

RENAN HANADA PEIXOTO

**ESTUDO DA TECNOLOGIA E PROCESSOS DE EXTRAÇÃO EM
POÇOS DE PETRÓLEO**

Guaratinguetá
2014

RENAN HANADA PEIXOTO

ESTUDO DA TECNOLOGIA E PROCESSOS DE EXTRAÇÃO EM POÇOS DE
PETRÓLEO

Trabalho de Graduação apresentado ao Conselho de Curso de Graduação em Engenharia Mecânica da Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Graduação em Engenharia Mecânica.

Orientador: Prof. Dr. Fernando de Azevedo Silva

Guaratinguetá
2014

P379e	<p>Peixoto, Renan Hanada Estudo da tecnologia e processos de extração em poços de petróleo / Renan Hanada Peixoto – Guaratinguetá : [s.n], 2014. 69 f : il. Bibliografia: f. 67-69</p> <p>Trabalho de Graduação em Engenharia Mecânica – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2014. Orientador: Prof. Dr. Fernando de Azevedo Silva</p> <p>1. Poços de petróleo -- Perfuração 2. Pré-sal 3. Petróleo - Prospecção I. Título</p> <p style="text-align: right;">CDU 622.323</p>
-------	--

RENAN HANADA PEIXOTO

ESTE TRABALHO DE GRADUAÇÃO FOI JULGADO COMO ADEQUADO COMO
PARTE DO REQUISITO PARA A OBTENÇÃO DO DIPLOMA DE
“GRADUADO EM ENGENHARIA MECÂNICA”

APROVADO EM SUA FORMA FINAL PELO CONSELHO DE CURSO DE
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

Prof. Dr. Antonio Wagner Forti
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:



Prof. Dr. Fernando de Azevedo Silva
Orientador/ UNESP-FEG



Prof. Dr. Marcelo Sampaio Martins
UNESP-FEG



Dr. Erick Siqueira Guidi
UNESP-FEG

Fevereiro, 2014

À minha mãe, amigos e professores que me incentivaram e apoiaram nos momentos de luta e ajudaram na minha formação pessoal e profissional.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus, pelas oportunidades que tive em minha vida. Agradeço pela minha vida, inteligência, minha família e amigos,

Ao meu orientador, Prof. Dr. Fernando de Azevedo Silva que sempre me incentivou e me fez ver as coisas por um lado positivo. Fazendo com que acreditasse sempre nas minhas qualidades e sempre me apoiando em meus estudos.

À minha mãe Lucia, que sempre me apoiou e lutou para que eu pudesse ter uma boa educação, apoiando em todas as minhas decisões, me mostrando que ela estará comigo, sempre.

Aos meus amigos e especialmente *Felipe, Douglas e João Paulo, Paula, Rodrigo* que me deram suporte e incentivo para a conclusão desta etapa.

“A imaginação é mais importante que o conhecimento”

Albert Einstein

PEIXOTO, R. H, **Estudo da Tecnologia e Processos de Extração em Poços de Petróleo**. 2013. 69 f. Trabalho de Graduação (Graduação em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia do Campos de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista (UNESP).

RESUMO

A análise do processo de extração em poços de petróleo, é apresentado explorando os desafios para a eficácia do procedimento, sendo mostrado etapa por etapa do processo. Há uma análise dos principais instrumentos e equipamentos necessários no processo de perfuração, promovendo o entendimento dos desafios nas camadas do Pré-Sal, em comparação com os processos convencionais. O trabalho é reforçado através do estudo de caso da influência do meio corrosivo comparado ao meio não corrosivo em colunas de perfuração.

PALAVRA-CHAVE: Perfuração de poços de petróleo. Pré-Sal. Prospecção de petróleo.

PEIXOTO, R. H, **Study on the Extraction Technology and Processes in Oil Wells**. 2013. 69 f. Graduation Thesis (Graduate in Mechanical Engineering) – Faculdade de Engenharia do Campos de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista (UNESP).

Abstract

The analysis of the extraction process in oil wells is presented exploring the challenges to the effectiveness of the procedure is shown step by step in the process. There is an analysis of the major tools and equipment needed in the drilling process, promoting the understanding of the challenges in the pre-salt layers, compared to conventional processes. The work is reinforced through studies of the influence of the corrosive compared not corrosive environment in drill strings.

KeyWords: Well Drilling. Pre-Salt. Technologies. Extraction Process.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	10
1.2	OBJETIVOS.....	11
1.3	MOTIVAÇÃO.....	11
1.4	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	11
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO DE GRADUAÇÃO	13
2	FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	14
2.1	O PETRÓLEO.....	14
2.2	GEOLOGIA.....	16
2.3	AValiação DE FORMAÇÃO	18
2.3.1	Fundamentos de perfilagem	18
2.3.2	Tipos de Perfis.....	18
2.3.3	Testes de pressão.....	20
2.4.	EQUIPAMENTOS PRINCIPAIS	20
2.4.1	Equipamentos da sonda de perfuração	20
2.4.1.1	Sistema de sustentação de cargas	21
2.4.1.2	Sistema de Movimentação de Carga	22
2.4.1.3	Sistema de geração de energia.....	25
2.4.1.4	Sistema de circulação	25
2.4.1.5	Sistema de rotação	26
2.4.2	Coluna de perfuração.....	28
2.4.3	Brocas	30
2.4.3.1	Brocas sem partes móveis:	30
2.4.3.2	Brocas com partes móveis:	31
2.5	FLUIDO DE PERFURAÇÃO.....	32
2.6	SELEÇÃO DO LOCAL DE PERFURAÇÃO	33
2.7	POÇOS DIRECIONAIS.....	34
2.7.1	Poços verticais	34
2.7.2	Poços direcionais.....	34
2.8	TIPOS DE PLATAFORMAS	36
2.9.	PLATAFORMA FIXA.....	38
2.9.1	Tipo jaqueta	38
2.9.2	Auto – elevatória.....	39

2.9.3	Plataformas flutuantes	39
2.9.4	Spar	40
2.9.5	Navios.....	40
2.10	COMPLETAÇÃO	42
2.10.1	Tipos de completação	42
2.10.2	Instalação da coluna de produção	44
2.10.3	Equipamento de superfície	45
2.6.3.1	Árvore de natal molhada (ANM)	45
2.11.	ELEVAÇÃO.....	46
2.11.1	<i>Gas-Lift</i>	46
2.11.2	Bombeio centrífugo submerso (BCS).....	48
2.11.4	Bombeio mecânico com haste (BM)	48
2.11.5	Bombeio com cavidade progressiva (BCP)	49
3.	ESTUDO DE CASO	52
3.1	PROCEDIMENTO.....	53
3.2	RESULTADOS	54
4.	O PRÉ-SAL	58
4.1	FORMAÇÃO GEOLÓGICA	58
4.2	LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA	60
4.3	DESAFIOS	62
4.4	INVESTIMENTOS	64
5.	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	66
	REFERÊNCIAS.....	68

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Dentre os elementos envolvidos para a efetiva perfuração e extração do petróleo devida as mais profundas camadas rochosas, destaca-se a coluna de perfuração, juntamente com a broca, unida na extremidade da coluna com o objetivo da quebra e esmerilhar a rocha, produzindo espaços de diversos diâmetros a diferentes profundidades para a extração do gás e líquido de petróleo.

No entanto, diversas situações são encontradas durante o processo de perfuração, sendo um dos principais problemas causados pela quebra do conjunto coluna de perfuração e broca, trazendo um prejuízo no valor de milhões de dólares às indústrias do ramo.

A análise do tipo de perfuração de poço é de extrema importância para os engenheiros, pois há poços direcionais, chamados assim, pela perfuração que é desviada de seu ponto inicial, causando, devido a vibração e a aproximação, da coluna, com a superfície rochosa a falha por fadiga. Além de poços verticais, os quais não se identifica, como fator de impacto, falha por fadiga, encontrados em processos de perfuração em poços do Pré-Sal, por exemplo.

Apesar da gama de tecnologia encontrada, nos tempos atuais, para os mais diversos meios, a indústria petroleira, necessita aprimorar seus procedimentos, não somente no processo de perfuração, bem como no refinamento, distribuição, estudos e pesquisas a respeito do assunto.

Por se tratar de milhões de dólares envolvidos no procedimento de extração de petróleo, as empresas necessitam, diminuir seus custos, através de desenvolvimentos tecnológicos e pesquisas. Ao notar a diminuição de capacidade das reservas já em funcionamento, a corrida para o encontro de novas fontes se tornou mais acirrada e difícil. Assim, se lançam em locais de difícil acesso e em meios ambientais cada vez mais desafiadores para a engenharia, atual. Tratando-se de diferentes formas rochosas como no caso do Pré-Sal ou em meios como o ártico, com temperaturas baixas que torna os procedimentos comumente conhecidos, incapazes de serem aplicados nesse tipo de ambiente.

1.2 OBJETIVOS

Esse trabalho tem como objetivo apresentar os componentes e processos que constituem as etapas de perfuração em poços de petróleo, de maneira simples e de fácil acesso e entendimento. Juntamente com a descrição do processo em planos *offshore*, o trabalho tem como objetivo, em paralelo, apresentar as diferenças e semelhanças nos processos ocorridos no Pré-Sal. Assim, os leitores deste trabalho poderão entender os principais desafios que as empresas do ramo petrolífero, principalmente a Petrobrás, estão passando.

Como segundo objetivo é apresentado um estudo referente a testes envolvidos em colunas de perfuração em meios corrosivos. Por este elemento ter como objetivo perfurar as rochas e tendo participação de, aproximadamente, 10 % dos custos envolvidos em toda a cadeia de processo de extração de petróleo, os estudos teóricos e práticos são necessários.

1.3 MOTIVAÇÃO

As questões, constantes, referentes ao processo de produção e extração em poços de petróleo, nas regiões do Pré-Sal, bem como seus desafios e técnicas, se apresentaram de forma significativa e relevante. Os altos custos envolvidos, na ordem de bilhões de dólares, traz a atenção principalmente dos investidores, permitindo o desenvolvimento da região e trazendo novas tecnologias para o país, em consequência empregos e infraestrutura.

1.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Teixeira (2011), analisa e através de estudos matemáticos e análise de elementos finitos, a estabilidade de poços de petróleo localizados em formações carbonáticas. Nesses tipos de rochas, há uma grande possibilidade de haver altas pressões de confinamento, resultando em colapso e compressão de poros. O trabalho é capaz de apresentar respostas não lineares de deslocamento, dependendo das condições de contorno.

Amorim (2010), apresenta os principais tipos de plataformas encontrados na extração de petróleo, mostrando de forma clara e objetiva a estruturação das plataformas *offshore*, bem como sua instalação em meios aquáticos.

Aranha (2009), analisou o funcionamento do bombeio mecânico nas extrações de petróleo através de cartas dinamométricas, usado normalmente nas indústrias petrolíferas. Assim, é promovido a tecnologia usada em terra, para o conhecimento geral.

Plácido (2009), expõem os principais elementos e máquinas utilizados na extração em poços de petróleo, especificando os tipos de brocas utilizadas e suas utilidades em cada caso, além dos aspectos funcionais das colunas de perfuração. Através de gráficos e estudo ocorridos na Petrobrás, o autor esclarece o funcionamento do processo de extração e perfuração.

Assmann (2008), é apresentado modelos matemáticos e técnicas através do sistema de elevação por bombeio de cavidades progressivas. Esse método e sistema, permite visualizar de forma completa e analisar cada componente que no sistema contém e, através de modelos em softwares, é possível analisar os resultados por ele obtido, comprovando sua utilização nos ramos petrolíferos. Sendo o processo necessário para casos onde a pressão interna do poço seja menor do que a pressão externa ou da superfície, não permitindo a elevação natural do líquido para a superfície, necessitando de meios alternativos e externos para sua ocorrência.

Silva (2007), apresenta um manual que define as normas técnicas para a perfuração de poços, como orientação à exploração, em *offshore*. É identificado e sucintamente representado os detalhes técnicos das fases que envolvem a perfuração de um poço, em especial o poço tubular.

Thomas (2004), apresenta um resumo dos principais aspectos da engenharia do petróleo. Através desse magnífico trabalho, o autor e seus colegas analisam aspectos como os componentes do petróleo, a geologia e a formação do petróleo nas profundas camadas de rocha, juntamente os trabalhos efetuados por especialistas para se encontrar o gás e o líquido de petróleo. Ainda, o trabalho apresenta os principais componentes da prospecção de petróleo, como os processos teóricos de reserva do petróleo extraído e as formas de extração.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO DE GRADUAÇÃO

No capítulo 1 é apresentada a introdução do trabalho, contendo os objetivos e a revisão bibliográfica, entre outros aspectos relevantes para o entendimento do trabalho.

No capítulo 2 é apresentado uma suma da teoria fundamental sobre os aspectos importantes que sustentam o trabalho apresentado.

No capítulo 3 é apresentado um estudo de caso referente a testes de aplicação de colunas de perfuração em meios corrosivos comparados a meios não corrosivos, exposto a diversas tensões.

No capítulo 4 é apresentado conceitos a respeito do Pré-Sal, destacando seus desafios e estabelecendo uma comparação na forma de extração em poços convencionais.

A conclusão de todo o trabalho desenvolvido é encontrado no capítulo 5.

Contém a bibliografia usada nas referências dos estudos.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 O PETRÓLEO

O petróleo, durante séculos, vem sendo o foco das principais indústrias, geradora dos mais diversos produtos comercializados e grande recurso financeiro. Assim, os esforços para o encontro dessa fonte de riqueza tem sido multiplicada durante os anos, juntamente com o desenvolvimento de novas tecnologias para a prospecção do mesmo.

Inicialmente, deve-se compreender os fundamentos do petróleo paralelamente com os seus principais produtos oferecidos. Apresentados pela Tabela 1.

Tabela 1 – Frações típicas do petróleo (THOMAS, 2004).

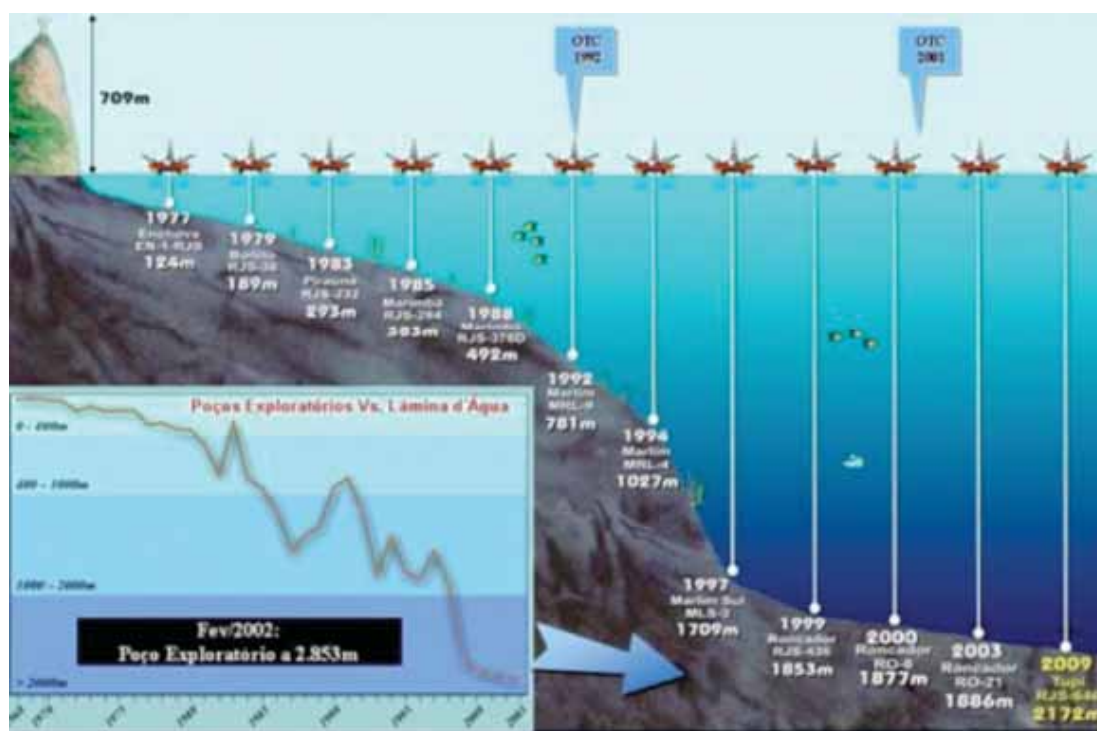
Fração	Temperatura de ebulição (°C)	Composição aproximada	Usos
Gás residual	-	C ₁ – C ₂	Gás combustível
Gás liquefeito de petróleo - GLP	até 40	C ₃ – C ₄	Gás combustível engarrafado, uso doméstico e industrial
Gasolina	40 – 175	C ₅ – C ₁₀	Combustível de automóveis, solvente
Querosene	175 – 235	C ₁₁ – C ₁₂	Iluminação, combustível de avião e jato
Gasóleo leve	235 – 305	C ₁₃ – C ₁₇	Diesel, fornos
Gasóleo pesado	305 – 400	C ₁₈ – C ₂₅	Combustível, matéria-prima p/ lubrificantes
Lubrificantes	400 – 510	C ₂₆ – C ₂₈	Óleos lubrificantes
Resíduo	acima de 510	C ₂₈	Asfalto, piche, impermeabilizantes

Do latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo), o petróleo possui uma característica de substância inflamável, oleosa, menos densa que a água, podendo ser encontrado na fase líquida, de cores como o castanho-claro e o negro. (THOMAS, 2004)

Sua constituição é feita de hidrocarbonetos, podendo ser seu estado físico líquido ou gasoso. Normalmente, o estado líquido é chamado de petróleo líquido e em sua forma gasosa de gás natural, em condições normais de temperatura e pressão. (THOMAS, 2004)

Pode-se identificar o petróleo em diversas camadas abaixo do solo, sendo diferenciada em *onshore* (em terra) e *offshore* (em mar), a diferentes profundidades e diversas rochas (Figura 1).

Figura 1 – Representação das diversas profundidades de exploração de petróleo.



Fonte: (FAMBRINI, 2013)

2.2 GEOLOGIA

Através do estudo geológico de um determinado local, permite aos especialistas e engenheiros apontarem uma grande possibilidade de haver petróleo na região, possibilitando a exploração do mesmo.

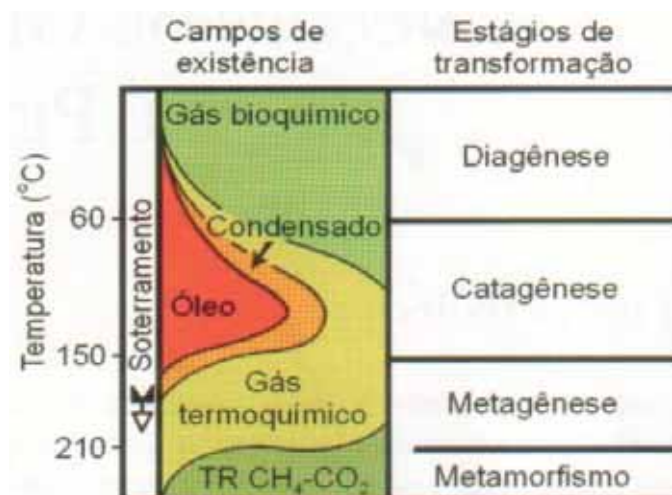
“Esses estudos começam selecionando as bacias sedimentares onde há maior probabilidade de se encontrar petróleo. Para isso, reúnem-se geólogos, geofísicos e paleontólogos, entre outros especialistas. O estudo é realizado com levantamentos geofísicos, tanto aéreos quanto terrestres, que podem ser de três tipos diferentes: levantamentos sísmicos, que consistem em provocar pequenos abalos sísmicos, os quais são registrados em sismógrafos, e que mostram a estrutura das rochas subjacentes naquela região; levantamentos gravimétricos, que medem variações na aceleração da gravidade, e magnetométricos, que registram variações nas propriedades magnéticas das rochas.” (CPMR)

Através da matéria orgânica incorporada ao sedimento, há o aumento de carga sedimentar e de temperatura, passando aos estágios (THOMAS, 2004):

- Diagenese: com temperaturas de até 65°C , atividade bacteriana prevalece provocando a transformação da matéria orgânica em querogênio.
- Catagenese: temperaturas até 165°C , ocorre a quebra das moléculas de querogênio, resultando na transformação de hidrocarbonetos líquidos e gasosos.
- Metagenese: ocorre a transformação dos hidrocarbonetos líquidos em gás leve a uma temperatura de aproximadamente, 210°C .
- Metamorfismo: temperaturas acima de 210°C , permite a transformação dos hidrocarbonetos em grafite, gás carbônico e gás metano.

Essas etapas (Figura 2) permitem a geração dos diversos hidrocarbonetos extraídos nos poços, podendo ser encontrado em diversas proporções.

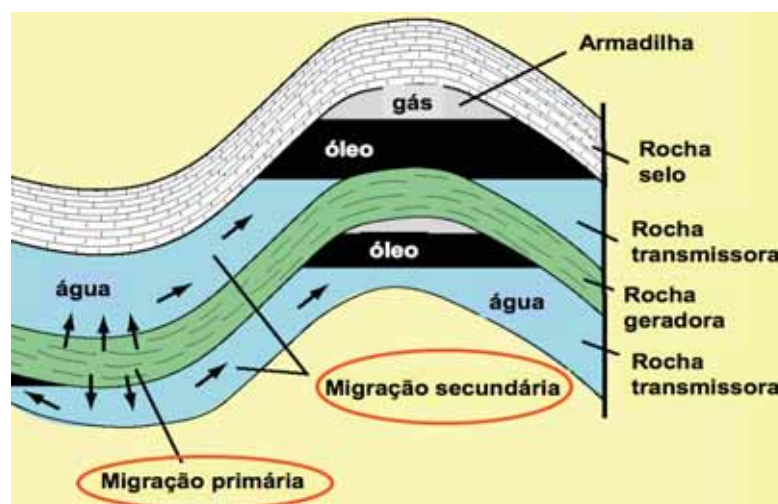
Figura 2 – Transformação termoquímica da matéria orgânica e a geração do petróleo.



Fonte: (THOMAS, 2004)

Com as condições necessárias, o petróleo é gerado em uma rocha, chamada fonte, ou geradora, e se desloca, acumulando-se, em rochas ditas reservatório. A expulsão do petróleo da rocha geradora é nomeada de migração primária. Em seu percurso até a instalação e aprisionamento, em armadilhas ou trapas é chamada de migração secundária (Figura 3). É em rochas selantes que o petróleo se acumula, pois são nessas específicas rochas que contém baixa permeabilidade e condições necessárias para o acúmulo e aprisionamento do líquido e gás (KETZER, 2009).

Figura 3 – Representação da migração do petróleo através das rochas.



Fonte: (KETZER, 2009)

2.3 AVALIAÇÃO DE FORMAÇÃO

A avaliação de formação é uma atividade que permite ter o conhecimento quantitativo e qualitativo dos poços de petróleo. Dessa maneira os especialistas podem apresentar resultados mais concretos para futuras extrações. Um ponto importante a ser ressaltado é devido a impossibilidade de certezas de que tal poço explorado possua petróleo ou dentro das expectativas, quanto a qualidade, tamanho do poço, quantidade de produção entre outros.

O processo ocorre inicialmente através da chamada perfilagem a poço aberto, que constitui a introdução de sondas, nos poços, apresentando imagens, assim, pode-se verificar as propriedades das rochas perfuradas entre outras características de suma importância para os especialistas (THOMAS, 2004).

2.3.1 Fundamentos de perfilagem

As rochas sedimentares podem ser divididas em duas partes:

- Matriz : parte sólida da rocha.
- Poros : espaços vazios que tem a possibilidade de possuírem fluídos que preencham esses espaços.

2.3.2 Tipos de Perfis

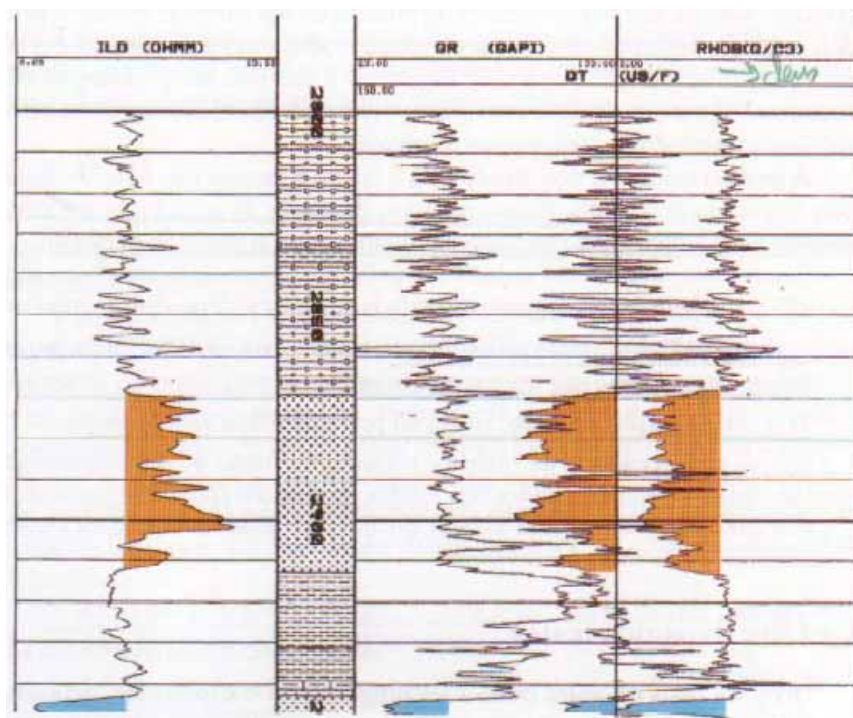
Em seu livro, Fundamentos de Engenharia de Petróleo, Thomas apresenta os tipos de perfis e como identifica-las, para uma melhor avaliação das propriedades de um poço.

- Potencial Espontâneo – SP: permite detectar as camadas permoporosas, calcular a argilosidade das rochas e auxiliar na correlação de informações de poços vizinhos.
- Raios Gama – RG: identificação da litologia e minerais radioativos.
- Neutrônio – NPHI: estimar porosidades, litologia e detecção de hidrocarbonetos leves ou gás.

- Indução – ILD: fornece a leitura da resistividade da rocha contendo hidrocarbonetos.
- Sônico – DT: mede a diferença nos tempos de trânsito de uma onda mecânica através da rocha.
- Densidade – RHOB: identifica as zonas de gás e abalos sísmicos.

Segundo a análise de Thomas (2004), a Figura 4 apresenta uma situação onde houve a confirmação de petróleo para extração. Identificado pelos perfis RHBO e DT que mostraram a presença de arenitos porosos a partir de 2870 metros de profundidade, possuindo o corpo inferior de altas magnitudes. Sendo a região superior do perfil ILD, alta, possibilitando a alta resistividade da rocha contendo hidrocarboneto, já o corpo inferior apresenta resistividade muito baixa, atestando a presença de água salgada, as regiões citadas anteriormente estão representados em laranja.

Figura 4 – Exemplo de perfis mostrando um reservatório comercial de petróleo.



Fonte: (THOMAS, 2004)

2.3.3 Testes de pressão

Com o poço fechado, a pressão interna do poço é uniforme e se encontra em equilíbrio, no entanto, ao realizar o processo de perfuração e extração do petróleo e gás contido no poço, a pressão interna entra em desequilíbrio sendo necessário o controle e supervisão, para que não entre em colapso, fazendo com que haja perda do poço ou explosão do mesmo. (THOMAS, 2004)

Outro problema enfrentado pelos engenheiros é devido a essa diferença de pressão entre a superfície e a pressão interna do poço, para a extração do petróleo, pois podem ocorrer dois tipos de situação: pressão interna ser maior ou igual a pressão externa, do poço; pressão interna ser inferior a pressão de superfície. (THOMAS, 2004)

A primeira situação permite a extração do petróleo de dentro do poço, sem a necessidade de interferências externas, como bombas de elevação ou injeção de fluido para o preenchimento dos espaços vazios ou para a elevação de pressão de dentro do poço, conhecido como elevação natural. Já a segunda situação é referente ao uso de procedimentos externos que permitam a extração do petróleo, conhecido como *gas-lift*. (THOMAS, 2004)

2.4. EQUIPAMENTOS PRINCIPAIS

Os equipamentos principais, referem-se aos equipamentos que são utilizados no processo de prospecção e extração do petróleo, de suas respectivas rochas. Dessa maneira, será apresentado os equipamentos, que normalmente, são usados nas plataformas e, as que são encontradas no fundo do mar.

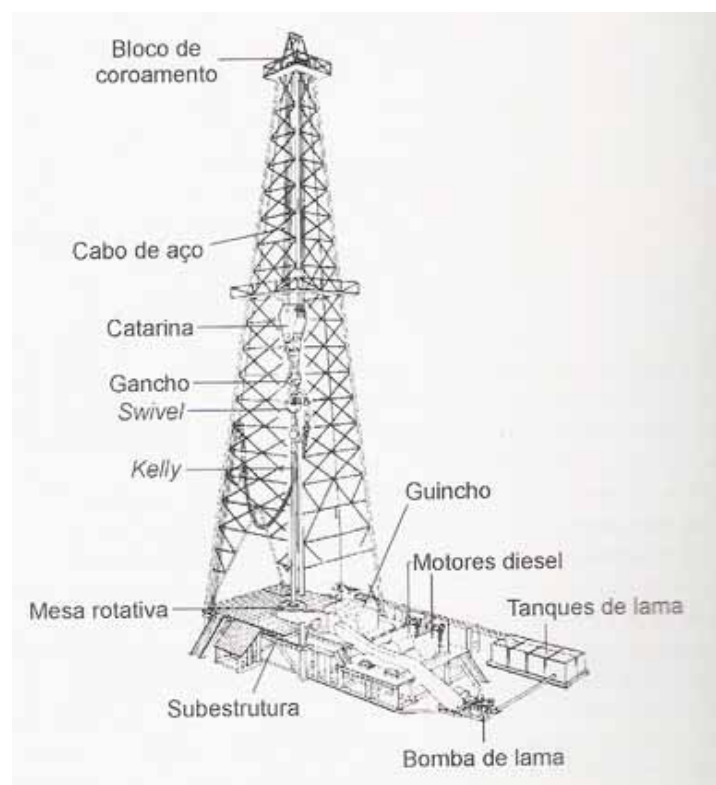
2.4.1 Equipamentos da sonda de perfuração

Segundo (THOMAS, 2004) o sistema de perfuração (Figura 5) é chamado pelo conjunto de equipamentos que participam ativamente do processo de perfuração de um poço. Assim, pode-se dividir os equipamentos nos seguintes tópicos :

- Sustentação e movimentação de carga.

- Geração e transmissão de energia.
- Rotação.
- Circulação.
- Segurança de poço.

Figura 5 – Esquema de uma sonda rotativa.



Fonte: (THOMAS, 2004)

2.4.1.1 Sistema de sustentação de cargas

O sistema de sustentação tem como finalidade suportar e transferir as cargas a serem içadas durante a perfuração, já que a mesma é composta por uma série de tubos de perfuração, juntamente com a broca em sua extremidade (MANSANO, 2004).

O sistema de sustentação é composto por :

- Torre ou mastro: Sustenta e fornece altura às colunas de perfuração para o manuseio e manobras. A torre (Figura 6) possui uma altura de até no máximo 45m, dependendo do perfil do poço.

Figura 6 – Mastro.



Fonte: (MANSANO, 2004)

- Subestrutura: Responsável por apoiar o mastro e receber as suas cargas. Permitindo a instalação do sistema de segurança de superfície, dado pelo espaçamento entre a superfície e a mesa rotativa.
- Estaleiro: Espaço para a armazenagem dos tubos a serem utilizados ou substituídos durante a perfuração.

2.4.1.2 Sistema de Movimentação de Carga

Com as manobras para a perfuração dos poços, é necessário a capacidade do sistema de retirada do conjunto coluna de perfuração juntamente com a broca, somados aos demais acessórios do conjunto, sendo o sistema de movimentação composto por (MANSANO, 2004):

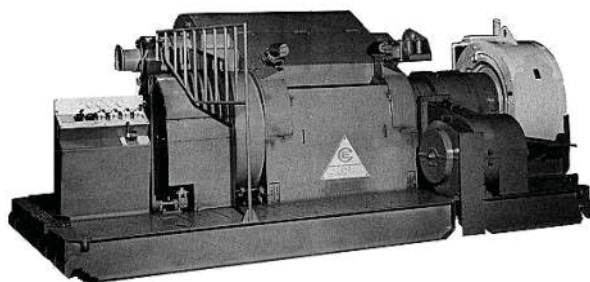
a) *Cabo de perfuração*

Cabo de aço preso ao guincho em uma extremidade e preso a um carretel do outro, permitindo a movimentação dos equipamentos móveis.

b) *Guincho*

Responsável pela sustentação do cabo de perfuração (Figura 7) , permitindo o enrolar e desenrolar do mesmo. Apresenta um sistema de freios, controlando a velocidade da manobra.

Figura 7 – Guincho.



Fonte: (THOMAS, 2004)

c) *Bloco de coroamento*

Fixado na parte superior do mastro e formado por um conjunto de polias por onde passa o cabo de perfuração (Figura 8).

Figura 8 – Bloco de coroamento.



Fonte: (PLÁCIDO, 2009)

d) *Catarina*

Função de sustentar os tubos a serem utilizados no processo de perfuração (Figura 9), permitindo a movimentação descendente e ascendente desses tubos. Formado por um conjunto de polias, porém não é fixa, sustentada por cabos de perfuração.

Figura 9 – Catarina.



Fonte: (PLÁCIDO, 2009)

e) *Guancho*

Faz a ligação das cargas a serem suspensas à catarina (Figura 10), absorvendo eventuais choques que podem ocorrer no processo de perfuração.

Figura 10 – Guancho.



Fonte: (PLÁCIDO, 2009)

f) *Swivel*

Responsável pela ligação entre a catarina e os tubos de perfuração (Figura 11).

Figura 11 – *Swivel*.



Fonte: (PLÁCIDO, 2009)

2.4.1.3 Sistema de geração de energia

A energia é fornecida pelo sistema de geração de energia, que permite aos equipamentos funcionarem para o processo efetivo descrito anteriormente. Sendo normalmente, fornecida por sondas mecânicas e sondas diesel-elétrica (MANSANO, 2004).

2.4.1.4 Sistema de circulação

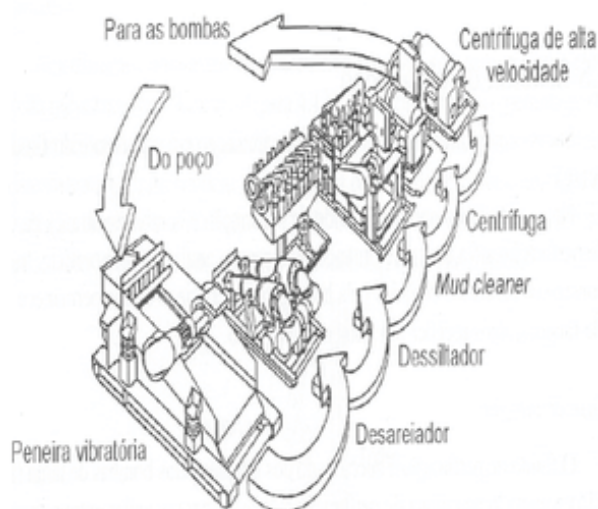
Com a formação de cascalhos, após a quebra da rocha feita pela broca, o fluido de perfuração, juntamente com esses cascalhos, são elevados à superfície bombeados pelo exterior da coluna de perfuração.

Os fluidos são armazenados nos tanques de lama e bombeados através de bombas. Conduzido por tubulações, o fluido entra no interior da coluna de perfuração por onde passa a se deslocar saindo pela broca e retornando pelos espaços anulares, chegando à superfície (THOMAS, 2004).

Segundo o sistema é composto por, sendo as Figura 12 e Figura 13, representando os sistemas (THOMAS, 2004):

- Tanque de Lama: Armazena o fluido de perfuração.
- Bombas de Lama: Responsável por bombear o fluido.
- Tubo Bengala: Conduz o fluido à coluna de perfuração.
- Subsistema de tratamento: Após o retorno do fluido com os cascalhos, a lama deve ser tratada e reaproveitada.

Figura 12 – Sistema de tratamento de lama.



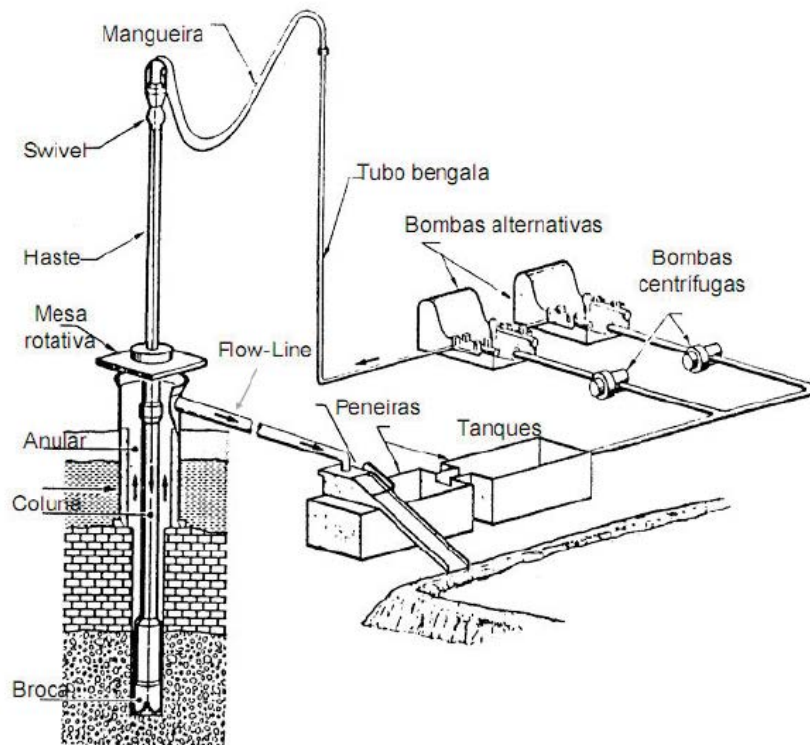
Fonte: (THOMAS, 2004)

2.4.1.5 Sistema de rotação

O sistema tem a finalidade de fornecer a rotação da broca, através da mesa rotativa (MANSANO, 2004). Sendo o sistema de rotação composto pelos equipamentos:

- Mesa rotativa: Responsável por gerar o movimento rotativo, transmitido à coluna de perfuração. Permitindo, também, a descida e retirada dos tubos.
- *Kelly*: Tubo que recebe a rotação da mesa rotativa e transmite aos tubos de perfuração.

Figura 13 - Sistema de circulação.



Fonte: (MANSANO, 2004)

2.4.2 Coluna de perfuração

Segundo os estudos de (PLÁCIDO, 2009) as principais funções de uma coluna de perfuração são: aplicar peso sobre a broca; transmitir a rotação para a broca; conduzir o fluido de perfuração; garantir a direção do poço. A composição da coluna é constituída por: comandos; tubos pesados; tubo de perfuração.

O conjunto é utilizado para dar transmissão de rotatividade à broca e permitir a passagem do fluido de perfuração, pelo seu interior. Dessa maneira os tubos devem apresentar resistência semelhantes e serem manuseados com facilidade .

Os comandos são os tubos que se conectam a broca, sendo pesados com a finalidade de fornecer o peso necessário para a ação efetiva da broca, no processo. Assim os comandos possuem diâmetro maior que os demais tubos, justamente com a finalidade descrita anteriormente (Figura 14).

Figura 14 - Comando espiral.



Fonte: (THOMAS, 2004)

Os tubos pesados, são conectados aos comandos com a função de unir o comando ao tubo de perfuração (Figura 15).

Figura 15 - Tubos pesados.



Fonte: (THOMAS, 2004)

Os tubos de perfuração completa o sistema, tendo como finalidade a conexão do conjunto a mesa rotativa, situada na superfície, apresentando conexões semelhantes aos demais tubos (Figura 16).

Figura 16: Tubos de perfuração



Fonte: (THOMAS, 2004)

2.4.3 Brocas

As brocas têm a finalidade de promover a ruptura e desintegração das rochas, além de permitir ao fluido de perfuração a passagem e conduzir o caminho aos espaços anulares.

Classificadas em dois tipos de brocas:

- Brocas sem partes móveis
- Brocas com partes móveis

2.4.3.1 Brocas sem partes móveis:

As brocas de lâmina de aço (Figura 17) não são utilizadas em perfurações de poços de petróleo, já as brocas de diamantes naturais e artificiais, chamadas de brocas PDC, são utilizadas em formações rochosas duras e rochas mais moles, atingindo uma taxa de penetração elevada. A ausência de partes móveis e rolamentos diminui a possibilidade de falhas porém possui vida útil curta em lâminas de aço, não sendo aplicada em processos de perfuração (PLÁCIDO, 2009).

Figura 17: Broca sem partes móveis.



Fonte: (MONTEIRO, 2012)

2.4.3.2 Brocas com partes móveis:

As estruturas de brocas com partes móveis (Figura 18) são, em sua grande maioria, constituída por três cones que giram em torno de um eixo próprio, chamadas de brocas tri-cônicas.

As brocas com dentes de diamantes possuem um rendimento melhor tanto em seu desempenho quanto vida útil. Em sua ação há combinação de raspagem e esmagamento (PLÁCIDO, 2009).

Figura 18: Broca com partes móveis.



Fonte: (MONTEIRO, 2012)

Um fator de grande importância é a hora certa para se retirar a broca do poço (PLÁCIDO, 2009), sendo indicado :

- Baixa taxa de penetração
- Aumento do torque
- Coluna travando
- Perda de pressão na coluna
- Vibração acentuada
- Tempo de permanência da broca no fundo

2.5 FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Os fluidos de perfuração tem como finalidade limpar o interior da coluna de perfuração, remover e conduzir os cascalhos para a superfície, além da limpeza dos espaços anulares, fortificação das paredes de cimento, lubrificar e resfriar o sistema de perfuração.

Constituído basicamente de misturas complexas de sólidos, líquidos e vezes, gases. Normalmente à base de água, à base sintética ou de ar, ou gás em casos especiais.

Segundo João Carlos R. Plácido, engenheiro da empresa Petrobrás, as características desejáveis para um fluido de perfuração são:

- Ser estável quimicamente
- Ser facilmente separado dos cascalhos na superfície
- Não causar danos às formações produtoras
- Aceitar qualquer tratamento físico e químico
- Ser bombeável
- Ter baixo grau de corrosão e abrasão
- Facilitar interpretações geológicas
- Baixo custo

Um ponto importante é o conceito de *kick*, fenômeno que antecede a ocorrência de um *blow-out*, fluxo descontrolado de fluidos da formação para a superfície, desbalanceado entre a pressão hidrostática da lama de perfuração, permitindo uma ação preventiva do mesmo.

2.6 SELEÇÃO DO LOCAL DE PERFURAÇÃO

O local de perfuração apontado pelos especialistas deve ser de menor custo possível, obtendo-se, juntamente, os fluidos de maior qualidade e quantidade, possível. Para que se atenda as necessidades, é necessário os seguintes recursos: mapa geológico, mapa planialtimétrico de escala adequada; fotografias aéreas e GPS. (SILVA, 2007)

Ainda em seus estudos (SILVA, 2007) apresenta as condições que necessitam serem atendidas:

- Objetivo da perfuração: avaliação do aspecto da vulnerabilidade do sistema aquífero vir a ser afetado por atividades contaminantes imposta na superfície do terreno ou sob o mesmo.
- Sondagem de reconhecimento: litologia, espessura e da profundidade do nível d'água;
- Informação sobre o poço: profundidade, nível estático, perfil litológico, perfil construtivo e qualidade da água;
- Localização do poço: estudo e se disposição de mapas de fluxo das águas subterrâneas, mapas de transmissividade e mapas de profundidade das águas, mapas de qualidade das águas.

2.7 POÇOS DIRECIONAIS

Existem dois, principais, tipos de poços; poços verticais e poços direcionais.

2.7.1 Poços verticais

Segundo estudos de Luiz Alberto S. Rocha, em seu livro “Livro Perfuração Direcional”, não existe poço rigorosamente vertical, apresentando muitos desvios.

As causas que permitem estes desvios são:

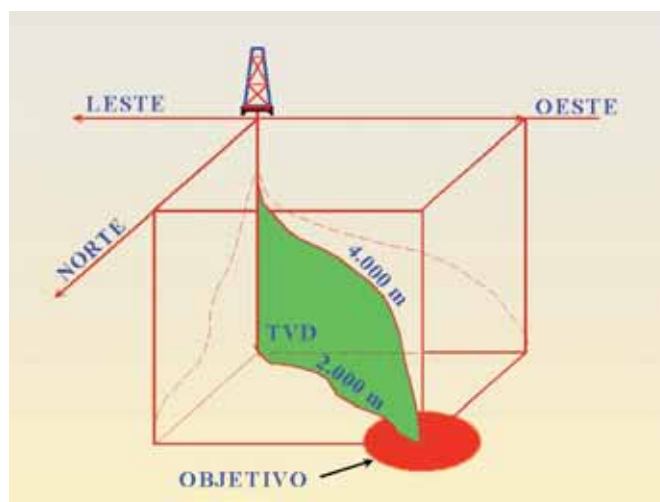
- Mudança de peso sobre a broca
- Diâmetro de poço grande
- Coluna não estabilizada

Assim, as principais consequências é dada principalmente pelo desgaste dos elementos da coluna por fadiga.

2.7.2 Poços direcionais

A perfuração direcional (Figura 19) é a técnica que permite o desvio da trajetória vertical, caso o objetivo não esteja diretamente abaixo de sua localização.

Figura 19 – Poço direcional – Vista espacial.



Fonte: (MONSANO, 2004)

Dessa maneira, é possível a instalação de poços de alívio, desvio de acidentes geológicos e perfuração de vários poços de uma mesma localização.

Através da retirada da coluna de perfuração, o procedimento de desvio é feita e, inicia-se o processo através de uma coluna montada com motor de fundo, comandos e tubos de perfuração. Após o objetivo estar na trajetória requerida, o sistema de desvio é retirado e o processo é posto em continuação através do procedimento normal, através da coluna de perfuração e estabilizadores. Esse desvio é procedido graças ao chamado MWD (*Measurement While Drilling*) (Figura 20), sistema que informa a inclinação através de pulsos de pressão no fluido de perfuração.

Figura 20 – Sistema composto por MWD + Motor de Fundo.



Fonte: (MANSANO, 2004)

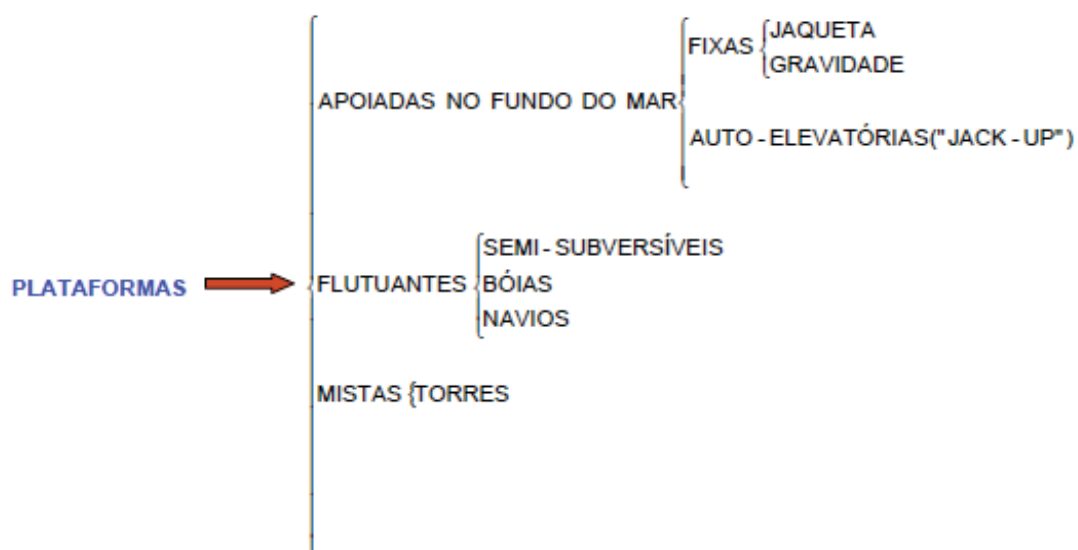
2.8 TIPOS DE PLATAFORMAS

Em projetos de perfuração, *offshore*, apresenta-se diversas influências, naturais, principalmente, que exige uma atenção e análise profunda para cada caso, seja ele para o tipo de perfuração e, ou, para a localização do poço, através das notas de aula da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, PEF 2506 – Projeto de estruturas marítimas, (USP, 2004) (Figura 21), apresenta os principais efeitos que ocorrem :

- Vento : Age nas partes expostas.
- Correntes marítimas : Os movimentos das partículas d'água aplicam forças de arrasto, podendo ser relevantes para o projeto.
- Ondas : As velocidades das partículas d'água causam forças, concentradas e, ou, distribuídas nas estruturas, sendo essas ondas geradas pelos ventos. Sendo suas influências medidas através de métodos estatísticos, devido ao seu estado aleatório.
- Outras influências como corrosão, peso da própria estrutura, terremotos, variação de temperatura são fatores a serem relevados.

Ao projetar uma estrutura deve-se atentar ao carregamento imposto pelo meio, diferentes fontes, carregamentos estáticos, dinâmicos e aleatórios, condições de fundo e o tipo de operação que será realizado na mesma.

Figura 21 : Subdivisão de plataformas.



Fonte: (USP, 2004)

Segundo Amorim, Thailand Oliveira em seu trabalho (Plataformas offshore, Uma breve análise desde a construção ao descomissionamento) apresenta as principais plataformas conhecidas, sendo selecionado, pelo autor deste trabalho, os principais tipos de plataformas usadas em campo. Outros tipos de estruturas são utilizados para casos especiais.

2.9. PLATAFORMA FIXA

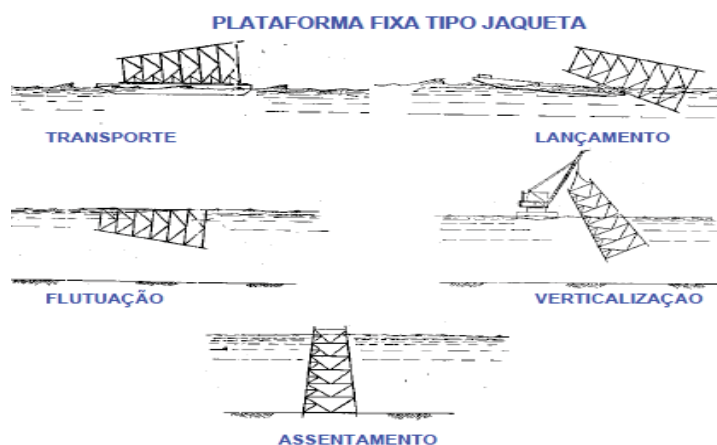
2.9.1 Tipo jaqueta

Formada por uma estrutura principal tridimensional, cujas pernas servem de guias para as estacas, fabricadas de aço e/ou concreto, sendo posta sobre a estrutura uma superestrutura. Tendo como finalidade à produção de petróleo, até 400 metros, possibilitando, através de tubulações a passagem do óleo diretamente para a terra (AMORIM, 2010).

Apresenta-se as correntes, ondas, peso próprio, vento e perfuração do solo como principais esforços que agem sobre as estruturas. Tais estruturas são transportadas através de flutuadores (Figura 21), permitindo a sua instalação :

- Erguimento
- Lançamento
- Flutuação
- Colocação da Superestrutura após o estaqueamento

Figura 21 : Transporte de plataforma fixa tipo jaqueta.

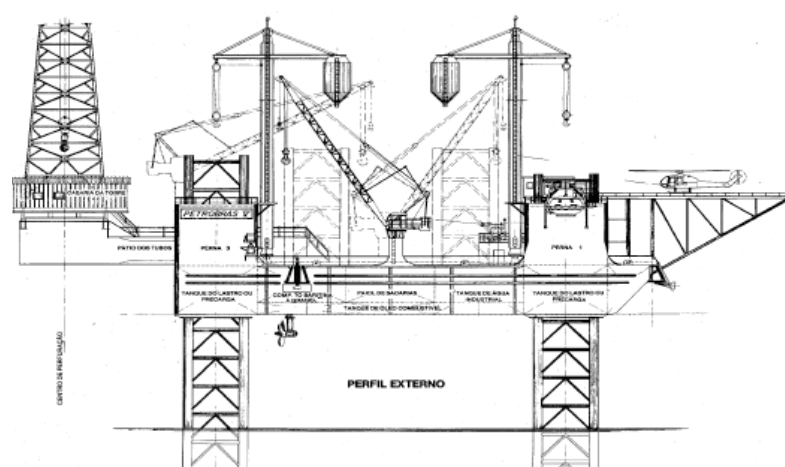


Fonte: (USP, 2004)

2.9.2 Auto – elevatória

Conhecidas também como *Jack-up* (Figura 22), as plataformas auto-elevatórias são unidades móveis que são ficadas no solo marinho. São conhecidas, pelo seu específico nome, pois uma vez rebocada até o local de exploração, as pernas fixadas no fundo do mar e a plataforma erguida sobre essas pernas, acima da linha d'água. Tem por finalidade a perfuração de poços exploratórios de petróleo na plataforma em lâminas d'água de até 130 metros (AMORIM, 2010).

Figura 22 - Plataforma Auto-Elevatória.



Fonte: Desconhecida

2.9.3 Plataformas flutuantes

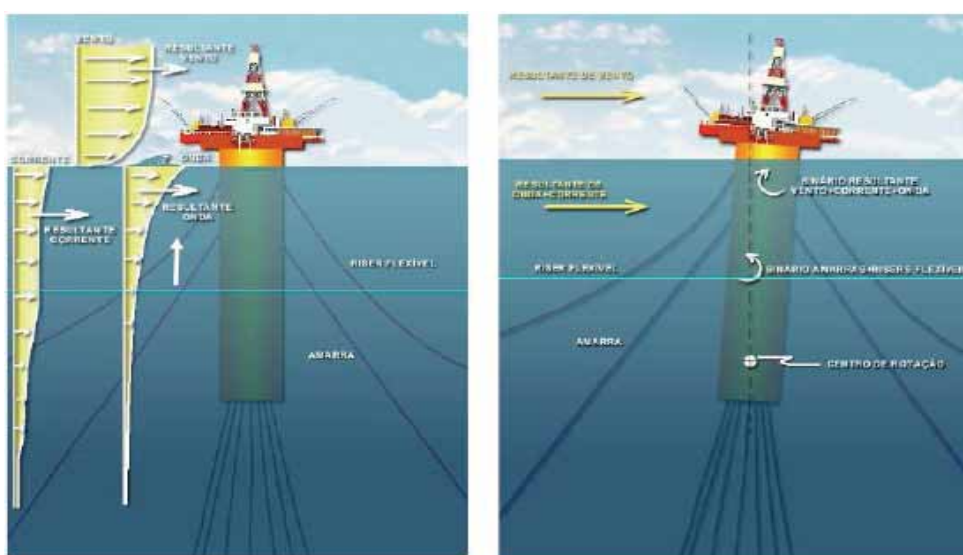
Com a descoberta de petróleo em lâmina d'água superior a 1000 metros foi necessário o desenvolvimento de novas técnicas de exploração. Assim, projetou-se as plataformas flutuantes que são, basicamente, instaladas por através de um sistema de ancoragem (AMORIM, 2010).

- FPSO (*Floating Production Storage Offloading*)
- TLP (*Tension Leg Platform*)
- SPAR

2.9.4 Spar

Dentre as plataformas existentes, a SPAR (Figura 23) possui um segmento especial, utilizada para exploração em águas de até 1650 metros, possui uma maior estabilidade, gerando pouco movimento vertical, devido ao calado da plataforma dificultando a ação do vento, juntamente com as correntes marítimas e ondas para o seu deslocamento.

Figura 23: Plataforma tipo Spar.

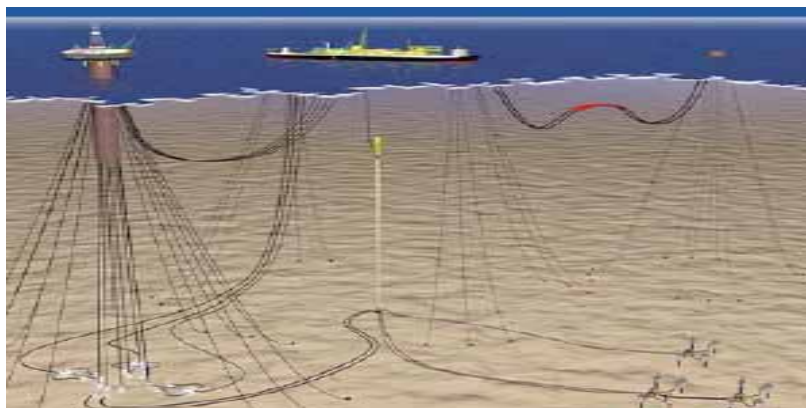


Fonte: (AMORIM, 2010)

2.9.5 Navios

Tem a mesma finalidade de operação das semi-submersíveis, exceto que seu casco não submerge, tendo um maior conflito com as ondas. Usualmente, fixa-se através de amarras submersas (Figura 24).

Figura 24: Representação de Navios.



Fonte: (USP, 2004)

2.10 COMPLETAÇÃO

Segundo Souza, Rodrigo Barbosa em seu trabalho *Uma arquitetura para sistemas supervisórios industriais e sua aplicação em processos de elevação artificial de petróleo* define objetivamente o conceito de completção de poços de petróleo (figura 1) : “O conceito de completção relaciona-se com o conjunto de operações destinadas a equipar o poço para produzir óleo ou gás de forma segura e econômica durante toda a sua vida produtiva. A otimização da vazão de produção representa um dos aspectos técnicos mais relevantes a ser planejado na fase de completção [...] deve-se planejar cuidadosamente a execução desta etapa e fazer uma análise minuciosa da viabilidade econômica”. (SOUZA, 2005)

2.10.1 Tipos de completção

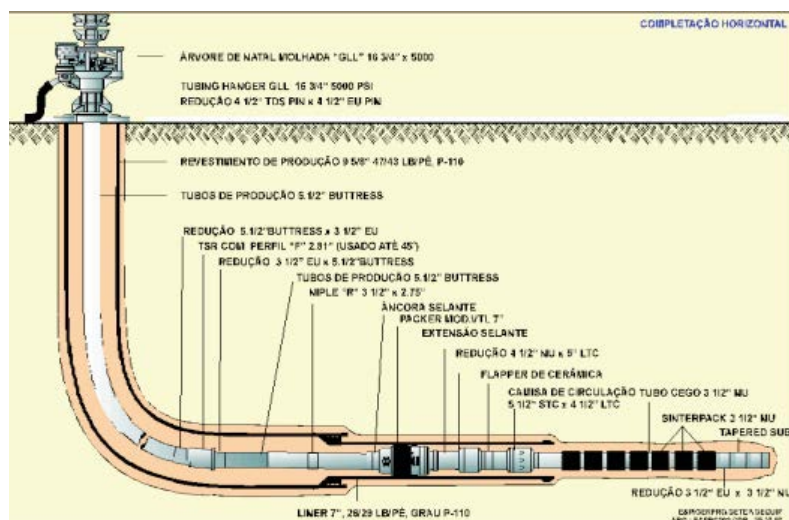
Em seu livro Vicente, Ronaldo. E.d: Operações com cimento na completção (Figura 25), classifica em: completção a poço aberto, *liner* rasgado ou canhoneado, revestimento canhoneado.

Completção a poço aberto - é aplicada em espessas seções de reservatórios, formados por rochas firmes. Sendo a redução de custo do revestimento como uma das principais vantagens, reforçada pelo autor “A completção a poço aberto (Figura 25 a)) é particularmente atrativa quando há dificuldade de identificação do retorno líquido financeiro [...]”.

Liner rasgado ou canhoneado – Para evitar desmoronamento é utilizado tubos com fendas na região inferior do poço como filtro de areia, igualando-se ao prós e contras da completção a poço aberto.

Revestimento canhoneado - tem como finalidade comunicar o interior do poço com a zona de interesse, assim através de técnicas de controle encontra-se as zonas que podem ser perfuradas e abertas para produção, evitando interferência de fluídos, reduzindo os custos.

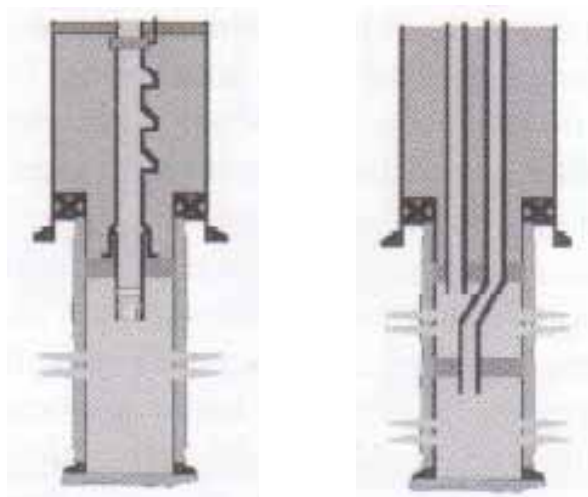
Figura 25 - Completação de poços de petróleo em poços horizontais.



Fonte: http://www.petroleo.ufsc.br/palestras/2004_08_05.pdf

Através de informações da taxa de produção, pressão e profundidade do poço, propriedades rochosas e localização do poço, é possível verificar a possibilidade da completção de múltiplas zonas (figura 25.b), possibilitando a completção múltipla através de uma única linha, de produção, limitando o tamanho do revestimento de produção, conseqüentemente baixando os custos de produção.

Figura 25 - Tipos de completção: (a) simples, (b) dupla.



(a)

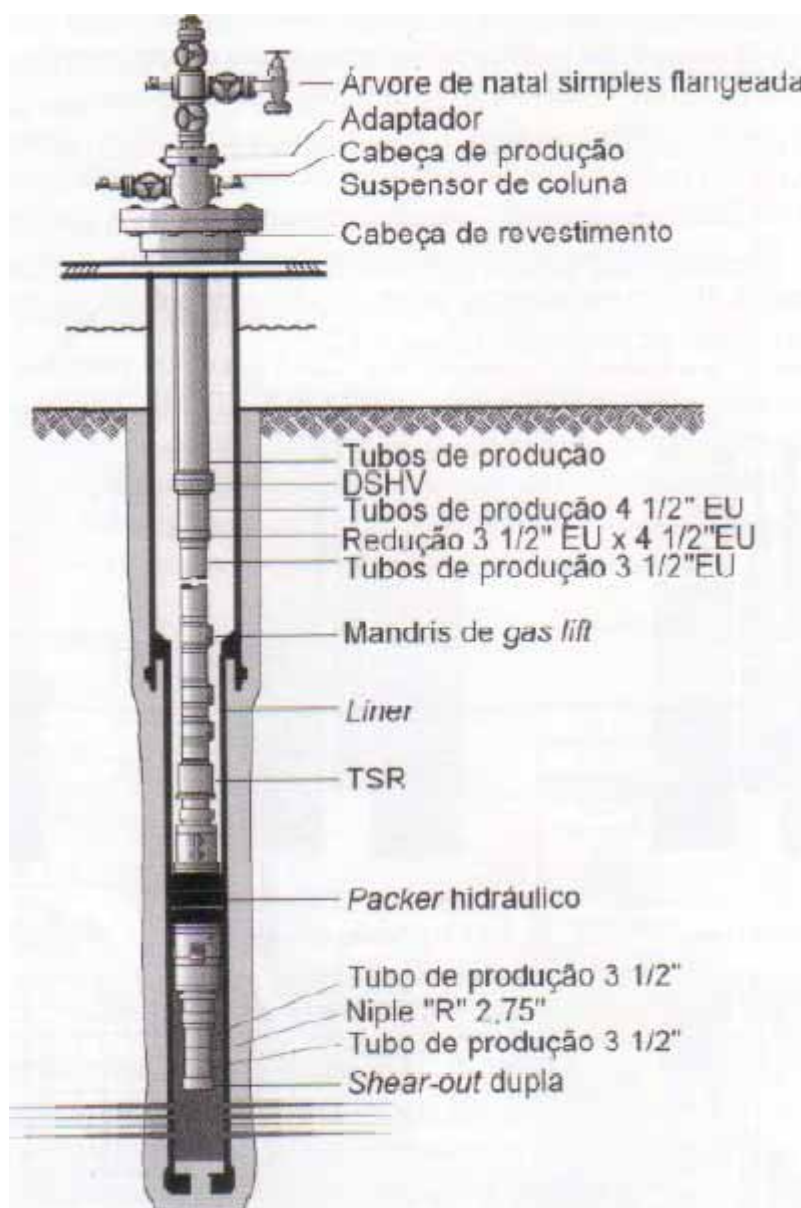
(b)

Fonte: (THOMAS, 2004)

2.10.2 Instalação da coluna de produção

A coluna de produção (Figura 26) é constituída por tubos metálicos, conectados os demais componentes. Sendo o sistema descida pelo interior do revestimento de produção com a finalidade de conduzir fluidos produzidos até a superfície, circulação de fluido para o amortecimento do poço, localização do poço, vazão de produção levando assim os aspectos de segurança, técnico e econômico (THOMAS, 2004).

Figura 26 – Coluna convencional de produção.



Fonte: (THOMAS, 2004)

2.10.3 Equipamento de superfície

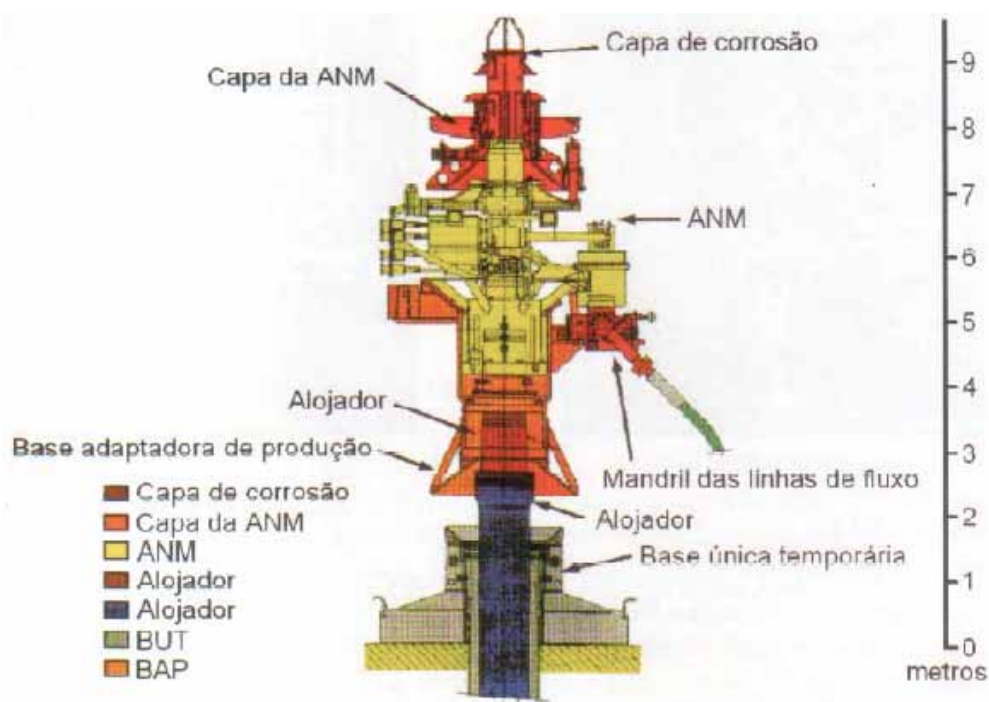
“ São equipamentos responsáveis pela ancoragem da coluna de produção, pela vedação entre a coluna e o revestimento de produção e pelo controle do fluxo de fluídos na superfície.” (THOMAS, 2004)

O principal equipamento de superfície encontrado em perfurações offshore, é a árvore de natal molhada.

2.10.4 Árvore de natal molhada (ANM)

A árvore de natal molhada (Figura 27) é constituído por um conjunto de válvulas tipo gaveta, um sistema interligado a um painel localizado e um conjunto de linhas de fluxo, podendo ser classificada conforme a conexão de linhas de produção e controle. (THOMAS, 2004)

Figura 27 – ANM tipo GLL.



Fonte: (THOMAS, 2004)

2.11. ELEVAÇÃO

O conceito de elevação é devido a pressão do reservatório ser menor que a pressão de superfície, não permitindo com que o gás/líquido, possa submergir de forma natural, ou livre. Assim, é necessário métodos artificiais, sendo especificados devido aos diversos fatores, como, o diâmetro do revestimento, razão gás-líquido, vazão e entre outros (THOMAS, 2004).

Os métodos de elevação artificial mais usados na indústria do petróleo são:

- *gas-lift* Contínuo ou Intermitente (GLC e GLI);
- bombeio centrífugo submerso (BCS);
- bombeio mecânico com haste (BM);
- bombeio com cavidade progressiva (BCP);

Os respectivos métodos são descritos:

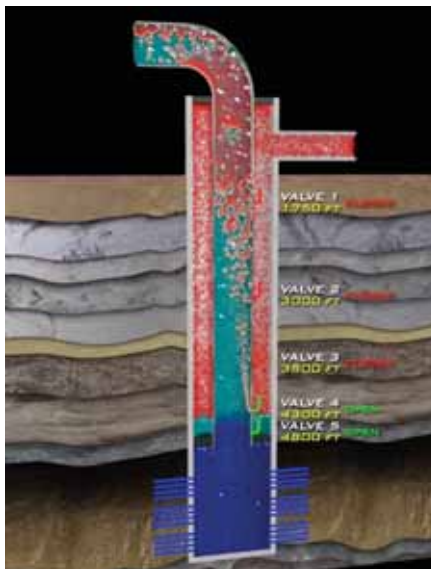
2.11.1 *Gas-Lift*

A energia é transmitida para o fundo do poço através de gás comprimido. O gás é injetado sob pressão no anular entre o revestimento do poço e a coluna de produção. Através de válvulas se permite a injeção do gás na região anular para o interior da coluna de produção, permitindo a redução da perda de carga na coluna de produção (ASSMANN, 2008).

Dois esquemas diferentes de *gas-lift* existem, o contínuo e o intermitente. O sistema contínuo permite a injeção de gás de forma contínua, o que faz com que o líquido no interior da tubulação de produção fique mais leve, permitindo com que a pressão de reservatório passe a vencer as perdas de carga, submergindo o gás/líquido para a superfície de forma livre. A Figura 28 representa o sistema *gas-lift* contínuo em funcionamento, sendo representado o gás, água, óleo em vermelho, azul claro e azul escuro, respectivamente. Assim, pode-se notar que a válvula de *gas-lift* (Figura 29), em verde, permite a entrada do gás para o interior da coluna de produção. Já o

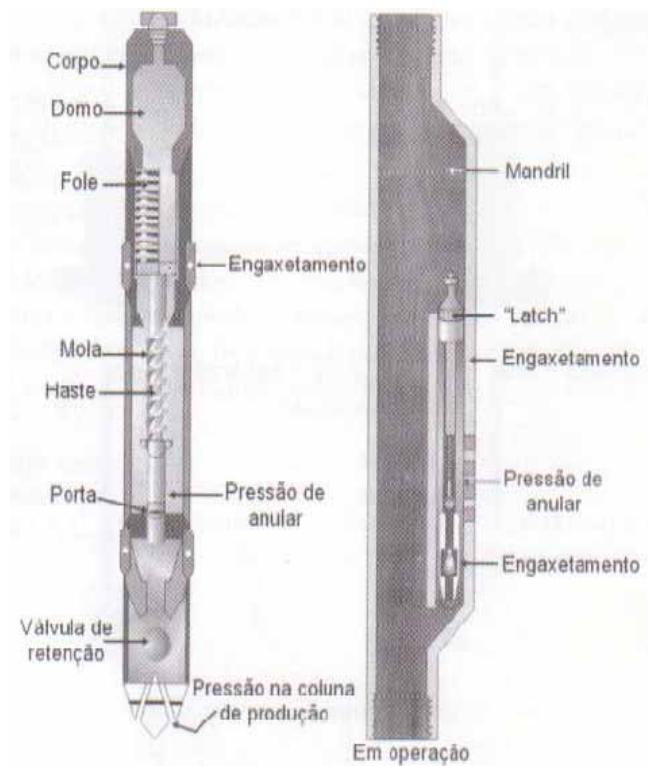
sistema intermitente, o gás é injetado de forma controlada, com intervalos de tempos, que permite a acumulação de líquido na coluna (ASSMANN, 2008).

Figura 28 – Coluna de produção com sistema *gas-lift*.



Fonte: PCS gas-lift

Figura 29 – Válvulas de *gas-lift*.

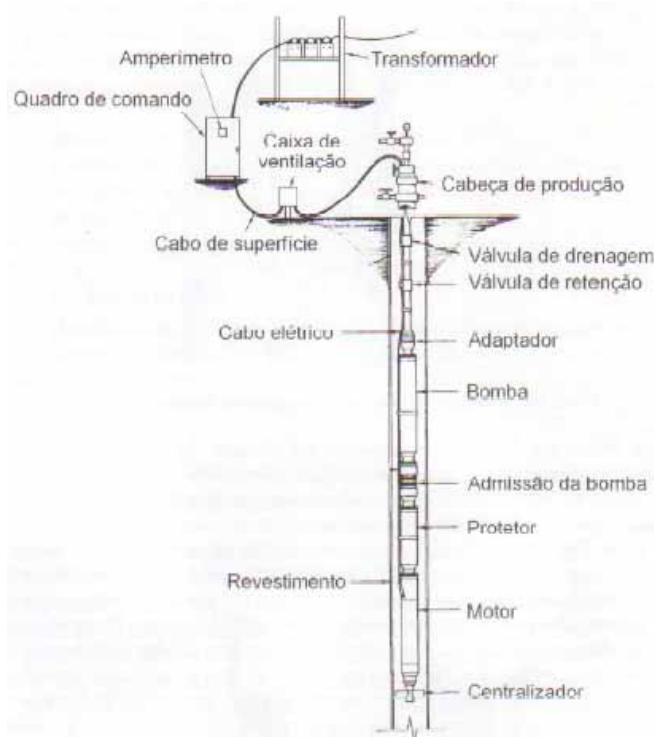


Fonte : (THOMAS, 2004)

2.11.2 Bombeio centrífugo submerso (BCS)

A aplicação consiste de um motor elétrico de fundo, secção de selagem, secção de admissão da bomba, bomba centrífuga de fundo (múltiplos estágios), coluna de produção, cabo elétrico de sub-superfície. O bombeio mecânico é efetuado a partir da transmissão e transformação da energia elétrica em energia mecânica, fazendo com que o motor, através da rotação, passe a gerar energia cinemática, induzindo a diferença de pressão na região onde se encontra, aumentando a pressão na região mais baixa, elevando assim os fluidos contidos nesse local. A figura 30, representa o sistema de bombeio centrífugo submerso (THOMAS, 2004).

Figura 30 – Sistema de bombeio centrífugo submerso.



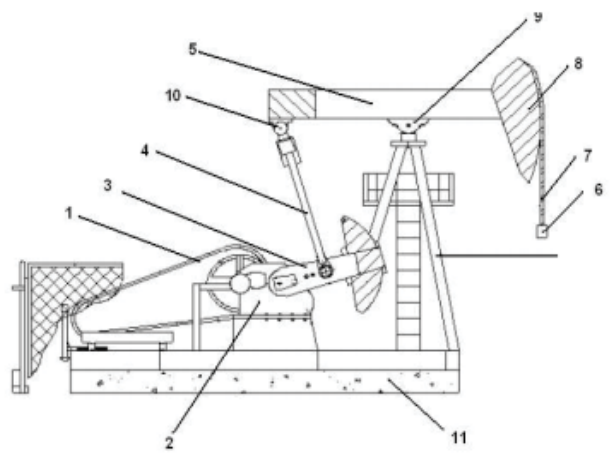
Fonte: (THOMAS, 2004)

2.11.4 Bombeio mecânico com haste (BM)

“Acontece pelo movimento rotativo de um motor elétrico ou de combustão interna, que é transformado em movimento alternativo por uma unidade de bombeio

localizada próxima à cabeça do poço” (ARANHA, 2009). A figura 31 representa um sistema comum de bombeio mecânico com haste.

Figura 31 – Unidade de bombeio.



1. Transmissão por polia-correias;
2. Redutor;
3. Manivela;
4. Biela;
5. Balancim;
6. Mesa do cabresto;
7. Cabresto;
8. Cabeça;
9. Mancal central;
10. Mancal equalizador;
11. Base de fixação.

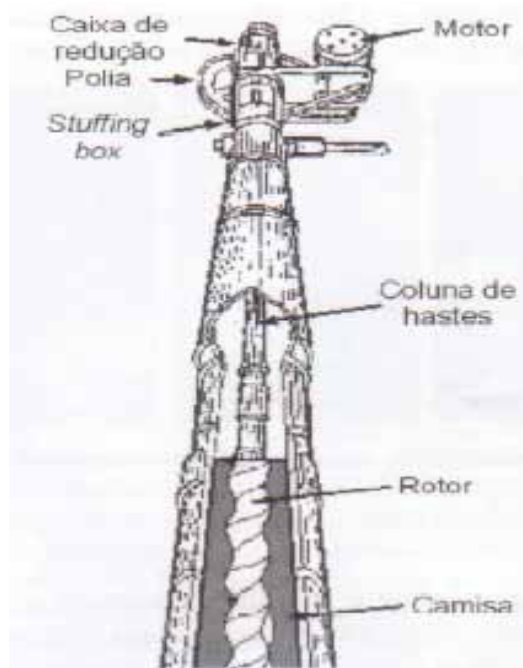
Fonte: (Assmann, 2008)

2.11.5 Bombeio com cavidade progressiva (BCP)

É um sistema que possui uma bomba de fundo composta de um rotor e estator. Através do movimento rotativo desse rotor é que ocorre a ação de bombeio. A cavidade que é encontrada entre o rotor e o estator, promove o bombeio de fluido da sucção promovendo o aumento de pressão.

A coluna de haste transmite a rotação do cabeçote até o rotor, acionada por um motor de indução de seis pólos (ARANHA, 2009), assim representado pela figura 32.

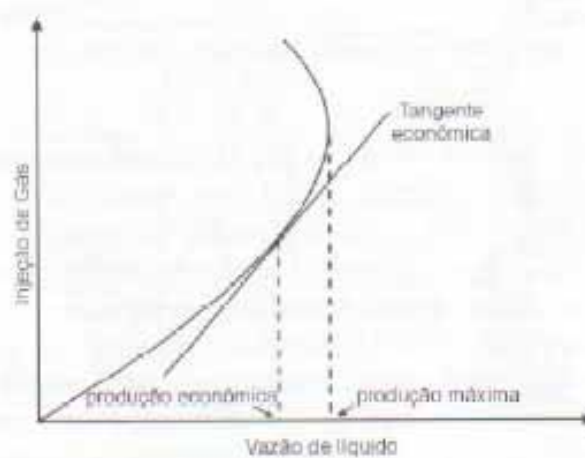
Figura 32 – Sistema de bombeio por cavidade progressiva.



Fonte: (THOMAS, 2004)

Normalmente o a extração pelo método artificial é bem estudado devido a sua viabilidade, principalmente financeira, cabendo aos especialistas verificarem se o petróleo retirado terá um retorno financeiro ou até mesmo sem lucros, porém sem prejuízo, aumentando a quantidade de barris. Assim o Gráfico1, representa um exemplo de viabilidade econômica (THOMAS, 2004).

Gráfico 1 - (Injeção de gás x Vazão de líquido).



Fonte: (THOMAS, 2004)

3. ESTUDO DE CASO

Em um trabalho publicado no *Journal of the Society of Petroleum Engineers*, 9, (2), pp.95 – 102, June 01,1994, pelos especialistas Grondin, G.Y. e Kulak, G. L. com o título *Fatigue testing of drillpipe*, é feito um estudo sobre a análise de fadiga em colunas de perfuração, com o objetivo de verificar os esforços que, normalmente são produzidos em colunas de perfuração realizados em meios corrosivos e não corrosivos, apresentando propostas que podem diminuir o impacto nos custos de um processo de perfuração.

Resultados apresentados nos anos 50, por especialistas, eram satisfatórios para projetos comumente realizados nos grandes campos de petróleo. No entanto, estes testes não apresentavam resultados referentes aos meios corrosivos e sob tensões axiais, fatores considerados importantes segundo o guia API, *American Petroleum Institute*.

Publicações sobre a influência sob fadiga em colunas de perfuração eram muito restritas e pouco realizadas. O *Chinese Petroleum Standardization Committee*, havia apresentado resultados sobre o efeito da geometria nas zonas de transição no corpo da coluna de perfuração, usando a análise de elementos-finitos. Para verificar os resultados, foi realizado esforços de deflexão sob rotação em 4 pontos da coluna de perfuração, em meio não corrosivo, sob tensões de altas magnitudes.

A indústria petrolífera identificou que o meio corrosivo tem efeito significativo sobre a vida útil da coluna de perfuração. Porém poucos testes foram realizados comparando as influências sob o meio corrosivo e o meio ambiente, no caso o ar. Joosten testou uma coluna, com as dimensões de 0.9 m de comprimento de 89 mm de diâmetro, sendo a mesma regida sob esforços de flexão em 3 pontos. O teste foi realizado em um ambiente que apenas continha o ar atmosférico e, sob uma solução de KCl, cloreto de potássio. Porém os resultados apresentados foram referentes ao meio corrosivo, conseqüentemente, a comparação desejada entre os dois diferentes meios não foram apresentados.

Outros trabalhos foram apresentados, sendo por exemplo o trabalho de Helbig e Vogt referente a fadiga em colunas de perfuração, no meio corrosivo verificando o efeito de tratamento à quente, em uma solução 20% de NaCl, cloreto de sódio.

Contudo, os resultados demonstraram uma pouca margem de diferença em relação ao ar atmosférico. Sua maior contribuição foi demonstrar que a vida da fadiga era diminuída com a diminuição da rotação da coluna, reduzindo-se de 1.000 para 100 rpm (rotações por minute) sendo influenciado, também, pelas tensões sob a coluna.

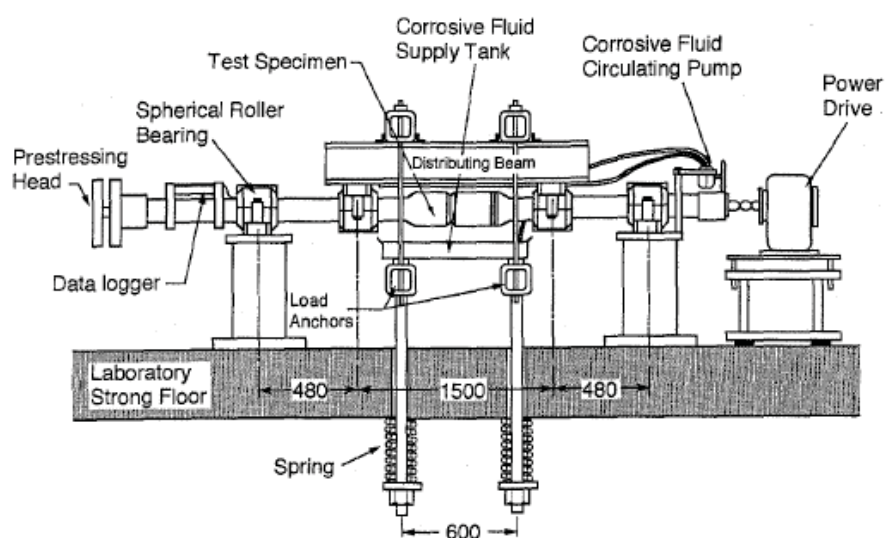
Com o desenvolvimento e técnicas de perfuração, a indústria petrolífera começou a alcançar maiores profundidades, aumentando as manobras e estabelecendo um regime mais rigoroso e abrasivo. Sendo apontado que a partir de uma profundidade de aproximadamente de 1.980 m, era verificado uma intensa frequência com problemas referentes à fadiga.

3.1 PROCEDIMENTOS

O experimento realizado por Grondin e Kulak utiliza uma coluna de 144 mm de diâmetro e peso 27,4 kg/m, sendo verificados os efeitos internos e externos dos tubos, através dos efeitos de tensão média, tensão máxima em meios corrosivos verificando a vida da fadiga sob rotação e flexão.

O teste foi realizado através de uma coluna de 1.500 mm de comprimento (Figura 33), sendo suportada em dois pontos. A tensão axial é introduzida pelo *Prestressing Head*, inserido e centralizado no tubo, aplicando uma força de compressão na extremidade da esquerda.

Figura 33 – Diagrama de teste rotação/flexão (medidas em mm).



Fonte: (GRONDIN, 1994)

A configuração é suportada de tensão igual e oposta de mesma intensidade, permitindo a rotação do tubo sob condição de pré-carga. Assim, a pré-carga era medida e monitorada através do *prestressing head*, sendo os valores lidos por equipamentos eletrônicos.

Três cargas foram testadas: uma pré-carga axial nula; uma pré-carga de 125 MPa, com força axial de 350 kN, correspondendo à uma tensão sob um sistema de perfuração a uma profundidade de 1.525 m; e uma pré-carga de 250 MPa, força axial de 700 kN, referente à 3.050 m de profundidade, ambos no meio marítimo.

No teste envolvido no meio corrosivo, foi utilizado uma solução de 3,5% de NaCl, que era de forma contínua despejada sobre o tubo, com uma vazão de 2,0 L/min. Como a vazão da solução depende do tempo, o teste e monitoramento da frequência é um importante fator no meio corrosivo. Assim, nesse meio, o conjunto era permanecido a uma frequência de 1 Hz, ou abaixo de 1,5 Hz, normalmente usado em campo. Como os teste eram feitos a baixas frequências, o tempo de exposição do conjunto no meio corrosivo era maior, podendo ser os resultados correlacionados de maneira significativa com os resultados encontrados nas perfurações efetuadas.

O teste era complementado examinando-se o tubo através de microscópio que detectavam as falhas produzidas pelo efeito da fadiga, determinando a origem da falha. Causado por tensões residuais, a vida de fadiga do tubo de perfuração era medido e monitorado por raio-X, localizando e acusando as influências e o estágio inicial da falha.

3.2 RESULTADOS

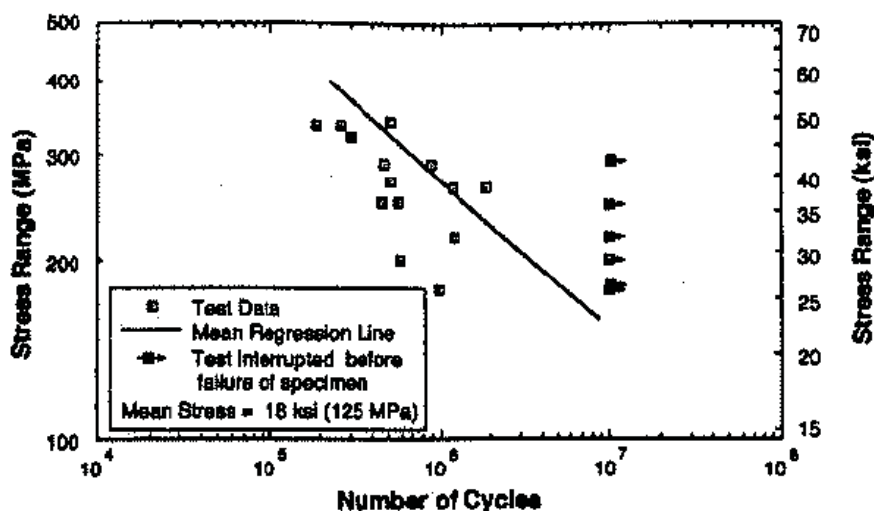
Meio não corrosivo: Os resultados no meio-ambiente são apresentados na Figura 34. Na Figura 34 a), a tensão média é de 125 MPa e a faixa de tensão varia de 180 à 350 MPa. Os efeitos da tensão média são apresentados na Figura 34 b). Sendo a tensão média variando entre 0 e 250 MPa, e a faixa de tensão mantendo-se constante igual a 290 MPa. Os resultados e análises mostram que a vida da fadiga logarítmica é diretamente proporcional ao quadrado da tensão média.

Através da regressão linear dos testes feitos no meio não corrosivo, obtêm-se uma expressão do efeito da faixa de tensão e tensão média na vida útil da fadiga em colunas de perfuração, equação [1].

$$\log N = 11.9 - 3.47 \log \sigma_r - 7.85 \times 10^{-4} (\sigma_m) \quad [1]$$

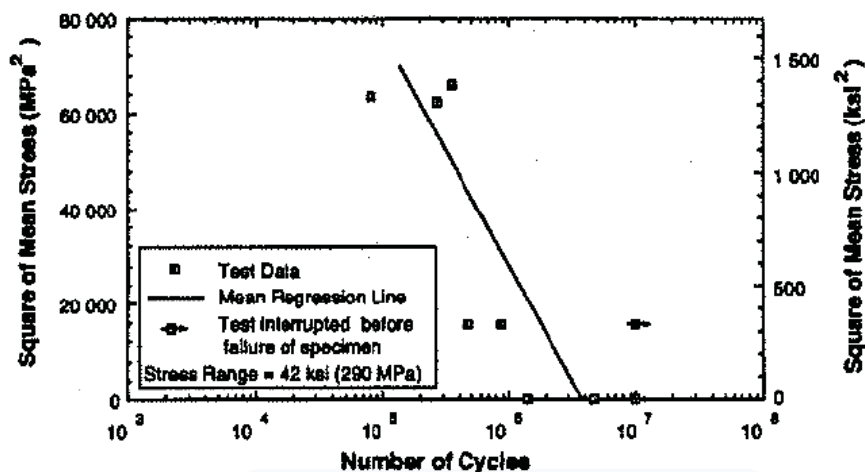
A equação [1] é aplicada para condições de carga usadas no experimento apresentado neste trabalho, sendo σ_r e σ_m , a faixa tensão e tensão média, respectivamente. Os resultados apresentaram uma confiabilidade de 95%, referentes à tensão média e a variação de tensão.

Figura 34 a) - Efeito da variação de tensão sobre a vida útil da fadiga.



Fonte: (GRONDIN, 1994)

Gráfico 34 b) - Efeito da tensão média sobre a vida útil da fadiga.



Fonte: (GRONDIN, 1994)

Meio corrosivo: A Figura 35 apresenta os resultados relacionados a introdução da solução 3,5% de NaCl. A figura 35 a) correlaciona a variação de tensão com a vida

útil da fadiga e a figura 35 b) apresenta a vida útil da fadiga em relação a tensão média.

No caso da figura 35 a) os testes foram realizados a uma tensão média de 125 MPa. Grondin e Kulak apontam em seu trabalho a falha pré-matura, a uma variação de tensão de 160 MPa, sendo efetuados 422.300 ciclos, comparada a uma média de 1.699.100 clícos para os outros dois experimentos realizados, sob as mesmas condições.

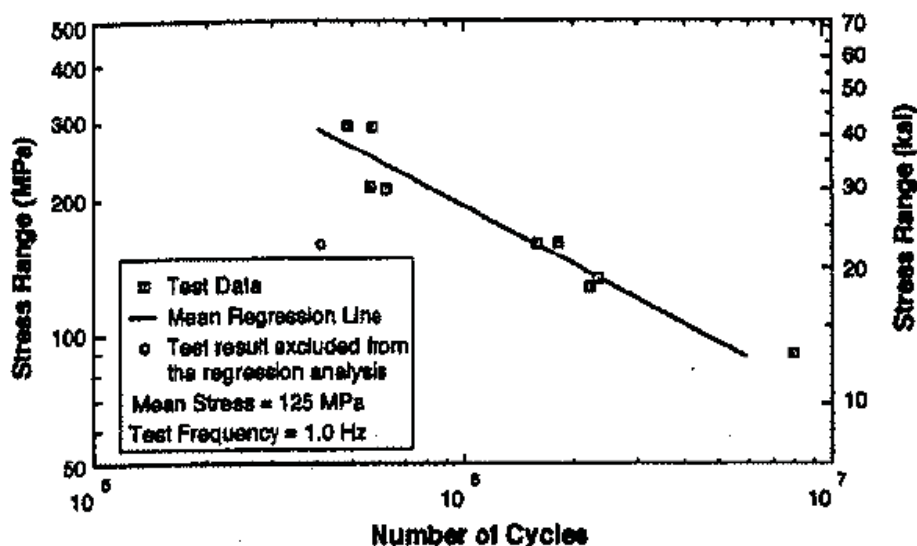
A Figura 35 b), relacionada a tensão média com a vida útil da fadiga, aponta que devido ao baixo espalhamento observado da falha por fadiga, no meio corrosivo, o experimento necessitou ser feito mais de uma única vez, sendo que para um único teste a duração varia de 1 à 16 semanas.

A regressão linear é efetuada para o caso no meio corrosivo, para a solução de 3,5% de NaCl, sendo apresentada pela equação [2].

$$\log N = 9.56 - 2.35 \log \sigma_r - 2.63 \times 10^{-4} (\sigma_{m})^2 \quad [2]$$

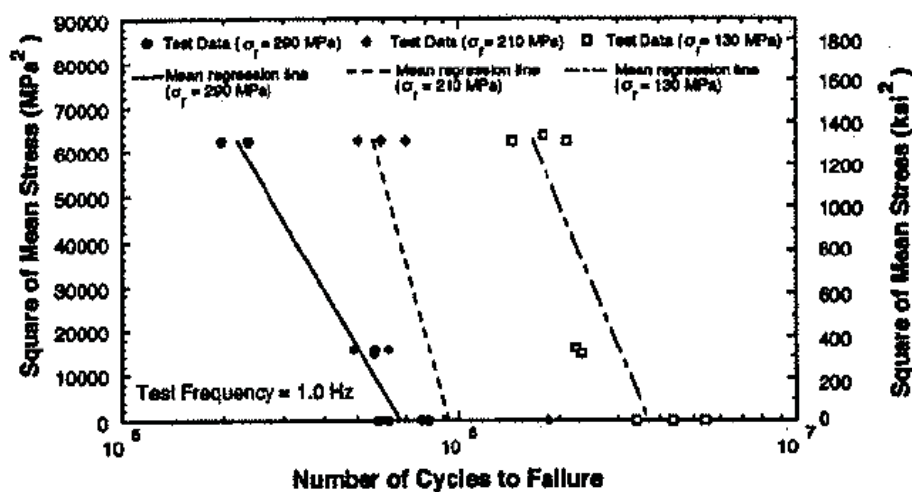
A equação [2] foi aplicada para uma tensão média de 0 à 250 MPa, para uma variação de tensão entre 90 e 290 MPa, a uma frequência de 1 Hz. Novamente, o coeficiente de confiabilidade dos resultados apontou para a ordem de 95%.

Figura 35 a) - Efeito da variação de tensão sob a vida de fadiga.



Fonte: (GRONDIN, 1994)

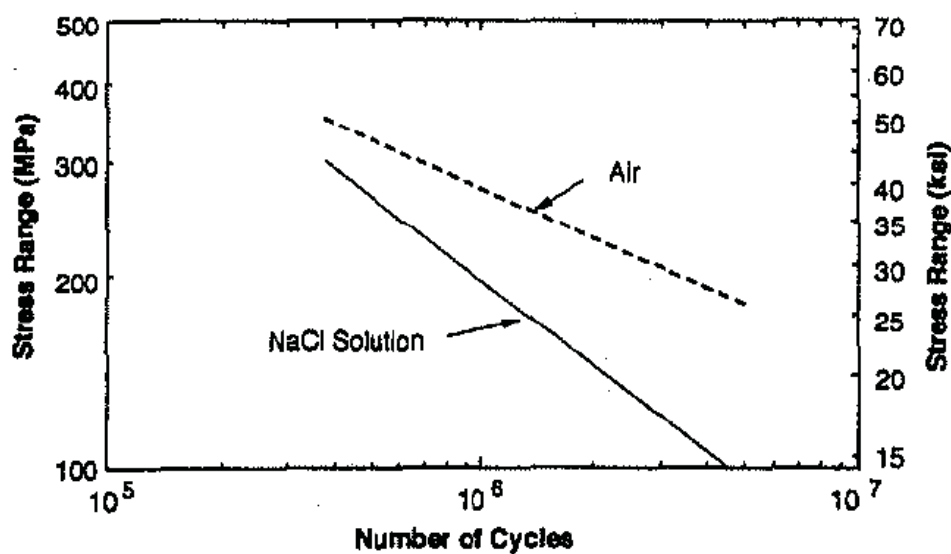
Figura 35 b) - Efeito da tensão média sob a vida de fadiga.



Fonte: (GRONDIN, 1994)

A Figura 36 compara os efeitos da tensão média, a uma tensão de 125 MPa, nos meios corrosivos e não corrosivos. Mostrando, dessa maneira, a influência direta do aumento de falhas por fadiga em meios corrosivos, além de evidenciar que a vida da fadiga é reduzida para baixas variações de tensão, consequência da dependência do tempo em meios corrosivos, sendo a coluna de perfuração exposta durante maior tempo no meio corrosivo.

Figura 36 – Curva S/N mostrando o efeito corrosivo em uma coluna de perfuração por falha de fadiga.



Fonte: (GRONDIN, 1994)

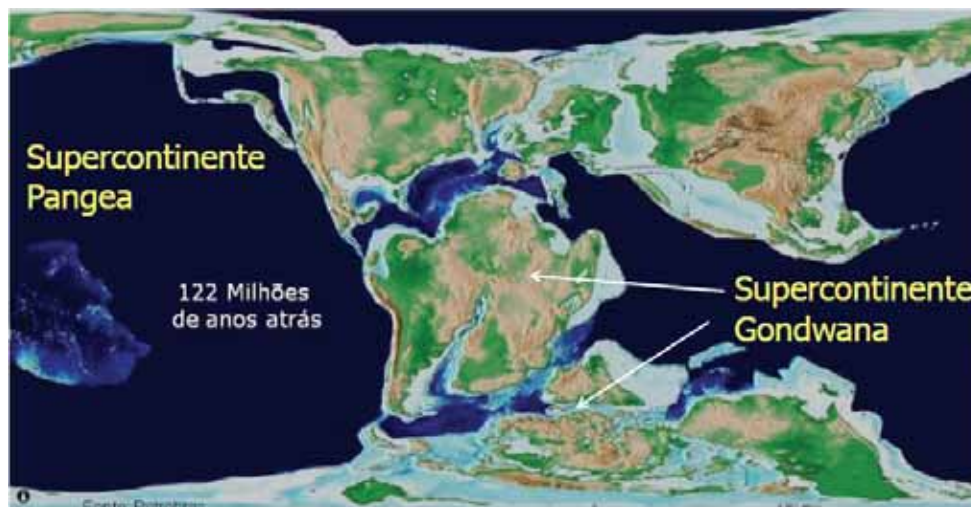
4. O PRÉ-SAL

4.1 FORMAÇÃO GEOLÓGICA

A formação do chamado Pré-sal, ocorreu há 160 milhões de anos atrás, no período Jurássico. Com a separação dos continente africano e do Brasil, a região formada foi depositada uma camada de sal, em águas rasas, juntamente com os microrganismos, sendo o sal produzido pela evaporação da água do mar sobre estes microrganismos. (AROUCA, 2011)

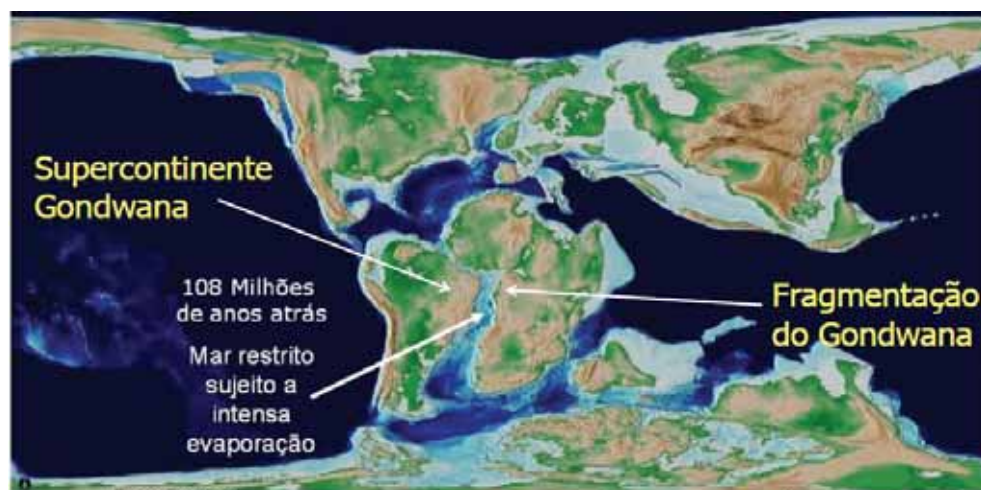
Através da sequência das Figura 37, Figura 38, Figura 39, pode-se ter uma base de como a formação da camada Pré-sal, foi lenta e constante ao longo de milhares de anos.

Figura 37 – Deposição das rochas geradoras Pré-sal.



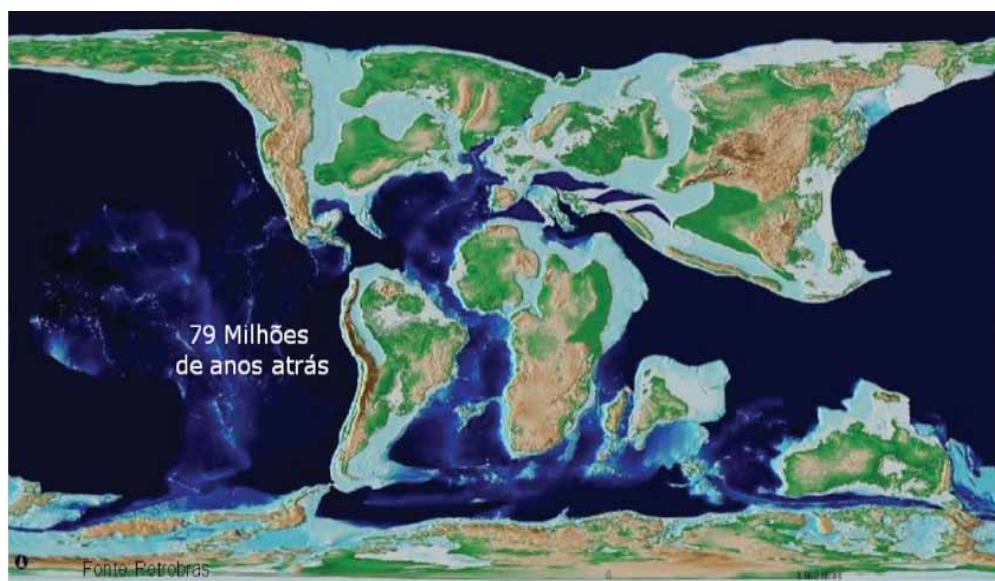
Fonte: (FAMBRINI, 2013)

Figura 38 - Deposição das rochas reservatório Pré-Sal e do Sal.



Fonte: (FAMBRINI, 2013)

Figura 39 - Deposição das rochas Pós-Sal.



Fonte: (FAMBRINI, 2013)

4.2 LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA

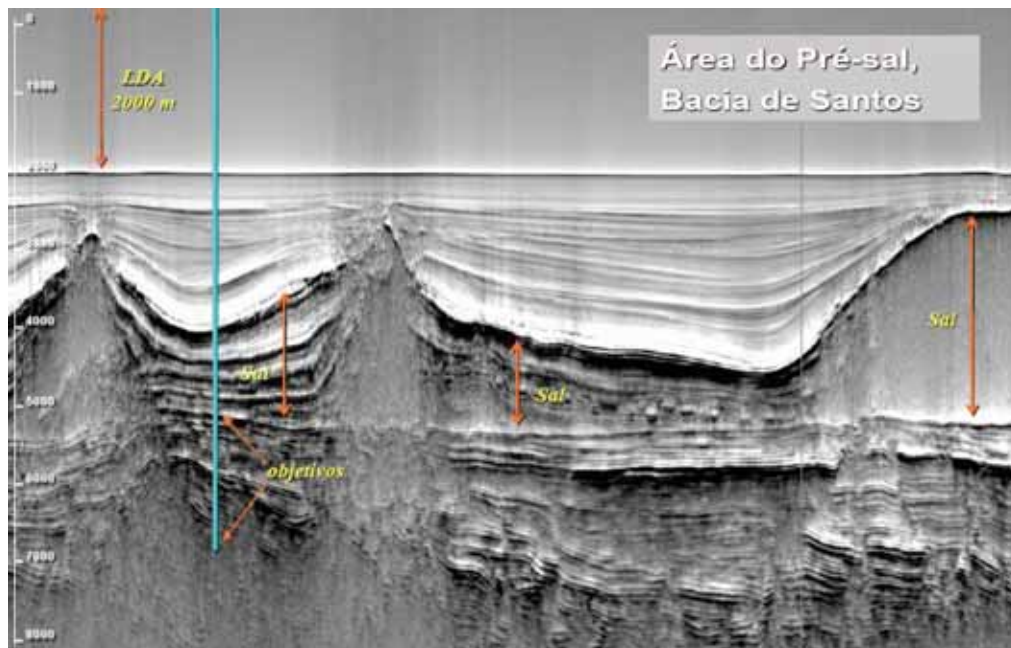
A região onde se localiza o Pré-Sal, abrange o litoral de Espírito Santo e o litoral de Santa Catarina. Essa camada tem comprimento de aproximadamente 800 km, e 200 km de largura em algumas regiões. Estima-se que a área seja cerca de 112 mil km^2 há uma distância de 300 km da costa do Rio de Janeiro e São Paulo (Figura 40). Localizado a uma profundidade de 7.000 m (Figura 41), o Pré-Sal é considerado um desafio, não apenas pela sua localidade como também pelas rochas sedimentares da qual é constituída sendo de difícil penetração, não podendo ser utilizados métodos convencionais de exploração offshore (BERTO, 2012).

Figura 40 - Região do Pré-Sal na Bacia de Santos.



Fonte: (FAMBRINI, 2013)

Figura 41 - Região do Pré-Sal na Bacia de Santos.

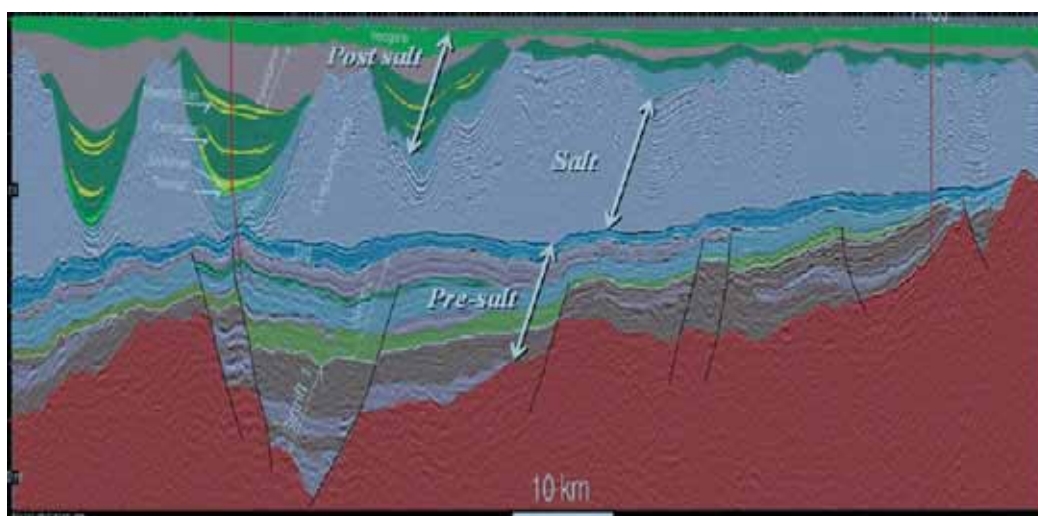


Fonte: (MILANI, 2010)

4.3 DESAFIOS

Por se tratar de diferentes camadas (Figura 42), sendo a mesma constituída pelo Pós-Sal, Sal e o Pré-Sal, e ao longo de sua trajetória os engenheiros vêm enfrentando diferentes tipos de desafios logísticos, tecnológicos, econômicos e geopolíticos.

Figura 42 - Configuração estrutural.



Fonte: (MILANI, 2010)

Segundo (BERTO, 2012) as principais dificuldades enfrentadas pela empresa Petrobrás são:

- A perfuração da camada de sal, chegando a 2.000 m de espessura, gera altas temperaturas e pressões, modificando as estruturas do sal transformando-o como um plástico que pode fluir e não permiti a continuidade do sistema a perfurar os poços.
- Tratamento do gás CO₂ produzido pela extração do petróleo, o gás juntamente em contato com a água promove um combustível altamente corrosivo. Esse combustível ao passar pelos tubos de condução, diminui o tempo de vida do mesmo obrigando a troca com maior frequência.
- Alta pressão a que os equipamentos são expostos.

- Elevada variação de temperatura, encontrada entre o óleo que escoava pelos tubos até a superfície chegando a um decaimento de 140°C a 4°C .

4.4 INVESTIMENTOS

O custo estimado de investimento para a produção do pré-sal é estimado no valor de US\$ 400 bilhões, para os próximos 10 anos, baseando-se no ano de 2009. No mesmo ano a Petrobras anunciou um investimento, dentro de 4 anos no valor aproximado de 30 bilhões de dólares, até o ano de 2013. Sendo investido, no ano de 2005, 20 poços no valor de 1 bilhão de dólares (CARBALLEDA, 2009).

Dessa maneira, pode-se ter uma ideia da importância de um estudo mais aprofundado a respeito do assunto e investimentos em tecnologia e conhecimento para poder ultrapassar os obstáculos que, no caso em específico, a empresa Petrobrás vem passando.

Segundo o documento “Os desafios do Pré-Sal”, apresentado pela Câmara dos Deputados, no ano de 2009, em Brasília, é apresentado os desafios técnicos e tecnológicos, juntamente com os investimentos feitos pelo país:

- Reservatórios: interpretação dos dados sísmicos; caracterização dos reservatórios; viabilidade técnica de injeção de gás e água; geomecânica das rochas adjacentes;
- Poços: desvio dos poços na área do sal; fratura hidráulica em poços horizontais; materiais resistentes à alta concentração de CO₂; baixa penetração no reservatório; deposição de produtos nas tubulações longas;
- Logística: tubulações de alto diâmetro e profundidade acima de 2.200 metros; longas distâncias da costa;
- Produção: atracamento em águas profundas, controle de nivelamento; acesso aos poços pelas plataformas.

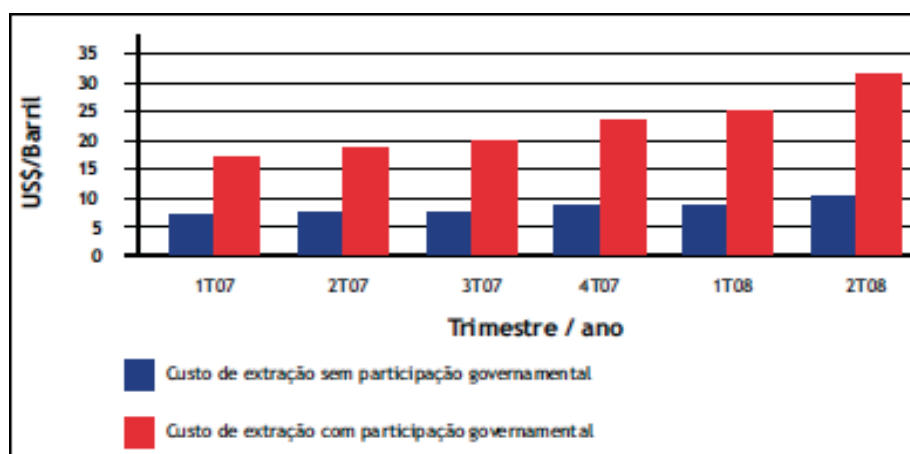
Segundo o mesmo documento, os investimentos serão bastante focados na área de embarcações, adquirindo contratações de 40 navios-sonda e plataformas de perfuração semissubmersíveis, sendo 28 construídas no país e, 234 navios, sendo 70 de grande porte (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2009).

Assim, foi estimado que o custo médio de extração do petróleo pela Petrobrás é de aproximadamente de US\$ 10 por barril, sendo contada sem a participação ou

ação governamental. Com o Pré-Sal, o custo passaria a ser de US\$ 15 por barril. Dessa maneira, o documento do conselho em Brasília apresentou o gráfico (figura 9.7) correspondente aos custos trimestrais do ano de 2009, sem a participação governamental. Alertando ao fato de que o preço médio do barril passou de US\$ 64,40 para US\$ 112,19 (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2009).

O referente documento também aponta que dentro do plano de negócios para o período de 2009 a 2013, foi anunciado um investimento de US\$ 174,4 bilhões, dos quais US\$ 104 bilhões e US\$ 28 bilhões serão investidos na área de exploração/ produção e no desenvolvimento da província do Pré-Sal, respectivamente. (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2009)

Figura 43 – Custo trimestral de extração de petróleo (US\$ por barril).



Fonte: (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2009)

Segundo Plácido, orientada a respeito do desafio Pré-Sal: “ Da mesma maneira, a perfuração ao longo da camada de sal é a parte mais tranquila e não gera grandes esforços na coluna de perfuração. O problema da fluência do sal é movimento radial que irá submeter a coluna de revestimento a um esforço que pode leva-la ao colapso. No Pré-sal a fadiga normalmente ocorre ao perfurar o carbonato que é mais duro e gera muita vibração. Portanto, o cálculo dos esforços cíclicos devido à vibração são relevantes”.

5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Com a apresentação das principais etapas e instrumentos necessários para o processo de produção e extração do petróleo através dos métodos convencionais, o estudo foi comparado com os principais desafios e problemas encontrados na exploração e nos poços de petróleo nas camadas do Pré-Sal, sendo possível concluir que a tecnologia usada pelos padrões usuais, não são suficientes para a perfuração e extração das camadas Pré-sal.

Através do estudo feito pode-se concluir a dificuldade em relação as novas tecnologias que as empresas necessitam desenvolver para a efetiva perfuração. Além de problemas com logísticas, destacando-se a distância que os poços do Pré-Sal se encontram, 300 km de distância da costa brasileira, necessitando outro estudo aprofundado para a diminuição dos custos de transportes de pessoas, equipamentos e dos fluidos extraídos. Outro obstáculo é devido a profundidade de superfície, chegando a 2.000 m, assim, os equipamentos e instrumentos, em especial os tubos por onde serão conduzidos os fluidos, são postos sob altas pressões. Outra preocupação dos engenheiros está na diferença de temperatura ao longo da tubulação, onde será conduzido os fluidos extraídos, do poço à superfície, podendo modificar suas estruturas moleculares.

O Pré-Sal não são poços direcionais, assim, o acúmulo de fadiga, quando ocorre é mais pela vibração da coluna. No entanto, o acúmulo de fadiga se apresenta constantemente em poços direcionais, uma vez que a coluna gira sob flexão. Em acréscimo disse que a perfuração na camada de sal não gera grandes esforços na coluna de perfuração, sendo o principal problema da fluência do sal no movimento radial que irá submeter a coluna de revestimento a um esforço que pode leva-la ao colapso. No Pré-Sal, a fadiga, normalmente, ocorre ao perfurar o carbonato que é a parte mais dura, gerando muita vibração, portanto o cálculo dos esforços cíclicos devido à vibração são relevantes.

Outro ponto relevante deste estudo, está no estudo de caso feito sobre as influências do meio corrosivo em testes de colunas de perfuração. Dessa maneira podemos afirmar que o sistema de perfuração, no caso broca e coluna de perfuração, estiverem em meios corrosivos é necessário um estudo anterior de sua camada de

proteção, para que o tempo de vida do equipamento não diminua. Esse teste, permite uma clara observação e correlação as camadas do Pré-sal, tornando-se relevante o conhecimento sobre o assunto.

Os estudos feitos em relação ao processo como um todo, permite afirmar que as etapas para o processo de extração e produção do petróleo sejam muito parecidas, porém existem detalhes que fazem a diferença na hora da quebra das rochas, além das altas profundidades e a alta variação de temperaturas durante toda a extensão das camadas perfuradas. Para isso novas tecnologias relacionadas aos materiais utilizados em brocas e tubulação que irão conduzir o petróleo, pois a superfície explorada se encontra a, aproximadamente, 2.000 da linha de água havendo muita pressão sobre os componentes que se encontram na superfície; o não aprisionamento do sistema, coluna de perfuração e broca, sendo necessário reestruturar a forma de cimentação das paredes onde é perfurado. Outro fator importante é o sistema de resfriamento do sistema, para que o fluido não sofra alterações durante seu trajeto até a superfície, pois por se tratar de profundidades grandes, há a diferença de pressão e consecutivamente de temperatura, contudo a sistema de resfriamento que normalmente é usado através da passagem do fluido de perfuração não seja suficiente para a demanda exigida.

No contexto geral, é possível ter uma perspectiva do processo como um todo, assim permitindo, tendo o estudo como base, estudo mais aprofundados em relação a algum dos processos ou até mesmo de algum componente que seja relevante, por exemplo para o caso Pré-Sal.

REFERÊNCIAS

ALDRED W. et al. "Managing Drilling Risk". Oilfield Review, v.11, (2), pp. 2-19, Summer,1999.

ALMEIDA, C.A.M, 2008, *Tratamento do efeito da flexibilidade de juntas tubulares na análise de estruturas fixas offshore*. Tese (Pós-Graduação em Engenharia Civil) URFJ - Rio de Janeiro, RJ,Brasil.

AMORIM, T. O, 2010, *Plataformas Offshore – Uma breve análise desde a construção ao descomissionamento*. Tese (Graduação em Tecnologia em Construção Naval) UEZO – Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Áreas sob concessão, blocos e setores oferecidos na nona rodada de licitações. Agosto de 2007.

ARANHA, C. P. V. E. G, 2009, *Um estudo compreensivo do bombeio mecânico para extração de petróleo a partir do exame das cartas dinâmométricas*. Tese (Graduação Tecnológico em Petróleo e Gás) UNIVEN – Capixaba, ES, Brasil.

AROUCA, A. Geologia brasileira e do pré-sal, Petrobrás.

ASSMANN, B. W, 2008, *Estudo de estratégias de otimização para poços de petróleo com elevação por bombeio de cavidade progressiva*. Tese (Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) UFRN – Natal, RN, Brasil.

BELASKIE, J.P.; McCANN, D.P.; LESHIKAR, J.F.“A Practical Method To Minimize Stuck Pipe Integrating Surface and MWD Measurements”.In: IADC/SPE Drilling Conference, 1994, Dallas: Paper SPE 27494.

BERTO, A. S, 2012, *As complexidades da exploração do pré-sal no que se refere à inovação na indústria em engenharia e novos materiais, mão de obra e aspectos econômicos e geopolíticos*.

BOURGOYNE, A.T. et al. Directional Drilling and Deviation Control. In: “Applied Drilling Engineering”. USA: SPE Textbooks Series, 1986. Ch. 8, p.351-473.

BRADLEY, W.B. et al. “A Task Force Approach to Reducing Stuck Pipe Costs”. In: IADC/SPE Drilling Conference, 1991, Amsterdam: Paper SPE 21999.

BRASIL, Câmara dos Deputados, Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica. *Os desafios do pré-sal*. Brasília, DF, 2009.

CARBALLEDA, E. M, 2009, *Petrobrás e o pré-sal: o desafio da sua exploração, produção e administração*. Tese (Graduação em Engenharia de Petróleo) UFRJ – Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Departamento de Estruturas e Fundações, 2003. Projeto de Estruturas Marítimas. (Notas de Aula) USP – São Paulo, SP, Brasil.

FAMBRINI, G. L, Camada pré-sal – uma nova era de descoberta, 2013.

KETZER, J. M, Conceitos básicos de geologia e opções de armazenamento, 2009.

MANSANO, R. B, 2004, Engenharia de perfuração e completação em poços de petróleo. (Apresentação de aula) UFSC – Florianópolis, SC, Brasil.

MANZATTO, L. M, 2011, *Análise dinâmica de colunas de perfuração de poços de petróleo usando controle de velocidade não-colocalizado*. Tese (Graduação em Engenharia Mecânica) USP – São Carlos, SP, Brasil.

MILANI, E. J, 2010, *Geologia do petróleo das bacias sedimentares brasileiras*, Rio de Janeiro, Brasil.

MORAIS, A. J. P, 2009, *Análise comparativa das propriedades dos fluidos de perfuração para poços de água e poços de petróleo*. Tese (Graduação em Engenharia Civil) UFS – São Cristóvão, SE, Brasil.

NEPOMUCENO, Francisco. Experiências da Petrobras no caminho do pré-sal. Rio Oil & Gas Conference, Rio de Janeiro. Setembro de 2008.

OPERAÇÕES COM CIMENTO NA COMPLETAÇÃO, Vicente, Ronaldo; Ferreira Rodrigues, Valdo; de Lima Garcia, José Eduardo; de Paula, José, Petrobrás, 1995 2ª edição.

PETROBRAS. Petróleo Brasileiro S.A. Destaques operacionais – Exploração e Produção – Custo de Extração. Fevereiro de 2008.

PLÁCIDO, J. C. R, 2009, Brocas de perfuração. (Apresentação em slides) Rio de Janeiro RJ, Brasil.

PLÁCIDO, J. C. R, 2009, Colunas de perfuração de poços de petróleo. (Apresentação em slides) Rio de Janeiro RJ, Brasil.

SALMAZO, E, 2013, *Modelagem matemática da evolução de domos salinos e sua influência na perfuração de poços de petróleo*. Tese (Pós-Graduação em Engenharia do Petróleo) UNICAMP – Campinas, SP, Brasil.

SILVA, F. H. R, 2007, Manual de perfuração de poços. Natal, RN, Brasil.

TEIXEIRA, F. E. S, 2011, *Implementação de um modelo em elementos finitos para a avaliação do comportamento geomecânico na estabilidade de poços de petróleo*. Tese (Pós-Graduação em Engenharia Civil) URFJ – Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

THOMAS, J. E, Fundamentos de engenharia de petróleo. 2 ed., Rio de Janeiro, 2004.