



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

BEETHOVEN GOMES DOS SANTOS COSTA

**INDICADOR DE CONFIABILIDADE DA ROCHA
PARA PROJETOS E ACOMPANHAMENTO DA
PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**

CAMPINAS

[2019]

BEETHOVEN GOMES DOS SANTOS COSTA

**INDICADOR DE CONFIABILIDADE DA ROCHA
PARA PROJETOS E ACOMPANHAMENTO DA
PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo na área de Exploração.

Orientador: Prof. Dr. José Ricardo Pelaquim Mendes

Este exemplar corresponde à versão final da Dissertação defendida pelo aluno Beethoven Gomes dos Santos Costa e orientada pelo Prof. Dr. José Ricardo Pelaquim Mendes.

Assinatura do Orientador

CAMPINAS

[2019]

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

C823i Costa, Beethoven Gomes dos Santos, 1990-
Indicador de confiabilidade da rocha para projetos e acompanhamento da perfuração de poços de petróleo / Beethoven Gomes dos Santos Costa. – Campinas, SP : [s.n.], 2019.

Orientador: José Ricardo Pelaquim Mendes.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas,
Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Poços de petróleo. I. Mendes, José Ricardo Pelaquim, 1971-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Rock reliability indicator for projects and monitoring of oil and gas wells drilling

Palavras-chave em inglês:

Oil wells

Área de concentração: Exploração

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora:

José Ricardo Pelaquim Mendes [Orientador]

Kazuo Miura

Ricardo Cabral de Azevedo

Data de defesa: 19-12-2019

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0003-1405-4539>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/2209862796356944>

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

**INDICADOR DE CONFIABILIDADE DA ROCHA
PARA PROJETOS E ACOMPANHAMENTO DA
PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**

Autor: Beethoven Gomes dos Santos Costa

Orientador: Prof. Dr. José Ricardo Pelaquim Mendes

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

Prof. Dr. José Ricardo Pelaquim Mendes, Presidente

DEP / FEM / Unicamp

Prof. Dr. Kazuo Miura, Membro Interno

DEP / FEM / Unicamp

Prof. Dr. Ricardo Cabral de Azevedo, Membro Externo

PMI / POLI / USP

A Ata da defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se no processo de vida acadêmica do aluno.

Campinas, 19 de Dezembro de 2019.

DEDICATÓRIA

Essa dissertação é carinhosamente dedicada aos meus pais, Aírton e Neuma; aos meus irmãos, Estéfano e Tainá; e à minha esposa Kayleigh. Vocês cinco foram fundamentais para a realização desse trabalho, obrigado por todo o amor e apoio.

AGRADECIMENTOS

Às energias do Universo que me guiaram até aqui.

Ao meu pai Aírton e à minha mãe Neuma, que me deram todo o amor que eu poderia receber e todo o incentivo para que eu sempre me dedicasse aos estudos, me mostrando o valor da educação desde criança. Vocês dois foram as peças-chave que sempre me aconselharam e apoiaram minhas decisões ao longo de todos esses anos.

Aos meus irmãos Estéfano e Tainá, que sempre estiveram presentes em todos os momentos da minha vida, ainda que longe, e sempre me proporcionam boas risadas quando estamos todos juntos.

À minha esposa Kayleigh, pelo infinito amor e apoio que me foi dado ao longo dos últimos cinco anos, principalmente nos momentos mais difíceis e turbulentos, sem você eu não teria conseguido terminar esse trabalho.

Ao meu orientador Prof. Dr. José Ricardo Pelaquim Mendes, pela confiança e orientação, mostrando sempre os melhores caminhos a serem seguidos e me ensinando muito sobre meu tema de pesquisa. Ao Prof. Dr. Kazuo Miura pelos infintos esclarecimentos e frutíferas discussões frente aos inúmeros entraves que surgiram durante a pesquisa, e por aceitar participar da banca examinadora. Aos Profs. Drs. Ricardo Cabral de Azevedo, Marcelo Souza de Castro e José Anderson do Nascimento Batista por também terem aceitado o convite para participar da banca examinadora. À CAPES e à Petrobras por financiarem esse trabalho.

Aos meus colegas e amigos que participaram da marcante gestão 2018 do Capítulo Estudantil SPE Unicamp: Rafael, Roberto, Laís, Catalina, Geniffer, Sarah, Laura, Cinara, Sharon e Otávio. Em especial ao meu recente vizinho e parceiro, Henrique, ao cara mais engraçado da Unicamp, André e ao fã número 1 do Palmeiras, Gabriel, que se tornaram mais do que amigos: irmãos. Vocês me ensinaram muito sobre trabalho em equipe.

Aos amigos do DEP e PSE: Jaculli, pela solicitude e pelas correções e ajudas nos trabalhos; Cattani, pelas boas risadas e partidas de xadrez; Johnny, pelas rodas de violão nas sextas-feiras; Walter Barberán, pela parceria e confraternizações; Gustavo, pela hospitalidade na sua casa e pelas boas conversas; Olívia, pela parceria em tantos finais de semana; Jorge, Tati, Ellen, Walter Flores, Fuat, Flávio, professor Ariel, Alessandro, Camilo, Carlos Keiichi, Fernanda, Geltom, Pedro, Ricardo, Rodrigo, Vinícius, Álvaro, Sina, Alex, Andrés, Bia, Wedja, Carlitos, Chagas, Luane, Maíra, Nara, Fabian, Leonardo, Gilson, Nelson, Maiara, Robison, Henrique e Karine. À funcionária Maria por trocar o lixo da sala de micros todos os

dias e a todos os funcionários da FEM e da Unicamp que mantém as Faculdades organizadas e em pleno funcionamento.

Aos amigos do *Petrobowl*: Oscar, Rafa, Laura, André, Henrique, Bárbara, Guilherme e ao nosso treinador Kildare, pelo empenho nos treinamentos e campeonatos e pela diversão nas viagens.

Aos prezados amigos do *Qu'est-ce que c'est*: Olívia, Bárbara, Pedro, Jairo, Kim, Pascal, Lucho e em especial a Edward, parceiro dos almoços e jantares no RU.

À querida Rose Rodrigues, pelas conversas engraçadas e por fazer e servir um café tão saboroso na FEA depois do almoço, que me manteve acordado nas longas tardes no DEP.

Aos queridos amigos que tive o prazer de conviver no intercâmbio: Victor, Thiago, Gledson, Sinara, Thamyres, Levi, Vick, Kayleigh, Matheus, Titeco, Marina, Catarina, Sara, Foo, Murtatha, James e ao coordenador do curso de petróleo da Universidade de *Salford*, Enyi Godpower.

Aos meus grandes amigos e ex-colegas da graduação Luís, Caio, Davi, Igor e Danilo, pelas noites em claro estudando, pelos momentos de descontração e pela árdua jornada na UFCG. À minha orientadora de TCC e estágio Profa. Dra. Luciana Viana Amorim pelos ensinamentos, conselhos e oportunidades.

Aos antigos amigos do ensino médio: Arthur, João, Yuan, Yuri, Thiago, Herbet, Ian, Rodrigo, Rodolfo, Élid e Bruno, que compartilharam comigo tantas aulas e com os quais cultivei muitas histórias engraçadas na adolescência.

Enfim, a tantos e tantos amigos que não foram citados mas que de alguma forma contribuíram na construção da minha personalidade ao longo desses 29 anos, o meu muito obrigado.

“ Existem muitas hipóteses na ciência que estão erradas. Isso é perfeitamente aceitável: elas são a abertura para encontrar as que estão certas.

A ciência é um processo autocorretivo. ”

Carl Sagan

RESUMO

O principal risco durante a construção de poços de petróleo é a possibilidade de ocorrência de fluxos descontrolados de hidrocarbonetos do poço para o meio ambiente, mais comumente chamado de *blowout*. Após o acidente de Macondo, no Golfo do México, em 2010, houve um aumento significativo nos últimos anos nas pesquisas relacionadas tanto à integridade quanto à segurança operacional de poços de petróleo. Uma possível abordagem é buscar ferramentas capazes de prever cenários desastrosos e dar suporte ao processo de tomada de decisão. Neste contexto, este trabalho propõe um indicador para avaliar a confiabilidade da rocha mais frágil da seção de poço aberto, assumindo que esta esteja imediatamente abaixo da sapata do último revestimento assentado. A confiabilidade, nesse caso, se refere à probabilidade de que a rocha não frature durante um possível *kick* ou durante a circulação do fluido de perfuração sem *kick*. Houve uma preocupação em tratar as incertezas inerentes ao problema, as quais podem acarretar na falha da barreira de segurança “rocha”. A modelagem foi feita atribuindo distribuições probabilísticas aos parâmetros incertos e propondo dois tipos de soluções. Para os casos em que as distribuições geradas são todas normais, é possível calcular a confiabilidade pela solução analítica; já para os casos em que há mais de um tipo de distribuição nas variáveis de entrada e a solução analítica não mais se aplica, foram utilizadas simulações de Monte Carlo para obter o resultado numericamente. A solução numérica não requer valores de médias e desvios padrões das variáveis de saída, e se torna particularmente útil quando essas características são desconhecidas. Seguindo essa metodologia, é possível incorporar as incertezas aos cálculos, não só para garantir a segurança operacional, como também para manter a integridade do poço. O indicador pode ser utilizado tanto para avaliar e comparar o grau de segurança de diferentes projetos de poços, do ponto de vista da integridade da rocha, como também auxiliar no acompanhamento em tempo real da perfuração. Os resultados da execução da metodologia proposta são os gráficos dos parâmetros de entrada e os valores de confiabilidade ao longo da fase perfurada, calculados a partir de dados geomecânicos de um poço real da bacia de Campos em dois cenários diferentes: com e sem *kick*.

Palavras Chave: integridade de poços, segurança operacional, poços de petróleo, confiabilidade da rocha.

ABSTRACT

The main risk during the construction of oil wells is the possibility of uncontrolled hydrocarbon flows occurring from the well to the environment, commonly known as blowout. After the Macondo accident, in Gulf of Mexico, in 2010, there has been in recent years a significant increase in researches related to both oil wells integrity and operational safety. A possible approach is to seek tools that can predict disastrous scenarios and support the decision making process. In this context, this work proposes an indicator to evaluate the reliability of the weaker rock in the open hole section, assuming it is immediately below the last seated casing shoe. Reliability, in this case, refers to the likelihood that the rock does not fracture during a possible kick or during drilling fluid circulation without kick. There was a concern to address the uncertainties inherent to the problem, which may lead to the failure of the “rock” safety barrier. The modelling was done by assigning probabilistic distributions to the uncertain parameters and by proposing two types of solutions. For cases in which the generated distributions are all normal, it is possible to calculate the reliability using the analytical solution; and for cases in which there are more than one type of distribution in the input variables and the analytical solution no longer applies, Monte Carlo simulations were used to obtain the result numerically. The numerical solution does not require mean values and standard deviations of the output variables, and becomes particularly useful when these characteristics are unknown. Thus, following this methodology, it is possible to incorporate uncertainties in the calculations in order not only to ensure operational safety but also to maintain well integrity. The indicator can be used to both evaluate and compare the safety of different well designs, from a rock integrity standpoint, as well as to assist in real time drilling monitoring. The results of the execution of the proposed methodology are the graphs of the input parameters and the reliability values along the drilled phase, calculated from geomechanical data of a real well from Campos basin in two different scenarios: with and without kick.

Keywords: well integrity, operational safety, oil wells, rock reliability.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1: Modelo do queijo suíço (adaptado de Xue et al., 2012).	19
Figura 1.2: Exemplo da predição pontual e do intervalo de predição baseados em uma distribuição arbitrária. (adaptado de Dipu Kabir et al., 2018).....	21
Figura 1.3: Falhas mais frequentes nas barreiras primárias, em todas as fases, em Louisiana, Texas e OCS, de 1960 a 1996 (adaptado de Skalle e Podio, 1998).....	22
Figura 1.4: Falhas mais frequentes nas barreiras secundárias, em todas as fases, em Louisiana, Texas e OCS, de 1960 a 1996 (adaptado de Skalle e Podio, 1998).....	23
Figura 1.5: Frequência relativa do tipo de barreira em que ocorreram falhas que ocasionaram blowouts em Louisiana, Texas e OCS, de 1960 a 1996 (adaptado de Skalle e Podio, 1998).....	24
Figura 2.1: Esquema dos caminhos de fluxo hidráulico durante operações de controle de poço (adaptado de Bourgoyne Jr. et al., 1986).	28
Figura 2.2: Seleção da profundidade de assentamento da sapata utilizando a tolerância ao <i>kick</i> (adaptado de Wessel e Tarr, 1991).	30
Figura 2.3: Exemplo de alguns fatores que afetam a tolerância ao <i>kick</i> , em condições iniciais de fechamento (perfuração em 10.000 pés) (adaptado de Redmann Jr., 1991).....	31
Figura 2.4: Tolerância ao <i>kick</i> com influxo na sapata (perfuração em 10.000 pés; densidade de lama 10 lbm/gal) (adaptado de Redmann Jr., 1991).....	32
Figura 2.5: Interface gráfica mostrando a profundidade de assentamento da sapata utilizando a tolerância ao <i>kick</i> para fechamento do poço (Poço A – 45 bbl) (Santos et al., 1995).....	33
Figura 2.6: Comparação da tolerância ao <i>kick</i> ignorando e considerando os efeitos citados para quatro diferentes poços (adaptado de Santos et al., 2011).....	35
Figura 2.7: Altura de <i>kick</i> , altura máxima de <i>kick</i> e comprimento de poço aberto em função da profundidade (Eren, 2018).....	37
Figura 2.8: Janelas operacionais da densidade equivalente do fluido de perfuração para três direções distintas da perfuração do poço, em função da sua inclinação (Ottesen e Kwakwa, 1991).....	38
Figura 2.9: AQR para um poço de 65° e azimute 170° (Ottesen, 1999).....	39
Figura 2.10: Distribuição típica da pressão de poros, densidade equivalente do fluido e gradiente de fratura (adaptado de Liang, 2002).....	40

Figura 2.11: Representação da integridade do sistema poço (adaptado de Joe Anders, 2008).	41
Figura 2.12: Mudança de comportamento das pressões dos anulares ao longo do tempo (Donders et al., 2015)	42
Figura 2.13: Possíveis atalhos nos caminhos entre o reservatório e o meio ambiente (Miura, 2004).....	44
Figura 2.14: Representação do CSB bloqueando todos os caminhos possíveis entre o reservatório e o meio ambiente (Miura, 2004).	45
Figura 2.15: Possíveis caminhos para a avaliação da integridade em um poço de petróleo (Da Fonseca, 2012).....	46
Figura 3.1: Rocha porosa selada com uma placa rígida (Aadnoy, 2011).....	47
Figura 3.2: a) tensões in-situ; b) tensões in -situ para um poço vertical (Aadnoy, 2011).	49
Figura 3.3: registro típico do LOT representando a pressão no anular do poço em função do tempo.	51
Figura 3.4: Representação esquemática de poço com <i>kick</i>	52
Figura 3.5: Perfis da pressão limite do poço e gradiente da pressão de poros da formação: caso com <i>kick</i>	55
Figura 3.6: Representação esquemática de poço sem <i>kick</i>	57
Figura 3.7: Perfis da ECD e $ECD_{m\acute{a}x}$: caso sem <i>kick</i>	58
Figura 3.8: Distribuições de carga e resistência. (Rausand, 2004).....	61
Figura 4.1: Sequência das etapas executadas na metodologia desenvolvida.	66
Figura 5.1: Densidade equivalente dos parâmetros ρ_f , ρ_{kt} e ρ_p em função da profundidade da fase e solução analítica da confiabilidade da rocha, com <i>kick</i> , para desvio padrão de 1 lbm/gal.	69
Figura 5.2: Densidade equivalente dos parâmetros ρ_f , ρ_{kt} e ρ_p em função da profundidade da fase e solução analítica da confiabilidade da rocha, com <i>kick</i> , para desvio padrão de 0,5 lbm/gal.	70
Figura 5.3: Densidade equivalente dos parâmetros ρ_f , $ECD_{m\acute{a}x}$, ECD e ρ_p em função da profundidade da fase e solução analítica da confiabilidade da rocha, sem <i>kick</i> , para desvio padrão de 1 lbm/gal.....	71
Figura 5.4: Densidade equivalente dos parâmetros ρ_f , $ECD_{m\acute{a}x}$, ECD e ρ_p em função da profundidade da fase e solução analítica da confiabilidade da rocha, sem <i>kick</i> , para desvio padrão de 0,5 lbm/gal.	72

Figura 5.5: Densidade equivalente dos parâmetros ρ_f , ρ_{kt} e ρ_p em função da profundidade da fase e solução numérica da confiabilidade da rocha, com *kick*, utilizando distribuição lognormal para ρ_m , para desvio padrão de 1 lbm/gal..... 73

Figura 5.6: Densidade equivalente dos parâmetros ρ_f , ρ_{kt} e ρ_p em função da profundidade da fase e solução numérica da confiabilidade da rocha, com *kick*, utilizando distribuição lognormal para ρ_m , para desvio padrão de 0,5 lbm/gal..... 74

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AQR	Análise Quantitativa de Risco
BHA	Bottomhole Assembly
BOP	Blowout Preventer
BP	British Petroleum
CSB	Conjunto Solidário de Barreiras
DB	Drilling Break
DC	Drill Collar
DHSV	Downhole Safety Valve
ECD	Equivalent Circulating Density
ECD _{max}	Máxima Equivalent Circulating Density
ESE	East-Southeast
FB	Formation Breakdown
FDP	Função Densidade de Probabilidade
FIT	Formation Integrity Test
LOT	Leakoff Test
MAASP	Maximum Allowable Annular Surface Pressure
MWD	Measurements While Drilling
NNE	North-Northeast
NNW	North-Northwest
OCS	Outer Continental Shelf
PSA	Petroleum Safety Authority Norway
PWD	Pressure While Drilling
SSE	South-Southeast
SSW	South-Southwest
TIW	Texas Iron Works
TJ	Tool Joint
TVD	True Vertical Depth
WL	Wireline
WNW	West-Northwest

LISTA DE SÍMBOLOS

α	Constante de Biot
β	Índice de confiabilidade
C	Confiabilidade do sistema
C_{adp}	Capacidade do anular do tubo de perfuração, bbl/pés
d	Profundidade da formação, pés
D	Profundidade vertical verdadeira do poço (TVD), pés
D_b	Profundidade da broca, m
D_{csg}	Profundidade da sapata do último revestimento, m
D_f	Profundidade da formação mais frágil, m
Δp	Perdas de carga no anular, psi
ϕ	Função de Distribuição Normal
g_c	Fator de conversão, kg*m/kgf*s ²
γ	Densidade relativa ou gravidade específica da formação
H_i	Altura máxima de <i>kick</i> abaixo da sapata, pés
H_k	Altura do <i>kick</i> que invadiu o poço, pés
H_{oh}	Comprimento do trecho de poço aberto, m
K	Tolerância ao <i>kick</i> , lbm/gal
K_t	Tolerância ao <i>kick</i> , kg/m ³
L_k	Altura do <i>kick</i> , m
μ	Média da distribuição
μ_R	Média da distribuição normal da resistência
μ_S	Média da distribuição normal da carga
N	Número total de amostras da distribuição
N_f	Número de amostras em que ocorre falha
ν	Coefficiente de Poisson
P_b	Pressão do poço, psi
P_{cp}	Pressão máxima na cabeça do poço, psi
P_{csg}	Pressão da coluna hidrostática de fluido na profundidade da sapata, psi
P_D	Pressão hidrostática máxima no fundo do poço, psi
P_f	Pressão de fratura na profundidade da sapata, psi

P_{falha}	Probabilidade de falha do sistema
P_o	Pressão de poros da formação, psi
P_p	Pressão de poros da formação, psi
P_{sf}	Fator de segurança, Pa
P_{tk}	Pressão hidrostática máxima no topo do <i>kick</i> , psi
R	Resistência do sistema
ρ_f	Pressão de fratura na profundidade da sapata em densidade equivalente, lbm/gal
ρ_k	Densidade equivalente do influxo, lbm/gal
ρ_{kt}	Tolerância ao <i>kick</i> , lbm/gal
ρ_m	Densidade equivalente do fluido de perfuração, lbm/gal
ρ_p	Gradiente da pressão de poros da formação, lbm/gal
ρ_{sg}	<i>Surge gradient</i> , kg/m ³
S	Carga aplicada ao sistema
σ	Desvio padrão da distribuição
σ^2	Variância da distribuição
σ_R^2	Variância da distribuição normal da resistência
σ_S^2	Variância da distribuição normal da carga
σ'	Tensão efetiva, psi
σ_h	Tensão horizontal in-situ, psi
$\sigma_{H_{máx}}$	Tensão principal horizontal máxima in-situ, psi
$\sigma_{H_{mín}}$	Tensão principal horizontal mínima in-situ, psi
σ_V	Tensão de sobrecarga ou tensão principal vertical in-situ, psi
θ	Ângulo de <i>breakout</i>
V_k	Volume de <i>kick</i> que invadiu o poço, bbl

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	19
1.1. Motivação	21
1.2. Objetivo	25
1.3. Estrutura.....	26
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	27
2.1. Tolerância ao kick.....	27
2.2. Análise de instabilidade do poço	37
2.3. Segurança Operacional e Integridade de Poços	40
2.3.1. Barreiras de Segurança	43
2.3.2. Conjunto Solidário de Barreiras (CSB)	44
2.3.3. Confiabilidade da rocha como barreira de segurança.....	45
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	47
3.1. Mecânica das rochas	47
3.1.1. Rochas porosas e tensões efetivas	47
3.1.2. Tensões in-situ	48
3.1.3. Resistência e falha das rochas.....	50
3.2. Equacionamento da tolerância ao <i>kick</i>	50
3.2.1. Exemplo de caso com <i>kick</i>	53
3.3. Equacionamento da ECD máxima.....	56
3.3.1. Exemplo de caso sem <i>kick</i>	58
3.4. Definições e cálculos de confiabilidade	59
4. METODOLOGIA E APLICAÇÕES.....	63
4.1. Soluções analíticas.....	63
4.2. Solução numérica.....	64

4.3. Aplicações.....	66
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES	68
5.1. Soluções analíticas.....	68
5.1.1. Caso com <i>kick</i>	68
5.1.2. Caso sem <i>kick</i>	71
5.2. Solução numérica.....	72
6. CONCLUSÕES.....	75
6.1. Trabalhos futuros	76
REFERÊNCIAS	78
APÊNDICE A – CÓDIGOS DO MATLAB (VERSÃO 2017A) PARA OS CÁLCULOS DE CONFIABILIDADE	84
A.1. Solução analítica - Caso com <i>kick</i>	84
A.1.1. Gráfico dos parâmetros com <i>kick</i>	84
A.1.2. Cálculo analítico da confiabilidade com <i>kick</i>	85
A.2. Solução analítica - Caso sem <i>kick</i>	86
A.2.1. Gráfico dos parâmetros sem <i>kick</i>	86
A.2.2. Cálculo analítico da confiabilidade sem <i>kick</i>	87
A.3. Solução numérica - Caso com <i>kick</i>	88
A.3.1. Gráfico dos parâmetros.....	88
A.3.2. Cálculo numérico da confiabilidade.....	89

1. INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, a demanda por energia tem crescido cada vez mais em virtude do aumento contínuo da população mundial. Embora novas tecnologias venham sendo desenvolvidas na parte de energias renováveis, o Panorama Energético da BP (2019) mostra que a maior parte do consumo global de energia continua atrelada ao petróleo e gás e permanecerá desse modo pelo menos pelos próximos 20 anos, sendo necessários investimentos da ordem de trilhões de dólares na indústria do petróleo para que a demanda energética seja atendida até 2040. Ainda que atualmente o desenvolvimento tecnológico permita a redução dos riscos em praticamente todos os setores da indústria, as atividades relacionadas com a extração do petróleo apresentam altos riscos à integridade física de trabalhadores e ao meio ambiente.

Os riscos associados às atividades de construção e reparo de poços não podem ser eliminados completamente, contudo podem e devem ser avaliados, controlados e reduzidos o máximo possível. Um exemplo que representa as consequências que riscos mal administrados podem ocasionar é o *blowout* de *Macondo*, que ocorreu no Golfo do México em 2010, o maior derramamento de petróleo da história. Xue et al. (2012) descreve o acidente analisando a sequência de falhas nas barreiras de segurança, bem como as possíveis ações que poderiam ter sido tomadas para mitigar as consequências desastrosas que o acidente gerou. A Figura 1.1 ilustra o modelo do queijo suíço, utilizado amplamente no mundo inteiro no gerenciamento de riscos para explicar didaticamente que a maioria dos acidentes são causados não somente por uma única falha, mas sim por uma associação ou sequência de falhas no sistema.

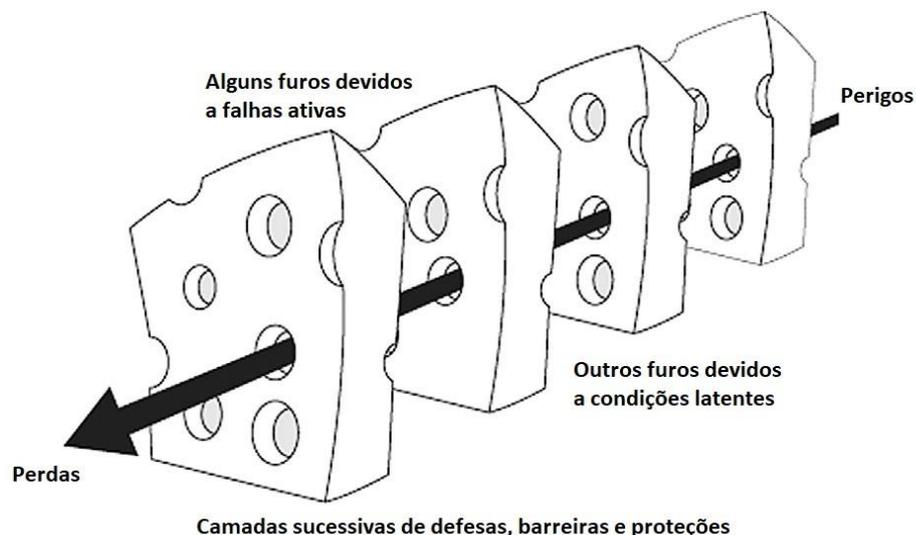


Figura 1.1: Modelo do queijo suíço (adaptado de Xue et al., 2012).

Segundo Jaculli et al. (2019) os riscos associados às atividades da indústria do petróleo passaram a ter uma maior atenção após o acidente da plataforma de *Piper Alpha*, ocorrido no Mar do Norte em 1988. No entanto, o desenvolvimento de técnicas de análise de risco se intensificou apenas após o acidente de *Macondo*, depois do qual as preocupações relacionadas à segurança operacional aumentaram ainda mais.

Na prática, os valores medidos ou calculados em campo são apenas uma estimativa dos valores reais. O intervalo de valores nos quais os erros de uma medida podem estar inseridos é chamado de incerteza e não existem medidas livres de erros. O processo de análise de incertezas envolve a sua consideração nos cálculos de engenharia e é fundamental para reduzir os riscos do projeto. Desse modo, um conjunto de possíveis valores tomam o lugar de um valor único. Segundo Dipu Kabir et al. (2018), muitos problemas da engenharia e da ciência são compostos por situações parcialmente determinísticas e parcialmente aleatórias. Intervalos de predição vêm sendo utilizados há muitas décadas para quantificar incertezas e contornar as limitações das predições pontuais ou determinísticas. A Figura 1.2 ilustra um exemplo da predição pontual e do intervalo de predição baseados em uma distribuição arbitrária.

Durante as operações de perfuração e intervenção dos poços de petróleo, a carga aplicada à formação deve operar em um intervalo tal que não exceda a pressão de fratura (limite superior) nem tampouco seja menor do que a pressão de poros (limite inferior). Esse carregamento se refere à pressão que o fluido de perfuração exerce sobre a rocha, impedindo o fluxo de fluidos da formação para o interior do poço ao mesmo tempo que não seja suficiente para fraturar a rocha mais frágil.

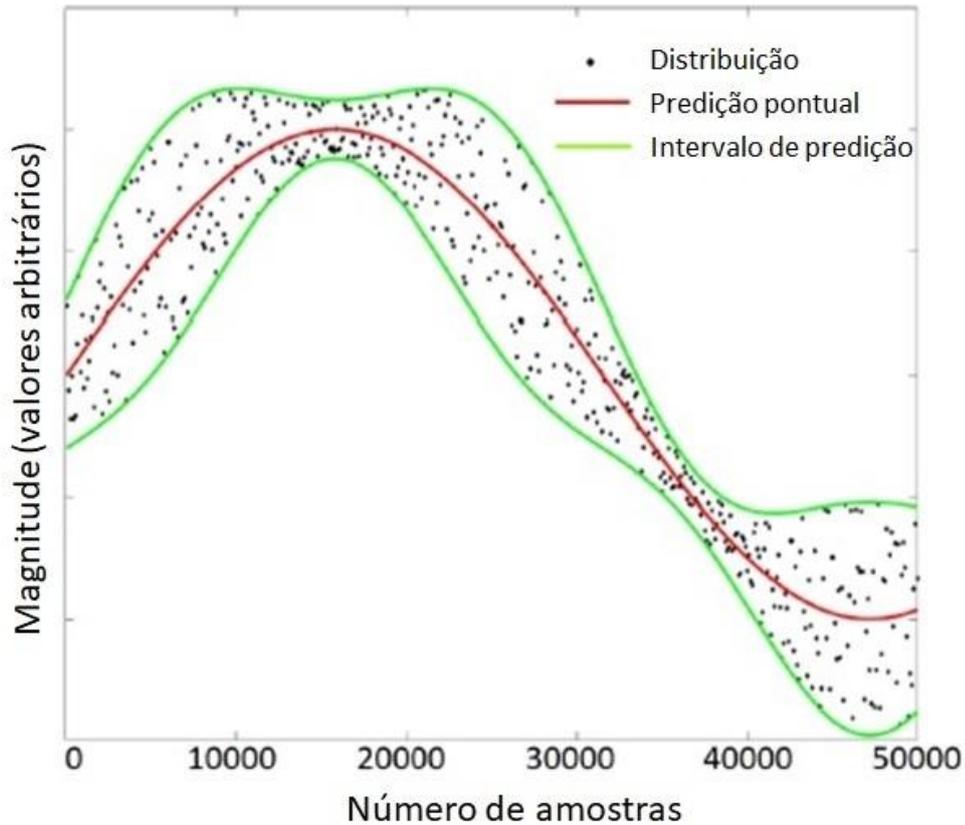


Figura 1.2: Exemplo da predição pontual e do intervalo de predição baseados em uma distribuição arbitrária. (adaptado de Dipu Kabir et al., 2018).

1.1. Motivação

Quando a pressão hidrostática exercida pelo fluido de perfuração se torna inferior à pressão de poros da formação, ocorre a invasão de fluidos do reservatório para o interior do poço durante a perfuração, evento denominado *kick*, o qual deve ser contido a tempo para que os fluidos não atinjam a superfície. A migração de hidrocarbonetos de forma descontrolada do reservatório para a superfície, chamada de *blowout* de superfície ou simplesmente *blowout*, configura o mais crítico dos eventos que podem ocorrer durante a construção de um poço de petróleo. Suas consequências são imensuráveis e podem incluir feridos e perda de vidas humanas; poluir o local e suas adjacências, provocando distúrbios na fauna e flora locais; causar prejuízos financeiros incalculáveis; e prejudicar a imagem e o nome das empresas envolvidas. Todos os esforços possíveis no tocante ao controle desses riscos devem ser empregados, a exemplo da definição de indicadores que auxiliem na elaboração de projetos de poços e nas tomadas de decisões durante a perfuração.

Skalle e Podio (1998) fizeram um levantamento e compilaram dados variados de mais de 800 *blowouts* ocorridos no Golfo do México e nos estados do Texas, Louisiana,

Mississippi e Alabama, nos Estados Unidos, durante os anos de 1960 a 1996. Entre os dados apresentados estão as profundidades de ocorrência dos *kicks* que geraram os *blowouts*, diâmetros dos últimos revestimentos assentados, tipos de operações que estavam sendo executadas e causas dos *blowouts*. A Figura 1.3 e Figura 1.4 exibem as falhas mais frequentes associadas às barreiras primárias e secundárias, respectivamente, e o número de *blowouts* decorrentes dessas falhas, ocorridos na Louisiana, no Texas e no Golfo do México durante o período estudado, e considerando todas as fases dos poços: construção de poços exploratórios e de desenvolvimento, completção, produção, intervenção e *wireline*.

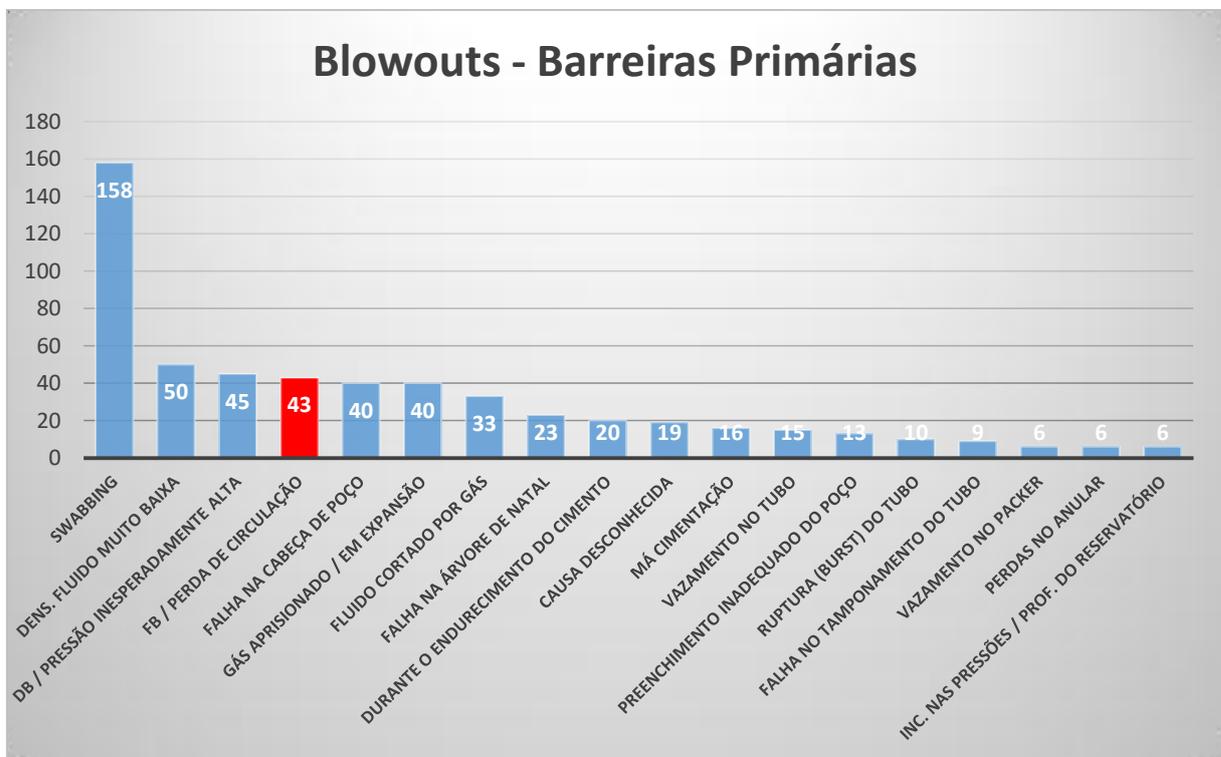


Figura 1.3: Falhas mais frequentes nas barreiras primárias, em todas as fases, em Louisiana, Texas e OCS, de 1960 a 1996 (adaptado de Skalle e Podio, 1998).

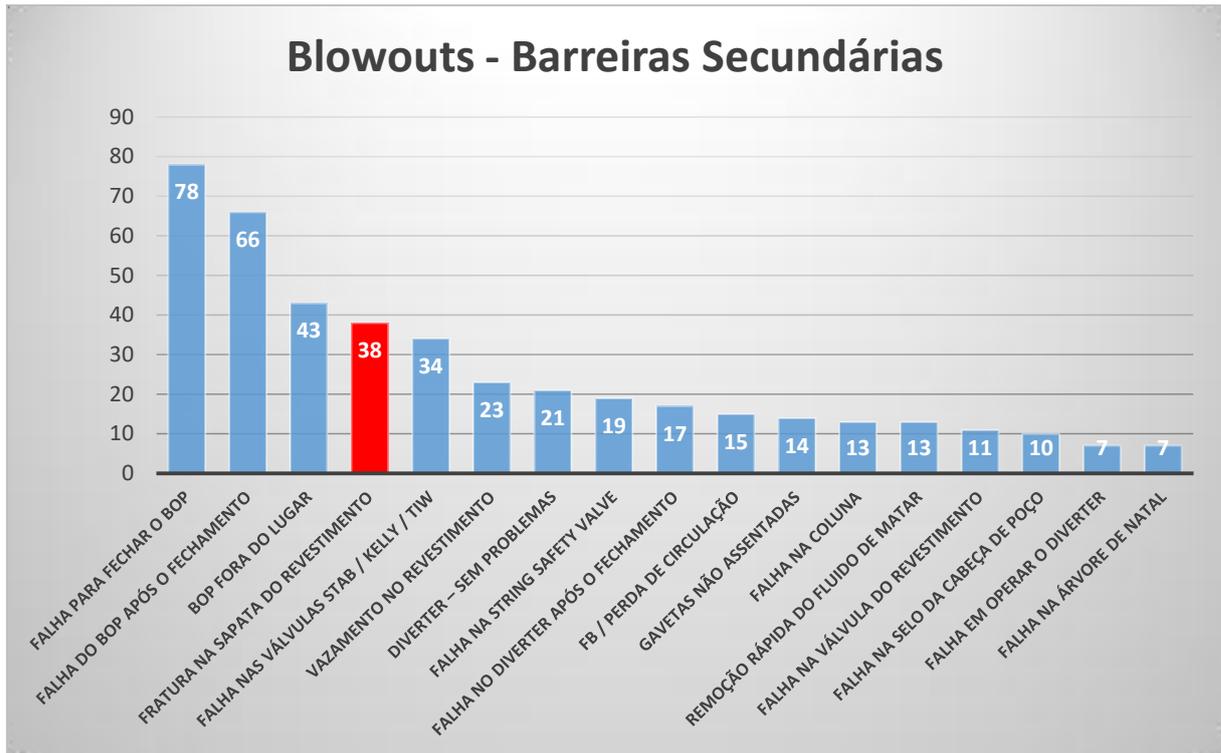


Figura 1.4: Falhas mais frequentes nas barreiras secundárias, em todas as fases, em Louisiana, Texas e OCS, de 1960 a 1996 (adaptado de Skalle e Podio, 1998).

A *Formation Breakdown* (FB) / perda de circulação, causada pelo início da propagação de fraturas na rocha, corresponde a 7,8% do total de falhas relacionadas às barreiras primárias que ocasionaram os *blowouts*, ficando como o 4º tipo de falha mais frequente, e 3,5% do total de falhas nas barreiras secundárias. A fratura da formação na sapata do revestimento corresponde a 8,8% do total de falhas relacionadas às barreiras secundárias e fica também como o 4º tipo de falha mais frequente. Ambos os problemas têm em comum o fato de o regime de pressões no anular exceder a resistência da formação presente no poço aberto, iniciando e/ou propagando assim as fraturas.

Os dados supracitados podem ser agrupados também em termos de porcentagem dos tipos de barreiras de segurança que falharam e tipo de caminho que está sendo vedado pela barreira, para uma melhor visualização da localização dessas barreiras no poço e de como estão associadas, conforme pode ser observado na Figura 1.5.

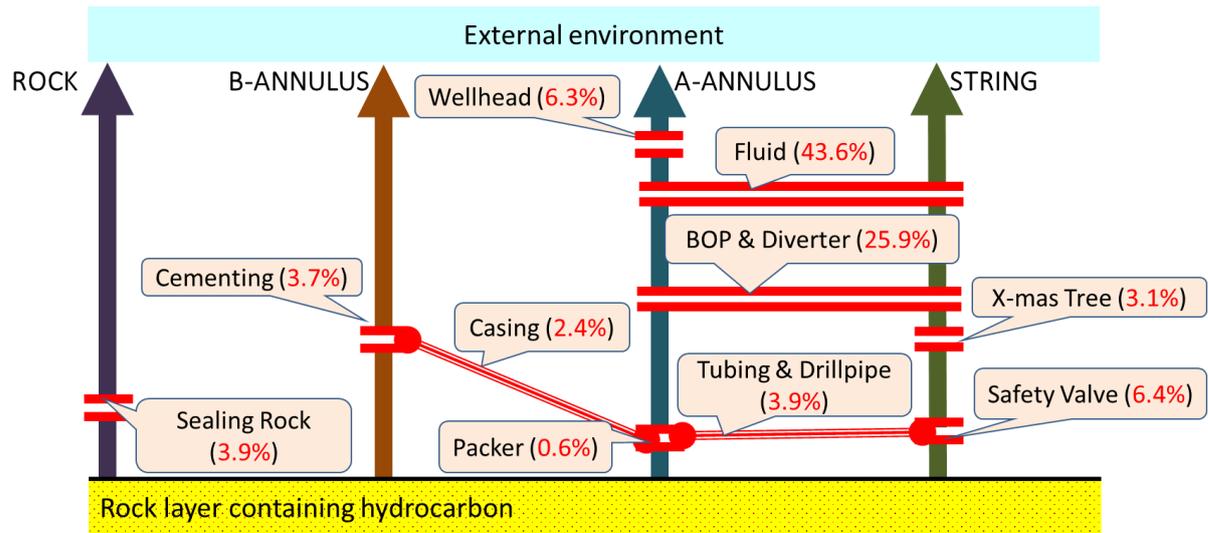


Figura 1.5: Frequência relativa do tipo de barreira em que ocorreram falhas que ocasionaram blowouts em Louisiana, Texas e OCS, de 1960 a 1996 (adaptado de Skalle e Podio, 1998).

Element et al. (1997) afirma que o início de fratura da formação (*Formation Breakdown*), que provoca perda de circulação, pode complicar bastante as operações de controle de poço, uma vez que pode ocorrer migração da zona de *kick* para a zona de perda de circulação (*crossflow*). Isso dificulta a interpretação das pressões registradas após o fechamento do poço e das vazões de influxo e de perda de fluido, podendo atrapalhar as decisões corretas de controle de poço que devem ser tomadas.

O *blowout* subterrâneo é um tipo específico de *blowout* que, segundo o Glossário da Schlumberger (2019), ocorre quando a equipe de perfuração reage a um *kick*, fechando o *Blowout Preventer* (BOP), e a pressão no anular devida ao fechamento do BOP cresce a tal ponto em que ocorre a fratura da formação mais frágil do poço aberto (sem revestimento), geralmente localizada abaixo da sapata do último revestimento assentado, podendo ocorrer o fluxo descontrolado de fluidos de uma zona para outra do reservatório. Historicamente, os custos desse tipo de *blowout* superam os do *blowout* de superfície, configurando o mais caro de todos os problemas que podem ocorrer durante a perfuração de um poço de petróleo (Glossário da Schlumberger, 2019). Segundo Barnhill e Adams (1979), um dos maiores perigos do *blowout* subterrâneo é quando o fluxo descontrolado dos hidrocarbonetos se canalizam ao redor da parte externa do revestimento e o evento se converte em um *blowout* de superfície.

Segundo Adams e Young (2004), um anular mal cimentado entre o revestimento e o poço aberto é um caminho comum para os hidrocarbonetos liberados em *blowouts* subterrâneos, o que é extremamente perigoso, uma vez que os hidrocarbonetos conseguem

desviar do revestimento, do BOP e do sistema hidráulico de controle de poço. Adams (2006) afirma que aproximadamente 65% de todos os *blowouts* são subterrâneos e ocorrem de 1,5 a 2 vezes mais frequentemente do que os *blowouts* de superfície. O custo médio de cada *blowout* subterrâneo pode chegar a 1,8 milhão de dólares e o custo total de um evento como esse pode superar bastante o custo de um *blowout* de superfície.

Dessa forma, diante do exposto sobre os riscos e prejuízos oriundos da ocorrência de *blowouts* subterrâneos e das estatísticas apresentadas na Figura 1.3 e Figura 1.4 sobre a falha da barreira de segurança “rocha”, destaca-se a importância de estudar a confiabilidade da rocha, uma vez que esta exerce um papel fundamental para manter a integridade do poço em operações de perfuração de poços e evitar vazamentos entre camadas ou para a superfície.

1.2. Objetivo

Na engenharia de poço, os Conjuntos Solidários de Barreiras (CSBs) garantem a integridade do poço. A associação entre os seus elementos, como por exemplo a rocha capeadora, o cimento e as colunas de revestimento, garante que os fluidos aprisionados na formação, especialmente os hidrocarbonetos, não migrem do subsolo até a superfície de forma descontrolada. Segundo Miura (2004), os CSBs devem ser integrados e independentes, de modo que os elementos de barreira bloqueiem todos os caminhos possíveis do reservatório até a superfície e evitem possíveis “atalhos” entre os caminhos. A rocha mais frágil da seção de poço aberto, considerada como sendo a rocha imediatamente abaixo da sapata do último revestimento assentado, representa um dos inúmeros elementos de barreira que impedem o fluxo descontrolado de hidrocarbonetos.

Tendo em vista a motivação apresentada, o objetivo deste trabalho é estudar um dos possíveis elementos de barreira: a rocha impermeável. Apresenta-se aqui uma metodologia capaz de definir um indicador de confiabilidade da rocha em duas situações específicas: em caso de fechamento do poço após a ocorrência de um *kick*; e durante a circulação do fluido de perfuração, sem *kick*. O indicador deve ser capaz de dar suporte à elaboração de projetos e à tomada de decisões durante a perfuração; além disso, a partir dele, a segurança operacional das operações teria mais uma ferramenta que ajudaria a manter a integridade do poço e reduziria a possibilidade de acidentes.

1.3. Estrutura

O presente trabalho está dividido em 6 capítulos. Neste capítulo são apresentados o contexto, a motivação e o objetivo do trabalho. No capítulo 2, é relatada a revisão bibliográfica existente sobre o tema da pesquisa. No capítulo 3, é apresentada a fundamentação teórica que embasa o desenvolvimento do trabalho. No capítulo 4 é descrita a metodologia que foi utilizada, bem como os métodos a partir dos quais ela pode ser aplicada na execução da pesquisa. No capítulo 5 são apresentados e discutidos os resultados gerados no trabalho. Por fim, no capítulo 6 são apresentadas as conclusões obtidas da pesquisa desenvolvida e as sugestões para os futuros trabalhos sobre o tema.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesse capítulo são apresentados e discutidos os trabalhos já existentes na literatura sobre os temas que envolvem a fratura da formação mais frágil do poço aberto. O capítulo começa explorando o tema da tolerância ao *kick* em ordem cronológica, relatando a evolução dos conceitos e cálculos ao longo do tempo. Depois são abordados alguns pontos importantes sobre instabilidade de poços. Em seguida, são apresentados conceitos importantes sobre a parte de barreiras de segurança, Conjunto Solidário de Barreiras, segurança operacional e integridade de poços. Por fim, é apresentado o contexto do presente estudo e a lacuna que existia na literatura e que está sendo preenchida, relativa à confiabilidade da rocha como barreira de segurança.

2.1. Tolerância ao kick

Bourgoyne Jr. et al. (1986) afirma que, para a execução segura das operações de controle de poço após a ocorrência de um *kick*, é fundamental que as pressões no anular sejam determinadas corretamente. Após o fechamento do anular do poço, o influxo deve ser circulado para fora do poço através da restrição ajustável, conhecida como *choke*. A pressão do fundo do poço deve ser mantida sempre acima da pressão da formação para cessar a ocorrência do *kick*. A diferença entre essas duas pressões, no entanto, deve permanecer pequena; caso contrário, há risco de a coluna hidrostática exercer pressão suficiente para fraturar a parte mais frágil da formação ao longo da seção de poço aberto. Caso ocorra essa fratura, o resultado é geralmente um *blowout* subterrâneo, no qual o influxo migra da camada de alta pressão para camadas de menor pressão, através das fraturas, ocasionando, além disso, perda de circulação do fluido de perfuração. A Figura 2.1 ilustra um esquema dos caminhos de fluxo hidráulico após a ocorrência de *kick* e durante as operações de controle de poço.

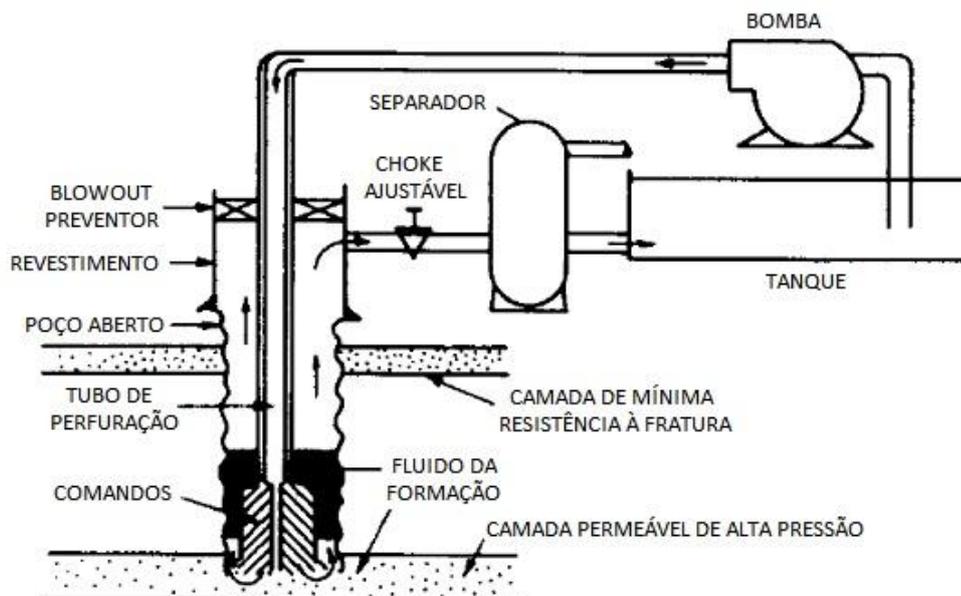


Figura 2.1: Esquema dos caminhos de fluxo hidráulico durante operações de controle de poço (adaptado de Bourgoyne Jr. et al., 1986).

Ainda segundo o autor, a composição do influxo afeta drasticamente o regime de pressões gerado no anular após o *kick*. Um *kick* de gás geralmente produz pressões mais altas do que um *kick* de líquido e traz um risco maior às operações de controle de poço. Isso ocorre essencialmente por duas causas: o gás possui uma densidade menor do que o líquido e expande à medida em que é bombeado para a superfície. O efeito de ambas as causas é uma redução na pressão hidrostática do anular, dificultando manter a pressão do fundo do poço maior do que a pressão da formação. O *choke* desempenha um papel importante para manter a pressão de superfície do anular suficientemente alta e contornar o problema.

Embora a especificação da composição de um possível *kick* auxilie na elaboração dos projetos de poço, nas operações de controle de poço, que ocorrem durante a perfuração, é difícil prever a sua composição. Na Figura 2.1 é possível observar um esquema de alguns caminhos de fluxo hidráulico após a ocorrência do *kick*. Ainda assim, existem cálculos que podem ser feitos conhecendo-se a pressão da coluna de perfuração, a pressão do anular do revestimento e o ganho nos tanques de lama, para calcular a densidade do *kick*. Abaixo de 4 lbm/gal, o *kick* é considerado predominantemente de gás, acima de 8 lbm/gal o *kick* é considerado predominantemente de líquido, e entre esses valores o *kick* é considerado uma mistura de gás e líquido.

Wessel e Tarr (1991) apresentam uma abordagem para determinar se um dado valor de tolerância ao *kick* é razoável baseado nas consequências de controle de poço para o

fluxo subterrâneo de gás correspondente, ao invés de estabelecer um valor mínimo arbitrário. Além disso, o autor destaca a relação entre valores mínimos de tolerância ao *kick* e os custos do poço: para valores mínimos superestimados, os custos aumentam devido à necessidade de um maior número de revestimentos; para valores mínimos subestimados, o custo também aumenta devido a uma maior possibilidade de incidentes de controle de poço. A tolerância ao *kick* é um aspecto importante na determinação das profundidades de assentamento das sapatas, que ocorre durante o projeto do poço e deve ser monitorada durante a perfuração, e pode ser calculada a partir da Equação 2.1. Caso o valor da tolerância ao *kick* calculado diminua até um valor mínimo especificado, um novo revestimento deve ser assentado. A Figura 2.2 ilustra os perfis de pressão de poros, pressão de fratura, gradiente do fluido de perfuração e do *kick* e a profundidade especificada para o assentamento da sapata, seguindo um determinado valor de tolerância ao *kick*.

$$K = \frac{D_{csg}(\rho_f - \rho_m)}{D} - \frac{H_k(\rho_m - \rho_k)}{D} \quad (2.1)$$

onde:

K : tolerância ao *kick*, em lbm/gal;

D_{csg} : profundidade da sapata do revestimento, em pés;

D : profundidade total do poço (TVD), em pés;

H_k : altura vertical do influxo no anular, em pés;

ρ_f : pressão de fratura na sapata em densidade equivalente, em lbm/gal;

ρ_m : densidade equivalente do fluido de perfuração, em lbm/gal;

ρ_k : densidade equivalente do influxo, em lbm/gal.

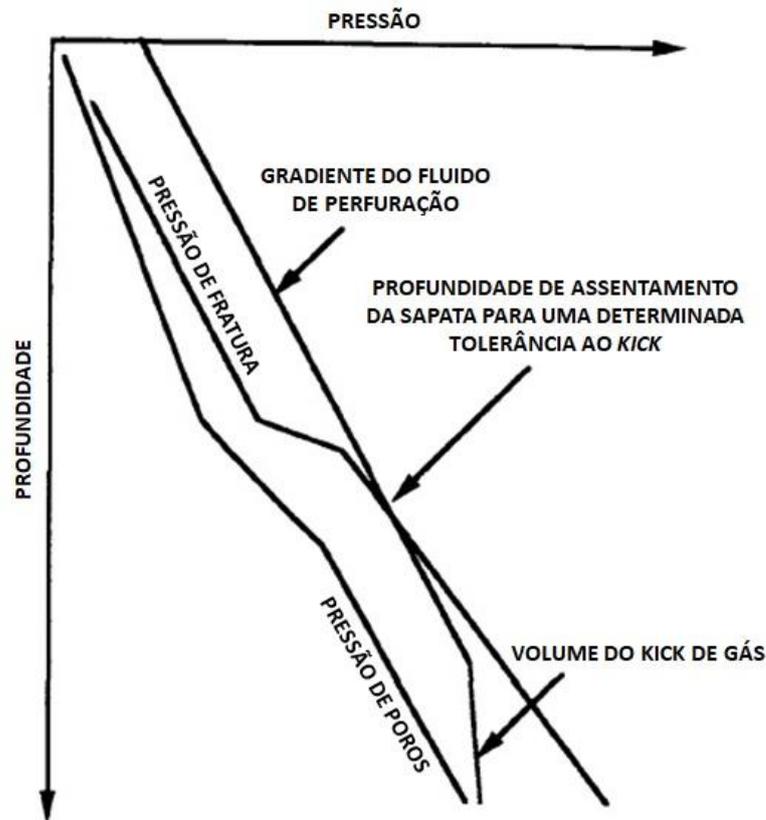


Figura 2.2: Seleção da profundidade de assentamento da sapata utilizando a tolerância ao *kick* (adaptado de Wessel e Tarr, 1991).

Redmann Jr. (1991) aborda a importância dos cálculos e do conceito da tolerância ao *kick* nas operações de perfuração e nos projetos de revestimento, bem como os equívocos e interpretações errôneas relacionadas a esse parâmetro e ao termo "ganho zero". O autor define tolerância ao *kick* como "o aumento máximo na densidade do fluido de perfuração permitido pelo teste de integridade de pressão da sapata do revestimento sem influxo (ganho zero) no poço". O entendimento da tolerância ao *kick* é de fundamental importância em alguns casos particulares, a exemplo de longos trechos de poço aberto e áreas que requerem um aumento na densidade do fluido de perfuração a fim de evitar problemas de instabilidade do poço. Caso a tolerância ao *kick* seja ignorada nos projetos de poços, a sua ausência obriga o projetista a desenvolver um projeto mais conservador, e muitas vezes de um custo mais elevado, considerando os cenários de pior caso, para garantir a segurança operacional.

Para prevenir a fratura das formações expostas presentes nos trechos de poço aberto, após assentar o revestimento e perfurar um mínimo de 3 metros é executado um teste de pressão que indica se a formação tem competência para suportar a carga que é aplicada pelo fluido de perfuração ao longo da fase perfurada. Para as formações mais rígidas, cujas

fraturas não fecham após a redução da pressão, em geral é executado o FIT (*Formation Integrity Test*), enquanto para as formações menos rígidas é aplicado o LOT (*Leakoff Test*).

O autor demonstra um exemplo no qual o assentamento da sapata do revestimento de um determinado poço tem que ser antecipado em relação à profundidade original do projeto, ratificando a importância da consideração da tolerância ao *kick* para manter a integridade do poço. A Figura 2.3 ilustra como estão relacionados alguns fatores que afetam diretamente os valores da tolerância ao *kick*, como o aumento no nível dos tanques de lama (*Pit Gain*) e a densidade do fluido de perfuração durante o fechamento. Além disso, o autor cita a TVD e os grandes comprimentos de DC como fatores que também influenciam na tolerância ao *kick*.

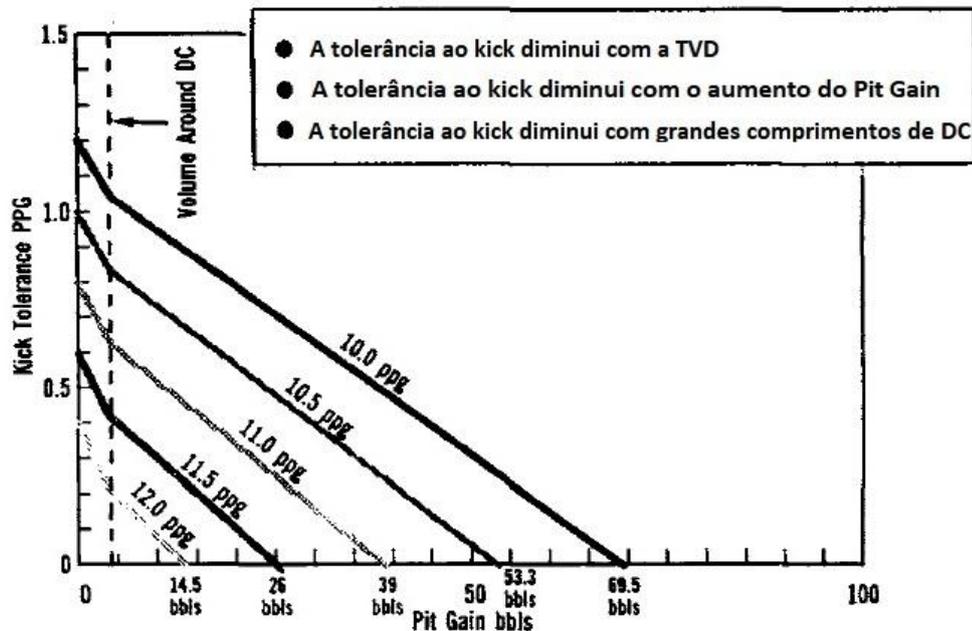


Figura 2.3: Exemplo de alguns fatores que afetam a tolerância ao *kick*, em condições iniciais de fechamento (perfuração em 10.000 pés) (adaptado de Redmann Jr., 1991).

A Figura 2.4 ilustra como a expansão de um influxo na sapata do revestimento, durante a circulação do *kick* para fora do poço, também tem influência na tolerância ao *kick*.

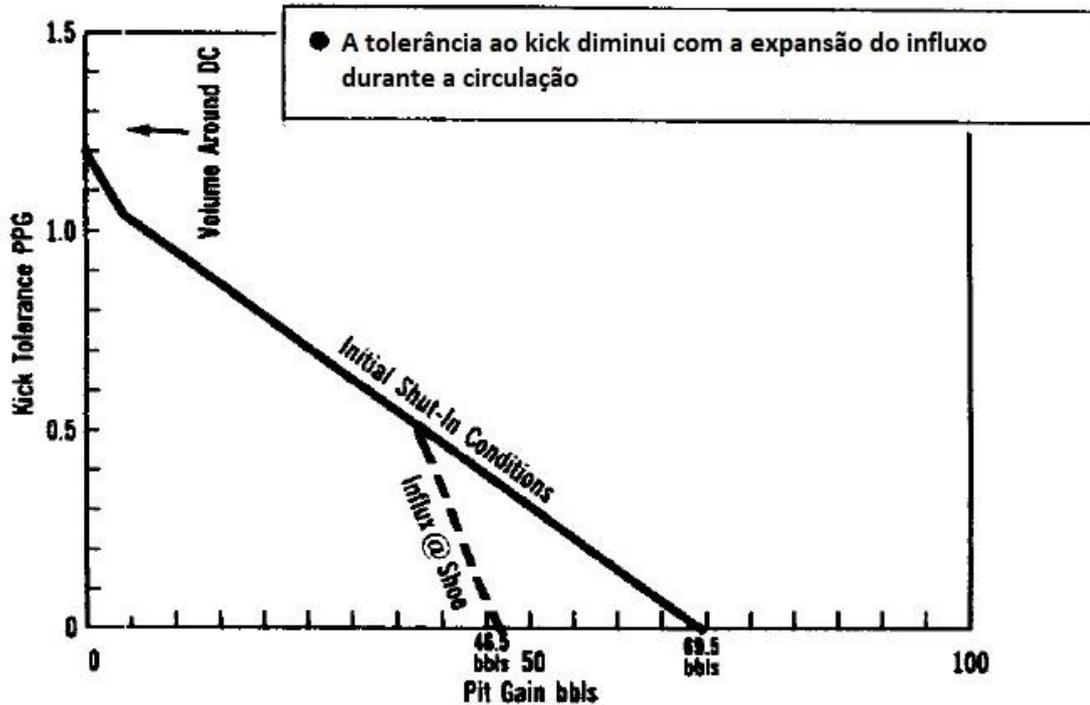


Figura 2.4: Tolerância ao *kick* com influxo na sapata (perfuração em 10.000 pés; densidade de lama 10 lbm/gal) (adaptado de Redmann Jr., 1991).

Santos et al. (1995) apresentaram uma metodologia para a determinação das profundidades de assentamento das sapatas dos revestimentos de superfície e intermediário empregando o conceito de tolerância ao *kick*, definido como a capacidade de o poço tolerar o estado de pressões gerado no seu interior durante as operações de controle de poço (fechamento do poço e circulação do *kick* para fora do poço). A tolerância ao *kick* é empregada em dois cenários diferentes: para o fechamento do poço, considerando a pressão no poço logo após o fechamento; e durante a circulação do *kick* de gás, utilizando um simulador de escoamento de *kick* bifásico para prever a pressão gerada. O algoritmo plota e compara a curva da densidade equivalente da pressão de fratura, obtida por meio do LOT, com a curva da pressão gerada no interior do poço durante uma operação de controle de poço, obtida por meio do método iterativo da secante. Desse modo, o autor utiliza o método de cálculo de baixo para cima, no qual a profundidade do assentamento da sapata pode ser computada conhecendo-se a profundidade final do poço. A Figura 2.5 apresenta um gráfico de profundidade, em pés, em função da densidade equivalente, em lbm/gal, com um exemplo de determinação da profundidade da sapata por meio da interseção entre as curvas da pressão máxima de fechamento do poço e da pressão de fratura da formação mais frágil, resultando em 2.865 pés.

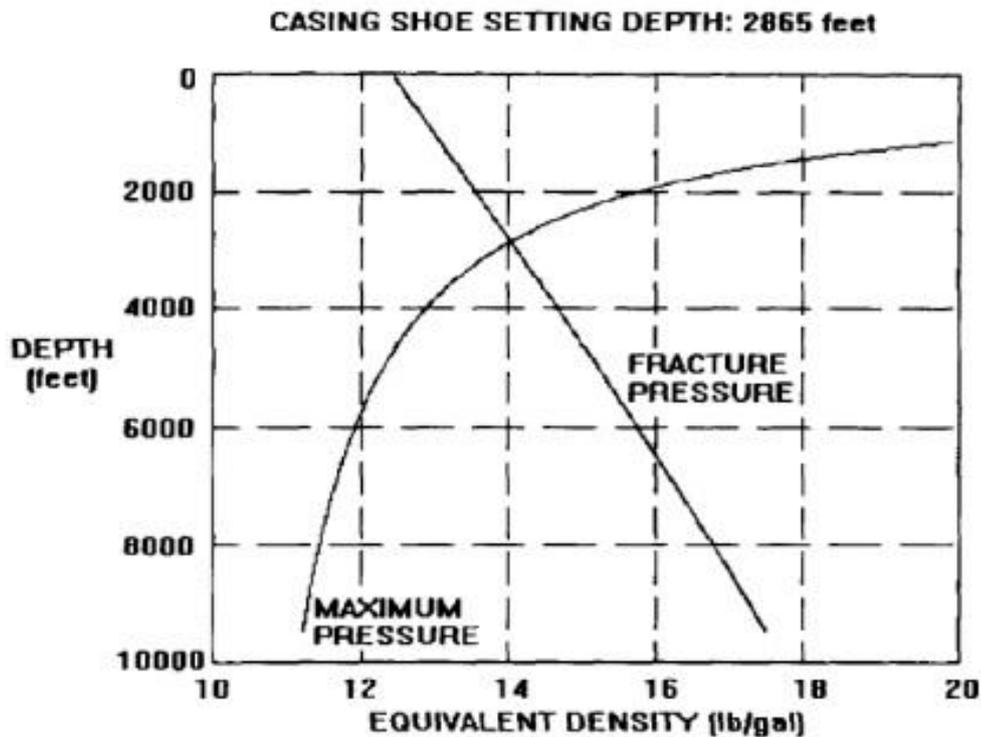


Figura 2.5: Interface gráfica mostrando a profundidade de assentamento da sapata utilizando a tolerância ao *kick* para fechamento do poço (Poço A – 45 bbl) (Santos et al., 1995).

Ohara (1996) desenvolveu um simulador para calcular a tolerância ao *kick* em poços perfurados em águas profundas. O *software* desenvolvido pode ser utilizado tanto para auxiliar na verificação das profundidades de assentamento das sapatas dos revestimentos previamente estabelecidas no projeto do poço, quanto durante a perfuração, para estimar o risco de fraturar a formação mais frágil da fase; caso o risco seja considerado como inaceitável, a perfuração deve ser interrompida e deve ser descido um novo revestimento.

Ainda segundo o autor, a tolerância ao *kick* para poço fechado é definida como a diferença entre a pressão de poros da formação e a densidade da lama de perfuração que permita o fechamento do poço em caso de *kick*, de modo a não fraturar a formação mais frágil na seção de poço aberto, geralmente localizada imediatamente abaixo da sapata do último revestimento assentado. O conceito de tolerância ao *kick* proposto abrange as mais severas condições de fechamento do poço durante as operações de controle de poço e pode ser matematicamente representado pela Equação 2.2:

$$K_t = \rho_p - \rho_m = \left(\frac{D_f}{D_b}\right)(\rho_f - \rho_m) - \frac{P_{sf}}{g_c D_b} \text{Erro! Indicador não definido.} - \left(\frac{L_k}{D_b}\right)(\rho_m - \rho_k) - \rho_{sg} \quad (2.2)$$

onde:

K_t : tolerância ao *kick*, em kg/m³;

ρ_p : pressão de poros da formação, em kg/m³;

ρ_m : densidade equivalente do fluido de perfuração, em kg/m³;

D_f : profundidade da formação mais frágil, em m;

D_b : profundidade da broca, em m;

ρ_f : pressão de fratura na profundidade da sapata, em kg/m³;

P_{sf} : fator de segurança, em Pa;

g_c : fator de conversão, em 9,807 kg.m/kgf.s²;

L_k : altura do *kick*, m;

ρ_k : densidade equivalente do influxo (*kick*), em kg/m³;

ρ_{sg} : *surge gradient*, em kg/m³.

Santos et al. (2011) destacaram os erros e equívocos associados ao conceito de tolerância ao *kick*, bem como sua importância na tomada de decisão de continuar ou não a perfuração de forma segura, ou se é possível circular o *kick* para fora do poço sem danos à formação. A falta de normas e padrões relativos ao emprego desse conceito na indústria torna muitas vezes seus cálculos difíceis, seu entendimento controverso e sua aplicação por vezes perigosa. Seu cálculo pode fornecer como resposta variáveis diversas, como altura máxima de uma coluna de gás que invadiu o poço, volume máximo de influxo em barris, máxima pressão de poros permissível em termos de densidade equivalente da lama e aumento máximo na densidade do fluido de perfuração. Todos esses limiares estão relacionados à carga máxima tolerada pela formação sem que haja a sua fratura em caso do fechamento do poço durante um *kick* e sua circulação para fora do poço seja possível de forma segura. Casos de simplificação no cálculo da tolerância ao *kick* podem levar a modelagens conservadoras e inviáveis nos projetos e operações. Alguns fatores que não podem ser negligenciadas são: cálculo de volume do anular do BHA, margens de segurança do *Maximum Allowable Annular Surface Pressure* (MAASP), simplificações do efeito do *afterflow*, temperatura, fator de compressibilidade Z e correção da densidade do influxo. A Figura 2.6 ilustra a comparação

dos valores de tolerância ao *kick* obtidos com e sem a consideração dos fatores supramencionados para quatro diferentes poços, denominados de A, B, C e D.

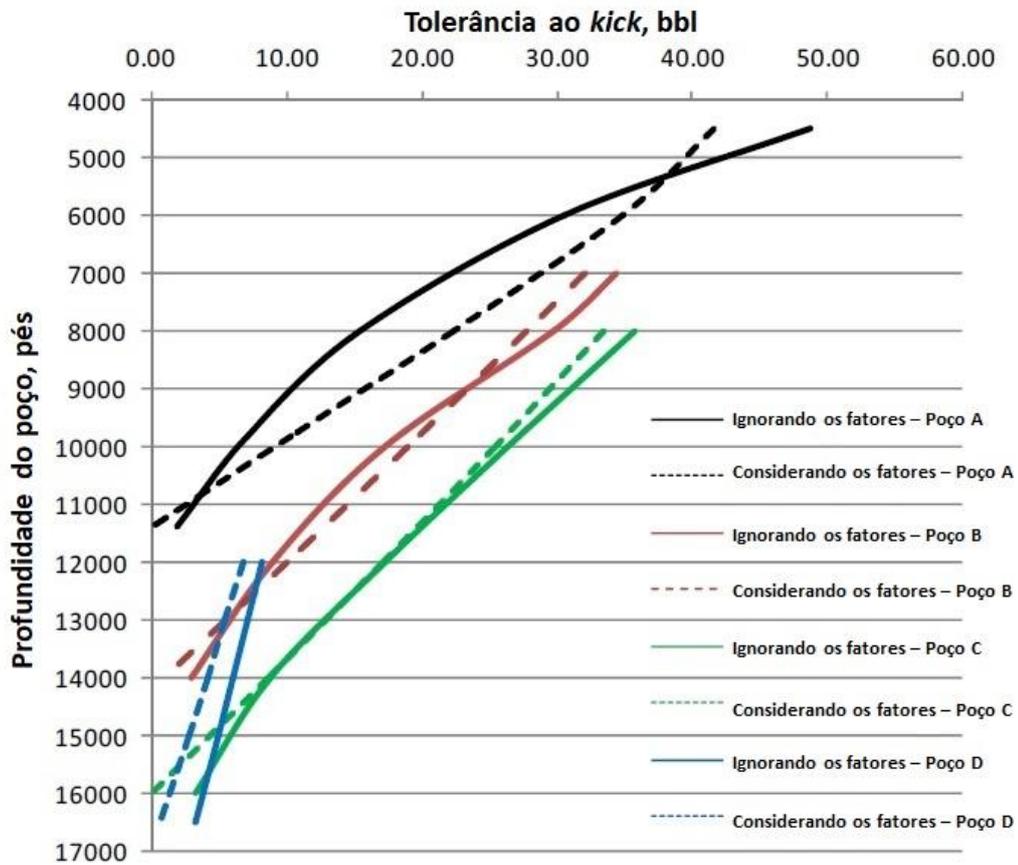


Figura 2.6: Comparação da tolerância ao *kick* ignorando e considerando os efeitos citados para quatro diferentes poços (adaptado de Santos et al., 2011).

Yequan et al. (2016) apresentaram um método de cálculo da tolerância ao *kick*, expressa em termos de volume, para perfurações em águas profundas, baseado no perfil de temperatura do poço e nas perdas de carga da circulação de fluido no *choke manifold* e no anular, considerando a pressão de fratura na sapata, a resistência à pressão interna do revestimento e as capacidades do BOP e do controle do *choke*. Os cálculos do volume máximo da tolerância ao *kick* foram feitos para 3 situações distintas: fechamento do poço, método do sondador e método do engenheiro. O autor apresenta um estudo de caso de um poço perfurado no Mar do Sul da China e compara os valores para as três situações, definindo, portanto, qual o método mais adequado para ser adotado no cenário em questão.

Eren (2018) frisa a importância de calcular a tolerância ao *kick* corretamente e com parâmetros de entrada confiáveis para um planejamento correto do projeto do poço e uma execução segura da perfuração. O autor propõe uma metodologia iterativa para identificar o intervalo de profundidades da ocorrência de possíveis incidentes de controle de

poço. A Equação 2.3 permite calcular a altura de *kick* H_i abaixo da sapata do último revestimento assentado capaz de fraturar a formação mais frágil. O autor ressalta que, enquanto a seção de poço aberto for menor que H_i , não ocorre a fratura da formação mais frágil.

$$H_i = \frac{P_p - P_f - 0,052(D - D_C)\rho_m}{0,052(\rho_k - \rho_m)} \quad (2.3)$$

onde:

H_i : altura máxima de *kick* abaixo da sapata, em pés;

P_p : pressão de poros da formação, em psi;

P_f : pressão de fratura na profundidade da sapata, em psi;

D : profundidade vertical verdadeira do poço, em pés;

D_C : profundidade vertical verdadeira da sapata, em pés;

ρ_m : densidade equivalente do fluido de perfuração, em lbm/gal;

ρ_k : densidade equivalente do *kick*, em lbm/gal.

Para o cálculo do volume de *kick* V_k que invadiu o poço, o autor propõe a utilização da Equação 2.4:

$$V_k = \frac{\left(P_f + 0,052\rho_k\left(\frac{H_i}{2}\right)\right)C_{adp}H_i}{\left(P_p - 0,052\rho_k\left(\frac{H_k}{2}\right)\right)} \quad (2.4)$$

onde:

V_k : volume de *kick* que invadiu o poço, em bbl;

C_{adp} : capacidade do anular do tubo de perfuração, em bbl/pés;

H_k : altura do *kick* que invadiu o poço, em pés.

Como V_k é função de H_k e ambos são desconhecidos, a Equação 2.4 é resolvida iterativamente. Uma vez calculados os valores de V_k , H_k e H_i , é possível traçar os gráficos da altura do *kick* e altura máxima do *kick* e comprimento de poço aberto em função da profundidade, ilustrado na Figura 2.7. O autor salienta que a curva de H_k só tem início após o cruzamento da curva de H_i com a curva de poço aberto, uma vez que acima do cruzamento não existe a possibilidade de fratura da formação mais frágil.

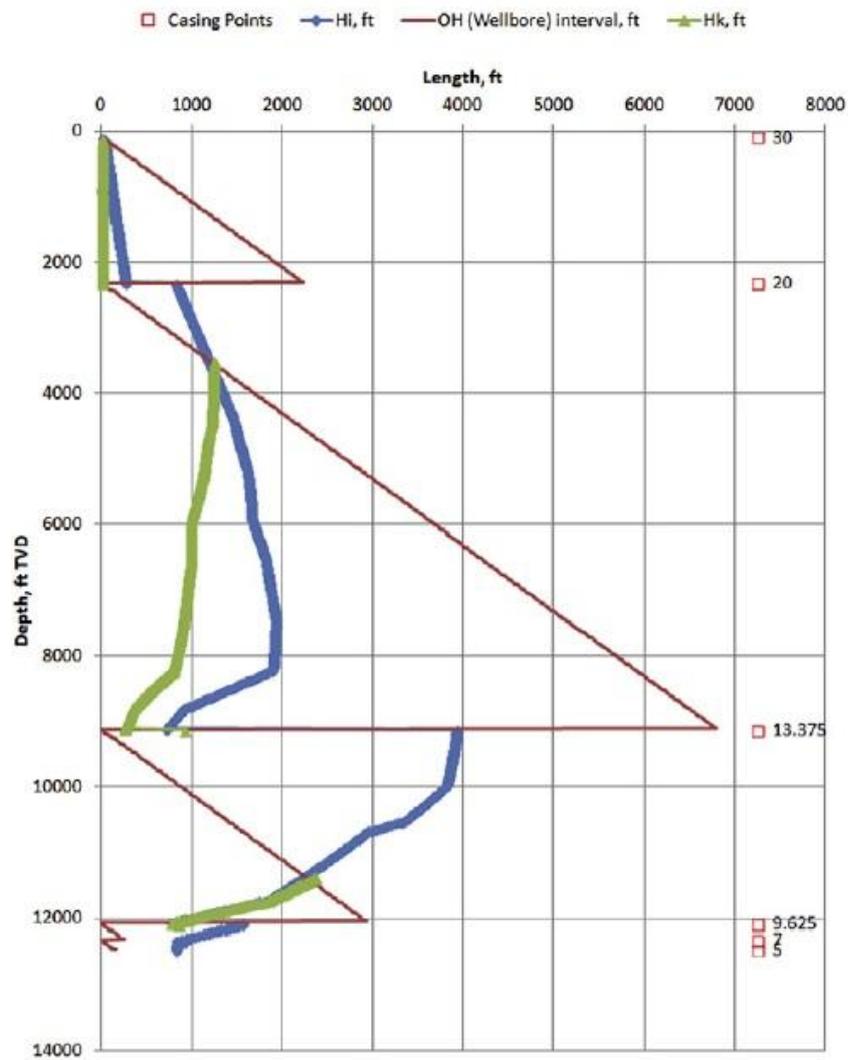


Figura 2.7: Altura de *kick*, altura máxima de *kick* e comprimento de poço aberto em função da profundidade (Eren, 2018).

2.2. Análise de instabilidade do poço

Ottesen e Kwakwa (1991) descreveram uma ferramenta quantitativa desenvolvida para definir um intervalo dentro do qual a densidade do fluido de perfuração garante a estabilidade mecânica de poços direcionais, em função da sua inclinação (0° para um poço vertical e 90° para um poço horizontal). Caso opere acima do limite superior de densidade, o fluido provoca a fratura da formação; caso opere abaixo do limite inferior, o poço colapsa. O modelo proposto tem como parâmetros de entrada o coeficiente de Poisson ν , a pressão dos fluidos da formação ou pressão de poros P_p , a tensão principal vertical in-situ σ_v , a tensão principal horizontal mínima in-situ $\sigma_{H_{min}}$, o azimute da tensão principal máxima in-situ e a tensão principal horizontal máxima in-situ $\sigma_{H_{máx}}$. Além da inclinação do poço, a ferramenta

considera e compara três diferentes direções na qual o poço pode ser perfurado: norte-nordeste (NNE) – sul-sudoeste (SSW), norte-noroeste (NNW) – sul-sudeste (SSE) e leste-sudeste (ESE) – oeste-noroeste (WNW). A partir das inclinações e direções do poço, conhecendo-se as direções de $\sigma_{H_{min}}$ e $\sigma_{H_{máx}}$, é possível observar o comportamento da janela operacional da densidade do fluido, conforme pode ser observado na Figura 2.8. Para os três exemplos apresentados, a janela operacional diminui conforme a inclinação do poço aumenta, quando orientado na direção de $\sigma_{H_{máx}}$, e aumenta conforme a inclinação do poço aumenta, quando orientado na direção de $\sigma_{H_{min}}$. O estudo, no entanto, não apresenta os resultados em termos de probabilidade.

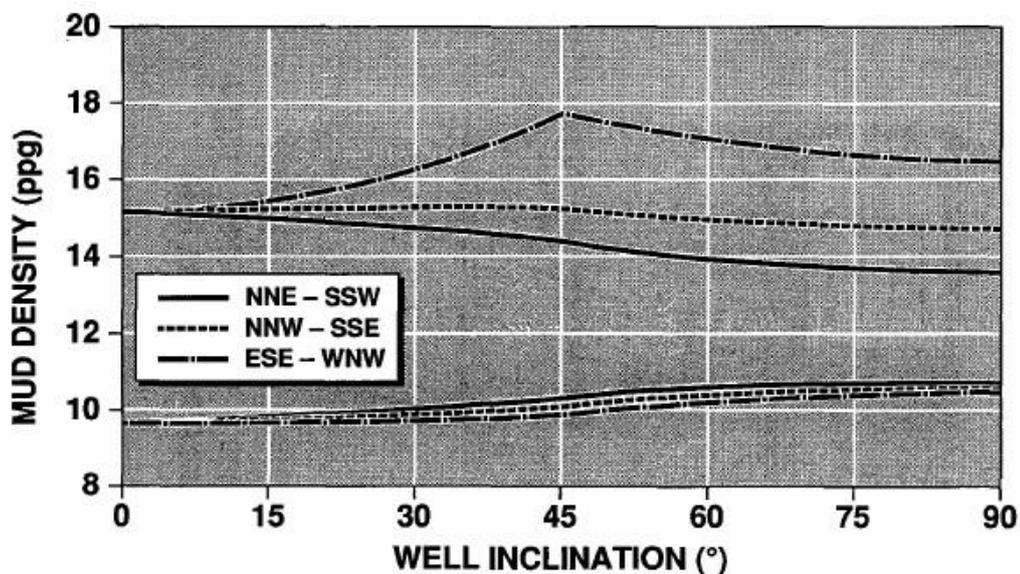


Figura 2.8: Janelas operacionais da densidade equivalente do fluido de perfuração para três direções distintas da perfuração do poço, em função da sua inclinação (Ottesen e Kwakwa, 1991).

Ottesen (1999) utilizou a Análise Quantitativa de Risco (AQR) para estabelecer a probabilidade de sucesso da operação em função da densidade do fluido de perfuração, considerando a trajetória e a geometria do poço. A falha da operação é definida como a prisão da coluna devido a um *breakout* excessivo, enquanto o sucesso representa uma operação sem prisão da coluna. Para a execução da análise, o modelo tridimensional proposto utiliza variáveis de entrada estocásticas para englobar as incertezas presentes nas funções que modelam a deformação da rocha e fornece como resposta as densidades críticas do fluido de perfuração. Variáveis como ângulo de *breakout* θ , pressão do poço P_b , $\sigma_{H_{min}}$ e $\sigma_{H_{máx}}$ são

consideradas para a realização dos cálculos. Os métodos estocásticos apresentam vantagens em relação aos métodos determinísticos por considerar as incertezas no modelo, fornecendo resultados mais precisos. A Figura 2.9 ilustra a probabilidade de sucesso da operação em função da densidade do fluido de perfuração utilizada, para um poço com inclinação de 65° e azimute 170° .

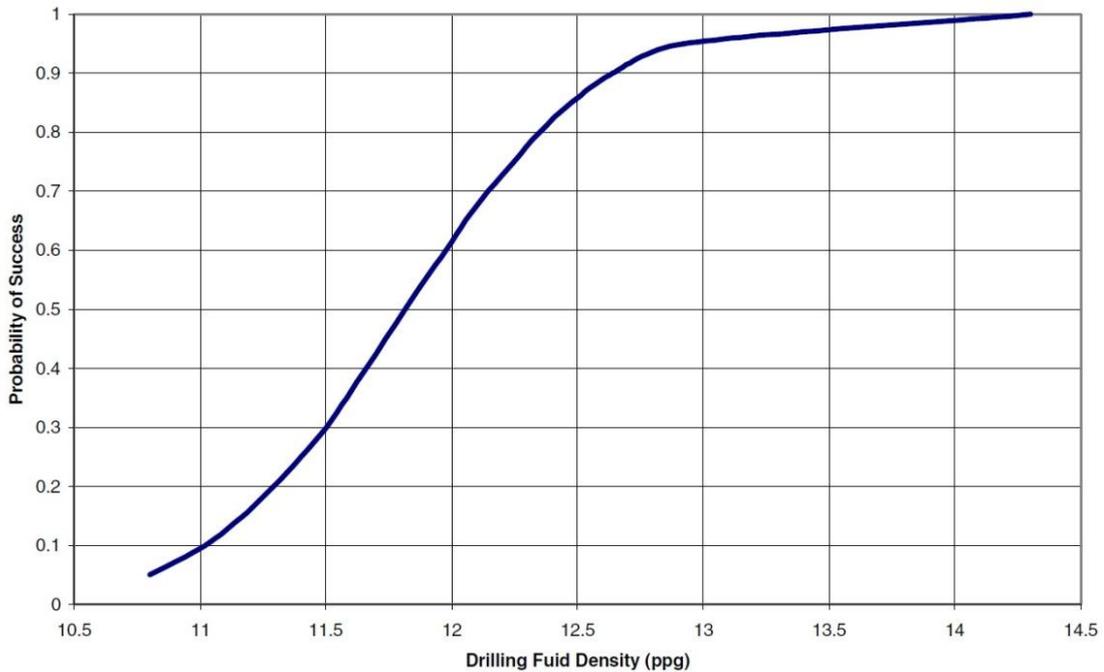


Figura 2.9: AQR para um poço de 65° e azimute 170° (Ottesen, 1999).

Liang (2002) propôs a utilização de um modelo probabilístico baseado em AQR para estimar e aprimorar técnicas de cálculo da pressão de poros e do gradiente de fratura da formação, cujas distribuições dos parâmetros de entrada podem ser observados na Figura 2.10. Os modelos determinísticos para definir a janela operacional de densidade do fluido de perfuração estabelecem uma margem de segurança positiva para a pressão de poros e negativa para o gradiente de fratura, a fim de manter o poço em condições seguras de operação, evitando eventuais *kicks* ou fraturas da formação. Apesar das margens de segurança, geralmente os modelos determinísticos são simplificados e incompletos, impossibilitando a análise dos riscos presentes nos cálculos de pressão de poros e gradiente de fratura, os quais envolvem as incertezas dos parâmetros de entrada obtidos de diversos perfis, como o de densidade e resistividade. Desse modo, para contornar essas limitações, a metodologia proposta pelo autor possibilita a previsão, gerenciamento e controle de riscos para projetos de poços e operações de perfuração.

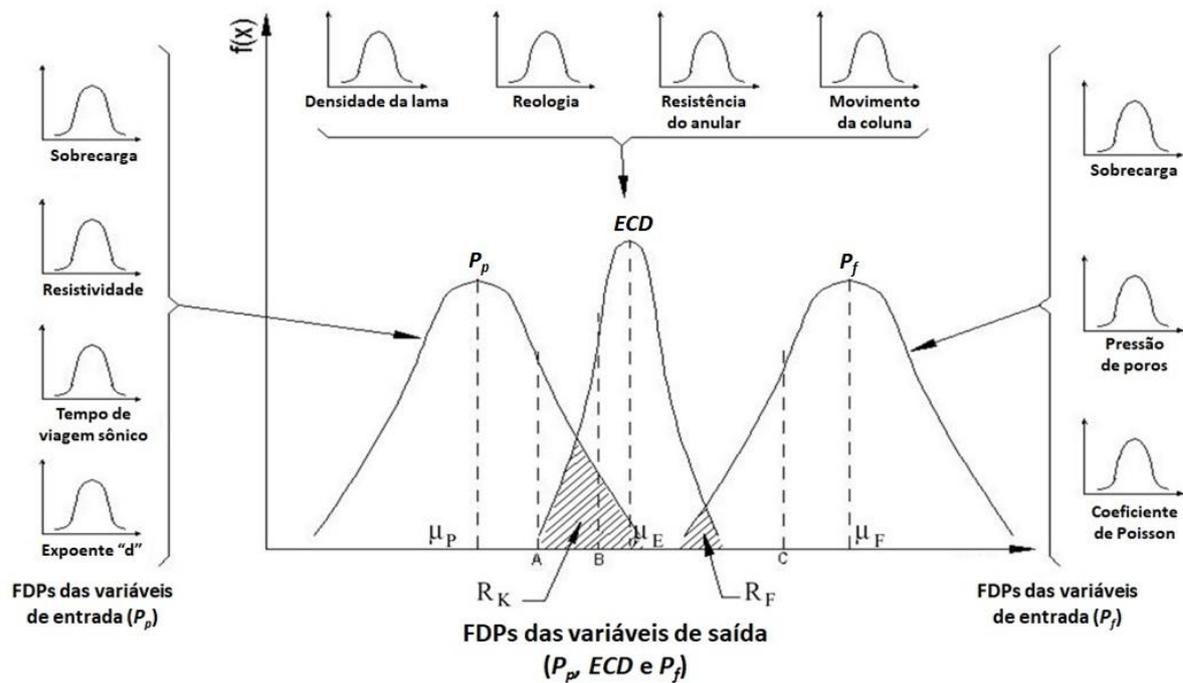


Figura 2.10: Distribuição típica da pressão de poros, densidade equivalente do fluido e gradiente de fratura (adaptado de Liang, 2002).

2.3. Segurança Operacional e Integridade de Poços

Embora considere a definição de *segurança operacional* uma tarefa subjetiva, Da Fonseca (2012) a define como o “estado no qual os riscos de lesão às pessoas, danos às instalações, impacto à sociedade ou a degradação do meio ambiente são reduzidos e mantidos a um nível aceitável ou abaixo do mesmo”, ou seja, a condição sob a qual uma determinada operação é executada em níveis de risco aceitáveis, respeitando critérios de segurança previamente determinados. Jaculli et al. (2019) considera que a segurança operacional está diretamente relacionada aos riscos associados às operações e é um dos fatores cruciais no tocante ao desenvolvimento de projetos de construção de poços, dando suporte à tomada de decisões e possibilitando a comparação entre dois ou mais projetos, no que diz respeito à segurança da operação. É fundamental que os riscos das operações sejam quantificados para que a segurança operacional seja avaliada de forma precisa; os métodos de análise de risco são ferramentas importantes nesse quesito.

A NORSOK D-010 (2013) define requisitos e diretrizes relacionados à integridade do poço na perfuração e atividades de poços. A norma define *integridade de poço* como “a aplicação de soluções técnicas, operacionais e organizacionais para reduzir os riscos

de liberação descontrolada de fluidos da formação durante todo o ciclo de vida de um poço”, ou seja, a plena capacidade de os componentes do sistema poço evitarem vazamentos de qualquer sorte, garantindo o escoamento seguro dos fluidos desde o reservatório até o destino final. A norma também estabelece a garantia da integridade dos poços por meio da integridade dos elementos das barreiras de segurança, seus critérios de aceitação e seu uso e monitoramento durante seu ciclo de vida. A ISO 16530-2 (2013) também estabelece diretrizes que regem a integridade do poço para a fase operacional e a define como a “contenção e prevenção da fuga de fluidos (líquidos ou gases) para formações subterrâneas ou para a superfície”. A Figura 2.11 ilustra um sistema de caminho dos fluidos completamente isolado, capaz de tolerar com segurança as altas pressões, temperaturas e quaisquer outras formas de energia às quais for submetido, representando a integridade do sistema poço.

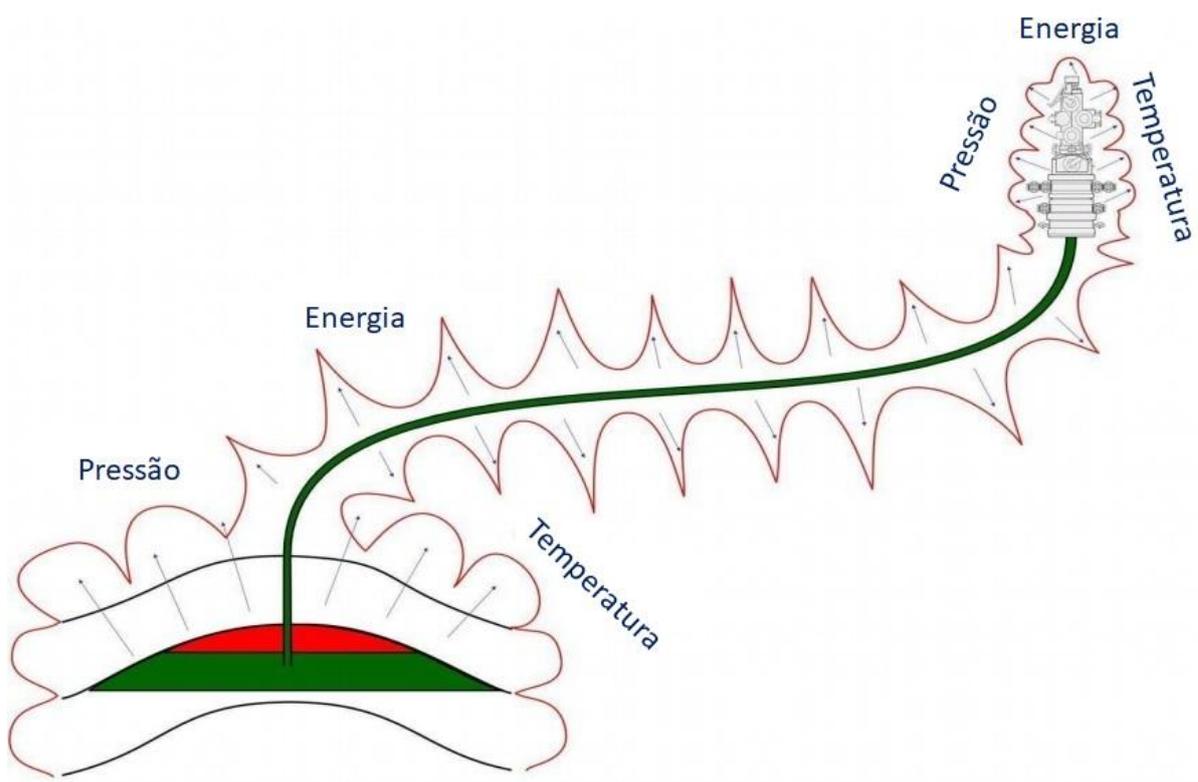


Figura 2.11: Representação da integridade do sistema poço (adaptado de Joe Anders, 2008).

Le Guen et al. (2012) criaram uma ferramenta para modelar o comportamento termomecânico e a migração de gás em poços, aplicando-a em poços injetores de CO₂ em Ketzin, na Alemanha, e avaliando a integridade do poço em escalas local (componentes) e global (sistema poço). A modelagem foi realizada analisando a migração de fluidos do reservatório ao longo do poço, considerando mecanismos de corrosão, falha no cimento e

criação de microanular devido a tensões termomecânicas. Os resultados das simulações mostraram que, para o poço em estudo, a integridade do poço está garantida pelo menos pelos próximos 1.000 anos, ou seja, o CO₂ injetado permanece confinado abaixo da rocha capeadora por pelo menos esse intervalo de tempo.

Donders et al. (2015) desenvolveram uma ferramenta para automatizar a geração de gráficos de pressão nos anulares do poço, em função do tempo, partindo do pressuposto de que comportamentos anormais de pressão no anular estão intimamente relacionados a problemas de integridade do poço. O monitoramento dos gráficos gerados tem a vantagem de detectar imediatamente qualquer comportamento anormal, possibilitando a adoção de importantes medidas de mitigação de risco. Os autores aplicaram a ferramenta desenvolvida em diferentes poços marítimos do Reino Unido para utilizarem como exemplo. A Figura 2.12 ilustra a diferença entre o comportamento normal e anormal das pressões do anular B de um dos poços analisados, ao longo de 2,5 anos.

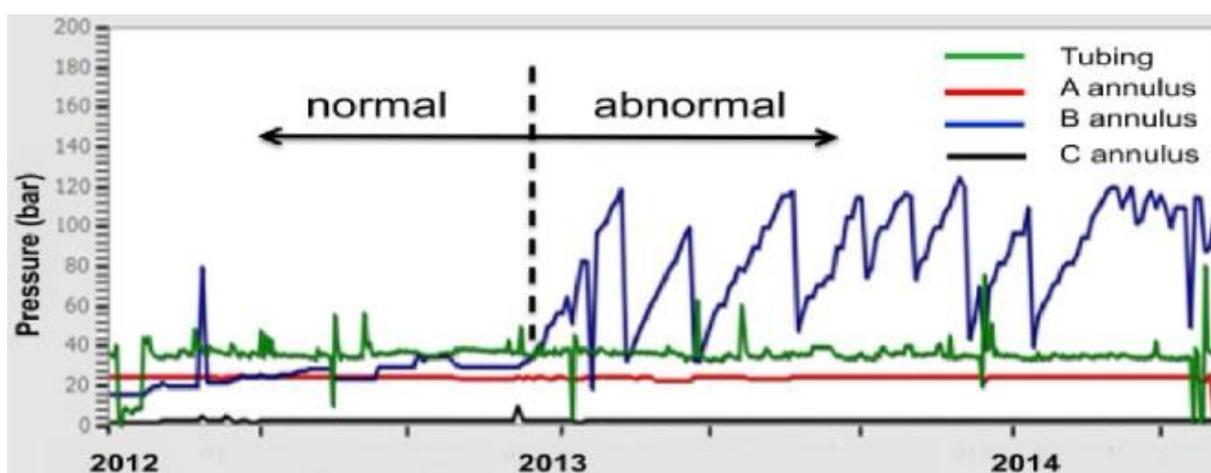


Figura 2.12: Mudança de comportamento das pressões dos anulares ao longo do tempo

(Donders et al., 2015)

Kiran et al. (2017) elaboraram uma extensa revisão sobre identificação e avaliação de integridade de poços e causas de falha das barreiras. Os autores iniciam o trabalho descrevendo as principais características de diferentes tipos de poços, reservatórios, métodos de recuperação, perfuração em águas profundas, tamponamento e abandono e sequestro de CO₂. Após isso a revisão abrange a descrição de mecanismos químicos e mecânicos que ocasionam a perda da integridade do poço, bem como as funções e limitações das diferentes perfilagens utilizadas para auxiliar na identificação da integridade.

Abreu et al. (2019) propuseram uma metodologia de Análise Qualitativa de Risco baseada em combinações de falhas nos elementos de barreira do poço e/ou incidentes que os degradem. As diferentes condições operacionais resultam em diferentes combinações e riscos específicos para cada cenário, que podem ser comparados em termos de frequência (extremamente remoto, remoto, improvável, provável ou frequente) e severidade (desprezível, marginal, média, crítica ou catastrófica). Os autores também apresentam um exemplo da aplicação da metodologia em um poço completado sujeito a diferentes condições operacionais, comparando riscos ambientais, pessoais, patrimoniais e de imagem oriundos de três diferentes eventos.

2.3.1. Barreiras de Segurança

Sklet (2006) define barreiras de segurança como “meios físicos ou não físicos desenvolvidos para prevenir, controlar ou mitigar eventos indesejados ou acidentes”, de forma a reduzir os riscos ou diminuir a probabilidade de ocorrência de um acidente. A PSA (2013) define barreiras de segurança como “elementos técnicos, operacionais e organizacionais que são projetados individualmente ou coletivamente para reduzir a possibilidade de ocorrência de um erro, perigo ou acidente específico”. Na presente dissertação, a definição de barreira utilizada foi a proposta por Miura (2004), que define barreira como “a separação física composta de um ou mais elementos, apta a conter ou isolar o evento indesejável ao longo de um caminho específico entre o sistema em estudo e o meio ambiente”, considerando o evento indesejável como o *blowout* e o sistema em estudo como o reservatório. Nesse caso, exemplos de barreiras de segurança são o BOP (*Blowout Preventer*) e a DHSV (*Downhole Safety Valve*).

Ainda segundo Miura (2004), um dos problemas que pode surgir diante da função das barreiras de segurança de vedar os caminhos específicos é o aparecimento de atalhos entre os caminhos; dessa forma, os hidrocarbonetos desviam das barreiras implementadas, anulando sua função. A Figura 2.13 ilustra alguns exemplos de caminhos que os hidrocarbonetos podem percorrer entre o reservatório e o meio ambiente, representados pelas setas em preto; duas barreiras de segurança representadas pelos bloqueios em vermelho; e dois possíveis atalhos provocados pela fratura da formação mais frágil da seção de poço aberto e por um furo na coluna, representados pelas setas tracejadas em azul, contornando os bloqueios das barreiras.

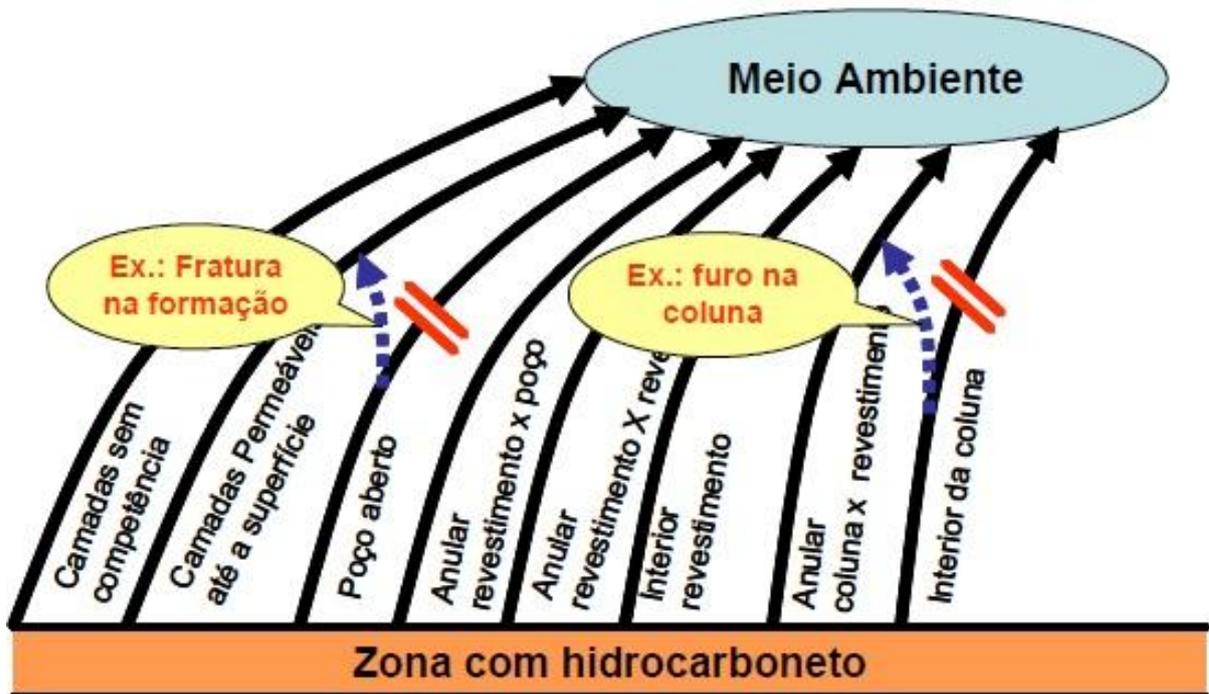


Figura 2.13: Possíveis atalhos nos caminhos entre o reservatório e o meio ambiente (Miura, 2004).

2.3.2. Conjunto Solidário de Barreiras (CSB)

O foco em bloquear caminhos específicos, que possui a lacuna dos atalhos para os hidrocarbonetos, pode ser solucionado observando o conjunto de todos os caminhos possíveis para os fluidos. Dessa forma, Miura (2004) propõe o conceito de Conjunto Solidário de Barreiras (CSBs), definido como “o conjunto constituído de uma ou mais barreiras aptas a impedir o evento indesejável considerando todos os caminhos possíveis entre o sistema em estudo e o meio ambiente”. Além disso, deve haver pelo menos dois CSBs íntegros vedando todos os possíveis caminhos e os CSBs devem ser independentes, ou seja, não deve haver nenhum elemento de barreira em comum entre ambos. A Figura 2.14 demonstra o CSB bloqueando todos os caminhos possíveis entre o reservatório e o meio ambiente.

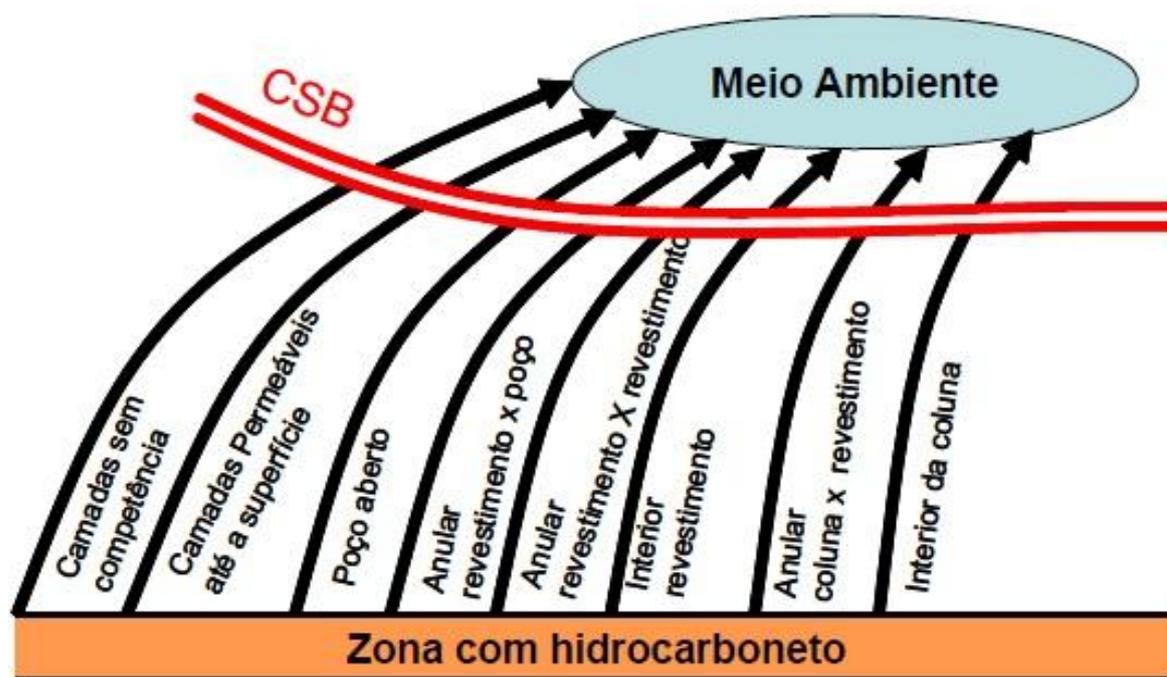


Figura 2.14: Representação do CSB bloqueando todos os caminhos possíveis entre o reservatório e o meio ambiente (Miura, 2004).

2.3.3. Confiabilidade da rocha como barreira de segurança

Da Fonseca (2012) desenvolveu um estudo para analisar a integridade dos poços na fase da produção, baseado nos conceitos de Conjuntos Solidários de Barreiras (CSBs) propostos por Miura (2004) e nos conceitos da Engenharia de Confiabilidade, que serão discutidos mais a fundo no Capítulo 3. Os poços foram analisados em estados chamados intermediários, ou seja, quando não há perda da integridade e não há vazamento, entretanto o poço se encontra em um estado degradado. A partir da metodologia proposta é possível prever recursos para a execução de eventuais intervenções e aferir em qual momento a integridade do poço passa a advir de apenas um CSB. O autor considera quatro possíveis caminhos para os hidrocarbonetos, entre o sistema poço e o meio ambiente, como pode ser observado na Figura 2.15.

Para o cálculo da confiabilidade global do sistema poço, deve-se considerar os valores de confiabilidade de cada barreira de segurança, a exemplo da rocha capeadora e do revestimento de produção, e a forma como essas barreiras se conectam através do CSB. Da Fonseca (2012) e Jaculli et al. (2019) atribuem à confiabilidade da rocha o valor 1 (ou taxa de falha igual a 0), como uma forma de simplificação pela falta de dados, assumindo que a rocha é suficientemente competente e não existe a possibilidade de fraturar durante a perfuração. Na prática, entretanto, existem relatos de *blowouts* subterrâneos ocorridos durante a perfuração e

a produção de poços, a exemplo dos descritos por Aguilar et al. (2012) e Pettersen et al. (2006), respectivamente, nos quais a barreira rocha não foi capaz de conter o fluxo de gás que atingiu o anular do poço.

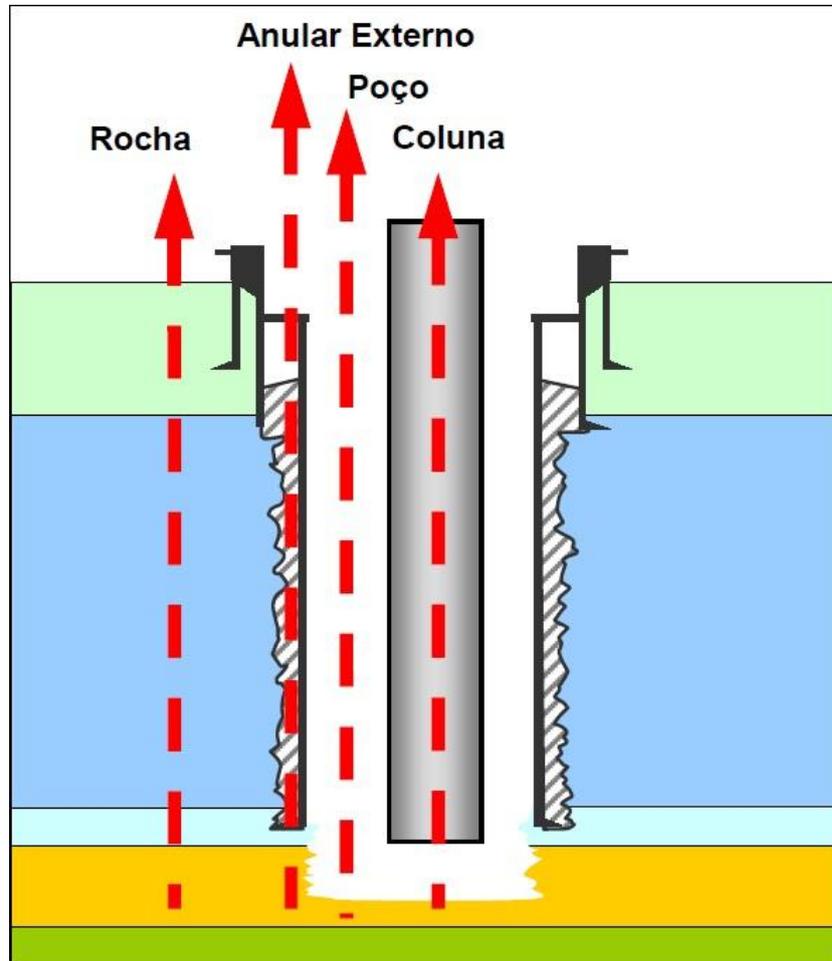


Figura 2.15: Possíveis caminhos para a avaliação da integridade em um poço de petróleo (Da Fonseca, 2012).

Neste contexto, este trabalho visa preencher essa lacuna de falta de dados de confiabilidade para o caminho rocha, desenvolvendo uma metodologia capaz de analisar quantitativamente a rocha como barreira de segurança e definir um indicador de confiabilidade da formação mais frágil da seção de poço aberto, capaz de auxiliar na tomada de decisões e na elaboração de projetos e tornar o cálculo da confiabilidade global do sistema poço mais robusto.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1. Mecânica das rochas

3.1.1. Rochas porosas e tensões efetivas

De acordo com Aadnoy e Looyeh (2011), o estudo de mecânica das rochas é uma tarefa essencialmente complexa, uma vez que rochas são materiais naturalmente não-homogêneos, pois os minerais que as constituem possuem composições físico-químicas distintas; e anisotrópicos, pois suas propriedades variam de acordo com a direção nas quais são analisadas. São compostas basicamente de grãos, cujos tamanhos e formatos são bastante variados, o que resulta em espaços entre eles, chamados de poros.

Os poros são eventualmente preenchidos por fluidos, sejam eles água, óleo ou gás, que são submetidos a parte da tensão oriunda das camadas rochosas subjacentes e, em contrapartida, exercem sobre as suas paredes uma tensão conhecida como *pressão de poros* P_o . A outra parte da tensão é exercida sobre a matriz ou grãos da rocha e é conhecida como *tensão efetiva* σ' e, quando analisada nas paredes do poço, pode ser expressa em termos de três componentes: tensão axial, radial e tangencial. A tensão total que atua sobre os poros e sobre a matriz é chamada de *tensão de sobrecarga* σ . A Figura 3.1 ilustra a representação das tensões de sobrecarga, efetiva e pressão de poros numa rocha porosa selada com uma placa rígida.

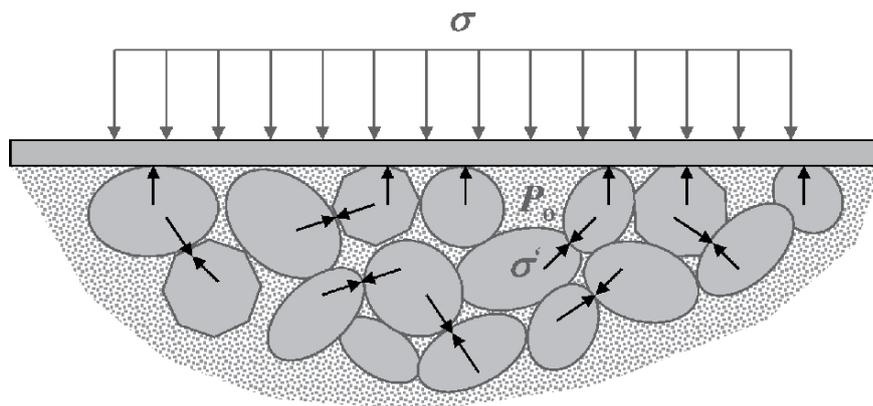


Figura 3.1: Rocha porosa selada com uma placa rígida (Aadnoy, 2011).

O cálculo da tensão de sobrecarga é descrito pela Equação 3.1:

$$\sigma = \sigma' + P_o \quad (3.1)$$

onde:

σ : tensão de sobrecarga, em psi;

σ' : tensão efetiva, em psi;

P_o : pressão de poros, em psi.

O gradiente de pressão de poros da formação é considerado *normal* quando é equiparado à pressão hidrostática gerada por uma coluna de água de formação, e seu valor gira em torno de 0,465 psi/pés. Segundo o Glossário da Schlumberger (2019), em casos de reservatórios depletados ou de soterramento rápido dos fluidos da formação por camadas impermeáveis, como argila, o gradiente de pressão de poros será menor ou maior, respectivamente, sendo classificado como *anormal*.

Para que haja possibilidade de uma formação rochosa armazenar hidrocarbonetos, as condições primordiais são que ela seja porosa e permeável. A porosidade garante o espaço necessário para que os fluidos estejam armazenados no reservatório e depende principalmente da compactação e cimentação que ocorreram no processo de formação da rocha. A permeabilidade, por sua vez, mede a capacidade dos hidrocarbonetos de fluírem através do meio poroso, e depende fortemente da distribuição, arranjo, formato e tamanho dos poros.

3.1.2. Tensões in-situ

Segundo Aadnoy e Looyeh (2011), embora desempenhe um papel de extrema importância na avaliação das tensões e falhas da rocha, o conhecimento das tensões in-situ é muitas vezes subestimado e não recebe a devida atenção, sendo substituído por informações indiretas ou análises qualitativas. Algumas técnicas, a exemplo do LOT e das perfilagens em poço aberto, permitem que a equipe de perfuração estime as tensões in-situ com uma precisão considerável, fornecendo informações úteis sobre, por exemplo, o estado de tensões da formação; em qual direção a rocha está mais propensa a falhar; e a orientação e magnitude das tensões principais atuantes na rocha.

O estado de tensões in-situ em um ponto qualquer do subsolo é definido como a distribuição de tensões naquele ponto antes de qualquer interferência artificial, como por exemplo a perfuração de um poço de petróleo. As tensões atuantes num determinado ponto,

geralmente de natureza compressiva, podem ser divididas em três, conforme apresentado na Figura 3.2, exibindo um perfil tridimensional e em geral se configurando perpendicularmente entre si: a tensão de sobrecarga, a tensão horizontal mínima e a tensão horizontal máxima.

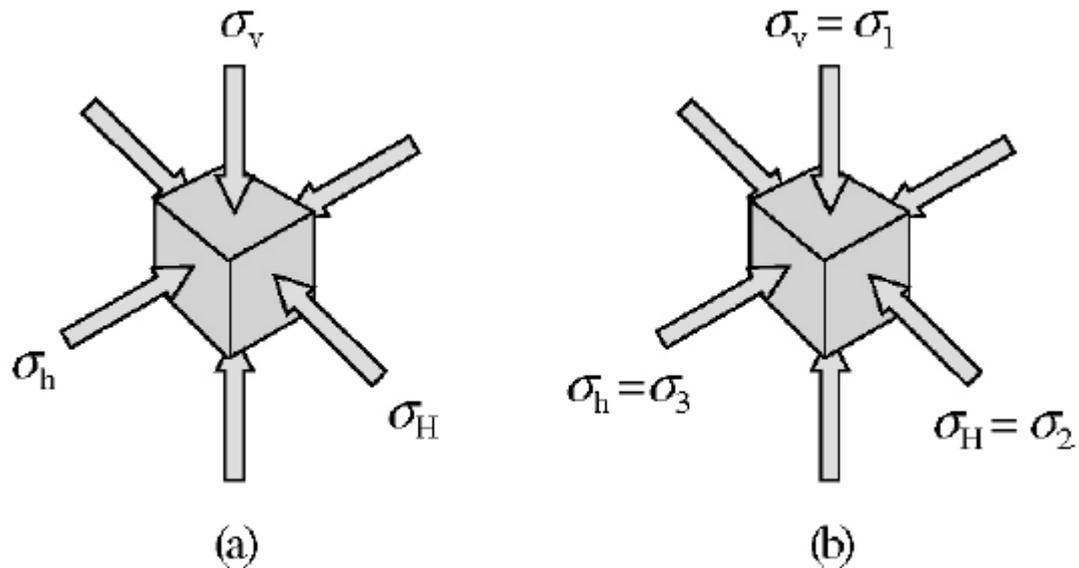


Figura 3.2: a) tensões in-situ; b) tensões in -situ para um poço vertical (Aadnoy, 2011).

A tensão de sobrecarga é gerada em virtude do peso exercido pelas camadas sobrejacentes à rocha e geralmente possui orientação vertical. Naturalmente, o efeito dessa tensão sobre as camadas inferiores seria de "esmagá-las" e expandi-las lateralmente. Na prática, essa expansão é restrita pelas rochas adjacentes e não ocorre, gerando as tensões horizontais máxima e mínima, perpendiculares à tensão de sobrecarga e também perpendiculares entre si. A tensão de sobrecarga pode ser calculada por meio da Equação 3.2:

$$\sigma_v = 0,434\gamma d \quad (3.2)$$

onde:

σ_v : tensão de sobrecarga, em psi;

γ : densidade relativa (ou gravidade específica) da formação;

d : profundidade da formação, em pés.

Na mecânica das rochas, a grande maioria das formações apresentam as três tensões in-situ com diferentes magnitudes, podendo ser classificadas como não-hidroestáticas. A camada de sal dos campos do pré-sal, no entanto, seriam uma exceção. Segundo o Serviço Geológico do Brasil – CPRM (2014), a camada de sal que sela os reservatórios do pré-sal brasileiro é composta basicamente por halita (NaCl) e anidrita (CaSO₄). Barragan (2017)

afirma que a tendência do sal, ao ser submetido a um estado de tensões não-hidroestático, é escoar buscando o equilíbrio até alcançar um estado de tensões hidroestático, devido à sua fluência, no qual $\sigma_v = \sigma_h = \sigma_H$.

As tensões de sobrecarga, horizontal máxima e horizontal mínima estão intimamente correlacionadas e são interdependentes. Quanto maior a tensão de sobrecarga, maiores são as tensões horizontais. Além disso, as tensões horizontais dependem fortemente do coeficiente de Poisson, definido como uma constante elástica que relaciona a deformação transversal e longitudinal do material quando sujeito a um carregamento (Glossário da Schlumberger, 2019). Anomalias geológicas, como falhas, adicionam componentes difíceis de quantificar nas resultantes das tensões horizontais, que tornam o seu cálculo bastante complexo. A Equação 3.3 é normalmente utilizada para calcular a tensão horizontal in-situ:

$$\sigma_h = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) (\sigma_v - \alpha P_o) + \alpha P_o \quad (3.3)$$

onde:

σ_h : tensão horizontal in-situ, em psi;

ν : coeficiente de Poisson;

σ_v : tensão de sobrecarga, em psi;

α : constante de *Biot*;

P_o : pressão de poros, em psi.

3.1.3. Resistência e falha das rochas

Aadnoy e Looyeh (2011) afirmam que a resistência e a falha de um material estão relacionadas de tal forma que, quando submetido a uma carga, o material irá falhar se a tensão gerada pela carga aplicada exceder a sua resistência. As propriedades mecânicas dos metais, por exemplo, são bem definidas e isso faz com que sua resistência seja bem aproximada, embora ainda haja incertezas quanto aos seus valores exatos. Por outro lado, a resistência das rochas, sendo materiais não-homogêneos e anisotrópicos, é de difícil estimativa e deve ser estudada e investigada continuamente.

3.2. Equacionamento da tolerância ao *kick*

Neste trabalho, a tolerância ao *kick* foi definida como a máxima densidade equivalente da formação, em lbm/gal, tal que, para um determinado volume de *kick* que

invadiu o poço, em determinada profundidade, a formação tolera o fechamento do poço sem fraturar a formação mais frágil, ou seja, o limiar para a fratura.

A densidade equivalente de fratura ρ_f da formação mais frágil da seção de poço aberto, assumindo-se que esteja na profundidade da sapata do último revestimento assentado, é obtida por meio do LOT, realizado antes de iniciar a perfuração da fase seguinte, e auxilia na definição da densidade do fluido de perfuração a ser utilizado na fase e no cálculo da tolerância ao *kick*. Após as operações de assentamento da sapata e de cimentação da fase anterior, são perfurados poucos metros da nova fase e então o poço é fechado. Após isso, o teste é realizado bombeando-se fluido de perfuração a uma vazão constante e observando o aumento linear da pressão no interior do poço. Quando esse aumento deixa de ter um comportamento linear significa que o fluido começou a percolar na formação, e nesse momento a pressão deve ser registrada, pois é a pressão a partir da qual a fratura se inicia. O gráfico que exemplifica o registro de pressões do LOT ao longo do tempo pode ser observado na Figura 3.3.

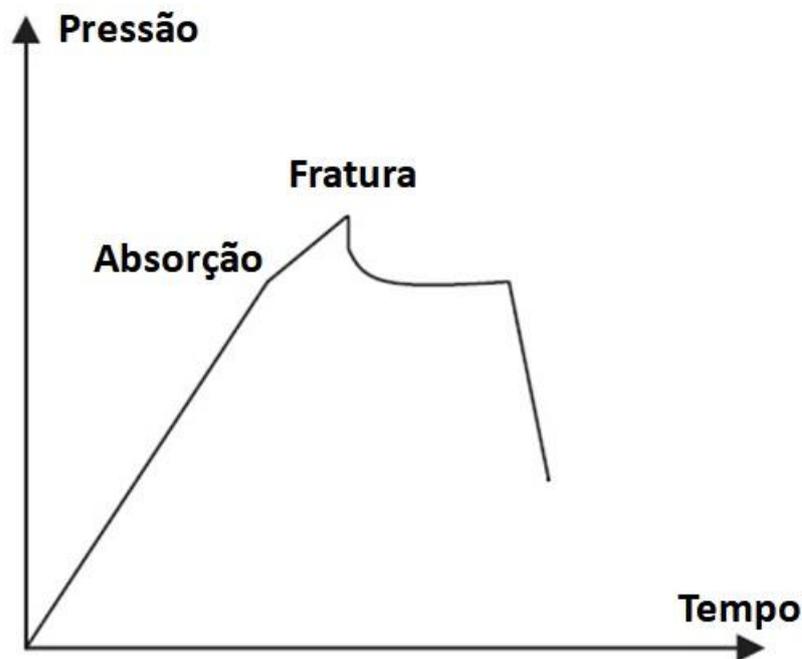


Figura 3.3: registro típico do LOT representando a pressão no anular do poço em função do tempo.

O equacionamento da tolerância ao *kick* pode ser desenvolvido a partir de uma representação esquemática de poço, conforme ilustrado na Figura 3.4, no qual D_{csg} é a

profundidade da sapata do último revestimento assentado, D é a profundidade total do poço, H_{oh} é o comprimento do trecho de poço aberto e H_k é a altura do *kick*.

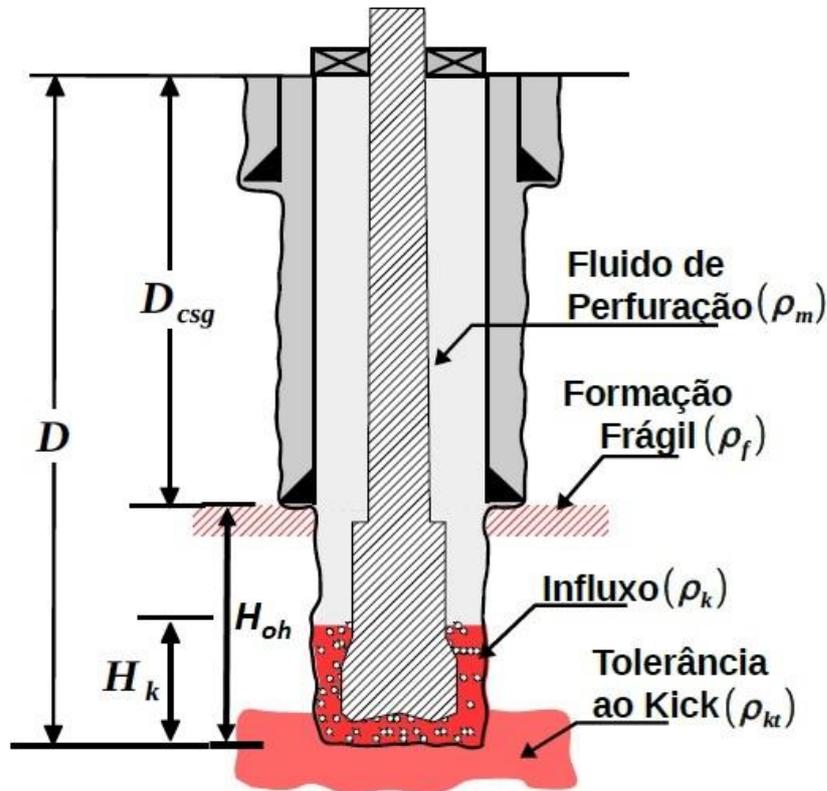


Figura 3.4: Representação esquemática de poço com *kick*.

Após a execução do LOT, a partir da ρ_f pode-se calcular a pressão hidrostática nesse ponto, dada pelo produto entre a densidade equivalente e a profundidade em questão, da seguinte forma:

$$P_f = \rho_f D_{csg} \quad (3.4)$$

onde:

P_f : mínima pressão hidrostática do poço na profundidade da sapata do último revestimento, em (lbm/gal)*m, capaz de fraturar a formação.

A partir do cálculo da P_f , é possível calcular a pressão hidrostática no fundo do poço, somando-a com as pressões da coluna hidrostática de fluido de perfuração e de influxo na seção de poço aberto, da seguinte forma:

$$P_D = \rho_f D_{csg} + \rho_m (H_{oh} - H_k) + \rho_k H_k \quad (3.5)$$

onde:

P_D : pressão hidrostática no fundo do poço, em (lbm/gal)*m;

H_{oh} : altura do trecho de poço aberto, em m, representado pela diferença entre a profundidade total D do poço e a profundidade da sapata D_{csg} , ou seja, $(D - D_{csg})$;

H_k : altura da coluna de *kick*, em m.

ρ_m : densidade equivalente do fluido de perfuração, em lbm/gal.

ρ_k : densidade equivalente do *kick*, em lbm/gal.

A tolerância ao *kick* ρ_{kt} pode ser definida como a máxima densidade equivalente no fundo do poço, em lbm/gal, que a formação tolera até fraturar, ou seja, o limiar para a fratura. Portanto:

$$\rho_{kt} = \frac{P_D}{D}$$

ou:

$$\rho_{kt} = \left(\frac{1}{D}\right) [\rho_f D_{csg} + \rho_m (H_{oh} - H_k) + \rho_k H_k] \quad (3.6)$$

3.2.1. Exemplo de caso com *kick*

Os gráficos de pressão em função da profundidade são formas excelentes de visualizar o comportamento da pressão ao longo da profundidade do poço, em um eventual cenário de fratura da formação, e compará-la com a pressão de poros no fundo do poço. A Tabela 3.1 mostra um exemplo das características de um poço em situação de *kick*.

Tabela 3.1: Exemplo das características de um poço em situação de *kick*.

ρ_m	9,7 lbm/gal
ρ_k	2,5 lbm/gal
ρ_f	11,3 lbm/gal
D	2.732 m
D_{csg}	1.935 m
H_k	223 m

A tolerância ao *kick* para o exemplo acima pode ser calculada por meio da Equação 3.6, resultando em 10,2 lbm/gal. A partir da densidade equivalente de fratura na profundidade da sapata, obtida por meio do LOT, é possível fazer o balanço hidrostático e calcular o perfil de pressão da cabeça do poço até o topo do *kick* e do topo do *kick* até o fundo do poço, uma vez que são fluidos que possuem densidades equivalentes distintas. As Equações 3.7 a 3.11 determinam os valores, em psi, da pressão de fratura P_f , pressão hidrostática da coluna de fluido na sapata P_{csg} , pressão máxima na cabeça do poço P_{cp} , pressão hidrostática máxima no topo do *kick* P_{tk} e a pressão hidrostática máxima no fundo do poço P_D .

$$P_f = \rho_f 0,1704 D_{csg} \quad (3.7)$$

$$P_{csg} = \rho_m 0,1704 D_{csg} \quad (3.8)$$

$$P_{cp} = P_f - P_{csg} \quad (3.9)$$

$$P_{tk} = P_f + \rho_m 0,1704 (D - D_{csg} - H_k) \quad (3.10)$$

$$P_D = P_{tk} + \rho_k 0,1704 H_k \quad (3.11)$$

A Tabela 3.2 mostra as pressões calculadas utilizando as Equações 3.7 a 3.11, tomando como base o exemplo apresentado.

Tabela 3.2: Pressões do poço do exemplo apresentado.

P_f	3.730 psi
P_{csg}	3.202 psi
P_{cp}	528 psi
P_{tk}	4.632 psi
P_D	4.739 psi

A partir dos valores apresentados na Tabela 3.2, é possível traçar o gráfico da pressão em função da profundidade do poço em questão e compará-lo com o gradiente da pressão de poros do fundo do poço até a cabeça do poço, conforme ilustrado na Figura 3.5.

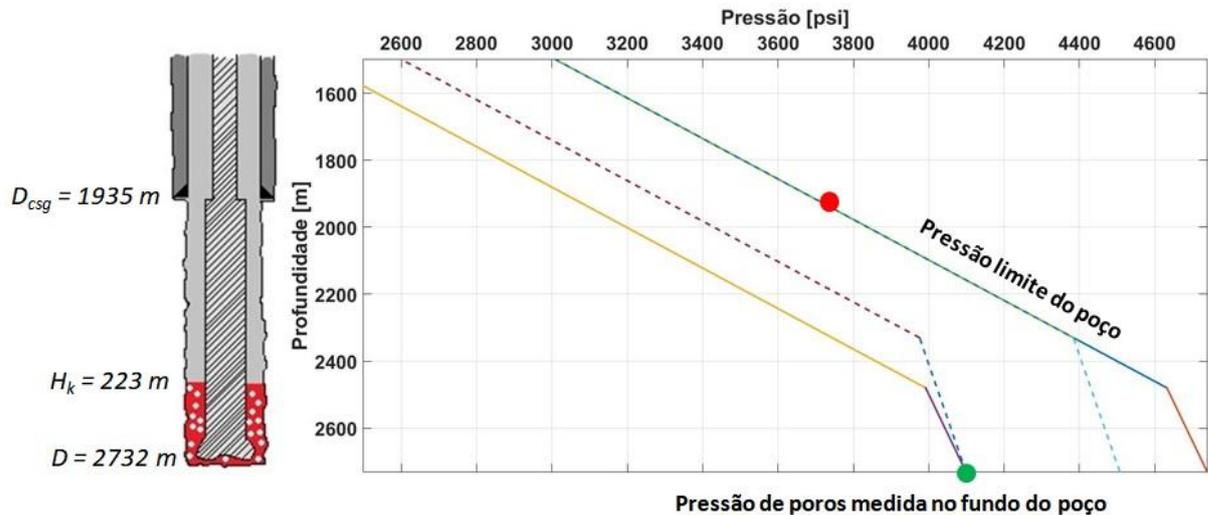


Figura 3.5: Perfis da pressão limite do poço e gradiente da pressão de poros da formação: caso com kick.

Na figura acima, o ponto em vermelho é fixo e representa a pressão de fratura da formação, em psi, na profundidade da sapata, calculada a partir da densidade equivalente de fratura obtida por meio do LOT. É possível observar o comportamento linear da pressão exercida pela coluna hidrostática de fluido de perfuração da cabeça do poço até o topo do *kick*, representado pela linha contínua azul. Do topo do *kick* até o fundo do poço, representado pela linha contínua vermelha, a inclinação da reta que representa o perfil da pressão muda devido à diferença entre as densidades do fluido e do influxo, ficando mais próximo da vertical.

O ponto em verde também é fixo e representa a pressão de poros medida no fundo do poço por meio das ferramentas *Pressure While Drilling* (PWD) e *Measurements While Drilling* (MWD), acoplada alguns metros acima da broca. A partir desse valor, é possível traçar as retas que representam o perfil da pressão de poros do fundo do poço até o topo do *kick*, representado pela linha contínua roxa, e do topo do *kick* até a cabeça do poço, representado pela linha contínua amarela, e compará-lo ao perfil da pressão limite no poço, traçado a partir da pressão de fratura da formação na profundidade da sapata. Quanto mais estreito for o intervalo entre os perfis, mais próximo da fratura estará a formação, sob as condições consideradas. Se o perfil da pressão de poros no fundo do poço sobrepõe o da

pressão limite ou se torna maior que ele, significa que ocorre a fratura da formação mais frágil.

As variáveis relacionadas ao *kick* H_k e ρ_k influenciam fortemente o comportamento dos perfis no gráfico. Como os pontos da pressão de poros no fundo do poço e da pressão de fratura na profundidade da sapata são fixos, quanto maior for a H_k , menor será a pressão limite no fundo do poço e maior serão os valores do perfil da pressão de poros do topo do *kick* até a cabeça do poço, aproximando os perfis, reduzindo o valor da tolerância ao *kick* e diminuindo a janela operacional. Já em relação à ρ_k , o que varia é a inclinação da reta que representa o gradiente de pressão do *kick*: quanto menor for ρ_k , mais próximo da vertical estará este gradiente e, mais uma vez, considerando os pontos fixos do gráfico, uma diminuição em ρ_k aproxima os perfis, reduz o valor da tolerância ao *kick* e diminui a janela operacional. A influência de ambas as variáveis pode ser observada a partir das linhas tracejadas no gráfico da Figura 3.5, em que foi considerado H_k igual a 400 m e ρ_k igual a 1,8 lbm/gal, configurando, portanto, um caso mais crítico e uma janela operacional mais estreita.

3.3. Equacionamento da ECD máxima

De acordo com Santos (2013), a pressão exercida pelo fluido de perfuração em circulação contra a formação, a uma determinada profundidade, é dada pela soma da pressão hidrostática com as perdas de carga por fricção provocadas pelo atrito do fluido em movimento. Essa pressão é expressa em termos de densidade equivalente e mais comumente chamada de *ECD* (*Equivalent Circulating Density*, termo em inglês). No fundo do poço, essa pressão é dada pela soma da pressão hidrostática no fundo do poço com as perdas de cargas em todo o seu anular. A *ECD* pode ser calculada por meio da Equação 3.12:

$$ECD = \rho_m + \frac{\Delta p}{(0,1704D)} \quad (3.12)$$

onde:

ECD: Densidade Equivalente de Circulação, em lbm/gal;

ρ_m : densidade equivalente do fluido de perfuração, em lbm/gal;

D: profundidade total verdadeira, em m;

Δp : perdas de carga no anular, em psi.

Mesmo que não haja ocorrência de *kick* durante a perfuração, pode ocorrer a fratura da formação mais frágil durante a circulação do fluido de perfuração devida a valores

de ECD demasiadamente altos. O limiar para os valores da ECD , no que diz respeito à fratura da formação, foi denominado neste trabalho como $ECD_{máx}$ (máxima ECD), e seu equacionamento pode ser desenvolvido a partir da representação esquemática do poço conforme ilustrado na Figura 3.6.

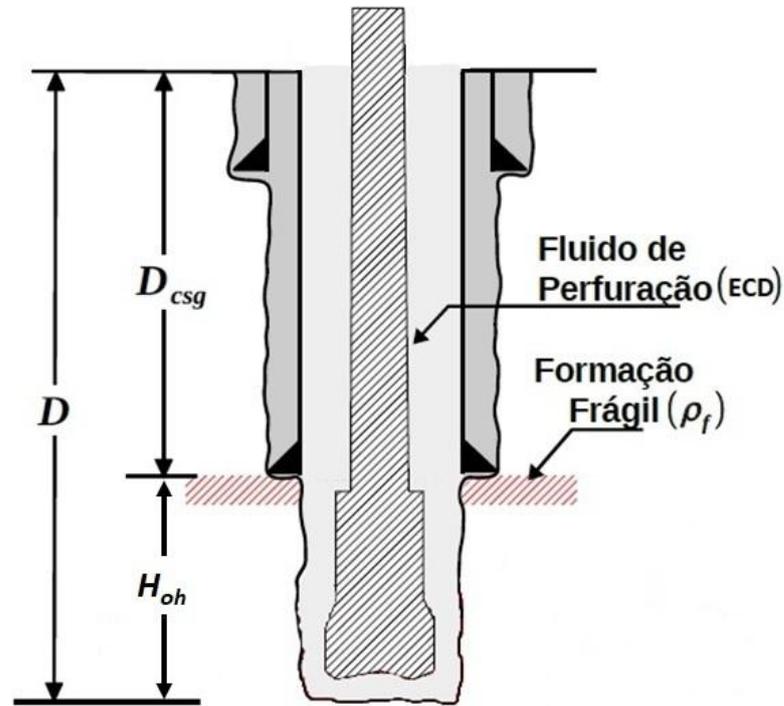


Figura 3.6: Representação esquemática de poço sem *kick*.

A pressão mínima que fraturaria a formação frágil na profundidade da sapata pode ser definida como o produto entre a pressão de fratura P_f obtida por meio do LOT, em termos de densidade equivalente, e a profundidade da sapata D_{csg} , conforme a Equação 3.13:

$$P_f = \rho_f D_{csg} \quad (3.13)$$

A pressão de fratura P_f também pode ser calculada realizando o balanço hidrostático do fundo do poço até a profundidade da sapata. Considerando a $ECD_{máx}$ no fundo do poço, deve-se considerar o trecho de poço aberto para trazer os valores limites do fundo do poço até a profundidade da sapata, conforme a Equação 3.14:

$$P_f = ECD_{máx} D - ECD H_{oh} \quad (3.14)$$

O valor da ECD que fraturaria a formação na profundidade da sapata do último revestimento ($ECD_{m\acute{a}x}$) é dada, portanto, combinando as Equações 3.13 e 3.14:

$$ECD_{m\acute{a}x} = \left(\frac{1}{D}\right) [\rho_f D_{CSG} + ECDH_{oh}] \quad (3.15)$$

3.3.1. Exemplo de caso sem *kick*

De modo análogo ao estudo de caso da seção 3.2.1, é possível traçar o gráfico do perfil de pressões da ECD e $ECD_{m\acute{a}x}$ utilizando as informações apresentadas na Tabela 3.1, contudo ignorando os dados do *kick* e acrescentando o parâmetro das perdas de carga Δp igual a 300 psi. A partir dos dados da Tabela 3.1 e das Equações 3.12 e 3.15, é possível calcular a ECD e a $ECD_{m\acute{a}x}$ no fundo do poço, realizar o balanço hidrostático para calcular ambas as variáveis também para a cabeça do poço e traçar os perfis, conforme ilustrado na Figura 3.7.

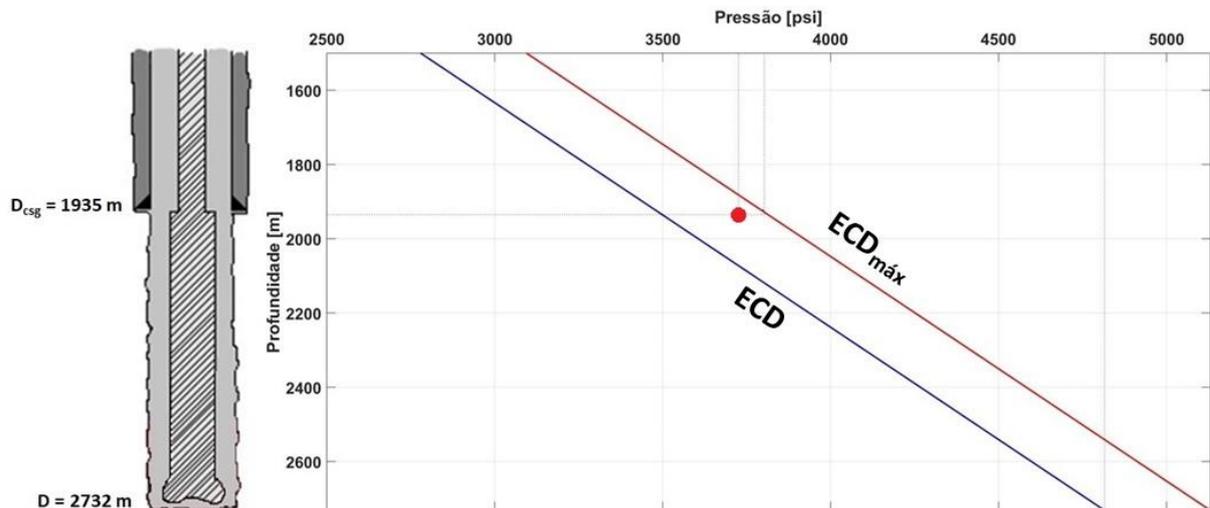


Figura 3.7: Perfis da ECD e $ECD_{m\acute{a}x}$: caso sem *kick*

Algumas diferenças importantes entre a Figura 3.7 (caso sem *kick*) e a Figura 3.5 (caso com *kick*) devem ser salientadas. No caso sem *kick* não há mudança na inclinação das retas, presente no caso com *kick* devido à diferença das densidades do fluido de perfuração e do influxo que invadiu o poço. Outra diferença está no fato de a reta da $ECD_{m\acute{a}x}$ não tocar no ponto de fratura na profundidade da sapata (ponto vermelho), estando ligeiramente à direita do ponto. O contato só ocorre em casos estáticos, quando não há perdas de cargas no anular, ou seja, $\Delta p = 0$ e $ECD = \rho_m$. Além disso, as variáveis que mais influenciam no espaçamento

entre as retas da ECD e $ECD_{m\acute{a}x}$ são Δp e ρ_m : quanto maiores forem os valores dessas variáveis, mais próximas estarão ambas as retas, aumentando o risco de fratura.

A pressão da $ECD_{m\acute{a}x}$ na profundidade da sapata varia apenas com a variação de Δp , porém permanece constante com a variação da ρ_m e o gradiente da $ECD_{m\acute{a}x}$ varia pouco com a variação dos parâmetros de entrada. O gradiente da ECD , no entanto, varia de forma acentuada conforme Δp e ρ_m aumentam ou diminuem. De forma análoga ao caso com *kick*, se o perfil da ECD entra em contato ou excede o perfil da $ECD_{m\acute{a}x}$ ($ECD \geq ECD_{m\acute{a}x}$), ocorre a fratura da rocha mais frágil da seção de poço aberto.

Até então nos casos apresentados se assumiu que os valores de todas as variáveis de entrada envolvidas nos cálculos não apresentam nenhum grau de incerteza, ou seja, são casos determinísticos. Para além desses casos, a existência de qualquer grau de incerteza nas variáveis deve ser considerada, as incertezas devem ser incorporadas nos cálculos e os casos passam a ser probabilísticos, envolvendo conceitos de estatística, distribuições probabilísticas e engenharia da confiabilidade, conforme será descrito na seção 3.4.

3.4. Definições e cálculos de confiabilidade

Ebeling (1996) define confiabilidade como “a probabilidade de um componente ou sistema executar sua função por um determinado intervalo de tempo, quando utilizado sob condições de operação preestabelecidas”, ou seja, a sua probabilidade de não falhar por um dado tempo. Como exemplo, pode-se citar a vida útil de uma lâmpada, calculada em horas de operação ou utilização. A definição, no entanto, não se restringe apenas à probabilidade em função do tempo. Modelos de tensão-resistência estáticos incorporam à distribuição de falha fatores alheios ao tempo, como propriedades físicas do material e características da carga que está sendo aplicada sobre o material.

Um sistema representado por uma resistência R e uma carga S está sujeito à falha quando o valor da carga excede o valor da resistência. A solução determinística para a falha do sistema é representada pela função de estado limite $g(x)$ da seguinte forma:

$$g(x) = R - S \quad (3.16)$$

em que:

$$g(x) \leq 0 \therefore \text{Falha } (S \geq R)$$

$$g(x) > 0 \therefore \text{Não falha } (S < R)$$

onde x é um vetor genérico que representa todas as variáveis básicas utilizadas para calcular R e S .

Segundo Moan (2009), a quantificação de incertezas de um determinado sistema permite calcular a probabilidade de falha P_{falha} do sistema, dada pela probabilidade da função $g(x)$ ser menor ou igual a zero, e a confiabilidade C do sistema, dada pela probabilidade da função $g(x)$ ser maior que zero. Portanto:

$$P_{falha} = P[R \leq S] = P[g(x) \leq 0] \quad (3.17)$$

$$C = P[R > S] = P[g(x) > 0] = 1 - P_{falha} \quad (3.18)$$

Segundo Ebeling (1996), uma distribuição normal de uma variável x com média μ e variância σ^2 possui a seguinte Função Densidade de Probabilidade (FDP):

$$P(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (3.19)$$

A distribuição normal padrão ocorre assumindo $\mu = 0$, $\sigma^2 = 1$, $z = \frac{(x-\mu)}{\sigma}$ e $dz = \frac{dx}{\sigma}$, resultando em:

$$P(x)d(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-z^2/2} dz \quad (3.20)$$

A solução analítica para a confiabilidade do sistema é definida como a probabilidade de uma variável normal padrão x assumir um valor no intervalo $[-\infty, \beta]$, dada pela Função de Distribuição Normal $\phi(\beta)$:

$$\phi(\beta) = \int_{-\infty}^{\beta} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-x^2/2} dx \quad (3.21)$$

Assumindo que R e S sejam variáveis independentes com distribuição normal, o índice de confiabilidade β é dado por:

$$\beta = \frac{\mu_R - \mu_S}{\sqrt{\sigma_R^2 + \sigma_S^2}} \quad (3.22)$$

onde:

μ_R : média da distribuição normal da resistência;

μ_S : média da distribuição normal da carga;

σ_R^2 : variância da distribuição normal da resistência;

σ_S^2 : variância da distribuição normal da carga.

Na Figura 3.8 é possível observar distribuições normais para a carga e para a resistência de um sistema. A área de interseção entre as curvas de distribuição normal da Figura 3.8 representa P_{falha} ou $\phi(-\beta)$, ou seja, a probabilidade de a carga exceder a resistência, enquanto o resultado da integral da Equação 3.21 corresponde à confiabilidade C ou $\phi(\beta)$ do sistema, ou seja, a probabilidade de a resistência exceder a carga.



Figura 3.8: Distribuições de carga e resistência. (Rausand, 2004).

A solução analítica para o caso em questão existe, uma vez que carga e resistência são representadas por distribuições normais. Nesse caso, é necessário que sejam conhecidos os desvios padrões das variáveis de saída ρ_{kt} e $ECD_{m\acute{a}x}$, requeridos no cálculo analítico da confiabilidade, uma vez que recebem influência dos desvios padrões das variáveis de entrada que apresentam incertezas. Segundo Vuolo (1992), se os erros ou incertezas das variáveis de entrada quaisquer x, y, z, \dots são completamente independentes entre si, a Equação 3.23 é utilizada para representar a variância da variável de saída ω :

$$\sigma_\omega^2 = \left(\frac{\partial\omega}{\partial x}\right)^2 \sigma_x^2 + \left(\frac{\partial\omega}{\partial y}\right)^2 \sigma_y^2 + \left(\frac{\partial\omega}{\partial z}\right)^2 \sigma_z^2 + \dots \quad (3.23)$$

Moan (2009) afirma ainda que, ao invés da integral da Equação 3.21, simulações de Monte Carlo podem ser utilizadas para obter os resultados da P_{falha} e C em termos de frequência relativa, assumindo um grande número de casos e executando a simulação sucessivas vezes. Esse tipo de cálculo pode ser executado quando é utilizado algum tipo de distribuição além da normal, onde os cálculos possuem uma complexidade maior ou, em alguns casos, não são possíveis de serem resolvidos através de solução analítica. Para um sistema com N amostras, dentre as quais N_f ocorrem falha pela função $g(x)$ definida na Equação 3.16, então a solução numérica para o cálculo da probabilidade de falha P_{falha} e da confiabilidade C do sistema é representada pelas Equações 3.24 e 3.25:

$$P_{falha} = \frac{N_f}{N} \quad (3.24)$$

$$C = 1 - \frac{N_f}{N} \quad (3.25)$$

4. METODOLOGIA E APLICAÇÕES

A metodologia empregada visa definir um indicador da probabilidade de fratura da rocha mais frágil da seção de poço aberto durante a perfuração de poços de petróleo, em casos em que ocorre *kick* e casos sem *kick*. Na presença de *kick*, para determinados valores dos parâmetros de entrada, a tolerância ao *kick* é calculada por meio da Equação 3.6, comparada ao gradiente da pressão de poros ao longo da fase e então é observada a probabilidade de a rocha fraturar para o cenário em questão. Na ausência de *kick*, o risco de a rocha mais frágil fraturar é dado comparando a ECD do fluido de perfuração com a $ECD_{máx}$ calculada por meio da Equação 3.15 ao longo da fase.

4.1. Soluções analíticas

O primeiro passo para obter a solução analítica da confiabilidade do sistema é identificar as incertezas presentes nas variáveis de entrada das equações da ρ_{kt} e da $ECD_{máx}$ e quantificá-las. Desse modo, é possível gerar números aleatórios para essas variáveis de acordo com distribuições que se adequem mais à variável e as suas incertezas; nesse caso, foram gerados números aleatórios seguindo distribuições normais.

Os números aleatórios foram gerados utilizando os dados geomecânicos de um poço real da bacia de Campos, obtidos por meio das ferramentas MWD e PWD. Para os cálculos, foram gerados 10.000 números aleatórios para cada variável que apresenta incertezas, seguindo distribuições normais, cujas médias e desvios padrões das distribuições estão descritos na Tabela 4.1. O índice de confiabilidade β foi calculado por meio da Equação 3.22, a partir das médias e desvios padrões de cada distribuição das variáveis, sendo uma distribuição para cada variável, para cada metro perfurado. A partir dos valores de β calculados, pode-se utilizá-los na integral da Equação 3.21 para calcular a confiabilidade desejada para cada metro. Foi escolhida a distribuição normal para representar as incertezas das variáveis de entrada por ser uma distribuição relativamente simples para realizar os cálculos, e possível de ser utilizada uma vez que as distribuições são contínuas.

Tabela 4.1: Incertezas atribuídas aos parâmetros de entrada.

ρ_m, ECD e ρ_p	$\mu = \text{valores medidos}$ e $\sigma = 0,5$ ou 1 lbm/gal
ρ_k	$\mu = 2,5 \text{ lbm/gal}$ e $\sigma = 0,5$ ou 1 lbm/gal
H_k	$H_{oh} \leq 223 \text{ m} \rightarrow H_k = H_{oh}$ $H_{oh} > 223 \text{ m} \rightarrow \mu(H_k) = 223 \text{ m}$ e $\sigma(H_k) = 20 \text{ m}$

Foi atribuído para a densidade do fluido de perfuração, para a ECD e para a pressão de poros da formação uma distribuição normal com média igual aos valores medidos das variáveis para cada metro, e desvio padrão igual a 0,5 ou 1 *lbm/gal*, para fins comparativos: enquanto 0,5 *lbm/gal* representa o valor arbitrário de margem de segurança normalmente adotado pela indústria, o valor de 1 *lbm/gal* representa um caso mais pessimista no qual, de fato, as incertezas envolvidas não são conhecidas.

Para a densidade do *kick*, foi atribuída uma distribuição normal com média de 2,5 *lbm/gal* e desvio padrão de 0,5 ou 1 *lbm/gal* também, configurando um *kick* de gás, que é o caso mais crítico. Além disso, deve-se considerar o *kick* presente apenas na seção de poço aberto, uma vez que ele não possui influência no trecho de poço revestido, no que diz respeito à fratura da formação mais frágil. Isso quer dizer que, mesmo que a altura do *kick* seja maior que H_{oh} , deve-se considerar H_k igual a H_{oh} . Esta consideração foi feita até 223 m de poço aberto, cujo volume do anular é equivalente a 25 bbl para o BHA em questão, que é o volume detectável e controlável pela sonda utilizada (podendo este valor variar de uma sonda para outra). Para o comprimento de poço aberto maior que 223 m, foi atribuída uma distribuição normal para H_k com média 223 m e desvio padrão de 20 m até o final da fase. Os valores dos parâmetros de entrada definidos pelo usuário podem variar de acordo com cada caso.

A resposta da implementação de distribuições normais para as variáveis de entrada supramencionadas é também uma distribuição normal para ρ_{kt} e $ECD_{m\acute{a}x}$. Para o sistema em questão, a resistência corresponde à ρ_{kt} ou à $ECD_{m\acute{a}x}$, enquanto a carga corresponde à ρ_p ou à ECD , para casos com *kick* e sem *kick*, respectivamente, resultando em um valor de confiabilidade da rocha para cada metro perfurado.

4.2. Solução numérica

A implementação de um único tipo de distribuição nas variáveis de entrada das equações, como já foi apresentado na seção anterior, retorna o mesmo tipo de distribuição no

resultado da variável de saída. Se a carga e a resistência do sistema são representados por distribuições normais, por exemplo, o valor de confiabilidade do sistema pode ser obtido analiticamente (Equação 3.21); o mesmo acontece para outros tipos de distribuição, como a exponencial e a lognormal.

As variáveis de entrada das equações, no entanto, nem sempre são representadas pelo mesmo tipo de distribuição. Algumas distribuições podem se encaixar melhor do que outras para representar determinada variável. Em casos em que ocorre a implementação de diferentes distribuições nas variáveis de entrada de uma determinada equação, a distribuição da variável de saída se torna desconhecida, e não existe solução analítica para o cálculo da confiabilidade do sistema nesses casos. Diante dessa limitação, as soluções numéricas aparecem como boas alternativas para problemas que não podem ser resolvidos analiticamente.

O primeiro passo para obter a solução numérica da confiabilidade do sistema é gerar números aleatórios de acordo com as distribuições das variáveis de entrada que apresentam incertezas. De modo semelhante à seção 4.1, foram utilizados 10.000 casos para a distribuição de cada variável, e as distribuições geradas para ρ_p , ρ_k e H_k foram as mesmas. Já para ρ_m , foi gerada uma distribuição lognormal com média igual aos valores medidos e desvio padrão igual a 0,2 lbm/gal, uma vez que a nuvem de pontos da distribuição de ρ_{kt} para desvio padrão de 1 lbm/gal se mostrou muito dispersa. A solução numérica não foi aplicada ao caso sem *kick* pois apenas a variável *ECD* na Equação 3.15 apresenta incerteza.

Depois de geradas as distribuições, tomando como base a Equação 3.16, a função de estado limite para o caso com *kick* é representada pela Equação 4.1:

$$g(x) = \rho_{kt} - \rho_p \quad (4.1)$$

É analisado, portanto, em quantos casos, dentre os 10.000 assumidos, ocorre a falha definida pela função $g(x)$, ou seja, em quantos casos a função é negativa ou nula ($S \geq R$). Para tal, é utilizada a Equação 3.25, resultando em um valor de confiabilidade para cada metro da fase perfurada.

O fluxograma da Figura 4.1 descreve as etapas executadas na metodologia desenvolvida para o cálculo da confiabilidade da rocha. O primeiro passo é identificar as incertezas intrínsecas a cada variável, caso haja, e quantificá-las para futura implementação no algoritmo. O segundo passo é a geração dos números aleatórios baseada nas incertezas

identificadas e seguindo uma distribuição preestabelecida que seja mais adequada à variável em questão. O terceiro passo é o cálculo da ρ_{kt} e da $ECD_{máx}$ a partir dos números aleatórios gerados para as variáveis de entrada, resultando em distribuições nas variáveis de saída. No quarto passo é analisado se as distribuições resultantes possuem solução analítica para o cálculo da confiabilidade da rocha; caso não possuam, a solução numérica é obtida a partir da execução de simulações de Monte Carlo.

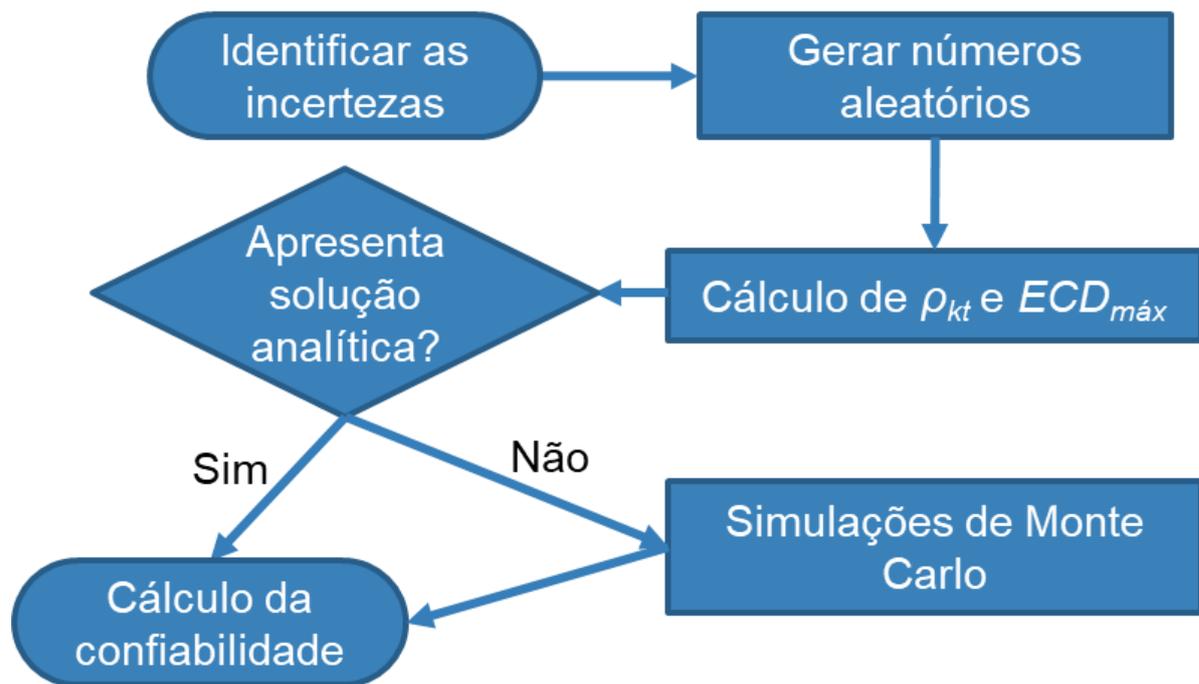


Figura 4.1: Sequência das etapas executadas na metodologia desenvolvida.

4.3. Aplicações

Além da utilização para acompanhamento, a metodologia proposta pode ser utilizada para embasar a elaboração de projetos de poços, de forma a aprimorar a segurança do projeto e minimizar os riscos de sua execução. Podem ser executadas simulações com diferentes valores dos parâmetros de entrada para criar cenários diferentes que poderiam ocorrer durante a perfuração. Se o reservatório se encontra a uma profundidade de 4.000 metros, por exemplo, é possível calcular a confiabilidade da rocha para diferentes profundidades de assentamento da sapata do último revestimento, diferentes alturas e densidades equivalentes de *kick*, diferentes densidades equivalentes do fluido de perfuração, e diferentes densidades equivalentes de fratura na sapata, uma vez que o LOT só seria executado posteriormente. A partir dos valores de confiabilidade obtidos, pode-se comparar

dois ou mais projetos e definir um indicador que assegura a viabilidade de determinado projeto.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesse capítulo são apresentados e discutidos os resultados obtidos a partir da metodologia proposta no presente estudo. O capítulo começa mostrando na seção 5.1 os resultados gráficos de janela operacional e confiabilidade em função da profundidade para a solução analítica do caso com *kick* e sem *kick*, utilizando distribuições normais, bem como os possíveis fatores determinantes para o comportamento das curvas. Na seção 5.2, são apresentados os resultados numéricos para o caso com *kick*, implementando distribuições normais e lognormais para os parâmetros de entrada da tolerância ao *kick*.

5.1. Soluções analíticas

5.1.1. Caso com *kick*

A execução do algoritmo utilizando apenas distribuições normais fornece o gráfico dos parâmetros e o gráfico da confiabilidade metro a metro ao longo da fase. A partir dos valores dos parâmetros de entrada da Tabela 4.1, é possível traçar o gráfico da densidade equivalente dos parâmetros em função da profundidade, bem como o gráfico da confiabilidade da rocha ao longo da fase.

A Figura 5.1 ilustra a densidade equivalente da pressão de fratura, o gradiente da pressão de poros e a tolerância ao *kick* em função da profundidade total verdadeira (TVD) da fase, de 1935 m até 2732 m, para um desvio padrão de 1 lbm/gal nas variáveis de entrada. É possível notar que o comportamento da curva de tolerância ao *kick* condiz com o equacionamento, ou seja, inicia-se muito próxima do gradiente de fratura e diminui conforme a profundidade e a altura do *kick* aumentam. A redução linear da tolerância ao *kick* até 2158 m se deve ao aumento linear da H_k de 1 metro para cada metro perfurado, até a altura de 223 m, conforme discutido no Capítulo 4. As curvas foram traçadas utilizando média móvel de 10 pontos a fim de reduzir as oscilações.

A janela operacional que antes restringia os valores da densidade do fluido de perfuração a operarem entre os valores da pressão de poros e da pressão de fratura para garantir a estabilidade mecânica e integridade do poço, dá lugar a um novo intervalo de valores, entre a pressão de poros e a tolerância ao *kick*. Caso a pressão de poros exceda a tolerância ao *kick* para os parâmetros de entrada utilizados na Equação 3.6, a formação imediatamente abaixo da sapata do último revestimento assentado fratura em caso de fechamento do poço com a presença de *kick*, eliminando, assim, a barreira de segurança

“rocha” e comprometendo, portanto, a integridade do poço. É possível observar também na Figura 5.1 a nuvem de pontos da distribuição da tolerância ao *kick* em torno do valor médio traçado.

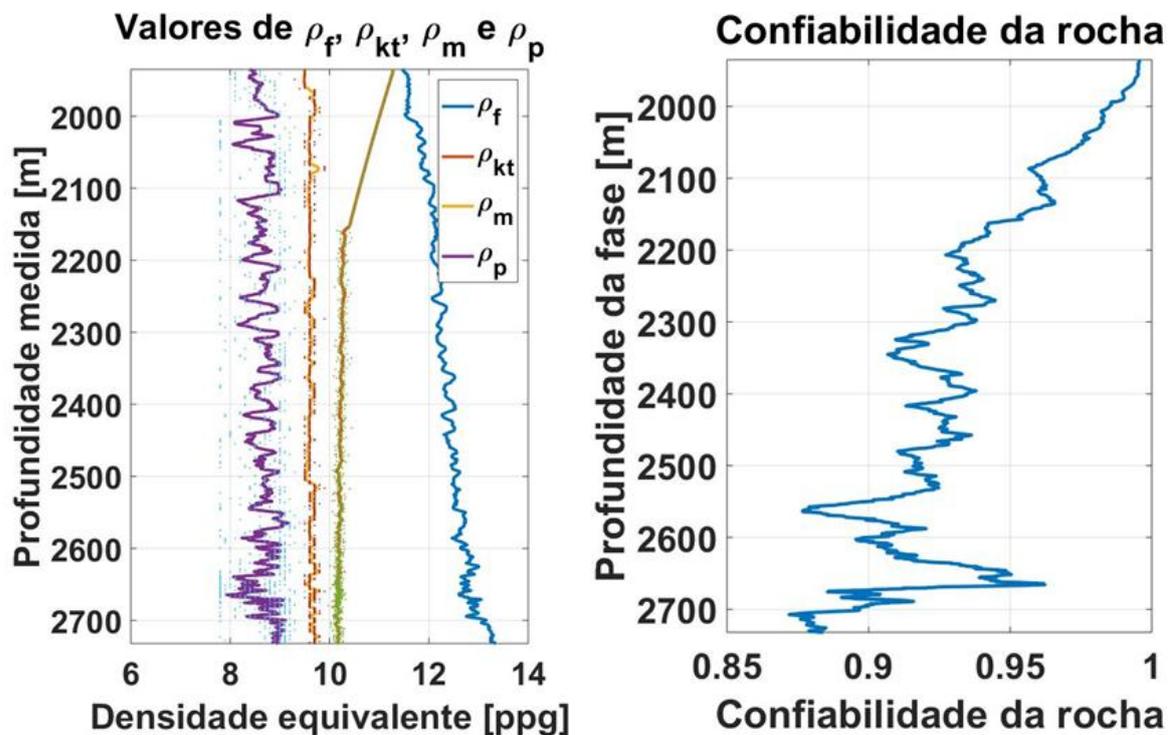


Figura 5.1: Densidade equivalente dos parâmetros ρ_f , ρ_{kt} e ρ_p em função da profundidade da fase e solução analítica da confiabilidade da rocha, com *kick*, para desvio padrão de 1 lbm/gal.

À medida que os valores da tolerância ao *kick* diminuem, a probabilidade de a pressão no fundo do poço exceder a resistência da rocha aumenta; naturalmente, a confiabilidade da rocha diminui em função da profundidade, como consequência da maior probabilidade de falha da rocha, conforme pode ser visto ainda na Figura 5.1. Para este caso, os valores de confiabilidade diminuem de 100% a 89% ao longo da fase, com um pico em aproximadamente 2.650 metros, provavelmente devido à queda na pressão de poros nessa profundidade.

Para fins comparativos, o algoritmo foi executado utilizando também um desvio padrão de 0,5 lbm/gal para as variáveis de entrada, conforme descrito na Tabela 4.1. Os valores de confiabilidade calculados ao longo da fase, para este caso, são bem mais próximos de 1, quando comparados com o desvio padrão de 1 lbm/gal, conforme ilustrado na Figura 5.2. Esse resultado reforça o fato de que, quanto menor for a incerteza implementada, a resposta da confiabilidade da rocha se aproxima dos dois valores que pode assumir em casos

determinísticos: 0 ou 1, ou seja, a rocha falha ou não falha, respectivamente. Em outras palavras, quando se reduz o desvio padrão, os valores dos parâmetros se aproximam da média utilizada na distribuição, o que significa que o intervalo de valores possíveis para cada variável diminui.

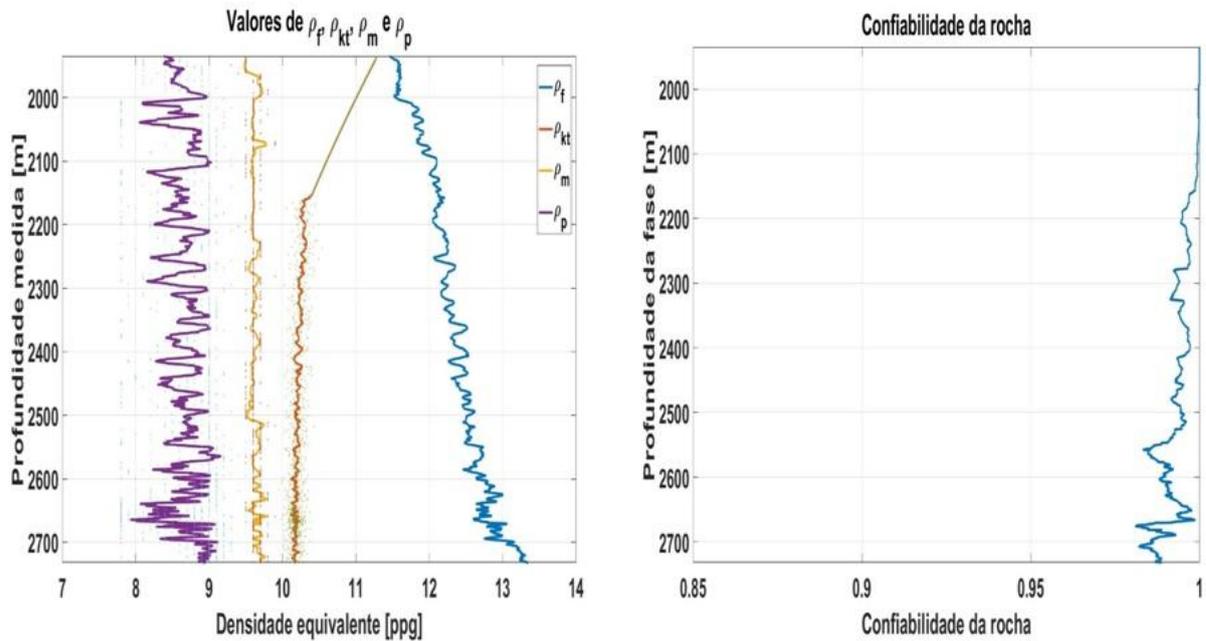


Figura 5.2: Densidade equivalente dos parâmetros ρ_f , ρ_{kt} e ρ_p em função da profundidade da fase e solução analítica da confiabilidade da rocha, com *kick*, para desvio padrão de 0,5 lbm/gal.

A partir do resultado analítico, é possível afirmar que os valores da confiabilidade da rocha calculados a partir dos parâmetros de entrada considerados podem auxiliar não somente na elaboração de projetos de poços, e comparação entre eles, mas também na definição de um indicador que auxilie na tomada de decisão de prosseguir ou não uma determinada operação. Isso pode ser feito atualizando os parâmetros de entrada em tempo real e observando a resposta obtida. Um exemplo seria em caso de a perfuração atingir a profundidade pré-estabelecida no projeto e não se observar a presença de óleo ou gás naquela profundidade. A definição de um indicador de confiabilidade ajuda na tomada de decisão de continuar ou não a perfuração de forma segura até atingir a profundidade alvo, ou se é necessário assentar mais um revestimento antes de prosseguir a operação.

O critério de aceitação definido para o indicador, no entanto, vai depender dos valores de confiabilidade de todos os outros componentes dos CSBs. Deve ser observada a

magnitude do efeito da confiabilidade da rocha na confiabilidade total do poço, sendo possível, portanto, avaliar o seu efeito no sistema como um todo.

5.1.2. Caso sem *kick*

Para o caso sem *kick*, a probabilidade de a rocha fraturar é dada caso a ECD do fluido de perfuração exceda a $ECD_{m\acute{a}x}$ calculada por meio da Equação 3.15. A Figura 5.3 ilustra a densidade equivalente da pressão de fratura, o gradiente da pressão de poros, a Densidade Equivalente de Circulação e a Densidade Equivalente de Circulação máxima em função da profundidade, onde é possível observar a diminuição da $ECD_{m\acute{a}x}$ ao longo da fase, o que é esperado uma vez que a Profundidade Total Verdadeira D aumenta.

A Figura 5.3 ilustra ainda a confiabilidade da rocha ao longo da fase, em função da profundidade, utilizando a solução analítica. Para este caso, os valores de confiabilidade diminuem ao longo da fase, de 94% a 83% o que é esperado uma vez que a $ECD_{m\acute{a}x}$ diminui conforme D aumenta. Nesse caso, os resultados da confiabilidade indicam se a perfuração pode continuar com segurança por mais algumas dezenas ou centenas de metros, caso necessário.

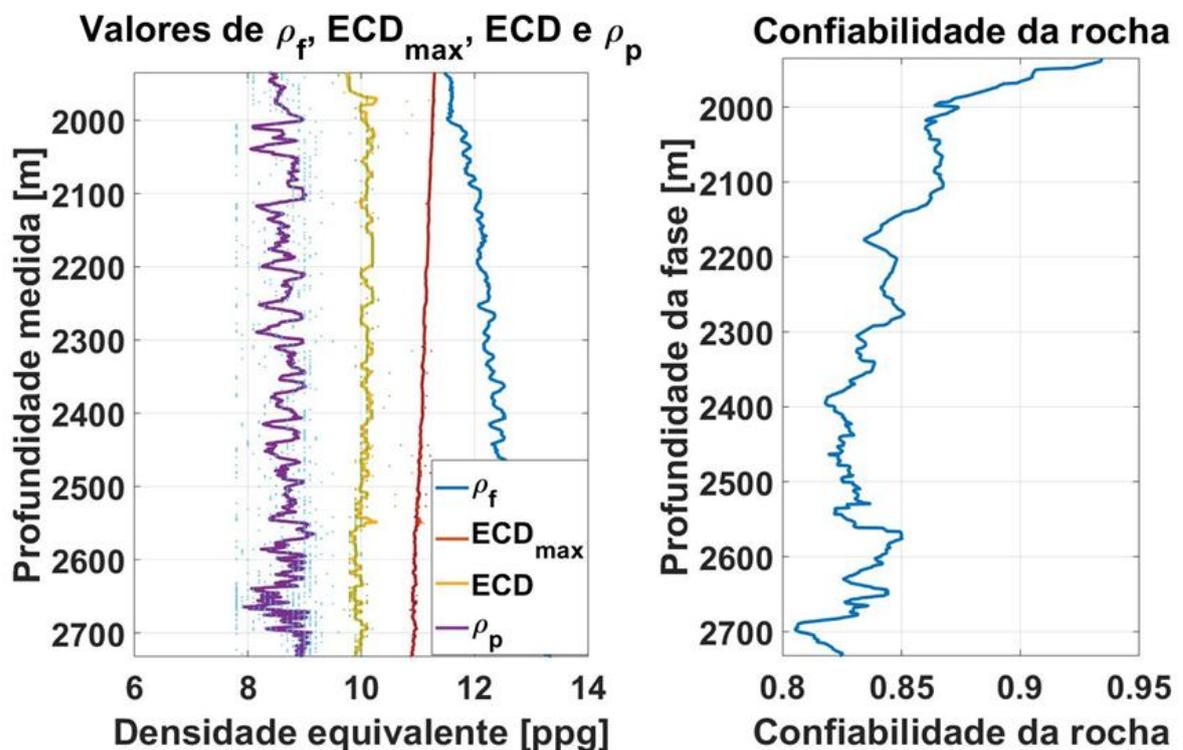


Figura 5.3: Densidade equivalente dos parâmetros ρ_f , $ECD_{m\acute{a}x}$, ECD e ρ_p em função da profundidade da fase e solução analítica da confiabilidade da rocha, sem *kick*, para desvio padrão de 1 lbm/gal.

De forma semelhante à seção 5.1.1, para fins comparativos, foi utilizado o desvio padrão de 0,5 lbm/gal na execução da metodologia, e verificado novamente que os valores da confiabilidade se aproximam bastante de 1 quando comparados com o desvio padrão de 1 lbm/gal, conforme ilustrado na Figura 5.4.

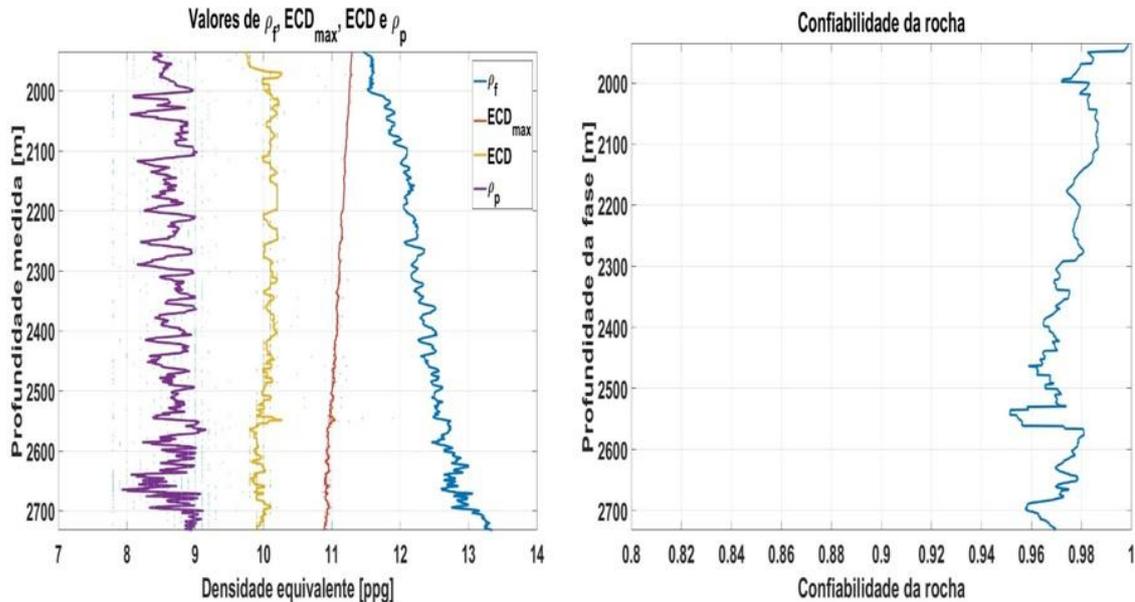


Figura 5.4: Densidade equivalente dos parâmetros ρ_f , $ECD_{m\acute{a}x}$, ECD e ρ_p em função da profundidade da fase e solução analítica da confiabilidade da rocha, sem *kick*, para desvio padrão de 0,5 lbm/gal.

5.2. Solução numérica

A execução do algoritmo utilizando a distribuição lognormal em ρ_m e a distribuição normal nas demais variáveis de entrada que apresentam incertezas fornece o gráfico dos parâmetros e a solução numérica para a confiabilidade da rocha metro a metro ao longo da fase, em função da profundidade, de forma semelhante à solução analítica. A Figura 5.5 ilustra a densidade equivalente dos parâmetros ρ_f , ρ_{kt} e ρ_p ao longo da TVD da fase perfurada (1935 m a 2732 m).

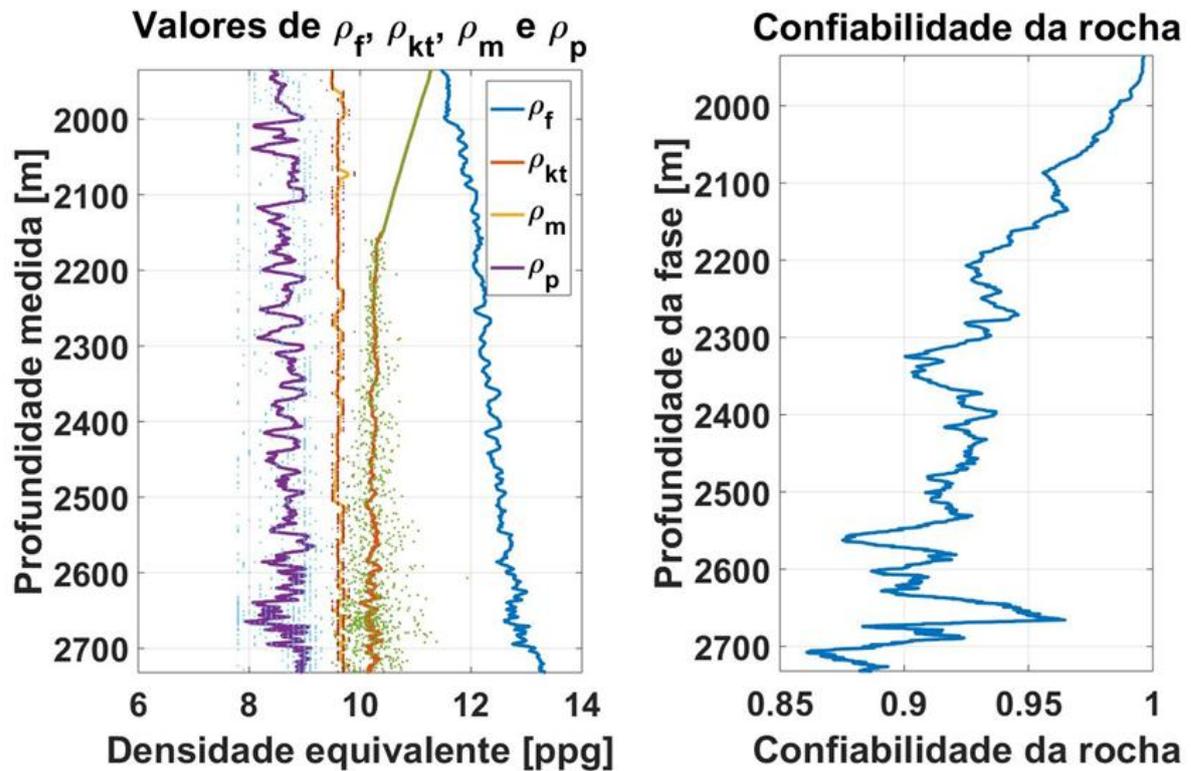


Figura 5.5: Densidade equivalente dos parâmetros ρ_f , ρ_{kt} e ρ_p em função da profundidade da fase e solução numérica da confiabilidade da rocha, com *kick*, utilizando distribuição lognormal para ρ_m , para desvio padrão de 1 lbm/gal.

A utilização da distribuição lognormal para ρ_m provoca uma oscilação visivelmente maior nos valores de ρ_{kt} quando comparados com a utilização da distribuição normal. Além disso, é notável que a nuvem de pontos da distribuição de ρ_{kt} nesse caso é muito mais dispersa do que no caso da distribuição normal, mesmo utilizando um desvio padrão menor (0,2 m) do que o da distribuição normal (1 m), provavelmente consequência da assimetria da distribuição lognormal.

A Figura 5.5 exibe ainda os valores da confiabilidade da rocha ao longo da fase. O comportamento da curva é bastante semelhante ao da Figura 5.1, variando de 100% a 87%. Pode-se notar que as simulações de Monte Carlo são particularmente úteis em cálculos que não podem ser resolvidos analiticamente, não sendo necessário, portanto, conhecer as características e o tipo de distribuição da carga e da resistência do sistema em questão.

Por fim, para um desvio padrão de 0,5 lbm/gal, pode-se observar mais uma vez valores de confiabilidade mais próximos de 1, conforme ilustrado na Figura 5.6, o que era esperado, como foi discutido na seção 5.1.1.

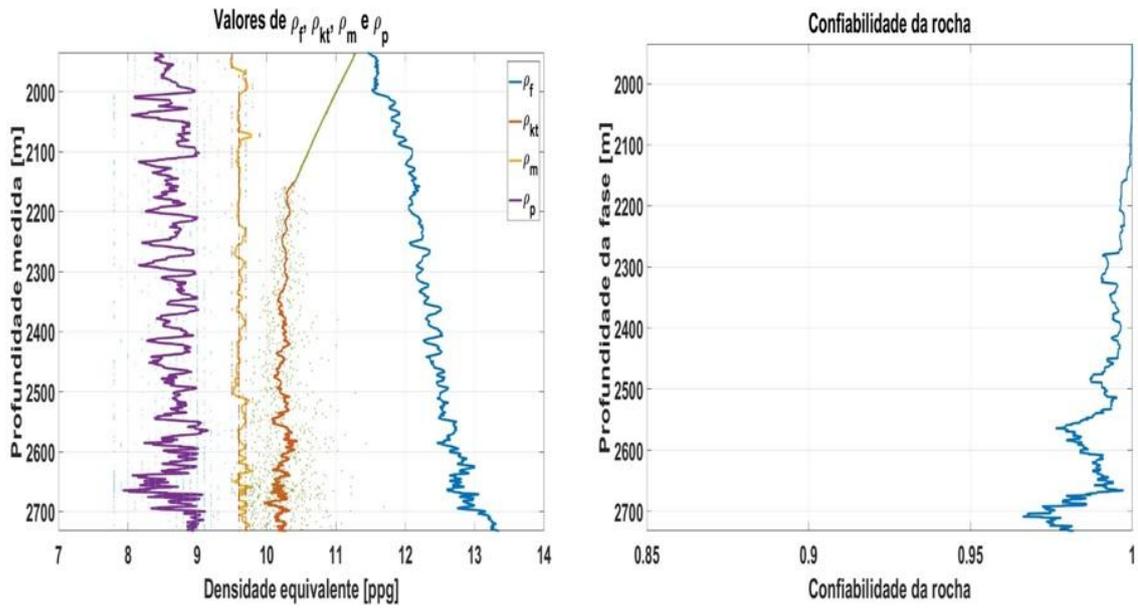


Figura 5.6: Densidade equivalente dos parâmetros ρ_f , ρ_{kt} e ρ_p em função da profundidade da fase e solução numérica da confiabilidade da rocha, com kick, utilizando distribuição lognormal para ρ_m , para desvio padrão de 0,5 lbm/gal.

6. CONCLUSÕES

Em virtude das consequências desastrosas ocasionadas por *blowouts* subterrâneos durante a perfuração de poços de petróleo, o trabalho desenvolvido apresenta uma metodologia capaz de analisar quantitativamente a probabilidade de a formação mais frágil da seção de poço aberto fraturar durante a perfuração em dois cenários distintos: com *kick*, tomando como base o conceito de tolerância ao *kick*; e sem *kick*, utilizando o conceito de $ECD_{máx}$. Tal metodologia foi baseada num cálculo de confiabilidade da rocha, através de técnicas analíticas e numéricas. A partir da metodologia, é possível obter um indicador com os valores da confiabilidade da barreira “rocha”, ou seja, a probabilidade de não ocorrer a fratura durante as operações, auxiliando nas tomadas de decisão antes e durante a construção de poços de petróleo. Os valores de confiabilidade da rocha obtidos são de extrema importância para o cálculo da confiabilidade global do poço, no qual são utilizados os valores de confiabilidade de todos os elementos de barreira que compõem os Conjuntos Solidários de Barreiras (CSBs) do sistema poço.

Os resultados apresentados na Figura 5.1 mostram a janela operacional e a solução analítica dos valores de confiabilidade da rocha, respectivamente, para um caso com *kick*, utilizando apenas distribuições normais para incorporar as incertezas nos cálculos. A partir desses resultados, pode-se concluir que a janela operacional (intervalo entre a tolerância ao *kick* e a pressão de poros) diminui à medida que a profundidade do poço e o comprimento de poço aberto aumentam, e também conforme a altura do *kick* aumenta. Além disso, quanto menor for a densidade do *kick*, menor será o intervalo. Quanto menor for o intervalo, menor será a confiabilidade da rocha.

De forma semelhante, os resultados exibidos na Figura 5.3 apresentam a janela operacional e a solução analítica dos valores de confiabilidade da rocha, respectivamente, para um caso sem *kick*, utilizando também apenas distribuições normais nas variáveis que apresentam incertezas. A partir desses resultados, pode-se concluir que a janela operacional (intervalo entre a ECD e a $ECD_{máx}$) diminui conforme o comprimento de poço aberto aumenta. Além disso, a partir do exposto na seção 3.3.1, é possível concluir que ρ_m e Δp influenciam fortemente nos valores da confiabilidade da rocha: quanto maiores forem os valores dessas variáveis, menor serão os valores de confiabilidade.

Os resultados apresentados na Figura 5.5 ilustram a janela operacional e a solução numérica dos valores de confiabilidade da rocha, respectivamente, para um caso com *kick*,

quando são utilizadas mais de um tipo de distribuição probabilística para incorporar as incertezas das variáveis de entrada aos cálculos, no caso distribuições normais e lognormal. A partir desses resultados, é possível concluir que não é necessário conhecer as características das distribuições das variáveis de saída para executar o cálculo da confiabilidade da rocha: as simulações de Monte Carlo se mostram como uma excelente alternativa para obter as soluções numéricas dos valores de confiabilidade.

Na literatura, é prática atribuir o valor 1 (100% competente) como entrada para a barreira “rocha” para o cálculo da confiabilidade global do poço, como consequência da falta de dados para essa variável. O presente trabalho teve como objetivo preencher essa lacuna de falta de dados, tornando os cálculos mais robustos e confiáveis. A metodologia desenvolvida fornece uma ferramenta a mais para a tomada de decisões durante a perfuração e o aperfeiçoamento de projetos de poços, no tocante à segurança operacional e à integridade dos poços.

6.1. Trabalhos futuros

Seguem abaixo algumas sugestões de trabalhos futuros que podem aperfeiçoar o tema abordado:

- Executar uma análise de sensibilidade nos parâmetros de entrada das equações de tolerância ao *kick* e $ECD_{máx}$, a fim de identificar os parâmetros cujas incertezas possuem mais e menos influência nos resultados, e centralizar as atenções nesses parâmetros;
- Atribuir uma distribuição probabilística também para ρ_f , variável que foi considerada neste trabalho como determinística, porém que pode apresentar incertezas oriundas da mudança do estado de tensões entre o momento que o teste (LOT ou FIT) é realizado e o avanço da perfuração;
- Utilizar outras distribuições além da normal para os cálculos analíticos e mesclar um maior número de distribuições nos cálculos numéricos, além da normal e lognormal, a depender da compatibilidade entre a distribuição e a variável.
- Aplicar a metodologia para um maior número de poços reais, utilizando os diferentes dados geomecânicos e características de *kick* para o cálculo das confiabilidades.

- Comparar dois projetos para um mesmo poço sob o ponto de vista da confiabilidade da rocha, e determinar qual é o projeto mais seguro de ser executado de acordo com essa metodologia.

REFERÊNCIAS

AADNOY, B.; LOOYEH, R. **Petroleum Rock Mechanics**. Drilling Operations and Well Design. Gulf Professional Publishing Vol. 1, 2011.

ABREU, D. T. M. P.; MORAIS, C. H. B; SANTOS, J.; MARTINS, M. R.; COLOMBO, D. **Well Integrity: Preliminary Risk Analysis for different Well Life Cycle Phases**. ASME-OMAE. International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. Glasgow, Scotland, UK. Jun. 2019.

AGUILAR, P. M.; ARNOLD, M.; LEE, J. **Case Study: Algerian Underground Blowout**. IADC Drilling Contractor, 2012. International Association of Drilling Contractors. Disponível em: <<https://www.drillingcontractor.org/case-study-algerian-underground-blowout-14543>>. Acesso em 08 de Outubro de 2019.

BARNHILL, C. C.; ADAMS, N. J. **Underground Blowouts in Deep Well Drilling**. SPE Deep Drilling and Production Symposium, pp. 137-142, 1979. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/7855-ms>.

BARRAGAN, R. V. **Análise de Teste de Absorção em Poços de Petróleo submetidos à Falha Plástica com Ênfase em Formações Salinas**. Tese (Doutorado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, pp. 237, 2017.

BOURGOYNE JR., A. T.; MILLHEIM, K. K.; CHENEVERT, M. E.; YOUNG, F. S. **Applied Drilling Engineering**. SPE Textbook Series Vol. 2, pp. 502, Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1986.

British Petroleum Company. **BP Energy Outlook: 2019 edition**. Londres, British Petroleum Co, pp. 77-85, 2019.

DA FONSECA, T. C. **Metodologia de Análise de Integridade para Projetos de Poços de Desenvolvimento da Produção**. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, pp. 67, 2012.

DIPU KABIR, H. M.; KHOSRAVI, A.; HOSEN, M. A.; NAHAVANDI, S. **Neural Network-Based Uncertainty Quantification: A Survey of Methodologies and Applications**. IEEE Access, Vol. 6, pp. 36218-36234, Jun. 2018. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/access.2018.2836917>.

DONDERS, R.; CONNON, S.; DAY, R.; MY, L. **Searching for Well Integrity Issues – Automated Generation of Annulus Pressure Trends**. SPE Offshore Europe Conference and Exhibition. Aberdeen, Scotland, UK. 2015. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/175523-ms>.

EBELING, C. E. **An Introduction to Reliability and Maintainability Engineering**. McGraw-Hill Companies, pp. 128-134, 1996.

ELEMENT, D. J.; VAN DER VOSSEN, H.; DIAMOND, S.; HAMILTON, T. A. P.; JAMES, J. **Consequences of Formation Breakdown during Well Control: A Study of Underground Crossflow While Drilling an HPHT Well**. Offshore Europe, pp. 145-155, 1997. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/38478-ms>.

EREN, T. **Kick Tolerance Calculations for Drilling Operations**. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 171, pp. 558-569, Dez. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2018.07.077>.

ISO. International Organization for Standardization. **ISO 16530-2: Well integrity for the operational phase**. 1st edition, pp. 8, 2013.

JACULLI, M. A.; MENDES, J. R. P.; MARCULINO, C. F. G.; COSTA, B. G. S.; COLOMBO, D. **Operational Safety Risk Assessment in Offshore Oil Wells**. International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. Glasgow, pp. 1-11, Jun. 2019. OMAE2019-95069.

JOE ANDERS, P. E. **Implementing a Well Integrity Management System**. SPE Distinguished Lecturer Program, 2008. Disponível em: <<https://www.spe.org/dl/docs/2008/Anders.pdf>>. Acesso em: 10 de Outubro de 2019.

KIRAN, R.; TEODORIU, C.; DADMOHAMMADI, Y.; NYGAARD, R.; WOOD, D.; MOKHTARI, M.; SALEHI, S. **Identification and Evaluation of Well Integrity and Causes of Failure of Well Integrity Barriers (A Review)**. Journal of Natural Gas Science and Engineering, Vol. 45, pp. 511-526, Set. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jngse.2017.05.009>.

LE GUEN, Y.; ASAMOTO, S.; HOUDU, E.; POUPARD, O. **Well Integrity: Modeling of Thermo-Mechanical Behavior and Gas Migration along Wells - Application to Ketzin Injection Well**. Energy Procedia, Vol. 23, pp. 462-471, 2012. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2012.06.042>.

LIANG, Q. J. **Application of Quantitative Risk Analysis to Pore Pressure and Fracture Gradient Prediction**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, pp. 1-9, 2002. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/77354-ms>.

MIURA, K. **Um estudo sobre a segurança operacional na construção e reparo de poços marítimos de petróleo**. Tese (Doutorado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, pp. 90-97, 2004.

MOAN, T. **Structural Risk and Reliability Analysis**. Department of Marine Technology, The Norwegian University of Science and Technology, cap. 1 e 2, 2009.

NORSOK. Norwegian Technology Standards Institution. **NORSOK D-010: Well integrity in drilling and well operations**. Rev. 4. Lysaker (Noruega), pp. 6, 2013.

OTTESEN, S.; KWAKWA, K. A. **A Multidisciplinary Approach to In-Situ Stress Determination and Its Application to Wellbore Stability Analysis**. SPE/IADC Drilling Conference. Amsterdam, pp. 167-178, 1991. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/21915-ms>.

OTTESEN, S.; ZHENG, R. H.; MCCANN, R. C. **Borehole Stability Assessment Using Quantitative Risk Analysis**. SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, pp. 1-4, 1999. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/52864-ms>.

PETTERSEN, G.; MOLDSKRED, I. O.; YTREDAL, E. B. **The Snorre A Incident 28 November 2004: Lessons Learned**. SPE International Health, Safety & Environment Conference, Abu Dhabi, 2006. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/98739-ms>.

PSA. **Principles for Barrier Management in the Petroleum Industry**. Technical Report, Petroleum Safety Authority Norway, 2013.

RAUSAND, M. **System Reliability Theory**. John Wiley and Sons, pp. 3, 2004.

REDMANN JR., K. P. **Understanding Kick Tolerance and Its Significance in Drilling Planning and Execution**. SPE Drilling Engineering, Houston, Vol. 6, pp. 245-249, Dez. 1991. Society of Petroleum Engineers (SPE). <http://dx.doi.org/10.2118/19991-pa>.

SANTOS, H.; CATAK, E.; VALLURI, S. **Kick Tolerance Misconceptions and Consequences to Well Design**. SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. Amsterdam, pp. 1-10, 2011. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/140113-ms>.

SANTOS, O.; ADASANI, I.; AZAR, J. J.; ESCORIHUELA, F. **Determination of Casing Setting Depth Using Kick Tolerance Concept**. Petroleum Computer Conference. Houston, pp. 1-8, Jun. 1995. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/30220-ms>.

SANTOS, O. L. A. **Segurança de Poço na Perfuração**. Editora Blucher, pp. 33, 2013.

Serviço Geológico do Brasil – CPRM, 2014. **Petróleo do Pré-Sal**. Disponível em: <<http://www.cprm.gov.br/publique/Redes-Institucionais/Rede-de-Bibliotecas---Rede-Ametista/Petroleo-do-Pre-Sal-1301.html>>. Acesso em 07 de Outubro de 2019.

Schlumberger Oilfield Glossary: Underground blowout. Disponível em: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/u/underground_blowout.aspx>. Acesso em 09 de Setembro de 2019.

Schlumberger Oilfield Glossary: Geopressure. Disponível em: <<https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/g/geopressure.aspx>>. Acesso em 28 de Abril de 2019.

Schlumberger Oilfield Glossary: Poisson's ratio. Disponível em: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/poissons_ratio.aspx>. Acesso em 12 de Maio de 2019.

SKALLE, P.; PODIO, A. L. **Trends Extracted from 800 Gulf Coast Blowouts during 1960-1996**. IADC/SPE Drilling Conference, pp. 539-546, 1998. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/39354-ms>.

SKLET, S. **Safety barriers: Definition, classification, and performance**. Journal Of Loss Prevention In The Process Industries, v. 19, n. 5, pp. 494-506, set. 2006. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jlp.2005.12.004>.

VUOLO, J. H. **Fundamentos da Teoria de Erros**. Editora Edgar Blucher, pp. 113, 1992.

WESSEL, M.; TARR, B. A. **Underground Flow Well Control: The Key to Drilling Low-Kick-Tolerance Wells Safely and Economically.** SPE Drilling Engineering, Vol. 6, pp. 250-256, Dez. 1991. Society of Petroleum Engineers (SPE). <https://doi.org/10.2118/22217-PA>.

XUE, L.; FAN, J.; RAUSAND, M.; ZHANG, L. **A Safety Barrier-based Accident Model for Offshore Drilling Blowouts.** Journal of Loss Prevention in the Process Industries, Vol. 26, pp. 164-171, Jan. 2013. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jlp.2012.10.008>.

YEQUAN, J.; CHENG, L.; QIAN, WU. **Methodology for Kick Tolerance Calculation and Well Killing in Deepwater Drilling.** Natural Gas Industry B, Vol. 3, n. 5, pp. 472-478, nov. 2016. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ngib.2016.09.003>.

APÊNDICE A – CÓDIGOS DO MATLAB (VERSÃO 2017A) PARA OS CÁLCULOS DE CONFIABILIDADE

Nesse apêndice, serão apresentados os códigos dos algoritmos criados a fim de executar os cálculos de confiabilidade para o poço em estudo.

A.1. Solução analítica - Caso com *kick*

A.1.1. Gráfico dos parâmetros com *kick*

```
clear all
clc

tic
filename1 = 'REC_P2';
n = 10000;
tvd = xlsread(filename1, '', 'B3:B1190'); %tvd = true vertical depth, em m
dp = 1; %Desvio padrão das distribuições normais

%1. Densidade do fluido de perfuração (rho_m)
rho_m = xlsread(filename1, '', 'J3:J1190'); %rho_m = densidade medida do
fluido, em ppg
rho_m_inc = dp.*randn(1,n) + rho_m; %rho_m_inc = densidade medida do fluido
com incertezas, em ppg

%2. Pressão de Fratura (Pf)
Pfm = xlsread(filename1, '', 'Q3:Q1190'); %Pfm = Pressão de fratura medida,
em ppg
Pf = dp.*randn(1,n) + Pfm; %Pf = Pressão de fratura com incertezas, em ppg

%3. Pore pressure (Pp)
Ppm = xlsread(filename1, '', 'P3:P1190'); %Ppm = Pressão de poros medida, em
ppg
Pp = dp.*randn(1,n) + Ppm; %Pressão de poros com incertezas, em ppg

%4. Kick tolerance
%4.1. Distribuição normal para a densidade do kick
Pk0 = 2.5; %Média da densidade do kick
Pk = dp.*randn(1,n) + Pk0; %Densidade do kick com incerteza %densidade do
kick com incerteza
Pk_rep = repelem(Pk0,numel(tvd),1); %Dimensionamento da matriz

%4.2. Cálculo da tolerância ao kick (Pkt)
%4.2.1. Ajuste da dimensão das matrizes
Dcsg = repmat(1928, numel(tvd), n); %Profundidade da última sapata do
revestimento, em metros
tvd_aux = ones(1, numel(tvd)); %Dimensionamento da matriz
tvd_rep = repelem(tvd, tvd_aux, n); %Dimensionamento da matriz
%4.2.2. Equação da Pkt
Hoh = tvd_rep - Dcsg; %comprimento de poço aberto
filename2 = 'vetor_Hk'; %Vetor da altura do kick (Hk) importado de planilha
Excel
Hk0 = xlsread(filename2, '', 'A1:A1188'); %Importação do vetor
Hk = repmat(Hk0, [1,n]); %Criação da matriz da altura do kick
```

```

Pkt = (11.3*Dcsg + rho_m_inc.*(Hoh - Hk) + Pk_rep.*Hk)./tvd_rep; %equação
de tolerância ao kick
MPkt = mean(Pkt,2); %média da tolerância ao kick
%4.2.3. Média móvel dos parâmetros, 10 pontos
MMPf = movmean(Pfm,10);
MMPp = movmean(Ppm,10);
MMPkt = movmean(MPkt,10);
MMrho_m = movmean(rho_m,10);

%5. Plotagem dos gráficos
plot(MMPf,tvd,MMPkt,tvd,MMrho_m,tvd,MMPp,tvd,'LineWidth',3)
grid on
hold on
scatter(MPkt,tvd,3,'filled')
scatter(Ppm,tvd,3,'filled')
scatter(rho_m,tvd,3,'filled')
ylim([1935 2732.07])
title('Valores de \rho_f, \rho_k_t, \rho_m e \rho_p')
set(gca,'FontSize',30,'FontWeight','bold','Ydir','reverse')
ylabel('Profundidade medida [m]')
xlabel('Densidade equivalente [ppg]')
legend('\rho_f','\rho_k_t','\rho_m','\rho_p')
hold off

toc

```

A.1.2. Cálculo analítico da confiabilidade com *kick*

```

clear all
clc

tic
filename1 = 'REC_P2';
n = 10000;
tvd = xlsread(filename1,'','B3:B1190'); %tvd = true vertical depth, em m
dp = 1; %Desvio padrão das distribuições normais

%1. Densidade do fluido de perfuração (rho_m)
rho_m = xlsread(filename1,'','J3:J1190'); %rho_m = densidade medida do
fluido, em ppg
rho_m_inc = dp.*randn(1,n) + rho_m; %rho_m_inc = densidade medida do fluido
com incertezas, em ppg

%2. Pore pressure (Pp)
Ppm = xlsread(filename1,'','P3:P1190'); %Ppm = Pressão de poros medida, em
ppg
Pp = dp.*randn(1,n) + Ppm; %Pressão de poros com incertezas, em ppg
MPP = mean(Pp,2); %Média da distribuição da Pressão de Poros
SPp = std(Pp,0,2); %Desvio padrão da distribuição da Pressão de Poros

%3. Kick tolerance
%3.1. Distribuição normal para a densidade do kick
Pk0 = 2.5; %Média da densidade do kick
Pk = dp.*randn(1,n) + Pk0; %densidade do kick com incerteza
Pk_rep = repelem(Pk,numel(tvd),1); %dimensionamento da matriz de densidade
do kick

%3.2. Cálculo da tolerância ao kick (Pkt)
%3.2.1. Ajuste da dimensão das matrizes

```

```

Dcsg = repmat(1928, numel(tvd), n); %Profundidade da última sapata do
revestimento, em metros
tvd_aux = ones(1, numel(tvd)); %dimensionamento da matriz
tvd_rep = repelem(tvd, tvd_aux, n); %dimensionamento da matriz
%3.2.2. Equação da Pkt
Hoh = tvd_rep - Dcsg; %comprimento de poço aberto
filename2 = 'vetor_Hk'; %Vetor da altura do kick (Hk) importado de planilha
Excel
Hk0 = xlsread(filename2, '', 'A1:A1188'); %Importação do vetor
Hk = repmat(Hk0, [1,n]); %Criação da matriz da altura do kick
Pkt = (11.3*Dcsg + rho_m_inc.*(Hoh - Hk) + Pk_rep.*Hk)./tvd_rep; %Equação
de tolerância ao kick
MPkt = mean(Pkt,2); %Média da tolerância ao kick
SPkt = std(Pkt,0,2); %Desvio padrão da tolerância ao kick

%4. Cálculo analítico das probabilidades
snp = @(y) (1/(2*pi)^0.5)*exp(-y.^2/2); %Standardized normal probabilities
equation (Ebeling, 1996)
F = @(z) integral(snp,-Inf,z);
z34 = (MPkt - Ppm)./(dp.^2 + SPkt.^2).^0.5; %Índice de confiabilidade beta
conf_a = arrayfun(F,z34); %Confiabilidade da rocha (rho_Pkt > rho_pp)

%5. Plotagem do gráfico
mconf_n = movmean(conf_n,50); %Solução numérica obtida com as simulações
de MC
mconf_a = movmean(conf_a,50); %Solução analítica
plot(mconf_a,tvd,'LineWidth',3)
grid on
ylim([1935 2732.07])
title('Confiabilidade da rocha')
set(gca,'FontSize',30,'FontWeight','bold','Ydir','reverse')
ylabel('Profundidade da fase [m]')
xlabel('Confiabilidade da rocha')

toc

```

A.2. Solução analítica - Caso sem kick

A.2.1. Gráfico dos parâmetros sem *kick*

```

clear all
clc

tic
filename1 = 'REC_P2';
n = 10000;
tvd = xlsread(filename1, '', 'B3:B1190'); %tvd = true vertical depth, em
metros
dp = 1; %Desvio padrão das distribuições normais

%1. Densidade Equivalente de Circulação (ECD)
ecd_m = xlsread(filename1, '', 'K3:K1190'); %ecd_m = ECD medida, em ppg
ecd_m_inc = dp.*randn(1,n) + ecd_m; %ecd_m_inc = ECD com incertezas, em ppg

%2. Pressão de Fratura (Pf)
Pfm = xlsread(filename1, '', 'Q3:Q1190'); %Pressão de fratura medida, em ppg
Pf = dp.*randn(1,n) + Pfm; %Fp = Pressão de fratura com incertezas, em ppg

%3. Pressão de poros (Pp)

```

```

Ppm = xlsread(filename1, '', 'P3:P1190'); %Ppm = Pressão de poros medida, em
ppg
Pp = dp.*randn(1,n) + Ppm; %Pressão de poros com incertezas, em ppg

%4. Equação da ECD máxima
%4.1. Ajuste da dimensão das matrizes
Dcsg = repmat(1928, numel(tvd), n); %Profundidade da última sapata do
revestimento, em m
Hoh = tvd - Dcsg; %Comprimento da seção de poço aberto
tvd_aux = ones(1, numel(tvd));
tvd_rep = repelem(tvd, tvd_aux, n);
%4.2. Cálculo da ECD
ecd_max = (11.3.*Dcsg + ecd_m_inc.*Hoh)./tvd_rep; %Equação da ECD máxima
Mecd_max = mean(ecd_max,2); %Média da distribuição da ECD_max
%4.3. Média móvel de 10 pontos
MMeecd_m = movmean(ecd_m,10);
MMfp = movmean(Pfm,10);
MMPp = movmean(Ppm,10);
MMeecd_max = movmean(Mecd_max,10);

%5. Plotagem dos gráficos
plot(MMfp,tvd,MMeecd_max,tvd,MMeecd_m,tvd,MMPp,tvd, 'LineWidth',3)
grid on
hold on
scatter(ecd_m,tvd,3, 'filled')
scatter(Ppm,tvd,3, 'filled')
scatter(Mecd_max,tvd,3, 'filled')
ylim([1935 2732.07])
title('Valores de \rho_f, ECD_m_a_x, ECD e \rho_p')
set(gca, 'FontSize',30, 'FontWeight', 'bold', 'Ydir', 'reverse')
ylabel('Profundidade medida [m]')
xlabel('Densidade equivalente [ppg]')
legend('\rho_f', 'ECD_m_a_x', 'ECD', '\rho_p')
hold off

toc

```

A.2.2. Cálculo analítico da confiabilidade sem *kick*

```

clear all
clc

tic
filename1 = 'REC_P2';
n = 10000;
tvd = xlsread(filename1, '', 'B3:B1190'); %tvd = true vertical depth, em
metros
dp = 1; %Desvio padrão das distribuições normais

%1. Densidade Equivalente de Circulação (ECD)
ecd_m = xlsread(filename1, '', 'K3:K1190'); %ecd_m = ECD medida, em ppg
ecd_m_inc = dp.*randn(1,n) + ecd_m; %ecd_m_inc = ECD com incertezas, em ppg

%2. Equação da ECD máxima
%2.1. Ajuste da dimensão das matrizes
Dcsg = repmat(1928, numel(tvd), n); %Profundidade da última sapata do
revestimento, em m
Hoh = tvd - Dcsg; %Comprimento da seção de poço aberto
tvd_aux = ones(1, numel(tvd));

```

```

tvd_rep = repelem(tvd, tvd_aux, n);

%2.2. Cálculo da ECD
ecd_max = (11.3.*Dcsg + ecd_m_inc.*Hoh)./tvd_rep; %Equação da ECD máxima
Mecd_max = mean(ecd_max,2); %Média da distribuição da ECD_max
Secd_max = std(ecd_max,0,2); %Desvio padrão da distribuição da ECD_max

%3. Cálculo analítico das probabilidades
snp = @(y) (1/(2*pi)^0.5)*exp(-y.^2/2); %Standardized Normal Probabilities
equation (Ebeling, 1996)
F = @(z) integral(snp,-Inf,z); %Definição dos limites da integral
z14 = (Mecd_max - ecd_m)./(dp.^2 + Secd_max.^2).^0.5; %Índice de
confiabilidade
conf_a = arrayfun(F,z14); %Resolução da integral, confiabilidade da rocha
(ECD_max > ECD_m)

%4. Plotagem do gráfico de confiabilidade
mconf_a = movmean(conf_a,50); %Solução analítica da confiabilidade, média
móvel de 50 pontos
plot(mconf_a,tvd,'LineWidth',3)
grid on
ylim([1935 2732.07])
title('Confiabilidade da rocha')
set(gca,'FontSize',30,'FontWeight','bold','Ydir','reverse')
ylabel('Profundidade da fase [m]')
xlabel('Confiabilidade da rocha')

toc

```

A.3. Solução numérica - Caso com kick

A.3.1. Gráfico dos parâmetros

```

clear all
clc

tic
filename1 = 'REC_P2';
n = 10000;
tvd = xlsread(filename1, '', 'B3:B1190'); %tvd = true vertical depth, em m
dp = 1; %Desvio padrão das distribuições normais
dp_ln = 0.2; %Desvio padrão da distribuição lognormal

%1. Densidade do fluido de perfuração (rho_m)
rho_m = xlsread(filename1, '', 'J3:J1190'); %rho_m = densidade medida do
fluido, em ppg
Srho_m = (ones(1,numel(tvd))*dp_ln).'; %desvio padrão da distribuição da
densidade do fluido de perfuração
rho_m_ln0 = lognrnd(log(rho_m),Srho_m);
mat_aux = ones(1, numel(tvd));
rho_m_ln = repelem(rho_m_ln0, mat_aux, n);

%2. Pressão de Fratura (Pf)
Pfm = xlsread(filename1, '', 'Q3:Q1190'); %Pfm = Pressão de fratura medida,
em ppg
Pf = dp.*randn(1,n) + Pfm; %Pf = Pressão de fratura com incertezas, em ppg

%3. Pore pressure (Pp)

```

```

Ppm = xlsread(filename1, '', 'P3:P1190'); %Ppm = Pressão de poros medida, em
ppg
Pp = dp.*randn(1,n) + Ppm; %Pressão de poros com incertezas, em ppg

%4. Kick tolerance
%4.1. Distribuição normal para a densidade do kick
Pk0 = 2.5; %Média da densidade do kick
Pk = dp.*randn(1,n) + Pk0; %Densidade do kick com incerteza %densidade do
kick com incerteza
Pk_rep = repelem(Pk0,numel(tvd),1); %Dimensionamento da matriz

%4.2. Cálculo da tolerância ao kick (Pkt)
%4.2.1. Ajuste da dimensão das matrizes
Dcsg = repmat(1928, numel(tvd), n); %Profundidade da última sapata do
revestimento, em metros
tvd_aux = ones(1, numel(tvd)); %Dimensionamento da matriz
tvd_rep = repelem(tvd, tvd_aux, n); %Dimensionamento da matriz
%4.2.2. Equação da Pkt
Hoh = tvd_rep - Dcsg; %comprimento de poço aberto
filename2 = 'vetor_Hk'; %Vetor da altura do kick (Hk) importado de planilha
Excel
Hk0 = xlsread(filename2, '', 'A1:A1188'); %Importação do vetor
Hk = repmat(Hk0, [1,n]); %Criação da matriz da altura do kick
Pkt = (11.3*Dcsg + rho_m_ln.*(Hoh - Hk) + Pk_rep.*Hk)./tvd_rep; %equação de
tolerância ao kick
MPkt = mean(Pkt,2); %média da tolerância ao kick
%4.2.3. Média móvel dos parâmetros, 10 pontos
MMPf = movmean(Pfm,10);
MMPp = movmean(Ppm,10);
MMPkt = movmean(MPkt,20);
MMrho_m = movmean(rho_m,10);

%5. Plotagem dos gráficos
plot(MMPf,tvd,MMPkt,tvd,MMrho_m,tvd,MMPp,tvd,'LineWidth',3)
grid on
hold on
scatter(MPkt,tvd,5,'filled')
scatter(Ppm,tvd,3,'filled')
scatter(rho_m,tvd,3,'filled')
ylim([1935 2732.07])
title('Valores de \rho_f, \rho_k_t, \rho_m e \rho_p')
set(gca,'FontSize',30,'FontWeight','bold','Ydir','reverse')
ylabel('Profundidade medida [m]')
xlabel('Densidade equivalente [ppg]')
legend('\rho_f', '\rho_k_t', '\rho_m', '\rho_p')
hold off

toc

```

A.3.2. Cálculo numérico da confiabilidade

```

clear all
clc

tic
filename1 = 'REC_P2';
n = 10000;
tvd = xlsread(filename1, '', 'B3:B1190'); %tvd = true vertical depth, em m
dp = 1; %Desvio padrão das distribuições normais
dp_ln = 0.2; %Desvio padrão da distribuição lognormal

```

```

%1. Densidade do fluido de perfuração (rho_m)
rho_m = xlsread(filename1, '', 'J3:J1190'); %rho_m = densidade medida do
fluido, em ppg
Srho_m = (ones(1,numel(tvd))*dp_ln).'; %desvio padrão da distribuição da
densidade do fluido de perfuração
rho_m_ln0 = lognrnd(log(rho_m),Srho_m);
mat_aux = ones(1, numel(tvd));
rho_m_ln = repelem(rho_m_ln0, mat_aux, n);

%2. Pore pressure (Pp)
Ppm = xlsread(filename1, '', 'P3:P1190'); %Ppm = Pressão de poros medida, em
ppg
Pp = dp.*randn(1,n) + Ppm; %Pressão de poros com incertezas, em ppg
MPp = mean(Pp,2); %Média da distribuição da Pressão de Poros
SPp = std(Pp,0,2); %Desvio padrão da distribuição da Pressão de Poros

%3. Kick tolerance
%3.1. Distribuição normal para a densidade do kick
Pk0 = 2.5; %Média da densidade do kick
Pk = dp.*randn(1,n) + Pk0; %densidade do kick com incerteza
Pk_rep = repelem(Pk,numel(tvd),1); %dimensionamento da matriz de densidade
do kick

%3.2. Cálculo da tolerância ao kick (Pkt)
%3.2.1. Ajuste da dimensão das matrizes
Dcsg = repmat(1928, numel(tvd), n); %Profundidade da última sapata do
revestimento, em metros
tvd_aux = ones(1, numel(tvd)); %dimensionamento da matriz
tvd_rep = repelem(tvd, tvd_aux, n); %dimensionamento da matriz
%3.2.2. Equação da Pkt
Hoh = tvd_rep - Dcsg; %comprimento de poço aberto
filename2 = 'vetor_Hk'; %Vetor da altura do kick (Hk) importado de planilha
Excel
Hk0 = xlsread(filename2, '', 'A1:A1188'); %Importação do vetor
Hk = repmat(Hk0, [1,n]); %Criação da matriz da altura do kick
Pkt = (11.3*Dcsg + rho_m_ln.*(Hoh - Hk) + Pk_rep.*Hk)./tvd_rep; %Equação de
tolerância ao kick

%4. Cálculo numérico da confiabilidade utilizando as simulações de Monte
Carlo
gx = (Pkt - Pp).';
pos = sum(gx(:, :) > 0);
conf_n = (pos.') ./ n;

%5. Plotagem do gráfico
mconf_n = movmean(conf_n,50); %Solução numérica obtida com as simulações de
MC
plot(mconf_n,tvd,'LineWidth',3)
grid on
ylim([1935 2732.07])
title('Confiabilidade da rocha')
set(gca,'FontSize',30,'FontWeight','bold','Ydir','reverse')
ylabel('Profundidade da fase [m]')
xlabel('Confiabilidade da rocha')

toc

```