



**MARINHA DO BRASIL
CENTRO DE INSTRUÇÃO ALMIRANTE GRAÇA ARANHA
DEPARTAMENTO DE ENSINO DE NÁUTICA
CURSO DE APERFEIÇOAMENTO PARA OFICIAIS DE NÁUTICA
(APNT / 2014)**



CAMILA KATERNA LEEM



**SEGURANÇA E CONTROLE DE POÇO NA ATIVIDADE DE PERFURAÇÃO DAS
UNIDADES FLUTUANTES MARÍTIMAS**

**Rio de Janeiro
2014**

CAMILA KATERNA LEEM

**SEGURANÇA E CONTROLE DE POÇO NA ATIVIDADE DE PERFURAÇÃO DAS
UNIDADES FLUTUANTES MARÍTIMAS**

Monografia apresentada ao Centro de Instrução Almirante Graça Aranha como condição prévia para a conclusão do Curso de Aperfeiçoamento para Oficiais de Náutica (APNT) e obtenção do título Capitão de Cabotagem.

Orientador: Prof. Marcelo Costa Alves

**Rio de Janeiro
2014**

CAMILA KATERNA LEEM

**SEGURANÇA E CONTROLE DE POÇO NA ATIVIDADE DE PERFURAÇÃO DAS
UNIDADES FLUTUANTES MARÍTIMAS**

Monografia apresentada ao Centro de Instrução Almirante Graça Aranha como condição prévia para a conclusão do Curso de Aperfeiçoamento para Oficiais de Náutica (APNT) e obtenção do título Capitão de Cabotagem.

Aprovado pela Banca Examinadora em ____ de outubro de 2014

BANCA EXAMINADORA

Professor Orientador: Marcelo Costa Alves

Ao meu amado esposo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pela minha existência e por mais esta benção em minha vida;

Aos meus pais pela minha educação e por sempre acreditarem em mim;

Ao meu orientador, professor Marcelo Costa Alves pela dedicação e apoio na realização deste trabalho;

Aos Comandantes, Marcelo Gomes dos Santos e Felipe Eduardo Pacheco da Silva pelo grande incentivo e apoio no meu crescimento profissional;

Aos meus amigos do navio Vitória 10000 que dia a dia compartilham comigo seus conhecimentos e experiências da profissão;

Aos mestres deste Centro de Instrução que ministraram aulas que servirão para minha nova trajetória;

Ao meu amado esposo Marcelo Janeiro Lima, os seus conhecimentos e a sua experiência profissional na atividade de perfuração de poços de petróleo em águas profundas contribuíram muito para a realização deste trabalho.

RESUMO

Devido aos perigos e a complexidade da atividade de perfuração é importante que as equipes envolvidas nesta tarefa estejam bem treinadas e preparadas para agir de forma correta e com segurança em qualquer situação de emergência. O controle de poço é um assunto de extrema importância na exploração de óleo e gás, pois envolve aspectos de segurança pessoal, ambiental e econômico. Para que as operações de perfuração sejam sempre seguras é necessário que a pressão hidrostática no fundo do poço seja superior à pressão de poros da formação. O estudo das operações de controle visa estabelecer os parâmetros relevantes que devem ser acompanhados, a fim de evitar um influxo de fluidos da formação para o interior do poço. Existem indícios que permitem detectar quando ocorrem influxos e o estudo aborda técnicas para restabelecer o equilíbrio de pressões. A demora na detecção destes influxos pode resultar em sérias consequências como: perdas de vidas humanas, liberação de gases tóxicos na área, poluição do meio ambiente e incêndio. Quanto mais rápidos forem a detecção e o controle, menores são as consequências.

PALAVRAS-CHAVE: controle de poço, perfuração, pressão hidrostática, influxo de fluidos.

ABSTRACT

Due to the complexity and dangers of drilling activity is important that the teams involved in this task are well trained and prepared to act correctly and safely in any emergency situation. Well control is a subject of extreme importance in the exploration of oil and gas. A wide range of aspects of the exploration activity, such as economics, environment and personal safety, are fundamentally dependent on effective control of drilled wells. In order to achieve such effectiveness, the hydrostatic pressure at the bottom of the well must be higher than the pore pressure of the exposed formation. The study of well control operations, then, focuses on determining which parameters should be monitored so as to avoid fluid influx into the well. Such parameters provide telltale signs of an influx, ahead of time. In addition, the study of well control operations devises techniques to be applied in order to stop an influx after it happens. The delay in detection of these influxes can result in serious consequences such as loss of human lives, release of toxic gases in the area, environmental pollution and fire. The faster influxes are detected and stopped, the less severe are the consequences.

KEYWORDS: well control, drilling activity, hydrostatic pressure, fluid influx.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 - PLATAFORMA FIXA DO CAMPO DE GAROUPA, NA BACIA DE CAMPOS.....	14
FIGURA 2 - PLATAFORMA AUTO-ELEVÁVEL	15
FIGURA 3 - PLATAFORMA SEMI-SUBMERSÍVEL.....	16
FIGURA 4 - NAVIO SONDA	17
FIGURA 5 - PRINCIPAIS TIPOS DE PLATAFORMAS	18
FIGURA 6 - ESQUEMA DO REVESTIMENTO DE POÇOS	20
FIGURA 7 - SISTEMA DE CIRCULAÇÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO.....	21
FIGURA 8 - <i>BLOWOUT</i>	23
FIGURA 9 - CURVA TÍPICA DE UM TESTE DE ABSORÇÃO	25
FIGURA 10 - ARRANJO TÍPICO DE UM CONJUNTO BOP.....	26
FIGURA 11 - COMPONENTES DO SISTEMA <i>DIVERTER</i>	27
FIGURA 12 - FLUXO COM AS BOMBAS DESLIGADAS.....	34
FIGURA 13 - POÇO ACEITANDO MENOS LAMA QUE O PREVISTO.....	35
FIGURA 14 - POÇO DEVOLVENDO MAIS LAMA QUE O PREVISTO	35
FIGURA 15 - ESQUEMA DO SISTEMA DE EQUIPAMENTOS DE CONTROLE DE POÇO EXISTENTE EM UNIDADES FLUTUANTES	38
FIGURA 16 - MIGRAÇÃO DE UM <i>KICK</i> DE GÁS EM POÇO FECHADO	40
FIGURA 17 - COMPORTAMENTO DAS PRESSÕES DE FECHAMENTO	43
FIGURA 18 - IMPLEMENTAÇÃO DO MÉTODO VOLUMÉTRICO DINÂMICO	48

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	11
1 O PETRÓLEO NO BRASIL E AS PRINCIPAIS PLATAFORMAS MARÍTIMAS QUE ATUAM NA ATIVIDADE DA PERFURAÇÃO	12
1.1 TIPOS DE PLATAFORMAS	14
1.1.1 Plataformas fixas.....	14
1.1.2 Plataformas auto-eleváveis	15
1.1.3 Plataformas semi-submersíveis.....	16
1.1.4 Navios sondas	17
1.2 A ATIVIDADE DE PERFURAÇÃO	18
1.3 REVESTIMENTO DE UM POÇO DE PETRÓLEO.....	19
1.4 SISTEMA DE CIRCULAÇÃO	20
2 OS CONHECIMENTOS FUNDAMENTAIS DOS TERMOS E EQUIPAMENTOS UTILIZADOS PARA O CONTROLE DE POÇOS	22
2.1 <i>KICK</i>	22
2.2 <i>BLOWOUT</i>	22
2.3 FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	23
2.4 PRESSÃO HIDROSTÁTICA	24
2.5 PRESSÃO DE FRATURA	24
2.6 <i>BLOWOUT PREVENTER</i> (BOP)	25
2.7 SISTEMA <i>DIVERTER</i>	27
3 PRINCIPAIS CAUSAS DE <i>KICKS</i>	28
3.1 FALTA DE ATAQUE AO POÇO	28
3.2 PISTONEIO	29
3.2.1 Pistoneio hidráulico	29
3.2.2 Pistoneio mecânico.....	29
3.3 PERDA DE CIRCULAÇÃO.....	29
3.4 MASSA ESPECÍFICA INSUFICIENTE DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO.....	30
3.5 CORTE DA LAMA POR GÁS.....	30
4 INDÍCIOS E DETECÇÃO DE <i>KICKS</i>	31
4.1 DETECÇÃO DO AUMENTO DA PRESSÃO DE POROS	31

4.1.1 Tamanho, aspecto e densidade dos cascalhos.....	31
4.1.2 Temperatura do fluido de perfuração	32
4.1.3 Teor de gás no fluido de perfuração.....	32
4.1.4 Alterações observadas nas propriedades do fluido de perfuração.....	32
4.1.5 Taxa de penetração	32
4.2 INDICADORES DE <i>KICKS</i>	32
4.2.1 Aumento do volume de lama nos tanques.....	33
4.2.2 Aumento da vazão de retorno	33
4.2.3 Aumento da taxa de penetração	33
4.2.4 Fluxo com as bombas desligadas	33
4.2.5 Poço aceitando volumes impróprios de fluido	34
5 CONTROLE DE <i>KICKS</i> EM ÁGUAS PROFUNDAS	36
5.1 BAIXO GRADIENTE DE FRATURA DAS FORMAÇÕES	36
5.2 PERDA DE CARGA EXCESSIVA NA LINHA DE <i>CHOKE</i>	36
5.3 VARIAÇÕES BRUSCAS NA PRESSÃO NO MANÔMETRO DO <i>CHOKE</i>	36
5.4 FORMAÇÃO DE HIDRATOS	37
5.5 DETECÇÃO DE INFLUXOS.....	37
5.6 REMOÇÃO DO GÁS APRISIONADO ABAIXO DO BOP	37
5.7 UTILIZAÇÃO DO PROCEDIMENTO CONHECIDO COMO “ <i>HANG-OFF</i> ”	38
6 COMPORTAMENTO DO FLUIDO INVASOR E CÁLCULOS NECESSÁRIOS PARA O CONTROLE DO POÇO	39
6.1 COMPORTAMENTO DO FLUIDO INVASOR	39
6.2 FECHAMENTO DO POÇO	40
6.2.1 Fechamento lento (<i>soft</i>).....	40
6.2.2 Fechamento rápido (<i>hard</i>)	41
6.3 INFORMAÇÕES NECESSÁRIAS PARA O CONTROLE DO POÇO	41
6.4 PESO ESPECÍFICO DA LAMA NOVA.....	45
6.5 IDENTIFICAÇÃO DO TIPO DE FLUIDO INVASOR.....	45
7 MÉTODOS DE CONTROLE DE <i>KICKS</i>.....	46
7.1 PRINCIPAIS MÉTODOS DE CONTROLE DE <i>KICKS</i>	46
7.1.1 Método do sondador	46
7.1.2 Método do engenheiro	47
7.1.3 Método simultâneo ou misto.....	47
7.1.4 Método volumétrico	47

7.2 MÉTODOS NÃO CONVENCIONAIS DE CONTROLE DE POÇO	48
7.2.1 Método da baixa pressão no <i>choke</i> (<i>low choke pressure method</i>)	48
7.2.2 <i>Bullheading</i>	49
7.2.3 <i>Stripping</i>	49
7.3 COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS DO SONDADOR E DO ENGENHEIRO EM AMBIENTES DE ÁGUAS PROFUNDAS	50
7.3.1 Complexidade do procedimento	50
7.3.2 Tempo de execução	50
7.3.3 Cargas de pressão no poço	51
CONCLUSÃO	52
REFERÊNCIAS.....	53

INTRODUÇÃO

Uma das funções do fluido de perfuração é exercer uma pressão no poço superior à pressão dos fluidos contidos nos poros das formações perfuradas pela broca. Se a pressão no poço se tornar menor que a pressão de uma formação poderá ocorrer o fluxo do fluido da formação para o interior do poço. Esse fluxo recebe o nome de *kick*. Porém, se este fenômeno ocorre, as equipes da sonda devem estar preparadas e as sondas equipadas para uma detecção, contenção e remoção desse fluido invasor para fora do poço. Se a equipe de sonda falhar, o fluxo de fluido da formação pode ficar fora de controle, ocorrendo uma situação denominada de *blowout*. O treinamento em controle de poço das equipes envolvidas na atividade de perfuração; a manutenção e realização dos testes dos equipamentos utilizados no controle de poço; o conhecimento das normas e procedimentos operacionais de segurança de poço; e a implementação da análise de risco e gestão de mudanças são algumas das ações que devem ser tomadas para minimizar ou evitar a ocorrência de *blowouts* (SANTOS, 2013).

Neste trabalho será feito um estudo da evolução do petróleo no Brasil e das principais plataformas marítimas que atuam na atividade de perfuração. Serão definidos os principais termos e equipamentos utilizados na perfuração para a segurança e controle de poço. Serão evidenciadas as principais causas de *kicks* e analisados os indícios para a rápida detecção de influxos, minimizando assim, os riscos de *blowouts*. Este trabalho também irá ressaltar a complexidade da atividade de perfuração em águas profundas, avaliando o comportamento do fluido invasor e os cálculos necessários ao controle do poço. O estudo será concluído com a análise e a comparação dos principais métodos utilizados no controle de *kicks* e com uma breve avaliação dos métodos não convencionais de controle de poço, utilizados em ocasiões especiais.

1 O PETRÓLEO NO BRASIL E AS PRINCIPAIS PLATAFORMAS MARÍTIMAS QUE ATUAM NA ATIVIDADE DA PERFURAÇÃO

A história do petróleo no Brasil desde a perfuração do primeiro poço até os dias atuais será explicada de acordo com Thomas (2004).

A perfuração de um poço de petróleo é um trabalho contínuo e que só se conclui ao ser atingida a profundidade final programada pelos estudos geológicos. O primeiro poço brasileiro com o objetivo de encontrar petróleo foi perfurado em 1897, por Eugênio Ferreira Camargo, no município de Bofete, no estado de São Paulo. Este poço atingiu a profundidade final de 488m e, segundo informações da época, produziu 0,5 m³ de óleo.

Em 1919 foi criado o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil, que perfurou sem sucesso, 63 poços nos estados do Pará, Alagoas, Bahia, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

Em 1938, sob a jurisdição do recém-criado Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), inicia-se a perfuração do poço DNPM-163, em Lobato, BA. O poço foi perfurado com uma sonda rotativa e encontrou petróleo a uma profundidade de 210 metros. Apesar de ter sido considerado antieconômico, os resultados do poço foram de importância fundamental para o desenvolvimento das atividades petrolíferas no país.

Até o final de 1939 aproximadamente 80 poços tinham sido perfurados. O primeiro campo comercial, entretanto, foi descoberto somente em 1941, em Candeias, BA.

A partir de 1953, no governo Vargas, foi instituído o monopólio estatal do petróleo com a criação da Petrobrás, que deu partida decisiva nas pesquisas do petróleo brasileiro. Desde sua criação a Petrobrás já descobriu petróleo nos estados do Amazonas, Pará, Maranhão, Ceará, Rio Grande do Norte, Alagoas, Sergipe, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro, Paraná, São Paulo e Santa Catarina. Cada década na Empresa tem sido marcada por fatos de grande relevância na exploração de petróleo no país. Um marco notável da década de 60 foi a primeira descoberta no mar, o campo de Guaricema, em Sergipe. O grande destaque dos anos 70 foi a descoberta da província petrolífera da Bacia de Campos, RJ, através do campo de Garoupa. Nessa mesma década outro fato importante foi a descoberta de petróleo na plataforma continental do Rio Grande do Norte através do campo de Ubarana.

A década de 80 foi marcada por alguns fatos de relevância: a constatação de ocorrências de petróleo em Mossoró, no Rio Grande do Norte, as grandes descobertas dos campos gigantes de Marlim e Albacora em águas profundas na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, e as descobertas do Rio Urucu, no Amazonas. Na década de 90 ocorreram várias outras grandes descobertas, como os campos gigantes de Roncador e Barracuda localizados na Bacia de Campos, no estado do Rio de Janeiro.

A produção de petróleo no Brasil cresceu de 750 m³/dia na época da criação da Petrobrás para mais de 182.000 m³/dia no final dos anos 90, graças aos contínuos avanços tecnológicos de perfuração e produção na plataforma continental.

Com a descoberta dos grandes campos do pré-sal na Bacia de Santos, anunciada pela Petrobrás em 2006, o desenvolvimento de tecnologias apropriadas para a perfuração de poços em águas profundas se tornou de vital importância para o desenvolvimento das atividades nesta região.

O “pré-sal” é uma área de reserva petrolífera encontrada sob uma profunda camada de rocha salina, que forma uma das várias camadas rochosas do subsolo marinho. As reservas do pré-sal encontradas no litoral do Brasil são as mais profundas em que já foi encontrado petróleo em todo o mundo. Representam também o maior campo petrolífero já encontrado em uma grande região abaixo das camadas de rochas salinas.

A exploração de petróleo no mar está sempre em busca de novas tecnologias e modernos meios de transporte, visando atender a desafios cada vez mais complexos.

A descoberta de uma jazida de petróleo em uma nova área é uma tarefa que envolve um longo e dispendioso estudo e análise de dados geofísicos e geológicos das bacias sedimentares. Após exaustivo prognóstico do comportamento das diversas camadas do subsolo, os geólogos e geofísicos decidem propor a perfuração de um poço, que é a etapa que exige mais investimentos em todo o processo de prospecção.

Durante a fase de criação de um poço quando em mar aberto, utilizam-se sondas modulares ou convencionais instaladas em plataformas auto-elevatórias, semi-submersíveis e navios-sonda ou até mesmo em unidades fixas.

O objetivo da sonda de perfuração é criar um poço de petróleo. Depois de pronto, esse poço é entregue a uma sonda de produção que fará uma série de operações para fazer produzir petróleo.

1.1 TIPOS DE PLATAFORMAS

Serão analisados a seguir os principais tipos de plataformas marítimas que operam na atividade de perfuração de poços de petróleo.

1.1.1 Plataformas fixas

As plataformas fixas são estruturas moduladas de aço que são instaladas no local de operação com estacas cravadas no fundo do mar. Também são projetadas para receberem todos os equipamentos de perfuração, estocagem de materiais, alojamento de pessoal e todas as instalações necessárias para a produção de poços. As plataformas fixas foram as primeiras unidades utilizadas, têm sido as preferidas nos campos localizados em lâminas d'água de até 300 metros e são responsáveis por grande parte do petróleo produzido no mar (THOMAS, 2004).

Figura 1 - Plataforma fixa do Campo de Garoupa, na Bacia de Campos



Fonte: Thomas (2004)

1.1.2 Plataformas auto-eleváveis

As plataformas auto-eleváveis são constituídas, basicamente, de uma balsa equipada com estruturas de apoio, ou pernas, que acionadas mecânica ou hidraulicamente movimentam-se para baixo até atingirem o fundo do mar. Em seguida, inicia-se a elevação da plataforma acima do nível da água, a uma altura segura e fora da ação das ondas. São plataformas móveis, sendo transportadas por rebocadores ou com propulsão própria, destinadas à perfuração de poços exploratórios na plataforma continental, em lâminas d'água que variam de 5 a 130 metros. Este é o tipo de unidade de perfuração marítima que tem sofrido maior número de acidentes. As operações de elevação e abaixamento são críticas e sofrem bastante influência das condições de tempo e mar. Nos deslocamentos apresentam dificuldades quanto ao reboque e, para grandes movimentações, devem ser retiradas seções das pernas para melhorar sua estabilidade (THOMAS, 2004).

Figura 2 - Plataforma auto-elevável



Fonte: www.isiengenharia.com.br (set/2014)

1.1.3 Plataformas semi-submersíveis

São estruturas flutuantes, consistindo de balsas ou pontões, que possuem colunas estabilizadoras verticais e suportam um deque onde são colocados a sonda e seus equipamentos e materiais, bem como os alojamentos de pessoal. Há uma grande diferença entre os seus tipos, quanto ao seu deslocamento, configuração do casco e o número de colunas estabilizadoras. Dois tipos de sistemas são responsáveis pelo posicionamento da unidade flutuante: o sistema de ancoragem e o sistema de posicionamento dinâmico. As unidades flutuantes que possuem sistema de ancoragem, ao chegar à locação, os pontões são inundados parcialmente, para que afundem até uma profundidade segura para a operação, e então são ancoradas normalmente com oito âncoras. As que possuem um sistema de posicionamento dinâmico, ou seja, não necessitam de ancoragem, podem perfurar em águas de cerca de 500 metros de profundidade. As semi-submersíveis são bastante estáveis, estando o seu centro de gravidade bem abaixo do nível da água (CORRÊA, 2003).

Figura 3 - Plataforma semi-submersível



Fonte: <http://petrogasnews.wordpress.com> (set/2014)

1.1.4 Navios sondas

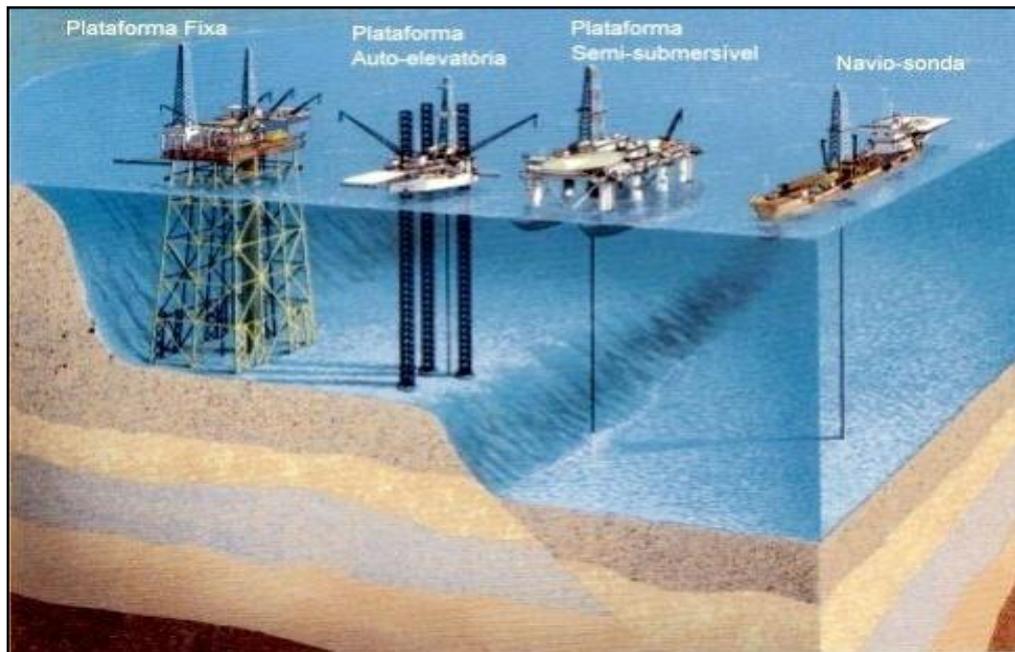
São navios adaptados ou especialmente construídos para perfurar em águas muito profundas (mais de 1000 metros de profundidade). Os navios sondas têm maior mobilidade do que os outros tipos de plataformas, mas não são tão estáveis. Sua maior vantagem é a de perfurar em qualquer profundidade. Muitos tipos possuem um sistema de ancoragem, mas os mais modernos são equipados de posicionamento dinâmico. No sistema de posicionamento dinâmico não existe ligação física da plataforma com o fundo do mar, exceto a dos equipamentos de perfuração. Sensores de posição determinam a deriva e propulsores no casco acionados por computador restauram a posição da plataforma. Outra vantagem dos navios sondas é a sua grande capacidade de estocagem, maior do que os outros tipos de plataformas, bem como, podem perfurar poços em profundidades maiores e operar sem a necessidade de barcos de apoio. Os navios sondas possuem uma abertura no centro do navio chamado de *moonpool* por onde passa a coluna de perfuração (CORRÊA, 2003).

Figura 4 - Navio sonda



Fonte: www.blogmercante.com (set/2004)

Figura 5 - Principais tipos de plataformas



Fonte: Thomas (2004)

1.2 A ATIVIDADE DE PERFURAÇÃO

As rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração, a qual consiste basicamente de comandos (tubos de paredes espessas) e tubos de perfuração (tubos de paredes finas). Os fragmentos da rocha são removidos continuamente através de um fluido de perfuração. O fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração através da cabeça de injeção, ou *swivel*¹, e retorna à superfície através do espaço anular formado pelas paredes do poço e a coluna. Ao atingir determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada do poço e uma coluna de revestimento de aço, de diâmetro inferior ao da broca, é descida no poço. O anular entre os tubos de revestimento e as paredes do poço é cimentado com a finalidade de isolar as rochas atravessadas, permitindo então o avanço da perfuração com segurança. Após a operação de cimentação, a coluna de perfuração é novamente descida ao poço, tendo na sua extremidade uma nova broca de diâmetro menor do que a do revestimento para o prosseguimento da perfuração (THOMAS, 2004).

¹ Equipamento que possui as funções de suspender a coluna de perfuração, permitir o movimento rotativo da coluna e possibilitar a injeção do fluido de perfuração no interior da coluna de perfuração.

1.3 REVESTIMENTO DE UM POÇO DE PETRÓLEO

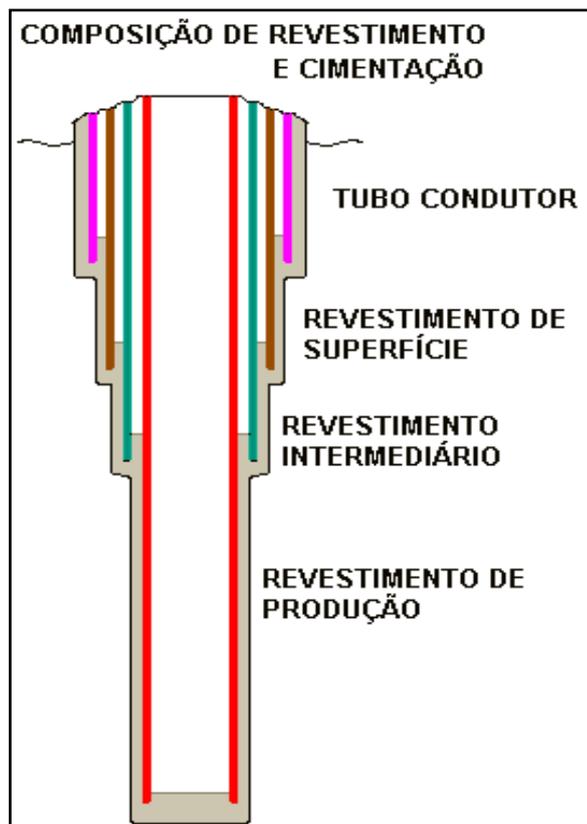
O poço é perfurado em diversas fases, caracterizadas pelos diferentes diâmetros das brocas. Geralmente o número de fases de um poço é de três ou quatro, podendo chegar a oito, em certos casos. Os metros iniciais normalmente são perfurados facilmente porque as formações (rochas) superficiais não oferecem resistência. Essa fase inicial deve ser perfurada e imediatamente revestida para não ocorrer desmoronamento das paredes do poço. À medida que formações mais profundas são atravessadas surgem algumas variáveis que devem ser levadas em conta para o sucesso da perfuração: formações permeáveis com fluidos, pressões anormalmente altas, etc. Assim teremos um programa de perfuração e descida de revestimentos muito dependente das condições de subsuperfície. Inicialmente é perfurado ou cravado um tubo de grande diâmetro chamado de tubo condutor; em seguida são perfuradas as fases seguintes e descidos os revestimentos de superfície, intermediários e, por fim, o revestimento de produção. O revestimento de produção é o poço propriamente dito, pois pelo seu interior será produzido o petróleo e instalados os equipamentos de elevação natural ou artificial do óleo ou gás (SOUZA, 2008).

Segundo Thomas (2004), as colunas de revestimento devem ser estanques, resistentes à corrosão e à abrasão, possuir facilidade de conexão e apresentar as principais funções que estão definidas abaixo:

- Prevenir o desmoronamento das paredes do poço;
- Evitar a contaminação da água potável dos lençóis freáticos;
- Permitir o retorno do fluido de perfuração à superfície;
- Auxiliar no controle de pressões dos fluidos, permitindo aplicação de pressão adicional desde a superfície;
- Permitir a adoção de sistema de fluido de perfuração diferente, compatível com as formações a serem perfuradas adiante;
- Impedir a migração de fluidos das formações;
- Sustentar os equipamentos de segurança de cabeça de poço;
- Sustentar outra coluna de revestimento;
- Alojamento dos equipamentos de elevação artificial;
- Confinar a produção ao interior do poço.

Após a descida da coluna de revestimento, geralmente o espaço anular entre a tubulação de revestimento e as paredes do poço é preenchido com cimento, cuja função principal é fixar a tubulação e evitar que haja migração de fluidos entre as diversas zonas permeáveis atravessadas pelo poço, por detrás do revestimento. A figura abaixo ilustra um poço com seu conjunto de revestimentos adequadamente cimentados. Normalmente o revestimento é cimentado de modo que o cimento cubra toda a porção “a poço aberto” e uma parte do revestimento anteriormente descido (SOUZA, 2008).

Figura 6 - Esquema do revestimento de poços



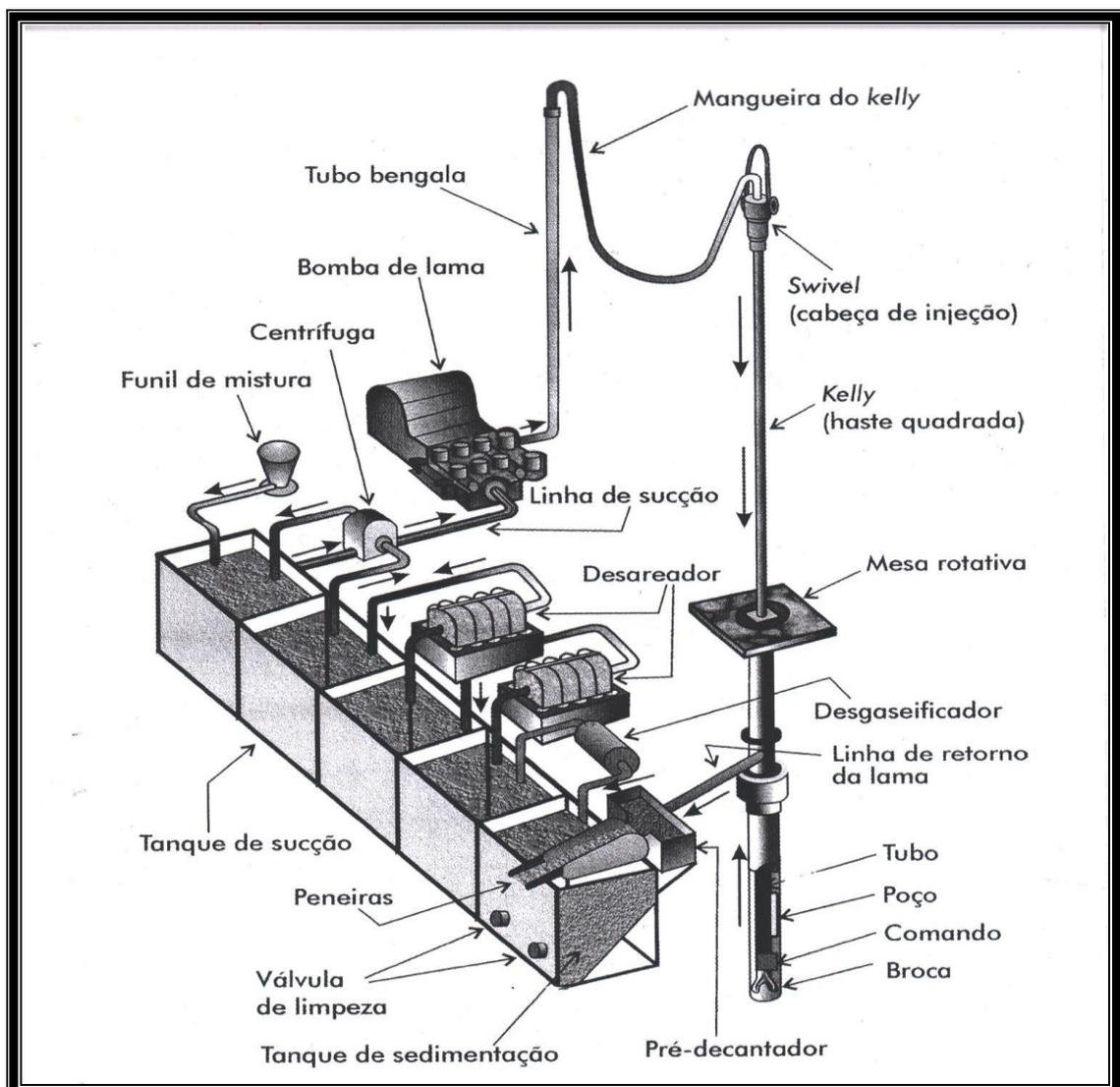
Fonte: Souza (2008)

1.4 SISTEMA DE CIRCULAÇÃO

São equipamentos que permitem a circulação e o tratamento do fluido de perfuração. Em uma circulação normal, o fluido de perfuração é bombeado através da coluna de perfuração até a broca, retornando pelo espaço anular até a superfície, trazendo os cascalhos cortados pela broca (THOMAS, 2004).

De acordo com este mesmo autor, as bombas de lama são responsáveis pelo fornecimento de energia ao fluido para a circulação. O tubo bengala² é fixado verticalmente na torre de perfuração; fica conectado a uma mangueira flexível e através do *swivel* (cabeça de injeção) permite que se bombeie lama para dentro da coluna. As peneiras têm a função de separar os sólidos grosseiros (cascalhos) que chegam do poço. São equipadas com telas com aberturas adequadas aos tipos de rochas perfuradas.

Figura 7 - Sistema de circulação do fluido de perfuração



Fonte: Corrêa (2003)

² Tubo vertical instalado na torre ou no mastro da sonda, com o objetivo de conduzir o fluido de perfuração para a mangueira de lama e, conseqüentemente, para a cabeça de injeção e interior da coluna.

2 OS CONHECIMENTOS FUNDAMENTAIS DOS TERMOS E EQUIPAMENTOS UTILIZADOS PARA O CONTROLE DE POÇOS

Neste capítulo serão definidos os principais termos e equipamentos utilizados para o controle de poços das unidades que operam na atividade de perfuração.

2.1 KICK

É um influxo indesejável e não esperado, que pode ocorrer da formação para dentro do poço. O *kick* ocorre quando a pressão no poço, em frente a uma formação permeável, fica menor que a pressão de poros dessa formação. O fluido invasor pode ser de água, óleo ou gás. De acordo com Santos (2013), as principais causas de *kick* são:

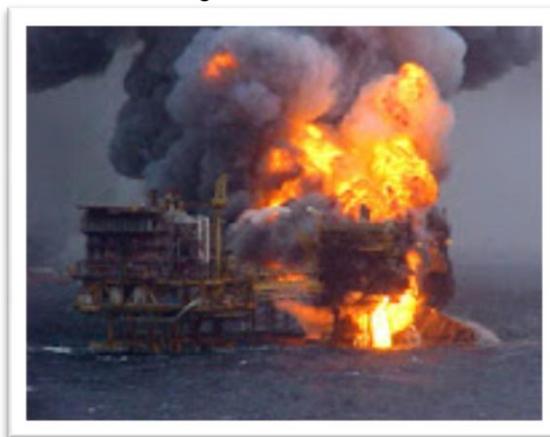
- a falta de ataque ao poço durante as manobras;
- pistoneio;
- perda de circulação;
- peso de lama insuficiente;
- corte da lama por gás.

Estudaremos melhor cada uma destas causas no capítulo 3.

2.2 BLOWOUT

O *blowout* é definido como um fluxo descontrolado do reservatório para o poço e deste para a atmosfera, fundo do mar ou para outra formação exposta no poço. Os *blowouts* podem trazer graves conseqüências como: perdas de vidas humanas, reservas e equipamentos, prejuízo à imagem da companhia operadora e danos ao meio ambiente (SANTOS, 2013).

Segundo este mesmo autor, os *blowouts* podem ser dos seguintes tipos: *blowout* de superfície (se um influxo atinge a superfície através do poço); crateramento (se o influxo chega à superfície através de fraturas na rocha que terminam na superfície como crateras); *blowout* submarino (se o influxo é para o fundo do mar) e *underground blowout* (se existe um influxo entre a formação produtora e outra formação não revestida no poço).

Figura 8 - *Blowout*

Fonte: www.qgdopetroleo.com (ago/2014)

2.3 FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e até gases. Podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes (THOMAS, 2004).

De acordo com Santos (2013), uma das principais funções do fluido de perfuração é exercer uma pressão no poço superior à pressão dos fluidos contidos nos poros das formações perfuradas pela broca. Se a pressão exercida por ele se tornar menor que a pressão da formação, poderá ser perdido o controle primário do poço.

Segundo Thomas (2004) é desejável que o fluido de perfuração apresente as seguintes características:

- ser estável quimicamente;
- estabilizar as paredes do poço, mecânica e quimicamente;
- facilitar a separação dos cascalhos na superfície;
- tentar manter em suspensão os cascalhos contidos na lama durante a paralisação da perfuração;
- ser inerte em relação a danos às rochas produtoras;
- aceitar qualquer tratamento, físico e químico;
- ser bombeável;
- apresentar baixo grau de corrosão e de abrasão;
- facilitar as interpretações geológicas do material retirado do poço; e
- apresentar custo compatível com a operação.

De acordo com este mesmo autor, os fluidos de perfuração possuem, basicamente, as seguintes funções:

- arrastar e limpar do fundo do poço os cascalhos gerados pela broca e transportá-los até a superfície;
- exercer pressão hidrostática sobre as formações atravessadas, de modo a evitar a ocorrências de *kicks* ou *blowouts* durante o avanço da perfuração;
- resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca.

2.4 PRESSÃO HIDROSTÁTICA

É a pressão exercida por uma coluna de fluido em repouso. A pressão hidrostática num determinado ponto de um poço é dada por:

$$PH = 0,17 \times \rho \times h$$

onde:

ρ = peso específico do fluido;

h = altura vertical da coluna de fluido;

PH (psi) = ρ (lb/gal) x h (m) x 0,17 (fator de conversão).

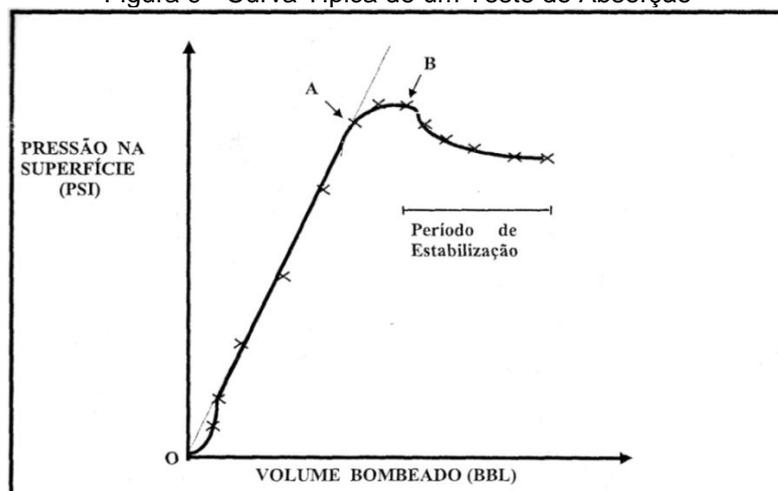
2.5 PRESSÃO DE FRATURA

É a pressão que produz a falha mecânica de uma formação com a resultante perda de fluido. O conhecimento da pressão de fratura é de fundamental importância durante as operações de controle de poços em que o seu valor não deve ser excedido, evitando-se assim, a fratura da formação. Na perfuração em águas profundas são observadas baixas pressões de fratura, tornando as operações de controle de poços mais críticas (SANTOS, 2013).

Segundo este mesmo autor, a pressão de fratura pode ser medida com a realização de um teste de absorção. O teste consiste em bombear fluido de perfuração à baixa vazão no poço com o BOP fechado. O aumento de pressão de bombeio na superfície é registrado e traçado em um gráfico em função do volume de fluido injetado, conforme mostrado na figura 9.

Em um teste típico, o trecho reto **OA** representa a compressão da lama no interior do poço. O trecho curvo começando no ponto **O** é devido à existência de ar nas linhas de injeção. No ponto **A**, a curva começa a perder a linearidade, indicando que a formação começa a absorver fluido. Este ponto é conhecido como pressão de absorção lida na superfície. O teste, então, deve ser interrompido neste instante. Porém, para que o operador certifique-se de que a pressão de absorção foi atingida, o teste pode ser prolongado, entretanto sem atingir o ponto **B**, que corresponde à fratura plena da formação.

Figura 9 - Curva Típica de um Teste de Absorção



Fonte: Santos (2013)

2.6 BLOWOUT PREVENTER (BOP)

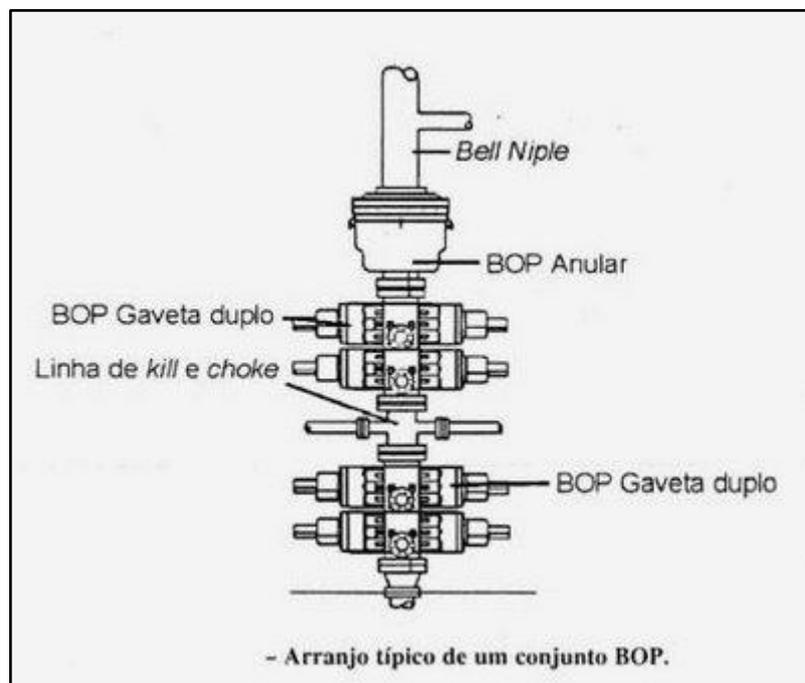
O *Blowout Preventer* (BOP) é o principal equipamento de segurança do poço de petróleo, pois permite o fechamento deste em casos de descontrole, evitando acidentes na plataforma. Esse equipamento só é acionado quando o controle primário do poço já foi perdido e há a necessidade de iniciar as medidas de controle secundário para evitar um *blowout*. O BOP possibilita o fechamento do poço de petróleo e, em plataformas flutuantes móveis irá possibilitar a desconexão sob controle e com segurança da coluna de *risers*³ em caso de perda de posicionamento da sonda. Neste caso, o BOP permite que a plataforma se afaste sem haver ruptura das tubulações que a ligam ao poço (COSTA e LOPEZ, 2011).

³ Tubos com conexões especiais que servem para guiar a coluna de perfuração da embarcação ao poço e trazer à superfície o fluido de perfuração com os cascalhos perfurados pela broca.

Acontecendo o *kick*, o BOP é fechado e o acesso ao poço não pode ser feito mais por meio do *riser* e sim pelas linhas de *choke* e *kill* ligadas lateralmente ao *riser*. Essas linhas irão auxiliar nas operações de controle de influxo ou erupção, evitando danos à formação (SANTOS, 2013).

Conforme mostrado na figura abaixo, o BOP é um conjunto de válvulas utilizado para evitar que erupções de gás, óleo ou outros fluidos cheguem à superfície. Quando ocorre uma ameaça ou mesmo uma erupção destes fluidos, estes equipamentos são acionados para fechar o poço. Se este fluxo não for controlado poderá se transformar em um *blowout*, ou seja, o poço fluindo totalmente sem controle, e criar sérias conseqüências como: danos aos equipamentos da sonda, acidentes pessoais, poluição e danos ao meio ambiente. Os preventores *blowouts* podem ser de dois tipos: preventor anular e preventor de gaveta. Os preventores do tipo anular fecham o poço em torno da coluna de perfuração ou podem até mesmo fechar um poço sem coluna. Os preventores do tipo gaveta ao serem acionados, deslocam duas gavetas, uma contra a outra, transversalmente ao eixo do poço. Nas plataformas flutuantes, navios e semi-submersíveis, em que os equipamentos de segurança operam no fundo do mar, normalmente se trabalha com dois preventores anulares e três ou quatro de gavetas (THOMAS, 2004).

Figura 10 - Arranjo típico de um conjunto BOP

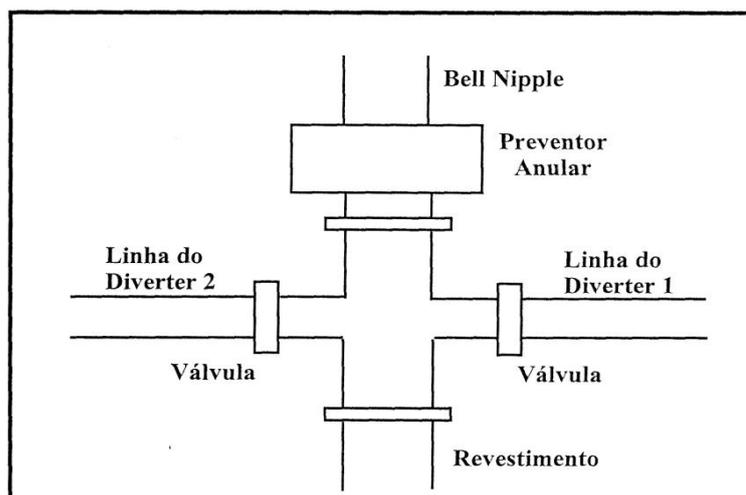


Fonte: Thomas (2004)

2.7 SISTEMA *DIVERTER*

Os *kicks* de gases rasos (gases resultantes de formações rasas e pequenas, porém com grande produtividade) podem se transformar rapidamente em *blowouts* devido ao curto tempo para detecção e adoção de ações de controle por parte da equipe de perfuração. Neste caso, uma solução alternativa ao fechamento do poço seria a utilização de um sistema *diverter* que é um sistema de segurança usado normalmente em eventos de gases rasos, em que o poço é fechado por um preventor anular, sendo o gás desviado lateralmente, através de um tubo de grande diâmetro, para longe da sonda. Conforme mostrado na figura abaixo, os sistemas *diverter* são compostos por uma ou duas linhas de fluxo diametralmente opostas, válvulas de abertura plena e um elemento de vedação semelhante a um preventor anular. Os sistemas de *diverter* são recomendados para utilização no caso de um influxo de gás raso em sondas apoiadas no fundo do mar (para evitar fratura da formação e formações de crateras), ou em unidades flutuantes operando em águas rasas (menores que 100 m), em virtude da possibilidade de uma pluma de gás proveniente da cabeça do poço envolver a sonda. Se o *riser* e o sistema *diverter* estiverem instalados, eles não deverão ser utilizados para o controle do poço, pois estariam levando o gás diretamente para a embarcação com o perigo de incêndios e explosões, além de submeter o *riser* ao perigo de colapso. Em águas profundas, o sistema *diverter* só poderá ser utilizado quando existir gás no interior do *riser* após o fechamento do BOP submarino (SANTOS, 2013).

Figura 11 - Componentes do Sistema *Diverter*



Fonte: Santos (2013)

3 PRINCIPAIS CAUSAS DE *KICKS*

Para o estudo das causas de *kicks* é necessário entender a pressão de poros da formação. Se a pressão da formação está situada entre os valores de pressões hidrostáticas originadas por fluidos de 8,34 lb/gal e 9 lb/gal na profundidade dessa formação, ela é dita estar normalmente pressurizada. Esses valores de massa específica correspondem respectivamente à água doce e à água salgada. Acima destes valores, a formação é dita portadora de pressão anormalmente alta, que está geralmente associada à rápida deposição de sedimentos, reduzindo, assim, a velocidade normal de expulsão da água dos seus poros durante esse processo de deposição. Isso resulta no fenômeno de subcompactação, que é um dos maiores responsáveis pela ocorrência de pressões anormais (CHAGAS, 2014).

De acordo com este mesmo autor, pode-se dizer que existem duas causas básicas de influxos:

- A pressão no fundo do poço é menor que a pressão de poros da formação causada pela diminuição do nível hidrostático no interior do poço ou causada pela diminuição da densidade da lama no interior do poço;
- A pressão de poros da formação é anormal, ou seja, é maior que a prevista.

O fluxo de fluidos, gás, óleo ou água da rocha para o interior do poço, também conhecido como *kick*, ocorre quando se perde o controle primário do poço. As principais causas de *kicks* são: falta de ataque ao poço, pistoneio, perda de circulação, massa específica insuficiente do fluido de perfuração e corte de lama por gás. Estas causas serão explicadas a seguir de acordo com Santos (2013).

3.1 FALTA DE ATAQUE AO POÇO

Para evitar que o nível de fluido caia no poço durante as manobras de retirada de colunas, deve-se encher o poço com um volume de fluido equivalente ao volume de aço retirado. O monitoramento deste enchimento é feito pelo tanque de manobra (*trip tank*) cuja instalação é obrigatória nas sondas de perfuração. Caso esta medida não seja devidamente adotada, ocorrerá queda de pressão ocasionada pela diminuição de líquido dentro do poço, podendo gerar um influxo indesejável.

3.2 PISTONEIO

O pistoneio, durante a perfuração, é o fenômeno ocorrido na retirada da coluna de perfuração, ou outras ferramentas, que causa queda da pressão hidrostática no fundo do poço. O pistoneio ocorre também durante a descida da coluna, podendo causar aumento da pressão, e em casos extremos, fraturar a formação. O pistoneio pode ser minimizado controlando-se a velocidade de retirada ou descida da coluna de perfuração. Existem dois tipos de pistoneio:

3.2.1 Pistoneio hidráulico

É a redução na pressão do poço causada pela indução de perdas de carga por fricção por meio do movimento descendente do fluido de perfuração que irá ocupar o espaço vazio deixado abaixo da broca na retirada da coluna de perfuração. O pistoneio hidráulico pode ser minimizado reduzindo-se a viscosidade do fluido de perfuração a valores mínimos possíveis e/ou controlando-se a velocidade de retirada da coluna de perfuração.

3.2.2 Pistoneio mecânico

É a redução do nível hidrostático causado pela remoção mecânica do fluido de perfuração para fora do poço devido à restrição no espaço anular causada pelo acúmulo de material na broca ou nos estabilizadores.

Uma vez detectado, deve-se tentar remover os detritos da formação que estão promovendo o enceramento da broca ou dos estabilizadores. Caso essas tentativas não tenham êxito e a coluna tenha de ser retirada, deve-se fazer outra tentativa com o auxílio de uma bomba. Esse tipo de pistoneio manifesta-se pelo retorno do fluido de perfuração na superfície e em um possível aumento do peso da coluna em sua retirada. A redução da velocidade de retirada da coluna contribui para a redução do pistoneio mecânico.

3.3 PERDA DE CIRCULAÇÃO

A perda de circulação deve-se ao abaixamento do nível de fluido de perfuração no poço resultando na redução da pressão hidrostática.

Caso haja no poço uma formação permeável cuja pressão se torne maior que a pressão hidrostática na sua frente, ela pode fluir ocasionando um *kick*. A perda de circulação pode ser natural, observada em formações fraturadas, cavernosas, com pressões anormalmente baixas e pode ser induzida, causada pelo excesso de pressão hidrostática. Esse excesso é causado pela alta densidade do fluido de perfuração ou pela descida da coluna de perfuração, ou de revestimento, que poderá fraturar a formação.

3.4 MASSA ESPECÍFICA INSUFICIENTE DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Para minimizar esta causa de *kicks*, é necessário comparar a massa específica do fluido de perfuração com a pressão equivalente dos poros das formações. Caso o peso da lama não seja suficiente, deve-se elevar o valor desta propriedade. Entretanto, se este aumento for excessivo, poderá ocasionar fraturas em formações frágeis, redução da taxa de penetração e aumento das chances de prisão por pressão diferencial.

3.5 CORTE DA LAMA POR GÁS

A incorporação dos fluidos da formação no fluido de perfuração é conhecida com o nome de corte da lama. O corte de lama por gás causa grandes problemas à segurança do poço, pois o gás se expande quando trazido à superfície, causando uma diminuição na massa específica da lama e um conseqüente decréscimo da pressão no poço que pode ser suficiente para gerar um *kick*.

4 INDÍCIOS E DETECÇÃO DE *KICKS*

O volume de um influxo é minimizado quando a sonda possui equipamentos de detecção precisos e a equipe está treinada para detectar prontamente o *kick* e fechar o poço o mais rapidamente possível. A demora na detecção de um *kick* ou na tomada das providências requeridas para o seu controle pode resultar em sérias conseqüências, como: a transformação do *kick* em um *blowout*; liberação de gases tóxicos na área; poluição do meio ambiente e incêndio. Segundo Santos (2013), neste capítulo serão avaliados os indicadores mais importantes que são observados quando se perfura em áreas com pressões anormalmente altas e os principais indícios que permitem detectar quando ocorrem os influxos.

4.1 DETECÇÃO DO AUMENTO DA PRESSÃO DE POROS

Há sempre o risco da ocorrência de um *kick* quando se perfura em áreas onde são encontradas pressões anormalmente altas (PAA).

Quando a pressão anormalmente alta é causada pelo fenômeno da subcompactação (conforme visto no capítulo 3), existe uma zona de transição na qual a pressão dos poros aumenta gradativamente com a profundidade. Nessas zonas, certas propriedades das formações e do fluido de perfuração são alteradas indicando o aumento da pressão de poros. A observação e análise desses indicadores durante a perfuração são fundamentais para que sejam tomadas as ações necessárias para evitar a ocorrência de um *kick*.

Os indicadores mais importantes que ocorrem durante a perfuração são os seguintes:

4.1.1 Tamanho, aspecto e densidade dos cascalhos

Os cascalhos provenientes das zonas de pressões anormalmente altas são maiores e alongados, com extremidades angulares e superfície brilhante.

A quantidade de cascalhos aumenta quando se está perfurando zonas altamente pressurizadas resultando em problemas de aumento de torque e arraste e enchimento do fundo do poço com cascalhos após as conexões e manobras.

As formações com pressão anormalmente alta possuem um teor de água maior do que aquelas com pressão normal em decorrência do fenômeno da subcompactação.

No entanto, os cascalhos provenientes das formações anormalmente pressurizadas possuem densidades menores do que aqueles provenientes de formações normalmente compactadas.

4.1.2 Temperatura do fluido de perfuração

A temperatura do fluido de perfuração que retorna do poço normalmente aumenta bastante na zona de transição, indicando a existência de uma zona de pressão anormalmente alta.

4.1.3 Teor de gás no fluido de perfuração

Um aumento nas concentrações de gás de manobra e de conexão medidas no detector de gás pode ser um indicativo de que a pressão de poros está aumentando.

4.1.4 Alterações observadas nas propriedades do fluido de perfuração

Alterações na salinidade da lama podem indicar contaminação do fluido de perfuração por água da formação com pressão anormalmente alta.

4.1.5 Taxa de penetração

Quando todos os fatores que afetam a taxa de penetração são mantidos constantes e um aumento consistente neste parâmetro é observado, é provável que uma zona de transição esteja sendo perfurada. Assim, o aumento da taxa de penetração causado pela redução do diferencial de pressão sobre a formação pode ser usado como um indicador de zonas de PAA.

4.2 INDICADORES DE *KICKS*

Há uma série de indícios que alertam a equipe de perfuração para a presença de um *kick*. Nem todos os sinais são, necessariamente, observados em qualquer instância, mas alguns servem de alerta.

Os indicadores de *kicks* mais comuns que ocorrem durante a perfuração são os seguintes:

4.2.1 Aumento do volume de lama nos tanques

Qualquer invasão de fluido da formação resulta em um aumento do nível de lama nos tanques, que normalmente é um sistema fechado de circulação. Quando este aumento é muito lento, esse indício fica difícil de ser detectado. O aumento do nível de lama nos tanques adverte que o fluido da formação está entrando no poço caso não haja adição de fluido de perfuração nos tanques utilizados na circulação do fluido de perfuração.

4.2.2 Aumento da vazão de retorno

Quando a vazão de perfuração é mantida constante, um aumento da vazão de retorno é um indicador positivo de que um *kick* está acontecendo ou que o gás, já presente no poço, está se expandindo. Um indicador da vazão de retorno deve ser instalado na saída de lama nas unidades de perfuração que operam em águas profundas.

4.2.3 Aumento da taxa de penetração

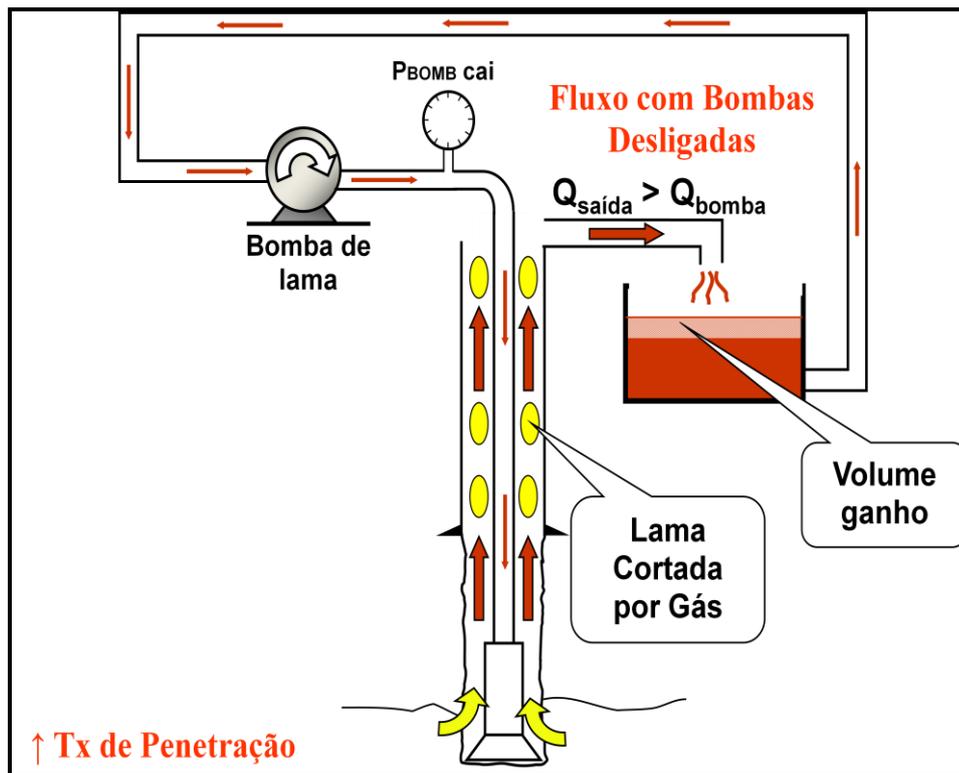
Um aumento brusco na taxa de penetração é considerado um indicador secundário de influxo, pois alterações na taxa de penetração podem ser obtidas por variações do peso sobre a broca, da rotação ou da vazão ou mudanças das formações cortadas pela broca. No caso de *kicks*, o aumento da taxa de penetração se deve à existência de um diferencial de pressão negativo atuando na formação que está sendo perfurada. Quando ocorre um *kick* durante a perfuração de formações moles, o aumento verificado na taxa de penetração é bastante significativo.

4.2.4 Fluxo com as bombas desligadas

Ao desligar as bombas, a pressão no fundo do poço decresce num valor correspondente às perdas de carga do anular. Isso facilita a entrada de fluidos da formação para o poço. O deslocamento contínuo do fluido da formação através da lama de perfuração se refletirá no tanque.

O poço fluindo com as bombas desligadas é um indicador primário de *kick*. Neste caso o poço deve ser fechado de imediato.

Figura 12 - Fluxo com as bombas desligadas

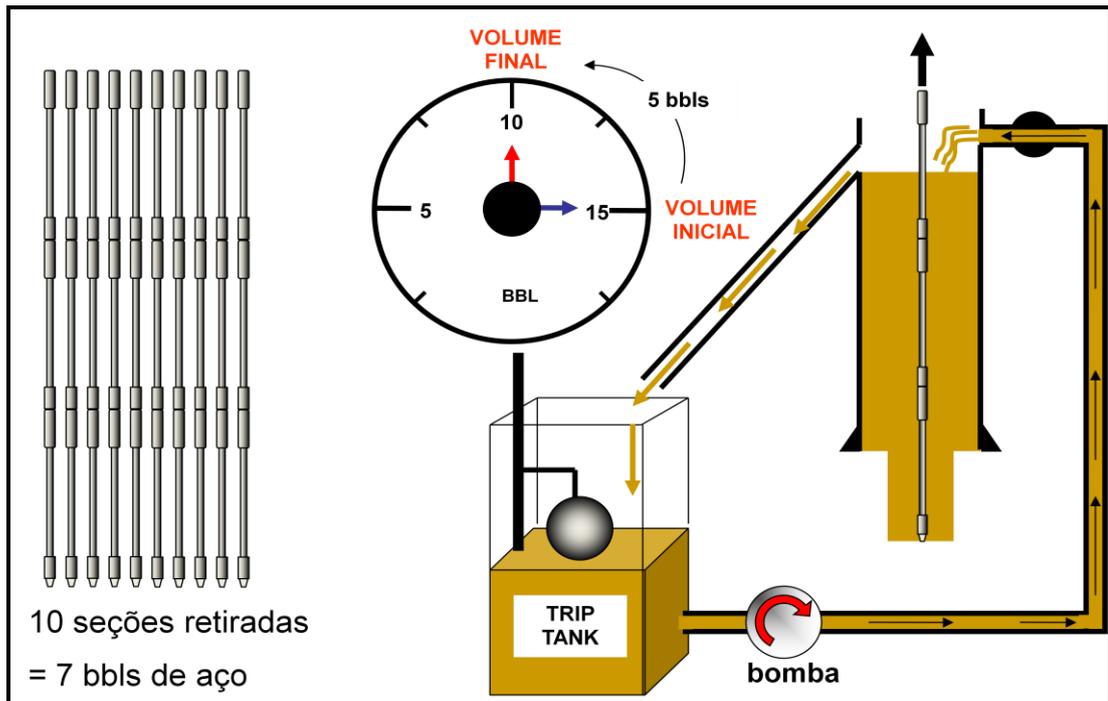


Fonte: Paula Jr. (2009)

4.2.5 Poço aceitando volumes impróprios de fluido

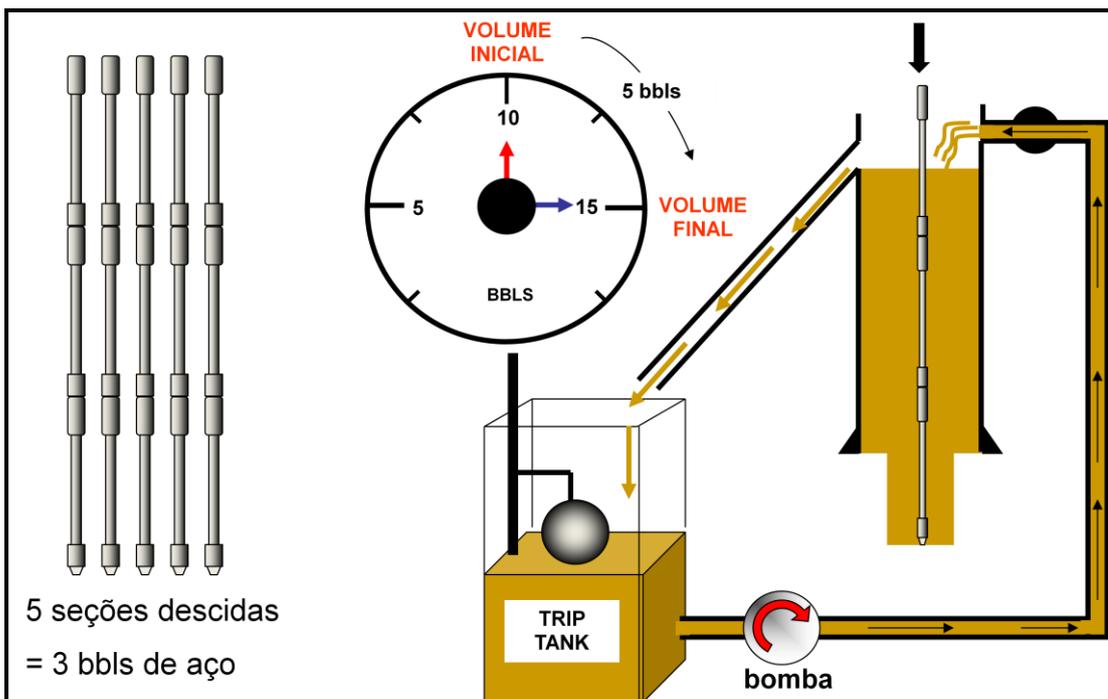
Comportamento no qual o poço aceita um volume de fluido menor que o volume de aço retirado ou que na descida da coluna o poço devolve mais fluido que o volume de aço introduzido no poço. Na retirada da coluna o poço deve aceitar o volume de lama correspondente ao aço retirado. Deve ser realizado um controle rigoroso dessa operação na superfície através do monitoramento de um tanque de manobra e preenchimento de planilhas. Caso o poço aceite menos lama, pode ser um sinal de que há fluido da formação invadindo o poço. Pode acontecer do *kick* somente ser notado durante a descida da coluna ao fundo do poço. Quando a coluna é descida no poço, o fluido de perfuração flui em virtude do deslocamento da lama pela tubulação. Caso esteja ocorrendo um *kick*, o poço flui continuamente e não só no momento da descida da seção. Neste caso é necessário o monitoramento do volume na descida da ferramenta através do tanque de manobra, para que as medidas de controle sejam tomadas.

Figura 13 - Poço aceitando menos lama que o previsto



Fonte: Paula Jr. (2009)

Figura 14 - Poço devolvendo mais lama que o previsto



Fonte: Paula Jr. (2009)

5 CONTROLE DE *KICKS* EM ÁGUAS PROFUNDAS

O volume de fluido invasor no poço deve ser o mínimo possível. Em sondas flutuantes operando em águas profundas, este aspecto é extremamente relevante em virtude das complicações e particularidades inerentes ao controle de poço nesses ambientes de operação. O controle de *kicks* em águas profundas difere para as perfurações terrestres e em águas rasas. As principais complicações para o controle de influxos em ambientes de águas profundas serão analisadas a seguir de acordo com Santos (2013).

5.1 BAIXO GRADIENTE DE FRATURA DAS FORMAÇÕES

O gradiente de fratura é determinado pela razão entre a pressão de fratura e a profundidade da formação. Nesse caso, os gradientes de fratura encontrados na perfuração em águas profundas são menores. Esse parâmetro pode apresentar valores próximos à pressão de poros da formação, o que dificulta as operações de controle de poço nas quais o fluido de perfuração deve apresentar um valor entre as pressões de poros da formação e de fratura da rocha.

5.2 PERDA DE CARGA EXCESSIVA NA LINHA DE *CHOKE*

Quando operando em águas profundas a linha do *choke* é longa tornando excessivas as perdas de carga por fricção durante a circulação do *kick*. Esta pressão será transmitida ao poço onde as pressões de fratura das formações são baixas, tornando, assim, o controle do poço crítico.

5.3 VARIAÇÕES BRUSCAS NA PRESSÃO NO MANÔMETRO DO *CHOKE*

Quando o gás entra na linha do *choke*, a perda da pressão hidrostática é grande e rápida em virtude da diferença entre as áreas transversais do espaço anular e da linha do *choke*. Esta situação dificulta as operações de controle em águas profundas devido à necessidade de ajustes rápidos na abertura e fechamento do *choke*⁴.

⁴ Estrangulador de fluxo que controla a vazão de retorno de um poço fechado pelo preventor de *blowouts*, durante a circulação de um *kick*.

Portanto, para manter a pressão do fundo do poço constante, o operador do *choke* deverá fechá-lo rapidamente para não provocar um influxo adicional neste instante. Posteriormente, quando o gás for substituído pelo fluido de perfuração no interior da linha do *choke*, a pressão hidrostática no poço irá aumentar demandando do operador uma abertura rápida do *choke* para evitar uma possível fratura da formação.

5.4 FORMAÇÃO DE HIDRATOS

Em águas profundas, a possibilidade de formação de hidratos nas proximidades da cabeça do poço submarino está sempre presente devido às baixas temperaturas e ao estado de pressões no fundo do mar. Hidratos são misturas sólidas de gás natural e água com aparência de gelo sujo. Os seguintes problemas estão associados à formação de hidratos: entupimento das linhas do *choke* e *kill*; obstrução do espaço anular abaixo do BOP; prisão da coluna devido à formação de hidratos no *riser*, em frente ao BOP ou no revestimento e dificuldade de abertura e fechamento das gavetas do BOP. Uma maneira de minimizar a formação de hidratos em águas profundas é utilizar sistemas de fluidos de perfuração à base de polímeros com alta salinidade.

5.5 DETECÇÃO DE INFLUXOS

O volume de um *kick* em águas profundas deve ser o mínimo possível, pois grandes volumes podem gerar altas pressões no interior do poço, incompatíveis com os baixos gradientes de fratura. Para um fechamento rápido do poço logo após a detecção de um influxo é essencial que as equipes de perfuração sejam treinadas e que as sondas possuam equipamentos eficazes de detecção de *kicks*.

5.6 REMOÇÃO DO GÁS APRISIONADO ABAIXO DO BOP

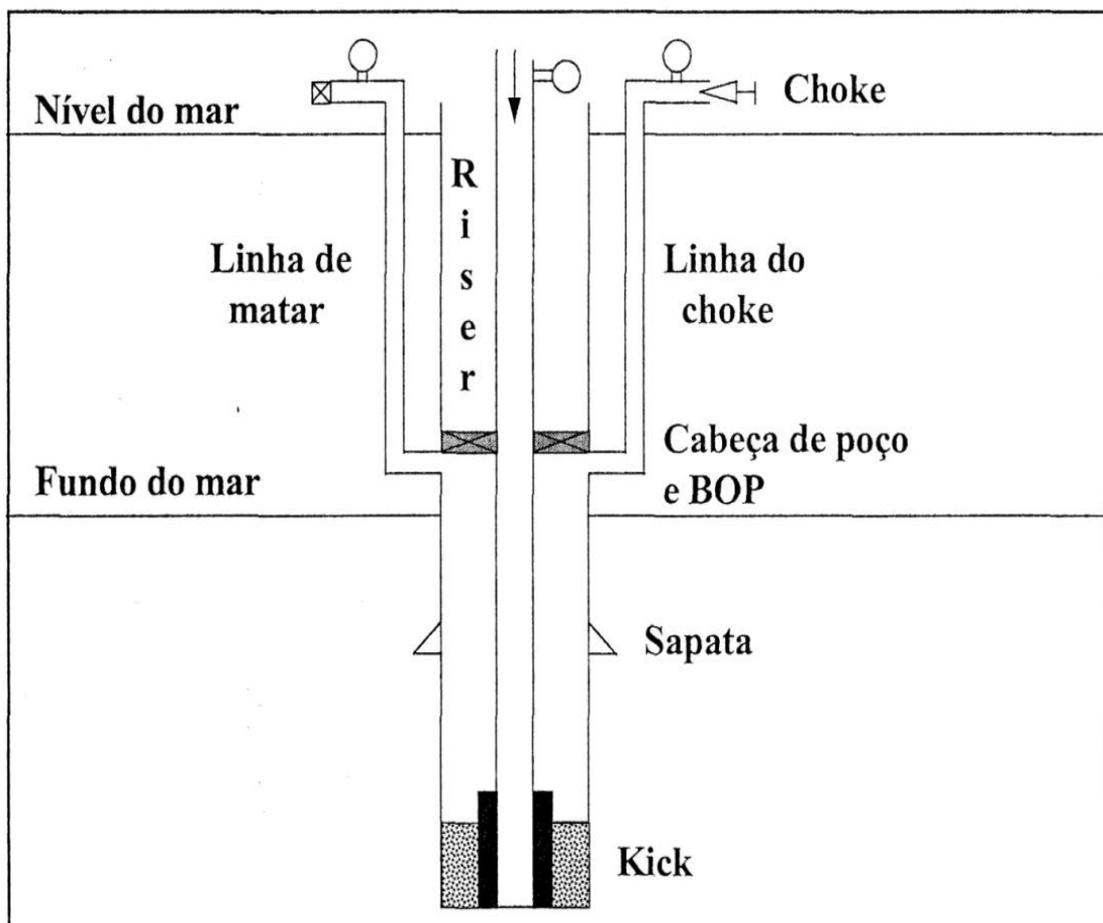
Após a circulação do *kick* para fora do poço, poderá haver gás acumulado abaixo do BOP. Quando este gás migra para o interior do *riser* após a abertura do BOP, ele irá se expandir podendo causar novo influxo ou acidentes na superfície. Esse gás deve ser retirado antes da abertura do BOP.

Em caso de detecção de gás no interior do *riser*, o sistema *diverter* deve ser fechado e o *riser* circulado por meio das linhas de *choke* ou *kill*, com saída acima da gaveta do BOP que está fechada.

5.7 UTILIZAÇÃO DO PROCEDIMENTO CONHECIDO COMO “HANG-OFF”

O *hang-off* consiste em apoiar parte do peso da coluna de perfuração por uma das suas conexões na gaveta de tubos fechada do BOP submarino. Este procedimento é dificultado nas operações em águas profundas em virtude do maior número de tubos de perfuração a ser considerado. O procedimento para *hang-off* deve ser executado para reduzir o desgaste no BOP anular e manter o poço pronto para uma possível desconexão de emergência.

Figura 15 - Esquema do Sistema de Equipamentos de Controle de Poço Existente em Unidades Flutuantes



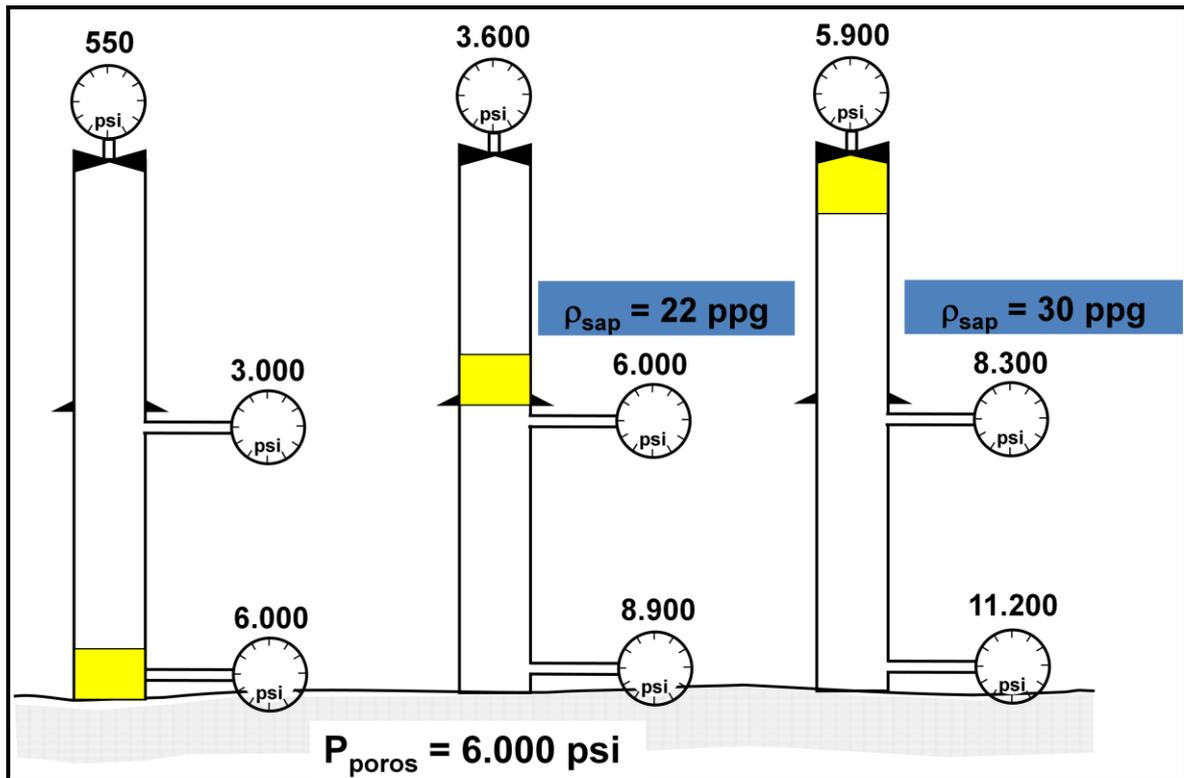
Fonte: Santos (2013)

6 COMPORTAMENTO DO FLUIDO INVASOR E CÁLCULOS NECESSÁRIOS PARA O CONTROLE DO POÇO

Neste capítulo estudaremos o comportamento do fluido invasor, os procedimentos para o fechamento do poço e os cálculos necessários para o controle de *kicks*.

6.1 COMPORTAMENTO DO FLUIDO INVASOR

Quando ocorre um *kick*, temos a invasão do poço por água, óleo, gás ou uma combinação destes fluidos. Os *kicks* de água e óleo apresentam controle consideravelmente mais fácil do que o *kick* de gás. Quando existe gás livre no poço, o seu controle se torna mais difícil em virtude das propriedades de expansão do gás e da grande diferença entre as massas específicas do gás e do fluido de perfuração. Ocorrendo um *kick* de gás o poço não pode ser deixado fechado indefinidamente, pois as pressões no seu interior aumentarão até valores insuportáveis durante a migração do gás para a superfície. Por outro lado, se após a ocorrência do *kick* de gás o poço é mantido aberto, durante a migração a pressão hidrostática sobre o gás será aliviada e como resultado disso, haverá aumento de volume do gás. Este aumento de volume resulta na expulsão do fluido de perfuração para fora do poço na superfície, reduzindo assim o estado de pressão no interior do poço. Com a continuação da migração, esta diminuição torna-se cada vez mais intensa com risco de ocorrer um *blowout*. Conclui-se então, que o poço não pode permanecer fechado, ou totalmente aberto após a ocorrência de um *kick* de gás. A solução para o problema é permitir uma expansão controlada do gás enquanto ele migra ou é circulado para fora do poço. Esta expansão controlada é feita através de ajustes do *choke* de forma a manter a pressão no fundo do poço constante durante o processo de remoção do gás. Quando o gás começa a fluir pelo interior da linha do *choke*, a rápida perda das pressões hidrostática e dinâmica (perdas de carga por fricção) existentes nessa linha demandará do operador do *choke* uma ação rápida para promover o seu fechamento e evitar uma redução da pressão no fundo do poço capaz de provocar um influxo adicional. Mais tarde, quando o fluido de perfuração volta a encher esta linha, próximo ao final da produção de gás, o operador deverá estar pronto para abri-lo para não causar um aumento exagerado nas pressões no interior do poço a ponto de fraturar a formação mais fraca exposta (SANTOS, 2013).

Figura 16 - Migração de um *kick* de gás em poço fechado

Fonte: Paula Jr. (2009)

6.2 FECHAMENTO DO POÇO

Conforme estudado no capítulo 2, o *Blowout Preventer* (BOP) é o mais importante equipamento de segurança do poço, que consiste em um conjunto de válvulas que permite fechar o poço imediatamente após o *kick* ter sido detectado. Existem dois métodos através dos quais o poço pode ser fechado e serão analisados a seguir de acordo com Santos (2013).

6.2.1 Fechamento lento (*soft*)

O *choke* permanece aberto durante as operações normais de perfuração. Após a detecção de um *kick*, o BOP e o *choke* são fechados. Este método tem a vantagem de permitir um melhor acompanhamento do crescimento da pressão e de implementar rapidamente o método de baixa pressão no *choke* (que será estudado no capítulo 7), porém este método de fechamento de poço não é recomendado, pois devido ao atraso no fechamento do poço, um volume adicional de influxo pode ser observado.

6.2.2 Fechamento rápido (*hard*)

O *choke* permanece fechado durante as operações normais de perfuração. Após a detecção de um *kick*, o BOP é fechado, permanecendo o *choke* na posição fechada. O método permite o fechamento do poço em um tempo menor, reduzindo assim o volume do influxo, pois possui um passo a menos que no outro método no procedimento de fechamento do poço. Devido à simplicidade do método rápido e ao menor volume de influxo gerado, recomenda-se que esse método seja utilizado no fechamento de poço tanto em terra como no mar.

De acordo com este mesmo autor, para o fechamento de poço em unidades flutuantes durante a perfuração ou circulação no fundo do poço, os seguintes procedimentos devem ser adotados para maior segurança nas operações:

1. Parar a atividade de perfuração;
2. Colocar a coluna na posição de *hang-off*;
3. Parar a rotação;
4. Parar a bomba;
5. Fechar o BOP anular;
6. Abrir as válvulas submarinas;
7. Registrar o crescimento das pressões de fechamento no tubo bengala (SIDPP) e no *choke* (SICP) a cada minuto nos primeiros quinze minutos e a cada cinco minutos a partir daí. Registrar as pressões de fechamento estabilizadas SIDPP e SICP e o volume de ganho de lama;
8. Efetuar os cálculos da Planilha de Controle e iniciar a circulação do *kick* para fora do poço.

6.3 INFORMAÇÕES NECESSÁRIAS PARA O CONTROLE DO POÇO

Após a detecção do *kick* o BOP deve ser fechado, o fluido invasor circulado para fora do poço, e este amortecido. As operações de circulação do *kick* e amortecimento do poço são conduzidas de acordo com informações obtidas antes e após a ocorrência do *kick* e cálculos pertinentes. As informações e os cálculos são registrados em planilhas apropriadas, chamadas de Planilhas de Controle de *Kicks* (SANTOS, 2013).

Segundo Costa e Lopez (2011), uma vez detectado o *kick* e fechado o poço, as seguintes informações deverão ser registradas:

- pressão de fechamento no *choke* (SICP – *Shut-in Casing Pressure*);
- pressão de fechamento no tubo bengala (SIDPP – *Shut-in Drillpipe Pressure*);
- pressão reduzida de circulação (PRC);
- volume de lama ganho nos tanques;
- profundidade vertical do poço;
- cálculos das planilhas de *kick*;
- dados do poço e coluna.

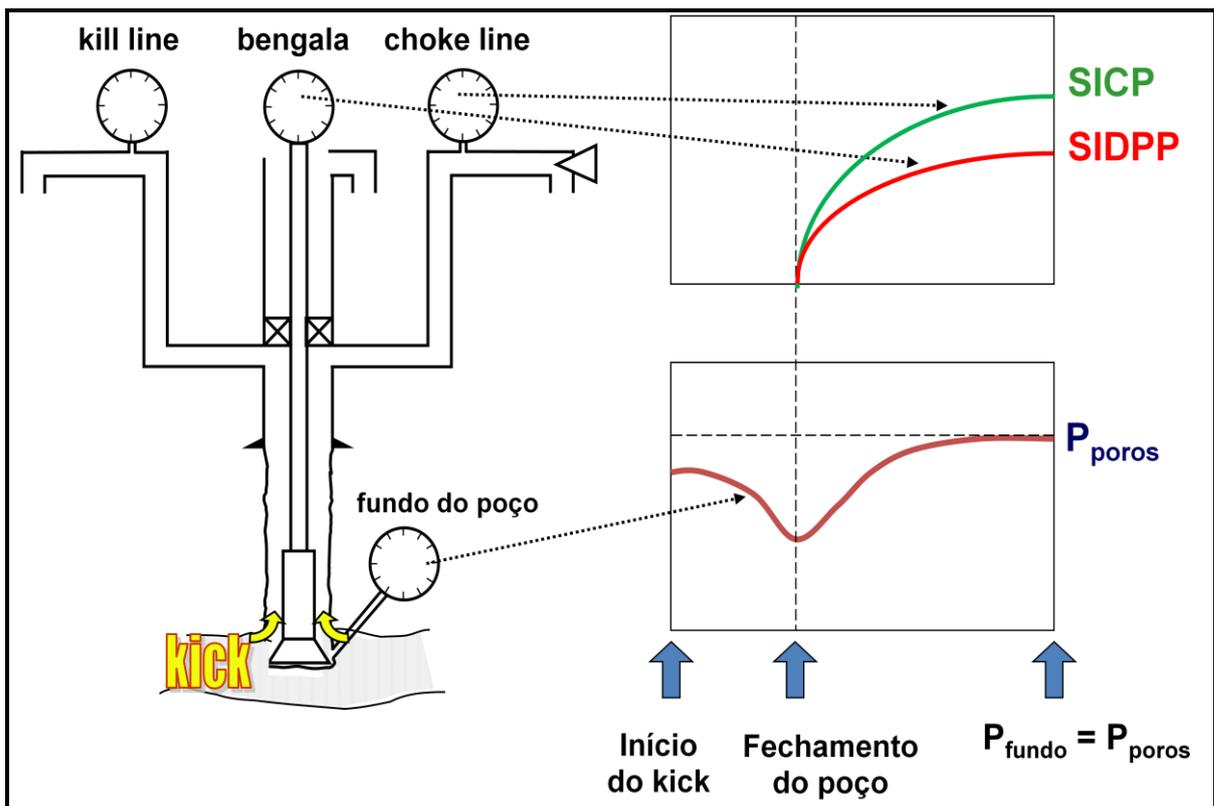
Essas informações são utilizadas para determinar o tipo de *kick*, a pressão de poros, a densidade da nova lama a ser injetada no poço, a pressão inicial e a pressão final de circulação do *kick*.

De acordo com Santos (2013), a pressão reduzida de circulação (PRC) deve ser determinada no início de cada turno de trabalho ou se ocorrer dentro do turno mudança da composição da coluna ou da lama ou perfuração de mais de 200m. Uma vazão reduzida de circulação é utilizada por: causar menor erosão dos equipamentos; gerar menores pressões de bombeio; possibilitar maior tempo para a manipulação do *choke* e permitir maior tempo para a separação do gás da lama no separador atmosférico.

Segundo este mesmo autor, após o fechamento do poço, as pressões lidas nos manômetros do tubo bengala e do *choke* subirão e atingirão os seus valores estabilizados conhecidos respectivamente como SIDPP (pressão de fechamento do tubo bengala) e SICP (pressão de fechamento do *choke*). Se não existir fluido invasor no interior da coluna, o valor estabilizado de SIDPP representa a diferença entre a pressão da formação geradora de influxo e a pressão hidrostática do fluido no interior da coluna de perfuração. Esse valor independe do volume de influxo no espaço anular. Por outro lado, o valor de SICP, é dependente do volume do influxo. Quanto maior for o volume do influxo, maior será o valor de SICP. As curvas das pressões de fechamento apresentam trechos de crescimento rápido logo após o fechamento e com as taxas de crescimento reduzindo com o tempo até atingirem valores estabilizados (figura 17). Neste instante, cessa-se o fluxo da formação para o poço, pois a pressão de fundo iguala-se à pressão da formação geradora do *kick*.

A duração deste período depende de algumas variáveis como tipo de fluido, permeabilidade e porosidade da formação e diferença entre as pressões da formação e hidrostática do fluido do poço. Devem ser registrados os valores das pressões nos manômetros do *choke* e do tubo bengala a cada minuto, durante os primeiros quinze minutos, e a cada cinco daí em diante. Após o período de estabilização, as pressões de fechamento tenderão a subir devido à migração do gás. Caso não seja possível circular o *kick* logo após este período, estas pressões deverão ser monitoradas e no caso delas excederem um determinado valor, por exemplo, 50 psi acima do valor estabilizado, o poço deverá ser drenado à pressão constante no *choke* até que o valor da pressão no tubo bengala volte a ser SIDPP. Geralmente o valor de estabilização de SICP será maior do que o valor estabilizado de SIDPP. Entretanto, o oposto pode ser observado. As prováveis causas para este comportamento são: excesso de cascalhos no espaço anular, manômetros defeituosos, fluido invasor com um massa específica maior do que a do fluido de perfuração, gás dentro da coluna e bloqueio do espaço anular.

Figura 17 - Comportamento das pressões de fechamento



Fonte: Paula Jr. (2009)

A seguir, estudaremos a pressão inicial e a pressão final de circulação do *kick* de acordo com Costa e Lopez (2011):

A pressão inicial de circulação do *kick* (PIC) é a pressão que deve ser mantida no tubo bengala durante a circulação do *kick* enquanto estiver apenas lama original no interior da coluna de perfuração.

Esse valor deve gerar uma pressão no fundo igual à pressão de poros da formação adicionada a uma margem de segurança com a finalidade de evitar novas invasões de fluidos da formação para o poço.

Segue abaixo a fórmula utilizada para o cálculo da PIC:

$$\text{PIC} = \text{PRC} + \text{SIDPP}$$

onde:

PRC é a pressão reduzida de circulação;

SIDPP é a pressão de fechamento no tubo bengala.

A pressão final de circulação do *kick* (PFC) é a pressão a ser mantida no tubo bengala durante a circulação do *kick* após a lama nova ter chegado à broca.

Ela também deve ser capaz de manter a pressão no fundo do poço ligeiramente superior à pressão dos poros da formação. Quando a lama nova é injetada ocorre uma queda na pressão de bombeio, cujo valor inicial era a PIC, devido ao aumento da pressão hidrostática no interior da coluna.

Segue abaixo a fórmula utilizada para o cálculo da PFC:

$$\text{PFC} = \text{PRC} \times \rho_{nm} / \rho_m$$

onde:

PRC é a pressão reduzida de circulação;

ρ_{nm} é o peso específico da lama nova;

ρ_m é o peso específico do fluido de perfuração.

6.4 PESO ESPECÍFICO DA LAMA NOVA

Em estudos de controle de poço, para definir-se o acréscimo de peso a ser dado para a “lama nova” deve-se levar em consideração a pressão SIDPP. A tomada deste valor de pressão deve-se ao fato de que a coluna de perfuração encontra-se cheia de lama homogênea proveniente dos tanques de lama. A massa específica do fluido de perfuração para “matar” o poço é dada pela seguinte fórmula:

$$\rho_{nm} = \rho_m + \text{SIDPP} / 0,17 \times D$$

onde:

ρ_{nm} é o peso específico do fluido de matar, em lb/gal;

D e a profundidade vertical do poço, em metros.

6.5 IDENTIFICAÇÃO DO TIPO DE FLUIDO INVASOR

Tendo ocorrido um *kick* durante a perfuração, com lama em circulação, é de se esperar que o fluxo de fluido invasor aconteça preferencialmente pelo espaço anular. Fechando-se o poço e estando-se de posse das informações sobre o *kick*, pode-se estimar a densidade do fluido invasor, sendo assim possível a identificação do mesmo. A massa específica do *kick* pode ser estimada pela seguinte equação:

$$\rho_k = \rho_m - (\text{SICP} - \text{SIDPP}) / (0,17 \times h_k)$$

onde:

ρ_k é peso específico do fluido invasor (lb/gal);

ρ_m é peso específico do fluido original (lb/gal);

SIDPP é a pressão de fechamento no tubo bengala (psi);

SICP é a pressão de fechamento no *choke* (psi);

h_k é a altura do *kick* (metros).

De acordo com Santos (2013), se o peso específico do fluido invasor for menor que 4,0 lb/gal, o *kick* é provavelmente de gás. Estando este na faixa de 4,0 a 8,0 lb/gal, provavelmente é uma combinação de gás e óleo. Valores acima de 8,0 lb/gal, o fluido invasor é de óleo e/ou água salgada.

7 MÉTODOS DE CONTROLE DE *KICKS*

Após a detecção do *kick* o poço não pode ficar fechado indefinidamente, pois podem ocorrer fraturas das formações e avarias no revestimento e equipamentos de cabeça de poço. O poço não pode ficar aberto devido à expansão do gás, perigos de incêndio, avarias na sonda e impossibilidade de acesso ao poço após o fluido chegar à superfície. A solução para o problema é permitir uma expansão controlada do gás enquanto ele migra ou é circulado para fora do poço. Em termos práticos, essa expansão controlada é feita por meio de ajustes do *choke* de forma a manter a pressão no fundo do poço constante durante o processo de remoção ou migração do gás (BEZERRA, 2006).

Os métodos de controle de *kick* têm como objetivo circular o fluido invasor para fora do poço e restabelecer o controle primário do poço substituindo o fluido de perfuração existente no poço por um fluido de densidade adequada para conter a pressão da formação (COSTA e LOPEZ, 2011).

7.1 PRINCIPAIS MÉTODOS DE CONTROLE DE *KICKS*

Os principais métodos de controle de *kicks* são:

- método do sondador;
- método do engenheiro;
- método simultâneo ou misto;
- método volumétrico.

Estes métodos serão explicados a seguir de acordo com Costa e Lopez (2011).

7.1.1 Método do sondador

Este método consta de duas etapas ou circulações. A primeira circulação objetiva expulsar o fluido invasor utilizando apenas o fluido original. Com o poço já limpo do fluido invasor, inicia-se a segunda circulação que é o enchimento do poço com o novo fluido de perfuração. Dessa forma, a segunda etapa do método consiste no bombeio e circulação de um fluido de perfuração com densidade maior que o gradiente de poros da formação.

Em poços submarinos, esta circulação é feita através da coluna de perfuração, passando pelo BOP submarino e retornando pela linha de *choke*, usando a vazão reduzida.

O método do sondador é geralmente o mais recomendado na circulação de influxos ocorridos durante as perfurações em águas profundas e quando o material e tanques para o preparo da lama pesada não estão disponíveis.

7.1.2 Método do engenheiro

Nesse método, o poço é controlado com apenas uma circulação, ou seja, o influxo é removido do poço utilizando-se a lama nova. Portanto, se a lama nova já estiver pronta, a execução deste método será mais fácil. Um gráfico de monitoramento deve ser feito para acompanhar a redução da pressão de bombeio em função do número de ciclos bombeados da lama nova. A pressão de bombeio será reduzida enquanto a lama nova enche a coluna de perfuração. Este monitoramento é necessário visto que durante a injeção da lama nova a pressão no *choke* não pode ser mantida constante devido à expansão do gás. Em comparação com o método do sondador, é mais rápido e necessita de menores pressões durante a circulação. No entanto, apresenta maior dificuldade operacional.

7.1.3 Método simultâneo ou misto

Neste método são realizadas duas operações em paralelo: o aumento gradual e progressivo da densidade da lama e circulação do fluido invasor. Esse processo ocorre até que seja atingido o peso da lama nova adequado ao controle da formação. Esse método pode ser utilizado alternativamente aos métodos do sondador e do engenheiro quando a circulação do poço é possível, no entanto, apresenta difícil controle da válvula do *choke* devido ao operador não saber a localização exata da fronteira entre a lama nova e a lama original.

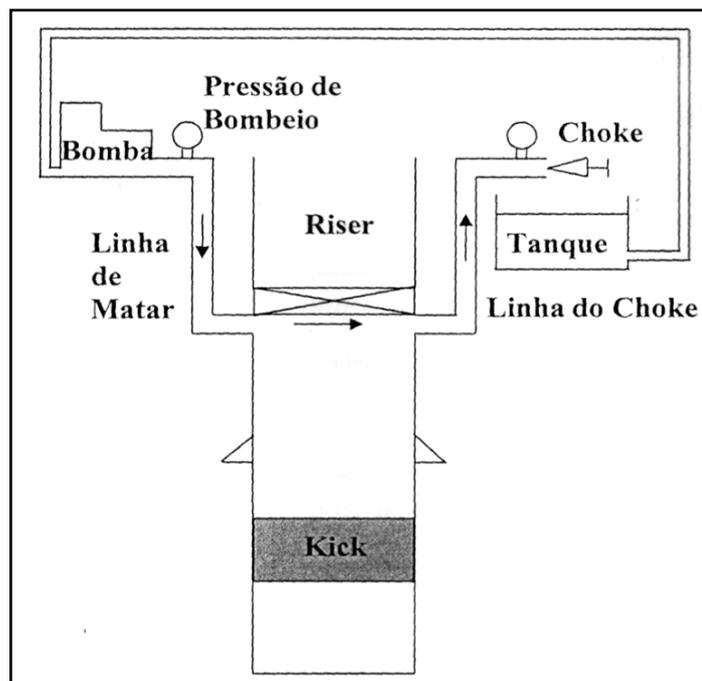
7.1.4 Método volumétrico

O método volumétrico é utilizado nas situações em que o fluido de perfuração não pode ser circulado para deslocar o *kick* para fora do poço. As principais razões conhecidas são: jatos da broca entupidos, problemas com as bombas ou equipamentos de superfície, coluna fora do poço, etc.

Dado o impedimento em circular a lama no poço, como os métodos acima descritos exigem, o procedimento a ser realizado deve permitir a migração e a expansão controlada do gás até a superfície, drenando a pressão gerada pelo fluido invasor. Em seguida, o gás do *kick* deve ser substituído por lama nova.

Para o caso de águas profundas, recomenda-se utilizar o método volumétrico dinâmico, quando não é possível a circulação através da coluna de perfuração. O fluido de perfuração é circulado pela linha de matar, BOP submarino e retorna pela linha do *choke* enquanto o *kick* migra para a superfície.

Figura 18 - Implementação do método volumétrico dinâmico



Fonte: Santos (2013)

7.2 MÉTODOS NÃO CONVENCIONAIS DE CONTROLE DE POÇO

Existem três métodos de controle de poço que são utilizados apenas em situações especiais e serão analisados a seguir de acordo com Santos (2013).

7.2.1 Método da baixa pressão no *choke* (*low choke pressure method*)

Esse método é utilizado quando a pressão no manômetro do *choke* é excessiva e tende a ultrapassar a máxima pressão permissível naquele manômetro. Isso geralmente ocorre quando o volume do gás no poço é muito grande.

O método consiste em circular o influxo na máxima vazão possível, mantendo a máxima pressão permissível no *choke* naquele manômetro. Utilizando este método, a pressão no poço irá cair e mais volume de *kick* será produzido. No entanto, este volume será menor que o original, e após algumas circulações, o controle convencional do poço pode ser restabelecido. A aplicação deste método em águas profundas deve ser realizada com cautela, devido elevadas perdas de carga por fricção na linha do *choke*.

7.2.2 Bullheading

Bullheading é o método de controle no qual o fluido é forçado de volta à formação, ou seja, este método consiste em deslocar ou injetar a mistura de fluido de perfuração e influxo na formação exposta mais fraca no poço. Este método deve ser utilizado com cautela, pois, em algumas situações pode criar ou agravar um *underground blowout* (conforme estudado no capítulo 2) ou causar um *blowout* em volta do revestimento. Esta operação deve ser considerada quando há grande risco de subida do fluido do *kick* durante a circulação, como nas seguintes situações: *kick* de H₂S (Ácido Sulfídrico), volume de gás elevado no poço, combinação de *kick* e perda de circulação. Também pode se aplicado quando a circulação normal não é possível (jatos da broca entupidos, defeito de equipamento, coluna fora do fundo do poço).

7.2.3 Stripping

A operação de *stripping* consiste em se movimentar a coluna de perfuração com o preventor fechado com o objetivo de realizar a sua descida até o fundo ou até o ponto mais profundo possível no poço e a circulação do fluido de perfuração para remoção do *kick* e amortecimento do poço. Esta operação é preferida a outras técnicas de controle não convencionais porque é relativamente simples e rápida. A equipe de sonda deve estar preparada para executá-la de uma maneira segura e eficiente. No entanto, são recomendados treinamentos práticos de simulação dessa operação (*stripping drills*) na própria sonda. As principais dificuldades encontradas na utilização da operação de *stripping* são: aumento de pressão no *choke*, devido à descida da coluna de perfuração no poço fechado, migração do gás durante a operação, e desgaste da borracha do BOP.

7.3 COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS DO SONDADOR E DO ENGENHEIRO EM AMBIENTES DE ÁGUAS PROFUNDAS

Quando a circulação do poço é possível, os métodos do sondador e do engenheiro são os mais utilizados para o controle de poço em ambientes de águas profundas. De acordo com Costa e Lopez (2011), a escolha do melhor método para a circulação de influxos irá depender dos seguintes fatores: complexidade do procedimento, tempo de execução e cargas de pressão no poço.

7.3.1 Complexidade do procedimento

A complexidade do método do engenheiro depende da disponibilidade de lama nova a ser injetada no poço. Se ela já estiver pronta, a execução deste método será mais fácil, na medida em que consiste na circulação do fluido invasor para fora do poço utilizando este fluido. Caso contrário, se a lama nova não está pronta para o bombeamento, a migração do gás vai aumentar a pressão do poço. O controle dessa pressão deve ser feito com base na carga máxima aceita no poço e sem permitir a entrada de qualquer gás adicional, o que dificulta consideravelmente a aplicação deste método. Como algumas plataformas de perfuração *offshore* não possuem espaço suficiente para tanques de lama com fluidos de perfuração pesados preparados para usar nestas ocasiões, o método do sondador é geralmente o procedimento mais fácil de ser executado sob este ponto de vista. Além disso, a utilização do método do engenheiro exige a elaboração e acompanhamento de uma planilha ou gráfico durante o deslocamento da lama nova no interior da coluna, dificultando o processo. Outra vantagem observada no método do sondador é que durante a circulação do *kick*, só dois tipos de fluidos estão presentes: lama original e o fluido invasor, tornando o controle de poço mais simples e menos sujeito à ocorrência de erros durante a circulação.

7.3.2 Tempo de execução

A utilização do método do engenheiro requer um menor tempo de circulação que o método do sondador, pois a expulsão do fluido invasor e o amortecimento do poço ocorrem em uma só operação. No entanto, o poço é mantido fechado por um tempo maior enquanto se eleva a massa específica da lama antes do início da circulação.

No período em que o poço está sem circulação, existe a necessidade de controlar a migração do gás e aumentam as possibilidades de prisão da coluna ou de entupimento dos jatos da broca. Outro parâmetro a ser definido para o método do engenheiro é o tempo de preparo da lama nova, que é o tempo exigido para aumentar a densidade do fluido de perfuração a um valor capaz de impedir novas invasões de fluido da formação para o poço. No método do sondador existe a vantagem da rapidez na aplicabilidade deste procedimento, que se deve a sua imediata entrada em ação circulando o poço com a lama original até a remoção do fluido invasor e permitindo enquanto isso a preparação da lama nova e mais pesada para utilização na segunda circulação.

7.3.3 Cargas de pressão no poço

O volume de influxo recebido pelo poço durante o *kick* causa um aumento das pressões do sistema. Essa carga de pressão deve ser removida através da circulação de lama no poço e substituição da mesma. Tanto o método do engenheiro quanto o método do sondador realizam este propósito, mas do ponto de vista das pressões geradas, a utilização do método do engenheiro sempre conduz a menores pressões no *choke* quando comparadas àquelas geradas durante a aplicação do método do sondador, sendo esta a maior vantagem do método do engenheiro. De forma geral, o método do sondador, devido à sua simplicidade, é o mais recomendado para ser utilizado na circulação de influxos ocorridos durante as perfurações em águas profundas.

CONCLUSÃO

Este trabalho teve por objetivo apresentar os princípios, as práticas e os procedimentos de controle de poço referentes às operações de perfuração. Ao analisar em especial a perfuração em águas profundas, podemos deduzir que o método mais apropriado para o controle do poço é o método do sondador devido a sua simplicidade e rapidez na aplicabilidade. Neste método, o início do procedimento pode ser imediato circulando-se no poço lama original até que o fluido invasor seja totalmente removido. Essa etapa do processo permite a elaboração da lama nova e mais pesada a tempo de ser injetada na próxima circulação do poço. Como na perfuração em águas profundas são observadas baixas pressões de fratura, o método do engenheiro torna-se mais complicado, no qual o poço é mantido fechado por um tempo maior enquanto se eleva a massa específica da lama antes do início da circulação. Esta situação irá acarretar o aumento das pressões no interior do poço com maiores riscos de fratura da formação. De acordo com Santos (2013), o método do sondador é o mais recomendado no Brasil para a circulação de influxos ocorridos nas atividades de perfuração em águas profundas.

Os problemas operacionais de controle de poço podem gerar conseqüências catastróficas e, por isso, suas orientações devem ser seguidas de forma precisa e cuidadosa. O investimento em treinamento de pessoal e equipamentos mais modernos pode minimizar as perdas de vidas, prejuízos econômicos e impactos ambientais negativos para as empresas que atuam na atividade de perfuração de poços de petróleo.

REFERÊNCIAS

BEZERRA, Evilene Matias. **Estudo do Controle de Poço Considerando-se o Comportamento de Fases da Mistura Gás-Líquido**. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia do Petróleo), Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, São Paulo, 2006.

CHAGAS, Luís Eduardo Cordeiro Martins das. **Análise do controle de poços com lâmina d' água profunda a partir da implementação de um simulador de kicks**. Monografia (Graduação em Engenharia do Petróleo), Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Rio de Janeiro, 2014.

CORRÊA, Oton Luiz Silva. **Petróleo: Noções sobre Exploração, Perfuração, Produção e Microbiologia**. Rio de Janeiro: Interciência, 2003.

COSTA, Dirlaine Oliveira da.; LOPEZ, Juliana de Castro. **Tecnologia dos Métodos de Controle de Poço e Blowout**. Monografia (Graduação em Engenharia do Petróleo), Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Rio de Janeiro, 2011.

International Association of Drilling Contractors - IADC. IADC Drilling Manual – eBook Version (V.11). Well Control Equipment and Procedures – Chapter K, Houston, USA, 2000.

PAULA JR, Rubens Ribeiro de. Notas de aula da disciplina **Curso de Controle de Poço Submarino**. Universidade Petrobrás, Bahia, 2009.

SANTOS, Otto Luiz Alcântara. **Segurança de Poço na Perfuração**. São Paulo: Blucher, 2013.

SOUZA, Carlos Francisco Sales de. Apostila da disciplina **Curso de Equipamentos de Poço**. Petrobrás – Unidade de Negócios de Exploração e Produção do RN/CE (UN – RNCE), Natal, Rio Grande do Norte, 2008.

THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2.ed., Rio de Janeiro: Interciência, 2004.