

VICTORIA SPINARDI CABRAL PAIVA

**ESTUDO DA CADEIA PETROLÍFERA NO BRASIL: UMA
CONTEXTUALIZAÇÃO DAS TENDÊNCIAS DA INDÚSTRIA NACIONAL E
DAS RELEVÂNCIAS DO PRH48**

Victoria Spinardi Cabral Paiva

Estudo da Cadeia Petrolífera no Brasil: uma Contextualização das Tendências da Indústria Nacional e das Relevâncias do PRH48.

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: M. Sc. Eng. Andreas Nascimento
Co-orientador: Prof. Dr. Mauro Pedro Peres

Guaratinguetá
2015

P149e

Paiva, Victoria Spinardi Cabral

Estudo da cadeia petrolífera no Brasil : uma contextualização das tendências da indústria nacional e das relevâncias do PRH48 / Victoria Spinardi Cabral Paiva – Guaratinguetá, 2015.

51 f : il.

Bibliografia: f. 50-51

Trabalho de Graduação em Engenharia Mecânica – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2015.

Orientador: Me. Andreas Nascimento

Coorientador: Prof. Dr. Mauro Pedro Peres

1. Petróleo – Prospecção 2. Indústria petrolífera - Brasil 3. Pré-sal

I. Título

CDU 622.323

VICTORIA SPINARDI CABRAL PAIVA


ESTE TRABALHO DE GRADUAÇÃO FOI JULGADO 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. Marcelo Sampaio Martins
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:


M. Sc. Eng. Andreas Nascimento
Orientador


Prof. Dr. Mauro Pedro Peres
Co-Orientador/UNESP-FEG


Prof. Dr. José Geraldo Trani Brandão
UNESP-FEG

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço à minha família e meus amigos,
ao meu orientador, M.Sc. Eng. Andreas Nascimento por sua orientação, dedicação e auxílio,
ao meu co-orientador, Prof. Dr. Mauro Peres, pela ajuda na conquista desse tema e por todo o suporte,
às funcionárias da Biblioteca do Campus de Guaratinguetá pela dedicação, presteza e principalmente pela vontade de ajudar,
ao Programa de Recursos Humanos (PRH) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), à Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), e ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) pelo apoio financeiro por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCTI.

RESUMO

Nos últimos anos, o setor de óleo e gás no Brasil teve uma significativa expansão, ganhando bastante relevância no contexto internacional, e sendo de fundamental importância para o desenvolvimento socioeconômico do Brasil. Porém, o setor ainda é limitado devido à insuficiência técnica. Esse trabalho tem como objetivo realizar um estudo atual, englobando toda a cadeia petrolífera, já que é possível fazer menções das atualidades do mercado brasileiro neste contexto. Para fundamentar esse estudo, foi apresentada a evolução histórica da indústria petrolífera no Brasil, e foram expostas as principais etapas do processo produtivo, com ênfase na exploração e produção.

Também foram abordadas as novas tecnologias desenvolvidas para extração em áreas profundas, como em regiões do pré-sal, e, ao final, evidenciou-se quais as relações deste mercado em expansão e quais as oportunidades do Programa de Recursos Humanos n. 48. Tal programa verifica as reais necessidades do mercado, além de identificar as áreas técnicas carentes, com o objetivo de capacitação e desenvolvimento de mão-de-obra qualificada, já que, em nível nacional, busca-se, também, a autossuficiência de recursos humanos para o setor.

PALAVRAS-CHAVE: Exploração. Prospecção de petróleo. Pré-Sal.

ABSTRACT

In the past few years, the Brazilian oil and gas sector had a considered growth, gaining enough relevance at international level, and being extremely important for the Brazilian socio-economic development. However, the sector is still limited due to technical deficiencies. This work aims to conduct a current study, comprehending the entire oil chain, since it is possible to mention the Brazilian market updates on this context. To support this study, the historical development of the Brazilian petroleum industry was presented and the main stages of the production process were exposed with an emphasis on exploration and production phases.

The new technologies developed for deepwater extractions, such as the pre-salt regions, were also discussed and, in the end, the relation of this growing market with the opportunities of the Human Resources Program of n. 48 was highlighted. This program identifies the market's actual needs and it's scarce's areas with the purpose of building capacity and qualified workforces, since it is also aimed, in a national level, a self-sufficient human resources for the sector.

KEYWORDS: Exploration. Petroleum prospection. Pre-Salt.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mapa Bouguer da Sub-bacia de Sergipe	14
Figura 2 – Esquema do processo de perfuração	17
Figura 3 – Métodos de Completação	19
Figura 4 – Plataforma Fixa da Garoupa operando na Bacia de Campos	20
Figura 5 – Plataforma Semi-submersível P-51	21
Figura 6 – Navio-sonda NS-09	22
Figura 7 – Plataforma autoelevável P-60	22
Figura 8 – Plataforma TLWP P-61	23
Figura 9 – FPSO P-63	23
Figura 10 – Sevan Piranema	24
Figura 11 – Poços perfurados, segundo o tipo em 2014	25
Figura 12 – Classificação dos poços de petróleo quanto ao percurso	26
Figura 13 – O Caminho da Gasolina	31
Figura 14 – Unidades de Refino e processamento	32
Figura 15 – Volume de petróleo refinado e capacidade de refino por refinaria	33
Figura 16 – Participação das refinarias no refino de petróleo em 2014	34
Figura 17 – Infraestrutura de produção e movimentação de petróleo e derivados	35
Figura 18 – Capacidade de armazenamento de petróleo por tipo	36
Figura 19 – Reservas provadas de petróleo por localização	38
Figura 20 – Reservas provadas de petróleo em terra e mar, por região	39
Figura 21 – Esquema Pré-sal	40
Figura 22 – Localização Pré-sal	41
Figura 23 – Produção de petróleo no pré-sal e pós-sal	44
Figura 24 – Bolsas Concedidas Pela ANP	45

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Quantidade e extensão de dutos em operação por função	36
--	----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

2D	Duas Dimensões
3D	Três Dimensões
AIE	Agência Internacional de Energia
ANM	Árvore de Natal Molhada
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	American Petroleum Institute
BOP	Blowout Preventer
CLC	Continuous on Line Control
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
FPSO	Floating Production Storage and Off-loading Unit
GLP	Gás liquefeito de petróleo
PRH	Programa de Recursos Humanos
NTT	Núcleo de Transferência de Tecnologia
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	OBJETIVOS	11
1.2	METODOLOGIA	12
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	12
2	TECNOLOGIA DE EXPLORAÇÃO PETROLÍFERA	13
2.1	DETERMINAÇÃO DAS FASES EXPLORATÓRIAS E DE PRODUÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO	13
2.1.1	Prospecção	13
2.1.2	Perfuração	15
2.1.3	Revestimento	17
2.1.4	Completação	18
2.2	CLASSIFICAÇÃO DAS PLATAFORMAS DE PETRÓLEO	19
2.3	CLASSIFICAÇÃO DOS POÇOS DE PETRÓLEO	24
2.4	CLASSIFICAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	26
2.5	CLASSIFICAÇÃO DOS FLUIDOS DE CIMENTAÇÃO	27
2.6	CLASSIFICAÇÃO DOS MÉTODOS DE PRODUÇÃO E DE ESTIMULAÇÃO DE POÇOS	28
2.7	REFINAMENTO E TRANSPORTE	30
3	PRÉ-SAL: FUNDAMENTOS E IMPACTOS INDÚSTRIA NACIONAL ...	37
3.1	O PETRÓLEO NO BRASIL	37
3.2	SURGIMENTO E FORMA DE EXTRAÇÃO DO PRÉ-SAL	39
3.3	OS DESAFIOS DA EXTRAÇÃO NA CAMADA PRÉ-SAL	41
3.4	A IMPORTÂNCIA DO PRÉ-SAL PARA O BRASIL	43
4	O PROGRAMA DE RECURSOS HUMANOS N.48	45
4.1	DEFINIÇÃO E IMPORTÂNCIA	45
4.2	OPORTUNIDADES	46
4.3	SETORES COM CARÊNCIA	47
5	CONCLUSÃO	53
	REFERÊNCIAS	49

1 INTRODUÇÃO

Durante séculos o petróleo vem comprovando sua supremacia estratégica no mundo, visto o seu alto potencial gerador. Assim, vem se desenvolvendo cada vez mais tecnologias para facilitar sua descoberta e prospecção.

O petróleo, no seu estado líquido, é uma substância escura, oleosa e inflamável. É composto por hidrocarbonetos que se originam da matéria orgânica decomposta através da ação de bactérias em ambientes com baixo nível de oxigênio. No decorrer de milhões de anos esse composto foi se acumulando no fundo dos oceanos e mares e, com a pressão causada pelos movimentos da crosta terrestre, foi se formando uma substância oleosa, hoje conhecida como petróleo (ANP, 2005).

Dentre todas as fases exploratórias de petróleo, a perfuração de poços é a mais dispendiosa, sendo, portanto, de máxima importância a busca pela sua eficiência e economia. A decisão de perfuração de um poço só é tomada após a realização de vários estudos exploratórios, geológicos e sísmicos, os quais têm por objetivo permitir o conhecimento real da geologia da região, tanto da superfície, quanto da subsuperfície. Assim, as perfurações se orientam para as áreas que têm as maiores possibilidades e probabilidade de conter acumulações de óleo e/ou gás e na busca de meios de se produzir com a maior eficiência e produtividade possível, resultando em uma evolução do processo de perfuração.

Subsequentemente, ao final da perfuração de um poço, pode-se ter ou não a completação final do mesmo, que nada mais é do que um conjunto de etapas realizadas no poço perfurado, visando transformá-lo em uma unidade produtiva ou produtora. Nestas etapas estão compreendidos, principalmente, os serviços de revestimento dos poços com a coluna de produção, cimentação, canhoneio e instalação de equipamentos de superfície de controle.

Mais adiante, com as etapas de perfuração e completação, tem-se uma necessidade de se determinar com precisão os fluidos utilizados nestas fases, como a lama de perfuração e os cimentos utilizados nos revestimentos. A lama, utilizada para controlar a pressão dos poços e influxos, é projetada para evitar qualquer acidente, contrabalançando a pressão natural dos fluidos da formação rochosa. O cimento é utilizado entre os revestimentos e o poço propriamente dito, e é muito importante para se garantir integridade do poço em termos de colapsos e eventos indesejados. Sendo assim, um dos avanços tecnológicos mais importantes são as análises destes fluidos e a determinação de cada qual, com objetivos de se ter um melhor desempenho, aumentando integridade e eficiência de operação, ao mesmo tempo em que tende a minimizar impactos nas formações rochosas e possibilidade de acidentes.

Em termos de escoamento da acumulação de óleo e gás, o revestimento, em conjunto com os dutos de produção, constituem, também, uma parcela expressiva do custo de operação, chegando a 20% do custo total em atividades no mar e até 50% em terra. Este revestimento é determinado de acordo com a pressão nas camadas geológicas perfuradas. Entre suas principais funções podem ser citadas: prevenir o colapso do poço, garantir que o petróleo chegue à superfície sem contaminar a água dos lençóis freáticos e promover meios de controle de pressão no poço. Já, o canhoneio, é o serviço em que a coluna de produção é perfurada por explosivos, deixando o reservatório em contato direto com a tubulação, permitindo assim seu fluxo ou escoamento até a superfície.

Na superfície, vários equipamentos são responsáveis pelo controle da produção do poço, que podem ser compreendidos também como um conjunto de válvulas. E, após o poço ser colocado em produção, pode vir a ser necessário uma intervenção da completação, avaliando-os novamente, restaurando a coluna de produção, estimulando a produção pela injeção de fluidos, utilizando-se métodos de auxílio à produção, também conhecidos como métodos de elevação artificial, ou decidindo pelo abandono do poço.

Uma melhor produtividade está sempre associada à excelência na técnica envolvendo baixos custos. Isto se aplica nos dias de hoje na indústria do petróleo, que necessita de sistemas que tenham um maior rendimento e eficácia na exploração, visto que, a cada dia, o petróleo torna-se um recurso natural mais escasso e precioso. Portanto, o desenvolvimento de novas tecnologias de estimulação de poços, bem como sua eficiência, têm sido bem vistos e muito estudados, sendo que, atualmente, algumas áreas de exploração antigas consideradas exauridas no século passado e que já haviam sido descartadas, têm sido reativadas para nova exploração.

Em todo este contexto é muito importante poder contextualizar o Programa de Recursos Humanos n. 48, uma vez que, seu objetivo é suprir a carência de mão de obra no setor. Assim, em face às necessidades da indústria, buscar-se-á fazer um paralelo entre as reais necessidades desta área, os reais objetivos do programa, e as possibilidades de apresentá-lo e desenvolvê-lo de forma a melhor moldá-lo às necessidades.

O presente trabalho visa abordar a exploração e extração de petróleo, assim como os desafios e ocorrências do pré-sal, o desenvolvimento da indústria nacional, e a parte de marketing e propaganda do próprio PRH48.

1.1 OBJETIVOS

Esse trabalho tem como objetivo apresentar a evolução histórica do petróleo no Brasil, estudando todas as etapas desde a exploração até o refinamento, identificando as novas tecnologias e principais regiões e localidades onde ocorre extração, o transporte e os locais onde é realizado o refinamento.

Tem ainda como objetivo analisar as principais carências do setor e verificar os objetivos e impactos do Programa de Recursos Humanos n. 48.

1.2 METODOLOGIA

Tendo como objetivo analisar o processo exploratório do petróleo e as descobertas do pré-sal, levando-se em conta as delimitações decorrentes deste tipo de pesquisa, o procedimento será de caráter meramente descritivo.

O estudo foi feito através de pesquisa documental e bibliográfica, por meio de livros, teses e artigos, bem como por meio digital, através de publicações no website da própria ANP entre outros, além de revistas especializadas, sendo possível, então, acumular e organizar as ideias importantes já produzidas pela ciência.

Foi realizado um levantamento histórico retratando a evolução do petróleo no Brasil, objetivando apontar as inovações no caráter exploratório e produtivo, com ênfase nos desafios de exploração do pré-sal.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

No Capítulo 1 é apresentado uma introdução ao assunto, os objetivos do trabalho, sua metodologia e estrutura.

No Capítulo 2 é mostrado a fundamentação teórica, contendo as principais informações de caráter exploratório e produtivo.

No Capítulo 3 é apresentado a evolução histórica do petróleo no Brasil, bem como os fundamentos do Pré-sal, suas principais áreas e desafios.

No Capítulo 4 é apresentado o Programa de Recursos Humanos n.48, assim como seus objetivos e sua importância.

Por fim, no Capítulo 5, são apresentadas as principais conclusões desse estudo.

2 TECNOLOGIA DE EXPLORAÇÃO PETROLÍFERA

2.1 DETERMINAÇÃO DAS FASES EXPLORATÓRIAS E DE PRODUÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

2.1.1 Prospecção

A indústria petrolífera é comumente dividida em três setores principais: upstream, midstream e downstream. O upstream engloba as atividades de exploração, perfuração e produção; o midstream são as atividades de refinamento, onde ocorre a transformação da matéria-prima; e o downstream faz referência à logística da produção, incluindo distribuição e transporte dos produtos da refinaria até o consumo.

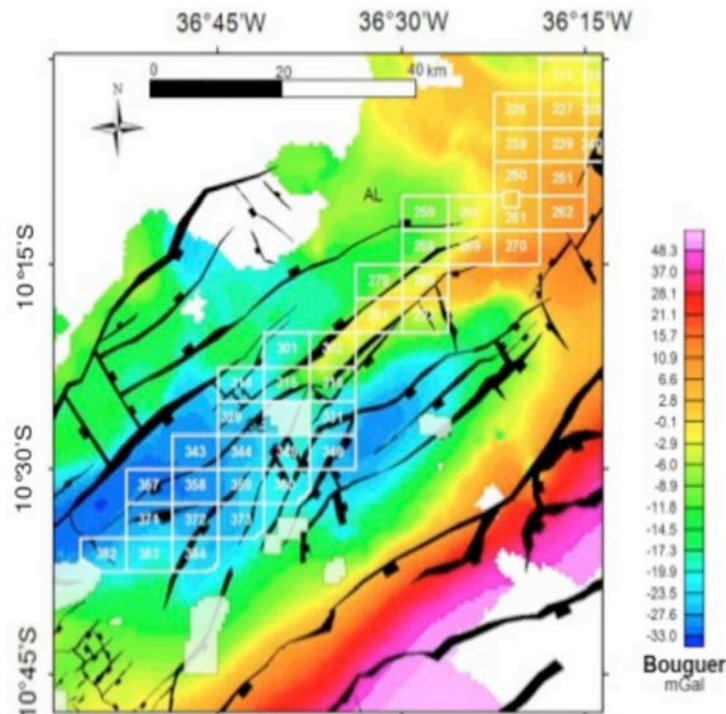
Atualmente um dos setores que tem registrado maior avanço tecnológico é o setor upstream, setor que envolve os maiores riscos. A primeira etapa deste setor consiste na prospecção. A prospecção visa localizar dentro de uma bacia sedimentar possíveis formações de hidrocarbonetos a partir de estudos geológicos e geofísicos, formulando, a partir de muitas variáveis, um programa de perfuração que apresenta segurança e custo mínimo. As prospecções realizadas em terra são denominadas onshore e as realizadas em águas, mares e oceanos, offshore.

Os métodos geológicos consistem em um estudo geológico, abrangendo a geologia da área, com o objetivo de mapear as rochas da superfície, permitindo conhecer e delimitar as bacias sedimentares e possíveis acúmulos de hidrocarbonetos. Nessa etapa também são utilizadas fotos aéreas, mais conhecidas como aerofotogrametria, ou imagens de radar e satélites, que possibilitam a construção de mapas de superfície.

A geologia da subsuperfície consiste no estudo de dados geológicos obtidos em um poço exploratório afim de determinar as características geológicas das rochas da subsuperfície.

Já, a geofísica, é o estudo da terra usando propriedades físicas. Dentro destes podemos citar a gravimetria, que realiza a medição da intensidade do campo magnético da Terra através de aparelhos conhecidos como magnetômetros. Através dessas medições é possível localizar rochas sedimentares, e pelo mapa gravimétrico é possível também estimar a profundidade e espessura da bacia sedimentar. O mapa gravimétrico é denominado mapa Bouguer após ser submetido a correções de latitude, topografia e marés. Os tons de azul representam maior espessura de sedimentos.

Figura 1 - Mapa Bouguer da Sub-bacia de Sergipe



Fonte: (ANP, 2008).

A magnetometria mede as variações na intensidade do campo magnético, podendo fornecer as mesmas informações obtidas pela gravimetria, porém a matemática envolvida é mais complexa.

O método mais empregado na indústria do petróleo é o método sísmico devido seu custo baixo e alta eficiência. Consiste em analisar a propagação de ondas sísmicas, geradas artificialmente, através das rochas da subsuperfície. As etapas de investigação do subsolo através do método sísmico se dá através de três etapas: aquisição de dados sísmicos, processamento dos dados adquiridos, afim de eliminar erros, e interpretação.

Com a evolução da tecnologia, hoje é possível realizar o levantamento sísmico 3D e 4D. Enquanto no 2D o levantamento era feito através de uma linha, no 3D é feito por um ponto, fornecendo melhores resultados. No levantamento 4D, a quarta dimensão é o tempo, ou seja, consiste em levantamentos 3D em intervalos regulares de tempo. Os levantamentos sísmicos 4D por terem melhor calibração, podem fornecer informações sobre a movimentação do óleo produzido em uma área assim como a variação da saturação de fluidos e pressão no decorrer da produção. Essa tecnologia já é usada no Pré-sal da Bacia de Santos e Campos, permitindo conhecimento da distribuição espacial do reservatório, resultando em melhores condições e possibilidades de produção.

Após a descoberta do petróleo é necessário analisar sua viabilidade econômica. Para isso são realizadas as perfurações de poços, testes de produção, testes de formação, coleta de amostras, etc.

Os testes de formação tem como objetivo definir em termos qualitativos e quantitativos o potencial de uma jazida e, para isso, compila diversas informações do poço obtidas durante a etapa de prospecção.

Para decidir se será executado um teste de formação, antes é analisado o perfil e determinado os intervalos de poço de interesse econômico. Caso não haja intervalos de interesse, o poço é abandonado.

A perfilagem é um levantamento completo dos perfis referentes ao poço. O perfil de um poço é uma imagem visual obtida através de ferramentas que descem no poço para captar informações referentes à profundidade e uma ou mais características ou propriedades das rochas perfuradas. Essas informações são armazenadas em arquivos digitais. Através da perfilagem é possível mapear o poço e fornecer as possíveis áreas de interesse a serem estudadas.

Então, é realizada a primeira perfuração do poço de petróleo, conhecido como pioneiro, como será mostrado adiante. Ao término da perfuração é realizada a perfilagem final, que fornece informações importantes, tais como o tipo de rocha, sua espessura, porosidade.

Durante o processo de perfuração há diversos indicativos da possibilidade de presença de petróleo, como a velocidade de perfuração, a detecção de gás, através de amostras de calha das rochas perfuradas, etc.

Quando a acumulação é confirmada, são realizadas outras perfurações para se determinar a extensão do poço e verificar se a extração é viável. Caso seja, será efetuada a completação do poço. Se a comercialidade não for comprovada ou for encerrada, todos os equipamentos são retirados, e o poço é então tamponado com cimento afim de selar o poço, evitando acidentes e agressões ao meio ambiente (CARDOSO, 2005).

2.1.2 Perfuração

Nas atividades de perfuração de poços de petróleo utilizam-se sondas de perfuração. Sondas são conjuntos de equipamentos complexos, cujos principais componentes são:

- Sistema de geração e transmissão de energia, como motores a diesel;
- Sistema de sustentação de cargas: sustenta a coluna de perfuração e os tubos, sendo constituído pela torre e subestrutura da base;
- Sistema de movimentação de carga, como o bloco de coroamento, que suporta todas as cargas transmitidas pelo cabo de perfuração;

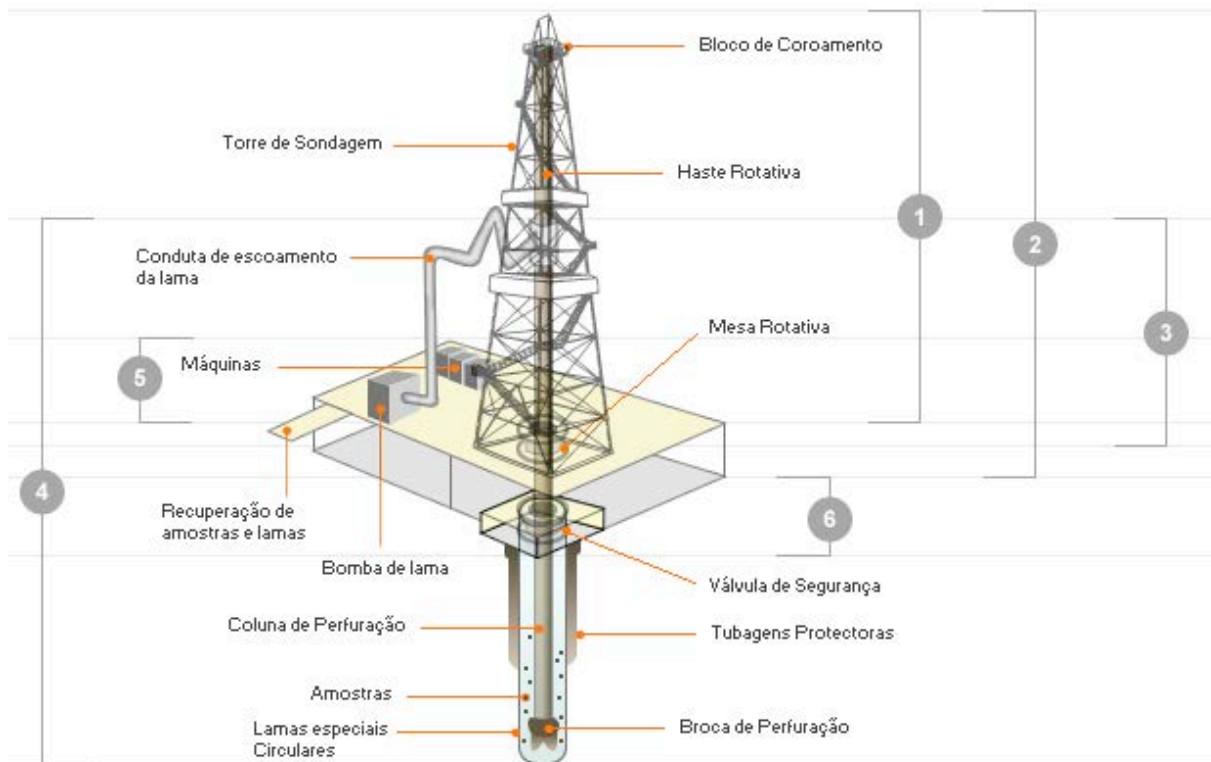
- Sistemas de rotação: induz a rotação da broca, e tem componentes como a mesa rotativa, que transmite rotação para a coluna de perfuração;
- Sistema de circulação de fluidos: permite o tratamento da lama de perfuração;
- Sistemas de monitoração, seja de pressão, velocidade, nível, etc.;
- Sistemas de segurança do poço: permite o controle do poço, sendo composto por Blowout Preventer (BOP), válvulas, linha de controle de poço (kill line), etc.

A perfuração rotativa consiste em descer, rotacionando, uma coluna de perfuração com broca de aço ligada na extremidade. O peso da coluna sobre a broca, em conjunto com a rotação, causa a fragmentação da rocha. Os fragmentos devem ser removidos, caso contrário, eles impedem a perfuração. Assim, é necessária a injeção de fluidos dentro da coluna de perfuração. Os fluidos passam pela broca e regressam pelo espaço anular entre as paredes de poço e a coluna de perfuração. A lama de perfuração, que contém os fragmentos de rochas, sobe para a superfície e vai para os tanques de lama onde esses fragmentos serão eliminados e, então, a lama é retornada para o fundo do poço (THOMAS, 2004).

A coluna de perfuração é substituída ao se atingir determinada profundidade por uma coluna de revestimento em aço de diâmetro inferior ao da broca. Então, é executada a cimentação entre as uniões dos tubos de revestimento. Finalmente, é instalado o BOP, para garantir a segurança do poço e prosseguir com o processo de perfuração. O BOP realiza testes de pressão para verificar se há vazamentos no conjunto e evita a ocorrência de fluxo indesejável de quaisquer fluidos para dentro do poço, ou seja, garante a vedação dos poços.

Esse processo se repete até se atingir a profundidade programada.

Figura 2 – Esquema do processo de perfuração



Fonte: (Galp Energia, 2014).

2.1.3 Revestimento

A coluna de revestimento tem a função de proteger e isolar o poço das formações superficiais, sendo constituída por tubos de aço especial. Cada fase da perfuração deve ser finalizada com uma coluna de revestimento. Elas podem ser classificadas como:

- Condutor: é o primeiro revestimento do poço, cujo objetivo é sustentar sedimentos superficiais não consolidados;
- Revestimento de superfície: tem o objetivo de proteger contra possíveis desmoronamentos e serve de apoio para os equipamentos de segurança de cabeça de poço;
- Revestimento intermediário: tem o objetivo de evitar contaminantes de lama, proteger perda de circulação, e contra desmoronamentos;
- Revestimento de produção: isola os intervalos produtores do poço, e permite sua produção;

- Liner: amplamente utilizado na exploração do pré-sal, principalmente devido seu baixo custo, versatilidade e rapidez de operação. Constitui de uma coluna curta de revestimento que cobre apenas a parte inferior do poço, deixando-o aberto.

2.1.4 Completação

A completção pode ser definida como o conjunto de operaões destinadas a equipar o poço para condições operantes, de forma segura e econmica. Primeiramente são instalados os equipamentos de superfície, como a cabeça de produção e o BOP, permitindo acesso ao interior do poço com segurança. Após a instalação dos mesmos ocorre o condicionamento do revestimento, que consiste na raspagem do interior do revestimento de produção, e a substituição do fluido dentro do revestimento por um fluido de completção. A qualidade da cimentação também deve ser avaliada, garantindo vedação hidráulica, que permite um excelente controle dos fluidos produzidos (THOMAS, 2004).

A completção pode ser de diferentes tipos:

1. Quanto ao posicionamento da cabeça do poço: em terra, a cabeça do poço fica na superfície, enquanto que no mar ela fica no fundo do mar, completando-se com árvore de natal molhada (ANM). A ANM é um conjunto de válvulas operadas remotamente, de forma a controlar o fluxo do poço.

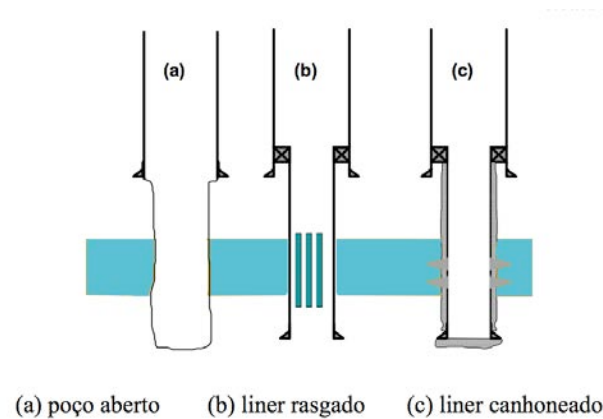
2. Quanto ao revestimento de produção: podem ser de três tipos:

a-) A poço aberto: só é utilizada em formaões sem risco de desmoronamento. Consiste em colocar o poço em produção com as zonas produtoras abertas, logo após o fim da perfuração. Se houver necessidade, posteriormente, pode ser convertido para outro método;

b-) Com liner rasgado ou canhoneado: após o final da perfuração, é descido o liner com fendas ou telas, como um filtro de areia;

c-) Com revestimento canhoneado: é o mais utilizado atualmente no Brasil. Após o final da perfuração é descido o revestimento de produção, que será canhoneado por intervalos de interesse, colocando o reservatório em comunicação com o interior do poço. O canhoneamento é realizado por cargas explosivas. Apresenta inúmeras vantagens, como o êxito das operaões, alta seletividade na produção e maior controle de formaões.

Figura 3: Métodos de Completação



Fonte: (THOMAS, 2004).

3. Quanto ao número de zonas explotadas: podem ser de dois tipos:

a-) Simples: composto por uma única tubulação metálica inserida no interior do revestimento de produção, permitindo a produção de modo controlado de uma zona de interesse;

b-) Seletiva: composto por uma única tubulação metálica que permite a produção de vários reservatórios seletivamente;

c-) Múltiplas: composto por uma ou mais colunas de produção inseridas no poço. Permite produzir ao mesmo tempo dois ou mais reservatórios diferentes.

Com o avanço da tecnologia, foi desenvolvido para o Pré-sal um método de completamento inteligente, de forma a permitir a monitoração em tempo real. Por possibilitar controlar a produção de petróleo em cada zona, otimizou a produção e garantiu maior recuperação de óleo no reservatório.

2.2 CLASSIFICAÇÃO DAS PLATAFORMAS DE PETRÓLEO:

Existem diversas unidades de perfuração marítima e produção que se diferenciam quanto ao tipo, tamanho e capacidade, podendo ser classificadas de várias formas, seja pela finalidade, mobilidade, tipo de ancoragem, etc.

A escolha de determinada unidade envolve diferentes requisitos técnicos, de segurança, econômicos e até governamentais; sendo sua utilização condicionada a alguns aspectos relevantes tais como a profundidade da lâmina d'água, relevo do solo, condições de mar, finalidade do poço e a melhor relação custo/benefício (CARDOSO, 2006).

Atualmente no Brasil são empregados, principalmente, os seguintes tipos:

a-) Plataforma fixa: como o nome indica, este tipo de equipamento está localizado em uma estrutura fixa previamente instalada no local. Geralmente são estruturas modulares de aço e essa estrutura fixa são estacas cravadas no fundo do mar. Foram as primeiras unidades a serem utilizadas e as que a Petrobrás tem em maior quantidade, mas são limitadas a águas rasas, em lâminas d'água de até 300 metros. São unidades de perfuração e produção usadas em operações de longa duração (Petrobras, 2015).

As unidades são projetadas para receberem todos os equipamentos de perfuração, acomodações, estocagem de materiais, equipamentos de salvamento e serviços auxiliares.

Devido ao alto custo compreendido entre o projeto, montagem e instalação; sua utilização é restrita a campos onde a exploração já foi comprovada.

Figura 4 – Plataforma Fixa da Garoupa operando na Bacia de Campos



Fonte: (PETROBRAS, 2015).

b-) Plataforma flutuante: com a descoberta do petróleo em altas profundidades, foi necessário o desenvolvimento de novas técnicas de exploração. Então, surgiram as plataformas flutuantes, que podem ser semi-submersíveis ou navios-sonda.

Por terem grande mobilidades são as preferidas para a perfuração de poços exploratórios, mas sofre movimentações de ondas, correntes e ventos por serem unidades flutuantes. Por causa do seu design, as semi-submersíveis são mais estáveis que os navios de perfuração, porém os navios podem carregar mais equipamentos, sendo os principais escolhidos para águas remotas.

- Plataforma semi-submersível: são unidades flutuantes usadas na perfuração de poços e na produção de petróleo, podendo atingir até 2000 metros de profundidade. São compostas por um ou mais conveses e são apoiadas por colunas sustentadas por flutuadores submersos, posicionadas por sistemas de ancoragem e de posicionamento dinâmico. Os flutuadores garantem a flutuabilidade da plataforma, por serem responsáveis pelo empuxo, além de minimizar a ação dos ventos e ondas. Já, as colunas, são responsáveis pela estabilidade da plataforma. São muito demandadas na perfuração de poços petrolíferos por ter boa mobilidade devido ao sistema de propulsão própria.

Figura 5 - Plataforma Semi-submersível P-51



Fonte: (PETROBRAS, 2015).

- Navio-sonda: É um navio que possui uma torre de perfuração no centro com uma abertura no casco, por onde desce a sonda até o local da perfuração. Tem alta mobilidade, pois são auto-propelidos, e tem um casco aerodinâmico. Seu posicionamento é feito por sensores acústicos, propulsores e computadores, que garantem estabilidade de forma a anular os efeitos dos ventos e das ondas. Tem apresentado vantagens logísticas nas operações. Um navio de perfuração é uma boa escolha para a perfuração de locais remotos. Por um lado, ele pode se mover a velocidades razoáveis sob o seu próprio poder. Em segundo lugar, seu casco em forma de navio pode transportar uma grande quantidade de equipamento e material necessário para a perfuração, não sendo necessário o reabastecimento frequente. Pode operar em águas ultraprofundas, alcançando mais de 2.000 metros de lâmina d'água.

Figura 6 - Navio-sonda NS-09



Fonte: (PETROBRAS, 2015).

c-) Plataforma auto-elevável: Também conhecidas como jackup, são compostas por uma balsa e três ou mais “pernas” extensíveis, de tamanhos variáveis. Essas pernas são acionadas de modo mecânico ou hidráulico, e atingem o fundo do mar dando apoio para a estrutura. Então, se inicia a elevação da plataforma a uma altura segura para operação.

É móvel, podendo ser removida para outras localizações facilmente através de propulsão própria ou por meio de rebocadores, mas também apresenta grande estabilidade. É usada para perfurações águas rasas, em profundidades de até 150 metros. Estatisticamente, é a unidade de perfuração marítima que tem sofrido maior número de acidentes, visto que as operações de elevação e abaixamento sofrem grande influência das condições climáticas (THOMAS, 2004).

Figura 7 - Plataforma autoelevável P-60



Fonte: (PETROBRAS, 2015).

d-) Plataforma tension leg: são unidades utilizadas tanto para produção, quanto para perfuração de petróleo. As colunas ficam ancoradas no fundo do mar por meio de cabos tubulares, garantindo boa estabilidade e permitindo o uso no desenvolvimentos de campos. Usadas em até 1500 metros de profundidade.

Figura 8 - Plataforma TLWP P-61.



Fonte: (PETROBRAS, 2015).

e-) FPSO (Floating Production Storage Offloading Unit): São unidades flutuantes capazes de produzir, armazenar e descarregar petróleo. O óleo é escoado por navios-aliviadores que descarregam nos terminais e o gás por meio de dutos. Possuem grande mobilidade e são usados principalmente em locais mais isolados, com pouca estrutura para a instalação de outro tipo de plataforma. Muito importante para a produção em águas profundas e ultraprofundas. Foram criados a partir da conversão de navios petroleiros de grande porte, com a instalação de módulos de processamento no convés, garantindo a configuração de unidade de produção.

Figura 9 – FPSO P-63



Fonte: (PETROBRAS, 2015).

f-) FPSO Monocoluna: é muito similar ao FPSO, porém seu casco tem formato cilíndrico, reduzindo o movimento da estrutura pela ação dos ventos, garantindo maior estabilidade. Devido à simetria da estrutura, sua construção é mais rápida e barata. A primeira plataforma no mundo com essas características foi usada em 2007 em Piranema, SE pela Petrobras (PETROBAS, 2015).

Figura 10 - Sevan Piranema



Fonte: (PETROBRAS, 2015).

2.3 CLASSIFICAÇÃO DOS POÇOS DE PETRÓLEO:

O poço de petróleo liga a jazida petrolífera com a superfície, e é de extrema importância identificá-lo e reunir informações sobre o mesmo. No Brasil são usadas siglas para identificar os diferentes poços, facilitando sua identificação para os diversos profissionais do setor. Pode-se classificar os poços de várias maneiras, mas a ANP classifica como:

1. Quanto a finalidade: um poço dependendo de sua finalidade pode ser:

1.1 Exploração: são aqueles que visam a descoberta de novos campos de petróleo, e são divididos em:

a-) Pioneiros (wildcat): são perfurados com o objetivo de descobrir novos poços, baseados em indicadores obtidos por métodos geológicos e/ou geofísicos, afim de mapear e determinar os limites de um campo;

b-) Estratigráficos: são perfurados visando obter dados sobre disposição sequencial das rochas de subsuperfície e dados gerais sobre a bacia;

c-) De Extensão: visa delimitar a acumulação de petróleo;

d-) Pioneiro Adjacente: são perfurados com o objetivo de testar ocorrências em jazidas adjacentes;

e-) Jazidas mais Rasas: são perfurados com o objetivo de descobrir jazidas mais rasas;

f-) Jazidas mais Profundas: são perfurados com o objetivo de descobrir jazidas mais profundas.

1.2 Exploração: são usados para extrair o óleo do reservatório, e podem ser:

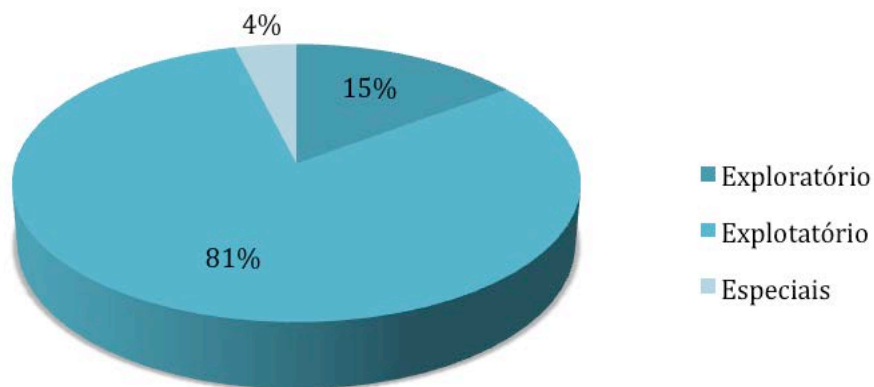
a-) De injeção: para injetar água ou gás no reservatório para melhorar recuperação, além de outros fins como apagar um incêndio;

b-) De produção: para produzir os hidrocarbonetos, com esse poço que é realizada a drenagem de petróleo;

c-) Especiais: são todos os outros tipos de poço, ou seja, aqueles que são perfurados sem o objetivo de descobrir ou produzir petróleo. Um exemplo são os poços para produção de água.

No gráfico abaixo, observa-se que a maior parte das perfurações, no Brasil, foi em poços exploratórios, ou seja, para extração de óleo.

Figura 11 - Poços perfurados em 2014, segundo o tipo



Fonte: (ANP, 2014).

Há ainda outras classificações dos poços de petróleo:

2. Quanto ao percurso: São vários fatores que influenciam a direção do poço, e a escolha do percurso dependerá de critérios técnicos específicos, podendo ser classificados como:

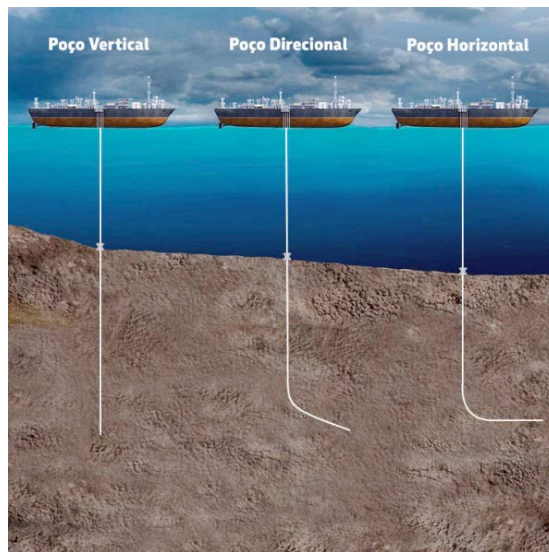
a-) Poço vertical: quando a sonda e o alvo a ser atingido estão situados na mesma direção;

b-) Poço direcional: quando a sonda e o alvo não se situam na mesma reta vertical;

c-) Poço multilateral: é um único poço com galhos radiais em diferentes direções;

d-) Poço horizontal: são poços que atingem ângulos da perfuração e posicionamento de equipamentos próximos de 90° em relação à vertical. Garantem maior aproveitamento do petróleo.

Figura 12 – Classificação dos poços de petróleo quanto ao percurso



Fonte: (Petrobras, 2015).

2.4 CLASSIFICAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO:

Durante a perfuração de um poço de petróleo são empregados fluidos de perfuração, também conhecidos como lamas de perfuração. As lamas de perfuração são constituídas por misturas de diferentes produtos químicos, líquidos, sólidos e até gases (THOMAS, 2004).

Esses fluidos são bombeados a partir da superfície, através da coluna de perfuração, retornando pelo espaço anular existente entre a coluna de perfuração e as paredes do poço.

Um fluido de perfuração adequadamente concebido executa várias funções essenciais durante a construção de poços:

- Limpa o furo perfurado através do transporte de cascalhos para a superfície, onde podem ser mecanicamente removidos do fluido, antes da sua recirculação;
- Exerce pressão hidrostática de controle de pressão dos fluidos, estabilizando as paredes e minimizando riscos;
- Arrefece e lubrifica a coluna de perfuração;
- Fornece informações sobre o poço.

O custo médio dos fluidos de perfuração é de 10% do total dos custos de construção de poços, e se corretamente empregado pode contribuir para a contenção de custos durante toda a operação de perfuração, aumentando a taxa de penetração, protegendo o reservatório e minimizando a potencial perda durante a circulação (MITCHELL, 2006).

Os fluidos de perfuração podem ser classificados em função de sua composição, podendo ser classificados em fluidos à base de água, fluidos à base de óleo e fluidos à base de ar ou de gás (THOMAS, 2004).

1-) Fluidos à base de água: tem como principal função prover um meio de dispersão para materiais como argilas e polímeros, que limitam o escoamento e a viscosidade, afim de fornecer boa taxa de remoção de cascalhos;

2-) Fluidos à base de óleo: são usados quando a fase contínua ou dispersante é constituída por uma fase óleo;

3-) Fluidos à base de ar: são usados quando o ar ou o gás, é usado como fluido circulante na perfuração rotativa.

Depois da descida da coluna de revestimento, deve-se fixar a tubulação de modo a evitar que haja migração de fluidos. Assim, o espaço anular entre a tubulação de revestimento e as paredes do poço é preenchida através do bombeamento de uma pasta de cimento e água, combatendo infiltrações de água que podem levar a perda do poço de petróleo e garantindo a integridade estrutural do poço (THOMAS, 2004).

2.5 CLASSIFICAÇÃO DOS FLUIDOS DE CIMENTAÇÃO:

As duas principais funções do processo de cimentação são restringir o movimento de fluidos entre as formações e unir e apoiar o invólucro (MITCHELL, 2006).

O processo de cimentação pode ser dividido em:

1-) Cimentação primária: é a cimentação principal. É executada depois da descida da coluna de revestimento no poço. Tem como principal objetivo fornecer isolamento zonal;

2-) Cimentação secundária: destina-se a corrigir a cimentação primária, quando há necessidade.

A cimentação ainda ajuda a proteger o revestimento contra a corrosão e prevenir explosões, por constituir-se de uma vedação e proteger o invólucro de choque por cargas na perfuração profunda. O cimento é ainda utilizado para a execução de tampões para o abandono do poço.

Quase todos os cimentos de perfuração são cimento Portland, uma mistura de calcário e argila. Esse cimento é usado em poços porque pode ser bombeado facilmente e endurece rapidamente, mesmo embaixo d'água. Cimentos Portland podem ser modificados dependendo das matérias-primas utilizadas e o processo utilizado para combiná-los.

A API classificou os cimentos Portland usados na indústria do petróleo em classes de A a J, diferenciadas pelas condições de uso, como temperatura e profundidade dos poços:

Classe A: Este produto é destinado a ser utilizado quando as propriedades especiais não são necessários. Para uso em poços de até 1830m.

Classe B: Este produto é para uso quando as condições exigem resistência moderada a alta aos sulfato. Para uso em poços de até 1830m.

Classe C: Este produto é para uso quando as condições exigem alta resistência inicial. Para uso em poços de até 1830m.

Classe D: Este produto é para uso sob condições de temperatura moderadamente elevadas e altas pressões. Para uso em poços de 1830m até 3050m

Classe E: Este produto é para uso sob condições de pressão e temperatura elevadas. Para uso em poços de 1830m até 4720m.

Classe F: Este produto é para sob condições extremamente altas de pressão e temperatura. Para uso em poços de 3050m até 4880m.

Classe G. Nenhum outro aditivo, além de sulfato de cálcio ou água, ou ambos. Para uso em poços de até 2440m.

Classe H. Nenhum outro aditivo, além de sulfato de cálcio ou água, ou ambos. Para uso em poços de até 2440m.

Classe J: Este produto é para uso sob condições de pressão e temperaturas extremamente elevadas. Para uso em poços de 3060m até 4880m.

2.6 CLASSIFICAÇÃO DOS MÉTODOS DE PRODUÇÃO E DE ESTIMULAÇÃO DE POÇOS:

Para que haja produção de um poço, é necessário que o espaço poroso, ocupado pelo óleo, seja substituído por outro material. Dessa forma, a produção ocorre devido à descompressão dos fluidos no reservatório e o deslocamento do mesmo por outro fluido.

Para que isso ocorra há três mecanismos distintos. O primeiro é o mecanismo de gás em solução. É aplicado quando o reservatório de óleo está em local isolado e conforme sua pressão reduz durante a produção, os fluidos se expandem, logo a vazão e a produção aumentam. Quando a pressão reduz até a pressão de saturação do óleo, as frações mais leves se vaporizam. Assim, é necessário aplicar o mecanismo de gás em solução. A recuperação do reservatório por meio desse mecanismo é baixo, sendo inferior a 20% do volume original da jazida.

Outro mecanismo utilizado é o de capa de gás. É empregado quando o reservatório apresenta as fases líquido e vapor em equilíbrio. É denominado capa de gás pois o vapor, por ser menos denso que o líquido, se acumula nas partes mais elevadas, formando uma espécie de capa. O mecanismo consiste em colocar para produção apenas a zona de óleo, de modo que, a redução na pressão resultante da produção, permite que o gás se expanda. Espera-se recuperações entre 20% e 30% do óleo com a utilização desse mecanismo.

Caso o reservatório esteja em contato direto com uma acumulação de água, é usado o mecanismo de influxo de água. Com a redução da pressão causada pela produção de óleo, a água se expande de forma que desloca o óleo para os poços de produção. O fator de recuperação é geralmente em torno de 30 a 40%, sendo mais alto que os demais fatores obtidos pelos outros mecanismos (THOMAS, 2014).

Manutenção da produção é o conjunto de operações realizadas no poço, após sua completação inicial, visando corrigir problemas de modo a permitir que a produção de fluidos retorne ao nível normal operacional. As principais causas geradoras de intervenção são:

- baixa produtividade;
- produção excessiva de gás;
- produção excessiva de água;
- produção de areia;
- falhas mecânicas na coluna de produção ou revestimento.

Quando é necessário aumentar a produtividade de um poço, faz-se o uso de métodos de estimulação de poços. Dentro destes métodos, pode-se destacar o fraturamento hidráulico, que consiste na injeção de um fluido a alta pressão e vazão, causando a criação de uma fratura de ruptura na rocha, juntamente com um material granular, de modo a deixar a fratura da rocha aberta, criando assim um caminho de alta condutividade, facilitando o fluxo dos fluidos, logo, aumentando a produtividade.

Outro método de destaque é a acidificação da matriz, que consiste na injeção de uma substância ácida no poço, aumentando a permeabilidade de formação ao redor do poço e melhorando assim o fluxo, logo, a produtividade.

As duas técnicas, fraturamento hidráulico e acidificação de matriz, quando usadas em conjunto, caracterizam-se como os mais eficazes métodos de estimulação de poços empregados na indústria petrolífera (GOMES, 2011).

Sabe-se, ainda, que para o petróleo alcançar a superfície, é necessária uma pressão mínima no reservatório, capaz de vencer toda e qualquer resistência resultante dos canais porosos. Quando esta pressão é suficiente, ocorre a denominada elevação natural.

Devido ao fato do petróleo surgir na superfície, os poços que produzem por elevação natural são denominados surgentes. Porém, nem todos os poços contêm essa pressão, sendo necessárias técnicas de elevação artificial, que com o auxílio de equipamentos aumentam o diferencial de pressão e, logo, a vazão do reservatório.

Dentro dos métodos de elevação artificial, pode-se destacar o por injeção de água e/ou gás lift, que consiste na utilização de gás comprimido para a emersão do petróleo, tendo um custo relativamente baixo.

Outro método comumente utilizado é o por bombeio centrífugo submerso, que consiste na utilização de uma bomba centrífuga de múltiplos estágios; e o de bombeio mecânico, também conhecido como “cavalos de pau”, que através do movimento rotativo de um motor em movimento alternativo, aciona uma bomba que eleva os fluido para a superfície.

2.7 REFINAMENTO E TRANSPORTE

O petróleo, ao ser extraído, conta com a presença de inúmeras impurezas, tais como sedimentos, água e sais. Essas impurezas acarretam em corrosão e acúmulo de sólidos nas tubulações, prejudicam o transporte do petróleo até a refinaria, além de serem nocivas aos equipamentos.

Afim de evitar isso, é realizado um tratamento primário composto por decantação simples e desidratação nos próprios campos de produção.

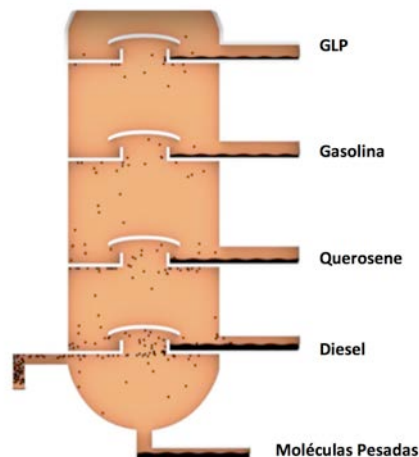
Através da decantação, as fases são separadas de acordo com as densidades. Já, na desidratação, é adicionada uma substância desmulsificante que permite retirar o máximo de água.

Após estes procedimentos, o petróleo é enviado às refinarias, devendo respeitar as especificações, que exigem máximo de 1% de água e sedimentos.

Nas refinarias, o petróleo bruto, ou seja, o petróleo da forma como sai do poço, é transformado em produtos essenciais para o cotidiano, tais como diesel, gasolina, nafta, querosene de aviação, gás liquefeito de petróleo, lubrificantes, entre outras substâncias que servem de matéria prima para diversos outros produtos.

Primeiramente, ocorre o processo de destilação, que consiste em eliminar impurezas e separar os hidrocarbonetos através da diferença de densidade; separando os óleos mais leves, como nafta e gasolina, e o mais pesados, como combustível.

Figura 13 – O caminho da Gasolina



Fonte: (PETROBRAS, 2015).

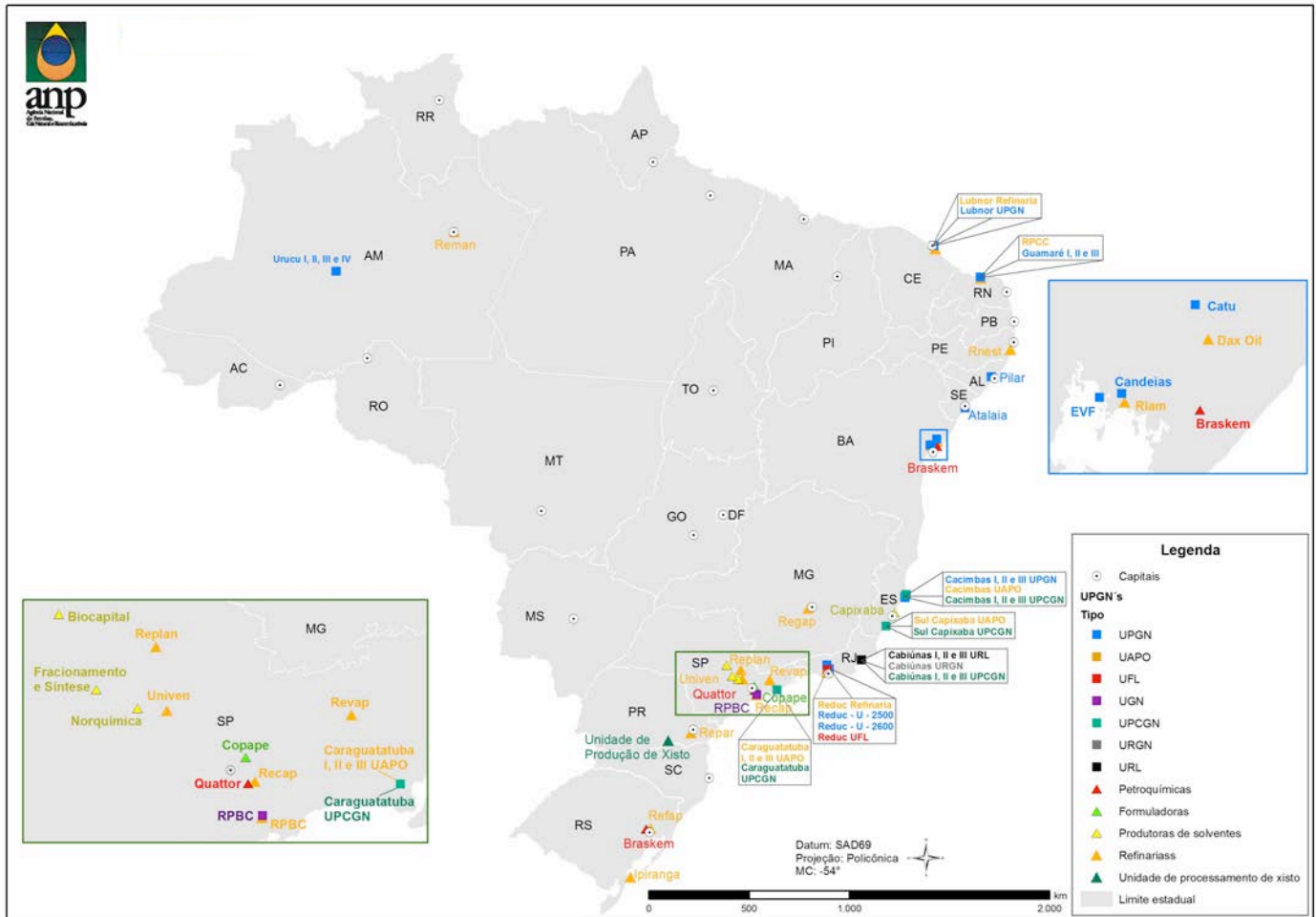
Essa separação dos derivados de petróleo ocorre através do aquecimento do óleo em altas temperaturas até evaporar. Esse vapor, ao resfriar-se em diferentes níveis, volta ao estado líquido. Em cada nível há um recipiente que coleta o subproduto do petróleo produzido naquele nível.

Então ocorre o processo de conversão, que transforma as partes mais pesadas e de menor valor, em moléculas menores, logo, mais nobres e de maior valor. A conversão tem como objetivo aumentar o aproveitamento do petróleo.

A seguir, o petróleo é submetido a diferentes tratamentos, como o de remoção de enxofre, para adequar os derivados à qualidade exigida. Ao final da refinação, o petróleo é transportado pronto para ser comercializado.

No mapa abaixo são identificadas as refinarias do Brasil:

Figura 14 – Unidades de Refino e processamento



Fonte: (ANP, 2014).

As refinarias são:

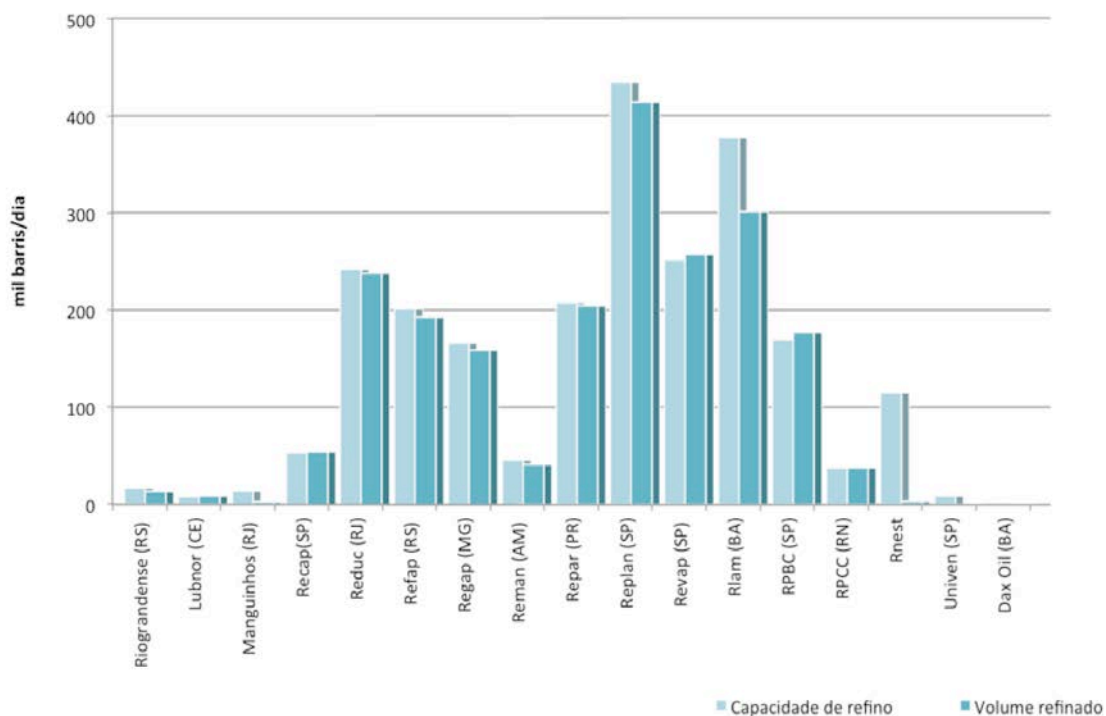
- Refinaria de Manaus (REMAN) – Manaus, AM
- Refinaria Lubrificante e Derivados do Nordeste (LUBNOR) – Fortaleza, CE
- Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC) - Guamaré, RN
- Refinaria Abreu e Lima (RNEST) – Ipojuca, PE
- DAX Oil Refino SA – Camaçari, BA
- Refinaria Landulpho Alves (RLAM) – Mataripe, BA
- Refinaria Gabriel Passos (REGAP) – Betim, MG
- Refinaria Duque de Caxias (REDUC) – Campos Elíseos, RJ
- Refinaria de Manguinhos - Rio de Janeiro, RJ
- Refinaria Henrique Lage (REVAP) – São Jose dos Campos, SP

- Refinaria de Paulínia (REPLAN) – Paulínia, SP
- Univen Refinaria de Petróleo (UNIVEN) – Itupeva, SP
- Refinaria de Capuava (RECAP) – Mauá, SP
- Refinaria Presidente Bernardes (RPBC) – Cubatão, SP
- Unidade de Industrialização de Xisto (SIX) – São Mateus do Sul, PR
- Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR) – Araucária, PR
- Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP) – Canoas, RS
- Refinaria de Petróleo Ipiranga – Rio Grande, RS

Dessas refinarias, apenas Manguinhos , Riograndense, Univen e Dax Oil são refinarias privadas.

O gráfico abaixo apresenta o volume de petróleo refinado e a capacidade máxima de refino, por refinaria:

Figura 15 – Volume de petróleo refinado e capacidade de refino, segundo refinarias

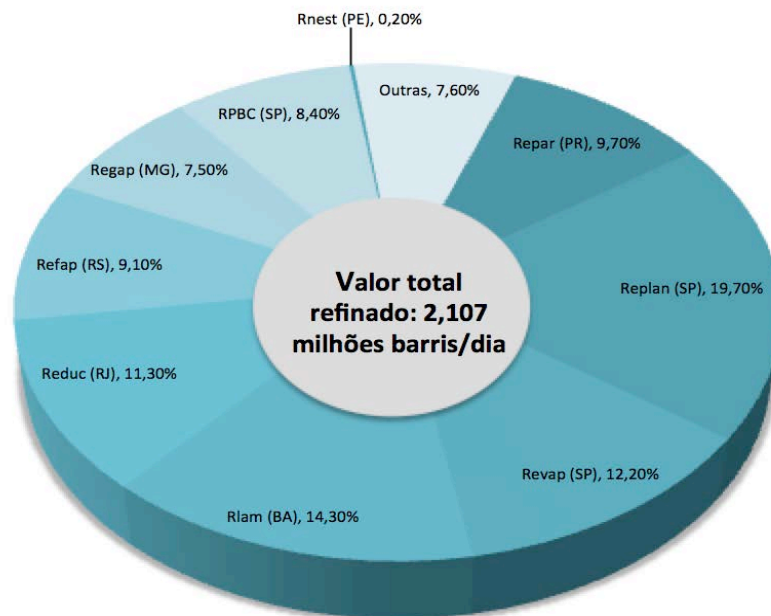


Fonte: (ANP, 2014).

Pode-se observar que a maioria das refinarias estão com pouca capacidade ociosa, fato que pode ser explicado devido às novas descobertas do petróleo no pré-sal, e o aumento crescente na produção e demanda.

O gráfico abaixo salienta a participação das refinarias na produção total de petróleo em 2014:

Figura 16 – Participação das refinarias no refino de petróleo em 2014



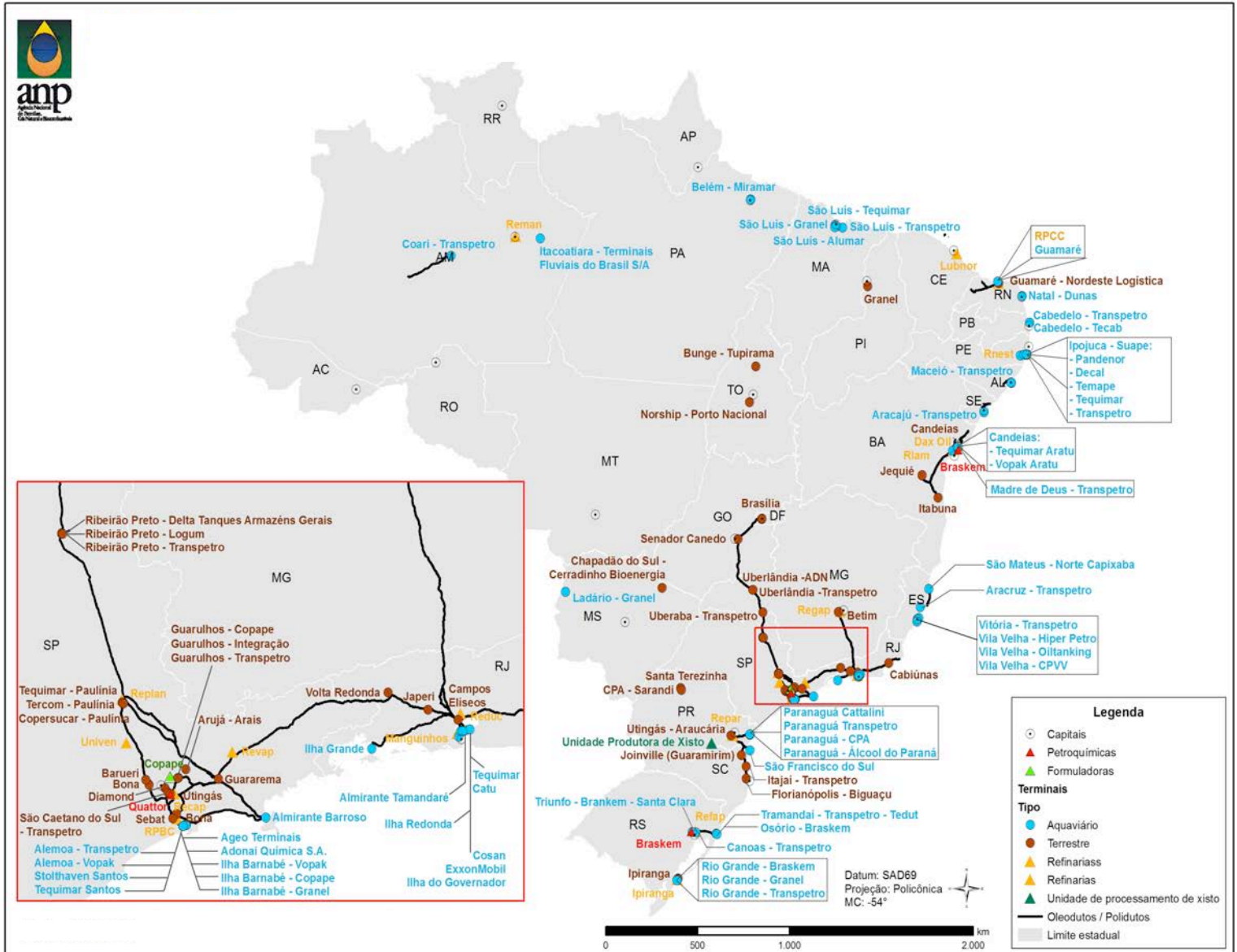
Fonte: (ANP, 2014).

A refinaria de Paulínia – Replan, no estado de São Paulo, foi responsável em 2014 por 19,7% do volume total processado no país. Observa-se que grande parte do refino se concentra na região Sudeste, região também com maior demanda.

Após o refinamento, o produto deve ser distribuído para os diferentes clientes dos diferentes setores: agropecuária, aviação, termelétrica, automobilística e diversos outros. No trajeto do petróleo do poço ao posto, há diversos oleodutos e terminais marítimos e terrestres. Através deles o óleo chega até as refinarias e ajudam na hora de escoar a produção (PETROBAS, 2015).

No mapa abaixo são destacados os terminais aquaviários e terrestres, e os oleodutos do Brasil:

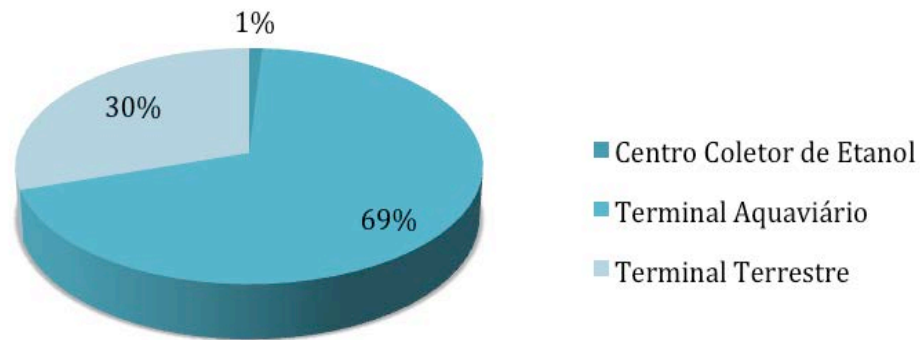
Figura 17 – Infraestrutura de produção e movimentação de petróleo e derivados



Fonte: (ANP, 2014).

O Brasil conta com 108 terminais autorizados. Desses, nove são centros coletores de etanol, 56 são terminais aquaviários e 43 são terminais terrestres. Os terminais aquaviários concentram a maior parte da capacidade de armazenamento, como mostrado no gráfico abaixo:

Figura 18 – Capacidade de armazenamento de petróleo por tipo



Fonte: (ANP, 2014).

Os terminais aquaviários no Sul do país tem ganhado cada vez mais eficiência e confiabilidade após a instalação de monoboias. Essas funcionam como um terminal flutuante para operações de carregamento e descarregamento de petróleo, de forma a garantir maior precisão nas operações de transferência e também auxilia na prevenção de acidentes.

O Brasil conta com 601 dutos destinados a movimentação de petróleo, gás natural, derivados e outros produtos, totalizando 19.709 km de extensão, conforme mostra a tabela abaixo:

Tabela 1 – Quantidade e extensão de dutos em operação por função

Produtos movimentados	Dutos em operação		
	Função	Quantidade	Extensão (km)
Total		601	19.709
Derivados	Transferência	324	1.157
	Transporte	98	4.794
Gás natural	Transferência	63	2.274
	Transporte	47	9.422
Petróleo	Transferência	32	1.985
Outros ¹	Transferência	32	37
	Transporte	5	40

Fonte: (ANP, 2014).

Os dutos destinados a transferência de transporte também estão destacados na figura 17.

3 PRÉ-SAL: FUNDAMENTOS E IMPACTOS NA INDÚSTRIA NACIONAL

3.1 O PETRÓLEO NO BRASIL

Os primeiros relatos de petróleo no Brasil se deram na Bahia no ano de 1858, período imperial, por meio de decreto assinado pelo Marquês de Olinda, garantindo a José Barros de Pimentel o direito de extração de mineral betuminoso em terrenos as margens do Rio Marau - BA.

Em 1933 foi criado o Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM), que juntamente com o governo do Estado de São Paulo, investiram em desenvolvimento e pesquisa.

Em 1938, a discussão oriunda de possíveis descoberta possibilitou a criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), que tinha o intuito de regular e estruturar a exploração do petróleo. Apesar das diversas tentativas de perfuração de poços ao longo dos anos, somente em 1939, nos arredores de Lobato-BA, que o engenheiro agrônomo Manoel Inácio de Bastos teve êxito (SOUSA, 2013).

Essa descoberta incentivou o CNP a dar continuidade às pesquisas na região do Recôncavo Baiano, até que em 1941 foi descoberto o primeiro poço de exploração comercial em Candeias-BA, permitindo ao governo avançar na prospecção de petróleo no país. Após a promulgação da Constituição de 1946, que permitia a participação do capital estrangeiro nas atividades de exploração mineral, os nacionalistas deram origem à campanha “O Petróleo é Nosso!”.

Assim, em 1953 foi oficializado o monopólio estatal sobre a atividade petrolífera com a criação da empresa estatal “Petróleo Brasileiro S.A.”, mais conhecida como PETROBRAS, dando partida decisiva nas pesquisas no setor.

Desde sua criação, a PETROBRAS avançou na descoberta de novas reservas ao redor do país, investindo na capacitação técnica e na ampliação do parque de refino, visando reduzir custos com importação de derivados (CARDOSO, 2005).

Na década de 70 foram descobertas a província petrolífera da Bacia de Campos, RJ, através do campo Garoupa, e petróleo na plataforma continental do Rio Grande do Norte, através do Campo de Ubarana (THOMAS, 2004).

Em meados da década de 80 foram descobertos os grandes campos de Marlim e Albacora na Bacia de Campos, significando potencial avanço na exploração de águas profundas, o que levou a PETROBRAS a ser a campeã em perfuração em águas ultraprofundas.

Na década de 90 tiveram outras grandes descobertas, como os campos enormes de Roncador e Barracuda na Bacia de Campos, estado do Rio de Janeiro.

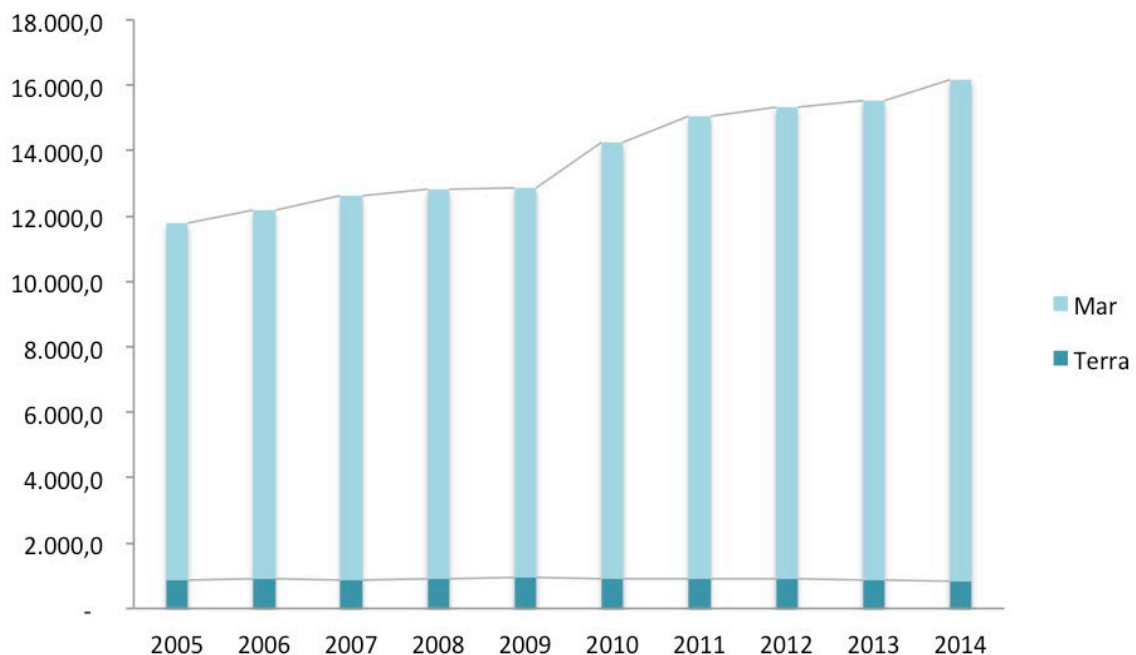
No decorrer dos anos, o monopólio não resistiu as pressões externas e acabou por abrir o mercado de exploração das reservas de petróleo. Assim, a partir de 1995, o Brasil contou com a presença de outras empresas concorrentes no setor petrolífero.

Em 2003 foram descobertas outras bacias no país, possibilitando a produção de suprir mais de 90% da demanda no Brasil. Em 2006 esse volume atingiu patamares ainda maiores, conseguindo, pela primeira vez, superar a demanda total, ainda que temporariamente.

Em 2006 foi anunciada a descoberta de um novo campo de exploração petrolífera: o pré-sal, localizado no campo de Lula (bacia de Campos), porém o primeiro óleo originário do pré-sal foi extraído apenas em 2008, no campo de Jubarte (Bacia de Campos).

Esse significativo aumento na produção de petróleo no Brasil pode ser mostrado no gráfico abaixo:

Figura 19 – Reservas provadas de petróleo por localização (terra e mar)



Fonte: (ANP, 2014).

Como pode ser observado no gráfico acima, as reservas provadas em terra se mantiveram constantes, enquanto pode se observar um aumento significativo ao longo do ano para as reservas em mar. Esse aumento pode ser justificado pela descoberta da camada Pré-sal.

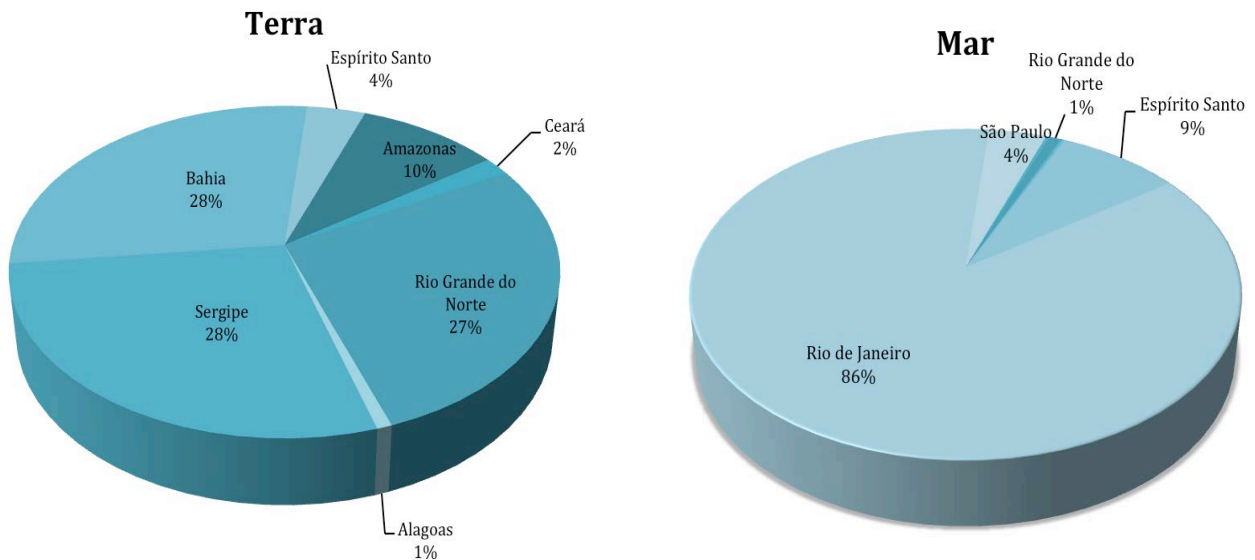
A produção de petróleo no Brasil tem grande destaque em algumas bacias. A mais importante é a Bacia de Campos, sendo a maior bacia brasileira. Sua região se entende ao longo do Rio de Janeiro e Espírito Santo e é responsável por grande parte da produção nacional. Outra bacia

que merece destaque é a Bacia de Santos. É nela que se encontra a camada pré-sal. Sua extensão vai do Rio de Janeiro até o norte de Santa Catarina.

A Bacia de Potiguar é a maior produtora onshore do país. Ocupa grande parte do Rio Grande do Norte e parte do Ceará. Já a bacia do Recôncavo Baiano foi a primeira a ser explorada no Brasil (desde a década de 1950). Localiza-se ao longo do estado da Bahia e suas reservas são onshore.

Abaixo são representadas as reservas de petróleo por estado no Brasil em terra e mar:

Figura 20 - Reservas provadas de petróleo em terra e mar, por região

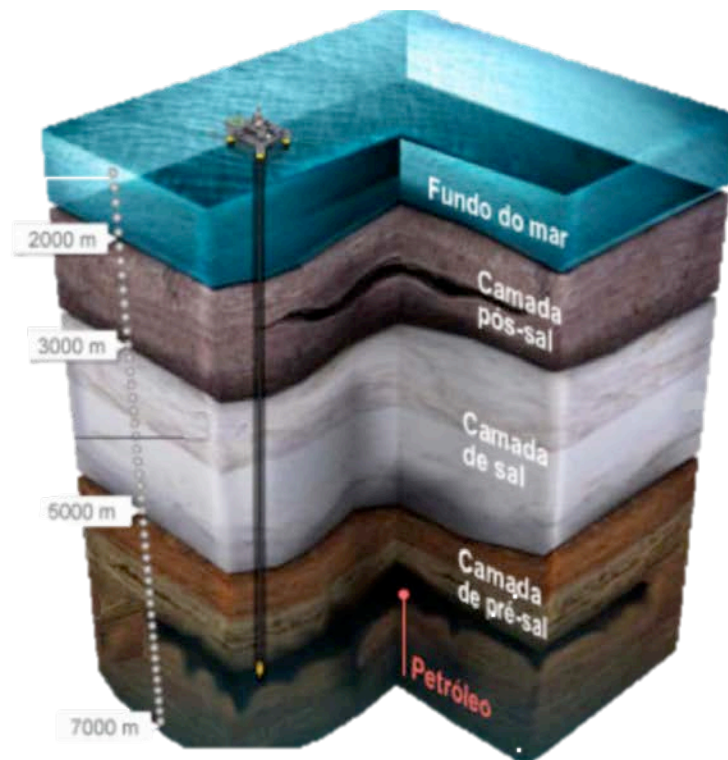


Fonte: (ANP, 2014).

3.2 SURGIMENTO E FORMA DE EXTRAÇÃO DO PRÉ-SAL

A camada pré-sal é um enorme reservatório de hidrocarbonetos localizado abaixo das camadas de sal, estando cerca de 5 a 7 mil metros abaixo do nível do mar, como mostrado na figura abaixo:

Figura 21 – Esquema Pré-sal

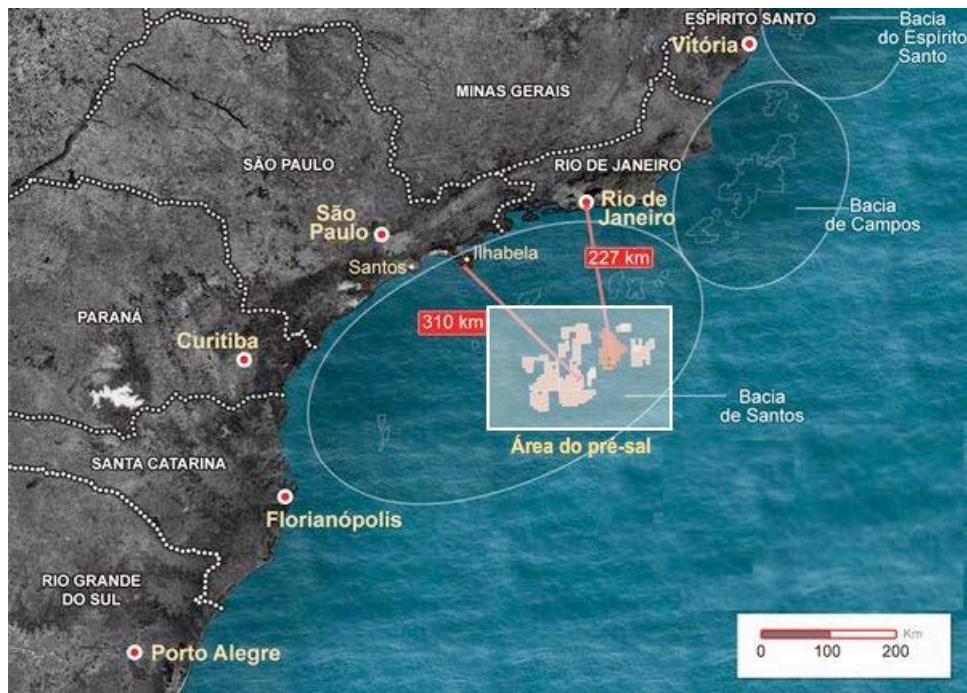


Fonte: (G1, 2010).

Estima-se que essas reservas foram formadas há cerca de 122 milhões de anos atrás, com a entrada da água do mar em um ambiente quente a partir da separação das placas da América do Sul e da África, resultando na vaporização da água e depósito de sal sobre os sedimentos orgânicos. Esses sedimentos foram sendo enterrados a grandes profundidades e submetidos à elevada pressão e temperatura, propiciando a geração do petróleo e gás natural (TEIXEIRA, 2009).

Não sabe-se ao certo a quantidade total de petróleo e gás natural contidos na camada pré-sal, mas acredita-se que tenha em torno de 800 km de extensão e, em algumas áreas, 200 km de largura, totalizando 149 mil km², compreendendo o litoral de Santa Catarina até o litoral do Espírito Santo:

Figura 22 – Localização Pré-sal



Fonte: (G1, 2010).

A área engloba três bacias sedimentares: Santos, Campos e Espírito Santo, e dentre os campos e poços descobertos na camada pré-sal, estão: Tupi, Guará, Bem-te-vi, Carioca, Júpiter e Iara.

3.3 OS DESAFIOS DA EXTRAÇÃO NA CAMADA PRÉ-SAL

Graças aos avanços na área sísmica de reflexão foi possível detectar jazidas em altas profundidades e temperaturas. A geofísica moderna conta com novas tecnologias, como maior potencia nas fontes acústicas, coletas repetitivas (4D) e técnicas Wide Azimuth, que melhoram a resolução do sinal sísmico no reservatório.

Devido a alta temperatura e pressão exercidas nas camadas do pré-sal, as rochas se alteram e adquirem propriedades elásticas, dificultando a perfuração do poço, visto que elas se tornam moles. Assim, é necessário revestir o poço rapidamente após a perfuração, ou o mesmo pode se fechar.

A instabilidade da camada de sal também tem sido desafiadora. A camada salina é menos dura do que a rochosa, mas também menos estável. A Petrobras em parceria com o Núcleo de

Transferência de Tecnologia (NTT) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) desenvolveram uma tecnologia pioneira capaz de solucionar isso.

Assim, uma das maiores preocupações são os desmoronamentos devido a alta instabilidade da camada de sal, e para garantir a saúde do poço ao mesmo tempo que perfura a rocha, informações vitais de telemetria são enviadas através de um cabo de dados chamado de cordão umbilical.

Outro desafio, constatado por José Formigli, gerente da exploração da Petrobras para a área do pré-sal, é como mudar a direção das brocas de perfuração sem causar um desabamento das paredes do poço, visto que o furo para o poço não é um caminho vertical, mas sim um caminho milimetricamente projetado visando maior rendimento possível.

O riser também se apresentou como um desafio na extração do pré-sal. O riser é um tubo que vai da plataforma até o fundo do oceano. Ele deve ser resistente para aguentar ondas sísmicas, correntes marítimas e flutuações da base, e também para aguentar a corrosão, provocada pelo dióxido de enxofre, alta concentração de dióxido de carbono e agressividade química do sal. Os risers devem ainda ser leves, já que são deslocados pelo navio ou plataforma.

Para evitar a corrosão a Petrobras utiliza ligas de aço especiais desenvolvidas por multinacionais. A resistência é ainda aumentada com a introdução da tecnologia Continuous on Line Control (CLC) fornecida pela Usiminas.

Outro fator complicador é a logística, pois a distância entre a costa e os poços é de aproximadamente 300km, sendo o alcance máximo da autonomia de voo de um helicóptero. O tempo de rebocadores também é grande em função da distância. A solução pode incluir a implantação de bases intermediárias entre a plataforma e a costa.

Mas um dos maiores desafios é o ambiental. Os depósitos de pré-sal contém uma grande concentração de dióxido de carbono, assim, sua exploração inadequada pode contribuir para o aquecimento global. Fornecedores da Petrobras já desenvolveram tecnologias capazes de separar o CO₂ do gás-natural por meio da tecnologia de separação de membranas. O equipamento identifica as moléculas e as separa, evitando a contaminação, porém encarecendo o processo. Para não lançar esse gás na atmosfera foram desenvolvidas tecnologias capazes de reinjetá-lo em seu reservatório subterrâneo.

Outro grande desafio é a insuficiência das indústrias de bens e serviços em atender às demandas previstas. Para tanto, a Petrobras recorreu a algumas vantagens competitivas para promover o desenvolvimento da cadeia de suprimentos. A empresa firmou contratos de longo prazo com seus fornecedores.

A extração do Pré-sal demanda ainda inúmeros equipamentos e matéria-prima. Estima-se que entre os anos de 2014 e 2020 serão necessários mais de 13.500 km de cabos, mais de 5 mil bombas centrífugas e 1.350.000 toneladas de aço estrutural (PETROBRAS, 2014).

A decisão da Petrobras em desenvolver no país as sondas de perfuração, as plataformas e navios, impulsionaram o crescimento da indústria naval brasileira. Isso resultou, no período de 2003-2013, em mais de 70 mil empregos em estaleiros brasileiros. Além de garantir alta empregabilidade do setor, resultou em diversas vantagens estratégicas, como redução de custos, economia de estoques, entre outras (PETROBRAS, 2015).

3.4 A IMPORTÂNCIA DO PRÉ-SAL PARA O BRASIL

O óleo do pré-sal é de densidade média, tem baixa acidez e baixo teor de enxofre, sendo caracterizado com um óleo de boa qualidade e preço satisfatório no mercado petrolífero.

O Instituto Americano de Petróleo (API) criou uma escala para medir a qualidade do petróleo. Essa classifica o óleo com densidade maior que 30° API como leve, e um com densidade menor do que 19° API como pesado, tendo alta viscosidade e alta densidade. A partir dos óleos leves são produzidos derivados de alto valor agregado, como diesel e nafta, e sua extração é mais barata e menos complexa se comparada ao do óleo pesado.

Na bacia de Campos, responsável pela maior parte do óleo produzido em território nacional, o óleo extraído da camada pós-sal apresenta densidade média de 20° API, ou seja, de um óleo mais pesado. A baixa qualidade desse óleo justifica a dependência de importações de óleo leve, porém mais caro, desequilibrando a balança comercial.

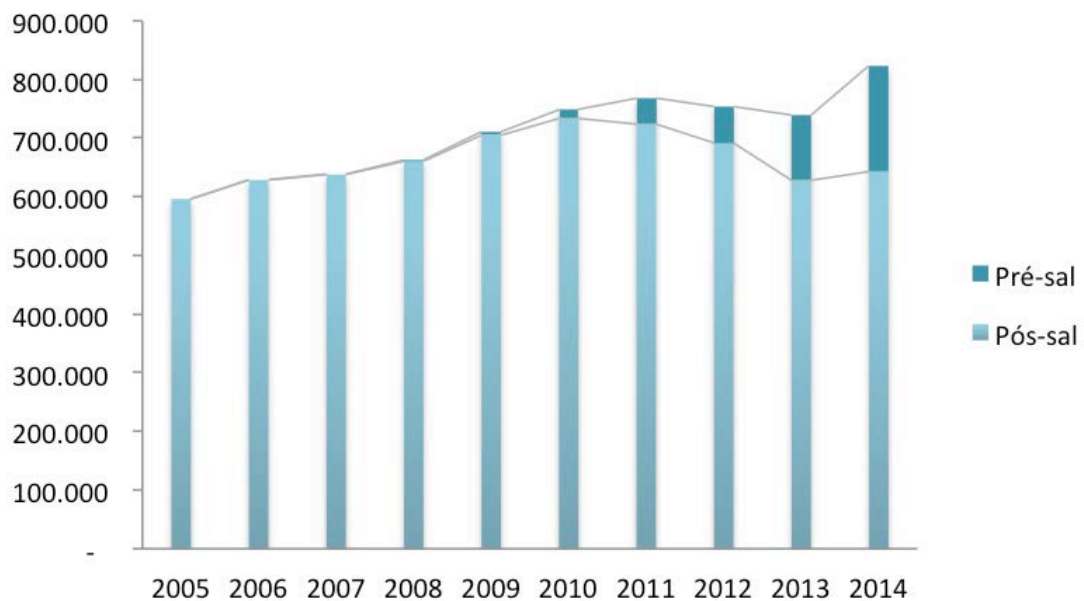
Logo, o óleo encontrado na camada pré-sal é de fundamental importância para a autossuficiência volumétrica brasileira.

Em 2014 a produção do pré-sal atingiu a média de 492 mil barris por dia, sendo que em 2010 era de 42 mil barris por dia, ou seja, a média anual de produção diária cresceu quase 12 vezes.

Além disso, com a experiência adquirida e a tecnologia já desenvolvida, a perfuração de poços no pré-sal tem acontecido em tempos cada vez menores. Como exemplo pode-se citar o Polo Pré-sal da Bacia de Campos, que em 2014 teve 100% de sucesso exploratório, ou seja, todas as perfurações realizadas foram viáveis.

O gráfico abaixo mostra a produção de petróleo por localização: pré-sal e pós-sal.

Figura 23 – Produção de petróleo no pré-sal e pós-sal



Fonte: (ANP, 2014).

Pode-se observar um grande aumento na produção pelo pré-sal no decorrer dos anos. Esse número só vem aumentando desde então, o que pode ser justificado pelas técnicas e tecnologia adquirida para extração em águas ultraprofundas, que garantiram uma redução de 55% do tempo de perfuração de poços no Pré-sal e hoje essa produção representa 24% da produção nacional total (PETROBRAS, 2014).

4 O PROGRAMA DE RECURSOS HUMANOS N.48

4.1 DEFINIÇÃO E IMPORTÂNCIA

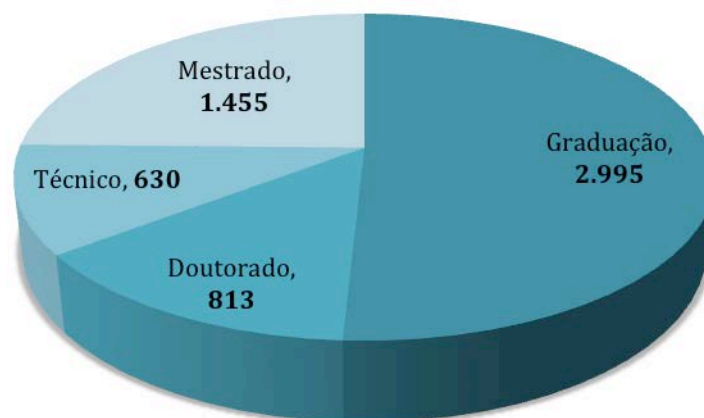
O Programa de recursos humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (PRH-ANP) foi criado em 1999 com o objetivo de incentivar a formação de profissionais especializados, decorrente da expansão do setor após o ano de 1977, e capacitá-los para atuarem na área, sendo de fundamental importância para o desenvolvimento do País (ANP, 2015).

Os cursos são pautados de acordo com as tendências do mercado, privilegiando as competências regionais e promovendo o desenvolvimento de uma cultura de ensino e pesquisa aplicada ao setor. A fonte dos recursos é o Fundo Setorial CT-Petro (Plano Nacional de Ciência e Tecnologia do Setor de petróleo e gás natural), administrado pela Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), que provê bolsa de estudos para os participantes do programa.

Essas bolsas são distribuídas em diferentes universidades ao redor do Brasil. As instituições participantes são selecionadas por edital público, e devem selecionar os bolsistas de acordo com critérios estabelecidos pela ANP e pela comissão gestora do programa de cada instituição.

Atualmente existem 55 programas ativos em 27 universidades diferentes espalhadas em 16 estados. Desde a sua criação o programa já contou com R\$ 220 milhões investidos e cerca de 6.000 bolsistas, como mostrado no gráfico abaixo:

Figura 24 – Bolsas Concedidas Pela ANP



Fonte: (ANP, 2011).

Na UNESP/Campus Guaratinguetá foi implementado o PRH48 -"Programa Interdepartamental de Formação de Recursos Humanos com ênfase em Produção de Petróleo e Gás Natural em Campos Maduros (Aumento do Fator de Recuperação/Estimulação, Captura e Sequestro de Carbono, Manejo de Água e Impactos Ambientais) e para Recursos Não-convencionais (Fluidos de Perfuração, Fraturamento Hidráulico, Impactos ambientais e Logística de Operações)"; contemplando, dessa forma, todas as etapas da cadeia produtiva do petróleo.

O programa teve início em abril de 2014, contemplando 08 (oito) bolsas de graduação, 04 (quatro) de mestrado e 02 (duas) de doutorado, e recebe apoio também de diferentes grupos de pesquisas, de instituições nacionais e internacionais.

4.2 OPORTUNIDADES

Além do pagamento de bolsas para estudantes, o PRH-ANP concede bolsas a coordenadores e professores visitantes; incentiva a inclusão de disciplinas de especialização no setor dentro do currículo de cursos de graduação, mestrado e doutorado; e fornece uma taxa de bancada que dobra o valor que cada instituição recebe em bolsas, e que pode ser usada na compra de equipamentos e insumos para laboratórios, livros, passagens para congressos ou o investimento que o coordenador julgar necessário para que o programa atinja uma alta produtividade.

Como a grade curricular de todos os bolsistas do PRH-48 compreende disciplinas voltadas ao planejamento e análise econômica, espera-se que, com os conhecimentos adquiridos, estejam aptos para planejar, projetar, operar e gerenciar sistemas do setor petrolífero. Servem como embasamento teórico e experimental para fundamentar os trabalhos em laboratórios e também servirão de na indústria.

Ao final do programa, os bolsistas do PRH devem apresentar seus trabalhos a técnicos da ANP e a representantes da indústria. Os principais indicadores do sucesso do programa são a alta taxa de empregabilidade dos bolsistas, assim como o número de prêmios nacionais e internacionais conquistados pelos estudantes.

A boa administração dos recursos é um dos critérios de avaliação dos programas. São avaliados a produtividade, empregabilidade dos bolsistas e produção científica.

4.3 SETORES COM CARÊNCIA

A expansão das atividades petrolíferas no Brasil, principalmente decorrentes das descobertas do pré-sal, acarretou em mudanças impostas ao setor de petróleo do Brasil como a abertura do setor a players internacionais. Isso trouxe um problema: a escassez de pessoal qualificado para atuar nessa indústria. Crescendo a um ritmo mais acelerado do que a oferta de mão de obra, o mercado sofre com a falta de disponibilidade desses profissionais, que muitas vezes são disputados acirradamente pelas empresas do setor, levando empresas a pagarem 30% a mais para um profissional.

Portanto, viu-se necessário a implementação de programas como o PRH que tem como objetivo a formação de recursos humanos e pesquisa e desenvolvimento de diversas áreas no setor. O programa é uma das poucas iniciativas de formação e capacitação profissional que conecta o Estado Brasileiro, a Universidade e o Setor Industrial para o qual foi concebido, sendo o primeiro programa de recursos humanos destinado especificamente à formação de mão de obra para o setor de petróleo e gás natural.

Em 2009, no décimo aniversário do PRH-ANP, o programa foi contemplado com a entrada da Petrobras como agente financiadora, o que permitiu o lançamento de 10 novos programas universitários para integrar o PRH-ANP.

O PRH vem sendo preparado para desafios futuros, que caminham com a descoberta de novas fontes de energia que poderão substituir os hidrocarbonetos. Segundo Elói Fernández, presidente da Organização Nacional da Indústria do Petróleo (Onip), o mundo inteiro está fazendo significativos investimentos na busca de fontes limpas de energia, como os hidrocarbonetos. Assim, as áreas de ênfase determinadas para esses novos programas foram: pré-sal, biocombustíveis (etanol e biodiesel), eficiência energética, saúde ocupacional e segurança operacional. São áreas, que segundo as principais companhias, necessitam mais fortemente de investimentos em pesquisa e desenvolvimento.

Outra área que demanda grandes investimentos no Brasil é a de refinamento. O Brasil ainda exige tecnologia para reduzir os níveis de enxofre e gás carbônico que acarretam em diversos impactos ambientais; e também para produzir combustíveis com maior qualidade e rendimento de forma a atender a exigência dos mercados nacionais e internacionais.

O programa, sem dúvida, é de extrema importância para o desenvolvimento do setor. Além de estimular o desenvolvimento de trabalhos relacionados e aplicáveis, possibilita aos alunos um diferencial muito vantajoso para essa indústria crescente e também para os alunos que desejam continuar na área acadêmica. Além de atender à demanda do setor de petróleo, privado ou público,

o PRH-ANP contribui com a produção científico-tecnológica do país, contribuindo inclusive para aumentar nossos índices internacionais de publicações.

Por meio da Cláusula Contratual de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação, introduzida pela Lei do Petróleo, 1% da receita bruta gerada pelos campos de grande produção das empresas do setor petrolífero deve ser investido em pesquisa e desenvolvimento nas áreas de interesse e temas relevantes ao setor de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, de forma a desenvolver a mão de obra qualificada e pesquisas pertinentes. Do total do valor desses investimentos, pelo menos 50% deve ser destinado ao financiamento de atividades de pesquisa junto a universidades e instituições credenciadas pela ANP em temas relevantes ou áreas prioritárias definidas pela mesma.

5 CONCLUSÃO

Durante a pesquisa, pode-se evidenciar que a cadeia petrolífera é muito ampla e complexa, existindo distintos equipamentos para a perfuração e exploração de petróleo, que devem ser escolhidos de acordo com as condições encontradas no local, garantindo maior produtividade e êxito na perfuração.

A evolução da exploração e produção do setor petrolífero do nosso país permite concluir que a formulação e implantação do PRH-ANP trouxe um relacionamento profícuo com a indústria e o capital desse setor, possibilitando um desenvolvimento de novas tecnologias para a exploração de petróleo em águas profundas.

Pode-se ainda concluir que a exploração no campo pré-sal permitirá que o país passe de importador para exportador de soluções tecnológicas, insumos e serviços, elevando o Brasil a um melhor patamar nesse setor e trazendo contribuições para uma melhoria do índice de desenvolvimento nacional.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Programa de Recursos Humanos PRH-ANP – apresentação.** Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=76374&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1446626445574>>. Acesso em: 16 ago. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.** Disponível em: <www.anp.gov.br/?dw=68644>. Acesso em: 09 ago. 2015.

VELLOSO, J. P. R. **Teatro mágico da cultura, crise global e oportunidades do Brasil.** Rio de Janeiro: J. Olympio, 2009.

BAKER, R. **A primer of oilwell drilling.** 6th ed. Houston: The University of Texas at Austin, 2001.

BRADLEY, H. B. **Petroleum Engineering Handbook.** Society of Petroleum Engineers. Hardcover. Houston, 2009.

CARDOSO, L.C. **Petróleo do Poço ao Posto.** Rio de Janeiro: Qualitymark Editora Ltda, 2005.

G1. **O Pré-sal.** Disponível em: <<http://g1.globo.com/economia-e-negocios/noticia/2010/10/reserva-de-libra-tem-entre-37-bi-e-15-bi-de-barris-de-oleo-estima-anp.html>>. Acesso em: 04 set. 2015.

KIMURA, R. M. **Industria brasileira de petróleo: uma análise da cadeia de valor agregado.** 2005. 104 f. Monografia (Bacharelado em Economia) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.

LAKE, L. W. **Petroleum engineering handbook.** Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2007.

LEFFLER et. al. **Deepwater petroleum exploration & production: a nontechnical guide.** Pennwell. 2003.

MORAIS, J. M. **Petróleo em águas profundas**: Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore. Brasília: Ipea: Petrobras, 2013.

MACHADO, E. L. **Petróleo e petroquímica**. São Paulo: FUNDACE-BNDES, 2012.

NASCIMENTO, A. **Exploração de petróleo em camadas do pré-sal no Brasil**: Um estudo de caso no poço 1-SPS-50. 2010. 132 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Itajubá. Instituto de Sistemas Elétricos e Energia. Itajubá, 2010.

PETROBRAS. **Tecnologias pioneiras do Pré-Sal**. Disponível em:<<http://presal.hotsitespetrobras.com.br/tecnologias-pioneiras/#0>>. Acesso em: 24 abr. 2015.

PETROBRAS. **Tipos de Plataforma**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html> >. Acesso em: 30 abr. 2015.

SANTOS, P.C. **Desafios para a implantação de uma refinaria petroquímica no Brasil**. 2006. 133 f. Monografia (Especialização em Petróleo e Gás Natural) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Interciência: Rio de Janeiro, 2004.