



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PETRÓLEO

**USO DO MÉTODO DE MONTE CARLO PARA ESTIMATIVA DO
ÍNDICE DE INJETIVIDADE E DO NÍVEL DE POÇOS EM
RESERVATÓRIOS DEPLETADOS**

Anderson Alves Mendes

Maio, 2019
NATAL, RN

Anderson Alves Mendes

**USO DO MÉTODO MONTE CARLO PARA ESTIMATIVA DO ÍNDICE DE
INJETIVIDADE E DO NÍVEL DE POÇOS EM RESERVATÓRIOS DEPLETADOS**

Trabalho apresentado ao Curso de
Engenharia de Petróleo da Universidade
Federal do Rio Grande do Norte como
requisito parcial para a obtenção do título
de Engenheiro de Petróleo.

Orientador: Dr. Flávio Medeiros Júnior

Maio, 2019
NATAL, RN

Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN
Sistema de Bibliotecas - SISBI
Catalogação de Publicação na Fonte. UFRN - Biblioteca Central Zila Mamede

Mendes, Anderson Alves.

Uso do método de Monte Carlo para estimativa do índice de injetividade e do nível de poços em reservatórios depletados / Anderson Alves Mendes. - Natal, 2019.

54 f.: il.

Monografia (graduação) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Tecnologia, Graduação em Engenharia de Petróleo. Natal, RN, 2019.

Orientador: Prof. Dr. Flávio Medeiros Júnior.

1. Injetividade - Monografia. 2. Overbalance - Monografia. 3. Nível de Fluido - Monografia. 4. Simulação de Monte Carlo - Monografia. I. Medeiros Júnior, Flávio. II. Título.

RN/UF/BCZM

CDU 622.257.2

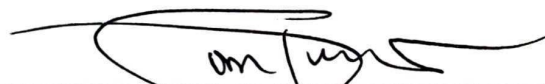
Orientador (a): Dr. Flávio Medeiros Júnior

USO DO MÉTODO MONTE CARLO PARA ESTIMATIVA DO ÍNDICE DE INJETIVIDADE E DO NÍVEL DE POÇOS EM RESERVATÓRIOS DEPLETADOS

Natal, 31 de Maio de 2019

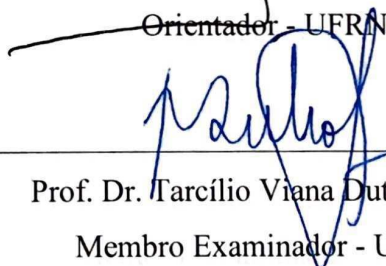
O aluno **ANDERSON ALVES MENDES** foi considerado aprovado no seu trabalho de conclusão para obtenção do título de **Formação em Engenharia de Petróleo**.

Banca examinadora formada por:



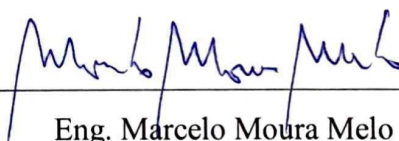
Prof. Dr. Flávio Medeiros Júnior

Orientador - UFRN



Prof. Dr. Tarcílio Viana Dutra Júnior

Membro Examinador - UFRN



Eng. Marcelo Moura Melo

Membro Examinador Externo - PETROBRAS

MENDES, Anderson Alves. Uso do Método de Monte Carlo Para Estimativa do Índice de Injetividade e do Nível de Poços Em Reservatórios Depletados. 2019. 54 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Brasil, 2019.

Palavras-Chaves: Injetividade, *Overbalance*, Nível de Fluido, Simulação de Monte Carlo.

Orientador: Prof. Dr. Flávio Medeiros Júnior

RESUMO

A realização de um planejamento adequado para manter o poço amortecido é imprescindível no decorrer das operações de perfuração, completação e *workover*. A ideia principal é criar uma barreira hidráulica que resulte em uma pressão superior à imposta pela formação e seja capaz de impedir a migração dos fluidos oriundos da rocha reservatório para dentro do poço. Geralmente, os poços completados em reservatórios depletados operam com um nível de fluido abaixo da superfície no intuito da pressão hidrostática imposta não resultar em perda de fluido excessiva para a formação. Contudo, esse nível diminui, alterando-se no decorrer do tempo de acordo com a injetividade do poço. Então, para manter a barreira hidráulica, o poço é reabastecido. Como o nível do fluido de completação, abaixo da superfície, é desconhecido, na maioria dos casos, essa operação é baseada em conhecimento intuitivo ou experiências no acompanhamento do nível por meio de um sistema acústico de medição. Este trabalho considera os dados de um sistema rocha fluido para analisar a distribuição de probabilidade do índice de injetividade e *overbalance* de um poço completado quando este é reabastecido a uma determinada vazão. Na metodologia aplica-se o Método de Monte Carlo com auxílio do *software* ModelRisk respaldando-se na solução transiente para o modelo de deslocamento completo do fluido injetor. Os resultados gerados pelo *software* ModelRisk após a Simulação, possibilitaram conhecer estimativas do índice de injetividade e *overbalance*. Na análise realizada, também verificou-se que a viscosidade e permeabilidade efetiva do óleo são as propriedades cujas incertezas de medição causam maior impacto em relação ao índice de injetividade.

MENDES, Anderson Alves. Uso do Método de Monte Carlo Para Estimativa do Índice de Injetividade e do Nível de Poços Em Reservatórios Depletados. 2019. 54 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Brasil, 2019.

Keywords: Injectivity, Overbalance, Fluid Level, Monte Carlo Simulation.

Tutor: Prof. Dr. Flávio Medeiros Júnior

ABSTRACT

Drilling, completion, and workover operations require a proper planning to maintain well control. The main idea is to fill the well with a killing fluid that creates a hydraulic barrier by developing a higher hydrostatic pressure than the formation pore pressure. Moreover, this barrier should be capable of preventing the fluids migration from the rock reservoir into the well. Frequently, well interventions in depleted reservoirs take place with the fluid level below the surface in order to prevent the excessive fluid loss to formation, due to the overbalance from hydrostatic pressure. However, this level fluid decreases over time according to the well injectivity. Therefore, to maintain the hydraulic barrier, the well should be periodically refilled. Due to the level of the completion fluid sits bellow surface, the well is refilled based on intuitive knowledge or fluid level monitoring by an acoustic measurement system. This work considers a fluid rock system dataset to analyze the probability distribution of the injectivity index and the overbalance of a well when it is refilled at a specific flow rate. In the methodology, the Monte Carlo method was applied on the transient solution for the model of complete displacement of the injection fluid using the ModelRisk software. The results from Monte Carlo simulation presents good insight for the well injectivity, overbalance and fluid level over time considering the uncertainties in reservoir and fluid input parameters. The results from this work indicate that fluid viscosity and effective permeability of the oil are the properties whose uncertainties in the measurement cause greater impact when calculating well injectivity and overbalance.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram para conclusão do mesmo. Em especial, à minha mãe, Ana Maria Alves, a qual não mediu esforços para que eu chegasse até aqui. Essa conquista é nossa.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pois Ele é quem me guia, ampara e fortalece com sua destra fiel.

À minha companheira, Monique Rodrigues de Souza Costa, a qual sempre me incentivou e acreditou no meu potencial.

À minha mãe, Ana Maria Alves Freire, que com amor incondicional e dedicação contribuiu significativamente para esta formação profissional.

Ao Prof. Dr. Flávio Medeiros Júnior, o qual me orientou de modo responsável na realização deste trabalho, compartilhando saberes e experiências.

Ao meu tio, José Evangelista Alves Freire, por todo o suporte prestado a mim.

Aos meus colegas, Luiz Antônio da Costa Filho e Raphaela Tábata Rabêlo Farias, pelo companheirismo ao longo dos anos de curso.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	16
2 ASPECTOS TEÓRICOS	18
2.1 Índice de Produtividade	18
2.2 Índice de Injetividade	18
2.3 Modelo de Deslocamento Completo	19
2.4 Nível de Fluido e <i>Overbalance</i>	22
2.5 Sistema Acústico de Medição	24
2.5.1 Montagem e Funcionamento	24
2.5.1.1 <i>Well Analyzer</i>	25
2.5.1.2 Canhão de Gás ou de Disparo	25
2.5.1.3 Cabos do Solenoide, Transdutor e Microfone	27
2.5.2 Esboço do Sistema Acústico de Medição	27
2.5.3 Gráfico	28
2.6 Simulação de Monte Carlo	29
2.7 ModelRisk	30
3 MATERIAIS E MÉTODOS	36
3.1 Implementação do Modelo Matemático	36
3.2 Definição dos Dados e Parâmetros de Inputs	37
3.3 Considerações Para Realização do Estudo	39
3.4 Definição do Número de Iterações da Simulação	40
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES	41
4.1 Índice de Injetividade	41
4.1.1 Histograma	41
4.1.2 Diagrama de Tornado	42
4.1.3 Evolução do Índice de Injetividade Em Função do Tempo	43
4.2 <i>Overbalance</i>	44
5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	47
5.1 Conclusões	47
5.2 Recomendações	47

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	48
ANEXOS	50
Anexo I.....	50
Anexo II.....	54

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Modelo de Deslocamento Completo.....	19
Figura 2.2 - Representação do Nível de Fluido (NF) e Profundidade Vertical (PV) de Um Poço Com Fluido de Completação	23
Figura 2.3 - Sistema Acústico de Medição.....	24
Figura 2.4 - <i>Well Analyzer</i>	25
Figura 2.5 - Canhão de Disparo.....	26
Figura 2.6 - Cabos	27
Figura 2.7 - Esboço: Funcionamento do Sistema Acústico de Medição.....	28
Figura 2.8 - Rastreamento do Nível de Fluido	28
Figura 2.9 - Ajuste Gráfico: Identificação de Conexões Tubulares	29
Figura 2.10 - Comando <i>Output/Input</i>	31
Figura 2.11 - Definição da Célula de <i>Output</i>	31
Figura 2.12 - Comando Selecionar Distribuição	32
Figura 2.13 - Seleção da Distribuição de Probabilidade	32
Figura 2.14 - Inserção de Parâmetros da Distribuição Normal do Simulador.....	33
Figura 2.15 - Inserção de Parâmetros da Distribuição Triangular no Simulador.....	33
Figura 2.16 - Definição das Células de <i>Input</i>	34
Figura 2.17 - Definição do Número de Iterações	35
Figura 2.18 - Gráficos Disponíveis no ModelRisk Para Análise dos Resultados	35
Figura 3.1 - Vazão de Abastecimento Em Função do Tempo.....	39
Figura 3.2 - Seleção do Número de Iterações.....	40
Figura 4.1 - Histograma: Índice de Injetividade.....	41
Figura 4.2 - Percentual Sob Uma Curva de Distribuição Normal.....	42
Figura 4.3 - Diagrama de Tornado: Índice de Injetividade	43
Figura 4.4 - Índice de Injetividade Em Função do Tempo.....	44
Figura 4.5 - Variação do <i>Overbalance</i> Em Função do Tempo na Vazão de 24 bpd.....	45
Figura 4.6 - Aumento Percentual dos Valores Médios do <i>Overbalance</i> Para Vazões de 24,48,120 e 240 bpd	46

Figura 4.7 - Crescimento dos Valores Médios do <i>Overbalance</i> Para Vazões de 24,48,120 e 240 bpd Em Função do Logaritmo do Tempo.....	46
Figura A.1 - Histograma Resultante: 100 Iterações (61,4% dos Dados Encontram-se Entre 0,36 e 0,42 bpd/psi)	54
Figura A.2 - Histograma Resultante: 500 Iterações (65,46% dos Dados encontram-se Entre 0,36 e 0,42 bpd/psi)	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Exemplo da Listagem de Parâmetros da Distribuição Normal	33
Tabela 2.2 - Exemplo da Listagem de Parâmetros da Distribuição Triangular.....	34
Tabela 3.1 - Dados de entrada no Sistema de Unidades <i>Oil Field</i>	37
Tabela 3.2 - Parâmetros da Distribuição Triangular Relativos aos Dados de Entrada Com Incertezas.....	38
Tabela 3.3 - Dados Remanescentes de Entrada no S.I	39
Tabela 4.1 - Informações do Histograma	42

LISTA DE ABREVIATURAS E/OU SÍMBOLOS E/OU SIGLAS

IP - Índice de Produtividade, bpd/psi

p_r - Pressão Estática do Reservatório, Pa (psi)

p_{wf} - Pressão de Fluxo no Fundo do Poço, Pa (psi)

p_{wi} - Pressão de Injeção no Fundo do Poço, Pa (psi)

p_h - Pressão Hidrostática, psi

p_{wD} - Pressão Adimensional do Poço

q_f - Vazão de Fluxo, m³/d (bpd)

q_i - Vazão de Injeção, m³/d (bpd)

S_w - Saturação Total de Água, %

S_{or} - Saturação de Óleo Residual, %

S_{wi} - Saturação de Água Conata, %

M - Razão Entre a Mobilidade do Fluido Deslocante e Deslocado

λ_w - Mobilidade da Água, mD/cP

λ_o - Mobilidade do Óleo, mD/cP

k_w - Permeabilidade Efetiva do Óleo, m² (mD)

k_o - Permeabilidade Efetiva da Água, m² (mD)

μ_w - Viscosidade da Água, Pa.s (cP)

μ_o - Viscosidade do Óleo, Pa.s (cP)

γ_{BL} - Variável de Boltzmann

r_{DBL} - Posição Adimensional da Interface Móvel

r - Raio do Poço, m (ft)

r_{BL} - Distância do Poço à Frente de Injeção, m

t_D - Tempo Adimensional de Injeção

t - Tempo de Injeção, s (d)

ϕ - Porosidade do Reservatório, %

c_{tw} - Compressibilidade Total na Região Invasa pela Água, 1/Pa (1/psi)

c_{to} - Compressibilidade Total na Zona de Óleo, 1/Pa (1/psi)

η_{Do} - Difusividade Hidráulica Adimensional na Região Com Saturação de Óleo Original

η_w - Constante de Difusividade Hidráulica na Região Invasa pela Água, m²/s

η_o - Constante de Difusividade Hidráulica na Zona de Óleo, m^2/s

h - Espessura do Reservatório, m (ft)

γ - Constante de Euler-Mascheroni

NE - Nível Estático, m

PV - Profundidade Vertical do Poço, m

l - Altura da Coluna de Fluido, m

ρ_f - Massa Específica do Fluido, ppg (lbm/gal)

S.I - Sistema Internacional de Unidades

bpd - Barril Por Dia

bph - Barril Por Hora

bbl - Barril

1 INTRODUÇÃO

O amortecimento de poços é uma técnica utilizada no decorrer das práticas de perfuração, completação e *workover* em poços de petróleo e gás natural, objetivando manter o controle dos fluidos oriundos da rocha reservatório durante as operações.

Mesmo que aparentemente simples, a execução de um planejamento adequado para amortecer o poço é imprescindível, pois há riscos associados e erros podem levar a ocorrência de *kicks*¹ ou até mesmo *blow outs*².

Nesse âmbito, o conceito de amortecimento remete basicamente à criação de uma barreira hidráulica que resulte em uma pressão superior à imposta pela formação e seja capaz de impedir a movimentação dos fluidos provenientes desta para o interior do poço. Para isso, em operações de completação e *workover*, ele é geralmente mantido cheio até a superfície com o designado fluido de completação de modo que sua pressão hidrostática seja maior do que a pressão do reservatório, isto é, na condição *overbalance*.

Todavia, em reservatórios depletados nos quais já foram extraídos grandes volumes, é inviável manter o poço cheio do fluido de amortecimento, pois a pressão hidrostática suplanta em muito a pressão de poros, gerando grandes perdas desse fluido para a formação produtora. Então, com o intuito de evitar demasiada perda, opera-se com níveis abaixo da superfície buscando-se manter um *overbalance* mínimo.

Ocorre que o nível do fluido também está relacionado com a injetividade do poço a qual muda conforme o tempo e apresenta variações em função das incertezas associadas aos valores das propriedades da rocha e dos fluidos. Assim, o reabastecimento do poço é feito atendendo-se a conhecimento empírico, sendo então necessário recorrer a um sistema acústico de medição para certificação do nível e *overbalance*.

Este trabalho considera o sistema rocha fluido para analisar a distribuição de probabilidade do índice de injetividade e *overbalance* de um poço completado quando este é reabastecido a determinada vazão. Na metodologia aplica-se a Simulação de Monte Carlo

¹ O *kick* é o influxo indesejado de líquidos e gases presentes na formação para dentro do poço devido à existência de uma pressão hidrostática no interior do mesmo insuficiente para conter a pressão da formação. Não controlar o *kick* pode levar à ocorrência de um *blow out*.

² O *blow out* é uma ocasião na qual acontece a saída descontrolada de fluidos do reservatório para superfície do poço.

respaldando-se na solução transiente para o modelo de deslocamento completo do fluido injetor. Os resultados são apresentados para diferentes intervalos de tempo após o início da operação de abastecimento do poço na superfície.

2 ASPECTOS TEÓRICOS

Neste capítulo, são apresentados os conceitos e fundamentações teóricas utilizados neste trabalho.

2.1 Índice de Produtividade

Um dos principais indicadores da capacidade de produção de um poço é o chamado índice de produtividade (IP) (Equação 2.1). Ele caracteriza a capacidade de fluxo do poço, sendo definido por:

$$IP = \frac{q_f}{p_r - p_{wf}} \quad (2.1)$$

onde q_f é a vazão de produção, p_r refere-se à pressão estática do reservatório e p_{wf} à pressão de fluxo no fundo do poço.

2.2 Índice de Injetividade

O índice de injetividade (II) é definido como a razão entre a vazão de injeção e a diferença de pressão entre o interior do poço e a pressão estática da formação. Ele pode ser entendido como a medida da capacidade de injeção em um determinado poço.

A definição do II está explicitada na Equação 2.2:

$$II = \frac{q_i}{p_{wi} - p_r} \quad (2.2)$$

onde q_i corresponde à vazão de injeção, p_{wi} a pressão de injeção no fundo do poço e p_r à pressão estática do reservatório.

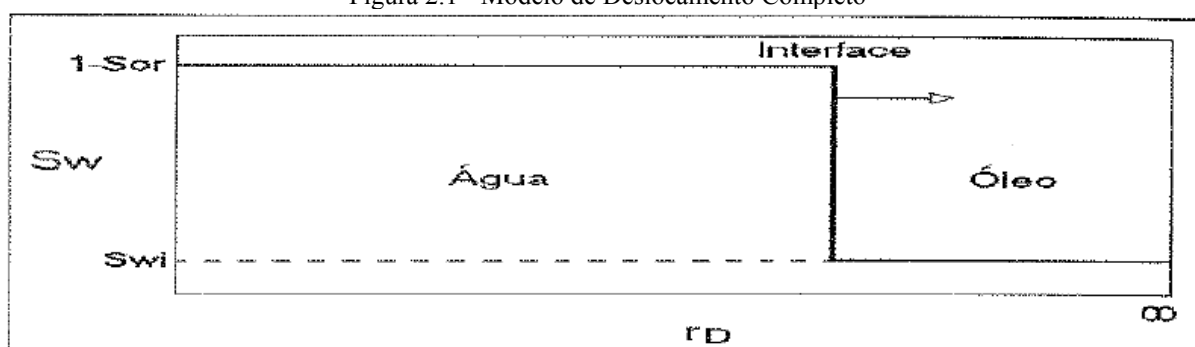
2.3 Modelo de Deslocamento Completo

A injeção de fluidos em reservatórios portadores de hidrocarbonetos tem sido largamente utilizada com o objetivo de obter fatores de recuperação maiores do que aqueles conseguidos através dos mecanismos relacionados à utilização da energia natural disponível para produção. (OLIVEIRA, 1991).

O processo é sistematizado mediante poços injetores e produtores, perfurados em posições estratégicas, e promove o deslocamento do petróleo mantendo a pressão em níveis elevados e preservando as características do fluxo e dos fluidos, isto é, sem que haja qualquer interação química ou termodinâmica. Nesse sentido, a injeção de água em reservatórios de óleo tem sido amplamente usada na indústria do petróleo devido ao seu baixo custo (OLIVEIRA, 1991).

O modelo de deslocamento completo é um dos modelos desenvolvidos para injeção de fluidos não miscíveis. Neste modelo, considera-se que uma frente de injeção move-se no meio poroso deslocando o fluido presente na área invadida do reservatório semelhantemente a um pistão (ROSA et al, 2006). A Figura 2.1 ilustra esta situação física pressupondo um caso de injeção de água, cuja saturação, S_w , atrás da interface é constante e igual a $1 - S_{or}$ (OLIVEIRA, 1991), e onde S_{wi} e S_{or} são respectivamente a saturação de água conata ou inicial e a saturação de óleo residual.

Figura 2.1 - Modelo de Deslocamento Completo



Fonte: Oliveira, 1991 (Adaptado Pelo Autor).

Segundo Oliveira (1991), a expressão adimensional que caracteriza o comportamento da pressão no poço, considerando o referido modelo, é dada pela Equação 2.3.

$$p_{wD}(t_D) = \frac{1}{2} \left[\ln \left(\frac{4\eta_{Do} t_D}{e^\gamma} \right) + (1 - M) \ln \left(\frac{e^\gamma y_{BL}}{\eta_{Do}} \right) \right] \quad (2.3)$$

Na Equação 2.3, γ corresponde a constante de Euler-Mascheroni, cujo valor aproximado é de 0,577215665.

O termo M representa a razão entre a mobilidade (λ) dos fluidos deslocante e deslocado (Equação 2.4). Os subscritos w e o referem-se à água e ao óleo, respectivamente.

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \quad (2.4)$$

A mobilidade (λ) de um fluido, por sua vez, é dada pelo quociente entre a permeabilidade efetiva (k) do meio poroso em relação ao fluido e a viscosidade (μ) do fluido. Desse modo, λ_w (Equação 2.5) é definido segundo as propriedades da região saturada por água de injeção:

$$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w} \quad (2.5)$$

e λ_o (Equação 2.6) de acordo com a região não atingida pela água injetada:

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o} \quad (2.6)$$

Já y_{BL} corresponde à variável de Boltzmann calculada na posição adimensional da interface móvel, r_{DBL} . As Equações 2.7 e 2.8 definem y_{BL} e r_{DBL} , nesta ordem,

$$y_{BL} = \frac{r_{DBL}^2}{4t_D} \quad (2.7)$$

$$r_{DBL} = \frac{r_{BL}}{r} \quad (2.8)$$

onde r_{BL} é a distância do poço, de raio r , à frente de injeção.

O tempo adimensional de injeção (t_D) é definido segundo a Equação 2.9, na qual ϕ e c_{tw} remetem à porosidade do reservatório e compressibilidade total na região invadida pela água, respectivamente.

$$t_D = \frac{\lambda_w t}{\phi c_{tw} r^2} \quad (2.9)$$

A Equação 2.10 descreve matematicamente a constante de difusividade hidráulica (η) para escoamentos no meio poroso,

$$\eta = \frac{k}{\phi \mu c_t} \quad (2.10)$$

Assim, a difusividade hidráulica adimensional na região com saturação de óleo original (η_{Do}) é determinada mediante a seguinte relação (Equação 2.11):

$$\eta_{Do} = \frac{\eta_o}{\eta_w} \quad (2.11)$$

onde η_w corresponde à constante da difusividade hidráulica na região saturada pela água de injeção:

$$\eta_w = \frac{k_w}{\phi \mu_w c_{tw}} \quad (2.12)$$

e η_o refere-se à constante de difusividade hidráulica na área não atingida pela água injetada:

$$\eta_o = \frac{k_o}{\phi \mu_o c_{to}} \quad (2.13)$$

A pressão adimensional (p_{wD}) da Equação 2.4 é definida na Equação 2.14:

$$p_{wD}(t_D) = \frac{2\pi\lambda_w h}{q_i} (p_w - p_r) \quad (2.14)$$

onde q_i é vazão de injeção, h é a espessura porosa, p_r é a pressão inicial do reservatório, e p_w é a pressão na região invadida pela água.

2.4 Nível de Fluido e *Overbalance*

Entende-se por *overbalance* como sendo a parcela da pressão no poço que excede a pressão de poros da formação. Desse modo, diz-se que a condição *overbalance* é alcançada quando a coluna hidrostática dos fluidos no poço proporciona uma pressão maior que a do reservatório.

De acordo com essa definição, é possível calcular o *overbalance* através da Equação 2.15:

$$\text{Overbalance} = p_h - p_r \quad (2.15)$$

onde p_h refere-se a pressão hidrostática exercida pela coluna de fluido no poço e p_r corresponde à pressão do reservatório.

Para os líquidos, a exemplo do fluido de completação, a pressão hidrostática p_h é determinada, em psi (lbf/in²), por meio da Equação 2.16:

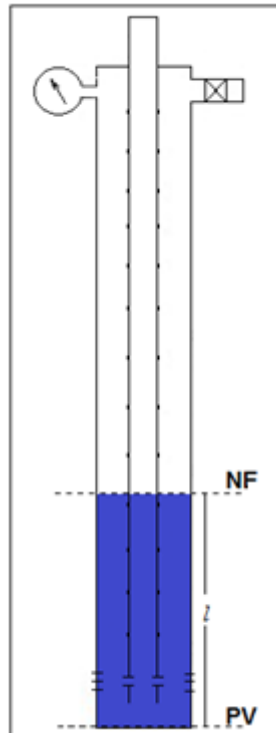
$$p_h = 0,17\rho_f l \quad (2.16)$$

onde l é a altura, em metros, da coluna de fluido cuja massa específica é ρ_f , em ppg (lbm/gal). Logo, caso o poço se configure conforme ilustrado na Figura 2.2, pode-se aplicar a Equação 2.17 para demarcar l :

$$l = PV - NF \quad (2.17)$$

em que PV é a profundidade vertical do reservatório e NF refere-se ao nível estático do fluido no poço, ou seja, à profundidade vertical na qual situa-se a superfície do líquido que está mantido no poço na condição estática.

Figura 2.2 - Representação do Nível de Fluido (NF) e Profundidade Vertical (PV) de Um Poço Com Fluido de Completação



Fonte: Autor, 2019.

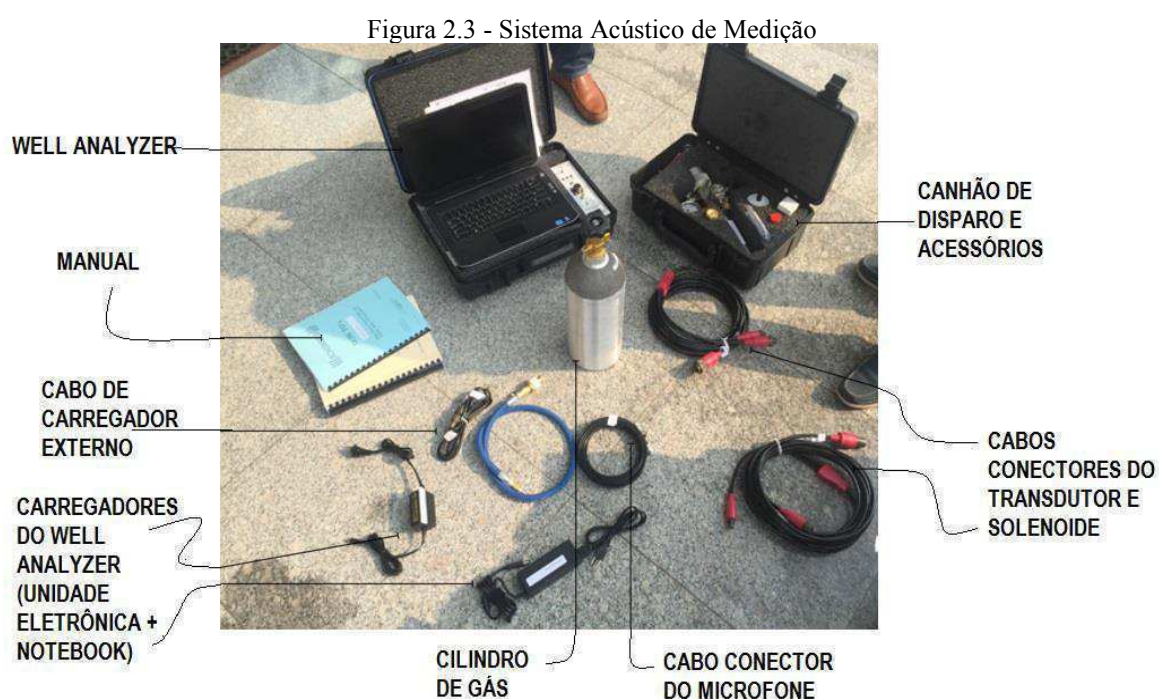
Sendo assim, a Equação 2.18 poderá ser utilizada para relacionar o *overbalance* e o nível NF do fluido de completção do poço:

$$\text{Overbalance} = 0,1706\rho_f (PV - NF) - p_r \quad (2.18)$$

Pela Equação 2.18, nota-se que quanto menor é a profundidade do NF , maior é a altura da coluna de líquido e conseqüentemente maior é o *overbalance* do poço. Da mesma forma, conclui-se que uma maior profundidade do NF implicará em um menor *overbalance*.

2.5 Sistema Acústico de Medição

O sistema acústico de medição (Figura 2.3) compreende um grupo de instrumentos projetado para aquisição e diagnóstico de dados. Ele utiliza informações que procedem da reflexão de pulsos sonoros após um disparo efetuado no poço para obter o nível de fluido do mesmo.



Fonte: PCM, 2016. (Adaptado Pelo Autor)

2.5.1 Montagem e Funcionamento

O sistema é portátil, controlado por um *notebook* e integralizado por cabos que enviam os dados acústicos de uma pistola gás a outro instrumento, o *Well Analyzer*.

2.5.1.1 *Well Analyzer*

O *Well Analyzer* (Figura 2.4) trata-se de uma unidade eletrônica compacta que recebe e digitaliza os sinais do microfone e transmissor de pressão. Em seguida, a máquina envia os dados ao computador para processamento.

Figura 2.4 - *Well Analyzer*



Fonte: Site da Empresa *Echometer*. Disponível em:

<<http://echometer.com/Portals/0/How%20To%20Use/LiqLevelHQ.wmv/>> Acesso em: 10 nov. 2018.

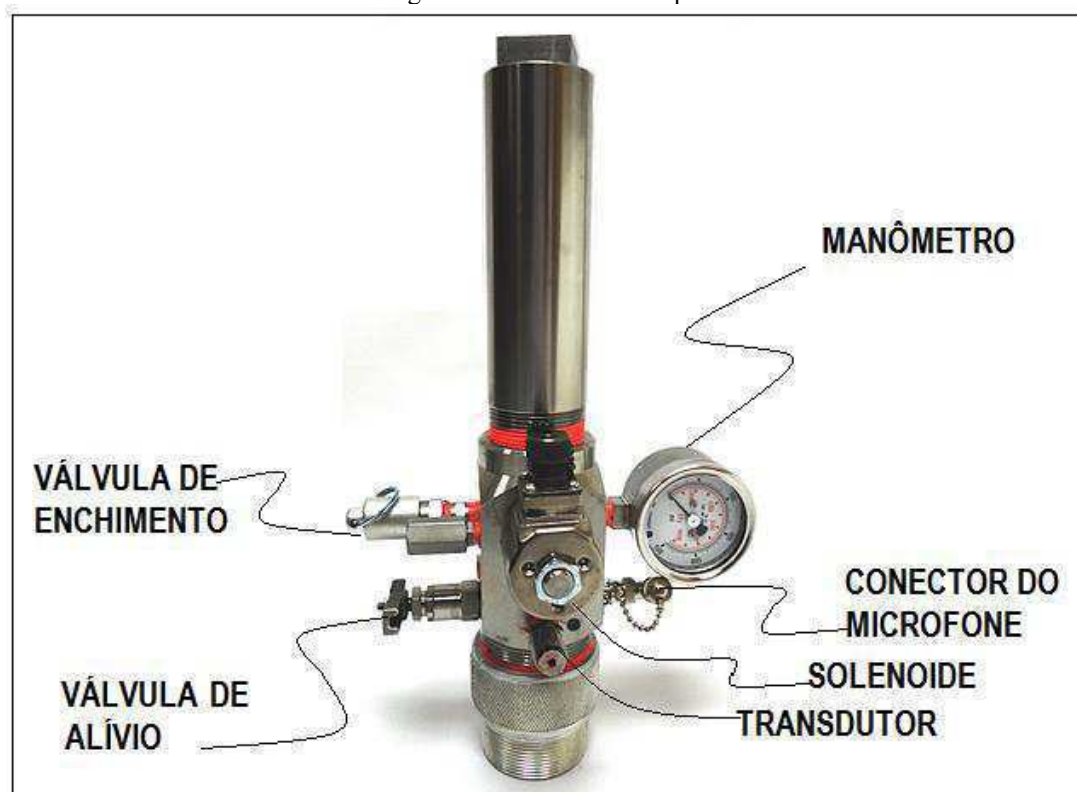
O *notebook* possui um *software* específico, o *Total Well Management* (TWM), e é usado para analisar dados obtidos a partir de medições.

2.5.1.2 Canhão de Gás ou de Disparo

O canhão de gás (Figura 2.5) é equipado com uma câmara de volume, preenchida com gás comprimido, geralmente dióxido de carbono ou gás nitrogênio, a qual deve ser pressurizada em torno de 100 psi acima da pressão do revestimento, segundo o Manual de Operações do *Well Analyzer* e *Software TWM* da *Echometer Company* (2006). A pressurização é necessária para evitar o retorno de fluidos ou de partículas sólidas, que podem causar avarias no equipamento, e garantir um pulso acústico de boa qualidade que percorrerá a zona de gás no espaço anular quando esse compartimento é aberto. Consequentemente, é importante certificar-

se anteriormente qual é a pressão no anular, ainda que em poços amortecidos. Sendo assim, um manômetro é alojado ao equipamento para verificação de pressões.

Figura 2.5 - Canhão de Disparo



Fonte: Site da Empresa *Echometer*. Disponível em: <<http://echometer.com/Default.aspx?tabid=100>> Acesso em: 07 out. 2018. (Adaptado Pelo Autor).

Além disso, a peça contém um solenoide que é operado eletricamente e serve como um mecanismo de gatilho para iniciar o pulso sonoro. Quando acionado, ele gera um campo magnético e desloca um êmbolo, permitindo a passagem do gás comprimido da câmara de volume para o anular do poço. Logo após, quase que instantaneamente, uma mola impulsiona o êmbolo para a posição original, restringindo o fluxo outra vez. Dessa maneira, o choque mecânico do gás injetado pelo canhão de disparo com o que está contido no espaço anular do revestimento irá gerar ondas acústicas. (ALMEIDA; CRUZ, 2017).

Almeida e Cruz (2017) explicam que ele reúne ainda um microfone sensível e resistente às vibrações, capaz de sinalizar as reflexões do poço. Prontamente, conhecendo-se o tempo que a onda leva para retornar a superfície após o disparo e obtendo-se uma estimativa da velocidade de propagação do som é possível identificar a profundidade de cada obstáculo detectado, seja este regular ou não.

Ademais, haja vista ser necessário mensurar a pressão do revestimento durante a aquisição dos dados e considerar a influência da pressurização do anular nos cálculos realizados, um sensor aliado a um transdutor, que converte a informação em um sinal elétrico analógico e o direciona ao *Well Analyzer*, também integram a estrutura desta ferramenta e auxiliam a medição. (ALMEIDA; CRUZ, 2017).

2.5.1.3 Cabos do Solenoide, Transdutor e Microfone

Consistem em cabos (Figura 2.6) apropriados que conectam o transmissor de pressão, válvula solenoide e microfone ao *Well Analyzer*.

Figura 2.6 - Cabos



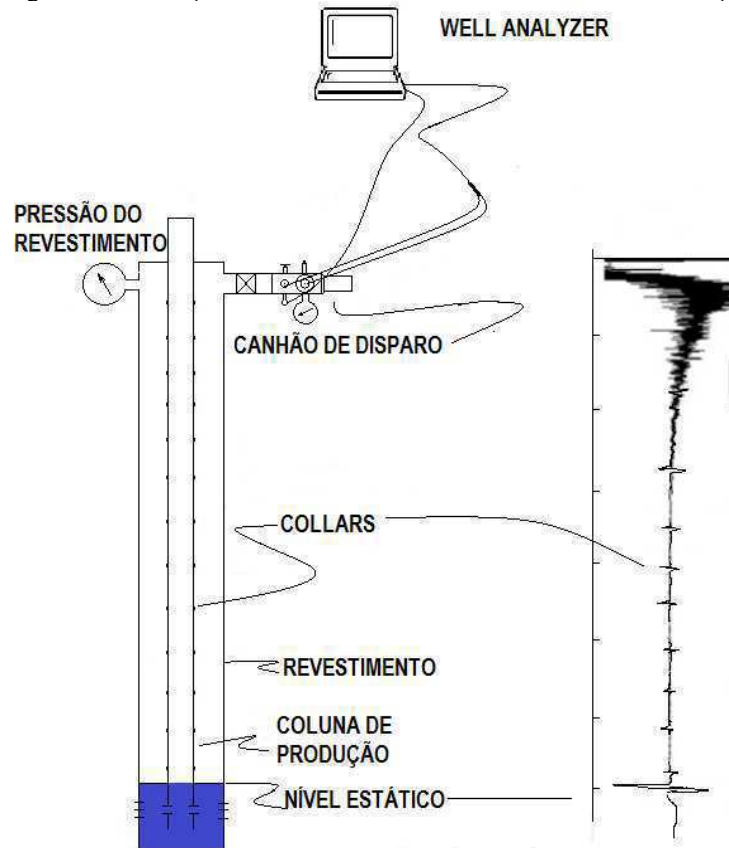
Fonte: Site da Empresa *Echometer*. Disponível em:

<<http://echometer.com/Portals/0/How%20Tos/LiqLevelHQ.wmv/>> Acesso em: 10 nov. 2018.

2.5.2 Esboço do Sistema Acústico de Medição

O esboço da Figura 2.7 auxilia a compreensão do arranjo e funcionamento do sistema acústico de medição.

Figura 2.7 - Esboço: Funcionamento do Sistema Acústico de Medição



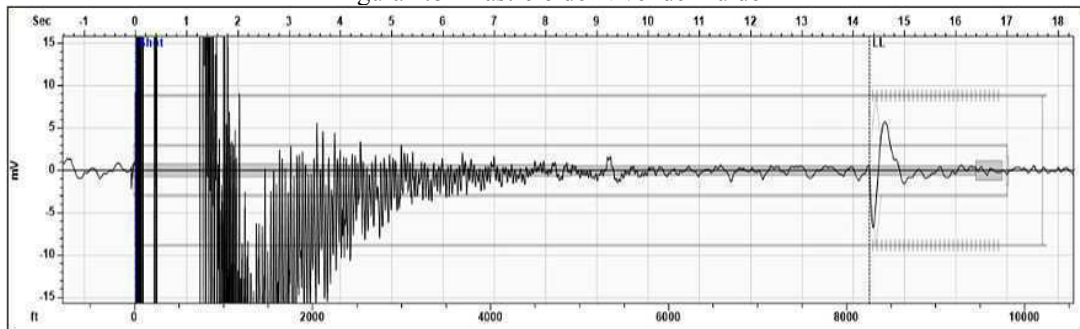
Fonte: Site da Empresa *Echometer*. Disponível em:

<<http://echometer.com/Portals/0/How%20To%20LiqLevelHQ.wmv/>> Acesso em: 10 nov. 2018.
(Adaptado Pelo Autor).

2.5.3 Gráfico

O rastreamento do nível de fluido é constatado mediante a análise de um gráfico, semelhante ao que é apresentado na Figura 2.8.

Figura 2.8 - Rastreamento do Nível de Fluido

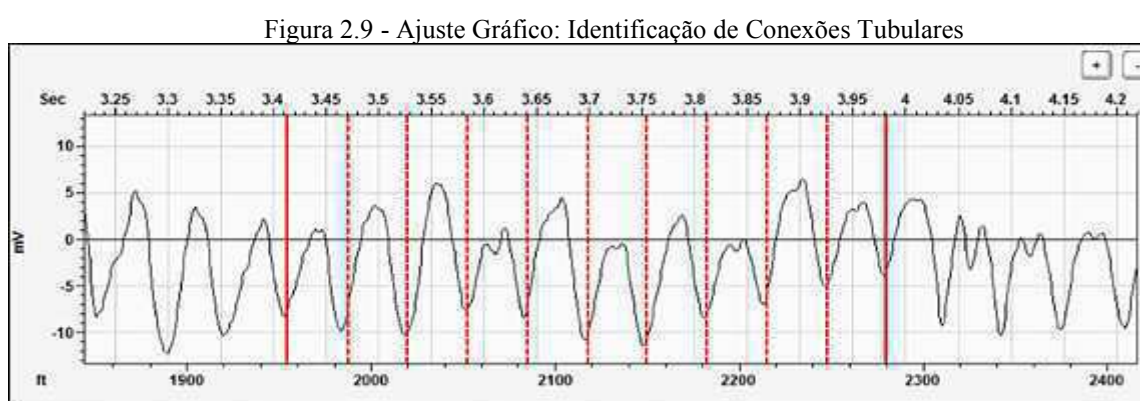


Fonte: Site da Empresa *Downhole Diagnostic*. Disponível em: <<https://www.downholediagnostic.com/fluid-level/>> Acesso em: 09 mar. 2019.

Nela, o pulso acústico, liberado à alta pressão, é sinalizado inicialmente. À medida que a onda percorre o poço e encontra quaisquer mudanças abruptas na área da seção transversal do anular, sejam conexões tubulares, topos de *liner* ou alguma outra obstrução, parte é refletida e captada. A energia remanescente incide sobre a superfície do líquido e ao refletir concebe uma perturbação evidenciada na sua extremidade direita.

No mais, as válvulas que contatam o anular devem estar fechadas para evitar que o gás entre na linha de fluxo e cause ruído excessivo.

Através de ajustes gráficos, o *software* auxiliará na identificação das conexões (Figura 2.9), em média, igualmente espaçadas.



Fonte: Site da Empresa *Downhole Diagnostic*. Disponível em:
<<https://www.downholeddiagnostic.com/fluid-level>> Acesso em: 09 mar. 2019.

2.6 Simulação de Monte Carlo

O Método de Monte Carlo (MMC) ou Simulação de Monte Carlo remete à Segunda Guerra Mundial (1939-1945), período em que se realizaram investimentos substanciais em pesquisa e desenvolvimento e houve uma mobilização coordenada de recursos industriais e humanos visando o suporte militar.

Inicialmente, em 1946, o matemático polonês Stanislaw Ulam concebeu o que seria o Método de Monte Carlo, nome em alusão ao Cassino de Monte Carlo, Mônaco, enquanto ponderava sobre a probabilidade de ganhar um jogo de paciência. Ele depreendeu que seria mais simples realizar inúmeras jogadas e observar a frequência dos resultados em vez de tentar resolver este problema com cálculos combinatórios tradicionais, extensos e sujeitos a erros. (NASSER, 2012)

Ulam também constatou que o primeiro computador digital eletrônico, recém criado na época, tinha grande potencial para automatizar o Método. Dessa forma, a metodologia tornou-se aplicável a uma ampla variedade de questões determinísticas.

Assim, o Método de Monte Carlo, engloba qualquer técnica de amostragem estatística empregada para aproximar soluções de problemas quantitativos (SANTOS, 2008).

O Método de Monte Carlo consiste basicamente no cálculo repetitivo de uma incógnita que depende de dados de entrada (*inputs*) especificados por distribuições de probabilidades. Os conjunto de resultados é agrupado em distribuições de probabilidades que representam os *outputs* da simulação.

Ademais, o Método é, atualmente, uma das técnicas de simulação mais conhecidas e utilizadas, sendo possível executá-lo em diversos *softwares*. O ModelRisk, utilizado neste trabalho, é uma das plataformas probabilísticas capaz de processá-lo.

2.7 ModelRisk

O ModelRisk é um *software* habilitado a processar a Simulação de Monte Carlo. Desenvolvido pela Vose Software, companhia especializada no desenvolvimento de programas computacionais para resolução de problemas relacionados à análise de risco. O *software* amplia o uso do Microsoft Excel e possibilita o usuário lidar com modelos que contém incertezas ao reproduzir a probabilidade de ocorrência de diversos cenários.

Os procedimentos realizados para iniciar a Simulação de Monte Carlo com o *software* ModelRisk são descritos nas 5 etapas a seguir.

Etapa 1: Desenvolver a Lógica do Modelo

Esta etapa requer apenas o uso de ferramentas do Excel. Então, é possível que seja implementada sem o ModelRisk. Aqui, é necessário desenvolver a lógica do modelo da forma usual, isto é, usando fórmulas comuns do editor de planilhas.

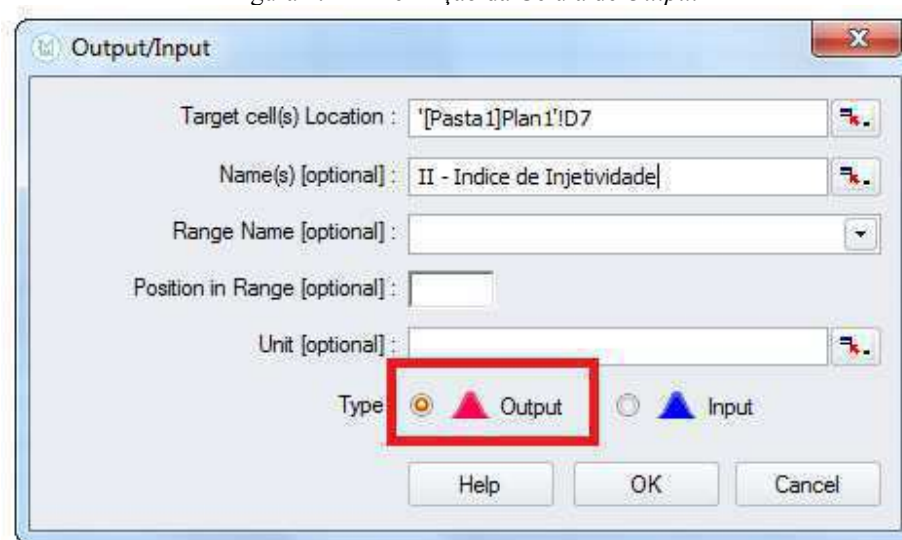
Etapa 2: Designar *Outputs*

A célula de *output* do modelo corresponde àquela na qual há interesse de análise. O ModelRisk não fornece valores exatos para esta, todavia, conforme será mostrado na etapa de resultados, ele informa a probabilidade de diversos valores ocorrerem. Ela é definida selecionando-se o comando *Output/Input* (Figura 2.10), que aciona uma janela (Figura 2.11), onde realizam-se os ajustes complementares.



Fonte: Autor, 2019.

Figura 2.11 - Definição da Célula de *Output*



Fonte: Autor, 2019.

Etapa 3: Definir as Distribuições dos *Inputs*

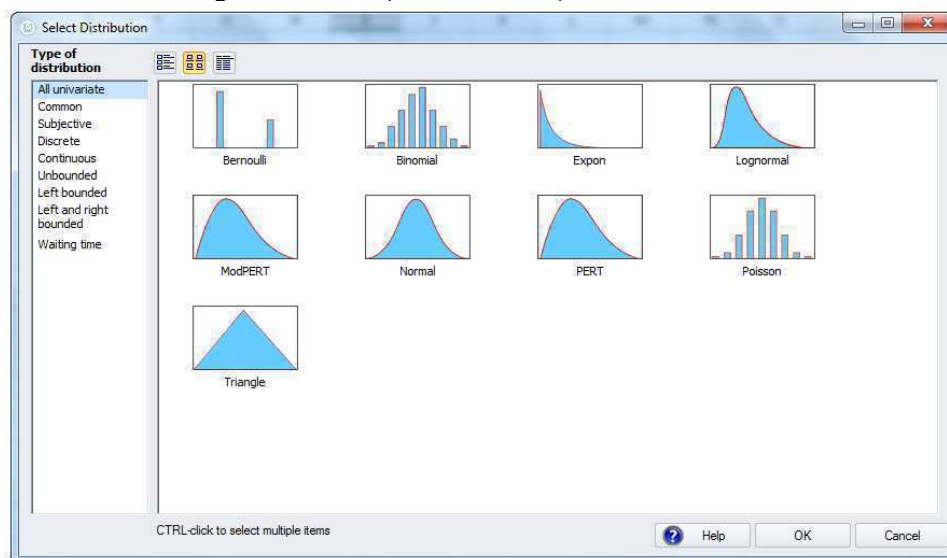
Em uma análise tradicional, seriam atribuídos valores típicos ou extremos às variáveis de entrada do modelo para obter determinado resultado. Contudo, o ModelRisk permite que

sejam inseridas distribuições de probabilidade (Figuras 2.12 e 2.13) nas células que contém incertezas. O comportamento descrito irá indicar possíveis valores e a chance de eles ocorrerem.



Fonte: Autor, 2019.

Figura 2.13 - Seleção da Distribuição de Probabilidade

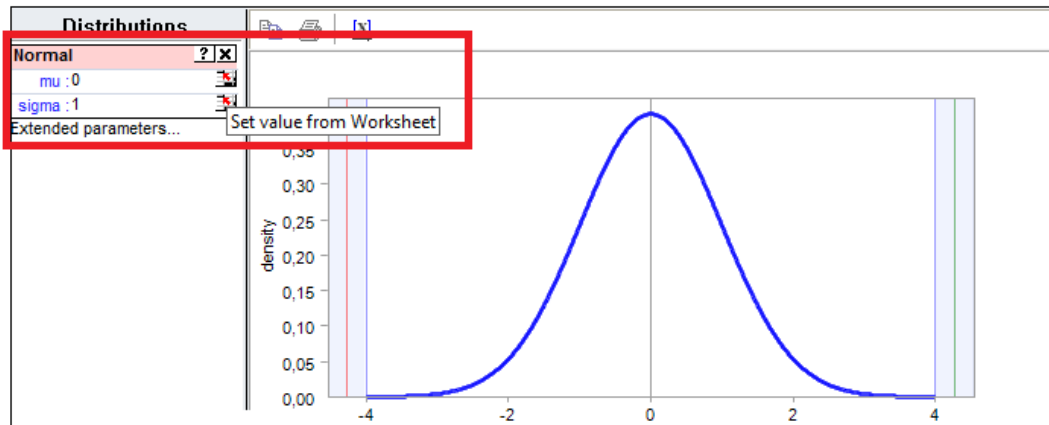


Fonte: Autor, 2019.

Ao selecionar as distribuições é necessário que sejam definidos alguns parâmetros que ajustam-se de acordo com dados históricos, correlações, opiniões subjetivas ou de *experts*.

Na distribuição normal (Figura 2.14) essas especificações referem-se à média (μ) e ao desvio padrão (σ).

Figura 2.14 - Inserção de Parâmetros da Distribuição Normal no Simulador



Fonte: Autor, 2019.

Já a distribuição triangular (Figura 2.15) é descrita por seus valores mínimo, máximo e mais provável, ou moda.

Figura 2.15 - Inserção de Parâmetros da Distribuição Triangular no Simulador



Fonte: Autor, 2019.

Assim, é conveniente listá-los anteriormente na planilha (Tabelas 2.1 e 2.2) para fins de documentação e auxílio na inserção dos dados no simulador.

Tabela 2.1 - Exemplo da Listagem de Parâmetros da Distribuição Normal

Variáveis	Distribuição de Prob.	Parâmetros da Distribuição		Input	Unidades
		μ (Média)	σ (Desvio Padrão)		
k	Normal				
μ	Normal				

Fonte: Autor, 2019.

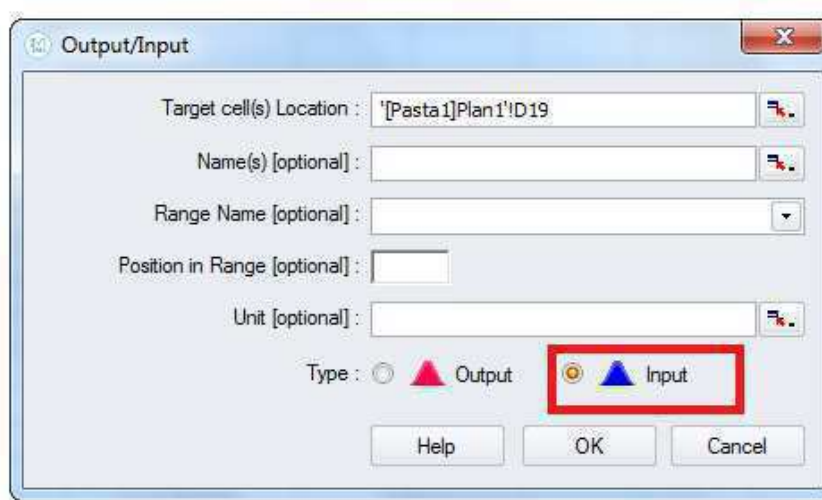
Tabela 2.2 - Exemplo da Listagem de Parâmetros da Distribuição Triangular

Variáveis	Distribuição de Prob.	Parâmetros da Distribuição			Input	Unidades
		Valor Mínimo	Valor Mais Provável	Valor Máximo		
k	Triangular					
μ	Triangular					

Fonte: Autor, 2019.

Em seguida, procedimento semelhante ao descrito na etapa anterior é aplicado para definir as células de entrada (*input*) (Figura 2.16) do modelo correspondente.

Figura 2.16 - Definição das Células de Input



Fonte: Autor, 2019.

Etapa 4: Definir o Número de Iterações

Após se designar as células de *output* e inserir as distribuições de probabilidade correspondentes à célula de *input*, a simulação estará quase pronta a ser executada.

O número de iterações definirá quantos cenários aleatórios serão gerados pelo ModelRisk. No grupo “Simulation”, a opção “Sample” (Figura 2.17) permite selecionar quantidades pré-definidas ou inseri-las manualmente.

Figura 2.17 - Definição do Número de Iterações

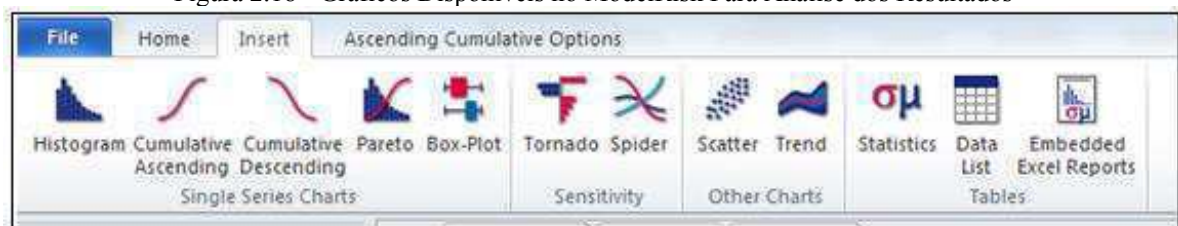


Fonte: Autor, 2019.

Etapa 5: Execução

Uma vez iniciada a simulação, o ModelRisk exibirá o seu andamento. Quando concluída, um gráfico do *output*, que por definição padrão é um histograma, será apresentado, mas ainda há outras opções (Figura 2.18) que permitem analisar os resultados de diversas formas.

Figura 2.18 - Gráficos Disponíveis no ModelRisk Para Análise dos Resultados



Fonte: Autor, 2019.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo, são apresentadas as principais configurações selecionadas para realizar a Simulação de Monte Carlo no *software* ModelRisk. Também, determinam-se as relações a serem implementadas no Excel, com as quais serão conseguidas estimativas do índice de injetividade e *overbalance*. Definem-se os parâmetros e dados de *input* relacionados ao sistema rocha fluido necessários para desenvolver o estudo. Conjuntamente, comenta-se a respeito das considerações que são assumidas na abordagem das análises.

3.1 Implementação do Modelo Matemático

Partindo-se das definições apresentadas nas Equações 2.4 a 2.14, reescreveu-se a solução matemática, descrita adimensionalmente na Equação 2.3, que caracteriza o comportamento da pressão no poço para o modelo de deslocamento completo do fluido injetor. Mediante as deduções postas no Anexo I, chegou-se a Equação 3.1:

$$p_w(t) = p_r + \frac{q_i B_w \mu_w}{4\pi h k_w} \left[\ln \left(\frac{4}{e^\gamma} \frac{k_o}{\mu_o c_{to}} \frac{t}{\phi r^2} \right) + \left(1 - \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} \right) \ln \left(e^\gamma \frac{|q_i|}{4\pi h (1 - S_{or} - S_{wc})} \frac{1}{k_o} \frac{\mu_o c_{to}}{k_o} \right) \right] \quad (3.1)$$

onde B_w corresponde ao fator volume de formação da água.

Objetivando implementar no Excel a relação que determinará o índice de injetividade, um dos *outputs* a serem analisados, reorganizou-se a Equação 3.1. Tal manipulação resultou na Equação 3.2:

$$II = \frac{4\pi h k_w}{B_w \mu_w} \frac{1}{\left[\ln \left(\frac{4}{e^\gamma} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{1}{c_{to}} \frac{t}{\phi r^2} \right) + \left(1 - \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} \right) \ln \left(e^\gamma \frac{|q_i|}{4\pi h (1 - S_{or} - S_{wc})} \frac{1}{k_o} \frac{\mu_o c_{to}}{k_o} \right) \right]} \quad (3.2)$$

Analogamente, obteve-se a Equação 3.3 para o cálculo do *overbalance*.

$$\text{Overbalance} = p_w - p_r = \frac{q_i}{II} \quad (3.3)$$

Diante da Equação 3.2 pode-se observar que o II varia não somente com as propriedades de cada sistema rocha fluido mas muda também conforme o inverso do logaritmo do tempo de injeção. Já na Equação 3.3 é mostrado explicitamente que o índice de injetividade e o *overbalance* do poço são grandezas inversamente proporcionais.

3.2 Definição dos Dados e Parâmetros de *Inputs*

Todos os dados de entrada, relativos ao poço, fluidos e reservatório, que serão utilizados nas Equações 3.2 e 3.3, são apresentados na Tabela 3.1 no sistema de unidades *Oil Field*.

Tabela 3.1 - Dados de Entrada no Sistema de Unidades *Oil Field*

Dados de Entrada		
Variáveis	Valores	Unidades
k_w	20	mD
k_o	10	mD
μ_w	1	cP
μ_o	0,8	cP
Φ	0,1	
S_{or}	0,2	
S_{wc}	0,2	
B_w	1	
c_{to}	0,000003	1/psi
t	1	d
h	30	ft
r_w	0,3	ft
q	24	bpd
γ	0,577215665	

Fonte: Autor, 2019.

Entretanto, para aplicar numericamente as Equações 3.2 e 3.3 é necessário que as unidades das grandezas adequem-se ao Sistema Internacional de Unidades (S.I). Procurando satisfazer essa condição, criaram-se as Tabelas 3.2 e 3.3 de modo adaptado a realizar a conversão dos dados mostrados na Tabela 3.1.

A Tabela 3.2 também informa quais os dados da Tabela 3.1 são associados na análise às incertezas de medição.

Tabela 3.2 - Parâmetros da Distribuição Triangular Relativos aos Dados de Entrada Com Incertezas

Dados de Entrada Aleatórios						
Variável	Distribuição de Prob.	Parâmetros da Distribuição			Input ModelRisk	Unidades (S.I.)
		Valor Mínimo	Valor Mais Provável	Valor Máximo		
k_w	Triangular	1,57908E-14	1,97385E-14	2,36862E-14	2,10692E-14	m ²
k_o	Triangular	7,89538E-15	9,86923E-15	1,18431E-14	1,00155E-14	m ²
μ_w	Triangular	0,0008	0,001	0,0012	0,000940753	Pa.s
μ_o	Triangular	0,00064	0,0008	0,00096	0,000818736	Pa.s
Φ	Triangular	0,08	0,1	0,12	0,10019647	
S_{or}	Triangular	0,18	0,2	0,22	0,199478225	
S_{wc}	Triangular	0,18	0,2	0,22	0,19327284	
B_w	Triangular	0,95	1	1,05	0,980237867	
c_{to}	Triangular	3,4809E-10	4,35113E-10	5,22136E-10	4,91434E-10	1/Pa

Fonte: Autor, 2019.

Na segunda coluna da Tabela 3.2 é mostrada a única distribuição de probabilidades selecionada neste estudo para lidar com as referidas grandezas: a triangular.

Além disso, o modo de organização da Tabela 3.2 irá auxiliar a inserir no simulador os parâmetros que definem a distribuição das variáveis, conforme já citado no item 2.8.

Para cada propriedade da Tabela 3.2, designou-se percentualmente um limite de variação em torno do valor mais provável. Desse modo, estabeleceu-se o valor máximo e mínimo das variáveis.

Realizou-se o processo mencionado no parágrafo anterior no consenso de que as medições de algumas grandezas podem variar mais do que outras. Portanto, atribuíram-se as menores porcentagens àquelas que se imaginam ter menos incertezas. As cores verde, azul, e amarelo na Tabela 3.2 referem-se ao quanto adotou-se para cada caso, seja de 20%, 10% ou 5%, respectivamente.

A coluna denominada Input ModelRisk mostra dados aleatórios gerados durante a simulação.

Os demais dados necessários, já no S.I, são catalogados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Dados Remanescentes de Entrada no S.I

Variáveis	Valores	Unidades (S.I)
t	86400	s
h	9,144	m
r	0,09144	m
q	4,41631E-05	m ³ /s

Fonte: Autor, 2019.

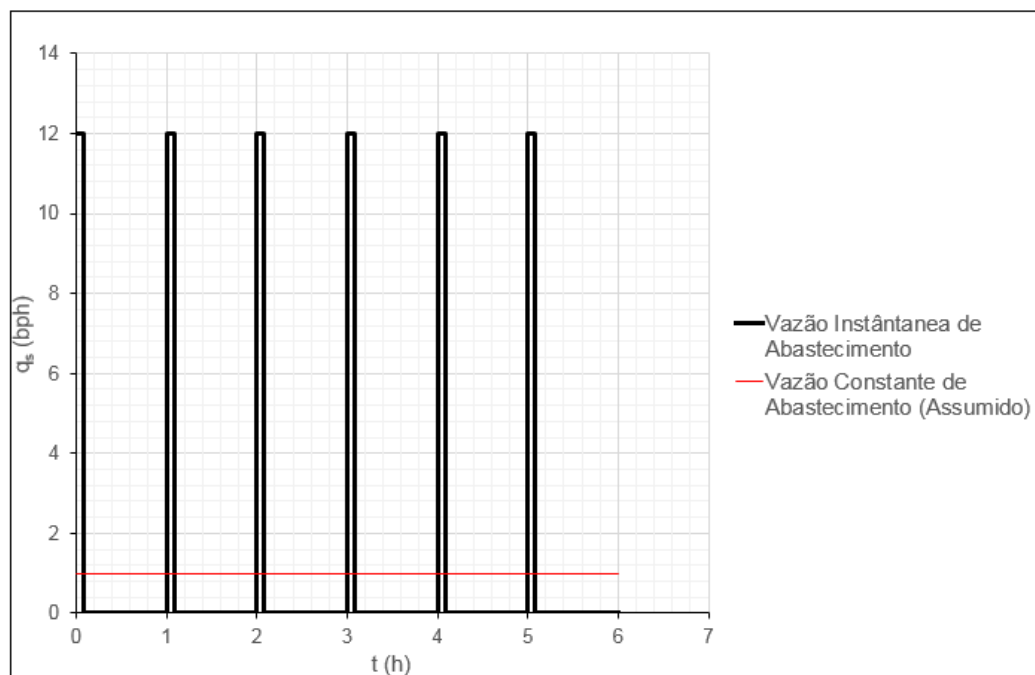
3.3 Considerações Para Realização do Estudo

Na prática, o abastecimento do poço acontece intermitentemente, ou seja, ocorre durante determinado período, é suspenso temporariamente e, em seguida, é recomeçado. Então, desse modo são estabelecidos ciclos regulares, os quais começam a cada vez que se inicia o bombeio do fluido de completção.

Entendendo que, ao longo de cada ciclo decorrido no tempo t , cede-se ao poço no total um determinado volume V_t , é razoável aproximar que na média uma vazão de abastecimento q (V_t/t) manteve-se ao longo de todo o ciclo e forneceu a mesma quantidade de fluido.

O gráfico da Figura 3.1 auxilia a compreender essa aproximação, demonstrando o caso de um poço abastecido a uma vazão de em média 24 bpd.

Figura 3.1 - Vazão de Abastecimento Em Função do Tempo



Fonte: Autor, 2019.

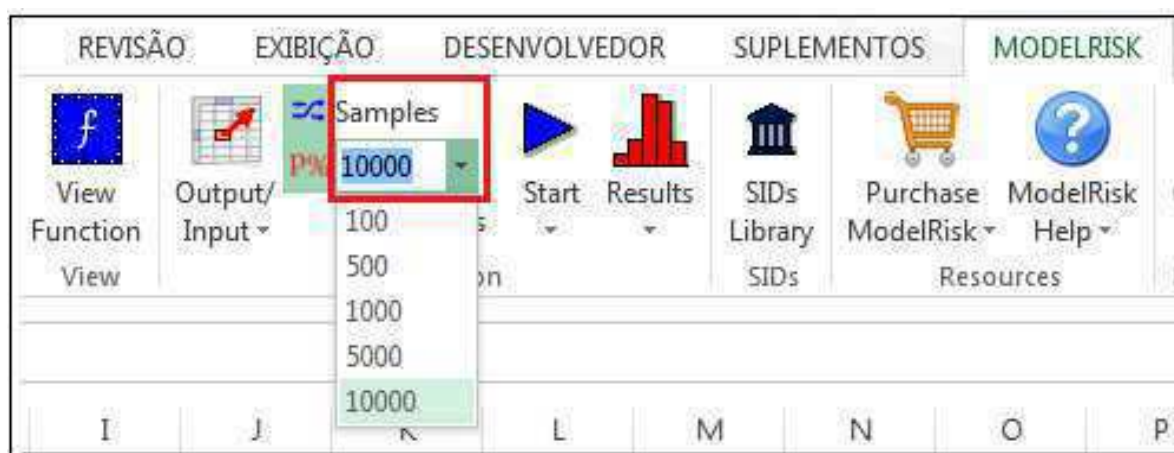
Na Figura 3.1 são mostradas apenas as 6 primeiras horas da operação, porém o processo é repetido nas outras 18 horas do dia. Neste exemplo, observa-se que apenas a cada início de hora o poço é abastecido a uma vazão instantânea de 12 bph durante aproximadamente 5 minutos. Desse modo, é colocado em média no poço o volume de 1 bbl a cada hora, que ao final de um dia totalizam 24 bbl.

Como a solução analítica mostrada na Equação 3.1 impõe que haja uma continuidade da vazão de injeção no fundo do poço, é assumido nas análises deste trabalho a aproximação de que o abastecimento é mantido a uma vazão constante e considera-se que nessa mesma taxa o fluido de completção é absorvido pelo reservatório.

3.4 Definição do Número de Iterações da Simulação

Buscou-se optar por uma quantidade de amostras que não demandasse muito tempo para o processamento da simulação ou prejudicasse o desempenho computacional e que, ao mesmo tempo, garantisse bons resultados. Logo, constatou-se que 10 000 iterações (Figura 3.2) é um número razoavelmente satisfatório, já que para esse valor os dados de saída apresentaram-se menos dispersos em relação à média e passaram a denotar mudanças pouco significativas no aspecto da distribuição de probabilidade.

Figura 3.2 - Seleção do Número de Iterações



Fonte: Autor, 2019.

No Anexo II é possível comparar os resultados para diferentes números de iterações.

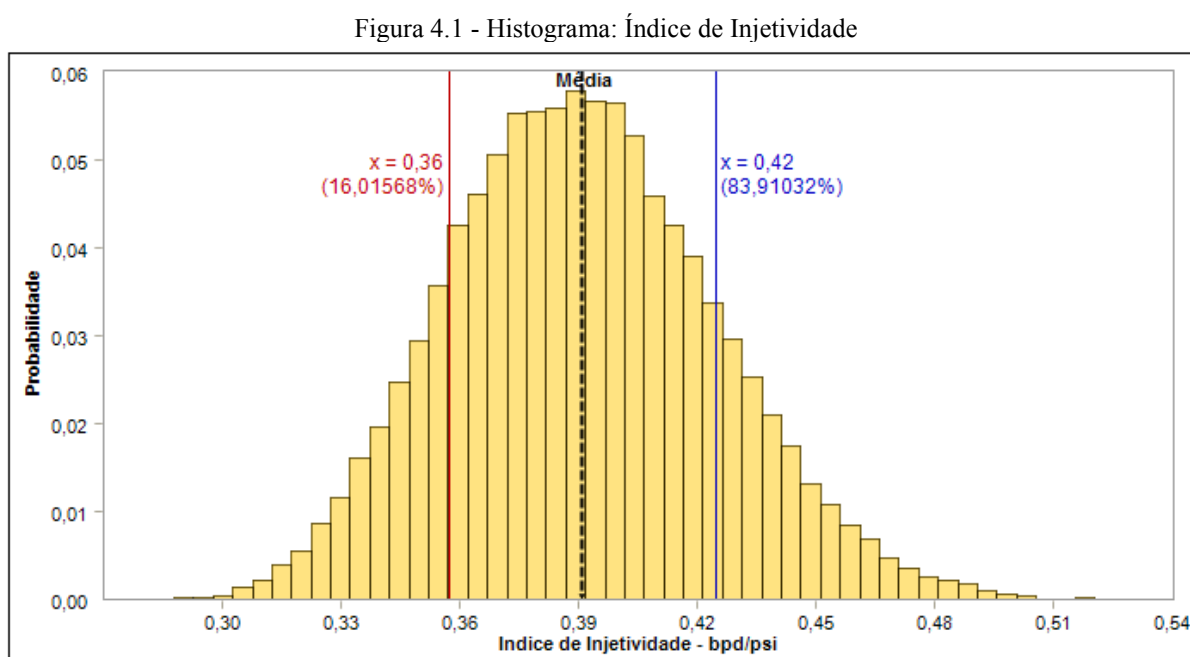
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados os resultados da Simulação executada no *software* ModelRisk, na qual analisou-se o comportamento da injetividade e *overbalance* de um poço considerando os dados propostos na metodologia.

4.1 Índice de Injetividade

4.1.1 Histograma

A Figura 4.1 mostra o histograma gerado pelo *software* após a simulação realizada para determinar do índice de injetividade do poço abastecido a uma vazão de 24 bpd, durante o primeiro dia da operação.



Fonte: Autor, 2019.

No gráfico, constata-se uma dispersão aproximadamente simétrica de dados e que os mesmos estão normalmente distribuídos com média 0,3909 bpd/psi. Informes estatísticos adicionais relativos ao resultado são mostrados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Informações do Histograma

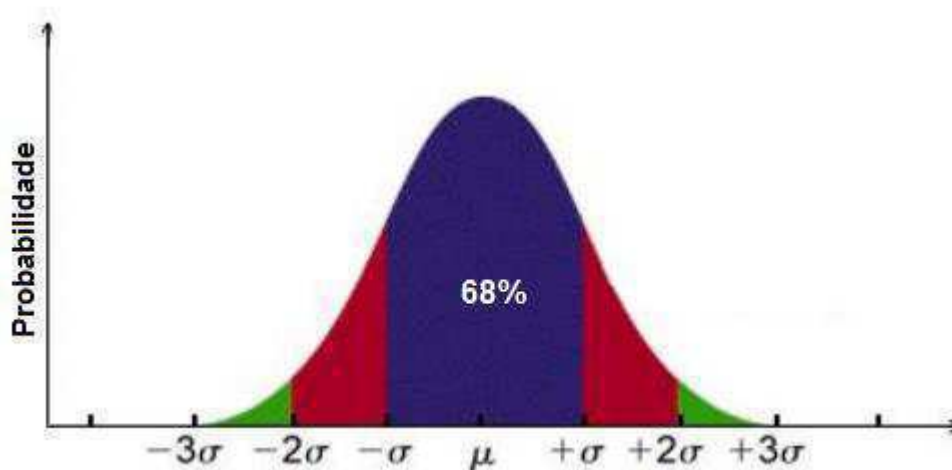
Média	0,390951976144237	bpd/psi
Desvio Padrão	0,03370394568	bpd/psi
Variância	0,001135955954	bpd ² /psi ²
Coef. de Variação	0,08620993814	

Fonte: Autor, 2019.

Na Tabela 4.1 observa-se que há uma variabilidade percentual (σ/μ) de apenas 8,62 % dos dados, indicando que estes são homogêneos e a dispersão em relação à média não é muito ampla.

Com essas informações, pode-se ainda estabelecer um comparativo da Figura 4.2, que demonstra a área sob a curva para uma distribuição normal, com a Figura 4.1, onde nota-se que cerca de 68% da área (83,91%-16,01%) está a um desvio padrão da média.

Figura 4.2 – Percentual Sob Uma Curva de Distribuição Normal



Fonte: Rodriguez. Disponível em: <https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/4344538/mod_label/intro/LCF280_A04_b_Distribuicoes.pdf> Acesso em: 15/04/2019. (Adaptado Pelo Autor).

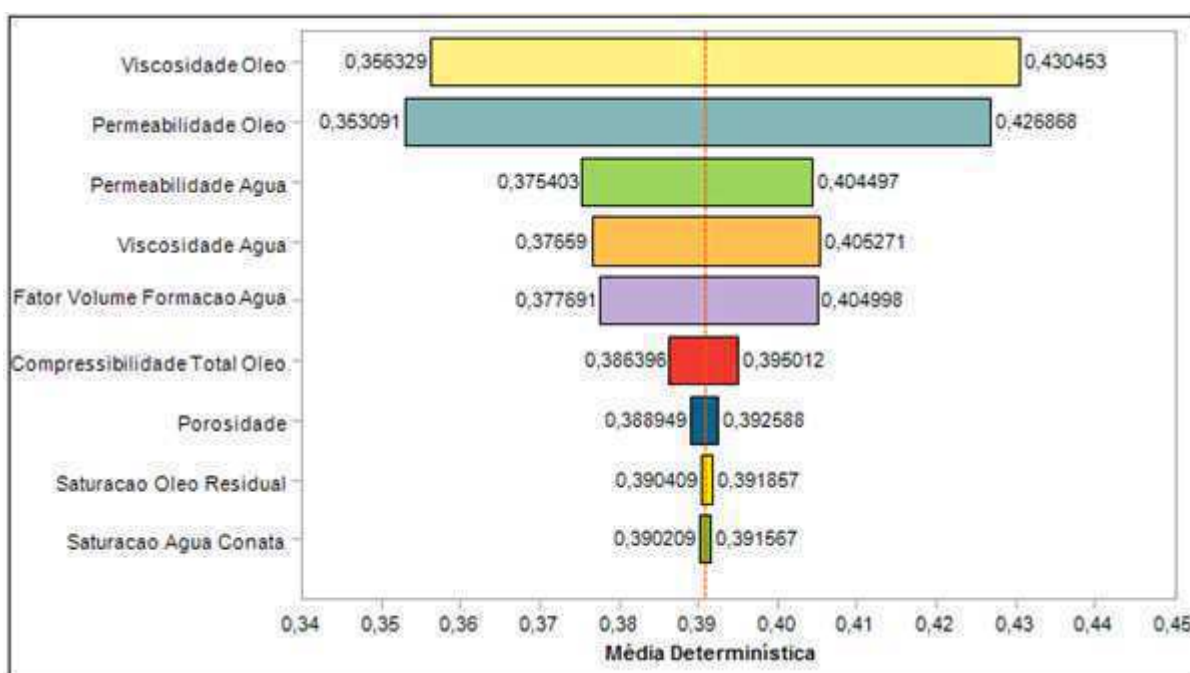
4.1.2 Diagrama de Tornado

No intuito de explorar os recursos disponibilizados pelo ModelRisk e conhecer o efeito das variações nas estimativas de cada *input* sobre o resultado do índice de injetividade analisou-se o diagrama de tornado (Figura 4.3) gerado após a simulação.

Nessa representação gráfica, o comprimento de barras permite distinguir a sensibilidade dos dados em relação ao *output*. Cada uma é acompanhada da medida mínima e máxima que a

saída poderá assumir ao alterar-se individualmente o valor da respectiva variável de entrada no intervalo da distribuição atribuído previamente, enquanto os demais são mantidos no cenário mais provável. Logo, os *inputs* são listados de modo que aqueles associados a maiores impactos, apareçam no topo. Enquanto isso, a linha vertical indica a média determinística proveniente da equação matemática do modelo.

Figura 4.3 - Diagrama de Tornado: Índice de Injetividade



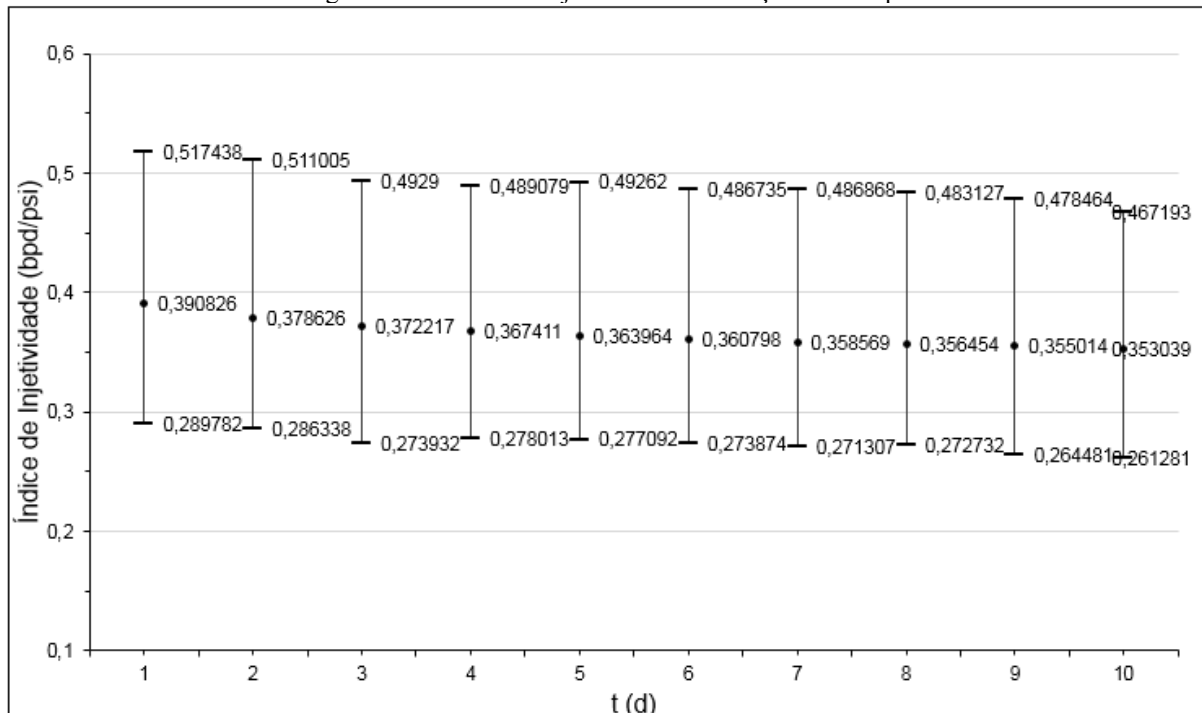
Fonte: Autor, 2019.

Assim, nota-se na Figura 4.3 que as incertezas em algumas das propriedades relacionadas ao reservatório, como permeabilidade efetiva e viscosidade do óleo, são as que mais influenciam no cálculo da injetividade do poço.

4.1.3 Evolução do Índice de Injetividade Em Função do Tempo

Para examinar a performance da injetividade ao longo do tempo em um poço mantido sob vazão de abastecimento constante, traçou-se um gráfico, mostrado na Figura 4.4, que apresenta informações como a média, máximo e mínimo da distribuição dos dados de saída, relacionadas aos dez primeiros dias da operação.

Figura 4.4 - Índice de Injetividade Em Função do Tempo



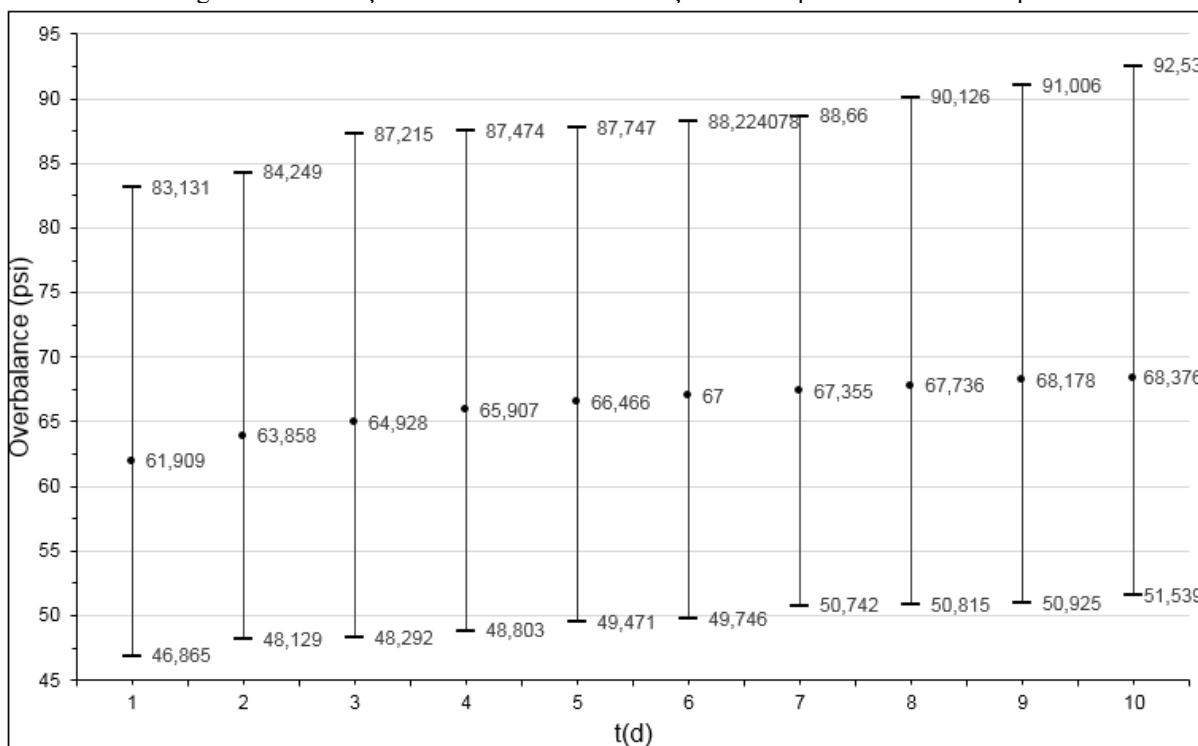
Fonte: Autor, 2019.

Na imagem, constata-se que os valores médios do índice de injetividade apresentam uma ligeira tendência de queda com o decorrer do tempo. Nesse caso, a redução do índice irá resultar em um aumento do nível de fluido e consequentemente do *overbalance* aplicado na zona comunicada com o poço.

Fisicamente, esse comportamento justifica-se devido à ausência de energia suficiente no sentido de deslocar o fluido de completação no meio poroso, já que haverá maiores perdas de pressão para injetá-lo no reservatório em regiões mais afastadas do poço.

4.2 Overbalance

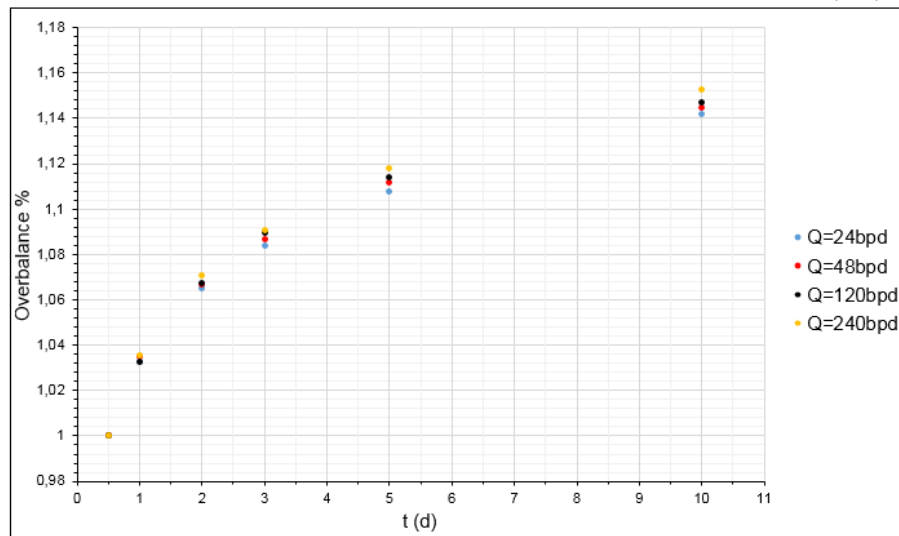
A Figura 4.5 descreve a evolução do *overbalance* ao longo de dez dias de abastecimento do poço à 24 bpd. São mostrados na Figura 4.5, os valores médios, máximos e mínimos das distribuições de probabilidades obtidas nas simulações.

Figura 4.5 - Variação do *Overbalance* Em Função do Tempo na Vazão de 24 bpd

Fonte: Autor, 2019.

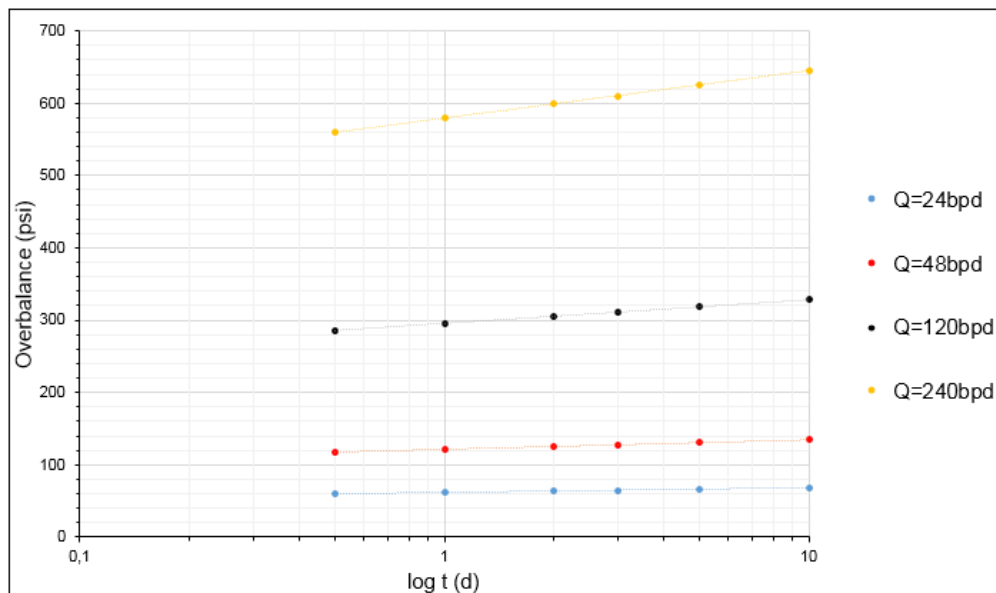
No gráfico, é possível observar com clareza um aumento dos valores médios do *overbalance* mantendo-se a referida vazão. Portanto, quando pretende-se estabilizá-lo é necessário que com o tempo ocorram ajustes na quantidade do volume de fluido que é introduzido no poço. Verifica-se também que esse crescimento inicialmente é acentuado e torna-se menor a partir do terceiro dia.

Comportamento semelhante é verificado para diferentes vazões, conforme retrata a Figura 4.6, onde os valores médios do *overbalance* são representados percentualmente em relação a primeira medida estimada.

Figura 4.6 - Aumento Percentual dos Valores Médios do *Overbalance* Para Vazões de 24, 48, 120 e 240 bpd

Fonte: Autor, 2019.

Finalmente, na Figura 4.7 dispõe-se um gráfico com as mesmas informações da Figura 4.6, porém expressando os valores médios do *overbalance* pelo logaritmo do tempo.

Figura 4.7 - Crescimento dos Valores Médios do *Overbalance* Para Vazões de 24, 48, 120 e 240 bpd em Função do Logaritmo do Tempo

Fonte: Autor, 2019.

Desta vez, nota-se que houve uma linearização dos dados. Isso é justificado devido o *overbalance* ser descrito por uma função que é diretamente proporcional ao logaritmo do tempo (Equação 3.3).

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

5.1 Conclusões

- Esta pesquisa corrobora a importância de uma avaliação sobre o comportamento do índice de injetividade devido a sua variabilidade, destacando o caso de poços completados que estão situados em reservatórios depletados e nos quais procura-se operar com um *overbalance* mínimo para evitar grandes perdas de fluido para a formação.
- O Método de Monte Carlo se mostra como uma alternativa para conhecer boas estimativas do índice de injetividade de um poço já que este não é um dado constante e passível de incertezas inerentes às medições do sistema rocha fluido.
- De acordo com a solução analítica implementada, a simulação permitiu constatar que para uma dada vazão constante de abastecimento os valores médios do índice de injetividade diminuem com o tempo, resultando em um aumento do nível de fluido e consequentemente no *overbalance* do poço.
- O diagrama de tornado, gerado pelo *software* ModelRisk após a Simulação, possibilitou conhecer o efeito das variações nas estimativas de cada *input* sobre o resultado do índice de injetividade. Na análise realizada, verificou-se que a viscosidade e permeabilidade efetiva do óleo são as propriedades cujas incertezas de medição causam maior impacto em relação ao *output*.

5.2 Recomendações

- Obter novas estimativas do índice de injetividade considerando a influência do fator de película nas proximidades do poço.
- Substituição do modelo de deslocamento completo do fluido injetor pelo de Buckley e Leverett.
- Utilização de diferentes distribuições de probabilidade e outros limites de variação para os *inputs*.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

OLIVEIRA, E. A. P. **Análise de Testes Em Poços Injetores de Água**. 1991. 153f. Dissertação (Mestrado). Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 1991.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro, Interciência: PETROBRAS, 2006, 832p.

CRUZ, S. S.; ALMEIDA, T. A. **Análise do Nível Em Poços Equipados Com Bombeio Mecânico Utilizando o Sonolog**. 2017. 51f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação). Universidade Tiradentes, Aracajú, SE, 2017.

ECHOMETER COMPANY. **Well Analyzer and TWM Software Operating Manual**. Wichita Falls, Texas, USA, 2006.

ECHOMETER COMPANY. **TWM Basic Steps To Shoot a Liquid Level**. Disponível em: <<http://echometer.com/Portals/0/How%20Tos/LiqLevelHQ.wmv/>> Acesso em: 10 nov. 2018.

ECHOMETER. **Well Analyzer**. Disponível em: <<http://echometer.com/Default.aspx?tabid=100>> Acesso em: 07 out. 2018.

DOWNHOLE DIAGNOSTIC. **Acoustic Fluid Level Surveys**. Disponível em: <<https://www.downholediagnostic.com/fluid-level>> Acesso em: 09 mar. 2019.

PCM. **Echometer**. 2016. Disponível em: <https://www.pcm.eu/sites/default/files/ps_og_echometer_en_b_bd_4.pdf> Acesso em: 10 nov. 2018.

NASSER, R. B. **McCloud Service Framework: Arcabouço Para Desenvolvimento De Serviços Baseados Na Simulação De Monte Carlo Na Cloud**. 2012. 107f. Dissertação (Mestrado). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2012

SANTOS, S. P. **Sistema de Gestão de Logística de Transporte de Gás Natural Por Gasodutos**. 2008. 101f. Dissertação (Mestrado). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2008.

RODRIGUEZ, L. C. E. **Distribuição de Probabilidades**. Disponível em:<
[https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/4344538/mod_label/intro/LCF280_A04_b_Distribui
coes.pdf](https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/4344538/mod_label/intro/LCF280_A04_b_Distribui%20coes.pdf)> Acesso em:15/04/2019

ANEXOS**Anexo I - Dedução da Solução Matemática Dimensional Para o Modelo de Deslocamento Completo do Fluido Injetor a Partir da Solução Adimensional**

Neste anexo reescreve-se a solução matemática adimensional que caracteriza o comportamento da pressão no poço para o modelo de deslocamento completo do fluido injetor (Equação A.1). Para isso, são aplicadas as definições de y_{BL} , t_D , η_{Do} , M e p_{wD} .

$$p_{wD}(t_D) = \frac{1}{2} \left[\ln \left(\frac{4\eta_{Do} t_D}{e^\gamma} \right) + (1 - M) \ln \left(\frac{e^\gamma y_{BL}}{\eta_{Do}} \right) \right] \quad (\text{A.1})$$

Dado que a variável de Boltzmann, y_{BL} , na posição adimensional da interface móvel, r_{DBL} , é calculada de acordo com a Equação A.2:

$$y_{BL} = \frac{r_{DBL}^2}{4t_D} \quad (\text{A.2})$$

onde:

$$r_{DBL} = \frac{r_{BL}}{r} \quad (\text{A.3})$$

Sendo o tempo adimensional de injeção (t_D) descrito segundo a Equação A.4,

$$t_D = \frac{\lambda_w t}{\phi c_{tw} r^2} \quad (\text{A.4})$$

tem-se que:

$$y_{BL} = \frac{1}{4} \frac{\phi c_{tw}}{\lambda_w t} r_{BL}^2 \quad (\text{A.5})$$

Sabe-se que o volume de fluido injetado no reservatório, V_i , durante um tempo t com vazão q constante pode ser determinado pelas Equações A.6 e A.7:

$$V_i = |q_i|t \quad (\text{A.6})$$

$$V_i = \phi h \pi r_{BL}^2 (1 - S_{or} - S_{wc}) \quad (\text{A.7})$$

Igualando as Equações A.6 e A.7, será obtida a seguinte relação para o cálculo da distância do poço à frente de injeção, r_{BL} :

$$r_{BL}(t) = \sqrt{\frac{|q_i|t}{\phi h \pi (1 - S_{or} - S_{wc})}} \quad (\text{A.8})$$

Assim, substituindo a Equação A.8 na Equação A.5:

$$y_{BL} = \frac{|q_i|c_{tw}}{4\pi\lambda_w h} \frac{1}{(1 - S_{or} - S_{wc})} \quad (\text{A.9})$$

Diante da definição apresentada para a constante de difusividade hidráulica na Equação A.10,

$$\eta = \frac{k}{\phi \mu c_t} \quad (\text{A.10})$$

é possível determinar a difusividade hidráulica adimensional na região com saturação de óleo original (η_{Do}):

$$\eta_{Do} = \frac{\eta_o}{\eta_w} = \frac{k_o}{\phi \mu_o c_{to}} \frac{\phi \mu_w c_{tw}}{k_w} = \frac{k_o \mu_w c_{tw}}{k_w \mu_o c_{to}} \quad (\text{A.11})$$

Reorganizando-se a Equação A.12, a qual define a pressão adimensional do poço (p_{wD}):

$$p_{wD}(t_D) = \frac{2\pi\lambda_w h}{q_i} (p_w - p_r) \quad (\text{A.12})$$

$$p_w(t) = p_r + \frac{q_i}{2\pi\lambda_w h} p_{wD}(t_D) \quad (\text{A.13})$$

e substituindo-se a Equação A.1 em A.13, chega-se a Equação A.14 :

$$p_w(t) = p_r + \frac{q_i}{2\pi\lambda_w h} \left[\frac{1}{2} \left[\ln \left(\frac{4\eta_{Do} t_D}{e^\gamma} \right) + (1 - M) \ln \left(\frac{e^\gamma y_{BL}}{\eta_{Do}} \right) \right] \right] \quad (\text{A.14})$$

Seja M a razão entre a mobilidade (λ) dos fluidos deslocante e deslocado:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \quad (\text{A.15})$$

e sendo:

$$\lambda = \frac{k}{\mu} \quad (\text{A.16})$$

tem-se que:

$$M = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} \quad (\text{A.17})$$

Finalmente, substituindo-se as Equações A.4, A.9, A.11, A.16 e A.17 na Equação A.14:

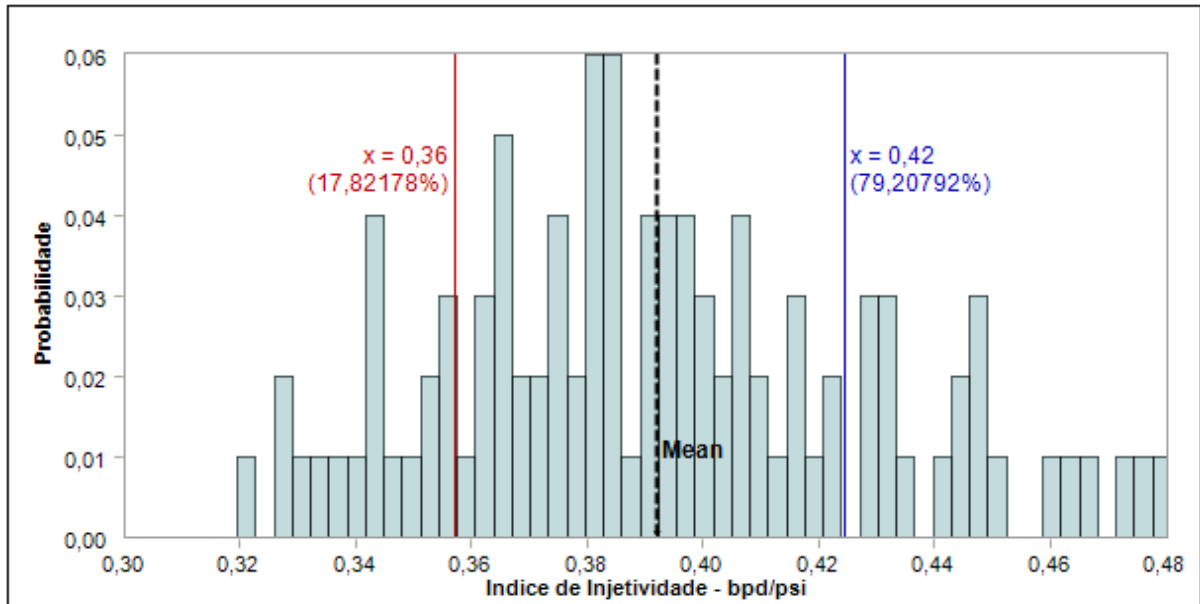
$$p_w(t) = p_r + \frac{q_i B_w \mu_w}{4\pi h k_w} \left[\ln \left(\frac{4 k_o \mu_w c_{tw} k_w t}{e^\gamma k_w \mu_o c_{to} \mu_w \phi c_{tw} r^2} \right) + \left(1 - \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} \right) \ln \left(e^\gamma \frac{|q_i| c_{tw} \mu_w}{4\pi h k_w (1 - S_{or} - S_{wc})} \frac{1}{k_o \mu_w c_{to}} \right) \right] \quad (\text{A.18})$$

e simplificando a Equação A.18 obteve-se a seguinte expressão para a pressão no poço ao longo do tempo:

$$p_w(t) = p_r + \frac{q_i B_w \mu_w}{4\pi h k_w} \left[\ln \left(\frac{4}{e^\gamma} \frac{k_o}{\mu_o c_{to}} \frac{t}{\phi r^2} \right) + \left(1 - \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} \right) \ln \left(e^\gamma \frac{|q_i|}{4\pi h (1 - S_{or} - S_{wc})} \frac{\mu_o c_{to}}{k_o} \right) \right] \quad (\text{A.19})$$

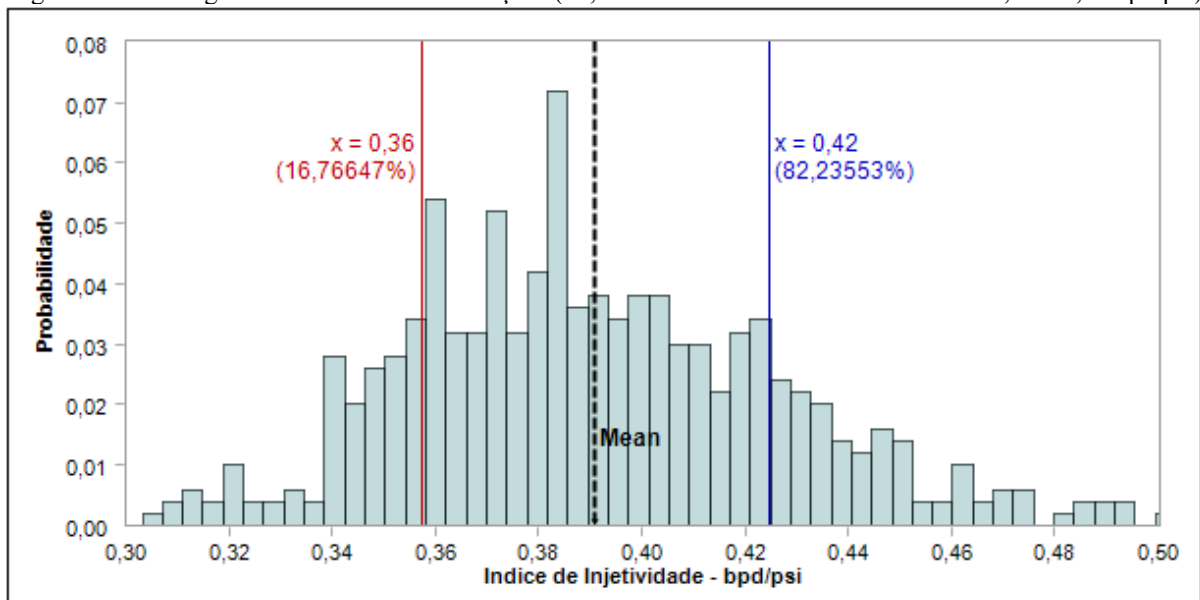
Anexo II - Comparação dos Resultados da Simulação Para Diferentes Números de Iterações.

Figura A.1 - Histograma Resultante: 100 Iterações (61,4% dos Dados Encontram-se Entre 0,36 e 0,42 bpd/psi)



Fonte: Autor, 2019.

Figura A.2 - Histograma Resultante: 500 Iterações (65,46% dos Dados Encontram-se Entre 0,36 e 0,42 bpd/psi)



Fonte: Autor, 2019.