



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA-CT
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO-DPET

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

SEGURANÇA NA PERFURAÇÃO DE POÇOS TERRESTRES

Tarcísio de Moura Fernandes Neto

Orientador: Profº Msc. Gustavo Arruda Ramalho Lira

Junho, 2015

Tarcísio de Moura Fernandes Neto

SEGURANÇA NA PERFURAÇÃO DE POÇOS TERRESTRES

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
como parte dos requisitos para obtenção do
Grau em Engenharia de Petróleo pela
Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado em ____ de _____ de 2015

X

Profº Msc. Gustavo Arruda Ramalho Lira
Orientador

X

Marcio Francisco Alves de Souza
Membro externo: PETROBRAS

X

Marcos Allyson Felipe Rodrigues
Membro Examinador - UFRN

DEDICATÓRIA

Dedico primeiramente à realização deste trabalho, ao meu querido Deus, sem Ele nada seria possível.

Dedico especialmente aos meus pais, Francisco Sétimo e Maria Dalvanira e as minhas irmãs, Niara Fernandes e Nadja Fernandes por terem me apoiado e ajudado de todas as formas, principalmente quando precisei de ajuda emocional pra seguir batalhando em busca de uma formação profissional.

“A dor é passageira. Desistir dura pra sempre.”

Lance Armstrong

AGRADECIMENTOS

Aos meus tios/pais Francisco Décimo e Graça Medeiros por terem me dado total suporte durante minha formação acadêmica e por ter me acolhido de forma tão especial em seu lar.

Ao meu professor orientador do trabalho de conclusão e supervisor de estágio Gustavo Lira.

À Petrobras S/A pela oportunidade de estágio e aos colegas de sala do meu estágio: Gustavo Lira, Márcio Francisco, Antônio Inácio, Aluísio Filho, Alípio Murata, Jefferson Pordeus, Emílio Cavalcante, Sérgio de Miranda, Dinarte Marinho e Daniel Soares que contribuíram de forma significativa com meu aprendizado.

Aos meus amigos de curso Felipe Maia, Thiago Morgado, Eduardo Carvalho, Glen Martin e Pedro André que fizeram uma batalha difícil se tornar prazerosa.

Aos meus primos e amigos, Matheus Luis, Gustavo Medeiros, Laerte Medeiros, José Rodrigo, Xavier Neto, Gláucio Medeiros, Glênio Medeiros, Filipe Fernandes, que me acompanharam e motivaram durante toda a graduação.

FERNANDES NETO, Tarcísio de Moura – Segurança na perfuração de poços terrestres. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, 2015.

Orientador: Profº Msc. Gustavo Arruda Ramalho Lira

RESUMO

A segurança de poços na perfuração tem se tornado um dos temas de grande relevância na indústria do petróleo, devido a perfuração de poços de petróleo sempre envolver grandes riscos, estes associados a desastres ambientais e até possíveis perdas humanas. Este trabalho é uma revisão bibliográfica do tema Segurança na perfuração de poços terrestres e apresenta uma planilha desenvolvida no Excel, que tem por objetivo mostrar como é feito a atualização das informações prévias em uma sonda de perfuração *on-shore*. Com a entrada de dados referentes ao esquema mecânico do poço, fluido de perfuração, pressão de teste de revestimento, pressão de fratura na sapata, informações sobre as bombas e o *kick*, a planilha manterá para o usuário as informações prévias atualizadas e fornecerá os procedimentos operacionais a serem tomados no método do sondador, para caso em que o *kick* aconteça. Os métodos de controle de poço possuem a finalidade de expulsão do fluido invasor e retornar ao controle primário do poço, caso contrário, desastres ambientais, perdas de trabalhadores e equipamentos podem vir a ocorrer.

Palavras-chaves: Revisão bibliográfica, *kicks*, controle de poço.

ABSTRACT

Security wells drilling has become one of the most relevant issues in the oil industry due to drilling oil wells always involve major risks associated with these environmental disasters and even possible loss of life. This work is a literature review in Security drilling of onshore wells and has developed a spreadsheet in Excel, which aims to show how it's done updating previous information in an on-shore drilling rig. With the data entry for the mechanical layout of the well, drilling fluid coating test pressure, fracture pressure at shoe, information about the bombs and the kick, the spreadsheet will keep to the user updated background information and provide procedures operating driller to be taken in the method for the case where the kick occurs. Well control methods have the purpose of expulsion of the invading fluid and return to the primary control of the well, otherwise, environmental disasters, loss of workers and equipment can occur

Keywords: Literature review, kicks, well control.

Sumário

1. Introdução	15
1.1 Objetivos	16
2. Aspectos Teóricos	18
2.1 Sistemas de sonda de perfuração	18
2.1.1 Sistema de sustentação de cargas	18
2.1.2 Sistema de movimentação de cargas	19
2.1.3 Sistema de rotação	20
2.1.4 Sistema de circulação	23
2.1.5 Sistema de segurança de controle de poço	23
2.1.6 Sistema de monitoramento	24
2.1.7 Sistema de geração e transmissão de energia	25
2.2 Pressões geradas pelo fluido de perfuração	25
2.2.1 Fluido estático - Pressão hidrostática	25
2.2.2 Fluido dinâmico – Equivalent Circulating Density (ECD)	26
2.3 Geopressões	26
2.3.1 Pressão de sobrecarga	27
2.3.2 Pressão de poros	28
2.3.3 Pressão de colapso	29
2.3.4 Pressão de fratura	29
2.3.5 Janela operacional	30
2.4 Controle de poço	30
2.4.1 Causas de kicks	30
2.4.1.1 Falta de ataque ao poço	31
2.4.1.2 Pistoneio	32
2.4.1.3 Perda de circulação	32
2.4.1.4 Massa específica de lama de perfuração insuficiente	33
2.4.1.5 Corte de lama por gás	34
2.4.2 Detecção e indícios de kicks	34
2.4.3 Pressões de fechamento (Shut-in Drill Pipe Pressure e Shut-in Casing Pressure) e Pressão Reduzida de Circulação	35
2.4.4 Procedimentos de fechamento do poço	35
Procedimento para fechamento de poço na perfuração	36
2.4.5 Informações do kick	36
2.4.6 Métodos de controle de kicks	38

2.4.6.1	Método do sondador.....	38
2.4.6.2	Método do engenheiro.....	42
2.4.6.3	Método volumétrico estático	43
3.0	Metodologia	48
3.1	Relevância das informações prévias.....	48
3.2	Equações pertinentes ao controle do kick	48
3.2.1	Máximas pressões permissíveis no choke	49
3.2.2	Cálculos das seções tubulares.....	50
3.2.3	Dados das bombas.....	51
3.2.4	Pressão Reduzida de Circulação – PRC	52
3.2.5	Pressão Inicial de Circulação – PIC	53
3.2.6	Pressão Final de Circulação – PFC	53
4.0	Resultados	55
5.0	Conclusões / Recomendações.....	63
6.0	Bibliografia	65

Lista de figuras

Figura 1: Guincho	19
Figura 2: Bloco de coroamento	20
Figura 3: Catarina e gancho	20
Figura 4: Mesa rotativa	21
Figura 5: Kelly quadrado.....	21
Figura 6: Top Drive.....	22
Figura 7: Motor de fundo	22
Figura 8: Swivel.....	23
Figura 9: Painel do sondador (Sistema de monitoramento)	24
Figura 10: Esquema de estimativa da pressão de sobrecarga.....	28
Figura 11: Janela operacional.....	30
Figura 12: Perda de circulação	33
Figura 13: Gráfico de pressões estabilizadas	37
Figura 14: Evolução da pressão no método do sondador	39
Figura 15: Detalhamento do comportamento do <i>kick</i> e pressões 1	41
Figura 16: Detalhamento do comportamento do <i>kick</i> e pressões 2.....	42
Figura 17: Comparação entre as pressões geradas pelo método do sondador e do engenheiro, variando também o volume do <i>kick</i>	43
Figura 18: Pressão no choke na primeira fase.....	44
Figura 19: Pressão no fundo do poço na primeira fase	44
Figura 20: Pressão no <i>choke</i> na segunda fase.....	46
Figura 21: Pressão no fundo do poço na segunda fase.....	46
Figura 22: Ilustração dos espaços anulares	50
Figura 23: Desenho esquemático dos dados do estudo de caso	56
Figura 24: Identificação do poço.....	57
Figura 25: Inserção dos dados do revestimento e fluidos	57
Figura 26: Resultado da máxima pressão permissível no <i>choke</i> (gás abaixo da sapata).....	58
Figura 27: Composição da coluna de perfuração	58
Figura 28: Resultado do VTP e VS.....	59
Figura 29: Dados das bombas	59
Figura 30: Resultado da quantidade de <i>strokes</i> para cada seção do poço	60
Figura 31: Cálculos de PIC, PFC e lama de matar	60
Figura 32: Resultados do procedimento do método do sondador	61

Lista de tabelas

Tabela 1: Tabela contendo informações para identificação do poço	55
Tabela 2: Informações referentes a coluna de perfuração	55
Tabela 3: Informações referentes ao último revestimento	55
Tabela 4: Dados das bombas.....	56
Tabela 5: informações sobre o <i>kick</i>	56

Lista de Símbolos gregos

σ_{ov} = Pressão de sobrecarga ou Overburden	psi
ρ_b = Massa específica da formação	lb/gal
ρ_w = Massa específica da água	lb/gal
ρ_f = Massa específica do fluido de perfuração	lb/gal
ρ_{fc} = Massa específica do fluido cortado por gás	lb/gal
$\rho_{tampão}$ = Massa específica do tampão de manobra	lb/gal
ρ_k = Massa específica do <i>kick</i>	lb/gal
ρ_{fm} = Massa específica do fluido de matar	lb/gal
ΔZ = Profundidades das formações	m
ΔH = Nivel de fluido de fluido devido operação de tampão de manobra	m
ΔP = Queda de pressões devido deslocamento/corte de lama por gás	m
η = Eficiência volumétrica da bomba	%
δ_{MP} = Deslocamento real da bomba	

Nomenclatura e abreviações

BOP = *Blowout Preventer*

ESCP = Equipamento do Sistema de Controle de Poço

ECD = *Equivalent Circulating Density* lb/gal

P_H = Pressão Hidrostática psi

g = Constante gravitacional m/s^2

h = Altura vertical da coluna de um fluido m/ft

PV = Profundidade vertical do poço m/ft

P_{an} = Queda de pressão no anular devido a uma certa vazão de bombeio psi

Z = profundidade m/ft

G_P = Gradiente de pressão psi/m ou psi/ft

$C_{poço\ ou\ rev}$ = Capacidade do poço ou coluna bbl/m

ID = Diâmetro interno in

OD = Diâmetro externo in

DES_{col} = Deslocamento da coluna devido a retirada de aço do poço bbl/m

$V_{tampão}$ = Volume de tampão de manobra bbl

$V_{aço\ ret}$ = Volume de aço retirado do poço devido à manobra bbl

L_{ret} = Comprimento da tubulação retirada do poço m

HPHT = *High Pressure and High Temperature*

MR = Mesa rotativa

SIDPP = *Shut In Drill Pipe Pressure* psi

SICP = *Shut In Case Pressure* psi

$P_{máx,EQ}$ = Menor valor de pressão entre a de teste e a de resistência à pressão interna do último revestimento descido no poço psi

$P_{máx,BOP}$ = Pressão de teste psi

$P_{máx,REV}$ = Valor de 80% da resistência a pressão interna do último revestimento descido no poço psi

RPI = Resistência a Pressão Interna

Trabalho de Conclusão de Curso-DPET/UFRN

PRC = Pressão Reduzida de Circulação	psi
VRC = Velocidade Reduzida de Circulação	
BHA = <i>Bottom Hole Assembly</i>	
PIC = Pressão Inicial de Circulação	psi
PFC = Pressão Final de Circulação	psi
H _k = Altura do <i>kick</i>	m/ft
W _B = Peso de barintina	lb
V _{LS} = Volume de lama no sistema	bbl
V _{lm} = Volume de lama nova para gerar queda de 100 psi no <i>choke</i> no <i>top kill</i>	bbl
C = Capacidade do poço	bbl/m
P _{ckmáx} = Máxima pressão registrada no <i>choke</i> quando o gás atinge a superfície no <i>top kill</i> do método volumétrico estático	psi
P _{máx, frat} = Pressão de fratura da formação na profundidade do último revestimento	psi
DC = <i>Drill collars</i>	
HW = <i>Heavy Weight Drill Pipes</i>	
DP = <i>Drill Pipes</i>	
V _{Bombeado} = É o volume real de fluido bombeado	gal/stroke
D = É o diâmetro interno da camisa da bomba	in

CAPÍTULO I

Introdução

1. Introdução

O tema controle de poço tornou-se um dos temas particularmente mais importantes na indústria petrolífera, por várias razões como: Desperdício dos recursos naturais, contaminação de meio ambiente, indenizações e a possível perda de vidas humanas quando influxos indesejáveis e explosões ocorrem. Devido aos incidentes passados um número crescente de regulamentações governamentais e restrições colocadas na indústria petroleira tem crescido.

A técnica de construção de poços de petróleo mais usada atualmente consiste basicamente em aplicar rotação e peso sobre uma broca que está situada na extremidade de uma coluna de perfuração. Os mecanismos de corte da broca sobre as rochas, fragmentam-as em pedaços que simultaneamente são carregados por um fluido de perfuração bombeado pelo interior da coluna e retorna pelo espaço anular entre o poço aberto e a coluna até atingir uma determinada profundidade. Em seguida a coluna de perfuração é retirada do poço e uma coluna de revestimento de aço de diâmetro inferior ao da broca é descida e cimentada e assim segue até chegar ao alvo pré-determinado.

O fluido de perfuração possui várias funções, porém uma das mais importantes é exercer pressão hidrostática no poço, se a lama de perfuração não cumprir este papel, poderá resultar na infiltração de fluidos indesejáveis no poço, que poderá causar um descontrole no interior do poço podendo até chegar à perda total do mesmo.

Vários acidentes já ocorreram na indústria do petróleo ao longo dos anos, causando grandes prejuízos ambientais e socioeconômicos. Um dos mais lembrados e de maior repercussão, foi o *blowout* no Golfo do México em abril de 2010, quando ocorreu uma explosão na plataforma de perfuração *Deepwater Horizon*, de propriedade da empresa *Transocean*, operando para a *British Petroleum* - BP, sendo considerado um dos mais graves acidentes do setor de Exploração e Produção de Petróleo. Este acidente resultou na morte de 11 pessoas e num vazamento entre 12 e 25 mil de barris por dia. (Salatiel, José Renato: Desastre ambiental: Consequências do vazamento de petróleo no golfo do México. Disponível em: < <http://vestibular.uol.com.br/resumo-das-disciplinas/atualidades/desastre-ambiental-consequencias-do-vazamento-de-petroleo-no-golfo-do-mexico.htm>> Acesso em: maio de 2015)

Letbetter (1975) fala que reconhecendo os riscos da perfuração, as empresas como Shell, Petrobras entre outras, começaram a simular situações de influxos dos fluidos das formações produtoras para dentro do poço com o intuito das equipes operacionais da sonda adquirir experiência com a situação, já que historicamente alguns influxos que poderiam ser controlados tornaram-se desastres, por falta de competência e/ou treinamento das equipes.

Este trabalho apresenta ao leitor um estudo voltado para as operações de controle de poço de petróleo terrestres e parâmetros relevantes, os quais devem ser

monitorados para que seja possível evitar a ocorrência de influxos de fluidos provenientes da formação para o poço e em seguida apresentará cálculos para elaboração da planilha de informações prévias e discute os elementos-chave que podem ser usados para controlá-los.

1.1 Objetivos

O trabalho tem como principal objetivo fazer uma revisão bibliográfica sobre o tema e elaborar uma planilha de controle de poço, com os procedimentos a serem tomados caso um *kick* venha a ocorrer.

CAPÍTULO II

Aspectos Teóricos

2. Aspectos Teóricos

Neste capítulo é apresentada uma vasta revisão bibliográfica, dividida da seguinte estrutura:

- Revisão envolvendo os principais os sistemas de sonda;
- Pressões geradas pelo fluido de perfuração parado e circulando;
- Conceitos relacionados à geopressões e definições de *kicks* e *blowouts*;
- Revisão das causas, indícios e método do controle de poço

2.1 Sistemas de sonda de perfuração

Existem dois tipos de sondas, em relação ao objetivo da operação, as sondas de perfuração e as sondas de produção. As sondas de perfuração são estruturas compostas por equipamentos e sistemas que possibilitam a perfuração de poços, os quais dão acessos aos reservatórios, enquanto que as sondas de produção proporcionam realizar a equipagem do poço (deixando-o capaz de produzir) ou executar alguma operação de intervenção. Neste trabalho o foco será dado à parte de perfuração.

Para realizar a perfuração são necessários recursos e equipamentos específicos, o agrupamento de equipamentos é conhecido como sistema de uma sonda. A sonda possui sete principais sistemas para fins didáticos mais ou menos difundidos, são eles:

2.1.1 Sistema de sustentação de cargas

O sistema de sustentação de cargas é constituído do mastro ou torre, da subestrutura e da base ou fundação. A carga correspondente ao peso da coluna de perfuração ou revestimento que está no poço é transferida para o mastro ou torre, que, por sua vez, e descarrega para a subestrutura esta para a fundação ou base. Em perfurações marítimas pode não existir fundações [...]. (THOMAS *et al*, 2001, p.55)

Ainda de acordo com THOMAS *et al*. (2001), o mastro é uma estrutura de aço e em forma piramidal e deve ter espaço suficiente para a execução de manobras, já a torre é montada peça a peça, montada na posição horizontal e posteriormente elevada a posição vertical.

Outro constituinte deste sistema é a subestrutura, que são vigas de estruturas de aço, posicionadas sobre a fundação. Estas fundações são “[...] estruturas rígidas construídas em concreto, aço ou madeira, que apoiadas sobre o solo resistente, suportam com segurança as deflexões, vibrações e deslocamentos provocados pela sonda.” (THOMAS *et al*, 2001, p.57)

Um dos critérios para escolha da sonda terrestre (para sondas que atuam no mar existem vários critérios adicionais, como altura lâmina d’água, temperatura do fundo) é baseada pela capacidade que a mesma tem em suportar pesos compostos pela coluna de

perfuração e ainda deixar uma folga para uma eventual *overpull* (margem de segurança que indica o quanto de tensão um operador pode utilizar para remover um tubo de perfuração preso sem rompê-lo) caso se tenha problemas com o poço.

2.1.2 Sistema de movimentação de cargas

É o conjunto de equipamentos responsáveis por prover toda movimentação vertical de equipamentos que irão ser descidos no poço. É composto por gancho, guincho, catarina, bloco de coroamento e cabo de perfuração.

O guincho tem o controle do cabo de perfuração, que faz com que a catarina suba ou desça, para a realização de movimentos de equipamentos no interior do poço, além de controlar o peso sobre broca acionado pelos freios nela existentes, como também da torque em chaves flutuantes para conexões ou desconexões e controlar equipamentos leves como registradores de inclinação.

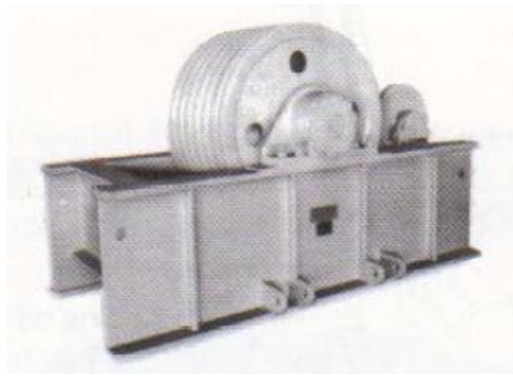
Figura 1: Guincho



Fonte: THOMAS *et al*, 2001

THOMAS *et al* (2001) define que o bloco de coroamento é o conjunto de polias localizadas no topo do mastro ou torre, que são responsáveis por suportar o peso que o cabo de perfuração está tracionando. A catarina também é um conjunto de polias, porém são móveis, sustentadas por o cabo de perfuração que passam alternadamente entre o bloco de coroamento e a catarina. Na parte inferior da catarina ainda possui um gancho que ameniza as vibrações da carga, não deixando passar para a catarina.

Figura 2: Bloco de coroamento



Fonte: THOMAS *et al*, 2001

Figura 3: Catarina e gancho



Disponível em: < <http://www.worldoils.com> >: Acesso em maio de 2015

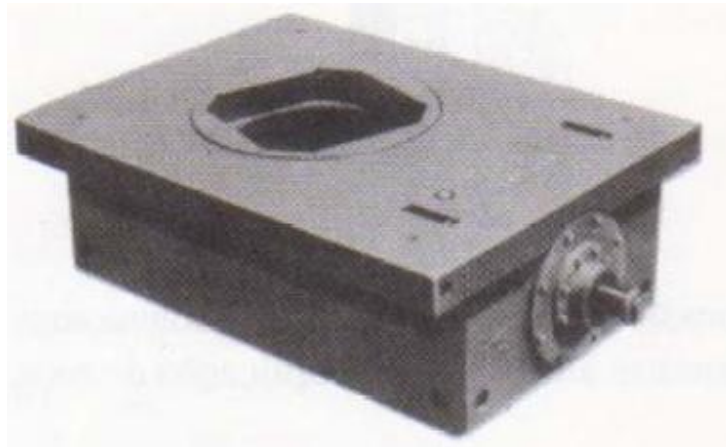
2.1.3 Sistema de rotação

São os equipamentos que promovem a rotação da broca. Existem basicamente três maneiras de promover rotação:

- **Através do conjunto mesa rotativa e bucha do kelly:** Em sondas convencionais utiliza-se a mesa rotativa e bucha do kelly. A mesa rotativa é o equipamento responsável por girar toda a coluna de perfuração, aplicando torque em uma coluna de formato quadrado ou hexagonal, conhecida como

bucha do kelly e essa por sua vez transmite para a coluna de perfuração. (THOMAS *et al* 2001)

Figura 4: Mesa rotativa



Fonte: THOMAS *et al* (2001)

Figura 5: Kelly quadrado



Disponível em: < <http://portuguese.alibaba.com>>: Acesso em maio de 2015

- **Por meio do top drive:** Em sondas equipadas com *Top drive*, que é um motor acoplado a catarina, que desliza sobre um trilho fixo e emite o torque na parte superior a coluna de perfuração. Uma das vantagens de se usar o *top drive* é que a perfuração pode ser realizada de três a três tubos, ao invés de somente um (mesa rotativa e kelly) e em poços de alta profundidade pode descer ou retirar coluna girando e circulando fluido simultaneamente, o que evita e/ou soluciona problemas com o poço. (THOMAS *et al*, 2001, p.64).

Figura 6: Top Drive



Disponível em: <<http://www.bizearch.com>> Acesso em maio de 2015

- **Através de motor de fundo:** Uma das aplicações deste equipamento é em poços de altas profundidades quando a rotação da coluna se torna crítica, um motor de fundo é acoplado acima da broca, à potência do fluido de perfuração é o responsável pelo giro que o motor promove a broca. (Fundamentos de perfuração, PETROBRAS, 2002, p.10). O motor de fundo também é utilizado em início de uma fase do poço quando não se tem peso sobre broca suficiente e em brocas que precisam de alta rotação.

Figura 7: Motor de fundo



Disponível em: <<http://www.tecnicodepetroleo.ufpr.br>>: Acesso em maio de 2015

O *Swivel* é o equipamento responsável por direcionar o fluido de perfuração bombeado dos tanques para o interior da coluna, também liga as partes rotativas das fixas. A parte superior permanece estacionária enquanto que a inferior fica girando.

Figura 8: *Swivel*



Disponível em: <<http://www.oilfield.com>>: Acesso em maio de 2015

2.1.4 Sistema de circulação

É constituído por equipamentos responsáveis pela a produção do fluido de perfuração até o devido tratamento. São eles: Tanques, bombas, *swivel* e sistema de tratamento. Os fluidos são produzidos e armazenados em tanques e em seguida são succionados por bombas alternativas para o interior da coluna até passar pelos jatos de brocas, em seguida o fluido retorna pelo anular carreando os cascalhos gerados pela perfuração, ao chegar na superfície esse fluido passará extratores de sólidos e ainda podem ir a desgaseificadores para remoção do gás que pode ter ficado incorporado ao fluido. O condicionamento do mesmo é dado pela a adição de produtos para que o mesmo adquira características reológicas iniciais ou suficientes para seguir a perfuração. (Fundamentos de perfuração, PETROBRAS, 2002)

2.1.5 Sistema de segurança de controle de poço

Durante a perfuração, pode ocorrer a produção indesejada de fluido da formação, então esse sistema presente na sonda tem a finalidade de controlar o influxo caso o mesmo eventualmente aconteça. É composto por um conjunto de válvulas para fechamento do poço *Blowout Preventer* (BOP) / Equipamento do Sistema de Controle de Poço (ESCP) / unidade acumuladora/ acionadora, painéis remotos de controle, linhas de matar, *choke* e *choke manifold*.

Os preventores são acionados sempre que houver ocorrência de um *kick*, fluxo indesejável do fluido contido numa formação para dentro do poço. Se este fluxo não for controlado eficientemente poderá se transformar num

blowout, ou seja, poço fluindo totalmente sem controle, acidentes pessoais, perda parcial ou total do reservatório, poluição e dano ao meio ambiente, etc. (THOMAS *et al*, 2001,p. 67)

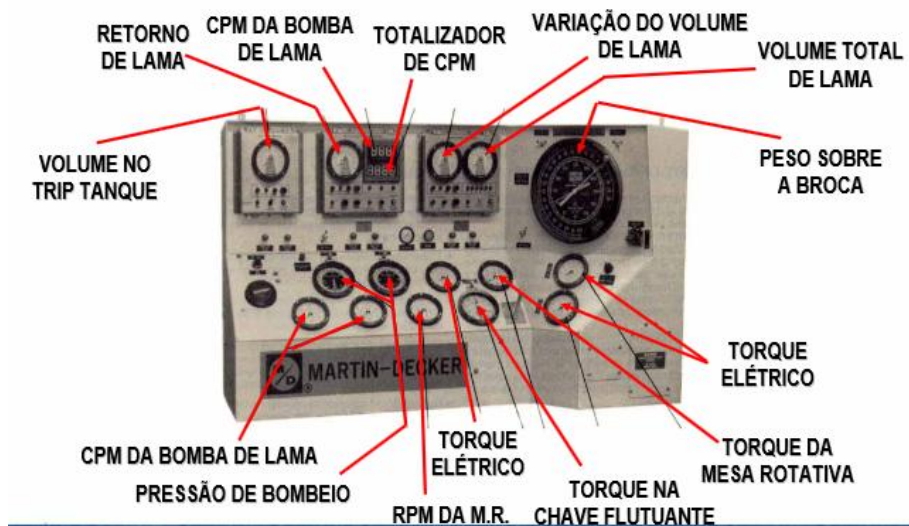
Segundo THOMAS *et al.* (2001) quando o influxo é identificado o BOP é acionado, desta maneira fluido hidráulico contido em baterias armazenadoras sob pressão (Unidades acumuladoras) são bombeados para acionar algum elemento do BOP, esta é uma maneira de acionamento, porém o BOP também pode ser acionado pelos painéis remotos de controle de forma pneumática, normalmente por questão de segurança existem dois, um próximo a sonda e outro afastado da zona de risco.

Se acionado o BOP, o fluxo de lama é desviado das peneiras para a linha do *choke*. Essa linha interliga o *choke manifold* (Conjunto de válvulas) ao poço e que por sua vez tem a função de controlar fluxos e pressões do poço. A linha que possibilita a injeção de fluidos pelo anular é chamada de linha de matar.

2.1.6 Sistema de monitoramento

São os equipamentos que permitem acompanhar e registrar parâmetros à perfuração, tais como peso sobre broca, rotação, vazão e pressão de bombeio, *drags* entre outros.

Figura 9: Painel do sondador (Sistema de monitoramento)



Disponível em: <http://www.petroleo.ufsc.br/palestras/2004_08_05.pdf>: Acesso em junho de 2015

Com o progresso da perfuração observou-se que um máximo de eficiência e economia seria atingido quando houvesse uma perfeita combinação entre os vários parâmetros da perfuração. Disto surgiu a necessidade do uso de equipamentos para o registro e controle destes parâmetros. Eles podem ser classificados em indicadores, que apenas indicam o valor do parâmetro em consideração, e registradores, que traçam curvas dos valores medidos.

2.1.7 Sistema de geração e transmissão de energia

Tem a finalidade de gerar e distribuir energia para todos os equipamentos constituintes da sonda. Geralmente são fornecidos por motores à diesel devido usualmente se perfurar poços em áreas remotas sem distribuição de energia. Em localidades que há uma grande produção de gás e este iria para o queimador, pode ser usados para gerar energia para os equipamentos, porém esse seria um sistema a parte não fazendo parte do sistema de geração e transmissão de energia da sonda.

2.2 Pressões geradas pelo fluido de perfuração

2.2.1 Fluido estático - Pressão hidrostática

É definido como a pressão devido a uma altura hidrostática de um fluido. Depende diretamente da massa específica do fluido e da altura vertical. Pode ser calculada pela expressão abaixo:

$$P_H = \rho_f * g * h \quad (1)$$

Onde :

P_H = pressão hidrostática;

ρ_f = massa específica do fluido;

g = constante gravitacional;

h = altura vertical da coluna de fluido;

Na indústria do petróleo devido as unidades de campo e utilizar unidades americanas, a equação (1) se resume a:

$$P_H = 0,1704 * \rho_f * PV \quad (2)$$

Onde :

P_H = pressão hidrostática em psi;

ρ_f = massa específica do fluido lb/gal;

PV = profundidade vertical do poço em m;

E o 0,1704 é a constante para conversão de unidades;

2.2.2 Fluido dinâmico – *Equivalent Circulating Density* (ECD)

Quando o fluido de perfuração está circulando através da coluna de perfuração, a pressão do fundo do poço será maior do que a pressão hidrostática da lama. A pressão adicional é devido à pressão de atrito necessária para bombear o fluido da saída da broca até retornar a superfície pelo anular, no caso da circulação direta. Esta pressão de atrito deve ser adicionada à pressão hidrostática para obter uma representação verdadeira da pressão que atua contra a formação no fundo do poço.

$$ECD = \rho_f + \frac{P_{an}}{0,1704 * PV} \quad (3)$$

Onde:

ECD = Dado em lb/gal;

ρ_f = Massa específica do fluido de perfuração dada em lb/gal;

P_{an} = Queda de pressão no anular em psi devido a uma certa vazão de bombeio;

PV = Profundidade do poço em ft;

0,1704 é a constante de conversão de unidades;

A densidade de circulação equivalente do fluido deve ser monitorizada continuamente para assegurar que a pressão na formação abaixo da sapata, devido ao ECD do fluido e sistema, não exceda a pressão de absorção da formação.

2.3 Geopressões

A definição dada por ROCHA e AZEVEDO (2009) engloba no termo geopressões todas as pressões e tensões existentes no subsolo, e todas aquelas que são impostas às formações que podem, inclusive, levar à falha da rocha.

“Recentes estudos comparativos realizados pela Petrobras e por outras operadoras identificaram que *kicks*, perdas de circulações e instabilidade de poços, todos os problemas relacionados a geopressões, estão entre as principais causas de tempos perdidos na perfuração[...]” (ROCHA e AZEVEDO, 2009).

Não há dúvidas da relevância do termo “Geopressões” para o tema deste trabalho, já que muitos problemas operacionais que podem acarretar em influxos para o interior do poço são decorridos devido a estimativas equivocadas ou do desconhecimento das geopressões.

As geopressões são estimadas de acordo com os estudos realizados para o conhecimento das pressões de poros, fratura e colapso o que acarretará na janela operacional (limites máximos e mínimos de peso de fluido de perfuração para cada profundidade com a finalidade de não fraturar a formação ou deixá-la colapsar ou ainda tomar um eventual influxo indesejado) e assentamento das colunas de revestimento.

2.3.1 Pressão de sobrecarga

É a pressão a uma determinada profundidade exercida pelo peso total das camadas sobrejacentes incluindo os fluidos, também é conhecida por pressão de *Overburden*. Devido ter atuação em uma matriz da rocha (plano) e ser exercida não somente por fluidos (possui direção de atuação), o termo tensão é mais apropriado e pode ser calculado com a equação seguinte:

$$\sigma_{OV} = \int_0^Z \rho_b * g * dZ \quad (4)$$

Onde :

σ_{OV} = pressão de sobrecarga;

Z = profundidade;

ρ_b = massa específica das formações;

g = constante gravitacional;

A

(4 com a integral discretizada e com unidades de campo torna-se:

$$\sigma_{OV} = 1,422 \left(\rho_w Z_w + \sum_0^n \rho_b \Delta Z \right) \text{ psia} \quad (5)$$

Onde :

ρ_w = massa específica da água (geralmente adotada com o valor 1,03 g/cm³);

Z_w = profundidade da lâmina d'água em metros;

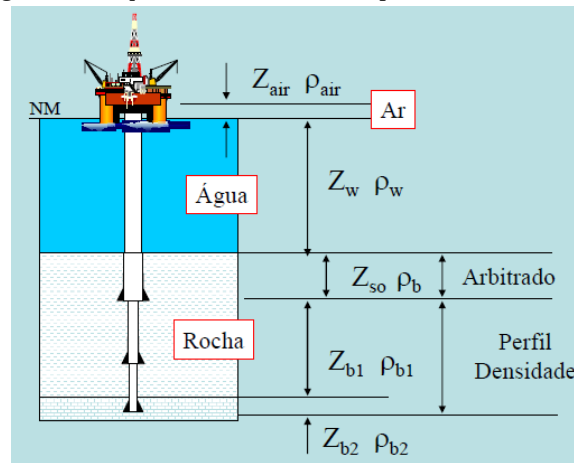
ρ_b = massa específica das formações em g/cm³ (varia entre 1,90 a 2,50 g/cm³);

ΔZ = profundidade das formações em metros;

1,422 é a constante de conversão de unidades;

Ainda nas equações (4) e (5), possuem o termo do ar, conhecido como *Air gap*, mas devido a massa específica do ar ser muito pequena, este termo foi considerado como zero.

Figura 10: Esquema de estimativa da pressão de sobrecarga



Fonte: Adaptado (ROCHA e AZEVEDO, 2009)

As profundidades e a constante gravitacional não são problemas, mas as massas específicas das rochas são as incógnitas da equação. Nota-se que o a rochas superficiais onde as informações sobre elas são quase que inexistentes, mas por outro lado, é sabido que essas rochas são mais porosas, devido se ter um menor efeito da compactação, desta maneira geralmente usa-se um valor entre 1,50 a 1,95g/cm³. Os demais valores são medidos de forma direta, por testemunhagem e/ou perfis de densidade ou ainda por correlações.

2.3.2 Pressão de poros

De acordo com ROSA (2006) uma rocha é composta por partículas sólidas, espaços vazios e fluidos preenchendo os espaços vazios. Normalmente esse fluido é água, óleo ou gás ou ainda os três juntos de forma imiscível e a porcentagem de cada fluido é conhecida como saturação.

A pressão de poros, também conhecida como pressão da formação ou pressão estática, é a pressão exercida pelos fluidos que saturam os espaços porosos da rocha. ROCHA e AZEVEDO (2009).

Uma das mais importantes funções do fluido de perfuração é exercer uma pressão no poço superior a pressão dos fluidos contidos nos poros das formações [...]. Se, por algum motivo a pressão no poço se tornar menor que a pressão de uma formação e se esta possuir permeabilidade suficiente, deverá haver fluxo do fluido da formação para o interior do poço. A esse fluxo da-se o nome de *kick* [...].

(SANTOS, 2013, p.17)

Vale ressaltar da citação acima, que esse influxo é controlável, caso torne-se incontrolável, tem-se a situação de *blowout*. Um *blowout* tem como definição o fluxo

descontrolado da formação para o poço e deste para a superfície, no caso de poços terrestres. Caso o fluido chegue a superfície pelo interior do poço chama-se de *blowout*, se for através de fraturas das rochas denomina-se crateramento e se o influxo for para uma formação não revestida tem-se um underground *blowout*. (SANTOS, 2013).

Para um projeto de um poço de petróleo é de grande importância a determinação da pressão de poros das formações, pois a massa específica mínima do fluido de perfuração a ser utilizado deve ser estabelecida de modo a prover uma pressão interna no interior do poço suficiente, para que não haja fluxo dos fluidos da rocha para dentro do poço. Ela é também muito importante na análise de estabilidade, pois interfere no cálculo da pressão efetiva.

Sua classificação é dividida em:

- **Anormalmente baixa** (Pressão de poros < Pressão hidrostática);
- **Normal** (Pressão de poros = Pressão hidrostática);
- **Anormalmente alta** (Pressão hidrostática < Pressão de poros < 90% da pressão sobrecarga);
- **Alta sobrepressão** (Pressão de poros > 90% Pressão de sobrecarga);

O nível de referência para cálculo da pressão hidrostática é sempre em relação à mesa rotativa.

2.3.3 Pressão de colapso

É a pressão que ocasiona a falha da rocha por cisalhamento, sob efeito de tensões de compressão. Tanto pode ocorrer devido ao baixo peso de fluido (colapso inferior), como também devido a um alto valor para fluido de perfuração (colapso superior). ROCHA e AZEVEDO (2009).

Problemas de instabilidade de poço são facilmente notados, devido causar à redução do diâmetro do poço e consequentemente altos *drags* e/ou aprisionamento de coluna por acunhamento. Outro agravante é o desmoronamento da parede do poço o que pode prender a coluna por incapacidade de limpeza do anular.

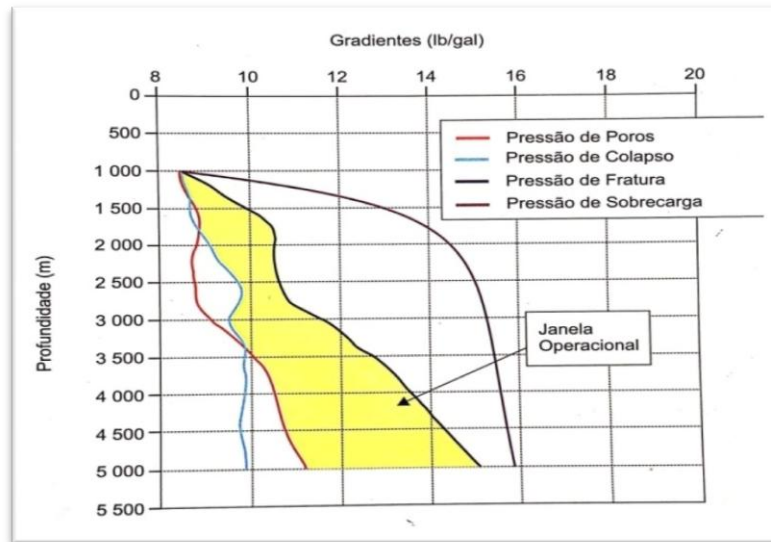
2.3.4 Pressão de fratura

É a pressão que ocasiona falha a rocha por tração. As falhas por tração ocorrem quando a tensão se torna negativa, porém com maior em modo absoluto que a resistência à tração da rocha. Assim como a pressão de colapso, é ocasionado pelo baixo peso do fluido (fratura inferior) e por o alto peso (fratura superior). As conseqüências podem ser desmoronamento de poço de poço, perda de circulação, etc. ROCHA e AZEVEDO (2009).

2.3.5 Janela operacional

O conjunto de geopressões gera uma janela operacional para limitar o peso do fluido de perfuração para cada profundidade. Esta janela operacional é bem importante, pois é um dos critérios de assentamento das sapatas para manter a integridade do poço.

Figura 11: Janela operacional



Fonte: ROCHA e AZEVEDO (2009)

2.4 Controle de poço

Pode ser definido como uma série de procedimentos e passos executados com a finalidade evitar o *kicks* e *blowouts* e consequentemente danos materiais, de recursos humanos e desastres ambientais, lembrando ainda que a imagem da empresa pode ser prejudicada caso alguns desses danos supracitados aconteçam. AIRD (2009) divide esses procedimentos em três tipos:

- **Controle primário:** Deve-se ao fato da pressão hidrostática exercida pelo fluido de perfuração seja superior a pressão de poros das zonas produtoras, caso isso não aconteça, o *kick* ocorrerá e diz-se que o controle primário foi perdido.
- **Controle secundário:** No caso de já se ter perdido o controle primário, o controle secundário deverá ser executado por um conjunto de equipamentos com a finalidade de evitar o *blowout*.
- **Controle terciário:** Algum método especial deve ser introduzido para que mantenha-se o controle do poço, caso contrário, o poço entrará em *blowout*.

2.4.1 Causas de kicks

Como já explicado em tópicos anteriores, o *kick* é causado geralmente pelo princípio da redução do nível da lama de perfuração ou do peso específico do fluido e

que a formação tenha permeabilidade suficiente para produção. Vários são os motivos causadores dessas reduções, abaixo são apresentados os principais causadores mostrado por SANTOS (2013).

- Falta de ataque ao poço
- Pistoneio
- Perda de circulação
- Massa específica da lama de perfuração insuficiente
- Corte de lama por gás

2.4.1.1 Falta de ataque ao poço

Pode definir a falta de ataque ao poço pela falha em manter o poço abastecido durante a remoção da coluna de perfuração. Um exemplo são as manobras, a retirada da coluna de perfuração removerá um volume de aço que causa rebaixamento do nível de fluido do poço, diminuindo desta maneira a pressão hidrostática, o que poderá causar o *kick*.

Para evitar o possível influxo, é feito um acompanhamento do volume do tanque de manobra, caso o volume do tanque seja menor do que o previamente calculado, deve-se desligar as bombas e interromper a manobra imediatamente para realizar um *flow check* (checagem para ver se o poço está em fluxo) em caso de fluxo, fechar o poço imediatamente. O volume de aço retirado é o mesmo do volume que deve ser adicionado ao poço e pode ser calculado da seguinte forma:

$$V_{Aço \text{ ret}} = L_{ret} * DES_{col} \quad (6)$$

Onde:

$V_{Aço \text{ ret}}$ é dado em bbl;

L_{ret} é o comprimento da tubulação que foi retirada em m;

O termo DES_{col} é o deslocamento da coluna e é dado em bbl/m;

A queda de pressão pode ser calculada pela equação 7 abaixo:

$$\Delta P = \frac{0,1704 * \rho_f * V_{Aço \text{ ret}}}{C_{poço \text{ ou rev}} - DES_{col}} \quad (7)$$

Onde:

ΔP é a redução de pressão devido à retirada do volume de aço em psi;

ρ_f é o peso específico do fluido de perfuração em lb/gal;

$V_{\text{Aço ret}}$ é o volume de aço retirado do poço em bbl;

$C_{\text{rev ou poço}}$ é a capacidade do revestimento ou do poço em bbl/m;

2.4.1.2 Pistoneio

É o acontecimento de um efeito pistão no poço durante a retirada da coluna o que ocasiona uma redução de pressão no fundo do poço, pode ser expresso de duas maneiras: SANTOS (2013).

- **Mecânico:** Queda do nível de fluido devido a retirada mecânica do fluido pela restrição do espaço anular. A restrição do espaço anular pode ser dada pelo encerramento de broca, *packer* ou poço delgado. E seus principais indícios são o retorno de fluido e um provável aumento do peso da coluna na retirada.
- **Hidráulico:** Redução de pressão devido a perda de carga induzida pelo movimento do fluido que irá ocupar o espaço deixado pela broca na retirada da coluna.

2.4.1.3 Perda de circulação

Segundo MITCHELL e MISKA (2011) é a perda de fluido que está sendo bombeado para o interior da formação, seja na perfuração, completação ou *workover*. Pode ser de dois tipos: Parcial quando é notada somente a diminuição do retorno de fluido para os tanques e total, quando o fluido se perde completamente na formação. Este problema afeta diretamente a economia, visto que a reposição dos materiais, serviços e tempo de sonda adicional são bastante representativos em um orçamento de projeto de poço.

Outra questão importante é a segurança, caso a perda se dê em uma formação profunda, as zonas mais rasas poderão entrar em *kick*, ou seja, a perda de fluido pode ser ocasionada por uma alta massa específica que irá fraturar uma formação resultando na diminuição da pressão hidrostática no interior do poço.

Levando para o lado ambiental, a invasão de pasta de cimento ou um fluido de perfuração podem contaminar aquíferos ou mesmo danificar reservatórios.

Os principais motivos para a ocorrência da perda são as zonas com altas permeabilidades, que podem ser: Zonas permeáveis, fraturas naturais, formações inconsolidadas, falhas ou mesmo pelo *overbalance* e o peso do fluido utilizado na operação.

Quando a perda ocorrer, os procedimentos que devem ser tomados é saber o intervalo da perda, o tipo de formação e a severidade.

Uma das possíveis soluções é aumentar o teor de sólidos da lama de perfuração para formar parede de reboco no poço, porém controlar o peso do fluido para que não exerça uma grande pressão nas paredes do poço e tentar manter taxa mínima de bombeio, mas que assegure a limpeza do poço.

Figura 12: Perda de circulação



Fonte : MITCHELL & MISKA (2011)

2.4.1.4 Massa específica de lama de perfuração insuficiente

Este problema normalmente ocorre não por falha projeto do fluido, mas sim por falta da informação, como por exemplo, de que o poço é *High Pressure and High Temperature* (HPHT) o que faz com que o peso do fluido se torne insuficiente particularmente em zonas com pressão de poros anormalmente alta. Essas zonas HPHT são locais que possuem gradiente de pressão e temperatura maiores que os previstos de acordo com a profundidade.

Outras situações que reduzem a peso da lama:

- Sedimentação de barantina no poço e nos tanques de lama;
- Remoção sem recomposição da barantina pelas centrífugas e *mud cleaners*;
- Aumento da temperatura do fluido (poços HT);
- Perfuração de áreas com injeção de fluido (recuperação secundária) sem as devidas práticas recomendadas (fechamento de poços injetores antes da perfuração);

2.4.1.5 Corte de lama por gás

O fenômeno de corte de lama por gás, nada mais é que a redução do peso do fluido (lama de perfuração juntamente com fluido da formação que contém quantidades de gás) devido à redução da pressão quando trazido a superfície, causando a expansão do gás e consequentemente redução da massa específica do fluido de perfuração.

A queda de pressão hidrostática no poço pode ser calculada pela equação 8, mas embora a massa específica do fluido seja reduzida a valores significativos, esse efeito de redução no poço não é o mesmo, pois a expansão do gás é muito maior quando o fluido chega a superfície.

$$\Delta P = 34,5 * \left(\frac{\rho_f}{\rho_{fc}} - 1 \right) * \log \left(\frac{P_H}{14,7} \right) \quad (8)$$

Onde:

ΔP = Redução de pressão em um ponto avaliado, em psi;

ρ_f = Massa específica do fluido de perfuração, lb/gal;

ρ_{fc} = Massa específica do fluido cortado, lb/gal;

P_H = Pressão hidrostática no poço, no ponto avaliado, dado em psia;

2.4.2 Detecção e indícios de kicks

SANTOS (2013) evidencia a importância da detecção rápida de um *kick*, pois o pico de pressão gerada e o tempo gasto para controlar o poço dependerão diretamente do volume do influxo. É válido salientar que para a detecção prévia de um *kick*, as sondas devem ser dotadas de equipamentos avançados e equipes bem treinadas para detectar previamente e fechar o poço o mais rápido possível.

Existem indicadores primários que podem alertar sobre *kicks*, os principais são:

- **Fluxo com bombas desligadas:** No caso de não haver fluxo para dentro do poço e o fluido está retornando, o poço deve imediatamente ser fechado, porém a equipe deve ficar atenta ao motivo do retorno de fluido, pois pode ser devido a diferença hidrostática entre o interior da coluna e o anular, ou ainda retorno de fluido que tinha invadido a formação.
- **Poço aceitando volume indevido durante manobras:** O poço não aceita um volume de fluido igual ao volume de aço retirado ou o poço devolve mais volume de fluido do que o de aço que foi adicionado. Estes volumes são

controlados via tanques de manobra e deve ser acompanhado por planilhas de enchimento do poço

- **Aumento da vazão de retorno:** O poço devolve mais fluido do que o que deveria, para um caso de vazão de perfuração constante.
- **Aumento do volume dos tanques de lama:** Este é um forte indicador primário de *kick*, se os tanques de lama de perfuração estão com os níveis maiores que o deveriam e se nenhum fluido de perfuração foi adicionado no mesmo, isto indica um possível *kick*.

Os indicadores secundários são parâmetros de perfuração que dependem de muitos fatores (são vários os motivos para alteração do parâmetro), por isso podem gerar falsos alertas sobre *kicks* ou alertar que um *kick* esta para ocorrer, desta maneira é recomendado realizar um *flow check*, que é desligar as bombas e avaliar se a fluxo de fluido no poço, se ocorrer o fluxo o poço deve ser fechado rapidamente. São alguns deles:

- **Taxa de perfuração;**
- **Redução da pressão de bombeio;**
- **Variação na leitura de gás de fundo, conexão e manobra;**
- **Corte de gás e/ou óleo e alga salgada no fluido de perfuração ;**

2.4.3 Pressões de fechamento (*Shut-in Drill Pipe Pressure* e *Shut-in Casing Pressure*) e Pressão Reduzida de Circulação

SANTOS (2013) define *Shut-in Drill Pipe Pressure* como a pressão de fechamento registrado no tubo bengala, é abreviada como SIDPP. Já a pressão de fechamento registrada a montante do *choke* e é abreviada a como SICP.

A Pressão Reduzida de Circulação é a pressão registrada quando a bomba atinge a velocidade de 30 ou 40 spm (conhecida como Velocidade Reduzida de Circulação – VRC) para poços com BOP terrestres. O uso da VRC é devido:

- Causar menor erosão dos equipamentos;
- Gerar menores pressões de bombeio;
- Possibilitar maior tempo para manipulação do *choke*;

2.4.4 Procedimentos de fechamento do poço

Após a detecção do *kick* há duas escolhas possíveis a se fazer: A primeira fechar o poço imediatamente (mais recomendada) e a segunda realizar o *flow check*. A realização do *flow check* exige um tempo adicional para a operação, podendo gerar um aumento do volume do *kick*. Mas existem casos em que os indícios e a detecção de influxo são muito difíceis, então recomenda-se realizar *flow check* para estas situações.

Para poços HPHT, onde existe o risco de prisão de coluna, aconselha-se manter girando a coluna de perfuração, pois o tempo da realização da checagem é no mínimo de 15 minutos e vai até a confirmação ou não se está ocorrendo o influxo. Essa operação de manter a coluna girando, além de minimizar os riscos de prisão por diferencial de pressão como já mencionado anteriormente, ainda quebra o desenvolvimento da força gel, o que poderia dar um falso valor para as pressões de fechamento na superfície. (SANTOS, 2013)

O modo de fechamento do poço pode ser de duas maneiras: O fechamento lento (*Soft*) e o fechamento rápido (*Hard*), a diferença entre os dois é que no primeiro tipo de fechamento, o *choke* e o BOP são mantidos abertos nas operações normais de perfuração e são fechados somente quando o *kick* é detectado, já no fechamento rápido o *choke* já fica na posição fechada enquanto que o BOP é fechado somente após a detecção do influxo, gerando um menor volume de *kick* menor.

Considerando o modo de fechamento rápido e para poços em terra, os procedimentos para fechamento dependerá da operação em que se está realizando no poço. São eles:

- Perfurando ou circulando no poço
- Manobrando tubos de perfuração
- Manobrando comandos
- Poço sem coluna
- Descendo revestimento

Neste trabalho, o procedimento rápido para fechamento de poço terrestre na operação de perfuração está descrito abaixo.

Procedimento para fechamento de poço na perfuração

1. Parar mesa rotativa (se possuir top drive, elevar primeiro a coluna um *tool joint* acima da mesa rotativa - MR).
2. Elevar o *Kelly* um *tool joint* acima da MR, sem deixar que um conector fique na gaveta vazada.
3. Parar bomba de lama.
4. Abrir a HCR.
5. Fechar BOP anular.
6. Observar pressão máxima de permissível no manômetro do *choke*.
7. Ler as pressões estabilizadas de fechamento no tubo bengala e no *choke*, são respectivamente a SIDPP e SICP.
8. Aplicar o método do sondador (será visto mais adiante).

2.4.5 Informações do *kick*

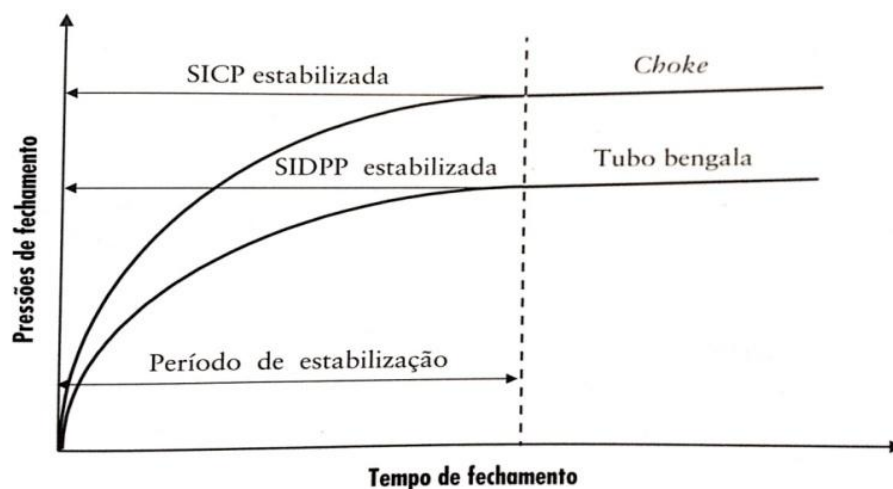
Após o fechamento do poço, ocorrerá à elevação das pressões no tubo bengala e no *choke* e posteriormente as estabilizações, são chamadas respectivamente de SIDPP e

SICP. Normalmente a SICP possui valores superiores ao da SIDPP, pois o fluido invasor irá para o anular. Se no interior da coluna não existir fluido invasor, a SIDPP é a diferença entre a pressão da formação e a pressão hidrostática da coluna e esta pressão independe do volume do *kick*, diferentemente da SICP que está diretamente ligada à quantidade de fluido invasor no espaço anular.

O procedimento de determinação das pressões SIDPP e SICP é feito visualmente traçando um gráfico através dos registros dos manômetros do tubo bengala e do *choke* a cada minuto nos 15 primeiros minutos e em diante a cada 5 minutos, gerando o gráfico da Figura 13: Gráfico de pressões estabilizadas.

O período de estabilização é o tempo em que as pressões no interior do poço se iguala a pressão da formação, não há um tempo fixo, pois depende de vários fatores, tais como permeabilidade da formação, porosidade, diferença de pressão. Este período de estabilização corresponde ao tempo de fechamento.

Figura 13: Gráfico de pressões estabilizadas



Fonte: SANTOS, 2013

O trapeamento de pressões ocorre quando o poço é fechado antes das bombas serem paradas totalmente ou o fato da migração do gás no interior do poço e das movimentações da coluna, então o poço deve-se ser aliviado, drenando pequenos volumes de fluido e fechando o *choke* até que a pressão no tubo bengala pare de cair, após isso o registro das pressões são SIDPP e SICP.

Sobre o volume do *kick*, é importante atentar que quando a bomba é desligada ocorrerá um retorno de fluido para os tanques, e esse volume deverá ser diminuído do volume ganho nos tanques, pois o volume errado de *kick* será registrado, dificultando o processo de controle de poço

2.4.6 Métodos de controle de *kicks*

Quando existe gás no poço, o controle é bem mais difícil devido o comportamento de expansão dos gases quando se reduz as pressões. O poço deve ser fechado logo após a detecção do *kick*, mas não pode ser fechado indefinidamente, já que o processo de expansão do gás aumentará as pressões a níveis em que o poço não resistirá, sendo necessário abrir o poço e aliviar a pressão hidrostática (devido a expulsão do fluido de perfuração causada pela expansão do gás), mas se o poço passar muito tempo aberto, a hidrostática ficará bem menor que a pressão da formação, podendo tomar outro *kick* e conseqüentemente perder o controle do poço.

Uma ponderação entre o tempo em que deixará o poço fechado e o tempo que o poço ficará aberto deve ser feita, para que a migração do fluido invasor seja de forma controlada, mantendo a pressão do fundo do poço constante na operação de expulsão do fluido invasor.

O objetivo principal dos métodos é a expulsão do fluido invasor e retomar o controle primário do poço, utilizando o princípio da pressão constante no fundo do poço, sem causar danos aos equipamentos e a integridade do poço (fraturar sapata do último revestimento descido) e também sem tomar *kicks* adicionais. SANTOS (2013).

Para a indústria petroleira, são usados basicamente três métodos de controle, o método do sondador (será descrito detalhadamente, pois é o objeto de estudo deste trabalho), do engenheiro e o método volumétrico estático. O método do sondador consiste em duas etapas, primeiro circula-se todo fluido invasor com o fluido original no poço e posteriormente troca-se o fluido de perfuração por uma lama de amortecimento. Já o método do engenheiro realiza-se essas duas etapas de uma única vez, enquanto se injeta o fluido de amortecimento, circula-se e elimina-se o *kick*. A diferença básica entre o método volumétrico e os dois explicados anteriormente, é que por alguma razão (coluna entupida ou coluna fora do poço), não se pode circular a lama no poço, então faz-se vários processos de migração e expansão controlada do fluido invasor para fora do poço drenando a pressão gerada do pelo fluido invasor e em seguida substitui pelo fluido de amortecimento.

2.4.6.1 Método do sondador

Procedimento de expulsão do fluido invasor com a lama original, chamada de primeira circulação: SANTOS (2013).

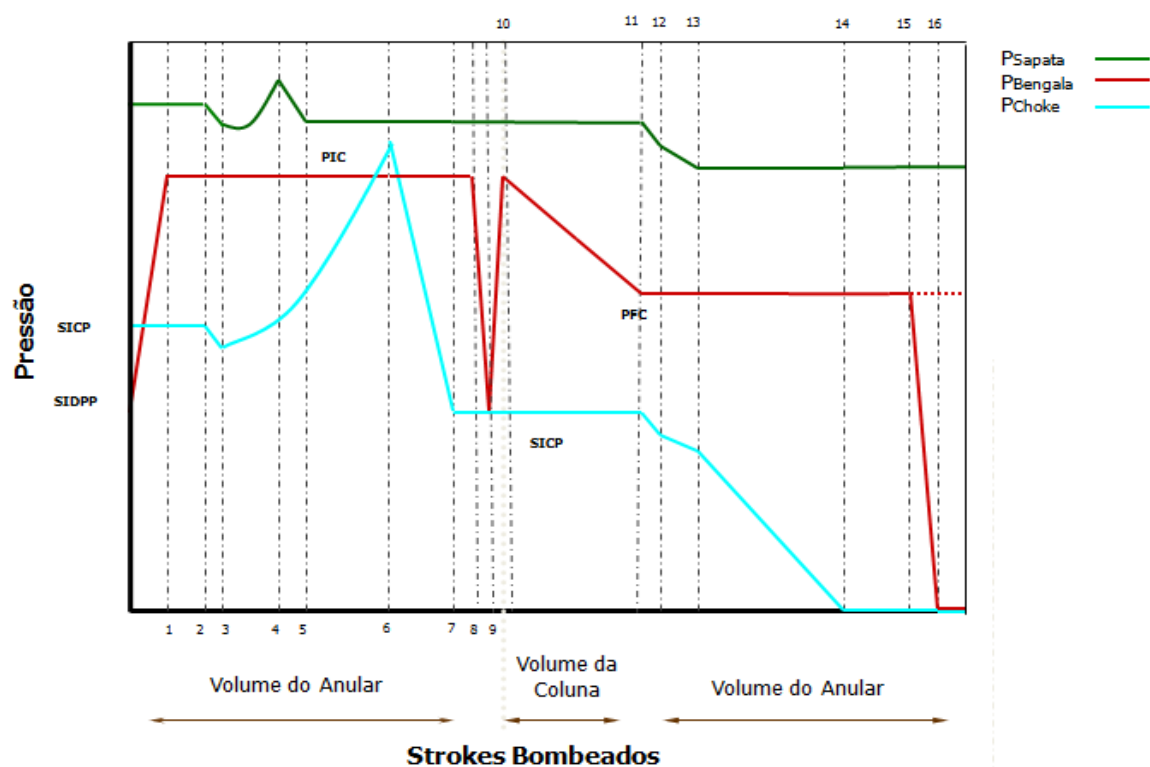
1. Manter a pressão do *choke* constante até a bomba atingir a VRC, após a isso a leitura do bengala torna-se a PIC e a mantém constante até circular o volume equivalente do anular com VRC, sempre observando as pressões máximas permissíveis no *choke*.
2. Quando circular o equivalente do espaço anular, deve-se parar a bomba e nesse momento as pressões do anular e do bengala devem ser iguais a SIDPP.

Neste momento, já ocorreu o fim da primeira circulação, os passos seguintes são adicionar ao poço a nova lama, chama de lama de matar.

3. Bombear a lama de matar pelo interior da coluna com pressão igual à SIDPP até a lama chegar à broca, no início do bombeio a pressão é PIC e se reduzirá até a pressão final de circulação (PFC) quando o fluido chegar a broca.
4. Circular a lama de matar com PFC até a lama de matar chegar a superfície.
5. Parar a bomba e fechar o *choke*, neste momento as pressões do *choke* e do tubo bengala deverão ser zero.
6. Abrir o poço e verificar se há fluxo.
7. Se ocorrer o fluxo, realizar as operações anteriores novamente.

Na Figura 14, pode-se relatar algumas causas do comportamento das pressões no *choke*, no tubo bengala e na sapata. Os eventos foram divididos em 16 partes e serão explicados a seguir.

Figura 14: Evolução da pressão no método do sondador



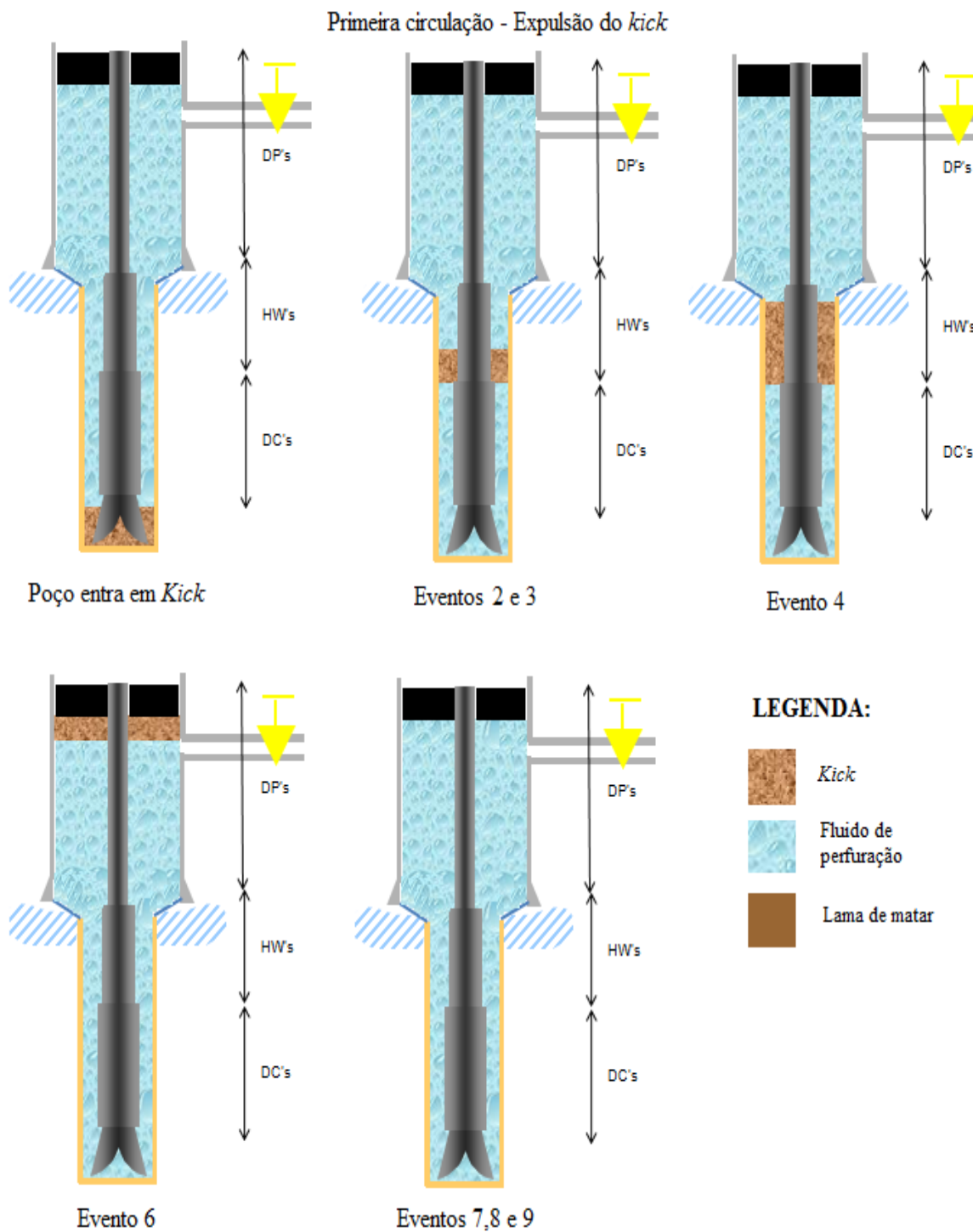
Fonte: Adptado SANTOS (2013)

1. Quando a bomba é acionada, no tubo bengala a pressão parte de SIDPP e vai crescendo (devido as perdas de cargas de PRC) até a PIC, quando a bomba atinge a VRC, enquanto que no *choke* e na sapata as pressões são mantidas constantes (ausência da perda de carga no anular).
2. Topo do gás atinge o topo dos *Drill Collars* - DC's, o que aumentará a área seccional e reduzirá o comprimento da altura do gás.

3. Base do gás atinge o topo dos DC's, ocasionará a expansão controlada (até o evento 6) do gás e terá um acréscimo de pressão no *choke* e na sapata, enquanto que a pressão no bengala continuará constante até o término da primeira circulação (evento 9).
4. Topo do gás chega a sapata, este é o momento de pressão máxima na sapata do último revestimento, a partir deste instante a pressão na sapata começa a decrescer em virtude da diminuição da altura de gás abaixo da sapata.
5. Base do gás ultrapassou o topo da sapata, neste instante a pressão máxima permissível, passa a ser os valores observados no *choke*.
6. Topo do gás atinge a superfície, o que causará aumento da pressão hidrostática, mas será compensado com abertura do *choke* que reduzirá significativamente as pressões no *choke*.
7. Base do *kick* chega até a superfície, neste instante, a pressão no *choke* torna-se o valor da SIDPP e fica constante. As demais pressões permanecem constantes.
8. As bombas são paradas, o que gera uma queda de pressão no bengala devido a diminuição das perdas de carga do sistema. Ao término as pressões no bengala e *choke* deverão ser iguais a SIDPP, se não houver pressão trapeada ou gás no poço.
9. Fim da primeira circulação e expulsão do fluido invasor. Note que a primeira circulação, bombea-se a quantidade de *strokes* necessária para circular o volume do anular.
10. Início da segunda circulação e a bomba começa a acelerar até atingir a VRC e a pressão PIC, após este instante o poço começa a ser amortecido pelo interior da coluna, o fluido de matar gera a redução da PIC até PFC (mantém-se PFC até o final da circulação, evento 15). A pressão na sapata é constante devido ser desconsiderado as perdas de carga no anular.
11. A lama de matar chega até a broca, neste instante o poço começa a ser amortecido pelo anular e ocorrerá uma queda de pressão na sapata e no *choke*, pois o mesmo é aberto de forma a compensar a circulação de uma lama mais densa no espaço anular com o intuito de manter a pressão de fundo constante.
12. Lama de matar atinge o topo dos DC's o que causará uma taxa de redução menor na sapata e no *choke*, devido uma maior área seccional transversal.
13. Lama de matar atinge a sapata, neste instante a pressão na sapata torna-se constante.
14. Lama chega na superfície, devido o *choke* está totalmente aberto a pressão vai a zero.
15. As bombas são paradas, o que gera uma queda de pressão no bengala devido a diminuição das perdas de carga do sistema. Ao término as pressões no bengala e *choke* deverão ser iguais a zero.
16. Fim da segunda circulação.

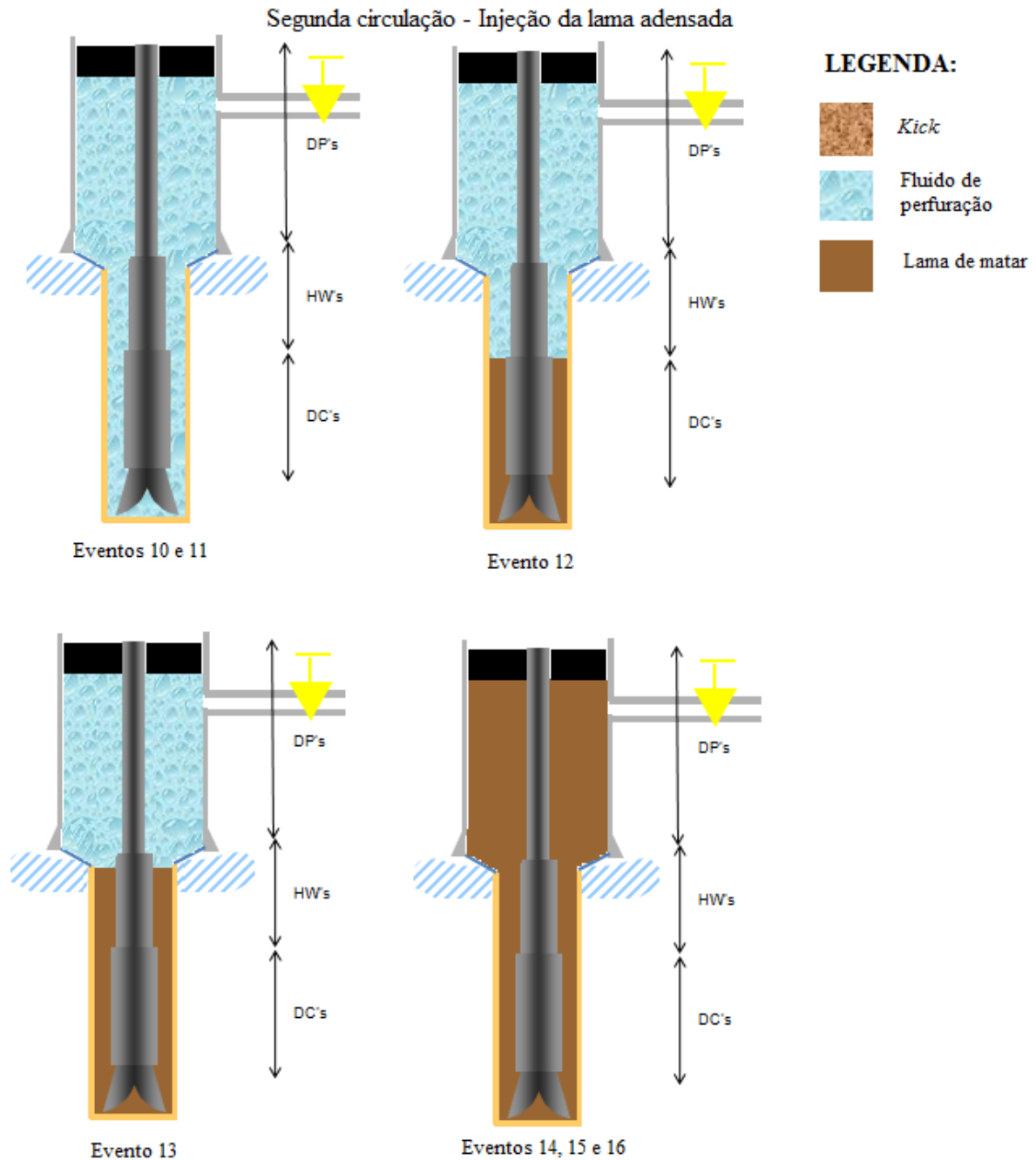
As Figura 15 e Figura 16 mostram detalhadamente como os fluidos se deslocam gerando as curvas de pressões da Figura 14. Ressaltando que o *kick* é de gás e que se fosse de água os comportamentos das pressões seriam de outra maneira.

Figura 15: Detalhamento do comportamento do *kick* e pressões 1



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 16: Detalhamento do comportamento do kick e pressões 2



Fonte: Elaborado pelo autor

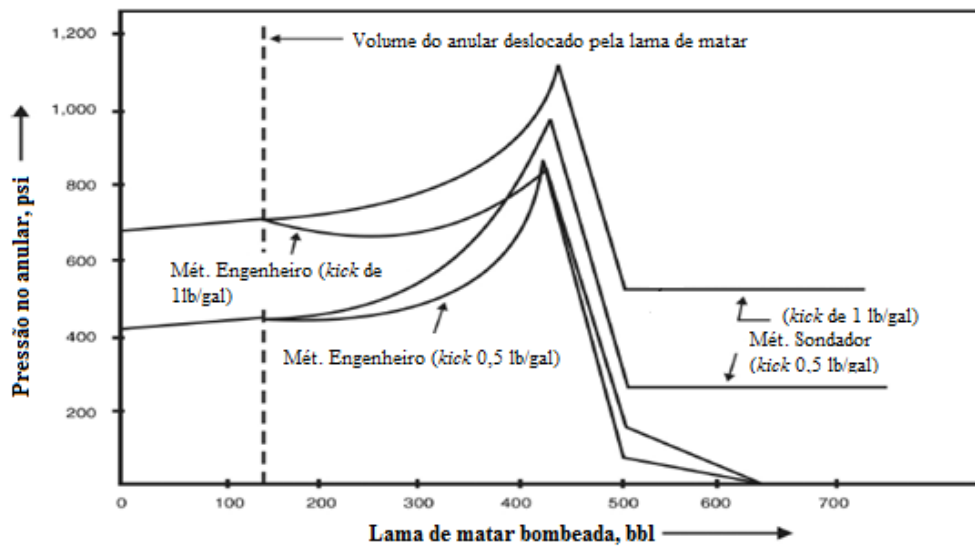
2.4.6.2 Método do engenheiro

Este método pode substituir o método do sondador, a diferença é que terá apenas uma única circulação e esta só começará após o adensamento do fluido de perfuração. A pressão no *choke* não pode ser mantida constante, já que o gás no interior do anular deverá se expandir, desta maneira, o *choke* deve ser regulado de forma a manter a

pressão no tubo bengala igual à PIC, quando a bomba atingir a VRC e cair até PFC quando a nova lama atingir a broca.

O método do engenheiro exige menores valores de pressões na circulação (ver Figura 17), pois antes do *kick* atingir a superfície a lama adensada atinge a broca. Outro fator positivo ao método é ser mais rápido que o método do sondador, mas em contrapartida possui maiores dificuldades operacionais.

Figura 17: Comparação entre as pressões geradas pelo método do sondador e do engenheiro, variando também o volume do *kick*



A melhor maneira de controlar a pressão no tubo bengala é fazer uma tabela de pressão em função do número de *strokes* bombeados, quando a pressão chegar em PFC se manterá constante até o final da circulação

2.4.6.3 Método volumétrico estático

Como já citado anteriormente, o método é utilizado quando por alguma razão não se pode circular o poço, dessa maneira a pressão no fundo do poço é mantida constante e a um valor de pressão da formação acrescido de 100 psi para margem de segurança.

O método consiste primeiramente em migrar o influxo em expansão de forma controlada, com períodos de migração e períodos de drenagem. O segundo passo, chamado de *top kill*, é a fase de injeção de fluido adensado no poço pela linha de matar, ou *kill line*, já que não é possível circular pela coluna.

Na primeira parte do método, fecha o *choke* para que ocorra o aumento de 150 psi (100 psi da margem de segurança e 50 psi de margem operacional), logo em seguida drena-se um volume de lama que reduza 50 psi (ver equação (9) tentando manter a pressão no *choke* constante, após reduzir em 50 psi a pressão, fecha o *choke* novamente e esperar ganhar 50 psi e isso é refeito até que o gás chegue a superfície.

$$V_{lm} = 294 \frac{C}{\rho_f}$$

(9)

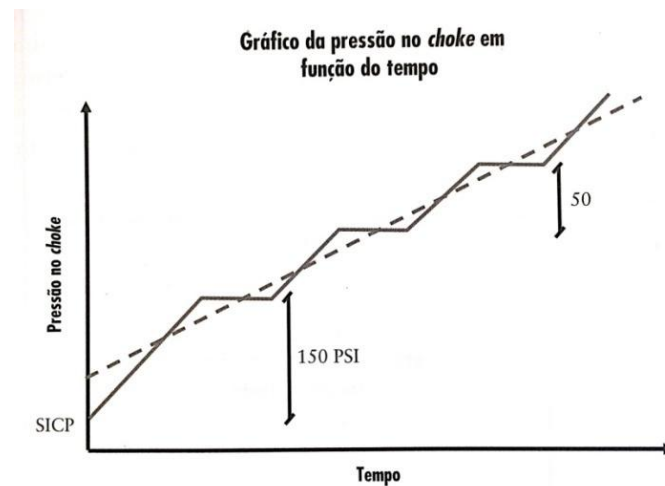
Onde:

ρ_f = Massa específica do fluido de perfuração, lb/gal;

C = Capacidade do poço, bbl/m;

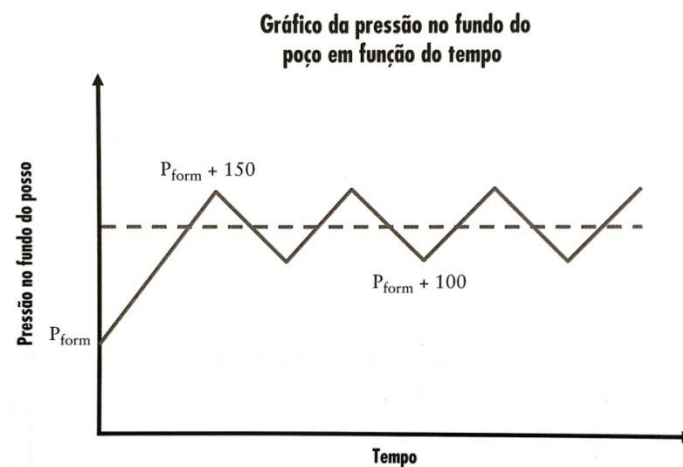
É importante lembrar que a pressão no fundo do poço ficará variando a valores entre 100 e 150 psi a mais que a pressão da formação e a pressão no *choke* sempre irá aumentar e terá valores máximos quando o gás chegar à superfície (ver Figura 18 e Figura 19).

Figura 18: Pressão no choke na primeira fase



Fonte: SANTOS, 2013

Figura 19: Pressão no fundo do poço na primeira fase



Fonte: SANTOS, 2013

O procedimento operacional do *top kill* é dado da seguinte forma: SANTOS (2013).

1. Injetar um V_{lm} até que a pressão no *choke* aumente em 100 psi, registrar o valor e calcular o ganho de pressão no fundo do poço, através da equação (10).
- 2.

$$\Delta P = 0,1704 * \rho_{fm} * \frac{V_{lm}}{C} \quad (10)$$

Onde:

ρ_{fm} = Massa específica do fluido de matar, lb/gal;

C = Capacidade do poço, bbl/m;

V_{lm} = Volume de lama nova que gere aumento de 100 psi no *choke*

A massa específica do fluido de matar pode se estimada pela equação (11).

$$\rho_{fm} = \frac{P_{ckmax} * C}{0,1704 * V_g} \quad (11)$$

Onde:

V_g = É o volume de gás, em bbl;

P_{ckmax} = É a máxima pressão no *choke* quando o gás chega na superfície, em psi;

3. Permitir a segregação do fluido adensado a uma taxa de três minutos por barril.
4. Drenar o gás pelo *choke* até que a pressão no *choke* reduza para $P_{ck} - \Delta P$ (ΔP da equação (10)).
5. Repetir o ciclo a partir do passo 2, até que o poço esteja completamente preenchido com a lama de perfuração adensada.

O comportamento das pressões no fundo do poço e no *choke* podem ser observados nas (Figura 20 e Figura 21).

Figura 20: Pressão no choke na segunda fase

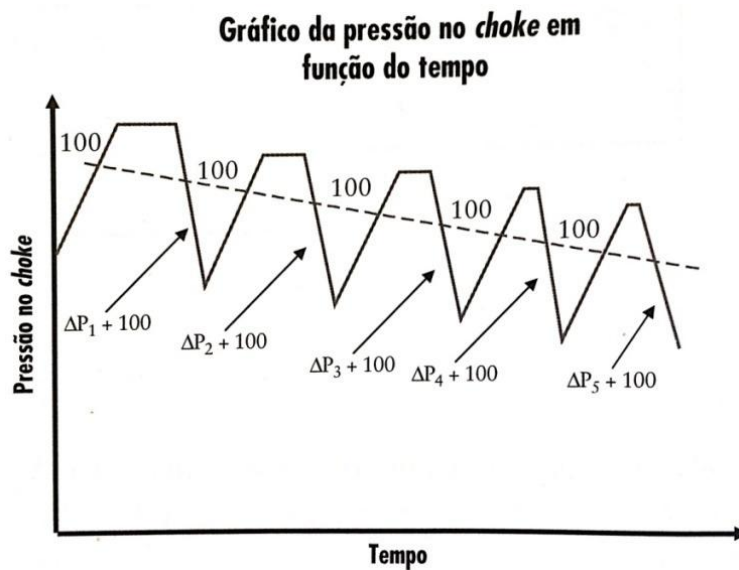
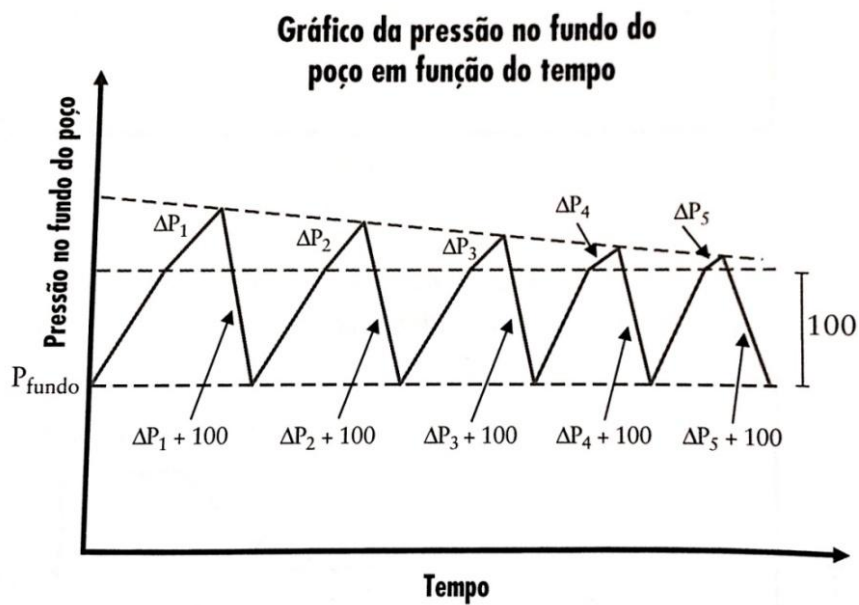


Figura 21: Pressão no fundo do poço na segunda fase



CAPÍTULO III

Metodologia

3.0 Metodologia

Neste tópico será apresentado os cálculos pertinentes a elaboração da planilha, assim como alguns conceitos básicos e suportados pelo tópico dos aspectos teóricos.

3.1 Relevância das informações prévias

Após a detecção do *kick*, o poço deverá ser fechado imediatamente, para que o volume do influxo indesejável seja o menor possível e o controle do poço seja retomado mais “facilmente”.

As informações prévias da planilha devem sempre estar atualizadas, independente da ocorrência de *kick* ou não. O motivo é simplesmente devido as operações de circulação do *kick* e de amortecimento do poço dependerem das informações das antes e durante o *kick*.

O tempo que levaria para ir atrás das informações prévias somente após a ocorrência do *kick* poderia ser crucial para a perda total do controle do poço, e o que era *kick* torna-se *blowout*.

3.2 Equações pertinentes ao controle do *kick*

Considerações:

- O volume de *kick* é o mesmo volume ganho nos tanques;
- A massa específica do *kick*, é estimada pela equação (12);

$$\rho_k = \rho_f + \frac{SIDPP + SICP}{0,1704 * H_k} \quad (12)$$

Onde:

ρ_k = Massa específica do *kick* (lb/gal);

ρ_f = Massa específica do fluido de perfuração (lb/gal);

H_k = Altura do *kick* (m);

SIDPP e SICP em psi;

- a. Massa específica do fluido de matar é dada pela fórmula abaixo:

$$\rho_{fm} = \rho_f + \frac{SIDPP}{0,1704 * PV} \quad (13)$$

Onde:

ρ_{fm} = Massa específica da lama de matar (lb/gal);
 ρ_f = Massa específica do fluido de perfuração (lb/gal);
PV = Profundidade vertical do poço (m);
SIDPP em psi;

- b. Quantidade de barantina necessário para adensar o fluido até chegar o peso da lama de matar.

$$W_B = 1500 * V_{LS} + \frac{\rho_{fm} - \rho_f}{35,8 - \rho_{fm}} \quad (14)$$

Onde:

ρ_{fm} = Massa específica da lama de matar (lb/gal);
 ρ_f = Massa específica do fluido de perfuração (lb/gal);
 W_B = Peso de barantina necessária a adicionar ao sistema (lb);
 V_{LS} = Volume de lama no sistema (bbl);

3.2.1 Máximas pressões permissíveis no *choke*

A máxima pressão permissível no choke ($P_{m\acute{a}x, EQ}$): É o menor valor obtido entre:

- a. Pressão de teste do BOP ($P_{m\acute{a}x, BOP}$).
b. Valor de 80% da resistência a pressão interna do revestimento ($P_{m\acute{a}x, REV}$).

$$P_{M\acute{a}x, REV} = 0,8 * RPI \quad (15)$$

Onde RPI é a Resistência a Pressão Interna do último revestimento descido ao poço, em psi;

- c. Pressão de fratura da formação na profundidade do último revestimento ($P_{m\acute{a}x, frat}$).

$$P_{M\acute{a}x, Frat} = 0,1704 * (\rho_{frat} - \rho_f) * PV_{Sapata} \quad (16)$$

Onde:

ρ_{frat} = Massa específica equivalente de fratura da formação frente ao último revestimento descido (lb/gal);
 PV_{Sapata} = Profundidade Vertical da sapata (m);

3.2.2 Cálculos das seções tubulares

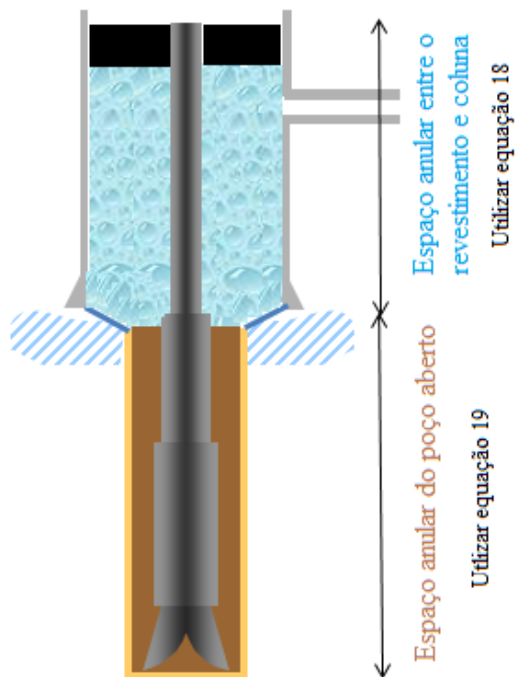
- **Capacidades:** A capacidade do anular e da coluna de perfuração é o volume do anular ou coluna por unidade de comprimento, geralmente expresso na indústria do petróleo em bbl/m. O cálculo é feito pela equação (17).

$$C_{\text{coluna}} = 3,19 * 10^{-3} * (ID_{\text{elemento de coluna}}^2) \quad (17)$$

Onde ID é diâmetro interno dos elementos da coluna de perfuração (DC's, HW's e DP's) expresso em in;

Para o cálculo da capacidade do anular, é necessário saber se o elemento de coluna de perfuração está inserido no poço aberto ou revestimento.

Figura 22: Ilustração dos espaços anulares



Fonte: Elaborado pelo autor

$$C_{\text{REV-coluna}} = 3,19 * 10^{-3} * (ID_{\text{REV}}^2 - OD_{\text{elemento de coluna}}^2) \quad (18)$$

$$C_{\text{poço-coluna}} = 3,19 * 10^{-3} * (ID_{\text{poço}}^2 - OD_{\text{elemento de coluna}}^2)$$

(19)

• **Volumes:** Os volumes da coluna e dos espaços anulares podem ser calculados de acordo com a geometria do poço. O volume pode ser encontrado apenas multiplicando as respectivas capacidades pelos respectivos comprimentos de cada seção. O volume é dado em bbl.

$$V = C * L$$

(20)

3.2.3 Dados das bombas

As bombas são equipamentos rotativos utilizados para converter energia mecânica em energia hidráulica (vazão) em fluidos pressurizados, podendo aumentar sua velocidade (energia cinética) com o objetivo de efetuar ou manter o deslocamento de um líquido por escoamento. A ação mecânica cria um vácuo parcial na entrada da bomba, permitindo que a pressão atmosférica force o fluido do tanque, através da linha de sucção, a escoar. A bomba, por sua vez, passará o fluido para a abertura de saída, forçando-o sob pressão através do sistema hidráulico. (O que é Bombas hidráulicas. Disponível em: < <http://www.cimm.com.br/portal/verbetes/exibir/625-bombas-hidraulicas> >. Acesso em junho de 2015).

Para o desenvolvimento da planilha de informações prévias é importante saber:

- Eficiência volumétrica (η);
- Deslocamento teórico fornecido pelo fabricante;
- Deslocamento real (δ_{MP});

$$\delta_{MP} = \eta * \text{Deslocamento teórico}$$

(21)

- Volume real bombeado

$$V_{\text{Bombeado}} = 0,0102 * \frac{\text{Cursos} * D^2 * \eta}{100}$$

(22)

Onde:

V_{Bombeado} = É o volume real de fluido bombeado (gal/stroke);

D = É o diâmetro interno da camisa da bomba (in);

- Número de ciclos

$$N_{\text{strokes}} = 42 * \frac{V_{\text{a ser bombeado}}}{V_{\text{Bombeado}}} \quad (23)$$

Onde:

N_{strokes} = É o número de *strokes* necessário para se bombear uma certa quantidade de fluido (*strokes*);

$V_{\text{a ser bombeado}}$ = É o volume de fluido necessário ser bombeado (gal/stroke);

42 = É a constante de conversão de gal/stroke para bbl/stroke;

- Volume Total do Sistema (VS);

$$VS = V_{\text{tanques}} + V_{\text{poço}} \quad (24)$$

Onde $V_{\text{poço}}$ é a soma do volume contido no interior da coluna de perfuração com o fluido presente nos espaços anulares, caso o volume do sistema aumente, é um indício que o poço esteja em *kick*.

3.2.4 Pressão Reduzida de Circulação – PRC

A definição de PRC já foi introduzida nos aspectos teóricos, mas a forma de calcular não, assim tem-se que a PRC é:

$$PRC = \sum \Delta P_{\text{sistema}} \quad (25)$$

O qual $\Delta P_{\text{sistema}}$ são as perdas de carga do sistema quando a bomba atinge a VRC. PRC é dada em psi, assim como as perdas de carga.

Quando deve-se medir:

- i. Quando ocorrer troca de turno de operadores.
- ii. Quando ocorrer troca de fluido.
- iii. Quando houver mudança da composição da coluna de perfuração.

3.2.5 Pressão Inicial de Circulação – PIC

É a pressão com que irá expulsar o fluido invasor do poço, como no método do sondador a expulsão do *kick* é feita com o fluido original, a PIC deverá ser um valor que seja no mínimo igual ao valor da pressão de poros frente a formação que está em *kick*. Ressaltando que no interior da coluna temos apenas fluido de perfuração cujo o valor é conhecido e no anular temos a mistura do fluido invasor (massa específica não conhecida) e fluido de perfuração, por este motivo não pode-se estimar o valor da PIC pelo anular, então tem-se que:

$$PIC = PRC + SIDPP \quad (26)$$

3.2.6 Pressão Final de Circulação – PFC

É a pressão a ser mantida no tubo bengala, durante a circulação do *kick* após a lama de matar chegar a broca até chegar a superfície. Pode ser calculada pela equação (27).

$$PFC = PRC * \frac{\rho_{lm}}{\rho_f} \quad (27)$$

CAPÍTULO IV

Resultados

4.0 Resultados

Desenvolvida a planilha de informações prévias e a planilha do método do sondador, o passo seguinte é a validação da mesma através de um estudo de caso. Os dados referentes ao caso estão nas Tabela 1, Tabela 2, Tabela 3,

Tabela 4 e Tabela 5 além da Figura 23 que resume todos os dados.

Tabela 1: Tabela contendo informações para identificação do poço

IDENTIFICAÇÃO DO POÇO		Unidades
Nome do poço:	7-UF-10-RN	
Sonda:	DRILLING 7	
Data:	10/06/2015	
Profundidade do poço:	1050	metros
TVD:	1050	metros
Fase atual:	8 3/4	pol
Pressão de teste E.S.C.P.	5000	Psi

Tabela 2: Informações referentes a coluna de perfuração

ELEMENTOS DA COLUNA DE PERFURAÇÃO	TIPO	Comprimento da seção (m)
DP's 1	4 1/2"; 16,6 lb/ft	500
DP's 2:	4 1/2"; 20 lb/ft	340
HW's	5 1/2"; 57 lb/ft	120
DC's 1:	6 3/4"; 101,3 lb/ft	60
DC's 2:	7 3/4"; 136,1 lb/ft	30

Tabela 3: Informações referentes ao último revestimento

REVESTIMENTO		Unidades
Tipo:	9 5/8"; 47 lb/ft; P-110	
PV _{sapata}	500	m
ρ_{frat}	24,8	lb/gal
ρ_f	9,8	lb/gal

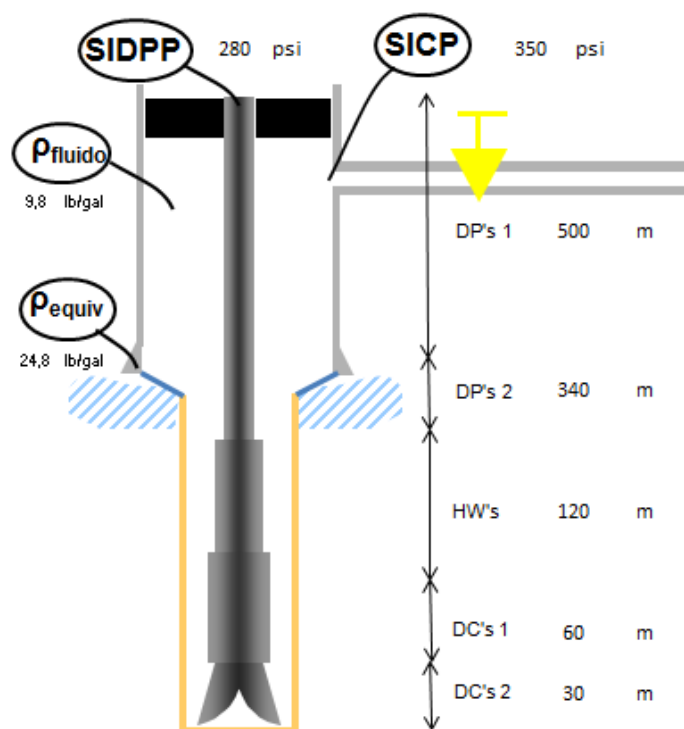
Tabela 4: Dados das bombas

DADOS DAS BOMBAS		Unidades
Fabricante:	B-850-PT	
Curso:	9	in
Diâmetro do camisa:	6 1/4	in
η	97	%
VRC	30	SPM
PRC	100	psi

Tabela 5: informações sobre o kick

INFORMAÇÕES SOBRE O KICK		Unidades
Volume do influxo:	15	bbl
SICP registrada:	350	psi
SIDPP registrada:	280	psi

Figura 23: Desenho esquemático dos dados do estudo de caso



Fonte: Elaborado pelo autor

Após todos os dados serem inseridos na planilha elaborada, os resultados foram os seguintes:

Figura 24: Identificação do poço

 UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE CENTRO DE TECNOLOGIA TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO - DPET PLANILHA DE INFORMAÇÕES PRÉVIAS				
SONDA:	DRILLING-7	DATA:	21/04/2015	LEGENDA PREENCHIDOS CÁLCULADOS RESULTADO FINAL SELECIONAR LISTA
POÇO:	7-UF-10-RN	FASE:	8 3/4 pol	
PROF:	1.050,00 m			
TVD:	1.050,00 m			

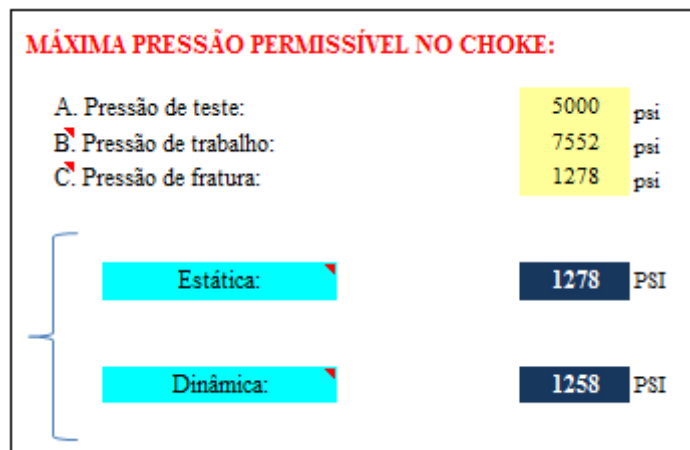
A Figura 24 mostra informações sobre a identificação do poço, é de extrema a importância esta identificação, pois é com base no poço que serão armazenadas todos dados relacionados a esquema mecânico, fluido e pressões.

Figura 25: Inserção dos dados do revestimento e fluidos

1. PRESSÃO DE TESTE DO E.S.C.P.:		5000	psi
2. VOLUME DOS TANQUES:		500	bb1
3. DADOS DO ÚLTIMO REVESTIMENTO:	Selecione os dados:		
	9 5/8" 47 lb/ft P-110		
Diâmetro interno:		8,681	pol
Resistência a pressão interna:		9440	psi
4. MASSA ESPECÍFICA DA LAMA:	ρ_f	9,8	lb/gal
5. MASSA ESPECÍFICA EQUIV. NA SAPATA:	ρ_{equiv}	24,8	
6. PROFUNDIDADE VERT. DA SAPATA:		500	m

Na Figura 25 tem-se em amarelos os valores para diâmetro interno e RPI do último revestimento descido no poço, nota-se que esses valores são automaticamente preenchidos na planilha visto que a mesma possui uma base de dados para cada revestimento, esses valores servirão para cálculo das máximas pressões permissíveis no *choke* quando o gás estiver abaixo e após a sapata (ver Figura 26).

Figura 26: Resultado da máxima pressão permissível no choke (gás abaixo da sapata)



Na Figura 27 tem-se a composição da coluna de perfuração, assim como na seleção do revestimento, podemos selecionar os diâmetros dos DC's, HW's e DP's. Os valores dos diâmetros internos e externos preenchidos automaticamente com a base de dados, servirão para os cálculos de capacidades e volumes. O espaço pra selecionar "Rev" ou "Poço" é para identificar se o elemento de coluna está inserido dentro do revestimento ou esta em poço aberto. A seta em azul mostra o sentido o poço vai aprofundando. Os espaços em brancos servem para fazer combinações com vários diâmetros de DP's, HW's e DC's.

Figura 27: Composição da coluna de perfuração

7. CAPACIDADES EM (bbl/m) e VOLUMES EM (bbl):

A. Coluna

Elem.	P/R	Selecionar	OD (pol)	ID (pol)	Metragem (m)
DP	Rev	4 1/2"; 16,6 lb/ft	4,50	3,826	500
DP	Poço	4 1/2"; 20 lb/ft	4,50	3,64	340
DP	Rev				
DP	Poço				
HW	Poço	5 1/2"; 57 lb/ft	5,50	3,375	120
HW	Poço				
HW	Poço				
DC	Poço	6 3/4"; 101,3 lb/ft	6,75	2,8125	60
DC	Poço	7 3/4"; 136,1 lb/ft	7,75	3	30
DC	Poço				

Na Figura 28 tem-se o resultado do volume do poço por seções, devido por devido o método do sondador necessitar saber a quantidade de fluido do espaço anular para o término da primeira circulação e expulsão do kick, como também contabilizar o volume de fluido que deve ser bombeado para PIC se tornar PFC e ter-se um melhor controle das pressões no poço.

Figura 28: Resultado do VTP e VS

VOLUME TOTAL DO POÇO (VTP):

	COLUNA		ANULAR	
	Cap. (bbl/m)	Vol. (bbl)	Cap. (bbl/m)	Vol. (bbl)
Rev	0,0466536	23,3	0,1756403	87,8
Poço	0,0422278	14,4	0,1794736	61,0
Rev				
Poço				
Poço	0,0363031	4,4	0,1476026	17,7
Poço				
Poço				
Poço	0,0252105	1,5	0,0988001	5,9
Poço	0,0286839	0,9	0,0525872	1,6
Poço				

VOLUMES

Coluna
Anular
Sapata

44,41 bbl

174,06 bbl

86,24 bbl

VOLUME TOTAL DO POÇO (VTP):

218,47 bbl

VOLUME TOTAL DO SISTEMA (VS) :

Tanques

500,00 bbl

Poço + Tanques

VS=

718,47 bbl

As Figura 29 e Figura 30 mostram os dados da bomba do estudo de caso e o resultado da quantidade de *strokes* bombeados para cada seção do poço. Com os dados das bombas e volumetria do poço, pode-se calcular a quantidade de ciclos necessários para expulsar o fluido invasor, calcular o volume de lama nova que deve ser bombeada até a broca com PIC no tubo bengala e depois bombear o volume de fluido suficiente para a lama de matar sair da broca e chegar até a superfície, mantendo a PFC.

Figura 29: Dados das bombas

8. BOMBAS:

BOMBAS ALTERNATIVAS DA Sonda

Dados		Bomba nº 1		Bomba nº 2	
A - Fabricante / Modelo		B-850-PT		B-850-PT	
B - Curso / Dim. Camisa (pol)		9	6 1/4	9	6 1/4
C - Eficiência Vol. (%)		97		97	
D - Cap. vol. real (gal/stroke)		3,48		3,48	

Bomba nº 1			Bomba nº 2		
Vazão	Veloc.	PRC	Vazão	Veloc.	PRC
100 gpm	30 spm	100 psi	105 gpm	32 spm	210 psi
150 gpm	40 spm	150 psi	155 gpm	42 spm	285 psi

Figura 30: Resultado da quantidade de strokes para cada seção do poço

NÚMERO DE STROKES :

Intervalo	Volume / Cap.vol. Real (6D)					strokes
Interior da col.	44,41	bbl	/	0,083	bbl/st	536
Broca - sap.	86,24	bbl	/	0,083	bbl/st	1041
Sapata - superf.	87,82	bbl	/	0,083	bbl/st	1060
Total						2638

Com mais alguns cálculos realizados pode-se estimar valores de PIC, PFC e lama de matar (ver Figura 31). O resultado final com os procedimentos para controle de poço utilizando-se do método do sondador, pode ser visualizado na Figura 32.

Figura 31: Cálculos de PIC, PFC e lama de matar

PRESSÃO REDUZIDA DE CIRCULAÇÃO		
Velocidade Reduzida de Circulação (VRC):	30	spm
Pressão Reduzida de Circulação (PRC):	100	psi
Pressão Inicial de Circulação (PIC):	350	psi à
INFORMAÇÕES SOBRE O KICK		
SIDPP Registrada	250	psi
SICP Registrada	380	psi
Volume do influxo	15	bbl
FLUIDO DE PERFURAÇÃO ADENSADO		
Margem de manobra	0	lb/gal
Lama original	9,8	lb/gal
Lama de matar	11,21	lb/gal
PRESSÃO FINAL DE CIRCULAÇÃO		
Pressão Final de Circulação (PFC)	114,38776	psi
MÁXIMA PRESSÃO PERMISSÍVEL NO CHOKE		
Pck, máx.	1258	lb/gal

Figura 32: Resultados do procedimento do método do sondador

PROCEDIMENTO PARA CONTROLE DE POÇO			
1 - Manter a preensão no manômetro do choke igual a	380	psi (SICP),	
enquanto a velocidade da bomba é ajustada na VRC	30	spm.	
2 - Manter a pressão no bengala igual a	250	psi até deslocar o volume	
do anular	2102	(Stk br-sup) Durante a circulação, a pressão no choke	
não deve exceder	1258	psi até	1041 stks (Stk br-sap). Após deslocar
este volume, a pressão no choke não deve ultrapassar	5000	psi	
3 - Parar a bomba e simultaneamente fechar o choke. A pressão no bengala			
e no choke devem ser iguais a SIDPP =	250	psi.	
4 - Manter a preensão no manômetro do choke igual a	250	psi (SIDPP)	
enquanto a velocidade da bomba é ajustada na VRC	30	spm.	
5 - Manter a preensão no manômetro do choke igual a	250	psi (SIDPP)	
enquanto que a lama nova é deslocada no interior da coluna	536	stks	
(Stk sup-br)			
6 - Manter a pressão no bengala do choke igual a	114,39	psi (PFC) a lama	
nova chegar na superfície após	2637,99	(Stk sup-br+br-sup).	
7 - Parar a bomba e simultaneamente fechar o choke. A pressão no bengala			
e no choke devem ser iguais a	Zero	psi.	

CAPÍTULO V

Conclusões / Recomendações

5.0 Conclusões / Recomendações

O trabalho apresentou o desenvolvimento de uma planilha na ferramenta Excel para registro e atualização das informações prévias e caso um *kick* venha a ocorrer, os procedimentos operacionais estão descritos detalhadamente na planilha, relacionado ao método do sondador.

É notório que a planilha elaborada não é um simulador, a mesma realiza somente cálculos de capacidades, volumes, quantidades de *strokes* para bombear certos volumes, volume total de fluido no sistema, atualização de informações prévias e o detalhamento do procedimento operacional do método do sondador.

Para um controle de poço eficaz, é necessário não somente bons equipamentos de detecção de *kicks*, mas possuir também equipes dotadas de treinamentos para que tomem as melhores ações o mais rápido possível, tentando prever o comportamento das pressões, vazões e volumes gerados durante a execução de algum método de controle de poço.

Em trabalhos futuros, fica a recomendação do desenvolvimento de um *software* que consiga modelar os fluidos existentes no poço e assim calcular as perdas de cargas mais próximas da situação principalmente quando os fluidos forem não-newtonianos, levando em consideração a influência da temperatura no modelo reológico do fluido e que consiga uma interface do programa amigável com o usuário.

CAPÍTULO VI

Bibliografia

6.0 Bibliografia

AIRD, P. **Drillind & Well Engineering: Introduction to Well Control**, 2009.

Drilling Lexicon. Equivalent Circulating Density (ECD). Disponível em: <<http://www.iadclexicon.org/equivalent-circulating-density-eed/>> Acesso em: 15 de abril de 2015.

Fundamentos de perfuração: Elaborado pela empresa PETOBRAS, 2002.

LAKE, L. W.; MITCHELL, R. F. **Petroleum Engineering Handbook: Drilling Engineering**. Texas: Society of Petroleum Engineers, 2006.

LETBETTER, S.C. **Kick detection and well control training**. Paper: Society Petroleum Engineers. Dallas, Texas, 1975

LIMA, H. R. P. **Fundamentos de Perfuração**. Salvador: Petrobras/Serec/Cen-Nor, 1992.

MITCHELL, Robert & MISKA, Stefan. **Fundamentals of drilling engineering - Houston: SPE Textbook**, volume 12. 2011.

NUNES, João Otávio Lima: **Estudo do Controle de Poços em Operações de Perfuração em Águas Profundas e Ultra Profundas**. Campinas, 2002. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2002.

O que é Bombas hidráulicas. Disponível em: <<http://www.cimm.com.br/portal/verbetes/exibir/625-bombas-hidraulicas>>. Acesso em junho de 2015).

PETROGUIA 2002, elaborado pela gerência tecnológica de Engenharia de Poço da Petrobrás.

ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. **Projetos de Poços de Petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2009.

ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, José Augusto / **Engenharia de reservatórios de petróleo** – Rio de Janeiro : Interciência : PETROBRAS, 2006.

SALATIEL, José Renato: **Desastre ambiental: Consequências do vazamento de petróleo no golfo do México**. Disponível em: <<http://vestibular.uol.com.br/resumo-das-disciplinas/atualidades/desastre-ambiental-consequencias-do-vazamento-de-petroleo-no-golfo-do-mexico.htm>> Acesso em: maio de 2015

SANTOS, Otto Luiz Alcântara. **Segurança de poço na perfuração**. São Paulo: Blucher, 2013.

SANTOS, Raphael Pádua: **Implementação de um Modelo Numérico para a Simulação da Circulação de um Kick de Gás pelo Método do Sondador** – Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 2013.

THOMAS, J.E.: **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**. Editora Interciência. Petrobras, Rio de Janeiro, 2001.