



Escola Politécnica da Universidade de São Paulo
Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo

PMI-1841 ENGENHARIA DE PERFURAÇÃO

AULA 12 – CONTROLE DE KICK E BLOWOUT
AULA 13 - EXERCÍCIOS

Wilson Siguemasa Iramina

Santos, outubro de 2016

SUMÁRIO

1. Pressões normais e anormais
2. Kick
3. Blowout
4. Sistema de segurança do poço
5. Conclusão

<http://www.sereenergy.org/Spectacular-gaswell-blowout.php>

<http://www.jwco.com/technical-literature/p11.htm>

1. BLOWOUT

Formações de pressões normais e anormais

Uma formação é dita de pressão normal quando a sua pressão de poro for equivalente à pressão hidrostática exercida por uma coluna de água doce ou salgada que se estenda desde a formação até a superfície. Portanto, o gradiente de pressão do fluido contido em seus poros poderá ter um valor compreendido entre o da água doce (0,1 kgf/cm²/m) e o da água salgada (0,107 kgf/cm²/m). Quando o gradiente da formação estiver fora destes limites diz-se que pressão é anormal.

De modo geral, as formações são de pressão normal devido à acumulação de água doce ou salgada nos seus poros. No entanto, diversos fatores associados como, por exemplo, compactação, movimentos tectônicos, rapidez da taxa de deposição, intercomunicação de zonas de pressões diferentes, movimento ascendente das rochas, etc., podem criar formações de pressão anormal.

2. KICK

Invasão de um poço de petróleo por fluidos da formação que está sendo perfurada, ou de alguma outra já perfurada, porém não isolada do poço. É um evento indesejável, sempre.

A severidade de um kick, isto é, a dificuldade para controlá-lo, cresce com o aumento da diferença entre a pressão hidrostática no poço e a pressão de poros da formação e com o aumento do volume de fluido que invade o poço, o volume ganho.

2.1. Causas de kick

Uma das principais funções do fluido de perfuração é exercer pressão hidrostática sobre as formações a serem perfuradas pela broca. Quando esta pressão for menor que a pressão dos fluidos confinados nos poros das formações e a formação for permeável, ocorrerá influxo destes fluidos para o poço. Se este influxo for controlável diz-se que o poço está em kick; se incontrollável, diz-se em blowout. Dentre as causas comuns da ocorrência do kick podemos citar:

-Peso (densidade) de lama insuficiente: normalmente por desconhecimento da pressão de poros das formações. Necessidade de métodos para “avisar” a proximidade de ocorrência de kicks.

2.1. Causas de kick

- Abastecimento incorreto do poço durante a manobra (em outras palavras, falta de ataque durante a retirada da coluna): Esta é uma das causas predominantes de kick. Ao se retirar a coluna de perfuração do poço, o volume de aço retirado deve ser substituído por um volume equivalente de lama, mantendo a mesma pressão hidrostática no fundo do poço.

- Perda de circulação: perda de fluido para os vazios ou fraturas abertas nas formações (parcial ou total) e são induzidas por velocidade excessiva de descida da coluna ou por densidade do fluido muito alta ou ainda por propriedades reológicas do fluido inadequadas.

- Pistoneio (hidráulico ou swabbing): movimentação da coluna para cima, durante as manobras, provoca uma redução da pressão em todo o poço. Para compensar este efeito, o fluido deve ter em média densidade 0,3 a 0,5 lb/gal acima do necessário para se opor à formação (margem de manobra).

2.1. Causas de kick

- Gás dos cascalhos perfurados: que se expandem à medida que os cascalhos vão subindo pelo anular (fluido cortado por gás). Isto pode diminuir bastante a densidade do fluido que retorna ao poço. A redução da pressão no fundo do poço, porém, é normalmente pequena, já que aquela redução da densidade ocorre na sua maior parte próximo à superfície.

2.2. Indícios de kick

Há vários indícios que identificam uma potencial situação de kick. Quando previamente reconhecidos e interpretados, eles permitem que sejam tomadas providências apropriadas para se evitar o ganho de grande volume de fluido. Os principais indícios de kick são:

- aumento de volume de lama nos tanques de lama;
- aumento de vazão de retorno;
- poço em fluxo com as bombas desligadas;
- diminuição da pressão de bombeio (circulação) e aumento da velocidade da bomba;
- poço aceitando menos lama que o volume de aço retirado;

2.2. Principais indícios de kick (continuação)

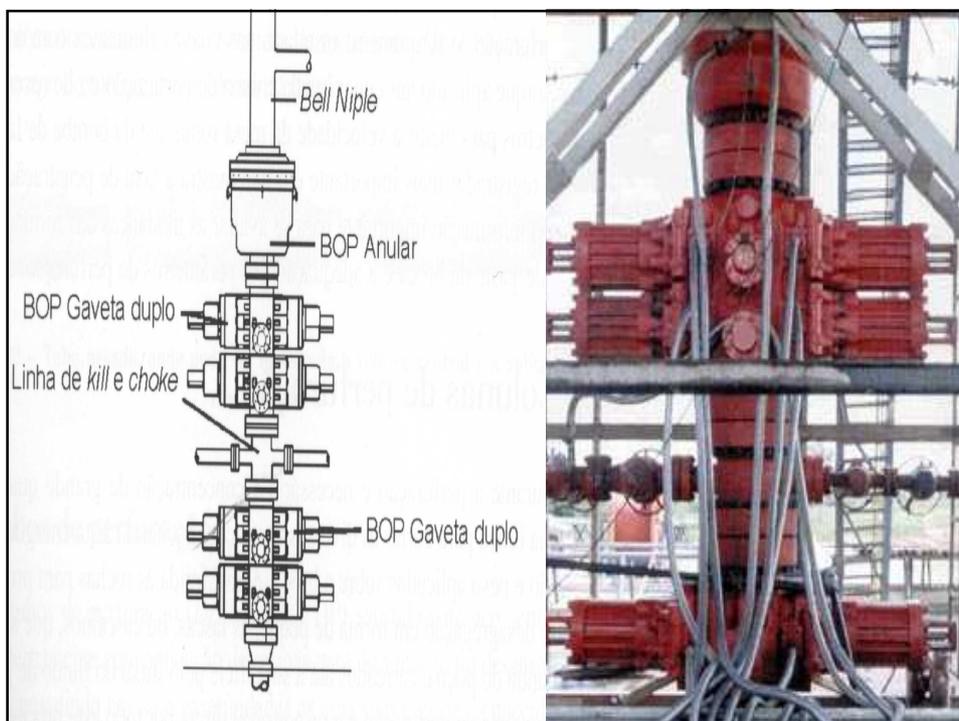
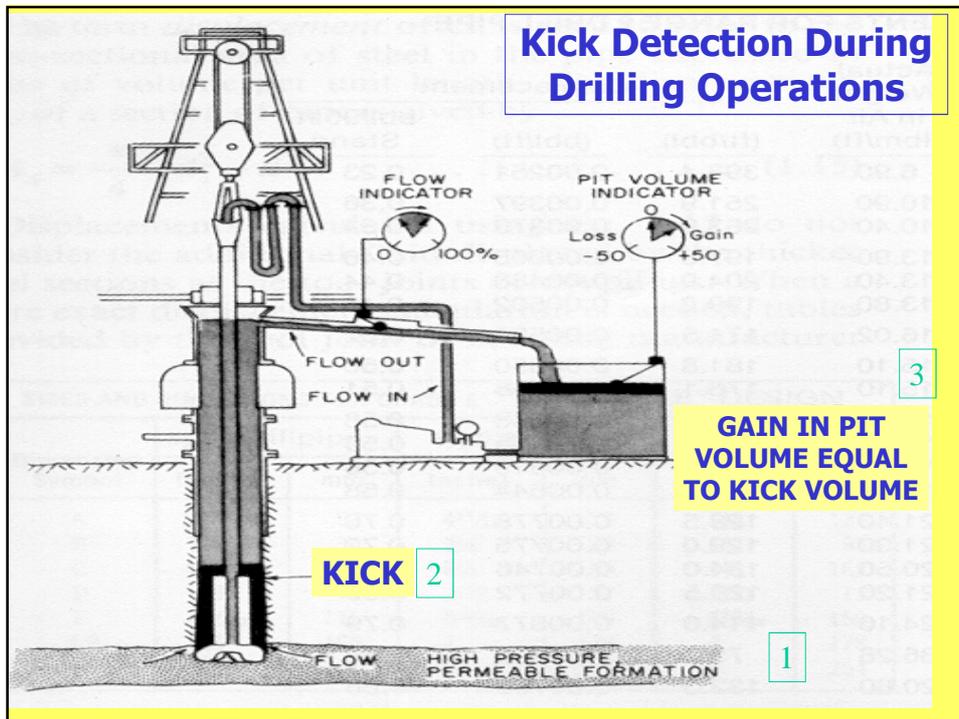
- poço devolvendo mais lama que o volume de aço descido no seu interior;
- aumento da taxa de penetração, provocado por um desbalanceamento entre as pressões de poro da formação e hidrostática da lama, causando um esforço no sentido formação-poço que auxilia a ação da broca;
- corte da lama por gás, óleo ou água.

Diz-se que a lama sofre corte pelo fluido contido nos poros de uma formação quando o mesmo for liberado da formação ou dos cascalhos cortados pela broca, passando a incorporar-se à lama.

2.3. Controle do poço em kick

As principais informações do kick são as pressões lidas nos manômetros quando o poço é fechado, e o volume ganho nos tanques.

Estando o poço fechado, o engenheiro prepara um plano para restabelecer o controle do poço, que consiste na circulação do fluido invasor para fora do poço e, quando necessário, na elevação do peso da lama para conter a pressão da formação e evitar novo kick.



3. BLOWOUT

Um blowout pode ser definido como um influxo descontrolado de fluido de formação que possui pressão suficiente para causar danos aos equipamentos da sonda e lesões às pessoas que trabalham nela.

Um blowout não aparece repentinamente, ele se desenvolve gradualmente à medida que a pressão hidrostática do fluido de perfuração cai até o nível exigido para conter os fluidos de formação. Estes fluidos entram então no furo do poço (kick). Se este kick não for detectado o poço começa a fluir a uma taxa fora de controle, ocorrendo então o que chamamos de "blowout".

Mostrar o filme no mini-CD

4. SISTEMA DE SEGURANÇA DO POÇO

Para se evitar uma invasão descontrolada de fluidos da formação para o poço foram criados os equipamentos de segurança de poço.

Os equipamentos essenciais do Sistema de Segurança do Poço são:

- Conjunto de válvulas para fechamento do poço, conhecido como BOP (Blowout Preventer) ou ESCP (Equipamento de Segurança de Cabeça de Poço);
- Unidade Acumuladora/Acionadora
- Painéis Remotos de Controle
- Linhas de matar (amortecer) e do choke e choke manifold

Todo poço pode ter um kick a qualquer momento, seja pelo fato da densidade do fluido diminuir ou então devido à uma pressão anormal superior à pressão hidrostática.

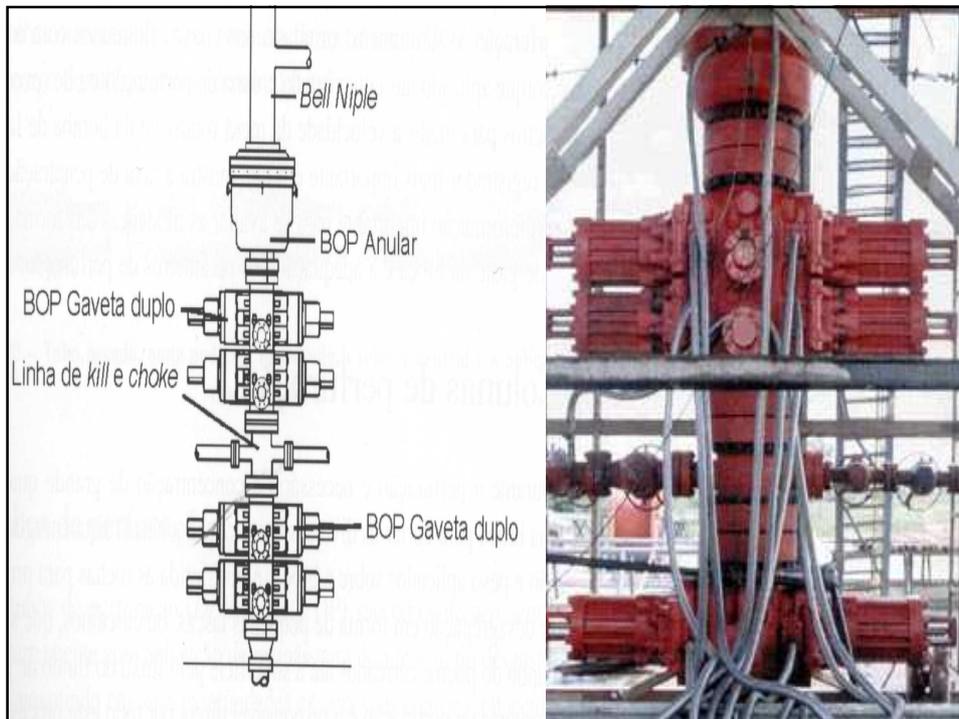
Em função desta possibilidade, todo poço é equipado com um equipamento especialmente projetado para as situações de kick. São os chamados BOP – Blowout Preventers (Preventores de Blowout).

Os BOPs são basicamente válvulas que podem ser operadas hidráulicamente ou manualmente de modo a fechar o poço a qualquer momento quando ocorrer um kick. Com o poço fechado, o engenheiro de perfuração pode preparar um plano para “matar” o poço por meio da circulação de fluidos de influxo e pela substituição do fluido de perfuração original (mais leve) por um fluido mais pesado

4.1. BOPs

São dispositivos colocados no topo do poço para proporcionar uma linha de defesa contra possíveis kicks no poço que podem produzir pressões altas e perigosas dentro do espaço anular do poço. O número, tamanho e gradação dos BOPs usados dependem da profundidade do furo e do quão antecipado for prevista a pressão da formação.

Dois tipos de BOP: anular e do tipo ram (gaveta)

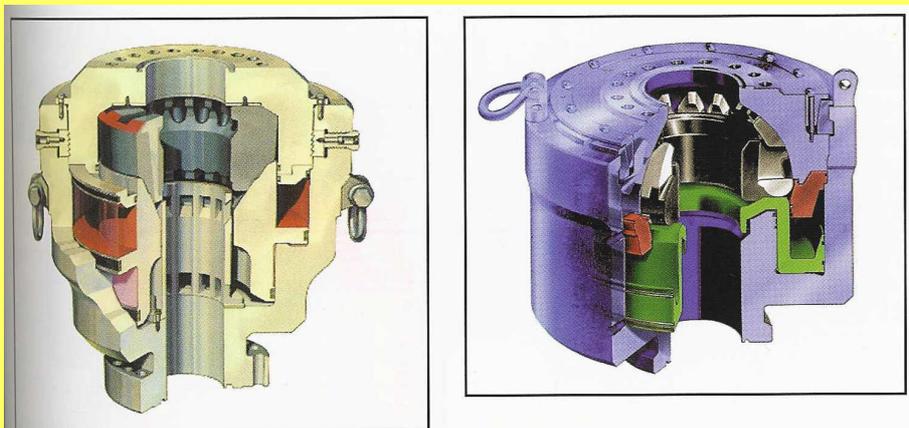


4.1.1. BOP anular

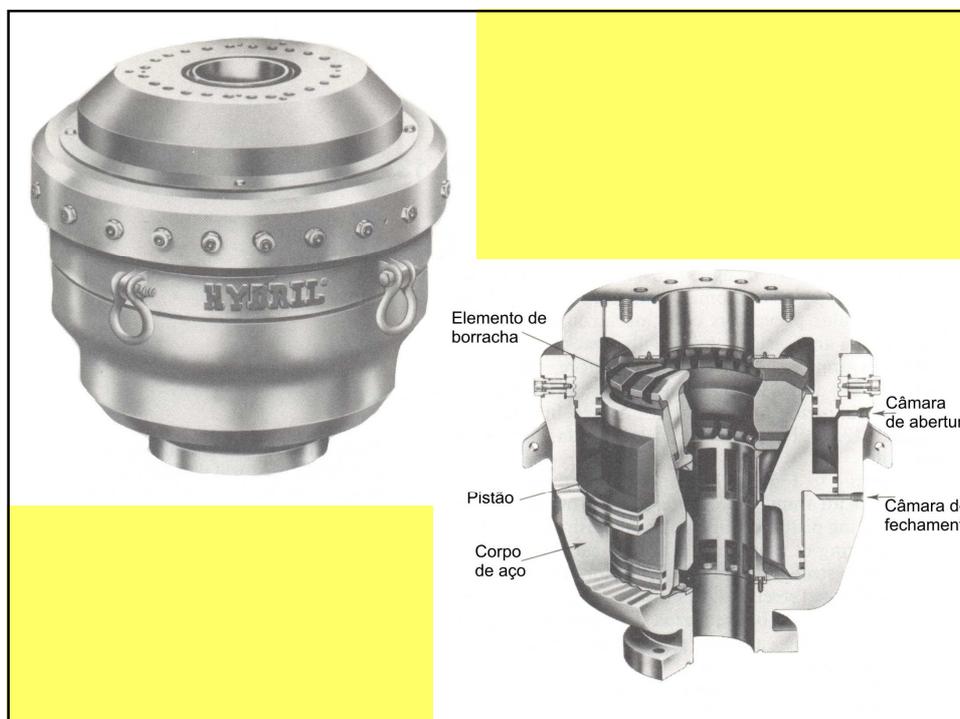
O preventor anular tem a função básica de fechar o espaço anular de um poço e consta de um pistão que ao ser deslocado dentro de um corpo cilíndrico, comprime um elemento de borracha que se ajusta contra a tubulação que esteja dentro de poço.

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

Preventor (BOP) Anular

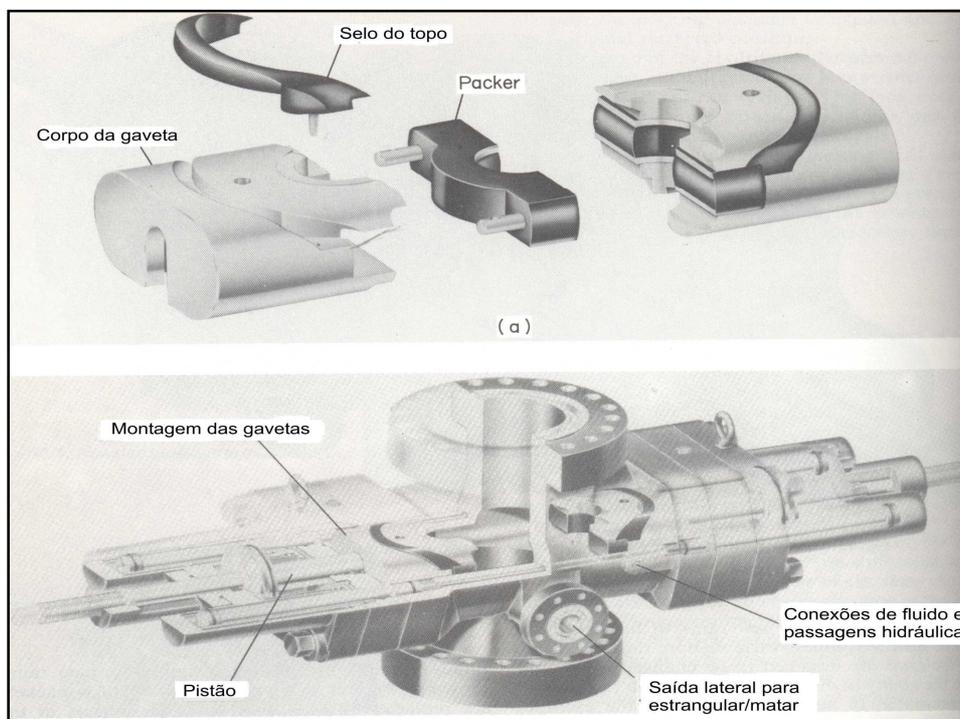
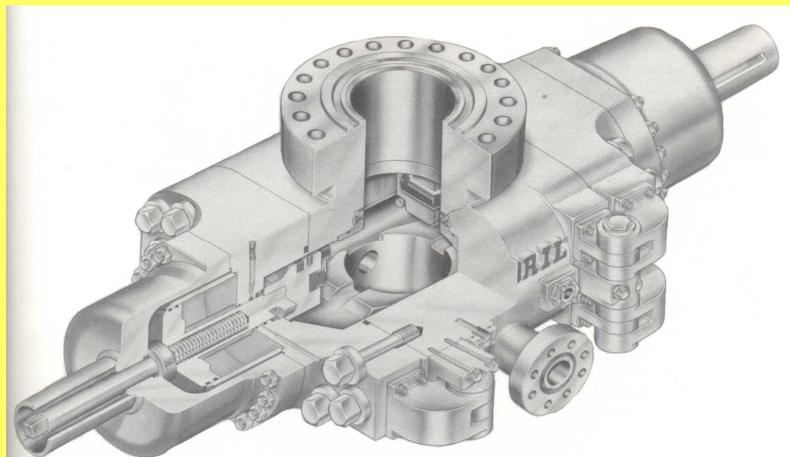


Fonte: "Guide to Blowout Prevention"
WCS, the Well Control School

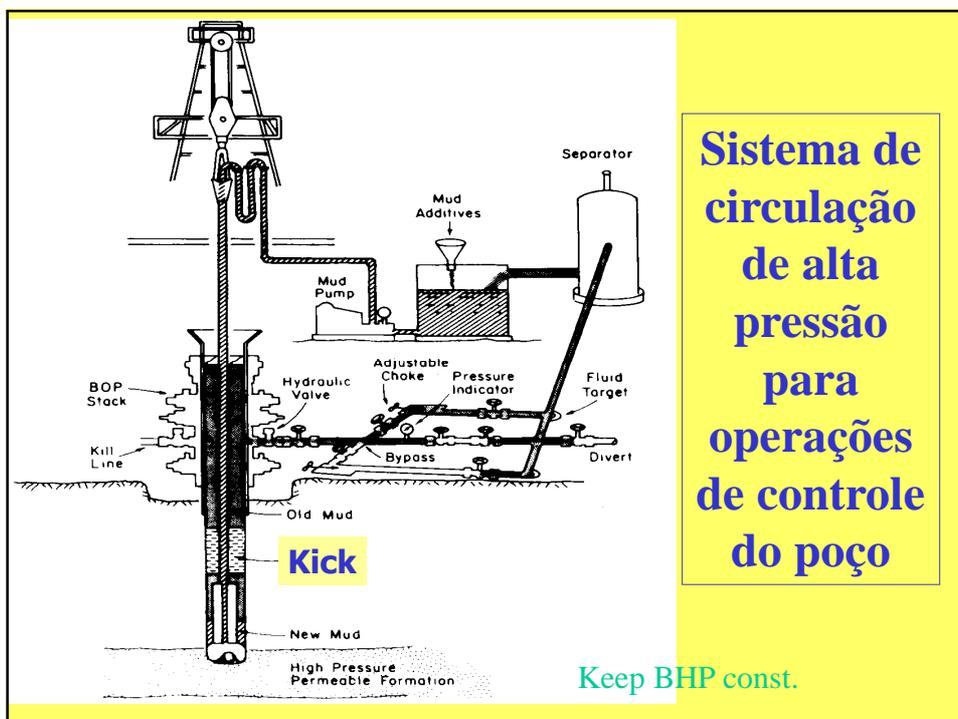
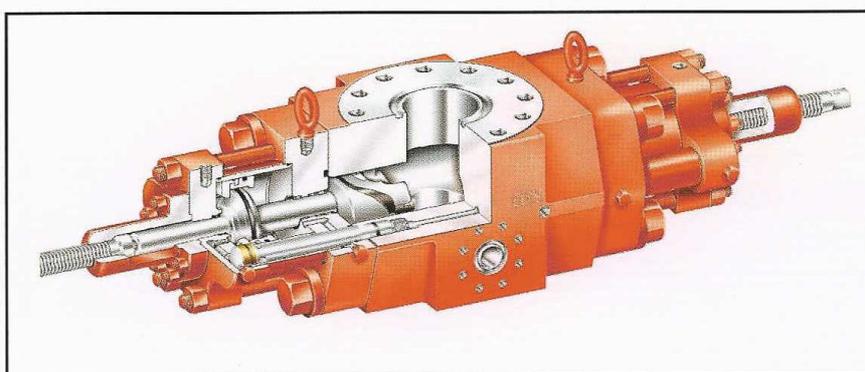


4.1.2. BOP de gavetas (RAM)

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.



BOP de gaveta (Ram Preventer)



4.2. Unidade Acumuladora/ Acionadora

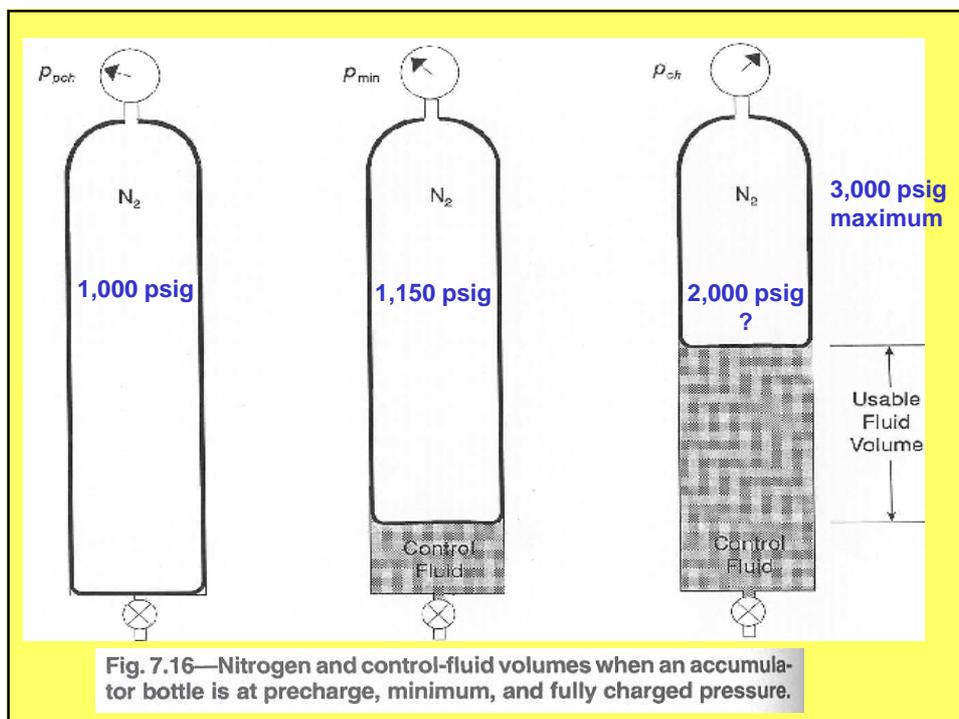
Os preventores devem responder imediatamente após o acionamento. Para isto deve haver um volume de fluido hidráulico, armazenado sob pressão, suficiente para fechar/abrir todas as gavetas do BOP. Este volume de fluido fica armazenado na Unidade Acumuladora/Acionadora do sistema, composta por uma bateria de acumuladores, válvulas, bombas (elétricas e pneumática), manômetro e tubulações de alta e baixa pressões. Nos acumuladores, separados por uma membrana de borracha, há gás (N_2) e fluido hidráulico. O fluido é bombeado para dentro dos acumuladores aumentando a energia de pressão do gás. Ao acionar algum elemento do BOP, a energia é liberada e o fluido é impulsionado para a câmara de abrir ou fechar do preventor.

Accumulator



4.2.1. Princípios do projeto de Acumuladores

- Armazenar o fluido hidráulico sob pressão para operar o BOP.
- Na maior parte utilizar uma pressão de pré-carga de 1,000 psig e ter uma pressão de trabalho de 3,000 psig.
- A pré-carga supre a energia de acionamento quando o vaso estiver totalmente depletado.



Example 7.3. Assume the stack equipment listed in **Table 7.2** will be used on a well. Determine how many 11-gal accumulator bottles are recommended by the API and compare to the NPD requirement. Use fully charged and precharge bottle pressures of 3,000 and 1,000 psig, respectively, and assume the nitrogen behaves according to Boyle's law.

Solution. The control-fluid volume to close all four preventers is

$$37.2 + (3)(7.1) = 58.5 \text{ gal.}$$

One annular preventer
three ram preventers

The usable fluid volume recommended by the API includes a 50% reserve factor.

$$V_u = (58.5)(1.5) = 87.8 \text{ gal.}$$

The API's recommended minimum pressure is based on the ram preventer's closing ratio. We choose to ignore mechanical or fluid friction and obtain

$$p_{\min} = (10,000/7.0) = 1,429 \text{ psig} = 1,444 \text{ psia.}$$

Using absolute pressures, Eq. 7.7 gives the total accumulator volume.

$$V_{ab} = \frac{87.8}{(1,015/1,444) - (1,015/3,015)} = 239.7 \text{ gal.}$$

$$V_{ab} = \frac{V_u}{P_{pch}/P_{\min} - P_{pch}/P_{fch}}$$

The number of 11-gal nominal bottles is,

$$239.7/10 = 23.97 \text{ or } 24 \text{ bottles.}$$

Now consider the NPD's directive. Determine the total usable fluid volume.

Close all preventers = 58.5 gal
 Open all preventers = 32.4 gal
 Close all preventers = 58.5 gal

} 149.4 gal

Reserve = $(0.25)(58.5) = 14.6$ gal
 Total = 164.0 gal

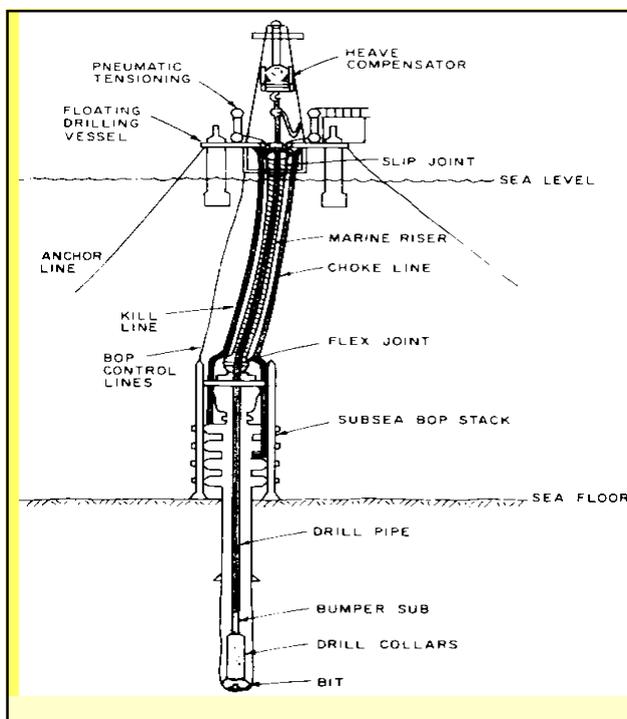
The minimum accumulator pressure is calculated as

$$p_{\min} = 200 + 1,015 = 1,215 \text{ psia.}$$

For the same stack, the NPD would require

$$V_{ab} = \frac{164.0}{(1,015/1,215) - (1,015/3,015)} = 330.4 \text{ gal.}$$

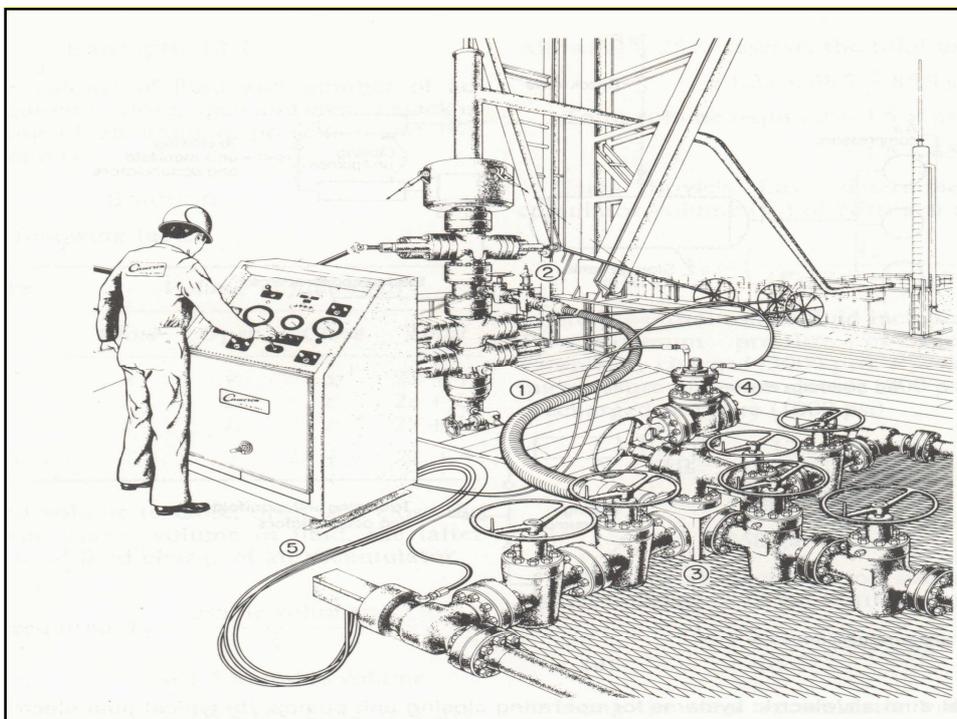
$$330.4/10 = 33.04 \text{ or } 34 \text{ bottles.}$$



**Desenho
 esquemático
 para
 equipamento
 de
 perfuração
 marítima**

4.3. Painéis remotos de controle

Além do acionamento dos elementos do BOP através da unidade acumuladora/acionadora (acionamento hidráulico), há a possibilidade de acionamento através de painéis remotos operados pneumaticamente. Normalmente existem dois painéis: um do lado do sondador, na plataforma da sonda, e outro afastado da área de maior risco.



4.4. Linha de matar (amortecer) e do choke e choke manifold

Quando o preventor é acionado é vedada a passagem de fluidos para a saída de lama e peneiras. Nestes casos, o fluxo é desviado por uma linha que sai abaixo do BOP chamada linha do choke. Para a injeção de fluidos pelo espaço anular usa-se a linha de matar.

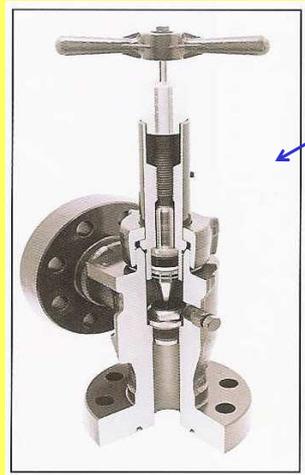
Esta linha do choke é conectada ao poço por uma tubulação de estrangulamento por meio de um conjunto de válvulas, sendo 2 válvulas de estrangulamento e outros elementos de modo a direcionar o fluidos para o local onde se encontra a lama ou a linha de flare (kick em gás). Esta tubulação de estrangulamento apresenta ao menos dois estrangulamentos: um manual e outro hidráulico. No caso de líquido em kick este é direcionado para os tanques do sistema de circulação, se for lama ou para um tanque especial se for óleo.

http://www.youtube.com/watch?v=qh1P-U9Jow4&feature=results_main&playnext=1&list=PL42D752792B1EE6EF

Linhas de Kill e do Choke e Choke

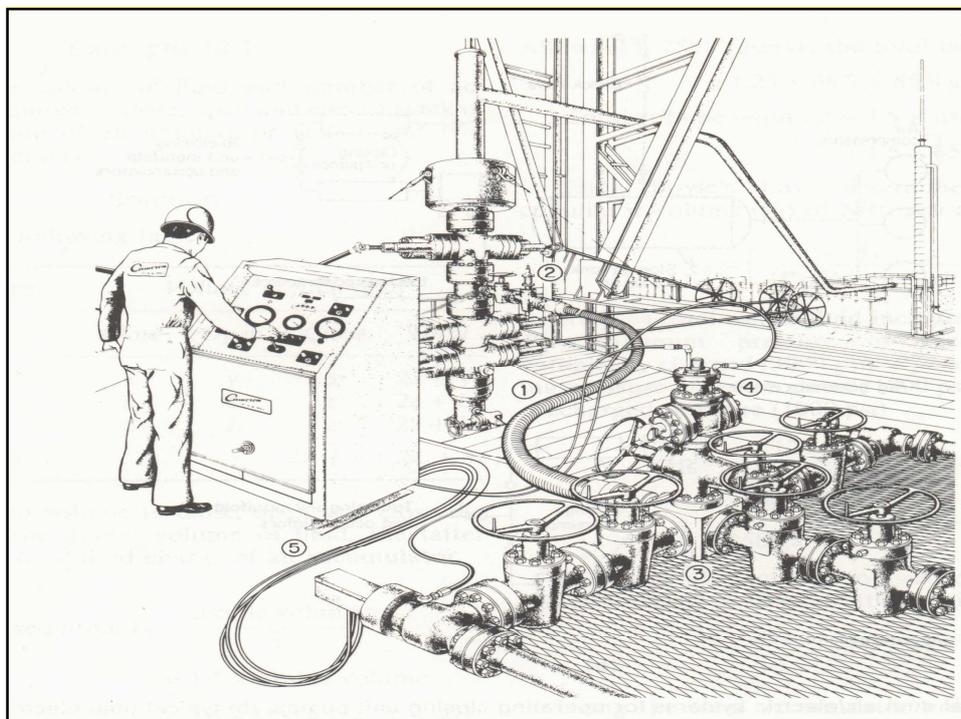
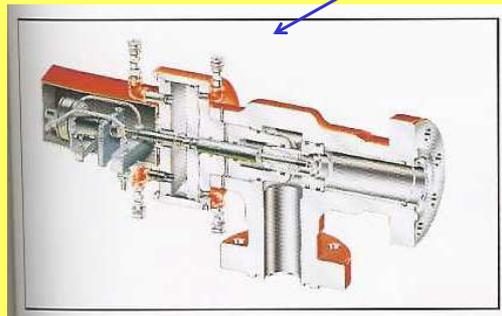
- **Linha de Kill** - É a linha utilizada para amortecer o poço, isto é, deslocar o fluido de perfuração para dentro do poço durante um processo de controle do poço.
- **Linha do Choke** - É a linha que permite a conexão entre a cabeça do poço, e o choke manifold, devendo possuir pressão de trabalho compatível com a pressão de trabalho do conjunto BOP. Seu diâmetro deve ser grande o suficiente (maior que 3 polegadas nominal) para reduzir perdas de carga, erosão e chances de entupimentos.
- **Estrangulador ou Choke** - É um equipamento usado para restringir fluxo. Esta restrição cria uma contrapressão que se transmite através do fluido circulante para a formação.

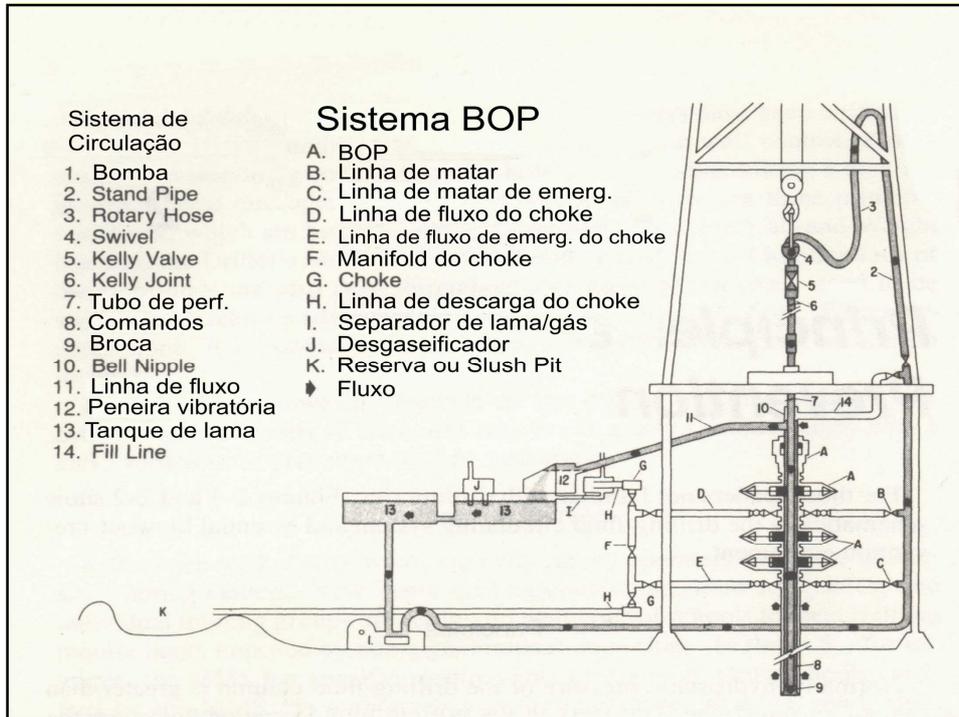
Equipamento de Choke e linha de matar

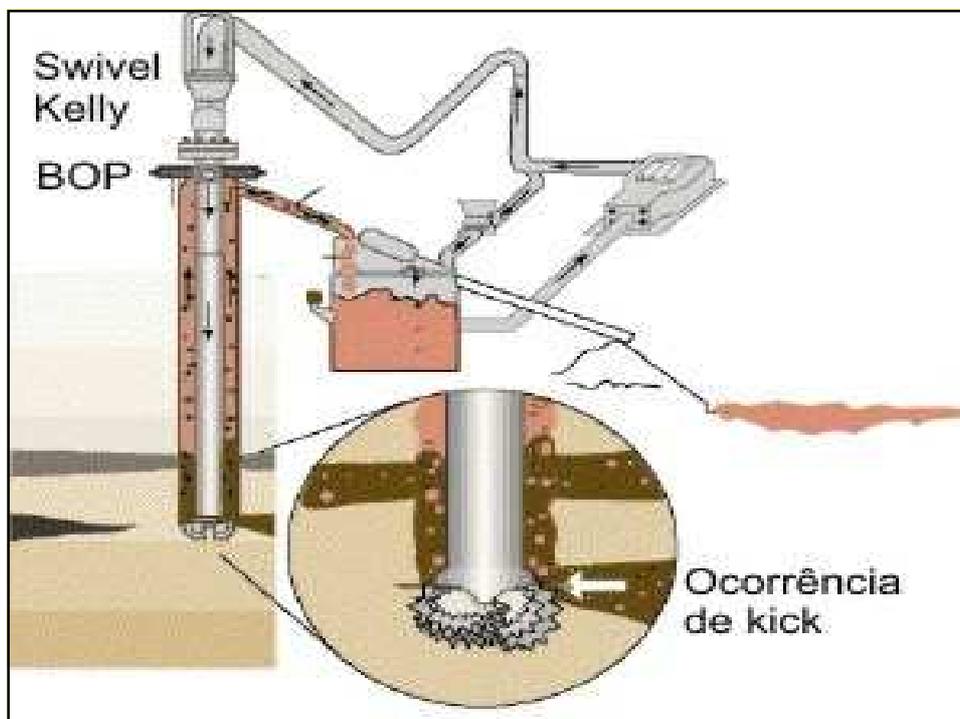


Choke Manual

Choke Remoto Hidraulico







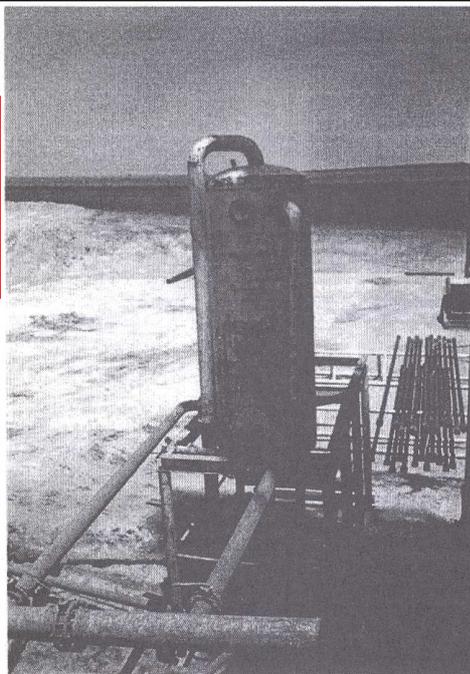
4.5. Equipamentos para baixa pressão

- Linhas de Manifold
- Separadores Lama / gás
- Desgaseificadores

4.5.1. Separadores lama / gás

Meios primários para separar o gás da lama enquanto se processa o controle do kick, perfuração em underbalance, ou circulando grande quantidade de gás durante a conexão / manobra.

**Exemplo:
separador
lama/gás**



Eq 7.8, The Weymouth equation can be used to predict gas friction pressure

The allowable separator pressure is equal to:

$$p_{ml} = g_m * h_{ml}$$

Excessive friction pressure in flare line

...can cause evacuation of the separator and gas can blow through mud outlet

Desgaseificadores

Tem a função de remover o gás da lama apenas à jusante da peneira da lama.

Degaseificador a vácuo

Fig. 7.21—Example vacuum degasser. Courtesy of Sweco Oilfield Services.

Arranjo dos equipamentos: projeto e filosofia

Equipamentos de Controle de Kicks

- Sistema Diverter
- Preventor Anular
- Preventor de Gavetas (“Ram Type Preventer”)
 - Vazada
 - Cega
 - Cisalhante
- Carretel de Perfuração
- Linha de Kill, Linha do Choke e Choke

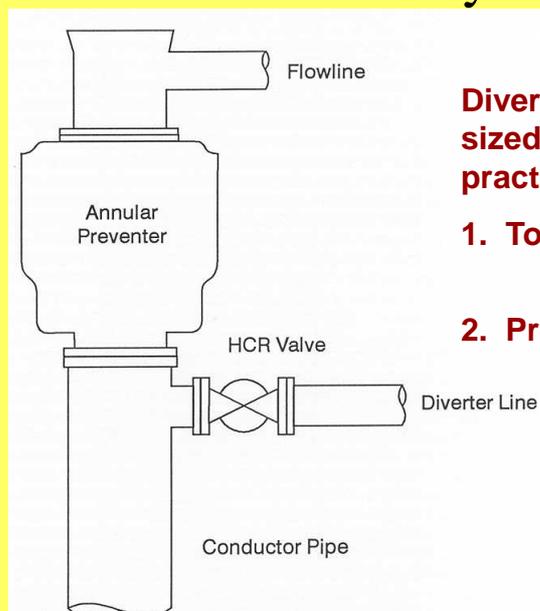
– Sistema Diverter

O sistema Diverter é um preventor de anular projetado para divergir o fluxo do poço por linhas de largos diâmetros (superiores a 6 polegadas) para fora da sonda. Este sistema, normalmente não tem como função o fechamento do poço e sim o desvio do fluxo, evitando que o fluido produzido atinja o deck de perfuração pondo em risco os equipamentos e a equipe de trabalho. É bastante utilizada na fase inicial de perfuração offshore de poços pioneiros.

Diverters

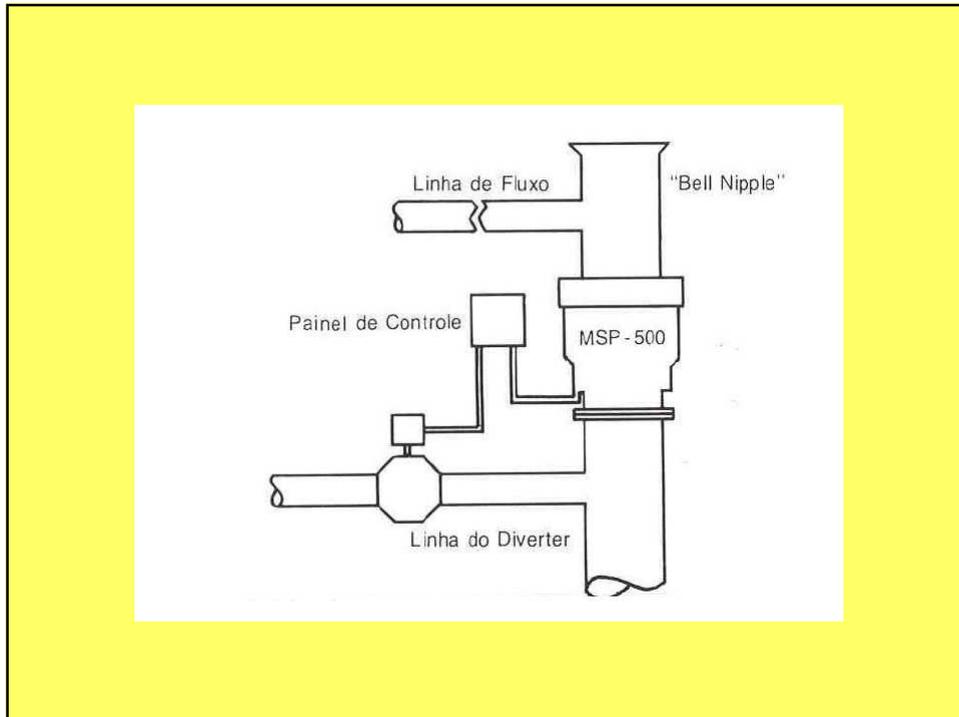
- Diverters are used when the decision has been made to **NOT** shut-in the well on a kick
- Usually done prior to setting surface casing
- Fear is that shutting in the well would result in formation fracture and broaching to the surface

Diverter System



Diverter Lines should be sized as large as practical for two reasons.

- 1. To keep two phase friction down, and,**
- 2. Prevent plugging**



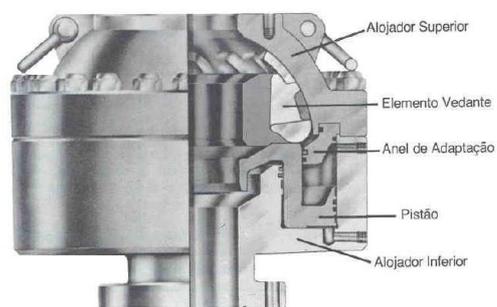
Diverters

- When a well is put on diverter, the well is out of control, and the goal is to restore control as quickly as possible.
- This is done by pumping mud as fast as the pumps can while increasing the mud weight.

- Preventor Anular

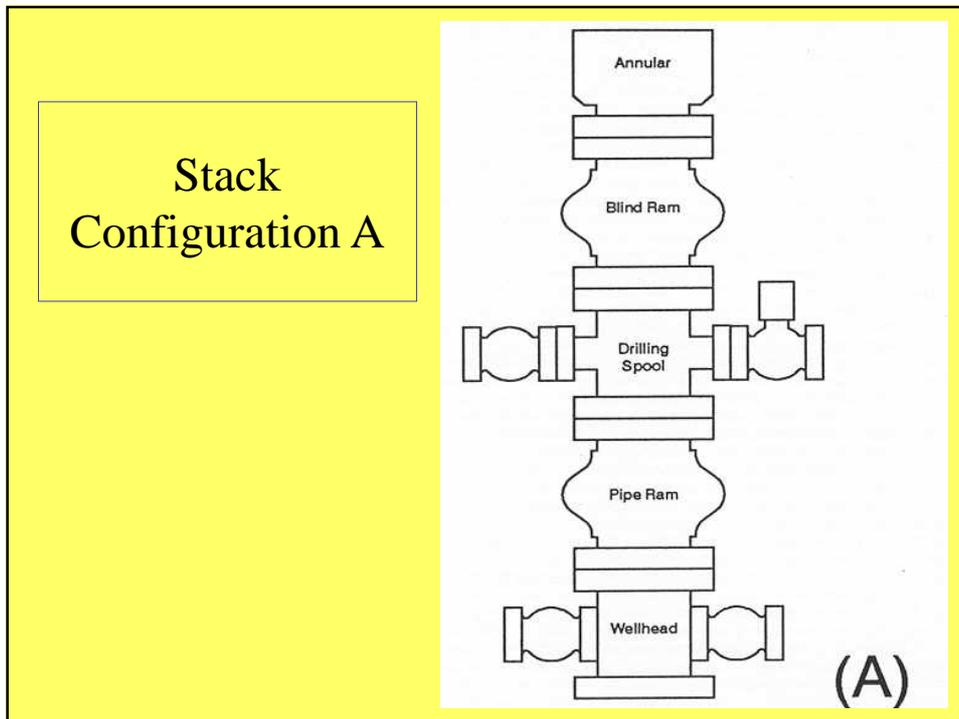
O preventor anular é uma válvula que permite o fechamento do poço em qualquer situação, isto é, com colunas de diferente diâmetros ou sem coluna, embora esta última operação não seja recomendável como rotina. Permite também que a coluna sofra pequenos movimentos sem danificar o elemento vedante.

- Preventor Anular (Figura Esquemática)



Inside Annular BOPE





Stack Configuration A

Fig. 7.23a

Capabilities

1. If the drilling spool fails, the pipe rams can be closed to make repairs.
2. The pipe rams can be closed to replace the blinds with a pipe ram.
3. Annular-to-ram stripping is possible.*
4. If ram-to-ram stripping is necessary, the blinds can be replaced with pipe rams.*
5. If anything fails in the drillstem above the rotary, the drillpipe can be suspended from the pipe rams and the well circulated by pumping into the drilling spool.**
6. The drilling spool outlets can be used with the blinds closed.

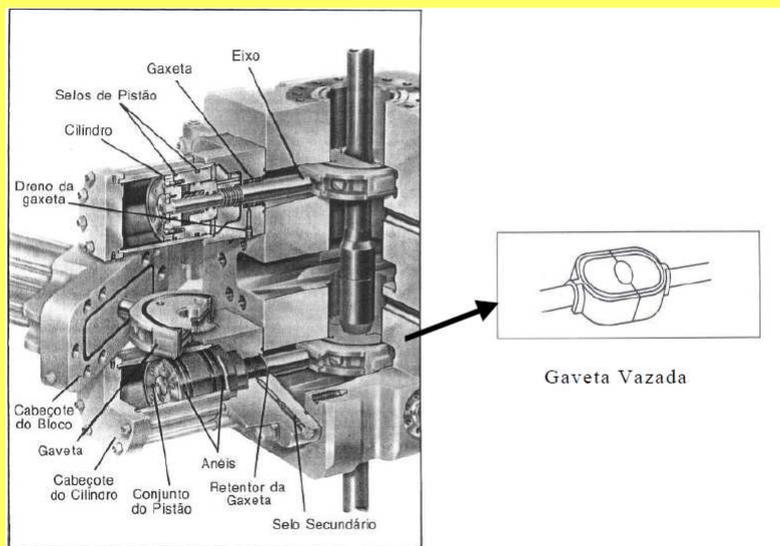
Disadvantages or Limitations

1. Annular must be used to initially close on pipe.
2. With the blinds closed, there is no way to control the well if failure occurs near the drilling spool.
3. With the pipe rams closed, the wellhead outlets must be used to circulate the well.

- Preventor de Gavetas

O preventor de gavetas pode ser encontrado em conjuntos com uma, duas ou três gavetas, podendo ter saídas laterais. As gavetas podem ser de três tipos: vazadas, cegas ou cisalhantes.

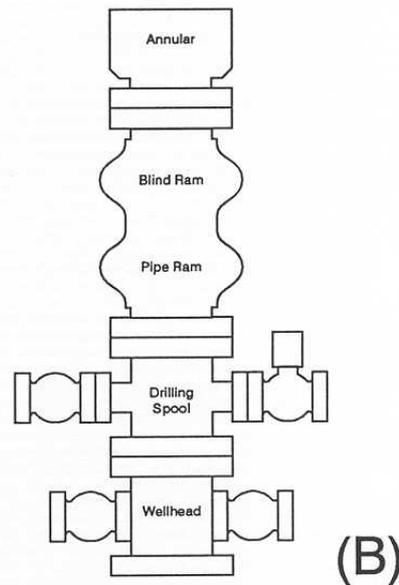
- **Gaveta Vazada** - Permite o fechamento do anular do poço ao redor de uma coluna de diâmetro específico, para o qual foi projetada;
- **Gaveta Cega** - Projetada para fechar e selar o poço quando não há ferramenta dentro do mesmo;
- **Gaveta Cega** - Tipo especial de gaveta cega que, ao ser fechada com a coluna no poço, provoca o seu corte e fechamento do poço. Deve ser instalada sempre acima de uma gaveta vazada de forma que, numa operação de corte, a coluna possa ser apoiada, através do tool joint, na gaveta vazada e aí então cortada, evitando a queda no poço.



Inside Ram BOPE

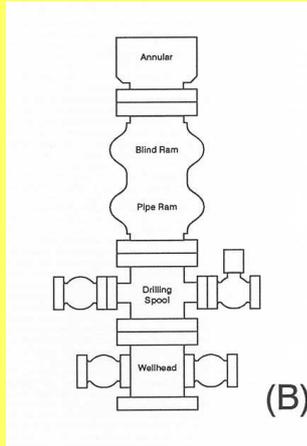


Stack Configuration B



Stack Configuration B

Fig. 7.23b



Capabilities

1. Either the annular or pipe rams can be initially closed on the pipe.
2. The pipe rams can be closed to replace the blinds with a pipe ram.
3. Annular-to-ram stripping is possible.*
4. The drilling spool outlets can be used with either the blinds or the pipe rams closed.
5. Substructure height requirements and number of flanges are reduced if a double ram preventer is installed.
6. The drilling spool outlets can be used with the blinds closed.

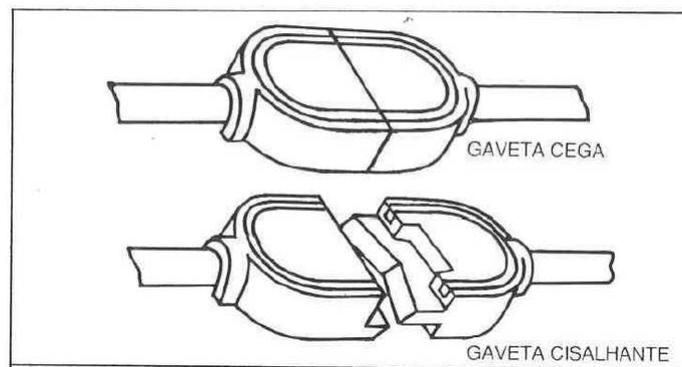
Disadvantages or Limitations

1. There is no way to control the well if the drilling spool fails.
2. With the blinds closed, there is no way to control the well if failure occurs near the drilling spool.

*Ram-to-ram stripping is not recommended usually without having an extra set of pipe rams below the bottom working ram.

**Requires a drillstring float or pump-down check valve and connecting the wellhead outlet to the choke manifold.

Atuação da Gaveta Cisalhante (Figura Esquemática)



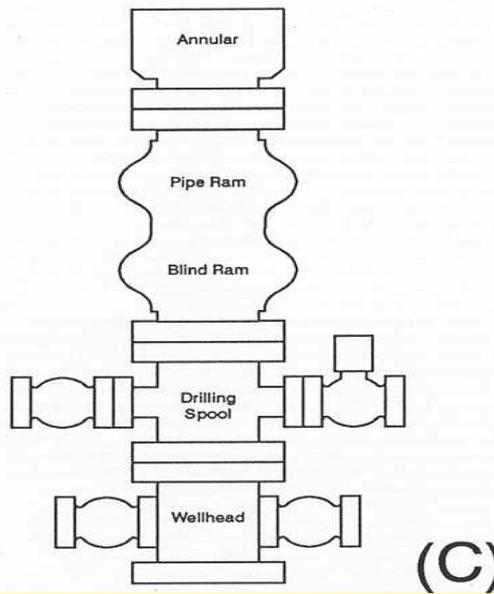
Shear Rams



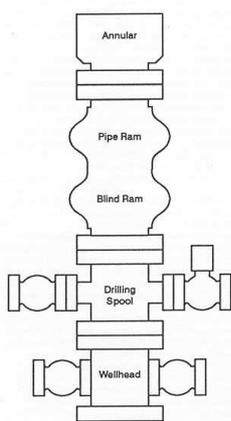
Sheared Drillpipe



Stack Configuration C



Stack Configuration C



Capabilities

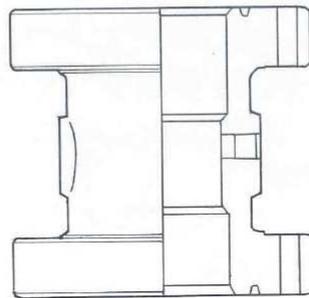
1. Either the annular or pipe rams can be initially closed on the pipe.
2. The drilling spool outlets can be used with either the blinds or the pipe rams closed.
3. Substructure height requirements and number of flanges are reduced if a double ram preventer is installed.
4. By closing the blinds, drillpipe rams can be safely changed to casing rams with pipe out of the hole.
5. The drilling spool outlets can be used with the blinds closed.

Disadvantages or Limitations

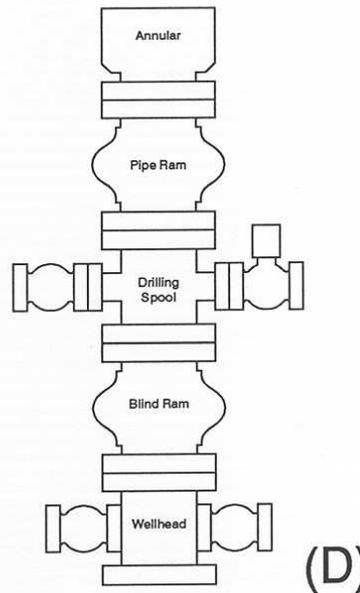
1. There is no way to control the well if the drilling spool fails.
2. Annular-to-ram stripping is unavailable.*
3. With the blinds closed, there is no way to control the well if failure occurs near the drilling spool.

Carretel de Perfuração (Drilling Spool)

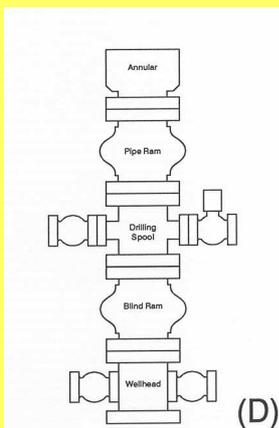
O carretel de perfuração é utilizado como proteção ao BOP, permitindo a instalação das linhas de kill e de choke e ainda propiciando espaço para permitir que um par de tool joints seja posicionado entre duas gavetas, durante uma operação de stripping.



Stack Configuration D



Stack Configuration D



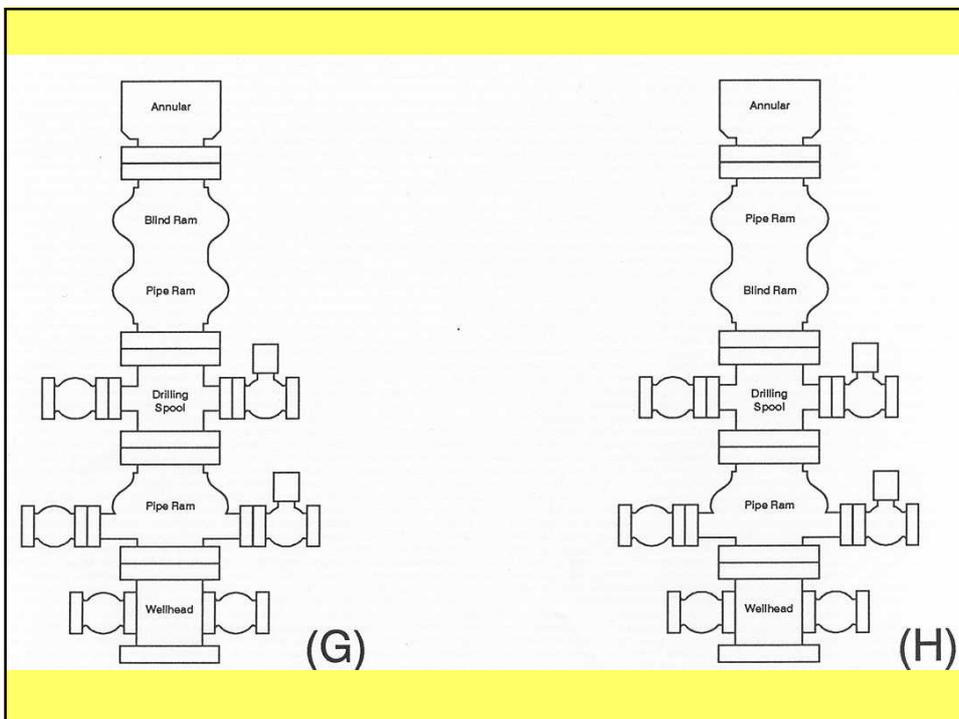
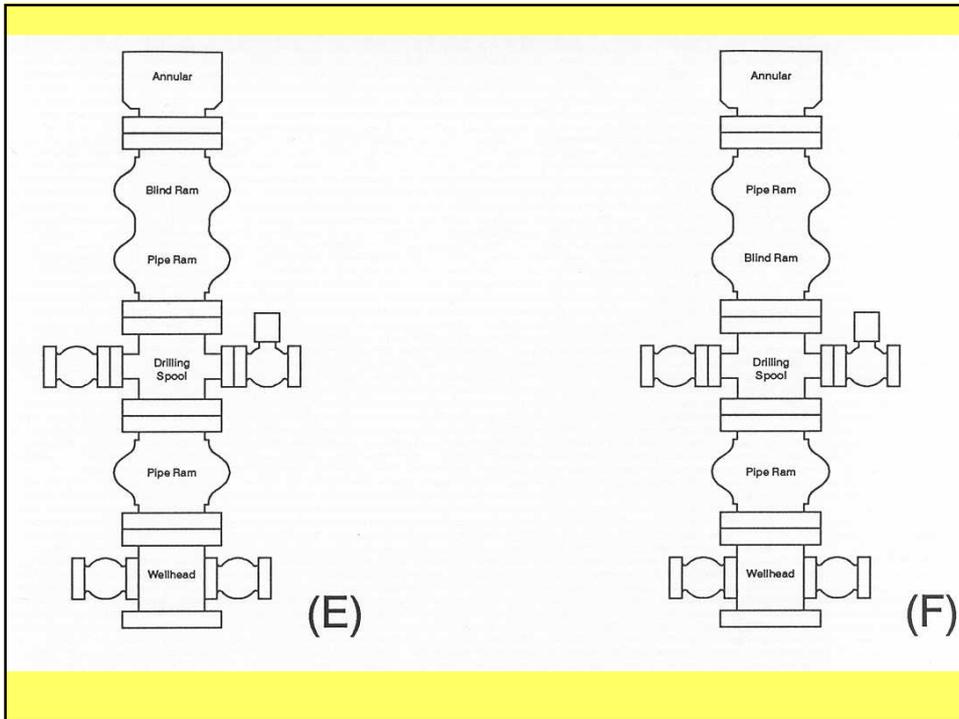
Capabilities

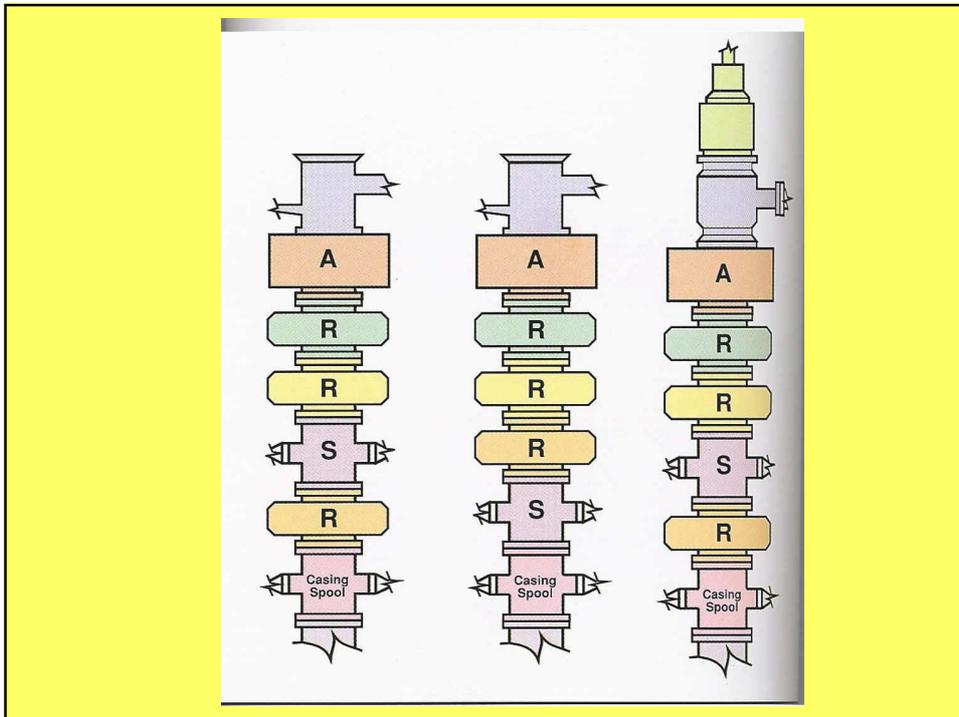
1. Either the annular or pipe rams can be initially closed on the pipe.
2. By closing the blinds, drillpipe rams can be safely changed to casing rams with pipe out of the hole.
3. Drillpipe can be dropped or set on bottom and the well closed in with the blinds if failures occur in the stack.
4. Exposed flanges below the blinds are minimized.
5. All overlying stack equipment can be repaired or replaced with the blinds closed.
6. The drilling spool outlets can be used with the pipe rams closed.

Disadvantages or Limitations

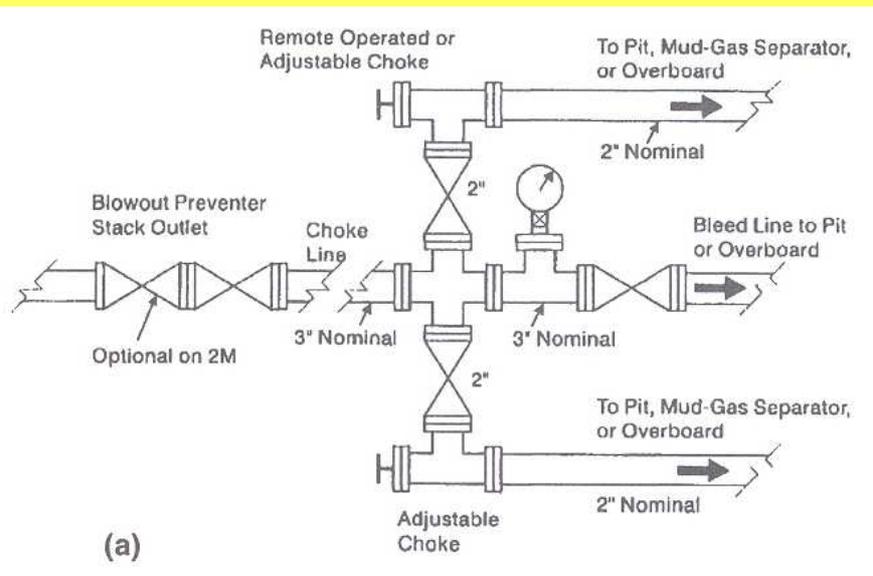
1. With pipe in the hole, there is no way to control the well if the drilling spool fails.
2. Annular-to-ram stripping is unavailable.*
3. The drilling spool outlets cannot be used with the blinds closed.

*Ram-to-ram stripping is usually not recommended without having an extra set of pipe rams below the bottom working ram.





Choke Line and Manifold Design



Choke Line and Manifold Design

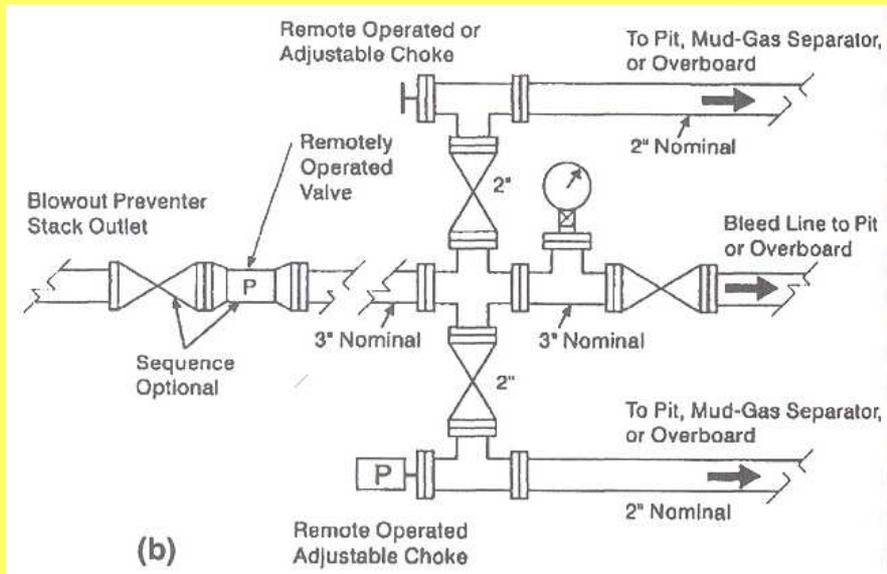
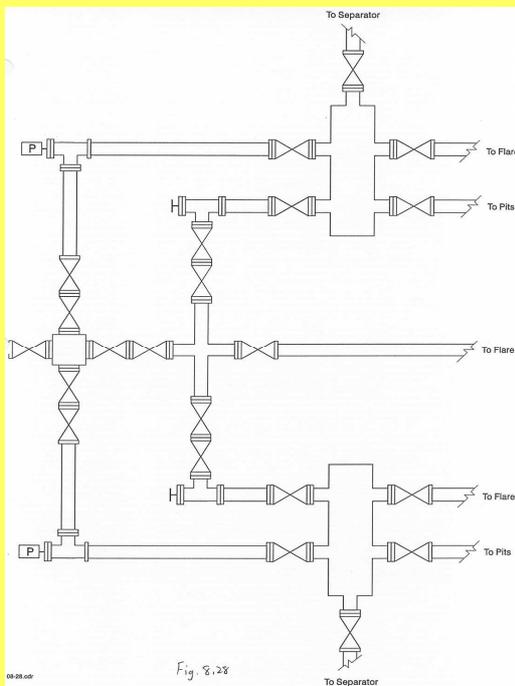


Fig. 7.28
Example
High-Pressure
Choke
Manifold



Informações sobre Kick

- Uma vez detectado um kick é necessário se fechar o poço. A seguir deve-se registrar as seguintes informações:
 - Pressão de fechamento do revestimento (SICP).
 - Pressão de fechamento do drill pipe (SIDPP).
 - Volume de lama ganho nos tanques.
 - Profundidade vertical e medida da broca ou da extremidade da coluna.

Pressão Inicial de Circulação do Kick (PIC)

- É a pressão de circulação a ser mantida no drill pipe, enquanto estiver sendo utilizada lama original, de modo a manter no fundo do poço uma pressão igual a pressão da formação adicionada de uma margem de segurança. Isto evitaria novas invasões durante a circulação do kick.

Pressão Final de Circulação do Kick (PFC)

- É a pressão de circulação que deve ser mantida no drill pipe após a lama nova ter chegado na troca de modo a continuarmos a ter no fundo do poço uma pressão igual ou ligeiramente superior à pressão da formação.

Métodos de Controle de Kicks

- Qualquer método tem os seguintes objetivos:
 - Expulsão do fluido invasor
 - Substituição da lama existente no poço por lama de densidade adequada para conter a pressão da formação que originou o kick.

Métodos de Controle de Kicks

- Três métodos são largamente utilizados:
 - Método do Sondador (Driller's Method)
 - Consiste em primeiro expulsar o fluido invasor usando lama original, e em seguida, bobear lama nova até encher o poço.
 - Método do Engenheiro (Wait and Weight Method)
 - A circulação de fluido invasor é feita já com a lama nova, isto é, após proceder-se ao aumento de densidade.
 - Método Simultâneo
 - Aumento gradual e progressivo da densidade da lama, e em paralelo, na circulação do fluido invasor, até que seja atingido o peso da lama nova adequado ao controle da formação.

Model of Subsea BOPE Stack



5. CONCLUSÃO

Em torno de 50% de todos os blowouts ocorrem durante a operação de manobra. A coluna de perfuração desloca um volume de fluido de perfuração no poço. Quando ela é elevada (retirada) o nível de fluido cai no poço e a pressão diminui no fundo do furo. Se o nível de fluido de perfuração no poço não for mantido, o **overbalance** estará perdido e um **kick** pode ocorrer. Um tanque (chamado trip tank) é usado para manter o poço preenchido com fluido durante a manobra. Além disso, se a coluna de perfuração for puxada de forma muito rápida, ela pode sugar o gás para fora da formação e iniciar um **kick**. Os testes com BOP são conduzidos regularmente nas sondas para verificar o estado dos equipamentos e a resposta da equipe de controle.

O custo e o perigo dos blowouts

O custo final de um blowout pode alcançar facilmente vários milhões de dólares, mas o dinheiro gasto não é tão importante comparado com outros danos provocados. Ele desperdiça recursos não-renováveis valiosos, pode provocar danos irreparáveis ao meio-ambiente, arruinar equipamentos e o mais importante, pode colocar em perigo a segurança e a vida dos profissionais envolvidos.

Em qualquer situação de perigo, como ocorre num blowout, a segurança e o bem-estar dos profissionais da sonda torna-se um fator de grande preocupação, seguido pela sonda e por último o poço em si. Não se pode substituir uma vida perdida, e sem equipamentos a serem operados dificilmente o poço será trazido para uma situação de controle.