

Arnaldo Santos Pinto Coelho

**ESTUDO E SIMULAÇÃO SOBRE A CIRCULAÇÃO DE UM *KICK* EM
UM POÇO DE PETRÓLEO PELO MÉTODO DO ENGENHEIRO**

São Paulo
2014

Arnaldo Santos Pinto Coelho

**ESTUDO E SIMULAÇÃO SOBRE A CIRCULAÇÃO DE UM KICK EM
UM POÇO DE PETRÓLEO PELO MÉTODO DO ENGENHEIRO**

Trabalho de Formatura em Engenharia de
Petróleo do curso de graduação do
Departamento de Engenharia de Minas e de
Petróleo da Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo

Orientador: Prof. Dr. Márcio Yamamoto

São Paulo
2014

AGRADECIMENTOS

À minha família, aos meus amigos e à minha namorada Lury Tomioka, cujo apoio e carinho foram indispensáveis para que eu chegasse a essa etapa da minha vida.

Aos amigos do curso de graduação, cuja companhia, companheirismo e amizade foram essenciais durante os anos de faculdade.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Márcio Yamamoto, por despertar e incentivar o interesse no estudo da engenharia de petróleo.

*"A mente que se abre a uma nova idéia
jamais voltará ao seu tamanho original"*

Albert Einstein

RESUMO

COELHO, A. S. P.: *Estudo e Simulação sobre a Circulação de um Kick em um Poço de Petróleo pelo Método do Engenheiro.* São Paulo: Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2014, 42 p. Trabalho Final de Graduação.

Durante o procedimento de perfuração de um poço de petróleo, a ocorrência de um kick é um fenômeno recorrente que deve ser diagnosticado precocemente para que se possa implantar as devidas medidas para a remoção desse influxo do sistema. Este trabalho tem como finalidade o estudo do funcionamento de uma sonda de perfuração e a descrição dos sistemas que nela existem, a exploração das causas de um *kick* num poço de perfuração e indicações de sua ocorrência. Visa-se também a construção de um simulador numérico para detalhamento do processo de circulação e remoção de um *kick* do sistema de circulação da sonda de perfuração através do método do engenheiro. Analisando-se as simulações realizadas foi possível observar os impactos de variações de algumas características na circulação do *kick*.

Palavras-Chave

- Sonda de Perfuração, *Kick*, Simulação, Método do Engenheiro

ABSTRACT

COELHO, A. S. P.: *Study and Simulation about the Circulation of a Kick in an Oil Well using the Wait and Weight Method.* São Paulo: Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2014, 42 p. Trabalho Final de Graduação.

During the drilling process of an oil well, the occurrence of a kick is a recurring phenomenon that must be diagnosed early so that the necessary measures for the removal of this influx from the system can be implemented. This work aims to study the operation of a drilling rig and the description of the systems that exist in it, the exploration of the causes of a kick in well drilling and its occurrence indications. It also seeks to build a numerical simulator for detailing of the circulating and removal process of a kick from the circulation system of the drilling rig through the wait and weight method. By analyzing the simulations, the impacts of the variation of some of the characteristics in a kick circulation were observed.

1 SUMÁRIO

2 INTRODUÇÃO.....	1
2.1 RELEVÂNCIA E JUSTIFICATIVA	2
2.2 OBJETIVO.....	2
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	3
4 METODOLOGIA.....	4
5 SONDA DE PERFURAÇÃO	5
5.1 PERFURAÇÃO	5
5.2 SISTEMAS DA SONDA DE PERFURAÇÃO	8
5.2.1 <i>Sistema de sustentação de cargas</i>	8
5.2.2 <i>Sistema de geração e transmissão de energia</i>	9
5.2.3 <i>Sistema de movimentação de carga</i>	10
5.2.4 <i>Sistema de rotação</i>	12
5.2.5 <i>Sistema de circulação</i>	15
5.2.6 <i>Sistema de segurança de poço</i>	17
5.2.7 <i>Sistema de monitoração</i>	20
6 CIRCULAÇÃO DO KICK PELO MÉTODO DO ENGENHEIRO	21
6.1 CAUSAS DE UM KICK OU UM BLOWOUT NO POÇO.....	22
6.1.1 <i>Pressão do fluido de perfuração menor do que a pressão de poros da formação</i>	22
6.1.2 <i>Falha em manter a coluna de perfuração repleta de fluido enquanto há manobra e colisão/atrito entre a coluna e a formação enquanto há manobra</i>	23
6.1.3 <i>Perda de circulação</i>	23
6.1.4 <i>Corte no fluido de perfuração por gás, água ou óleo</i>	23
6.2 INDICAÇÕES DE UM KICK NO POÇO	24
6.2.1 <i>Aumento repentino na taxa de perfuração</i>	24
6.2.2 <i>Aumento no pit level ou fluxo de lama</i>	24

6.2.3	<i>Mudanças na pressão de bombeamento</i>	25
6.2.4	<i>Redução no peso sobre broca</i>	25
6.2.5	<i>Fluido de perfuração cortado por gás, água ou óleo</i>	25
6.3	CIRCULAÇÃO DO KICK	25
6.3.1	<i>Método do Sondador.....</i>	26
6.3.2	<i>Método do Engenheiro</i>	27
7	SIMULAÇÃO DA CIRCULAÇÃO DE UM KICK PELO MÉTODO DO ENGENHEIRO	28
7.1	CARACTERÍSTICAS E PREMISSAS.....	28
7.2	MODELAGEM MATEMÁTICA.....	29
7.2.1	<i>Gradiente hidrostático do fluido de perfuração antigo</i>	30
7.2.2	<i>Gradiente hidrostático do fluido de perfuração novo</i>	30
7.2.3	<i>Pressão da formação geradora do kick.....</i>	30
7.2.4	<i>Comprimento da região do kick.....</i>	31
7.2.5	<i>Densidade média do kick.....</i>	31
7.2.6	<i>Diferencial de pressão inicial no kick.....</i>	32
7.2.7	<i>Pressão inicial no topo do kick</i>	32
7.2.8	<i>Pressão inicial na superfície (SICP)</i>	32
7.2.9	<i>Deslocamento e posição do kick na região do anular.....</i>	33
7.2.10	<i>Posição do kick a cada instante</i>	34
7.2.11	<i>Pressão na base do kick enquanto ele circula pelo anular, do momento inicial de injeção do novo fluido de perfuração até que o novo fluido comece a circular pelo anular</i>	34
7.2.12	<i>Pressão na base do kick enquanto ele circula pelo anular, após o novo fluido de perfuração atingir a região do anular.....</i>	35
7.2.13	<i>Pressão na superfície enquanto o kick circula pelo anular.....</i>	35
7.2.14	<i>Pressão no topo do kick enquanto ele circula pelo anular</i>	36
7.2.15	<i>Entrada do kick na linha do choke</i>	36
7.2.16	<i>Produção do gás.....</i>	37
7.3	RESULTADOS	37
7.3.1	<i>Efeito da variação da densidade de fluido de perfuração na SICP</i>	38
7.3.2	<i>Efeito do volume inicial do kick na SICP</i>	39
7.3.3	<i>Efeito do comprimento da coluna de perfuração na SICP.....</i>	40
8	CONCLUSÕES	42
9	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	43

2 INTRODUÇÃO

A operação de perfuração de um poço de petróleo é uma atividade complexa que exige para sua execução uma equipe bem treinada, cuidadosa e atenta. Além de ser uma atividade associada a custos operacionais muito elevados, existe em sua natureza um risco mais custoso do que qualquer valor financeiro, o risco à vida. Para controlar melhor a operação como um todo e mitigar riscos que possam existir em sua execução, uma técnica denominada controle de poço possui importância crucial.

Através do controle de poço é possível realizar o monitoramento de uma série de informações sobre o procedimento de perfuração, dados que, uma vez observados e analisados em conjunto, fornecem informações ricas sobre o detalhamento da operação como um todo. O controle de poço é a prática que fornece informações suficientes para o diagnóstico de possíveis problemas e dificuldades que possam ser encontrados durante a perfuração de um poço. Um exemplo é a entrada de fluidos contidos em seções geológicas sobrepressurizadas nos dutos usados durante a perfuração. No caso da evolução desse quadro para um cenário em que o fluxo desse fluido indesejado escoe até a superfície, a situação poderá sair de controle e portanto um incidente sério começa a tomar forma. Técnicas para a prevenção a esse tipo de evento fazem parte do escopo deste trabalho.

Existem métodos e protocolos a serem adotados quando uma situação como essa, citada no exemplo anterior, ocorre. No caso da identificação de um influxo indesejado, é necessário que haja sua remoção das tubulações existentes na sonda de perfuração. Este procedimento pode ser executado de mais de uma maneira.

Uma sonda de perfuração é uma estrutura composta de diversos sistemas, cada um possuindo um objetivos específico, visando possibilitar a atividade de perfuração de poços eficientemente. O entendimento geral dos sistemas que compõe uma sonda de perfuração é importante para que se possa compreender a dinâmica de como um influxo ocorre, e ainda mais relevante para que se possa explorar as técnicas e medidas a serem tomadas.

2.1 RELEVÂNCIA E JUSTIFICATIVA

Durante o complexo processo de perfuração de um poço de petróleo, diversos procedimentos são realizados de modo a minimizarem os riscos operacionais envolvidos na atividade. O controle de poço, uma das técnicas utilizadas na mitigação desses riscos, visa ao controle dos efeitos perigosos causados pela inesperada liberação de fluídos da formação, como gás natural e óleo cru, que podem migrar pelo espaço anular entre o poço e a coluna de perfuração até a sonda e ao equipamento de superfície, atingindo a atmosfera. Esse influxo inesperado é denominado *kick*.

2.2 OBJETIVO

O objetivo desse projeto consiste no estudo dos sistemas presentes em uma sonda de perfuração, das causas e propriedades de um *kick* e na construção de uma simulação para análise dos diferentes efeitos das variações das características de um *kick* sobre a sua circulação dentro de um poço de petróleo, a ser realizada por um método específico denominado “método do engenheiro”.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Thomas (2004) descreve com considerável grau de detalhamento o equipamento de diversos equipamentos utilizados em uma sonda de perfuração, incluindo os diversos sistemas que compõe as sondas e suas devidas propriedades, composições e funcionalidades.

Grace (1994) cita as principais causas de *kicks* e *blowouts* em poços de petróleo, utilizando-se de exemplos reais de falhas e descuidos que geraram acidentes em sondas de perfuração pelo mundo. Grace também menciona quais as indicações de um *kick* em um poço, e descreve métodos para circulação do mesmo, como o método do sondador e o método do engenheiro, enfoque deste trabalho. São descritas as etapas e precauções tomadas para a execução de cada um dos métodos.

Morimoto e Hashimoto (2010) dão uma introdução à linguagem C e seus principais e mais usuais comandos lógicos.

Holand (1997) explora os riscos e fatalidades em operações e atividade *offshore*, analisando as causas, características e modos de prevenção de diferentes tipos de *blowouts*.

Bezerra (2006) estuda as características de *kicks* multifásicos, realizando uma modelagem termodinâmica de misturas multicomponentes e uma modelagem do controle de poço, utilizando resultados referentes ao comportamento fases de misturas gás-líquido.

Costa e Lopez (2011) detalham fundamentos para a realização do controle de poço, técnicas para impedir a evolução de um *kick* a um *blowout*, e apresentam detalhes dos principais desafios do controle de *kicks* em águas profundas e ultra profundas.

Othman (2010-2011) apresenta uma série de equações para dimensionamento físico dos fenômenos relacionados ao controle de poço, como pressões e vazões em diferentes pontos do sistema de circulação da sonda.

Yamamoto (2004) modela matematicamente e simula a circulação de um *kick* pelo método do sondador.

4 METODOLOGIA

A metodologia consistirá, em um primeiro momento, na apresentação dos sistemas presentes em uma sonda de perfuração, com foco no estudo do sistema de circulação, embasado em livros, artigos e apostilas especializados na área, introduzindo o tópico.

Mais adiante, o fenômeno denominado *kick* será estudado, assim como suas possíveis causas e características específicas. Os métodos de circulação do *kick*, procedimento realizado para remoção desse influxo da coluna de perfuração, serão explicados a seguir, destacando-se o “método do engenheiro”.

Com os conceitos envolvidos explorados e claros, a próxima etapa consistirá no desenvolvimento de um programa, construído na linguagem C, que simulará a circulação do *kick* no poço pelo “método do engenheiro”. Diferentes tipos de *kicks* serão estudados através de diversas simulações, a serem realizadas alterando-se as propriedades dos mesmos. Os impactos nas alterações de cada parâmetro contidos na simulação serão avaliados e discutidos.

Na conclusão, analisaremos as características de cada simulação realizada e os impactos dos parâmetros nos resultados das simulações.

5 SONDA DE PERFURAÇÃO

5.1 PERFURAÇÃO

A perfuração de um poço de petróleo é realizada através de uma sonda, conforme ilustrado na figura 1. Na perfuração rotativa, 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 provenientes do atrito da broca com a rocha são removidos continuamente através de um fluido de perfuração ou lama. O fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração através da cabeça da injeção, ou *Swivel*, 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 do 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 no poço, tendo na sua extremidade uma nova broca de diâmetro menor do que a do revestimento para o prosseguimento da perfuração. Do exposto, percebe-se que um poço é perfurado em diversas fases, caracterizadas pelos diferentes diâmetros das brocas.

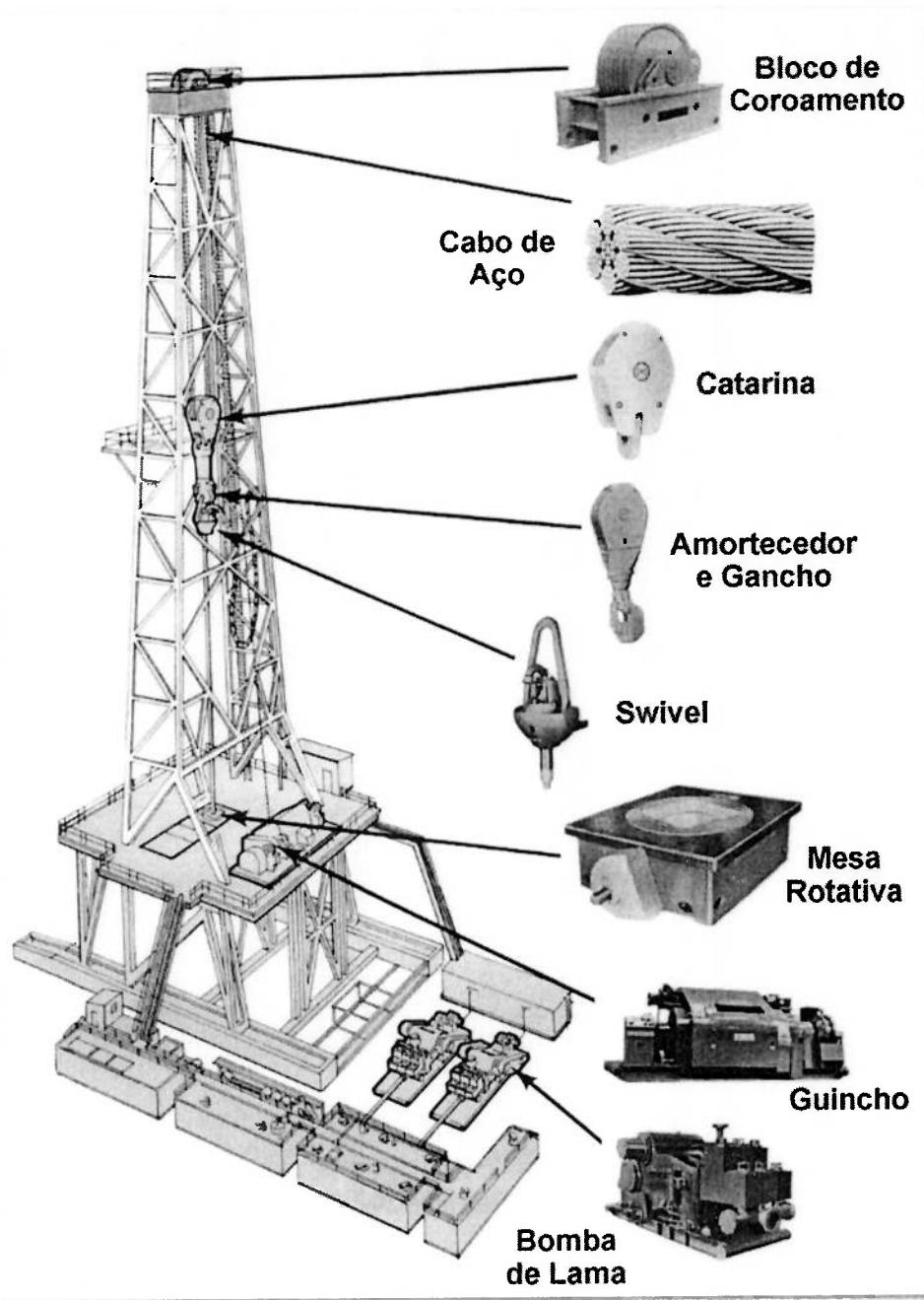


Figura 1 – Esquema de uma sonda de perfuração.

Existem diferentes tipos de brocas, com princípios de funcionamento diferentes em relação ao corte da rocha. Podemos mencionar, dentre os diversos modelos, a broca Tritônica, a broca PDC, a broca Híbrida e a broca de diamante Natural. A figura 2 mostra um modelo de cada um dos tipos de broca citados.



Figura 2 – Diferentes tipos de brocas.

A broca tricônica tem como princípio de funcionamento básico a Trituração e o cisalhamento da rocha, simultaneamente. Já a broca PDC funciona apenas com cisalhamento. A broca híbrida, assim como a tritônica, age com cisalhamento e trituração. A broca de diamante natural também age somente com cisalhamento, mas possui a vantagem de ser constituída de diversos pequenos diamantes, que devido à extrema dureza que conferem à broca, deixam-na recomendável para perfurações a serem realizadas sobre formações rochosas mais duras e portanto de difícil penetração. Existem muitos tipos diferentes de brocas com pequenas variações uns em relação aos outros, e uma parte do motivo disso é a existência de patentes de diversas companhias sobre modelos específicos de brocas. Esse tipo de fato é comum dentro da indústria do petróleo, e não acontece apenas com brocas.

Para que se inicie um poço de petróleo, necessita-se da seleção de um tipo de sonda ou plataforma compatível com as características gerais da região onde será perfurado o poço. Os serviços realizados nas áreas marítimas são denominados (Off Shore). Já os serviços realizados nas áreas terrestres são denominados (On Shore).

5.2 SISTEMAS DA SONDA DE PERFURAÇÃO

Todos os equipamentos de uma sonda rotativa responsáveis por determinada função na perfuração de um poço são agrupados nos chamados “sistemas” de uma sonda. Os principais sistemas são: de sustentação de cargas, de geração e transmissão de energia, de movimentação de cargas, de rotação, de circulação, de segurança do poço, de monitoração e o sistema de subsuperfície (coluna de perfuração).

5.2.1 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, a descarrega para a subestrutura e esta para a fundação ou base. Em perfurações marítimas pode não existir fundações, como será visto mais adiante.

5.2.1.1 Torre ou Mastro

Uma vez desgastada, a broca é retirada até a superfície e substituída por outra nova, numa operação chamada de manobra. Por economia, a manobra é feita retirando-se seções de dois ou três tubos (cada tubo mede cerca de nove metros), exigindo, para tanto, uma torre ou mastro em alguns casos com mais de 45 metros de altura.

A torre ou mastro é uma estrutura de aço especial, de forma piramidal, de modo a prover um espaçamento vertical livre acima da plataforma de trabalho para permitir a execução das manobras.

Uma torre é constituída de um grande número de peças, que são montadas uma a uma. Já o mastro é uma estrutura treliçada ou tubular que, após ser baixada pelo guincho da sonda, é subdividida em três ou quatro seções, as quais são transportadas para a locação do novo poço, onde são montadas na posição

horizontal e elevadas para a vertical. Não obstante o seu alto custo inicial e sua menor estabilidade, o mastro tem sido preferido pela facilidade e economia de tempo de montagem em perfurações terrestres.

5.2.1.2 Subestruturas

A subestrutura é constituída de vigas de aço especial montadas sobre a fundação ou base da sonda, de modo a criar um espaço de trabalho sob a plataforma, onde são instalados os equipamentos de segurança do poço.

As fundações ou bases são estruturas rígidas construídas em concreto, aço ou madeira que, apoiadas sobre solo resistente, suportam com segurança as deflexões, vibrações e deslocamentos provocados pela sonda.

5.2.1.3 Estaleiros

O estaleiro é uma estrutura metálica constituída de diversas vigas apoiadas acima do solo por pilares. O estaleiro fica posicionado na frente da sonda e permite manter todas as tubulações (comandos, tubos de perfuração, revestimentos, etc.) dispostas paralelamente a uma passarela para facilitar seu manuseio e transporte.

5.2.2 Sistema de geração e transmissão de energia

5.2.2.1 Fontes de energia

A energia necessária para acionamento dos equipamentos de uma sonda de perfuração é normalmente fornecida por motores diesel.

Nas sondas marítimas em que a exista e produção de gás é comum e econômica a utilização de turbinas a gás para geração de energia para toda a plataforma.

Quando disponível, a utilização da energia elétrica das redes públicas pode ser vantajosa, principalmente quando o tempo de permanência da sonda em cada locação for elevado.

Uma característica importante dos equipamentos de uma sonda, e que afeta o processo de transmissão da energia, é a necessidade deles operarem com velocidades e torques variáveis.

A depender do modo de transmissão de energia para os equipamentos, as sondas de perfuração são classificadas em sondas mecânicas ou diesel-elétricas.

5.2.3 Sistema de movimentação de carga

O sistema de movimentação de carga permite movimentar as colunas de perfuração, de revestimento e outros equipamentos.

Os principais componentes do sistema são: guincho, bloco de coroamento, catarina, cabo de perfuração, gancho e elevador.

5.2.3.1 Guincho

O guincho (figura 1) recebe a energia mecânica necessária para a movimentação de cargas através da transmissão principal, no caso de sondas diesel, ou diretamente de um motor elétrico acoplado a ele, nas sondas elétricas.

O guincho é constituído por: tambor principal, tambor auxiliar ou de limpeza, freios, molinetes e embreagens.

O freio é um mecanismo de grande importância numa sonda. Ele realiza as funções de parar ou retardar o movimento de descida de carga no poço, permitindo ainda a aplicação de controle de peso sobre a broca. Usualmente são empregados dois tipos de freios numa sonda: o freio principal, que é mecânico por fricção, tem a

função de parar e assim manter a carga que está sendo movimentada, e o freio secundário, que é hidráulico ou eletromagnético, e tem a função de apenas diminuir a velocidade de descida da carga, de modo a facilitar a atuação do freio principal.

O tambor auxiliar ou de limpeza é instalado no eixo secundário do guincho, ficando posicionado acima do tambor principal. Tem a função de movimentar equipamentos leves no poço, tais como registradores de inclinação e direção do poço, amostradores de fundo, equipamentos de completação e teste de poço, dentre outros.

O molinete é um mecanismo tipo embreagem que permite tracionar cabos ou cordas. Há dois tipos de molinetes numa sonda: o molinete das chaves flutuantes, para apertar ou desapertar as conexões da coluna de perfuração ou revestimentos, e o giratório, ou *cathead*, que permite o içamento de pequenas cargas quando nele for enrolada uma corda, chamada *catline*.

5.2.3.2 Bloco de coroamento

É um conjunto estacionário de quatro a sete polias montadas em linha num eixo suportado por dois mancais de deslizamento, localizado na parte superior do mastro ou torre. O bloco suporta todas as cargas que lhe são transmitidas pelo cabo de perfuração.

5.2.3.3 Catarina

A catarina (figura 1) é um conjunto de três a seis polias móveis montadas em um eixo que se apóia nas paredes externas da própria estrutura da catarina. A catarina fica suspensa pelo cabo de perfuração que passa alternadamente pelas polias do bloco de coroamento e polias da catarina, formando um sistema de oito a doze linhas passadas. Na parte inferior da catarina encontra-se uma alça pela qual é preso o gancho. O gancho consiste de um corpo cilíndrico que internamente contém um sistema de amortecimento para evitar que os golpes causados na movimentação das cargas se propaguem para a catarina.

5.2.3.4 Cabo de perfuração

O cabo de aço, ou de perfuração, é um cabo de aço trançado em torno de um núcleo, ou alma, sendo que cada trança é formada por diversos fios de pequeno diâmetro de aço especial. O cabo proveniente do carretel é passado e fixado em uma âncora situada próxima à torre, onde se encontra um sensor para medir a tensão do cabo, a qual está relacionada com o peso total sustentado pelo guincho. Daí, ele é passado no sistema bloco-catarina e enrolado e fixado no tambor do guincho. Os cabos de aço apresentam diversas construções. A construção do cabo é determinada pelo número de pernas que o compõe e pelo número de fios de cada perna.

5.2.3.5 Elevador

O elevador é um equipamento com a forma de anel bipartido em que as duas partes são ligadas por dobradiças resistentes, contendo um trinco especial para o seu fechamento. O elevador é utilizado para movimentar elementos tubulares, como tubos de perfuração e comandos.

5.2.4 Sistema de rotação

O sistema de rotação, assim como seu nome anuncia, confere à coluna de perfuração seu movimento rotativo, elemento mecânico essencial na perfuração. Na configuração mais antiga do sistema de rotação, a coluna de perfuração é girada pela mesa rotativa localizada na plataforma da sonda. A rotação é transmitida a um tubo de parede externa poligonal, o *kelly*, que fica enroscado no topo da coluna de perfuração.

Nas sondas equipadas com *top drive* a rotação é transmitida diretamente ao topo da coluna de perfuração por um motor acoplado à catarina. O conjunto desliza em trilhos fixados à torre, onde o torque devido à rotação da coluna é absorvido.

Existe ainda a possibilidade de se perfurar com um motor de fundo, colocado logo acima da broca. O torque necessário é gerado pela passagem do fluido de perfuração no seu interior. Este motor pode ser de deslocamento positivo ou uma turbina.

O sistema de rotação convencional, que não faz a utilização do *top drive*, é constituído de equipamentos que promovem ou permitem a livre rotação da coluna de perfuração. São eles: mesa rotativa, o *kelly* e a cabeça de circulação ou *swivel*.

5.2.4.1 Mesa rotativa

A mesa rotativa é o equipamento que transmite rotação à coluna de perfuração e permite o livre deslizamento do *kelly* no seu interior. Em certas operações, a mesa rotativa deve suportar o peso da coluna de perfuração.

5.2.4.2 Kelly

O *kelly* é o elemento que transmite a rotação proveniente da mesa rotativa à coluna de perfuração.

O *kelly* pode ter dois tipos de seção. Em sondas de terra a mais comum é a quadrada, e em sondas marítimas a seção hexagonal, pela sua maior resistência à tração, torção e flexão.

5.2.4.3 Cabeça de injeção (*swivel*)

A cabeça de injeção ou *swivel* é o equipamento que separa os elementos rotativos daqueles estacionários na sonda de perfuração. Sendo assim, a parte superior não gira e sua parte inferior deve permitir rotação.

O fluido de perfuração é injetado no interior da coluna através da cabeça de injeção.

Existem dois sistemas alternativos de aplicação de rotação na broca: *top drive* e motor de fundo.

5.2.4.4 *Top drive*

A perfuração com um motor conectado no topo da coluna (*top drive*) elimina o uso da mesa rotativa e do kelly. O sistema *top drive* permite perfurar o poço de três em três tubos, ao invés de um a um, quando a mesa rotativa é utilizada. Este sistema permite também que a retirada ou descida da coluna seja feita tanto com rotação como com circulação de fluido de perfuração pelo seu interior. Isto é extremamente importante em poços de alta inclinação ou horizontais. Um *top drive* pode ser visualizado na figura 3.



Figura 3 – Exemplo de um *top drive*.

5.2.4.5 *Motor de fundo*

Neste caso um motor hidráulico tipo turbina ou de deslocamento positivo é colocado acima da broca. O giro só se dá na parte inferior do motor de fundo, que é

solidário à broca. Assim, este tipo de equipamento é largamente empregado na perfuração de poços direcionais, poços nos quais o objetivo a ser atingido, ou seja, o reservatório onde se encontra o óleo visado a ser explotado, não se encontra necessariamente sob a mesma vertical que passa pela sonda de perfuração. Como a coluna de perfuração não gira, o torque imposto a ela é nulo e o seu desgaste fica bastante reduzido.

O motor de fundo pode ainda ser acionado juntamente ao uso do top drive, aumentando deste modo ainda mais a taxa de penetração da broca. Quando usado sozinho, porém, o motor de fundo apresenta uma taxa de penetração menor do que à da perfuração com rotação da coluna inteira, convencional. Para realizar-se perfuração direcional, além de motor de fundo é necessário o uso de bent subs, tubos com uma leve inclinação que, sendo conectados um ao outro conferem à coluna um avanço de ângulo gradual. A figura 4 ilustra um motor de fundo.

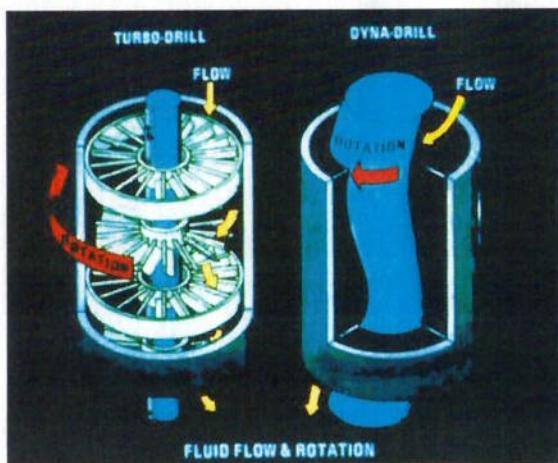


Figura 4 – Ilustração de um motor de fundo e seu funcionamento.

5.2.5 Sistema de circulação

São os equipamentos que permitem a circulação e o tratamento do fluido de perfuração.

Numa circulação normal, o fluido de perfuração é bombeado através da coluna de perfuração até a broca, retornando pelo espaço anular até a superfície, trazendo consigo os cascalhos (fragmentos de rocha) cortados pela broca. Na

superfície, o fluido permanece dentro de tanques, após receber o tratamento adequado.

5.2.5.1 Fase de injeção

O fluido de perfuração é succionado dos tanques pelas bombas de lama e injetado na coluna de perfuração até passar para o anular entre o poço e a coluna por orifícios na broca conhecidos como jatos da broca.

Durante a perfuração, as vazões e pressões de bombeio variam com a profundidade e a geometria do poço. As bombas são associadas em paralelo na fase inicial da perfuração, quando são requeridas grandes vazões. Com o prosseguimento da perfuração, quando são exigidas altas pressões mas baixas vazões, usa-se apenas uma bomba e substituem-se pistões e camisas por outros de menor diâmetro de forma a atender às solicitações do poço.

5.2.5.2 Fase de retorno

Trata-se de parte do trajeto percorrido pelo fluido de perfuração dentro do espaço anular da coluna de perfuração. Esta fase tem início com a saída do fluido de perfuração nos jatos da broca e termina ao chegar na peneira vibratória, percorrendo o espaço anular entre a coluna de perfuração e a parede do poço ou o revestimento.

5.2.5.3 Fase de tratamento

A fase de tratamento ou condicionamento do fluido de perfuração consiste na eliminação de sólidos ou gás que se incorporam a ele durante a perfuração e, quando necessário, na adição de produtos químicos para ajustes de suas propriedades.

O primeiro equipamento é peneira vibratória, que tem a função de separar os sólidos mais grosseiros do fluido de perfuração, tais como cascalhos e grãos maiores que areia. Em seguida, o fluido passa por um conjunto de dois a quatro

hidrociclos (equipamentos que aceleram o processo natural de decantação de partículas) de oito a vinte polegadas conhecidos como desareiadores (ou *desander*), que são responsáveis por retirar a areia do fluido.

Saindo do desareiador, o fluido passa pelo dessiltador (ou *desilter*), um conjunto de oito a doze hidrociclos de quatro a cinco polegadas, cuja função é descartar partículas de dimensões equivalentes ao silte. O equipamento seguinte, o *mud cleaner*, nada mais é que um dessiltador com uma peneira que permite recuperar partículas. Parte deste material é descartada e parte retorna ao fluido, reduzindo os gastos com aditivos. Algumas sondas utilizam ainda uma centrífuga, que retira partículas ainda menores que não tenham sido descartadas pelos hidrociclos.

Um equipamento sempre presente na sonda é o desgaseificador, que elimina o gás do presente no fluido de perfuração. Durante a perfuração de uma sonda com gás, ou quando da ocorrência de um influxo de gás contido na formação para dentro do poço, as partículas de gás se incorporam ao fluido de perfuração e a sua recirculação ao poço é perigosa.

5.2.6 Sistema de segurança de poço

O sistema de segurança é constituído dos Equipamento de Segurança de Cabeça do Poço (ESCP) e de equipamento complementares que possibilitam o fechamento e controle do poço.

O mais importante deles é, indiscutivelmente, o *Blowout Preventer* (BOP), que é um conjunto de válvulas que permite fechar o poço.

Os preventores são acionados sempre que houver a 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, e criar sérias consequências, tais como dano aos equipamentos da sonda, acidentes pessoais, perda parcial ou total do reservatório, poluição e dano ao meio ambiente, etc. *Blowouts* podem resultar na perda de milhões de dólares em equipamentos e valiosos recursos naturais, mas a maior

fonte de preocupação na prevenção deste tipo de incidentes é a perda de algo muito mais valioso: a vida humana.

Os principais elementos do sistema de segurança são:

5.2.6.1 Cabeça do poço

A cabeça de poço é constituída de diversos equipamentos que permitem a ancoragem e vedação das colunas de vestimento na superfície. São eles: cabeça de revestimento, carretel de perfuração, adaptadores, carretel espaçador e seus acessórios.

A cabeça de revestimento é o primeiro equipamento a ser adaptado no topo do revestimento de superfície, com as finalidades de sustentar os revestimentos intermediários e de produção através de seus suspensores, de propiciar vedação do anular do revestimento intermediário ou de produção com a própria cabeça permitindo o acesso a este anular e de servr de base para a instalação dos demais elementos da cabeça de poço e preventores.

O suspensor de revestimento é o elemento que permite a ancoragem do revestimento e a vedação do anular deste revestimento com o corpo da cabeça na qual foi ancorado. A vedação é feita automaticamente quando o peso do revestimento for aplicado provocando a extrusão de um elemento de borracha.

O carretel de revestimento é um equipamento semelhante à cabeça de revestimento, só que apresenta mais um flange na parte inferior. Possui, também, duas saídas laterais para acesso ao espaço anular e um alojamento para assentamento do suspensor do revestimento a ser descido posteriormente. Contém elementos de corracha na parte inferior interna para vedação secundária no topo do revestimento descido anteriormente.

A cabeça de produção é também um carretel que possui, em sua parte inferior interna, uma sede para receber os elementos de vedação secundária que atuam no topo de revestimento de produção, de modo a impedir a passagem de pressões altas, geralmente superiores à resistência do flange inferior. Na parte interna superior possui sede para receber o *tubing hanger*, responsável por sustentar a coluna de produção. Apresenta, também, duas saídas laterais para acesso ao espaço anular.

O carretel de perfuração é um equipamento contendo flanges de ligações no topo e na base e com duas saídas laterais flangeadas que recebem as duas linhas de controle de poço, a linha de matar (*kill line*) e a linha do estrangulador (*choke line*).

5.2.6.2 Preventores

Os preventores, ou BOPs, permitem o fechamento do espaço anular e podem ser de dois tipos: preventor anular e preventor de gaveta.

BOPs foram desenvolvidos para lidar com as pressões extremas e erráticas de fluxos descontrolados de fluidos da formação (*kick* da formação) que podem emanar de um reservatório durante a perfuração. Além de controlar a pressão de fundo de poço e o fluxo de petróleo e gás, BOPs se destinam também a evitar que tubulações (por exemplo, tubos de perfuração e revestimento), ferramentas e fluido de perfuração de serem lançados violentamente para fora do *wellbore* (também conhecido como *bore hole*, o buraco que leva ao reservatório) quando um *blowout* ameaça ocorrer. Blowout Preventers são fundamentais para a segurança da tripulação, equipamentos, e meio ambiente, e para o acompanhamento e manutenção da integridade do poço. Além disso, BOPs destina-se a proporcionar segurança de eventuais falhas para dos sistemas que os incluem.

O preventor anular tem a função básica de fechar o espaço anular de um poço e consta de um pistão que, ao ser deslocado dentro de um corpo cilíndrico, comprime um elemento de borracha que se ajusta contra a tubulação que esteja dentro do poço.

O preventor anular atua em qualquer diâmetro de tubulação e pode até mesmo fechar um poço sem coluna, embora este procedimento cause danos ao elemento de borracha.

O preventor de gavetas tem a função de fechar o espaço anular do poço pela ação de dois pistões que ao serem acionados hidráulicamente deslocam duas gavetas, uma contra a outra, transversalmente ao eixo do poço.

Quanto ao arranjo dos preventores, normalmente em terra se utilizam três: um anular e dois de gavetas. Já no mar há duas possibilidades: nas plataformas fixas ou

apoiadas no fundo do mar, em que os equipamentos operam no superfície, se trabalha com um preventor anular e três ou quatro gavetas. 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 gavetas.

A figura 5 mostra um exemplo de *Blowout Preventer*.

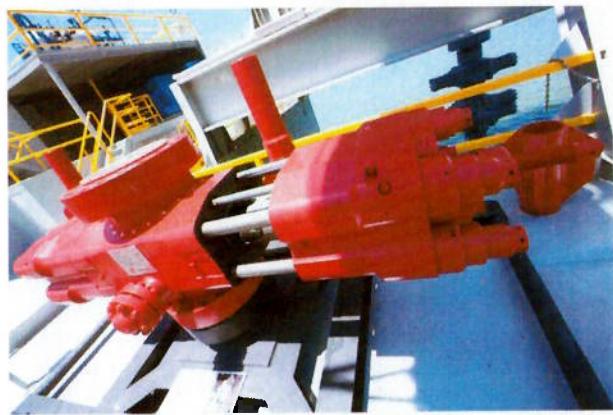


Figura 5 – Exemplo de um BOP.

5.2.7 Sistema de monitoração

São os equipamentos necessários ao controle da perfuração: manômetros, indicador de peso sobre a broca, indicador de torque, tacômetro, etc.

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.

Os principais indicadores são o indicador de peso no gancho e sobre a broca, o manômetro que indica a pressão de bombeio, o torquímetro para o torque na coluna de perfuração, o torquímetro instalado nas chaves flutuantes com a função de medir o torque aplicado nas conexões da coluna de perfuração ou do revestimento, e os tacômetros para medir a velocidade da mesa rotativa e da bomba de lama.

O sistema também é composto do mud logging, que é a criação de um registro detalhado de um poço (*well log*), examinando amostras de rocha trazidas à superfície por meio de perfuração de circulação (mais comumente de fluido de perfuração) e características do fluido como vazão de retorno, pressão de injeção, temperatura, resistividade, peso e outros.

O registrador mais importante é o que mostra a taxa de penetração da broca, que é uma informação importante para se avaliar as mudanças das formações perfuradas, o desgaste da broca e a adequação dos parâmetros de perfuração.

Um dos mecanismos utilizados para a visualização das informações coletadas pelo sistema de medição e controle é o painel do sondador, que pode ser visualizado na figura 6 juntamente com alguns tipos de informações que ele pode conter.

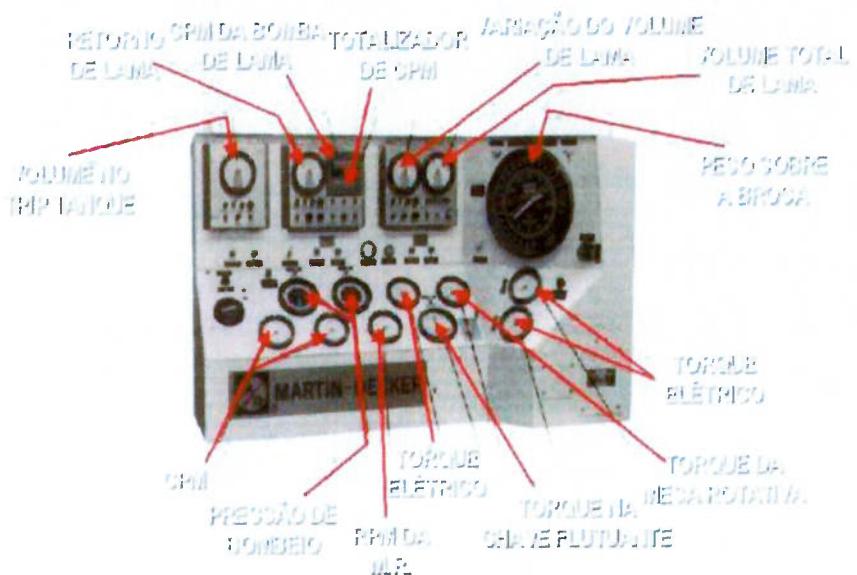


Figura 6 – Painel do sondador e exemplos de informações exibidas por ele

6 CIRCULAÇÃO DO KICK PELO MÉTODO DO ENGENHEIRO

6.1 CAUSAS DE UM *KICK* OU UM *BLOWOUT* NO POÇO

Um *kick* ou um *blowout* podem ser resultado de um dos seguintes fatores:

- Peso da coluna de lama menor do que a pressão de poros da formação;
- Falha em manter a coluna de perfuração repleta de fluido enquanto há manobra;
- Colisão e atrito entre a coluna e a formação enquanto há manobra;
- Perda de circulação;
- Fluido de perfuração cortado por gás, água ou óleo.

6.1.1 Pressão do fluido de perfuração menor do que a pressão de poros da formação

Existe uma tendência em perfurar com pressões da coluna de fluido de perfuração muito próximas à pressão de poros da formação (e, em alguns casos, com pressões menores à pressão de poros da formação) para que assim seja aumentada a taxa de penetração da broca na formação. Tem sido uma prática em algumas regiões receber um *kick* propositalmente para determinar mais especificamente a pressão de poros e a composição dos fluidos de reservatório. Em áreas onde a produtividade da formação é historicamente baixa (menor que 1 milhão de pés cúbicos padrão por dia sem estimulação), operadores frequentemente perfuram com a hidrostática do fluido de perfuração abaixo da pressão de poros.

Exigência em relação ao peso do fluido de perfuração não sempre conhecidos para certas regiões. A habilidade da indústria para predizer pressões de formações tem melhorado nos anos mais recentes e tem se sofisticado. Entretanto, uma sonda de perfuração no Mar do Norte foi recentemente sobrebalanceada com nove libras por galão, enquanto diversos poços em desenvolvimento na América Central foram subbalanceados rotineiramente com duas libras por galão. Ambos usavam as mais modernas técnicas para predizer a pressão de poros enquanto perfuravam. Várias áreas possuem a presença de areias de *shallow gas* (gás de folhelho) anormalmente

pressurizadas. A correlação geológica é sempre um assunto suscetível a interpretações, e particularmente difícil no entorno de domos salinos.

6.1.2 Falha em manter a coluna de perfuração repleta de fluido enquanto há manobra e colisão/atrito entre a coluna e a formação enquanto há manobra

Falhas em manter a coluna de perfuração repleta de fluido enquanto há manobra e possíveis colisões e/ou atritos entre a coluna de perfuração e a formação durante o ato de manobra são uma das mais frequentes causas de problemas envolvendo controle de poço durante o processo de perfuração, podendo assim desenvolver-se em um *kick*.

6.1.3 Perda de circulação

Se o fluido retornando da coluna é perdido, a perda resultante da pressão hidrostática causará qualquer formação permeável contendo maiores pressões a fluir para o interior do poço. Se o topo do fluido de perfuração não estiver visível da superfície, como é o caso em muitas situações, o *kick* pode passar despercebido por algum tempo. Isso pode resultar em uma situação de controle de poço extremamente delicada e complicada.

Um tipo de método para se defender em um desses casos é tentar preencher o buraco com água, de modo que o poço possa ser observado. Na maiores das vezes, se algum fluxo subterrâneo está ocorrendo, a pressão e os hidrocarbonetos migrarão para a superfície em algumas horas. De qualquer modo, manobrar a coluna para fora do orifício do poço sem fluido de perfuração na superfície é algo que deve ser realizado com precaução e cuidado extremos.

6.1.4 Corte no fluido de perfuração por gás, água ou óleo

Fluido cortado por gás sempre foi considerado com um sinal de aviso, mas não necessariamente um problema sério. Cálculos demonstram que fluido cortado por

gás severamente causa reduções modestas na pressão de fundo de poço devido à compressibilidade dos gases. Um fluido imcompressível como óleo ou água pode causar reduções muito mais severas na pressão hidrostática total e tem causado graves problemas de controle de poço quando uma zona de produtiva de gás ou óleo está presente.

6.2 INDICAÇÕES DE UM KICK NO POÇO

Os primeiros sinais que avisam sobre a presença de um kick são os seguintes:

- Aumento repentino da taxa de perfuração;
- Aumento no volume de fluido de perfuração na superfície, o que é comumente chamado de *pit level increase* ou aumento na taxa de fluxo de lama;
- Mudanças na pressão de bombeamento;
- Redução no peso sobre broca;
- Fluido de perfuração cortado por gás, água ou óleo

6.2.1 Aumento repentino na taxa de perfuração

Geralmente, a primeira indicação de um *kick* é o aumento repentino da taxa de perfuração da broca, ou *drilling break*, que é interpretado como o fato de que uma formação porosa pode ter sido penetrada. As equipes à bordo da sonda devem ser instruídas de que, a partir do *drilling break*, não mais do que durante um intervalo mínimo de tempo (usualmente o suficiente para penetrar entre dois e cinco pés) deve continuar havendo a penetração da broca na formação. Muitos *blowouts* multimilionários poderiam ter sido evitados através da limitação desse intervalo.

6.2.2 Aumento no *pit level* ou fluxo de lama

Uma variação do tipo de broca pode ocultar um *drilling break*. Caso isso ocorra, o primeiro alerta poderá ser um aumento na taxa de fluxo de retorno de lama ou aumento no *pit level* (nível do poço) causados pelo influxo de fluidos da formação no poço. Dependendo da produtividade da formação, o influxo pode ser rápido ou virtualmente imperceptível. Desse modo, o influxo deverá ser considerável antes de ser notado. Nenhuma mudança no nível do poço ou taxa de retorno de lama deve ser ignorada.

6.2.3 Mudanças na pressão de bombeamento

Uma redução na pressão de bombeamento durante um influxo é causada pela redução de pressão hidrostática no anular. Na maior parte do tempo, algum dos fatores previamente mencionados terão se manifestado anteriormente à alguma alteração na pressão de bombeamento.

6.2.4 Redução no peso sobre broca

Uma redução no peso sobre broca ocorre com o influxo substancial de uma zona de alta produtividade. Como no caso de mudanças na pressão de bombeamento, os outros indicadores terão se manifestado anteriormente ou ao mesmo tempo de uma redução no peso sobre broca.

6.2.5 Fluido de perfuração cortado por gás, água ou óleo

Cautela deve ser exercitada quando fluido de perfuração cortado por gás, água ou óleo é observado. Normalmente, esse indicador é acompanhado de um dos outros indicadores que sinalizam que o poço está recebendo um influxo.

6.3 CIRCULAÇÃO DO KICK

6.3.1 Método do Sondador

O Método do Sondador de circulação é um método simples e requer cálculos mínimos. Neste método, o controle do poço se caracteriza por manter a pressão no fundo do poço constante, utilizando-se para isto manômetros que monitoram locais com um único tipo de fluido de perfuração. Deste modo, ao se manter a pressão constante neste manômetro, a pressão no fundo ficará constante. Para que seja possível a prática desta metodologia é necessário que não haja mais de dois tipos de fluidos no poço. Assim o método do sondador é composto de duas circulações:

- 1) Primeira circulação: expulsão do fluido invasor (*kick*), utilizando-se o fluido de perfuração original.
- 2) Segunda circulação: troca do fluido original por um fluido mais pesado.

A segunda circulação é dividida em duas etapas:

- 1) Primeira etapa: fluido novo é injetado no interior da coluna .
- 2) Segunda etapa: fluido novo passa a circular no anular.

No controle do kick alguns valores são necessários para que a operação de controle do poço seja bem sucedida. Outros permitem que o controle seja feito de maneira mais segura, enquanto outros apenas trazem maior conhecimento da operação.

As pressões estáticas mais importantes para o controle do influxo são o SIDPP (Shut in Drill Pipe Pressure) e o SICP (Shut in Casing Pressure), os quais são respectivamente as pressões medidas na injeção e no choke quando da equalização entre a pressão do poço com a pressão de poros. Também são importantes as pressões máximas de trabalho do BOP, do revestimento e da absorção, ou fratura, da formação mais fraca em poço aberto.

6.3.2 Método do Engenheiro

O método alternativo clássico ao Método do Sondador é conhecido como Método do Engenheiro (ou *Wait and Weight Method*). Como o nome em inglês implica, neste método o poço é fechado enquanto a densidade do fluido de perfuração é aumentada. Portanto, a diferença primária é operacional, no sentido de que um fluido de nova densidade, superior à densidade do fluido anterior, é injetado enquanto o *kick* é circulado. O resultado é que o *kick* é retirado em apenas uma circulação no Método do Engenheiro, enquanto no Método do Sondador duas circulações são necessárias.

Algumas vantagens podem ser observadas no Método do Engenheiro, como por exemplo a diminuição aproximada de metade do tempo necessário para a circulação do *kick* (por conta de apenas uma circulação ser necessária), o preenchimento do poço mais cedo com um fluido mais denso, e pressões mais baixas no anular. A desvantagem primária deste método é o potencial maior de erros e problemas no deslocamento no novo fluido até a broca.

7 SIMULAÇÃO DA CIRCULAÇÃO DE UM KICK PELO MÉTODO DO ENGENHEIRO

7.1 CARACTERÍSTICAS E PREMISSAS

Uma vez elaboradas as características e procedimentos do Método do Engenheiro, uma simulação sobre esse mecanismo será dimensionada. A simulação será desenvolvida em um ambiente de linguagem C.

O contexto considerado para a modelagem do problema é o seguinte: poço vertical, que está sendo perfurado e penetra em uma zona de alta pressão que contém gás, desenvolvendo-se assim um *kick*. No momento em que o *kick* é identificado, o poço é imediatamente fechado, através do acionamento do BOP. Após o fechamento do poço, a pressão SIDPP (*Shut-in drillpipe pressure*) é registrada, que é a pressão estabilizada de fechamento de poço lida em um manômetro na entrada do tubo de perfuração, assim como a pressão estabilizada de fechamento de poço lida na saída do *choke*, a pressão SICP (*Shut-in casing pressure*) e as propriedades do fluido invasor. As propriedades do fluido de perfuração e dimensões do poço são conhecidas.

As premissas do modelo, desse modo, consideram:

- Poço vertical;
- *Kick* composto de uma mistura do gás da formação com o fluido de perfuração (antigo, antes da identificação do *kick*);
- Diâmetro do poço constante;
- Método de circulação do *kick*: Método do Engenheiro (*Wait and Weight Method*);
- Não ocorrência de nenhum tipo de reação química entre os fluidos;
- Água e sólidos inertes (não possuem a capacidade de solubilizar o gás);
- Gás do *kick* é distribuído como uma bolha única;

- Aumento da velocidade do fluido de perfuração acima da zona do gás (*kick*), devido à sua expansão;
- Perda de carga desprezível;

As informações que consideraremos para executar a simulação estão listadas a seguir:

- Comprimento do poço (L);
- Diâmetro do poço (D_p);
- Diâmetro do tubo de perfuração (D_t);
- Densidade do fluido de perfuração antigo, antes da identificação do *kick* (ρ_1);
- Densidade do novo fluido de perfuração, introduzido após a identificação do *kick* (ρ_2);
- *Shut-in drillpipe pressure* (SIDPP);
- *Shut-in casing pressure* (SICP);
- Aumento do volume no taque, ou seja, volume do *kick* (V_k);
- Pressão da formação geradora do *kick* (P_f);
- Gradiente hidrostático do fluido de perfuração antigo (GHF_1);
- Gradiente hidrostático do fluido de perfuração novo (GHF_2);

7.2 MODELAGEM MATEMÁTICA

Algumas das informações que precisaremos serão obtidas indiretamente de alguns dos dados de entrada da simulação. As equações e cálculo utilizados para obter esses dados serão apresentadas em seguida.

7.2.1 Gradiente hidrostático do fluido de perfuração antigo

Podemos calcular o gradiente hidrostático do fluido de perfuração antigo, ou seja, o fluido de perfuração utilizado durante a identificação do kick, através da seguinte equação:

$$GHF_1 = 0.052 * \rho_1 \quad (1)$$

Onde:

GHF_1 : gradiente hidrostático do fluido de perfuração antigo (psi/ft);

ρ_1 : densidade do fluido de perfuração antigo (lb/gal).

7.2.2 Gradiente hidrostático do fluido de perfuração novo

Podemos calcular o gradiente hidrostático do fluido de perfuração novo, ou seja, o fluido de perfuração que passa a ser utilizado após a identificação do kick, através da seguinte equação:

$$GHF_2 = 0.052 * \rho_2 \quad (2)$$

Onde:

GHF_2 : gradiente hidrostático do fluido de perfuração novo (psi/ft);

ρ_2 : densidade do fluido de perfuração novo (lb/gal).

7.2.3 Pressão da formação geradora do kick

Podemos calcular a pressão da formação geradora do kick (P_f) através da seguinte equação:

$$P_f = SIDPP + GHF_1 * D \quad (3)$$

Onde:

P_f : pressão da formação geradora do *kick* (psi);
 SIDPP: pressão estabilizada após fechamento do poço, medida na entrada do tubo de perfuração (psi);
 GHF_1 : gradiente hidrostático do fluido de perfuração antigo (psi/ft);
 D: profundidade da formação (igual ao comprimento do poço) (ft).

7.2.4 Comprimento da região do *kick*

O comprimento da região que compreenderá o *kick* poderá ser calculado da seguinte maneira:

$$D_k = \frac{V_k}{C_a * X_g} \quad (4)$$

Onde:

D_k : comprimento inicial do *kick* (ft);
 V_k : volume inicial do fluido invasor (*kick*) (ft³);
 C_a : capacidade do anular (ft²);
 X_g : Fração média de gás. Seu valor é função da vazão de circulação no momento em que ocorre o *kick*, da vazão do influxo da formação e do tempo gasto até o fechamento do poço.

7.2.5 Densidade média do *kick*

$$\rho_K = (\rho_g * X_g + \rho_1 * X_f) \quad (5)$$

Onde:

ρ_K : densidade média do *kick* (lb/gal);
 ρ_g : densidade média do gás (lb/gal);
 ρ_1 : densidade do fluido de perfuração antigo (lb/gal);
 X_g : fração média de gás;
 X_f : fração média de fluido de perfuração.

7.2.6 Diferencial de pressão inicial no *kick*

$$\Delta P = (0.052 * \rho_K) * D_k \quad (6)$$

Onde:

ΔP : diferencial de pressão inicial através do *kick* (psi);

ρ_K : densidade média do *kick* (lb/gal);

D_k : comprimento inicial do *kick* (ft).

7.2.7 Pressão inicial no topo do *kick*

$$P_t = P_b - \Delta P \quad (7)$$

Onde:

P_t : pressão inicial no topo do *kick* (psi);

P_b : pressão inicial na base do *kick* (no instante inicial é igual a P_f) (psi);

ΔP : diferencial de pressão inicial através do *kick* (psi).

7.2.8 Pressão inicial na superfície (SICP)

$$P_s = P_t - GHF_1 * (D - D_k) \quad (8)$$

Onde:

P_s : pressão inicial na superfície (psi);

P_t : pressão inicial no topo da região do *kick* (psi);

GHF_1 : gradiente hidrostático do fluido de perfuração antigo (psi/ft);

D : profundidade da formação (igual ao comprimento do poço) (ft);

D_k : comprimento inicial do *kick* (ft).

7.2.9 Deslocamento e posição do kick na região do anular

O deslocamento do *kick* através da região anular tem início no instante em que a bomba responsável pelo bombeio do fluido de perfuração é reacionada, e termina quando a região de 2 fases (gás do *kick* e fluido de perfuração) atinge a linha do *choke*.

A região de 2 fases é composta por uma suspensão de bolhas discretas de gás numa fase líquida contínua. Estas bolhas possuem diferentes dimensões, e as bolhas maiores ascendem com velocidades maiores. Isto resulta em uma distribuição determinada de bolhas na região de 2 fases, baseada no diâmetro das bolhas.

A velocidade da bolha de gás num líquido fluindo no espaço anular é dada por:

$$V_B = K_1 * \sqrt{\frac{g * D_B * (\rho_2 - \rho_g)}{\rho_2}} + (1 + K_2) * V_f \quad (10)$$

Onde:

V_B : velocidade da bolha (m/s);

g : aceleração da gravidade (m/s^2);

D_B : diâmetro da bolha (m);

ρ_2 : densidade do fluido de perfuração novo (lb/gal);

ρ_g : densidade média do gás (lb/gal);

V_f : velocidade de injeção do fluido de perfuração novo (m/s);

$$K_1 : 0,345 - 0,037R + 0,235R^2 - 0,134R^3 \quad (11)$$

$$K_2 : 0,200 - 0,041R + 0,010R^2 - 0,033R^3 \quad (12)$$

$$R = D_i / D_o \quad (13)$$

Onde:

D_i : menor diâmetro da região anular (in);

D_o : maior diâmetro da região anular (in).

Considerando que as maiores bolhas possuem um diâmetro de $(D_o - D_i)/2$ e que as menores bolhas possuem diâmetros que tendem a zero, a velocidade das bolhas na base da região de 2 fases se resume ao segundo termo do lado direito da equação 9.

7.2.10 Posição do *kick* a cada instante

Sabendo a velocidade das bolhas do *kick*, através da equação 8, podemos então determinar qual a posição da região de 2 fases a cada instante através da equação:

$$H_t = H_{t-1} + V_B * \Delta t \quad (14)$$

Onde:

H_t : posição do *kick* no instante t (ft);

H_{t-1} : posição do *kick* no instante $t - 1$ (ft);

V_B : velocidade da bolha (ft/min);

Δt : incremento do tempo (min).

A equação 14 é utilizada para determinar a posição do topo e da base da região de do *kick*.

7.2.11 Pressão na base do *kick* enquanto ele circula pelo anular, do momento inicial de injeção do novo fluido de perfuração até que o novo fluido comece a circular pelo anular

A pressão na base da região de 2 fases durante a circulação do *kick*, dentro do poço, antes que o novo fluido de perfuração entre na região do anular, é dada por:

$$P_B = P_{fp} - (GHF_1) * H_K \quad (15)$$

Onde:

P_B : pressão na base da região de duas fases (psi);

P_{fp} : pressão no fundo do poço (após o início da circulação do *kick* a pressão do fundo do poço é mantida com uma margem de segurança de 0,5 ppg (de densidade de fluido novo) para se evitar novos influxos (psi);

GHF_1 : gradiente hidrostático do fluido de perfuração (psi/ft);

H_k : posição da base da região de 2 fases (ft).

7.2.12 Pressão na base do *kick* enquanto ele circula pelo anular, após o novo fluido de perfuração atingir a região do anular

A partir do momento em que o novo fluido de perfuração injetado atinge a região do anular, a pressão na base da região de 2 fases durante a circulação do *kick*, dentro do poço, é dada por:

$$P_B = P_{fp} - (GHF_2) * H_f - (GHF_1) * (H_k - H_f) \quad (16)$$

Onde:

P_B : pressão na base da região de duas fases (psi);

P_{fp} : pressão no fundo do poço (após o início da circulação do *kick*) a pressão do fundo do poço é mantida com uma margem de segurança de 0,5 ppg (de densidade de fluido novo) para se evitar novos influxos (psi);

GHF_1 : gradiente hidrostático do fluido de perfuração (psi/ft);

GHF_2 : gradiente hidrostático do fluido de perfuração novo (psi/ft);

H_k : posição da base do *kick* (ft);

H_f : posição da base da região no anular composta por fluido de perfuração antigo, abaixo do kick (no momento inicial $H_f = 0$) (ft).

7.2.13 Pressão na superfície enquanto o *kick* circula pelo anular

$$P_S = P_T - (GHF_1) * L_{MA} - (GHF_1) * W_D \quad (17)$$

Onde:

P_S : pressão na superfície (psi);

P_T : pressão no topo da região de 2 fases (psi);

GHF_1 : gradiente hidrostático do fluido de perfuração antigo (psi/ft));

L_{MA} : distância entre o topo da região de 2 fases e início da linha do *choke* (ft);

W_D : profundidade da linha do *choke* (ft).

7.2.14 Pressão no topo do *kick* enquanto ele circula pelo anular

$$P_t = P_b - \Delta P \quad (18)$$

Onde:

P_t : pressão no topo do *kick* enquanto ele circula pelo anular (psi);

P_b : pressão na base do *kick* enquanto ele circula pelo anular (psi);

ΔP : diferencial de pressão através do *kick* (psi).

7.2.15 Entrada do *kick* na linha do *choke*

Quando o *kick* ocupa a linha do *choke*, a velocidade da bolha ainda é dada pela equação 8, mas o diâmetro da bolha nesse momento é igual ao diâmetro interno da linha do *choke* e o valor de R (da equação 8) é zero. Desse modo, K_1 e K_2 assumem os valores de 0,345 e 0,200, respectivamente.

$$V_B = 0,345 * \sqrt{\frac{g * D_C * (\rho_2 - \rho_g)}{\rho_2}} + (1 + 0,200) * V_f \quad (19)$$

Onde:

V_B : velocidade da bolha (m/s);

g : aceleração da gravidade (m/s^2);

D_C : diâmetro interno do *choke* (m);

ρ_2 : densidade do fluido de perfuração novo (kg/m^3);

ρ_g : densidade média do gás (kg/m^3);

V_f : velocidade de injeção do fluido de perfuração novo (m/s).

A pressão da base e pressão do topo da região de 2 fases continuam sendo calculadas pelas equações 15, 16 e 18.

A pressão na superfície neste caso é dada pela equação abaixo:

$$P_S = P_T - (GHF_1) * (W_D - D_{KC}) \quad (20)$$

Onde:

P_S : pressão na superfície (psi);

P_T : pressão no topo da região de 2 fases (psi);

GHF_1 : gradiente hidrostático do fluido de perfuração antigo (psi/ft);

W_D : profundidade da linha do choke (ft);

D_{KC} : comprimento da região de 2 fases entre o início da linha de choke e o topo da região de 2 fases (ft).

7.2.16 Produção do gás

Esta etapa começa quando o topo da região de 2 fases alcança a válvula do choke e termina depois da base da região de 2 atingir o choke. Da válvula do choke, o fluido com 2 fases é direcionado para um queimador, onde o gás é queimado.

Como a região de 2 fases já alcançou a superfície nesta etapa, a pressão na superfície será igual a pressão do topo da região de 2 fases.

$$P_S = P_b - \Delta P \quad (21)$$

Onde:

P_S : pressão na superfície (psi);

P_b : pressão no fundo do poço (psi);

ΔP : diferencial de pressão através do *kick* (psi).

7.3 RESULTADOS

Diversas simulações foram realizadas com o objetivo de analisar, mantidos todos os outros parâmetros constantes, os efeitos de variações em determinadas

variáveis na circulação do *kick*. Desse modo, pode-se observar a influência de alterações nos valores destas determinadas propriedades da circulação do *kick* na pressão de superfície (SICP). Os resultados são apresentados abaixo.

7.3.1 Efeito da variação da densidade de fluido de perfuração na SICP

No gráfico abaixo (figura 7) podemos observar as consequências da variação na densidade de fluido de perfuração inicial (fluído presente antes do início da circulação do *kick*, momento em que o novo fluido de perfuração passa a ser injetado). Em um primeiro momento, a pressão na superfície SICP cresce de modo constante, até que pouco depois dos vinte minutos sua taxa de crescimento desalecera. Essa região do gráfico mostra o ponto onde o fluido de perfuração novo, que começa a ser injetado assim que o *kick* é identificado, passa a circular na região anular. Aproximadamente aos setenta minutos temos outra mudança no padrão das curvas, tratando-se do ponto em que o *kick* atinge a linha do *choke*. Em seguida, após a breve subida, o influxo passa a ser retirado do sistema, e então podemos observar uma queda constante na pressão medida na superfície, que se estabiliza no momento em que o *kick* deixa a linha do *choke*.

Os dados de entrada para as simulações realizadas na tabela 1 podem ser observados a seguir na tabela 1.

SIDPP (psi)	1800
Densidade do gás do <i>kick</i> (ppg)	3,6
Comprimento da coluna de perfuração (ft)	12000
Comprimento da linha do <i>choke</i> (ft)	2000
Diâmetro da coluna de perfuração (in)	5
Diâmetro do revestimento (in)	12
Diâmetro da linha do <i>choke</i> (in)	2
Volume do <i>kick</i> (ft ³)	50
Fração média de gás no <i>kick</i>	0,6
Incremento do tempo (min)	1
Vazão de injeção de fluido de perfuração (ft ³ /min)	60

Tabela 1 – Dados de entrada para simulação

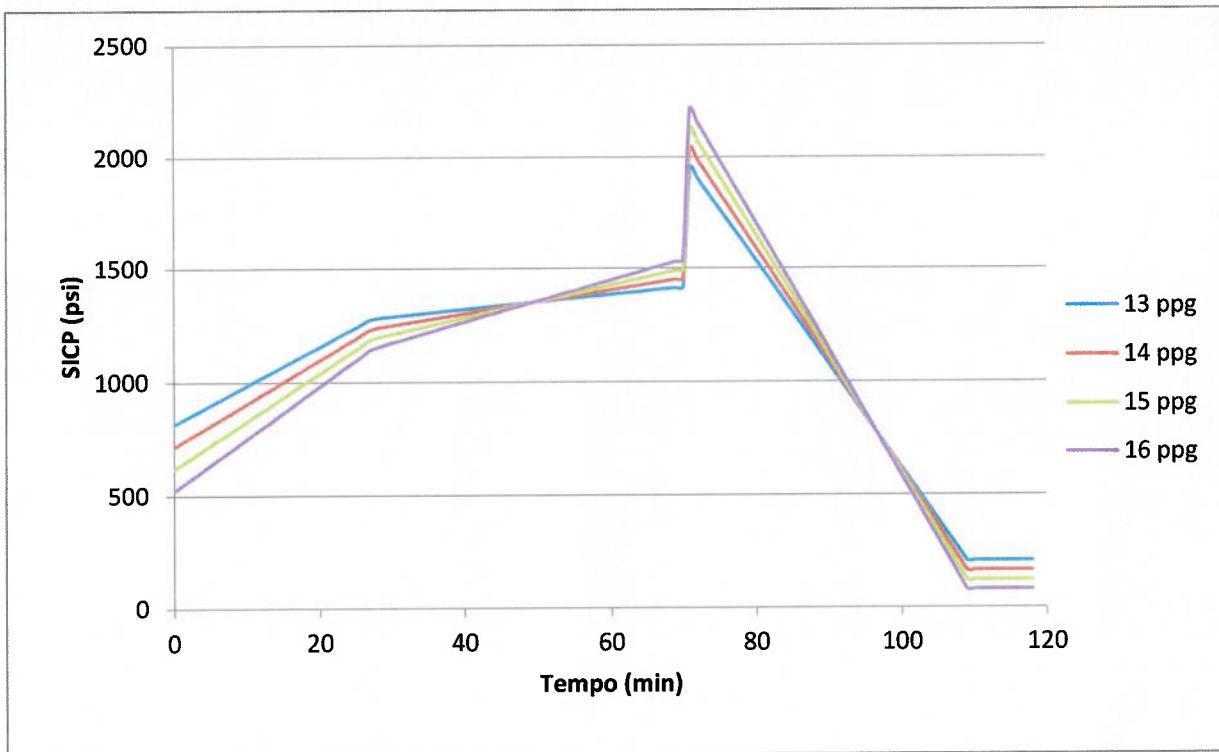


Figura 7 – Efeito da variação da densidade do fluido de perfuração na SICP.

7.3.2 Efeito do volume inicial do kick na SICP

Na figura 8 podemos observar o efeito da variação do volume inicial do kick na pressão medida na superfície. Quanto maior o volume inicial de kick, mais a pressão na superfície inicial. O volume do kick não tem influência sobre a taxa da pressão de superfície conforme a circulação ocorre. No trecho descendente do gráfico, correspondente à retirada do influxo do sistema, podemos observar sobreposição das retas decrescentes, já que todas possuem a mesma inclinação.

SIDPP (psi)	1800
Densidade do gás do kick (ppg)	3,6
Densidade do fluido de perfuração inicial (ppg)	15
Comprimento da coluna de perfuração (ft)	12000
Comprimento da linha do choke(ft)	2000
Diâmetro da coluna de perfuração (in)	5
Diâmetro do revestimento (in)	12

Diâmetro da linha do choke (in)	2
Fração média de gás no kick	0,6
Incremento do tempo (min)	1
Vazão de injeção de fluido de perfuração (ft^3 / min)	60

Tabela 2 – Dados de entrada para simulação

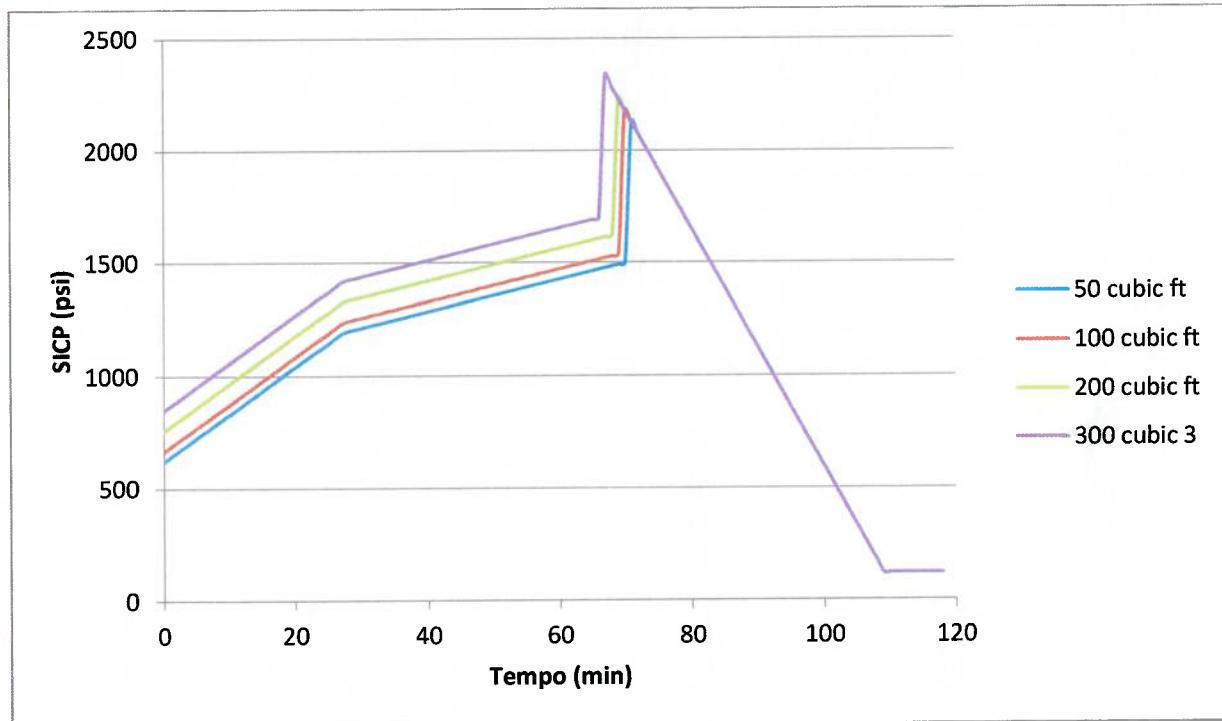


Figura 8 – Efeito do volume inicial do kick na SICP.

7.3.3 Efeito do comprimento da coluna de perfuração na SICP

O comprimento da coluna de perfuração (que é igual à profundidade da formação) está diretamente ligado à quantidade total de fluido de perfuração no sistema. Desse modo, intuitivamente podemos dizer que quanto maior o comprimento da coluna maior será o tempo para que a circulação do kick seja concluída. Esse fato é observado na figura 9. A variação no comprimento da coluna exerce ainda influência sobre o ponto de início do trecho onde o fluido de perfuração novo passa a circular no anular, já que quanto maior o volume de fluido dentro da coluna maior será o tempo para que o novo fluido atinja o anular. Apenas a taxa de crescimento das curvas após a entrada do novo fluido de perfuração na coluna

sofrem pequenas mudanças com a variação do comprimento da coluna. Isso pode ser explicado pela variação da pressão na base da região do *kick*, equação descrita no item 7.2.12.

SIDPP (psi)	1800
Densidade do gás do <i>kick</i> (ppg)	3,6
Densidade do fluido de perfuração inicial (ppg)	15
Comprimento da linha do <i>choke</i> (ft)	2000
Diâmetro da coluna de perfuração (in)	5
Diâmetro do revestimento (in)	12
Diâmetro da linha do <i>choke</i> (in)	2
Volume do <i>kick</i> (ft ³)	50
Fração média de gás no <i>kick</i>	0,6
Incremento do tempo (min)	1
Vazão de injeção de fluido de perfuração (ft ³ / min)	60

Tabela 3 – Dados de entrada para simulação

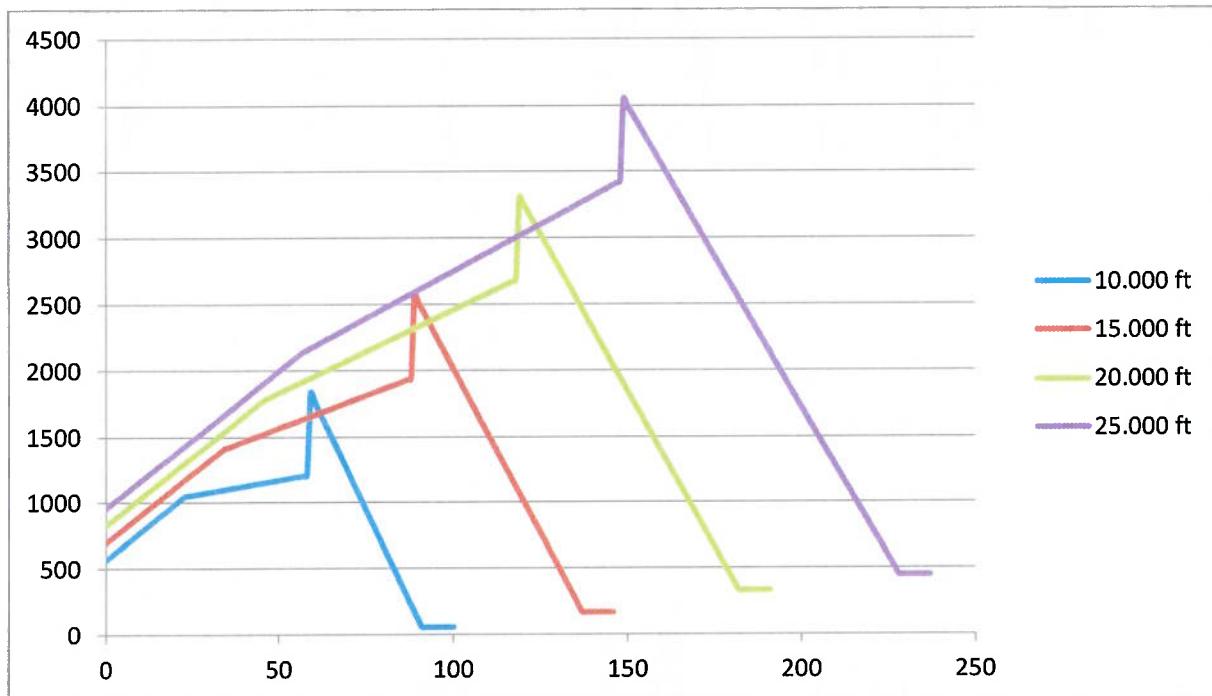


Figura 9 – Efeito do comprimento da coluna de perfuração na SICP

8 CONCLUSÕES

Neste trabalho foram explorados os mecanismos de funcionamento de uma sonda de perfuração, onde cada um dos sistemas que a compõe foram descritos e detalhados. Foram ainda estudadas as causas da ocorrência de um *kick*, as indicações que sinalizam a sua entrada no sistema de circulação da sonda e também descritos métodos para a circulação desse influxo, removendo-o do sistema. Uma vez explorados os conceitos ligados à circulação do *kick* pelo método do engenheiro foi então desenvolvido um simulador numérico, elaborado utilizando-se a linguagem de programação C, para a modelagem matemática das propriedades físicas que compõe esse problema.

O simulador tem como objetivo observar a cada instante as variações de determinadas características no processo de circulação do *kick* pelo método do engenheiro, como a pressão de superfície.

Os resultados de diversas simulações realizadas foram apresentados, mostrando-se as consequências da variação de algumas condições iniciais na pressão de superfície durante a circulação do *kick*. Esses resultados foram ainda discutidos e interpretados.

9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bezerra, E. M.: "Estudo do Controle de Poço Considerando-se o Comportamento de Fases da Mistura Gás-Líquido". Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2006. Dissertação (Mestrado).

Costa, D. O. da.; Lopez, J. de C.: "Tecnologia dos Métodos de Controle de Poço e Blowout". Rio de Janeiro: Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011. Dissertação (Graduação).

Grace, R. D.: "Advanced Blowout and Well Control". Gulf Professional Publishing, 1994.

Grace, R. D.: "Blowout and Well Control Handbook". Gulf Professional Publishing, 1st edition, 2003.

Holand, P.: "Offshore Blowouts: Causes and Control". Gulf Professional Publishing, 1st edition, 1997.

YAMAMOTO, M.: "Estudo de Operações de Controle de Poços de Petróleo". Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2004. Projeto de Iniciação Científica.

Morimoto, C. H., Hashimoto, R. F.: "Introdução à Ciência da Computação Usando a Linguagem C", 2010.

Othman, D.: "Well Control Equations, Charts & Tables". Kirkuk Oil Institute, 2010-2011.

Thomas, J. E.. "Fundamentos de Engenharia de Petróleo." Editora Interciênciac, 2^a Ed., 2004