



Sumário

1. Conceitos de Controle de Poço

1.1. Terminologias de Controle de Poço e características da formação

1.1.1. Elementos Básicos de um Poço

- 1) Coluna – *drill pipe*.
- 2) Espaço Anular.
- 3) Sapata.
- 4) Comando.
- 5) Broca.
- 6) *Choke line*.
- 7) *Kill Line*.
- 8) Manômetro do *drill pipe*.
- 9) Manômetro do revestimento (*casing*).
- 10) BOP

1.1.2. Porosidade e Permeabilidade

A porosidade e a permeabilidade são propriedades do máximo interesse, sob o ponto de vista prático, principalmente quando se pretende explorar um fluido que preenche os espaços intersticiais de uma rocha.

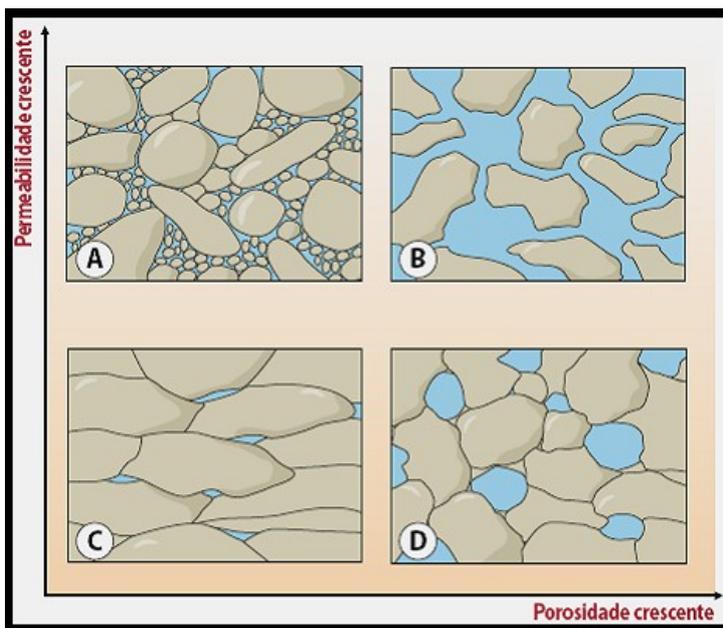
Denomina-se por porosidade a relação entre o volume de espaços ociosos





de uma rocha e o volume total da mesma. Estes espaços podem estar preenchidos por gases, água ou petróleo. O valor da porosidade expressa-se em percentagem. Assim uma rocha com uma porosidade de 25% significa que, num volume qualquer da rocha, uma quarta parte (25%) corresponde a espaços que podem ser ocupados por fluidos. É considerada como tendo uma porosidade ótima, uma rocha como, por exemplo, um arenito com 20 a 25% de espaços vazios.

A permeabilidade é a medida da capacidade de circulação de um fluido através de uma rocha, sem alterar a sua estrutura interna. Todas as rochas permeáveis podem ser porosas, mas nem todas as rochas porosas são permeáveis, em virtude de os poros não comunicarem entre si ou de serem de tamanho tão pequeno que não permitam a passagem do fluido. Por exemplo, o calcário deixa de ser impermeável à água, à medida que são maiores e mais numerosos os seus poros.



1.2. Pressão e Fluidos de uma Formação

1.2.1. Pressão de uma Formação

A superposição das camadas geológicas gera pressões sobre os fluidos contidos em seus espaços não sólidos (poros da formação), que quanto mais profundas são geralmente mais elevadas. Tais pressões podem também ser caracterizadas por seus gradientes.





Considera-se normal a pressão da formação cujo gradiente se situe entre os gradientes da água doce e da água salgada. Quando o gradiente da formação é menor do que o da água doce esta é dita de pressão anormalmente baixa; quando o gradiente da formação é maior do que o da água salgada esta é dita de pressão anormalmente alta, ou seja:

$$G_{(\text{água doce})} < G_N \quad G_{(\text{água$$

de sal)

$$1,42 \text{ psi/m} < G_N \quad 1,53$$

psi/m

ou

$$\rho_{(\text{água doce})} < \rho_N \quad \rho_{(\text{água$$

de sal)

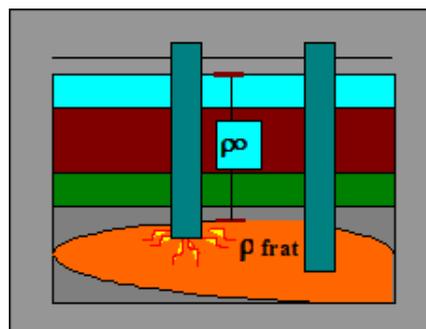
$$8,34 \text{ lbf/gal} < \rho_N$$

9,00 lbf/gal

1.2.1.1. Pressão de Fratura de uma Formação

A pressão de fratura de uma formação corresponde a um valor de pressão capaz de romper mecanicamente a formação, provocando a absorção de fluidos pela mesma.

A pressão de fratura, caracterizada (ρ_{frat}), de uma formação depende de sua pressão de poros, bem como das pressões exercidas sobre a mesma por outras formações superiores, também denominada pressão de sobrecarga, caracterizado (ρ_0) ou pressão de *Overburden*.



A pressão de fratura é também determinada por procedimentos empíricos, que permitem a determinação do gradiente de fratura (G_{frat}) da formação considerada, através de testes de campo. Para valores médios de densidade e módulo de Poisson das formações, pode-se determinar o gradiente da fratura através do método de Anderson, Ingran e Zenier:

, onde:





G_{frat} é o gradiente de fratura em psi/m.

P_f é a pressão da formação em psi.

h é a profundidade vertical em m.

Através da equação desenvolvida por Pennebaker é possível a determinação do G_{frat} , com auxílio de ábacos (Figura 18) onde determina-se o coeficiente de tensões na matriz e a pressão de sobrecarga (Overburden), que pode ser escrita sob a forma:

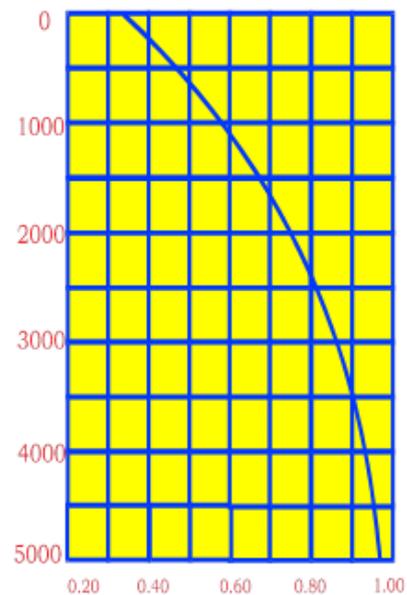
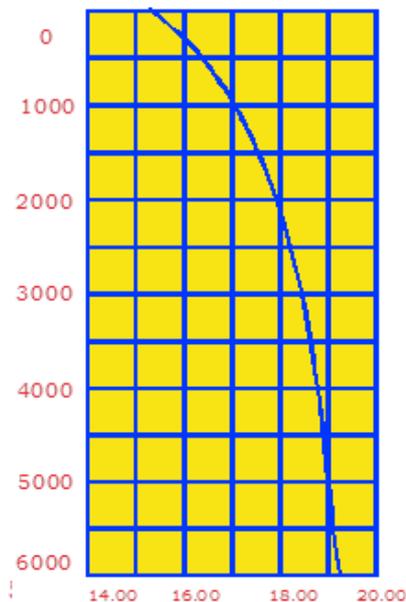
ρ_{frat} é o peso específico equivalente de fratura em lbf/gal.

K é o coeficiente de pressão na matriz da rocha.

ρ_o é o peso específico equivalente de sobre carga em lbf/gal.

ρ_p é o peso específico equivalente da pressão de poros em lbf/gal.

Gradientes médios de fratura são normalmente encontrados entre 2,3 psi/m e 3,3 psi/m. Teremos que adotar em lâmina d'água profunda uma média ponderada devido a ação da coluna d'água, como mostra a fórmula a seguir:





1.2.2. Fluidos de uma formação

Uma formação pode conter fluidos como água salgada, óleo, gás ou uma combinação deles. Se o fluido for gás, este pode ser atural, sulfídrico (H_2S), ou carbônico (CO_2). Os dois últimos são tóxicos e requerem equipamentos de segurança de poço e procedimentos preventivos e de controle específicos. Quando existe gás livre no poço, o seu controle torna-se mais difícil, devido às propriedades de expansão do gás e à grande diferença entre as massas específicas do gás e do fluido de perfuração.

1.3. Pressão Hidrostática gerada pelo Fluido de Perfuração

Pressão hidrostática é uma pressão gerada por uma coluna de fluido na vertical e em repouso. O fluido de perfuração exerce uma pressão hidrostática em todos os pontos do poço, com o objetivo de conter os fluidos da formação, formando a primeira barreira de controle.

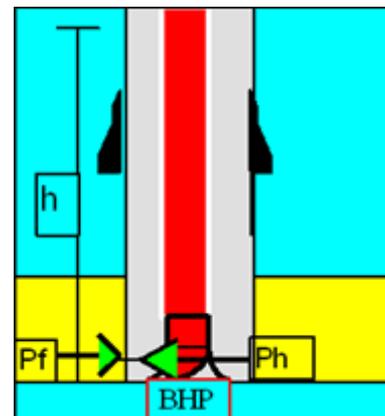
1.4. Pressão no Fundo do Poço (BHP)

- **Através da coluna:**
- **Através do revestimento (anular):**

1.5. Balance, Overbalance, Underbalance

Os fluidos de perfuração exercem pressão hidrostática sobre o fundo do poço, podendo apresentar três condições:

- **Overbalance:** $P_H > P_{form}$
- **Balance:** $P_H = P_{form}$
- **Underbalance:** $P_H < P_{form}$





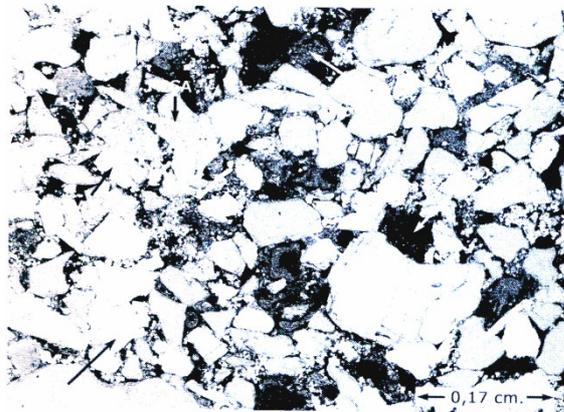
Obs.: Em condições normais de trabalho deve-se operar sempre em *over balance*.

1.6. Kick

Kick é o influxo indesejável de fluidos da formação para o interior do poço, ao vencer a primeira barreira de segurança (pressão hidrostática gerada pelo fluido de perfuração).

1.6.1. Condições essenciais para ocorrência de *kick*

- a) Presença de uma formação porosa e permeável.



- b) Pressão da formação (P_{form}) maior do que a pressão hidrostática (P_H) do interior do poço – *underbalance*.

1.7. Blowout

Blowout é o influxo indesejável de fluidos da formação para o interior do poço, ao vencer a primeira e a segunda barreira de segurança (BOP e equipamentos de superfície).

Um kick deve ser detectado o mais prontamente possível e o fluido invasor deve ser removido do poço. Se a equipe da sonda falhar na detecção ou na remoção do kick, o fluxo de fluidos da formação pode se tornar sem controle, incorrendo numa situação de blowout. Os blowouts podem trazer perdas de vidas humanas, reservas e equipamentos, prejuízo à imagem da companhia operadora e danos ao meio ambiente. Embora os kicks e blowouts sejam mais comuns na fase de perfuração do poço, eles podem ocorrer durante qualquer operação realizada no poço durante a sua vida produtiva.





1.8. Resiliência da Formação

Durante as operações de perfuração ou controle do poço em kick, as pressões incidentes sobre o poço devem estar dentro de certos parâmetros (janela operacional), para evitar novos influxos e preservar as estruturas do poço e, no caso de um poço em kick, estabelecer uma nova pressão hidrostática capaz de retomar o equilíbrio.

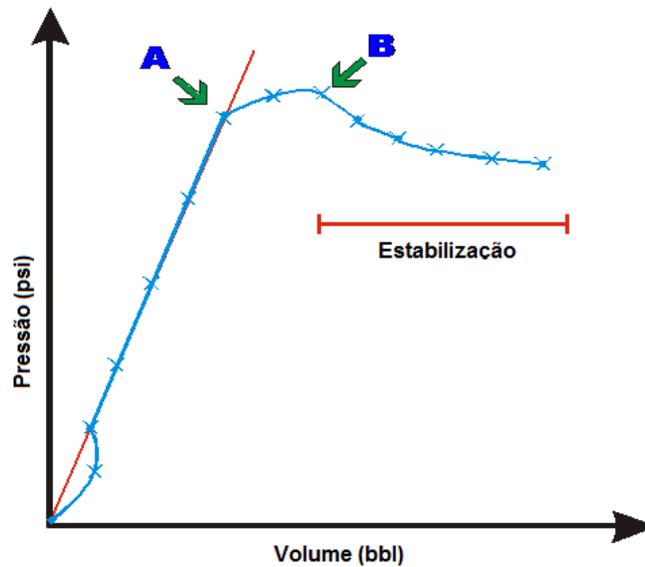
A janela operacional é composta por pressões mínimas e máximas suportadas pelo sistema. Durante operações de controle do poço em kick, a pressão mínima pode ser determinada pela pressão de estabilização no anular ($SICP_{kill}$), e a máxima será determinada pela resiliência da formação, isto é, a pressão máxima suportada pela formação logo abaixo da sapata, geralmente definida pelo teste de absorção.

Durante a operação de controle do poço em kick as pressões de superfície devem estar dentro da janela operacional. Caso as pressões estejam abaixo da mínima determinada, um novo kick poderá ocorrer, e se as pressões ultrapassarem a máxima permitida, a formação poderá sofrer uma fratura.

1.8.1. Pressão de absorção de uma formação

Em um processo de perfuração o controle do poço só será possível se o sistema for estanque, ou seja, sem perda de fluido para o mesmo. Portanto utiliza-se o teste de absorção para se determinar o valor limite da pressão de trabalho na superfície durante o controle do poço, tal pressão somada à pressão hidrostática se tornará maior do que a pressão da formação e menor do que a sua pressão de fratura. No gráfico abaixo o ponto A indica o momento em que a formação começa a absorver fluido, é o ponto conhecido como de pressão de absorção, lida na superfície. Quando o ponto A é atingido deve-se interromper o teste, pois se atingindo o ponto B do gráfico ocorrerá a fratura da formação. Qualquer inabilidade do operador nesse processo poderá produzir danos na formação. A Figura 7 mostra o gráfico do teste de absorção de uma formação:





1.9. Gás de Superfície

Gases de superfície são um perigo frequente quando se perfura e podem ser definidos como gases que ocorrem em pontos acima do ponto de assentamento do primeiro revestimento. Portanto são influxos que ocorrem sem o poço estar revestido. Estudos mundiais indicam que gases de superfície, também conhecidos como “gases rasos”, são as mais sérias causas de kicks e blowouts e perdas de unidades de perfuração do que qualquer outro problema de controle de poço. Tentativas para desviar fluxos de gases rasos geralmente falham em média 50% e resultam em perda de vidas e ou de equipamentos. Sendo, portanto, crucial que a equipe esteja preparada e treinada para combater esse tipo de situação, caso ocorra.

Kicks de areias rasas (gás e água) podem ser muito perigosos. Alguns kicks de areias rasas são causados através de formações carregadas: trabalhos de cimento pobres, vazamentos de revestimentos, operações de injeção, abandonos impróprios, etc.

1.9.1. Manipulação de Gases Rasos

Geralmente na fase de 26" as formações cortadas e expostas são frágeis e caso recebam sobrecargas de pressão fraturariam durante o





fechamento do poço. Então, em áreas propensas para gases rasos planos devem ser feitos para que nesta fase se previna fechamento inadequado durante fluxo de gases rasos.

Em unidades de superfície a instalação do *diverter* é fundamental em unidades submarinas o *diverter* também pode ser instalado no topo do marine riser.

1.9.2. Poço Piloto

a) Vantagens

- Menor custo, pois na ocorrência de um descontrolado fluxo de gases rasos implica na perda apenas do poço piloto.
- Amortecimento usando procedimentos dinâmico pode ser usado em poços de 8 ½" ou menores. A pressão devido a fricção do fluido durante o bombeio pode ser suficiente para matar o poço ou diminuir o fluxo de gás substancialmente.

b) Desvantagens

Os relatórios mostram que muitos fluxos de gases rasos são iniciados quando pistoneio (*swabbing*) ocorrem. A geometria de poços piloto tem espaços anulares restritos que aumentam a possibilidade de pistoneio. O volume de um poço piloto é pequeno e, portanto, um kick de pequeno volume desloca a lama num fluxo relativamente grande.

Geralmente ocorre sobrecarga no anular devido ao acúmulo de cascalhos devido ao pequeno volume do anular e, portanto, maior dificuldade de circulação.

Devido a isto limpeza frequente do poço piloto é necessária. O volume de lama e seu respectivo peso devem ser monitorados por todo tempo para prevenir dano estrutural a sapata do condutor de 30". A densidade da lama deve ser especificada para cada área específica a ser perfurada. Toda unidade de perfuração deve possuir procedimentos para operações com gases rasos:

- a) Plano de contingência deve ser desenvolvido e revisado com cada equipe.
- b) As diretrizes do plano de contingência devem ser consideradas e desenvolvidas junto ao plano de perfuração.





1.9.3. Manipulando gases rasos na superfície

O Diverter deve sempre ser instalado quando perfuramos em unidades de superfície. O *leak-off* teste deve ser efetuado após a fase 26" / 20" com o objetivo de verificarmos a máxima pressão permissível. Influxos de gases rasos podem se transformar em influxos descontrolados (blowouts) devido ao curto tempo para detecção e adoção de ações de controle por parte da equipe de perfuração.

O gás atinge a superfície rapidamente devido às baixas profundidades e das grandes vazões de produção oriundas das formações portadoras de gases rasos.

Entretanto, se houver tempo para o fechamento, já haverá um grande volume de gás no poço que poderá conduzir fratura da formação na sapata do último revestimento descido e formação de crateras no fundo do mar. Desta forma o fechamento do poço seria feito utilizando-se de um sistema de diverter que desvia o fluxo proveniente do poço para longe da plataforma até que a zona de gás seja exaurido, ou que o poço colapse, ou mesmo que alguma ação de controle de poço seja implementada como a injeção de água do mar pela coluna de perfuração ou o deslocamento de tampões de baritina ou cimento para o interior do poço.

1.10. Barreiras de Controle

Barreiras de Controle ou de Segurança podem ser definidas como um envelope de um ou vários elementos de barreira dependentes, que impedem o fluxo não intencional de fluidos ou fases da formação para outra formação ou para o meio ambiente, ao longo de um caminho específico. A primeira barreira, é a pressão hidrostática gerada pelo fluido de perfuração. Caso haja falha no controle por esta primeira proteção, utiliza-se a segunda, o Blowout Preventer (BOP).





1.11. Tubo em “U”

a) **Um único fluido**

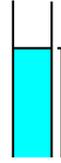


Figura 1 - Um único fluido em um vaso comunicante

b) **Fluidos imiscíveis**

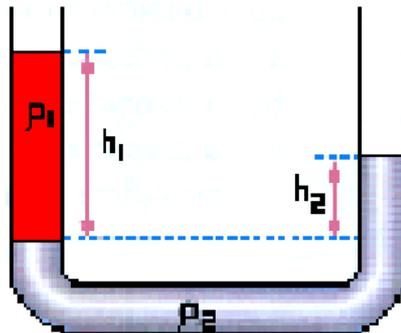


Figura 2 - Dois fluidos em um vaso comunicante





2. Cálculos

2.1. Força, Área, Pressão

Pressão é a razão entre a intensidade da componente da força perpendicular à superfície e a área da superfície considerada, conforme Figura 10, ou seja:

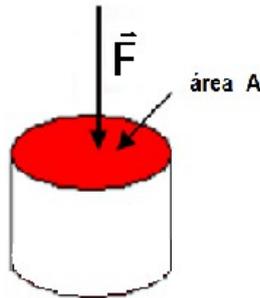


Figura 3 - Pressão de uma força sobre uma superfície

As unidades mais usuais de pressão são:

$$u(p) = \{N/m^2 = Pa \text{ (pascal)} ; lbf/in^2 \text{ (psi)} ; kgf/cm^2 ; bar ; atm ; mmHg...\}$$

2.2. Pressão Hidrostática

Para ilustrar este conceito, observe a Figura 11.

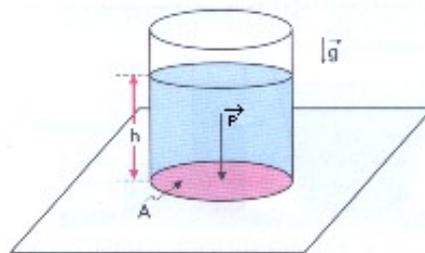


Figura 4 - Pressão exercida por uma coluna de líquido

Obs.: $h = TVD$ (*True Vertical Depth*).





2.2.1. Fator de conversão de unidades (Fc)

Para se fazer um ajuste de unidades de sistemas diferentes, usa-se o Fc.

onde: P_H (psi); ρ (lbf/gal) e h (m).
(lbf/gal) e h (ft).

onde: P_H (psi); ρ

2.2.2. Paradoxo da Hidrostática e TVD e MD

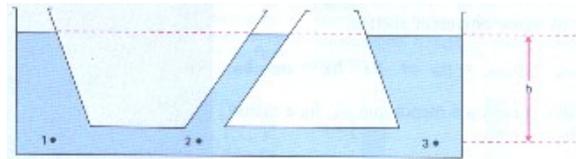


Figura 5 - O paradoxo da hidrostática

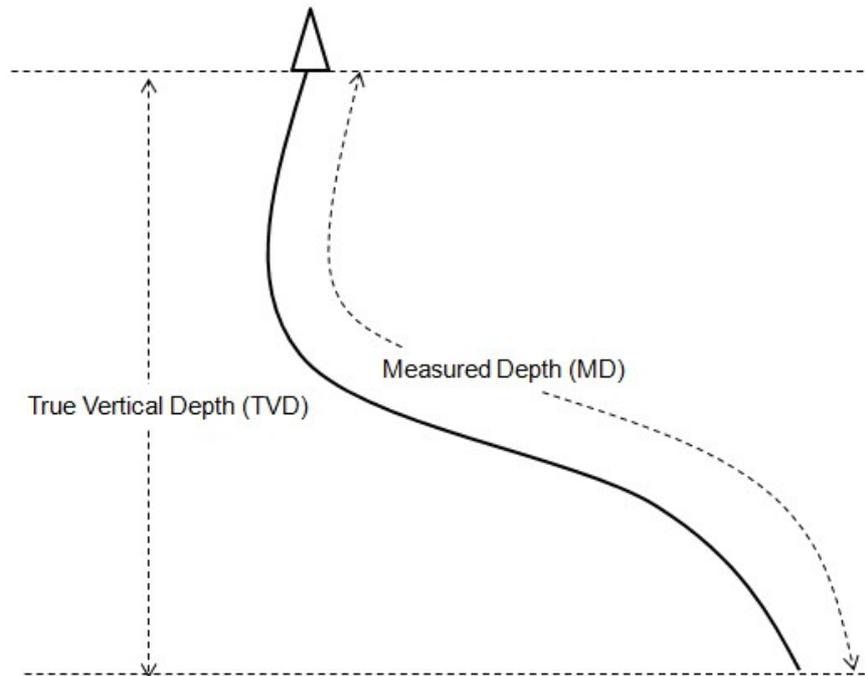


Figura 6 - TVD (True Vertical Depth) e MD (Measured Depth)





2.2.3. Diferença de pressão entre dois pontos de um fluido em equilíbrio - princípio fundamental da hidrostática

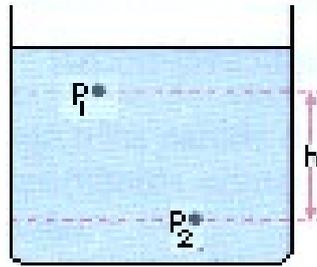


Figura 7 - Dois pontos de um fluido em equilíbrio

2.2.4. Pressão em um ponto do interior de um fluido em equilíbrio

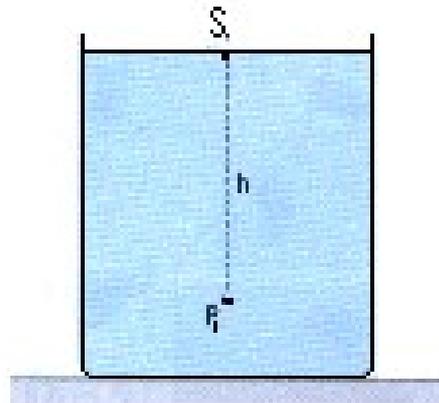


Figura 8 - Pressão em um ponto do interior de um fluido em equilíbrio

2.2.5. Pontos Isóbaros

Dois pontos situados em um mesmo nível de um fluido em equilíbrio suportam pressões iguais.



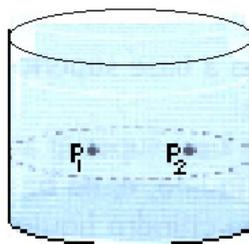


Figura 9 - Pontos isóbaros

3. Importância dos Fluidos de Perfuração

Os fluidos de perfuração devem ser especificados, de acordo com o trabalho a ser efetuado, considerando as condições geológicas, de forma a garantir uma perfuração ágil e segura. O fluido mais utilizado é o fluido a base de água.

3.1. Funções do Fluido de Perfuração

- Lubrificar e refrigerar a broca e a coluna de perfuração;
- Carrear cascalhos;
- Manter os cascalhos em suspensão numa parada de circulação;
- Produzir pressão hidrostática para equilibrar o poço (primeira barreira de proteção do poço);
- Fornecer informações sobre o fundo do poço;
- Contribuir para a sustentação das paredes do poço.

3.2. Tipos de Fluidos

- Fluido a base de água (lama a base de água);
- Fluido a base de óleo (lama a base de óleo);
- Fluido aerado (ar ou o próprio gás natural);
- Fluido sintético.

3.3. Cimentação

A cimentação consiste em restaurar a formação cortada pela broca, preenchendo o espaço entre o revestimento e as paredes do poço.





a) Cimentação Primária

Denomina-se cimentação primária a cimentação principal de cada coluna de revestimento, levada a efeito logo após sua descida ao poço. Seu objetivo básico é colocar uma pasta de cimento não contaminada em determinada posição no espaço anular entre o poço e a coluna de revestimento, de modo a se obter fixação e vedação eficiente e permanente deste anular. A figura 17 representa de maneira breve um intervalo de cimentação primária.



Secundária

São assim denominadas as demais operações de cimento realizadas no poço, excetuando-se a cimentação primária.

- **Tampões de Cimento** – Consistem no bombeamento para o poço de determinado volume de pasta, com o objetivo de tamponar um trecho do poço. São usados nos casos de perda de circulação, abandono definitivo ou temporário do poço, como base para desvios, compressão de cimento, etc.
- **Recimentação** – É a correção da cimentação primária, quando o cimento não alcança a altura desejada no anular ou ocorre canalização severa. O revestimento é canhoneado em dois pontos. A recimentação só é feita quando se consegue circulação pelo anular, através destes canhoneados. Para possibilitar a circulação com retorno, a pasta é bombeada através de coluna para permitir a pressurização necessária para a movimentação da pasta pelo anular.
- **Compressão de Cimento ou Squeeze** – Consiste na injeção





forçada de pequeno volume de cimento sob pressão, visando corrigir localmente a cimentação primária, sanar vazamentos no revestimento ou impedir a produção de zonas que passaram a produzir quantidade excessiva de água ou gás. Exceto em vazamentos, o revestimento é canhoneado antes da compressão propriamente dita.

3.4. Fluidos de Completação

São os fluidos utilizados nos poços revestidos para efetuar os trabalhos de completação, workover e limpeza dos mesmos em condição de segurança e sem danificar a formação.



Figura 10 - Fluido de Completação

3.4.1. Funções ou características

- Deve impedir a migração do fluido da formação para o poço;
- Não deve danificar a formação;
- Deve promover o carreamento de partículas sólidas que se encontrem no poço tais como: cimento, areia, detritos ou limalha;
- Deve ser limpo;
- Não deve ser corrosivo;
- Não deve trapear gás;
- Deve ser econômico (barato).





3.4.2. Tipos de fluidos mais utilizados

a) **Base água:**

- água doce com 1% de kcl e desemulsificante (62,4 lb / pé ³);
- água doce com cloreto de Sódio (nacl) (peso até 74,0 lb / ³);
- água doce com Cloreto de sódio + Cloreto de Cálcio (75 a 82 lb / pé);

b) **Fluidos gelificados:** água com polímero orgânico. Bem mais caro, usado eventualmente quando ocorre grande perda com petróleo ou água adensada.

Outro recurso utilizado para estancar perdas, são os tampões de Calcita ou de Risol.

Existe tecnologia desenvolvida para a preparação e uso de outros tipos de fluidos como: espuma, emulsões, óleos viscosificados etc., porém, na prática estes fluidos quase não são utilizados na UN-BA.

O “overbalance” ou diferencial de pressão que um fluido deve ter é de 15kg / cm ² para campos ou poços de desenvolvimento e de 20kg / cm ² para poços pioneiros.

Normalmente as programações citam as pressões das formações, pelo menos a pressão estática esperada, e já especificam o fluido a ser utilizado no poço. Se quisermos conferir, basta calcularmos a P.H. e compará-la à P. E. para nos certificarmos de que o diferencial está adequado, observe que na produção o peso específicos dos fluidos são expressos em lb / pé ³.

3.4.3. Packer fluid

É o fluido que deve ser deixado sobre um packer (no anular) ao equiparmos o poço. Este fluido deve conter inibidor de corrosão.

Todos os fluidos utilizados na produção, exceto o petróleo, são confeccionados na estação de lama do GEFLAB ou seja, chegam na sonda pronto para o uso. Já o petróleo é solicitado das estações coletoras dos campos, sendo que nem todas elas têm instalações adequadas para tal fim.





Todo o sistema por onde o fluido passa, desde os tanques de transporte, sucção, bomba, tanque da sonda e linhas de ataque e retorno, deverão estar bem limpos para não contaminar o fluido e posteriormente danificar a formação.

3.4.4. Fluidos utilizados na completção

- a) **Água do mar** é para limpeza do poço. não pode entrar em contato em contato com a formação produtora (formação de precipitados).
- b) **Água do mar adensada** é para limpeza; fluido de corrente; fluido para squeeze.
- c) **Solução salina** é fc padrão: água industrial + adensidade = aditivos
- d) **Colchão de limpeza** é a base de bentonita, para carreamento de solidos (corte de cimento). não deixar entrar em contato com canhoneados.
- e) **Colchão viscoso** é a base de polímeros (cellosize). para carreamento de sólidos e combate a perda. pode entrar em contato com canhoneados.
- f) **Colchão lavagem** é a base de detergente para remoção de lama a base óleo
- g) **Tampões de perda** são para combater a perda de circulação. fabricado a base de polimeros (cellosize), resinas 9 J – 237; J – 330) ou agentes obturantes (calcita).

3.4.5. CUIDADOS NO PREPARO E CONSERVAÇÃO DO FLUIDO

O Fluido de completção deve:

- ser isento de detritos
- ser compatível com a formação
- ser anti-corrosivo
- lavar rigorosamente tanques e linhas;
- checar funcionamento das válvulas e drenos dos tanques com água do mar;





- impedir que pedaços de sacos, cordas, copos plásticos, pontas de cigarros, etc., sejam atirados aos tanques de fluido

3.4.5.1. Estabilizadores de argilas

Evitam o inchamento da argilas as quais tamponam os poros da rocha (queda na produtividade):

- cloreto de potássio (KCL)
- cloreto de amônio (NH³ CL)
- sempre que possível, filtrar fluido preparado em elementos de 25 micra e 2 a 5 micra
- não usar bentonita e evitar polímeros para vedar calha e válvulas

3.4.5.2. Inibidor de corrosão / bactericida

- dicromato de sódio

3.4.5.3. Regulador de pH - ajuste de acidez ou alcalinidade

- soda cáustica (NaOH)

3.4.5.4. Polímeros

- espessantes viscosificam o fluido
- hidróxi - etil celulose (CELLOSIZ - HEC)

3.4.5.5. Combate a perda

- resinas solúveis: J - 330; J - 247

3.5. Propriedades de um fluido de perfuração

3.5.1. Propriedades físicas: massa específica ou densidade absoluta e peso específico

A massa específica, ou densidade absoluta, é a massa por unidade de volume do fluido. O peso específico é o peso por unidade de volume do fluido. O peso específico do fluido de perfuração, comumente chamado de peso da





lama, é o responsável pela pressão hidrostática no interior do poço. Para se aumentar a densidade de um fluido usam-se aditivos como a baritina, ou seja, sulfato de bário (BaSO_4).

3.5.1.1. Principais unidades de massa específica

É comum encontrar a densidade expressa nas seguintes unidades:

$$u(d) = \{ \text{g/cm}^3 ; \text{kg/m}^3 ; \text{kg/l} ; \text{lb/gal (ppg)}, \text{mg/L} \dots \}$$

$$\text{Ex.: } d_{(\text{água doce})} = 1 \text{ g/cm}^3 = 8,34 \text{ lb/gal.}$$

$$d_{(\text{água salgada})} = 1,07 \text{ g/cm}^3 = 9,0 \text{ lb/gal.}$$

$$d_{(\text{lama API/Padrão})} = 1,2 \text{ g/cm}^3 = 10 \text{ lb/gal.}$$

3.5.1.2. Peso específico de uma substância (ρ)

É definido como a razão entre a intensidade do peso (P) e o volume (v) da substância, ou seja:

3.5.1.3. Principais unidades de peso específico

É comum encontrar o peso específico expresso nas seguintes unidades:

$$u(\rho) = \{ \text{N/m}^3 ; \text{kgf/L}; \text{lbf/gal} \dots \}$$

$$\text{Ex. : } \rho_{(\text{água doce})} = 8,34 \text{ lbf/gal.}$$

$$\rho_{(\text{água salgada})} = 9,0 \text{ lbf/gal.}$$

$$\rho_{(\text{lama API/Padrão})} = 10 \text{ lbf/gal.}$$

Observações:

- Se um fluido possui peso específico menor do que 6 lbf/gal este será classificado como um gás.
- Se o peso específico de um fluido é maior do que 7,7 lbf/gal e menor do que 8,34 lbf/gal este será classificado como um óleo.

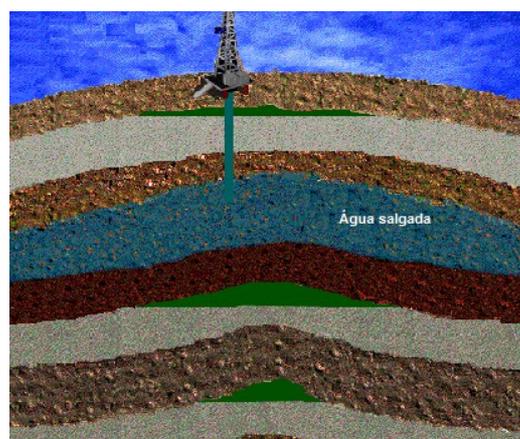
3.5.2. Propriedades químicas: salinidade, acidez e alcalinidade

A salinidade mede a concentração de sais no fluido, e é avaliada pelo teste de cloretos (Figura 19). Pelo teste de cloretos é possível saber se o poço





encontra-se numa zona de roça de sal, se contém água salgada no poço (Figura 20), por exemplo. A acidez e a alcalinidade medem o potencial hidrogeniônico (pH) do fluido. A escala de pH varia de 0 a 14. Sendo alguns intervalos característicos: pH = 7 (lama neutra); 0 pH < 7 (lama ácida); 7 < pH 14 (lama alcalina). Em geral usa-se lama alcalina (pH 9). Para se reduzir a acidez de um fluido a base d'água adiciona-se soda cáustica (NaOH) e para fluidos sintéticos o hidróxido de cálcio (CaCO₃).



3.5.3. Propriedades reológicas: viscosidade, viscosidade plástica, força gel e limite de escoamento

A reologia é o ramo da física que estuda as propriedades mecânicas dos corpos elásticos, por exemplo, os coloides (substâncias constituídas de partículas sólidas e líquidas ou sólidas e gasosas). Os coloides se classificam em: sol, emulsão, gel e aerossol. A lama utilizada nos processos de perfuração é um coloide do tipo gel. Segundo Machado (2002) a etimologia da palavra *rheologia* tem raiz e vai buscar significado nos vocábulos gregos *rheo* = deformação e *logia* = ciência ou estudo. Portanto, reologia é a ciência que estuda como a matéria se deforma ou escoam, quando está submetida a esforços originados por forças externas.

Ainda de acordo com Machado (2002) a viscosimetria é um segmento da mecânica dos fluidos que consiste na prática experimental de medir a resposta reológica dos fluidos, considerados puramente viscosos, onde a componente





elástica possa ser desprezada. Esta se preocupa com a caracterização de um fluido viscoso através de instrumentos de medida, procedimentos e métodos. Consiste, portanto na medição de grandezas físicas, tais como velocidade angular, torque, ângulo de deflexão, tempo, etc., que possam ser transformadas em unidades de tensão e de taxa de cisalhamento, conseqüentemente, de viscosidade, através de equações deduzidas a partir de princípios e leis da mecânica clássica. Os instrumentos ou equipamentos usados para medir estas grandezas são denominados de *viscosímetros* ou *reômetros*.

A viscosidade de um fluido é caracterizada por sua resistência ao fluxo, ou movimento relativo de quaisquer de suas partes devido ao atrito interno entre elas. A viscosidade de um fluido pode ser alterada por aditivos como a bentonita. A viscosidade plástica de um fluido é caracterizada pela concentração das partículas sólidas do fluido.

A força gel de um fluido é caracterizada pela sua resistência às variações de sua velocidade (inércia do fluido).

O limite de escoamento é caracterizado pela interação eletroquímica das partículas sólidas do fluido.

Nas plataformas de petróleo é comum encontrar o viscosímetro de orifício conhecido como funil Marsh. Tal equipamento é composto de um tubo ou orifício, geralmente disposto na vertical, com comprimento pequeno quando comparado ao seu diâmetro. Machado (2002) afirma que a indústria tem usado o viscosímetro de orifício devido à simplicidade e rapidez na operação, tornando-se úteis para determinações relativas de fluidos newtonianos ou não-newtonianos. Para investigações mais qualificadas, entretanto, os resultados medidos são imprecisos e difíceis de serem interpretados.

Como exemplos de viscosímetros de orifícios disponíveis no mercado, podemos destacar o *Saybolt Universal*, o *Ford* e o *Funil Marsh* (Figura 20), pelos Estados Unidos, o vaso *Redwood*, pela Inglaterra, o vaso *Engler*, pela Alemanha, e o *Barbey*, pela França.



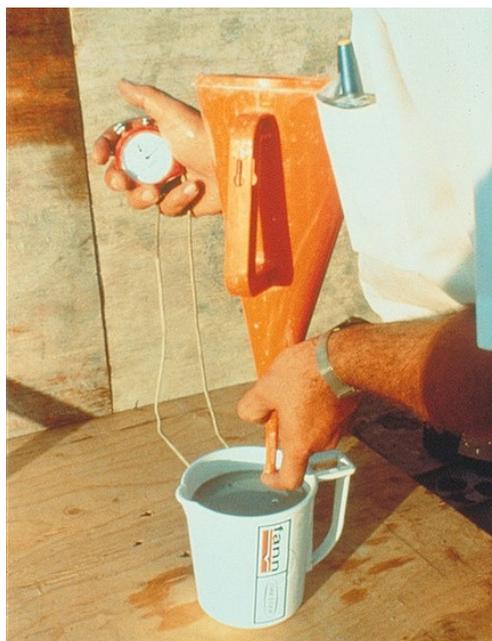


Figura 11 - Viscosímetro de orifício (funil Marsh)

Fonte: <farm3.staticflickr.com/2257/1983248349_7be0d52748_z.jpg?zz=1>

A concepção original, ainda segundo Machado (2002), desses viscosímetros se fundamenta na lei de *Hagen-Poiseuille*, que estabelece que o tempo de fluxo de um volume fixo de fluido através de um capilar é proporcional à viscosidade do fluido.

A viscosidade *Marsh* mede o tempo (em segundos) que um determinado volume de fluido leva para passar por um funil, dando uma medida qualitativa da viscosidade do fluido. A medição é chamada de viscosidade de funil e é uma razão entre fluxo e tempo. Geralmente, é a medida de tempo para o escoamento de um quarto de galão (aproximadamente 946 mL).

Existem também os viscosímetros rotativos, por exemplo, o *Fann V. G. Metter* mod. 35 A (Figura 21). Segundo Machado (2002) o princípio de funcionamento baseia-se na rotação de um corpo cilíndrico, cônico ou circular, imerso em um líquido, o qual experimenta uma força de resistência viscosa, quando se impõe uma velocidade rotacional ao sistema. A grande vantagem destes viscosímetros é que as medidas podem ser efetuadas de modo contínuo por longos períodos de tempo, para uma certa condição de tensão e de taxa de cisalhamento. Portanto, outras medidas poderão ser efetuadas na mesma amostra e no mesmo instrumento, sob outras condições. A





dependência da viscosidade com o tempo, isto é, a característica tixotrópica ou reopética, pode ser estudada nos viscosímetros rotativos, atributo impossível nos viscosímetros tubulares e capilares.



Figura 12 - Viscosímetro rotativo (Fann VG Metter modelo 35 A)

Machado (2002) ainda comenta que o viscosímetro Fann VG Metter 35 A está baseado no projeto original da Socony-Mobil Oil Company, cuja intenção era medir as propriedades aparente e plástica, e o limite de escoamento dos fluidos de perfuração nos campos de petróleo. O equipamento, portanto, apesar de ter sido projetado inicialmente para utilização no campo pode servir para estudos mais apurados em laboratórios de pesquisa e de apoio ao ensino. A determinação imediata das viscosidades aparente, da viscosidade plástica, do limite de escoamento, ou do índice de consistência e do índice de fluxo, torna-o versátil e rápido para utilização no campo. A construção de reogramas torna o seu uso possível nos laboratórios.

Pela Figura 23 é possível verificar exemplos de equipamentos utilizados nas medições das principais propriedades dos fluidos de perfuração.





Figura 13 - Kit para determinar a viscosidade de funil Marsh e o pH do fluido de perfuração. Copo graduado, fita de papel para determinar o pH, funil marsh e cronômetro

Fonte: <www.proac.uff.br/petroleo/sites/default/files/02_Kit_ViscosidadeMarshpH.PNG>

A Figura 24 contém um exemplo da prensa filtro, utilizada para realizar uma filtração estática a baixa pressão. Essa propriedade mede a perda de fluido (em mililitros) através de um papel de filtro sob determinada condição de pressão (100 psi) e à temperatura ambiente. É possível ter uma ideia da quantidade de filtrado do fluido de perfuração que invade uma formação permeável. Essa invasão ocorre porque, em condições normais de perfuração, o fluido exerce uma pressão hidrostática superior à pressão da formação, o que provoca a invasão do fluido. Assim, essa invasão é controlada pela formação de um reboco, formado pelos aditivos sólidos nele contido.



Figura 14 - Filtro Prensa para avaliar as propriedades da torta de filtração

Fonte: <www.proac.uff.br/petroleo/sites/default/files/07_Filtro_Prensa.JPG>





4. Gerenciamento de Riscos

4.1. Considerações Iniciais

A implantação do Sistema de Gestão de Segurança e Saúde no Trabalho, de forma que uma estrutura adequada de responsabilidades e ações seja bem definida e haja uma boa análise das informações, a empresa poderá alcançar o máximo em SST, otimizando seus recursos financeiros, humanos, tecnológicos e materiais disponíveis na empresa.

A ausência de um Sistema de Gestão de Segurança e Saúde no Trabalho prejudica no gerenciamento dos riscos, podendo permitir altos índices de acidentes e doenças do trabalho. A maior prejudicada é a força de trabalho que não está coberta com um sistema de prevenção de acidentes e doenças ocupacionais. Os efeitos danosos à saúde dos trabalhadores podem ser percebidos a curto ou a longo prazo, trazendo a diminuição da capacidade laborativa parcial ou total de maneira temporária ou até permanente. De toda forma a empresa tem um impacto decrescente na produção, um ambiente de trabalho negativo com trabalhadores desmotivados e um comprometimento na qualidade de seus produtos, ameaçando a imagem da companhia.

4.1.1. Procedimentos para a Gestão de Riscos

- a) As avaliações de riscos constituem um processo de suporte e as recomendações geradas nesses estudos são fruto da percepção da equipe envolvida, a partir da aplicação de técnicas estruturadas para identificação de perigos, possuindo caráter estritamente técnico. A implementação dessas recomendações deve ter sua viabilidade avaliada gerencialmente, a partir da aplicação da filosofia "ALARP" (As Low As Reasonable Practicable - Tão baixo quanto razoavelmente praticável). Quando aprovadas, tais recomendações se tornam objetivos relacionados à SMS, cujo controle e provisão dos recursos necessários à sua implementação cabem ao gestor do projeto ou processo.
- b) As recomendações geradas a partir dos estudos de riscos podem eventualmente inserir mudanças nas instalações e a sua implementação, portanto, deve ser gerenciada durante a fase de implantação do projeto e durante a fase de operação.
- c) Os perigos relacionados à segurança das instalações, associados às





falhas operacionais, devem ter seus riscos avaliados através de Análise Preliminar de Riscos.

d) Os perigos relacionados à execução das tarefas são identificados através da Análise Preliminar de Risco das tarefas, quando da emissão da Permissão para Trabalho - PT. Os riscos a eles associados são considerados, em princípio, como não toleráveis, exigindo a adoção de medidas de controle. Caso estas medidas não possam ser implementadas, as tarefas não serão realizadas.

e) A criação de um Manual de Segurança estabelece requisitos mínimos e as condutas a serem seguidas nas várias atividades de trabalho desenvolvidas a bordo das plataformas, com o intuito de minimizar os riscos identificados e prevenir a ocorrência de acidentes e incidentes. Devemos focar nos novos projetos, ou seja, na documentação de Engenharia do projeto de uma plataforma de petróleo a ser construída. O projeto é dividido em Projeto Básico e Projeto de Detalhamento, onde em cada fase são definidos os Estudos de Riscos aplicáveis.

4.1.2. Descrição dos Estudos de Riscos

a) Análise Preliminar de Riscos – APR: Técnica indutiva estruturada para identificar perigos decorrentes de falhas de instalações ou erros humanos, bem como suas causas e conseqüências e avaliar qualitativamente seus riscos impactando a Segurança Pessoal, Meio Ambiente, Instalação e Imagem da Empresa. Na Figura 24, é mostrada a planilha para a elaboração da APR.





Planilha de APR

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS													
Instalação:		Subprocesso:						Pag:					
Processo		Documentos:											
Perigo	Causas	Possíveis Efeitos	Modos de Detecção/Salvaguardas	Classificação				Observações/Recomendações	Cenário				
				Severidade		Risco							
				SP	P	M	I	SP	P	M	I		
Onde:		SP: Segurança Pessoal P: Patrimônio				M: Meio Ambiente I: Imagem da Empresa							

Figura 15

b) Estudo de Perigo e Operabilidade – HAZOP: Técnica estruturada para identificar perigos de processo e potenciais problemas de operação utilizando palavras-guias associadas a parâmetros de processo, para avaliar qualitativamente desvios de processo, suas causas e consequências. Na Figura 25 é mostrada a planilha para a elaboração do HAZOP.

Planilha de HAZOP

ANÁLISE DE PERIGOS E OPERABILIDADE						Data:
Instalação:		Área		Processo:		Pag:
Nó:			Documentos:			
Desvio	Possíveis Causas	Possíveis Consequências	Modos de Detecção/Salvaguardas	Observações / Recomendações	Cenários	

Figura 16

c) Estudo de Dispersão de Gases: Esta análise deve ser desenvolvida com o objetivo de avaliar o comportamento dos vazamentos de gás e definir o número e a localização otimizada de detectores de gás hidrocarboneto em áreas abertas.





O estudo deve definir pontos de detecção que atendam principalmente a liberações iniciais (início de vazamento) que devem ser monitorados preliminarmente antes mesmo da detecção dos instrumentos do processo e da ocorrência dos eventos de incêndio e de explosão. O estudo é feito com simulação dos casos em fluidodinâmica computacional considerando as 4 direções de vazamento e 8 direções de vento a fim de validar a locação dos detectores.

d) **Estudo de Incêndio:** Esses estudos visam a avaliar o comportamento das estruturas e equipamentos da plataforma no caso de incêndio. É elaborado a partir do resultado da APR, onde são selecionados cenários críticos de pequenos e grandes vazamentos de hidrocarbonetos. Com o resultado das modelagens são sugeridas recomendações como instalação de proteção passiva e/ou redução de inventário através de colocação de válvulas de segurança.

e) **Estudo de Explosão:** É o estudo aplicado para o dimensionamento das estruturas da plataforma baseado nos valores de sobre pressão advindas de uma explosão. Também deverá considerar os cenários críticos de vazamentos de hidrocarbonetos, sua composição, pressão e temperatura. A modelagem da explosão está diretamente ligada a geometria 3D da plataforma e o grau de confinamento do ambiente a ser simulado. A partir dos resultados da sobre pressão resultante do estudo, ações de mitigação deverão ser propostas, como reforço de estrutura, proteções adicionais, melhora da ventilação, novo arranjo de layout, etc.

4.1.3. Alteração de Projetos

Alteração de Projetos (Mudanças): Durante a fase de operação algumas mudanças nos projetos originais da plataforma podem ocorrer, sendo que a alteração dos riscos deve ser analisada. Nessa fase os estudos de riscos citados poderão ser aplicados.

Deve-se proceder um gerenciamento das mudanças em uma plataforma durante a fase de operação.

Um especialista em Análise de Riscos, ao verificar o projeto, deve indicar qual(ais) estudo(s) deverá ser elaborado ou revisado. A indicação da





necessidade de um estudo deverá ser acompanhada da metodologia a ser aplicada e em qual fase do projeto o mesmo será desenvolvido.

4.2. Plano do Poço

Bom planejamento é, talvez, o aspecto mais exigente de engenharia de perfuração. Ele exige a integração dos princípios de engenharia, filosofias corporativas ou pessoais, e os fatores de experiência. Embora os métodos de planejamento e práticas variem dentro da indústria de perfuração, o resultado final deve ser uma perfuração segura, de custo mínimo, que satisfaça os requisitos do engenheiro de reservatório para a produção de óleo/gás.

A segurança deve ser a maior prioridade no planejamento do poço. Considerações do pessoal devem ser colocadas acima de todos os outros aspectos do plano. Em alguns casos, o plano deve ser alterado durante o curso de perfuração do poço de, quando os problemas imprevistos colocam em perigo a tripulação. A falta em salientar a segurança da tripulação tem resultado em perda de vidas, indivíduos queimados ou incapacitados permanentemente.

A segunda prioridade envolve a segurança do poço. O plano também deve ser projetado para minimizar o risco de explosões e outros fatores que poderiam criar problemas. Esta exigência de projeto deve ser seguida rigorosamente em todos os aspectos do plano.

5. Causas de Kicks

Levantamentos estatísticos realizados no Brasil mostraram que aproximadamente a metade das erupções descontroladas (*blowouts*) em poços de petróleo, em terra e em mar, ocorreu durante as operações de manobra.

Um *kick* pode ocorrer a qualquer momento, desde que a pressão dos fluidos da formação se torne maior do que a pressão hidrostática do interior do poço.

5.1. Redução do peso ou do nível do fluido de perfuração





5.1.1. Redução da pressão hidrostática

Sabe-se que a pressão hidrostática de uma coluna de fluido, depende do peso específico do fluido considerado e da altura da coluna. Portanto quando pelo menos um desses elementos sofre variação, tem-se variação da pressão hidrostática. Existem alguns casos em que se tem redução da pressão hidrostática, tais como:

a) Perda total de circulação

A perda de circulação total faz com que o nível de lama (h) no poço caia, diminuindo conseqüentemente a pressão hidrostática da lama. Quando isto ocorre e o nível de lama no poço diminui seguido de uma recuperação desse nível é porque o poço começa a produzir.

Esta condição é verificada normalmente em áreas onde há reservatórios de calcário fraturado ou de permeabilidade tipo vugular, decorrente de uma perda total.

b) Não completar o poço devidamente durante as manobras

Os *kicks* que ocorrem durante as operações de manobra podem ser consequência da redução de pressão hidrostática da lama, devido a redução da altura (H), causada pela falta de enchimento do poço com o volume de lama correspondente ao volume de aço retirado, além disso durante a retirada da coluna, ocorrerá uma redução adicional na pressão de fundo devido ao pistoneio hidráulico.

Estas são as principais causas da ocorrência de *kicks* durante as manobras. Toda ênfase deve ser dada no sentido de alertar a turma para o fato de que durante as manobras, para efeito prático, é como se o peso da lama tivesse sido reduzido devido ao pistoneio e a pressão hidrostática é reduzida devido a perda de nível da lama no poço.

Para se evitar um *kick* durante a manobra, o poço deve ser preenchido com um volume de lama equivalente ao volume de aço que é retirado do poço, além dos cuidados para evitar o pistoneio, que veremos adiante.

c) Causas durante as manobras

Usava-se completar o poço a cada retirada de 3 a 5 seções de tubos do





mesmo, hoje porém, se mantém o poço devidamente abastecido através do tanque de manobra, ou *trip tank*, monitorando-se o volume de aço retirado.

É fundamental que se tenha um programa de ataque constante ao poço, calculando-se, para isso, o volume de lama a ser bombeado para suprir o volume de aço a ser retirado. A redução Δh , em metros, do nível de lama que provoca uma redução Δp , em psi, na pressão do fundo do poço, pode ser dada pela relação:

, onde:

ρ é o peso específico da lama em lbf/gal.

O volume de aço $V_{aço}$, em barris, que provoca a queda Δh , em metros, no nível de lama pode ser calculado por: $V_{aço} = (C_{rev} - C_{aço}) \cdot \Delta h$, onde:

C_{rev} = capacidade do revestimento em bbl/m;

$C_{aço}$ = capacidade do tubo em bbl/m.

O comprimento de tubos L_m , em metros, que provoca uma redução de pressão quando retirado do poço, é dado por:

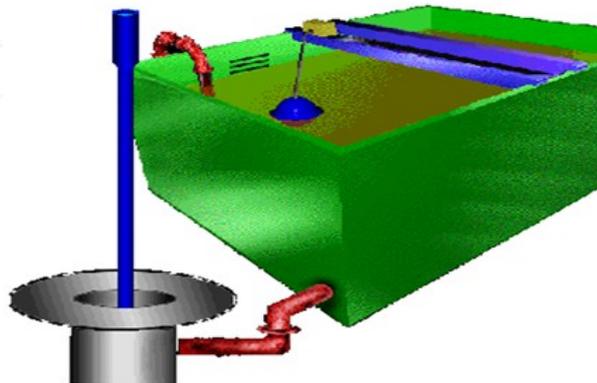


Figura 17 - Tanque de manobra (Trip Tank) para manter o poço cheio durante as manobras

d) Pistoneio

O pistoneio refere-se à ação pistão cilindro da coluna de perfuração no poço. Dois tipos de pistoneio podem aparecer na manobra da coluna de perfuração: o pistoneio hidráulico e o pistoneio mecânico. Assim detalhados:

Pistoneio mecânico: o pistoneio mecânico seria a remoção da lama a partir de um determinado ponto do poço devido ao enceramento da broca ou outra parte da coluna, reduzindo-se assim a hidrostática no interior da coluna, devido a redução da altura na mesma.





Uma vez detectado, deve-se voltar a coluna ao fundo do poço e circular na tentativa de desobstruir o encerramento.

No sentido de se evitar o efeito do pistoneio mecânico alguns cuidados devem ser observados: Retirar a coluna cuidadosamente, observando se há fluxo ascendente da lama.

Caso haja tal fluxo, circular visando remover os detritos da formação que estão encerrando a broca.

- Manter a lama devidamente condicionada, de modo a se ter peso específico, viscosidade e limite de escoamento adequado.
- Não conseguindo o desencerramento retirar a coluna lubrificando-a, isto é, retirar com circulação.

Pistoneio hidráulico: quando a coluna de perfuração vai sendo retirada do poço, a lama tende a acompanhar a ascensão dos tubos criando uma espécie de perda de carga ascendente, que reduz a pressão hidrostática no poço. Este efeito constitui-se no pistoneio hidráulico. O valor estimado do pistoneio hidráulico ΔP (também conhecido como *swab*) ou surge *pressure* que é o efeito de sobrepressão devido a descida da coluna e tem o mesmo valor do *swab*, pode ser calculado pela seguinte equação:

ΔP = pressão de pistoneio (psi);

L = comprimento da tubulação (m);

LE= limite de escoamento (lbf/100ft²);

VP = viscosidade plástica do fluido (cP);

Dh = Φ do poço ou Φ_{int} do rev. (in);

Dp = Φ externo da tubulação (in);

V = velocidade manobra (ft/min).

e) Redução do peso específico da lama

Caso a lama seja contaminada, de alguma forma, por um fluido mais leve, um kick poderá ocorrer quando for atingida uma formação permeável.

f) Surging

Quando a coluna de perfuração está sendo inserida no poço, a fricção





do fluido de perfuração que se movimenta contra as paredes da tubulação, causa um aumento de pressão no fundo do poço. Este aumento é chamado de *surging*.

Esta situação é de extrema importância em poços com uma margem muito pequena entre a pressão de poros e de fratura. Inserir a coluna muito rápido no poço, pode levar a uma fratura e perda de circulação.

5.1.2. Peso da Lama

a) Corte de lama por gás

À medida que os cascalhos de uma formação portadora de gás são transportados anular acima, o gás, inicialmente contido em seus poros, expande-se. A maior parte dele deixa esses poros e se incorpora à lama. Diz-se então que a lama está cortada por gás.

O corte de lama por gás não implica obrigatoriamente na presença de um kick, desde que a redução observada na densidade da lama seja provocada pela rápida expansão do gás quando se aproxima da superfície.

É importante que se faça uma verificação da redução da pressão no fundo do poço para cada ocorrência de corte de lama por gás e caso não seja aceitável, deve-se tomar uma ou mais das seguintes providências:

1. Reduzir a taxa de penetração;
2. Aumentar a vazão, se possível;
3. Parar a perfuração e circular a intervalos regulares, para limpar o poço.

Figura 18 - Lama limpa e lama cortada por gás

b) Como medir o efeito do corte de gás na pressão hidrostática da lama

Em qualquer caso, no entanto, é fundamental que o gás presente na lama seja removido antes de reinjetá-la no poço. Normalmente a lama cortada por gás não causa uma redução de pressão no fundo do poço suficiente para provocar um *kick*.

A razão da lama cortada por gás não causar uma grande redução na pressão do fundo do poço, se deve ao fato do gás ser compressível. A





hidrostática da lama acima do gás evita que o gás se expanda muito rapidamente. Se o volume de gás na lama é muito pequeno, a redução da pressão no fundo do poço será pequena.

Exemplos típicos de lama cortada por gás são mostrados na Figura 30.

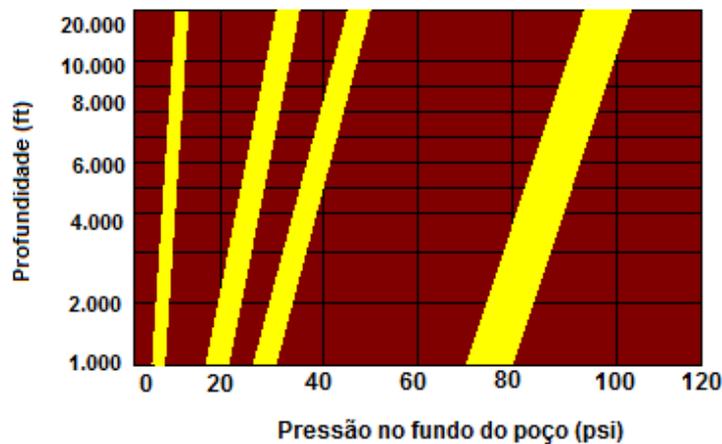


Figura 19 - Lama cortada por gás

É muito importante entender que a menor pressão no fundo, ocorre quando o gás está próximo a superfície. Isto ocorre porque a maior expansão do gás se dá junto a superfície, e faz com que a lama na linha de descarga fique mais leve.

A lama cortada por gás tem três diferentes origens.

Primeira, toda vez que uma formação portadora de gás é perfurada, o gás contido na rocha perfurada incorpora-se na lama. Neste caso o corte de gás é apenas uma indicação de que um reservatório ou de que um folhelho portador de gás foi encontrado, esse corte não depende do peso da lama. Se houver dúvida, a bomba de lama deve ser parada e verificar se o poço está fluindo.

A segunda razão para o corte de lama por gás deve-se à ocorrência de formações de baixa permeabilidade com pressão maior que a hidrostática da lama. Este tipo de corte por gás causa o que chamamos gás trapeado. Isto é um aviso de que as pressões estão crescendo no fundo do poço.

A terceira é que o corte de gás nas manobras e conexões ocorre quando a pressão da lama é quase igual a pressão da formação.

Quando a bomba de lama é desligada, a pressão no fundo do poço é reduzida de uma quantidade igual a perda de carga no anular. Quando a





coluna é retirada do poço, a pressão de fundo é reduzida ainda mais devido ao pistoneio hidráulico.

Assim, entre a perfuração e a retirada da coluna com a bomba parada há uma considerável diferença de pressão no fundo do poço. Esta diferença momentânea poderá causar um desbalanceamento que propiciará mais gás de conexão e de manobra.

A redução da pressão a uma determinada profundidade, devido ao corte da lama por gás, pode ser estimada pela equação de Strong-white:

, onde:

W = Massa específica do fluido na entrada (lb/gal);

W_g = Massa específica do fluido na saída (lb/gal);

W_e = Massa específica equivalente do fluido (lb/gal);

h = profundidade vertical do poço (m);

ΔP = decréscimo da pressão a uma profundidade h (m).

P_H = pressão hidrostática da lama original (psi) a uma profundidade h (m).

c) Corte da lama por água ou óleo

A contaminação da lama por esses fluidos também causará uma redução no seu peso específico o que poderá levar a um influxo se formações permeáveis forem atingidas. Assim sua detecção na superfície se torna muito importante.

5.1.2.1. Margem de Segurança para Manobra (MSM)

É o incremento do peso específico dado à lama para equilibrar a formação devido ao desbalanceio provocado pelo pistoneio hidráulico, relativo ao valor de duas vezes a perda de carga no anular, calculada em função da velocidade crítica na retirada da coluna, e pode ser calculada por:

, onde:

ΔP = pistoneio hidráulico;

h = profundidade do poço.





5.1.2.2. Margem de segurança de riser (MSR)

A Margem de Segurança de *Riser* é o incremento de peso que se deve adicionar ao peso específico da lama para equilibrar a pressão da formação em unidades flutuantes “DP” quando ocorre uma desconexão de emergência devido a uma redução da hidrostática da lama para a água do mar, esta não se sobrepõe a margem de manobra, adota-se a mais crítica.

5.2. Aumento da pressão da formação

A pressão da formação pode aumentar em função da geologia da área onde o poço se localiza. Os poços podem ser perfurados em áreas onde se encontram armadilhas (*traps*), ou a presença de óleo e gás. Tais estruturas, bem como processos que propiciam a presença de hidrocarbonetos, são causadores de altas pressões. Portanto altas pressões são comuns nos processos de perfuração.

O aumento da pressão da formação pode ocorrer por diferentes condições geológicas: falhas geológicas, presença de grandes estruturas, camadas espessas de folhelhos, formações espessas de sal, arenitos intercomunicáveis, etc.

a) Falhas geológicas

A pressão da formação normalmente aumenta com a profundidade. Porém, se rochas rasas se encontrarem deslocadas em relação a outras originais mais profundas, elas podem apresentar pressões mais altas do que as normais.

A passagem por uma falha durante a perfuração pode acarretar um rápido aumento de pressão da formação, gerando altas pressões em um curto espaço de tempo.

Quando há domos salinos próximos a área de perfuração, regiões de altas pressões podem ser encontradas em falhas localizadas ao redor dos mesmos. Pressões relacionadas a falhas são também comuns em regiões montanhosas, conforme a Figura 30.



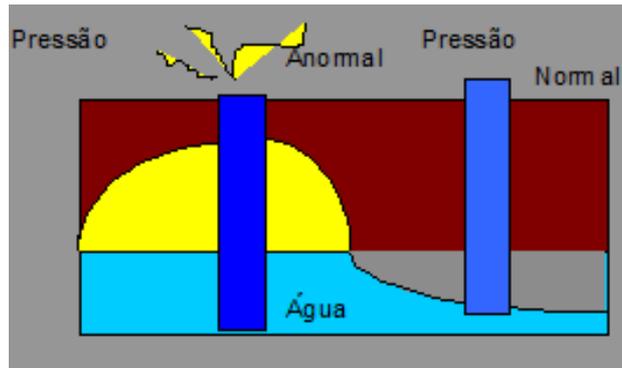


Figura 20 - Pressões relacionadas a falhas geológicas

b) Grandes estruturas

Nas deformações da crosta terrestre encontram-se reservatórios para o óleo e para o gás. Qualquer estrutura que contenha óleo ou gás pode apresentar pressões anormais acima do contato óleo-água, na zona do óleo ou do gás.

Como as grandes estruturas são as primeiras que se perfuram no programa de exploração pioneira, a equipe de perfuração necessita ter muito cuidado com o desenvolvimento das pressões em tais situações.

c) Camadas espessas de folhelhos

As camadas espessas de folhelhos podem conter no seu interior, zonas de transição e de alta pressão, por serem impermeáveis, restringem o movimento da água durante o processo de compactação.

Como os sedimentos são depositados inicialmente na superfície e com o tempo, passam a regiões mais profundas, maiores pressões são exercidas sobre as mesmas, a partir dos sedimentos que serão depositados acima. A água, o gás e o óleo trapeados dentro dos folhelhos não podem escapar rapidamente, desenvolvendo-se assim regiões de altas pressões.

O topo do folhelho pressurizado é muitas vezes coberto por uma camada mais dura de rocha. Quando tal camada de rocha é perfurada, tem-se um aumento de pressão e como consequência um aumento da taxa de penetração, conforme mostrado na Figura 31.



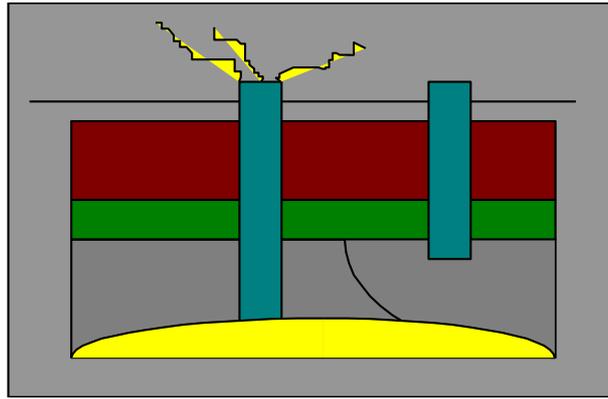


Figura 21 - Aumento de pressão e da taxa de penetração

d) Formações espessas de sal

Altas pressões são sempre encontradas dentro e abaixo de espessas camadas de sal, pois tais camadas são plásticas e transmitem todo peso litostático para as camadas subjacentes, conforme Figura 32.

Figura 22 - Formações espessas de sal

e) Arenitos intercomunicáveis

Altas pressões da formação podem ser produzidas por erupções prévias subterrâneas. Arenitos superiores podem tornar-se altamente pressurizados como resultados de um *blowout* ou de um poço mal abandonado, por exemplo.

No caso de um poço abandonado, o poço pode ter sido fechado com êxito, porém a pressão da zona inferior se transmite para o arenito ou reservatório superior. Quando um novo poço for perfurado, a equipe de perfuração, provavelmente desavisada, poderá encontrar arenitos rasos portadores de altas pressões (Figura 33).

Figura 23 - Arenitos intercomunicáveis

5.3. Fluxo intencional

5.3.1. Teste de Formação/Produção

Existem momentos durante a perfuração de um poço em que se





necessita efetuar um fluxo intencional (teste de formação ou teste de produção) para se avaliar o potencial da zona produtora, se houver kick durante o teste o fluxo será pelo anular e sua causa será ou o rompimento da formação ou vazamento no packer ou coluna de teste.

5.3.2. Completação

Outra situação em que se tem fluxo intencional é na completação do poço, pode-se também ter kick durante o canhoneio se o peso do fluido de completação for insuficiente ou durante o pistoneio para colocar o poço em surgência e neste caso só vazamento na coluna ou Packer poderia provocar um kick.





6. Abnormal Pressure Warning Singns

6.1. Mudança no formato e volume dos cascalhos

Os cascalhos provenientes de zonas de pressão anormalmente altas são maiores e alongados, apresentando extremidades angulares e superfície brilhante. A quantidade de cascalhos aumenta quando se está perfurando zonas altamente pressurizadas, resultando em problemas de aumento de torque e arraste e enchimento do fundo do poço com cascalhos após as conexões e manobras. As formações com pressão anormalmente alta possuem um teor de água maior que as com pressão normal devido ao fenômeno da sub compactação. Assim, os cascalhos provenientes das formações anormalmente pressurizadas, possuem densidades menores que os das formações normalmente compactadas.

6.2. Estado do Fluido de Perfuração

6.2.1. Ciclo do Fluido de Perfuração em um Poço

A maior parte da lama utilizada em uma operação de perfuração é recirculada em um ciclo contínuo:

- 1- A lama é misturada e mantida no tanque de lama.
- 2- Uma bomba extrai a lama do tanque e a transporta, através do furo central da tubulação de perfuração, para dentro do poço.
- 3- Ela emerge da tubulação de perfuração no fundo do poço, no qual a broca está raspando a formação rochosa.
- 4- A seguir, a lama inicia a viagem de volta até a superfície transportando pedaços de rocha, chamados cortes, que foram raspados da formação pela broca.
- 5- A lama sobe no anel tubular, o espaço entre a tubulação de perfuração e as paredes do poço. O diâmetro típico de uma tubulação de perfuração é aproximadamente 10 centímetros. No fundo de um poço profundo, o diâmetro pode alcançar 20 centímetros.
- 6- Na superfície, a lama é transportada através da linha de retorno da lama, uma tubulação que leva ao batedor de xisto.
- 7- Os batedores de xisto consistem de uma série de telas de metal vibratórias, utilizadas para separar a lama dos cortes. A lama goteja através das telas e





retorna ao tanque de lama.

8- Os cortes de rocha escorrem pelo deslizador de xisto para serem descartados. Dependendo das considerações ambientais e outras considerações, eles podem ser lavados antes do descarte. Alguns dos cortes são coletados para exame pelos geólogos, em busca de pistas do que está ocorrendo no fundo do poço.

6.2.2. Temperatura do Fluido de Perfuração

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

6.2.3. Teor de gás no fluido de perfuração

Aumento da concentração de gás de manobra e conexão medidas no detector de gás pode ser um indicativo de que a pressão de poros está aumentando.

6.2.4. Alterações nas propriedades do Fluido de Perfuração

Alterações na salinidade da lama e consequentes variações nas propriedades reológicas podem indicar contaminação do fluido de perfuração por água da formação com pressão anormalmente alta.

6.3. Consequências da falta de comunicação

Sabe-se que quanto mais cedo o kick for detectado e o poço fechado o volume ganho será menor e consequentemente menores pressões teremos e mais fácil será a sua circulação devido a maior margem de segurança para o controle, principalmente quando se projeta o poço considerando a tolerância de kick, mostrado na Figura 34.

Figura 24 - Margem de segurança na tolerância de um kick

6.3.1. Importância da rápida detecção do kick

Como visto quanto mais cedo fecharmos o poço melhores condições teremos para sua circulação, visto que aumentamos a área em destaque da Figura 34, que determina a margem de segurança na tolerância ao kick, tanto





no fechamento quanto para início da circulação.

Portanto, quanto mais cedo o kick for detectado e o poço fechado, teremos:

- a) minimizado o volume do kick;
- b) maior margem de controle;
- c) menores pressões desenvolvidas durante a circulação;
- d) evitado vazamento de gases venenosos;
- e) evitado poluição ambiental;
- f) evitado risco potencial de incêndio;
- g) evitado perdas de equipamentos e ou vidas humanas;
- h) maior facilidade do controle.





7. Detecção de um Kick

Existe uma sequência bem definida de eventos que precedem um *kick*. Quando perfurando, esta sequência de eventos sempre se processa segundo um modelo fixo, embora a falta de um sistema de alarme adequado possa dificultar a percepção de toda esta sequência.

7.1.1. Variação na taxa de penetração

A primeira indicação de um possível kick está ligada a um aumento na taxa de penetração. Para que o fluido da formação penetre no poço é necessário que esta formação seja constituída por rochas permeáveis. Rochas permeáveis quando penetradas pela broca provocam um aumento na taxa de penetração.

Quando perfurando rochas moles, normalmente uma seção de areia ao ser encontrada provoca um súbito aumento na taxa de penetração. Este aumento é variável podendo atingir até 300% em relação à taxa anterior. De qualquer forma, uma variação na taxa de penetração se constitui no primeiro indício de um possível kick. Não é um sinal de kick propriamente, mas sim um sinal de alerta para a mudança de condições no fundo do poço a qual poderá levar a um kick.

7.1.2. Aumento do fluxo de lama na linha de descarga

A primeira indicação de que um kick está ocorrendo corresponde a um aumento do fluxo de lama na linha de descarga. A entrada de um fluido qualquer no poço deve provocar um aumento no fluxo que retorna do poço.

O medidor de fluxo da linha de descarga é o melhor instrumento para dar o alarme sobre a ocorrência de um kick, embora certas condições como: Formações com baixa permeabilidade, perda de circulação ou mar agitado (em operações marítimas) possam mascarar as variações de fluxo na linha de descarga. A melhor prática consiste em não depender de um único indicador, mas sim em lançar mão do maior número possível de indicadores.

7.1.3. Aumento do volume da lama nos tanques

Um aumento no volume de lama nos tanques é uma indicação evidente





da entrada de fluido da formação para o poço. É uma indicação positiva que pode ser facilmente verificada e entendida. Infelizmente, no momento em que o aumento do volume de lama nos tanques for notado, pode acontecer que o kick tenha se tornado tão grande de modo a causar sérios problemas para seu controle. O medidor do volume de lama nos tanques não deve ser usado como o principal indicador da ocorrência de um kick, porque o medidor de fluxo na linha de descarga, além de mais sensível, dá uma indicação muito mais rápida. Mas se for notado um aumento no volume de lama nos tanques, fechar o poço e verificar se tem pressão.

7.1.4. Redução na pressão de circulação ou aumento na velocidade de bombeio

Uma redução na pressão de circulação com um conseqüente aumento na velocidade da bomba pode ser uma indicação de que um *kick* está ocorrendo. Neste caso o poço deve ser fechado e verificar a existência de pressões ou se o poço flui. Caso a pressão de bombeio aumente ou a velocidade da bomba diminua, isto pode indicar um funcionamento incorreto do atuador da bomba.

Contudo, sempre que ocorrer uma variação na pressão de bombeio ou na velocidade da bomba deverá ser tomado providências imediatas para detectar a causa do problema.

Uma variação lenta e gradativa na pressão de bombeio ou na velocidade da bomba poderá ser uma indicação de que um *kick* está reduzindo gradativamente a pressão exercida no fundo do poço ou que há um furo na coluna.

7.1.5. Alteração nas propriedades ou lama cortada por gás

A primeira indicação da ocorrência de um kick muito lento, ou de uma leve sudação da formação, corresponde a um corte contínuo da lama por água ou gás. Neste caso o peso da lama deve ser aumentado

7.2. Ocorrências de *kick* na perda de circulação

A perda de circulação faz com que o nível de lama no poço caia, diminuindo conseqüentemente a pressão hidrostática da lama. Quando isto





ocorre e o nível de lama no poço diminui seguido de uma recuperação desse nível é porque o poço começa a produzir.

7.3. Ocorrências de *kick* durante as manobras

Para evitar um *kick*, durante a manobra, o poço deve ser preenchido com um volume de lama equivalente ao volume de aço que é retirado do poço.

7.3.1. Poço aceitando menos lama do que o volume de aço retirado

Monitorar sempre o volume de aço retirado, através do tanque de manobra. Para monitoração deve-se previamente elaborar a régua de escalas para as diversas situações ou tubulações pertencentes a sonda, isto é deve-se estabelecer a escala para a coluna de perfuração (tubos de perfuração, HWs e comandos) tanto vazia quanto cheia e para as colunas de revestimento. Essa escala poderá ser identificada na prática quando se esta descendo a coluna no revestimento, e de acordo com as dimensões do tanque de manobra ela deve ser registrada para cada seção. Quando observar que o poço está recebendo menos lama que o volume de aço retirado, fechar o poço e observar se há pressão no *choke*.

Havendo pressão em reunião com o corpo técnico definir o procedimento de controle. Não havendo pressão, descer a coluna até o fundo e circular pelo menos um ciclo completo.

7.3.2. Poço devolvendo mais lama do que o volume de aço descido

Muitas vezes um *kick* ocorre ou só é notado durante a descida da coluna ao fundo do poço. Este tipo de *kick* pode ser devido ao não enchimento correto do poço durante a retirada dos comandos, à perda de circulação ou ao enchimento inadequado durante a retirada dos tubos de perfuração. Normalmente, quando da descida da coluna de volta ao fundo do poço, o poço flui durante ou logo após a descida da seção, devido ao deslocamento da lama pela tubulação.

Caso esteja ocorrendo um *kick*, o intervalo sem fluxo torna-se menor e o poço eventualmente começa a fluir continuamente durante a descida. Quando isto ocorre, provavelmente uma destas três coisas está acontecendo:





- O poço pode ter sido pistoneado ou pode ter sido permitida a entrada de fluido de formação para o poço (sem que isto tenha sido notado) durante a manobra para retirada da coluna.
- O surgimento de pressões provocado pela descida da coluna pode ter induzido uma perda de circulação com o conseqüente abaixamento do nível de lama no poço.
- O poço não foi preenchido de forma correta, provavelmente durante a retirada dos comandos.

Então o poço deve ser imediatamente fechado e lida e registrada a pressão no choke. Em reunião com o corpo técnico definir o procedimento de controle. Há a necessidade de monitoração dos volumes também na descida de ferramentas através do tanque de manobra devido a sobre pressão “*Surge Pressure*” que pode provocar uma perda de circulação, logo devem ser tratadas e calculadas da mesma maneira como no caso do pistoneio hidráulico anteriormente descrito.

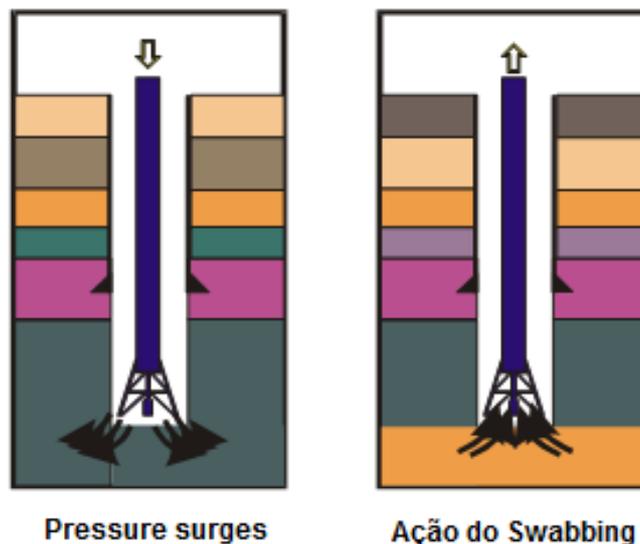


Figura 25 - Exemplo do efeito de surge

7.4.Flow Check

Em algumas situações em que a detecção do kick não é clara, usa-se o procedimento de parar a mesa rotativa, posicionar a coluna e desligar as bombas para verificar se continua a haver fluxo no poço, em caso positivo então, toma-se a atitude de fechamento do poço, tal procedimento denomina-se Flow Check.





O aspecto negativo de tal procedimento é a perda de tempo com a possibilidade de aumentar o volume ganho no kick. Portanto muitas vezes despreza-se tal comportamento, preferindo-se diante de qualquer indício de kick o imediato fechamento do poço.

7.5. Well Monitoring Alarms

Uma variação de tipos de broca pode mascarar uma possível pausa na perfuração. Neste evento, o primeiro sinal pode ser um aumento na taxa de retorno ou nível dos tanques causados pelo influxo dos fluidos da formação. Dependendo da produtividade da formação, o influxo pode ser rápido ou virtualmente imperceptível. Portanto, o influxo pode ser considerável mesmo antes de ser notado. Nenhuma mudança no nível dos tanques ou taxa de retorno deve ser ignorada, logo há a necessidade do uso e ajuste dos alarmes de ganhos no tanque e retorno de fluido (pit level, flow rate).

7.6. Dificuldade da detecção de um kick em águas profundas

O volume do fluido invasor no poço deve ser o mínimo possível. Em sondas flutuantes operando em águas profundas (300 a 1500 m) e ultra profundas (acima de 1500 m), este aspecto é extremamente relevante em virtude das complicações e particularidades inerentes ao controle de poço nesses de ambiente de operação. A pronta detecção do kick torna-se assim imperativa. Essas complicações e particularidades são, em sua maioria, devidas ao tipo e a configuração dos equipamentos de segurança de poço utilizados nessas unidades flutuantes.

As principais complicações advindas da utilização desse sistema e agravadas com o aumento da profundidade d'água são as seguintes:

- ocorrência de baixas pressões de fratura das formações;
- existência de perda de carga por fricção excessiva na linha do choke;
- necessidade de ajustes rápidos na abertura do choke, quando o gás entra na linha do choke e, posteriormente, quando ele a deixa, em razão





da grande diferença entre a área transversal do espaço anular e da linha do choke;

- existência de baixas temperaturas (em torno de 4° C) na cabeça submarina do poço, causando um resfriamento do fluido de perfuração e, assim, tornando-o mais viscoso e com maior propensão à formação de hidratos no BOP;
- possibilidade de haver gás no riser, após fechamento do BOP;
- possibilidade de haver gás aprisionado abaixo do BOP, após a circulação de um kick;
- uso de um incremento na massa específica do fluido de perfuração (Margem de Segurança do Riser), em virtude da possibilidade de desconexão de emergência;
- utilização do procedimento conhecido com o nome de hang-off no fechamento do poço. O hang-off consiste em apoiar parte do peso da coluna de perfuração por uma das suas conexões na gaveta de tubos fechada do BOP submarino.

7.7. Falsos Indicadores de um kick

7.7.1. Ganho de lama nos tanques

As causas para que isso ocorra podem ser:

- Adições na superfície: pode ocorrer por fabricação, tratamento ou transferência de fluido de perfuração;
- Fluxo da formação: neste caso um kick está ocorrendo.

7.7.2. Diminuição do nível de lama nos tanques

As causas para que isso aconteça são:

- Controle de sólidos: a remoção dos mesmos na superfície resulta no decréscimo do nível de lama nos tanques;
- Descarte de lama: a retirada da lama dos tanques;
- Transferência do fluido de um tanque a outro;
- Perda de circulação: corre-se o risco de um kick.





7.7.3. Mudança na taxa de penetração

As razões para que isso aconteça podem ser:

- Aumento na taxa de penetração como função do peso sobre a broca, da formação, da rotação da mesa, caso não se utilize um top drive e na vazão da bomba, apenas para formações moles onde a hidráulica perfura;
- Mudança na formação: há uma mudança gradativa na taxa de penetração;
- Formação de pressão elevada resultando num rápido incremento da taxa, sendo um indício de kick.

Procedimentos de Fechamento de Poço e Verificação

8. Métodos de fechamento e verificação

Há dois métodos de fechamento de um poço em kick, o SOFT e o HARD. No primeiro, antes do fechamento do anular, abrem-se as válvulas laterais do BOP, choke e Kill e também o choke hidráulico permanece aberto durante a perfuração; no segundo fecha-se primeiro o anular, posteriormente abrem-se as válvulas laterais do B.O.P e também o choke hidráulico permanece fechado durante a perfuração. No método SOFT obtém-se um menor impacto da formação ao fechamento, porém o ganho pode ser maior; no método HARD provoca-se um maior impacto da formação, porém com menor ganho.

8.1.1. Método SOFT de fechamento (SOFT SHUT IN)

Quando utilizando Kelly:

- a) Tirar a rotação da coluna;
- b) Posicionar a coluna;
- c) Desligar as bombas;
- d) Abrir as válvulas laterais do BOP;
- e) Fechar o anular;
- f) Fechar o choke hidráulico 100%;
- g) Registrar as pressões de fechamento.

Quando utilizando Top Drive:

- a) Posicionar a coluna;





- b) Tirar a rotação da coluna;
- c) Desligar as bombas;
- d) Abrir as válvulas laterais do BOP;
- e) Fechar o anular;
- f) Fechar o choke hidráulico e
- g) Registrar as pressões de fechamento.

8.1.2. Método HARD de fechamento (HARD SHUT IN)

Quando utilizando Kelly:

- a) Tirar a rotação da coluna;
- b) Posicionar a coluna;
- c) Desligar as bombas;
- d) Fechar o anular;
- e) Abrir as válvulas laterais do BOP;
- f) Registrar as pressões de fechamento.

Quando utilizando Top Drive:

- a) Posicionar a coluna;
- b) Tirar a rotação da coluna;
- c) Desligar as bombas;
- d) Fechar o anular;
- e) Abrir as válvulas laterais do BOP;
- f) Registrar as pressões de fechamento.

8.1.3. Pressões em poço fechado em *kick*

Após o fechamento de um poço em *kick*, passamos ao momento de vigilância máxima, para tomarmos as atitudes de controle. Inicialmente teremos um aumento das pressões de cabeça, que serão registradas no manômetro do Bengala ou *Drill Pipe* (SIDPP, *Shut-in Drill Pipe Pressure*), e no manômetro do conjunto de estrangulamento ou do revestimento (SICP, *Shut-in Casing Pressure*).



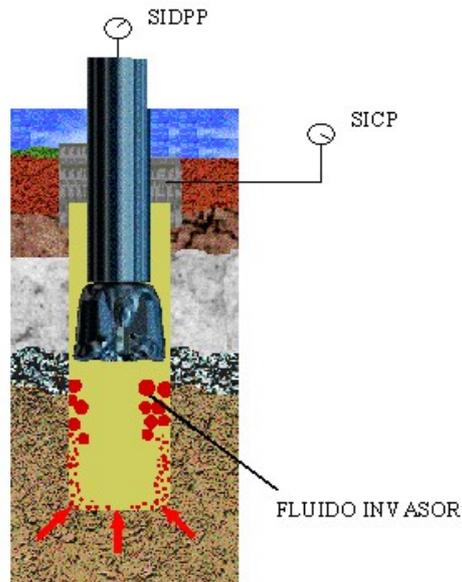


Figura 26 - Manômetro de SIDPP e SICIP

Decorrido um determinado intervalo de tempo após o fechamento do poço, teremos as pressões SIDPP e SICIP com seus valores constantes (Intervalo de Tempo de Estabilização das pressões de fechamento). Tendo ocorrido um kick num processo de perfuração, supondo que o influxo tenha ocorrido no espaço anular, devido ao fluxo ascendente do fluido de perfuração, nesse espaço, teremos $SIDPP < SICIP$, pois a pressão hidrostática da coluna será maior do que a pressão hidrostática (lama + gás) do espaço anular.

8.1.4. Pressão no Fundo do Poço (BHP)

- **Através da coluna:**

- **Através do revestimento (anular):**





8.1.5. Gráfico de estabilização de pressões após o fechamento do poço em *kick*

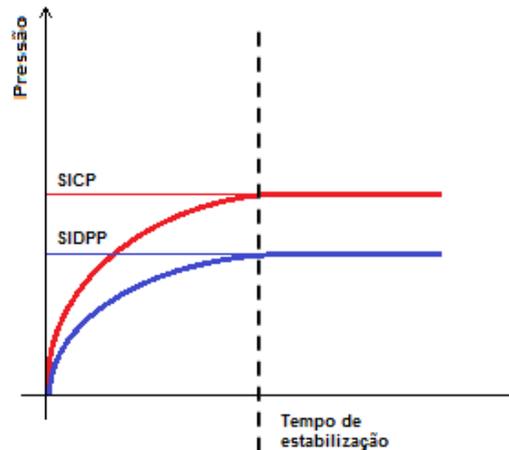


Figura 27 - Gráfico de estabilização das pressões de fechamento

8.1.6. Comportamento de um poço em *Kick*

Existem dois comportamentos:

- Mantendo-se o poço fechado sem as imediatas atitudes de controle

Após a detecção de um kick, o fechamento do poço, a estabilização das pressões com as respectivas leituras de SIDPP e SICP, imediatamente inicia-se o processo de tentativa de recuperar o controle do poço, não se pode perder tempo a partir desse instante, pois devido a diferença de densidade entre o gás e fluido de serviço, a bolha de gás começa um processo de migração, e a medida que sobe, levando consigo a pressão da formação, teremos um aumento de pressões em todos os pontos do poço, pondo em risco suas partes mais vulneráveis às altas pressões.



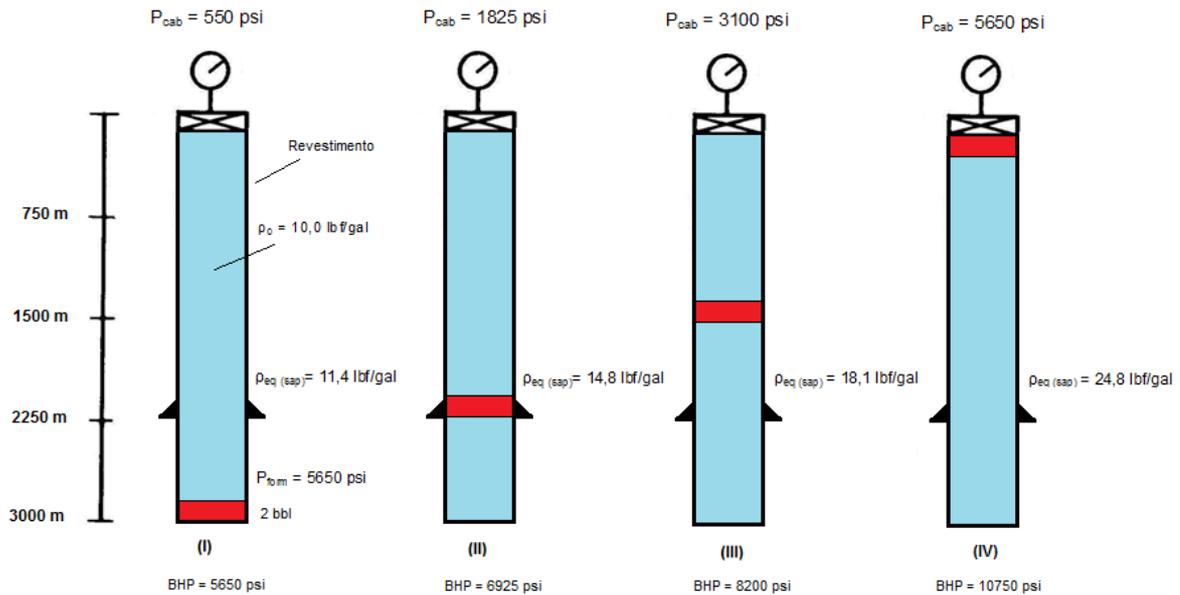


Figura 28 - Comportamento do fluido invasor mantendo o poço fechado

- Mantendo-se o poço aberto

Tem-se conseqüentemente um *blowout*. À medida que a bolha migra, mantendo-se o poço aberto, a pressão hidrostática de lama acima da mesma vai reduzindo, tendo-se a sua expansão dentro do poço. Assim sendo, é possível que o kick chegue à superfície, produzindo um blowout. A expansão do gás pode ser determinada através da equação geral dos gases reais:

, onde:

P = pressão;

T = temperatura;

V = volume;

Z = fator de compressibilidade;

R = constante universal dos gases perfeitos;

n = número de mols.

Aplicando essa equação para dois pontos de diferentes pressões e temperaturas, para um mesmo n, tem-se:

Os valores de Z podem ser determinados através de ábacos em função das pressões e temperaturas reduzidas do gás ou de maneira aproximada, para determinado gás, através da temperatura e pressão no ponto em estudo. Exemplificando: o volume de 2 bbl de gás, que invade o poço com uma pressão de 5650 psi, a 3000 m de profundidade, se comporta da seguinte





maneira: considerando-se, somente para determinação da ordem de grandeza da expansão, $Z_1 = Z_2 = 1$ (gás ideal) e $T_1 = T_2$, tem-se: $P_1V_1 = P_2V_2$.

$$P_1 = 5650 + 15 = 5665 \text{ psi}$$

$$V_1 = 2 \text{ bbl}$$

$$P_2 = 15 \text{ psi}$$

$$V_2 = ?$$

$$V_2 = 755 \text{ bbl}$$

Observa-se que a ordem de grandeza de expansão do gás é de aproximadamente 378 vezes, sendo o poço mantido aberto, e que praticamente dobra a pressão no fundo para o mesmo sendo mantido fechado, o que fatalmente provocaria a fratura da formação mais fraca se não fossem tomadas as providências para a drenagem do gás do poço.

A partir do esclarecido, fica então evidente a necessidade de circulação do kick de gás antes que a migração do mesmo venha a se tornar um problema, estando o poço fechado. No entanto, nem sempre tal circulação é viável, neste caso, deve-se adotar o método volumétrico para a migração do gás.

8.1.7. Informações sobre o kick

Sendo detectado um kick, é necessário que o poço seja fechado. Antes porém de se iniciar as operações para o controle deste, algumas informações, possíveis apenas após o fechamento do poço, devem ser coletadas. Estas informações incluem:

Pressão estabilizada de fechamento no choke (SICP);

Pressão estabilizada de fechamento no bengala (SIDPP);

Volume de lama ganho nos tanques (V_k) estático;

Profundidade vertical e medida da extremidade da coluna (H_{vb} ; H_b).

Profundidade vertical e medida da zona produtora (H_{vpz} ; H_{pz}).

De posse destas informações, associadas às informações prévias, pode-se estimar:

1. Volume do kick (V_k);
2. Altura do kick (h_k);





3. O tipo do fluido invasor (ρ_k);
4. O número de ciclos de bombeio da superfície para a broca e da broca para o conjunto de válvulas de estrangulamento (choke).
5. O peso específico da nova lama para controlar o kick (ρ_n);
6. A quantidade de baritina para aumentar o peso específico da lama;
7. O volume de lama nova conseguido após adição de baritina;
8. A pressão inicial de circulação do kick (PIC);
9. A pressão final de circulação do kick (PFC).

8.1.8. Identificação do fluido invasor (ρ_{kick})

Tendo ocorrido um kick durante a perfuração, com lama em circulação, é de se esperar que o fluxo de fluido invasor aconteça preferencialmente pelo espaço anular. Após fechamento do poço e de posse das informações sobre o kick, pode-se estimar a densidade do fluido invasor, sendo assim possível a identificação do mesmo. Igualando-se as pressões atuando no fundo do poço pelo anular e pelo interior da coluna, tem-se:

Onde:

ρ_{kick} = peso específico do fluido invasor (lbf/gal);

ρ_{lo} = peso específico do fluido original (lbf/gal);

SIDPP = pressão de fechamento no bengala (psi);

SICP = pressão de fechamento no revestimento (psi);

h_{kick} = altura do kick (m).

Sendo o peso específico do fluido invasor menor que 6 lbf/gal, o kick é provavelmente de gás. Estando este na faixa de 6,0 a 7,7 lbf/gal, indica invasão por óleo com possibilidade de haver algum gás. Valores acima de 8,34 lbf/gal, indica ser água o fluido invasor.

$$\rho_{gás} < 6,0 \text{ lbf/gal}$$

$$7,7 \text{ lbf/gal} < \rho_{óleo} < 8,34 \text{ lbf/gal}$$

8.1.9. Volume do kick (V_k)

Caso tenha-se possibilidade de determinar com precisão o volume de lama ganho nos tanques após estabilização das pressões, do ponto de vista





estático, este volume será igual ao volume do fluido invasor em condições de fundo do poço.

Durante a expulsão de um kick, faz-se necessário que tenhamos conhecimento do número de ciclos de bombeio. O conhecimento do mesmo nos dará informações quanto ao comportamento das pressões relativas à posição do fluido invasor em um determinado ponto do poço e a posição da lama nova, quando da circulação do kick. Deve-se também calcular os ciclos correspondentes aos volumes dos pontos críticos em relação ao fundo do poço e a superfície.

8.1.10. Peso específico da lama nova

Em estudos de controle de poço, para definir-se o acréscimo de peso a ser dado a lama nova (peso específico da lama para matar o poço), deve-se levar em consideração a pressão SIDPP. A tomada deste valor de pressão deve-se ao fato de que a coluna de perfuração encontra-se cheia de lama homogênea proveniente dos tanques de lama.

Para se saber ainda de quanto o peso da lama deve ser aumentado para matar um poço, faz-se necessário conhecer antes qual é o peso da lama que está no interior da coluna e qual o valor da SIDPP medida. Ao contrário, no anular do poço aberto ou do revestimento a lama contém cascalhos, gás ou água salgada, tornando-se difícil obter um valor preciso quanto ao aumento do peso da lama necessário para matar o cabeceio.

A SICP por sua vez, mostra a quantidade de gás ou água que entrou no anular e ainda se o fluido invasor foi gás ou água. Assim sendo, a SICP é geralmente mais alta do que a SIDPP porque a pressão hidrostática da coluna de lama no anular é menor que no interior da coluna devido ao diferencial de pressão gerado pelo volume de fluido invasor que entrou no poço.

Ao se usar a SIDPP, para determinar o aumento necessário no peso da lama de matar, deve-se estar certo de que a coluna de perfuração esteja cheia de fluido homogêneo e não tenha sido invadida pelo kick, devido a situações como: a parada da bomba antecipadamente ou a coluna estar parcialmente vazia devido ao desbalanceio hidrostático antes do fechamento efetivo do poço. Isto também pode acontecer quando a lama correspondente à coluna de perfuração na parte do tubo em “U” sofre um arraste devido a invasão de um





grande kick no poço.

8.1.11. Volume ganho durante a circulação do kick

De conhecimento do volume inicialmente ganho, pode-se determinar o volume ganho na superfície durante a circulação do kick, bastando para isto construir um gráfico de volume ganho em função da pressão na superfície (choke). (Figura 35)

Baseando-se no fato de que o incremento de pressão na superfície (choke), desprezando-se a variação da perda de carga no anular, representa a hidrostática correspondente ao incremento de volume ganho, pode-se construir o gráfico correspondente, o qual será uma reta cuja inclinação corresponde ao gradiente da lama acima do kick. Se adicionar a este gráfico o volume previamente ganho e adotarmos para a pressão correspondente a este volume o valor de SICP.

Figura 29 - Volume ganho durante a circulação do kick

1. Volume ganho até o fechamento do poço;
2. Passagem do gás no topo dos comandos;
3. Passagem do gás pela sapata (volume máximo que se pode Ganhar até o topo do gás atingir formação mais fraca sem fraturá-la);
4. Gás atinge a superfície, volume máximo de ganho;
5. Base do gás atinge o BOP;
6. Todo gás é expulso.

Obs.: A inclinação da reta corresponde ao gradiente da lama no anular, ou seja:

Onde:

ΔP = incremento de pressão no choke;

h = altura correspondente ao ganho de lama na superfície cuja hidrostática é igual a ΔP .

Comentário





Até que o gás atinja a sapata o ganho máximo ($V_{m\acute{a}x}$) não deverá ultrapassar o valor correspondente a pressão máxima admissível na superfície ($P_{m\acute{a}x}$) para que não se fracture a formação mais fraca. Este volume poderá ser calculado pelas seguintes equações:

Onde:

$h =$

C_{an} = capacidade do anular onde se encontra o gás.

8.2. Diverter

O Diverter deve sempre ser instalado quando perfuramos em unidades de superfície. O *leak-off* teste deve ser efetuado após a fase 26" / 20" com o objetivo de verificarmos a máxima pressão permissível. Influxos de gases rasos podem se transformar em influxos descontrolados (blowouts) devido ao curto tempo para detecção e adoção de ações de controle por parte da equipe de perfuração.

O gás atinge a superfície rapidamente devido as baixas profundidades e das grandes vazões de produção oriundas das formações portadoras de gases rasos.

Entretanto, se houver tempo para o fechamento, já haverá um grande volume de gás no poço que poderá conduzir fratura da formação na sapata do último revestimento descido e formação de crateras no fundo do mar. Desta forma o fechamento do poço seria feito utilizando-se de um sistema de diverter que desvia o fluxo proveniente do poço para longe da plataforma até que a zona de gás deplete, ou que o poço colapse, ou mesmo que alguma ação de controle de poço seja implementada como a injeção de água do mar pela coluna de perfuração ou o deslocamento de tampões de baritina ou cimento para o interior do poço.





9. Post Shut-In Monitoring and Activities

9.1. Recordkeeping – Pit Level

a) **Responsabilidades da equipe para os procedimentos de fechamento**

Cada membro tem diferentes responsabilidades durante os procedimentos de fechamento. Elas seguem e são listadas de acordo com a classificação do trabalho.

Floorhand (Roughneck)

- Notificar o sondador sobre qualquer indício de kick observado
- Auxiliar na instalação da TIW se uma manobra é feita
- Iniciar os trabalhos de controle após o fechamento

Derrickman

- Notificar o sondador sobre qualquer indício de kick observado
- Iniciar os trabalhos de controle após o fechamento
- Iniciar a preparação de mistura da lama

Sondador

- Fechar o poço imediatamente se qualquer sinal primário de kick for observado
- Se o kick ocorrer durante uma manobra, ajustar a tool joint sobre a cunha e direcionar os membros da equipe na instalação da safety valve antes de fechar os preventores.
- Notificar o pessoal da companhia

b) **Verificação do fechamento do poço**

Após o fechamento do poço, a equipe de perfuração deve certificar-se de que o poço está realmente fechado e não há vazamentos pelo espaço anular (através do BOP ou pela saída de lama), pela coluna de perfuração (manifold de injeção e válvulas de alívio das bombas), pela cabeça do poço (fluxo externo ao revestimento) ou pelo choke manifold (choke ou através das linhas de descarga). Em flutuantes, após o fechamento do poço, o volume do riser deve ser monitorado pelo trip tank, para detectar qualquer vazamento para o interior do mesmo e se certificar do isolamento do poço.

O volume do kick é assumido como o volume do fluido de perfuração ganho nos tanques. No cálculo da altura do kick, embora a broca esteja afastada do fundo do poço, considera-se sempre que o fluido do kick se encontra no espaço anular.

c) **Obtendo e interpretando pressões de fechamento**





Pressões de fechamento são definidas como pressões registradas no drillpipe e no casing para prevenir um Blowout. Embora ambas as pressões sejam importantes, a pressão no drillpipe será usada quase que exclusivamente para matar o poço. A pressão no drillpipe é mostrada como SIDPP e no casing, SICP.

d) **Lendo Pressões**

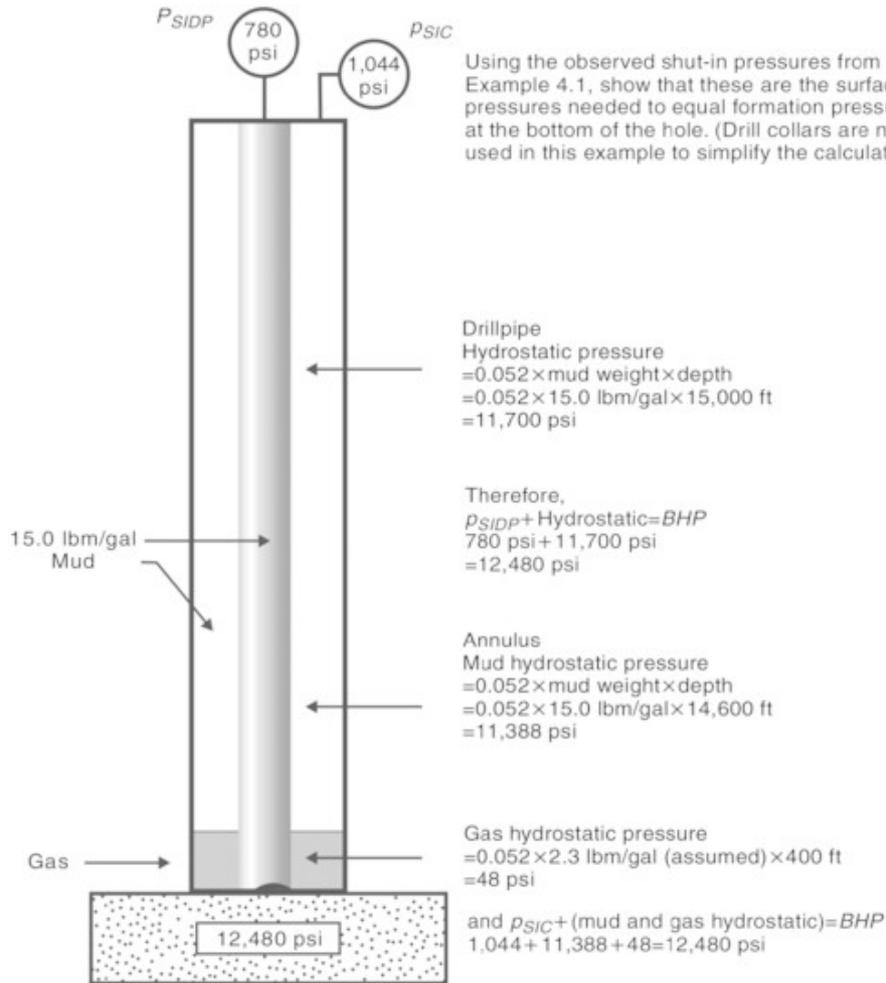
Durante um kick, os fluidos migram da formação para dentro do poço. Quando o poço é fechado para prevenir um blowout, a pressão aumenta na superfície por causa da entrada do fluido invasor no espaço anular, assim como, em consequência da diferença entre a pressão hidrostática e a pressão da formação.

Uma vez que este desbalanceamento não pode existir por muito tempo, as pressões na superfície irão subir até que a pressão na superfície adicionada às pressões hidrostáticas da lama e do influxo seja igual a pressão da formação.

e) **Interpretando as pressões registradas**

Um importante princípio básico pode ser visto na figura à seguir. Ela mostra que a pressão da formação é maior que a pressão no drillpipe mostrada por uma diferença que igual ao SIDPP. Por tanto a pressão no fundo do poço (BHP) é igual a soma da pressão hidrostática do drillpipe com SIDPP, mostrada no manômetro da coluna.





NOTE: In practical situations, the amount or type of influx will not be (exactly) known and, therefore, the annulus pressure should not be used to calculate formation pressures.





10. Well Control Drills

10.1. Trip Drill

O propósito deste exercício é familiarizar a equipe com o procedimento de fechamento que será implementado na decorrência de um kick durante uma manobra. Este “drill” somente deve ser conduzido se a BHA estiver dentro da última seção do revestimento.

Antes de a manobra ser iniciada, o programa de instruções para o sondador terão sido postados. Isso irá detalhar a ação que a tripulação deverá tomar no evento de um kick.

Quando direcionado pelo representante da companhia, o encarregado irá instruir o sondador para assumir que um flowcheck positivo foi conduzido e implementar o procedimento de controle prescrito como detalhado no programa de instruções.

No entanto, um guia dos seguintes procedimentos deve ser iniciado:

- Sem a observação prévia, o representante irá iniciar o “drill” manualmente, aumentando a flutuação do tanque de manobra para indicar um rápido ganho nos tanques.

- É esperado que o sondador siga os seguintes passos para fechar o poço:

- Parar as operações
- Instalar a válvula de segurança
- Abrir a válvula da choke line
- Fechar o preventor anular
- Registrar as pressões de superfície
- Notificar o representante sobre o fechamento do poço
- Registrar o tempo para o “drill” no Relatório de Perfuração do IADC





O encarregado deve garantir que a equipe está corretamente implantada e que cada indivíduo tenha compreendido suas responsabilidades.

O tempo tomado para a equipe fechar o poço deve ser registrado.

Tendo fechado o poço, preparações devem ser feitas para o levantamento da coluna. Esse procedimento inclui o alinhamento do equipamento como requerido, delegando responsabilidades individuais e preparando a “Stripping Worksheet”.

10.2. Pit Drill

O propósito deste exercício é familiarizar a equipe com o procedimento de fechamento que será implementado na decorrência de um kick durante a perfuração.

Este procedimento deve ser conduzido tanto no poço aberto quanto no polo revestido. No entanto, se o “drill” for conduzido quando a coluna está no poço aberto, o poço não será fechado.

Quando a coluna está no fundo, o seguinte procedimento pode ser usado como um guia para o “drill”:

- Sem observação prévia, o representante gradualmente aumenta o nível aparente do tanque.
- É esperado que o sondador detecte o ganho e siga os seguintes passos:
 - Levantar o Kelly (ou Topdrive) até que a junta esteja livre e a válvula do Kelly esteja acima da mesa rotativa.
 - Desligar as bombas
 - Checar o fluxo do poço
 - Reportar o representante
 - Registrar o tempo para o “drill” no Relatório de Perfuração do IADC





Quando a broca tiver sido levada até a sapata, outro “drill” pode ser conduzido e resultará no fechamento do poço.

Portanto, a chegada da broca à sapata, o seguinte procedimento pode ser usado como um guia para o “drill”:

- Parar as operações e instalar o Kelly (ou Topdrive), iniciando a circulação

- Quando direcionado pelo representante da companhia, o sondador deve seguir tais passos para o fechamento do poço:

- Levantar a coluna até que a “tool joint” esteja livre
- Desligar as bombas
- Abrir a válvula da choke line
- Fechar o preventor anular
- Registrar as pressões de superfície
- Checar cautelosamente a altura da “tool joint” em relação às gavetas de tubo para o procedimento de “hang-off” e conferir se a válvula do Kelly está sobre a mesa rotativa. (se numa sonda flutuante)
- Notificar o representante sobre o fechamento do poço
- Registrar o tempo para o “drill” no Relatório de Perfuração do IADC

Os procedimentos adotados durante esses exercícios devem estar de acordo com os procedimentos descritos no programa de instruções.

10.3. Diverter Drill

Se gás de superfície é encontrado e o poço entra em kick, condições para um blowout podem se desenvolver muito rápido. É importante que a equipe inicie os procedimentos de controle o mais rápido possível no evento de gás de superfície.





“Diverter drills” devem ser conduzidos para minimizar o tempo de reação da equipe. Outro objetivo deste procedimento é checar se o equipamento diverter está funcionando corretamente. O tempo necessário para a operação de cada função do diverter, deve ser registrada.





11. Métodos de Controle de um Poço

Os métodos de controle de kick têm como objetivo circular o fluido invasor para fora do poço e restabelecer o controle primário do poço, substituindo a lama de perfuração existente no poço por lama de densidade adequada para conter a pressão da formação. Os principais métodos de controle são:

- Método do Sondador;
- Método do Engenheiro;
- Método Simultâneo ou Misto;
- Método Volumétrico.

11.1. Método do Sondador

Este método consiste em duas etapas ou circulações. A primeira circulação objetiva expulsar o fluido invasor utilizando apenas o fluido original. Com o poço já limpo do fluido invasor, inicia-se a segunda circulação que é o enchimento do poço com o novo fluido de perfuração.

11.2. Método do Engenheiro

Neste método, a circulação do fluido invasor já é feita com a lama nova. Um gráfico de monitoramento deve ser feito para acompanhar a redução da pressão de bombeio em função do número de ciclos bombeados da lama nova. A pressão de bombeio será reduzida da PIC para a PFC, enquanto a lama nova enche a coluna de perfuração. Este monitoramento é necessário visto que durante a injeção da lama nova a pressão no choke não pode ser mantida constante devido à expansão do gás. Em comparação com o método do sondador, é mais rápido e necessita de menores pressões durante a circulação. No entanto, apresenta maior dificuldade operacional.

11.3. Método Simultâneo ou Misto

O método simultâneo apresenta como característica o aumento gradual e progressivo da densidade da lama, e em paralelo, da circulação do fluido invasor. Esse processo ocorre até que seja atingido o peso da lama nova





adequado ao controle da formação. Esse método apresenta difícil controle da válvula de choke devido ao operador não saber a localização exata da fronteira entre a lama nova e a lama original.

11.4. Método Volumétrico

Este método deve ser empregado quando, por alguma razão, não é possível circular lama no poço. As principais razões conhecidas são:

- A coluna de perfuração não se encontra dentro do poço;
- A coluna está entupida e não permite passagem de fluido.

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

11.5. FUNÇÃO DA EQUIPE DE PERFURAÇÃO

• Encarregado de Sonda (Tool Pusher)

É o misto de gerente com amplas atribuições e torna-se operador em situações delicadas ou de emergência, o encarregado de sonda é elemento vital para a qualidade e segurança dos trabalhos. Tem por principais funções o planejamento operacional, a priorização de recursos, o treinamento de sua equipe e uma constante atuação na prevenção de acidentes. Os bons encarregados orientam e alertam seus subordinados quanto aos inúmeros e sempre presentes riscos de acidentes. O menor descuido e lá se vai um dedo, esmaga-se um pé, sofre-se em forte impacto, cai uma ferramenta dentro do poço, perde-se o controle de um poço, etc.

O encarregado da sonda tem, também, como principal função, cuidar da logística de materiais e pessoal, atuando quase que como um gerente da sonda, sempre seguindo o programa do poço elaborado pelos engenheiros do staff.





- **Sondador (Driller)**

É o trabalhador que permanece todo o tempo na plataforma de trabalho, em uma cabine onde manipula alavancas, botões, chaves, monitora múltiplos parâmetros (peso, vazão, pressão, temperatura, níveis de tanques, inclinações do poço, etc) e orienta sua equipe composta de: assistente de sondador, torrlista, 4 plataformista e auxiliares eventuais.

Alguns destes trabalhadores estão em seu campo de visão direta, outros são comandados por telefone, intercomunicadores e rádios walk talk. O trabalho do sondador possui alta carga mental e cognitiva contemplando cálculos, monitoração de painéis, manipulação de instrumentos que exige grande perícia, além de requerer forte e imprescindível liderança sobre a equipe. Na cabine do sondador da unidade existem 12 painéis de informação e controle.

- **Assistente de Sondador (Driller Assistant)**

A complexidade dos trabalhos nas UPMs modernas exige a atuação de dois sondadores (1º e 2º sondadores) ou de um sondador e um assistente. Cumpre ao assistente orientar, lado a lado, os plataformistas e torrlista em suas atividades e auxiliar o sondador durante certas manobras. Um bom assistente de sondador é capaz de realizar quase todas as operações que o sondador realiza.

- **Torrlista (Derrick Man)**

Durante as manobras (descidas ou retiradas de coluna) o torrlista fica no alto (daí a denominação torrlista), na plataforma do torrlista (monkey board) a mais ou menos 30m de altura, onde arranja as seções de tubos nos garfos dos estaleiros. Neste período trabalha solitário e dispõe de recurso frágil e arriscado para fugir no caso de alguns acidentes graves como fluxo descontrolado do poço ou incêndio. Quando a sonda não está em manobras de tubos, o torrlista trabalha juntamente com químico no sistema de fluidos (confeccionar e tratar o fluido que é de grande importância ao sucesso das operações), além de realizar limpeza nos tanques de lama. Torrlista também





desempenha a função de Pumpman, fazendo toda a rotina das Bombas de Lama.

- **Plataformista (Roughnecks)**

É o início de carreira na equipe de sonda, os plataformistas, em número de quatro, executam os trabalhos mais pesados e se expõem aos maiores riscos. Trata-se de trabalho que exige habilidade, força e resistência física uma vez que manipulam ferramentas complexas e pesadas, efetuam trabalhos em grandes alturas, suspensos em cadeiras que lembram trapézios, conectam e ajustam equipamentos para descida no poço, onde pequenos descuidos podem levar à grandes prejuízos, etc. Em algumas sondas, plataformista que não conseguir fazer carreira nem obter outra opção de trabalho, enfrentam o desafio de um trabalho penoso aos 50 anos de idade ou mais.

- **Guindasteiros (Crane Operators)**

O trabalho dos Guindasteiros é bastante difícil, posto que estes movimentam cargas entre as plataformas e rebocadores sob condições dinâmicas do mar e em espaços bastante reduzidos, exigindo grande concentração e perícia, além de grandes cuidados com a segurança.

- **Homens de Área (Roustabouts)**

Os Homens de Área cuja aspiração profissional é muitas vezes tornarem-se plataformistas, guindasteiros ou mecânicos, trabalham na movimentação de cargas junto ao guindasteiro e sob o comando do contramestre de movimentação de cargas; efetuam serviços de limpeza e manutenção geral do convés principal e auxiliam, eventualmente trabalhos na sonda de perfuração. Trata-se de atividades fatigantes e muito perigosas, exigindo grande atenção e conhecimento de inúmeros procedimentos de segurança.

O termo roustabout foi pejorativamente abrigado para arrasta baldes, uma vez que lavar o convés é parte do trabalho dos homens de área.





- **Contramestre de Movimentação de carga (Deckpusher)**

O Contramestre de movimentação de cargas coordena, na área externa, a movimentação de cargas, em contato com a sala de controle, o almoxarife, a sonda e os rebocadores. O mesmo deve ter muita habilidade para acomodar na plataforma uma grande quantidade de materiais em um espaço exíguo, o que exige frequentes movimentações de cargas.





12. Kill Sheet and Pre-Recorded Data

12.1. Kill Sheets

Quando um kick ocorre, há muitas informações a serem registradas e analisadas. Tudo isso está registrado na planilha de controle, chamada Kill Sheet. Elas, quando completadas nos dão uma visão geral das condições e cálculos em uma situação de kick.

				DATE : _____	
				NAME : _____	
<p>FORMATION STRENGTH DATA:</p> <p>SURFACE LEAK -OFF PRESSURE FROM FORMATION STRENGTH TEST <input type="text" value="(A)"/> psi</p> <p>MUD WEIGHT AT TEST <input type="text" value="(B)"/> ppg</p> <p>MAXIMUM ALLOWABLE MUD WEIGHT =</p> $(B) + \frac{(A)}{\text{SHOE T.V. DEPTH} \times 0.052} = (C) \text{ ppg}$ <p>INITIAL MAASP =</p> $((C) - \text{CURRENT MUD WEIGHT}) \times \text{SHOE T.V. DEPTH} \times 0.052 = \text{psi}$			<p>CURRENT WELL DATA:</p> <p>CURRENT DRILLING MUD:</p> <p>WEIGHT <input type="text"/> ppg</p> <p>CASING SHOE DATA:</p> <p>SIZE <input type="text"/> inch</p> <p>M. DEPTH <input type="text"/> feet</p> <p>T.V. DEPTH <input type="text"/> feet</p> <p>HOLE DATA:</p> <p>SIZE <input type="text"/> inch</p> <p>M. DEPTH <input type="text"/> feet</p> <p>T.V. DEPTH <input type="text"/> feet</p>		
PUMP NO. 1 DISPL. <input type="text"/>		PUMP NO. 2 DISPL. <input type="text"/>			
bbls / stroke		bbls / stroke			
(PL) DYNAMIC PRESSURE LOSS (psi)					
SLOW PUMP RATE DATA:	PUMP NO. 1	PUMP NO. 2			
SPM	<input type="text"/>	<input type="text"/>			
SPM	<input type="text"/>	<input type="text"/>			
PRE-RECORDED VOLUME DATA:	LENGTH feet	CAPACITY bbls / foot	VOLUME barrels	PUMP STROKES strokes	TIME minutes
DRILL PIPE	<input type="text"/>	x =	<input type="text"/>	VOLUME PUMP DISPLACEMENT	PUMP STROKES SLOW PUMP RATE
HEAVY WALL DRILL PIPE	<input type="text"/>	x =	<input type="text"/>		
DRILL COLLARS	<input type="text"/>	x =	<input type="text"/>		
DRILL STRING VOLUME			(D) bbls	(E) strokes	Min
DC x OPEN HOLE	<input type="text"/>	x =	<input type="text"/>		
DP / HWDP x OPEN HOLE	<input type="text"/>	x =	<input type="text"/>		
OPEN HOLE VOLUME			(F) bbls		
DP x CASING	<input type="text"/>	x =	(G) bbls	strokes	Min
TOTAL ANNULUS VOLUME			(F+G) = (H) bbls	strokes	Min
TOTAL WELL SYSTEM VOLUME			(D+H) = (I) bbls	strokes	Min
ACTIVE SURFACE VOLUME			(J) bbls	strokes	
TOTAL ACTIVE FLUID SYSTEM			(I + J) bbls	strokes	

Dr No SV 04/01
(Field Units)
27-01-2000





12.2. Pre-Recorded Data

Independente de um kick, os dados prévios do poço devem ser preenchidos e atualizados na planilha de controle, kill sheet, para que durante as operações de combate ao kick a equipe esteja preparada para o procedimento de controle do poço.

Dados Prévios:

-Máxima Pressão Permissível na Superfície (pressão registrada no manômetro do choke)

-Capacidade das bombas de lama

-Pressões Reduzidas de Circulação (PRC)

-Volumetria do Poço





BIBLIOGRAFIA

ADAMS, Neal. *Well Control Problems and Solutions*.

Drilling Operations – Core Curriculum and Related Job Skills; IADC/WellCAP

FERREIRA, I. M. *Manual de Controle de poço*.

Manual de controle de poço. Well Control School.

OLIVEIRA, P.C.P., ARRUDA, A.M. e NEGRÃO, A.F; SANTOS, O. L. A. *Kicks - Prevenção e Controle: Manual de controle de poço nível supervisão*.

SMITH, Randy. *Manual de controle de poço*. Well Control Schools.

Well Control for the Man on the Rig. Aberdeen Drilling Schools: 1995, Aberdeen, Scotland, U.K.

Well Control Manual; Sedco-Forex.

