

HELTON SÁVIO DE PAULA

**SISTEMAS DE SEGURANÇA EM POÇOS DE PETRÓLEO:
BARREIRAS FÍSICAS E MECÂNICAS**

**São Paulo
2006**

HELTON SÁVIO DE PAULA

**SISTEMAS DE SEGURANÇA EM POÇOS DE PETRÓLEO:
BARREIRAS FÍSICAS E MECÂNICAS**

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

Orientador: Prof. Dr. Wilson Siguemasa
Iramina

**São Paulo
2006**

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço aos meus pais, Cláudio e Maria Helena, pela orientação e incentivo durante todos estes anos. Ao meu irmão Helber, agradeço pela convivência e pelos bons e maus momentos que passamos juntos.

À minha namorada Camila pelo carinho, compreensão e companheirismo durante todos estes anos de universidade.

Aos engenheiros, João Neves Calmeto, da empresa PETROBRAS e Fábio Tanaka e Felipe Lunardini, da empresa VETCO GRAY ÓLEO & GÁS pelas discussões, explicações técnicas e indicações de bibliografia.

Por último, a todos os alunos e professores do recém-criado curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo pela dedicação e empenho no desenvolvimento do curso.

RESUMO

PAULA, Helton Sávio de. Sistemas de segurança em poços de petróleo: Barreiras Físicas e Mecânicas. São Paulo: Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2006. Trabalho de formatura.

Neste trabalho de formatura são analisadas as principais barreiras de segurança de poços de petróleo, tanto do ponto de vista descritivo quanto em relação aos objetivos de cada uma delas e princípios de funcionamento, utilizadas no controle de poços. Uma introdução sobre a teoria de controle de poços é apresentada para a compreensão das causas e efeitos do descontrole de poços e, conseqüentemente, da atuação de cada uma das barreiras nesse contexto. Um breve histórico dos equipamentos é apresentado, juntamente com a definição do conceito de barreira de segurança na engenharia de poço. As barreiras de segurança apresentadas são analisadas quanto à etapa de utilização (perfuração, completação etc.), atuação primária ou secundária no controle de poços e importância no processo de desenvolvimento tecnológico da exploração de petróleo. Por último, são apresentadas algumas considerações sobre causas de falhas dos equipamentos de segurança e sua participação no conjunto geral de acidentes observados na indústria petrolífera, bem como sugestões de trabalhos futuros e as providências e melhorias que vem sendo adotadas.

Palavras chave – Equipamentos de segurança de poço, sistemas de segurança, controle de poços de petróleo.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Reprodução de tabela contendo estatísticas de acidentes na indústria petroleira nas décadas de 70 e 80. Fonte: Oliveira (2003)	pág. 11
Figura 2 – Blowout na plataforma High North, Bombaim – Índia Fonte: Oil Rig Disasters (2006)	pág. 13
Figura 3 - Esquema do resultado de uma operação de cimentação após descida do revestimento. Fonte: Oliveira (2003).....	pág. 19
Figura 4 - Esquema de uma cabeça de poço em plataforma fixa. Fonte: Calmeto (2006).....	pág. 21
Figura 5 - Foto de um alojador de alta pressão, elemento principal do sistema de cabeça de poço submarino. Fonte: VETCO GRAY ÓLEO & GÁS (2006).....	pág. 23
Figura 6 - BOP do tipo gaveta cega. Fonte: COOPER CAMERON COMPANY (2006).....	pág. 24
Figura 7 - BOP do tipo anular. Fonte: COOPER CAMERON COMPANY (2006).....	pág. 25
Figura 8 - Imagem esquemática de um conjunto submarino de preventores. Fonte: Oliveira (2003).....	pág. 25
Figura 9 - Árvore de natal convencional (ANC). Fonte: Thomas (2001).....	pág. 28
Figura 10 - ANM tipo GLL (<i>guideline less</i>). Fonte: Thomas (2001)	pág. 30
Figura 11 - DHSV <i>tubing mounted</i> . Fonte: Calmeto (2006)	pág. 31
Figura 12 - DHSV insertável. Fonte: Calmeto (2006).....	pág. 31
Figura A1 - Esquema do primeiro BOP utilizado em poços de petróleo. Fonte: COOPER CAMERON COMPANY (2006).....	pág. 36
Figuras A2 e A3 - Árvores de Natal Molhadas GLL – 2000 m. Fonte: VETCO GRAY ÓLEO & GÁS (2006).....	pág. 36
Figura A4 - Conceito da conexão vertical (CV). Fonte: Thomas (2001).....	pág. 37
Figura A5 - Módulo de Conexão Vertical (MCV). Fonte: VETCO GRAY ÓLEO & GÁS (2006).....	pág. 37

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Principais causas de acidentes relacionados com o controle de poços no Golfo do México no período de 1995 a 2000. Fonte: Oliveira (2003).....	pág. 14
Tabela 2 - Classificação dos tipos de cimentos utilizados na cimentação de poços de petróleo,conforme API. Fonte: Thomas (2001).....	pág. 19
Tabela 3 - Recomendações da empresa PETROBRAS para aplicação do obturador de produção. Fonte: Oliveira (2003).....	pág. 26

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANC	Árvore de Natal Convencional
ANM	Árvore de Natal Molhada
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	<i>American Petroleum Institute</i>
BOP	<i>Blowout Preventer</i>
CBL	<i>Cement Bond Log</i>
DHSV	<i>Down Hole Safety Valve</i>
HPHT	<i>High Pressure High Temperature</i>
IADC	<i>International Association of Drilling Contractors</i>
TSR	<i>Tubing Seal Receptacle</i>
MCV	Módulo de Conexão Vertical
UERJ	Universidade Estadual do Rio de Janeiro
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
Unicamp	Universidade Estadual de Campinas
USP	Universidade de São Paulo
VDL	<i>Variable Density Log</i>

SUMÁRIO

1. Introdução	pág. 09
2. Metodologia	pág. 11
3. Controle de poços de petróleo	pág. 11
4. Barreiras físicas e mecânicas	pág. 14
4.1. Definição e histórico	pág. 14
4.2. Fluidos de perfuração	pág. 16
4.3. Cimentação e revestimento	pág. 17
4.4. Sistema de Cabeça de Poço	pág. 20
4.5. Preventor de Erupção (BOP)	pág. 22
4.6. Obturador (<i>packer</i>)	pág. 25
4.7. Árvore de Natal	pág. 26
4.8. Válvula de segurança de sub-superfície – DHSV	pág. 30
5. Considerações e conclusões	pág. 32
Referências Bibliográficas	pág. 33
ANEXO A – Figuras complementares	pág. 35

1. Introdução

O poço de petróleo, até os dias atuais, é o único meio de acesso à rocha reservatório para a extração de óleo e gás. A construção de um poço de petróleo, considerando todas as atividades de perfuração e completação, é extremamente complexa, envolvendo dezenas de serviços altamente especializados em sua execução. Devido a esta complexidade, um poço marítimo de petróleo, se este for de alta pressão e alta temperatura (HPHT) pode chegar a custar US\$ 45.000.000,00 segundo a empresa BAKER-HUGHES (2003) e num caso extremo, como em um poço de altíssima vazão em águas ultra-profundas no Golfo do México, pode custar até US\$ 100.000.000,00, segundo a revista *World Oil* (2003). Além disso, a taxa de sucesso observada nos últimos anos para a construção de poços que efetivamente são colocados em produção varia de 10% a 30% de acordo com a revista *The Journal of Petroleum* (2004).

Os dados apresentados, aliados aos custos diários de mão-de-obra, aluguel de equipamentos, contratação de serviços terceirizados etc., já seriam mais do que suficientes para justificar a necessidade de desenvolvimento de sistemas de segurança eficientes para poços de petróleo como forma de preservar o capital investido. Entretanto, os custos apresentados acima podem se tornar irrisórios ou até imensuráveis frente a uma explosão de algum destes poços, perdas humanas ou ainda a um grande desastre ambiental causado pelo descontrole de poços de petróleo. A segurança necessária nas atividades mencionadas é extremamente elevada, tendo em vista as conseqüências observadas caso alguma das situações mencionadas venha a ocorrer.

Nas plataformas marítimas de petróleo, por exemplo, sistemas complexos em termos de tecnologia e de organização do trabalho geram condições de trabalho perigosas, resultando em muitos acidentes de trabalho e, por vezes, em verdadeiras catástrofes. A memória de acidentes como o da Plataforma de Enchova em 1984, bem como o da Plataforma de Piper Alpha (no Mar do Norte, em 1988), o qual resultou no óbito de 165 dos 228 trabalhadores presentes no dia do acidente (72% do contingente) simbolizam o grande potencial de perigo que existe nas plataformas de petróleo. A figura 1 a seguir demonstra a gravidade dos acidentes observados na indústria de petróleo nas décadas de 70 e 80 através no número de óbitos registrados e, por conseqüência, a necessidade em aprimorarem-se as barreiras de segurança de poços, técnicas de controle, treinamento de funcionários e fiscalização de todos estes fatores.

O sucesso nas operações desempenhadas em unidades de exploração e produção de petróleo está diretamente relacionado a um bom programa de segurança operacional aplicados nestas unidades. O propósito primário de um programa de segurança operacional é identificar previamente as causas dos acidentes para as perdas humanas, perdas econômicas e perdas ambientais, buscando minimizar o número de acidentes nas operações de exploração de hidrocarbonetos. Vale a pena lembrar que existem diversos acidentes na indústria de óleo e gás que não estão diretamente relacionados a poços de petróleo e não serão abordados com detalhes neste trabalho.

Número de óbitos por atividades de trabalho (perfuração, produção, reparo e construção) e nível de danos materiais no mundo entre 1970-1989.

Tipos de atividades	Danos*						Total
	Nível 1 n	Nível 2 n	Nível 3 n	Nível 4 n	Nível 5 n	Nível 6 n	
Perfuração	210	139	13	48	31	0	441
Produção	166	21	33	23	24	0	267
Reparo/Construção	0	0	4	2	0	0	6
Total	376	160	50	73	55	0	714

* Nível de gravidade quanto aos danos materiais: 1 = Perda Total; 2 = Grave; 3 = Considerável; 4 = Leve; 5 = Nenhum; 6 = Desconhecido.
Fonte: OIT, 1993.

Figura 1 – Reprodução de tabela contendo estatísticas de acidentes na indústria petrolífera nas décadas de 70 e 80.
Fonte: Oliveira (2003)

Com o intuito de minimizar o número de acidentes nas atividades de exploração de petróleo, programas de segurança operacional vêm sendo desenvolvidos pelas grandes companhias atuantes no setor petrolífero ao longo dos anos. Atualmente o *Well Control Accreditation Program*, desenvolvido pela IADC (*International Association of Drilling Contractors*), e o *International Well Control Forum* são os mais difundidos e aceitos programas de segurança operacional pelas companhias petrolíferas. Estes dois programas consistem no treinamento dos funcionários em procedimentos operacionais específicos para cada operação desenvolvida nas atividades de exploração e produção de petróleo.

É fato que a segurança das atividades relacionadas à exploração de hidrocarbonetos está intimamente ligada à existência de técnicas de controle de poços e dos equipamentos de segurança envolvidos, bem como ao avanço tecnológico dos mesmos, permitindo que grandes desafios fossem superados. A perfuração em águas ultra-profundas (realidade no Brasil atualmente), por exemplo, só foi possível com o aprimoramento destes equipamentos de segurança, desenvolvidos inicialmente para uso terrestre e para condições ambientais muito menos severas. Este fenômeno já era observado na década de 70, quando um estudo abordando a segurança em operações de perfuração e produção em unidades marítimas no Golfo do México foi realizado por Wirsching (1972). O avanço da tecnologia nos equipamentos de segurança de poço (*blowout preventer*, válvulas de sub-superfície etc.), a eficácia no treinamento de pessoal e a melhor precisão na determinação das pressões de formação foram fundamentais para o melhoramento da segurança nas operações *offshore*, de acordo com o autor. Wirsching afirma ainda que a redução do número de acidentes é consequência do avanço tecnológico nesta área.

Este trabalho está inserido no escopo dos principais programas de segurança de poços de petróleo e está diretamente relacionado com os avanços tecnológicos da indústria de exploração de óleo e gás, com o foco voltado para os equipamentos mecânicos e barreiras físicas utilizados nos poços de petróleo atualmente, fatores essenciais presentes nos planos e sistemas de segurança de perfuração e completação de poços. O objetivo, portanto, é apresentar os principais fatores que podem causar o descontrole de poços de petróleo e identificar e descrever as principais barreiras físicas de segurança, termo que será definido posteriormente, relacionadas a poços de petróleo desde a fase de perfuração até a posterior completação e produção dos mesmos e, por fim,

analisar o comportamento destas barreiras de controle de poços nas atividades de exploração e produção. A importância deste tema para a indústria de exploração e produção de petróleo, fato observado através dos dados apresentados anteriormente, foi sem dúvida o principal estímulo para a elaboração deste trabalho.

2. Metodologia

Por tratar-se de um trabalho essencialmente de revisão bibliográfica, desde o início procurou-se direcionar os esforços à consulta de diversas obras e publicações acerca do tema escolhido. Esta etapa, sem dúvida, foi a mais trabalhosa e demorada, com fundamental importância dos sistemas de informação e banco de dados de algumas universidades: USP, Unicamp, UFRJ e UERJ. Os principais livros utilizados neste trabalho puderam ser encontrados nas bibliotecas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, enquanto as principais teses de mestrado e doutorado utilizadas na elaboração deste trabalho puderam ser obtidas eletronicamente na base de dados do departamento de engenharia mecânica da Universidade de Campinas.

A pesquisa inicial abrangia os sistemas de segurança de poços de petróleo em todos os aspectos, fato importante para a avaliação das principais causas de acidentes e da importância do tema escolhido, barreiras físicas e mecânicas de segurança. Logo em seguida o foco foi direcionado para o estudo específico destas barreiras, sempre com o intuito de identificá-las e descrevê-las independentemente da etapa na qual são utilizadas.

As experiências profissionais obtidas através de estágio também foram, de certa maneira, relatadas neste trabalho. São detalhes e observações relacionados principalmente aos equipamentos denominados cabeça de poço submarina e árvore de natal molhada, incluindo fotos dos equipamentos e inovações tecnológicas no setor.

Alguns profissionais atuantes na área de engenharia de petróleo também foram consultados após a etapa inicial de pesquisa bibliográfica e contribuíram para a elaboração deste trabalho através de discussões, explicações técnicas e indicações de bibliografias complementares.

Por último, foram consultados diversos fabricantes dos equipamentos pesquisados, assim como empresas prestadoras de serviços relacionadas com as barreiras físicas de segurança que serão apresentadas. Através da consulta dos fabricantes citados foram adquiridos diversos desenhos esquemáticos e fotos dos equipamentos, fato relevante para a caracterização das barreiras físicas e mecânicas utilizadas em poços de petróleo, um dos objetivos deste trabalho.

3. Controle de poços de petróleo

A principal causa dos acidentes relacionados à perda de controle de um ou mais poços de petróleo é o influxo indesejado de fluidos contidos em uma ou mais formações para dentro do poço. Inicialmente, este influxo indesejado é denominado *kick* e, caso não seja controlado de maneira eficiente, poderá se transformar em um *blowout*, ou seja, poço fluindo totalmente sem

controle (erupção). Na figura 2 a seguir é apresentado um *blowout* em plataforma marítima de petróleo.



Figura 2 – *Blowout* na plataforma High North, Bombaim – Índia Fonte: *Oil Rig Disasters* (2006)

Para que seja possível compreender melhor este fenômeno é necessário analisar, antes de tudo, a formação que está sendo visada (reservatório). Conforme Thomas (2001), a pressão do reservatório é o fator preponderante a ser analisado para garantir a estabilidade do poço. Uma formação é dita de pressão normal quando a sua pressão de poro for equivalente à pressão hidrostática exercida por uma coluna de água doce ou salgada que se estenda desde a formação até a superfície e, portanto, o gradiente de pressão do fluido contido em seus poros poderá ter um valor compreendido entre o da água doce ($0,1 \text{ kgf/cm}^2/\text{m}$) e o da água salgada ($0,107 \text{ kgf/cm}^2/\text{m}$). Qualquer valor de gradiente da formação observado que estiver fora desta faixa indica uma pressão “anormal” no local.

De modo geral, as formações são de pressão normal devido à acumulação de água doce ou salgada nos seus poros. No entanto, diversos fatores associados como, por exemplo, compactação, movimentos tectônicos, velocidade da taxa de deposição, intercomunicação de zonas de pressões diferentes, movimento ascendente das rochas, etc., podem criar formações de pressão anormal. Devido à constante preocupação de se detectar a existência de uma formação com pressão anormal foram desenvolvidas técnicas especiais que permitem a sua detecção e avaliação, tais como métodos geofísicos, parâmetros de perfuração, parâmetros do fluido de perfuração, análise dos cascalhos, perfilagem etc.

A pressão dos fluidos contidos na formação (quer seja esta de pressão normal ou anormal) é o principal “motor” de impulsão dos fluidos para dentro do poço (zona de baixa pressão em poço aberto). Sendo assim, o controle de poços é, em situação normal, realizado através do balanceamento destas pressões de formação com outro “elemento”, que pode ser o fluido de perfuração através da pressão hidrostática exercida pela coluna do fluido ou o próprio fluido da formação confinado (através do fechamento de uma válvula de sub-superfície, por exemplo).

É interessante notar que as barreiras físicas de segurança que serão analisadas são utilizadas tanto nas etapas de perfuração quanto de completação. Para compreender melhor as principais causas de *kick* que serão apresentadas, é importante analisar as atividades de perfuração e completação em termos gerais.

De acordo com Thomas (2001), na perfuração rotativa de poços de petróleo (método utilizado atualmente em praticamente todas as atividades de perfuração), as rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração, a qual consiste basicamente de comandos (tubos de paredes espessas) e tubos de perfuração (tubos de paredes finas). Os fragmentos da rocha são removidos continuamente através de um fluido de perfuração, fluido este que é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração através da cabeça de injeção, ou *swivel*, e retorna à superfície através do espaço anular formado pelas paredes do poço e a coluna. Um poço é sempre perfurado em várias “fases”, de acordo com a necessidade do uso de tubos de revestimentos com diferentes diâmetros (tubos utilizados para isolar as rochas atravessadas). Ao terminar a operação de perfuração de um poço, é necessário deixá-lo em condições de operar, de forma segura e econômica, durante toda a sua vida produtiva. Ao conjunto de operações destinadas a equipar o poço para produzir óleo ou gás (ou ainda injetar fluidos nos reservatórios) denomina-se completação. Ao verificarmos as principais causas de *kick*, percebe-se que a maioria delas está relacionada às atividades de perfuração.

As principais causas de *kick*, segundo Grace (1994), são:

1. Peso do fluido de perfuração abaixo da pressão de poros da formação (equivalente);
2. Falha na manutenção do nível de fluidos dentro do poço durante manobras;
3. Efeito de “pistoneio” durante manobras;
4. Perda de circulação;
5. “Corte” do fluido de perfuração por gás, água ou óleo;

Graças aos avanços observados nas técnicas de previsão da pressão de poros nas formações (inclusive durante a perfuração de poços), as falhas associadas ao item número um acima vem diminuindo ao longo do tempo. As demais causas, no entanto, são de caráter predominantemente operacional e podem ser evitadas através de treinamentos do pessoal envolvido, por exemplo.

Um dos aspectos mais importantes a serem ressaltados é que as barreiras físicas de segurança que serão apresentadas podem atuar tanto na prevenção da perda de controle de poços, caso do fluido de perfuração, como em situações de emergência na qual o poço já não se comporta de maneira estável e apresenta perigo eminente, como é o caso do BOP (preventor de erupções). Segundo essa linha de raciocínio é possível classificar as barreiras de segurança em

barreiras primárias e barreiras secundárias. O papel de barreira primária durante a perfuração é sempre exercido pelo fluido de perfuração, salvo em ocasiões problemáticas onde somente a ação do fluido de perfuração não é mais suficiente e o BOP é acionado (passando a ser a barreira primária até que o poço seja amortecido, isto é, que o fluido de perfuração seja alterado de forma a controlar o poço). Durante a fase de produção, o papel de barreira primária é exercido normalmente pelo equipamento denominado árvore de natal.

Um estudo realizado por Oliveira (2003), identificou as principais causas de acidentes relacionados com o controle de poços de petróleo, conforme a tabela 1 a seguir. É importante observar que, as barreiras de segurança que serão analisadas estão concentradas na estatística apresentada dentro da classe “equipamentos”, porém a cimentação, por exemplo, possui um grupo específico. Estes dados justificam a importância do estudo de todas as barreiras de segurança envolvidas no processo de exploração e produção de petróleo.

Tabela 1 - Principais causas de acidentes relacionados com o controle de poços no Golfo do México no período de 1995 a 2000. Fonte: Oliveira (2003).

Causas dos acidentes	Número de acidentes	
	n	%
Falhas de Equipamentos	299	40,13%
Erros Humanos	244	32,75%
Escorregões/Tropeços	53	7,11%
Condições Ambientais Adversas	19	2,55%
Perda de Pressão Hidrostática	8	1,07%
Péssimo Trabalho de Cimentação	6	0,81%
Descontrole das Embarcações	3	0,40%
Falha no Sistema de Diverter	2	0,27%
Perigo Geológico Raso	2	0,27%
Outros	35	4,70%
Ausência de Dados	13	1,74%
Acidentes com Diversas Causas	61	8,19%
TOTAL	745	100%

4. Barreiras físicas e mecânicas

4.1. Definição e histórico

Segundo Miura (2004), as barreiras de segurança de poços de petróleo podem ser definidas como: “separação física apta a impedir o fluxo não intencional dos fluidos de um intervalo permeável (formação) ao longo de um caminho específico”. Esta definição é uma adaptação do conceito de barreira definida na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) através da Portaria 025 (2002) sobre o abandono de poços. Baseado nesta definição, uma barreira de segurança de poço de petróleo pode ser classificada como:

Líquida: coluna de líquido à frente de um determinado intervalo permeável, provendo pressão hidrostática suficiente para impedir o fluxo de fluido do intervalo em questão para o poço;

Sólida consolidada: não se deteriora com o tempo e pode ser constituída de:

- Tampões de cimento ou outros materiais de características físicas similares;
- Revestimentos cimentados;
- Anulares entre revestimentos cimentados

Sólida mecânica: considerada como temporária e pode ser constituída de um dos seguintes elementos:

- Tampão mecânico permanente (*bridge plug* permanente);
- Tampão mecânico recuperável (*bridge plug* recuperável);
- Retentor de cimento (*cement retainer*);
- Obturadores (*packers*), de qualquer natureza;
- Válvulas de segurança do interior da coluna de produção;
- Tampões mecânicos do interior da coluna de produção;
- Equipamentos de cabeça de poço

Natural: quando a própria natureza prover o recurso para impedir o fluxo

- Hidrostática da água do mar, se este for maior que a pressão estática e o poço for submarino;
- Hidrostática do próprio fluido da formação da cabeça de poço até o fundo, se este for maior que a pressão estática;
- Camadas litológicas que isolam o fluido

Ainda segundo a ANP, nenhum poço de petróleo deve, em momento algum, estar submetido à apenas uma barreira de segurança, salvo em situações de emergência na qual esteja sendo realizado algum procedimento ou tarefa para re-estabelecer as condições normais de operação. Este conceito de barreiras múltiplas será melhor compreendido após a identificação de cada uma das barreiras, porém é claro que as barreiras atuantes no poço em um dado momento devem ser independentes, ou seja, isoladamente devem ser capazes de fechar o poço ou isolar uma determinada área de forma a garantir a segurança da operação.

O fluido de perfuração foi utilizado pela primeira vez em uma operação de perfuração de poço de petróleo por volta do ano de 1900. Segundo Brantly (1971), apud Oliveira (2004), foi o francês Flauvilli que observando a perfuração de um poço para captação de água, verificou que a água exercia um excelente trabalho no corte da terra e, a partir daquele momento, Flauvilli estabeleceu o uso da circulação de fluidos na perfuração de poços de petróleo. A lama, como é chamada na indústria de óleo e gás, era composta inicialmente por água e argila que eram bombeados ao interior do poço.

Antigamente as operações de perfuração e produção em campos de petróleo não dispunham de qualquer sistema para o controle de influxos de altas pressões vindas das formações, para o interior do poço. O procedimento básico utilizado era esperar que a zona perfurada reduzisse espontaneamente sua depleção, pois apenas desta maneira era possível

realizar o fechamento do poço. Desde então, uma gama de pesquisadores e companhias buscaram o desenvolvimento de um mecanismo capaz de controlar as altas pressões oriundas das formações. Somente em 1922, as companhias Abercrombie e Cameron conseguiram elaborar e testar um sistema constituído de duas placas metálicas instaladas transversalmente ao poço que fechavam o espaço anular quando solicitadas. Este sistema recebeu o nome de preventor de erupções (BOP) e seu primeiro modelo recebeu o nome de preventor de gaveta (*Ram-Type*). Esse projeto inicial era capaz de suportar pressões em torno de 3.000psi. Em 1960 a empresa Hydril lançou o primeiro preventor de erupções submarino com acionamento elétrico, pois antes o único sistema utilizado era o hidráulico. Na figura A1, encontrada no anexo A deste trabalho, é possível observar um desenho esquemático do primeiro tipo de BOP produzido em 1922, juntamente com uma fotografia de um exemplar.

4.2. Fluidos de perfuração

O fluido de perfuração é o responsável pelo controle primário do poço. Entende-se como controle primário de um poço a primeira ação realizada por um determinado agente no sistema visando à equalização das pressões existentes na formação e nas áreas do poço imediatamente adjacentes ao reservatório. Conforme Bourgoyne (1986), durante o processo de perfuração o fluido de perfuração é bombeado por dentro da coluna de perfuração (conjunto de tubos, comandos, brocas etc., responsáveis pela perfuração propriamente dita) e retorna à superfície através do espaço anular compreendido pelas paredes do poço e pela coluna de perfuração. Se a pressão hidrostática gerada pelo fluido de perfuração se tornar menor que a pressão da formação, o controle primário do poço poderá ser perdido.

Além de controlar as pressões no interior do poço, o fluido de perfuração tem as funções de remover os cascalhos debaixo da broca; carrear os cascalhos até a superfície; manter os cascalhos em suspensão; evitar o fechamento do poço; e resfriar e lubrificar a broca e a coluna de perfuração.

De acordo com Calmeto (2006), os fluidos de perfuração podem ser líquidos, gasosos ou mistos (mistura de líquido e gás). Os fluidos de perfuração líquidos podem ser a base água, que são os mais comuns, ou a base óleo (diesel ou sintético), que são utilizados em situações especiais. Os gasosos podem ser: o nitrogênio, o ar ou o gás natural. Os mistos podem ser névoas, espumas ou fluidos aerados, a depender da concentração da fase gasosa na mistura. Outros tipos de fluidos podem estar presentes no poço durante as operações de perfuração e completação. Os mais comuns são as pastas de cimento durante as operações de cimentação primária e secundária e os fluidos de completação que não possuem sólidos em suspensão. As propriedades mais importantes dos fluidos de perfuração do ponto de vista do controle de poços são as seguintes:

1. *Massa específica*: É definida como massa por unidade de volume (usualmente libra por galões (lb/gal), simbolizada pela letra grega ρ). Esta propriedade também é conhecida como peso ou densidade do fluido de perfuração. A massa específica é medida através de balanças densimétricas, disponíveis em todas as sondas de perfuração (propriedade medida à pressão atmosférica). Para leituras mais precisas, são utilizadas balanças densimétricas pressurizadas, onde o ar ou o gás incorporado ao fluido de perfuração é comprimido (em torno de 30 psi) antes da medição. No contexto da segurança do poço, a massa específica tem sua importância evidenciada por:

- Ser responsável pela geração da pressão hidrostática que irá evitar o fluxo dos fluidos das formações para o interior do poço. O seu valor ideal é aquele igual à massa específica equivalente da pressão de formação esperada na fase do poço em perfuração acrescida de uma margem de segurança normalmente de 0,3 a 0,5 lb/gal. Valores de massa específica elevados podem gerar problemas na perfuração como dano à formação, redução da taxa de penetração, prisão por pressão diferencial e perda de circulação.
- Influenciar na perda de carga por fricção no regime turbulento e no fluxo através de orifícios (jatos da broca e no *choke*). Nestas duas situações, a perda de carga é diretamente proporcional à massa específica do fluido.
- Indicar uma possível contaminação por fluidos da formação (corte de gás, óleo ou água salgada) quando ocorrer uma redução desta propriedade no fluido que retorna do poço.

2. *Parâmetros reológicos* – São propriedades que se referem ao fluxo dos fluidos no sistema de circulação sonda-poço. Os parâmetros reológicos mais comuns utilizados no campo são: (1) a viscosidade plástica (μ_p), que é dependente da concentração de sólidos no fluido de perfuração e é expressa em centipoise e (2) o limite de escoamento (τ_l), que é uma medida da interação eletro-química entre os sólidos do fluido e é expresso em lb/100 pé². Estes parâmetros referem-se ao modelo reológico binghamiano e são responsáveis pela perda de carga por fricção no regime laminar. Assim, desempenham um papel importante na pressão de bombeio e na pressão num determinado ponto do poço durante a circulação, bem como no pistoneio hidráulico. Estas propriedades são medidas em viscosímetros rotativos. Alterações nos seus valores podem indicar uma contaminação do fluido de perfuração por um influxo. Diluições e adições de materiais adensantes ao fluido de perfuração podem alterar estas propriedades gerando a necessidade, em certos casos, de tratamento do fluido de perfuração para o restabelecimento dos seus valores adequados.

3. *Força gel* – Representa a resistência que o fluido de perfuração oferece para movimentação a partir do repouso e é expressa em lb/100 pé². Esta propriedade é também medida em viscosímetros rotativos. Altos valores de força gel resultam em pistoneio elevado, dificuldade na separação do gás do fluido de perfuração na superfície, redução da velocidade de migração do gás e dificuldade na transmissão de pressão através do fluido de perfuração.

4. *Salinidade* – Representa a concentração de sais dissolvidos no fluido de perfuração. É medida através de métodos de titulação. Alterações nesta propriedade podem indicar *kicks* de água doce ou salgada.

Outras propriedades como o teor de sólidos, teor de bentonita, pH e filtrado, não são significativas do ponto de vista do controle do poço.

4.3. Cimentação e revestimento

As etapas de revestimento e cimentação são realizadas logo após a perfuração de uma determinada seção no poço (seção esta definida previamente de acordo com a litologia,

profundidade final, lâmina d'água etc.) A cimentação tem como objetivo particular realizar a vedação entre as zonas permeáveis ou até mesmo em um único intervalo permeável, impedindo a intercomunicação de fluidos da formação por detrás do revestimento, bem como propiciar suporte a coluna de revestimento. Analisando o conceito apresentado de barreira de segurança, é possível afirmar que a cimentação é uma barreira física de segurança de poços, com grande relevância no resultado final. Cimentações ruins podem favorecer o rompimento da coluna em pontos desconhecidos, além de serem de difícil reparo.

Desde 1903 o maior objetivo da cimentação primária é isolar zonas desfavoráveis ao poço, conforme definiu Smith (1984), apud Oliveira (2003). A cimentação primária é a principal das cimentações, sendo avaliado pela descida de perfis acústicos (CBL-perfil sônico e VDL-perfil ultra-sônico) que medem a aderência do cimento-revestimento e cimento-formação. Caso seja comprovada a existência de falhas na vedação hidráulica, realiza-se a cimentação secundária, processo este que consiste em corrigir problemas oriundos da cimentação primária. Nas operações de completação e de *workover*, as compressões de cimento são amplamente utilizadas para a vedação dos canhoneiros abertos em frente a zonas que se deseja isolar.

A estanqueidade hidráulica é de fundamental importância na construção dos poços de petróleo, é responsável em garantir um perfeito controle dos fluidos externos em direção ao interior do poço. Problemas relativos ao péssimo trabalho de cimentação e falhas na verificação da qualidade desta cimentação oriunda de testes de avaliação das formações incorreto podem causar prejuízo no controle dos reservatórios, produção de fluidos indesejáveis e ainda possibilidade de perda do poço. A figura 3 a seguir demonstra o resultado da cimentação de um poço de petróleo.

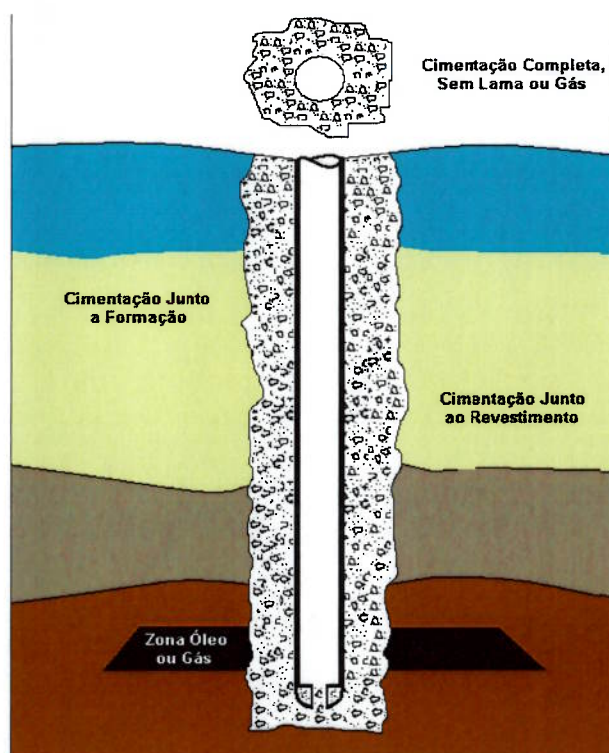


Figura 3 - Esquema do resultado de uma operação de cimentação após descida do revestimento.

Fonte: Oliveira (2003)

Os cimentos utilizados são, como todos os outros cimentos, produzidos essencialmente a partir de uma mistura de calcário e argila. O cimento Portland (usado nas construções civis) é obtido através do cozimento da mistura (devidamente calculada e homogeneizada) citada até fusão incipiente, sendo que durante o processo são adicionadas pequenas quantidades de sulfato de cálcio.

O cimento utilizado em poços de petróleo constitui um tipo de cimento Portland de aplicação bastante específica. O consumo desse tipo de cimento é pouco expressivo quando comparado ao dos outros tipos de cimentos normalizados no Brasil. O cimento para poços petrolíferos (CPP) é regulamentado pela NBR 9831, sendo que no processo de fabricação do cimento para poços petrolíferos são tomadas precauções para garantir que o produto conserve as propriedades reológicas (plasticidade) necessárias nas condições de elevadas pressões e temperaturas presentes a grandes profundidades, durante sua aplicação nos poços petrolíferos.

As pastas que serão utilizadas na cimentação de poços devem ser previamente testadas conforme normas aceitas mundialmente pela indústria do petróleo, sendo que a principal referência é o documento API RP 10 A do API (*American Petroleum Institute*). Os testes simulam o comportamento da pasta em função das condições previstas para sua utilização tais como: pressão, temperatura, tempo previsto de operação e regime de fluxo durante deslocamento. Os principais realizados em laboratório de cimentação são: finura, água livre, resistência à compressão, perda de água, reologia, densidade e consistometria.

O API classificou os cimentos Portland em função de sua composição química, designadas pelas letras de A a J, são levadas em consideração as condições do uso, profundidade e temperatura a que a pasta será requerida. A tabela 2 a seguir determina o tipo de cimento para cada situação em função das condições mencionadas.

Tabela 2 - Classificação dos tipos de cimentos utilizados na cimentação de poços de petróleo, conforme API.
Fonte: Thomas (2001).

Classes	Profundidade (m)	Recomendações
A	até 1830	Quando não se requer propriedades especiais.
B	até 1830	Utilizado em situações de moderada a alta resistência aos sulfatos.
C	até 1830	Quando se requer alta resistência inicial. Alta resistência aos sulfatos.
D	de 1830 até 3050	Utilizado em situação de alta pressão e temperatura moderadamente elevada. Resistência aos sulfatos.
E	de 1830 até 4270	Utilizado para alta pressão e temperatura. Alta resistência aos sulfatos.
F	de 3050 até 4900	Empregado em condições de pressão e temperatura extremamente altas. Alta resistência aos sulfatos.
G e H	sem aditivo até 2450	Utilizado em todas as condições previstas para os cimentos da classe A até E. São os mais utilizados no Brasil e no Mundo.
J	de 3670 até 4900	Empregados em condições de pressão e temperatura altamente elevadas.

4.4. Sistema de Cabeça de Poço

Um dos principais equipamentos responsáveis pela segurança de poços de petróleo é o conjunto denominado cabeça de poço, instalado ainda durante a fase de perfuração. De acordo com Foster (1987), o modelo de cabeça de poço é determinado após a escolha do tipo de sonda de perfuração ou produção a ser utilizada. No mar a cabeça de poço é instalada na superfície da sonda quando utilizadas plataformas fixas, sendo denominada completação seca. Entretanto, em plataformas flutuantes, a cabeça de poço localiza-se instalada no leito submarino, recebendo o nome de completação molhada.

A cabeça de poço tem como finalidade proporcionar a ancoragem e a vedação da coluna de revestimento. É composta por: cabeça de produção, cabeça de revestimento, suspensor de revestimento, carretel de perfuração e produção. A figura 4 demonstra o esquema de uma cabeça de poço utilizada em plataformas fixas.

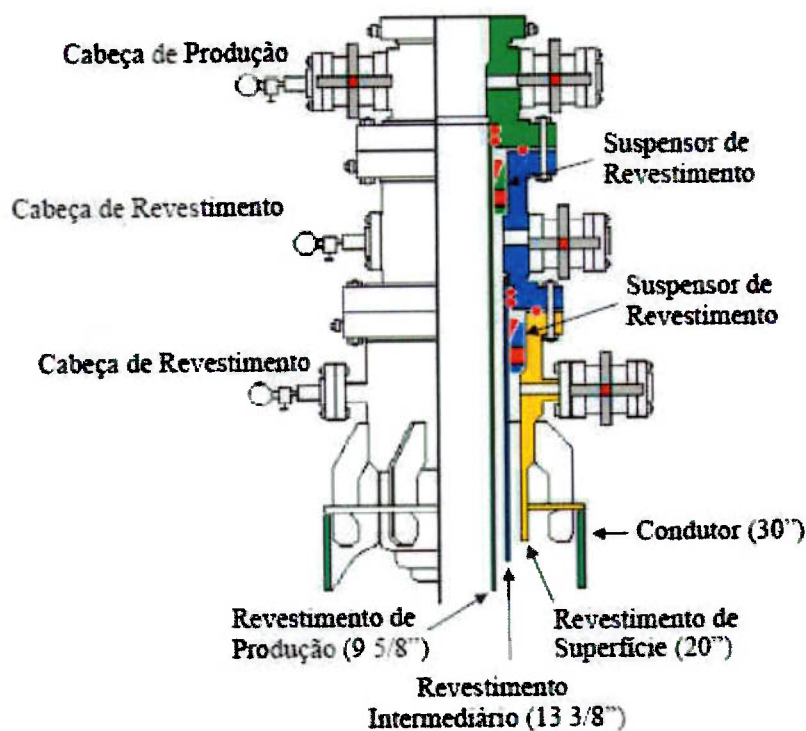


Figura 4 - Esquema de uma cabeça de poço em plataforma fixa.
Fonte: Calmeto (2006)

De acordo com Foster et al (1987) e Thomas (2001), a cabeça de revestimento é o primeiro equipamento a ser adaptado no topo do revestimento. Possui a finalidade de sustentar os revestimentos de produção e intermediários através dos suspensores, propiciar vedação do anular do revestimento intermediário ou de produção com a própria cabeça e de servir de auxílio para instalação dos demais elementos da cabeça de poço.

A cabeça de produção é conectada à cabeça de revestimento e ao BOP através de parafusos, o objetivo de sua utilização é servir de apoio para a coluna de produção que será descida posteriormente, por meio dos suspensores. Sua estrutura é composta de saídas laterais que permitem o acesso ao espaço anular entre o revestimento e a coluna de produção, caso necessário.

O elemento constituinte da cabeça de poço responsável pela ancoragem e vedação do revestimento com o corpo da cabeça denomina-se suspensor de revestimento. A vedação é realizada automaticamente, aplicando-se o peso do revestimento diretamente sobre a borracha, esta por sua vez sofre uma extrusão ou dilatação vedando o espaço entre os revestimentos.

O carretel de revestimento é semelhante à cabeça de revestimento, pois a única diferença está na existência de mais um flange em sua parte inferior. Ele possui anéis de borracha na parte inferior interna do seu corpo para vedação secundária no topo do revestimento, sua estrutura é delineada com duas saídas laterais que permitem acesso ao espaço anular. O carretel de perfuração também possui saídas laterais flangeadas com o intuito de receber as linhas de controle do poço: linha de matar (kill line) e linha do estrangulador (choke line).

No Brasil, a maioria dos poços já perfurados e em planejamento são poços de petróleo marítimos, e mais ainda, são operados por plataformas flutuantes. Sendo assim, é necessário que o sistema de cabeça de poço seja instalado no solo marinho e o mesmo irá apresentar algumas diferenças marcantes com relação ao sistema de cabeça de poço terrestre. As cargas provenientes da ancoragem dos revestimentos intermediários e de produção são absorvidas pelo condutor e pelo revestimento de superfície, que por sua vez irá descarregar esta carga no alojador de baixa pressão (integralmente) ou parte em bases especiais (caso sejam utilizadas) que funcionam como fundações marinhas. O mesmo ocorre com as cargas provenientes dos equipamentos de segurança e de controle de poço durante a perfuração e posteriormente na completação.

Os sistemas de cabeça de poço submarino operados por plataformas flutuantes podem fazer uso ou não de cabos-guia, assim como os equipamentos chamados árvores de natal que serão analisados posteriormente. A utilização destes cabos é restrita a poços com lâminas d'água inferiores a 400m. Existem várias formas de instalação do sistema de cabeça de poço submarino, alguns utilizando bases-guia, outros utilizando ferramentas especiais de jateamento, porém a prática mais adotada no Brasil atualmente é o jateamento do alojador de baixa pressão em conjunto com o revestimento condutor de 30 polegadas diretamente no solo marinho, segundo a empresa VETCO GRAY ÓLEO & GÁS LTDA., principal fabricante deste sistema no Brasil.

A principal diferença construtiva observada no sistema de cabeça de poço submarino é a existência de dois "alojadores", um de baixa pressão e outro de alta pressão. O alojador de baixa pressão na verdade não é submetido à pressão proveniente do poço nas paredes internas, pois sua função é sustentar todo o sistema em conjunto com o condutor de 30 ou 36 polegadas, além dos revestimentos interiores (que estão sujeitos às pressões no interior do poço).



Figura 5 - Foto de um alojador de alta pressão, elemento principal do sistema de cabeça de poço submarino.
Fonte: VETCO GRAY ÓLEO & GÁS.

Já o alojador de alta pressão, apresentado anteriormente na figura 5, normalmente é instalado em conjunto com o revestimento de 20 ou 16 polegadas, apresenta pressão de trabalho variando de 10000 psi até 15000 psi (poços HPHT) e tem como funções promover a integração do revestimento de superfície com os demais componentes, permitir a conexão dos equipamentos de segurança e controle de poço, servir de sede para os suspensores de revestimentos intermediário e de produção e, por fim, conectar os equipamentos de produção na fase de produção do poço.

4.5. Preventor de Erupção (BOP)

O preventor de erupções é o equipamento responsável pela “segunda linha de defesa” utilizada no controle de um *kick* e na prevenção de um *blowout*, ambos ocorridos durante a perfuração, segundo Adams (1980). Os equipamentos de prevenção de erupção atuais são, de acordo com Baker (1998), simples de serem operados e amplamente utilizados. O BOP propriamente dito é composto por um conjunto de válvulas de segurança de alta pressão que operam de maneiras distintas e separadamente. Entretanto, existe uma série de outros equipamentos associados utilizados para o fechamento do poço em caso de influxo não desejado de óleo, gás ou água da formação que são extremamente importantes nas operações de controle de poços. Os principais são: o *choke* (estrangulador), acumuladores, válvulas de alívio de pressão, detectores de gás, entre outros. Como a atuação direta no poço é realizada pelo BOP, os demais equipamentos não serão descritos com maiores detalhes, porém podem ser facilmente estudados através da consulta da bibliografia de referência.

O API (*American Petroleum Institute*) possui um conjunto de normas relacionadas especificamente com equipamentos de prevenção de erupções, o API RP 53 *Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells*, considerado pela indústria de exploração de petróleo como a melhor referência técnica para este tema.

O primeiro procedimento após a instalação do preventor de erupção é o teste de pressões, pois desta forma, é possível assegurar a integridade e funcionalidade do sistema. Os preventores

de erupções possuem a finalidade de fechamento do poço em situações adversas, impedindo que substâncias com altas pressões oriundas da formação cheguem à superfície, podendo ser divididos essencialmente em dois grupos: preventores anulares e preventores de gaveta, de acordo com Baker (1998). Esta classificação está intimamente ligada ao modo de operação do BOP.

O primeiro grupo, preventores anulares, tem como princípio de funcionamento a expansão de um elemento elastomérico (borracha) ao redor da coluna de perfuração, sendo constituído por um pistão que ao deslocar-se no interior de um corpo cilíndrico comprime o elemento de borracha que se ajusta ao espaço formado entre a coluna de perfuração/revestimento e o corpo do preventor. Atualmente é utilizado para qualquer diâmetro de tubulação.

Os preventores de gaveta são acionados hidráulicamente oferecendo energia a dois pistões que se deslocam um de encontro ao outro transversalmente ao poço. Este mecanismo fecha o espaço anular isolando as pressões. Conforme Baker (1980), os preventores de gaveta podem ser sub-divididos em três tipos: gaveta vazada (*Pipe Ram*), gaveta cega (*Blind Ram*) e gaveta cisalhante (*Blind Shear Ram*). O primeiro fecha o espaço anular sem causar maiores danos à coluna de perfuração (perfil do tubo), o segundo causa a total ruptura da coluna de perfuração/produção do poço por esmagamento, enquanto o terceiro tipo é utilizado apenas como última opção, visto que corta a tubulação no ponto de acionamento e, conseqüentemente, causa perda de todo equipamento e/ou coluna de perfuração ou completação abaixo do BOP. As figuras 6 e 7 a seguir apresentam a diferença entre os preventores de gaveta e os preventores anulares.

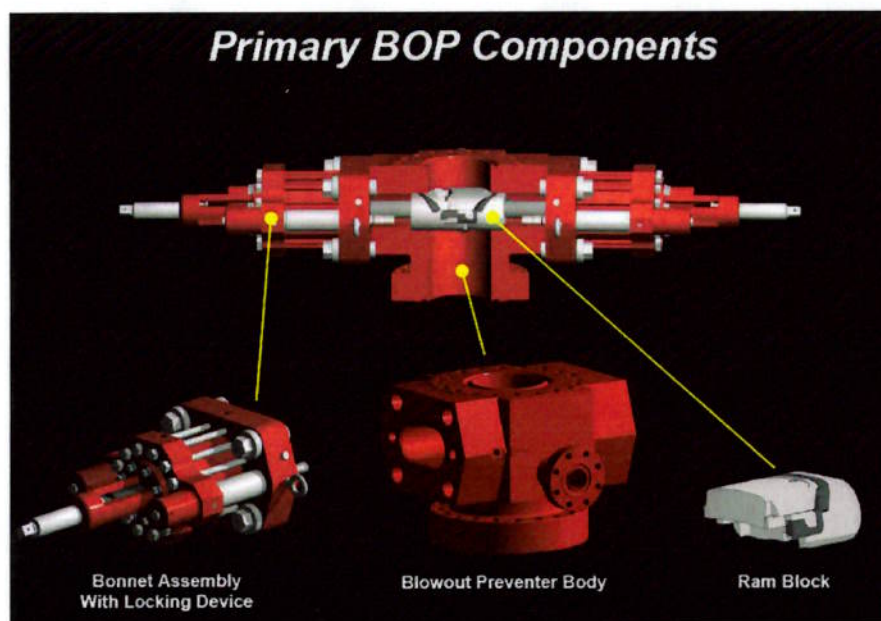


Figura 6 - BOP do tipo gaveta cega.

Fonte: Cooper Cameron Company (2006)

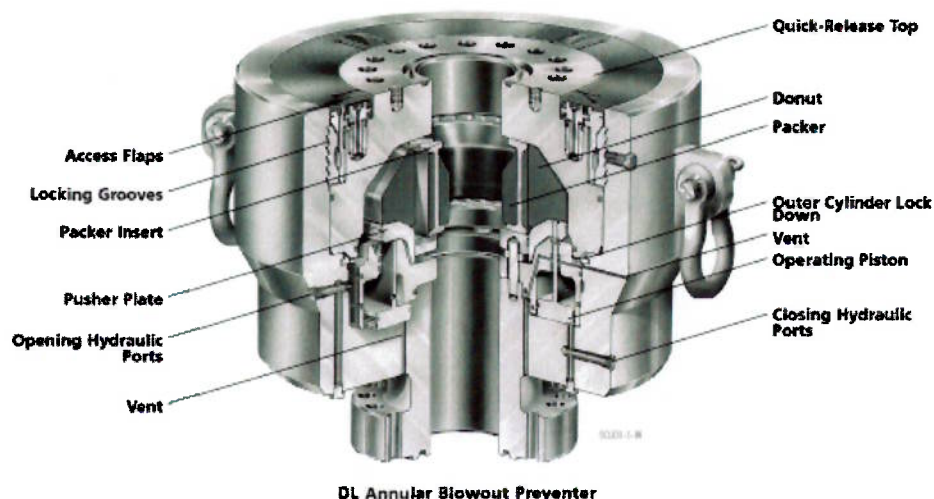


Figura 7 - BOP do tipo anular Fonte: Cooper Cameron Company

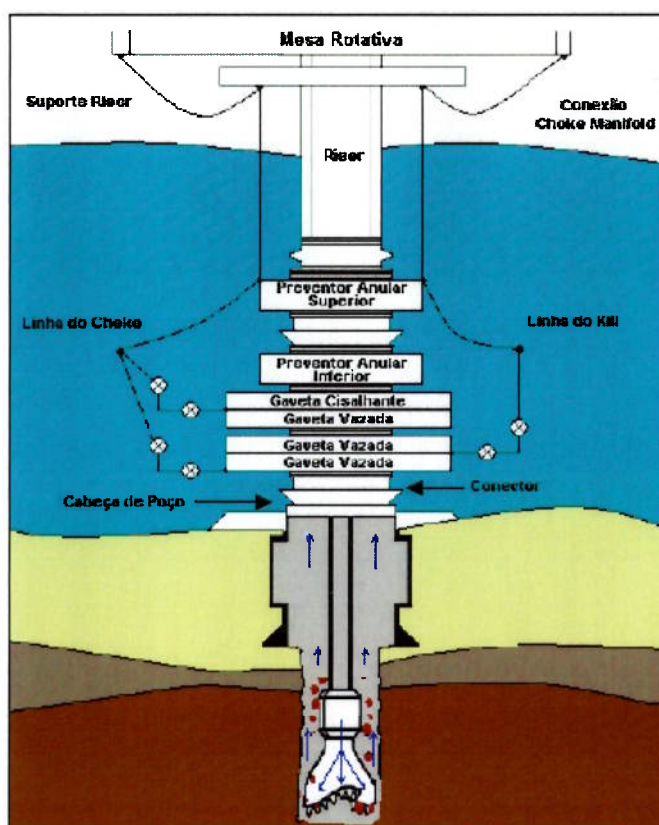


Figura 8 - Imagem esquemática de um conjunto submarino de preventores.
Fonte: Oliveira (2003)

De acordo com Jahn et al (1998), apud Oliveira (2003), existem diferenças na composição do conjunto de preventores de erupções para utilização em plataformas fixas e plataformas flutuantes. Em plataformas fixas ou apoiadas no fundo do mar o sistema encontra-se instalado na

superfície da plataforma, Neste caso, usa-se um preventor anular e três ou quatro preventores de gaveta. Nas unidades flutuantes o sistema de preventores é instalado no leito submarino, desta forma, um sistema composto por dois preventores anulares e três ou quatro preventores de gaveta são utilizados. Um sistema submarino de preventores é uma estrutura bastante pesada e de difícil logística. O número de preventores, válvulas, linhas de pressão, conectores e partes do sistema de controle podem ser visualizados na figura 8, apresentada anteriormente.

4.6. Obturador (*packer*)

O obturador é um equipamento com sistema de ancoragem que, ao ser instalado no revestimento, promove a vedação do espaço anular e sustenta a cauda de produção e o mandril do TSR (*tubing seal receptacle*, ou junta telescópica de expansão), utilizado primordialmente nas atividades de completação, teste de poços e estimulação de reservatórios. É composto basicamente por cunhas, borracha de vedação e pinos de cisalhamento e tem como finalidade básica promover a vedação do espaço anular entre o revestimento e a coluna de produção, compondo assim a primeira barreira de segurança. Esta primeira barreira de segurança pode ser composta pelo obturador, tubos de produção e DHSV (válvula de segurança de sub-superfície) durante o período produtivo do poço ou ainda ser composta pelo obturador, perfil de assentamento e obturador interno durante o processo de retirada da árvore de natal e instalação do BOP, em eventuais intervenções no poço.

Além de proteger o revestimento (instalado acima do ponto de instalação do obturador) contra pressões da formação e fluidos corrosivos, o obturador possibilita a injeção controlada de gás nas operações de elevação artificial por gas-lift e permite também que seja realizada a produção seletiva de várias zonas reservatório através de uma única coluna de produção (neste caso são utilizados vários obturadores).

O assentamento do obturador realiza-se por diferencial de pressão entre o interior e o exterior da coluna de produção, em alguns casos os obturadores possuem um mecanismo de cunhas que impossibilitam que pressões abaixo da área fixada desloquem-no para cima.

Os obturadores são classificados em recuperáveis ou permanentes e, segundo Patton (1987) e Van Dyke (1997), apud Oliveira (2003), o obturador recuperável permite ser instalado ou desinstalado diversas vezes. Ele tipo de obturador possui dois mecanismos de assentamento: método mecânico e o método hidrostático ou hidráulico. O primeiro método consiste em assentar o obturador através da rotação da coluna, em seguida, aplica-se peso e tração sobre o equipamento. No método hidrostático ou hidráulico, o obturador é instalado após a inserção de pressão no espaço anular do poço, sendo retirado apenas com a rotação da coluna de produção.

O obturador permanente não permite reutilização, podendo ser instalado uma única vez. Sua instalação realiza-se por sistemas elétricos responsáveis em detonar um explosivo na parte superior do equipamento ocasionando, desta forma, à expansão da borracha de vedação e das cunhas, comprimindo assim o obturador ao revestimento. A retirada do obturador permanente consiste em cortar a cabeça do obturador e posteriormente seu direcionamento ao interior do poço. A tabela 3 a seguir apresenta as recomendações para utilização dos obturadores de produção utilizados pela Petrobrás, conforme histórico de desempenho observado ao longo dos anos e em diferentes situações.

Tabela 3 - Recomendações da empresa PETROBRAS para aplicação do obturador de produção.
Fonte: Oliveira (2003)

	FH/FHL	RH/RHL	HH/HHL	SC-1/SC-1L/SC-2
Gravel Pack	não	não	não	sim
Canhoneio TCP	não	pode ser usado (*)	mais adequado	pode ser usado
Abandono Temporário	mais adequado	pode ser usado	pode ser usado	pode ser usado
Packer de Produção	bom	muito bom	muito bom	não
TSR pré-balanceado	não	pode ser usado (*)	mais adequado	não
Histórico de Desempenho	bom	muito bom	muito bom	muito bom

4.7. Árvore de Natal

Os equipamentos denominados árvores de natal podem ser divididos em duas grandes categorias: árvores de natal “secas” ou convencionais (utilizadas em poços *onshore* e em poços *offshore* com completação acima do nível d’água) e árvores de natal “molhadas” ou submersas, segundo Thomas (2001).

Como o princípio de funcionamento em ambos os modelos é semelhante, é suficiente analisar o funcionamento do modelo de completação seca para compreensão da operação da árvore de natal molhada. As principais diferenças entre os modelos serão apresentadas a seguir, bem como um breve detalhamento das necessidades específicas do equipamento utilizado nas completações molhadas.

A árvore de natal é um equipamento que permite o controle racional e seguro do fluxo do poço, atuando desta forma também como um equipamento de segurança, visto que possibilita cessar o fluxo de hidrocarbonetos do poço para a superfície ou risers de produção. É um equipamento constituído por um conjunto de válvulas tipo gaveta (com acionamento hidráulico, pneumático e/ou manual), além de uma válvula do tipo agulha (*choke*) utilizada no controle da vazão. É considerada a principal barreira de segurança do poço durante a fase de produção.

Normalmente, as ANCs (árvores de natal convencionais) estão equipadas com duas válvulas mestras (uma inferior, manual, e uma superior, com acionamento hidráulico), duas laterais (uma com acionamento pneumático e outra manual) e uma válvula de pistoneio (manual).

As válvulas mestras (*masters*) recebem este nome porque estão situadas em um ponto da ANC em que controlam todo o fluxo do poço. Se forem fechadas, cessa todo o fluxo através da ANC. A válvula mestra superior é acionada hidráulicamente e pode ser fechada remotamente, já a válvula mestra inferior é manual e só deve ser fechada em caso de reparo na válvula mestra hidráulica.

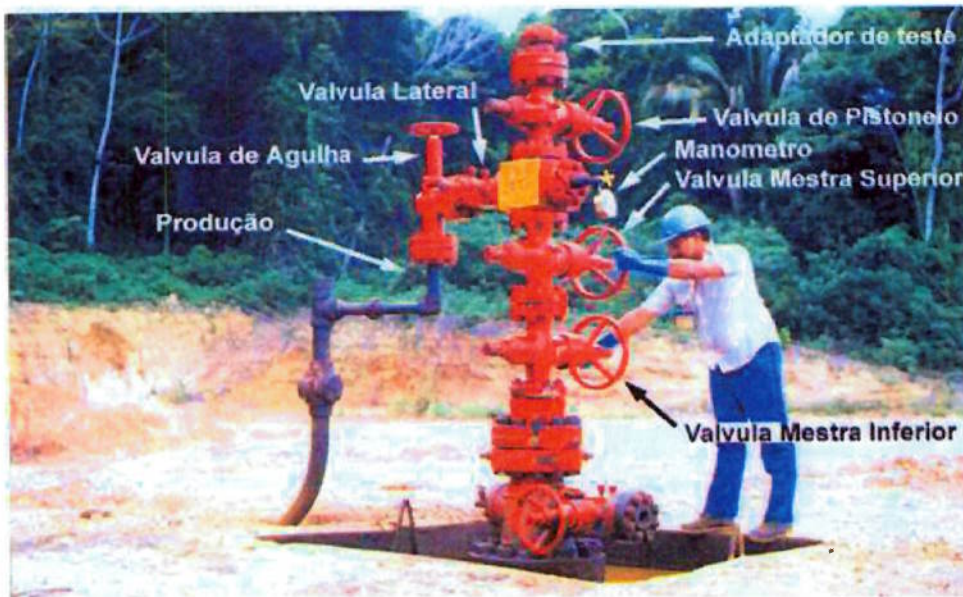


Figura 9 - Árvore de natal convencional (ANC) Fonte: Thomas (2001).

As válvulas laterais (*wings*) também controlam o fluxo do poço, além de permitir que o fluxo do poço seja interrompido enquanto equipamentos de arame (cabo), cabos elétricos ou flexitubos sejam introduzidos no poço. Na linha de surgência das ANC são instaladas duas válvulas laterais, sendo que a de dentro (mais próxima da ANC) é de acionamento manual, e a exterior é de acionamento pneumático e, portanto, de controle remoto. No topo da ANC, acima do ponto de divergência do fluxo, fica localizada a válvula de pistoneio (*swab*). Sua função é permitir, quando aberta, a descida de ferramentas dentro da coluna de produção.

As árvores de natal molhadas (ANMs) recebem este nome por estarem localizadas no fundo mar. Apresentam o mesmo princípio de funcionamento das ANCs, porém com características peculiares devido ao local de instalação. A mais importante, sem dúvida, é a necessidade de garantir a funcionabilidade das válvulas operadas remotamente para equipamentos instalados em lâminas d'água superiores a 300 metros (limite aproximado para mergulho saturado, ou seja, impossibilidade de intervenção humana direta na abertura ou no fechamento das válvulas.). Apresentam um conjunto de linhas de fluxo e um sistema de controle interligado a um painel localizado na plataforma de produção.

As ANMs podem ser classificadas quanto ao modo de instalação e de conexão das linhas de produção e controle, em:

- *diver operated* (DO) - operadas por mergulhador;
- *diver assisted* (DA) - assistida por mergulhador;
- *diverless* (DL) - operada sem mergulhador;
- *diverless lay-away* (DLL) - operada sem mergulhador;
- *diverless guidelineless* (GLL) - operada sem mergulhador e sem cabos-guia.

As ANMs do tipo DO, de baixo custo de aquisição, foram introduzidas para viabilizar a produção de campos ou poços marginais em águas de até 200 metros de profundidade. Nesse tipo

de árvore os mergulhadores podem operar válvulas manuais e realizar conexões das linhas de fluxo e controle.

As ANMs do tipo DA são instaladas em poços localizados em profundidade de até 300 metros, onde o único trabalho previsto para mergulhadores é a conexão das linhas de fluxo e de controle, portanto não existem válvulas de acionamento manual. Um inconveniente característico deste tipo de ANM e também de árvores do tipo DO é a necessidade de usar mergulhadores para desconectar as linhas de produção e controle da ANM para retirar a árvore toda vez que for necessário intervir no poço.

As ANMs do tipo DL são destinadas a poços de até 400 metros de lâmina d'água. Todas as conexões e/ou acoplamentos são feitos através de ferramentas ou conectores hidráulicos, inclusive linhas de fluxo e controle. Este modelo de árvore é considerado o precursor das atuais ANMs DLL e GLL, pois os conceitos utilizados nestas últimas foram evoluções decorrentes das muitas dificuldades enfrentadas na instalação das ANMs DL. Como as primeiras ANMs DL foram instaladas em lâminas d'água inferiores a 300 metros, onde é possível utilizar mergulho saturado, várias dificuldades foram solucionadas com auxílio de mergulho, o que não mais seria possível em profundidades maiores. Os sistemas de conexão das linhas de produção e de controle da ANM eram de dimensões bastante elevadas e pouco operacionais. Este tipo de ANM pode ser considerado obsoleto, tanto que todas as ANMs localizadas em lâminas d'água inferiores a 300 metros sofreram transformações para torná-las *diver assisted*. Aquelas que se encontram instaladas em maiores profundidades continuam sem modificações.

As ANMs do tipo DLL solucionaram o maior problema das ANMs do tipo DL, ou seja a dificuldade de conexões das linhas de fluxo e controle da ANM. Estas ANMs já descem com as linhas de fluxo e controle conectadas diretamente à ANM, ou, como outra opção, conectadas a uma base adaptadora de produção (BAP), descida antes da própria ANM. Possuem também interface para operações com ROV (*Remote Operated Vehicle*). A descida de ANM, ou da BAP, é feita em conjunto com as linhas de fluxo e de controle (lançadas pelo barco de lançamento de linhas) motivo pelo qual a classificação *lay-away* é utilizada. Quando as linhas são descidas em conjunto com a ANM, é possível testar todas as interfaces antes do lançamento, verificando e corrigindo qualquer tipo de vazamento, o mesmo não ocorrendo quando as linhas são lançadas com a base adaptadora de produção (BAP).

Este tipo de ANM, com lançamento de linhas do tipo *lay-away*, inconvenientemente possui a necessidade de coordenação de programação do barco de lançamento com a sonda de completação, prejudicando o cronograma de lançamento de linhas do barco, pois as operações de completação geralmente apresentam atrasos decorrentes das anormalidades enfrentadas.

A grande vantagem deste sistema refere-se à existência de um berço na base adaptadora de produção, aonde o mandril das linhas de fluxo vai se apoiar. Caso seja necessária a retirada da ANM, durante uma intervenção, as linhas de fluxo e de controle permanecerão intocadas, tornando a re-conexão automática, quando a ANM retornar à sua posição.

As ANMs do tipo GLL (*guideline less*) são utilizadas em poços com lâminas d' água superiores a 500 metros, perfurados por unidades de posicionamento dinâmico (sem cabos guia)

ou por unidades com padrão de ancoragem especial (1 até 1.000 metros de lâmina d'água). Estas ANMs utilizam também uma base adaptadora de produção (BAP), com funções idênticas às daquelas das ANMs DLL. Como o sistema de cabeça de poço submarino não utiliza cabos-guia, todas as orientações nos acoplamentos são feitas através de grandes funis, utilizando sistemas com rasgos e chavetas. As figuras A2 e A3 do anexo A deste trabalho mostram duas ANMs do tipo GLL. Dependendo do fabricante, este sistema de orientação de funis pode ser do tipo *funil-up* (com a boca do funil, parte mais “larga”, voltada para cima) ou do tipo *funil-down* (com a boca do funil voltada para baixo).

Uma variação das árvores do tipo GLL, denominada árvore de natal molhada horizontal, foi desenvolvida posteriormente. Neste equipamento, o suspensor da coluna de produção é assentado na própria ANM e não existe BAP. A vantagem deste ponto particular é que caso seja necessário retirar a coluna de produção, não é mais necessário retirar a ANM para depois ter acesso a o suspensor de coluna (no conceito original da ANM GLL o suspensor de coluna é assentado na BAP e a ANM é instalada sob a BAP). Neste modelo de árvore de natal também já foi utilizado o conceito de conexão vertical direta, na qual o mandril das linhas de fluxo e o mandril das linhas de controle são lançados diretamente na ANM através dos MCVs (módulo de conexão vertical). A figura do Anexo 1 mostra um MCV de produção pronto para ser lançado.

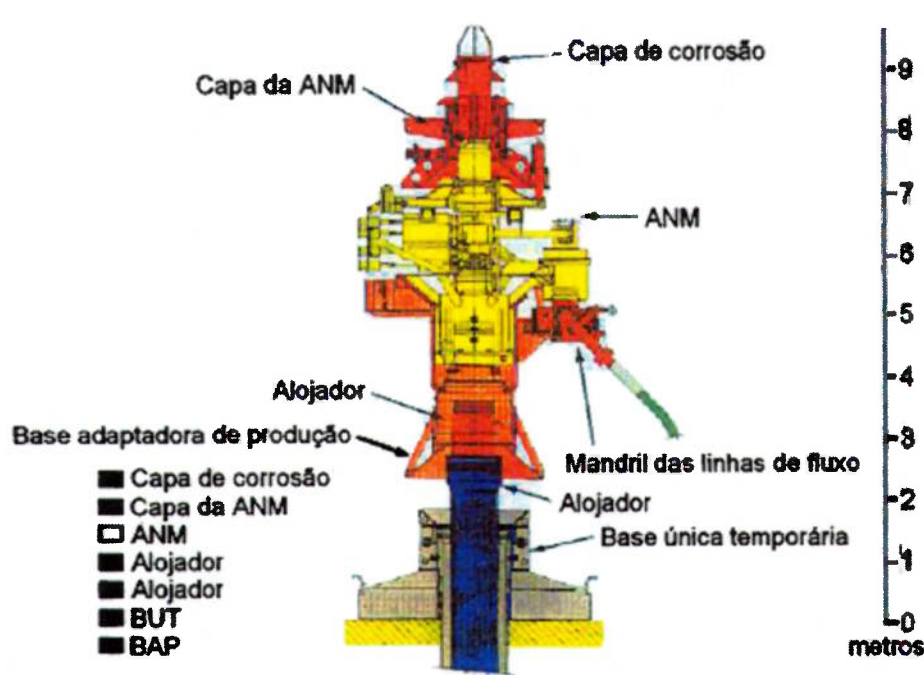


Figura 10 - ANM tipo GLL (*guideline less*).

Fonte: Thomas (2001)

No panorama nacional atual, existe um grande desafio tecnológico a ser superado através do PROCAP 3000 (programa de capacitação tecnológica para exploração em 3000 metros de lâmina d'água), da empresa PETROBRAS. Líder de tecnologia em exploração de petróleo em águas profundas e ultra-profundas, a empresa vem trabalhando em parceria com os fornecedores de equipamentos e seu centro de pesquisa (CENPES - Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo M. de Mello) na tentativa de viabilizar principalmente as operações de completação de poços para essa condição de operação. Segundo o engenheiro Fábio Tanaka,

responsável pelas atividades de homologação da empresa VETCO GRAY ÓLEO & GÁS LTDA, dentro de alguns meses a parte considerada mais crítica para este projeto estará concluída, que é a homologação do atuador hidráulico.

4.8. Válvula de segurança de sub-superfície – DHSV

A válvula de segurança de sub-superfície, DHSV (do inglês *down hole safety valve*), é um componente interno da coluna de produção que tem a função de servir como segunda barreira mecânica de segurança. É assentada aproximadamente 30 metros abaixo do fundo do mar e serve para evitar erupções ou fluxos descontrolados do poço no caso de falha dos equipamentos de segurança de superfície.

De acordo com Calmeto (2006), a válvula de segurança de sub-superfície é uma válvula do tipo *fail safe closed*, isto é, é uma válvula normalmente fechada e que, para ser aberta e permanecer desta forma, necessita de suprimento permanente de pressão hidráulica. Uma vez cessada esta pressão hidráulica, seja por comando voluntário ou por acidente que rompa uma das linhas, a válvula é automaticamente fechada.

Além destas características, a DHSV é uma válvula unidirecional, isto é, mesmo fechada e vedando no sentido do poço para a superfície, permite a circulação direta para um eventual procedimento de amortecimento do poço.

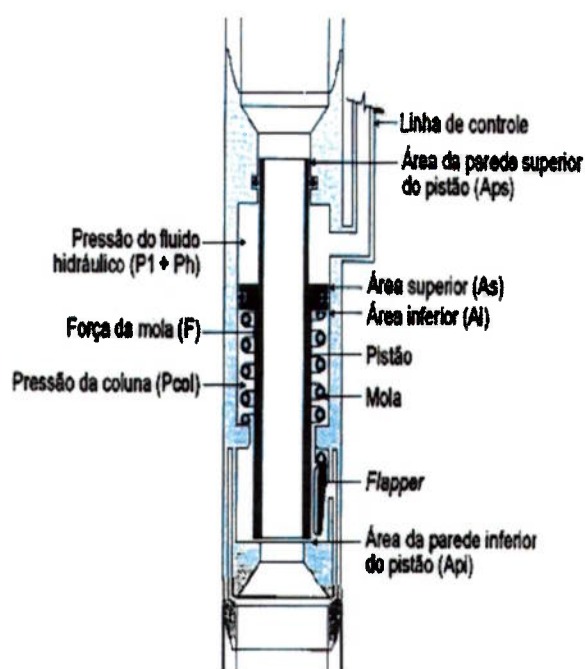


Figura 11 - DHSV tubing mounted

Fonte: CALMETO (2006).

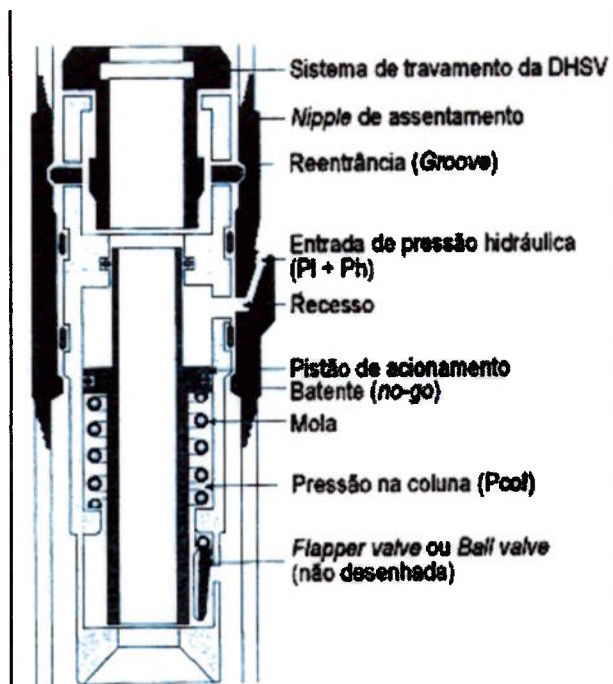


Figura 12 - DHSV insertável

No que se refere ao procedimento de instalação, as válvulas de segurança de sub-superfície podem ser insertáveis com arame ou ainda do tipo *tubing mounted*, ou seja, válvulas que são conectadas e descidas juntamente com a coluna de produção. Os modelos de válvula

tubing mounted mais utilizados pela PETROBRAS são os chamados TRDP e TRM. O modelo TRDP é auto-equalizável, isto é: mesmo havendo pressão trapeada acima da válvula, é possível abri-la sem pressurizar a coluna. Contudo, como o orifício de auto-equalização é muito pequeno, o tempo dispendido para a equalização é tão grande (em alguns casos dias) que o usual é fazer a equalização com a bomba da sonda.

As figuras 11 e 12 apresentam, respectivamente, um desenho esquemático de uma DHSV *tubing mounted* e outro de uma DHSV insertável a cabo.

5. Considerações e Conclusões

Observou-se durante a pesquisa realizada que existe uma escassez de literatura relativa à descrição técnica de equipamentos de controle de poço, sendo que diversos trabalhos realizados na área têm como referência a mesma bibliografia. Além disso, percebeu-se que as barreiras de segurança são normalmente apresentadas e estudadas em diferentes tópicos ou assuntos dentro da engenharia de petróleo e a elaboração deste trabalho vem justamente de encontro com a necessidade de compilação dessas informações através de revisão bibliográfica do assunto, acrescida da análise pessoal e conhecimentos específicos do assunto adquiridos nos últimos anos em atividades extracurriculares.

A identificação e o estudo das barreiras físicas e mecânicas de segurança empregadas em poços de petróleo permitiram que fossem verificados os princípios básicos de funcionamento de cada uma delas no controle destes poços, a maneira como cada uma atua no sistema e em qual momento e, por fim, a importância deste tema na engenharia de petróleo.

Através do estudo realizado por Oliveira (2003) foi possível identificar que a principal causa dos acidentes diretamente relacionados com o controle de poços ocorridos no Golfo do México, no período de 1995 a 2000, é a falha em equipamentos. Baseado nestes dados e na consulta de engenheiros atuantes no setor, conclui-se que boa parte dos acidentes imediatos identificados como causados por falha de equipamento poderia ser evitada através de maiores investimentos na manutenção preventiva dos equipamentos e vistorias periódicas em menores intervalos de tempo (o MMS – *Mineral Management Service*, por exemplo, realiza uma vistoria anual nas unidades do Golfo do México). Além disso, apesar do inegável avanço tecnológico e melhora de desempenho observado na indústria de equipamentos de petróleo, é necessário que estudos detalhados sobre as falhas de equipamentos para segurança de poços de petróleo sejam realizados e divulgados para análise da comunidade científica, ficando aqui a recomendação para futuros trabalhos.

Outro ponto importante a ser destacado é a utilização de barreiras de segurança em “redundância” nas operações consideradas mais críticas, procedimento que, caso adotado, aumentaria a segurança de todo sistema. Na prática, isto não ocorre devido a uma série de fatores que vão desde a impossibilidade técnica de utilização destas barreiras adicionais (considerando a tecnologia atual de equipamentos e procedimentos), até mesmo a um pequeno aumento de custos ou excesso de confiança do pessoal envolvido. Felizmente observa-se que a postura das empresas petrolíferas vem continuamente sendo alterada nesse sentido.

Referências Bibliográficas

- ADAMS, N. *Well Control Problems and Solutions*. Tulsa: *The Petroleum Publishing Company*, 1980.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Disponibiliza a legislação vigente para as atividades exploratórias de petróleo no Brasil. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 10 de outubro de 2006.
- BAKER, RON *Practical well control, Petroleum Extension Service of University of Texas*, Austin, EUA, 1998.
- BOURGOYNE, A. T. JR., CHENEVERT M. E., MILLHEIM K. K., YOUNG F. S. JR. *Applied Drilling Engineering*. Richardson: *Society of Petroleum Engineers*, 1986.
- CALMETO, J. C. N. Fundamentos da Engenharia de Poço da UN-BC/ATP-N: módulo um. Campos, Rio de Janeiro: Petrobrás, 2006. Notas de aula do curso relacionado à disciplina PMI 1932 – Completação e estimulação de poços de petróleo, ministrada junto ao departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo, EPUSP, 2006. *
- FOSTER, J. H., BESON, J., BOYLE, W. G. *Wellhead Equipment and Flow Control Devices*. In: *Petroleum Engineering Handbook. Second edition*. Richardson: *Society of Petroleum Engineers Publishing*, 1987.
- GRACE, R. D. *Advanced Blowout and Well Control*, Gulf Publishing Company, Houston, EUA, 1994.
- MINERAL MANAGEMENT SERVICE. *Offshore Program. Offshore Safety. Safety Alert. Related of accidents that Occurred in Gulf of Mexico, Alaska and Pacific*. Disponível em: <<http://www.mms.gov/offshoresafety/>>. Acesso em: 21 de Outubro de 2006.
- MIURA, Kazuo. Um Estudo sobre a Segurança Operacional na Construção e Reparo de Poços Marítimos de Petróleo. Campinas: Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2004. 324p. Tese de Doutorado.
- OIL RIG DISASTERS. Apresenta diversas informações e ilustrações sobre os grandes acidentes ocorridos com plataformas de petróleo. Disponível em <http://home.versatel.nl/the_sims/rig/index.htm> . Data de acesso: 23/10/2006.
- OLIVEIRA, Victor Carlos Costa. Análise da Segurança em Operações Marítimas de Exploração e Produção de Petróleo. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 122 p. Dissertação de Mestrado.
- THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro: Petrobrás/Editora Interciência, 2001.

WIRSCHING, J. E. *Safety in Offshore Drilling and Production Operations*. OTC 1719. In: *Fourth Offshore Technology Conference Annual, Texas, May 1972*.

Bibliografia Complementar

FREITAS, C. M., SOUZA, C. A. V., MACHADO, J. M. H., PORTO, M. F. S. Acidentes de Trabalho em Plataformas de Petróleo da Bacia de Campos. p. 117-130. Janeiro-Fevereiro, 2001.

MENDES, J. R. P. Raciocínio Baseado em Casos Aplicado a Projetos de Poços de Petróleo. Campinas: Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas Dissertação de Doutorado, 2001.

OIL AND GAS PRODUCERS. *Safety Performance of the Global E&P Industry* - 2002 data Disponibiliza informações sobre acidentes operacionais ocorridos em companhias de petróleo pelo mundo. Disponível em: <<http://www.ogp.org.uk/>>.

* Documento acessível somente com autorização da empresa

ANEXO A – Figuras complementares

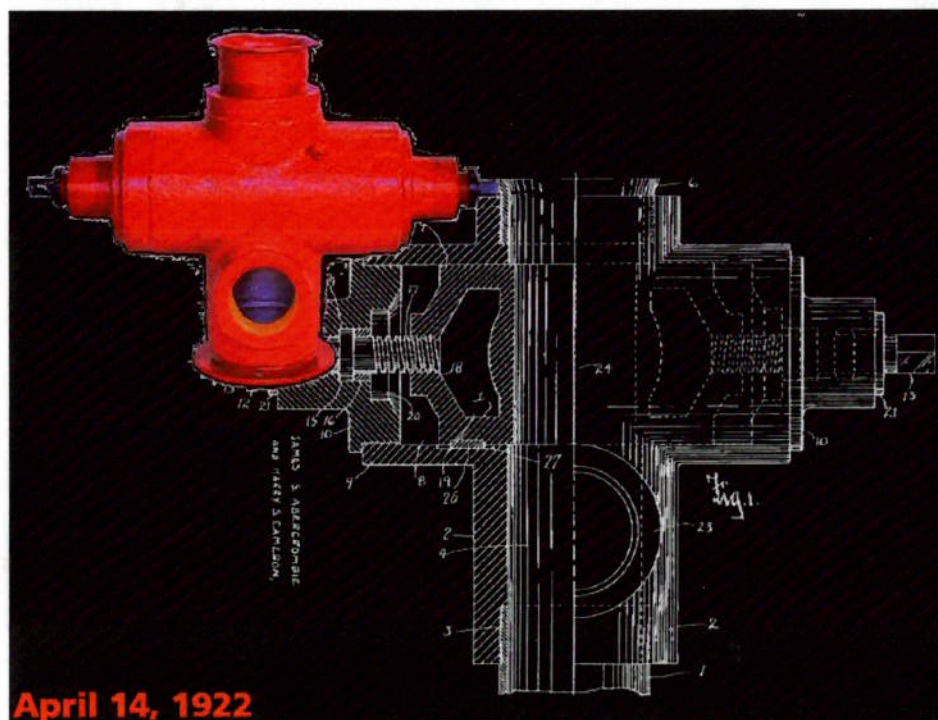
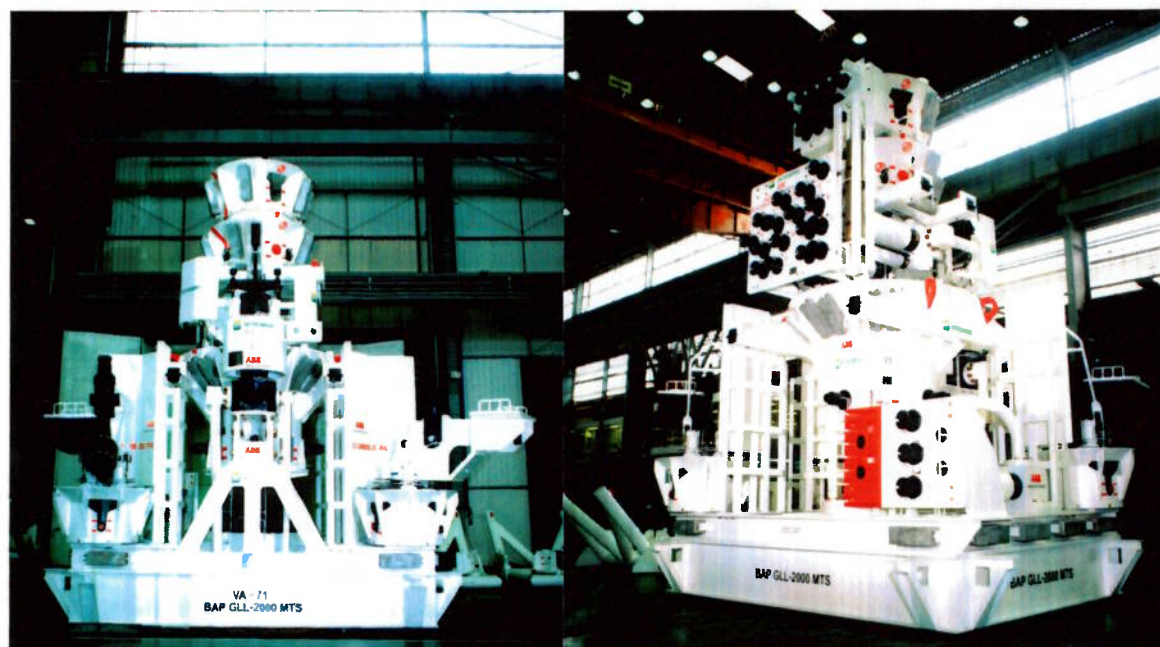


Figura A1 - Esquema do primeiro BOP utilizado em poços de petróleo Fonte: Cooper Cameron Company (2006).



Figuras A2 e A3 - Árvores de Natal Molhadas GLL – 2000m Fonte: VETCO GRAY ÓLEO & GÁS (2006).

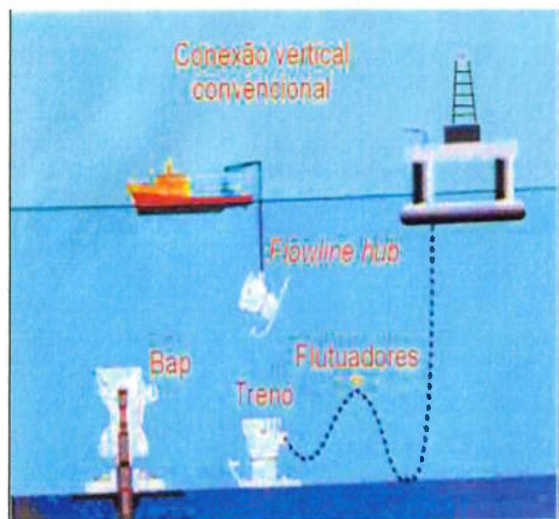


Figura A4 - Conceito da conexão vertical (CV)

Fonte: Thomas (2001)



Figura A5 - Módulo de Conexão Vertical (MCV)

Fonte: VETCO GRAY ÓLEO & GÁS (2006).