

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>PERFURAÇÃO, WORKOVER E COMPLETAÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1	OBJETIVOS DO PROGRAMA.....	1
1.2	OBJETIVOS DO WORKOVER E OPERAÇÕES DE COMPLETAÇÃO .....	1
1.3	GERENCIAMENTO DE BARREIRAS .....	2
1.3.1	TESTES DE BARREIRAS .....	3
1.4	WELL CONTROL DRILLS .....	4
1.4.1	PIT DRILL – SIMULADO DE KICK DURANTE A PERFURAÇÃO .....	4
1.4.2	TRIP DRILL – SIMULADO DE KICK DURANTE A MANOBRA .....	4
1.4.3	CHOKER DRILL – SIMULADO DE CONTROLE DO POÇO.....	4
1.4.4	DIVERTER DRILLS – SIMULADO DE DIRECIONAMENTO DE FLUXO .....	5
1.4.5	HANG-OFF DRILLS – SIMULADO DE HANG-OFF .....	5
<b>2</b>	<b>FORÇA, ÁREA, PRESSÃO .....</b>	<b>6</b>
2.1	PRESSÃO HIDROSTÁTICA GERADA PELO FLUIDO DE PERFURAÇÃO.....	6
2.2	GRADIENTE DE PRESSÃO .....	6
2.3	PRINCÍPIO DO TUBO EM U .....	7
2.4	SITUAÇÕES DO POÇO: BALANCE, OVERBALANCE, UNDERBALANCE .....	8
2.5	PROGRAMA DE FLUIDOS .....	9
2.5.1	FINALIDADES DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO (FUNÇÕES DO FLUIDO):...	9
2.5.2	MONITORAMENTO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO .....	9
2.5.3	PRINCIPAIS TIPOS DE FLUIDOS .....	9
2.5.4	PROPRIEDADES DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO .....	9
2.5.5	PROPRIEDADES FÍSICAS: MASSA ESPECÍFICA OU DENSIDADE ABSOLUTA E PESO ESPECÍFICO .....	9
2.5.6	PROPRIEDADES QUÍMICAS: SALINIDADE, ACIDEZ E ALCALINIDADE.	10
2.5.7	PROPRIEDADES REOLÓGICAS: VISCOSIDADE, VISCOSIDADE PLÁSTICA, FORÇA GEL E LIMITE DE ESCOAMENTO.....	10
2.5.8	MANTENDO A DENSIDADE DO FLUIDO .....	14
2.5.9	ALTERAÇÕES NA DENSIDADE DO FLUIDO DEVIDO AO AUMENTO DE TEMPERATURA, À DIMINUIÇÃO DE TEMPERATURA E AO AUMENTO DE PRESSÃO GERADO SOBRE O FLUIDO.....	16
2.6	DENSIDADE EQUIVALENTE ESTÁTICA .....	16
2.7	MONITORAMENTO DOS TANQUES EM OPERAÇÕES NORMAIS DE PERFURAÇÃO .....	16
2.8	TERMINOLOGIAS DE CONTROLE DE POÇO E CARACTERÍSTICAS DA FORMAÇÃO .....	18
2.8.1	ELEMENTOS BÁSICOS DE UM POÇO .....	18
<b>3</b>	<b>FLUIDOS DE UMA FORMAÇÃO – TIPOS DE INFLUXOS .....</b>	<b>18</b>

3.1	CARACTERIZAÇÃO DO GÁS NATURAL .....	19
3.1.1	GÁS ASSOCIADO E NÃO ASSOCIADO.....	20
3.2	CORTE DE LAMA POR GÁS.....	20
3.3	CORTE DA LAMA POR ÁGUA OU ÓLEO.....	22
3.4	COMPORTAMENTO DO GÁS NO FLUIDO (REDUÇÃO DA PRESSÃO HIDROSTÁTICA).....	22
3.5	GÁS DE CONEXÃO.....	23
3.6	KICK.....	24
3.6.1	CONDIÇÕES ESSENCIAIS PARA OCORRÊNCIA DE KICK .....	24
3.7	BLOWOUT.....	24
3.8	POROSIDADE E PERMEABILIDADE .....	25
3.9	PRESSÃO DE UMA FORMAÇÃO.....	26
3.9.1	FALHAS GEOLÓGICAS.....	28
3.9.2	CAMADAS ESPESSAS DE FOLHELHOS (LÍQUIDO APRISIONADO EM FOLHELHOS).....	28
3.9.3	FORMAÇÕES ESPESSAS DE SAL (DOMOS SALINOS) .....	29
3.9.4	ARENITOS INTERCOMUNICÁVEIS .....	29
4	MARGEM DE SEGURANÇA DE RISER (MSR).....	30
5	PREVENÇÃO DE KICKS DURANTE OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO, DESCIDA DE REVESTIMENTO E CIMENTAÇÃO.....	31
5.1	OPERAÇÕES DE MANOBRA.....	31
5.1.1	TAMPÃO DE MANOBRA.....	31
5.1.2	USANDO O TRIP TANK PARA CONDUZIR UM FLOWCHECK .....	33
5.1.3	CÁLCULO DO ABASTECIMENTO NAS MANOBRAS SECAS.....	33
5.1.4	PROCEDIMENTOS PARA MANTER O POÇO ABASTECIDO CORRETAMENTE.....	34
5.1.5	MÉTODOS PARA MEDIR E REGISTRAR VOLUMES DE ABASTECIMENTO	35
5.1.6	CÁLCULO DO ABASTECIMENTO NAS MANOBRAS MOLHADAS .....	35
6	OPERAÇÕES DE DESCIDA DE REVESTIMENTO E CIMENTAÇÃO .....	36
6.1	DESCIDA DO REVESTIMENTO.....	36
6.2	FUNÇÕES DAS COLUNAS DE REVESTIMENTO .....	37
6.3	CARACTERÍSTICAS ESSENCIAIS DAS COLUNAS DE REVESTIMENTO.....	37
6.4	CLASSIFICAÇÃO DAS COLUNAS DE REVESTIMENTO .....	38
6.5	CIMENTAÇÃO.....	39
6.5.1	PROGRAMA DE CIMENTAÇÃO E REVESTIMENTO .....	39
6.5.2	CORREÇÃO DA CIMENTAÇÃO PRIMÁRIA (CCR).....	40
6.5.3	TAMPONAMENTO DE CANHONEADOS (RAO, RGO, ISZ).....	40

6.5.4	REPARO DE VAZAMENTOS NO REVESTIMENTO.....	41
6.5.5	COMBATE À PERDA DE CIRCULAÇÃO EM ZONAS SEM INTERESSE .....	42
7	CAUSAS DE KICKS.....	42
7.1	MÁ CIMENTAÇÃO.....	42
7.1.1	REDUÇÃO DA PRESSÃO HIDROSTÁTICA DA PASTA DE CIMENTO DURANTE A PEGA .....	42
7.1.2	TESTE NEGATIVO.....	42
7.1.3	REDUÇÃO DA PRESSÃO NO FUNDO DO POÇO (BHP) DURANTE O DESLOCAMENTO DA PASTA .....	43
7.1.4	REDUÇÃO NA PRESSÃO NO FUNDO DO POÇO DEVIDO AO TUBO EM U 43	
7.1.5	REDUÇÃO NA PRESSÃO NO FUNDO DO POÇO DEVIDO AOS PISTONEIOS (SWABBING E SURGING) .....	44
7.1.6	TESTES DE PRESSÃO REALIZADOS NO TAMPÃO DE CIMENTO .....	44
7.2	AUMENTO DA PRESSÃO DA FORMAÇÃO (PRESSÃO DE FORMAÇÃO ANORMALMENTE ALTA).....	45
7.3	PISTONEIO NA RETIRADA DA COLUNA (SWABBING) .....	45
7.4	PISTONEIO NA DESCIDA DA COLUNA (SURGING).....	46
7.5	FALHA NO ABASTECIMENTO DO POÇO COM O VOLUME CALCULADO EM UMA MANOBRA.....	47
7.5.1	MARGEM DE SEGURANÇA PARA MANOBRA (MSM).....	48
7.6	REDUÇÃO DA DENSIDADE OU DO NÍVEL DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO.....	49
7.6.1	REDUÇÃO DA PRESSÃO HIDROSTÁTICA .....	49
7.6.2	DENSIDADE INSUFICIENTE DE FLUIDO .....	49
7.7	PERDA DE CIRCULAÇÃO .....	49
7.7.1	PERDA TOTAL DE CIRCULAÇÃO.....	49
7.7.2	PERDA PARCIAL DE CIRCULAÇÃO.....	50
7.7.3	TAMPÃO DE COMBATE A PERDA (PILLS OU SLUG).....	50
7.7.4	MATERIAIS DE PERDA DE CIRCULAÇÃO (LCM).....	51
7.7.5	DESCRIÇÃO DO TAMPÃO DE PERDA CIRCULAÇÃO DE MATERIAL CONVENCIONAL.....	60
7.7.6	MÉTODO DE PERFURAÇÃO ADIANTE.....	61
7.7.7	O MÉTODO DO TAMPÃO .....	61
7.7.8	TAMPÕES DE REFORÇO .....	62
7.7.9	TAMANHO DAS PARTÍCULAS DOS MATERIAIS DE PERDA CIRCULAÇÃO 62	
8	GASES RASOS, FLUXO DE ÁGUA E PERFURAÇÃO TOPHOLE .....	69
8.1	PRÁTICAS E CAUSAS DE KICK PERFURANDO TOPHOLE .....	69
8.2	DIVERTING.....	71

8.3	PRÁTICAS DE PERFURAÇÃO DE TOPHOLE QUE PODEM REDUZIR O RISCO DE KICK.....	74
9	DETECÇÃO DE KICK .....	75
9.1	INDÍCIOS PRIMÁRIOS DE KICKS .....	75
9.1.1	AUMENTO DA VAZÃO DE RETORNO .....	75
9.1.2	GANHO NOS TANQUES.....	75
9.1.3	POÇO FLUINDO COM AS BOMBAS DESLIGADAS .....	76
9.2	INDÍCIOS SECUNDÁRIOS DE KICKS .....	77
9.2.1	DIMINUIÇÃO DA PRESSÃO DE BOMBEIO.....	77
9.2.2	MUDANÇAS NAS PROPRIEDADES DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO .....	77
9.2.3	TEOR DE GÁS NO FLUIDO DE PERFURAÇÃO .....	78
9.2.4	INFORMAÇÕES DO PWD “PRESSURE WHILE DRILLING” RELATIVAS À ECD	78
9.2.5	DETECÇÃO DO AUMENTO DA PRESSÃO DE POROS .....	79
9.2.6	INFORMAÇÕES DO LWD “LOGGING WHILE DRILLING” RELATIVAS À RESISTIVIDADE E AO TEMPO DE TRÂNSITO .....	79
9.2.7	MUDANÇA NO TAMANHO, DENSIDADE E FORMATO DOS CASCALHOS	79
9.2.8	AUMENTO DA TEMPERATURA DO FLUIDO.....	80
9.2.9	AUMENTO DA TAXA DE PENETRAÇÃO (DRILLING BREAK POSITIVO)	80
9.2.10	POÇO ACEITANDO MENOS LAMA DO QUE O VOLUME CALCULADO DURANTE AS MANOBRAS .....	81
9.3	DETECÇÃO KICKS EM PERFURANDO EM LÂMINAS D’ ÁGUA PROFUNDAS	81
9.4	FATORES QUE PODEM DIFICULTAR A DETECÇÃO DE UM KICK EM SONDAS FLUTUANTES .....	82
9.5	IMPORTÂNCIA DA RÁPIDA DETECÇÃO DO KICK.....	82
10	PROCEDIMENTOS DE FECHAMENTO DE POÇO E VERIFICAÇÃO .....	83
10.1	PERFURANDO (DRILLING) E MANOBRANDO (TRIPPING).....	83
10.2	MÉTODO DE FECHAMENTO HARD (RÁPIDO) .....	83
10.2.1	SEQUÊNCIA DO MÉTODO DE FECHAMENTO HARD DURANTE A PERFURAÇÃO (CHOKE HIDRÁULICO 100% FECHADO) .....	84
10.2.2	SEQUÊNCIA DO MÉTODO DE FECHAMENTO HARD DURANTE A MANOBRA DA COLUNA (CHOKE HIDRÁULICO 100% FECHADO).....	84
10.3	MÉTODO DE FECHAMENTO SOFT (LENTO).....	84
10.3.1	SEQUÊNCIA DO MÉTODO DE FECHAMENTO SOFT DURANTE A PERFURAÇÃO (CHOKE HIDRÁULICO 50% ABERTO).....	84
10.3.2	SEQUÊNCIA DO MÉTODO DE FECHAMENTO SOFT DURANTE A MANOBRA (CHOKE HIDRÁULICO 50% ABERTO) .....	85
10.3.3	VERIFICAÇÃO DO FECHAMENTO DO POÇO.....	85

10.3.4	GAVETA CEGA CISALHANTE.....	85
10.3.5	FERRAMENTAS NÃO CISALHÁVEIS.....	86
10.4	MONITORAMENTO E ATIVIDADES APÓS O FECHAMENTO .....	88
10.4.1	MONITORAMENTO DE FLUXO NO RISER APÓS O FECHAMENTO .....	88
10.5	REGISTRO DAS PRESSÕES DE FECHAMENTO .....	88
10.6	ANALISANDO AS CONDIÇÕES DE FECHAMENTO .....	89
10.6.1	REGISTRANDO O VALOR DE SIDPP QUANDO TEM FLOAT VALVE NA COLUNA.....	90
10.6.2	PRESSÃO NO FUNDO DO POÇO APÓS O FECHAMENTO DO POÇO (BHP = PF)	91
10.7	LAMA DE MATAR (KILL MUD) .....	92
10.8	KICK EM POÇOS HORIZONTAIS .....	92
10.9	KICK ABAIXO DA BROCA.....	94
10.10	EFEITO BALLOONING.....	94
10.11	MONITORANDO A MIGRAÇÃO DO GÁS.....	97
10.11.1	MANTENDO-SE O POÇO FECHADO SEM AS IMEDIATAS ATITUDES DE CONTROLE .....	97
10.11.2	MANTENDO-SE O POÇO ABERTO .....	98
10.12	PRESSÃO TRAPEADA.....	99
10.12.1	PROCEDIMENTOS DE STRIPPING.....	101
11	GRADIENTE DE FRATURA, TOLERÂNCIA AO KICK E PRESSÃO DA FORMAÇÃO	101
11.1	RESILIÊNCIA DA FORMAÇÃO .....	101
11.2	PRESSÃO DE ABSORÇÃO DE UMA FORMAÇÃO (LEAK-OFF TEST) .....	102
11.3	PRESSÃO DE FRATURA DE UMA FORMAÇÃO .....	104
11.4	DENSIDADE EQUIVALENTE DE FRATURA (MÁXIMO PESO DE LAMA)...	105
11.5	MÁXIMA PRESSÃO PERMISSÍVEL NO CHOKE (MAASP).....	105
11.6	MÁXIMA PRESSÃO ESPERADA OU ANTECIPADA NA SUPERFÍCIE (MASP)	105
11.7	FORMATION INTEGRITY TEST (FIT).....	106
11.8	TOLERÂNCIA AO KICK.....	106
11.9	FLUXO INTENCIONAL.....	107
11.9.1	TESTE DE FORMAÇÃO/PRODUÇÃO .....	107
11.9.2	FINGERPRINTING.....	108
12	PRESSÃO DE BOMBEIO .....	108
12.1	PRESSÃO NO FUNDO DO POÇO .....	110
12.1.1	CONTROLE DE PRESSÃO ANULAR DE FUNDO .....	110

12.2	DENSIDADE EQUIVALENTE DE CIRCULAÇÃO ( <i>Equivalent Circulating Density</i> - ECD)	110
12.3	DENSIDADE EQUIVALENTE ESTÁTICA X DENSIDADE EQUIVALENTE DE CIRCULAÇÃO.....	111
12.4	POÇO HIDROSTATICAMENTE DESEQUILIBRADO .....	111
12.5	CONTROLE DE POÇO PRIMÁRIO PARA PERFURAÇÃO CONVENCIONAL E NÃO CONVENCIONAL .....	112
12.6	PRESSÃO NO FUNDO DO POÇO CONSTANTE (CONSTANT BOTTOM HOLE PRESSURE - CBHP).....	113
12.7	CABEÇA ROTATIVA (ROTATING CONTROL DEVICE - RCD).....	114
12.7.1	CLASSIFICAÇÃO .....	115
13	DADOS PRÉVIOS .....	115
13.1	PRESSÃO REDUZIDA DE CIRCULAÇÃO (PRC) .....	115
13.2	CASO A PRC NÃO TENHA SIDO REGISTRADA (DE FORMA CORRETA) E O POÇO ENTRE EM KICK, DEVE-SE UTILIZAR O SEGUINTE PROCEDIMENTO OPERACIONAL:.....	116
13.2.1	SONDA COM BOP DE SUPERFÍCIE.....	116
13.2.2	SONDA COM BOP SUBMARINO.....	116
13.3	FRICÇÃO DA CHOKE LINE .....	117
13.3.1	MEDIDA DE PERDA DE CARGA NA LINHA DO CHOKE ATRAVÉS DA DIFERENÇA DA PRC VIA RISER E DA PRC VIA CHOKE .....	117
13.3.2	MEDIDA DE PERDA DE CARGA DA LINHA DE CHOKE ATRAVÉS DO BOMBEIO DE FLUIDO POR ESTA LINHA E COM RETORNO PELO RISER.....	117
13.4	DENSIDADE DOS FLUIDOS DAS LINHAS DE KILL E CHOKE.....	120
13.4.1	ÁGUA NA LINHA DE CHOKE X LAMA NA LINHA DE CHOKE .....	120
14	KILL SHEET.....	121
14.1	CONTEÚDO.....	121
14.2	CÁLCULOS.....	122
14.2.1	CALCULANDO CAPACIDADE INTERNA, DESLOCAMENTO E DESLOCAMENTO DE COLUNA FECHADA (bbl/m): .....	122
14.3	COMO CALCULAR O NÚMERO DE STROKES DA SUPERFÍCIE ATÉ A BROCA	122
14.4	COMO CALCULAR O NÚMERO DE STROKES DA BROCA ATÉ A SAPATA	123
14.5	COMO CALCULAR NÚMERO DE STROKES DA BROCA ATÉ A SUPERFÍCIE PASSANDO PELA LINHA DE CHOKE .....	123
14.6	ALINHAMENTO.....	126
15	MÉTODOS DE CONTROLE DE POÇO.....	127
15.1	O MÉTODO DO SONDADOR .....	127
15.1.1	PRIMEIRA CIRCULAÇÃO – EXPULSÃO DO FLUIDO INVASOR.....	127

15.1.2	SEGUNDA CIRCULAÇÃO – SUBSTITUIÇÃO DO FLUIDO ORIGINAL PELO FLUIDO NOVO.....	128
15.1.3	POR QUE A LAMA ANTIGA DO RISER É TROCADA DEPOIS DE MATAR O POÇO	129
15.1.4	CUIDADOS NUMA OPERAÇÃO DE CONTROLE DE POÇO .....	130
15.2	O MÉTODO DO ENGENHEIRO.....	130
15.2.1	PROCEDIMENTOS PARA CIRCULAÇÃO.....	130
15.3	MÉTODO VOLUMÉTRICO .....	132
15.3.1	MÉTODO VOLUMÉTRICO ESTÁTICO .....	132
15.3.2	MÉTODO VOLUMÉTRICO DINÂMICO .....	136
15.4	PROCEDIMENTO PARA BULLHEADING .....	142
15.4.1	COMO A MIGRAÇÃO DO GÁS AFETA A TAXA DE BULLHEAD.....	144
15.4.2	PROCEDIMENTO SE A OPERAÇÃO DE BULLHEADING FRACASSAR...	145
15.4.3	ALTERNATIVA PARA BULLHEADING DURANTE AS MANOBRAS .....	145
15.4.4	CONTROLE DE POÇO SUBMARINO COM HIDRATOS .....	145
15.5	PROCEDIMENTO AO LIGAR E DESLIGAR A BOMBA .....	146
15.5.1	PROCEDIMENTOS DE LIGAR E DESLIGAR E O PAPEL DO SUPERVISOR	146
15.5.2	AÇÕES A SEREM TOMADAS SE A PRC NÃO FOR CONHECIDA .....	146
15.5.3	DETERMINANDO A PRESSÃO INICIAL DE CIRCULAÇÃO .....	146
15.5.4	PORQUE LIGANDO A BOMBA A PRESSÃO PODE NÃO SER IGUAL A PIC E PORQUE DESLIGANDO A BOMBA A PRESSÃO PODE NÃO SER IGUAL A ESPERADA .....	146
15.5.5	COMO A PERDA DE CARGA DA LINHA DA CHOKE MAIOR QUE SICP AFETA O INÍCIO DO BOMBEIO.....	147
15.5.6	VERIFICANDO SE O POÇO ESTÁ MORTO DEPOIS DO PROCEDIMENTO DE MATAR .....	147
15.6	CONSIDERAÇÕES DURANTE O CONTROLE .....	148
15.6.1	MONITORAMENTO DOS TANQUES DURANTE OPERAÇÕES DE CONTROLE.....	148
15.6.2	CONDUZINDO GÁS TRAPEADO NO BOP STACK.....	149
15.6.3	REMOÇÃO DO GÁS TRAPEADO NO BOP.....	150
16	CONTROLE DE POÇO EM SITUAÇÕES ESPECIAIS.....	150
16.1	PROBLEMAS NO CHOKE OU NO CHOKE MANIFOLD.....	151
16.2	PROBLEMAS COM A BOMBA DE LAMA .....	151
16.3	VAZAMENTOS NO BOP .....	152
16.4	PROBLEMAS NO SEPARADOR ATMOSFÉRICO.....	152
16.5	PROBLEMAS NA BROCA.....	153
16.6	PROBLEMAS COM A COLUNA DE PERFURAÇÃO .....	154

16.7	CONTROLE DE POÇO COM PERDA DE CIRCULAÇÃO PARCIAL.....	155
16.8	CONTROLE DE POÇO COM PERDA DE CIRCULAÇÃO TOTAL .....	155
16.9	CONTROLE EM POÇOS NÃO VERTICAIS.....	156
16.10	EFEITO DA NÃO VERTICALIDADE DO POÇO.....	157
17	GERENCIAMENTO DE RISCOS.....	158
17.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	158
17.2	PROCEDIMENTOS PARA A GESTÃO DE RISCOS .....	158
17.3	DESCRIÇÃO DOS ESTUDOS DE RISCOS .....	159
17.4	ALTERAÇÃO DE PROJETOS .....	160
17.5	PLANO DO POÇO.....	161
18	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	167

## **1 PERFURAÇÃO, WORKOVER E COMPLETAÇÃO**

### **1.1 OBJETIVOS DO PROGRAMA**

Este programa tem por objetivo preparar os profissionais, capacitando-os com conhecimentos necessários para o desempenho de suas atividades com eficácia, visando à melhoria da eficiência das operações de perfuração e a prevenção da ocorrência de eventos indesejáveis.

Ao concluir este programa, o candidato deve:

- Ser capaz de entender o propósito e função dos métodos de perfuração e seus acessórios;
- Ser capaz de identificar os principais componentes que fazem parte dos métodos de perfuração;
- Ser capaz de conhecer e entender o propósito das operações e a interação entre os sistemas em estudo;
- Estar familiarizado com o controle e a operação desses sistemas;
- Ser capaz de solucionar problemas nas partes do sistema que possam ser reparadas no seu dia-a-dia;
- Entender o propósito do sistema de circulação, fluidos de perfuração e sistema de mixagem;
- Identificar os principais componentes utilizados no sistema de circulação;
- Ser capaz de realizar com eficiência uma passagem de serviço entre as equipes de perfuração;
- Priorizar cuidados com o objetivo de evitar erros operacionais, operação indevida de sistemas que possam causar aumento de volume no tanque ativo (falsos kicks), prevenindo assim: perda de tempo, prejuízos materiais, danos ao meio ambiente, etc.

### **1.2 OBJETIVOS DO WORKOVER E OPERAÇÕES DE COMPLETAÇÃO**

Completação é o conjunto de operações destinadas a equipar o poço para torná-lo apto a produzir óleo e gás. Este é um conceito operacional de tais atividades, e que a cimentação do revestimento de produção, ou seja, o revestimento que entra em contato com a zona produtora é, por esta definição, uma atividade de Completação das ações que levarão o poço a sua real produção. Por outro lado, numa definição mais objetiva de completação, pode se dizer, que a completação de um poço de petróleo é a transformação de um poço após o trabalho de sua

perfuração, em uma unidade produtiva de óleo e, ou gás, completamente equipada e com os requisitos de segurança atendidos, gerando receitas.

Ao longo da vida produtiva dos poços, geralmente são necessárias outras intervenções posteriores à completação, designadas genericamente de *workover*, com o objetivo de manter a produção ou eventualmente melhorar a produtividade.

**Sem instalação de sondas, é possível realizar uma série de operações com cabo, tais como:**

- Abertura ou fechamento de *sliding sleeve*;
- Substituição de válvulas de *gas-lift*;
- Registros de pressão;

**Quando há necessidade de intervenções com sondas visam:**

- Falhas mecânicas na coluna de produção ou revestimento;
- Produção excessiva de gás;
- Produção excessiva de água;
- Produção de areia.

### 1.3 GERENCIAMENTO DE BARREIRAS

O gerenciamento de barreiras trata do fato de garantir, de uma forma contínua e sistemática, que as barreiras de segurança do poço são efetivas, relevantes e robustas. Dentre seus requerimentos, podemos destacar:

- Um processo sistemático para seleção e desenvolvimento de barreiras, baseado na necessidade de proteção de algo de valor – gerenciar um tópico específico de uma forma aceitável;
- Selecionar e dimensionar barreiras robustas, considerando o fator incerteza – não se pode ter certeza de que todos os futuros incidentes tenham sido identificados ou que as barreiras irão funcionar como previsto em tais eventos;
- Aceitar que o gerenciamento de barreiras é um processo contínuo.

Durante a perfuração de um poço é necessário que se tenha no mínimo 2 (duas) barreiras de segurança independentes. Segue abaixo alguns exemplos de barreiras e como elas se classificam:

- **Barreira Primária:** Fluido de perfuração.
- **Barreiras Secundárias:** BOP, Inside BOP, IBOP, choke manifold, válvula de segurança de coluna (VSC), revestimento, cimento.

Para evitar que componentes únicos criem uma possível falha total do sistema, uma função de contingência (*backup*) deve estar presente no sistema. Todos os equipamentos de controle devem sofrer manutenção e passar por testes de pressão e funcionamento, de acordo com os procedimentos e política da companhia, garantindo um correto funcionamento e integridade quando necessário.

As barreiras secundárias podem ser denominadas como um conjunto solidário de barreiras, ou seja, são várias barreiras que atuam juntas com o objetivo de garantir a segurança do poço evitando assim um blowout. Além disso, a barreira primária e as barreiras secundárias podem ser chamadas por outras nomenclaturas:

- **Barreiras Físicas:** Fluido de perfuração, cimento.
- **Barreiras Mecânicas:** BOP, Inside BOP, IBOP, choke manifold, válvula de segurança de coluna (VSC), revestimento.
- **Barreiras Operacionais (Processuais):** Sensores de nível, trip tank, monitoramentos da vazão de retorno e dos níveis dos tanques, treinamentos periódicos.

### 1.3.1 TESTES DE BARREIRAS

Entre todos os equipamentos existentes numa sonda de perfuração, o BOP é a mais importante ferramenta usada para garantir a segurança e o controle do poço. Seu bom funcionamento é crucial tendo em vista que é o equipamento usado para conter e permitir a circulação de kicks para fora do poço.

#### 1.3.1.1 TESTE DE PRESSÃO

O teste de pressão deve ser realizado com o objetivo de verificar a estanqueidade do BOP, das válvulas de coluna, linhas de choke e kill, entre outros equipamentos que atuam como barreira. Todos esses componentes listados acima devem ser testados com a mesma pressão na qual o BOP é testado. Os testes de pressão do BOP são divididos em etapas de baixa e alta pressão.

Agora efetivamente começam os testes do BOP, etapa complexa que exige muitos cuidados em sua execução. Para executar os testes é preciso instalar o plugue de teste (ITT) na cabeça do poço. Esta ferramenta tem a função de conter a pressão aplicada ao longo do teste no sentido de cima para baixo, já que o BOP foi todo projetado para resistir pressões oriundas de dentro do poço, ou seja, pressões vindas de baixo. Em seguida, cada elemento de vedação do BOP deve ser testado individualmente a diferentes níveis de pressão para que se possa garantir que estão aptos a resistir os esforços aos quais podem vir a ser submetidos no caso de acionamento do BOP.

### **1.3.1.2 TESTE DE FUNÇÃO**

O teste de função também deverá ser realizado, já que um teste para ver se as funções do BOP estão operando normalmente, porém a realização de um teste de função satisfatório não substitui o teste de pressão.

## **1.4 WELL CONTROL DRILLS**

### **1.4.1 PIT DRILL – SIMULADO DE KICK DURANTE A PERFURAÇÃO**

O propósito do exercício simulado de detecção de kick é garantir que a equipe está hábil para efetivamente reconhecer e reagir a um kick.

- Sem comunicar o sondador e mud logger, um determinado volume de fluido é adicionado ao tanque aumentando o seu nível.
- É esperado que o mud logger e sondador detectem o ganho e tomem uma ação, por parte do mud logger é comunicar ao sondador imediatamente sobre o que observou, já o sondador terá que agir para promover o fechamento do poço.
- Após finalizar o exercício simulado deverá ser registrado o tempo para o “drill” no Relatório de Perfuração do IADC, e revisar com a equipe as operações que foram feitas.

### **1.4.2 TRIP DRILL – SIMULADO DE KICK DURANTE A MANOBRA**

O objetivo deste simulado é assegurar que a equipe é capaz detectar e reagir efetivamente a um kick durante uma manobra. O propósito deste exercício é familiarizar a equipe com o procedimento de fechamento que será implementado na decorrência de um kick durante uma manobra, onde o plataformista terá que instalar a válvula de segurança de coluna na posição aberta e posteriormente fechá-la.

Isso irá detalhar a ação que a tripulação deverá tomar no evento de um kick. 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.

### **1.4.3 CHOKE DRILL – SIMULADO DE CONTROLE DO POÇO**

O Choke Drill é um simulado de controle de poço que visa avaliar/melhorar a competência da equipe da sonda. Esse simulado ajuda a equipe a entender como o choke e as pressões no poço reagem durante um controle de poço. Os objetivos do choke drill são:

- Tornar mais familiar a prática de controle de pressão através do choke da sonda;
- Obter referência do tempo de resposta quando o choke é acionado (Lag Time);
- Confirmação do correto alinhamento das válvulas (Linha Verde);

- Verificar que todos os manômetros (painel do sondador, painel de controle, painel do BOP), choke hidráulico, BOP estão prontos para trabalho;
- Obter mais prática/sensibilidade nas operações de entrada e retirada de bomba durante controle.

#### **1.4.4 DIVERTER DRILLS – SIMULADO DE DIRECIONAMENTO DE FLUXO**

O objetivo do Diverter Drill em poços com BOP submarino é garantir que a equipe está hábil para efetivamente reconhecer e reagir a um gás de riser, o direcionando para uma distância segura da plataforma na direção que o vento estiver indo.

O objetivo do Diverter Drill em poços de superfície é garantir que a equipe está hábil para efetivamente reconhecer e reagir a um evento de gás raso, o direcionando para uma distância segura da plataforma na direção que o vento estiver indo.

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.

#### **1.4.5 HANG-OFF DRILLS – SIMULADO DE HANG-OFF**

O simulado de hang-off é utilizado para a equipe dominar os procedimentos e preparação para as operações de controle de poço. Esse simulado serve também para evitar danos aos selos das gavetas, devido ao movimento da tubulação devido ao *heave*. É de fundamental importância que existam simulações (treinamentos) para a equipe se familiarizar com tais ações. Seguem os procedimentos:

- 1- Verificar se uma tool joint não está à frente da gaveta e se a última drill string safety valve está acessível;
- 2- Fechar a gaveta;
- 3- Descer, vagarosamente, a coluna até o contato com a gaveta. Observar o indicador de peso.
- 4- Na utilização de uma gaveta sem dispositivo de travamento automático, atuar as travas.

## 2 FORÇA, ÁREA, PRESSÃO

Pressão é definida como uma força atuando em uma unidade de área, conforme a figura:

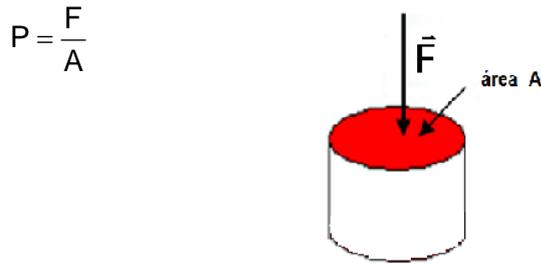


Figura 1: Força sobre área

As unidades mais usuais de pressão são:

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

### 2.1 PRESSÃO HIDROSTÁTICA GERADA PELO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Pressão hidrostática é a pressão exercida por uma coluna de fluido na vertical e em condições estáticas. 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. A pressão hidrostática no fundo do poço pode ser obtida através da fórmula:

$$PH = \rho_{\text{fluido}} \times 0,1704 \times TVD$$

Onde:

PH = pressão hidrostática (psi);

$\rho_{\text{fluido}}$  = densidade de fluido (lb/gal);

0,1704 = constante ou fator de conversão;

TVD = profundidade vertical - True Vertical Depth (m);

### 2.2 GRADIENTE DE PRESSÃO

Utilizando a densidade de um fluido podemos também calcular o seu gradiente de pressão, que é o quanto de pressão o fluido exerce por metro de profundidade, logo o seu resultado sairá em psi/m, com a fórmula a seguir podemos obter o gradiente de pressão de um fluido:

$$G = \rho_{\text{fluido}} \times 0,1704$$

Onde:

G = gradiente (psi/m);

$\rho_{\text{fluido}}$  = densidade de fluido (lb/gal);

**Calculando a pressão hidrostática quando se tem dois tipos de fluido no poço:**

1º: calcula-se a pressão hidrostática do primeiro tipo de fluido;

2º: calcula-se a pressão hidrostática do segundo fluido,

3º: soma as duas pressões.

Exemplo:

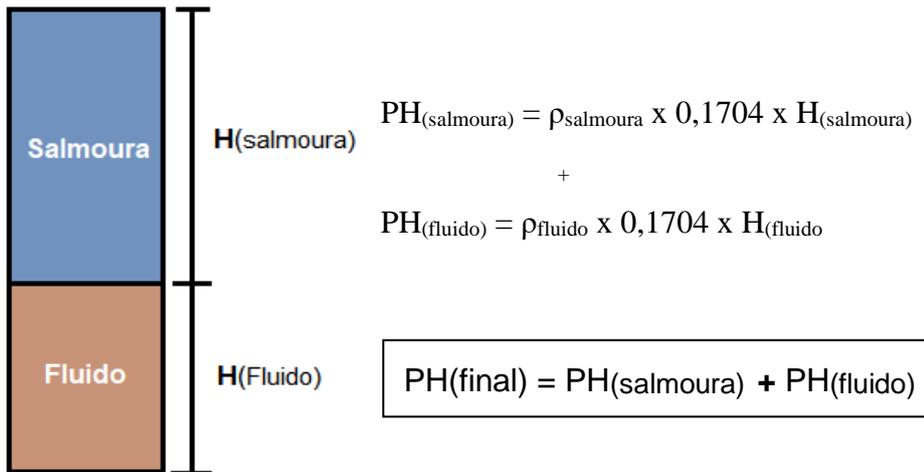


Figura 2: Poço com dois fluidos

### 2.3 PRINCÍPIO DO TUBO EM U

O princípio do tubo em U ocorre quando dois fluidos de densidades diferentes buscam um ponto de equilíbrio entre eles.

- **Efeito do tubo em U na pressão no fundo do poço (BHP) quando o poço encontra-se aberto:**

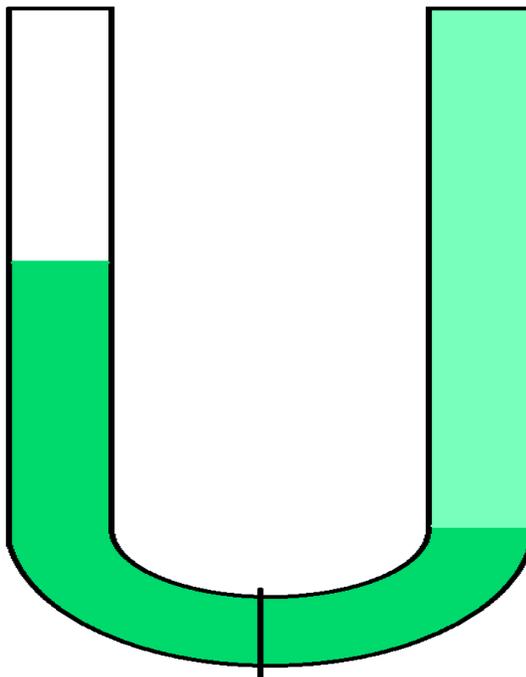


Figura 3: Equalização do tubo em U

O fluido mais pesado desloca parte do fluido mais leve para fora do poço fazendo com que ocorra a estabilização do tubo em U e conseqüentemente fazendo com que a BHP fique constante. A figura acima nos mostra que o local onde fluido pesado estava teve uma redução de nível, redução que foi necessária para equalizar as pressões hidrostáticas.

- **Efeito do tubo em U na pressão no fundo poço (BHP) quando o poço encontra-se fechado:**

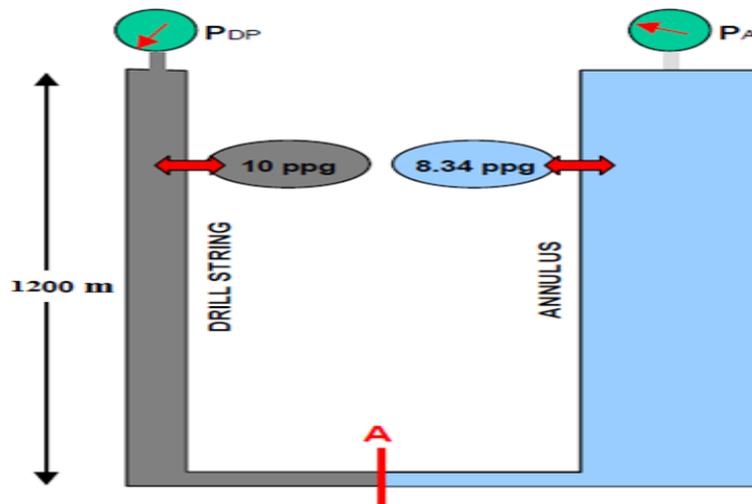


Figura 4: Efeito do tubo em U com o poço fechado

Neste tipo de cenário, o fluido mais pesado está tentando expulsar parte do fluido mais leve para fora do poço, porém como o poço se encontra fechado acabará resultando em acréscimo de pressão no fundo poço e nos manômetros localizados no ponto onde se encontra o fluido mais leve, isso devido os fluidos não conseguirem equilibrar as suas hidrostáticas. Esse diferencial de pressão ( $\Delta$ Pressão) pode ser calculado através da seguinte fórmula:

$$\Delta\text{Pressão} = (\rho_{\text{fluido mais pesado}} - \rho_{\text{fluido mais leve}}) \times 0,1704 \times \text{TVD}$$

$$\Delta\text{Pressão} = (10 - 8,34) \times 0,1704 \times 1200 = 339 \text{ psi}$$

## 2.4 SITUAÇÕES DO POÇO: BALANCE, OVERBALANCE, UNDERBALANCE

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

- **Balance:** A pressão hidrostática é igual à pressão da formação.
- **Overbalance:** A pressão hidrostática é maior que a pressão da formação.
- **Underbalance:** A pressão hidrostática é menor que a pressão da formação.

**Observação:** Em condições normais de trabalho deve-se operar em overbalance.

## **2.5 PROGRAMA DE FLUIDOS**

A principal função do fluido de perfuração, do ponto de vista da segurança do poço, é gerar pressão hidrostática, cujo valor seja superior ou igual à pressão de poros das formações para prevenir a ocorrência de kicks. A pressão hidrostática é uma barreira de segurança física, também conhecida como controle primário do poço.

### **2.5.1 FINALIDADES DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO (FUNÇÕES DO FLUIDO):**

- Gerar pressão hidrostática;
- Limpar o poço;
- Manter os cascalhos em suspensão;
- Transmitir energia mecânica;
- Trazer informações das formações perfuradas;
- Aliviar o peso da coluna pelo empuxo;
- Resfriar e lubrificar a coluna e a broca;
- Formação de Reboco (Contribui para a sustentação das paredes do poço).

### **2.5.2 MONITORAMENTO DO FLUIDO 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.

### **2.5.3 PRINCIPAIS 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.

### **2.5.4 PROPRIEDADES DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO**

#### **2.5.5 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 ( $\text{BaSO}_4$ ).

### 2.5.6 PROPRIEDADES QUÍMICAS: SALINIDADE, ACIDEZ E ALCALINIDADE

A salinidade mede a concentração de sais no fluido, e é avaliada pelo teste de cloretos (Figura 5). Pelo teste de cloretos é possível saber se o poço se encontra numa zona de roça de sal, se contém água salgada no poço (Figura 6), 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);  $0 \leq \text{pH} < 7$  (lama ácida);  $7 < \text{pH} \leq 14$  (lama alcalina). Em geral usa-se lama alcalina ( $\text{pH} \geq 9$ ). 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 ( $\text{CaCO}_3$ ).

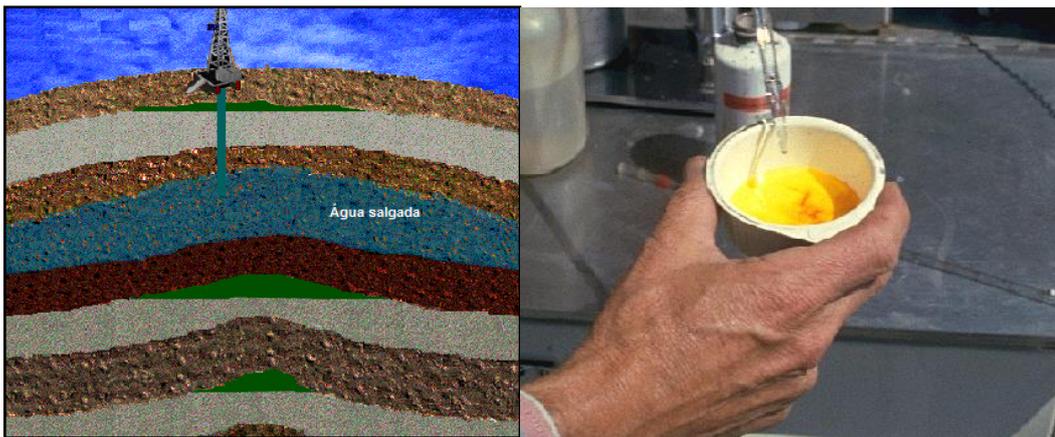


Figura 5: Realização do teste de cloretos. Figura 6: Formação com água salgada

### 2.5.7 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 reologia 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 escoar, 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), pelos Estados Unidos, o vaso Redwood, pela Inglaterra, o vaso Engler, pela Alemanha, e o Barbey, pela França.

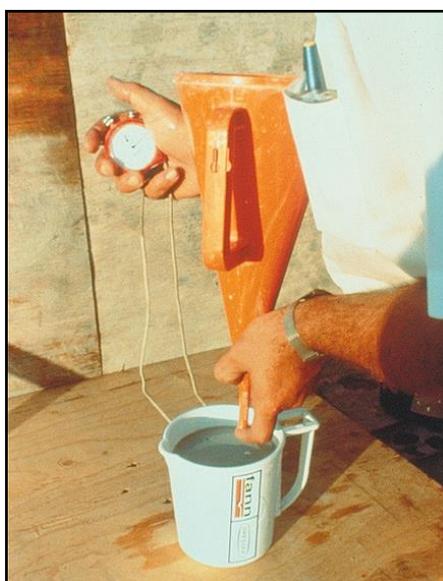


Figura 7: Viscosímetro de orifício (funil Marsh)

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 8). 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 8: 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 9 é possível verificar exemplos de equipamentos utilizados nas medições das principais propriedades dos fluidos de perfuração.



Figura 9: Kit para determinar a viscosidade de funil Marsh e o pH de fluido de perfuração.

Copo graduado, Fita de papel para determinar o pH, Funil Marsh e Cronômetro

A Figura 10 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 10: Filtro Prensa para avaliar as propriedades da torta de filtração

### 2.5.8 MANTENDO A DENSIDADE DO FLUIDO

O fluido de perfuração, normalmente chamado de "lama", tem diversos propósitos na perfuração de poços com sondas giratórias. Os aditivos nesse fluido ajudam a lubrificar a broca e a coluna de perfuração, sendo que sua constante circulação no interior do poço leva o material cortado (cascalhos cortados pela broca) para a superfície. Uma propriedade muito importante da lama de perfuração é a sua densidade.

O seu peso dentro do poço evita o escape de petróleo e de gás que permanecem sob uma pressão muito alta no fundo do poço. A densidade do fluido é monitorada com frequência durante a operação, principalmente em áreas que tenham zonas conhecidas excessivamente pressurizadas. A massa específica, ou densidade absoluta, é a massa por unidade de volume do fluido, expressa conforme equação, a seguir:

$$\rho = \frac{\mathbf{m}}{\mathbf{v}}$$

Onde:

$\rho$ : é a densidade

$\mathbf{m}$ : é a massa

$\mathbf{v}$ : é o volume

No ramo petrolífero, utiliza-se a balança densimétrica, conhecida como balança de lama (mud balance) para medir a densidade dos fluidos de perfuração. A balança pressurizada é a mais utilizada por fornecer as leituras mais elevadas de densidade de fluido, e também é a mais utilizada quando se tem um fluido cortado por gás ou aerado. Geralmente a unidade mais usual é lb/gal (ppg). O peso específico do fluido é o peso por unidade de volume. Na sonda de perfuração, o peso do fluido é comumente chamado de "peso da lama" e é o responsável pela pressão hidrostática no interior do poço. Para aumentar a densidade de um fluido, usam-se aditivos como a Baritina ou mineral similar.

O peso da lama na sonda é regularmente verificado pelo profissional chamado "torrista". A queda do peso da lama pode trazer como principal problema a queda da pressão hidrostática no poço, podendo colocá-lo em "kick" (entrada de fluido da formação para o poço devido à queda da pressão hidrostática da lama). Portanto, o mesmo é verificado em intervalos regulares, estando, constantemente, sob monitoramento.



Figura 11: Medidores de densidade, viscosidade e pH (potencial de hidrogênio)

Do ponto de vista da prática de perfuração, um poço deve estar com um leve overbalance, ou seja, a pressão hidrostática da lama levemente superior a pressão da formação, porque durante a perfuração, operações de retirada da coluna conhecida como manobra poderá gerar uma queda de pressão por arraste do fluido junto às paredes do tubo deslocado; conhecida como swabbing (pistoneio).

#### Procedimentos:

1. Recolha uma amostra de lama de perfuração limpa na área das peneiras, depois que os detritos forem removidos pela peneira vibratória ou sistema condutor, enchendo o recipiente de uma balança de lama.
2. Coloque o recipiente na balança e ajuste a peça móvel até nivelar. Faça a leitura da densidade da lama ( $\text{kg/m}^3$ ) na escala.
3. Adicione água doce, conforme necessário, para diminuir a densidade da lama através da diluição. Para aumentá-la, acrescente um material denso, como sulfato de bário em pó (baritina) ou calcário.

### 2.5.9 ALTERAÇÕES NA DENSIDADE DO FLUIDO DEVIDO AO AUMENTO DE TEMPERATURA, À DIMINUIÇÃO DE TEMPERATURA E AO AUMENTO DE PRESSÃO GERADO SOBRE O FLUIDO

- O aumento na temperatura do fluido reduz a sua densidade.
- A diminuição da temperatura do fluido aumenta a sua densidade.
- O aumento de pressão gerado sobre o fluido aumenta a sua densidade.

### 2.6 DENSIDADE EQUIVALENTE ESTÁTICA

A pressão “P” em uma determinada profundidade “TVD” pode ser expressa em termos de massa específica equivalente. O seu valor pode ser calculado através da equação abaixo, onde  $\rho_e$  é a massa específica equivalente expressa em lb/gal e a profundidade vertical (TVD) expressa em metros. Isso faz com que a densidade equivalente seja maior em profundidades maiores, ou seja, a densidade equivalente estática de um fluido no fundo de um poço é maior do que a densidade desse fluido vista na superfície.

$$\rho_e = P \div 0,1704 \div TVD$$

Logo podemos concluir que a densidade equivalente estática do fluido de perfuração aumenta de acordo com que a profundidade vertical aumenta, já que, conforme a profundidade do poço aumenta, a pressão aplicada sobre o fluido vai aumentando, e fazendo com que se tenha uma diminuição no volume, o que faz com que a densidade do fluido aumente.

$$\uparrow \rho = \frac{m}{v} \downarrow$$

### 2.7 MONITORAMENTO DOS TANQUES EM OPERAÇÕES NORMAIS DE PERFURAÇÃO

O fluido de perfuração é o elemento vital no controle do poço perfurado. Durante todo o processo, um sistema incluindo tanques de armazenamento de fluidos de alta capacidade, bombas de lama de alta vazão, coluna de perfuração e broca, sistemas de limpeza de fluidos entre outros, atuam em um circuito contínuo na intenção de manter a integridade das formações geológicas atravessadas, a segurança do pessoal de perfuração e a integridade do meio ambiente.

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. Se for notado um aumento no volume de lama nos tanques, deve-se fechar o poço imediatamente e verificar se há pressão.

Os sensores de nível são usados para detectar um nível adequado de lama. O mesmo pode detectar com precisão o nível do tanque de lama, comunicar essa informação a um CLP que dispara alarmes e evita situações de nível baixo de tanque de lama. A precisão e a confiabilidade do sensor de sonda de lama garantem o tempo de operação durante a perfuração. Portanto, deve estar sempre calibrado.

**Segue abaixo alguns fatores que podem afetar os monitoramentos dos tanques de lama:**

- Transbordamento de fluido nas peneiras (diminui o nível dos tanques);
- Movimentação de guindaste (atrapalha o monitoramento dos tanques com relação a perdas e ganhos de volume);
- Condições climáticas (aumenta o nível dos tanques);
- Variação do nível do mar (interfere diretamente no monitoramento dos tanques em sondas flutuantes);
- Transferência de fluido sem avisar (aumenta o nível dos tanques);
- Fluido à base de óleo e zonas de baixa permeabilidade (gera pequenos ganhos de volume nos tanques, é mais demorado para perceber um aumento no nível dos tanques);
- Efeito ballooning (gera fluxo e ganho com as bombas desligadas);
- Quando liga o desareador ou o dessiltador sem comunicar ao sondador (diminui o nível do tanque);
- Quando desliga o desareador ou dessiltador sem comunicar ao sondador (aumenta o nível do tanque).

## 2.8 TERMINOLOGIAS DE CONTROLE DE POÇO E CARACTERÍSTICAS DA FORMAÇÃO

### 2.8.1 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

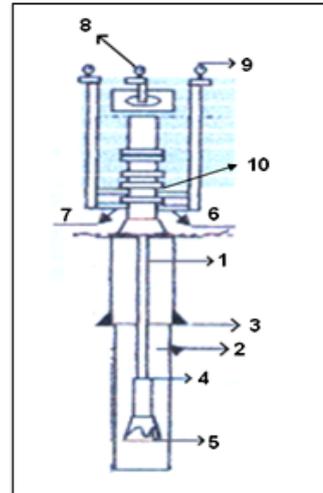


Figura 12: Principais Elementos de um poço de petróleo

## 3 FLUIDOS DE UMA FORMAÇÃO – TIPOS DE INFLUXOS

Uma formação pode conter fluidos como água salgada, óleo, gás ou uma combinação deles. Se o fluido for gás, este pode ser natural, 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, assim reduzindo consideravelmente a pressão hidrostática no fundo do poço.

Ao longo de milhões de anos o petróleo, comumente denominado óleo, migra da rocha geradora em direção à superfície. Quando esse elemento encontra uma rocha impermeável, essa migração é interrompida e, caso essa estrutura forme uma armadilha, o óleo passa a se acumular. De acordo com as características da rocha abaixo da armadilha o óleo é acumulado em maior ou menor volume.

Considerando que o processo de migração é lento, e vem ocorrendo a milhões de anos, é de se esperar que os fluidos acumulados estejam gravitacionalmente separados de acordo com suas densidades. O gás natural é acumulado na parte superior, o óleo na parte central e a água abaixo do óleo, como apresentado na figura abaixo. Nem sempre o reservatório apresenta

as três fases bem definidas. Dependendo das características do reservatório, pode-se, por exemplo, encontrar o gás dissolvido no óleo.



Figura 13: Disposição de fluidos no reservatório

### 3.1 CARACTERIZAÇÃO DO GÁS NATURAL

De acordo com o artigo 6º da Lei 9.478, de 06/08/1997, gás natural é todo hidrocarboneto que permanece em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gasíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros. Em termos de composição, possui predominantemente teores de hidrocarbonetos parafínicos, além de componentes não hidrocarbonetos.

Os hidrocarbonetos presentes no gás natural em maiores quantidades são: metano (C1), etano (C2), propano (C3) e butano (C4). Comumente, a corrente de componentes de hidrocarbonetos entre pentano (C5) e dodecano (C12), encontrados em menores quantidades, é chamada de C5+. Já os principais componentes não hidrocarbonetos incluem o nitrogênio (N2), dióxido de carbono (CO2), água (H2O), gás sulfídrico (H2S) e compostos de enxofre.

A riqueza do gás natural é o conjunto de componentes mais pesados que o etano, isto é, a fração C3+ (mistura contendo propano e outros hidrocarbonetos mais pesados), que pode ser transformada em produtos de elevado valor comercial. Quanto maior for a proporção destes componentes, maior será o poder calorífico da mistura e, conseqüentemente, mais rico será considerado o gás natural bruto. Considera-se como gás rico o gás natural com teores de hidrocarbonetos pesados superiores a 8%, sendo considerado pobre quando menores que 6% e mediano quando entre 6 e 8% (Almeida, 2013). Para fins de comparação, é apresentada na figura abaixo a riqueza média do gás natural proveniente de três tipos de campos produtores:

gás associado ou não ao petróleo, em ambientes exploratórios de Terra, Mar Pós-Sal ou Mar Pré-Sal.

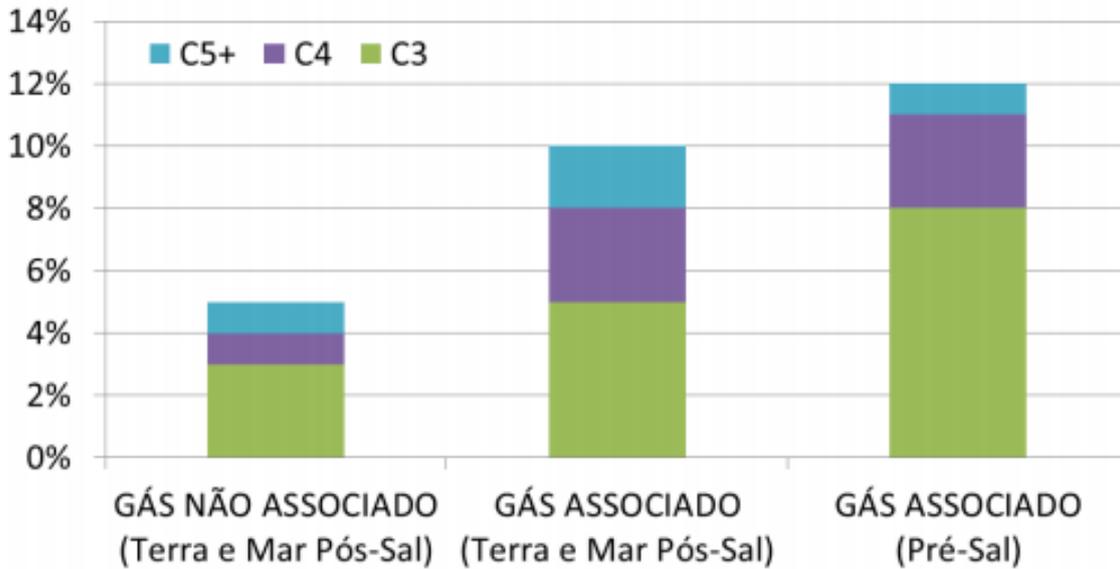


Gráfico 1: Gás associado e não associado

### 3.1.1 GÁS ASSOCIADO E NÃO ASSOCIADO

Conforme mencionado anteriormente, além da classificação por teor de riqueza, o gás natural pode ser caracterizado como Gás Associado (GA) ou Gás Não Associado (GNA). O GA é aquele que se encontra em solução no óleo presente no reservatório. Com a produção de óleo e a consequente variação na pressão à medida que o fluido se eleva, a solubilidade do gás é reduzida, sendo o mesmo liberado em condições de superfície. É também Gás Associado aquele existente em uma capa de gás original ou secundária (criada por conta da despressurização com a produção de óleo) do reservatório. Nesse caso denomina-se Gás Livre Associado.

O GNA é aquele presente em reservatórios de gás, e que, portanto, só é produzido se puder ser comercializado. Em alguns casos o reservatório de GNA é de Gás Condensado, que, em condições de subsuperfície, possui frações ricas (hidrocarbonetos mais pesados) vaporizadas no gás e líquidas em condições de superfície. Tais frações são denominadas “condensado”. A depender das pressões durante a produção, uma parte do condensado vaporizado no gás pode se liquefazer e depositar no reservatório, sendo a parcela restante produzida junto com o gás.

### 3.2 CORTE DE LAMA POR GÁS

A incorporação de fluidos da formação no fluido de perfuração é conhecida com o nome de corte de lama. O corte de lama por gás é o que de longe causa mais problemas à segurança do poço, pois o gás se expande quando trazido para a superfície, causando uma diminuição na

massa específica da lama e um consequente decréscimo da pressão no poço que pode ser suficiente para gerar um kick.

Pequenas quantidades de gás no fluido de perfuração que retornam à superfície são registradas pelos detectores de gás. A quantidade de gás registrada por estes instrumentos é expressa termos de Unidades de Gás Total (UGT) que é uma medida arbitrária e não padronizada entre os vários fabricantes de detectores de gás. Para algumas companhias 50 UGT representa 1% de gás na lama, para outras 30 UGT representa 1% de gás na lama que corresponde a uma concentração equivalente a 10.000 ppm. Quando quantidades maiores de gás estão presentes no fluido de perfuração, o corte se manifesta por uma redução da massa específica do fluido na superfície quando medida com uma balança densimétrica não pressurizada.

Embora a massa específica do fluido de perfuração muitas vezes esteja bastante reduzida na superfície, a pressão hidrostática no poço não decresce significativamente, pois a maior expansão do gás ocorre próximo à superfície. Assim, na maioria dos casos, o corte do fluido de perfuração por gás não provoca a ocorrência de um kick. Entretanto, é importante que o gás já incorporado ao fluido de perfuração seja removido na superfície pelo uso de desgaseificadores e que a causa da contaminação seja identificada e eliminada. Existem várias maneiras nas quais o gás se incorpora à lama. As mais comuns designam o tipo de contaminação, tais como:

- Gás de fundo ou background: é o gás na lama oriundo das formações pouco permeáveis. A leitura do detector de gás permanece constante ao longo da perfuração. Variações para mais nesta leitura devem ser investigadas;
- Gás de manobra: é o gás que aparece na superfície após tempo necessário à circulação do espaço anular (bottom's up) após uma manobra. Pode indicar que houve pistoneio e um ajuste na margem de segurança de manobra é recomendável;
- Gás de conexão: é o gás que aparece na superfície após a circulação de um bottom's up após uma conexão. Ele é gerado pela redução da pressão no fundo do poço (BHP) devido cessação das perdas de carga por fricção no espaço anular quando a bomba de lama é desligada para a conexão, associado ao efeito do pistoneio devido ao movimento de subida da coluna para a conexão. Recomenda-se um ajuste na margem de segurança de manobra, aumentando o peso específico do fluido de perfuração;
- Gás dos cascalhos perfurados: gás proveniente de formação com alta porosidade e portadora de gás quando está sendo perfurada. O gás contido nos poros dos cascalhos desta formação se libera dos mesmos e se expande quando trazido à superfície,

causando um decréscimo de pressão no poço que pode ser suficiente para gerar um kick. Quando esta condição existe, deve-se tomar uma ou algumas das seguintes ações:

- Redução da taxa de penetração;
- Aumento da vazão de bombeio;
- Parada da perfuração e circulação de um bottom's up em intervalos de tempo regulares.

### 3.3 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. Fluido de perfuração cortado por gás e/ou óleo. Um corte de gás e/ou óleo pode indicar que um kick está ocorrendo. Neste caso, a vazão do fluido invasor para o interior do poço é pequena e ele está sendo disperso no fluido de perfuração em circulação.

Corte de gás causado pelos cascalhos cortados pela broca pode também indicar que a ocorrência de um influxo é iminente. 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. Corte de água salgada e alterações na salinidade da lama podem indicar kick de água das formações.

### 3.4 COMPORTAMENTO DO GÁS NO FLUIDO (REDUÇÃO DA PRESSÃO HIDROSTÁTICA)

Quando o fluido de perfuração é contaminado por um fluido da formação ocorre corte da lama, causando a diminuição de sua massa específica. Essa redução também pode provocar um kick. A contaminação pode ser por óleo, água ou gás provenientes da formação perfurada.

A situação mais crítica ocorre quando o corte é feito por gás. Mesmo em menores proporções, a redução na massa específica do fluido de perfuração devido ao corte por água e óleo também é importante e deve ser detectada para garantir a segurança da perfuração. A redução da pressão hidrostática vai depender da quantidade de fluido de contaminação. Quanto mais fluido invasor, maior é a probabilidade de ocorrência de um kick.

A redução da pressão a uma determinada profundidade pode ser estimada pela seguinte equação:

$$\Delta P = 34,5 \times (\rho_m / \rho_{mc} - 1) \times \log P_h / 15$$

Onde  $\Delta P$  é o decréscimo da pressão devido ao corte por gás em psi,  $\rho_m$  é a massa específica da lama original em lb/gal,  $\rho_{mc}$  é a massa específica da lama cortada em lb/gal,  $P_h$  é a pressão hidrostática da lama não cortada na profundidade da zona portadora de gás em psi.

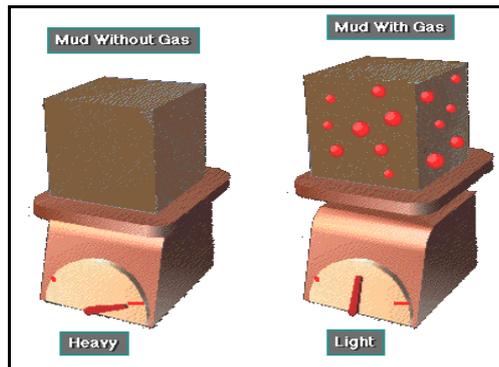


Figura 14: Lama limpa e lama cortada por gás

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 a melhor verificação após a identificação da lama cortada por gás é a realização de um flowcheck. Caso o flowcheck dê resultado positivo (está fluindo com a bomba desligada) deve-se fechar o poço imediatamente.

### 3.5 GÁS DE CONEXÃO

O gás de conexão ocorre no momento em que uma conexão é feita, porém somente é observado depois que um Bottom's UP é feito após a conexão. A melhor medida a ser tomada quando o gás de conexão ocorre é o adensamento do fluido, porém quando isso não é possível, pode-se fazer um controle da taxa de penetração para reduzir os eventos de gás de conexão, conforme mostrado no exemplo abaixo:

#### Exemplo:

- Um poço está sendo perfurado com uma taxa de penetração (ROP) = 30 m/h
- Uma seção de tubos mede = 30 m
- Tempo de circulação de um bottom's UP: 3 horas

Nesse tempo de circulação apresentado acima realizaremos 3 conexões, pois estamos com uma taxa de perfuração igual ao comprimento de uma seção de tubos e isso implicará em uma conexão a cada 1 hora.

#### Controlando (reduzindo) a taxa de perfuração (ROP) para 10 m/h:

Neste caso, o tempo de circulação e o comprimento da seção de tubos se manterão os mesmos, e com isso em 3 horas realizaremos apenas uma conexão (1h = 10 metros perfurados; 2h = 20 metros perfurados; 3h = 30 metros perfurados;) reduzindo assim o volume e os eventos de gás no poço.

### 3.6 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).

#### 3.6.1 CONDIÇÕES ESSENCIAIS PARA OCORRÊNCIA DE KICK

a) **Presença de uma formação porosa e permeável.**

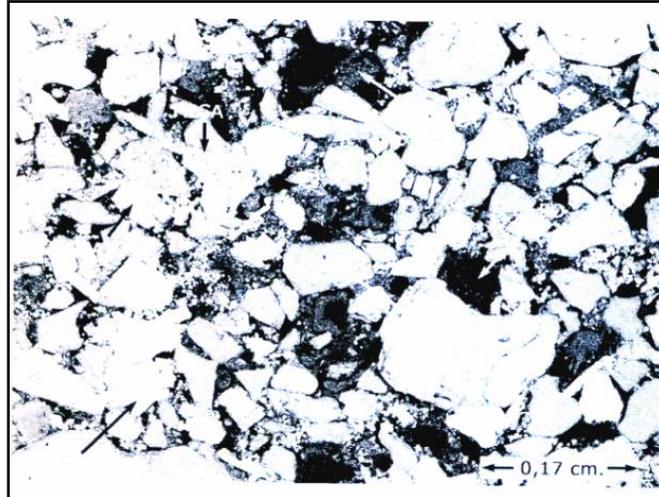


Figura 15: Rocha porosa

b) **Underbalance.**

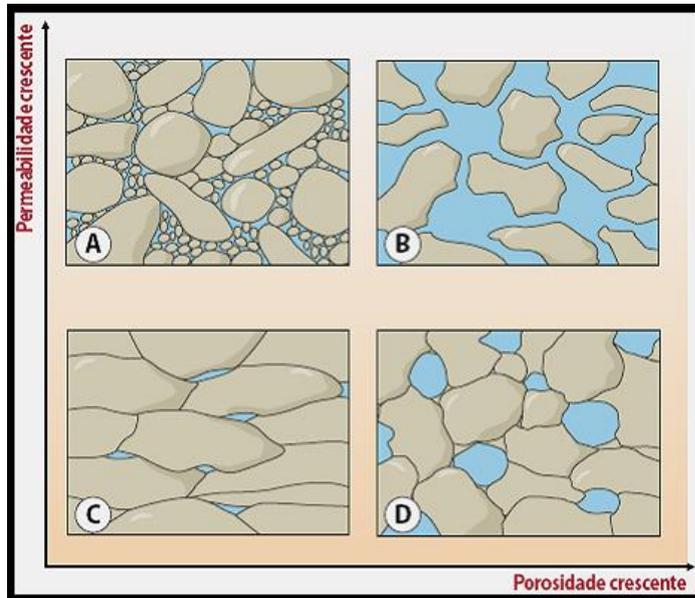
### 3.7 BLOWOUT

Blowout é o fluxo totalmente descontrolado de fluidos da formação para o interior do poço e do poço para a superfície, 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, gerando uma 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.

### 3.8 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 ocios de uma rocha e o volume total da mesma. Estes espaços podem estar preenchidos por gases, água ou petróleo. A porosidade é quem dita o volume máximo de fluidos que uma rocha é capaz de armazenar.



**Figura 16**

- A – Formação pouco porosa, com permeabilidade.
- B – Formação com boa permeabilidade e porosidade.
- C – Formação pouco porosa e pouco permeável.
- D – Formação porosa, porém pouca permeabilidade.

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. A permeabilidade de uma formação pode influenciar positivamente ou negativamente na detecção de um kick por parte do sondador.

#### **Seguem abaixo as influências da permeabilidade na detecção de um kick:**

- Kicks ocorrerão mais rápido em rochas com alta permeabilidade e com um grande diferencial de pressão (exemplo: Pressão da formação = 5500 psi e Pressão hidrostática = 5100 psi).

- Zonas de baixa permeabilidade e fluidos de perfuração base óleo podem atrapalhar o sondador identificar um kick, devido ao gás entrar em solução no fluido a base de óleo fazendo com que o ganho de volume nos tanques possa ser menor do que o volume de kick que entrou no poço, isso resultado da solubilidade do gás no fluido.

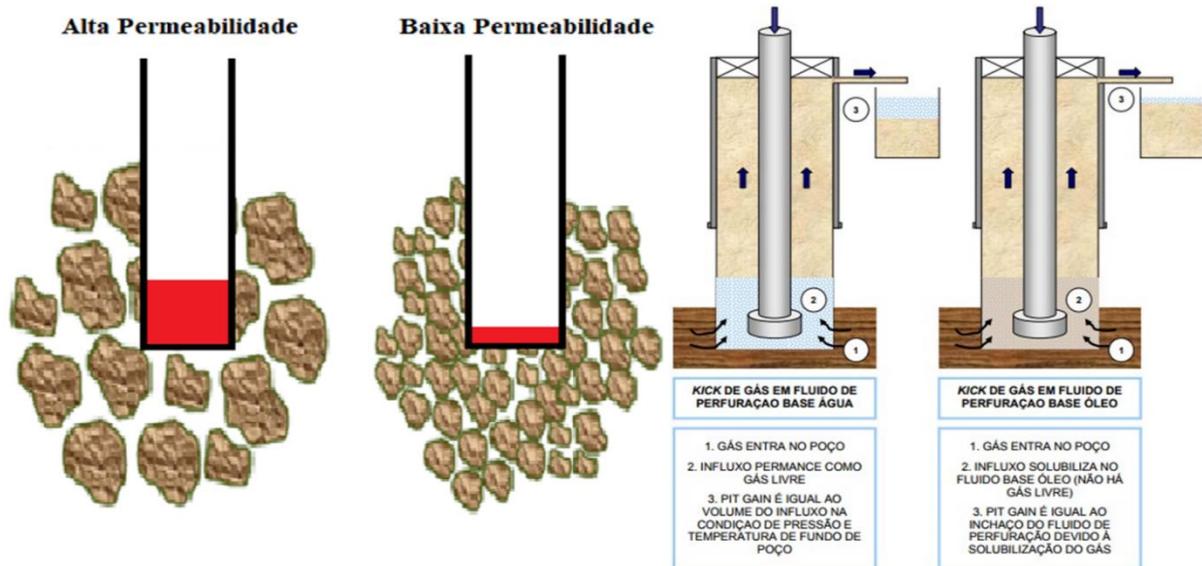


Figura 17: Comparação das permeabilidades

### 3.9 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. A fórmula para calcular a pressão da formação é:

$$P_f = \rho_{\text{poros}} \times 0,1704 \times \text{TVD}$$

Considera-se normal a pressão da formação cuja densidade de poros se situe entre as densidades da água doce e da água salgada. Quando a densidade de poros da formação é menor do que a da água doce esta é chamada de pressão anormalmente baixa; quando a densidade de poros da formação é maior do que a da água salgada esta é dita de pressão anormalmente alta, ou seja:

- A Pressão de formação é normal quando a densidade de poros estiver entre: 8,3 lb/gal (água doce) e 8,9 lb/gal (água salgada da formação);
- A Pressão de formação é anormalmente baixa quando a densidade de poros estiver abaixo de: 8,3 lb/gal (água doce);
- A Pressão de formação é anormalmente alta quando a densidade de poros estiver maior que: 8,9 lb/gal (água salgada da formação);

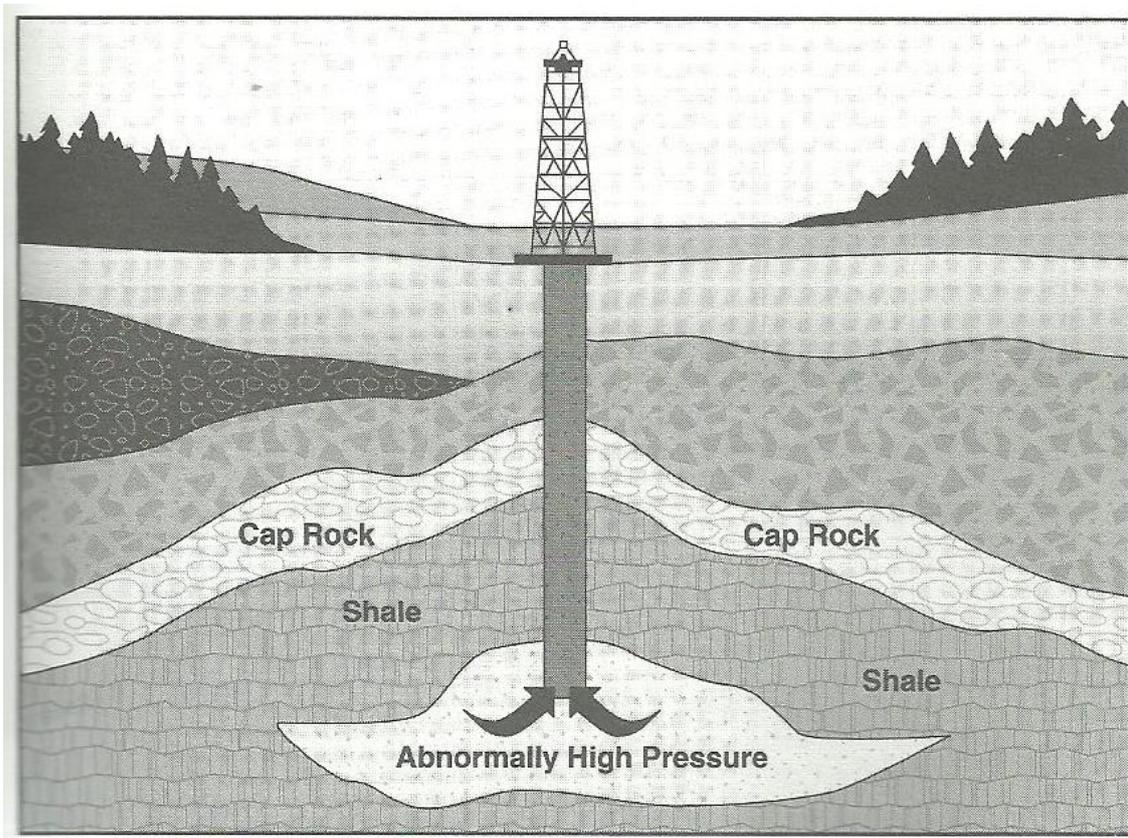


Figura 18: Pressão de formação anormalmente alta

Isso ocorre em decorrência de falhas geológicas, de fluido aprisionado em folhelhos (rocha com baixíssima ou nenhuma permeabilidade), de domos salinos, e da possível comunicação de poços injetores com reservatórios que estejam sendo perfurados.

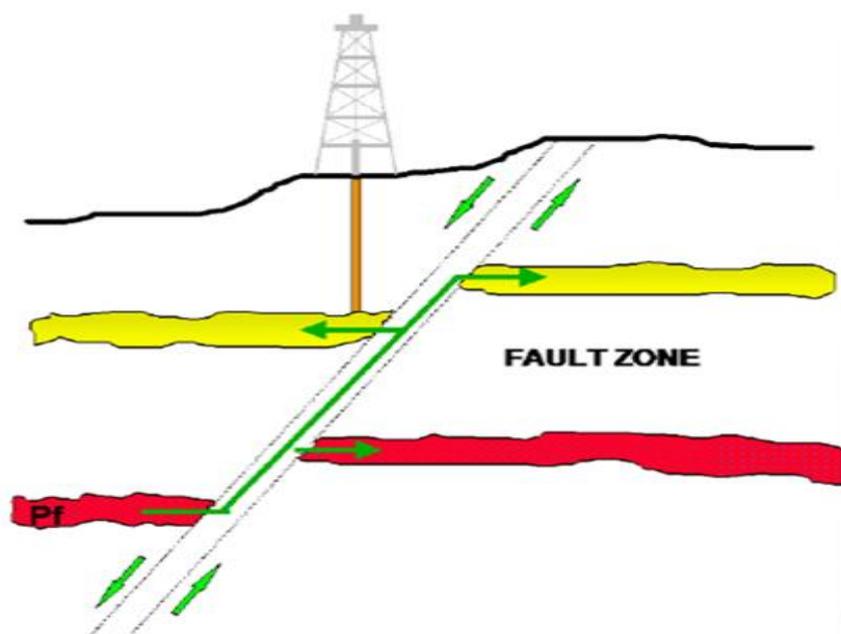


Figura 19: Falha geológica

### 3.9.1 FALHAS GEOLÓGICAS

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

A passagem por uma falha durante a perfuração pode acarretar num 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.

### 3.9.2 CAMADAS ESPESSAS DE FOLHELHOS (LÍQUIDO APRISIONADO EM 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, mudanças de torque e rotação também ocorrerão. Assim como a presença de cascalhos mais alongados (aumento do tamanho dos cascalhos) chegando na superfície, redução na densidade dos cascalhos também podem indicar que se perfurou uma zona de alta pressão.

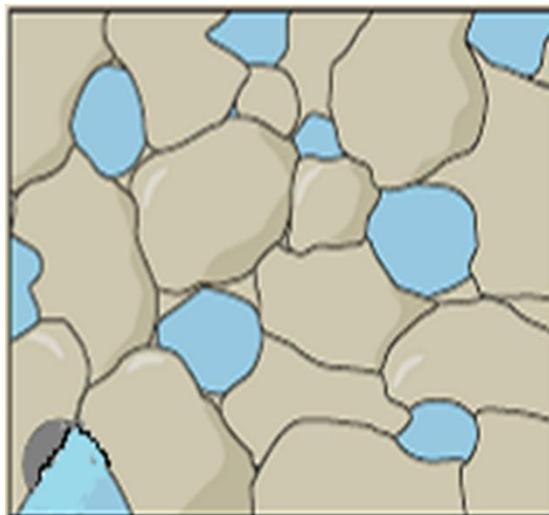


Figura 20: Fluido aprisionado em folhelho

### 3.9.3 FORMAÇÕES ESPESSAS DE SAL (DOMOS SALINOS)

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.

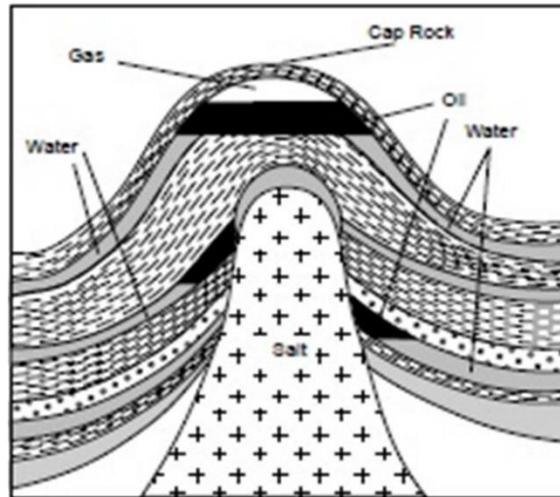


Figura 21: Domo Salino

### 3.9.4 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.

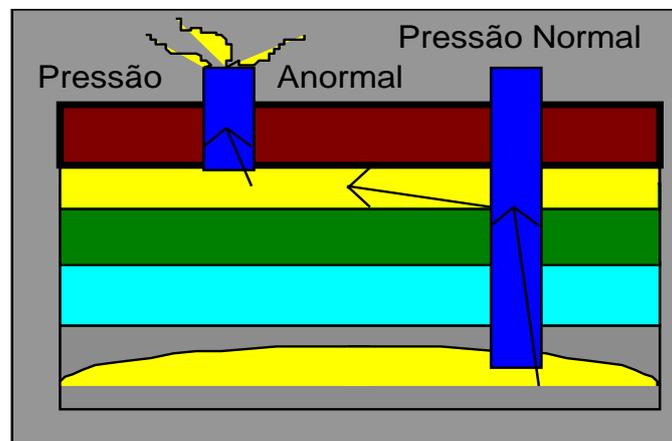


Figura 22: Arenitos intercomunicáveis

#### 4 MARGEM DE SEGURANÇA DE RISER (MSR)

As sondas flutuantes que operam em águas ultra profundas são mantidas na posição de perfuração por um sistema conhecido pelo nome de posicionamento dinâmico. A sonda é conservada no local de operação por propulsão própria não utilizando assim um sistema de âncoras. Se por algum motivo esse sistema não conseguir manter a sonda na posição verticalmente acima do poço, o riser tem que ser desconectado hidráulicamente da cabeça do poço para evitar danos a esse conjunto de equipamentos. Se no momento da desconexão do riser existir uma coluna de perfuração no poço, ela será cortada por um elemento do BOP chamado de gaveta cisalhante.

No caso de uma desconexão do riser acidental, há um problema que deve ser considerado, a pressão hidrostática no poço. Quando essa desconexão de ocorre, a pressão no poço é reduzida devido à perda parcial de pressão hidrostática no poço devido à remoção do riser. Ou seja, a pressão hidrostática do fluido de perfuração no interior do riser é substituída pela pressão hidrostática da água do mar. Essa redução de pressão pode ser suficiente para gerar um kick no poço.

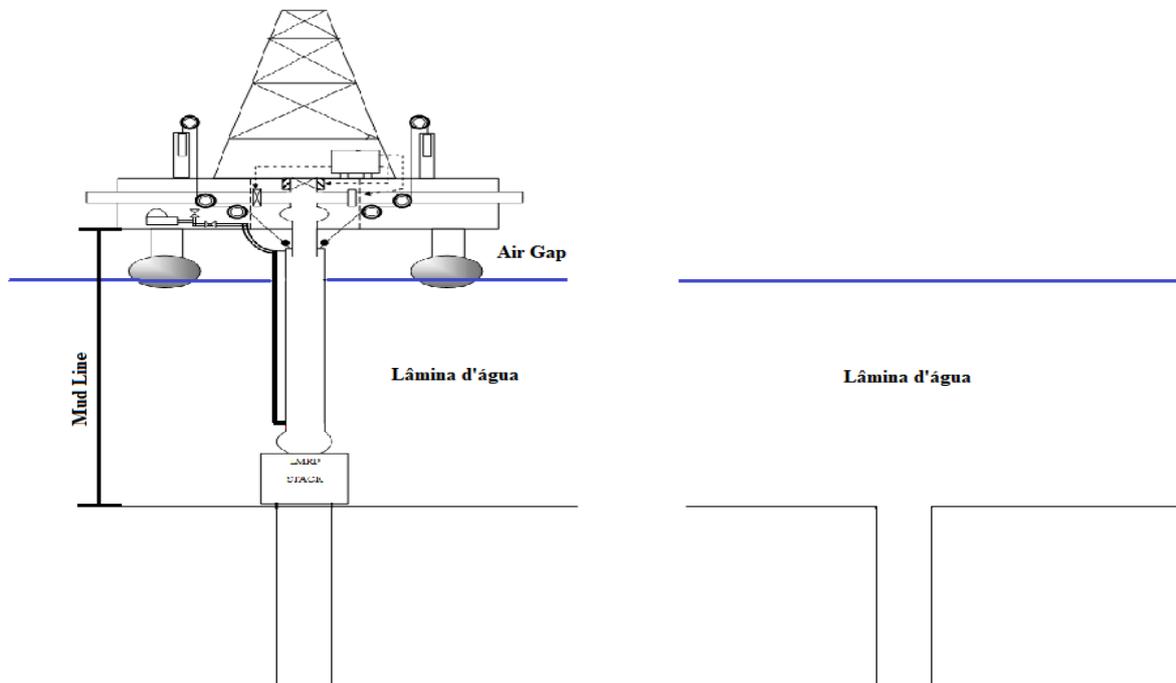


Figura 23: Cenário do poço em casos de desconexão acidental do riser

Para que isto não se verifique, ao peso do fluido de perfuração deve ser adicionada uma margem de segurança conhecida com o nome de Margem de Segurança do Riser (MSR) para compensar essa perda de pressão hidrostática no interior do poço. Quando a lâmina de água aumenta, o valor dessa margem de segurança também aumenta resultando numa elevação do

peso do fluido de perfuração a ser utilizado. Quando esse valor se torna incompatível com as pressões de fratura existentes, essa margem não pode ser utilizada no valor calculado para prevenir um kick num evento de desconexão acidental do riser.

Se a pressão de fratura da formação permitir uma densidade mais alta de fluido no poço, esta densidade deve ser aumentada, de forma a prevenir essa perda de hidrostática no caso de uma desconexão do riser, a este adicional de densidade dá-se o nome de Margem de Segurança de Riser (MSR). A densidade de fluido com a margem de segurança de riser pode ser obtida através da fórmula abaixo:

$$\text{MSR} = [(\text{PH riser} - \text{PH água do mar}) \div 0,1704 \div (\text{TVD} - \text{Lâmina d'água} - \text{Air gap})] + \rho_{\text{fluido}}$$

## 5 PREVENÇÃO DE KICKS DURANTE OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO, DESCIDA DE REVESTIMENTO E CIMENTAÇÃO

### 5.1 OPERAÇÕES DE MANOBRA

Durante as operações de manobra, o poço precisa ser abastecido com o mesmo volume que está sendo removido (volume calculado) para evitar que um kick ocorra.

#### 5.1.1 TAMPÃO DE MANOBRA

O tampão de manobra é um fluido mais denso que é bombeado para o interior da coluna de perfuração para realizar uma operação de manobra de retirada de coluna seca (manobra sem banho). Esse tampão tem como objetivo reduzir o nível de fluido no interior da coluna de perfuração deixando alguns metros do tubo vazio, porém sem perder a hidrostática que já existia na tubulação.

O tampão será deslocado para o interior da coluna usando o fluido de perfuração, para posicionar corretamente o tampão no interior da coluna é preciso levar em consideração o volume das linhas de superfície. Para calcular esse volume para posicionar o tampão, precisaremos conhecer o ID das linhas de superfície e seu comprimento.

Uma vez que o tampão foi bombeado para o interior da coluna de perfuração o mesmo volume bombeado será recebido no tanque ativo, imediatamente após esse bombeio o retorno do poço deverá ser direcionado para tanque de manobra (trip tank), pois retornará um volume a mais de fluido que decorrente da estabilização do tubo em U. Esse volume a mais que retorna depois do deslocamento do tampão é usado para calcular a redução de nível na coluna e com isso saberemos qual é a posição do tampão na tubulação.

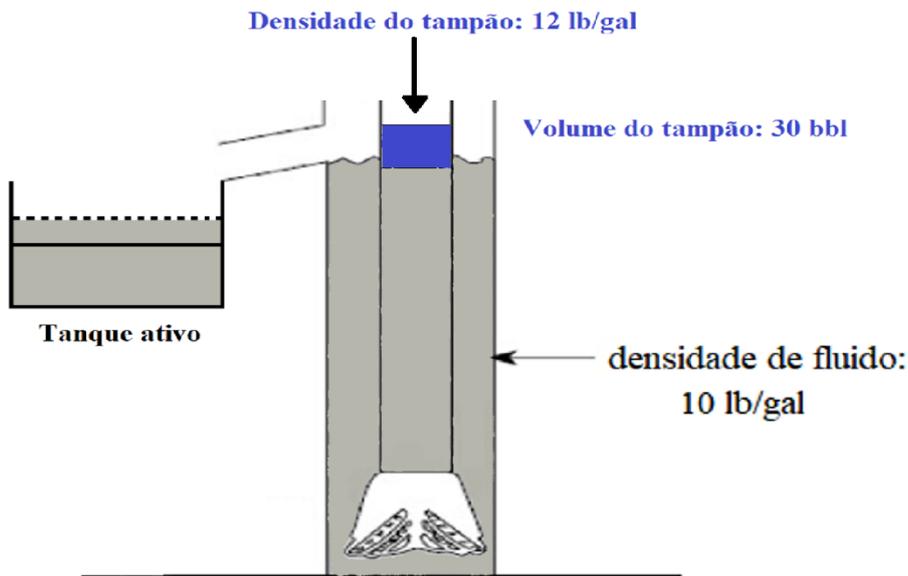


Figura 24: Momento que o tampão foi deslocado para o interior da coluna

Após a estabilização do tubo em U, o tampão se localiza na posição adequada, logo a BHP estará constante, observamos na figura abaixo:

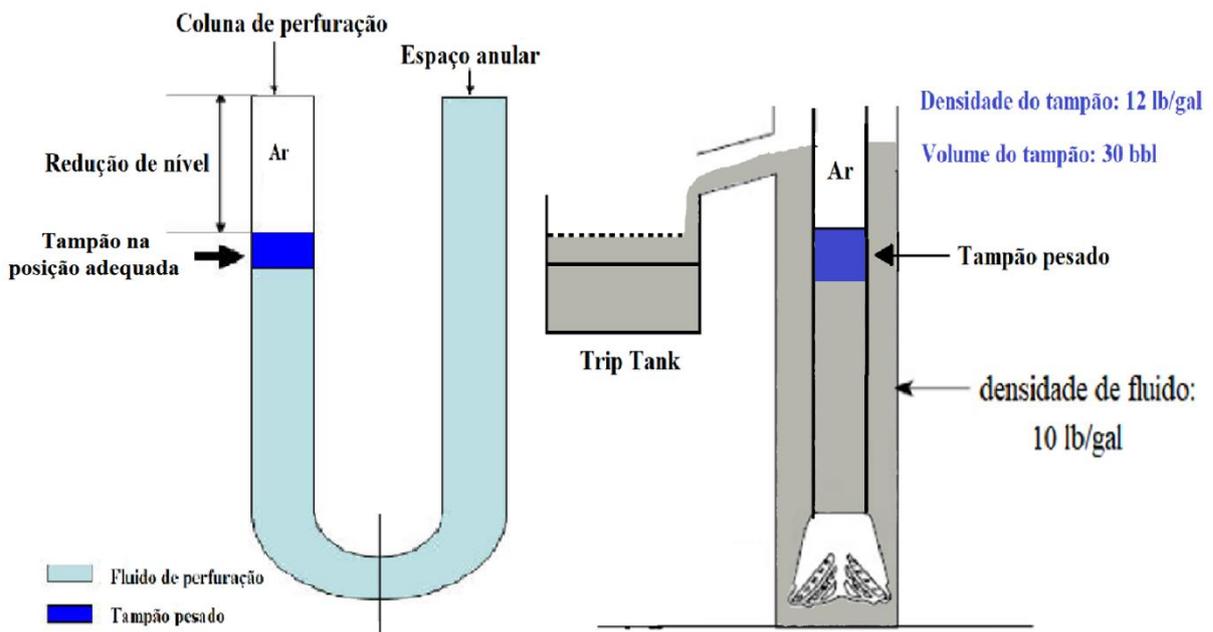


Figura 25: Momento da estabilização do tubo em U

A ausência de fluxo, antes de iniciar a manobra, é indicativo de que o poço está estaticamente balanceado, ou seja, o tampão chegou na posição adequada. Sob outro aspecto. Durante o início da retirada da coluna, poderá não se ter fluxo nenhum, mas um kick já pode ter ocorrido. O controle rigoroso do volume de abastecimento constatará a existência do

mesmo. As providências imediatas devem ser tomadas, independentes da presença de fluxo. A grande vantagem disto é que se pode controlar o kick enquanto o ganho ainda é pequeno.

É evidente que se os procedimentos corretos não forem adotados, o fluxo surgirá e com o risco de descontrole. O controle do volume de abastecimento, principal indicador, deve ser feito através de um tanque de manobra e do preenchimento da planilha de manobra (trip sheet). Quando se precisa determinar a existência de alguma anormalidade, faz-se um flowcheck.

**Flowcheck:** é a verificação se poço está fluindo com as bombas desligadas.

### 5.1.2 USANDO O TRIP TANK PARA CONDUZIR UM FLOWCHECK

Quando há baixa vazão de influxo seja por causa de baixa permeabilidade da formação ou baixo diferencial de pressão hidrostática com a pressão da formação, torna-se difícil a detecção do influxo. Para ter uma melhor afirmação é preferível fazer um alinhamento com o tanque de manobra, trip tanque. Com uma vazão de retorno baixa alinhada ao tanque de manobra, trip tanque, pode-se perceber que há um influxo no poço pela variação de volume no mesmo.

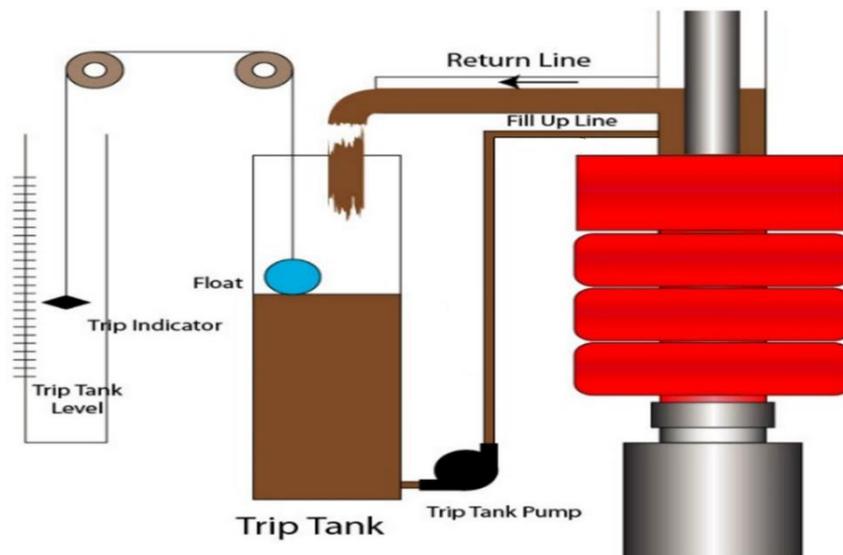


Figura 26: Ilustração de um flowcheck

### 5.1.3 CÁLCULO DO ABASTECIMENTO NAS MANOBRAS SECAS

Neste caso o deslocamento é apenas o do aço retirado, visto que a lama no interior da coluna escoa para dentro do poço. Deve-se estar atento para qualquer diferença entre o volume calculado e o realmente cedido ao poço. Com isto se determina qualquer anormalidade.

**Calculando o volume (deslocamento) de aço:**

$$\text{Vol} = \text{deslocamento (bbl/m)} \times \text{Comprimento das seções (m)}$$

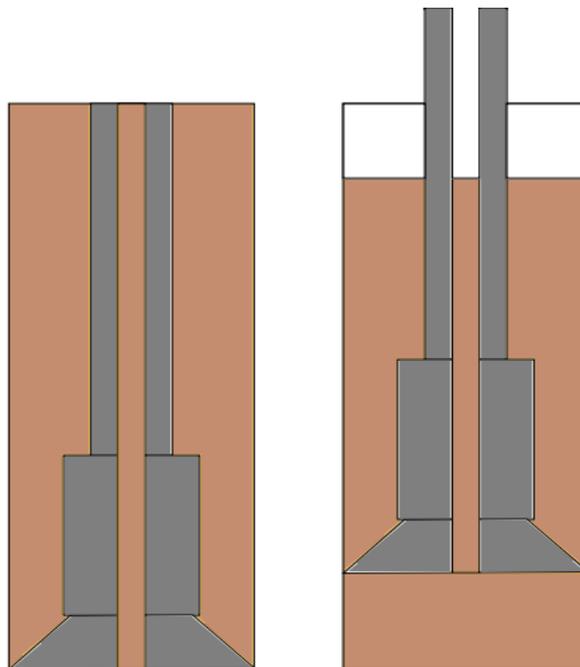


Figura 27: Manobrando coluna seca

#### 5.1.4 PROCEDIMENTOS PARA MANTER O POÇO ABASTECIDO CORRETAMENTE

##### a) Usando a bomba da sonda

Este não é um método de abastecimento confiável, visto que, por falha humana, pode-se deixar de ligar a bomba nas ocasiões necessárias, além disso, este meio de abastecimento dificilmente fornece um controle quantitativo do abastecimento e sim qualitativo. Isto resulta em se adiar a detecção de um kick.

##### b) Usando o tanque de manobra de abastecimento não contínuo

O uso deste tipo de tanque de manobra para abastecer o poço, após a retirada de determinada quantidade de seções, permite um controle quantitativo do abastecimento, porém é muito trabalhoso e pode resultar também em esquecimento. Este tipo de tanque de manobra está em desuso.

##### c) Usando um tanque de manobra de enchimento contínuo.

Este é o meio correto e eficiente de abastecimento. Uma bomba, succionando do tanque de manobra, permanece ligada durante a retirada da coluna. O poço é abastecido e o volume cedido ao mesmo é controlado pelo sondador e pela equipe mud logging, através de uma trip sheet.

Grupo de Seção de DP	Volume Inicial do Trip Tank (bbl)	Medido Abastecimento do Poço (bbl)	Calculado Abastecimento do Poço (bbl)	Diferença (bbl)	Diferença Acumulativa (bbl)
1	50	3,7	3,7	0,0	0,0
2	46,3	3,7	3,7	0,0	0,0
3	42,6	3,7	3,7	0,0	0,0
4	38,9	3,7	3,7	0,0	0,0

Figura 28: Ilustração de uma trip sheet

Caso essas planilhas de manobra (trip sheets) não sejam mantidas atualizadas não poderemos detectar os eventos de pistoneio, pois uma vez acompanhando o volume deslocado e volume calculado que poderemos perceber se tem ou não anormalidades durante a operação de manobra que seriam causados por possíveis pistoneios ou até mesmo se o abastecimento do poço está sendo feito da maneira correta.

### **5.1.5 MÉTODOS PARA MEDIR E REGISTRAR VOLUMES DE ABASTECIMENTO**

Se o abastecimento é feito pela bomba, o método é controlar a quantidade de strokes, para um volume determinado de enchimento do poço. Caso esteja se utilizando o tanque de manobra, o controle deste volume pode também ser feito por um medidor eletrônico, além de poder ser por escala como já mencionado. Para um melhor controle deve haver um registro do volume de abastecimento.

### **5.1.6 CÁLCULO DO ABASTECIMENTO NAS MANOBRAS MOLHADAS**

Quando ocorre um entupimento na coluna ou o tampão de manobra não funciona, na retirada a coluna vem cheia. Neste caso a manobra é incômoda e de maior risco de acidente. Para evitar que os plataformistas sejam atingidos pelo fluxo do fluido de perfuração do interior da coluna, costuma-se utilizar o baú. Caso haja aproveitamento deste retorno, o volume do sistema não altera. Não retornando, poderá ser necessário repor o volume perdido.

O abastecimento deve ser recalculado, levando-se em consideração que o deslocamento é total, isto é, o volume do interior da coluna somado ao deslocamento do aço. Porém quando a descarga do mud-bucket retorna para o trip tank, o volume abastecido poderá mostrar um

resultado igual ao de uma manobra de coluna seca, pois o fluido que vem no interior da coluna estará sendo devolvido para o trip tank.

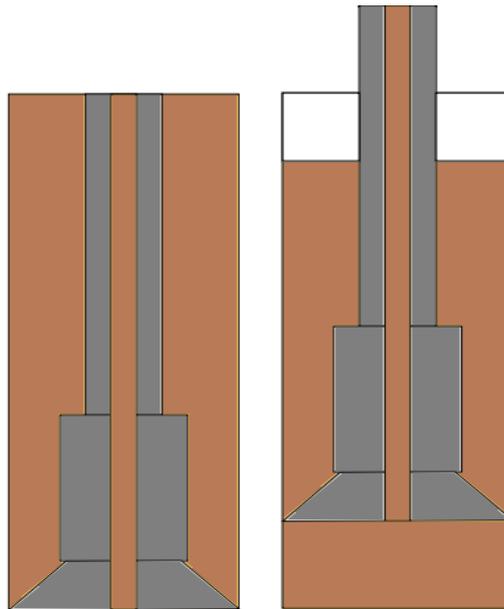


Figura 29: Manobrando coluna cheia

## 6 OPERAÇÕES DE DESCIDA DE REVESTIMENTO E CIMENTAÇÃO

### 6.1 DESCIDA DO REVESTIMENTO

Tão importante quanto perfurar um poço é saber revesti-lo. Os revestimentos, longas colunas de tubulação, cumprem a importante função de proteger as seções de poços já perfurados. De um modo geral e de maneira bem simplificada, as operações que ocorrem dentro de um poço são: perfurar, condicionar o poço, perfilar, condicionar o poço, descer os revestimentos, cimentar os revestimentos, descer coluna de perfuração e perfurar avante.

As profundidades de assentamentos das colunas de revestimentos são baseadas em critérios que variam de companhia. Porém, certamente esses critérios incluem segurança e custos. Os diâmetros de revestimentos e os diâmetros mais comuns assim como os diâmetros das brocas usadas para perfurar os poços que irão acomodar esses revestimentos são:

- 30 Polegadas (Broca de 36 polegadas ou muitas vezes jateados);
- 20 Polegadas (Broca de 26 polegadas);
- 13 3/8 Polegadas (Broca de 17 1/2 polegadas);
- 9 5/8 Polegadas (Broca 12 1/4 polegadas);
- 7 Polegadas (Broca 8 1/2 polegadas).

Finalmente, na ponta de um revestimento existe um equipamento chamado sapata. Logo, ela é perfurada pela broca que irá passar por dentro do revestimento. Assim, é muito comum se usar a expressão profundidade de assentamento da sapata como sinônimo de profundidade de assentamento do revestimento.

Centralizadores são posicionados no revestimento antes da sua descida. Eles favorecem uma boa instalação do revestimento, porém podem ser um problema quando são utilizados, pois os centralizadores aumentam as chances de surgimento de pressão (surging) na descida do revestimento.

## **6.2 FUNÇÕES DAS COLUNAS DE REVESTIMENTO**

- Prevenir o desmoronamento das paredes do poço;
- Evitar a contaminação da água potável dos lençóis freáticos mais próximos à superfície;
- Permitir o retorno do fluido de perfuração à superfície;
- Prover meios de controle de pressões dos fluidos, permitindo aplicação de pressão adicional desde a superfície;
- Permitir a adoção de sistema de fluido de perfuração diferente, mais compatível com as formações a serem perfuradas adiante;
- Impedir a migração de fluidos das formações;
- Sustentar os equipamentos de segurança de cabeça de poço;
- Sustentar outra coluna de revestimento;
- Alojamento dos equipamentos de elevação artificial;
- Confinar a produção ao interior do poço.

## **6.3 CARACTERÍSTICAS ESSENCIAIS DAS COLUNAS DE REVESTIMENTO**

- Ser estanque;
- Ter resistência compatível com as solicitações;
- Ter dimensões compatíveis com as atividades futuras;
- Ser resistente à corrosão e à abrasão;
- Apresentar facilidade de conexão;
- Ter a menor espessura possível.

## 6.4 CLASSIFICAÇÃO DAS COLUNAS DE REVESTIMENTO

- Condutor;
- Revestimento de superfície;
- Revestimento de intermediário;
- Revestimento de produção;
- Liner;
- Tie Back

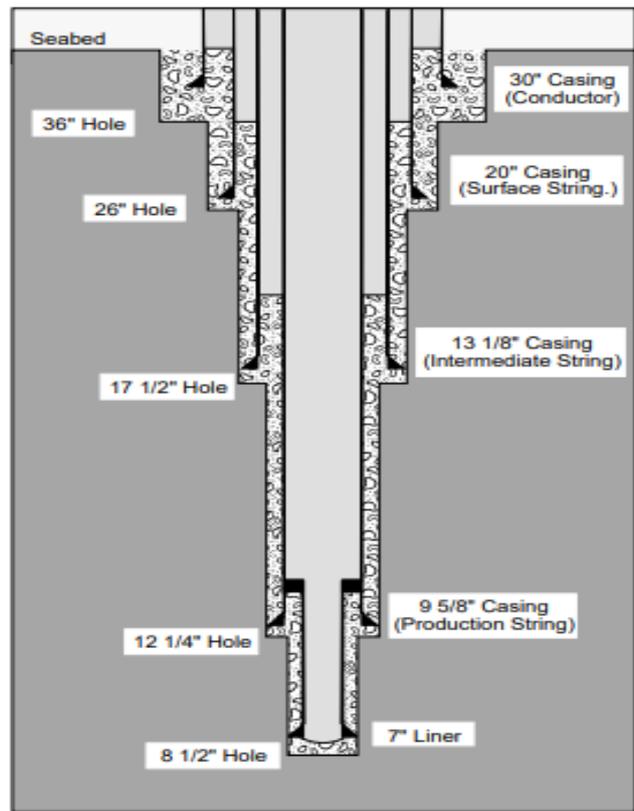


Figura 30: Classificação das colunas de revestimento

O revestimento condutor serve como um apoio durante as operações de perfuração, para permitir o retorno de fluxos (como dos fluidos de perfuração) durante a perfuração e cimentação do revestimento de superfície, e para evitar o colapso do solo solto perto da superfície. Ele pode normalmente variar de tamanho, como 18" a 30" (polegadas, aproximadamente, de 46 a 76 cm).

A finalidade do revestimento de superfície é isolar as zonas de água doce, de modo que elas não sejam contaminadas durante a perfuração e a completação. O revestimento de superfície é o mais estritamente regulado devido a estas preocupações ambientais, o que pode incluir a regulação da profundidade do revestimento e a qualidade do cimento. Um diâmetro típico de revestimento de superfície é 13 $\frac{3}{8}$  polegadas (aproximadamente 34 cm).

O revestimento intermediário pode ser necessário em intervalos mais longos, quando necessário peso de lama de perfuração para evitar rupturas (blowouts) que podem causar uma pressão hidrostática que pode fraturar formações superficiais ou profundas.

A fim de reduzir o custo, um revestimento liner\* pode ser utilizado, o qual se estende um pouco acima da sapata (em baixo) do intervalo anterior de revestimento e pendurado ao longo da perfuração, em vez de na superfície. Ele pode ter tipicamente 7 polegadas

(aproximadamente 18 cm), embora muitos liners coincidam com o diâmetro da tubulação de produção.

A tubulação de produção é, por conseguinte, instalada no interior da última coluna de revestimento e a tubulação de coroa circular é normalmente fechada na parte inferior do tubo por um packer. A tubulação é mais fácil de remover para manutenção, substituição ou para diversos tipos de operações (workover). É significativamente mais leve que o revestimento e não necessita de um equipamento de perfuração para ser executada dentro e fora da perfuração; "sondas de serviço" menores são utilizadas para esta finalidade.

O tie back é a complementação de uma coluna de liner até a superfície, quando as limitações técnicas ou operacionais exigirem a proteção do revestimento anterior. Diâmetros típicos 9-5/8", 7" e 5-1/2".

\*No contexto de revestimento, um liner é uma sequência parcial de tubo que não retorna à superfície, podendo ou não ser cimentado.

## **6.5 CIMENTAÇÃO**

Após a descida da coluna de revestimento, geralmente o espaço anular entre a tubulação de revestimento e as paredes do poço é preenchido com cimento, de modo a fixar a tubulação e evitar que haja migração de fluidos entre as diversas zonas permeáveis atravessadas pelo poço, por detrás do revestimento.

A cimentação do espaço anular é realizada, basicamente, mediante o bombeio de pasta de cimento e um colchão lavador, que é deslocada através da própria tubulação de revestimento. Após o endurecimento da pasta, o cimento deve ficar fortemente aderido à superfície externa do revestimento e à parede do poço, nos intervalos previamente definidos. É importante, no mínimo, circular um bottoms-up antes de começar o trabalho de cimentação em um poço desviado, para garantir uma boa limpeza da coluna de fluido no anular do poço.

### **6.5.1 PROGRAMA DE CIMENTAÇÃO E REVESTIMENTO**

Um bom programa de cimentação e colocação do revestimento é fundamental para proteger a qualidade da água subterrânea e promover o controle de poço. Do ponto de vista do operador, também é essencial para o futuro potencial de produção do poço. A cimentação no espaço anular ao redor do revestimento restringe o movimento de fluidos entre formações, assim como, entre formações e superfície. Em termos de proteção de águas subterrâneas, uma cimentação adequada ajudar a prevenir sua contaminação.

Durante a descida de um revestimento podem ocorrer cenários de kicks, devido a possíveis pistoneios (swabbing e surging) caso o revestimento esteja acunhado na mesa rotativa

e o heave (movimentos verticais da sonda de perfuração) esteja muito alto. Outra possibilidade de gerar kicks nas descidas de revestimentos é se a float valve do revestimento falhar e se abrir permitindo a entrada dos fluidos do anular para o interior do revestimento devido ao efeito de tubo em U, e assim reduzindo a hidrostática do poço e podendo causar um kick, ou até mesmo permitindo a entrada dos fluidos da formação para o interior do revestimento.

Quando ocorre uma situação de influxo durante a descida de um revestimento para promover o fechamento do poço primeiramente deverá ser conectada uma cabeça de circulação no revestimento e depois acionar o fechamento do preventor anular.

### **6.5.2 CORREÇÃO DA CIMENTAÇÃO PRIMÁRIA (CCR)**

Cimentações primárias deficientes podem causar intervenções onerosas. A decisão quanto a necessidade ou não da correção de cimentação primária é uma tarefa de grande importância. A correção implica em elevados custos, principalmente no caso de poços marítimos, onde o custo diário de uma sonda é bastante alto.

O prosseguimento das operações, sem o devido isolamento hidráulico entre as formações permeáveis, pode resultar em:

- Produção de fluidos indesejáveis devido à proximidade dos contatos óleo/água ou gás/óleo;
- Testes de avaliação das formações incorretos;
- Prejuízo no controle dos reservatórios (produção, injeção, recuperação secundária);
- Operações de estimulação mal sucedidas, com possibilidade inclusive de perda do poço.

Uma outra possível falha da cimentação primária, que precisa ser corrigida, se refere a falta de isolamento do topo do liner. Tais falhas são decorrentes das condições adversas encontradas para a sua cimentação, como anular pequeno e difícil centralização do liner. Cuidados adicionais devem ser tomados na interpretação da qualidade da cimentação nos topos de liner, onde a leitura elevada da amplitude do CBL pode ser decorrente justamente da boa qualidade da cimentação e da presença do revestimento por detrás do liner.

### **6.5.3 TAMPONAMENTO DE CANHONEADOS (RAO, RGO, ISZ)**

A finalidade básica de uma compressão de cimento para o tamponamento de canhoneados é impedir o fluxo de fluidos através destes canhoneados, entre a formação e o interior do revestimento ou vice-versa. Os problemas mais comuns que geram intervenções

para tamponamento de canhoneados são aqueles relacionados com a excessiva produção de água ou gás.

Uma razão água-óleo (RAO) elevada apresenta várias desvantagens como perda de energia do reservatório, dispêndio de energia em elevação artificial e custos com tratamento e descarte, além de riscos de degradação ao meio ambiente. Uma elevada produção de água pode ser consequência da elevação do contato óleo/água devido ao mecanismo de produção (influxo de água), ou injeção de água. Isto pode ser agravado pela ocorrência de cones ou fingerings, falhas na cimentação primária, furo no revestimento ou uma operação de estimulação atingindo a zona de água.

Se a zona produtora é espessa, pode-se tamponar os canhoneados e recanhonar apenas na parte superior, o que resolve o problema temporariamente. O aparecimento de água se torna um problema mais complexo quando há permeabilidade estratificada. A variação de permeabilidade ao longo da zona, verticalmente, provoca um avanço diferencial da água conhecido como fingering, cujo efeito pode ser minimizado com a redução de vazão. Quando uma fratura mal dirigida alcança uma zona de água, tal fato geralmente inviabiliza a produção desta zona, visto que este contato se localiza dentro da formação e ainda não se dispõe de metodologia eficiente para correção deste problema.

Uma razão gás-óleo alta pode ter como causa o próprio gás dissolvido no óleo, o gás de uma capa ou aquele proveniente de uma outra zona ou reservatório adjacente. Esse último caso pode ser produto de uma falha de cimentação primária, furo no revestimento ou de uma estimulação mal concretizada.

A produção excessiva de gás, devido a formação de cone, pode ser contornada temporariamente completando-se o poço apenas na parte inferior. Um cone de gás é mais facilmente controlado pela redução da vazão do que o de água. Isto se deve a maior diferença de densidade entre o óleo e o gás. O fechamento do poço, temporariamente, é também uma técnica recomendada para a retração do cone de gás ou água.

#### **6.5.4 REPARO DE VAZAMENTOS NO REVESTIMENTO**

Quando o aumento da RAO ou RGO não é observado através dos canhoneados abertos para produção, deve-se suspeitar de dano no revestimento. Perfis de produção, ou pistoneio seletivo, são usados para localizar ponto de dano no revestimento. Vazamentos no revestimento podem ocorrer devido a corrosão, colapso da formação, fissuras, desgaste ou falhas nas conexões dos tubos, sendo necessário identificar a natureza do problema, sua localização e extensão.

Basicamente, em se tratando de pontos localizados ou pequenos intervalos de revestimento danificados, a técnica utilizada é semelhante à empregada em tamponamentos de pequeno número de canhoneados. No caso de trechos longos, o tratamento é similar ao de canhoneados extensos.

### **6.5.5 COMBATE À PERDA DE CIRCULAÇÃO EM ZONAS SEM INTERESSE**

Pastas de cimento podem ser usadas para estancar perdas apenas quando não há preocupação com o dano de formação, isto é, em zonas que vão ser isoladas definitivamente.

## **7 CAUSAS DE KICKS**

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. Esse cenário de underbalance pode acontecer por diversas maneiras diferentes, maneiras essas que podemos chamar de causas de kicks. Seguem abaixo as causas de kicks:

### **7.1 MÁ CIMENTAÇÃO**

#### **7.1.1 REDUÇÃO DA PRESSÃO HIDROSTÁTICA DA PASTA DE CIMENTO DURANTE A PEGA**

Após o deslocamento da pasta de cimento, durante a pega haverá o desenvolvimento de uma estrutura gel na pasta antes do seu endurecimento. Isto dificulta a transmissão da pressão hidrostática para o fundo poço. Simultaneamente, haverá uma redução de pasta por perda de filtrado. Estes dois fenômenos associados poderão gerar uma redução de pressão de hidrostática capaz de provocar fluxo de gás através do cimento ainda não endurecido. É importante fazer um teste de pressão após o trabalho de cimentação, pois é um teste para identificar possíveis vazamentos devido o cimento não criar um isolamento, em decorrência de uma possível canalização do cimento.

#### **7.1.2 TESTE NEGATIVO**

É um teste em uma barreira (cimentação e revestimento) em que a pressão da formação é maior do que a pressão hidrostática do lado de dentro da barreira, criando assim um underbalance proposital para ver se o cimento criou ou não isolamento no fundo do poço. Consiste em trocar a lama por outro fluido mais leve, fechar o BOP deixando somente a linha de kill aberta para observar o fluxo no sistema. Se houver ingresso de hidrocarboneto no poço, o fluxo na linha de kill será detectado, verificando que o poço não está íntegro, ou seja, o

cimento não criou um bom isolamento. Ao contrário, se não houver fluxo significa que a cimentação foi adequada, e a próxima operação tem início.

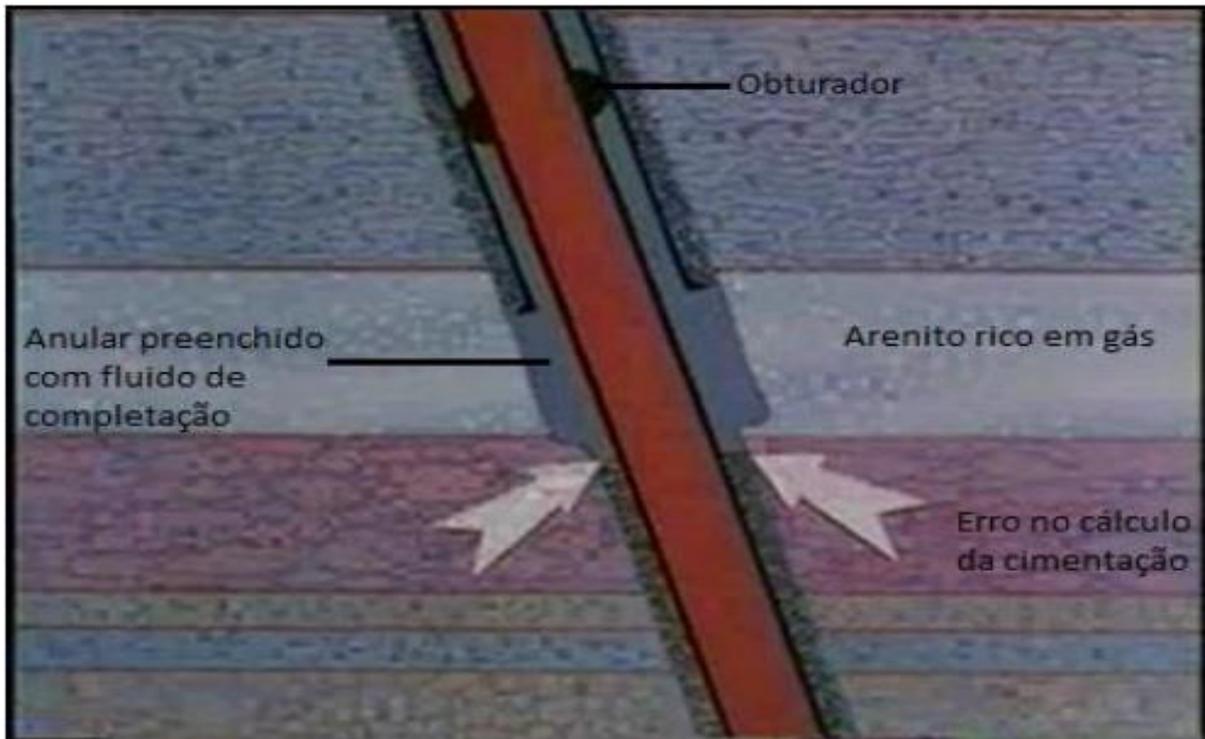


Figura 31: Má cimentação

### **7.1.3 REDUÇÃO DA PRESSÃO NO FUNDO DO POÇO (BHP) DURANTE O DESLOCAMENTO DA PASTA**

Durante o deslocamento da pasta de cimento, se o colchão lavador que vai à frente da pasta, tiver densidade menor que o peso da lama do poço, haverá uma redução da BHP quando o colchão passar pela sapata e for posicionado no anular, podendo colocar o poço em condição de underbalance. Uma boa prática é monitorar a taxa de fluxo e os níveis dos tanques quando bombeando e deslocando o cimento para detectar ganhos e perdas.

### **7.1.4 REDUÇÃO NA PRESSÃO NO FUNDO DO POÇO DEVIDO AO TUBO EM U**

Se um revestimento com um elemento flutuante (non-return float) instalado é descido vazio num poço, e a uma determinada profundidade o elemento flutuante da sapata falha e a lama entra no interior do revestimento devido ao efeito tubo em U, ocorrerá uma redução da pressão hidrostática resultando em diminuição da BHP, podendo resultar em kick. Caso ocorra kick nessas circunstâncias, antes do BOP ser fechado deverá ser conectada uma cabeça de circulação no revestimento para impedir que o kick flua pelo interior do revestimento.

Se um elemento de auto-preenchimento (autofill-tube type) do revestimento falha no momento em que fosse se converter em válvula de retenção (check valve) também poderá permitir que fluidos do anular ou da formação entrem no revestimento possam reduzir a BHP. Por isso que quando descendo revestimento em poço aberto, o benefício do abastecimento de rotina é proporcionar suporte hidrostático para os componentes do revestimento, caso o elemento float abra diminui o risco de redução da hidrostática do poço já que a tendência é que ela esteja equalizada com a hidrostática dentro do revestimento.

Um colar ou sapata com dispositivo auto-enchimento (self-fill) se estiver entupida será observado, que o volume de retorno no tanque de manobra durante a descida da coluna aumentará do volume de deslocamento (volume de aço) da coluna mais o volume interno da coluna de revestimento.

### **7.1.5 REDUÇÃO NA PRESSÃO NO FUNDO DO POÇO DEVIDO AOS PISTONEIOS (SWABBING E SURGING)**

Uma redução na BHP poderá ocorrer devido a indução de perda devido ao surgimento de pressão (surging/pistoneio) na descida do revestimento que resulta em uma diminuição do nível de fluido de perfuração no poço podendo ocasionar um influxo.

#### **Esse pistoneio pode ocorrer devido:**

- Velocidade excessiva de descida;
- Alta força gel do fluido no poço;
- Espaço anular muito estreito.

Outro possível problema em uma operação de descida de revestimento em uma sonda flutuante poderá ocorrer por condição de mau tempo, logo o movimento da sonda durante as conexões pode resultar em surgimento de pressão (surging) ou pistoneio.

### **7.1.6 TESTES DE PRESSÃO REALIZADOS NO TAMPÃO DE CIMENTO**

#### **7.1.6.1 TESTE POSITIVO DE PRESSÃO**

É um teste numa barreira no qual a pressão aplicada no lado da barreira voltado para a superfície (topo do tampão) é maior que a aplicada no lado da barreira voltado para a formação (base do tampão). Caso o tampão esteja com falhas a pressão de bombeio cairá.

### 7.1.6.2 TESTE NEGATIVO DE PRESSÃO

É um teste de uma barreira onde a pressão acima dessa barreira é reduzida para um valor menor que a pressão abaixo dela. Caso o tampão esteja com falhas a pressão hidrostática no fundo do poço diminuirá e o poço irá fluir.

### 7.2 AUMENTO DA PRESSÃO DA FORMAÇÃO (PRESSÃO DE FORMAÇÃO ANORMALMENTE ALTA)

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.

### 7.3 PISTONEIO NA RETIRADA DA COLUNA (SWABBING)

**O que ocasiona o pistoneio na retirada da coluna é:**

- Velocidade de manobra excessiva;
- Espaço anular muito estreito;
- Broca encerada;
- Alta viscosidade do fluido (alta força gel).

**O pistoneio na retirada da coluna gera no fundo do poço:**

- Uma redução momentaneamente a pressão no fundo do poço;
- Influxo (kick) dos fluidos da formação para o interior do poço.

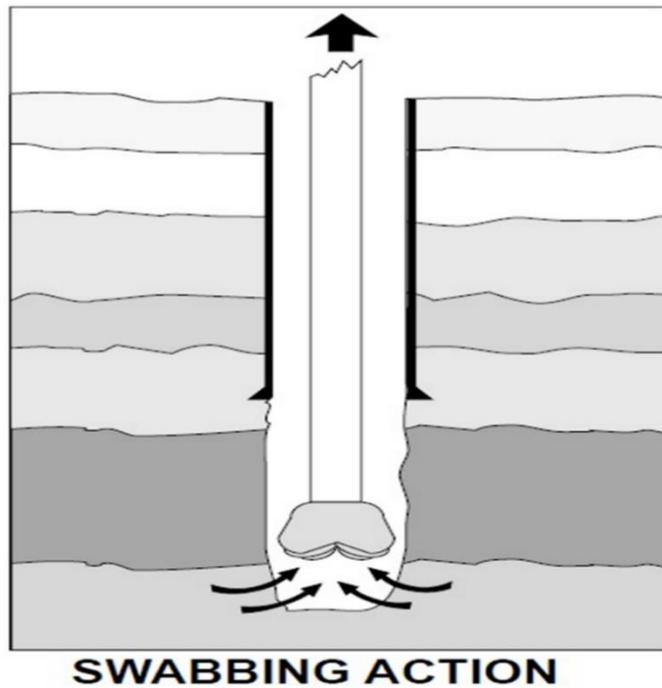


Figura 32: Pistoneio na retirada da coluna

O pistoneio ocorre quando a coluna de perfuração vai sendo retirada do poço, a lama tende a acompanhar a ascensão dos tubos criando uma espécie de arraste de fluido para a superfície criando assim uma redução na pressão hidrostática no poço. Este efeito constitui-se no pistoneio hidráulico. O valor estimado do pistoneio hidráulico  $\Delta P$  (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:

$$\Delta P = \frac{(L \cdot LE)}{60,96(D_h - D_p)} + \frac{(L \cdot VP \cdot V)}{18287 (D_h - D_p)^2}$$

$\Delta P$  = pressão de pistoneio (psi);

L = comprimento da tubulação (m);

LE= limite de escoamento (lbf/100ft<sup>2</sup>);

VP = viscosidade plástica do fluido (cP);

D<sub>h</sub> =  $\Phi$  do poço ou  $\Phi_{int}$  do rev. (in);

D<sub>p</sub> =  $\Phi$  externo da tubulação (in);

V = velocidade manobra (ft/min).

#### 7.4 PISTONEIO NA DESCIDA DA COLUNA (SURGING)

O que ocasiona o pistoneio na descida da coluna é:

- Velocidade de manobra excessiva;
- Fluido com alta força gel;

- Espaço anular muito estreito.

**O Pistoneio gera no fundo do poço:**

- Um aumento na pressão no fundo do poço;
- Fraturas na formação;
- Perda de fluido para a formação (perda de circulação).

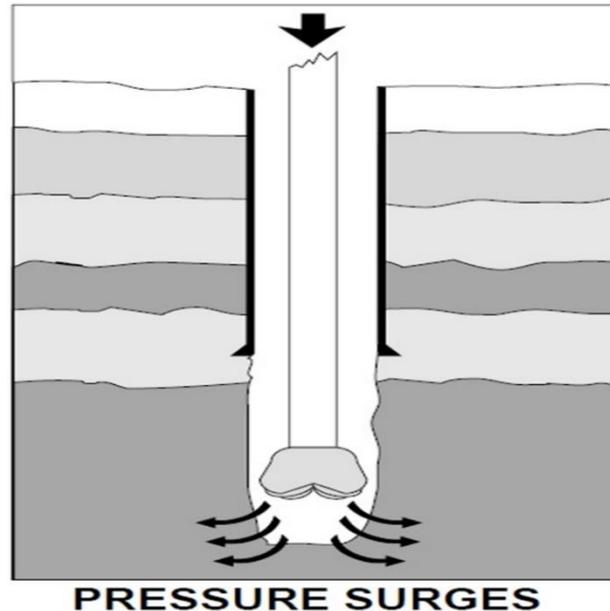


Figura 33: Efeito surging

Quando a coluna de perfuração está sendo inserida no poço, o espaço anular do poço muito estreito combinado à uma alta força gel do fluido de perfuração e a alta velocidade de manobra tende a forçar o fluido de perfuração contra a formação, causando um aumento de pressão no fundo do poço. Este aumento é chamado de surging pressure. Inserir a coluna muito rápido no poço, pode levar a uma fratura e perda de circulação. Esta situação é de extrema importância em poços com uma margem muito pequena entre a pressão de poros e de fratura.

**7.5 FALHA NO ABASTECIMENTO DO POÇO COM O VOLUME CALCULADO EM UMA MANOBRA**

Os kicks que ocorrem durante as operações de manobra podem ser consequência da redução de pressão hidrostática da lama, devido a redução da altura da coluna de fluidos (H), causada pela falta de abastecimento do poço com o volume de lama correspondente ao volume que foi retirado.

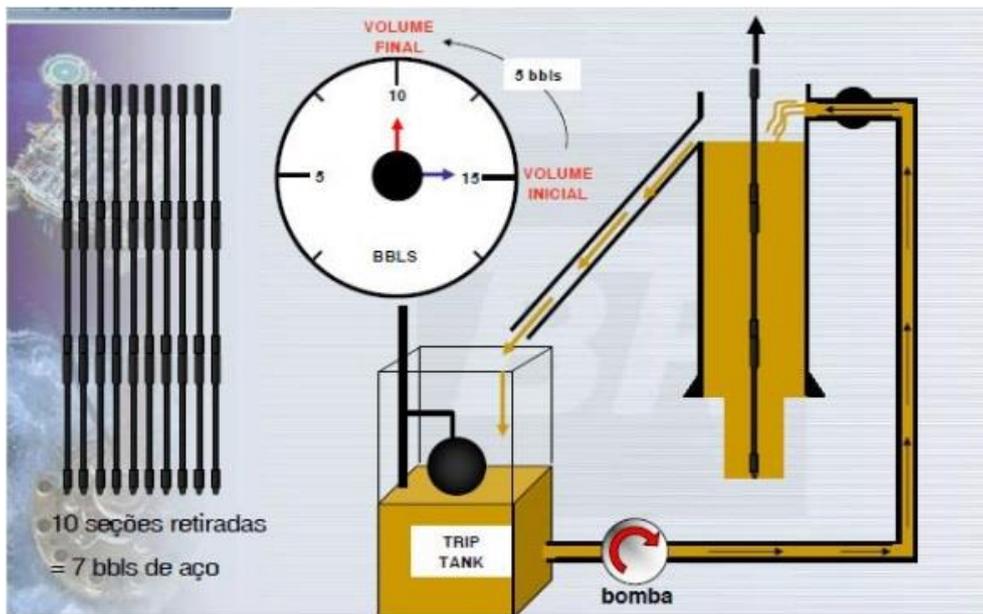


Figura 34: Abastecimento do poço com o uso do trip tank

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  $\Delta h$ , em metros, do nível de lama que provoca uma redução  $\Delta p$ , em psi, na pressão do fundo do poço, pode ser dada pela relação:

$$\Delta h = \frac{\Delta p}{0,1704 \cdot \rho \text{ fluido}}, \text{ onde:}$$

$\rho$  fluido: é a densidade do fluido em lb/gal.

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

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

$C_{\text{aço}}$  = 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:  $L_m = \frac{V_{\text{aço}}}{C_{\text{aço}}}$

### 7.5.1 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:

$$\text{MSM} = \frac{2\Delta P}{(0,1704 \cdot h)}, \text{ onde:}$$

$\Delta P$  = pistoneio hidráulico;

$h$  = profundidade do poço.

## 7.6 REDUÇÃO DA DENSIDADE OU DO NÍVEL DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

### 7.6.1 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:

### 7.6.2 DENSIDADE INSUFICIENTE DE FLUIDO

Caso o fluido tenha a sua densidade reduzida, de alguma forma, por um fluido mais leve ou por um dos cenários abaixo, um kick poderá ocorrer quando for atingida uma formação permeável que contenha fluidos. Uma densidade insuficiente resultará em uma redução da pressão hidrostática no fundo do poço afetando assim o controle primário do poço.

#### **O que pode gerar uma densidade insuficiente do fluido de perfuração:**

- Diluição do fluido na superfície;
- Contaminação do fluido de perfuração com os fluidos da formação;
- Processar o fluido por muito tempo na centrífuga;
- Deixar os agitadores dos tanques desligados (causa a decantação da baritina);
- Transferência de fluido de densidade errada para o tanque ativo;
- Aumento de temperatura do fluido.

## 7.7 PERDA DE CIRCULAÇÃO

### 7.7.1 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 reduzindo rapidamente a pressão hidrostática no poço, já que nessa perda não tem retorno de fluido para a superfície. Esta condição é verificada normalmente em áreas onde há reservatórios de calcário fraturado ou permeável, ou em zonas onde tem cavernas gerando assim uma perda total de circulação.

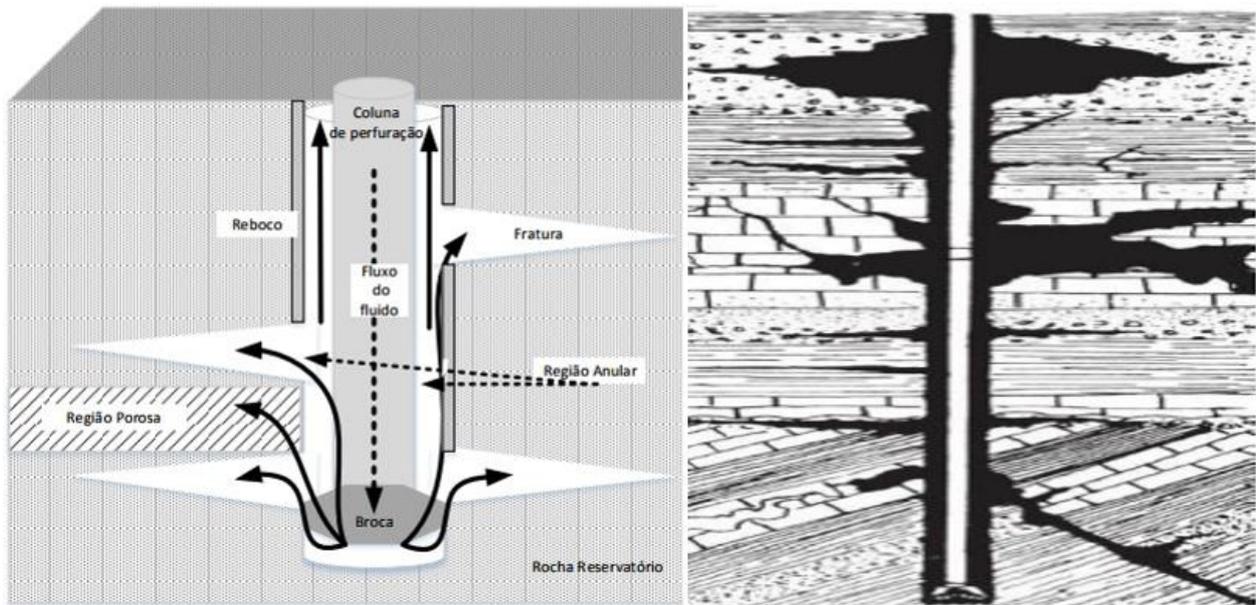


Figura 35: Zonas de perda total de circulação

### 7.7.2 PERDA PARCIAL DE CIRCULAÇÃO

Parte do fluido de perfuração está sendo perdido para a formação, porém continua-se tendo fluxo de retorno de fluido para a superfície, entretanto esse fluxo de retorno é menor do que o que retornava antes. Outro fator que ajuda a identificar é que o nível do tanque estará diminuindo muito mais do que o volume necessário para preencher o intervalo de poço que foi perfurado.

### 7.7.3 TAMPÃO DE COMBATE A PERDA (PILLS OU SLUG)

Um tampão é um pequeno volume de fluido preparado para uma atividade de remediação específica, como interromper as perdas de circulação ou liberar tubos entupidos. Um tampão com material de controle de perda cria um tamponamento nas áreas onde o fluido é perdido. Segue abaixo algumas das funcionalidades dos tampões:

- Vedar vazamentos em revestimentos;
- Parar a perda de circulação;
- Limpeza de cascalhos no poço (tampões de limpeza ou tampão viscoso);
- Cortar o fluxo de água salgada;
- Estabilizar áreas de desmoronamentos das paredes do poço (criar um reboco, tampão viscoso);
- Melhorar o trabalho de cimentação quando colocado antes do cimento para evitar a perda de cimento em zonas passíveis de perda de circulação;
- Conter erupções subterrâneas, etc (Tampão Pesado).

Ao longo do processo de perfuração de um poço de petróleo, há uma série de problemas associados à formação e ao processo de perfuração, as perdas de circulação é um deles onde o fluido de perfuração é perdido através das formações por diferentes fatores. Falamos em perda de circulação no momento em que o fluido de perfuração invade a formação, fazendo com que a coluna de fluido diminua, pois a pressão hidrostática exercida pelo fluido diminui, isso pode causar um influxo (de gás, óleo ou água). Deve-se levar em consideração que geralmente as formações onde há perdas de circulação são diferentes daquelas que contribuem com os fluidos para o poço, porém há ocasiões em que ocorrem perdas de fluidos para as formações produtoras.

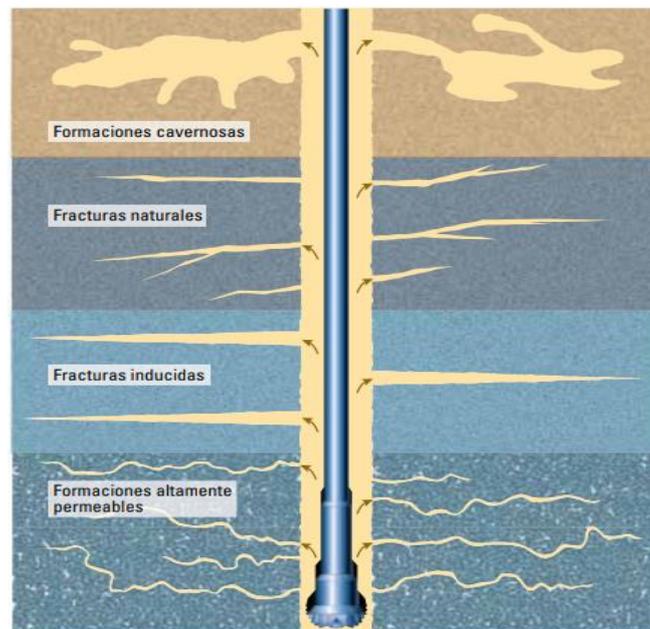


Figura 36: Diferentes zonas de perdas de fluido para a formação

Quando há perdas de circulação, elas devem ser controladas no menor tempo possível, existem certos procedimentos e diferentes mecanismos para o seu controle. Deve-se notar que nem todas os tratamentos utilizados para as diferentes operações de poço são eficazes, pois dependerá das características da rocha, sua permeabilidade, porosidade, danos à formação, entre outros. Para cada tratamento é utilizado um plano de contingência diferente, cada prestadora de serviço tem sua forma de mitigar perdas.

#### **7.7.4 MATERIAIS DE PERDA DE CIRCULAÇÃO (LCM)**

Material de Perda de Circulação (LCM), são componentes sólidos, com os quais os *pills* (tampões) são preparados para controle de perda, geralmente os tampões são condicionados usando o fluido de perfuração da operação, então o material de controle de perda considerado conveniente é adicionado, levando em consideração o volume de fluido que está sendo perdido.

Da formação em que ocorre a perda e do tipo de material de ponte a ser realizado, a quantidade de material adicionado está diretamente relacionada com a gravidade da perda de circulação.

No entanto, o material de combate a perda de circulação adicionado ao tampão causa danos à formação, em comparação com o dano causado se o fluido continuar migrando para a formação, o dano será muito menor. O controle das perdas de forma eficiente dependerá das ações do engenheiro de fluidos e dos materiais disponíveis no local. Caso ocorra a perda de circulação na formação produtora, os materiais de perda de circulação devem ter a propriedade de serem retirados da formação uma vez controlada a perda, é aí que ao controlar um problema é gerado um novo, já esses materiais aderem à parede do poço e sua remoção é difícil.

#### **7.7.4.1 TIPOS DE MATERIAIS DE PERDA DE CIRCULAÇÃO**

Os materiais de perda de circulação geralmente são materiais utilizados nas atividades agrícolas, podendo ser matérias-primas frequentemente classificadas como resíduos por outras indústrias, um exemplo é a casca de arroz que é utilizada como material de controle de perdas, sendo um dos mais utilizados, que é também usado para fertilizar o solo em plantações para melhorar a retenção de umidade no solo. Embora diferentes empresas os nomeiem de maneiras diferentes, há uma classificação geral de materiais de perda de circulação:

- Escamado (casca de cedro, talos de cana esmagados, fibra mineral e cabelo)
- Granular (placas de carbonato e plástico ou celofane)
- Fibroso (calcário ou mármore triturado e dimensionado, madeira, cascas de nozes, fórmica, espigas de milho e cascas de algodão)
- Misto (Mesclado).
- Tampões de reforço.

#### **7.7.4.2 MATERIAIS DE PERDA DE CIRCULAÇÃO ESCAMADOS**

Esses tipos de material de perda são conhecidos por serem planos e escamosos, e sua rigidez pode variar. A classificação neste grupo é um pouco mais complexa do que nos demais materiais de perda, pois alguns materiais em flocos tendem a ter composição granular ou fibrosa, mas devido ao fato de os pequenos flocos predominarem, eles entram neste grupo (cascas de sementes e algodão). Os materiais em flocos comumente usados no controle de perdas são:

- Flocos de celofane (Folha fina e flexível, como o papel transparente, feita de viscosa solidificada, que é usada principalmente para embrulhar objetos e protegê-los da umidade);
- Cortiça;

- Mica;
- Casca de caroço de algodão.

#### 7.7.4.3 MATERIAIS DE PERDA DE CIRCULAÇÃO GRANULARES

Esses tipos de materiais possuem uma grande variedade de rigidez, tamanho de partícula e rugosidade. Esses tipos de materiais têm excelentes propriedades de ligação. Algumas das recomendações que as empresas fazem sobre materiais de perda granular são:

- Controle a quantidade de material espesso para evitar entupimento do equipamento;
- Deve-se evitar a alta rugosidade das partículas;
- A concentração do material deve ser aumentada conforme a taxa de fluxo de fluido perdido aumenta;
- Evita a formação de grumos na mistura.

**Os resíduos granulares comumente usados durante o controle da perda de circulação são:**

- Bentonita;
- Casca de noz;
- Carbonato de cálcio;
- Grafite espessa;
- Asfalto;
- Fragmentos de plástico granular;
- Borracha.



Figura 37: Mica



Figura 38: Casca de noz

#### 7.7.4.4 MATERIAIS DE PERDA DE CIRCULAÇÃO FIBROSOS

Esses tipos de materiais possuem menor rigidez, e formam uma estrutura emaranhada na abertura da formação (Figura abaixo) o que os torna materiais amplamente utilizados, devido à sua rápida ação e estrutura.



Figura 39: Material fibroso de controle de perda

Geralmente são provenientes de fibras de algumas plantas e minerais, porém o material que os compõe é de extrema importância, neste tipo de material de perda de circulação é avaliado em maior proporção como impacta no tamanho de partícula e, para a selagem da abertura na rocha. É o maior grupo de materiais de perda de circulação, devido às suas características de fechamento de fraturas devido ao seu tamanho e distribuição de partículas, alguns dos materiais mais utilizados são:

- Algodão;
- Couro;
- Fibra mineral;
- Fibra de vidro;
- Bagaço;
- Fibra de madeira;
- Casca de arroz.



Figura 40: Casca de arroz

#### **7.7.4.5 MATERIAIS MISTOS (MESCLADOS) DE PERDA DE CIRCULAÇÃO**

Esses materiais de controle de perdas são constituídos por uma mistura de materiais fibrosos, granulares e escamosos, em diferentes proporções, esses tipos de materiais são de suma importância devido à variedade de tamanhos de partículas, o que torna a distribuição de tamanhos uma vantagem, por ter uma ampla gama.

#### **7.7.4.6 DESCRIÇÃO DE QUATRO TAMPÕES (SLUGS OU PILLS) SELECIONADOS E DO TAMPÃO (SLUG OU PILL) CONVENCIONAL**

Um tampão é um pequeno volume de fluido preparado para uma atividade de remediação específica, como interromper as perdas de circulação ou liberar tubos entupidos. Um tampão com material de controle de perda cria um tamponamento nas áreas onde o fluido é perdido.

A seguir, são descritos os quatro tampões de interesse para o projeto, além de um tampão comumente usado em operações corretivas para controlar a perda de circulação em áreas produtoras, chamado de convencional, o *slug* será referenciado como o usado atualmente e cujo comportamento base, a comparação do rendimento será feita, no que diz respeito aos quatro tampões selecionados, espera-se que os ditos tampões tenham um comportamento de vedação superior do que o tampão convencional.

O tampão convencional é selecionado, pois o material que o compõe é frequentemente utilizado em operações de controle de perda de circulação em áreas produtoras, mas sabe-se que seu desempenho é baixo, por isso a investigação busca encontrar alguns materiais com os quais pode ser substituído, para mitigar perdas de forma significativa.

#### **7.7.4.7 DESCRIÇÃO DOS QUATRO TAMPÕES SELECIONADOS**

O objetivo principal desta pesquisa é avaliar em nível de laboratório o comportamento de quatro tampões de material de controle para perda de circulação em reservatórios naturalmente fraturados e os quatro tampões serão descritos a seguir:

- Tampão de vedação de alta filtração;
- Tampão de fibra solúvel em ácido;
- Tampão de alta tixotropia;
- Tampão para uma mistura de material granular e fibroso;

##### **7.7.4.7.1 TAMPÃO DE VEDAÇÃO DE ALTA FILTRAÇÃO**

O tampão de vedação de alta filtração (Figura), é uma mistura de três componentes ou materiais que são:

- Fibra sintética;
- Fibra de celulose;
- Minerais particulados;



Figura 41: Material de vedação de alta infiltração.

O objetivo do tampão de vedação de alta filtração é formar uma camada sintética ou tampão sintético de alta resistência, que se assemelha a várias camadas de tecido (Figura 10), na formação onde se verifica a perda de circulação. Este material não é 100% solúvel em ácido clorídrico (HCl), pois a fibra de celulose não é solúvel em ácido e sua remoção não é possível. Suas principais propriedades físicas são:

- Aparência física: pó cinza;
- Odor: nenhum odor característico;
- Gravidade específica: 1,98;

O tampão de vedação de alta filtração é uma mistura fornecida como um produto de saco único para aplicações de reforço de poços e uma ampla gama de cenários de perda de circulação, incluindo, mas não se limitando a fraturas e permeabilidade da zona de produção. Este produto é aplicado em forma de comprimido que desidrata rapidamente e forma um tampão de forma preventiva ou curativa para a perda de circulação.

## **VANTAGENS**

As principais vantagens do tampão de vedação de alta filtração são:

- Pode ser facilmente misturado em fluidos à base de água, óleo ou em salmouras de completação, podendo até mesmo ser misturado diretamente com água;
- Pode ser adensado com barita e/ou salmoura, sem afetar suas propriedades de selamento de fratura;

- Assim que o tampão se estabiliza na fratura ela forma uma rede fibrosa;
- Termicamente estável até 350 °F (176,7 °C);
- Não requer um retardador ou ativador;
- Seu desempenho é independente da temperatura e do tempo de operação;



Figura 42: Tampão gerado pelo tampão de vedação devido ao alto vazamento

#### **DESVANTAGENS OU LIMITAÇÕES**

Sua principal desvantagem é:

- Suporta tensões compressivas de até 1700 psi, relativamente baixas em relação a outros materiais.

#### **7.7.4.7.2 TAMPÃO DE FIBRA SOLÚVEL EM ÁCIDO**

O tampão de fibra solúvel em ácido (Figura 11) é um material de controle de perda do tipo fibra. É composto por fibras minerais ( $\text{SiO}_2$ ,  $\text{CaO}$ ,  $\text{MgO}$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ) revestidas por surfactante que, ao se estabilizar e secar, forma uma rede de fibras na fratura, dificultando a entrada do fluido nas formações. O material é inerte, não iônico e não gera danos por precipitação antes de ser localizado. Suas principais propriedades físicas são:

- Aparência física: fibra branco-acinzentada;
- pH na água: 7,0 - 8,0;
- Gravidade específica: 2,6.



Figura 43: Fibra solúvel em ácido

## VANTAGENS

As principais vantagens do tampão fibroso solúvel em ácido são:

- Mais de 95% solúvel em ácido clorídrico (HCl);
- Pode ser facilmente misturado em água, óleo ou salmouras de completção;
- Pode ser misturado com lamas à base de água doce e salgada, lamas à base de óleo, emulsões e fluidos de completção e trabalhos especiais;
- Reduz o torque e o arraste;
- Reduz o risco de um diferencial atingido em áreas extremamente esgotadas, onde o diferencial de pressão é muito alto;
- É independente da temperatura operacional;
- Não fermenta e não é corrosivo.

## DESVANTAGENS OU LIMITAÇÕES

A principal desvantagem do tampão de fibra solúvel em ácido é:

- Ao trabalhar em ambientes com pH básico, este tampão reduz sua eficácia.

### 7.7.4.7.3 TAMPÃO DE ALTA TIXOTROPIA

Este material de perda de circulação, é uma mistura de óxidos metálicos (Figura), é considerado versátil, pois este material é frequentemente utilizado em lamas de perfuração como tratamento preventivo, visto que sendo altamente tixotrópico tende a gelificar no estado estático, mas ao entrar um estado dinâmico, ele retoma suas propriedades fluidas. Este material pode ser utilizado em áreas com perda de circulação (função principal), operações de flexitubo, estabilização de formações não consolidadas, perfuração em águas profundas, poços horizontais ou com alto ângulo de desvio.

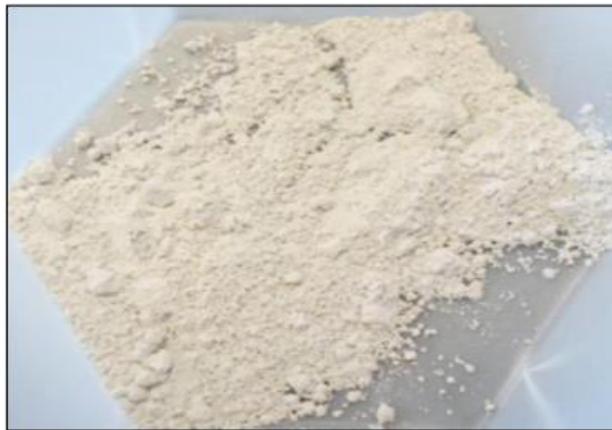


Figura 44: Mistura de óxidos de metal

Suas principais propriedades são:

- Aparência física: pó granular branco;
- Odor: sem odor;
- Gravidade específica: 2,6 - 2,9;
- pH em água: 9,5 - 10,0;

#### **VANTAGENS**

As vantagens do tampão de alta tixotropia são:

- Em grandes volumes, pode ajudar a melhorar a taxa de penetração (ROP);
- Alta tixotropia;
- Boa suspensão de cascalhos;
- Pode ser usado em operações de flexitubo;
- Independente da temperatura.

#### **DESVANTAGENS OU LIMITAÇÕES**

- Este material é compatível apenas com sistemas de fluido à base de água.

#### **7.7.4.7.4 TAMPÃO MESCLADO DE MATERIAL GRANULAR E FIBROSO**

A mesclagem de material granular e fibroso (Figura), é uma mistura especializada de quatro tipos de carbonato de cálcio e fibra, solúvel em ácido, que é utilizada especialmente para perdas de circulação, pode ser bombeada em mistura com o fluido de perfuração ou como tampão de controle, se bombeado na forma de tampão garante melhor desempenho. Suas principais propriedades físicas são:

- Aparência física: fibras de cor branca;
- Odor: sem odor;

- Gravidade específica: 2,4 - 2,6.



Figura 45: Mistura de material granular e fibroso

## **VANTAGENS**

As vantagens do tampão de mistura de material granular e fibroso são:

- É compatível com qualquer tipo de fluido, à base de óleo ou à base de água;
- Pode ser usado em sistemas de fluidos não aquosos como selante para formações porosas e fraturadas, onde a diluição em ácido é necessária;
- Em fluidos aquosos, reduz consideravelmente a probabilidade de gerar uma pega diferencial;
- Por ser um material inerte, não afeta a reologia;
- Gera um reboco externo, criando uma vedação para a formação.

## **DESVANTAGENS OU LIMITAÇÕES**

- Eles podem gerar entupimentos em ferramentas de fundo, é necessário remover essas ferramentas antes de serem bombeados.

### **7.7.5 DESCRIÇÃO DO TAMPÃO DE PERDA CIRCULAÇÃO DE MATERIAL CONVENCIONAL**

O tampão de controle de perdas, tomado como referência, é um tampão de material convencional atualmente utilizada pela empresa prestadora de serviços (Schlumberger Sureenco SA) em áreas produtoras, é um tampão composto por uma mistura de carbonatos, casca de noz, fibra de madeira, mica e casca de arroz. Dependendo da gravidade da perda, existem três preparações onde as concentrações de cada material variam, onde a maioria dos materiais são solúveis em ácido e por isso são utilizados nas áreas de produção, esses materiais são formulados em água, como base do tampão.

### 7.7.6 MÉTODO DE PERFURAÇÃO ADIANTE

Trate todo o sistema de fluido de perfuração com LCM de grafite deformável fino e perfure a zona de fraqueza com o LCM no fluido de perfuração. Como o LCM tem um tamanho de partícula grande, os agitadores devem ser equipados com telas de 20 ou 40 mesh ou mais grossas para manter o material efetivo no sistema (ou contornar os agitadores completamente). É desejável e necessário manter todo o espectro de tamanho de partícula no sistema.

Conforme a zona fraca é perfurada, pequenas fraturas curtas serão criadas, mas preenchidas e conectadas com o LCM. A zona fraca será selada e fortalecida. Conforme o peso da lama (densidade) é aumentado, mas pequenas fraturas são formadas e conectadas. Este método é o mais eficaz, mas é melhor limitar a perfuração por causa do acúmulo de sólidos de perfuração no sistema de lama.

### 7.7.7 O MÉTODO DO TAMPÃO

Antes de perfurar a sapata, determine a profundidade da seção "fraca" esperada. Conduza um teste de integridade de formação (FIT) ou teste de vazamento (LOT). Se o teste da sapata falhar, perfure esta seção com lama tratada o quanto for necessário para chegar a uma formação que terá a resistência de rocha desejada. A profundidade terá que ser prevista com base em deslocamentos e outros dados. Todas as formações abaixo deste ponto devem ser fortes o suficiente para suportar o maior ECD previsto para o resto do poço. Em outras palavras, escolha um ponto onde um liner de perfuração seria colocado.

Mude as telas do agitador para 20 mesh ou mais grosseiro, ou agitadores de desvio. Antes de perfurar adiante, adicione o material gráfico e  $\text{CaCO}_3$ , adicionando  $\text{CaCO}_3$  à lama para xistos não é um tratamento funcional. Em areias, com gargantas de poros muito maiores, o  $\text{CaCO}_3$  é desejável. Adicionar os materiais através do funil de lama irá garantir uma boa mistura e distribuição em todo o sistema de lama e evitar qualquer entupimento de ferramentas MWD ou motores de lama.

A mistura LCM especial terá que ser mantido na lama o tempo todo. O ECD (densidade de circulação equivalente) no final desta seção terá que ser o ECD máximo esperado no TD (profundidade total). Isso garante que quando o TD for alcançado, a seção superior já terá sido exposta a este ECD com o reforço da mistura LCM no fluido de perfuração. A mistura de LCM pode ser removida do fluido de perfuração e a perfuração para TD pode continuar de acordo com o plano, conforme a seção fraca foi reforçada.

### **7.7.8 TAMPÕES DE REFORÇO**

Esses tipos de materiais são classificados como plugues macios ou fortes. Os plugues macios têm uma massa sólida, mas têm pouca ou nenhuma força de compressão e formam uma consistência elástica. Os plugues fortes, ao contrário dos plugues macios, têm uma alta força de compressão, sua desvantagem em relação aos plugues macios é a remoção desse material uma vez que o poço esteja controlado. Alguns dos tampões usados em fluidos à base de água são:

- Injeção de pressão de alta perda de filtrado;
- Óleo diesel/bentonita;
- Polímero reticulado;
- Óleo diesel/bentonita/cimento;
- Tampão de cimento.

### **7.7.9 TAMANHO DAS PARTÍCULAS DOS MATERIAIS DE PERDA CIRCULAÇÃO**

#### **7.7.9.1 DISTRIBUIÇÃO DE TAMANHO DE PARTÍCULA**

Deve-se levar em conta que um tampão de material de controle eficaz geralmente surge da combinação de dois ou mais materiais, uma vez que a mistura dos diferentes materiais mencionados acima enriquece o tampão e melhora sua ligação, vedação e desempenho ideal, é aconselhável usar materiais de origem natural, como micas, grafite, celofane e fibras de celulose. Um fator importante a levar em consideração ao determinar a distribuição de partículas é a presença de MWD ou ferramentas direcionais, que são propensas a obstruir com tamanhos de partículas grossas e isso pode causar danos a essas ferramentas. O recomendado é, dependendo da profundidade das ferramentas, desmontar, retirá-las do tubo e bombear o tampão.

#### **7.7.9.2 TÉCNICAS DE CONTROLE DE PERDA DE CIRCULAÇÃO**

Existem técnicas de tratamento preventivo e corretivo para controlar a perda de circulação, a primeira para evitar a presença de algum tipo de perda e a segunda como medida corretiva quando esta estiver presente. De acordo com a taxa de perda de fluido e sua respectiva análise, são projetados o tampão e o método adequado a ser bombeado. O tipo de material escolhido dependerá do fluido de perfuração que está sendo usado. O primeiro tampão de material residual, que é bombeado para o poço, geralmente não é eficaz, portanto, os necessários devem ser bombeados à medida que a perda de fluxo diminui.

Algumas empresas utilizam este tipo de tratamento para evitar qualquer eventualidade durante a perfuração, este tratamento é desenvolvido através do aprimoramento das práticas de perfuração, seleção adequada do fluido de perfuração e adição contínua de materiais ao sistema de circulação de fluidos do poço. Uma série de atividades pode ser implementada para reduzir ou minimizar a perda de circulação, tais como:

1. Localize o revestimento de forma que o gradiente de fratura na sapata seja suficiente para suportar a pressão hidrostática das lamas mais pesadas que são subsequentemente injetadas, para intervir nas camadas de rocha subjacentes.
2. Minimize as pressões de fundo, evitando o movimento do tubo em velocidades críticas durante o deslocamento, sejam elas ações de suavização e principalmente de surging. O surging gera excesso de pressão na hora de abaixar o tubo e se a velocidade ultrapassar a crítica, uma perda pode ser induzida.
3. A ROP é muito alta, resultando em cortes aumentados e maior carga de sólidos no espaço anular, resultando em aumento de ECD. Por esse motivo, se você tiver um ECD muito próximo ao gradiente de fratura, a taxa de penetração deve ser reduzida.
4. O início ou parada brusca das bombas de lama pode gerar um aumento ou diminuição repentina nas pressões de fundo. Iniciar as bombas de lama muito rapidamente pode causar um aumento de pressão que, por sua vez, pode formar uma fratura induzida. O equívoco mais comum que ocorre é que, para superar a força de gel da lama, as bombas são programadas para uma taxa de curso alta, resultando em pressões excessivas no fundo.
5. Controlar as propriedades da lama, uma vez que altas viscosidades e altas forças de gel geram um aumento na pressão de surging, cada vez que a circulação é interrompida e restaurada.

#### **7.7.9.3 ADIÇÃO CONTÍNUA DE PARTÍCULAS DURANTE A PERFURAÇÃO EM INTERVALOS CURTOS**

Em intervalos curtos, os materiais de perdas são bombeados diretamente para o poço ou adições de hora em hora são feitas ao fluido e subsequentemente bombeadas. A vantagem deste tratamento é que, uma vez que o material perdido retorna à superfície, ele pode ser facilmente removido, mas a desvantagem é que permite que os cascalhos permaneçam no fluido, aumentando significativamente sua reologia.

#### **7.7.9.4 ADIÇÃO CONTÍNUA DE PARTÍCULAS DURANTE A PERFURAÇÃO DE INTERVALOS ESTENDIDOS**

Nas perfurações em intervalos longos, devem ser instaladas telas, combinadas com o sistema de remoção de sólidos, para garantir que os materiais de perda permaneçam no fluido

e aumentem sua quantidade de sólidos e a viscosidade do funil, pois para intervalos maiores devem ser aumentadas as concentrações, esta é uma desvantagem porque mais despesas devem ser incorridas com o uso de mais produtos químicos.

## **LIMITAÇÕES**

Sua principal limitação é especificada na necessidade de manter as propriedades do fluido (reologia e controle de perdas) dentro das faixas permitidas.

### **7.7.9.5 TRATAMENTO CORRETIVO**

Nos tratamentos corretivos, um tampão deve ser desenhado para controlar as perdas, com esse tipo de tratamento são controlados todos os tipos de perdas de circulação conhecidas, uma vez conhecido o tratamento a ser utilizado, o tampão é definido. As condições em que ocorreu a perda de circulação, oleodutos, tipo de perda, severidade da perda, entre outros, esta análise gera um indicador de porque a perda se originou, localize a zona de perda de fluidos e o possível tratamento que pode ser dado à situação. Para realizar um controle correto das perdas, é feita uma correlação entre a técnica e a severidade, juntamente com o tipo de material, sua composição e função serão analisadas.

### **7.7.9.6 PERDAS POR FILTRAGEM**

Para controlar as perdas por filtragem, uma vez ocorridas, o procedimento para controlá-las é:

- 1.** Remova o tubo e aguarde, para determinar o volume de fluido perdido e a quantidade de retornos na superfície, caso seja estabelecido que é uma perda por vazamento, prossiga para a etapa 2.
- 2.** Se o poço não ficar cheio durante o tempo de espera, proceder a misturar um volume de lama de aproximadamente 50 barris, com material residual, que contenha agentes de ponte ou tamponamento finos, caso não os injete é adicionado ao fluido um agente de retenção de infiltração.
- 3.** Reduza o peso da lama, se possível, caso a perda seja causada por fraturas induzidas.

### **7.7.9.7 CONTROLE DE PERDA USANDO MATERIAL DE PERDA DE CIRCULAÇÃO**

Anteriormente, o uso de LCM já foi discutido, para o controle de perdas, nesta seção o uso de diferentes técnicas de controle, como o uso de agentes de vedação, injeção de pressão de alta perda de filtração, plugues, e hard plugs é descrito em mais detalhes. Todos pertencentes ao grupo MCL e dependendo da gravidade da perda.

### **7.7.9.8 USO DE AGENTES SELANTES (OBTURADORES)**

Esta técnica deve ser utilizada na filtração e perdas parciais de circulação, embora também possa ser utilizada em perdas totais menos graves, o procedimento recomendado por MI Swaco18 é o seguinte:

- 1.** Estabeleça o ponto aproximado de perda, o tipo de formação que a lama está tomando, a altura da lama no poço e a taxa de perda. O ponto de paralisação está provavelmente localizado logo abaixo da sapata de cimento de revestimento, quando uma fratura de formação causada por um aumento na pressão é antecipada.
- 2.** Use o tubo de perfuração aberto para instalar o plugue, se possível. Caso contrário, use brocas de conduíte abertas ou brocas de jateamento após remover os bicos. Se os materiais devem ser colocados através de uma broca com jato ou ferramentas MWD / LWD, use agentes intermediários a finos para evitar entupir a broca.
- 3.** Misture uma pasta de material residual. Os agentes mesclados, granulares, fibrosos e escamados de tamanho grosso, médio e fino estão disponíveis comercialmente e podem substituir as misturas que são adicionadas separadamente. Use lama do sistema de circulação ou misture LCM em uma pasta de bentonita viscosa preparada recentemente.
- 4.** Bombeie a pasta de material de perda através do tubo de perfuração aberto na frente da zona de perda. Bombeie em baixa velocidade até que os materiais sejam capazes de estancar o vazamento. Repita novamente se o poço não encher e, em seguida, use uma técnica de injeção de argamassa de filtrado de alta perda se nenhum sinal de sucesso ainda tiver sido obtido.

As misturas de materiais de perdas tornam a atividade de controle de perdas mais eficiente, a mistura mais eficiente é a de materiais fibrosos e granulares, devido às suas características. Excesso de material de perda nos tampões gera problemas nas bombas de lama, pois os LCMs são materiais sólidos que devem ser arrastados para dentro do poço, o excesso pode causar entupimento das bombas, podendo também reduzir a qualidade da lama aumentando sua reologia.

### **7.7.9.9 TIPOS DE TAMPÃO**

Em operações de perfuração de poços de petróleo, vários tipos de tampões são geralmente usados de acordo com a necessidade ou contingência que possa surgir. Abaixo, listaremos os diferentes tipos de tampão, bem como uma breve descrição do que eles fazem. Ressalte-se que os nomes dos tampões são, em termos gerais, de acordo com a função que desempenham ou, ao contrário, de acordo com o material químico que os compõe.

**01 - TAMPÃO VISCOSO:** São tampões que manejam uma viscosidade de funil muito superior à do sistema circulante, e cuja função é auxiliar na extração de cascalhos de perfuração de poços verticais ou desviados durante a circulação do fluido, a fim de ter a coluna de fluidos livre de sólidos. Também são chamados de tampão de alta reologia ou carreamento, podem ser preparados com géis, bentonitas e polímeros, dependendo da área onde a operação é realizada. O uso se dá nas áreas de xisto e na área de produção.

**02 - TAMPÕES DISPERSOS:** Conhecidos como tampões de baixa reologia, podem ser preparados com a mesma lama, além da adição de agentes dispersantes que evitam a aglomeração dos cortes de argila, sua aderência no BHA, enceramento da broca criando turbulência, e assim conseguir limpar as argilas acumuladas no conjunto de fundo também colabora na erosão mecânica do poço. Este tipo de tampão é necessário no início da perfuração, pois a lama nativa utilizada nesta seção não contém agentes inibidores, apenas dispersantes, por ser uma área de pouco interesse, a erosão mecânica só é alcançada com a força de galonagem para altas taxas de penetração.

**03 - TAMPÃO DE ÁGUA DOCE:** São tampões que utilizam água doce para dissolver as formações salinas no processo de intrusão.

**04 - TAMPÃO DE COMBATE A PERDA POR INFILTRAÇÃO:** São tampões que contêm uma concentração variada de material de combate a perda de circulação ( $\text{CaCO}_3$  em diferentes granulometrias) para tornar o reboco mais impermeável e assim minimizar as perdas por filtração à formação.

**05 - TAMPÃO DE BAIXA E ALTA REOLOGIA:** Este tipo de tampão também é conhecido como tampão disperso/viscoso. É usado em poços altamente desviados/horizontais, onde os cascalhos tendem a se assentar mais facilmente. Este tampão é composto por um volume de baixa reologia (fluido base), que permite que os cascalhos do poço (cascalhos) sejam agitados através da turbulência gerada e seguido por um volume de fluido com alta reologia (tampão viscoso) que os arrasta para a superfície.

**06 - TAMPÃO PESADO:** Também conhecido como tampão de manobra. São tampões que lidam com uma densidade maior do que a do fluido de perfuração (1,5 a 3,5 ppg acima, dependendo se a coluna é direcional ou não). O objetivo é serem usados para remover tubo limpo, ou seja, livre de lama de perfuração, para evitar o derramamento de fluido no tubo durante as manobras da coluna de perfuração para fora do poço. Isso possibilita melhorar os

tempos de manobra, evitar acidentes pessoais (escorregões) e reduzir custos, minimizando o fluido que é desperdiçado na superfície após a operação de retirada da tubulação.

**07 - TAMPÃO ANTI-PERDA:** São tampões que contêm uma concentração variada de material de combate a perda de circulação ( $\text{CaCO}_3$  em diferentes granulometrias, fibra, casca de noz) e são utilizadas para selar fissuras na parede do poço. A concentração e o material anti-perda a serem usados dependerão da zona de perda, do BHA usado e da gravidade da perda.

**08 - TAMPÃO DE LIBERAÇÃO DE TUBO:** São os tampões utilizados quando se tem a certeza que o tubo ficou preso por diferencial de pressão. A ação desse tipo de tampão é quebrar o reboco e, assim, aliviar as forças diferenciais de ligação.

**09 - TAMPÃO LUBRIFICANTE MECÂNICO:** São tampões utilizados principalmente em poços desviados, que durante a perfuração apresentaram problemas de torque, arraste e travamento do tubo. O princípio básico do lubrificante mecânico é reduzir o atrito entre duas superfícies, facilitando assim sua movimentação. Na indústria do petróleo é comumente utilizado um lubrificante mecânico que se apresenta na forma de esferas (microesferas de vidro), que aderem às paredes do poço, gerando um efeito de rolagem, esse tipo de material é descartado pelas peneiras quando o poço é circulado.

**10 - TAMPÃO ESTABILIZADOR DE XISTO:** São tampões que permitem estabilizar áreas de xisto altamente pressurizadas (zona de pressão anormal) que evitam a geração de desmoronamentos dentro do poço, entre outros, e suas intercalações que existem nas formações perfuradas.

**11 - TAMPÃO EQUIVALENTE:** São tampões com densidade tal que permitem a geração de uma pressão hidrostática de fundo equivalente à ECD em condições estáticas. Desta forma, não é necessário densificar toda a lama. Eles são usados em poços profundos onde deve-se tomar cuidado para manter o poço estático sem acumular pressões ao fazer uma manobra de retirada de coluna para a superfície.

**12 - TAMPÃO VISCOPEADO:** São tampões que, como o próprio nome indica, têm uma viscosidade e densidade maiores que a do sistema de perfuração. Normalmente são usados em operações de deslocamento de um fluido por outro como espaçador. Isso evita a mistura entre os dois sistemas de fluido. Além disso, embora não com muita frequência, pode ser usado para ajudar a remover fragmentos e cascalhos de poços verticais ou desviados enquanto o fluido está circulando.

**13 - TAMPÃO DE ÁCIDO QUENTE:** São tampões carregados com Potássio Cáustico (KOH) ou Soda Cáustica (NaOH). Eles são usados para ajudar a limpar/desbloquear os poros.

**14 - TAMPÕES DE CIMENTO:** Em algum ponto da vida produtiva de um poço de petróleo, gás ou água, um tampão de cimento pode se tornar necessário. O tampão de cimento é a técnica de colocar um volume relativamente pequeno de cimento através de um tubo de perfuração, produção ou com o auxílio de outras ferramentas especiais, em uma determinada área, em poço aberto ou no interior do revestimento. Sua finalidade é fornecer uma vedação contra o fluxo vertical de fluidos ou fornecer a uma plataforma o suporte para o desvio da trajetória do poço.

**Algumas aplicações de tampões de cimento são:**

- Desviar o poço sobre um peixe (ferramenta que ficou presa no poço) ou fazer um poço direcional.
- Tamponar uma área ou poço esgotado (abandono).
- Resolver um problema de perda de circulação durante a fase de perfuração.
- Isolar uma área para testes de formação.
- Remover o BOP submarino para manutenção.

**Os tampões em poço aberto são instalados para:**

- Abandonar o fundo do poço;
- Isole uma área para testar formações;
- Abandonar as camadas de formação indesejáveis;
- Selar áreas de perda de circulação;
- Iniciar uma perfuração direcional (por exemplo, devido à peixes).

#### **7.7.9.10 RENTABILIDADE DE USAR TAMPÃO DE CIMENTO**

Um dos motivos para o tamponamento de um poço é devido à lucratividade, pois quando o fator de recuperação do óleo em relação ao preço do hidrocarboneto não justifica um benefício favorável, o poço pode ser permanente ou temporariamente fechado ou tamponado. Quando o preço do petróleo flutua e se você tem um poço temporariamente fechado ou tampado, ele pode ser aberto para retornar à produção ou para injetar outro fluido a fim de impulsionar ou ajudar a aumentar a produção de outro poço que esteja próximo.

Poços que estão temporariamente obstruídos e que ainda podem produzir hidrocarbonetos podem ser abertos em duas circunstâncias:

- 1) Quando o preço do petróleo aumenta a ponto de a produção voltar a gerar lucros.

2) Quando a tecnologia torna mais econômico (e, portanto, lucrativo) reiniciar a produção.

#### **7.7.9.11 POÇOS ANTIGOS**

A vida de um poço passa por várias etapas. A descoberta de um novo campo de óleo ou gás, após meses de anos de exploração e perfuração, bem como a realização da primeira produção representa uma meta importante. As operações de recuperação bem-sucedidas podem fazer com que esse estágio de produção seja financeiramente e tecnicamente compensador. A fase que ninguém parece gostar é a conclusão da produção e o abandono dos poços e instalações de produção.

Em todos os casos, um determinado volume de hidrocarbonetos ficará sempre sem produzir porque o custo de trazê-lo à superfície é superior ao preço que será obtido no mercado, os volumes de óleo e gás remanescentes no reservatório nunca poderão ser recuperados porque até tecnologias como a injeção de fluidos, que são usadas para fluir os hidrocarbonetos para o poço, uma vez que os mecanismos naturais do reservatório não são mais altos o suficiente para produzi-los, acabará se tornando mais difícil, ineficaz e caro para continuar produzindo esses reservatórios.

#### **7.7.9.12 DIAGNÓSTICO PARA TAMPONAR UM POÇO**

Durante a perfuração, completação e manutenção de poços de petróleo, os poços estão secos, invadidos por água salgada ou de interesse não comercial, bem como eventos associados às atividades físicas das formações que são atravessadas durante a perfuração, ocorrem acidentes mecânicos, todos das opções acima leva à decisão de tamponar o poço sendo intervindo. Da mesma forma, os poços que atingirem o limite técnico-econômico e aqueles que apresentarem alto risco à segurança da comunidade do entorno necessitarão de tamponamento.

As bases das operações de tamponamento e abandono variam pouco, independentemente de o poço estar em terra ou em área marinha. Os equipamentos de completação são removidos do poço, tampões são colocados e o cimento é injetado à força em espaços anulares, em profundidades específicas e em zonas de compensação para atuar como barreiras permanentes à pressão de cima e de baixo, bem como proteger a formação contra a qual o cimento é colocado.

### **8 GASES RASOS, FLUXO DE ÁGUA E PERFURAÇÃO TOPHOLE**

#### **8.1 PRÁTICAS E CAUSAS DE KICK PERFURANDO TOPHOLE**

O início de poço é a sequência de operações realizadas para assentamento do revestimento condutor, a perfuração da fase seguinte e o assentamento e cimentação do

revestimento de superfície. A principal função deste conjunto é conferir a rigidez estrutural ao sistema de cabeça do poço para suportar os esforços transferidos durante a construção do poço pelo conjunto riser e BOP (Blow Out Preventer).

Em algumas regiões do mundo o solo submarino permite o assentamento do revestimento condutor por jateamento utilizando uma composição específica esquematizada na abaixo. Quando não é possível realizar o jateamento da cabeça de poço, perfura-se, sem retorno, com broca de 36 ou polegadas, seguido da descida, assentamento e cimentação do revestimento de 30 ou 36 polegadas.

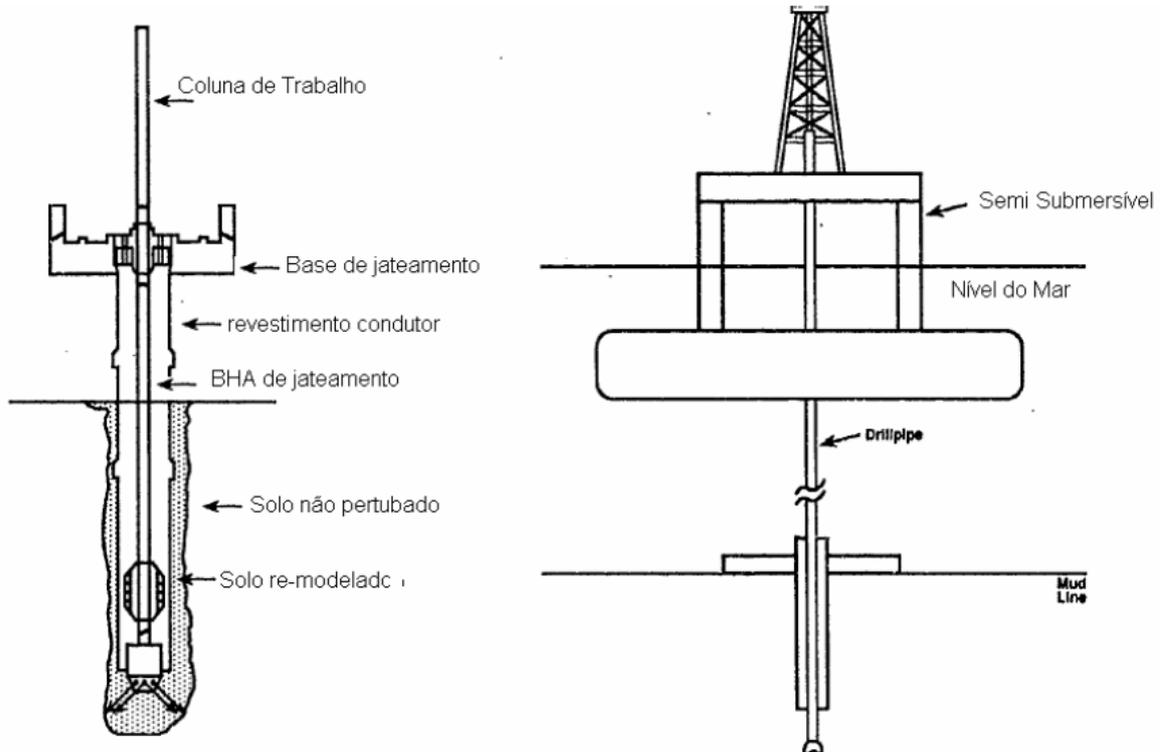


Figura 46: Conjunto descido para jateamento do revestimento condutor

A fase seguinte ao assentamento do revestimento condutor é a perfuração, sem retorno, com água do mar e broca de 26 polegadas (ou 17 ½ polegadas para o caso de um poço slender) até a profundidade prevista para a construção de Poços Off Shore 25 assentamento da sapata do revestimento de superfície. Em seguida, este revestimento de 20 polegadas é descido e cimentado até a cabeça do poço.

Em alguns casos o conhecimento geológico da região possibilita a redução de uma fase de perfuração, suprimindo e substituindo o revestimento de 20 polegadas pelo de 13 ¾ polegadas. A presença de metano e outros gases rasos no sedimento de fundo marinho é comum e característico de ambientes rasos que recebem grandes aportes de matéria orgânica. O gás raso é um bolsão de gás ou gás traçado abaixo camadas impermeáveis em profundidades

rasas. O termo gás raso representa um problema na perfuração nas camadas rasas onde encontra-se gás misturados com areia.

Kicks de água e gás em formações rasas enquanto perfurando na seção top hole com pequenos colunas de casing pode ser muito perigoso, conforme documentados por casos históricos. Alguns dos kick de gases rasos são causados por mudanças de formações: trabalho de cimentação (poor cement), vazamento no casing, operação de injeção, abandono inapropriado.

Pouco tempo e esforço tem sido a explicação para o perigo dos gases rasos, embora as indústrias tenham dedicado tempo e esforço para analisar o controle de kick e desastres devido à blowout, ela também está se preparando para situação de gases rasos com a finalidade de salvar vidas e a sonda. Eventualmente conhecido como gases rasos podem ser definidos como ocorrências de gás durante a perfuração de um poço, proveniente de uma formação abaixo do ponto de assentamento da sapata do primeiro revestimento, descido com o objetivo de conter as pressões no poço (normalmente o revestimento de superfície).

O fechamento do poço nessas condições poderá causar a fratura da formação na sapata do último revestimento descido e, em virtude de sua baixa profundidade, ela poderá se propagar até a superfície, formando crateras, impondo desta maneira, riscos as unidades de perfuração marítimas apoiadas no fundo do mar.

## 8.2 DIVERTING

Durante as operações de perfuração, a coluna de perfuração pode penetrar uma formação contendo um bolsão de gás sob pressão extrema. Enquanto estes bolsões de gás são esperados, antecipar quando eles irão ocorrer é difícil. Quando um bolsão de gás é penetrado, uma bolha de gás se forma no fluido de perfuração e começa a subir para a superfície. Como a bolha sobe, ela expande, criando uma pressão adversa no poço, que desloca o fluido de perfuração.

A indústria de perfuração refere-se a este evento como um kick. O kick faz cair a pressão do poço e diminui a habilidade do operador para controlá-lo. O gás representa dois perigos de segurança primária. As altas pressões de um kick podem subir rapidamente para a superfície, causando danos a equipamentos, ferimentos e morte.

Além disso, a natureza combustível do gás representa a possibilidade de incêndios e explosões. Estando o equipamento em plena perfuração, o descarte adequado do gás é necessário. A melhor solução é a drenar o gás para fora do poço de forma segura. O Diverter é um equipamento usado para direcionar o gás e outros fluidos com segurança.

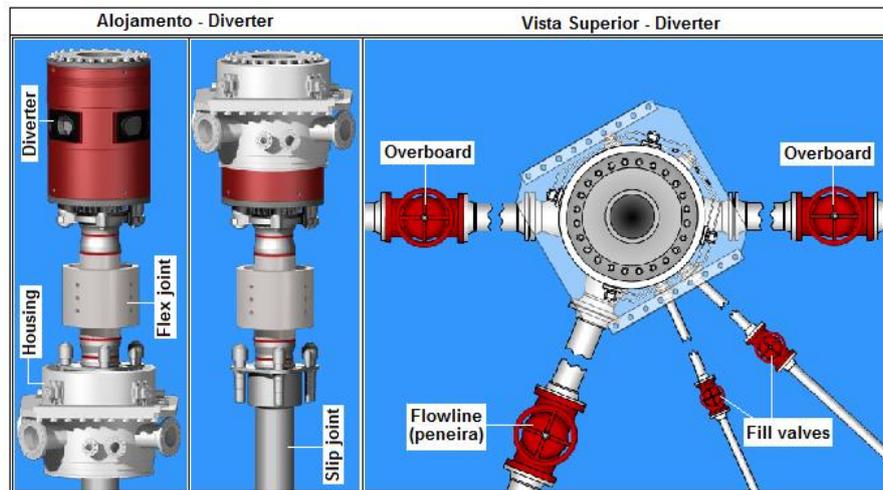


Figura 47: Diverter

O sistema Diverter não é projetado para fechar o poço ou deter o fluxo do mesmo. A sua função é prover a sonda de um sistema de controle de baixa pressão de fluxo com objetivo de impedir que fluidos oriundos do poço, que passarem pelo BOP alcançando a coluna de Riser, cheguem ao piso de plataforma, direcionando esses fluidos a favor dos ventos, para fora da embarcação, garantindo a integridade física das pessoas e dos equipamentos.

Em sondas que possuem Booster Line, a mesma é utilizada para promover a circulação destes fluidos e, caso a sonda não possua Booster Line, a circulação deve ser realizada pela linha de Kill ou Choke que estiver conectada na posição mais alta do BOP.

Todas as válvulas das linhas do sistema são seletivamente sequenciadas (“interlocadas”) na sua operação. O sequenciamento seletivo assegura que quando a função de fechamento do Diverter é selecionada, as válvulas das linhas de flowline e trip tank se fecham e a válvula de overboard se abre. Após a válvula de overboard existe uma bifurcação (“Y”), na qual estão instaladas duas válvulas, uma em cada ramificação.

Cada ramificação se dirige a um bordo para o descarte do fluido indesejável. Estas válvulas são interlocadas, ou seja, sempre haverá uma aberta e outra fechada. Existe a alternativa da utilização de uma única válvula chamada “Flow selector”, que, como o nome sugere, se destina a selecionar o bordo preferencial para o descarte do fluido indesejável. O fechamento completo de todas as válvulas poderia causar um impacto, o qual, potencialmente, poderia acarretar até o rompimento da formação.

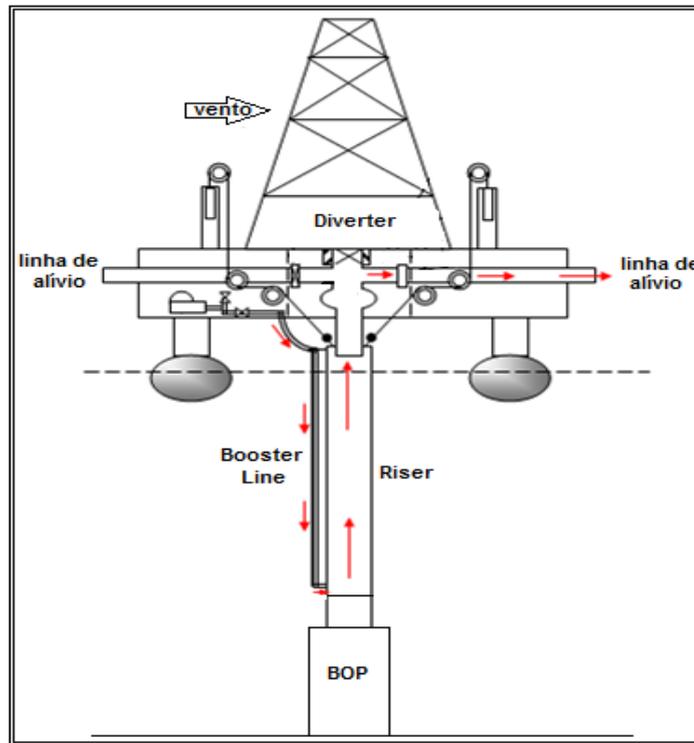


Figura 48: Direcionamento de fluidos através do Diverter

Na figura acima observamos a importância da linha de alívio para divergir (Diverting) o fluxo de fluido para longe do pio da sonda com segurança, estas linhas de ventilação devem ser desprovidas de curvas, possuírem diâmetro que permita liberdade de fluxo interno, possibilitando a redução das perdas de cargas e das velocidades de fluxo ao longo das mesmas e, como consequência, minimizando os efeitos da erosão e das contrapressões sobre o sistema Diverter / Riser e também para minimizar, tanto quanto possível, contrapressões sobre o packer da junta telescópica.

As contrapressões geradas pelas curvas, tês, restrições, etc. devem ser computadas no cálculo da pressão total para dimensionamento da pressão de trabalho dos componentes do Diverter, limitada a 500psi pelo packer da junta telescópica. Mudanças nos diâmetros das linhas de ventilação devem ser minimizadas ou eliminadas. Mudanças no fluxo ocasionadas pela mudança no diâmetro levam a uma erosão excessiva das linhas de fluxo e ventilação.

As linhas de ventilação do sistema diverter devem ser direcionadas de forma que, a todo tempo, a linha possa ventilar os fluidos a favor do vento e para longe da sonda de perfuração. Para certas operações de perfuração em unidades flutuantes as embarcações devem estar sempre na direção do vento, uma única linha pode ser suficiente, por exemplo, em navio DP com a linha direcionada para a popa. As linhas de ventilação devem ter o mínimo de curvas para diminuir a erosão e a resistência ao fluxo, e, conseqüentemente à pressão de retorno. As

mudanças de direção devem ser graduais. Devido à falta de espaço na maioria das sondas, isto pode não ser possível.

Considera-se como referência que: o raio de curvatura deve ser pelo menos 20(vinte) vezes o diâmetro interno da linha. Curvas de raios longos são preferíveis às de pequenos raios, contudo, quando não for possível utilizar raios longos de curvatura para mudanças de direção, com ângulos próximos ou iguais a 90 graus, estes devem ser equipados com dispositivos antierosão tipos “target flange ou target cushion”, dispostos na direção do fluxo para minimizar os efeitos da erosão.

As linhas de ventilação podem ser inclinadas ao longo de seu comprimento, mas isto deve ser evitado devido ao acúmulo de fluido de perfuração e detritos. Periodicamente deve ser feita a limpeza das linhas de ventilação evitando-se assim o acúmulo de detritos.

### **8.3 PRÁTICAS DE PERFURAÇÃO DE TOPHOLE QUE PODEM REDUZIR O RISCO DE KICK**

#### **Boas Práticas enquanto perfurando TopHole:**

- Perfurar um poço piloto - (Drill a Pilot Hole);
- Controlar a taxa de penetração - Control ROP (drilling rate);
- Manter o peso de lama leve sem provocar underbalance;
- Bombear para fora do poço na manobra (pump out of the hole on trips);
- Manter a bomba em funcionamento enquanto puxando a coluna pra fora para fazer uma conexão;
- Manobrar a coluna com velocidade controlada;
- Quando perfurando TOP HOLE, a resiliência da formação é comparativamente fraca e perdas totais são comuns. Então o risco de perda total pode ser minimizado mantendo a taxa de penetração sob controle para evitar que o anular fique carregado de cascalhos;
- Em quando perfurando formações TOP HOLE quando há risco de se ter gás raso, então é recomendado que se bombeie para fora do poço aos poucos e a perfuração de um poço piloto deve ser com uma taxa de penetração baixa e controlada;
- Para prevenir problemas de controle de poço durante a perfuração TOP HOLE, é uma boa prática controlar a taxa de penetração para evitar que o espaço anular fique carregado de cascalhos, continuar a circular enquanto estiver subindo a coluna para fazer uma conexão e manter o peso do fluido o mais baixo possível para evitar fraturas à formação;
- Também são boas práticas recomendadas para perfuração estilo TOP HOLE controlar a taxa de penetração e limpar o poço regularmente com água.

## **9 DETECÇÃO DE KICK**

### **INDÍCIOS PRIMÁRIOS DE KICK**

- Aumento da vazão de retorno;
- Ganho no volume dos tanques;
- Fluxo com as bombas desligadas.

### **INDÍCIOS SECUNDÁRIOS DE KICK**

- Diminuição da pressão de bombeio;
- Mudanças das propriedades do fluido de perfuração;
- Mudança no volume e formato dos cascalhos;
- Drilling Break Positivo (Aumento da taxa de penetração - ROP);
- Mudanças no torque e na rotação (RPM);
- Aumento da temperatura do fluido;
- Poço aceitando menos lama do que volume calculado.

### **9.1 INDÍCIOS PRIMÁRIOS DE KICKS**

#### **9.1.1 AUMENTO DA VAZÃO DE RETORNO**

A primeira indicação de que um kick está ocorrendo é o aumento do fluxo de lama na linha de retorno, flowline. Como as bombas são os equipamentos responsáveis por gerar vazão do fluido, a vazão que entra no poço tem que ser a mesma que sai. Quando ocorre a diferença de vazão na saída pode-se entender que há um influxo para o interior do poço.

#### **9.1.2 GANHO NOS TANQUES**

Influxo dentro do poço causa duas mudanças no sistema de circulação da lama:

- Aumenta o volume ativo do sistema;
- Aumenta a taxa de fluxo de retorno do fluido no poço.

Uma vez que o sistema de circulação é um sistema fechado, e um aumento no retorno é detectado pelos sensores de monitoramento de fluxo, irá também ser indicado um ganho de volume no poço. A detecção da variação do nível do poço pode ser feita por observação visual através da leitura constante de um marcador de nível no tanque. Sabe-se que para manter uma vigilância constante sobre o nível do poço é quase impossível. Isto é especialmente verdadeiro durante as manobras, quando ocorre a maioria dos kicks.

Um método mais preciso e confiável é a utilização de qualquer um dos vários

instrumentos de medição de nível no poço com o registrador instalado no painel do sondador e apoiado pelo sistema de monitoramento do mud logger. Isso permite uma vigilância constante sobre o nível do poço pelo sondador, tanto durante a manobra, e a perfuração.

A boa comunicação entre os membros da tripulação é essencial na plataforma. O sondador deve certificar-se que tripulação o notifique se eles fizerem alguma coisa para mudar o nível dos tanques. Se tripulação está adicionando volume nos tanques, eles também devem notificar o sondador quando vão parar de adicionar volume. Ao perfurar uma formação contendo gás, um aumento progressivo no volume do poço será notado por causa do volume do gás que está sendo trazido no espaço anular.

No entanto, isto irá ocorrer apenas quando o gás se aproxima da superfície, que é devido à expansão do gás quando submetido a baixa pressão. Este fato não é necessariamente uma indicação de que o poço está em underbalance. O aumento no volume do poço é importante na distinção entre um kick verdadeiro e somente uma expansão de gás. O poço retornará com o mesmo volume de fluido, após a bolha de gás tiver atingido a superfície. No entanto, se houver qualquer dúvida quanto à causa de ganho do poço, desligue as bombas e verifique o retorno de fluxo.

### **9.1.3 POÇO FLUINDO COM AS BOMBAS DESLIGADAS**

Fluxo com as bombas desligadas, é um indício primário de kick, e neste caso o poço deve ser fechado imediatamente. Porém, em algumas situações, o fluxo pode ter a sua origem em um desbalanceamento hidrostático (peso do fluido no interior da coluna maior que o peso no espaço anular, como no caso dos tampões de manobra) ou no retorno do fluido que foi injetado por algum motivo nas formações (efeito ballooning, por exemplo). Em algumas situações em que a detecção do kick não é clara, usa-se o procedimento de flowcheck para verificar se continua a haver fluxo no poço após as bombas terem sido desligadas. Como é o caso dos indícios secundários.

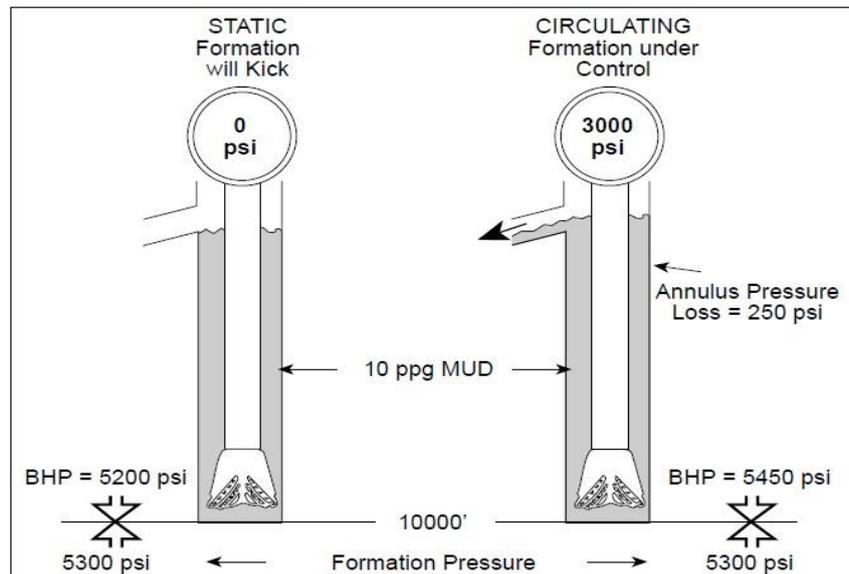


Figura 49: Fluxo com bomba desligada.

## 9.2 INDÍCIOS SECUNDÁRIOS DE KICKS

### 9.2.1 DIMINUIÇÃO DA PRESSÃO DE BOMBEIO

A redução da pressão hidrostática no espaço anular devido à entrada de um fluido mais leve no poço, cria um diferencial de pressão atuando no sentido do interior da coluna para o anular do poço (desbalanceio), associando-se a energia fornecida pela bomba, causando uma queda na pressão de bombeio lida na superfície. Além do fato dos fluidos da formação estarem expulsando o fluido de perfuração para fora do poço, gerando menos esforço para a bomba, e conseqüentemente reduzindo a pressão de bombeio. Porém, uma redução na pressão de bombeio pode estar associada à um washout na coluna (furo na coluna), perda de jato da broca, por exemplo.

### 9.2.2 MUDANÇAS NAS PROPRIEDADES DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Alterações nas leituras do gás de fundo, de conexão ou de manobra, um aumento nas medições do detector de gás pode indicar que a massa específica do fluido de perfuração está inadequada às pressões das formações. Assim, a ocorrência de um influxo pode ser iminente. Fluido de perfuração cortado por gás e/ou óleo. Um corte de gás e/ou óleo pode indicar que um kick está ocorrendo. Neste caso, a vazão do fluido invasor para o interior do poço é pequena e ele está sendo disperso no fluido de perfuração em circulação.

Corte de gás causado pelos cascalhos cortados pela broca pode também indicar que a ocorrência de um influxo é iminente. Alterações na salinidade da lama e conseqüentes variações nas propriedades reológicas podem indicar contaminação do fluido de perfuração por água da formação com pressão anormalmente alta. Corte de água salgada e alterações na

salinidade da lama podem indicar kick de água das formações. Esses indícios ocorrem associados e quando um cenário de ocorrência de kick é reconhecido, faz-se um flow check. Se houver fluxo, o poço deverá ser fechado de imediato para minimizar o volume do fluido invasor para o interior do poço.

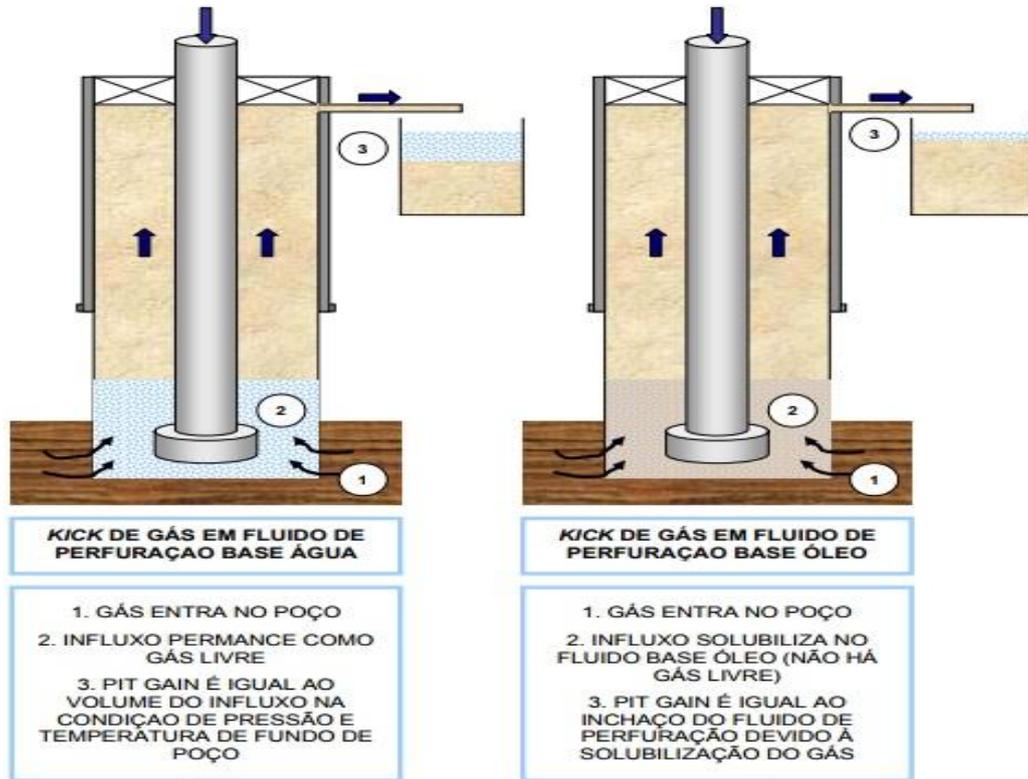


Figura 50: Kick de gás em fluido a base de água e a base óleo

### 9.2.3 TEOR DE GÁS NO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Conforme discutido acima, aumento na concentração de gás de manobra e conexão medidos no detector de gás pode ser um indicativo que a pressão de poros está aumentando.

### 9.2.4 INFORMAÇÕES DO PWD “PRESSURE WHILE DRILLING” RELATIVAS À ECD

O acompanhamento sistemático dos dados fornecidas pelo PWD em tempo real, como pressão no anular no fundo, ECD, pressão no interior da coluna no fundo, temperatura, pode auxiliar na previsão de possíveis problemas durante a perfuração, tais como pack off, perda de circulação, influxos, limpeza do poço, efetividade dos tampões viscosos, etc.

O referido acompanhamento não deve ser feito de maneira isolada, uma vez que o comportamento do ECD varia em função de inúmeras variáveis: ROP, RPM, vazão, reologia do fluido, carregamento dos cascalhos, geometria e profundidade do poço, dentre outras, mas de maneira sistemática e constante, durante a perfuração, a fim de se identificar (em tempo hábil) a ou as causas da variação do ECD.

### **9.2.5 DETECÇÃO DO AUMENTO DA PRESSÃO DE POROS**

Conforme discutido previamente, há sempre o risco da ocorrência de um kick quando perfurando em áreas onde são encontradas pressões de formação anormalmente altas. Quando a pressão anormalmente alta é causada pelo fenômeno da subcompactação, existe uma zona de transição na qual a pressão de poros aumenta gradativamente com a profundidade. Nessas zonas, certas propriedades das formações e do fluido de perfuração são alteradas indicando e em alguns casos quantificando o aumento da pressão de poros.

A observação e análise destes indicadores, durante perfuração, são necessárias pois exigem a tomada de ações preventivas para evitar a ocorrência do kick como o aumento da massa específica do fluido de perfuração. Os indicadores mais importantes que ocorrem durante a perfuração são descritos na sequência.

### **9.2.6 INFORMAÇÕES DO LWD “LOGGING WHILE DRILLING” RELATIVAS À RESISTIVIDADE E AO TEMPO DE TRÂNSITO**

Atualmente na perfuração de todos os poços marítimos são utilizadas as ferramentas de LWD e as medidas de resistividade e de tempo de trânsito das rochas perfuradas são obtidas em tempo real, à menos de uma pequena diferença entre a profundidade da broca e a profundidade onde estão instalados os sensores dos perfis sônicos e de resistividade. A diminuição da resistividade e/ou o aumento do tempo de trânsito podem indicar que uma zona de pressão de formação anormalmente alta está sendo perfurada.

Existem indicadores ou avaliadores de pressão anormalmente altas antes da perfuração, que utilizam dados do levantamento sísmico, como aumento do tempo de trânsito em zonas de pressão anormalmente alta e após à perfuração através de perfis sônicos e de resistividade e os testes de formação TFR. É utilizado o Método de Eaton na estimativa dessas pressões.

### **9.2.7 MUDANÇA NO TAMANHO, DENSIDADE E FORMATO DOS CASCALHOS**

Os cascalhos provenientes de zonas de pressão de formação anormalmente alta 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, mudança na rotação (RPM) 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 subcompactação. Assim, os cascalhos

provenientes das formações anormalmente pressurizadas possuem densidades menores que os das formações normalmente compactadas.



Figura 51: Amostras de cascalhos

### 9.2.8 AUMENTO DA TEMPERATURA DO FLUIDO

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

### 9.2.9 AUMENTO DA TAXA DE PENETRAÇÃO (DRILLING BREAK POSITIVO)

É um indício secundário de kick, pois alterações na taxa de penetração podem ter outras causas tais como variações do peso sobre broca, da rotação ou da vazão ou mudanças das formações cortadas pela broca. No caso de kick, o aumento da taxa de penetração é decorrente da existência de um diferencial de pressão negativo atuando na formação que está sendo perfurada.

Em alguns casos, principalmente quando ocorre um kick durante à perfuração de formações moles, o aumento verificado na taxa de penetração pode ser bastante significativo. Na ocorrência do aumento da taxa de penetração, a equipe de perfuração deve estar atenta aos outros sinais de kick. Deve ser realizado um flow check após a ocorrência de um aumento brusco da taxa de penetração.

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

Além disso, a normalização da taxa de penetração em relação à rotação da broca, ao peso sobre broca, ao diâmetro da broca e à densidade da lama já foi muito utilizada na indústria

do petróleo para se estimar a magnitude da pressão de poros das formações, entretanto com o avanço tecnológico as ferramentas de perfilagem em tempo real passaram a ser muito utilizadas para fornecer valores de resistividade e tempo de trânsito das rochas como parâmetros para estimativa da pressão de poros das formações.

### **9.2.10 POÇO ACEITANDO MENOS LAMA DO QUE O VOLUME CALCULADO DURANTE AS MANOBRAS**

Constitui-se em um indício primário de kick, é um comportamento no qual o poço aceita um volume de fluido menor que o volume de aço retirado ou que na descida da coluna o poço devolve mais fluido que o volume de aço introduzido no poço. Para detectar este comportamento, a manobra deve ser acompanhada utilizando-se programas de abastecimento do poço com o uso do tanque de manobra.

Caso esse comportamento seja observado, a manobra deve ser interrompida para realização de um flow check. Caso haja fluxo, o poço deve ser fechado imediatamente. Todas as sondas de perfuração devem possuir tanque de manobra.

### **9.3 DETECÇÃO KICKS EM PERFURANDO EM LÂMINAS D' ÁGUA PROFUNDAS**

Em perfurações em águas profundas, a utilização de unidades de mud logging é requerida para a detecção de zonas de pressões anormalmente altas. A utilização dessas unidades possibilita também um melhor acompanhamento das operações de perfuração e de manobra no que diz respeito à prevenção e detecção do kick, minimizando assim o seu volume no caso da sua ocorrência. Além dos sensores existentes nas unidades de mud logging, a sonda deve possuir dois métodos distintos de detecção de influxos:

- Através da medição dos volumes dos tanques de lama com o sensor de nível dos tanques e com o registrador gráfico do volume dos tanques;
- Através da medição do diferencial de vazão (delta flow).

Recomenda-se ter dois sensores de nível instalados em posições opostas na diagonal do tanque para trabalhar com a média das variações de nível. Os volumes de kick detectados nas perfurações de poços em lâmina d'água profunda no Brasil são da ordem de 10 bbl. Os testes realizados nos sistemas de detecção de kick das sondas flutuantes em operação para a Petrobras no Brasil mostram que em 97% dos ganhos produzidos são detectados com volumes inferiores à 10 bbl.

#### 9.4 FATORES QUE PODEM DIFICULTAR A DETECÇÃO DE UM KICK EM SONDAS FLUTUANTES

- Transbordamento de fluido nas peneiras;
- Movimentação de guindaste;
- Condições climáticas;
- Variação do nível do mar (heave);
- Transferência de fluido do ou para o sistema sem avisar o sondador;
- Fluido de perfuração à base de óleo e zonas de baixa permeabilidade;
- Efeito ballooning;
- Quando é ligado ou desligado o desareador ou o dessiltador sem comunicar ao sondador.

#### 9.5 IMPORTÂNCIA DA RÁPIDA DETECÇÃO DO KICK

Sabe-se que quanto mais cedo o kick for detectado e o poço fechado o volume ganho será menor e conseqüentemente 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.

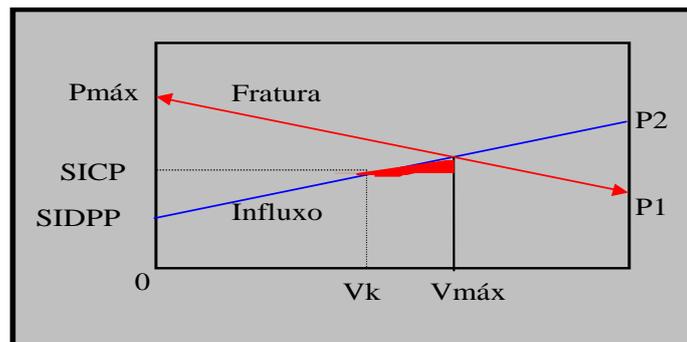


Figura 52: Margem de segurança na Tolerância de um kick

Quanto mais cedo fecharmos o poço melhores condições teremos para sua circulação, visto que aumentamos a área em destaque na figura acima, 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:

- Minimizado o volume do kick;
- Maior margem de controle;
- Menores pressões desenvolvidas durante a circulação;
- Evitado vazamento de gases venenosos;
- Evitado poluição ambiental;

- f) Evitado risco potencial de incêndio;
- g) Evitado perdas de equipamentos e ou vidas humanas;
- h) Maior facilidade do controle.

## 10 PROCEDIMENTOS DE FECHAMENTO DE POÇO E VERIFICAÇÃO

### 10.1 PERFURANDO (DRILLING) E MANOBRANDO (TRIPPING)

O procedimento para fechamento do poço é iniciado imediatamente após o kick ter sido detectado. Existem dois métodos de fechamento de poço: Método Hard Shut In e Método Soft Shut In.

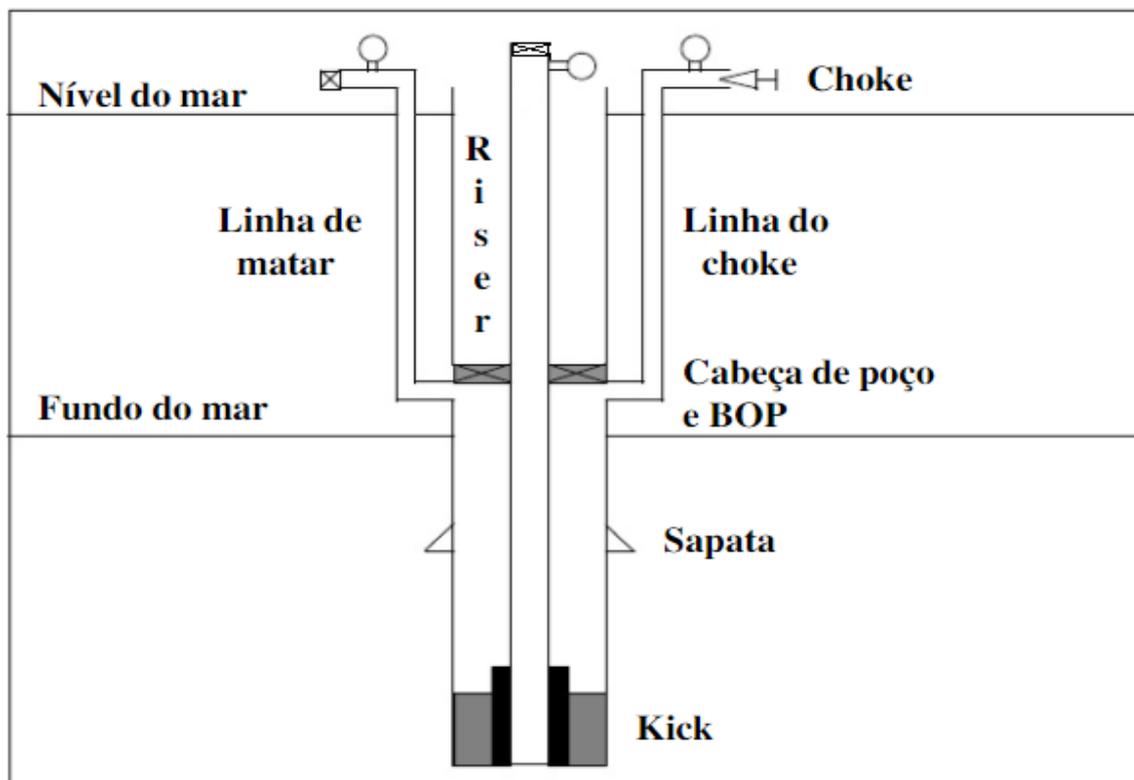


Figura 53: Poço fechado em kick

### 10.2 MÉTODO DE FECHAMENTO HARD (RÁPIDO)

O choke permanece fechado durante as operações normais de perfuração e o BOP é fechado com ele fechado. Esse método permite o fechamento do poço em um tempo menor, reduzindo assim o volume do influxo, e sua implementação é mais simples, pois possui um passo a menos que o outro. Devido à maior simplicidade do método rápido e ao menor volume de influxo gerado, recomenda-se que esse método seja usado no fechamento de poço tanto em terra quanto no mar.

Estudos teóricos e experimentais recentemente publicados também mostraram que o aumento de pressão devido ao golpe de aríete gerado durante o fechamento rápido não é muito significativo, quando comparado ao aumento da pressão de fechamento no choke, devido ao volume adicional de gás obtido, caso o método lento tivesse sido implementado.

### **10.2.1 SEQUÊNCIA DO MÉTODO DE FECHAMENTO HARD DURANTE A PERFURAÇÃO (CHOKE HIDRÁULICO 100% FECHADO)**

- 1º) Retirar a coluna do fundo;
- 2º) Parar a rotação;
- 3º) Desligar as bombas;
- 4º) Fechar o preventor anular;
- 5º) Abrir as válvulas submarinas;
- 6º) Alinhar o retorno do riser para o trip tank, registrar as pressões na superfície (SIDPP e SICP) e volume ganho.

### **10.2.2 SEQUÊNCIA DO MÉTODO DE FECHAMENTO HARD DURANTE A MANOBRA DA COLUNA (CHOKE HIDRÁULICO 100% FECHADO)**

- 1º) Instalar a válvula de segurança de coluna (TIW) aberta;
- 2º) Fechar a válvula de segurança de coluna (TIW);
- 3º) Fechar o BOP anular;
- 4º) Abrir as válvulas submarinas;
- 5º) Monitorar o trip tank, registrar as pressões na superfície (SIDPP e SICP) e volume ganho.

## **10.3 MÉTODO DE FECHAMENTO SOFT (LENTO)**

O choke permanece aberto durante as operações normais de perfuração e o BOP é fechado com ele aberto. Esse método tem a vantagem de impedir um impacto de pressão no fundo do poço e na sapata gerado pelo golpe de aríete, minimizando assim uma possível fratura no ato do fechamento. Porém, esse método permite que entre um maior volume de kick no poço que poderá resultar em altos diferenciais de pressão no poço, e assim fazendo com que a pressão no choke se aproxime da máxima pressão permissível no choke (MAASP), dificultando assim a operação de controle do poço.

### **10.3.1 SEQUÊNCIA DO MÉTODO DE FECHAMENTO SOFT DURANTE A PERFURAÇÃO (CHOKE HIDRÁULICO 50% ABERTO)**

- 1º) Tirar a coluna do fundo;
- 2º) Parar a rotação;

- 3º) Desligar as bombas;
- 4º) Abrir as válvulas submarinas;
- 5º) Fechar o preventor anular;
- 6º) Fechar 100% o choke hidráulico;
- 7º) Alinhar o retorno do riser para o trip tank e registrar as pressões na superfície (SIDPP e SICP) e volume ganho.

### **10.3.2 SEQUÊNCIA DO MÉTODO DE FECHAMENTO SOFT DURANTE A MANOBRA (CHOKE HIDRÁULICO 50% ABERTO)**

- 1º) Instalar a válvula de segurança de coluna (TIW) aberta;
- 2º) Fechar a válvula de segurança de coluna (TIW);
- 3º) Abrir as válvulas submarinas;
- 4º) Fechar o BOP anular;
- 5º) Fechar 100% o choke hidráulico;
- 6º) Monitorar o trip tank, registrar as pressões na superfície (SIDPP e SICP) e volume ganho.

### **10.3.3 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 de que não há vazamentos pelo espaço anular (através do BOP), 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).

### **10.3.4 GAVETA CEGA CISALHANTE**

É a gaveta mais importante do BOP, responsável por fechar o poço de forma estanque, isolando-o do meio exterior e constituindo barreira de segurança. A gaveta cega cisalhante deve exercer sua função fechando o poço tanto sem coluna (kicks que ocorrem sem a coluna estar no poço) quanto eventualmente cortando a coluna de perfuração em situações de emergência tais como a perda de posicionamento de uma sonda DP ou simplesmente se os preventores anulares e as gavetas de tubos (fixas ou variáveis) não conseguirem vedar o poço durante um influxo. Logo, a gaveta cega cisalhante deve garantir a estanqueidade do poço para impedir que o fluxo de fluidos da formação continue e se perca o controle do poço resultando em blowout.

### 10.3.5 FERRAMENTAS NÃO CISALHÁVEIS

A coluna de perfuração é constituída por diferentes tipos de tubulação e nem todas podem ser cisalhadas ou cortadas pelas gavetas do BOP. O sondador deve informar ao DPO quando algum tipo de equipamento não-cisalhável estiver prestes a ser inserido através do BOP. Este é um momento em que uma boa comunicação é necessária. Se houver qualquer tipo de problema com o equipamento de posicionamento, o sondador pode fazê-lo, colocando-se acima do BOP, quando se direcionando para dentro do poço aberto.

Quando movimentando para fora do poço, pode se posicionar abaixo do BOP aonde a coluna pode ser cortada até que os problemas no equipamento sejam corrigidos. Dependendo de onde as operações de perfuração estejam ocorrendo em determinado momento, a equipe pode usar outros métodos para liberar a coluna ou revestimento. A coluna pode ser deixada a cair e o BOP liberado sem o fechamento das gavetas. A equipe designada necessita de tempo para a realização destas operações.

Se o alarme amarelo der o alerta em um bom momento e o sondador suspender a coluna do fundo e já puder posicionar a coluna para um possível cisalhamento, o trabalho será facilitado após o soar do alarme vermelho. A tool joint pode ser suportada pela gaveta de tubos de diâmetro fixo enquanto as gavetas cisalhantes operam, com a coluna permanecendo no lugar. Quando tudo estiver resolvido e a emergência sanada, o LMRP pode ser reconectado ao BOP.

#### 10.3.5.1 JUNTAS CÔNICAS

Os tubos de perfuração são normalmente fabricados tubos de aço sem costura feitos por extrusão, reforçados nas extremidades para permitir que uniões cônicas sejam soldadas nestas extremidades. Existem tubos de perfuração de outros materiais (por exemplo alumínio) para aplicações especiais.

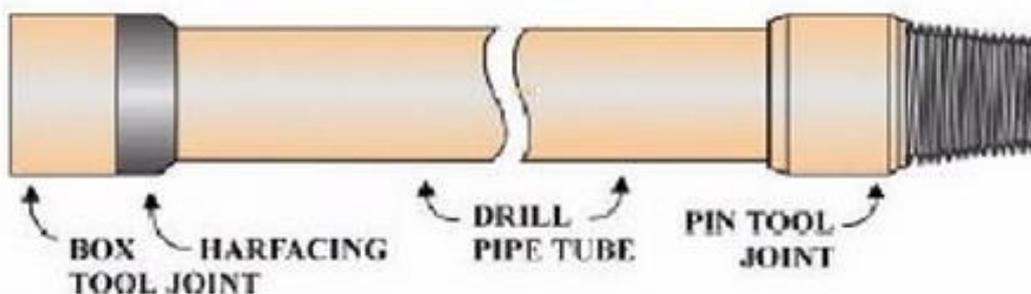


Figura 54: Juntas cônicas

Na especificação do tubo de perfuração devem constar as seguintes informações: diâmetro nominal, peso nominal, grau do aço, tipo de reforço, comprimento nominal, grau de

desgaste e as características especiais. O diâmetro nominal é o diâmetro externo do corpo do tubo. Os mais utilizados estão entre 2 3/8" e 6 5/8".

O peso nominal é o valor médio do peso do corpo com os Tool Joints (Uniões Cônicas). Com o peso nominal e o diâmetro nominal se determinam as outras características. O grau do aço indica as tensões de escoamento e de ruptura do tubo de perfuração. Por exemplo: E-75 (75000 psi de tensão de escoamento), X-95, G-105, S -135. O comprimento é o tamanho médio dos tubos de perfuração. Existem três grupo sem função do comprimento:

- Range I: 18 a 22 pés (média 20 pés);
- Range II: 27 a 32 pés (média 30 pés);
- Range III: 38 a 45 pés (média 40 pés);

A maioria das sondas utiliza tubos de perfuração com range II. O reforço na extremidade do tubo (upset) tem a função de criar uma área com maior resistência onde é soldada a união cônica. Este reforço pode ser: Interno (IU) - Internal Upset, Externo (EU) - External Upset, Misto (IEU) - Internal-External Upset.

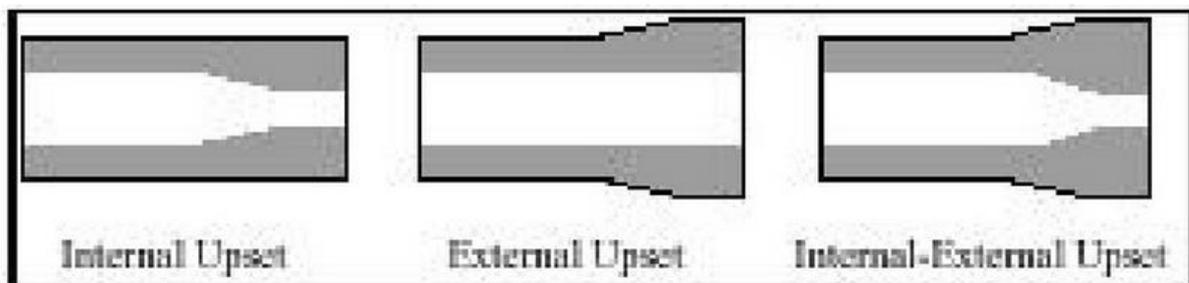


Figura 55: Upsets

### 10.3.5.2 WIRELINE

Procedimentos de fechamento enquanto operando com wireline são muito críticos para toda a equipe que trabalha na sonda.

#### Casos de fechamento em operações com wireline:

- Fechar o poço enquanto operando com wireline através do BOP sem lubrificador;
- Fechar o poço enquanto operando com wireline através do BOP com lubrificador;

#### Primeiro caso:

Passo 1 – Parar a operação

Passo 2 – Fechar o poço, seguindo estes procedimentos

- a) Fechar o preventor anular para que sua unidade de vedação esprema a “wireline”. Pode ser necessário aumentar a pressão de fechamento para obter uma vedação efetiva.
- b) Abrir a válvula HCR contra o choke totalmente fechado.
- c) Usar o trip tank para ver se o fluxo está parado e o poço totalmente fechado.
- d) Informar aos supervisores.

O poço, em determinadas situações, pode não ser totalmente fechado através do preventor anular. Portanto, deve-se considerar o corte da “wireline” para, então, possibilitar o fechamento do poço.

### **Segundo caso:**

Passo 1 – Parar a operação

Passo 2 – Fechar o poço, seguindo estes procedimentos

- a) Energizar os selos no lubrificador. Pode ser necessário aumentar a pressão de fechamento para obter uma vedação efetiva.
- b) Abrir a válvula HCR contra o choke totalmente fechado.
- c) Usar o trip tank para ver se o fluxo está parado e o poço totalmente fechado.
- d) Informar aos supervisores.

## **10.4 MONITORAMENTO E ATIVIDADES APÓS O FECHAMENTO**

### **10.4.1 MONITORAMENTO DE FLUXO NO RISER APÓS O FECHAMENTO**

Em águas ultraprofundas, nas fases iniciais da perfuração o comprimento do riser é maior que o do poço. Assim, é possível que após o seu fechamento certa quantidade de gás tenha ficado acima do BOP, isto é, dentro do riser de perfuração. Isto ocorrendo, o gás representará um perigo potencial, pois ele poderá migrar e se expandir rapidamente próximo à superfície causando acidentes na embarcação e possível colapso do riser.

Desta forma, o correto a se fazer é alinhar o retorno do riser para o tanque de manobra (trip tank), caso a presença de gás no riser seja confirmada (retorno de fluido de perfuração do riser na superfície), o sistema de diverter deve ser fechado direcionando esse gás para fora da plataforma. É recomendável circular o fluido de perfuração de uma maneira controlada através da linha de booster para acelerar a expulsão do gás do riser.

## **10.5 REGISTRO DAS PRESSÕES DE FECHAMENTO**

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 das linhas de choke e kill (manômetros relacionados ao revestimento), SICP: Shut-in Casing Pressure.

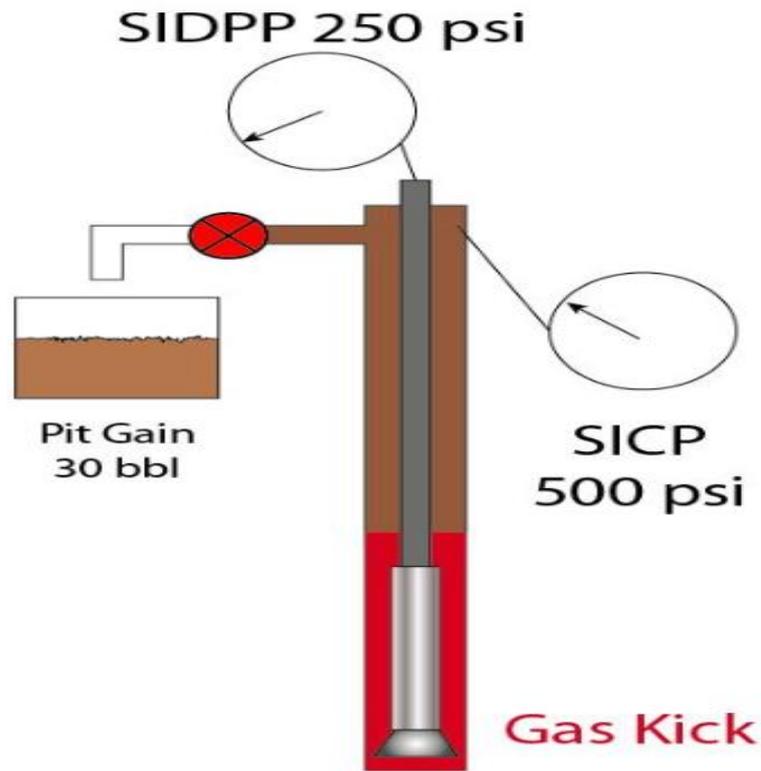


Figura 56: Leituras de SIDPP e SICP

Decorrido um determinado intervalo de tempo após o fechamento do poço, teremos as pressões SIDPP e SICP 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  $SIDPP < SICP$ , pois a pressão hidrostática da coluna (fluido limpo) será maior do que a pressão hidrostática do espaço anular (fluido + gás).

## 10.6 ANALISANDO AS CONDIÇÕES DE FECHAMENTO

Como observado na figura abaixo, as curvas das pressões de fechamento apresentam trechos de crescimento rápido logo após o fechamento e com as taxas de crescimento reduzindo com o passar do tempo até atingirem valores estabilizados. Nesse instante, ocorre a estabilização no fundo do poço, pois a pressão de fundo iguala-se à pressão da formação geradora do kick.

A duração desse período depende de algumas variáveis, tais como: tipo de fluido, permeabilidade e porosidade da formação e diferença entre as pressões da formação e hidrostática do fluido do poço. Dessa forma, não existe um valor arbitrário para essa duração.

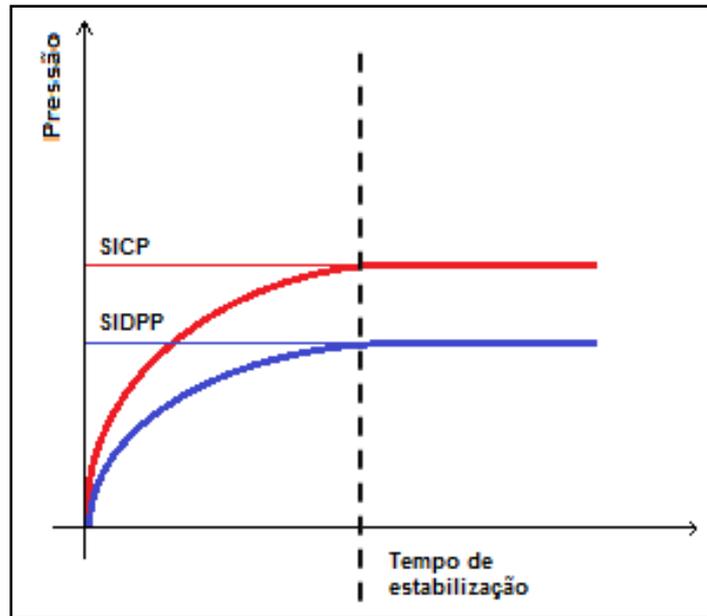


Gráfico 2: Estabilização das pressões de fechamento

O valor de SIDPP é normalmente menor que o de SICP, pois, na maioria dos influxos, só existe fluido invasor no espaço anular. Entretanto, existem situações nas quais o contrário é observado. As possíveis causas para esse comportamento anormal são:

- Excesso de cascalhos no espaço anular;
- Manômetros defeituosos;
- Gás no interior da coluna;
- Bloqueio do espaço anular (desmoronamento ao redor do BHA);

#### 10.6.1 REGISTRANDO O VALOR DE SIDPP QUANDO TEM FLOAT VALVE NA COLUNA

Se existir uma float valve na coluna de perfuração, deve-se utilizar o seguinte procedimento para se determinar o valor de SIDPP, pois o manômetro do bengala inicialmente estará lendo 0 (zero) psi:

- (1) Bombear fluido lentamente (5 spm, por exemplo) para o interior da coluna de perfuração.
- (2) Observar quando ocorrerá o aumento de SICP, uma vez que SICP comece a aumentar significa que a float valve se abriu.
- (3) Desligue a bomba, o registro de pressão no tubo bengala menos o acréscimo de pressão do SICP, será o SIDPP original.

**Exemplo:****Dados de fechamento:**

$$\text{SIDPP} = 0 \text{ psi}$$

$$\text{SICP (inicial)} = 520 \text{ psi}$$

**Dados após o bombeio para abertura da float valve:**

$$\text{Pressão no tubo Bengala} = 380 \text{ psi}$$

$$\text{SICP (final)} = 600 \text{ psi}$$

**Calculando o acréscimo de pressão de SICP:**

$$\text{Acréscimo} = \text{SICP (final)} - \text{SICP (inicial)}$$

$$\text{Acréscimo} = 600 - 520 = 80 \text{ psi}$$

**Calculando o valor de SIDPP:**

$$\text{SIDPP} = \text{Pressão no tubo Bengala} - \text{Acréscimo}$$

$$\text{SIDPP} = 380 - 80 = 300 \text{ psi}$$

**(300 psi é o valor original de SIDPP)**

Um kick pode ser constituído de água salgada, óleo, gás ou de uma combinação deles. Se o influxo for de gás, este pode ser natural, sulfídrico (H<sub>2</sub>S) ou carbônico (CO<sub>2</sub>). Os dois últimos são tóxicos e requerem equipamentos de segurança de poço e procedimentos preventivos e de controle específicos. Quando, no poço, existe gás livre, o controle deste torna-se mais difícil, devido às suas propriedades de expansão e à grande diferença entre as massas específicas do gás e do fluido de perfuração.

### **10.6.2 PRESSÃO NO FUNDO DO POÇO APÓS O FECHAMENTO DO POÇO (BHP = PF)**

Se não houver fluido invasor no interior da coluna de perfuração, o valor estabilizado de SIDPP representa o desbalanceamento hidrostático do poço, ou seja, a diferença entre a pressão da formação e pressão hidrostática do fluido original. Este valor independe do volume de kick que tenha entrado no espaço anular do poço. Em contrapartida, o valor do SICP é

dependente do volume do influxo, ou seja, quanto maior for o volume de kick, maior será o valor de SICP.

- **Através da coluna:**

$$\text{BHP} = \text{SIDPP} + \text{PH da coluna}$$

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

$$\text{BHP} = \text{SICP} + (\text{PH do fluido acima do kick} + \text{PH do kick})^*$$

\* (PH do fluido acima do kick + PH do kick) = PH do espaço anular

O valor do SIDPP é utilizado para calcular tanto a pressão da formação quanto a densidade do fluido de matar (lama de matar) por ser normalmente o diferencial de pressão lido no local onde só tem o fluido limpo.

**Calculando a pressão da formação:**

$$\text{PF} = \text{PH da coluna} + \text{SIDPP}$$

## 10.7 LAMA DE MATAR (KILL MUD)

Em estudos de controle de poço, para definir-se o acréscimo de peso a ser dado à lama nova (peso 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 se encontra cheia de lama homogênea (limpa) 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. A SICP pelo contrário, no anular do poço aberto ou do revestimento a lama está “suja” contendo cascalhos, gás ou óleo ou água salgada, tornando-se difícil obter um valor preciso quanto ao aumento do peso da lama necessário para controlar o poço.

**Calculando a lama de matar:**

$$\rho_{\text{matar}} = (\text{SIDPP} \div 0,1704 \div \text{TVD}) + \rho_{\text{atual}}$$

## 10.8 KICK EM POÇOS HORIZONTAIS

Quando o kick está no trecho horizontal do poço os valores de SIDPP e SICP serão aproximadamente iguais, pois a pequena altura do kick afeta muito pouco a pressão hidrostática do espaço anular fazendo com que o seu valor seja muito próximo da hidrostática da coluna de perfuração.

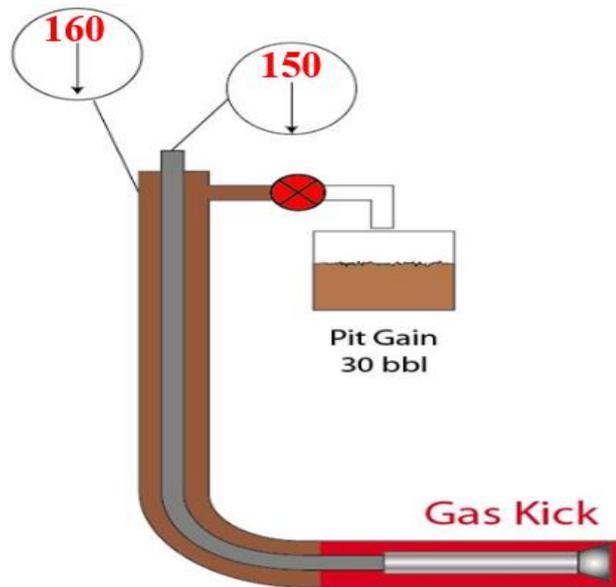


Figura 57: Kick no trecho horizontal do poço

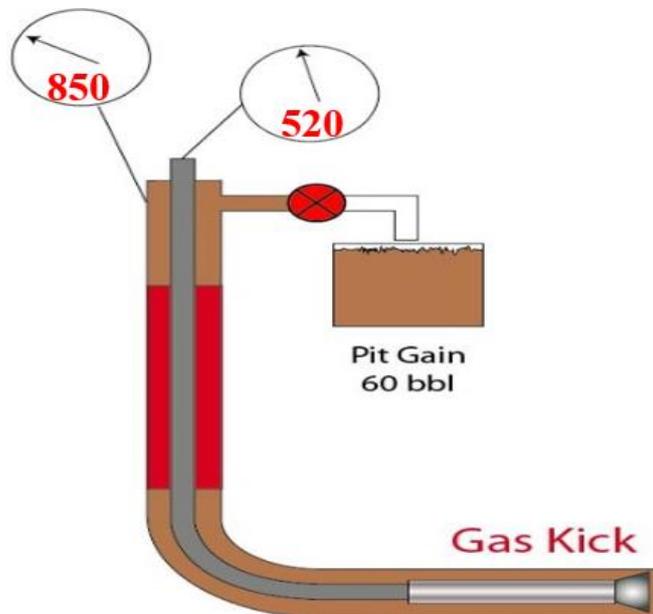


Figura 58: Kick no trecho vertical do poço.

Quando o kick passa para o trecho vertical a sua altura muda consideravelmente, conforme mostrado na figura acima, afetando assim a hidrostática do espaço anular, fazendo com que agora o diferencial de pressão no espaço anular se torne muito mais alto. Outro ponto a se ponderar é que não tem migração do gás em poços horizontais caso o gás esteja no trecho horizontal do poço. Enquanto o kick de gás estiver sendo circulado ainda no trecho horizontal o nível dos tanques na superfície permanecerá aproximadamente constante, pois o gás dificilmente conseguirá expandir dentro da parte horizontal do poço.

## 10.9 KICK ABAIXO DA BROCA

Quando o kick se encontra totalmente abaixo da broca os valores de SIDPP e SICP serão iguais, devido à altura do kick ser igual tanto para a coluna quanto para o espaço anular, ou seja, a redução de hidrostática será a mesma nos dois lados.

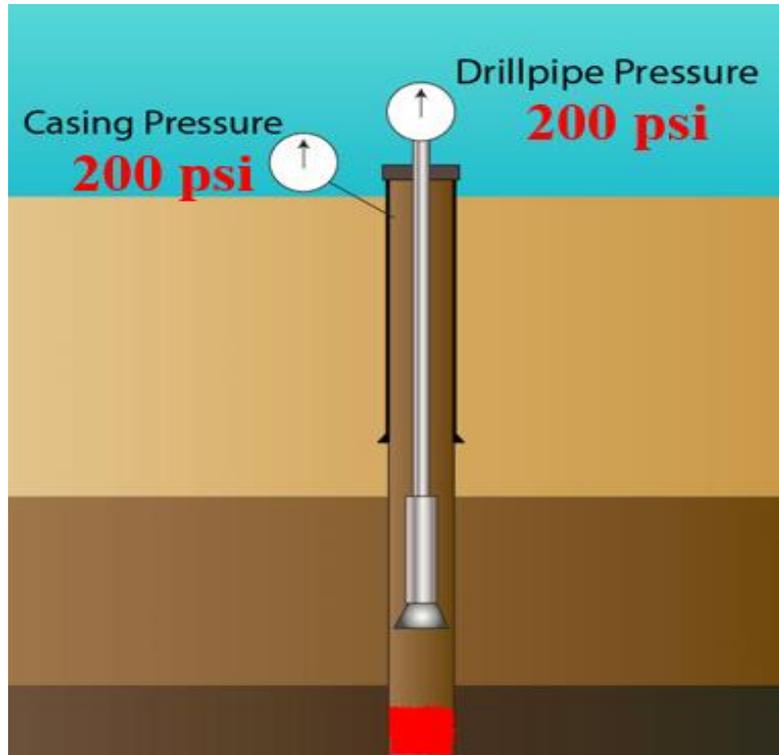


Figura 59: Kick abaixo da broca

**Observação:** quando o kick é gerado por pistoneio (swabbing) nós teremos diferencial de pressão no espaço anular, mas não teremos diferencial de pressão pela coluna de perfuração (ou seja, SIDPP = 0 psi), pois o kick foi induzido não foi por falha da pressão hidrostática.

## 10.10 EFEITO BALLOONING

Em uma formação com baixa resiliência, quando as bombas estão ligadas, as perdas de carga no anular juntamente com a pressão hidrostática do fluido de perfuração exercem uma sobre pressão sobre a formação (folhelhos, por exemplo) gerando perdas de fluido para a formação. Quando as bombas são desligadas, essas perdas “desaparecem” e ocorre uma diminuição da pressão sobre as rochas podendo ocorrer uma pequena diminuição no diâmetro do poço, causando uma expulsão dos fluidos do anular para fora do poço gerando uma falsa impressão de kick que poderia ser resultante tanto do influxo dos fluidos de alguma formação porosa e permeável para dentro do poço como resultado da expansão de gás dentro do poço.

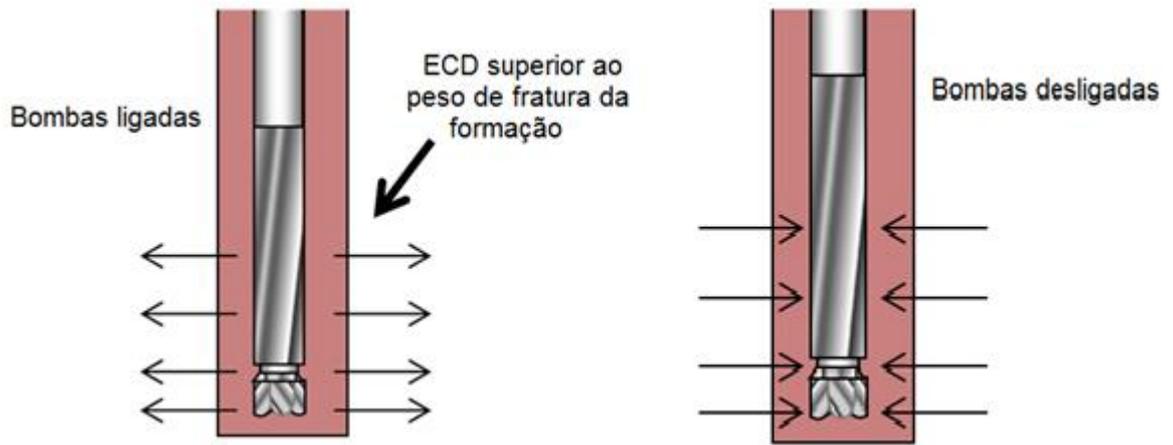


Figura 60: Efeito ballooning

Quando um poço é fechado e ele estava sofrendo efeito ballooning poderemos ter dois cenários diferentes de pressão no poço, um deles é SIDPP e SICP iguais a 0 (zero) psi, o outro cenário é SIDPP e SICP mostrando uma leitura de pressão (exemplo: ambos iguais 200 psi), isso é resultado de uma pressão trapeada devido à formação não ter devolvido todo fluido que foi pra ela. Porém, neste caso precisará fazer a drenagem de parte dessa pressão para saber se não é uma situação de kick, pois nem toda pressão é pressão trapeada.

Durante os anos, tornou-se fato estabelecido na indústria que a estabilidade do poço é um dos fatores primordiais para a segurança e eficiência da perfuração e o conhecimento da estabilidade dos folhelhos e outras rochas são fundamentais a esse respeito. Quando as rochas se comportam de forma “estável”, não há problemas de “inchamentos” ou desmoronamentos.

No entanto, quando há um comportamento “instável”, problemas de estabilidade de poços ocorrem. O mecanismo de instabilidade é similar, em alguns casos, ao que ocorre nas formações salinas. Os folhelhos são formações argilosas, impermeáveis e, em alguns estudos, percebeu-se que, de maneira semelhante ao sal, os folhelhos possuem um comportamento plástico.

**As seguintes diretrizes irão ajudar o pessoal a identificar o efeito ballooning:**

- Perda de fluido – é preciso que haja perda de fluido para a formação para que haja retorno quando as bombas estiverem desligadas;
- Retorno com as bombas desligadas e queda na taxa de fluxo ao longo do tempo – é preciso um alinhamento com o trip tank e uma monitoração do poço. Acompanhar o volume do fluxo de retorno a cada minuto ajuda a diferenciar o retorno de fluido diminui com o passar do tempo. O importante é: a taxa de retorno de fluido deve diminuir o tempo todo. Se não diminuir, uma situação de controle de poço deve ser

considerada. Monitorar o poço demanda tempo e todo o pessoal envolvido deve ser paciente;

- Quanto mais fluido a formação absorver, mais rápido será o retorno e mais demorado será o tempo para que o poço volte à condição estática (quando o retorno for interrompido completamente);
- O fluido de retorno da formação pode trazer gás ou água – é comum que o fluido venha cortado por gás ou contaminado por água da formação a uma profundidade proporcional, ao ser circulado um bottom's up.

**Há algumas regras importantes se tratando do efeito ballooning:**

- Considere a situação como sendo um kick até que se tenha certeza de que o ocorrido foi o efeito ballooning;
- Perda de fluido para a formação deve ocorrer primeiro, para que se tenha um retorno – se é observado um retorno de fluido sem antes perda de fluido para a formação, um efeito ballooning não pode ser caracterizado;
- Em um poço ballooning, a taxa de retorno irá cair ao longo do tempo, em um poço normal, porém, essa taxa tende a aumentar.

**A tentativa de minimizar ou interromper a perda de fluido para a formação é a melhor forma de prevenir o efeito ballooning. Há diversas formas de prevenir essa perda, dentre algumas podemos citar:**

- Monitorar o peso equivalente de circulação – desenvolver um cronograma para que o bombeio de forma a minimizar o valor do ECD e ainda obter uma boa limpeza do poço;
- Selecionar o BHA e uma broca apropriados – esses parâmetros afetam diretamente as perdas de carga no espaço anular;
- Propriedades do fluido de perfuração – não manter uma reologia alta do fluido enquanto perfurando. Além do mais, uma espessura de reboco adequada irá ajudar a selar os poros da formação e minimizar as perdas de fluido no poço. É importante tentar manter as propriedades do fluido original e fazer o tratamento adequado;
- Utilizar ferramentas de PWD para monitorar a pressão no fundo do poço;
- Entender o comportamento das formações e rochas – entender a resiliência da formação e o quando isso interfere no design do poço. Ao mesmo tempo em que se tenta manter o peso do fluido alto para se obter um overbalance, pode-se fraturar as formações já perfuradas;

- Saber onde se encontram as zonas depletoras – as zonas depletoras tem mais tendência a absorver fluidos. Minimizar o overbalance e manter as propriedades do fluido irá ajudar a prevenir ou minimizar essas perdas.

São boas práticas de perfuração ligar as bombas vagarosamente, evitar o efeito surging no poço enquanto manobrando, iniciar a rotacionar a broca vagarosamente por alguns segundos de forma a quebrar o gel do fluido antes de ligar as bombas.

## **10.11 MONITORANDO A MIGRAÇÃO DO GÁS**

### **10.11.1 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 (a sapata do último revestimento principalmente) às altas pressões.

Após o período de estabilização, as pressões de fechamento tenderão a subir devido à migração do gás. Caso não seja possível circular o kick logo após este período, estas pressões deverão ser monitoradas e no caso delas excederem um determinado valor, por exemplo 50 psi acima do valor estabilizado, o poço deverá ser drenado através do choke até que o valor de pressão no tubo bengala volte a ser SIDPP. Caso não seja feita essa drenagem de pressão poderemos ter um aumento muito grande de pressão no poço como na figura abaixo.

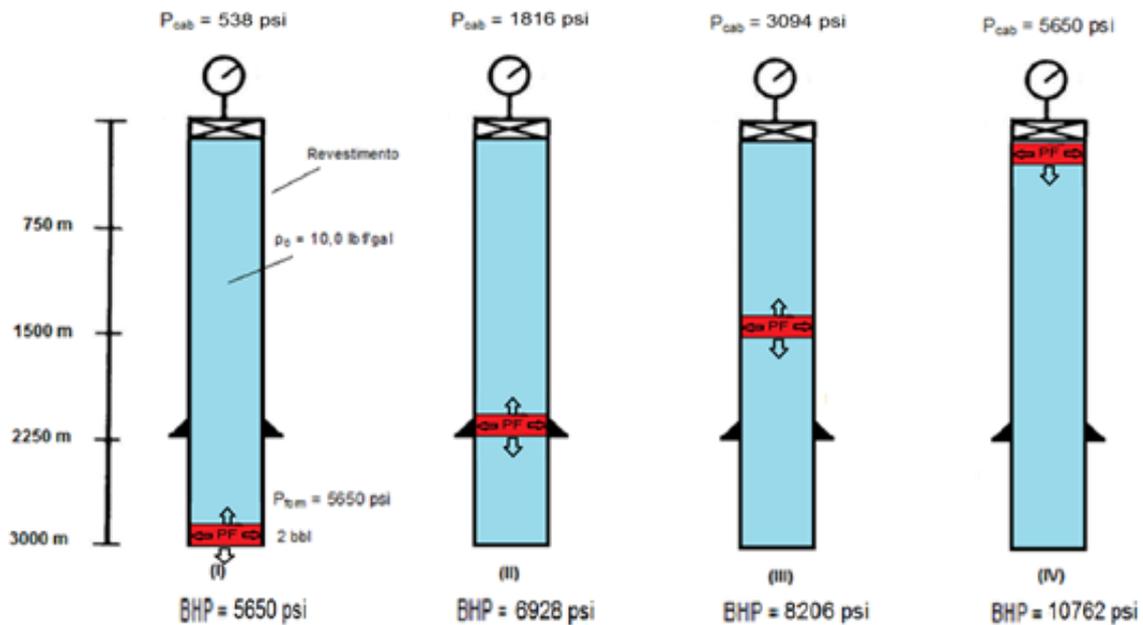


Figura 61: Comportamento do fluido invasor mantendo o poço fechado

### 10.11.2 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, aumentando assim 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:

$$PV = Z \cdot n \cdot R \cdot T$$

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:

$$\frac{P_1 \cdot V_1}{Z_1 \cdot T_1} = \frac{P_2 \cdot V_2}{Z_2 \cdot T_2}$$

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.

## 10.12 PRESSÃO TRAPEADA

Quando a operação de stripping é efetuada, existem considerações especiais que deveriam ser levadas em conta. Duas destas são os efeitos de descida do tubo dentro do poço fechado e os efeitos de altura do influxo quando a coluna penetra na bolha. Quando o tubo é descido em poço fechado, as pressões aumentam semelhantemente ao que você observaria quando bombeando em poço fechado. Em outras palavras, quando o tubo é descido no poço provoca o crescimento das pressões no fundo do poço, no revestimento, e pressões em geral no poço.

Inicialmente, uma certa quantidade de pressão trapeada é desejável para impedir influxo adicional entrar no poço durante o stripping. Em alguns procedimentos de controle de poço, alguma pressão trapeada é aceitável, porém pressões trapeadas em excesso podem resultar em perda excessiva de fluido ou fratura das formações. Visando a segurança do poço durante esta operação, o fluido deve ser drenado na superfície para compensar o volume de tubo adicional que é stripado (descido) no poço. Há dois modos para fazer isto: uma é o método de contagem do volume, e o outro é o método de pressão constante na superfície:

**a) Drenagem de volume**

Para o método de drenagem de volume, o volume de fluido necessário a ser drenado deve ser determinado de acordo com a quantidade de tubo descido, e este volume deverá ser medido com precisão. O volume pode ser determinado usando a equação:

$$V = OD^2 \times 0,00319$$

Onde:

V = volume de tubo adicional (bbl/m);

OD = diâmetro externo (polegadas).

Outro modo para determinar o volume é pela simples adição do fator capacidade do tubo (bbl/m) para o fator de deslocamento de tubo (bbl/m).

**b) Pressão constante na superfície**

O outro método para manter constante a pressão na superfície é através de fluido drenado através do choke como se fosse tubo corrido. Normalmente este é o método mais fácil, especialmente quando iniciado, porque não é necessário montar um dispositivo para medir volumes de fluidos que saem da linha do choke por ser possível sangrar uma quantidade de fluido como a de tubo movimentado.

**c) Penetração do Influxo**

Quando a coluna penetra no influxo a altura dos influxos aumentam. Como a altura do kick aumenta, a pressão hidrostática decresce e a pressão no revestimento aumenta. Um aumento na pressão do revestimento terá que ser considerado para à superfície, e ajustes do choke deveriam ser feitos correspondentemente a quantidade de tubo estripado no poço. Obviamente, o aumento será muito mais significativo se o influxo é de gás, devido a sua menor densidade.

$$\Delta P_{\text{revst}} = \Delta H (G_F - G_K)$$

Quando o método de contagem de volume é usado, penetração de influxo não é uma preocupação desde que a pressão do revestimento subirá por si só automaticamente, quando o kick é penetrado. Se a pressão na superfície é mantida por este método, a penetração do influxo terá que ser considerada para um acréscimo de pressão do revestimento. A quantidade de pressão que aumentará no revestimento pode ser determinada usando a equação:

$$\Delta P_{\text{revst}} = \Delta H (G_F - G_K)$$

Onde:

$\Delta P_{\text{revst}}$  = Aumento em pressão do revestimento (psi);

$\Delta H$  = Mudança da altura do influxo (ft);

GF = gradiente fluido (psi/ft);

GK = gradiente do kick (psi/ft).

### 10.12.1 PROCEDIMENTOS DE STRIPPING

Os problemas nas operações de stripping quando o kick é de óleo ou água salgada existem. Porém, quando o kick é de gás e ocorre a migração há considerações adicionais que precisam ser levadas em conta. Estas considerações principalmente são relacionadas com migração de gás e seu efeito sobre as pressões geradas no poço e as próprias operações de stripping.

Como previamente discutiu-se neste manual, migração de gás com o poço fechado pode causar acréscimos de pressão ocasionando perda de fluido e possível perda de circulação pode ocorrer. Durante as operações de stripping num poço contendo gás o fluido deve ser drenado para compensar o volume adicional de tubo descido no poço durante o stripping e também o efeito da migração do gás.

## 11 GRADIENTE DE FRATURA, TOLERÂNCIA AO KICK E PRESSÃO DA FORMAÇÃO

### 11.1 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 ( $SICP_{\text{kill}}$ ), 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 (*Leak Off Test*).

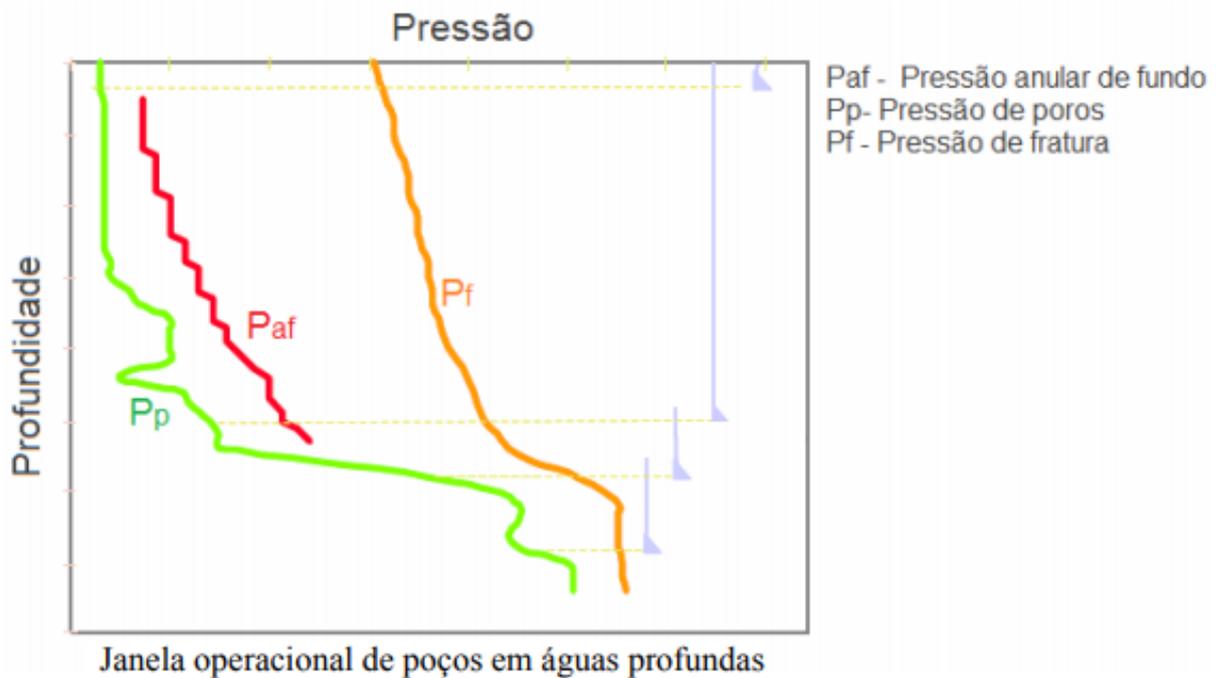


Figura 62: Exemplo de janela operacional

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.

## 11.2 PRESSÃO DE ABSORÇÃO DE UMA FORMAÇÃO (LEAK-OFF TEST)

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 (Leak-off Test ou LOT) 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 próxima figura mostra o gráfico do teste de absorção de uma formação:

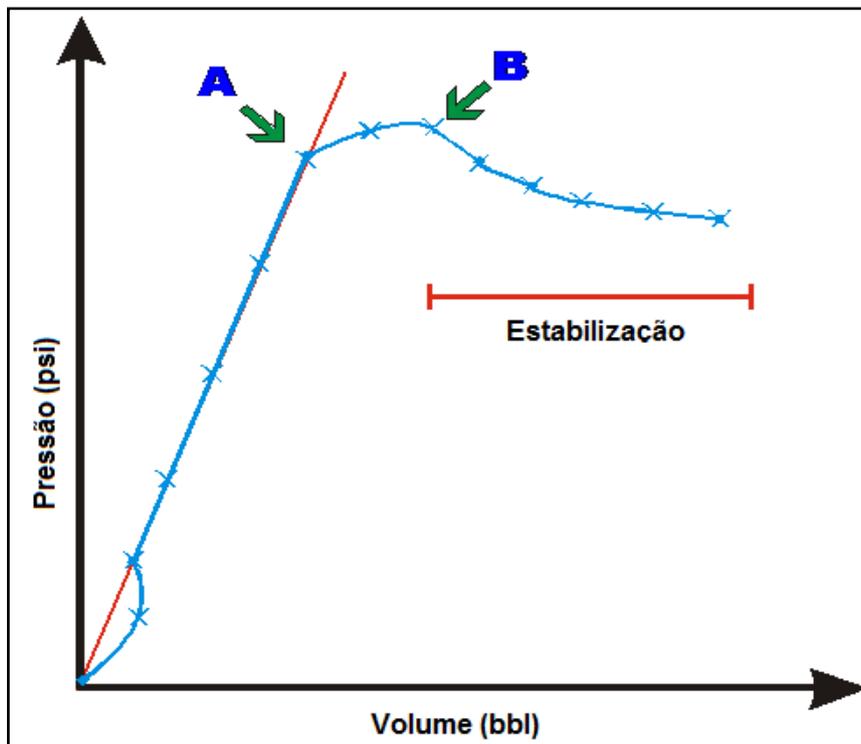


Figura 63: Gráfico do teste de absorção de uma formação

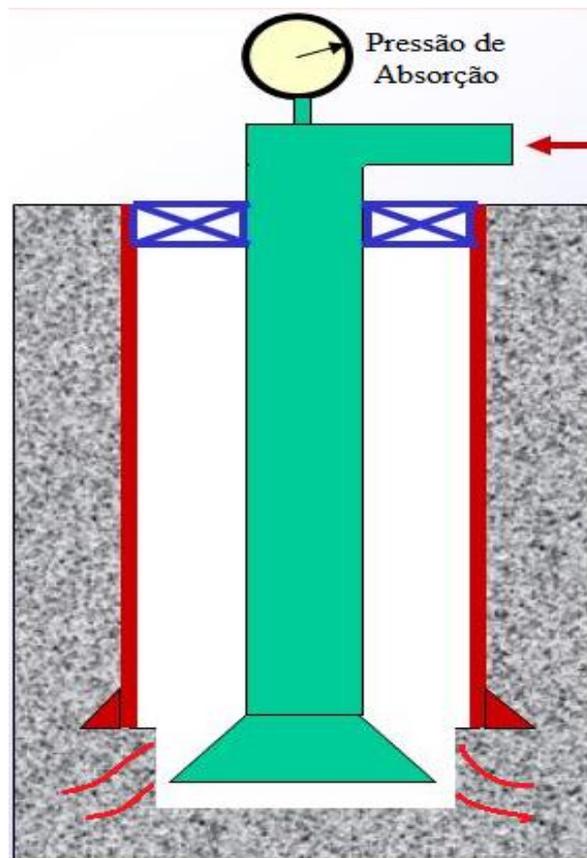


Figura 64: Realizando o teste de absorção

### 11.3 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 ( $P_{\text{frat}}$ ), 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 ( $\rho_0$ ) ou pressão de *Overburden*.

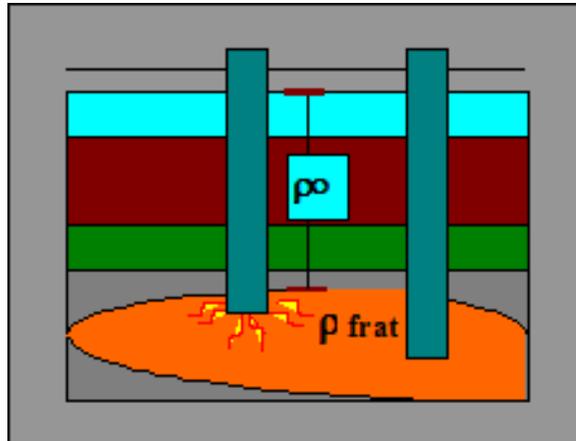


Figura 65: Pressão de *Overburden*

#### Calculando a pressão de fratura:

$$P_{\text{frat}} = P_{\text{Hsapata}} + P_{\text{Absorção}}$$

Onde,

$P_{\text{frat}}$ : pressão de fratura

$P_{\text{Absorção}}$ : pressão de absorção do LOT

A pressão de fratura é também determinada por procedimentos empíricos, que permitem a determinação do gradiente de fratura ( $G_{\text{frat}}$ ) da formação considerada, através de testes de campo.

#### Obtendo o gradiente de fratura da formação:

$$G_{\text{frat}} = 0,1704 \times \rho_{\text{frat}}, \text{ onde:}$$

$G_{\text{frat}}$ : é o gradiente de fratura em psi/m.

0,1704: é a constante ou fator de conversão.

$\rho_{\text{frat}}$ : é a densidade equivalente de fratura em lb/gal.

#### 11.4 DENSIDADE EQUIVALENTE DE FRATURA (MÁXIMO PESO DE LAMA)

Um dos procedimentos que deve ser realizado após a execução do teste de absorção é converter a pressão de absorção lida na superfície em peso específico equivalente de absorção (peso de fratura) na formação mais frágil abaixo da sapata aplicando a fórmula abaixo.

**Calculando o peso de fratura:**

$$\rho_{\text{frat}} = (P_{\text{Absorção}} \div 0,1704 \div \text{TVD}_{\text{sapata}}) + \rho_{\text{teste de absorção}} \quad \text{ou} \quad \rho_{\text{frat}} = G_{\text{frat}} \div 0,1704$$

ou

$$\rho_{\text{frat}} = P_{\text{frat}} \div 0,1704 \div \text{TVD}_{\text{sapata}}$$

#### 11.5 MÁXIMA PRESSÃO PERMISSÍVEL NO CHOKE (MAASP)

O ponto mais fraco da formação no poço aberto é assumido como sendo a profundidade da sapata do último revestimento. O poço irá fraturar se a pressão de superfície exceder a MAASP (Maximum Allowable Annular Surface Pressure), determinada pelo teste de absorção, o Leak-off test. A pressão de superfície máxima antes de fraturar a formação é chamada "Maximum Allowable Shut-in Casing Pressure" (MASICP).

A MAASP é a diferença entre a pressão de fratura da formação abaixo da sapata e a pressão hidrostática que está atuando na sapata, com isso toda vez que a densidade do fluido de perfuração é alterada, a MAASP deverá ser recalculada.

**Calculando a MAASP:**

$$\text{MAASP} = (\rho_{\text{fratura}} - \rho_{\text{atual}}) \times 0,1704 \times \text{TVD}_{\text{sapata}} \quad \text{ou:} \quad \text{MAASP} = P_{\text{fratura}} - P_{\text{Hsapata}}$$

#### 11.6 MÁXIMA PRESSÃO ESPERADA OU ANTECIPADA NA SUPERFÍCIE (MASP)

O projeto do poço determinará a pressão máxima que pode ocorrer no poço durante a construção e perfuração do mesmo, a MASP (Maximum Anticipated Surface Pressure), a pressão mais elevada prevista para ser encontrada na superfície do poço. Esta previsão de pressão deve basear-se em pressão de formação ( $P_F$ ) menos a pressão hidrostática em uma situação em que o poço esteja completamente cheio de fluido da formação (geralmente assumido como gás). Segundo a classe de pressão de um BOP, a pressão que ele deve ser capaz de suportar é a Máxima Pressão Esperada ou Antecipada na Superfície (MASP).

<b>CLASSE API</b>	<b>PRESSÃO DE TRABALHO</b>	<b>CONDIÇÃO DE SERVIÇO</b>
<b>2M</b>	<b>2000 PSI</b>	<b>SERVIÇO LEVE</b>
<b>3M</b>	<b>3000 PSI</b>	<b>BAIXA PRESSÃO</b>
<b>5M</b>	<b>5000 PSI</b>	<b>MÉDIA PRESSÃO</b>
<b>10M</b>	<b>10000 PSI</b>	<b>ALTA PRESSÃO</b>
<b>15M</b>	<b>15000 PSI</b>	<b>EXTREMA PRESSÃO</b>

Tabela 1: Classe de pressão do BOP

### 11.7 FORMATION INTEGRITY TEST (FIT)

Este teste consiste em pressurizar a formação até um limite pré-fixado, correspondente a um peso específico equivalente que atenda aos requisitos de projeto com base na teoria de tolerância ao kick. Se durante o teste, a pressão de absorção for atingida, o teste deve ser interrompido imediatamente. Este teste segue o mesmo procedimento de execução do teste de absorção com a parada do bombeio ao atingir o valor de pressão pré-estabelecido.

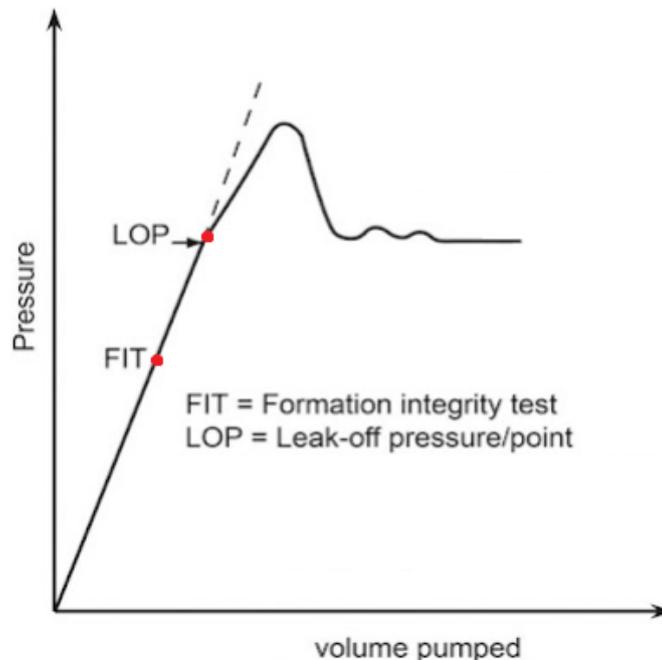


Gráfico 3: *Formation Integrity Test*

### 11.8 TOLERÂNCIA AO KICK

Tolerância ao kick é o volume máximo de kick que pode ser tomado e circulado para fora do poço sem fraturar a sapata. É um conceito que verifica se há ou não a fratura da formação mais fraca (normalmente assumida na sapata) durante o fechamento do poço após a

deteção de um kick. Este conceito é utilizado na fase de projeto de poço na determinação da profundidade vertical para assentamento da sapata, no acompanhamento da perfuração do poço e ainda na verificação das condições de segurança do ponto de vista da fratura da formação na ocorrência de um kick. Como podemos observar no gráfico abaixo, se a intensidade de kick aumenta o volume máximo de kick diminui.

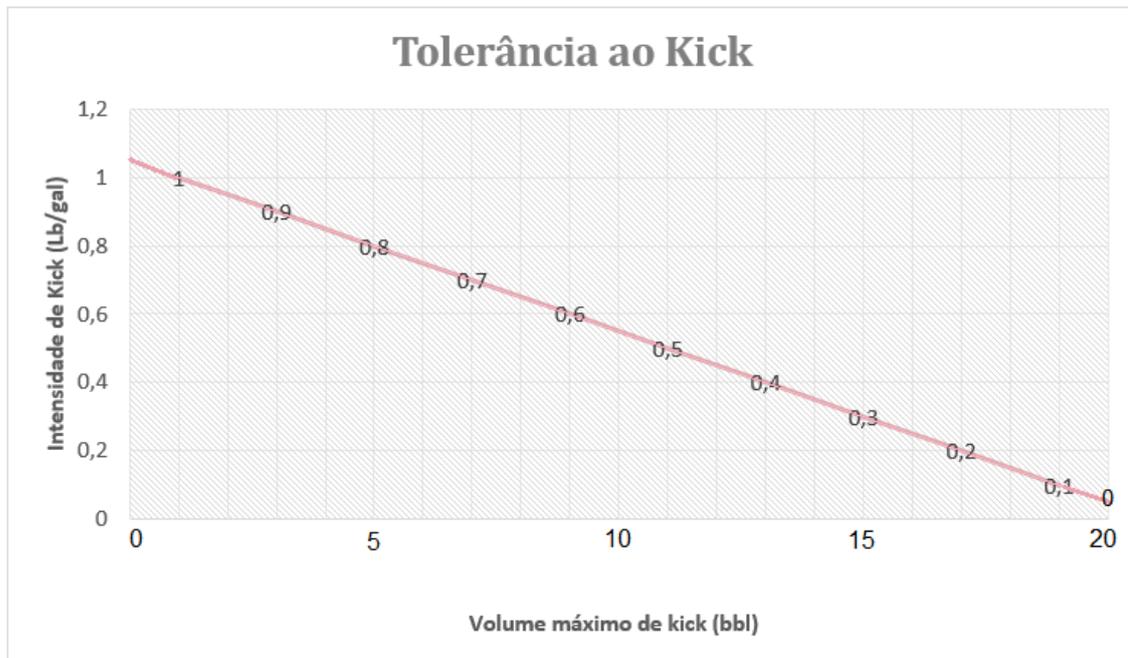


Gráfico 4: Janela de tolerância ao kick.

À medida que a profundidade do poço aumenta e os dados da sapata se mantêm constantes o volume máximo de kick que pode ser tomado diminuirá. Quando o volume máximo de kick que pode ser tomado e circulado para fora do poço sem que a sapata frature, for menor do que a equipe da sonda consegue detectar e fechar o poço, o recomendado é antecipar uma fase, assentando um liner ou revestimento. A tolerância ao kick subsidia a definição do valor do peso equivalente de fratura na sapata para o projeto do poço, podendo ser realizado um teste de absorção “LOT” (Leak Off Test) ou um teste de integridade “FIT” (Formation Integrity Test).

## 11.9 FLUXO INTENCIONAL

### 11.9.1 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.

### **11.9.1.1 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.

### **11.9.2 FINGERPRINTING**

O método fingerprinting envolve a medição precisa e a documentação de vários parâmetros de interesse da sonda e do poço, como qualquer mudança em tempo real dos volumes de fluido de perfuração nos tanques e/ou das pressões de sub-superfície quando operações específicas são executadas. Essas operações incluem movimentos da coluna, ligar ou desligar a bomba de lama, alterações da temperatura do fluido de perfuração, etc. O valor do fingerprinting consiste em diferenciar a ocorrência esperada (o que poderia ou deveria ocorrer) com aquilo que realmente ocorreu sob certas condições.

O objetivo geral do fingerprinting é identificar de maneira rápida e correta um influxo real comparando os dados de tempo real com informações obtidas anteriormente. Os dados registrados durante uma dada operação fornecem o “comportamento esperado” ou, simplesmente, o fingerprinting ou assinatura do evento para comparar com a próxima ocorrência do evento. Uma boa comunicação entre o sondador, o pessoal do Mud Logging e operador dos equipamentos medidores de pressão de sub-superfície é fundamental para obterem-se resultados precisos.

## **12 PRESSÃO DE BOMBEIO**

Quando existe circulação em um poço, a somatória das resistências (fricções) ao movimento do fluido ao longo do seu percurso é o principal elemento que fornece a medida da pressão de bombeio. Estas resistências são nominadas perdas de carga no sistema de circulação. No manômetro do bengala, o registro é feito a partir deste ponto.

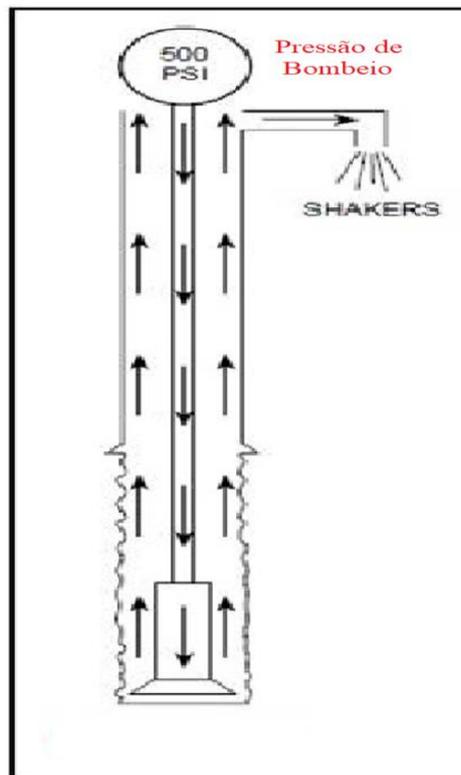


Figura 66: Circulação de fluido

A pressão de bombeio lida durante a circulação é o somatório destas perdas de carga localizadas quando existe o mesmo fluido, no interior da coluna e anular. Assim tem-se:

PB = Somatório das perdas de carga do sistema

**Perdas de Carga:**

- Eq. de Superfície:  $\Delta P \text{ sup} = 60 \text{ psi}$
- Interior da Coluna:  $\Delta P \text{ col} = 120 \text{ psi}$
- Jatos da Broca:  $\Delta P \text{ broca} = 160 \text{ psi}$
- Poço Aberto:  $\Delta P \text{ OH} = 90 \text{ psi}$
- Poço Revestido:  $\Delta P \text{ casing} = 70 \text{ psi}$
- Riser:  $\Delta P \text{ riser} = 0 \text{ psi}$
- Choke Line:  $\Delta P \text{ CLF} = 200 \text{ psi}$

Quando se tem peso de fluidos equivalentes diferentes no interior da coluna e no anular, a pressão de bombeio é afetada pela diferença de hidrostática, como por exemplo, quando existe uma grande geração de cascalho. A equação geral da pressão de bombeio ou circulação é escrita da seguinte maneira:

**PB =  $\Delta P$  Linhas de Superfície +  $\Delta P$  Coluna +  $\Delta P$  Broca +  $\Delta P$  Poço Aberto +  $\Delta P$  Revestimento +  $\Delta P$  Riser**

As perdas de carga são funções dos parâmetros reológicos, do peso específico do fluido, do regime de fluxo, dos diâmetros da coluna e espaços anulares, das profundidades (quanto maiores forem, maiores serão as perdas de carga) e da rugosidade bem como dos diâmetros dos jatos da broca. As maiores perdas de carga ocorrem em tubulações de diâmetros menores.

## 12.1 PRESSÃO NO FUNDO DO POÇO

A pressão no fundo do poço é determinada em relação ao estado estático ou dinâmico do fluido. Em estática, a BHP é apenas a pressão hidrostática gerada pelo fluido de perfuração. Em dinâmica, a pressão no fundo do poço é a soma da pressão hidrostática com as perdas de carga do espaço anular.

### 12.1.1 CONTROLE DE PRESSÃO ANULAR DE FUNDO

Na perfuração, a pressão anular de fundo deve ser mantida dentro da janela operacional, que é definida por um valor mínimo (pressão de poros ou colapso inferior) e um valor máximo (pressão de fratura ou colapso superior). A flutuação de pressão fora destes limites pode trazer riscos à perfuração como um todo.

## 12.2 DENSIDADE EQUIVALENTE DE CIRCULAÇÃO (*Equivalent Circulating Density - ECD*)

Um dos parâmetros mais importantes durante a etapa de perfuração de um poço é o valor do ECD. O ECD (*Equivalent Circulating Density*) corresponde ao aumento da pressão ao longo do poço, expressa em peso de fluido, devido ao atrito do fluido de perfuração entre as paredes do poço e a coluna de perfuração. Uma das funções do fluido de perfuração é reduzir esse atrito entre as paredes do poço e da coluna de perfuração, mantendo assim o ECD dentro da janela operacional que é delimitado pela pressão de poros e pela pressão de fratura. Caso o ECD fique abaixo do valor da pressão de poros, ocorrerá um Kick, que é um fluxo indevido para dentro do poço. Por outro lado, se o ECD ficar maior que o valor da pressão de fratura, ocorrerá uma fratura da formação, gerando perdas de fluido para a formação.

- **No fundo do poço**

$$ECD = (\Delta P \text{ Anular} \div 0,1704 \div TVD) + \rho_{\text{fluido}}$$

- Na sapata

$$ECD = (\Delta P \text{ Anular} \div 0,1704 \div \text{TVD}_{\text{sapata}}) + \rho_{\text{fluido}}$$

**Exemplo:**

Um poço está sendo perfurado com um fluido de densidade 9,6 lb/gal, a profundidade vertical (TVD) do poço é de 2410 m, as perdas de carga por fricção no espaço anular são de 150 psi. Com os dados fornecidos, qual será a densidade equivalente de circulação (ECD)?

$$ECD = (\Delta P \text{ Anular} \div 0,1704 \div \text{TVD}) + \rho_{\text{fluido}}$$

$$ECD = (150 \div 0,1704 \div 2410) + 9,6$$

**ECD = 10 lb/gal**

**Observação:** a profundidade medida (MD) do poço afeta a pressões por fricção do poço devido aos atritos (perdas de carga) de todas as paredes do poço se somarem à pressão hidrostática, porém essa profundidade medida não afeta a pressão hidrostática do poço. As perdas de carga vão ocorrer independente se poço é vertical ou se tem algum trecho direcional ou horizontal.

### 12.3 DENSIDADE EQUIVALENTE ESTÁTICA X DENSIDADE EQUIVALENTE DE CIRCULAÇÃO

A densidade equivalente estática (Static Equivalent Density - ESD) do fluido de perfuração aumenta de acordo com que a profundidade vertical aumenta, já que, conforme a profundidade do poço aumenta, a pressão aplicada sobre o fluido vai aumentando, e fazendo com que se tenha uma diminuição no volume, o que faz com que a densidade do fluido aumente. Já a densidade equivalente de circulação corresponde ao aumento da pressão ao longo do poço, expressa em peso de fluido, devido ao atrito (perdas de carga por fricção) do fluido de perfuração entre as paredes do poço e a coluna de perfuração.

### 12.4 POÇO HIDROSTATICAMENTE DESEQUILIBRADO

As perdas de carga do espaço anular durante a perfuração geram acréscimo na pressão do fundo do poço (BHP), logo a densidade equivalente estática gera a pressão no fundo do poço quando a bomba está desligada, já quando o poço está em circulação a densidade equivalente de circulação (ECD) gerada por essas perdas de carga, faz com que a BHP seja maior que a pressão hidrostática do fluido.

Por isso que em determinados momentos o kick ocorre quando as bombas são desligadas devido a redução da pressão no fundo do poço, esse é um risco de se trabalhar com

o poço desequilibrado hidrosticamente. Nesse tipo de cenário os kicks ocorreriam em paradas na perfuração para fazer conexão (tanto kick quanto gás de conexão), por problemas de bombas, para realizar manobras de retiradas da coluna, por exemplo.

**Exemplo:**

A pressão hidrostática é de 5000 psi, já a pressão da formação (PF) é de 5100 psi, enquanto as perdas de carga no espaço anular são de 180 psi. O poço estará em underbalance quando estiver estático, porém estará em overbalance quando as bombas estiverem ligadas, conforme mostrado abaixo:

**Poço estático:** BHP = Pressão hidrostática (BHP: 5000 psi < PF: 5100 psi) = Underbalance;

**Poço em circulação:** BHP = Pressão hidrostática + Perdas de carga do espaço anular (BHP: 5180 psi > PF: 5100 psi) = Overbalance;

## 12.5 CONTROLE DE POÇO PRIMÁRIO PARA PERFURAÇÃO CONVENCIONAL E NÃO CONVENCIONAL

O controle primário do poço, conforme já foi discutido nos capítulos anteriores, é a pressão hidrostática gerada por uma coluna de fluidos em condições estáticas, esse é o nosso controle de poço primário em uma perfuração convencional, a vazão de bombeio não é classificada como barreira de segurança em perfuração convencional, pois não se pode contar com esse acréscimo de pressão o tempo todo.

O controle primário do poço na perfuração não convencional é fornecido pela pressão hidrostática do fluido mais a contrapressão aplicada através do MPD para garantir que a pressão no fundo do poço fique balanceada (balance) com a pressão da formação. Isso se torna necessário em poços com a janela operacional muito estreita, onde um fluido de densidade igual a densidade de poros quando o poço está estático, ficaria em overbalance quando estivesse em circulação, pois passaria de uma densidade equivalente estática (ESD) para densidade equivalente de circulação (ECD), logo isso poderia exceder os limites de fratura da formação, mesmo estando com um fluido estaticamente balanceado.

Por isso a perfuração não convencional (com MPD) acaba em alguns poços sendo necessária, pois o fluido pode trabalhar em underbalance e o MPD fornecendo o restante de pressão necessária para garantir o controle primário no fundo do poço, nesse tipo de situação conseguimos diminuir os riscos de fraturar uma formação por excesso de pressões dinâmicas, e ampliando assim a janela operacional.

## 12.6 PRESSÃO NO FUNDO DO POÇO CONSTANTE (CONSTANT BOTTOM HOLE PRESSURE - CBHP)

O objetivo é perfurar com um fluido ligeiramente mais leve que o previsto no programa convencional. Quando a circulação é interrompida para realizar uma conexão ou por qualquer outro motivo, a backpressure é aplicada pelo sistema de choke manifold conectado ao RCD (será visto adiante), mantendo-se o nível de overbalance desejável, evitando influxo da formação para o poço.

Um choke ajustável dedicado é usado para controlar a pressão no anular, independente se a bomba de lama está ligada ou desligada. A aplicação de pressão mesmo sem ter a vazão da bomba da sonda pode ocorrer de duas formas: com a linha de booster do BOP circulando ou com uma bomba dedicada para circular durante a conexão. Desta forma, a variação da pressão de fundo resultada pela circulação do fluido (ECD) é substituída por uma pressão aplicada na superfície. Em outras palavras, a densidade do fluido é reduzida e a perda de hidrostática ou a perda por fricção (AFP) é compensada pela backpressure. Isso permite que a pressão de fundo seja apenas ligeiramente maior que a pressão de poros, diminuindo as chances de perda de circulação e de se alcançar a pressão de fratura da formação.

Essa variação de MPD é a mais utilizada atualmente e permite também estender a profundidade de assentamento das sapatas dos revestimentos, uma vez que permite continuar a perfuração mesmo com janelas de operação estreitas, podendo até reduzir o número de fases de um poço.

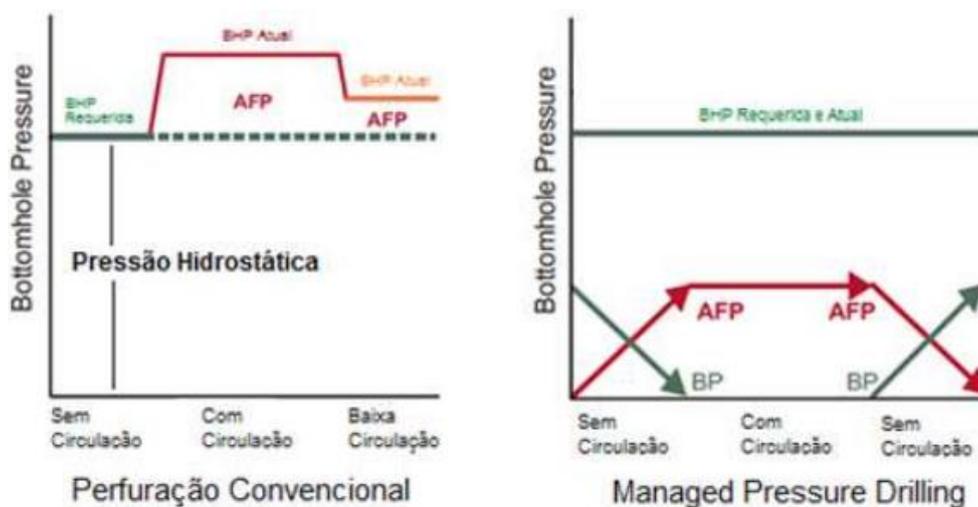


Figura 67: Representação de como a pressão no fundo do poço é mantida constante usando CBHP

O MPD usa um sistema fechado de circulação e a pressão de fundo pode ser rapidamente alterada. A backpressure pode ser gerenciada durante as conexões e em qualquer

outra situação, por isso, além de mais eficiente, a perfuração de poços com esse sistema também é bastante segura e pode responder quase que imediatamente em uma situação imprevista ou de emergência.

	Perfuração Convencional	Managed Pressure Drilling
Estático (conexões e manobras)	$BHP = Ph$	$BHP = Ph + BP_1$
Dinâmico (circulando)	$BHP = Ph + AFP$	$BHP = Ph + AFP + BP_2$

Tabela 2: Convencional x MPD

### 12.7 CABEÇA ROTATIVA (ROTATING CONTROL DEVICE - RCD)

A cabeça rotativa é o principal equipamento utilizado em operações de Managed Pressure Drilling e é usada para selar e divergir o fluxo do espaço anular do poço. O elemento selante é instalado numa espécie de rolamento que permite que o tubo de perfuração seja rotacionado enquanto a pressão do anular é mantida. Na figura abaixo, é possível observar a pressão aplicada no elemento de vedação durante sua operação. Periodicamente, deve ser feito a substituição do elemento de borracha devido a seu desgaste, sua vida útil é afetada diretamente por fatores como pressão aplicada, rotação da coluna e condições do tubo de perfuração (Stodle, 2013).

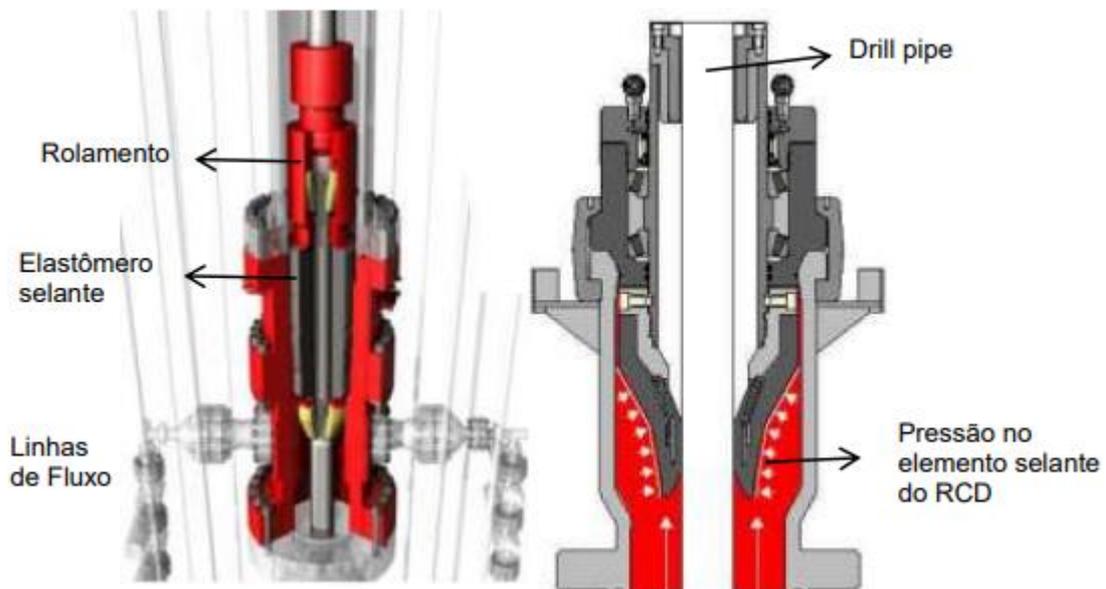


Figura 67: Cabeça Rotativa

As cabeças rotativas utilizadas em operações offshore por sondas flutuantes, geralmente possuem pressão estática máxima em torno de 2000 psi e, em condições dinâmicas,

a pressão máxima permitida cai bastante dependendo da rotação aplicada e gira em torno de 1000 psi e 500 psi com rotações de 100 e 200 rpm, respectivamente (Torald, J.S., 2012).

Por isso a RCD não pode ser usada como barreira de segurança de poço para a operação de perfuração, já que suporta baixas pressões. Se a cabeça rotativa for usada por exemplo no lugar do BOP como barreira de segurança o controle primário do poço acabará sendo perdido devido aos limites de pressão deste equipamento.

O BOP deverá ser reservado para fechar o poço em casos de kicks apenas, pois o seu uso afetará o trabalho do MPD em gerenciar a pressão no fundo do poço, já que uma vez que o BOP esteja fechado o MPD não conseguirá aplicar as pressões de fricção no fundo do poço para garantir o controle da BHP. Uma vez que o principal objetivo do MPD é evitar o influxo de fluidos da formação para o poço de uma forma a manter um estado efetivo de overbalance.

### 12.7.1 CLASSIFICAÇÃO

As operações de Managed Pressure Drilling podem ser classificadas em:

**Reativo:** O poço é projetado para ser perfurado convencionalmente, mas equipamentos de MPD são mobilizados na sonda como contingência para solucionar problemas após sua ocorrência. É mais comum em operações onshore.

**Pró-ativo:** O poço é projetado para ser perfurado com a técnica de MPD, podendo estender ou eliminar seções de revestimento. O projeto possui programa específico para revestimentos, fluidos e diâmetro de poços para auxiliar no controle da pressão no fundo do poço. Essa categoria de MPD pode oferecer melhores benefícios para a perfuração de poços offshore, uma vez que pode lidar com os imprevistos da perfuração imediatamente e a detecção de kicks é mais efetiva.

É importante salientar que o sistema de MPD, a princípio, não é para controlar o poço no caso de um eventual kick. Para isso existe uma matriz de volume e pressão do influxo para saber se é possível seguir perfurando ou não com o sistema do MPD. Caso não seja possível, o poço tem que ser fechado com o BOP e o controle passado pra sonda.

## 13 DADOS PRÉVIOS

### 13.1 PRESSÃO REDUZIDA DE CIRCULAÇÃO (PRC)

É a pressão registrada quando o sondador bombeia fluido pela coluna de perfuração retornando pelo espaço anular numa vazão reduzida. O intervalo normal de registro de uma PRC é de 20 spm à 50 spm ou de 1 bpm à 5 bpm. A pressão reduzida de circulação deve ser registrada no início de cada turno de trabalho (a cada 12 horas) ou se ocorrer mudança na

composição da coluna de perfuração (troca de BHA) ou mudança de propriedade do fluido de perfuração ou a cada 150 m ou 200 m perfurados ou a cada mudança na capacidade de deslocamento da bomba (bbl/stk).

**A vazão reduzida de circulação é utilizada pelas seguintes razões:**

- Gerar menores pressões de bombeio e assim permitir que o operador do choke tenha tempo de reagir durante o controle de poço;
- Permitir maior tempo para a separação do gás e da lama no interior do separador atmosférico;
- Gerar menor pico de vazão de gás na entrada do separador atmosférico e, com isso, reduzindo a possibilidade de expulsão do selo hidráulico.

Em unidades flutuantes, as perdas de carga por fricção no interior da linha do choke ( $\Delta P_{cl}$ ) e na linha de kill (são assumidas iguais) devem ser registradas ou cada mudança de propriedade do fluido ou a cada mudança na capacidade de deslocamento da bomba (bbl/stk). Devem ser também medidas nas mesmas vazões que se registram as PRCs, a cada 12 horas deve ser feito o flushing das linhas de kill e choke visando evitar que a gelificação (alta força gel do fluido) gere maiores pressões de bombeio nos registros de uma bomba quando comparados com os registros de uma segunda bomba, buscando evitar leituras de pressões erradas.

**13.2 CASO A PRC NÃO TENHA SIDO REGISTRADA (DE FORMA CORRETA) E O POÇO ENTRE EM KICK, DEVE-SE UTILIZAR O SEGUINTE PROCEDIMENTO OPERACIONAL:**

**13.2.1 SONDA COM BOP DE SUPERFÍCIE**

Ajustar a bomba até a velocidade reduzida de circulação de 5 spm em 5 spm mantendo constante a pressão no manômetro do choke igual a SICP, observar no tubo bengala que a pressão irá subir de SIDPP para PIC, quando a pressão estabilizar basta calcular a PRC pela relação:  $PRC = PIC - SIDPP$ .

**13.2.2 SONDA COM BOP SUBMARINO**

Ajustar a bomba até a velocidade reduzida de circulação de 5 spm em 5 spm mantendo constante a pressão no manômetro da kill igual a SICP, observar no tubo bengala que a pressão irá subir de SIDPP para PIC, quando a pressão estabilizar basta calcular a PRC pela relação:  $PRC = PIC - SIDPP$ .

### 13.3 FRICÇÃO DA CHOKE LINE

Quando perfurando com uso de BOP submarino, o choke normalmente está a uma grande distância do BOP, dependendo da lâmina d'água. Como discutido anteriormente qualquer perda de carga que ocorra no espaço anular do poço, se refletirá no fundo do poço e na pressão na sapata. Isto se torna importante durante as operações de controle considerando uma perda de carga adicional gerada enquanto circulando através da linha de choke. Se ignorada, esta perda de carga poderá tronar-se grande o bastante para fraturar a formação na sapata do revestimento ou no fundo do poço.

Se o método normal de ajuste das bombas para a velocidade de controle é seguida (isto é, a pressão no choke é mantida igual a SICP até que a velocidade de controle seja alcançada), a pressão no fundo do poço será aumentada de uma quantidade igual a perda de carga da linha do choke. Este excesso de pressão pode resultar em sérios problemas de perda de circulação durante as operações de controle.

**Dois métodos são discutidos abaixo para determinar a quantidade de perda de carga da linha de choke que acontece quando perfuramos com BOP submarino:**

#### 13.3.1 MEDIDA DE PERDA DE CARGA NA LINHA DO CHOKE ATRAVÉS DA DIFERENÇA DA PRC VIA RISER E DA PRC VIA CHOKE

**1. Registrando a PRC via Riser:** Bombeia-se fluido pela coluna de perfuração com retorno da circulação através do riser com o BOP aberto, essa pressão será lida no mesmo manômetro que lê a pressão na coluna usado para circular o kick do poço.

Exemplo: Nas vazões de 30 spm, 40 spm e 50 spm.

**2. Registrando a PRC via Choke:** Feche o BOP (preventor anular) e abra as válvulas submarinas da linha de choke e todas as válvulas do choke manifold de superfície, e então bombeia-se fluido pela coluna de perfuração com retorno da circulação através da linha de choke com o BOP fechado.

**3.** A diferença entre as PRCs nos dará a perda de carga da linha de choke (CLF: Choke Line Friction):  $CLF = PRC \text{ via choke} - PRC \text{ via riser}$ .

#### 13.3.2 MEDIDA DE PERDA DE CARGA DA LINHA DE CHOKE ATRAVÉS DO BOMBEIO DE FLUIDO POR ESTA LINHA E COM RETORNO PELO RISER

**1.** Alinhe a bomba e circule através da linha de choke na velocidade pré-determinada enquanto se retorna pelo riser, a pressão registrada no manômetro do choke lida do painel de acionamento remoto do choke será a perda de carga da linha de choke.

As vantagens da técnica mencionada acima são:

- A BHP (Pressão no Fundo do Poço) ficará constante devido a perda de carga do riser ser desprezível.
- Não irá deixar sujeira (cascalhos, areia) na linha de choke que poderão obstruir essa linha.

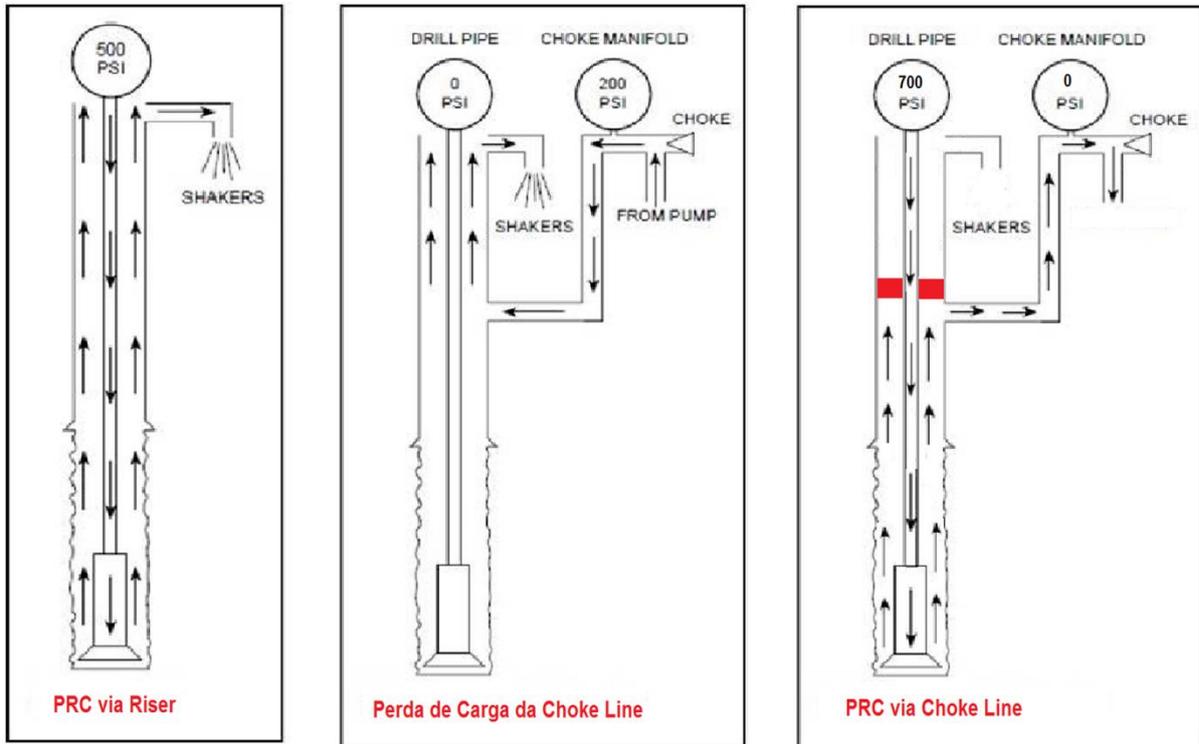


Figura 68: Registro das PRCs via riser e choke, e choke line friction

A figura abaixo mostra o comportamento da pressão no choke, com a variação do diâmetro interno da choke line.

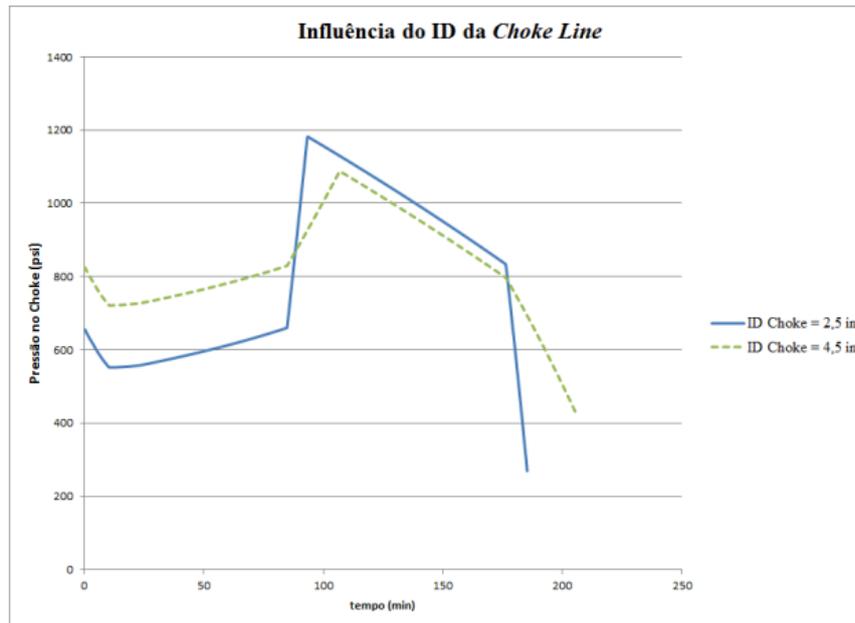


Figura 69: Influência do ID da *Choke Line*

Nota-se que antes de o gás entrar na choke line, o perfil das pressões é menor para diâmetros menores, por conta da maior perda de carga causada pela diminuição do diâmetro. Além disso, é possível perceber que as pressões máximas no choke (quando o kick chega à superfície) ocorrem para diâmetros menores. Isto ocorre, porque diâmetro menor da choke line leva a alturas maiores do gás e, portanto, menor pressão hidrostática no poço.

É possível observar abaixo, que a pressão no choke durante a circulação no espaço anular diminui com o aumento da lâmina d'água, devido ao acréscimo das perdas de carga por fricção na linha do choke.

Nota-se também, que enquanto todo o kick está na linha do choke, uma contrapressão maior é exigida para a lâmina d'água maior que 2000m, já que há uma queda significativa da pressão hidrostática. Além disso, a primeira circulação do método do sondador ocorre mais rápido para lâminas d'água mais profundas, criando, portanto, maior dificuldade operacional, devido à variação brusca na pressão hidrostática quando o kick entra na choke line. Nesse sentido, uma vazão reduzida de circulação menor é recomendável.

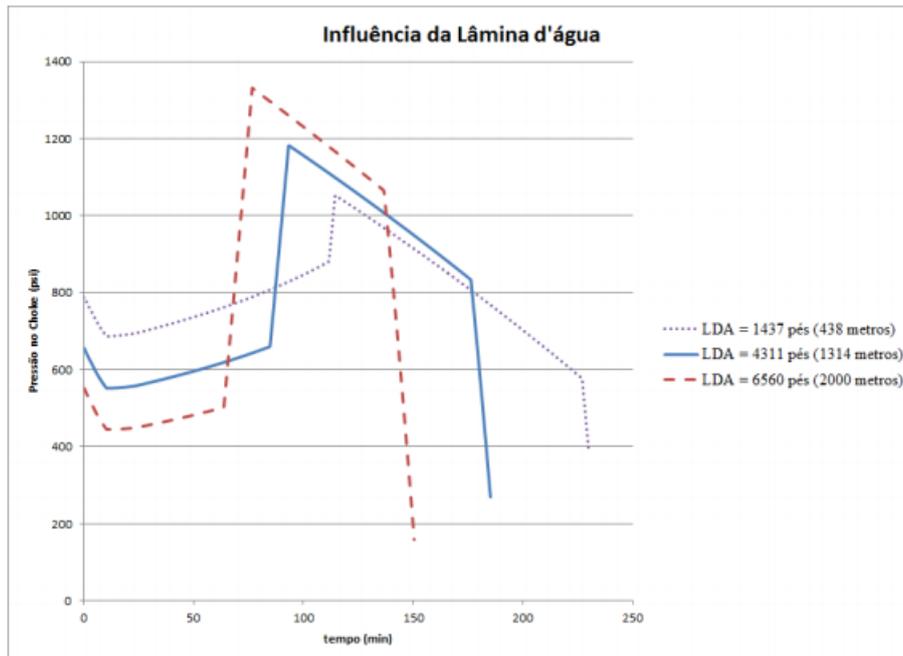


Figura 70: Influência da Lâmina d' água

### 13.4 DENSIDADE DOS FLUIDOS DAS LINHAS DE KILL E CHOKE

#### 13.4.1 ÁGUA NA LINHA DE CHOKE X LAMA NA LINHA DE CHOKE

Qualquer água ou lama de perfuração pode ser usada nas linhas de choke e kill. Embora a lama seja o fluido preferido, o uso de água não é um problema contanto que seja usado com a lama anterior para circular um kick. Abaixo listamos as vantagens e desvantagens de usar cada tipo de fluido e o procedimento recomendado para lidar com eles.

#### ÁGUA NAS LINHAS DE CHOKE E KILL

O uso de água nas linhas de choke e kill tem uma vantagem. Elimina a decantação da baritina enquanto o fluido está estático, prevenindo o entupimento dessas linhas. Contudo, a utilização de água nessas linhas tem as seguintes desvantagens:

1) A SICP lida após a ocorrência de um kick mostrará um erro devido à diferença de pressão hidrostática entre lama e a água contidas no poço. Isto requererá um ajuste no valor de SICP mostrando dessa forma o seu verdadeiro valor. Este novo valor é determinado através da seguinte equação:

$$\text{SICP}_{\text{Verdadeiro}} = \text{SICP}_{\text{Lida}} - [(\rho_{\text{fluido}} - \rho_{\text{água}}) \times 0,1704 \times \text{TVD}_{\text{choke/kill}}]$$

2) Se a água não é circulada para fora das linhas antes de circular o kick, então quando as bombas são trazidas à velocidade e mantendo-se a pressão do revestimento constante, a pressão

hidrostática na linha do choke estará aumentando com a entrada de lama na linha. Isto, requererá que a pressão na superfície seja diminuída para compensar o aumento de pressão hidrostática na linha de choke, mantendo-se constante a pressão no fundo do poço.

3) Em lâminas d'água profundas, água nas linhas de choke e kill em grande quantidade aumentam o risco de formação de hidratos. Se for mantida água nas linhas de choke e kill, antes de começamos um procedimento de controle de kick a água deve ser deslocada. O procedimento recomendado é o seguinte:

- a) Se a coluna não está ancorada verifique a sua correta posição do tool joint para o fechamento da gaveta de tubo.
- b) Feche a gaveta e abra as saídas laterais de choke e kill.
- c) Circule a lama velha de ambas as linhas de choke e kill.
- d) Feche os chokes na superfície, abra a gaveta e confira o novo valor de SICP, então continue com o procedimento de combate.

## 14 KILL SHEET

Quando um kick ocorre, existem muitas informações a serem registradas e analisadas. As mesmas são registradas em uma planilha chamada "kill sheet". Elas, quando completadas, nos dão o cenário completo das condições e cálculos em uma situação de kick. Com os dados de fechamento de poço (SIDPP, SICP, fluido de matar e volume ganho), pressão máxima estática e dinâmica de fratura, pressões reduzidas de circulação, perda de carga da choke line, volumes e strokes atualizados poderemos definir qual será o método de controle que vai ser utilizado para remover o kick para fora do poço.

Também devemos nos basear no tipo de influxo, se a coluna está ou não no fundo do poço, se a coluna está partida ou obstruída, se o poço tem trecho direcional ou horizontal para ter ideia da mudança de pressão no poço quando o influxo passar do trecho horizontal para o trecho vertical do poço. É importante usar a planilha correta para o tipo de poço, caso uma planilha para poço vertical seja usada para um poço horizontal será aplicada uma pressão maior no poço durante o controle.

### 14.1 CONTEÚDO

Uma kill sheet contém, normalmente, as seguintes informações:

- Equipamentos
  - ✓ Drill string/drill collars: Dimensão, capacidades, comprimento, etc.
  - ✓ Casing/Open Hole: Dimensões, MD/TVD, capacidade, etc.

- Bombas
  - ✓ Pressão e taxa normal de circulação.
  - ✓ Perda de carga da taxa reduzida de circulação
  - ✓ Saída da bomba por STK.
- Registros de fechamento
  - ✓ Standpipe pressure (SIDPP).
  - ✓ Annulus pressure (SICP).
  - ✓ Aumento no volume dos tanques (ganho).

## 14.2 CÁLCULOS

Através do uso da kill sheet, todos os cálculos para a circulação de um influxo de forma segura são facilmente resolvidos.

- Volumes da coluna, comandos e poço;
- Superfície/broca – strokes;
- Broca/superfície – strokes;
- Broca/sapata – strokes;
- Peso da lama de matar;
- PIC;
- PFCs.

### 14.2.1 CALCULANDO CAPACIDADE INTERNA, DESLOCAMENTO E DESLOCAMENTO DE COLUNA FECHADA (bbl/m):

- **Capacidade interna** =  $ID^2 \times 0,00319$  (usado para calcular o volume interno)
- **Deslocamento** =  $(OD^2 - ID^2) \times 0,00319$  (usado para calcular o volume de aço)
- **Deslocamento de coluna fechada** =  $OD^2 \times 0,00319$  (usado para calcular o deslocamento de volume de uma coluna com uma float valve instalada)

## 14.3 COMO CALCULAR O NÚMERO DE STROKES DA SUPERFÍCIE ATÉ A BROCA

Primeiramente teremos que calcular a volumetria da coluna de perfuração:

- **Volume do tubo** = Capacidade interna do tubo x Comprimento do tubo
- **Volume do tubo pesado** = Capacidade interna do tubo pesado x Comprimento tubo pesado
- **Volume do Comando** = Capacidade interna do comando x Comprimento do comando

$$\text{Volume total da coluna} = \text{Vol (DP)} + \text{Vol (HW)} + \text{Vol (DC)}$$

$$\text{N}^\circ \text{ de Strokes} = \text{Volume total da coluna} \div \text{Capacidade da bomba}$$

#### **14.4 COMO CALCULAR O NÚMERO DE STROKES DA BROCA ATÉ A SAPATA**

Primeiramente teremos que calcular a volumetria do poço aberto:

- **Volume poço aberto/comando** = Capacidade poço aberto/comando x Comprimento do comando
- **Volume poço aberto/tubo** = Capacidade poço aberto/tubo x Comprimento do tubo no poço aberto

$$\text{Volume total do poço aberto} = \text{Volume poço aberto/comando} + \text{Volume poço aberto/tubo}$$

$$\text{N}^\circ \text{ de Strokes} = \text{Volume total do poço aberto} \div \text{Capacidade da bomba}$$

#### **14.5 COMO CALCULAR NÚMERO DE STROKES DA BROCA ATÉ A SUPERFÍCIE PASSANDO PELA LINHA DE CHOKE**

Primeiramente teremos que calcular a volumetria de um Bottom's UP:

**Volume revestimento/tubo** = Capacidade revestimento/tubo x Comprimento do revestimento

**Volume da linha de choke** = Capacidade interna da linha de choke x Comprimento da linha de choke

**Volume total do Bottom's UP** = Volume total do poço aberto + Volume do revestimento + Volume da linha de choke

$$\text{N}^\circ \text{ de Strokes} = \text{Volume total do Bottom's UP} \div \text{Capacidade da bomba}$$

KILL SHEET (FRENTE)

<p><b>FORMATION STRENGTH DATA:</b></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> <p><b>(B) + <math>\frac{(A)}{\text{SHOE T.V. DEPTH} \times 0.052}</math> = <input type="text" value="(C)"/> ppg</b></p> <p><b>INITIAL MAASP =</b>  <b>((C) - CURRENT MUD WEIGHT) x SHOE T.V. DEPTH x 0.052</b>          = <input type="text" value=""/> psi</p>			<p><b>CURRENT WELL DATA::</b></p> <p><b>CURRENT DRILLING MUD:</b></p> <p>WEIGHT    <input type="text" value=""/> ppg</p> <p><b>CASING SHOE DATA:</b></p> <p>SIZE    <input type="text" value=""/> inch</p> <p>M. DEPTH    <input type="text" value=""/> feet</p> <p>T.V. DEPTH    <input type="text" value=""/> feet</p> <p><b>HOLE DATA:</b></p> <p>SIZE    <input type="text" value=""/> inch</p> <p>M. DEPTH    <input type="text" value=""/> feet</p> <p>T.V. DEPTH    <input type="text" value=""/> feet</p>																																																																									
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width:50%;">PUMP NO. 1 DISPL.</td> <td style="width:50%;">PUMP NO. 2 DISPL.</td> </tr> <tr> <td align="center">bbls / stroke</td> <td align="center">bbls / stroke</td> </tr> </table>		PUMP NO. 1 DISPL.	PUMP NO. 2 DISPL.	bbls / stroke	bbls / stroke	<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td align="center" colspan="2"><b>(PL) DYNAMIC PRESSURE LOSS [psi]</b></td> </tr> <tr> <td style="width:50%;">SLOW PUMP RATE DATA:</td> <td style="width:50%;">PUMP NO. 1      PUMP NO. 2</td> </tr> <tr> <td align="center">SPM</td> <td></td> </tr> <tr> <td align="center">SPM</td> <td></td> </tr> </table>		<b>(PL) DYNAMIC PRESSURE LOSS [psi]</b>		SLOW PUMP RATE DATA:	PUMP NO. 1      PUMP NO. 2	SPM		SPM																																																														
PUMP NO. 1 DISPL.	PUMP NO. 2 DISPL.																																																																											
bbls / stroke	bbls / stroke																																																																											
<b>(PL) DYNAMIC PRESSURE LOSS [psi]</b>																																																																												
SLOW PUMP RATE DATA:	PUMP NO. 1      PUMP NO. 2																																																																											
SPM																																																																												
SPM																																																																												
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width:30%;">PRE-RECORDED VOLUME DATA:</th> <th style="width:10%;">LENGTH feet</th> <th style="width:10%;">CAPACITY bbls / foot</th> <th style="width:10%;">VOLUME barrels</th> <th style="width:20%;">PUMP STROKES strokes</th> <th style="width:10%;">TIME minutes</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DRILL PIPE</td> <td align="center">x</td> <td align="center">=</td> <td></td> <td align="center" rowspan="3"><b>VOLUME PUMP DISPLACEMENT</b></td> <td align="center" rowspan="3"><b>PUMP STROKES SLOW PUMP RATE</b></td> </tr> <tr> <td>HEAVY WALL DRILL PIPE</td> <td align="center">x</td> <td align="center">=</td> <td align="center">+</td> </tr> <tr> <td>DRILL COLLARS</td> <td align="center">x</td> <td align="center">=</td> <td align="center">+</td> </tr> <tr> <td colspan="3"><b>DRILL STRING VOLUME</b></td> <td align="center"><b>(D)</b> bbls</td> <td align="center"><b>(E)</b> strokes</td> <td align="center">Min</td> </tr> <tr> <td>DC x OPEN HOLE</td> <td align="center">x</td> <td align="center">=</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>DP / HWDP x OPEN HOLE</td> <td align="center">x</td> <td align="center">=</td> <td align="center">+</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="3"><b>OPEN HOLE VOLUME</b></td> <td align="center"><b>(F)</b> bbls</td> <td align="center">strokes</td> <td align="center">Min</td> </tr> <tr> <td>DP x CASING</td> <td align="center">x</td> <td align="center">=</td> <td align="center"><b>(G)</b> +</td> <td align="center">strokes</td> <td align="center">Min</td> </tr> <tr> <td colspan="3"><b>TOTAL ANNULUS VOLUME</b></td> <td align="center"><b>(F+G) = (H)</b> bbls</td> <td align="center">strokes</td> <td align="center">Min</td> </tr> <tr> <td colspan="3"><b>TOTAL WELL SYSTEM VOLUME</b></td> <td align="center"><b>(D+H) = (I)</b> bbls</td> <td align="center">strokes</td> <td align="center">Min</td> </tr> <tr> <td colspan="3">ACTIVE SURFACE VOLUME</td> <td align="center"><b>(J)</b> bbls</td> <td align="center">strokes</td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="3"><b>TOTAL ACTIVE FLUID SYSTEM</b></td> <td align="center"><b>(I + J)</b> bbls</td> <td align="center">strokes</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>			PRE-RECORDED VOLUME DATA:	LENGTH feet	CAPACITY bbls / foot	VOLUME barrels	PUMP STROKES strokes	TIME minutes	DRILL PIPE	x	=		<b>VOLUME PUMP DISPLACEMENT</b>	<b>PUMP STROKES SLOW PUMP RATE</b>	HEAVY WALL DRILL PIPE	x	=	+	DRILL COLLARS	x	=	+	<b>DRILL STRING VOLUME</b>			<b>(D)</b> bbls	<b>(E)</b> strokes	Min	DC x OPEN HOLE	x	=				DP / HWDP x OPEN HOLE	x	=	+			<b>OPEN HOLE VOLUME</b>			<b>(F)</b> bbls	strokes	Min	DP x CASING	x	=	<b>(G)</b> +	strokes	Min	<b>TOTAL ANNULUS VOLUME</b>			<b>(F+G) = (H)</b> bbls	strokes	Min	<b>TOTAL WELL SYSTEM VOLUME</b>			<b>(D+H) = (I)</b> bbls	strokes	Min	ACTIVE SURFACE VOLUME			<b>(J)</b> bbls	strokes		<b>TOTAL ACTIVE FLUID SYSTEM</b>			<b>(I + J)</b> bbls	strokes	
PRE-RECORDED VOLUME DATA:	LENGTH feet	CAPACITY bbls / foot	VOLUME barrels	PUMP STROKES strokes	TIME minutes																																																																							
DRILL PIPE	x	=		<b>VOLUME PUMP DISPLACEMENT</b>	<b>PUMP STROKES SLOW PUMP RATE</b>																																																																							
HEAVY WALL DRILL PIPE	x	=	+																																																																									
DRILL COLLARS	x	=	+																																																																									
<b>DRILL STRING VOLUME</b>			<b>(D)</b> bbls	<b>(E)</b> strokes	Min																																																																							
DC x OPEN HOLE	x	=																																																																										
DP / HWDP x OPEN HOLE	x	=	+																																																																									
<b>OPEN HOLE VOLUME</b>			<b>(F)</b> bbls	strokes	Min																																																																							
DP x CASING	x	=	<b>(G)</b> +	strokes	Min																																																																							
<b>TOTAL ANNULUS VOLUME</b>			<b>(F+G) = (H)</b> bbls	strokes	Min																																																																							
<b>TOTAL WELL SYSTEM VOLUME</b>			<b>(D+H) = (I)</b> bbls	strokes	Min																																																																							
ACTIVE SURFACE VOLUME			<b>(J)</b> bbls	strokes																																																																								
<b>TOTAL ACTIVE FLUID SYSTEM</b>			<b>(I + J)</b> bbls	strokes																																																																								

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



### 14.6 ALINHAMENTO

Nas figuras a seguir pode-se observar o alinhamento na superfície para uma operação de controle.

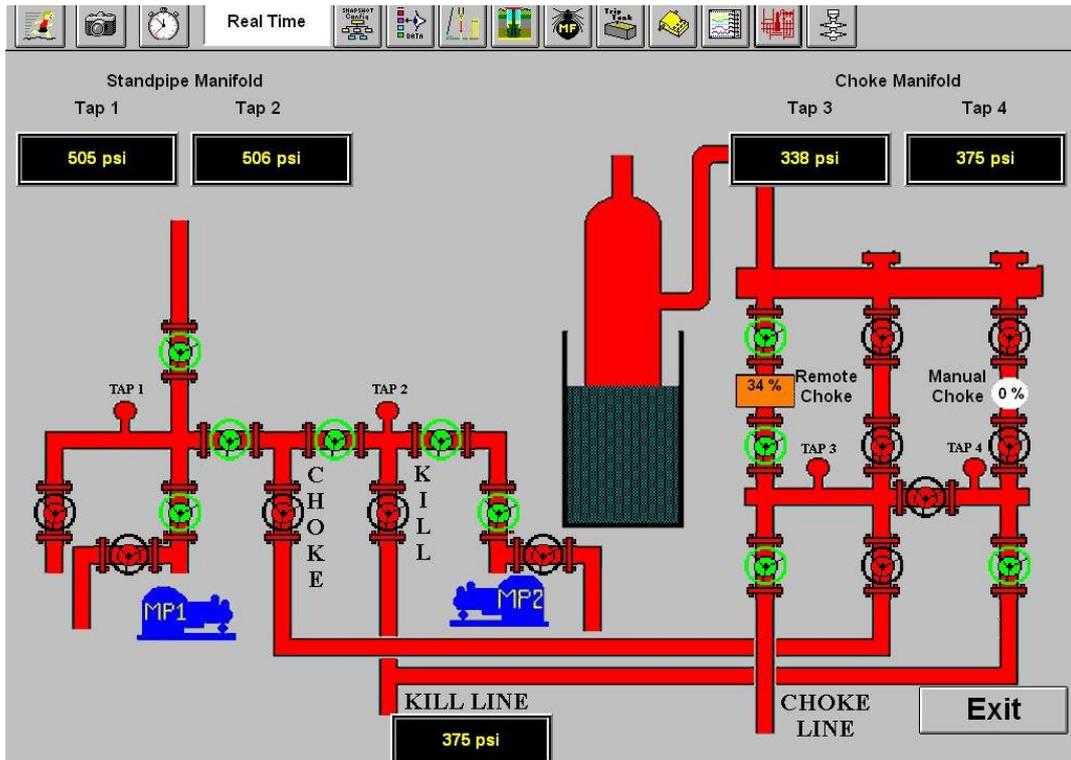


Figura 71: Alinhamento do stand pipe manifold e do choke manifold para a operação de controle de poço

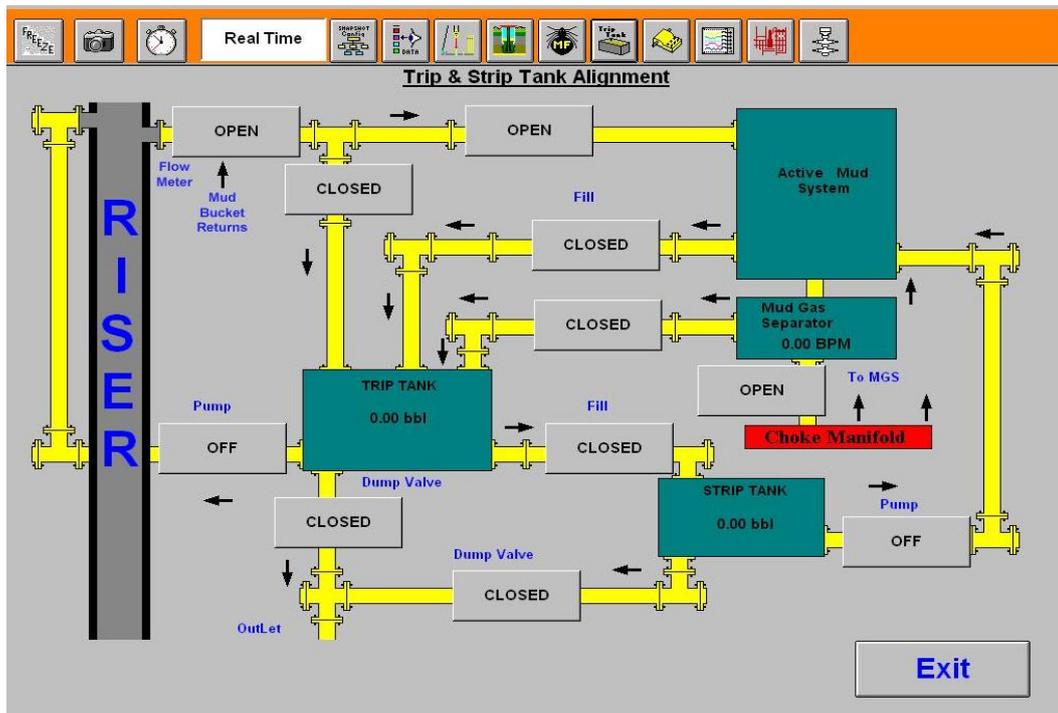


Figura 72: Representação da disposição dos alinhamentos nos tanques durante uma operação de controle

## 15 MÉTODOS DE CONTROLE DE POÇO

Os métodos de controle têm por objetivos expulsar o fluido invasor, mantendo a pressão no fundo do poço (BHP) constante, princípio básico de controle de poço, para evitar novos influxos e evitar a fratura da formação, e finalmente, estabelecer uma nova pressão hidrostática capaz de retomar o equilíbrio do poço. Os principais métodos de controle são: o método do sondador (driller), o método do engenheiro (wait & weight), o método volumétrico e o método bullhead. O método a ser utilizado dependerá das condições nas quais ocorrer o influxo, bem como das condições disponíveis para o seu combate.

### 15.1 O MÉTODO DO SONDADOR

O método do sondador, também conhecido como método das duas circulações, torna-se uma opção conveniente, quando o material e os tanques para o preparo de um novo fluido não estão disponíveis, dispensa cálculos mais complexos para ser iniciado, evitando a migração do fluido invasor.

- A primeira circulação tem por objetivo, expulsar o influxo circulando com o fluido de perfuração que já tinha no poço (lama antiga), mantendo-se constante a pressão no fundo do poço com valor capaz de conter a pressão da formação.
- A segunda circulação tem por objetivo, substituir o fluido de perfuração pelo novo fluido (lama nova, lama de matar), mantendo também a BHP constante, e assim aumentar a pressão hidrostática, restabelecendo o controle do poço.

#### Procedimentos adotados no método do Sondador

- a) Fechamento do poço após a detecção do influxo;
- b) Processo de estabilização das pressões, nos manômetros da coluna e do revestimento, SIDPP e SICP, respectivamente;
- c) Executa-se a primeira circulação, com o fluido de trabalho, para expulsar o fluido invasor;
- d) Durante a primeira circulação, com base nos parâmetros da estabilização, um novo fluido é preparado, com maior densidade, a lama nova ou lama de matar, capaz de reequilibrar o poço;
- e) executa-se a segunda circulação para substituir o fluido original pelo novo fluido;
- f) Após a segunda circulação, parar a bomba e verificar se há fluxo pela linha de estrangulamento (choke), se não houver o poço estará controlado;
- g) O fluido do riser deverá também ser substituído pela lama de matar.

#### 15.1.1 PRIMEIRA CIRCULAÇÃO – EXPULSÃO DO FLUIDO INVASOR

- a) Ligar a bomba de 5 em 5 spm, enquanto o operador do choke vai abrindo o choke;

b) Manter a pressão na kill line constante e igual a pressão de estabilização (SICP), regulando o choke até que a bomba seja ajustada para a vazão definida para o controle e na qual foi registrada a PRC. No controle submarino, o valor da pressão igual a SICP permanece constante na Kill Line, na Choke Line o valor da pressão será igual a SICP menos o valor da Perda de Carga da Choke Line ( $SICP - \Delta P_{choke}$ ).

c) No manômetro do drill pipe, tubo bengala, devemos ler a pressão inicial de circulação (PIC), que deve ser dada por:  $PIC = PRC + SIDPP$ .

**Observação:** poderemos encontrar uma pequena variação entre o valor calculado da PIC e valor observado da PIC no bengala, neste caso deveremos manter o valor registrado no referido manômetro, uma vez que este representa a realidade do poço no momento considerado. A PIC calculada é menor que a PIC observada, pois dificilmente a PRC terá sido registrada no ponto exato onde ocorreu o kick.

d) Após a estabilização da PIC na coluna de perfuração, ela deverá ser mantida constante até o final da primeira circulação, pois a coluna é o local que possui apenas um fluido e será mais fácil de se manter constante, já que o espaço anular está contaminado pelo kick. Mantendo a PIC constante, devemos circular no mínimo um volume igual ao do espaço anular (Bottom's UP), para que todo o fluido invasor seja expulso. Ficar atento para a pressão máxima no revestimento. Para não fraturar a sapata, essa pressão deverá ser controlada até que o fluido invasor a ultrapasse, uma vez que a partir desse instante, a pressão na mesma permanecerá constante, e então estará limitada pela pressão de trabalho do BOP ou a pressão de resistência interna do revestimento.

e) Uma vez expulso o fluido invasor, parar a bomba e fechar o choke hidráulico ajustável. Nessa situação deveremos ter as leituras das pressões da coluna e do choke com valores iguais ao de SIDPP de fechamento. Se isso ocorrer, pode-se dizer que o poço está totalmente limpo, as duas pressões estão iguais devido à coluna e o espaço anular estarem com o mesmo fluido (fluido limpo).

### 15.1.2 SEGUNDA CIRCULAÇÃO – SUBSTITUIÇÃO DO FLUIDO ORIGINAL PELO FLUIDO NOVO

a) Iniciar o bombeio do fluido novo abrindo o choke hidráulico ajustável, mantendo o valor de SICP constante no manômetro da kill line e igual a SIDPP. Na choke line o valor da pressão deve ser o valor de SIDPP menos o valor da perda de carga da choke line, até que a bomba seja ajustada para a vazão em que se determinou a PRC.

b) Bombear as linhas de superfície e zerar o número de strokes, o fluido novo começará a descer pela coluna de perfuração deverá ser mantida constante a pressão da kill line (no valor do SIDPP) até que o volume do interior da coluna seja deslocado pelo fluido de matar, observando que a pressão no drill pipe reduzirá do valor da PIC para o valor da pressão final de circulação 1 (PFC ou PFC1), definida por:

$$\text{PFC} = (\rho \text{ matar} \div \rho \text{ atual}) \times \text{PRC}$$

c) Manter a PFC no drill pipe, constante até que o fluido novo chegue à superfície através da abertura gradual do choke para aliviar a pressão no poço. Porém, quando o fluido pesado começar a entrar na linha de choke a pressão no drill pipe aumentará rapidamente devido a nova perda de carga na linha de choke, isso pode fazer com que o choke tenha que ser totalmente aberto antes que o fluido novo chegue à superfície, e isso fará a pressão da coluna atingir o valor da pressão final de circulação 2, PFC<sub>2</sub>, definido por:

$$\text{PFC}_2 = \text{PFC} + [(\rho \text{ matar} \div \rho \text{ atual}) \times \Delta P_{\text{choke}}]$$

d) Após o fluido de matar chegar na superfície, parar a bomba e verificar se há fluxo pela linha de estrangulamento (choke); se não houver o poço estará controlado, as pressões da coluna e do choke irão zerar, kill line mostrará uma pressão trapeada, resultado do tubo em U entre a choke (hidrostática da lama nova) e a kill (hidrostática da lama antiga).

#### 15.1.2.1 PRESSÃO RESIDUAL NA KILL LINE

$$P_{\text{kill}} = (\rho \text{ matar} - \rho \text{ atual}) \times 0,1704 \times \text{TVD}_{\text{kill}}$$

#### 15.1.3 POR QUE A LAMA ANTIGA DO RISER É TROCADA DEPOIS DE MATAR O POÇO

O objetivo de vários métodos de matar o poço consiste em circular todo o fluido invasor para fora do poço e circular uma lama de matar com um peso satisfatório para dentro do poço sem permitir mais que o influxo entre. Idealmente isto deve ser feito com o mínimo de dano para o poço. Se isto puder ser feito, então após matar o poço a lama de matar precisa ser circulada na linha kill (linha que ficou estática durante o controle) e também precisaremos substituir o fluido do riser, para isso deveremos garantir o correto alinhamento do fluido de matar para linha de booster. Depois disso é possível abrir o poço e reiniciar as operações normais. Depois da circulação, o poço é aberto novamente e o peso da lama pode ser ainda mais aumentado para prover uma margem de segurança ou margem para manobras.

### 15.1.4 CUIDADOS NUMA OPERAÇÃO DE CONTROLE DE POÇO

- a) identificar os indícios de kick;
- b) fechar corretamente o poço;
- c) verificar a estanqueidade das linhas;
- d) ler e anotar as pressões após o equilíbrio;
- e) informar ao encarregado da sonda sobre o ocorrido;
- f) participar das operações de controle sob a supervisão da equipe de controle.

#### Variação das pressões durante um controle de poço utilizando o método do Sondador

O comportamento das pressões durante uma atividade de controle de poço, utilizando o método do sondador, é mostrado no gráfico a seguir. É importante o conhecimento de como variam as pressões ao longo das 1ª e 2ª circulações do método do sondador, para prevenir quanto a uma possível ocorrência de situações de emergência que venham a ocorrer:

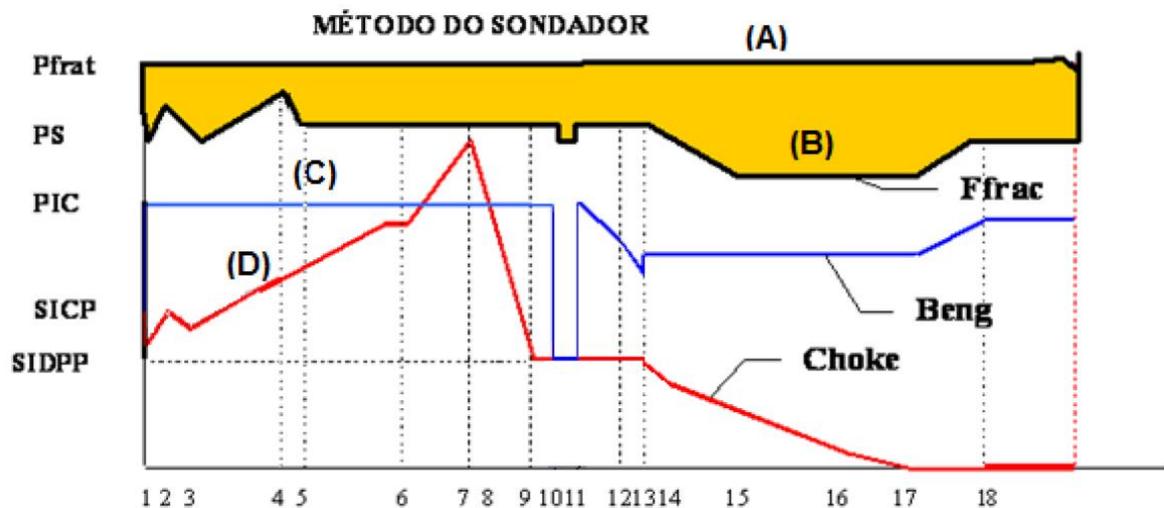


Gráfico 5: Método do sondador

## 15.2 O MÉTODO DO ENGENHEIRO

Neste método, de uma única circulação, a expulsão do fluido invasor só será iniciada após o preparo do novo fluido (lama nova ou lama de matar). Porém durante o preparo desse novo fluido as pressões de cabeça devem ser monitoradas para que não atinjam os valores máximos permitidos, e paralelamente são preparadas as planilhas ou gráficos de redução de pressões, em função do volume de fluido a ser bombeado.

### 15.2.1 PROCEDIMENTOS PARA CIRCULAÇÃO

- a) O primeiro passo é alinhar o fluido de matar para o sistema e zerar o número de strokes;

- b) O segundo passo é ajustar a bomba mantendo kill constante, se não for possível utilizar a kill line, trazer a pressão estática do choke para a pressão dinâmica;
- c) Observar a PIC no drill pipe, aguardar atingir o número de strokes das linhas de superfície, zerar o número de strokes;

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

d) Acompanhar a queda de pressão (pressure schedule) no stand pipe (bengala) até a lama de matar chegar na broca já que tanto na coluna quanto no espaço anular nós teremos dois tipos de fluido o que não permitirá manter nenhum dos dois lugares constante;

**O acompanhamento pode ser feito em psi/100 strokes ou em psi/step:**

- **Queda (psi/100 strokes) = [(PIC – PFC) ÷ N° strokes da coluna] x 100**
- **Queda (psi/step) = (PIC – PFC) ÷ 10**

e) Após o fluido de matar chegar na broca manter stand pipe constante no valor de PFC ou PFC<sub>1</sub>, até o final da circulação. Nesse caso manteremos a PFC constante com os ajustes do choke, pois agora a coluna de perfuração possui apenas um tipo de fluido e o espaço anular possui 3 tipos de fluido (o kick, o fluido antigo e o fluido de matar);

$$\text{PFC} = (\rho \text{ matar} \div \rho \text{ atual}) \times \text{PRC}$$

f) Caso o choke já esteja totalmente aberto antes de concluir a circulação do fluido de matar a pressão no bengala poderá chegar ao valor de PFC<sub>2</sub>;

$$\text{PFC 2} = \text{PFC} + [(\rho \text{ matar} \div \rho \text{ atual}) \times \Delta P_{\text{choke}}]$$

g) Após bombear um volume de lama igual, no mínimo, a soma do volume da coluna mais o do espaço anular mais o da choke line, a lama nova chegará à superfície quando então a pressão no revestimento deverá se anular.

h) O próximo passo é parar a bomba verificar as pressões do bengala e do choke (ambas deverão zerar), a kill line mostrará uma pressão residual devido ao diferencial hidrostático entre as linhas de kill e choke, para resolver isso basta alinhar para bombear o fluido pesado pela kill line e a sua pressão irá zerar também.

**Pressão residual da kill line:**

$$\text{Pkill} = (\rho_{\text{matar}} - \rho_{\text{fluido atual}}) \times 0,1704 \times \text{TVD}_{\text{kill}}$$

- i) Agora é abrir o choke e fazer um flowcheck através do stripping tank, caso não tenha fluxo o poço estará amortecido.
- j) O fluido de matar deverá ser alinhado para a booster line e o fluido do riser será substituído pela lama nova, após essa troca e a verificação se existe gás trapeado no BOP, o poço será aberto e um novo flowcheck deverá ser realizado.
- k) Por fim, uma nova PRC deverá ser registrada, juntamente com a atualização da perda de carga da choke line, e deverá ser recalculada a MAASP.

**Comportamento das pressões durante o controle do poço pelo método do Engenheiro**

As pressões atingidas durante um controle de poço pelo método do Engenheiro, em função da posição do gás, estão mostradas na Figura abaixo.

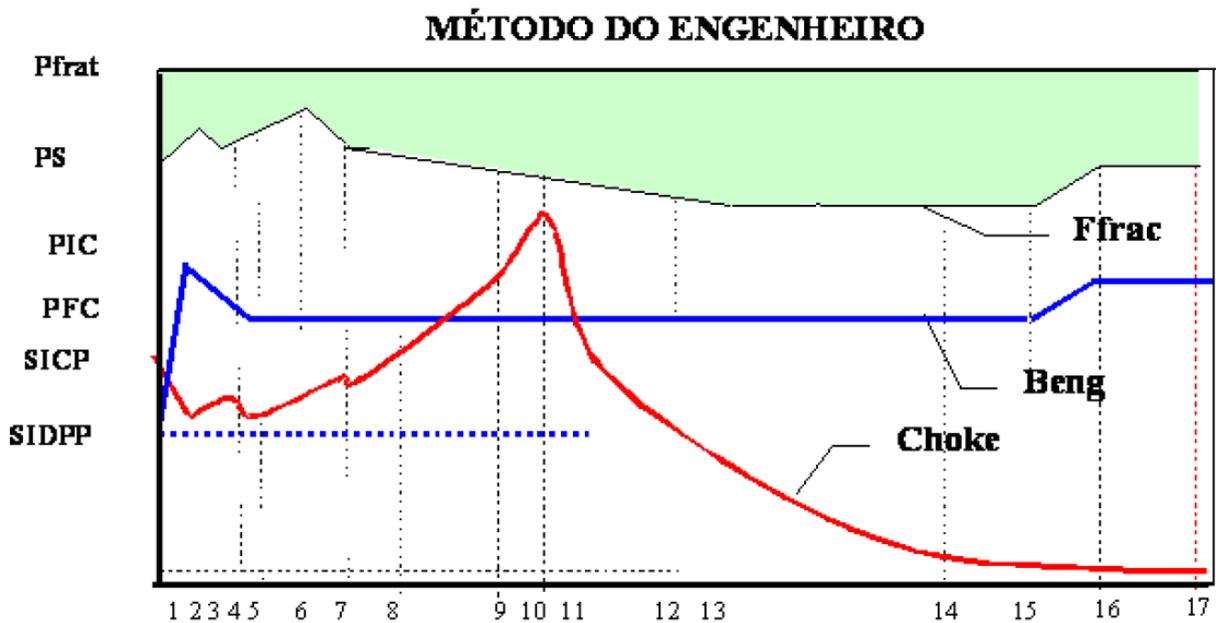


Gráfico 6: Método do engenheiro

**15.3 MÉTODO VOLUMÉTRICO**

**15.3.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO ESTÁTICO**

Esse método deve ser utilizado em situações em que não se tenha como circular o poço (coluna fora do poço, coluna cortada ou coluna entupida não permitindo circulação) ou quando a broca estiver muito acima do fundo do poço. A aplicação desse método dependerá de decisão e acompanhamento de técnicos especificamente designados para o controle do poço.

O método consiste em duas etapas:

- 1ª - Segregação do gás até a superfície;
- 2ª - Substituição do gás por lama (top-kill)

- **Migração do gás**

O método consiste em permitir a migração do gás sob expansão controlada, obtida devido ao sangramento (drenagem) de lama na superfície através do choke hidráulico ajustável. Com este procedimento mantemos a pressão no fundo do poço aproximadamente constante e pode ser implementado da seguinte maneira:

- 1) Ler e registrar a pressão (SICP) no revestimento
- 2) Permitir um acréscimo na pressão do revestimento de 150 psi e registrar.
- 3) Drenar uma quantidade de lama equivalente a uma pressão hidrostática igual a 50 psi, tentando manter constante a pressão no revestimento, durante essa drenagem. O volume a ser drenado quando não há coluna no poço é calculado por:

$$V = 294 \left( \frac{C_{rev}}{\rho_L} \right)$$

Onde:

V = volume a ser drenado em barris.

C<sub>rev</sub> = capacidade do revestimento em bbl/metro.

ρ<sub>L</sub> = peso específico da lama.

- 4) Permitir um novo acréscimo de 50 psi na pressão do revestimento.
- 5) Voltar ao passo 3 e repetir o processo até que o gás chegue à superfície.

A pressão no revestimento chegará a SICP + n x 50, onde “n” é o número de drenagens, atentando para a pressão máxima permissível, até a passagem do gás pela sapata do revestimento.

- **Margem de segurança durante a migração do gás**

A margem de segurança durante a migração do gás é a pressão que pode ser adicionada na superfície (choke) sem que se rompa a formação mais fraca.

Ela corresponde à diferença entre a P<sub>máx</sub> e a pressão no choke até que o gás atinja a formação mais fraca e a diferença entre a pressão de fratura e a pressão atuante em frente à formação mais fraca após a passagem do gás.

$$M_s = P_{máx} - P_{choke}$$

$$M_s = P_{frat} - P_{as}$$

Para a monitoração necessitamos definir a posição do gás no poço. Para estimarmos a posição do gás poderemos adotar simplificadaamente a lei de Boyle para determinarmos a pressão do gás após drenagem e equilíbrio da pressão no fundo BHP (BHP = Pf + ms margem de segurança adotada), determina-se:

1) Pressão inicial do gás = pressão da formação ( $P_g = P_{form}$ );

2) Volume inicial do gás = volume ganho ( $V_k$ );

3) Volume atual do gás

$$V_g = V_k + V_d \text{ (volume drenado)}$$

4) Pressão média de equilíbrio do gás:

$$P_{eg} = \left( \frac{P_f \cdot V_k}{V_g} \right)$$

5) Calcula-se a hidrostática de lama abaixo do gás:

$$HI = BHP - P_{eg}$$

6) Determina-se a altura de lama abaixo do gás:

$$h = \frac{HI}{0,17 \cdot \rho_l}$$

7) Determina-se a posição do gás, sua profundidade: Hg.

A melhor maneira de se monitorar a passagem do gás pela sapata é calcular o tempo que o gás levará para migrar até a sapata através da determinação da velocidade média de migração adotando-se este procedimento:

1) Registrar o instante (t) em que ocorreu o equilíbrio das pressões.

2) Esperar a pressão subir de 100psi e registrar o tempo  $\Delta t$  decorrido.

3) Calcular a altura de lama deslocada:

$$HL = \frac{100}{0,17 \cdot \rho_l}$$

4) Determinar a velocidade média de Migração:

$$V_m = \frac{HL}{\Delta t}$$

5) Sabendo-se a distância do topo do kick até a sapata Lks, basta calcular o tempo de migração até a sapata ( $\Delta T$ ):

$$\Delta_t = \frac{L_{ks}}{V_m}$$

6) Calcula-se a hora em que o gás alcançará a sapata  $t_{sap} = t + \Delta T$ .

7) Monitora-se a pressão no choke até a hora  $t_{sap}$  para não ultrapassar a  $P_{m\acute{a}x}$ .

Após a passagem do gás pela sapata a margem de segurança será calculada através da diferença entre a pressão de fratura e a pressão atuante na sapata  $P_{sap}$ .

$$P_{sap} = BHP - H_{sf} \text{ (hidrostática da sapata ao fundo)}$$

- **Top-kill**

Quando o gás atingir a superfície, o método conhecido como “Top-Kill”, pode ser utilizado. Neste método, o gás é sangrado pelo estrangulador de fluxo, enquanto um fluido adensado é injetado pela linha de matar, da seguinte maneira:

Injetar pela linha de matar um volume de lama nova ( $V_{LI}$ ), até que a pressão aumente de 100psi. Anotar este valor e calcular a pressão hidrostática que corresponde ao volume de lama injetada (PFI), pela equação: ( $\rho_{ln}$  = peso específico da lama nova)

$$PFI = 0,1706 \cdot \rho_{ln} \left( \frac{V_{LI}}{C_{rev}} \right)$$

1) Permitir a segregação da lama injetada.

2) Drenar o gás pelo conjunto de válvulas de estrangulamento até que a pressão no revestimento caia de 100 psi + PFI incremento de pressão no fundo do poço.

3) Repetir o processo a partir do item 1 até que todo gás tenha sido removido do poço.

- Margem de segurança para injeção da lama nova

A margem de segurança antes da injeção é:

$$Ms = P_{frat} - P_{sap}$$

Durante a injeção haverá uma redução na  $Ms$  devido a dois fatores ; o primeiro é devido à compressibilidade do gás  $DP_c$  e o outro corresponde a hidrostática da lama nova injetada no poço  $DP_h$ , logo durante a injeção de um volume  $V$  de lama pesada que corresponde

a uma hidrostática DPh no poço ,haverá um incremento de pressão no choke de DPc. A margem de segurança durante a injeção será:

$$Ms = P_{\text{frat}} - P_{\text{sap}} - DPh - DPc$$

- **Análise gráfica do processo top-kill**

Uma outra maneira de utilizar o “top. kill” é através do gráfico onde plotamos 2 retas, a superior relacionada com a Fratura da formação mais fraca e a inferior relacionada com o influxo de gás. Durante o processo não devemos permitir que qualquer ponto caia fora da área delimitada pôr essas retas, posto que se ficar abaixo da inferior teremos novo kick e se ultrapassar a superior poderemos fraturar a formação.

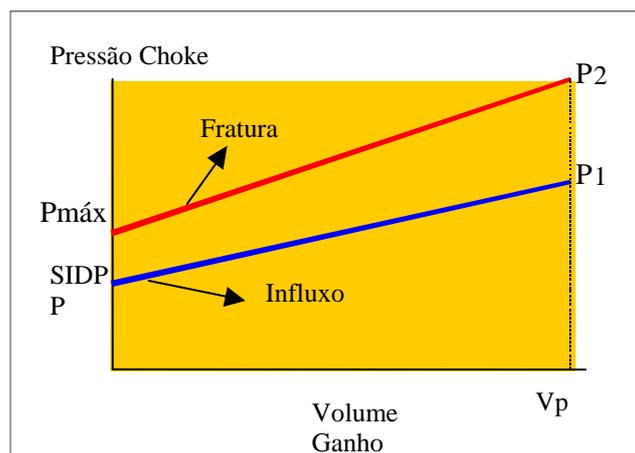


Gráfico 7: Análise Gráfica do processo top kill

O gráfico para a situação onde só tem gás no poço ou utilização da lama original representa a pressão na cabeça em função do volume de lama ganho pelo poço.

Os pontos mostrados na figura acima representam:

- 1) P1 - A pressão estática da formação que contém o gás menos a hidrostática do gás no poço.
- 2) P2 - A pressão de fratura da formação mais fraca menos a hidrostática do gás acima desta formação.
- 3) Vp - Volume de lama no poço

### 15.3.2 MÉTODO VOLUMÉTRICO DINÂMICO

O método volumétrico dinâmico é recomendado para remoção de um kick de um poço perfurado por plataforma semi submersível ou navio quando não é possível a circulação através da coluna de perfuração (jatos entupidos, furo na coluna, etc.). Também se pode utilizá-lo

quando a coluna está fora do fundo. Neste caso utiliza-se este método até o gás chegar à broca e em seguida o método do sondador.

- **Princípio do método**

O método volumétrico dinâmico conserva o mesmo padrão dos outros métodos de controle que é o de manutenção da pressão no fundo (BHP). O método consiste em se circular o fluido de perfuração original pela linha de kill, e o retorno pela linha do choke enquanto o gás migra e se expande.

Durante esta circulação, o aumento do volume no tanque, causado pela expansão do gás, e a diminuição deste volume quando o gás estiver sendo expulso devem ser monitorados assim como a pressão de bombeio e a pressão no choke. Como o método depende do controle do volume no tanque de sucção e retorno, é necessário que se tenha condição de medir corretamente este volume.

### 15.3.2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

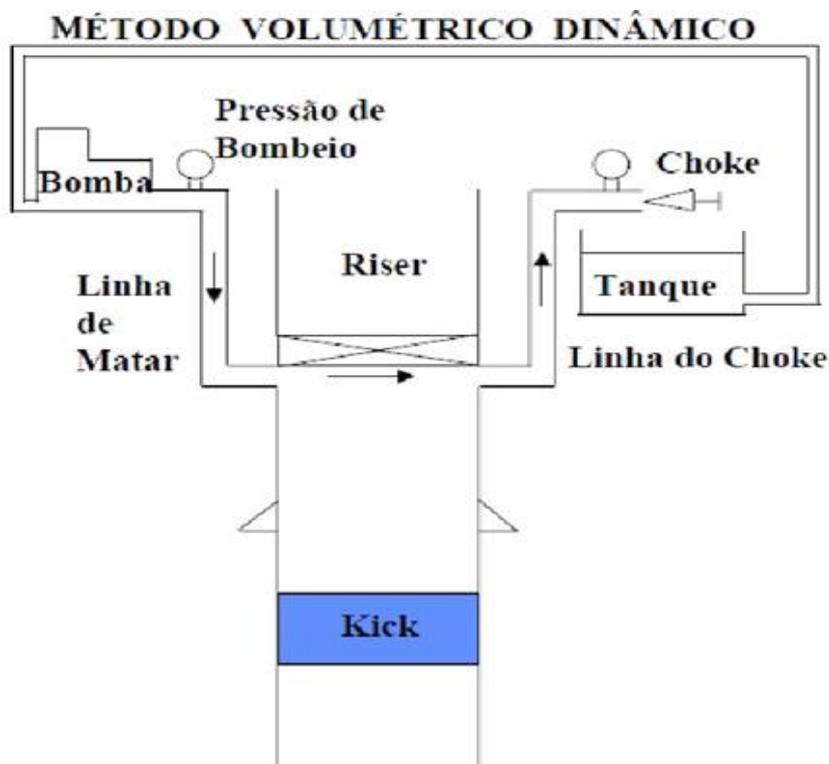


Figura 73: Esquema de um poço para o Método Volumétrico Dinâmico

1)  $PRC_{kc}$  – Pressão reduzida de circulação, injetando pela linha de matar (kill line) e retornando pela linha do choke. (As perdas de cargas das duas linhas são iguais).

$\Delta P_{(c,l)}$  - perdas de carga na linha da choke line.

$\Delta P_{(k,l)}$  - perdas de carga na linha de kill line.

$$PRC_{kc} = 2 \cdot \Delta P_{(c,l)}$$

PIK – Pressão inicial de circulação pela Kill.

Além das duas perdas de cargas, para iniciar a circulação a bomba terá que vencer a contra pressão SICP. Logo a PIK será acrescida deste valor.

$$PIK = SICP + (2 \cdot \Delta P_{(c,l)})$$

Neste caso a perda de carga da linha do choke estará atuando na sapata.

$$P_{sap} = P_{BOP} + PH_{BOP-sap}, \text{ onde:}$$

$P_{BOP}$  = é a pressão atuando no BOP;

$PH_{BOP-sap}$  = é a pressão hidrostática do BOP a sapata;

$$P_{BOP} = P_{CH} + PH_{(c,l)} + \Delta P_{(c,l)};$$

$$P_{sap} = P_{CH} + PH_{(c,l)} + \Delta P_{(c,l)} + PH_{BOP-sap}.$$

$$P_{CH} = SICP$$

$$P_{sap} = SICP + PH_{(c,l)} + \Delta P_{(c,l)} + PH_{BOP-sap}$$

Pode-se evitar que as perdas de carga da linha do choke atue na sapata, retirando-se este valor da pressão do choke, quando a pressão no choke é maior que esta perda. Retirando-se esta perda da linha do choke, da SICP fica:

$$P_{ICH} = SICP - \Delta P_{(c,l)}$$

$P_{ICH}$  = é a pressão inicial no choke.

A pressão na sapata será:

$$P_{sap} = SICP + PH_{(c,l)} + PH_{BOP-sap}$$

Como exposto acima a PIK será:

$$PIK = (SICP - \Delta P_{(c,l)}) + (2 \Delta P_{(c,l)})$$

$$PIK = SICP + \Delta P_{(c,l)}$$

Circulando com este valor da PIK, a pressão no fundo será:

$$BHP = P_{form}$$

$P_{form}$  = Pressão da formação.

Neste caso a margem de segurança é zero. Devemos trabalhar com uma margem no fundo para que havendo qualquer descuido durante a aplicação não se corra o risco de haver uma nova invasão.

Após a estabilização da pressão (SICP), aguardar a pressão subir o valor da margem de segurança que poderá ser de 50 psi ou 100 psi. Isto ocorrerá pela migração do gás. A pressão na superfície será SICP + MS tanto no manômetro da linha do choke como no manômetro da linha de matar. Neste caso a PIK será acrescida da MS.

$$PIK = SICP + \Delta P_{(c,l)} + MS$$

Logo a PICH será:

$$PICH = SICP - \Delta P_{(c,l)} + MS$$

A BHP será como no item anterior acrescida do valor (MS).

$$BHP = P_{form} + MS$$

O que se ganha no choke e na pressão de bombeio é o que se perde de hidrostática, devido a expansão do gás. Esta fase inicial do método é similar ao do método volumétrico estático.

Inicia-se a circulação mantendo-se a pressão no choke no valor já mencionado, enquanto se ajusta a bomba para a PIK. Existem duas maneiras de se adquirir a M.S:

- 1) Esperando-se a migração do gás, como já visto.
- 2) Aumentando a pressão no choke, controlando a abertura do choke, neste caso estaremos comprimindo a bolha. Assim o volume ganho inicialmente VG será diminuído em um DV necessário para o acréscimo da pressão. Tem-se assim um novo volume ganho que será:

$$Vg_2 = Vg - DV \text{ (enquanto se ajusta a bomba)}$$

Obs.: O procedimento mais prático é aguardar o crescimento das pressões pela migração do gás, como observado na próxima figura.

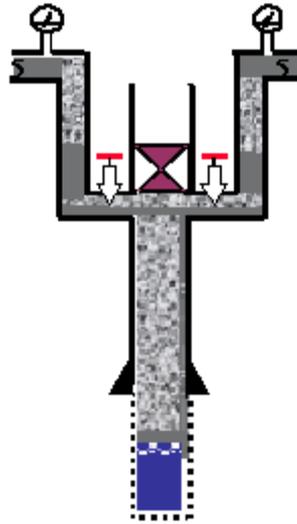


Figura 74: Poço com gás migrando

Na estabilização:  $BHP = P_{form}$

Após atingir a MS:  $BHP = P_{form} + MS$ .

- **Circulando enquanto a bolha sobe**

Pressão no BOP:

$$P_{BOP} = P_B - \Delta P_{(c,l)} + MS$$

$P_B$  = Pressão de bombeio. Ela será sempre crescente. A pressão de bombeio cresce na mesma proporção que se perde hidrostática entre o BOP X fundo.

- **Topo do gás no BOP**

Com a entrada de gás na linha do choke ganha-se hidrostática do BOP X fundo do poço. Ocorre então a diminuição de hidrostática na linha do choke. A pressão de bombeio sobe bastante até o gás chegar no BOP, quando tem-se a maior perda de hidrostática do fundo X BOP, passa agora a diminuir. Em face da queda de hidrostática na linha do choke e do ganho de hidrostática do BOP ao fundo. Depois que a mistura de gás chega na superfície a hidrostática da linha do choke permanecerá constante, visto que a mistura de gás e fluido de perfuração nesta linha continuará constante, somente alterando a partir do instante que a base do gás chegar no BOP. A pressão de bombeio passa a cair numa taxa constante.

$$BHP = P_{form} + MS$$

A pressão de bombeio cai numa taxa constante igual ao ganho de hidrostática do BOP ao fundo à medida que o gás é expulso pela linha do choke como parte de uma mistura. Depois que a base do gás chega no BOP a pressão de bombeio tem o seguinte comportamento:

a) Pressão no BOP:

$$P_{BOP} = P_B - \Delta P_{(k,l)} + PH_{(k,l)}$$

$$\Delta P_K = \Delta P_{(c,l)}$$

b) Pressão no fundo

$$BHP = P_B - \Delta P_{(c,l)} + PH_{(k,l)} + PH_{BF}$$

$PH_{(k,l)}$  = Pressão hidrostática da linha do kill.

$PH_{BF}$  = Pressão hidrostática do BOP ao fundo, sem gás.

$$P_B - \Delta P_{(c,l)} + PH_{(k,l)} + PH_{BF} = P_{form} + MS$$

$(PH_{(k,l)} + PH_{BF})$  = Pressão hidrostática similar ao do interior da coluna. Somente fluido de perfuração sem gás. Hidrostática da superfície ao fundo.

Tem-se:

$$P_{form} = SICP + PH_{(k,l)} + PH_{BF1}, \text{ onde}$$

$P_{HBFI}$  = Pressão hidrostática do BOP ao fundo na estabilização, tendo gás poço.

A diferença entre estas hidrostáticas será igual à diferença entre as respectivas pressões na superfície. Quando não temos a presença de gás suponhamos uma SIDPP. Quando temos a presença de gás temos a SICP.

$$P_B = SIDPP + \Delta P_{(c,l)} + MS$$

Logo que a base do gás chega no BOP a pressão de bombeio é constante e igual ao valor acima.

- **Considerações sobre SIDPP**

Quando a base do gás chega no BOP quando a hidrostática do fundo ao manômetro da linha do kill é constante e somente tem fluido de perfuração, ainda falta deslocar a mistura de gás e fluido que ainda ocupa a linha do choke. À medida que vai ganhando hidrostática na linha do choke a tendência da pressão de bombeio seria crescer. Isto se verificaria mais acentuadamente quanto maior for a lâmina d'água. Não nos desapercebamos que a pressão hidrostática da linha do kill tem uma tendência de aliviar a bomba, mas o retorno que neste caso é pela linha do choke tem a tendência de dificultar para a bomba.

Entretanto, considerando-se a pressão de bombeio constante a partir do instante que a base do gás chega no BOP, temos que, com esta pressão de bombeio, a possibilidade de encontrar o valor de SIDPP.

$$\text{SIDPP} = P_B - \Delta P_{(c,l)} - MS, \text{ Então:}$$

- 1 - Se a  $\text{SIDPP} = 0$  – O fluido de perfuração que se utiliza tem peso exato de matar.
- 2 - Se  $\text{SIDPP} < 0$  – O fluido utilizado é mais pesado que o equivalente da formação. O problema ocorreu numa manobra.
- 3 - Se  $\text{SIDPP} > 0$  – O fluido que se utiliza é insuficiente para matar o poço. Isto poderia ocorrer se durante a perfuração o excesso de hidrostática sobre a pressão da formação fosse apenas a  $DP_{an}$ .

Vejamos como se comportam graficamente estas pressões. Os pontos abaixo correspondem às pressões nos manômetros da linha de matar e choke respectivamente. Estes são os pontos iniciais para a montagem dos gráficos.

$$\text{PIK} = \text{SICP} + \Delta P_{(c,l)} + MS$$

$$\text{PICH} = \text{SICP} - \Delta P_{(c,l)} + MS$$

DV = Correspondente ao volume de gás existente na linha do choke, como parte da mistura.

Considera-se:

Cap. revestimento = Cap. do poço.

Logo usaremos o  $\Phi$  poço =  $\Phi$  revestimento.

#### 15.4 PROCEDIMENTO PARA BULLHEADING

Esse método consiste em bombear fluido num poço fechado com o objetivo de devolver o kick para a formação, porém se o bullhead for aplicado para kicks de gás precisaremos aplicar uma vazão de injeção maior do que a taxa de migração do gás para que possamos obter sucesso no recalque. Em perfuração o bullhead teria a sua aplicação mais associada à um kick de água ou óleo sem possibilidade de injetar fluido pela coluna e circular esse kick para a superfície. Quando um influxo é detectado e o poço é fechado, os seguintes parâmetros críticos devem ser avaliados:

- a) Estimar a pressão máxima de superfície;
- b) Estimar o volume de gás na superfície;
- c) Verificar a possibilidade de formação de hidratos;
- d) Avaliar a Capacidade do Separador de Lama Gás;
- e) Observar a probabilidade de demolir a formação durante a circulação de um kick para a superfície.

**Observação:** A decisão deve ser tomada o mais rápido possível para evitar o empacotamento do anular devido à decantação de baritina ou cascalhos resultantes da perfuração.

Decida a taxa e o volume a ser recalado (bullhead). O volume estará baseado no volume de influxo e como o influxo foi adquirido. Para o kick ocorrido durante a perfuração, o volume circulado durante o ganho do kick deve ser somado ao ganho medido na superfície mais um fator de segurança para incerteza de migração.

Para um kick ocorrido durante as manobras (swabbed), o volume deve ser igual ao do influxo. Faça um volume de lama suficientemente seguro para completar a operação de bullheading.

Ajuste e teste os equipamentos de superfície. Mantenha uma pressão estimada na superfície necessária para não fraturar a formação, baseada na resistência da formação da zona de kick. Se o influxo acontecer durante a perfuração, não comece o bullheading antes da pressão de fechamento do drill pipe estar estabilizada. A máxima pressão de bullheading permitida deve ser determinada e decidida antes das operações de bullheading começar.

**Observação:** O peso de lama pode estar igual ao da lama atual em uso quando o kick ou influxo ocorreu.

Inicie o bullheading a uma baixa taxa e estabeleça uma taxa de injeção. (volume X Pressão). Monitore a pressão de injeção e confira se esta é menor que a máxima pressão a ser usada. Se esta pressão é menor que a MAASP estimada há uma boa chance de que o influxo esteja sendo bombeado de volta para o local de onde veio. Tente manter uma taxa constante e plote a pressão de injeção x volume. Tenha a informação do Leak-off test disponível, assim esta informação poderá ser comparada.

**Observação:** Atualize o gráfico do leak-off test toda vez que ocorrer mudança do peso da lama. Pegue o valor da pressão reduzida de circulação PRC através da choke e kill, com a unidade de cimentação após o assentamento do primeiro revestimento e todos os revestimentos seguintes.

Bullheading deve ser interrompido se a injeção não for obtida dentro da máxima pressão de injeção permissível. Recomece com uma baixa taxa de bombeio. Se a pressão de injeção na superfície exceder a pressão predeterminada, reavalie a situação onde novas atitudes devem ser tomadas.

Quando o volume inicial pré-determinado é devolvido, feche o poço e observe as pressões no anular e no drill pipe. Se a pressão fechamento do anular cair, prossiga com a operação de bullheading até que a pressão do anular e do drill pipe sejam iguais.

### 15.4.1 COMO A MIGRAÇÃO DO GÁS AFETA A TAXA DE BULLHEAD

Em geral o bullheading só pode ser realizado tendo em conta as circunstâncias particulares do local da plataforma. Por exemplo, pode haver situações em que é considerado necessário aplicar um bullhead devido a um influxo contendo H<sub>2</sub>S ou devido a coluna de perfuração não estar no poço e o influxo for pesado (óleo e água). No decorrer do procedimento de bullhead terá que ser superada a taxa de migração do gás, para conseguir este feito teremos que ter uma vazão de bombeio que supere a velocidade de migração do gás. Durante uma operação de workover um procedimento para bullheading foi elaborado com as seguintes considerações:

1. Calcule as pressões máximas permissíveis de superfície que irão causar a fratura da formação durante o bullheading;
2. Calcule também as pressões suportada pela tubulação bem como a suportada pelo revestimento (para cobrir a possibilidade de ruptura tubulação durante a operação).
3. Calcule a pressão de cabeça na tubulação em estática durante o bullheading
4. Bombear lentamente fluido de matar para baixo na coluna. Monitorar a bomba e pressão no revestimento durante a operação.

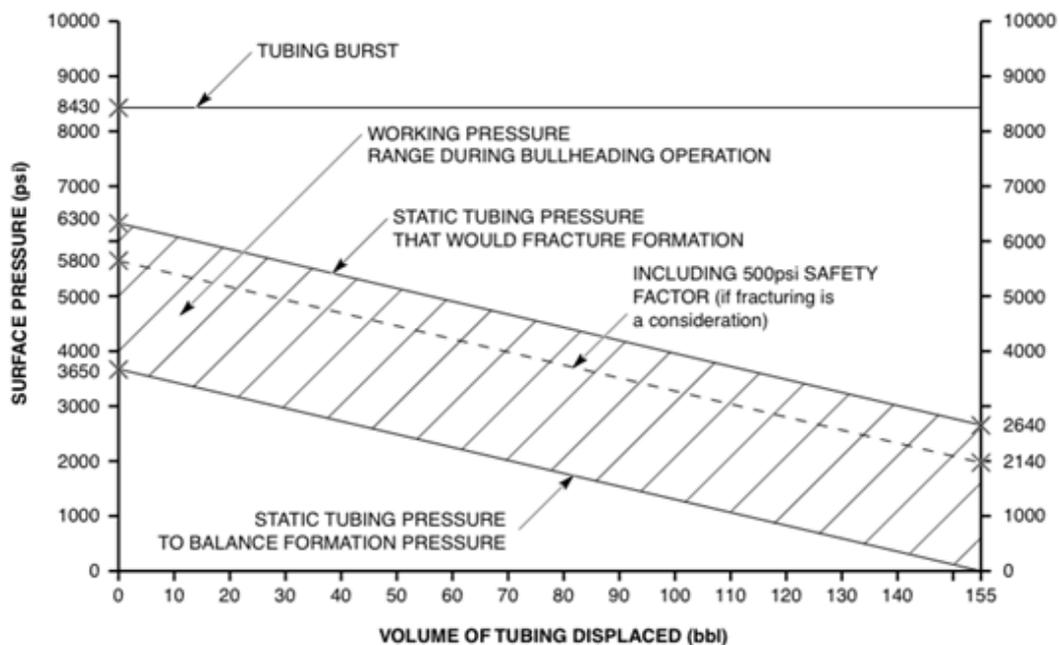


Gráfico 7: Bullhead

Como a técnica de bullheading depende das condições de pressões suportadas tanto na coluna quanto na formação, ao tomar um influxo de gás e o mesmo migrar, o range de trabalho diminui, pois, a pressão máxima de fratura lida no manômetro da coluna diminui pelo fato de que ao migrar a bolha aumenta a pressão do fundo e conseqüentemente a pressão no anular.

#### 15.4.2 PROCEDIMENTO SE A OPERAÇÃO DE BULLHEADING FRACASSAR

Se a operação inicial de bullheading fracassar (injeção para dentro da formação acima do influxo) volte a coluna para o fundo e proceda o bullheading abaixo da coluna e anular para minimizar o volume do influxo grande o bastante para ser circulado para a superfície). Feche o poço e sangre qualquer pressão trapeada. Circule o influxo com um limite de SPM suficiente para manter o retorno e o fluxo ascendente do gás para a superfície.

**Observação:** Neste caso a formação será fraturada.

#### 15.4.3 ALTERNATIVA PARA BULLHEADING DURANTE AS MANOBRAS

Se um kick acontece durante as manobras considere a possibilidade dos seguintes procedimentos como uma alternativa para o bullhead. Se o tamanho ou o volume do kick for pequeno, feche o poço e considere a circulação para uma pequena quantidade de lama pesada com densidade e volume suficiente para criar pelo menos 50 psi de over balance.

#### 15.4.4 CONTROLE DE POÇO SUBMARINO COM HIDRATOS

Em lâminas d'água profundas, dado a existência de baixas temperaturas e à condições de pressões locais, existe a possibilidade de se ter formação de hidratos precipitados próximo à cabeça do poço submarino. Estes precipitados são uma mistura sólida de gás natural e água com aparência de gelo sujo. A precipitação de hidratos traz consigo problemas tais como:

- a) Prisão da coluna devido à formação de hidratos no riser, em frente ao BOP ou no revestimento;
- b) Obstrução do espaço anular abaixo do BOP;
- c) Entupimento das linhas do choke e kill;
- d) Dificuldade de abertura e fechamento das gavetas do BOP.

Além dos problemas listados, é importante ressaltar que durante a tomada de providências para a dissolução dos hidratos, geralmente uma grande quantidade de gases é liberada gerando normalmente com isto uma alta pressão (1 pé<sup>3</sup> de hidrato gera 170 pé<sup>3</sup> de gás nas CNTP).

Normalmente para minimizar a formação de hidratos em águas profundas utilizam-se sistemas de fluidos de perfuração à base de polímeros com alta salinidade. Cuidados, entretanto deverão ser tomados se houver a necessidade do poço permanecer fechado por um longo período. Recomenda-se que seja deslocado um tampão de glicol ou glicerol para a região próxima à cabeça do poço. Para que isto possa ser feito, a sonda deverá possuir estoque de um desses dois inibidores químicos. Já nos fluidos a base de óleo sintético, este problema

normalmente não ocorre, isto porque, a salinidade da fase aquosa emulsificada geralmente fornece a inibição necessária à formação de hidratos.

## **15.5 PROCEDIMENTO AO LIGAR E DESLIGAR A BOMBA**

### **15.5.1 PROCEDIMENTOS DE LIGAR E DESLIGAR E O PAPEL DO SUPERVISOR**

Durante os procedimentos de controle e principalmente no início da circulação e parada das bombas, é muito importante a boa comunicação entre o operador do choke hidráulico, encarregado, e o operador da bomba, sondador. Para que o poço possa ser circulado com segurança é importante que a pressão no fundo mantenha-se um pouco acima da pressão da formação, assim evita-se um kick ou uma fratura, portanto na entrada da bomba pressuriza-se um pouco o poço antes de abrir o choke hidráulico, mantendo a pressão do revestimento constante (manômetro de kill line) com um acréscimo por segurança. O mesmo acontece na parada do bombeio, deve-se diminuir a velocidade da bomba e ir restringindo o choke hidráulico mantendo o manômetro do revestimento constante com um acréscimo por segurança (manômetro de kill line).

### **15.5.2 AÇÕES A SEREM TOMADAS SE A PRC NÃO FOR CONHECIDA**

### **15.5.3 DETERMINANDO A PRESSÃO INICIAL DE CIRCULAÇÃO**

Se a pressão reduzida de circulação não foi retirada, temos como determinar a PIC ao iniciarmos o método de controle do Sondador. Ao iniciarmos o bombeio mantendo a pressão do revestimento na kill line constante, assim que atingirmos a velocidade controlada a pressão mostrada no stand pipe será o valor exato de PIC.

O procedimento consiste em:

- 1- Observar a pressão do revestimento, kill line;
- 2- Ajustar a bomba para a velocidade de controle desejada, ajustando o choke hidráulico para manter a pressão do revestimento kill line constante;
- 3- Assim que o sondador ajustar a bomba na velocidade desejada, ele irá ver no manômetro do stand pipe a nova PIC.

### **15.5.4 PORQUE LIGANDO A BOMBA A PRESSÃO PODE NÃO SER IGUAL A PIC E PORQUE DESLIGANDO A BOMBA A PRESSÃO PODE NÃO SER IGUAL A ESPERADA**

Durante a circulação do fluido pelo sistema o manômetro do stand pipe irá registrar uma pressão de circulação, esta existe pois é imposta resistência a passagem do fluido no sistema, seja pelo longo trajeto a ser percorrido, variações de diâmetros, propriedades do fluido

ou a própria velocidade de escoamento.

Quando inicia-se a circulação para o controle do poço, ou seja durante o ajuste da bomba, a pressão de circulação irá aumentar ao longo do aumento da velocidade de bombeio, tornando inviável o acompanhamento desta variação de pressão no intuito de igualar a pressão no fundo do poço (BHP) com a pressão da formação. Se a pressão de bombeio não atingir PIC depois da velocidade ajustada dois fatos podem ter ocorrido, quebra da força gel do fluido ou perda de rendimento da bomba. Para o primeiro caso espera-se um determinado tempo para que a pressão estabilize, para o segundo pode-se fechar o poço e voltar a circulação com a segunda bomba.

O mesmo princípio vale para a parada da circulação. As vezes o poço pode ser fechado com ele pressurizado devido ao fator de segurança determinado pelo range operacional ou gás trapeado, esses fatores fazem com o que as pressões de fechamento sejam diferentes das esperadas (calculadas).

#### **15.5.4.1 TEMPO DE ATRASO (TEMPO DE RESPOSTA)**

A reação do manometro do stand pipe durante o ajuste do choke hidraulico torna-se lenta devido ao diametro dos jatos da broca, a perda de carga localizada nos jatos atrasam sua leitura pela coluna.

#### **15.5.5 COMO A PERDA DE CARGA DA LINHA DA CHOKE MAIOR QUE SICP AFETA O INÍCIO DO BOMBEIO**

Se a perda de carga da linha da choke for maior que SICP haverá um aumento em BHP durante o início do bombeio, pois não há como compensar a pressão de fundo. Com as linhas totalmente abertas na superfície (choke hidráulico 100% aberto) a perda de carga voltada para o fundo será mais do que o necessário para manter BHP constante.

Ex.: Para uma SICP = 200 psi e uma fricção da choke = 220 psi, ao iniciar o bombeio a pressão no fundo será igual a 220 psi +  $\Delta P$  anular, mesmo tentando manter SICP de kill constante não conseguiremos, o manômetro irá marcar 20 psi a mais mesmo com o choke totalmente aberto.

#### **15.5.6 VERIFICANDO SE O POÇO ESTÁ MORTO DEPOIS DO PROCEDIMENTO DE MATAR**

Uma vez que a lama de matar chegar à superfície através da circulação pela linha de choque, o poço está morto. Uma forma de comprovar se realmente o poço está morto é se ainda há pressão no manômetro da coluna e na linha da choque após desligar a bomba e fechar o choque hidráulico. Após verificado que os dois estão com 0 PSI, pode-se iniciar os procedimentos de troca de fluido do riser e linha de kill, basta fechar uma gaveta abaixo das

linha laterais para isolar o poço e circular a lama de matar realizando as devidas manobras para esta circulação.

## 15.6 CONSIDERAÇÕES DURANTE O CONTROLE

### 15.6.1 MONITORAMENTO DOS TANQUES DURANTE OPERAÇÕES DE CONTROLE

#### Preparando para iniciar a circulação

1. Alinhar: bomba de lama – manifold das bombas – standpipe manifold – choke manifold – separador atmosférico – gumbo box – difusor – peneiras – sandtrap 2 (sucção do desgaseificador) – sandtrap 3 (descarga do desgaseificador) – tanque ativo – abrir o choke totalmente.
2. Ligar a bomba de lama e circular a vazões reduzidas para encher volumes mortos e registrar os respectivos níveis dinâmicos estabilizados no tanque ativo e as perdas de carga na superfície.
3. De posse das capacidades hidrostáticas do poço aberto, revestimento e choke line, traçar o gráfico de pressão vs variação de volume no tanque ativo, acrescentar 100 psi de margem de segurança e definir uma margem operacional de 50 psi. A capacidade hidrostática da seção onde se encontra a bolha define o coeficiente angular da reta.

#### Iniciando a circulação do kick

1. Alinhar: bomba de lama – manifold das bombas – standpipe manifold – choke manifold – separador atmosférico – kill line – BOP – choke line – choke manifold – separador atmosférico – gumbo box – difusor – peneiras – sandtrap 2 (sucção do desgaseificador) – sandtrap 3 (descarga do desgaseificador) – tanque ativo.
2. Ligar a bomba de lama e ajustar para a vazão reduzida de circulação definida em passos de 5 spm, compensando no choke a parcela correspondente à perda de carga na choke line até que seja atingida a pressão reduzida de circulação.

Durante a circulação do kick, enquanto o gás está sendo circulado para fora do poço o nível do tanque irá aumentar devido ao processo de expansão do gás, e irá reduzir uma vez que o gás tenha sido (já foi) circulado para fora do poço, pois o fluido terá que ocupar o espaço que o gás ocupava no poço.

Durante a circulação do kick, o retorno da lama deverá ser direcionado para o separador atmosférico e em seguida para as peneiras após a passagem pelo choke. Em todo o processo de remoção do influxo, o desgaseificador a vácuo deverá estar operando. A depender do tipo de

influxo, durante a sua produção na superfície, observar os seguintes direcionamentos de fluxo após a passagem pelo fluxo após a passagem pelo choke:

- Óleo/água: desviar o fluxo para o separador atmosférico e, em seguida, para as peneiras;
- Água sulfurosa: desviar o fluxo para o queimador para descarte no mar;
- Gás: Desviar o fluxo para o separador atmosférico. Se a vazão do gás for excessiva, a ponto de estar expulsando o selo hidráulico, deve-se desligar a bomba, fechar o poço e reiniciar a circulação com uma vazão menor;
- Gás sulfídrico: desviar o fluxo para o queimador. Se houver previsão de gás sulfídrico na área, deve ser previsto material sequestrador para o fluido de perfuração e, a depender da confiabilidade do sistema de equipamentos, pode-se optar pelo bulheading e abandono do poço, em vez de circular o kick.

Após circulação do kick e amortecimento do poço em águas profundas, deverá ser implementado o procedimento para remoção do gás trapeado abaixo do BOP e troca da lama do riser e linhas laterais.

### **15.6.2 CONDUZINDO GÁS TRAPEADO NO BOP STACK**

Após circular com sucesso um kick, gás poderá ficar trapeado no BOP stack, sendo, portanto, necessário removê-lo antes de continuar com as operações normais. Em alguns casos, este volume pode ser bastante significativo e poderá tornar o combate ao mesmo em um desastre. Se o BOP stack simplesmente foi aberto e foi permitido que a bolha migrasse até a superfície, esta expandiria e deslocaria lama em direção à superfície. Isto reduziria a pressão hidrostática no poço e permitiria um segundo influxo para dentro do mesmo. Claramente este não é um procedimento recomendado. O tamanho da bolha até a superfície é dependente de dois fatores:

- a) A pressão da bolha no BOP stack;
- b) O volume da bolha.

Há pouca coisa que se possa fazer para minimizar a pressão da bolha durante a circulação. Mas o volume da bolha pode ser minimizado se o comprimento entre o BOP usado e a saída do choke é a menor possível. Esta é uma das principais razões para que a linha de choke seja considerada a saída mais próxima à gaveta fechada.

### 15.6.3 REMOÇÃO DO GÁS TRAPEADO NO BOP

Para deslocar um kick de gás completamente do poço, a quantidade de circulações que são necessárias depende do método de controle que foi escolhido. Durante este tempo de circulação algum gás pode ter ficado trapeado debaixo das gavetas fechadas do BOP stack como mostrado na figura abaixo. Isto pode causar sérios problemas se o gás não for removido de uma maneira controlada. Se as gavetas fossem abertas sem remover o gás trapeado, o gás seria lançado para dentro do riser. Como o gás migra, este se expandiria rapidamente e causaria um possível esvaziamento (descarregamento) de lama do riser para fora do poço.

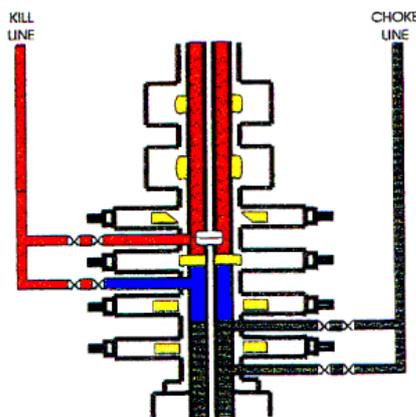


Figura 75: Gás trapeado no BOP Stack

O método mais completo de remoção de gás é fechar uma gaveta mais abaixo no BOP deixando o poço isolado, e assim podendo circular esse gás trapeado através das linhas de kill e choke.

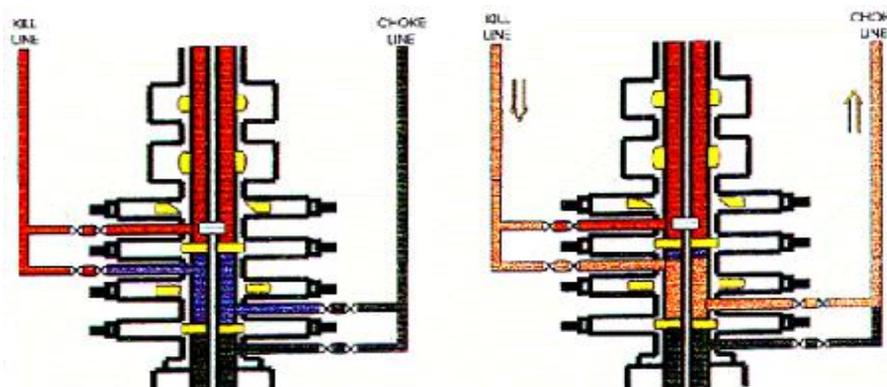


Figura 76: Removendo o gás trapeado no BOP

## 16 CONTROLE DE POÇO EM SITUAÇÕES ESPECIAIS

Complicações durante as operações de controle de poço poderão requerer procedimentos específicos e não convencionais de controle. Este capítulo apresenta as

complicações mais comuns, como elas podem ser identificadas e as soluções mais frequentemente adotadas para resolvê-las.

Se o problema ocorre durante a circulação do kick, as ações normalmente tomadas são as seguintes: parar a bomba, fechar o choke para manter o poço fechado, avaliar o problema e implementar a solução. Os problemas mais comuns que ocorrem durante a circulação do kick se manifestam através de alterações das pressões de bombeio e do choke e em alterações na vazão de retorno. Os problemas que ocorrem normalmente com o equipamento de controle de poço na superfície são os seguintes:

### **16.1 PROBLEMAS NO CHOKE OU NO CHOKE MANIFOLD**

Cascalhos ou pedaços de material gerado pelo corte de colar de cimentação, trazidos pelo fluido de perfuração podem entupir o choke causando um aumento brusco nas pressões lidas nos manômetros do choke e do bengala (exatamente nessa ordem). A bomba de lama deverá ser desligada, uma válvula a montante do choke fechada e o choke manipulado numa tentativa de o desentupir. Caso este procedimento não solucione o problema, o fluxo deverá ser direcionado para um outro choke.

O choke também pode sofrer um processo de desgaste devido à natureza abrasiva dos sólidos e do gás trazidos pelo fluido de perfuração. Neste caso, as pressões nos manômetros do choke e do bengala cairão e não responderão a ajustes feitos no orifício de passagem do choke. A bomba deverá ser desligada e uma válvula do choke manifold a montante do choke deverá ser fechada para interromper completamente o fluxo vindo do espaço anular. O fluxo deverá então ser direcionado para outro choke. Algumas vezes o vazamento ocorre no choke manifold.

Caso o fluxo não possa ser direcionado para outro ramo do manifold, o poço deverá ser mantido fechado, porém com a pressão monitorada a aumentos devido a migração do gás, enquanto esse equipamento é reparado. Em algumas situações, todo o conjunto do choke manifold poderá ser substituído. Vale ressaltar que todo choke manifold deve ter redundância de chokes e no caso de BOP submarino deve haver pelo menos um choke de acionamento remoto e um de acionamento manual para cada linha (choke line e kill line).

### **16.2 PROBLEMAS COM A BOMBA DE LAMA**

Defeitos na bomba são evidenciados por vibrações na mangueira de lama, comportamento errático da pressão de bombeio, batidas hidráulicas na bomba ou redução gradual da pressão de bombeio. A bomba deve ser parada e o choke fechado para o alinhamento da bomba reserva. A bomba defeituosa deverá ser reparada de imediato.

Se as características das bombas forem diferentes, sugere-se no momento da colocação da bomba reserva em funcionamento, manter a pressão no choke constante (no caso de unidades flutuantes deixar esta pressão cair do valor equivalente às perdas de carga por fricção na linha do choke ou manter a pressão da kill line constante) e levar a bomba para a velocidade reduzida de circulação. Após esta operação, a pressão registrada no manômetro do bengala será a nova PIC.

Alternativamente, pode-se levar a bomba para uma velocidade que produza uma pressão de bombeio igual à PIC que vinha sendo utilizada antes da falha da bomba principal. Caso os deslocamentos volumétricos das duas bombas sejam diferentes, haverá a necessidade da correção do número de strokes para circular o espaço anular e o interior da coluna de perfuração. Caso ambas as bombas apresentem problemas e o poço não possa ser circulado, utilizar o método volumétrico enquanto as bombas são reparadas.

### **16.3 VAZAMENTOS NO BOP**

Os vazamentos podem ocorrer nos flanges do conjunto de preventores, nos selos das portas dos bonnets, nos engaxetamentos das hastes das gavetas, nos selos das gavetas ou na borracha do BOP anular. Esses vazamentos são mais difíceis de serem corrigidos em BOP submarino. Fluxo no interior do riser após o fechamento do poço pode ser provocado por vazamento pelo BOP anular superior. Neste caso o anular inferior deverá ser fechado.

Se o vazamento é observado numa conexão do conjunto de preventores, uma gaveta posicionada abaixo do vazamento poderá ser utilizada. Em alguns casos, o fechamento do BOP não é efetuado devido a vazamento do fluido utilizado pelo sistema de acionamento e controle dos preventores. Assim, o local do vazamento deverá ser identificado e a função correspondente isolada do sistema para reparo posterior.

Em BOP submarino, o riser deve ser alinhado para o trip tank sempre que o BOP for fechado com objetivo de monitorar a ocorrência desses tipos de falhas. Em preventores de superfície, os vazamentos são mais fáceis de serem identificados e corrigidos. Vazamentos entre os flanges poderão ser reduzidos ou mesmo corrigidos através do aperto dos parafusos de fixação. Vazamentos através dos engaxetamentos das hastes das gavetas do BOP tipo gaveta, poderão ser corrigidos utilizando vedação secundária.

### **16.4 PROBLEMAS NO SEPARADOR ATMOSFÉRICO**

Um dos problemas que pode ocorrer durante a circulação de um kick é a vazão de gás proveniente do poço, ser maior que a capacidade de processamento do separador. Nesta situação, a pressão no interior do separador aumentará em função das perdas de cargas na linha

de ventilação no caso de sondas de perfuração marítimas ou na linha do queimador em caso de sondas de perfuração terrestre e o selo hidráulico existente na parte inferior do separador poderá ser expulso (ou seja, a pressão no interior do separador causará o deslocamento do fluido de perfuração do tubo em U fazendo com que o gás entre no sistema de circulação do fluido de perfuração).

Uma solução para o problema é a redução de vazão de circulação. Outra seria o direcionamento do fluxo para o queimador, porém com a conseqüente perda de fluido de perfuração. No caso de falha mecânica do separador (furo por exemplo) a solução seria também o direcionamento do fluxo para o queimador. Serão abordados agora os problemas que ocorrem no interior do poço. Os mais comuns são os seguintes:

### **16.5 PROBLEMAS NA BROCA**

Um problema que ocorre com frequência é o entupimento parcial dos jatos da broca principalmente se materiais contra perda de circulação são utilizados no fluido de perfuração. Ele é percebido por um brusco aumento da pressão de bombeio sem um aumento correspondente no manômetro do choke. Normalmente, continua-se com a circulação na nova pressão de bombeio (nova PIC) sem a necessidade de parar a bomba e fechar o choke. A equipe de perfuração, entretanto, deve reconhecer que o jato entupiu, pois se o choke for aberto para compensar o aumento de pressão corre-se o risco da produção de um influxo adicional. Deve-se também atentar para um possível desentupimento de jato que causará uma brusca redução da pressão de bombeio. Se o entupimento for total, a pressão de bombeio irá subir constantemente e não haverá retorno de fluido de perfuração no espaço anular. Constatada esta situação, a bomba deverá ser parada de imediato e o choke fechado.

Durante o período em que o poço está fechado, dever-se-á utilizar o método volumétrico enquanto providências serão tomadas para promover a descida de uma ferramenta pelo interior da coluna para perfurá-la no ponto mais profundo possível no sentido de restabelecer a circulação. Outro problema que pode ocorrer na broca durante a circulação de um kick é a queda de um de seus jatos. Isto é evidenciado por uma redução instantânea da pressão de bombeio.

Normalmente, continua-se circulando na nova pressão de bombeio (nova PIC) sem a necessidade de parar a bomba e fechar o poço. Nesta situação o operador não deverá restringir a abertura do choke para compensar a queda de pressão, pois se assim proceder, ele elevará a pressão no interior do poço desnecessariamente.

## 16.6 PROBLEMAS COM A COLUNA DE PERFURAÇÃO

Um furo na coluna de perfuração durante a circulação de um kick é caracterizado por uma redução na pressão de bombeio sem a correspondente queda de pressão no manômetro do choke. Isso demonstra que o furo na coluna é abaixo do BOP, caso a pressão da coluna e do choke caiam seguidos por um aumento de volume do trip tank é sinal de que o furo da coluna ocorreu acima do BOP.

Se a queda na pressão da coluna vem seguida da redução do peso da coluna, é muito provável que ela tenha se partido. Se for evidenciado o furo na coluna, cautela deverá ser exercida para evitar o seu alargamento e conseqüente quebra da coluna. Normalmente os procedimentos para controle do poço são os mesmos para as três seguintes situações:

- Coluna de perfuração furada;
- Coluna de perfuração quebrada;
- Broca numa profundidade intermediária no poço numa situação em que uma operação de stripping não pode ser efetuada.

É importante se determinar a posição do kick em relação ao furo, ao ponto de quebra ou a profundidade da broca. A posição do furo ou de quebra pode ser estimada com a circulação de um marcador. A posição onde a coluna quebrou também pode ser estimada pela redução do peso da coluna após a sua quebra.

Quando o gás estiver abaixo do furo, ponto de quebra ou broca, a pressão de fechamento na coluna (SIDPP) deverá ser próxima daquela lida no choke (SICP). Neste caso, o método volumétrico deverá ser utilizado até que o gás migre para cima do furo, ponto de quebra ou broca. Quando isto ocorrer, a pressão lida no choke com o poço fechado se tornará maior que a lida no manômetro na coluna. A partir deste momento o gás pode ser circulado para fora do poço utilizando o método do sondador. Um fluido pesado pode ser colocado no trecho do poço onde a circulação é possível para aumentar a segurança do poço durante as operações de pescaria ou retirada da coluna. A massa específica desse fluido pode ser estimada utilizando a seguinte equação:

$$\rho_{nm} = \rho_m + \frac{SIDPP}{0,1704 \cdot TVD}$$

$D_v$ : É a profundidade vertical do furo, da quebra ou da broca

Entretanto, o poço só é considerado amortecido quando a coluna de perfuração puder ser descida até o fundo e o poço ser circulado com um fluido de massa específica capaz de manter sob controle a formação geradora do influxo.

## 16.7 CONTROLE DE POÇO COM PERDA DE CIRCULAÇÃO PARCIAL

A perda de circulação num poço com influxo é visualizada pela queda do nível de lama nos tanques. Deste modo estando o poço com circulação, o medidor de nível do tanque indicará se o poço está com perda parcial. Técnicas diferentes para combate a perdas são empregadas. As técnicas aqui apresentadas devem ser aplicadas na seguinte ordem:

1 - Se for possível preparar um volume adequado de lama deve-se prosseguir com a operação. A pressão da zona de perda cairá quando a bolha de gás ultrapassá-la e isto poderá resolver o problema.

2 - Caso haja perda parcial de circulação considerar como pressão de fratura aquela pressão que induziu a perda menos a pressão hidrostática correspondente a uma lama de 0,3 lbf/gal.

3 - Parar a bomba e fechar o poço. Observar se o mesmo se estabiliza (para de perder) no intervalo de 30 minutos a 4 horas. Manter a SIDPP constante controlando a pressão no estrangulador. Se a pressão no revestimento subir mais que 100 psi passe para a etapa seguinte.

4 - Escolher um fluxo lento de circulação e uma nova PIC com a bomba parada e o poço fechado.

- Abrir a válvula de estrangulamento ajustável.
- Ligar a bomba e trabalhar com a nova velocidade.
- Fechar a válvula de estrangulamento ajustável até que a pressão no revestimento seja igual a SICP. Então ajustar a pressão no tubo bengala para a nova PIC.

5 - Misturar e injetar um tampão com material contra perda de circulação. Geralmente os materiais contra perda de circulação fazem efeito em regiões com rocha dura, mas têm menos efeito em rochas plásticas.

6 - Misturar e injetar o tampão com lama pesada para tentar matar o cabeceio. Isto pode resolver se o cabeceio for pequeno e a zona de perda estiver acima da zona de cabeceio.

7 - Com perdas parciais de 60% a 90% do retorno de lama, deslocar um tampão com lama pesada para amortecer o cabeceio. Em seguida tentar controlar a perda de circulação.

## 16.8 CONTROLE DE POÇO COM PERDA DE CIRCULAÇÃO TOTAL

Os procedimentos normais para controle de erupção não podem ser realizados sem circulação no poço. A perda total de circulação permitirá a subida do gás à superfície, mas o problema básico pode ser um tipo de erupção subterrânea. Existem algumas técnicas para tentar controlar o poço. O objetivo é sanar a perda de circulação e matar o cabeceio com procedimentos normalizados.

Estando o poço com influxo, uma boa solução a ser adotada será tentar amortecer o poço e depois trabalhar no controle da perda de circulação. Entretanto quando estas erupções subterrâneas tiverem altas vazões, a injeção de um tampão pesado pode não ser suficientemente rápida para controlá-lo. Sendo assim deve-se tentar a injeção de um tampão de baritina com a altura suficiente para o controle da erupção.

## **16.9 CONTROLE EM POÇOS NÃO VERTICAIS**

Muitos kicks são associados à perda de circulação durante as operações de controle em poços direcionais. Desenvolveu-se um método rigoroso para operações de controle de poços, com aplicação prática imediata, sendo facilmente utilizado em qualquer tipo de sonda (terrestres ou marítimas), sua aplicação é possível também a poços não convencionais (direcionais, horizontais, poços delgados).

Este método permite uma visão global do processo de controle, através da interação gráfica com todas as informações necessárias para a circulação do kick. Sendo facilitada a aplicação do método na fase de projeto, para previsão de situações que porventura venham a ocorrer.

O método proposto considera todas as informações para operações usuais de controle de poços (pressões reduzidas de circulação, geometria da coluna e do poço, propriedades do fluido de perfuração, entre outras) e também faz uso das características reológicas da lama nova e dos registros direcionais para determinar as profundidades verticais verdadeiras.

Inicialmente as propriedades do fluido de perfuração (reologia e densidade), a geometria do poço e da coluna e as vazões são usadas para o cálculo das perdas de carga através do equipamento de superfície (posicionado após o manômetro de registro de pressões do interior da coluna na superfície); da coluna de perfuração (tubos, comandos, entre outros); da broca; das diferentes seções do anular para o fluido de perfuração inicialmente no poço; e da linha do choke.

O esquema de pressões hidrostáticas é colocado para cada configuração de fluidos no poço (sendo considerado cada fluido presente a cada instante). Utiliza-se para este cálculo o método dos ângulos médios, no caso de poços direcionais, para avaliação das profundidades verticais, devido à simplicidade do método.

O programa de pressões registradas no tubo de perfuração é então calculado para amortecer o poço, através da correção da pressão da coluna de perfuração registrada pelas perdas de carga, decorrente das mudanças na reologia do fluido de perfuração, e pressões hidrostáticas.

### 16.10 EFEITO DA NÃO VERTICALIDADE DO POÇO

Em um poço vertical, o comprimento medido de fluido dentro da coluna é o mesmo que o comprimento vertical de fluido na coluna. Em um poço direcional o comprimento vertical de fluido na coluna por stroke da bomba é menor que em um poço vertical. Calculando-se a queda de pressão para um poço vertical e um direcional, a pressão cairá de forma mais lenta no poço vertical. Isto significa que, ao usar uma planilha convencional e um poço direcional, aplica-se sobre-pressão que pode fraturar a formação.

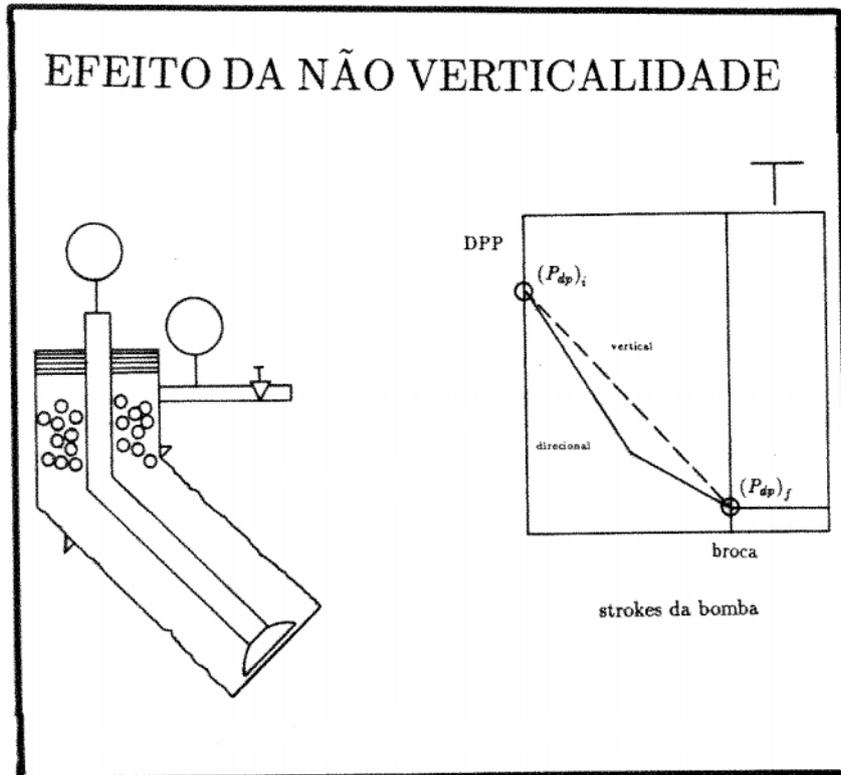


Figura 77: Poço direcional

O valor da sobre-pressão depende das pressões de confinamento, da pressão de circulação à vazão de controle, da profundidade do desvio, e da taxa de ganho de ângulo do desvio. O risco de usar uma planilha convencional para um poço direcional, é que se aumentará desnecessariamente a pressão do revestimento registrada na superfície. Em áreas mais sensíveis à pressão, como águas profundas, isso pode causar perda de circulação. Após análises de alguns casos, como regra, a pressão aplicada em excesso (“over-pressure”) será superior a 100 psi em poços com inclinação a partir de 30°.

## 17 GERENCIAMENTO DE RISCOS

### 17.1 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.

### 17.2 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.

### 17.3 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. A seguir, é mostrada a planilha para a elaboração da APR.

**Planilha de APR**

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

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 conseqüências.

É mostrada a planilha para a elaboração do HAZOP, a seguir.

**Planilha de HAZOP**

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

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 sobrepressão 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 sobrepressão resultante do estudo, ações de mitigação deverão ser propostas, como reforço de estrutura, proteções adicionais, melhora da ventilação, novo arranjo de layout, etc.

#### **17.4 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.

### **17.5 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.

ANEXO 1

CAPACIDADE E RESISTÊNCIA À PRESSÃO INTERNA DOS TUBOS DE REVESTIMENTO MAIS UTILIZADOS

Diâmetro Externo (pol)	Peso Nominal (lb/pé)	Diâmetro Interno (pol)	"Drift" (pol)	Capacidade (bbl/m)	Resistência a Presão Interna (psi)			
					J e K55	C75	N80	P110
5. 1/2	14,00	5.012	4,887	0,0801	4270	-	-	-
	15,50	4,950	4,825	0,0781	4810	-	-	-
	17,00	4,892	4,767	0,0761	5320	7250	7740	10640
	20,00	4,778	4,653	0,0725	-	8610	9190	12630
	23,00	4,670	4,545	0,0692	-	9900	10560	14530
7	23,00	6,366	6,241	0,1289	4360	5940	6340	-
	26,00	6,276	6,151	0,1253	4980	6790	7240	9950
	29,00	6,184	6,059	0,1217	-	7650	8160	11220
	32,00	6,094	5,969	0,1181	-	8490	9060	12460
	35,00	6,004	5,879	0,1148	-	9340	9960	13700
	38,00	5,920	5,795	0,1115	-	10130	10800	14850
9. 5/8	36,00	8,921	8,765	0,2536	3520	-	-	-
	40,00	8,835	8,679	0,2487	3950	5390	5750	-
	43,50	8,755	8,599	0,2441	-	5930	6330	8700
	47,00	8,681	8,525	0,2402	-	6440	6870	9440
	53,00	8,535	8,379	0,2320	-	7430	7930	10900
10. 3/4	40,50	10,050	9,894	0,3219	3130	-	-	-
	45,50	9,950	9,794	0,3153	3580	-	-	-
	51,00	9,850	9,694	0,3091	4030	5490	5860	8060
	55,50	9,760	9,604	0,3035	-	6040	6450	8860
	60,70	9,660	9,504	0,2973	-	-	-	9760
	65,70	9,560	9,404	0,2910	-	-	-	10650
13. 3/8	54,50	12,615	12,459	0,5069	2730	-	-	-
	61,00	12,515	12,359	0,4990	3090	-	-	-
	68,00	12,415	12,259	0,4912	3450	-	-	-
	72,00	12,347	12,191	0,4856	-	5040	5380	-
20	94,00	19,124	18,936	1,1654	2110	-	-	-
	106,50	19,000	18,812	1,1503	2410	-	-	-
	133,00	18,730	18,542	1,1178	3060	2840*	-	-
30**	157,5(ST)	29,000	-	2,6744	880	-	-	-
	196,0(ST)	28,750	-	2,6285	1090	-	-	-
	310,0(ALT)	28,000	-	2,4931	1750	-	-	-

ANE

\* GRAU X-52

\*\* GRAU B

ANEXO 2

**CAPACIDADE E DESLOCAMENTO DOS TUBOS DE PERFURAÇÃO  
DE PRODUÇÃO E COMANDOS**

	<b>Diâmetro Externo (pol)</b>	<b>Diâmetro Interno (pol)</b>	<b>Peso Nominal (lb/pé)</b>	<b>Tipo de Luva</b>	<b>Deslocamento (bbl/m)</b>	<b>Capacidade (bbl/m)</b>
<b>TUBOS DE PERFURAÇÃO</b>	3 1/2	2,764	13,3	IF	0,0171	0,0243
	4 1/2	3,826	16,6	IF	0,0208	0,0466
	5	4,276	19,5	XH	0,0247	0,0582
	5	3	HW	IF	0,0591	0,0286
<b>TUBOS DE PRODUÇÃO</b>	2 3/8	1,995	4,70	EU	0,00531	0,0127
	2 7/8	2,259	8,70	EU	0,0101	0,0162
	3 1/2	2,992	9,3	EU	0,0105	0,0285
	4 1/2	3,958	12,75	EU	0,0135	0,0499
<b>COMANDOS</b>	4 3/4	2 1/4	46,8	—	0,0617	0,0161
	6 1/2	2 13/16	92,8	—	0,1094	0,0252
	6 3/4	2 13/16	101	—	0,1198	0,0252
	7 3/4	2 13/16	140	—	0,1660	0,0252
	7 3/4	3	136	—	0,1624	0,0286
	8	2 13/16	151	—	0,1785	0,0252
	9 1/2	3	217	—	0,2584	0,0286

ANEXO 3

**CAPACIDADE ENTRE TUBO E POÇO (OU REVESTIMENTO)**

Tubo	Diâmetro do Poço ou ID do Revestimento (pol)	Capacidade (bbl/m)	Comando	Diâmetro do Poço ou ID do Revestimento (pol)	Capacidade (bbl/m)	
5"	26	2,0702	4 3/4	8,755	0,1521	
	17 1/2	0,8951		8,681	0,1680	
	12,415	0,4110		8 1/2	0,1581	
	12,347	0,4056		6,276	0,0535	
	12, 1/4	0,3980		6,184	0,0499	
	8,755	0,1644		6 1/2	17 1/2	0,8395
	8,681	0,1603			12 1/4	0,3428
	8 1/2	0,1504			8,755	0,1094
		8,681	0,1053			
4 1/2"	26	2,0853	6 3/4	8 1/2	0,0954	
	17 1/2	0,9102		17 1/2	0,8290	
	12,415	0,4261		12 1/4	0,3326	
	12,347	0,4207	7 3/4	8,755	0,0989	
	12, 1/4	0,4131		8,681	0,0948	
	8,755	0,1795		8 1/2	0,0849	
	8,681	0,1754		26	1,9587	
	8 1/2	0,1655		17 1/2	0,7835	
3 1/2"			8	12,415	0,2994	
	8,755	0,2050		12,347	0,2940	
	8,681	0,2009		12, 1/4	0,2864	
	8 1/2	0,1910		26	1,9462	
	6,276	0,0864		17 1/2	0,7710	
3 1/2"	6,184	0,0827	9 1/2	12,415	0,2869	
				12,347	0,2815	
				12, 1/4	0,2739	
				26	1,8627	
				17 1/2	0,6869	
				12 1/4	0,1902	

Can = 0,00318 (DP<sup>2</sup> - DE<sup>2</sup>)  
 Can - Capacidade do anular, em bbl/m  
 DP - Diâmetro do Poço ou ID do Revestimento em pol  
 DE - Diâmetro externo do tubo, em pol

ANEXO 4

VOLUME DE DESCARGA  
BOMBA DUPLEX

Camisa				Eficiência 100%		Camisa			Eficiência 100%	
Diâmetro (Polegadas)	Curso (Polegadas)	Diâmetro da Haste (Polegadas)	Volume (BBL / Stroke)	Diâmetro da Haste (Polegadas)	Volume (BBL / Stroke)	Diâmetro (Polegadas)	Curso (Polegadas)	Diâmetro da Haste (Polegadas)	Volume (BBL / Stroke)	
4,00	6	1,5	0,02893	1,5	0,02893	6,0	12	2,0	0,13223	
4,00	8	1,5	0,03857	1,5	0,03857	6,0	14	2,0	0,15427	
4,00	10	1,5	0,04821	1,5	0,04821	6,0	16	2,5	0,17048	
4,00	12	1,5	0,05785	1,5	0,05785	6,0	18	2,5	0,19179	
4,50	8	1,5	0,04959	1,5	0,04959	6,25	12	2,0	0,14414	
4,50	10	1,5	0,06198	1,5	0,06198	6,25	14	2,0	0,16817	
4,50	12	1,5	0,07438	1,5	0,07438	6,25	16	2,5	0,18636	
4,50	14	1,5	0,08678	1,5	0,08678	6,25	18	2,5	0,20965	
5,00	10	2,0	0,07454	2,0	0,07454	6,50	12	2,0	0,07454	
5,00	12	2,0	0,08945	2,0	0,08945	6,50	14	2,0	0,08945	
5,00	14	2,0	0,10436	2,0	0,10436	6,50	16	2,0	0,10436	
5,00	16	2,5	0,11344	2,5	0,11344	6,50	18	2,5	0,11344	
5,00	18	2,5	0,12761	2,5	0,12761	6,50	20	2,5	0,12761	
5,50	12	2,0	0,10987	2,0	0,10987	6,75	12	2,0	0,16942	
5,50	14	2,0	0,12818	2,0	0,12818	6,75	14	2,0	0,19766	
5,50	16	2,5	0,14066	2,5	0,14066	6,75	16	2,0	0,22006	
5,50	18	2,5	0,15824	2,5	0,15824	6,75	18	2,0	0,24757	
						6,75	20	2,0	0,27508	
						7,0	12	2,0	0,18279	
						7,0	14	2,0	0,21326	

$$V = 0,0003241 \left[ D^2 - \frac{d^2}{2} \right] L$$

onde:  
V - volume deslocado por círculo - barril/ciclo  
D - diâmetro da camisa - polegadas  
d - diâmetro da haste - polegadas  
L - comprimento do curso - polegadas

ANEXO 5

**VOLUME DE DESCARGA**  
**BOMBA TRIPLEX**

CAMISA		Eficiência 100%	CAMISA		Eficiência 100%
Diâmetro (Polegadas)	Curso (Polegadas)	Volume (BBL/Stroke)	Diâmetro (Polegadas)	Curso (Polegadas)	Volume (BBL/Stroke)
1 1/4	5	0,00190	3 3/4	8	0,04384
1 1/2	5	0,00274	5	8	0,04857
1 3/4	5	0,00371	5 1/4	8	0,05359
2	5	0,00486	5 1/2	8	0,05879
2 1/4	5	0,00614	5 3/4	8	0,06431
2 1/2	5	0,00760	6	8	0,06978
2 3/4	5	0,00919	4	8 1/2	0,03300
3	5	0,01093	4 1/4	8 1/2	0,03730
3 1/4	5	0,01283	4 1/2	8 1/2	0,04181
3 1/2	5	0,01488	4 3/4	8 1/2	0,04655
4	5	0,01943	5	8 1/2	0,05160
2 1/2	7	0,01050	5 1/4	8 1/2	0,05688
2 5/8	7	0,01170	5 1/2	8 1/2	0,06238
2 3/4	7	0,01290	5 3/4	8 1/2	0,06817
3	7	0,01520	6	8 1/2	0,07429
3 1/4	7	0,01791	4 1/2	9	0,04421
3 1/2	7	0,02070	5	9	0,05459
3 3/4	7	0,03934	5 1/2	9	0,06609
4	7	0,02381	6	9	0,07874
4 1/2	7	0,02710	4 1/2	10	0,04929
5	7	0,03438	4 3/4	10	0,05479
5 1/2	7	0,04255	5	10	0,06072
6	7	0,05149	5 1/4	10	0,06689
6 1/2	7	0,06116	5 1/2	10	0,07364
7	7	0,07189	5 3/4	10	0,08019
2	8	0,08333	6	10	0,08741
2 1/2	8	0,00776	6 1/4	10	0,09479
3	8	0,01214	5 1/2	12	0,08811
3 1/4	8	0,01748	5 3/4	12	0,09643
3 1/2	8	0,02054	6	12	0,10504
3 3/4	8	0,02379	6 1/4	12	0,11377
4	8	0,02733	6 1/2	12	0,12285
4 1/4	8	0,03109	6 3/4	12	0,13263
4 1/2	8	0,03499	7	12	0,14265

## 18 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Análise dos Kicks Reportados 2002/2003 - Luiz Alberto Santo Rocha, Cecilia Toledo de Azevedo.
- Bourgoyne, Millheim, Chenevert, & Young. Applied Drilling Engineering. SPE Textbook Series, 1986.
- Projetos de Poços de Petróleo. Autores: Luiz Alberto Santos Rocha e Cecília Toledo de Azevedo
- Coker, I. C., 2004, “Managed Pressure Drilling Index”, Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 3-6 May.
- PETROBRAS DPPS (Programa de Segurança em Posicionamento Dinâmico)
- Grace et al., 1996, “Field Examples of Gas Migration Rates”, SPE/IADC 35119, Drilling Conference, New Orleans, Louisiana, USA, 12-15 March.
- Norma Petrobras de Segurança na Perfuração de Poços Marítimos N-2768
- Jayah et al., 2013, “Implementation of PMCD to Explore Carbonate Reservoirs from Semi-Submersible Rigs in Malaysia results in Safe and Economical Drilling Operations”. SPE/IADC 163479. Drilling Conference and Exhibition. Amsterdam, The Netherlands, 5 – 7 March.
- Norma Petrobras de Controle de Poço N-2755
- Johnson et al., 1995, “Gas Migration: Fast, Slow or Stopped”, SPE/IADC 29342, Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands, 28 February-2 March.
- Engenharia de Reservatórios de Petróleo - Adalberto José Rosa, Renato de Souza Carvalho, José Augusto Daniel Xavier, 2006.
- Kozicz et al., 2006, “Managed – Pressure Drilling – Recent Experience, Potential Efficiency Gains, and Future Opportunities”. IADC/SPE 103753. Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition. Bangkok, Thailand, 13 – 15 November.
- <https://www.global.weir/offline-cementing.pdf>
- REHM B. Practical Underbalanced Drilling and Workover. The University of Texas at Austin - Petroleum Extension Service; 1 ed, USA, 2002.
- <https://downingusa.com/products/wellhead-systems/offline-cementing/>
- Projetos de Poços de Petróleo — Geopressões e Assentamento de coluna de revestimento – Luiz alberto Santo Rocha, Cecilia Toledo de Azevedo, 2008.
- Norma Petrobras de Segurança no Projeto de Poços Marítimos N-2752