabelas de escoamento multifásico representam pressões de fundo de poço (*Bottom Hole Pressure – BHP*) para um dado conjunto de condições de fluxo, como por exemplo: pressão na cabeça do poço (*Well Head Pressure – WHP*), razão gás-óleo (*Gas-Oil Rate – GOR*), corte de água (*Water Cut*), entre outras [47]. Dessa forma, as perdas de pressões do sistema podem ser obtidas por interpolações nas tabelas [42].

2.6.5. Modelagem Integrada de Produção (MIP)

Existem duas formas de acoplamento entre simuladores de reservatório e sistemas de produção: Acoplamento Implícito e Acoplamento Explícito. No Acoplamento Implícito, as equações que descrevem o modelo de sistema de produção e o modelo de reservatório são resolvidas simultaneamente em um único sistema de equações. Já no Acoplamento Explícito, existem dois sistemas de equações que são resolvidos separadamente, um para o modelo de sistema de produção e outro para o modelo de reservatório [48].

O RESOLVE é um software desenvolvido pela Petroleum Experts (PETEX) [47] que funciona como uma interface para o acoplamento explícito entre simuladores de reservatórios (IMEX, ECLIPSE, ou outros) e o GAP, da própria PETEX, que é um simulador de sistemas de produção [49]. O software Prosper, também da PETEX, permite análises avançadas de desempenho de

sistemas de produção desde o fundo do poço no reservatório até a UEP [47]. As tabelas de escoamento multifásico referentes à perda de carga nas colunas de produção dos poços podem ser geradas pelo Prosper, sendo necessárias como dados de entrada do GAP.

Existe ainda uma abordagem chamada na literatura de Modelagem Integrada de Produção Simplificada, onde toda a representação do sistema de produção externo ao reservatório é feita através de tabelas de escoamento multifásico. Apesar da menor precisão dessa abordagem existe um ganho em tempo computacional [49].

3. Metodologia

3.1. Introdução

A seleção de alternativas de estratégias para o desenvolvimento de um sistema de produção *offshore* consiste em um grande número de decisões através da análise técnico-econômica de uma série de possíveis cenários. Entre as variáveis de decisão que compõem essas alternativas tem-se a localização e quantidade dos poços a serem perfurados, os seus cronogramas de abertura, a localização e quantidade das UEPs, o dimensionamento dessas unidades, dentre outras decisões. Todas essas variáveis podem ser otimizadas levando ao aumento do lucro obtido pela empresa de petróleo.

A modelagem desta realidade extremamente complexa e tomada por incertezas de diversos tipos é muito difícil para o especialista. Este trabalho propõe um modelo de solução aplicado a uma parte do problema de otimização de planos de drenagem de reservatórios para dar suporte à decisão do especialista. Tendo conhecimento das limitações deste modelo e o que é levado em consideração pelo mesmo, o especialista terá uma ferramenta a mais para auxiliá-lo no processo de tomada de decisão.

O modelo de solução proposto neste trabalho é capaz de otimizar simultaneamente a quantidade, a localização e o dimensionamento de UEPs. O domínio do campo de petróleo é um dado fornecido pelo usuário do modelo de solução. O campo é representado por um quadrilátero delimitado por coordenadas (x, y) . Considerou-se a lâmina d'água constante em toda a extensão do campo que possui apenas um reservatório. O uso de *manifold* submarinos não é considerado, ou seja, o campo só possui poços satélites. Todos os poços possuem completação molhada. Considera-se a injeção de gás (*Gas-Lift*) no anular de cada poço produtor de $100.000 \text{ m}^3/\text{dia}$ e uma configuração de poços já localizados é dada como entrada. Os poços são alocados à UEP mais próxima e sempre devem ser alocados a uma única unidade. Outro dado de entrada são os conjuntos de

capacidades das UEPs onde cada conjunto é representado por um identificador (ID). Esse conjunto é composto por: número de *slots* disponíveis, capacidade máxima de produção de óleo por dia, capacidade máxima de produção de água por dia e capacidade máxima de injeção de água por dia. A metodologia utilizada para realizar a otimização proposta envolve o método de otimização chamado de Algoritmos Genéticos. Para lidar com algumas restrições do problema usou-se a técnica chamada de GENOCOP III. Já para as restrições que não puderam ser tratadas com esta técnica utilizou-se uma função de penalidade. A função objetivo que se deseja maximizar é o Valor Presente Líquido (VPL).

O VPL depende das curvas de produção, obtidas como saída do simulador de reservatórios. Para que a perda de carga no sistema de produção seja considerada, são geradas tabelas de escoamento multifásico através do software comercial Prosper da PETEX [47]. A Figura 21 mostra o esquema do Modelo de Solução constituído de módulos assim como em [40]. No módulo simulador utilizam-se tabelas de escoamento multifásico, também chamadas de tabelas de fluxo vertical multifásico (FVM).

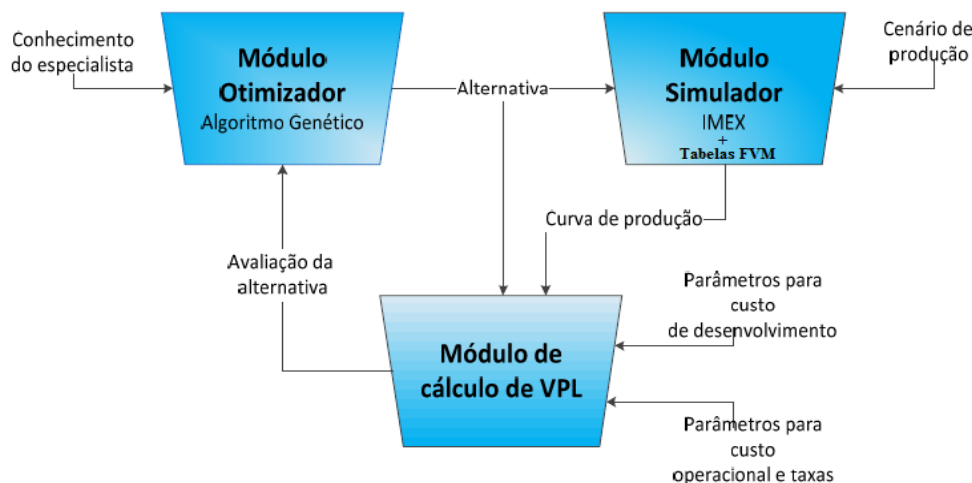


Figura 21: Metodologia. Adaptada de [40].

3.2. Função de Avaliação

Como dito anteriormente, o objetivo deste trabalho é encontrar uma alternativa de quantidade, localização e dimensionamento de UEPs que maximiza o VPL de um projeto. As Equações de 8 a 16 descrevem o cálculo do VPL:

$$VPL = VP - D \quad (8)$$

Onde:

VP : valor presente do projeto.

D : custo de desenvolvimento do projeto.

$$VP = (VP_r - VP_{cop}) \times (1 - I) \quad (9)$$

Onde:

VP_r : valor presente da receita.

VP_{cop} : valor presente do custo operacional.

I : alíquota de impostos.

$$VP_r = \sum_{t_0}^T \frac{R(t)}{1 + tma \left(\frac{d(t)}{365} \right)} \quad (10)$$

Onde:

$R(t)$: receita no tempo t .

T : tempo total da produção.

tma : taxa mínima de atratividade.

$d(t)$: dia no tempo t .

$$R(t) = [(q_o(t) \times p_o(t)) + (q_g(t) \times p_g(t))] \times (d(t) - d(t - 1)) \quad (11)$$

Onde:

$q_o(t)$: vazão de produção de óleo no tempo t .

$p_o(t)$: preço da venda de óleo no tempo t .

$q_g(t)$: vazão de produção de gás no tempo t .

$p_g(t)$: preço da venda de gás no tempo t .

$$VP_{cop} = \sum_{t=1}^T \frac{Cop(t)}{1+ta^{\left(\frac{d(t)}{365}\right)}} \quad (22)$$

Onde:

$Cop(t)$: custo operacional no tempo t .

$$Cop = \left[m \times n_p \times \left(\frac{(d(t) - d(t-1))}{365} \right) \right] + v \times (d(t) - d(t-1)) + R_y \times R(t) + f + [(cp_o \times q_o(t)) + (cp_g \times q_g(t)) + (cp_a \times q_a(t)) + (ci_a \times q_{ainj}(t))] \times (d(t) - d(t-1)) \quad (13)$$

Onde:

m : custo de manutenção.

v : custos variáveis de produção.

R_y : royalties.

f : custos fixos.

cp_o : custos de produção de óleo.

$q_o(t)$: vazão de produção de óleo no tempo t .

cp_g : custos de produção de gás.

$q_g(t)$: vazão de produção de gás no tempo t .

cp_a : custos de produção de água.

$q_a(t)$: vazão de produção de água no tempo t .

ci_a : custos de injeção de água.

$q_{ainj}(t)$: vazão de injeção de água no tempo t .

$$D = CP + \sum_{i=1}^N [\sum_{t=1}^2 (sr_t \times lr_t) + (sf_t \times lf_t) + u_i] + CA \quad (34)$$

Onde:

CP : custos de perfuração.

N : número de UEPs no campo.

sr_t : soma dos comprimentos dos *risers* do tipo t .

lr_t : custo do *riser* do tipo t .

sf_t : soma das distâncias dos poços do tipo t até a UEP.

lf_t : custo das *flowlines* do tipo t .

$t = 1$: poço produtor.

$t = 2$: poço injetor.

u_i : custo da UEP i .

CA : custo de abandono do campo.

$$sr_t = \sum_{j=1}^{np} cr_j \quad (45)$$

Onde:

np : número de poços.

cr : comprimento do *riser*.

$$sf_t = \sum_{j=1}^{np} w_{ij} \sqrt{(c_{xj} - c_{xi})^2 + (c_{yj} - c_{yi})^2} \quad (56)$$

Onde:

np : número de poços.

c_{xj} : coordenada x da cabeça do poço j .

c_{yj} : coordenada y da cabeça do poço j .

c_{xi} : coordenada x da UEP i .

c_{yi} : coordenada y da UEP i .

w_{it} : 0 se poço não for alocado a UEP i ou 1 se for.

O cálculo do VPL depende de uma série de parâmetros, dentre os quais a maioria é referente ao cenário econômico. O especialista (usuário do modelo de solução) deve fornecer esses parâmetros exceto:

- As vazões de produção de óleo, gás, água e a vazão de injeção de água. Essas vazões são obtidas pelas simulações de reservatório que incluem as tabelas de escoamento multifásico executadas no software IMEX.
- Os comprimentos das *flowlines* de produção e injeção. Este dado é calculado a partir da distância euclidiana entre a UEP e as cabeças dos poços.

A Figura 22 ilustra como as linhas de produção são consideradas. O comprimento do *riser* é dado pela lâmina d'água. As mesmas considerações são aplicáveis às linhas de injeção.

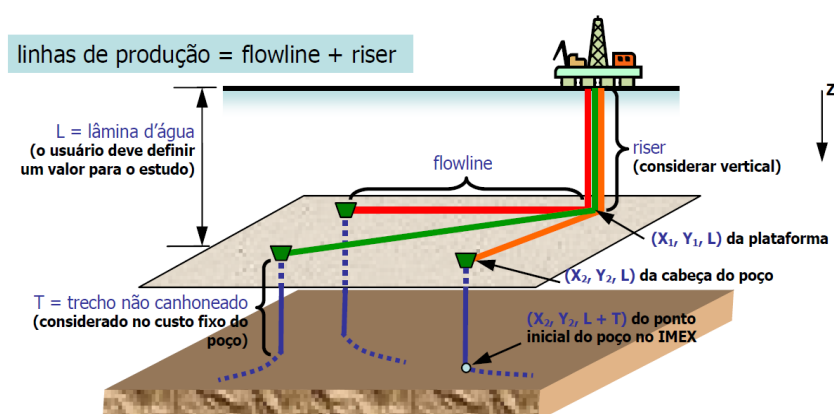


Figura 22: Linhas de Produção.

3.3. Integração da Representação do Sistema de Produção com o Simulador de Reservatórios

A abordagem adotada neste trabalho é chamada na literatura de modelagem integrada de produção simplificada [49], onde toda a representação do sistema de produção externo ao reservatório é feita através de tabelas de escoamento multifásico. Como mencionado no Capítulo 2, essa abordagem é menos precisa do que as modelagens de produção integradas por acoplamento explícito e implícito, porém proporciona ganhos em tempo computacional [49]. As etapas a seguir foram necessárias para a realização de alguns dos casos de estudo deste trabalho.

Foi gerada uma tabela de escoamento multifásico para representar a perda de carga na coluna de produção dos poços produtores e assumiu-se, por simplificação, que todos os poços possuem as mesmas medidas de raio e comprimento. Também foram geradas tabelas de escoamento multifásico correspondentes à perda de carga nas linhas de produção e assumiu-se que elas possuem o mesmo raio e o mesmo comprimento de *riser* (devido à lâmina d'água constante), porém as *flowlines* podem variar de acordo com a restrição de raio de garantia de escoamento descrita no Capítulo 3. Essa restrição indica o comprimento máximo permitido para uma *flowline*, ou seja, a distância máxima permitida entre uma UEP e a cabeça de um poço alocado a ela. As tabelas que representam a perda de carga nas linhas de produção possuem um intervalo de 50 metros nos comprimentos de suas *flowlines*. Após o cálculo da distância entre a UEP e a cabeça de um poço alocado à mesma, a tabela de escoamento multifásico correspondente à distância mais próxima da calculada é inserida no arquivo que será simulado pelo simulador de reservatórios. Por exemplo, se a distância entre um poço e sua UEP é de 20 metros, a tabela 1 (correspondente a 0 metro de *flowline*, ou seja, apenas com o *riser*) será utilizada para este poço. Se a distância for de 35 metros, então a tabela 2 (correspondente a 50 metros de *flowline*) será utilizada e assim por diante.

O IMEX possui um recurso que permite a utilização de tabelas de escoamento multifásico separadas para calcular a perda de carga na coluna e nas linhas de produção. Esse recurso foi utilizado facilitando o processo de geração das tabelas, pois a parte variável do problema é o comprimento da *flowline*.

Portanto, só foi preciso gerar um número grande de tabelas para o cálculo de perda de carga nas linhas de produção, tornando o processo muito mais rápido. Evitou-se assim a lenta geração de tabelas que calculam a perda de carga em todo o sistema, desde o fundo do poço. Para as colunas de produção foi preciso gerar apenas uma tabela, pois como dito anteriormente, considerou-se por simplificação que todos os poços possuem as mesmas medidas.

No Apêndice A, realiza-se uma comparação dos dados de produção entre uma simulação com tabelas separadas e uma simulação com tabelas únicas para representar a perda de carga no sistema todo, desde o fundo do poço até a UEP. O recurso do IMEX que possibilita a utilização de tabelas separadas é explicado e mostra-se que sua utilização não interfere nos resultados.

Também no Apêndice A, é realizada uma comparação dos dados de produção entre uma simulação com tabelas que representam distâncias exatas e uma simulação com tabelas que representam distâncias aproximadas (intervalos de 50 metros). Como dito anteriormente, a utilização de distâncias aproximadas também diminui o tempo gasto com a geração das tabelas. Por exemplo, em um raio de garantia de escoamento de 4.000 metros, se as tabelas fossem geradas para cada metro de *flowline*, seriam necessárias 4.000. Já com intervalos de 50 metros esse número cai para 80. O objetivo dessa comparação é mostrar que a aproximação não interfere nos resultados.

3.4. Representação Cromossômica

O cromossomo que representa uma solução do problema em questão é ilustrado na Figura 23. Cada UEP possui quatro genes com informações sobre sua configuração no campo. Na primeira parte do cromossomo, em verde, os genes valem um quando o *status* de uma UEP é ativo e zero caso contrário.

A segunda parte, em azul, refere-se às coordenadas cartesianas das UEPs. A malha que representa o modelo de reservatório possui também um sistema de coordenadas (i, j, k) que localiza cada um de seus blocos. Como a UEP não precisa necessariamente estar localizada sobre o reservatório, adota-se o sistema cartesiano para representar suas coordenadas.

Na terceira parte do cromossomo, em amarelo, cada gene recebe um identificador (ID) que representa um conjunto de capacidades definidas pelo usuário do modelo de solução referentes ao dimensionamento da UEP. Por exemplo, o ID 1 pode representar uma UEP com 20 *slots* disponíveis, capacidade máxima de produção de 20.000 metros cúbicos de óleo por dia, capacidade máxima de produção de 20.000 metros cúbicos de água por dia e capacidade máxima de injeção de 20.000 metros cúbicos de água por dia. Os custos relacionados a essas características somados aos custos fixos e aos custos em função da lâmina d'água resultam no custo total da UEP. Outro ID pode representar um diferente conjunto de capacidades que resultará em um custo diferente. Dessa forma, o algoritmo genético consegue evoluir as alternativas, encontrando o melhor dimensionamento para cada problema.

Um indivíduo válido deve sempre respeitar as restrições definidas. Assume-se que os poços serão alocados à UEP mais próxima e os tamanhos dos cromossomos dependem do número máximo de UEPs, que é definido pelo especialista. Esta representação permite a comparação entre indivíduos com diferentes quantidades de UEPs. Todos os genes desse cromossomo possuem representação inteira, porém os limites de valores máximos e mínimos são diferentes para cada uma de suas partes.

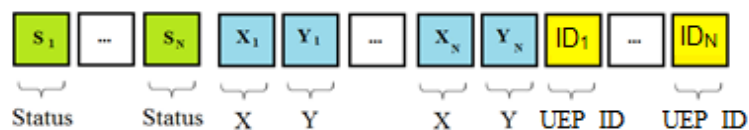


Figura 23: Representação de uma solução – Cromossomo.

3.5. Operadores Genéticos

O operador de cruzamento utilizado chama-se cruzamento uniforme. Esse operador gera uma máscara de bits do tamanho do cromossomo aleatoriamente. Dois indivíduos da geração são selecionados por sorteio de acordo com a taxa de probabilidade de cruzamento. Aplica-se a eles a máscara de bits gerando dois novos indivíduos para a próxima geração. Quando o valor de uma posição da máscara é 1, os genes de posições correspondentes permanecem inalterados.

Quando o valor é 0, os genes dos dois novos indivíduos são trocados. Pode-se observar como isso funciona na Figura 24, que mostra um exemplo de um cromossoma binário. Tem-se os dois indivíduos pais em cima, a máscara de bits no meio e os dois novos indivíduos filhos gerados pelo operador em baixo.

1	0	0	1	0	1	1
0	1	0	1	1	0	1
1	1	0	1	0	0	1
1	0	0	1	1	0	1
0	1	0	1	0	1	1

Figura 24: Operador de cruzamento [41].

O operador de mutação utilizado chama-se mutação uniforme e funciona de forma semelhante. Neste caso, um indivíduo da população é selecionado por sorteio de acordo com a taxa de probabilidade de mutação. Mais uma vez, uma máscara de bits é gerada aleatoriamente. Agora, quando a posição da máscara for 0, a posição correspondente do indivíduo é reinicializada com um valor aleatório. Já quando a posição da máscara for 1, a posição correspondente do indivíduo permanece inalterada. A Figura 25 ilustra um cromossomo alterado pelo operador de mutação. Os operadores utilizados nesta dissertação são detalhados em [50].



Figura 25: Operador de mutação [2].

3.6. Parâmetros Evolutivos

Os parâmetros evolutivos utilizados no algoritmo genético do modelo de solução foram: número de rodadas, número de gerações, tamanho das populações, taxa inicial de cruzamento, taxa final de cruzamento, taxa inicial de mutação, taxa

final de mutação, taxa inicial de *Steady State*, taxa final de *Steady State*, taxa de *Steady State* entre rodadas. As taxas de cruzamento e mutação correspondem à probabilidade de se executar o operador correspondente. Já as taxas de *Steady State* correspondem ao percentual de melhores indivíduos mantidos de uma geração para outra ou de uma rodada para outra. Quando existe uma taxa inicial e uma final, significa que a taxa é adaptativa, ou seja, ela varia ao longo da evolução.

O valor de cada parâmetro utilizado em um algoritmo genético influi no desempenho do próprio. A escolha dos valores usados no modelo de solução foi feita através da variação dos mesmos e da observação dos resultados.

3.7. Decodificação da Solução

Um exemplo de solução obtida para o problema em questão é representada pelo seguinte cromossomo:

[1 355000 7516000 1]

Percebe-se pelo tamanho do cromossomo do exemplo acima que no máximo uma UEP é permitida no campo. Isso ocorre, pois se sabe que são quatro genes para cada UEP: um gene para informar se ela está ativa ou não, dois genes para suas coordenadas (x, y) e um gene contendo o ID que representa o seu conjunto de capacidades. Neste caso o primeiro gene “1” representa que a UEP existe no campo, o segundo gene “355000” corresponde à sua coordenada x e o gene “7516000” corresponde à sua coordenada y . O último gene “1” significa que este é o ID da UEP.

Tem-se outro exemplo de cromossomo:

[0 1 355000 7516000 358500 7517100 1 2]

Neste segundo exemplo, duas UEPs no máximo são permitidas no campo e apenas a segunda UEP existe no campo. Portanto, os genes correspondentes à

primeira UEP são ignorados. A segunda UEP possui coordenadas (358500, 7517100) e seu ID é 2.

Na decodificação do cromossomo, o *software* implementado cria os objetos necessários que compõem a alternativa de UEPs. As distâncias entre as UEPs e as cabeças dos poços alocados a elas são calculadas atribuindo tabelas de escoamento multifásico a cada poço produtor. Então, é possível simular no IMEX as alternativas de UEPs, obtendo uma curva de produção para cada uma. Essas curvas são enviadas para o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) de cada alternativa de UEP. O número real que corresponde ao VPL é atribuído ao indivíduo que corresponde à alternativa de UEPs para que o processo evolutivo possa continuar.

3.8. Restrições do Problema

Nove restrições foram consideradas no decorrer dos casos de estudo do Capítulo 4 desta dissertação:

1. Existe um número mínimo (maior ou igual a um) de UEPs em um campo.
2. Todos os poços do campo devem ser alocados a uma e, exclusivamente, uma UEP.
3. Raio de Ancoragem: existe uma distância mínima necessária entre uma UEP e qualquer outro objeto. Essa restrição tem o intuito de garantir que os equipamentos sejam instalados corretamente com distâncias de segurança. No Estudo de Impacto Ambiental em [51], percebe-se que essa restrição é considerada pela Petrobras na determinação da localização das UEPs.
4. Raio de Garantia de Escoamento: existe uma distância máxima permitida entre um poço e a UEP em que está alocado. Essa restrição é necessária, pois em distâncias muito longas pode não haver garantia de escoamento.

5. Uma UEP não pode ser localizada dentro de uma região do campo considerada nula, ou seja, uma região onde não é permitida a instalação de uma UEP, como por exemplo, locais com a presença de corais. Essa restrição também é vista em [51].
6. O número de poços alocados a uma UEP deve ser menor ou igual à quantidade de *slots* da mesma.
7. A quantidade total de óleo produzida por dia para uma UEP deve ser menor ou igual à sua capacidade máxima de produção de óleo por dia.
8. A quantidade total de água produzida por dia para uma UEP deve ser menor ou igual à sua capacidade máxima de produção de água por dia.
9. A quantidade total de água injetada por dia para uma UEP deve ser menor ou igual à sua capacidade máxima de água injetada por dia.

O GENOCOP III atua diretamente nos cromossomos, antes destes serem decodificados na função de avaliação. Isso faz com as soluções inválidas não sejam simuladas, facilitando o processo de otimização e reduzindo o seu tempo computacional. Entretanto, as restrições de capacidade de produção e injeção só podem ser verificadas depois da decodificação e simulação das alternativas de UEPs. Por isso, para essas restrições são utilizadas as funções *penalty*.

As restrições relativas a capacidades de produção e injeção de uma UEP são restrições *hard*. Ou seja, se um grupo de poços alocados a uma UEP produz ou injeta mais do que sua capacidade, esta solução não é válida. Porém, isto implica em uma grande dificuldade de gerar uma população inicial válida. Além disso, cromossomos inválidos podem possuir genes úteis em uma recombinação. Por isso, neste trabalho essas restrições foram consideradas *soft*. As penalizações são proporcionais à diferença entre a produção e injeção dos poços de uma UEP e sua respectiva capacidade. Sendo assim, apesar de os indivíduos inválidos não serem descartados das populações, a penalização proporcional aplicada as suas avaliações faz com que eles sejam excluídos da população ao longo do ciclo evolutivo. A penalidade utilizada é mostrada na Equação 17.

$$VPL = VPL - [VPL \times (vaz\tilde{a}o - capacidade)] \times \delta \quad (67)$$

Onde:

δ : 0 se $vaz\tilde{a}o \leq capacidade$; 1 se $vaz\tilde{a}o > capacidade$

3.9. Detalhes da Implementação do Modelo de Solução

Uma parceria entre o Laboratório ICA da PUC-Rio e a Petrobras resultou no desenvolvimento do software OCTOPUS (versões 1.x) que se encontra em funcionamento em algumas unidades da PETROBRAS. Uma versão de testes foi instalada no CENPES (Centro de Pesquisas e Desenvolvimento da Petrobras) em 2007 e já em 2008 a primeira versão foi disponibilizada.

O OCTOPUS consiste em um sistema cujo objetivo é encontrar uma configuração de poços que maximize o VPL de um projeto. Um modelo de reservatório é fornecido como entrada e a otimização é realizada através da técnica de Algoritmos Genéticos. O trabalho [39] mostra alguns resultados obtidos com a utilização do sistema OCTOPUS (inspirado pelos trabalhos [52] e [53]) aplicado a casos reais da Petrobras.

Com o sucesso do sistema, a equipe do Laboratório ICA da PUC-Rio propôs a reformulação do mesmo para que este deixe de tratar apenas da otimização da localização de poços e se torne um ambiente de gestão integrada de reservatórios. Este novo ambiente poderia incluir outras otimizações e facilitaria a tomada de decisão do especialista no desenvolvimento de campos de petróleo.

O sistema reformulado ganhou o nome de OCTOPUS 2.0 e permite que diversos *plug-ins* sejam acoplados a ele. Dessa forma o antigo sistema de localização de poços se transformou em um *plug-in* do novo sistema. O modelo de solução proposto nesta dissertação, por sua vez, também foi implementado como outro *plug-in* do software OCTOPUS 2.0. O desenvolvimento foi feito no ambiente MS Visual Studio 2010, utilizando a linguagem orientada a objetos C#.

O *plug-in* implementado utiliza a biblioteca GACOM [53] para obter os métodos necessários referentes ao algoritmo genético. Dessa forma, transforma os cromossomos em alternativas de Unidades Estacionárias de Produção e pode

simulá-las, via linha de comando. A simulação retorna a curva de produção para o cálculo do VPL que atribui uma avaliação para cada alternativa. A avaliação é atribuída ao cromossomo correspondente para que a evolução possa prosseguir. O processo se repete até que o critério de parada seja atingido.

4. Resultados e Discussão

4.1. Modelo de Reservatório

O modelo de reservatório utilizado, chamado UNISIM-I Determinístico, é baseado em um reservatório real localizado no campo de Namorado (lâmina d'água de 160 metros) na Bacia de Campos. A Figura 26 mostra o modelo utilizado que foi fornecido pela UNICAMP e possui sua documentação descrita em [54]. Essa documentação possui, dentre outras informações, parte do cenário econômico utilizado que é exibido na Tabela 1. A concessão do campo é de 30 anos.

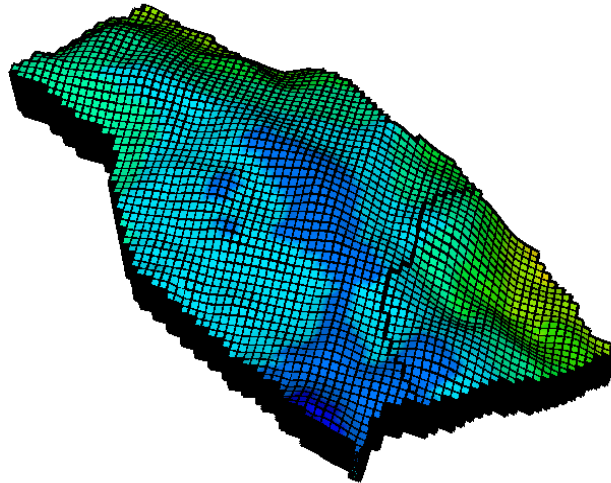


Figura 26: Modelo de reservatório UNISIM-I.

Variável / Parâmetro	Valor	Unidade
Alíquota de Impostos	34	(%)
Royalties	10	(%)
Taxa Mínima de Atratividade	9	(%)
Preço do Óleo	314,5	(US\$/m ³)
Custo de Produção do Óleo	62,9	(US\$/m ³)
Preço do Gás	6,29	(US\$/m ³)
Custo de Produção do Gás	6,29	(US\$/m ³)
Custo de Produção de Água	6,29	(US\$/m ³)
Custo de Injeção de Água	6,29	(US\$/m ³)
Custo de Perfuração e Completação de Poços	21,67	(US\$ Milhões / poço)
Investimento em Unidades Estacionárias de Produção	Equação 18	(US\$ Milhões)
Custo de Abandono do Campo	8,2	(% do investimento em perfuração e completação)
Custo de Manutenção Anual	1	(US\$ Milhões / poço)
Custo do <i>Riser</i> de Produção	730	(US\$ / metro)
Custo do <i>Riser</i> de Injeção	730	(US\$ / metro)
Custo da <i>flowline</i> de Produção	657	(US\$ / metro)
Custo da <i>flowline</i> de Injeção	657	(US\$ / metro)

Tabela 1: Cenário Econômico.

Com o objetivo de avaliar o modelo de solução, foi elaborada uma série de testes para verificar o funcionamento da otimização de cada variável de decisão. A Figura 27 ilustra a configuração dos poços que é fixa para todos os testes realizados. São cinco poços produtores e sete injetores. Os poços do modelo de reservatório fornecido possuem algumas restrições que podem ser vistas na Tabela 2.

O espaço de busca onde as UEPs podem ser localizadas é um dado de entrada do modelo de solução. Nos testes realizados o domínio do campo foi: $X_{\text{mínimo}} = 345.000$; $X_{\text{máximo}} = 365.000$; $Y_{\text{mínimo}} = 7.510.000$; $Y_{\text{máximo}} = 7.522.000$. As UEPs não precisam necessariamente estar localizadas sobre o

reservatório, podem estar em qualquer ponto do campo mostrado na Figura 28, exceto em caso de alguma restrição relacionada a essa localização. Com o objetivo de facilitar a análise e comparação dos resultados, os custos hipotéticos considerados para as linhas de produção e injeção por metro são uma média aritmética entre os custos das linhas de produção e injeção em [33]. A Equação 18 exhibe os custos que foram considerados para as UEPs, baseados em [54]. O primeiro termo desta equação corresponde aos custos fixos e aos custos em função da lâmina d'água. Os termos seguintes descrevem os custos referentes à capacidade de produção de óleo, capacidade de produção de água, capacidade de injeção de água e número de *slots* disponíveis.

Restrições	P1	P2	P3	P4	P5	I1	I2	I3	I4	I5	I6	I7
Máxima Produção de Líquido (m^3/dia)	3.000	3.000	3.000	3.000	2.000							
Mínima Pressão de Fundo de Poço (kg/cm^2)	36	36	36	36	190							
Máxima Pressão de Fundo de Poço (kg/cm^2)						350	350	350	350	350	350	350
Máxima Injeção de Água (m^3/dia)						5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Mínima Produção de Óleo (m^3/dia)					20							

Tabela 2: Restrições dos poços no modelo UNISIM-I.

$$Inv_{UEP} = 417 + (16,4 \times Cp_o + 3,15 \times Cp_w + 3,15 \times Ci_w + 0,1 \times n_s)$$

Onde:

Inv_{UEP} : investimento na UEP (US\$ milhões)

Cp_o : capacidade de produção de óleo (1000 m³/dia)

Cp_w : capacidade de produção de água (1000 m³/dia)

Ci_w : capacidade de injeção de água (1000 m³/dia)

n_s : número de slots

(78)

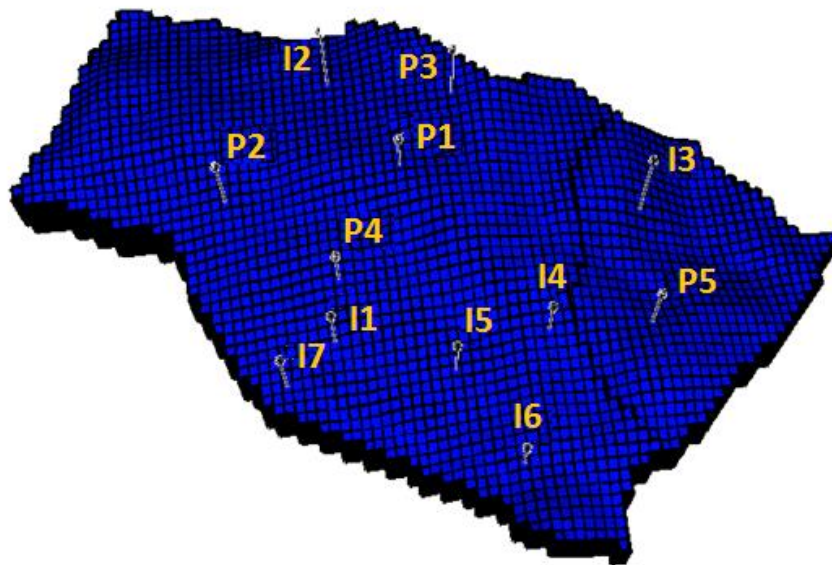


Figura 27: Configuração de Poços.

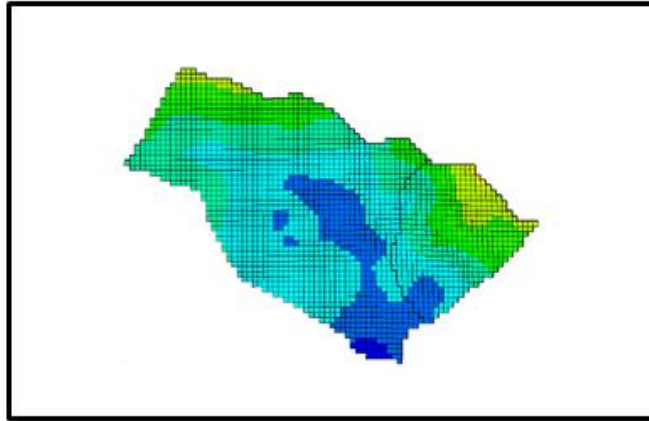


Figura 28: Domínio do campo.

4.2. Estudo de Casos

4.2.1. Introdução

Esta seção apresenta o estudo de casos realizado para testar o modelo de solução proposto. A função objetivo (Equação 8) adotada na metodologia deste trabalho é composta pelo Valor Presente (VP) e pelos custos de Desenvolvimento (D). Inicialmente (Teste-1 ao Teste-4) utilizou-se o modelo de solução para minimizar os custos de Desenvolvimento (D) visto na Equação 14. Nos quatro primeiros testes, o Valor Presente (hipotético) é mantido constante e, portanto, não são feitas simulações de reservatório. As capacidades de produção e injeção das UEPs são necessárias apenas para os cálculos referentes aos seus custos, ou seja, suas restrições não são consideradas. Os parâmetros evolutivos dos quatro primeiros testes se encontram na Tabela 3.

Nos testes 5 e 6, o VP e o D variam com o objetivo de maximizar o VPL . As simulações de reservatório são consideradas, assim como a perda de carga do sistema de produção. No Teste-5, as capacidades das UEPs são necessárias apenas para os cálculos referentes aos seus custos, ou seja, suas restrições também não são consideradas. Já no Teste-6 todas as restrições de capacidade das UEPs são consideradas.

O método de Algoritmos Genéticos é não determinístico, isto é, possui elementos aleatórios que fazem com que cada execução retorne uma solução diferente. Por isso, cada otimização realizada no estudo de casos foi executada algumas vezes com o objetivo de verificar a qualidade das soluções obtidas. Como foi utilizada a técnica do *steady-state* entre rodadas, cada execução é chamada de experimento.

Número de Experimentos	10
Número de Rodadas	4
Número de Gerações	30
Tamanho da População	50
Taxa inicial de cruzamento	80%
Taxa final de cruzamento	65%
Taxa inicial de mutação	8%
Taxa final de mutação	50%
Taxa inicial de <i>Steady State</i>	40%
Taxa final de <i>Steady State</i>	20%
Taxa de <i>Steady State</i> entre rodadas	10%

Tabela 3: Parâmetros Evolutivos dos testes: Teste-1, Teste-2, Teste-3, Teste-4.

4.2.2. Teste-1

Neste teste, permite-se apenas uma UEP no campo. Deseja-se minimizar o somatório das distâncias euclidianas entre as cabeças dos poços e a unidade de produção. Compara-se o resultado obtido com o algoritmo de Weiszfeld [25] descrito no Capítulo 2 desta dissertação. A Figura 29 mostra as localizações das UEPs obtidas pelo algoritmo de *Weiszfeld* e pelo modelo de solução proposto neste trabalho (para o experimento que obteve o menor custo de desenvolvimento). É possível observar que se localizam praticamente no mesmo ponto. Isso mostra que o modelo de solução leva em consideração a minimização das linhas de produção e injeção, como esperado. Para calcular o custo da UEP foram utilizadas as capacidades da Tabela 4 na Equação 18. A Tabela 5 exibe as

distâncias euclidianas entre as cabeças dos poços e a UEP, já a Tabela 6 mostra os somatórios dessas distâncias.

ID	1
Capacidade de Produção de Óleo (m^3 por dia)	20.000
Capacidade de Produção de Água (m^3 por dia)	20.000
Capacidade de Injeção de Água (m^3 por dia)	20.000
Número de <i>slots</i> disponíveis	12
Custo da UEP (US\$)	872.200.000,00

Tabela 4: Dimensionamento da UEP do Teste-1.

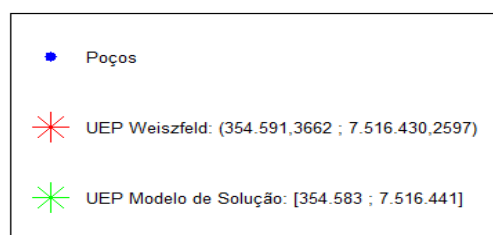
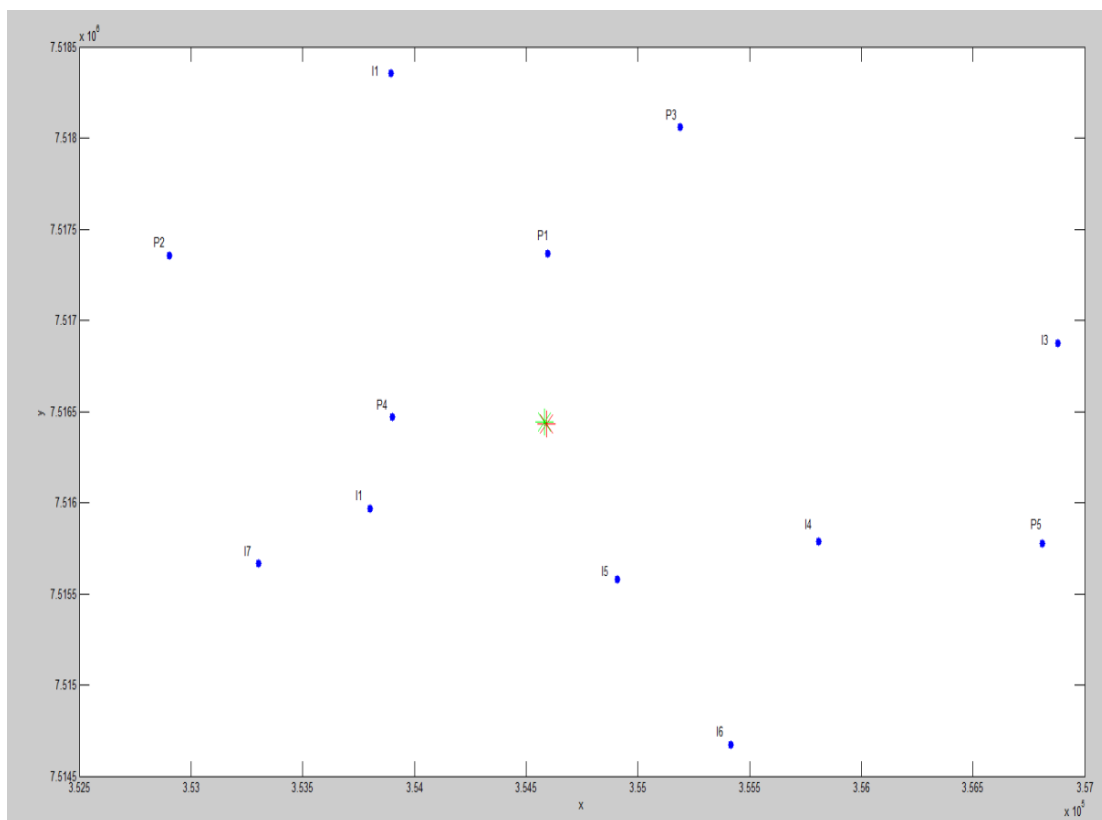


Figura 29: Localizações das UEPs no Teste-1.

UEP Modelo de Solução (ID 1)	UEP Weiszfeld (ID 1)
P1 – 926,97 metros.	P1 – 937,00 metros.
P2 – 1.912,78 metros.	P2 – 1.925,07 metros.
P3 – 1.731,52 metros.	P3 – 1.739,05 metros.
P4 – 681,18 metros.	P4 – 689,69 metros.
P5 – 2.325,60 metros.	P5 – 2.314,81 metros.
I1 – 911,64 metros.	I1 – 912,90 metros.
I2 – 2.031,43 metros.	I2 – 2.044,48 metros.
I3 – 2.339,07 metros.	I3 – 2.333,27 metros.
I4 – 1.391,30 metros.	I4 – 1.379,09 metros.
I5 – 922,09 metros.	I5 – 908,98 metros.
I6 – 1.954,24 metros.	I6 – 1.940,88 metros.
I7 – 1.496,10 metros.	I7 – 1.497,32 metros.

Tabela 5: Distâncias euclidianas entre as cabeças dos poços e a UEP do Teste-1.

Somatório das Distâncias (Modelo de Solução)	18.623,02 metros.
Somatório das Distâncias (<i>Weiszfeld</i>)	18.622,54 metros

Tabela 6: Somatório das distâncias euclidianas entre as cabeças dos poços e as UEPs do Teste-1.

4.2.3. Teste-2

O problema de localizar mais de uma UEP apresenta grau de complexidade significativamente maior do que a localização de apenas uma, como descrito no Capítulo 2. Deseja-se mostrar que o modelo de solução também fornece uma resposta com qualidade elevada para este problema, ou seja, leva em conta a minimização das linhas de produção e injeção para mais de uma unidade.

Sendo assim, neste teste são consideradas duas UEPs no campo e o resultado obtido pelo modelo de solução (para o experimento que obteve o menor custo de desenvolvimento) é comparado com o resultado obtido pelo algoritmo k -

means (Algoritmo de Lloyd) também descrito no Capítulo 2. Para calcular os custos das unidades de produção foram utilizadas as capacidades da Tabela 7 na Equação 18. Na Figura 30 é possível notar que as duas localizações obtidas são bem parecidas. Pelas Tabelas 8 e 9, percebe-se que alocação de poços foi idêntica. Já na Tabela 10 é possível observar o somatório das distâncias euclidianas entre as cabeças dos poços e suas respectivas UEPs para cada solução.

ID	1
Capacidade de Produção de Óleo (m^3 por dia)	20.000
Capacidade de Produção de Água (m^3 por dia)	20.000
Capacidade de Injeção de Água (m^3 por dia)	20.000
Número de <i>slots</i> disponíveis	12
Custo da UEP (US\$)	872.200.000,00

Tabela 7: Dimensionamento das UEPs do Teste-2.

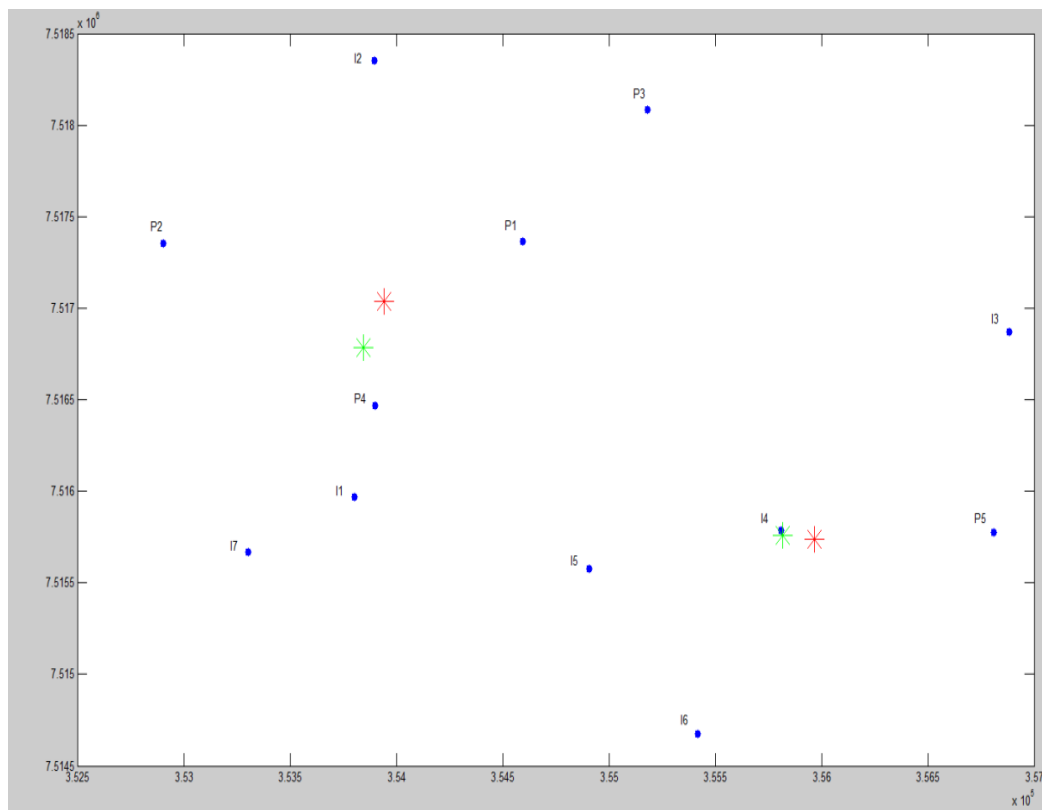




Figura 30: Localizações das UEPs no Teste-2.

UEP A (ID 1 - Modelo de Solução)	UEP B (ID 1 - Modelo de Solução)
P1 – 947,26 metros.	P5 – 994,02 metros.
P2 – 1.102,00 metros.	I3 – 1.539,86 metros.
P3 – 1.852,31 metros.	I4 – 29,20 metros.
P4 – 324,02 metros.	I5 – 928,53 metros.
I1 – 818,90 metros.	I6 – 1.157,21 metros.
I2 – 1.566,77 metros.	
I7 – 1.245,04 metros.	

Tabela 8: Alocação de poços e distâncias para respectivas UEPs para os resultados do modelo de solução no Teste-2.

UEP A (ID 1 - <i>k-Means</i>)	UEP B (ID 1 - <i>K-Means</i>)
P1 – 732,93 metros.	P5 – 846,77 metros.
P2 – 1.085,33 metros.	I3 – 1.457,85 metros.
P3 – 1.615,56 metros.	I4 – 162,47 metros.
P4 – 571,57 metros.	I5 – 1.070,73 metros.
I1 – 1.077,60 metros.	I6 – 1.197,77 metros.
I2 – 1.315,73 metros.	
I7 – 1.512,08 metros.	

Tabela 9: Alocação de poços e distâncias para respectivas UEPs para os resultados do *K-Means* no Teste-2.

Somatório das Distâncias (Modelo de Solução)	12.505,1433 metros
Somatório das Distâncias (<i>K-Means</i>)	12.646,3982 metros

Tabela 10: Somatório das distâncias euclidianas entre as cabeças dos poços e suas respectivas UEPs no Teste-2.

4.2.4. Teste-3

O objetivo aqui foi testar o modelo de solução quanto à decisão sobre uma das variáveis referentes ao dimensionamento das UEPs: o número de *slots* disponíveis para alocar poços. Assim, deseja-se minimizar o comprimento das linhas de produção e injeção e também minimizar os custos com as Unidades Estacionárias de Produção, respeitando suas restrições de capacidade (números de *slots* disponíveis).

São considerados dois possíveis conjuntos de capacidades referentes ao dimensionamento vistos na Tabela 11. Um deles possui capacidade para alocar oito poços (ID 1) enquanto o outro possui capacidade para alocar apenas quatro poços (ID 2). O campo pode possuir no mínimo uma e no máximo duas UEPs. Percebe-se que uma única UEP não é capaz de alocar todos os 12 poços presentes no campo e por esse motivo, as soluções válidas devem possuir duas. Porém, um indivíduo com duas UEPs de ID 2 não representa uma solução válida, já que também não comporta todos os 12 poços do campo.

O modelo de solução encontrou uma alternativa com duas UEPs de IDs diferentes. Observa-se que com isso economiza-se US\$ 400.000,00 no custo das mesmas em relação a duas de ID 1. Sendo assim, a localização das UEPs deveria trazer uma economia de mais de US\$ 400.000,00 em quilometragem de linhas, para justificar a escolha de duas unidades de ID 1. Em uma alternativa com esses dimensionamentos (ambos de ID 1), poder-se-ia chegar à localização ótima do Teste-2. O somatório das distâncias teria aproximadamente 400 metros a menos do que a solução obtida no Teste-3 (comparando as Tabelas 10 e 13), o que geraria uma economia em torno de US\$ 265.000,00 em linhas de produção e injeção. Ou seja, ao aumentar um pouco a quilometragem das linhas e economizar

nos gastos com as unidades, obtém-se uma maior redução nos custos de desenvolvimento. Portanto, a solução obtida pelo modelo é coerente.

A Figura 31 mostra as localizações das UEPs (para o experimento que obteve o menor custo de desenvolvimento). Pode-se observar que em relação ao Teste-2, a localização da UEP A se aproxima do poço I5 enquanto a localização da UEP B se afasta. Com isso as restrições de capacidade são respeitadas gerando a alocação de poços da Tabela 12.

ID	1	2
Capacidade de Produção de Óleo (m^3 por dia)	20.000	20.000
Capacidade de Produção de Água (m^3 por dia)	20.000	20.000
Capacidade de Injeção de Água (m^3 por dia)	20.000	20.000
Número de <i>slots</i> disponíveis	8	4
Custo da UEP (US\$)	871.800.000,00	871.400.000,00

Tabela 11: Dimensionamentos das UEPs do Teste-3.

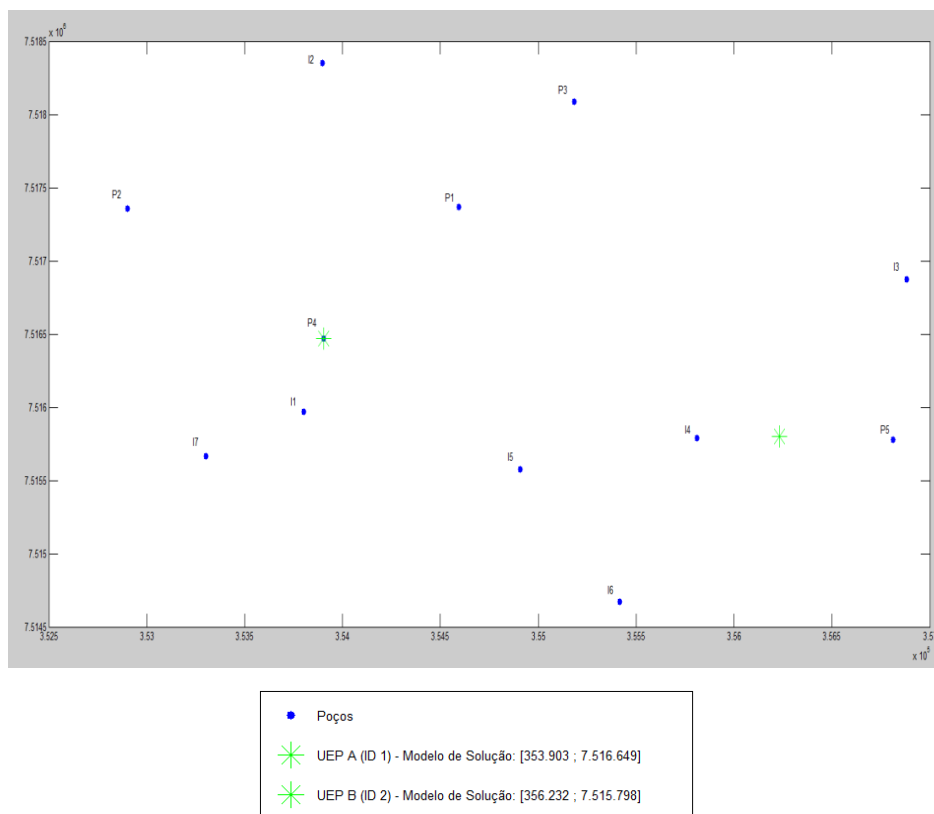


Figura 31: Localizações das UEPs no Teste-3.

UEP A (ID 1)	UEP B (ID 2)
P1 – 1.134,26 metros.	P5 – 580,23 metros.
P2 – 1.336,53 metros	I3 – 1.255,50 metros.
P3 – 2.048,46 metros.	I4 – 420,91 metros.
P4 – 1,42 metros.	I6 – 1.388,85 metros.
I1 – 509,64 metros.	
I2 – 1.884, 00 metros.	
I5 – 1.342,70 metros.	
I7 – 1.001,64 metros.	

Tabela 12: Alocação de poços e distâncias para as respectivas UEPs no Teste-3.

Somatório das Distâncias	12.904,1377 metros
--------------------------	--------------------

Tabela 13: Somatório das distâncias euclidianas entre as cabeças dos poços e suas respectivas UEPs no Teste-3.

4.2.5. Teste-4

No Teste-4, tem-se o mesmo problema do Teste-3. Porém, restrições importantes como regiões nulas e o raio de ancoragem foram consideradas (Tabela 14). O local onde a UEP B foi localizada no Teste-3, agora, corresponde a uma região nula, ou seja, o modelo de solução não poderá localizar uma unidade próxima daquele local. Além disso, a localização da UEP A no Teste-3 também não será possível no Teste-4, uma vez que fere a restrição do raio de ancoragem.

O raio de ancoragem é uma distância mínima entre a UEP e qualquer outro objeto, inclusive uma região nula. Essa restrição tem o intuito de garantir que os equipamentos sejam instalados corretamente com distâncias de segurança. Já a região nula pode ser definida para locais onde o especialista sabe da impossibilidade da instalação de uma unidade de produção. Isso ocorre, por exemplo, em locais com a presença de corais. A distância mínima permitida entre uma UEP e uma região nula é o somatório do raio de ancoragem com o raio do círculo correspondente à região nula.

Neste novo cenário, o resultado encontrado pelo modelo de solução possui duas unidades de ID 1. Isso mostra que com as restrições, não foi encontrada nenhuma alternativa em que a redução dos custos com uma UEP menor compensasse o aumento nos gastos com as linhas de produção e injeção. A Tabela 15 mostra os custos adotados para as UEPs, os mesmos utilizados no Teste-3.

A Figura 32 exibe as localizações das UEPs obtidas pelo modelo (para o experimento que obteve o menor custo de desenvolvimento). A Tabela 16 mostra a alocação de poços enquanto a Tabela 17 exibe o somatório das distâncias euclidianas entre as cabeças dos poços e a UEP em que o respectivo poço está alocado.

Raio de Ancoragem	200 metros.
Raio da Região Nula	300 metros.

Tabela 14: Raio de Ancoragem e Raio da Região Nula no Teste-4.

ID	1	2
Capacidade de Produção de Óleo (m^3 por dia)	20.000	20.000
Capacidade de Produção de Água (m^3 por dia)	20.000	20.000
Capacidade de Injeção de Água (m^3 por dia)	20.000	20.000
Número de <i>slots</i> disponíveis	8	4
Custo da UEP (US\$)	871.800.000,00	871.400.000,00

Tabela 15: Dimensionamentos das UEPs do Teste-4.

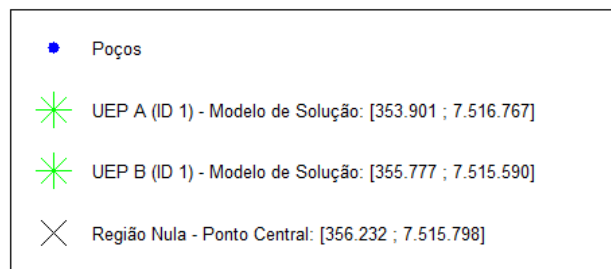
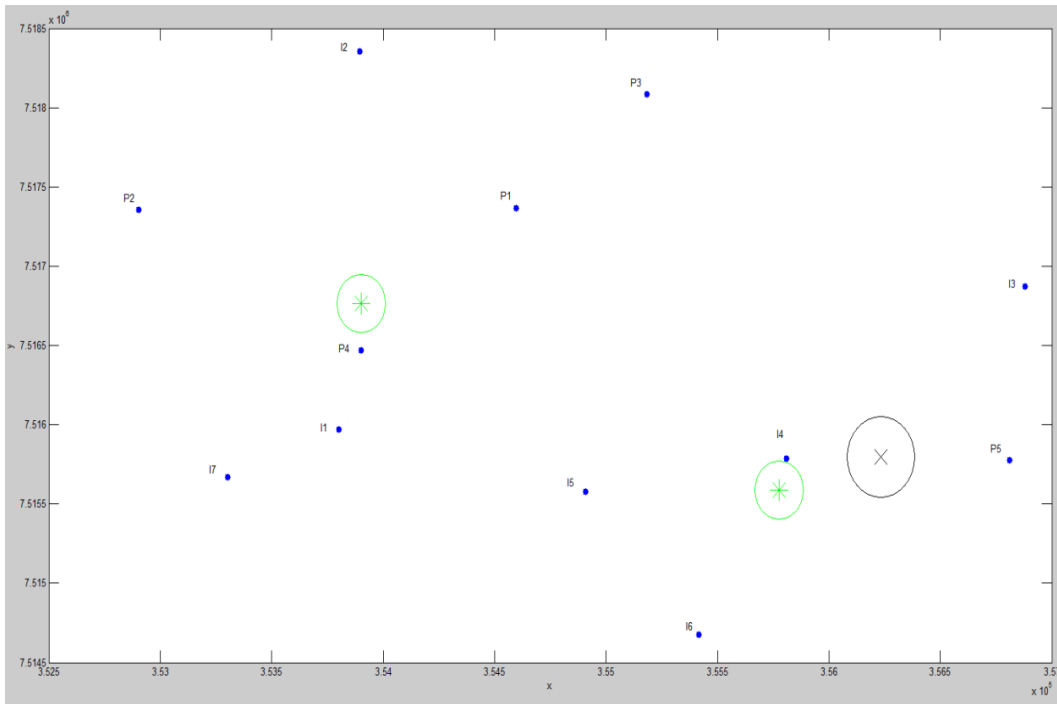


Figura 32: Localizações das UEPs no Teste-4.

UEP A (ID 1)	UEP B (ID 1)
P1 – 918,12 metros.	P5 – 1.051,66 metros.
P2 – 1.158,62 metros.	I3 – 1.692,60 metros.
P3 – 1.827,66 metros.	I4 – 200,35 metros.
P4 – 299,27 metros.	I5 – 869,77 metros.
I1 – 803,73 metros.	I6 – 984,69 metros.
I2 – 1.585,99 metros.	
I7 – 1.251,98 metros.	

Tabela 16: Alocação de poços e distâncias para as suas respectivas UEPs no Teste-

4.

Somatório das Distâncias	12.644,42 metros.
--------------------------	-------------------

Tabela 17: Somatório das distâncias euclidianas entre as cabeças dos poços e suas respectivas UEPs no Teste-4.

4.2.6. Teste-5

As variáveis de decisão do problema, além de afetar os custos de Desenvolvimento (D) também afetam o Valor Presente (VP), pois influenciam as taxas de produção. Isto é, quanto maior a distância entre uma UEP e um poço, maior a dissipação de energia. Esse teste tem a intenção de verificar a importância do cálculo da perda de carga ser levado em consideração na otimização da localização das UEPs. Só existe uma UEP no campo e não existem regiões nulas definidas. A restrição de raio de ancoragem também não é considerada. O raio de garantia de escoamento é de 5.725 metros. Isso significa que essa é a distância máxima permitida entre uma unidade e um poço alocado a ela, ou seja, é o comprimento máximo permitido para uma *flowline*. Foram geradas 114 tabelas de escoamento multifásico com intervalos de 50 metros de *flowline* entre cada uma. Para fins de comparação, as coordenadas obtidas pelo algoritmo de *Weiszfeld* no Teste-1 foram utilizadas. Calculou-se a perda de carga para essa localização e em seguida seu VPL. Como esse algoritmo minimiza apenas o somatório das distâncias entre os poços e a UEP, era de se esperar que o modelo de solução encontrasse um VPL maior e de fato isso ocorreu.

Para analisar os resultados, os Valores Presentes referentes à produção de cada poço sem perda de carga foram calculados e a Figura 33 apresenta o percentual da contribuição de cada poço produtor para esse VP. Assim, os potenciais de lucro dos poços podem ser vistos. Na Figura 34 é possível observar a localização das UEPs obtidas pelo modelo de solução para o experimento de maior VPL e pelo algoritmo de *Weiszfeld*. O modelo de solução localizou a UEP próxima ao P1, o poço potencialmente mais lucrativo. O poço P2 também tem uma lucratividade potencial alta, porém o P1 é mais central. Portanto ao aproximar a unidade do poço P1, percebe-se que a minimização do custo do comprimento das linhas também é relevante, pois aumenta as vantagens financeiras da localização escolhida. Para calcular o custo da UEP foram

utilizadas as características referentes ao dimensionamento da Tabela 18 na Equação 18. Na Tabela 19 tem-se a distância euclidiana entre as cabeças dos poços e a UEP de cada solução. Já na Tabela 20 têm-se os somatórios dessas distâncias.

Observa-se na **Tabela 21** que em relação ao VPL obtido através do Algoritmo de *Weiszfeld*, o VPL da melhor alternativa otimizada aumentou 4,2%, enquanto o VPL médio aumentou 3,8%. Esse aumento só não foi mais acentuado porque a região dos poços que possuem maior Valor Presente é relativamente próxima à região que minimiza o somatório das distâncias euclidianas entre os poços e a UEP. Se essa região central fosse distante da região que concentra os poços de maior Valor Presente, ter-se-ia uma grande diferença de VPL. Dessa forma, conclui-se que levar em consideração a perda de carga nas linhas de produção é de extrema importância para a definição da localização de UEPs. A Figura 35 exibe a média dos VPLs obtidos em cinco experimentos a cada geração. A Tabela 22 mostra o desvio-padrão. Já a Tabela 23, exibe os parâmetros evolutivos utilizados neste caso de estudo. A configuração da máquina utilizada aparece na Tabela 24 e os resultados computacionais encontram-se na Tabela 25. O simulador de reservatórios IMEX possui um recurso para utilizar diversos núcleos de processamento de uma mesma máquina tornando as simulações mais rápidas. Porém, não necessariamente o aumento do número de núcleos de processamento melhora o tempo de simulação. Dessa forma foram feitos testes (simulações variando o número de núcleos) que permitiram a identificação da quantidade de núcleos da máquina utilizada que realiza as simulações em menos tempo.

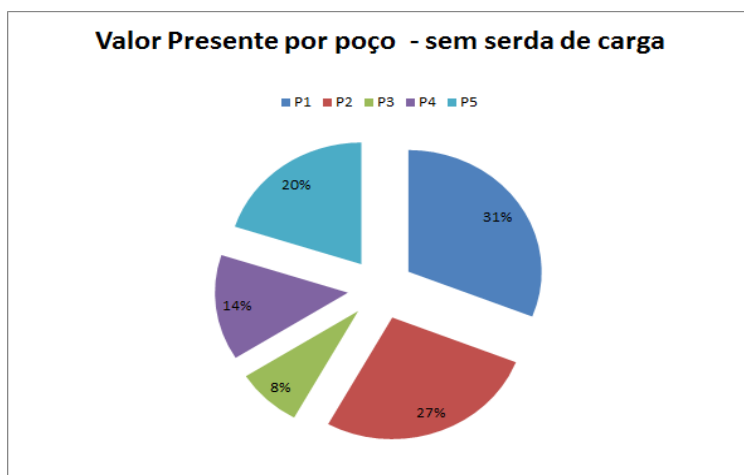


Figura 33: Valor Presente por poço produtor – Sem considerar perda de carga.

ID	1
Capacidade de Produção de Óleo (m^3 por dia)	20.000
Capacidade de Produção de Água (m^3 por dia)	20.000
Capacidade de Injeção de Água (m^3 por dia)	20.000
Número de <i>slots</i> disponíveis	12
Custo da UEP (US\$)	872.200.000,00

Tabela 18: Dimensionamento da UEP do Teste-5.

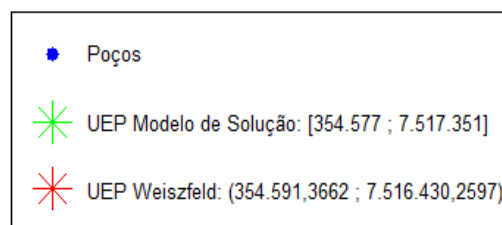
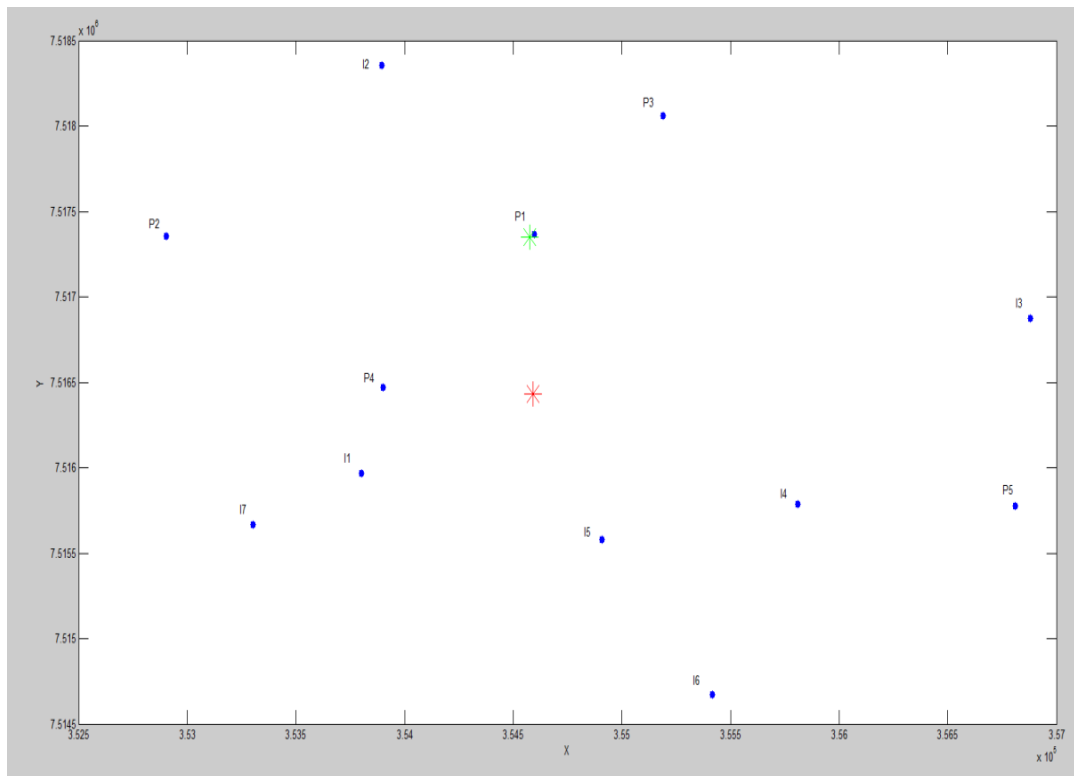


Figura 34: Localizações das UEPs do Teste-5.

UEP Modelo de Solução (ID 1)	UEP Weiszfeld (ID 1)
P1 – 24,79 metros.	P1 – 937,00 metros.
P2 – 1.673,67 metros.	P2 – 1.925,07 metros.
P3 – 939,29 metros.	P3 – 1.739,05 metros.
P4 – 1.111,45 metros.	P4 – 689,69 metros.
P5 – 2.733,38 metros.	P5 – 2.314,81 metros.
I1 – 1.583,79 metros.	I1 – 912,90 metros.
I2 – 1.211,11 metros.	I2 – 2.044,48 metros.
I3 – 2.354,21 metros.	I3 – 2.333,27 metros.
I4 – 1.992,02 metros.	I4 – 1.379,09 metros.
I5 – 1.803,67 metros.	I5 – 908,98 metros.
I6 – 2.806,05 metros.	I6 – 1.940,88 metros.
I7 – 2.111,66 metros.	I7 – 1.497,32 metros.

Tabela 19: Distâncias euclidianas entre as cabeças dos poços e as UEPs no Teste-5.

Somatório das Distâncias (Modelo de Solução)	20.345,09 metros
Somatório das Distâncias (<i>Weiszfeld</i>)	18.622,54 metros

Tabela 20: Somatório das distâncias euclidianas entre as cabeças dos poços e suas respectivas UEPs no Teste-5.

Maior VPL - Modelo de Solução	Maior VPL Médio - Modelo de Solução	VPL - <i>Weiszfeld</i>
US\$ 2.598.151.063,9356	US\$ 2.588.363.322,7704	US\$ 2.492.494.551,4425

Tabela 21: VPLs Obtidos pelo Modelo de Solução e pelo algoritmo de *Weiszfeld*.

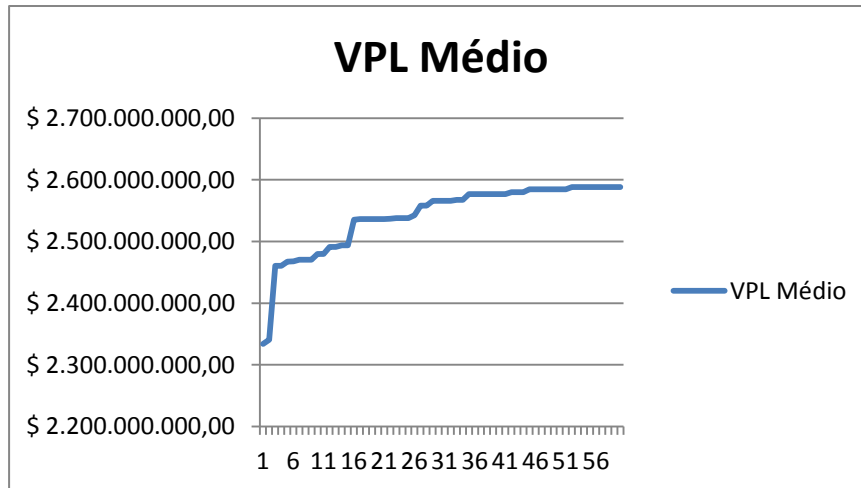


Figura 35: Média dos VPLs de todos os experimentos a cada geração do Teste-5.

Desvio-Padrão	US\$ 9.276.899,59
---------------	-------------------

Tabela 22: Desvio Padrão obtido para o Teste-5.

Número de Experimentos	5
Número de Rodadas	3
Número de Gerações	20
Tamanho da População	30
Taxa inicial de cruzamento	80%
Taxa final de cruzamento	65%
Taxa inicial de mutação	8%
Taxa final de mutação	50%
Taxa inicial de <i>Steady State</i>	40%
Taxa final de <i>Steady State</i>	20%
Taxa de <i>Steady State</i> entre rodadas	10%

Tabela 23: Parâmetros evolutivos do Teste-5.

Número de Núcleos Utilizados Pelo IMEX	11
Processador	Intel(R) Core(TM) i7-3960X CPU @ 3.30 GHz
Sistema Operacional	Windows 7 Professional Service Pack 1; 64-bit
Memória RAM	16,0 GB

Tabela 24: Configuração da máquina utilizada em todos os experimentos do Teste-5.

Número Médio de Simulações por Experimento	1.257
Tempo Médio de Execução por Experimento	241.968,93 segundos

Tabela 25: Resultados computacionais do Teste-5.

4.2.7. Teste-6

Este teste tem a intenção de verificar a importância da otimização do dimensionamento de UEPs. Observa-se na Equação 18, descrita em [54], o custo de uma UEP depende do seu dimensionamento. Cada possível localização das unidades possui demandas diferentes que quando muito abaixo das capacidades das UEPs significam um investimento desnecessário nas unidades. Por outro lado, UEPs com capacidades muito baixas podem não aproveitar o potencial de produção de algumas regiões do campo.

O Teste-6 consiste na realização de duas otimizações. Na primeira, só existe um conjunto de características de dimensionamentos possível de ser escolhido, o de ID 2 da Tabela 26. Imagina-se, por exemplo, um campo em que se investe em UEPs replicantes, isto é, com o dimensionamento padronizado onde todas as UEPs do campo têm as mesmas capacidades. Essa otimização é chamada de Otimização R (com UEPs replicantes). Já na segunda otimização (Otimização SR, sem UEPs replicantes), considera-se uma série de possíveis conjuntos de

capacidades (todos os IDs vistos na Tabela 26) e o modelo de solução deve encontrar os melhores dimensionamentos para o caso em questão.

São permitidas de uma a três UEPs no campo e as restrições de raio de ancoragem e região nula não são consideradas. O raio de garantia de escoamento é de 5.725 metros. Isso significa que essa é a distância máxima permitida entre uma unidade e um poço alocado a ela, ou seja, é o comprimento máximo permitido para uma *flowline*. Foram geradas 114 tabelas de escoamento multifásico com intervalos de 50 metros de *flowline* entre cada uma. Por se tratar de um campo relativamente pequeno com 12 poços, os valores das capacidades são hipotéticos, pensados para testar o modelo de solução. Através de uma simulação do modelo de reservatório, sem considerar a perda de carga, obtêm-se o gráfico da Figura 36 correspondente às taxas diárias de produção e injeção do reservatório, sempre respeitando as restrições vistas na Tabela 2. A taxa máxima de produção de óleo é de $14.000 \text{ m}^3/\text{dia}$, já a taxa máxima de produção de água é de $9.291,61 \text{ m}^3/\text{dia}$ enquanto a taxa máxima de injeção de água é de $13.335,40 \text{ m}^3/\text{dia}$. Sabe-se, entretanto, que com a perda de carga essas taxas máximas serão menores.

A Figura 37 mostra as localizações das UEPs em cada otimização para os experimentos cujas alternativas otimizadas possuem o maior VPL. Percebe-se que as melhores soluções obtidas possuem duas unidades de produção. Esse resultado é coerente, uma vez que o maior dimensionamento possui apenas 10 *slots* e o campo possui 12 poços. Ou seja, era esperado que os resultados apresentassem pelo menos duas unidades. Já a opção por três unidades era pouco provável devido ao alto custo. Na Tabela 27 observa-se as taxas máximas de produção diária para as UEPs obtida em cada otimização. Nota-se nesta tabela que o dimensionamento de ID 3 da Tabela 26 comportaria as produções máximas da UEP B na Otimização R. Isso mostra que quando não se permitiu otimizar o dimensionamento houve um investimento desnecessário em uma das UEPs. Esse tipo de situação não ocorreu na Otimização SR, pois se permitiu a escolha do melhor conjunto de capacidades.

As Tabelas 28 e 29 exibem as alocações de poços enquanto a Tabela 30 mostra os somatórios das distâncias euclidianas entre as cabeças dos poços e as UEPs. Já na Tabela 31 vemos o maior VPL obtido nos experimentos para cada

uma das duas otimizações. Percebe-se que quando o modelo pôde escolher o dimensionamento, encontrou um VPL 4,58% maior.

Os custos com as UEPs, apresentados na Tabela 26, foram os mesmos nas duas otimizações. Porém, a possibilidade de escolher o dimensionamento das unidades fez com que a Otimização SR encontrasse uma alternativa com maior Valor Presente e menor somatório dos comprimentos de linhas de produção e injeção.

A variação das demandas pode fazer com que a otimização da quantidade e localização de UEPs replicantes dê prejuízo, como se percebe nos resultados obtidos. Porém, UEPs com dimensionamentos padronizados são mais fáceis de serem construídas. A vantagem financeira que é uma consequência deste fato, não foi levada em conta nesse estudo.

As Figuras 38 e 39 exibem a média dos VPLs de todos os experimentos a cada geração para as Otimizações R e SR. Na Tabela 32 é visto o desvio padrão para cada otimização. Já a Tabela 33 mostra os parâmetros evolutivos utilizados. A configuração da máquina utilizada aparece na Tabela 34 e os resultados computacionais deste teste encontram-se nas Tabelas 35 e 36. Assim como no Teste-5 foram feitas simulações variando o número de núcleos que permitiram a identificação da quantidade de núcleos da máquina utilizada que realiza as simulações em menos tempo. O recurso de utilizar mais de um núcleo de processamento é disponibilizado pelo IMEX.

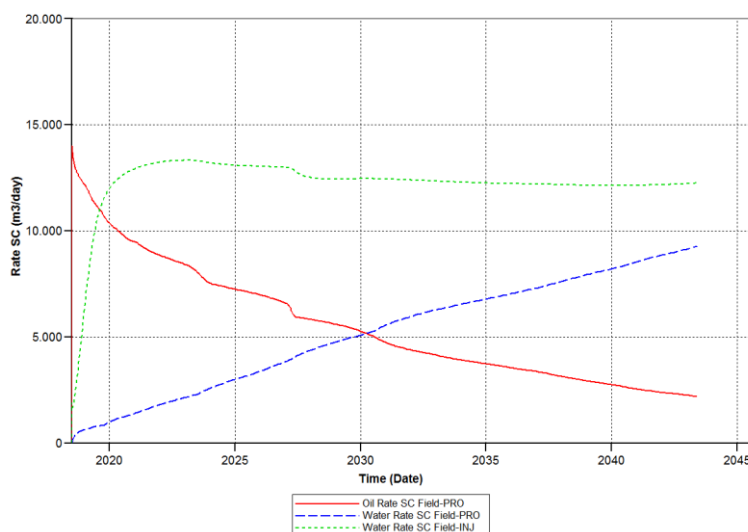


Figura 36: Taxas diárias de Produção e Injeção para simulação do IMEX sem tabelas de escoamento multifásico.

ID	1	2	3	4
Capacidade de Produção de Óleo (m^3 por dia)	10.000	8.000	6.000	4.000
Capacidade de Produção de Água (m^3 por dia)	8.000	6.000	4.000	2.000
Capacidade de Injeção de Água (m^3 por dia)	12.000	9.000	6.000	3.000
Número de <i>slots</i> disponíveis	10	8	6	4
Custo da UEP (US\$)	645.000.000	596.250.000	547.500.000	498.750.000

Tabela 26: Conjuntos de capacidades das UEPs.

	UEP A (ID 2) – Otimização R	UEP B (ID 2) – Otimização R	UEP A (ID 1) – Otimização SR	UEP B (ID 3) – Otimização SR
Quantidade Máxima de Produção de Óleo (m^3 por dia)	6.905,2	3.836,9	9.225,30	2.000,00
Quantidade Máxima de Produção de Água (m^3 por dia)	4.402,7	1.033,66	4.085,10	1.504,90
Quantidade Máxima de Injeção de Água (m^3 por dia)	5.632,01	5.366,3	6.773,27	4.588,36
<i>Slots</i> Ocupados	8	4	8	4

Tabela 27: Produção e Injeção diárias máximas.

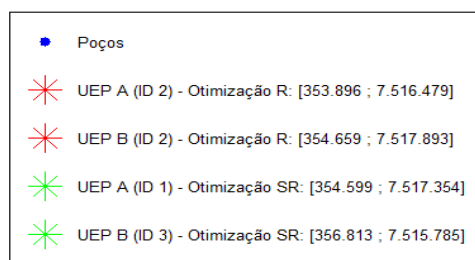
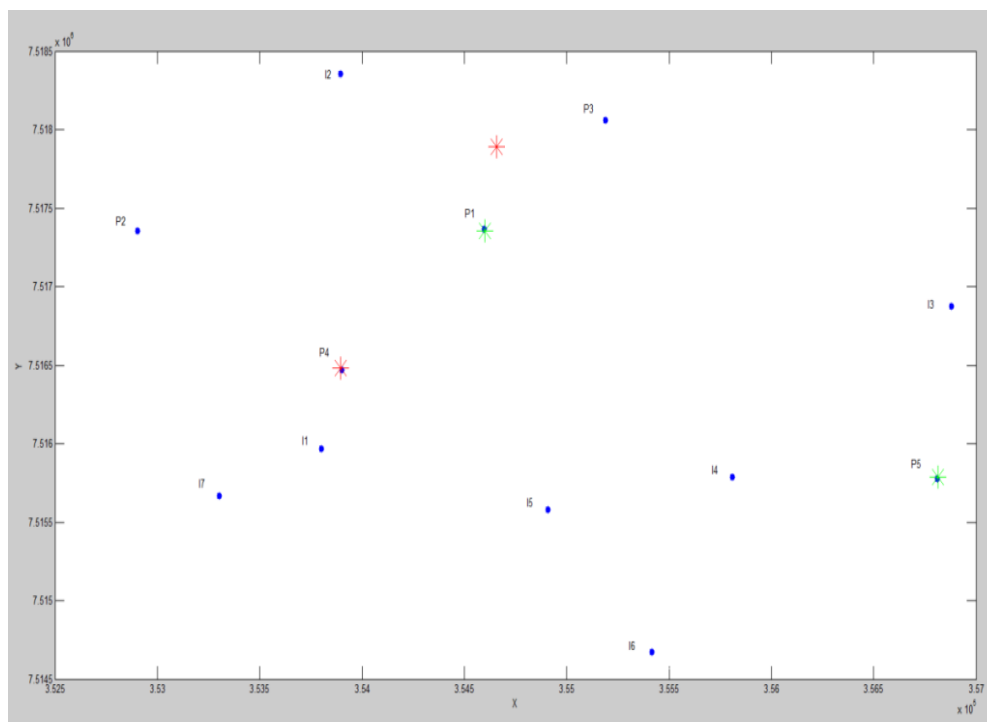


Figura 37: Localizações das UEPs do Teste-6.

UEP A (ID 2) – Otimização R	UEP B (ID 2) – Otimização R
P2 – 1.324,66 metros.	P1 – 529,78 metros.
P4 – 12,93 metros.	P3 – 557,52 metros.
P5 – 2.999,12 metros.	I2 – 890,33 metros.
I1 – 518,14 metros.	I3 – 2.446,20 metros.
I4 – 2.036,27 metros.	
I5 – 1.354,57 metros.	
I6 – 2.360,60 metros.	
I7 – 1.005,51 metros.	

Tabela 28: Alocação de poços da Otimização R e distâncias para as respectivas UEPs no Teste-6.

UEP A (ID 1) – Otimização SR	UEP B (ID 3) – Otimização SR
P1 – 13,33 metros.	P5 – 7,86 metros.
P2 – 1.695,66 metros.	I3 – 1.089,32 metros.
P3 – 922,77 metros.	I4 – 1.001,78 metros.
P4 – 1.127,29 metros.	I6 – 1.784,57 metros.
I1 – 1.597,26 metros.	
I2 – 1.221,14 metros.	
I5 – 1.802,73 metros.	
I7 – 2.127,36 metros.	

Tabela 29: Alocação de poços da Otimização SR e distâncias para as respectivas UEPs do Teste-6.

Somatório das Distâncias (Otimização R)	16.035,63 metros.
Somatório das Distâncias (Otimização SR)	14.391,1178 metros.

Tabela 30: Somatório das distâncias euclidianas entre as cabeças dos poços e as UEPS no Teste-6.

	Otimização R	Otimização SR
Maior VPL Médio	US\$ 2.332.441.993,9451	US\$ 2.484.449.062,6881
Maior VPL	US\$ 2.381.678.596,4524	US\$ 2.490.774.874,6576
Valor Presente do Maior VPL	US\$ 3.867.478.886,6532	US\$ 3.975.494.579,1065
Custo de Desenvolvimento do Maior VPL	US\$ 1.485.800.290,2009	US\$ 1.484.719.844,4488

Tabela 31: Maiores VPLs obtidos em cada otimização do Teste-6.

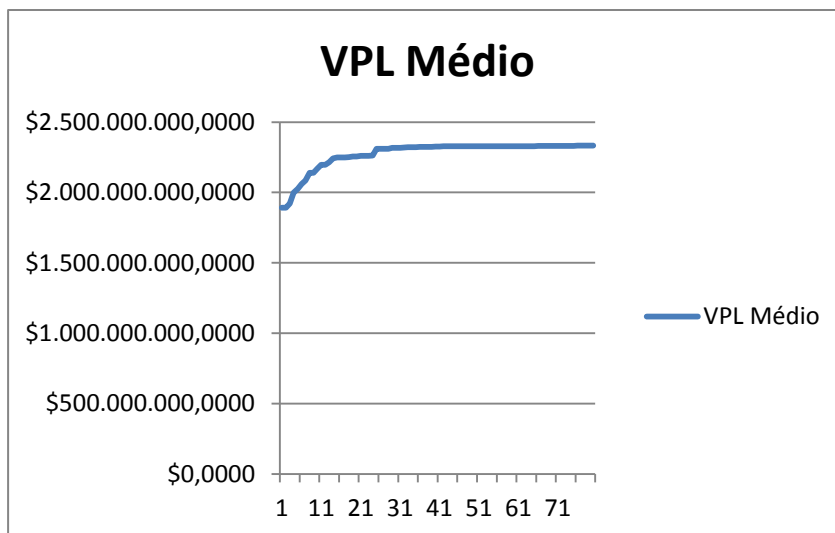


Figura 38: Média dos VPLs de todos os experimentos a cada geração da Otimização R do Teste-6.

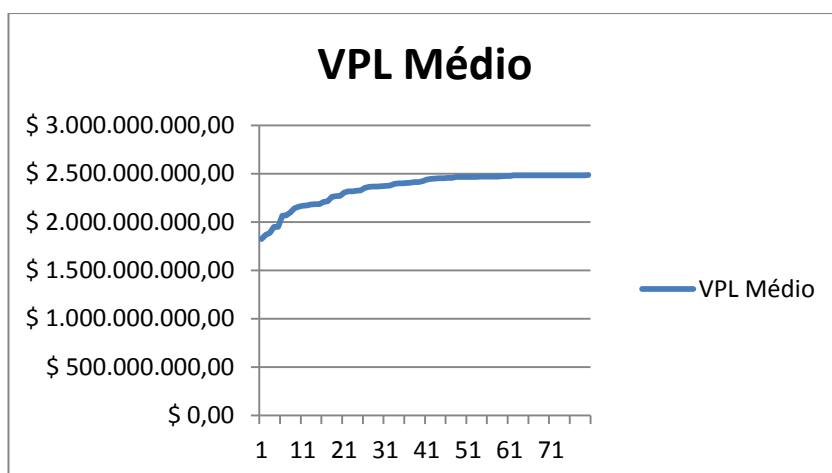


Figura 39: Média dos VPLs de todos os experimentos a cada geração da Otimização SR do Teste-6.

Desvio Padrão – Otimização R	US\$ 33.498.720,38
Desvio Padrão – Otimização SR	US\$ 10.746.127,35

Tabela 32: Desvio Padrão das Otimizações R e SR do Teste-6.

Número de Experimentos	5
Número de Rodadas	4
Número de Gerações	20
Tamanho da População	30
Taxa inicial de cruzamento	80%
Taxa final de cruzamento	65%
Taxa inicial de mutação	8%
Taxa final de mutação	50%
Taxa inicial de <i>Steady State</i>	40%
Taxa final de <i>Steady State</i>	20%
Taxa de <i>Steady State</i> entre rodadas	10%

Tabela 33: Parâmetros evolutivos utilizados nas duas otimizações do Teste-6.

Número de Núcleos Utilizados Pelo IMEX	14
Processador	Intel(R) Xeon(R) CPU E5-2650 v2 @ 2.60 GHz
Sistema Operacional	Windows 8.1 Enterprise; 64-bit
Memória RAM	64,0 GB

Tabela 34: Configuração da máquina utilizada em todos os experimentos das duas otimizações do Teste-6.

Número Médio de Simulações por Experimento	1.676
Tempo Médio de Execução por Experimento	256.103,9174

Tabela 35: Resultados computacionais da Otimização R do Teste-6.

Número Médio de Simulações por Experimento	1.673
Tempo Médio de Execução por Experimento	251.182,7253

Tabela 36: Resultados computacionais da Otimização SR do Teste-6.

5 Conclusões e Trabalhos Futuros

5.1 Conclusões

Todas as etapas referentes à elaboração de um modelo de solução capaz de otimizar simultaneamente a quantidade, localização e o dimensionamento de Unidades Estacionárias de Produção por Algoritmos Genéticos foram descritas nesta dissertação. Foi visto que existe uma dependência entre as três variáveis de decisão em questão. Isso ocorre, pois as restrições de capacidade das UEPs limitam a demanda que pode ser produzida. Com isso, pode-se decidir colocar mais unidades, aumentar as capacidades das mesmas, ou mudar suas localizações. A avaliação de cada alternativa através do VPL determina a variável de maior influência em cada caso.

Mostrou-se que o usuário do modelo de solução pode fornecer uma série de informações referentes ao cenário econômico e restrições realistas para obter uma solução que poderá ser utilizada em suas análises. Por sua natureza não determinística, o modelo pode fornecer soluções surpreendentes e mostrar um novo caminho para o especialista.

Inicialmente os testes foram feitos com o intuito de mostrar como o modelo atua na minimização dos custos de desenvolvimento, comparando os resultados obtidos com resultados de algoritmos conhecidos, aplicados aos mesmos problemas. Nesta etapa, também se verificou o funcionamento das restrições de raio de ancoragem e regiões nulas. Em seguida, os testes apresentados mostraram o funcionamento do modelo de solução ao maximizar o VPL, variando o Valor Presente e os custos de desenvolvimento ao mesmo tempo. Tabelas de escoamento multifásico permitiram que as alternativas geradas pelo algoritmo desenvolvido tivessem um VP diferente de acordo com a perda de carga de cada uma. Os testes evoluíram e culminaram no Teste-6, que aplicou o modelo de solução em otimizações simultâneas de quantidade, localização e dimensionamento de UEPs. As restrições de capacidades de produção e injeção

foram então testadas. O modelo de solução obteve bons resultados para todos os casos de estudo aplicados, mostrando-se uma ferramenta útil. O método dos Algoritmos Genéticos se mostrou eficiente, pois é capaz de encontrar configurações de UEPs que maximizam o VPL e respeitam todas as restrições impostas.

5.2 Trabalhos Futuros

A partir desta dissertação destacam-se os seguintes possíveis trabalhos futuros:

- Realizar a otimização do diâmetro das linhas de produção, pois essa decisão influencia tanto os custos de desenvolvimento quanto a vazão do fluido.
- Considerar que se uma região nula está entre um poço e a UEP na qual o mesmo está alocado, a alternativa em questão não é válida. Isso representaria os casos em que obstáculos submarinos interferem nos traçados das linhas de produção e injeção.
- Otimizar o raio de ancoragem. O modelo de solução com base no custo de cada tipo de ancoragem poderia decidir qual a melhor opção. Um raio menor, por exemplo, pode permitir mais unidades no campo. Caberia ao algoritmo decidir a alternativa mais interessante.
- Considerar incertezas geológicas e econômicas.
- Considerar completação seca. Os custos de desenvolvimento são diferentes da completação molhada. A restrição de raio de garantia de escoamento receberia o nome de restrição de raio de cobertura. Outra diferença, no caso de completação seca, é o fato de que a localização da UEP faz com que a perda de carga varie na coluna de produção dos poços de uma alternativa para outra.

- Considerar outras variáveis de dimensionamento como capacidade máxima de produção de gás e capacidade máxima de produção de líquido (Óleo + Água).
- Considerar o uso de *Manifolds* e otimizar suas quantidades, localizações e dimensionamentos. A utilização desses equipamentos submarinos pode trazer benefícios para o projeto.
- Considerar os custos do traçado do gasoduto para o escoamento de gás de cada alternativa de localização da UEP na equação do VPL.
- Considerar a otimização conjunta da localização das UEPs e dos poços a serem perfurados.

Referências Bibliográficas

- [1] MAUGERI, L. John D. Rockefeller's Cursed Legacy. **The Age of Oil: The Mythology, History, and Future of the World's Most Controversial Resource year**. Westport: Praeger Publishers, 2006. p. 3–18.
- [2] SILVA, E. Da. **Ajuste de Histórico em Modelos de Simulação de Reservatórios por Algoritmos Genéticos e Geoestatística de Múltiplos Pontos**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2011.
- [3] LEFFLER, W. P. R. & S. G. Development Systems. **Deep Water Petroleum Exploration and Production a Non-Technical Guide**. 2. ed. Tulsa: PenWell Corporation, 2011.
- [4] ROSA, V. **Otimização em Localização de Plataformas de Produção**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.
- [5] MICHALEWICZ, Z. e NAZHIYATH, G. Genocop III: a co-evolutionary algorithm for numerical optimization problems with nonlinear constraints. **Proceedings of 1995 IEEE International Conference on Evolutionary Computation**, v. 2, p. 647–651, doi:10.1109/ICEC.1995.487460, 1995.
- [6] S.RIBEIRO, G. **Notas de Aula**. . Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2012.
- [7] MAUGERI, L. The Inner Secrets of Oil. **The Age of Oil: The Mythology, History, and Future of the World's Most Controversial Resource year**. Westport: Praeger Publishers, 2006. p. 208–218.
- [8] THOMAS, J. Elevação. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.
- [9] R. KOHLER, M. **Redes Neurais Aplicadas à Construção de Aproximadores para a Simulação Integrada entre Reservatório e Sistema de Produção**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2013.
- [10] OLIVEIRA, M. F. D. De. **Análise da Aplicação de um Sistema de Bombeamento Multifásico Submarino na Produção de Petróleo**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2003.
- [11] MINAMI, K. **Correlações de Escoamento Multifásico**. Universidade Petrobras, 2004.

- [12] VILLELA, M. **Análise do comportamento da temperatura em sistemas de produção de petróleo: comparação entre completação seca e molhada.** Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2004.
- [13] DENNEY, D. Flow assurance: A pi (3) discipline. **Journal of petroleum technology**, 2002.
- [14] THOMAS, J. Processamento primário de fluidos. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.
- [15] SANTANA, R. G. de S. **Otimização da Produção em Campo de Petróleo pelo Estudo do Problema de Localização de Poços e Unidades de Produção.** Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.
- [16] TROINA, L. M. B. **Sistemas Submarinos de Escoamento.** Universidade Petrobras, 2005.
- [17] CHAKRABARTI, S. K. **Handbook Of Offshore Engineering: Offshore Structure Analysis.** San Diego: Elsevier, 2005.
- [18] MEDEIROS, A. R. De. **Ancoragem e Fundação Offshore.** . Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.
- [19] AMORIM, T. O. **Plataformas Offshore: Uma Breve Análise Desde a Construção ao Descomissionamento.** Rio de Janeiro: Universidade Estadual da Zona Oeste, 2010.
- [20] SILVA, R. S. L. Descomissionamento de Sistemas de Produção Offshore de Petróleo: O Exemplo de Aberdeen para as Cidades Petrolíferas Brasileiras. 2008.
- [21] LEFFLER, W. P. R. & S. G. Floating Poduction Systems. **Deep Water Petroleum Exploration and Production a Non-Technical Guide**. 2nd. ed. Tulsa: PenWell Corporation, 2011.
- [22] OLIVEIRA, M. G. De. **Sistema de Localização de Facilidades.** Universidade Federal de Goiás , 2012.
- [23] DREZNER, Z. e HAMACHER, H. **Facility location: applications and theory.** New York: Springer, 2004.
- [24] GEORGES, M. O JOGO DA LOGÍSTICA E SUAS VARIANTES NO PROBLEMA DE LOCALIZAÇÃO DE INSTALAÇÕES. **simpoi.fgv.br**, p. 1–16, 2009.
- [25] WEISZFELD, E. Sur le point pour lequel la somme des distances de n points donnés est minimumo Title. **Tôhoku Mathematical Journal (first series)**, p. 355–386, 1937.

- [26] IYIGUN, C. e BEN-ISRAEL, A. A generalized Weiszfeld method for the multi-facility location problem. **Operations Research Letters**, v. 38, n. 3, p. 207–214, doi:10.1016/j.orl.2009.11.005, 2010.
- [27] MACQUEEN, J. Some methods for classification and analysis of multivariate observations. **Proceedings of the fifth Berkeley symposium**, 1967.
- [28] LLOYD, S. **Least squares quantization in PCM**. **IEEE Transactions on Information Theory**, 1982.
- [29] DEVINE, M. e LESSO, W. Models for the minimum cost development of offshore oil fields. **Management Science**, v. 18, n. 8, 1972.
- [30] DOGRU, S. Selection of optimal platform locations. **SPE Drilling Engineering**, 1987.
- [31] HANSEN, P. Location and sizing of offshore platforms for oil exploration. **European Journal of Operational Research**, v. 58, p. 202–214, 1992.
- [32] ROSING, K. Considering offshore production platforms. **European journal of operational research**, v. 72, p. 204–206, 1994.
- [33] CAMPOZANA F.P.; ALMEIDA R.L.; MADEIRA M.G.; DE SOUZA S.H.G.; SPINOLA M. Network and Platform Location using a Next Generation Reservoir Simulator Coupled with an Integrated Asset Optimizer-An Application to an Offshore Deep Water Oil. **International Petroleum Technology Conference**, n. 1, p. 1–7, 2008.
- [34] CRISTANCHO, J.; PETERS, R. e DENHAM, W. SS-Visualization and Collaboration: Keys to Optimal Platform Placement. **Offshore Technology Conference**, 2010.
- [35] SOUZA, E. E. De. **Processo de Localização de Plataformas de Petróleo**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2011.
- [36] SOUZA H.G.S.; MADEIRA M.G.; FRANÇA M.S; MOTA R.O.; DA SILVA E.R.; KING V.P.S, DE. Integrated Method to Optimize Well Connection and Platform Placement on a Multi-Reservoir Scenario. In: RIO OIL & GAS. **Anais**. Disponível em: <<http://pt.scribd.com/doc/106373243/IBP1332-12>>, 2012.
- [37] PETROBRAS. **EIA - Sistema de Produção e Escoamento de Óleo e Gás Natural nos Módulos 3 (P-55) e 4 (P-62) do Campo Roncador, Bacia de Campos**. . [S.l.]: IBAMA, 2009.
- [38] HOLLAND, J. H. **Adaptation in Natural and Artificial Systems**, 1975. v. Ann Arborp. 1–200?

- [39] EMERICK, A.A; SILVA, E. MESSER, B.; ALMEIDA L.F.; SZWARCMAN, D.; PACHECO, M.A.C.; VELLASCO, M. Well placement optimization using a genetic algorithm with nonlinear constraints. **SPE Reservoir Simulation Symposium**, p. 1–20, 2009.
- [40] ABREU, A. C. A. **Otimização do Cronograma de Ativação dos Poços de Petróleo por Algoritmos Genéticos**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2012.
- [41] PACHECO, M. A. C. **Notas de Aula**. . Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2012.
- [42] FILHO, J. C. V. H. **Avaliação do Acoplamento Explícito entre Simulação de Reservatório e Sistema de Produção**. Universidade Estadual de Campinas , 2012.
- [43] ERTEKIN, T.;; ABOU-KASSEM, J. e KING, G. Basic applied reservoir simulation. **SPE**, 2001.
- [44] MATTAX, C. C., DALTON, R. L. Reservoir Simulation. **SPE Monograph Series Vo1. 13. Richardson SP**, 1990.
- [45] CMG. **User's Guide - Advanced Oil/Gas Reservoir Simulator - IMEX**. . Calgary, Alberta, Canada: Computer Modelling Group LTD, 2012.
- [46] CORDAZZO, J. **Simulação de reservatórios de petróleo utilizando o método EbFVM e multigrid algébrico**. Universidade Federal de Santa Catarina, 2006.
- [47] PETEX. **Integrated Production Modeling - User Guide**. . Edinburgh, Scotland: Petroleum Experts Limited, 2012.
- [48] ROTONDI, M.;; COMINELLI, A. e GIORGIO, C. Di. The Benefits of Integrated Asset Modelling: Lessons Learned from Field Cases. **SPE Europec/EAGE Annual Conference**, 2008.
- [49] COTRIM, H. A. **Simulação de Múltiplos Reservatórios em Simulação de Múltiplos Reservatórios em Cenário com Restrição de Superfície Utilizando Modelagem Integrada de Produção**. Universidade Estadual de Campinas, 2012.
- [50] MICHALEWICZ, Z. **Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs**. 3. ed. New York: Springer, 1996. p. 388
- [51] PETROBRAS. **EIA/RIMA para a Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos-Etapa 1: IBAMA**. Disponível em: <[http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Projetos Integrados do Pr%E9-sal, Bacia de Santos, etapa I \(Revis%E3o 01\)/EIA Reduzido/Item-II-2_Caracterizacao-da-Atividade.pdf](http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Projetos%20Integrados%20do%20Pr%C3%A9-sal,%20Bacia%20de%20Santos,%20etapa%20I%20(Revis%C3%A3o%2001)/EIA%20Reduzido/Item-II-2_Caracterizacao-da-Atividade.pdf)>. Acesso em: 23 jan. 2014, 2011.

[52] ALMEIDA, L. F. et al. Otimização de alternativas para o desenvolvimento de campos de petróleo. **G & P**, v. 14, p. 489–503, 2007.

[53] ICA. **GACOM - Guia de Referência**.

[54] GASPAR A.T.; SANTOS A.; MASCHIO C.; AVANSI G.; FILHO J.H.; SCHIOZER D. **Study Case for Reservoir Exploitation Strategy Selection based on UNISIM-I Field**. . Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2013.

Apêndice A

A.1.

Tabelas de escoamento multifásico com distâncias exatas x Tabelas de escoamento multifásico com distâncias aproximadas.

Cada alternativa de localização de UEPs tem um conjunto de tabelas de escoamento multifásico associadas. Neste trabalho essas tabelas foram geradas previamente ao processo de otimização. O raio de garantia de escoamento determina as distâncias possíveis entre uma UEP e um poço alocado à mesma. Para reduzir o número de tabelas geradas precisou-se estabelecer um intervalo entre o comprimento da *flowline* de uma tabela para outra. Após alguns testes percebeu-se que o intervalo de 50 metros foi satisfatório. A Tabela 37 exibe os valores das distâncias exatas e aproximadas de cada poço produtor para a UEP.

A Figura 40 mostra as comparações das curvas de óleo acumulado para uma simulação de uma alternativa otimizada (em um dos experimentos do Teste-5) utilizando tabelas com distâncias aproximadas e uma simulação de uma alternativa otimizada utilizando tabelas com distâncias exatas. Já a Figura 41 compara as taxas diárias de produção de óleo. O erro MAPE correspondente às diferenças entre as curvas é visto nas Tabelas 38 e 39. Por fim, na Figura 42 observa-se que o percentual do Valor Presente por poço é idêntico para as duas simulações: Tabelas Aproximadas e Tabelas Exatas.

	Tabela com distância exata	Tabela com distância aproximada
P1	17 metros.	0 metros.
P2	1.694 metros.	1.700 metros.
P3	927 metros.	950 metros.
P4	1.123 metros.	1.100 metros.
P5	2.716 metros.	2.700 metros.

Tabela 37: Comprimentos de *flowline* utilizados para gerar tabelas de escoamento multifásico.

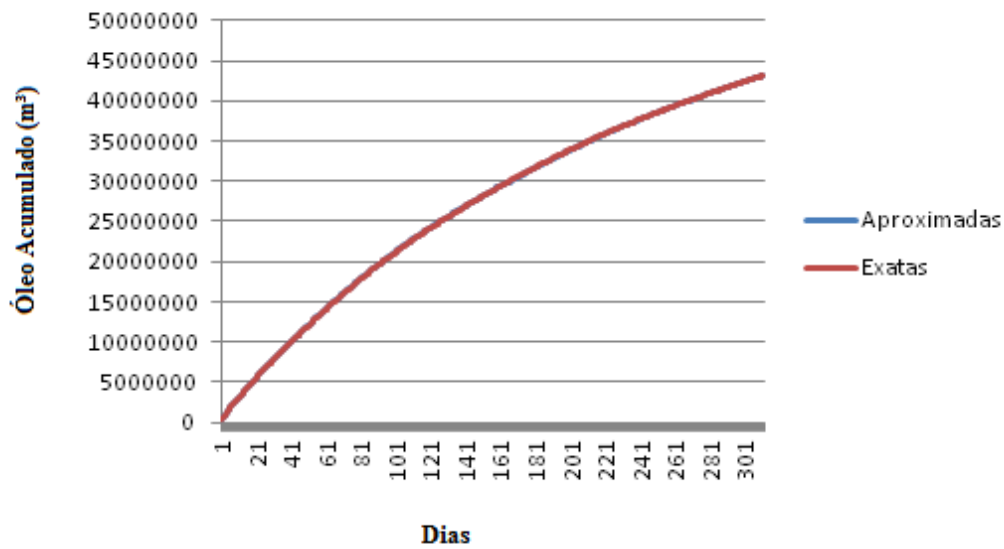


Figura 40: Óleo Acumulado – Distâncias Aproximadas x Distâncias Exatas.

MAPE (%)	0,4
----------	-----

Tabela 38: A.1. - Diferença entre as curvas de óleo acumulado calculada através da Equação 19.

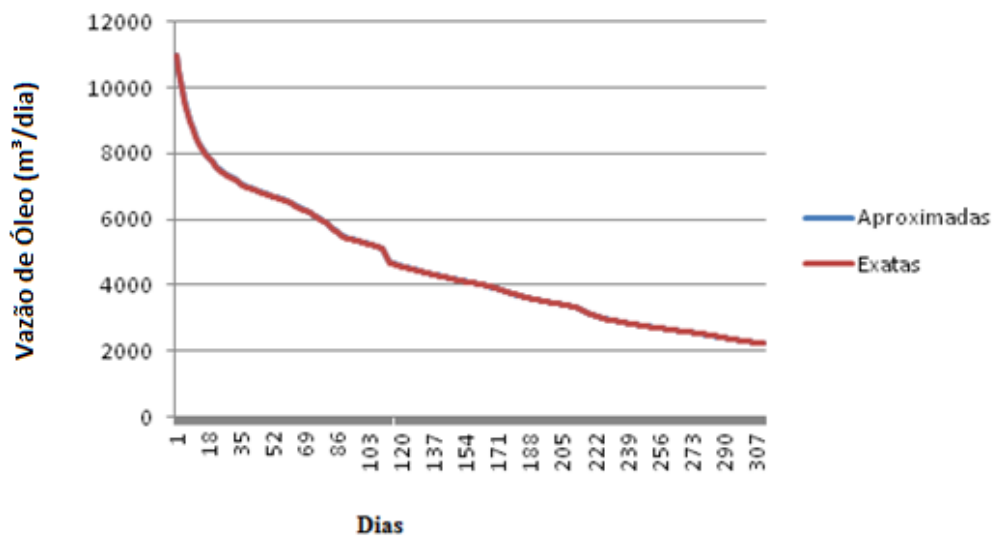


Figura 41: Taxa diária de produção de óleo – Distâncias Aproximadas x Distâncias Exatas.

MAPE (%)	0,2
----------	-----

Tabela 39: A.1. - Diferença entre as curvas referentes às taxas de produção diária de óleo calculada através da Equação 19.

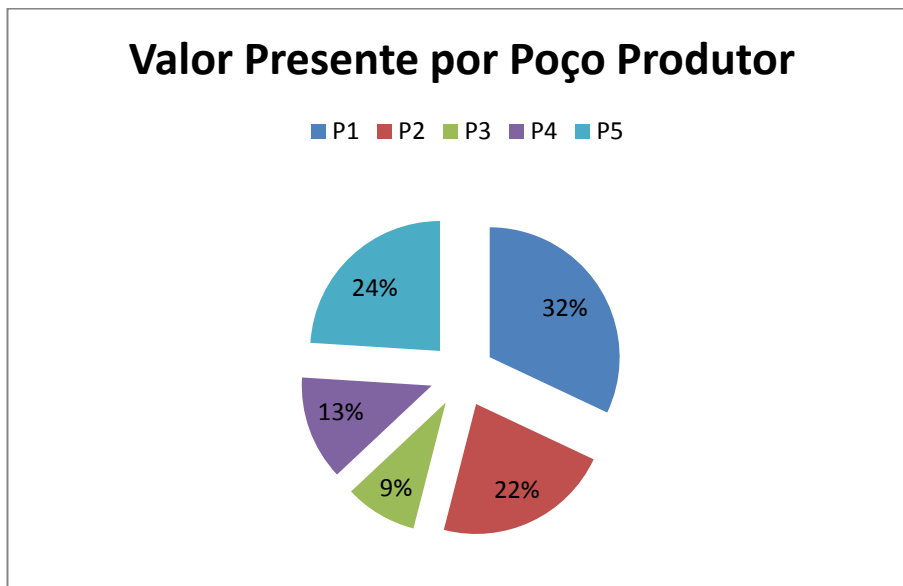


Figura 42: A.1. – Percentual do Valor Presente por Poço é o mesmo para simulação com tabelas aproximadas e exatas.

A.2.

Tabelas separadas de escoamento multifásico x Tabelas unificadas de escoamento multifásico.

A perda de carga ocorre tanto nas linhas de produção quanto na coluna de produção do poço. Porém, no problema em questão, os poços têm medidas fixas (raio, comprimento). Portanto, pode-se gerar uma tabela de escoamento multifásico para cada poço e utilizá-las durante todo o processo de otimização. Já a perda de carga nas linhas de produção é variável, dependendo da distância entre a UEP e o poço alocado a ela. Por isso, é necessária a geração de tabelas para as possíveis distâncias entre uma UEP e um poço. Neste trabalho, gerou-se tabelas com intervalos de 50 metros dentro do espaço de distâncias possíveis. Também por simplificação, os poços foram considerados com as mesmas medidas e, portanto, uma única tabela bastou para representar a perda de carga na coluna de produção de cada poço.

O IMEX permite a representação de *manifolds*. Na realidade esse equipamento submarino se conecta com uma série de *flowlines* de diversos poços e através de um único *riser* escoo o fluido para a UEP. Ao representar *manifolds* pelo IMEX, o mesmo permite a criação de uma tabela representando a perda de carga para a coluna de produção do poço e outra tabela representando a perda de carga da árvore de natal até a UEP. O tempo de geração de uma tabela que representa o sistema todo é consideravelmente maior do que o tempo de geração de uma tabela que representa apenas a perda de carga nas linhas de produção. Desse modo, optou-se por atribuir no IMEX um *manifold* para cada poço produtor mesmo que, na prática, não existam *manifolds* no campo. Isso permitiu considerar para cada poço duas tabelas, facilitando o processo de geração das mesmas.

Para mostrar que a utilização deste recurso não interfere na análise dos resultados foram realizadas duas simulações com uma alternativa otimizada. Em uma delas o recurso do *manifold* foi utilizado e foram geradas tabelas separadas para a coluna de produção e para as linhas de produção. Em outra simulação não se utilizou este recurso e, portanto cada poço produtor possui uma única tabela representando a perda de carga desde o fundo do poço até a UEP (Tabelas Unificadas). Para gerar as tabelas, as distâncias utilizadas entre a UEP e os poços foram as mesmas, assim como todas as configurações feitas no software Prosper. A Figura 43 mostra uma comparação das curvas de óleo acumulado das duas simulações. Já a Figura 44 compara as taxas diárias de produção de óleo. O erro MAPE correspondente às diferenças entre as curvas é visto nas Tabelas 40 e 41. Por fim, na Figura 45 percebe-se que o percentual do Valor Presente por poço é idêntico para as duas simulações: Tabelas Separadas e Tabelas Unificadas.

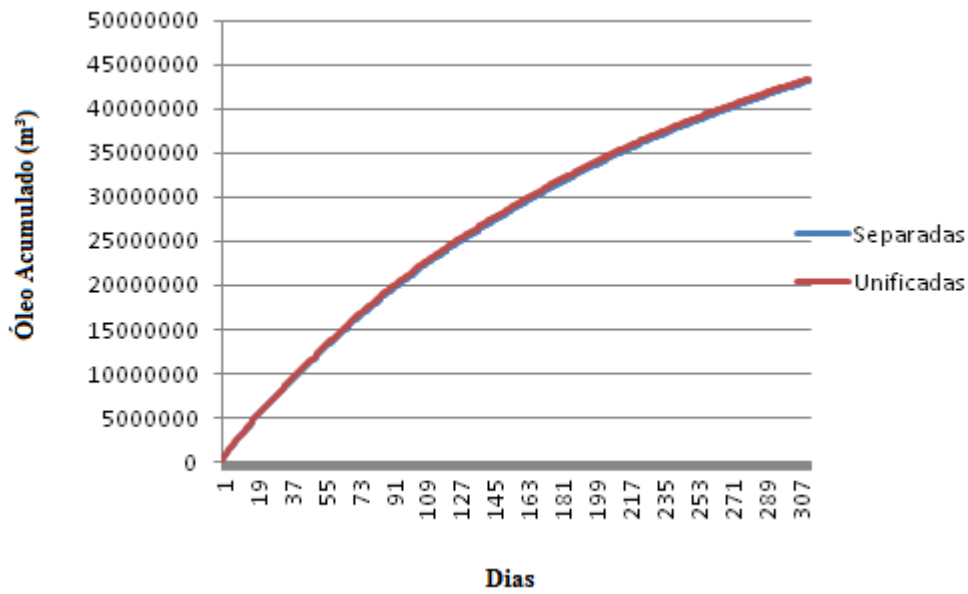


Figura 43: Óleo Acumulado - Tabelas Separadas x Tabelas Unificadas.

MAPE (%)	1,3
----------	-----

Tabela 40: A.2. - Diferença entre as curvas de óleo acumulado calculada através da Equação 19.

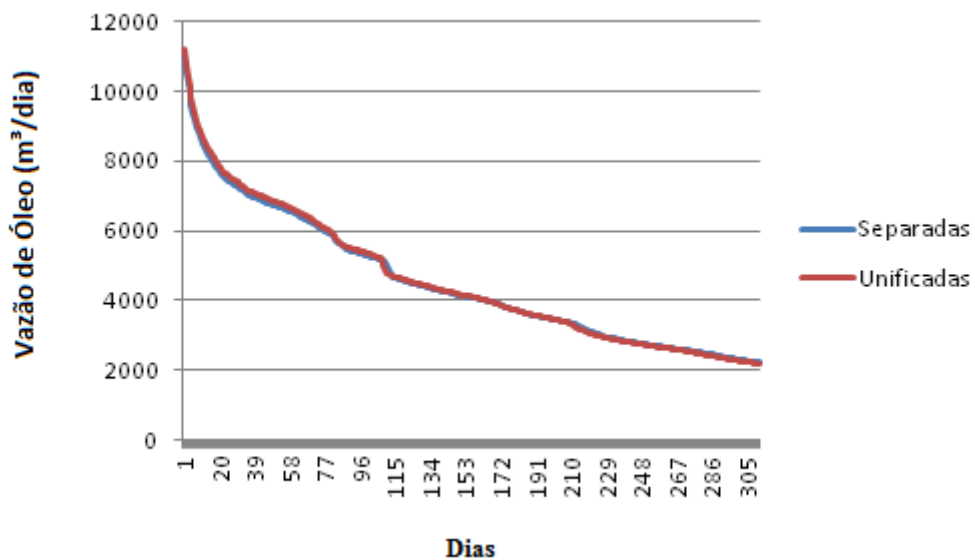


Figura 44: Taxa diária de produção de óleo - Tabelas Separadas x Tabelas Unificadas.

MAPE (%)	1,1
----------	-----

Tabela 41: A.2. - Diferença entre as curvas referentes às taxas de produção diária de óleo calculada através da Equação 19.

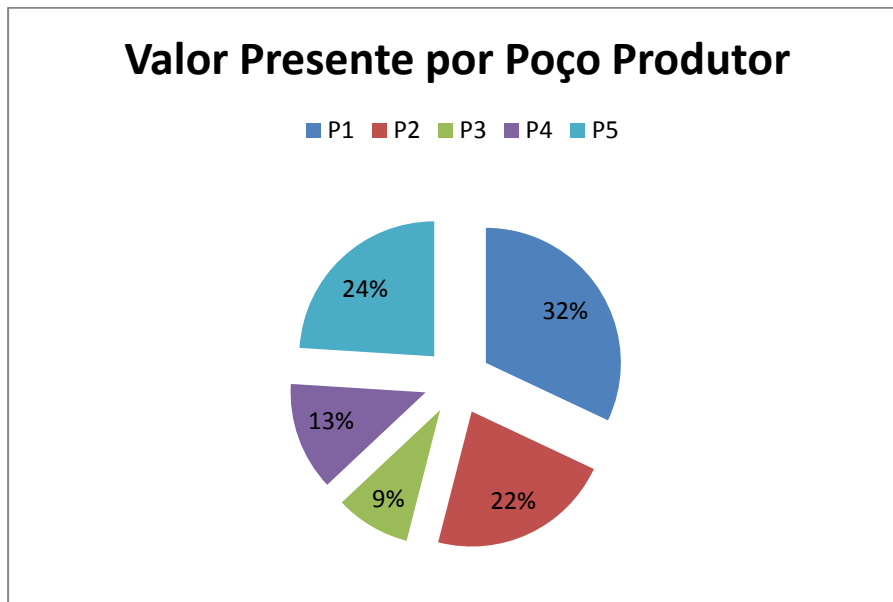


Figura 45: A.2. – Percentual do Valor Presente por Poço é o mesmo para simulação com tabelas separadas e unificadas.

A.3. Métrica de Erro

A métrica de erro utilizada para avaliar a diferença entre as curvas apresentadas neste apêndice se encontra na Equação 19.

$$\text{MAPE} = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{\text{real} - \text{previsto}}{\text{real}}}{N}$$

(89)

Onde:

real: distâncias exatas, tabelas unificadas.

previsto: distâncias aproximadas, tabelas separadas.

N: número total de amostras.