



Panorama tecnológico da indústria do Pré-sal e seu impacto na matriz energética brasileira

Felipe Duque Estrada

Hugo de Castro Crespo

Pedro Henrique Milioni Santos

Projeto Final de Curso

Orientador: Estevão Freire, D. Sc.

Co-Orientador: Luiz Fernando Leite, D. Sc.

Junho de 2013

PANORAMA TECNOLÓGICO DA INDÚSTRIA DO PRÉ-SAL E SEU IMPACTO NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

Felipe Duque Estrada
Hugo de Castro Crespo
Pedro Henrique Milioni Santos

Projeto de Final de Curso submetido ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Engenheiro Químico.

Aprovado por:

- D.Sc.

,D.Sc.

,D.Sc.

Orientado por:

Estevão Freire, D. Sc.

Luiz Fernando Leite, D. Sc

Rio de Janeiro, RJ – Brasil

Junho de 2013

Estrada, Felipe Duque; Crespo, Hugo de Castro.; Santos, Pedro Henrique Milioni.

Panorama Tecnológico da Indústria do Pré-sal e seu Impacto na Matriz Energética Brasileira / Felipe Duque Estrada, Hugo de Castro Crespo e Pedro Henrique Milioni Santos. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2013.

xiii, 98 p.; il.

(Projeto Final de Curso) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2012. Orientador: Estevão Freire. Co-orientador: Luiz Fernando Leite.

1. Pré-sal. 2. Panorama Tecnológico. 3. Matriz Energética. 4. Exploração e Produção. 5. Refino. 6. Desafios Tecnológicos. 7 Projeto Final de Curso. (Graduação – EQ/UFRJ). 8. Estevão Freire, D. Sc. 9. Luiz Fernando Leite, D. Sc.

Dedicado aos nossos pais e família.

"A principal meta da educação é criar homens que sejam capazes de fazer coisas novas, não simplesmente repetir o que outras gerações já fizeram. Homens que sejam criadores, inventores, descobridores. A segunda meta da educação é formar mentes que estejam em condições de criticar, verificar e não aceitar tudo que a elas se propõe." (Jean Piaget)

AGRADECIMENTOS

Agradecemos aos nossos orientadores, Professor Estevão Freire e Luiz Fernando Leite, por aceitarem prontamente colaborar conosco e durante o andamento do projeto estarem sempre dispostos a ajudar.

Agradecemos às nossas famílias e especialmente aos nossos pais e avós, por todo o apoio e paciência ao longo desses anos de faculdade. Vocês tornaram essa conquista possível.

Por fim, obrigado também a todos os nossos amigos por nos proporcionarem excelentes momentos ao longo do curso de Engenharia Química e tornarem mais fácil essa difícil jornada.

Resumo do Projeto Final apresentado à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção de grau de Engenheiro Químico.

**PANORAMA DA INDÚSTRIA TECNOLÓGICA DO PRÉ-SAL E SEU IMPACTO NA MATRIZ
ENERGÉTICA BRASILEIRA**

Felipe Duque Estrada

Hugo de Castro Crespo

Pedro Henrique Milioni Santos

Junho, 2013

Orientadores: Prof. Estevão Freire, D. Sc.

Prof. Luiz Fernando Leite, D. Sc.

Com a descoberta do Pré-sal, o Brasil passa a ter posição de destaque no cenário mundial do petróleo. O presente projeto tem como objetivo abordar o panorama e os desafios tecnológicos do Pré-sal, assim como as inovações que vêm sendo desenvolvidas para solucioná-los. Também foram realizadas pesquisas em base de dados de âmbito nacional e internacional nas áreas de produção científica e propriedade intelectual com a finalidade de mostrar a relevância do Pré-sal como objeto de interesse em pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias, bem como mostrar o impacto da indústria do petróleo e gás na matriz energética brasileira.

Abstract of the Final Project presented to Escola de Química/UFRJ as partial fulfillment of the requirements for the degree of Chemical Engineering.

**THE PRE-SALT TECHNOLOGICAL SCENARIO AND ITS IMPACT ON THE BRAZILIAN
ENERGY MATRIX**

Felipe Duque Estrada

Hugo de Castro Crespo

Pedro Henrique Milioni Santos

June, 2013

Supervisors: Prof. Estevão Freire, D. Sc.

Prof. Luiz Fernando Leite, D. Sc.

With the discovery of the Pre-salt, Brazil now has a prominent position in the world scenario of oil. This project aims to address the technological trends and challenges of the Pre-salt, as well as the innovations that are being developed to solve them. A search in national and international databases were carried out in the areas of scientific production and intellectual property in order to show the relevance of the Pre-salt as main subject in research and development of new technologies, as well as to show the impact of the oil and gas industry in the Brazilian energy matrix.

SUMÁRIO

1. Objetivos do Projeto	1
1.1. Objetivo Geral	1
1.2. Objetivos Específicos	1
2. Metodologia	1
3. Introdução	2
4. Referencial Teórico	3
4.1. O Pré-sal – História da exploração	3
4.2. O Pré-sal -Fatores chave	6
4.3. O Pré-sal - Características	6
5. Matriz Energética	8
5.1. Recursos e Reservas Energéticas	9
5.1.1. Potencial Hidrelétrico.....	9
5.1.2. Energia Nuclear	9
5.1.3. Carvão Mineral	10
5.1.4. Biomassa	10
5.1.5. Gás Natural.....	11
5.1.6. Eólica	12
5.1.7. Solar.....	12
5.1.8. Etanol	13
5.1.9. Biodiesel	14
5.2. Petróleo e Derivados	15
6. A indústria do óleo e gás	16
6.1. Contextualização	16
6.2. Exploração & Produção	19
7. Tecnologias de Exploração e Produção	23
7.1. Prospecção de Petróleo	23
7.1.1. Métodos Geológicos.....	24
7.1.2. Geologia de Subsuperfície.....	24
7.1.3. Métodos potenciais.....	25
7.1.4. Métodos sísmicos.....	25
7.2. Perfuração	28
7.2.1. Equipamentos da sonda de perfuração	29
7.2.2. Colunas de perfuração	29
7.2.3. Brocas	29
7.2.4. Flúidos de perfuração.....	29
7.2.5. Operações normais de perfuração.....	30
7.2.6. Otimização da perfuração	30
7.2.7. Operações especiais de perfuração	30
7.2.8. Perfuração Direcional.....	31

7.2.9. Perfuração marítima	31
7.3. Avaliações de formações	34
7.3.1. Perfilagem de poço aberto.....	35
7.3.2. Teste de pressão em poço.....	35
7.3.3. Perfilagem de produção	35
7.4. Completação.....	36
7.4.1. Etapas de Completação.....	36
7.4.2. Principais componente da coluna de produção.....	36
7.4.3. Equipamentos de superfície.....	38
7.4.4. Intervenções em poços	39
7.5. Reservatórios	41
7.5.1. Propriedades básicas.....	42
7.5.2. Tipos de Reservatórios	42
7.5.3. Fluidos Produzidos	43
7.5.4. Métodos de recuperação	44
7.6. Elevação.....	46
7.6.1. <i>Gas-lift</i>	46
7.6.2. Bombeio centrífugo submerso.....	46
7.6.3. Bombeio mecânico com hastes.....	47
7.6.4. Bombeio por cavidades progressivas (BCP)	47
7.7. Processamento Primário de Fluidos	47
7.7.1. Vasos separadores	48
7.7.2. Tratamento do Gás.....	50
7.7.3. Tratamento do óleo	53
7.7.4. Tratamento da Água.....	55
8. Refino.....	58
8.1. Tecnologias de Refino.....	59
8.2. Processos de Separação.....	59
8.2.1. Pré-tratamento: Dessalgação.....	59
8.2.2. Destilação	60
8.3. Processos de Conversão.....	61
8.3.1. Craqueamento Catalítico Fluido (FCC)	61
8.3.2. Hidrocraqueamento Catalítico (HCC).....	62
8.3.3. Reforma Catalítica	63
8.4. Processos de Tratamento	63
8.5. Processos Auxiliares	64
8.6. O refino no Brasil	64
8.7. Vantagens e Desvantagens no Refino do Óleo do Pré-sal	66
9. Desafios Do Pré-sal e Inovações Tecnológicas.....	66
9.1. Escoamento e Setor Dutoviário em Geral	69
9.2. Caracterização do Reservatório e Levantamento Computacional	70
9.3. Perfuração de Poços e Completação	72
9.4. Logística para o gás associado.....	74

10. Panorama da produção científica e propriedade intelectual	75
10.1. Patentes.....	75
10.1.1. Estabelecimento das bases de dados.....	75
10.1.2. Identificação das palavras-chave e execução das buscas	76
10.2. Artigos Científicos.....	82
10.2.1. Estabelecimento das bases de dados.....	82
10.2.2. Identificação das palavras-chave e execução das buscas	82
11. Conclusões	90
12. Sugestão de Aprofundamento do Tema	92
13. Referências Bibliográficas	93

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 - ÁREA DE EXPLORAÇÃO DO PRÉ-SAL	6
FIGURA 2 - NATUREZA GEOLÓGICA DA ÁREA DO PRÉ-SAL	7
FIGURA 3 - ENERGIAS RENOVÁVEIS E NÃO RENOVÁVEIS.....	8
FIGURA 4 - OFERTA DE ENERGIA POR FONTE	11
FIGURA 5 - MATÉRIAS-PRIMAS UTILIZADAS PARA A PRODUÇÃO NACIONAL DE BIODIESEL	15
FIGURA 6 - ESQUEMA RESUMIDO DO NOVO MARCO REGULATÓRIO BRASILEIRO	18
FIGURA 7 - EVOLUÇÃO DA ÁREA EXPLORATÓRIA NO BRASIL (KM ²)	19
FIGURA 8 - EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO NACIONAL DE PETRÓLEO (MIL BARRIS)	22
FIGURA 9 - EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS (MILHÃO DE M ³)	22
FIGURA 10 SONDAS DE PERFURAÇÃO NO MAR	34
FIGURA 11 - ESQUEMA ILUSTRATIVO DE UM SEPARADOR BIFÁSICO	49
FIGURA 12 - ESQUEMA ILUSTRATIVO DE UM SEPARADOR TRIFÁSICO	50
FIGURA 13 - FORMAÇÃO DE HIDRATO RETIRADO DE DUTO PRODUTOR	52
FIGURA 14 - ESQUEMA DO TRATAMENTO DE ÁGUA	56
FIGURA 15 - ESQUEMA DE UM TUBO DE DESPEJO	57
FIGURA 16 - DIVISÃO DOS PAÍSES DETENTORES DE PATENTES PROSPECTADAS POR PALAVRAS-CHAVE, NA BASE USPTO.....	78
FIGURA 17 - RELAÇÃO ENTRE O NÚMERO DE PATENTES DE APLICAÇÃO GERAL E DE PATENTES VOLTADAS PARA AS ÁREAS DE ENERGIA E COMBUSTÍVEIS, NA BASE USPTO (POR PAÍS)	79
FIGURA 18 - PORCENTAGEM DE PATENTES VOLTADAS PARA AS ÁREAS DE ENERGIA E COMBUSTÍVEIS EM RELAÇÃO ÀS PATENTES DE APLICAÇÃO GERAL, NA BASE USPTO	80
FIGURA 19 - DIVISÃO POR FONTES DE ENERGIA ENTRE PATENTES VOLTADAS PARA AS ÁREAS DE ENERGIA E COMBUSTÍVEIS, NA BASE INPI.....	81
FIGURA 20 - EVOLUÇÃO ANUAL DAS PUBLICAÇÕES VOLTADAS À PROSPECÇÃO TECNOLÓGICA DE PETRÓLEO NAS BASES <i>WEB OF SCIENCE</i> E <i>SCIENCEDIRECT</i>	85
FIGURA 21 - EVOLUÇÃO ANUAL DAS PUBLICAÇÕES VOLTADAS PARA A ÁREA DO PRÉ-SAL NAS BASES <i>WEB OF SCIENCE</i> E <i>SCIENCEDIRECT</i>	86

FIGURA 22 - PAÍSES DOS EDITORES DAS PUBLICAÇÕES CIENTÍFICAS VOLTADAS PARA A ÁREA DO PRÉ-SAL, NA BASE <i>WEB OF SCIENCE</i>	88
--	----

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1 - VOLUME RECUPERÁVEL DECLARADO EM BILHÕES DE BOE	7
TABELA 2 - RESERVAS PROVADAS ¹ DE PETRÓLEO (MILHÃO DE BARRIS)	20
TABELA 3 - RESERVAS PROVADAS ¹ DE GÁS NATURAL (MILHÕES DE M ³)	21
TABELA 4 - PRODUÇÃO DE DERIVADOS POR REFINARIA (BARRIS/DIA, VENDA DE DERIVADOS DE JANEIRO A MAIO DE 2012)	65
TABELA 5 - CAPACIDADE INSTALADA POR REFINARIA	65
TABELA 6 - PATENTES ENCONTRADAS NAS BASES DE DADOS INPI E USPTO NAS BUSCAS POR PALAVRAS-CHAVE	77
TABELA 7 – PUBLICAÇÕES ENCONTRADAS NAS BASES DE DADOS WEB OF SCIENCE E SCIENCE DIRECT NAS BUSCAS POR PALAVRAS-CHAVE	82
TABELA 8 - ARTIGOS VOLTADOS À PROSPECÇÃO TECNOLÓGICA DE PETRÓLEO ENCONTRADOS NAS BASES WEB OF SCIENCE E SCIENCE DIRECT	84
TABELA 9 - ÁREAS DE PESQUISA DAS PUBLICAÇÕES CIENTÍFICAS VOLTADAS PARA A ÁREA DO PRÉ-SAL, NA BASE WEB OF SCIENCE	87
TABELA 10 – INSTITUIÇÕES RESPONSÁVEIS PELAS PUBLICAÇÕES CIENTÍFICAS VOLTADAS PARA A ÁREA DO PRÉ-SAL, COM SEUS RESPECTIVOS PAÍSES E O NÚMERO DE ARTIGOS PUBLICADOS EM SEUS NOMES, NA BASE WEB OF SCIENCE	89
TABELA 11 - INSTITUIÇÕES RESPONSÁVEIS PELAS PUBLICAÇÕES CIENTÍFICAS VOLTADAS PARA A ÁREA DO PRÉ-SAL, COM SEUS RESPECTIVOS PAÍSES E O NÚMERO DE ARTIGOS PUBLICADOS EM SEUS NOMES, NA BASE SCIENCE DIRECT	90

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

3D: Tridimensionais
ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP: Agência Nacional do Petróleo
BCP: Bombeio por Cavidades Progressivas
BEN: Balanço Energético Nacional
BIG: Banco de Informações da Geração
boe: barril equivalente de petróleo
BOP: <i>Blow out Preventer</i>
CDP: <i>Common Depth Point</i>
CNPE: Conselho Nacional de Política Energética
CTDUT: Centro de Tecnologia em Dutos
COMPERJ: Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro
CTDUT: Centro de Tecnologia em Dutos
E&P: EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO
FAME: <i>Fatty Acid Methyl Ester</i>
FCC: <i>Fluid Catalytic Cracking</i> (Craqueamento Catalítico Fluido)

FIRJAN: Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro
GNA: Gás Natural Adsorvido
GNC: Gás Natural Comprimido
GNL: Gás Natural Liquefeito
GOPK: Gasóleo Pesado de Coque
GTL: Gás para Líquido
GTS: Gás para Sólido
GTW: Gas-To-Wire
HCC: Hidrocraqueamento Catalítico
HDT: Hidrotratamento
IBP: Instituto Brasileiro de Petróleo
INPI: Instituto Nacional da Propriedade Industrial
IPT: Instituto de Pesquisas Tecnológicas
LCO: Óleo Leve de Reciclo
LGN: Líquido do Gás Natural
LUBNOR: Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste
MME: Ministério de Minas e Energia
OPEP: Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PDEE: Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica
PIB: Produto Interno Bruto
PPSA: Pré-sal Petróleo S.A
QAV: Querosene de Aviação
RECAP: Refinaria de Capuava
REDUC: Refinaria Duque de Caxias
REFAP: Refinaria Alberto Pasqualini
REGAP: Refinaria Gabriel Passos
REMAN: Refinaria Isaac Sabbá
REPAR: Refinaria Presidente Getúlio Vargas
REPLAN: Refinaria de Paulínia
REVAP: Refinaria Henrique Lage
RLAM: Refinaria Landulpho Alves
RNEST: Refinaria Abreu e Lima
RPBC: Refinaria Presidente Bernardes
SBGF: Sociedade Brasileira de Geofísica
SIN: Sistema Interligado Nacional
SIX: Superintendência de Industrialização do Xisto
TCU: Tribunal de Contas da União
USPTO: United States Patent and Trademark Office
WTI: West Texas Intermediate

1. Objetivos do Projeto

1.1. Objetivo Geral

Este Projeto tem como objetivo abordar o panorama atual da indústria petrolífera, focando no desenvolvimento da produção de petróleo e gás da camada do Pré-sal, assim como suas implicações na matriz energética brasileira.

1.2. Objetivos Específicos

a) contextualizar a indústria do petróleo e gás na realidade política e mercadológica atual brasileira;

b) mapear a situação de exploração e produção (E&P) brasileira de petróleo e gás natural atual;

c) identificar as principais tendências tecnológicas na E&P do Pré-sal, bem como os desafios que deverão ser vencidos nos próximos anos.

d) identificar as principais tendências de pesquisa e desenvolvimento na área de E&P do Pré-sal, bem como na matriz energética brasileira e sua representatividade no cenário mundial, por meio de pesquisas em patentes e artigos científicos;

2. Metodologia

Neste trabalho, utilizou-se pesquisa de natureza descritiva, isto é, as informações relevantes foram registradas, analisadas, classificadas e interpretadas através de técnicas de coleta de dados.

Foi realizado levantamento em base de dados confiáveis e de referência nacional e internacional como: Artigos de jornais e revistas especializadas na área, como Brasil Energia e Petrobras Magazine, entrevistas de profissionais qualificados, publicações de órgãos responsáveis da área como ANP (Agência Nacional do Petróleo), MME (Ministério de Minas e Energia) e TCU (Tribunal de Contas da União), bases de dados em patentes e artigos científicos, como INPI (Instituto Nacional da Propriedade

Intellectual), *ScienceDirect*, *Web of Science* e *USPTO (United States Patent and Trademark Office)*. Esse levantamento teve como objetivo estabelecer um acompanhamento da evolução tecnológica na indústria do petróleo nos últimos anos, assim como a identificação de tendências e inovações tecnológicas nas áreas de prospecção, exploração e produção do Pré-sal.

3. Introdução

Atualmente, a matriz energética brasileira – energia ofertada à sociedade para produzir bens e serviços – é a mais limpas do mundo, com forte presença de fontes renováveis (44,1% do total de energia ofertada), estas tendo como principais atuantes a biomassa da cana (15,7%) e a hidrelétrica (14,7%). Petróleo e Gás representam 48,7% das energias não renováveis, sendo carvão mineral e urânio os responsáveis pelo restante. (BEN -Balanço Energético Nacional - 2012)

Tendo se passado 60 anos do início das atividades de exploração de petróleo e gás no país, pouco se conhece dessas riquezas no território nacional. O Brasil possui 29 bacias sedimentares com interesse para pesquisa de hidrocarbonetos – o equivalente a 7,5 milhões de km² (cerca de 2,5 milhões de km² no mar). Mas apenas um pequeno percentual dessas áreas está sob concessão para as atividades de exploração e produção. Em maio de 2011, por exemplo, estavam sob concessão cerca de 311 mil km² - havendo atividades de exploração e produção, no entanto, em área de aproximadamente 340 mil km² (4,5% da área das bacias brasileiras). Esse total inclui a área das concessões da Rodada Zero e da cessão onerosa. (ANP, 2012)

Localizados nas bacias de Santos e Campos, 149 mil km² delimitados por coordenadas geográficas definidas na lei 12.351/2010, representam atualmente a grande esperança Brasil para que se torne uma das maiores potências produtoras de petróleo do mundo. Tal área, localizada a 300km da costa e onde atualmente é extraído óleo e gás natural, é conhecida como Polígono do Pré-sal, e apresenta os mais profundos poços já explorados, com 5 km de profundidade média do reservatório e 2km de espessura média da camada de sal. (ANP, 2013)

De acordo com a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), O Brasil conta com quase 14 bilhões de barris de óleo provados em suas bacias e, de acordo com a Coppe/UFRJ, o país tem o potencial de explorar outros 55 bilhões de barris, sendo a nação que mais elevará suas reservas até 2020. A perspectiva de um novo patamar de produção de óleo e gás no Brasil, por causa do Pré-sal, impulsiona o setor de tal forma que sua participação atual de 12% no Produto Interno Bruto (PIB) pode dobrar nos próximos oito anos, chegando a 20%, segundo o Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP). Também haverá geração de 2,5 milhões de empregos no setor neste período e US\$ 400 bilhões em novas demandas por equipamentos e serviços.

Evidencia-se, portanto, que as reservas descobertas da camada Pré-sal de fato serão protagonistas do sistema energético brasileiro nos próximos anos. Entretanto, tal descoberta associa-se a um grande desafio para o país, a Petrobras e a comunidade científica brasileira: transpor o patamar tecnológico para viabilizar a exploração em poços situados a 300 quilômetros da costa, em águas ultraprofundas. A descoberta das reservas do Pré-sal encontra a indústria nacional e internacional de produção de petróleo no limite da tecnologia. Além de vencer as barreiras tecnológicas a custos econômicos competitivos, será também preciso fazê-lo a custos ambientais aceitáveis, ou seja, com a sustentabilidade da qual o mundo já não pode abrir mão. (COPPE, 2009)

4. Referencial Teórico

4.1. O Pré-sal – História da exploração

Historicamente, o petróleo tem sido um recurso natural muito disputado e de grande impacto na economia mundial. A busca pela autonomia no campo do petróleo sempre motivou nações a desenvolver e estimular o desenvolvimento de novas tecnologias de exploração e também o de novas políticas.

No caso do Brasil não foi diferente. Entre 1947 e 1953 houve a campanha ‘O Petróleo é nosso’, que lutava pela autonomia brasileira no campo do petróleo. O anseio nacionalista da época acabou por motivar, no governo de Getúlio Vargas, a criação da Petrobras (lei assinada em 3 de Outubro de 1953). Instalada em maio de

1954, a Petrobras servia de base para a indústria de petróleo no Brasil, e tinha como missão suprir o mercado interno com petróleo e seus derivados através da exploração, refino e produção ou pela importação, onde era responsável pela comercialização.

Começava então a história da estatal e sua busca pelo petróleo e outras fontes energéticas no território nacional. Apesar de, após sua instalação, a capacidade de produção ter aumentado significativamente, as reservas descobertas nos primeiros anos não seguiram a mesma proporção. Somando isso à instabilidade política das principais regiões exportadoras de petróleo e ao peso das importações na balança comercial, novas decisões e rumos necessitavam ser tomados. Desafios à engenharia precisavam ser superados para alcançar novas descobertas.

Em 1968, duas equipes sísmicas terrestres da Petrobras foram implantadas e foi instalado o primeiro Centro de Processamento de Dados Sísmicos da empresa, e, em virtude dos levantamentos previamente realizados, as primeiras sondas marítimas foram contratadas para perfurar os dois primeiros poços no mar.

Em 1973 o mundo teve o primeiro choque do Petróleo. Com a guerra do YomKippur, os países produtores embargaram as vendas de óleo para o Ocidente e o preço do barril subiu cerca de 300%. Para o Brasil, continuar a avançar tecnologicamente era fundamental.

O avanço da tecnologia permitiu a descoberta dos poços da Bacia de Campos (1975). Em 1977 entrava em operação a primeira plataforma no Campo de Enchova, pioneira na exploração de petróleo na Bacia de Campos. A essa época, não só acumulações de óleo como também de gás eram identificadas, aumentando as expectativas para a produção. Os primeiros levantamentos de sísmica 3D revolucionaram e aceleraram a exploração no mar, e a bacia de Campos se estabeleceu como protagonista na busca por óleo e gás.

Em seis de agosto de 1997, promulgou-se a Nova Lei do Petróleo (9478/97), regulamentando o Setor Petróleo Brasileiro e criando a Agência Nacional do Petróleo

(ANP). A partir da promulgação da lei, a Petrobras passou a condição de concessionária da ANP, sendo quebrado o monopólio do petróleo.

Dentre outras atribuições, coube a ANP a realização de licitações de áreas para exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás. Nos anos 2000 e 2001 foram realizadas pela Agência Nacional de Petróleo as segunda e terceira rodadas de blocos exploratórios para petróleo e gás natural, e destas rodadas a Petrobras adquiriu o direito a exploração dos blocos da Bacia de Santos. Entretanto, a aquisição dos blocos exploratórios não era garantia de sucesso na busca por petróleo e gás.

Com o objetivo de explorar em águas ultraprofundas, foi utilizado um programa de leitura sísmica em águas profundas, e posteriormente geólogos e geofísicos trabalharam desenvolvendo algoritmos que permitissem tornar mais visível o que estivesse abaixo de uma camada de 2 km de sal.

A primeira área de exploração escolhida pelos geólogos e geofísicos na Bacia de Santos foi a hoje conhecida como Parati, localizada no bloco exploratório BMS-10. Ali foram identificadas, acima da camada de sal, rochas arenosas depositadas em águas profundas, com formação semelhante às encontradas na bacia de Campos. Tal exploração teve o custo de US\$230 milhões, e, segundo José Miranda Formigli, gerente executivo de Exploração do Pré-sal (Petrobras), a exploração tinha dois objetivos: provar o modelo geológico e praticar as teorias desenvolvidas para perfurar no Pré-sal. A ideia era começar a exploração por rochas já conhecidas e, caso óleo fosse encontrado, o poço seria aprofundado e se chegaria ao Pré-sal, onde se acreditava encontrar grandes reservatórios de petróleo.

Com o conhecimento e experiência adquiridos, os custos de perfuração foram reduzidos para US\$70 - US\$80 milhões e, em setembro de 2008 ocorreu o início da produção na Bacia de Campos, no Campo de Jubarte, e em primeiro de Maio de 2009, a Petrobrás iniciou a produção de óleo do Polo Pré-sal na Bacia de Santos, no poço de Tupi, posteriormente batizado como Lula. (MILANI, 2000; REVISTA PETROBRAS, 2009; PETROBRAS, 2013)

4.2. O Pré-sal -Fatores chave

Do chamado Polígono do Pré-sal, 45.615 km² são explorados atualmente. Sem a realização da primeira Rodada de Licitações promovida pela Agência Nacional de Petróleo, 103.385 km² de área não licitada continuam não explorados. 39.615 km² representam a área de concessão com participação da Petrobras.(FRAGA, 2012)

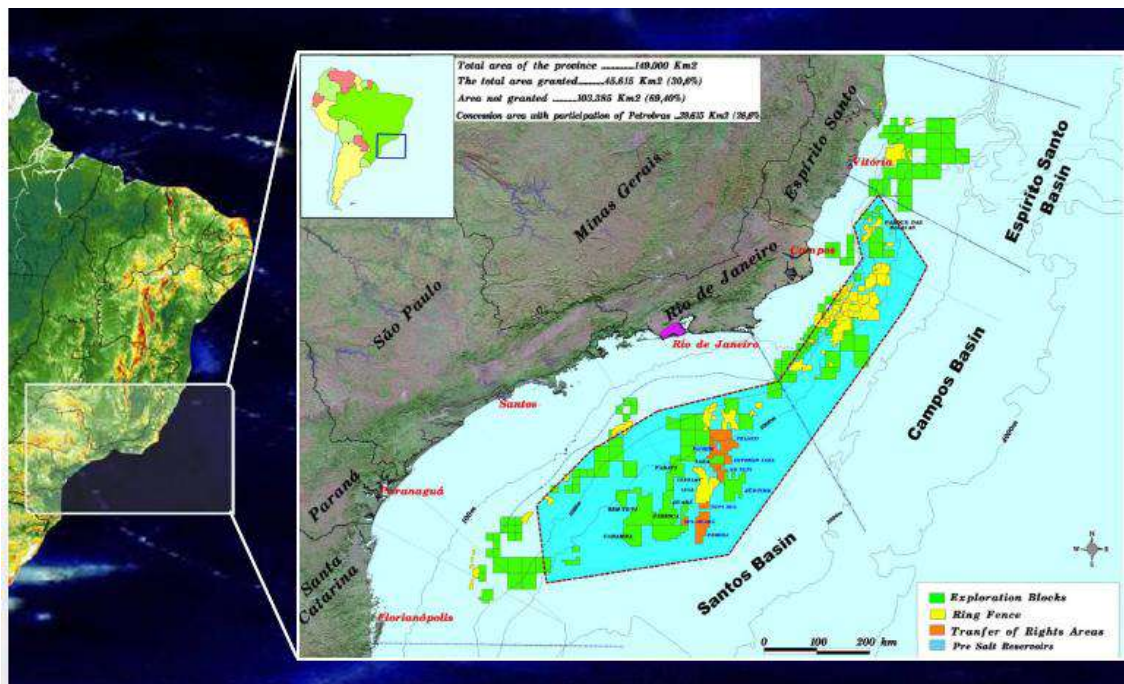


Figura 1 - Área de exploração do Pré-sal

Fonte : FRAGA, 2012

Tem-se apenas 31% da área total cedida para exploração. Os outros 69% serão concedidos em licitações futuras.

4.3. O Pré-sal - Características

Dentre as características da camada Pré-sal destacam-se a distância da costa de 300 km e profundidades de água que podem exceder dois mil metros. A camada de sal possui espessura média de 2 km, e os reservatórios tem em média 5 km de profundidade. (FRAGA, 2012)

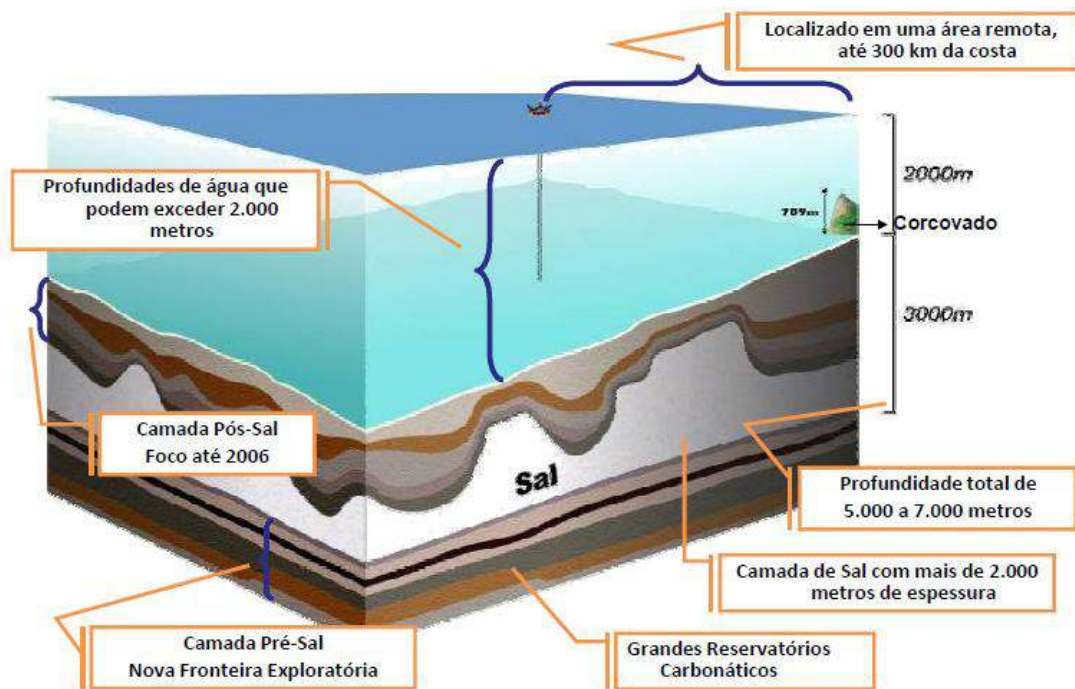


Figura 2 - Natureza Geológica da Área do Pré-sal

Baseada em dados atuais, a Petrobras estima que nos blocos do Pré-sal, considerando apenas as descobertas já feitas, existam reservas de, no mínimo, 15 bilhões de barris, o que significaria dobrar as reservas brasileiras nas últimas seis décadas de atividade. Segundo estudos da Coppe/UFRJ, este número pode chegar a 55 bilhões de barris de petróleo. (FRAGA, 2012)

A Tabela 1 mostra os Volumes Recuperáveis Declarados em bilhões de boe:

Lula	6,5
Lula-Iracema	1,8
Sapinhoá	2,1
Cessão Onerosa	5
Total	15,4

Tabela 1 - Volume Recuperável Declarado em bilhões de boe

Fonte: FRAGA, 2012

Há 50 anos a produção nacional era de 2.300 barris por dia, e, após a autossuficiência em 2006, produz-se mais de 2 milhões de barris diários, e o Pré-sal,

produzindo em média 264 mil barris de óleo e 8,9 milhões de metros cúbicos de gás, caminha para se tornar peça fundamental na transformação do país numa potência petrolífera mundial. (G1 - ECONOMIA, 2013)

5. Matriz Energética

A matriz energética é, de fato, um instrumento privilegiado para se simular diferentes cenários de mercado e avaliar seus efeitos: gargalo de infraestrutura, vulnerabilidades sistêmicas, riscos ambientais, oportunidades de negócios, impactos de políticas públicas etc.

Hoje a matriz energética brasileira está dividida entre Biocombustíveis, Energias Renováveis Modernas, Energia Hidráulica, Biomassa, Nuclear, Carvão, Gás Natural e Petróleo, sendo 55,9 obtidas de matéria prima fóssil e 44,1% de fontes renováveis. (BEN 2012)

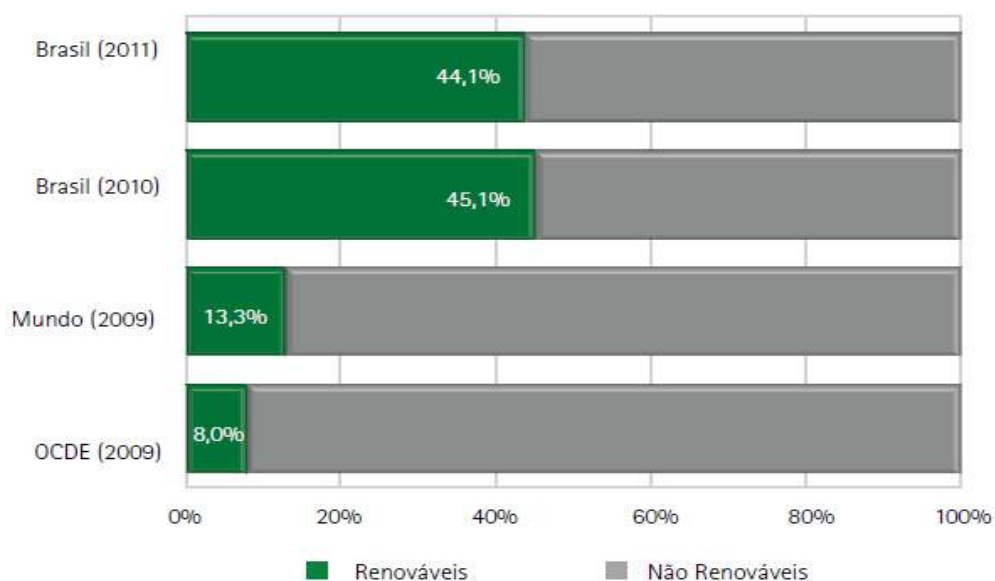


Figura 3 - Energias Renováveis e Não Renováveis

Fonte: EPE, Agência Internacional de Energia

O Brasil possui a matriz energética mais renovável do mundo industrializado, com 44,1% de sua produção proveniente de fontes como recursos hídricos, biomassa e

etanol, além das energias eólica e solar. As usinas hidrelétricas são responsáveis pela geração de mais de 70% da eletricidade do País. Vale lembrar que a matriz energética mundial é composta por 13,3% de fontes renováveis no caso de países industrializados, caindo para 8% entre as nações em desenvolvimento.

5.1. Recursos e Reservas Energéticas

5.1.1. Potencial Hidrelétrico

O Brasil faz parte do grupo de países em que a produção de eletricidade é maciçamente proveniente de usinas hidrelétricas. Essas usinas correspondem a 74% da capacidade instalada e geraram, em 2011, 81,9% da energia elétrica requerida no Sistema Interligado Nacional – SIN. (BEN 2012)

Com respeito às avaliações nacionais sobre o potencial hidroelétrico brasileiro a última melhor estimativa disponível deste é, ainda, a mesma que foi utilizada no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDEE 2006-2015: 261,4 GW. Desse total, 32% correspondem a um potencial pouco conhecido, dito estimado, e 43% estão localizados na região Norte. (PDEE, 2012)

Importa destacar que esse valor do potencial elétrico brasileiro reflete as condições de avaliação técnica, econômica e sócio ambiental adotadas a época em que os estudos foram realizados. Assim, pode-se afirmar que o valor de 261,4GW constitui uma referência para os estudos de planejamento e não necessariamente o que se prevê realizar. Além disso, resulta imperioso que se intensifiquem os esforços para restabelecer os estudos desse potencial. (PDEE, 2012)

5.1.2. Energia Nuclear

As expectativas de expressivo aumento do consumo mundial de energia, especialmente de energia elétrica, as preocupações crescentes com a segurança energética e as pressões ambientais, sobretudo com relação às emissões de gases de

efeito estufa, têm recolocado a opção nuclear na agenda dos fóruns mundiais de energia, em geral, e dos países desenvolvidos, em particular. Outra questão relevante quando se trata da energia nuclear, a despeito dos avanços feitos na área, é o tratamento e a disposição dos rejeitos.

O Brasil detém uma das maiores reservas globais de Urânio, ainda que a prospecção esteja em fase incipiente. Além disso, domina todo o ciclo de fabricação do combustível nuclear, ainda que algum investimento complementar seja demandado para iniciar-se o enriquecimento no país, sendo signatário de todos os acordos internacionais na área nuclear, atestando o compromisso do país com o uso pacífico da energia nuclear e com a não proliferação de armas nucleares.

5.1.3. Carvão Mineral

Na geração elétrica o carvão utilizado é o carvão vapor, de origem nacional, cujos estados produtores são Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. A demanda de carvão vapor para este uso final diminuiu 8,2% em 2011 em relação ao ano anterior. (BEN 2012)

No que tange ao carvão metalúrgico, predominantemente importado, a partir deste ano o Balanço Energético Nacional passa a alocar seu consumo industrial como sendo de carvão vapor com poder calorífico inferior igual a 6.000 kcal/kg. Cabe ressaltar que nesta edição já contempla a respectiva revisão de série histórica. (BEN 2012)

Neste contexto, observou-se aumento de 8,6% no consumo de carvão vapor na siderurgia em 2011. A principal justificativa é o crescimento da produção física de aço bruto no período (cerca de 7%). (BEN 2012)

5.1.4. Biomassa

Biomassa é toda matéria orgânica não fóssil, de origem animal ou vegetal, que pode ser utilizada na produção de calor, seja para uso térmico industrial, seja para

geração de eletricidade e/ou que pode ser transformada em outras formas de energias sólidas (carvão vegetal, briquetes), líquidas (etanol, biodiesel) e gasosas (biogás de lixo). (PORTAL BRASIL, 2011)

Dentro de uma perspectiva de longo prazo, a biomassa para fins energéticos em geral, e como fonte para geração de energia elétrica em particular, está entre as fontes renováveis com maiores possibilidades.

Embora conte com uma atividade agrícola bastante intensa, o Brasil dispõe, ainda, de vasta extensão de terra agricultável disponível (fronteira agrícola), sem prejudicar áreas de florestas e de preservação ambiental.

Em 2012, a participação da biomassa na oferta interna de energia brasileira foi de 24,5%, dos quais, 15,4% de produtos da cana, 9,1% de lenha e carvão vegetal.

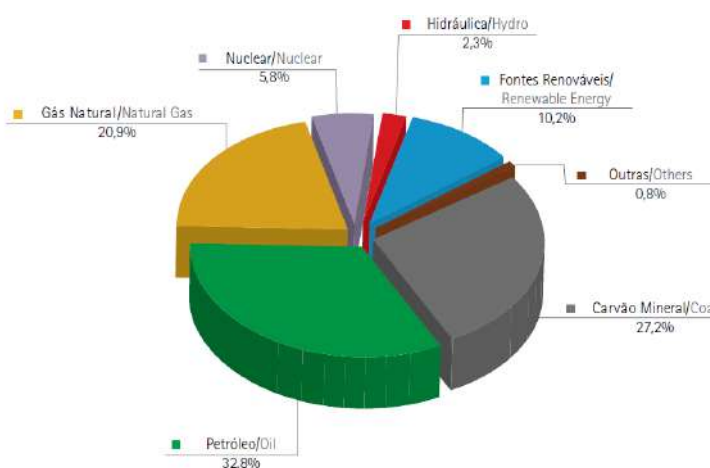


Figura 4 - Oferta de Energia por Fonte

Fonte: BEN, 2012

5.1.5. Gás Natural

A média diária de produção do ano foi de 65,9 milhões de m³/dia e o volume de gás natural importado foi, em média, 28,7 milhões de m³/dia. Com isto, houve manutenção na participação do gás natural na matriz energética nacional, no patamar de 10%.

A demanda industrial por gás natural aumentou 8,0% em relação ao ano anterior, com destaque para os setores: cerâmica (12,9%), ferro-gusa e aço (11,2%) e química (6,4%).

Houve expressiva redução de 31,2% na geração térmica a gás natural (incluindo autoprodutores e usinas de serviço público). Em 2011 o consumo médio no setor elétrico atingiu 15,7 milhões m³/dia, o que representa queda de 26,0% ante 2010. (BEN, 2012)

5.1.6. Eólica

A utilização da força dos ventos para gerar eletricidade é uma das fontes de energia de maior crescimento no mundo: a taxa média é de 27% nos últimos cinco anos. Ela causa um dos menores impactos ambientais, por não utilizar água nem produzir gases poluentes.

A produção de eletricidade a partir da fonte eólica alcançou 2.705 GWh em 2011. Isto representa um aumento em relação ao ano anterior (24,3%), quando se alcançou 2.177 GWh.

Em 2010 a potência instalada para geração eólica no país aumentou 53,7%. Segundo o Banco de Informações da Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o parque eólico nacional cresceu 498 MW, alcançando 1426 MW ao final de 2011.

5.1.7. Solar

Na área da energia solar, há os sistemas fotovoltaicos, isolados ou integrados à rede, e os sistemas heliotérmicos. Os sistemas fotovoltaicos isolados tiveram ampla penetração no Brasil através de vários programas, totalizando, em 2004, mais de 30 mil sistemas instalados. O direcionamento para esses nichos de mercado –

comunidades e cargas isoladas – deverá permanecer ao longo do horizonte do plano, até porque a expansão, em muitos casos, depende ainda de incentivos, o que poderá ser reduzido na medida do aumento de escala da geração fotovoltaica e consequente queda nos preços.

Já a energia solar fotovoltaica integrada à rede surge como uma grande promessa para a geração distribuída. Questões técnicas para seu emprego parecem equacionadas. Um dos aspectos importantes será normalizar questões essenciais da geração distribuída, nos aspectos de qualidade, segurança e proteção. (BEN, 2012)

Cabe ressaltar que as energias eólica e solar são representadas por “outros” no gráfico da Figura 4.

5.1.8. Etanol

O Brasil é reconhecido mundialmente por seu pioneirismo na introdução em sua matriz energética de um biocombustível produzido a partir da cana-de-açúcar: o etanol.

Desde a década de 1970, quando foi lançado o Proálcool, o etanol ganhou grande impulso e se tornou, definitivamente, uma fonte importante de energia para o País.

No Brasil, o etanol é produzido em sua grande maioria, a partir da cana-de-açúcar, embora possa ser obtido a partir do milho, da beterraba, do sorgo sacarino, de resíduos agrícolas, do trigo, da mandioca, da cevada, da batata, do girassol, do eucalipto dentre outros. A opção brasileira pela produção a partir da cana-de-açúcar pode ser atribuída a alguns fatores de ordem política e econômica, ao preço do açúcar internacional que vinha caindo acentuadamente e, ao fato de que a cana-de-açúcar ser uma das matérias-primas, para produção de etanol, mais eficientes para fins comerciais. O etanol da cana-de-açúcar gera aproximadamente 8,0 unidades de energia renovável para cada unidade de energia fóssil consumida em sua produção, entretanto, o valor gerado pelo etanol de beterraba é de aproximadamente 2,0 e o valor do etanol de milho é de aproximadamente 1,5 (WORLD WATCH INSTITUTE et al., 2009).

5.1.9. Biodiesel

Desde 2010, todo o diesel comercializado no Brasil contém uma mistura de 5% de biodiesel, que é um combustível produzido a partir de plantas oleaginosas cultivadas no Brasil, como soja, algodão, palma, mamona, girassol e canola, bem como de gordura animal e óleos residuais de fritura. (PETROBRAS,2013)

Em 2011 o montante de B100* produzido no país atingiu 2.672.760 m³ contra 2.386.399 m³ do ano anterior. Com isto, verificou-se aumento de 12,0% no biodiesel disponibilizado no mercado interno. (BEN, 2012)

*B100 – Óleo com 100% de biodiesel e 0% de diesel.

A principal matéria-prima foi o óleo de soja (73,4%), seguido do sebo bovino (19,6%) como mostra o gráfico abaixo. (Boletim Mensal do Biodiesel – Março 2013)

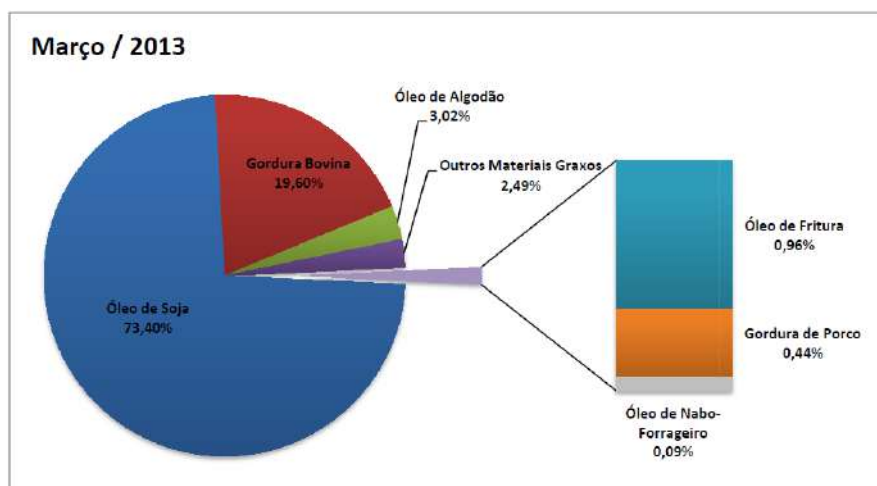


Figura 5 - Matérias-primas Utilizadas Para A Produção Nacional De Biodiesel

5.2. Petróleo e Derivados

Durante o ano de 2011 o mercado internacional de petróleo não registrou oscilações bruscas na cotação dos petróleos marcadores WTI e Brent. Para ambos, o primeiro quadrimestre foi de valorização. O WTI começou o ano valendo pouco mais que US\$91/barril e terminou cotado a cerca de US\$100/barril. O pico ocorreu no fim de abril, quando o WTI estava cotado a US\$113/barril.

Situação semelhante foi observada em relação ao óleo marcador Brent. Este começou 2011 valendo US\$93/barril e terminou o ano a US\$106/barril. A maior cotação foi registrada no início do mês de abril: US\$126/barril. (BEN, 2012)

A produção nacional de petróleo e óleo de xisto subiu 2,4% em 2011, atingindo a média recorde de 2,21 milhões de barris diários produzidos em dezembro. A produção marítima correspondeu a 91,4% do total nacional em 2011. (BEN, 2012)

Em relação aos estados produtores, o Rio de Janeiro foi responsável pela maior parcela: 74,0% do montante anual. No que tange à produção terrestre, o maior produtor foi o estado do Rio Grande do Norte, com 28,0% do total onshore. (BEN, 2012)

6. A indústria do óleo e gás

6.1. Contextualização

A exploração e produção do petróleo e do gás natural no Brasil tiveram, em suas trajetórias, um marco importante, que foi a criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A ANP é o órgão regulador das atividades que integram a indústria do petróleo e gás natural e a dos biocombustíveis no Brasil. Autarquia federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, o órgão é responsável pela execução da política nacional para o setor energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis, de acordo com a Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997). (ANP, 2013)

A ANP tem como principais atribuições(ANP, 2013):

- promover estudos geológicos e geofísicos para identificação de potencial petrolífero, regula a execução desses trabalhos, organiza e mantém o acervo de informações e dados técnicos;
- realizar licitações de áreas para exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás, contrata os concessionários e fiscaliza o cumprimento dos contratos;
- calcular o valor dos royalties e participações especiais (parcela da receita dos campos de grande produção ou rentabilidade) a serem pagos a municípios, a estados e à União;
- autorizar e fiscalizar as atividades de refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo e gás natural;
- autorizar e fiscalizar as operações das empresas que distribuem e revendem derivados de petróleo;
- autorizar e fiscalizar as atividades de produção, importação, exportação, transporte, transferência, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda e comercialização de biocombustíveis;

- estabelecer as especificações técnicas (características físico-químicas) dos derivados de petróleo, gás natural e dos biocombustíveis e realiza permanente monitoramento da qualidade desses produtos nos pontos de venda;

- acompanhar a evolução dos preços dos combustíveis e comunica aos órgãos de defesa da concorrência os indícios de infrações contra a ordem econômica;

A partir da criação da ANP e com a sanção da Lei do Petróleo, em 6 de agosto de 1997, todos os blocos exploratórios de petróleo brasileiro passaram a ser adquiridos por meio de Rodadas de Licitações regidas pelo órgão. Além de empresas nacionais, empresas estrangeiras devidamente habilitadas podem participar das licitações. Entretanto, para se tornarem concessionárias ou contratadas devem ser constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País. A ANP publica um edital estabelecendo os requisitos para a participação das empresas, as regras para a avaliação das propostas e os compromissos dos vencedores da licitação. Para se qualificarem a participar das licitações, as empresas precisam preencher requisitos técnicos, jurídicos, financeiros e comprovar a regularidade fiscal. Nos dias de licitações, as empresas e consórcios entregam envelopes lacrados que devem conter uma oferta de bônus de assinatura, um programa de investimentos mínimos em exploração na área e uma porcentagem de bens e serviços a serem adquiridos de empresas instaladas no Brasil (ANP,2012).

Em 22 de dezembro de 2010, o então presidente Luiz Inácio Lula da Silva sancionou o novo marco regulatório brasileiro, que determina a adoção do regime de partilha da produção em áreas do polígono do Pré-sal e outras áreas estratégicas. O sistema de partilha de produção tem vigência nas áreas ainda não licitadas do Pré-sal e naquelas que venham a ser definidas como estratégicas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A partilha de produção é entendida como o regime de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos no qual o contratado, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo (*cost oil*), do volume da produção correspondente aos royalties devidos, bem como da parcela do excedente em óleo (*profit oil*), na

proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato. Assim, o Estado remunera os custos de produção e divide com o contratado o excedente em óleo. (TCU, 2012)

No novo marco, o governo também criou uma nova empresa estatal, a Pré-salPetróleo SA (PPSA). A PPSA é uma empresa pública criada para gerenciar e fiscalizar os contratos de partilha, representando a União nos consórcios e comitês operacionais, além de gerir os contratos de comercialização de petróleo e gás natural pertencentes à União em virtude da partilha. (TCU, 2012)

A empresa estatal Petróleo Brasileiro S.A (Petrobras) será a operadora única de todos os blocos contratados sob o regime de partilha. O CNPE definirá se os blocos serão outorgados diretamente à estatal ou serão objetos de leilão, caso em que é assegurada à Petrobras participação mínima de 30% nos consórcios a serem constituídos com o vencedor da licitação e com a Pré-sal Petróleo S.A (PPSA). (TCU, 2012)



Figura 6 - Esquema Resumido do Novo Marco Regulatório Brasileiro

Fonte: TCU, 2012

No caso de os blocos serem outorgados diretamente à Petrobras, o processo é descrito como uma cessão onerosa de direitos, a qual prevê que a União poderá ceder a estatal o direito de exercer atividades de E&P, por sua conta e risco, em determinadas áreas do Pré-sal, sem licitação, no limite de até 5 bilhões de barris de petróleo e gás natural. Segundo o novo marco, o pagamento pela cessão deverá ser efetivado, prioritariamente, em títulos da dívida pública mobiliária federal, a o valor de mercado. (TCU, 2012).

6.2. Exploração & Produção

Sem licitações offshore desde 2008, a área sob exploração no país vem diminuindo nos últimos anos. Em 2011, por exemplo, fechou com 320 mil km², uma redução de 3% sobre os 330 mil km² de 2010. (BRASIL ENERGIA, 2012)

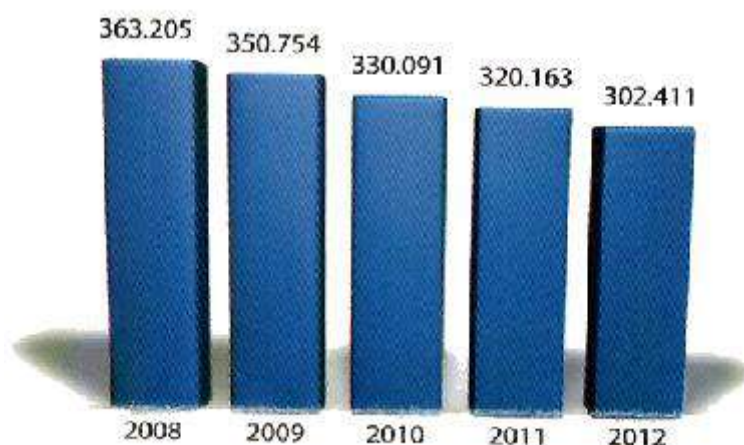


Figura 7 - Evolução da Área Exploratória no Brasil (km²)

Fonte: ANP e Banco de dados Brasil Energia

As reservas brasileiras provadas em 2011 totalizaram 15 bilhões de barris de petróleo e 459,4 bilhões de metros cúbicos de gás natural. Os números de 2011 incluem o campo de Sapinhoá (ex-prospecto Guará), no cluster do Pré-sal da Bacia de Santos, com volumes recuperáveis estimados em 2,1 bilhões de barris de óleo equivalente (boe). (BRASIL ENERGIA, 2012)

O aumento das reservas de petróleo em 2011 foi de 6%, índice inferior aos 10,6% de crescimento registrados entre os anos de 2009 e 2010. As reservas terrestres apresentaram aumento maior – de 13% –, em relação ao crescimento de apenas 6% das reservas marítimas. O Rio de Janeiro ainda guarda os maiores volumes de reservas provadas de petróleo, com 12,1 bilhões de barris, crescimento de 4% comparado com 2010. Em um segundo lugar bem distante está o Espírito Santo, com 1,3 bilhão de barris. Com seus 252 milhões de barris em terra, o Rio Grande do Norte perdeu a liderança para a Bahia, que totalizou 256 milhões de barris. (BRASIL ENERGIA, 2012)

Estado	Local	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2011/2010%
Amazonas	Terra	114	111	100	92	97	103	108	114	104	103	2
Ceará	Terra	6	6	7	6	5	8	10	15	15	14	8
	Mar	20	67	70	71	69	58	59	59	48	49	3
Rio Grande do Norte	Terra	259	260	250	259	263	265	265	259	255	252	1
	Mar	70	72	67	81	80	98	98	105	121	121	0
Alagoas	Terra	12	11	11	12	11	9	7	6	5	11	103
	Mar	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	16
Sergipe	Terra	205	220	223	230	227	232	226	231	251	246	2
	Mar	28	21	36	38	38	35	35	26	32	28	10
Bahia	Terra	212	212	215	229	241	216	229	242	241	256	6
	Mar	3	2	2	2	3	38	60	69	66	70	6
Espírito Santo	Terra	118	115	58	55	61	54	51	52	45	34	25
	Mar	500	610	1.206	1.126	1.286	1.277	1.276	1.241	1.298	1.306	1
Rio de Janeiro ²	Mar	8.174	8.854	8.931	9.533	9.762	10.178	10.329	10.382	11.707	12.144	4
São Paulo	Mar	4	4	40	19	24	28	24	24	26	384	1373
Paraná ³	Mar	27	24	15	11	6	21	21	24	27	27	1
Santa Catarina ⁴	Mar	0	12	10	8	7	5	5	5	5	5	0
Totais	Terra	927	935	865	883	905	886	896	920	812	915	13
	Mar	8.878	9.667	10.379	10.890	11.227	11.737	11.906	11.932	13.330	14.135	6
	Geral	9.805	10.602	11.243	11.773	12.132	12.624	12.802	12.852	14.142	15.050	6

Tabela 2 - Reservas Provadas¹ De Petróleo (Milhão De Barris)

Fontes: ANP/SDP, conforme a Portaria ANP nº 9/2000 a partir de 1999; Petrobras/Serplan para os anos anteriores.

*Reservas em 31/12 dos anos de referência

¹ Incluindo as reservas de campos cujos Planos de Desenvolvimento estão em análise.

² As reservas do campo Roncador e Frade estão apropriadas totalmente no estado do Rio de Janeiro por simplificação.

³ As reservas do campo de Caravela estão apropriadas totalmente no estado do Paraná por simplificação.

⁴ As reservas do campo de Tubarão estão apropriadas totalmente no estado de Santa Catarina por simplificação.

No caso do gás, as reservas provadas no ano de 2010 apresentaram aumento de 8%, passando de 423,6 bilhões de m³ para 459,4 bilhões de m³. O crescimento das reservas na plataforma continental superou o índice geral das reservas provadas. Foram 10% de aumento, passando de 354 bilhões de m³ para 389 bilhões de m³ em 2011. São Paulo e Rio de Janeiro foram os estados que mais contribuíram para o avanço das reservas no mar – 19% e 13%, respectivamente. O estado fluminense, no

entanto, continua na liderança do ranking, respondendo pela maior parte da reserva de gás, com 250 bilhões de m³. (BRASIL ENERGIA, 2012)

Estado	Local	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2011/2010%
Amazonas	Terra	47.893	48.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878	57.455	3
Maranhão	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ceará	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652	528	19
Rio Grande do Norte	Terra	3.585	3.151	2.870	2.558	2.397	1.942	1.638	1.638	1.418	1.464	3
	Mar	17.221	17.289	18.337	15.059	14.047	11.755	8.663	8.376	8.676	7.645	12
Alagoas	Terra	4.719	4.286	3.929	3.535	3.241	3.042	2.917	2.665	2.391	2.515	5
	Mar	1.118	980	1.198	1.084	815	850	730	825	1.085	981	10
Sergipe	Terra	820	861	829	768	814	761	977	925	1.039	1.433	38
	Mar	3.860	2.525	3.286	2.751	2.978	2.842	2.678	2.523	2.588	2.323	10
Bahia	Terra	17.244	16.987	15.636	12.379	11.474	8.470	7.284	7.203	7.356	6.844	7
	Mar	10.101	8.681	9.625	9.388	14.269	26.423	24.435	28.169	26.161	23.708	9
Espírito Santo	Terra	1.809	2.237	1.018	1.057	3.364	1.140	936	633	587	717	22
	Mar	14.467	15.258	21.286	31.271	37.385	37.594	34.330	47.058	44.025	43.631	1
Rio de Janeiro ²	Mar	116.339	119.257	119.049	145.378	164.503	167.917	144.834	166.165	220.506	249.984	13
São Paulo	Mar	3.875	3.508	78.471	28.696	38.543	47.881	48.340	46.189	49.373	58.882	19
Paraná ³	Terra	0	0	0	0	0	1	142	4	134	149	11
	Mar	34	61	26	15	9	559	458	684	904	913	1
Santa Catarina ⁴	Mar	0	44	11	7	7	206	205	230	230	230	0
Totais	Terra	76.070	76.597	73.730	71.752	74.522	68.131	66.038	65.465	69.455	70.577	2
	Mar	168.477	168.743	252.354	234.643	273.381	296.851	265.712	301.002	354.200	388.827	10
	Geral	244.547	245.340	326.084	306.395	347.903	364.982	331.750	366.467	423.655	459.403	8

Tabela 3 - Reservas Provadas¹ De Gás Natural (Milhões De m³)

Fontes: ANP/SDP, conforme a Portaria ANP nº 9/2000 a partir de 1999; Petrobras/Serplan para os anos anteriores.

*Reservas em 31/12 dos anos de referência

¹ Incluindo as reservas de campos cujos Planos de Desenvolvimento estão em análise.

² As reservas do campo Roncador e Frade estão apropriadas totalmente no estado do Rio de Janeiro por simplificação.

³ As reservas do campo de Caravela estão apropriadas totalmente no estado do Paraná por simplificação.

⁴ As reservas do campo de Tubarão estão apropriadas totalmente no estado de Santa Catarina por simplificação.

A produção de óleo e gás no Brasil em 2011 foi a maior do país na última década. O volume de óleo produzido em terra e mar chegou a quase 770 milhões de barris, 2,47% maior que em 2010, alcançando 2,11 milhões de barris/dia de média. No caso do gás, o aumento foi de 4,95%, com a produção de 24 bilhões de m³ no ano e média de 65,8 milhões de m³/dia. (BRASIL ENERGIA, 2012)

A Petrobras encerrou 2012 com suas reservas provadas de petróleo e gás natural no Brasil praticamente iguais às registradas no fim de 2011. Em 31 de dezembro, as reservas provadas da companhia no país eram de 15,729 bilhões de boe. (BRASIL ENERGIA, 2013)

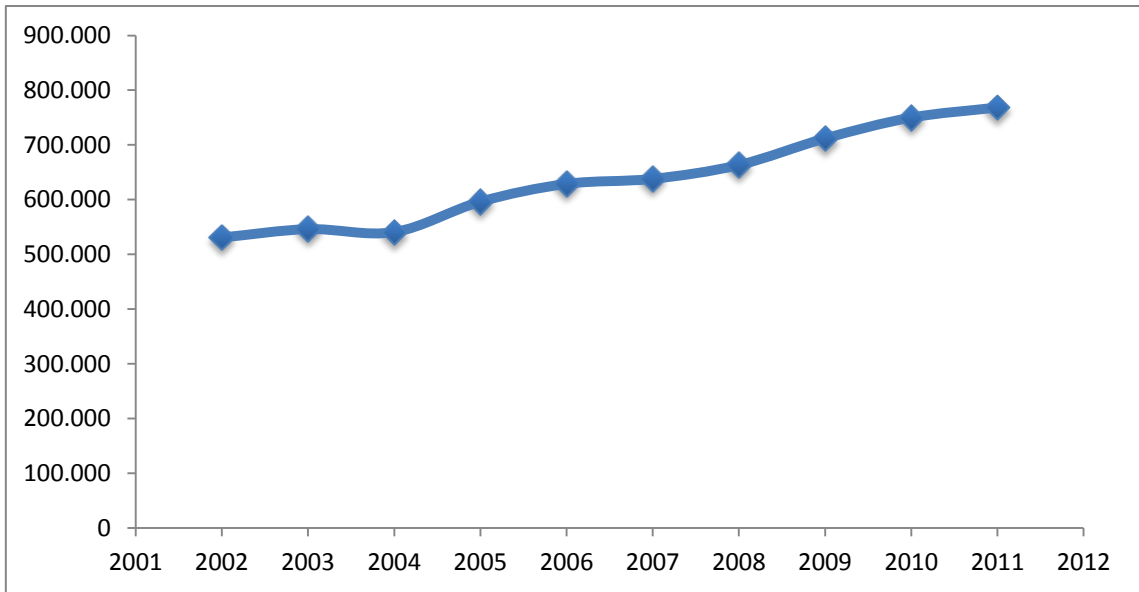


Figura 8 - Evolução Da Produção Nacional De Petróleo (Mil Barris)

Fonte: Dados Revista Brasil Energia e ANP

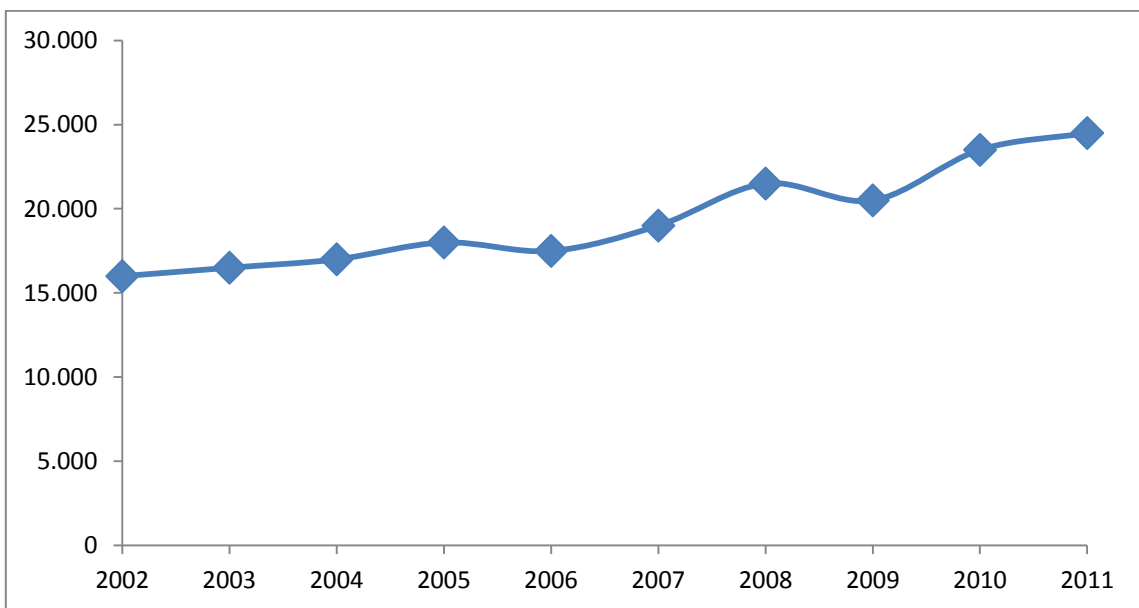


Figura 9 - Evolução Da Produção Nacional De Gás (Milhão de m³)

Fonte: Dados Revista Brasil Energia e ANP

7. Tecnologias de Exploração e Produção

7.1. Prospecção de Petróleo

A primeira etapa da cadeia de produção do petróleo é a exploração, e os geólogos tem a responsabilidade de identificar depósitos de petróleo ou gás com tamanho suficiente para se justificar sua perfuração, desenvolvimento e produção. Nessa fase os geólogos trabalham em conjunto com engenheiros, cientistas e os diversos profissionais que atuam nessa área. (LEFFLER, 2003)

A descoberta de uma jazida de petróleo em uma nova área é uma tarefa que envolve um longo e dispendioso estudo e análise de dados geofísicos e geológicos das bacias sedimentares. Somente após exaustivo prognóstico do comportamento das diversas camadas do subsolo, os geólogos e geofísicos decidem propor a perfuração de um poço, que é a etapa que mais investimentos exige em todo o processo de prospecção. (THOMAS, 2001)

Um programa de prospecção visa fundamentalmente a dois objetivos: localizar dentro de uma bacia sedimentar as situações geológicas que tenham condição para acumulação do petróleo e verificar qual, dentre estas situações, possui mais chance de conter petróleo. Não se pode prever, portanto, onde existe petróleo, e sim os locais mais favoráveis para sua ocorrência. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005 ; LEFFLER, 2003)

A identificação de uma área favorável à acumulação de petróleo é realizada através de métodos geológicos e geofísicos, que, atuando em conjunto, conseguem indicar o local mais propício para a perfuração. Todo o programa desenvolvido durante a fase de prospecção fornece uma quantidade muito grande de informações técnicas, com um investimento relativamente pequeno quando comparado ao custo de perfuração de um único poço exploratório. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005)

7.1.1. Métodos Geológicos

Esse método é responsável por reconstruir as condições de formação e acumulação de hidrocarbonetos em uma determinada região através do mapeamento de geologia de superfície com o apoio da aerofotogrametria e fotogeologia, também infere a geologia de superfície a partir dos mapas de superfície e dados de poços como também analisa as informações de caráter paleontológico e geoquímico. (THOMAS, 2001; CARDOSO, 2005)

7.1.1.1. Geologia de Superfície

É o mapeamento das rochas que afloram na superfície, possibilitando identificar as bacias sedimentares e as estruturas capazes de acumular hidrocarbonetos. As informações geológicas e geofísicas obtidas a partir de poços exploratórios são de enorme importância para a prospecção, visto que permitem reconhecer rochas que não afloraram na superfície e calibrar processos indiretos de pesquisa. (THOMAS, 2001 ; SCHIFFER, 2008)

7.1.1.2. Aerofotogrametria e fotogeologia

Aerofotogrametria consiste em fotografar o terreno através de um avião equipado e com velocidade, altitude e direção constantes, sendo utilizado para a construção de mapas base. (THOMAS, 2001; SCHIFFER, 2008)

Fotogeologia consiste na determinação das feições geológicas a partir de fotos aéreas, imagens de radar e de satélite, onde dobras, falhas e mergulho das camadas geológicas são visíveis. (THOMAS, 2001)

7.1.2. Geologia de Subsuperfície

Consiste o estudo de dados geológicos obtidos em um poço exploratório, sendo possível determinar as características geológicas das rochas de subsuperfície. As técnicas mais comuns envolvem: descrição das amostras das rochas recolhidas durante a perfuração; estudos das formações perfuradas e sua profundidade em relação a um referencial fixo; a construção de mapas e seções estruturais através da correlação

entre as informações de diferentes poços; identificação dos fósseis presentes nas amostras das rochas.(THOMAS, 2001)

7.1.3. Métodos potenciais

7.1.3.1. Gravimetria

Dos cinco fatores dos quais o campo gravitacional depende, o único que interessa na exploração gravimétrica de petróleo são as variações de densidade em superfície. Ela permite fazer estimativas da espessura de sedimentos em uma bacia sedimentar, presença de rochas de densidades anômalas, prever a existências de altos e baixos estruturais pela distribuição lateral e desigual de densidades em superfície. (THOMAS, 2001; LEFFLER, 2003)

7.1.3.2.Magnetometria

Tem como objetivo medir pequenas variações na intensidade do campo magnético terrestre, consequência da distribuição irregular de rochas magnetizadas em superfície. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER, 2003)

7.1.4. Métodos sísmicos

O método sísmico de refração registra somente ondas refratadas com ângulo crítico e tem grande aplicação na área de sismologia. (THOMAS, 2001; SCHIFFER, 2008)

O método sísmico de reflexão é o método de prospecção mais utilizado atualmente na indústria de petróleo, pois fornece alta definição das feições geológicas em subsuperfície propícias à acumulação de hidrocarbonetos, a um custo relativamente baixo. (THOMAS, 2001; SCHIFFER, 2008 ; LEFFLER, 2003)

7.1.4.1. Fontes e receptores sísmicos

As fontes de energia sísmica são, em geral, a dinamite e o vibrador em terra e canhões de ar comprimido em levantamentos marítimos. Cada uma dessas fontes emite um pulso, que se refletem e refratam em cada uma das camadas geológicas.

Os receptores utilizados para registrar as reflexões são: eletromagnéticos para registro em terra, e de pressão para levantamentos na água. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER, 2003)

7.1.4.2. Aquisição de dados sísmicos

Tanto em terra quanto em mar, a aquisição de dados sísmicos consiste na geração de uma perturbação mecânica em um ponto da superfície e o registro das reflexões em centenas de canais de recepção ao longo de uma linha reta. (THOMAS, 2001 ; SCHIFFER, 2008 ; LEFFLER, 2003 ; CARDOSO, 2005)

7.1.4.3. Tipos de ondas sísmicas e de velocidades de propagação

Existem dois tipos de ondas sísmicas: P ou compressionais (usadas atualmente) nas quais o deslocamento se dá na mesma direção de propagação da energia, e S ou de cisalhamento onde o deslocamento é perpendicular à direção de propagação da energia. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER, 2003)

A velocidade de propagação das ondas sísmicas é função da densidade e das constantes elásticas do meio. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER, 2003)

7.1.4.4. Sismograma sintético

Como a sísmica de reflexão responde somente ao contraste de impedância das rochas, é possível simular a resposta sísmica de um pacote sedimentar, ou traço sísmico (sismograma sintético) a partir do conhecimento das velocidades e densidades das rochas que o compõem e da assinatura da fonte. (THOMAS, 2001)

7.1.4.5. Técnicas CDP e obtenção das velocidades

Nos levantamentos sísmicos executados tanto no mar quanto em terra, as reflexões são registradas obedecendo a uma geometria de aquisição que propicia a amostragem múltipla em superfície. É chamada técnica CDP (*Common Depth Point*) que, em aplicações rotineiras, registra 48 a 240 vezes os mesmos pontos. (THOMAS, 2001)

Essa técnica apresenta vantagens importantes como: obtenção das velocidades de propagação da superfície; acelera a aquisição com conseqüente redução do custo por quilômetro quadrado; promove cobertura contínua em superfície mesmo quando existem obstáculos; etc. (THOMAS, 2001)

7.1.4.6. Processamento de dados sísmicos

Tem como objetivo produzir imagens da subsuperfície com a máxima fidelidade possível, atenuando as distorções ópticas. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005 ; SCHIFFER, 2008 ; LEFFLER, 2003)

7.1.4.7. Interpretações de dados sísmicos

As seções sísmicas finais são interpretadas para gerar os mapas estruturais. Além da interpretação estrutural, uma série de outras feições geológicas são reconhecidas através dos padrões típicos relacionados com o histórico de deposição sedimentar, variação lateral de fácies, presença de camadas e domos de sal, intrusivas, evolução estratigráfica, até a detecção direta de hidrocarbonetos através da análise de anomalias de amplitude. (THOMAS, 2001; SCHIFFER, 2008 ; LEFFLER, 2003; CARDOSO 2005)

7.1.4.8. Sísmica tridimensional

A sísmica 3-D consiste em executar o levantamento de dados sísmicos em linhas paralelas afastadas entre si de distância igual a distância entre os canais receptores.

Os dados obtidos são processados, seguindo basicamente o roteiro utilizado nos dados convencionais 2-D, entretanto com a flexibilidade de migrar eventos para a terceira dimensão, permitindo que eventos laterais presentes nas seções 2-D sejam migrados para suas respectivas posições verdadeiras em 3-D. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005 ;)

Atualmente a sísmica 3-D e seus dados de engenharia e geológicos são apresentados em salas de visualização aonde as imagens da subsuperfície são

projetadas em telas de alta definição localizadas em mais de uma parede para se criar a ilusão de estarmos presentes na subsuperfície procurando informações de diferentes ângulos. (LEFFLER , 2003 ; CARDOSO, 2005)

7.1.4.9. Sísmica aplicada à perfuração e ao desenvolvimento da produção

A sísmica realiza importante papel de orientação espacial e direcionamento da perfuração, fatores vitais devido ao elevado investimento envolvido. (THOMAS, 2001)

7.1.4.10. Sísmica 4-D

É a repetição do levantamento 3-D em intervalos grandes de tempo, mantendo-se as mesmas condições de aquisição e processamento. (THOMAS, 2001; SCHIFFER, 2008)

A sísmica 4-D adiciona a dimensão do tempo na sismologia, como a produção o reservatório vai sendo esvaziado e sua imagem é alterada. (LEFFLER , 2003)

7.2. Perfuração

Na perfuração rotativa, as rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração, a qual consiste basicamente de comandos (tubos de parede espessa) e tubos de perfuração (tubos de parede fina). Os fragmentos de rocha são removidos continuamente através de um fluido de perfuração ou lama. O fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração através da cabeça de injeção e retorna à superfície através de espaço anular formado pelas paredes do poço e coluna. Ao atingir determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada do poço e uma coluna de revestimento de aço, de diâmetro inferior ao da broca, é descida no poço. O anular entre os tubos do revestimento e as paredes do poço é cimentado com a finalidade de isolar as rochas atravessadas, permitindo então o avanço da perfuração com segurança. Sendo assim, percebe-se que um poço é perfurado em diversas fases, caracterizadas pelos diferentes diâmetros das brocas. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER, 2003)

7.2.1. Equipamentos da sonda de perfuração

Os equipamentos de uma sonda rotativa responsáveis por determinada função de perfuração pertencem aos sistemas de sondas. Os principais sistemas são: sustentação de cargas, de geração e transmissão de energia, de movimentação de carga, de rotação, de circulação, de segurança, de poço, de monitoração e o sistema de superfície. (THOMAS, 2001; PLÁCIDO, 2008 ; LEFFLER, 2003)

7.2.2. Colunas de perfuração

Durante a perfuração, é necessária a concentração de grande quantidade de energia da broca para cortar diversas formações rochosas. Esta energia, em forma de rotação e peso aplicados sobre a broca, é transferida às rochas para promover sua ruptura e desagregação em forma de pequenas lascas que são removidas do fundo do poço e carreadas até a superfície pelo fluxo de fluido de perfuração. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005; LEFFLER, 2003)

A coluna de perfuração é a responsável direta por todo esse processo e consta dos seguintes componentes principais: comandos, tubos pesados e tubos de perfuração. (HERDEIRO,2008)

7.2.3. Brocas

Têm a função de promover a ruptura e desagregação das rochas ou formações. As brocas podem ser classificadas como: brocas sem partes móveis e brocas com partes móveis. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER, 2003)

7.2.4. Fluidos de perfuração

São misturas complexa de sólidos, líquidos, produtos químicos e até gases. Devem ser especificados de forma a garantir uma perfuração rápida e contínua. Assim, os fluidos devem: ser estáveis quimicamente; estabilizar as paredes do poço; facilitar a separação do cascalho; manter os sólidos em suspensão; ser inerte em relação a danos às rochas; aceitar qualquer tratamento físico ou químico; ser bambeável; apresentar

baixo grau de corrosão; facilitar as interpretações geológicas. (THOMAS, 2001; LEFFLER)

7.2.5. Operações normais de perfuração

Durante a perfuração de um poço, que se caracteriza pela aplicação de peso e rotação na broca enquanto circula o fluido de perfuração, uma série de operações são feitas, tais como: alargamento e repassamento; conexão, manobra e circulação; revestimento de um poço; cimentação de poço; perfilagem; movimentação da sonda. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005)

7.2.6. Otimização da perfuração

Os elementos que mais influenciam no custo da perfuração estão no programa de revestimento, programa de fluido e programa de brocas. (THOMAS, 2001; LEFFLER, 2003)

Otimizar a perfuração é escolher parâmetros de modo a se conseguir uma operação segura e econômica.

7.2.7. Operações especiais de perfuração

Durante a perfuração de um poço, várias operações ditas especiais, podem ocorrer. São elas: controle de *kicks*, operações de pescaria, testemunhagem, e teste de formação. (THOMAS, 2001; LEFFLER, 2003; CARDOSO, 2005)

O *Kick* é causado quando a pressão da coluna de perfuração é menor que a pressão nos poros da formação causando um influxo do fluido para o poço;

Pescaria é toda operação feita no poço para retirada de objetos estranhos tais como, pedaços de broca, partes de acessórios de perfuração ou de outro equipamento de poço;

Testemunhagem e teste de formação são os processos de obtenção, com alterações mínimas, de um pedaço real da rocha da subsuperfície.

7.2.8. Perfuração Direcional

Perfuração direcional é a técnica na qual a trajetória do poço é desviada, intencionalmente, na vertical. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER, 2003)

Os poços direcionais são perfurados com as seguintes finalidades:

1. Controlar um poço em influxo através da perfuração de poços de alívio;
2. Atingir formações produtoras quer sejam abaixo de localizações inacessíveis;
3. Desviar a trajetória do poço de acidentes geológicos;
4. Perfurar vários poços de um mesmo ponto;
5. Desviar poços que tiverem o trecho final atingido por algum problema.

7.2.9. Perfuração marítima

Existem basicamente dois tipos de Unidades de Perfuração Marítima: as com o BOP (*blow out preventer*)* na superfície, tais como plataformas fixas, as auto-eleváveis, as submersíveis e as *tensionlegs* e as com BOP no fundo do mar, conhecidas como unidades flutuantes, tais como semi-submersíveis e os navios sonda (THOMAS, 2001; LEFFLER, 2003 ; CARDOSO, 2005).

O emprego de cada um desses tipos fica condicionado à lâmina d'água (distância entre a superfície d'água eo fundo do mar), finalidade do poço, disponibilidade de apoio logístico e, principalmente, à relação custo-benefício. (THOMAS, 2001)

7.2.9.1. Tipos de Unidade

a) Plataformas Fixas ou Jaquetas

São estruturas moduladas instaladas no local da operação com estacas cravadas no fundo do mar. São usadas para laminas d'água de até 300 metros. Ela ainda possui capacidade para armazenamento de material de perfuração, estocagem de material,

alojamentos para a tripulação e todas as instalações necessárias para a produção de poços. (VASCONCELLOS, 2008 ; CARDOSO, 2005; LEFFLER, 2003)

* BOP é o equipamento de segurança instalado para evitar o descontrole de vazão do poço

b) Plataformas auto-eleváveis

As plataformas auto eleváveis constituem de uma balsa equipada com estruturas de apoio, que acionadas mecânica ou hidraulicamente movimentam-se para baixo até atingirem o fundo do mar. Após esse movimento inicia-se o ajuste da altura da plataforma para acima do nível da água. (VASCONCELLOS, 2008 ; CARDOSO, 2005 ; LEFFLER, 2003)

São unidades muito estáveis, devido a essa característica as operações de perfuração nela realizadas são semelhantes das realizadas em terra. (VASCONCELLOS, 2008)

Outra característica é que essas unidades precisam do auxílio do rebocador para se deslocar. (VASCONCELLOS, 2008)

c) Plataformas SparBuoy

O sistema *Spar* consiste de um cilindro vertical de aço de grande diâmetro, ancorado, operando com um calado de profundidade constante de cerca de 200 metros, o que gera apenas pequenos movimentos verticais e, conseqüentemente, possibilita a adoção de *risers* rígidos verticais de produção. Neste tipo de plataforma há utilização de supressores de vórtices em torno do cilindro com o objetivo de inibir vibrações induzidas pelo fenômeno de *VortexShedding*(VASCONCELLOS, 2008).

d) Plataformas Flutuantes

São classificadas em dois tipos: semi-submersíveis e navios-onda. As primeiras são basicamente compostas por um ou mais conveses apoiados por colunas em flutuadores submersos. Já os navios sondas foram inicialmente adaptados, porém hoje

são projetados especificamente para perfuração. (VASCONCELLOS, 2008; CARDOSO, 2005 ; LEFFLER, 2003)

Como essas unidades sofrem movimentações devido a ação das ondas, correntes e ventos é necessário que elas fiquem posicionadas na superfície do mar dentro de um círculo com um raio de tolerância ditados pela posição dos equipamentos de subsuperfície e tipo de operação a ser executada. Por isso essas embarcações são ancoradas. (VASCONCELLOS, 2008 ; CARDOSO, 2005 ; LEFFLER, 2003)

**VortexShedding* - é um escoamento giratório onde as linhas de corrente apresentam um padrão circular ou espiral. São movimentos espirais ao redor de um centro de rotação.

Essas plataformas flutuantes podem ou não ter seu próprio sistema de propulsão. De qualquer forma possuem grande mobilidade, sendo preferida para a perfuração de poços exploratórios. (VASCONCELLOS, 2008)

e) *Tensionleg*

São plataformas muito semelhantes às semi-submersíveis e são usadas principalmente para o desenvolvimento de campos. (VASCONCELLOS, 2008 ; CARDOSO, 2005 ; LEFFLER, 2003)

Essas plataformas levam esse nome "*tensionleg*", pois sua instalação é feita através do tensionamento dos cabos de ancoragem no fundo do mar.

O grau de flutuação da plataforma possibilita que as pernas mantenham-se tracionadas, reduzindo severamente o movimento da plataforma. Assim as operações de perfuração e completação são iguais as das plataformas fixas. (VASCONCELLOS, 2008)



Figura 10 Sondas de perfuração no mar

7.3. Avaliações de formações

São estudos que visam determinar em termos qualitativos e quantitativos o potencial de uma jazida petrolífera. As avaliações baseiam-se principalmente no teste de perfilagem do poço aberto, no teste de formação de poço aberto, nos testes de pressão a poço revestido e na perfilagem de produção. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005)

O processo se inicia com a perfuração do poço pioneiro, cuja localização é definida a partir dos dados sísmicos. Os indícios de presença de hidrocarbonetos podem ser detectados pela amostra de calha das rochas perfuradas, em testemunhos e em *kicks*, assim como pela velocidade de perfuração, pelo detector de gás, etc. (THOMAS, 2001 : CARDOSO, 2005)

Na perfilagem final, executada ao término da perfuração do poço, é possível determinar informações importantes atravessadas pelo poço: pelo tipo de rocha, espessura, porosidade, prováveis fluidos existentes nos poros e suas perfurações. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005)

Com base nas análises dos perfis, decidem-se quais intervalos do poço são de interesse econômico potencial para se executar os testes de formação. Somente os testes de formação irão confirmar, com segurança, a presença de hidrocarbonetos na formação e fornecer dados a respeito das condições de fluxo nas imediações do poço. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005)

7.3.1. Perfilagem de poço aberto

O perfil de um poço é a imagem visual, em relação à profundidade, de uma ou mais características ou propriedades das rochas perfuradas (resistividade elétrica, potencial eletroquímico natural, tempo de trânsito de ondas eletromecânicas, radioatividade induzida ou natural, etc.) (THOMAS, 2001).

7.3.2. Teste de pressão em poço

Inicialmente, o reservatório está em equilíbrio, isto é, em qualquer ponto a sua pressão é a mesma e igual à chamada pressão estática original. Quando o poço é colocado em produção, o equilíbrio das pressões é quebrado: a pressão é menor no poço e vai crescendo à medida que se afasta dele em direção aos limites do reservatório. Quando mais fluido é retirado, maiores as quedas de pressão observadas. O período de tempo em que o poço está produzindo chama-se período de fluxo. Ao processo de queda de pressão do reservatório (correspondente a certa produção de fluido) dá-se o nome de depleção. (THOMAS, 2001)

7.3.3. Perfilagem de produção

A perfilagem de produção é feita através de perfis corridos após a descida do revestimento de produção e completação inicial do poço, visando determinar a efetividade de uma completação ou as condições de produtividade de um poço. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005)

7.4.Completação

Completação é o conjunto de operações destinadas a equipar o poço para produzir óleo e gás (ou ainda injetar fluídos nos reservatórios). (THOMAS, 2001)

7.4.1. Etapas de Completação

A completação de um poço envolve um conjunto de operações subsequentes à operação. Uma completação típica de um poço marítimo, com árvore de natal convencional e equipamentos de *gaslift*, obedece as seguintes fases: instalação dos equipamentos de superfície; condicionamento do poço; avaliação da qualidade de cimentação; canhoto; instalação da coluna de produção; colocação do poço em produção. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005 ; LEFFLER, 2003)

7.4.2. Principais componente da coluna de produção

7.4.2.1. Tubos de produção

São os componentes básicos da coluna e representam o maior custo dentre os equipamentos de subsuperfície. A seleção da tubulação leva em conta o diâmetro interno do revestimento de produção, a vazão de produção esperada, o tipo de fluido a ser produzido e os esforços mecânicos a serem suportados. Em razão dos esforços que a coluna será submetida durante sua vida útil (tensões de tração, de colapso e pressão interna), é definido o grau do aço, a espessura da parede requerida e seu peso por metro. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005 ; LEFFLER, 2003)

7.4.2.2. *Shear-out*

É um equipamento instalado na extremidade inferior da coluna de produção que permite o tamponamento temporário desta. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER , 2003)

7.4.2.3. *Hydro-trip*

Também serve para o tamponamento temporário da coluna, podendo ser instalada em qualquer ponto desta. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER , 2003)

7.4.2.4. Nipples de assentamento

Servem para alojar tampões mecânicos, válvulas de retenção ou registradores de pressão. Normalmente são instalados na cauda da coluna de produção, mas também podem ser instalados outros pontos da coluna. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER , 2003)

7.4.2.5. Camisa deslizante

As camisas deslizantes podem ser utilizadas em completações seletivas, possibilitando colocar em produção ou isolar zonas empacotadas por dois *packers* (definição no item 7.4.2.7). (THOMAS, 2001 ; LEFFLER , 2003)

7.4.2.6. Checkvalve

É uma válvula que serve para impedir um fluxo no sentido descendente. É composta de uma sede, com uma válvula de retenção que se abre quando pressurizada de baixo para cima e veda quando pressurizada de cima para baixo. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER , 2003)

7.4.2.7. Packer de produção

O obturador, ou *packer*, tem a função básica de promover a vedação do espaço anular entre o revestimento e a coluna de produção, numa determinada profundidade. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER , 2003)

7.4.2.8. Unidade selante

É o equipamento descido na extremidade da coluna que pode ser apoiado ou travado no *packer* permanente, promovendo a vedação na área polida do *packer*. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER , 2003)

7.4.2.9. Junta telescópica (TSR)

É usado para absorver a expansão ou contração da coluna de produção, causada pelas variações de temperatura sofridas quando da produção de fluídos. Permite

também a retirada da coluna sem houver necessidade de retirar o *packer* e a cauda. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER , 2003)

7.4.2.10. Mandril de *gas-lift*

São componentes da coluna de produção que servem para alojar as válvulas que permitirão a circulação de gás do espaço anular para a coluna de produção. Estas válvulas podem ser assentadas e retiradas através de operações de cabo e destinam-se a elevação artificial por *gas-lift*. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER , 2003)

Os mandris são excêntricos, isto é, as bolsas de assentamento das válvulas são localizadas na lateral do mandril, só sendo acessíveis com a utilização de ferramentas especiais através de operações com cabos. Assim, os mandris mantêm um diâmetro interno igual ao dos tubos de produção. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER , 2003)

7.4.2.11. Válvulas de segurança de subsuperfície

São de dois tipos: as enroscadas na coluna, chamadas *tubingmounted*, que são conectadas diretamente na coluna de produção; e as insertáveis, ou *wirelineretrievable*, que são instaladas após a descida da coluna através de operação com cabo. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER , 2003 ; CARDOSO, 2005)

7.4.3. Equipamentos 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, 2001)

As companhias de petróleo usam sistemas de subsuperfície para produção de petróleo e gás de duas maneiras. Primeiro, poços menores são conectados em infraestrutura de produção já existente. A segunda maneira existente, e muito usada, é quando existem poços menores e próximos uns dos outros que não possuem tamanho suficiente para serem conectados diretamente em uma plataforma e esses poços são

ligados entre si para que suas respectivas produções se juntem e sejam destinadas a unidade de produção. (LEFFLER , 2003)

7.4.3.1. Cabeça de produção

É o carretel com dois flanges e duas saídas laterais. Quando a cabeça de produção é instalada, o flange inferior fica apoiado na cabeça do revestimento de produção e o flange superior recebe a árvore de natal com seu adaptador. Em uma das saídas laterais geralmente é conectada a linha de injeção de gás e na outra a linha de matar, para um eventual amortecimento do poço. Internamente existe uma sede na qual se apoia o suspensor da coluna de produção, que por sua vez, suporta o peso da coluna. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO 2005; LEFFLER, 2003)

7.4.3.2. Árvore de natal convencional

É o equipamento de superfície constituído por um conjunto de válvulas tipo gaveta, com finalidade de permitir, de forma controlada, o fluxo de óleo no poço. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005)

7.4.3.3. Árvore de natal molhada

A árvore de natal molhada é um equipamento constituído por um conjunto de válvulas de bloqueio (atuadas hidraulicamente e/ou mecanicamente) e dois sistemas de conexão, um responsável para estabelecer a conexão entre a árvore e a cabeça de poço e outro para conexão das linhas de fluxo. Sua principal função é permitir que o fluxo de um poço de petróleo seja enviado com segurança para a plataforma, por meio do acionamento das válvulas de bloqueio em caso de necessidade. (HERDEIRO, 2008 ; LEFFLER, 2003)

7.4.4. Intervenções em poços

Ao longo da vida produtiva de um poço, geralmente são necessárias outras intervenções posteriores à complementação, com objetivo de manter a produção ou eventualmente melhorar a produtividade. Sem instalação de sonda, é possível realizar

uma série de operações com cabo, tais como: abertura e fechamento de *slidingsleeves*, substituição de válvulas gas-lift, registros de pressão, etc. (THOMAS, 2001)

Quando há necessidade de intervenção com sonda, geralmente visam corrigir: falhas mecânicas na coluna de produção ou revestimento; restrições que ocasionam redução da produtividade; produção excessiva de gás; produção excessiva de água; produção de areia. (THOMAS, 2001)

7.4.4.1. Avaliação

É uma intervenção que tem como objetivo diagnosticar as causas da baixa produtividade, ou mesmo avaliar outras zonas que não se encontram em produção. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER, 2003)

7.4.4.2.Recompletação

Visa substituir a zona que estava em produção ou colocar nova zona em produção. Quando cessa o interesse em se produzir em determinada zona, esta é abandonada e o poço é recompletado para produzir em outro intervalo. A recompletação também é utilizada quando se deseja converter um poço produtor em injetor, ou vice-versa. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER, 2003)

7.4.4.3. restauração

É o conjunto de atividades que visa restabelecer as condições normais de fluxo do reservatório para o poço, eliminar e/ou corrigir falhas mecânicas no revestimento ou na cimentação, reduzir a produção excessiva de gás ou de água. (THOMAS, 2001; PLÁCIDO, 2008 ; LEFFLER, 2003)

7.4.4.4. Limpeza

A limpeza é o conjunto de atividades realizadas no interior do revestimento de produção, visando limpar o fundo do poço ou substituir os equipamentos de subsuperfície, objetivando um maior rendimento. (THOMAS, 2001; PLÁCIDO, 2008)

7.4.4.5. Mudança do método de elevação

Quando a vazão está sendo restringida devido a um sistema de elevação artificial inadequado ou com defeito, é necessário substituí-lo. Normalmente os poços são urgentes durante o período inicial de sua vida produtiva, passando a requerer um sistema de elevação artificial após algum tempo de produção. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER, 2003 ; CARDOSO, 2005)

7.4.4.6. Estimulação

Conjunto de atividades que objetiva aumentar o índice de produtividade ou injetividade do poço. Os métodos mais utilizados são o fraturamento hidráulico e a acidificação. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER, 2003 ; CARDOSO, 2005)

O fraturamento hidráulico pode ser definido como um processo que consiste em criar um elevado diferencial de pressão através do fluido de fraturamento e aplicá-lo contra a rocha-reservatório até sua ruptura. (THOMAS, 2001; PLÁCIDO, 2008)

Já a acidificação consiste na injeção de um ácido com pressão inferior a pressão do fraturamento da formação, visando remover os danos de formação. Logo após a acidificação os ácidos devem ser recuperados para prevenir a formação de produtos indesejados que podem danificar a formação. (THOMAS, 2001)

7.4.4.7. Abandono

Quando um poço é retirado de operação, ele deve ser tamponado, de acordo com as normas rigorosas que visam a minimizar os riscos de acidentes e danos ao meio ambiente. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005)

7.5. Reservatórios

A engenharia de reservatórios é a responsável pela retirada do fluido do interior da rocha levando-o até a superfície através de estudos de caracterização das jazidas, das propriedades das rochas e da dinâmica do fluido em questão. Essas práticas têm

como objetivo a maximização da produção de hidrocarbonetos. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005)

7.5.1. Propriedades básicas

(A) Compressibilidade

“É o quociente entre a variação fracional de volume e a variação de pressão.”
(THOMAS, 2001)

(B) Saturação

É o percentual do volume poroso que é ocupado por cada fluido presente na formação: óleo, água e gás. (THOMAS, 2001)

(C) Permeabilidade

É a medida da capacidade de uma rocha permitir o fluxo de fluidos se moverem no seu interior. (THOMAS, 2001)

(D) Mobilidade

É definida como a relação entre a permeabilidade do fluido e sua viscosidade.
(THOMAS, 2001)

7.5.2. Tipos de Reservatórios

Existem dois tipos de reservatórios: de óleo e de gás.

(A) Reservatório de óleo

É o reservatório onde encontramos uma mistura de hidrocarbonetos que se encontram em estado líquido no interior da jazida. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005)

(B) Reservatório de Gás

Chama-se de reservatório de gás a jazida de petróleo que contém uma mistura de hidrocarbonetos que se encontra em estado gasoso. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005)

7.5.3. Fluidos Produzidos

(A) Produção de óleo

O óleo é a parte dos hidrocarbonetos que permanece em estado líquido quando a mistura é levada a superfície. Mesmo que a mistura de hidrocarbonetos nas condições de reservatórios estivesse toda em estado gasoso, ainda assim seria possível obter líquido nas condições de superfície. Esse líquido obtido a partir do gás natural é mais conhecido como LGN (líquido do gás natural). (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005 ; LEFFLER, 2003)

(B) Produção de gás

O gás produzido é resultado da composição de três partes. Uma parte proveniente dos hidrocarbonetos, que nas condições de temperatura e pressão do reservatório, já se encontram no estado gasoso e que recebe o nome de gás livre. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005 ; LEFFLER, 2003)

A segunda parte é o gás que sai da solução de óleo, isto é, os hidrocarbonetos que se encontram dissolvidos no óleo nas condições de reservatório e que vaporizam quando a mistura é levada a superfície. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005 ; LEFFLER, 2003)

A última parte provém da água, o gás pode ficar dissolvido na água nas condições da jazida. Porém esta parcela é desprezível. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005 ; LEFFLER, 2003)

(C) Produção de água

A quantidade de água produzida vai depender das condições em que ela se apresenta no meio poroso. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005 ; LEFFLER, 2003)

A água produzida também pode ter sua origem em acumulações de água, chamadas aquíferos, que podem ser adjacente às formações de hidrocarbonetos, ou pode ser devida à água injetada para o aumento da recuperação de óleo. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005 ; LEFFLER, 2003)

7.5.4. Métodos de recuperação

Esses métodos consistem em interferências nas características do reservatório que favorecem a retenção do óleo. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005 ; LEFFLER, 2003)

7.5.4.1. Métodos convencionais de recuperação

Esse método consiste em deslocar o óleo para fora dos poros da rocha através da injeção de um fluido dentro de um reservatório. Esse comportamento puramente mecânico, sem qualquer interação química ou termodinâmica entre os fluidos e a rocha, é o que se espera obter ao injetar água ou gás. (THOMAS, 2001 ; CARDOSO, 2005 ; LEFFLER, 2003)

7.5.4.2. Métodos especiais de recuperação

Pode-se dizer que os métodos especiais são usados quando os métodos convencionais falharam ou falhariam em determinada situação. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER, 2003)

(A) Métodos térmicos

Os desenvolvimentos iniciais dos métodos térmicos visavam à redução da viscosidade do fluido para aumentar a recuperação do petróleo. (THOMAS, 2001)

Há dois tipos de métodos térmicos que diferem na maneira como é feito o aquecimento do fluido no reservatório. Em um deles o calor é gerado na superfície e em seguida transportado para o interior da formação através de um fluido. O outro método consiste em gerar calor no interior do próprio reservatório a partir da combustão de parte do óleo ali existente. (THOMAS, 2001 ; ; LEFFLER, 2003)

(B) Métodos miscíveis

Quando se trata de baixas eficiências de deslocamento, quando o fluido injetado não consegue extrair o óleo dos poros da rocha, os métodos miscíveis são indicados. (THOMAS, 2001 ; ; LEFFLER, 2003)

Os métodos miscíveis são efetuados através da injeção de fluídos que venham se tornar ou sejam miscíveis no óleo do reservatório, de tal modo que não existam tensões interfaciais. Dessa forma o óleo será totalmente deslocado para fora. (THOMAS, 2001 ; ; LEFFLER, 2003)

(C) Métodos químicos

São métodos que utilizam de fluidos de injeção que possuem interação química com o óleo do reservatório. Como exemplo temos a injeção de polímeros, injeção de tensoativos, injeção de microemulsão, entre outros. (THOMAS, 2001; ; LEFFLER, 2003)

(D) Outros métodos

Hoje já existem novos métodos de recuperação que não se enquadram nas categorias mencionadas acima. Como a recuperação microbiológica e a recuperação através de ondas eletromagnéticas. (THOMAS, 2001 ; ; LEFFLER, 2003)

A recuperação microbiológica se dá através da injeção de micro-organismos que ao entrarem em contato com o fluido do reservatório, produzem uma série de substâncias que ajudam na recuperação do petróleo. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER, 2003)

Já a recuperação através das ondas eletromagnéticas é um processo de aquecimento de reservatório causados pelas ondas eletromagnéticas e que são geradas através de um diferencial de potencial entre os poços do campo. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER, 2003)

7.6. Elevação

Quando a pressão do reservatório é suficientemente elevada, os fluidos nele presentes alcançam livremente a superfície, dizendo que são produzidos por elevação natural. Os poços com essas características são chamados de poços surgentes. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER, 2003 ; CARDOSO, 2005)

Quando a pressão do reservatório não é suficiente os fluidos não conseguem atingir a superfície sem o auxílio de métodos artificiais. Esses métodos utilizam equipamentos específicos que reduzem a pressão de fluxo no fundo do poço, e conseqüentemente, aumentam o diferencial de pressão sobre o reservatório, resultando em um aumento de vazão. (THOMAS, 2001 ; ; LEFFLER, 2003 ; CARDOSO, 2005)

7.6.1. Gas-lift

É um método de elevação artificial que usa da energia contida em gás comprimido para elevar o escoamento de óleo. O gás é utilizado para gaseificar a coluna de fluido ou simplesmente para deslocá-la de uma determinada profundidade para a superfície. (THOMAS, 2001; ; LEFFLER, 2003 ; CARDOSO, 2005)

É um método propício para reservatórios que possuem fluidos com alto teor de areia, elevada razão gás-líquido, além de exigir investimentos relativamente baixos para poços profundos. (THOMAS, 2001 ; ; LEFFLER, 2003 ; CARDOSO, 2005)

7.6.2. Bombeio centrífugo submerso

Neste tipo de bombeio, a energia é transmitida para o fundo do poço através de cabos elétricos. Lá a energia elétrica é transformada em energia mecânica através de um motor de subsuperfície, o qual é diretamente conectado a uma bomba centrífuga. Esta transmite a energia para o fluido sob a forma de pressão, elevando-o para a superfície. (THOMAS, 2001 ; ; LEFFLER, 2003 ; CARDOSO, 2005)

Atualmente este método é empregado para poços com fluidos de alta viscosidade e altas temperaturas. (THOMAS, 2001)

7.6.3. Bombeio Mecânico com Hastes

Este método é o mais utilizado no mundo, pois pode ser utilizado para elevar vazões médias de poços rasos. (THOMAS, 2001; HERDEIRO, 2008)

O bombeio mecânico consiste na transformação do movimento rotativo de um motor elétrico ou de combustão interna em movimento alternativo para uma unidade de bombeio localizada próxima ao poço. Uma coluna de hastes transmite o movimento alternativo para o fundo do poço, acionando uma bomba que eleva os fluidos produzidos pelo reservatório na superfície. (THOMAS, 2001)

7.6.4. Bombeio por cavidades progressivas (BCP)

O BCP é um método de elevação artificial em que a transferência de energia ao fluido é feita através de uma bomba de cavidades progressivas. É uma bomba de deslocamento positivo que trabalha imersa em um poço de petróleo constituída de rotor e estator. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER, 2003 ; CARDOSO, 2005)

A utilização desse tipo de bomba no Brasil teve início em 1984, em fase experimental. Devido a simplicidade do método e eficiência na produção de fluidos viscosos, o número de instalações como este tipo de equipamento tem se difundido rapidamente. (THOMAS, 2001 ; LEFFLER, 2003 ; CARDOSO, 2005)

7.7. Processamento Primário de Fluidos

A finalidade do processamento primário é separação do óleo, gás e água; retirada das impurezas e partes sólidas, tratamento da água produzida para reinjeção ou descarte. Existem plantas mais complexas que condicionam e comprimem o gás, além de tratar o óleo e a água produzidos. (THOMAS, 2001 ; BRASIL et al,2012 ; LEFFLER, 2003 ; CARDOSO, 2005)

7.7.1. Vasos separadores

Nos vasos separadores ocorre a separação dos fluidos produzidos (água, óleo, gás). (THOMAS, 2001; BRASIL et al,2012 ; LEFFLER, 2003 ; CARDOSO, 2005)

Os vasos podem ser bifásicos, quando ocorre apenas a separação gás/líquido, ou podem ser trifásicos quando separam também óleo e água. (THOMAS, 2001)

Quanto a forma os vasos podem ser horizontais e verticais. Normalmente se utilizam vasos separadores horizontais quando não há histórico de água no poço, e os vasos separadores verticais quando temos fase de água. (THOMAS, 2001)

Nos vasos verticais temos três saídas, mais inferior para saída de água, a do meio para saída do óleo e a superior para a fase gasosa, enquanto nos horizontais temos apenas duas saídas. (THOMAS, 2001; BRASIL et al,2012)

Em plantas mais complexas, como é o caso das plantas *offshore**, os fluidos são aquecidos em trocadores de calor antes de chegar aos separadores, com o objetivo dos fluidos chegarem aos separadores em uma temperatura ideal para o processo. (THOMAS, 2001 ; BRASIL et al,2012 ; LEFFLER, 2003 ; CARDOSO, 2005)

7.7.1.1. Separador Bifásico

O fluido entra no separador chocando-se com defletores de entrada, esse choque causa uma mudança brusca de velocidade e direção do fluido. As gotículas líquidas mais pesadas são separadas por gravidade e deixam a corrente se acumulando no fundo do vaso. Já o gás é separado em direção ao topo do equipamento. (THOMAS, 2001; BRASIL et al, 2012)

**offshore* – Produção em sistemas marítimo

O gás separado no defletor de entrada, contendo gotas de líquido de diferentes diâmetros, se desloca pela parte superior do vaso, onde as gotas maiores se chocam entre si e com as paredes do vaso, se aglutinam e caem sobre a interface gás/líquido. As gotas menores, ao passarem pelo eliminador de névoa na saída do vaso, podem

coalescer (aumentar de diâmetro), vencendo a velocidade de ascensão do gás e gotejando no sentido da interface gás/líquido. Com um teor mínimo de gotículas de líquido arrastadas, o gás sai do vaso sobre controle de pressão que atua na abertura de uma válvula posicionada na linha de saída do gás. (BRASIL et al, 2012)



Figura 11 - Esquema ilustrativo de um separador bifásico

7.7.1.2. Separador Trifásico

Os vasos separadores trifásicos são usados quando se deseja separar a água livre*. Seu dimensionamento é semelhante ao do vaso bifásico, com a diferença de que um volume maior é necessário para a seção inferior do vaso, a fim de permitir a separação das duas fases líquidas: óleo e água contendo sais (salmoura). (BRASIL et al, 2012)

*água livre é a água relativamente limpa que provém da decantação de uma emulsão de óleo e água.

A salmoura contendo certa quantidade de óleo, por ser mais densa que a fase oleosa, se acumula na parte inferior do vaso e é removida por controle de nível da interface água/óleo. A parte oleosa passa sobre um vertedor para a seção seguinte do vaso, onde se acumula, e é removida também por controle de nível. (BRASIL et al, 2012)

A Figura 12 ilustra esquematicamente um separador trifásico. Um condutor de líquido é necessário para que não haja perturbações na interface gás/água, e um condutor de gás ou chaminé é necessário para equalizar a pressão de gás entre a seção de coleta inferior de líquido e a seção superior de decantação. (THOMAS, 2001)

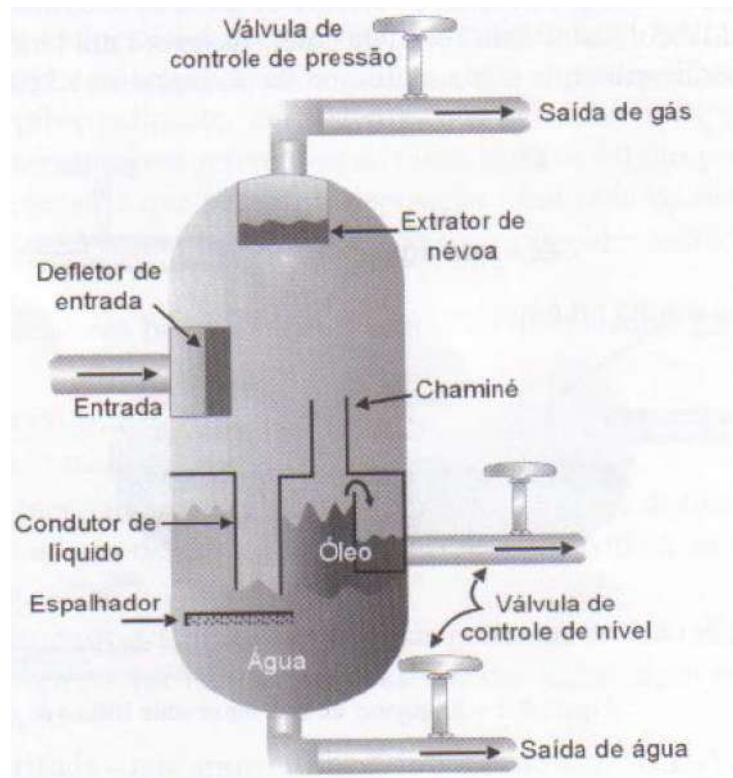


Figura 12 - Esquema ilustrativo de um separador trifásico

Há ainda a instalação de um espalhador na saída do condutor de líquido abaixo da interface óleo/água. O óleo sobe a partir desse ponto e a água desce pelo espalhador e qualquer gotícula de óleo que for arrastada na fase aquosa tende a subir em contracorrente com o fluxo de água. (THOMAS, 2001)

7.7.2. Tratamento do Gás

A corrente gasosa obtida nos separadores é uma mistura de hidrocarbonetos leves cuja composição abrange desde o metano até hidrocarbonetos parafínicos com sete átomos de carbono, além de teores variáveis de gás sulfídrico (H_2S), dióxido de carbono (CO_2), nitrogênio (N_2) e vapor d'água. (BRASIL et al, 2012)

O gás natural é mais leve que o ar, possui densidade 0,6. É inodoro e sua queima fornece de 8.000 a 10.000 Kcal/m³. Ocorre na natureza em estado livre ou em solução no óleo. (THOMAS, 2001)

7.7.2.1. Condicionamento

O condicionamento é o conjunto de processos físicos e/ou químicos aos quais o gás é submetido, de modo a reduzir ou remover os contaminantes para atender as especificações de mercado, segurança, transporte e processamento posterior. (THOMAS, 2001)

(A) Desidratação

A desidratação serve para evitar a corrosão e a redução da capacidade dos gasodutos através da formação de hidratos. (THOMAS, 2001 ; BRASIL et al, 2012)

A desidratação do gás natural pode ser feita por um processo de absorção com uso de um solvente líquido; ou de adsorção, em que se usa um sólido. (BRASIL et al, 2012)

A absorção é realizada em um vaso onde o gás flui em contracorrente a uma solução de glicol, de grande poder higroscópico que é posteriormente regenerada através de aquecimento, retornando ao processo. (THOMAS, 2001 ; BRASIL et al, 2012)

Já a adsorção é feita com materiais que apresentam grande área superficial e afinidade pela água tais como alumina, sílica-gel e as peneiras moleculares. O adsorvente saturado é regenerado por ação do calor. (THOMAS, 2001 ; BRASIL et al, 2012)

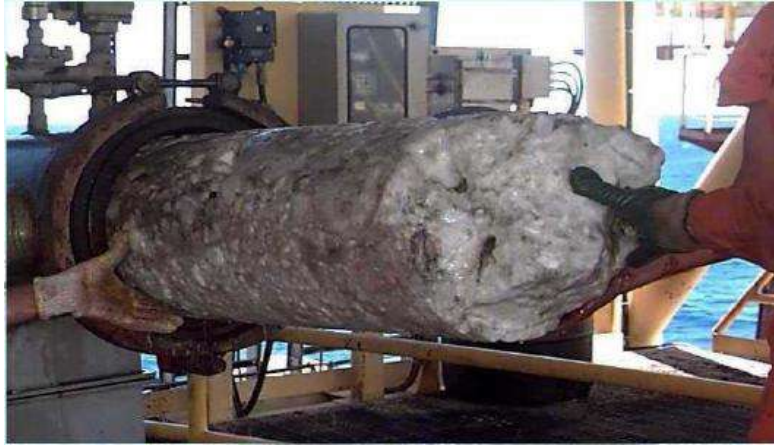


Figura 13 - Formação de hidrato retirado de duto produtor

(B) Dessulfurização

A dessulfurização consiste na remoção dos compostos de enxofre, tais como dissulfeto de carbono, mercaptans e H_2S que são causadores de corrosão. (THOMAS, 2001 ; BRASIL et al, 2012)

A remoção desses gases ácidos, CO_2 e compostos de enxofre, podem ser efetuados através dos processos de absorção física ou química. Os processos químicos reversíveis que utilizam soluções de aminas são os mais utilizados. (THOMAS, 2001 ; BRASIL et al, 2012)

7.7.2.2. Processamento

Após o tratamento para remoção da fase líquida o gás natural é enviado para uma unidade de processamento, onde acontece a separação das frações leves das pesadas, que apresentam um maior valor comercial. O gás natural antes de ser processado é chamado de “gás úmido”, por conter líquido de gás natural, enquanto o gás residual é o “gás seco” porque não possui frações condensáveis. (THOMAS, 2001 ; BRASIL et al, 2012)

São usados os seguintes processos com a finalidade de diminuir a temperatura e aumentar a pressão do gás para que o gás tenha seu processamento otimizado:

Refrigeração Simples – Utilização de fluido refrigerante em circuito fechado para reduzir a temperatura para condensação dos hidrocarbonetos mais pesados. (THOMAS, 2001 ; BRASIL et al, 2012)

Absorção refrigerada – O gás é colocado em contato com um fluido auxiliar numa torre de alta pressão e baixa temperatura. (THOMAS, 2001 ; BRASIL et al, 2012)

Turboexpansão – Expandindo-se numa turbina, o gás tem uma queda de temperatura que provoca a condensação dos hidrocarbonetos mais pesados que se deseja separar. (THOMAS, 2001 ; BRASIL et al, 2012)

Expansão de Joule Thompson – Consiste na redução de pressão e consequente redução de temperatura através da expansão do gás em uma válvula. (THOMAS, 2001)

Parte do gás residual produzido nas unidades de processamento de gás natural é consumido internamente nas próprias áreas produtoras. Basicamente o gás residual gerado será usado para injeção em poços, elevação artificial (*gaslift*) e como combustível. (THOMAS, 2001 ; BRASIL et al, 2012)

7.7.3. Tratamento do óleo

Um dos contaminantes mais indesejados no processo de produção de petróleo é a água. A quantidade de água produzida associada aos hidrocarbonetos varia em função de alguns fatores como: características de reservatório, idade dos poços produtores e métodos de recuperação utilizados. (THOMAS, 2001)

Toda vez que dois líquidos imiscíveis, como óleo e água, são expostos a uma grande agitação, como por exemplo ao longo do percurso do petróleo desde o reservatório até a superfície, o líquido em menor proporção, no caso a água, se dispersa no outro, gerando gotas de diversos diâmetros. As gotas de diâmetros maiores tendem novamente a se aglutinar e se separam como água livre no separador trifásico, onde há normalmente tempo suficiente para decantar. No entanto, as gotículas de pequenos diâmetro (entre 1 μ m e 10 μ m) não têm tempo suficiente para

se aproximarem e coalescerem, permanecendo dispersas no meio oleoso, formando uma emulsão*. (BRASIL et al, 2012)

A salmoura, em muitos aspectos semelhantes à água do mar, pode alcançar teores de sais tão altas quanto 30% (em massa), e raramente esse teor é inferior a 1,5%, sendo muito comuns valores na faixa de 2,0% a 13,0%, enquanto o teor de sais na água do mar se situa na faixa de 3,0% a 4,0%. O teor de sais na salmoura está muito relacionado com as formações rochosas de onde os petróleos são oriundos. (BRASIL et al, 2012)

Diversos organismos, tais como bactérias, algas, fungos e outros, estão frequentemente presentes nas águas produzidas, podendo gerar nos seus metabolismos substâncias de caráter corrosivo, como ácidos por exemplo. (THOMAS, 2001)

*Emulsão é a mistura de dois líquidos imiscíveis formados de uma fase dispersa e uma contínua, separadas por uma película estável, constituída de agentes emulsificantes.

A presença de água associada ao petróleo provoca uma série de problemas nas etapas de produção, transporte e refino. Na produção e transporte os maiores inconvenientes são o maior gasto de energia, necessidade de superdimensionamento de equipamentos e segurança operacional. (THOMAS, 2001 ; BRASIL et al, 2012)

No refino a presença de cloretos de cálcio e magnésio presentes na água provocam, sob ação de calor, a geração de ácido clorídrico, que migra para o topo das torres de destilação provocando corrosão. As consequências desse fenômeno podem ser drásticas. Já os sais de sódio diminuem a vida útil e o rendimento dos catalisadores conduzindo a produtos finais. (THOMAS, 2001; BRASIL et al, 2012)

A eliminação de água, portanto proporciona um tempo de operação mais longo nas diversas unidades e equipamentos, reduz a relação tempo/custo de manutenção e consumo de produtos químicos e propicia operações de produção, transporte e refino dentro dos padrões de qualidade e segurança com redução de custos. (THOMAS, 2001; BRASIL et al, 2012))

A desestabilização da emulsão é feita através da ação de calor, eletricidade e desemulsificantes pelo rompimento da película que circunda as gotículas de água a fim de permitir que as gotículas vizinhas se aglutinem e decantem.. (THOMAS, 2001, BRASIL et al, 2012)

O tratamento termoquímico, ainda muito utilizado nas produções em terra, consiste na quebra da emulsão por meio do aquecimento em equipamentos conhecidos como tanque de lavagem e tratadores que são bastante usados em capôs de petróleo terrestre. (THOMAS, 2001; BRASIL et al, 2012)

A aplicação de um campo elétrico de alta voltagem a uma emulsão faz com que as gotículas de água dispersas no óleo adquiriam uma forma elíptica, alinhadas na direção do campo, com polos induzidos de sinais contrários, que criam uma força de atração provocando a coalescência. (THOMAS, 2001; BRASIL et al, 2012)

Tratadores eletrostáticos são frequentemente encontrados em sistemas marítimos de produção, onde normalmente os volumes processados são muito altos. Independente do tipo de tratamento utilizado, um tempo de residência suficiente, em agitação moderada o uso de emulsificantes são imprescindíveis para que a separação gravitacional das fases óleo/água seja feita dentro do menor tempo e com maior eficiência possível. (THOMAS, 2001; BRASIL et al 2012)

Nem sempre é possível separar totalmente a água emulsionada. Assim o petróleo é enviado às refinarias, através de oleodutos ou navios com alguma água contendo sais, que é totalmente removida antes do início do processamento propriamente dito. (THOMAS, 2001 ; BRASIL et al, 2012)

7.7.4. Tratamento da Água

A quantidade de água produzida associada com o óleo varia muito, podendo alcançar valores da ordem de 50% em volume a até mesmo próximo de 100% ao fim da vida econômica dos poços. O tratamento da água tem por finalidade recuperar parte do óleo nela presente em emulsão e condicioná-la para reinjeção ou descarte. (THOMAS, 2001 ; BRASIL et al, 2012)

Tipicamente, a água proveniente dos separadores e tratadores de óleo é enviada para um vaso desgaseificador, seguindo daí para um separador água/óleo e finalmente para um tubo de despejo (no caso de plataformas marítimas). Todo óleo recuperado nas várias etapas é recolhido em um tanque recuperador de óleo, retornando ao processo (Figura 14)

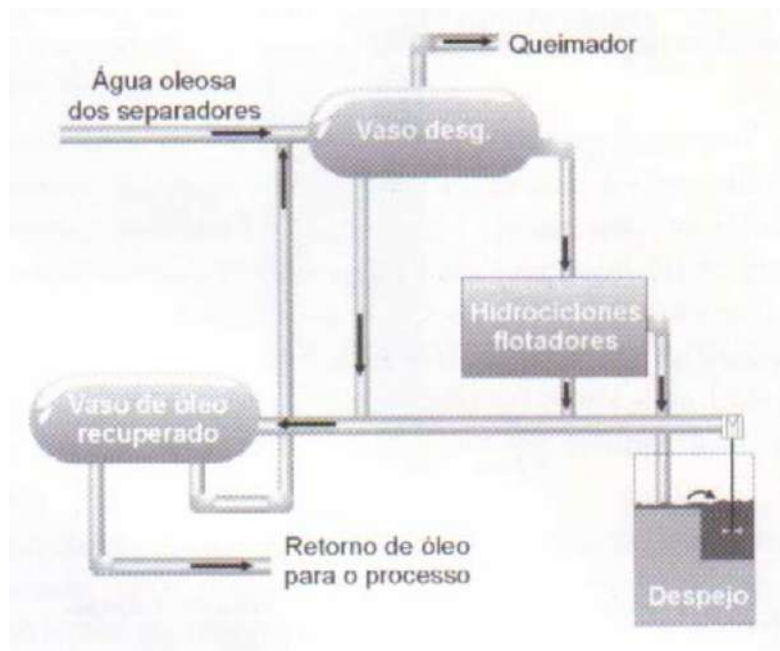


Figura 14 - Esquema do Tratamento de Água

Fonte: THOMAS, 2001

A função do vaso desgaseificador é remover traços de gás ainda presentes no líquido. Geralmente é um separador trifásico de baixa pressão. Os gases separados são encaminhados para um dispositivo de queima. (THOMAS, 2001; BRASIL et al, 2012)

Os hidrociclones e a filtração são os processos de separação óleo/água atualmente mais utilizados pela indústria do petróleo. (THOMAS, 2001)

Em campos terrestres as águas produzidas tratadas por meios de alguns desses equipamentos podem apresentar teores de óleo de 5mg/l. Já em sistemas marítimos, com pouco tempo de residência, são encontrados valores bem superiores (> 30mg/l). (THOMAS, 2001; BRASIL et al, 2012)

O tubo de despejo (Figura 15) apresenta câmaras de decantação e anteparos de retenção para promover tempo extra de residência para separar qualquer óleo remanescente proveniente dos hidrociclones. A água oleosa recuperada é enviada ao tanque recuperador, enquanto que o restante é descartada para o meio ambiente. (THOMAS, 2001 ; BRASIL et al, 2012)

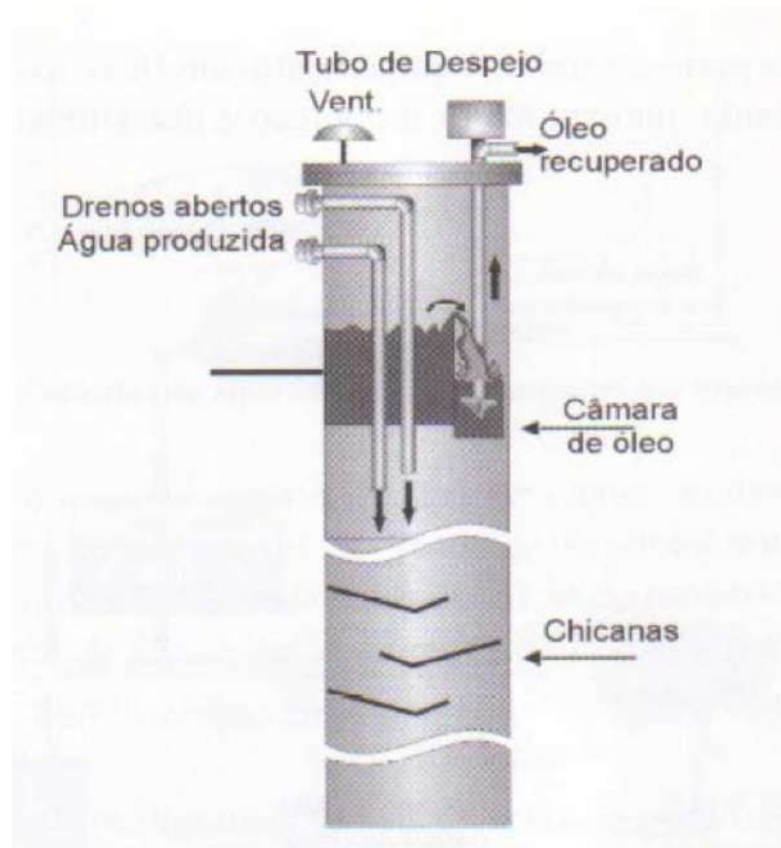


Figura 15 - Esquema de um Tubo de Despejo

Fonte: THOMAS, 2001

Para reinjeção, a fim de evitar comprometer o poço, a água necessita ser tratada para a redução do teor de óleo emulsionado e remoção: de H_2S e CO_2 dissolvidos, evitando a corrosão; de sedimentos, evitando o tamponamento do reservatório; e de bactérias redutoras de sulfato, evitando a corrosão pela formação de H_2S . (BRASIL et al, 2012)

Para isso, são usados processos físicos (filtração) e produtos químicos, dentre os quais podem ser destacados os sequestrantes de oxigênio como bissulfito de amônio,

inibidores de corrosão a base de aminas fílmicas e inibidores de incrustação (polímeros, cujas estruturas contêm fósforo) (THOMAS, 2001; BRASIL et al, 2012)

A corrosão é o principal problema causado pelas águas originárias da produção de petróleo. Assim, é imprescindível que as linhas e equipamento que formam as facilidades de produção sejam de materiais não-metálico, que resistam ao caráter agressivo dessas águas. Atualmente, é comum o uso de tubulações de plástico reforçado com fibra de vidro e equipamentos metálicos revestidos com epóxi poliamida. (THOMAS, 2001; BRASIL et al, 2012)

8. Refino

O refino é uma das atividades de *downstream*. Este termo concentra, essencialmente, as atividades de refino do petróleo, tratamento do gás natural, transporte e comercialização/distribuição de derivados. Após a separação da água, óleo, gás e sólidos produzidos, que ocorre em estações ou na própria unidade de produção, é necessário o processamento e refino da mistura de hidrocarbonetos proveniente da rocha reservatório, via processos físico-químicos, em frações de derivados, que são processados em unidades de separação e conversão até os produtos finais. (SZKLO, 2012)

Dentre os produtos finais estão:

- Combustíveis: gasolina, diesel, GLP, QAV, óleo combustível, coque de petróleo, etc.
- Produtos acabados não combustíveis: solventes, lubrificantes, asfalto, coque, etc.
- Intermediários da indústria química: nafta, etano, propano, butano, propeno, eteno, etc.

O segmento Refino tem uma importância estratégica para qualquer nação com demanda significativa de derivados, como é o caso brasileiro. O consumo mundial de derivados de petróleo cresceu cerca de 35% nos últimos 30 anos e, segundo a Agência

Internacional de Energia, deverá continuar em expansão, mantendo grande participação na matriz energética mundial, tendo espaço para crescer ainda 24% até 2035. Este panorama evidencia o papel crítico que o desenvolvimento desta indústria terá na viabilização do crescimento energético brasileiro.(KARDEC, 2012)

8.1. Tecnologias de Refino

A composição da carga na refinaria pode variar significativamente. Assim, as refinarias de petróleo são sistemas complexos com múltiplas operações que dependem tanto das propriedades do insumo quanto dos produtos desejados. (SZKLO, 2012)

Os processos existentes em uma refinaria podem ser classificados em quatro grupos:

- Processos de Separação
- Processos de Conversão
- Processos de Tratamento
- Processos Auxiliares

8.2. Processos de Separação

Ocorrem quando os componentes do petróleo bruto são separados de acordo com alguma propriedade física que os caracterize, tal como ponto de ebulição (destilação), solubilidade (desaromatização, desasfaltação), ponto de fusão (desparafinação) e outros. Nesses processos não ocorre transformação química da carga. (FARAH, 2012)

8.2.1. Pré-tratamento:Dessalgação

O óleo cru e os resíduos pesados possuem diferentes quantidades de compostos inorgânicos, como sais solúveis, sedimentos, areia, óxido ferroso. Estas impurezas, principalmente os sais, que se encontram dissolvidos ou na forma de sólidos suspensos na água em emulsão com o óleo cru, causam danos à unidade de destilação, corrosão

de trocadores de calor e também afetam o desempenho de catalisadores nas unidades de conversão. (SZKLO, 2012; BRASIL et al, 2012)

Portanto, antes da separação das frações, o óleo deve ser tratado visando a remoção dos sais corrosivos e água através do processo de dessalgação, que também remove compostos organometálicos e sólidos suspensos que desativam catalisadores utilizados no processo de refino. (SZKLO, 2012)

A Dessalgação envolve a mistura do óleo com água para dissolução dos sais na água. Remove-se então a água do petróleo através de processo químico (uso de desulfurantes, que modificam o caráter oleofílico da emulsão óleo-água). Utiliza-se também o processo de separação a partir de um campo elétrico. Uma vez que as gotículas da emulsão água-óleo possuem o cargas de mesmo sinal, pode-se aplicar um campo elétrico que promove a desestabilização da emulsão, por enfraquecimento da película de agentes emulsificantes, promovendo a separação de duas fases: petróleo dessalgado e salmoura. (SZKLO, 2012; BRASIL et al, 2012)

O processo de dessalgação produz um resíduo líquido com contaminantes como ácido sulfúrico, amônia, fenol, sólidos em suspensão. O resíduo segue para unidades de tratamento enquanto a carga dessalgada segue para as unidades de destilação. (SZKLO, 2012)

8.2.2 Destilação

Processo básico de uma refinaria de petróleo, a destilação atmosférica é um processo físico que separa os constituintes do petróleo de acordo com seus pontos de ebulição. Na unidade de destilação à pressão atmosférica, as frações leves se condensam e são coletadas no topo da coluna, enquanto as pesadas, às vezes nem se vaporizam e são coletadas no fundo da coluna. (FARAH, 2012; SZKLO, 2012)

Os produtos da destilação atmosférica são: nafta, gasolina, querosene, gás óleo leve, gás de refinaria (metano e etano), resíduo de fundo (hidrocarbonetos acima de C₂₂).

As frações pesadas da destilação atmosférica normalmente seguem para a unidade de destilação a vácuo, que realizam a destilação dessas frações a pressões reduzidas. Estas frações entrariam em ebulição a pressão atmosférica apenas em temperaturas acima de 400^oC, o que degradaria componentes da corrente. Assim, o vácuo é uma forma complementar de reduzir os pontos de ebulição das frações pesadas, permitindo a separação em temperaturas menores e sem decomposição de hidrocarbonetos. (SZKLO, 2012)

8.3. Processos de Conversão

Na conversão as frações das torres de destilação são transformadas em componentes intermediários, por processos químicos, catalíticos ou não que posteriormente se tornam os produtos finais. É através da conversão que, por exemplo, as frações de baixo valor comercial (gasóleo, resíduos) são transformadas em outras de maior valor (GLP, nafta, querosene e diesel). (FARAH, 2012)

8.3.1. Craqueamento Catalítico Fluido (FCC)

O processo de Craqueamento Catalítico Fluido ocupa papel de destaque no refino por sua atratividade devido à elevada produção de frações leves a partir de frações pesadas, o que lhe confere grande rentabilidade. Essa denominação é decorrente do emprego de um catalisador, na forma de um pó muito fino, que se comporta como um fluido quando “aerado” por uma corrente na fase vapor. (FARAH, 2012; BRASIL et al, 2012)

Normalmente, a unidade de FCC usa como carga principal os gasóleos provenientes da destilação avácuo, podendo incluir também, quantidades relativas de resíduos atmosféricos, dependendo do tipo de petróleo utilizado. A carga recebe a adição de catalisador a elevada temperatura no *riser*, tubulação onde as reações ocorrem. O contato íntimo favorece a quebra seletiva dos hidrocarbonetos da carga sendo tudo vaporizado. Após o *riser*, os produtos da reação e o catalisador são separados no Vaso de Separação. Assim, a carga craqueada, que está na fase vapor, sai pelo topo do vaso e depois segue para a unidade fracionadora, onde é separada em

diversas frações. O catalisador gasto segue para o regenerador, onde é regenerado. (FARAH, 2012; MOREIRA, 2008)

A unidade de FCC tem como principais produtos, grande quantidade de gasolina com excelente qualidade, uma fração da faixa do diesel de baixo índice de cetano (o que limita sua aplicação), GLP rico em hidrocarbonetos de dupla ligação (que podem ser utilizados como matéria-prima petroquímica com maior valor agregado), gases leves que normalmente são usados como gás combustível, além de um pouco de óleo combustível. (MOREIRA, 2008)

O objetivo básico da unidade de FCC é fazer gasolina, GLP e frações intermediárias para diesel e, ao mesmo tempo, minimizar a produção de óleo combustível. (LEITE, 2013)

8.3.2. Hidrocraqueamento Catalítico (HCC)

O hidrocraqueamento catalítico é um processo que consiste na quebra das moléculas existentes na carga de gasóleo por ação conjugada do catalisador, altas temperaturas e pressões em presença de grandes volumes de hidrogênio. Ao mesmo tempo em que ocorrem as quebras, acontecem as reações de hidrogenação do material produzido. (MOREIRA, 2008)

O processo opera com cargas que podem variar, gasóleos de vácuo, óleo leve de reciclo (LCO), gasóleo pesado de coque (GOPK), óleo desasfaltado ou suas misturas, visando à produção de nafta ou de destilados da faixa do querosene e do diesel. Conforme o objetivo, pode-se ter esquemas com um ou mais estágios de reação, buscando-se a conversão total da carga, pelo reciclo de produto não convertido, ou apenas a conversão parcial. Diferentes severidades podem ser usadas, maximizando a fração que deseja o refinador, desde gasolina até gasóleo para craqueamento, obviamente em função da carga. O processo pode ser direcionado para a produção seletiva de combustíveis de excelente qualidade em termos de estabilidade e de baixos teores de contaminantes (compostos de enxofre, nitrogênio, oxigênio e metais). (BRASIL et al, 2012)

Como citado dependendo do nível de severidade da unidade, pode-se maximizar o produto desejado ou mesmo trabalhar num nível menor de conversão, resultando no processo de Hidrocraqueamento Brando.

As refinarias com unidades de hidrocraqueamento estão numa melhor posição para produzir diesel dentro das especificações exigidas. (MOREIRA, 2008).

8.3.3. Reforma Catalítica

A Reforma usa reações catalíticas para processar correntes de nafta de destilação direta ou a nafta de coqueamento, após hidrotreamento. Obtem-se nafta reformada de elevado teor de hidrocarbonetos aromáticos. É, portanto, um processo de aromatização de compostos parafínicos e naftênicos, visando a um de dois objetivos: a produção de gasolina de alta octanagem ou produção de aromáticos (benzeno, tolueno e xilenos) para a petroquímica. (FARAH, 2012; SZKLO *et al*, 2012).

O principal produto do processo é a nafta reformada, mas existem outras frações que são geradas em menores quantidades, tais como o GLP, o gás combustível e uma corrente rica em hidrogênio. (Moreira, 2008)

Outros tipos de processos de conversão utilizados em uma planta de refino de petróleo são Alquilação, Isomerização, Desasfaltação a Propano, Viscosidade e Coqueamento Retardado.

8.4. Processos de Tratamento

Petróleo bruto possui diferentes tipos de contaminantes. Estes contaminantes são de efeito nocivo aos equipamentos e catalisadores utilizados no processo, também podem poluir o meio ambiente e degradar e instabilizar os derivados caso saiam da refinaria com os mesmos. Órgãos Reguladores e autoridades ambientais ou as próprias refinarias impõem limites para a quantidade de impurezas presentes no produto final. Um dos processos que permite atender as especificações desejadas é o conhecido como Hidrotreamento (HDT).

Estes processos são empregados na remoção de impurezas dos derivados de petróleo, como compostos sulfurados, oxigenados, nitrogenados, organometálicos, que podem desativar catalisadores em unidades FCC, de Hidrocrackeamento catalítico, Reforma Catalítica e outros. O HDT ainda aumenta a qualidade das frações, convertendo olefinas e diolefinas em parafinas, o que reduz a formação de gomas nos combustíveis. As unidades de Hidrotratamento processam correntes de diesel, QAV, gasolina ou cortes de outras unidades de conversão para produzir combustíveis com as especificações desejadas.(SZKLO, 2012)

8.5. Processos Auxiliares

São aqueles que se destinam a fornecer insumos à operação dos outros anteriormente citados ou tratar rejeitos desses mesmos processos. Incluem-se neste grupo a geração de hidrogênio (fornecimento de hidrogênio às unidades de Hidroprocessamento),recuperação de enxofre (produção desse elemento a partir do gás ácido rico em H₂S), tratamento de águas ácidas, tancagem de produtos e as utilidades (vapor, água, energia elétrica, ar comprimido, distribuição de gás e óleo combustível, tratamento de efluentes e tocha),que embora não sejam de fato unidades de processo, são imprescindíveis no esquema de refino.(Moreira, 2008)

8.6.O refino no Brasil

O parque do refino nacional é formado por 17 refinarias , de petróleo e gás, sendo 13pertencentes exclusivamente à Petrobras, sendo elas a REMAN, RLAM, RPBC, REGAP, RECAP, REPLAN, REVAP, REDUC, REPAR, REFAP, LUBNOR, SIX e Clara Camarão. Da iniciativa privada fazem parte a DaxOil, Manguinhos, Riograndense (antiga Ipiranga) e UNIVEN .(PETROBRAS, 2013)

As tabelas 4 e 5 a seguir mostram a produção de derivados e a capacidade instalada de cada uma das refinarias.

Derivados	Riograndense	Lubnor	Manguinhos	Recap	Reduc	Refap	Regap	Reman	Repar	Replan	Revap	RLam	RPBC	Univen	Clara Camarão
Asfalto	-	3799	-	-	3992	2276	9738	1357	7229	7467	5490	1646	-	-	-
Coque	-	-	-	-	10321	3578	8755	-	1122	27491	9845	-	12463	-	-
Gasolina A	2651	-	10766	19248	35954	33312	32210	4356	56623	86263	64666	50503	44784	1574	6362
Gasolina de aviação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1193	-	-
GLP	485	50	-	5599	17997	11707	13222	1034	17778	28149	20252	21725	6005	-	-
Lubrificante	-	1290	-	-	7453	-	-	-	-	-	-	1625	-	-	-
Nafta	1888	-	311	1042	28235	18998	7067	9984	-	12447	9621	21735	4856	-	-
Óleo Combustível	5952	1257	29	267	42740	5366	12417	3848	24830	15878	40624	68516	9114	-	-
Óleo Diesel	5493	1025	-	23215	58308	80089	57315	11399	84199	194811	83441	81154	90124	-	11017
Outros energéticos	-	-	-	-	2108	626	-	1236	-	-	-	-	-	-	-
Outros não energéticos	-	-	-	4922	16024	3496	128	-	7685	10198	3727	5496	3276	-	-
Parafina	-	-	-	-	144	-	-	-	-	-	-	1900	-	-	-
QAV	-	-	-	-	19436	4030	8700	2812	5048	12829	34331	3153	-	-	2170
Querosene iluminante	145	-	-	-	-	-	130	6	41	34	6	-	-	16	-
Solvente	699	-	73	728	0	294	862	-	325	-	33	40	184	202	-
Total	17313	7421	11178	55021	242712	163773	150545	36031	204880	395566	262036	257493	171998	1792	19549

Tabela 4 - Produção de derivados por refinaria (barris/dia, venda de derivados de janeiro a maio de 2012)

Fonte: Brasil Energia, 2012

Refinaria	Entrada em operação	Barris (mil/dia)	Utilização da capacidade instalada (%)
Riograndense (RS)	1937	17	89
RLAM (BA)	1950	280	86
Manguinhos (RJ)	1954	13,8	73
Recap (SP)	1954	53,5	80
RPBC (SP)	1955	170	89
Reman (AM)	1956	46	93
Reduc (RJ)	1961	242	90
Lubnor (CE)	1966	8,2	85
Refap (RS)	1968	189	79
Regap (MG)	1968	151	88
Replan (SP)	1972	415	91
Repar (PR)	1977	220	88
Revap (SP)	1980	251,5	96
Univen (SP)	2007	6,9	76
Dax Oil (BA)	2009	1,7	62
RPCC (RN)	2012	30	114

Tabela 5 - Capacidade instalada por refinaria

Fonte: Brasil Energia, 2012

Quatro novas refinarias estão em processo de construção por parte da Petrobrás. A PREMIUM I e a PREMIUM II, localizadas respectivamente no Maranhão e Ceará, com planejamento para entrar em operação em 2017, a RNEST, localizada em Pernambuco e com expectativa de operação para 2013 e o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), que fechou 2011 com 25% das obras concluídas, esperando-se as unidades petroquímicas prontas em 2017. Juntas, as refinarias PREMIUM I, PREMIUM

II e RNEST passarão a ser responsáveis pelo atendimento do mercado da região Nordeste, além de Norte e Centro-Oeste, liberando a Replan e o Comperj para abastecer o mercado Sudeste. (BRASIL ENERGIA, 2012)

8.7. Vantagens e Desvantagens no Refino do Óleo do Pré-sal

As descobertas da camada do Pré-sal apontam para um petróleo mais leve, com menor acidez e teor de impurezas, como enxofre e nitrogênio. O Engenheiro Fernando Baratelli Jr., Gerente de Avaliação de Petróleo do Centro de P&D da Petrobras, foi consultado e informou que o grau API dos petróleos do Pré-sal varia entre 27 e 32, dependendo do campo e da faixa de extração. (BRASIL ENERGIA, 2012; MELO et al, 2011)

Isto representa benefícios para o refino, tais como:

1) Maior facilidade de separação água/óleo na dessalgadora; 2) Menor demanda de unidades de conversão;

3) Maior conservação dos equipamentos e catalisadores dos processos;

4) Menor demanda de unidades de hidrotreatamento, que poderão trabalhar com menor severidade e consumir menos hidrogênio;

Com o petróleo mais leve, espera-se um processamento no refino de menor complexidade e custo, entretanto alguns problemas devem ser equacionados. Apesar do baixo teor de acidez, ácidos graxos de cadeia curta presentes no óleo causam problemas na produção e no processamento primário, podendo se estender até o refino, dificultando o controle do pH da dessalgadora e causando problema de corrosão no topo da torre atmosférica, segundo Baratelli. (FERREIRA et al, 2011)

9. Desafios Do Pré-sal e Inovações Tecnológicas

Antes que os volumosos recursos da área do Pré-sal possam ser injetados na economia, é preciso superar grandes desafios financeiros, logísticos e técnicos para extrair petróleo e gás de maneira economicamente viável.

O primeiro desafio que se coloca é a contratação e capacitação da mão-de-obra, sendo que será necessária a criação de novos sistemas de exploração e produção e, para isso, a formação de novos técnicos. As áreas já estão definidas: metalmecânica, química de petróleo, logística e serviços. Isto é decorrente das dificuldades estruturais na exploração em águas ultraprofundas, a qual é uma complicada tarefa multidisciplinar, que envolve supercomputadores, geólogos altamente capacitados e aquilo que há de mais moderno existente em ciência dos materiais e engenharia submarina (IPT, 2009).

O segundo, de caráter financeiro, exige grandes investimentos. Segundo o Plano de Negócios da Petrobras para o período 2013 – 2017, prevê-se investimentos US\$ 236,7 bilhões, dos quais 62% em E&P (IPT, 2009; (O GLOBO, 2012).

Os desafios logísticos são inúmeros, principalmente ocasionados pela localização das novas instalações produtivas que estarão três vezes mais distantes da costa brasileira do que as plataformas hoje exploradas na Bacia de Campos – a uma distância de mais de 250 quilômetros. Por conta disso, será necessária uma enorme infraestrutura de oleodutos submarinos para levar o óleo e o gás produzidos aos mercados. O transporte dos funcionários até as plataformas de exploração também precisa ser resolvido uma vez que os helicópteros hoje utilizados não possuem essa autonomia de voo. Uma possível solução é a construção de bases intermediárias, que podem ser usadas para reabastecimento destas aeronaves, para estocagem de suprimentos (cimento, lama, água potável, etc.). Também existe a proposta de construção de plataforma para alojar pessoas – o *flotel*. (IPT, 2009)

A distância das plataformas também impacta a velocidade das embarcações de apoio. A Petrobras, na concorrência para renovação de sua frota, já prevê embarcações com um aumento de 10 nós (18km/h) para 13 nós (24km/h), podendo percorrer esta distância 4 horas mais rápido, agilizando assim as operações de reparo das plataformas. (IPT, 2009)

Um quarto conjunto de desafios está associado aos fornecedores da Petrobras, que já emprega uma grande parte da frota mundial de perfuração em águas

profundas, além da maior parte dos dutos flexíveis do mundo e da capacidade mundial de instalação de equipamentos submarinos. Com as novas descobertas, a expectativa é que essas demandas aumentem tanto em escala quanto em novas tecnologias para oleodutos, navios, equipamentos e plataformas de perfuração. (IPT, 2009)

Pode-se dizer que há duas vertentes de desafios tecnológicos para explorar o petróleo e o gás existentes no Pré-sal. A primeira é de natureza vertical: perfurar o poço até o reservatório, atravessando as camadas de água, de sedimentos e de sal, cada uma com um tipo de comportamento, em temperaturas que variam de 80°C a 150°C e sob altas pressões e gases corrosivos. É necessário considerar ainda o caminho de volta até a superfície, transportando o petróleo e o gás extraídos dos poços, sem entupir os dutos e sem causar vazamentos que provoquem acidentes ambientais. (COPPE, 2009)

A outra vertente é a dos desafios horizontais: transportar o petróleo e o gás da área de produção até a costa, a 300 quilômetros de distância, por meio de navios e gasodutos, e carregar pessoal, equipamentos e suprimentos para as plataformas. (COPPE, 2009)

Tudo isso será feito num ambiente onde nada é estático. Plataformas, navios e tubulações balançam e se desgastam sob a ação de ventos, ondas e correntes; sedimentos desabam sobre as sondas que perfuram os poços; o sal volta a se fechar sobre o caminho recém-aberto pela sonda; e até o movimento do óleo e do gás que escoam pelas tubulações provoca desgaste e fadiga nos materiais, podendo causar rompimentos. É, em resumo, um conjunto de problemas que começa com a grande profundidade da água, passa pela colocação de revestimentos nas perfurações em sedimentos moles, não consolidados, continua na difícil travessia da espessa camada de sal, até chegar a um ambiente de altíssima pressão e temperatura, saturado de gases corrosivos. (COPPE, 2009)

Três décadas de trabalho foram suficientes para que cientistas e técnicos brasileiros desenvolvessem e dominassem a tecnologia aplicada na Bacia de Campos.

Na área do Pré-sal, ainda há mistérios a serem desvendados. Mesmo nos aspectos conhecidos, os desafios são multiplicados. (COPPE, 2009)

9.1. Escoamento e Setor Dutoviário em Geral

Para o setor dutoviário, os desafios tecnológicos para a produção de óleo e gás a partir dos reservatórios do Pré-sal, estão diretamente relacionados com as condições encontradas em profundidades superiores a 2.000 metros de lâmina d'água. Este ambiente de produção desafiador demanda, por exemplo, revestimentos de alto isolamento térmico, capazes de manter ou minimizar a redução de temperatura do óleo produzido, sem, no entanto, aumentar significativamente o peso dos dutos (*risers*) ou seus custos de instalação e operação. Outro obstáculo será a presença de fluidos agressivos, a presença de dióxido de enxofre, CO₂, água de alta salinidade, cuja combinação com o óleo e o gás provoca o desgaste e corrosão acentuada nos *risers* e dutos atualmente disponíveis. (CTDUT, 2010)

As altas temperaturas também causam dificuldades do ponto de vista de precipitação de alguns compostos orgânicos, por exemplo, as parafinas. Conforme o petróleo é extraído da camada Pré-sal, sua temperatura diminui e pode causar a precipitação dos compostos. Para evitar isso a Petrobras está pesquisando e testando produtos químicos que possam minimizar o potencial de parafinação, bem como novas concepções de tubulações que tenham isolamento ou controle térmico. (IPT, 2009)

As características específicas encontradas nos petróleos do litoral brasileiro, como o alto conteúdo de gás carbônico, que misturado à água vira ácido carbônico, altamente corrosivo, irão demandar soluções novas. Por isso, a Petrobras estuda com os fabricantes de dutos o desenvolvimento de novos materiais mais resistentes à corrosão. (IPT, 2009)

O engenheiro José Formigli, confirma que esse desafio recebe especial atenção por parte da Petrobras: “Quando o CO₂ se junta com a água, forma o ácido carbônico, altamente corrosivo, o que faz com que seja preciso usar ligas especiais de aço para evitar a corrosão gerada pelo ambiente no revestimento e na coluna de produção dos

poços, em equipamentos submarinos de produção, como Árvores de Natal Molhadas, e componentes da planta de processo da plataforma de produção. Em Tupi, por exemplo, a proporção do gás natural associado existente é de 220m³ para cada m³ de óleo, o que totaliza cerca do dobro da proporção normalmente presente nos turbiditos da Bacia de Campos. O CO₂ contido nesse gás natural precisa ter uma destinação ecológica, para que não escape para o meio ambiente e contribua para o aumento do efeito estufa. Por isso, o CO₂ será reinjetado nos poços, o que traz ainda a vantagem de reduzir a viscosidade do óleo encontrado, propiciar maior recuperação potencial desse óleo e, por conta disso, gerar mais lucros à Companhia”. (PETROBRAS MAGAZINE, 2009)

9.2. Caracterização do Reservatório e Levantamento Computacional

Melhorar a frequência do sinal sísmico e, conseqüentemente, melhorar a imagem dos dados em águas profundas e em reservatórios muito profundos ainda é uma barreira difícil de vencer, mas não impossível (SOUZA et al, 2011).

Na área específica de geofísica, o maior desafio atualmente é aumentar o conteúdo de frequência na região do Pré-sal. Melhorar a resolução horizontal e vertical do levantamento proporcionará para os levantamentos sísmicos 3D um maior adensamento de cela, uma maior densidade de informação. Algumas iniciativas já foram tomadas para superar esse aspecto. Já se trabalha com cabos de 8 km com 50 m de espaçamento. A questão é o quanto isso vai onerar no custo de produção de petróleo. A tecnologia já existe, porém, o custo é muito elevado. (SBGF -, 2008).

As maiores empresas responsáveis pelos levantamentos sísmicos nacionais entendem a necessidade de um forte investimento tecnológico que possa acelerar o processo e alavancar a exploração e produção de petróleo na Província do Pré-sal, principalmente na área da sísmica marinha.

Utilizada primordialmente pela indústria de petróleo e gás, a sísmica marinha atravessa uma fase marcada por grandes inovações, possibilitando avanços na

aquisição e interpretação de dados e um convívio mais equilibrado com o meio ambiente. (SBGF, 2012)

“Nenhuma outra tecnologia fornece modelos tão abrangentes e detalhados da subsuperfície”, afirma o diretor da empresa CGGVeritas no Brasil, Patrick Postal. “A aquisição de dados de alta qualidade é de grande importância, uma vez que fornece a matéria-prima a ser processada para a criação de imagens para a interpretação. Embora algumas deficiências na aquisição possam ser superadas através do processamento, os dados sísmicos de melhor qualidade só serão alcançados através da melhor aquisição possível”. (SBGF, 2012)

“Estamos concluindo uma pesquisa de 13.760 km² com o uso do *BroadSeis* na Bacia de Santos. Esta enorme área foi pesquisada em oito meses, com a conclusão da aquisição prevista para meados de agosto. Esperamos ter os primeiros resultados em novembro, e os resultados finais completos no terceiro trimestre do próximo ano. A quantidade de tempo que isso leva reflete o enorme desafio deste processo e dos algoritmos avançados que vamos usar para obter a melhor imagem possível do prolífico Pré-sal”, afirma Patrick Postal. (SBGF, 2012)

Atualmente o maior desafio na área de aquisição marítima é suprir dados de qualidade para o bom imageamento das camadas do Pré-sal. Este é o pensamento de StephaneDezaunay, diretor-geral da empresa PGS Brasil: “Devido à complexidade estrutural, profundidade, e, principalmente, por estarem debaixo de um pacote de alta velocidade sísmica, essas rochas precisam de ferramentas bem dimensionadas para poderem ser corretamente mapeadas. Por exemplo, os levantamentos exploratórios com objetivos acima do sal vinham utilizando até pouco tempo atrás os *streamers* com até 6 km de comprimento. Essa configuração não permite mapear de forma eficiente abaixo do sal; é preciso partir para configurações com cabos de 8 quilômetros ou mais. Isso torna o projeto mais complexo”. (SBGF, 2012)

Segundo o gerente de Aquisição Marítima da Petrobras, Neri Boz, a estatal brasileira utiliza, na maioria de suas aquisições de dados sísmicos offshore, a técnica de levantamento de dados tridimensionais (3D), convencionais e de alta resolução.

Essas aquisições usam receptores colocados na superfície (*streamers*) ou no fundo do oceano (*OBC*). “O método sísmico de reflexão oferece diversas vantagens quando comparado a outros métodos geofísicos, como por exemplo o levantamento de grandes áreas e a obtenção de informações estruturais e litoestratigráficas da subsuperfície, a grandes profundidades e com boa resolução. A presença de ruídos ambientais severos e alguns tipos de rochas podem ser obstáculos ao imageamento da subsuperfície por este método, porém técnicas avançadas de processamento de dados têm amenizado este problema. Embora o custo da aquisição de dados sísmicos seja elevado, a relação custo/benefício é vantajosa quando comparada a outros métodos geofísicos”. (SBGF, 2012)

O gerente da Petrobras diz ainda que os métodos não sísmicos integrados à sísmica marinha, podem reduzir os riscos exploratórios. “É importante a corroboração de diversos métodos no sentido de dirimir interpretações ambíguas características dos métodos indiretos de investigação. A aplicação de métodos geofísicos de forma integrada pode reduzir o risco exploratório na prospecção de hidrocarbonetos, como ocorre nas regiões do Pré-sal”. (SBGF, 2012)

9.3. Perfuração de Poços e Completação

Em Campos, para chegar à rocha (uma mistura de areia e carbonato) onde o petróleo está armazenado, é preciso atravessar basicamente duas camadas: a de água, com profundidades de até 2 mil metros; e a dos sedimentos, onde são perfurados poços também de até 2 mil metros. No Pré-sal, são três camadas a serem vencidas: a água, cuja profundidade chega a 3 mil metros; a dos sedimentos, com cerca de 2 mil metros; e a de sal, com outros 2 mil. Já se sabe que o sal, nessas profundidades, se comporta como uma massa plástica e impermeável, que, mal aberto o poço, volta a fechá-lo. (COPPE, 2009)

Será preciso desenvolver técnicas de perfuração e revestimentos para o poço, capazes de conter os sedimentos não consolidados, para que não colapsem facilmente, e de inibir o efeito da plasticidade do sal, para que não volte a preencher o volume onde se encontrava antes da passagem da sonda. (COPPE, 2009)

Atingida a rocha reservatório, provavelmente haverá mais surpresas. Trata-se de uma rocha calcária carbonática, cujo comportamento é ainda desconhecido dos geólogos e engenheiros. As rochas que formam os reservatórios são como esponjas em cujos poros se armazenam o petróleo e o gás. Quando a rocha é basicamente arenítica, a tecnologia existente permite avaliar os interstícios onde há e onde não há petróleo e, assim, delimitar a extensão do campo petrolífero, reduzindo o risco de furar poços secos. Vale lembrar que, naquela região, um único poço pode chegar a custar entre US\$ 120 e 160 milhões, dez vezes mais que na Bacia de Campos. Na rocha calcária, o grau de porosidade ainda tem incógnitas. (COPPE, 2009)

Os desafios da perfuração não se esgotam na travessia vertical das camadas de rocha e sal até chegar ao reservatório. Para colocar o campo em produção, é preciso fazer poços direcionais, isto é, poços desviados lateralmente, que se estendam para formar uma malha de produção que carrega o óleo extraído para uma mesma plataforma. Um poço direcional no Pré-sal pode chegar a medir de 12 a 20 quilômetros, sendo uma boa parte desse percurso dentro da camada de sal. (COPPE, 2009)

Quanto maiores as profundidades das áreas de operação, mais altas são a pressão e a temperatura. Desenvolver materiais que resistam a temperaturas da ordem de 150°C e a pressões de 400 bar – o equivalente a 400 vezes a pressão atmosférica em que vivemos – é mais um desafio. Outro é lidar com o ambiente hostil, de gases corrosivos abundantes no Pré-sal – no caso, o dióxido de carbono (CO₂) e o ácido sulfídrico (H₂S). O primeiro existe também na Bacia de Campos, mas em quantidades menores. (COPPE, 2009)

Entre as áreas de conhecimento que serão desenvolvidas por conta do Pré-sal, contam-se a mecânica de rochas, a produção em rochas carbonáticas, a mecânica do sal, a geofísica de alta resolução, novos materiais para revestimento de poços, a engenharia de estruturas *offshore* e materiais especiais para equipamentos e dutos submetidos a altas pressões e temperaturas e em ambientes quimicamente hostis. (COPPE, 2009)

9.4. Logística para o gás associado

A dificuldade de transferência de tecnologia e a escassez de soluções economicamente viáveis para o transporte de gás natural associado ao óleo ou extraído das jazidas de gás natural do Pré-sal tornam a exploração do petróleo da região um desafio tecnológico ainda maior.

A grande distância do continente dificulta o escoamento do gás através de dutos pelo oceano. Em outra vertente à utilização de dutos, cenários para utilização de novas tecnologias offshore de transformação do gás natural para transporte são analisados. Dentre as tecnologias disponíveis estão: GNC (gás natural comprimido), GTS (gás para sólido; hidratos), GNA (gás natural adsorvido), GTW (*gas-to-wire*, geração de eletricidade), GNL (gás natural liquefeito – transformação física do gás natural, passando do estado gasoso para o estado líquido) e GTL (gás para líquido – transformação química do gás natural em combustíveis líquidos como diesel, gasolina, lubrificantes etc.). (RODRIGUES, 2010)

Por outro lado, ao apresentar o Plano de Negócios 2013 - 2017 na Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (FIRJAN), Graça Foster disse que a construção em alto mar de uma instalação de liquefação de gás (GNL) não seria economicamente viável: “Para o projeto de GNL ser economicamente viável teria que ter uma escala maior de produção, que ainda não temos. Por isso não vamos fazer esse modal de transferência de gás”. (O Globo, 2013)

Assim, uma das alternativas que está em fase de estudo pela Petrobras para receber o gás natural que será produzido nos campos do Pré-sal na Bacia de Santos é a

construção de um gasoduto de 300 quilômetros que ligará São Paulo até a praia de Maricá. Segundo José Formigli “O gás entrará pela região de Maricá para ser entregue ao Comperj (Itaboraí). Neste momento, a área de engenharia está detalhando as especificações técnicas para ir ao mercado contratar as encomendas”. (O GLOBO, 2013)

10. Panorama da produção científica e propriedade intelectual

Com a finalidade de obtenção do panorama da produção científica e propriedade intelectual, utilizou-se a técnica de Monitoramento e Sistemas de Inteligência (Análise de patentes e artigos científicos) no período que se estendeu **de Janeiro de 2000 a Março de 2013**.

A proposta se resume a definir o tema a ser prospectado, que no caso atual é o Pré-sal e seu impacto na matriz energética, em seguida estabelecer as bases de dados a serem utilizadas, realizar a identificação das palavras-chave e a execução das buscas e análise dos resultados.

10.1. Patentes

10.1.1. Estabelecimento das bases de dados

Para a busca de patentes, utilizou-se, primeiramente as bases de dados: USPTO - *United States Patent and Trademark Office* o INPI - Instituto Nacional da Propriedade Intelectual. Ao utilizar uma base de dados americana e outra nacional, pôde-se avaliar o número de patentes depositadas em diferentes áreas relacionadas à prospecção tecnológica em questão.

Como o petróleo da camada Pré-sal ocorre, principalmente, na costa brasileira, tendo como operadora única a Petrobras e devido à forte presença no território americano das principais multinacionais que atuam na área de exploração e produção do petróleo e gás natural em águas ultraprofundas foi assumido que um universo de resultados considerável seria levantado através das duas bases de dados citadas, deixando de lado outras, como europeias ou orientais.

10.1.2. Identificação das palavras-chave e execução das buscas

Termos gerais relacionados à inovação tecnológica foram escolhidos para uma maior abrangência dos resultados das buscas, realizadas para o campo título. Para a base de dados do INPI, as seguintes palavras-chave/termos-chave foram utilizados: refino, refinaria, petróleo, gás natural, Pré-sal, águas ultraprofundas, exploração offshore, exploração de óleo, exploração de gás, hidrocarbonetos, etanol, álcool etílico, biodiesel, carvão e biomassa. Para a base do USPTO, as seguintes palavras-chave/termos-chave foram utilizados: *refining, refinery, petroleum, crudeoil, natural gás, pre-salt, ultradeepwater, offshore exploration, oilexploration, gasexploration, hydrocarbons, ethanol, ethylalcohol, bioethanol, biodiesel, FAME (FattyAcidMethyl Ester), coalandbiomass*. Para os termos que contêm mais de uma palavra, utilizou-se o operador booleano AND, o que garantiu a exigência de todas as palavras do termo-chave estivessem presentes no título da patente. Para os termos que podem ser considerados sinônimos, utilizou-se do operador booleano OR entre os mesmos para uma única pesquisa.

Termos como *natural gase* álcool etílico foram buscados entre aspas, a fim de garantir uma busca pela exata expressão. Outros termos também foram pesquisados dessa forma, como *pre-salt*.

Cabe ressaltar que na língua inglesa, a palavra petróleo é comumente traduzida como *oil*, além de *petroleum*. Porém, para evitar a ambiguidade da palavra *oil*, que traduz qualquer tipo de óleo na língua portuguesa, não a utilizaremos como palavra-chave, a não ser que a mesma esteja acompanhada de algum outro termo que especifique seu significado para petróleo, como por exemplo, *crudeoil* ou *oilexploration*.

Ao final das buscas convencionais, foi realizada uma busca que utilizou todos os termos, separados pelo operador booleano OR a fim de se descontar os registros de patentes duplicadas. Na base do INPI, das 2885 publicações, 134 estavam duplicadas. Na base do USPTO, das 3889 publicações, 143 estavam duplicadas.

A Tabela 6, a seguir, contém os resultados das buscas realizadas nestas duas bases.

INPI			USPTO		
Referência	Termo-chave utilizado	Número de Patentes Encontradas	Referência	Termo-chave utilizado	Número de Patentes Encontradas
#1	Refino ou Refinaria	113	#1	Refining ou Refinery	459
#2	Petróleo	565	#2	Petroleum	377
#3	Gás Natural	201	#3	Natural gas	521
#4	Pré-sal	1	#4	Pre salt	0
#5	Águas Ultraprofundas	2	#5	Ultra deepwater	1
#6	Exploração Offshore	1	#6	Offshore exploration	6
#7	Exploração de Óleo	0	#7	Oil exploration	23
#8	Exploração de Gás	4	#8	Gas exploration	20
#9	Hidrocarbonetos	718	#9	Hydrocarbons	1039
#10	Etanol ou Álcool Etilico	302	#10	ethanol ou ethyl alcohol ou bioethanol	329
#11	Biodiesel	179	#11	Biodiesel ou FAME	100
#12	Carvão	309	#12	Coal	459
#13	Biomassa	490	#13	Biomass	420
			#14	Crude Oil	135
	TOTAL	2885		TOTAL	3889
	TOTAL SEM DUPLICADAS	2751		TOTAL SEM DUPLICADAS	3746

Tabela 6 - Patentes Encontradas Nas Bases De Dados INPI E USPTO Nas Buscas Por Palavras-Chave

Fontes: INPI e USPTO, 2013

Como os países mais desenvolvidos sempre estiveram à frente do Brasil em tecnologia na área de refino, a busca na base do USPTO apresentou um alto número de patentes para as palavras-chave *refining* e *refinery*. O mesmo ocorreu para a palavra *hydrocarbons*, pois o Brasil também sempre foi menos desenvolvido tecnologicamente na área de processamento de petróleo e derivados.

Por outro lado, a busca na base do INPI apresentou um total de 3 registros de patentes no somatório de resultados dos termos Pré-sal e águas ultraprofundas. Mesmo que não seja uma superioridade expressiva, pois o Pré-sal ainda está em fase inicial de exploração, ainda evidencia um número maior do que o total de 1 registro apresentado na base do USPTO para o somatório das palavras *Pre-salt* e *ultra deepwater*.

Após a busca, foi realizada uma análise onde se buscou identificar países com números significativos das patentes pesquisadas na base de dados do USPTO, como demonstrado abaixo na figura 16.

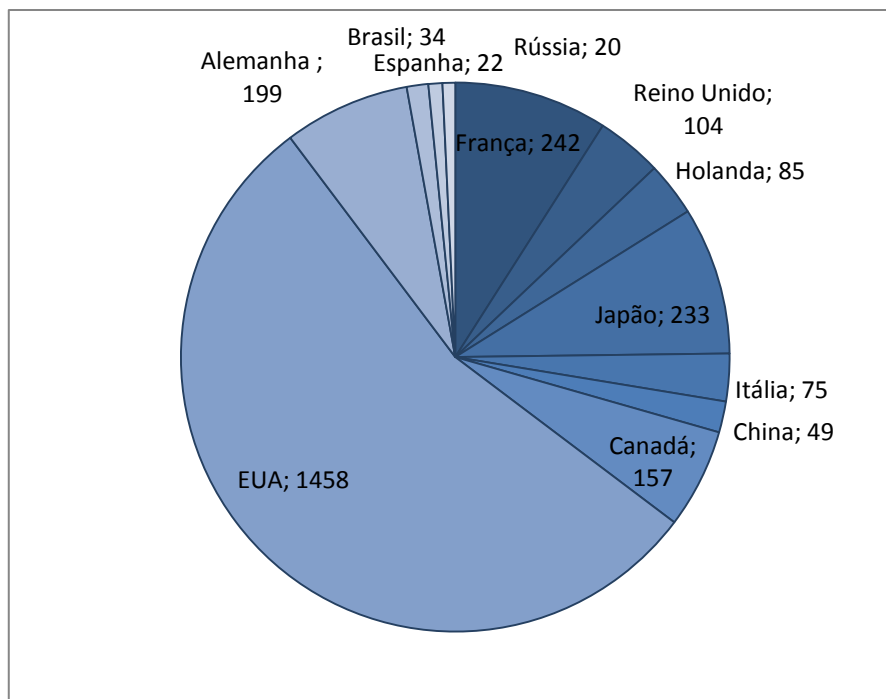


Figura 16 - Divisão Dos Países Detentores De Patentes Prospectadas Por Palavras-Chave, Na Base USPTO

Fonte: USPTO, 2013

Utilizou-se do código de campo ICN (*inventor country*), que se baseia na nacionalidade do inventor da patente depositada, ao ser feita a busca para países detentores das mesmas.

Algumas das principais potências mundiais foram alvos da nova pesquisa e um total de 2678 patentes foram encontradas. Nota-se que os Estados Unidos, com 1.458 patentes registradas, apresentam um número maior relação a todos os outros países. Essa liderança pode ser explicada pelo fato do governo e da sociedade norte-americana incentivarem o desenvolvimento da ciência e da tecnologia, além da população ter um acesso mais fácil ao Escritório de Patentes americano. O país com o segundo maior número de registros foi a França, seguida de Japão, Alemanha e Canadá. Dos países utilizados na busca, o Brasil ficou à frente somente de Rússia e Espanha, resultando em 34 publicações.

Nota-se um universo muito limitado quanto ao número de patentes encontradas no âmbito do Pré-sal, o que mostra que as tecnologias ainda estão sendo desenvolvidas na área, uma vez que um depósito de patente precisa comprovar

atividade inventiva e vislumbrar uma futura aplicação. Isto mostra que estamos no limiar do conhecimento nesta área, havendo um número muito maior de artigos técnicos em relação às patentes.

Por esta razão, resolveu-se aprofundar a pesquisa na área de energia e combustíveis, a fim de analisar o impacto na matriz energética das diferentes fontes de energia, comparando-as quanto a seu uso e sua presença na área de propriedade intelectual.

A fim de restringir os resultados às áreas de energia e combustíveis, uma nova pesquisa foi realizada com os resultados anteriores referentes ao Brasil, e aos países com maiores números de patentes: EUA, França, Japão, Alemanha e Canadá. O refino da busca anterior foi conduzido adicionando-se ao código de campo ABST (*abstract*), as palavras-chave *energy*, *energetic* e *fuel*, separados pelo operador booleano OR. Os resultados obtidos são mostrados na figura 17.

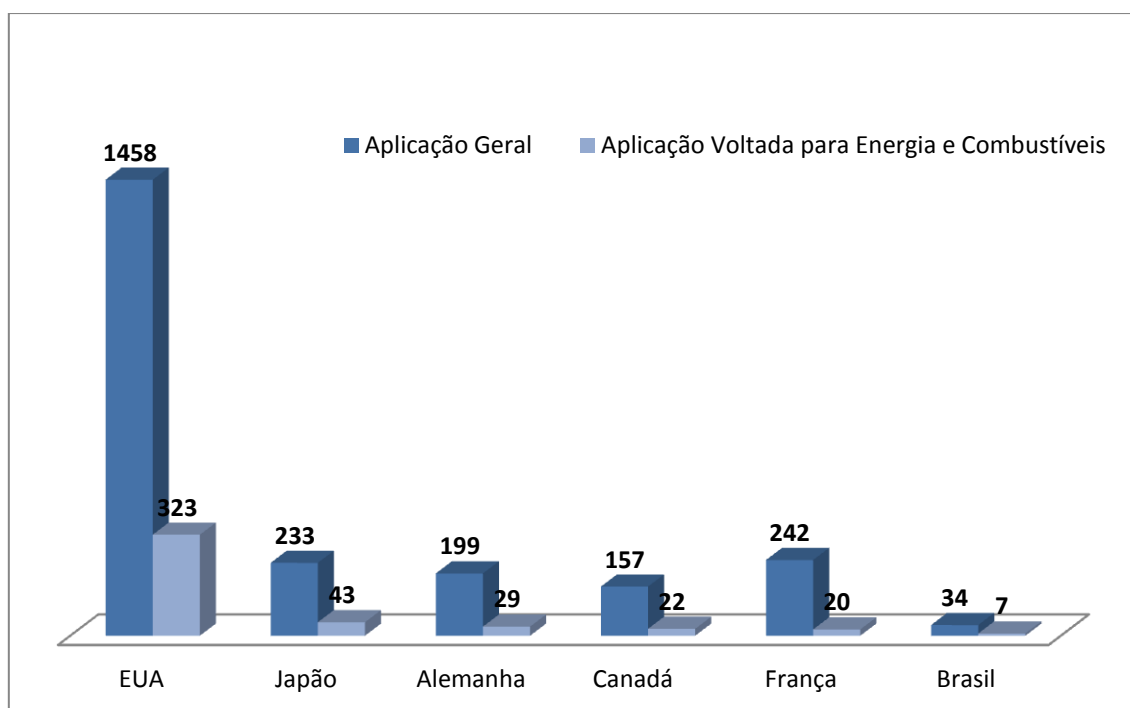


Figura 17 - Relação Entre O Número De Patentes De Aplicação Geral E De Patentes Voltadas Para As Áreas De Energia E Combustíveis, Na Base USPTO (Por País)

Fonte: USPTO, 2013

Nota-se que, apesar de apresentar o menor número de patentes, o Brasil tem uma porcentagem de publicações voltadas para as áreas de energia e combustíveis, em relação ao total pesquisado anteriormente, superior a todos os países selecionados, com exceção dos Estados Unidos. A Figura 18 ilustra o fato descrito.

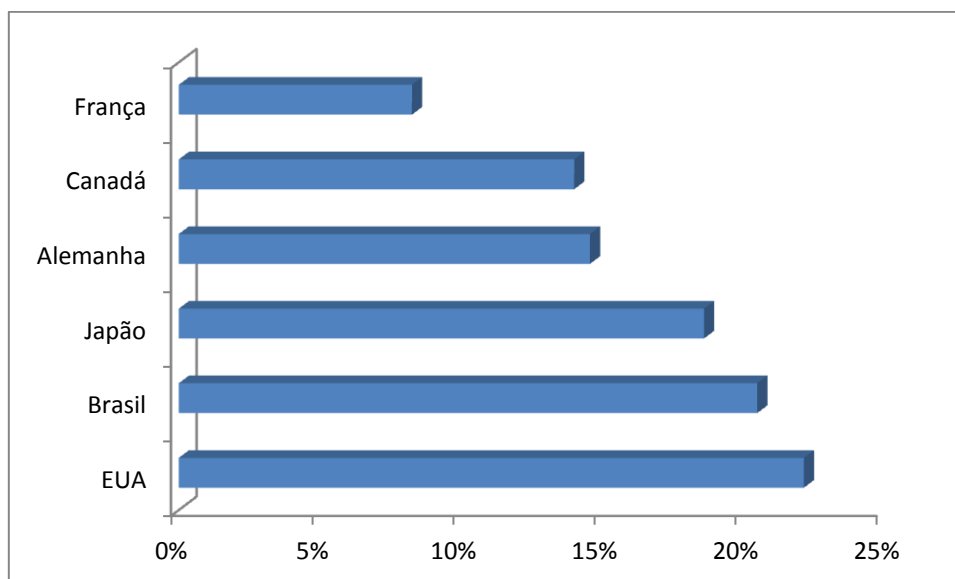


Figura 18 - Porcentagem De Patentes Voltadas Para As Áreas De Energia E Combustíveis Em Relação Às Patentes De Aplicação Geral, Na Base USPTO

Fonte: USPTO, 2013

Devido a sua vasta diversidade em fontes de energia, o Brasil mostra interesse no desenvolvimento de tecnologias que se aplicam a esta área. Além disso, seu pioneirismo na introdução do etanol a partir da cana-de-açúcar em sua matriz energética, o tornou um país visto como referência no assunto. (PETROBRAS, 2013)

De forma similar à pesquisa anterior, com os resultados encontrados na base de dados do INPI, foi conduzida uma nova busca adicionando-se ao campo de pesquisa “Resumo” as palavras-chave energia, energético e combustível, separadas pelo operador booleano OR. Das 2751 publicações analisadas, 397 apresentaram pelo menos uma das palavras presente na descrição da patente, o que representa que aproximadamente 14% das mesmas são voltadas para as áreas de energia e combustíveis.

Dessas 397 patentes resultantes, categorizou-se as patentes de forma a demonstrar a participação de cada fonte na matriz energética brasileira, adicionando-se cada palavra-chave referente à fonte ao campo de pesquisa “Resumo”, com adição do operador booleano AND. O resultado é demonstrado na Figura 19 abaixo.

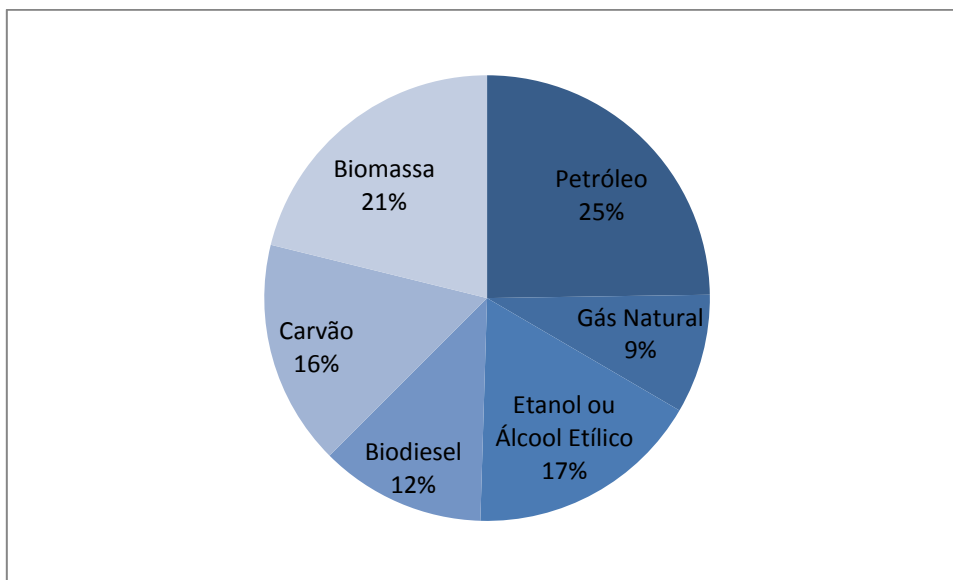


Figura 19 - Divisão Por Fontes De Energia Entre Patentes Voltadas Para As Áreas De Energia E Combustíveis, Na Base INPI

Fonte: INPI, 2013

O número de patentes relacionadas a petróleo nas áreas de energia e combustíveis representa 25% do total analisado. Isso mostra que o petróleo ainda tem uma participação importante na matriz energética brasileira, sendo a fonte de energia mais utilizada. A participação da biomassa, com 21%, mostra que a mesma vem ganhando força com o incentivo a energias limpas e o avanço da tecnologia na área. O mesmo pode se dizer do Etanol, que apresentou 17% das patentes pesquisadas.

Observa-se nos resultados do gráfico anterior que as fontes fósseis de energias representam 50% quando somadas e, obviamente as fontes renováveis também totalizam 50% do total de patentes pesquisadas. Isso mostra que, apesar da força do petróleo na matriz energética brasileira, as fontes renováveis vêm ganhando igual destaque em pesquisas e desenvolvimento tecnológico, na busca de um equilíbrio

entre as fontes renováveis e não renováveis, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis, substituindo-os por fontes limpas.

10.2. Artigos Científicos

10.2.1. Estabelecimento das bases de dados

Para a busca de publicações científicas, utilizou-se as bases de dados: *Web of Science* e *ScienceDirect*. Ambas possuem bases de dados internacionais, com abrangência mundial, logo o universo proporcionado através de buscas realizadas nas mesmas permitiram uma análise completa da prospecção tecnológica proposta.

Através de um mapeamento das publicações pesquisadas foi possível a obtenção de um panorama da produção científica do Pré-sal e de áreas relacionadas ao mesmo.

10.2.2. Identificação das palavras-chave e execução das buscas

O campo de pesquisa escolhido para a busca foi o de Título. As palavras-chave utilizadas foram as mesmas da primeira busca em Bases de dados em Patentes. Os resultados são apresentados na Tabela7, a seguir.

Web of Science			ScienceDirect		
Referência	Termo-chave utilizado	Número de Publicações Encontradas	Referência	Termo-chave utilizado	Número de Publicações Encontradas
#1	Refining or Refinery	8.904	#1	Refining or Refinery	1.473
#2	Petroleum or Crude Oil	8.782	#2	Petroleum or Crude Oil	3.090
#3	Natural gas	4.450	#3	Natural gas	1.803
#4	Pre salt	14	#4	Pre salt	6
#5	Ultra deepwater	32	#5	Ultra deepwater	1
#6	Offshore exploration	53	#6	Offshore exploration	13
#7	Oil exploration	215	#7	Oil exploration	55
#8	Gas exploration	195	#8	Gas exploration	70
#9	Hydrocarbons	21.791	#9	Hydrocarbons	7.605
#10	ethanol or ethyl alcohol or bioethanol	29.910	#10	ethanol or ethyl alcohol or bioethanol	10.282
#11	Biodiesel or FAME	6.468	#11	Biodiesel or FAME	2.767
#12	Coal	20.204	#12	Coal	10.365
#13	Biomass	18.863	#13	Biomass	7.754
	TOTAL	119.881		TOTAL	45.284
	TOTAL SEM DUPLICADAS	116.242		TOTAL SEM DUPLICADAS	43.651

Tabela 7 – Publicações Encontradas Nas Bases De Dados Web ofScienceeScienceDirect Nas Buscas Por Palavras-Chave

Cabe ressaltar que o termo “*natural gas*” encontra-se entre aspas na busca na base de dados do *Web of Science* e entre chaves (*{natural gas}*), na base do *ScienceDirect*, a fim de garantir uma busca pela exata expressão. Outros termos também foram pesquisados dessa forma, como *crudeoilepre-salt*.

Nota-se que o número de publicações encontradas representa um universo bem maior. Com a finalidade de obtenção de uma pesquisa mais específica, foram utilizados termos estratégicos de busca, novamente no campo “Título”, compostos por diversas palavras-chave. Os termos-chave selecionados tiveram como objetivo diminuir o universo de análise, a fim de mapear artigos que fizessem parte diretamente da área de tecnologia de prospecção, exploração ou produção de petróleo e/ou gás natural.

As palavras-chave utilizadas são sempre separadas pelos operadores booleanos OR ou AND, de acordo com a intenção da busca. Por exemplo, o termo de busca (*(petroleumoroil) and“natural gas”*) and (*explorationorproduction*) apresenta ambos operadores booleanos, pois se desejou restringir a pesquisa a artigos que apresentassem todas as palavras separadas pelo operador AND, e ao menos uma das palavras separadas pelo operador OR.

A Tabela 8, a seguir, contém os resultados das buscas realizadas nestas duas bases de dados, assim como todos os termos-chave utilizados.

Referência	Termo de Estratégia de Busca	Número de Publicações Web of Science	Número de Publicações ScienceDirect
#1	Pre-salt	14	6
#2	Pre-salt and (Exploration or Production)	1	0
#3	Pre-salt and Challenge	2	1
#4	Ultra deepwater	32	1
#5	Ultra deepwater and Drilling	5	0
#6	((Petroleum or Oil) and Natural Gas) and (Exploration or Production)	19	9
#7	(Oil or Petroleum) and (Offshore and Exploration)	20	7
#8	Subsea and Equipment	18	3
#9	(Oil or Petroleum) and Refining and Technology	11	6
	TOTAL	122	33
	TOTAL SEM DUPLICADAS	113	32

Tabela 8 - Artigos voltados à prospecção tecnológica de petróleo encontrados nas Bases Web of Science e ScienceDirect

Fonte: *Web of Science e ScienceDirect, 2013*

Dispensou-se o uso do termo *crudeoil*, uma vez que a palavra *oil* está necessariamente relacionada a petróleo nos contextos dos termos utilizados.

Ao final das buscas convencionais, foi realizada uma busca que utilizou todos os termos, separados pelo operador booleano OR a fim de se descontar os registros de patentes duplicadas. Na base do *Web of Science*, das 122 publicações, 9 estavam duplicadas. Na base do *ScienceDirect*, das 33 publicações, 1 estava duplicadas.

Como era de se esperar, a base de dados do *Web of Science* apresentou maior número de resultados em todas as buscas realizadas, uma vez que esta base é líder mundial em literatura científica. (*Web of Knowledge, 2013*)

Nesta primeira busca, utilizou-se termos estratégicos relacionados à produção científica na área do Pré-sal, além das áreas tecnológicas voltadas à exploração e produção do petróleo em geral.

A Figura 20 mostra a evolução do número de publicações científicas encontradas no período que se estende de 2000 a março de 2013.

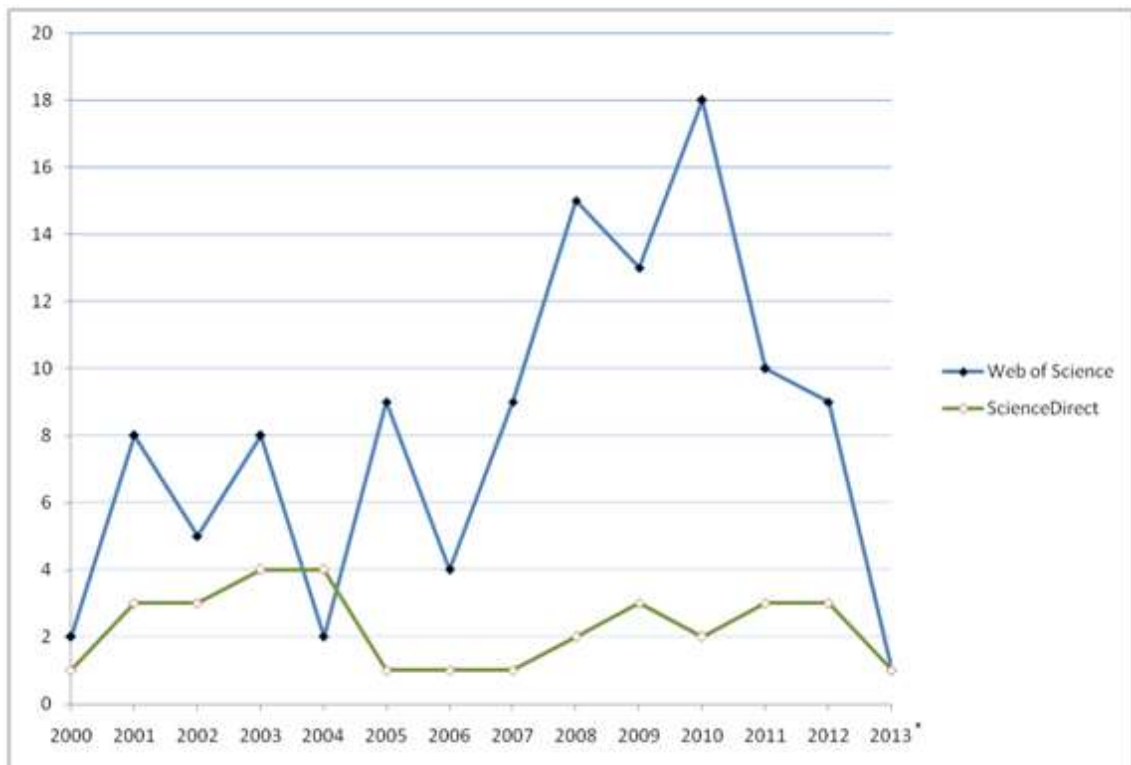


Figura 20 - Evolução Anual Das Publicações Voltadas À Prospecção Tecnológica De Petróleo Nas Bases *Web of Science* E *ScienceDirect*

*Até Março de 2013

** Devido ao atraso na indexação da base, o número de documentos pode ser maior do que o apresentado no gráfico

Fonte: *Web of Science* e *ScienceDirect*, 2013

Nota-se que o ano de 2010 foi o auge da produção científica de acordo com a base de dados do *Web of Science*, enquanto a base do *ScienceDirect* apresentou o maior número de publicações nos anos de 2003 e 2004.

Com a finalidade de se aprofundar no presente estudo do Pré-sal, os termos mais específicos ao mesmo foram selecionados para uma nova busca, foram esses: “*Pre-salt*”, “*ultra deepwater*”, (“*pre-salt*” and (*exploration* or *production*)), (“*pre-salt*” and *challenge*) e (“*ultra deepwater*” and *drilling*).

Na base do *Web of Science*, 46 publicações foram selecionadas, enquanto que na base do *ScienceDirect* foram encontradas 7 publicações (ambas sem duplicadas). A

evolução do número de publicações científicas encontradas, no mesmo período da busca anterior, é ilustrada na Figura 21 abaixo.

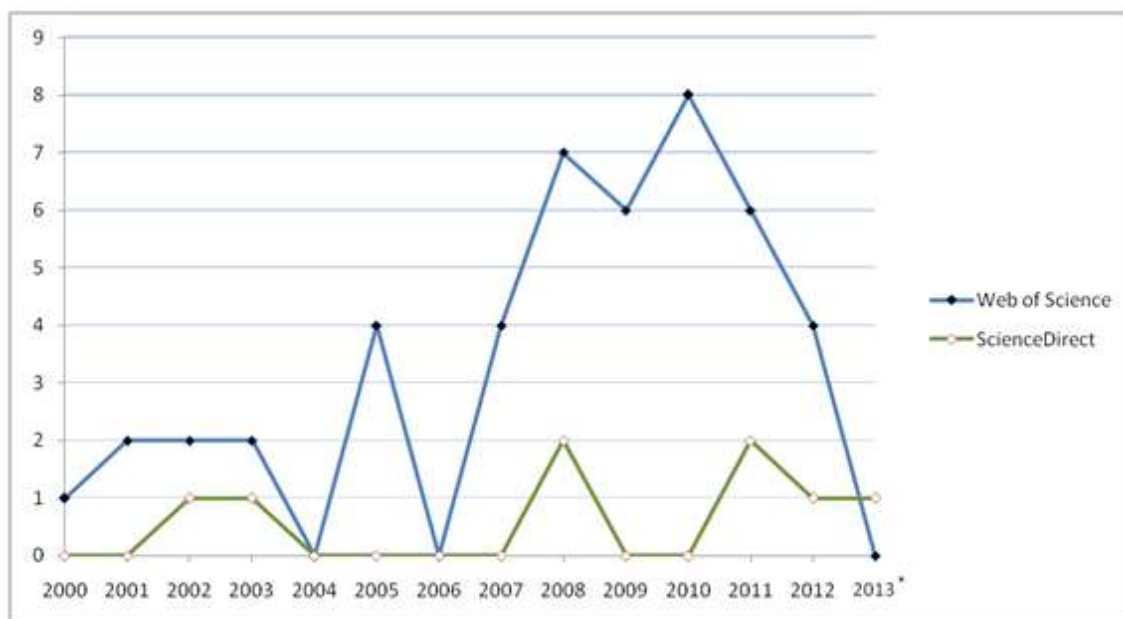


Figura 21–Evolução Anual Das Publicações Voltadas Para A Área Do Pré-sal Nas Bases *Web of Science* E *ScienceDirect*

*Até Março de 2013

** Devido ao atraso na indexação da base, o número de documentos pode ser maior do que o apresentado no gráfico

Fonte: *Web of Science* e *ScienceDirect*, 2013

Assim como na pesquisa anterior, o maior número de publicações encontradas na base de dados do *Web of Science* ocorreu no ano de 2010. Por outro lado, a base do *ScienceDirect* passou a apresentar o maior número de publicações nos anos de 2008 e 2011.

Tomando como referência as 46 publicações resultantes da busca na base de dados do *Web of Science*, identificou-se 25 áreas de pesquisa. Destas, as de maior evidência foram: “Engenharia”, “Combustíveis e Energia”, “Ecologia e Ciências Ambientais”, “Metalurgia e Engenharia Metalúrgica”, “Geologia” e “Processamento Mineral”. Observa-se que uma mesma publicação pode conter mais de uma área de conhecimento. Os resultados encontram-se na Tabela 9, a seguir.

Área de Pesquisa	Frequência	% de 46
Engenharia	37	80,43%
Combustíveis e Energia	9	19,57%
Metalurgia e Engenharia Metalúrgica	4	8,70%
Geologia	3	6,52%
Leis Governamentais	1	2,17%
Ciência dos Materiais	2	4,35%
Economia e Negócios	1	2,17%
Oceanografia	1	2,17%

Tabela 9 - Áreas De Pesquisa Das Publicações Científicas Voltadas Para A Área Do Pré-sal, Na Base Web of Science

Fonte: Web of Science, 2013

Como era de se esperar, nota-se que a área de Engenharia apresentou um número maior de publicações, pois os maiores desafios do Pré-sal envolvem aspectos tecnológicos, como o desenvolvimento de novos equipamentos e sistemas de produção. As áreas de pesquisa “Leis Governamentais” e “Economia e Negócios” aparecem na tabela pois se referem à mesma publicação, que trata da política que envolve a Petrobras no novo marco regulatório brasileiro.

Das quarenta e seis publicações, o Brasil responde por 26,09%, empatado com os Estados Unidos. Em seguida aparecem Inglaterra e Noruega, ambas com 8,70%, e a China, com 6,52%, conforme mostra a Figura 22, a seguir.

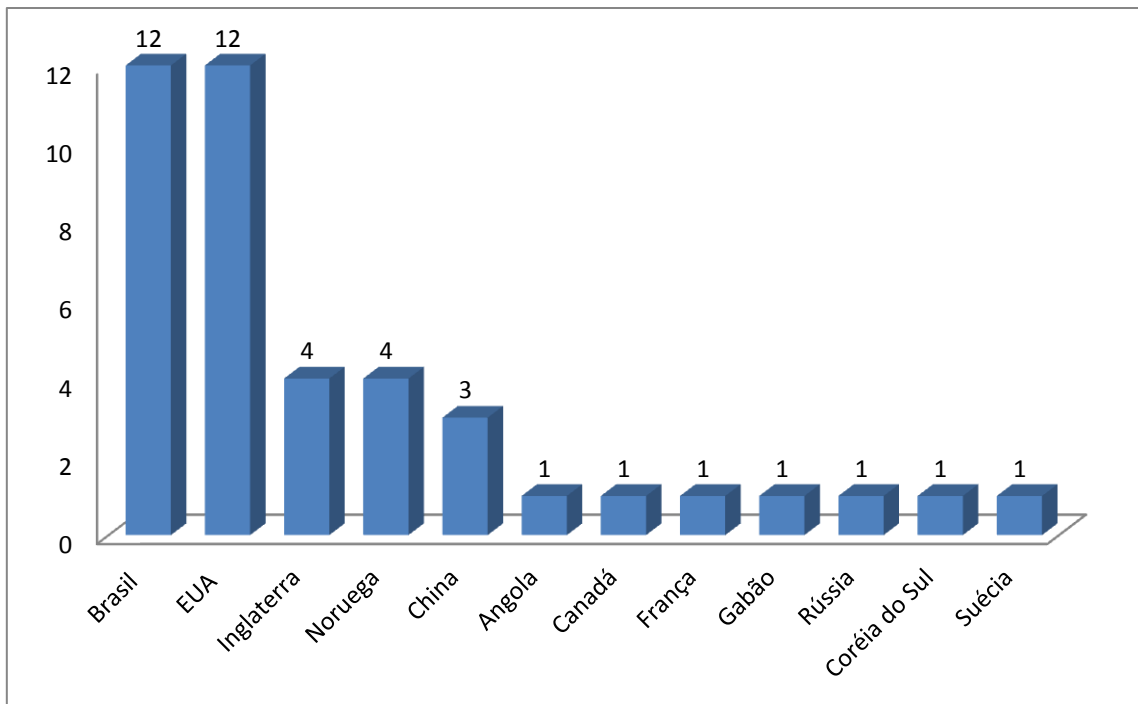


Figura 22–Países Dos Editores Das Publicações Científicas Voltadas Para A Área Do Pré-sal, Na Base *Web of Science*

Fonte: *Web of Science, 2013*

Tendo em vista que as maiores reservas provadas de petróleo da camada Pré-sal estão localizadas à 300 km da costa brasileira, era de se esperar uma liderança do país nos estudos publicados sobre o mesmo. Os Estados Unidos estão empatados com o Brasil, pois é de interesse americano desenvolver estudos para manter a liderança como prestadores de serviços para as empresas de petróleo.

Em relação às instituições responsáveis pelas publicações científicas em questão, os Estados Unidos lideram com 30,61%, seguidos do Brasil, com 22,45%, da China e Noruega, com 8,16% e da Inglaterra e França, com 6,12%. Os dois primeiros representam um total de 53,06% de todas as instituições presentes, conforme a Tabela 10, a seguir.

INSTITUIÇÃO	PAÍS	INCIDÊNCIA
SONANGOL	Angola	1
PETROBRAS AS	Brasil	8
CTR TECNOL MINERAL CETEM	Brasil	1
UNIVERSIDADE DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO	Brasil	1
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO	Brasil	1
MARTEC LTD	Canadá	1
CHINA UNIVERSITY OF PETROLEUM	China	2
CNOOC CHINA LTD SHENZHEN	China	1
HARBIN ENGINEERING UNIVERSITY	China	1
PUSAN NATIONAL UNIVERSITY	Coréia do Sul	1
SUBSEA7	Escócia	1
DEEPWATER STRUCT INC	EUA	2
TECHNIP USA	EUA	2
WELLSTREAM INT LTD	EUA	2
COMPUTALOG DRILLING SERV	EUA	1
HALLIBURTON BROWN ROOT GRANHERNE LTD	EUA	1
J P KENNY INC	EUA	1
OPE INC	EUA	1
PRECIS DRILLING	EUA	1
SBM ATLANTIA	EUA	1
SHELL GLOBAL SOLUT US INC	EUA	1
STATE UNIVERSITY OF NEW YORK SUNY SYSTEM	EUA	1
TEXAS A M UNIVERSITY SYSTEM	EUA	1
TECHNIP OFFSHORE INC	França	1
UNIVERSITY OF BOURGOGNE DIJON	França	1
PIERRE MARIE CURIE UNIVERSITY PARIS 6	France	1
ELF GABON	Gabão	1
UNIV SCI TECH MASUKU	Gabão	1
BRUNEL UNIVERSITY	Inglaterra	1
GLOBAL EXPLORAT SERV LTD	Inglaterra	1
NEWCASTLE UNIVERSITY	Inglaterra	1
MARINTEK	Noruega	2
NODE ADV RISER TENSIONING PROJECT	Noruega	1
ODIM ALITEC	Noruega	1
AQUAT CO	Rússia	1
NTC ENERGOCOSMOS	Rússia	1
STOCKHOLM ENVIRONM INST	Suécia	1

Tabela 10 – Instituições Responsáveis Pelas Publicações Científicas Voltadas Para A Área Do Pré-sal, Com Seus Respectivos Países E O Número De Artigos Publicados Em Seus Nomes, Na Base Web of Science

Fonte: Web of Science, 2013

As 7 publicações resultantes da busca no *ScienceDirect*, também foram mapeadas por suas respectivas Instituições de proveniência. O Brasil lidera com supremacia, com

43,75% das publicações, enquanto os Estados Unidos sequer figuram na lista. Os resultados são mostrados na Tabela 11, abaixo.

Instituição	País	Incidência
PETROBRAS Petróleo Brasileiro S/A	Brasil	3
Centro de Tecnologia Mineral – CETEM	Brasil	1
Universidade Federal do Rio de Janeiro	Brasil	1
Universidade do estado do Rio de Janeiro	Brasil	1
Climate Consulting	Brasil	1
PetroChina	China	1
CNPC International Research Centre	China	1
Université Pierre-et-Marie-Curie	França	1
Université de Bourgogne	França	1
Université des Sciences et Techniques de Masuku	Gabão	1
Elf-Gabon	Gabão	1
Aquatic Co	Rússia	1
NTC Energocosmos	Rússia	1
Stockholm Environment Institute	Suécia	1

Tabela 11 - Instituições Responsáveis Pelas Publicações Científicas Voltadas Para A Área Do Pré-sal, Com Seus Respectivos Países E O Número De Artigos Publicados Em Seus Nomes, Na Base ScienceDirect

Fonte: ScienceDirect, 2013

Nota-se que em ambas as bases de dados a Petrobras é a maior responsável por publicações voltadas para a área do Pré-sal. Essa liderança é justificada pela sua participação privilegiada na política do novo marco regulatório brasileiro, que a garante como operadora única dos blocos a serem leiloados pela ANP, ao seu pioneirismo em exploração de águas ultraprofundas, conseqüentemente sua liderança tecnológica nas condições do Pré-sal.

11. Conclusões

No período que se estende de janeiro de 2000 a março de 2013 o número de patentes publicadas no Brasil (INPI) voltadas para a área de petróleo foi alto, representando 25% de todas as fontes de energia pesquisadas, o que mostra que este recurso representa grande participação no desenvolvimento tecnológico da matriz energética brasileira. Por outro lado, nota-se que fontes renováveis como a biomassa e o etanol são alvos de constantes estudos e depósitos de patentes. A necessidade de

fontes alternativas de energia mostra-se evidente, apresentando cerca de 50% das patentes pesquisadas no período estudado, o que reforça a manutenção do equilíbrio de nossa matriz energética

Apesar dessa necessidade, em função do grande número de investimentos realizados há anos na atual infraestrutura de energia, pode-se prever que a matriz energética mundial terá dificuldade de mudar o padrão atual. Sendo assim, o petróleo e os combustíveis fósseis continuarão a dominar a demanda energética por décadas a seguir, corroborando a busca por petróleo e gás nas reservas da camada Pré-sal.

O Brasil ocupa uma posição de destaque no cenário mundial de petróleo e gás, apresentado mais de 15 bilhões de boe de reservas provadas de petróleo no ano de 2012. Esta posição tende a melhorar com a exploração das reservas já descobertas do Pré-sal que, segundo dados da Petrobras, representam outros 15 bilhões de boe, podendo chegar a 55 bilhões de barris de petróleo, segundo estudos de especialistas da área.

Apresentando oito incidências das quarenta e seis encontradas na pesquisa por artigos científicos no âmbito do Pré-sal realizada na base de dados *Web of Science*, a Petrobras demonstrou liderança em estudos e pesquisas relacionados ao tópico. Em parceria com o Governo Federal, a Estatal incentiva desenvolvimento tecnológico através da implementação de núcleos de P&D e financiamento de projetos em instituições de ensino e Centros de Pesquisa sem fins lucrativos.

Atualmente as refinarias nacionais processam majoritariamente petróleo pesado. Mesmo autossuficiente, o país ainda importa alguns derivados como diesel, gasolina e GLP. Sendo o óleo oriundo do Pré-sal mais leve e com menos impurezas, o que beneficia os processos de refino, o país tem a oportunidade de gerar produtos de maior valor agregado para o mercado de derivados. Portanto, devemos esperar que os futuros investimentos no parque de refino brasileiro tenderão a privilegiar o processamento de óleos leves.

O desenvolvimento dos campos de petróleo do Pré-sal traz desafios tecnológicos nunca antes encontrados na exploração e produção de óleo e gás. Dentre estes pode-se citar como principais:

- a) definir a qualidade do reservatório carbonático a partir de dados sísmicos
- b) caracterizar internamente os reservatórios com foco nas principais heterogeneidades
- c) desvio de poços dentro da zona de sal
- d) aumento da taxa de penetração nos reservatórios
- e) a deposição de parafinas
- f) corrosão de CO₂ em colunas de produção
- g) longa distância do reservatório à costa, requerendo novas soluções logísticas.

Pelo pequeno número de patentes relacionadas ao Pré-sal encontradas na pesquisa realizada nas bases de dados do USPTO e do INPI, nota-se que as inovações tecnológicas vêm sendo estudadas e precisam de tempo para que possam ser aplicadas efetivamente na indústria petrolífera.

Além de proporcionar um grande salto na economia brasileira, observa-se que os recursos do Pré-sal terão grande importância na matriz energética brasileira nas próximas décadas, tornando sua exploração essencial, apesar dos desafios tecnológicos existentes e dos que ainda estão por vir.

12. Sugestão de Aprofundamento do Tema

Como o presente estudo tem como objetivo analisar tendências tecnológicas diretamente aplicadas às áreas de exploração e produção ou de refino do petróleo oriundo do Pré-sal, optou-se por utilizar o campo “Título” como primeiro seletor de publicações nas pesquisas realizadas em diferentes bases de dados. Assim, diversos

artigos e patentes que envolvem tecnologias paralelamente ligadas ao tema acabaram não sendo selecionadas.

A fim de dar continuidade na pesquisa realizada, sugere-se uma nova abordagem na execução das buscas no Panorama da Produção Científica e Propriedade Intelectual:

1) Inicialmente, buscar publicações que contenham a palavra-chave “Pré-sal” no campo de pesquisa “*Abstract*” ou “*Resumo*” da base de dados desejada. No caso de patentes, buscar também as que apresentam esta palavra-chave no campo “*Claims*” ou “*Reinvindicações*”;

2) No universo encontrado, realizar uma nova pesquisa refinando os resultados com a adição de uma ou mais palavras-chave ao mesmo campo de pesquisa utilizado anteriormente, de acordo com a área de pesquisa desejada;

3) Analisar as publicações encontradas, mapeando as diferentes aplicações tecnológicas em que se inserem;

4) Realizar novas buscas, variando a área de pesquisa utilizada no passo 2);

Ao final da pesquisa, cria-se um Panorama da Produção Científica e/ou Propriedade Intelectual das principais áreas de pesquisa que envolvem o Pré-sal, com suas respectivas aplicações tecnológicas.

13. Referências Bibliográficas

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo, Rio de Janeiro: Interciência, 2001

LFFLER, L. W. ; PATAROSSI, R.; STERLING, G. Deepwater Petroleum Exploration and Production: A Nontechnical Guide.1. ed. Oklahoma: Penn Well, 2003.

CARDOSO, L. C. Petróleo: do poço ao posto.1.ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2005

MILANI, E. J. et al. Petróleo na Margem Continental Brasileira: Geologia, exploração, Resultados e Perspectivas. Revista Brasileira de Geofísica, Vol. 18(3), 2000. Disponível em <http://www.scielo.br/pdf/rbg/v18n3/a12v18n3.pdf>. Acessado em 17/01/2013

FARAH, M. C. Petróleo e seus derivados: definição, constituição, aplicação, especificações, características de qualidade. Rio de Janeiro: LTC, 2012

LEITE, L. F. Olefinas Leves: tecnologia, mercado e aspectos econômicos. 1. Ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2013.

SZKLO, A. S.; ULLER, V. C.; BONFÁ, M. H. P. Fundamentos do refino de petróleo: tecnologia e economia. 3. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2012.

FERREIRA, F. N. et al *Matrix-elimination with steam distillation for determination of short-chain fatty acids in hypersaline waters from pre-salt layer by ion-exclusion chromatography. Journal of Chromatography A*, Rio de Janeiro, 2011.

MELO, C. L. et al *The challenges on the CCGS monitoring in the development of Santos Basin Pre-salt Cluster. Energy Procedia*, Rio de Janeiro, 2011.

REVISTA PETROBRAS, Pré-sal: riqueza brasileira. Nº 147, maio de 2009.

O GLOBO, edições de 17/09/2012, 07/04/2013, 10/04/2013))

KARDEC, A. (Org.), Combustíveis no Brasil: Desafios e Perspectivas, 1. ed. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2012.

G1 ECONOMIA, Produção de petróleo do Brasil recua quase 8% em janeiro, indica ANP, 2013 disponível em <http://g1.globo.com/economia/noticia/2013/03/producao-de-petroleo-do-brasil-recua-quase-8-em-janeiro-indica-anp.html>, acessado em 10/05/2013

RODRIGUES, R. C. Pré-sal: Desafios Tecnológicos. Revista Conhecimento & Inovação, 2010. Disponível em <http://www.conhecimentoeinovacao.com.br/materia.php?id=360>, acessado em 21/04/2013

PETROBRAS, Principais Operações, 2013. Disponível em <http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/principais-operacoes/>, acessado em 30/05/2013

ANP, 2013. Primeira Rodada do Pré-Sal será em outubro deste ano, disponível em <http://www.anp.gov.br/?pg=66302&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1370382275118>, acessado em 02/06/2013

MOREIRA, F. S.A Integração Refino Petroquímica como Alternativa Para Atendimento do Crescente Mercado de Petroquímicos, Dissertação (Mestrado), Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2008.

ANP, Apresentação, 2012, disponível em <http://www.anp.gov.br/?pg=60292&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=136925612>, acessado em 10/03//2013.

TCU, Novo Marco Regulatório Brasileiro. 2012. Disponível em http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/comunidades/regulacao/Petroleo%20e%20G%C3%A1s_Regime%20de%20Partilha_web.pdf. Acessado em 11/03/2013

CTDUT, Pré-sal: Os desafios tecnológicos para o setor dutoviário, 2010. Disponível em <http://www.ctdut.org.br/blog/imprensa/pre-sal-os-desafios-tecnologicos-para-o-setor-dutoviario>. Acessado em 21/05/13

IPT, Nota Técnica – Desafios do Pré-sal, 2009. Disponível em <http://www.energia.sp.gov.br/a2sitebox/arquivos/documentos/214.pdf>. Acessado em 21/05/2013

PETROBRAS MAGAZINE, Um Desafio Atrás do Outro, 56. ed. 2009. Disponível em <http://www.hotsitespetrobras.com.br/petrobrasmagazine/Edicoes/edicao56/pt/internas/pre-sal/#main>. Acessado em 21/05/2013

SOUZA, M. L. L., SANTOS, C. R., XAVIER, C. H. C., Os Desafios do Pré-sal: As Tecnologias Utilizadas na Exploração e Produção de Petróleo, 2011. Disponível em

<http://www.aems.com.br/conexao/edicaoatual/Sumario/downloads/2012/humanas/O%20DESAFIO%20DO%20PR%C3%89-SAL.pdf>. Acessado em 28/05/2013

SBGF, Boletim SBGF, 2008. Disponível em http://www.sbgf.org.br/publicacoes/boletins/boletim1_2008.pdf. Acessado em 28/05/2013.

SBGF, Boletim SBGF, 2012. Disponível em <http://sys2.sbgf.org.br/portal/images/stories/Boletim/Boletim-2-2012.pdf>. Acessado em 28/05/13

COPPE, Corrida ao Mar: Desafios Tecnológicos e Ambientais do Pré-sal, 2009. Disponível em <http://www.coppe.ufrj.br/coppe/publicacoes.html>. Acessado em 29/05

ANP, Informações sobre Petróleo e a ANP. 2013. Disponível em <http://www.anp.gov.br/?pg=65493&m=pol%EDgono%20do%20pr%E9-sal&t1=&t2=pol%EDgono%20do%20pr%E9-sal&t3=&t4=&ar=0&ps=1&cachebust=1370436872151>. Acessado em 14/04/2013

PETROBRAS, Biocombustível. 2013. Disponível em <http://www.petrobras.com.br/pt/energia-e-tecnologia/fontes-de-energia/biocombustiveis/>. Acessado em 31/05/2013

PORTAL BRASIL, Biomassa, 2011. Disponível em <http://www.brasil.gov.br/sobre/economia/energia/matriz-energetica/bioenergia-biomassa>. Acessado em 03/06/2013

HERDEIRO, M.A.N. Instalações Submarinas: In: Exploração e Produção de Petróleo no Fundo do Mar, 2008, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

VASCONCELLOS, J.M. Instalações Submarinas: In: Exploração e Produção de Petróleo no Fundo do Mar, 2008, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

SCHIFFER, Identificação de Reservatórios Submarinos: In: Exploração e Produção de Petróleo no Fundo do Mar, COPPE/UFRJ, 2008

PLÁCIDO, Perfuração de poços submarinos: In: Exploração e Produção de Petróleo no Fundo do Mar, COPPE/UFRJ, 2008

Jornal O Globo. Petróleo continuará a dominar a matriz energética mundial nas próximas décadas. Rio de Janeiro, p. 41, 7 de maio, 2013.

Jornal O Globo. Especial Rio Oil&Gas : Euforias e incertezas no caminho do Pré-sal. Rio de Janeiro, 17 set., 2012.

Jornal O Globo. Atraso nas plataformas. Rio de Janeiro, p.19, 10 de maio, 2013.

BEN, Balanço Energético Nacional 2012, Site oficial do Ministério de Minas e Energia (MME) disponível em https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_FinalRelatorio_Final2012.pdf acessado em 17/04/2013.

PDEE, Plano Decenal de Expansão de Energia 2021, Site oficial da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2012 disponível em http://www.epe.gov.br/PDEE/20130326_1.pdf acessado em 28/04/2013

BRASIL ENERGIA, Cenários petróleo & gás 2012, Editora Brasil Energia, 2012

BRASIL ENERGIA, 20 anos de fôlego. ed. 387, Editora Brasil Energia, 2013

PETROBRAS, Agência Petrobras, 2013. Disponível em http://www.agenciapetrobras.com.br/es_materia.asp?id_editoria=11&id_noticia=836
8 Acessado em 20/03/2013