

CENTRO DE INSTRUÇÃO ALMIRANTE GRAÇA ARANHA

CIAGA

CURSO DE APERFEIÇOAMENTO PARA OFICIAIS DE NÁUTICA

APNT - 2013



ABORDAGEM DOS ASPECTOS OPERACIONAIS

NA EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO

(DO RESERVATÓRIO À REFINARIA COM ÊNFASE NA PERFURAÇÃO)

FÁBIO LUIZ GONÇALVES

RIO DE JANEIRO

OUTUBRO – 2013

CENTRO DE INSTRUÇÃO ALMIRANTE GRAÇA ARANHA

ABORDAGEM DOS ASPECTOS OPERACIONAIS

NA EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO

(DO RESERVATÓRIO À REFINARIA COM ÊNFASE NA PERFURAÇÃO)

Trabalho acadêmico apresentado como
pré-requisito para obtenção do grau de
Capitão de Cabotagem.

Por: Fábio Luiz Gonçalves

Primeiro Oficial de Náutica

Orientador: Augusto Coelho

Banca Examinadora:

Data da Aprovação:

Dedicatória

A meus pais e minha família.

Agradecimentos

Aos Comandantes Cesar Vallaperde, Marcelo Gomes dos Santos, e Felipe Pacheco que apoiaram a realização deste curso e o suporte da empresa Schahin e seus Gerentes Tiago Freitas, Jefferson Freitas e Stênio Faustino. Além dos Mestres e ao Ciaga.

*“Seja a mudança que você deseja ver no mundo”
Mahatma Gandhi*

RESUMO

O grande potencial econômico do petróleo obrigou o desenvolvimento de avançadas tecnologias para sua extração de forma segura e eficiente. O meio ambiente tornou-se tema prioritário nas discussões mundiais, principalmente nas atividades que possam impactá-lo de forma significativa, como é a exploração de petróleo. Padrões e normas cada vez mais conservativos são adotados para prevenções de não conformidades. A exploração do petróleo exige cada vez mais um perfeito planejamento e monitoramento das condições do poço a ser perfurado, como forma de sustentabilidade do negócio, visando também à segurança da embarcação e de seus tripulantes, além da redução dos impactos ambientais. O cenário atual força as autoridades mundiais e as empresas envolvidas com o petróleo a investirem na capacitação humana e na qualidade dos equipamentos usados, demonstrando uma preocupação maior com danos ao meio-ambiente que geram indenizações bilionárias na indústria de petróleo e gás. Nesta monografia, serão abordados os aspectos operacionais na exploração do petróleo iniciando-se com a pesquisa sísmica até a sua chegada à refinaria. Ênfase maior será dada à Perfuração para demonstrar a importância dos diversos equipamentos e materiais utilizados que proporcionam o entendimento técnico da formação explorada, além da análise de alguns problemas operacionais possíveis de ocorrer durante a perfuração os quais trazem riscos e podem até inviabilizar o projeto.

Palavras-chave

Petróleo – Sísmica – Reservatórios - Plataformas - Blow-out - Perfilagem
Completação – Produção – Perfuração – Revestimentos – Brocas – Cimentação.

ABSTRACT

The great economic potential of oil has pushed the development of advanced technologies for its extraction safely and efficiently. The environment has become a priority issue in global discussions, especially in activities that may impact it significantly as oil exploration. Conservative Standards Regulations have increasingly been adopted for preventions of nonconformities. The oil exploration widely requires a perfect planning and monitoring of the well conditions to be drilled as a part of business success, setting the aim at the safety of the vessel and its crew, and the mitigation of environmental impacts. The current scenario forces the world authorities and companies involved with oil to invest in human capacity and quality of applied equipment, showing great concern to the environment damages that has brought financial consequences by the application of fees in the oil and gas industry. This monograph will deal with the operational aspects of the oil exploitation, starting with seismic survey until its arrival at the refinery. Emphasis will be given to drilling to demonstrate the importance of the various equipment and materials that provide the technical understanding of the formation explored, as well as analysis of some operational problems likely to occur during drilling which raises the risks and may even turn the Project unfeasible.

Keywords

Oil - Seismic - Reservoirs - Platforms - Blow-out – Logging - Completion - Production - Drilling - Casings – Drill Bits - Cementation.

SUMÁRIO

<i>Resumo</i>	5
<i>Abstract</i>	6
<i>Introdução</i>	10
<i>Capítulo 1</i> <i>Histórico do Petróleo</i>	12
<i>Capítulo 2</i> <i>Princípios Básicos (Surgimento, Sísmica e Perfuração) - Visão Geral.</i>	13
<i>Capítulo 3</i> <i>Geologia do Petróleo</i>	14
<i>Capítulo 4</i> <i>Reservatórios de Petróleo</i>	15
<i>Capítulo 5</i> <i>Métodos Geofísicos</i>	16
<i>Capítulo 6</i> <i>Exploração do Petróleo</i>	20
<i>Capítulo 7</i> <i>Perfuração de Poços de Petróleo</i>	21
7.1 <i>Equipamentos de Perfuração</i>	23
7.1.1 <i>Sistemas de Içamento</i>	23
7.1.1.1 <i>Torre Padrão</i>	23
7.1.1.2 <i>Ram Rig</i>	25
7.1.1.3 <i>Torre Dupla</i>	26
7.2 <i>Sistemas de Rotação</i>	26
7.3 <i>Sistema de Circulação</i>	31
7.3.1 <i>Bomba De Lama</i>	31
7.3.2 <i>Planta De Filtração</i>	32
7.4 <i>Sistema De Segurança</i>	34
7.4.1 <i>BOP</i>	34
7.4.2 <i>Equipamentos de Circulação de Controle de Fluxo</i>	37
7.4.3 <i>Sistema de Alarme</i>	37
7.4.4 <i>Desviador (Diverter)</i>	38
7.5 <i>Equipamentos de Fundo</i>	39
7.6 <i>Equipamentos de Manuseio de Tubos</i>	40
7.7 <i>Lama De Perfuração</i>	40
7.8 <i>Revestimentos e Cimentação</i>	42
7.9 <i>Problemas Operacionais na Perfuração de Poços</i>	42
7.9.1 <i>Aprisionamento de Coluna</i>	42
7.9.2 <i>Kick</i>	43

7.9.3 Blow-out	44
7.9.4 Perda de Circulação	47
7.9.5 Pescaria	48
Capítulo 8	
Avaliação de Poços de Petróleo	48
8.1 Perfilagem	49
8.1.1 Measuring While Drilling (MWD)	50
8.1.2 Tipos de Perfilagem	50
8.2 Teste de Formação	52
8.2.1 Equipamentos da Planta de Teste (Well Test Equipment)	52
Capítulo 9	
Estudo dos Campos de Petróleo	53
Capítulo 10	
Aplicação de Embarcações e Estruturas Marítimas	54
10.1 Tipos de Plataforma	54
10.1.1 Semi-submersíveis	54
10.1.2 Jack-up (Auto Elevada)	55
10.1.3 Navios Sondas	55
10.2 Classificação das Plataformas Conforme as Gerações	56
10.3 Posicionamento Dinâmico	56
10.3.1 Vantagens e Desvantagens do Sistema DP	57
Capítulo 11	
Plataformas de Produção e Instalações Submarinas	58
11.1 Plataformas de Produção	59
11.2 Instalações Submarinas	59
11.3 Árvore de Natal	59
11.4 Linhas de Produção	59
11.5 Lançamento de Linhas	59
Capítulo 12	
Produção de Óleo e Gás dos Reservatórios	61
12.1 Mecanismos de Produção	61
12.1.1 Influxo de Água	61
12.1.2 Gás em Solução	62
12.1.3 Expansão de Fluido	62
12.1.4 Drenagem Gravitacional	62
12.1.5 Capa de Gás	63
12.2 Métodos de Recuperação de Petróleo	64
12.3 Métodos Convencionais de Recuperação	65
12.3.1 Projetos de Injeção	66
12.3.2 Fluidos injetados	67
12.3.3 Injeção de Água	67

12.3.4 Injeção de Gás (Gas Lift)	68
12.5 Reservas	68
12.6 Métodos Especiais de Recuperação	69
12.6.1 Métodos Térmicos	69
12.6.2 Métodos Miscíveis	70
12.6.3 Métodos Químicos	70
12.7 Outros Métodos	71
Capítulo 13	
Poços de Produção	72
13.1 Completação	72
13.2 Canhoneio	73
13.3 Estimulação	74
13.3.1 Acidificação de Matriz	74
13.3.2 Fraturamento Hidráulico	74
13.3.3 Fraturamento Ácido	74
13.3.4 Gravel Pack	75
13.3.4.1 Métodos para Controle da Produção de Areia	75
13.3.4.2 Mecanismo de Gravel Pack	77
Capítulo 14	
Processamento do Petróleo	77
14.1 Processamento Primário	77
14.2 Refinaria	78
Capítulo 15	
Exploração do Petróleo e Meio-Ambiente	79
Capítulo 16	
Legislação e Regras Marítimas	80
16.1 Modu Code	80
16.2 ISM Code	81
16.2.1 Pessoa(s) Designada(s)	82
16.2.2 Responsabilidades e Autoridade do Comandante	82
16.2.3 QSMS	83
Considerações Finais	84
Referências Bibliográficas	85
Bibliografia	86

INTRODUÇÃO

A exploração Offshore passou a ser viável após as diversas crises do Petróleo, na década de 70, que elevou significativamente o valor do barril de petróleo. Assim como o aumento da necessidade do uso de energia fóssil, que se consolidou como a principal matriz energética no novo cenário econômico mundial.

Os investimentos em pesquisas para o aprimoramento das operações as tornaram mais seguras e eficientes, viabilizando economicamente a exploração em águas rasas e profundas.

O Petróleo faz parte da cadeia estratégica de desenvolvimento econômico de um país. Suas aplicações são de extrema importância na logística que impactam diretamente o ciclo financeiro de macro e micro economias.

Avanços na exploração em águas profundas devem-se em grande parte ao progresso na tecnologia de pesquisa sísmica. Como consequência desses avanços, observa-se um grande aumento no uso da sísmica 3-D e no sucesso dos vários poços exploratórios.

Alavancados pelas novas tecnologias das Sondas de Perfuração e do melhor entendimento do potencial dos reservatórios, a produção Offshore na década de 90 teve um aumento substancial atingindo o topo de 2 milhões de Barris por dia no Brasil, enquanto a produção em terra continuou a declinar, fazendo a exploração Offshore aumentar sua importância.

Os temas abordados trarão uma visão geral sobre o surgimento do petróleo, sísmica e perfuração os quais têm caráter introdutório. O estudo da Geologia, dos Reservatórios e os métodos Geofísicos atrairão os leitores a buscarem melhor entendimento nos demais capítulos. Ficará também a cargo dos capítulos que tratam da exploração, perfuração, avaliação dos poços e estudo dos campos de petróleo a responsabilidade de ampliar os conhecimentos e seus problemas operacionais enquanto perfurando.

Não poderia deixar de mencionar o uso das embarcações, estruturas marítimas e plataformas (principalmente as que se utilizam do Sistema de Posicionamento Dinâmico) que também fazem parte da cadeia logística do petróleo.

Em se tratando de instalações submarinas faz-se imprescindível mencionar sua aplicação, pois na maioria dos casos estas ficam conectadas diretamente às estruturas, plataformas e embarcações em geral.

Nos capítulos sobre produção de óleo e gás dos reservatórios, poços de produção e processamento do petróleo fica demonstrado o objetivo final da aplicação de todo o esforço para retirada do petróleo.

No capítulo final, a relação estreita entre produção de óleo e meio-ambiente e a aplicação da legislação e regras marítimas traz noção da dimensão das responsabilidades e atribuições dos líderes e profissionais envolvidos no processo exploratório.

Portanto, este trabalho explora diferentes aspectos envolvidos com a exploração de Óleo e Gás, da procura a avaliação dos campos de petróleo, produção e atividades relacionadas, fatores que influenciam a produção e diversos problemas operacionais durante a fase de perfuração, incluindo os riscos para a embarcação, tripulação e meio-ambiente.

CAPÍTULO 1

HISTÓRICO DO PETRÓLEO

A história moderna do petróleo iniciou-se em 1859 quando Colonel Drake, nos Estados Unidos, encontrou petróleo em torno de 20 metros de profundidade.

A motivação para continuar o projeto foi a descoberta do uso do petróleo destilado, por exemplo, querosene, como combustível de melhor qualidade para uso nas luminárias em comparação ao carvão e até mesmo o óleo de baleia.

George Bissel foi o fundador da Pennsylvania Rock Oil Company, iniciando sua exploração comercial.

Embora, o petróleo fosse já conhecido de civilizações passadas sendo encontrado em lagos e rochas sedimentares (Xisto Betuminoso) com seu uso na impermeabilização de navios, construção de casas, e como remédio (pomadas) foi nos Estados Unidos que a sua exploração tomou formas expressivas. A primeira empresa de petróleo dominante foi a Standard Oil Company, sendo seu proprietário Mr. Rockefeller.

No Brasil, muito antes da criação da Petrobras em 1953 já há registros de concessões para pesquisa e exploração do carvão e do Betume (Xisto Betuminoso) outorgadas pelo Imperador Dom Pedro II para diversas áreas (Recôncavo Baiano, São Paulo e Bacia do Paraná como alguns exemplos).



Figura 1 - Pennsylvania Rock Oil Company (Fonte: www.rigzone.com)

CAPÍTULO 2

PRINCÍPIOS BÁSICOS

O petróleo (Óleo e Gás) é gerado nas formações sedimentares de material orgânico exposto às altas temperaturas e pressões. O petróleo então migra para o reservatório onde se acumula, ficando aprisionado nas Armadilhas (traps).

Investigações geofísicas das estruturas sedimentadas no solo são realizadas na busca do reservatório. Estas consistem de métodos GEOFÍSICOS (ciência que estuda a estrutura, a composição, as propriedades físicas e os processos dinâmicos da Terra) conhecidos como Gravimetria, Magnetometria e Sísmica (Maiores detalhes no Capítulo 5).

Através da Gravimetria e da Magnetometria é possível mapear e localizar grandes áreas de sedimentação. Já a sísmica localiza as camadas e a estrutura do solo mais detalhadamente. (Os processos de Gravimetria e Magnetometria tem a mesma finalidade da sísmica, porém são menos precisos, são ainda utilizadas por terem custos menores).

Para termos certeza que há petróleo na formação, um poço deverá ser perfurado. Além disso, o cascalho, amostras do solo e várias operações de perfilagem devem ser realizados para avaliar também a qualidade do reservatório. Desta forma, o estudo de viabilidade econômica é então iniciado considerando o fluxo de caixa, capital, gastos com as operações e o lucro.

Constatada a viabilidade econômica, inicia-se a fase de desenvolvimento com a Perfuração e Completação de Poços de Produção e Injeção. Em seguida, Plataformas de Produção são instaladas para posterior escoamento da produção por navios aliviadores ou por dutos até as refinarias em terra.

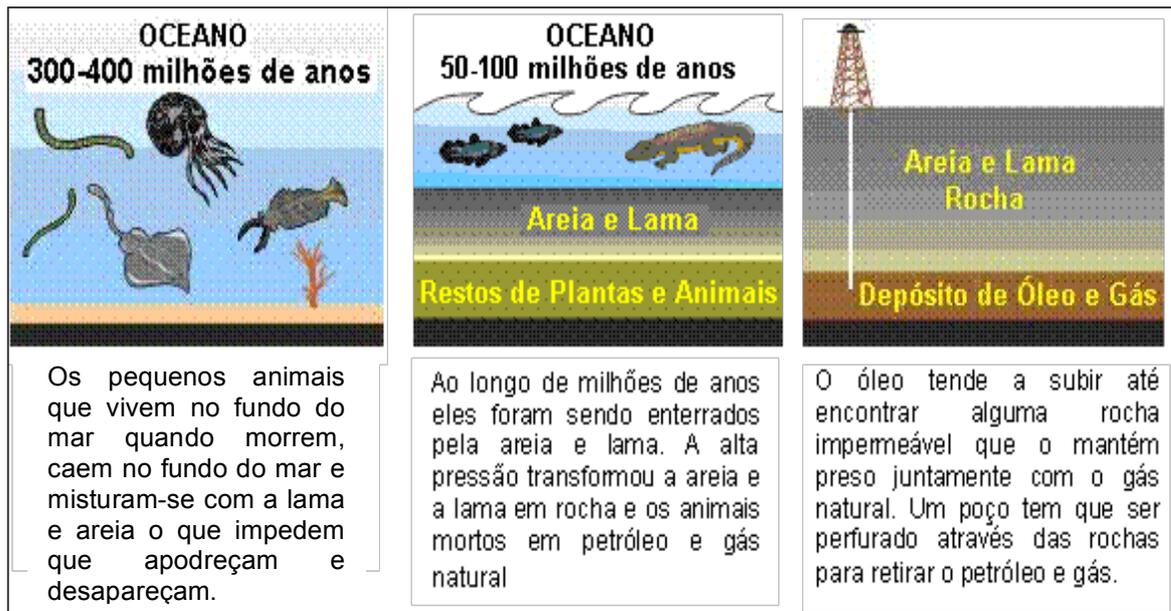


Figura 2 - Formação do Petróleo (Fonte: Aker – 2009)

CAPÍTULO 3

GEOLOGIA DO PETRÓLEO

O entendimento da Geologia é extremamente importante para descobrir novos campos de petróleo e para maior detalhamento da região.

Diferentes tipos de minerais são encontrados nas rochas, por exemplo, Quartz, Feldspato, Sal e Mica. Podemos citar também alguns tipos de rochas como a Ígnea, Metamórfica, Sedimentares, Vulcânicas, e Carvão.

A ocorrência mais comum do petróleo se dá através de rochas sedimentares (Arenito, Carbonato, e Anidrita, por exemplo) do período Terciário, Cretáceos, Jurássico e Triássico, cerca de 250 milhões de anos atrás. As rochas podem ser datadas usando o fóssil e através de fontes radioativas.

Rochas sedimentares são formadas pelo depósito constante de sedimentos novos sobre os antigos (Areia, Argila, Rochas Orgânicas e outras), que são expostos a altas temperaturas e pressões conforme aumenta a profundidade, além também, dos movimentos das placas tectônicas que ao se colidirem formam grandes extensões de campos de petróleo.

As rochas selantes ou capeadoras são as responsáveis pela retenção do petróleo nas trapas. Devem apresentar baixa permeabilidade associada com alta pressão capilar, de modo a impedir a migração vertical do petróleo.

Os evaporitos (especialmente a halita) são os capeadores mais eficientes, embora os folhelhos sejam os mais comuns nas acumulações de petróleo. Os folhelhos podem nos casos em que a pressão capilar não é suficientemente alta, atuar como capeadores seletivos, impedindo a passagem do óleo e permitindo a perda de gás da trapa. Cabe ressaltar que a capacidade selante de uma rocha é dinâmica. Um folhelho capeador pode, com o aumento da compactação e alguma atividade tectônica, fraturar-se e perder sua capacidade selante.

A formação de uma acumulação de petróleo em uma bacia sedimentar requer a associação de uma série de fatores:

- A) A existência de rochas ricas em matéria orgânica, denominadas de rochas geradoras;
- B) As rochas geradoras devem ser submetidas às condições adequadas (tempo e temperatura) para a geração do petróleo;
- C) A existência de umas rochas com porosidade e permeabilidade necessárias à acumulação e produção do petróleo, denominada de rochas reservatório;
- D) A presença de condições favoráveis à migração do petróleo da rocha geradora até a rocha reservatório;
- E) A existência de uma rocha impermeável que retenha o petróleo, denominada de rocha selante ou capeadora; e
- F) Um arranjo geométrico das rochas reservatório e selante que favoreça a acumulação de um volume significativo de petróleo.

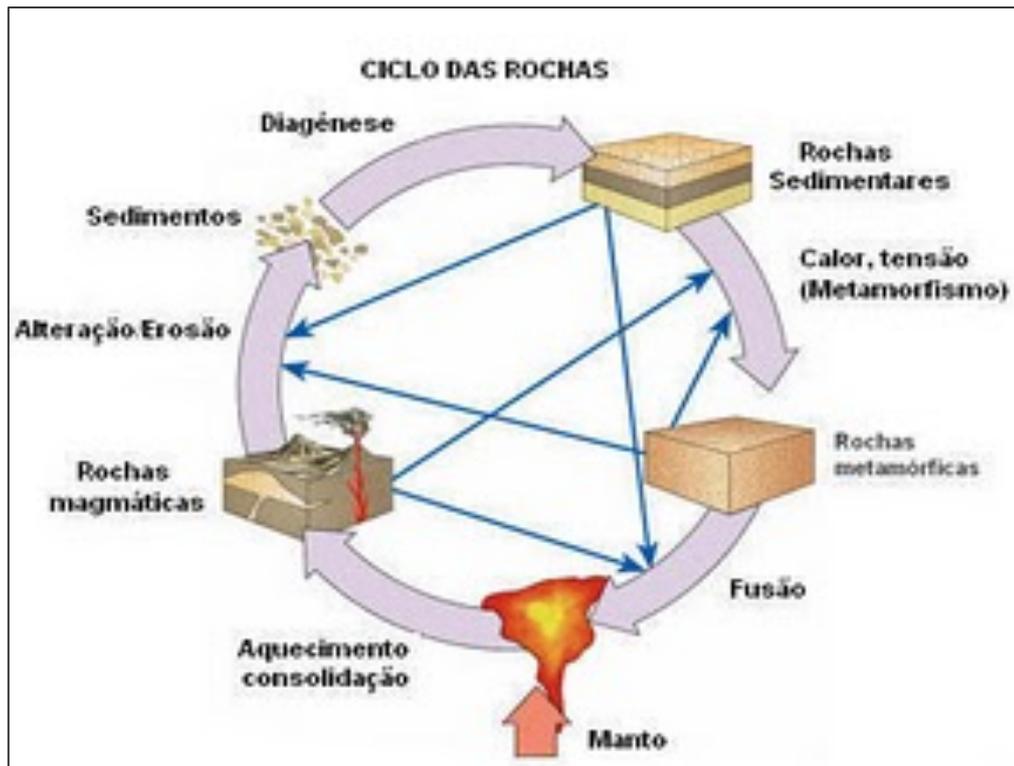


Figura 3 - Ciclo das Rochas (Fonte: Aker 2009)

CAPÍTULO 4

RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

Denomina-se de reservatório a rocha com porosidade e permeabilidade adequadas à acumulação de petróleo. A maior parte das reservas conhecidas encontra-se em arenitos e rochas carbonáceas, embora acumulações de petróleo também ocorram em folhelhos, conglomerados ou mesmo em rochas ígneas e metamórficas.

Uma rocha geradora deve possuir matéria orgânica em quantidade e qualidade adequadas e submetidas ao estágio de evolução térmica necessária para degradação do Querogênio (Parte insolúvel da matéria orgânica modificada por ações geológicas. O querogênio é formado a partir dos lipídios, proteínas e carboidratos, dos seres vivos, e se transforma em petróleo, gás natural ou grafite). De modo geral, uma rocha geradora deve conter um mínimo de 0,5 a 1,0% de teor de carbono orgânico total (COT).

Os aspectos volumétricos da rocha geradora (espessura e extensão lateral) também não devem ser ignorados, pois uma rocha com quantidade e qualidade da matéria orgânica adequadas pode ser, por exemplo, muito delgada para gerar quantidades comerciais de petróleo.

O termo matéria orgânica se refere ao material presente nas rochas sedimentares, que é derivado da parte orgânica dos seres vivos. A quantidade e qualidade da matéria orgânica presente nas rochas sedimentares refletem uma série de fatores tais como a natureza da biomassa, o balanço entre produção e preservação de matéria orgânica, e as condições físicas e químicas do paleoambiente deposicional.

Na medida em que prossegue a subsidência da bacia sedimentar, o querogênio é soterrado a maiores profundidades. O aumento de temperatura acarreta a degradação térmica do querogênio e na geração do petróleo, que sob as condições adequadas é expulso da rocha geradora (processo conhecido como migração primária) e se desloca através do meio poroso.

São reconhecidas três fases na evolução da matéria orgânica em função do aumento de temperatura: diagênese, catagênese e metagênese.

A diagênese (nome dado ao conjunto de transformações que o depósito sedimentar sofre após a deposição, consistindo em mudanças nas condições de pressão, temperatura, Ph e pressão de água, ocorrendo dissoluções e precipitações a partir das soluções aquosas existentes nos poros. O processo termina na transformação do depósito sedimentar inconsolidado em rocha, ou litificação) se dá após a deposição da matéria orgânica, sob pequenas profundidades e baixas temperaturas, resultando na transformação da matéria orgânica original em querogênio.

Na catagênese, o querogênio é submetido a temperaturas ainda maiores (da ordem de 50 a 150 Graus Celsius), o que resulta na formação sucessiva de óleo, condensado e gás úmido.

O final da catagênese é alcançado no estágio em que o querogênio completou a perda de suas cadeias alifáticas. Na metagênese, alcançada sob temperatura muito elevadas (acima de 150-200 Graus Celsius), a matéria orgânica é representada basicamente por gás seco (metano) e um resíduo carbonoso. Este estágio corresponde ao início do metamorfismo (xisto verde) até as trapas (migração secundária).

O processo de expulsão do petróleo das rochas geradoras, fator essencial para a formação das acumulações comerciais, é denominado de migração primária. Inúmeras teorias e hipóteses têm sido propostas a fim de explicar os mecanismos e os fatores que controlam a expulsão do petróleo de sua rocha geradora. Dentre os diversos mecanismos sugeridos, podem ser citados o de migração do petróleo em solução na água e por difusão molecular. Com o avanço no conhecimento mostrou-se que estes mecanismos, embora atuantes, não possuem a eficiência necessária para a expulsão de volumes significativos de petróleo.

Atualmente, acredita-se que a migração primária é controlada basicamente pelo aumento de pressão nas rochas geradoras em resposta à progressiva compactação e à expansão volumétrica ocasionada pela formação do petróleo. Deste modo, forma-se um gradiente de pressão entre a rocha geradora e as camadas adjacentes, favorecendo a formação de microfaturas e o deslocamento de fases discretas de hidrocarbonetos. O encadeamento dos processos de aumento de pressão, microfraturamento, movimentação de fluidos e subsequente alívio de pressão constitui um ciclo que deve se repetir diversas vezes para que ocorra a expulsão de quantidades significativas de petróleo. Balanços de massa baseados em dados geoquímicos de poços e nos resultados de experimentos de laboratório indicam que a eficiência do processo de expulsão pode ser elevada, alcançando valores de 50 a 90%.

O deslocamento do petróleo entre a rocha geradora e a trapa é denominado de migração secundária. Consiste de um fluxo em fase contínua, impulsionado pelo gradiente de potencial do fluido. Este potencial pode ser subdividido em três componentes:

- (a) O desequilíbrio de pressão causado pela compactação;
- (b) A flutuabilidade, que consiste na força vertical resultante da diferença de densidade entre petróleo e água de formação;
- (c) A pressão capilar, resultante da tensão interfacial entre as fases petróleo e água e as rochas.

Em rochas pelíticas soterradas a mais de 3 km, o componente relacionado ao excesso de pressão da água domina o potencial de fluido do petróleo, enquanto em rochas grosseiras o componente de flutuabilidade predomina.

Ao atingir níveis mais rasos da bacia (profundidades menores que 2 km), o componente relacionado ao excesso de pressão da água já não domina o potencial de fluido do petróleo. Conseqüentemente, a migração do petróleo ocorre quando a fluviabilidade supera a pressão capilar, enquanto sua acumulação se dá onde a pressão capilar supera a fluviabilidade.

Para obter alta produtividade em um poço, este deve atender as condições de alta permeabilidade, baixa viscosidade, alto volume do reservatório.

Um reservatório contém mais que um tipo de fluido. Gases (Nitrogênio, Dióxido de Carbono e o Gás Sulfídrico), óleo, e água podem estar presentes.

O Gás Sulfídrico (H₂S) é um gás extremamente venenoso que já causou muitas mortes na indústria do petróleo.

O Dióxido de Carbono em conjunto com o H₂S e água torna-se extremamente corrosivo. Neste caso, materiais resistentes à corrosão devem ser utilizados na planta de produção/extração.

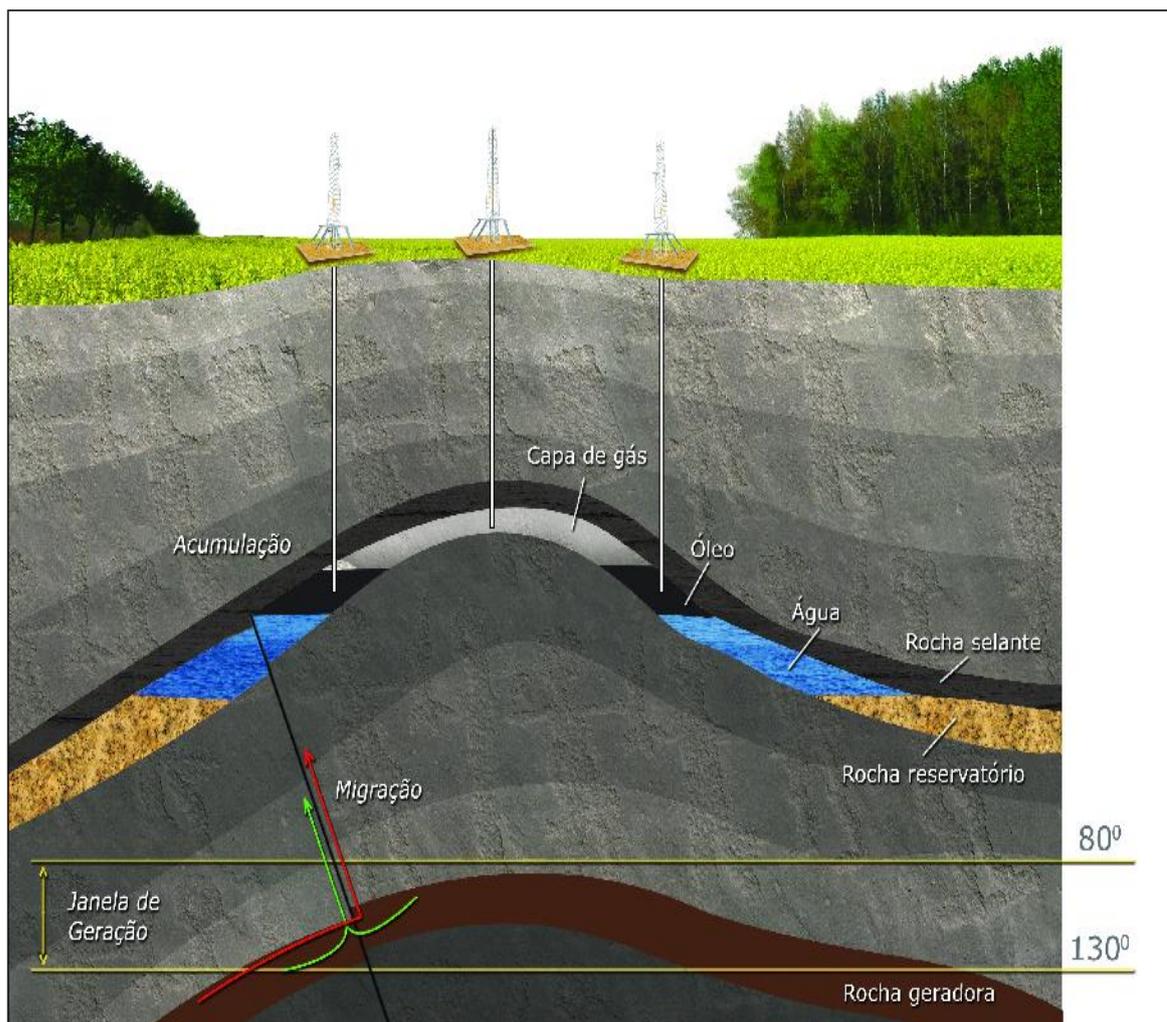


Figura 4 - Reservatório de Petróleo (Fonte: Schlumberger – 2011)

CAPÍTULO 5

MÉTODOS GEOFÍSICOS

A Geofísica é a principal ferramenta para a investigação da qualidade do óleo a ser explorado.

O Eletromagnetismo é uma das técnicas mais modernas em desenvolvimento.

A Magnetometria e a Gravimetria são os métodos utilizados em larga escala para o mapeamento das profundidades das rochas Ígnea e Metamórficas e, por conseguinte a espessura das rochas sedimentares.

A Sísmica fornece o detalhamento perfeito das camadas e estruturas da formação.

Os métodos consistem de três fases: Aquisição de Dados, Processamento e Interpretação dos Dados.

O método mais rápido e com baixo custo de mapeamento das rochas sedimentares é a Magnetometria. Este utiliza do Campo Magnético Terrestre para ativar os sensores normalmente colocados em um avião ou helicóptero voando a uma altitude média de 200 metros acima da superfície. Durante o processamento dos dados a variação da força magnética no campo, perturbações na ionosfera, atividade solar e outros fatores são considerados no cálculo.

Na Gravimetria as variações da força gravitacional são causadas pelas diferenças de densidade da crosta terrestre. A Gravidade aumenta do Equador em direção aos Polos, isto é devido ao movimento de rotação da Terra e pelo planeta ser achatado nos pólos. As rochas sedimentares por sua alta porosidade e presença de água possuem densidade mais baixa que as rochas Ígnea e Metamórficas tornando assim possível detectar diferenças no campo gravitacional.

A pesquisa Sísmica pode ser realizada em diferentes fases da exploração. O processo consiste no envio de uma onda sísmica gerada artificialmente através do impacto de explosões, tiros de ar comprimido, impactos mecânicos ou vibradores através das rochas das formações.

A onda reflete na rocha e a impedância acústica (definida como o produto da velocidade sísmica de um intervalo de rochas pela sua densidade, ou seja, a oposição que a rocha oferece à passagem da onda) é recebida por um Receptor (Geofone para as sísmicas em terra e Hidrofone para o offshore).

Quando a onda sonora atinge a primeira camada de solo, parte da energia será refletida enquanto a energia remanescente será refratada, seguindo mais profundamente nas outras camadas de solo. A onda refratada após atingir a próxima camada, irá mais uma vez ser dividida em Refletida e Refratada, possibilitando então o mapeamento de vários reflexos. Pode-se observar também que a amplitude da onda sonora irá diminuir conforme ela penetra mais profundamente no solo. Ou seja, o comprimento da onda irá diminuir com a profundidade.

Em terra, a sísmica é comumente realizada a partir da perfuração de um poço raso onde são instalados explosivos. Após a detonação, os geofones conectados a um computador registram e armazenam os dados.

No Offshore, um navio sísmico utiliza detonadores de ar pressurizado conectados ao navio por cabos que são lançados no mar. As ondas sonoras viajam pela água atingindo as diversas camadas do fundo do mar. Os registros são captados por Hidrofones que são rebocados pela popa do navio.

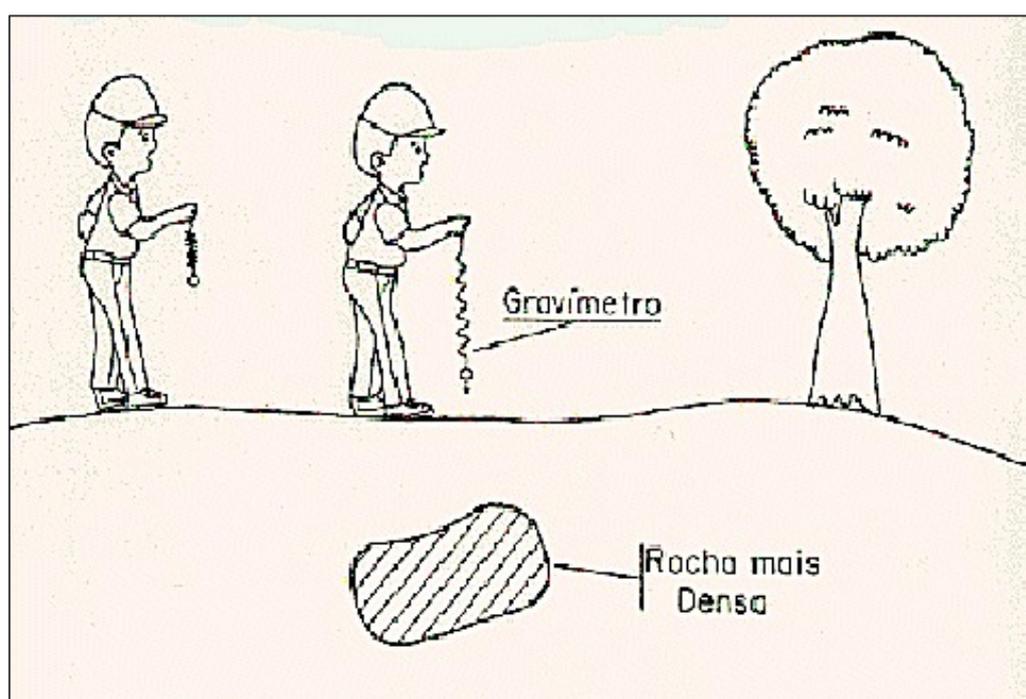


Figura 5 – Gravimetria (Fonte: Petrobras - 2010)

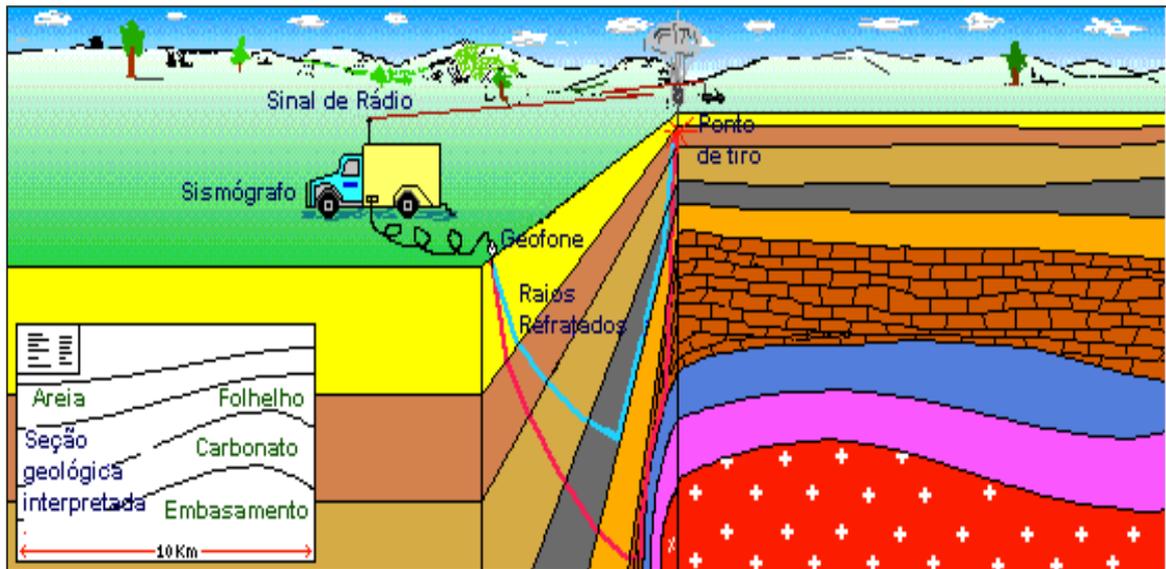


Figura 6 - Envio de Ondas Sísmicas (Fonte: Halliburton – 2011)

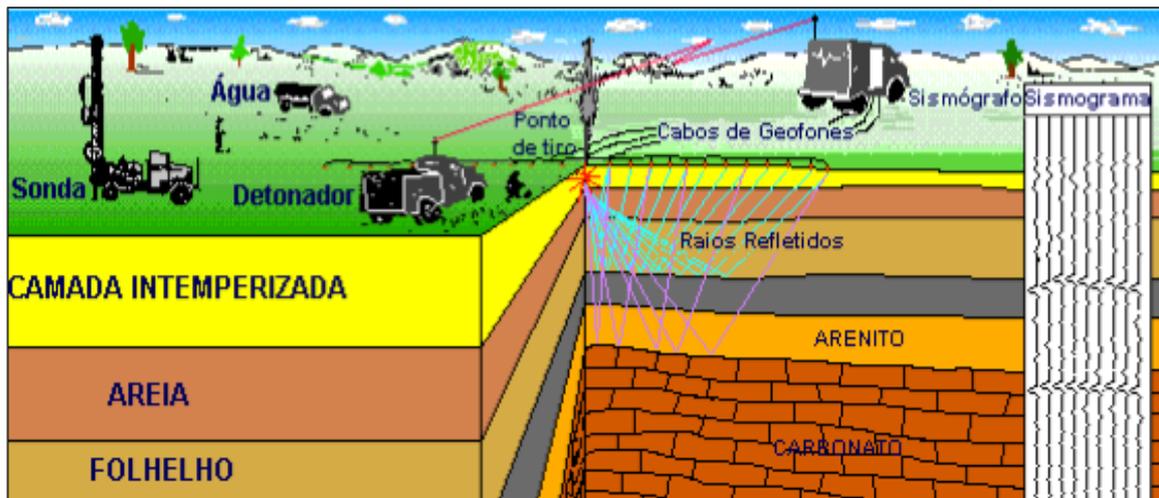


Figura 7 - Recepção das Ondas Sísmicas (Fonte: Halliburton – 2011)

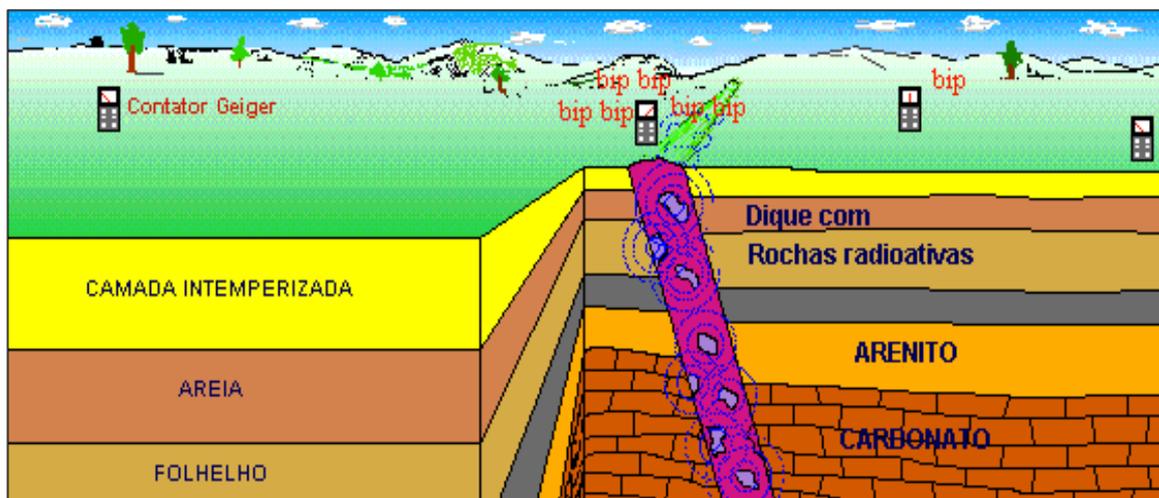


Figura 8 - Envio de Ondas Rádio (Fonte: Halliburton – 2011)

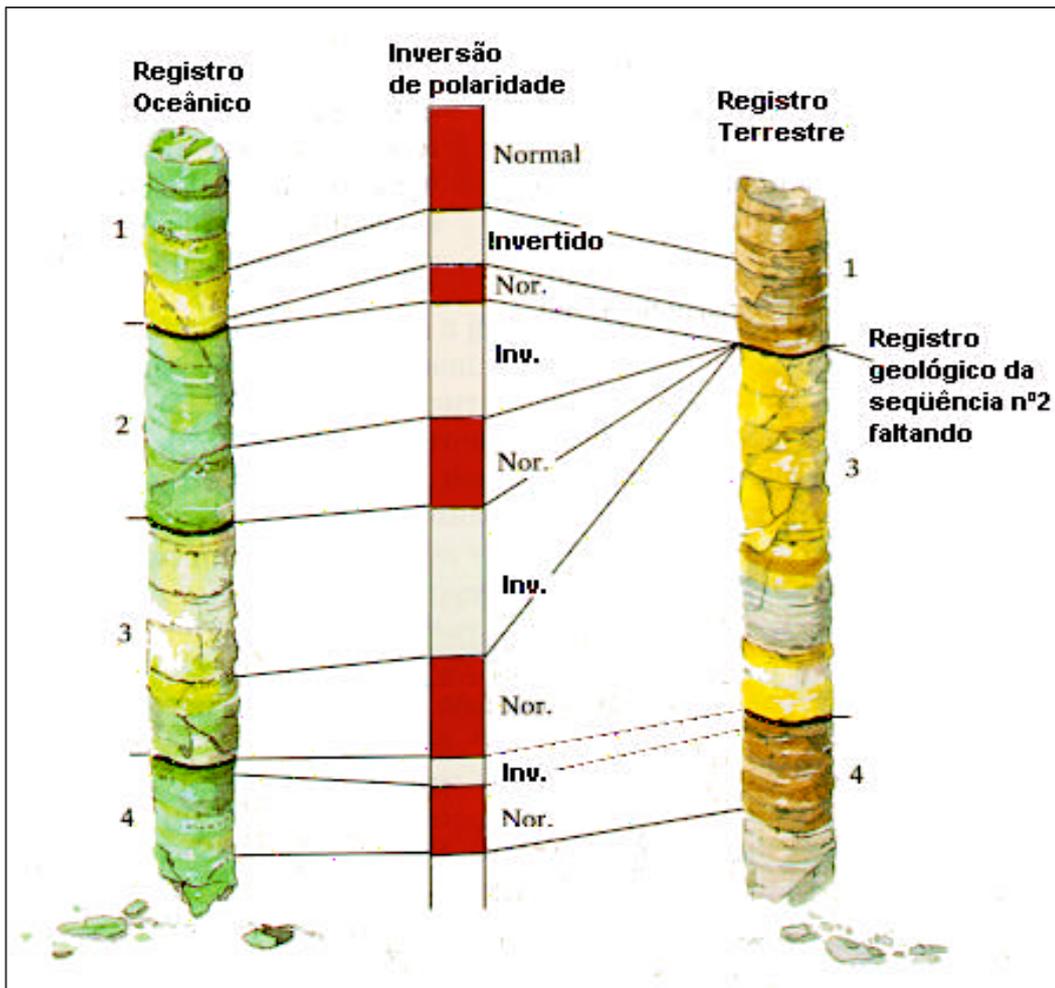


Figura 9 - Perfil Magnético da Rocha (Fonte: Petrobras – 2012)

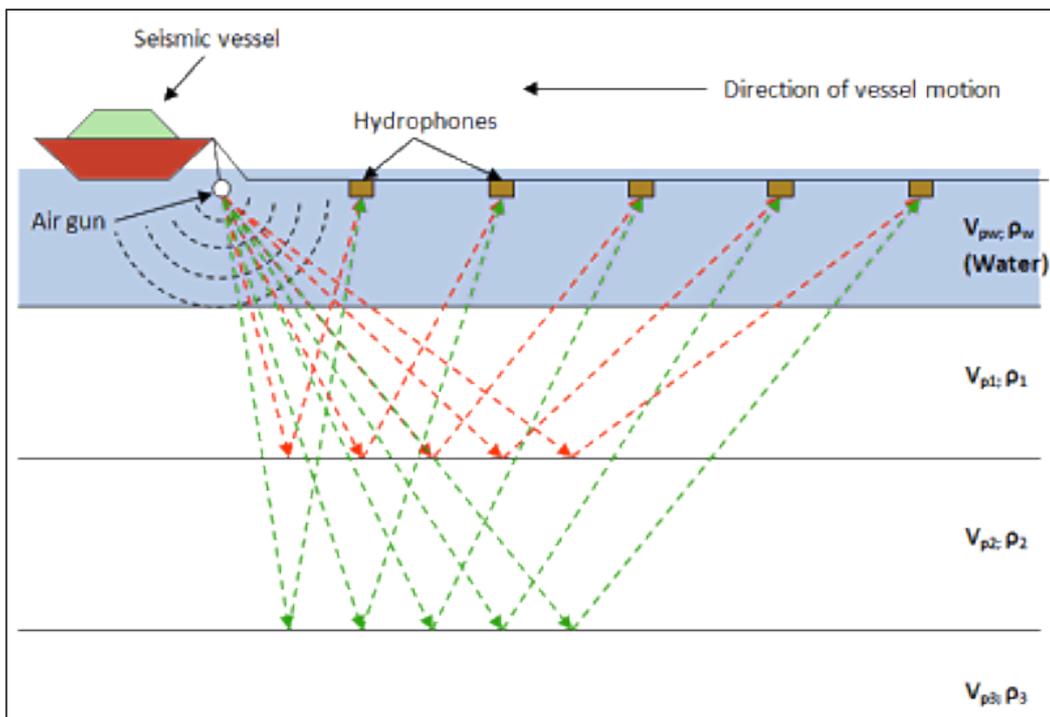


Figura 10 - Sísmica no Mar (Fonte: www.rigzone.com)

CAPÍTULO 6

EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO

A exploração do petróleo numa locação consiste das seguintes fases: Pré-sísmica (mapeamento, magnetometria, gravimetria e outros), Coleta dos Dados da Sísmica, Perfuração de Poços Pilotos e Produção.

A partir do estudo da perfilagem, das amostras e da avaliação do cascalho nas diferentes profundidades pode-se estimar o volume de óleo e a viabilidade econômica.

O petróleo é encontrado em bolsões profundos em terra firme e abaixo do fundo do mar. Para realizar a sua exploração são necessários basicamente três passos importantes:

A) Prospecção: é a localização de bacias sedimentares por meio de análise detalhada do solo e subsolo.

O geólogo que determina a probabilidade de haver rochas-reservatório com petróleo aprisionado pode fazê-lo de diversas maneiras, como por meio de imagens de satélites. Ele também utiliza alguns equipamentos; veja alguns deles:

Gravímetro: detecta sutis variações na gravidade que indicam o fluxo subterrâneo do petróleo;

Magnetômetros: medem minúsculas mudanças no campo magnético, também causadas pelo fluxo do petróleo;

Sismólogos: esses aparelhos criam ondas de choque que passam pelas rochas e depois são refletidas para a superfície. Essas ondas podem ser criadas por **canhões de ar comprimido**, que disparam pulsos de ar na água e, por meio de **hidrofonos**, captam as ondas refletidas. Também é possível utilizar detonações com cargas **explosivas** no solo ou **caminhões impactadores** que golpeiam chapas pesadas dispostas no solo.

B) Perfuração: uma vez descobertas as jazidas de petróleo, realiza-se a marcação com coordenadas GPS e boias marcadoras sobre o fundo do mar. Se for em terra, realiza-se a perfuração do solo de um primeiro poço. Se realmente existir o petróleo, outros poços são perfurados e analisa-se se a extração é viável economicamente.

C) Extração: em terra, o petróleo é encontrado acima de água salgada e embaixo de uma camada gasosa em alta pressão. Assim, quando o poço é perfurado, o petróleo pode jorrar espontaneamente até a superfície em razão da pressão do gás. Quando essa pressão diminui é necessário o uso de equipamentos que bombeiam o petróleo para a superfície.

Se o petróleo for muito denso é preciso injetar vapor de água aquecido sob pressão por meio de um segundo poço cavado no reservatório. O calor do vapor diminui a viscosidade do petróleo e a pressão ajuda a empurrá-lo para cima no poço.

No mar, essa extração é mais difícil, sendo feita com a utilização de equipamentos especiais de perfuração e extração por meio de bombas em plataformas e navios-sonda.

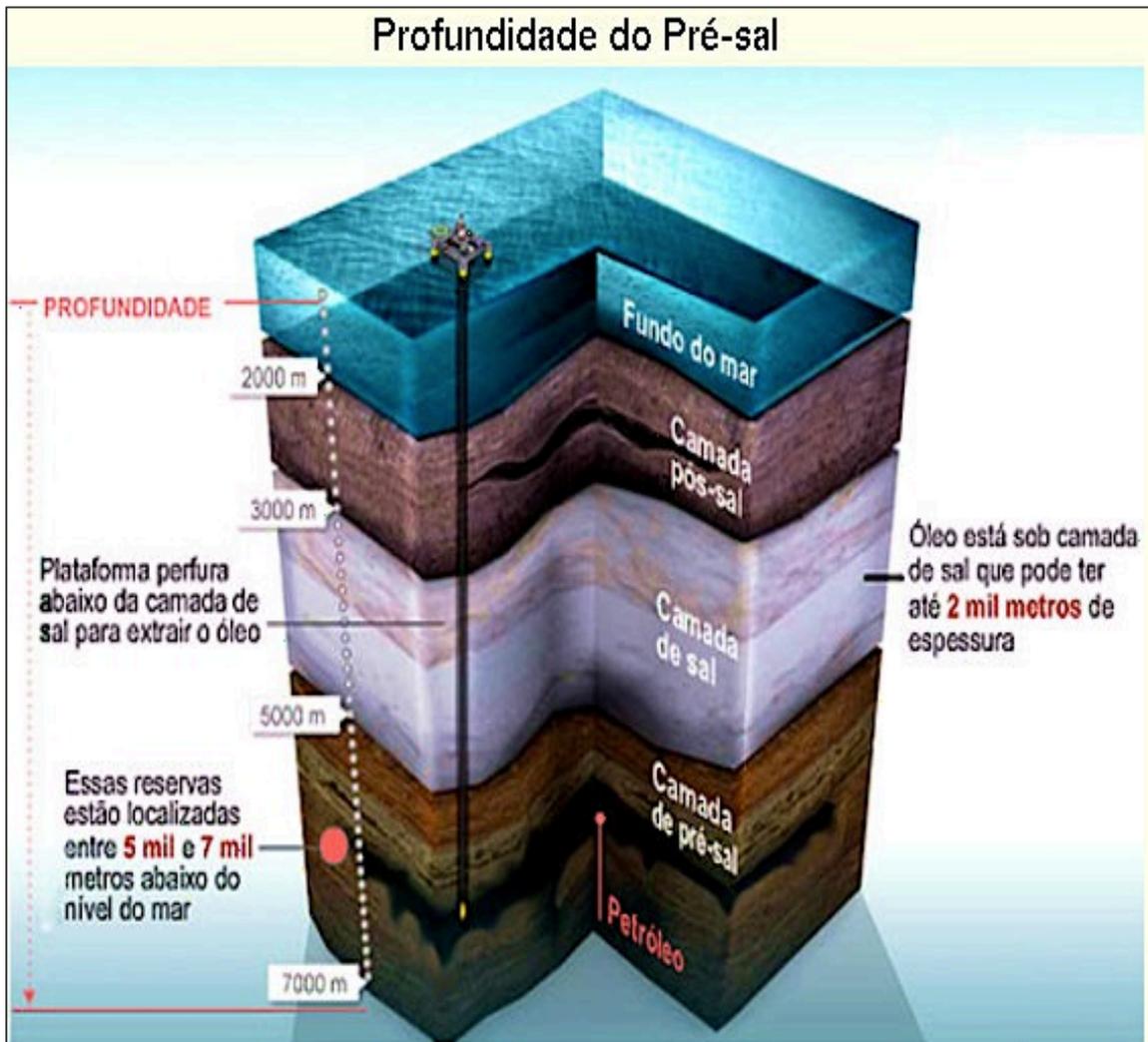


Figura 11 - Exploração do Petróleo no Mar (Fonte: Petrobras - 2012)

CAPÍTULO 7

PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

O princípio usado na perfuração moderna de poços de Petróleo é conhecido como Perfuração Rotativa. Durante a perfuração, uma coluna de tubos com uma broca no final é colocada em rotação constante onde é aplicado peso sobre a broca, penetrando o solo. A coluna de perfuração consiste de Comandos (Tubos mais rígidos), Estabilizadores, Tubos Rosqueáveis, além obviamente da Broca. Este conjunto de Comandos e Broca é chamado de BHA (Bore Hole Assembly) que serve para dar estabilidade à broca ao torná-la mais rígida, determinando a forma do poço, e a direção onde se pretende perfurar. A configuração correta da BHA torna a perfuração mais eficiente reduzindo os custos operacionais.

O fluido de perfuração (A Lama) é o fluido usado na circulação, consiste basicamente de argila e outros componentes químicos (Goma Xantana, Baritina, Bentonita, Calcário como exemplos). Esta é circulada passando pela parte interna da coluna de tubos e retornando pelo Anular (Parte externa da Coluna e Paredes do Poço). O cascalho gerado retorna à superfície onde é separado da lama. Após a limpeza da lama através das peneiras, esta retorna para o poço novamente, injetada por bombas que enviam o fluido para a cabeça de injeção ou pelo swivel. A Lama tem papel importante na perfuração, pois controla a pressão na formação, lubrifica a broca e transporta o cascalho para a superfície. No bombeio da Lama é possível também transportar os mais variados equipamentos para o poço (Perfilagem com Cabo Armado, Fontes Radioativas entre outros).

Para a proteção das paredes do poço contra desmoronamentos são aplicados revestimentos que posteriormente são cimentados fixando-os no Anular, permitindo assim a continuidade das operações com maior segurança.

A broca e os revestimentos seguem diminuindo os seus diâmetros conforme as operações avançam.

Para a perfuração no mar (Offshore) são utilizados diversos tipos de sonda (Semi-submersíveis, Jack Ups e Navios Sondas).

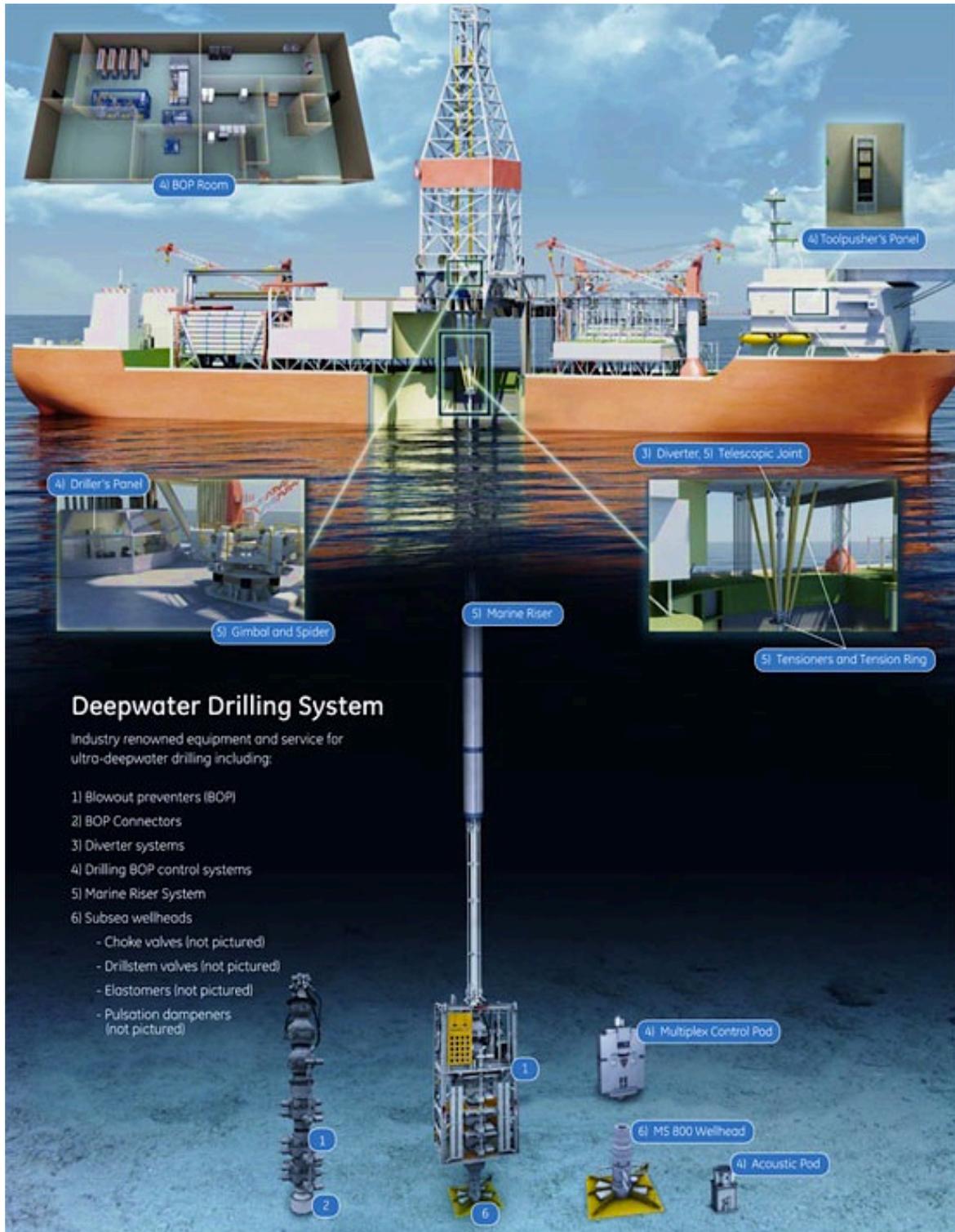


Figura 12 - Perfuração no Mar (Fonte: GE – 2010)

7.1 EQUIPAMENTOS DE PERFURAÇÃO

A perfuração de poços é a junção de vários equipamentos que serão mostrados a seguir.

7.1.1 SISTEMAS DE IÇAMENTO

7.1.1.1 TORRE PADRÃO

Consiste do Top Block, Travelling Block (Catarina) e Draw-Works. A coluna de Tubos de Perfuração é conectada no sistema de içamento para subida e descida de equipamentos do poço.

A Draw-Works é o coração do sistema de içamento, consiste de um grande guincho onde um cabo de aço de perfuração (Drilling Line) fica aduchado. Possui dois sistemas independentes de freio, sendo um Elétrico Hidráulico e outro Mecânico. É operada dentro da Cabine do Sondador (Drilling Cabin).

O Crown Block é montado no Topo da Torre onde o Cabo Aço de Perfuração sai do Draw-works dando várias voltas pela Catarina.

O Gancho fica conectado à Catarina que contém também dois Bails (Braços) de cada lado para descida e subida de coluna. Na extremidade inferior, são instalados os Elevadores os quais podem ser travados na cabeça do Tubo de Perfuração, tornando a descida e subida viáveis.

Nas Plataformas de Perfuração, a Catarina fica conectada a trilhos guias (Guide Rails) para fornecer estabilidade aos movimentos de subida e descida.

Um Compensador de movimentos é também usado que pode ser instalado na Catarina ou no Crown Block. Este sistema previne que os balanços, caturros e os movimentos do navio ou plataforma sejam transmitidos à coluna. Por isso, a Broca é mantida estável no fundo do poço durante a perfuração e então evitando que ela seja danificada.

7.1.1.2 RAM RIG

Este é bem diferente do sistema padrão, não possuindo a torre tradicional como o Top Block, Catarina e Draw Works. Esta consiste de dois cilindros hidráulicos chamados RAM que se movem para cima e para baixo pela pressão hidráulica aplicada neles. No topo da torre há duas roldanas (Travelling Jokes). O cabo de perfuração passa pelas roldanas e o Top Drive fica conectado a ele.

O Top Drive é um motor de alto desempenho e capacidade que transmite a rotação para a coluna de perfuração, localizado na Catarina.



Figura 14 - Sonda West Eminence tipo Ram Rig com Torre Dupla
(Fonte: Seadrill – 2010)

7.1.1.3 TORRE DUPLA

Este sistema permite duas operações simultâneas, viabilizando manobras de descida de Árvore de Natal e subida do BOP por exemplo.



Figura 15 - Torre Dupla (Fonte: Seadrill – 2010)

7.2 SISTEMA DE ROTAÇÃO

Consiste da Mesa Rotativa e da Coluna de Perfuração que por sua vez, é equipada do Swivel (Destorcedor), Kelly, Tubos, Colares, Estabilizadores e Broca. Equipamentos especiais podem também serem conectados à coluna como Motores e Equipamento de Perfilagem MWD (Measure While Drilling).

A rotação é transferida à coluna da perfuração tanto pelo Top Drive ou pela Mesa Rotativa.

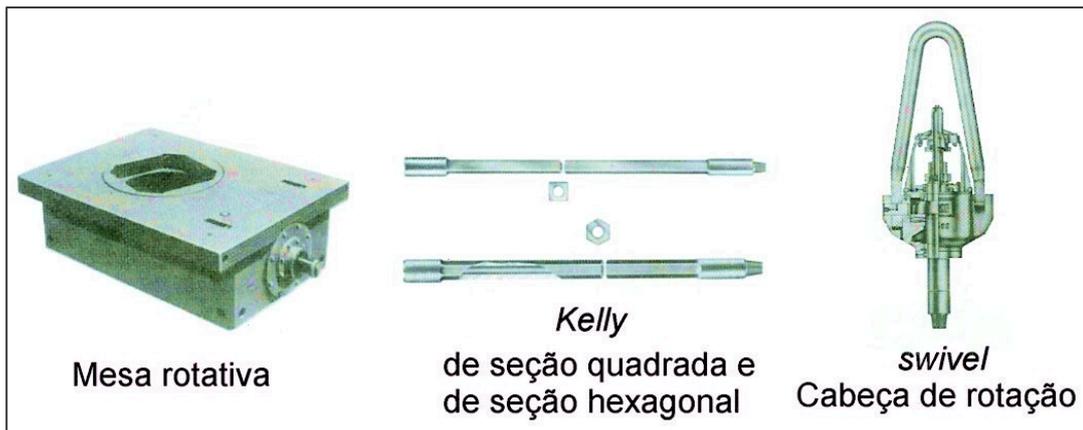


Figura 16 - Equipamentos do Sistema de Rotação (Fonte: Petrobras – 2009)

Para Plataformas de Terra o sistema de rotação é muito mais simples, pois o custo do aluguel da prestação do serviço em relação às Offshore é muito mais baixo, não justificando o uso de equipamentos sofisticados para economizar tempo. Por isso é muito comum utilizar o sistema de Mesa Rotativa, Kelly e Bucha para girar a coluna enquanto o Sistema Top Drive é o mais comum usado em Sondas Offshore.

O Top Drive fica suspenso no Gancho da Catarina e a Coluna de Perfuração fica conectada a ele logo abaixo, possuindo um motor possante que gira a coluna. O compensador de Heave pode estar integrado a ele, em alguns tipos. Uma grande vantagem do Top Drive é que se pode perfurar com uma junta completa (três tubos conectados e estaleirados na torre) e não somente uma única junta como no caso do sistema de Mesa Rotativa e Kelly.

Quando uma junta completa penetra no fundo, outra seção é conectada para então dar continuidade às operações.

Alternativamente, o sistema composto de Swivel, Kelly e Mesa Rotativa pode ser usado. O Swivel (Destorcedor) é montado no topo da coluna e fica conectado ao Gato (Hook) durante a perfuração.

A parte superior fica estacionária enquanto a inferior gira com a coluna. A Lama ou Fluido de Perfuração sob alta pressão é bombeado pelo Swivel passando pelo Goose Neck (Pescoço de Ganso) e descendo pela Coluna de Perfuração.

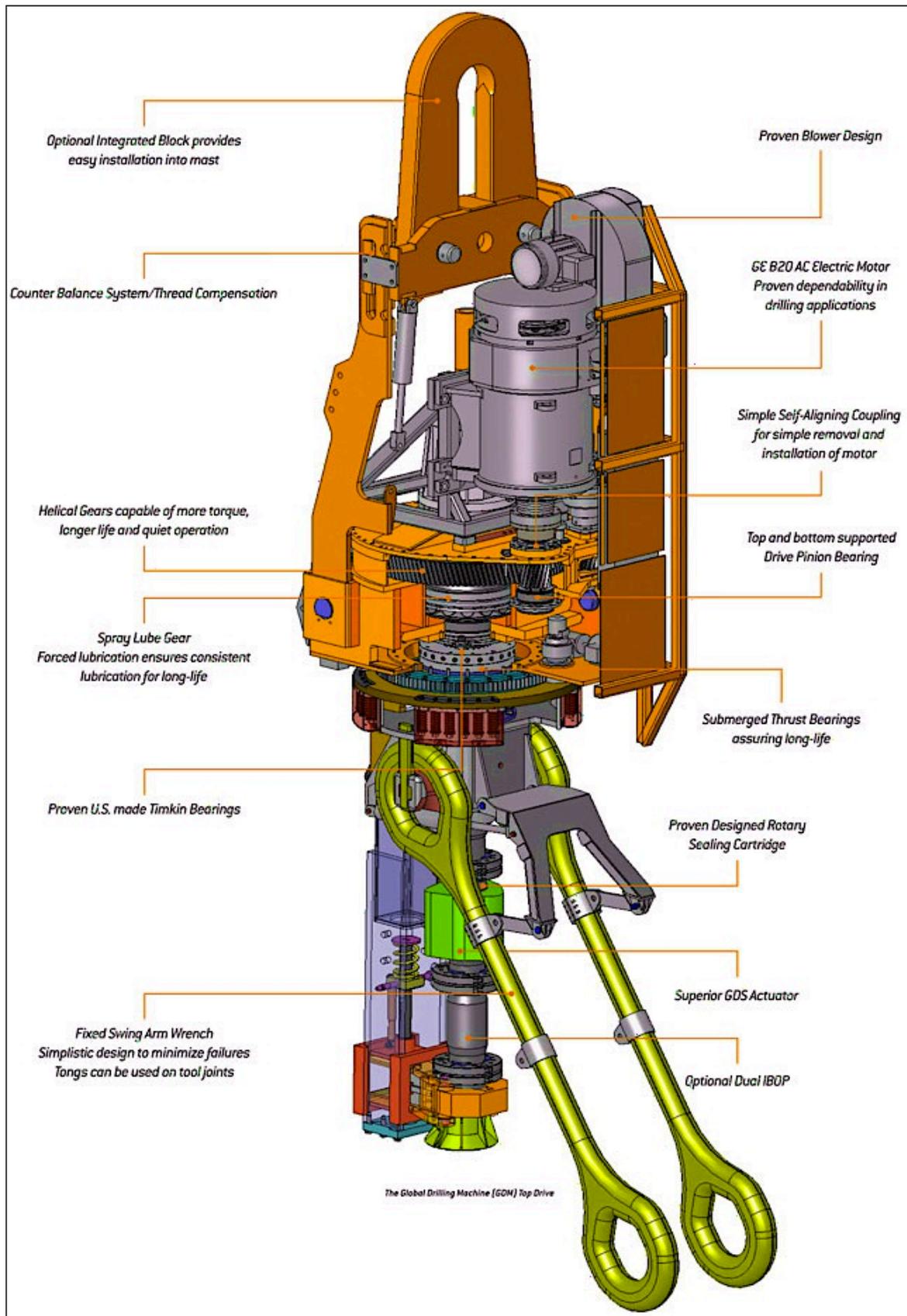


Figura 17 - Top Drive (Fonte: Seadrill – 2010)

O Kelly é um tubo de formato Quadrangular ou Hexagonal conectado abaixo do Swivel, passando pela Bucha. Durante a perfuração a bucha fica conectada à mesa rotativa.

A rotação é transferida da mesa rotativa para a bucha do Kelly e da bucha para o Kelly e então para a Coluna de Perfuração. O Kelly fica livre para mover-se para cima e para baixo na bucha enquanto perfurando. Podem ser instaladas válvulas em cada extremidade do Kelly para fechar a coluna em caso de Kick (Este fenômeno é um aviso da possibilidade de ocorrer um **blow-out** - Fluxo Descontrolado na superfície).

Os tubos de perfuração constituem da maior porção da coluna de perfuração. A parte rosqueável é construída de forma que o Elevador possa fechar em torno do seu corpo. Nas proximidades da Broca normalmente utiliza-se de tubos mais espessos (Drill Collars) para proporcionar maior estabilidade à coluna.

Os Colares (Drill Collars) ficam localizados diretamente sobre a broca. Eles sustentam a tensão e ao mesmo tempo o peso sobre a broca. Se a coluna não for mantida sob tensão, ela pode empenar e partir. Isto é estritamente importante quando perfurando poços verticais com tubos mais finos. Quando perfurando poços horizontais faz-se obrigatório o uso de Stiffers (Enrijecedores) na Coluna que são resistentes o suficiente para suportar as forças de torção quando o peso sobre a broca é transferido.

Diversos Estabilizadores são instalados na seção de Colares na Coluna. Eles centralizam a coluna no poço. A configuração da coluna (quando e onde usar os Estabilizadores e Enrijecedores) é determinada pelo estudo do solo pela Geologia e Engenharia.

A coluna pode conter também um motor de lama (Mud Motor) que gira a broca enquanto a coluna fica estacionária, este sistema está praticamente em desuso nos dias atuais. Pode também conter um instrumento chamado MWD / LWD (Measure While Drilling / Logging While Drilling) que envia sinais digitais (Direção e Profundidade) e pulsos de pressão para a superfície através da coluna de perfuração.

A Broca perfura o poço e fica na extremidade final da coluna. Existem vários tipos de broca. As mais comuns utilizadas são: Cônicas Rotativas (Roller Cone Bits), PDC Bits (Diamante Policristalino) e Diamantes.

As Cônicas Rotativas, conhecidas como Broca de Rocha, possuem três cones com dentes feitos de material extremamente resistente. Brocas com longos dentes e grande espaçamento entre eles são usadas em formações menos rígidas, já as com dentes menores e pouco espaçamento entre eles são para formações mais rígidas.

As Brocas de Diamante Policristalino (PDC Bits) são compostas de material extremamente resistente. Elas têm alto desempenho, porém são indicadas para formações mais homogêneas, também possuem alta durabilidade justificando o seu alto custo inicial. Se as propriedades da formação variam muito, a velocidade de perfuração pode ficar reduzida, ainda que as PDCs estejam engajadas na operação.

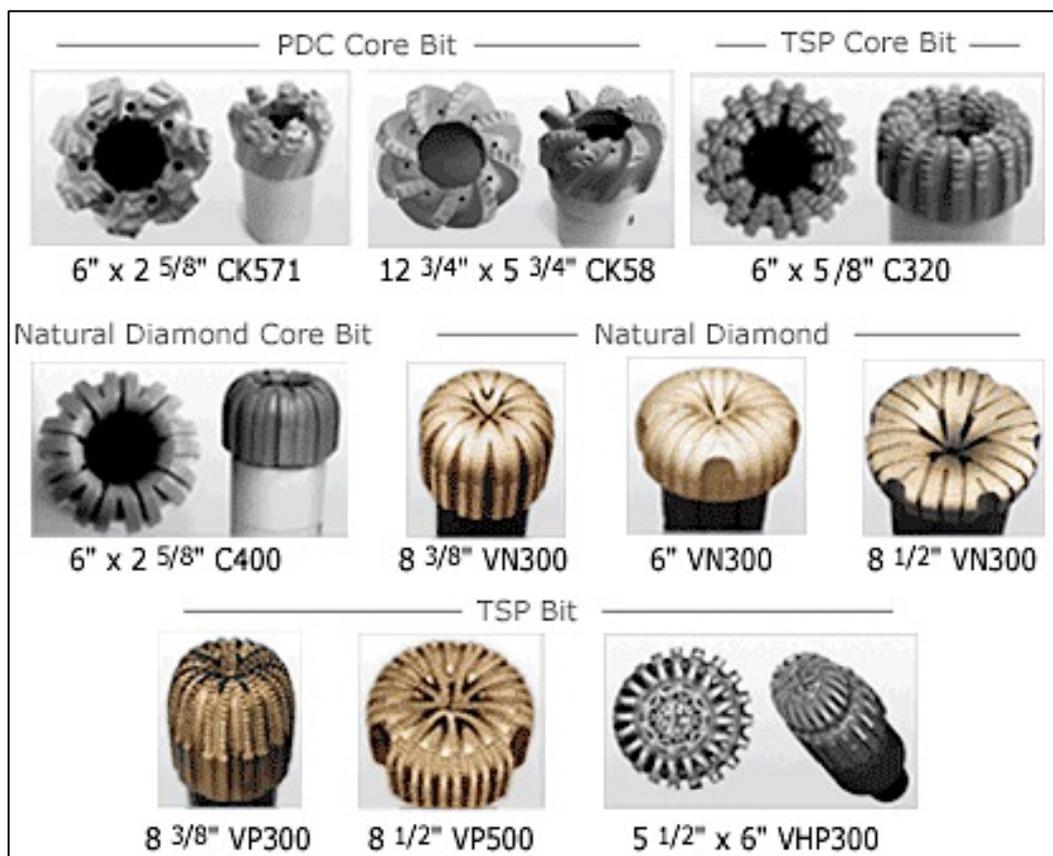


Figura 18 - Tipos de Broca (Fonte: Halliburton – 2010)

As de Diamante são constituídas de vários diamantes sintéticos (Tem as brocas de diamante sintético e as de diamante natural) especialmente preparados para formações mais rígidas. A grande desvantagem é que esta resulta em cascalhos muito pequenos, tornando as investigações da geologia quase impraticáveis, além do altíssimo custo.

Por esta razão, as brocas de Diamante são raramente utilizadas, pois as brocas do tipo PDC suprem os requisitos necessários para uma perfuração eficiente.

As brocas possuem vários Orifícios que jateam a lama contra o fundo do poço durante a perfuração e então transportando o cascalho com eficiência para a superfície.

Cada broca tem sua especificação própria de acordo com a eficiência exigida em termos de Peso sobre a Broca (Weight on Bit – WOB), Rotação (Rotation Speed) e Taxa de Penetração (ROP – drilling speed).

Alargadores de Poço também são utilizados para alargar as paredes do poço, no início da perfuração.

7.3 SISTEMA DE CIRCULAÇÃO

A Lama de Perfuração é circulada em um sistema fechado, passando por dentro da Coluna de Perfuração e subindo pelo Anular (Entre a coluna e as paredes do poço), seguindo para uma Planta de Filtração antes de ser bombeada novamente. Este sistema consiste basicamente de bombas, equipamento de limpeza e filtragem e tanques de estocagem (Tanques Reservas e Ativos).

7.3.1 BOMBA DE LAMA

Normalmente as plataformas possuem três bombas de grande tamanho e capacidade de bombear enormes volumes de lama sob alta pressão.

A Lama de Perfuração é transferida pela Bomba de Lama passando por um Manifold, pela Linha de Lama (Linha Vertical que corre pela Torre de Perfuração), o Swivel, e desce pela Coluna de Perfuração e finalmente saindo pela Broca. O retorno da Lama à superfície se dá através do Anular entre a Coluna e a Formação.

As Bombas de Lama são responsáveis pelo fornecimento de energia ao fluido para a circulação do fluido. São bombas volumétricas alternativas de pistões horizontais constituídas fundamentalmente de duas partes:

- Parte mecânica (Power end), que recebe a energia de acionamento na forma rotativa e a transforma em movimento alternativo;
- Parte hidráulica (Fluid end), onde a potência mecânica alternativa é transferida ao fluido na forma pressão x vazão.

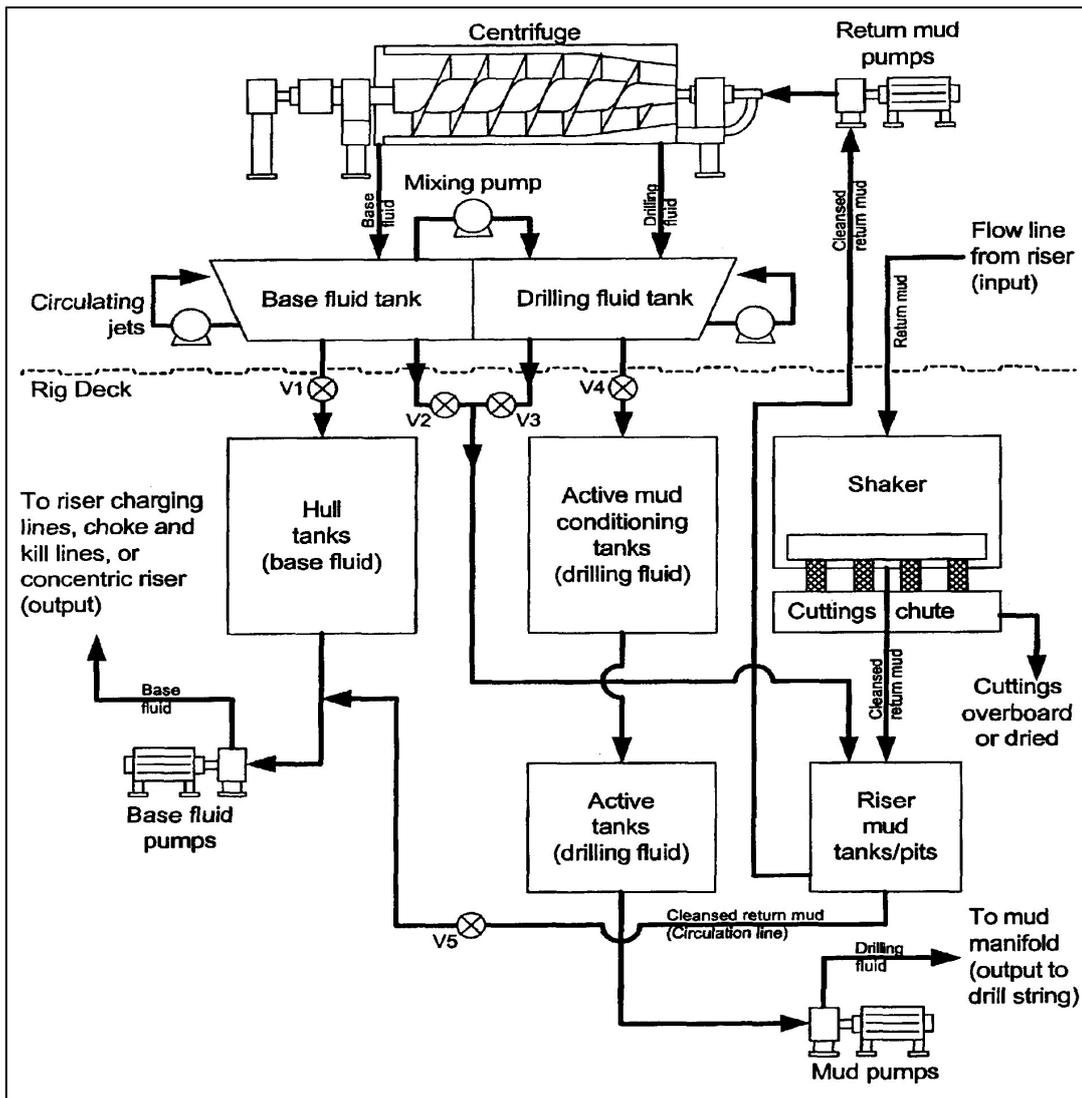


Figura 19 - Sistema de Tanques e Bombas de Circulação (Fonte: Aker - 2010)

7.3.2 PLANTA DE FILTRAÇÃO

Quando a Lama retorna à superfície, esta passa por um processo de manutenção e limpeza antes de ser bombeada novamente para o poço.

A Planta de Filtração consiste das Peneiras, Sand Trap (Coletor de Areia), do Separador de Cascalho, Desareiator, Dessiltador e Centrífuga.

As Peneiras (Shale Shaker) possuem uma tela instalada que vibra constantemente. Os cascalhos (Cuttings) ficam retidos na Peneira enquanto a Lama escoar por ela. Neste momento, é coletado amostras para análise da Geologia.

O Fluido então segue para o Sand Trap que é um grande tanque onde partículas maiores descem para o fundo do tanque.

O Dessiltador e o Desareador separam a lama das partículas pela rotação. O material mais pesado fica retido nas paredes enquanto a Lama limpa é drenada e escoar pelo centro.

A centrífuga é utilizada em casos específicos onde se quer separar partículas bem pequenas.

A Planta de Filtração contém também um separador de gás e lama.

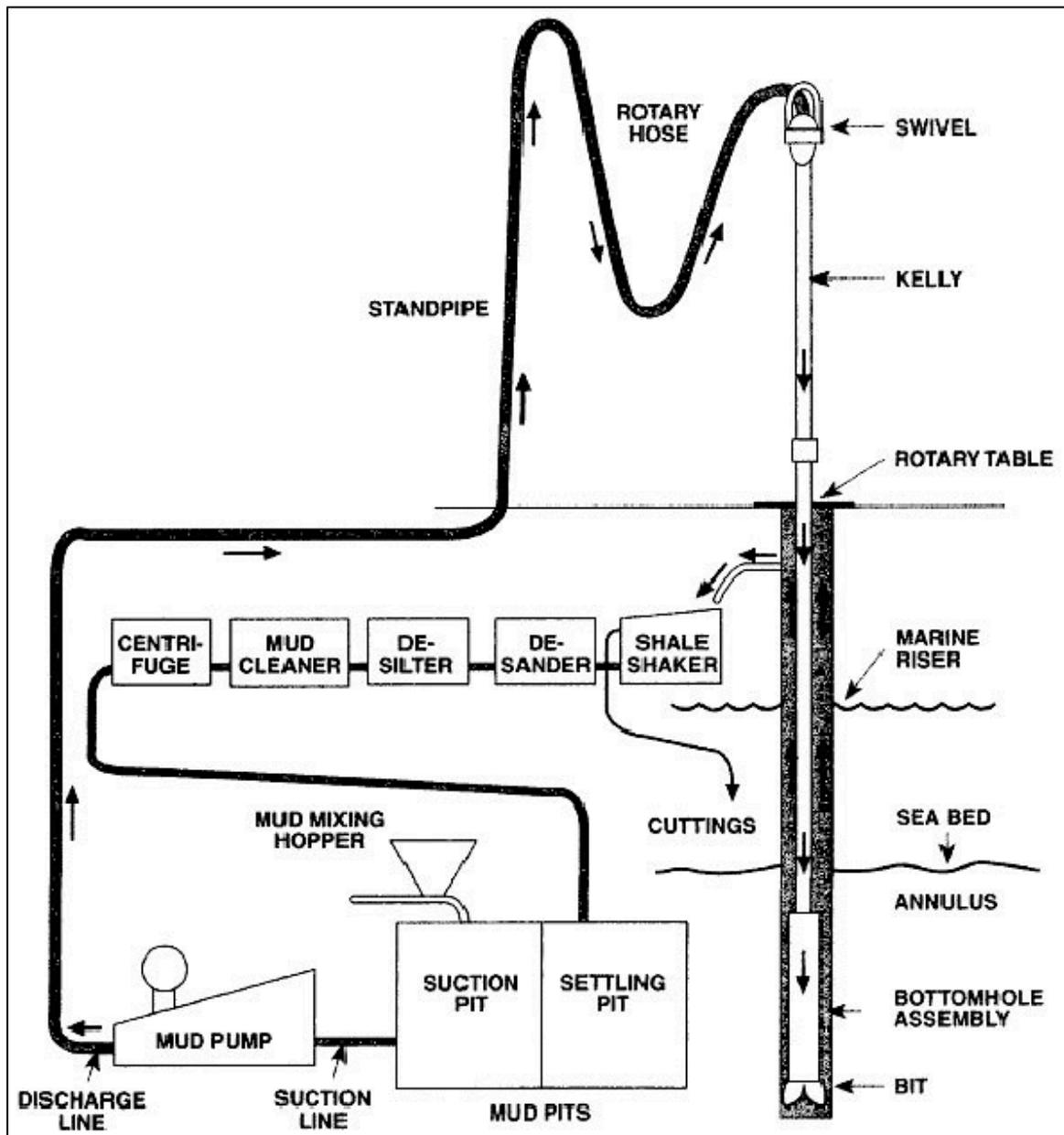


Figura 20 - Sistema de Circulação (Fonte: Aker – 2010)

7.4 SISTEMA DE SEGURANÇA

São equipamentos usados para controle do poço evitando o Kick (aviso da possibilidade de ocorrer um **blow-out**) e o Blow Out (Fluxo Descontrolado) fornecendo segurança ao meio ambiente, ao patrimônio e à tripulação.

Consiste de BOP (Blow Out Preventer), dos Equipamentos de Circulação, do Sistema de Alarme e do Diverter (Desviador).

7.4.1 BOP

O propósito principal é controlar o poço ao fechá-lo após a detecção de um Kick, prevenindo que este se desenvolva e se transforme num Fluxo Descontrolado (Blow Out). É instalado após o assentamento do revestimento de 20 Polegadas. Quando perfurando em poços de 26 polegadas, não é utilizado lama, a coluna é preenchida com água do mar e em caso de Kick de Gás, o sistema de Desviador (Diverter) é usado.

Um BOP típico tem duas Gavetas que bloqueiam o fluxo e outras duas que seguram e cortam a coluna.

A Gaveta Anular fecha e segura tubos de diferentes diâmetros (Drill Pipe, Colares, Revestimentos e outros). Pode ser usada para fechar poço aberto, porém não é recomendável devido ao excessivo desgaste da borracha de vedação que ocorre durante as operações. Uma válvula é acionada e a pressão da borracha comprime o tubo que passa por dentro do anular.

A gaveta Pipe Ram é projetada para fechar-se em torno de tubos de diâmetros específicos. Após o fechamento, a coluna fica suspensa (posição de Hang Off – enforcamento). É usada em situações de emergência onde não se tem mais tempo hábil de puxar a coluna em caso de um rápido desenvolvimento de um Blow Out.

A Gaveta Cega (Blind Shear Ram) pode cortar a coluna e também selá-la. Esta muitas vezes é somente capaz de cortar Drill Pipes e não Colares. Antes do acionamento da gaveta é feito o Hang Off nas gavetas Pipe Ram. São usadas como o último recurso em situações de extrema emergência.

As gavetas são operadas a partir de um Painel de Controle. Fluido hidráulico é bombeado pela plataforma, através de mangueiras para as diferentes gavetas.

Podem ser também atuadas remotamente de uma unidade acústica. O fluido hidráulico sob pressão é mantido a bordo e também no BOP, através de Acumuladores, com o intuito de tornar-se independente das bombas de bordo quando tiverem que ser operadas tanto diretamente quanto remotamente (acústico).

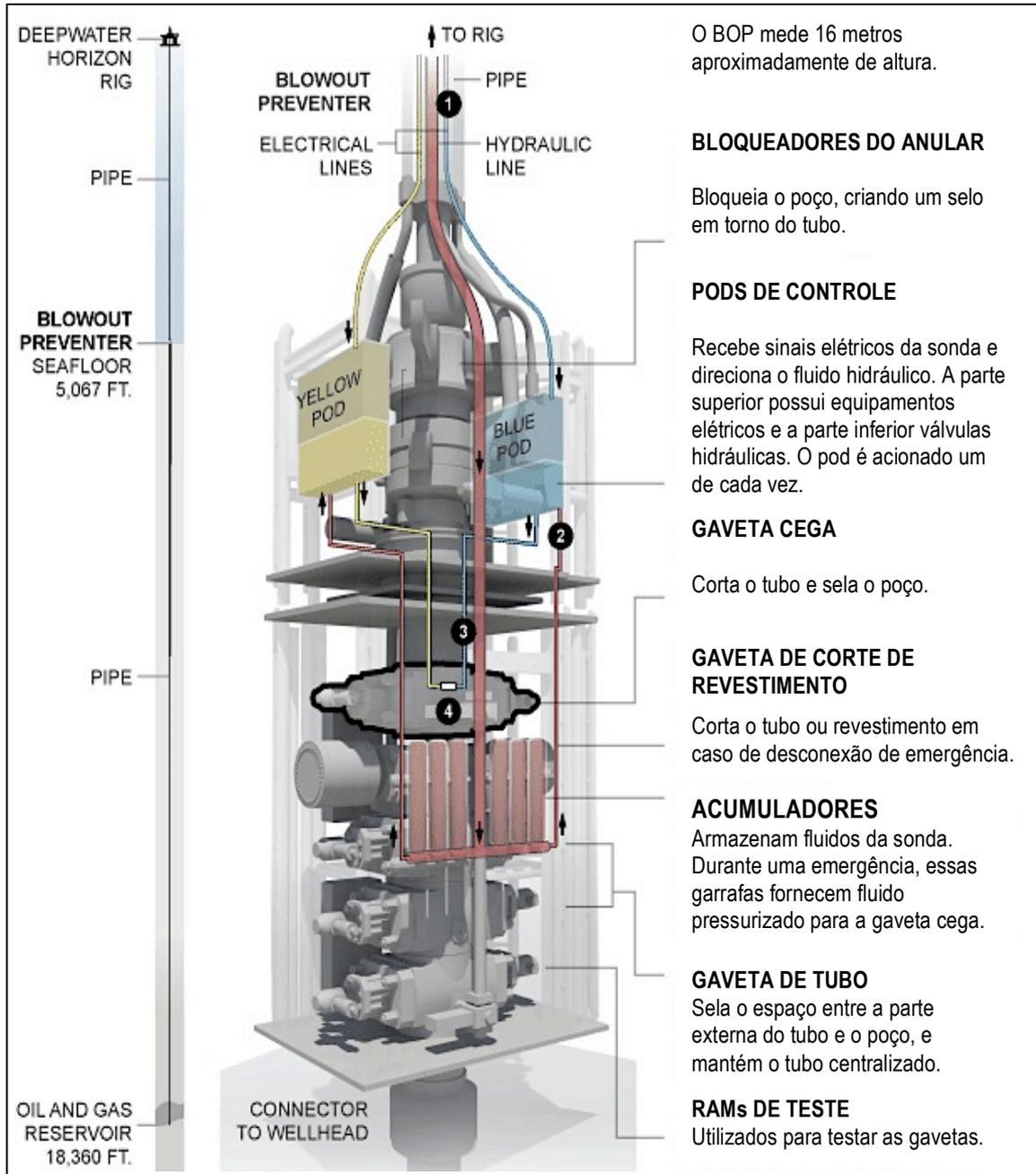


Figura 21 – BOP (Fonte: www.nytimes.com)

Como o BOP deve funcionar em caso de emergência:

- 1- Em caso de blowout, o operador deve ativar a botoeira de emergência. Um sinal elétrico é enviado da sonda para os “Pods” de Controle.
- 2- O controle dos “pods” direciona o fluido hidráulico vindo da sonda e de garrafas pressurizadas, chamadas de acumuladores...
- 3- ... passando por uma válvula, chamada shuttle valve, e então para a gaveta cega. Alguns BOPs possuem um sistema de emergência em separado com uma shuttle valve independente.
- 4- A gaveta cega corta o tubo e veda o poço, bloqueando o óleo que possa vir à superfície.

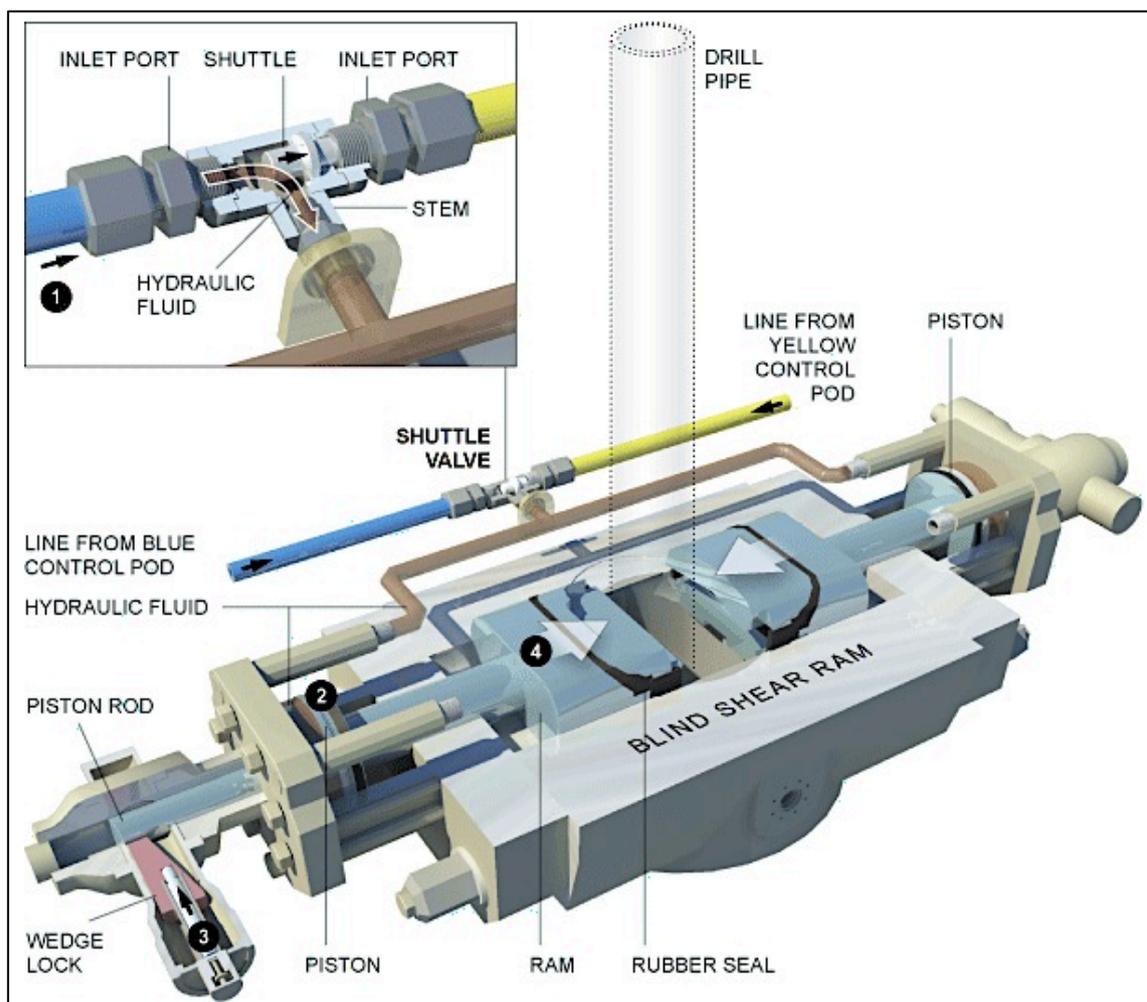


Figura 22 Gaveta Cega
(Fonte: www.nytimes.com)

Como funciona:

- 1- O fluido atua na shuttle valve e empurra a haste para um dos lados, fluindo então para a haste principal da gaveta.
- 2- O fluido pressiona a haste principal empurrando a gaveta contra o tubo.
- 3- Pinos de travamento automático evitam que a gaveta retorne para a posição aberta.
- 4- Selos de borracha fazem a vedação do poço. A pressão vertical do poço faz a pressão abaixo e lateral da gaveta aumentar, ajudando a manter a gaveta fechada.

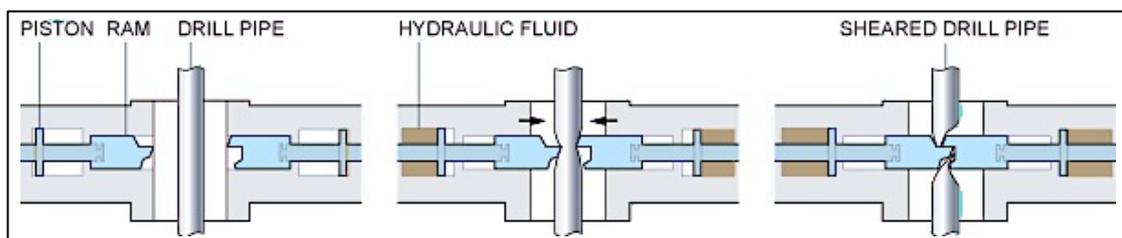


Figura 23 Gaveta de Corte (Fonte: www.nytimes.com)

Como a gaveta corta o tubo:

- 1- Os pistões empurram a gaveta em direção ao tubo.
- 2- Lâminas na gaveta cortam o tubo.
- 3- O tubo é quebrado e se parte.

7.4.2 Equipamentos de Circulação de Controle de Fluxo

Durante a circulação de um fluxo descontrolado, a Lama (Kill Mud) é bombeada por dentro da Coluna e sobe pelo Anular passando pelo BOP, chegando à superfície pela linha Kill que sobe pela parte externa do Riser para o Manifold Choke na superfície. Ao chegar ao Manifold Choke o fluxo é direcionado para o Separador de Lama & Gás.

No manifold, há uma válvula que controla a vazão e a pressão que são monitoradas através de sensores instalados na coluna.

7.4.3 Sistema de Alarme

Vários sensores de alarme são instalados com o intuito de detectar um Kick o quanto antes. Existem dois sistemas usados durante a perfuração: o fluxômetro e o volume dos tanques de lama ativos.

O Fluxômetro é instalado na Flow Line e mede a velocidade do fluxo que tende a aumentar quando ocorre um Kick.

O volume dos tanques Ativos deve ser permanentemente monitorado, pois tende a aumentar de volume no caso de um retorno descontrolado.

7.4.4 Desviador (Diverter)

Quando perfurando poços de 36 e 26 polegadas não é instalado o BOP. Para o controle do fluxo é usado o Diverter que consiste de uma grande “bolsa” que se fecha em torno da coluna e os fluidos são direcionados através de linhas de grandes diâmetros para ambos os bordos da plataforma.

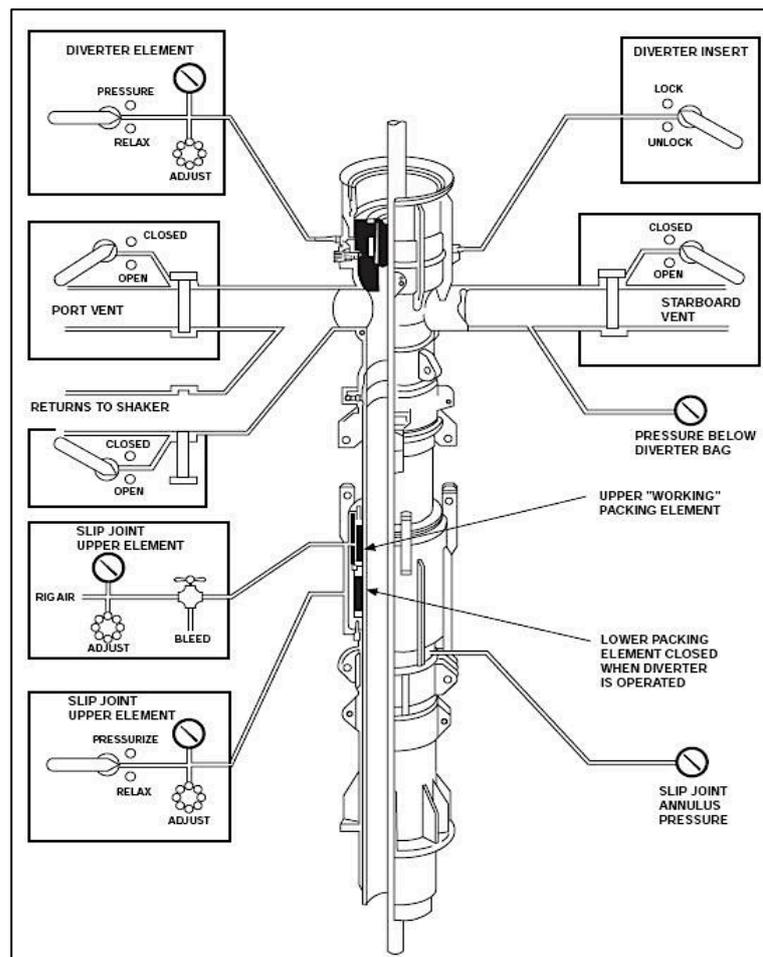


Figura 24 - Desviador (Diverter) – (Fonte: GE – 2010)

7.5 Equipamentos de Fundo

Estes incluem equipamentos do fundo do oceano até o convés de perfuração. Consistem do Sistema de Tensionadores, BOP, Riser, Junta Telescópica e Juntas Flexíveis. Eles conectam a sonda ao BOP no fundo do mar e ao mesmo tempo compensa os movimentos horizontais e verticais da sonda.

O sistema de tensionadores é mantido sobre tensão e compensam os movimentos da Plataforma mantendo a coluna estável em relação à sonda.

As bases permanentes são instaladas no primeiro assentamento de revestimento (exemplo: Revestimento de 30 polegadas). A próxima fase é então perfurada e o revestimento de 20 polegadas é assentado e cimentado. A parte superior do Revestimento de 20 polegadas e todo o conjunto é conhecida como Well Head (Cabeça de Poço) onde os demais revestimentos serão assentados e cimentados.

O BOP fica conectado na Cabeça do Poço por uma conexão hidráulica. Acima do BOP fica o LMRP (Lower Marine Riser Package) que se desacopla do BOP em caso de uma desconexão de emergência, após a confirmação do corte da coluna e fechamento do poço.

Há também o Riser entre o BOP e a superfície. Para grandes profundidades é utilizado Riser com flutuadores. O Riser é um tubo vazado e possui três tubos de menor diâmetro em seu entorno que correm da superfície ao BOP, conhecidos como Kill e Choke Line e a Booster. As Linhas de Choke e Kill são usadas durante a circulação e para controle de Kick. A Booster é usada para auxiliar na circulação em caso de alta taxa de perfuração ou quando é necessária uma força extra para transportar os cascalhos para a superfície.

Em cada extremidade do Riser existe a Junta Flexível que compensam os movimentos horizontais da sonda. Na Junta Flexível Superior fica o Slip Joint que compensa os movimentos verticais causados pelas Ondas e Ventos. A parte inferior do Slip Joint fica sempre mantida sobre tensão constante por no mínimo quatro cabos que fazem parte do Sistema de Tensionadores.

7.6 Equipamentos de Manuseio de Tubos

São equipamentos usados no Convés de Perfuração para manobras de corrida de Drill pipes, Colares, Revestimentos, Juntas de Risers e tantos outros equipamentos.

Há equipamentos operados manualmente como também automáticos em sistemas mais modernos, tornando as operações mais eficientes e seguras.

As Cunhas (slips) servem para apoiar a coluna na Mesa rotativa enquanto outra seção de tubos é preparada para ser rosqueada no topo desta seção ou quando na manobra de subida de coluna, outra seção será retirada e estaleirada no Monkey Board (Estaleiro de Tubos). Para desconexão das seções é utilizado um Robô, conhecido como Iron Roughneck (Plataformista de Ferro que literalmente executa a tarefa de um homem, porém não trazendo riscos para o pessoal nas manobras de conexão e desconexão de Drill Pipes).

As seções ficam estaleiradas e apoiadas em suportes conhecidos como Fingerboard, sendo retiradas pelo sistema automático, exemplo, VPH (Vertical Pipe Handling).

Quando a seção é então posicionada sobre a outra na mesa rotativa, esta deve ser rosqueada com o Iron Rough Neck ou com a Chave Flutuante (Automatic Power Tong). Ao final, quando o Top Drive estiver conectado ao Drill Pipe, reiniciam-se então as operações de perfuração.

Os Elevadores suspendem a coluna na manobra de retirada de tubos, onde ficam presos na parte superior e assim a coluna será apoiada pela Cunha na mesa. O Iron Rough Neck e a Chave Flutuante fazem a desconexão e o VPH recolhe a seção para estaleirá-la no Finger Board.

7.7 LAMA DE PERFURAÇÃO

Na perfuração, a Lama é um componente de extrema importância para a segurança e eficiência das operações. O principal propósito deste fluido é o transporte do cascalho produzido pelo atrito da broca com a formação, o controle da pressão do poço, a formação de um filtro impermeável que reveste as paredes do poço e a lubrificação e redução da temperatura da broca no fundo.

O Cascalho deve ser retirado da formação para evitar que a coluna fique presa no poço. A Lama passa por orifícios na broca e devido à pressão gerada arrasta os cascalhos do fundo para a superfície.

Para o Controle da Pressão Hidrostática do Poço, a pressão exercida pela lama deve ser maior que a pressão da formação senão o fluido ou gás pode retornar à superfície gerando um Kick. Contudo, uma atenção maior deve ser dada ao limite de ruptura das paredes da formação, ou seja, a pressão não pode ser tão elevada a ponto de fraturar as paredes da formação para não gerar perda descontrolada de lama para o poço. Por se tratar de um produto caro deve-se evitar a perda de lama ao máximo para a formação. Para a impermeabilização e aumento do peso é utilizada a Bentonita.

Sempre que uma seção de Drillpipe é retirada ou adicionada, a circulação é interrompida, por esta razão, é importante que o Cascalho permaneça em suspensão o que é proporcionado pela Lama; sem ela a coluna ficaria presa na formação durante esse processo.

Existem vários tipos de Fluido de Perfuração que consiste de um líquido, substâncias sólidas e aditivos químicos.

O Líquido pode ser água doce, água salgada, óleo ou misturas de óleo de diferentes densidades. Quando se utiliza água chamamos de Lama à Base de Água e quando Óleo chamamos de Lama à Base de Óleo.

A Lama à Base de Água é a mais comum, pois poluem menos e tem custos mais baixos; já a Base de Óleo tem a vantagem de tornar perfurações em formações mais rígidas mais fáceis, reduzindo a fricção contra o poço. Como desvantagem da Lama à Base de Óleo podemos citar que ela dificulta a interpretação das leituras da perfilagem, tem maiores custos e poluem mais.

A Baritina é largamente utilizada para aumentar o peso da lama em conjunto também com partículas de Sal (para formação de baixa pressão) e Óxido de Ferro (para formação de alta pressão).

Vários parâmetros são avaliados constantemente tais como a densidade, viscosidade e a capacidade de filtração e impermeabilização. Qualquer alteração nessas características deve-se avaliar a adição de mais produto para alcançar os parâmetros ideais de acordo com a operação corrente.

7.8 REVESTIMENTOS E CIMENTAÇÃO

Os revestimentos fornecem rigidez às paredes do poço, evitando que haja desmoronamento da formação. Este deve ser resistente o suficiente para suportar as pressões em caso de Kick, pressões hidrostáticas externas quando a operação de Cimentação ocorrer.

O Plano de Revestimento é estimado antes de o poço ser perfurado sendo baseado nas características da Porosidade e Pressão de Fratura da formação.

A Pasta de Cimento (produzida na Unidade de Cimentação da Plataforma) que é usada nesta operação é uma mistura de cimento, água e diferentes aditivos. Ela é bombeada pela coluna conectada à seção de revestimento, passando pelo Anular (Entre a parede da formação e a parede do revestimento) formando um selo, isolando qualquer fluido que possa entrar no poço.

Após a cura e secagem da pasta é realizada operação de Perfilagem para avaliar se toda a seção foi revestida e protegida pelo cimento.

7.9 PROBLEMAS OPERACIONAIS NA PERFURAÇÃO DE POÇOS

Abordaremos alguns dos problemas mais recorrentes nas operações de perfuração de poços de petróleo.

7.9.1 Aprisionamento de Coluna

Ocorre quando a pressão no poço é maior que a pressão da formação. Se a coluna for mantida sem movimento, isto resultará numa força contra as paredes do poço fazendo com que o tubo fique grudado na formação. Estas forças podem ser enormes, particularmente se a coluna ficar parada por longos períodos. Esta condição é conhecida como Aprisionamento por Diferencial de Pressão.

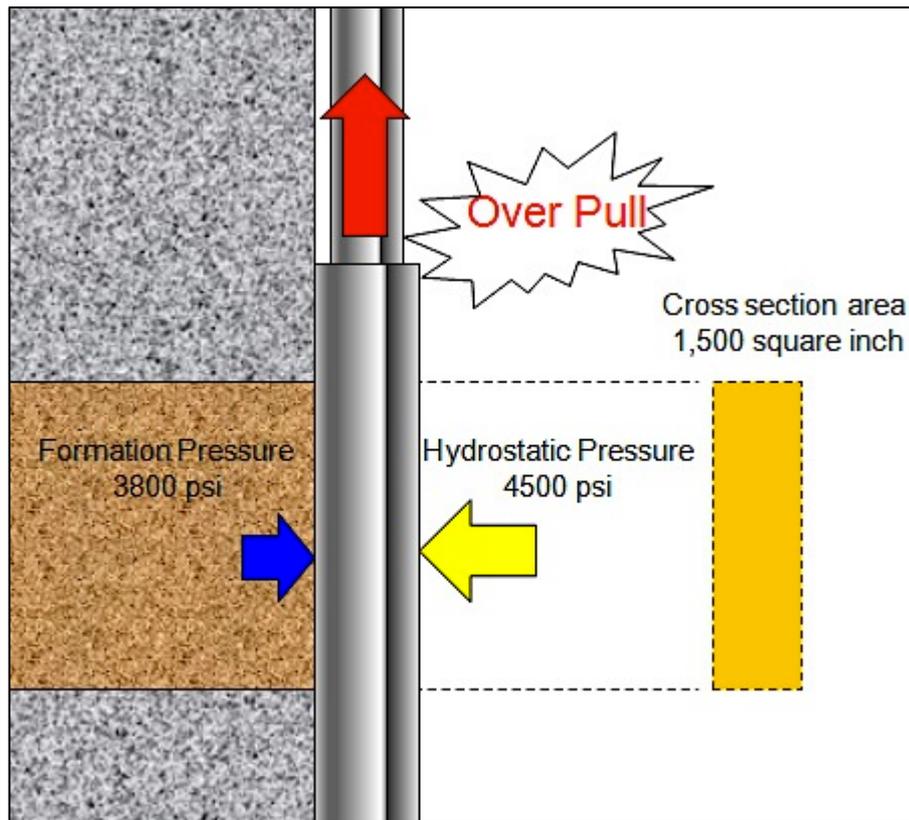


Figura 25 – Coluna Aprisionada por Diferencial de Pressão

(Fonte: GE 2010)

7.9.2 Kick

Caso a pressão no poço seja menor que a da formação, o fluido pode escoar pelo poço aumentando a probabilidade de um Kick (Este fenômeno é um aviso da possibilidade de ocorrer um **blow-out** - Fluxo Descontrolado na superfície) durante a perfuração ou quando estiver subindo/descendo coluna. Isto ocorre caso esteja se perfurando em zonas com Alta Pressão ou quando há grande perda de Circulação o qual pode resultar em níveis muito baixos de lama no Anular.

Como exemplo, se a broca for retirada muito rapidamente pode-se gerar um pico de baixa-pressão logo abaixo da broca.

O pior cenário é o Kick de Gás que eleva a pressão quando o gás se expande ao se aproximar da superfície. O gás formado em profundidades mais rasas é o mais perigoso, pois o BOP ainda não está conectado, tendo que usar o Diverter para desviá-lo caso isto ocorra.

Após a detecção de Kick, o poço deve ser fechado e a pressão dentro da coluna na superfície deve ser verificada. Pode-se adicionar peso à Lama para controlar a pressão extra.

Há duas formas de mitigar os efeitos do Kick. Em ambos os casos, a pressão no fundo do poço é mantida maior que a pressão da formação, utilizando a linha Choke para controlar a contrapressão. A outra forma é circular a Lama original e bombear Kill Mud (Lama mais pesada) pelo Drill Pipe (Coluna de Perfuração), retornando pela Linha Anular do BOP até a superfície pela Kill Line (linha que corre por fora do Riser) para o Manifold Choke no convés de perfuração. Ao passar pelo Manifold Choke, o fluxo é então direcionado para o Degasser.

Durante as operações de Killing, a pressão no fundo do poço deve ser mantida maior que a pressão da formação todo o tempo, regulando a contrapressão com a linha Choke.

7.9.3 BLOW-OUT

Trata-se de um fluxo descontrolado de fluidos da formação para a superfície, devido ao desequilíbrio entre a pressão hidrostática da lama de perfuração ou fluido de completação e a pressão da formação.

Para se evitar um blow-out, é necessário realizar um rigoroso controle de pressão hidrostática do poço, para assegurar que ela sempre seja um pouco mais alta do que a pressão no interior da formação. Com isto, os fluidos da formação não podem sair descontroladamente.

Por outro lado, a pressão no poço não pode ser muito mais alta do que no interior da formação para evitar que o fluido de perfuração entre na formação, danificando a mesma.

O controle da pressão no poço é feito através do ajuste da densidade do fluido de perfuração que é injetado no mesmo.

Torna-se também necessária a verificação do volume de fluido de perfuração que retorna para os tanques.

Caso o volume que retorna seja maior do que o volume de fluido injetado verifica-se que a formação está expulsando fluido do poço (fenômeno conhecido como Kick que é um indicativo da possibilidade de ocorrer um blow-out). Outra medida preventiva é assegurar que o Blow-out Preventer (BOP) é mantido em bom estado e em perfeitas condições de operação, para ser utilizado em caso de descontrole do poço.

Em caso de blow-out é necessário realizar intervenções para retomar o controle do poço.

Normalmente isso é feito através do uso de técnicas que permitam a injeção de fluidos no poço, de forma que a pressão fique novamente maior do que a pressão da formação, impedindo a saída de seus fluidos.

Em poços terrestres, pela maior facilidade de acesso à cabeça do poço, a intervenção direta no poço é a técnica mais indicada para o combate aos blow-outs, pois possibilita maior rapidez no controle e, conseqüentemente, menor custo.

Já em cenários de poços submarinos em água profunda, a utilização de poços de alívio (kick wells) é a técnica mais confiável para combate de blow-outs.

Poços direcionais são perfurados para atingir o poço com blow-out em pontos pré-determinados e permitir a injeção dos fluidos para controlá-lo.



Figura 26 – Blow out na Deepwater Horizon (Fonte: www.nytimes.com)

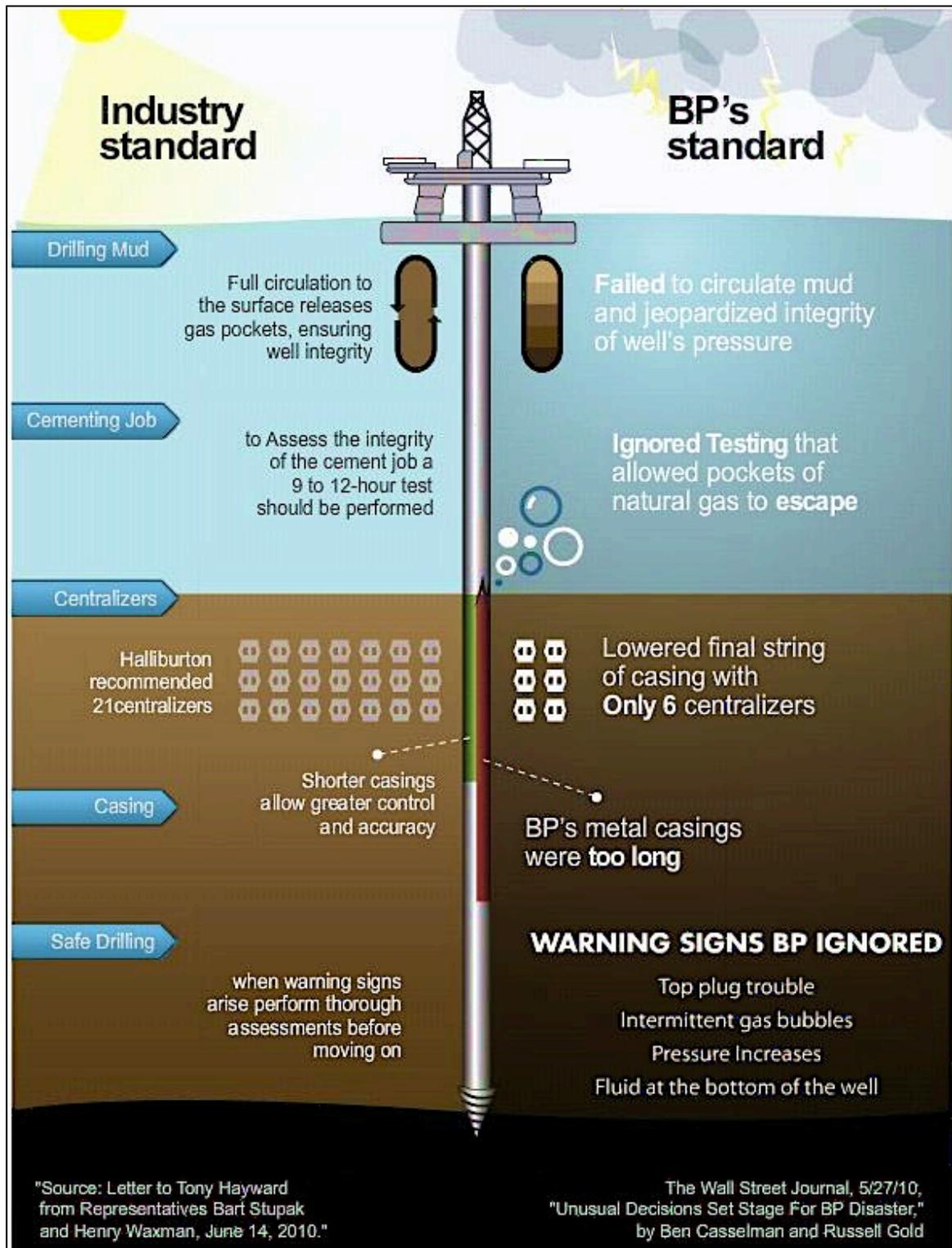


Figura 27 - Blow out na Deepwater Horizon (Golfo do México – 2010)

(Fonte: www.nytimes.com)

7.9.4 Perda de Circulação

Ocorre quando a pressão hidrostática da lama no poço é maior que a pressão de fratura da formação. A ruptura das paredes da formação faz a lama fluir para dentro da fratura (Diz-se que o Poço está Bebendo) ocasionando redução do volume nos tanques de lama na superfície e principalmente no Anular.

Esta situação é extremamente crítica e uma perda descontrolada de lama é um dos piores cenários que pode ocorrer quando se está perfurando.

A perda pode ser tão grande que se pode chegar ao limite de não ter mais como produzir lama para bombear para o poço. Para sondas Offshore, utiliza-se água do mar, já para sondas de terra o controle fica mais precário. A solução neste caso extremo seria bombear cimento para plugar a fratura e o contínuo monitoramento do volume de retorno.

Quando ocorre o oposto, o ganho de lama poderá levar a um Blow-out.

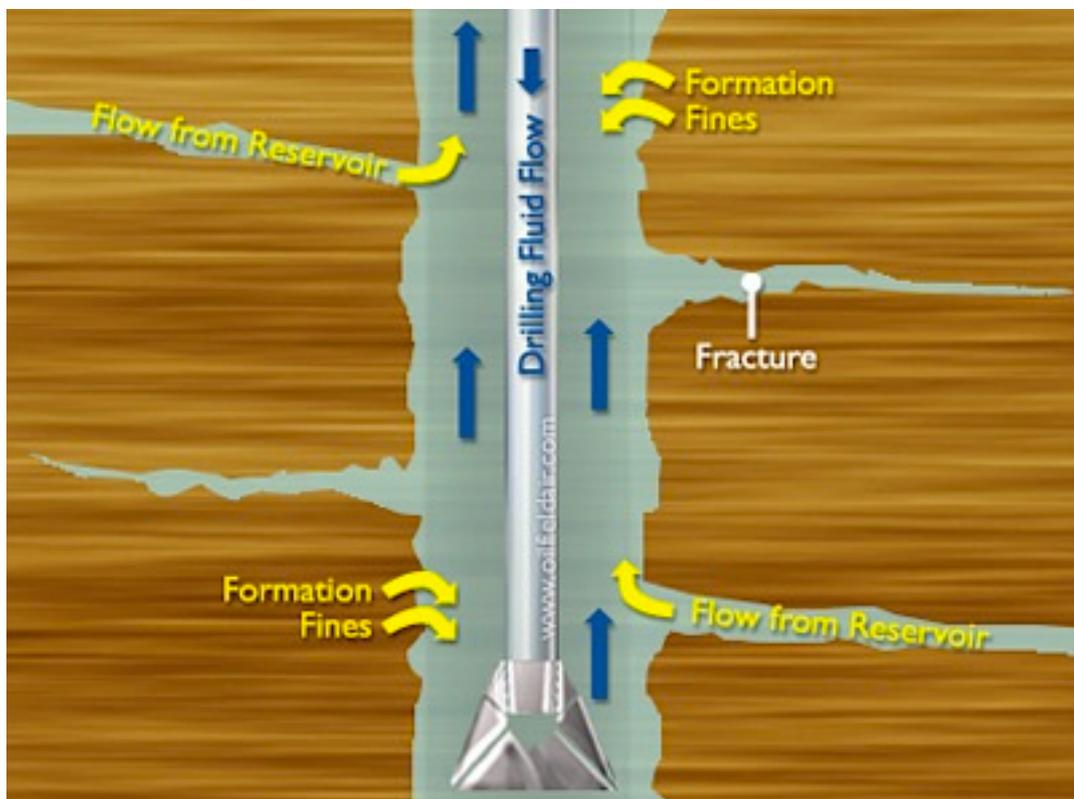


Figura 28 – Fraturas da Formação

(Fonte: www.rigzone.com)

7.9.5 Pescaria

Caso qualquer material, principalmente metálico, fique perdido dentro do poço, este deverá ser então pescado para dar continuidade à perfuração.

Há vários tipos de “Peixes” a serem resgatados para a superfície, como exemplo, coluna quebrada, tubos aprisionados, cones de brocas, cabos de perfilagem entre outros. Para cada caso utilizam-se ferramentas especiais de pescaria.

Para o caso de coluna ou tubos aprisionados, a localização do ponto de aprisionamento deve ser localizada utilizando o cabo de perfilagem (Wire Line). Neste caso, explosivos ou produtos químicos ou lâminas de corte podem ser aplicadas para romper a coluna permitindo então que a coluna seja puxada e o resgate da parte dentro do poço seja efetuado com a ferramenta Washpipe e Overshot.

A Washpipe corta o tubo e se enrosca nele enquanto o Overshot agarra o tubo com as partes espiraladas do seu corpo.

O objeto da pescaria pode também ser moído por ferramentas de corte ultrarresistentes ou em caso de peças menores podem ser usados Imãs.

CAPÍTULO 8

AVALIAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

Os dados coletados dos poços de petróleo são extremamente importantes para avaliar um campo petrolífero.

Para monitorar as operações, o cascalho coletado nas peneiras (shale shakers) após o retorno da lama é primariamente avaliado por sua litologia (Estudo especializado em rochas e suas camadas. Formação, idade, coberturas, e todas as suas alterações desde o seu surgimento), porosidade e presença de hidrocarbonetos. Haverá sempre uma diferença no tempo da subida do cascalho e onde a broca estará no momento da perfuração para isto produtos químicos específicos são circulados para estimar o tempo que o cascalho leva para chegar à superfície. Isto é particularmente relevante se ocorrer presença de hidrocarbonetos na amostra.

A análise constante da lama e do cascalho é conhecida como Mud Logging que

tem como objetivo determinar a quantidade de hidrocarbonetos presente na formação e pode-se determinar a velocidade de perfuração, a presença de gás, a proximidade da zona alvo e outros fatores. Quando a Zona Alvo é alcançada, a perfuração é interrompida e a lama é circulada ao que chamamos de “Bottoms Up” para avaliar o cascalho e a profundidade que a broca está.

Seções Especiais de Amostra (comprimento de 1 metro) são também recolhidas por Coletores de Amostras e mantidas fechadas para evitar exposição ao ar. A descrição geológica da amostra é feita por fontes radioativas.

A Medida de Pressão Capilar da rocha determina a saturação de água no reservatório e uma posição estimada do volume de óleo. É obtida por método centrífugo, injeção de mercúrio e teste de porosidade.

A Medida Petrofísica utiliza índice de resistividade e fator de formação para melhorar a interpretação da perfilagem.

Propriedades Mecânicas da Rocha é a avaliação feita para determinar a estabilidade da formação, compactação e presença de minerais. A rocha é mantida em um recipiente e exposta preferencialmente às mesmas condições de temperatura e pressão da formação.

8.1 PERFILAGEM

Durante a operação de perfilagem são registrados diversos parâmetros físicos que variam conforme a profundidade (Porosidade, Saturação de Água, Camadas Geológicas, diâmetro do poço, temperatura da formação e presença de minerais). São utilizadas emissões de raios gama, velocidade do som e outros. A medição é feita com a instalação de instrumentos especiais que descem no cabo de aço por dentro da coluna.

A bordo das plataformas, a cabine da perfilagem é instalada de forma que o cabo transmissor de sinais para o computador que interpreta os dados esteja voltado para o convés de perfuração.

8.1.1 MEASURING WHILE DRILLING (MWD)

São sensores instalados na parte inferior da coluna logo acima da broca que podem transmitir dados em tempo real ou serem recolhidos quando a coluna estiver na superfície. Os dados são transmitidos por pulsos de pressão digital através da lama dentro da Coluna de Drill Pipe.

Em alguns casos, pode-se observar a instalação de Condutores Elétricos na Coluna que transmitem maiores quantidade de dados para a superfície. Assim, os parâmetros petrofísicos (propagação da resistividade, densidade, porosidade e registro de nêutrons e acústica), da trajetória do poço (ângulo e azimute) e da perfuração (peso sobre a broca, torque de rotação, momento de torção, pressão e temperatura) podem ser determinados.

8.1.2 TIPOS DE PERFILAGEM

A) Auto Potencial – Registra a diferença no potencial elétrico entre um eletrodo de referência na superfície e outro no poço. É detectado através da diferença de salinidade na formação.

B) Raios Gama – Registra a radioatividade natural do poço a partir da diferença radioativa das rochas.

C) Resistividade – Registra as medidas de resistividade ou condutividade na formação quando gerado um campo elétrico magnético através de impulsos elétricos.

D) Nêutron – Registra a transmissão de Nêutrons na formação quando fontes radioativas são instaladas nas ferramentas de perfilagem. Os nêutrons ao atingirem partículas de mesma massa, reduzem sua velocidade a qual é detectada pelos instrumentos instalados na coluna.

E) Densidade – Assim como a de Nêutrons registra a perda de velocidade após a emissão de raios Gama na formação.

F) Acústica – Registra a velocidade do som em torno da rocha. Os pulsos são emitidos a partir de dois transmissores na extremidade de cada ferramenta e dois receptores na parte superior que registra o tempo de propagação. Avalia-se então a porosidade da formação.

G) Ressonância Magnética – Pulsos magnéticos são emitidos e partir da reflexão destes pode-se estimar a porosidade, saturação e permeabilidade.

H) Ressonímetros – Possui eletrodos de micro-resistividade instalados em braços controlados hidráulicamente os quais podem ser pressionados contra as paredes do poço. Após a emissão do impulso elétrico é feita a medição. É utilizado para pequenas seções da formação a fim de se obter uma imagem das paredes do poço.

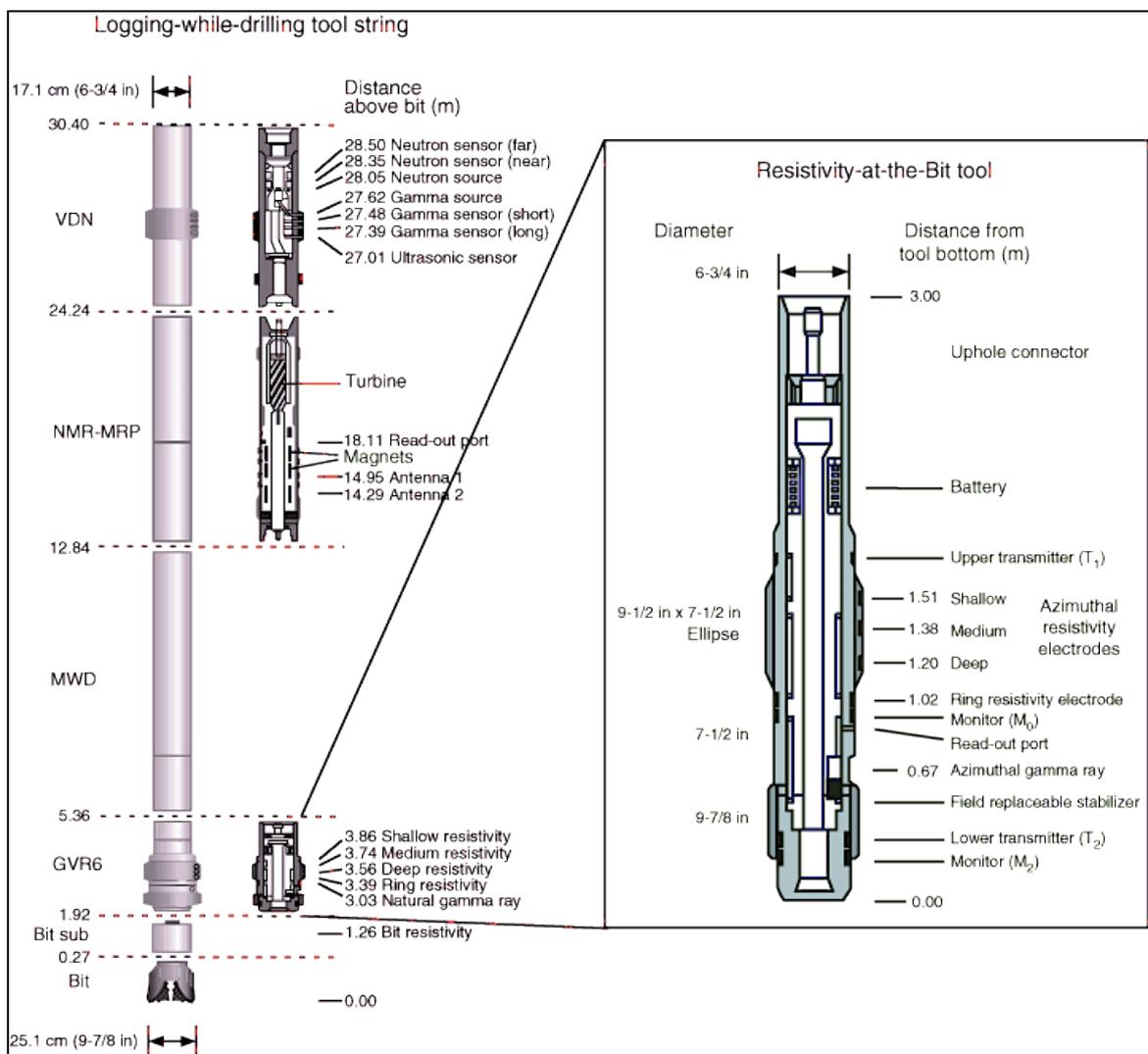


Figura 29 - Ferramenta MWD/LWD (Fonte: Schlumberger)

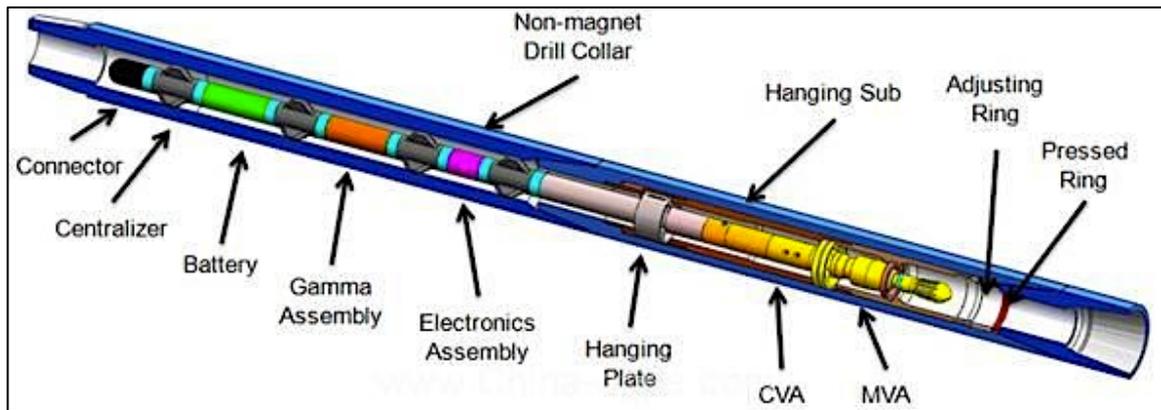


Figura 30 - Componentes da Ferramenta MWD/LWD (Fonte: Schlumberger)

8.2 TESTE DE FORMAÇÃO

Ocorre após as operações de perfuração, perfilagem, assentamento de revestimentos e a descida da coluna de teste.

O propósito do teste de poço (Well Test) é avaliar dinamicamente a extensão do reservatório, sua capacidade de produção e sua permeabilidade a partir das informações de pressão e temperatura e da retirada de amostras (Fluidos da Formação).

8.2.1 Equipamentos da Planta de Teste (Well Test Equipment)

A) Coluna de Teste – Na seção superior, é composta de diversas válvulas de controle (Válvula de Teste de Superfície, Válvula lubrificante e outras) operadas pela pressão hidráulica de mangueiras conectadas na coluna. No fundo, possui a válvula de segurança (Subsea Test Tree) onde fecha o poço em caso de emergência e executa a desconexão se necessário. Para o controle do fluxo, há a válvula de retenção que impede o fluxo de retornar pela coluna e pelo riser. Na extremidade inferior no fundo, serão encontrados sensores na BHA (Bore Hole Assembly) que medem temperatura e pressão, além de válvulas de reversão usadas para operações de Killing.

Não podemos deixar de mencionar o uso de canhões instalados na coluna próximo a BHA, contendo explosivos que perfuram o revestimento e estimulam o poço a produzir.

B) Equipamentos de Superfície – Consiste do Manifold Choke & Kill que controla o fluxo, a planta de produção, separador, oleômetro, aquecedor e do Queimador.

CAPÍTULO 9

ESTUDO DOS CAMPOS DE PETRÓLEO

Após a descoberta de um reservatório, a engenharia do petróleo vai procurar construir uma imagem melhor do reservatório. Podemos citar um exemplo clássico de um simples reservatório uniforme, onde a primeira etapa é a realização de um levantamento sísmico para determinar o tamanho possível da armadilha. Poços Pilotos podem ser usados para determinar a localização de contato óleo-água, e com isso, a altura das areias oleaginosas. Muitas vezes, juntamente com os dados sísmicos, é possível estimar o volume de óleo preso no reservatório.

O próximo passo é a utilização da informação dos poços pilotos para estimar a porosidade da rocha. Os testes de laboratório podem determinar as características dos fluidos do reservatório, particularmente o fator de expansão do óleo, ou quanto o óleo se expande quando trazido de zonas de alta pressão, e a alta temperatura do reservatório.

Com essa informação, é possível estimar quantos barris de petróleo estão localizados no reservatório. Como resultado do estudo da permeabilidade da rocha (como os fluidos podem fluir facilmente através da rocha) e os possíveis mecanismos de extração, é possível calcular o fator de recuperação, ou a proporção de óleo no local pode ser razoavelmente prevista para ser produzido.

A dificuldade é que os reservatórios não são uniformes. Eles têm porosidades e permeabilidades variáveis e podem estar compactadas, com fraturas e falhas que se podem quebrar e assim complicando o fluxo do fluido. Por esta razão, a utilização de modelos matemáticos de viabilidade econômica dos reservatórios é frequentemente realizada. Geólogos, geofísicos e engenheiros de Petróleo trabalham juntos para construir um modelo que permite a simulação do fluxo de fluidos no reservatório, levando a uma estimativa melhor de reservas.

CAPÍTULO 10

APLICAÇÃO DE EMBARCAÇÕES E ESTRUTURAS MARÍTIMAS

Serão mencionados alguns exemplos de embarcações e estruturas marítimas, como também uma breve descrição do Sistema de Posicionamento Dinâmico.

10.1 Tipos de Plataforma

10.1.1 SEMI-SUBMERSÍVEIS

Este tipo de plataforma é dotada muitas vezes de propulsão própria e sistema de Posicionamento Dinâmico (DP), sendo utilizadas em águas profundas. Para aquelas que não possuem sistema de DP são comumente utilizadas em águas rasas (profundidade máxima de 600 metros) com sistema de ancoragem próprio, posicionadas pelos rebocadores de Manuseio de Âncora.

Uma das principais vantagens das Semis é a grande capacidade de carga de convés, balanços e movimentos menores, além de grande estabilidade. Isto permite operações em condições mais severas de mar.



Figura 31 – Semi Submersível West Eminent (Fonte: Seadrill)

10.1.2 JACK-UP (AUTO ELEVADA)

Estas não tem propulsão própria tendo, portanto que serem rebocadas até a locação. As pernas são então arriadas até o fundo do oceano, e a estrutura ficando normalmente 20 metros acima do nível d'água. São utilizadas em profundidades de até 150 metros.

Por serem fixas no fundo, não dependem das condições de mar para operar e tem construção mais simples em comparação com as Semi-Subs e Navios Sondas (Sem âncoras, e sistema de DP, por exemplo).



Figura 32 – Jack Up (Fonte: Seadrill)

10.1.3 NAVIOS SONDAS

Devido à sua forma, são mais sensíveis às condições de tempo, porém podem perfurar em águas ultra profundas (3600 metros aproximadamente). São dotados de sistema DP com avançadas tecnologias para o posicionamento sobre o poço.



Figura 33 - Navio sonda Petrobras 10000 (Fonte: Schahin Petróleo)

10.2 CLASSIFICAÇÃO DAS PLATAFORMAS CONFORME AS GERAÇÕES

As Gerações 1, 2 e 3 são capazes de perfurar até 1000 metros.

Gerações 4 e 5 são as plataformas de águas mais profundas, 1000 a 1200 metros e a quinta geração sendo capaz de perfurar até 1500 metros de profundidade.

Atualmente já existem sondas de sexta geração, com torre de perfuração dupla, que otimiza as operações de perfuração e capacidade de lâmina d'água de 3.000 metros.

10.3 POSICIONAMENTO DINÂMICO

Posicionamento dinâmico pode ser definido como um sistema que controla automaticamente uma embarcação, mantendo sua posição e sua proa exclusivamente pelos meios de seus propulsores.

Tendo como referência um ponto fixo ou móvel no fundo do mar, sobre o qual a embarcação flutua para prover uma plataforma estacionária a partir da qual se podem realizar as operações marítimas desejadas como: lançamento de linhas, operações de mergulho, balizamento, inspeção, manuseio de âncoras e a perfuração de poços de petróleo. Sistema esse que mede os desvios aos valores de referência de aproamento e posição causada por forças externas como vento e corrente e as contrapõe através do empuxo e momentos de giro provocados pelos propulsores.

Este sistema é amplamente utilizado no Off-shore para diversas operações, como exemplo:

- | | |
|---|--|
| 1. Posicionamento para operações de içamento; | 13. Embarcação "supply"; |
| 2. Manutenção de rumo; | 14. Suporte a mergulho (DSV); |
| 3. Amortecimento de movimento do navio; | 15. Lançamento e reparo de cabos submarinos; |
| 4. Manobra de aproximação; | 16. Unidade multi-propósito; |
| 5. Manutenção de derrota; | 17. Serviços de "flotel"; |
| 6. Lançamento de dutos; | 18. Levantamento hidrográfico; |
| 7. Abastecimento no mar; | 19. Pesquisa oceanográfica; |
| 8. Pouso de helicópteros; | 20. Unidades de resgate e salvamento; |
| 9. Unidades de perfuração; | 21. Mineração subaquática; |
| 10. Unidades de produção; | 22. Varredura de minas; |
| 11. Navios tanques aliviadores; | 23. Navios de passageiros; |
| 12. Estimulação de poço e "workover"; | 24. Plataforma para lançamento de foguetes. |

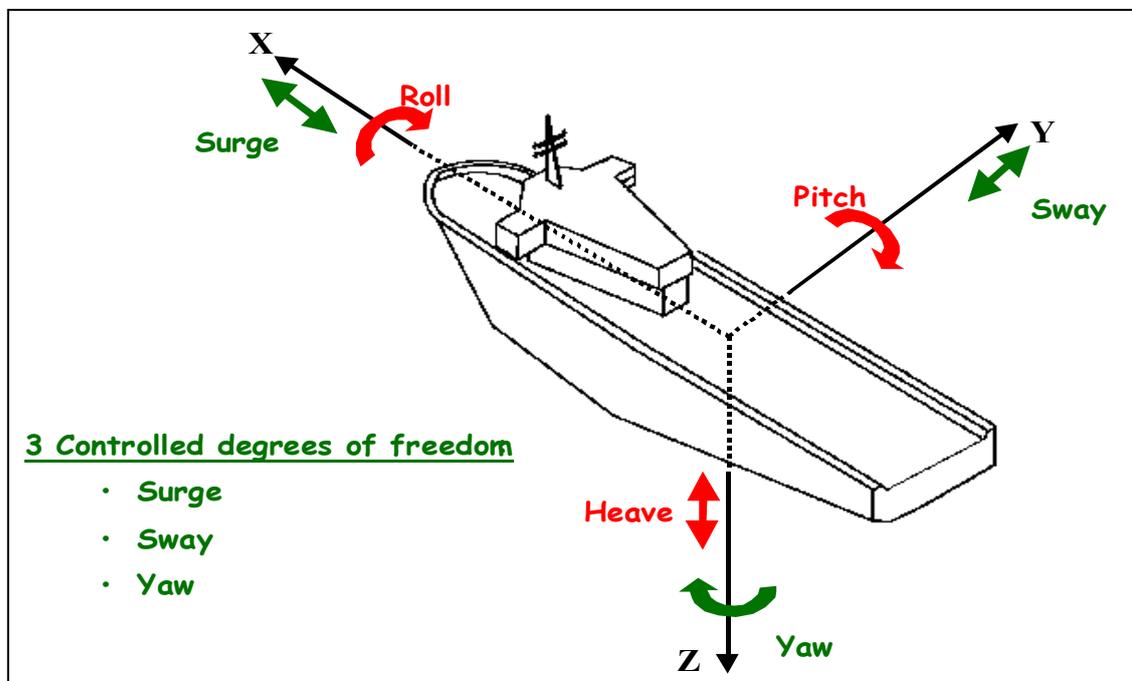


Figura 34 – Eixos Controlados pelo Sistema DP (www.rigzone.com)

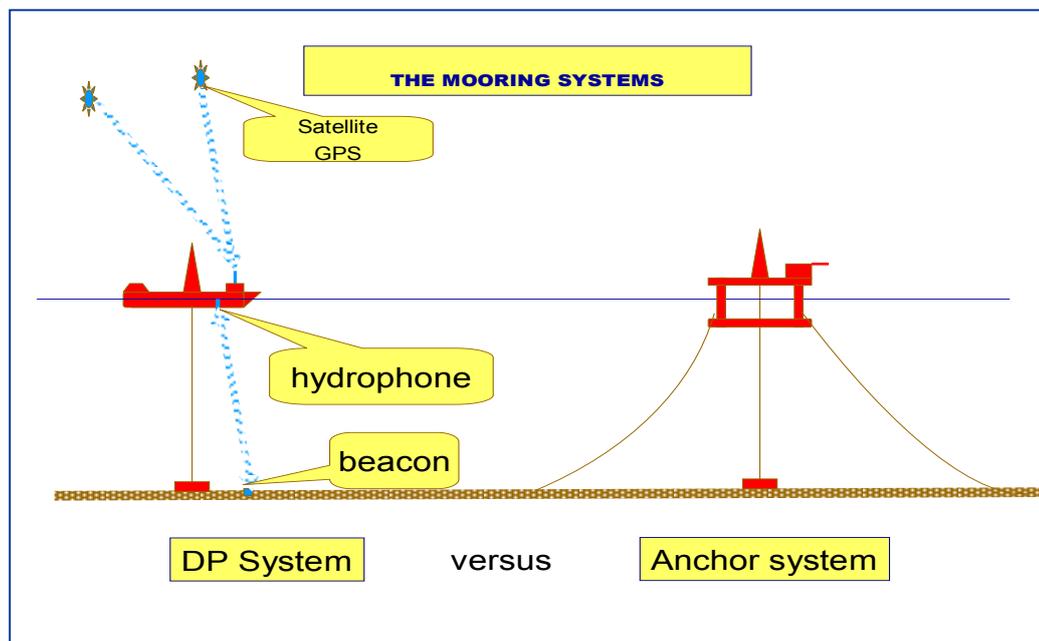


Figura 35 – Diferença entre Sistema de DP e Âncoras (www.rigzone.com)

10.3.1 Vantagens e Desvantagens do Sistema DP

Vantagens

1. Não existe necessidade de rebocadores em qualquer estágio da operação.
2. Embarcação pode alterar o aproamento a fim de minimizar movimentos.
3. Agilidade durante mudança e preparação para um novo poço.
4. Rápida resposta a mudanças meteorológicas.
5. Atividades simultâneas.
6. Operações em diferentes profundidades.
7. Não oferece riscos quanto às amarrações no fundo do oceano.

Desvantagens

1. Sujeito às falhas ou falta de geração de energia.
2. Vulnerabilidade quanto à falha dos propulsores.
3. Risco de falha de equipamentos eletrônicos.
4. Valor da diária maior do que de unidades fixas ou ancoradas.
5. Aumento no consumo de combustível.

6. Alta complexidade, tripulação e custo de operação.
7. Aumento no risco de perda de posição ou deriva sem controle.
8. Necessidade de referência de posição contínua.
9. Dificuldade maior de posicionamento em águas rasas e correntes fortes.

CAPÍTULO 11

PLATAFORMAS DE PRODUÇÃO E INSTALAÇÕES SUBMARINAS

Serão apresentados a seguir os diversos tipos de plataformas de produção e instalações submarinas (Tanques de Carga, Bóias de Amarração para Carregamento e Linhas de Produção e Controle).

11.1 Plataformas de Produção

Tem a capacidade de separar as impurezas do óleo proveniente de diversos poços, estocar em seus tanques e transferir a produção para os Navios Aliviadores a qual também pode ser realizada através das mono-bóias conectadas com as linhas de produção e controle das válvulas de fluxo.

Podem ser encontradas do tipo:

A) FPS (Floating Production System)

Sistema de produção flutuante, cuja denominação pode aplicar-se a uma plataforma semissubmersível.

B) FPDSO (Floating, Production, Drilling, Storage and Offloading)

Plataforma flutuante de produção de petróleo e gás, perfuração, armazenagem e transbordo da produção. Esta descrição aplica-se também ao FPSO, exceto quanto à perfuração (drilling).

C) FSO (Floating, Storage and Offloading)

Plataforma flutuante cuja única diferença quando comparada ao FPSO é não produzir hidrocarbonetos, só os armazena e promove seu transbordo (transferência para navios aliviadores ou dutos).

D) FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading)

Plataforma flutuante em um casco modificado de um navio, normalmente um petroleiro. Representa uma unidade de produção de petróleo flutuante, com unidade de armazenamento, uma unidade de processamento e com sistema de transbordo (transferência) do petróleo.

E) FSU (Floating Storage Undid)

Unidade flutuante para armazenamento que serve apoio a outras plataformas que estão em produção.

11.2 Instalações Submarinas

São equipamentos instalados na cabeça do poço onde o petróleo é conduzido até as plataformas de produção ou para uma planta de processamento em terra.

11.3 Árvore de Natal

É um sistema composto de um conjunto de válvulas que permite o controle racional do fluxo do poço, funcionando também como uma segunda barreira de segurança, durante a vida produtora do poço.

11.4 Linhas de Produção

São classificadas em rígidas e flexíveis. As linhas rígidas são feitas de aço e diferentes camadas para resistir à corrosão e concreto para proporcionar peso e estabilidade, normalmente possuem 12 metros de comprimento. São posicionadas no fundo do mar por navios especiais de Lançamento de Linhas de Dutos Rígidos.

Para manutenção dessas linhas são utilizados equipamentos conhecidos como Pigs que limpam o interior das linhas e alguns podem medir a espessura, nível de corrosão e possíveis fraturas (Pigs Ultrassônico e de Fluxo Magnético).

11.5 Lançamento de Linhas Rígidas

Para o lançamento de linhas há duas técnicas conhecidas como S-Lay e J-Lay. A primeira é feita por um navio equipado com um Stinger que funciona como um guia direcionando a linha no fundo. Na segunda técnica, as juntas são soldadas verticalmente criando a forma de um J.

Antes do lançamento, o fundo deve ser inspecionado por barcos que possuam ROV (Remote Operated Vehicle). Os ROVs são robôs de observação submarina, equipados com câmera de vídeo e sensores. São operados remotamente dentro do navio e são utilizados para realizar e supervisionar a montagem de equipamentos de exploração e produção, além de verificar as condições do fundo do mar no pré-lançamento de linhas ou instalações submarinas em geral.

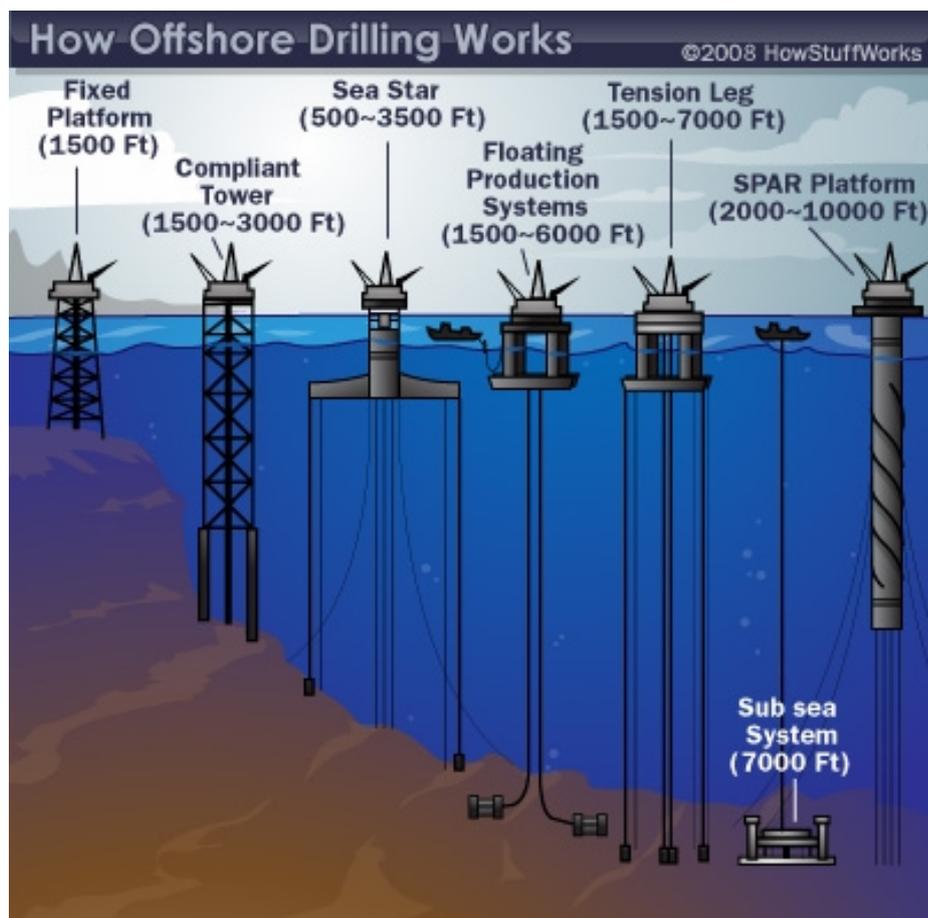


Figura 36 – Exemplos de Plataformas (www.rigzone.com)

CAPÍTULO 12

PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS DOS RESERVATÓRIOS

Para que um poço produza, sua pressão de fundo deve ser inferior à pressão no reservatório. O fluido presente nas adjacências do poço tende, então, a se despressurizar devido ao contato com uma zona de pressão inferior, apesar de o contato com o fluido do resto do reservatório tentar manter sua pressão. A expansão dos fluidos não ocorre em conjunto com uma expansão do volume poroso e, deste modo, o volume adicional decorrente da expansão escoo para o poço. Com isto, a despressurização se propaga no reservatório e a forma de resposta do reservatório a essa queda de pressão determina o mecanismo natural de produção. Neste caso, a quantidade de óleo que pode ser recuperada varia de acordo com o mecanismo predominante.

Os reservatórios apresentam cinco tipos mais comuns de mecanismos naturais de produção, que são: influxo de água, gás em solução, expansão de fluido, drenagem gravitacional e capa de gás. Estes mecanismos, que também podem ocorrer de forma combinada, estão descritos a seguir.

12.1 MECANISMOS DE PRODUÇÃO

12.1.1 Influxo de Água

Um reservatório com influxo de água tem uma conexão hidráulica entre o reservatório e a rocha saturada com que muitas vezes, está localizada na extremidade do campo.

A água presente fica aprisionada sob pressão. Quando a pressão do reservatório é reduzida pela produção de óleo, a água se expande e cria uma injeção de água natural no limite reservatório. Deste modo, a produção de óleo é potencializada, já que a pressão do reservatório cai lentamente.

12.1.2 Gás em Solução

O óleo cru, quando está sob alta pressão, pode conter grandes quantidades de gás dissolvido. Quando a pressão do reservatório é reduzida pela retirada dos fluidos (produção de óleo), o gás sai da solução e desloca o óleo do reservatório para produção.

A eficiência dos reservatórios, com mecanismo de gás em solução, depende da quantidade de gás presente na solução, das propriedades do óleo e da rocha e da estrutura geológica do reservatório.

12.1.3 Expansão de Fluido

Quando o óleo cru contém menos gás, do que o necessário, para saturar o óleo na pressão e temperatura do reservatório, diz-se que o óleo está subsaturado. Quando o óleo está altamente subsaturado, muita da energia do reservatório está armazenada sob a forma de compressibilidade da rocha e fluido. A pressão diminui rapidamente quando os fluidos são retirados de um reservatório subsaturado até que o ponto de bolha seja alcançado. O gás em solução se torna a fonte de energia para o deslocamento do fluido.

Um reservatório subsaturado é identificado por análises do fluido do reservatório, pelos gráficos de pressão/volume/temperatura (PVT) e por dados de pressão do reservatório. Estes reservatórios são fortes candidatos à injeção de água para manter a pressão alta e aumentar a recuperação de óleo.

12.1.4 Drenagem Gravitacional

A drenagem gravitacional pode ser um mecanismo de produção primária nos reservatórios que possuem comunicações verticais. É um processo lento, pois o gás precisa preencher os espaços ocupados pelo óleo. Entretanto, a migração do gás é rápida com relação à drenagem do óleo e as taxas de óleo são controladas pela taxa de óleo drenado.

O mecanismo de recuperação por drenagem gravitacional pode ser muito eficiente quando as condições da jazida são adequadas. Ela pode ser interpretada como um mecanismo de recuperação primária com liberação de gás em solução, com migração para a parte superior do reservatório por contracorrente ou contra fluxo.

A drenagem gravitacional também pode ser considerada um método de recuperação secundário (visto posteriormente) por injeção de gás, quando este fluido é injetado drenando o óleo mais denso.

12.1.5 Capa de Gás

Quando um reservatório possui uma grande capa de gás, uma grande quantidade de energia está armazenada sob a forma de gás comprimido.

A capa de gás se expande quando os fluidos são retirados do reservatório, e o óleo é deslocado pela pressão que o gás exerce, ajudado também pela drenagem gravitacional (gravidade). A expansão da capa de gás é limitada pelo nível da pressão desejada no reservatório e pela produção de gás nos poços de produção.

Os reservatórios com grandes capas de gás, geralmente, não são considerados bom candidatos à injeção de água. Com isto, a pressão tem sido mantida, em alguns reservatórios, pela injeção de gás na capa de gás.

Os reservatórios de capa de gás que possuem uma zona de água subjacente podem ter uma injeção combinada de água e gás.

É preciso ter muito cuidado nos projetos de injeção combinada de água e gás, pois existe o risco do óleo ser deslocado para dentro da região de capa de gás e ficar preso no final da injeção.

12.2 Métodos de Recuperação de Petróleo

Os reservatórios, cujos mecanismos são pouco eficientes, e que, por consequência, retêm grandes quantidades de hidrocarbonetos após a exaustão da sua energia natural, são fortes candidatos ao emprego de uma série de processos que visam à obtenção de uma recuperação adicional. Esses processos são chamados de métodos de recuperação que, de uma maneira geral, tentam interferir nas características do reservatório que favorecem a retenção exagerada de óleo.

Quase tão antigos quanto à indústria do petróleo, os métodos de recuperação foram desenvolvidos para se obter uma produção maior do que aquela que se obteria, caso apenas a energia natural do reservatório fosse utilizada.

Baseadas na idéia de que as baixas recuperações eram resultados de baixas pressões nos reservatórios, as primeiras experiências buscavam fornecer pressão ao reservatório por meio da injeção de um fluido cuja finalidade era deslocar o fluido residente no meio poroso e ocupar o espaço deixado por este. Como nem sempre o aspecto mais crítico do fluxo dos fluidos nos meios porosos é a baixa pressão, a simples injeção de fluidos para deslocar outros fluidos nem sempre resultava em sucesso. Como resultado da observação e da análise dos comportamentos dos meios porosos quando sujeitos a injeção de fluidos, surgiram os diversos processos que se conhecem atualmente.

A aplicação de um processo de recuperação é muito mais ampla que a simples intervenção em alguns poços, ou seja, a área de atuação é todo o reservatório, independente da simplicidade ou complexidade do método que está sendo utilizado.

Não é necessário esperar o declínio total da produção para se começar a injeção de fluidos no reservatório. Ao contrário, a boa prática de engenharia recomenda que a injeção seja iniciada bem antes que isso aconteça. Existe uma prática, chamada “manutenção de pressão”, que consiste na injeção de água e/ou gás ainda no início da vida produtiva do reservatório e, tem, por finalidade, manter a pressão em níveis elevados, preservando razoavelmente as características dos fluidos e do fluxo, ou seja, os métodos de recuperação são aplicados mesmo havendo condições de produção com recuperação primária.

A nomenclatura utilizada é baseada no seguinte critério: para processos cujas tecnologias são bem conhecidas e cujo grau de confiança na aplicação é bastante elevado, como é o caso da injeção de água e de gás, dá-se o nome de métodos convencionais de recuperação, para os processos mais complexos e cujas tecnologias ainda não estão satisfatoriamente desenvolvidas, dá-se o nome de métodos especiais de recuperação.

12.3 Métodos Convencionais de Recuperação

Ao se injetar um fluido em um reservatório com a finalidade única de deslocar o óleo para fora dos poros da rocha, isto é, buscando-se um comportamento puramente mecânico, tem-se um processo classificado como método convencional de recuperação.

Esse comportamento mecânico, sem qualquer interação de natureza química ou termodinâmica entre os fluidos ou entre os fluidos e a rocha, é o que se espera obter ao se injetar água ou ao submeter o reservatório a um processo não miscível de injeção de gás. Em outras palavras, não se espera que os fluidos se misturem entre si ou interfiram na rocha-reservatório.

O fluido injetado, que também recebe o nome de fluido deslocante, deve empurrar o óleo, chamado de fluido deslocado, para fora dos poros da rocha e ao mesmo tempo ir ocupando o espaço deixado por ele à medida que ele vai sendo expulso. Mesmo na porção do reservatório invadida pelo fluido deslocante (água, por exemplo), nem todo o óleo lá contido é deslocado. O óleo retido nos poros da zona invadida pela água, denominado óleo residual, é consequência do efeito da capilaridade.

Classifica-se como Recuperação Convencional, além da obtida com os processos de injeção mencionados anteriormente, a recuperação devido à energia primária do reservatório.

12.3.1 Projetos de Injeção

Dentre os métodos convencionais de recuperação, existe uma grande diversidade na maneira de se executar a injeção de um fluido. A opção por um dos diversos sistemas deve ser pautada pelos aspectos da sua viabilidade técnica e econômica.

Uma etapa de grande importância no projeto de injeção é a definição do esquema de injeção, isto é, a maneira como os poços de injeção e de produção vão ser distribuídos no campo de petróleo.

Cada projeto é exclusivo para cada reservatório, entretanto, existem aspectos que são comuns a todos os projetos, independente do reservatório ou até mesmo do fluido injetado, como é o caso da existência de poços de injeção e de produção. Os projetos devem especificar aspectos como quantidade e distribuição dos poços de injeção e de produção, pressões e vazões de injeção, estimativas das vazões de produção e volumes de fluidos a serem injetados e produzidos. Esses dados, além de serem necessários para o dimensionamento dos equipamentos, são fundamentais para a viabilidade econômica do projeto.

Os esquemas de injeção dividem-se em três tipos principais: injeção na base, injeção no topo e injeção em malhas. Para reservatórios planos, horizontais e de pouca espessura, pelo fato de não existirem pontos preferenciais para injeção de fluidos, os poços de injeção e de produção são distribuídos de maneira homogênea em todo o reservatório.

Se o reservatório tiver certa inclinação e se deseja injetar água, os poços que alcançam a parte mais baixa do reservatório são transformados em poços de injeção. À medida que a água vai penetrando no meio poroso, o óleo vai sendo empurrado de baixo para cima, na direção dos poços de produção que se encontra situado na parte mais alta da estrutura. É como se fosse criado um aquífero artificial. Dá-se a esse esquema o nome de injeção na base. Se o fluido injetado fosse gás, os poços de injeção seriam localizados no topo da formação, e os de produção, na base, devido à diferença de densidade.

12.3.2 Fluidos injetados

Nos processos convencionais de recuperação de petróleo utiliza-se a água ou o gás natural como fluidos de injeção.

Normalmente a água, antes de ser injetada, deve ser submetida a um tratamento, de modo a torná-la mais adequada ao reservatório e aos fluidos nele existentes.

12.3.3 Injeção de Água

A injeção de água é, geralmente, o primeiro método convencional de recuperação aplicado no reservatório e seus custos operacionais são menores do que as outras técnicas mais comumente utilizadas na recuperação avançada de petróleo ou *enhanced oil recovery* (EOR).

Durante o processo de injeção, a água injetada também é produzida com o óleo e, então, os dois fluidos são separados na superfície, a quantidade de óleo remanescente é removida e a água é, então, reinjetada e, apenas uma pequena quantidade de uma “nova” água é necessária.

A quantidade de água que é produzida juntamente com o óleo pode chegar até 99% da produção total, isto antes mesmo do custo com a injeção de água se tornar ineficaz economicamente. A injeção de água já tem suas vantagens, porém existem alguns aspectos que precisam ser melhorados, principalmente, quando fluidos imiscíveis, como óleo/água, óleo/gás, água/gás ou óleo/água/gás são colocados em contato na rocha reservatório, alterando a capacidade da rocha de permear (transmitir) fluidos. Nesses casos, torna-se importante verificar os principais parâmetros que caracterizam a distribuição e o fluxo dos fluidos imiscíveis nos poros da rocha como tensão interfacial, molhabilidade e pressão capilar.

O método de injeção de água pode não ser adequado para alguns casos. Entre os reservatórios mais comuns, para os quais não é indicado o uso de injeção de água, estão os que são heterogêneos e apresentam pouca continuidade, pois o efeito da injeção de água pode não chegar ao poço produtor. Em outros campos pode ocorrer o contrário, ou seja, a água escoar por fraturas ou caminhos preferenciais causando uma produção de água elevada desde o início da injeção.

Em determinadas situações que surgem ao longo da vida do reservatório, pode-se converter produtores em injetores para evitar custos elevados de perfuração e o fechamento de poços por produção elevada de água.

12.3.4 Injeção de Gás (Gas Lift)

Nos projetos de injeção de gás natural, o gás pode ser injetado com a mesma composição com a qual é produzido ou após ser processado.

O gás é injetado no meio poroso utilizando-se compressores que fornecem as pressões e as vazões necessárias para o processo. O processo não requer que o gás injetado se misture com o óleo do reservatório para deslocá-lo para fora do meio poroso. O papel do gás é de um simples agente mecânico de deslocamento.

É um método bastante utilizado por ter um custo relativamente baixo, mesmo em se tratando de poços profundos.

Consiste na utilização de gás comprimido para elevar os fluidos até a superfície. A energia gerada pelo gás comprimido tem excelente potencial, permitindo boa condução de fluidos, mesmo com alto teor de areia e sedimentos.

Existem dois tipos de Gas-lift, o contínuo e o intermitente. O Contínuo é semelhante à elevação natural, baseia-se na injeção contínua de gás a alta pressão na coluna de produção com o objetivo de gaseificar o fluido desde o ponto de injeção até a superfície. O Gas-lift intermitente baseia-se no deslocamento de golfadas de fluidos para a superfície através da injeção de gás a alta pressão na base das golfadas.

O sistema é composto por:

1. Fonte de gás a lata pressão (compressores).
2. Controlador de injeção de gás na superfície (choke ou motor valve).
3. Controlador de injeção de gás de subsuperfície (válvulas de gas-lift).
4. Equipamentos para separação e armazenamento dos fluidos produzidos (separadores, tanques e etc.).

As instalações para uma injeção de gás se diferenciam basicamente de outros sistemas de produção pela presença de compressores e poços para injeção de gás.

12.5 Reservas

A extração dos fluidos para a superfície pode ser induzida por válvulas de gas-lift, pelo flexitubo, pela substituição do fluido da coluna por outro mais leve ou por pistoneio, que são formas de aliviar a pressão hidrostática do fluido existente na coluna de produção.

Um teste inicial de produção é sempre realizado para medir a vazão de produção e avaliar o desempenho do poço, para que se possam realizar os ajustes necessários.

Para poços rasos e no continente são utilizadas bombas centrífugas e mecânicas com hastes. Para exploração off-shore será mostrado alguns métodos.

12.6 Métodos Especiais de Recuperação

O método especial de recuperação é empregado para atuar nos pontos onde o processo convencional falhou, ou falharia caso fosse empregado. As baixas recuperações resultantes de um método convencional de injeção de fluidos podem ser creditadas basicamente a dois aspectos principais: alta viscosidade do óleo do reservatório e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo.

Quando a viscosidade do fluido injetado é muito menor que a do fluido a ser deslocado, o primeiro se move muito mais facilmente no meio poroso, encontrando caminhos preferenciais e se dirigindo rapidamente para os poços de produção.

O óleo fica retido porque o fluido injetado não se propaga adequadamente no reservatório, ficando grandes volumes de rocha nos quais o deslocamento não se processou.

No caso de altas tensões interfaciais, a capacidade do fluido injetado de desalojar o óleo do reservatório para fora dos poros é bastante reduzida, deixando saturações residuais elevadas de óleo nas regiões já contatadas pelo fluido injetado.

As duas situações acima definem a forma de atuação dos métodos especiais de recuperação e são o ponto de partida para a sua distribuição em três categorias: Métodos Térmicos, Métodos Miscíveis e Métodos Químicos, de acordo com a natureza geral dos processos.

12.6.1 Métodos Térmicos

O desenvolvimento inicial dos métodos térmicos buscava a redução da viscosidade do óleo através do seu aquecimento para aumentar a recuperação do petróleo.

Na injeção de fluidos aquecidos utiliza-se a água como meio para transportar o calor da superfície até o reservatório. A água é normalmente injetada na forma de vapor, mas pode também ser injetada a uma temperatura elevada, porém ainda no estado líquido.

12.6.2 Métodos Miscíveis

Quando dois fluidos que não se misturam estão em contato, entre eles se estabelece uma interface submetida a tensões interfaciais. Estas tensões de natureza físico-química desempenham um papel também nas relações rocha e fluido podendo ser mais ou menos intensas, dependendo da natureza dos fluidos e da rocha. Caso o fluido injetado e o óleo sejam miscíveis, isto é, se misturem, não existe nem interfaces nem tensões interfaciais.

Os métodos miscíveis se ocupam da injeção de fluidos que venham a se tornar, ou que sejam miscíveis com o óleo do reservatório, de tal modo que não existam tensões interfaciais. Dessa maneira, o óleo será totalmente deslocado para fora da área que for contatada pelo fluido injetado.

Os fluidos que podem ser utilizados para deslocamento miscível são, preferencialmente, o dióxido de carbono, o gás natural e o nitrogênio.

12.6.3 Métodos Químicos

Estão agrupados como métodos químicos alguns processos em que se pressupõe certa interação química entre o fluido injetado e os fluidos do reservatório. São eles: a injeção de polímeros (Gravel Pack), injeção de solução de tensoativos, injeção de microemulsão, injeção de solução alcalina entre outros. Não existe um ponto único de ataque como nas outras categorias, sendo que alguns processos poderiam ser enquadrados dentro dos métodos miscíveis. Quando o óleo do reservatório tem viscosidade elevada, podem-se adicionar polímeros à água de injeção para transformá-la em um fluido que se desloca no meio poroso com a mesma mobilidade que o óleo. Devido a essa semelhança, o fluido injetado em vez de escolher caminhos preferenciais e se dirigir rapidamente para os poços de produção, se difunde mais no meio poroso, aumentando a eficiência.

Ao se adicionar uma substância tensoativa à água de injeção está se fazendo um deslocamento miscível com água. O tensoativo, também chamado de surfactante, tem a finalidade de reduzir as tensões interfaciais entre a água e o óleo, que é uma propriedade termodinamicamente fundamental de uma interface, ampliando a eficiência de deslocamento, pois a tensão interfacial é uma medida de miscibilidade.

A injeção de microemulsão é uma tentativa de se obter um deslocamento miscível com boas eficiências. É uma mistura com a qual se tem a preocupação com a miscibilidade e com o controle da viscosidade.

No processo de injeção de fluidos alcalinos, a substância alcalina que se adiciona à água, em geral soda cáustica, tem a finalidade de reagir com certos ácidos orgânicos presentes em alguns óleos, produzindo dentro do próprio reservatório certa quantidade de substância tensoativa. Este tensoativo, assim formado, vai produzir uma série de efeitos dentro do reservatório, os quais concorrem para um ganho na produção de óleo.

12.7 Outros Métodos

Existem outros processos que têm sido pesquisados e que não se enquadram em nenhuma das categorias acima, como é o caso da recuperação microbiológica e da recuperação utilizando ondas eletromagnéticas.

A recuperação microbiológica é obtida a partir da utilização de diferentes microorganismos que, quando adequadamente escolhidos e através dos seus processos biológicos no interior do reservatório, produzem uma série de substâncias que causam os mais diversos efeitos e que podem aumentar a recuperação de petróleo.

A recuperação através de ondas eletromagnéticas é um processo de aquecimento do reservatório por meio de ondas eletromagnéticas, campos elétricos, ocasionadas pela aplicação de uma diferença de potencial entre os poços do campo.

CAPÍTULO 13

POÇOS DE PRODUÇÃO

Após a perfuração de um poço vem à fase de completação, que consiste numa série de operações que têm por objetivo permitir a produção econômica e segura de hidrocarbonetos, bem como injetar fluidos no reservatório quando necessário.

Entre as operações destacam-se a descida do revestimento de produção, e outros equipamentos (descritos abaixo), com o posterior "canhoneio" (utilização de uma carga explosiva que rompe o revestimento e coloca o reservatório produtor em comunicação com o poço) e a instalação da cabeça de poço.

Os principais equipamentos de uma coluna de produção são:

Tubos de produção – são os componentes básicos da coluna e representam o maior custo dentre os equipamentos de subsuperfície.

Shear-out – é um equipamento instalado na extremidade inferior da coluna de produção que permite o tamponamento temporário desta.

Hidro-trip – também serve para tamponamento temporário da coluna.

Nipples – servem para assentar tampões mecânicos, válvulas de retenção ou registradores de pressão.

Camisa deslizante (sliding sleeve) – consiste em uma camisa interna que pode ser aberta ou fechada, quando necessário, promovendo a comunicação entre a coluna e o espaço anular.

Check valve – é uma válvula que serve para impedir o fluxo no sentido descendente.

Packer de produção – o obturador, ou packer, tem a função básica de promover a vedação do espaço anular entre o revestimento e a coluna de produção.

Unidade selante – equipamento descido na extremidade da coluna que pode ser apoiado ou travado no packer, promovendo a vedação entre a coluna e o packer.

Junta telescópica (TSR) – o TSR (Tubing Seal Receptacle), ou junta telescópica, é usado para absorver a expansão ou contração da coluna de produção, causado pelas variações de temperatura sofridas quando da produção (ou injeção) de fluidos.

Mandril de Gas-lift – os mandris de gas-lift são os componentes da coluna de produção que servem para alojar as válvulas que permitiram a circulação do gás do espaço anular para a coluna de produção.

Válvulas de segurança de subsuperfície (DHSV) – é um componente da coluna de produção que fica posicionado normalmente a cerca de 30m abaixo do fundo do mar e tem a função de fechar o poço em casos de emergência. A DHSV contém uma mola que tende a fechá-la, sendo mantida aberta por meio de uma linha de controle, conectada à superfície, permanentemente pressurizada. Ocorrendo despressurização desta linha a válvula fecha.

13.1 Completação

Ao terminar a 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.

Em sua parte superior, o poço recebe um equipamento chamado cabeça de poço, com configurações diferentes, conforme se esteja perfurando ou produzindo através do poço. Tem como função primordial a vedação das colunas de revestimento, bem como servir de ancoragem para as mesmas.

Durante a produção, instala-se sobre a cabeça de poço um conjunto de válvulas chamado de árvore de natal, com dispositivos de segurança e controle de produção, além de vários outros itens possíveis.

No caso de completção de poços em terra, a árvore de natal fica na superfície. No caso de completção de poço no mar, tais equipamentos são bem mais complexos, podendo estar alocados na superfície (na plataforma) ou na água (submarina); as submarinas podem ser do tipo árvore de natal seca, em cápsula, (protegida da água e da pressão externa) ou molhada (exposta à água).

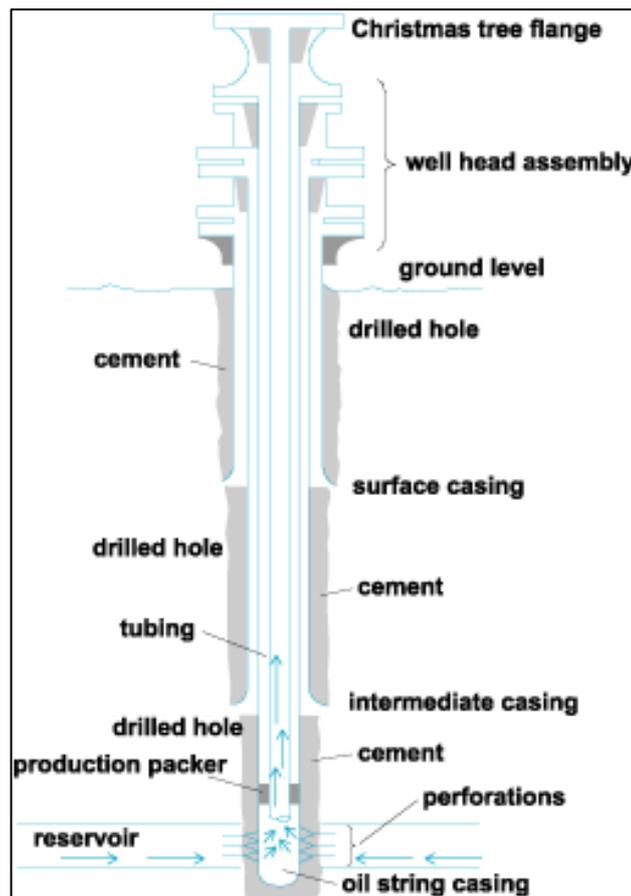


Figura 37 – Coluna de Completção (Fonte: Schlumberger)

13.2 Canhoneio

A última coluna de revestimento, a de produção, é canhoneada, isto é, perfurada horizontalmente, por certo tipo de cargas explosivas, bem em frente à formação produtora, de modo a permitir que o petróleo possa atravessar a pasta de cimento existente em volta do revestimento, assim como as suas paredes metálicas, e chegar ao interior do poço, para ser produzido.

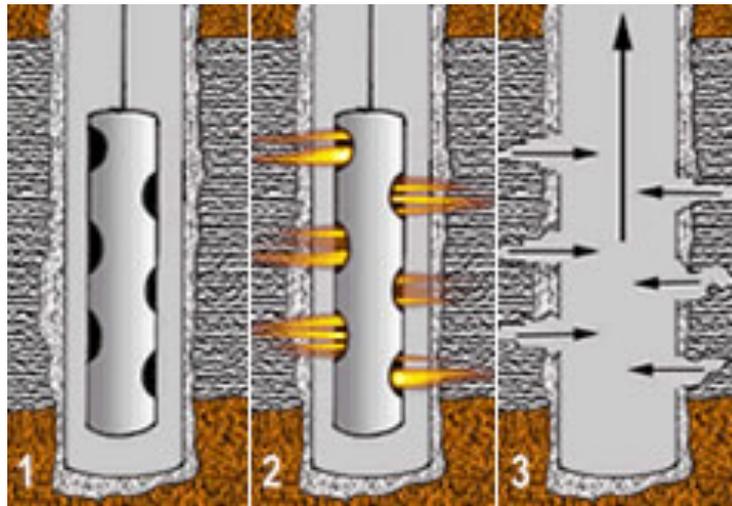


Figura 38 – Disparo dos Canhões (Fonte: Schlumberger)

13.3 ESTIMULAÇÃO

A estimulação de poços (Work-Over) tem como objetivo aumentar a produtividade ou a injetividade de poços de petróleo e gás, pelo aumento do fator de recuperação do campo ou pela antecipação da produção e corrigir algum tipo dano causado no poço.

13.3.1 Acidificação de Matriz

Técnica de estimulação utilizada para remoção de dano e/ou aumento de permeabilidade em regiões localizadas a poucos metros ao redor do poço. Consiste no bombeio de uma solução ácida na formação, a fim de dissolver parte dos minerais presentes na sua composição mineralógica, aumentando ou recuperando a permeabilidade da formação ao redor do poço.

13.3.2 Fraturamento Hidráulico

Consiste na injeção de um fluido (fraturante) na formação, sob uma pressão suficientemente alta para causar a ruptura da rocha. Simultaneamente ao bombeio de fluidos é realizada a injeção de um material granular (agente de sustentação), responsável pela manutenção da fratura gerada, criando então canais de alta permeabilidade, por onde ocorrerá o escoamento de hidrocarbonetos.

13.3.3 Fraturamento Ácido

Composto pela conjugação das duas técnicas já citadas, neste tratamento, uma solução ácida é injetada na formação, sob pressão acima da de ruptura da formação, originando então uma fratura. A condutividade da fratura é obtida por meio da reação do ácido com a rocha, criando canalizações irregulares, que permanecerão abertas após o fechamento da mesma.

Operações de estimulação podem ser praticadas uma ou mais vezes em um mesmo poço dependendo do seu comportamento após a realização do primeiro tratamento.

13.3.4 Gravel Pack

O Gravel Pack é uma técnica para controle da produção de areia de formações com problemas de consolidação.

A extração do óleo em arenitos friáveis tem apresentado constantes desafios à indústria do petróleo, nem tanto pela necessidade da contenção da produção de areia propriamente dita, mas pelas altas perdas de carga impostas pelo processo, que podem abreviar em alguns anos, a vida produtiva de um poço.

Os principais problemas causados pela produção de areia são:

- Acumulação de areia nos equipamentos de superfície;

- Criação de grandes vazios por trás do revestimento, onde desmoronamentos poderão causar redução drástica da permeabilidade nas imediações do poço ou colapso do próprio revestimento;
- Deposição de areia no poço encobrendo os canhoneados, ou formação de “bridge” na coluna de produção, reduzindo ou até mesmo causando a interrupção do fluxo;
- Erosão de equipamentos de superfície, como linhas e chokes, e de subsuperfície como DHSV e mandris de gaslift;
- Perda de isolamento.

13.3.4.1 Métodos para Controle da Produção de Areia

• Tubos Rasgados (Slotted Liner):

São usados em poços com baixa produtividade ou em longos intervalos produtores, incluindo-se os poços horizontais. Existem novos equipamentos desenvolvidos para maior área aberta ao fluxo e aplicação específica para poços horizontais, dos quais são destacados: Sinterpack, Stratapack e Excluder.

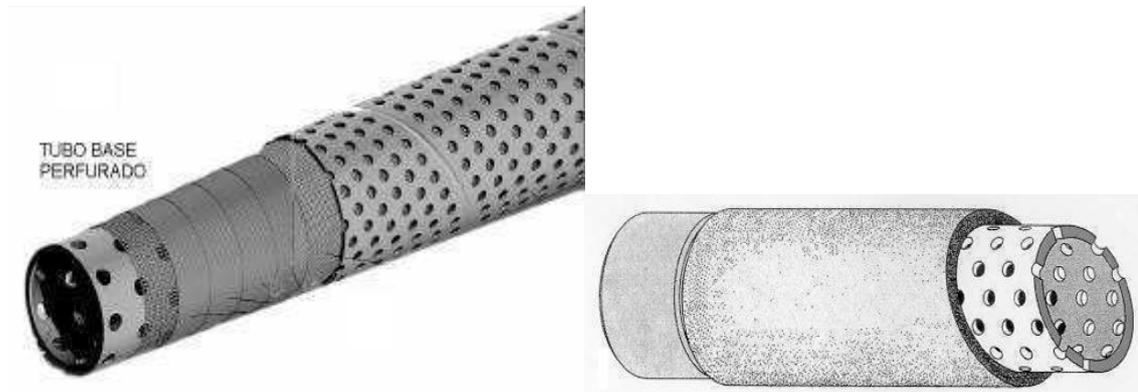


Figura 39 – Tubos Perfurados (Fonte: Schlumberger)

• **Tela Pré-empacotada:** são dois tubos selados, concêntricos, tendo o espaço anular entre eles preenchido com areia ou cerâmica. É recomendável somente em poços com longos intervalos canhoneados e altamente desviados, ou horizontais.

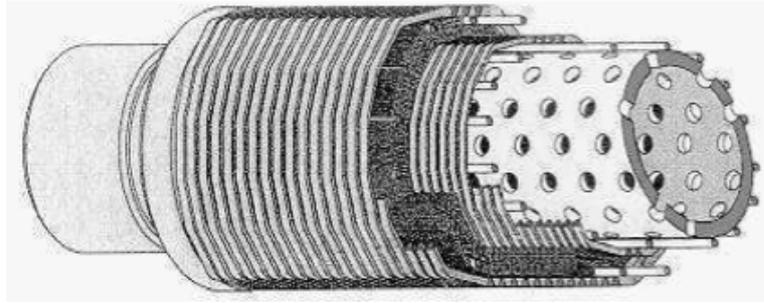


Figura 40 – Tela (Fonte: Schlumberger)

- **Areia resinada:** consiste no preenchimento de espaços criados atrás do revestimento, devido à produção de areia com gravel Pré-resinado. Após a pega da resina é descida a broca para remoção do excesso de gravel dentro do poço. Esta técnica se restringe a ser aplicada em poços com pequena extensão canhoneada, sendo também recomendada para poços antigos que já produziram grandes volumes de areia.

13.3.4.2 Mecanismo de Gravel Pack

Esta técnica, empregada em poço aberto ou revestido pode variar desde a simples utilização de um único tubo telado a uma complexa completação múltipla.

Após o condicionamento do revestimento, é descido um sump packer, formando o fundo necessário para a ancoragem das colinas de Gravel Pack, em seguida o poço é canhoneado e o conjunto de gravel pack, composto de tubos telados, tubos cegos, wash pipes, crossover tool e packer é instalado.

Após a instalação do conjunto, é feito o bombeio e deslocamento do gravel, que conterà a produção de areia da formação.

CAPÍTULO 14

PROCESSAMENTO DO PETRÓLEO

A Planta de Processamento separa e processa em três fases o óleo, o gás e a água de forma que se alcancem os parâmetros mínimos exigidos para comercialização e transporte.

Quando o Petróleo é extraído da formação, muitos resíduos são também conduzidos à superfície como exemplo, o gás da formação ou da injeção (Gas Lift), água injetada ou do próprio reservatório e outros produtos usados na estimulação e completação.

Estas fases podem ser realizadas muitas vezes ainda no oceano através dos FPSOs (Plataformas de Produção, Armazenamento e Transferência de Petróleo). Esta separação inicial é classificada como Processamento Primário.

14.1 Processamento Primário

Acima de determinados níveis, a presença no óleo, do gás associado e da salmoura (como é chamada a mistura de água, sais e sedimentos) causaria alguns problemas relacionados ao transporte em dutos ou petroleiros, ao armazenamento em tanques nos terminais e na refinaria ou em equipamentos das refinarias.

O gás associado, contendo substâncias corrosivas e sendo altamente inflamável, deve ser removido por problemas de segurança (corrosão ou explosão).

Água, sais e sedimentos também devem ser retirados, para reduzirem-se os gastos com bombeamento e transporte, bem como para evitar-se corrosão ou acumulação de sólidos nas tubulações e equipamentos por onde o óleo passa.

Por isso, antes de ser enviado à refinaria, o petróleo passa pelo chamado Processamento Primário, realizado em equipamentos de superfície, nos próprios campos de produção (campos de petróleo).

Ao final desse processamento, teremos fluxos separados de óleo e gás, além de salmoura descartável.

O óleo final conterá teores menores daqueles hidrocarbonetos mais facilmente vaporizáveis; ficando, então, menos inflamável que o óleo cru. Por isso, esse óleo “processado” é também chamado Óleo Estabilizado.

14.2 Refinaria

O Refino é o processamento do petróleo necessário para que os derivados possam ser obtidos.

Uma refinaria possui uma combinação de processo de destilação e de transformação do óleo. Assim, o óleo cru é primeiramente separado em suas frações constituintes através das destilações e, posteriormente, algumas faixas do corte na destilação têm a necessidade de sofrer um processo de transformação, com o objetivo de se reduzir maiores quantidades de produtos mais leves e mais nobres.

A primeira fase de uma refinaria são as colunas de fracionamento, onde ocorre o aquecimento do petróleo em altas torres de aço divididas horizontalmente, cuja temperatura reduz conforme se direciona ao ápice da torre. Em seguida, ocorre à evaporação e, posteriormente, o produto passa por diversos níveis de condensação (passagem do estado gasoso para o estado líquido). Em cada um desses níveis de condensação, é possível se obter um derivado do petróleo.

Portanto, as refinarias são estruturadas para processar o petróleo e obter uma grande variedade de derivados. Entre os principais produtos estão a gasolina, óleo diesel, gás liquefeito, querosene para aviões a jato, querosene para iluminação, solventes, lubrificantes, coque de petróleo, resíduos e parafinas.

CAPÍTULO 15

EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO E MEIO-AMBIENTE

A produção e exploração do petróleo são responsáveis por parte da agressão ao meio-ambiente. O Óleo e o Gás que vazam pelas fraturas da formação para o mar ou terra são grandes fontes de poluição.

As refinarias poluem pela produção de água oleosa e derramamento de óleo durante operações de carregamento e transferência, seja interna ou por navios ou por oleodutos.

Os navios e a produção Off-shore são responsáveis também pelos danos à natureza. Emissões de gases de combustão dos motores e do petróleo bruto, resíduos de lavagem de tanques, operações de lastro, blow-outs, produção de resíduos em geral, vazamentos de óleo, e seus subprodutos são os grandes causadores de poluição por parte dos navios.

A emissão de gases poluentes (Dióxido Sulfídrico, Óxido de Nitrogênio, Monóxido e Dióxido de Carbono e outros) tornam o meio-ambiente e a água ácidos, levando danos à vegetação, aos humanos, aos animais e à camada de Ozônio que protegem o planeta dos raios Ultra Violetas do sol, além de potencializar as consequências do Efeito Estufa.

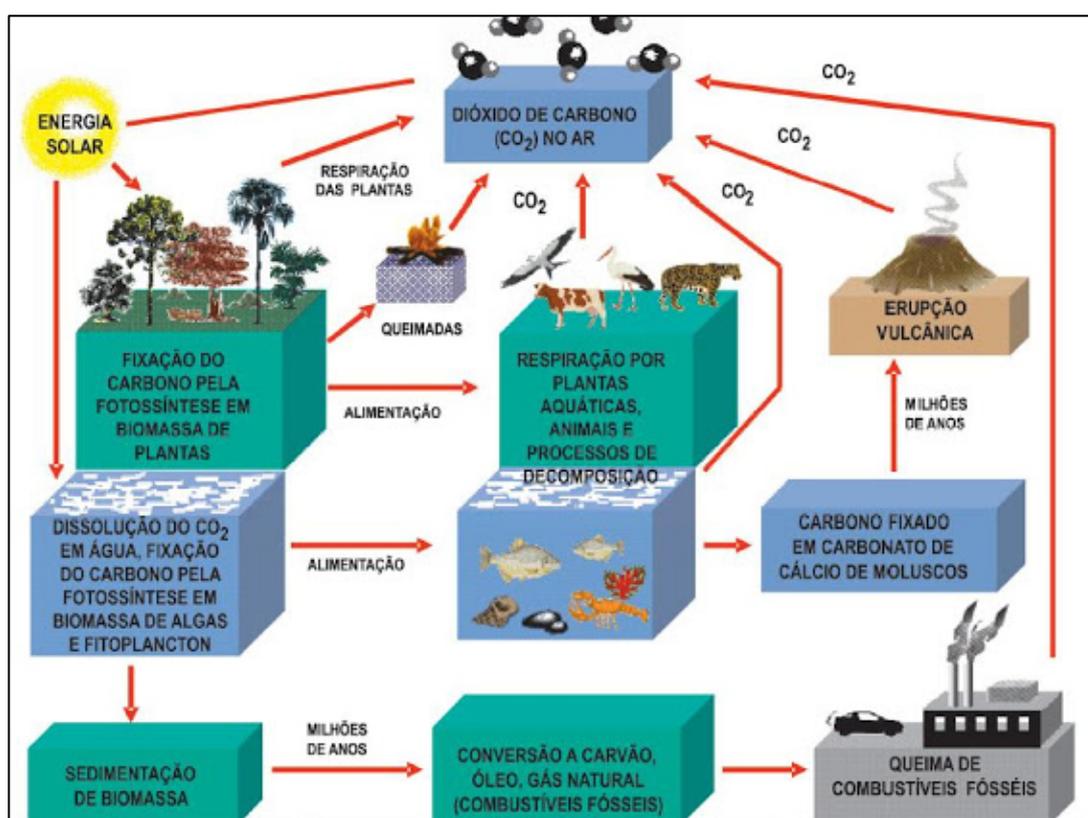


Figura – Ciclo do CO₂ (Fonte: Petrobras – 2009)

CAPÍTULO 16

LEGISLAÇÃO E REGRAS MARÍTIMAS

Os acidentes dramáticos da indústria como o Exxon Valdez (1989), Amoco Cádiz, (1978) Prestige (2002), P-36 (2001), Deepwater Horizon (2010) e tantos outros forçam a indústria, autoridades marítimas e governamentais a estabelecerem regras e padronização de procedimentos operacionais com intuito de mitigar os efeitos destas catástrofes.

16.1 Modu Code

O Código para a Construção e Equipagem de Unidades Móveis de Perfuração apresenta um Sistema Harmonizado de Vistoria e Certificação (HSSC), fornece também orientações para os navios com sistemas de posicionamento dinâmico e apresenta disposições relativas às instalações para helicópteros (heliportos).

Tem por objetivo estabelecer um padrão internacional para as Unidades Móveis de Perfuração Marítima que facilite a movimentação internacional e a operação destas unidades e assegure um nível de segurança para elas equivalente ao dado pela SOLAS e pela “*Load Lines*” aos navios convencionais engajados em viagens internacionais.

16.2 ISM CODE

O foco principal do código é estabelecer um padrão internacional para a operação e gerenciamento seguros de navios e para a prevenção da poluição.

Os objetivos do Código são garantir a segurança no mar, mitigação de ferimentos humanos ou perda de vida, e prevenção de danos ao meio ambiente, em particular ao meio ambiente marinho e à propriedade.

O ISM exige alguns requisitos básicos às Empresas e embarcações como exemplo podemos citar:

1. Sejam fornecidas práticas seguras na operação de navio e um ambiente seguro de trabalho;
2. Avaliação constante de todos os riscos identificados para seus navios, pessoal e ambiente e estabelecer garantias adequadas;
3. Promover o aperfeiçoamento das habilidades no gerenciamento de segurança do pessoal em terra e a bordo de navios, incluindo a preparação para emergências relacionadas tanto à segurança quanto à proteção ambiental.
4. Atender os requisitos das Convenções Internacionais (Solas, STCW, ISPS e outros), normas (NBR ISO 9001:2000, NBR ISO 14001:2004 e BSI OHSAS 18001:1999), assim como regras locais (Normans, Lesta, e outras).

Este define e delega responsabilidades como descrito abaixo:

1. Implementação das Políticas de Segurança e Proteção Ambiental,
2. Responsabilidades e Autoridade das Companhias e do Comandante,
3. Prontidão para Situações de Emergência,
4. Auditorias e Análises de Não conformidades, Acidentes e Ocorrências Perigosas.
5. Estabelece procedimentos, planos e instruções, incluindo listas de verificação conforme o caso, para as operações de bordo essenciais relacionadas com a segurança do pessoal, navio e a proteção do ambiente.
6. Exigência de um Plano de Manutenção Periódica dos Equipamentos de Bordo e do Navio
7. Registro da Documentação, revisão, avaliação e certificação do navio e da companhia.

O Sistema de Gerenciamento de Segurança (ISM Code) de uma Companhia deve assegurar conformidade com normas e regras obrigatórias e que códigos, diretrizes e padrões aplicáveis, recomendados pela Organização, Administrações, sociedades classificadoras e organizações industriais marítimas, são levados em consideração.

16.2.1 PESSOA(S) DESIGNADA(S)

Para garantir a operação segura de cada navio e estabelecer uma ligação entre a Companhia e aqueles a bordo, todas as Companhias, como convier, devem designar uma pessoa ou pessoas em terra tendo acesso direto ao mais alto nível de gerenciamento. A responsabilidade e a autoridade da pessoa ou pessoas designadas devem incluir a monitoração dos aspectos de segurança e prevenção da poluição da operação de cada navio e assegurar que os recursos adequados e apoio baseado em terra são aplicados, como exigido.

16.2.2 RESPONSABILIDADES E AUTORIDADE DO COMANDANTE

A Companhia deve definir claramente e documentar a responsabilidade do comandante com relação a:

1. Implementar a política de segurança e de proteção ambiental da Companhia;
2. Motivar a tripulação na observação dessa política;
3. Emitir ordens e instruções apropriadas em uma maneira clara e simples;
4. Verificar que as exigências especificadas são observadas; e
5. Revisar periodicamente o sistema de gerenciamento de segurança e reportar suas deficiências para o gerenciamento com base em terra.

O fundamento de um bom gerenciamento de segurança é o compromisso oriundo de cima. Em matéria de segurança e prevenção da poluição, são as atitudes, o compromisso, competência, e motivação de indivíduos, em todos os níveis, que determinam o resultado final.

16.2.3 QSMS

É um sistema de gestão integrada de qualidade, segurança, meio-ambiente e saúde – QSMS, aplicado em uma organização do ramo petrolífero, em conformidade com os requisitos das normas NBR ISO 9001:2000, NBR ISO 14001:2004 e BSI OHSAS 18001:1999.

Como vantagens competitivas podem ser destacadas a oportunidade de manter-se em um mercado altamente competitivo, que cada vez mais exige a responsabilidade com o meio ambiente e com o seu entorno, responsabilidade com o bem estar de toda a sua força de trabalho, certificação da qualidade dos serviços por ela oferecidos e os seus colaboradores, bem como o acesso às fontes de financiamentos diferenciadas.

O QSMS busca garantir a eficácia da organização, com redução simultânea dos riscos associados à sua atividade e redução dos respectivos impactos ambientais.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A compreensão dos aspectos operacionais na exploração do petróleo é de vital importância para a tomada de decisões por parte do Comando do Navio ou do líder da Unidade Off-shore. Sem o entendimento da dinâmica de busca e extração do petróleo, não será possível avaliar os riscos e planejar a ação correta para mitigar os riscos inerentes de forma efetiva e concisa.

Este trabalho aborda todo o processo de busca do Petróleo, com ênfase na perfuração, com o intuito de trazer uma visão geral dos possíveis problemas que podem ocorrer neste processo, contribuindo para um aumento da consciência operacional das atividades off-shore.

Os impactos no meio-ambiente, vidas humanas e na economia podem ser catastróficos quando ações imaturas são executadas por falta de conhecimento técnico que por muitas vezes se concentram nas mãos de um único líder.

Portanto, faz-se necessário o constante investimento em treinamento técnico, especialização de ações corretas em situações de emergência, Prática de Liderança e Equilíbrio Emocional para que decisões precipitadas não tragam danos irreparáveis à sociedade e ao planeta como um todo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Schlumberger - <http://www.slb.com>

Halliburton - <http://www.halliburton.com/en-US/default.page>

Aker - <http://www.aker.com.br>

Petrobrás - <http://www.petrobras.com.br/pt/>

IMCA - <http://www.imca-int.com>

Schahin Petróleo - <http://www.schahin.com.br/pt/areas-de-negocio/petroleo-e-gas>

Cameron - <http://www.camerondobrasil.com>

Hydrill - <http://hydrilpressurecontrol.com>

http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=326

<http://www.rigzone.com/training/howitworks.asp>

https://www.ccaimo.mar.mil.br/convencoes_e_codigos/convencoes

<http://www.nytimes.com/interactive/2010/06/21/us/20100621-bop.html>

BIBLIOGRAFIA

Petróleo do Poço ao Posto – Luiz Cláudio Cardoso – Ed. Quality Mark – Rio de Janeiro – 2005.

Fundamentos de Engenharia de Petróleo – José Eduardo Thomas - Rio de Janeiro – RJ: Editora Interciência: PETROBRAS: 2004.

Oil and Gas - from Reservoir to Refinery - Jan-Henrik Johnsen – Norway - 2010

IADC Drilling Manual – Bray, D. J Oilfield Seamanship Series - Volume 9:

Dynamic Positioning - 2nd Edition. EBook version (V.11) - 2000