



Panorama Tecnológico da Produção e Processamento de Óleos Pesados e Não Convencionais

Eduardo Sousa de Menezes

Projeto Final de Curso

Orientadora

Prof. Maria José de Oliveira Calvalvanti Guimarães - D. Sc

Fevereiro de 2013

Panorama Tecnológico da Produção e Processamento de Óleos Pesados e Não Convencionais

Eduardo Sousa de Menezes

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

Aprovado por:

Fernanda Barbosa da Silva, M. Sc.
(EQ/UFRJ)

Rafaela da Conceição Nascimento, M. Sc
(UFRJ)

Viviane de Souza Lima, M.Sc
(EQ/UFRJ)

Orientado por

Maria José de O. C. Guimarães, D. Sc (EQ/UFRJ).

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Fevereiro de 2013

M538 p Menezes, Eduardo Sousa.

Panorama Tecnológico da Produção e Processamento de Óleos
Pesados e Não Convencionais/ Eduardo Sousa de Menezes – 2013.

xi, 54p.;il

Projeto Final de curso (Graduação em Engenharia Química) -
Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Rio de
Janeiro, 2013.

Orientadora: Maria José de O. C. Guimarães, D. Sc.

1. Óleo pesado. 2. Petróleo. 3. Tecnologia. 4. Projeto Final (Graduação -
UFRJ/EQ). . I. Guimarães, Maria José de O. C. (Orient.). II. Universidade Federal
do Rio de Janeiro, Escola de Química. III. Título.

CDD: 665.5384

À minha família, aos meus mestres e aos meus amigos.

“A curiosidade do espírito na busca de princípios certos é o primeiro
passo na conquista da sabedoria”
(Sócrates)

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a Deus por ter me abençoado durante toda minha faculdade e me proporcionado à graça de ter uma família que foi tão fundamental na minha vida.

Agradeço a minha orientadora Maria José de O. C. Guimarães pela dedicação, instrução e paciência não só durante o projeto, mas também como minha professora de graduação.

Agradeço a toda minha família, em especial a minha tia Denise Menezes e minha vó Maria de Loudes que foram fundamentais para minha educação e formação.

Agradeço aos meus pais Jupiracy e Jorge, irmã Quézia, tios e primos e a todos que de certa forma contribuíram para esse momento especial da minha vida.

Agradeço também aos meus amigos, pelo apoio e ajuda durante toda minha graduação.

Por último, agradeço à banca julgadora pela disponibilidade e interesse no meu trabalho.

Resumo do Projeto Final de Curso apresentado à Escola de Química como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Engenharia Química.

Panorama Tecnológico da Produção e Processamento de Óleos Pesados e Não Convencionais

Eduardo Sousa de Menezes

Fevereiro, 2013

Orientadora: Maria José de O. C. Guimarães, D. Sc.

O processamento de óleos pesados tem sido um desafio para grandes companhias de petróleo em todo o mundo. Devido às características físicas de alta viscosidade, desempenho limitado à injeção de água, dificuldades de elevação e escoamento em baixa temperatura e elevadas temperaturas necessárias para separação da água do óleo, tornam imprescindível o desenvolvimento de novas tecnologias para que a produção seja economicamente viável.

O petróleo é um dos recursos naturais dos quais a nossa sociedade é bastante dependente. Além de servir como base para obtenção da gasolina, principal combustível para os veículos automotores utilizados no mundo, também resulta em vários outros produtos, como nafta, querosene, lubrificantes, etc. O presente trabalho aborda as principais demandas tecnológicas que tornam viáveis o processamento destes tipos de petróleo. Também é apresentado um estudo de prospecção tecnológica em bancos de patentes do Instituto Nacional da Propriedade Industrial (INPI) e *United States Patent and Trademark Office* (USPTO). Foram analisadas 108 patentes sendo os Estados Unidos, Japão e Canadá os países que mais depositaram patentes, das quais a maioria são relacionadas a processos de conversão, tratamento e separação.

ÍNDICE

CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO E OBJETIVOS.....	1
I.1 Introdução	1
I.2 Objetivos	3
I.3 Organização do Trabalho	3
CAPÍTULO II – CARACTERIZAÇÃO DE PETRÓLEO	4
II.1 Natureza e Origem.....	4
II.2 Constituintes do Petróleo	5
II.2.1 Hidrocarbonetos	7
II.2.2 Impurezas	9
II.3 Composição do Petróleo.....	10
II.4 Classificações do Petróleo	11
II.4.1 Massa Específica	11
II.4.2 Densidade ou Densidade Relativa.....	12
II.4.3 viscosidade ou Viscosidade Absoluta.....	12
II.4.4 Grau API.....	12
II.4.5 Teor de Enxofre.....	14
II.4.6 Índice de Acidez.....	14
II.4.7 Teor de Sal.....	14
II.4.8 Ponto de Fluidez.....	15
II.4.9 Teor de Cinzas.....	15
II.4.10 KUOP.....	15
II.5 Classificação Quanto aos Seus Constituintes.....	15
II.5.1 Classificação Parafínica (75% ou mais de parafinas).....	15
II.5.2 Classe Parafínicas Naftênicos (50 – 70% Parafinas, maior que 20% de naftênicos).....	16
II.5.3 Classe Naftênica (> 70% naftênicos).....	16
II.5.4 Classe Aromática Intermediária (Maior que 50% de Hidrocarbonetos Aromáticos).....	16
II.5.5 Classe Aromática Naftênica (Maior que 35% de naftênicos).....	16
II.5.6 Classe aromática Naftênica (Maior que 35% de asfaltenos e resinas).....	17
II.6 Petróleo Convencional e Não Convencional	17

CAPÍTULO III – INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E OS PETRÓLEOS NÃO CONVENCIONAIS	19
III.1 Aspectos Introdutórios.....	19
III.2 Reservas, Produção e Consumo no Brasil e no Mundo	21
III.3 Petróleo Pesado no Mundo.....	28
CAPÍTULO IV - TECNOLOGIAS PARA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE ÓLEO PESADOS	32
IV.1 Os Desafios da Exploração	32
IV.2 Tecnologias para Avaliação das Jazidas	33
IV.3 Elevação Artificial e Escoamento	34
IV.4 Tratamento da Água Produzida	36
IV.5 Separação e Tratamento do Óleo.....	38
IV.6 Transferência do Óleo	38
IV.7 Tecnologias para Óleos Pesados Usadas no Mundo	41
IV.7.1 Métodos de Recuperação Primária	41
IV.7.2 Métodos de Recuperação Secundária	42
IV.7.3 Métodos de Recuperação Terciária	42
IV.7.4 Métodos de Mineração	43
CAPÍTULO V – ESTUDO DE PROSPECÇÃO TECNOLÓGICA	45
V. 1 Estudos de Patentes.....	45
V. 1.1 Metodologia	45
V.2 Perspectivas Brasileiras.....	52
CAPÍTULO VI – CONSIDERAÇÕES FINAIS	54
CAPÍTULO VII – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	56
ANEXO I	61
ANEXO II	65

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura I.1: Consumo mundial de energia primária.....	2
Figura III.1: Participação do petróleo na matriz energética mundial.....	19
Figura III.2: Derivados de petróleo apos o refino	21
Figura III.3: Produção de petróleo, segundo Regiões Geográficas.....	22
Figura III.4: Reservas provadas de petróleo, segundo Regiões Geográficas	24
Figura III.5: Consumo de petróleo, segundo Regiões Geográficas.....	25
Figura III.6: Participação de países selecionados no consumo mundial de petróleo	26
Figura III.7: Estimativas dos recursos petrolíferos mundiais.....	28
Figura III.8: Distribuição das reservas de óleo pesado, por continente.....	29
Figura III.9: Reservas de óleos pesados, em diferentes países.....	30
Figura III.10: Produção de óleo pesado e ultra pesado, em bilhões de barris por dia, por país, segundo seu grau API	31
Figura IV.1: Representação do reservatório petrolífero com um esquema de distribuição dos poços de cinco pontos.....	35
Figura IV.2: Esquema do processo de combustão in-situ.....	36
Figura IV.3: Visão esquemática do equipamento termo-acumulador.....	40
Figura IV.4: Processo tradicional CSS.....	43
Figura IV.5: Desenho esquemático de poços de dupla em operação SAGD.....	44
Figura V.1. Diagrama de Blocos da Metodologia de Busca no INPI	46
Figura V.2. Evolução Temporal do Número de Patentes por Ano	46
Figura V.3. Distribuição das Patentes por Países Depositante	47

Figura V.4. Tipos das Patentes Encontrada Segundo os Segmentos Básicos da Cadeia Produtiva	48
Figura V.5. Distribuição Percentual das Patentes por Tipo de Processamento	48
Figura V.6. Diagrama de Blocos da Metodologia de Busca na USPTO.....	49
Figura V.7. Evolução Temporal do Número de Patentes por Ano..	50
Figura V.8. T Tipos de Patentes Segundo os Segmentos Básicos da Cadeia Produtiva.....	51
Figura V.9. Distribuição Percentual das Patentes por Tipo de Processamento.....	51

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela II.1: Frações Típicas do Petróleo	6
Tabela II. 2: Análise Elementar do óleo cru típico.....	6
Tabela II.3: Composição Química de um Óleo Típico	11
Tabela II.4: Componentes do Gás Natural	11
Tabela II.5: °API sugeridos por algumas instituições/ setores da indústria petrolífera.....	13
Tabela III.1: Os Dez maiores produtores de petróleo.....	23
Tabela III.2: As maiores reservas de petróleo.....	24
Tabela III.3: Reservas totais de petróleo, por localização (terra e mar) segundo unidades da federação- 2001 a 2010.....	27
Tabela III.4: Quantidades de óleos pesados em bilhões de barris em diferentes continentes/ Regiões.....	29
Tabela IV.1: Comparação do aquecimento via microondas e convencional.....	38
Tabela V.1. Termos utilizados para a busca de patentes envolvendo óleos pesados	50

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

I.1. Introdução

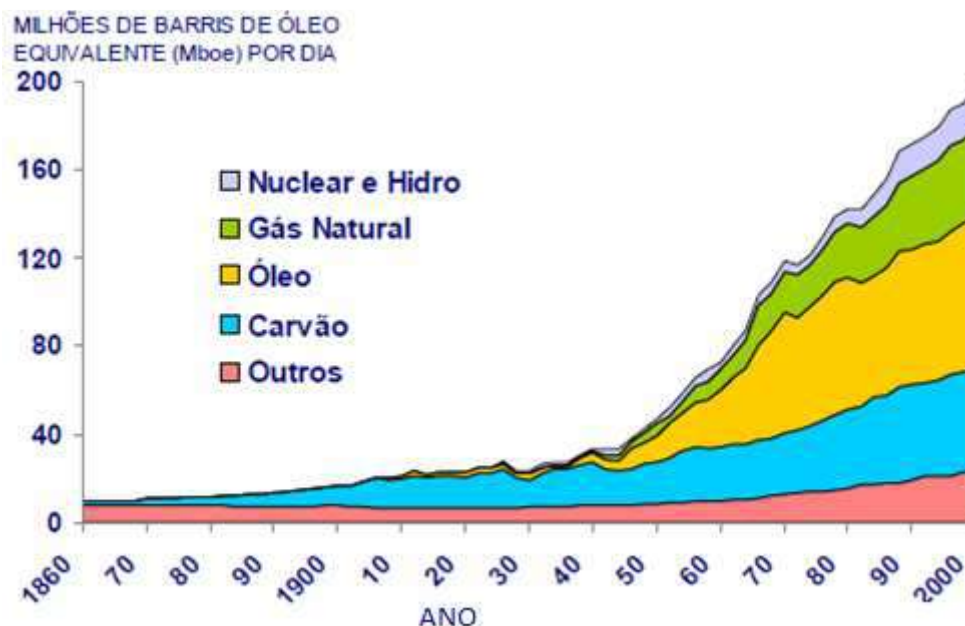
O petróleo era conhecido por diversos nomes tais como: betume, azeite, asfalto, óleo de lama, entre outros. Na antiga Babilônia, o asfalto era utilizado para assentar os tijolos e o betume, e utilizado pelos fenícios na calafetação de embarcações. Para o egípcio, esse óleo teve grande importância na iluminação noturna, na impermeabilização das moradias, na construção das pirâmides e até mesmo para embalsamar as múmias. O petróleo era conhecido desde essa época quando se encontrava naturalmente na superfície (THOMAS, 2004).

A pesar de ser conhecido desde os tempos remotos, somente em meados do século XIX sua exploração foi intensificada com o surgimento de campos e perfuração de poços de petróleo. A partir daí, a indústria petrolífera teve grande expansão, principalmente nos Estados Unidos e na Europa (ANAEEL 2008).

A Agência Internacional de Energia (IEA, 2008) em seu estudo *World Energy Outlook (2010)*, mostra que a partir da década de 1960 o petróleo passou a competir com o carvão como fonte energética primária do mundo e o ultrapassou passando a ser utilizado em larga escala, especialmente após a invenção dos motores a gasolina e a óleo diesel, como observado na figura I.1.

Ao longo do tempo o petróleo foi se impondo como fonte de energia. Com o advento da petroquímica, centenas de novos compostos são produzidos: plásticos, borrachas sintéticas, tintas, corantes, adesivos, solventes, detergentes, explosivos, produtos farmacêuticos, cosméticos, etc. O petróleo, além de produzir combustível, passou a ser imprescindível na vida moderna (SZKLO 2005).

Atualmente, o petróleo é um dos recursos naturais dos quais a nossa sociedade é bastante dependente, Segundo a IEA (2008) cerca de 33% do insumo energético do planeta tem a sua participação. Em diversos países, ele é responsável pela produção de energia elétrica, e tem intensa participação no setor de transporte.



Fonte: IEA (2007) *apud* MALAGUETA (2009)

Figura I. 1 - Consumo Mundial de Energia Primária (1860-2000).

Além de servir como base para fabricação da gasolina, principal combustível para os veículos automotores utilizados no mundo, também é fonte de vários outros produtos, como nafta, querosene, lubrificantes, etc.

Por ser a principal fonte de energia do planeta, o petróleo tem sido motivo de algumas guerras. Entre elas, destacam-se a Primeira Guerra do Golfo, Guerra Irã-Iraque, a luta pela independência da Chechênia e, a mais recente, a invasão do Irã por tropas norte americanas em 2003. Sem dúvida, a existência de petróleo é sinônimo de poder e riqueza para um país (ROMERO, 2011).

Segundo MALAGUETA (2009), desde que o petróleo tornou-se a principal fonte de energia do mundo, a questão da escassez do recurso é debatida pelos especialistas por este ser um recurso natural não renovável. Sendo assim o petróleo dito não convencional (pesado) de difícil processamento, tem tido um papel de destaque relevante na produção mundial desse tipo de petróleo.

A produção de óleos pesados no mar, principalmente em águas profundas, representa um grande desafio para a indústria do petróleo. Para que estes óleos possam ser extraídos economicamente, é necessário o desenvolvimento de novas tecnologias em todas as áreas da engenharia de produção de petróleo, de forma a contrabalançar os altos investimentos de produção com o menor valor comercial desses petróleos. Além da alta densidade, a elevada acidez naftênica que vem

sendo constatada nesses petróleos pesados contribui para a desvalorização desses em relação aos óleos mais leves.

I.2. Objetivos

Esse trabalho visa realizar um estudo de prospecção tecnológica das principais tecnologias de produção e processamento de petróleos não convencionais, de modo a mapear os principais países envolvidos no desenvolvimento dessas tecnologias.

I.3. Organização Do Trabalho

O presente trabalho está dividido em sete capítulos. Este capítulo I apresenta a importância do tema e o objetivo do estudo.

No capítulo 2 são apresentados o processo de formação, constituição, caracterização e comercialização do petróleo.

Já no capítulo 3 são mostrados os principais segmentos da indústria do petróleo, com os principais países produtores e consumidores, assim como, as localizações das principais reservas de petróleos convencionais e não convencionais.

No capítulo 4 são relatadas as principais inovações tecnológicas em termos de Brasil e no mundo, que são utilizadas na indústria de óleos não convencionais.

No capítulo 5 é feito um estudo de prospecção tecnológica a fim de analisar as principais tendências tecnológicas para os óleos não convencionais.

Finalmente nos capítulos 6 e 7 são apresentadas as considerações finais e fornecidas as referências bibliográficas utilizadas na elaboração deste trabalho.

CAPÍTULO II

CARACTERIZAÇÃO DO PETRÓLEO

II.1. Natureza e origem

Fisicamente, o petróleo é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e cor que varia entre o negro e o castanho-escuro. Quimicamente, o petróleo é constituído de uma mistura de hidrocarbonetos e diversos outros compostos químicos. Em condições normais de temperatura e pressão, quando constituído de moléculas pequenas seu estado físico é gasoso e quando contêm moléculas maiores seu estado físico é líquido.

Segundo THOMAS (2004), a origem do petróleo deve-se, ao longo de milhares de anos, à deposição de grandes quantidades de restos vegetais e animais que lentamente foram cobertos por sedimentos. A necessidade de condições não oxidante pressupõe um ambiente de deposição composta de sedimentos de baixa permeabilidade, inibidor da ação da água circulante em seu interior. Devido as altas pressões das camadas de rochas e a ação do calor, esses restos orgânicos foram se decompondo até se transformarem em petróleo.

Sendo assim, de acordo com esse mesmo autor, o lugar onde se forma o petróleo é denominado **rocha matriz**. Ao contrário do que se pensa, o petróleo não permanece na rocha onde foi gerado. A sua expulsão da rocha onde foi formado dá-se o nome de **migração primária**. O seu percurso ao longo de uma rocha porosa e permeável, em busca de zonas de menor pressão até ser interceptado e contido por uma armadilha geológica é conhecido como **migração secundária**. Tais **armadilhas geológicas** também conhecidas por trapas são estruturas geológicas que atuam como uma barreira no processo de migração secundária. Essa barreira é produzida pela **rocha selante**, cuja característica principal é sua baixa permeabilidade além de ser dotado de plasticidade que a capacita manter sua condição selante mesmo após submetida a esforços de deformações.

Após a sua formação, migração e encontro com uma rocha selante, o petróleo é eventualmente acumulado em uma rocha que é chamada de **rocha-reservatório**. Uma das principais características dessa rocha é apresentar espaços vazios em seu interior e que estejam interconectados conferindo a característica de permeabilidade.

Esses terrenos formados por lençóis porosos de areia, arenitos ou calcários

onde o petróleo se acumula são denominados **bacias sedimentares**. O petróleo acumula-se formando jazidas ocupando os poros rochosos como forma de lagos. Ali são encontrados o gás natural, na parte superior, o petróleo e a água na parte inferior.

O Brasil possui 6.430.000 km² de bacias sedimentares, das quais 4.880.000 km² em terra e 1.550.000 km² em plataforma continental. No entanto, para a formação de petróleo é necessário que as bacias tenham sido formadas em condições muito específicas. Em geral, são áreas em que sucessões espessas de sedimentos marinhos foram soterradas a grandes profundidades (ROMERO, 2011).

Grande parte dos hidrocarbonetos explorados no mundo inteiro provém de rochas sedimentares. Em se tratando de idade, praticamente 60% provêm de sedimentos cenozóicos, pouco mais de 25% de depósitos mesozóicos e cerca de 15% de sedimentos paleozóicos. No Brasil, a maior parte da produção está ligada a sedimentos mesozóicos (EAS 2008).

Segundo a ANP, existem dois tipos de bacias petrolíferas:

Onshore – quando a bacia é terrestre. São originadas de antigas bacias sedimentares marinhas.

Offshore – quando a bacia está na plataforma continental ou ao longo da margem continental.

Quase todas as bacias petrolíferas brasileiras encontram-se *offshore*. A exploração de petróleo *onshore* é reduzida no Brasil, devido ao baixo potencial de nossas bacias em terra na comparação com as jazidas descobertas em águas profundas.

II.2. Constituintes do petróleo

O petróleo é constituído por vários compostos químicos. Sua separação em componentes puros ou misturas de composição conhecidas é praticamente impossível. Sendo assim, é normalmente separado em frações de acordo com a faixa de ebulição dos compostos. A tabela II.1 mostra as frações típicas que são obtidas. (THOMAS 2004).

Tabela II.1 – Frações Típicas do petróleo

Fração	Temperatura de ebulição (°C)	Composição aproximada	Usos
Gás residual	-	C ₁ – C ₂	Gás combustível
Gás liquefeito do petróleo-GLP	Até 40	C ₃ – C ₄	Gás combustível Engarrafado, uso doméstico e industrial.
Gasolina	40 – 175	C ₅ – C ₁₀	Combustível de automóveis, solventes.
Querosene	175 – 235	C ₁₁ – C ₁₂	Iluminação, combustível de aviões a jato.
Gasóleo leve	235 – 305	C ₁₃ – C ₁₇	Diesel, fornos.
Gasóleo pesado	305 – 400	C ₁₈ – C ₂₅	Combustível, matéria prima p/lubrificantes.
Lumbrificante	400 – 510	C ₂₆ – C ₃₈	Óleos lubrificantes
Resíduo	Acima de 510	Acima de C ₃₈	Asfalto, piche, impermeabilizante.

Fonte: THOMAS, 2004.

Os óleos obtidos em diferentes reservatórios possuem características tais como, cores, densidade, viscosidade e quantidade de gases diferentes. São encontrados também reservatórios que produzem somente gás. Porém de uma forma geral, todos os petróleos produzem análises elementares semelhantes às dadas na tabela II.2.

Tabela II.2 – Análise Elementar do Óleo Cru Típico (% em peso)

Elemento	Porcentagem
Hidrogênio	11 – 14%
Carbono	83 – 87%
Enxofre	0,06 – 8%
Nitrogênio	0,11 – 1,7%
Oxigênio	0,1- 2%
Metais	Até 0,3%

Fonte: THOMAS, J. E. 2004.

De uma forma geral pode-se caracterizar o petróleo como sendo uma mistura de hidrocarbonetos e impurezas. Como visto na tabela II.2, a predominância de carbono e hidrogênio mostra que os seus principais constituintes são Hidrocarbonetos. Os demais constituintes aparecem na forma de compostos orgânicos tidos como impurezas que contem outros elementos, sendo os mais

comuns o nitrogênio, enxofre e oxigênio. Os metais podem ocorrer como sais de ácidos orgânicos (VILLELA, 2011).

II. 2.1 Hidrocarbonetos

Os hidrocarbonetos são moléculas compostas somente por carbono e hidrogênio. Eles podem ocorrer no petróleo desde moléculas que contêm somente um carbono até compostos com mais de 60 átomos de carbono. Esses átomos de carbono podem estar conectados através de ligações simples, duplas ou triplas, e os arranjos moleculares são os mais diversos, abrangendo estruturas lineares, ramificadas ou cíclicas, saturadas ou insaturadas, alifáticas ou aromáticas. Os **alcanos** têm fórmula química geral C_nH_{2n+2} e são conhecidos na indústria do petróleo como **parafinas**. Eles são os principais constituintes do petróleo leve, encontrando-se nas frações de menor densidade. As parafinas também podem apresentar ramificações em um ou mais átomo de carbono e são assim denominadas isoparafinas ou isoalcanos, e apresentam a mesma fórmula dos alcanos normais. Quanto maior o número de átomos de carbono na cadeia, maior será a temperatura de ebulição (THOMAS, 2004; SZKLO, 2005).

As **oleofinas** são hidrocarbonetos que apresentam ligações duplas em cadeia aberta entre carbonos podendo ser normais e ramificadas, apresentando fórmula molecular C_nH_{2n} . Não são encontradas no petróleo bruto; sua origem vem de processos físico-químicos realizados durante o refino como o craqueamento. Elas possuem propriedades diferentes dos hidrocarbonetos saturados (THOMAS, 2004; SZKLO 2005).

Os compostos que apresentam tripla ligação são denominados hidrocarbonetos **acetilênos** e apresentam fórmula molecular C_nH_{2n-2} . Assim como as oleofinas, os acetilenos não são encontrados no petróleo cru.

Outro tipo de hidrocarboneto que apresenta cadeia cíclica, de fórmula geral C_nH_{2n} , e contém um ou mais anéis saturados são os **ciclanos** que são conhecidos na indústria de petróleo como compostos **naftênicos**, por se concentrar na fração de petróleo denominada nafta. Também são classificados como cicloparafinas e podem conter ramificações. As estruturas naftênicas que predominam no petróleo são os derivados do ciclopentano e do ciclohexano. Em vários tipos de petróleo podem-se encontrar compostos naftênicos com um, dois ou três ramificações parafínicas como

constituintes principais. Além desses, encontram-se ainda os compostos naftênicos formados por dois ou mais anéis conjugados ou isolados (THOMAS 2004 e SZKLO 2005).

Os hidrocarbonetos **aromáticos** são constituídos por ligações duplas e simples que se alternam em anéis com seis átomos de carbono. O composto mais simples é o benzeno. Ao contrário dos compostos insaturados, o benzeno tem considerável estabilidade e seu nome é devido ao seu pronunciado odor, que irá caracterizar todos os compostos que contêm anel benzênico como hidrocarboneto aromático. Alguns compostos aromáticos apresentam anéis benzênicos com ramificações e recebem nomes específicos tais como o tolueno que apresenta uma ramificação com um átomo de carbono e o xilenos com dois átomos de carbono na ramificação. Também podem ocorrer aromáticos formados por mais de um anel benzênico que pode estar isolado, conjugado ou condensado, como por exemplo, a naftalina que é formada pela condensação de dois anéis benzênicos. Ainda ocorrem compostos mistos, ou seja, que contêm núcleos aromáticos e radicais naftênicos, ou núcleo naftênico e radical aromático (THOMAS 2004 e SZKLO 2005).

As resinas e asfaltenos são macromoléculas com alta relação carbono/hidrogênio e presença de enxofre, oxigênio e nitrogênio. Caracterizam-se por apresentarem de 7 a 10 anéis, geralmente aromáticos em cada molécula.

Apesar de possuírem a mesma definição, as resinas e asfaltenos possuem propriedades diferentes. Os asfaltenos não estão dissolvidos no petróleo e sim dispersos na forma coloidal; quando puros são sólidos escuros não voláteis. Já as resinas são facilmente solúveis; quando puras, além de serem líquidos pesados ou sólidos pastosos, são tão voláteis como um hidrocarboneto do mesmo tamanho, são avermelhadas quando apresentam alta massa molecular enquanto que os leves são menos coloridos.

O corte de petróleo referente à nafta apresenta uma pequena proporção de compostos aromáticos de baixa massa molecular (benzeno, tolueno e xileno). Os derivados intermediários contêm compostos aromáticos com ramificações na forma de cadeias parafínicas substituintes, e ainda compostos mistos que apresentam núcleos aromáticos e naftênicos (SZKLO 2005).

Pesquisas feitas pelo American Petroleum Institute (API) mostram que todos os tipos de petróleos contêm substancialmente os mesmos hidrocarbonetos, porém

em diferentes quantidades. A quantidade relativa de cada classe do hidrocarboneto presente é muito variável de petróleo para petróleo. Como consequência, as características dos tipos de petróleo serão diferentes, de acordo com essas quantidades. No entanto, a quantidade relativa dos compostos individuais dentro de uma mesma classe de hidrocarbonetos apresenta pouca variação, sendo aproximadamente da mesma ordem de grandeza para diferentes tipos de petróleos (THOMAS 2004).

II. 2.2 Impurezas

Segundo THOMAS (2004), além dos hidrocarbonetos, o petróleo apresenta outros constituintes que possuem elementos como enxofre, nitrogênio, oxigênio e metais, que são vistos como impurezas. Eles podem aparecer em toda a faixa de ebulição do petróleo, mas tendem a se concentrar nas frações mais pesadas.

a) Compostos de enxofre ou sulfurados

Como visto na tabela II.2, o enxofre é o terceiro elemento mais abundante encontrado no petróleo. Ocorre no petróleo nas formas de sulfetos, polissulfetos, benzotiofenos e derivados, moléculas policíclicas com nitrogênio e oxigênio, gás sulfídrico, dissulfeto de carbono, sulfeto de carbonila e enxofre elementar.

Compostos de enxofre estão presentes em todos os tipos de petróleo. Quanto maior a densidade do petróleo, maior será seu teor de enxofre. (Esses compostos são considerados indesejáveis, pois aumentam a polaridade dos óleos e conseqüentemente à estabilidade das emulsões); são os responsáveis pela corrosividade dos produtos do petróleo, contaminando os catalisadores utilizados nos processos de transformação e determinam a cor e o cheiro dos produtos finais além de serem tóxicos e produzir por combustão gases altamente tóxicos.

b) Compostos nitrogenados

Em média, o petróleo contém cerca de 0,17% em peso de nitrogênio, em maior concentração nas frações mais pesadas. São encontrados em quase a sua totalidade na forma orgânica e são termicamente estáveis.

Esses compostos, quando presentes no petróleo, aumentam a capacidade de reter água em emulsão. No refino eles tornam os produtos finais instáveis propiciando a formação de gomas e alteram a coloração, além de contaminarem os catalisadores.

c) Compostos oxigenados

Aparecem no petróleo numa forma menos complexa, tais como ácidos carboxílicos, fenóis, cresóis, ésteres, amidas, cetonas e benzofuranos.

Como todos os outros contaminantes, tendem a se concentrar nas partes mais pesadas e, de uma maneira geral, são responsáveis pela acidez e coloração, odor, formação de gomas e corrosividade.

d) Compostos metálicos

Apresentam-se na forma de sais orgânicos dissolvidos na água emulsionada ao petróleo sendo facilmente removidos através do processo de dessalgação e na forma de compostos organometálicos complexos que tendem a se concentrar nas frações pesadas.

Os principais metais encontrados são: ferro, zinco, cobre chumbo, molibdênio, cobalto, arsênico, manganês, cromo, sódio, níquel e vanádio. O teor varia de 1 a 1200 ppm.

Esses compostos são responsáveis pela contaminação dos catalisadores. A presença de sódio em combustíveis para fornos reduz o ponto de fusão dos tijolos refratários; o vanádio nos gases de combustão pode atacar os tubos de exaustão.

II.3 Composições do petróleo

Os hidrocarbonetos saturados (parafinas, isoparafinas, naftênicos ou cicloalcanos), aromáticos, resinas e asfaltenos, são os principais constituintes do petróleo. A tabela II.3 apresenta a composição química de um petróleo típico (THOMAS, 2004).

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos cuja composição abrange alcanos de um carbono (metano) até seis carbonos (hexano). Como descrito na origem do petróleo, encontra-se na forma livre ou associado ao óleo em reservatórios naturais, contendo pequenas quantidades de contaminantes.

Tabela II.3 – Composição química de um petróleo típico

Composição	Porcentagem
Parafinas normais	14%
Parafinas ramificadas	16%
Parafinas cíclicas (naftênicas)	30%
Aromáticos	30%
Resinas e asfaltenos	10%

Fonte: THOMAS, J. E. 2004.

A tabela II.4 mostra as faixas de composição dos gases extraídos a partir de reservatórios de gás natural e de reservatório de óleo.

Tabela II.4 – componentes do gás natural (% em mol)

	Campos de gás natural	Gás natural liberado do óleo
Nitrogenio	Traços – 15%	Traços – 10%
Dioxido de carbono	Traços – 5%	Traços – 4%
Gas sulfídrico	Traços – 3%	Traços – 5%
Hélio	Traços – 5%	Não
Metano	70 – 98%	45 – 92%
Etano	1 – 10%	4 – 21%
Propano	Traços – 5%	1 – 15%
Butanos	Traços – 2%	0,5 – 2%
Pentanos	Traços – 1%	Traços – 3%
Hexanos	Traços – 0,5%	Traços – 2%
Heptanos ou maiores	Traços – 0,5%	Traços – 1,5%

Fonte: THOMAS, J. E. 2004.

II.4 Classificação do petróleo

A classificação do petróleo tem o interesse de diversos especialistas ligados a área de petróleo. Os geofísicos visam caracterizá-lo para relacioná-lo a rocha-mãe e medir o seu grau de degradação. Para os refinadores é necessário conhecer a quantidade das diversas frações que podem ser obtidas, sua composição e propriedades físicas (THOMAS, 2004).

Antes de qualquer classificação é necessário compreender algumas propriedades importantes para a especificação de um óleo.

II.4.1 Massa específica

Para FOX (2006) é definida como a relação entre a massa de um material e o volume ocupado pelo mesmo. Tem a dimensão de unidade de massa por volume,

por exemplo, a massa específica da água doce a 20°C e 1atm é igual a 1 kg/litro, ou seja, nessas condições 1 kg de água ocupar um volume equivalente a 1 litro.

II.4.2 Densidade ou densidade relativa

Segundo a Agência Nacional Do Petróleo (ANP 2012) é a relação entre a massa específica de uma substância e a massa específica de outra substância padrão, que no caso do petróleo será a água doce. Como a densidade relativa é a divisão de uma massa específica por outra, logo essa será uma grandeza adimensional.

Ainda para a ANP, como dado isolado tem pouco significado no que diz respeito ao desempenho de queima do óleo combustível. No entanto, associado a outras propriedades pode-se determinar o poder calorífico superior e desta maneira permitir a determinação da eficiência dos equipamentos onde esta sendo consumido.

II.4.3 Viscosidade ou viscosidade absoluta

A viscosidade de um fluido é a medida da sua resistência ao escoamento a uma determinada temperatura. É uma das características de maior importância do óleo combustível, que determinará as condições de manuseio e utilização do produto (ANP, 2012).

Os diversos tipos de óleo existentes na natureza apresentam valores diversificados de densidade e viscosidade. A densidade determina como um fluido irá se comportar durante o escoamento em tubulações e reservatórios. Já a viscosidade é uma propriedade fundamental para a especificação e refino de um óleo. Sabe-se que não existe nenhuma relação clara entre essas duas propriedades (MOTHÉ, 2007).

Existem várias maneiras de classificar o petróleo de acordo com seus constituintes ou através das propriedades físicas que eles apresentam.

II.4.4 Grau API

Uma das maneiras de se classificar o petróleo é através da densidade como parâmetro físico, visto que a viscosidade é altamente influenciada pela temperatura. Para o petróleo, a sua densidade reflete, por si só, os conteúdos de frações leves e

pesadas dos óleos crus, pois se trata de uma propriedade aditiva em base volumétrica (MOTHÉ, 2007).

Sendo assim, para classificar os diversos tipos de óleos encontrados na natureza a indústria petrolífera utiliza, por convenção, a classificação estabelecida pelo American Petroleum Institute (API), que atribui uma gradação ao petróleo em função de sua densidade.(equação II.1)

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\rho} - 131,5 \quad (II.1)$$

Nessa equação a incógnita ρ representa a densidade relativa. Nesse caso, o padrão estabelecido é a água e as condições de medida são 15°C e 1 atm. Sendo assim, quanto maior a densidade do óleo menor será °API e mais pesado o será óleo. Ao contrário quanto maior o °API mais leve será o óleo.

De acordo com a Tabela II.5, para os vários órgãos petrolíferos do mundo essa classificação do petróleo quanto a sua densidade é basicamente dividida em **leve, médio, pesado e ultra pesado**. A faixa de °API que irá determinar a sua classificação varia de acordo com cada órgãos petrolíferos de diferentes países.

Tabela II.5 – °API Sugerido Por Alguns Instituições/Setores Da Indústria Petrolífera

Órgão	°API			
	Óleo leve	Óleo Médio	Óleo Pesado	Óleo Ultra pesado
Alberta Government/Canadá ⁽¹⁾	≥ 34	25 - 34	10 – 25	≤ 10
U.S. Department of Energy ⁽²⁾	≥ 35,1	25 - 35,1	10 – 25	≤ 10
OPEP ⁽³⁾	≥ 32	26 - 32	10,5 – 26	≤ 10,4
Petrobras offshore ⁽⁴⁾	≥ 32	19 – 32	14 – 19	≤ 14
Petrobras onshore ⁽⁴⁾	≥ 32	18 – 32	13 – 18	≤ 13
ANP/Brasil ⁽⁵⁾	≥ 31,1	22,3 – 31,1	12 – 22,3	≤ 12

Fonte: MOTHÉ G.; SILVA S. (2007).

Segundo THOMAS (2004) os óleos leves são tecnicamente mais fáceis de serem produzidos a um custo menor. Seu refino resulta numa maior proporção de produtos com maior valor agregado, tais como o GLP, gasolina, querosene e disel. As jazidas de óleos pesados são encontradas quando se procura por jazidas de óleos leves e suas reservas superam as dos óleos leves.

Segundo a ANP (2012), de uma maneira geral, considera-se “óleos pesados” àqueles que têm °API entre 10° e 20°, uma densidade maior que 0,9 g/ml e uma

viscosidade de 100 cp. a 10000 cp. na superfície. Essa característica torna sua exploração onerosa, dificultando sua movimentação desde o reservatório até a superfície. Esses óleos apresentam elevados índices de aromáticos, parafinas, asfaltenos, enxofre, nitrogênio e metais pesados além de apresentarem ponto de ebulição maior que os óleos leves.

O termo “óleo ultra pesado” ou “extra pesado” é usado junto com óleo pesados, mesmo que seu uso não seja tão significativo hoje. Óleo ultra pesado é definido como tendo uma viscosidade maior que 10000 cP e °API abaixo de 10°(em média), ou seja, mais pesado que a água. Outra definição é a de uma mistura viscosa que ocorre naturalmente, rica em hidrocarboneto de cadeia mais longa que o pentano que pode conter compostos de enxofre, e não é recuperável em uma taxa economicamente viável. Esse tipo de petróleo é encontrado em condições naturais de afloramento na superfície, a temperatura ambiente e sob pressão atmosférica.

II.4.5 Teor de enxofre

Pela ANP (2012), o teor de enxofre de um óleo combustível depende da origem do petróleo e do processo através do qual foi produzido. É responsável por atuar em processos de corrosão e causar emissões poluentes.

Segundo o teor de enxofre da amostra, tem-se a seguinte classificação para o óleo bruto:

- ✚ Petróleos “Doces” (*sweet*): teor de enxofre < 0,5 % de sua massa;
- ✚ Petróleos “Ácidos” (*sour*): teor de enxofre > 0,5 % em massa

II.4.6 Índice de acidez

Para medir o índice de acidez utiliza-se uma grandeza conhecida como TAN (Índice de acidez naftênica) que expressa a quantidade de hidróxido de potássio (KOH), em miligramas, necessária para remover a acidez de uma amostra de 1,0 g de óleo bruto.

II.4.7 Teor de sal

Indica a quantidade de sal dissolvido na água presente no óleo em forma de emulsão. Pode ser expresso em miligramas de NaCl por litro de óleo (VILLELA, 2011).

II.4.8 Ponto de fluidez

Indica a menor temperatura que permite que o óleo flutue em determinadas condições de teste (VILLELA, 2011).

II.4.9 Teor de cinzas

Estabelece a quantidade de constituintes metálicos no óleo após sua combustão completa.

II.4.10 KUOP

É um fator proposto pela *Universal Oil Products* – UOP definido pela equação II.2.

$$KUOP = \sqrt[3]{T_B / d} \quad (II.2)$$

Sendo:

T_B = ponto de ebulição médio molar em graus rankine

d = densidade 60/60 °F

KUOP ≥ 12 - petróleo predominantemente parafínico.

KUOP ≤ 10 - petróleo predominantemente aromático.

KUOP ≤ 11,8 - caráter naftênico.

II.5 Classificação quanto aos seus constituintes

Segundo THOMAS (2004) e SZKLO (2005), de acordo com a composição e algumas propriedades físicas, o petróleo pode ser classificado em classes que é caracterizada pela sua composição centesimal.

II.5.1 Classe parafínica (75% ou mais de parafinas)

São classificados dessa forma os óleos leves, fluidos, ou de alto ponto de fluidez, com densidade inferior a 0,85, teor de resina e asfaltenos menor que 10% e viscosidade baixa, exceto nos casos de elevado teor de n-parafinas com alta massa molecular (alto ponto de fluidez). Os aromáticos presentes são de anéis simples ou duplos e o teor de enxofre é baixo.

II.5.2 Classe parafínicos-naftênicos (50 – 70% parafinas, maior que 20% de naftênicos)

São os que apresentam teor de resinas e asfaltenos entre 5% e 15%, baixo teor de enxofre, e teor de naftênicos entre 25 e 40%. A densidade e a viscosidade apresentam valores maiores que os parafínicos, mas ainda são moderados.

II.5.3 Classe Naftênica (> 70% de naftênicos)

Apresentam baixo teor de enxofre e se originam da alteração bioquímica de óleos parafínicos e parafínicos-naftênicos.

II.5.4 Classe Aromática intermediária (maior que 50% de hidrocarbonetos aromáticos)

São óleos pesados, que contem de 10 a 30% de asfaltenos e resinas e teor de enxofre acima de 1%. O teor de monoaromáticos é baixo e em contrapartida o teor de tiofenos e dibenzotiofenos são elevados. A densidade usualmente é maior que 0,85.

II.5.5 Classe aromática naftênica (maior que 35% de naftênicos)

Os óleos deste grupo sofreram processo inicial de biodegradação, no qual foram removidas as parafinas. Eles são derivados dos óleos parafínicos e parafínico-naftênicos, podendo conter mais de 25% de resinas e asfaltenos, e teor de enxofre entre 0,4 e 1%.

II.5.6 Classe Aromática-naftênica (maior que 35% de asfaltenos e resinas)

Estes óleos são oriundos de um processo de biodegradação avançada em que ocorreria a reunião de monocicloalcanos e oxidação. Compreende principalmente óleos pesados e viscosos, resultantes da alteração dos óleos aromáticos intermediários. Desta forma, o teor de asfaltenos varia de 1 a 9% em casos extremos.

II.6 Petróleo convencional e não convencional

Outra forma de classificar o petróleo está baseada na sua funcionalidade.

Segundo MOTHÉ (2007) a ocorrência de óleos pesados e ultra pesados vêm aumentando sensivelmente. Como visto, além da dificuldade de produção, esse tipo de óleo tem menor valor no mercado, se comparado com o óleo leve, pois gera menos derivados nobres. A extração do óleo ultra pesado é extremamente complexa e mais cara que o do óleo leve, por isso em muitos reservatórios é considerada comercialmente inviável.

Para esse mesmo autor, considera-se **petróleo não convencional** aqueles recursos que foram identificados, mas que não podem ser explorados e produzidos por tecnologias convencionais e requer tecnologias alternativas cujos custos são superiores a do petróleo convencional e geram produtos com qualidades inferiores. Já os **petróleos convencionais** são aqueles extraídos por tecnologias convencionais.

A inovação tecnológica pode contribuir para aumentar a parcela dos recursos não convencionais recuperáveis, transformando-os em convencionais. Um exemplo importante desse processo é a produção de petróleo em águas profundas. Até os anos de 1980, o petróleo situado em lâminas d'águas acima de 200 metros era considerado não convencional, pois as tecnologias disponíveis não viabilizavam sua produção.

Dessa forma os óleos leves que apresentem tecnologia para sua produção são considerados convencionais. Já os pesados e ultrapassados que ainda não apresentam tecnologia para sua produção são tidos como não convencionais.

No cenário de petróleo não convencional, além dos petróleos pesados, configuram dois tipos de óleos encontrados: as areias e o xisto betuminosos.

a) Areias betuminosas

Segundo o Departamento de Prospectiva e Planejamento - DDP (2005) trata-se de uma mistura de argila, areia, água e betume variando de 1 a 20% do total. Caracterizam-se por uma mistura de hidrocarbonetos pesados e muito viscosos, com grau API < 20° e que contem grandes q uantidades de enxofre.

Esta matéria-prima energética encontra-se especialmente localizada na Venezuela e no Canadá dando lugar, em ambos os caso, a duas enormes jazidas denominadas Orinoco e Athabasca respectivamente e que contêm reservas que ultrapassam a quantidade de óleo convencional recuperável existente na Arábia Saudita onde se encontram as maiores reservas de petróleo no mundo (DPP, 2005).

b) Xisto Betuminoso

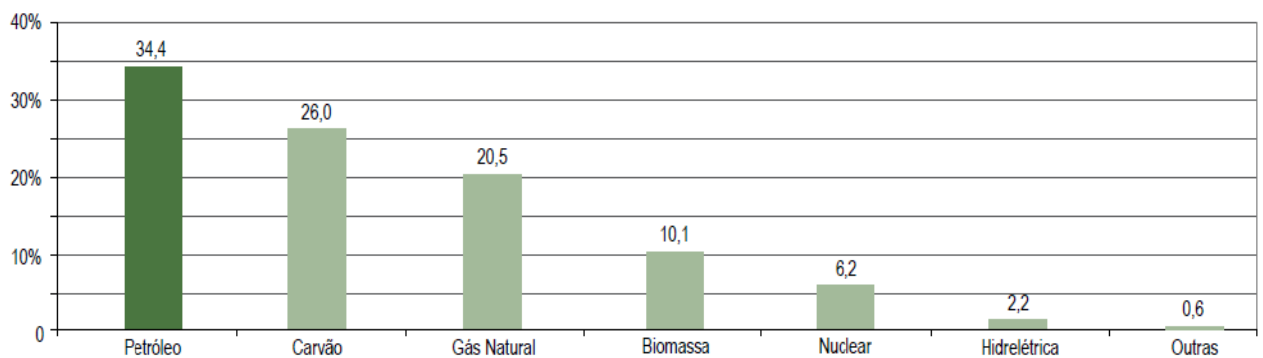
É uma rocha sedimentar que contém materiais betuminosos no estado sólido que, uma vez aquecida, permite obter um combustível semelhante ao petróleo, cujos depósitos mais significativos ocorrem nos EUA (DPP, 2005).

CAPÍTULO III

A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E OS PETRÓLEOS NÃO CONVENCIONAIS

III.1. Aspectos Introdutórios

Segundo a IEA (2008), o petróleo, juntamente com o gás natural, representa a principal fonte de energia primária consumida no mundo (figura III.1). Movimenta bilhões de dólares diariamente em atividade industriais, passando a ser imprescindíveis as facilidades e comodidades da vida moderna.



Fonte: IEA, 2008.

Figura III.1. Participação do Petróleo na Matriz Energética Mundial em 2006.

O petróleo cru não tem aplicação direta. A sua utilização exige o processo de refino, do qual se obtém os derivados que são distribuídos a um mercado consumidor pulverizado e diversificado. Assim, a cadeia produtiva compreende 5 segmentos básicos: exploração, exploração, transporte, refino e distribuição. (VILLELA, 2011).

a) Exploração

O ponto de partida na busca do petróleo é a exploração. Essa atividade envolve a observação das rochas, a reconstrução geológica de uma área e a decisão da melhor forma de extraí-lo de poços em terra ou em mar. Os métodos comuns empregados para se explorar petróleo são o sísmico, o magnético, o gravimétrico e o aerofotométrico.

O petróleo em seu estado bruto tem pouquíssimas aplicações, servindo quase que somente como óleo combustível. Para que o potencial energético do petróleo seja aproveitado ao máximo, ele deve ser submetido a uma série de processos, a fim de se obter nos seus diversos derivados.

As reservas se classificam em provadas, prováveis e possíveis. Reservas provadas são aquelas cuja existência é considerada de alta certeza; as prováveis são as de média certeza, enquanto as possíveis são de baixa certeza. Essas três classificações representam o petróleo explotável, ou seja, que pode ser extraído economicamente pelos processos existentes. Há ainda outra classificação, a de reservas não definidas, utilizada para identificar o óleo cujo aproveitamento depende de estudos mais aprofundados ou de tecnologia ainda não disponível.

O tempo de vida útil de um campo de petróleo é de cerca de 30 anos. Nas operações de produção, o que se procura é extrair o Petróleo da maneira mais racional possível, para que este período não se reduza. Retiram-se, em média, apenas 25% (fator de recuperação). Portanto, 75% do petróleo ficam retidos, esperando que surjam novas técnicas, capazes de aumentar a eficiência dos meios de extração.

b) Explotação

Nessa etapa são empregadas técnicas de desenvolvimento e produção da reserva após comprovação de sua existência. O poço encontrado é então perfurado e preparado para produção, caracterizando a fase de *completação*.

c) Transporte

Pelo fato de os campos petrolíferos não serem localizados, necessariamente, próximos dos terminais e refinarias de óleo e gás, é necessário o transporte da produção. Em produção marítima, o transporte é feito por embarcações, navios tanques ou até tubulações que tem por função básica o transporte do óleo bruto dos campos de produção para os terminais marítimos, e então destes para as refinarias por tubulações, vagões ou caminhões, da mesma forma que em produção terrestre, que o transporte é feito dos campos de produção direto para as refinarias.

d) Refino

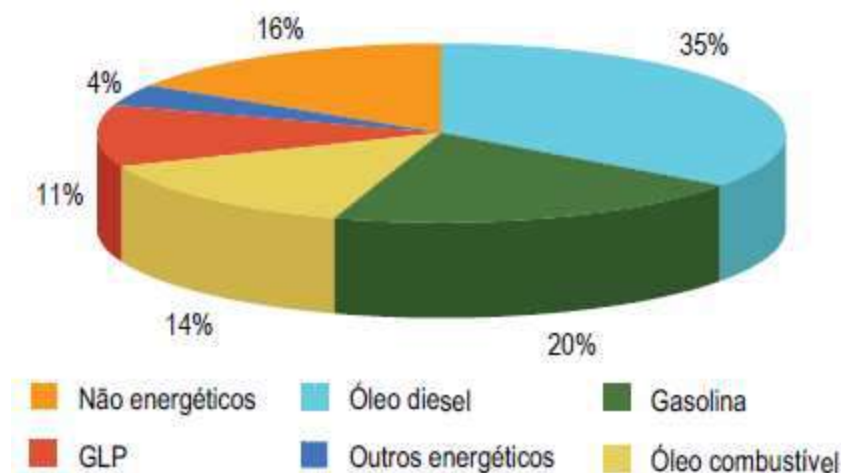
O refino do petróleo compreende uma série de operações físicas e químicas interligadas entre si que garantem o aproveitamento pleno de seu potencial energético através da geração dos cortes, ou produtos fracionados derivados, de composição e propriedades físico-químicas determinadas. Refinar petróleo é, portanto, separar suas frações e processá-las, transformando-o em produtos com maior aplicabilidade.

e) Distribuição

Os produtos finais das refinarias são finalmente encaminhados às distribuidoras, que se incumbem de oferecê-los, na sua forma original ou aditivada, ao consumidor final.

Segundo a ANEEL (2008) após esses 5 segmentos o petróleo gera seus derivados. O tipo de derivado obtido depende da qualidade do petróleo, do tipo de solo do qual foi extraído e a composição química. O petróleo leve dá origem a maiores volumes de gasolina, GLP e naftas. Desta forma ele é mais valorizado no mercado. O óleo médio produzem principalmente óleo diesel e querosene. Os mais pesados produzem óleos combustível e asfaltos.

A figura III.2 fornece o percentual de cada derivado de refino do petróleo.



Fonte: ANP, 2008.

Figura III.2 – Derivados de Petróleo Após o Refino.

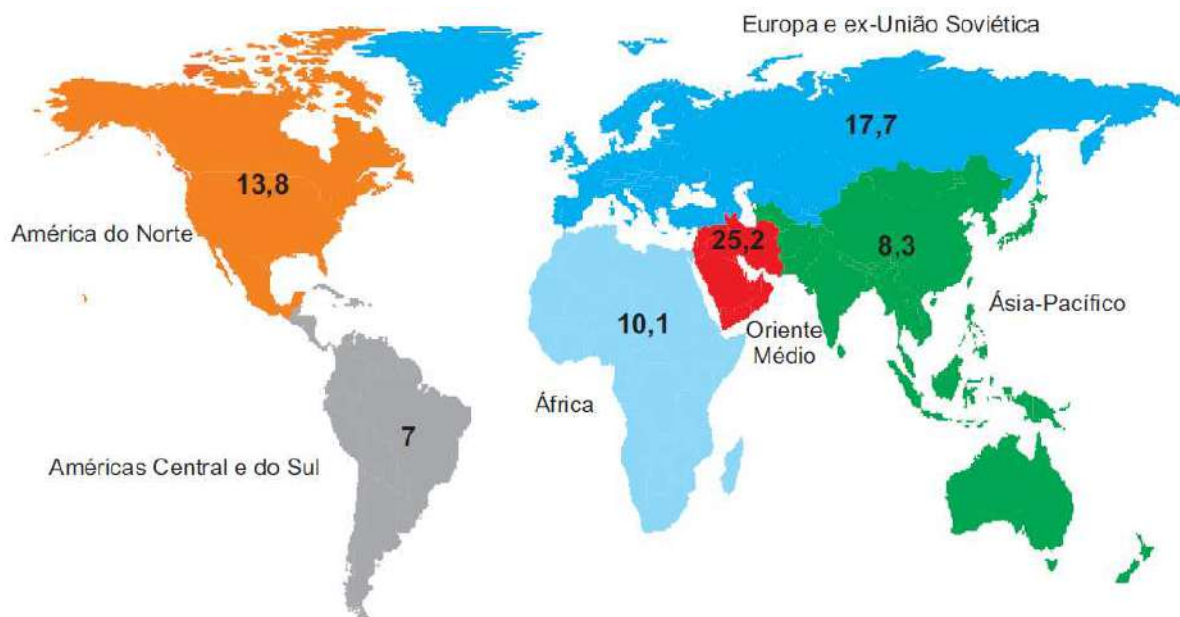
III.2 RESERVAS, PRODUÇÃO E CONSUMO DE PETRÓLEO NO BRASIL E NO MUNDO

Toda atividade relacionada à cadeia produtiva do petróleo tem duas características básicas: o caráter estratégico em termos de segurança nacional e geopolítica e os investimentos intensivos exigidos desde a exploração até a distribuição. Por isso, a indústria mundial do petróleo tem algumas peculiaridades (ANEEL, 2008).

Uma delas é a tendência de controle das atividades de exploração e prospecção por parte do Estado. Em muitos países, as principais companhias petrolíferas são estatais ou, se controladas pelo capital privado, atuam em área concedida pelo governo por meio da assinatura de contratos de exploração. No

Brasil, o Estado exerceu o monopólio da extração, transporte e refino até 1995. Depois disso, foi permitido o ingresso da iniciativa privada em ambiente regulado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Mesmo assim, a descoberta de petróleo na camada pré-sal deu origem a uma grande controvérsia sobre se o Estado deveria ser o operador ou o poder concedente das atividades no local (ANEEL 2008)

A presença de poucas e grandes companhias verticalizadas que detêm todo o processo produtivo e domina o mercado internacional é outra característica presente na indústria do petróleo. A constituição da Opep pelos países árabes, em 1960, aliás, foi uma resposta à ação das sete maiores – chamadas “Sete Irmãs” – que se uniram e dividiram o mundo em regiões de influência, para controle de toda a cadeia produtiva, inclusive do preço pago pelo barril de óleo cru (figura III.3)



Fontes: BP Statistical Review of World Energy 2011; ANP/SDP

Figura III.3 - Produção de petróleo, por Regiões Geográficas (milhões de barris/dia) - 2010

O volume de petróleo produzido no mundo em 2010, em comparação a 2009, aumentou 2,3%, passando de 80,3 para 82,1 milhões de barris/dia. A tabela III.1 mostra os dez maiores produtores de petróleo.

Tabela III.1 - Os Dez Maiores Produtores de Petróleo

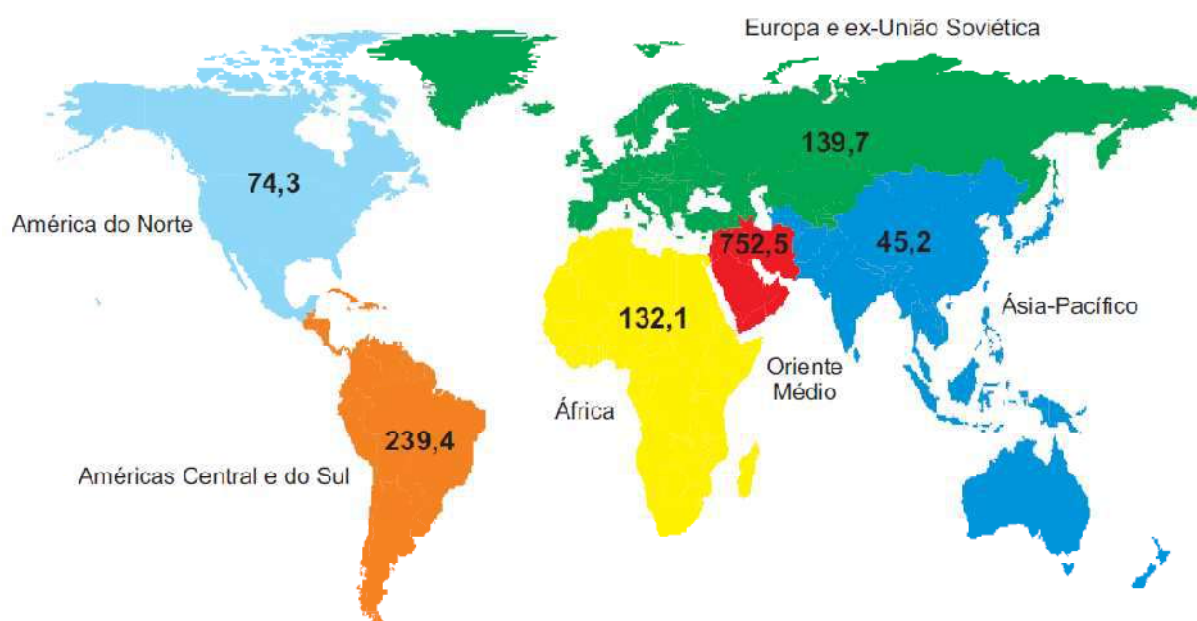
	Países	Milhões de barris por dia	%
1°	Rússia	10,1	19,88
2°	Arábia Saudita	9,7	19,09
3°	Estados Unidos	9	17,71
4°	Irã	4,1	8,07
5°	China	3,9	7,68
6°	Canadá	3,2	6,30
7°	México	3	5,90
8°	Emirados Árabes Unidos	2,8	5,51
9°	Brasil	2,51	4,94
10°	Kuwait	2,5	4,92
	Total	50,81	100

Fonte: CIA World Factbook 2011.

Segundo dados da ANP o Oriente médio é a região que abriga as maiores reservas de petróleo do mundo, cerca de 752,5 bilhões de barris seguido pela Europa e ex-união soviética (figura III.4). Dentre os países produtores de petróleo, alguns deles integram a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Essa organização visa controlar o volume de produção, com o objetivo de alcançar os melhores preços no mercado mundial. Os países membros da Opep possuem cerca de 70% das reservas mundiais de petróleo (ANP, 2012)

No Brasil, devido às descobertas das reservas do pré-sal, no final de 2010 foram contabilizados 28,5 bilhões de barris, um acréscimo de 34,7% em comparação a 2009. Já as reservas provadas aumentaram 10,7% e atingiu a marca de 14,2 bilhões de barris, volume que representou 50% das reservas totais. Das reservas provadas, 93,6% se localizam em mar, com destaque para o Rio de Janeiro – que teve 87,8 das reservas provadas *offshore* e 82,2% do total – e 6,4 se situavam em terra.

Em 2010, o Brasil ocupou a 15ª posição no ranking mundial de países com as maiores reservas provadas de petróleo. Já em 2011 segundo a BP Statistical Review of World Energy ele ocupou a 14ª posição com 15,1 bilhões de barris (figura III.2).



fonte: BP Statistical Review of World Energy 2011; ANP/SDP

Figura III.4 - Reservas Provadas de Petróleo, Segundo Regiões Geográficas (bilhões de barris) – 2010

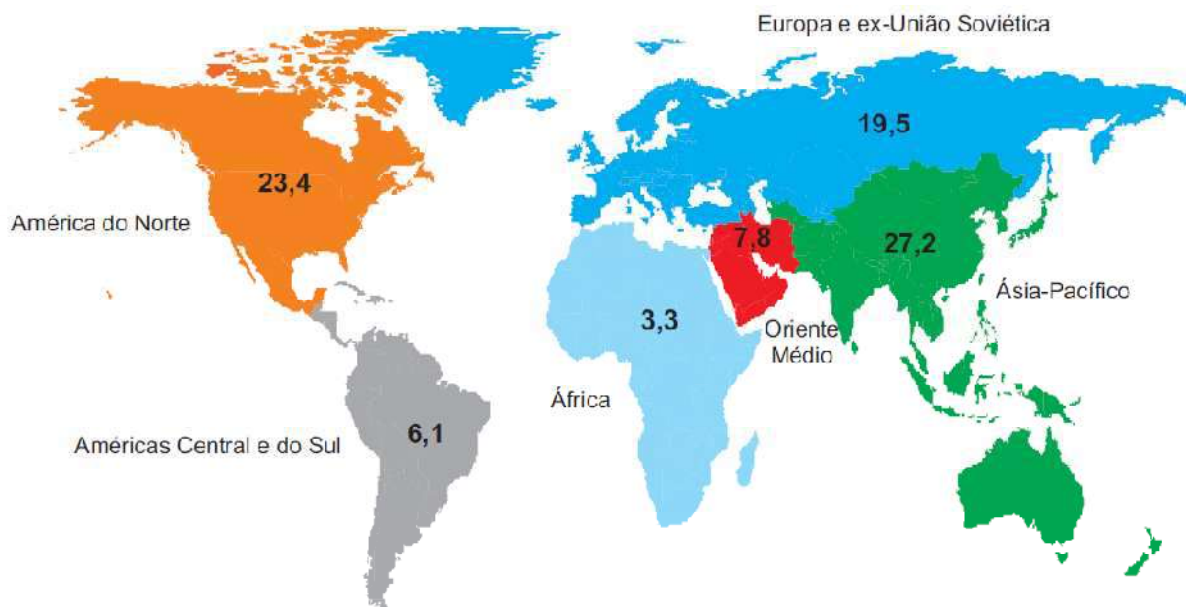
Tabela III.2 – As Maiores Reservas de Petróleo (2011)

	Países	Participação Mundial	Bilhões de Barris
1°	Venezuela	17,9%	296,5
2°	Arábia Saudita	16,1%	265,4
3°	Canadá	10,6%	175,2
4°	Campo de petróleo no Irã	9,1%	151,2
5°	Iraque	8,7%	143,1
6°	Kuwait	6,1%	101,5
7°	Emirados Árabes Unidos	5,9%	97,8
8°	Rússia	5,3%	88,2
9°	Líbia	2,9%	47,1
10°	Nigéria	2,3%	37,2
11°	Estados Unidos	1,9%	30,9
12°	Cazaquistão	1,8%	30,0
13°	Catar	1,5%	24,7
14°	Brasil	0,9%	15,1
15°	China	0,9%	14,7
	Total	100	1518,6

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, 2012.

Dentre os consumidores de petróleo, os países industrializados estão entre os líderes do ranking mundial. Porém nos últimos anos os países em fase de crescimento econômico acelerado começou a figurar em posição de destaque. Em 2010, o consumo mundial de petróleo foi 3,2% superior a 2009, totalizando 87,4 milhões de barris/dia.

Em 2010 a região que mais consumiu petróleo foi Ásia-Pacífico, com um total de 27,2 milhões de barris/dia ou 31,2% do total. O crescimento do consumo em relação a 2009 foi de 5,3%, com destaque para a China que, atrás dos Estados Unidos, foi o país com o segundo maior consumo no mundo, de 9,1 milhões de barris/dia, 10,4% a mais que no ano anterior.

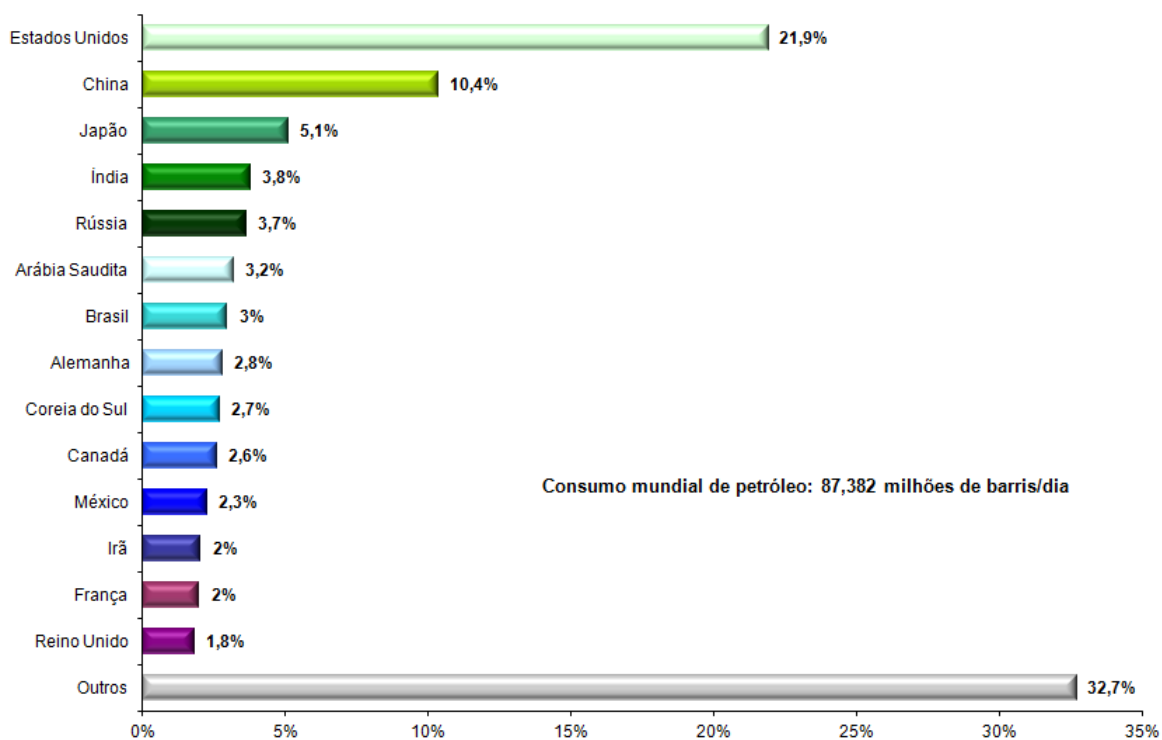


Fontes: BP Statistical Review of World Energy 2011; ANP/SPP

Figura III.5 - Consumo de Petróleo, Segundo Regiões Geográficas (milhões de barris/dia) - 2010

O Brasil tem 6,4 milhões de quilômetros quadrados de bacias sedimentares, menos de 10% explorada, compreendendo 29 bacias e oito mil quilômetros de costa atlântica. Além das possibilidades exploratórias no pré-sal e águas profundas, a recuperação adicional dos campos já descobertos surge como outra opção para o aumento de reservas.(OLIVEIRA, 2007)

Sendo assim, a produção no Brasil vem crescendo. As maiores reservas se encontram no mar. Segundo a ANP no final de 2007 a produção se concentrava em 11,74 bilhões de barris, principalmente no litoral do Rio de Janeiro e Espírito Santo. As reservas terrestres chegam a 889,5 milhões nos estados do Amazonas, Rio Grande do Norte, Sergipe e Bahia (Tabela III.3).



Fontes: BP Statistical Review of World Energy 2011; para o Brasil, ANP/SP
Figura III.6 –Participação de Países Selecionados no Consumo Mundial de
Petróleo- 2010

Como pode ser visto na tabela III.3, o Rio de Janeiro é o principal estado detentor das maiores reservas de petróleo do Brasil. Em segundo lugar está o Espírito Santo que se destaca no cenário nacional como um estado com grande potencial para a exploração e produção de óleo e também gás natural. Em 2006 o ES foi o segundo maior produtor de óleo exibindo intensa atividade exploratória em suas poucas conhecidas bacias marítimas.

Para MACROPLAN (2006), uma característica que deve ser observada nos campos Produtores do ES é a diversidade que é única no País até o momento. O estado possui campos terrestres e marítimo tanto em águas rasas como em águas profundas e ultra profunda com óleos leves, médio, pesados, e extra pesado com gás associado a óleo e também gás não associado. Observa-se, ainda, a existência no estado de campos produtores recém-descobertos como também campos ao final do ciclo de produção, isto é, 'maduros'.

Tabela III.3 - Reservas Totais de Petróleo, por Localização (terra e mar), e Unidades da Federação - 2001-2010

Unidades Da Federação	Local	Reservas totais de petróleo (milhões de barris)										
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	10/09 %
AM	Terra	150,8	140,7	130,8	123,8	115,7	121,2	156,4	164,2	200,5	211,4	5,41
CE	Terra	15,6	15,2	14,6	17,6	16,8	14,9	27,5	23,1	20,6	19,7	-4,17
	Mar	71,9	75,3	72,4	79,2	79,4	79,6	74,4	77,6	82,7	111,8	35,24
RN	Terra	345,1	345,5	338,2	310,0	328,2	371,9	357,4	349,5	357,6	333,9	-6,63
	Mar	111,5	114,2	117,5	116,0	138,6	131,0	169,6	197,5	187,7	185,7	-1,08
AL	Terra	21,7	19,1	20,4	24,7	23,3	20,3	19,7	15,9	14,2	14,5	2,16
	Mar	2,5	2,5	2,4	2,0	1,4	1,3	0,9	0,8	0,9	0,8	-3,24
SE	Terra	234,5	226,9	295,9	307,9	356,8	334,7	338,9	342,6	295,9	331,5	12,01
	Mar	59,0	57,9	60,0	93,1	110,9	128,8	133,4	137,4	133,9	126,8	-5,28
BA	Terra	274,8	342,9	370,4	402,5	424,4	511,9	473,1	475,6	505,6	501,3	-0,87
	Mar	15,1	6,4	6,1	6,1	20,2	35,1	120,3	143,0	116,9	140,3	20,01
ES	Terra	172,0	280,3	190,5	112,7	89,5	194,3	85,1	85,1	83,7	79,8	-4,75
	Mar	10,7	817,3	733,2	1.530,6	1.422,9	1.893,3	2.390,1	2.380,9	2.617,4	2.627,3	0,38
RJ	Mar	11.432,9	10.561,2	11.046,9	11.514,2	12.915,5	14.218,3	15.909,9	16.372,1	16.337,9	23.580,3	44,33
SP	Mar	5,2	4,5	4,0	63,0	23,8	42,4	37,7	28,8	116,5	117,6	0,97
PR	Terra	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	6,25
	Mar	69,1	66,0	61,9	44,0	31,4	27,7	54,3	27,4	35,9	38,4	6,84
SC	Mar	-	-	28,9	21,0	33,2	48,0	31,8	33,1	46,1	46,2	0,23
Subtotal	Terra	1.214,7	1.370,5	1.360,7	1.299,3	1.354,7	1.569,3	1.458,0	1.456,1	1.468,9	1.492,0	1,57
	Mar	11.778,0	11.705,3	12.133,3	13.469,2	14.777,6	16.605,6	18.922,4	19.398,4	19.665,5	26.975,4	37,17
Total		12.992,6	13.075,8	13.493,9	14.768,4	16.132,3	18.174,9	20.380,4	20.854,5	21.134,4	28.467,4	34,70

Fontes: ANP/SDP, conforme a Portaria ANP nº9/2000

De acordo com esse mesmo estudo, uma das principais inovações que coloca o estado do Espírito Santo em destaque é a produção e o processamento de óleos pesados com custos lucrativos para o mercado.

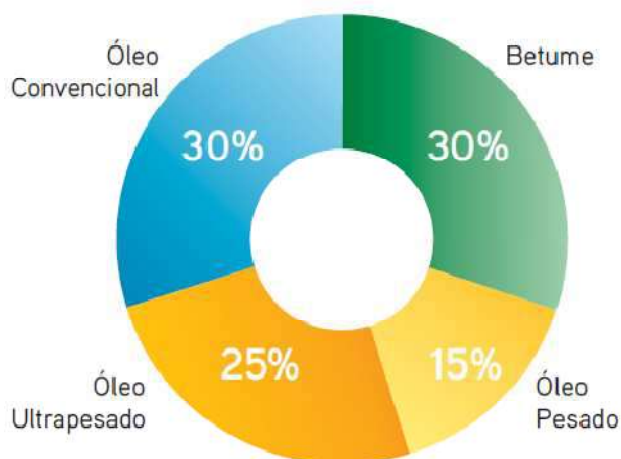
Um dos maiores desafios da indústria do petróleo no Brasil é desenvolver técnicas economicamente possíveis à produção de um óleo fixado em profundidades cada vez maiores e com baixíssimo grau API. Outro desafio é encontrar técnicas que torne possível o processamento desse óleo. Em relação aos óleos não convencionais, estima-se que variam de 3 a 4 bilhões de barris de óleo pesado. Há

também uma reserva provada de 2 bilhões de barris de óleo ultra pesado situado na Bacia de Campos. (ANEEL 2008).

No capítulo IV serão abordadas essas inovações que colocarão o Brasil em destaque na produção e processamento de óleos pesados.

III.2 Petróleo Pesado no Mundo.

Para ALBOUDWAREJ (2007), a maior parte dos recursos de petróleo do mundo corresponde a óleos viscosos e pesados. Estima-se que do total de reservas de petróleo do mundo oscilem entre 9 a 13 trilhões de barris, incluindo óleos pesados, ultra pesados e o betume que somados apresentam cerca de 70% dos recursos petrolíferos como apresentados na figura III.7.



Fonte: Adaptado de Schlumberger, 2007.

Figura III.7 – Estimativas dos recursos petrolíferos mundiais

As reservas provadas são aquelas que apresentam uma quantidade comercialmente recuperável de petróleo estimada a partir de estudos geológicos. As reservas comprovadas de petróleo convencional, que representa 30% de todos os recursos petrolíferos, se mantiveram na marca de cerca de 1,2 trilhões de barris no ano de 2005 tendo uma produção mundial equivalente de quase 81,088 bilhões de barris em 2005.

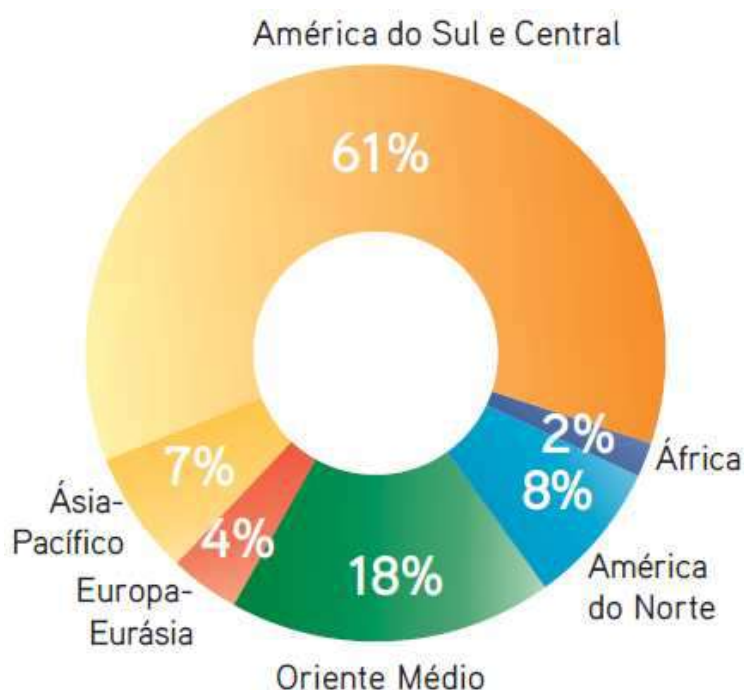
As estimativas de reservas dos óleos não convencionais oscilam entre 6 a 9 trilhões de barris de acordo com KOOPER et al. (2007). Sendo assim as reservas de óleos pesados representam cerca de 15% das reservas estimadas. Já em relação às reservas comprovadas esse valor gira em torno dos 550 bilhões, sendo o

continente americano a região com as maiores jazidas, que atingem 61% do montante conforme a tabela III.4 e figura III.8.

Tabela III.4 – Quantidade De Óleo Pesado Em Bilhões De Barris, Em Diferentes Continentes/Regiões

Continentes / Regiões	Quantidade (bilhões de barris)
Oriente Médio	98,56
Europa/Eurásia	23,07
Ásia-Pacífico	37,35
América do Sul, Central e Caribe	334,94
África	9,04
América do Norte	44,54
Total	547,50

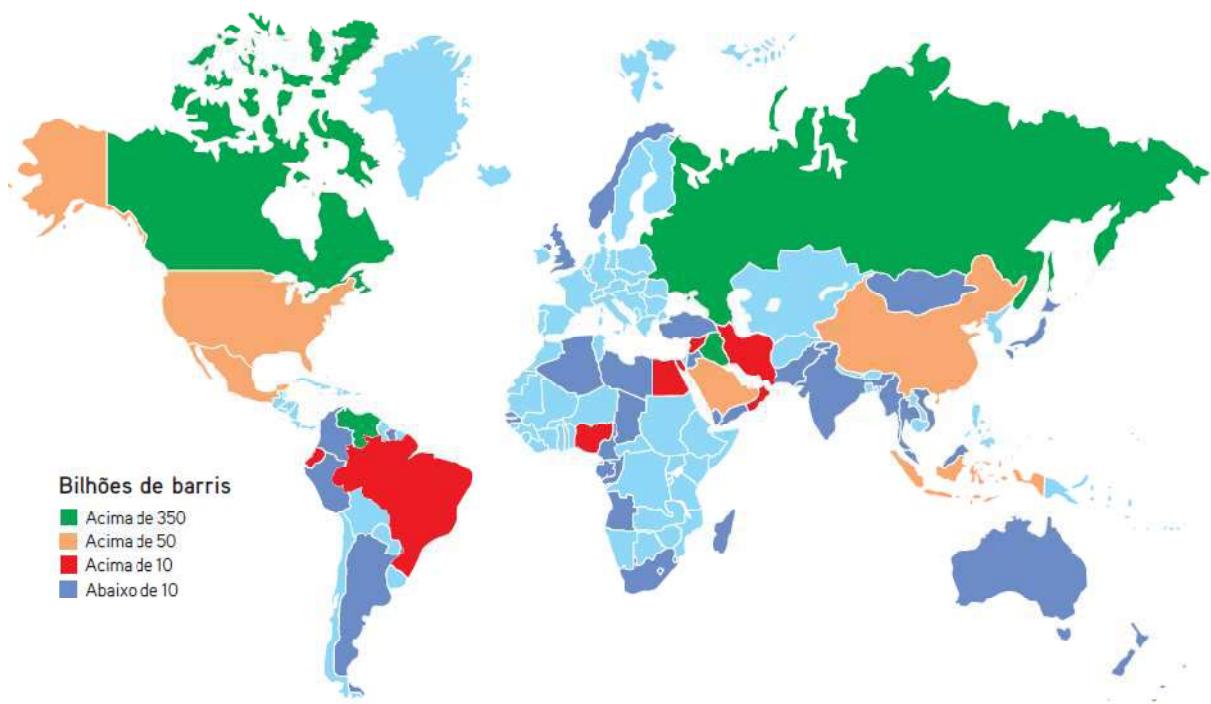
Fonte: Adaptado de Schlumberger, 2007



Fonte: Adaptado de Schlumberger, 2007

Figura III.8 - Distribuição das reservas de óleo pesado, por continente

As figuras III.9 E III.10 mostram as distribuições das reservas de óleos pesados e ultra pesados em bilhões de barris por dia de acordo com o grau API. Observa-se que a região onde ocorre a maior produção desses tipos de óleos é na América de norte, seguida pelas Américas do Sul e Central (TAVARES 2005).

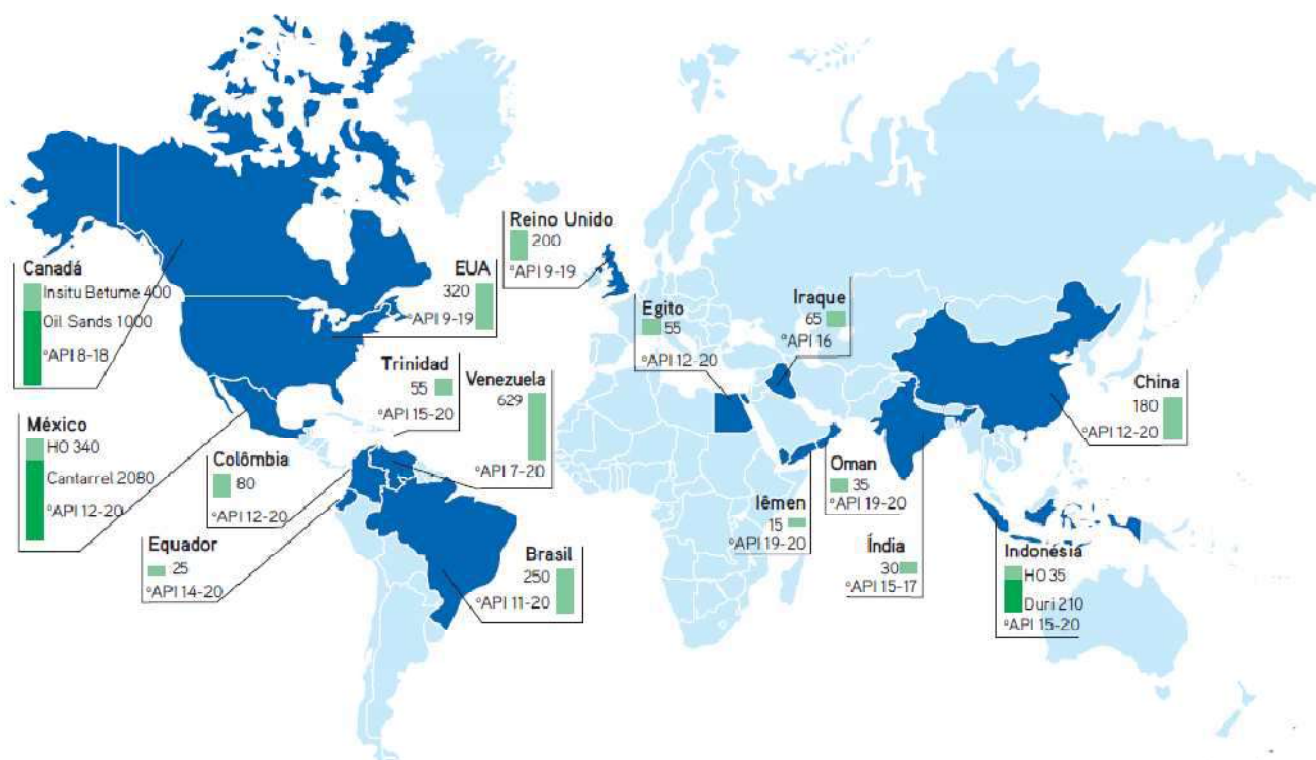


Fonte: Adaptado de Schlumberger, 2007.

Figura III.9 – Reservas de Óleos Pesados, em Diferentes Países

Em todo o mundo, os óleos pesados foram descobertos quando se procurava por petróleo convencional. Geralmente os óleos pesados têm sido produzidos através da aplicação das mesmas técnicas que os óleos leves. A importância dos óleos não convencionais aumenta na medida em que as previsões da menor disponibilidade dos óleos convencionais frente à demanda de consumo ganha destaque no cenário mundial (TREVISAN 2009).

Os recursos recuperáveis de óleo ultra pesado no planeta, atualmente, representam cerca de 35% das reservas provadas de petróleo. O valor das reservas recuperáveis é determinado pela tecnologia disponível de recuperação. Nos dias atuais, essa tecnologia disponível permite uma recuperação máxima por volta de 15%. Entretanto, os projetos existentes em determinados países vêm empregando tecnologias que permitem uma taxa de recuperação que se situa entre 5 e 10%, por razões de custo (MOTHÉ, 2007).



Fonte: Adaptado de Schlumberger, 2007.

Figura III.10 – Produção de Óleo Pesado e Ultra Pesado, em Bilhões de Barris por Dia, por País, Segundo Seu Grau API.

CAPÍTULO IV

TECNOLOGIAS PARA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE ÓLEOS PESADOS

IV.1 Os Desafios da Exploração

A ocorrência de óleos pesados e viscosos tanto em mar quanto em terra representa um desafio para as grandes companhias de petróleo em todo mundo. Segundo CAPELEIRO (2005) a baixa produtividade dos poços, a necessidade de perfuração de poços horizontais de longa extensão, o desempenho limitado da injeção de água, as dificuldades de elevação e escoamento em baixa temperatura e as elevadas temperaturas necessárias para a separação da água do óleo tornam imprescindível o desenvolvimento de novas tecnologias para que esses poços possam produzir de forma economicamente viável.

Como visto no capítulo III os óleos pesados conjuntamente com os betumes formam uma parte considerável das reservas mundiais. Hoje em dia, calcula-se que os óleos pesados correspondem a quase o dobro da reserva da parcela dos óleos convencionais. Desta forma fica claro que esta fonte de hidrocarboneto tem um papel importante nas matrizes energéticas de vários países.

De acordo com TREVISAN (2009), a descoberta de óleo pesado ocorreu quando se procurava por óleo convencional e seu reservatório tem sido produzido através das mesmas técnicas empregadas na produção de óleo leve. Porém, como esse óleo apresenta características diferentes dos óleos leves torna-se necessária o desenvolvimento de novas tecnologias para que essas acumulações possam ser produzidas economicamente.

Os óleos pesados são caracterizados pela alta viscosidade. Esta alta viscosidade torna a produção e transporte desses óleos pesados muito complexa e cara, dificultando o seu aproveitamento.

Para o Brasil essa questão é de alta relevância tendo em vista a grande quantidade de óleos pesados e viscosos encontrados na Bacia de Campo e Santos. Para que a produção desses óleos pesados seja lucrativa é necessário o desenvolvimento de novas tecnologias para que as acumulações de óleos pesados sejam produzidas.

Para a Petrobras não é a primeira vez que se defronta com um desafio dessa natureza. Desde que se confirmou a existência das reservas da Bacia de Campos

tem havido grandes investimentos para o desenvolvimento de tecnologias nacionais para extrair petróleo de poços localizados a até 4 mil metros desde a superfície do mar e a até 140 quilômetros de distância da terra firme. A Petrobras colocou o Brasil na liderança mundial da exploração e produção em águas profundas.

Em outubro de 2002 a Petrobras criou o Programa de Óleos Pesados, PROPE, com o objetivo de desenvolver e integrar tecnologias de produção de óleos pesados no mar, com um horizonte de duração de 5 anos.

Essa inovação tecnológica requerida para a produção de óleos pesados engloba desde a etapa de avaliação das formações até a etapa de transporte e distribuição segundo toda a cadeia produtiva do petróleo, para que a exploração desse óleo seja viável economicamente (CAPELEIRO, 2005).

IV.2 Tecnologias para Avaliação das Jazidas

A avaliação de uma acumulação de óleo pesado no mar compreende, entre diversos outros aspectos, a realização de um teste de produção em um poço, seguido de um fechamento com registro de pressão. A finalidade do teste, que geralmente tem duração máxima de 72 horas, é o de determinar parâmetros da rocha portadora de hidrocarbonetos ou rocha reservatório, como permeabilidade e dano, e, principalmente, coletar uma amostra de óleo monofásica, em condições de pressão e temperatura de reservatório, para caracterizar sua composição e propriedades físicas.

A Petrobras vem avançando rapidamente nas técnicas de avaliação de acumulações de óleo pesado. Segundo CARDOSO (2004) a Petrobras realizou seu primeiro teste, após adaptações na plataforma P-34 com o objetivo de realizar um teste de longa duração. A adaptação abrangeu modificações na planta de processo da plataforma, a instalação de um sistema de tratamento da água produzida e de uma nova planta de tratamento de gás e adaptação do sistema de ancoragem. (CARDOSO, 2004)

A principal inovação realizada foi a mudança no método de elevação potencialmente mais produtivo do que o *gás lift* que reduziu os custos de operação dos sistemas de bombeamento submarino em águas profundas. Essa tecnologia consiste em instalar as chamadas Bombas Centrífugas Submersas Submarinas (BCSS) no fundo do mar, a uma distância de até 200 m dos poços produtores.

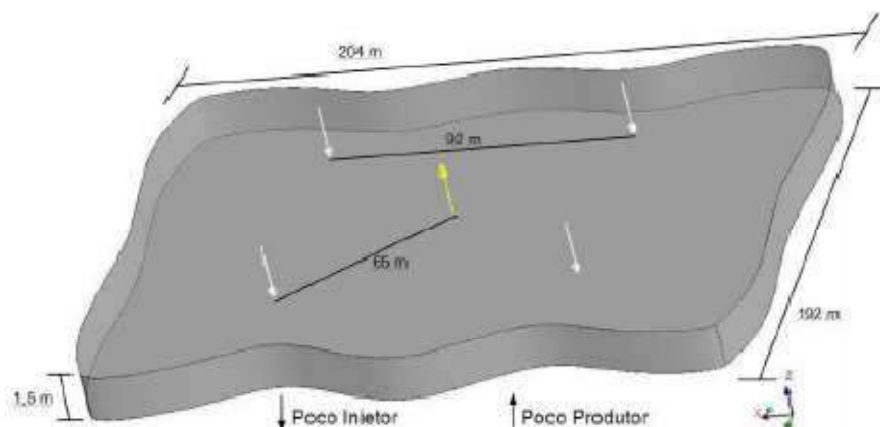
Atualmente as petroleiras instalam essas bombas de alto desempenho dentro dos poços produtores o que torna a produção onerosa para uma eventual intervenção. Com essa inovação, falhas no sistema não causarão interrupção da produção e garantirá uma maior autonomia para a plataforma, com a BCSS fora do poço o reparo ou substituição ficará muito mais simples.

Outra grande vantagem desse novo sistema é o aumento da produtividade do óleo pesado, já que é possível fazer uma elevação melhor desse tipo de óleo. Com a BCSS fora do poço produtor de óleo pesado, onde as condições são mais hostis, é possível maior durabilidade do equipamento. O uso dessas bombas pode aumentar o potencial de produção em até 40%, quando comparado com o *gás lift*. Em Jubarte, por exemplo, a produção do poço pioneiro ESS-110 cairia 30% caso a bomba deixasse de operar.

IV.3 Elevação Artificial e Escoamento

Com a subsequente exaustão das reservas de óleos leves os óleos pesados passaram a ter um papel importante na geração de energia. Por muitas vezes a forma como se extrai esse óleo tem sido a mesma aplicada a óleos leves. Entretanto o método de elevação como o *gás lift*, aplicado a óleo leve, que se baseia na injeção de gás na base da tubulação não é eficiente para elevar os óleos pesados que terão que escoar por longas linhas submarinas.

Estudos realizados por ARAUJO e NETO (2009) mostraram um aprimoramento da técnica de recuperação de óleos pesados em um meio poroso utilizando água em um modelo de injeção de cinco pontos (Figura IV.1). Esse modelo é constituído por cinco poços distribuídos em um quadrado, sendo quatro poços de injeção situados nos vértices e um poço produtor localizado no centro do mesmo. Com um modelo matemático se pode prever a frente de avanço de água na recuperação de óleos pesados.

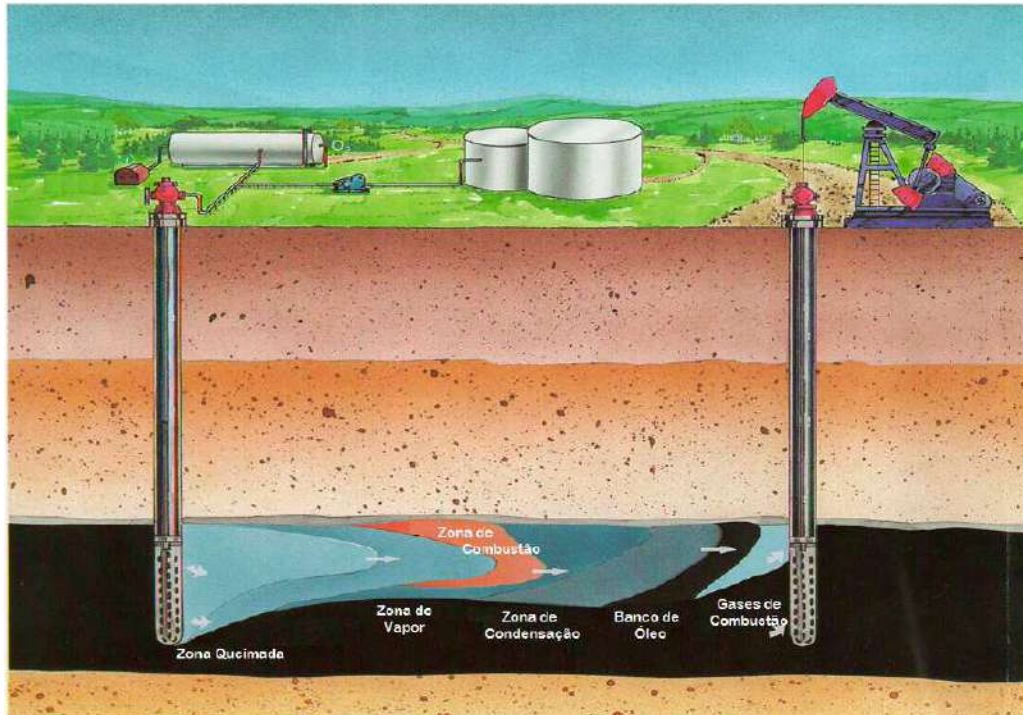


Fonte: ARAUJO e NETO (2009)

Figura IV.1 – Representação do Reservatório Petrolífero com um Esquema de Distribuição dos Poços de Cinco Pontos.

Uma das técnicas utilizadas para aumentar a eficiência do mecanismo de injeção de vapor é a adição de solventes. Esse processo compreende a combinação de um método térmico (injeção de vapor) com um método miscível (injeção de solvente) que promove a redução das tensões interfaciais e da viscosidade do óleo. O uso do solvente sozinho tende a ser limitada, pois o seu custo é elevado. Porém quando coinjectado com o vapor o solvente vaporizado condensa nas regiões menos quentes do reservatório e mistura-se o óleo criando uma zona de baixa viscosidade entre o vapor e o óleo pesado. Após esse processo a mobilidade do fluido é melhorada, implicando num aumento do fator de recuperação (GALVÃO, 2008)

Outra técnica estudada em laboratório aplicada a óleos de baixo API é a Combustão *in-situ* (figura IV.2). Para CHICUTA (2009) a recuperação pode ser melhorada através dessa técnica. Este método consiste na queima de parte do próprio óleo do reservatório, criando-se uma onda de calor que à medida que avança dentro do reservatório, o calor se dissipa e a viscosidade do óleo diminui aumentando sua mobilidade. Segundo pesquisas desenvolvidas por esse mesmo autor a vantagem desse método está em o calor ser gerado no interior do reservatório, não ocorrendo então a perda de calor no poço e superfície durante a injeção do fluido. Com isso esse método apresenta uma maior eficiência térmica além de poder ser utilizado em reservatórios mais profundos (figura IV.2).



Fonte: (Alberta Research Council, 2006)

Figura IV.2 – Esquema do processo de combustão *in-situ*

De acordo com CHICUTA (2009) apesar de todas as vantagens da combustão *in-situ*, esta técnica é menos aplicada do que a injeção de vapores. Entre as principais dificuldades desse método destacam-se: o difícil controle; o fato de a frente de combustão tender a avançar da maneira mais irregular do que a frente de injeção; difícil previsão do processo antes da implantação no campo; formação de canais preferenciais; etc.

IV.4 Tratamento da água produzida

Devido a alta viscosidade do óleo em relação à água, a injeção de água em reservatório de óleo viscoso torna-se ineficiente em alguns casos, no entanto, a manutenção da pressão do reservatório com injeção de água é imprescindível para que se sustentem vazões de produção elevadas e uma recuperação razoável, com isso acaba sendo necessário um grande volume de circulação de água pelo sistema de produção.

Dentre as melhorias tecnológicas a serem atingidas destaca-se a necessidade de avanços nas unidades de dessalgação e de hidrorrefino que envolvem reações catalíticas. O processo de dessalgação visa reduzir a

concentração de sais no petróleo antes do seu processamento nas unidades de destilação e se utiliza da separação das gotas de água por gravidade e decantação. Para que as gotas de água se depositem deve ocorrer coalescência de gotículas com a formação de gotas suficientemente grande capazes de sedimentar com o auxílio da gravidade com a formação de uma camada líquida contínua em um tempo razoavelmente curto. Pode-se nesse ponto, a fim de acelerar esse processo empregar-se agentes capazes de favorecer a realização desse objetivo tais como um simples aquecimento para diminuir a viscosidade do óleo até o emprego de agentes químicos ou a aplicação de campos elétricos ou magnéticos que promovam a coalescência das gotas de água salgada. No entanto as elevadas estabilidades das emulsões de óleos pesados assim como as altas viscosidade dificultam a separação da água emulsionada do óleo durante o processo de dessalgação, tornando deficiente os tratamentos empregados nesse processo

Uma nova técnica que objetiva a separação da água dos óleos pesados e que aumenta a seletividade e eficiência das operações de hidrorrefino é a irradiação por microondas. A eficiência desse processo deve-se ao fato da irradiação por microondas permitir aquecimento rápido e seletivo de materiais, além de propiciar processos limpos e de baixo custo (tabela IV.1). Esse processo se fundamenta na interação da matéria com o campo elétrico da irradiação incidente, originando a movimentação de íons e de dipolos induzidos ou permanentes das moléculas, movimentação esta que normalmente produz calor. Esse aquecimento é bastante vantajoso para fins de separação das fases, sendo facilmente atingida via irradiação por microondas (FORTUNY, 2007).

Tabela IV.1 – Comparação do Aquecimento Via Microondas e Convencional

Propriedade	Aquecimento via microndas	Aquecimento convencional
Velocidade	Rápida	Lenta
Modo de transferencia	Acoplamento energetico	Condução/ convecção
Mecanismo	Acoplamento ao nivel do molecular	Aquecimento superficial
Forma de propagação	Volumetrica	superficial
Dependencias das propriedade dos materiais	Maior	Menor
Seletividade	Seletivo	Nao seletivo
Ponto de ebulição dos solvente	Maior	Menor
Dimensão dos equipamentos	Reduzida	Elevada

Fonte: FORTUNY (2007)

IV.5 Separação e tratamento do óleo.

Quando se trata de óleos pesados e viscosos um sério problema é a quebra de emulsões de água em óleo que se formam ao longo do processo de produção afim de enquadrá-lo na especificação das refinarias. Na maioria das vezes os óleos pesados são tratados da mesma forma que os óleos leves com tecnologias convencionais. Isso resulta em processos com elevadas temperaturas de separação e grandes tempos de residência nos vasos, mesmo com o emprego de produtos químicos especialmente projetados.

IV.6 Transferência do Óleo

Outro grande problema são as altas perdas de carga na tubulação causadas pela viscosidade do óleo e os riscos de congelamento. Além disso o transporte desse tipo de petróleo gera grandes custos o que faz necessária a busca pela redução dos custos tanto da operação quanto da manutenção.

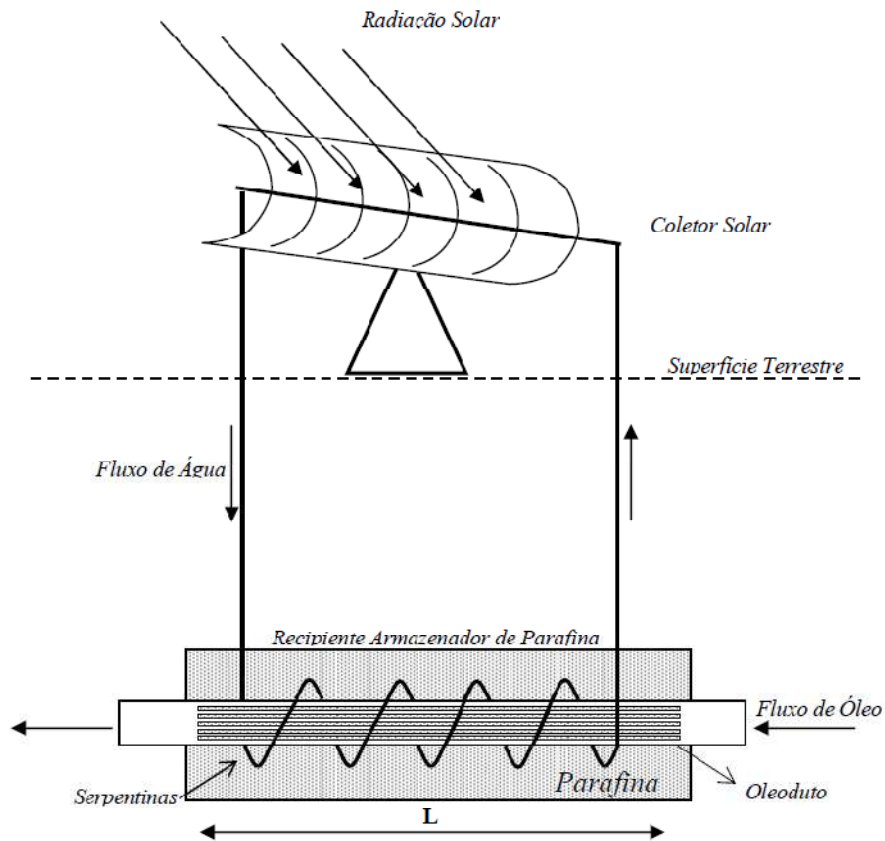
Uma alternativa que vem sendo empregada pela Petrobras é uma técnica denominada “*Core-Annular Flow*” usada para tornar a produção e o transpote de óleos pesados através de dutos uma técnica economicamente viável. Essa técnica

consiste na injeção lateral de pequenas quantidades de água com o fim de lubrificar o óleo, formando uma configuração concentrica anular, onde a água ocupa a parte externa e o óleo a parte anular. O fluido de baixa viscosidade age como um lubrificante, reduzindo consideravelmente a força de atrito na parede. Esta tecnologia pode reduzir em até 1000 vezes as quedas de pressão por atrito nas paredes, mas apresenta muitas limitações e problemas que podem prejudicar o processo e inviabilizar a sua utilização (OBREGON, 2001).

Pesquisas desenvolvidas por VIANNA (2008) mostram que a redução da perda de carga em escoamento de óleos pesados pode ser feita utilizando energia solar através do concentrador solar. Esse estudo mostra o bom aproveitamento do potencial energético solar, principalmente do estado do Espírito Santo com as suas jazidas de óleos pesados, que pode diminuir os custos no transporte de óleos e ao mesmo tempo aumentar o volume transportado e diminuir a demanda de linhas de transmissão de grande porte.

O Concentrador Solar capta em painéis a energia radiante dos raios solares aquecendo as paredes das serpentinas fazendo com que estas conduzam calor até a parte interior por onde circula a água armazenando energia térmica na forma de calor sensível.

Um coletor solar comum tem capacidade de aquecer água até aproximadamente 87°C em dias de grande insolação que excede a temperatura de fusão da parafina 82,4°C. A água é então conduzida para a parte das serpentinas que se encontra imersa no recipiente armazenador de parafina pelo processo de circulação forçada com uma bomba de baixa potência. O calor cedido pela água funde lentamente a parafina que se encontra no estado sólido à medida que armazena energia com consequente aumento de temperatura (Figura IV.3).



Fonte: VIANNA 2008

Figura IV.3 – Visão esquemática do equipamento termo-acumulador.

A parafina que está em contato direto com a parede externa de um determinado trecho da tubulação do oleoduto transfere o calor absorvido para esta superfície, que é então transmitida até a superfície interna por onde o óleo escoava ocorrendo a troca térmica e o aumento da temperatura do óleo.

Deve-se observar que devido a mudança de fase da parafina e o seu acúmulo de energia na forma de calor latente de fusão/ solidificação, o aquecimento por termo-acumulação seja realizado até durante ao período noturno quando então seriam usadas essas parcelas de calor latente acumuladas para aquecimento do oleoduto e consequente redução da viscosidade.

IV.7 Tecnologias para Óleos Pesados usadas no Mundo

Da mesma forma que no Brasil, em outros países a busca por tecnologias para tornar produtivas as reservas de óleos pesados tem sido alvo de pesquisas e investimentos. Os óleos pesados tendem a desempenhar um papel importante no sistema operacional industrial. A necessidade de se explorar esse recurso deve-se pela abundância encontrada e disponibilidade para investir em pesquisas e tornar esse recurso proveitoso (TAYLOR, 2006).

Há inúmeros métodos aplicados em diversos países para recuperar óleos pesados. Esses métodos são geralmente divididos em três categorias: primários, secundários e terciários. A seleção de qualquer um desses métodos vai depender de vários fatores, incluindo de produção do reservatório, formação e propriedade dos fluidos, geologia do reservatório, a produção disponível e meios de transporte. (HALLIBURTON, 2012)

IV.7.1 Métodos de Recuperação Primária

A recuperação primária ocorre quando a força utilizada para recuperar o óleo vem da expansão de um gás ou através da drenagem desse óleo com um aquífero disponível ou até mesmo pela combinação desses dois processos. São classificados como métodos de "produção fria", é comumente referidos como "elevador natural", e tem um fator de recuperação de aproximadamente 5-10% para certos óleos pesados (contra cerca de 30% para o petróleo convencional). (HALLIBURTON, 2012)

Uma variante dos métodos de produção fria é a produção de petróleo pesado com areia, método este conhecido como *Cold Heavy Oil Production with Sand (CHOPS)*. Nesse método, o movimento de areia para dentro do poço cria canais referidos como "buracos". Isto aumenta a permeabilidade e permite que mais óleo seja produzido. Com a livre circulação de areia, poços que anteriormente produziam apenas 20 mil barris/dia são capazes de produzir mais de 200 mil barris/dia, de acordo com Centro de Energia do Canadá (RIGZONE, 2012)

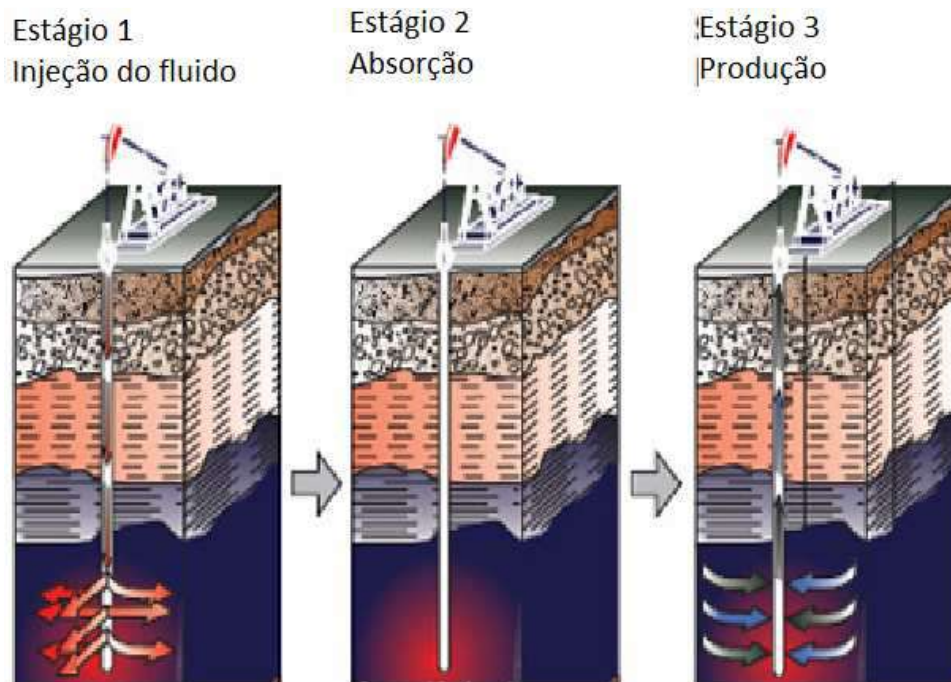
IV.7.2 Métodos de Recuperação Secundária

Quando os métodos de elevação natural não são mais eficientes para elevar o petróleo à superfície são utilizados os métodos de recuperação secundária que ainda são classificados como produção fria. Esses métodos envolvem a injeção de fontes de energia externas para dentro do reservatório para produzir a pressão em falta. Esses métodos artificiais incluem a injeção de água, reinjeção de gás natural e de CO₂. Incluindo os métodos de recuperação primária a recuperação total de óleo varia de 10 - 20% em média na maioria dos óleos pesados.

IV.7.3 Métodos de Recuperação Terciária

A recuperação terciária é também referida como *EOR (recovery methods Tertiary)* que é realizada através de meios térmicos e não térmicos. Quando devido ao peso do óleo o método secundário não for suficiente para trazer o petróleo a superfície são então empregados métodos térmicos e não térmicos. Métodos não térmicos incluem a injeção de dióxido de carbono e produtos químicos. Quanto aos térmicos tem-se como principal técnica aplicada a “*steamflooding*”, um método mais eficaz e eficiente de induzir o óleo a fluir mais. Neste o vapor é injetado no poço afim de baixar a viscosidade do óleo e fazê-lo fluir. Também são usadas estimulação cíclica de vapor (*Cyclic steam stimulation - CSS*), também conhecida como “*huff-and-puff*”, que envolve o uso de um único poço para injetar vapor no reservatório ao longo de um período de meses. Com a CSS, é a condensação, não o calor, que permite o fluxo de petróleo. Depois disso, o fluxo é invertido, e betume, pode ser produzido por meio do mesmo poço (Figura IV.4). (MANUNTENÇÃO & SUPRIMENTOS 2012).

Um dos métodos mais bem sucedidos e mais conhecido de recuperação térmica superior é o drenagem por gravidade conduzida com vapor (*SAGD*), cuja eficiência de produção é de até 60% ou mais em reservatórios de óleo pesado canadenses.



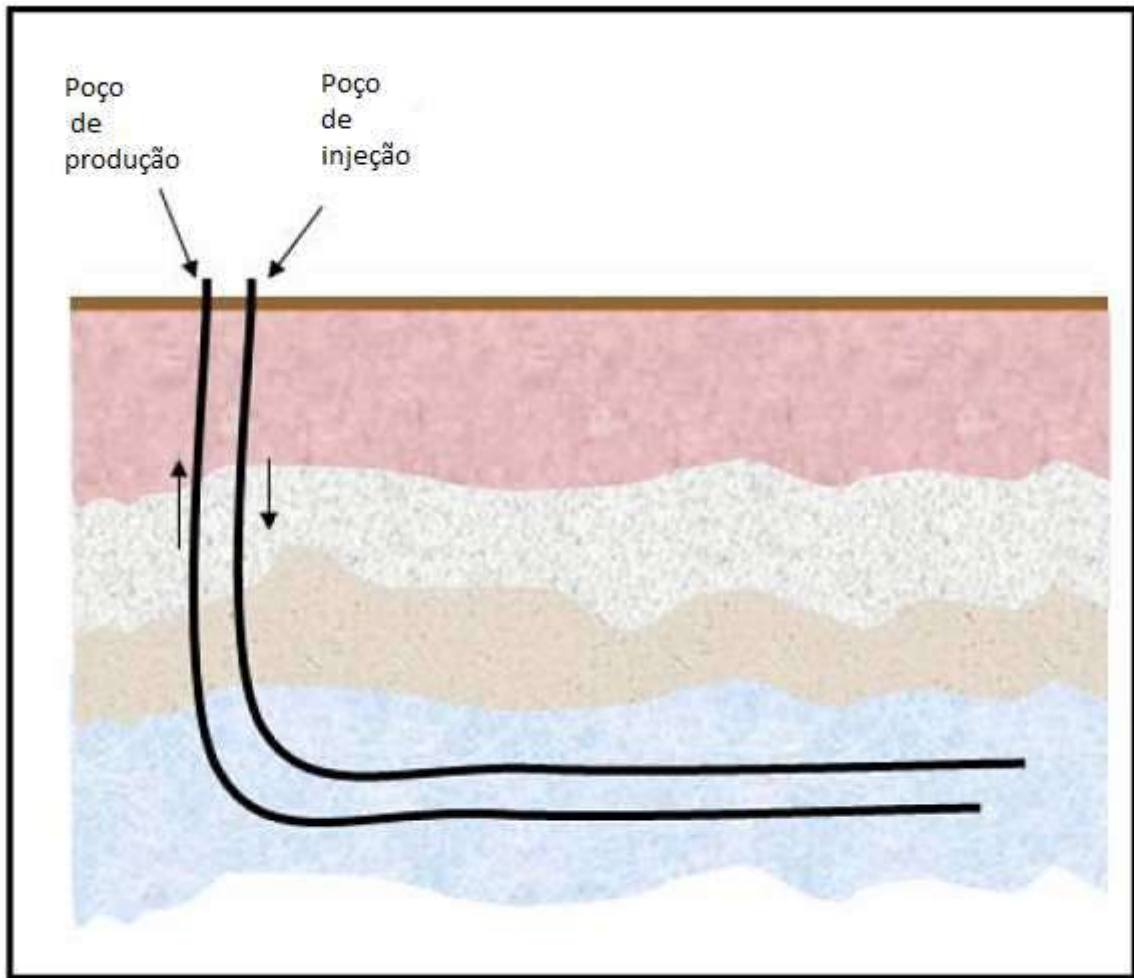
Fonte: IMPERIALOIL, 2012

Figura IV.4 – Processo de Estimulação Cíclica com vapor (CSS)

O método SAGD depende de uma par de poços horizontais espaçados cerca de 16 ft (Figura IV.5). Um poço produtor é constituído na parte inferior e acima tem-se um poço injetor de vapor. O vapor injetado no poço superior aquece a formação, permitindo que o óleo flua por gravidade para o poço de produção inferior. (MANUNTENÇÃO & SUPRIMENTOS 2012).

IV.7.4 Métodos de Mineração

Esse tipo de recuperação é usada para betume onde é encontrado em profundidade de 75 metros. Em certos depósitos pode apresentar viscosidade maior que 10000 centipoise que é ligado a areia formando um semi-sólido, o qual é extraído e depois transportado por caminhões para o processamento e refino. Estes sistemas utilizam grandes pás hidráulicas acionadas eletricamente para desenterrar areias de alcatrão e carregá-las em caminhões enormes que pode transportar até 320 toneladas de areias betuminosas por carga. Cerca de 10% dos depósitos de betume encontrados no Canadá são recuperáveis através de mineração. (TAYLOR 2006)



Fonte: HALLIBURTON, 2012.

Figura IV.5 - Desenho esquemático de poços de dupla em operação SAGD

CAPÍTULO V

ESTUDO DE PROSPECÇÃO TECNOLÓGICA

O estudo de prospecção tecnológica é um meio sistemático de mapear desenvolvimentos científicos e tecnológicos futuros capazes de influenciar de forma significativa uma indústria, economia ou a sociedade como um todo. O sucesso na introdução de novas tecnologias depende fundamentalmente da capacidade das empresas absorverem eficientemente novos equipamentos, sistemas e processos produtivos. Isso inclui a incorporação de novas rotinas, procedimentos e informações técnicas que, para serem efetivamente adotadas, dependem da capacidade dos recursos humanos de transformar informação em conhecimento. Assim, a difusão de novas tecnologias está diretamente associada ao desenvolvimento de novas capacidades cognitivas para solucionar problemas na introdução, otimização e adaptação de tecnologias específicas ao seu ambiente de trabalho (SENAI, 2009).

Sendo assim nesse capítulo serão avaliadas as principais inovações tecnológica, patentes, desenvolvimentos de plantas pilotos nas indústrias de petróleo pesados.

V. 1 Estudos de patentes

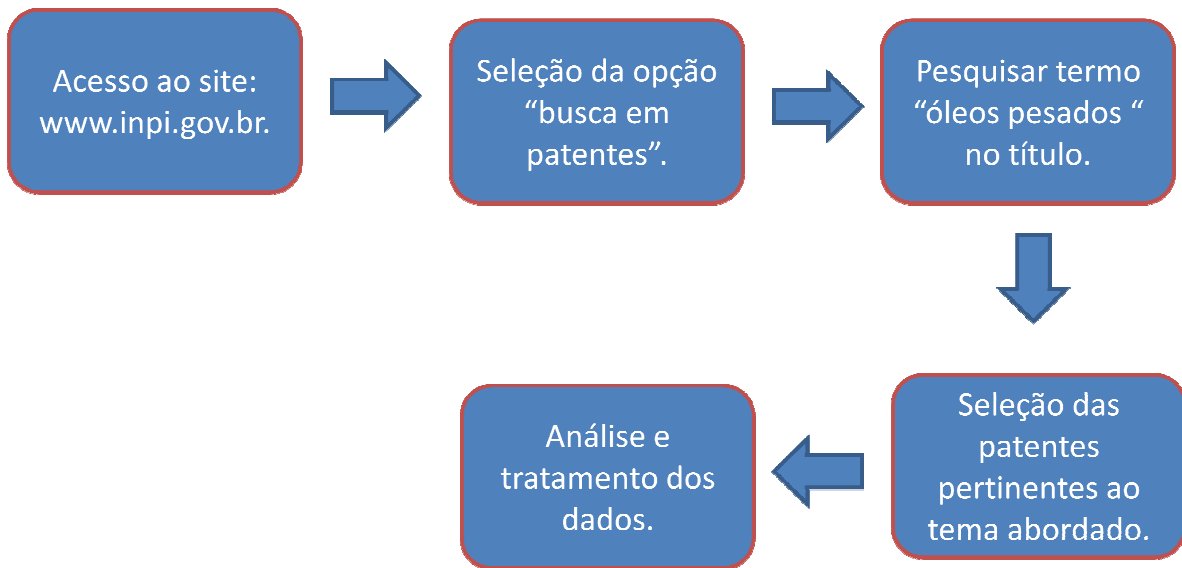
Nessa sessão serão analisadas as principais patentes relacionadas a óleos pesados não convencionais. O estudo foi feito através de pesquisas nos bancos de patentes do Instituto Nacional de Propriedade Industrial (INPI) e Escritório de Patentes Americanas (USPTO).

V. 1.1 Metodologia

a) INPI

O **Instituto Nacional da Propriedade Industrial (INPI)** é uma autarquia federal brasileira, criada em 1970, vinculada ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC), e responsável pelo aperfeiçoamento, disseminação e gestão do sistema brasileiro de concessão e garantia de direitos de propriedade intelectual para a indústria.

A metodologia utilizada para pesquisa nesse banco de patentes está descrita na figura V.1

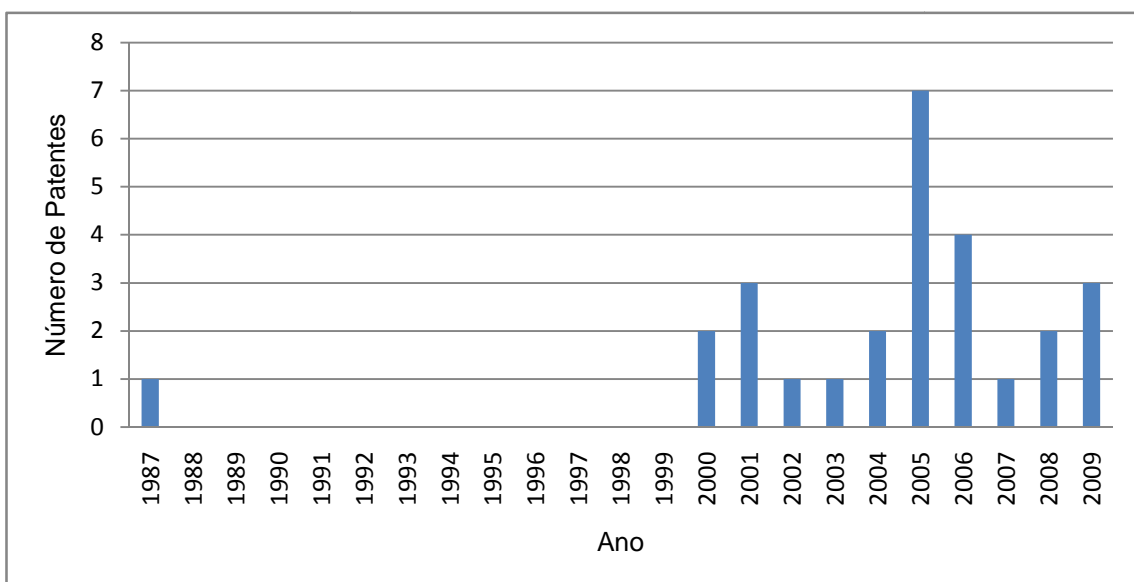


Fonte: Elaboração própria

Figura V.1 : Diagrama de Blocos da Metodologia de Busca no INPI

Da consulta à Base de Dados do INPI foram obtidas cerca de 27 patentes, os quais estão apresentadas na tabela do anexo I.

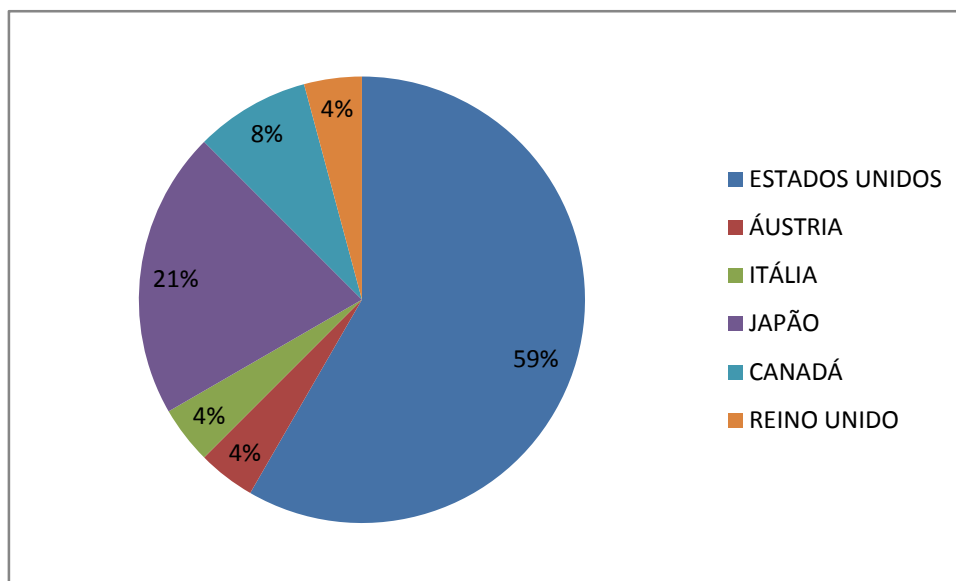
No gráfico V.2 tem-se a evolução temporal dessas patentes feita desde 1987 a 2009. Consta-se uma maior quantidade de patentes depositadas nos últimos 9 anos, desde 2000 a 2009.



Fonte: Elaboração própria.

Figura V.2. Evolução Temporal do Número de Patentes Encontradas por Ano.

Na figura V.3, observa-se o maior potencial de patentes dos Estados Unidos. Isso se deve a grandes investimentos em pesquisas que este país tem realizado na área de petróleo.

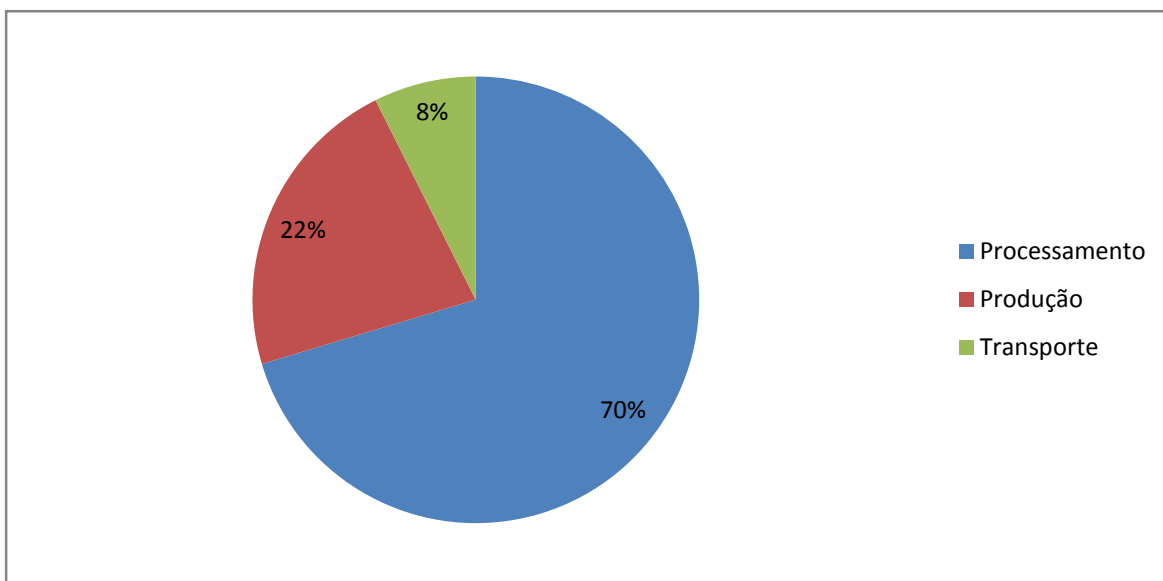


Fonte: Elaboração própria.

Figura V.3. Distribuição das Patentes por Países Depositante.

Dentre as patentes encontradas, verifica-se que a maior parte são da área de processamento como mostra a Figura V.4. Isso deve-se ao fato dos óleos não convencionais apresentarem uma dificuldade maior no processamento e sua produção ser viável somente com técnicas que favoreçam a relação custo benefício.

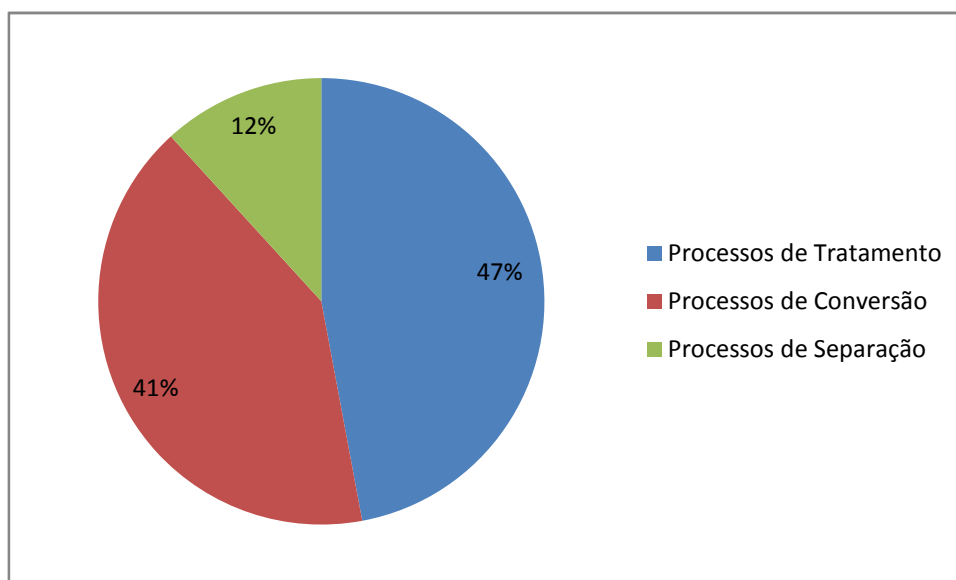
Para que os derivados do petróleo possam ser obtidos, é necessário o seu processamento chamado de refino. Os processos de refinis são classificados em **processos de separação** que tem como finalidade separar os derivados por destilação, extração com solventes e outros processos; **processos de convesão** que quebra a molécula em frações menores tais como viscorredução, Craqueamento témico, coqueamento, reforma catalítica e outros, e os **processos de tratamento** que visa remover ou alterar a concentração de impurezas nos produtos de petróleo, tratamento DEA (dietilamina), tratamento cáustico e outros (VILLELA, 2011).



Fonte: Elaboração própria.

Figura V.4. Tipos das Patentes Segundo os Segmentos Básicos da Cadeia Produtiva.

Das patentes de processamento encontradas verificou-se que 47% se destinam a processos de tratamento, 41% de conversão e 12% de separação. (Figura V.5)



Fonte: Elaboração própria.

Figura V.5. Distribuição Percentual das Patentes por Tipo de Processamento

a) USPTO

O **United States Patent and Trademark Office (USPTO)** é uma agência dos Estados Unidos que registra patentes, invenções, registro de marcas de produtos e propriedade intelectual.

A figura V.6 representa a metodologia utilizada na pesquisa de patente nesta base.



Fonte: Elaboração própria.

Figura V.6. Diagrama de Blocos da Metodologia de Busca na USPTO.

A Tabela V.1 apresenta os termos que foram escolhidos para a pesquisa de patentes sobre óleos pesados na base USPTO.

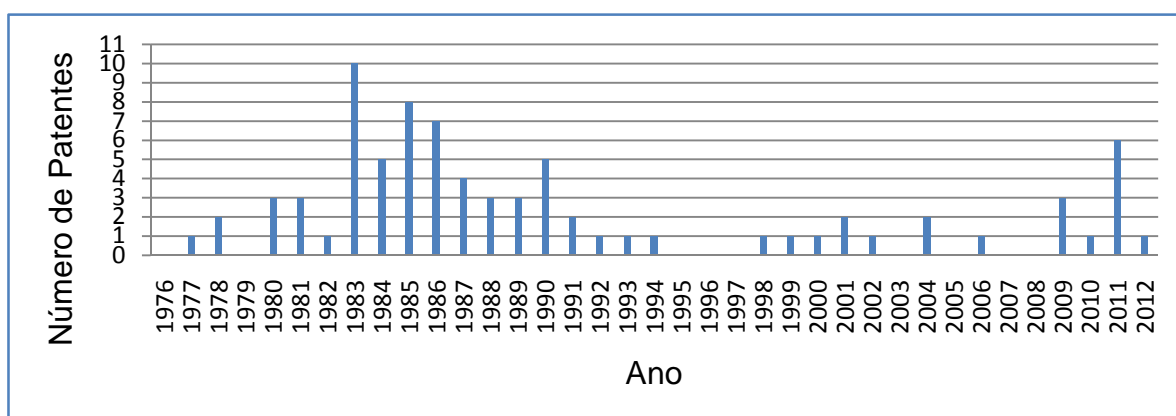
Na pesquisa a esta base de dados com as palavras "heavy oils" presentes nos títulos das patentes foram encontradas cerca de 81 patentes segundo a tabela V.1. Todas essas 81 patentes encontradas estão descritas no anexo II e analisadas como mostra a figura V.7, V.8 e V.9.

Tabela V.1. Termos Utilizados Para a Busca de Patentes Envolvendo Óleos Pesados

Term 1	Field 1	Conector	Term 2	Field 2	Número de patentes
Heavy	All	And	Oils	All	41480
Heavy	All	And	Oils	Title	846
Heavy	All	And	Oils	Abstract	2063
Heavy	Title	And	Oils	All	893
Heavy	Abstract	And	Oils	All	2502
Heavy	Title	And	Oils	Title	174
Heavy	Title	And	Oils	Abstract	181
Heavy	Abstract	And	Oils	Title	234
Heavy oils	Title	-	-	-	81
Heavy oils	Abstract				172

Fonte: Elaboração própria.

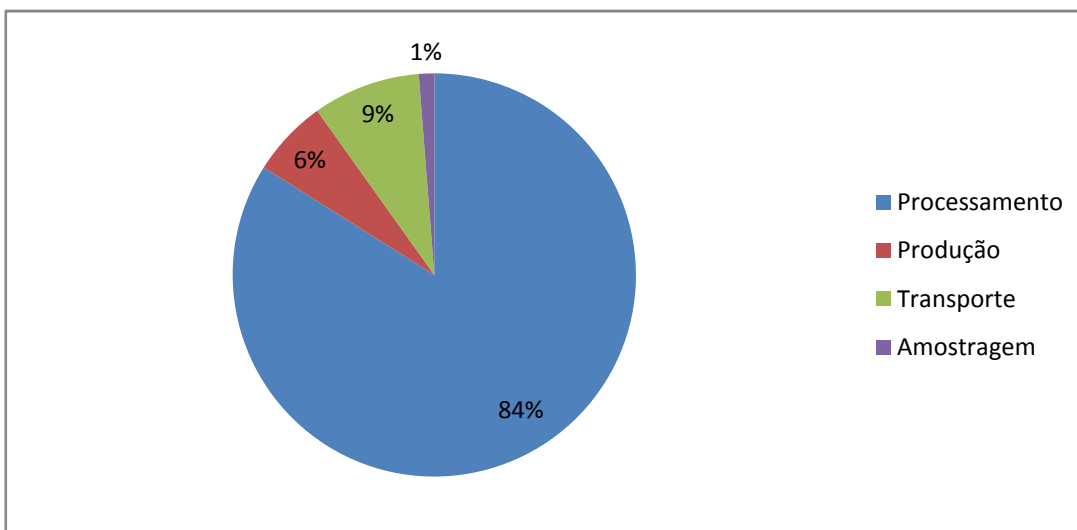
Na figura V.7 é mostrado a evolução temporal do número de patentes por ano desde 1976. Verifica-se uma grande quantidade de patentes na década de 1980. Essa análise reflete o grande interesse em processar petróleo não convencional devido ao colapso do preço ocorrido nessa década segundo mostra pesquisa feita pela ONIP (2012) no artigo titulado como “Reservas totais de petróleo a as energias não renováveis” de julho de 2012. Assim como na década de 80 houve um grande interesse em tornar rentável o petróleo não convencional, isso também está eminente a ocorrer, devido à futuras previsões de escassez de petróleo leve e o aumento no preço do petróleo.



Fonte: Elaboração própria.

Figura V.7. Evolução Temporal do Número de Patentes por Ano.

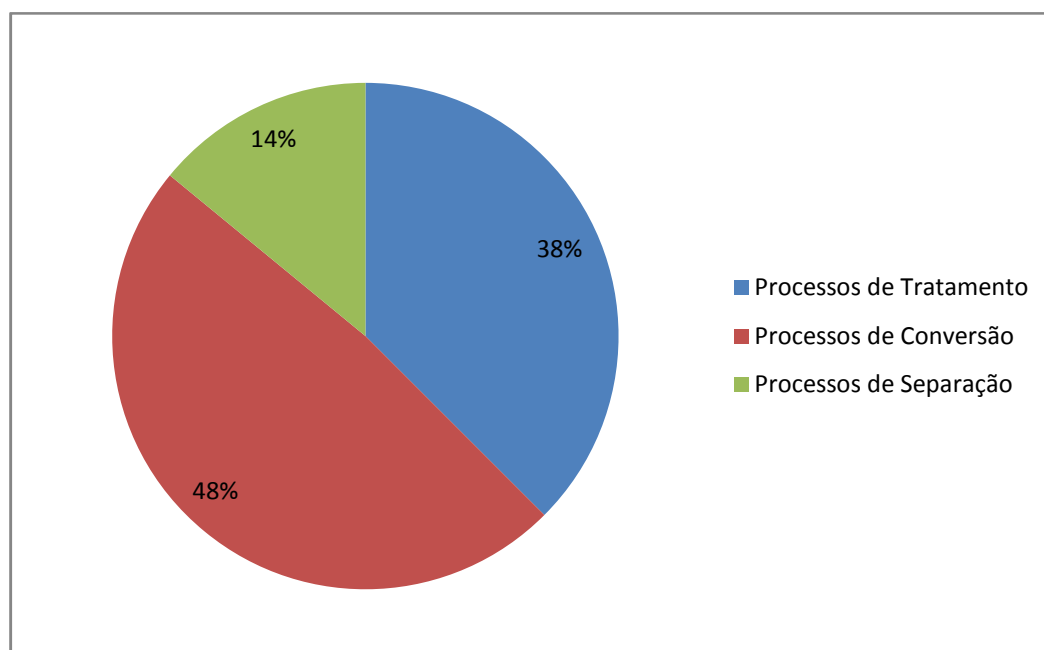
Observa-se na figura V.8, que a maioria dessas patentes são da área de processamento, tais como refino, tratamento, aditivos, técnicas inovadoras de extração de compostos dos óleos pesados.



Fonte: Elaboração própria.

Figura V.8. Tipos de Patentes Segundo os Segmentos Básicos da Cadeia Produtiva.

Das patentes de processamento verificou-se que 48 % das patentes são destinadas a área de conversão, 38% de tratamento e 14 % de separação (figura V.9).



Fonte: Elaboração própria.

Figura V.9. Distribuição Percentual das Patentes por Tipo de Processamento.

V.2 Perspectivas Brasileiras

No Brasil, a Petrobras é a empresa responsável pela produção e comercialização do petróleo. Foi criada no dia 3 de outubro de 1953, pelo então presidente Getúlio Vargas, tendo como principal objetivo a exploração petrolífera no Brasil em prol da União. Consiste numa empresa estatal de economia mista, ou seja, é uma empresa de capital aberto, sendo o Governo do Brasil o acionista majoritário. A Petrobras atua nos seguintes segmentos: exploração, produção, refino, comercialização e transporte de petróleo e gás natural, petroquímica, distribuição de derivados, energia elétrica, bicombustíveis, além de outras fontes energéticas renováveis.

A Petrobras é atualmente a 5ª maior empresa de energia do mundo segundo a consultora global especializada na indústria de petróleo e gás - PFC ENERGY (2012). Seu sucesso se deve a grandes investimentos que tem sido realizado na área de pesquisas e desenvolvimento de tecnologia. Com esse desempenho, é reconhecida mundialmente pela exploração de petróleo em águas ultraprofundas.

Com essa visão empreendedora, a Petrobras implantou, em outubro de 2002, o Programa de Óleos Pesados, PROPES, objetivando desenvolver e integrar tecnologias que permitam a produção comercial das acumulações de petróleo pesado e extra-pesado na costa brasileira.

Em 2007 a Petrobras anunciou seu sucesso na implantação de um projeto piloto na recuperação de óleos pesados no Campo de Jubarte, na parte capixaba da Bacia de Campos. O poço, cuja expectativa era de produção de cerca de 10 mil barris por dia, passou a produzir 24 mil barris diários, com a utilização do novo sistema, o que representa um incremento de produtividade de 140% (PETROBRAS, 2007).

Essa tecnologia desenvolvida pela Petrobras apresenta elevado potencial, tanto para aumentar a produtividade de campos produtores, como para viabilizar a produção comercial de campos em águas profundas, especialmente os de petróleo pesado. Além da aplicação em acumulações de grande porte para elevar o fator de recuperação de petróleo, o sistema poderá ser utilizado para viabilizar a produção comercial de jazidas menores ou marginais, antes consideradas comercialmente inviáveis.

O Programa Tecnológico de Óleos Pesados (PROPES) é de fundamental importância para a manutenção da auto-suficiência, uma vez que a maior parcela das reservas brasileiras é de petróleo pesado e extra-pesado, cujos desafios para a produção e transporte desses petróleos são muito grandes.

CAPÍTULO 6

CONSIDERAÇÕES FINAIS

- O petróleo é um dos recursos naturais dos quais a nossa sociedade é bastante dependente. Dele provem insumos energéticos, produção de energia elétrica. É base para fabricação da gasolina, principal combustível automotor utilizado no mundo, e vários outros produtos como nafta, querosene, lubrificantes etc. Enfim, é a principal fonte de energia do planeta.
- A maior parte dos recursos de petróleo do mundo corresponde a óleos viscosos e pesados
- A produção de óleos pesados para a indústria do petróleo representa um grande desafio. Para que estas acumulações possam ser desenvolvidas economicamente, é necessário o desenvolvimento de novas tecnologias em todas as áreas da engenharia de produção de petróleo, de forma a contrabalancear os maiores investimentos previstos nos sistemas de produção e o menor valor comercial do petróleo.
- Em pesquisa ao banco de dados do INPI constatou-se que as principais patentes encontradas são dos Estados Unidos com cerca de 59% das patentes totais. Do total encontrado cerca de 70 % se destinam a área de processamento. Das patentes de processamento, cerca de 47% se destinam a processos de tratamento, 41% a processos de conversão e 12% a processos de separação.
- Em pesquisa ao banco de dados da USPTO foram obtidas 81 patentes no período de 1976 a 2012. Das patentes encontradas 84% se destinam ao processamento. Na evolução temporal obaervou-se que uma grande quantidade de patentes na década de 1980. Essa análise reflete o grande interesse em se processar petróleo não convencional, devido à ocorrência de um colapso do preço do petróleo na época. Das patentes de pocessamento, 48 % são destinadas a processos de conversão, 38% de tratamento e 14% de separação.
- A Petrobras tem investido em pesquisas a fim de tornar viável a produção de óleos pesados. Em sua primeira atuação nesse sentido, vista no campo de

Jubarte no Espírito Santo, obteve sucesso conseguindo dobrar a produção do poço produtor, firmando assim que é promissor para a indústria do petróleo investir nesse tipo de recurso.

CAPÍTULO 7

Referências Bibliográficas


- ✚ ALBERTA RESEARCH 2012. Artigo “cold heavy oil with sand in the Canadian heavy oil industry”. Disponível no site: http://www.energy.gov.ab.ca/OilSands/pdfs/RPT_Chops_chptr13.pdf. Acessado em Novembro de 2012
- ✚ ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Atlas de energia elétrica do Brasil. Agência Nacional de energia. 2008. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1689. acessado em Março de 2012.
- ✚ ANP – Agência Nacional do Petróleo 2012. Disponível no site: <http://www.anp.gov.br/>. Acessado em setembro de 2012.
- ✚ ARAUJO M. V.; NETO S. R. F. 2009. “Análise numérica do comportamento do óleo em reservatórios de petróleo quando se injeta água”. Disponível em: <http://www.cobeqic2009.feq.ufu.br/uploads/media/85214571.pdf>. Acesso em: Setembro de 2012
- ✚ BP Statistical Review of World Energy. Disponível em: <http://www.bp.com/>. Acessado em setembro de 2012.
- ✚ BANNWART C.; TREVISAN V. " Óleos Pesados: Oportunidades e Desafios para a Pesquisa”. Artigo publicado pelo Centro de Estudos de Petróleo – CEPETRO em maio de 2006. Disponível em: www.cepetro.unicamp.br. Acesso em: Setembro de 2011.
- ✚ CAPELEIRO. A. C. P ; MOREIRA. C. C. B; TRINDADE, w. L. 2005. “ Demandas tecnológicas para a produção de óleos pesados e viscosos no mar”. Editorial lançado pela ABCM Engenharia, volume 10. Disponível pelo site: http://www.abcm.org.br/downloads/abcm_engenharia_vol10_num01.pdf. Acesso em em Março de 2012.
- ✚ CARDOSO B.; Viana C. 2004. “P-34 Inovação em Campo”. Artigo publicado pela TN petróleo. Disponível no site: aplicacoesweb.gdksa.com/clipping/TN_51_P-34.pdf. Acesso em: Setembro de 2012.

- ✚ CIA World Factbook 201. Disponível em: <https://www.cia.gov>. acessado em setembro de 2012.
- ✚ CHICUTA, A. M. 2009. “Estudo Experimental Sobre Recuperação de Óleo Pesado Através da Combustão In-Situ” Faculdade de Engenharia Mecânica/Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas. Dissertação de Mestrado. Disponível em: <http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=000473952>. Acessado em Outubro de 2012.
- ✚ DPP, Departamento de Prospectiva e Planejamento, 2005 . “Em busca de alternativas ao petróleo” Disponível pelo site: <http://www.dpp.pt>. Acesso em: Março de 2012.
- ✚ EAS 2008 – Estudo ambiental de Sísmica para a atividade de Pesquisas marítimas 3D. Disponível no site: www.ibama.gov.br/category/40?download=2423%3A4_1_.p. Acesso em: Outubro de 2012.
- ✚ FARIAS ,R.F. 2008. “Introdução a química do petróleo”. Editora: ciência Moderna Ltda
- ✚ FORTUNY M. ; Ramos. A. L. D.;Dariva C.; Egues S. M. S.; Santos A. F. 2008 “ Principais aplicações das microondas na produção e refino de petróleo” disponível pelo site: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0100-40422008000600046 .
- ✚ FOX , R. W. 2006. Introdução a mecânica dos fluidos . 6ª edição.
- ✚ GALVÃO 2008 E. R. V. P . “Injeção de vapor e solvente como um método de recuperação avançada em reservatórios de óleos pesados ”. Dissertação de mestrado , UFRN. Disponível em : http://bdt.d.bczm.ufrn.br/tesesimplificado//tde_busca/arquivo.php?codArquivo=1903. Acesso em: Outubro de 2012.
- ✚ HALLIBURTON, 2012. Disponível em: <http://www.halliburton.com/>. Acesso em: Setembro de 2012;
- ✚ IEA 2010, Agência Internacional de Energia. World Energy Outlook 2010. Disponível pelo site: <http://www.iea.org/weo/2010.asp>. Acesso em: Setembro de 2011
- ✚ IMPERIALOIL, 2012. Disponível em: http://www.imperialoil.ca/Canada-English/operations_sands_glance_101.aspx. Acessado em Setembro de 2012.

- ✚ MALAGUETA, D. C. 2009. A Dimensão Ambiental na Delimitação das Reservas de Óleos Não Convencionais – os Casos do Canadá e do Ártico. Dissertação (mestrado). Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, Brasil.
- ✚ MANUNTENÇÃO & SUPRIMENTOS 2012. Artigo disponível no site: <http://www.manutencaoesuprimentos.com.br/conteudo/5229-recuperacao-melhorada-de-oleo-eor/>. Acessado em setembro de 2012.
- ✚ MARCOPLAN, 2006. “Plano de desenvolvimento Espírito Santo 2025: nota técnica: agregação de valor e Diversificação econômica do espírito santo”. Volume 9. Disponível pelo site: <http://macroplan.com.br/Documentos/CasoMacroplan20091116182746.pdf>. Acesso em: Março de 2012
- ✚ MOTHÉ G.; SILVA S. “Petróleo pesado e ultrapesado - Reservas e produção mundial”. Artigo publicado pela revista Tn petroleo nº 57 (2007). Disponível pelo site: www.tnpetroleo.com.br. Acesso em: Setembro de 2011.
- ✚ OBREGON 2011 , V. R. M. “ Hidrodinâmica do escoamento bifasico oleo pesado- agua em um tuba horizontal”. Dissertação de mestrado. Disponível em: <http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=vtls000236056&opt=4>. Acesso em: Outubro de 2012.
- ✚ ONIP 2012. Disponível no site: <http://www.onip.org.br/noticias/sintese/reservas-totais-de-petroleo-e-a-energia-renovavel/>. Acessado em Setembro de 2012.
- ✚ OLIVEIRA, J. B 2007. “ Estudo da cadeia produtiva do petróleo e gás natural”. Disponível no site: [http://www.biblioteca.sebrae.com.br/bds/BDS.nsf/4A110D29B9C3CDD08325745F00509CEC/\\$File/Estudo%20da%20cadeia%20do%20petroleo2.pdf](http://www.biblioteca.sebrae.com.br/bds/BDS.nsf/4A110D29B9C3CDD08325745F00509CEC/$File/Estudo%20da%20cadeia%20do%20petroleo2.pdf). Acesso em: Setembro de 2012.
- ✚ PETROBRAS, 2007. Disponível no site: www.petrobras.com.br/ri . Acesso em: Outubro de 2012.
- ✚ PFC ENERGY 2012. Disponível em: <https://www.pfcenergy.com/>. Acesso em: Outubro de 2012.
- ✚ RIGZONE, 2012. Disponível em: <http://www.rigzone.com>. Acessado em setembro de 2012.

- ✚ ROMERO, F. 2011. “Petróleo”. Artigo publicado pela revista TN petróleo nº 80. Disponível pelo site: www.tnpetroleo.com.br. Acessado em Março de 2012.
- ✚ SCHIOZER, D. J 2005. “Pesquisa na área de petróleo”. Editorial lançado pela ABCM Engenharia, volume 10. Disponível pelo site: http://www.abcm.org.br/downloads/abcm_engenharia_vol10_num01.pdf. Acessado em Março de 2012.
- ✚ SCHLUMBERGER 2007. Artigo disponível no site: http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2006/or2006sum03_highlighting_heavyoil.aspx. Acessado em setembro de 2012.
- ✚ SENAI, 2009. Artigo “Modelo SENAI de Prospecção: Documento Metodológico”. Disponível no site: http://www.ie.ufrj.br/gic/pdfs/modelo_senai_de_prospeccao_cap2.pdf. Acesso em: Novembro de 2012
- ✚ SZKLO, A. S. 2005. “fundamentos do refino de petróleo”. Editora: Interciência.
- ✚ TAVARES, M.E.E.; 2005 “Análise do refino no Brasil: estado e perspectivas – uma análise “cross-section””. Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.
- ✚ TAYLOR, 2006, Artigo “highlighting heavy oil”. Disponível no site: http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2006/or2006sum03_highlighting_heavyoil.aspx. Acessado em setembro de 2012
- ✚ THOMAS, J. E., “Fundamentos de Engenharia do Petróleo”, editora Interciência, 2ª edição, Rio de Janeiro, 2004.
- ✚ TREVISAN, V T. 2009. “Elementos de um programa de desenvolvimento de petróleo pesado tecnologia”. Disponível pelo site: <http://www.ige.unicamp.br/terrae/V6/PDF-N6/T-a2i.pdf>. Acessado em Março de 2012.
- ✚ VIANA C. “Um laboratório de desenvolvimento para produção de óleo extrapesado”. Artigo publicado pela revista Tn petroleo nº 58 (2007). Disponível pelo site: www.tnpetroleo.com.br. Acessado em setembro de 2011.
- ✚ VIANNA A. R. (2008). “Análise da redução da perda de carga em escoamento de óleos pesados por termo acumulação utilizando energia solar: Projeto de aprimoramento do concentrador Solar”. Disponível em:

http://www.prh29.ufes.br/downloads/PG_Andr%C3%A9Ribas.pdf. Acessado em Setembro de 2012.

 VILLELA B. M. Professor da Escola de Engenharia de Lorena 2011. Notas de aulas.

ANEXO I

Patentes sobre óleos pesados

Base: INPI

#	Título	Número	Data	País	Área
1.	PROCESSO PARA A RECUPERAÇÃO DE ÓLEO PESADO DE UM RESERVATÓRIO SUBTERRÂNEO	MI2009A001809	20/10/2009	ITÁLIA	PRODUÇÃO
2.	SISTEMA DE ABASTECIMENTO DE COMBUSTIVEL PARA SISTEMAS DE INJEÇÃO DE BARRA COMUM DE ÓLEO PESADO	A 1596/2008	10/10/2008	ÁUSTRIA	PRODUÇÃO
3.	PROCESSO PARA HIDROPROCESSAR UMA CARGA DE ALIMENTAÇÃO DE ÓLEO PESADO	12/206840	21/07/2009	ESTADOS UNIDOS	PROCESSAMENTO
4.	PROCESSO ALTERNATIVO PARA O TRATAMENTO DE OLEOS BRUTOS PESADOS EM UMA REFINARIA DE COQUEIFICAÇÃO	61/219,156	22/06/2009	ESTADOS UNIDOS	PROCESSAMENTO
5.	PROCESSO PARA APERFEIÇOAR PRODUTO DE BETUME E ÓLEO PESADO	PI0823273-3 A2	14/11/2008	-	PROCESSAMENTO
6.	PROCESSO PARA APRIMORAR OLEO PESADO ATRAVES DE AGUA PRESSURIZADA AQUECIDA E PRE-MISTURA GERADORA DE ONDA ULTRASSÔNICA.	60/990,648	28/11/2007	ESTADOS UNIDOS	PROCESSAMENTO
7.	PROCESSOS PARA O HIDROPROCESSAMENTO EM SUSPENSÃO DE RESÍDUO A VÁCUO DE ÓLEOS PESADOS E PARA O HIDROPROCESSAMENTO DE CARGAS DE ALIMENTAÇÃO DE OLEO PESADO	11/567652	06/12/2006	ESTADOS UNIDOS	PROCESSAMENTO
8.	MÉTODO PARA OBTENÇÃO DE UMA AMOSTRA DE OLEO PESADO A PARTIR DE UM RESERVATÓRIO, E SISTEMA	11/609,402	12/12/2006	ESTADOS UNIDOS	PRODUÇÃO
9.	PROCESSO, REATOR E INSTALAÇÃO PARA CRAQUEAMENTO TÉRMICO DE ÓLEO DE PETRÓLEO PESADO	2006-264139	28/09/2006	JAPÃO	PROCESSAMENTO
10.	"MÉTODO PARA INTENSIFICAR A CONVERSÃO DE UMA CORRENTE DE ALIMENTAÇÃO DE OLEO PESADO E MÉTODO PARA PRODUZIR UMA CORRENTE DE PRODUTO CONSISTINDO PRIMARIAMENTE DE OLEFINAS LEVES"	11/487,011	13/07/2006	ESTADOS UNIDOS	PROCESSAMENTO
11.	MÉTODO E SISTEMA PARA PREVER UMA PROPRIEDADE DE PELO MENOS UM FLUIDO EM UM RESERVATÓRIO SUBTERRÂNEO, MÉTODO PARA SIMULAR O FLUXO DE ÓLEO PESADO EM UM RESERVATÓRIO SUBTERRÂNEO E DISPOSITIVO DE ARMAZENAMENTO DE PROGRAMA CONTENDO INSTRUÇÕES PARA EXECUTAR UM MÉTODO DE SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIO	60/753,900	22/12/2005	ESTADOS UNIDOS	PRODUÇÃO
12.	COMPOSIÇÃO, E, MÉTODO PARA A DISPERSÃO DE ASFALTENOS EM ÓLEO BRUTO PESADO OU	60/748053	07/12/2005	ESTADOS UNIDOS	PROCESSAMENTO

	ÓLEO COMBUSTIVEL RESIDUAL			UNIDOS	
13.	PROCESSO PARA A PRODUÇÃO DE UM OLEO BRUTO PESADO COM TEOR DE ENXOFRE MUITO BAIXO, E, ÓLEO PESADO COM TEOR DE ENXOFRE MUITO BAIXO	2531262	21/12/2005	CANADÁ	PROCESSAMENTO
14.	PROCESSO INTEGRADO PARA TRANSPORTAR E BENEFICIAR ÓLEO PESADO OU BETUME E PROCESSO E APARELHO PARA BENEFICIAR UMA ALIMENTAÇÃO TOTAL COMPREENDENDO ÓLEO PESADO OU BETUME COM SOLVENTE E ÁGUA	11/160366	21/06/2005	ESTADOS UNIDOS	TRANSPORTE/PROCESSAMENTO
15.	PROCESSO DE HIDROCRACQUEAMENTO DE OLEO PESADO DE PETROLEO	2005-059263	03/03/2005	JAPÃO	PROCESSAMENTO
16.	INJEÇÃO DE GAS DE COMBUSTAO PARA RECUPERAÇÃO DE OLEO PESADO	2,505,449	27/04/2005	CANADÁ	PRODUÇÃO
17.	METODO PARA O MELHORAMENTO DAS PROPRIEDADES DE ESCOAMENTO DE UMA CARGA DE ALIMENTAÇÃO DE OLEOPESADO POR DIMINUIÇÃO DO SEU MODULO ELASTICO, E, METODO DE COQUEIFICAÇÃO RETARDADO	60/571349	14/05/2004	ESTADOS UNIDOS	TRANSPORTE
18.	METODO E SISTEMA DE HIDROPROCESSAMENTO PARA BENEFICIAMENTO DE OLEO PESADO USANDO UM CATALISADOR COLOIDAL OU MOLECULAR	60/566,345	28/04/2004	ESTADOS UNIDOS	PROCESSAMENTO
19.	PROCESSO E APARELHO PARA BENEFICIAR O OLEO BRUTO DE UM RESERVATORIO SUBTERRANEO DE OLEO PESADO OU BETUME, E, APARELHO PARA PRODUZIR E BENEFICIAR O OLEO BRUTO DE UM RESERVATORIO SUBTERRANEO DE OLEOPESADO OU BETUME	PI0511055-6 A2	20/04/2005	-	PROCESSAMENTO
20.	MÉTODO PARA CONVERTER O RESÍDUO DE ÓLEO PESADO EM UM COMBUSTIVEL UTIL	10/369,511	21/02/2003	ESTADOS UNIDOS	PROCESSAMENTO
21.	METODO PARA HIDROCRACQUEAR ÓLEO PESADO DE PETRÓLEO CONTENDO METAIS PESADOS	2002-140324	15/05/2002	JAPÃO	PROCESSAMENTO
22.	PROCESSO PARA A PRODUÇÃO DE UM ÓLEO BASE PESADO COM BAIXA NÉVOA	09/981,577	17/10/2001	ESTADOS UNIDOS	PROCESSAMENTO
23.	MÉTODO DE REFINO PARA OLEO PESADO	2001-107530	05/04/2001	JAPÃO	PROCESSAMENTO
24.	MÉTODO E APARELHO PARA REFINAÇÃO DE OLEO PESADO	2001-044036	20/02/2001	JAPÃO	PROCESSAMENTO
25.	PROCESSO PARA O TRATAMENTO DE UMA ALIMENTAÇÃO DE ÓLEO PESADO DE HIDROCARBONETOS	09/690380	17/10/2000	ESTADOS UNIDOS	PROCESSAMENTO

26.	PROCESSO PARA RECUPERAR UM OLEO BRUTO BOMBEAVEL A PARTIR DE UM RESERVATÓRIO SUBTERRÂNEO DE BETUME OU ÓLEO PESADO E SISTEMA PARA PRODUZIR UM OLEO BRUTO SINTÉTICO BOMBEÁVEL.	527,299	16/03/2000	ESTADOS UNIDOS	PRODUÇÃO
27.	PROCESSO PARA A CONVERSÃO DE UMA FRAÇÃO DE ÓLEO PESADO EM FRAÇÕES MAIS LEVES	8727777	27/11/1987	REINO UNIDO	PROCESSAMENTO

ANEXO II

Patentes sobre óleos pesados

Base : USPTO

#	Número	Título	Data	Área de atuação
1	8,105,480	Process for treating heavy oils	31/01/2012	Processamento
2	8,075,762	Electrodesulfurization of heavy oils	31/12/2011	Processamento
3	7,985,332	Electrodesulfurization of heavy oils using a divided electrochemical cell	26/07/2011	Processamento
4	7,967,954	Deep conversion combining the demetallization and the conversion of crudes, residues or heavy oils into light liquids with pure or impure oxygenated compounds	28/06/2011	Processamento
5	7,947,165	Method for extracting and upgrading of heavy and semi-heavy oils and bitumens	24/05/2011	Processamento
6	7,892,416	Low temperature thermodynamic cracking and conversion for upgrading of heavy oils	22/02/2011	Processamento
7	7,862,708	Process for the desulfurization of heavy oils and bitumens	04/01/2011	Processamento
8	7,704,376	Fouling inhibition of thermal treatment of heavy oils	27/04/2010	Transporte
9	7,579,303	Polar solvent-asphaltene dispersant method for upgrading heavy oils	25/08/2009	Transporte
10	7,563,359	Integrated process to convert heavy oils from oil sands to petrochemical feedstock	21/07/2009	Processamento
11	7,537,686	Inhibitor enhanced thermal upgrading of heavy oils	26/05/2009	Processamento
12	6,989,091	Deep conversion combining the demetallization and the conversion of crudes, residues, or heavy oils into light liquids with pure or impure oxygenated compounds	24/01/2006	Processamento
13	6,797,153	Catalyst for hydrocracking of heavy oils and method of hydrocracking heavy oils	28/09/2004	Processamento

14	6,733,659	Reactor for hydrotreating and process for producing ultralow sulfur heavy oils by the use of the reactor	11/05/2004	Processamento
15	6,488,724	Heavy oils having improved properties and an additive therefor	03/12/2002	Processamento
16	6,325,921	Method for catalytic removal of metal compounds from heavy oils	04/12/2001	Processamento
17	6,223,522	Combined cycle power plant and method using both light and heavy oils	01/05/2001	Processamento
18	6,165,360	Method and device for dehydrating heavy oils	26/12/2000	Processamento
19	5,989,436	Method and device for dehydrating heavy oils	23/11/1999	Processamento
20	5,843,787	Method allowing the fast assessment of at least one petroleum characteristic of a rock sample-application to a reservoir comprising heavy oils	01/12/1998	Amostragem
21	5,290,428	Superacid catalyzed hydrocracking of heavy oils and bitumens	04/03/1994	Processamento
22	5,178,749	Catalytic process for treating heavy oils	12/01/1993	Processamento
23	5,159,977	Electrical submersible pump for lifting heavy oils	03/11/1992	Transporte
24	5,064,523	Process for the hydrogenative conversion of heavy oils and residual oils, used oils and waste oils, mixed with sewage sludge	12/11/1991	Processamento
25	4,999,328	Hydrocracking of heavy oils in presence of petroleum coke derived from heavy oil coking operations	12/03/1901	Processamento
26	4,980,049	Catalytic cracking of heavy oils	25/12/1990	Processamento
27	4,969,988	Antifoam to achieve high conversion in hydroconversion of	13/11/1990	Processamento

		heavy oils		
28	4,941,966	Process for the hydrogenative conversion of heavy oils and residual oils	17/07/1990	Processamento
29	4,937,218	Catalytic system for the hydroconversion of heavy oils	26/06/1990	Processamento
30	4,923,838	Process for preparing an iron-coal slurry catalyst for hydrocracking heavy oils	08/05/1990	Processamento
31	4,888,104	Catalytic system for the hydroconversion of heavy oils	19/12/1989	Processamento
32	4,810,357	Catalytic dewaxing of light and heavy oils in dual parallel reactors	07/03/1989	Processamento
33	4,797,200	Upgrading heavy oils by solvent dissolution and ultrafiltration	10/01/1989	Processamento
34	4,770,199	Process for transporting heavy oils	13/09/1988	Transporte
35	4,760,045	Catalyst for hydrotreatment of heavy oils and method for its preparation	26/07/1988	Processamento
36	4,747,936	Deasphalting and demetallizing heavy oils	31/05/1988	Processamento
37	4,691,773	In situ wet combustion process for recovery of heavy oils	08/09/1987	Processamento
38	4,652,545	Catalyst for hydroconversion of heavy oils and method of making the catalyst	24/03/1987	Processamento
39	4,649,997	Carbon dioxide injection with in situ combustion process for heavy oils	17/03/1987	Produção
40	4,645,005	Method of producing heavy oils	24/02/1987	Produção
41	4,606,809	Hydroconversion of heavy oils	19/08/1986	Processamento
42	4,605,488	Catalytic dewaxing of light and heavy oils in dual parallel reactors	12/08/1986	Processamento
43	4,600,501	Process for breaking emulsions produced during recovery of bitumens and heavy oils	15/07/1986	Transporte

44	4,597,856	Process for fluidized catalytic cracking of heavy oils and production of hydrogen	01/07/1986	Processamento
45	4,582,595	Process for hydroprocessing heavy oils utilizing sepiolite-based catalysts	15/04/1986	Processamento
46	4,582,591	Process for the separation of resinous substances from coal-base heavy oils and use of the fraction obtained	15/04/1986	Processamento
47	4,578,181	Hydrothermal conversion of heavy oils and residua with highly dispersed catalysts	25/03/1986	Processamento
48	4,565,623	Method for deasphalting heavy oils using a miscible solvent at a low treat ratio and a carbon dioxide antisolvent	21/01/1986	Processamento
49	4,560,466	Hydrodemetallization of heavy oils in the presence of water	24/12/1985	Processamento
50	4,554,263	Catalysts for hydrotreating heavy oils	19/11/1985	Processamento
51	4,536,374	Process using carbonate reagent for recovering vanadium from cokes and ashes derived from heavy oils	20/08/1985	Processamento
52	4,536,283	Integrated process for deasphalting heavy oils using a gaseous antisolvent	20/08/1985	Processamento
53	4,533,462	Process for the treatment of highly viscous heavy oils at the oil field to effect desalting and transportability thereof	06/08/1985	Transporte
54	4,522,702	Demetallization of heavy oils with phosphorous acid	11/07/1985	Processamento
55	4,519,915	Clarification of black water produced during recovery of bitumens and heavy oils	28/05/1985	Processamento
56	4,495,994	Thermal injection and in situ	29/01/1985	Produção

		combustion process for heavy oils		
57	4,482,450	Process for catalytic reaction of heavy oils	13/11/1984	Processamento
58	4,472,360	Process using carbonate reagent for recovering vanadium from cokes and ashes derived from heavy oils	18/09/1984	Processamento
59	4,469,807	Catalyst and process for hydroprocessing heavy oils	04/09/1984	Processamento
60	4,452,692	Process for the hydrogenation of heavy oils	05/06/1984	Processamento
61	4,446,008	Process for hydrocracking of heavy oils with iron containing aluminosilicates	01/05/1984	Processamento
62	4,421,638	Demetallization of heavy oils	20/12/1983	Processamento
63	4,420,332	Process for the production of reduced iron and thermal cracking of heavy oils	13/12/1983	Processamento
64	4,419,225	Demetallization of heavy oils	06/12/1983	Processamento
65	4,409,091	Alkali recycle process for recovery of heavy oils and bitumens	11/10/1983	Processamento
66	4,405,442	Process for converting heavy oils or petroleum residues to gaseous and distillable hydrocarbons	20/09/1983	Processamento
67	4,402,824	Process for refining coal-based heavy oils	06/09/1983	Processamento
68	4,392,944	Alkali recycle process for recovery of heavy oils and bitumens	12/07/1983	Produção
69	4,391,701	Process for upgrading heavy oils	05/07/1983	Transporte
70	4,389,378	Process using sulphate reagent for recovering vanadium from cokes derived from heavy oils	21/06/1983	Processamento
71	4,370,221	Catalytic hydrocracking of heavy oils	25/01/1983	Processamento
72	4,340,466	Process for hydrotreating heavy	20/07/1982	Processamento

		oils containing metals		
73	4,298,457	Hydropyrolysis process for upgrading heavy oils and solids into light liquid products	03/11/1981	Processamento
74	4,292,168	Upgrading heavy oils by non-catalytic treatment with hydrogen and hydrogen transfer solvent	29/09/1981	Processamento
75	4,269,697	Low pour point heavy oils	26/05/1981	Processamento
76	4,226,698	Ash removal and synthesis gas generation from heavy oils produced by coal hydrogenation	07/10/1980	Processamento
77	4,218,306	Method for catalytic cracking heavy oils	19/08/1980	Processamento
78	4,214,977	Hydrocracking of heavy oils using iron coal catalyst	29/07/1980	Processamento
79	4,115,324	Catalyst for treating heavy oils	19/09/1978	Processamento
80	4,114,690	Low-temperature oxidation method for the recovery of heavy oils and bitumen	19/09/1978	Produção
81	4,049,540	Process for the thermal cracking of heavy oils with a fluidized particulate heat carrier	20/09/1977	Processamento