



ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS PARA MODELOS DE ESCOAMENTO
MULTIFÁSICO SOB INCERTEZAS

Danielle de Oliveira Monteiro

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

Orientadores: Virgílio José Martins Ferreira Filho
Juliana Souza Baioco

Rio de Janeiro
Março de 2018

ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS PARA MODELOS DE ESCOAMENTO
MULTIFÁSICO SOB INCERTEZAS

Danielle de Oliveira Monteiro

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 DE PRODUÇÃO.

Examinada por:

Prof. Virgílio José Martins Ferreira Filho, D.Sc.

Prof^a. Juliana Souza Baioco, D.Sc.

Prof. Edilson Fernandes De Arruda, D.Sc.

Prof. Paulo Couto, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2018

Monteiro, Danielle de Oliveira

Estimação de Parâmetros para Modelos de Escoamento Multifásico sob Incertezas/ Danielle de Oliveira Monteiro. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XIII, 97 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Virgílio José Martins Ferreira Filho

Juliana Souza Baioco

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia de Produção, 2018.

Referências Bibliográficas: p.76-78.

1. Escoamento Multifásico. 2. Análise de Incertezas. 3. Ajuste de Histórico. I. Ferreira Filho, Virgílio José Martins *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia de Produção III. Título.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente aos meus pais pela dedicação, apoio e incentivo ao longo de todos os anos, que me permitiram a realização deste trabalho.

Agradeço também aos meus professores e orientadores Virgílio e Juliana, por todo apoio, incentivo e ensinamentos durante não só a confecção desta dissertação, mas como ao longo de toda minha vida acadêmica.

Agradeço a minha amiga Gabriela pelo companheirismo, amizade e por partilhar desta jornada junto comigo. Agradeço também a todos os companheiros de laboratório, que são fundamentais no dia a dia, pelo apoio e conselhos na realização deste trabalho.

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

ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS PARA MODELOS DE ESCOAMENTO MULTIFÁSICO SOB INCERTEZAS

Danielle de Oliveira Monteiro

Março/2018

Orientadores: Virgílio José Martins Ferreira Filho

Juliana Souza Baioco

Programa: Engenharia de Produção

Apesar de muito comum na indústria do petróleo, a modelagem de incertezas não é amplamente utilizada na etapa de produção incluindo a área de elevação e escoamento multifásico. Os modelos de escoamento multifásico apresentam diversas fontes de incerteza, como por exemplo, a sua própria modelagem originada pelo uso de correlações de escoamento, além das incertezas existentes nos valores das variáveis utilizadas na construção do modelo. Por estes motivos é proposta uma metodologia que de forma análoga ao processo de Engenharias de Reservatório, realize o ajuste dos modelos de escoamento multifásicos considerando um histórico de testes de produção e suas incertezas associadas, com o objetivo de minimizar a discrepância entre os dados simulados e observados. A primeira etapa do trabalho consiste na quantificação das incertezas presentes nas variáveis de produção por meio de um tratamento estatístico dos dados de produção. A segunda etapa engloba a construção do modelo de ajuste. Como resultado é esperado um modelo de ajuste automático de modelos de escoamento multifásico que leve em consideração um histórico de testes de produção e as incertezas associadas às variáveis de produção.

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

PARAMETERS ESTIMATION UNDER UNCERTAINTIES FOR MULTIPHASE
FLOW MODELS

Danielle de Oliveira Monteiro

March/2018

Advisors: Virgílio José Martins Ferreira Filho

Juliana Souza Baioco

Department: Production Engineering

Although very common in the oil industry, uncertainty modeling is not widely used in the production stage including the multiphase elevation and flow area. The multiphase flow models present several sources of uncertainty, such as their own modeling originated by the use of flow correlations, in addition to the uncertainties in the values of the variables used in the model construction. For these reasons, a methodology is proposed that, in a manner analogous to the Reservoir Engineering process, performs the adjustment of the multiphase flow models considering a history of production tests and their associated uncertainties, with the objective of minimizing the discrepancy between the simulated data and observed data. The first stage of the work consists in quantifying the uncertainties present in the production variables through a statistical treatment of the production data. The second step involves the construction of the adjustment model. As a result it is expected an automatic adjustment model of multiphase flow models that takes into account a history of production tests and the uncertainties associated with production variables.

Índice de Figuras	ix
Índice de Tabelas	xii
1. Introdução.....	1
1.1. Introdução	1
1.2. Objetivo	1
1.3. Definição do Problema	2
1.4. Organização do Trabalho	2
2. Revisão Bibliográfica	3
2.1. Incertezas no Escoamento Multifásico	3
2.2. Ajuste de Histórico	5
3. Escoamento Multifásico	7
3.1. Propriedades de Fluido	7
3.1.1. Razão de Solubilidade	7
3.1.2. Fator Volume Formação do Óleo	8
3.1.3. Fator de Compressibilidade do Gás.....	8
3.1.4. Fator Volume Formação do Gás.....	9
3.1.5. Pressão e Temperatura Pseudocrítica Reduzida	9
3.1.6. Massa Específica do Óleo.....	10
3.1.7. Massa Específica do Gás	10
3.1.8. Viscosidade do Óleo Morto.....	10
3.1.9. Viscosidade do Óleo Vivo.....	11
3.1.10. Viscosidade do Gás.....	11
3.1.11. Tensão Superficial	12
3.2. Parâmetros Operacionais	13
3.2.1. Vazão de gás in situ	13
3.2.2. Vazão de Óleo in situ.....	13
3.2.3. Vazão de água in situ.....	13
3.2.4. Velocidade Superficial do Gás	13
3.2.5. Velocidade Superficial do Líquido.....	14
3.2.6. Velocidade Superficial da Mistura	14
3.2.7. <i>Hold up</i>	14
3.2.8. <i>Hold up</i> sem Escorregamento.....	14
3.3. Correlações de Fluxo Multifásico.....	15

3.3.1.	Padrões de Escoamento	16
3.3.2.	Gradiente de Pressão	17
3.3.3.	Correlação de Beggs e Brill.....	18
3.3.4.	Correlação de Hagedorn Brown Modificada.....	24
3.3.5.	Correlação de Gray	26
3.3.6.	Correlação de Duns e Ros	27
3.3.7.	Correlação de Orkiszewski.....	31
3.4.	Cálculo do Gradiente de Temperatura	34
3.4.1.	Gradiente de Temperatura Poço	34
3.4.2.	Gradiente de Temperatura Linhas Submarinas	35
3.5.	Análise das Curvas TPR x IPR	36
3.5.1.	Índice de Produtividade	36
3.5.2.	Curva de Pressão Disponível IPR (<i>Inflow Performance Relationship</i>)....	36
3.5.3.	Curva de Pressão Requerida TPR (<i>Tubing Performance Relationship</i>)... 37	
3.6.	Métodos de Elevação Artificial	38
3.7.	Incertezas no Escoamento Multifásico	39
4.	O Problema de Ajuste de Histórico para Modelos de Escoamento Multifásico Sob Incerteza.....	42
4.1.	Definição do Problema	42
4.2.	Modelagem do Problema	44
4.3.	Tratamento dos Dados de Produção Incertos.....	49
5.	Experimentação	55
5.1.	Tratamento dos Dados de Produção	55
5.2.	Construção do Modelo de Escoamento Multifásico	60
5.3.	Ajuste do Modelo de Escoamento Multifásico.....	65
6.	Conclusões e Trabalhos Futuros.....	73
	Referências Bibliográficas.....	75
	Apêndice A – Tratamento dos Dados de Produção Incertos	78
	Apêndice B – Construção Modelo de Escoamento Multifásico.....	84
	Apêndice C – Ajuste Modelo de Escoamento Multifásico.....	90

Índice de Figuras

Figura 3-1 Tipos de Padrão de Escoamento para o Fluxo Vertical. Fonte: Brill e Beggs(1991) Modificado.....	17
Figura 3-2 Tipos de Regime de Fluxo para Escoamento Horizontal. Fonte: Brill e Beggs (1991) Modificada	17
Figura 3-3 Limites para Padrões de Escoamento horizontal da correlação de Beggs & Brill. Fonte: Brill e Beggs, 1991.	20
Figura 3-4 Relação entre o Hold up do líquido sem considerar inclinação. Fonte: Brill & Beggs, 1973, modificada.	22
Figura 3-5 Relação entre o ângulo, Hold up horizontal e o fator de inclinação. Fonte: Brill & Beggs, 1973, Modificado.	22
Figura 3-6. Relação entre o fator de fricção de duas fases e o hold up do liquido. Fonte: Brill & Beggs, 1973 modificado.	24
Figura 3-7 Números de Regime de Fluxo. Fonte: Brill & Beggs, 1991.....	27
Figura 3-8 Números da Velocidade de Escorregamento do Padrão de Bolha. Fonte: Brill & Beggs, 1991.	28
Figura 3-9 Fator de Correção para o fator de fricção no padrão de bolha. Fonte: Brill & Beggs, 1991.	29
Figura 3-10 Números da Velocidade de Escorregamento no Padrão Golfada. Fonte: Brill & Beggs, 1991.....	30
Figura 3-11 Coeficientes de Griffith-Wallis. Fonte: Brill & Beggs, 1991	32
Figura 3-12 Curva de Pressão Disponível	37
Figura 3-13 Curva de Pressão Requerida	38
Figura 3-14 Ponto de Equilíbrio do Sistema. Fonte: Autoria Própria	38
Figura 3-15 Efeito da Injeção de Gás Lift na TPR. Fonte: Autoria Própria.....	39
Figura 3-16 Incertezas ao longo do escoamento (Fonte: HOYER et al., 2013).....	41
Figura 4-1- Curvas de Ajuste do Modelo de Escoamento Multifásico. Fonte: Autoria Própria	42
Figura 4-2 Metodologia do Ajuste. Fonte: Autoria Própria	45
Figura 4-3 Cálculo do Conjunto de Valores Esperados da Variáve. Fonte: Autoria Própria	45

Figura 4-4 Conjunto de Correlações de Escoamento para cada trecho. Fonte: Autoria Própria	46
Figura 4-5 Algoritmo de Marcha para o Cálculo de Pressão e Temperatura. Fonte: Autoria Própria	47
Figura 4-6 Atualização dos Fatores de correção. Fonte: Autoria Própria	48
Figura 4-7 Regressão Linear. Fonte: Autoria Própria	50
Figura 4-8 Exemplo de Regressão Linear e Regressão Linear Segmentada. Fonte: Autoria Própria	51
Figura 4-9 Identificação de Outliers. Fonte: Autoria Própria.....	52
Figura 4-10 Ajuste da Distribuição de Probabilidade Beta aos Desvios. Fonte: Autoria Própria	53
Figura 4-11 Exemplo da Amostragem de Hipercubo Latino. Fonte: Autoria Própria ...	54
Figura 5-1 Influência das Variáveis de Produção na Vazão de Óleo. Fonte: Autoria Própria	55
Figura 5-2 Metodologia do Tratamento de Dados. Fonte: Autoria Própria	56
Figura 5-3 Resultado da Regressão Linear Segmentada Fonte: Autoria Própria	57
Figura 5-4 Distribuição dos BSW simulados	59
Figura 5-5 Escolha das Correlações para o poço para os 100 modelos Fonte: Autoria Própria	69
Figura 5-6 Escolha das Correlações para as linhas de produção para os 100 modelos Fonte: Autoria Própria	69
Figura 5-7 Resumo da Escolha das Correlações para os 100 Modelos. Fonte: Autoria Própria	71
Figura A-1 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 1	79
Figura A-2 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 2	80
Figura A-3 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 3	80
Figura A-4 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 4	80
Figura A-5 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 5	81
Figura A-6 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 6	81
Figura A-7 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 7	81
Figura A-8 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 8	82
Figura A-9 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 9	82
Figura A-10 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 10	82

Figura A-11 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 11	83
Figura A-12 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 12	83
Figura A-13 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 13	83

Índice de Tabelas

Tabela 3.1 Limites dos Padrões de Escoamento.....	21
Tabela 3.2 Constantes para o Cálculo do Hold up	21
Tabela 3.3 Constantes para o cálculo do fator de correção para a inclinação	23
Tabela 3.4 Equações para o cálculo de δ	33
Tabela 4.1 Passo de Atualização do Fator de Correção	49
Tabela 5.1 Características dos Poços Avaliados	56
Tabela 5.2 Resumo da Análise Estatística dos Dados de BSW.....	58
Tabela 5.3 Características do Reservatório e Fluido dos Poços	60
Tabela 5.4 Propriedades do Modelo Black Oil Adotado.....	61
Tabela 5.5 Diâmetro e Rugosidade Absoluta dos Poços	61
Tabela 5.6 Comprimento Medido e Comprimento Vertical dos Poços.....	62
Tabela 5.7 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 1 por Segmento.	63
Tabela 5.8 Posição da Válvula de Gás Lift e Vazão de Injeção	64
Tabela 5.9 Vazões de Produção dos Poços	65
Tabela 5.10 Validação do Modelo Computacional	66
Tabela 5.11 Pressões Medidas para a Realização do Ajuste	67
Tabela 5.12 Correlações de Fluxo Utilizadas	67
Tabela 5.13 Resultados do Ajuste para o P-50.....	68
Tabela 5.14 Escolha das Correlações para os 100 modelos	70
Tabela 5.15 Resumo da Escolha das Correlações para os 100 Modelos.....	71
Tabela 5.16 Tempo Computacional das Simulações.....	72
Tabela 5.17 Resumo Tempo Computacional das Simulações.....	72
Tabela A.1 Propriedades do Último Segmento de Reta	78
Tabela A.2 Propriedades da Distribuição Beta Ajustada	79
Tabela B.1 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 2 por Segmento.	84
Tabela B.2 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 3 por Segmento.	84
Tabela B.3 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 4 por Segmento.	85
Tabela B.4 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 5 por Segmento.	85
Tabela B.5 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 6 por Segmento.	86
Tabela B.6 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 7 por Segmento.	86
Tabela B.7 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 8 por Segmento.	87

Tabela B.8 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 9 por Segmento.	87
Tabela B.9 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 10 por Segmento.	88
Tabela B.10 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 11 por Segmento.	88
Tabela B.11 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 12 por Segmento.	89
Tabela B.12 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 13 por Segmento.	89
Tabela C.1 Resultado do Ajuste do Poço 1 .	90
Tabela C.2 Resultado do Ajuste do Poço 2 .	90
Tabela C.3 Resultado do Ajuste do Poço 3 .	91
Tabela C.4 Resultado do Ajuste do Poço 4 .	91
Tabela C.5 Resultado do Ajuste do Poço 5 .	92
Tabela C.6 Resultado do Ajuste do Poço 6 .	92
Tabela C.7 Resultado do Ajuste do Poço 7 .	93
Tabela C.8 Resultado do Ajuste do Poço 8 .	93
Tabela C.9 Resultado do Ajuste do Poço 9 .	94
Tabela C.10 Resultado do Ajuste do Poço 10 .	94
Tabela C.11 Resultado do Ajuste do Poço 11 .	95
Tabela C.12 Resultado do Ajuste do Poço 12 .	95
Tabela C.13 Resultado do Ajuste do Poço 13 .	96

1.Introdução

1.1. Introdução

A modelagem de incertezas na indústria do petróleo apesar de ser muito comum em áreas como engenharia de reservatório, devido à complexidade dos modelos e escassez de dados, ainda é pouco utilizada na etapa de produção, mais especificamente na elevação e escoamento.

Os modelos de escoamento multifásico apresentam diversas fontes de incerteza, entretanto grande parte da metodologia aplicada é determinística. Em geral, os modelos de escoamento multifásico estimam regimes de fluxo, perda de carga nas linhas de produção, vazão de produção para uma específica condição de produção.

Os modelos são construídos com base de relações empíricas e parâmetros ajustados e resolvidos através da combinação de métodos numéricos e algoritmos. Apesar de amplamente aplicados na indústria com uma boa margem de sucesso, em alguns casos a discrepância entre os resultados dos modelos e os dados de campo pode chegar a 100%. Isto é causado devido aos próprios modelos, uma vez que são aproximados, conjuntamente com as incertezas presentes nas variáveis utilizadas na modelagem. Sendo assim, a realização da calibração do modelo considerando as incertezas existentes no processo e um conjunto histórico de testes de produção implicará em um resultado mais robusto e confiável.

1.2. Objetivo

O objetivo do trabalho consiste na construção de método de calibração de modelos de escoamento multifásico considerando as incertezas presentes nas variáveis de produção e provenientes do modelo.

Sendo assim, o objetivo inicial é a identificação da variável de produção em que a incerteza presente em seu valor provoca uma maior mudança à resposta do simulador. A partir da identificação da variável, será possível tratar os dados estatisticamente com o intuito de descrever e quantificar o grau de incerteza presente no conjunto de dados.

A modelagem do comportamento estocástico da variável escolhida permitirá a integração do histórico de dados de produção ao processo de calibração dos modelos de escoamento multifásico, levando em conta as incertezas presentes no processo.

Sendo assim, de forma análoga ao processo adotado em Engenharia de Reservatórios, o ajuste de histórico para modelos de escoamento multifásico teria como objetivo minimizar a discrepância entre os dados de produção medidos e simulados.

Por fim, o processo de ajuste consideraria o impacto de uma variável que não possui um valor exato, mas sim uma distribuição de probabilidade de ocorrência, onde o resultado da calibração é um modelo que englobe as possíveis oscilações no valor da variável de produção.

1.3. Definição do Problema

Ao longo da vida produtiva de um poço suas condições de produção não se mantêm constantes, estas mudanças são monitoradas e percebidas pelos testes de produção. Sendo assim, muitas vezes durante o intervalo entre testes de produção os modelos de escoamento não se encontram ainda válidos, ou seja, estes não reproduzem mais as características de produção do poço.

A cada novo teste de produção é necessário um novo ajuste dos modelos de escoamento, com as variáveis de entrada do modelo atualizadas, com o objetivo de torná-lo novamente condizente com a realidade da produção.

1.4. Organização do Trabalho

Esta dissertação divide-se em oito capítulos: introdução, revisão bibliográfica, escoamento multifásico, o problema do ajuste de histórico para modelos de escoamento multifásico sob incerteza, experimentação, conclusões e trabalhos futuros.

No primeiro capítulo, introdução, o tema foi apresentado, além de justificativas para a sua escolha e objetivos e uma breve descrição do problema. No segundo capítulo é feita uma análise sobre o material bibliográfico referente ao tema. No terceiro capítulo toda a teoria e principais fundamentos sobre escoamento multifásico é apresentada. No quarto capítulo a modelagem do problema de ajuste é exposta, assim como a metodologia de caracterização dos dados de produção incertos é apresentada. No quinto capítulo toda a experimentação realizada ao problema é detalhada. Por fim, no sexto capítulo os resultados são analisados e são apresentadas as conclusões e trabalhos futuros.

2.Revisão Bibliográfica

2.1. Incertezas no Escoamento Multifásico

Quando comparado aos estudos na área de reservatório e na área econômica, ainda existem poucos trabalhos que trabalhem em conjunto o estudo de incertezas e os métodos de elevação e escoamento.

Fonseca Junior et al (2009) utilizaram o simulador de elevação e escoamento multifásico próprio da Petrobras, MARLIM, a fim de estudar as incertezas presentes nesta etapa da produção. A metodologia adotada utilizou o método de Monte Carlo para investigar o impacto das variáveis de entrada do modelo nas variáveis de saída escolhidas, que neste estudo foram: pressão de fundo do poço, vazão de óleo produzida e temperatura de chegada dos fluidos na plataforma. A primeira análise consistiu em uma análise de sensibilidade de alguns parâmetros geométricos e variáveis de entrada, que tiveram seus valores estimados por uma distribuição uniforme com um desvio de 10%. Neste caso, como resultado, identificou-se que o índice de produtividade (IP), a pressão de chegada e a razão gás-óleo (RGO) dos poços foram os dados de entrada que mais influenciaram as variáveis de saída escolhidas. Um importante ponto abordado pelo trabalho foi a elevada influência das incertezas na resposta, principalmente na vazão de óleo produzida, que chegou à ordem de 24% para um intervalo de confiança de 95%. Um último ponto é a alta variação de na faixa de incertezas na produção de água o que é motivado pelas incertezas na medição de seu valor absoluto.

Poluszny et al.(2010) apresentaram uma ferramenta para estudar e quantificar o impacto das incertezas presentes nas previsões utilizando a modelagem do escoamento multifásico. Neste estudo, foi considerado o impacto da incerteza no tamanho da bolha da golfada na resposta das previsões da queda de pressão e do *hold up* do líquido. Os resultados sugeriram que uma incerteza de até 50% no tamanho da bolha da golfada pode resultar em até 40% de incerteza na queda de pressão para algumas condições de produção.

Klavetter et al. (2012) em continuação ao trabalho de Poluszny et al.(2010) estudaram o impacto na incerteza do comprimento da bolha de golfada em escoamento multifásico na previsão da queda de pressão e do *hold up* do líquido (fração de líquido). Neste estudo foram utilizados três métodos de propagação de incerteza: a perturbação de uma variável por vez, expansão em série de Taylor e simulação de Monte Carlo. Os

autores concluem que apesar dos métodos apresentarem a mesma tendência, a expansão em série de Taylor sobrestima a incerteza na resposta do problema. Além disso, apesar de apresentarem resultados similares, a perturbação de uma variável por vez não apresenta intervalo de confiança na resposta da simulação, ao contrário do que acontece no método de Monte Carlo.

Cremaschi et al. (2012) também repete o estudo citado acima, além de uma extensa revisão bibliográfica sobre o tema. Um procedimento para identificar, quantificar e propagar incertezas em modelos de escoamento multifásico é proposto em três passos básicos.

Hoyer et al.(2013) ressalta primeiramente a necessidade de métodos mais acurados na modelagem do escoamento multifásico, uma vez que os resultados das simulações são comumente estimados com base dos dados de campo e da experiência prévia do engenheiro.

Biberg et al. (2015) utiliza métodos descritos em Hoyer et al.(2013) e basicamente divide as incertezas existentes na modelagem do escoamento em duas categorias: as incertezas dos dados de entrada, como por exemplo, geometria do duto, propriedades dos fluidos e condições de reservatórios e as incertezas provenientes do modelo. O trabalho indica que o ponto importante é englobar e combinar o estudo das duas categorias onde uma das saídas das possíveis soluções é a modelagem eficaz das distribuições de probabilidade dos parâmetros de entrada do modelo.

Dai et al. (2016) propõe três metodologias de previsão e quantificação de incerteza em dados. A primeira metodologia utiliza regressão linear para estimar os dados experimentais, a segunda realiza uma análise adimensional para quantificar a discrepância da resposta do modelo e seu intervalo de previsão. A última metodologia proposta usa técnicas de agrupamento de dados, otimização e métodos estatísticos para identificar a escolha apropriada do modelo assim como sua previsão e seu intervalo de confiança. Todas as três abordagens foram aplicadas em sistemas de fluxo multifásico, como por exemplo, para a taxa de erosão dos dutos e a fração de líquido para o regime de fluxo anular.

Monteiro et al. (2017) propõem uma metodologia de propagação nas incertezas presentes nos dados de produção de um campo de petróleo na previsão da vazão de óleo. Neste trabalho, primeiramente é utilizado um tratamento estatístico aos dados de produção, utilizando técnicas de regressão linear segmentada. A partir dos desvios da

regressão linear é ajustada uma distribuição de probabilidade contínua a fim de aplicar o método de Monte Carlo na amostragem de novos desvios da variável escolhida. O estudo de caso realizado considerou a incerteza presente na fração de água e os resultados da metodologia se mostraram satisfatórios quando aplicados à previsão da vazão de óleo considerando a incerteza no BSW.

2.2. Ajuste de Histórico

O processo de ajuste de histórico é amplamente utilizado na Engenharia de Reservatórios e seu objetivo é encontrar um conjunto de parâmetros que ajustem o modelo de reservatórios para que este reproduza os dados de produção, como a produção acumulada de água, gás e óleo e pressões.

Na realização do ajuste de histórico, quanto maior o número de informações disponíveis sobre o campo estudado melhor será o ajuste dos dados e conseqüentemente melhor a previsão de produção (Moura Filho, 2006). Tradicionalmente o ajuste do histórico é feito por tentativa e erro, mas com desenvolvimento dos estudos nos dias de hoje se pode decidir entre processo manual ou automático.

As técnicas de ajuste de histórico automático podem ser divididas em duas categorias: métodos determinísticos e estocásticos (Portella e Prais, 1999). Os métodos determinísticos são baseados na teoria dos problemas inversos, enquanto que os métodos estocásticos imitam a técnica de tentativa e erro.

Os métodos determinísticos mais eficientes são os métodos de gradientes, que consistem no cálculo dos gradientes do modelo matemático em relação aos parâmetros (permeabilidade, porosidade, por exemplo) para que seja possível minimizar a função objetivo. Sua grande vantagem é a rápida convergência, entretanto algumas ocasiões os modelos podem não convergir ou convergir para um mínimo local, além de sua implementação pode ser considerada complicada.

Dentre os métodos estocásticos, os mais comuns são baseados em *Simulated Annealing* e algoritmos genéticos, que requerem apenas o valor da função-objetivo. Estes métodos não necessitam calcular os gradientes, porém, em alguns casos, sua taxa de convergência é mais lenta quando comparado aos métodos de gradientes.

Ouenes et al. (1993) foram os primeiros a aplicar o método *Simulated Annealing* na automatização de ajuste de histórico, com o objetivo de eliminar o problema da existência de mínimos locais. O algoritmo permite movimentos probabilísticos em

direções com maior valor da função-objetivo, impedindo que a busca pelo mínimo seja interrompida prematuramente em pontos de mínimo local.

A integração da análise de incerteza com o processo de ajuste de histórico de produção tem a intenção de melhorar o processo de tomada de decisão no gerenciamento da produção futura de reservatórios.

Manceau et al. (2001) apresenta uma metodologia para ser utilizada durante o ajuste de histórico, a previsão de produção e a otimização da estratégia de produção com a finalidade de gerenciar incertezas. A técnica de planejamento de experimentos combinada com a metodologia de superfície de resposta permite a quantificação do impacto das incertezas “determinísticas” como, por exemplo, dados petrofísicos. A técnica de Joint Modeling Method é utilizada neste trabalho para quantificar o impacto das incertezas “estocásticas” que consistem em alguns modelos de reservatórios ajustados. Este trabalho conclui que a técnica de planejamento de experimentos combinada com a Joint Modeling Method é uma metodologia apropriada para ser usada em tomadas de decisões em ambiente propício ao risco incluindo todos os tipos de incertezas.

Alvarado (2003) propõe um método para quantificar incertezas em que se utiliza de um conjunto de simulações de ajuste de histórico e a partir deste é determinada a função de densidade de probabilidade da produção futura de óleo enquanto o ajuste de histórico está sendo desenvolvido.

Almeida Netto (2003) sugere uma metodologia que integra o processo de ajuste de histórico com a análise de incertezas, utilizando a simulação numérica de escoamento. A proposta desta metodologia é a geração de cenários econômicos e de desempenho de reservatório para campos com histórico de produção. Os cenários de previsão de produção e as respectivas avaliações econômicas somente são considerados a partir de combinações que apresentem ajustes das curvas de vazões e comportamento de pressão observada. O histórico de produção funciona, então, como condicionante das hipóteses criadas. Deve ser observado o ajuste de todos os parâmetros de produção (produção de fluidos, pressão da formação, etc.) do campo como um todo e de cada poço.

3. Escoamento Multifásico

3.1. Propriedades de Fluido

As propriedades de um fluido podem ser calculadas a partir de três diferentes modos: através da medição direta, que é o método mais preciso, uma vez que consiste na análise experimental em laboratórios, porém é o método mais caro; através de correlações *Black-Oil* que obtém bons resultados para óleos mais pesados e através de modelos composicionais, mais adequados para óleos leves.

As correlações de *Black-Oil* são utilizadas para estudos de escoamento em dutos e em meios porosos. Essas correlações são amplamente utilizadas para a previsão de comportamento das fases dos fluidos para escoamento de óleo e gás desde o reservatório até a plataforma de produção. Neste trabalho foram escolhidas as correlações de *Black-Oil* no cálculo das propriedades dos fluidos.

3.1.1. Razão de Solubilidade

A razão de solubilidade (R_s) exprime a quantidade de gás presente no líquido em uma dada pressão e temperatura. Por definição, a razão de solubilidade de uma mistura de hidrocarbonetos é a razão entre o volume de gás que está dissolvido, expresso em condições padrão e o volume de óleo que será obtido da mistura, também em condições-padrão (Rosa, 2006).

$$R_s = \frac{\text{volume de gás dissolvido (condições - padrão)}}{\text{volume de óleo no tanque (condições - padrão)}} \quad (1)$$

A correlação utilizada para o cálculo da razão de solubilidade é a proposta por Standing e descrita por Brill e Beggs (1991), que utiliza no cálculo a densidade do gás, o grau API do óleo, pressão e temperatura. A correlação foi desenvolvida para pressões de bolha acima de 1000 psi.

$$R_s = \gamma_g \left[\frac{P}{18} \frac{10^{0,0125 \text{ } ^\circ \text{API}}}{10^{0,00091 T}} \right]^{1,205} \quad (2)$$

Sendo:

R_s = Razão de Solubilidade (scf/STB);

γ_g = Densidade do Gás;

P = Pressão (psia);

T = Temperatura (°F);

°API = Grau API.

3.1.2. Fator Volume Formação do Óleo

Uma mistura de hidrocarbonetos em condições de pressão e temperatura de reservatório consiste em óleo com gás dissolvido. À medida que a mistura é produzida o gás é desprendido da mistura e ao chegar à superfície a mistura se transforma em duas fases bem definidas de gás e líquido.

O fator volume formação do óleo por definição é a razão entre o volume de óleo em condições de reservatório e o volume de óleo morto medido em condições de superfície. Para o cálculo deste parâmetro foi utilizada a correlação de Standing (Rosa, 2006). Sua equação está descrita abaixo:

$$B_o = 0,972 + 0,000147 * F^{1175} \quad (3)$$

Em que:

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,5} + 1,25 T$$

B_o = Fator Volume Formação (bbl/STB)

γ_o = Densidade do Óleo

3.1.3. Fator de Compressibilidade do Gás

O fator de compressibilidade pode ser definido como a relação entre o volume que uma massa de gás ocupa em uma determinada condição de temperatura e pressão e o volume em que a massa ocuparia na mesma condição de temperatura e pressão caso fosse um gás ideal.

O fator de compressibilidade será calculado pela correlação de Standing (Rosa, 2006):

$$A = 1,39 (T_{pr} - 0,92)^{0,5} - 0,36 T_{pr} - 0,101 \quad (4)$$

$$B = (0,62 - 0,23 T_{pr}) P_{pr} \quad (5)$$

$$C = \left[\frac{0,066}{(T_{pr} - 0,86)} - 0,037 \right] P_{pr}^2 \quad (6)$$

$$D = \frac{0,32}{(10^9(T_{pc} - 1))} P_{pr}^6 \quad (7)$$

$$E = B + C + D \quad (8)$$

$$F = 0,132 - 0,32 \log T_{pr} \quad (9)$$

$$G = 10^{(0,3106 - 0,49T_{pr} + 0,1824 T_{pr}^2)} \quad (10)$$

$$Z = A + (1 - A)e^{-E} + F P_{pr}^G \quad (11)$$

Em que:

Z= Fator de Compressibilidade

3.1.4. Fator Volume Formação do Gás

O fator volume formação do gás consiste na relação entre o volume que ele ocupa em uma determinada condição de temperatura e pressão e o volume por ele ocupado nas condições padrão (Rosa, 2006).

$$B_g = 0,028 Z \frac{T + 460}{P} \quad (12)$$

Em que:

B_g = Fator Volume Formação do Gás (scf/scf)

3.1.5. Pressão e Temperatura Pseudocrítica Reduzida

De acordo com o Teorema dos Estados Correspondentes, explicado por Brill e Beggs (1991), misturas de gases reais possuem o mesmo valor de fator de compressibilidade (Z) para os mesmos valores de pressão pseudo-reduzida e temperatura pseudo-reduzida. As propriedades pseudo-reduzidas são definidas em função das propriedades pseudo-críticas.

As propriedades pseudo-críticas serão calculadas a partir da correlação de Standing (Rosa, 2006), conforme exposto a seguir:

Para o gás natural seco:

$$P_{pc} = 677 + 15 \gamma_g - 37,5 \gamma_g^2 \quad (13)$$

$$T_{pc} = 168 + 325 \gamma_g - 12,5 \gamma_g^2 \quad (14)$$

Para o gás natural úmido:

$$P_{pc} = 706 + 51,7 \gamma_g - 11,1 \gamma_g^2 \quad (15)$$

$$T_{pc} = 187 + 330 \gamma_g - 71,5 \gamma_g^2 \quad (16)$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad (17)$$

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}} \quad (18)$$

Em que:

P_{pc} = Pressão pseudocrítica (Psi);

T_{pc} = Temperatura pseudocrítica (°R);

P_{pr} = Pressão pseudoreduzida (Psi);

T_{pr} = Temperatura Pseudoreduzida (°R)

3.1.6. Massa Específica do Óleo

A massa específica representa a relação entre a massa de uma substância e o seu volume ocupado. A massa específica do óleo é calculada por (Brill e Beggs, 1991):

$$\rho_o = \frac{(62,4 \gamma_o + 0,0136 \gamma_g R_s)}{B_o} \quad (19)$$

Em que:

ρ_o = massa específica do óleo (lbm/ft³)

3.1.7. Massa Específica do Gás

A massa específica do gás é calculada por (Brill e Beggs, 1991):

$$\rho_g = \frac{(0,001 M \gamma_g P)}{(Z R T)} \quad (20)$$

Em que:

M = 28,967 peso molecular do ar;

R = 8,3144 constante da lei do gas

3.1.8. Viscosidade do Óleo Morto

A viscosidade de uma mistura líquida de hidrocarbonetos é afetada pelas variações de temperatura, pressão e por sua composição. O óleo morto consiste no óleo em condições de tanque para as quais não existe mais o gás inicialmente dissolvido no líquido, ou seja, todo o gás já foi despreendido.

A viscosidade do óleo morto é definida para a pressão atmosférica em qualquer temperatura. Posteriormente esta viscosidade é corrigida pela as condições de pressão do sistema.

A correlação de Beggs e Robinson (Beggs e Robinson, 1975) foi escolhida no cálculo da viscosidade do óleo morto, descrita abaixo:

$$X = 10^{(3,0324 - 0,02023 API) T^{-1,163}} \quad (21)$$

$$\mu_{od} = 10^X - 1 \quad (22)$$

Sendo:

μ_{od} = Viscosidade do Óleo Morto (cp)

3.1.9. Viscosidade do Óleo Vivo

Para pressões acima do ponto de bolha a correlação de Vazquez e Beggs (Vazquez e Beggs, 1980) foi utilizada no cálculo da viscosidade do óleo vivo:

$$a = -(3,9 \cdot 10^{-5})P^{-5} \quad (23)$$

$$m = 2,6 P^{1,187} 10^a \quad (24)$$

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m \quad (25)$$

Sendo:

μ_{ob} = Viscosidade do Óleo no Ponto de Bolha (cp)

μ_o = Viscosidade do Óleo (cp)

Para pressões menores ou iguais ao ponto de bolha a correlação utilizada para o cálculo da viscosidade foi Beggs e Robinson (1975).

$$A = \left(\frac{10,715}{R_s + 100} \right)^{0,515} \quad (26)$$

$$B = \left(\frac{5,44}{R_s + 150} \right)^{0,338} \quad (27)$$

$$\mu_o = A \mu_{od}^B \quad (28)$$

3.1.10. Viscosidade do Gás

A correlação de Lee et al. (Brill e Beggs, 1991) foi escolhida para o cálculo da viscosidade do gás, sendo descrita a seguir:

$$X = 3,448 + \frac{986,4}{T} + 0,01009 Mw \quad (29)$$

$$Y = 2,447 - 0,2224 X \quad (30)$$

$$K = \frac{[(9,379 + 0,01607Mw) T^{1,5}]}{209,2 + 19,26Mw + T} \quad (31)$$

$$\mu_g = 10^{-4} K e^{X \rho_g^Y} \quad (32)$$

Sendo:

Mw = Peso Molecular do Gás

μ_g = Viscosidade do Gás (cp)

3.1.11. Tensão Superficial

A tensão superficial é a medida do desequilíbrio nas forças moleculares interfaciais para duas fases em contato.

A correlação de Abdul-Majeed publicada em 2000 é uma atualização da correlação de Baker and Swerdloff's (1956) para a qual informações de 18 tipos de óleo morto foram coletadas cobrindo o intervalo de 60 a 130°F e utilizadas para construir a Equação (33) abaixo:

$$\tau_{od} = (1,17013 - 1,69410^{-3}T)(38,085 - 0,259API) \quad (33)$$

A partir de um conjunto de dados de 42 sistemas de óleo/gás um fator de correção para a tensão interfacial gás/óleo foi desenvolvido:

$$\frac{\tau_{go}}{\tau_{od}} = 0,056379 + 0,94362e^{(-3,8491 \cdot 10^{-3}R_s)} \quad (34)$$

Sendo:

τ_{go} = Tensão Superficial gás/óleo (dinas/cm)

Para o cálculo da tensão superficial água/óleo Firoozabadi e Ramey (1988) propuseram a correlação exposta a seguir:

$$x_o = \left[1 + \frac{7,521 \cdot 10^{-6} R_s M_o}{\gamma_o} \right]^{-1} \quad (35)$$

$$x_g = 1 - x_o \quad (36)$$

$$T_{cm} = x_o T_{co} + x_g T_{cg} \quad (37)$$

$$\tau_{hw} = \left[\frac{1,58(\rho_w - \rho_o) + 1,76}{T_r^{0,315}} \right]^4 \quad (38)$$

Sendo:

M_o = Peso Molecular do Óleo

T_{co} = Temperatura Pseudocrítica do Óleo

T_{cg} = Temperatura Pseudocrítica do Gás

T_{cm} = Temperatura Pseudocrítica da Mistura

τ_{hw} = Tensão Superficial água/óleo (dinas/cm)

3.2. Parâmetros Operacionais

Além das propriedades dos fluidos para calcular o gradiente de pressão são necessários os valores de parâmetros operacionais, tais como: as vazões de produção, velocidades e *hold up*.

3.2.1. Vazão de gás in situ

A vazão de gás nas condições in situ de pressão e temperatura é calculada por:

$$Q_{g_insitu} = 0,0004 Q_g B_g + 0,0004 Q_o R_s 0,017808 B_g \quad (39)$$

Sendo:

Q_g = Vazão de Produção de Gás em Condições Standard (m^3/dia)

Q_o = Vazão de Produção de Óleo em Condições Standard (m^3/dia)

Q_{g_insitu} = Vazão de Gás in situ (ft^3/s)

3.2.2. Vazão de Óleo in situ

A vazão de óleo in situ é calculada por:

$$Q_{o_insitu} = 0,0004 Q_o B_o \quad (40)$$

Sendo:

Q_{o_insitu} = Vazão de Óleo in situ (ft^3/s)

3.2.3. Vazão de água in situ

A vazão de água in situ é calculada por:

$$Q_{w_insitu} = 0,0004 Q_w B_w \quad (41)$$

Sendo:

Q_w = Vazão de Produção de Água em Condições Standard (m^3/dia)

Q_{w_insitu} = Vazão de Água in situ (ft^3/s)

3.2.4. Velocidade Superficial do Gás

A velocidade superficial do gás é a velocidade que o gás teria caso estivesse escoando sozinho na tubulação, sendo calculada por:

$$V_{sg} = \frac{Q_{g_insitu}}{A} \quad (42)$$

$$A = \frac{\pi(0,0833 D)^2}{4} \quad (43)$$

Sendo e:

A = área transversal do duto (ft^2)

D = diâmetro do duto (in)

V_{sg} = Velocidade superficial do Gás (ft/s)

3.2.5. Velocidade Superficial do Líquido

A velocidade superficial do líquido é calculada a partir de:

$$V_{sl} = \frac{Q_{o_insitu} + Q_{w_insitu}}{A} \quad (44)$$

Em que:

V_{sl} = Velocidade Superficial do Líquido (ft/s)

3.2.6. Velocidade Superficial da Mistura

A velocidade superficial da mistura é calculada por:

$$V_{sm} = V_{sg} + V_{sl} \quad (45)$$

Em que:

V_{sm} = Velocidade Superficial da Mistura (ft/s)

3.2.7. Hold up

Segundo Brill e Beggs (1991), o *hold up* do líquido (H_L) é definido pela razão entre o volume de líquido (V_L) presente em um segmento de duto e o volume (V) desse mesmo segmento de duto:

$$H_L = \frac{V_L}{V}. \quad (46)$$

O volume de líquido pode variar de zero ao volume total do duto. Por consequência o *hold up* do líquido pode variar de zero, para fluxo de gás somente a um para fluxo somente de líquido. De forma análoga o *hold up* do gás (H_G) representa o volume restante do duto, representado pela Equação 47:

$$H_G = 1 - H_L \quad (47)$$

3.2.8. Hold up sem Escorregamento

O *hold up* do líquido sem escorregamento (λ_L) é definido por Brill e Beggs (1991) como a razão entre o volume de líquido (V_L) presente em um segmento de duto e o volume (V) desse mesmo segmento de duto, caso não fosse considerado o

escorregamento entre as fases, ou seja, o gás e o líquido estivessem escoando a mesma velocidade.

$$\lambda_L = \frac{Q_{l_insitu}}{Q_{l_insitu} + Q_{g_insitu}} \quad (48)$$

O *hold up* do gás sem escorregamento (λ_G) também representa o volume restante do segmento do duto.

$$\lambda_G = 1 - \lambda_L \quad (49)$$

3.3. Correlações de Fluxo Multifásico

O escoamento multifásico é caracterizado pelo escoamento de óleo, água e gás simultaneamente. Contudo na realidade é definido pelo escoamento de uma fase líquida e a fase gasosa. Na produção de petróleo e gás, esse tipo de escoamento é encontrado majoritariamente dentro das colunas de produção e dutos de escoamento.

As equações de fluxo multifásico foram desenvolvidas pra prever o comportamento do fluxo em diversas condições como trechos verticais, horizontais e inclinados que requerem o cálculo do diferencial de pressão.

O estudo das equações de fluxo multifásico, assim como sua aplicabilidade, é de extrema importância na análise da viabilidade da produção de óleo e gás e da maximização das vazões produzidas em um campo de petróleo.

As correlações de fluxo multifásico podem ser divididas em três categorias segundo Brill e Mukhrjee (1999):

- Categoria A: assume o escoamento como sendo homogêneo, ou seja, não considera o escorregamento entre as fases. Apresenta somente uma correlação para o fator de atrito bifásico, independente do padrão de escoamento. Pode-se encontrar em: Poettmann & Carpenter, Baxendell & Tomas, e Facher & Brown.
- Categoria B: assume o escorregamento entre as fases, contudo ainda não diferencia os diferentes padrões de escoamento. Há necessidade de correlações para o cálculo do *hold up* do líquido e do coeficiente de fricção. Exemplos de correlações do tipo B podem ser encontrados em: Hagedorn & Brown, Gray, e Asheim.
- Categoria C: assume o escorregamento entre as fases e diferencia os padrões de escoamento existentes. São utilizadas correlações para o cálculo do *hold up*, do fator de fricção e para caracterizar o padrão de escoamento. Algumas

correlações da categoria C são: Duns & Ros, Orkiszewski, Aziz et al., Beggs & Brill, e Mukherjee & Brill.

3.3.1. Padrões de escoamento

O fluxo multifásico é caracterizado por diferentes padrões de escoamento. Cada padrão é caracterizado de acordo com as velocidades de cada fase assim como os seus respectivos volumes. Diferenciam-se também para o fluxo horizontal e vertical.

Segundo Brill e Beggs (1991) para o escoamento vertical quatro tipos de padrão de escoamento podem ser encontrados, sendo eles: bolha, golfada, transição e anular.

Na Figura 3-1 os padrões de fluxo são identificados. Estes detalhados a seguir:

- Padrão de Bolha: o duto é quase que completamente preenchido por líquido e a fase do gás está presente em forma de pequenas bolhas. As bolhas movem-se em velocidades diferentes em relação ao líquido e, exceto pela sua densidade, pouco influenciam no gradiente de pressão. A parede do duto sempre está em contato com a fase líquida.
- Padrão Golfada: A fase de líquido ainda está presente de forma contínua, contudo a fase gasosa é mais pronunciada, e as bolhas tendem a se unir para formar grandes bolhas que preenchem quase toda seção transversal do duto. Nesse padrão a velocidade da fase de gás é maior que a velocidade da fase líquida. Há grande influência no gradiente de pressão por ambas as fases.
- Padrão de Transição: Consiste na mudança da fase contínua de líquido para uma fase contínua de gás. O efeito de ambas as fases é significativo no gradiente de pressão, contudo o efeito da fase gasosa é predominante.
- Padrão anular: A fase gasosa é a fase contínua e o volume de líquido é arrastado em forma de gotas na fase de gás. O efeito do gás no gradiente de pressão é predominante e a parede do tubo é revestida por uma camada de gotículas líquidas.

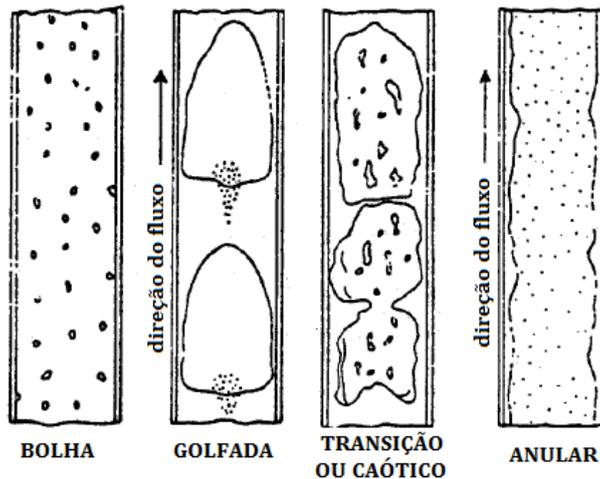


Figura 3-1 Tipos de Padrão de Escoamento para o Fluxo Vertical. Fonte: Brill e Beggs(1991) Modificado.

Para o fluxo horizontal, Brill e Beggs (1991) dividem o escoamento horizontal em três padrões: distribuído, intermitente e segregado. Diferentemente do fluxo vertical, cada padrão contém subdivisões mostradas na Figura 3-2.

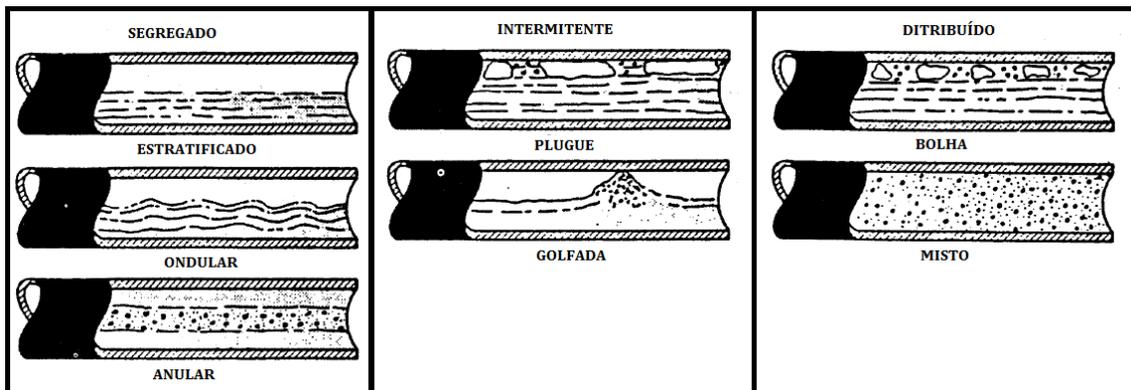


Figura 3-2 Tipos de Regime de Fluxo para Escoamento Horizontal. Fonte: Brill e Beggs (1991) Modificada

3.3.2. Gradiente de Pressão

O gradiente de pressão é calculado para obter-se a variação de pressão ao longo do escoamento. Segundo Brill e Mukherjee (1999), a equação do gradiente de pressão foi desenvolvida a partir da solução das equações de Conservação de Massa, Momento e Energia.

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_t = \left(\frac{dp}{dL}\right)_f + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{el} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{acc} \quad (50)$$

A Equação (50) é composta por três termos, sendo eles:

- Termo de Fricção: referente ao atrito entre o fluido e as paredes do duto;
- Termo Gravitacional: referente à pressão hidrostática dos fluidos no interior dos dutos;
- Termo de Aceleração: referente às alterações de velocidade do fluido.

O termo gravitacional é a parcela predominante no gradiente de pressão, sendo responsável por até 95% da perda de carga total, a parcela de fricção pode ser responsável por até 20% do valor total enquanto a parcela correspondente à aceleração costuma ser desprezada uma vez que ela se torna significativa somente se há fluidos compressíveis escoando em alta velocidade, segundo Brill e Mukherjee (1999).

Ao se detalhar as parcelas do gradiente de pressão, obtém-se a Equação (51):

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_t = \frac{f \rho_f v_f^2}{2 D} + \rho_f g \text{sen}\theta + \rho_f v_f \left(\frac{dv_f}{dL}\right) \quad (51)$$

Em que:

f = Fator de Atrito

ρ_f = Massa Específica do Fluido

v_f = Velocidade do Fluido

D = Diâmetro Interno do Duto

g = Aceleração da Gravidade

θ = Ângulo de Inclinação em Relação a Horizontal

3.3.3. Correlação de Beggs e Brill

Usualmente na produção de petróleo, o fluido escoar por trechos horizontais, verticais e inclinados, e se faz necessária a modelagem do gradiente de pressão para cada um desses cenários. Brill e Beggs desenvolveram uma correlação cuja utilização é viável para todos os cenários, não sendo preciso a utilização de uma correlação para cada tipo de escoamento.

Segundo Brill e Beggs (1991) a correlação foi desenvolvida em um experimento de pequena escala. O aparato experimental utilizado foi de 90 pés de comprimento, diâmetro de 1 e 1,5 polegadas e podendo ter qualquer inclinação entre -90° e 90° . Os fluidos utilizados no experimento foram água e ar e para cada um dos diâmetros do duto

as vazões de líquido e gás variaram com o objetivo de se observar todos os padrões de escoamento horizontal.

Depois da variação da velocidade dos fluidos, o ângulo da tubulação foi variado em todo o intervalo experimental para que fosse possível visualizar os efeitos do ângulo no *hold up* do líquido e no gradiente de pressão.

Os parâmetros utilizados no experimento e seus respectivos intervalos utilizados foram:

- Vazão de Gás: 0 a 300 Mscf/dia;
- Vazão de Água: 0 a 30 gal/min;
- Pressão Média do Sistema: 35 a 95 psia;
- *Hold up* do Líquido: 0 a 0,87;
- Gradiente de Pressão: 0 a 0,8 psi/ft;
- Ângulo de Inclinação: -90° a 90°;
- Todos os Padrões de Escoamento Horizontal.

A correlação foi desenvolvida utilizando um total de 584 medições. As premissas utilizadas na elaboração da correlação foram: os fluidos são newtonianos e com viscosidade constante, ausência de transferência de massa e calor entre as fases e ausência de reações químicas.

$$\frac{dp}{dl} = \frac{\frac{f \rho_n V_{sm}^2}{2d} + \rho_s g \sin \theta}{1 - E_k} \quad (52)$$

Onde:

$$E_k = \frac{V_{sm} V_{sg} \rho_n}{P} \quad (53)$$

$$\rho_s = \rho_{liq} H_l + \rho_{gas} (1 - H_l) \quad (54)$$

A densidade da mistura, ρ_n , e a viscosidade da mistura, μ_n , sem escorregamento são calculadas por:

$$\rho_n = \rho_L \lambda_l + \rho_{gas} (1 - \lambda_l) \quad (55)$$

$$\mu_n = \mu_L \lambda_l + \mu_{gas} (1 - \lambda_l) \quad (56)$$

O número de Froude da mistura, N_{FR} , o número de velocidade do líquido e o número de Reynolds são calculados por:

$$N_{FR} = \frac{V_{sm}^2}{gD} \quad (57)$$

$$N_{LV} = 1,938 V_{sl}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_s}} \quad (58)$$

$$N_{RE} = 1488 \frac{\rho_n V_m D}{\mu_n} \quad (59)$$

A determinação do padrão de escoamento é feita a partir da Figura 3-3 em função do Número de Froude (N_{FR}) e do *hold up* do líquido sem escorregamento (λ_l). Para identificar o padrão de escoamento é necessário o cálculo de quatro limitadores, (L_1, L_2, L_3, L_4) que delimitam cada região da Figura 3-3.

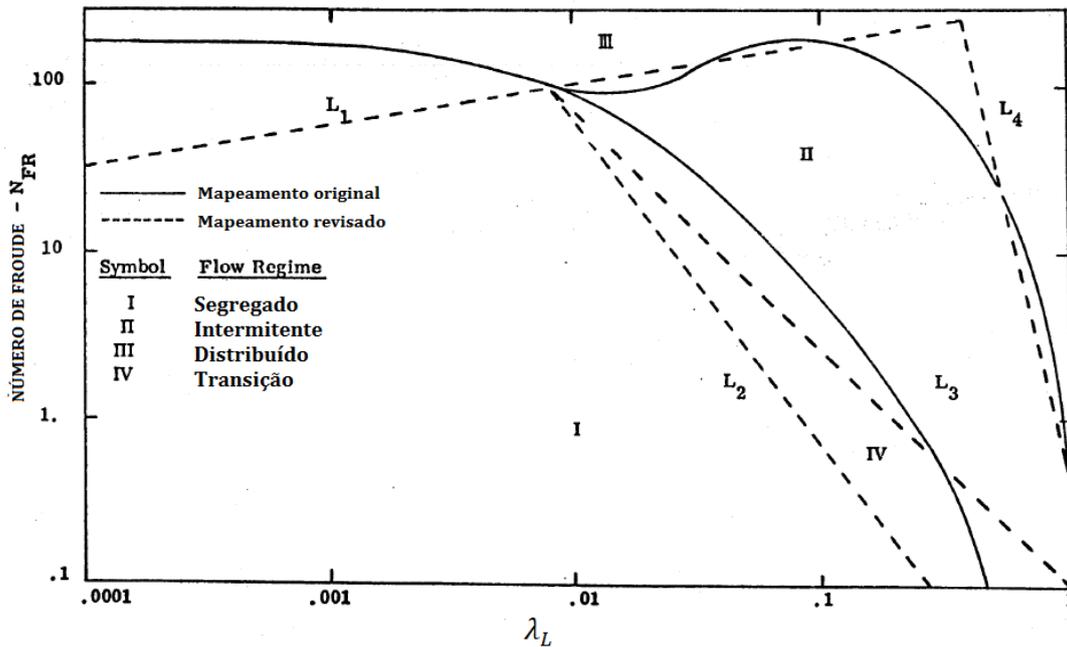


Figura 3-3 Limites para Padrões de Escoamento horizontal da correlação de Beggs & Brill. Fonte: Brill e Beggs, 1991.

Os limitantes de cada região são definidos por:

$$L_1 = 316 \lambda_L^{0,302} \quad (60)$$

$$L_2 = 0,0009252 \lambda_L^{-2,4684} \quad (61)$$

$$L_3 = 0,1 \lambda_L^{-1,4516} \quad (62)$$

$$L_4 = 0,5 \lambda_L^{-6,738} \quad (63)$$

Os limites de cada padrão de escoamento estão descritos na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 Limites dos Padrões de escoamento

Padrão de Fluxo	Limites
Segregado	$\lambda_l < 0,01$ e $N_{FR} < L_1$
	$\lambda_l \geq 0,01$ e $N_{FR} < L_2$
Transição	$\lambda_l \geq 0,01$ e $L_2 \leq N_{FR} \leq L_3$
Intermitente	$0,01 \leq \lambda_l < 0,4$ e $L_3 < N_{FR} \leq L_4$
	$\lambda_l \geq 0,4$ e $L_3 < N_{FR} \leq L_4$
Distribuído	$\lambda_l < 0,4$ e $N_{FR} \geq L_1$
	$\lambda_l \geq 0,4$ e $N_{FR} > L_4$

O *hold up* do líquido para o escoamento em trechos horizontais, ou seja, $H_{L(0)}$ quando o ângulo com a horizontal é igual a zero é calculado a partir de relações entre o Número de Froude e o *hold up* do líquido sem escorregamento, como mostra a Equação (64) e a Figura 3-4.

$$H_{L(0)} = \frac{a \lambda_L^b}{N_{FR}^c} \quad (64)$$

Na qual a, b e c são constantes que variam de acordo com o padrão de escoamento conforme Tabela 3.2.

Tabela 3.2 Constantes para o Cálculo do Hold up

Padrão de Escoamento	a	b	c
Segregado	0,98	0,4846	0,0868
Intermitente	0,845	0,5351	0,0173
Distribuído	1,065	0,5824	0,0609

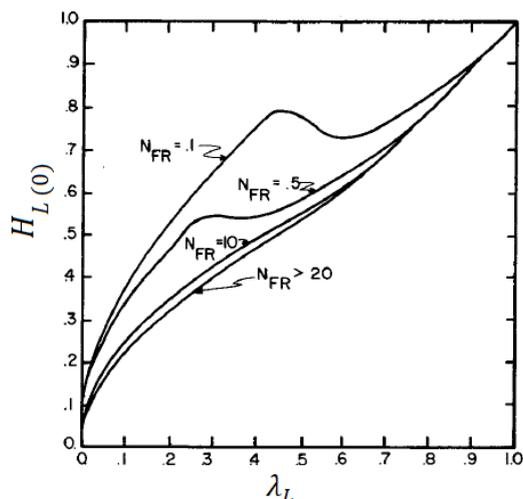


Figura 3-4 Relação entre o Hold up do líquido sem considerar inclinação. Fonte: Brill & Beggs, 1973, modificada.

O valor do *hold up* encontrado pela Equação (64) deve ser maior ou igual ao valor do *hold up* do líquido sem considerar o escorregamento, por esta razão caso o valor de $H_{L(0)}$ seja menor que λ_L , deve-se assumir $H_{L(0)} = \lambda_L$.

Para corrigir o valor do *hold up* do líquido para trechos inclinados foi desenvolvido um fator de correção a partir da Figura 3-5, que mostra a relação entre a variação do ângulo e o *hold up* do líquido.

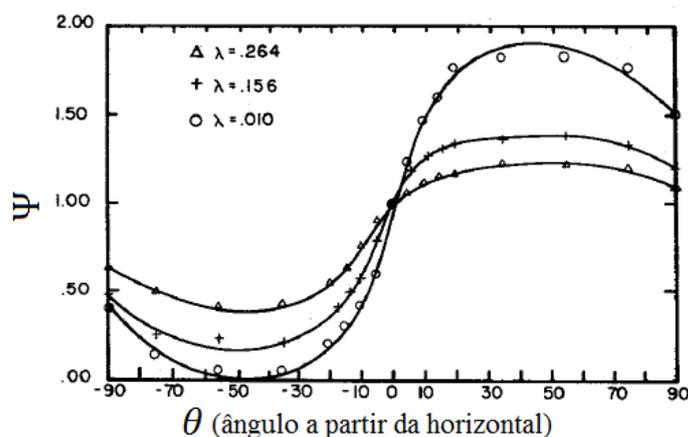


Figura 3-5 Relação entre o ângulo, Hold up horizontal e o fator de inclinação. Fonte: Brill & Beggs, 1973, Modificado.

O cálculo do *hold up* do líquido é feito por:

$$H_L(\theta) = H_{L(0)} \cdot \Psi \quad (65)$$

Em que:

Ψ = Fator de Correção para a Inclinação

$$\Psi = 1 + C [\text{sen}(1,8 \cdot \theta) - 0,333 \text{sen}^3(1,8 \cdot \theta)] \quad (66)$$

$$C = (1 - \lambda_l) \ln(d \lambda_L^e N_{LV}^f N_{FR}^g) \quad (67)$$

Onde d, e, f, g são constantes definidas de acordo com os padrões de escoamento e o sentido do fluxo (ascendente ou descendente). Conforme a Tabela 3.3 mostra:

Tabela 3.3 Constantes para o cálculo do fator de correção para a inclinação

Inclinação	Padrão de Escoamento	d	e	f	g
$\theta > 0$	Segregado	0,011	-3,768	3,539	-1,614
	Intermitente	2,96	0,305	-0,4473	0,0978
	Distribuído	Sem correção $C = 0$ e $\Psi = 1$			
$\theta < 0$	Todos	4,7	-0,3692	0,1244	-0,5056

Para o padrão de escoamento de transição o *hold up* do líquido é calculado a partir da interpolação dos valores do *hold up* do líquido para o fluxo segregado e intermitente.

$$H_{L(\text{transição})} = A H_{L(\text{segregado})} + (1 - A) H_{L(\text{intermitente})} \quad (68)$$

$$A = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2} \quad (69)$$

A próxima etapa no cálculo do gradiente de pressão é o cálculo do fator de fricção de duas fases (f_{tp}) a partir do valor do *hold up* do líquido, como mostra a Figura 3-6.

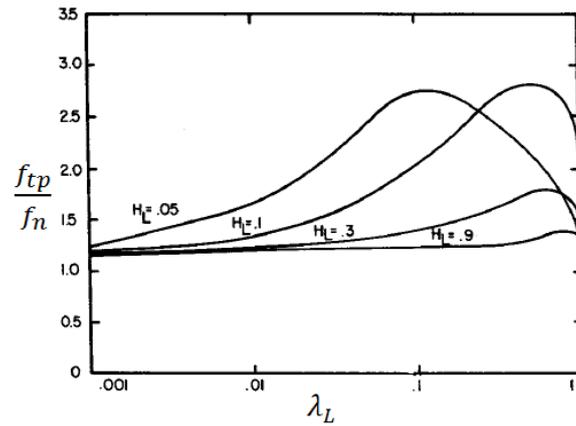


Figura 3-6. Relação entre o fator de fricção de duas fases e o hold up do líquido.

Fonte: Brill & Beggs, 1973 modificado.

$$f_{tp} = f_n e^s \quad (70)$$

Sendo:

$$f_n = \frac{1}{\left(2 \log \frac{N_{RE}}{4,522 \log(N_{RE} - 3,8215)}\right)^2} \quad (71)$$

$$s = \frac{\ln y}{-0,0523 + 3,182 \ln y - 0,8725(\ln y)^2 + 0,01853(\ln y)^4} \quad (72)$$

$$y = \frac{\lambda_L}{H_L^2} \quad (73)$$

Se $1 < y < 1,2$:

$$s = \frac{\ln y}{2,2y - 1,2} \quad (74)$$

Definido o valor do fator de fricção de duas fases, todos os parâmetros necessários para o cálculo do gradiente de pressão estão definidos e a perda de carga ao longo do escoamento utilizando a correlação de Beggs e Brill pode ser estimada.

3.3.4. Correlação de Hagedorn Brown Modificada

A correlação de Hagedorn Brown (Economides, 2009) modificada difere da correlação original uma vez que utiliza o *hold up* do líquido sem escorregamento quando a correlação empírica do *hold up* do líquido prevê um valor menor que o *hold up* do líquido sem escorregamento e a utilização da correlação de Griffith e Wallis (1961) para o padrão de escoamento de bolha.

$$L_B = 1,071 - 0,2218 \left(\frac{V_{sm}^2}{D}\right) \quad (75)$$

Se $L_B < 0,13$:

$$L_B = 0,13$$

O padrão de escoamento de bolha existe se $\lambda_g < L_B$. Para os outros regimes de escoamento, o diferencial de pressão deve ser calculado utilizando a metodologia a seguir.

Para calcular o gradiente de pressão, é necessário primeiramente calcular o *hold up* do líquido, sendo este em função de quatro números adimensionais: número da velocidade do líquido (N_{vl}), número da velocidade do gás (N_{vg}), número do diâmetro do duto (N_D) e número da viscosidade do líquido (N_L).

$$N_{vl} = 1,938 V_{sl} \sqrt[4]{\frac{\rho_l}{\sigma}} \quad (76)$$

$$N_{vg} = 1,938 V_{sg} \sqrt[4]{\frac{\rho_l}{\sigma}} \quad (77)$$

$$N_D = 120,872 D \sqrt[4]{\frac{\rho_l}{\sigma}} \quad (78)$$

$$N_L = 0,15726 \mu_L \sqrt[4]{\frac{1}{\rho_l \sigma^3}} \quad (79)$$

A constante CN_L é calculada em função do número da viscosidade do líquido.

$$CN_L = \frac{0,0019 + 0,0322 N_L - 0,6642 N_L^2 + 4,9951 N_L^3}{1 - 10,0147 N_L + 33,8696 N_L^2 + 277,2817 N_L^3} \quad (80)$$

O próximo passo para o cálculo do *hold up* do líquido é o cálculo da constante H, para posteriormente calcular $\frac{H_l}{\psi}$.

$$H = \frac{N_{vl} P^{0,1} CN_L}{N_{vg}^{0,575} P a^{0,1} N_D} \quad (81)$$

$$\frac{H_l}{\psi} = \left(\frac{0,0047 + 1123,32H + 729489,64H^2}{1 + 1097,1566H + 722153,97H^2} \right)^{0,5} \quad (82)$$

O parâmetro B é calculado em função dos números de velocidade do gás, viscosidade do líquido e diâmetro do duto, com o intuito de se obter o valor do parâmetro ψ .

$$B = \frac{N_{vg} N_L^{0,38}}{N_D^{2,14}} \quad (83)$$

$$\psi = \frac{1,086 - 69,9473B + 2334,3497B^2 - 12896,683B^3}{1 - 53,4401B + 1517,9369B^2 - 8419,8115B^3} \quad (84)$$

Por fim, é possível calcular o *hold up* do líquido pela Equação (85).

$$H_l = \frac{H_l}{\psi} \psi \quad (85)$$

3.3.5. Correlação de Gray

O primeiro passo no cálculo do gradiente de pressão utilizando a correlação de Gray (Economides, 2009) é o cálculo de três números adimensionais.

$$N_1 = \frac{\rho_m^2 V_{sm}^4}{g\sigma(\rho_l - \rho_g)} \quad (86)$$

$$N_2 = \frac{gD^2(\rho_l - \rho_g)}{\sigma} \quad (87)$$

$$N_3 = 0,0814 \left[1 - 0,0554 \ln \left(1 + \frac{730R_v}{R_v + 1} \right) \right] \quad (88)$$

Em que:

$$R_v = \frac{V_{sl}}{V_{sg}} \quad (89)$$

O *hold up* do líquido é calculado a partir do da Equação 90, utilizando-se o *hold up* do líquido sem escorregamento:

$$H_l = 1 - (1 - \lambda_l)(1 - \exp(f_1)) \quad (90)$$

Sendo:

$$f_1 = -2,314 \left[N_1 \left(1 + \frac{205}{N_2} \right) \right]^{N_3} \quad (91)$$

Para calcular a perda por fricção, a correlação de Gray utiliza a rugosidade efetiva do duto. A correlação da rugosidade efetiva do duto é dada por:

Para $R_v \geq 0,007$ $k_e = k_0$.

Para $R_v < 0,007$:

$$k_e = k + R_v \left(\frac{k_0 - k}{0,007} \right) \quad (92)$$

Sendo:

$$k_0 = \frac{0,285\sigma}{\rho_m V_{sm}^2} \quad (93)$$

k = rugosidade absoluta do duto

A rugosidade efetiva é utilizada para calcular a rugosidade relativa do duto, sendo seu valor dividido pelo diâmetro da tubulação. Sendo assim, é possível obter-se o fator de fricção do escoamento utilizando a rugosidade relativa e o Número de Reynolds.

3.3.6. Correlação de Duns e Ros

A correlação de Duns e Ros, descrita em Brill e Beggs (1991), é resultado de um extensivo estudo de laboratório em que o *hold up* do líquido e pressões foram medidos. Foram desenvolvidas, para cada um dos três regimes de escoamento, correlações para a velocidade de escorregamento e o fator de fricção. Os limites dos regimes de escoamento são funções dos parâmetros adimensionais N_{vl} , N_{vg} , N_D , L_s , L_m , L_1 , L_2 .

$$N_{vl} = 1,938 V_{sl} \sqrt[4]{\frac{\rho_l}{\sigma}} \quad (94)$$

$$N_{vg} = 1,938 V_{sg} \sqrt[4]{\frac{\rho_l}{\sigma}} \quad (95)$$

$$N_D = 120,872 D \sqrt{\frac{\rho_l}{\sigma}} \quad (96)$$

$$L_s = 50 + 36N_{vl} \quad (97)$$

$$L_m = 75 + 84N_{vl}^{0,75} \quad (98)$$

Os parâmetros L_1 e L_2 são calculados a partir do gráfico da Figura 3-7 em função de N_D .

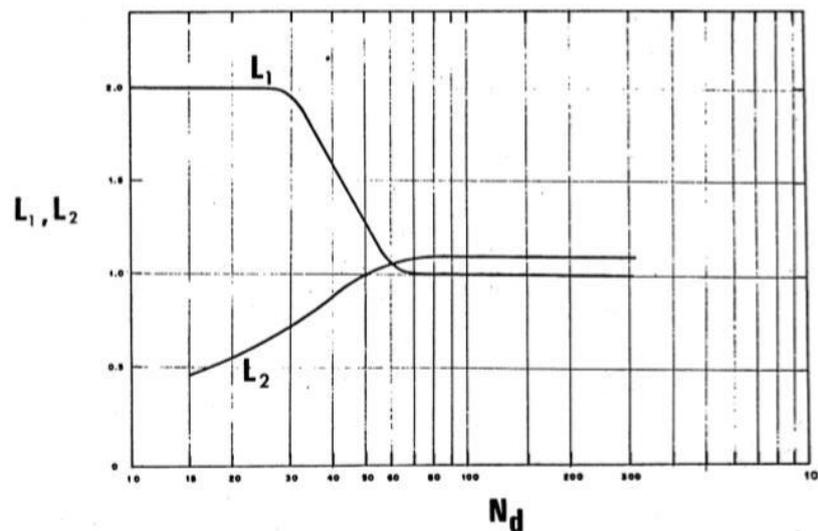


Figura 3-7 Números de Regime de Fluxo. Fonte: Brill & Beggs, 1991.

Duns e Ros apresentaram uma correlação adimensional para a velocidade de escorregamento, em função da velocidade de escorregamento entre as fases atual:

$$s = V_s \left(\frac{\rho_l}{\sigma_l g} \right)^{0,25} \quad (99)$$

O *hold up* do líquido pode ser calculado através da Equação (100), abaixo:

$$H_L = \frac{V_s V_{sm} [(V_s V_{sm})^2 + 4V_s V_{sl}]^{0,5}}{2V_s} \quad (100)$$

O procedimento para calcular a perda de carga por elevação apresenta as seguintes etapas:

1. Calcular a velocidade de escorregamento adimensional s , segundo o padrão de escoamento encontrado.
2. Resolver a Equação (99), para a velocidade de escorregamento V_s .
3. Calcular o *hold up* do líquido utilizando a Equação (100).
4. Calcular a densidade da mistura por, $\rho_s = \rho_l H_l + \rho_g (1 - H_l)$.
5. Calcular o gradiente de pressão de elevação por. $\left(\frac{dp}{dz} \right)_{elevação} = \frac{g}{144g_c} \rho_s$.

Os limites para o padrão de bolha são definidos por: $0 \leq N_{vg} \leq L_1 + L_2 N_{vl}$. A velocidade de escorregamento adimensional é calculada a seguir:

$$s = F_1 + F_2 N_{vl} + F_3 \left(\frac{N_{vg}}{1 + N_{vl}} \right)^2 \quad (101)$$

Sendo F_1 e F_2 são encontrados na Figura 3-8.

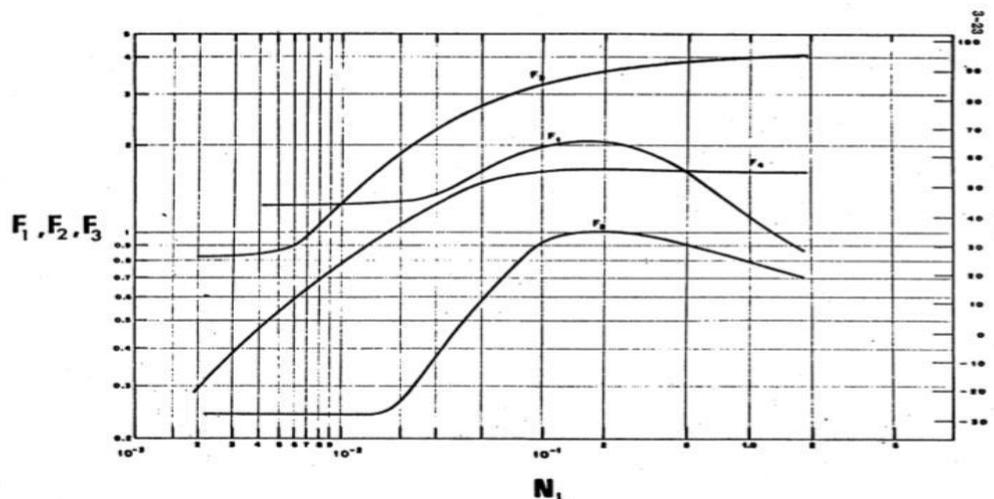


Figura 3-8 Números da Velocidade de Escorregamento do Padrão de Bolha. Fonte: Brill & Beggs, 1991.

$$F'_3 = F_3 - \frac{F_4}{N_D} \quad (102)$$

Sendo F_3 e F_4 também são encontrados a partir do gráfico da Figura 3-8.

A partir de dados experimentais Duns e Ros chegaram a Equação 103 para o cálculo do fator de fricção.

$$f_m = f_1 \frac{f_2}{f_3} \quad (103)$$

Sendo f_1 é o fator de fricção obtido a partir do Diagrama de Moody, f_2 é uma correção para a vazão gás-líquido sendo obtido a partir do gráfico da Figura 3-9

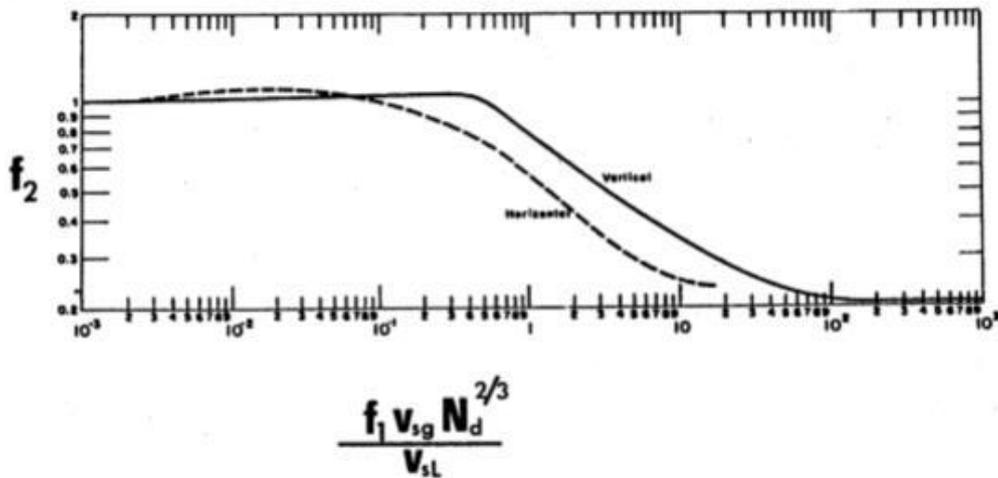


Figura 3-9 Fator de Correção para o fator de fricção no padrão de bolha. Fonte: Brill & Beggs, 1991.

O fator f_3 é mais um fator de correção adicional para o fator de fricção de Moody e se torna importante para viscosidades acima de 50 centistokes.

$$f_3 = 1 + f_1 \sqrt{\frac{V_{sg}}{50V_{sl}}} \quad (104)$$

Os limites para o padrão de golfada são definidos por: $L_1 + L_2 N_{vl} \leq N_{vg} \leq L_5$.

E a velocidade de escorregamento adimensional é dada por:

$$s = (1 + F_5) \frac{N_{gv}^{0,982} + F'_6}{(1 + F_7 N_{lv})^2} \quad (105)$$

$$F'_6 = 0,029 N_D + F_6 \quad (106)$$

Sendo F_5 , F_6 e F_7 encontrados a partir do gráfico da Figura 3-10 como função do número de viscosidade do líquido.

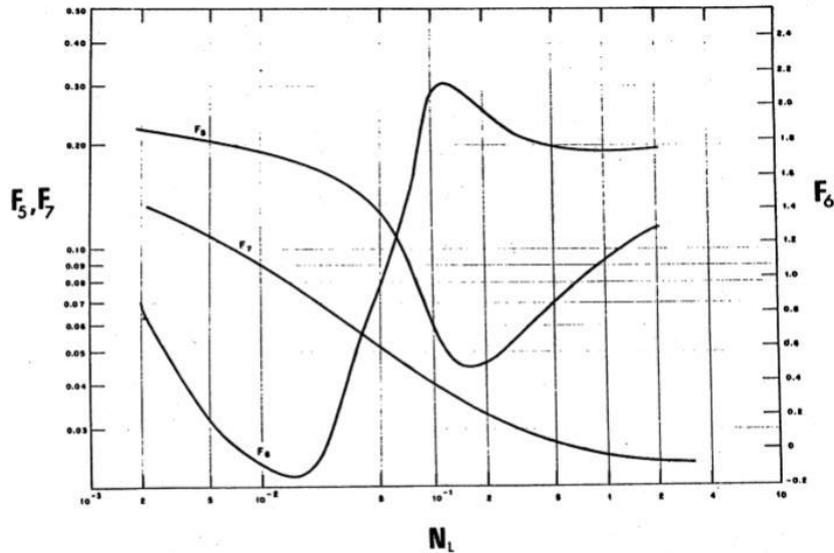


Figura 3-10 Números da Velocidade de Escorregamento no Padrão Golfada. Fonte: Brill & Beggs, 1991

O cálculo do fator de fricção para o padrão de golfada é feito da mesma maneira, já explicada anteriormente para o padrão de bolha.

Os limites para o padrão misto são definidos por: $N_{vg} > L_m$.

Duns e Ros (Brill e Beggs, 1991) assumem que uma vez que a velocidade do gás é elevada no padrão de escoamento misto, a velocidade de escorregamento se torna zero. Sendo assim, a densidade da mistura é calculada por:

$$\rho_n = \rho_l \lambda_l + \rho_g (1 - \lambda_l) \quad (107)$$

Neste padrão de escoamento a parcela de fricção é baseada somente na fase gasosa, sendo assim o fator de fricção é calculado a partir do Diagrama de Moody, com base no número de Reynolds do gás.

$$N_{RE} = 1488 \frac{\rho_g V_{sg} D}{\mu_g} \quad (108)$$

O padrão de transição ($L_s < N_{vg} < L_m$) é a zona de escoamento entre o padrão de golfada e misto, sendo assim Duns e Ros (Brill e Beggs, 1991) sugeriram a interpolação linear entre os dois regimes. O gradiente de pressão para o padrão de transição deve ser calculado a partir do das correlações do escoamento misto e de golfada.

$$\frac{dp}{dz} = A \left(\frac{dp}{dz} \right)_{golfada} + (1 - A) \left(\frac{dp}{dz} \right)_{misto} \quad (109)$$

Em que:

$$A = \frac{L_m - N_{vg}}{L_m - L_s} \quad (110)$$

3.3.7. Correlação de Orkiszewski

Orkiszewski (Brill e Beggs, 1991) testou uma série de correlações já publicadas e concluiu que nenhuma delas era acurada o suficiente para todos os padrões de fluxo. Sendo assim, ele selecionou para o padrão de bolha e misto as correlações que ele considerou mais apropriadas e propôs uma nova correlação para o padrão golfada.

Para o padrão bolha ele selecionou a correlação de Griffith e Wallis (1961), demonstrada abaixo:

$$L_B = 1,071 - \left(0,2218 \frac{V_{sm}^2}{D} \right) \quad (111)$$

Em que:

$$L_B \geq 0,13$$

O limite para o padrão de bolha é representado pela inequação $\frac{V_{sg}}{V_{sm}} < L_B$.

A Equação (112) representa o cálculo do *hold up* do líquido em função da velocidade da mistura, da velocidade superficial do gás e da velocidade de escorregamento entre as fases.

$$H_l = 1 - 0,5 \left[1 + \frac{V_{sm}}{V_s} - \sqrt{\left(1 + \frac{V_{sm}}{V_s} \right)^2 - 4 \frac{V_{sg}}{V_s}} \right] \quad (112)$$

Em que:

$$V_s = 0,8$$

O termo de fricção no padrão de bolha é calculado pela equação a seguir:

$$\left(\frac{dp}{dz} \right)_f = \frac{f \rho_l (V_{sl}/H_l)^2}{2g_c D} \quad (113)$$

O fator de fricção é obtido a partir do Diagrama de Moody e o Número de Reynolds é calculado por:

$$N_{RE} = \frac{\rho_l D V_{sl}}{H_l \mu_l} \quad (114)$$

A correlação proposta para o padrão de golfada tem seus limites representados pelas inequações $\frac{V_{sg}}{V_{sm}} > L_B$ e $N_{vg} < L_s$. Sendo L_s calculado pela Equação (115).

$$L_s = 50 + 36N_{vl} \quad (115)$$

A densidade da mistura é calculada pela Equação (116) em função dos parâmetros V_b e δ , que seu cálculo será demonstrado adiante.

$$\rho_s = \frac{\rho_l(V_{sl} + V_b) + \rho_g V_{sg}}{V_{sm} + V_b} + \rho_l \delta \quad (116)$$

Sendo:

$$V_b = C_1 C_2 \sqrt{gD} \quad (117)$$

As constantes C_1 e C_2 estão expressas na Figura 3-11 em função de N_{Reb} e N_{Rel} .

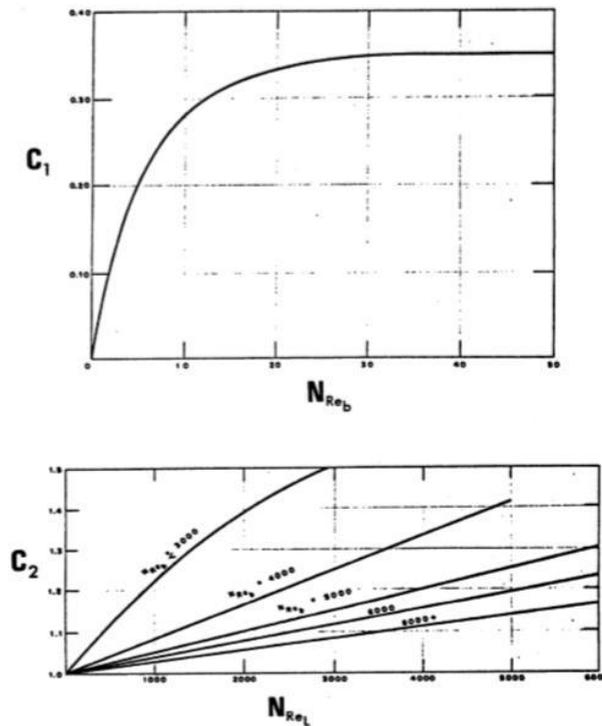


Figura 3-11 Coeficientes de Griffith-Wallis. Fonte: Brill & Beggs, 1991

$$N_{Reb} = \frac{\rho_l V_b D}{\mu_l} \quad (118)$$

$$N_{Rel} = \frac{\rho_l V_{sm} D}{\mu_l} \quad (119)$$

Uma vez que $V_b = f(N_{Reb})$ e $N_{Reb} = f(V_b)$ o cálculo de V_b exige um processo iterativo, que segue os seguintes passos:

1. Estimar o valor de V_b . Um bom primeiro valor é representado por $V_b = 0,5\sqrt{gD}$
2. Calcular o valor de N_{Reb} utilizando o valor de V_b no primeiro passo.

3. Calcular V_b utilizando as Equações (120) a (122).
4. Comparar os valores de V_b . Continuar o processo até obter a convergência.

$$N_{Reb} \leq 3000 \quad V_b = (0,546 + 8,74 \times 10^{-6} N_{Rel}) \sqrt{dD} \quad (120)$$

$$N_{Reb} \geq 8000 \quad V_b = (0,35 + 8,74 \times 10^{-6} N_{Rel}) \sqrt{dD} \quad (121)$$

$$A = (0,251 + 8,74 \times 10^{-6} N_{Rel}) \sqrt{dD}$$

$$3000 < N_{Reb} < 8000 \quad V_b = \frac{1}{2} \left[A + \sqrt{A^2 + \frac{13,59 \mu_l}{\rho_l \sqrt{D}}} \right] \quad (122)$$

O valor de δ é calculado a partir das equações abaixo, sendo dependente da velocidade da mistura e qual é a fase contínua de líquido no escoamento. A partir de uma fração de água (BSW) maior que 75%, a água foi considerada a fase contínua do escoamento.

Tabela 3.4 Equações para o cálculo de δ

Fase Contínua	Valor de V_{sm}	Equação para δ
Água	<10	123
Água	>10	124
Óleo	<10	125
Óleo	>10	126

$$\delta = \frac{(0,013 \log \mu_l)}{D^{1,38}} - 0,681 + 0,232 \log V_{sm} - 0,428 \log D \quad (123)$$

$$\delta = \frac{(0,045 \log \mu_l)}{D^{0,799}} - 0,709 + 0,162 \log V_{sm} - 0,888 \log D \quad (124)$$

$$\delta = \frac{(0,0127 \log(\mu_l + 1))}{D^{1,415}} - 0,284 + 0,167 \log V_{sm} - 0,113 \log D \quad (125)$$

$$\delta = \frac{(0,0274 \log(\mu_l + 1))}{D^{1,371}} + 0,161 + 0,569 \log D + X \quad (126)$$

$$X = -\log V_{sm} [(0,01 \log(\mu_l + 1) / D^{1,571}) + 0,397 + 0,63 \log D]$$

O valor de δ é restrito pelos seguintes limites:

Se $V_{sm} < 10$:

$$\delta \geq -0,065 V_{sm} \quad (127)$$

Se $V_{sm} > 10$:

$$\delta \geq \frac{-V_b}{V_{sm} + V_b} \left(1 - \frac{\rho_s}{\rho_l} \right) \quad (128)$$

As restrições tem a finalidade de eliminar possíveis descontinuidades, uma vez que as equações para δ não necessariamente se encontram em $V_{sm} = 10$.

A parcela de fricção é calculada pela Equação (129), sendo o fator de fricção calculado pelo Diagrama de Moody.

$$\left(\frac{dp}{dz} \right)_f = \frac{f \rho_l (V_{sm})^2}{2g_c D} \left[\left(\frac{V_{sl} + V_b}{V_{sm} + V_b} \right) + \delta \right] \quad (129)$$

Os padrões de transição e misto são calculados da mesma forma como descrito no Item 3.3.6 da correlação de Duns e Ros.

3.4. Cálculo do Gradiente de Temperatura

O cálculo do gradiente de temperatura em poços exige o conhecimento das temperaturas das camadas rochosas que compõem as imediações do poço, além da aplicação das leis de conservação físicas, como a conservação de energia. Sendo assim, apesar de exibidas 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).

O procedimento adotado requer a convergência conjunta da pressão e temperatura, sendo assim primeiramente assume-se um gradiente de pressão conhecido do poço e posteriormente o gradiente de temperatura é calculado. Como a convergência do valor da temperatura está atrelado ao valor da pressão, muitas vezes se faz necessária uma nova iteração na temperatura, com os novos valores de pressão calculados.

O cálculo gradiente de temperatura está dividido em duas etapas: a primeira o cálculo do gradiente de temperatura do poço e a segunda das linhas submarinas (*flowline e risers*).

3.4.1. Gradiente de Temperatura Poço

O gradiente de temperatura do poço é calculado primeiramente a partir do parâmetro L_R (comprimento relaxado), parâmetro que pode ser considerado como um tipo de coeficiente de troca térmica global para o sistema poço-formação com unidade inversa a de comprimento, representado pela Equação (130).

$$L_R = \frac{2\pi r_{to} U}{c_p W} \quad (130)$$

Sendo:

U = Coeficiente Global de Troca Térmica (Btu/(hr ft² °F))

W = Vazão Mássica do Fluido (lbm/hr)

r_{to} = Raio externo da Coluna de Produção (ft)

c_p = Capacidade Térmica (Btu/(lbm °F)).

Sendo assim a temperatura do fluido produzido (T_f) é dada por:

$$T_f = T_{ei} + \frac{1 - e^{-dz L_R}}{L_R} \left(g_G \text{sen } \alpha + \Phi - \frac{g \text{ sen } \alpha}{c_p J g_c} \right) \quad (131)$$

Sendo:

T_{ei} = Temperatura da Formação na Profundidade z (°F)

dz = Distância Medida a partir do Fundo do Poço (ft)

g_G = Gradiente Geotermal da Formação (°F/ft)

α = Ângulo do Poço em Relação à Horizontal

g = Aceleração da Gravidade (ft²/s)

J, g_c = Conversores de Valores

Φ = Parâmetro calculado pela Equação 132, se $w > 5$ lbm/s, caso contrário $\Phi = 0$.

$$\begin{aligned} \Phi = & -0.002978 + 1.006 \times 10^{-6} P_{wf} + 1.906 \times 10^{-4} w - 1.047 \times 10^{-6} GLR \\ & + 3.229 \times 10^{-5} API + 0.004009 \gamma_g - 0.3551 g_G \end{aligned} \quad (132)$$

Onde,

P_{wf} = Pressão no Fundo do Poço (psia)

3.4.2. Gradiente de Temperatura Linhas Submarinas

O gradiente de temperatura das linhas submarinas é calculado de maneira mais simplificada e representado pela Equação (133).

$$T_f(x) = T_o + (T_{fin} + T_o) \exp\left(\frac{-U\pi D_i x}{wc_p}\right) \quad (133)$$

Sendo:

T_o = Temperatura Externa (°F);
 T_{fin} = Temperatura do Fluido Inicial (°F);
 D_i = Diâmetro Interno do Duto (ft);
 x = Distância Medida do Ponto Inicial (ft).

Neste caso, a temperatura externa utilizada nos cálculos é a temperatura da água do mar.

3.5. Análise das Curvas TPR x IPR

3.5.1. Índice de Produtividade

Segundo Thomas (2001) o índice de produtividade IP é utilizado para caracterizar a o potencial de fluxo de um poço e pode ser descrito pela equação abaixo:

$$IP = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \quad (134)$$

Sendo:

Q= Vazão de Fluxo

P_r = Pressão estática do reservatório

P_{wf} = Pressão de fundo do poço

O índice de produtividade é uma característica de cada poço e é utilizado para o cálculo das vazões de produção assim como as pressões de fundo de poço associadas a diferentes aberturas da válvula reguladora de fluxo (*choke*).

3.5.2. Curva de Pressão Disponível IPR (*Inflow Performance Relationship*)

A curva de pressão disponível IPR (*Inflow Performance Relationship*) representa a pressão disponível do sistema e o comportamento do reservatório produzindo, ou seja, a relação entre a vazão de produção no reservatório e a pressão no fundo do poço (Thomas, 2001), Figura 3-12.

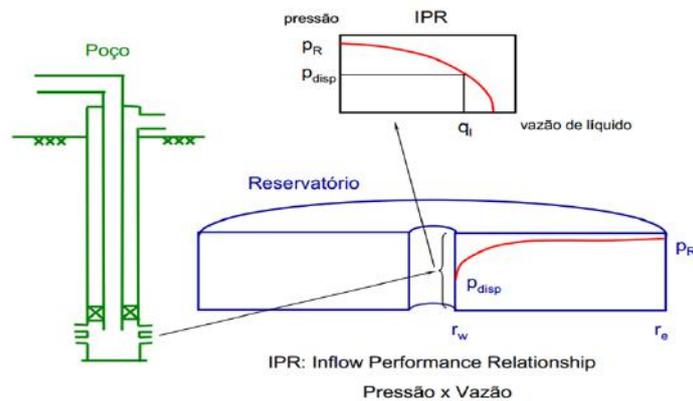


Figura 3-12 Curva de Pressão Disponível

O modelo mais simplificado para o cálculo da IPR é o modelo linear utilizado para escoamento monofásico em que a pressão do reservatório se encontra acima da pressão de bolha, descrito pela Equação (135).

$$P_{wf} = P_r - \frac{Q}{IP} \quad (135)$$

O ponto onde a curva de IPR se encontra com o eixo horizontal do gráfico é denominado AOFP (*Absolute Open Flow Potencial*), que representa a vazão máxima que o reservatório entregaria caso a pressão de fundo de poço fosse zerada.

Para modelos com fluxo multifásico, Vogel propõe um modelo a ser empregado em reservatórios que se encontram abaixo da pressão de bolha, descrito pela Equação (136) (Thomas, 2001):

$$\frac{Q_l}{Q_{l(\max)}} = 1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (136)$$

Sendo:

Q_l = Vazão de Líquido de Produção

$Q_{l(\max)}$ = Vazão Máxima de Produção (AOFP)

3.5.3. Curva de Pressão Requerida TPR (*Tubing Performance Relationship*)

A curva de saída do sistema é representada pela TPR (*Tubing Performance Relationship*), ou seja, ela representa a pressão requerida pelo sistema para escoar desde o reservatório até a superfície na plataforma, conforme exposto na Figura 3-13.

A TPR descreve todas as perdas de carga que o fluido sofre desde o fundo do poço, ou seja, as perdas por fricção e elevação, além das por restrições de válvulas e equipamentos.

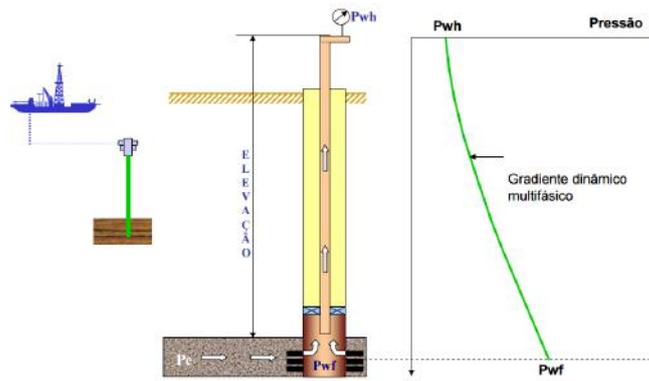


Figura 3-13 Curva de Pressão Requerida

O ponto de equilíbrio do sistema corresponde à interseção entre a IPR e TPR, ou seja, o ponto em que a pressão disponível do sistema se iguala à pressão requerida pelo mesmo, Figura 3-14. No ponto de encontro das duas curvas é determinada a vazão de produção do sistema e também a pressão de fundo de poço.

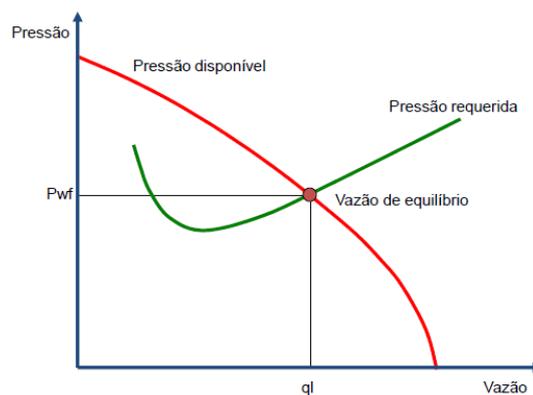


Figura 3-14 Ponto de Equilíbrio do Sistema. Fonte: Autoria Própria

3.6. Métodos de Elevação Artificial

Os métodos de elevação artificial são técnicas utilizadas com o intuito de aumentar a vazão de produção dos poços, quando a energia e pressão disponíveis pelo reservatório são insuficientes para produzir ou manter a produção em níveis economicamente viáveis (Rosa, 2006). As técnicas também são usualmente aplicadas mesmo quando a produção ocorre naturalmente, objetivando a diminuição da pressão requerida pelo sistema e possibilitando a redução da pressão de fundo de poço com significativos ganhos de vazão (Villela, 2004).

Os métodos mais comuns de elevação artificial consistem no gás *lift*, podendo ser intermitente e contínuo, e os bombeios que podem ser mecânico com haste, por

cavidade progressiva ou centrífugo submerso. Todas as técnicas possuem vantagens e desvantagens e são utilizadas de acordo com a geometria e tipo de fluidos de produção. No contexto da produção brasileira, a injeção de gás *lift* é das técnicas, a mais utilizada nos campos submarinos, conforme Villela (2004).

O gás *lift* consiste em uma técnica de injeção de gás que se utiliza a energia contida em gás comprimido para elevar os fluidos até a facilidade de produção, Figura 3-15. Sendo assim o funcionamento do gás *lift* implica na mudança direta na parcela hidrostática do diferencial de pressão, uma vez que ocorre a gaseificação da coluna de líquido (Brill e Mukherjee, 1999).

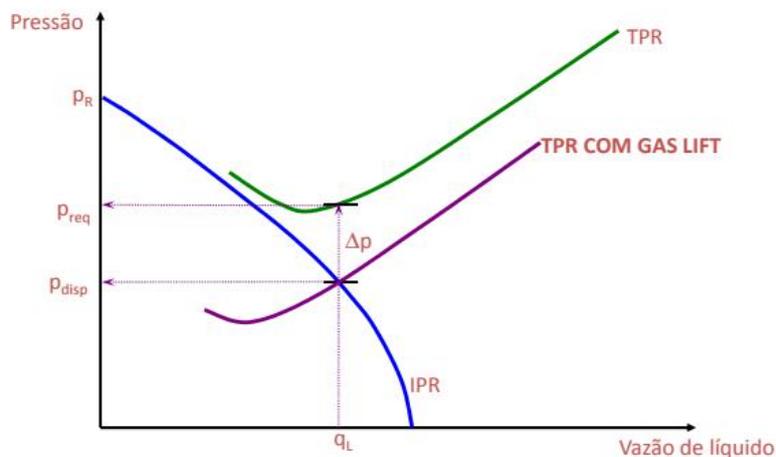


Figura 3-15 Efeito da Injeção de Gás Lift na TPR. Fonte: Autoria Própria

O efeito imediato dessa injeção de gás é a mudança na densidade de mistura, uma vez que provoca a sua redução, levando a uma menor perda de pressão na coluna, e aumento da vazão de produção. Contudo, um maior volume de gás não é diretamente relacionado com o aumento da vazão de produção de óleo, uma vez que o aumento na quantidade de gás pode acentuar a perda de carga friccional do escoamento, acarretar uma maior pressão de fundo de poço ou ainda 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).

3.7. Incertezas no Escoamento Multifásico

Durante a produção, ao longo do escoamento desde o reservatório até a unidade de produção, existem diversas fontes de incerteza. Pode-se citar, por exemplo, incertezas de medição como também devido às incertezas da modelagem.

Os dados de reservatório são medidos indiretamente, seja por análises PVT, sísmicas ou perfilagem. Sendo assim, os dados apresentam incertezas inerentes a cada teste. Além disso, dados de fluido como viscosidade, densidade e propriedades de reservatório como pressão estática e permeabilidade apresentam imprecisões em suas medições que precisam ser consideradas no escoamento. Juntamente às incertezas de medição, existem as incertezas inerentes à modelagem, uma vez que são utilizadas correlações para descrever o comportamento dos fluidos e para o cálculo da IPR.

Na coluna de produção, assim como *flowlines* e *risers*, existem as incertezas de medição em relação à geometria e à rugosidade dos dutos provenientes do processo de fabricação. Em relação às incertezas provenientes da modelagem, estas tem origem a partir das correlações de fluxo e fluido.

Caso exista no arranjo submarino a utilização de *manifolds*, a modelagem do escoamento se torna mais complicada, uma vez que as correntes de cada poço são misturadas e o processo de medição da vazão separada de cada poço torna-se muito complexa.

Na unidade de produção existem mais fontes de incerteza a serem consideradas. A medição das vazões de óleo, água e gás apresenta diversas incertezas. Tais incertezas existem devido a uma série de complicações, como, por exemplo, em caso de fluxo não estabilizado e medições em casos não-isocinéticos.

Baseando-se em Hoyer (2013) algumas dessas incertezas foram quantificadas e um fluxograma com esses valores pode ser visto na Figura 3-16.

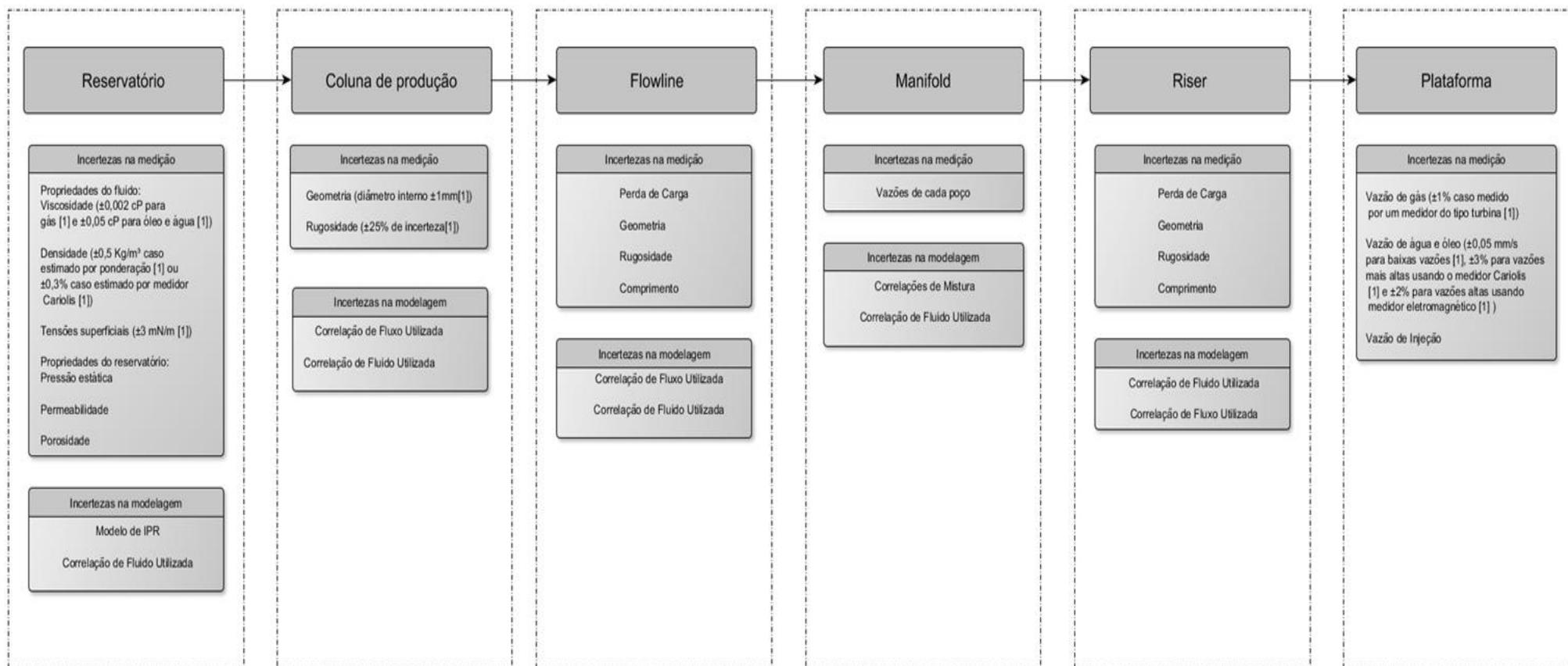


Figura 3-16 Incertezas ao longo do escoamento (Fonte: HOYER et al., 2013)

4.O Problema de Ajuste de Histórico para Modelos de Escoamento Multifásico Sob Incerteza

4.1. Definição do Problema

As condições de fluxo e características de produção de cada um dos poços variam ao longo da vida produtiva de um campo. Devido a essas mudanças, muitas vezes no intervalo entre os testes de produção os modelos de escoamento podem não reproduzir mais as condições de produção dos poços modelados.

Sendo assim, a cada novo teste de produção faz-se necessário um novo ajuste do modelo de escoamento multifásico a fim de atualizar as variáveis de produção utilizadas na construção do modelo e torná-lo mais próximo à realidade da produção. Uma vez que estes modelos são utilizados na previsão do comportamento da produção dos campos e por consequência guiam o ajuste de variáveis operacionais, tais como a vazão de injeção de gás *lift*, um ajuste ruim pode resultar em más escolhas operacionais.

O problema do ajuste dos modelos de escoamento multifásico pode ser dividido em dois problemas de ajuste. O primeiro consiste no ajuste da curva TPR, conhecida como a curva de pressão requerida e o segundo o ajuste da curva IPR, curva de pressão disponível no reservatório, descritas na Figura 4-1.

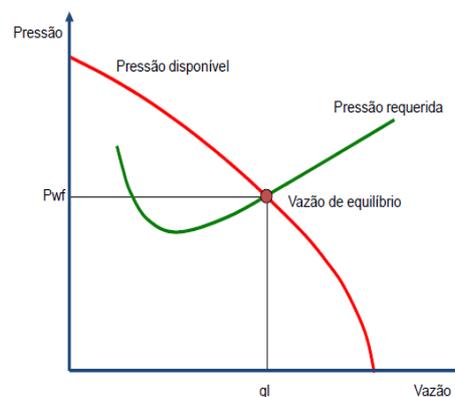


Figura 4-1- Curvas de Ajuste do Modelo de Escoamento Multifásico. Fonte: Aatoria

Própria

A TPR descreve matematicamente as perdas de carga que o fluido sofre desde o fundo do poço até a unidade de produção. A equação básica para o escoamento em dutos, descrita por Brill e Mukherjee (1999), considerando o fluxo monofásico e as Leis de Conservação de Massa e Energia é representada por:

$$\frac{dP}{dL} = -\tau \frac{\pi d}{A} - \rho g \sin \theta - \rho v \frac{dv}{dL} \quad (137)$$

Sendo P a pressão do fluido, L o comprimento do trecho do duto, g a aceleração da gravidade, θ a inclinação do duto com a horizontal, d o diâmetro do duto, v a velocidade de escoamento do fluido e τ a tensão cisalhante entre o fluido e a parede interna do duto.

A resolução analítica da Equação (137) possui muitas dificuldades associadas, uma vez que as propriedades dos fluidos variam de acordo com a pressão e temperatura ao longo do escoamento. Além disso, o escoamento, por muitas vezes é multifásico, ou seja, ao longo do escoamento existe mais de uma fase, o que implica na estimativa das propriedades de mistura das fases. Por estes motivos, a alternativa para a resolução do cálculo da TPR é a utilização de correlações de escoamento que estimam a perda de carga no duto.

O ajuste da curva de pressão requerida tem como objetivo honrar as pressões medidas ao longo do sistema de produção, como por exemplo, a pressão na cabeça do poço e a pressão na chegada à plataforma.

Sendo assim, para ajustar a curva de pressão requerida TPR, os parâmetros disponíveis são as correlações de escoamento e os fatores de correção de pressão e temperatura ($\frac{dP}{dL}, \frac{dT}{dL}$) para cada um dos trechos parametrizados do modelo.

Os fatores de correção são parcelas multiplicativas que corrigem a diferença entre a perda de carga calculada e observada, no caso da pressão e a diferença da troca térmica, no caso da temperatura, por trecho como mostrado na Equação (137).

A existência dos fatores de correção é causada pela utilização das correlações de escoamento. Uma vez que como estas não descrevem exatamente o fenômeno físico observado, há uma diferença entre os valores observados e calculados de perda de carga em cada trecho.

$$\frac{dP}{dL}_{final} = f_c \cdot \frac{dP}{dL}_{calculado} \quad (138)$$

As variáveis medidas que são consideradas no ajuste para validação são as pressões e temperaturas em que a instrumentação se encontra disponível, como PDG (*Pressure Downhole Gauge*), TPT (Transmissor de Pressão e Temperatura) e pressões e temperatura na superfície à montante da *choke* de produção.

O segundo ajuste, considerando a curva de pressão disponível IPR, tem como objetivo honrar a vazão de produção medida no teste de produção, uma vez que as pressões medidas já foram ajustadas anteriormente. Este processo tem como parâmetros de ajuste o índice de produtividade (IP) e a pressão estática do reservatório (P_e). Uma vez que a TPR já foi ajustada e seus respectivos parâmetros estão fixados, é possível determinar um par de valores de (IP, P_e) em que a vazão de líquido do teste de produção esteja sendo honrada.

Neste trabalho, para fins de simplificação, a calibração do modelo de escoamento multifásico, considerando um histórico de testes de produção e suas incertezas, será realizada somente considerando a curva de pressão requerida TPR.

Considerando somente o ajuste da curva de pressão requerida, somente as pressões ao longo do sistema de produção serão ajustadas e a vazão de produção do sistema será aquela medida pelo teste de produção, assim como os parâmetros utilizados no ajuste da IPR.

A inclusão de incertezas dos dados de produção na calibração dos modelos de escoamento multifásico torna a modelagem mais robusta. Uma vez que, ao englobar o comportamento estocástico de uma variável de produção, o modelo contempla as possíveis variações no valor desta variável, tornando a utilização do modelo mais ampla, confiável e acurada.

4.2. Modelagem do Problema

O primeiro passo da metodologia de ajuste do modelo de escoamento considerando as incertezas no valor de uma variável de produção, presente na Figura 4-2, é a amostragem de seus desvios utilizando a técnica do Hiper-cubo Latino, a ser descrita posteriormente no item 4.3.

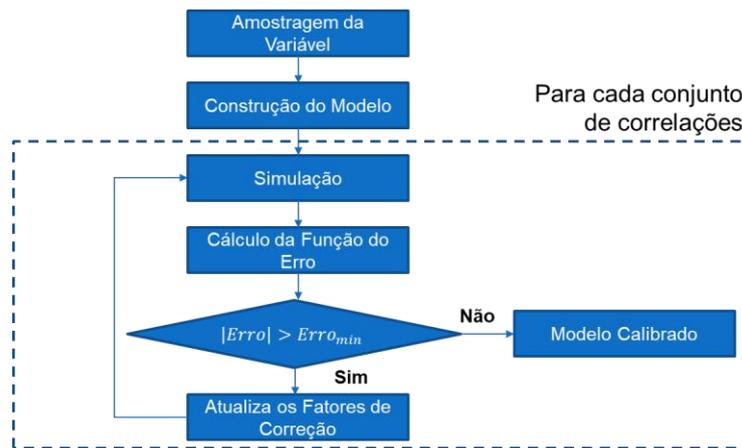


Figura 4-2 Metodologia do Ajuste. Fonte: Autoria Própria

A partir do resultado do tratamento estatístico dos dados é possível estimar o valor da variável através da equação do último segmento de reta escolhido, representando assim seu comportamento determinístico, e juntamente prever o seu comportamento estocástico a partir da amostragem dos desvios, conforme Figura 4-3.

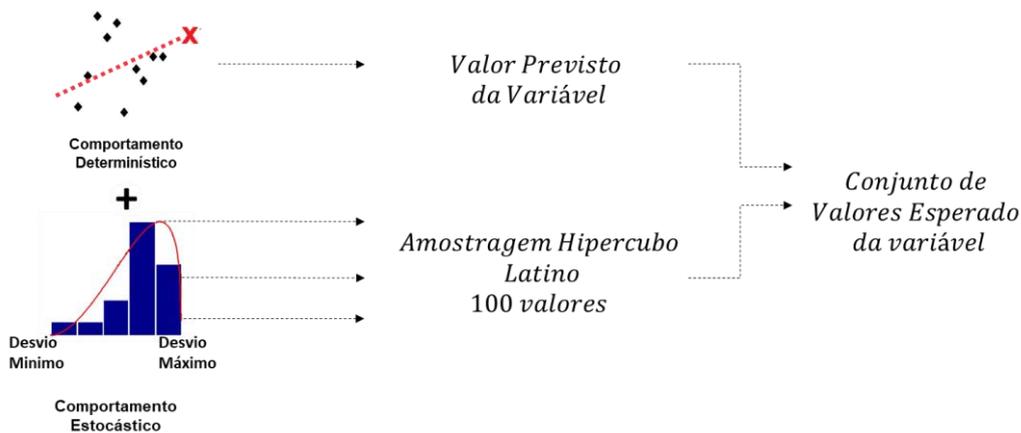


Figura 4-3 Cálculo do Conjunto de Valores Esperados da Variável. Fonte: Autoria Própria

O conjunto de valores esperados da variável de produção é obtido segundo a Equação (139), que representa a soma do valor previsto pela equação da reta e o desvio simulado.

$$var_{esperada} = var_{prevista} + desvio \quad (139)$$

O próximo passo é o início da construção do modelo de ajuste a partir da escolha das correlações de escoamento elegíveis para cada trecho de duto parametrizado. Como exemplo, podemos citar a escolha de um conjunto de correlações para a coluna de

produção e para as linhas submarinas (*flowline* e *riser*), respectivamente, representada na Figura 4-4.

É importante ressaltar que o algoritmo irá fazer todas as combinações dentre as correlações escolhidas para cada trecho. Por esse motivo, dependendo do número de trechos parametrizados escolhidos juntamente com o número de correlações a busca pode apresentar um alto custo de tempo computacional, requerendo um grande tempo para a realização do ajuste.

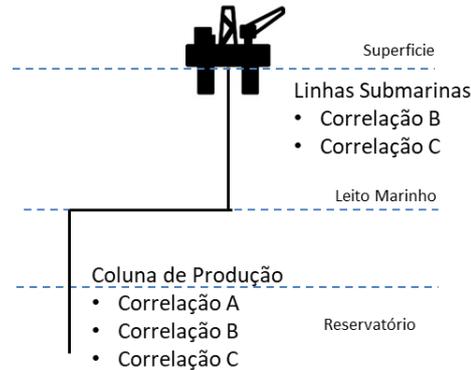


Figura 4-4 Conjunto de Correlações de Escoamento para cada trecho. Fonte: Autoria Própria

A partir da instrumentação disponível em cada um dos poços as variáveis de ajuste serão escolhidas, uma vez que:

- Caso o PDG e TPT estejam ativos serão consideradas duas variáveis de ajuste, os fatores de correção de pressão para a coluna de produção e linhas submarinas.
- Caso somente o PDG esteja ativo será considerada apenas uma variável de ajuste, o fator de correção de pressão para todos os trechos de escoamento.

Com as correlações de escoamento elegíveis escolhidas para cada trecho parametrizado, o conjunto da variável, que a incerteza será considerada, sorteado e as variáveis de ajuste definidas, assim como o seus valores iniciais, o processo de calibração do modelo pode ser iniciado.

A simulação foi realizada a partir de um código computacional implementado em *Python*, cuja validação foi realizada utilizando-se o simulador comercial MARLIM, simulador proprietário da Petrobras.

O procedimento adotado para realizar a simulação está descrito na Figura 4-5. Para cada nó discretizado ao longo do sistema de produção as propriedades de escoamento e

fluidos são calculadas e a parcela de perda de carga é estimada pelas correlações escolhidas anteriormente.

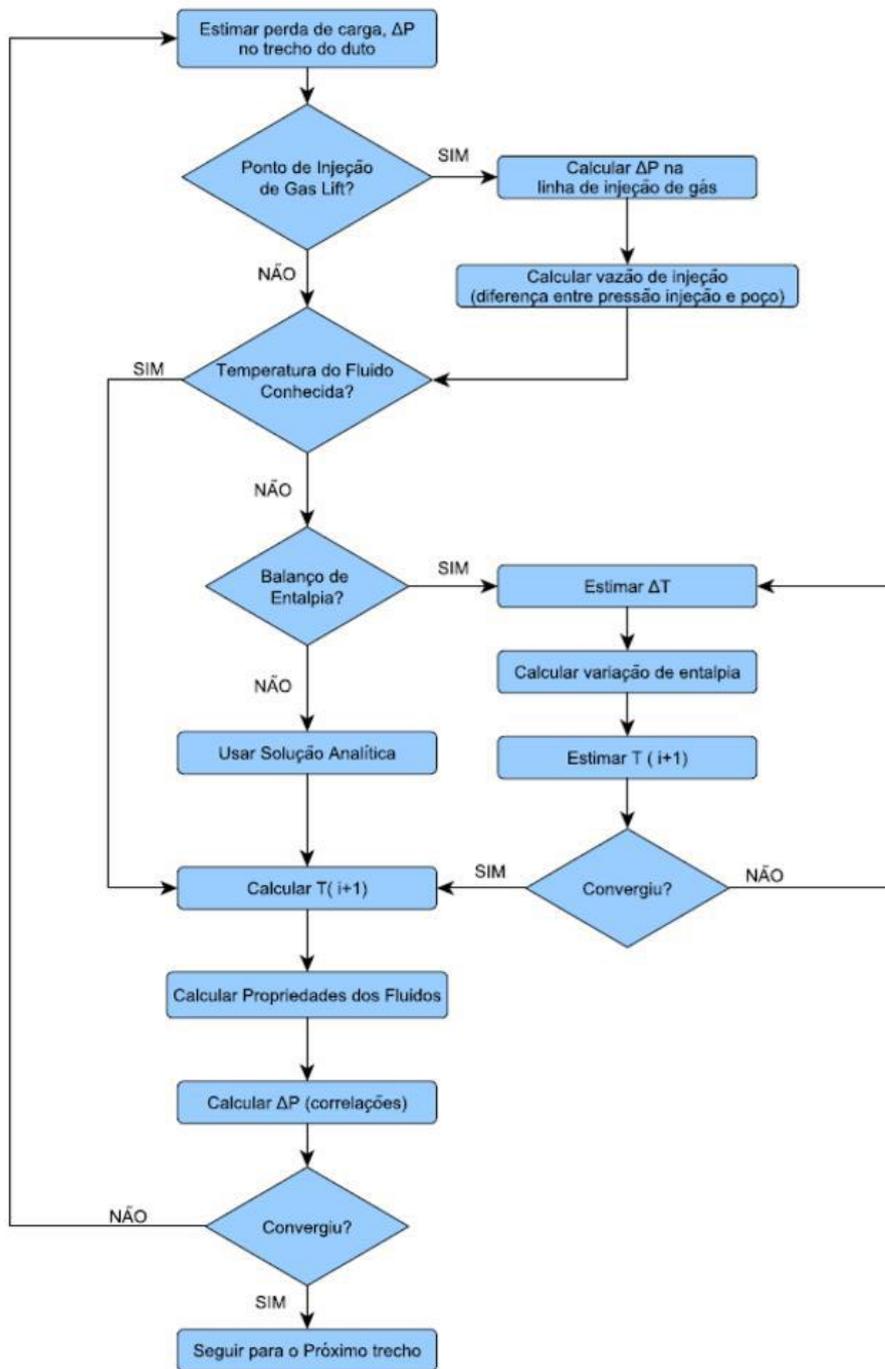


Figura 4-5 Algoritmo de Marcha para o Cálculo de Pressão e Temperatura. Fonte: Autoria Própria

Uma vez que a entrada no simulador é feita através de um conjunto de valores possíveis da variável de produção escolhida, que representam o comportamento histórico do poço, ao final da simulação será obtido um conjunto de valores possíveis

das variáveis ajustadas. Ou seja, a partir da resposta do simulador teremos um conjunto de valores de pressões de chegada, por exemplo, para cada uma das combinações de correlação de fluxo possíveis.

Com base neste conjunto será calculada a medida de erro, de cada uma das variáveis em que o ajuste está sendo realizado, como por exemplo, a pressão de chegada à plataforma. Além disso, para cada variável ajustada será calculado o P-50, que representa a probabilidade de ocorrência daquele valor.

A medida de erro avaliada em cada iteração do algoritmo está descrita na Equação (140) na qual o índice i é referente a cada uma das variáveis consideradas.

$$Erro_i = \frac{var_{simulado,i} - var_{med,i}}{var_{med,i}} \quad (140)$$

A partir do valor da discrepância calculado em cada iteração, os fatores de correção serão ajustados conforme a Figura 4-6, com o objetivo de tornar os valores simulados mais próximos aos valores medidos de produção.

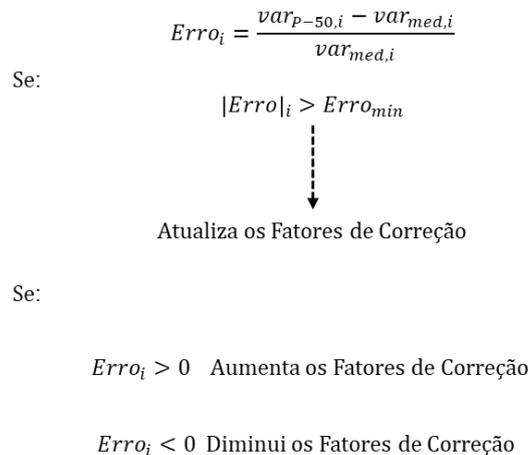


Figura 4-6 Atualização dos Fatores de correção. Fonte: Autoria Própria

A Figura 4-6 descreve a atualização dos fatores de correção da pressão, uma vez que a cada iteração este fator irá aumentar caso o erro seja positivo, uma vez que neste caso a perda de carga no duto está sobrestimada. O caso do fator de correção diminuir a cada iteração acontece quando a perda de carga simulada é maior que a observada, ou seja, a variável simulada é menor que a variável observada, o que acarreta um erro negativo.

Os fatores de correção são atualizados em função do erro da variável ajustada em questão, contudo o passo que estes fatores são atualizados ao longo do processo está relacionado à ordem de grandeza do erro.

O passo de atualização dos fatores de correção foi realizado conforme a Tabela 4.1. Esse critério foi adotado com a finalidade da busca do fator de correção ótimo se tornar mais refinada à medida que o erro se encontre mais próximo ao erro mínimo adotado no problema. Além de dificultar que à medida que o problema se encontre mais próximo do ótimo o fator de correção não seja atualizado de uma maneira abrupta, que por consequência distancie o problema do erro mínimo.

Tabela 4.1 Passo de Atualização do Fator de Correção

Valor do erro	Passo
Maior que 0,2	0,01
Menor que 0,2	0,001

Ao fim, os erros finais do ajuste para cada uma das correlações de escoamento multifásico serão comparados e será escolhida aquela que apresentar o menor erro entre os dados simulados e medidos.

4.3. Tratamento dos Dados de Produção Incertos

Os dados de produção dos poços consistem na série história de testes de produção que fornecem informações sobre diferentes variáveis, tais como: BSW, RGO, vazões de produção, injeção de gás e diferentes pressões e temperaturas ao longo do escoamento, por exemplo.

Os testes de produção têm como finalidade acompanhar a condição de operação dos poços, sendo necessária sua realização aproximadamente de mês em mês ou sempre que houver uma mudança na condição de operação do poço.

A primeira parte da análise dos dados de produção é feita a partir de um tratamento estatístico aplicado a série histórica de dados de produção, para isto um código computacional foi implementado utilizando o software estatístico R e a metodologia mais detalhada pode ser encontrada em Monteiro *et al.* (2017) .

A análise preliminar os dados de produção permitiu identificá-los como séries temporais não igualmente espaçadas, uma vez que os testes de produção não são feitos em uma mesma periodicidade. Sendo assim, a falta de regularidade no intervalo de tempo dos testes de produção torna-se um problema para encontrar um modelo que melhor se encaixe na série de dados espaçada. A primeira técnica adotada para modelar os dados de produção foi a regressão linear.

Contudo, apesar de se ajustar bem em alguns casos, o método algumas vezes não se mostrou efetivo, como a Figura 4-7 demonstra. Isto acontece, uma vez que, a regressão linear é mais indicada para modelos com um curto período de tempo sendo analisado e apenas uma tendência ao longo deste tempo. Entretanto, ao longo dos anos de produção as variáveis assumem diferentes tendências, o que motivou o uso da regressão linear segmentada no modelo estatístico.

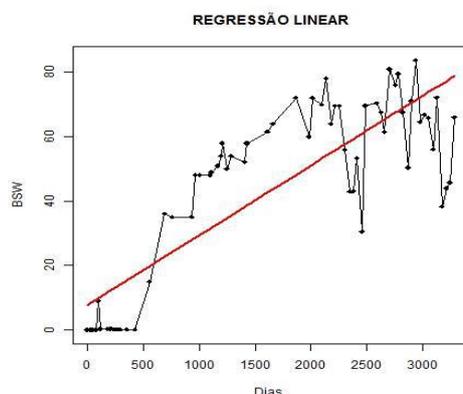


Figura 4-7 Regressão Linear. Fonte: Autoria Própria

A técnica da regressão linear segmentada permite que a resposta entre as variáveis exploradas seja linear por partes, ou seja, é representado por dois ou mais segmentos de retas conectados pelo ponto de quebra (Muggeo, 2008). A direção de cada um dos segmentos de reta se altera nos pontos de quebra, e estes funcionam como conectores garantindo a continuidade da série de dados.

A análise dos dados históricos de produção permitiu concluir que até quatro pontos de quebra os resultados se mostraram efetivos, não havendo a necessidade de um número maior de pontos de quebra, Figura 4-8. A quebra de série e os coeficientes de cada segmento de reta foram calculados a partir do pacote *Segmented* (Muggeo, 2008), utilizando o software estatístico R.

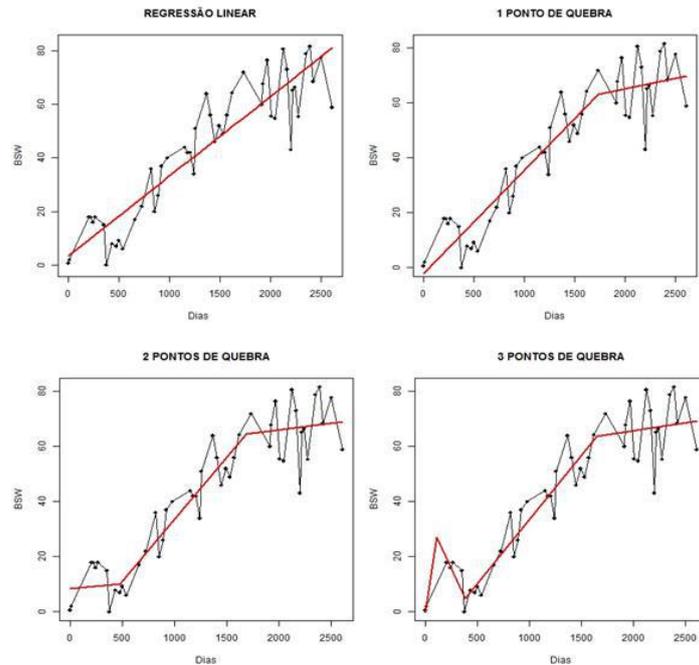


Figura 4-8 Exemplo de Regressão Linear e Regressão Linear Segmentada. Fonte: Autoria Própria

Os desvios dos dados em relação aos seus valores ajustados foram calculados com o objetivo de retirar a temporalidade da série, a partir da Equação (141).

$$desvio = Y - Y_{ajustado} \quad (141)$$

Com o intuito de comparar os resultados obtidos e indicar qual modelo se ajusta melhor à série de dados, medidas de erro foram calculadas para cada um dos casos implementados. As medidas utilizadas foram: raiz do erro quadrático médio normalizado, o coeficiente de determinação e por último o coeficiente de determinação ajustado. Entretanto, a análise a partir dos resultados das medidas de erro não é suficiente, sendo necessária a análise qualitativa dos gráficos com o objetivo de embasar a escolha do modelo mais apropriado à série de dados.

A análise e identificação de dados errôneos e inconsistentes que pode haver na amostra de dados é uma importante etapa do tratamento estatístico, uma vez que esses dados podem contaminar a amostra e ocasionar conclusões precipitadas do modelo. Os métodos escolhidos para a identificação de *outliers*, dados anômalos, neste trabalho foram o Z-Score Modificado (Igewicz and Hoaglin, 1993) e o método de Pearson (Pearson, 2002), por utilizarem a mediana na sua identificação. Esta escolha foi motivada pelo melhor desempenho de métodos que utilizem a mediana, ao invés da

média para conjuntos pequenos de dados, além disso, a média muitas vezes pode ser tendenciosa e não representar corretamente o conjunto de dados.

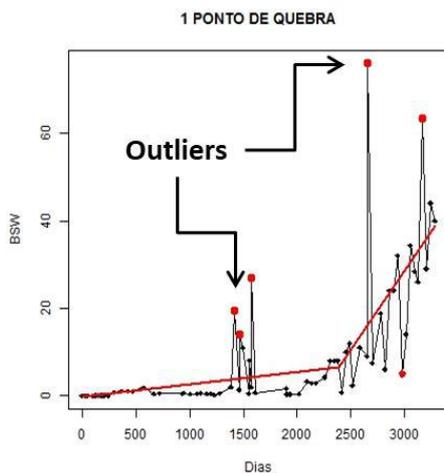


Figura 4-9 Identificação de Outliers. Fonte: Autoria Própria

Após a identificação, Figura 4-9, e retirada dos *outliers* da série histórica dos dados, novas regressões lineares segmentadas são calculadas e o processo é realizado até que não haja mais dados anômalos na série ou quando for considerado que o ajuste é suficiente e não sendo reconhecidos novos *outliers* no conjunto de dados.

Após o fim do tratamento dos dados, é possível incorporar o comportamento estocástico à variável de produção escolhida. Este processo foi realizado a partir do ajuste dos desvios do último segmento de reta a uma distribuição de probabilidade contínua. O último segmento de reta foi escolhido por representar o comportamento mais recente do poço produtor, uma vez que caso fossem considerados todos os segmentos o comportamento presente do poço poderia não ser traduzido.

O processo de ajuste da distribuição de probabilidade foi realizado a partir do pacote do software R, FitDistrPlus (Delignette-Muller and Dutang, 2015). A distribuição de probabilidade adotada no trabalho foi a distribuição Beta por apresentar um coeficiente de ajuste melhor aos dados, quando comparada a outras distribuições de probabilidade contínuas, representada na Figura 4-10.

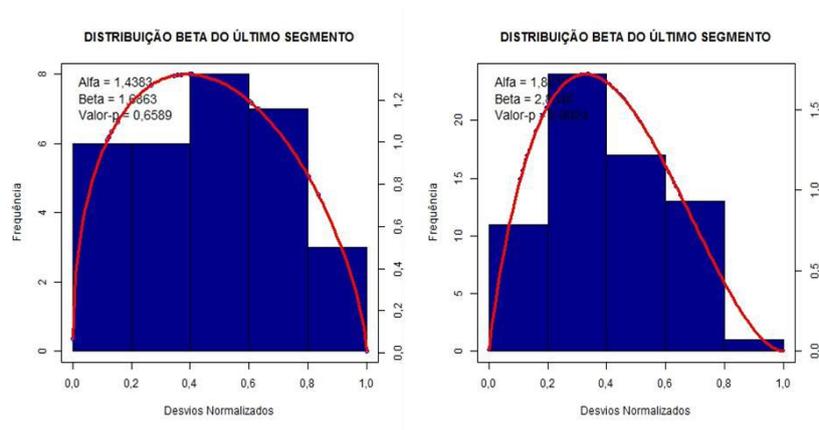


Figura 4-10 Ajuste da Distribuição de Probabilidade Beta aos Desvios. Fonte: Autoria Própria

Diferentemente do aplicado em Monteiro *et al* (2017) em que a Simulação de Monte Carlo foi adotada como método de amostragem dos desvios da variável de produção escolhida, neste trabalho o Hipercubo Latino foi utilizado.

As duas abordagens consistem em métodos de simulação, contudo apesar de Monte Carlo ser largamente mais utilizado, sua acurácia está diretamente ligada a grandes conjuntos de dados, o que em problemas de simulação de escoamento pode se tornar computacionalmente custoso. Em contrapartida, para uma boa acurácia na simulação utilizando-se o Hipercubo Latino é necessário um conjunto de dados simulados menor tornando-se o seu uso em conjunto com a simulação do escoamento mais atrativo.

A amostragem por Hipercubo Latino é uma técnica de amostragem estratificada que garante que cada uma das variáveis de entrada X_k tenha todo intervalo de sua distribuição representado. Sendo assim, os valores da variável X_k são divididos em intervalos de mesma probabilidade de ocorrência para que em cada um destes intervalos seja escolhido um representante aleatoriamente. Os N intervalos de cada componente de X são combinados para formar NK células que cobrem todo espaço amostral de X (Mckay *et al.*, 2000).

A geração de dados aleatórios pelo Método de Hipercubo Latino é realizada, primeiramente, a partir do cálculo dos parâmetros da distribuição contínua ajustada aos dados, neste caso a Distribuição Beta. A partir dos parâmetros obtidos da distribuição é possível calcular a distribuição acumulada da variável e dividir em n intervalos equiprováveis.

A partir da divisão dos intervalos, é sorteado um valor aleatório de probabilidade acumulada utilizando a distribuição uniforme. A partir destes valores sorteados, a inversa da distribuição é calculada e os valores de desvio sorteados são encontrados, como exemplificado na Figura 4-11.

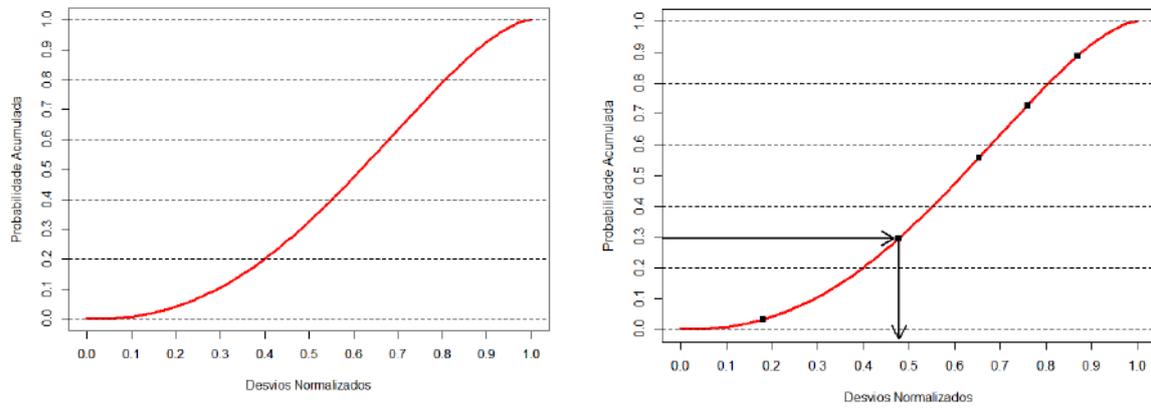


Figura 4-11 Exemplo da Amostragem de Hipercubo Latino. Fonte: Autoria Própria

5. Experimentação

5.1. Tratamento dos Dados de Produção

A fim de aplicar a metodologia de caracterização dos dados de produção, um conjunto de dados de treze diferentes poços de produção de um campo representativo foi avaliado. O conjunto de dados consiste em um histórico de até 10 anos de testes de produção que contêm dados como: BSW, RGO, Vazões de Produção, Pressões e Temperaturas.

O objetivo inicial da avaliação foi identificar a variável em que a incerteza seria quantificada e considerada. Para isto, uma matriz de correlação linear entre as variáveis foi construída e o efeito das variáveis na vazão de óleo foram analisados.

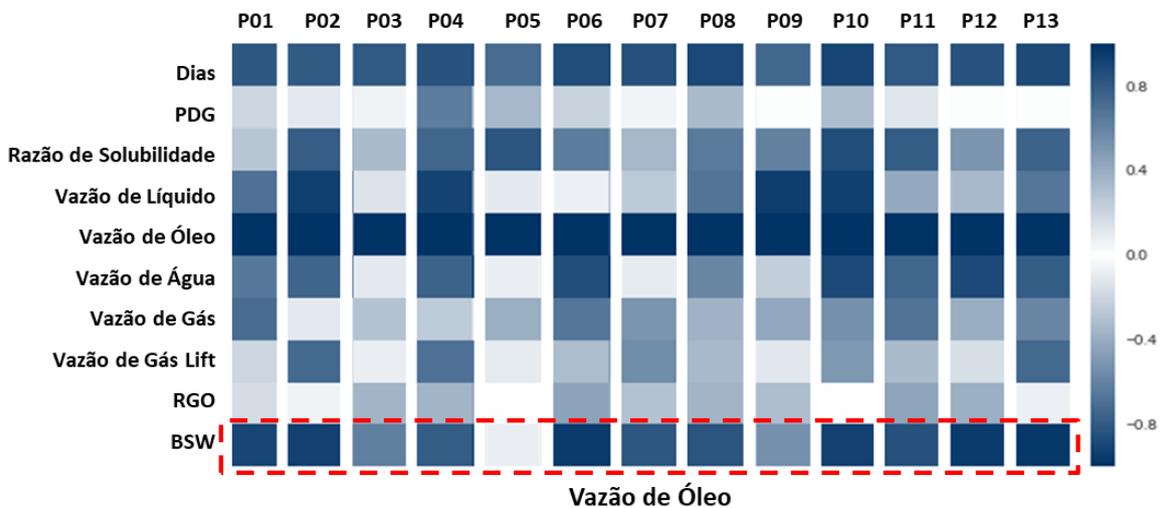


Figura 5-1 Influência das Variáveis de Produção na Vazão de Óleo. Fonte: Autoria Própria

A partir da análise da Figura 5-1 é possível observar na linha destacada, que representa a influência da variação do BSW no valor da vazão de óleo, que o fator de correlação entre o valor do BSW e a vazão de óleo é alto, com exceção do poço 05 que apresenta BSW baixo. Sendo assim, a variável de produção escolhida para que os efeitos da incerteza associados ao seu valor sejam considerados foi o BSW.



Figura 5-2 Metodologia do Tratamento de Dados. Fonte: Autoria Própria

A série histórica de dados de BSW de todos os 13 poços foi analisada, cujas características estão apresentadas na Tabela 5.1, e para cada caso uma regressão linear ou regressão linear segmentada foi escolhida, assim como os dados anômalos das séries foram retirados, conforme a metodologia exposta na Figura 5-2.

Tabela 5.1 Características dos Poços Avaliados

Intervalo de BSW	
Poço 1	75%-95%
Poço 2	50%-80%
Poço 3	30%-55%
Poço 4	20%-40%
Poço 5	5%-15%
Poço 6	60%-95%
Poço 7	50%-70%
Poço 8	30%-60%
Poço 9	30%-50%
Poço10	60%-80%
Poço11	60%-80%
Poço12	70%-90%
Poço13	70%-90%

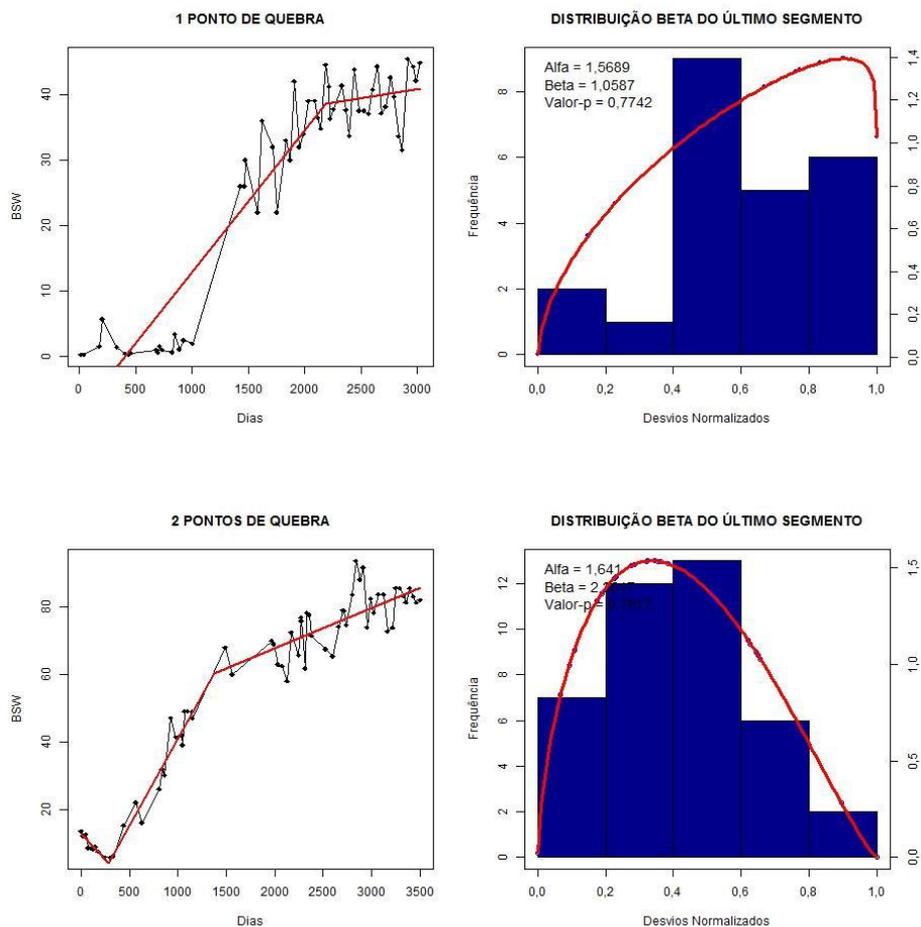


Figura 5-3 Resultado da Regressão Linear Segmentada Fonte: Autoria Própria

A Figura 5-3 representa dois exemplos de resultado da análise estatística dos dados de BSW. Na primeira análise foi escolhido um ponto de quebra para ajustar os dados históricos, enquanto na segunda análise já foram necessários dois pontos de quebra. Ao lado de cada regressão linear segmentada está apresentada a distribuição beta ajustada aos desvios do último segmento de reta.

O número de quebra, o coeficiente de determinação, os desvios máximo e mínimo do último segmento das regressões e o valor-p da distribuição beta para cada um dos treze casos são expostos na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 Resumo da Análise Estatística dos Dados de BSW

	Número de Quebras	R²	Desvio Mínimo	Desvio Máximo	Valor-P Distribuição Beta
Poço 1	0	0,8404	-26,00	16,84	0,8530
Poço 2	0	0,4221	-29,00	19,00	0,4476
Poço 3	1	0,9	-8,95	5,97	0,7742
Poço 4	1	0,8758	-11,48	10,23	0,9033
Poço 5	1	0,9625	-1,78	1,24	0,9920
Poço 6	2	0,9633	-11,45	12,24	0,7817
Poço 7	3	0,9121	-16,83	19,63	0,6589
Poço 8	1	0,8951	-13,73	14,42	0,8453
Poço 9	1	0,7492	-17,60	11,35	0,9075
Poço10	3	0,9536	-13,09	12,21	0,9522
Poço11	3	0,9310	-18,63	15,19	0,7313
Poço12	1	0,9743	-9,65	12,07	0,8331
Poço13	2	0,9766	-13,93	6,40	0,7878

A partir da distribuição beta apresentada na Tabela 5.2, com valores de desvios foram sorteados utilizando a técnica do Hipercubo Latino. Além disso, para cada um dos poços o BSW foi estimado para a última data de teste de produção disponível, utilizando a equação da reta do último segmento de série da regressão escolhida.

O conjunto de valores possíveis de BSW formado representa o comportamento estocástico da variável, uma vez que engloba os possíveis valores que a variável pode assumir, levando em consideração o seu histórico de produção.

A Figura 5-4 representa as distribuições dos BSW sorteados, onde as linhas tracejadas azuis representam as probabilidades de ocorrência, P-10, P-50 e P-90 e a linha vermelha representa o BSW estimado pela regressão linear.

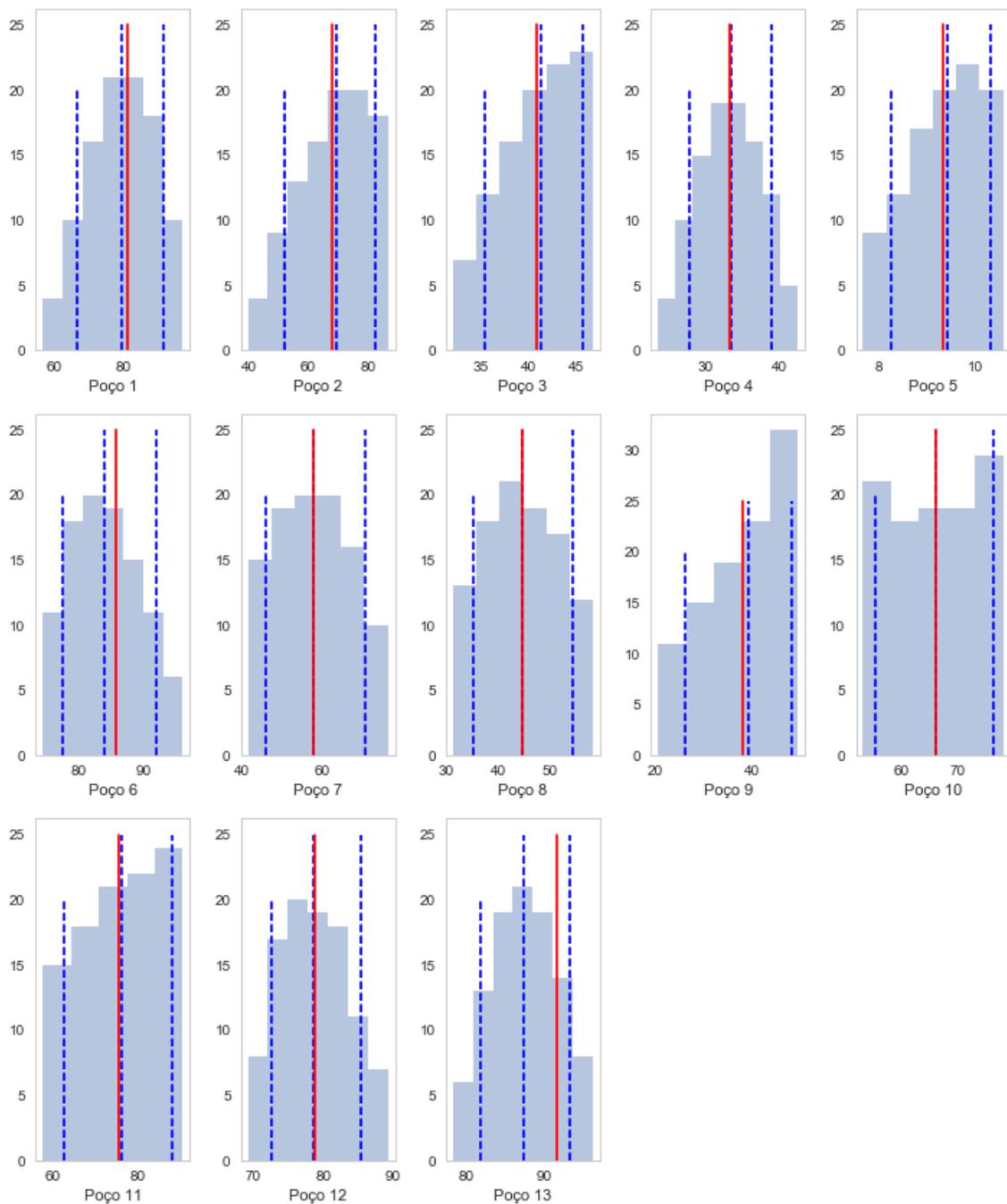


Figura 5-4 Distribuição dos BSW simulados

Na Figura 5-4 é possível observar que para doze dos treze poços utilizados o BSW estimado pela regressão linear se encontra próximo ao P-50 da distribuição, sendo somente no poço 13 que o BSW estimado pela regressão se encontra mais próximo ao P-90 da distribuição.

O resultado completo do tratamento dos dados de produção incertos se encontra no Apêndice A.

5.2. Construção do Modelo de Escoamento Multifásico

Após o tratamento dos dados de produção, a etapa seguinte da experimentação da metodologia do ajuste de modelos de escoamento multifásicos é a construção destes modelos para todos os poços considerados no trabalho.

Primeiramente, é necessário construir o modelo de fluido e representar o reservatório de cada um dos poços. Sendo assim, a Tabela 5.3 mostra o IP (Índice de Produtividade), a pressão estática do reservatório e °API de todos os poços utilizados.

Tabela 5.3 Características do Reservatório e Fluido dos Poços

	IP (m³/dia/ (kgf/cm²))	Pressão Estática (kgf/cm²)	°API
Poço 1	14	242	18,7
Poço 2	90	220	19,7
Poço 3	7,4	236	17,7
Poço 4	9,6	259	19,2
Poço 5	8	175	18,4
Poço 6	107	220	17,5
Poço 7	33	245	18,8
Poço 8	16	239	17,5
Poço 9	5,3	229	20,7
Poço 10	30	212	21,0
Poço 11	25	222	18,8
Poço 12	118	226	18,4
Poço 13	490	278	26,6

Além das propriedades presentes na Tabela 5.3, são necessárias as correlações de fluido para construir o modelo *Black Oil* dos poços. Estas correlações, presentes na Tabela 5.4, estimam as propriedades do fluido ao longo do escoamento.

Tabela 5.4 Propriedades do Modelo Black Oil Adotado

Propriedade	Correlação Utilizada
Fator Volume Formação do Óleo	Standing
Fator Volume Formação da Água	Mc Cain
Viscosidade do Óleo Morto	Beggs e Robinson
Viscosidade do Óleo Vivo	Vasquez e Beggs / Beggs e Robinson
Viscosidade do Gás	Lee
Viscosidade da Água	Mc Cain
Razão de Solubilidade	Standing
Pressão e Temperatura Pseudocríticas Reduzida	Standing
Tensão Superficial Gás/Óleo	Abdul-Majeed
Tensão Superficial Água/Óleo	Firoozabadi e Ramey
Fator de Compressibilidade do Gás	Standing

Após construir o modelo do fluido, é necessário construir a geometria de cada um dos poços . A Tabela 5.5 apresenta o diâmetro dos poços assim como a rugosidade absoluta dos dutos, que foram considerados constantes ao longo de toda sua trajetória e iguais para todos os poços.

Tabela 5.5 Diâmetro e Rugosidade Absoluta dos Poços

Diâmetro dos Poços (in)	5,921
Rugosidade (mm)	0,178

A Tabela 5.6 apresenta o comprimento medido e o TVD (*True Vertical Depth*), que consiste no comprimento vertical, para o poço, as linhas submarinas além do comprimento total.

Tabela 5.6 Comprimento Medido e Comprimento Vertical dos Poços

Poço	Linhas Submarinas				Total	
	Comprimento Medido (m)	TVD (m)	Comprimento Medido (m)	TVD (m)	Comprimento Medido (m)	TVD (m)
Poço 1	1644	2464	8095	1222	9739	3686
Poço 2	1980	2533	5284	1304	7264	3837
Poço 3	1486	2485	3897	1224	5383	3709
Poço 4	1267	2492	4811	1221	6078	3713
Poço 5	1321	2475	3193	1450	4513	3925
Poço 6	2005	2534	6052	1349	8057	3883
Poço 7	1752	2504	4454	1497	6206	4001
Poço 8	1582	2501	5166	1274	6748	3775
Poço 9	1470	2508	3881	1477	5351	3985
Poço 10	1844	2562	5039	1224	6883	3786
Poço 11	1175	2505	5051	1504	6226	4009
Poço 12	1077	2508	6312	1215	7389	3723
Poço 13	1296	2838	4126	1220	5422	4058

A Tabela 5.7 apresenta o ângulo que a tubulação faz com a horizontal para cada um dos seus segmentos, como também o coeficiente global de troca térmica, para o poço 1. Os ângulos e os coeficientes globais de troca térmica para os demais poços estão apresentados no Apêndice B.

Tabela 5.7 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 1 por Segmento.

Linhas			Poço		
L	Ângulo	U	L	Ângulo	U
0	90	17,83	1071	90,00	5,69
710	80,29	17,83	2037	83,20	6,86
1061	70,61	17,79	2241	57,53	6,74
1250	51,93	17,10	2562	40,37	6,71
1374	19,98	16,48	2715	20,62	6,70
1760	-2,67	16,49			
2765	-1,77	16,56			
3830	-0,86	5,67			
4895	-1,83	5,67			
5960	-2,37	5,67			
7025	-2,08	5,69			
8095	-2,46	5,70			

Para que durante a simulação fosse possível se caminhar ao longo de todo o poço foi adotado um passo de 100 metros, ou seja, para cada segmento presente na Tabela 5.7, este foi dividido em trechos de 100 metros e a pressão foi calculada nestes pontos.

Tabela 5.8 Posição da Válvula de Gás Lift e Vazão de Injeção

	Posição da Válvula de Gás Lift (m)	Vazão de Gás Lift Injeção (m³/dia)
Poço 1	2415	204963,0
Poço 2	2413	183558,0
Poço 3	2253	132198,0
Poço 4	2345	230902,2
Poço 5	2428	250964,0
Poço 6	2389	214988,0
Poço 7	2439	179736,0
Poço 8	2468	200712,0
Poço 9	2609	199019,0
Poço 10	2624	237000,0
Poço 11	2516	209063,0
Poço 12	2502	223000,0
Poço 13	2208	207692,0

O método de elevação artificial adotado em todos os treze poços foi o Gás *Lift*. A Tabela 5.8 apresenta a posição em que a válvula está instalada em cada um dos poços, assim como a vazão de injeção de todos os poços.

Uma vez que a metodologia de ajuste adotada não considera o ajuste da curva de IPR, as vazões de todos os poços são consideradas como dados de entrada no modelo e estão presentes na Tabela 5.9.

As vazões de água e óleo não estão presentes na Tabela 5.9, uma vez que o dado de produção adotado como incerto no modelo é o BSW. Por este motivo, existe a incerteza no valor da vazão de água e óleo, sendo estas variáveis e dependentes do conjunto de valores sorteados na etapa de tratamento dos dados de produção. Para cada um dos valores sorteados de BSW, o valor da vazão de líquido se encontra fixo e existe um valor de água e óleo correspondente.

Tabela 5.9 Vazões de Produção dos Poços

	Vazão de Líquido (m³/dia)	Vazão de Gás (m³/dia)
Poço 1	1073	242371
Poço 2	1332	223049
Poço 3	615	304837
Poço 4	992	290529
Poço 5	487	288261
Poço 6	2412	260395
Poço 7	2188	314364
Poço 8	1123	276963
Poço 9	430	227432
Poço 10	1488	211388
Poço 11	1517	212475
Poço 12	2556	340426
Poço 13	2980	290696

5.3. Ajuste do Modelo de Escoamento Multifásico

A primeira etapa no processo de ajuste dos modelos de escoamento foi a validação do modelo computacional implementado a partir da comparação com os resultados do software MARLIM.

Tabela 5.10 Validação do Modelo Computacional

Poço	Erro TPT (%)	Erro Pressão de chegada (%)
Poço 1	0,9	0,8
Poço 2	0,9	0,8
Poço 3	-0,9	0,2
Poço 4	-0,9	0,7
Poço 5	-0,2	0,7
Poço 6	0,9	0,9
Poço 7	0,9	0,7
Poço 8	0,9	0,8
Poço 9	-0,9	0,8
Poço 10	-0,5	0,8
Poço 11	0,9	0,4
Poço 12	0,9	0,5
Poço 13	0,6	0,5

Realizada a validação do código computacional implementado foi possível iniciar o processo de calibração dos modelos.

Os trezes poços apresentavam duas medidas de pressão disponíveis para o ajuste, a pressão na chegada à plataforma e a pressão medida pela TPT, que representa a pressão na cabeça do poço. Sendo assim, a calibração levou em consideração dois trechos parametrizados, o trecho do poço e o segundo trecho representado pelas linhas submarinas. A Tabela 5.11 mostra as pressões utilizadas para cada um dos poços no processo de calibração.

Tabela 5.11 Pressões Medidas para a Realização do Ajuste

Poço	TPT (kgf/cm²)	Pressão de chegada (kgf/cm²)
Poço 1	60,6	11,6
Poço 2	111	13,3
Poço 3	70,5	11,4
Poço 4	66,3	10,5
Poço 5	59,3	11,8
Poço 6	95,4	12,3
Poço 7	91,9	13,2
Poço 8	91,7	13,4
Poço 9	107,8	11,4
Poço 10	59,4	11,7
Poço 11	74	11,9
Poço 12	99,1	15,1
Poço 13	99,5	14,4

A Tabela 5.12 representa as cinco correlações de fluxo utilizadas no processo de calibração dos modelos, todas elas poderiam ser elegíveis para cada um dos dois trechos parametrizados do poço.

Tabela 5.12 Correlações de Fluxo Utilizadas

Número da Correlação	Correlação de Fluxo Utilizada
1	Correlação de Hagedorn Brown Modificada
2	Correlação de Orkiszewski
3	Correlação de Gray
4	Correlação de Beggs e Brill
5	Correlação de Duns e Ros

Em todos os casos, ao início do processo de calibração o valor dos fatores de correção da pressão era um e este valor era atualizado ao decorrer do processo a fim de se obter o erro mínimo estabelecido em 1% entre as variáveis medidas e simuladas.

A Tabela 5.13 apresenta os resultados da calibração para o P-50 das pressões ajustadas. Pode-se observar que para todos os casos o ajuste foi possível, chegando-se a um erro menor que o erro mínimo estipulado em 1%. Além disso, na maior parte do

ajuste o valor do fator de correção se encontra próximo de 1, o que demonstra que não foi preciso de uma grande variação no seu valor para ajustar o problema.

Tabela 5.13 Resultados do Ajuste para o P-50

Poço	Erro (%)	TPT		Pressão de Chegada		
		Fator de Correção	Correlação Utilizada	Erro (%)	Fator de Correção	Correlação Utilizada
1	0,9	0,955	4	0,7	1,171	4
2	0,8	1,178	1	0,2	1,533	5
3	-0,9	0,891	5	0,04	1,525	1
4	-0,9	0,904	5	0,6	1,415	4
5	0,9	0,755	5	0,8	0,999	1
6	0,9	1,05	4	0,4	1,079	1
7	0,9	0,674	1	0,5	1,006	4
8	0,9	1,025	4	0,4	1,217	5
9	-0,9	0,924	1	0,8	1,278	5
10	0,4	1,092	5	0,6	0,973	4
11	0,7	1,022	2	-0,5	0,968	1
12	0,9	1,088	1	-0,6	0,979	1
13	0,7	1,002	4	0,2	1,214	1

Além do ajuste para o P-50 das pressões ao longo do sistema de produção, todo o conjunto de 100 valores de BSW sorteados foi calibrado para todos os poços, com a finalidade de entender o comportamento do ajuste considerando a incerteza de entrada no problema.

A Tabela 5.14 mostra o número de vezes que cada correlação foi utilizada ao longo do processo de calibração dos 100 modelos de cada um dos poços.

É possível observar, que a escolha da correlação se torna mais sensível à incerteza no valor do BSW nas linhas submarinas em relação à coluna de produção. Na maior parte dos poços, no máximo três correlações foram escolhidas em todo o conjunto de modelos calibrados para o poço, sendo em praticamente metade do conjunto somente uma correlação foi utilizada, representado na Figura 5-5.

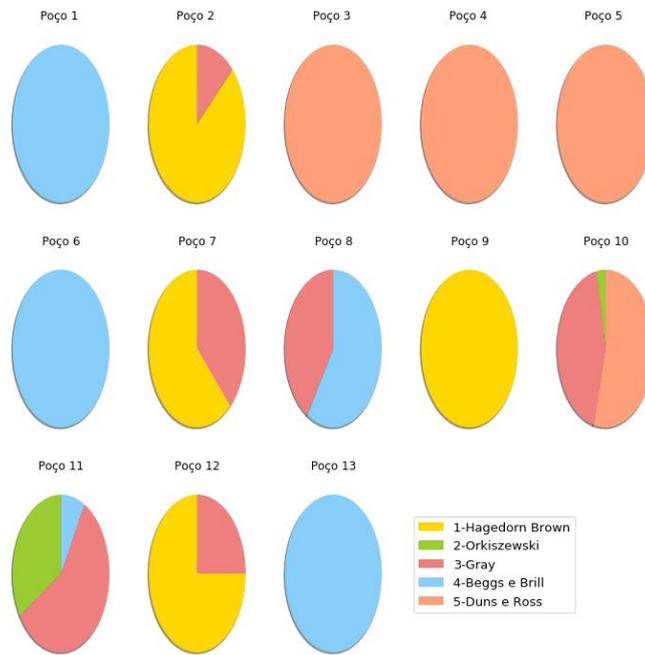


Figura 5-5 Escolha das Correlações para o poço para os 100 modelos Fonte: Autoria Própria

Enquanto para as linhas de produção, esta escolha se mostrou mais flexível e influenciada pelo valor do BSW podendo chegar a até quatro diferentes correlações utilizadas ao longo do ajuste, representada na Figura 5-6.

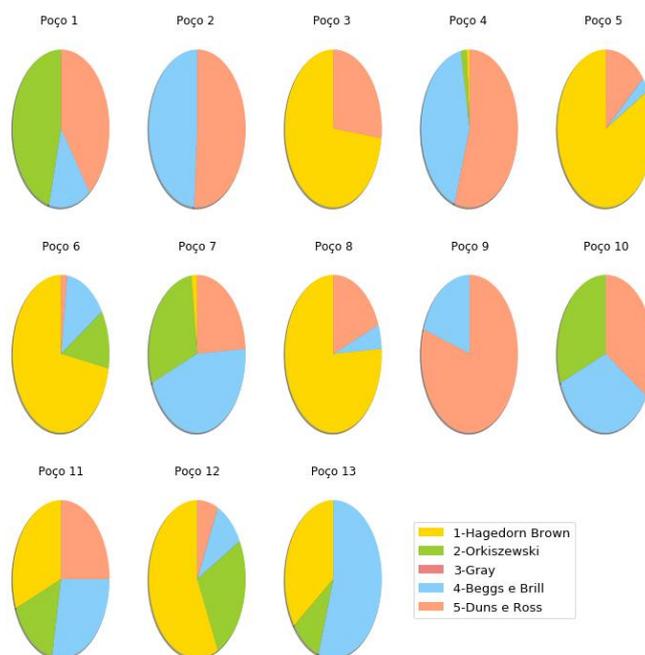


Figura 5-6 Escolha das Correlações para as linhas de produção para os 100 modelos Fonte: Autoria Própria

Tabela 5.14 Escolha das Correlações para os 100 modelos

		1	2	3	4	5
Poço 1	Poço	-	-	-	100	-
	Linhas	-	46	-	14	40
Poço 2	Poço	87	-	13	-	-
	Linhas	-	-	-	49	51
Poço 3	Poço	-	-	-	-	100
	Linhas	73	-	-	-	27
Poço 4	Poço	-	-	-	-	100
	Linhas	1	2	-	42	55
Poço 5	Poço	-	-	-	-	100
	Linhas	83	-	-	3	14
Poço 6	Poço	-	-	-	100	-
	Linhas	72	12	-	14	2
Poço 7	Poço	62	-	38	-	-
	Linhas	2	29	-	45	24
Poço 8	Poço	-	-	41	59	-
	Linhas	76	-	-	5	19
Poço 9	Poço	100	-	-	-	-
	Linhas	-	-	-	20	80
Poço10	Poço	-	3	43	-	54
	Linhas	-	31	-	35	34
Poço11	Poço	-	34	58	8	-
	Linhas	31	16	-	28	25
Poço12	Poço	75	-	25	-	-
	Linhas	57	26	-	10	7
Poço13	Poço	-	-	-	100	-
	Linhas	35	10	-	55	-

A Tabela 5.15 mostra o resumo da escolha das correlações ao longo do processo de calibração dos 100 modelos de todos os treze poços. Analisando a Tabela 5.15 pode-se concluir que no processo de calibração do poço as correlações 1, 4, 5 são as majoritariamente utilizadas, sendo a correlação 2 a menos utilizada. Em relação à

calibração do trecho correspondente as linhas de produção o mesmo padrão se mantém, sendo as correlações 1,4 e 5 as mais utilizadas, tendo um destaque para a correlação 1. Além disso, é importante ressaltar que a correlação 3 não foi utilizada nenhuma vez ao longo do processo de calibração.

Tabela 5.15 Resumo da Escolha das Correlações para os 100 Modelos

	1	2	3	4	5
Poço	324	37	218	367	354
Linhas	430	172	0	320	378
Total	754	209	218	687	732

A Figura 5-7 representa o resumo da escolha das correlações ao longo do processo de calibração graficamente.

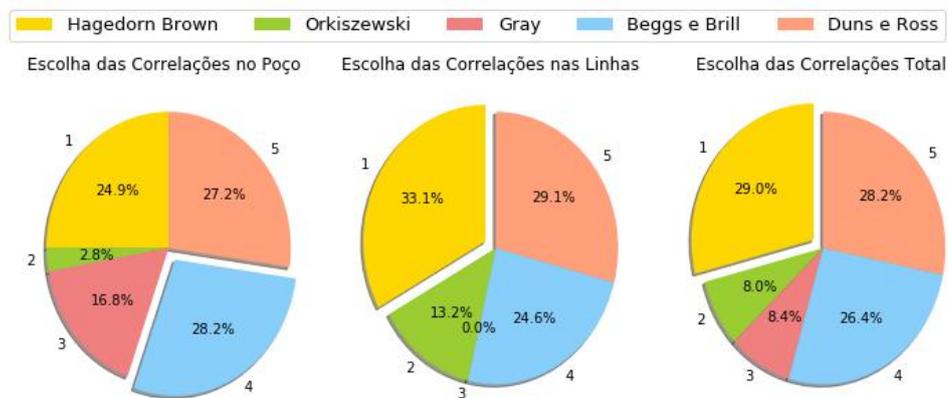


Figura 5-7 Resumo da Escolha das Correlações para os 100 Modelos. Fonte: Autoria Própria

A Tabela 5.16 representa o tempo computacional das simulações realizadas, em um computador Intel® Core™ i7-4770 CPU@ 3.40GHz 3.00 GHz com 16 GB de memória RAM instalada. É apresentado o tempo para simular um modelo já calibrado e o tempo para calibrar um modelo e cem modelos, respectivamente.

Tabela 5.16 Tempo Computacional das Simulações

	Uma simulação (s)	Calibrar 1 modelo (s)	Calibrar 100 modelos (s)
Poço 1	0,10	13,71	1313,29
Poço 2	0,17	15,80	1590,07
Poço 3	0,10	9,19	771,99
Poço 4	0,10	8,65	737,66
Poço 5	0,09	8,46	797,65
Poço 6	0,09	12,05	1238,31
Poço 7	0,08	7,26	744,73
Poço 8	0,18	11,55	1138,33
Poço 9	0,15	8,49	849,86
Poço 10	0,12	10,59	835,32
Poço 11	0,08	8,82	926,07
Poço 12	0,11	18,42	1379,70
Poço 13	0,10	17,21	1689,24

A Tabela 5.17 mostra o resumo do tempo computacional das simulações, destacando o tempo mínimo, máximo e médio para simular um modelo, calibrar um modelo e calibrar 100 modelos, respectivamente.

Tabela 5.17 Resumo Tempo Computacional das Simulações

Tempo	Uma simulação (s)	Calibrar 1 modelo (s)	Calibrar 100 modelos (s)
Mínimo	0,08	7,26	738
Máximo	0,18	18,42	1590
Médio	0,11	11,08	1027

Os resultados mais detalhados, apresentando os fatores de correção e as correlações escolhidas ao longo do conjunto de BSW, dos ajustes dos modelos dos treze poços de produção se encontram no Apêndice C.

6. Conclusões e Trabalhos Futuros

Ao longo deste trabalho foi desenvolvida uma metodologia para identificar e quantificar as incertezas presentes nos dados históricos de produção. Além disso, foi construída uma metodologia para o ajuste de modelos de escoamento multifásico considerando a incerteza presente no histórico de dados de produção.

A caracterização dos dados de produção, composta pela identificação de dados anômalos e o uso de regressão linear segmentada, obteve ótimos resultados quando aplicada ao BSW. Sua aplicação é importante, uma vez que a análise e quantificação da incerteza em seu valor provoca um grande impacto na calibração dos modelos de escoamento multifásico.

Além disso, a quantificação de incertezas do BSW apresenta outro papel importante na calibração dos modelos, uma vez que como processo considera todo o histórico de produção do poço, informação traduzida através da distribuição de probabilidade ajustada, o ajuste dos modelos não leva mais em conta apenas a última informação disponível e sim o conjunto de testes de produção.

Em relação ao modelo de calibração de modelos de escoamento pode-se dizer que este apresentou bons resultados. Pode-se concluir que o comportamento estocástico do BSW influenciou diretamente na escolha das correlações de fluxo nas linhas de produção e por consequência os poços mais afetados foram os com teor de água elevado e maior grau de incerteza.

É importante destacar o bom resultado do método em relação ao tempo computacional de uma simulação e ao processo de calibração de um modelo. O processo de calibração de modelos muitas vezes é realizado manualmente e a partir da utilização do modelo de ajuste o processo se torna automático com um tempo computacional pouco custoso.

Outra importante conclusão é a que a inclusão de incertezas no processo de calibração torna a utilização do modelo de escoamento mais ampla, uma vez que considera não só uma possibilidade de valor para o BSW, mas um intervalo. Isto permite que a previsão da produção, se torne mais acurada, pois a calibração do modelo já considerou possíveis flutuações no valor do BSW.

Como trabalhos futuros pode-se sugerir a linha de pesquisa para adicionar ao ajuste mais de uma data de teste de produção onde a incerteza em uma variável de produção será considerada.

Além disso, realizar o ajuste conjunto das duas curvas TPR e IPR, o que por consequência poderia levar a consideração de incertezas em outras variáveis de produção, como por exemplo, o índice de produtividade e a pressão estática do reservatório.

Outra linha de pesquisa que pode ser seguida é tornar o modelo de calibração de modelos de escoamento multifásico mais robusto, incluindo no processo não apenas as correlações de fluxo multifásico, como também as correlações de fluido (viscosidade, densidade, fator volume-formação).

Referências Bibliográficas

Abdul-Majeed, G.H. and Abu Al-Soof, N.B., 2000, “Estimation of gas–oil surface tension”, *Journal Petroleum Science Engeneering*, 27 (3–4),pp. 197-200

Almeida Netto, S. L. de, *Redução de Incerteza na Previsão de Comportamento de Reservatórios Utilizando Histórico de Produção e Simulação Numérica*. Dissertação de M. Sc., Universidade Estadual de Campinas, Campinas,2003.

Alvarado, M. G., *Quantification of Uncertainty During History Matching*, Dissertação de M. Sc., Texas A&M University, College Station, Texas, 2003.

Biberg D., Staff G., Hoyer N., Holm H., “Accounting for Flow Model Uncertainties in Gas-Condensate Field Desing Using the OLGA High Definition Stratified Flow Model”. In: *BHR Group 2015 Multiphase 17*, pp 375-387, 2015.

Beggs, H.D. e Robinson, J.R., September 1975, “Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems”, *JPT*, pp 1140-1141.

Brill, J.P., e Mukherjee, H. 1999, *Multiphase Flow in Wells*, SPE.

Brill, J. P. e Beggs, H. D., 1991, *Two-Phase Flow in Pipes*, 6ª Edição

Cremaschi, S., Kouba, G. E., Subramani, H, J., “Characterization of Confidence in Multiphase Flow Predictions”. In: *Energy Fuels 2012*, pp 4034-4045, 2012.

Dai W., Cremaschi, S., Azhural Islam M., Nukala R. T., Subramani, H, J.,Kouba G. E. , Gao H., “Uncertainty analysis of multiphase flow- Case studies from erosion, sand transport, liquid entrainment models”. In: *BHR Group 2016 Multiphase 10*, pp 473-487, 2016.

Delignette-Muller, M. L., Dutang, C., “fitdistrplus: An R Package for Fitting Distributions”. In: *Journal of Statistical Software*, Vol. 64, N. 4, 2015.

Economides, Michael J., 2009, *Petroleum Production Systems* , Prentice Hall PTR.

Firoozabadi, A. and Ramey Jr., H.J. 1988.” Surface Tension of Water-Hydrocarbon Systems at Reservoir Conditions”, *J Can Pet Technol*, v 27 (May–June), pp 41–48.

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.

Griffith, P. and Wallis, G. B., “Two-Phase Slug Flow”, In: *Journal Heat Transfer*, ASME, pp 307-320, August 1961.

Hoyer, N., Kirkedalen, 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.

Iglewicz, B., Hoaglin, D., 1993. Volume 16: How to Detect and Handle Outliers, The ASQC Basic References in Quality Control: Statistical Techniques, ASQC Quality Press.

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.

Manceau, E., Mezghani, M., Zabalza-Mezghani, I. e Roggero, F. Combination of Experimental Design and Joint Modeling Methods for Quantifying the Risk Associated Whit Deterministic and Stochastic Uncertainties – An Integrated Test Study. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, SPE 71620, 30 de Setembro a 3 de Outubro de 2001.

Mckay M. D., Beckman R. J., Conover W. J., A “Comparison of Three Methods for Selecting Values of Input Variables in the Analys is of Output from a Computer Code”, In: *Technometrics*, Vol. 42, Nº 1, pp. 55-61. Fev, 2000.

Monteiro, D. D., Ferreira-Filho, V. M., Chavez, G. S., De Santana, R. S., Duque, M. M., Granja-Saavedra, A. L., Baioco, J. S., Vieira, B. F., Teixeira, A. F., “Uncertainty Analysis for Production Forecast in Oil Wells”, *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, 10.2118/185550-MS, Buenos Aires, Argentina, 2017.

Muggeo, V. M. R., 2008. "Segmented: An R Package to Fit Regression Models with Broken-Line Relationships". In: *R News*, Vol. 8, N. 1.

Ouenes, A., Brefort, B., Meunier, G., e Dupere, S. "A New Algorithm for Automatic History Matching: Application of Simulated Annealing Method (SAM) to Reservoir Inverse Modeling". SPE 26297, Maio, 1993.

Pearson, R. K., 2002. "Outliers in Process Modeling and Identification", In: *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, Vol. 10, n 1.

Portella, R. C. M. e Prais, F. "Use of Automatic History Matching and Geostatistical Simulation to Improve Production Forecast". *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Caracas, Venezuela, SPE 53976, Abril de 1999.

Posluszny, D., Klavetter, K., Cremaschi, S., Sarica, C., Subramani, H. J., "Uncertainty Analysis of Multiphase Flow Modelling: A Case Study for Vertical Flows". In: *BHR Group 2010 Multiphase 7*, 2010.

Rosa, A. J., Carvalho, R. S., Xavier, J. A. D., 2006. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*, Editora Interciência.

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", In: *International Journal of Mathematics and Mathematics Sciences*, v 2007, Article ID 81519, Março 2007.

THOMAS, E. J., 2001. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, Editora Interciência.

Vazquez, M. E Beggs, H.D., "Correlations for Fluid Physical Property Prediction", In: *JPT*, pp 968-970, Junho 1980.

VILELLA, M., J., R., *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, 2004.

Apêndice A – Tratamento dos Dados de Produção Incertos

A Tabela A.1 os coeficientes da equação das retas escolhidas, assim como o BSW previsto pela equação da regressão linear.

Tabela A.1 Propriedades do Último Segmento de Reta

	Coefficiente A Da Reta	Coefficiente B Da Reta	BSW Previsto
Poço 1	0,03	3,38	81,16
Poço 2	0,01	43,60	67,89
Poço 3	0,0028	32,41	40,88
Poço 4	0,01	-10,80	33,23
Poço 5	0,01	-16,08	9,33
Poço 6	0,01	44,09	85,76
Poço 7	0,01	16,70	57,99
Poço 8	0,0025	36,46	44,59
Poço 9	0,05	-126,69	38,01
Poço 10	0,0036	54,69	66,09
Poço 11	0,02	25,84	75,58
Poço 12	0,002	72,44	78,74
Poço 13	0,03	-2,65	91,59

A Tabela A.2 apresenta todos os parâmetros da distribuição de probabilidade Beta, ajustada aos desvios dos segmentos de reta escolhidos. Os parâmetros apresentados são: alfa, beta, os desvios mínimo e máximo, além do valor-p da distribuição ajustada.

Tabela A.2 Propriedades da Distribuição Beta Ajustada

	Parâmetro Alfa	Parâmetro Beta	Desvio Mínimo	Desvio Máximo	Valor-P
Poço 1	2,3934	1,8512	-26,00	16,84	0,8530
Poço 2	2,0298	1,3225	-29,00	19,00	0,4476
Poço 3	1,5689	1,0587	-8,95	5,97	0,7742
Poço 4	2,8963	2,5698	-11,48	10,23	0,9033
Poço 5	1,6853	1,1675	-1,78	1,24	0,9920
Poço 6	1,6410	2,2617	-11,45	12,24	0,7817
Poço 7	1,4383	1,6863	-16,83	19,63	0,6589
Poço 8	1,4644	1,5335	-13,73	14,42	0,8453
Poço 9	1,2484	0,8077	-17,60	11,35	0,9075
Poço 10	0,8645	0,8347	-13,09	12,21	0,9522
Poço 11	1,2734	1,0256	-18,63	15,19	0,7313
Poço 12	1,8525	2,3078	-9,65	12,07	0,8331
Poço 13	2,2778	2,4685	-13,93	6,40	0,7878

A Figura A-1 até a Figura A-13 representam as quebras de série escolhidas para cada um dos treze poços de produção, juntamente com a distribuição beta ajustada aos desvios da regressão escolhida.

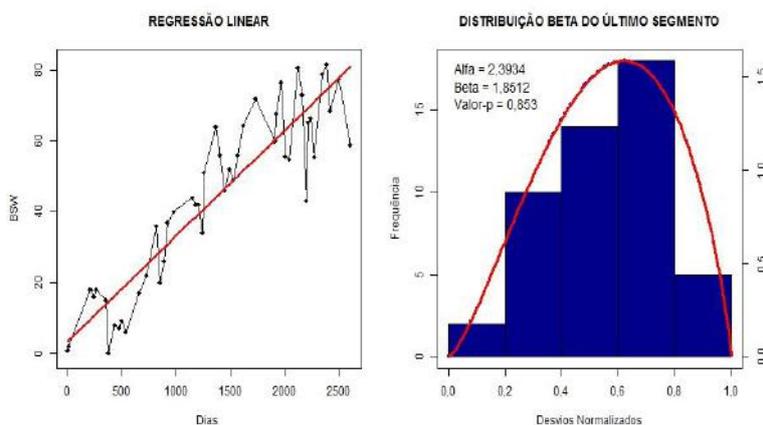


Figura A-1 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 1

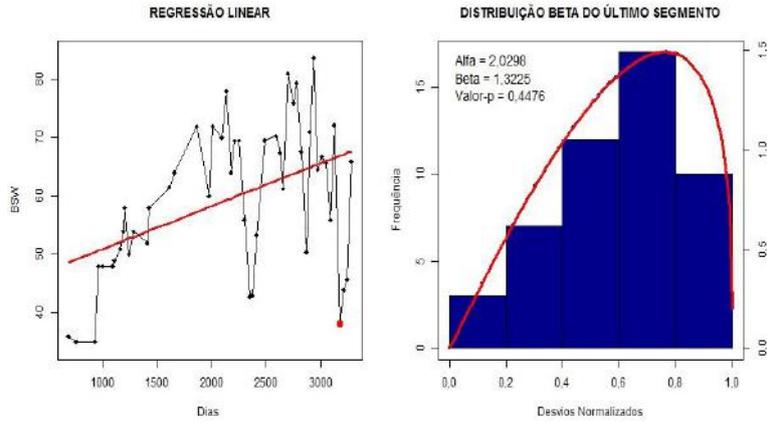


Figura A-2 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 2

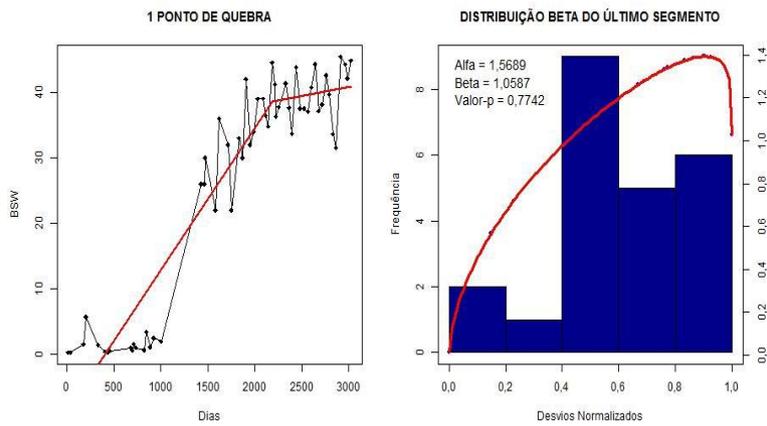


Figura A-3 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 3

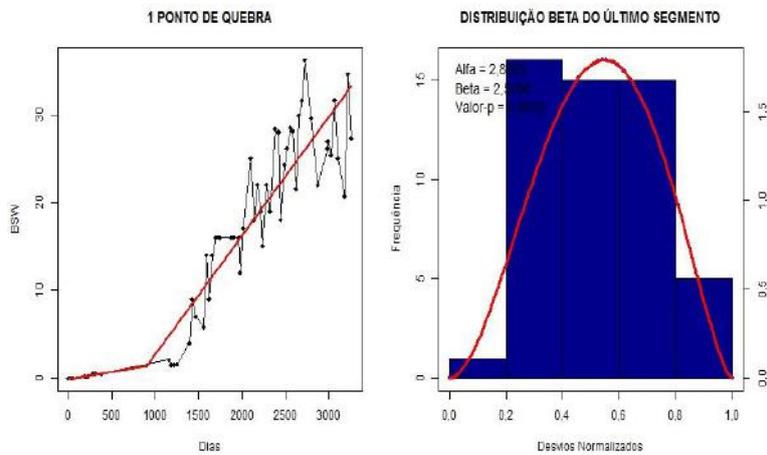


Figura A-4 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 4

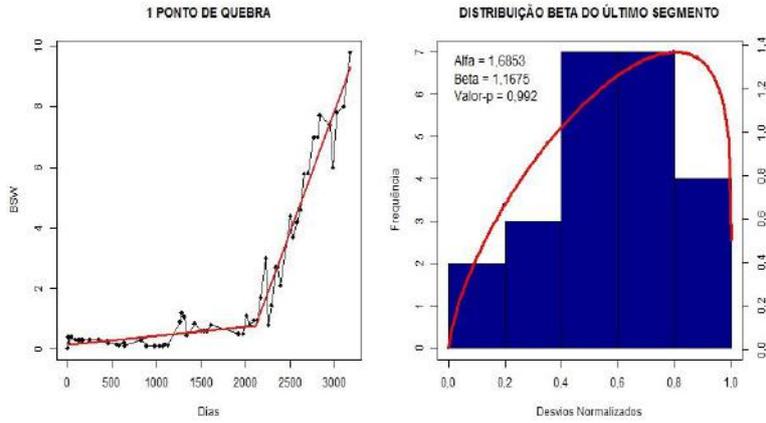


Figura A-5 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 5

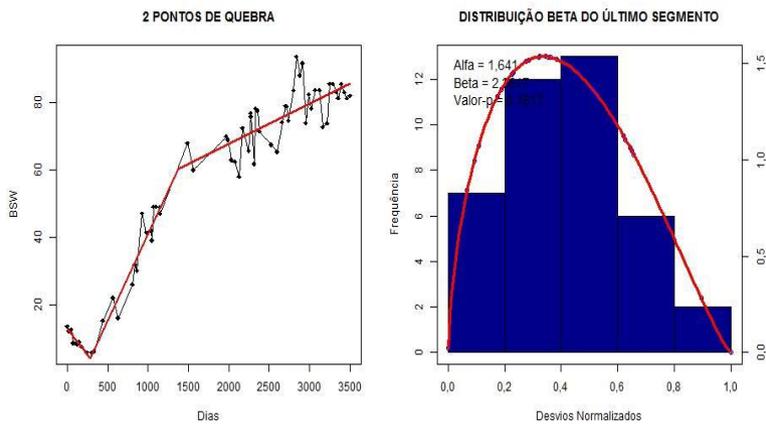


Figura A-6 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 6

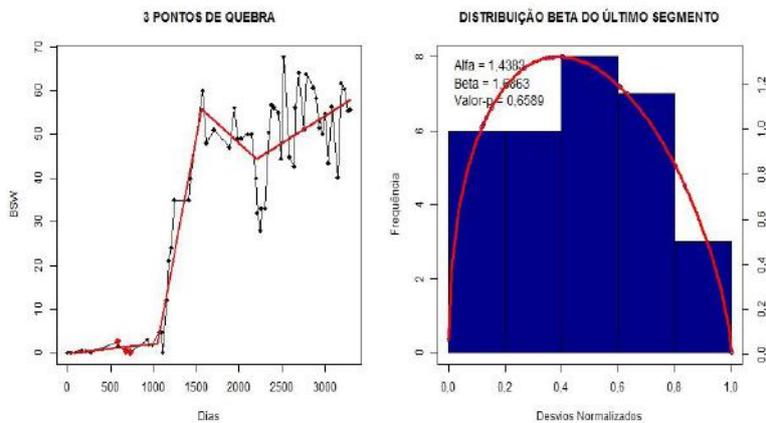


Figura A-7 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 7

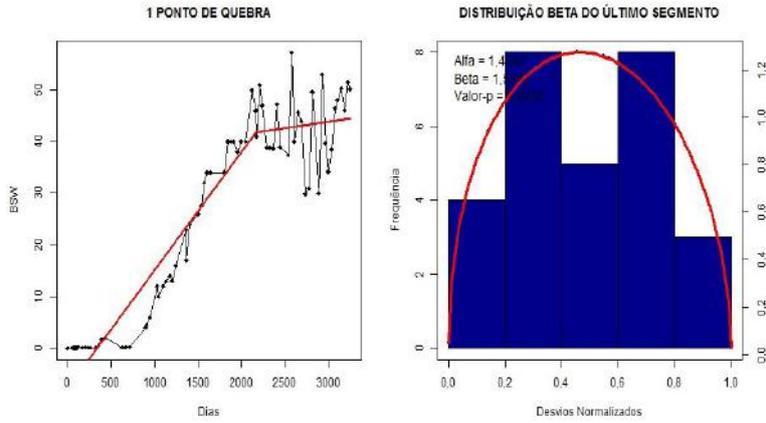


Figura A-8 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 8

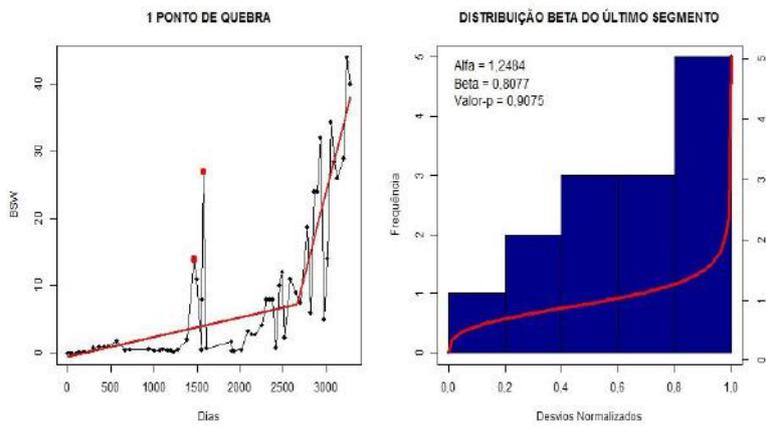


Figura A-9 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 9

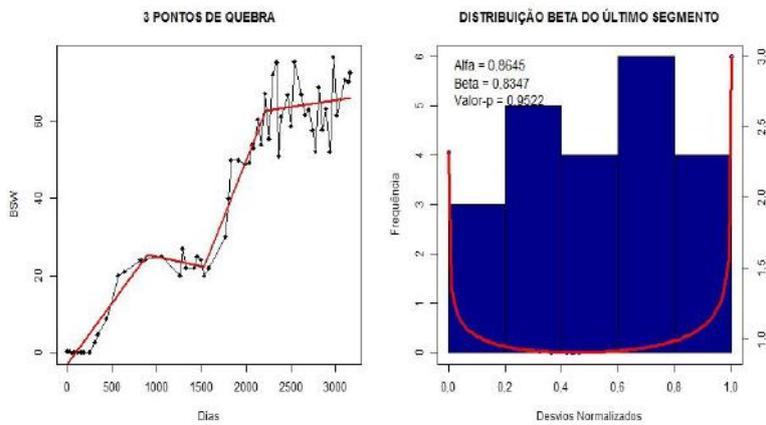


Figura A-10 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 10

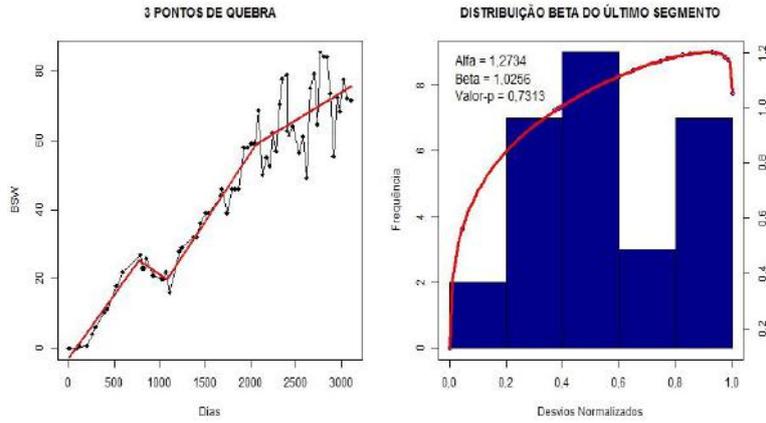


Figura A-11 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 11

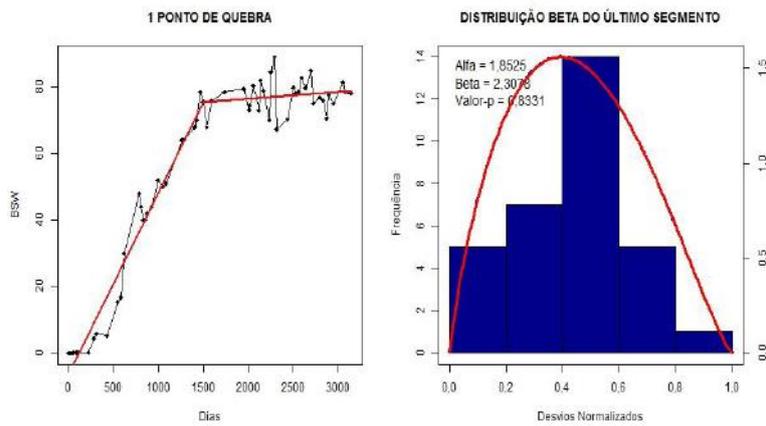


Figura A-12 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 12

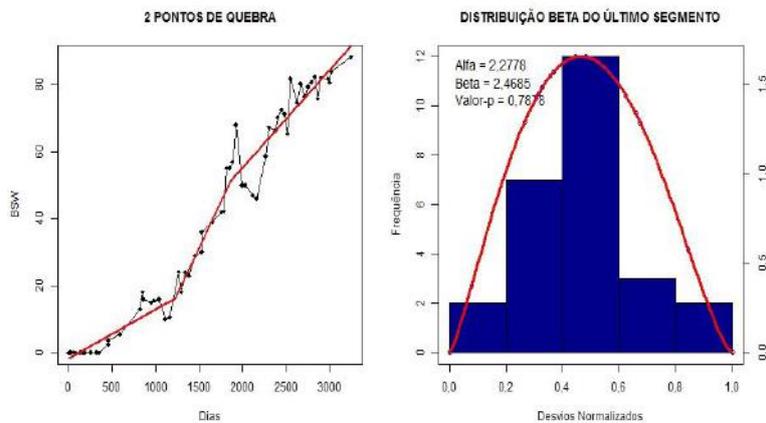


Figura A-13 Resultado da Regressão Linear Segmentada Poço 13

Apêndice B – Construção Modelo de Escoamento Multifásico

Tabela B.1 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 2 por Segmento.

Poço 2					
Linhas			Poço		
L	Ângulo	U	L	Ângulo	U
0	90	12,21	1390	90,0	4,6
712	80,6	12,1	1579	83,8	6,0
1061	70,9	10,8	1821	72,6	6,0
1247	52,4	10,5	2497	49,5	6,0
1368	20,2	10,7	3370	23,9	6,0
1750	-1,05	10,7			
2757	-1,65	9,9			
3763	2,11	4,5			
4768	2,97	4,5			
5284	3,22	4,6			

Tabela B.2 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 3 por Segmento.

Poço 3					
Linhas			Poço		
L	Ângulo	U	L	Ângulo	U
0	90,0	12,9	1267	90	5,3
713	80,5	12,9	1871	85,8	7,0
2062	70,9	12,8	2122	71,7	6,9
1249	52,3	11,5	2582	45,5	6,9
1371	20,2	11,3	2752	16,8	6,9
1756	-1,9	11,6			
2761	-1,8	16,2			
3897	0,6	5,3			

Tabela B.3 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 4 por Segmento.

Poço 4					
Linhas			Poço		
L	Ângulo	U	L	Ângulo	U
708	90,0	16,3	1447	90,0	5,4
1060	80,2	16,3	2086	82,8	6,9
1249	70,4	16,2	2297	61,9	6,6
1374	51,8	16,2	2541	41,2	6,4
1758	19,9	16,9	2714	22,6	6,2
2764	-2,2	16,8			
3449	-1,8	16,4			
4308	-0,5	5,4			
4811	1,1	5,3			

Tabela B.4 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 5 por Segmento.

Poço 5					
Linhas			Poço		
L	Ângulo	U	L	Ângulo	U
735	90,0	11,1	1483	90	3,7
1101	80,2	11,0	1763	82,2	6,8
1298	70,4	10,0	2086	68,2	6,9
1429	51,7	9,9	2513	49,2	6,6
1759	19,9	10,1	2804	18,2	6,5
2764	6,0	10,1			
3193	5,5	6,3			

Tabela B.5 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 6 por Segmento.

Poço 6					
Linhas			Poço		
L	Ângulo	U	L	Ângulo	U
0	90	16,1	1297	90,0	5,4
728	80	16,1	2038	85,0	7,0
1089	71	16,1	2163	68,4	6,8
1283	52	16,1	2450	44,2	6,5
1410	20	16,7	3302	12,4	6,4
1759	4	16,7			
2764	3,9	16,9			
3869	-3,3	5,3			
4972	-3,3	5,3			
6052	-2	5,3			

Tabela B.6 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 7 por Segmento.

Poço 7					
Linhas			Poço		
L	Ângulo	U	L	Ângulo	U
0	90	16,3	1538	90,0	5,4
736	80,3	16,3	1924	85,8	6,7
1100	70,6	16,3	2045	68,2	6,7
1297	52,0	16,3	2483	48,1	6,6
1425	20,0	16,3	3290	10,2	6,5
1759	4,8	16,2			
2765	5,7	16,7			
3770	4,2	5,4			
4454	2,3	5,4			

Tabela B.7 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 8 por Segmento.

Poço 8					
Linhas			Poço		
L	Ângulo	U	L	Ângulo	U
0	90,0	12,0	2011	90	4,3
709	80,3	11,9	2156	78,8	5,7
1059	70,6	10,4	2313	59,4	5,7
1248	51,9	10,1	2471	39,7	5,6
1372	20,0	10,3	3593	5,7	5,5
1760	-1,2	10,3			
2764	-1,7	8,2			
3656	0,9	4,2			
4662	3,0	4,2			
5165	2,8	4,3			

Tabela B.8 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 9 por Segmento.

Poço 9					
Linhas			Poço		
L	Ângulo	U	L	Ângulo	U
0	90	12,4	1563	90,0	3,9
735	80,3	12,3	1888	78,2	5,9
1099	70,6	10,9	2234	50,3	6,8
1296	51,9	10,5	2664	38,9	6,6
1425	20,0	10,7	3033	14,1	6,5
1763	5,4	10,8			
2768	6,1	7,3			
3881	3,7	3,9			

Tabela B.9 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 10 por Segmento.

Poço 10					
Linhas			Poço		
L	Ângulo	U	L	Ângulo	U
0	90,0	16,4	1226	90	5,4
711	80,3	16,4	2210	78,8	7,0
1062	70,6	15,9	2442	58,6	6,9
125	51,9	15,9	22617	38,2	6,8
1376	20,0	16,7	3070	8,0	6,7
1759	-2,2	16,7			
2760	-1,8	16,8			
3531	-0,8	5,4			
4536	-1,3	5,4			
5039	-0,9	5,4			

Tabela B.10 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 11 por Segmento.

Poço 11					
Linhas			Poço		
L	Ângulo	U	L	Ângulo	U
0	90	16,4	1617	90,0	5,4
737	80,3	16,4	2070	79,2	6,9
1001	70,6	16,4	2372	59,4	6,8
1298	51,9	16,3	2573	39,9	6,5
1427	20,0	16,5	2792	14,6	6,4
1756	4,4	16,5			
2761	5,4	16,4			
3906	3,8	5,4			
5051	2,0	5,4			

Tabela B.11 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 12 por Segmento.

Poço 12					
Linhas			Poço		
L	Ângulo	U	L	Ângulo	U
0	90	16,2	1734	90,0	5,4
705	80	16,2	2065	78,2	6,3
1054	71	16,2	2379	62,4	4,8
1242	52	16,2	2567	39,0	4,7
1365	20	16,9	2811	13,4	4,7
1756	-2,8	16,9			
2760	-1,9	17			
3745	-1,4	5,4			
4750	-1,4	5,4			
5755	-0,6	5,4			
6311	-0,2	5,4			

Tabela B.12 Ângulos e Coeficiente de Troca Térmica Global do Poço 13 por Segmento.

Poço 13					
Linhas			Poço		
L	Ângulo	U	L	Ângulo	U
0	90,0	16,5	2136	90	5,4
709	80,3	16,5	2381	78,7	7,0
1059	70,6	16,5	2598	59,6	6,9
1247	51,9	16,4	2798	38,6	4,5
1372	20,0	17,2	3431	13,7	4,5
1737	-2,5	17,2			
2738	-1,9	17,2			
3744	-1,7	5,4			
4127	-3,0	5,4			

Apêndice C – Ajuste Modelo de Escoamento Multifásico

Tabela C.1 Resultado do Ajuste do Poço 1 .

Poço			Linhas		
	Fator de Correção	Correlação		Fator de Correção	Correlação
P-10	0,997	4	P-10	1,095	2
P-20	0,986	4	P-20	1,088	2
P-30	0,977	4	P-30	1,082	2
P-40	0,962	4	P-40	0,986	5
P-50	0,955	4	P-50	1,171	4
P-60	0,942	4	P-60	1,031	5
P-70	0,931	4	P-70	1,062	5
P-80	0,926	4	P-80	1,213	4
P-90	0,911	4	P-90	1,212	4

Tabela C.2 Resultado do Ajuste do Poço 2 .

Poço			Linhas		
	Fator de Correção	Correlação		Fator de Correção	Correlação
P-10	0,8	3	P-10	1,481	5
P-20	0,8	1	P-20	1,669	4
P-30	0,795	1	P-30	1,507	5
P-40	1,15	1	P-40	1,519	5
P-50	1,178	1	P-50	1,533	5
P-60	1,184	1	P-60	1,663	4
P-70	1,186	1	P-70	1,563	5
P-80	1,195	1	P-80	1,579	5
P-90	1,221	1	P-90	1,66	4

Tabela C.3 Resultado do Ajuste do Poço 3 .

Poço			Linhas		
	Fator de Correção	Correlação		Fator de Correção	Correlação
P-10	0,928	5	P-10	1,452	1
P-20	0,918	5	P-20	1,473	1
P-30	0,907	5	P-30	1,492	1
P-40	0,899	5	P-40	1,089	5
P-50	0,891	5	P-50	1,525	1
P-60	0,888	5	P-60	1,529	1
P-70	0,887	5	P-70	1,095	5
P-80	0,887	5	P-80	1,534	1
P-90	0,886	5	P-90	1,096	5

Tabela C.4 Resultado do Ajuste do Poço 4 .

Poço			Linhas		
	Fator de Correção	Correlação		Fator de Correção	Correlação
P-10	0,94	5	P-10	1,376	4
P-20	0,93	5	P-20	1,387	4
P-30	0,921	5	P-30	1,398	4
P-40	0,91	5	P-40	1,408	4
P-50	0,904	5	P-50	1,415	4
P-60	0,901	5	P-60	1,027	5
P-70	0,899	5	P-70	1,028	5
P-80	0,898	5	P-80	1,028	5
P-90	0,895	5	P-90	1,423	4

Tabela C.5 Resultado do Ajuste do Poço 5 .

Poço			Linhas		
	Fator de Correção	Correlação		Fator de Correção	Correlação
P-10	0,756	5	P-10	1,234	4
P-20	0,756	5	P-20	0,834	5
P-30	0,756	5	P-30	0,996	1
P-40	0,755	5	P-40	0,997	1
P-50	0,755	5	P-50	0,999	1
P-60	0,755	5	P-60	1	1
P-70	0,755	5	P-70	1,001	1
P-80	0,754	5	P-80	1,001	1
P-90	0,754	5	P-90	1,002	1

Tabela C.6 Resultado do Ajuste do Poço 6 .

Poço			Linhas		
	Fator de Correção	Correlação		Fator de Correção	Correlação
P-10	1,054	4	P-10	1,067	1
P-20	1,062	4	P-20	1,193	2
P-30	1,058	4	P-30	1,098	1
P-40	1,053	4	P-40	1,073	1
P-50	1,05	4	P-50	1,079	1
P-60	1,046	4	P-60	1,086	1
P-70	1,042	4	P-70	1,093	1
P-80	1,038	4	P-80	1,102	1
P-90	1,032	4	P-90	1,138	4

Tabela C.7 Resultado do Ajuste do Poço 7.

Poço			Linhas		
	Fator de Correção	Correlação		Fator de Correção	Correlação
P-10	0,714	3	P-10	1,049	5
P-20	0,704	3	P-20	1,053	5
P-30	0,694	3	P-30	0,989	4
P-40	0,685	1	P-40	1,001	4
P-50	0,674	1	P-50	1,006	4
P-60	0,664	1	P-60	1,233	2
P-70	0,659	1	P-70	1,015	4
P-80	0,658	1	P-80	1,017	4
P-90	0,656	1	P-90	1,126	5

Tabela C.8 Resultado do Ajuste do Poço 8.

Poço			Linhas		
	Fator de Correção	Correlação		Fator de Correção	Correlação
P-10	1,068	4	P-10	1,331	1
P-20	1,077	4	P-20	1,331	1
P-30	1,077	4	P-30	1,339	1
P-40	1,071	4	P-40	1,217	5
P-50	1,025	4	P-50	1,217	5
P-60	1,062	3	P-60	1,214	5
P-70	1,053	3	P-70	1,423	1
P-80	1,053	3	P-80	1,415	1
P-90	1,053	3	P-90	1,424	1

Tabela C.9 Resultado do Ajuste do Poço 9 .

Poço			Linhas		
	Fator de Correção	Correlação		Fator de Correção	Correlação
P-10	0,966	1	P-10	1,286	5
P-20	0,956	1	P-20	1,284	5
P-30	0,946	1	P-30	1,283	5
P-40	0,936	1	P-40	1,147	4
P-50	0,924	1	P-50	1,278	5
P-60	0,914	1	P-60	1,277	5
P-70	0,907	1	P-70	1,277	5
P-80	0,893	1	P-80	1,278	5
P-90	0,888	1	P-90	1,281	5

Tabela C.10 Resultado do Ajuste do Poço 10 .

Poço			Linhas		
	Fator de Correção	Correlação		Fator de Correção	Correlação
P-10	0,978	5	P-10	1,111	
P-20	0,968	5	P-20	0,931	5
P-30	0,958	5	P-30	0,967	4
P-40	0,949	5	P-40	1,114	2
P-50	1,092	5	P-50	0,973	4
P-60	1,045	3	P-60	0,96	4
P-70	1,039	3	P-70	0,953	4
P-80	1,024	3	P-80	1,062	2
P-90	0,952	3	P-90	0,985	5

Tabela C.11 Resultado do Ajuste do Poço 11 .

Poço			Linhas		
	Fator de Correção	Correlação		Fator de Correção	Correlação
P-10	1,001	3	P-10	0,948	4
P-20	0,983	3	P-20	1,166	2
P-30	0,958	3	P-30	0,946	4
P-40	0,944	4	P-40	0,9160	5
P-50	1,022	2	P-50	0,968	1
P-60	1,086	2	P-60	0,949	5
P-70	1,044	3	P-70	0,953	4
P-80	1,041	3	P-80	0,966	1
P-90	1,026	2	P-90	0,996	1

Tabela C.12 Resultado do Ajuste do Poço 12 .

Poço			Linhas		
	Fator de Correção	Correlação		Fator de Correção	Correlação
P-10	1,121	3	P-10	1,157	2
P-20	1,105	3	P-20	1,123	4
P-30	1,254	1	P-30	1,123	2
P-40	1,178	1	P-40	0,976	1
P-50	1,088	1	P-50	0,979	1
P-60	0,952	1	P-60	0,982	1
P-70	0,841	1	P-70	0,986	1
P-80	0,865	1	P-80	0,989	1
P-90	0,851	1	P-90	0,994	1

Tabela C.13 Resultado do Ajuste do Poço 13.

Poço			Linhas		
	Fator de Correção	Correlação		Fator de Correção	Correlação
P-10	0,998	4	P-10	1,009	4
P-20	0,998	4	P-20	1,105	1
P-30	0,999	4	P-30	1,156	1
P-40	1	4	P-40	1,189	1
P-50	1,002	4	P-50	1,214	1
P-60	1,009	4	P-60	1,021	4
P-70	1,014	4	P-70	1,028	4
P-80	1,054	4	P-80	1,041	4
P-90	1,087	4	P-90	1,053	4