ANÁLISE DE INCERTEZAS EM SIMULAÇÃO DE ESCOAMENTOS MULTIFÁSICOS

Ronnymaxwell Silva Gomes de Santana

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Orientadores: Breno Pinheiro Jacob

Paulo Couto

Rio de Janeiro

Março de 2016

ANÁLISE DE INCERTEZAS EM SIMULAÇÃO DE ESCOAMENTOS MULTIFÁSICOS

Ronnymaxwell Silva Gomes de Santana

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA CIVIL.

Examinada por:

_____
Prof. Breno Pinheiro Jacob, D.Sc.

_____
Prof. Paulo Couto, D.Eng.

_____
Prof. Virgílio Jose Martins Ferreira Filho, D.Sc.

_____
Profª. Juliana de Souza Baioco, D. Sc.

_____
Prof. Daniel Onofre de Almeida Cruz, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
MARÇO DE 2016

Santana, Ronnymaxwell Silva Gomes de

Análise de Incertezas em Simulação de Escoamentos Multifásicos/ Ronnymaxwell Silva Gomes de Santana. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2016.

XVIII; 108 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Breno Pinheiro Jacob

Paulo Couto

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Civil, 2016.

Referências Bibliográficas: p.79-82.

1. Incertezas na Produção de Petróleo. 2. Escoamento Multifásico. 3. Correlações Multifásicas. 4. Fração de Água. I. Jacob, Breno Pinheiro *et al*. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Civil. III. Título.

A meu pai, à minha mãe,
à minha família e aos meus amigos.

AGRADECIMENTOS

A Deus.

A meu pai, à minha mãe, à minha irmã.

Ao professor Breno Pinheiro e ao professor Paulo Couto pela orientação e todo apoio fornecido ao longo da construção desta dissertação. Ao professor Virgílio e à professora Juliana pela ajuda e conselhos fornecidos. Meus sinceros agradecimentos.

Aos amigos de trabalho nos laboratórios LTEP-COPPE/UFRJ e no LORDE-COPPE/UFRJ, pelas as conversas, discussões, auxílio e companheirismo durante os dois anos desta dissertação.

Ao corpo docente e funcionários do Programa de Engenharia Civil, pelo suporte fornecido nas diversas situações ao longo desses dois anos.

Ao professor Luiz Landau e funcionários do LAMCE, pelo suporte, apoio financeiro, e comunicação com a Agência Nacional do Petróleo (ANP).

A Agência Nacional do Petróleo (ANP) pela bolsa e apoio financeiro, através do PRH-02.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ANÁLISE DE INCERTEZAS EM SIMULAÇÃO DE ESCOAMENTOS MULTIFÁSICOS

Ronnymaxwell Silva Gomes de Santana

Março/2016

Orientadores: Breno Pinheiro Jacob
Paulo Couto

Programa: Engenharia Civil

O tratamento e análise de incertezas em escoamentos multifásicos é um assunto negligenciado na literatura embora de sumária importância com respeito a acuradas predições para a vazão de óleo produzida, visto que a maioria das técnicas empregadas para tal se baseiam em correlações determinísticas para modelar um fenômeno instável e variável. O objetivo deste trabalho é implementar um modelo estocástico de simulação para avaliar o impacto das incertezas das variáveis de produção na vazão de óleo produzida, especialmente aquelas oriundas de dados de vazão de água e gás incertos. O fluxo do poço até a plataforma é modelado usando-se correlações *black-oil* e multifásicas de escoamento, e o Método de Monte Carlo é aplicado para se derivar os resultados estocásticos. Dados de poços produtores são usados para se mostrar a técnica, concluindo-se que a incerteza na vazão de óleo presente por simulação é da faixa de 3 a 10% do seu valor, dependendo do nível de produção de água.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

UNCERTAINTIES ANALYSIS IN MULTIPHASE FLOW SIMULATION

Ronnymaxwell Silva Gomes de Santana

March/2016

Advisors: Breno Pinheiro Jacob
Paulo Couto

Department: Civil Engineering

The uncertainty treatment and analysis in multiphase flow is a subject disregarded yet very important concerning accurate oil flowrates predictions, since the majority of techniques employed to predict oil production rely on deterministic correlations to model an unsteady and changeable phenomenon. The objective of this work is to implement a stochastic method to assess the impact of uncertainties in production variables, especially those from uncertain water-cut and gas oil ratio values. Oil flow from wells to platforms is modeled using black-oil and multiphase flow correlations, and the Monte Carlo Method is employed to derive the stochastic results. Data from producer wells are used to show the technique, showing that the underlying uncertainty in oil flowrates from simulation is from 3 up to 10% of its value, according to the water production level.

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS x

ÍNDICE DE TABELAS xiii

LISTA DE SÍMBOLOS xv

Capítulo 1 - Introdução 1

1.1 Introdução e Motivação 1

1.2 Objetivo e Metodologia de Pesquisa 1

1.3 Organização do Trabalho 3

Capítulo 2 - Revisão Bibliográfica 4

Capítulo 3 - Conceitos Básicos em Escoamentos Multifásicos 11

3.1 O Escoamento Multifásico 11

3.2 O Modelo *Black-Oil* 12

3.3 *Basic Sediments and Water* (BSW) e Razão Gás Óleo (RGO) 14

3.4 Índice de Produtividade do Poço (IP) e Incertezas no Reservatório 17

3.5 *Inflow Performance Relationship* (IPR) 19

3.6 *Tubing Performance Relationship* (TPR) 21

3.7 Métodos de Elevação Artificial e Vazão de *Gas Lift* 23

3.8 Análise Nodal 24

Capítulo 4 - Modelagem Determinística do Escoamento de Petróleo 28

4.1 Equações e Correlações Utilizadas em Modelos *Black-Oil* 28

4.1.1 Fatores de Ponderação em Escoamento Multifásicos 28

4.1.2 Tipos de Correlações Multifásicas para a Perda de Carga 30

4.1.3 Correlações para os Fluidos 34

4.2 Algoritmo Numérico de Resolução Determinística 36

4.2.1 Cálculo da Variação de Temperatura 38

4.2.2 Cálculo da Variação de Pressão 44

4.2.3 Cálculo da Vazão de Injeção de Gás 49

Capítulo 5 - Modelagem Estocástica do Escoamento de Petróleo 51

5.1 Tipos de Incertezas e Erros Numéricos 51

5.2 Simulação Determinística e Simulação Estocástica 53

5.3 Propagação de Incertezas e o Método de Monte Carlo 54

Capítulo 6 - Estudo de Caso 57

6.1 Considerações para o Escoamento Estocástico 57

6.1.1 Variáveis Operacionais: BSW, RGO, *Gas Lift*, e Vazão 57

6.1.2 Metodologia para Aplicação da Técnica de Monte Carlo 59

6.2 Dados Gerais para Modelagem 61

6.3 Análise Univariada para os Poços 63

6.4 Análise de Incertezas para as Variáveis Operacionais 68

Capítulo 7 - Conclusão 77

7.1 Propostas para Temas Futuros 77

Referências Bibliográficas 79

Apêndice A – Correlações Black-Oil 83

A.1 Razão de Solubilidade, Fator Volume Formação do Óleo e Pressão de Bolha, Densidade do Óleo 83

A.2 Viscosidade do Óleo 85

A.3 Propriedades Pseudo-Reduzidas do Gás, Fator de Compressibilidade do Gás e Densidade do Gás 87

A.4 Viscosidade do Gás 90

A.5 Tensão Superficial entre Líquido e Gás 91

A.6 Propriedades da Água 91

A.7 Viscosidade de Emulsão 92

Apêndice B – Resultados para Análise de Sensibilidade 94

Apêndice C – Resultados para as Comparações entre Correlações 102

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1: Incertezas nas Variáveis de Produção, segundo HOYER et al. (2013) e Trechos Percorridos pelos Fluidos. Figura: Elaboração Própria 9

Figura 3-1: Perfis de Escoamento Líquido-Gás Verticais Ascendentes. Fonte: BRILL e MUKHERJEE (1999)..... 12

Figura 3-2: Perfis de Escoamento Líquido-Gás Horizontais. Fonte: BRILL e MUKHERJEE (1999)..... 12

Figura 3-3: Exemplo de procedimento determinístico para cálculo da produção, BSW e RGO 15

Figura 3-4: Exemplo de procedimento para propagação de incertezas provenientes da simulação, BSW e RGO 16

Figura 3-5: Curva de IPR (vermelha) e IP Linear (azul)..... 20

Figura 3-6: Esquema Simplificado de Gas Lift. Fonte: SAEPUDIN et al. (2007) 24

Figura 3-7: Sistema de Produção e Trechos Considerados para Análise Nodal. Fonte: MACH et al., 1979...... 25

Figura 3-8: Curvas de IPR e TPR combinadas e possíveis vazões de produção previstas..... 26

Figura 3-9: Exemplo de Incertezas na Curva de TPR 26

Figura 4-1: Algoritmo de Marcha para Cálculo da Queda de Pressão e Temperatura para um Valor de Vazão..... 37

Figura 4-2: Trechos Considerados para Balanço Térmico do Fluido em Escoamento 42

Figura 4-3: Perfil de Temperaturas por Profundidade Representativo para a Bacia de Campos. Fonte: VILLELA (2004) 43

Figura 4-4: Mapa de Escoamento para Beggs & Brill. Fonte: BEGGS e BRILL (1991) 46

Figura 4-5: Discretização do Poço e Ordem de Cálculo das Variáveis 49

Figura 5-1: Processo de Monte Carlo e Encapsulamento do Procedimento Determinístico 55

Figura 6-1: Relação entre Parâmetros para Perda de Carga 58

Figura 6-2: Exemplos de Intervalos para a Distribuição de BSW e sua Possível Tendência de Evolução 60

Figura 6-3: Impacto Global da Produção de Água e Gás na Produção 61

Figura 6-4: Análise de Sensibilidade para o Poço B1 (Baixo BSW) 66

Figura 6-5: Análise de Sensibilidade para o Poço M2 (Médio BSW) 66

Figura 6-6: Análise de Sensibilidade para o Poço A6 (Alto BSW) 67

Figura 6-7: Distribuição Conjunta BSW/RGO para pequenas variações ... 68

Figura 6-8: Distribuição Conjunta BSW/RGO para grandes variações 68

Figura 6-9: Exemplo de Distribuição para a Simulação de Monte Carlo ... 69

Figura 6-10: Incerteza Esperada entre a Vazão de Óleo Simulada e Produzida para pequenas variações de BSW e RGO 71

Figura 6-11: Incerteza Esperada entre a Vazão de Óleo Simulada e Produzida para grandes variações de BSW e RGO 71

Figura 6-12: Incerteza Esperada entre a Vazão de Óleo Simulada com relação a variações de BSW, RGO e Gas Lift 74

Figura A-1: Algumas Correlações para o Fator Volume Formação 84

Figura A-2: Algumas Correlações para Razão de Solubilidade 85

Figura A-3: Algumas Correlações para a Viscosidade do Óleo Morto 87

Figura A-4: Exemplo para Viscosidade do Óleo Completa 87

Figura A-5: Fator de Compressibilidade do Gás Natural (STANDING e KATZ, 1942) 89

Figura B-1: Análise de Sensibilidade para as Densidades – Poço B1 94

Figura B-2: Análise de Sensibilidade para as Densidades – Poço M2 94

Figura B-3: Análise de Sensibilidade para as Densidades – Poço A6 95

Figura B-4: Análise de Sensibilidade para a Fricção – Poço B1 95

Figura B-5: Análise de Sensibilidade para a Fricção – Poço M2..... 96

Figura B-6: Análise de Sensibilidade para a Fricção – Poço A6..... 96

Figura B-7: Análise de Sensibilidade para a Pressão – Poço B1 97

Figura B-8: Análise de Sensibilidade para a Pressão – Poço M2 97

Figura B-9: Análise de Sensibilidade para a Pressão – Poço A6 98

Figura B-10: Análise de Sensibilidade para a Temperatura – Poço B1..... 98

Figura B-11: Análise de Sensibilidade para a Temperatura – Poço M2..... 99

Figura B-12: Análise de Sensibilidade para a Temperatura – Poço A6..... 99

Figura B-13: Análise de Sensibilidade, Variáveis Operacionais– Poço B1 100

Figura B-14: Análise de Sensibilidade, Variáveis Operacionais– Poço M2100

Figura B-15: Análise de Sensibilidade, Variáveis Operacionais– Poço A6 101

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4-1: Histórico e Tipos das Correlações de Pressão. Fonte: SHIPPEN, 2012 32

Tabela 4-2: Erros entre Dados de Campo e Simulados para Algumas Correlações. Fonte: BEGGS, 1991 33

Tabela 4-3: Fórmulas usadas para o Fluido Black Oil 34

Tabela 4-4: Correlações Testadas para o Fluido Black Oil 35

Tabela 4-5: Parâmetros de Beggs & Brill para o holdup no escoamento horizontal..... 46

Tabela 4-6: Parâmetros de Beggs & Brill para correção do holdup no escoamento inclinado..... 47

Tabela 6-1: Dados Gerais dos Poços Estudados 62

Tabela 6-2: Comparação entre os Dados Simulados e Observados para Validação do Código Implementado 63

Tabela 6-3: Dados Gerais para o Poço B1 64

Tabela 6-4: Dados Gerais para o Poço M2 64

Tabela 6-5: Dados Gerais para o Poço A6 64

Tabela 6-6: Variação na Vazão de Óleo prevista por pequenas incertezas .. 70

Tabela 6-7: Variação na Vazão de Óleo prevista por grandes incertezas 70

Tabela 6-8: Variação na Vazão de Óleo para Incertezas de BSW, RGO e Gas Lift..... 74

Tabela 6-9: Exemplo de Aplicação da Metodologia Proposta..... 76

Tabela C-1: Comparação entre Razões de Solubilidade – Poço B1 103

Tabela C-2: Comparação entre Fator Volume Formação do Óleo – Poço B1 103

Tabela C-3: Comparação entre Viscosidade do Óleo Morto – Poço B1..... 103

Tabela C-4: Comparação entre Viscosidade do Óleo Saturado – Poço B1 104

Tabela C-5: Comparação entre Modelos de Emulsão – Poço B1 104

Tabela C-6: Comparação entre Correlações de Pressão – Poço B1 104

Tabela C-7: Comparação entre Razões de Solubilidade – Poço M2 105

Tabela C-8: Comparação entre Fator Volume Formação do Óleo – Poço M2 105

Tabela C-9: Comparação entre Viscosidade do Óleo Morto – Poço M2 ... 105

Tabela C-10: Comparação entre Viscosidade do Óleo Saturado – Poço M2 106

Tabela C-11: Comparação entre Modelos de Emulsão – Poço M2 106

Tabela C-12: Comparação entre Correlações de Pressão – Poço M2 106

Tabela C-13: Comparação entre Razões de Solubilidade – Poço A6 107

Tabela C-14: Comparação entre Fator Volume Formação – Poço A6 107

Tabela C-15: Comparação entre Viscosidade do Óleo Morto – Poço A6... 107

Tabela C-16: Comparação entre Viscosidade do Óleo Saturado – Poço A6 108

Tabela C-17: Comparação entre Correlações de Pressão – Poço A6 108

LISTA DE SÍMBOLOS

A – Área Transversal ao Escoamento

A^* – Distância de Relaxação Térmica

***API* – Grau API do Óleo**

B – Fator Volume Formação do Fluido

BSW – *Basic Sediments and Water* (Fração de Água)

c – Compressibilidade

C_p – Calor Específico do Fluido

D, d – Diâmetro

E_k – Parcela de Perda de Carga por Aceleração

f – Fator de Fricção

f_N – Fator de Fricção Monofásico sem Escorregamento

f_o – Fator de Ponderação para o Óleo

f_{TP} – Fator de Fricção Bifásico Líquido e Gás

f_w – Fator de Ponderação para a Água

g – Aceleração da Gravidade

***H* – Fração de Vazio com escorregamento (*Slippage Holdup*)**

h – Coeficiente de Convecção Térmica

h_c – Coeficiente de Convecção Térmica para o Fluido no Anular

h_r – Coeficiente de Radiação Térmica para o Fluido no Anular

h_{to} – Coeficiente de Convecção Térmica Externa do Tubo

IP – Índice de Produtividade

IPR – *Inflow Performance Relationship*

K – Permeabilidade de Formação Relativa ao Líquido

k – Coeficiente de Condução Térmica

k_c – Coeficiente de Condução Térmica do Revestimento

k_{cem} – Coeficiente de Condução Térmica do Cimento

k_t – Coeficiente de Condução Térmica do Tubo

N_{Re} – Número de Reynolds

P – Pressão

P_b, P_{bolha} – Pressão de Bolha do Óleo

P_e – Pressão Estática do Reservatório

P_{inj} – Pressão de Injeção do *Gas Lift*

P_{pc} – Pressão Pseudo Crítica do Gás

P_{pr} – Pressão Pseudo Reduzida do Gás

$\langle P_r \rangle$ – Pressão Média do Reservatório

P_{sup} – Pressão de Chegada do Fluido no Separador de Superfície

P_{wf} – Pressão de Fundo de Poço

P_{wh} – Pressão na Cabeça do Poço

Q – Vazão

Q_{calor} – Troca de Calor entre a Formação e Fluido

R – Constante Ideal dos Gases Perfeitos

r – Raio

r_e – raio externo do reservatório

RGO – Razão Gás-Óleo

R_s – Razão de Solubilidade

r_{ci} – raio interno do revestimento

r_{co} – raio externo do revestimento

r_{ti} – raio interno da coluna de produção

r_{to} – raio externo da coluna de produção

r_w – raio do poço

r_{wb} – raio da formação produtora

T – Temperatura

T_e – Temperatura da Formação, Externa ao Duto

T_{ei} – Temperatura da Formação no ponto de entrada do trecho de cálculo

T_i – Temperatura do Fluido no ponto de entrada do trecho de cálculo

T_{pc} – Temperatura Pseudo Crítica do Gás

T_{pr} – Temperatura Pseudo Reduzida do Gás

T_{res} – Temperatura do Reservatório

T_{sup} – Temperatura de Chegada do Fluido no Separador de Superfície

TPR – *Tubing Performance Relationship*

U – Coeficiente de Transferência de Calor

U_{int} – Energia Interna do Fluido

V – Volume

W – Trabalho Fornecido ao Fluido

w – Fluxo Mássico

Z – Fator de Compressibilidade do Gás

γ – Peso específico do Fluido

ΔL – Comprimento de Trecho de Duto

ΔP – Queda de Pressão

ΔP_v – Perda de Carga na Válvula de Injeção de *Gas Lift*

$\Delta_{óleo}$ – Incerteza na Vazão de Óleo

η – Coeficiente Joule-Thomson do Fluido

θ – Inclinação do Duto com o eixo horizontal

κ – Permeabilidade da Rocha ao Fluido

λ – Fração de Vazio sem escorregamento (*Non Slippage Holdup*)

μ – Viscosidade do Fluido

υ – Velocidade do Escoamento

ρ – Densidade do Fluido

σ – Tensão Superficial entre Líquido e Gás

τ – Tensão Cisalhante entre o Fluido e o Duto

∇P – Gradiente de Pressão

$\left(\frac{dP}{dL}\right)$ – Perda de Carga por Trecho de Duto

Subscritos

g **– gás**

gl **– *gas lift***

L **,** ***l*** **– líquido**

m **– mistura**

n **– sem escorregamento**

o **– óleo**

s **– com escorregamento**

w **– água**

CONVERSÃO DE UNIDADES

***Área*: 1 milidarcy (mD) = 0,001 Darcy = 10^{-15} *metros quadrados* [m^2]**

***Densidade*: 1 kg/m^3 = 0,0624 lbm/ft^3**

***Pressão*: 1 *kgf/cm^2* = $9,8067 \times 10^4$ *Pascal* [*Pa*] = 14,2233 Psia = 0,9678 atm**

***Temperatura*: Celsius [ºC] = (Fahrenheit [ºF] – 32) x 5/9**

Celsius [ºC] = (Kelvin [K] – 273,15)

Rankine [ºR] = (Fahenheit [ºF] + 459,67)

***Volume*: 1 barril [*bbl*] = 163,6499972 litros [*L*]**

***Viscosidade*: 1 centiPoise [cP] = 1×10^{-2} Poise = 0,001 Pa . s**

Vazão*: 1 *bbl/dia* = 0,159 *m^3/dia

Capítulo 1 - Introdução

1.1 Introdução e Motivação

A modelagem de incertezas em projetos de petróleo e gás específico à etapa de elevação e escoamento da produção é um assunto pouco explorado pelos pesquisadores. Dentro da própria engenharia de petróleo, subáreas como a engenharia de reservatórios já consideram e incorporam incertezas em suas predições, especialmente devido à alta complexidade inerente à construção dos modelos geológicos e de simulação, aliada à escassez e indisponibilidade de diversos dados vitais à predição da produção.

O contínuo aumento no poder computacional, no entanto, não tem se refletido em aumento na robustez para as simulações de elevação e escoamento de petróleo na coluna de produção e em *flowlines*, conferindo aos mesmos ainda um caráter majoritariamente determinístico. Correlações para predição de fluxo, cálculo da troca térmica na tubulação, parâmetros de modelagem do poço, escolha particular de correlações para a descrição de escoamento e mesmo os valores operacionais medidos em superfície são alguns elementos de modelo sujeitos a incertezas e que, por muitas vezes, são deixadas de lado na consideração de projetos.

Com a atividade petrolífera partindo para cenários exploratórios de maior risco e complexidade de projeto, a etapa de estudo de incertezas se torna cada vez mais relevante e vital para o acurado entendimento e previsibilidade do sistema de produção.

1.2 Objetivo e Metodologia de Pesquisa

O objetivo do trabalho é desenvolver metodologias para identificação, tratamento, propagação e quantificação do impacto das incertezas na etapa de escoamento de petróleo, pautando-se na simulação numérica e estocástica.

Para tal, construiu-se um modelo de simulação para escoamento em poços e dutos de petróleo, por intermédio do software *Wolfram Mathematica*, a ser utilizado no trabalho. O código implementado representa uma situação típica de produção, calculando a queda de pressão e temperatura ao longo da linha de produção a partir de uma série de dados de entrada e uma escolha particular de correlações, replicando a tradicional simulação determinística.

Adicionalmente, uma etapa de simulação estocástica é introduzida, a fim de conferir um caráter probabilístico ao escoamento, emulando suas incertezas e aleatoriedades. Nesta etapa, o objetivo é comparar e estudar o impacto das diversas variáveis e parâmetros presentes em uma modelagem típica de poço, em especial as condições operacionais e de produção de água (*water cut* ou fração de água) e de gás (medido pela razão gás óleo do poço), e seus efeitos na vazão de produção de óleo prevista de produção, conferindo ao ponto de equilíbrio de produção de óleo margens de probabilidade e intervalos de confiança.

A metodologia escolhida para a propagação de incertezas é pautada na simulação de Monte Carlo, por ser de implementação direta e aspecto não intrusivo, o que possibilita a utilização da técnica a partir dos diversos modelos tradicionais largamente empregados na indústria.

O principal resultado a ser obtido com este trabalho é um código computacional para simulação da produção de petróleo que incorpore ferramentas de propagação de incertezas na produção, quantificando seu impacto. Paralelamente, busca-se obter metodologias suplementares para a quantificação e propagação do impacto de incertezas em dados de produção.

Para ilustrar a técnica, são considerados dados de poços produtores representativos de um cenário *offshore* de produção brasileiro, visando identificar as variáveis que mais impactam na predição do escoamento, assim como a incerteza dos valores previstos por simulação ao serem considerados intervalos de probabilidade para as variáveis de entrada.

Este trabalho visa contribuir academicamente com o avanço em uma linha de pesquisa que vem sendo pouco estudada e que tende a ganhar mais espaço com o aumento da complexidade dos sistemas de produção, aliado ao crescente poder computacional e necessidade de previsões mais acuradas da produção.

A inclusão das incertezas na modelagem do escoamento de petróleo pode auxiliar, por exemplo, na maior confiabilidade para as curvas de queda de pressão e acurácia para a vazão de produção e garantia de escoamento, considerando faixas e intervalos de probabilidade. Além disso, as curvas de produção projetadas para um determinado poço podem ser mais realistas, incorporando as variáveis de maior impacto na incerteza global da produção e, portanto, as de maior interesse de modelagem.

As aplicações deste tipo de abordagem permitem maior robustez tanto para fins de projeto quanto para campos já em produção. A possibilidade de acoplamento do tratamento de incertezas na área de escoamento no poço junto com a área de reservatórios resulta em projetos mais arrojados, ao associar a cada vazão de produção um intervalo de probabilidade para sua ocorrência.

Ainda, a integração deste tipo de análise estocástica de poço aos otimizadores de produção permitiria a tomada de decisões sob incertezas para as operações corriqueiras de campo, como injeção de *gas lift*, roteamento de poços a *manifolds*, entre outros, que além dos intervalos de confiabilidade, garantem às atividades de produção maior confiança para as soluções de ótimo global e local, e em seus arredores.

1.3 Organização do Trabalho

O Capítulo 2 - apresenta a revisão bibliográfica sobre o estudo de incertezas nas etapas de escoamento e produção de petróleo, de onde foram destacadas abordagens tanto do ponto de vista de computação – uso de simuladores da produção para se extrair informações da produção – tanto do ponto de otimização – em que a análise de incertezas é etapa intermediária do trabalho.

O Capítulo 3 - fornece os principais conceitos utilizados no trabalho, passando por parâmetros fundamentais para a modelagem estocástica do escoamento, como variáveis operacionais, metodologia para previsão determinística da produção por meio de simulação, tipos e fontes de incertezas do escoamento, e método de Monte Carlo.

O Capítulo 4 - descreve o escoamento multifásico em engenharia de petróleo, discriminando as equações e os procedimentos de cálculo usualmente empregados para previsão determinística da produção.

O Capítulo 5 - expõe brevemente a técnica de Monte Carlo, ferramenta utilizada para a condução da simulação estocástica, e capaz de incorporar as incertezas da produção sem afetar, no entanto, a estrutura determinística das equações

O Capítulo 6 - delineia o procedimento a ser utilizado na simulação estocástica pelo Método de Monte Carlo, e expõe o estudo de caso para caracterização do impacto das incertezas de produção usando dados de produção para exibir a técnica.

Capítulo 2 - Revisão Bibliográfica

Este capítulo visa contextualizar o leitor sobre o estado da arte em tratamento e propagação de incertezas para o escoamento de petróleo, em poços e linhas de produção, do ponto de vista de abordagens de simulação. Comparativamente à análise de incertezas para a engenharia de reservatórios ou estudos econômicos, o assunto em questão fora historicamente pouco estudado, com trabalhos específicos à área de escoamento surgindo com mais força apenas nas últimas décadas.

Apesar de ser crucial por si só, na determinação mais acurada da vazão de produção, o tratamento de incertezas de poço e escoamento também é destacado por alguns autores como etapa intermediária, sendo utilizada posteriormente para a condução de rotinas de otimização da produção de campos de petróleo considerando a presença de incertezas, a otimização estocástica. Estes tipos de estudos, quando correlatados com o tratamento de incertezas específicas ao escoamento da produção, também serão contemplados nesta revisão bibliográfica.

BIEKER (2007) propôs metodologias para a otimização da produção de petróleo em tempo real, considerando diversos cenários e casos. Ao estudar a otimização sob incertezas, o autor propõe uma técnica para a construção de intervalos de confiança preditivos para os valores de produção de água e de gás, que estão intimamente ligados com a previsão da produção de óleo. A proposta se utiliza de curvas *splines*[1] para se descrever a série histórica de dados relevantes, aproximando os dados discretos (como aqueles obtidos em testes de poço, em dias específicos apenas) em dados contínuos. O modelo assume que as variáveis, e suas distribuições e intervalos de incertezas, possam ser obtidos através de uma rotina de amostragem baseada em métodos de Monte Carlo através dos dados observados no passado.

ELGSÆTER (2008) também pesquisou sobre a modelagem e otimização da produção sob incertezas, também mais orientada do ponto de vista dos dados de produção medidos. O autor argumenta que a escassez de publicações e trabalhos que levem em consideração as incertezas na etapa de escoamento da produção e otimização de campo é paradoxal, visto que a engenharia de reservatórios, conforme já fora

[1] *Splines* são curvas numéricas que aproximam ou interpolam pontos de uma série de dados através de polinômios de grau *n*. Os pontos conectados são ditos nós, com os demais pontos definindo a tangente da curva. Uma *spline* de grau *n* é, portanto, uma função numérica contínua com *(n-1)* derivadas contínuas (WOLD, 1974)

destacado, corriqueiramente ajusta os dados de campo a modelos e simuladores contabilizando a presença de incertezas, e que estes mesmos dados considerados incertos para a produção do reservatório são completamente ignorados nas etapas subsequentes. Outro ponto destacado é de que como as incertezas dependem dos modelos e técnicas de resolução empregadas, pouca ou nenhuma distinção é feita sobre a origem das mesmas, em outras palavras, é difícil diferenciar quanto destas incertezas surgem da falta de informações e ausência de dados de produção confiáveis, e quanto delas nascem da falta de acurácia e imprecisões de modelos adotados.

ELGSÆTER (2008) destaca, ainda, que as informações utilizadas para a construção dos modelos usuais de previsão da produção se baseiam em sua maioria de testes de poço de vazão única, que pouco abrem margem para variação e estimação de parâmetros. Assim, é descrita uma metodologia para estimar a incerteza presente nos parâmetros ajustados via testes de poço através da técnica de *Bootstrapping*[2], visto que os dados de produção podem conter baixa confiabilidade. O tratamento explícito de incertezas é feito pelo Método de Monte Carlo, permitindo o estudo integrado entre dados de produção, incertezas nos parâmetros ajustados dos simuladores de produção e incertezas nos pontos operacionais previstos em modelos de otimização. O autor alerta que a técnica empregada possui limitações como, por exemplo, quando se há escassez de dados disponíveis. Um procedimento para se estimar o potencial de produção perdido decorrente das incertezas de produção também é sugerido.

Em uma abordagem orientada a dados, CHAVES *et al*. (2014) investigaram estatisticamente as incertezas presentes nos dados de produção de água (BSW – *basic sediments and water*) e de gás (RGO – razão gás óleo) para dois poços produtores. A metodologia envolveu o critério de rejeição de Pearson e a aplicação de média móvel para a remoção de *outliers* e dados de produção repetidos, respectivamente. Aos dados tratados, os autores buscaram ajustar diversas distribuições de probabilidade, de acordo com o desvio dos valores (diferença entre o valor teórico ajustado pela regressão de tendência, no caso do trabalho, linear e entre o valor real registrado em campo), encontrando que o BSW de um dos poços poderia ser ajustado às distribuições de probabilidade teóricas de Weibul, Beta e Triangular e concluindo que, para esta variável,

[2] *Bootstrapping* é um método utilizado para determinação de intervalos de confiança e para se estimar o erro médio de um conjunto de dados (WASSERMAN, 2010). A técnica é baseada em múltiplas amostragens de valores residuais – diferença entre valores medidos e modelados – como forma de construir novos conjuntos de dados (ELGSÆTER, 2008)

os métodos estatísticos são eficientes para a caracterização das incertezas. Para o RGO, entretanto, houve uma maior dificuldade em se precisar sua distribuição pelo método proposto, decorrente principalmente do fato de a variável ser calculada de forma indireta, a partir de outras como vazão de gás injetada nos poços e a vazão de óleo, o que exigiria estudos adicionais para se contornar as dificuldades metodológicas encontradas.

FONSECA JUNIOR *et al.* (2009) analisaram as incertezas da etapa de elevação de petróleo utilizando o simulador multifásico da Petrobras, MARLIM. Os autores utilizaram o método de Monte Carlo para identificação dos impactos das incertezas nas variáveis de entrada, escolhendo a pressão de fundo de poço, vazão de óleo produzida e a temperatura de chegada dos fluidos na plataforma como variáveis de saída para controle. Inicialmente foram selecionados alguns parâmetros geométricos e variáveis de entrada para se conduzir uma análise de sensibilidade de acordo com a experiência prévia dos autores, e foram consideradas distribuições de probabilidade uniformes com faixa de desvio de 10% no estudo, identificando que a pressão estática, comprimento das linhas de produção, o índice de produtividade (IP), a pressão de chegada e a razão gás-óleo dos poços (RGO) são os parâmetros de entrada que mais influenciaram nas variáveis de saída controladas. Os autores também coletaram dados de campo para tentar estimar e ajustar distribuições de probabilidade mais acuradas para as variáveis consideradas mais importantes, sendo consideradas distintas métricas para a determinação das incertezas de acordo com os dados. Fora destacada a elevada influência na resposta prevista, principalmente na vazão, que atingiu a ordem de 24% para um nível de confiança de 95%. Destaque fora dado também para a produção de água, a qual se acredita que a faixa de variação para as incertezas deva ser função de seu valor absoluto.

HOLM *et al.* (2011a) e HOLM *et al.* (2011b) destacam que as abordagens de garantia de escoamento e simulação são essencialmente determinísticas e que a análise de incertezas é bastante limitada, variando-se apenas alguns poucos parâmetros e considerando incertezas “típicas”, o que é muito simplório em se tratando de projetos de desenvolvimento de campo mais robustos. Com esta premissa, os autores fizeram um detalhado levantamento das incertezas de modelagem que podem influenciar em um escoamento submarino, para um estudo de caso no campo de Shtokman, na Rússia, de uma linha de produção muito longa (550km), que apresenta condições mais severas de

produção, como temperatura do leito marinho abaixo de zero, proteção contra vibrações induzidas por vórtex e batimetria altamente irregular, decorrente do arraste do solo marinho por *icebergs*. Foram inicialmente detalhados os cenários esperados e extremos para o projeto (*base-case*, *best-case* e *worst-case*), e em sequência conduzidas análises de sensibilidade e incertezas, por intermédio do processo de amostragem do Hipercubo Latino, mapeando-se a resposta da pressão requerida (conhecida por TPR – *Tubing Pressure Relationship*) através de uma nuvem de pontos. Fora encontrado que, para baixas vazões, a fração de líquido na tubulação, densidade de líquido, ondulações e turbulências do gás e geometria da linha de produção são os parâmetros mais críticos de projeto, enquanto que para altas vazões tem-se a rugosidade do duto, pressão de chegada, densidade do gás e temperatura do leito marinho como os fatores mais cruciais.

KLAVETTER *et al.* (2012) estudaram o impacto nas incertezas do comprimento de bolha de *slug* em escoamentos multifásicos verticais do tipo óleo-gás e água-gás na predição da queda de pressão e *holdup* de líquido (fração de líquido) utilizando para a propagação de incerteza três métodos distintos: perturbação de variáveis uma de cada vez, expansão em séries de Taylor, e Simulação de Monte Carlo. Apesar dos métodos apresentarem a mesma tendência, os autores concluíram que a abordagem em séries de Taylor sobrestima a incerteza na resposta, possivelmente devido a não consideração da mudança no valor da derivada ao longo do intervalo analisado. Os resultados encontrados mostram que a predição na queda de pressão pode variar em até 40% do seu valor para uma incerteza de 50% no comprimento da bolha de *slug* na situação de altas velocidades de líquido e gás, e baixa variação no valor de pressão para escoamentos de menores velocidades.

Este procedimento supracitado também está exposto em detalhes no trabalho de CREMASCHI *et al.* (2012), que fizeram uma detalhada revisão bibliográfica sobre o tema de incertezas. Em seu trabalho, discutem-se importantes pontos concernentes a projetos e origem das incertezas em um escoamento multifásico, como o fato de muitos simuladores empregados pela indústria não possuírem técnicas para propagação de incertezas fonte, bem como a ausência de um consenso ou metodologia padrão a ser adotar em novos projetos que excedam meramente a experiência e conhecimento atual do campo produzido. Ademais, utilizando um exemplo para o caso do escoamento com transporte de areia, mostra-se que de acordo com o projeto estudado, existem grupos de

incertezas mais críticas e relevantes para a indústria do que outras, do ponto de vista de ganho operacional.

BJØRLO (2013) utilizou o software de simulação multifásico OLGA para investigar os efeitos lineares nos parâmetros de entrada do modelo, identificando aqueles mais influentes nos resultados (análise de sensibilidade). A revisão bibliográfica listou os parâmetros que outros autores consideraram relevantes em seus estudos, juntamente de suas distribuições de incertezas e limites superior e inferior. A análise de incertezas também usou o Hipercubo Latino, e comparou os resultados simulados com dados medidos de um duto presente campo de Troll, Noruega. Foram simulados dois casos, um considerando um fluxo cujos efeitos gravitacionais dominavam o escoamento e outro em que a perda de pressão era majoritariamente decorrente dos efeitos de fricção. No primeiro caso, os fatores mais importantes encontrados foram os parâmetros turbulentos, densidades e fração de vazio, enquanto para o segundo caso, rugosidade do duto, fluxos mássicos e densidades foram os fatores mais importantes elencados pela análise.

HOYER *et al.* (2013) também chamaram atenção à crescente necessidade de rotinas mais acuradas para determinação da produção em escoamentos, também destacando que as simulações multifásicas se baseiam essencialmente na comparação de dados de campo e na experiência prévia. Os autores realizaram um extensivo estudo com medidas laboratoriais para a queda de pressão e fração de vazio em escoamento bifásico, e as duas variáveis supracitadas e fração de água para o escoamento trifásico. Os diversos parâmetros de entrada presentes num escoamento típico foram separados e refinados para a construção das distribuições de probabilidade, tomando-se cuidado em separar aqueles que se originavam em escoamentos cuja queda de pressão se originava majoritariamente pela gravidade ou pela fricção. A análise de sensibilidade e a análise de incertezas realizadas, baseadas em distribuições do tipo normal, encontraram faixas de incertezas para algumas variáveis de interesse, com os limites propostos e encontrados pelos autores esquematizados na Figura 2-1, cuja subdivisão do sistema de produção será aquela considerada ao longo desta dissertação para fins de notação:

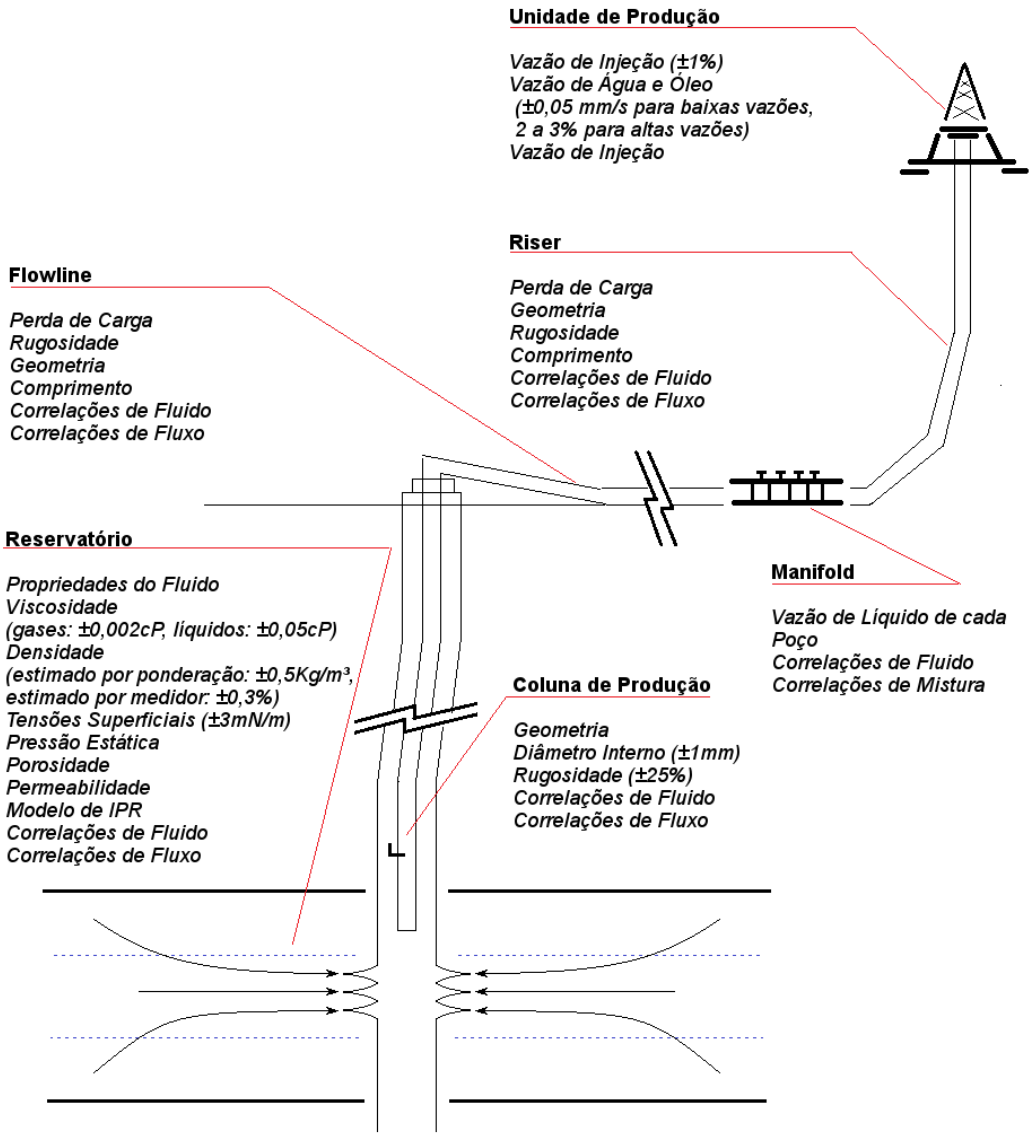

Figura 2-1: Incertezas nas Variáveis de Produção, segundo HOYER *et al.* (2013) e Trechos Percorridos pelos Fluidos. Figura: Elaboração Própria

Adicionalmente, JOHNSON *et al.* (2013) chamaram atenção para o fato de que as análises de simulação do escoamento apenas consideram uma "foto no tempo", sendo um problema a construção de um "caso base" para o projeto que, na prática, é não representativo, apenas incorporam as piores situações de produção prevista e contem incertezas em geral ignoradas. Foi utilizado um simulador de fluxo multifásico termal composicional, *Maximus*, para se conduzir análises em três projetos de escoamento típicos, onde os autores evidenciaram os benefícios de se incorporar as incertezas na simulação e design de projetos.

Discorridos os trabalhos presentas na literatura sobre o tema, pode-se notar que todos eles são bastante recentes, datando a partir de 2007, o que reforça a atualidade e necessidade de estudo e investigação do problema. Por fim, a partir da revisão bibliográfica realizada, é possível identificar duas grandes abordagens propostas até então para o problema:

a) Abordagens Orientadas a Dados, que se utilizam da própria informação da produção de petróleo, medições e variações com o tempo para caracterização das incertezas e extrair informações relevantes para a tomada de decisões. Sob tal ótica, o foco é o estudo e determinação do tipo de comportamento estocástico das variáveis de interesse como a produção de água e de gás, por exemplo. Tais estudos podem ser mais difíceis de serem realizados nas situações em que há escassez de dados, ou os mesmos se apresentam com baixa qualidade e em baixa quantidade. Os três primeiros trabalhos descritos nesse capítulo enquadram-se nessa categoria: BIEKER (2007). ELGSÆTER (2008), e CHAVES et al (2014);

b) Abordagens Orientadas à Simulação, que incorporam o uso de simuladores multifásicos e modelos físico-matemáticos para a análise do impacto das incertezas. Dada a gama de parâmetros presentes, e cenários possíveis de simulação, tais estudos concentram-se na análise univariada e de sensibilidade para alguns casos de interesse, com resultados por vezes muito particulares às situações estudadas e condições postas. Além disso, esse tipo de abordagem requer maior esforço computacional para estudo, possuindo maior dificuldade para condução de estudos multivariados, esbarrando também na baixa representatividade da natureza estocástica do escoamento pelas equações e modelos tradicionais de elevação multifásica. Incorporam-se nessa categoria o restante dos trabalhos analisados: FONSECA JUNIOR *et al.* (2009), HOLM *et al.* (2010), KLAVETTER *et al.* (2012), CREMASCHI *et al.* (2012), BJØRLO (2013), HOYER *et al.* (2013), e JOHNSON *et al.* (2013).

Capítulo 3 - Conceitos Básicos em Escoamentos Multifásicos

Antes de descrever em detalhes a metodologia empregada para a simulação sob incertezas neste trabalho, este capítulo visa descrever os principais pontos, conceitos e variáveis a serem considerados em escoamentos multifásicos, focando-se no problema estudado. Serão apresentadas brevemente as variáveis de maior relevância para análise de um sistema típico de produção de petróleo, de intrínseca importância com a existência, caracterização e propagação de incertezas estudadas, conforme será elucidado ao longo do texto.

3.1 O Escoamento Multifásico

Na nomenclatura da engenharia de petróleo, escoamento multifásico refere-se a produção conjunta de mais de uma fase em dutos e poços, apresentando um comportamento muito mais complexo do que o escoamento monofásico (BRILL e MUKHERJEE, 1999). Por multifásico, pode se entender a produção conjunta de óleo, água e gás natural, e ocasionalmente areia (OLIVEIRA, 2003), ou mesmo uma produção bifásica, com uma fase líquida e outra gasosa (VILELLA, 2004). Água e gás podem ser originários tanto de técnicas de recuperação de óleo (como no caso de injeção de água ou *gas lift*), tanto oriundos da própria subsuperfície, através de aquíferos, capa de gás e frações mais leves liberadas do óleo com a redução da pressão no reservatório e ao longo da coluna de produção (ROSA, 2006).

Do ponto de vista mecânico, a dificuldade na modelagem do escoamento está atrelada às distintas propriedades de líquidos e gases no escoamento em dutos. Diferentes densidades e viscosidades acarretam nos fluidos diferentes tensões cisalhantes na parede do duto e, consequentemente, diferentes velocidades de propagação ao longo no poço e linhas de produção (BRILL e MUKHERJEE, 1999). Assim, as fases não se deslocam necessariamente juntas, ocorrendo o chamado efeito de escorregamento, com o gás geralmente fluindo mais rápido do que a água e o óleo. Sob a ótica da química, OLIVEIRA (2003) ressalta ainda a ocorrência de depósitos como parafinas, hidratos de gás e incrustações, cuja formação é condicionada pelo tipo de óleo do reservatório e compostos existentes, que introduzem mais substâncias que complicam não somente o fluxo multifásico, como sua modelagem.

Estas diferentes velocidades das fases, bem como suas diferentes proporções em escoamento levam a ocorrência dos chamados padrões de fluxo, evidenciando as várias formas pelas quais as fases se propagam ao longo do duto. Sua identificação motiva o emprego de diferentes formas e fórmulas para o cálculo da perda de carga multifásica, sendo geralmente separados os perfis encontrados em escoamentos horizontais e verticais, como mostra as Figura 3-1 e Figura 3-2:

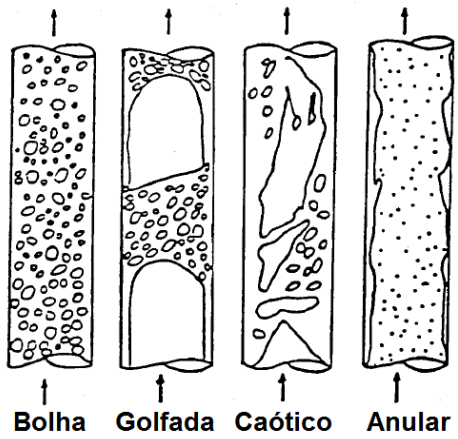

Figura 3-1: Perfis de Escoamento Líquido-Gás Verticais Ascendentes. Fonte: BRILL e MUKHERJEE (1999)

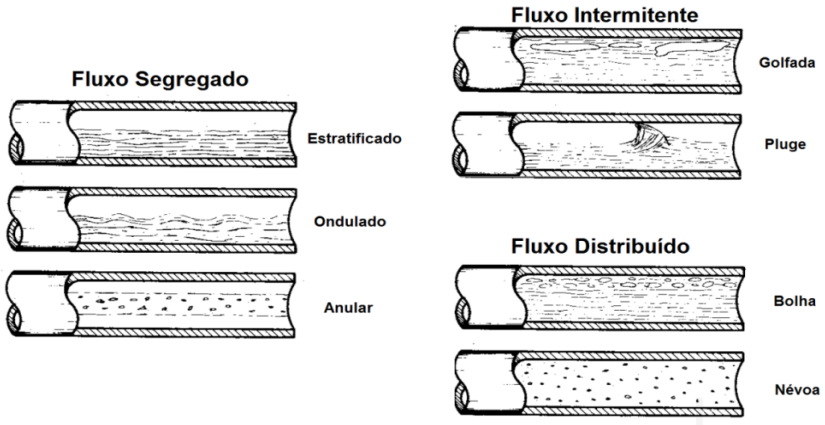

Figura 3-2: Perfis de Escoamento Líquido-Gás Horizontais. Fonte: BRILL e MUKHERJEE (1999)

3.2 O Modelo *Black-Oil*

Estritamente falando, o petróleo é um composto formado por diversas moléculas orgânicas de carbono, de variadas formas e tamanhos, estando associado ainda a

compostos inorgânicos, como enxofre e nitrogênio. Além das interações químicas e mecânicas com o meio, em um escoamento de petróleo também pode ocorrer reações e troca de massa entre as fases dentro do próprio óleo a ser produzido. Passando-se à modelagem numérica, no entanto, as variadas frações do petróleo e as interações podem ou não ser ignoradas, ou mesmo o tipo de escoamento observado pode motivar sua inclusão ou não no modelo final.

A mais simples forma de se descrever a mistura de hidrocarbonetos é através dos chamados modelos *Black-Oil*, de ampla utilização na indústria. Um modelo desse tipo parte da prerrogativa de que as fases são pouco inertes, limitando-se à natural liberação de gás por parte do óleo com a depleção do sistema. Em outras palavras, um modelo *Black-Oil* ignora a transferência de massa intra-sistema que não seja a evaporação de gás, focando-se apenas na existência de fases bem definidas: óleo morto (incapaz de liberar gás a uma dada pressão de referência), óleo vivo (contem gás dissolvido), gás, e água. A definição de óleo morto está condicionada à pressão final de produção dos fluidos – em geral a atmosférica – com constante correção no seu volume ao longo das iterações de cálculo.

Em contraponto ao *Black-Oil*, Modelos Composicionais visam efetuar um equacionamento completo dos compostos do petróleo, ao incluir a transferência de massa entre as fases, e suas propriedades específicas, ponderadas pelos seus percentuais de presença em mistura. Desta forma, estes modelos melhor descrevem óleos mais leves e voláteis e que experimentam abruptas liberações de gás do tipo *flash*, ou ainda reservatórios do tipo retrógrado, em que o gás pode se dissolver novamente no óleo com a produção (BRILL e MUKHERJEE, 1999). O ponto negativo é, infelizmente, a dificuldade em se conduzir uma simulação deste tipo, tanto do esforço computacional demandado, quanto da necessidade de conhecimento acurado de cada fase presente no óleo, o que exigiria medições diretas do óleo, técnica mais precisa porém cara (VILELLA, 2004), sendo comumente preterida em detrimento da abordagem *Black-Oil*, mais simples e rápida de se operar, requerendo menor quantidade de dados de campo, e com uma gama maior de correlações desenvolvidas e uso de campo. Visto que a própria escolha de correlações se apresenta como uma fonte de incertezas nos projetos de escoamento de óleo e gás e esta ser a técnica mais utilizada nas análises em campo, utilizar-se-ão as correlações *Black-Oil* para as análises subsequentes.

3.3 *Basic Sediments and Water* (BSW) e Razão Gás Óleo (RGO)

Do inglês *Basic Sediments and Water*, e por vezes traduzido diretamente como fração de água ou corte de água, o BSW representa o percentual volumétrico de água e sólidos presentes no escoamento de petróleo, em relação a vazão de líquido total do poço (óleo e água). Para a maioria dos poços, o volume de água comparado ao de sólidos e sais é muito maior, e na prática, o BSW é utilizado como sinônimo para a quantidade de água:

$$BSW = \frac{Q_{água}}{Q_{óleo}+Q_{água}} \tag{3.1}$$

A razão gas-óleo (RGO), por sua vez, fornece a razão volumétrica entre a quantidade de gás e de óleo produzidos por um poço, como expresso pela Equação (3.2), abaixo:

$$RGO = \frac{Q_{gás}}{Q_{óleo}} \tag{3.2}$$

Para a previsão da vazão de produção e escoamento de poço, estes são dois dos mais importantes parâmetros a serem conhecidos em projeto, por uma série de motivos. Grande parte das correlações de fluxo multifásico em duto amplamente utilizadas foram concebidas para serem aplicadas em regimes bifásicos (por exemplo, escoamento simultâneo de óleo/gás ou gás/água), mas na prática, a produção se dá com as três fases fluidas escoando simultaneamente, requerendo assim, algum tipo de metodologia para se adequar as correlações de queda de pressão à situação observada na realidade.

Desta forma, o procedimento usualmente realizado para se utilizar as correlações multifásicas é considerar óleo e água como uma fase líquida única, cujas propriedades sejam calculadas através de uma ponderação pela fração volumétrica dos fluidos, isto é, através do BSW do poço, utilizando-se densidade e viscosidade médios para os cálculos. É evidente, no entanto, que essa aproximação não só introduz incertezas e erros para as predições da queda de pressão, mas aumenta a necessidade de se precisar com mais exatidão a variável BSW.

Adicionalmente, BSW e RGO são utilizados diretamente no resultado final da simulação, para se encontrar o volume de óleo e de gás produzidos respectivamente, a partir da vazão de equilíbrio (em líquido) encontradas (ver Figura 3-4), amplificando quaisquer incertezas presentes nas variáveis na predição.

Outro problema diz respeito à variação destes parâmetros ao longo do tempo. Com o avanço da produção, espera-se que ocorra o aumento do valor de BSW e RGO medidos, decorrentes das maiores quantidades de água e gás produzidas, e nestas condições mais severas, a dificuldade e incertezas para a estimativa por simulação apresentam impactos mais significativos nas previsões. Em contraste, outros parâmetros de modelo não apresentam tais evoluções temporais, reforçando a importância do BSW e RGO na avaliação.

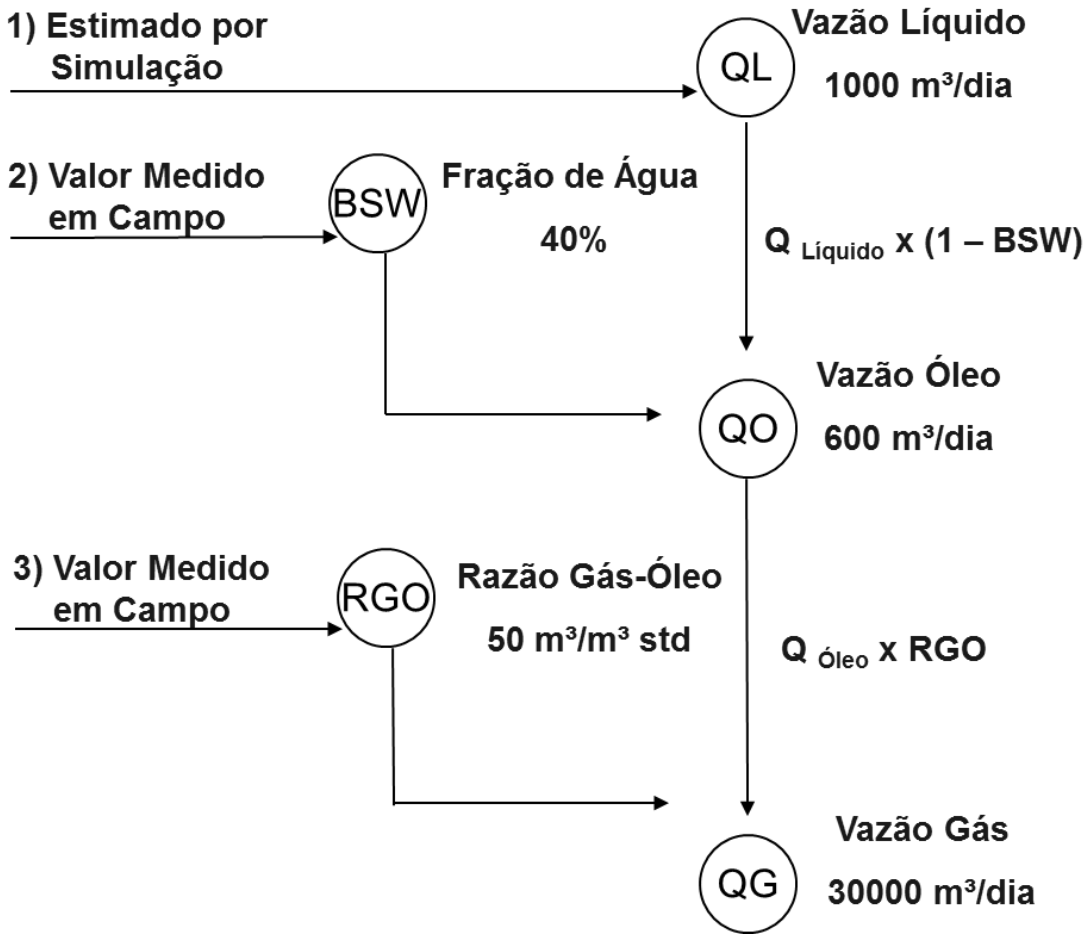

Figura 3-3: Exemplo de procedimento determinístico para cálculo da produção, BSW e RGO

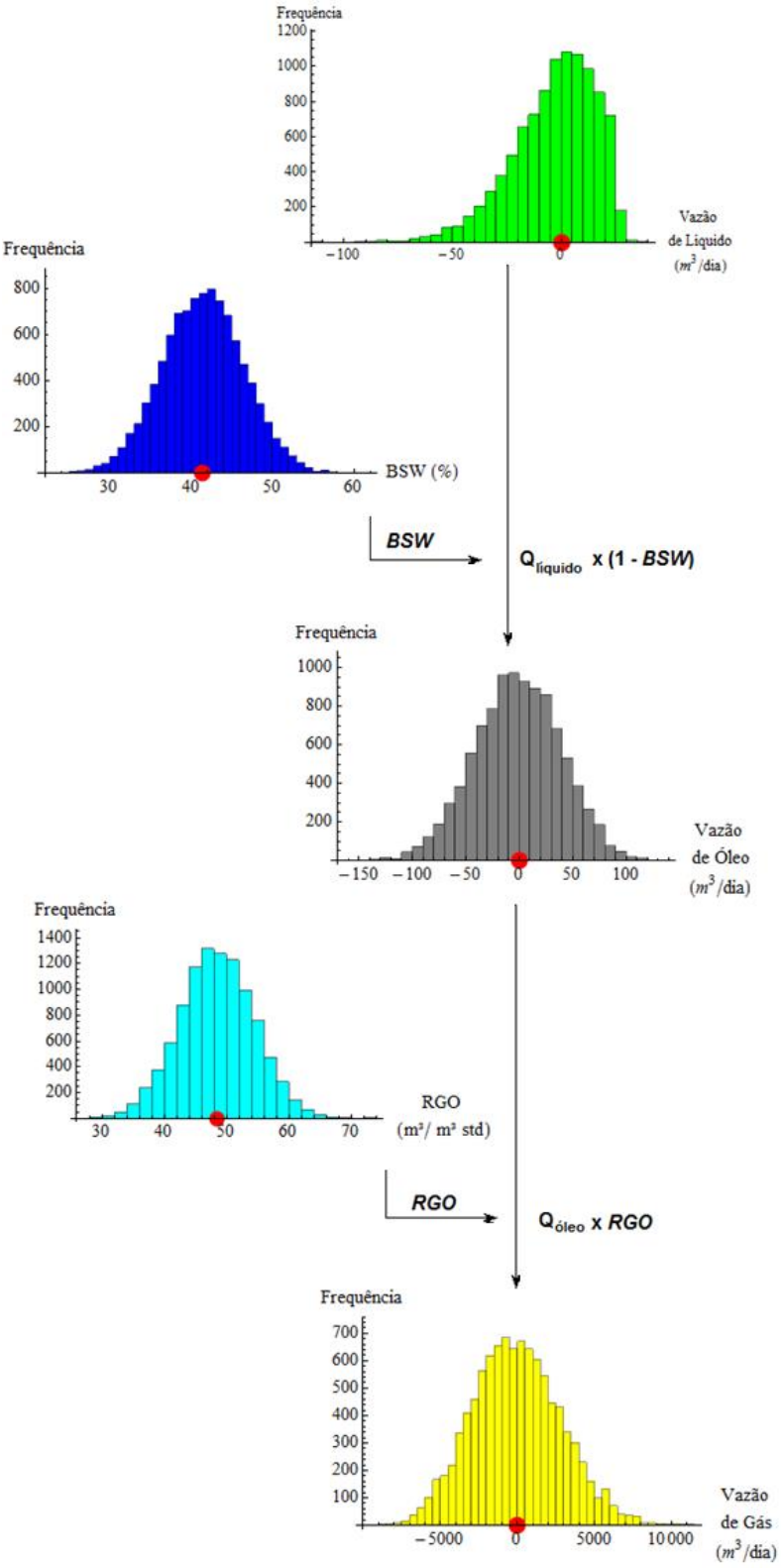

Figura 3-4: Exemplo de procedimento para propagação de incertezas provenientes da simulação, BSW e RGO

3.4 Índice de Produtividade do Poço (IP) e Incertezas no Reservatório

O índice de produtividade de poço (IP) é uma usual medida para a caracterização do potencial produtivo de poços, que pode ser rapidamente calculada em campo. Sua definição mais geral pode ser descrita como:

$$IP = \frac{Q_{líquido}}{\langle P_r \rangle - P_{wf}} \tag{3.3}$$

onde o diferencial de pressão no denominador também é conhecido por *drawdown* do poço – $\langle P_r \rangle$ é a pressão média do reservatório e P_{wf} é a pressão de fundo de poço – e com a vazão igual à produção de óleo, para escoamentos monofásicos, ou líquido (água e óleo), para escoamentos multifásicos.

A Equação (3.3) pode ser expandida através da vazão de produção, por intermédio da Lei de Darcy, proposta em 1856 pelo engenheiro hidráulico Henry Darcy e que se tornou referência na engenharia de petróleo, ao correlacionar as velocidades aparentes dos fluidos em meios porosos com o gradiente de pressão existente no reservatório.

$$\upsilon = \frac{Q}{A} = -\frac{\kappa}{\mu} \nabla P \tag{3.4}$$

onde υ é a velocidade aparente do fluido, Q é a vazão de produção, A é a área aberta ao fluxo, κ é a permeabilidade da rocha ao fluido, μ é a viscosidade do fluido e ∇P é o gradiente de pressão no meio poroso, em geral aproximado pela sua componente radial para reservatórios.

A expressão resultante da integração da Lei de Darcy depende das hipóteses adotadas, tipo de fluxo, consideração ou não do efeito de *skin* (dano à formação) de poço e das condições de produção no reservatório, existindo diversas formulações que podem ser obtidas na literatura para diversas situações de fluxo. Para a mais simples das situações de uso prático, fluxo radial no poço em regime permanente e reservatório com mecanismo de produção de gás, a relação entre as duas fórmulas citadas é, conforme ROSA (2006):

$$Q = \frac{52{,}54\ Kh\ (P_e - P_{wf})}{\mu B\ [\ln(re/rw)]} \tag{3.5}$$

onde Q é a vazão de líquido medida em condições de superfície (m³/dia), K é a permeabilidade da formação relativa ao líquido (darcy), h é a espessura da formação produtora (m), P_e é a pressão média do reservatório, (kgf/cm²), P_{wf} é a pressão de fundo de poço, (kgf/cm²), μ é a viscosidade do líquido produzido, (cP), B é o fator volume formação do líquido, (m³/m³ std), re é o raio de drenagem do poço, imediações do reservatório afetadas pela queda de pressão junto ao poço, (m), e rw é o raio do poço, (m).

Na prática, o equacionamento entre o Índice de Produtividade e a Lei de Darcy é realizado com o objetivo de se estimar diversas propriedades do reservatório produtor, através dos chamados teste de poço. O princípio básico de um teste desse tipo envolve a variação da vazão de produção (por exemplo, através de abertura ou fechamento controlados de poço), com a medição da variação de pressão correspondente. De acordo com as propriedades conhecidas, a Equação (3.5) pode ser resolvida para se estimar as outras variáveis de interesse, como permeabilidade ou pressão média do reservatório.

Como a maior parte das variáveis empregáveis em modelos de predição, o IP não é livre de incertezas. Na realidade, a incerteza do IP é proveniente não de seu valor medido pela Equação (3.5) em superfície, mas das incertezas provenientes do reservatório, bem como desconhecimento do exato sistema petrolífero de subsuperfície. A tradicional análise de previsão de comportamento para o reservatório incorpora, segundo MACDONALD *et al* (2009), os seguintes tipos de incertezas:

- Incertezas na quantidade de volume de óleo *in place* (VOIP) – empacotamento de camadas, espessura do *net pay* (zona produtora de hidrocarbonetos), contato óleo-água;
- Incertezas no volume poroso – tipos e volumes de fáceis sedimentares, perfil de porosidade, distribuição inicial da saturação de fluidos;
- Incertezas no volume recuperável – permeabilidades relativas aos fluidos, mecanismos de falhas geológicas presentes, tamanho do aquífero atuante, conexão entre reservatório e poço.

Assim, de forma simplificada, a variável do IP aglutina as diversas características do reservatório para as etapas subsequentes da simulação do escoamento da produção no poço e pelas linhas de produção. Portanto, apesar de exemplificar uma propriedade dos arredores do reservatório (mas ser calculada diretamente por dados de

poço), o IP tem papel fundamental na estimativa e simulação da produção, sendo necessário seu estudo, inclusive de incertezas.

3.5 *Inflow Performance Relationship* (IPR)

Inflow Performance Relationship (IPR), ou Curva de Pressão Disponível, descreve a relação entre a vazão de produção e a pressão de fundo do poço, aquela disponível no reservatório para se vencer a perda de carga ao longo da coluna de produção, permitindo o escoamento dos fluidos até a plataforma em superfície (ROSA, 2006).

O conceito de IPR está intimamente ligado com o do IP. Na situação em que o escoamento é monofásico em óleo, isto é, acima do ponto de bolha, sem liberação de gás associado, constante permeabilidade relativa ao óleo, e a hipótese de fluido incompressível é válida, o IP do poço pode ser assumido com valor constante a diferentes vazões de produção (VOGEL, 1968), a Equação (3.5) continua sendo válida, e um gráfico de IPR, pressão disponível por vazão de produção, será uma linha reta.

Contudo, a grande maioria dos escoamentos ocorre fora de tais condições, e mudanças na saturação de gás, aumento da viscosidade e encolhimento do óleo (em decorrência da liberação de gás), efeitos de turbulência e mudanças no *skin* do poço são esperados devido à depleção e produção do reservatório, alterando tanto a pressão média no reservatório, quanto a pressão de fundo disponível no poço de acordo com o mecanismo de produção primário do sistema (BEGGS, 1991). Assim, com a evolução da produção, espera-se que tanto o IP, quanto a IPR deixem de apresentar o comportamento linear.

Atentando para este fato, VOGEL (1968) propôs uma expressão geral para a IPR bifásica óleo/gás abaixo do ponto de bolha, a partir de simulações numéricas para reservatórios com gás em solução, variando-se diversas condições como viscosidade dos fluidos, permeabilidades relativas e volume de óleo *in place*. O autor notou que a relação adimensional entre vazão e pressão, expressa pela Equação (3.6), produzia um gráfico que se ajustava bem às diversas condições simuladas, configurando o que hoje é considerada uma das equações referência para a determinação da pressão disponível em reservatórios:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_e}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_e}\right)^2 \quad (3.6)$$

onde q é a vazão de produção do poço prevista pela IPR de Vogel, q_{max} é a vazão máxima teórica de produção do poço, P_{wf} é a pressão de fundo de poço, P_e é a pressão estática do reservatório, e IP é o Índice de Produtividade.

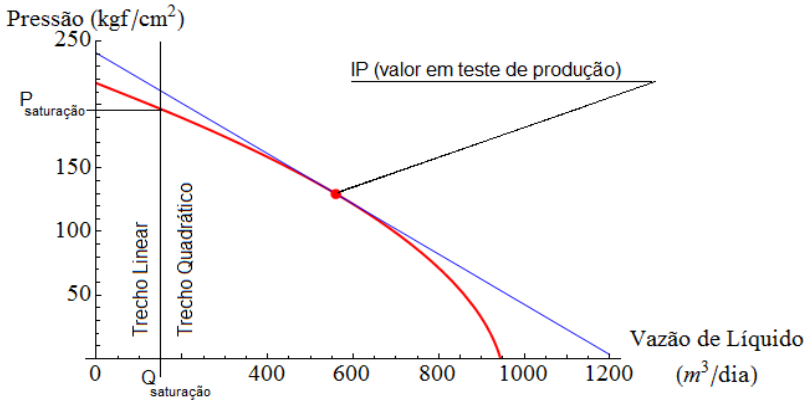

Figura 3-5: Curva de IPR (vermelha) e IP Linear (azul)

Assim, a IPR de Vogel corrige o valor linear do IP encontrado em teste, estimando o comportamento da pressão de fundo de poço para as diversas vazões em escoamento multifásico. O autor destaca que o máximo erro apresentado pelo método ocorre quando a IPR é estimada a partir de testes de produção a baixas vazões, em que o erro calculado é em torno de 12%, atingindo até 20% nos estágios finais de depleção.

Além de VOGEL (1968), outros autores propuseram correlações de IPR para distintas condições, como fluxo turbulento e não darcyiano, fluxo trifásico, dentre as quais se destaca o método de Fetkovich, que é uma adaptação da expressão de fluxo de poços de gás para poços de óleo, bastante usada também no caso de testes de poço com mais de uma vazão de teste (*multirate tests*). O importante, do ponto de vista das incertezas, é que os modelos de IPR, tal qual o IP, são aproximações e simplificações do fluxo disponível no reservatório, e portanto, introduzem uma incerteza adicional na modelagem da previsão da produção.

$$q = C\left(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2\right)^n \quad (3.7)$$

onde q é a vazão de produção do poço prevista pela IPR de Fetkovich, P_{wf} é a pressão de fundo de poço, $\bar{P}_R$ é a pressão estática do reservatório, e C e n são parâmetros dependentes do fluxo do poço.

Outra dificuldade nesse sentido é a atualização do valor do Índice de Produtividade e a previsão futura da IPR do reservatório (BEGGS, 1991). A IPR fornece o comportamento do escoamento apenas no instante do teste, e é de interesse se estimar a produção futura a fins de planejamento. Modelos como o de Standing, em 1971, já visavam quantificar esses dados, mas esbarravam na necessidade de se prever as propriedades rocha-fluido a valores de pressão futuros, fazendo assim com que a equação proposta possui pequena aplicabilidade na prática:

$$q_f = \frac{IP_f\ (P_r)_f}{1{,}8}\left[1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)_f - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)_f^2\right]$$
$$q = IP_p\left(\frac{(P_r)_f}{(P_r)_p}\right)^2 \tag{3.8}$$

Onde o índice f representa a propriedade avaliada em um tempo futuro, e p a propriedade avaliada no tempo presente.

3.6 *Tubing Performance Relationship* (TPR)

Em contraponto a IPR, a *Tubing Performance Relationship* (TPR) ou Curva de Pressão Requerida descreve a energia necessária para que os fluidos do reservatório possam escoar até a superfície na plataforma. A TPR transcreve matematicamente todas as perdas de cargas que o fluido deve vencer desde o fundo do poço, dentre elas as perdas por fricção, por restrições, nas válvulas e equipamentos (VILLELA, 2004). Esta curva também representa, de forma gráfica, a relação entre as fases fluidas ao longo da linha de produção, para diversas vazões de produção.

BRILL e MUKHERJEE (1999) expõem o equacionamento básico para o escoamento em dutos. Considerando-se fluxo monofásico, e partindo das Leis de Conservação de Massa e Energia, a expressão resultante é:

$$\frac{dP}{dL} = -\tau\frac{\pi d}{A} - \rho g \sin\theta - \rho\upsilon\frac{d\upsilon}{dL} \tag{3.9}$$

onde P é a pressão do fluido, L é o comprimento do trecho de duto analisado, g é a aceleração da gravidade, θ é a inclinação do duto com a horizontal, d é o diâmetro

interno da tubulação, g é a aceleração da gravidade, υ é a velocidade do fluido no escoamento, e τ é a tensão cisalhante entre o fluido e a parede interna do duto.

Cada um destes termos representa uma componente física distinta para a queda de pressão da forma: gravitacional, friccional, e de aceleração:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{elevação} = -\rho g \sin\theta$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{fricção} = -\tau\frac{\pi d}{A} \tag{3.10}$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{aceleração} = -\rho\upsilon\frac{d\upsilon}{dL}$$

Dos três termos da Equação (3.10), a parcela gravitacional é considerada a mais representativa em escoamentos verticais para o cálculo da queda total de pressão, representando de 80% a 95% deste total, e com 5% a 20% decorrente da fração friccional (BRILL e MUKHERJEE, 1999). A parcela de aceleração em muitos escoamentos é considerada nula ou desprezível.

A resolução analítica da Equação (3.9) possui muitas dificuldades associadas. De forma geral, as propriedades de fluido (densidade, viscosidade, etc.) variam com a pressão, e como esta varia ao longo do comprimento da linha, e um procedimento analítico requereria a determinação acurada destas propriedades com a pressão. O problema real mais comum, adicionalmente, é a coexistência de mais de uma fase no escoamento de hidrocarbonetos, requerendo melhor estimativa das propriedades de fluido em mistura, além da determinação do perfil exato de escoamento, bem como de parâmetros de difícil quantificação na prática, como a fricção dos fluidos com a parede ou interações por tensão superficial dos fluidos, que introduzem incertezas adicionais ao problema. Conforme a ser descrito no Capítulo 4, uma das alternativas encontradas para a descrição da TPR é a utilização de correlações para a queda de pressão multifásica, de onde surge uma parcela considerável das incertezas a serem analisadas nesse trabalho.

3.7 Métodos de Elevação Artificial e Vazão de *Gas Lift*

Os métodos de elevação artificial são técnicas empregadas com o propósito de se aumentar a vazão de produção de um poço, aplicadas nas situações em que a energia e pressão disponíveis no reservatório são insuficientes para a produção ou manutenção da mesma a níveis econômicos (ROSA, 2006). As técnicas também são usualmente aplicadas mesmo quando a produção ocorre naturalmente, objetivando a diminuição da pressão requerida pelo sistema, possibilitando a redução da pressão de fundo de poço com significativos ganhos de vazão (VILLELA, 2004).

Na indústria, os métodos mais comuns para elevação artificial são as técnicas de *gas lift* (intermitente ou contínuo) e os bombeios (mecânico com haste, por cavidade progressiva ou centrífugo submerso), cada um apresentando suas vantagens e maior uso de acordo com a geometria e tipo de fluidos produzidos. No contexto da produção brasileira, a injeção de *gas lift* é das técnicas, a mais utilizada nos campos submarinos, conforme VILLELA (2004), e a mais empregada na Bacia de Campos, de acordo com ROSA (2006).

O princípio de funcionamento do *gas lift* é direto, revolvendo a mudança da parcela hidrostática da queda de pressão na linha de produção através da gaseificação da coluna de líquido. O gás é injetado no poço através de uma válvula de injeção, contemplando um diferencial de pressão definido à montante e à jusante da válvula. No arranjo típico, onde o óleo é produzido pelo duto de perfuração, a válvula de *gas lift* é instalada de modo a permitir o fluxo de gás do anular para o poço, posicionada acima da zona produtora (BRILL e MUKHERJEE, 1999).

O efeito imediato desta injeção de gás é a mudança na densidade de mistura fluida, com sua consequente redução, levando a uma menor perda de pressão na coluna, e aumento da vazão de produção. No entanto, um maior volume de gás não se traduz numa relação direta para a vazão de produção de óleo, visto que o aumento na quantidade de gás pode acentuar a perda de carga friccional do escoamento, acarretar uma maior pressão de fundo de poço (e, por conseguinte, menores vazões entregadas pelo reservatório), ou mesmo agravar o escorregamento entre as fases, fazendo com que o gás escoe deixando o fluido para trás, no fundo do poço (SAEPUDIN *et al.*, 2007).

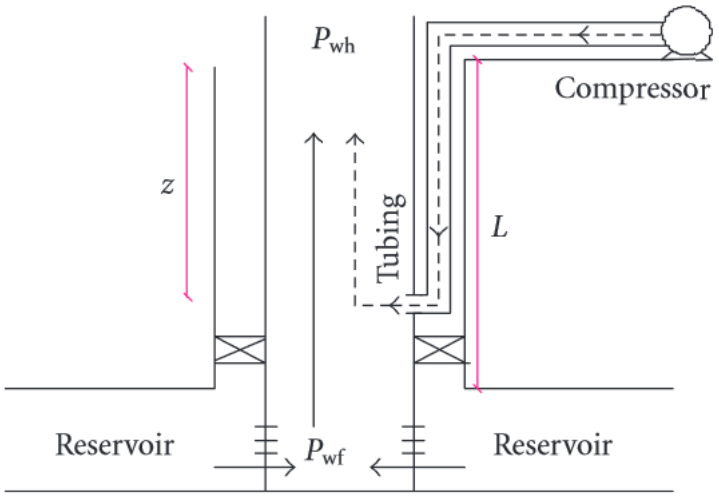

Figura 3-6: Esquema Simplificado de *Gas Lift*. Fonte: SAEPUDIN *et al.* (2007)

3.8 Análise Nodal

A análise nodal, conceito introduzido na análise de sistemas petrolíferos por MACH *et al* (1979), consiste em combinar os diversos componentes presentes na produção de hidrocarbonetos com a finalidade de se estimar o comportamento do sistema de produção. Tal técnica é usada na indústria para resolver diversos problemas corriqueiros, como seleção e otimização da seção de completação, determinação da vazão de produção de poços, determinação e otimização do sistema de elevação artificial (RENPU, 2011).

Os diferentes trechos percorridos pelos fluidos são inter-relacionados através da pressão: do reservatório, passando pelo trecho canhoneado do poço, elevação ao longo do duto de produção e *flowline* submarino, até finalmente atingir a plataforma (além das restrições e válvulas). Nesse percurso, os hidrocarbonetos experimentam uma redução de pressão, que pode ser correlacionada, como na Figura 3-7. De posse do valor de algumas das pressões e estimativas para a queda de pressão, a análise nodal permite estimar o valor da pressão em um determinado ponto do escoamento por um equacionamento matemático, chamado de nó de solução.

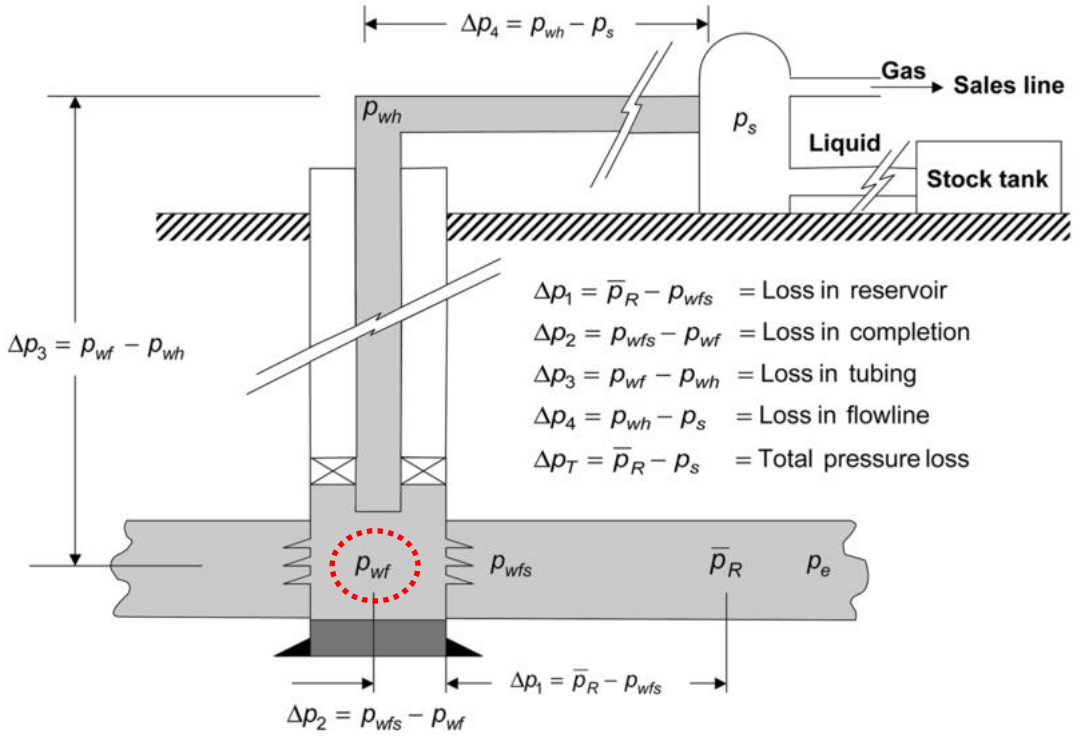

Figura 3-7: Sistema de Produção e Trechos Considerados para Análise Nodal. Fonte: MACH *et al.*, 1979.

Se correlatados por análise nodal, os conceitos de IPR e TPR possibilitam a estimativa da vazão de produção do poço, usando a pressão de fundo como nó a ser resolvido. Isto é possível já que a pressão de chegada dos fluidos pode ser medida em plataforma, e a pressão média no reservatório estimada por teste de poço, permitindo a aplicação da técnica para se calcular a pressão desconhecida.

Com relação ao nó considerado, IPR e TPR apresentam solicitações distintas e opostas (ROSA, 2006), visto que a vazão de produção possível é maior para menores pressões de fundo do ponto de vista do reservatório (sendo assim inversamente proporcional), mas é tão menor quanto menor a pressão de fundo considerando a coluna de produção (diretamente proporcionais). O método gráfico (exposto na Figura 3-8), em que se plotam IPR e TPR simultaneamente, permite calcular tanto a pressão de fundo, quanto a vazão de produção correspondente, nos ditos pontos de equilíbrios, que podem ser instáveis ou estáveis, estes últimos, correspondente à condição operacional na prática.

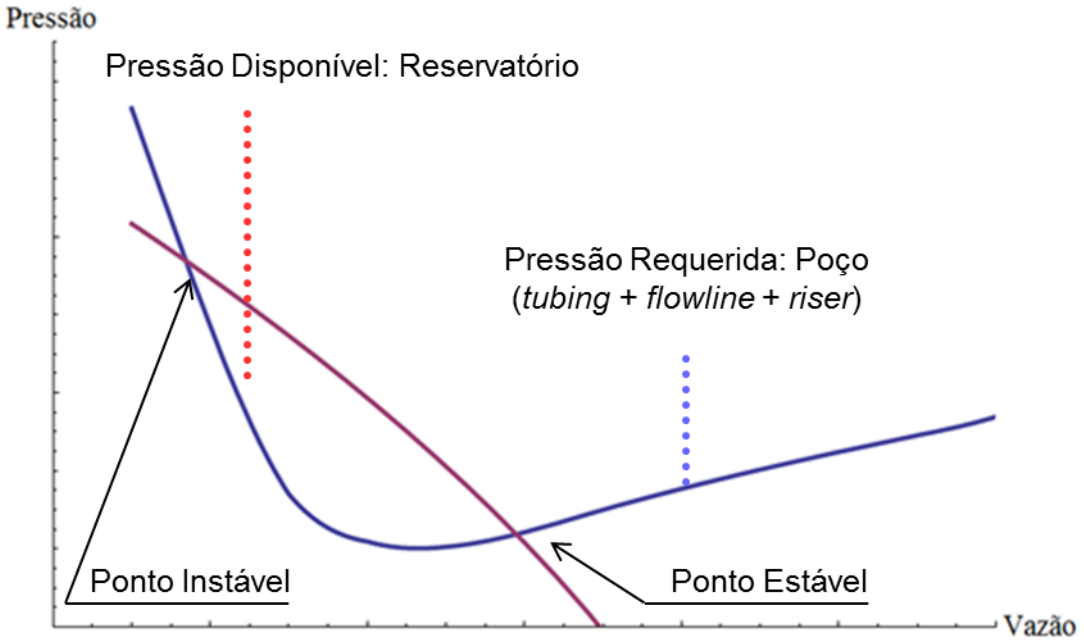

Figura 3-8: Curvas de IPR e TPR combinadas e possíveis vazões de produção previstas

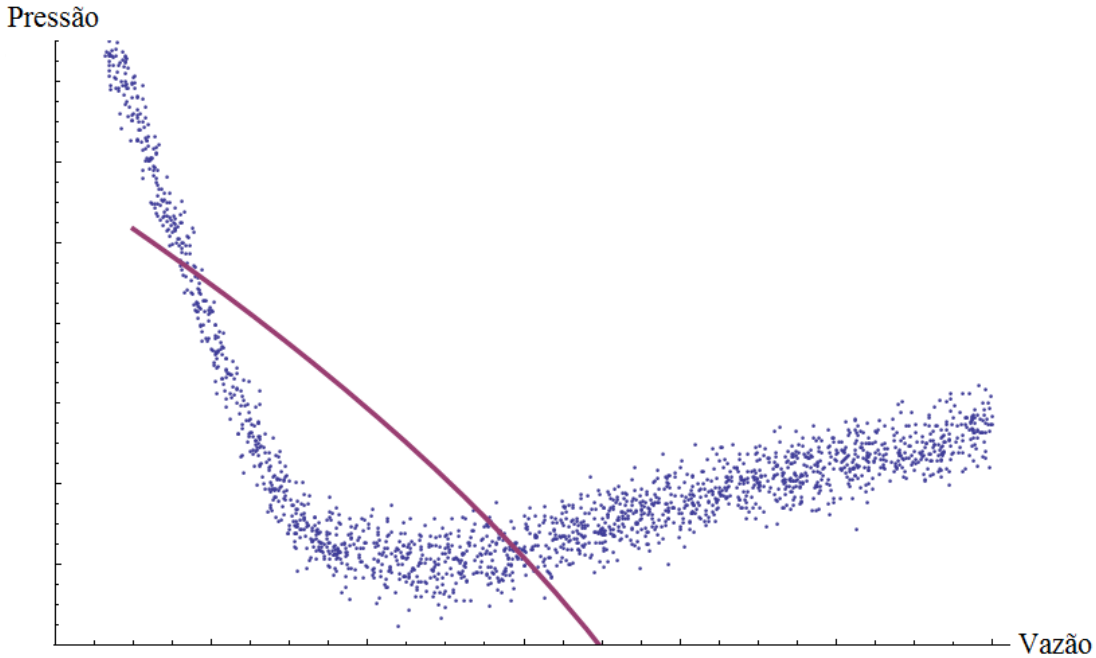

Figura 3-9: Exemplo de Incertezas na Curva de TPR

Uma das facilidades da análise nodal gráfica é a de permitir rapidamente a visualização do impacto das incertezas e sensibilidade ao sistema. Ademais, a escolha do nó de solução como sendo a pressão de fundo de poço possibilita a divisão do problema em duas etapas bem distintas: uma, reservatório e completação de poço, outra, a coluna de produção, *flowlines*, *risers* e restrições de superfície. Esta divisão facilita no estudo de incertezas específicas de cada uma das áreas, a ser incorporadas diretamente na IPR e TPR, respectivamente.

Capítulo 4 - Modelagem Determinística do Escoamento de Petróleo

Este capítulo tem por objetivo apresentar a metodologia aplicada para a condução da simulação do escoamento e produção de petróleo considerando um modelo totalmente determinístico, isto é, ainda sem a incorporação de incertezas. Conforme será explicitado adiante, é possível empregar técnicas como o Método de Monte Carlo para incorporação e tratamento do problema estocástico partindo-se da simulação determinística. Assim, serão revisitadas tais equações e procedimentos clássicos empregados para a previsão da produção determinística, com a modelagem da queda de pressão considerando-se fluxo multifásico e cálculo das propriedades de fluido.

4.1 Equações e Correlações Utilizadas em Modelos *Black-Oil*

Detalhar-se-ão brevemente nesse tópico alguns pontos vitais para o equacionamento multifásico do escoamento para uma mistura que obedeça às hipóteses de fluido *Black-Oil.*

4.1.1 Fatores de Ponderação em Escoamento Multifásicos

Uma das principais considerações para a modelagem de escoamentos envolve a simplificação do escorregamento entre óleo e água, considerado pequeno frente ao escorregamento da fase gasosa (BRILL e MUKHERJEE, 1999). Decorre deste fato que comumente óleo e água sejam agrupados em uma fase única (líquida, emulsionada) para o cálculo da queda de pressão de dutos, sendo este artifício utilizado para a empregabilidade de diversas correlações de queda de pressão existentes na literatura, que foram desenvolvidas majoritariamente para fluxo bifásico. O procedimento adotado em tais casos é a utilização de um fator para a ponderação da quantidade de óleo e água presentes:

$$f_o = \frac{Q_{óleo}}{Q_{óleo}+Q_{água}} \tag{4.1}$$

$$f_w = 1 - f_o = BSW$$

$$f_w = \frac{Q_{água}}{Q_{óleo}+Q_{água}} \tag{4.2}$$

$$\alpha_{líquido} = \alpha_w \, BSW + \alpha_o(1 - BSW) \tag{4.3}$$

Onde α representa uma propriedade do líquido (densidade, viscosidade, etc.) a ser estimada.

Conforme supracitado Capítulo 3.3, é evidente que tal tratamento simplificador introduz incertezas, visto que as propriedades em mistura óleo-água não necessariamente sejam linearmente proporcionais a dos fluidos isoladamente, reforçando a importância de se medir acuradamente a faixa de variação do BSW.

Um procedimento similar é adotado para a consideração da mistura líquido-gás através da chamada fração de vazio de líquido (*liquid holdup*), definida como a razão areal dada por:

$$H_{líquido} = \frac{A_{líquido}}{A_{total}}$$
$$H_{gás} = 1 - H_{líquido} \tag{4.4}$$

Se as fases líquida e gasosa escoarem ao longo do duto com a mesma velocidade, a expressão anterior pode ser aproximada através da fração de vazio sem escorregamento, relação volumétrica descrita como:

$$\lambda_{líquido} = \frac{Q_{líquido}}{Q_{líquido} + Q_{gás}}$$
$$\lambda_{gás} = 1 - \lambda_{líquido} \tag{4.5}$$

A fração de vazio é o ponderador para estimar-se a propriedades conjuntas líquido-gás, existindo diversos critérios para o cálculo, como algumas relações descritas em BROWN e BEGGS (1977), transcritas pelas Equações (4.6) a (4.12):

$$\rho_l = \rho_w * f_w + \rho_o f_o \tag{4.6}$$

$$\rho_s = \rho_{líquido} * H_{líquido} + \rho_{gás}(1 - H_{líquido}) \tag{4.7}$$

$$\rho_s = \rho_{líquido} * H_{líquido} + \rho_{gás}(1 - H_{líquido}) \tag{4.8}$$

$$\rho_{mistura} = \rho_{líquido} * \frac{\lambda^2_{líquido}}{H_{líquido}} + \rho_{gás} \frac{(1-\lambda_{líquido})^2}{(1-H_{líquido})^2} \tag{4.9}$$

$$\mu_l = \mu_w * f_w + \mu_o f_o \tag{4.10}$$

$$\mu_s = \mu_{líquido} * H_{líquido} + \mu_{gás}(1 - H_{líquido})$$
$$\mu_s = \left(\mu_{líquido}{}^{H_{líquido}}\right) \times \mu_{gás}{}^{(1-H_{líquido})} \quad (4.11)$$

$$\mu_n = \mu_{líquido} * \lambda_{líquido} + \mu_{gás}(1 - \lambda_{líquido}) \quad (4.12)$$

Onde os índices "*n*" e "*s*" correspondem ao escoamento sem e com escorregamento (*non slippage* e *slippage*, respectivamente).

4.1.2 Tipos de Correlações Multifásicas para a Perda de Carga

Conforme já descrito pela Equação (3.9), a análise da queda de pressão monofásica requer o cálculo de três parcelas de perda de carga, sendo essenciais a determinação acurada tanto dos parâmetros de fluido como densidade e viscosidade, quanto de parâmetros de fluxo como a fricção com a tubulação:

Apesar de sua simplicidade, o desenvolvimento da Equação (3.9) está pautado em leis físicas, sendo a precisão no cálculo da queda de pressão atrelado a correta quantificação nos valores dos parâmetros supracitados. Entretanto, para o escoamento multifásico, ainda não se dispõe de um modelo teórico completo, embasado e de resolução analítica, que seja válido em todas as faixas e tipos de escoamento, e que contabilize todas as interações químico-mecânicas presentes.

Desta forma, diversos autores propuseram metodologias e inúmeras correlações multifásicas surgiram como forma de suprir tal brecha teórica e estimar a perda de carga nesse tipo de fluxo. Além dos avanços computacionais e matemáticos, a evolução destas metodologias está condicionada ao maior entendimento e implementação da física envolvida no escoamento. SHOHAM (2006) descreve tais avanços dividindo-o em quatro etapas: correlações empíricas, solução analítica das equações de conservação, modelos mecanicistas e, finalmente, abordagens em fluidodinâmica computacional (CFD), pautados na Equação de Navier-Stokes e de conservação.

As correlações empíricas apoiam-se no embasamento teórico da Equação (3.9), isto é, elas assumem que esta equação se mantém válida para o escoamento multifásico, requerendo então, técnicas para se calcular as propriedades dos fluidos em mistura, estas por sua vez pautadas nos assuntos discutidos nos tópicos anteriores, como consideração ou não do escorregamento entre as fases e diferentes perfis de escoamento, e cálculo

para a fração de vazio. As divergências particulares às correlações empíricas motivaram a subdivisão desse grupo em três categorias na literatura:

- Tipo I – Desconsideram o escorregamento entre a fase líquida e a fase gasosa, bem como os padrões de escoamento, focando-se na determinação do fator de fricção bifásico (BRILL e MUKHERJEE, 1999). Correlações desse tipo, portanto, assumem $H_{líquido} = \lambda_{líquido}$ para todos os tipos possíveis de escoamento, demasiadamente simplificando o escoamento e sua aplicabilidade. São correlações do tipo I: Poetmann & Carpenter, Braxendell & Thomas, e Fancher & Brown.

- Tipo II – Consideram o escorregamento entre as fases, mas não implementam padrões de escoamento. De tal forma, as correlações desse tipo estimam a fração de vazio, muitas vezes partindo-se da fração de vazio sem escorregamento como dado inicial, usando as mesmas metodologias e equações para todos os tipos de perfis possíveis de existir em escoamento. Encaixam-se nesta categoria as correlações de Hagedorn and Brown e Gray.

- Tipo III – consideram mapas de escoamento e o escorregamento entre as fases; dessa forma, a correlação para o cálculo da fração de vazio é dependente do tipo de escoamento observado em campo. Beggs & Brill é a correlação mais conhecida e utilizada do tipo III.

Em contraponto, as correlações mecanicistas objetivam modelar o escoamento partindo-se de princípios físicos mais rigorosos e específicos ao fluxo considerado, calculando por exemplo, espessura do filme líquido, formato da bolha de gás e sua velocidade de propagação em coluna líquida, entre outros, usando tais propriedades particulares do escoamento para se estimar a velocidade das fases ou frações de vazio, por exemplo. Por possuírem modelos mais arrojados, os modelos mecanicistas apresentam procedimentos de cálculo muito específicos a situação as quais modelam, garantindo maior precisão de resultado para situações mais particulares, porém menor robustez de aplicabilidade. Algumas correlações empíricas e mecanicistas de maior uso estão sumarizadas na Tabela 4-1.

Um breve comparativo entre os erros na predição da queda de pressão vertical pelas correlações pode ser visto na Tabela 4-2, oriunda de diversos estudos, e compilada por BEGGS (1991). O autor reforça a noção de se olhar com cautela os resultados

expostos, visto que uma correlação aproxima melhor na faixa de dados as quais fora ajustada, e não necessariamente tal critério fora cumprido nas análises, indicando também que possa haver algum tipo de viés na comparação:

Tabela 4-1: Histórico e Tipos das Correlações de Pressão. Fonte: SHIPPEN, 2012

Correlações de Pressão				
Autor	Ano	Classificação	Tipo de Fluido	Inclinação
Darcy-Weisbach-Moody	1845	Monofásica	Monofásico	-90º a +90º
Lockhart & Martinelli	1949	Empírica I	Bifásico	0º
Poetmann & Carpenter	1952	Empírica I	Bifásico	90º
Baxendell & Thomas	1961	Empírica I	Bifásico	90º
Fancher & Brown	1963	Empírica I		
Duns & Ros	1963	Empírica III	Bifásico	90º
Hagedorn & Brown	1964	Empírica II	Bifásico	90º
Zuber & Findlay	1965	Empírica II	Bifásico	90º
Orkiszewski	1967	Empírica III	Bifásico	90º
Dukler, Eaton & Flanigan	1969	Empírica II	Bifásico	0º
Gouvier, Aziz & Fogarasi	1972	Mecanicista	Bifásico	90º
Beggs & Brill	1973	Empírica III	Bifásico	-90º a +90º
Mukherjee & Brill	1979	Empírica III	Bifásico	-90º a +90º
Taitel & Dukler	1976	Mecanicista	Bifásico	0º
Gray	1978	Empírica II	Bifásico	90º
SLB Drift Flux	1985 em diante	Empírica III	Bifásico →Trifásico	0º a 90º → -90º a +90º
Hasan & Kabir	1988	Mecanicista	Bifásico	90º
Xiao	1990	Mecanicista	Bifásico	0º
Ansari	1994	Mecanicista	Bifásico	90º
Petalas & Aziz	2000	Mecanicista	Bifásico	-90º a +90º
TUFFP Unified	2000 em diante	Mecanicista	Bifásico → Trifásico	-90º a +90º
OLGA-S	1985 em diante	Mecanicista	Bifásico → Trifásico	-90º a +90º
LedaFlow PM	2010 em diante	Mecanicista	Trifásico	-90º a +90º

Tabela 4-2: Erros entre Dados de Campo e Simulados para Algumas Correlações.

Fonte: BEGGS, 1991

Comparação feita por	Correlação	Erro Percentual Médio	Desvio Padrão do Erros Percentuais
Brown	Beggs & Brill	-3,45	7,39
	Orkiszewski	**-2,41**	**16,22**
	Aziz *et al.*	-9,9	13,95
	No-slip	-6,84	8,68
Aziz *et al.*	Aziz *et al.*	**8,9**	**14,7**
	Orkiszewski	8,9	14,8
	Hagedorn & Brown	-20,5	24,6
	Duns & Ros	-11,1	14,9
Espanol *el al.*	Hagedorn & Brown	-24	-
	Orkiszewski	**-15,5**	-
	Duns & Ros	-16,6	-
Orkiszewski	Orkiszewski	**-0,8**	**10,8**
	Duns & Ros	2,4	27
	Hagedorn & Brown	0,7	24,2
Lawson *et al*	Poettmann & Carpenter	107,3	195,7
	Baxendell & Thomas	108,3	195,1
	Fancher & Brown	5,5	35,1
	Duns & Ros	15,4	50,2
	Hagedorn & Brown	**1,3**	**26,1**
	Orkiszewski	8,6	35,7
	Beggs & Brill	17,8	27,6
	Aziz *et al.*	-8,2	34,7
	Chierici *et al.*	42,8	43,9
Ibe	Hagedorn & Brown	1,24	23,3
	Orkiszewski	**-0,75**	**34,4**
	Duns & Ros	13,62	32,6
	Beggs & Brill	19,17	31,8
Rossland	Hagedorn & Brown	**-3,5**	**8,5**
	Orkiszewski	8,4	28,4
	Duns & Ros	-5,5	12,8
	Beggs & Brill	10,7	15,5
	Poettmann & Carpenter	14	12,3
Asheim	MONA	**-2,38**	**2,92**
	Baxendell & Thomas	-13,32	2,96
Hasan *et al.*	Hasan *et al.*	**0,89**	**10,12**
	Beggs & Brill	3,22	11,71

A conclusão imediata dos resultados é de que nenhuma das correlações destoa das demais em todos os casos, indicando que a melhor escolha depende da situação específica em análise. Ainda para a Tabela 4-2, é possível verificar que os resultados mais acurados – de menor erro percentual médio e, portanto, que melhor se aproximam da realidade – se apresentam com maiores desvios padrões, indicando que os dados reais de produção não são tão concentrados em torno da média, em outras palavras, um modelo puramente determinístico é incapaz de capturar a completa realidade da produção, sujeita a diversas incertezas.

4.1.3 Correlações para os Fluidos

Além da perda de carga, o equacionamento *black-oil* requer o emprego de correlações para se modelar as diversas propriedades de fluido, que também poderiam ser definidas através de medição direta, o que nem sempre é possível dado o alto custo de tais métodos (VILELLA, 2004). Modelos *black-oil* requerem como ponto de partida a determinação do peso específico do óleo (ou grau API como comumente é chamado na indústria), a ser utilizado como dado de entrada nas outras correlações.

A Tabela 4-3 e a Tabela 4-4 destacam algumas das correlações utilizadas nesse trabalho, tanto para ajuste dos poços nos estudos de caso, quanto para mensuração do impacto da escolha das correlações do ponto de vista das incertezas. No Apêndice A encontram-se algumas das fórmulas para determinação das propriedades necessárias em um modelo *Black-Oil*.

Tabela 4-3: Fórmulas usadas para o Fluido Black Oil

Propriedade	Fórmula
Fator Volume Formação do Óleo (insaturado)	$B_{\mathrm{o}} = B_{\mathrm{o,bolha}}\, Exp[c_{\mathrm{o}}(P_{bolha} - P)]$
Densidade do Óleo	$\rho_{\mathrm{o}} = \frac{62{,}42796\gamma_o + 0{,}0136\gamma_g R_s}{B_o}$
Compressibilidade do Gás	$\mathrm{c}_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z}\left(\frac{dZ}{dP}\right)_T$
Fator Volume Formação do Gás (m³ / m³ std)	$\mathrm{B}_g = 0{,}350958\frac{Z\,T}{P}$
Densidade do Gás	$\rho_g = \frac{28{,}967\,\gamma_g\,P}{ZRT}$

Tabela 4-4: Correlações Testadas para o Fluido Black Oil

Propriedade	Símbolo	Correlações Testadas
Fração de Água	BSW	Medido em Superfície, sujeito a incertezas
Razão Gás-Óleo	RGO	Medido em Superfície, sujeito a incertezas
Vazão de Líquido	Q_L	Medido em Superfície, pouco sujeito à incerteza
Peso Específico do Óleo	γ_o	Medido a partir de testes PVT de fluido
Fator Volume Formação do Óleo (saturado)	B_o	Al Marhoun // Glaso // Kartoatmdjo // Petrosky //Standing // Stape // Vazquez & Beggs // Velarde
Viscosidade do Óleo Morto	μ_{oD}	Beal // Beggs & Robinson // Benninson // Bergman //Dindoruk & Christman // Egbogah & Jacks // Elsharkawy // Fitzgerald // Glaso // Labedi // Petrosky & Farshad // Standing
Viscosidade do Óleo Saturado	μ_{oSat}	Al Marhoun // Glaso // Kartoatmdjo // Petrosky //Standing // Stape // Vazquez & Beggs // Velarde
Compressibilidade do Óleo	c_o	Ahmed // Al Mahoun // Almehaideb // Calhoun // De Ghetto // Dindoruk & Christman // Elsharkawy // Farshad //Kartoatmdjo and Schimidt // Labedi // Petrosky // Standing // Vazquez & Beggs
Peso Específico do Gás	γ_g	Medido a partir de testes PVT de fluido
Pressão Pseudo Crítica do Gás	P_{pc}	Beggs & Brill // Elsharkawy // Hankinson *et al.* // Kumar // Piper // Standing // Sutton
Temperatura Pseudo Crítica do Gás	T_{pc}	Beggs & Brill // Elsharkawy // Hankinson *et al.* // Kumar // Piper // Standing // Sutton
Fator de Compressibilidade do Gás	c_g	Beggs & Brill // Dranchuk Abu Kassem // Hall Yarborough
Pressão de Bolha	P_b	Medido a partir de testes PVT de fluido
Razão de Solubilidade	R_s	Al Marhoun // Dokla & Osman // Elsharkway & Alikhan // Glaso // Kartoatmdjo and Schimidt // Lasater // Obomanu and Okpobiri // Kartoatmdjo and Schimidt // Lasater // Obomanu and Okpobiri // Petrosky // Standing // Vazquez & Beggs
Tensão Superficial Gás-Óleo	$\sigma_{P,T}$	Baker & Swerdloff
Densidade da Água	ρ_w	
Viscosidade da Água	μ_w	McCain // NIST Data
Fator Volume Formação da Água	B_w	McCain // NIST Data
Viscosidade de Emulsão	$\mu_{emulsão}$	Modelo Exponencial
Fator de Fricção	f_N	Chen // Colebrook & White // Goudar & Sonnad

4.2 Algoritmo Numérico de Resolução Determinística

A determinação da vazão de fluido produzida por um poço requer a análise conjunta da variação da pressão e da temperatura em produção. O ponto de partida para o problema, em análise nodal, é assumir como conhecida uma das pressões do sistema – neste caso a pressão em superfície, de atuação do separador na plataforma – enquanto estima-se a pressão no nó desejado – pressão de fundo de poço, que se inter-relaciona com o reservatório conforme análise IPR/TPR– através da equação da perda de carga ao longo do sistema:

$$\Delta P = \int \left(\frac{dP}{dL}\right)_{total} dL \tag{4.13}$$

As correlações, de pressão e fluido conjuntamente, podem ser utilizadas para aproximar o gradiente de pressão para a expressão anterior. Adicionalmente, a diferença entre a temperatura do fluido no reservatório comparada a dos arredores do duto e da formação rochosa ao longo da profundidade do poço acarreta a transferência de calor para o meio, variações nos parâmetros de fluido e, no caso multifásico, mudanças termodinâmicas entre as fases, requerendo algum tipo de modelagem da temperatura do fluido e das rochas para a obtenção de uma metodologia mais acurada de produção.

Além da temperatura, com o crescimento do uso de poços direcionais e horizontais, a inclinação do duto também pode se alterar ao longo do trecho da coluna de produção, *flowlines* e *risers*. Assim, a dificuldade de resolução analítica destas equações para um sistema multifásico, já mencionada, bem como a mudança nas propriedades de fluido e do sistema ao longo do escoamento, motiva a utilização de técnicas de resolução numérica, discretizando o meio em trechos ou segmentos.

$$\Delta P = \sum \left(\frac{dP}{dL}\right)_{total} \Delta L \tag{4.14}$$

O procedimento mais adotado na literatura para este cálculo é similar àqueles encontrados em discretizações por diferenças finitas: todo o sistema de elevação e produção é subdividido em segmentos, nos quais as propriedades do escoamento e fluidos (pressão, temperaturas, densidades, viscosidades, perfil de escoamento) são aproximados pelo seus valores nos nós, com a parcela $\left(\frac{dP}{dL}\right)_{total}$ sendo estimada pelas correlações, que podem mudar trecho a trecho.

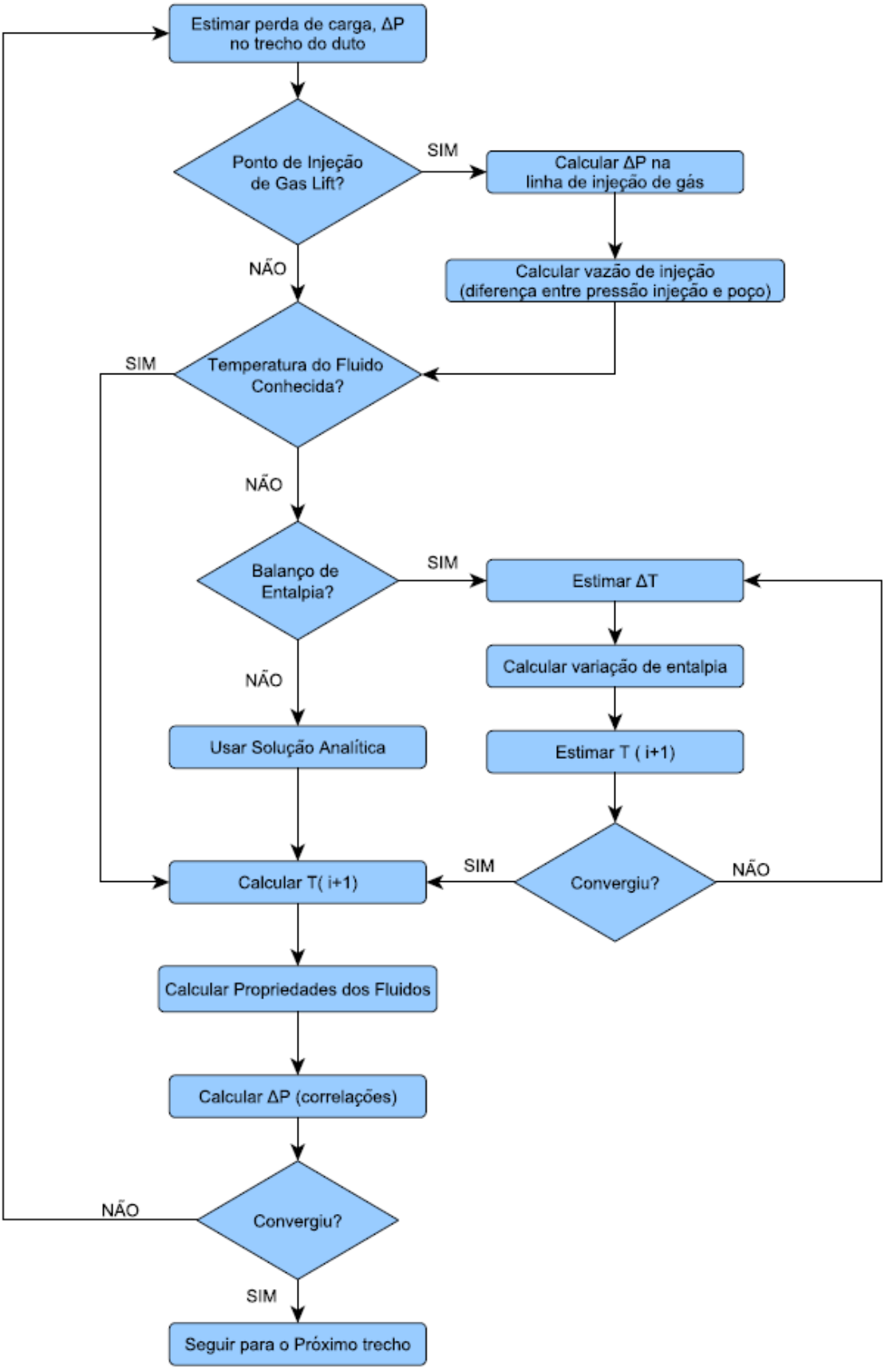

Figura 4-1: Algoritmo de Marcha para Cálculo da Queda de Pressão e Temperatura para um Valor de Vazão

Finalmente, a determinação da vazão operacional para cada situação de produção utiliza o já mencionado recurso de análise nodal. A construção da pressão disponível no reservatório (IPR) se faz por meio do modelo de Vogel, calculada a partir das condições de reservatório independentemente da vazão. Para a pressão requerida em escoamento (TPR), a mesma é construída por simulação, adotando-se o procedimento supracitado neste capítulo de queda de pressão para diversos valores distintos de vazão, finalmente interpolando os pontos de vazão simulados e encontrando-se a vazão operacional ao combinar-se TPR com a IPR, em procedimento similar ao exposto anteriormente pela Figura 3-8.

4.2.1 Cálculo da Variação de Temperatura

A predição da temperatura em poços requer o conhecimento não apenas das temperaturas das camadas rochosas que compõem as imediações do poço, como ainda a aplicação das leis de conservação físicas usuais, em especial a conservação de energia. De tal modo, apesar de exibidas aqui separadamente, o procedimento mais rigoroso para resolução requereria o acoplamento entre a equação da pressão (balanços de massa, momento) e a equação da energia (BRILL e MUKHERJEE, 1999). Pode-se somar como dificuldade adicional o fato de que a temperatura é usualmente conhecida no reservatório e deseja-se estimá-la na chegada da plataforma, em sentido contrário ao cálculo da pressão adotado aqui.

Assim, o procedimento numérico empregado especificamente requer a convergência conjunta de temperatura e pressão, particularmente neste trabalho iniciando-se da primeira: assume-se um gradiente de perda de carga no poço (por exemplo, o gradiente de coluna hidrostática de água quando não se possui informações, ou mesmo a última informação disponível) a fim de estimar inicialmente a pressão de fundo de poço. Partindo-se dai, assumindo conhecidas a pressão de fundo e a temperatura do fluido (comumente aproximada como a mesma temperatura do reservatório), calcula-se a variação de temperatura ao longo do poço, seja por resolução analítica, ou por aproximações numéricas também do tipo diferenças finitas. A convergência no valor de temperatura está condicionada ao da pressão, o que por muitas vezes, corresponde a uma nova iteração na temperatura com as novas pressões calculadas.

A formulação geral por balanço de energia para os fluidos é, segundo Vilella (2004)

$$m\left(\Delta U_{int} + \Delta(PV) + \frac{1}{2}\Delta(\upsilon^2) + g\Delta L\right) = Q_{calor} + W \tag{4.15}$$

onde m é o fluxo mássico do escoamento, U_{int} é a energia interna, P é a pressão, V é o volume, υ é a velocidade, g é a aceleração da gravidade, ΔL é a variação de elevação, Q_{calor} é a energia transferida entre ambiente e o fluido (calor), e W é o trabalho fornecido ao fluido (por bombas, compressores, etc).

Específico à equação de energia para o poço em si, ROSA (2006) destaca que a maior parte da variação e queda de temperatura óleo e gás advém não apenas de sua diferença com o ambiente, mas também do conhecido efeito de expansão de gás Joule-Thomson, resultante da expansão adiabática do gás ao longo da tubulação. Em outras palavras, esse termo representa o acoplamento entre a pressão e temperatura existente no escoamento.

Um dos procedimentos mais empregados para a determinação da temperatura envolve a formulação unificada de ALVES *et al.* (1992), capaz de ser simplificada para os modelos de outros autores, como o de Ramey (para fluidos incompressíveis, gás ideal e poços injetores) ou Coulter e Bardon (para dutos horizontais).

$$\frac{dT}{dL} + \frac{T}{A^*} = \frac{T_e}{A^*} + \frac{1}{\rho C_p}\frac{dP}{dL}\Phi \tag{4.16}$$

Com Φ sendo definido como parâmetro adimensional:

$$\Phi = \left(\rho\eta C_p \frac{dP}{dL} - \rho g \sin\theta - \rho\upsilon\frac{d\upsilon}{dL}\right) / \frac{dP}{dL} \tag{4.17}$$

E A^* definido como distância de relaxação:

$$A^* = \left(\frac{wC_p}{U\pi D}\right) \tag{4.18}$$

onde T é a temperatura do fluido, que se deseja calcular, T_e é a temperatura externa, equivalente à temperatura da formação em estado estacionário, a uma distância muito grande do duto, T_{ei} é a temperatura externa na posição de entrada do fluido, C_p é a capacidade calorífica do fluido na tubulação, ρ é a densidade do fluido, η é o coeficiente de Joule-Thomson para a mistura fluida, U é o coeficiente global de transferência de calor para o trecho considerado, D é o diâmetro do duto, g é a aceleração da gravidade,

θ é a inclinação do trecho de duto, υ é a velocidade de propagação dos fluidos e *w* é o fluxo mássico total da mistura.

O modelo de ALVES *et al.* (1992) fora formulado levando-se em conta estado estacionário para o escoamento, e pode ser adaptada para modelos composicionais ou *Black-oil*. Específico a estes, o coeficiente de Joule-Thomson para as fases líquida e gasosa pode ser encontrado pela formulação de entalpia sem transferência de massa e pela capacidade calorífica das fases, sob as hipóteses de gás real e líquidos incompressíveis:

$$\eta_{gás} = \frac{1}{\rho_{gás} C_{P gás}} \left[\frac{T}{Z}\frac{\partial Z}{\partial T}\right] \tag{4.19}$$

$$\eta_{óleo} = -\frac{1}{\rho_{óleo} C_{P óleo}} \tag{4.20}$$

$$\eta_{água} = -\frac{1}{\rho_{água} C_{P água}} \tag{4.21}$$

$$\eta_{mistura} = \frac{w_{gás}\eta_{gás} + w_{óleo}\eta_{óleo} + w_{água}\eta_{água}}{w} \tag{4.22}$$

$$\eta_{mistura} = \frac{1}{C_p w}\left\{\frac{w_g}{\rho_g}\left[-\frac{T}{Z}\left(\frac{dZ}{dT}\right)_P\right] + \frac{w_l}{\rho_l}\right\} \tag{4.23}$$

onde T é a temperatura média do fluido no trecho de escoamento considerado, Z é o fator de compressibilidade do gás, ρ é a densidade da fase, C_P é a capacidade calorífica do fluido, e w_i é a vazão mássica da fase *i*, calculada por $w_i = \rho_i Q_i$.

Novamente, considerando-se as propriedades constantes para pequenos segmentos de tubulação, e conhecendo-se a pressão de entrada, é possível descrever uma equação analítica direta para a temperatura na forma:

$$T = (T_{ei} - gL\sin\theta) + (T_i - T_{ei})Exp\left(-\frac{L}{A^*}\right) + gA^*\sin\theta\left[\left(1 - Exp\left(-\frac{L}{A^*}\right)\right)\right] + \frac{1}{\rho C_p}\frac{dP}{dL}\frac{\Phi}{A^*}\left[\left(1 - Exp\left(-\frac{L}{A^*}\right)\right)\right] \tag{4.24}$$

Além dos parâmetros térmicos de fluido, a iteração de temperatura exige o cálculo do coeficiente térmico de transferência de calor em cada segmento da tubulação. A Figura 4-2 ilustra a configuração geométrica de poço e anular utilizada como base para o cálculo:

$$\frac{1}{U} = \frac{r_{to}}{r_{ti} h_{to}} + \frac{r_{to} \ln(r_{to}/r_{ti})}{k_t} + \frac{r_{ci}}{r_{to}(h_c + h_r)} + \frac{r_{to} \ln(r_{co}/r_{ci})}{k_c} + \frac{r_{to} \ln(r_{wb}/r_{co})}{k_{cem}} \quad (4.25)$$

onde U é coeficiente de troca térmica global do segmento do duto, r_{to} é o raio externo do duto/coluna de produção (*tubing*), r_{ti} é o raio interno do duto, r_{co} é o raio externo do revestimento (*casing*), r_{ci} é o raio interno do revestimento, r_{wb} é o raio da formação produtora (*wellbore*), ou raio externo da camada cimentada, h_{to} é o coeficiente de convecção térmica externa do tubo, $h_c + h_r$ são os coeficientes de convecção térmica e radiação para o fluido no espaço anular, k_t é o coeficiente de condução térmica do tubo, k_c é o coeficiente de condução térmica do revestimento, e k_{cem} é o coeficiente de condução térmica do cimento.

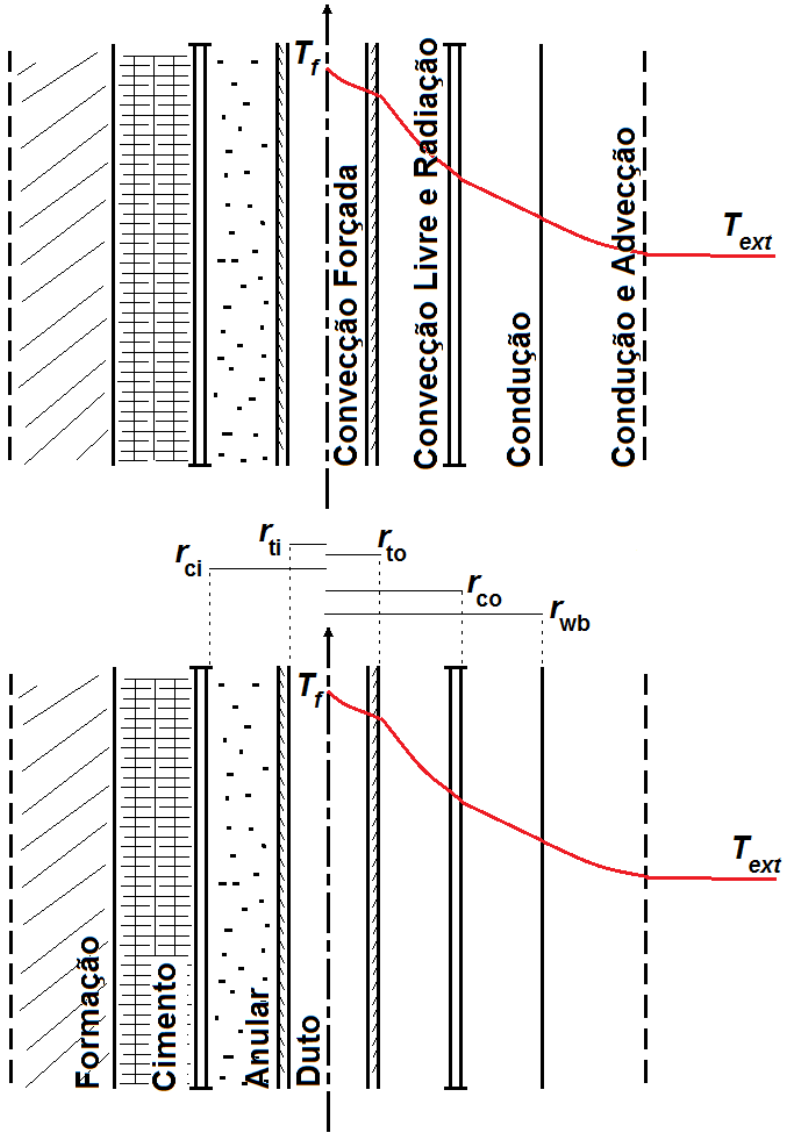

Figura 4-2: Trechos Considerados para Balanço Térmico do Fluido em Escoamento

Para o meio externo, quando desconhecido o seu exato perfil de temperaturas, aproxima-se em geral por trechos lineares, considerando a diferença linear por profundidade entre os valores de temperatura do reservatório e da superfície (para o caso de um poço *onshore*), ou ainda a entre reservatório, assoalho marinho e superfície (para o caso de um poço *offshore*). Específico a este trabalho, em que serão considerados dados representativos da Bacia de Campos para análise da produção, pode ser considerado o seguinte perfil de temperatura médio para a água com respeito à variação de profundidade:

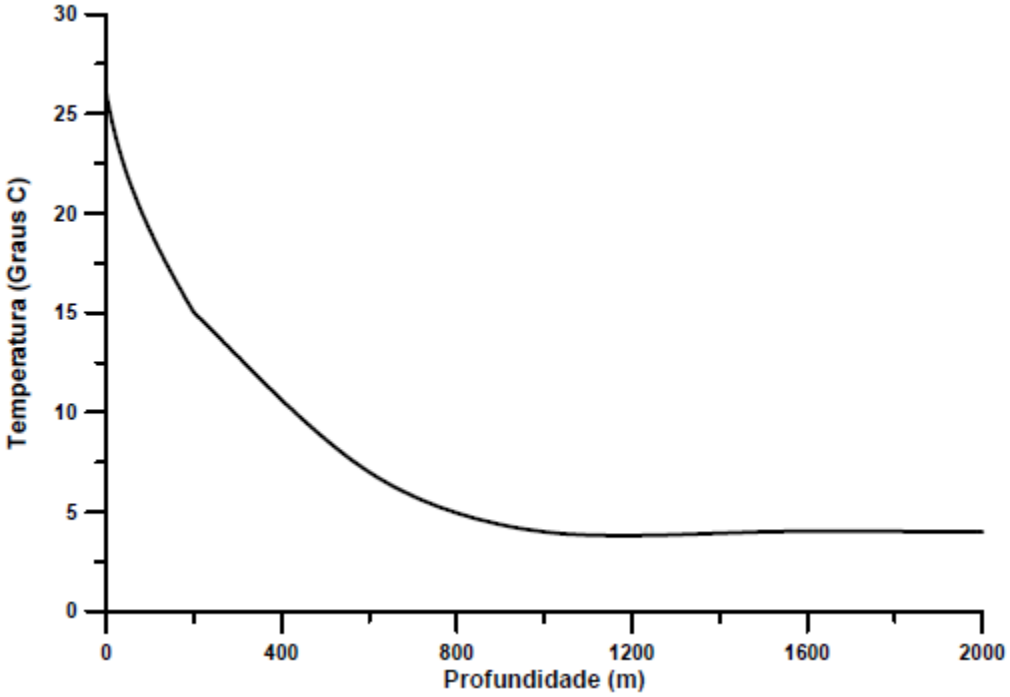

Figura 4-3: Perfil de Temperaturas por Profundidade Representativo para a Bacia de Campos. Fonte: VILLELA (2004)

Se as propriedades condutivas térmicas de duto e fluidos empregadas na Equação (4.25) podem ser medidas, conhecidas e acuradamente modeladas, são nos modelos para os fatores convectivos que mais uma vez recorrem-se a correlações empíricas. Como apontado por ZHOU (2013), o mecanismo de troca térmica está intimamente ligado ao perfil de escoamento e a composição do fluido presente, com o fator de convecção sendo determinado empiricamente ou através do cálculo do número de Nusselt – razão adimensional entre a troca térmica convectiva e condutiva em escoamento. Para o duto, existem trabalhos principalmente mais recentes visando a modelagem bifásica da convecção forçada, bem como sugestões de uso para as correlações de acordo com o tipo de escoamento. No anular, contudo, ZHOU (2013) destaca que além de depender do tipo de material presente (gás, líquido, cimento ou lama), não se sabe a modelagem mecânica exata por trás da troca térmica nesse tipo de geometria, o que se reflete na menor quantidade de correlações e modelos propostos. O autor destaca, adicionalmente, que em geometrias anulares para poços geotérmicos, os mecanismos de convecção natural e radiação ganham maior importância em modelagem.

Uma formulação para a troca térmica no anular pode ser expressa pelo método de Hasan e Kabir (referenciado em ZHOU, 2013), que estima o coeficiente de convecção no anular usando o raio externo da tubulação, r_{to}:

$$h_c = 0{,}1 \cdot (r_{ci}/r_{to})^{0{,}15}(2\,r_{to})^{-0{,}1}k_a\,(r_{ci} - r_{to})^{-0{,}9}\,Ra^{0{,}3}$$

$$Ra = \mathrm{Gr} \cdot \mathrm{Pr} = \frac{g\beta(T_{to} - T_{ci})(r_{ci} - r_{to})^3}{\nu\, a} \tag{4.26}$$

onde h_c é o coeficiente de convecção do meio no anular, k_a é o coeficiente de condução do meio no anular, Ra é o número de Rayleigh, a é a difusividade térmica, β é o coeficiente de expansão térmica e ν é o a viscosidade cinemática do fluido no anular.

Finalmente, vale destacar que a modelagem mais rigorosa para a troca térmica considerando a injeção de gás no poço exigiria a consideração da convecção forçada também no anular, mas devido à ausência de modelos mais robustos que contemplem esse tipo de análise, será considerado o efeito de convecção natural no anular para simplificação, nesse trabalho.

4.2.2 Cálculo da Variação de Pressão

De posse do perfil de temperaturas para o fluido, o cálculo da pressão segue as etapas supracitadas, determinando-se as propriedades médias do fluido partindo-se da plataforma até a pressão de fundo.

Dois tipos de procedimento iterativo podem ser usados: considerando segmentos de iguais comprimentos ΔL e calculando subsequentemente a queda de pressão, ou assumindo quedas de pressão ΔP iguais e estimando o trecho de duto correspondente a esse valor. A primeira abordagem será a aquela utilizada neste trabalho.

Conforme estressado ao longo do texto, o cálculo numérico da perda de carga dP/dL requer, além de uma estimativa inicial para este valor em iteração, o uso de alguma das correlações para cálculo. Esta escolha é feita baseando-se em diversos critérios, como propriedades geométricas e inclinação do duto, proximidade do tipo de fluido com aquele utilizado para desenvolvimento da correlação, ou mesmo preferência em particular por alguma delas, de conhecimentos de ajustes passados para o mesmo campo em questão, por exemplo.

Como forma de se ilustrar um procedimento típico para estimar a perda de carga, descrever-se-á brevemente a correlação de Beggs & Brill (1973), uma das mais

empregadas pela indústria. Sendo considerada uma correlação empírica do tipo III, ela requer a determinação do padrão de escoamento no qual o fluido se encontra, seguida de uma etapa de cálculo do *holdup* sem escorregamento na horizontal, que é corrigido para a inclinação real do duto e para o escorregamento entre as fases. Discriminam-se as etapas:

1) Calculo do Número de Froude, N_{FR}, e o *holdup* sem escorregamento, λ_L:

$$N_{FR} = \frac{{V_m}^2}{gD} \tag{4.27}$$

$$\lambda_L = \frac{V_{sl}}{V_m} = \frac{Q_{líquido}}{Q_{líquido} + Q_{gás}} \tag{4.28}$$

2) Calculo o perfil de escoamento, através do Mapa de Escoamento (Figura 4-4) ou pelo sistema de Equações (4.29) a (4.32):

$$\begin{aligned} L_1 &= 316\,\lambda_L^{0,302} \\ L_2 &= 0{,}0009252\,\lambda_L^{-2,4684} \\ L_3 &= 0{,}10\,\lambda_L^{-1,4516} \\ L_4 &= 0{,}5\,\lambda_L^{-6,738} \end{aligned} \tag{4.29}$$

Fluxo Segregado

$$\begin{aligned} &\lambda_L < 0{,}01 \;\; e \;\; N_{FR} \; < L_1 \\ &\lambda_L \geq 0{,}01 \;\; e \;\; N_{FR} \; < L_2 \end{aligned} \tag{4.30}$$

Fluxo Intermitente

$$\begin{aligned} &0{,}01 \leq \lambda_L < 0{,}4 \;\; e \;\; L_3 \; < N_{FR} \; < L_1 \\ &\lambda_L \geq 0{,}4 \;\; e \;\; L_3 \; < N_{FR} \; < L_4 \end{aligned} \tag{4.31}$$

Fluxo Distribuído

$$\begin{aligned} &\lambda_L < 0{,}4 \;\; e \;\; N_{FR} \; \geq L_1 \\ &\lambda_L \geq 0{,}4 \;\; e \;\; N_{FR} \; > L_4 \\ &\lambda_L \geq 0{,}01 \;\; e \;\; L_2 \; < N_{FR} \; < L_3 \end{aligned} \tag{4.32}$$

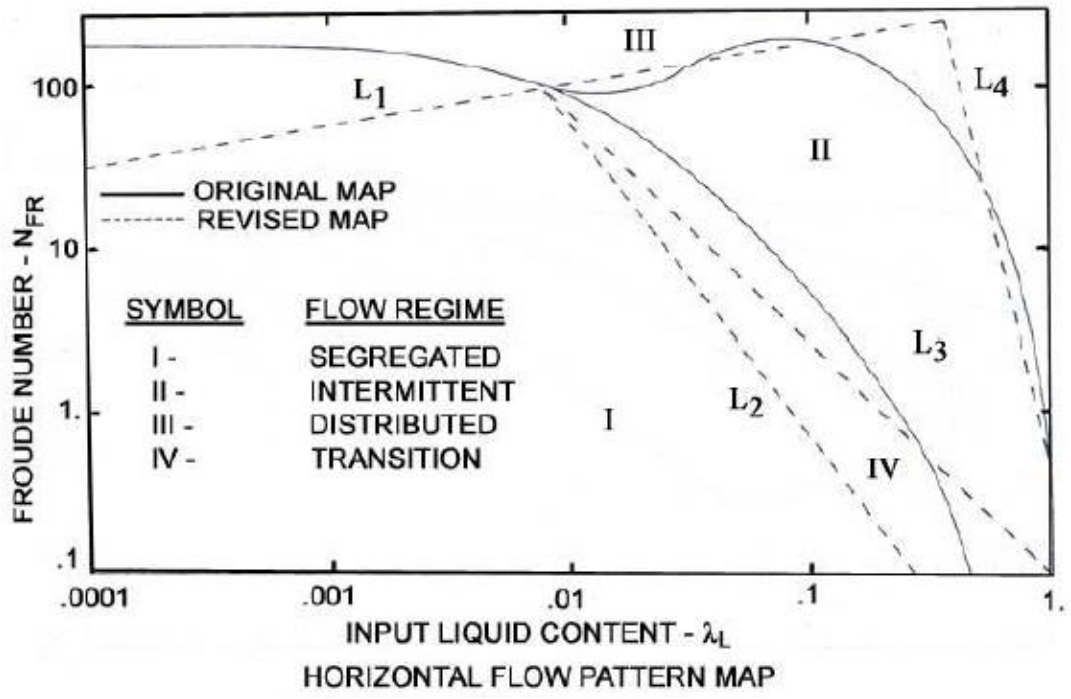

Figura 4-4: Mapa de Escoamento para Beggs & Brill. Fonte: BEGGS e BRILL (1991)

3) Uma vez conhecido o perfil de escoamento, estima-se o *holdup* de líquido com escorregamento, a partir da relação:

$$H_{L(0)} = \frac{\mathrm{a}\,\lambda_L^{b}}{{N_{FR}}^{c}} \tag{4.33}$$

Tabela 4-5: Parâmetros de Beggs & Brill para o *holdup* no escoamento horizontal

Regime	a	b	c
Segregado	0.980	0.4846	0.0868
Intermitente	0.845	0.5351	0.0173
Distribuído	1.065	0.5824	0.0609

4) O fator de correção para outros ângulos pode ser encontrado através das correlações:

$$N_{Lv} = 1{,}938\, V_{sL} \sqrt[4]{\frac{\rho_l}{\sigma_l}} \tag{4.34}$$

$$C = (1-\lambda_L)\ln\left(d'{\lambda_L}^{6}\, {N_{Lv}}^{f}\, {N_{FR}}^{g}\right) \tag{4.35}$$

$$\Psi = 1 + C[\sin(1{,}8\theta) - 0{,}333\sin^3(1{,}8\theta)] \tag{4.36}$$

Tabela 4-6: Parâmetros de Beggs & Brill para correção do *holdup* no escoamento inclinado

Inclinação	Regime	d'	e	f	g
θ > 0	Segregado	0,011	-3,7680	3,5390	-1,6140
	Intermitente	2,960	0,3050	-0,4473	0,0978
	Distribuído	Sem Correção: C = 0 e Ψ=1			
θ < 0	Todos	4,700	-0,3692	0,1244	-0,5056

5) Encontrado o Psi, corrige-se o *holdup* de líquido, usando:

$$H_{L(\theta)} = H_{L(0)} \,.\, \Psi \tag{4.37}$$

No caso de um escoamento do tipo transição, o procedimento de Beggs & Brill envolve a estimativa da propriedade através dos valores para escoamento segregado e intermitente, da forma:

$$H_L\,(transição) = A\,H_L(segregado) + B\,H_L(intermitente) \tag{4.38}$$

Onde:

$$A = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3\ - L_2}$$
$$B = 1 - A \tag{4.39}$$

6) O *holdup* calculado é utilizado para a determinação da densidade média do escoamento e da fração da perda de carga por elevação:

$$\rho_s = \rho_{líquido}\,H_{L(\theta)} + \rho_{gás}\left(1 - H_{L(\theta)}\right) \tag{4.40}$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{elevação} = \rho_s g \sin(\theta) \tag{4.41}$$

7) No modelo de Beggs & Brill, o *holdup* também é utilizado para se calcular a fricção do escoamento, dentro do cálculo da razão entre o fator de fricção de duas fases, f_{TP}, e o fator de fricção sem escorregamento, f_N:

$$\frac{f_{TP}}{f_N} = \exp(S) \tag{4.42}$$

Se 1 < y < 1,2

$$S = \ln(2{,}2y - 1{,}2) \tag{4.43}$$

Caso Contrário

$$S = \frac{\ln y}{[-0{,}0523 + 3{,}182 \ln y - 0{,}8725(\ln y)^2 + 0{,}01853(\ln y)^4]}$$

$$y = \frac{\lambda_L}{H_{L(\theta)}{}^2} \tag{4.44}$$

8) O fator de fricção sem escorregamento é determinado pelo Diagrama de Moody para tubo liso, pela expressão:

$$f_N = \frac{1}{\left[2 \log\left(\frac{N_{Re}}{4{,}5223 \ \log N_{Re} - 3{,}8215}\right)\right]^2} \tag{4.45}$$

$$N_{Re} = \frac{\rho_n \, v_m \, D}{\mu_n}$$
$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g \tag{4.46}$$
$$\mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_g \lambda_g$$

9) Combinando-se as Equações (4.42) e (4.45) anteriores, determina-se o fator de fricção de duas fases do escoamento:

$$f_{TP} = f_N \ \frac{f_{TP}}{f_N} \tag{4.47}$$

10) A parcela de fricção da perda de carga é calculada pela expressão normalmente, pela expressão monofásica, mas incorporando o fator de fricção corrigido na expressão anterior no lugar do fator monofásico:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{fricção} = \frac{f_{TP} \rho_n v_m{}^2}{2gD} \tag{4.48}$$

11) Finalmente, a variação de pressão proporcional a parcela de aceleração, e a perda de carga total são dadas por, respectivamente:

$$E_k = \frac{\rho_s v_m v_{sg}}{gP} \tag{4.49}$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{total} = \frac{\left(\frac{dP}{dL}\right)_{elevação} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{fricção}}{1 - E_k} \tag{4.50}$$

4.2.3 Cálculo da Vazão de Injeção de Gás

No contexto de análise nodal, o cálculo da vazão de gas lift injetada em um poço torna-se mais um nó de resolução, estando o mesmo ligado ao diferencial existente entre a pressão do gás em subsuperfície, imediatamente antes do ponto de injeção de gás na válvula, e a pressão no duto do poço, na saída do ponto de injeção. Desta forma, a capacidade de compressão existente na plataforma, em certas ocasiões, pode limitar a vazão de gás injetada, em situação na qual a pressão de injeção é dado de entrada para o problema e a vazão, dado calculado:

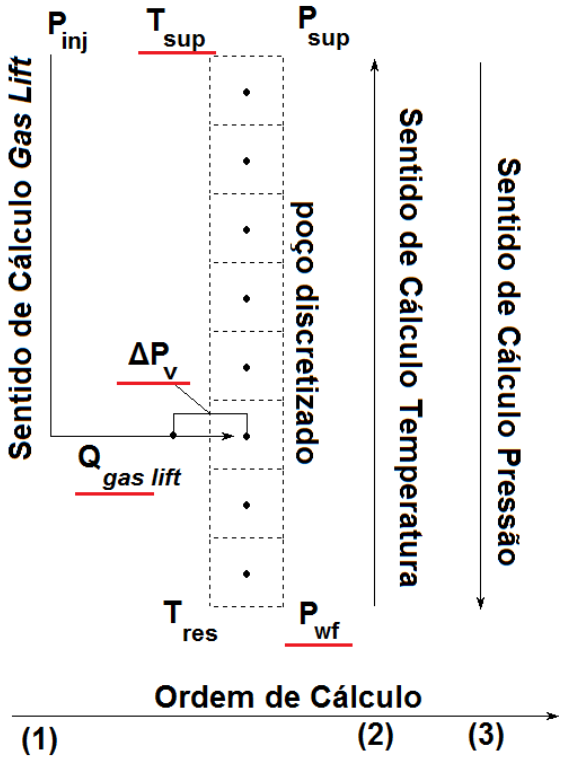

Figura 4-5: Discretização do Poço e Ordem de Cálculo das Variáveis

onde P_{inj} é a pressão de injeção para o *gas lift*, T_{res} é a temperatura do reservatório, P_{sup} é a pressão de chegada na superfície, são variáveis de entrada e ΔP_v é queda de pressão na válvula de injeção de *gas lift*, $Q_{gas\ lift}$ é a vazão de gás injetada, T_{sup} é a temperatura do fluido na chegada da superfície, P_{wf} é a pressão de fundo de poço, são as variáveis de saída, a serem calculadas.

A segunda forma de se ver o problema, a ser adotada neste trabalho, é a implementação da vazão de *gas lift* como parâmetro de entrada, isto é, seu valor é

conhecido e fixo, sendo a pressão de injeção o dado a ser encontrado. Na prática, no entanto, a pressão de injeção não será resolvida no cálculo computacional, visto que o foco do estudo serão os efeitos e variações da vazão de gás em poços individuais e supostamente isolados, onde a capacidade total de compressão não é um limitador do sistema.

Capítulo 5 - Modelagem Estocástica do Escoamento de Petróleo

O objetivo deste capítulo é apresentar a metodologia utilizada para a condução e passagem do modelo determinístico explicitado pelo capítulo anterior em um modelo estocástico, capaz de incorporar as incertezas. Será feita uma breve discussão dos tipos de incertezas, suas formas de implementação e o emprego da técnica de Monte Carlo, como ferramenta base para propagação das incertezas de produção.

5.1 Tipos de Incertezas e Erros Numéricos

Na literatura em análise de incertezas, é comum a classificação por parte dos autores em dois tipos principais de incertezas, epistêmicas e aleatórias, bem como uma clara distinção entre incerteza e erro de modelo.

A primeira, epistêmica, é aquela que surge da potencial falta de dados ou conhecimento sobre o sistema físico de interesse, podendo também ser decorrente das hipóteses e simplificações do processo físico adotadas para o modelo matemático. Ela não é bem caracterizada pela teoria de probabilidade frequentista, visto que a falta de dados dificulta quaisquer inferências estatísticas sobre a média e desvio padrão da variável epistêmica de interesse (IACCARINO, 2008), estando o tratamento e redução deste tipo de incerteza intimamente ligado com a própria aquisição de mais dados, melhor calibração dos instrumentos de medição, ou mesmo melhor entendimento físico-matemático do processo.

A segunda, aleatória, também é comumente chamada de incerteza estocástica ou irredutível, sendo um resultado natural do fenômeno (CREMASCHI *et al*, 2012). Por não estar associada necessariamente a falta de informações do sistema de interesse, a aquisição de mais dados não consegue reduzir a variável completamente para um valor único e exato (CREMASCHI *et al*, 2012), apenas ajudando na melhor descrição da sua variabilidade por abordagens de probabilidade, incapaz de extinguir completamente o caráter aleatório do processo. A determinação de propriedades de materiais e condições operacionais tipicamente leva a incertezas aleatórias (IACCARINO, 2008).

Ainda, são usualmente distinguidas as incertezas e erros. Estes, conforme OBERKAMPF *et al*, 2002, representam uma inacurácia reconhecível, identificada ou

não, em alguma etapa da simulação do modelo. IACCARINO (2008) define os erros, porém, como entidades associadas à transcrição da formulação matemática em termos de algoritmos numéricos e computacionais, destacando que a diferença básica entre erro e incerteza é na sua concepção: esta, na física do modelo, e aquela nas imprecisões matemáticos-numéricas por parte de um computador. A existência e tolerância aos erros são quase sempre condicionados ou ao seu baixo impacto na resposta de interesse, ou no custo-benefício em termos de tempo de simulação. Quando não reportados pelo autor, supõe-se a inexistência de erros não identificáveis (quando, por exemplo, o autor acredita que seu código faça um cálculo, mas na realidade ele realiza outro), e que os erros identificáveis (erros por aproximação e arredondamento numérico) são controlados.

Na modelagem de sistemas complexos, espera-se a ocorrência dos dois tipos de incertezas, não sendo a engenharia de petróleo uma exceção. Reações químicas e hipóteses de turbulência para escoamentos são exemplos situações contendo incertezas epistêmicas (IACCARINO, 2008). Como supracitado, condições de operação também levam a incertezas aleatórias, como o comprimento das bolhas de *slug* num escoamento óleo-gás, exemplificado por CREMASCHI *et al.* (2012). No contexto desse trabalho, a própria modelagem do BSW e RGO pode ser considerada como um tratamento de incertezas aleatórias decorrente das condições operacionais.

Finalmente, a existência conjunta das incertezas epistêmicas e aleatórias pode ser vista na própria engenharia de reservatórios. O chamado ajuste de histórico, prática comum na área, objetiva estimar as propriedades de porosidade e permeabilidade do reservatório, entre outras. Estas duas, por sua vez, carregam incertezas tanto epistêmicas - é difícil se estimar as propriedades completas do reservatório, e quando a aquisição extra de dados é possível, via testemunhagem de rocha, por exemplo, é custosa –, quanto aleatórias – a porosidade e permeabilidade de uma formação rochosa podem sofrer variações abruptas ponto a ponto do reservatório, podendo ser modeladas segundo distribuições de probabilidade. Esta diferenciação dos tipos de incerteza é uma informação essencial para o desenvolvimento de estratégias para seu tratamento.

5.2 Simulação Determinística e Simulação Estocástica

Dentre os diversos tipos de simulação (estática ou dinâmica, de eventos discretos ou contínuos), no propósito das incertezas é relevante destacar a diferença entre simulação determinística e simulação estocástica.

Uma simulação determinística é aquela que possui parâmetros de entrada fixos produzindo, por conseguinte, um mesmo conjunto de saída. Em outras palavras, um modelo deste tipo possui um estado de repostas que está pré-determinado, uma vez definidas as condições iniciais do problema. Em contraste, a simulação estocástica tenta incorporar as aleatoriedades dos sistemas físicos reais, ignorados pelas abordagens determinísticas, ao considerar as variáveis de entrada como distribuições de probabilidade ou possuidoras de valores incertos.

Por considerar sistemas inflexíveis, a simulação por um processo determinístico utiliza muitas vezes de variáveis médias (ou valores esperados) para se gerar um caso padrão ou base de simulação. É possível considerar outros cenários – usualmente são simulados casos "otimistas" e "pessimistas" – mas nesse tipo de procedimento é impossível precisar exatamente quão prováveis são as ocorrências destes casos extremos. Também apresenta dificuldades de descrever processos ao longo do tempo: um modelo determinístico apenas assume variáveis constantes com o tempo ou suas variações são previstas, rígidas e já modeladas de antemão. Um procedimento estocástico, contudo, ao assumir probabilidades individuais para cada ocorrência das variáveis aleatórias de entrada gera um modelo capaz de quantificar não só as incertezas dos dados de entrada, como também suas incertezas e variações ao longo de processos. Uma única solução simulada por processo estocástico é insuficiente para se tirar conclusões, sendo necessário um conjunto de rodadas de simulação capaz de mapear os parâmetros de saída (ROY e OBERKAMPF, 2011), atribuindo-lhes um peso ou probabilidade para ocorrência. O resultado para o processo "esperado" decorre desta análise conjunta entre diversas respostas e probabilidades e dependendo do método de propagação de incertezas empregado, isto pode exigir um reequacionamento matemático do problema ou não.

5.3 Propagação de Incertezas e o Método de Monte Carlo

A fim de se conduzir a simulação sob incertezas, faz-se necessário a utilização e implementação de metodologias para se propagar as incertezas e aleatoriedades. Dependendo da área de estudo, necessidades específicas do problema tratado, etc, existem uma grande gama de possibilidades para tal.

KLAVETTER *et al.* (2012) categorizam em cinco as técnicas de se propagar as incertezas: simulação, expansão local, ponto mais provável, expansão de funções e integração numérica. A distinção entre as incertezas por parte do modelador ajuda na escolha do método a ser empregado para sua propagação: propagação de incertezas aleatórias baseiam-se na teoria de probabilidade, principalmente por técnicas de simulação do tipo Monte Carlo e expansão polinomial de funções, enquanto a propagação daquelas do tipo epistêmicas são melhor conduzidas pelas teorias de possibilidade e ou evidência, *fuzzy sets*, e análise de intervalos (LIU, 2013). Como neste trabalho serão destacadas principalmente as incertezas do BSW e RGO e, conforme outrora mencionado, estas duas variáveis, para o escoamento do poço, podem ser vistas como condições operacionais, ambas serão modeladas como incertezas aleatórias, sendo designada a metodologia de Monte Carlo para sua propagação.

Essencialmente, o Método de Monte Carlo (MMC) é uma técnica para a geração de números aleatórios por meio de computadores (KROESE *et al*, 2014). Nascida em meados do século XX, esta metodologia desenvolveu-se junto ao avanço computacional e hoje é uma ferramenta amplamente utilizada nos diversos campos das ciências, e com diversas variantes de aplicação, ajustáveis ao problema estudado.

Sua fundamentação matemática reside na chamada Lei dos Grandes Números: espera-se que a média de uma variável aleatória, para a resposta de um problema estocástico ou de incertezas, possa ser aproximada a partir de diversas amostras independentes e identicamente distribuídas para as variáveis de entrada, conforme aumentam-se o número de amostras (LIU, 2013, KROESE *et al*, 2014).

A força e popularidade dos Métodos de Monte Carlo decorrem de uma série de propriedades que esta técnica apresenta em relação às demais metodologias. Abordagens de Monte Carlo são não intrusivas, isto é, não requerem a alteração do código computacional original para se retirar as conclusões de desejadas, utilizando o próprio modelo determinístico para se extrair os resultados estocásticos desejados

(FONSECA JUNIOR *et al.*, 2009). Assim, conhecendo-se as variáveis e parâmetros cujas incertezas são mais impactantes na resposta observada, e da distribuição de probabilidades esperadas para elas, é possível extrair-se conclusões sobre a distribuição esperada para a resposta. Ademais, por apenas acessar o código fonte sem alterá-lo, esta técnica torna-se facilmente escalável e programável, além de permitir a paralelização de cálculos, tanto para uma simulação completa, tanto para trechos paralelizáveis do código, este último quando possível (KROESE *et al*, 2014).

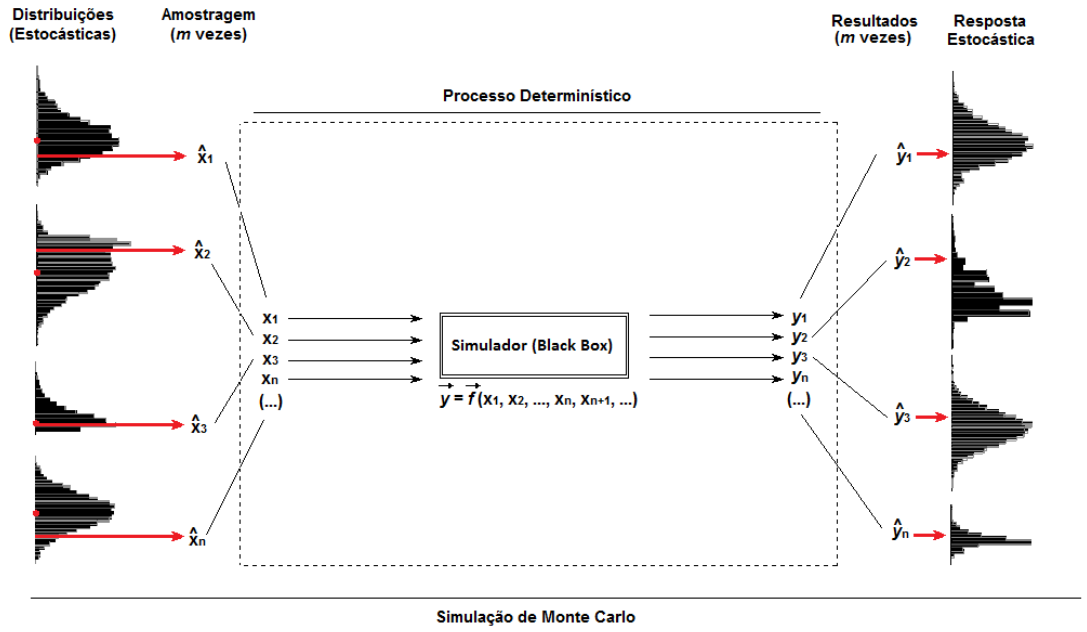

Figura 5-1: Processo de Monte Carlo e Encapsulamento do Procedimento Determinístico

Como consequência direta da propriedade de não intrusividade, o Método de Monte Carlo torna-se aplicável diretamente a modelos ditos *black-box*, ou seja, em que o usuário não tem acesso direto ao código, ou permissão para alterá-lo, ou mesmo sequer compreensão exata da rotina de cálculo empregada, apenas a relação de entrada-saída de dados (LIU, 2013). KROESE *et al* (2014) destacam o ganho de informação e conhecimento oriundo do método, como forma de explorar e entender comportamentos de sistemas sujeitos a aleatoriedades.

As aplicações de Monte Carlo são bastante variadas e amplas, percorrendo áreas da engenharia industrial, modelagem de processos, economia e finanças, não apenas com o propósito da modelagem de incertezas, como também para problemas de amostragem, estimação de parâmetros e otimização (KROESE *et al*, 2014). Neste

trabalho, por exemplo, a metodologia será empregada para se estudar e investigar a inter-relação entre as variáveis mais incertas e de maior interesse no escoamento de petróleo (BSW, RGO, *gas lift*, IP, vazão de óleo produzida), sendo isto possível graças à capacidade do método em se lidar com problemas de maiores dimensões, complexos e altamente não lineares sem recorrer ao uso de derivadas parciais (FONSECA JUNIOR *et al.*, 2009). Nesta propriedade de investigação em problemas multidimensionais, o Método de Monte Carlo permite uma melhor compreensão de como o espaço de variáveis e soluções se comporta mutuamente, bem como a exploração de casos e cenários além do usual determinístico

A grande desvantagem envolve o tempo computacional: a lenta taxa de convergência pode ser um empecilho dependendo da utilidade final da técnica, e quanto mais dimensões (variáveis) incorporam-se à análise, mais devagar é a convergência, que ainda é inversamente proporcional à raiz quadrada do número de amostras e diretamente proporcional a raiz quadrada da variância (LIU, 2013). Técnicas de amostragem (como o Hipercubo Latino), com enfoque em melhor cobrir o espaço de resposta sem, entretanto, retirar as propriedades estatísticas do problema, são usualmente aplicadas para tentar remediar tal desvantagem.

Capítulo 6 - Estudo de Caso

Este capítulo tem por objetivo apresentar e aplicar a metodologia para estudo de incerteza, visando à condução da simulação estocástica da produção de petróleo para alguns casos considerados. Conforme citado, o Método de Monte Carlo será empregado para se tratar o problema estocástico a partir das equações determinísticas apresentadas anteriormente. Serão apresentados os estudos de caso utilizados para expor a técnica e o impacto encontrado das incertezas das variáveis na vazão de óleo prevista.

6.1 Considerações para o Escoamento Estocástico

Com todas as informações descritas pelo Capítulo 4 - , é possível implementar o escoamento de petróleo em poços e dutos através de um modelo completamente determinístico. Incorporando-se as ideias introduzidas pelo Capítulo 5 - é possível passar-se para um modelo estocástico. Este tópico inicial expõe alguns pontos considerados nesta transição, no que diz respeito à técnica de Monte Carlo, bem como peculiaridades referentes aos estudos de caso considerados.

6.1.1 Variáveis Operacionais: BSW, RGO, *Gas Lift*, e Vazão

Conforme pode ser observado, pela implementação das diversas correlações de fluido, temperatura e pressão, muitas são as possíveis fontes de incertezas para a previsão de um escoamento típico, partindo-se da modelagem das propriedades de fluido de menor impacto como a tensão entre as fases, até a escolha para a previsão da perda de carga, que inerentemente em sua concepção já apresenta erros associados.

Para os estudos subsequentes de análise de incertezas será dado enfoque maior, no entanto, às ditas variáveis operacionais, em especial a fração de água (BSW), razão gás-óleo (RGO), vazão de *gas lift* e seus efeitos conjuntos. A fim de se entender o papel destas variáveis na predição da perda de carga, a sua influência nos cálculos dos parâmetros do escoamento pode ser observada na Figura 6-1, que delineia de forma geral a inter-relação entre correlações e variáveis para um procedimento típico de previsão para perda de carga:

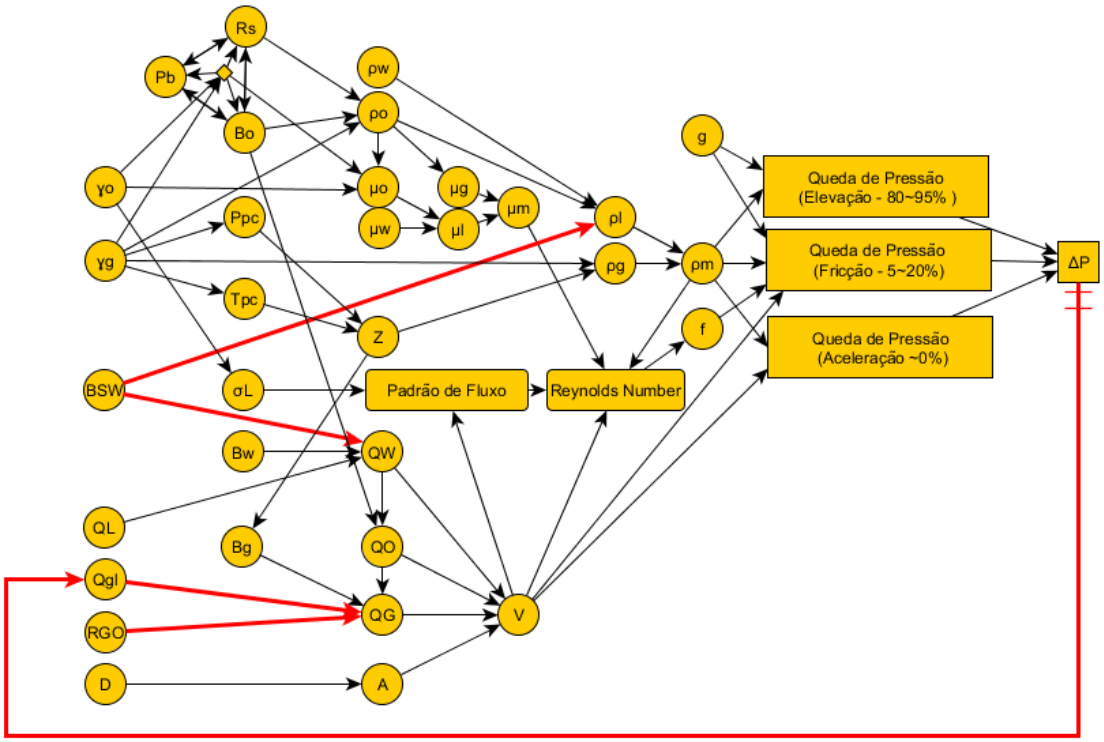

Figura 6-1: Relação entre Parâmetros para Perda de Carga

Onde:

Q_o, Q_w, Q_g, Q_l são as vazões de óleo, água, gás e líquido (óleo + água);

$\rho_o, \rho_w, \rho_g, \rho_l, \rho_m$ são as densidades de óleo, água, gás, líquido e de mistura;

$\mu_o, \mu_w, \mu_g, \mu_l, \mu_m$ são as viscosidades de óleo, água, gás, líquido e de mistura;

B_o, B_w, B_g, R_s, P_b são o fator volume formação do óleo, água e gás, razão de solubilidade do gás no óleo e a pressão de saturação (bolha) do óleo;

$\gamma_o, \gamma_g, \sigma_L$ são os pesos específicos de óleo e gás, extraídos de análises de fluido, e a tensão superficial entre as fases

P_{pc}, T_{pc}, Z são as pressões e temperaturas pseudo-críticas do gás, e o fator de compressibilidade do gás;

D, A, f, V, g são o diâmetro, área e o fator de fricção da tubulação, velocidade média em escoamento da mistura fluida, e a aceleração da gravidade;

BSW, RGO, Q_{gl} são a fração de água do escoamento, razão de gás óleo de produção, vazão de *gas lift*, as variáveis operacionais.

Como indicado pelas setas vermelhas, os valores de BSW e RGO afetam não apenas o cálculo das vazões das fases, mas também os parâmetros de fluido. Ademais, são estas duas variáveis cujos valores de entrada para os modelos devam ser medidos na unidade de produção, e sua evolução monitorada, o que as diferencia da grande maioria das demais expostas na Figura 6-1, que geralmente são conhecidas por correlações ou medições mais esporádicas.

Ainda, cabe ressaltar que se espera maior influência do BSW e suas incertezas na perda de carga total (e, por conseguinte vazão de produção) quando comparado ao RGO, visto que conforme indicado pela Figura 6-1, o BSW impacta diretamente nas densidades dos fluidos em escoamento, que são justamente utilizadas para predição da perda de carga gravitacional, correspondente pela maior parcela total da queda de pressão. Por sua vez, o RGO afeta mais diretamente a fricção do escoamento, de menor impacto global na perda de carga, o que possivelmente levará a menores intervalos de incertezas para predição da produção. Esta constatação é baseada nos modelos previstos por simulação mas não necessariamente equivale aos resultados de campo.

A vazão de *gas lift* injetada também afeta a fração friccional do escoamento e também possui valor variável ao longo da produção, podendo ser tratada similarmente ao BSW e RGO para o estudo de incertezas. Contudo, principal diferença está no fato de que as variações no valor de gás injetado decorrem de escolhas de operação definidas em superfície, e não das oscilações de produção em subsuperfície e reservatório.

Finalmente, para se observar os efeitos e impactos gerais das três variáveis supracitadas, considerar-se-á a vazão de óleo como parâmetro de saída a ser caracterizado estatisticamente, visto que a vazão de líquido total de produção, ao ser medida diretamente em superfície, é conhecida com maior certeza em seu valor absoluto e a produção de óleo, mais incerta, porém de maior interesse.

6.1.2 Metodologia para Aplicação da Técnica de Monte Carlo

Conforme descrito na Seção 5.3, o Método de Monte Carlo usa a modelagem determinística como base para extrair suas conclusões em situações com aleatoriedades e incertezas, sem mexer no código computacional em si. Assim, além das equações descritas ao longo deste capítulo, a técnica requer a descrição dos parâmetros de entrada como variáveis aleatórias, conhecendo ou supondo-se suas distribuições de probabilidade, e possivelmente empregando-se métodos para amostragem.

Na ausência de estudos mais gerais para caracterização estatística dos dados de produção, serão utilizadas como base para as três variáveis de entrada distribuições do tipo normal, e distribuições empíricas a fim de tentar ajustar a vazão de óleo resultante da simulação.

Nas análises subsequentes, os valores utilizados para a média das distribuições correspondem àqueles encontrados e medidos diretamente, que seriam empregados como valores absolutos no caso de um processo determinístico. Duas faixas para o desvio padrão serão adotadas, objetivando-se simular casos representativos de dois cenários: análises de sensibilidade (pequena variabilidade dos valores medidos, incertezas locais no ponto de medição) e análises de incertezas (para predições futuras, com maior variabilidade em decorrência da variação dos parâmetros). A ideia é utilizar desvio padrões maiores para as distribuições como forma de se simular faixas de probabilidade mais incertas para a produção em longo prazo, visto que a própria tendência e evolução das variáveis é desconhecida (ver Figura 6-2):

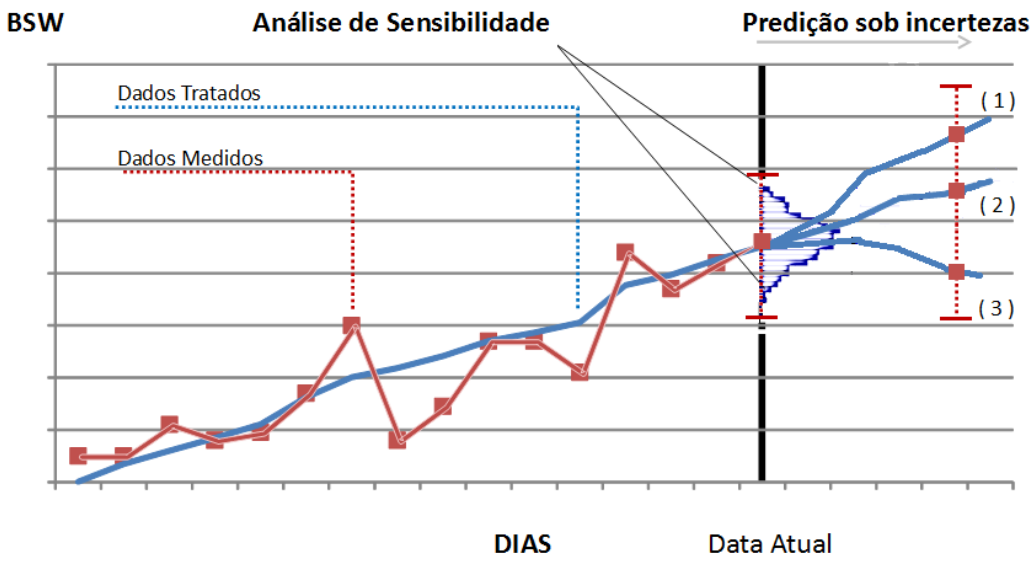

Figura 6-2: Exemplos de Intervalos para a Distribuição de BSW e sua Possível Tendência de Evolução

Adicionalmente, outro problema envolvendo a previsão e incerteza dos dados refere-se ao comportamento da vazão de produção de líquido com a variação das propriedades de produção. Em alguns poços, como exemplificado no da Figura 6-3, os modelos multifásicos preveem variações abruptas para a produção, especialmente em

faixas de BSW elevadas, ao redor de 60 a 80%. Tal comportamento pode ser oriundo de diversas fontes, como a mudança no padrão de escoamento pelas equações propostas, inversão de fase para o modelo de emulsão óleo-água adotado, ou mesmo imprecisões das equações clássicas em se descrever o comportamento do escoamento nestas condições. Assim, é preciso avaliar com maior cautela quaisquer resultados obtidos para esta região, que se esperam ser de maiores incertezas.

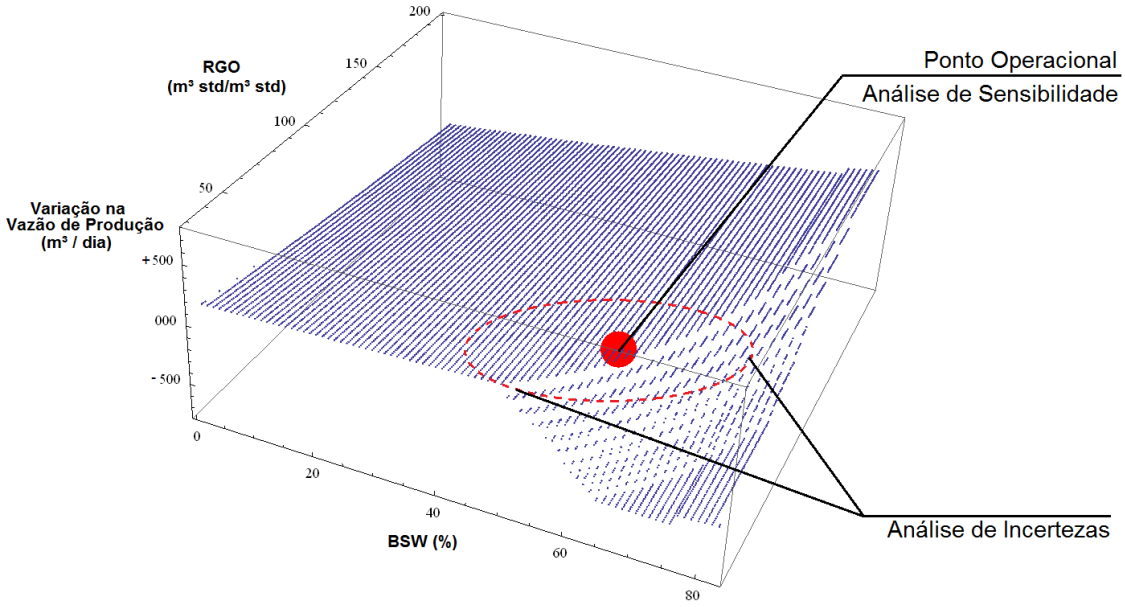

Figura 6-3: Impacto Global da Produção de Água e Gás na Produção

6.2 Dados Gerais para Modelagem

Os dados utilizados nos estudos de caso são provenientes de poços representativos para um cenário de produção *offshore* brasileiro típico. Os poços considerados apresentam diferentes faixas de vazão de líquido, valores de BSW, IP e RGO variados (ver Tabela 6-1), e foram separados de acordo com três faixas de produção de água: fração de água produzida entre 0 e 20%, entre 20 e 50%, e entre 50% a 100%. A pressão dos reservatórios produtores é estimada por volta de 200 a 250 kgf/cm² dependendo de cada região, mas sempre abaixo da pressão de saturação, e ocorrência, portanto, de produção simultânea de óleo, água e gás associado. Em todos os poços o mecanismo de *gas lift* pode ser utilizado a fim de se variar a vazão de produção.

Tabela 6-1: Dados Gerais dos Poços Estudados

Poço	Faixa de BSW	Índice de Produtividade (m^3/d / kgf/cm^2)	RGO (m^3/ m^3 std)
Poço B1	0~20%	6,19	59,1
Poço M1	20%~50%	6,06	98
Poço M2	20%~50%	8,61	48,4
Poço M3	20%~50%	12,4	93,3
Poço M4	20%~50%	16,09	86,7
Poço A1	50%~100%	30,63	68,4
Poço A2	50%~100%	30,86	56,8
Poço A3	50%~100%	32,57	61,6
Poço A4	50%~100%	35,7	232
Poço A5	50%~100%	136	376
Poço A6	50%~100%	157,7	79,2
Poço A7	50%~100%	183,55	230,4
Poço A8	50%~100%	207,5	95,2

Para os modelos de simulação, cada um dos poços foi ajustado utilizando-se uma escolha particular de correlações, para descrição do fluido, da perda de carga por trecho discretizado, e da emulsão entre as fases. Um código computacional contendo estas diversas correlações foi implementado em *Wolfram Mathematica*, e a validação para tal fora efetuada usando-se o simulador multifásico não comercial MARLIM, de propriedade da Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS). A Tabela 6-2 exibe os erros absoluto e relativo para os valores de vazão simulados pelo código implementado para este trabalho e com os resultados obtidos no MARLIM, indicando bom ajuste e concordância entre os modelos.

Tabela 6-2: Comparação entre os Dados Simulados e Observados para Validação do Código Implementado

Poço	Erro Absoluto Vazão de Líquido (m^3/dia)	Erro Relativo Vazão de Líquido (m^3/dia)
Poço B1	1,77	0,35%
Poço M1	0,37	0,09%
Poço M2	1,69	0,29%
Poço M3	0,971	0,10%
Poço M4	4,073	0,40%
Poço A1	4,854	0,30%
Poço A2	5,98	0,41%
Poço A3	2,22	0,10%
Poço A4	6,473	0,39%
Poço A5	0,93	0,03%
Poço A6	1,44	0,05%
Poço A7	1,09	0,04%
Poço A8	9,4	0,80%

6.3 Análise Univariada para os Poços

O primeiro passo realizado no estudo de caso fora a análise univariada para os poços, modificando-se um a um os parâmetros de entrada, o que visa identificar as variáveis de simulação que mais impactam no sistema de produção modelado e na previsão do escoamento, também por vezes associada como análise de sensibilidade. Foram considerados intervalos usuais de variação no entorno do ponto de operação dos poços, sendo os resultados expostos de acordo com a variação percentual relativa dos dados de entrada, para a vazão de óleo, na saída.

Três poços foram destacados para esta etapa, cada qual apresentando distinta faixa de produção de água, em crescente ordem de BSW e vazão de líquido total medida: Poço B1, Poço M2 e Poço A6. As correlações utilizadas para modelagem específicas a esses poços podem ser vistas a seguir:

Tabela 6-3: Dados Gerais para o Poço B1

Poço B1	
IP (m^3/dia / kgf/cm^2)	6,19
BSW (%)	Entre 0 e 20%
RGO (m^3/m^3)	59,1
Razão de Solubilidade	Glaso
Fator Volume Formação do Óleo	Kartoatmdjo and Schimidt
Viscosidade (Óleo Morto)	Glaso
Viscosidade (Saturado)	Kartoatmdjo
Viscosidade (Subsaturado)	Vazques and Beggs

Tabela 6-4: Dados Gerais para o Poço M2

Poço M2	
IP (m^3/dia / kgf/cm^2)	8,61
BSW (%)	Entre 20 a 50%
RGO (m^3/m^3)	48,4
Razão de Solubilidade	Vazques and Beggs
Fator Volume Formação do Óleo	Glaso
Viscosidade (Óleo Morto)	Glaso
Viscosidade (Saturado)	Beggs and Robinson
Viscosidade (Subsaturado)	Vazques and Beggs

Tabela 6-5: Dados Gerais para o Poço A6

Poço A6	
IP (m^3/dia / kgf/cm^2)	157,7
BSW (%)	Entre 50% e 100%
RGO (m^3/m^3)	79,2
Razão de Solubilidade	Glaso
Fator Volume Formação do Óleo	Kartoatmdjo and Schimidt
Viscosidade (Óleo Morto)	Glaso
Viscosidade (Saturado)	Beggs and Robinson
Viscosidade (Subsaturado)	Vazques and Beggs

Os resultados gráficos obtidos para os três poços são expostos no Apêndice B, a partir dos quais é possível avaliar a influência das diversas variáveis no escoamento.

Para as pressões estática e de chegada na superfície, o intervalo percentual corresponde a variações aplicadas de 1 a 2 kgf/cm^2. Nos três poços, destaca-se a elevada

influência exercida pela variação da pressão estática no reservatório. A vazão de óleo também foi bastante influenciada pelo Índice de Produtividade do Poço, mas esta variável tem menor peso conforme o aumento no teor de água (BSW) para os poços, de acordo com os resultados obtidos. Para os efeitos térmicos, a variação prevista da vazão de óleo foi menor, sendo a temperatura do reservatório a mais importante, para o grupo de parâmetros avaliado.

Outro parâmetro de elevado impacto na resposta em óleo foram as densidades, sendo a do óleo especialmente relevante nos três poços estudados. A sensibilidade à densidade da água é evidente em especial nos poços M2 e A6, sendo tal tendência provavelmente oriunda do também maior BSW que estes poços possuem, comparativamente ao poço B1. Nas três situações a sensibilidade à densidade do gás fora praticamente desprezível.

Nenhuma variação relevante com as variáveis ligadas à fricção entre fluido e poço foram obtidas para os poços B1 e M2. Apenas no poço A6 e somente a variação do fator de fricção que apresentou mudanças consideráveis na produção de óleo, mas a partir dos dados obtidos não é possível concluir a causa ou explicação direta para o efeito observado.

De posse de todas as variações totais, é possível traçar os gráficos de Tornado, em que todos os efeitos estudados estão pronunciados. A conclusão obtida pelas Figuras 6-4 a 6-6 é que as variáveis as quais a produção de óleo é mais sensível depende diretamente da quantidade de água e BSW do poço, podendo assim ser discriminadas:

- Poço B1 - Baixo BSW: Injeção de *Gas* Lift, BSW, RGO, Índice de Produtividade, Pressão Estática e Densidade do Óleo;

- Poço M2 – Médio BSW: BSW, Índice de Produtividade, Densidade do Óleo, Injeção de *Gas* Lift, Pressão Estática e Pressão de Chegada à Plataforma;

- Poço A6 - Alto BSW: BSW, Densidade do Óleo, Fator de Fricção e Rugosidade, Pressão Estática.

Logo, a análise univariada para a sensibilidade confirma a importância de parâmetros como BSW, Vazão de Gás, Índice de Produtividade, Densidade Estática e Pressão do Óleo na predição do escoamento.

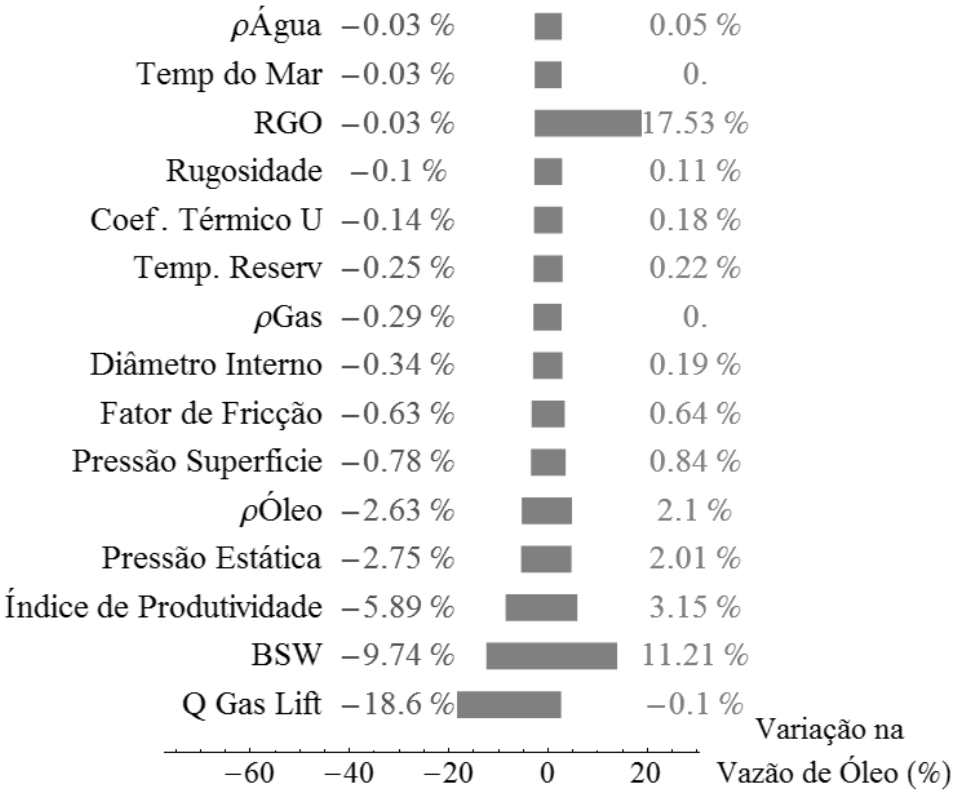

Figura 6-4: Análise de Sensibilidade para o Poço B1 (Baixo BSW)

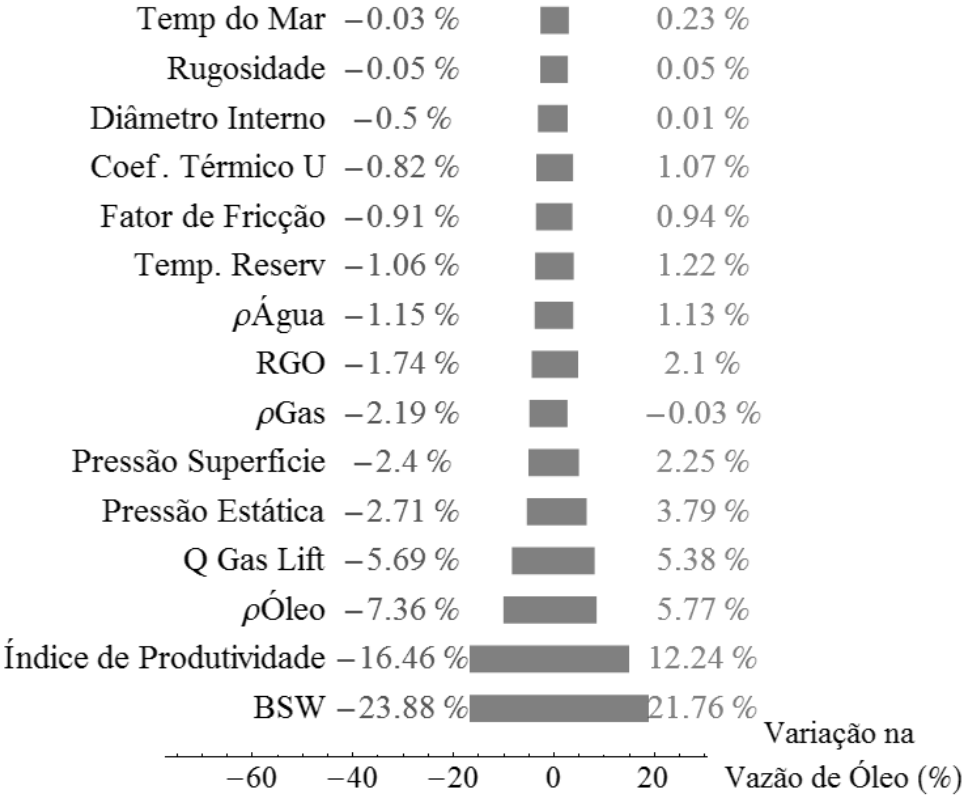

Figura 6-5: Análise de Sensibilidade para o Poço M2 (Médio BSW)

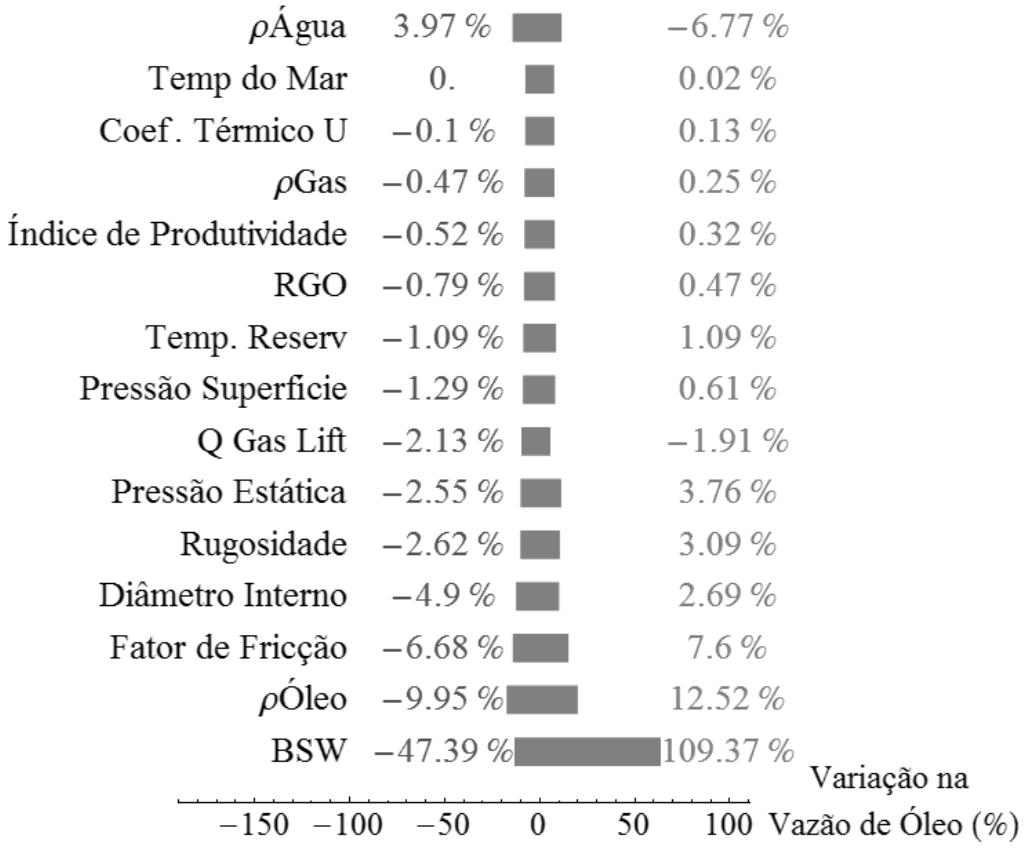

Figura 6-6: Análise de Sensibilidade para o Poço A6 (Alto BSW)

Finalmente, também foram testadas a sensibilidade para algumas correlações presentes na literatura, também se comparando a diferença percentual entre os resultados obtidos com respeito a vazão de óleo prevista em produção. As comparações obtidas estão listadas no Apêndice C.

As tabelas comparativas para as propriedades de fluido mostram que a incerteza oriunda da escolha entre os modelos é maior nos poços M2 e A6, de teor de água médio e alto respectivamente, especialmente para a viscosidade, e menor interferência com respeito ao modelo de fator volume formação do óleo escolhido. No poço B1 (baixa produção de água e vazão de líquido total), a incerteza pela escolha das correlações foi praticamente inexistente. Contudo, em todas as situações a escolha para o modelo de perda de carga e caracterização da pressão do duto levou a respostas por vezes totalmente discrepantes, sendo de longe a maior fonte de incertezas concernente à escolha de correlações.

6.4 Análise de Incertezas para as Variáveis Operacionais

Confirmada a relevância das variáveis operacionais, em especial o BSW, na predição da vazão de óleo por simulação, a etapa final deste trabalho envolve a comparação dos efeitos de suas incertezas no escoamento. Para isso, foram consideradas distribuições normais independentes para BSW e RGO, e duas faixas para seus desvios padrões, que podem ser observadas pelas Figura 6-7 e Figura 6-8, correspondentes a 0,5 e 5 unidades. Da distribuição conjunta, 10000 pontos aleatórios foram extraídos como forma de representar as incertezas possíveis de existir na medição e evolução das variáveis:

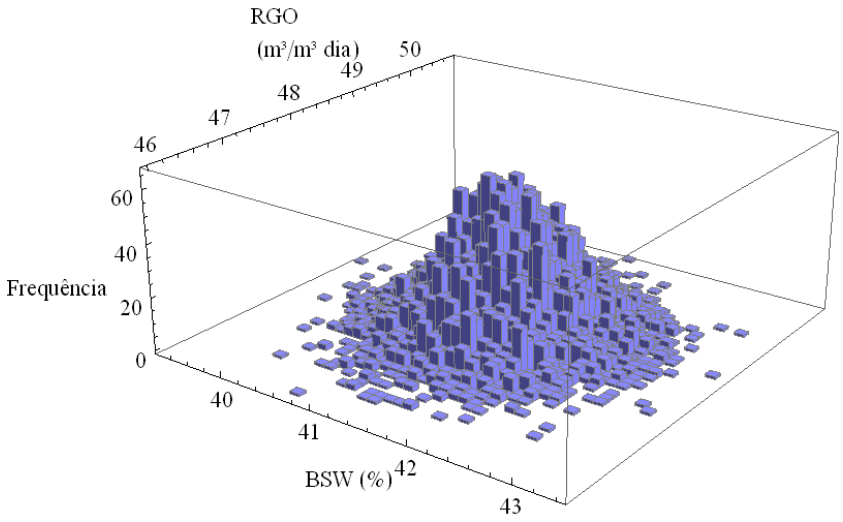

Figura 6-7: Distribuição Conjunta BSW/RGO para pequenas variações

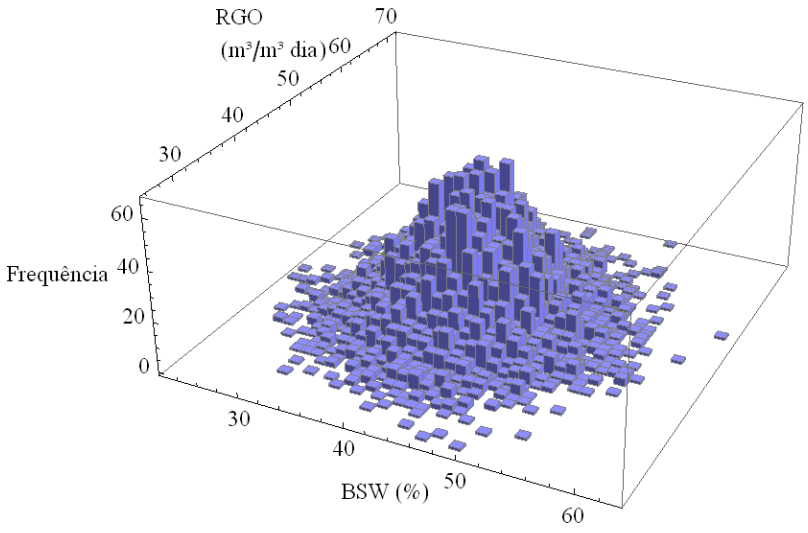

Figura 6-8: Distribuição Conjunta BSW/RGO para grandes variações

Para cada um dos treze poços exibidos na Tabela 6-1 foram sorteados os pontos aleatórios em conformidade com o critério supracitado, e consequente simulação por intermédio do código implementado e atualizado para as informações mais recentes, obtendo-se 10000 vazões de óleo previstas pelo simulador. Os valores encontrados para a produção de óleo foram então, ordenados por uma distribuição acumulada, e as variações máxima e mínima para um intervalo de confiança de 99% foram computados, de acordo com o procedimento ilustrado pela Figura 6-9:

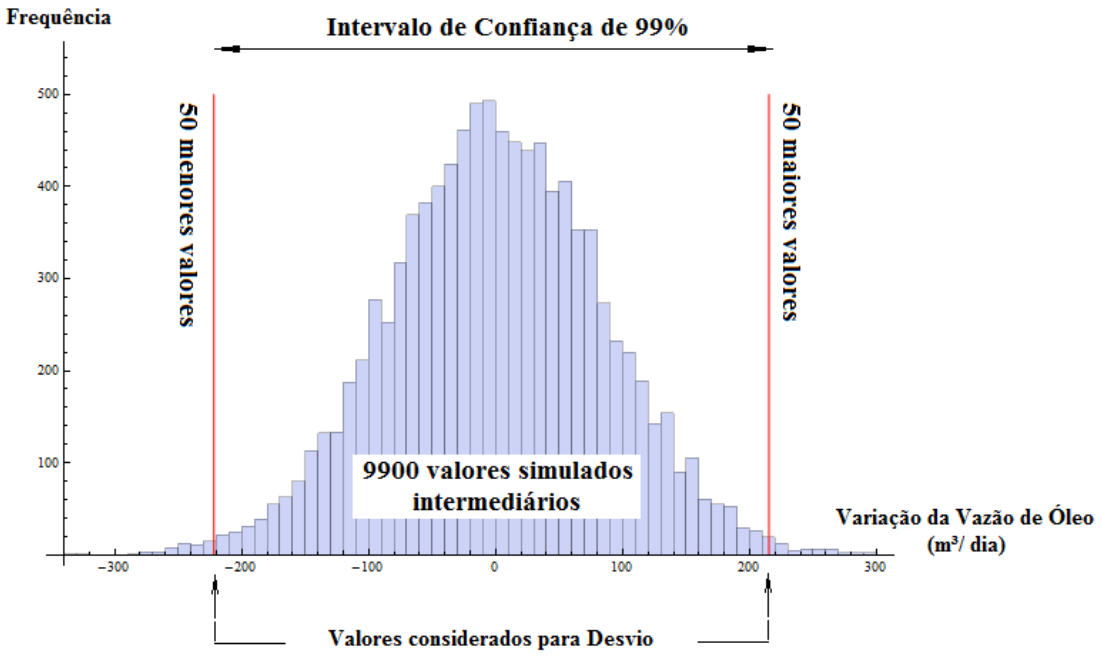

Figura 6-9: Exemplo de Distribuição para a Simulação de Monte Carlo

Descartando-se, assim, os 50 maiores e menores valores encontrados, pode-se estimar os limites superior e inferior para as distribuições de resposta, expostos pelas Tabela 6-6 e Tabela 6-7, representativos, portanto, do impacto esperado para as incertezas de produção nas variáveis operacionais de BSW e RGO:

Tabela 6-6: Variação na Vazão de Óleo prevista por pequenas incertezas

Pequenas Variações - Intervalo de Confiança = 99%		
	Limite Inferior (0,5%)	Limite Superior (99,5%)
Poço B1	-1,43%	1,49%
Poço M1	-2,46%	2,41%
Poço M2	-3,02%	3,00%
Poço M3	-1,95%	2,25%
Poço M4	-3,72%	5,56%
Poço A1	-4,33%	5,06%
Poço A2	-4,65%	4,82%
Poço A3	-3,11%	3,06%
Poço A4	-5,23%	5,14%
Poço A5	-7,93%	8,14%
Poço A6	-5,98%	5,81%
Poço A7	-16,16%	14,83%
Poço A8	-4,31%	4,06%

Tabela 6-7: Variação na Vazão de Óleo prevista por grandes incertezas

Grandes Variações - Intervalo de Confiança = 99%		
	Limite Inferior (0,5%)	Limite Superior (99,5%)
Poço B1	-14,66%	12,34%
Poço M1	-24,13%	24,83%
Poço M2	-30,68%	27,29%
Poço M3	-19,76%	21,41%
Poço M4	-43,94%	46,91%
Poço A1	-47,60%	48,66%
Poço A2	-43,60%	49,28%
Poço A3	-49,85%	30,42%
Poço A4	-52,49%	51,90%
Poço A5	-77,73%	75,63%
Poço A6	-61,61%	127,92%
Poço A7	-93,73%	75,55%
Poço A8	-40,90%	43,10%

A variação total (somatório em módulo das duas colunas) oriunda das incertezas de BSW e RGO pode, finalmente, ser plotada por faixas de BSW dos poços, obtendo-se as Figura 6-10 e Figura 6-11:

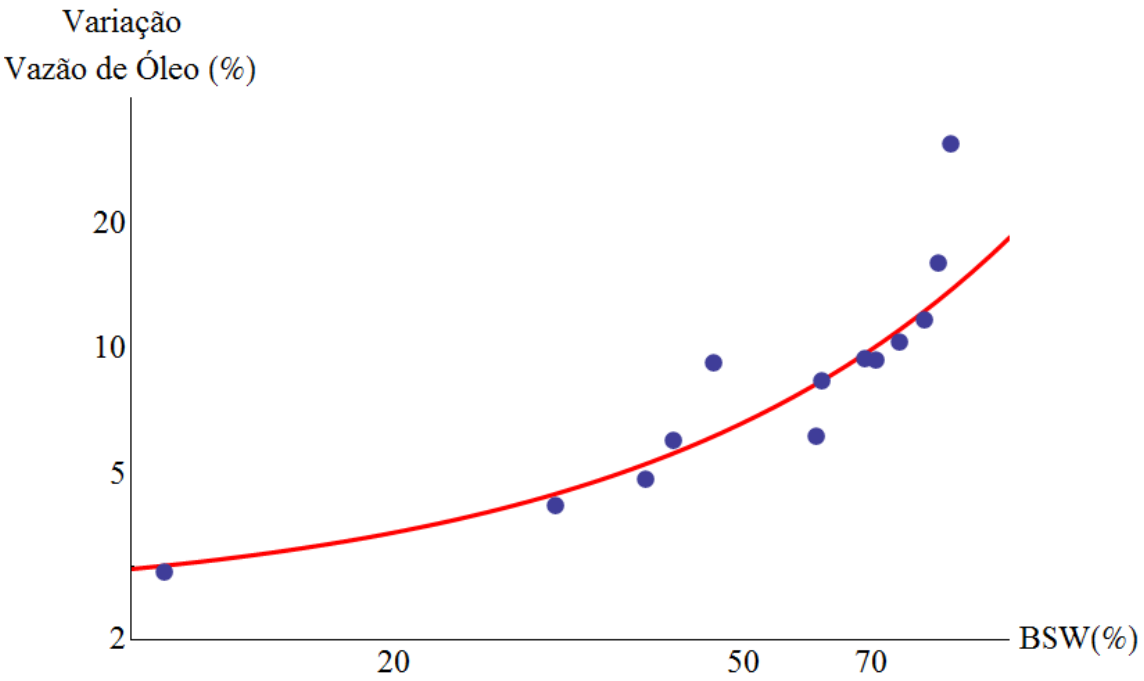

Figura 6-10: Incerteza Esperada entre a Vazão de Óleo Simulada e Produzida para pequenas variações de BSW e RGO

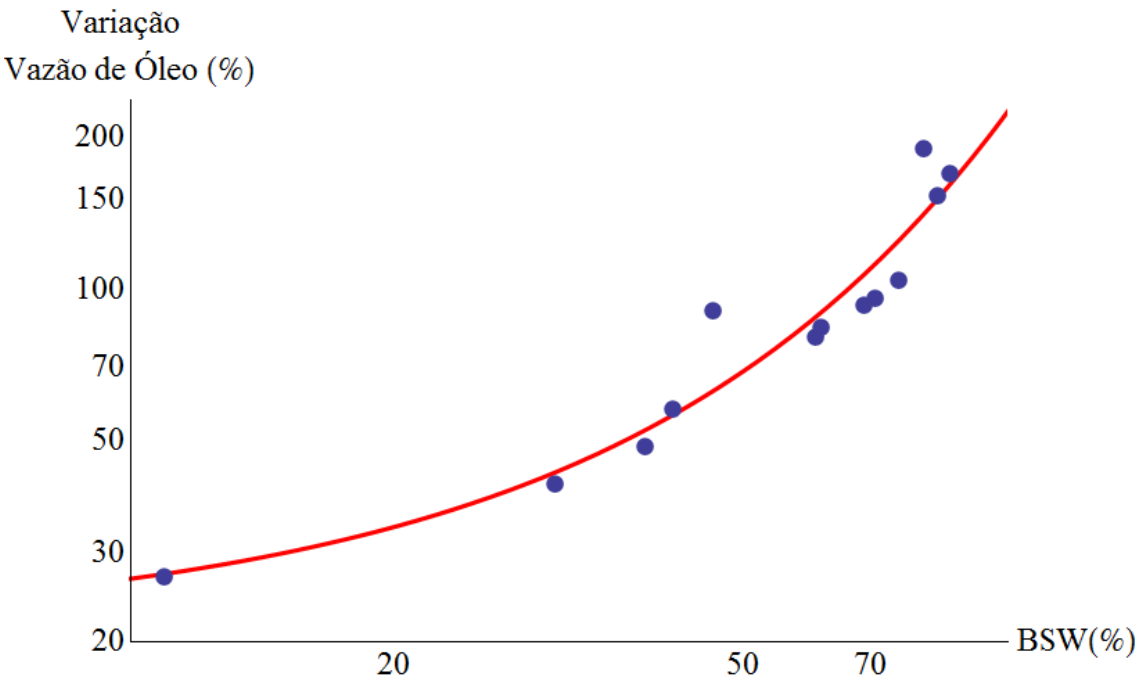

Figura 6-11: Incerteza Esperada entre a Vazão de Óleo Simulada e Produzida para grandes variações de BSW e RGO

Cada um dos pontos azuis para as figuras anteriores representa um dos poços estudado (modelado por diferentes correlações de ajuste) e como as incertezas nos

dados operacionais afetou a previsão da produção de óleo, percentualmente, para os poços estudados. Por sua vez, a curva vermelha representa um ajuste proposto para explicar-se o conjunto de dados obtidos, exprimidos pelas funções exponenciais, encontradas por um usual método de mínimos quadrados linearizados:

$$\Delta_{óleo}^{(\sigma=0,5)}[\%] = 2{,}08649 \cdot 1{,}02423^{BSW[\%]} \quad (6.1)$$

$$\Delta_{óleo}^{(\sigma=5,0)}[\%] = 21{,}0773 \cdot 1{,}02398^{BSW[\%]} \quad (6.2)$$

Onde o *BSW* é considerado em termos percentuais (variação de 0 a 100% no valor de entrada), bem como a resposta é obtida percentualmente (variação percentual esperada para a produção de óleo que está contida nas incertezas de *BSW* e *RGO* do poço produtor). Há de se ressaltar que não foram testadas outras formas funcionais além da exponencial, sendo a aquisição de dados de mais poços válida para se aprimorar os resultados.

É perceptível que os dados parecem bem ajustar-se às funções propostas, dando indícios de que possa haver uma relação entre as duas variáveis expostas nos gráficos e nas Equações (6.1) e (6.2). O resultado obtido fornece uma ideia concreta do impacto esperado para as incertezas das variáveis de produção em diversas condições de poço. É importante salientar que cada poço possui uma geometria, correlações de pressão e fluido para ajuste, e condições de operação próprias e diferentes, e em princípio, o comportamento das incertezas para as diferentes condições de produção de água não era esperado.

Conforme a Tabela 6-6 e a Figura 6-10, o máximo de incertezas oriundas para pequenas variações de *BSW* e *RGO* esperadas para produção é de 3% a 10%, sendo portanto, tais valores uma primeira referência para expressar a incerteza na vazão de óleo esperada em produção, com o objetivo de se tomar decisões para a produção sob a ótica estocástica.

Para a Tabela 6-7 e Figura 6-11, o comportamento observado foi similar, mas como se consideraram maiores variações nos dados operacionais de entrada, a resposta obtida foi de maiores intervalos, evidenciando a discrepância que os modelos fornecem quando se analisam intervalos de incerteza maiores, emulando-se condições de produção futura, por exemplo. Entretanto, neste caso em especial, há de se interpretar mais criteriosamente os valores obtidos, visto que para uma ampla faixa de variação os modelos de ajuste podem perder sua validade, o que somados às inacurácias das

correlações de produção para maiores BSW possivelmente levaram a resultados fisicamente menos corretos.

Retornando às Equações (6.1) e (6.2), os valores obtidos para as bases dos expoentes foram bem próximas (1,02423 e 1,02398), indicando que este valor possa estar ligado, de alguma forma, às características particulares do fluido no campo em análise, sendo a escassez de outros dados incapaz de resolver completamente tal colocação. Por outro lado, a proporção obtida entre os outros parâmetros ($21{,}0773/2{,}08649 = 10{,}102$) é próxima da razão entre os dois desvios padrões usados em teste (5,0 e 0,5), de modo que em ajuste, tais valores possam ser representativos do tipo de distribuição usada para se propagar as incertezas nos dados de entrada.

Como última análise, simulou-se a produção considerando a incerteza conjunta de BSW, RGO e injeção de *gas lift*. Nesse caso, foram utilizados intervalos de variação mais próximos da realidade, de acordo com as séries históricas de produção para os poços considerados:

- BSW: distribuição normal com desvio padrão de 0,5 unidades de BSW;

- RGO: distribuição normal com desvio padrão de 5 unidades de RGO;

-*Gas Lift*: distribuição normal visando representar uma variação de 10000 m³/dia para a variável.

Novamente, dez mil simulações foram feitas visando-se construir as distribuições de probabilidade conjunta, e a incerteza esperada para a resposta de produção. Similarmente, foram obtidos resultados gráficos e proposta uma correlação para explicação do ajuste, através da Equação (6.3):

Tabela 6-8: Variação na Vazão de Óleo para Incertezas de BSW, RGO e *Gas Lift*

Incertezas BSW, RGO, *Gas Lift* - Intervalo de Confiança = 99%		
	Limite Inferior (0,5%)	Limite Superior (99,5%)
Poço B1	-1,53%	1,47%
Poço M1	-2,67%	2,65%
Poço M2	-3,58%	5,11%
Poço M3	-2,07%	2,44%
Poço M4	-3,94%	5,68%
Poço A1	-4,61%	5,17%
Poço A2	-4,51%	4,78%
Poço A3	-9,74%	0,04%
Poço A4	-5,29%	5,04%
Poço A5	-8,37%	8,38%
Poço A6	-6,07%	6,35%
Poço A7	-18,11%	15,25%
Poço A8	-5,99%	5,65%

$$\Delta_{óleo}^{(gas\ lift)}[\%] = 2{,}45306 \cdot 1{,}0235^{BSW[\%]} \tag{6.3}$$

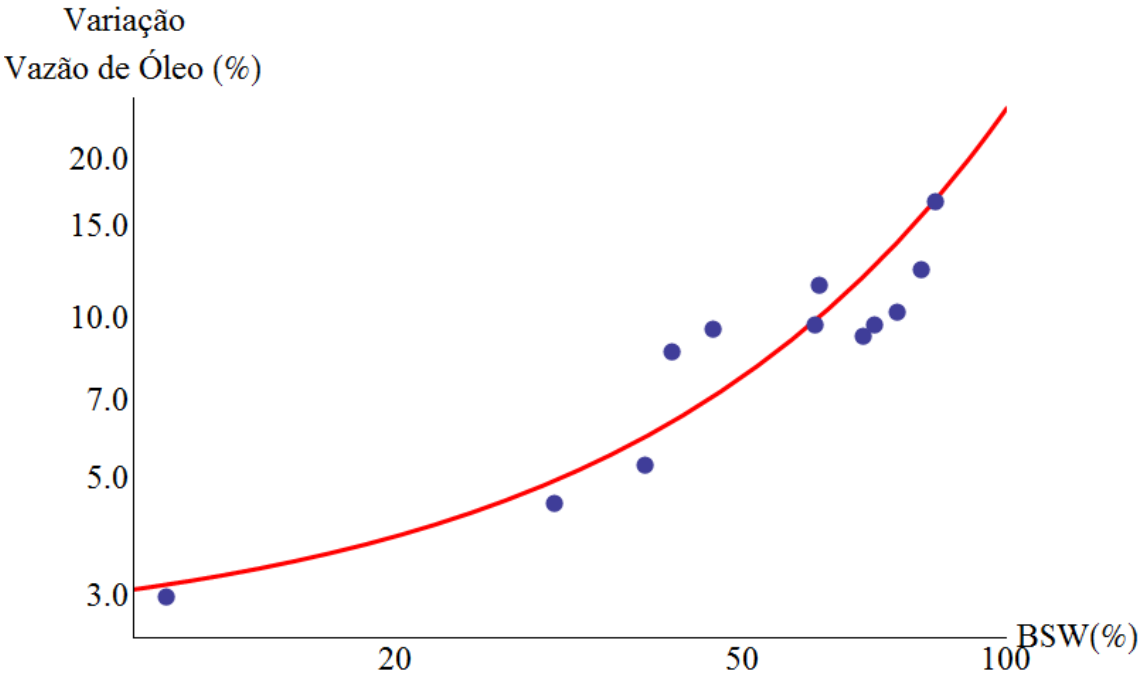

Figura 6-12: Incerteza Esperada entre a Vazão de Óleo Simulada com relação a variações de BSW, RGO e *Gas Lift*

A importância e aplicabilidade das correlações propostas pode ser vista ao considerar-se o exemplo exposto pela Tabela 6-9, contendo dados representativos para a produção de um poço. A vazão de óleo, calculada em superfície segundo um critério particular de medição (que não necessariamente é mensal e uniforme na realidade) oscila em seu valor absoluto, sem que tenha ocorrido alguma mudança drástica no teor de água, BSW, ou sem que se tenha a princípio alguma teoria para explicação na mudança de seu valor.

Utilizando-se a equação proposta neste trabalho para as incertezas combinadas entre RGO, BSW e *Gas Lift*, rapidamente é possível estimar o percentual esperado do erro deste valor, considerando as hipóteses adotadas ao longo desta dissertação. Dividindo-se este valor esperado para a incerteza de forma uniforme, é possível estimar os limites inferior e superior para a produção, diretamente, sem recorrer a longas simulações de escoamento.

No exemplo em questão, a ferramenta pode ser utilizada como forma de se embasar a proposição de que não se rejeita a hipótese de que os valores medidos entre o Mês 1, 2 e 3 sejam estatisticamente equivalentes, visto que os limites inferior e superior para as três medições se interceptam pelo menos em algum valor. Argumento similar para os Meses 5, 6 e 7 pode ser conduzido, de igual resultado. A força do método é em identificar, imediatamente, que o valor do Mês 4 não possa ser considerado igual ao dos meses anteriores ou posteriores, isto é, rejeita-se a hipótese de que este valor seja equivalente a qualquer uma das outras medições apresentadas. Se observado que os valores antes e depois desta medição (Meses 1, 2 e 3 comparados aos Meses 5,6 e 7) também não apresentam intervalos inferior e superior que se interceptam, pode-se concluir que de fato houve mudança no comportamento da produção por volta do Mês 4, o que poderia motivar, por exemplo, a realização de testes de poço nessa data para tentar se obter informações mais acuradas e atualizadas, partindo-se de uma metodologia simples e direta.

Tabela 6-9: Exemplo de Aplicação da Metodologia Proposta

Medição	Vazão de Óleo (valor normalizado)	BSW (%)	Incerteza % no óleo	Limite Inferior	Limite Superior
Mês 1	1,884	55	8,801	1,802	1,967
Mês 2	2,000	55	8,801	1,912	2,088
Mês 3	1,953	55	8,801	1,867	2,039
Mês 4	1,000	58	9,436	0,953	1,047
Mês 5	1,706	60	9,885	1,621	1,790
Mês 6	1,701	60	9,885	1,617	1,785
Mês 7	1,565	60	9,885	1,488	1,642

Capítulo 7 - Conclusão

A propagação de incertezas nos projetos de simulação e escoamento multifásico é um problema que inerentemente engloba uma infinidade de variáveis, das quais ao longo do trabalho focou-se mais naquelas de caráter operacional. Conforme exposto, mesmo o mais acurado e atualizado modelo para um poço produtor pode experimentar oscilações e incertezas da ordem de 5 a 10% do seu valor em óleo previsto para a produção do ponto de vista de simulação, apenas assumindo pequenas mudanças de BSW e RGO. Se somado às incertezas inerentes em correlações e das outras variáveis, é fácil perceber o quão as predições e tomada de decisões podem se apresentar completamente desalinhadas com a realidade. Assim, os resultados obtidos confirmam a situação e problema postos ao longo deste trabalho no que diz respeito a uma maior necessidade de avaliação das incertezas presentes em simulações multifásicas, dada a sua importância.

Em face aos estudos para as variáveis operacionais, é possível afirmar que o trabalho apresentou resultados satisfatórios, na medida em que se propôs e expôs o impacto decorrente das variáveis de entrada para um conjunto de poços estudados, inclusive tentando quantifica-los.

Para o estudo de sensibilidade às correlações e parâmetros de modelagem, também foram obtidos resultados que confirmam a discrepância na vazão de produção de óleo, especialmente para os poços com teor médio e alto de água, reforçando o impacto das incertezas nestas situações de produção.

7.1 Propostas para Temas Futuros

Para a linha de pesquisa acerca das incertezas no escoamento da produção, muitas são as possibilidades de continuidade e desenvolvimento do tema. No âmbito de simulação, uma extensão natural imediata é a da incorporação de mais elementos nos estudos multivariados, bem como da análise conjunta entre a escolha de correlações de predição de perda de carga e variáveis operacionais, a fim de delinear mais acuradamente a dimensão e impacto das incertezas.

Ainda por simulação, pode-se considerar que abordagens integradas com a área de reservatórios sejam capazes de fornecer resultados mais completos sobre o fenômeno e sua modelagem estocástica. Assimilar as incertezas encontradas em reservatório nas

curvas de IPR e no IP e, por sua vez, conectá-las com a modelagem do poço e suas particulares incertezas é outra direção possível para prosseguimento do tema. A incorporação do reservatório e suas incertezas também seria possível utilizando-se as técnicas usuais desta área, como balanço de materiais e simulação numérica do reservatório, ou mesmo o cálculo dos impactos acumulados das incertezas no valor da previsão da produção em longo prazo são possibilidades para dar continuidade à pesquisa sobre o tema.

A escolha das correlações e modelagem da natureza das incertezas também pode ser foco de estudo posterior, onde se concentrou nesse trabalho apenas naquelas de origem aleatória, e uso das ferramentas apropriadas para o tratamento das mesmas, teoria de probabilidade. O uso de teorias de possibilidade, lógica *fuzzy*, entre outras, para a caracterização das incertezas de origem epistêmica e seu estudo em conjunto com aquelas do tipo aleatória também é um cenário para prosseguir-se com tema das incertezas.

Outro ponto chave na questão das incertezas é a parte estatística do problema, com descrição mais correta das distribuições de probabilidade, assunto que aqui fora relegado, a uso constante da distribuição normal sem maiores discussões sobre o tema. A criteriosa análise e comportamento estocástico para as variáveis operacionais permitiria a obtenção de resultados mais condizentes com a realidade, especialmente para as predições de médio e longo prazo. Ademais, poder-se-ia pensar em encontrar-se a distribuição estatística mais provável para a vazão de óleo, partindo-se dos dados de entrada.

E por último, a quantificação do valor das incertezas para diversas condições de produção abre margem para estudos de otimização sob incertezas mais arrojados, em que as decisões são tomadas à luz da existência de incertezas e resultados estocásticos, como problemas de alocação de *gas lift* injetado em um conjunto de poços num mesmo campo, abertura e colocação de poços à produção, estudos para arranjos de posicionamento e dimensionamento de facilidades submarinas, entre muitos outros.

Referências Bibliográficas

ALVES, I. N., ALHANATI, F. J. S., SHOHAM, O., "A unified model for predicting flowing temperature distribution in wellbores and pipelines." **SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 20632**, New Orleans, Louisiana, USA, November, 1992.

BEGGS, H. D., **Production Optimization Using Nodal Analysis**, 1991

BIEKER, H. P., **Topics in Offshore Oil Production Optimization Using Real-Time Data**. PhD. Thesis, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 2007.

BJØRLO I., **Uncertainty in multiphase flow estimates for a field development case**. MSc. Thesis, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 2013.

BRILL, J. P., BEGGS, H. D., **Two-Phase in Pipes**, University of Tulsa – 1975

BRILL, J.P., e MUKHERJEE, H. 1999, **Multiphase Flow in Wells**., SPE. 1999.

BROWN, K. E., BEGGS, H. D., 1977, **The Technology of Artificial Lift Methods**., SPE.

CHAVES, G. S.; BAIOCO, J. S.; FERREIRA FILHO, V. J. M.; ROSA, V. R.; TEIXEIRA, A. F., "Análise de Incertezas de BSW e RGO em Dados de Produção". In: **Anais da Rio Oil & Gas Expo and Conference 2014**, Rio de Janeiro, 2014.

CREMASCHI, S., KOUBA, G. E., SUBRAMANI, H, J., "Characterization of Confidence in Multiphase Flow Predictions". In: **Energy Fuels 2012**, pp 4034-4045, 2012.

ELGSÆTER, S. M., **Modeling and Optimizing the Offshore Production of Oil and Gas under Uncertainty**. DSc. Thesis, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 2008.

FONSECA JUNIOR, R, GONÇALVES, M. A. L., AZEVEDO, F.L.A., "Considerações de Incertezas nas Simulações de Elevação e Escoamento**". In: Anais do IV Seminário de Elevação Artificial e Escoamento**, Petrobras, Rio de Janeiro, 2009.

HOLM, H. SAHA, P., SULEYMANOV, V., VANVIK, T., HOYER, N., “Shtokman Flow Assurance Challenges – A Systematic Approach to Analyze Uncertainties – Part 1”, In: **BHR Group 2011 Multiphase 15**, pp 173-189, 2011a.

HOLM, H. SAHA, P., SULEYMANOV, V., VANVIK, T., HOYER, N., Shtokman “Flow Assurance Challenges – A Systematic Approach to Analyze Uncertainties – Part 2”. In: **BHR Group 2011 Multiphase 15**, pp 191-206, 2011b.

HOYER, N., KIRKEDELEN, M.B., BIBERG D., JOHNSON, G. W., VALLE, A., JOHANSSON, P. S., NOSSEN, J., “A structured approach for the evaluation of uncertainties in flow assurance systems”. In: **BHR Group 2013 Multiphase 16**, pp 77-91, 2013.

IACCARINO, G., **Quantification of Uncertainty in Flow Simulations Using Probabilistic Methods**, VKI Lecture Series, Uncertainty Quantification Laboratory, Stanford University, Setembro, 2008. Disponível em <http://web.stanford.edu/group/uq/docs/iaccarino_vki_notes.pdf>

JOHNSON, A. E., BELLION, T., LIM, T., MONTINI, M., HUMPHREY, A. I., “Managing Flow Assurance Uncertainty Through Stochastic Methods and Life of Field Multiphase Simulation”, In: **BHR Group 2013 Multiphase 16**, pp. 61-75, 2013

KLAVETTER, K., POSLUSZNY, D., WARR, J., CREMASCHI, S., SARICA, C., SUBRAMANI, H. J., “Uncertainty Analysis of Multiphase Flow Models: A Comparison of Three Propagation Approaches”. In: **BHR Group 2012 Multiphase 8**, pp 259-271, 2012 .

KROESE, D. P., BRERETON, T., TAIMRE, T., BOTEV, Z. I., “Why the Monte Carlo Method is so Important Today”, **Computational Statistics**, Vol 6 Issue 6, 2014.

LEMMON, E. W., MCLINDEN, M. O., FRIEND, D. G., "Thermophysical Properties of Fluid Systems" in **NIST Chemistry WebBook, NIST Standard Reference Database Number 69**, Eds. P.J. Linstrom and W.G. Mallard, National Institute of Standards and Technology, Gaithersburg MD, 20899, Disponível em <http://webbook.nist.gov>, (recuperadas 1 fevereiro 2016).

LIU, Y., **Non-Intrusive Methods for Probabilistic Uncertainty Quantification and Global Sensitivity Analysis in Nonlinear Stochastic Phenomena**, Dissertação de Doutorado, The Florida State University, 2013

MACDONALD, A., ZHANG, K., TOLLEFSRUD, J. I., GHANBARI, S., CHELAK, R., **Introduction to Reservoir Uncertainty Modeling,** Canadian Soc-Petro Geologists, Frontiers + Innovation – 2009 CSPG CSEG CWLS Convention, Calgary, Alberta, Canada, pp. 802 - 805, 2009.

MACH, J., PROANO, E., BROWN, K.E., 1979, **A Nodal Approach for Applying Systems Analysis to the Flowing and Artificial Lift Oil or Gas Well**. *Paper SPE 8025*, Richardson, Texas.

MCCAIN JR., W. D., Cawley, "Reservoir - Fluid Property Correlations - State of the Art (includes associated papers 23583 and 23594)", **SPE Reservoir Engineering** Volume 6, Number 2, May 1991, 266 – 272

OBERKAMPF, W. L., DELAND, S. M., RUTHERFORD, B. M., DIEGERT, K. V., ALVIN, K. F., "Error and Uncertainty in Modeling and Simulation", Reliability Engineering and System Safety 75, pp 333-357 2002.

OLIVEIRA, M., F., D., 2003, **Análise da Aplicação de um Sistema de Bombeamento Multifásico Submarino na Produção de Petróleo**. Dissertação de M.Sc., Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

OLIVEIRA, R. C. G., GONÇALVES, M. A. L., "Emulsion Rheology – Theory vs. Field Observation", apresentado na **2005 Offshore Technology Conference**, Houston, Texas, EUA, Maio, 2005

RENPU, W., **Advanced Well Completion Engineering**, 3th Edition, 2011

ROY, C. J., OBERKAMPF, W. L., "A Comprehensive Framework for Verification, Validation and Uncertainty Quantification in Scientific Computing", **Computational Methods Applied in Mechanical Engineering** 200, pp. 2131-2144, 2011

ROSA, V. R.., **Otimização em Localização de Plataformas**, Dissertação de M.Sc., Universidade Federal do Rio de Janeiro, Outubro 2006

SAEPUDIN, D., SOEWONO, E., SIDARTO, K. A., GUNAWAN, A, Y,M SIREGAR, S., SUKARNO, P., "An Investigation on Gas Lift Performance Curve in an Oil-

Producing Well", Hindawi Publishing Corporation, **International Journal of Mathematics and Mathematics Sciences**, Volume 2007, Article ID 81519, Março, 2007.

SCHRAMM, L. L., **Emulsions, Foams and Suspensions: Fundamentals and Applications**, Wiley-VCH, Weinheim, Germany, Julho de 2005.

SHIPPEN, M., "Steady-State Multiphase Flow – Past, Present, and Future, with a Perspective on Flow Assurance." **Energy & Fuels, 2012. 26**: pp. 4145-4157, 2012.

SHOHAM, O., **Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two-Phase Flow in Pipes**, University of Tulsa, 2006

STANDING, M. B., KATZ, D., L. "Density of Natural Gases". *AIME* vol. 140, 1942.

VILELLA, M., J., R., 2004, **Análise do Comportamento da Temperatura em Sistemas de Produção de Petróleo: Comparação entre Completação Seca e Molhada**. Dissertação de M.Sc., Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

VOGEL, J. V., **Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells**, 1968

WASSERMAN, L., **All of Statistics: A Concise Course in Statistical Inference**, Ed. Springer, Dezembro de 2010.

WOLD, S., "Spline Functions in Data Analysis", **Technometrics, Vol. 16, Nº 1**, pp 1-11, Fevereiro de 1974.

ZHOU, F., **Research on Heat Transfer in Geothermal Wellbore and Surrondings**, Tese de Doutorado, Technischen Universität Berlin, Berlim, Outubro, 2013

Apêndice A– Correlações Black-Oil

A seguir estão descritas as principais definições para as propriedades de fluido fundamentais na análise *Black-Oil*. Dada a enorme gama de correlações existentes na literatura, e que foram implementadas para se testar os efeitos comparativos nas análises de poço, apenas algumas serão descritas em sua totalidade neste Apêndice. A Tabela 4-4 no tópico 4.1.2 possui todas as correlações implementadas e utilizadas nos testes para os poços nesse trabalho.

Como ponto de partida, assumem-se conhecidos o peso específico do óleo($\gamma_{óleo}$) – ou grau API do óleo – e peso específico do gás ($\gamma_{gás}$), para uso das correlações.

A.1 Razão de Solubilidade, Fator Volume Formação do Óleo e Pressão de Bolha, Densidade do Óleo

A razão de solubilidade representa o volume de gás liberado a partir das frações mais leves do óleo, previsto pelo modelo *Black-oil* com a redução de pressão ao longo do sistema. Os volumes utilizados como referência são aqueles medidos na dita condição *standart*, ou de superfície (pressão de 1atm e temperatura de 60º F):

$$R_s = \frac{V_{gás}^{(std)}}{V_{óleo}^{(std)}} \tag{A.1}$$

O fator volume formação do óleo também representa uma fração volumétrica, associando o volume do óleo a uma dada condição de pressão e temperatura, com o seu volume ocupado nas condições standart:

$$B_o = \frac{V_{óleo}^{(P,T)}}{V_{óleo}^{(std)}} \tag{A.2}$$

A pressão de bolha (ou ainda pressão de saturação ou ponto de bolha) para uma determinada composição de óleo é o valor no qual, para uma dada temperatura, o gás dissolvido no óleo e suas frações mais leves é liberado conforme ocorre a depleção (queda de pressão) do sistema.

Muitas correlações tratam destes três conceitos de forma interligada na hora de se fazer previsões, sendo em geral, um de seus valores requeridos para a estimativa dos

outros pelas correlações (usualmente conhece-se a pressão de bolha a partir de testes de fluido, e estimam-se razão de solubilidade e fator volume formação do óleo). A relação entre pressão de saturação e o fator volume formação do óleo reside na existência de gás dissolvido no óleo: a queda de pressão acima do ponto de bolha apenas aumenta o volume ocupado pelo óleo, enquanto que abaixo desse ponto ela acarreta redução do volume de óleo, por liberar gás previamente dissolvido. Assim, as correlações focam-se na modelagem desse perfil abaixo do ponto de bolha.

Correlações de Standing (referenciadas em BRILL e BEGGS, 1975)

$$R_s = \gamma_{gás}\left[\frac{P}{18}\frac{10^{(0{,}0125\,API)}}{10^{(0{,}000091\,T)}}\right]^{\frac{1}{0{,}83}} \tag{A.3}$$

$$B_o = 0{,}972 + 0{,}000147\left[R_s\left(\frac{\gamma_{gás}}{\gamma_{óleo}}\right)^{0{,}5} + 1{,}25T\right]^{1{,}175} \tag{A.4}$$

Como consequência das correlações supracitadas, é possível calcular-se a densidade do óleo, pela equação:

$$\rho_o = \frac{62{,}42796\gamma_{óleo} + 0{,}0136\gamma_{gás}R_s}{B_o} \tag{A.5}$$

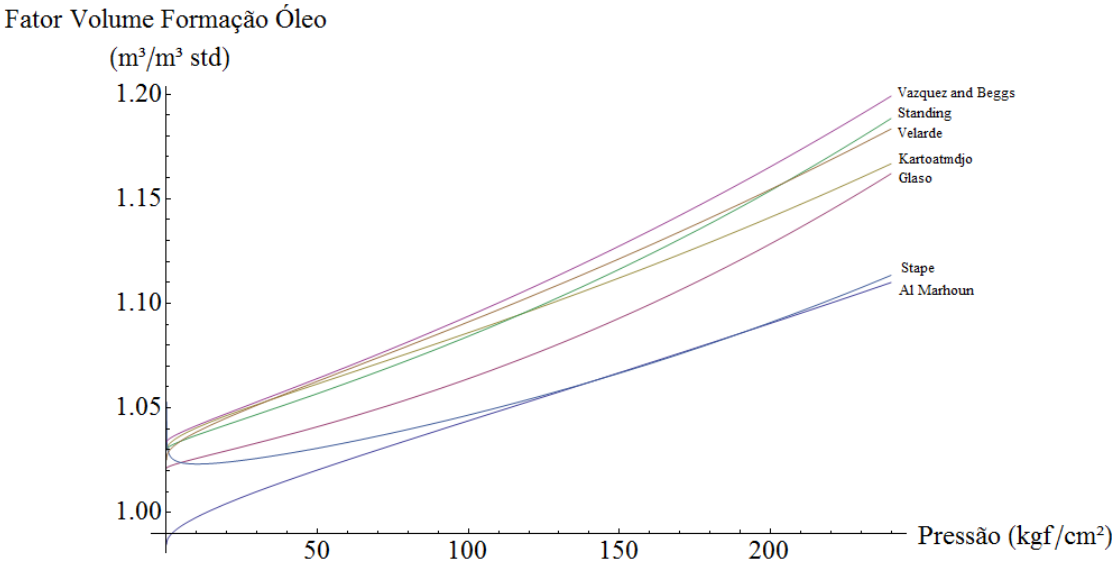

Figura A-1: Algumas Correlações para o Fator Volume Formação

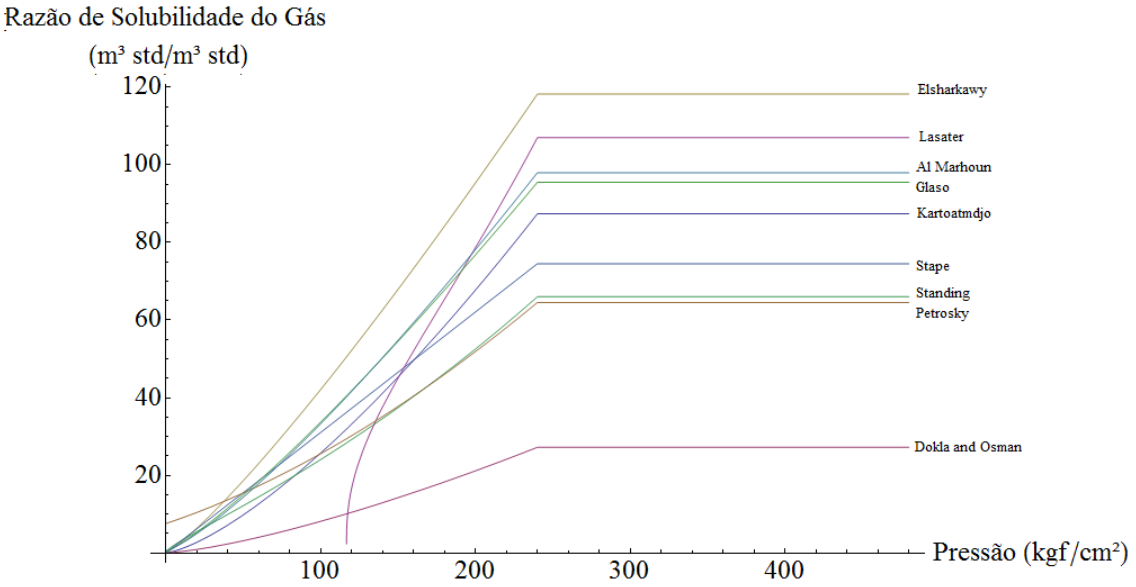

Figura A-2: Algumas Correlações para Razão de Solubilidade

A.2 Viscosidade do Óleo

A modelagem da viscosidade para a fase óleo exige o desmembramento e equacionamento em três segmentos:

viscosidade para o óleo *morto*: estimada para a pressão atmosférica ou pressão de armazenamento do óleo em superfície, em todas as faixas de temperatura.

Relação Funcional das Correlações: $\mu_{oD} = f\ (temperatura, grau\ API)$

viscosidade para o óleo vivo *saturado*: estimada para a pressão de bolha do óleo, sendo encontrada a partir da viscosidade do óleo morto e corrigindo-a para as diversas faixas de pressão;

Relação Funcional das Correlações: $\mu_{oSat} = f\ (\mu_{oD},\ razão\ de\ solubilidade)$

viscosidade para o óleo vivo *subsaturado*: estimada para valores acima da pressão de bolha do óleo, em que todo gás associado encontra-se dissolvido no óleo e de diferente tendência e comportamento.

Relação Funcional das Correlações: $\mu_{oSub} = f\ (\mu_o, pressão\ de\ bolha)$

Em cada um dos três segmentos de viscosidade, diversas correlações foram desenvolvidas, mas nem sempre um mesmo autor propôs modelos para todos os trechos,

o que pode dificultar a modelagem e introduzir erros ao se misturar diferentes regressões previstas por diferentes autores.

A correlação de Beggs e Robinson (referenciada em BEGGS, 1991) abarca todo a faixa de pressões para a viscosidade do óleo, na forma:

Óleo Morto

$$\mu_{oD} = 10^{X} - 1$$
$$X = YT^{-1,163}$$
$$Y = 10^{Z} \qquad \text{(A.6)}$$
$$Z = 3{,}0324 - 0{,}0203(API)$$

Óleo Vivo (pressões abaixo da pressão de bolha)

$$\mu_{oSat} = A\,{\mu_{oD}}^{B}$$
$$A = 10{,}715(R_s + 150)^{-0,515} \qquad \text{(A.7)}$$
$$B = 5{,}44(R_s + 150)^{-0,338}$$

Óleo Vivo Subsaturado (pressões acima da pressão de bolha)

$$\mu_{oSub} = \mu_{ob}\left(\frac{P}{P_b}\right)^{m} \qquad \text{(A.8)}$$
$$m = 2{,}6\,P^{1,187}\,Exp[-11{,}513 - 8{,}98\,x\,10^{5}\,P]$$

onde μ_{ob} é a viscosidade do óleo na pressão de bolha (cP), P_b é a pressão de bolha, em psia, e API é a gravidade específica do óleo em grau API

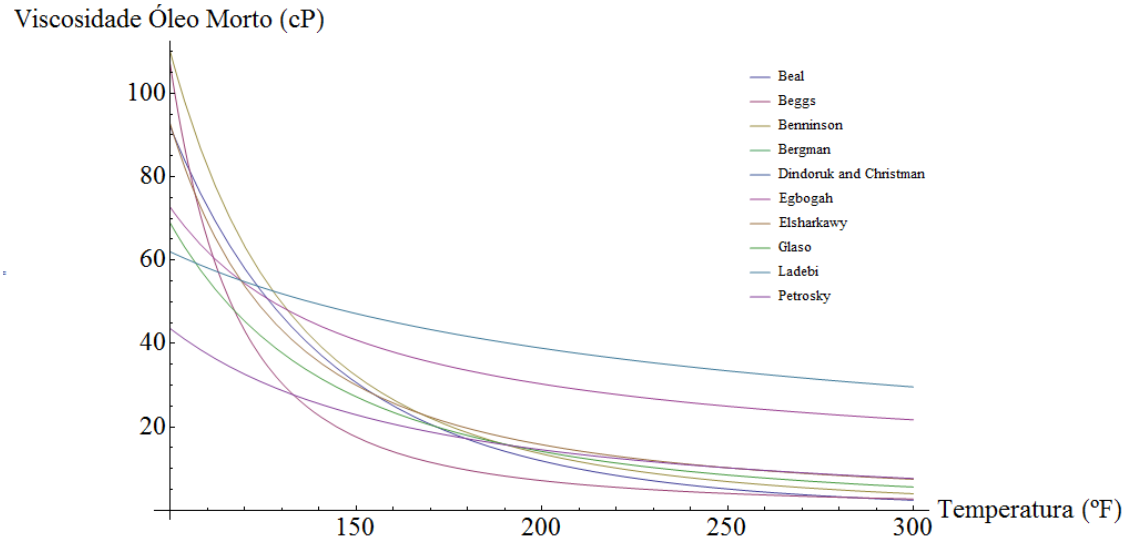

Figura A-3: Algumas Correlações para a Viscosidade do Óleo Morto

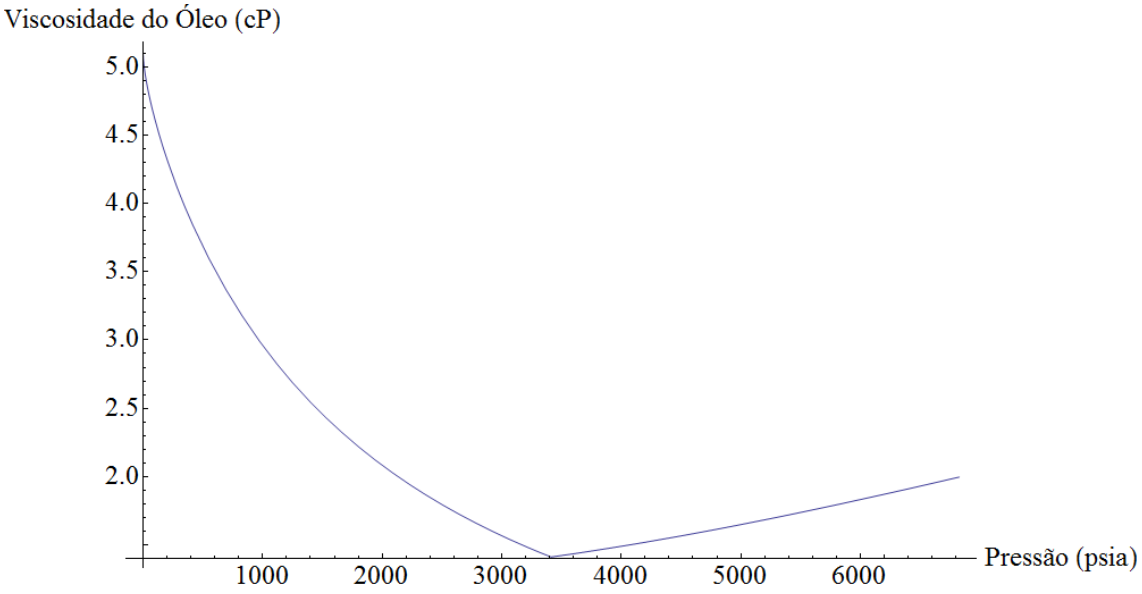

Figura A-4: Exemplo para Viscosidade do Óleo Completa

A.3 Propriedades Pseudo-Reduzidas do Gás, Fator de Compressibilidade do Gás e Densidade do Gás

As propriedades pseudo-reduzidas dos gases são utilizadas para se determinar as características volumétricas de gases reais, baseando-se no Teorema dos Estados Correspondentes (BRILL e BEGGS, 1975), e no correspondente fator de compressibilidade do gás no escoamento.

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \tag{A.9}$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \tag{A.10}$$

As propriedades pseudo-críticas (P_{pc}, T_{pc}) exigidas no cálculo das Equações (A.9) e (A.10) podem ser encontradas se conhecida a exata composição do gás, ou através de correlações, se se dispõem apenas da densidade do gás. Diversas correlações –notadamente relações lineares e quadráticas – existem, sendo a destacada abaixo indicada em (BEGGS, 1991):

$$P_{pc} = 709{,}6 - 58{,}7\gamma_{gás} \tag{A.11}$$

$$T_{pc} = 170{,}5 + 307{,}3\gamma_{gás} \tag{A.12}$$

Onde a pressão é medida em Psia e a temperatura em graus Fahrenheit

O fator de compressibilidade, por sua vez, ajusta as equações para o gás ideal em gás real, através da razão:

$$Z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \tag{A.13}$$

O cálculo desta propriedade pode ser feito graficamente, através do mapa elaborado por Standing e Katz, na Figura A-5, ou por algoritmos que visam reproduzí-la numericamente, como as Equações (A.14) e (A.15) , publicada por Brill e Beggs e modificada por Standing (BEGGS, 1991):

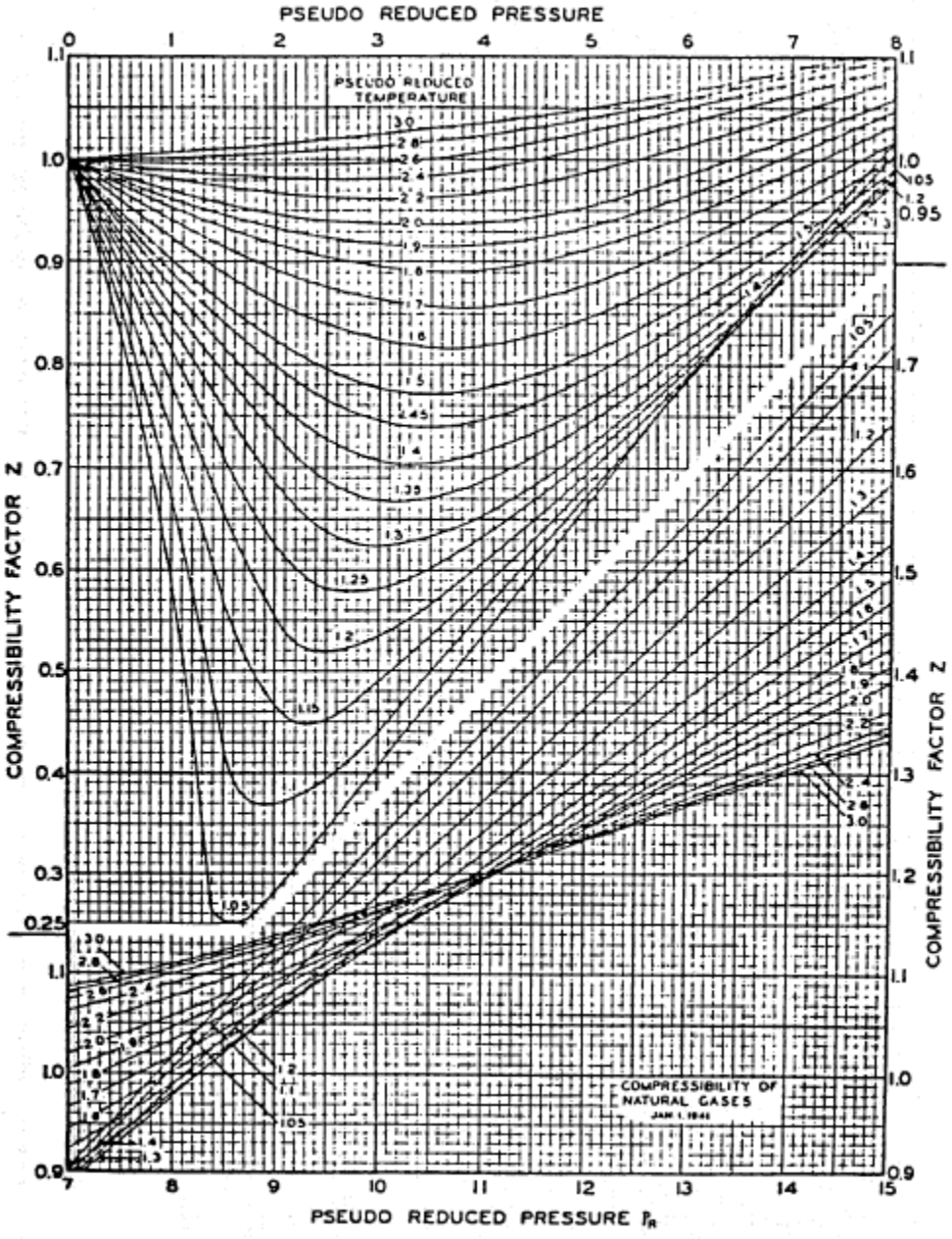

Figura A-5: Fator de Compressibilidade do Gás Natural (STANDING e KATZ, 1942)

$$Z = A + (1 - A)e^{-B} + Cp_{pr}{}^{D} \tag{A.14}$$

Onde

$$A = 1{,}39\left(T_{pr} - 0{,}92\right)^{0{,}5} - 0{,}36T_{pr} - 0{,}101 \tag{A.15}$$

$$B = P_{pr}\left(0{,}62 - 0{,}23T_{pr}\right) \div {P_{pr}}^2\left[\frac{0{,}066}{T_{pr} - 0{,}86} - 0{,}037\right] + 0{,}32\frac{{P_{pr}}^6}{Exp\left[20{,}723\left(T_{pr} - 1\right)\right]}$$

$$C = 0{,}132 - 0{,}32\ \log T_{pr}$$

$$D = Exp\left[0{,}715 - 1{,}128T_{pr} + 0{,}42{T_{pr}}^2\right]$$

Finalmente, a partir do valor de Z calculado, é possível estimar a densidade do gás em escoamento, através da Equação de Estado considerando Gás Real:

$$\rho_{\mathrm{g}} = \frac{2{,}7\gamma_{gás}P}{Z\,T} \tag{A.16}$$

onde ρ_{g} é a densidade do gás em lbm/ft³, P é a pressão em psia, T é a temperatura em graus Rankine, $\gamma_{gás}$ é o peso específico do gás ($\gamma_{ar} = 1$), e Z é o fator de compressibilidade do gás, adimensional

A.4 Viscosidade do Gás

A correlação de Lee *et al.* é uma das mais empregadas para se prever a viscosidade do gás, a partir da temperatura e densidade do gás sendo sua estrutura básica, inclusive, bastante aproveitada e replicada em outras correlações de viscosidade, mudando-se os valores e parâmetros de regressão apenas:

Correlação de Lee *et al.* (referenciada em BEGGS, 1991)

$$\mu_g = K \cdot 10^{-4} Exp\left(X \cdot \rho_g\right)$$

$$K = \frac{\left(7{,}77 + 0{,}183\gamma_{gás}\right)T^{1{,}5}}{122{,}4 + 373{,}6\gamma_{gás} + T}$$

$$X = 2{,}57 + {}^{1914{,}5}/_{T} + 0{,}275\gamma_{gás} \tag{A.17}$$

$$Y = 1{,}11 - 0{,}04X$$

A.5 Tensão Superficial entre Líquido e Gás

Segundo VILLELA (2004), o peso desta variável no impacto global para a perda de carga e cálculo das propriedade de escoamento é pequena. Em decorrência disto, poucas correlações existem para modelar a tensão entre as fases, das quais se destacam as equações sugeridas por BEGGS (1991) para aproximação do mapa gráfico apresentado por Baker e Swerdloff:

$$\sigma_{68} = 39 - 0{,}2571(API)$$

$$\sigma_{100} = 37{,}5 - 0{,}2571(API) \tag{A.18}$$

$$\sigma_T = 68 - \frac{(T-68)(\sigma_{68} - \sigma_{100})}{32}$$

$$\mathrm{C} = 1{,}0 - 0{,}024P^{0{,}45}$$

$$\sigma_{P,T} = C\sigma_T \tag{A.19}$$

onde σ_{68} é a tensão superficial a 68ºF e a pressão atmosférica em dinas/cm, σ_{100} é a tensão superficial a 100ºF e a pressão atmosférica em dinas/cm, API é o grau API do óleo, e $\sigma_{P,T}$ é a tensão superficial entre líquido e gás para qualquer pressão e temperatura.

A.6 Propriedades da Água

Comparativamente ao óleo e ao gás, as propriedades da água possuem um volume menor de correlações para sua predição, quando não são consideradas constantes ao longo de todo o trecho de escoamento. Além de pressão e temperatura, as propriedades da água são funções usualmente da salinidade e outros sólidos presentes.

Em seu estudo, McCain (1991) listou algumas correlações que podem ser utilizadas para a caracterização da água, dentre as quais destacam-se o fator volume formação – Equação (A.20) – e a viscosidade – Equação (A.22):

Fator Volume Formação da Água

$$B_w = \left(1 + \Delta V_{wp}\right)(1 + \Delta V_{wT}) \tag{A.20}$$

Onde

$$\Delta V_{wp} = -1{,}0001\ x\ 10^{-2} + 1{,}33391\ x\ 10^{-4}T + 5{,}50654\ x\ 10^{-7}T^2 \tag{A.21}$$

$$\Delta V_{wT} = -1{,}95301\ x\ 10^{-9} pT - 1{,}72834\ x\ 10^{-13} p^2 T - 3{,}58922 x\ 10^{-7} p - 2{,}25341\ x\ 10^{-10} p^2$$

Viscosidade da Água

$$\mu_{wo} = A\ T^{-B} \tag{A.22}$$

$$A = 109{,}574 - 8{,}40564\ x\ S + 0{,}313314\ x\ S^2 + 8{,}72213\ x10^{-3}\ S^3$$

$$B = 1{,}12166 - 2{,}63951\ x\ 10^{-2}\ S + 6{,}79461\ x\ 10^{-4}\ S^2 + 5{,}47119\ x\ 10^{-5}\ x\ S^3 - 1{,}55586\ x\ 10^{-6}\ x\ S^4 \tag{A.23}$$

$$\frac{\mu_w}{\mu_{wo}} = 0{,}9994 + 4{,}0295\ x\ 10^{-5} P + 3{,}1062\ x\ 10^{-5} P^2 \tag{A.24}$$

onde μ_{wo} é a viscosidade da água para a pressão atmosférica e S é a salinidade da água em peso percentual.

Adicionalmente, na necessidade de dados mais acurados, tabelas de dados experimentais para a água em diferentes condições de pressão e temperatura podem ser utilizados, como aquelas disponíveis pelo *National Institute of Standards and Technology*, NIST (LEMMON *et al.*).

A.7 Viscosidade de Emulsão

Apesar de as análises *Black-Oil* simplificarem e deixarem de lado diversas as reações químicas entre as fases em escoamento, a ocorrência de algumas delas, como a formação de emulsões entre água e óleo, podem afetar as propriedades do escoamento a ponto de não poderem ser ignoradas por demasiadamente afetar as predições de simulação. O aumento do teor de água, bem como mudanças e quedas na temperatura do escoamento podem acarretar a formação de emulsões mais estáveis, com elevado aumento na viscosidade da mesma (OLIVEIRA e GONÇALVES, 2005).

Do ponto de vista de modelagem, no entanto, não se conhece ainda um modelo exato para descrição do fenômeno, sendo variadas correlações propostas na literatura, usualmente na forma exponencial. Ainda, existe uma certa dificuldade na descrição do chamado ponto de inversão de emulsão, que altera bruscamente a tendência e valor da viscosidade de mistura.

Para uma implementação mais geral, pode-se utilizar um modelo semi-empírico baseado em expansões do tipo virial (SCHRAMM, 2005), onde os coeficientes variam de acordo com o tipo de óleo em questão, bem como com a força da emulsão presente em escoamento:

$$\mu_{emulsão} = \mu_{óleo}\, Exp[a_0\Phi] \cdot (a_1 + a_2\Phi^2 + a_3\Phi^3 + \cdots) \quad \text{(A.25)}$$

Onde Φ é a fração volumétrica de água em líquido presente na emulsão

Apêndice B– Resultados para Análise de Sensibilidade

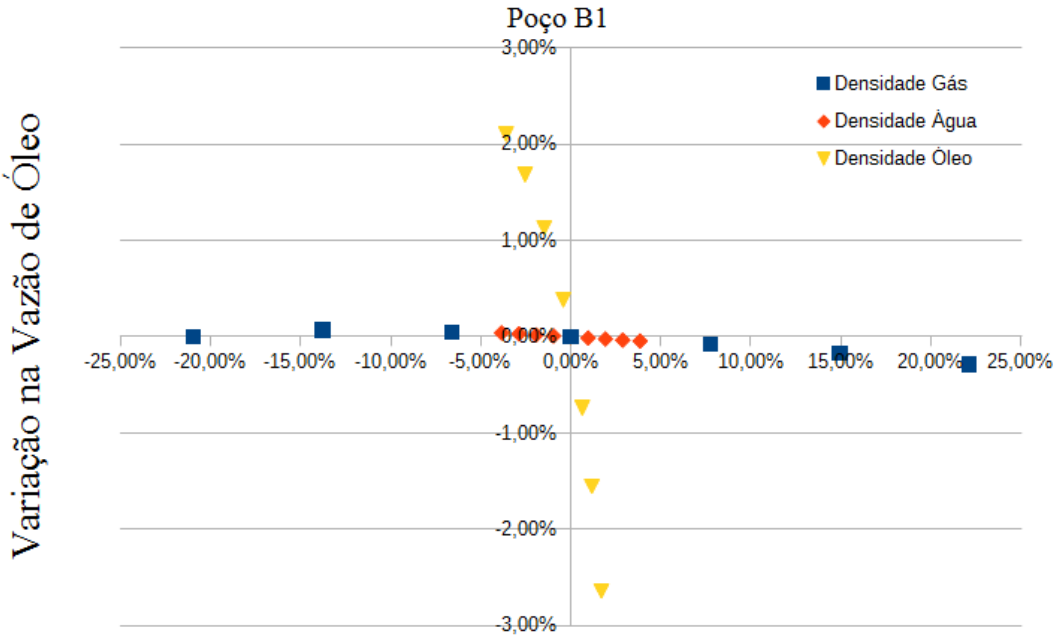

Figura B-1: Análise de Sensibilidade para as Densidades – Poço B1

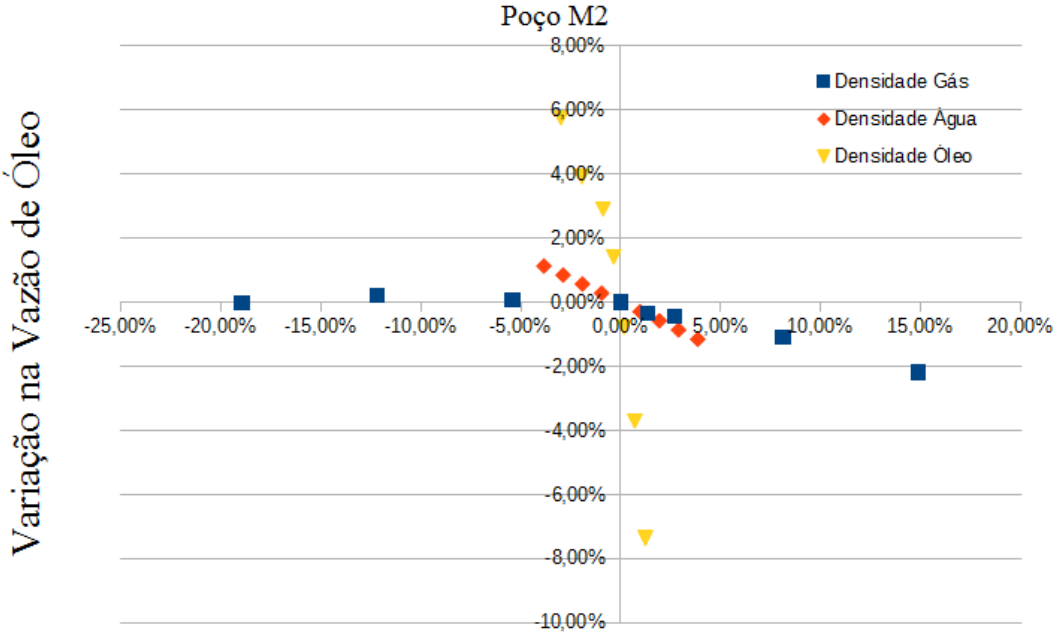

Figura B-2: Análise de Sensibilidade para as Densidades – Poço M2

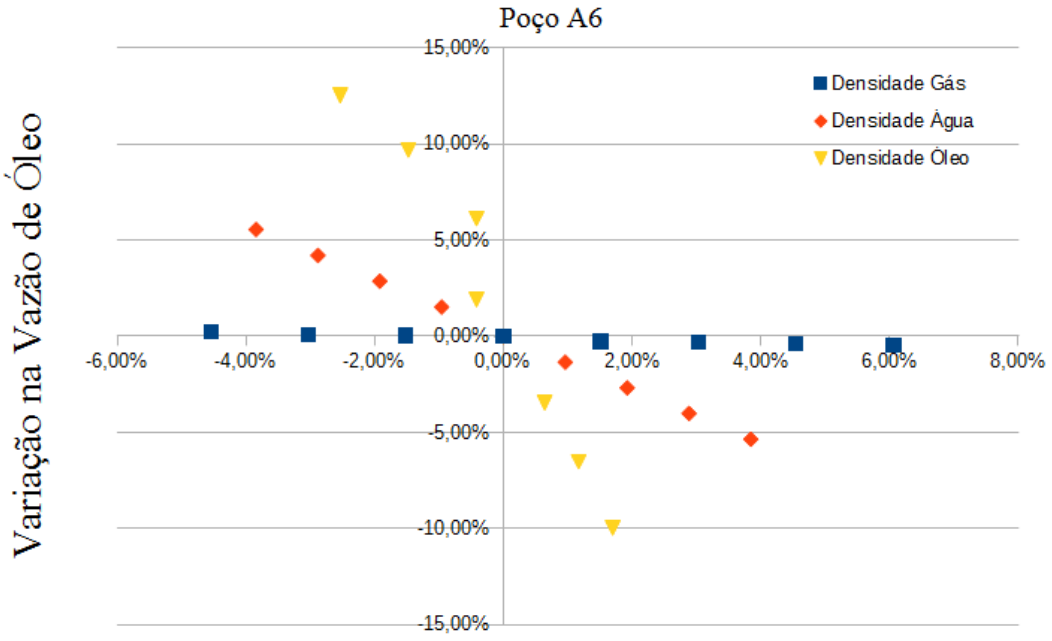

Figura B-3: Análise de Sensibilidade para as Densidades – Poço A6

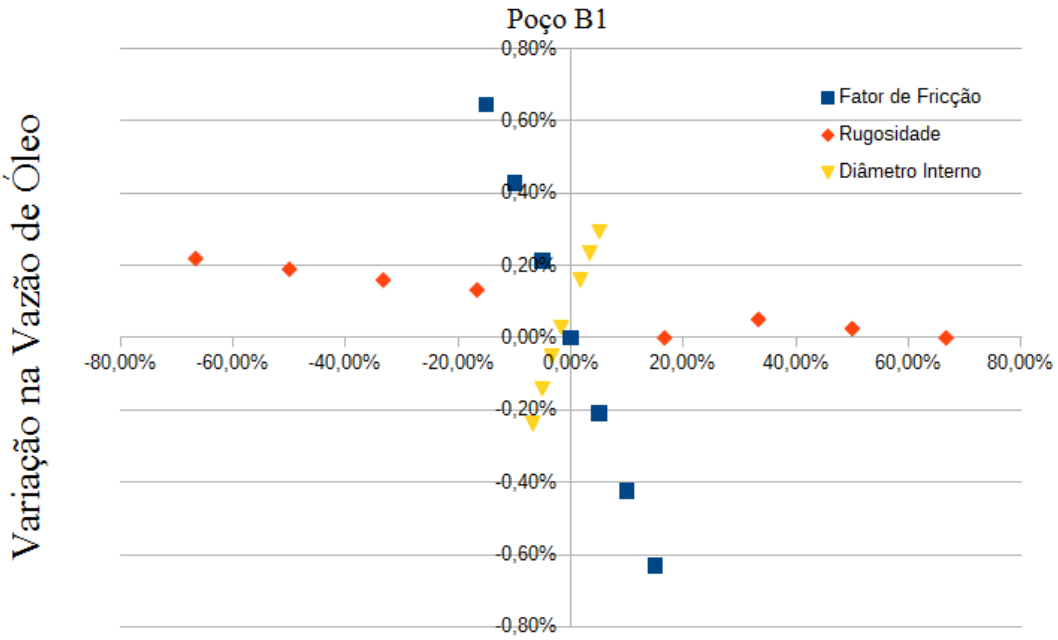

Figura B-4: Análise de Sensibilidade para a Fricção – Poço B1

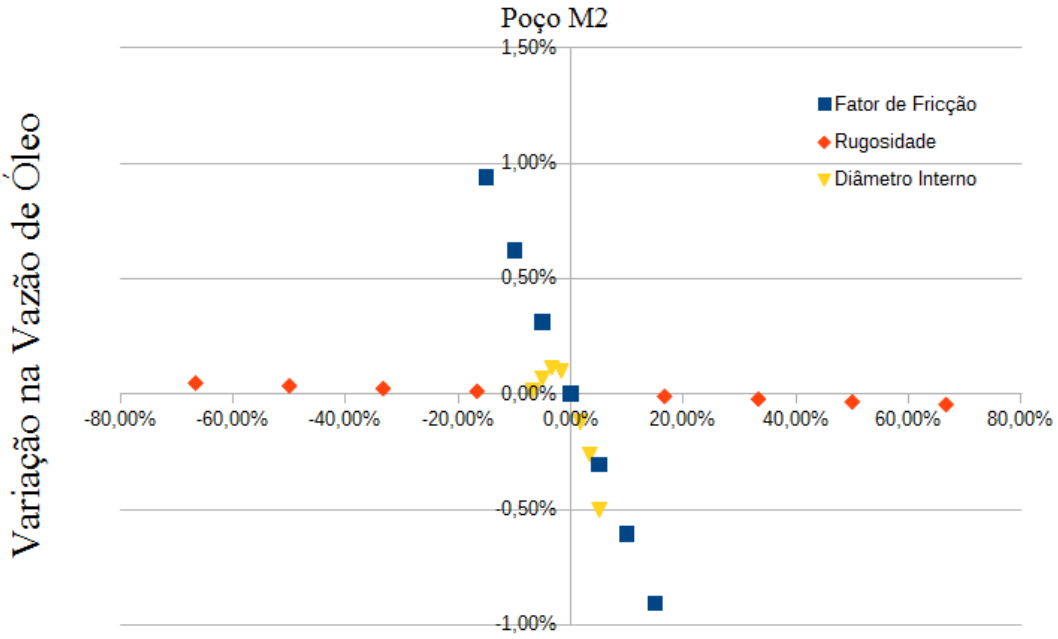

Figura B-5: Análise de Sensibilidade para a Fricção – Poço M2

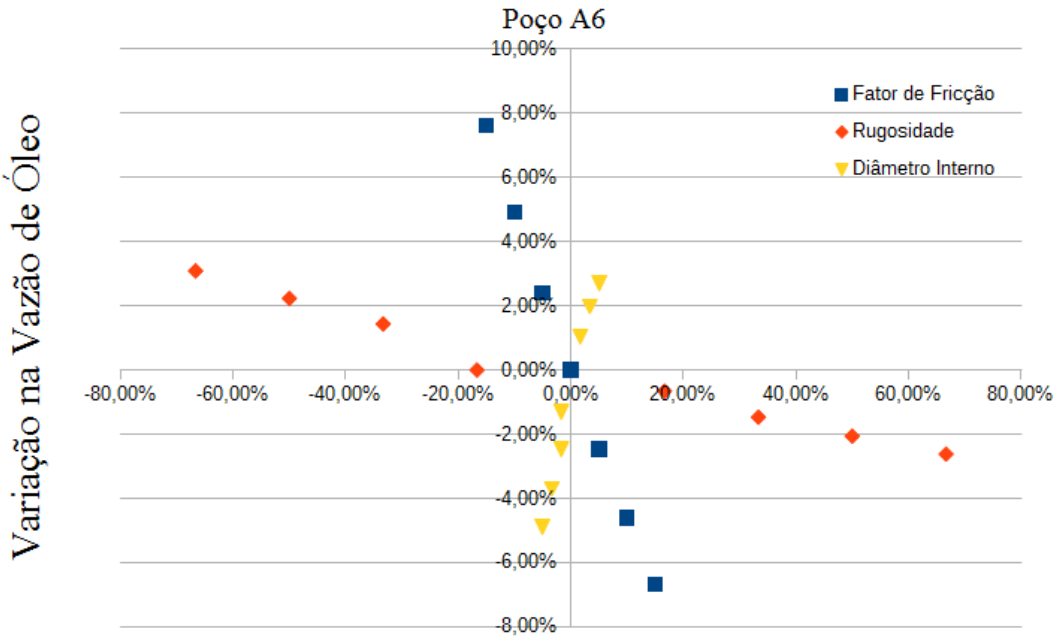

Figura B-6: Análise de Sensibilidade para a Fricção – Poço A6

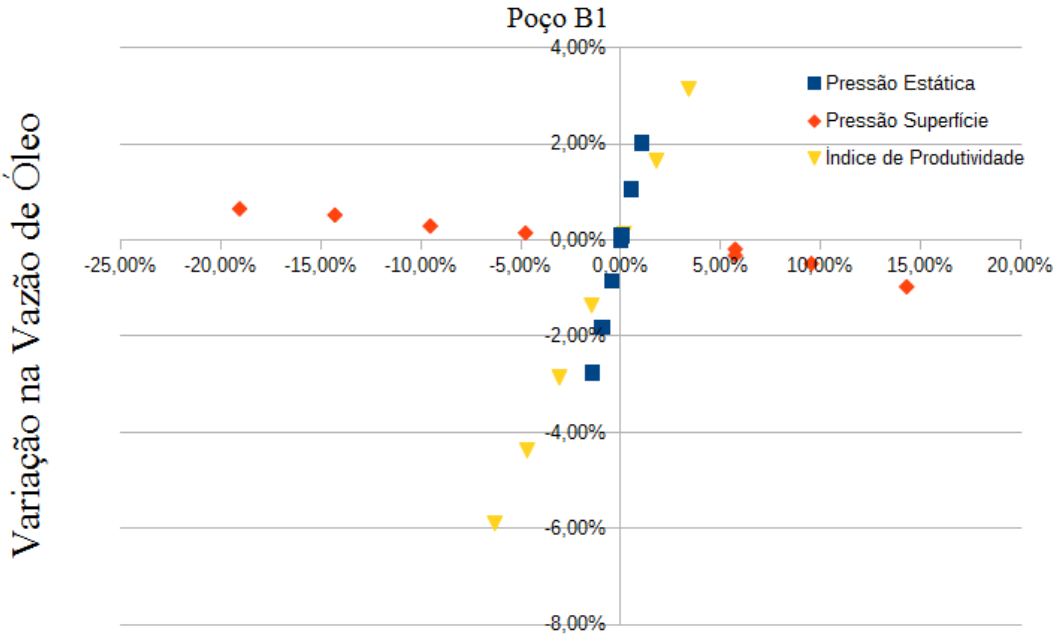

Figura B-7: Análise de Sensibilidade para a Pressão – Poço B1

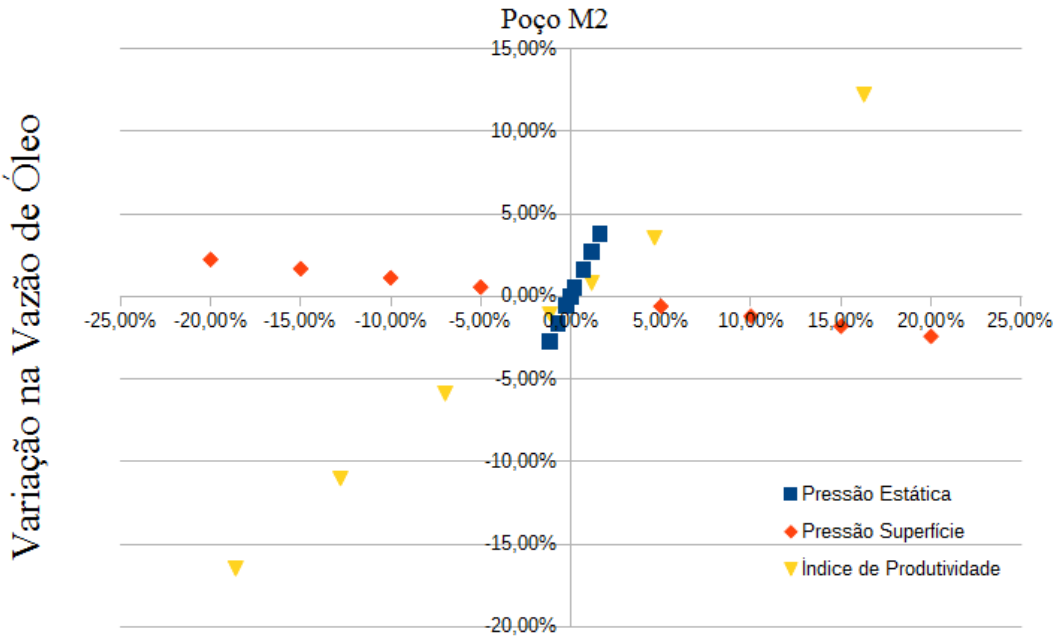

Figura B-8: Análise de Sensibilidade para a Pressão – Poço M2

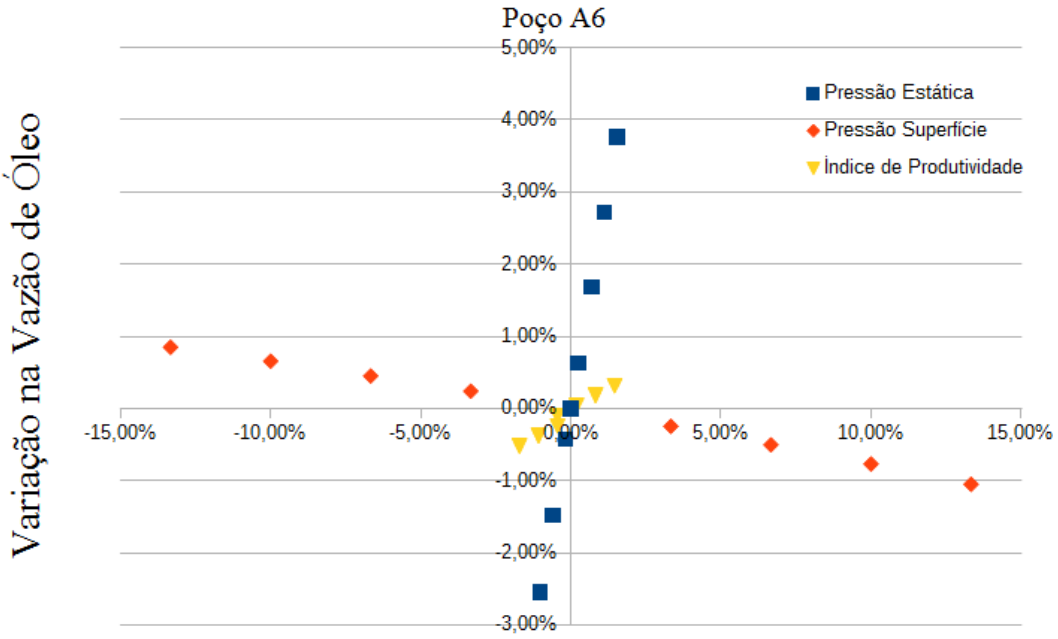

Figura B-9: Análise de Sensibilidade para a Pressão – Poço A6

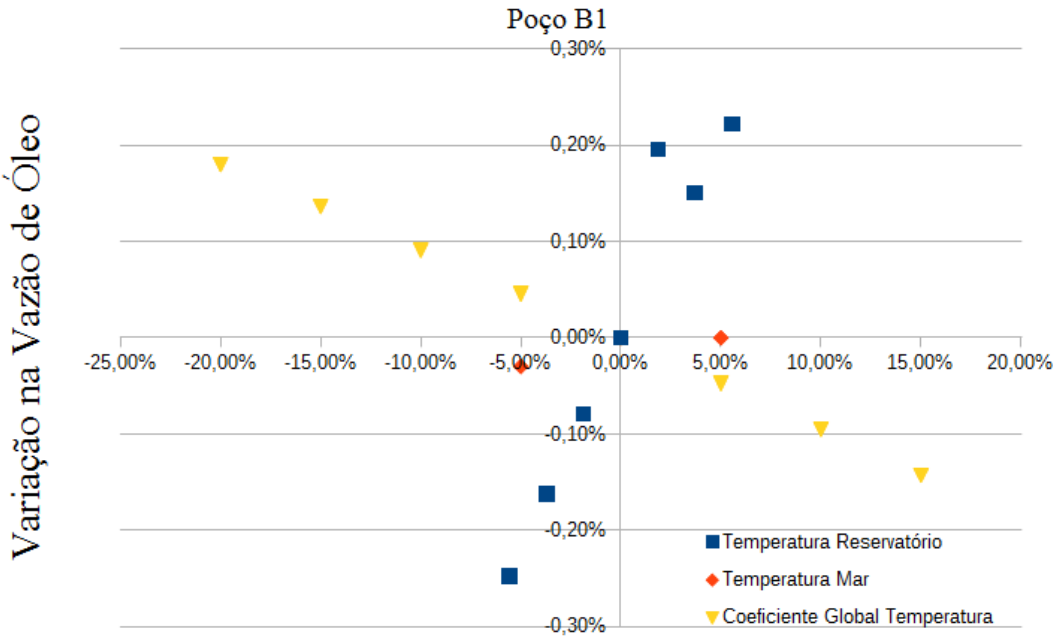

Figura B-10: Análise de Sensibilidade para a Temperatura – Poço B1

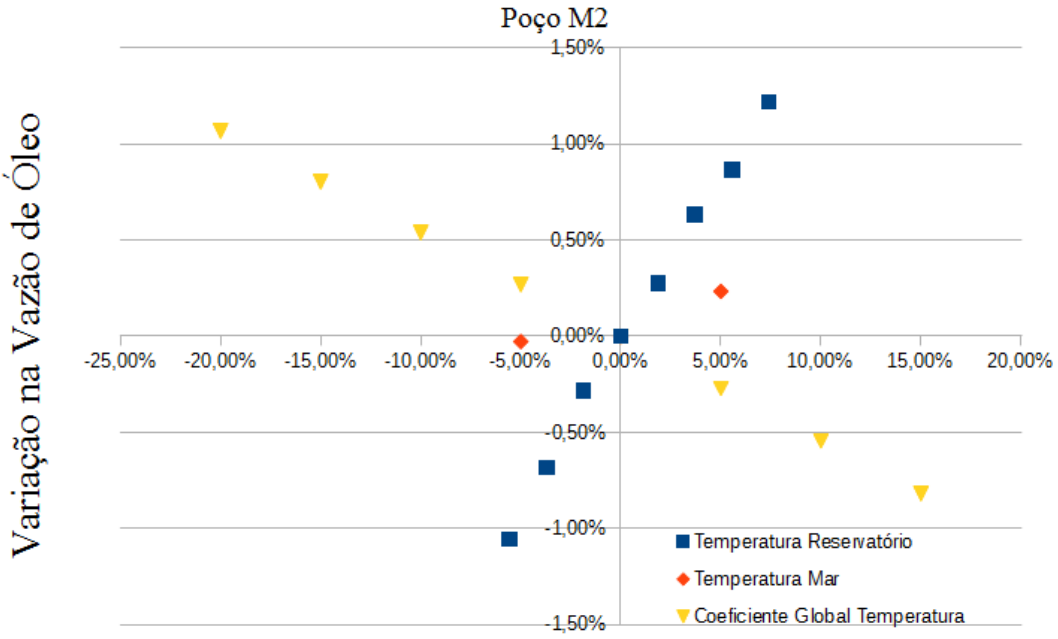

Figura B-11: Análise de Sensibilidade para a Temperatura – Poço M2

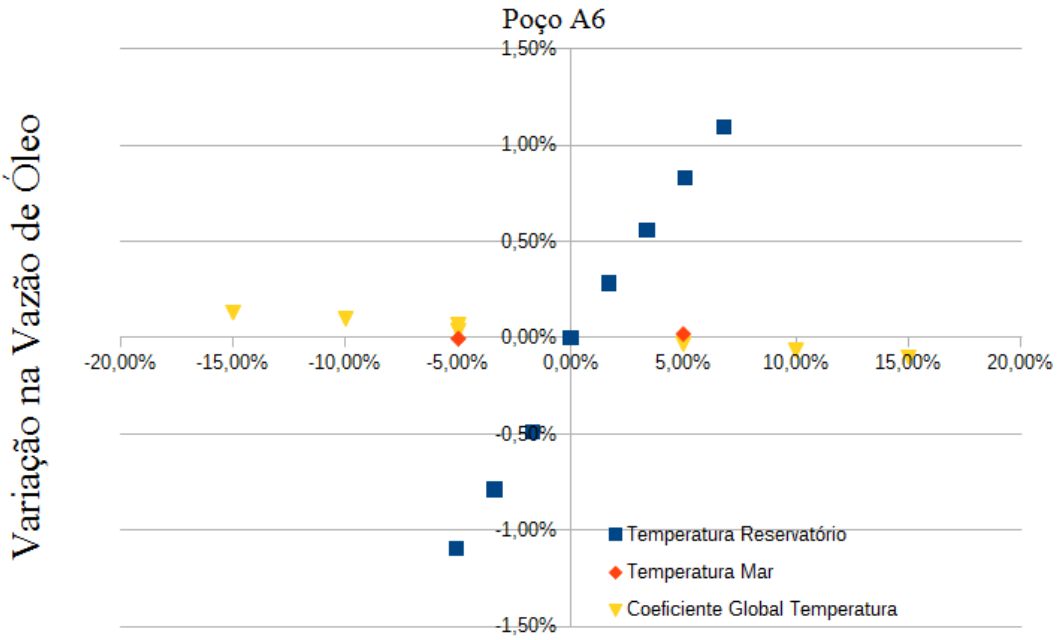

Figura B-12: Análise de Sensibilidade para a Temperatura – Poço A6

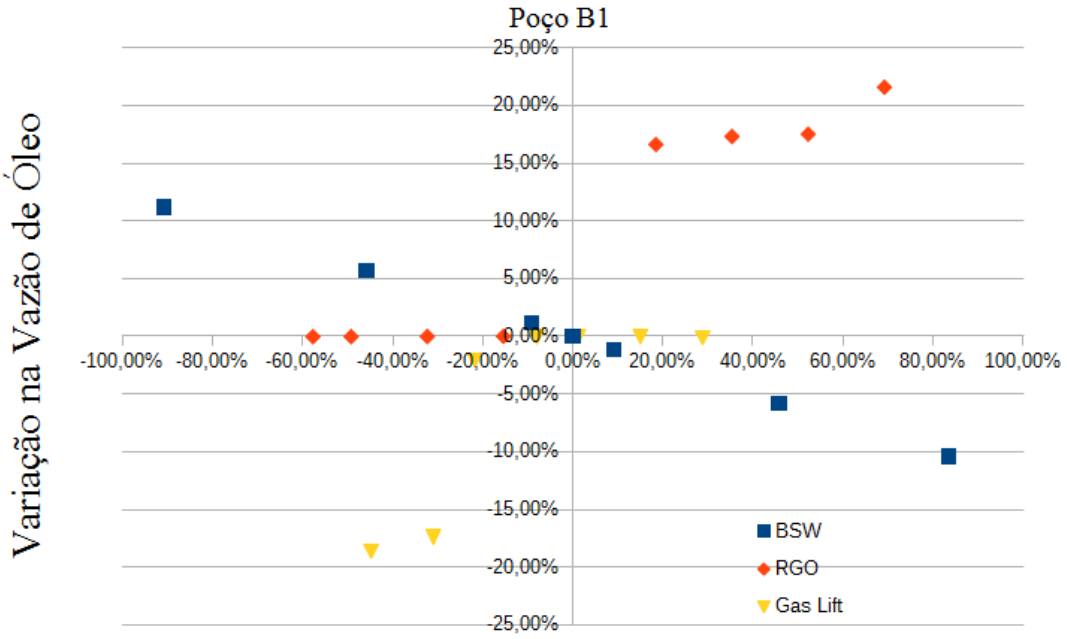

Figura B-13: Análise de Sensibilidade, Variáveis Operacionais– Poço B1

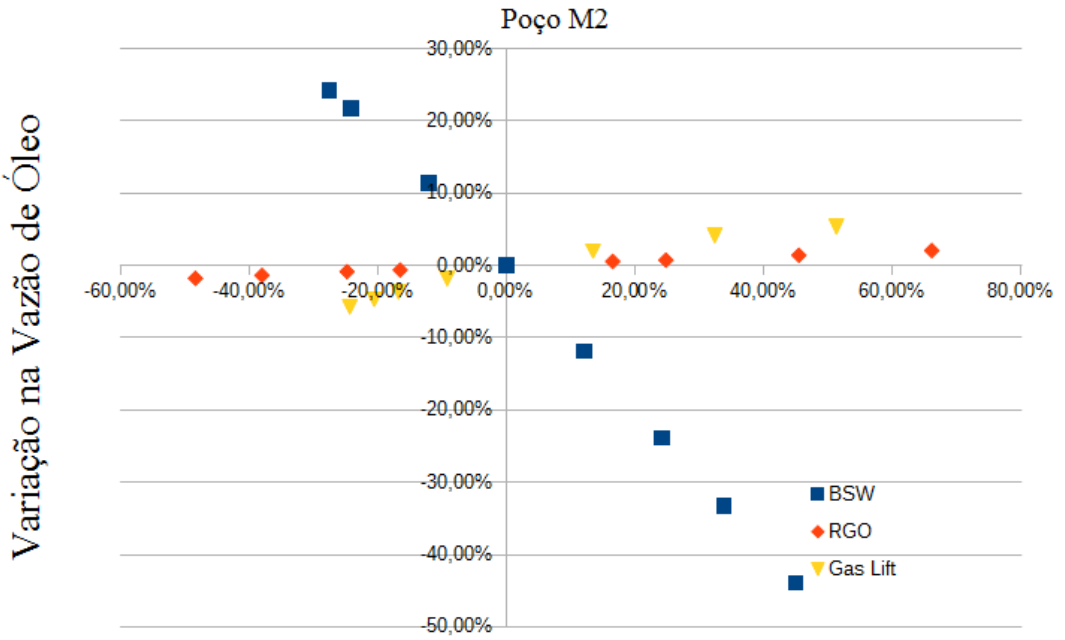

Figura B-14: Análise de Sensibilidade, Variáveis Operacionais– Poço M2

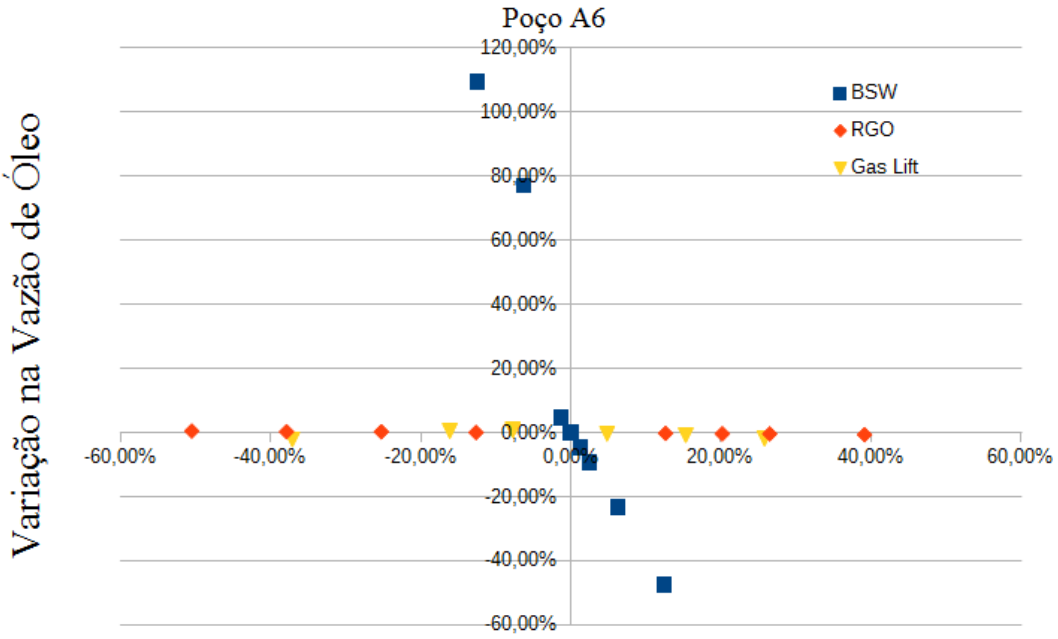

Figura B-15: Análise de Sensibilidade, Variáveis Operacionais– Poço A6

Apêndice C– Resultados para as Comparações entre Correlações

A seguir encontra-se o resultado para a comparação entre a resposta prevista para as diferentes correlações de escoamento para a previsão da produção de óleo. Além das observações expressas no texto, foram verificadas se algumas das correlações de resultados mais destoantes encontram-se nos limites de aplicabilidade para um determinado poço, com os seguintes resultados:

Poço M2:

1) Razão de Solubilidade –

Correlação de Dokla & Osman: fora dos limites de aplicabilidade;

Correlação de Obomanu & Okpobiri: dentro dos limites no grau API (único dos limites dos dados de origem disponíveis)

2) Viscosidade de Óleo Morto –

Correlação de Beggs & Robinsom: dentro dos limites para o grau API, nem sempre nos limites para a temperatura do fluido

Correlação de Benninson: dentro dos limites de aplicação;

Correlação de Elsharkawy: ligeiramente fora dos limites de aplicação para o grau API e temperatura

Poço A6:

1) Razão de Solubilidade –

Correlação de Dokla & Osman: fora dos limites de aplicabilidade;

Correlação de Obomanu & Okpobiri: dentro dos limites no grau API (único dos limites dos dados de origem disponíveis)

2) Viscosidade de Óleo Morto –

Correlação de Beggs & Robinsom: dentro dos limites para o grau API, nem sempre nos limites para a temperatura do fluido;

Tabela C-1: Comparação entre Razões de Solubilidade – Poço B1

Razão de Solubilidade	Variação na Vazão de Óleo
Al Marhoun	-0,04%
Dokla & Osman	-0,16%
Elsharkawy & Alikhan	0,08%
Glaso	0,00%
Kartoatmdjo & Schmidt	0,05%
Lasater	0,10%
Obomanu & Okpobiri	-0,19%
Petrosky	0,05%
Standing	0,05%
Stape	0,04%
Vazques Beggs	0,02%

Tabela C-2: Comparação entre Fator Volume Formação do Óleo – Poço B1

Fator Volume Formação Óleo	Variação na Vazão de Óleo
Al Marhoun	-0,11%
Glaso	-0,03%
Kartoatmdjo & Schmidt	0,00%
Petrosky	0,01%
Standing	-0,01%
Stape	-0,04%
Vazques and Beggs	0,01%
Velarde	0,02%

Tabela C-3: Comparação entre Viscosidade do Óleo Morto – Poço B1

Viscosidade Óleo Morto	Variação na Vazão de Óleo
Beal	-0,55%
Beggs and Robinson	3,03%
Benninson	-2,47%
Dindoruk and Christman	-0,06%
Egbogah and Jacks	-0,21%
Elsharkawy	-1,83%
Glaso	0,00%
Labedi	0,57%
Petrosky and Farshad	0,93%

Tabela C-4: Comparação entre Viscosidade do Óleo Saturado – Poço B1

Viscosidade Óleo Saturado	Variação na Vazão de Óleo
Al Marhoun	1,59%
Almehaideb	2,07%
Beggs and Robinson	0,88%
Bergman	0,58%
Chew and Connally	0,37%
De Ghetto	1,05%
Dindoruk and Christman	0,78%
Elsharkawy	0,95%
Kartoatmdjo	0,00%
Khan	3,08%
Petrosky and Farshad	0,61%

Tabela C-5: Comparação entre Modelos de Emulsão – Poço B1

Viscosidade Emulsão	Variação na Vazão de Óleo
Sem Emulsão	0,22%
Emulsão Muito Fraca	-0,12%
Emulsão Fraca	-0,15%
Emulsão Média	-0,17%
Emulsão Forte	-0,20%
Emulsão Muito Forte	0,00%
Referência	0,26%

Tabela C-6: Comparação entre Correlações de Pressão – Poço B1

Correlações de Pressão	Variação na Vazão de Óleo
Beggs and Brill and Palmer + Orkiszewski	0,00%
Beggs and Brill Original + Orkiszewski	-0,40%
B&B and Palmer + Hagedorn and Brown	-34,43%
Beggs and Brill (todo o trecho)	-10,52%
Beggs and Brill and Palmer (todo o trecho)	-9,02%
B&B and Palmer + Hasan and Kabir	-8,42%
B&B and Palmer + Gray	-28,36%
B&B and Palmer + Duns and Ros	1,75%

Tabela C-7: Comparação entre Razões de Solubilidade – Poço M2

Razão de Solubilidade	Variação na Vazão de Óleo
Al Marhoun	-0,97%
Dokla & Osman	-11,87%
Elsharkawy & Alikhan	2,18%
Glaso	-1,25%
Kartoatmdjo & Schmidt	0,69%
Lasater	2,53%
Obomanu & Okpobiri	-19,18%
Petrosky	-0,33%
Standing	1,44%
Stape	1,13%
Vazques Beggs	0,00%

Tabela C-8: Comparação entre Fator Volume Formação do Óleo – Poço M2

Fator Volume Formação Óleo	Variação na Vazão de Óleo
Al Marhoun	-1,74%
Glaso	-0,63%
Kartoatmdjo & Schmidt	-0,48%
Petrosky	-0,26%
Standing	-0,39%
Stape	-0,94%
Vazques and Beggs	-0,04%
Velarde	0,00%

Tabela C-9: Comparação entre Viscosidade do Óleo Morto – Poço M2

Viscosidade Óleo Morto	Variação na Vazão de Óleo
Beal	-2,54%
Beggs and Robinson	9,22%
Benninson	-8,85%
Dindoruk and Christman	-0,20%
Egbogah and Jacks	-0,40%
Elsharkawy	-5,18%
Glaso	0,00%
Labedi	2,15%
Petrosky and Farshad	2,07%

Tabela C-10: Comparação entre Viscosidade do Óleo Saturado – Poço M2

Viscosidade Óleo Saturado	Variação na Vazão de Óleo
Al Marhoun	2,40%
Almehaideb	4,75%
Beggs and Robinson	0,00%
Bergman	-3,19%
Chew and Connally	-5,61%
De Ghetto	0,12%
Dindoruk and Christman	-2,02%
Elsharkawy	-0,71%
Kartoatmdjo	-12,33%
Khan	9,89%
Petrosky and Farshad	-3,49%

Tabela C-11: Comparação entre Modelos de Emulsão – Poço M2

Viscosidade Emulsão	Variação na Vazão de Óleo
Sem Emulsão	21,14%
Emulsão Muito Fraca	19,03%
Emulsão Fraca	17,58%
Emulsão Média	16,93%
Emulsão Forte	16,67%
Emulsão Muito Forte	0,00%

Tabela C-12: Comparação entre Correlações de Pressão – Poço M2

Correlações de Pressão	Variação na Vazão de Óleo
Beggs and Brill (todo o trecho)	0,00%
B&B and Palmer (todo o trecho)	10,35%
Beggs and Brill + Hagedorn and Brown	-11,85%
Beggs and Brill + Orkiszewski	22,08%
Beggs and Brill + Hasan and Kabir	5,05%
Beggs and Brill + B&B and Palmer	2,47%
Beggs and Brill + Duns and Ros	24,03%
Beggs and Brill + Gray	-6,59%

Tabela C-13: Comparação entre Razões de Solubilidade – Poço A6

Razão de Solubilidade	Variação na Vazão de Óleo
Al Marhoun	-0,24%
Dokla & Osman	-7,16%
Elsharkawy & Alikhan	3,76%
Glaso	0,00%
Kartoatmdjo & Schmidt	1,75%
Lasater	3,45%
Obomanu & Okpobiri	-11,14%
Petrosky	0,67%
Standing	2,49%
Stape	2,39%
Vazques Beggs	1,31%

Tabela C-14: Comparação entre Fator Volume Formação – Poço A6

Fator Volume Formação Óleo	Variação na Vazão de Óleo
Al Marhoun	-0,50%
Glaso	-0,15%
Kartoatmdjo & Schmidt	0,00%
Petrosky	0,02%
Standing	-0,14%
Stape	-0,37%
Vazques and Beggs	0,07%
Velarde	-0,05%

Tabela C-15: Comparação entre Viscosidade do Óleo Morto – Poço A6

Viscosidade Óleo Morto	Variação na Vazão de Óleo
Beal	-2,31%
Beggs and Robinson	20,87%
Benninson	-3,63%
Dindoruk and Christman	0,92%
Egbogah and Jacks	-2,06%
Elsharkawy	-1,04%
Glaso	0,00%
Labedi	-2,93%
Petrosky and Farshad	2,82%

Tabela C-16: Comparação entre Viscosidade do Óleo Saturado – Poço A6

Viscosidade Óleo Saturado	Variação na Vazão de Óleo
Al Marhoun	11,87%
Almehaideb	18,91%
Beggs and Robinson	8,96%
Bergman	5,36%
Chew and Connally	3,18%
De Ghetto	6,28%
Dindoruk and Christman	6,63%
Elsharkawy	8,13%
Kartoatmdjo	0,00%
Khan	33,31%
Petrosky and Farshad	5,24%

Tabela C-17: Comparação entre Correlações de Pressão – Poço A6

Correlações de Pressão	Variação na Vazão de Óleo
Beggs and Brill + Orkiswewski	0,00%
Beggs and Brill and Palmer + Orkisweski	0,29%
Beggs and Brill + Hagedorn and Brown	-52,36%
Beggs and Brill (todo o trecho)	4,73%
Beggs and Brill and Palmer (todo o trecho)	7,00%
Beggs and Brill + Gray	-24,71%
Beggs and Brill + Duns and Ros	44,95%
Beggs and Brill + Hasan and Kabir	7,24%