

FACULDADE DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS DA TERRA

**CARACTERIZAÇÃO DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA E DO GEORRECURSO
PETRÓLEO**

Nuno Miguel Carriço Melgado Alvarez

Dissertação apresentada à Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Geológica (Georrecursos)

Orientador: Doutor José António de Almeida

Lisboa

Janeiro 2009

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer ao Doutor José António de Almeida por todo o apoio na elaboração e revisão desta tese e também à minha família em especial à Adelaide, Jaime e Rita por tudo o resto.

RESUMO

Pretende-se com este trabalho proceder a uma análise Transversal da Indústria Petrolífera, desde a sua história mais antiga até aos dias de hoje, referindo-se sempre que oportuno os problemas que atravessa actualmente.

O texto está estruturado em cinco secções principais.

Na primeira secção faz-se uma abordagem histórica ao petróleo como Georrecurso, e referem-se os marcos históricos que de alguma forma coincidiram com mudanças na indústria.

Na segunda secção faz-se uma análise intrínseca dos hidrocarbonetos, referindo-se a aspectos químicos e geológicos.

A terceira, quarta e quintas secções fazem a descrição da indústria petrolífera, e dos aspectos a ela associados, segundo a linha de divisão que é utilizada pela indústria: *Upstream*, *Midstream* e *Downstream*, significando a primeira o sector da exploração e produção, e a segunda e terceira, todos os sectores relacionados com o armazenamento, transporte, refinação e comercialização de produtos refinados.

PALAVRAS-CHAVE

Indústria petrolífera; petróleo; gás natural; geologia de reservatórios; prospecção; *marketing*; logística; venda.

ABSTRACT

The present work intends to present a transversal analysis of the oil industry, from its first historical marks up to now and make reference to the main problems it faces nowadays.

The text is organized in five main sections.

In the first section, an historical perspective of the oil as a georesource is approached and the historical milestones coincident with relevant changes in oil industry are presented.

In the second section, an intrinsic analysis of hydrocarbons is described, highlighting chemical and geological considerations.

The third, fourth and fifth sections describe the oil industry and related aspects, following the classical subdivision well established - Upstream (reservoir engineering and production), Midstream and Downstream (storage, transportation, refining, and commercialization of refined products).

KEY WORDS

Oil industry; oil; natural gas; reservoir geology; exploration; marketing; logistics; sales.

ÍNDICE GERAL

1	INTRODUÇÃO.....	17
1.1	<i>Considerações Gerais</i>	17
1.2	<i>Objectivos</i>	17
1.3	<i>Organização do Trabalho</i>	17
2	HISTÓRIA DA EXPLORAÇÃO E INDÚSTRIA.....	19
2.1	<i>História da Exploração</i>	19
2.1.1	Antes da revolução industrial	19
2.1.2	Entre a revolução industrial e a crise de 1970	20
2.1.3	Criação da OPEP	27
2.1.4	Entre 1970 e o pico do petróleo	29
2.2	<i>Caracterização da Indústria</i>	30
2.3	<i>Aspectos Fiscais</i>	33
2.3.1	Gerais	33
2.3.2	Fiscalidade em Portugal	34
2.4	<i>Contratos</i>	35
3	CARACTERIZAÇÃO DO PETRÓLEO	41
3.1	<i>Definição</i>	41
3.1.1	Química do petróleo	41
3.1.2	O grau API	42
3.2	<i>A Origem do Petróleo</i>	43
3.2.1	Teoria abiogénica	43
3.2.2	Teoria biogénica	45
3.3	<i>Geologia do Petróleo</i>	49
3.3.1	Rocha-mãe	49
3.3.2	Migração	49
3.3.3	Reservatórios.....	51
3.3.4	Armadilhas e coberturas.....	55
3.4	<i>Propriedades da Rocha-reservatório</i>	56
3.4.1	Porosidade.....	56
3.4.2	Permeabilidade.....	58
3.5	<i>Condições em Profundidade</i>	61
3.5.1	Os fluidos.....	62
3.5.2	As pressões	65
3.6	<i>Recursos e Reservas Petrolíferas</i>	66
4	UPSTREAM (exploração e produção).....	71
4.1	<i>Métodos de Pesquisa</i>	71
4.1.1	Métodos magnéticos.....	72
4.1.2	Métodos gravimétricos.....	73
4.1.3	Métodos geoquímicos.....	74
4.1.4	Métodos sísmicos.....	74

4.1.5	Sísmica 3D	79
4.2	<i>Análise Geofísica no Poço</i>	80
4.2.1	LWD – Logging while drilling	80
4.2.2	Wireline openhole logging	81
4.2.3	Wireline cased hole logging	81
4.2.4	Métodos eléctricos	83
4.2.5	Métodos radioactivos	84
4.2.6	Métodos acústicos	85
4.2.7	Outros métodos	86
4.3	<i>Perfuração</i>	86
4.3.1	Trabalhos de perfuração	87
4.3.2	Produção	88
4.3.3	Estimulação de poços	89
4.3.4	Recuperação secundária	91
4.3.5	Produtos	94
4.4	<i>Modelagem de Reservatórios</i>	95
4.5	<i>Métodos de Extração</i>	98
4.5.1	Plataformas de produção	99
4.5.2	Sistema de elevação	103
4.5.3	Sistema de circulação de lamas	103
4.5.4	Sistema de rotação	104
4.5.5	Sistemas auxiliares	104
4.5.6	Operações	104
4.5.7	Processos de perfuração	106
4.5.8	Operações durante abertura do poço	107
5	MIDSTREAM E DOWNSTREAM	109
5.1	<i>Refinação</i>	109
5.1.1	Características dos crudes	110
5.1.2	Grupos de hidrocarbonetos	110
5.1.3	Impurezas	111
5.1.4	Curva de destilação	113
5.1.5	Unidades de refinação	114
5.1.6	Dessalgação	115
5.1.7	Destilação atmosférica	116
5.1.8	Destilação a vácuo	117
5.1.9	Processamento downstream	118
5.1.10	Craqueamento térmico / visco-redução	118
5.1.11	Coqueamento retardado	119
5.1.12	Craqueamento catalítico	119
5.1.13	Processos consumidores de hidrogénio	119
5.2	<i>Capacidade de Refinação Mundial</i>	120
5.3	<i>Logística</i>	122
5.3.1	Transporte por via marítima	126
5.3.2	Transporte por oleoduto	128
5.3.3	Transporte por meios ferroviários	129
5.3.4	Transporte por meios rodoviários	130
5.4	<i>Operações</i>	131
5.4.1	Recepção de produtos	132
5.4.2	Armazenagem	132
5.4.3	Tanques de tecto fixo	135

5.4.4	Tanques de tecto móvel	135
5.4.5	Tanques de GPL.....	136
5.4.6	Expedição	137
5.4.7	A gestão dos stocks.....	137
6	O MERCADO DE PETRÓLEO E GÁS	141
6.1	<i>Comércio Mundial</i>	141
6.1.1	Comércio de refinados.....	142
6.1.2	Procura	143
6.1.3	Oferta.....	144
6.2	<i>Mercado do Crude</i>	144
6.2.1	Caracterização de petróleos brutos - crude	144
6.2.2	Operadores mundiais	146
6.2.3	Cabaz Brent.....	147
6.2.4	Instrumentos financeiros	149
6.2.5	Mercado português.....	151
6.3	<i>Mercado de Retalho</i>	156
6.4	<i>Mercado Wholesale</i>	163
6.5	<i>Combustíveis</i>	164
6.5.1	Gasóleos.....	165
6.5.2	Gasolinas.....	167
6.5.3	JET - Combustível de aviação.....	168
6.5.4	Fueloil	169
6.6	<i>Mercado de Lubrificantes</i>	169
6.7	<i>Mercado de Especialidades</i>	171
6.8	<i>Mercado de Gás</i>	175
6.8.1	Aspectos operacionais	180
6.8.2	Produção	181
6.8.3	Liquefacção	181
6.8.4	Transporte	182
6.8.5	Regaseificação	183
6.8.6	Mercados de destino	184
6.8.7	O mercado português.....	185
6.8.8	O mercado europeu.....	186
6.8.9	O mercado Norte-americano	187
6.8.10	GPL	188
6.9	<i>Caracterização dos Mercados</i>	190
6.9.1	Variação dos preços	190
6.10	<i>Política de Comunicação</i>	191
6.11	<i>Cenários Económicos</i>	199
6.12	<i>Alternativas e Futuro</i>	205
7	CONCLUSÕES.....	207
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	209
8.1	<i>Bibliografia electrónica (accedida no período de Março de 2007 a Janeiro de 2009)</i> 210	

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 – Fragmentação de empresas oriundas da Standard Oil	23
Figura 2.2 – Mapa da linha vermelha.....	25
Figura 2.3 – Variação anual do preço do petróleo	27
Figura 2.4 – Variação da distribuição geográfica dos recursos	32
Figura 2.5 – Benchmark dos custos unitários de produção	33
Figura 2.6 – Esquema tipo de contrato de Concessão	36
Figura 2.7 – Distribuição do tipo de contratos.....	37
Figura 2.8 – Evolução do tipo de contrato no tempo e Fiscalidade	38
Figura 3.1 – Arranjos carbono / hidrogénio	42
Figura 3.2 – Exemplo da relação entre carbono orgânico e a velocidade de sedimentação	46
Figura 3.3 – Potencial gerador <i>versus</i> processos diagenéticos dos vários querogénios	47
Figura 3.4 – Janela de formação do petróleo	48
Figura 3.5 – Mecanismo de produção, migração e retenção do petróleo	50
Figura 3.6 – Estrutura de uma duna.....	52
Figura 3.7 – Alguns tipos de armadilhas estruturais	56
Figura 3.8 – Armadilhas derivadas de um doma salino.....	56
Figura 3.9 – Porosidade de uma rocha clástica.....	57
Figura 3.10 – Óleo armazenado em fracturas sob discordância	58
Figura 3.11 – Arenito saturado em água com gotículas de hidrocarboneto	59
Figura 3.12 – Arenito saturado em hidrocarboneto.....	60
Figura 3.13 – Relação dos tipos de água com o pH e carácter redutor e oxidante.....	63
Figura 3.14 – Variações na condutividade, porosidade e gradiente térmico	64
Figura 3.145 – Esquema classificativo do tipo de reservas	66
Figura 3.16 – Distribuição das reservas Mundiais de Petróleo.....	68
Figura 3.157 – Método de cálculo de reservas da Repsol.....	68
Figura 4.1 – Várias opções quanto ao percurso das ondas sísmicas	75
Figura 4.2 – Aferição do equipamento em campanha de prospecção	76

Figura 4.3 – Aferição do equipamento em campanha de prospecção	77
Figura 4.4 – Alinhamento de geofones em campanha de prospecção	77
Figura 4.5 – Exemplo de Geofones	78
Figura 4.6 – Exemplo de um perfil sísmico interpretado.....	78
Figura 4.7 – Exemplo de um TDT	82
Figura 4.8 – Exemplo de um NMR TOBY DARLING	86
Figura 4.9 – Tipos de tubos nas operações de perfuração	88
Figura. 4.10 – Exemplo de bomba tipo “cavalo de madeira”	90
Figura 4.11 – Exemplo de métodos de recuperação secundária	93
Figura 4.12 – O que cada sector contribuiu para diminuição dos custos de E&P	94
Figura 4.13 – Modelo matemático de um reservatório recorrendo a aplicações informáticas ...	97
Figura 4.14– Torre de Operações	99
Figura 4.15 – Tipos de plataformas marítimas.....	100
Figura 4.16 – Tipos de plataformas terrestres	100
Figura 4.17 – Torre de Operações	105
Figura 5.1 – Tipos de hidrocarbonetos	111
Figura 5.2 – Exemplo de uma curva de destilação de petróleo (PEV).	113
Figura 5.3 – Esquema de destilação atmosférica	117
Figura 5.4 – Esquema de destilação a vácuo	118
Figura 5.5 – Capacidade de refinação no mundo	121
Figura 5.6 – Evolução da produção <i>versus</i> consumo	123
Figura 5.7 – Fluxos de movimento de crude no mundo.....	124
Figura 5.8 – Imagem de um vagão de combustíveis Campsa dos anos 40.....	129
Figura 5.9 – Operação de abastecimento numa Estação de Serviço Repsol	130
Figura 5.10 – Vista aérea da área de armazenamento da Refinaria de Sines	133
Figura 5.11 – Exemplo de uma garrafa de gás butano Repsol	136
Figura 5.12 – Oleoduto multiproduto Sines-Aveiras	138
Figura 5.13 – Linhas de enchimento do parque.....	138
Figura 6.1 – Peso das economias emergentes na procura	141

Figura 6.2 – Evolução do consumo de petróleo por sector nas ultimas 4 décadas	143
Figura 6.3 – Nova imagem da Galp	152
Figura 6.4 – Uma das imagens mais iconográficas da industria, Shell	153
Figura 6.5 – Imagem Repsol	154
Figura 6.6 – Uma das imagens mais iconográficas da indústria	155
Figura 6.7 – Esquema de estrutura de custos para combustíveis em Portugal	156
Figura 6.8 – Fotografia de Estação de Serviço Campsa (Espanha anos 40).....	157
Figura 6.9 – Quotas de mercado <i>versus</i> eficiência da rede	158
Figura 6.10 – Margem <i>versus</i> venda média na Europa.....	159
Figura 6.11 – Evolução da venda média por posto <i>versus</i> nº de postos.....	160
Figura 6.12 – Vendas em Portugal no mercado de estações de serviço	161
Figura 6.13 – Factores Chave de Sucesso no negócio de Retalho.....	162
Figura 6.14 – Factores Chave de Sucesso no negócio de Retalho.....	164
Figura 6.15 – Distribuição das vendas em Portugal por categoria de produto.....	165
Figura 6.16 – Vendas de veículos em Portugal fenómeno da dieselização	166
Figura 6.17 – Mercado nacional de aviação em 2004	168
Figura 6.18 – Fotografia da fábrica de betumes Repsol (Azambuja).	173
Figura 6.19 – Pormenor de um ensaio de ductilidade em betumes	174
Figura 6.20 – Exemplo de uma central betuminosa descontínua.....	175
Figura 6.21 – Ciclo de vida do GNL	180
Figura 6.22 – Unidade de Liquefacção	181
Figura 6.23 – Terminal de Regaseificação	183
Figura 6.24 – Principais operadores mundiais.....	189
Figura 6.25 – Previsão da variação de preços do petróleo da AEO.....	191
Figura 6.26 – Publicidade dos anos 30	192
Figura 6.27 – Comunicação da Esso <i>put a tiger in your tank</i>	192
Figura 6.28 – Comunicação da Shell <i>you can be sure of shell</i>	193
Figura 6.29 – Cupão de desconto da BP Portugal.....	193
Figura 6.30 – Exemplo de cartão campanha “raspadinhas Shell”	194

Figura 6.31 – Exemplo de cartão de fidelização fast da Galp	195
Figura 6.32 – Exemplo de uma matriz de comunicação de crise	196
Figura 6.33 – Exemplo de uma matriz de comunicação de crise	197
Figura 6.34 – Valor das marcas (fonte: Viera; 2005)	199
Figura 6.35 – Variação dos custos de produção exploração	200
Figura 6.36 – Custos de produção de hidrocarbonetos por origem.....	206

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 – Dimensão e capacidade de produção das maiores NOC.....	30
Tabela 2.2 – Fiscalidade em Portugal.....	34
Tabela 2.3 – Divisão do valor do recurso para os estados por região.....	39
Tabela 3.1 – Tipo de óleos <i>versus</i> grau API e densidade	42
Tabela 3.2 – Classificação de águas proposta por Sulin.....	64
Tabela 4.1 – Alguns valores representativos de radiação gama	82
Tabela 4.2 – Metodologia integrada para caracterização de reservatórios.....	98
Tabela 5.1 – Evolução no mundo da capacidade de refinação	122
Tabela 5.2 – Designações de navios e tonelage transportada.....	126
Tabela 5.3 – Tomadas de temperatura de <i>stocks</i>	134
Tabela 6.1 – Variações de características dos gasóleos de acordo com a origem das ramas	166

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Gerais

A indústria petrolífera gera a nível mundial uma significativa quantidade de receitas, emprego e volume de negócios.

As receitas representam um valor semelhante ao Produto Interno Bruto (PIB) de alguns dos países mais desenvolvidos do Mundo como, por exemplo, a Itália ou o Reino Unido. A sua importância não se esgota na sua dimensão, mas espelha-se em tudo o que fazemos, com o que fazemos e como fazemos. O grau de dependência da nossa civilização neste recurso é a mais alta de toda a história da Humanidade e a sua abundância sabemos que não é para sempre.

1.2 Objectivos

Pretende-se com este trabalho proceder a uma análise global e transversal da Indústria Petrolífera, desde a sua história mais antiga até aos dias de hoje, e desde a formação dos hidrocarbonetos até à sua comercialização, ao longo de toda a cadeia de valor, referindo-se sempre que oportuno os problemas que atravessa actualmente.

É também apresentada uma perspectiva histórica da indústria, de modo a explicar o ponto em que hoje estamos e a projectar caminhos de futuro.

1.3 Organização do Trabalho

O texto está estruturado em cinco secções principais. Na primeira secção faz-se uma abordagem histórica ao petróleo como Georrecurso, e referem-se os marcos históricos que de alguma forma coincidiram com mudanças na indústria. Na segunda secção faz-se uma análise intrínseca dos hidrocarbonetos, referindo-se a aspectos químicos e geológicos. As terceiras, quarta e quintas secções fazem a descrição da indústria petrolífera e dos aspectos a ela associados, segundo a linha de divisão que é utilizada pela própria indústria: *Upstream*, *Midstream* e *Downstream*.

A primeira corresponde ao sector da exploração e produção, e a segunda e terceira, a todos os sectores relacionados com o armazenamento, transporte, refinação e comercialização de produtos refinados.

2 HISTÓRIA DA EXPLORAÇÃO E INDÚSTRIA

2.1 História da Exploração

2.1.1 Antes da revolução industrial

A humanidade tem vindo a fazer uso do petróleo e das suas propriedades desde há vários milénios, o que é amplamente demonstrado por estudos arqueológicos.

A cidade da Babilónia tinha as suas ruas pavimentadas com betume. Os povos da Mesopotâmia e da Judeia já utilizavam o betume também para pavimentação de estradas, e para calafetação de grandes construções, aquecimento, iluminação de casas, lubrificação e até como laxativo. As aplicações de betume são conhecidas desde há 8.000 anos como argamassa de construção na Pérsia e há referência a um imposto cobrado por Thothmes III, Faraó do Egipto que viveu há 3.500 anos, sobre o betume de embalsamamento. As antigas religiões tomavam para si aspectos místicos do petróleo como, por exemplo, os “fogos perpétuos” de Baku no Cáspio ou as “águas flamejantes” no Japão (wikipedia; 2008).

Os árabes davam ao petróleo uso militar e de iluminação. O petróleo de Baku, no Azerbaijão, já era produzido em escala comercial, para os padrões da época, quando Marco Pólo viajou pelo norte da Pérsia, em 1271. Além destas, são conhecidas aplicações em flechas incendiárias, como tratamento para a sarna (Marco Pólo) e como impermeabilizante de embarcações (Persas, Japoneses e Indonésios).

Nos Cárpatos abundavam *oil seeps*, sendo recolhidos hidrocarbonetos através de poços. Há ainda registo de iluminação pública na Polónia, em pleno século XIV, em Krosno. No entanto, como fonte de iluminação, foi substituída por óleos animais devido ao mau cheiro. O Homem tem então contactado com o petróleo desde as épocas mais remotas, mas esse contacto resumia-se à recolha e utilização directa. No que toca a metodologias de busca e extracção, apenas se sabia que aflorava à superfície e que por vezes aparecia em rios e lagos. No testamento de George Washington, há referência a um terreno por ele adquirido na Pensilvânia, onde havia “...*uma nascente de um líquido betuminoso...*”, “...*de tal forma inflamável que se incendeia tão facilmente como o álcool e é igualmente difícil de apagar...*”. Entretanto, os *oil seeps* da Pensilvânia eram conhecidos “desde sempre”. Os Índios Séneca (da tribo dos Iroquois) usavam petróleo como repelente de mosquitos. Mais tarde os colonos vendiam garrafas de petróleo chamando-lhes Óleos Séneca.

2.1.2 Entre a revolução industrial e a crise de 1970

A moderna indústria petrolífera data da segunda metade do século XIX. Em 1850, na Escócia, James Young descobriu que o petróleo podia ser extraído do carvão e de xistos betuminosos e desenvolveu os primeiros processos de refinação.

“Em Agosto de 1859 o norte-americano Edwin Laurentine Drake, perfurou o primeiro poço para a procura do petróleo (a uma profundidade de 21 metros), no estado da Pensilvânia. O poço revelou-se produtor e a data passou a ser considerada a do nascimento da moderna indústria petrolífera. A produção de óleo cru nos Estados Unidos, de dois mil barris em 1859, aumentou para aproximadamente três milhões em 1863, e para dez milhões de barris em 1874...”, (wikipedia; 2008).

Na década de 50, do século XIX, começaram a aparecer por todo o mundo experiências em que se refinava petróleo em óleos leves que ardiem em candeeiros a óleo com bons resultados. Em Pittsburgh, o Coronel A. C. Ferris teve de deslocar a sua oficina para os subúrbios devido ao medo da população face às suas experiências de refinação de “óleo de rocha”. Quando o advogado de Nova Iorque George Bissel soube destas experiências, contratou Benjamin Silliman Jr. de Yale, para verificar a exequibilidade destes processos, tendo desta associação nascido a Seneca Oil Company.

A história do primeiro poço de petróleo começou em 1857, com um grupo empresarial de New Haven (Connecticut), que formou a Pensilvânia Rock Oil Company. O objectivo era extrair petróleo usando técnicas já usadas na extração de sal. Este interesse prendia-se com uma envolvente assente em três factores:

1. A crescente procura de Querosene como matéria-prima de iluminação pública;
2. A escalada de preços dos óleos dos cetáceos que começavam a declinar devido à pesca intensiva;
3. A crescente eficiência dos processos de refinamento que nessa altura se desenvolviam na Europa.

A escolha do responsável do projecto recaiu sobre Edwin Drake, que na altura estava desempregado e vivia no mesmo hotel de um dos investidores do projecto. A escolha recaiu sobre ele, devido às qualidades multifacetadas de Drake e ao facto de ser um

homem determinado e com ligações aos caminhos-de-ferro o que lhe permitia maior mobilidade (Yeomans; 2006).

A Pensilvânia Rock Oil Company enviou cartas para o Hotel, anteriores à sua chegada, no intuito de cimentar a sua credibilidade junto da população e atribuindo a Drake o título de Coronel.

Inicialmente foram feitas várias tentativas infrutíferas e o primeiro poço produtivo foi alcançado aos 21 m de profundidade, quando a Pensilvânia Rock Oil Company já tinha enviado um comunicado ordenando o fim dos trabalhos.

Drake, inicialmente, armazenou o petróleo extraído em todo o tipo de recipientes que pode encontrar, sobretudo barris de Whisky de 42 galões, dando origem à medida ainda hoje utilizada na indústria de 1 barril de petróleo = 158,98 litros.

A notícia espalhou-se e rapidamente iniciou-se uma corrida ao petróleo em Titusville onde a regra era perfurar até aos 21 m. Caso não houvesse ocorrência de petróleo os poços eram abandonados e aberto um novo ao lado. A seguir a estas descobertas, surgiram novas ocorrências ainda mais produtivas no Oklahoma, Texas, Califórnia, Rússia e Venezuela.

A proliferação de produtores independentes, ávidos de venderem o seu produto o mais depressa possível, colocou a Logística e Refinação como controladores dos preços a praticar. Em poucos anos, o preço do barril de petróleo desceu dos 10 dólares para os 0,1 dólares.

Historicamente, não é verdade que o poço de Drake tenha sido o primeiro (Yeomans; 2006). É aceite que antes dele já outros tinham sido executados com sucesso incluindo, um ano antes, um poço no Canadá e em 1848 na Península de Aspheron, perto de Baku pelo engenheiro russo F. N. Semyenov. No entanto, a data do poço de Drake tem a importância formal de ter sido considerada a do nascimento da moderna indústria petrolífera.

John Davison Rockefeller era proprietário de uma pequena refinaria no Ohio e compreendeu a dinâmica e o poder da Logística e Refinação face aos pequenos produtores independentes. Adquiriu as quotas dos seus sócios, e começou a aumentar a sua capacidade de tesouraria, que lhe permitiu adquirir outras refinarias assim que a pressão da oferta excessiva fez baixar as margens o que acontecia devido à maior competição entre operadores. De seguida, controlando o mercado, começou a investir em oleodutos e a fechar contratos com os caminhos-de-ferro, de forma a poder

fornecer zonas cada vez mais longínquas das zonas de produção. Em 1870, Rockefeller fundou a Standard Oil que ao fim de 7 anos dominava cerca de 10% do sector.

A Standard Oil abusou da sua excelente tesouraria fazendo frequentemente *dumping* de mercado (Yeomans; 2006), conduzindo à falência as companhias rivais. Rockefeller comprava companhias rivais mantendo essa informação em segredo de modo a que nunca se soubesse quem e para quem se praticavam determinados preços. Em 1883, a Standard Oil era uma empresa de integração vertical à semelhança do que hoje são as maiores petrolíferas mundiais com negócios desde a produção e refinação (*Upstream* e *Midstream*) até à distribuição (*Downstream*).

No entanto a empresa foi muito atacada na opinião pública. Nesta altura, Rockefeller contratou Ivy Lee (mais tarde considerado o pai das relações públicas) para representar a Standard Oil na sequência de uma greve violenta no Colorado que ficou conhecida como o “massacre de Ludlow” (Kotler; 2000). A máxima de Ivy Lee, nessa altura, ainda hoje é considerada a regra de ouro na comunicação das empresas do ramo petrolífero: *"Tell the truth, because sooner or later the public will find out anyway. And if the public doesn't like what you are doing, change your policies and bring them into line with what people want"*.

Em 1906, sob grande ataque de empresas rivais, e de uma má imprensa, foi iniciado um enorme processo contra a Standard Oil ao abrigo da lei anti-monopólio de Sherman, datada de 1890.

Este processo arrastou-se em tribunal durante alguns anos acabando na divisão da Standard Oil em 34 empresas. Rockefeller resolveu somente em parte o problema da má imprensa ao contratar Ivy Lee. Destas empresas nasceram algumas das que são hoje as maiores companhias petrolíferas mundiais (figura 2.1).

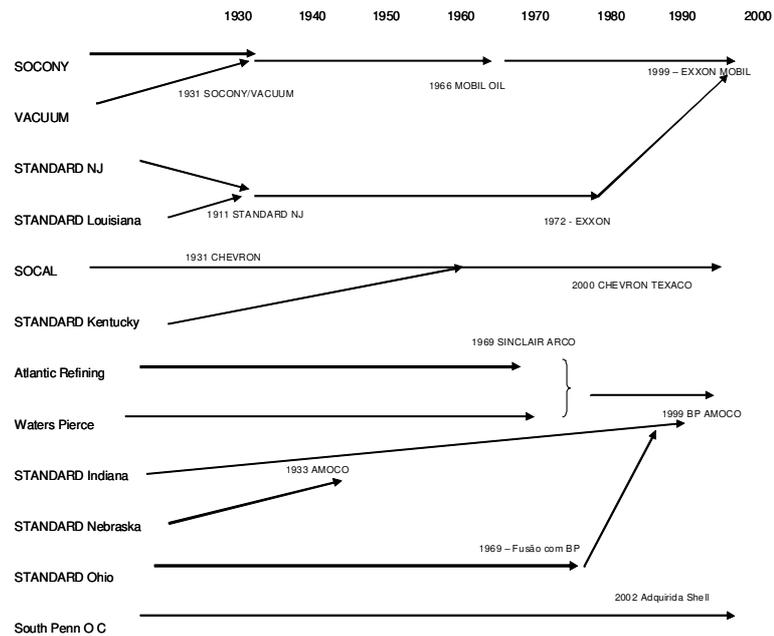


Figura 2.1 – Fragmentação de empresas oriundas da Standard Oil

Até ao final do século XIX, os Estados Unidos dominaram praticamente sozinhos o comércio mundial de petróleo, devido em grande parte à actuação do empresário Rockefeller. A supremacia americana só foi ameaçada, nas últimas décadas do século XIX, pela produção de petróleo nas jazidas do Cáucaso, exploradas pelo grupo Nobel, com capitais russos e suecos. Em 1901, uma área de poucos quilómetros quadrados na península de Apsheron, junto ao mar Cáspio, produziu 11,7 milhões de toneladas, no mesmo ano em que os Estados Unidos registavam uma produção de 9,5 milhões de toneladas. O resto do mundo produziu, no total 1,7 milhões de toneladas.

Na Europa passou-se um processo semelhante ao dos Estados Unidos. Como resposta aos altos preços de óleo de baleia (combustível de iluminação), Ignacy Lukasiewicz desenvolveu técnicas de refinação de petróleo (proveniente de *oil seeps*) na continuação do trabalho anterior de Dr. Abraham Gesner no Canadá. Assim foi desenvolvida a primeira indústria europeia de refinação, produzindo querosene (patenteada em Viena em 1853). Na procura de matéria-prima para a sua refinaria, ele iniciou os trabalhos de construção de poços profundos de onde extraiu o seu petróleo, tendo alguns destes poços alcançado os 150 metros de profundidade. Este empreendimento antecedeu o de Drake em dois anos.

Outra empresa, a Royal Dutch – Shell Group, de capital anglo – holandês e apoiada pelo governo britânico, expandiu-se rapidamente no início do século XX e passou a controlar a maior parte das reservas conhecidas do Oriente Médio. Este processo foi iniciado pela família Rothchild que, como forma de contornar o poderio da Standard Oil, ia vendendo no Extremo Oriente os seus produtos. Da associação a Marcus Samuel (comerciante de conchas) nasceu a Shell. A associação dos Rothchild a Marcus Samuel permitiu a criação de um navio para transporte de querosene, que não transportava o produto em barris mas num grande tanque dentro da estrutura do navio. Nasceu a noção moderna de petroleiro. A Shell passou a ser a única companhia a navegar o Canal do Suez, que proibia a circulação de barris de querosene, e com isso expandiu-se para os mercados asiáticos. O primeiro navio, o *Murex* atravessou o Suez em 1892. Mais tarde, a empresa passou a investir na Califórnia e no México e entrou na Venezuela.

Antes de eclodir a primeira guerra mundial, Marcus Samuel iniciou uma campanha de *lobby* junto da *Royal Navy* (na altura dirigida por Winston Churchill) com intenção de promover a troca de navios a carvão por navios a fuelóleo (Yeomans; 2006). Esta campanha foi bem sucedida apesar da resistência inglesa em abandonar uma matéria-prima abundante no Reino Unido por outra, que na altura era proveniente do estrangeiro. No entanto, os fluxos de fuelóleo mantiveram-se estáveis durante a I Guerra Mundial e os navios a fuelóleo, mais rápidos que os navios a carvão mostraram a sua superioridade.

A questão da dependência externa do petróleo para a defesa do Reino Unido manteve-se acesa e só foi definitivamente resolvida quando o Governo Inglês comprou 51% da Anglo-Persian, que na altura estava completamente descapitalizada. Na altura, foi definido que a empresa se manteria sempre inglesa e em função disso a presença militar na Pérsia foi reforçada. Mais tarde o nome mudou para Anglo-Iranian e depois para British Petroleum (BP). O Reino Unido foi o primeiro país a relacionar a defesa nacional com fluxos estáveis e constantes de petróleo.

Depois da I guerra mundial, os vencedores decidiram partilhar a gestão do território árabe que estava sob o controlo do Império Otomano. Foi formado um consórcio (formado pela Shell, Anglo-Persian, Deutsche Bank e o prospector C. Gulbenkian) ao qual aderiu mais tarde um grupo de empresas Norte Americanas, formando a Iraq Petroleum Company.

Na altura, sob controlo inglês, os contratos de concessão cediam os direitos até ao ano 2000. Gulbenkian definiu então o famoso mapa da linha vermelha (representando os territórios do antigo Império Otomano) onde as várias companhias não poderiam actuar sem ser em cooperação. Isto, na verdade, definia um cartel de não concorrência num imenso território onde efectivamente estão as maiores reservas de hidrocarbonetos do planeta.



Figura 2.2 – Mapa da linha vermelha no qual se partilhou o território do Império Otomano pelos vencedores da I Guerra Mundial

Nos anos seguintes à I Guerra, foi-se consolidando a ideia que era na Arábia Saudita que estavam as maiores reservas e logo se formou um consórcio composto pelas maiores companhias americanas para proceder ao desenvolvimento da produção no Reino Saudita (Saudi-American Oil Company). O acordo da linha vermelha foi gradualmente posto de lado, e foi substituído por uma cartelização composta sobretudo por empresas americanas que cooperavam com os vários estados sob a égide da Administração Federal Norte Americana (Yeomans; 2006). As maiores empresas conseguiram demover da competição os operadores independentes lesando os reais interesses dos estados que efectivamente possuíam os recursos (Iraque, Irão e Arábia Saudita).

Estas empresas ganharam a alcunha de sete irmãs (Shell, BP, Socony, SO New Jersey, Texaco, Socal, Gulf). A política externa dos Estados Unidos confundia-se com os interesses destas empresas.

Paralelamente, as companhias europeias realizaram intensas pesquisas em todo o Oriente Médio, e a comprovação de que a região dispunha de cerca de 70% das reservas mundiais provocou uma reviravolta em todos os planos de exploração.

Durante a II guerra mundial os aliados negaram aos alemães o acesso ao petróleo abundante. Os pontos de reviravolta na guerra prendem-se com estas acções (defesa do Egipto e de Estalinegrado). Muitos historiadores dizem, por esta razão, que a vitória aliada foi a vitória do petróleo.

Seguiu-se então um período no qual várias companhias, sobretudo americanas, reinaram a nível mundial. O primeiro desafio a este *status-quo* não surgiu do Médio Oriente. Em 1948, o governo venezuelano legislou no sentido de quase nacionalizar o petróleo promovendo uma renegociação dos contratos que na prática passaram a dividir as receitas de forma equitativa. No ano seguinte, a Arábia Saudita tentou renegociar os seus contratos tendo obtido, inicialmente, uma resposta negativa.

No entanto, o empresário J. P. Getty permitiu significativa melhoria das condições destes países, tendo o efeito Venezuela se propagado ao Iraque e Kuwait. No Irão a BP tentou inviabilizar alterações dos contratos mas o petróleo Iraniano e as respectivas instalações foram nacionalizados por Mohammed Mossadegh. Por influência da BP, a C.I.A. promoveu um golpe de Estado no qual o Xá Mohammad Reza Pahlavi foi colocado no trono, passando a mensagem aos restantes países e afectando a geopolítica do médio oriente até hoje.

A partir dos anos 30, a produção petrolífera nos Estados Unidos esteve sujeita a quotas que limitavam a produção. A procura era suprida, mas quase não havia excedentes no mercado. As quotas de produção eram definidas com base numa percentagem da capacidade de produção o que permitiu grande estabilidade de preços baixos durante décadas.

À medida que os Estados Unidos começaram a importar petróleo, nos anos 70, as quotas foram abandonadas, terminando com a passagem do controlo da produção para os países que formaram depois a Organização dos Países Exportadores de Petróleo – OPEP, (ver secção 2.1.3).

A economia Norte Americana é ainda hoje caracterizada por uma alta intensidade energética. Qualquer alteração na estrutura dos mercados de crude e gás tem impactos muito grandes. Existe uma forte correlação entre o preço da energia, incluindo o petróleo, e a inflação, e os maiores aumentos de preços nos períodos de

1971-73 e 1979-80, resultaram dos chamados choques petrolíferos. No período entre 1928 e 1994 a produção foi sempre superior à procura e o período de maior acalmia dos preços foi o período de ouro das companhias americanas entre a II Guerra Mundial e a guerra do Yom Kippur (figura 2.3).

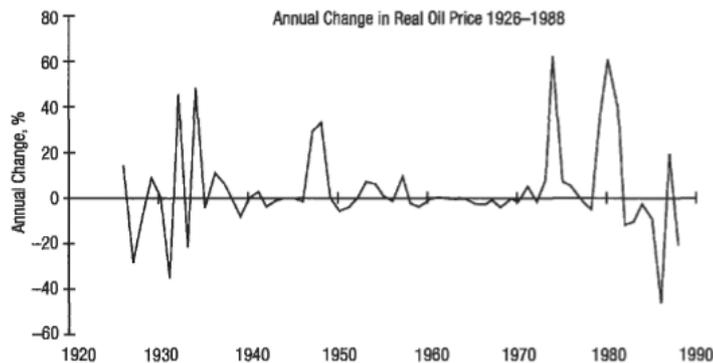


Figura 2.3 – Variação anual do preço do petróleo (Miller; 2000)

2.1.3 Criação da OPEP

Em 1955, o presidente do Egito Gamal Nasser, ainda vivendo as consequências do golpe contra Mohammed Mossadegh, negocia armas com os soviéticos. Esta aproximação provoca um ataque conjunto dos ingleses e franceses ao canal do Suez que culminou com o fim da influência europeia no médio oriente. Em 1958 (com influência Egípcia), dá-se um golpe de Estado no Iraque caindo a dinastia Hashemita, dócil aos interesses ingleses, arrastando consigo a presença das sete irmãs do Iraque.

Em 1960, devido à abundância de produto nos mercados mundiais e com os preços em queda, as companhias começam as baixas destes e com isso a reduzir as receitas nos orçamentos dos estados do médio oriente. Esta diminuição dos rendimentos provocou uma associação dos Estados produtores (Yeomans; 2006), que ficaram assim a definir quotas de produção de modo a manter os preços estáveis – a OPEP.

A OPEP foi criada em 17 de Setembro de 1960 no período que se seguiu à Guerra dos Seis dias, por um grupo de países árabes (Iraque, Irão, Arábia Saudita e Kuwait) juntamente com a Venezuela, como uma forma dos países produtores de petróleo se fortalecerem frente às empresas compradoras do produto, em sua grande maioria pertencentes aos Estados Unidos, Inglaterra e Países Baixos, que exigiam cada vez mais uma maior redução nos preços do petróleo.

O conflito israelo-árabe resultou no endurecimento da posição por parte da OPEP. Os objectivos eram centralizar a política petrolífera (do ponto de vista da produção) e exercer pressão junto do Ocidente que apoiava Israel.

Actualmente a organização lista 12 países membros. Embora sete dos treze membros e ex-membros da OPEP sejam nações árabes, a língua oficial da organização é o inglês. Esta organização tem uma forte componente política que é comprovada pela presença do Egito e da Síria, dois membros não produtores.

Em 1973, a Guerra do Yom Kippur enfureceu as opiniões públicas árabes que, de certa forma, compreendiam que um fluxo irregular de petróleo aos EUA, Europa Ocidental e Japão, iria dificultar o apoio ocidental a Israel. Houve então uma paragem na exportação de petróleo por parte dos membros da OPEP, com consequências a nível mundial, e nos preços de matérias-primas e bens manufacturados. O Xá do Irão, em entrevista ao New York Times em 1973, referiu: "...É claro que (o preço do petróleo) vai aumentar. Certamente, e como Vocês (países do Ocidente) aumentaram o preço do trigo vendido que nos vendem em 300%, o mesmo ocorreu com o açúcar e com o cimento..." "...vocês comprem nosso petróleo bruto e vendem-no de volta beneficiado na forma de produtos petroquímicos, por uma centena de vezes o preço pelo que vocês o compraram..." "...Será no mínimo justo que, daqui para frente, vocês paguem mais pelo petróleo, poderíamos dizer umas 10 vezes mais..."

A OPEP é o exemplo mais conhecido de cartel. O seu objectivo é unificar a política petrolífera dos países membros, centralizando a administração da actividade, o que inclui um controle de preços e do volume de produção, estabelecendo pressões no mercado.

Os seus países membros possuem 78% das reservas mundiais de petróleo (OPEP, 2004), suprem 40% da produção mundial e metade das exportações mundiais. Graças à organização em cartel, os países garantem para si a grande parte dos proveitos do petróleo que detêm. Em 2004, as reservas de petróleo existentes que pertencem aos membros são calculadas em 896 mil milhões de barris face às reservas totais mundiais calculadas actualmente em 1 144 mil milhões de barris.

2.1.4 Entre 1970 e o pico do petróleo

O conceito de pico do petróleo é bastante intuitivo. Partindo do princípio que o petróleo é um recurso finito, e que a sua quantidade é repostada a uma taxa imensamente menor àquela em que foi produzido (conceito de recurso não renovável), então terá de existir um momento (Pico Global da Produção Petrolífera) onde metade das reservas totais, já tenham sido exploradas.

Existe a ideia de que o Pico Global da Produção Petrolífera (P.G.P.P.) tenha sido atingido algures entre os anos de 2004 e 2005. No entanto, a maior parte dos especialistas aponta ainda a ocorrência deste momento para a segunda década do século XXI. Esta incerteza contribui, de certa forma, para a instabilidade de preços verificados no período que vivemos.

A dificuldade em definir as reservas globais, em termos absolutos, prende-se com a “tentação”, por parte das petrolíferas (nacionais e privadas), de inflacionarem as mesmas porque qualquer pequena diferença nas reservas significam diferenças nos activos das companhias que quanto mais alto é o preço do petróleo, mais afectam os resultados contabilísticos das companhias e a respectiva cotação em bolsa.

Todos os dias são abertos novos pontos de produção e todos os dias são actualizados algures no mundo os valores relativos às reservas de determinado poço, além de que, com o aumento da eficácia da exploração e a utilização de melhores técnicas de recuperação, as reservas poderão aumentar. Hoje em dia, o chamado *recovery rate* tem subido e muito. Muitos países aproveitam também para manipular os valores das reservas como forma de aumentar produções enquanto membros da OPEP, ou como forma de melhor negociar empréstimos com o Fundo Monetário Internacional (FMI).

Na tabela 2.1 listam-se a dimensão das principais *national oil companies* (NOC) em reservas e capacidade de refinação.

O pico do petróleo deverá assumir mais o aspecto de um planalto durante alguns anos e menos de um pico *sensus stricto*. Entre as autoridades que previram o pico global da produção petrolífera dentro deste período incluem-se o *Uppsala Hydrocarbon Study Group* da *Association for the study of peak OIL* (ASPO).

2. HISTÓRIA DA EXPLORAÇÃO E INDÚSTRIA

Tabela 2.1 – Dimensão e capacidade de produção das maiores NOC

Nome	País	Porcentagem de controlo nacional	Reservas MBOE	Produção (KBOEd) ano 2000
Saudi Aramco	A Saudita	100%	297	9,36
NIOC	Irão	100%	225	4,76
INOC	Iraque	100%	130	2,65
KPC	Kuwait	100%	105	1,8
PDV	Venezuela	100%	102	3,97
ADNOC	U E A	100%	89	1,94
Qatar Petroleum	Qatar	100%	79	1,32
Sonatrach	Argelia	100%	35	2,75
Pemex	Mexico	100%	34	4,23
Lybia NOC	Libia	100%	31	1,42
NNPC	Nigéria	100%	26	1,41
Petrochina	China	100%	16	2,32
Rosneft	Russia	100%	14	32
Pertamina	Indonésia	100%	14	1,74
Petronas	Malasia	100%	13	1,09
			1210	72,76

2.2 Caracterização da Indústria

O início da indústria petrolífera pode recuar até ao terceiro milénio Antes de Cristo (AC), altura em que ferramentas biseladas eram usadas como brocas na construção de pirâmides (2 500 AC). Existem registos de poços com 800 metros de profundidade na China no ano 500 AC. Na Europa monges Cartuxos abriram poços de água até 300 metros de profundidade.

No entanto, as metodologias só se tornaram realmente competitivas aquando da execução de furos rotativos, em 1845, na Inglaterra. A primeira perfuração *offshore* data de 1897 em Santa Bárbara, na Califórnia. O primeiro furo onde se utilizou bentonite foi realizado em 1929.

Segundo a caracterização de Bernard J. Picchi a indústria petrolífera é segmentada em três grandes períodos na sua história.

O primeiro período foi o da **Segunda Revolução Industrial** e da reconstrução da América a seguir à guerra civil. Assistiu-se a um crescimento económico sem precedentes e a um grande aumento demográfico. Houve a propagação dos caminhos-de-ferro, bancos, pequenas fábricas e desenvolvimento mineiro, a par de uma expansão dominada pela conquista do Oeste alimentada pelo débito constante de emigrantes oriundos sobretudo da Europa. No seguimento destes acontecimentos, ocorreram os primeiros poços produtivos de petróleo na Pensilvânia. Ainda neste

período, subsequente à descoberta de Drake, o preço dos terrenos chegou a aumentar 2.000 vezes (Picchi, 1993). A pressão era a de retirar o maior volume de hidrocarbonetos do solo, no menor espaço de tempo, o que levou ao colapso dos preços. Como referido anteriormente, em 1870, Rockefeller começou a deter o controle da indústria petrolífera pela refinação. Iniciou-se assim um processo que levou a Standard Oil a controlar cerca de 90% da capacidade de refinação norte americana. Uma grande quantidade de produtores independentes em actividade na altura, puderam ser “controlados” e a indústria cresceu de forma sustentada e com preços estabilizados. Apesar da fragmentação da Standard Oil, o mercado continuou a funcionar em moldes muito idênticos até meados dos anos sessenta.

De acordo com Picchi, o segundo período é o chamado **Nacionalismo de Recursos**. É definido como o período entre a nacionalização do canal do Suez e a segunda crise petrolífera. A nacionalização do Suez, e a subsequente dificuldade do ocidente em o impedir, foi um sinal de fortalecimento (*empowering*) dos povos árabes face aos seus recursos. Quatro anos depois, dá-se a fundação da OPEP. Este período é claramente dominado pelos “donos do recurso” cujos objectivos passam não só por produzir e vender o máximo possível, mas também capitalizar politicamente o recurso e maximizar os seus proveitos. Este período vê o fim dos negócios entre as grandes petrolíferas e estados numa base de divisão de proveitos 50/50. Nesta fase aparecem algumas novas empresas dominantes (*players*) pondo em causa a hegemonia das “sete irmãs” no médio oriente. Inicialmente, Enrico Mattei tenta partilhar a produção no Irão com a Ente Nazionale de Idrocarburi (ENI). A ele sucedem-se alguns “aventureiros” que, por sua vez, ganharam contratos numa base de maior equidade da partilha. É o caso de Armand Hammer (*Occidental Petroleum*) com a Líbia e de Leon Hess e Paul Getty (*Amerada Hess* e *Getty Oil*, respectivamente).

O terceiro período, na visão de Picchi, corresponde à **Distribuição do Recurso**. Em 1970, as reservas mundiais estavam quantificadas em cerca de 600 mil milhões de barris. Vinte e dois anos depois as reservas eram quantificadas em cerca de 1 bilião de barris. Nesse período a principal diferença, é o papel preponderante do médio oriente, que cresceu de forma muito acentuada tendo agora cerca de 2/3 das reservas mundiais. No final deste último período foi-se assistindo a uma gradual diminuição da influência da OPEP derivada de grandes descobertas no Golfo do México, Alasca e no Mar do Norte. No final dos anos oitenta começaram a aperfeiçoar-se técnicas de exploração profunda permitindo maiores produções no México, Estados Unidos e

Brasil como podemos ver na figura 2.4. Por outro lado, algumas nações africanas (Angola e Nigéria) alcançaram uma maior estabilidade interna nos anos noventa permitindo uma exploração mais regular do recurso. Todos estes factores, aliados a uma politica da Arábia Saudita de estabilização de preços, permitiram nos anos 90 uma certa estabilidade de preços baixos e à secundarização temporária da OPEP. O grande aumento dos preços na segunda crise petrolífera também serviu de incentivo a estas alterações.

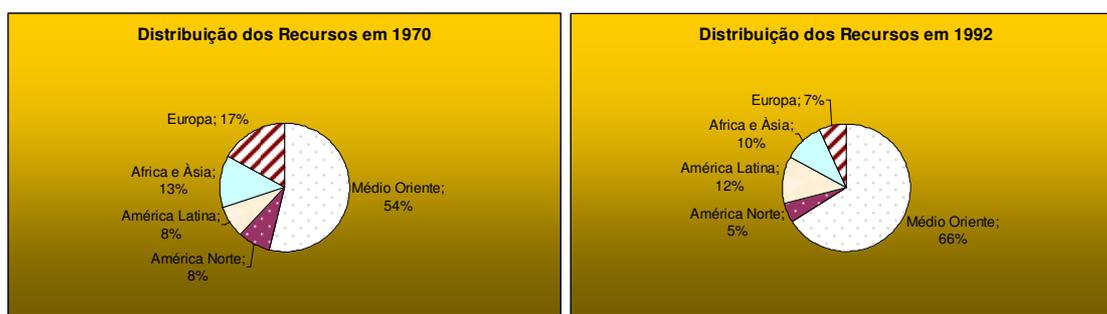


Figura 2.4 – Variação da distribuição geográfica dos recursos

Para se ter a ideia da dimensão financeira da indústria petrolífera, estima-se um rendimento anual na ordem dos \$3 dólares por barril depois de impostos. Assim, uma produção diária de cerca de 90 milhões de barris corresponde ao rendimento de 270 milhões de dólares por dia (cem mil milhões de dólares ano) não incluindo gás e petroquímicos, que geram o *cashflow* de cerca de 300 mil milhões de dólares ano e empregam cerca de 5 milhões de pessoas em todo o mundo (Picchi, 1993).

Hoje em dia, como já referido, a indústria encontra-se segmentada em três grandes grupos: *Upstream* (exploração e produção de petróleo e gás), *Midstream* (transportes, processamento e armazenamento), *Downstream* (refinação, comercialização e marketing).

Esta indústria caracteriza-se por ter elevados obstáculos à entrada de novos *players* devido principalmente aos enormes investimentos no *Upstream*. Esta característica define-a como uma indústria pouco concorrencial.

2.3 Aspectos Fiscais

2.3.1 Gerais

A indústria petrolífera tem gozado da protecção dos estados, (quer de origem das companhias, quer os produtores e quer os consumidores), pois o recurso é demasiado lucrativo para não ser disputado e por isso protegido. Este recurso, que tem sido nos últimos anos transaccionado na casa dos 60 dólares por barril, e que no último ano ultrapassou 140 dólares por barril, poderá chegar a ter custos de exploração unitários médios de 3 dólares por barril, cerca de 1 dólar por barril em exploração *onshore* na Arábia Saudita e cerca de 11 dólares por barril em *offshore* no Mar do Norte (Carro; 2005), como podemos ver na figura 2.5.

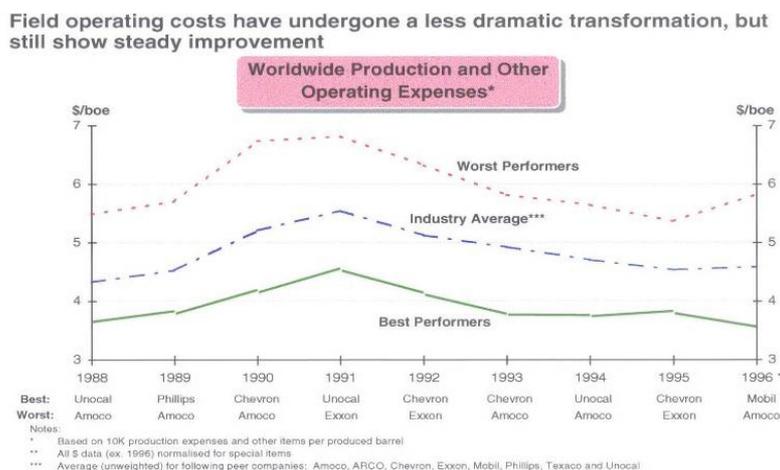


Figura 2.5 – Benchmark dos custos unitários de produção (Carro; 2005)

A figura 2.5 explica-se pela estabilização dos custos de produção e uma drástica diminuição dos custos de exploração principalmente devida a métodos de recuperação secundária referidos no capítulo 4.3.4. Relativamente aos custos de operação, os valores são referentes a um período em que o preço esteve historicamente baixo (anos noventa) não havendo ainda produção de grande profundidade a custos mais altos que seguiu no final da década. Há portanto uma enorme mais valia, passível de ser tributada.

Os impostos derivados da exploração petrolífera geram no Reino Unido um crescimento do PIB na casa dos 0,5% ao ano. Em Portugal, o imposto sobre produtos petrolíferos (ISP) representa cerca de 3 500 milhões de euros, receita superior ao IRC.

Em média, na Europa os produtos refinados são pesadamente tributados ao nível do consumidor, sendo o imposto médio cobrado de cerca de 0,8 dólares por litro (ou 120 dólares por barril). Este nível de imposto prende-se com uma óbvia maneira de tentar controlar o consumo, por questões ambientais, e por ser uma fonte de receita certa e regular dos orçamentos de estado. Apesar deste alto nível de fiscalidade o consumo continua a subir lentamente. Recentemente, em Junho de 2008, o governo Indiano decidiu taxar os combustíveis de modo a aumentar o preço em 10% e diminuir as perdas das companhias estatais de distribuição. A subida foi de 5 rupias por litro (cerca de 12 cêntimos de euro). Desta forma, o gasóleo custa cerca 35 rupias por litro. Espera-se assim conter o consumo que devido aos subsídios se desenvolvia da Índia em contra ciclo com o resto do Mundo. No entanto, o ministro indiano do petróleo, Sr. Murli Deora, comunicou o pequeno impacto que esta alteração teve nos resultados das empresas distribuidoras, sendo de esperar mais subidas no futuro.

2.3.2 Fiscalidade em Portugal

Em Portugal, o ISP é uma componente muito importante na definição do preço dos combustíveis. Este imposto foi revisto pela última vez em Janeiro de 2007. Nesta altura o Estado Português orçamentou uma receita de 3.395 milhões de euros, um aumento de 11% face a 2006 (valores referidos na tabela 2.2). Actualmente, como a componente fiscal do preço (ISP e IVA) é fixa, as variações que notamos no dia a dia são dependentes das variações dos preços dos produtos refinados e da cotação do dólar face ao euro.

Tabela 2.2 – Fiscalidade em Portugal, segundo dados APETRO

Euro/litro	Gasolinas	Gasóleos
Dez-06	0,558	0,339
Mar-07	0,582	0,364
Variação	4,50%	7,40%

No início de Janeiro de 2007 o euro cotava-se a 1,3270 US dólares, tendo-se valorizado em 30 de Março do mesmo ano para 1,3318 US dólares. Passado um ano (28 de Março de 2008) a cotação estava em 1,5812 US dólares. Isto significa uma

valorização de 20%, em 15 meses o que amorteceu a subida dos preços ao consumidor na Europa no mesmo período.

As cotações dos produtos refinados estão disponíveis diariamente através da agência Platts (uma companhia McGraw-Hill fundada em 1888). Estas cotações servem de referência às transacções por atacado, seja a prazo, seja em regime *spot*. Esta informação cobre *benchmarks* de preço para os mercados de crude, gás, electricidade, nuclear, carvão, metais, petroquímicos e derivados. O Platts parte de licitações e ofertas, e de transacções diárias, de modo a definir valores de referência que são seguidos de forma muito rigorosa nas suas zonas de influência. O Platts teve a sua origem numa revista do início do século XX chamada *National Petroleum News*.

2.4 Contratos

A relação entre o solo e o subsolo foi sistematizada pela primeira vez com o código de Minas de Napoleão em 1810, quando se decidiu permitir a exploração de recursos minerais sem intervenção do proprietário do terreno. Na realidade, isto significa que o direito de propriedade é distinto do direito do subsolo.

Nos Estados Unidos, e partes do Canadá, a propriedade da terra – *fee land* – tem também duas componentes. Uma é o direito de superfície e outra o direito do subsolo. O detentor destes dois direitos não é necessariamente a mesma pessoa pois os direitos minerais podem ter sido separados do direito de ocupação e vendidos a um terceiro. No resto do mundo os direitos minerais são normalmente propriedade dos estados.

As reservas petrolíferas são, regra geral, propriedade dos estados (excepto em países onde a propriedade do bem mineral se estende aos direitos de propriedade como nos Estados Unidos). Nos Estados Unidos, quando se inicia o *prospect* para uma nova produção, é obrigatório acordar condições de exploração com o detentor dos direitos minerais (Hyne; 2001). Este acordo compreende normalmente duas partes: o *bonus* e o *royalties*. O bónus corresponde a um valor que pode variar entre os 25 US\$ e 50 US\$ por acre, podendo por vezes atingir os 250 US\$ por acre em áreas promissoras (Hyne; 2001). Além do bónus, é também negociada uma verba que é função da quantidade de recurso extraída (líquida de custos de exploração) que varia entre 1/8 a 1/5 do valor do bem extraído. A companhia extractora (concessionária) é detentora dos direitos de extracção durante o período de concessão.

No resto do mundo, antes da produção são negociadas as concessões de acordo com as divisões territoriais definidas pelos estados. Para uma companhia ganhar uma concessão tem de concorrer em concurso no qual esta previsto o pagamento de um bónus de entrada, previsão da exploração a realizar, tipos de equipamento a utilizar, bem como de percentagens de pagamentos da produção a realizar, além da demonstração da própria capacidade técnica do concorrente. Nos negócios internacionais, um dos mais comuns tipos de contratos é o da concessão. Aqui o operador opera uma determinada área durante um determinado prazo de tempo em exclusividade, podendo deduzir os custos e partilhar os lucros pagando impostos. Nestes casos, o concessionário financia todo o projecto (exploração e desenvolvimento da produção). No caso de descobertas, as reservas pertencem não exclusivamente ao concessionário havendo, no entanto, uma taxação sobre toda a produção (impostos e *royalties*). Este é o modelo de *royalties* no qual há um pagamento por volume produzido. Na figura 2.6 mostra-se o esquema de funcionamento de um contrato deste tipo.

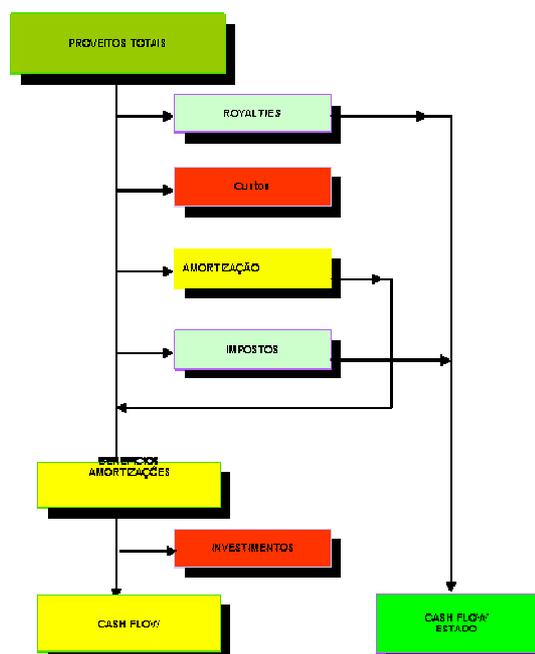


Figura 2.6 – Esquema tipo de contrato de Concessão (Carro; 2005)

Existem também contratos por empreitada, nos quais o estado contrata um operador para desempenhar contratos de operação, podendo, ou não, haver participação nos lucros.

Além destes dois principais tipos de contratos (concessões e *royalties*), pode haver contratos de partilha de produção tipo PSA (*production sharing agreement*) nos quais a organização e responsabilidade dos custos ficam a cargo do consórcio. Existem também contratos de produção partilhada, pelos quais as companhias usam uma determinada quantidade da produção para pagar os custos (*cost oil*) e o restante é partilhado entre a companhia e o estado, de acordo com o contrato lavrado. Aqui as companhias financiam os investimentos decorrentes da exploração e produção, recuperando o capital empregue (*capex + opex*) através deste *cost oil*. A componente de lucro é suportada pelo *profit oil*. Pode haver, porém, alguma obrigação de vender parte da produção no mercado interno.

O retorno da venda do produto explorado é considerado *cost oil* até pagar os investimentos efectuados e depois *profit oil* constituindo lucro líquido que é dividido pelo estado e pelo consórcio de acordo com as proporções acordadas no contrato. Contabilisticamente, nos contratos tipo PSA, cada uma das empresas envolvidas contabiliza a sua “porção” de reservas. A figura 2.7 mostra a proporção de cada um dos tipos de contrato referidos a nível mundial.

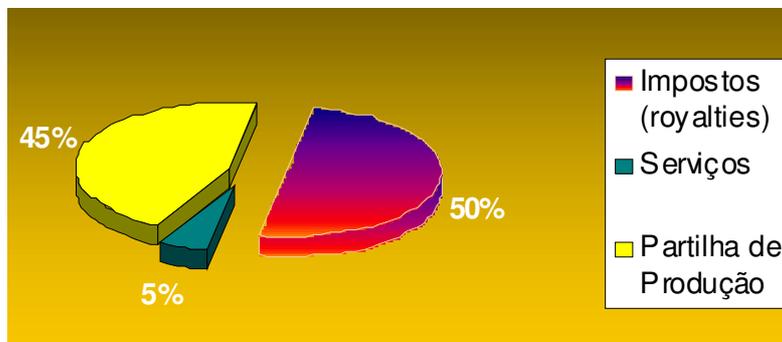


Figura 2.7 – Distribuição do tipo de contratos (Carro, 2005)

Existem ainda variações de contratos nas quais o estado cede o direito de exploração por um determinado período contra a obrigação de iniciar a perfuração e a produção. O estado recupera o poço no fim do contrato, ficando com a sua exploração a partir desse momento. Este contrato tipo “*buy back*”, por ter termos “leoninos”, minimiza os lucros acima do estimado mantendo o risco de um contrato normal sendo por isso pouco interessante para os operadores.

2. HISTÓRIA DA EXPLORAÇÃO E INDÚSTRIA

A figura 2.8 mostra a evolução dos tipos de contrato no tempo e a respectiva fiscalidade (Carro; 2005).

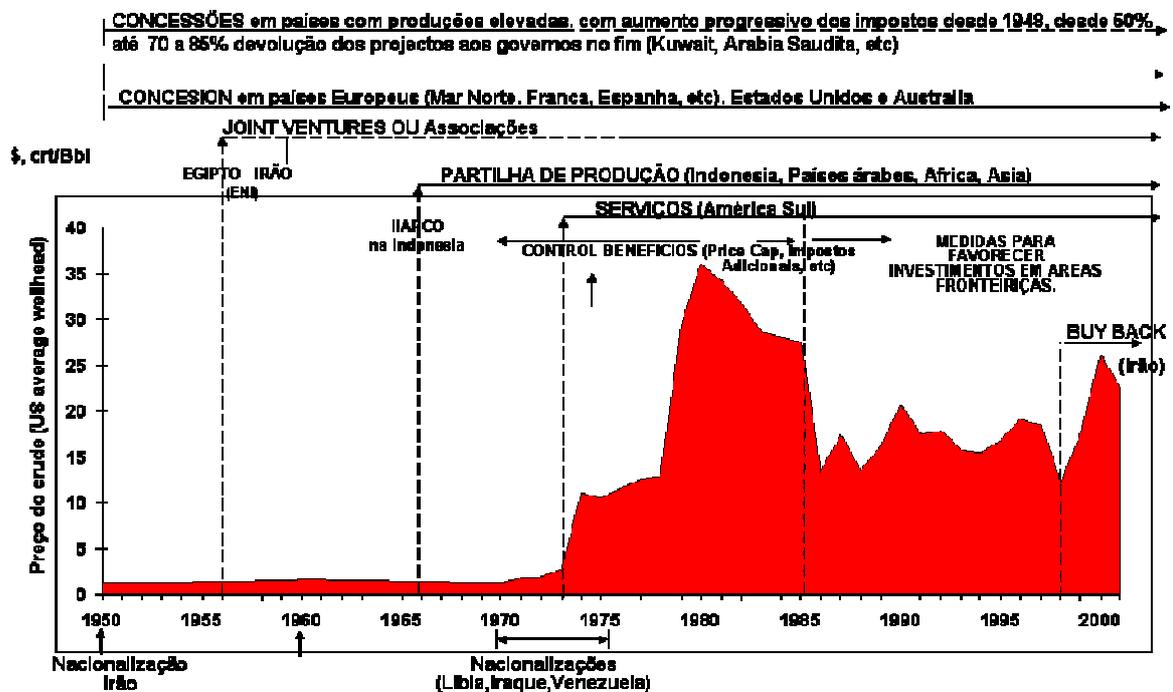


Figura 2.8 – Evolução do tipo de contrato no tempo e Fiscalidade (Carro; 2005)

Existem também variações com contratos puros de empreitada, no qual o estado contrata empresas especializadas nas tarefas de perfuração e exploração pagando-lhe ou um valor fixo, ou um valor fixo acrescido de um componente variável resultado da rentabilidade do poço. Estes são os chamados contratos de serviços pelos quais o adjudicante suporta todos os investimentos.

No caso de alguma descoberta, as reservas pertencem ao estado através da sua NOC (*national oil company*). Aqui, a empresa prestadora de serviços recebe um valor que pode estar, ou não, ligada à quantidade descoberta. A empresa prestadora de serviços está normalmente obrigada ao pagamento de impostos. Por fim, há os contratos nos quais as empresas de exploração (normalmente mais pequenas) vendem participações suas às outras empresas numa óptica de partilha de risco, operação chamada de *farm-out*. Nesta altura, já os trabalhos de prospecção foram terminados podendo haver alguma perfuração (poços *wild cats*) estando a concessão resolvida. As empresas que entram nestes projectos nesta fase, fazem o *farm-in* e desta forma,

têm acesso à fase de produção e respectivas reservas. A tabela 2.3 mostra a taxaço do recurso para os estados por região.

Tabela 2.3 – Divisào do valor do recurso para os estados por região (Carro; 2005)

Região	Parte do recurso para estado
Europa Ocidental	46,4%
América do Norte	56,7%
Austrália e Índia	58,2%
América Latina	59,8%
África Central e Austral	69,3%
Sudeste Asiático	73,4%
Europa de Leste	78,3%
Norte África e Médio Oriente	78,6%

3 CARACTERIZAÇÃO DO PETRÓLEO

3.1 Definição

Aquilo a que se convencionou chamar de petróleo corresponde a um cabaz de hidrocarbonetos, com características, origens e composições semelhantes, que podem ser avaliadas mediante um padrão comum de referência. Entre outros, os padrões mais comuns são o Brent, WTI (*West Texas Intermediate*), o Arabian Light e a cesta OPEP.

Estes padrões correspondem a “petróleos” excelentes. Existem petróleos leves, pesados, e mesmo ultra pesados, com alto teor de enxofre (impurezas), com predomínio de cadeias parafínicas, outros mais aromáticos ou naftênicos. Regra geral, as refinarias devem estar preparadas para produzir de encontro à procura que têm a partir de um cabaz limitado de petróleos.

3.1.1 Química do petróleo

O petróleo e gás natural são compostos de moléculas de hidrocarbonetos, basicamente átomos de hidrogénio ligados a átomos de carbono. O átomo do carbono tem 4 valências enquanto o átomo do hidrogénio tem uma, ou seja, são necessários quatro átomos de hidrogénio para equilibrar um átomo de carbono. Este equilíbrio gera o mais pequeno hidrocarboneto – metano – também chamado de gás natural que é também o mais abundante. O hidrocarboneto seguinte, no que diz respeito à abundância, é o etano que associa duas moléculas de carbono a seis de hidrogénio.

O etano é vulgarmente adicionado ao metano no gás residual (gás comerciável) no sentido de lhe aumentar o poder calórico. No entanto, quando possível (na proximidade de complexos petroquímicos) o etano é separado em instalações criogénicas de modo a ser comercializado autonomamente.

Na figura 3.1 estão representadas as três moléculas parafínicas que respondem pela fórmula genérica C_nH_{2n+2} . Deste grupo fazem parte o gás propano e butano, que liquidificam a pressões moderadas e, por isso, de logística fácil em garrafas.

3. CARACTERIZAÇÃO DO PETRÓLEO

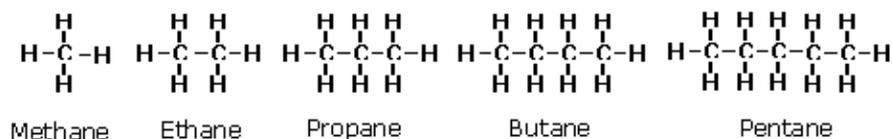


Figura 3.1 – Arranjos carbono / hidrogénio

Normalmente, a partir do quinto átomo de carbono os hidrocarbonetos deixam de se apresentar como gases nas condições atmosféricas e passam a apresentar-se como líquidos.

Genericamente, esta regra pode ser alargada. À medida que o número de carbonos cresce aumenta a viscosidade e diminui a volatilidade, sendo a cor cada vez mais negra. As características de um determinado crude variam de acordo com as proporções dos tipos de hidrocarbonetos base que o compõem.

São conhecidos milhares de diferentes hidrocarbonetos. As respectivas características físicas são devidas às diversas composições e arranjos moleculares. No entanto, há algumas características comuns à família como, por exemplo, a facilidade de oxidação com libertação de calor.

3.1.2 O grau API

O grau API (*American Petroleum Institute*) permite classificar o petróleo quanto à densidade (índice adimensional) sendo inversamente proporcional à mesma. Define-se pela seguinte fórmula:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\text{Densidade a } 60^{\circ}\text{F}} - 131,5$$

O D.o.E. (Department of Energy) define a fronteira entre óleos leves e pesados como o grau API=22°. Na tabela 3.1 apresentam-se os tipos de óleos *versus* grau API e densidade.

Tabela 3.1 – Tipo de óleos *versus* grau API e densidade

	Peso específico	Grau API
Óleos leves	< 870 kg/m ³	> 31,1
Óleos médios	> 870 kg/m ³ e < 900 kg/m ³	> 22,3 e < 31
Óleos pesados	> 900 kg/m ³ e < 1000 kg/m ³	> 10 e < 22,3
Óleos ultra pesados	> 1000 kg/m ³	< 10

3.2 A Origem do Petróleo

Actualmente consideram-se duas teses principais explicativas acerca da origem do petróleo: a tese biogénica (a mais consensual e adoptada pela maioria dos geólogos) e a tese abiogénica.

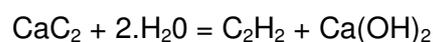
A primeira linha é a clássica. Nesta teoria pressupõe-se que durante longos períodos de tempo, nos leitos de mares e lagos, se acumularam depósitos de algas, pequenos crustáceos e resíduos vegetais que, posteriormente, foram cobertos por lodos que consolidaram dando origem a rochas sedimentares. A matéria orgânica, sob a acção bacteriana e posteriormente de altas pressões e temperaturas, terá produzido o petróleo.

Não há ainda uma concordância total sobre a origem do petróleo e sobre os mecanismos que levaram a acumulações de hidrocarbonetos de exploração viável, embora as grandes jazidas sejam muito difíceis de explicar pela teoria abiogénica. Há ainda algumas discussões sobre se o petróleo tem origem inorgânica ou orgânica, isto é, se deriva de reacções entre minerais ou se deriva de tecidos orgânicos.

Existe um certo consenso entre geólogos acerca da segunda tese (Selley; 1998), sendo a linha abiogénica apoiada, sobretudo, pelas escolas do antigo bloco de leste. No entanto ainda hoje é dada alguma credibilidade a estas teorias espelhadas em recentes perfurações encomendadas pelo governo sueco em formações graníticas que formam a cratera de um impacto de um meteorito do tipo *condrites carbonáceas* onde ocorrem alguns hidrocarbonetos.

3.2.1 Teoria abiogénica

Segundo esta tese o petróleo tem origem inorgânica. Até meados do século XX, muitos geocientistas acreditavam numa origem magmática dos hidrocarbonetos. Entre os apoiantes destas ideias estavam geógrafos (Alexander Von Humboldt) e químicos (Joseph Louis Gay-Lussac), entre outros. Mendele'ev sugeriu a existência de Cohenite no Manto que reagiria com água para formar metano e outros hidrocarbonetos (Mendele'ev, 1902).



A existência de carboneto de ferro no manto permanece actualmente por provar, mas a ideia de uma génese profunda e inorgânica de hidrocarbonetos mantém-se, apoiada

sobretudo por Químicos e Astrónomos. Na verdade foram identificados 3 tipos de ocorrência de hidrocarbonetos de origem ígnea (Selley; 1998):

1. Gases hidrocarbonetos, betumes e líquidos em vesículas e inclusões microscópicas e irregulares em massas rochosas (ocorrência na península de Kola no norte da Rússia e em sienitos nefelínicos), sobretudo de metano e etano e alguns traços de betumes (alcanos de cadeia longa).
2. Hidrocarbonetos presos em intrusões ígneas em sedimentos. Nestas condições ocorrem, por exemplo, no Texas onde a intrusão penetra calcários do Cretácico e argilas, tendo, inclusive, sido feitos cerca de 17 poços de produção.
3. Hidrocarbonetos em soco ígneo presos por baixo de desconformidades. Este é o tipo onde ocorrem hidrocarbonetos mais abundantes. Aqui a porosidade do reservatório é devida à alteração (exemplo de Augila-Nafoora, na Líbia).

Sabemos que o metano pode ser gerado em laboratório, sujeitando alguns minerais a calor extremo e altas pressões, é portanto aceite uma génese inorgânica para os hidrocarbonetos. Porém, é pouco provável a sua acumulação em quantidades comerciais. Em qualquer dos casos acima descritos, as formações em causa estão próximas de formações ricas em matéria orgânica, passíveis de serem rocha-mãe numa perspectiva biogénica.

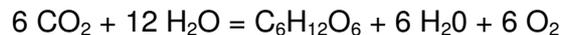
A teoria abiogénica propõe a origem dos hidrocarbonetos (sobretudo metano), nas camadas superiores do manto. Este metano terá então migrado e maturado em hidrocarbonetos mais complexos migrando através de falhas, sendo aprisionado em bacias sedimentares ou sendo dissipado na superfície. Esta visão contempla a existência de depósitos de gás profundos e a posterior polimerização destes, levando à criação do petróleo. Esta visão é apoiada pela libertação de gases nas falhas, (por exemplo metano) aquando a ocorrência de sismos.

Todavia esta visão não tem em conta a crescente diminuição com a profundidade da porosidade e permeabilidade, que impede a existência de grandes reservatórios de gás a grandes profundidades. Além disso, é possível distinguir os hidrocarbonetos de origem biogénica dos hidrocarbonetos de origem abiogénica através do peso dos isótopos C^{12} e C^{13} do carbono. Quando o metano é biogénico, está enriquecido em C^{12}

e quando é abiogénico está enriquecido com C¹³. A comparação destes isótopos é apenas conclusiva para o metano proveniente dos *hotspots* (mar vermelho e lago Kivu).

3.2.2 Teoria biogénica

Dadas as grandes quantidades de hidrocarbonetos existentes, quando se procura a génese destes mesmos hidrocarbonetos, deve-se procurar organismos que geraram massa suficiente ao longo dos tempos para justificar as reservas existentes. A quantidade total de carbono da crosta terrestre foi calculada em $2,65 \times 10^{20}$ g (Hunt, 1977). Cerca de 82% é carbono sob a forma de CO₃ (calcários, dolomites, etc.). Os restantes ocorrem sob a forma de carvões, petróleos e gases. Aqui a reacção chave é a conversão de carbono inorgânico em hidrocarbonetos através da fotossíntese:



Apenas uma pequena parte da matéria orgânica existente à superfície da terra num dado momento, poderá ser sujeita a fenómenos de preservação e enterramento. A grande maioria é decomposta rapidamente por actividade bacteriana.

A deposição de sedimentos, ricos em matéria orgânica, depende então de uma elevada taxa de produção e alto potencial de preservação. Os organismos capazes de criar matéria orgânica em quantidades suficientes para criar hidrocarbonetos de acordo com as reservas previstas são os foto-sintetizadores – fitoplâncton pelágico e algas bentónicas. A actividade destes organismos depende muito da temperatura e da luz, que são função da turbidez da água, profundidade e latitude. A actividade destes organismos é máxima em zonas de baixa profundidade (zona fótica).

Para além disso, a produtividade é máxima em ambiente rico em nitratos e fosfatos, que favorecem a produção de matéria orgânica. No entanto, as zonas de mais alta produtividade orgânica, não são necessariamente as zonas onde a matéria orgânica está mais bem preservada, pois a preservação ocorre em zonas anaeróbicas e com taxas de sedimentação óptimas. Johnson Ibach desenvolveu um estudo integrado no *Deep Sea Drilling Project*, que chegou à conclusão que uma taxa lenta de deposição permite uma oxidação da matéria orgânica com a sua subsequente perda. Por outro lado uma taxa de deposição demasiadamente alta como que “dilui” a matéria orgânica. Temos então que para cada litologia existe uma taxa de sedimentação ideal para o máximo da preservação de matéria orgânica. Estudos demonstram que a quantidade

3. CARACTERIZAÇÃO DO PETRÓLEO

de matéria orgânica é o factor fundamental na sua preservação (Pederson e Calvert;1990 e Parrish; 1995).

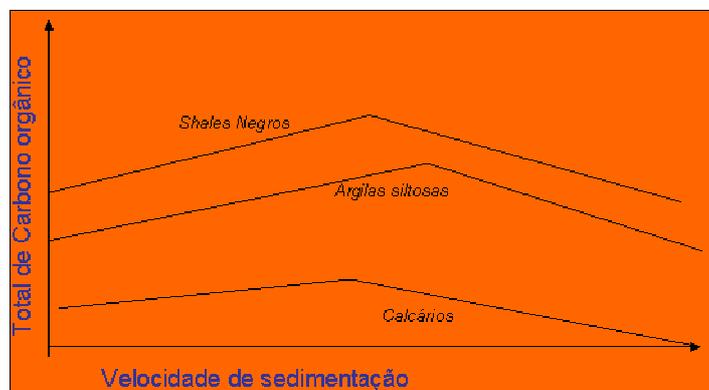


Figura 3.2 – Exemplo da relação entre o carbono orgânico e a velocidade de sedimentação (Johnson Ibach, 1982)

Um outro elemento extremamente favorável à preservação é a formação de lâminas de água com características diferentes. Normalmente, nos ambientes de deposição, a água mais quente está à superfície e a mais fria no fundo. Na zona fótica, e por conseqüentemente mais oxigenada, a vida prolifera enquanto que nas zonas mais profundas e frias o nível de oxigénio tende a baixar. Nestas condições pode haver acumulações de matéria orgânica e subsequente preservação.

Estes processos podem ocorrer num lago, numa laguna com entrada esporádica de água ou nos fundos oceânicos.

O plâncton microscópico e algas em zonas oxigenadas próximas da superfície funcionam como fonte de matéria de origem orgânica. De seguida tem de haver uma acumulação desta matéria e seu rápido enterramento, impedindo a acção de decomposição bacteriana.

Um exemplo deste mecanismo passa-se, hoje em dia, no Mar Negro, onde correntes de águas ricas em matéria orgânica do Mediterrâneo mergulham através do Bósforo no Mar Negro a grandes profundidades em águas de baixa oxigenação e luminosidade. Nessa altura, as algas e plâncton morrem, sendo enterradas em fundos silto-argilosos impedindo a acção bacteriana (meios euxínicos).

De seguida, estes sedimentos orgânicos são litificados (à escala geológica) em rochas negras compondo assim uma formação de rocha-mãe. Na Geologia de Petróleo, uma

das tarefas mais importantes é identificar a rocha-mãe. No entanto, a matéria que se forma hoje em dia no Mar Negro está longe de se assemelhar a petróleo.

Na génese do petróleo actua outro fenómeno – diagénese – que irá transformar a matéria orgânica proveniente do plâncton em hidrocarbonetos com quantidades comerciais. Na figura 3.3 ilustra-se o potencial gerador *versus* processos diagenéticos dos vários querogénios (Almeida; 2006).

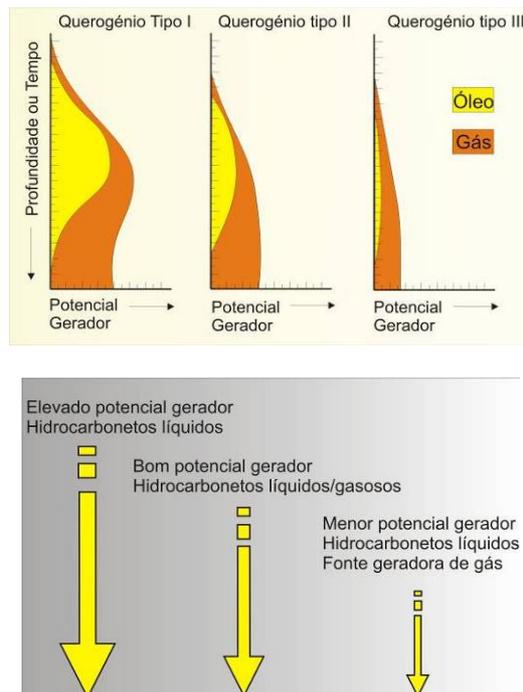


Figura 3.3 – Potencial gerador *versus* processos diagenéticos dos vários querogénios (Almeida, 2006)

O processo da diagénese, ocorre de forma muito lenta e gradual, mas é fundamental na génese de hidrocarbonetos. A diagénese define-se como as alterações sofridas pelos hidrocarbonetos à medida que são sujeitos a pressão e temperatura crescentes, à medida que são enterrados na bacia sedimentar. Este processo está directamente relacionado com o grau de maturação de um hidrocarboneto, isto é, quando maior a temperatura e o período de exposição, mais leve será o petróleo (mais baixa viscosidade e mais alta volatilidade). Isto passa-se no fundo através de um processo de “craqueamento natural” do hidrocarboneto (Selley; 1998).

Este processo inicia-se a baixa profundidade com temperaturas e pressões normais. Um conjunto de reacções bacterianas e de origem inorgânica libertando metano, água

3. CARACTERIZAÇÃO DO PETRÓLEO

e dióxido de carbono deixando uma matéria chamada querogénio, que no fundo é um hidrocarboneto de cadeia longa. O que se alterou em grande medida foi o teor em oxigénio que baixou abruptamente deixando o ratio carbono-hidrogénio constante.

À medida que se dá o enterramento dá-se o início da catagénese, fase na qual sob pressões e temperaturas maiores começa a dar-se a libertação de petróleo e gás. É normal chamar querogénio à matéria orgânica disseminada em sedimentos que não é solúvel em solventes do petróleo. São moléculas de carbono, oxigénio e hidrogénio com algumas pequenas quantidades de azoto e enxofre. Existem basicamente 3 tipos de querogénio que se dividem de acordo com a sua génese conforme seja de origem lacustre, marinha ou deltáica (Selley, 1998).

No fim ocorre a metagénese (a grandes temperaturas e pressões), na qual se libertam os últimos hidrocarbonetos e na qual a rocha está em condições pré-metamórficas libertando exclusivamente metano. Aqui a relação carbono-enxofre aumenta muito até apenas restar carbono sob a forma de grafite. Na figura 3.4 mostra-se a janela de criação do petróleo (Almeida, 2006).

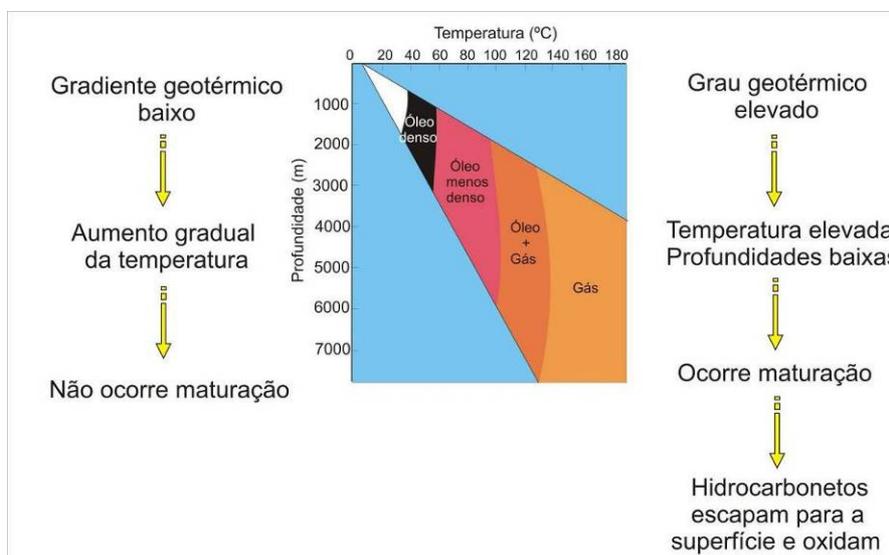


Figura 3.4 – Janela de formação do petróleo (Almeida, 2006)

Os hidrocarbonetos que ocorrem a profundidades superiores a 5.500 metros, com temperaturas superiores a 150°C, são alterados até à forma de gás.

Esse processo é em tudo semelhante ao *cracking* térmico numa refinaria (ver capítulo de refinação). Estas temperaturas ocorrem a partir dos 5.500 m e em condições normais só se consegue obter gás nestas profundidades.

3.3 Geologia do Petróleo

3.3.1 Rocha-mãe

A rocha-mãe é uma rocha capaz de gerar petróleo e gás. A origem deste material é matéria orgânica preservada em rochas sedimentares. O factor mais importante (além do tempo) na génese de hidrocarbonetos é a temperatura (mínima de 65°C e máxima de 150°C) que terá de ser suficiente para terminar a actividade orgânica mas não suficientemente alta de modo a criar grafite (Hyne; 2001).

A rocha-mãe pode ser avaliada em função da sua maturidade face às pressões e temperaturas a que esteve sujeita. Pode haver rocha passível de ser rocha-mãe, mas que por não ter sido sujeita à janela de pressões e temperatura do petróleo, não desenvolve maturidade e por isso hidrocarbonetos para a bacia. Estas rochas normalmente apresentam cor negra devido ao seu significativo conteúdo em matéria orgânica. É o tipo de matéria orgânica na rocha-mãe que irá determinar o tipo de hidrocarbonetos quando sujeita a condições da janela do petróleo como podemos ver na figura 3.3.

3.3.2 Migração

O fenómeno de produção de petróleo na rocha-mãe corresponde a um lento débito de gotículas de hidrocarbonetos, que só por si são impossíveis de recuperar. A criação de uma reserva comercial de hidrocarbonetos é feita através de uma acumulação natural ao longo de tempo geológico. A verdadeira valorização está nos processos de recolha e concentração feitos pelo tempo e pelo acaso.

O processo de migração inicia-se pela expulsão de pequenas gotículas da rocha-mãe. Esta, nas condições de pressão e temperatura pós-diagéneses, encontra-se fracturado e sob enormes pressões, o que possibilita a sua expulsão. Se esta expulsão for feita para uma rocha porosa (por exemplo um arenito saturado com água salgada), as gotículas ficam com espaço e energia suficiente para se moverem. Sendo o óleo menos denso do que a água o primeiro movimento será ascendente, seguindo a porosidade e os gradientes de pressão. A força de atracção molecular entre o óleo e

3. CARACTERIZAÇÃO DO PETRÓLEO

os minerais é mais fraca do que aquela entre a água e os minerais. Dada a imiscibilidade da água e do óleo, a água permanece ligada aos grãos minerais enquanto o óleo vai ocupar os maiores vazios. Como o óleo é menos denso que a água, este tende a fluir para cima.

Além da migração vertical pode ocorrer migração horizontal quando, por exemplo, a camada estratigráfica seguinte é impermeável. Nesta situação, o óleo migra lateralmente. Aqui, a presença de um anticlinal pode funcionar como armadilha dando início a um processo de acumulação que pode culminar numa reserva comercialmente viável. As rochas argilosas são as mais comuns como cobertura, embora qualquer rocha impermeável possa servir. O mecanismo de produção, migração e retenção do petróleo pode ser observado na figura 3.5 de forma simplificada. Esta migração horizontal, também chamada migração secundária, depende sobretudo da porosidade e permeabilidade da rocha onde ocorre. Além disso, as pressões hidrostáticas desempenham um papel fundamental nesta migração.

Os fluidos de baixa viscosidade podem migrar centenas de quilômetros desde a rocha-mãe até à armadilha estratigráfica onde ficam armazenados. A figura 3.5 ilustra um anticlinal que funcionou como uma armadilha (Almeida; 2006).

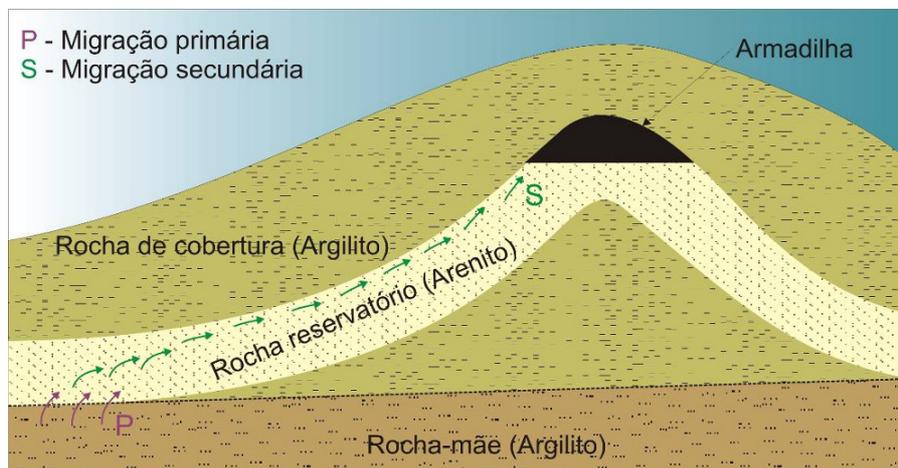


Figura 3.5 – Mecanismo de produção, migração e retenção do petróleo (Almeida; 2006).

Há vários tipos de armadilhas que se podem classificar em estruturais, estratigráficas ou numa combinação destas duas.

As armadilhas estruturais resultam da deformação das rochas por forças tectónicas; podem ser anticlinais ou de falha. O princípio é sempre o mesmo: criação de uma descontinuidade no reservatório com uma formação ulterior impermeável, fechando um sector em 360 graus.

3.3.3 Reservatórios

O petróleo acumula em quantidades comerciais no que é designado por rocha reservatório, ocupando pequenos poros e fracturas da rocha que muitas vezes se encontra sob grandes pressões. Entre a rocha e o poço de produção tem que ser planeado um complicado jogo de pressões, de modo a que os hidrocarbonetos possam fluir para o poço. Este jogo irá definir em grande parte a produção e rentabilidade do poço.

Um reservatório corresponde a uma formação limitada por algum tipo de armadilha que impede a migração do petróleo até à superfície. O reservatório normalmente tem óleo, gás e água nos poros conectados. De modo a que um reservatório seja susceptível de ser explorado tem ter uma porosidade suficiente para conter os fluidos e permeabilidade suficiente para possibilitar a sua passagem. Por outro lado deverá conter hidrocarbonetos em quantidades comerciais e por último deverá ter uma pressão suficiente para permitir a deslocação dos fluidos. Esta pressão é função da profundidade e é denominada de pressão do reservatório.

Os valores da pressão na lâmina entre o petróleo e a água são, regra geral, semelhantes à pressão equivalente de uma coluna de água salgada aquela profundidade.

A água presente num reservatório (águas conadas) é normalmente salgada sendo as suas características e comportamento definidas pela concentração em sais que apresenta. O jogo de pressão da água no reservatório e das formações adjacentes irá permitir a mobilidade do petróleo aquando da sua exploração. A relação entre o petróleo e o gás depende em muito do grau de saturação de gás do petróleo que a par das pressões da água é um dos mecanismos que propicia a deslocação do petróleo. Quando existe mais gás do que o volume de petróleo consegue absorver ocorre um petróleo super-saturado e dá-se normalmente a acumulação de gás no topo do reservatório formando um *gas cap*. O gás saturado tem a vantagem de baixar a viscosidade do óleo facilitando a sua migração.

As rochas reservatório mais comuns são os arenitos e as rochas carbonatadas.

3.3.3.1 Reservatórios clásticos

É muito importante definir a origem de um determinado reservatório clástico pois ao descobrir a sua origem iremos também compreender a sua estrutura interna e dimensão. Sabendo a sua origem iremos também obter informações importantes da sua estrutura e dimensão, além de importantes informações acerca das suas propriedades como porosidades e permeabilidades. Os arenitos podem ser terrestres, marinhos ou de transição (Gomes e Alves; 2007).

Os reservatórios são formados por areias e argilas, sendo a qualidade do reservatório indirectamente proporcional ao seu teor em siltes e argilas. Um importante tipo de reservatório é o formado por areias dunares que são formadas pela acção do vento em ambientes de deserto e ambientes costeiros. Esta acção normalmente deposita as partículas de uma forma bem calibrada separando as granulometrias mais grosseiras das mais finas. Os elementos argilo-siltosos estão normalmente ausentes.

Os depósitos dunares apresentam forma e estrutura interna bem definidas. Em períodos de pouco vento apresentam formas suaves e livre de irregularidades, formas estas que se alongam no lado de barlavento permitindo a acumulação de materiais mais finos na vertente de sotavento (“*sand avalanching*”).

Na figura 3.6 ilustra-se um exemplo deste tipo de estrutura, na qual se exemplifica o mecanismo de criação de um depósito dunar e a sua estrutura interna. As camadas de areia formadas a sotavento são entrecruzadas com grande inclinação no topo e semi-horizontal no fundo. À medida que a duna migra, a sua estrutura vai ficando cada vez mais definida.

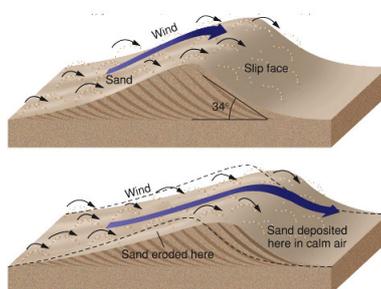


Figura 3.6 – Estrutura de uma duna (<http://www.indiana.edu>)

Os depósitos costeiros de arenitos são caracterizados por serem bastante longos e estreitos. A areia é normalmente bem calibrada. A acção das ondas “molda” estes

depósitos numa longa faixa de areia, desprovida de finos pela acção das ondas. Este tipo de depósitos é frequente nos campos do lago Maracaibo.

Um outro tipo de depósito de areias é o do tipo fluvial. Estes podem-se formar em meandros. Normalmente são depósitos de areias bem graduados formados pela diferente velocidade da água ao longo do meandro permitindo erosão na parte exterior (maior velocidade do fluido) e deposição na parte interior, onde a velocidade é menor. Estes depósitos, chamados frequentemente de *point bars*, podem ser envolvidos por argilas e normalmente constituem bons reservatórios.

O quarto tipo de reservatórios de arenitos corresponde aos deltáicos. Nos deltas temos a formação de diferentes ambientes. As formações deltaicas são o resultado da acção do rio no sentido da deposição de sedimentos e a acção das ondas do mar no sentido da erosão. Quando a acção de deposição fluvial é preponderante temos deltas tipo Mississipi; quando a acção das ondas é preponderante temos deltas tipo Nilo. Qualquer um destes tipos de depósitos pode formar bons reservatórios. Além disso os depósitos marinhos em frente do delta são normalmente ricos em matéria orgânica, formando frequentemente argilas orgânicas com capacidade de alimentar o reservatório de origem deltáica lateralmente.

Na verdade esta classificação dos reservatórios (quanto à sua origem) acaba por ser bastante simplista, sendo normalmente os reservatórios um pouco mais complexos. De uma maneira geral estes podem também ser classificados em reservatórios de camadas uniformes em que normalmente permitem correlacionar diagrfias separadas até 600 metros (Costa e Silva; 2000). Os modelos de base interpretativa são suficientes para os modelar.

Outros tipos de reservatórios são os heterogéneos com descontinuidades e os labirínticos (muito ligados a sistemas deltáicos), nos quais há uma ausência compreensível de relações entre diagrfias. Aqui recorrem-se a modelos estocásticos ou híbridos de modo a se modelar convenientemente o seu comportamento.

O modelo determinístico consiste num modelo em que todas as relações são fixas (não se inclui a probabilidade), em que o *output* é um valor exacto. Por oposição, um modelo estocástico é baseado em probabilidades e o *output* não é um valor fixo, mas um leque de valores possíveis.

3.3.3.2 Reservatórios carbonatados

O estudo destes tipos de reservatório fornece dados muito importantes acerca das características intrínsecas dos materiais que os compõem e acerca da dimensão do reservatório em estudo. Estes dados são fundamentais para prever o comportamento dos fluidos e a sua quantidade.

Os recifes representam frequentemente excepcionais reservatórios. Os recifes são formados por grandes quantidades de conchas. São compostos por carbonato de cálcio resistente às ondas com uma matriz de ramificações orgânicas formadas por plantas e animais. Os recifes modernos tem um esqueleto de coral, embora durante o Paleozóico e Mesozóico fosse mais comum um esqueleto de esponjas, algas e rudistas. Existem vários tipos de recifes, desde recifes de barreira, atol ou pináculo.

Os reservatórios carbonatados podem ter origem em plataformas calcárias, formadas a partir da precipitação de carbonato de cálcio. Existem também excelentes reservatórios formados a partir de carstificação de formações calcárias. Nestes casos, os pequenos canais formados pela dissolução do calcário (*vugs*) por águas ácidas aumentam em muito a permeabilidade da formação (permeabilidade secundária).

Um outro tipo de reservatório carbonatado é o dolomítico. A dolomitização processa-se vulgarmente pela percolação de águas ricas em magnésio através de formações calcárias pré-existentes. Ocorre de seguida, uma substituição ao nível atômico em que os átomos de cálcio são substituídos por átomos de magnésio. Em formações pouco permeáveis (calcários micríticos ou cristalinos), esta alteração ocorre essencialmente ao nível das descontinuidades. Os cristais de dolomite são menores, (até 13% em volume) do que os de calcite e por isso os reservatório dolomíticos normalmente apresentam em profundidade melhores porosidades que os calcários e permeabilidades francamente mais elevadas (até 10 vezes mais) em grande parte devido à fracturação (Selley; 1998).

É fundamental reconhecer o tipo de rocha em causa (litologia e textura), a fácies sedimentar (de grande importância para definir o ambiente deposicional e batimétrico) e eventuais estruturas sedimentares e, além disso, a história pós-sedimentação da formação.

3.3.4 Armadilhas e coberturas

Podemos definir uma armadilha como o "... lugar onde o petróleo e o gás são impedidos de prosseguirem o seu movimento..." (Levorsen; 1967). Na verdade a procura de petróleo é mais a procura de uma armadilha, ou seja, qualquer barreira que impeça o movimento ascendente de petróleo ou gás e que permitam, um deles ou ambos, acumularem. Normalmente consideram-se dois tipos de armadilhas: as estruturais e as estratigráficas, mas podem ocorrer situações híbridas.

As primeiras podem corresponder a uma falha ou dobra resultante de deformação. No segundo caso as características litológicas permitem uma acumulação de hidrocarbonetos podendo, por exemplo, corresponder à mudança de uma secção porosa para uma secção não porosa.

A maioria do petróleo formado acaba por não encontrar nenhuma armadilha, migrando até à superfície acabando por se perder por *oils seeps*. Estima-se que apenas 0,1% de toda a matéria orgânica acabe por formar petróleo armazenado nalgum tipo de armadilha (Corrêa; 2003).

Quando a barreira é litológica, ocorre uma formação não porosa e não permeável acima ou ao lado do reservatório. Normalmente são rochas sedimentares com comportamento dúctil como argilas ou evaporitos (exemplo de muitos campos do Mar do Norte).

Além da cobertura que impede a migração, a armadilha permite a acumulação de hidrocarbonetos em quantidades económicas. Um exemplo de uma armadilha estratigráfica pode ser dado por uma discordância angular segundo a qual um reservatório contacta lateralmente com uma formação impermeável. Os reservatórios carbonatados são muitas vezes, devido à sua forma, boas armadilhas estratigráficas (depósitos deltáicos e recifes).

O outro tipo de armadilha é a chamada armadilha estrutural. Estas podem ser dobras ou falhas. Um exemplo de uma armadilha por falha pode ser dada pela interrupção de um reservatório por uma falha que sela um reservatório, colocando-o em contacto com uma formação impermeável, promovendo a acumulação de hidrocarbonetos. Na figura 3.7 mostram-se alguns tipos de armadilhas estruturais.

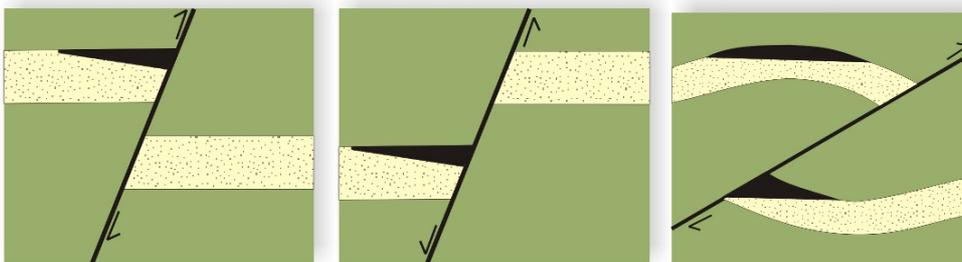


Figura 3.7 – Alguns tipos de armadilhas estruturais (Almeida; 2006)

Existe também a armadilha mais simples que é formada pela acumulação de hidrocarbonetos num anticlinal. É também comum a formação de armadilhas pela deformação de reservatórios através da intrusão de domas salinos. Aqui, muitas vezes, o doma é o agente da armadilha estrutural e também o selo do reservatório. Na figura 3.8 exemplifica-se este tipo de situação na qual o doma salino é o agente criador das armadilhas.

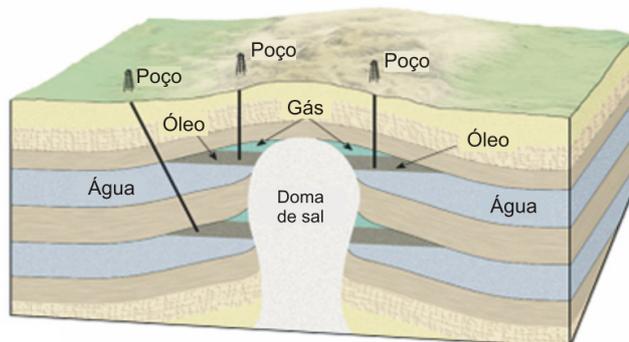


Figura 3.8 – Armadilhas derivadas de um doma salino (Almeida; 2006).

3.4 Propriedades da Rocha-reservatório

3.4.1 Porosidade

Para se comportar como reservatório uma rocha terá de ter conter alguns espaços vazios entre a sua matriz de modo a reter petróleo e gás. A estes espaços dá-se o nome de porosidade e é expressa em percentagem ϕ (Phi). Uma porosidade próxima de 0% é considerada como insignificante e é excelente quando da ordem dos 20%. Considera-se que um reservatório composto por arenito é susceptível de ser explorado

quando a sua porosidade é superior a 8% (*porosity cutoff*). No caso de calcários este valor desce para os 3% (Hyne; 2001).

Há três tipos de porosidade: intergranular, vugular e de fractura.

O primeiro tipo corresponde basicamente aos espaços abertos entre os grãos ou fragmentos de uma rocha clástica (arenitos, conglomerados e calcários). Em termos teóricos, a porosidade intergranular de uma areia composta de esferas de igual diâmetro seria de 48%, sendo portanto este valor correspondente a uma porosidade máxima. No entanto, em depósitos naturais a porosidade poderá ter valores até 30%. Esta porosidade intergranular é afectada fortemente pelo tipo de calibração dos grãos (figura 3.9).

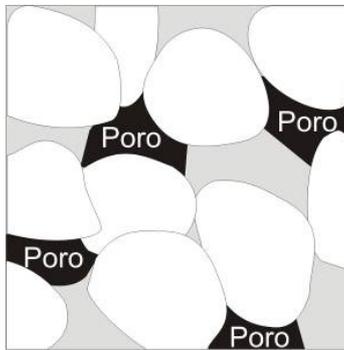


Figura 3.9 – Porosidade de uma rocha clástica

O segundo tipo de porosidade é a porosidade vugular, que ocorre em calcários, que após a litificação estiveram acima do nível do mar e expostos a água doce. À medida que águas ácidas percolavam, foram abrindo pequenos canais interligados (*vugs*). Estes espaços são, regra geral, muito pequenos contribuindo de forma modesta para a porosidade total (até 5%). Este facto é compensado pelo facto de estas formações terem em geral grande possança e constituírem bons reservatórios.

A porosidade de facturação é muito importante não só por aumentar a capacidade de um reservatório, mas por aumentar a sua permeabilidade. Na figura 3.10 é exemplificado este mecanismo. É, no entanto, difícil reconhecer onde estão as fracturas, embora nos *logs* sísmicos, as fracturas possam corresponder a zonas de baixa velocidade como exemplificado na figura 3.10.

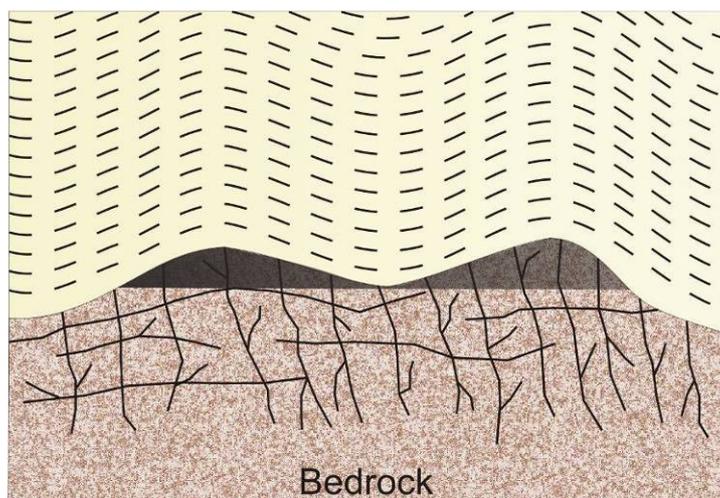


Figura 3.10 – Óleo armazenado em fraturas sob discordância (Almeida; 2006).

A porosidade pode ser medida de várias formas e os seus valores provêm normalmente de dados sísmicos, diagrfias no poço e amostras recolhidas. Quando se recolhem amostras, a medição da porosidade pode ser feita recorrendo a vários métodos, todos eles baseados na medição do volume não mineral da amostra. Exemplos de métodos usados são o de Washburn-Bunting e o porosímetro Ruska.

3.4.2 Permeabilidade

A permeabilidade (K), é a facilidade com que um fluido escoar através de um meio poroso. Esta grandeza é medida em Darcy; a lei de Darcy estipula a relação entre o fluxo e a permeabilidade:

$$Q = \frac{K(P_1 - P_2)A}{\mu L}$$

em que:

Q - Fluxo

μ - Viscosidade do fluido

K - Permeabilidade

L - Comprimento da amostra

P_1 e P_2 - Diferencial de pressão na amostra

A - secção

A unidade de permeabilidade é o Darcy, que corresponde à permeabilidade que permite um fluido com viscosidade de 1cP, de passar com uma velocidade de 1cm/s com uma queda de pressão de 1atm/cm. A permeabilidade de uma formação pode ser medida através de um ensaio laboratorial ou através de diagrfias (estimada por correlação com a porosidade).

Durante a sedimentação, os sedimentos tinham os seus vazios preenchidos por água. Aquando dos processos de litificação essa água manteve-se e pode, ou não, ter sido substituída por óleo ou gás. Este processo de substituição é ajudado pelas diferentes densidades e processa-se em longos períodos e raramente está concluído. Normalmente existe sempre num reservatório uma fase de gás, outra de petróleo e outra de água, sendo que a dimensão desta última fase afecta a rendibilidade da exploração. As três fases normalmente estão separadas.

No entanto, quando há uma alta saturação de água nos poros e baixa de hidrocarbonetos (por exemplo 25%), poderão coexistir as duas fases em separado criando tensões superficiais nas gotículas de óleo que estabilizam as gotículas nos poros. Se fosse aberto um poço a água fluiria livremente deixando o óleo nos poros, pois é a água que constitui a fase continua ligando a matriz, como exemplificado na figura 3,11 em que as gotículas de óleo estão com a cor mais escura e os grãos minerais com a cor mais clara.

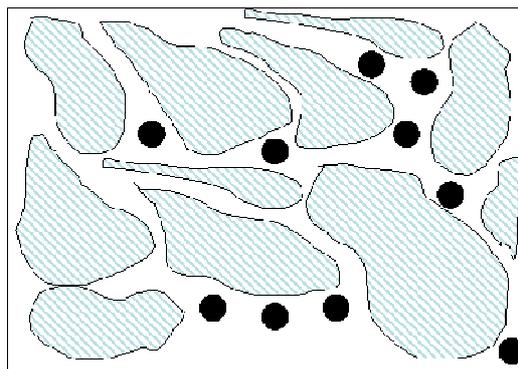


Figura 3.11 – Arenito saturado em água com gotículas de hidrocarboneto

Numa situação oposta em que o óleo substituiu a fase de água na matriz porosa, a saturação de óleo é alta (S_o) e a saturação de água (S_w) é baixa (inferior a 20%). Aqui a água presente é inamovível e permanece ligada por forças de capilaridade. A

saturação do óleo (S_0), é suficientemente alta para se interligar de forma contínua através dos poros e se um diferencial de pressão for aplicado através da abertura de um poço, este produziria petróleo como na figura 3.12.

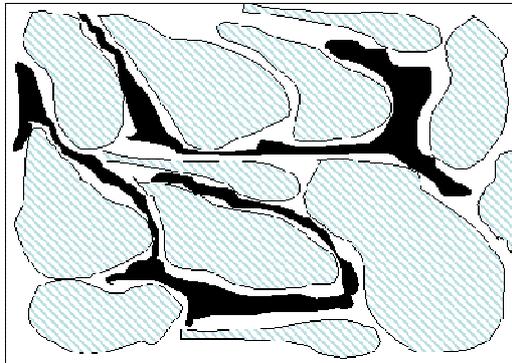


Figura 3.12 – Arenito saturado em hidrocarboneto

Normalmente os poços abertos produzem tanta água como petróleo. Isto passa-se pois a saturação de óleo (S_0) e a saturação de água (S_w), são ambas superiores a 25%, sendo que o grau de saturação da água vai um pouco além da mínima inamovível e a do óleo para além da saturação residual do óleo. A determinação dos valores de saturação de óleo, gás e água, são de grande importância na fase prospecção e normalmente são determinados através de diagramas eléctricos em furo (*open-hole electric logs*). A medida de óleo e gás num reservatório foi determinada por Gus Archie através da seguinte equação (equação de Archie):

$$R_t = \frac{\alpha \times R_w}{\phi^m \times S_w^n} = F \times \frac{R_w}{S_w^n}$$

onde:

- R_t – Resistividade da formação (Ω/m)
- R_w – Resistividade da água da formação (Ω/m)
- ϕ – Porosidade (%)
- n – expoente de saturação
- m – Factor de cimentação
- S_w – Saturação em água (%)
- α – Factor de correcção

A permeabilidade e porosidade são parâmetros fundamentais na geologia do petróleo. No entanto, não podemos dissociá-los da origem a que as rochas estiveram sujeitas. A matriz deposicional afecta e predetermina a boa ou má aptidão como rocha reservatório. A

diagénese actua posteriormente acentuando ou não determinadas características como a forma dos grãos, calibração, tamanho e a matriz.

Alguns estudos apontam para a esfericidade relacionar-se de forma inversa com a porosidade (devido à melhor compactação quando maior for a esfericidade). De igual forma, a porosidade aumenta com arenitos mais grosseiros, provavelmente devido a factores de cimentação e calibração. A permeabilidade varia directamente com o tamanho dos grãos por aumento da capilaridade (Selley; 1998). De igual forma a porosidade aumenta com a gradação. Arenitos mal calibrados têm entre os grãos de maior dimensão, outros de menor dimensão que lhes baixam a porosidade.

3.5 Condições em Profundidade

A Geologia, para explicar e compreender o comportamento do petróleo e gás em profundidade, necessita de compreender e explicar a dinâmica de fluidos, temperatura e pressões.

A água pode ocorrer na forma livre ou intersticial, sendo que a livre, pode livremente circular entre os poros de acordo com o jogo de pressões às quais está sujeita. A água intersticial está ligada aos minerais ao nível atómico através de uma fina película e não é removível durante os processos de produção de petróleo e gás.

Existe, hoje em dia, algum consenso em classificar a água em quatro grandes grupos. O primeiro grande grupo corresponde a águas meteóricas, que ocorrem próximo da superfície, e têm como origem infiltração de água superficial. Estas águas são normalmente oxidantes e pouco mineralizadas. Quanto ao pH, são normalmente neutras a ácidas, devido a reacções com ácidos húmicos, carbónicos e nitrosos na atmosfera.

Como grande grupo das águas profundas consideram-se as águas conadas. Estas podem ser definidas como águas aprisionadas entre os poros de sedimento, aquando da sua deposição. Entretanto, esta definição tem sido generalizada de modo a aceitar qualquer água intersticial presente antes da perfuração (Case, 1956) ou mesmo águas que não são parte do ciclo da água "...há muito tempo..." (White, 1957). Um terceiro grupo é o das águas juvenis, que correspondem a águas de fontes magmáticas, que não existiam anteriormente como qualquer uma das águas anteriores ou mesmo água atmosférica. De qualquer modo, estas águas aparentemente não têm qualquer influência das outras.

O último grupo é formado pelos três primeiros. Tratam-se das águas mistas, que ocorrem normalmente entre os aquíferos de superfície e as águas conadas mais profundas. Esta zona é indicada pelo registo SP (ver capítulo 4.2.4).

3.5.1 Os fluidos

Um dos aspectos mais importantes da “arte” de encontrar hidrocarbonetos é uma correcta caracterização dos fluidos dos reservatórios. É fundamental conhecer o equilíbrio dos contactos entre o óleo e a água (OWC – *oil water contact*) e o gás e a água (GOC – *gas oil contact*). A produção inicial de um poço irá depender da pressão inicial do reservatório, jogos de pressão e características litológicas.

Quando se analisa a água de uma bacia, normalmente procura-se mapear a salinidade que normalmente aumenta na vizinhança de hidrocarbonetos. Por outro lado, a salinidade afecta a resistividade das águas (R_w) que nos pode fornecer dados sobre o grau de saturação (S_w) e, subseqüentemente, do grau de saturação em hidrocarbonetos.

O grau de saturação é definido como a quantidade de fluido que preenche os espaços porosos (percentagem). A saturação em água (S_w) dá-nos a percentagem de água nos poros. A saturação em hidrocarbonetos dá-nos a percentagem de poros ocupado por óleo ou gás. A soma destes é a unidade. A *molhabilidade* é causada pela tensão superficial entre moléculas de fluidos e define a adesividade ao mineral de um fluido quando estamos na presença de diferentes fluidos.

Outra grandeza a quantificar são vestígios de hidrocarbonetos gasosos, que poderão indicar proximidade de um reservatório.

Os principais parâmetros são então o Eh e o pH, que nos dão indirectamente a sua concentração e composição.

A água atmosférica normalmente é ácida e oxidante com oxigénio, azoto e dióxido de carbono como melhores indicadores da sua origem. Ao circular, a água reage com o meio onde está, passando a ter características de água meteórica perdendo alguma capacidade de oxidação à medida que oxida matéria orgânica. O pH normalmente sobe. As águas conadas dependem muito da história da sua formação podendo ser desde ligeiramente ácidas a francamente alcalinas e normalmente redutoras como podemos ver na figura 3.13 (Selley; 1998).

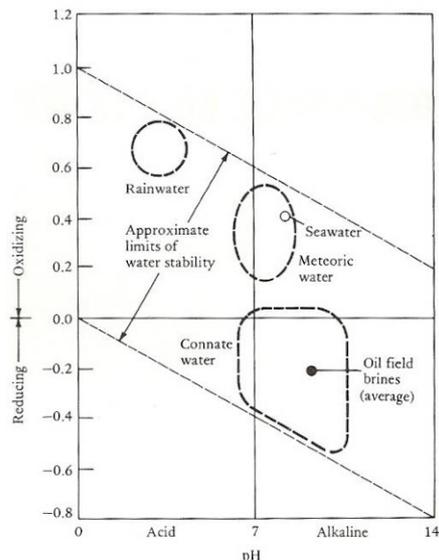


Figura 3.13 – Relação dos tipos de água com o pH e carácter redutor e oxidante

A concentração salina nas águas é de grande importância para a geologia do petróleo. Os sais dissolvidos em água são expressos em ppm ou em mg/litro. A salinidade das águas subterrâneas pode variar desde os 10 ppm até aos 400 ppm, podendo atingir os 600 ppm em certas zonas altamente salinas (Selley; 1998).

Normalmente a salinidade aumenta com a profundidade (entre 80 mg/litro ou mais por metro de profundidade), no entanto é sempre possível encontrar a presença de algum paleoaquífero derivado de uma desconformidade estratigráfica, cuja salinidade é drasticamente menor.

A salinidade também varia lateralmente, sendo normal o valor desta aumentar da periferia da bacia para o centro da mesma. Isto deve-se à maior facilidade de percolação de águas meteóricas nos bordos da bacia do que no seu centro (Selley; 1998).

A composição das águas varia de acordo com a sua origem. É largamente aceite a classificação de Sulin, que define as várias águas de acordo com as relações das concentrações entre sódio, cloretos, sulfatos e magnésio como podemos ver na figura 3,14.

As águas meteóricas tem uma maior concentração de bicarbonatos e sulfatos e menor de cálcio e magnésio do que as conadas. As conadas diferem da água marinha por apresentarem uma menor percentagem de sulfatos de magnésio e cálcio.

3. CARACTERIZAÇÃO DO PETRÓLEO

Tabela 3.2 – Classificação de águas proposta por Sulin (Selley; 1998)

Tipos de águas (V. A Sulin)		Ratios de concentração % de miliequivalentes		
		Na/Cl	(Na-Cl) / SO4	(Cl-Na) / Mg
Meteóricas	Sódio - sulfatadas	>1	<1	<0
	Sódio - bicarbonatadas	>1	>1	<0
Conadas	Magnésio - cloretadas	<1	<0	<1
	Calcio - cloretadas	<1	<0	>1

A medição da temperatura no poço é outra das dimensões que importa apurar. Sendo que deve ser medida algum tempo depois da perfuração, para que o efeito de arrefecimento da lama se tenha dissipado. Normalmente recorre-se a métodos indirectos para se calcular a temperatura, partindo de duas ou mais medições no poço até obter a leitura final. À medida que o poço é aberto, calculam-se várias temperaturas, de modo a se obter um gradiente geotérmico, o mais real possível.

Em termos médios obtém-se valores entre 2°C e 4°C por cada 100 metros de profundidade. O gradiente geotérmico poderá estar sujeito a alguns “saltos” devido às diferentes condutividades térmicas das várias litologias. Na figura 3.15, mostram-se as variações de conductividade, porosidade e gradientes geotérmicos num poço do Mar do Norte. Aqui, a conductividade aumenta e o gradiente diminui com a profundidade e com a diminuição da porosidade (pelo efeito de diminuição da água que tem menor conductividade).

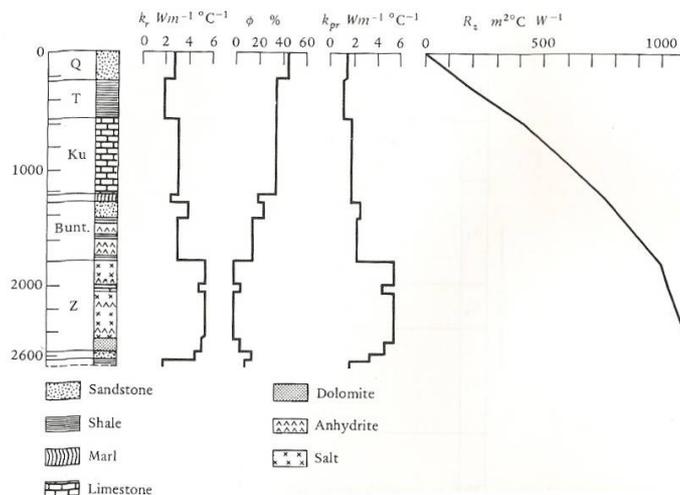


Figura 3.14 – Variações na conductividade, porosidade e gradiente térmico de poço no Mar do Norte (Selley;1998)

Ao criar um mapa da região em termos de gradiente e condutividade térmica define-se um mapa de temperaturas. A temperatura afecta a geração de petróleo. Sabe-se que o petróleo é gerado a temperaturas entre 60°C e 120°C. Assim, em zonas de maiores fluxos de calor ou com maior gradiente, as condições óptimas de geração de hidrocarbonetos serão alcançadas a menores profundidades.

3.5.2 As pressões

É possível analisar o “jogo” de pressões em profundidade. Numa fase precoce de um poço podemos ter estimativas das pressões através da velocidade das ondas sísmicas. Na fase de perfuração um aumento da velocidade de perfuração ou de temperatura poderá evidenciar anomalias de pressão.

Durante a perfuração é comum a execução de um registo (*log*) para medir o *d-exponent* – (*drilling exponent*). Este factor serve para avaliar a taxa de perfuração e prever ou detectar anomalias de pressão. Mantendo-se todas as variáveis constantes, o *d-exponent* deverá aumentar com a profundidade. A equação foi desenvolvida por Jordan e Shirley (Selley, 1998).

O *d-exponent* deverá ser analisado contra a profundidade. Normalmente o seu valor irá baixar até encontrar uma zona de alta pressão a partir da qual aumenta.

$$d = \left(\frac{\log \frac{R}{60N}}{\log \frac{12W}{1000D}} \right) \left(\frac{\rho_n}{\rho_m} \right)^c$$

R = ratio de perfuração (ft/hr)

N = velocidade de rotação (tor/min)

W = peso no bit (1000's de libras)

D = diâmetro do bit (pés)

ρ_n = gradiente de pressão, lb/gal.

ρ_m = peso da coluna de lama lb/gal

c = coeficiente de compactação

Sempre que a pressão é superior à pressão hidrostática de dada profundidade, consideramos estar perante sobrepressões que representam sempre um grande perigo nas operações de produção. As deformações estruturais e acções de

compactação estão no topo dos mecanismos de geração de sobrepressões. Pode também haver na génese das sobrepressões processos diagenéticos.

3.6 Recursos e Reservas Petrolíferas

O USGS (*United States Geological Survey*) e o DoE (*Department of Energy*) definem de forma bastante linear a diferença entre recursos e reservas petrolíferas. O recurso diz respeito a todo o crude e gás formados pelos processos descritos anteriormente presos no subsolo. Uma parte deste recurso são tecnologicamente recuperáveis e outras não. Dos recursos recuperáveis uma parte foi já descoberta e dos descobertos parte não é recuperável. O DoE define reservas como volume estimado em depósitos recuperáveis. A SPE (*Society of Petroleum Engineers*) define reservas como “...o volume estimado de crude e outros produtos, cuja recuperação comercial poderá ser prevista para uma data...”.

Dentro da categoria de reservas há várias subcategorias, desde reservas provadas, reservas em produção e passíveis de continuar a produção. As reservas prováveis têm um grau de certeza inferior ao das reservas provadas, mas no entanto superior às reservas possíveis (figura 3.16).

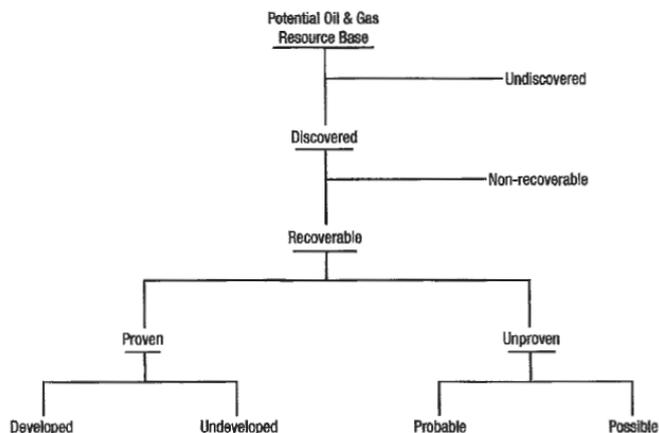


Figura 3.145 – Esquema classificativo do tipo de reservas (Miller; 2000)

Na indústria petrolífera o termo “reservas” reveste-se de um significado muito próprio. À totalidade dos hidrocarbonetos de um reservatório é chamado de *Stock of tank oil initially in place* (STOIIP). As reservas são a fracção do STOIIP que são passíveis de extracção por meios económicos e técnicos, isto devido às limitações dos reservatórios e de extracção. A relação entre as reservas e a produção de um

reservatório é referido com factor de recuperação – *recovery factor*. Este factor é passível de alteração ao longo do tempo quer devido a razões económicas (cotações internacionais dos hidrocarbonetos), quer a razões técnicas (avanços nas técnicas de estimulação dos poços).

Os hidrocarbonetos existentes num reservatório podem ser divididos em recursos conhecidos e recursos desconhecidos. Os recursos conhecidos são divididos em comerciais e sub-comerciais. No caso dos comerciais, quando são economicamente viáveis e estão devidamente identificados passam a ser denominados de reservas conhecidas. No caso dos recursos sub-comerciais, estes podem ou não ser económicos (dependendo de desenvolvimento de técnicas ou do preço do crude) ou pura e simplesmente não estar ainda desenvolvido.

Temos que as reservas provadas são as quantidades previsivelmente comerciais sob o desenvolvimento de tecnologias actuais. As reservas têm que ser identificadas através de poços exploratórios e viáveis comercialmente. As reservas não provadas são divididas em dois grupos possíveis e prováveis de acordo com a SPE (*Society of Petroleum Engineers*) e a WPC (*World Petroleum Council*). Para uma reserva ser Reserva Provada tem de ser passível de ser explorada por determinadas técnicas com um grau de confiança de 80% a 90%. Dentro das reservas provadas existem aquelas que estão em desenvolvimento e as que não estão em desenvolvimento. Aqui a diferença é que as primeiras podem ser desenvolvidas com os poços existentes e as segundas obrigam a operações de perfuração e exploração adicionais. As reservas contabilizadas como activos seguros nos Estados Unidos são as reservas provadas. As reservas não provadas são avaliadas com grau confiança de 50% ou mais.

Mais recentemente foram publicados pela SPE e a WPC os conceitos de *Contingent resources* e *Prospective resources*. Os primeiros correspondem a quantidades estimadas que a partir de uma determinada data poderão ser potencialmente recuperáveis (razões económicas, técnicas ou de mercado). Os recursos prospectivos são as quantidades de petróleo passíveis de passar de não descobertos para provados.

Existem vários métodos para calcular reservas num dado reservatório. Os métodos volumétricos têm uma aproximação mais próxima da geologia, a partir da qual se quantifica o reservatório e o volume de fluidos face à porosidade do mesmo. A partir daqui define-se um factor de recuperação que irá definir quais as reservas provadas. Os métodos matemáticos sugerem que partindo do histórico de pressões, se pode

3. CARACTERIZAÇÃO DO PETRÓLEO

prever matematicamente que quantidade pode ainda ser produzida. Existem ainda métodos que associam a performance de um reservatório a determinadas curvas (exponenciais e hiperbólicas), que reflectem o comportamento de produção do reservatório.

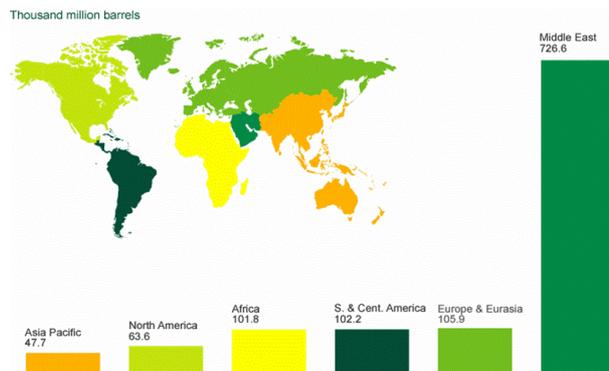


Figura 3.16 – Distribuição das reservas Mundiais de Petróleo (Santos; 2005)

O procedimento utilizado na REPSOL YPF para calcular reservas utiliza como referência três pontos discretos da função lognormal que representa as reservas de reservatório.

$$\text{MEDIA} = \text{Provadas} + 60\% \text{ Prováveis} + 30\% \text{ Possíveis}$$

Trata-se de uma aproximação à média a partir de 3 pontos da curva de distribuição. Pode ser utilizada a mediana que é inferior à média, sendo a diferença entre estes dois valores dependente do grau de incerteza da função distribuição.

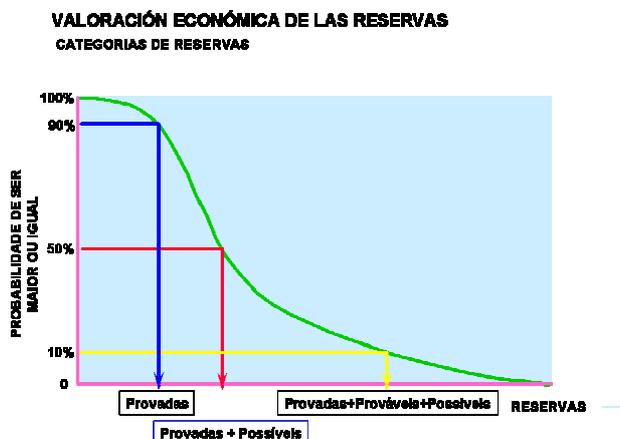


Figura 3.157 – Método de cálculo de reservas da Repsol (Carro; 2005)

A situação mundial ao nível as reservas, com as ressalvas já anteriormente apresentadas, é definida pela OPEP da forma exemplificada na tabela 3.2:

Tabela 3.3 – Reservas provadas segundo a OPEP

País (2003)	Reservas x 1000 Milhões Bbl	Reservas% da OPEC	Capacidade de Produção (Milhões Bbl dia)
Arábia Saudita	262,7	29,48%	10,5
Irão	133,2	14,95%	3,9
Venezuela	77,2	8,66%	2,5
Emir Arabes	97,8	10,98%	2,5
Nigéria	35,3	3,96%	2,3
Kuwait	99	11,11%	2,4
Libia	39,1	4,39%	1,55
Indónesia	4,7	0,53%	0,94
Argélia	11,8	1,32%	1,25
Qatar	15,2	1,71%	0,85
Iraque	115	12,91%	2,3
Total	891		30,99

Da análise da tabela 3.3 compreendemos que a grande parte das reservas provadas estão no médio oriente, notando-se o quão temporal foi a diminuição do peso da OPEP na produção petrolífera da última década.

4 UPSTREAM (exploração e produção)

4.1 Métodos de Pesquisa

As primeiras tentativas de obtenção de petróleo terão sido feitas na China com a abertura de poços bem sucedidos.

Os Ocidentais, só no século XVIII, associaram os afloramentos de petróleo e fugas de gás à ocorrência de depósitos subterrâneos de hidrocarbonetos.

Nos tempos imediatos ao primeiro furo de Drake pela Seneca Oil Company em Titusville, generalizou-se a prática de abrir furos até aos 21 metros (profundidade do furo de Drake) e abandona-los caso não fosse encontrado petróleo.

Gradualmente, foram sendo contratados geólogos nos processos de abertura de poços, que no entanto estavam apenas habilitados a dar uma ideia aproximada das espessuras dos estratos e até que profundidade o poço deveria ser feito.

Com o início da Geologia do Petróleo, começa-se a compreender os mecanismos de confinamento (*trap*) dos fluidos e que normalmente se resumiam a: falhas, anticlinais e bolsadas estratigráficas.

Nessa fase, os geólogos passavam a maior parte do tempo no campo fazendo cartografia geológica em regiões remotas. Faziam-se análises litológicas, e tentavam-se medir atitudes e inclinações das camadas em afloramentos. Seguidamente, realizavam-se mapas estruturais onde se projectavam todas as atitudes tomadas assinalando-se os acidentes estruturais (anticlinais, sinclinais, etc..).

Um dos primeiros métodos modernos pelo qual se procurou entender a composição da crosta terrestre foi por intermédio do comportamento das ondas sísmicas. As ondas sísmicas têm velocidades diferentes, à medida que se propagam por meios diferentes, sendo a sua velocidade relacionável com a densidade do meio atravessado. Assim podem ser identificadas as variações das propriedades das rochas e definidas exactamente, onde estão os limites entre camadas com propriedades diferentes.

Outro método muito utilizado na prospecção é a gravimetria, que recorre a aparelhos extremamente sensíveis medindo variações na aceleração da gravidade à superfície e relacionando-a com estruturas em profundidade. Estes aparelhos são particularmente úteis na identificação de intrusões ígneas (maior densidade) que geram estruturas sedimentares que podem servir de armadilha. Por razões inversas podem-se também

identificar domas salinos (menor densidade), potenciais formadores de estruturas do tipo *trap*. A magnetometria serve de base a métodos que actuam sob um princípio semelhante, medindo anomalias magnéticas através da identificação de rochas ricas em ferro (material ígneo). Estes métodos foram extremamente populares e económicos para as primeiras fases de prospecção em que se recorria a aeronaves. Na prospecção de reservatórios, estas técnicas caíram em desuso, tendo sido substituídas pela sísmica. A magnetometria e a gravimetria têm utilização limitada a campanhas em grandes áreas, em que se pretende um método que permita cobrir grandes áreas de forma económica.

A obtenção de imagens sísmicas tornou-se uma ferramenta imprescindível para as empresas petrolíferas possibilitando a localização de jazidas de hidrocarbonetos.

O princípio consiste em recriar um “mini-sismo”, recorrendo à queda de uma massa ou a explosivos, e a medir o comportamento das ondas sísmicas geradas, de forma a identificar estruturas no subsolo. A sísmica é a técnica mais utilizada quer em fase pré-produção quer em fase de produção.

4.1.1 Métodos magnéticos

A força do campo magnético da terra varia entre os pólos e o equador. A intensidade do campo magnético pode ser dada pela seguinte fórmula:

$$F = \frac{AM_1M_2}{r}$$

F – Força magnética

A – Constante

M_1 e M_2 – Forças nos pólos

r – Distância entre os pólos

Além disso o campo magnético da Terra varia no tempo com oscilações cujo período pode ser de segundos até séculos.

A magnetização de um determinado mineral obedece à seguinte relação:

$$J = k.H$$

Onde J é a intensidade da magnetização, k a susceptibilidade magnética de um determinado mineral e H é a intensidade do campo magnético.

O objectivo de um estudo magnético é medir a força de um campo magnético num determinado local. O acompanhamento destas variações será devido às próprias alterações do campo magnético e à susceptibilidade das rochas que compõem a formação em estudo. Recorrendo a filtros pode-se eliminar a componente da variação do campo magnético terrestre, ficando o registo somente devido as formações geológicas em causa. O método mais prático para efectuar estes estudos é por via aérea, podendo-se definir grelhas de 1 por 5 km. Também é possível proceder a estes estudos por satélite. A partir dos dados obtidos podem-se construir mapas de contorno em unidades gama que permitem identificar algumas estruturas como falhas e limites entre rochas ígneas e sedimentares. É um meio muito rápido de identificar o *basement formation* quando este não é sedimentar. Com o aumento da capacidade dos computadores é um método que tem sido cada vez mais utilizado, em complemento com os métodos sísmicos. Hoje em dia as campanhas de prospecção magnética de alta resolução operam com malhas de 200 metros a 800 metros (Gomes e Alves; 2007). Recentemente, as técnicas de NMR (*Nuclear Magnetic Resonance*) voltaram a aplicar técnicas de magnetometria associadas a outros métodos em *wireline*, permitindo boas leituras de permeabilidades, saturações, porosidades além da identificação dos hidrocarbonetos (Dias; 2007).

4.1.2 Métodos gravimétricos

A aceleração da gravidade não é constante à superfície do planeta. Existem variações com a latitude devido ao facto de a Terra ser achatada nos pólos e também em função da altitude, diminuindo a aceleração com a altitude (cerca de 0,3086 mgal/m em 1 gal (1 Galileo) = 1cm/s²). Outra correcção necessária é a da massa rochosa entre o ponto de medição e o datum. Esta correcção expressa pela anomalia de Bouguer é dada por

$$E = (0,04191 \times d) \times h \text{ (em mgal/m)}$$

Sendo E a anomalia e d a densidade da rocha e h a altura acima do nível do mar.

As campanhas gravimétricas podem ser feitas em navios e aviões e são também um método expedito e económico para primeiras aferições de vastas áreas. Os mapas não definem estruturas geológicas, mas sim anomalias gravimétricas. O seu uso é mais comum para perceber a morfologia de uma grande bacia, ou para identificar grandes estruturas (diapiros salinos, recifes e intrusões ígneas) além de proceder a uma boa identificação da formação de base. A gravimetria corresponde apenas a

cerca de 5% do volume total de métodos geofísicos utilizados na indústria (Gomes e Alves; 2007).

No entanto a gravimetria pura, não é por si só suficiente para estudar potenciais reservatórios e deve ser considerada integrada com outros métodos, na fase preliminar de avaliação de uma área extensa. Normalmente há uma aferição dos dados obtidos por estes métodos depois das primeiras sondagens.

4.1.3 Métodos geoquímicos

Recorre-se a métodos geoquímicos quer na fase de prospecção quer na fase de produção.

Na fase de prospecção procura-se indicadores da presença de óleo ou gás à superfície devido à sua migração através de descontinuidades. Estes vestígios deixam traços passíveis de os denunciar, quer através de espectroscopia à superfície, quer através de análises petrográficas de amostras recolhidas em profundidade.

Na fase de produção podem-se injectar traçadores radioactivos, que nos permitem aferir a dinâmica dos fluidos no reservatório.

4.1.4 Métodos sísmicos

Estes métodos baseiam-se na diferença de comportamento das ondas sísmicas em diferentes litologias. Na indústria petrolífera as ondas P são as que têm mais importância.

Para a geologia, a característica chave é a velocidade de propagação das ondas longitudinais (ondas P) que são as mais rápidas. As características da sua reflexão e refração são função dos contrastes de velocidade através das fronteiras litológicas.

A velocidade das ondas sísmicas é função da densidade e propriedades elásticas das rochas. A relação entre a velocidade das ondas P e a densidade das formações pode ser descrita pela seguinte equação (Gardner, 1974) e que é válida para as rochas sedimentares. A equação mostra um aumento da velocidade da onda P (V_p) com a densidade (ρ) do meio,

$$\rho = aV_p^{1/4}$$

em que $a = 1670$ quando ρ é dado em Kg/m^3 e V_p em Km/s . Esta relação (ou a curva de Nafe-Drake) permite fazer uma estimativa aproximada da velocidade das ondas P quando só se conhece a densidade e vice-versa.

Quando uma onda P, que irradiou de um ponto à superfície, alcança uma descontinuidade entre dois meios de diferente impedância, (produto da velocidade pela densidade), parte da energia é reflectida para as camadas superiores sendo dependente do ângulo de incidência; parte da energia pode ser refractada ao longo da descontinuidade entre as duas litologias ou perder-se como no diagrama na figura 4.1.

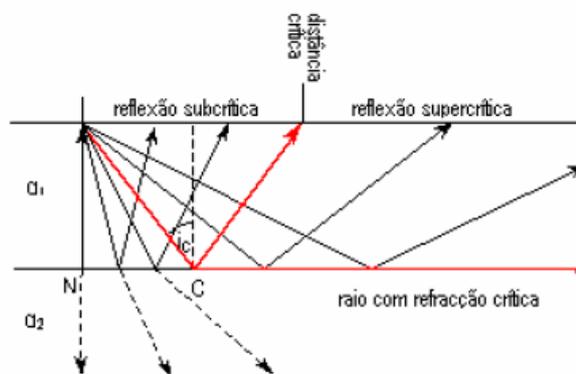


Figura 4.1 – Várias opções quanto ao percurso das ondas sísmicas (Miranda, J e Luís, J e Costa, P e Santos, F (s.d.))

A velocidade das ondas P em cada formação é função das suas constantes elásticas e da densidade. Nas rochas sedimentares, a velocidade das ondas (e proporcionalmente a sua densidade) aumentam com a profundidade. A velocidade das ondas P pode ser calculada da seguinte forma:

$$v = \sqrt{\left(k + \frac{4}{3}h\right) / \rho}$$

k - módulo Bulk

h - módulo shear

ρ - densidade do meio

O razão entre as amplitudes das ondas reflectidas e incidentes é considerado o coeficiente de reflexão (K_r). Este valor é normalmente positivo aumentando sempre as velocidades com a profundidade.

$$K_r = \frac{p_2 v_2 - p_1 v_1}{p_2 v_2 + p_1 v_1}$$

O coeficiente de reflexão pode variar entre -1 e 1 sendo comum valores entre -0,1 e +0,1.

Podem-se considerar três fases importantes na Sísmica: aquisição, processamento e interpretação.

A fase de aquisição inicia-se com a emissão das ondas. Existem várias formas de gerar a onda, sendo habitual recorrer a explosivos (dinamite), ou a veículos motorizados com vibradores mecânicos como podemos ver figura 4.2, e a navios com canhões de ar comprimido.



Figura 4.2 – Aferição do equipamento em campanha de prospecção na zona de Aljubarrota (2008)

O tipo de veículo a utilizar nesta fase é função da qualidade das imagens que se pretendem adquirir, e dos tipos de solos e da topografia do terreno. Em terrenos de difícil acesso, ou com grandes desníveis, o tipo de veículo motorizado tem de ser o mais ligeiro possível como o mini-mog na figura 4.3 adequado a terrenos de difícil acesso.



Figura 4.3 – Aferição do equipamento em campanha de prospecção na zona de Aljubarrota em 2008 com recurso a uma viatura ligeira

A leitura e registo das ondas são efectuados com geofones (como os da figura 4.4) ou hidrofones. Estes geofones são normalmente colocados em linha, e equidistantes uns dos outros, de modo a cobrir uma determinada área com a maximização da filtragem de ruído.



Figura 4.4 – Alinhamento de geofones em campanha de prospecção na zona de Aljubarrota (2008)

O sinal é depois transmitido dos geofones para uma central de processamento por cabos. Há muitas estratégias de proceder ao arranjo espacial dos geofones. Normalmente formam uma linha com o ponto de impacto numa ponta ou no meio. Hoje em dia, o método mais comum *on-shore* é o CDP (*common depth point*) em que as detonações são sucessivas ao longo de uma linha de geofones conseguindo a reflexão até de 48 sinais com ângulos diferentes para a mesma profundidade. O arranjo dos geofones é feito de modo a minimizar o ruído e a permitir filtrá-lo.



Figura 4.5 – Exemplo de Geofones Referencia (Costa, J e Xavier, C e Cardoso, (s.d.))

Na fase de processamento há que transformar toda a informação recolhida num formato passível de ser interpretado. Com a banalização dos computadores teve-se finalmente a possibilidade de trabalhar não só nas linhas (que podiam ir de 50 m em 50 m até quilómetros de distância), mas também no espaço entre as linhas permitindo uma análise tridimensional – sísmica 3D.

Nesta fase dos trabalhos, é importante definir, além da geologia local (espessuras e acidente geológicos), também porosidades e saturações das formações por análise estatística. No final nunca se consegue uma imagem completamente fidedigna do meio estudado, havendo sempre ruído (natural ou mesmo de origem humana) que não se consegue filtrar. Normalmente, nesta fase, são feitas correcções dependendo do ruído ou mesmo da inclinação maior ou menor das camadas que pode despoletar erros na determinação da profundidade real das camadas.

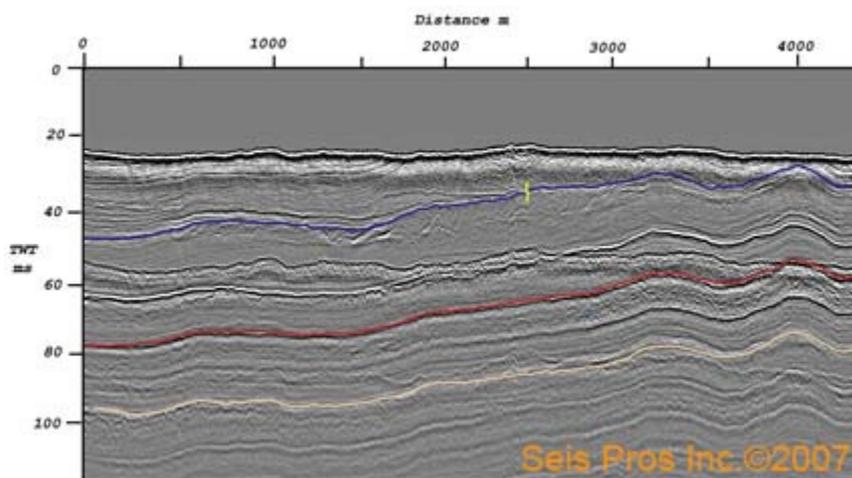


Figura 4.6 – Exemplo de um perfil sísmico interpretado (fonte: <http://geonacional.com/galeria.html>)

Há dois tipos de correcção que devem fazer na conversão de informação física para informação geológica (Gomes e Alves; 2007): as correcções estáticas e dinâmicas.

As correcções estáticas servem, sobretudo, para as correcções já referidas decorrentes da diferença de cotas entre geofones e tiros, bem como da eliminação das velocidades das camadas mais superficiais. As correcções dinâmicas servem para corrigir no tempo a separação física dos geofones (NMO). Usa-se o traço do tiro inicial para fazer esta correcção.

A interpretação deve tomar em consideração que aquilo que se observa não é uma fotografia dos estratos, mas diferentes velocidades de ondas sísmicas num formato papel. Há, por isso, que tomar em conta algumas armadilhas como, por exemplo, um aparente anticlinal por baixo de domas salinos formados apenas por um processamento erróneo da maior velocidade das ondas no evaporito. Quando os dados são devidamente interpretados, as linhas reflectoras (normalmente num computador com recurso a um rato) formam um mapa tridimensional onde se identifica as várias formações com grande precisão. Cada interpretação vai validar (ou não), qualquer interpretação que a cruze. No final obtém-se um mapa 3D de cada formação, contendo eventuais armadilhas estratigráficas e estruturais passíveis de conter hidrocarbonetos.

É importante não esquecer que o que é mapeado são linhas isócronas e não estruturas geológicas.

A interpretação é importante em várias fases. A primeira fase começa com a prospecção de largo espectro e acaba no acompanhamento da produção de um poço.

4.1.5 Sísmica 3D

A sísmica 3D, além de fundamental na fase de prospecção, desempenha também um papel muito importante na identificação petrológica e na fase de produção de um poço. Na fase inicial permite conhecer as geo-estruturas, as dimensões das camadas, as suas inclinações, tipos de falhas, etc. Desempenha também um papel muito importante na determinação das características das rochas e dos fluidos, através das amplitudes. Podem ser identificados valores de porosidade, litologia etc.

É também fundamental na análise e acompanhamento dos fluxos de fluidos durante a fase de produção. Ao procedermos a uma análise 3D, e a efectuarmos ao longo do tempo, temos o que se chama hoje em dia de análise 4D. Este tipo de análise permite

uma quase visualização dos fluxos de fluidos no tempo podendo-se operar alterações ao processo de extracção em “tempo real” se tal for benéfico para o poço.

4.2 Análise Geofísica no Poço

Devido ao baixo nível de recolha de amostras, e o seu alto custo, uma boa parte da avaliação das formações é feita recorrendo a diagrfias. Tratam-se de métodos baratos de quantificar os parâmetros mais importantes do ponto de vista da análise petrolífera: a porosidade, o teor de fluidos, a composição mineralógica e a resistividade das formações.

As primeiras observações em poços foram executadas pelo Professor Forbes, no Edinburgh Observatory em 1837, através da medição de temperaturas em poços pouco profundos (Dias; 2007). A exploração comercial de petróleo começou a recorrer a estas ferramentas nos anos 20 do século XX, de modo a entender a geologia com recurso a medições de resistividade.

O avanço das técnicas de diagrfia deve muito aos irmãos Schlumberger (Gomes e Alves; 2007), que experimentaram interpretar a geologia com base em curvas SP, (Potencial espontâneo) nos anos 40 (identificação dos estratos); emissão de radiação gama nos anos 60 (determinação de densidades) e técnicas de NMR nos anos 70.

Inicialmente as diagrfias eram executadas depois de concluídos os trabalhos de perfuração mas, actualmente, estas podem ser efectuadas em qualquer altura dos trabalhos e recorrendo a vários métodos.

O primeiro método é o *wireline* em que se suspende uma sonda por um cabo metálico adjacente aos cabos de alimentação. Quando este método não é possível recorre-se ao TLC (*tough loggin conditions*) na qual os aparelhos são empurrados até à secção do poço que pretendemos analisar.

Seguidamente descrevem-se de forma sumária os métodos de obtenção de diagrfias mais comuns.

4.2.1 LWD – Logging while drilling

Actualmente a aquisição dos dados é feita através de aparelhos integrados no equipamento da perfuração. É feita assim a transmissão de dados para a superfície ou é gravada digitalmente no equipamento e depois descarregada. Esta técnica chama-

se LWD – *logging while drilling* e é extraordinariamente útil quando é necessário ter informação na hora (por exemplo, para aferir a localização).

É também útil para a obtenção de dados não contaminados. A informação que se pode aceder via LWD é imensa desde dados de emissões gama; densidades; porosidades; dados sínicos (velocidades de propagação) e resistividades.

A sonda é autónoma e não precisa de alimentação. Esta técnica foi inicialmente desenvolvida pela Schlumberger (*Compensates dual resistivity tool*). Os dados são transmitidos na lama propagando-se até à superfície. Esta técnica permite imprimir ajustes na orientação do poço quando necessário (Dias; 2007).

4.2.2 Wireline openhole logging

Durante a abertura de um poço, antes de se proceder ao revestimento do mesmo, podem-se fazer algumas medições recorrendo a esta técnica. Obtêm-se leituras de espectroscopia de radiação gama natural, medições de potencial espontâneo (ótimo para definir o grau de penetração do *mud filtrate*), medições do diâmetro do furo com caliper, medições de densidade e porosidade de alta-fidelidade (superior às obtidas em LWD); resistividades e sínicos.

Podem-se também recolher amostras e obter medições de tensões da formação.

4.2.3 Wireline cased hole logging

Quando o poço já foi completado é possível executar mais algumas diagrfias para monitorar o poço. Aqui incluem-se as medições TDT (*thermal decay tool*) como se pode ver na figura 4.7. Estas diagrfias (*pulse neutron tolls*) são feitas a partir da emissão de neutrões e da medição do retorno de radiação gama.

É possível extrapolar presença de petróleo, água e gás a partir deste tipo de diagrfia. Cada mineral tem a sua própria taxa de retorno de radiação gama (Σ -sigma). O petróleo e água, pelo seu lado emitem as suas próprias assinaturas de radiação. Na tabela 4.1 podemos ver alguns valores de Σ de alguns minerais (Gomes e Alves; 2007).

Tabela 4.1 – Alguns valores representativos de radiação gama

Material / fluido	Σ - SIGMA
Quartzo	4,3
Calcite	7,1
Dolomite	4,7
NaCl	726
Hidrocarbonetos	0-20
Água salgada	>80

Pode-se, também a partir deste método, proceder à avaliação da corrosão. É especialmente útil na determinação da salinidade (que juntamente com a porosidade pode fornecer-nos valores de S_w). Este equipamento é importante para medir os volumes produzidos e aferir a qualidade da cimentação.

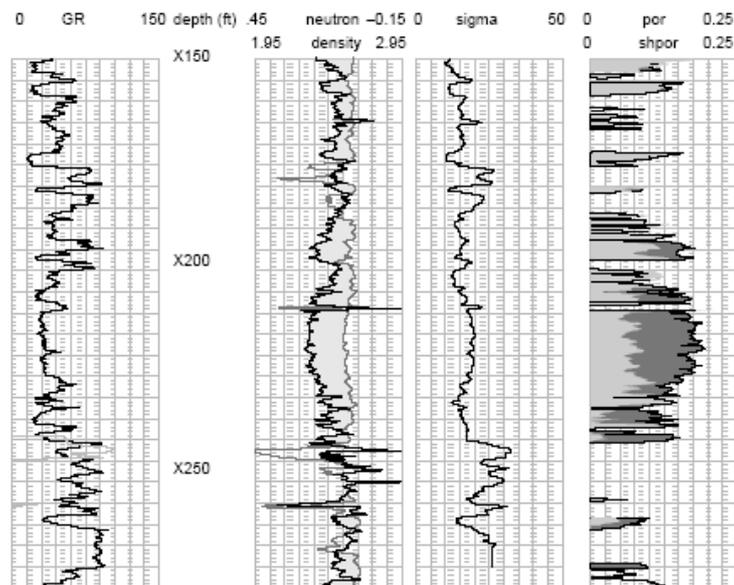


Figura 4.7 – Exemplo de um TDT (Darling; 2005)

Existem disponíveis vários tipos de equipamento, cada um com as suas vantagens. O *Production logging tool* serve normalmente para monitorar poços já em produção. Podem ser feitas medições de caudais, densidades e temperaturas. O *Pipe-conveyed logging* é de grande utilidade, quando há grandes desvios laterais no poço que impossibilitam a introdução de equipamento do tipo *wireline*. Neste caso, é necessária

a introdução deste dispositivo que é muito fiável e independente do ambiente em que opera. Como desvantagem apenas se pode referir a morosidade das suas operações que acarretam custos acrescidos.

4.2.4 Métodos eléctricos

Estes métodos permitem traçar gráficos de potencial espontâneo (*SP log*), que é o método mais antigo ainda em uso (desde 1927). Consiste em medir o potencial eléctrico entre um eléctrodo na sonda e um ponto à superfície. As diferenças de carga são devidas sobretudo a diferenças na concentração de iões (Na^+ e Cl^-) entre soluções mais e menos salinas, variando estes valores em função da permeabilidade. Aqui a curva SP revela variações entre os fluidos da formação e as lamelas de sondagem. Quando no gráfico do log a variação é para a esquerda, estamos perante variação normal ou negativa (formação com maior salinidade do que as lamelas). Quando a variação se dá para a direita estamos perante deflexão reversa ou positiva (menor salinidade dos fluidos da formação relativamente às lamelas). Este método permite uma abordagem muito expedita na diferenciação entre argilas (impermeáveis) e rochas reservatórios altamente permeáveis. Embora estes gráficos indiquem variações de permeabilidade, não é ainda possível determinar os seus valores de forma directa sendo utilizada vulgarmente a seguinte equação empírica de Wyllie (Selley; 1998):

$$E = K \log \frac{R_{mf}}{R_w}$$

Onde, E corresponde à linha SP (miliVolts) e K é a uma constante ($K=65+0.24 \times$ (temperatura)). Os valores de R correspondem à resistividade medida no fluido de sondagem e da formação (em Ω/m).

Um outro tipo de registo, que é de grande interesse para a exploração petrolífera, é o *log* de resistividades. A resistividade corresponde à oposição ao fluxo de corrente eléctrica por parte da formação. É induzida uma corrente e as variações das resistividades são medidas na sonda à medida que esta percorre o poço.

A resistividade eléctrica de uma formação varia de acordo com vários parâmetros. Normalmente obtêm-se valores altos de resistividade para rocha sólida ou rochas porosas saturadas de água doce ou hidrocarbonetos. Por outro lado temos um efeito contrário nas argilas e em reservatórios com água salgada. Estes métodos permitem a

obtenção de dados em profundidade que, associados conferem grande robustez às análises efectuadas.

Saturação em água pode ser obtida recorrendo à seguinte fórmula empírica:

$$S_w = \left[\frac{R_w}{\phi^n R_t} \right]^{\frac{1}{n}}$$

em que o teor em água S_w se relaciona com a porosidade (ϕ) e com a resistividade da água (R_w) e da formação (R_t), (Selley; 1998).

Este método tem boas aplicações em correlações com outros poços, determinação da resistividade da formação, na resistividade da lama e na localização de hidrocarbonetos.

4.2.5 Métodos radioactivos

Nos métodos radioactivos, procede-se ao registo de raios gama e neutrões.

O registo de raios gama mede a radioactividade natural das formações à medida que a sonda percorre o poço. Estes valores variam, sobretudo em função dos teores em minerais radioactivos (algumas argilas, feldspatos, glauconite, zircão etc..). Existe também alguma radioactividade devido à degradação de materiais orgânicos. Este método permite, associado a outros, uma melhor identificação litológica e tem excelentes resultados a correlacionar formações de poços adjacentes. No entanto não diferencia as diferentes fontes de emissão, isto é, os diferentes minerais. Este índice é medido em unidades API (de 0 a 120). Além deste registo pode ser feito uma análise de espectrometria para saber qual o mineral fonte. Esta informação é bastante pertinente quando queremos aferir quais os minerais presentes e suas concentrações. Trata-se de um método bom para distinguir arenitos e argilas (a par do *SP log*) (Conaway; 1999).

Além dos raios gama, pode-se executar *logs* de neutrões, nos quais um dispositivo sujeita as formações a radiação provocando a emissão de radiação gama que é função do hidrogénio presente. A resposta do hidrogénio é exclusiva dos fluidos da formação e por isso a sua intensidade é função da porosidade. O resultado é expresso em LPU's ou SPU's (*limestone porosity unit* ou *sandstone porosity unit*). Uma outra vantagem é que estes *logs* podem ser feitos em poços revestidos, dado os revestimentos não interferirem com os resultados.

O registo de densidade é feito medindo o retorno de radiação gama depois de uma exposição da formação à emissão da mesma. A partir da densidade pode-se estimar a porosidade (ϕ), recorrendo à seguinte fórmula, (Selley; 1998):

$$(\phi) = \frac{P_{ma} - P_b}{P_{ma} - P_f}$$

em que P_{ma} corresponde a densidade da rocha seca (g/cm^3), P_b à densidade medida e P_f à densidade do fluido.

Este método está presente em praticamente todos os *logs*. Permite uma primeira abordagem na análise litológica sobretudo na distinção entre arenitos e margas (Dias; 2007). A informação é também importante na correlação com outros *logs* de outros poços.

4.2.6 Métodos acústicos

Os métodos acústicos consistem na medição do tempo que ondas sísmicas demoram desde o local de emissão (poço) até aos receptores (à superfície ou outros poços). Permitem inferir a porosidade do meio (ϕ) da seguinte forma:

$$(\phi) = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Em que

Δt_{log} – O tempo para o espaço percorrido no registo

Δt_{ma} – Velocidade das ondas para porosidade igual a zero na rocha

Δt_f - Velocidade da onda no fluido

Os métodos sísmicos não têm tanta eficiência para determinar as porosidades, como os anteriormente falados, mas são bastante eficazes a determinar as litologias e a correlacionar estratos entre poços adjacentes. As leituras de porosidade, poderão no entanto servir para aferir da qualidade da restante informação. Normalmente os gráficos são analisados lado a lado à direita do indicador de profundidade.

A diferença entre métodos sísmicos ou sísmicos prende-se com o intervalo de frequência utilizado. Na análise sísmica usam-se frequências entre os 10 e os 200 Hz e nos sísmicos usam-se frequências entre os 5 e 18kHz.

4.2.7 Outros métodos

Existem ainda muitos outros métodos de diagrfias como por exemplo a EPT (em substituição das resistividades quando a salinidade baixa). Aqui, mede-se uma grandeza (permissividade dieléctrica da formação) que nos dá uma indicação da saturação em água e da porosidade da formação.

Outro método é a diagrfia de imagens, através da qual pode-se em computador, analisar o aspecto da formação ao longo do poço além de permitir validar a existência, características e localização de falhas.

As diagrfias do tipo NMR (*nuclear magnetic resonance*) são de grande importância para determinar além da permeabilidade as características granulares das formações e a porosidade (Gomes e Alves; 2007). O princípio subjacente parte de que da aplicação de um campo magnético para provocar a separação dos níveis de energia dos dipolos magnéticos nucleares ou níveis de *spin* nucleares, dá-se então a emissão de radiação gama que é medida. Na figura 4.8 observa-se um exemplo de um *log* NMR.

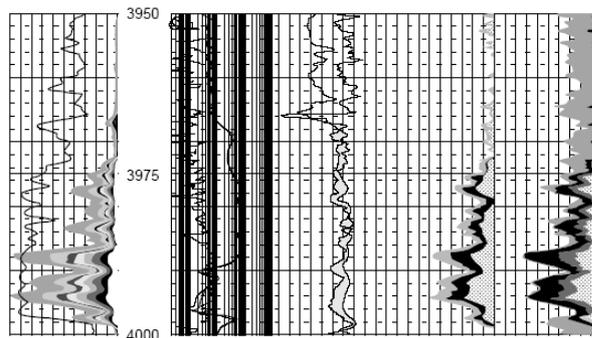


Figura 4.8 – Exemplo de um NMR TOBY DARLING – well logging and formation evaluation, ELSEVIER 2005

4.3 Perfuração

Normalmente as plataformas *on-shore* são propriedade de empreiteiros privados. As companhias petrolíferas acordam, as condições contratuais para a abertura de um poço, a uma dada profundidade numa localização específica. Estes contratos prevêem a data do início dos trabalhos (*spud date*), os diâmetros da perfuração, desvios máximos da vertical limites, tipos de lamas a utilizar, tipos de registos a executar, etc.. Estes contratos cabem dentro de três grandes tipologias: *footage drilling contract*, *daywork contract* e *combination contract*.

Nos contratos *footage drilling contract*, acorda-se um valor em função da profundidade (*foot* = pés). Este tipo de contrato é muito comum em terra. No mar existem contratos tipo *daywork contract* em que os pagamentos são função do custo diário dos trabalhos. Existe também um terceiro tipo de contrato que corresponde a uma mistura dos dois primeiros – *combination contract* – no qual as condições são de um contrato tipo *footage* até determinada profundidade e depois se converte num *daywork*.

4.3.1 Trabalhos de perfuração

A perfuração é o meio pelo qual se abre fisicamente o caminho entre a superfície e todo o equipamento e as formações alvo. Os *bits* de uma broca desfazem a rocha, sendo os fragmentos limpos do fundo pelo fluxo constante de lamas.

Inicialmente a perfuração era feita com recurso a uma ferramenta biselada pesada, suspensa por cabos metálicos que abria caminho pelas rochas. Nessa altura nada impedia explosões ou rebentamentos quando os reservatórios eram atingidos. O equipamento de perfuração está sujeito a enorme desgaste, operando em ambientes normalmente húmidos e quentes sujeitos a grandes esforços mecânicos.

A reparação de um *bit* (dente) é muito dispendiosa em tempo e dinheiro. Nessa situação todo o equipamento de sondagem tem de ser retirado e mudado. No caso de haver fragmentos de *bits* no fundo do poço, isso pode significar a ruína do mesmo.

O tipo de *bit* mais utilizado é o *tricone roller*. A rotação da vara de tubos incute um movimento circular aos três cones promovendo corte tangencial das rochas por raspagem ou trituração das rochas, sendo os fragmentos lavados pela passagem de lamas por três bocais da broca. Os *bits* têm composições variáveis em função das rochas que se pretendem desagregar, podendo ser de aço ou de outras ligas como tungsténio, etc.. Quando os *bits* começam a apresentar desgaste, as taxas de perfuração começam a diminuir, sendo necessário proceder à sua substituição. São também comuns os *bits* de PDC (*polycrystalline diamond cutters*) em que não há movimentos dos dentes sendo o esmagamento da rocha efectuado por tracção (método bastante eficiente em rochas brandas). As brocas são classificadas, quanto à sua dureza e quanto à sua aptidão para trabalhar, em rochas brandas ou duras. As brocas estão normalmente suspensas num tubo, que incute movimento circular, conduz as lamas até ao fundo e carrega a broca com componente vertical de modo a maximizar a penetração. Os tubos são normalmente de aço com 30 pés enroscando uns nos outros.

Num poço há normalmente três tipos de tubos, como exemplificado na figura 4.9: o *kelly*, na parte superior de face plana (4 ou 6 lados), tem como missão transferir o binário do sistema de rotação à estrutura inferior; por baixo do *kelly*, temos o *drill pipe*, cuja missão é a condução do fluidos e por fim o *drill collar*, que corresponde a um *drill pipe* de parede mais grossa conferindo peso sobre a broca.

Os poços podem ser, entre outros, pioneiros (*wildcats*), estratigráficos (para melhorar o conhecimento da geologia), de extensão (ajuda a quantificar a jazida), de injeção (para injeção de fluidos para estimular produção). Quando se estimam as reservas de petróleo e gás importa considerar as características que irão estar sujeitas às técnicas de estimulação da produção. Por exemplo, considera-se as injeções de vapor que aumentam a mobilidade no caso de óleos pesados de forma a facilitar a sua extração.

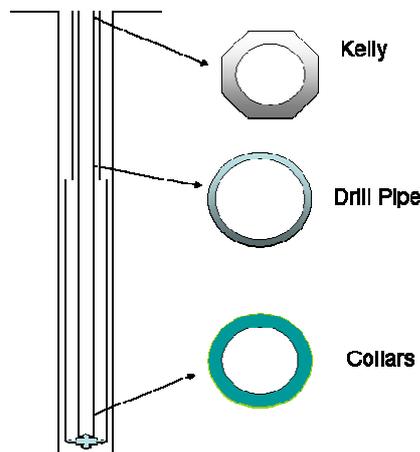


Figura 4.9 – Tipos de tubos nas operações de perfuração

Estes métodos afectam algumas características do reservatório (pelo menos da zona circundante ao poço) mas, na sua essência, as forças que irão permitir os fluidos continuam a ser as forças endógenas do reservatório. Não há assim adição de energia ao sistema, sendo por isso métodos de recuperação primários. Estes métodos não adicionam mais reservas, mas antes aceleram a recuperação do petróleo e do gás.

4.3.2 Produção

No início da exploração petrolífera os poços eram completados, com revestimento de tubos enroscados, de modo a evitar o colapso do poço e conduzir os fluidos até à superfície. Hoje em dia o fluido passa para o poço através de furos laterais, normalmente executados com recurso a explosivos. À medida que a produtividade do poço vai diminuindo pode-se recorrer a ácidos na zona fragmentada ou então

promover uma fracturação hidráulica de modo a melhorar as condições de escoamento.

Em situações de camadas produtoras, pouco consolidadas, pode ser necessário a adição de um areão (*gravel packing*) de modo a impedir o arrastamento de finos para jusante do sistema, que seriam responsáveis por erosão e colmatção do sistema.

Em casos de múltiplas camadas produtoras, estas podem ser separadas por um *packer*. Os *packers* são colocados na zona a vedar e selam o espaço entre as tubagens (*tubing*) e o revestimento. O *packer* é um corpo metálico cilíndrico, com um elemento de borracha, que expande vedando o espaço entre o *tubing* e o revestimento.

Os poços podem ter depleção natural, na qual a pressão do reservatório é suficiente para vencer a pressão no topo do poço mais o peso da coluna dos fluidos da superfície até à zona de produção. Quando assim não é, trata-se de um poço com depleção artificial, no qual se torna obrigatório recorrer a bombas. As bombas podem ser mecânicas (o famoso cavalo de madeira, figura 4.10), hidráulicas e eléctricas. Podem também recorrer ao *gás-lift* em substituição de grandes bombas.

No sistema de bombagem clássico, um motor eléctrico acciona uma desmultiplicador de velocidade que movimenta uma alavanca. Esta alavanca empurra e puxa uma haste em movimento vertical contínuo que cria sucção que propulsiona o fluxo de petróleo para a superfície.

4.3.3 Estimulação de poços

A estimulação de um poço pode ter motivações sendo uma delas a limpeza da zona tampão criada aquando da perfuração. Esta zona, chamada de *mud-cake* e *mud filtrate*, corresponde à acumulação de lamas e colmatção dos espaços livres da rocha pelas mesmas. A estimulação de um poço pode ser mecânica, química ou uma combinação das duas.



Figura. 4.10 – Exemplo de bomba tipo “cavalo de madeira”

Um dos métodos mais populares de estimulação é o recurso a ácidos. Bombeia-se um ácido para o poço de modo a dissolver calcário, dolomite e cimento de calcite. Em rochas siliclasticas o ácido mais comum é o ácido fluorídrico. O ácido mais usado em rochas carbonatadas é normalmente ácido clorídrico ou então ácido clorídrico misturado com ácido fluorídrico. Em situações a altas temperaturas são também utilizados o ácido acético e ácido fórmico. São também usados aditivos de modo a minimizar o ataque do ácido ao *casing* e também para minimizar a precipitação de gel e outras substâncias precipitadas. Em muitas situações o ácido é bombeado sob grandes pressões de modo a haver uma componente de fracturação mecânica da acção do mesmo. Este ácido é depois bombeado de novo para a superfície.

Um outro método de estimulação é a fracturação hidráulica. O objectivo é sempre o de melhorar as características de porosidade e permeabilidade da formação na zona imediatamente adjacente ao poço. Este método, já antigo, é utilizado desde os primórdios da indústria (*well shooting*). Inicialmente utilizava-se nitroglicerina líquida num cilindro metálico chamado de torpedo. O torpedo era descido até à profundidade pretendida e então dava-se a explosão. De seguida limpava-se o poço e iniciava-se a produção.

A fracturação pode ser também induzida com recurso a fluidos.

Estas técnicas começaram a ser desenvolvidas nos anos 40, com o objectivo de criar e desenvolver a fracturação existente no reservatório. Os fluidos fracturantes são injectados a alta pressão a partir de camiões cisterna. Estes fluidos correspondem a

um gel composto por água, compostos orgânicos e polímeros. De seguida é injectada uma suspensão de agentes fracturantes e esferas (*proppants*) que irão manter as fracturas abertas. Os *proppants* são normalmente compostos de areia e *pellets* de alumínio. Neste tipo de trabalhos pode-se chegar a utilizar mais de 4 milhões de litros de fluido e mais de 1 000 toneladas de areia. Esta técnica aumenta a produtividade dos poços e pode ser aplicada várias vezes ao longo da vida do mesmo.

No entanto a sua aplicação não pode ser dissociada de um profundo conhecimento geológico, deve ser feita em linha com a distribuição dos campos de tensões no reservatório de modo a maximizar a fracturação já existente.

Existem outros métodos de estimulação como o *Cyclic Steaming* no qual se tenta baixar a viscosidade dos hidrocarbonetos, por exemplo, através da injeção de vapor, ao longo de vários dias. De seguida reinicia-se a produção verificando uma redução da viscosidade do hidrocarboneto e por isso uma melhor trabalhabilidade e escoamento do mesmo. Serve também para fazer uma limpeza melhorando também a permeabilidade da formação na zona imediatamente à volta do poço. Os resultados são extremamente positivos, podendo haver aumentos de produção entre 10 a 20 vezes.

4.3.4 Recuperação secundária

A recuperação secundária corresponde ao conjunto de métodos utilizados para a recuperação de hidrocarbonetos que não eram passíveis de exploração por nenhum dos métodos anteriores. Existem vários métodos desde a injeção de água, polímeros e caldas alcalinas. Na literatura anglo-saxónica o termo mais vulgar é, além de recuperação secundária, recuperação melhorada – *enhanced oil recovery* (EOR).

Aqui, o elemento chave é a adição de energia ao reservatório com intuito de recuperar hidrocarbonetos adicionais. Os métodos disponíveis normalmente cabem dentro de três grandes categorias: injeções de gás, injeções de água (não aquecida) e métodos térmicos.

Neste método existem variantes, mas princípio é sempre o da injeção de um fluido no reservatório no sentido de empurrar ou limitar espacialmente os hidrocarbonetos.

A utilização de gás natural foi o primeiro método secundário a ser utilizado. Na altura o gás era praticamente considerado um resíduo da produção e, por isso, a injeção era de baixo custo ao contrário de hoje, que o gás é um produto valioso. Este método era

bastante eficiente para petróleos leves em arenitos (baixa mobilidade). Havia bons resultados quando a injeção era efectuada num *gas cap*, “empurrando” o petróleo para próximo da zona de produção.

A injeção de água tem sido utilizada desde o início da indústria. A água (normalmente água da produção) pode ter vários aditivos como dióxido de carbono e detergentes adicionados de modo a melhorarem a mobilidade do fluido (baixando a viscosidade). A água pode ser injectada pelo poço de produção ou por poços laterais especialmente abertos para o efeito. A água é injectada, empurrando o hidrocarboneto por um processo de “varredura” (*sweeping*).

Existe também um método de aumentar a eficiência da injeção de água pela inclusão de polímeros que baixam a viscosidade da água de injeção permitindo um melhor espalhamento dentro do reservatório. Pode-se dar também a injeção de um polímero com um agente surfactante (*surface active agent*). Neste caso, injecta-se uma solução tampão com o referido agente que altera as propriedades na superfície da interface, um sal e um solvente. O tampão antecede a água mais viscosa (por acção de polímeros). Promove-se a diminuição da tensão superficial entre água e o óleo, a solubilização do óleo e o emulsionar do óleo na água.

Um outro método com injeção de água associada é o de injeção alcalina (hidróxido de sódio, silicato de sódio ou carbonato de sódio). Estes agentes reagem com os ácidos orgânicos do petróleo criando agentes surfactantes. A sequência seguinte é igual em tudo com a inclusão de água mais densa por acção de polímeros.

Os métodos térmicos têm como objectivo a transferência de energia ao reservatório (neste caso calor) com o intuito de reduzir a viscosidade do óleo na interface óleo-água, melhorando a mobilidade do óleo. Este método é primário, quando acelera a velocidade da produção e secundário quando permite a recuperação de reservas adicionais.

É extremamente eficiente para óleos pesados e o seu funcionamento está esquematizado na figura 4.11.

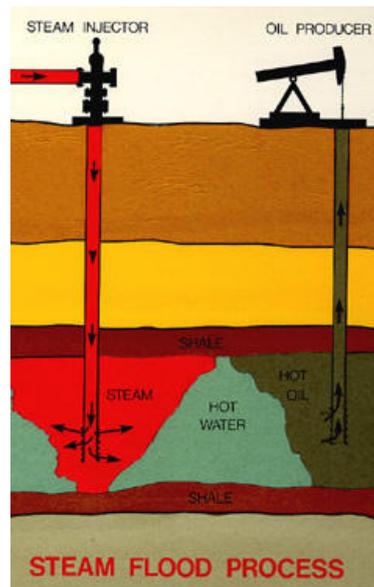


Figura 4.11 – Exemplo de métodos de recuperação secundária (fonte:www.encapgroup.com/.../oil-drilling-eor.jpg)

Os métodos térmicos perdem eficiência a partir dos 1000 metros de profundidade por perdas térmicas nas tubagens. Como únicas desvantagens, têm o facto de obrigar a um extenso estudo do reservatório e de serem bastante caros.

Hoje em dia recorre-se, em cada poço, a vários destes métodos ao longo da vida de um campo produtor. A eficiência de cada método depende, em muito, da geologia local e por isso a sua utilização não pode ser dissociada de conhecimento geológico profundo.

A figura 4.12 (Carro, 2005) demonstra o que cada área tem contribuído para a melhoria da eficiência de actividade de exploração sendo a sísmica a ferramenta mais abraçada pela indústria pela forma rápida, económica e eficiente com que é executada.

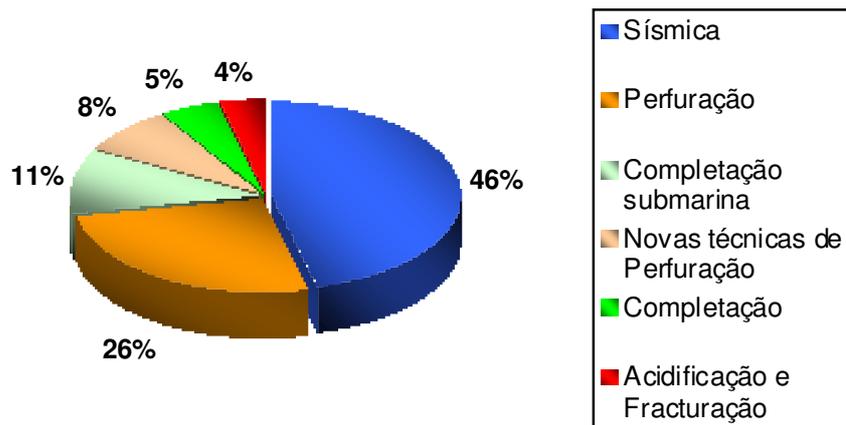


Figura 4.12 – O que cada sector contribuiu para diminuição dos custos de E&P

4.3.5 Produtos

Os produtos petrolíferos podem ser classificados em crude, gás e produtos conexos. O crude é um líquido composto por hidrocarbonetos. Em função dos tipos de hidrocarbonetos envolvidos apresenta características como o grau API e viscosidade entre outras, que determinam a qualidade do mesmo mas também o tipo de processos produtivos necessários para o extrair. Um crude com alto grau API e com baixa viscosidade é de mais fácil produção que um crude com características inversas, afectando desde o espaçamento dos furos até à potencia das bombas e tempo de exploração (tudo com impacto económico no projecto).

Além da componente de custo de equipamento, a qualidade do crude tem um impacto significativo em cada projecto. Os produtos californianos são sistematicamente vendidos a um preço mais baixo (entre 3 a 4 dólares o barril) do que os crudes do interior do continente americano por não conseguirem reunir qualidades ao nível do grau API, teor de enxofre e proximidade dos mercados que os últimos conseguem (Miller; 2000). No caso do gás, trata-se de um fluido composto por hidrocarbonetos menores e mais simples do que aqueles que formam os crudes. O valor económico do gás está directamente ligado à sua composição. O gás composto unicamente por metano e etano (exclusivamente hidrocarbonetos) tem um elevado grau calórico (*heating value*), mas se contiver propanos o seu valor aumenta.

Normalmente, o gás não atinge paridade em termos de preço (dólar) por BTU (British Thermal Unit) contra o crude, devido ao seu elevado custo de manuseamento e

transporte. O gás natural liquefeito (GNL) tem um elevado valor, mas requer avultados investimentos em fábricas. Por vezes os subprodutos (como hélio e azoto) podem passar a ser o produto principal e o gás ser o subproduto.

4.4 Modelagem de Reservatórios

A modelagem de reservatórios visa descrever um reservatório e tentar compreender a distribuição dos fluidos e agentes dessa distribuição, quer sejam petrológicos ou geológicos. É feita uma segmentação das unidades que compõem o reservatório bem como das suas características físicas (retiradas de testes de laboratório, ensaios de poços, da informação sísmica e das diagrfias).

Cada informação disponível tem a sua validade e a sua esfera de peso ponderado. As diagrfias fornecem informação muito fiável de altíssima resolução para uma zona relativamente estreita (1 a 2 metros do poço), ao passo que a sísmica fornece dados com boa resolução em grandes extensões inter-poços.

Ao estudarmos a matriz de um reservatório, existem segundo Weber 1986 (Costa e Silva; 2000), sete classes essenciais de heterogeneidades:

- 1 Falhas estanques ou não-estanques
- 2 Unidades genéticas
- 3 Zonagem da permeabilidade dentro das unidades genéticas
- 4 Intercalações de rochas não-reservatório (argilas, unidades densas, etc..)
- 5 Laminações e estratificação cruzadas
- 6 Redes porosas microscópicas
- 7 Reservatórios fracturados

Os estudos são efectuados a diferentes escalas desde a microscópica (menor que 1cm) até a megascópica (ao nível da formação) e têm por objectivo a elaboração de um modelo estático com base geológica e estratigráfica, já com a descrição das características petrofísicas como porosidade, permeabilidade, possanças, acidentes

estruturais e alterações estratigráficas. Com base no modelo estático correm-se programas informáticos que fazem jogar os fluidos (óleo e gás) com pressões e caudais estimados ao longo do tempo.

A calibração das grandezas entre as várias fontes é crucial para uma correcta definição do modelo. Inicialmente, ao desenhar um modelo, partimos da análise sísmica e geológica passando por uma abordagem determinística ou probabilística. Nos métodos determinísticos, parte-se de valores directos das diagrfias e faz-se a extrapolação dos mesmos para o restante reservatório.

Nos métodos probabilísticos recorre-se à Krigagem, a métodos Bayesianos e à Simulação. Os modelos geo-estatísticos foram tardiamente utilizados pela indústria petrolífera (ao contrario da indústria mineira) em grande parte devido a alguma falta de informação geológica e à dificuldade em aplicar em largas áreas com base em pouca informação e ao carácter dinâmico das reservas de hidrocarbonetos (Almeida; 1999).

Os métodos estocásticos permitem quantificar os resultados em termos de incerteza. A partir da interpretação sísmica são elaborados mapas de atributos sísmicos onde constam as amplitudes, frequências, inclinações etc.. É de grande importância na elaboração da determinação dos fluxos de escoamento de um reservatório, o conhecimento profundo da geologia do mesmo que inclua o efeito da distribuição das heterogeneidades que afectam os padrões de escoamento.

Em reservatórios muito heterogéneos as características petrofísicas obtidas pela amostragem podem ter uma grande variação ao longo do reservatório. Assim, são definidas litoclasses que irão variar no espaço,

De seguida recorre-se a métodos matemáticos para estimar valores como da porosidade ao longo do reservatório, (quando estamos perante um reservatório relativamente homogéneo) ou então aos métodos probabilísticos que dão resposta às variações petrológicas das várias camadas.

Os mapas de fácies permitem dar um valor a cada traço sísmico, pela a análise da sua forma. Permitem uma visualização bastante real do reservatório (figura 4.13).

Além dos mapas de fácies, existe uma outra ferramenta importante que é a inversão "...que visa transformar os parâmetros sísmicos como a amplitude em impedâncias acústicas..." (Costa e Silva; 2000). A impedância acaba por ser o produto da velocidade das ondas pela densidade do meio. Estas variações de impedância devem-

se a origem desde variações de porosidade, graus de saturação etc.. É especialmente útil na identificação e delimitação das várias unidades litológicas.

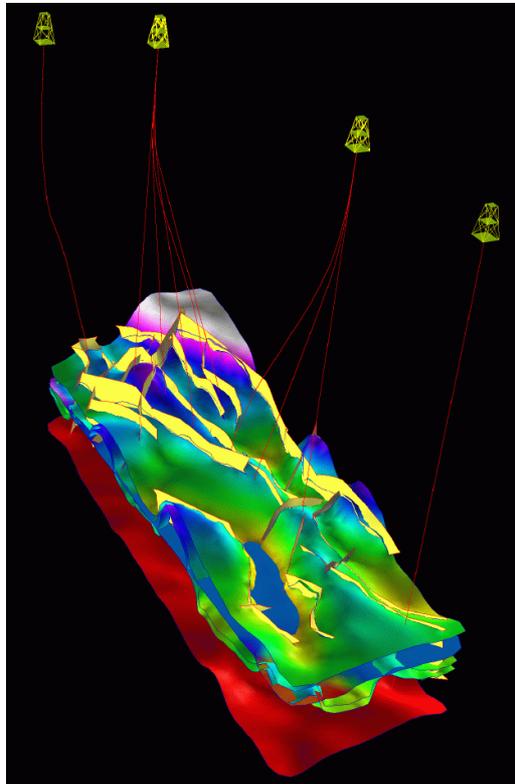


Figura 4.13 – Modelo matemático de um reservatório recorrendo a aplicações informáticas (Almeida; 2006)

A base é a correcta integração de dados provenientes da geologia com dados provenientes da geofísica. Os primeiros são dados da natureza petrológica, das superestruturas presentes. É preciso saber como variam as características litológicas lateralmente e quais os seus limites. Aqui importa conhecer e definir ambientes deposicionais, ambientes estratigráficos e litologias, texturas, porosidades etc.. Para a obtenção destes dados é fundamental a análise de carotes e sua devida interpretação e zoneamento, de modo a se poder definir unidades genéticas que ulteriormente são cruzadas com dados provenientes da sísmica.

Segundo a tabela 4.2 (Costa e Silva; 2000), cada área contribui com as seguintes valências para o resultado final que é o trabalho de integração.

4. UPSTREAM

Tabela 4.2 – Metodologia integrada para caracterização de reservatórios (Costa e Silva, 2000)

Estudos das rochas	Est. da Arq. Interna	Qualidade Rochas	Integração
Descrição das carotes Litologia Ambiente deposicional Correlação propriedades rochas	Mapas estruturais Continuidade Extensão vertical e horizontal Distribuição de argilas	Distribuição espacial propriedades Zonagem reservatório Quantificação geológica	Modelo 3D de Caracterização do reservatório

Como já foi referido quando não estamos perante reservatórios homogéneos, o recurso a modelos probabilísticos, ao invés de modelos determinísticos, acaba por ser uma melhor resposta à anisotropia do meio e à possibilidade de uma multiplicidade de variáveis poderem “jogar” ao mesmo tempo. Quando temos fracas correlações entre poços torna-se ainda mais importante o recurso a estes modelos. Os modelos estocásticos são utilizados em conjunto com simuladores de escoamento de fluidos.

Ainda segundo Costa e Silva, estes modelos permitem quantificar as incertezas acerca de condições em profundidade e permitem trabalhar com informação insuficiente da arquitectura interna do reservatório, além de dar boas respostas a complexas disposições espaciais das *facies*. Nestes modelos dão-se em regra boas respostas às mudanças de escalas. Permitem a simulação da uma antevisão dos modos de escoamento de um reservatório e o conhecimento destes mecanismos permite definir a estratégia de desenvolvimento de um poço.

4.5 Métodos de Extração

Historicamente, o início da indústria petrolífera é definido aquando do primeiro poço de Drake em Titusville na Pensilvânia. No entanto já era comum proceder-se à abertura de poços para a exploração de água e, por vezes, quando ocorria petróleo este era considerado um facto desagradável.

Drake iniciou os trabalhos em Junho de 1859, mas já havia nos Estados Unidos poços abertos para captação de água mas a técnica utilizada por ele, serviu de protótipo a todos os que se lhe seguiram.



Figura 4.14– Torre de Operações

Por cima do poço construiu uma torre (*derrick*) na qual pendurou uma roldana que movimentava verticalmente o aparelho de perfuração. Este funcionava por precursão de um martelo que ia abrindo um furo. A fonte energética era uma máquina a vapor segundo o princípio do *walking beam*. Este tipo de estrutura mantém-se em grande medida nos poços de exploração dos dias de hoje, como podemos ver na figura 4.14.

Drake resolveu o problema da falta de estabilidade das paredes do poço com a cravação de um tubo metálico nas paredes do furo, prática seguida pela indústria desde essa altura.

4.5.1 Plataformas de produção

Hoje em dia podemos ter dois tipos de sondas: terrestres e marítimas.

As sondas marítimas podem ser classificadas como: balsas, auto-eleváveis, fixas, semi-submersível e navios-sondas (Corrêa; 2003), como exemplificado na figura 4.15.

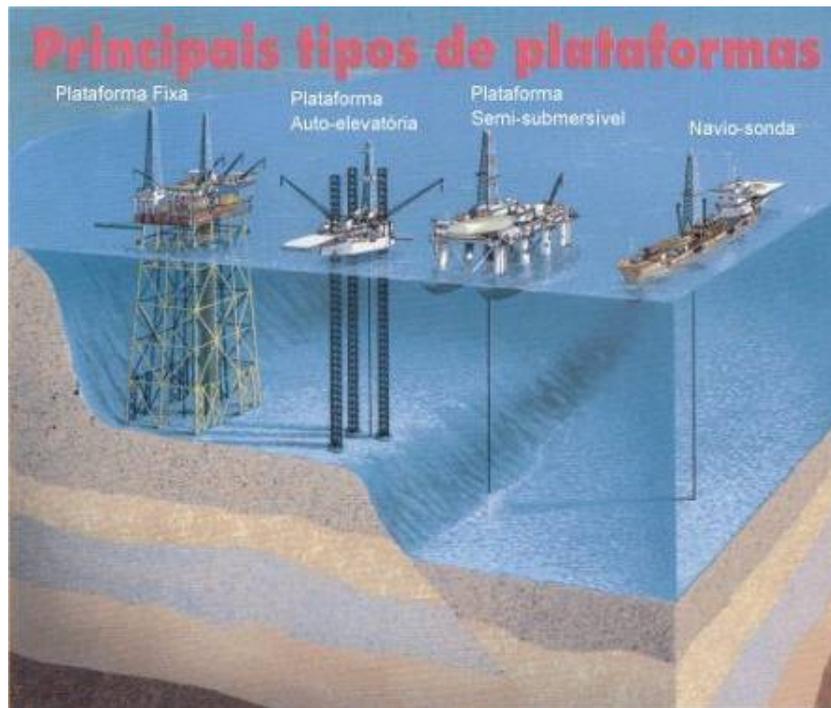


Figura 4.15 – Tipos de plataformas marítimas (fonte www.coopetroleo.com.br/ptp.htm)

As sondas terrestres correspondem à ideia clássica de um *derrick* do início do século XIX. Existem vários modelos sendo o *jackknife rig* extremamente popular, exemplificado na figura 4.16. O mastro pode ser recolhido e o *rig* pode ser desmontado até caber dentro de um contentor marítimo. Existem vários tipos de instalações desde instalações perenes até instalações móveis que podem ser deslocalizadas com recurso a um helicóptero.



Figura 4.16 – Tipos de plataformas terrestres (fonte www.khck.hk/adgoogle/Drilling%20Rigs.htm)

As plataformas marítimas são semelhantes ao equipamento montado em terra com a diferença de serem montadas sob a água, flutuando ou sendo ancoradas fisicamente ao fundo.

As barcaças são utilizadas em zonas em que a lâmina de água é pouco profunda, podendo a barcaça (de fundo chato) ser inundada assentando no fundo. Trata-se de um método vocacionado para lagos e pântanos, bastante comum em África e na Venezuela (lago Maracaibo). Quando se termina a produção do poço, a água é bombada para fora da barcaça e esta volta a flutuar podendo ser levada para outro ponto.

As plataformas auto eleváveis, (*jackup rigs*), são plataformas vocacionadas para águas pouco profundas, tendo a vantagem de estarem fixas ao fundo do mar e de por isso não sofrerem com a ondulação. São plataformas muito móveis e bastante úteis, quer para poços exploratórios, quer para produção. Os pilares normalmente treliçados minimizam o efeito das ondas, sendo recolhidos hidráulica ou mecanicamente quando a plataforma muda de sitio. Este tipo de plataforma pode ter entre 3 a 6 pilares e o seu uso é bastante comum. No local de abertura do poço, as pernas descem até o fundo do mar sendo a plataforma erguida acima das ondas. No fim dos trabalhos os pilares são recolhidos e a plataforma está pronta para ser rebocada. Existem muitas em produção e é comum encontrar plataformas deste tipo em poços exploratórios na plataforma continental com lâminas de água inferior a 150m.

Este modelo não tem propulsão e por isso necessita de ser rebocado. Quando tal acontece, como o conjunto é pouco estável, é necessário assegurar que a ondulação está baixa. Quando a plataforma chega à sua nova localização os pilares são descidos até ao fundo do mar, operando a plataforma a uma altura de 10 m acima da onda máxima. As suas grandes desvantagens são o facto de operarem em águas pouco profundas e de na sua maioria não terem propulsão.

As plataformas fixas, (*tender supported*), são utilizadas em águas menos profundas e são construídas de aço (estrutura treliçada submersa) onde assenta um *deck* sobre o qual se desenvolvem os trabalhos. A grande vantagem é a de manterem a estabilidade tal como as eleváveis em situações climatéricas adversas. São o modelo mais utilizado hoje em dia, nomeadamente em campos onde é necessário abrir vários poços. São normalmente feitas em terra por módulos e depois transportadas para o local final de montagem onde são encastradas em flutuadores que posteriormente são enchidos de água e afundados. São normalmente assentes em estacas. Estas

plataformas tendem a ser as mais escolhidas quando a lâmina de água é inferior a 200m.

Também existem plataformas fixas de betão, que são também montadas em terra e posteriormente transportadas para o local de operação. Este tipo de plataforma está assente através do seu peso próprio que lhe confere a estabilidade depois de afundado.

As plataformas semi-submersíveis são estruturas flutuantes, com estabilizadores verticais, que suportam um *deck* superior onde decorrem as operações de produção. Correspondem a plataformas bastante estáveis e que têm uma grande variedade de tipologias de casco. Os flutuadores são parcialmente inundados promovendo o semi afundamento da plataforma que fica com o seu centro de gravidade por baixo das vagas conferindo grande estabilidade à estrutura que, além disso, é ancorada no fundo. Existem sistemas de posicionamento dinâmico que não necessitam de ancoragem. Estes modelos operam sem grandes constrangimentos até profundidades de 500m. Quando estas plataformas têm sistemas de ancoragem, este é normalmente constituído por 8 a 12 âncoras com cabos que funcionam como molas repondo a plataforma na posição original depois do impacto das ondas ou do vento.

Hoje em dia os navios-plataforma têm-se tornado extremamente populares (Corrêa; 2003), uma vez que operam muito bem em águas profundas (> 1000m). Este tipo de plataforma oferece uma maior mobilidade que qualquer outro tipo, não sendo no entanto tão estável como os anteriormente descritos. Os sistemas de posicionamento dinâmico resolvem a questão da estabilidade, tendo este modelo de plataforma a vantagem de ter mais espaço de armazenagem e de funcionar de modo mais autónomo sem grande necessidade de embarcações de apoio.

O preço deste tipo de equipamentos pode variar muito. A Petrobras estima que a sua plataforma P52 (semi-submersível) apta para a exploração de petróleo e gás natural tenha um custo total de cerca de 900 milhões de US\$. Existem em operação, hoje em dia, cerca de 204 plataformas flutuantes em todo o Mundo das quais 92 operam em águas profundas.

4.5.2 Sistema de elevação

Além da própria perfuração, o sistema de elevação cumpre um papel muito importante de adicionar tubos à medida que a perfuração decorre e promover mudanças de *bits*.

O sistema de elevação é composto pelo *derrick* (com altura em geral equivalente de 3 tubos), guinchos e bloco de polias (ou *Catarina*). O *derrick* tem como objectivo sustentar toda a estrutura vertical desde a broca até ao *kelly*. O *kelly* é uma secção de tubagem, quadrada ou hexagonal, de aproximadamente 10m de comprimento, conectada no topo de coluna de perfuração, que por sua vez está sustentada pelo *swivel* suspenso pelo gancho principal. Podemos ver um exemplo de uma secção do *kelly*, na figura 4.9

4.5.3 Sistema de circulação de lamas

De modo a evitar a entrada de fluidos das formações, desmoronamentos e permitir a recuperação da rocha desagregada à superfície, utilizam-se lamas de perfuração.

A circulação contínua de lama ao longo da estrutura até aos bocais da broca e de novo para a superfície ao longo da parede do poço cumpre várias funções. Normalmente, a lama corresponde a água do mar com uma série de aditivos. As lamas permitem aumentar a eficiência da broca, limpando a superfície da rocha de fragmentos desagregados ao mesmo tempo que lubrifica e arrefece os dentes da broca. Além disso, as lamas exercem pressão sobre os reservatórios impedindo o afluxo de fluidos (gás e crude) ao poço. Obviamente o tipo de lama usado depende da pressão estimada para o reservatório, podendo ser aumentada a densidade da lama com a adição de sulfato de bário. Outro papel das lamas é baixar a fricção entre a coluna e a parede do poço ao mesmo tempo que sela as formações porosas que a coluna atravessa.

As características da lama são monitorizadas de modo a que esta mantenha sempre as características de fluidez e densidade desejada. As lamas após serem recuperadas da boca do poço, são filtradas e decantadas, sendo posteriormente reutilizadas. A análise de superfície às lamas tem também como objectivo uma análise das formações atravessadas e da ocorrência ou não de petróleo mas, acima de tudo, valida os dados da prospecção.

4.5.4 Sistema de rotação

O sistema de rotação pode ser convencional em que o *kelly* se conecta directamente ao *swivel* que conecta à *Catarina*. A mesa rotativa (com a forma de face plana do *kelly*) confere a rotação à estrutura e brocas. Existem também alternativas com recurso a motores quer no *swivel* (permitindo rotação quando puxa o equipamento para cima) quer logo acima da broca (*down hole mud motor*).

4.5.5 Sistemas auxiliares

O *Blowout preventer* (BOP) corresponde a uma série de válvulas cuja principal missão é evitar erupções descontroladas de fluidos. Quando há uma erupção é possível fechar as válvulas ou mesmo iniciar a injeção de lamas.

O *Blowout* é a saída descontrolada de fluidos do reservatório. Estes fluidos podem destruir o equipamento à superfície havendo sempre o risco de qualquer faísca poder provocar uma explosão. A melhor maneira de evitar isto é mantendo uma pressão nas lamas de modo a evitar escape de fluidos de reservatório.

Desta forma, procede-se normalmente à manipulação do peso das lamas, obtendo lamas menos pesadas em formações não permeáveis, obtendo-se melhores índices de perfuração e, por outro lado, aumenta-se o peso das lamas assim que se começa a trabalhar em formações passíveis de serem reservatórios (Conaway; 1999).

4.5.6 Operações

Uma vez tratados os aspectos, legais, a abertura de um poço exploratório começa pela preparação do terreno. É feito o desmatamento e nivelamento do solo e são executados os caminhos e acessos. O abastecimento de água deverá ser preparado nesta altura (com recurso a água disponível ou abrindo o poço de abastecimento com caudal adequado).

É normalmente aberta uma vala onde se depositam fragmentos rochosos e terra resultante dos primeiros trabalhos. Esta vala deverá estar impermeabilizada com geotexteis de modo a impedir infiltrações. De seguida são montados os equipamentos de produção que estão exemplificados na figura 4.17.

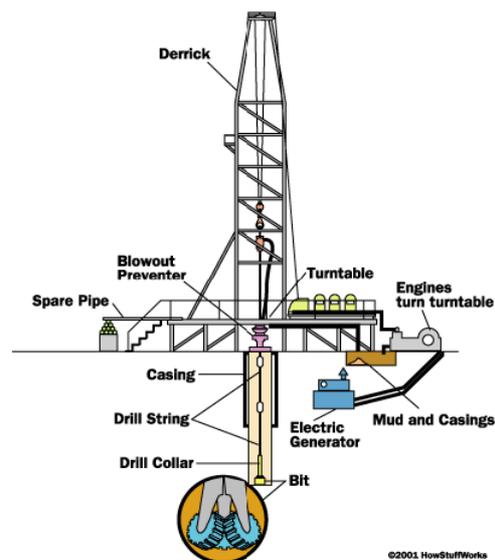


Figura 4.17 – Torre de Operações

É executada uma vala rectangular (na terminologia anglo saxónica *cellar*) no sítio onde o poço vai ser aberto. Nesta vala irão ser executados uma importante parte dos trabalhos. O poço principal é aberto com recurso a meios móveis. O diâmetro é maior do que o do poço e normalmente é logo cimentado (Corrêa; 2003). De seguida, procede-se à montagem do restante equipamento que varia muito conforme o tipo e dimensão de poço. O equipamento normalmente tem um conjunto com gerador (diesel), tanques de armazenamento de diesel, sistema mecânicos de elevação e circulação, sistema de rotação e auxiliares, o *derrick* e o BOP.

Iniciam-se as operações de perfuração colocando a broca e a primeira haste no poço e de seguida conecta-se o *Kelly* à mesa rotativa iniciando-se os trabalhos. O primeiro passo é dado pela introdução de um tubo condutor de largo diâmetro que conduz as lamas oriundas do fundo do poço até à superfície. Normalmente estes poços de maior diâmetro são depois cimentados. É feita a perfuração do poço piloto e de seguida é colocada a base guia e o BOP. Inicia-se a perfuração com o movimento iniciado pela mesa no *kelly* que é transmitido a toda a estrutura. De seguida, vão adicionando novas secções de tubo à medida que a broca vai avançando. Durante este processo, há que validar os fragmentos trazidos pelas lamas para validar informação de suporte no *site*. Esta fase inicial é feita com brocas de maior diâmetro (desde 17 polegadas a 26 polegadas). O poço nesta fase é cimentado, para minorar o efeito das camadas superficiais menos consolidadas

As operações de perfuração consistem numa série de repetições de levar o *kelly* ao ponto zero, altura em que se vai acoplar mais um segmento de tubagem. Durante este processo é necessário proceder a registos (*logs*) de todos os eventos. Todos os dados recolhidos (amostras, lamas e operações de perfuração), são colocados num gráfico em função da profundidade de modo a serem interpretados como um todo. É importante cruzar a informação real com as projecções previstas (estratigrafia por exemplo), de modo a poder-se traçar um cenário o mais realista possível. Uma amostra litológica deverá ser observada, de 3m em 3m ou até em cada 0,5m à medida que nos aproximamos do reservatório. Nestas observações importa anotar a litologia, porosidade e vestígios de hidrocarbonetos encontrados.

As anotações de fenómenos que emanam das operações de perfuração são também muito importantes. Por vezes um rápido aumento na velocidade de avanço, significa uma passagem de rochas não porosas para rochas porosas podendo indiciar a chegada a um reservatório.

A observação das lamas de sondagens além das amostras de fragmentos de rocha tem como objectivo a detecção de gás que esteja emulsionado em petróleo ou água na rocha.

4.5.7 Processos de perfuração

No método de perfuração *rotary*, uma peça pesada com dentes é conectada a uma longa haste de tubos ociosos. À medida que os trabalhos de perfuração avançam, vão sendo adicionadas secções de tubos cujo comprimento é função do *derrick*. Quando os dentes da broca se desgastam, ou quando é necessário proceder à alteração da broca, todo o *set* de tubagem tem de ser retirado e cada secção de tubo tem de ser desenroscada e armazenada no local. Quando a profundidade desejada é atingida, o poço é revestido com o *casing* e cimentado, estando assim pronto para produção. Durante o processo de perfuração, as lamas de sondagem promovem o arrefecimento da broca e a constante limpeza do fundo do poço e a estabilização das paredes do mesmo. O processo de circulação de lamas permite a observação à superfície da litologia das rochas fragmentadas. As brocas hoje em dia permitem enormes economias de tempo com performances 80% mais eficientes do que as brocas dos anos 20 e 30 do século XX. Hoje em dia está a ser desenvolvida a tecnologia para poder haver exploração de petróleo até aos 10.000 metros de profundidade

4.5.8 Operações durante abertura do poço

Estas são as operações que estão na base dos assuntos tratados relacionados com a análise geofísica no poço. O equipamento é descido ao longo do poço, fazendo medições dos estratos. São também retiradas amostras de rocha reservatório e assim que a profundidade pretendida é atingida é feita a completação do poço. Em primeiro lugar é colocado um dispositivo explosivo no poço de modo a criar aberturas no *casing* por onde o hidrocarboneto possa fluir. De seguida é colocado um tubo de menor diâmetro no interior e é colocado o *packer* que irá selar o espaço entre o *casing* e o tubo. Finalmente é feita a montagem, à superfície, da árvore de natal, que corresponde a uma estrutura com uma série de válvulas que controla os fluxos de fluidos.

Uma vez feita a completação do poço é muitas vezes injectado ácido na formação reservatório de modo a dissolver canais que encaminham o hidrocarboneto para o poço (no caso de calcários). No caso de reservatórios siliciosos é injectada uma calda de agentes que fracturam hidraulicamente a rocha (compostos por areia, bauxite, etc..).

5 MIDSTREAM E DOWNSTREAM

5.1 Refinação

No início da indústria petrolífera as refinarias foram colocadas nas proximidades das zonas de produção, sendo expedidos apenas os produtos refinados para os respectivos mercados. Depois da II Guerra Mundial (com as melhorias ao nível da logística), as refinarias passaram a estar mais próximas dos mercados. Isto deveu-se à proliferação de especificações dos produtos refinados, que variavam de região para região, e ao facto de o crude ser um bem transportável de forma mais económica, devido ao efeito de escala. Houve também razões de ordem estratégica e política, tendo todos os países construído refinarias como investimento estratégico para as suas políticas nacionais de energia.

O petróleo em bruto (rama ou crude) é uma matéria-prima de cor muito variável desde o negro ao castanho e verde amarelado. As ramas com alto teor de enxofre têm um cheiro muito desagradável e são denominados de “azedas”, ao contrário das ramas de baixo teor de enxofre que são denominadas de “ramas doces”. As características de viscosidade e textura podem variar muito, mesmo dentro da mesma rama. As ramas são compostas por cadeias mais ou menos longas de hidrocarbonetos, correspondentes a moléculas quase exclusivamente compostas por átomos de carbono e hidrogénio. Os hidrocarbonetos compostos por moléculas longas correspondem aos asfaltos e aqueles compostos por moléculas menos longas formam os compostos mais leves como a gasolina.

Para a obtenção de produtos refinados, as ramas são processadas em unidades de refinação onde são aquecidas, comprimidas, vaporizadas, refrigeradas, reaquecidas e remisturadas. Com a excepção dos petroquímicos e asfaltos, os derivados do petróleo podem ser considerados em dois grandes grupos no que diz respeito à refinação: lubrificantes e combustíveis. Esta classificação assenta exclusivamente na sua utilização final.

Antes do crude entrar numa refinaria, retira-se o gás natural que são os compostos (hidrocarbonetos) mais leves. Este gás pode ser utilizado para a produção de gasolina ou como combustível na própria refinaria (caso da refinaria de Puertollano da RepsolYPF).

5.1.1 Características dos crudes

Os petróleos, como hidrocarbonetos, são formados essencialmente por cadeias maiores ou menores de ligações covalentes de átomos de carbono e hidrogénio. Podem aparecer nas cadeias de hidrocarbonetos, outras substâncias (impurezas), que irão alterar as características do produto.

O petróleo ocorre associado em jazidas, a água salgada e gás natural. Na perspectiva de refinação, contabilizam-se os hidrocarbonetos e impurezas. Nesta fase, o petróleo é um fluido oleoso e inflamável, menos denso do que a água, e com cores que variam desde negro a acobreado a castanho claro.

O produto originário de diferentes jazidas varia na cor, densidade, acidez e viscosidade, entre outras propriedades. Um determinado crude é procurado por ter uma série de características, entre as quais podemos salientar a densidade, o ponto de escoamento (*pour point*), viscosidade, teor de enxofre e metais.

5.1.2 Grupos de hidrocarbonetos

Os principais grupos de componentes do petróleo são os hidrocarbonetos saturados (parafinas, isoparafinas, naftenos), aromáticos, resinas e asfaltenos. Na figura 5.1 estão esquematizados os vários tipos de hidrocarbonetos referidos. Estes tipos de hidrocarbonetos têm características que os diferenciam:

Hidrocarbonetos parafínicos normais – Correspondem ao grupo dos alcanos com fórmulas gerais C_nH_{2n+2} formando, por exemplo, o metano (CH_4) e o etano (C_2H_6).

Hidrocarbonetos parafínicos ramificados – Correspondem ao grupo dos isoalcanos com fórmulas gerais C_nH_{2n+2} formando, por exemplo, o isobutano e o isopentano. Diferenciam-se dos alcanos por terem ramificações em um ou mais átomos de carbono, sendo também denominados de isoparafinas.

Hidrocarbonetos parafínicos cíclicos – Estes são o grupo dos nafténicos, em que os átomos de carbono se dispõem em forma de anéis, podendo apresentar radicais alcanos e isoalcanos ou outro grupo nafténico. Neste grupo há menos ligações carbono -hidrogénio do que nos anteriores.

Hidrocarbonetos aromáticos – São constituídos por ligações duplas e simples que se alternam em anéis com 6 átomos de carbono. O composto mais simples é o benzeno que é também o mais estável dos hidrocarbonetos insaturados. Tal como nos

anteriores, podem ocorrer hidrocarbonetos formados por mais do que um anel benzênico. O benzeno e o tolueno são exemplos deste grupo.

Nas parafinas existem moléculas que contêm entre um e 45 átomos de carbono, representando cerca de 15% a 20% do petróleo, não havendo geralmente muitas impurezas. Nos grupos restantes ocorrem frequentemente impurezas sobretudo oxigênio, azoto, enxofre, metais e sais orgânicos.

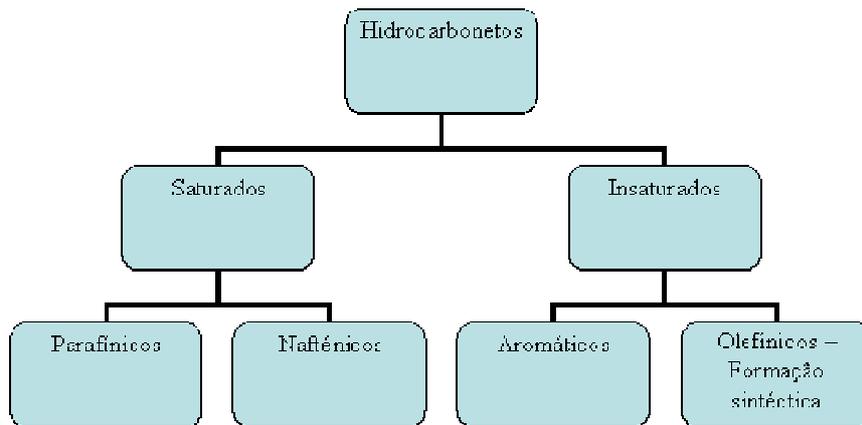


Figura 5.1 – Tipos de hidrocarbonetos

5.1.3 Impurezas

Na perspectiva de refinação do petróleo ocorrem impurezas que se podem classificar em Oleofílicas ou Oleofóbicas.

As primeiras correspondem a impurezas dissolvidas no fluido ou mesmo como parte integrante do mesmo. Neste caso salientam-se:

Compostos sulfurados – Aqui o enxofre é o terceiro elemento mais abundante podendo atingir 4% em peso. Face à legislação ambiental cada vez mais rigorosa, as refinarias consideram a remoção do enxofre como umas das prioridades. Além das questões ambientais (emissões de produção de SO_x), os elevados teores de enxofre são indesejados pois conduzem a uma estabilização das emulsões (pelo aumento a polaridade), provocando corrosão e contaminação dos catalisadores.

Nesta categoria entram impurezas como sulfatos, polisulfetos, benzotiofenos e o ácido sulfídrico (Szklo, 2005). Em petróleos de alta densidade, ocorrem normalmente elevados teores de enxofre. Existe uma classificação de petróleo em função do teor de enxofre. O limite da A.P.I. (*American Petroleum Institute*) está fixado em 1% de

enxofre como divisor de alto e baixo teor de enxofre, embora se considere como doce (*sweet*) um petróleo com menos de 0,5% e como azedo (*sour*) um petróleo com mais de 2,5%.

Compostos nitrogenados – Esta impureza aumenta a capacidade do óleo de reter água em emulsão tornando os produtos de refinação instáveis, além de inativarem os catalisadores. Ocorrem em percentagens na ordem dos 0,15%, considerando-se alto um teor acima dos 0,25%. Estes compostos apresentam-se na forma orgânica como piridinas e quinolinas.

Compostos oxigenados – Estes compostos aparecem sob a forma de ácidos carboxílicos, ácidos nafténicos, ésteres, etc.. Tendem a concentrar-se nas fracções pesadas do petróleo aumentando a acidez e as propriedades corrosivas do mesmo.

Estes compostos estão directamente relacionados com o teor de acidez do petróleo que é medido pelo índice TAN em mgKOH/g (miligrama de Hidróxido de Potássio por grama – a base necessária para neutralizar). A unidade representa a fronteira entre o ácido e o não ácido. Os petróleos com esta impureza têm-se valorizado nos mercados internacionais à medida que se procuram baixos teores de enxofre uma vez que, em geral, estes petróleos apresentam baixos teores de enxofre.

Resinas e alcatrões – Normalmente constituem longas cadeias de hidrocarbonetos com enxofre, oxigénio e azotos em altas concentrações (cerca de 7%). As resinas estão normalmente emulsionadas no óleo e os alcatrões encontram-se dispersos em colóides.

Compostos organo-metálicos – ocorrem geralmente na forma de sais orgânicos dissolvidos em água emulsionada no petróleo. São facilmente separáveis e concentram-se nas fracções mais pesadas. Os metais contaminantes podem ser o V, Ni, Zn, Cu, Fe, Pb e o Mo. Estas impurezas, além de contaminarem os catalisadores, catalisam a formação de H_2SO_4 em meio aquoso.

No que diz respeito às impurezas oleofóbicas podemos considerar a água, sais, argilas, areias e outros sedimentos. A principal fonte destas impurezas acaba por ser a água salgada que ocorre com o petróleo no subsolo e, em menor escala, partículas provenientes da corrosão de tubagens.

5.1.4 Curva de destilação

Cada família de petróleo apresenta a sua curva de destilação. Quanto maior for o teor em carbono, maior será a sua temperatura de ebulição, o que faz com que hidrocarbonetos maiores, ou de maior peso molecular, tenham uma maior temperatura de ebulição ou simplesmente tenham uma maior volatilidade (Szklo, 2005).

Na destilação, a ebulição dos hidrocarbonetos processa-se por faixas de temperaturas limitadas por pontos de corte (*cutpoints*), durante o qual se processa a separação de uma determinada fracção de hidrocarbonetos. Ao destilarem-se dois óleos diferentes, o que muda não é a temperatura de corte mas sim as quantidades que se obtém em cada faixa de temperatura. O rendimento é maior para destilados leves e médios em óleos leves do que óleos pesados.

A curva PEV (ponto de ebulição verdadeiro) é representativa da destilação para a qual as temperaturas obtidas reportam ao estado de equilíbrio líquido – vapor. Na figura 5.2, ilustra-se ver um exemplo de curva PEV (Leffler; 1985). Até aos 330°C trabalha-se em pressão atmosférica e a partir daí, inicia-se o craqueamento térmico a vácuo.

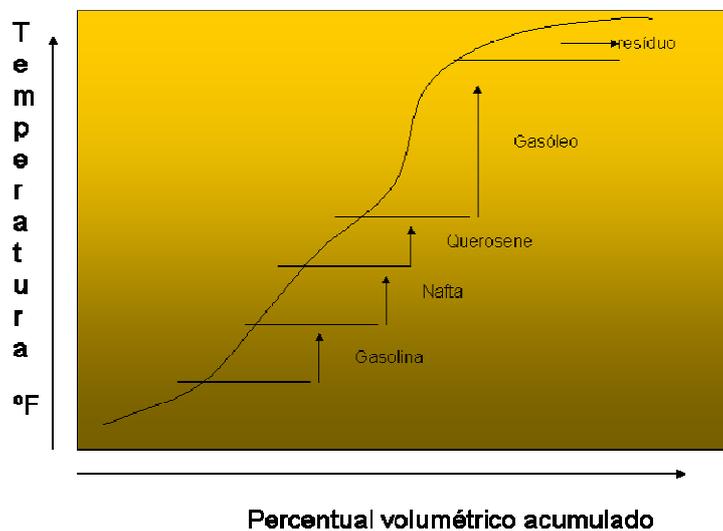


Figura 5.2 – Exemplo de uma curva de destilação de petróleo (PEV).

Cada petróleo apresenta a sua própria curva, permitindo determinar rendimentos para condições iguais de destilação. Quanto mais leve for um petróleo, ou quanto menor o seu grau API, menor é o coeficiente angular da sua curva PEV (Szklo, 2005).

Existem ainda outros parâmetros de grande importância na caracterização de petróleos, como o teor em sais (importante devido à formação de depósitos em tubagens e potenciador de corrosão), a viscosidade (importante pois os custos de bombagem dos óleos aumentam proporcionalmente a este indicador) e o factor de caracterização (*KUOP*) conforme proposto pela UOP (*Universal Oil Products*):

$$KUOP = \frac{3\sqrt{Tb}}{d}$$

Onde *d* é a temperatura e *Tb* o ponto de ebulição molar em graus rankine (°F+460). Este factor dá informações importantes acerca da natureza do óleo sendo que se *KUOP* > 12 indica a presença de um óleo essencialmente parafínico, *KUOP* entre 10 e 12 indica um óleo essencialmente nafténico e menor que 10 essencialmente aromático.

5.1.5 Unidades de refinação

A refinação do petróleo consiste na separação dos seus componentes por processos físico-químicos. O produto é processado em unidades de separação até se transformar nos vários produtos finais.

Existem 3 grandes grupos de produtos refinados. A grande maioria acaba em combustíveis na forma de gasolinas, querosene, gasóleos, fueloil, GLP, QAV, coques e óleos residuais constituindo cerca de 90% dos produtos refinados. Um segundo grupo corresponde a produtos refinados para a indústria petroquímica, não combustíveis, como solventes, lubrificantes e asfaltos. O terceiro grupo, de menor valor acrescentado e de refinação mais simples, é formado pelos produtos de uso intermédio na indústria como a nafta química, o etano, propano e butano, etileno, propileno e butadienos.

Hoje em dia, devido à grande procura no hemisfério norte, (ora devido a Invernos mais rigorosos ora devido à *driving season*), existe uma grande pressão para produção de bens de maior valor acrescentado, havendo alguma escassez de matéria-prima de menor qualidade para uso industrial (óleos pesados).

O cabaz de óleos que uma refinaria pode trabalhar de forma optimizada corresponde à sua carga ideal (*mix*), e cada refinaria procura no mercado internacional o seu *mix* ideal de forma a produzir o produto refinado óptimo para a sua capacidade, mas também de modo a responder às solicitações do mercado com maior eficiência.

As operações numa refinaria podem-se classificar em 5 grandes grupos (Szklo, 2005):

Topping – Trata-se da primeira separação do óleo em grandes grupos de hidrocarbonetos. A forma mais vulgar é através da destilação, sendo também por vezes utilizada a desasfaltação por solvente.

Craqueamento – Basicamente trata-se de um processo de quebra das moléculas longas de hidrocarbonetos em moléculas menores. O craqueamento pode ser feito apenas utilizando a temperatura (térmico), ou manipulando a pressão (vácuo), ou ainda recorrendo a químicos (catalítico).

Alquilação, Eterificação e Polimerização – No fundo o processo inverso ao do craqueamento, através do qual se forma um determinado produto combinando moléculas menores de hidrocarbonetos.

Isomerização – A alteração das propriedades de uma molécula alterando a sua disposição atómica mas não o número de átomos de carbono.

Blending – Processamento de derivados de petróleo para remoção de enxofre, azoto ou metais pesados. Esta, normalmente, corresponde à última fase de tratamento de um produto.

Independentemente do produto final, o processo de refinação inicia-se quase sempre pela destilação inicial do óleo de modo a obter-se a separação em fracções de corte. A destilação passa pelo aquecimento (processo muito importante na gestão dos custos de uma refinaria), vaporização, fraccionamento, condensação e arrefecimento do crude.

5.1.6 Dessalgação

Os petróleos contêm sempre alguma matéria inorgânica como sais solúveis, areias, sedimentos e óxidos ferrosos. Estes sais estão dissolvidos, ou então em suspensão, na forma cristalina, e são passíveis de causar incrustações nos permutadores de calor, estimulando a produção de coque e sais de sódio. Desta forma, antes da destilação procede-se à remoção dos sais reduzindo a humidade do óleo para 0,3% e o teor em sedimentos para 0,015%. Este processo é feito por mistura do óleo com água promovendo a dissolução dos sais na água. Separa-se de seguida, a água do óleo. Esta separação é feita recorrendo a desulfurificantes, cujas partículas se posicionam na interface água – óleo, revertendo o carácter oleofílico da emulsão água – óleo.

Este processo pode também ser executado por métodos eléctricos, fazendo uso das diferentes propriedades eléctricas do óleo e da água. Este processo prepara a carga da destilação atmosférica e tem como resíduo cerca de 8 litros por barril de ácido sulfídrico, amónia e alguns sólidos em suspensão e dissolvidos.

5.1.7 Destilação atmosférica

O óleo segue da dessalgação, e é aquecido num queimador a cerca de 400°C sendo encaminhado para a coluna de destilação, à pressão atmosférica, onde a carga se fracciona em diferentes cortes. As fracções leves vaporizam e condensam sendo recuperadas no topo da coluna. As fracções mais pesadas, por outro lado, são normalmente encaminhadas para uma segunda destilação, mas desta vez por vácuo.

Na coluna de destilação apresentam-se as seguintes fracções por temperaturas:

- < 180°C – nafta química, gasolinas e componentes leves (três a 12 átomos de carbono);
- > 180°C e < 240°C – querosene (com oito a 17 átomos de carbono);
- 240°C e < 300°C – gasóleo leve (com oito a 25 átomos de carbono);
- 300°C e < 360°C – gasóleo pesado (com 20 a 25 átomos de carbono);
- >360°C – resíduo de fundo com hidrocarbonetos com mais de 22 átomos de carbono.

Além destes produtos consideram-se ainda o *sour gás*, que corresponde a uma mistura de hidrocarbonetos leves e contaminantes de topo da coluna, que são normalmente utilizados como fonte de energia dentro da refinaria (etano e metano etc.).

Este processo é de alta exigência ao nível energético (criação de calor, bombagens etc.), e ambiental (consumo de 100 litros de água por cada barril). Esta água (não a do arrefecimento) está normalmente contaminada com ácido sulfídrico e amónia e requer tratamentos profundos.

Na figura 5.3 está um diagrama do processamento por destilação atmosférica.

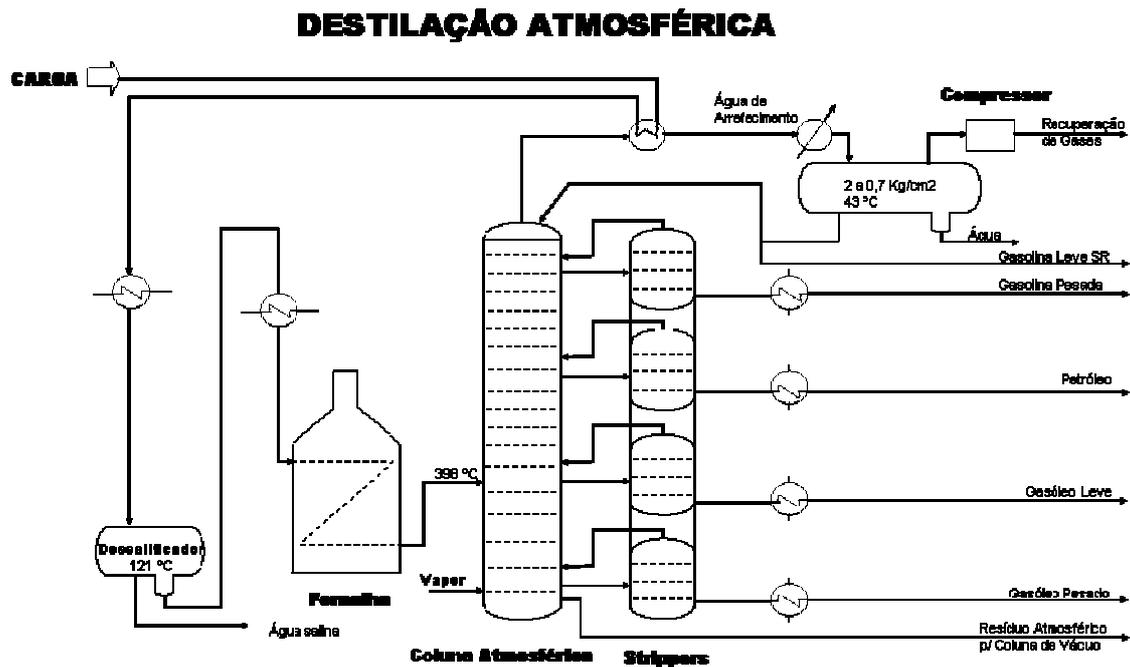


Figura 5.3 – Esquema de destilação atmosférica (fonte: curso sobre indústria do petróleo – APETRO)

5.1.8 Destilação a vácuo

O produto mais pesado da destilação atmosférica (*bottoms*) segue para a destilação a vácuo onde é sujeito a pressões inferiores a 100 mbar. A razão de ser da destilação a vácuo, prende-se basicamente com o facto de no vácuo o ponto de ebulição ser mais baixo, permitindo uma separação a temperaturas menores sem formação de *coque* e sem decomposição de hidrocarbonetos, e com menor desgaste no equipamento.

O vácuo é mantido com recurso a injectores de vapor e bombas de vácuo. A injeção de vapor reduz a pressão parcial da carga de hidrocarbonetos promovendo a sua decomposição. A temperatura de fundo é de cerca de 355°C.

Estes processos de destilação a vácuo, juntamente com o processo de destilação atmosférica, são responsáveis por cerca de 40% dos custos energéticos de uma refinaria.

Na figura 5.4 mostra-se um diagrama do processamento por destilação a vácuo.

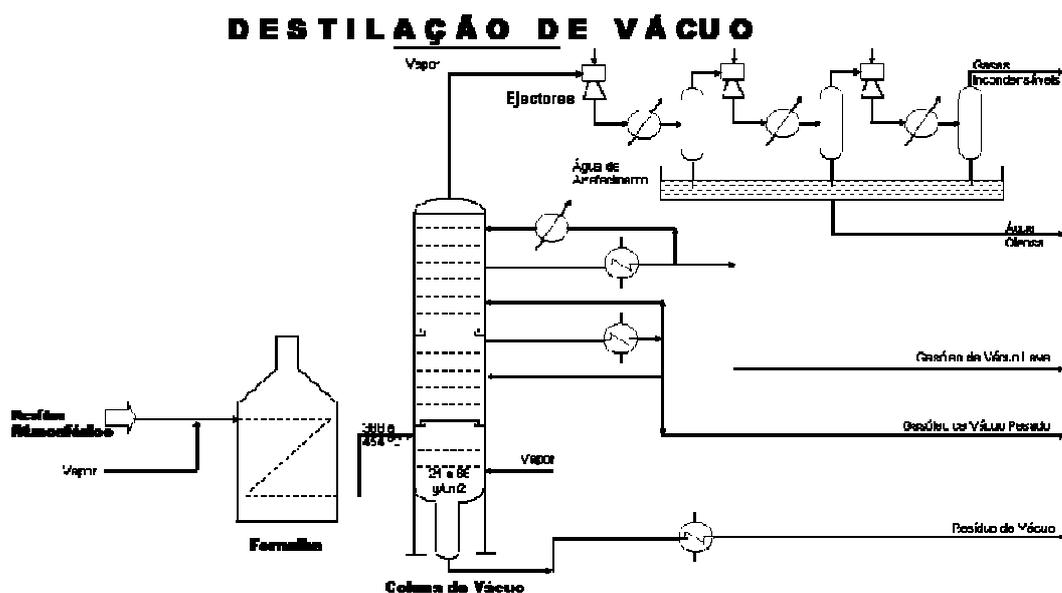


Figura 5.4 – Esquema de destilação a vácuo (fonte: curso sobre indústria do petróleo – APETRO)

5.1.9 Processamento downstream

Este processo é responsável pela alteração da estrutura molecular dos hidrocarbonetos através do craqueamento de moléculas longas em moléculas menores, ou pela combinação de moléculas menores noutras de maior dimensão. Estas técnicas são muito empregues na transformação de resíduos dos dois processos anteriores em produtos de maior valor acrescentado (gasóleos e gasolinas). Estas técnicas são chamadas de fundo de barril por converterem resíduos atmosféricos e de vácuo em gasóleos e gasolinas.

Existem dois métodos com variantes para o craqueamento dos hidrocarbonetos pesados: térmico e catalítico (Szklo; 2005).

5.1.10 Craqueamento térmico / visco-redução

Este método é caracterizado por ser um processo que decorre a elevadas temperaturas e por manipular a pressão. Este processo consegue converter cerca de 15% do resíduo do processo de destilação a vácuo em fracções leves. É bastante consumidor de energia atingindo temperaturas de 540°C. Está a cair em desuso em detrimento dos processos catalíticos por estes serem mais económicos (Szklo; 2005).

5.1.11 Coqueamento retardado

Neste processo a carga oriunda dos resíduos da destilação a vácuo é aquecida e conduzida às câmaras de coqueamento onde se dá a formação do coque.

O resíduo é introduzido na torre de fraccionamento, onde as fracções leves são removidas (gasóleos e gasolinas), sendo as fracções pesadas encaminhadas para a fornalha a cerca de 500°C. Daqui segue para o coqueador. Dá-se então a libertação de algumas fracções gasosas (H_2S e NH_3) que são retirados por injeção de vapor de água. O coqueamento consegue rendimentos de cerca de 80%.

5.1.12 Craqueamento catalítico

Este processo, também referido por FCC, é equivalente ao do craqueamento térmico, mas na presença de um catalisador (zeólitos). A carga de hidrocarbonetos pode ser composta sobretudo por gasóleos pesados e leves.

A carga é aquecida a cerca de 350°C e misturada com o catalisador aquecido a cerca de 700°C. É também envolvida com vapor para aumentar a vaporização e subsequente craqueamento. O craqueamento ocorre nos 540°C e ocorre no reactor estando concluída no topo do mesmo. Os vários subprodutos são separados e arrastados por vapor. A separação ocorre na torre de fraccionamento e o catalisador é recuperado num reactor de regeneração.

A eficiência do processo é maior com carga parafínica e menor com cargas aromáticas, visto o catalisador ter maior dificuldade em quebrar os anéis. Esta operação tem alto impacto ao nível das emissões atmosféricas e de consumo de água (cerca de 50 litros por barril). Embora seja uma unidade de alto consumo energético, esta, devido à produção de gases quentes, permite sempre a sua utilização como co-geração, gerando aqui algum rendimento adicional. Este método tende a favorecer a produção de gasolinas de alta octanagem (Szklo; 2005).

5.1.13 Processos consumidores de hidrogénio

Como tratamento recorrendo ao hidrogénio, temos o HCC (hidrocraqueamento catalítico) e o hidrotratamento. Estes processos recorrem a um catalisador (metálico) e a reacções em atmosfera redutora.

No HCC os processos ocorrem dentro de um reactor a altas pressões e com hidrogénio a temperaturas da ordem dos 300°C a 475°C. No HCC podem-se converter todos os produtos nas faixas desde o gasóleo aos resíduos uns nos outros permitindo uma grande versatilidade de *output*. Muitas vezes o resíduo do craqueamento catalítico é processado no HCC.

No caso do hidrotratamento, são removidos compostos (sulfurados e oxigenados) passíveis de anular a acção de catalisadores no FCC e no HCC.

5.2 Capacidade de Refinação Mundial

A capacidade de refinação mundial tem mostrado recentemente dificuldades em acompanhar a procura. Vivemos hoje as consequências de uma década de baixa rentabilidade no *upstream*, que promoveu o desinvestimento (ou melhor a ausência de investimento) em exploração mas também em refinação. Este é o resultado dos anos noventa do século XX com preços de petróleo na casa dos 10 US\$ a 20 US\$ por barril.

Esta estabilização foi em grande parte garantida pela Arábia Saudita, como forma de evitar um colapso no abastecimento de petróleo decorrente a I Guerra do Golfo. Mais tarde, com a abertura da China ao comércio mundial e o desenvolvimento da Índia e Brasil, foram incrementadas na procura ao nível global as necessidades de milhões de cidadãos que não eram consumidores nos anos 90.

Como os investimentos em capacidade de refinação não dão resposta imediata, tem-se vivido nos últimos anos num equilíbrio frágil entre a oferta e a procura ao nível dos produtos refinados. No gráfico da figura 5.5 mostra-se a estabilização no início dos anos 90 em torno dos 90% da capacidade de utilização das refinarias nas principais regiões refinadoras. Muito recentemente, no segundo semestre de 2008, devido à diminuição da procura, este equilíbrio tende a estabilizar por agora.

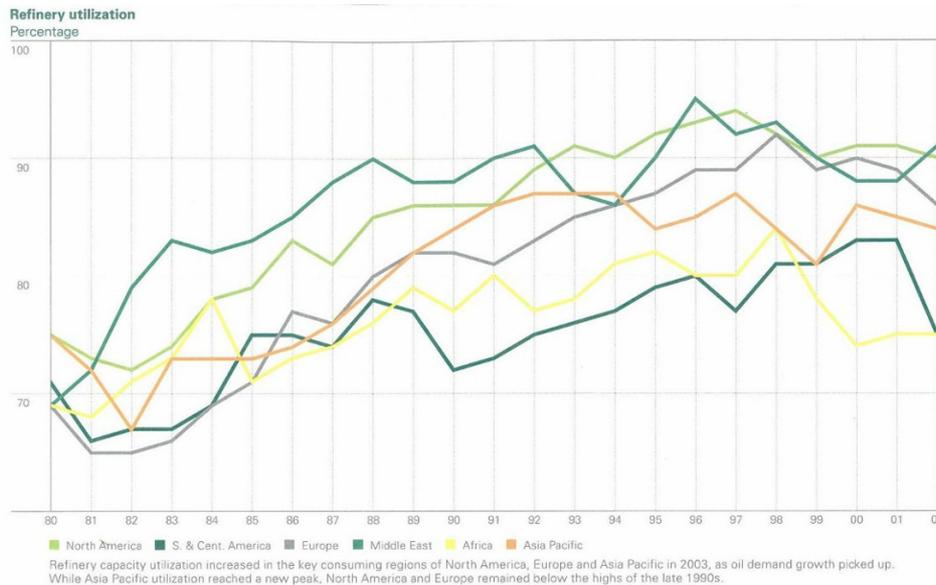


Figura 5.5 – Capacidade de refinação no mundo (Santos; 2005)

Além da componente globalização, há ainda dois factores que desequilibraram o balanço de oferta e procura destes bens. Uma legislação cada vez mais restritiva dificulta a maximização do *output* de determinadas refinarias que têm obrigatoriamente de ser readaptadas às novas obrigações ambientais. Por outro lado, tem havido uma oferta abundante de petróleo mais pesado que obriga à revisão do *mix* óptimo de determinadas refinarias.

Um outro elemento prende-se com o fenómeno de *dieselização*, ilustrado na figura 6.12, que se verifica na Europa nos últimos 10 anos. Devido a uma fiscalidade direccionada e a grandes desenvolvimentos nas tecnologias de motorização (tecnologia *common rail*), deu-se uma grande expansão do consumo de *diesel* em detrimento da gasolina, obrigando as refinarias a acumularem *stocks* de gasolinas para os quais não tem destino, com o fim de produzirem todo o *diesel* que o mercado procura. O resultado deste desequilíbrio é que a Europa é importadora líquida de *diesel* (sobretudo da Rússia) e exportadora de gasolinas (sobretudo para a costa leste dos EUA).

A capacidade de refinação mundial tem avançado nos últimos 6 anos à média de 1% ao ano e a procura 2% ao ano, como podemos ver na tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Evolução no mundo da capacidade de refinação (fonte : BP statistic of world energy (www.bp.com))

(produção em mbd)	2002	2003	2004	2005
União Europeia	14,81	14,83	14,86	14,9
Ex URSS	8,16	8,2	8,2	8,2
África	3,29	3,31	3,31	3,31
Medio Oriente	6,81	6,94	7,11	7,18
Ásia	21,76	21,57	22,4	22,69
América Norte	20,14	20,32	20,5	20,73
América Sul	6,57	6,61	6,63	6,76

5.3 Logística

A logística é a área responsável por prover recursos, equipamentos e informações para a execução de todas as actividades de uma empresa. O *Oxford English Dictionary* define logística como: “O ramo da ciência militar responsável por obter, dar manutenção e transportar material, pessoas e equipamentos.” Em 1998 o *Council of Logistics Management* define a logística da seguinte forma: “A logística é a parcela do processo da cadeia de suprimentos que planeia, implementa e controla o fluxo eficiente e eficaz de matérias primas, *stock* em processamento, produtos acabados e informações relacionadas, desde a sua origem até ao ponto de consumo, com o objectivo de atender às necessidades de clientes.”

A distribuição de derivados do petróleo tem como atributo ser a de um produto de baixo valor, sempre em grandes quantidades. Os produtos são de baixa degradabilidade e de procura estável e global. Os *stocks* de produto refinado são normalmente enviados para bases primárias que atendem grandes clientes e uma rede de bases secundárias. Os fluxos de crude são normalmente enviados directamente para refinarias.

A logística petrolífera evoluiu para uma arte altamente sofisticada e dependente de tecnologias de informação. Podemos verificar na figura 5.6, que a produção mundial é pouco superior à procura, sendo a capacidade de armazenamento, muitíssimo baixa quando comparada com os volumes do consumo e da produção

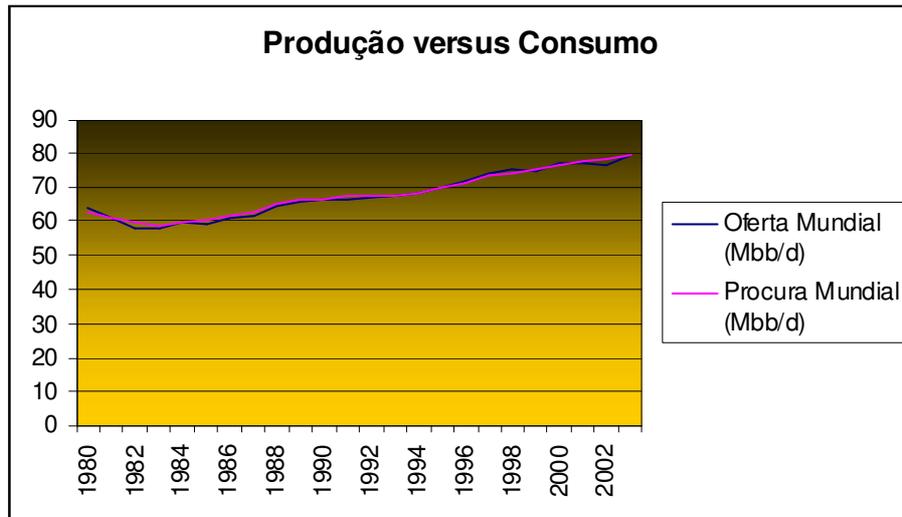


Figura 5.6 – Evolução da produção *versus* consumo (fonte IEA – Energy Outlook 2006)

Apesar disto, são invulgares as roturas de *stock*, suprindo o mercado todas as carências. Este facto tem permitido ao petróleo ocupar um lugar de destaque (mais de 60% da matriz energética mundial) na nossa civilização.

O petróleo proveniente da produção é encaminhado para as refinarias por oleoduto ou por via marinha, a fim de ser transformado em bens de maior valor acrescentado (produtos refinados). O abastecimento de produtos de uma refinaria até aos clientes finais é uma actividade complexa que envolve muitas variáveis. São centenas de variedades de produtos que têm que ser entregues a tempo, nos locais mais variados e cujas quantidades podem variar desde volumes muito pequenos, até dezenas ou centenas de milhar de toneladas, como é o caso de abastecimentos por navio por comboio ou gasoduto.

Antes da II Guerra Mundial era frequente fazer-se a refinação dos produtos junto às zonas de extracção do petróleo bruto. Os produtos refinados eram então transportados até às zonas de consumo, ficando armazenados em terminais ou instalações com capacidade suficiente para receber navios oceânicos de grandes dimensões. Os produtos eram deslocados, por barcaças fluviais ou por via terrestre (rodoviária ou ferroviária) para terminais mais pequenos, normalmente localizados na periferia destes centros. Fazia-se então a distribuição para os locais de consumo e pontos de venda a retalho.

Gradualmente, e por razões económicas que se prendiam com custos acrescidos de transportes e com a aprendizagem da logística da segunda guerra Mundial, foi-se deslocalizando a refinação para próximo dos mercados consumidores, em vez dos locais de extracção dos produtos petrolíferos. A matéria-prima começou a ser transportada por navio para as refinarias e quase todos os países passaram a ter as suas próprias refinarias. Hoje em dia é na refinaria que começa a logística de produtos refinados. Na figura 5.7, mostram-se os principais fluxos de petróleo na actualidade.

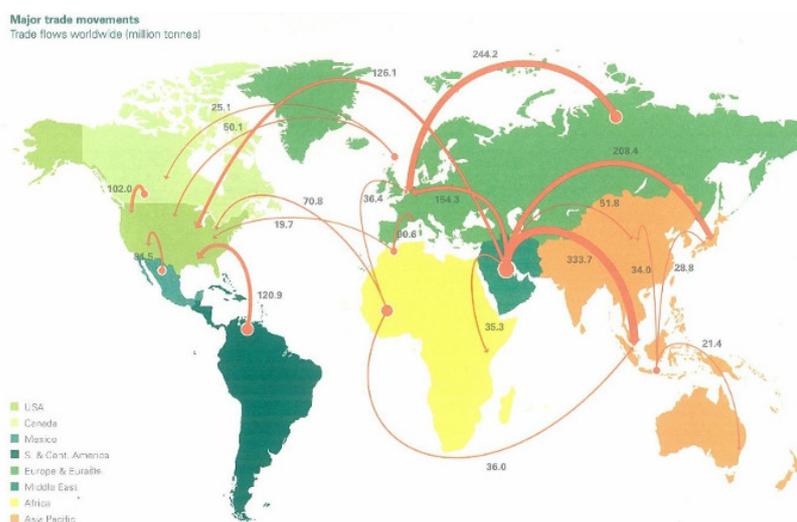


Figura 5.7 – Fluxos de movimento de crude no mundo (Santos; 2005).

Para a colocação dos produtos consideram-se 3 localizações fixas ou localizações tipo:

1. Refinaria, onde os produtos são produzidos, a partir do crude;
2. Instalações de armazenagem a granel;
3. Instalações de retalho ou dos clientes (postos de venda ou eventualmente armazenagens já na área do consumidor final). Aqui, o “*primary supply*” é o transporte de produtos entre a refinaria e as instalações de armazenagem (Santos; 2005).

Este é um tipo de transporte caracterizado por grandes volumes. É frequente recorrer ao transporte por *oleoduto*, ao navio costeiro, às barcaças fluviais, ao comboio ou então a associações deste meios. Os produtos são armazenados em terminais de grandes dimensões, estrategicamente localizados em função de diversos factores,

principalmente a proximidade dos mercados, volumes a movimentar e condições de recepção. O “*secondary transport*” trata do abastecimento e distribuição dos produtos em volumes menores, até aos postos de venda ao público, clientes de indústria e grandes frotistas. De um modo geral, o “*secondary transport*” é efectuado por via rodoviária, ou ferroviária no caso de grandes clientes (centrais termoeléctricas e indústria química).

Na distribuição é essencial o controle de custos, onde há um conjunto de princípios básicos a considerar:

- O número de operações de movimentação e manuseamento entre a produção e o consumo deve ser reduzido ao mínimo;
- A distribuição deve ser directa a partir da refinaria até aos postos de venda ou instalações do consumidor, ou seja, o número de pontos fixos anteriormente referidos deveria ser reduzido para dois em vez de três ou mais;
- Para grandes volumes, vale a pena encarar a possibilidade de construir *oleodutos* que são muitas vezes economicamente justificados.

O objectivo é movimentar a maior quantidade de produtos ao mais baixo custo. Temos o controle dos custos ao longo de toda a cadeia logística – desde o abastecimento aos terminais, passando pelos custos de operação dos próprios terminais, até aos custos de distribuição dos produtos destes terminais, para os pontos de venda e de consumo – como o ponto chave na gestão logística de produtos refinados.

Há, no entanto, outros factores a ter em consideração no estudo económico de uma rede logística como, a revisão e verificação da sua aptidão, isto é, o quadro das refinarias existentes vai sofrendo alterações, os mercados vão mudando, os produtos disponíveis e exigidos pelo próprio mercado vão sendo diferentes, o enquadramento ambiental, exigências e legislação vão também sofrendo sucessivas alterações.

O “*primary supply*” pode ser feito por vários meios, normalmente a via marítima ou gasoduto, mas também por via terrestre (rodoviária ou ferroviária) e a via fluvial (barcaças). Normalmente existe uma escolha limitada de transporte (caso de Portugal). Porém, noutras áreas geográficas como é o caso da maioria dos países localizados no centro da Europa, é frequente as várias companhias utilizarem um ou mais meios, em função dos preços de mercado e outros interesses mais ou menos pontuais ou de ocasião.

Por razões económicas há terminais no centro da Europa que são umas vezes abastecidos por gasoduto e outras por barcaças.

5.3.1 Transporte por via marítima

O transporte por via marítima é utilizado fundamentalmente na movimentação de grandes volumes. É, por isso, susceptível de apresentar alguns riscos que são potenciados pela sensibilidade ambiental e pressão da opinião pública. Alguns dos acidentes ocorridos nos últimos anos têm contribuído para a imagem negativa que existe associada a este meio de transporte. Estes desastres (*Exxon Valdez* e do *Prestige*), provocaram um endurecimento da legislação de segurança.

Normalmente usam-se navios construídos para o efeito, de grande capacidade e dimensão (de 30.000 toneladas até 550.000 toneladas). Quando se escolhe um destes navios é necessário ter em conta, além do custo unitário do transporte, qual o tipo de navio em função da carga e do destino, havendo navios para o transporte de produtos refinados, navios para o transportes de GPL (os mais caros e exigentes), navios de transportes de petróleo, etc..

Os navios são contratados pelos afretadores a armadores internacionais por intermédio de *brokers* especializados. O custo unitário é tanto menor quanto maior a dimensão do frete e por isso há um *grading* do tipo de navio quanto à sua dimensão em toneladas (ver tabela 5.2).

Tabela 5.2 – Designações de navios e tonelagem transportada

Designação	Tonelagem
<i>GP – General purpose</i>	16.500 – 24.999
<i>MR – Médium range</i>	25.000 – 44.999
<i>LR1 – Long range</i>	45.000 – 79.999
<i>LR2 – Long range</i>	80.000 – 159.999
<i>VLCC – Very large crude carrier</i>	160.000 – 319.999
<i>ULCC – Ultra large crude carrier</i>	320.000 – 549.000
<i>PANAMAX</i>	65.000
<i>AFRAMAX</i>	80.000
<i>SUEZMAX</i>	130.000

Normalmente o custo unitário de transporte por mar é mais baixo quanto maior for o navio, com as condicionantes do tipo de porto onde se procede à descarga (capacidade de armazenagem nesse porto). Embora os custos de movimentação por metro cúbico sejam bastantes menores do que os do transporte rodoviário, há no entanto a variável de custos portuários (Cardoso; 2004) que varia não só de país para país mas, dentro do próprio país, de porto para porto. Além disso, existe o problema do congestionamento de alguns portos que contribuem para o aumento de custo deste meio de transporte.

Hoje em dia, os navios de transporte utilizam um sistema radar que permite avaliar os volumes transportados com precisão (Cardoso; 2004). Em operações de carga e descarga é comum recorrer a um sistema de gás inerte, que impede que seja atingido na parte gasosa de cada reservatório uma atmosfera inflamável (mantendo-se uma concentração de O₂ inferior a 8%).

O uso de barcaças é feito em zonas com boas vias fluviais, permitindo o fluxo de produtos petrolíferos desde as refinarias normalmente situadas em zonas costeiras marítimas, até às zonas interiores e continentais mais afastadas da costa. Esta situação é muito comum na Holanda, França, Suíça, Alemanha, Áustria e Reino Unido, onde há prática de utilização de transporte fluvial desde a Revolução Industrial.

Por fim há os factores e restrições ambientais e de segurança. A legislação e regulamentação internacional normalmente aplicada encontra-se em (Santos; 2005):

1. *ISGOTT – International Safety Guide for Oil Tankers & Terminals*
2. *SIGTTO (Society of International Gas Tanker and Terminal) - Liquefied Gas Handling Principles on Ships and Terminals*
3. *The International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL)*
4. *International Convention for the Safety of Life at Sea (SOLAS),*
5. *BP Ship Vetting Policy.*

As grandes companhias petrolíferas seguem padrões de segurança e de exigência ambiental superiores à regulamentação local (por questões relacionadas com a gestão das marcas, seguros e imagem pública). De referir que o custo do transporte marítimo, embora tenha aumentado significativamente nos últimos anos, se mantém baixo. Por

exemplo, o custo de transporte do Médio Oriente para Singapura tem-se mantido abaixo dos 3 dólares por barril para embarcações de pequeno calado e pouco acima de 1 dólar por barril para navios de grande dimensão (Gomes e Alves; 2007).

5.3.2 Transporte por oleoduto

O transporte por oleoduto é o meio mais seguro e normalmente o mais barato dependendo do custo de construção. Contudo, é um meio fixo e por isso não apresenta a mesma flexibilidade de uma via marítima, rodoviária ou ferroviária, exibindo limitações no que respeita a:

- Capacidade – para distâncias cada vez maiores e tipo de produto podem exigir mais centrais de bombeamento intermédias;
- Versatilidade de produtos bombeados – a sequência de bombeamento dos produtos e as quantidades mínimas a transportar podem muitas vezes ser factores limitativos para a utilização destes meios;
- A vulnerabilidade é também um ponto negativo, no que diz respeito à sua exposição a ataques terroristas.

Um dos pontos mais importantes é a interconexabilidade deste meio, com uma importância muito grande ao permitir livre escoamento e movimentação de produtos desde o seu local de armazenamento até aos mercados.

Neste sector observam-se grandes avanços tecnológicos. Com os sistemas de informação de última geração, pode-se saber em tempo real a actividade de um gasoduto. Hoje em dia têm-se desenvolvido os oleodutos multi-produtos tentando minimizar as interfaces entre produtos.

Nestas interfaces, temos uma mistura de produtos não desejável. Os produtos com densidades e viscosidades semelhantes, embora diminuam os malefícios da interface, fazem com que este seja de mais difícil detecção. Os produtos de viscosidade elevada formam interfaces de mais difícil separação, mas com menor impacto ao nível da qualidade do produto. Existe uma terceira hipótese que é a do chamado selo. Normalmente usa-se *diesel* como separador entre dois produtos, gerando uma interface mais barata.

Nas operações de limpeza dos oleodutos utilizam-se os PIGs. Os PIGs de limpeza são corpos cilíndricos com anéis de neoprene com escovas de aço (Cardoso; 2004). A

limpeza de um oleoduto visa reduzir a perda de carga (devida a acumulação de depósitos nas paredes do oleoduto), e assegurar produtos dentro das especificações (importante em especificações altamente exigentes, como por exemplo, de JetA1).

Existe ainda um outro tipo de PIGs, cujo contacto com o oleoduto é feito só com borracha, e cuja função é somente a de separar o produto e evitar contaminações (Cardoso; 2004). Existem também PIGs para assegurar a integridade do oleoduto medindo linearmente o estado das paredes interiores e, através de ultra sons, a sua espessura.

5.3.3 Transporte por meios ferroviários

A primeira utilização deste meio de transporte reporta aos tempos iniciais da *Standart Oil* de Rockfeller. Em zonas continentais, onde não existem oleodutos e onde a rede ferroviária já está instalada, este é sem dúvida o melhor meio de abastecimento de combustíveis.

É um meio competitivo de transporte em países onde a malha ferroviária se encontra desenvolvida. Cada vagão tem normalmente capacidade para 60 m³. Quando comparado em situação de igualdade, este meio de transporte é 30% mais barato do que o rodoviário, apresentando um impacto no ambiente bastante menor. Na figura 5.8 mostra-se uma fotografia de um vagão de combustíveis Campsa dos anos 40.



Figura 5.8 – Imagem de um vagão de combustíveis Campsa dos anos 40

Em Portugal, o transporte por caminho-de-ferro ou por estrada não é praticamente usado em termos de “*primary supply*”. A ferrovia é no entanto uma opção por vezes

utilizada de forma muito pontual, como seja o caso de eventual necessidade de preenchimento de algumas lacunas ou falhas de abastecimento (Cardoso; 2004).

Há, no entanto, alguns casos em que esta via era utilizada de uma forma regular, apesar de altamente penalizadora, sob o ponto de vista económico (abastecimentos a clientes industriais). Em países de dimensões continentais (Estados Unidos, Brasil, etc.) pode ser um meio importante na ausência de oleodutos (Cardoso; 2004).

5.3.4 Transporte por meios rodoviários

Quase todo o “*secondary supply*” é feito desta forma. O transporte de combustíveis em veículos pesados passou a fazer parte da paisagem rodoviária dos vários países. Este transporte, num único tanque, ou mais recentemente em tanques segmentados, permite o transporte multi-produto. É o principal e quase único, meio de abastecimento de redes de abastecimento de combustível a retalho.

As operações de carga e descarga são relativamente simples. Aquando do carregamento numa central de enchimento, os camiões são abastecidos e as guias são emitidas de acordo com o tipo e quantidade de produto em cada tanque. Nas operações de descarga verifica-se o selo, que garante que o produto expedido é aquele que foi encomendado, e procede-se à ligação à terra de modo a escoar electricidade estática e evitar ignições. Assegura-se o máximo de horizontalidade das operações e afere-se a temperatura a 20°C. De seguida liga-se o carro tanque à instalação de destino através de tubagens e iniciam-se os trabalhos de trasfega como exemplificado na figura 5.9.



Figura 5.9 – Operação de abastecimento numa Estação de Serviço Repsol

Este é o principal meio utilizado em Portugal de “*secondary supply*”. O “*primary supply*” é basicamente efectuado por duas vias principais, a via marítima e o oleoduto.

Nos combustíveis líquidos a via marítima é utilizada para:

1. Produtos refinados em Portugal, a partir de Sines, com destino às instalações de armazenagem localizadas na bacia do Tejo, do Sado, Leixões e ilhas;
2. Produtos importados.

Já o transporte por oleoduto é utilizado para:

1. Produtos refinados em Portugal, a partir de Sines, com destino à Companhia Logística de Combustíveis (CLC) em Aveiras;
2. Abastecimento de *Jet* ao aeroporto do Porto;
3. Abastecimento das instalações de armazenagem localizadas em Matosinhos (Repsol, BP e Cepsa), a partir das instalações da refinaria de Leça.

De um modo geral, os dois meios de transporte complementam-se um ao outro.

5.4 Operações

As instalações de armazenagem são infra-estruturas dimensionadas, preparadas e licenciadas para receber directamente das refinarias, produtos refinados em grandes quantidades. Os produtos são daqui posteriormente expedidos para os locais de consumo (ou eventualmente para outras instalações intermédias), em navio costeiro, barcaças para transporte fluvial, ferro-carril ou camião.

As tarefas básicas desempenhadas numa instalação de armazenagem são:

1. Recepção de produtos;
2. Armazenagem e manuseamento;
3. Expedição e enchimento de carros tanque para distribuição e abastecimento dos pontos de venda;
4. Expedição por oleoduto (existem algumas situações onde a jusante das instalações de armazenagem o produto é colocado em oleoduto).

Na armazenagem, podemos ainda distinguir:

1. Efeitos de reservas obrigatórias – CSOs (“*Compulsory Stocks Obligations*”).
2. Expedição por navio de grande volume – caso das armazenagens anexas às refinarias.
3. Finalidades operacionais, ou seja, para o enchimento e expedição de carros tanque.

5.4.1 Recepção de produtos

O equipamento destinado à recepção de produtos é composto por tubagens e acessórios ligando os tanques de armazenagem aos equipamentos de descarga e expedição. Estes, normalmente, estão anexos às refinarias ou nos portos. Os navios de transporte têm equipamento próprio para bombear os produtos dos seus tanques para os tanques de armazenagem em terra.

Devido à grande variedade de produtos tratados e ao custo deste equipamento, muitas vezes a mesma linha é usada para vários tipos de produtos. Assim, é frequente haver somente duas ou três linhas que são preparadas para a descarga dos principais produtos, utilizadas para a descarga de toda a gama de produtos. Somente deve-se ter cuidado com as características físicas e químicas dos produtos na sequência de bombeamento e eventualmente utilizar-se separadores físicos entre produtos.

5.4.2 Armazenagem

O tanque de armazenamento é a componente de maior exposição numa unidade de armazenamento de produtos petrolíferos. A dimensão e o tipo de tanque dependem dos produtos envolvidos, volumes, tipo de expedição e ainda meios utilizados no manuseamento.

Os tanques são normalmente de aço carbono, podendo ter outros materiais em menores quantidades. No revestimento utilizam-se tintas especiais anti-corrosão ou então procede-se à galvanização com zinco. Dado o risco ambiental de falência de uma estrutura com estas dimensões, realizam-se normalmente testes de verificação no fim da montagem (Cardoso; 2004). Estes testes podem ser:

1. Os testes de fundo detectam fugas, por aplicação de vácuo a determinadas zonas de junta. Usa-se normalmente um traçador – água com sabão – para aferir a estanquicidade da soldadura.

2. Os testes de costado consistem no enchimento do tanque com água com posterior análise minuciosa de eventuais vazamentos.
3. O teste do tecto é executado com o tanque cheio de água aumentando a pressão da lâmina de ar, observando eventuais vazamentos de líquido traçador (normalmente água com sabão).

Os tanques de armazenagem de gasolinas estão preparados para minimizarem as perdas por evaporação.

Os tanques de armazenagem de determinados “grades” de “fuel” dispõem de serpentinas de aquecimento e são muitas vezes revestidos com isolamentos, para assegurar uma temperatura suficientemente alta, de modo a manter a fluidez necessária de forma a poderem ser movimentados por bombas com menor custo. Além disso, certos tanques, além do sistema de aquecimento, têm também um sistema misturador para homogeneizar os produtos.

Na figura 5.10 mostra-se uma vista aérea da área de armazenamento da refinaria de Sines onde se podem observar vários tanques.



Figura 5.10 – Vista aérea da área de armazenamento da Refinaria de Sines (Galp)

Os tanques de armazenagem de outros tipos de produtos, como seja o GPL, butano ou propano, que à temperatura e pressão normais se apresentam na fase gasosa, para além de terem uma geometria adequada às pressões a que estão sujeitos (esferas ou cilindros), dispõem de equipamento adequado de pressão ou refrigeração para se manterem na fase líquida. A movimentação do GPL é feita na fase líquida, como se de qualquer outro líquido se tratasse. De referir ainda, nesta área da

armazenagem e manuseamento, o enchimento de garrafas de GPL que é feita em instalações próprias que são as estações de enchimento de gás.

Os tanques mais vulgares são os tanques cilíndricos de eixo vertical. Estes são constituídos por chapa de aço com fundo cónico que permitem uma purga adequada à água. Existe, no caso de combustíveis, um volume chamado de *stock morto*, que corresponde ao volume situado abaixo do nível mínimo de saída do tanque. Este produto nunca é usado e é importante para assegurar a qualidade do produto, sobretudo no que diz respeito ao material em suspensão (lamas e impurezas), que tendem a se depositar no fundo. Além do *stock morto* no tanque existe também *stock morto* nas tubagens que poderá representar um valor muito alto de produto imobilizado.

A medição do volume de um tanque é normalmente feita medindo a altura de produto. Durante a construção do tanque é feita a correlação entre cada milímetro vertical e o seu correspondente volume. É necessário proceder a revisões regulares de cada tabela, pois o volume do tanque pode sofrer alterações e deformações que alteram a sua capacidade. Na determinação do volume, caso não haja uma relação directa entre a altura de produto no tanque e nas tabelas, procede-se a uma interpolação dos valores.

A temperatura desempenha um papel importante na determinação dos volumes em *stock*, sendo a temperatura padrão (API) de 20°C. Assim, ao medir-se um volume num tanque de armazenagem, é necessário corrigi-lo para a temperatura de 20°C (Cardoso; 2004). Para uma mais correcta avaliação dos volumes em *stock*, dever-se-á tomar as temperaturas em pontos múltiplos do tanque e após o tempo de medição adequado como referido na tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Tomadas de temperatura de *stocks*

Coluna de Produto	# medidas	Produto	Tempo(min)	Modo
> 5m	3	Claros	10	1 m profundidade
		Escuros (aquecidos)	15	a meio do depósito
		Lubrificantes	15	1 m acima do fundo
> 3m e < 5m	2	Claros	10	1 m profundidade
		Escuros (aquecidos)	15	1 m profundidade
		Lubrificantes	15	1 m acima do fundo
< 3m	1	Claros	10	a meio do depósito
		Escuros (aquecidos)	15	a meio do depósito
		Lubrificantes	15	a meio do depósito

Os produtos escuros são normalmente comercializados a peso, e os produtos claros (ou brancos) em volume a 20°C. Em logística recorre-se ao densímetro para calcular a relação entre o peso e o volume dos produtos.

5.4.3 Tanques de tecto fixo

Entre estes modelos ainda pode-se distinguir:

Tanques de tecto cónico – São utilizados para armazenar todos os tipos de combustíveis líquidos. Se não estiverem equipados com tapetes flutuantes (situação que quase não acontece nos dias de hoje), dispõem de válvulas P&V (“*pressure & vacuum*”) para reduzir as perdas por evaporação. Estes são os tanques mais comuns em combustíveis pouco voláteis (*diesel e fuel*).

Tanques de tecto esférico – Já não são construídos embora ainda se possam encontrar em algumas instalações mais antigas, ou eventualmente, em zonas de climas mais quentes. De um modo geral, estes tanques altamente resistentes ao efeito da pressão interna permitem maior gama de variações, entre pressão máxima de abertura e pressão mínima de fecho das válvulas P&V, com a consequente economia em termos de perdas por evaporação no enchimento e esvaziamento. Com o aparecimento de tanques com tapete flutuante, estes modelos caíram em desuso.

Os tanques de tecto fixo são usados no armazenamento de produtos mais voláteis. São muitas vezes equipados com tapetes flutuantes, que são como que umas membranas metálicas (alumínio e espuma de uretano e neoprene) suportadas por flutuadores, cuja finalidade principal é a diminuição das perdas por evaporação. Este tipo de tanque é muito comum para gasolinas e naftas.

5.4.4 Tanques de tecto móvel

Em grandes instalações são muitas vezes utilizados tanques de tecto flutuante que são tanques cujo tecto flutua no produto e o seu nível sobe ou desce consoante o nível do produto armazenado. Estes tectos apresentam muitas vezes problemas ou dificuldades de vedação na zona entre as paredes e o tecto, para além de outros problemas de drenagem das águas das chuvas.

5.4.5 Tanques de GPL

O GPL é normalmente armazenado em esferas ou cilindros. As esferas são reservatórios superficiais, enquanto que os cilindros podem ser superficiais ou enterrados.

Atendendo às características dos produtos comercializados em Portugal, propano ou butano, que são significativamente diferentes no que diz respeito às pressões internas, há que ter em atenção que a intermutabilidade de produtos nem sempre é possível. Assim, um reservatório calculado e dimensionado para armazenar butano não pode de forma alguma ser utilizado para propano. O contrário porém já é válido.

À temperatura ambiente o GPL mantém-se líquido, desde que armazenado a determinada pressão, na ordem de 1 bar a 1.5 bar para o butano e 5 bar a 6 bar para o propano. Elevando a temperatura, subirá a pressão de armazenamento destes produtos sendo o inverso também válido, razão pela qual os reservatórios de GPL são considerados reservatórios de pressão. Quando refrigerado, tanto o butano como o propano, podem manter-se na fase líquida à pressão atmosférica.

É importante referir que os reservatórios e garrafas de GPL não devem ser carregados a 100%. É necessário deixar um espaço que é designado como câmara de expansão, que se destina justamente a permitir o aumento de volume de líquido resultante de eventual aumento de temperatura, o que pode causar roturas resultantes de aumentos de pressão. Como regra prática, o enchimento máximo é feito a 85% para o propano e 90% para o butano. Na figura 5.11 ilustra-se um exemplo de uma garrafa de gás butano da Repsol.



Figura 5.11 – Exemplo de uma garrafa de gás butano Repsol

5.4.6 Expedição

As instalações de armazenagem dispõem de meios apropriados para o carregamento de produtos em carros tanque, vagões cisterna, oleoduto ou mesmo navio costeiro ou barcaças.

O enchimento de carros tanque é normalmente feito “por baixo” de forma não só a minimizar as perdas por evaporação, mas também a reduzir os riscos de electricidade estática sempre presente nas cargas e movimentações de produtos petrolíferos. Os carros tanque estão normalmente equipados com equipamento que não só assegura o escoamento da electricidade estática, mas impede o sobre-enchimento e derrame de produtos.

É normalmente na expedição de produtos, que é

feita a aditivação dos combustíveis em linha, em simultâneo com a operação de enchimento de carros tanque. A aditivação é hoje feita por doseadores automáticos que garantem a fiabilidade do sistema. Nesta operação de enchimento são utilizados contadores volumétricos adaptados com dispositivos de leitura e conversão de temperaturas e conversão de volume em massa.

5.4.7 A gestão dos stocks

Em Portugal, devido aos altos custos de manutenção das reservas legais, foi feito um consórcio entre os principais revendedores no sentido de criar uma companhia que assegurasse uma parte importante da reserva legal com ganhos de eficiência relativamente ao modelo até então utilizado (tancagem disseminada por diversos pontos do país), que obrigava à presença de um navio tanque de dois em dois dias no Rio Tejo. A organização da Exposição Expo 98 permitiu ao país uma reorganização do modelo de *stocks* de combustíveis.

O parque de combustíveis foi construído em Aveiras de Cima, em 1994. A Petrogal formou a CLC – Companhia Logística de Combustíveis, com um capital social de 3.000.000 euros, mais tarde passando para 25.000.000 euros. Dois anos depois foram cedidos 15% da CLC à Shell Overseas Holdings, Ltd; 15% à Mobil Oil Portuguesa, Lda; e 5% à BP Portuguesa, Lda. Hoje em dia a BP detém cerca de 20% e a Repsol YPF cerca de 15%.

A CLC, além da maior capacidade de tancagem em Portugal, detém também a gestão do oleoduto Sines-Aveiras (147 km), com capacidade anual de 4Mton. Este oleoduto movimenta 7 tipos de produtos distribuídos a partir do parque de combustíveis: gasóleos; gasolinas; butano; propano; e Jet A1. Este oleoduto (ver figura 5.12) foi o primeiro oleoduto do género construído na Europa com capacidade para deslocar combustíveis líquidos e gases de petróleo liquefeitos.



Figura 5.12 – Oleoduto multiproduto Sines-Aveira (fonte: www.clc.pt)

O parque CLC propriamente dito tem uma área de 60 ha onde decorrem operações de armazenagem de combustíveis e GPL, enchimento e armazenamento de garrafas e enchimento de autotanques. A capacidade instalada é de cerca de 215 milhões de litros de combustíveis, 20 linhas de enchimento de combustíveis (ver figura 5.13) e 10 de GPL. O processo de enchimento é relativamente automatizado e cada carro possui um cartão de leitura digital onde estão informações como o tipo de carga, a identificação do veículo e autorização para a operação e dados para emissão de guias.



Figura 5.13 – Linhas de enchimento do parque (fonte: www.clc.pt)

Em termos de segurança, cada linha de enchimento está dotada de um sistema de recuperação de gases (V.R.U.), e toda a zona circundante aos tanques está impermeabilizada. Existe um tratamento de efluentes que minimiza os riscos de contaminação a partir da superfície.

6 O MERCADO DE PETRÓLEO E GÁS

6.1 Comércio Mundial

Vive-se actualmente uma situação tensa nos mercados energéticos. Nos últimos dois anos houve alterações significativas de preço justificadas por alterações tanto na oferta como na procura. As recentes baixas de preços são consequência de uma grande diminuição da procura devido a receios de um abrandamento económico. A procura teve também um papel preponderante na subida de preços de 2007 e 2008 pelo grande aumento do consumo por parte das economias emergentes.

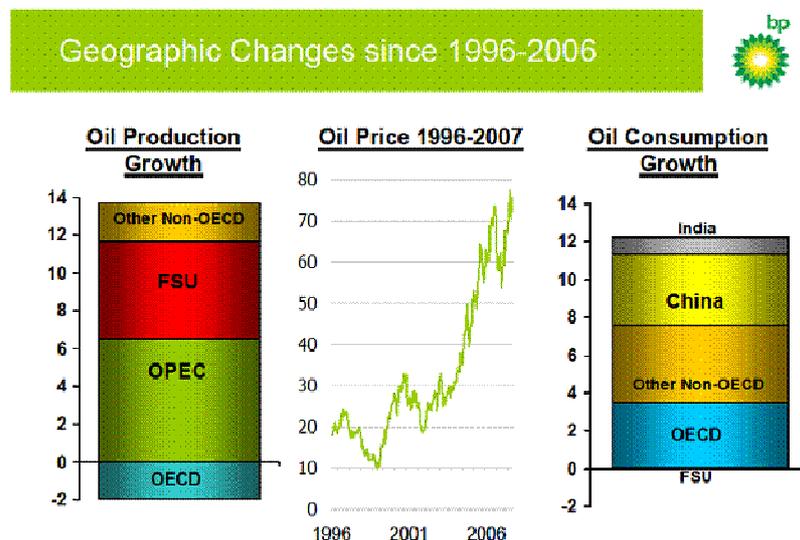


Figura 6.1 – Peso das economias emergentes na procura (fonte: Christof Rühl, Lisboa, October 2, 2007 - Energy Security and 'Reciprocity' in Lisbon energy forum 2007)

A dificuldade generalizada em aumentar a produção aliada ao declínio de campos produtivos, como o Mar do Norte e do Alasca, incrementa ainda mais a pressão sobre equilíbrio oferta/procura. A Agência Internacional de Energia na sua publicação de 2006 prevê que até 2030 a procura energética cresça cerca de 30%.

Em termos práticos estes fenómenos por si só não são suficientes para promover no mercado tantos desequilíbrios. A questão da oferta é passível de ser resolvida; no entanto houve a entrada de novos *players* no mercado de compra e venda. Fundos de investimento que fugindo dos mercados financeiros tradicionais e se especializaram

nos mercados de matérias-primas, promovendo uma escalada de preços (em contra ciclo com o valor do dólar). A solução passa então no lado da oferta por melhorias de eficiência.

Os aumentos de eficiência estão intimamente ligados a melhorias de tecnologias existentes e mesmo novas tecnologias. Até há 30 anos não era económico explorar petróleos extra pesados do Canadá ou Venezuela. Hoje em dia estes produtos representam uma parte significativa dos fluxos petrolíferos actuais devido a melhorias nas técnicas de refinação. A exploração em águas profundas poderá a curto prazo ultrapassar as profundidades de mais de 2.000 m, onde actualmente se encontra, permitindo explorar reservas que no passado estavam inacessíveis. Por outro lado, técnicas de EOR cada vez mais sofisticadas poderão mesmo permitir a exploração em campos abandonados no passado.

6.1.1 Comércio de refinados

O petróleo, gás natural, produtos refinados e produtos petroquímicos são vendidos através de mercados de *commodities* como outros produtos de massa não especializados. Isto deve-se ao facto de um barril produzido no Texas e outro produzido na Arábia Saudita terem valor equivalente e serem interrelacionáveis produzindo um *mix* semelhante se processados na mesma refinaria.

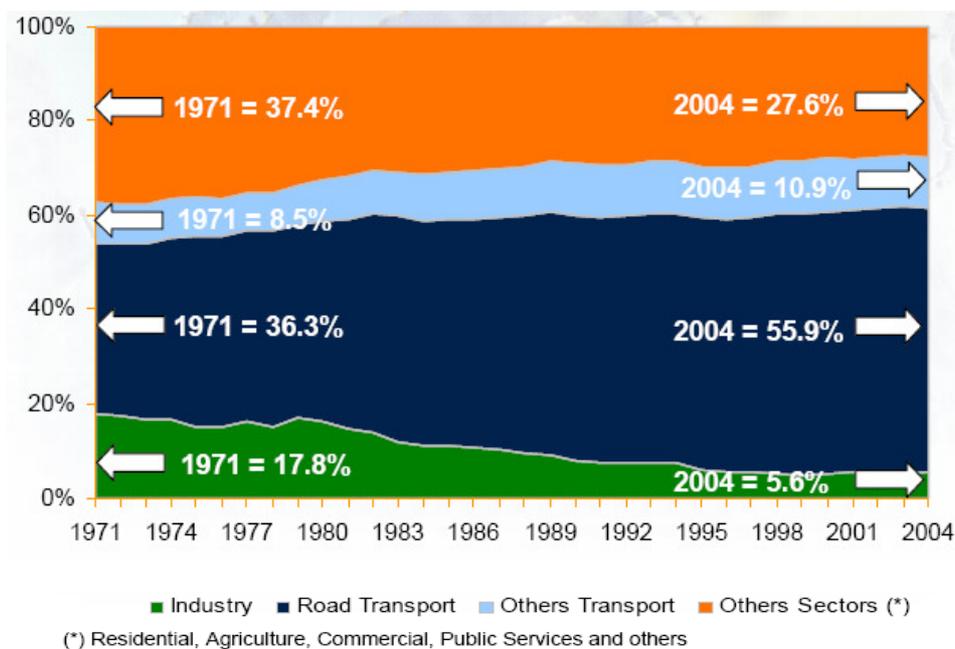
A quase a totalidade das refinarias estão localizadas perto dos centros populacionais, normalmente em *clusters* industriais, onde aparecem associadas a grandes oleodutos, grandes portos de mar, complexos petroquímicos e centrais geradoras de electricidade (exemplo de Sines). O petróleo é expedido dos vários centros produtores em grandes navios petroleiros para ser refinado em produtos derivados nos *clusters*, onde são processados e de novo comercializados sob a forma de produtos refinados de maior valor acrescentado e expedidos para todos os países em navios de menor dimensão.

Sempre que um novo poço é aberto, normalmente a logística obriga ou à construção de um porto de mar ou à construção de um oleoduto. Na Europa e Estados Unidos, é comum uma companhia petrolífera expedir o produto em navios próprios, mas é cada vez mais comum que o produto seja encaminhado para um porto de mar, onde “entra” no mercado, sendo o seu transporte e venda assegurado por terceiros. Assim, a venda é efectuada no porto a intermediários. Os *traders* das companhias, encarregues pela obtenção de matéria-prima, estão permanentemente a negociar preços de contratos internacionais e a solicitar transportes. No caso de produção continental (exemplo

mais óbvio o dos Estados Unidos) é comum um produtor, ao realizar um poço produtivo, contratar um oleoduto, sendo pago por barril por um “preço-lista” publicado pelo dono do oleoduto, composto de um preço indexado ao WTI acrescido de um *spread*.

6.1.2 Procura

Os Estados Unidos consomem cerca de ¼ do petróleo mundial (20 milhões de barris por dia). Embora produzam cerca de 8 milhões de barris por dia, necessitam de importar mais 12 milhões para suprir as suas necessidades. Os E.U.A são o maior consumidor *per capita* mundial com cerca de 5% da população. Só no sector dos transportes, consomem 1 em cada 7 barris da produção mundial.



Source: IEA and Economic Research Department Repsol YPF

Figura 6.2 – Evolução do consumo de petróleo por sector nas ultimas 4 décadas (fonte IEA, Energy Outlook 2006)

A tendência global é difícil de definir e entender. São demasiados os factores a afectá-la como a fiscalidade, a disponibilidade dos produtos, etc.. Na figura 6.2 mostra-se um claro reforço da dependência do petróleo em sectores como os transportes e uma pequena diminuição em sectores industriais, onde a alternativa do eléctrico e do gás diminuiu a dependência do petróleo. O sector dos transportes é responsável pelos maiores volumes movimentados.

6.1.3 Oferta

Os derivados do petróleo são hoje a principal e mais importante fonte de energia mundial; além de serem também uma fundamental fonte de matérias-primas. Existem alternativas energéticas como o carvão, nuclear e energias renováveis, mas nenhuma reúne as condições de armazenamento, disponibilidade e rendibilidade que tem actualmente o petróleo.

Os Estados Unidos, Europa e Japão, representam cerca de 45% do consumo energético mundial e o petróleo é responsável por 60% da energia nestas regiões.

Hoje em dia, os fluxos mundiais de produtos refinados são incrivelmente maiores do que a capacidade total de armazenamento existente. A indústria funciona por isso de um modo muitíssimo eficiente estando a oferta sempre adaptada à procura, não promovendo normalmente nem falhas de abastecimento nem excessos. Estas operações decorrem sobretudo da informação transparente e da facilidade com que esta flui entre *traders*.

Logo no início, as companhias petrolíferas começaram a vender nas suas redes de retalho produtos refinados não pelas suas refinarias, mas produtos refinados pelas refinarias mais baratas e com custos unitários mais baixos, promovendo assim a separação entre os negócios de *upstream* e *downstream*. Esta boa gestão foi iniciada pelas próprias companhias com fins economicistas e é hoje uma prática nos mercados.

6.2 Mercado do Crude

6.2.1 Caracterização de petróleos brutos - crude

O crude é procurado pelas suas principais características, entre elas a densidade, teor de enxofre, *pour point*, conteúdo em metais e viscosidade. Como referido no capítulo 5.1 (Refinação), na composição do crude entram centenas de tipos diferentes de hidrocarbonetos e compostos não hidrocarbonados como os oxigenados (fenóis e ácidos nafténicos), azotados (com impacto no *cracking* catalítico), organo-metálicos (inibem os catalisadores) e sulfurados (enxofre), entre outros.

Um determinado crude é mais ou menos valorizado consoante as suas características, pois estas vão determinar a rendibilidade dos produtos refinados que este crude vai gerar e os custos de produção destes mesmos produtos. Um crude leve é mais

rentável pois gera mais produtos do topo do barril ao mesmo tempo que se tiver menos enxofre, também valerá mais, pois a refinaria terá menos custos com este metal (menores custos de dessulfuração face às legislações cada vez mais apertadas nas exigências ambientais). Além disso, um *pour point* elevado afecta a rentabilidade do crude de forma negativa, obrigando a aquecimentos do produto para aumentar a sua trabalhabilidade. Como foi referido anteriormente, de modo a identificar e a facilitar a linguagem comercial, os petróleos são normalmente classificados face à sua densidade (graus A.P.I.) e teor de enxofre.

Em termos de densidade estes podem ser:

- Leves - API > 35° (Ex: Brent)
- Médios - 28° <API <= 35° (Ex: Arabian Light)
- Pesados - API <= 28° (Ex: Arabian Heavy)

E relativamente ao teor de enxofre:

Doce - % de enxofre no FO <= 1 % (Ex: Cabinda)

Sour- % de enxofre no FO > 1 % (Ex. Suez Blend)

O crude é encaminhado das zonas de produção para os mercados, através de fluxos predefinidos. O preço irá reflectir não só o tipo de crude, mas também a localização do ponto de envio, e a sua maior ou menor proximidade do mercado final. Afectam também o preço a existência ou não, de conflitos na zona de expedição, gestão do risco, ritmos de produção, acessibilidades portuária e de oleodutos, etc..

Neste contexto, os mercados expedidores podem ser resumidos sucintamente, nos seguintes *clusters*:

- Área do Golfo Pérsico, com a Saudi entre várias IOC's (*International Oil Companies*), onde se produzem crudes "sour", com carregamentos em qualquer volumetria, havendo uma boa ligação com outros portos no mediterrâneo. É uma região extremamente bem apetrechada em termos de infra-estruturas (excelentes portos de mar), mas com grande instabilidade política e militar (recentemente tem havido cada vez mais problemas de pirataria no estreito de Ormuz).
- África Ocidental onde operam, entre outras, a Shell, Texaco, ExxonMobil. Tem havido problemas na zona do delta do Níger, de cariz político e militar, o que torna esta produção menos fiável. O crude produzido é normalmente "sweet".

- Norte de África, com operadores como a Sonatrach, Repsol e NOC's (*national oil companies*). O crude produzido é normalmente "sweet" e os fluxos são relativamente estáveis.
- América Latina com várias NOC's (PDVSA e Petrobras) entre outras. As ramas são essencialmente "sour". Tem havido problemas de potenciais nacionalizações (Venezuela e Bolívia) que tiram a confiança de alguns operadores a novos investimentos.
- Mar do Norte, onde se produz crude "sweet", com grande proximidade aos mercados. Livre de problemas políticoS e militares mas com grande visibilidade na parte ambiental. Operam várias IOC's.

Os mercados produtores são difíceis de caracterizar, pois são compostos por largo espectro de países. Existem aqueles com preocupações de proveitos imediatos, que gerem a produção numa óptica de "o maior volume o mais rapidamente possível" (casos da Venezuela e Nigéria), para os quais o consumo próprio não é importante. Por outro lado, outros produtores escalam a sua produção forma cautelosa de modo a não colocar em risco fontes de receitas futuras (caso da Noruega).

6.2.2 Operadores mundiais

No negócio mundial do petróleo existem vários *stakeholders*. Entre os mais importantes fornecedores dos mercados existem aqueles que também são produtores. As empresas nacionais dos países produtores, as *equity producers*, normalmente procedem ao investimento acrescido de um *fee* sobre o petróleo produzido; as empresas internacionais (IOC's) dispõem de um negócio integrado.

Existem ainda fornecedores não produtores, como os *traders*, que compram e vendem, e "brokers" que colocam o vendedor em contacto com o comprador (cobrando um *fee*). O mercado de crude é chamado de mercado de compradores quando a oferta é maior que a procura. Quando há muita oferta, e se prevê que os preços venham a descer a curto prazo, estes serão mais baixos que no mercado de futuros (estrutura de *contango* em que os futuros estão mais caros que o *spot*). No entanto, em fases ou mercados onde a oferta é escassa ou se antecipam eventuais melhorias a curto prazo, verifica-se que o mercado *spot* é mais caro do que o de futuros (estrutura de *backwardation*).

Quando se transacciona uma determinada quantidade de crude, o preço final a determinar irá depender de aspectos financeiros, como o custo do dinheiro (taxas de juro, etc.), custos de armazenagem e sua disponibilidade, bem como dos níveis de *stocks* e níveis de operacionalidade das refinarias. Além destes factores há que contar também com as perspectivas do mercado face à variação dos preços e aspectos políticos. Para um determinado crude poder ser um *benchmark*, precisa de acima de tudo de ter uma alta produção, compatível com os programas das refinarias e da não existência de um único produtor dominante. É também importante uma certa estabilidade nos parâmetros API.

6.2.3 Cabaz Brent

Na região Europeia o *benchmark* de referência é o Brent. No final dos anos 70 foi desenvolvido o *dated Brent*, em que as cargas estavam associadas a uma janela de levantamento de 3 dias. Hoje em dia, o *dated Brent* processa cargas de *cash-market* a 21 dias. As transacções *dated Brent* geram o volume de 600.000 barris diários. Devido à diminuição do número de cargas Brent, deu-se um certo desfasamento entre o número de cargas reais e as posições transaccionadas entre *traders*, razão que levou à introdução de crudes Forties e Oseberg definindo o *benchmark* BFO (Brent Forties e Oseberg). Estes nomes correspondem a campos em operação no mar do Norte.

Na determinação do preço entram todos os factores acima descritos, mas podemos ainda identificar no mercado vários tipos de preços, desde o preço dos mercados de futuros (WTI, BRENT etc.), preço fixo (nos choques petrolíferos), o *market related* (relacionado com o *benchmark*) ou preços definidos a partir de fórmulas, como por exemplo:

1. *Crude marker* + prémio;
2. *Net-back* - contabilizando a valorização global dos produtos obtidos;
3. Mistura de preços de vários crudes;
4. Preços oficiais, decretados por estados produtores;
5. Preços negociados, sobretudo no mercado SPOT em que se negoceia o prémio;
6. Fórmulas BWAVE, que correspondem á média diária ponderada das transacções dos contratos de BRENT nos mercados de futuros do IPE

Na génese desta fórmula hoje muito em voga, está a tentativa de impedir manipulações de BRENT à medida que este declinava, sobretudo por parte da Arábia Saudita;

Uma refinaria tem então várias variáveis a analisar para suprir as suas necessidades de aprovisionamento. Por um lado tem um *mix* de crudes óptimos para operar face ao *output* que deverá realizar (de encontro às necessidades do mercado). Por outro lado tem também que assegurar o grau de cobertura (quantidades pretendidas no tempo). O valor dos produtos refinados subtraído dos custos de refinação (custos operacionais mais valor do crude) define o *netback*.

A margem de refinação (maior indicador de rentabilidade de uma refinaria) é a diferença entre o *netback* e o preço do crude que é produzido num determinado período. Assim, na escolha dos vários tipos de ramas, além das características do produto em si e das características da refinaria, é importante saber se a rama é abundante e se o *mix* de produtos que ela propicia irá estar valorizado nos mercados. Por fim, não sendo menos importante, é fundamental saber as condições de entrega do produto e das quantidades. A rentabilidade de determinada compra pode ser anulada pela entrega um dia depois do pedido.

Os crudes são adquiridos nas seguintes modalidades:

- *Free on board* (F.O.B.) - O comprador levanta a carga num porto acordado;
- *Cost and Freight* (C + F) – A responsabilidade do fornecimento e transporte é do vendedor;
- *Delivered ex-ship return basis* (DES) – O vendedor é responsável pela entrega do crude no tanque do comprador;
- *Cost Insurance and Freight* (C.I.F.) - A responsabilidade do fornecimento, transporte e do seguro é do vendedor;
- *Free in Pipeline* (F.I.P.) – Quantidades líquidas em oleoduto;
- *Free on rail* (F.O.R.) – Quantidades líquidas em ferrovia;
- *Free on track* (F.O.T.) – Quantidades líquidas em camião;

As vendas *spot* (venda pontual) são normalmente efectuadas por telefone (sempre sujeitas a gravação) entre o fornecedor e o cliente, envolvendo ou não *traders* ou

brokers. É acordada um volume e qual o produto, normalmente especificado. Depois é definido um plano de carregamento e as respectivas quantidades.

Nos contratos *spot*, as partes acordam para uma determinada carga, o volume, a qualidade, prazo de entrega, condições gerais e particulares da venda. Além disso é também definida a modalidade de transacção, preço, custos de inspecção, prazo de pagamento (normalmente a 30 dias) e condições legais. Dentro das chamadas condições gerais e particulares está definido o produto, as medições, procedimentos para tratamentos de disputas, as *force majeure*, cláusulas de excepção e as condições de atracamento e carregamento e uma cláusula chamada de *API escalation*, que prevê ajustar os preços ao *grade* real do produto.

Com todos estes mecanismos de compra, existem obviamente, formas de assegurar a compra pelo meio certo. O petróleo é transaccionado como uma matéria-prima, com cotações sujeitas a alterações constantes. Estas acabam por ser suavizadas pelos mercados financeiros, que incutiram no mundo petrolífero técnicas de cobertura de riscos. Nos mercados organizados, cada *stakeholder* apresenta no mercado garantias de pagamento ao organismo mediador (NYMEX, IPE e SYMEX). Os mercados organizados face aos não organizados, permitem uma maior transparência, maior simplicidade dos produtos e garantias de cumprimento que não existem nos mercados não organizados.

O petróleo é hoje adquirido principalmente em contratos futuros, sendo esta uma das razões da subida a que este produto esteve sujeito em 2008.

6.2.4 Instrumentos financeiros

Os contratos de futuros são definidos em quantidade e qualidade para venda ou compra no futuro. Os futuros transferem o risco de negócios que precisam de ser feitos e predefinidos com a protecção de um preço conhecido das matérias-primas. É definida a diferença entre o “futuro” e o preço SPOT nesse dia como a *basis* que se mantém mais ou menos constante ao longo do tempo.

Os mercados financeiros recorrem hoje em dia a uma técnica – *hedging* – que se baseia na definição de uma posição em futuros, inversa da cotação real, de modo a ter cobertura para uma variação indesejável dos preços. São operações de compra e venda com vista a proteger os negócios ou contra eventuais alterações negativas nos preços, reduzindo assim o risco de perdas. Na prática as operações de *hedging* são

especulativas: os compradores ou vendedores apostam contra ou a favor da subida ou descida dos preços.

Existem ainda outros instrumentos que permitem aos produtores garantir preços de venda e aos compradores garantir preços a pagar. O recurso aos *swaps* é cada vez mais comum. Tem a vantagem de não interferir nos procedimentos de compra e venda. São, na verdade, contratos financeiros através dos quais se recebe um preço fixo e se paga um preço variável. Este contrato promove a troca de rentabilidade e risco entre investidores. Os intervenientes comprometem-se a pagar a oscilação de um preço. Pode funcionar como seguro ou mesmo como instrumento especulativo. Apesar de ser um instrumento que limita o risco de perdas, também limita a hipótese de ganhos adicionais. Numa situação de preços crescentes, como a vivemos no início de 2008, os *swaps* são claramente desvantajosos, existindo no mercado mecanismos de gestão de risco mais adequados.

As *opções* dão o direito (não a obrigação) de comprar ou o direito (e não a obrigação) de vender. São, no fundo, instrumentos financeiros aplicados nos mercados de capitais que conferem ao titular o direito (e não obrigação), de comprar ou de vender um determinado bem por um determinado valor. As *opções* são instrumentos financeiros derivativos o que quer dizer que o valor de uma opção e suas características de negociação são dependentes de um bem subjacente (neste caso o crude).

As companhias de aviação usam de forma generalizada este instrumento como forma de estabilizar os preços dos combustíveis. Como mecanismo de partilha de risco, as opções têm custos elevados sobretudo quando não são accionadas. Por outro lado, quando se prevê que a opção irá ser exercida (escalada de preços) as opções ficam mais caras. Esta situação passa-se quando o valor da opção está próxima do valor do mercado.

Os refinadores, por vezes, actuam no mercado de futuros, de modo a não terem degradação das suas margens. Para isso são colocados à venda crudes provisionados em excesso comprando a mesma quantidade no mesmo mercado. Desta forma assegura-se um preço dentro da média do *benchmark*. Estas operações, mais uma vez, permitem a partilha do risco, mas tem o efeito funesto de não permitir ganhos.

Hoje em dia, os mercados financeiros têm cada vez mais produtos associados ao sector petrolífero e mais concretamente à *commodity* petróleo. Os investidores refugiaram-se de um dólar enfraquecido em 2008, comprando cada vez mais destes produtos nos mercados. Esta procura fez com que os preços tenham subido muito (até cerca de 145US\$ em 2008), promovendo um maior défice comercial americano e a subsequente desvalorização do dólar. Assim, enquanto houve perspectivas de um enfraquecimento do dólar, o preço do petróleo continuou a subir, só descendo face a uma grande diminuição da procura despoletada pela crise financeira e económica que se iniciou no Verão de 2008.

6.2.5 Mercado português

A capacidade refinadora em Portugal assenta nas refinarias de Sines e Matosinhos. A capacidade instalada permite suprir as necessidades de abastecimento nacionais em cerca de 75%.

Em Sines existe uma capacidade instalada de cerca de 10 milhões de tons/ano, sendo uma refinaria essencialmente vocacionada para a produção de gasolinas com conversores catalíticos capazes de boas produções de gasolinas a partir de crudes pesados.

A refinaria de Matosinhos está vocacionada para a produção de especialidades (aromáticos de base para a indústria petroquímica), e lubrificantes, com uma capacidade de cerca de 5 milhões de tons / ano.

O mercado nacional de produtos petrolíferos é dominado nos últimos anos pela Galp (constituída em 1999 com integração da Petrogal e da GDP). A criação da marca Galp data de 1978, mas a sua história pode ser traçada até aos anos 30. As origens remontam à Sonap (do empresário Manuel Bullosa) tendo sido uma empresa focada na distribuição, quer em Portugal quer em África. A Sacor foi constituída em 1938 e em 1939 foi constituída a Cidla (que operava o mercado de gás). A Sacor foi a empresa que criou a primeira refinaria nacional (em Cabo Ruivo) que operava nos anos 40 cerca de 300 mil toneladas por ano. No mesmo período foi construída a fábrica de gás em instalações contíguas a Cabo Ruivo. Este complexo, foi mais tarde terminado com a fábrica da Sociedade Portuguesa de Petroquímica para a produção de gás de cidade, amoníaco e hidrogénio.

Em 1969 foi iniciada no Porto a construção da Refinaria de Matosinhos com capacidade de 1 500 mil toneladas por ano. Em 1972 fundou-se a Petrosul (capitais Sonap e CUF) que iniciou os trabalhos de construção da maior refinaria nacional, em Sines. A meio deste projecto deram-se as nacionalizações em Portugal e os choques petrolíferos da década de 70. A Sacor, Sonap, Cidla e Petrosul, foram então fundidas originando a Petrogal (1976). A Galp é líder de mercado com quotas na ordem dos 40% dependendo do produto. A marca Galp foi avaliada pela McKinsey em 2000 como tendo um *brand equity* de 200 milhões de euros, com uma notoriedade no cliente nacional de cerca de 100%.

Em 1989 foi criada a GDP no seguimento dos projectos de abastecimento de gás natural a Portugal via gasoduto de África. A GDP foi incorporada na Galp – Petróleos e Gás de Portugal SGPS em 1999 dando origem a uma nova política energética em Portugal. Ao mesmo tempo que a nova empresa energética foi criada, foi também lançada a nova identidade corporativa com uma marca que tencionava substituir a imagem anterior que tinha obtido pouca aprovação do público.



Figura 6.3 – Nova imagem da Galp

A nova imagem recupera a cor laranja e o símbolo G (figura 6.3), invertendo-o formando uma chama estilizada. A imagem de marca passou a ser “Energia positiva” descolando a marca Galp do peso Industrial e estatal das marcas Petrogal, comunicando valores emocionais (modernidade e juventude). Neste período houve associação à imagem de Luís Figo (um cidadão português com um altíssimo nível de notoriedade) e mais tarde à selecção Portuguesa de futebol, promovendo uma linha de corporação nacional. Veio também a patrocinar a liga portuguesa de futebol (na altura liga Galp Energia) e o campeonato europeu de futebol Euro 2004.

Ao nível dos produtos, são produzidos e vendidos pela Galp um largo espectro de derivados da indústria petrolífera, desde combustíveis, betume, asfaltos, químicos e lubrificantes. A Galp dispõe de uma rede de retalho na Península Ibérica de cerca de 1500 postos de abastecimento (depois das recentes aquisições das redes AGIP e ESSO em 2008).

Em Portugal, durante o século XX operaram algumas das maiores companhias do Mundo: Esso, Mobil, BP e Shell. A primeira companhia a operar em Portugal foi a Vacuum Oil (mais tarde Mobil) que em 1896 iniciou as suas actividades de revenda. Esta data procede num ano a chegada do primeiro automóvel a Portugal. A Shell remonta ao ano de 1833 quando Samuel Marcus se instalou em Londres com o seu lucrativo negócio de venda de conchas (muito em voga na época vitoriana). Esse negócio prosperou e fomentou um intenso tráfego marítimo entre o oriente e a Europa, área em que a empresa se desenvolveu. No final do século XIX a Shell (*Shell Transport and Trading Company*) aliou-se à Royal Dutch Petroleum company e entrou no Mundo da Produção e distribuição.



Figura 6.4 – Uma das imagens mais iconográficas da indústria, Shell

Em Portugal, a Shell é introduzida pela *Lisbon Coal and Oil Fuel Company* em 1910. Esta empresa actuava na venda de carvão e na importação de produtos refinados em todo o país. Em 1913 é construída a instalação da Banática e mais tarde são criados vários agentes de distribuição por todo o país (*secondary supply*) com tancagens limitadas.

Em 1930 a *Lisbon Coal and Oil Fuel Company* muda de nome para *Shell Company of Portugal*. A partir dessa altura, a Shell em Portugal passou a comercializar os produtos globais entre os quais podemos salientar o lubrificante Shell – X 100 em 1949, a gasolina I.C.A (a primeira aditivada) em 1954 e o primeiro túnel de lavagem para veículos ligeiros em 1970.

As primeiras acções de comunicação na Shell foram no patrocínio de provas automobilísticas e de raides aéreos, tendo a companhia na sua identidade global sido fiel a esta linha (associação à Ferrari, Ducatti, etc..).

A Shell vendeu os seus activos ao grupo RepsolYPF em 2004 ficando este grupo a ser o segundo agente no mercado Português. A Repsol organiza os seus negócios separando as acções industriais das de *marketing*. As acções industriais são desempenhadas pela Repsol Polímeros (em Sines). Nesta unidade produz e distribui

uma larga variedade de produtos, desde petroquímicos básicos até aos derivados. Exporta para mais de 80 países sendo um produtor de referência na bacia do Mediterrâneo. O mercado dos produtos químicos apresenta algumas alterações relativamente ao dos combustíveis, quanto mais não seja pelo facto de ser um mercado global e aberto não sujeito a protecções já há cerca de 40 anos.

As acções de *marketing* comportam os negócios de combustíveis, betumes, lubrificantes e gás estando a cargo da sociedade Repsol Portuguesa.

A Repsol YPF iniciou as suas actividades em Portugal em 1982, através da Empetrol. Em 1990 foi criada a Empresa Repsol Portugal, Petróleo e Derivados e, mais tarde em 1992, a Sociedade Repsol Butano Lda. Em 2004, através de aquisições efectuadas aos Grupos Shell e Borealis, a Repsol YPF atingiu uma dimensão em Portugal que lhe permite obter quotas na ordem dos 20% a 25% dos mercados onde opera. O marketing inclui a comercialização de combustíveis líquidos, lubrificantes, asfaltos e especialidades. A rede de distribuição com marca Repsol inclui cerca de 450 Estações de Serviço em Portugal. No negócio de GPL (gases de petróleo liquefeitos), a Repsol opera nos segmentos de gás engarrafado butano e propano, gás propano a granel e GPL auto.

Em Espanha, o grupo Repsol iniciou a sua actividade em 1981 com a criação do INH (instituto publico que detinha as participações de vários revendedores). Em 1986 o INH criou a Repsol da qual era o único accionista. Em 1996 foi iniciada a venda publica de 26% do capital da Repsol, tendo-se iniciado o processo de privatização. Em 1991 criou-se a Gás Natural e nos anos seguintes foi terminada a privatização do grupo. A Repsol em 1998 investe na privatização da sua homóloga Argentina YPF e termina a compra da mesma em 1999.



Figura 6.5 – Imagem Repsol

A Repsol YPF é fundamentalmente o resultado dos seguintes processos: a constituição em 1987 da companhia estatal Repsol a partir das participações que o estado espanhol tinha no sector de hidrocarbonetos, o final do processo de fim do

monopólio e a liberalização do sector de hidrocarbonetos em Espanha e a aquisição da petrolífera argentina YPF em 1999.

A visão de uma empresa deve de uma forma sucinta definir a organização, sua forma de actuar e objectivos. A visão veiculada pelo grupo Repsol é "Ser uma empresa internacional petrolífera e fornecedora de gás integrada, admirada, orientada para o cliente e para a criação de valor"

Em Portugal opera também a BP. A BP adquiriu grande dimensão em Portugal depois da aquisição dos activos da americana MOBIL e compete hoje em dia com a Repsol pelo 2º lugar de quota de mercado em Portugal. A actividade da BP remonta a 1929 quando é criada em Portugal a Companhia Portuguesa de Petróleos Atlantic. Em 1955 muda para BP abrindo o primeiro posto de venda a retalho em 1956. Em 1989 a BP inicia um processo mundial de alteração de imagem de modo a se distanciar do antigo escudo que tinha uma conotação poluidora adoptando um símbolo Hélios inspirado no deus sol da antiga Grécia simbolizando atributos ecológicos e de engenho representando também energia nas suas várias formas desde o verde até ao nuclear.



Figura 6.6 – Uma das imagens mais iconográficas da indústria

Em 1998 a BP e a Mobil procederam a uma joint-venture na Europa fundindo os negócios de *downstream*.

O mercado português, além de ser caracterizado por ser um mercado periférico, é também um mercado tipicamente Europeu na dimensão da carga fiscal.

Considerando um preço médio nos primeiros 4 meses de 2008 podemos ter estrutura de custos para gasóleos e gasolinas, tal como apresentado na figura 6.7 seguinte.

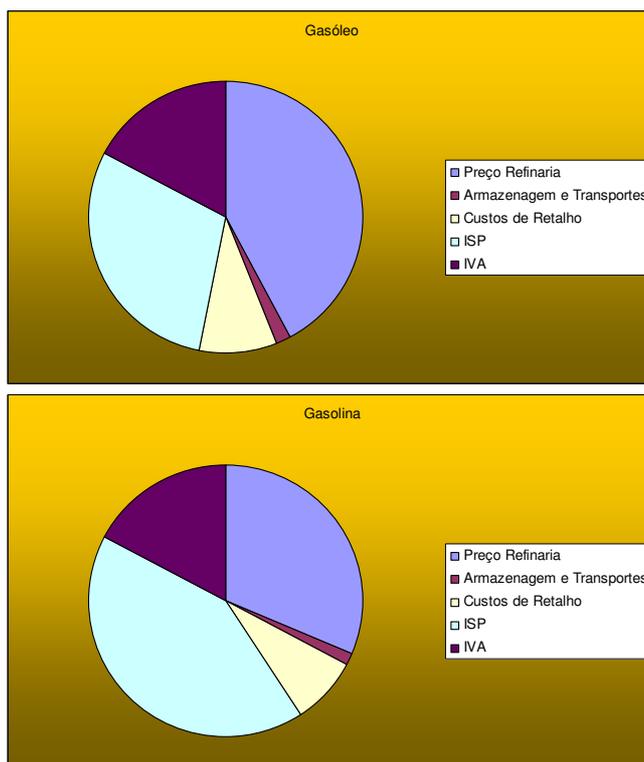


Figura 6.7 – Esquema de estrutura de custos para combustíveis em Portugal no 1º semestre de 2008

Como já referido, as margens de refinação são características da refinaria a que dizem respeito, sendo tão afectadas pelo *input* (crudes que as alimentam) como pelo *output* (destilados que produzem) além de factores intrínsecos, como a operacionalidade e tecnologias. Normalmente, quanto maior a operacionalidade e grau de complexidade (capacidade de converter fracções pesadas) de uma refinaria, maior será a sua capacidade de gerar margem.

6.3 Mercado de Retalho

No início da era automóvel tentou-se improvisar um sistema de distribuição e venda compatível com a então recente procura de produtos refinados. Inicialmente usou-se os mesmos meios que eram usados para a distribuição do petróleo de iluminação. À medida que o consumo subia passou-se a fazer a distribuição via marítima, fluvial e ferroviária, que à época eram os meios mais económicos à disposição. Os centros logísticos armazenavam os produtos (em latas de 8 litros seladas e com a marca fornecedora bem visível) e seguidamente eram distribuídos por lojas de ferragens.

Este processo vingou até à eclosão da I Guerra Mundial. Os lubrificantes eram comercializados em barris até ao revendedor, que posteriormente os comercializava em latas. Durante a segunda guerra mundial foram testados diversos mecanismos de logística capilar, tendo os processos evoluído para uma remodelação de todos os processos de distribuição.

Em 1920 foi criada a primeira bomba de gasolina. A indústria começou a usar os métodos que usa ainda hoje com grande tancagem nos postos de abastecimento, que são abastecidos por camiões tanque. As entregas mínimas foram definidas em 900 litros e começaram-se a montar instalações de abastecimento em alguns clientes como empresas de transporte e camionagem. A logística entrou num processo mais complexo com o adicionar do gasóleo ao *portfolio* dos postos de abastecimento no início dos anos 30.



Figura 6.8 – Fotografia de Estação de Serviço Campsa (Espanha anos 40)

Uma das faces de maior visibilidade de uma companhia (e por isso fundamental para a sua notoriedade) é a sua rede de estações de serviço. As redes de estações de serviço têm origens muito próprias. Em Portugal são responsáveis pela distribuição de cerca de 6 mil milhões de litros de combustíveis através de cerca de 2 500 postos de abastecimento. Trata-se de um sector com grandes obstáculos de entrada (avultados investimentos), mas que recentemente, por sugestão da Autoridade da Concorrência viu a sua actividade facilitada devido a alguma desregulamentação com o objectivo de facilitar a entrada de grandes superfícies na distribuição de combustíveis.

A distribuição em Portugal de postos de abastecimentos de combustíveis é dominada pelo operador Galp, que lidera o mercado, seguido de basicamente mais três operadores (Repsol, BP e Cepsa) com a crescente concorrência da grande distribuição (hipermercados e supermercados). Ao cruzarmos a cota de mercado com a venda média por posto chegamos a uma representação gráfica na figura 6.9, que permite compreender a dimensão e rentabilidade de uma determinada rede de distribuição de combustíveis. A Repsol ocupa o 2º lugar em quota e tem uma venda média por estação de serviço (*throughput*) 20% acima da média do mercado. A Galp é o líder de mercado, mas a BP lidera na venda média por posto. A grande distribuição tem uma quota de 5% (e a crescer) e ocupa o 2º lugar na venda média (postos *super discount* com altos volumes transaccionados).

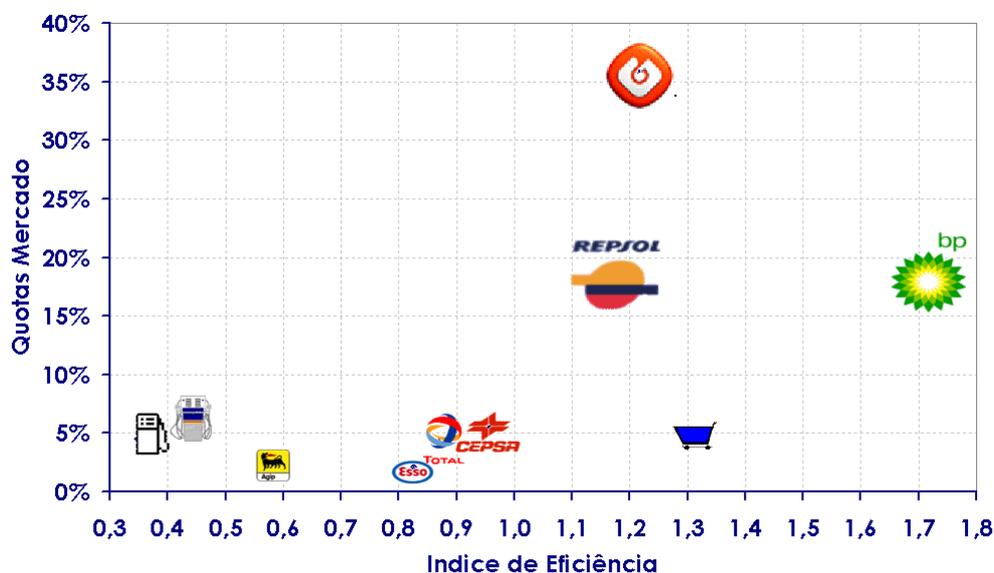


Figura 6.9 – Quotas de mercado *versus* eficiência da rede

Em Portugal, as quatro maiores companhias operam segundo um modelo no qual há três tipos diferentes de estações de serviço:

- Os postos tipo COCO (*Company Owned Company Operated*) são explorados directamente pelas companhias (cerca de 30% das redes) e são normalmente os postos de portfolio mais alargado (de produtos e loja) com o *throughput* mais de quatro vezes superior à média nacional.
- Os postos tipo CODO (*Company Owned Dealer Operated*), são postos propriedade das companhias (ou com direito de superfície pertencente a estas) explorados por uma sociedade de terceiros em regime de concessão ou de *franchise* (neste caso denominam-se COFO).

- Existem também os postos chamados de DODO (*Dealer Owned Dealer Operated*), que correspondem a postos puros de revendedores que são detentores do equipamento e do terreno, acordando com as companhias condições de compra e de uso de imagem por um período de alguns anos (3 a 5 anos), ou com um objectivo volumétrico (por exemplo a venda de 20 milhões de litros de combustíveis).

Este negócio permite às companhias operadoras deterem a posse de um canal de escoamento de produto, tentando sempre a criação de valor acrescentado através da exploração da marca (com a sua componente emocional) e através da disponibilização de serviços (lavagem, oficina etc.). Como forma de rentabilizar o investimento feito, são também explorados outros produtos que normalmente tem um efeito lateral de trazer clientes para os produtos base (lubrificantes e lavagens).

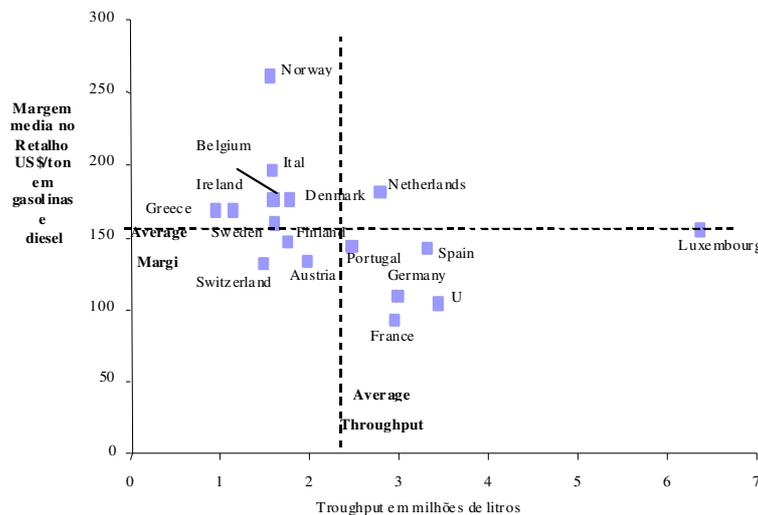


Figura 6.10 – Margem versus venda média na Europa (fonte APETRO)

Estes outros produtos (segmento conveniência) são normalmente produtos com elevadas margens (*snacks* e produtos de compra por impulso) e produtos de elevado volume de vendas (tabacos e jornais). Na figura 6.10 mostra-se um gráfico comparativo entre as margens e a venda média de estações de serviço nos vários países europeus. No quadrante superior direito temos a situação mais favorável de vendas altas e margens altas. O país referência é o Luxemburgo que beneficia de fiscalidade especial e de proximidade geográfica de vários mercados que o procuram por esse motivo. No quadrante inferior esquerdo temos os países em que a indústria está em franco desinvestimento e que não conseguem nem gerar margens adequadas

nem conseguem volumes que justifiquem investimentos em estações de serviço. Este é o efeito pós entrada da grande distribuição no mercado de retalho de combustíveis.

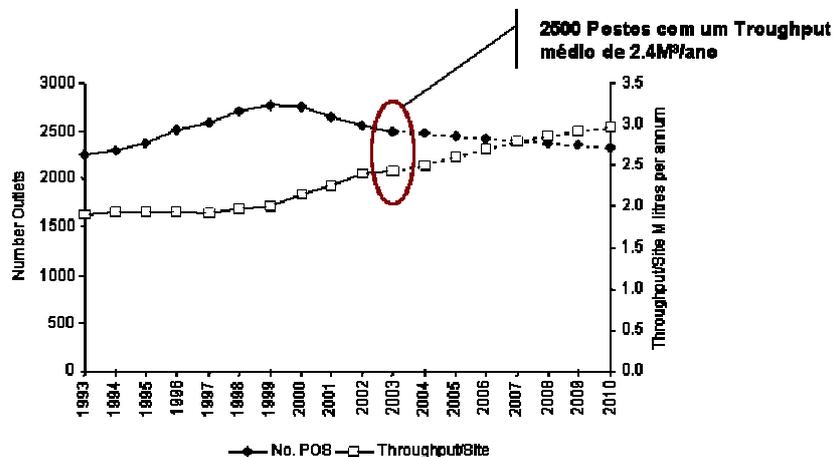


Figura 6.11 – Evolução da venda média por posto versus nº de postos (fonte: APETRO)

Na figura 6.11 acima nota-se que o caminho tomado pela indústria em Portugal passa por uma diminuição do número de postos a par do aumento das vendas por posto, medida justificada com a necessidade de aumento da eficiência do negócio. Esta situação penaliza especialmente os pequenos postos de baixo volume.

O regime de remuneração em qualquer um destes casos (diferentes tipologias de estações de serviço) varia significativamente. No caso dos COCO a venda é analisada com base num balanço de proveitos e custos, tendo os custos totais de ser pagos com a margem gerada.

A margem bruta gerada é definida subtraindo à facturação o custo do produto, ISP (imposto produtos petrolíferos) e eventuais descontos. Subtraindo à margem bruta a remuneração a pagar à rede de distribuição atinge-se a margem líquida. No entanto, o indicador mais importante é a margem de contribuição que se atinge subtraindo os custos de transportes (cerca de 1 a 2 cêntimos por litro no continente) das reservas legais e o próprio custo de armazenamento. O resultado operacional é calculado, deduzindo todos os custos da margem de contribuição. Estes custos compreendem: custos com pessoal, indemnizações, deslocações e estadias, *overheads* (despesas operacionais), manutenção e publicidade, comunicações, serviços terceiros, outros custos e provisões.

Relativamente aos CODOS a venda é efectuada pelas companhias (regime de conta consignação) havendo direito a uma comissão por cada litro vendido (em Portugal esta comissão varia entre 3 e 4 cêntimos por litro). Nos postos tipos DODO é definido contratualmente um desconto (quando em conta firme) normalmente acima dos 70% (por vezes bastante mais) das margens de refinação. Normalmente a margem dos gasóleos é menor do que a margem das gasolinas, o que perante o fenómeno de dieselização (aumento das vendas de gasóleos em detrimento das vendas de gasolinas), impõem perdas de rentabilidade dos concessionários. Este fenómeno está ilustrado na figura 6.12.

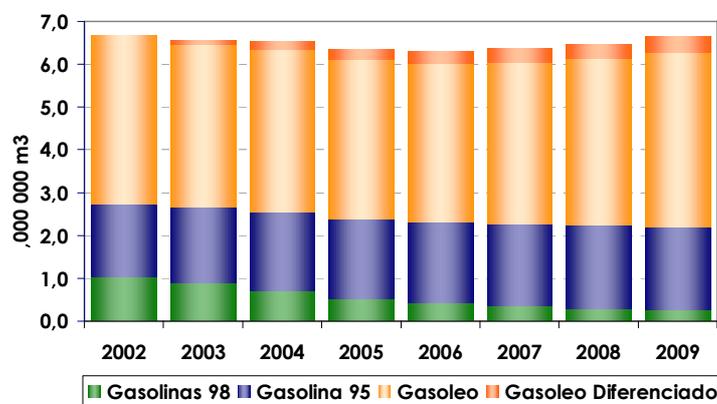


Figura 6.12 – Vendas em Portugal no mercado de estações de serviço (fonte APETRO)

Basicamente, nos casos COCO, COFO e CODO, o controlo é exercido pelas companhias, que além da imagem gerem e controlam todo o processo da venda, sendo apenas partilhada a gestão do dia a dia. A coerência da oferta (desde os fardamentos até à organização das lojas) é mais alta também nestes segmentos quando comparado com DODO's, onde cada empresa acaba por ter atributos únicos.

Ao nível da capacidade negocial os COCO, COFO e CODO beneficiam do *procurement* das companhias. No entanto, os postos tipo DODO têm normalmente uma relação com o tecido industrial e local e, muitas vezes, as relações comerciais têm por base relações pessoais com *dealer/revendedor*.

Por ter estruturas de custos muito avultadas, acaba por ser um negócio de baixa rentabilidade quando comparado com os outros possíveis por parte de uma petrolífera. Assistimos em Portugal, nos últimos 4 anos, à saída de quatro multinacionais do sector (Shell, Exxon, Total e Agip). A escolha de saída é tomada considerando a rentabilidade sobre o capital empregue numa altura em que negócios na refinação e

na exploração geraram resultados históricos. O mercado nacional atravessa uma fase de alguma estagnação. Este facto, aliado ao da entrada de algumas grandes superfícies que já tem cerca de 150 postos de abastecimento em Portugal (Grupo Auchan, Jerónimo Martins, Mosqueteiros e Leclerc), é de motivo de abandono para qualquer empresa com possibilidade de investir em sectores mais rentáveis.

Em termos gerais, o negócio do retalho apresenta retorno para os seus investidores depois de impostos da ordem dos 8%, o que é claramente pouco, se compararmos com o negócio da refinação ou mesmo da exploração. Em Portugal, a grande distribuição detém cerca de 10% do mercado de combustíveis (fonte Diário de Notícias de 23 de Maio de 2008). Com o fim das limitações legais poderá esperar-se um crescimento destes operadores até aos 40% de quota de mercado. Paralelamente o número de petrolíferas a operar no sector passou de 8 para 4 e a sua penetração no mercado passou de 80% para 70% (fonte Diário de Notícias de 23 de Maio de 2008).

Ao nível dos mecanismos que contribuem para a escolha de uma estação de serviço em Portugal, os vários estudos encomendados por várias empresas indicam a distribuição dos factores chave de sucesso indicados na figura 6.13.

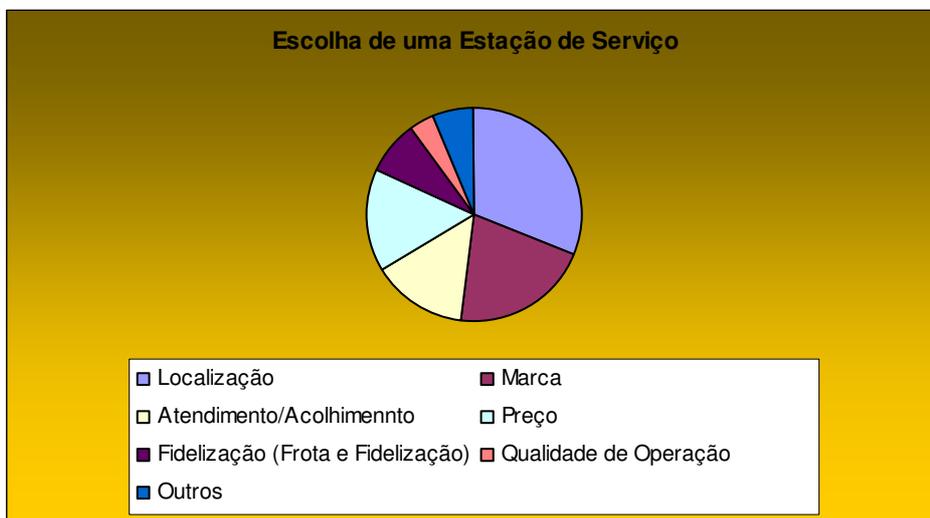


Figura 6.13 – Factores Chave de Sucesso no negócio de Retalho

A localização (ou conveniência do posto) é o factor chave logo seguido da Marca e do Preço. Os restantes factores como a Qualidade de Operação (aspecto do posto, higiene e atendimento) e ferramentas de fidelização aparecem menos destacados.

6.4 Mercado Wholesale

O Mercado de *Wholesale* representa uma pequena fatia de clientes responsáveis por grandes volumes. Em Portugal representa cerca de 6.6 milhões de toneladas, com tendência crescente do consumo de gasóleo e combustíveis para bancas. Existe uma diminuição do consumo de *fueloil* devido a conversões do tecido industrial português no final dos anos 90, o que promoveu uma conversão para Gás Natural por questões de fiscalidade e de eficiência. A par desta alteração, o fim da grande explosão de construção de vias de comunicação potencia a estabilização do consumo de betumes.

Neste grupo de sectores que englobam o *Wholesale* podem estar as grandes indústrias, os grandes construtores e os grandes frotistas, além de revendedores. Há basicamente cinco canais por onde se escoam vários produtos:

- O canal de bancas por onde se vende *jetfuel*, *fueloil* e gasóleos, para companhias de aviação e grandes armadores em negócios que muitas vezes são internacionais.
- Existem também os canais de transportadores, obras públicas e distribuidores nos quais temos as frotas de transportes de passageiros, de transporte de mercadorias, abastecimentos de revendedores independentes e maquinaria de construção. Neste canal o produto principal é o gasóleo seguido de betumes.
- O canal indústria representa um canal em que os clientes são relativamente poucos em número, mas que representam grandes volumes. Os produtos são o *fueloil* o gasóleo e os lubrificantes sendo os sectores mais representativos o eléctrico, as celuloses, o sector automóvel etc.. Neste sector tem sido importante a definição da organização interna de cada companhia, isto é, se está organizada por classe de produto ou por classe de mercado e também se a companhia actua directamente no cliente ou se age através de um revendedor autorizado.

Para os grandes clientes, cada vez mais é prática o fenómeno de em vez de se negociar um preço (que é muito volátil nos mercados internacionais de produtos refinados) negociar-se um *spread* sobre um preço de referência (normalmente Platts) como pagamento pelo serviço de entrega e apoio comercial.

Ao nível dos mecanismos que contribuem para a escolha de um fornecedor industrial, os estudos encomendados por várias empresas indicam a seguinte distribuição dos factores chave de sucesso



Figura 6.14 – Factores Chave de Sucesso no negócio de Retalho

Claramente os clientes industriais valorizam uma relação de confiança, sendo o processo de venda e compra mais racional e menos emocional. Seguidamente vem o preço/condições comerciais como factor chave. Este comportamento é como emanção de um componente de medo e risco, em que não se pode arriscar uma compra mal efectuada que venha a comprometer a operação de uma empresa.

6.5 Combustíveis

Da multiplicidade de produtos comercializados pela indústria petrolífera em Portugal, o *fueloil* e o gasóleo ocupam destacados a primazia dos volumes. Como apresentado no gráfico da figura 6.15, estes são os combustíveis de referência no mercado Português seguido em terceiro lugar pelas gasolinas. O facto de serem combustíveis industriais explica o facto de, em termos volumétricos, terem uma tão grande penetração no mercado.

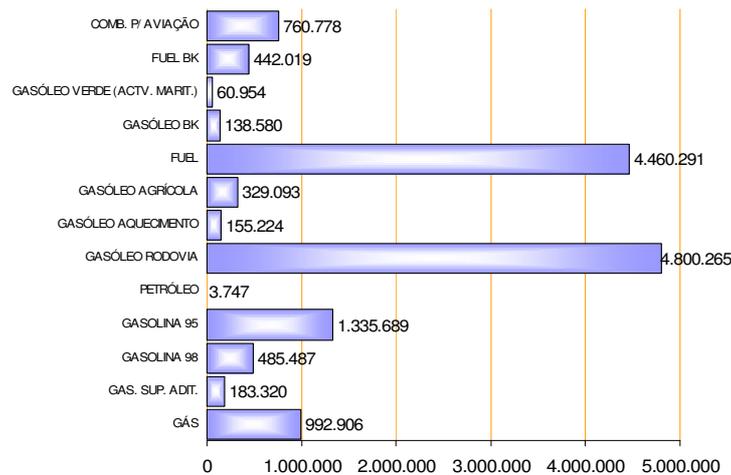


Figura 6.15 – Distribuição das vendas em Portugal por categoria de produto (fonte APETRO)

6.5.1 Gasóleos

Os gasóleos correspondem ao mercado nobre dos produtos brancos que tem significado económico (produtos transversal a toda economia) e político, por se tratar de *commodities* com impacto político e social. O gasóleo autonomizou-se em todo o mundo, especialmente na Europa, como o combustível industrial por excelência para o sector dos transportes. A sua utilização nos Estados Unidos tem sido limitada por questões ambientais, mas na Europa, tem sido eleito como o combustível de referência da indústria e protegido na fiscalidade como tal.

Em Portugal a sua produção é por todos os meios maximizada, de modo a tentar responder à crescente procura do produto do qual o país é deficitário na refinação como consequência do aumento das vendas de veículos a gasóleo ilustrada na figura 6.16. A capacidade produtora em Portugal, em termos de refinação, é ainda orientada sobretudo para a produção de gasolinas.

Em termos de refinação, o gasóleo é produzido recorrendo a vários processos dentro de uma refinaria. No entanto, para produzir um litro de gasóleo, as refinarias portuguesas têm de produzir cerca de 2 litros de gasolina, o que explica o facto de Portugal, como país ser excedentário de gasolinas e deficitário em gasóleos.

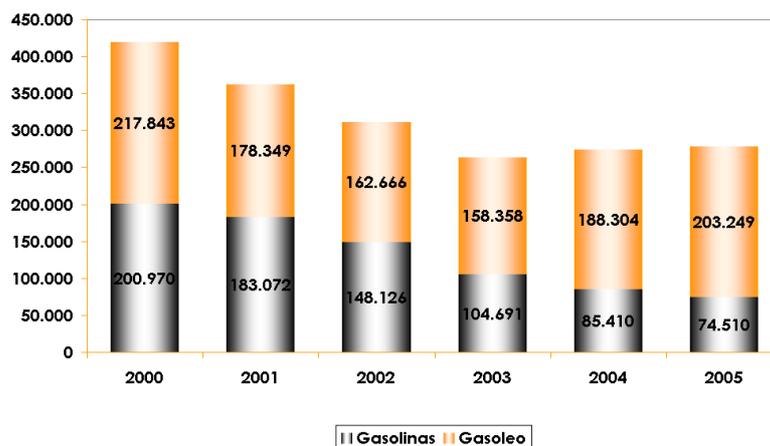


Figura 6.16 – Vendas de veículos em Portugal fenómeno da dieselização (fonte APETRO)

O gasóleo corresponde a um hidrocarboneto que comporta entre 10 a 30 átomos de carbono. A densidade do gasóleo afecta a razão de injeção e uma densidade mais elevada corresponde a um maior poder calorífero e a maior emissão de fumos. Uma característica importante no gasóleo é o número de cetano que fornece um valor ponderado quanto à qualidade de ignição. Na tabela 6.1 estão relacionadas algumas características de gasóleos em função dos vários tipos de crudes que lhe deram origem.

Tabela 6.1 – Variações de características dos gasóleos de acordo com a origem das ramas

	Libia	Nigéria	Kuwait
PI-PF (°C)	240-365	264-349	200-350
Densidade	0,846	0,863	0,84
Pt Turvação (°C)	7	-6	-9
Pt Fluxão (°C)	5	-7	-12
Viscosidade 20°C	9	10,7	10
Nº Cetano	60	46	55

Em função do tipo de hidrocarboneto que os geram, os gasóleos podem apresentar algumas diferenças, tal como exposto na tabela 6.1. Ramas diferentes podem afectar a volatilidade do gasóleo. Gasóleos muito voláteis têm uma vaporização demasiado rápida, gerando atrasos na ignição, com diminuição da temperatura na câmara de combustão gerando menor eficiência. Por outro lado, quando a volatilidade é muito baixa, há uma vaporização deficiente gerando uma queima incompleta promovendo o aparecimento de depósitos na câmara de combustão diminuindo a eficiência do motor. Alterações ao nível da viscosidade vão afectar a capacidade de atomização do

produto nos injectores diminuindo a eficiência do mesmo. As alterações do ponto de inflamação condicionam além das propriedades do produto todas as operações de manuseamento e armazenamento do produto.

Petróleos com alto teor de enxofre produzem normalmente gasóleos com alto teor de enxofre. Existem hoje limitações em Portugal (e na Europa) aos teores de enxofre, sendo o máximo permitido para o gasóleo rodoviário de 50 mg / kg (50 ppm). Entretanto, já existem no mercado produtos a responder à recente regulamentação com cerca de 10 ppm (diesel e+10 da Repsol).

6.5.2 Gasolinas

O mercado de gasolinas em Portugal tem diminuído em volume desde há dez anos, devido ao grande aumento de consumo de gasóleo. Este processo tem-se passado por toda a Europa e é o resultado do aumento de eficiência dos motores diesel, aliado a uma fiscalidade mais vantajosa do gasóleo. No entanto, nos Estados Unidos a gasolina continua a ser o combustível de eleição, sendo de acreditar desenvolvimentos ao nível da eficiência das motorizações a gasolina. Em termos meramente económicos, a gasolina é um produto mais barato do que o gasóleo. Em Portugal o preço continua acima da média somente por questões fiscais.

A gasolina pode ser caracterizada pelo número de octano (RON e MON), pela sua volatilidade, estabilidade etc.. O número de octano mede a percentagem de isoctano (C_8H_{18}) e de referência (C_7H_{16}) da gasolina. O índice de octano mede a resistência do combustível à inflamação. Quanto mais alto for o índice, mais resistente é o combustível à auto-inflamação (que é descontrolada e afecta negativamente a eficiência e rendimento do motor). A queima do combustível deve ser feita de forma suave e controlada dentro da câmara, iniciada somente pela vela. Quando há baixos índices de octano, as bolsas residuais de vapor quando aquecidas e comprimidas podem inflamar-se baixando a velocidade dos *pistons*, promovendo tensões indesejadas no motor provocando uma condução mais ruidosa e ineficiente. A volatilidade afecta as condições de arranque a frio, a capacidade de potência disponível em acelerações e a existência de depósitos no interior do motor.

6.5.3 JET - Combustível de aviação

Este mercado é caracterizado por ser já muito integrado a nível mundial adoptando as características do sector (aviação). Em Portugal existe um grande cliente (TAP) com uma grande presença num aeroporto (Portela, Lisboa). Os abastecimentos gerados por outras companhias aéreas acabam por ser relativamente pequenos havendo hoje em dia grande concorrência entre aeroportos. Os factores principais na tomada de decisão de compra são exclusivamente o preço e a capacidade logística.

Este sector também se distingue por ter os combustíveis com exigência de qualidade superior. Estes combustíveis são destilados médios com temperatura de destilação de 300°C especialmente adaptados para motores a turbina, cumprindo as normas internacionais para aviação civil (JetA1/F-35). Na figura 6.17 podemos observar a dimensão do mercado nacional em 2004 (fonte DGE).

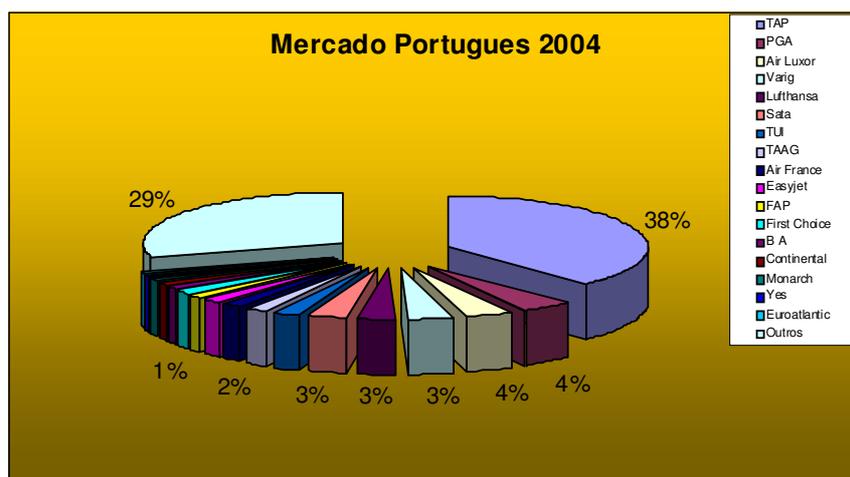


Figura 6.17 – Mercado nacional de aviação em 2004

No que concerne a aviação militar, o combustível é o JP-8 (cumprindo a norma MIL-T-83133D, Código NATO F-34). A grande diferença entre estes dois combustíveis está no teor de aromáticos e mercaptanos (CH_3SH). Existem também algumas diferenças nos pontos de destilação e congelação e ainda na aditivação. Como características destes destilados está o poder calorífico inferior (42,8 MJ / Kg (mín)) e a densidade (de 775,0 a 840,0 Kg / m³). O ponto de congelação é de -47 °C (máx) e a viscosidade cinemática a 20°C é 8cSt máxima. Denomina-se viscosidade cinemática a grandeza definida pela razão entre a viscosidade dinâmica e a densidade absoluta do fluido, em unidades no SI, m². s⁻¹, mas na prática utiliza-se o “stoke” com a seguinte

equivalência: $1 \text{ St} = 10^{-4} \text{ m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$, sendo o submúltiplo o centistoke $1 \text{ cSt} = 10^{-2} \text{ St}$) Existem também especificações extremamente rigorosas no que diz respeito a características de corrosão e à estabilidade dos produtos.

6.5.4 Fueloil

O *Fueloil* é um combustível industrial por excelência por ser altamente estável. É normalmente composto por longas cadeias de hidrocarbonetos, com alto peso molecular e com teores elevados em metais. Corresponde a um destilado ou mesmo a um resíduo das operações de destilação. Pode conter uma grande variedade de hidrocarbonetos e a sua utilização é como combustível para fornalhas para a geração de calor.

Normalmente são compostos por alcanos, cicloalcanos e aromáticos com cadeias a variar entre os 20 e os 70 átomos de carbono. A viscosidade varia em função da temperatura (com grande impacto na sua *trabalhabilidade* e armazenamento). O teor em água pode afectar a sua combustão e a presença de sedimentos pode colmatar filtros e queimadores. O *Fueloil* com elevados teores de sódio e vanádio potencia fenómenos de corrosão em tubagens.

Existem vários tipos de *Fueloil*, consoante as suas características de viscosidade. Do *Fueloil* nº1 (querosene) ao *Fueloil* nº3 estamos a falar de destilados relativamente leves que não tem utilidade industrial. Normalmente o *Fueloil* usado na indústria varia entre o nº3 (baixa viscosidade) e o nº4 ou mais. Interessa definir além da viscosidade (a 100°C), o teor de enxofre de modo a caracterizá-lo.

O *Fueloil* tem sido lentamente abandonado por substituição por gás natural onde é mais competitivo. No entanto esta fonte de energia altamente poluente apresenta ainda algumas vantagens na indústria pesada, sobretudo em fornos, fornalhas, caldeiras e motores diesel estacionários de co-geração.

6.6 Mercado de Lubrificantes

No processo de refinação por destilação atmosférica, o resíduo que sai do fundo da coluna de destilação (chamado resíduo atmosférico) é posteriormente sujeito a um novo craqueamento. Aqui, os hidrocarbonetos de ponto de ebulição mais elevado são destilados a vácuo, o que permite baixar os pontos de ebulição. No topo desta coluna

sai o chamado gasóleo de vácuo e à medida que se desce na coluna produzem-se produtos de viscosidades crescentes até chegarmos à base, onde se acumula o resíduo de vácuo (saída como asfaltos). Os lubrificantes minerais são normalmente o resultado deste processo, podendo inclusive ser gerados a partir de resíduos de vácuo desasfaltados.

Nesta multiplicidade de origens (além das próprias variações de hidrocarbonetos) compreende-se um dos grandes problemas de produção de lubrificantes que é a variabilidade das características que os produtos podem apresentar. A produção dos lubrificantes inicia-se por uma série de processos que tem a finalidade de retirar determinados componentes do hidrocarboneto, chegando à obtenção de um óleo mineral base que seja estável e que tenha uma performance final constante e previsível.

O primeiro passo, já referido, é a destilação a vácuo, na qual o resíduo atmosférico é separado em gamas diferentes de massa molecular e viscosidade. Os resíduos de vácuo contêm os óleos base mais pesados. O segundo passo corresponde à desasfaltação com propano em que se separa os asfaltenos e as resinas (que poderiam precipitar). O terceiro passo corresponde aos processos de extracção de aromáticos, com recurso a vários solventes, onde se separam os aromáticos dos não aromáticos. Este processo aumenta a estabilidade térmica e as características de viscosidade, permitindo obter melhores valores de viscosidades do refinado, além de impedir a acumulação de depósitos carbonosos. O quarto passo corresponde à desparafinação, na qual se removem as ceras e parafinas (facultando melhores características de escoamento a baixas temperaturas). Este processo recorre a baixas temperaturas que promovem a cristalização da parafina que ulteriormente é separada e retirada.

Finalmente, há uma série de tratamentos para modificar as suas propriedades térmicas e características de oxidação. Os processos usados variam desde percolação com bauxite ao contacto com terras descolorantes, *hydrofinishing*, hidrotratamento e *hydrocracking*.

O *hydrocracking* é um processo cujo objectivo é obter óleos base com maior qualidade. Aqui a carga reage com hidrogénio a altas temperaturas (> 400 °C) a altas pressões (> 200 bar). Os aromáticos são saturados e craqueados formando óleo base de hidrocarboneto saturado, permitindo a eliminação de enxofre, azoto e oxigénio. Atingem-se assim lubrificantes bastante estáveis e de alta qualidade.

O *hydrofinishing* corresponde a um processo semelhante, recorrendo ao hidrogénio com o objectivo de os saturar, melhorando assim a sua estabilidade. O hidrotratamento é um processo de purificação (antes da extracção dos aromáticos) de modo a retirar da carga os sulfurados e elementos metálicos; também tem o efeito de reduzir os teores de olefinas e aromáticos por saturação das ligações duplas.

Cada vez mais utilizados hoje em dia, são os óleos sintéticos. O desenvolvimento dos lubrificantes sintéticos teve início na II Guerra Mundial, numa altura em que era importante assegurar a operacionalidade de veículos militares em condições de frio. A seguir à II Guerra foi continuado o desenvolvimento de lubrificantes sintéticos com dois objectivos: melhorar a performance a altas temperaturas dos então recentemente desenvolvidos motores a jacto e suportar as temperaturas baixas de voos de grande altitude. Os lubrificantes sintéticos foram lentamente substituindo os minerais, por permitirem melhores performances com maior durabilidade, promovendo o aumento do tempo de vida dos equipamentos, apesar do seu custo ser por norma mais alto.

Os óleos lubrificantes sintéticos podem, no entanto, ser gerados a partir de óleos base. Os óleos base sintéticos são criados a partir da mistura de substâncias simples as quais são misturadas em condições controladas com moléculas seleccionadas. Assim, em vez de se tentar refinar um óleo de origem mineral, e de o tentar purificar, a tendência de se trabalhar com óleos base sintéticos permite-nos um maior controlo da performance e da qualidade do produto final. Presentemente a relação qualidade preço ainda não é completamente favorável aos óleos base sintéticos.

6.7 Mercado de Especialidades

Os betumes têm sido utilizados desde os primórdios da civilização humana. Correspondem a um produto normalmente líquido, de alta viscosidade, ou mesmo sólido em condições normais, pouco volátil, adesivo e impermeável à água. É derivado do petróleo ou presente em “asfalto” natural, que é completamente ou quase completamente solúvel em tolueno. Os betumes são essencialmente compostos por átomos de carbono e hidrogénio (90% a 99%) acompanhados de enxofre e de oxigénio e azoto residual. Em termos das suas propriedades físicas, aos betumes importa sempre quantificar a sua consistência (penetração e ponto de amolecimento), segurança (ponto de inflamação), trabalhabilidade (viscosidade) e volatilidade (teste RTFOT).

Os betumes estão presentes nas nossas vidas nas mais diversas áreas. O continente Europeu está coberto por 5 milhões de quilómetros de estradas asfaltadas. Os betumes, além de aplicados em estradas, têm também aplicações em pistas de aeroportos, pavimentos industriais, ciclovias, espaços desportivos, como impermeabilizantes e em obras hidráulicas.

Os asfaltos correspondem aos materiais de utilização mais remota na área da construção. As suas características mais apreciadas são a sua resistência e maleabilidade e propriedades impermeáveis e de adesividade. A maioria dos petróleos contém asfaltos e a terminologia deriva do termo usado nas margens do Rio Tigre Superior em 1 000 AC (em latim *asphaltus*) *Sphalto*, que é sinónimo de durável.

Na antiga Mesopotâmia, as casas de banho dos templos eram já cobertas de asfalto, havendo referências bíblicas do seu uso (Arca de Noé, Torre de Babel, Muralhas de Jericó, etc.). Há registos de utilização de asfaltos em medicina, nomeadamente como desinfectante tópico e para doenças de pele. A sua utilização militar antecede os Romanos, normalmente como combustível de balísticas (catapultas, etc.); esta utilização militar durou até ao fim da idade média. A tecnologia avançou rapidamente no fim do século XIX, e de forma galopante no início do século XX, com a democratização do automóvel e subsequente explosão de construção de estradas.

A primeira fábrica de produção foi construída em Cambridge, na Inglaterra, para fornecimento a obras rodoviárias. Os métodos de produção e aplicação rapidamente se modernizaram com a introdução da mecanização da construção com recurso a regadores pressurizados e a espalhadoras mecanizadas de inerte e cilindros a vapor. Mais tarde (a partir dos anos 40) iniciou-se a utilização de substâncias que melhoravam as características do asfalto quer face às cargas a que é exposto, quer face às agressões ambientais (temperatura e água) a que a mistura é sujeita. Hoje, na Europa operam cerca de 4 000 unidades de mistura e uma grande parte do material utilizado é proveniente de reciclagem podendo atingir 70% na aplicação.

Para caracterizar um betume recorre-se às suas propriedades físicas como: consistência, ponto de inflamação, viscosidade e volatilidade.

Quando se avalia a sua consistência, usa-se o teste de Penetração -EN1426. Este Método consiste na utilização de uma agulha de dimensões especificadas que é induzida a penetrar numa amostra de betume, sob efeito duma carga conhecida (100 g), a uma determinada temperatura (25 °C), durante um tempo especificado (5 seg.). A

distância que a agulha penetra, expressa em décimas de milímetro, representa o valor de penetração.



Figura 6.18 – Fotografia da fábrica de betumes Repsol (Azambuja).

Quando se avalia a sua consistência, pode-se também determinar a temperatura de amolecimento de acordo com a norma EN1427. Neste método, a amostra é suspensa num banho de água ou glicerol, aumentando-se a temperatura à razão de 5° C/min. O betume amolece e deforma-se lentamente. No momento em que o betume e uma esfera de aço tocam a base do prato, a temperatura da água ou do glicerol é registada. A viscosidade é também quantificada através do teste de viscosidade cinemática definido na norma EN12595. A viscosidade do betume é determinada mediante a medição do tempo requerido para que uma determinada quantidade de material flua através dum tubo capilar. A viscosidade é calculada a partir do diâmetro e do tempo necessário.

$$\text{Viscosidade cinemática} = \text{viscosidade dinâmica} / \text{densidade}$$

A viscosidade caracteriza a fluência que o betume demonstra a uma dada temperatura. É assim de grande importância nas actividades relacionadas com o manuseamento e bombagens dos produtos.

Um dos grandes campos de aplicação dos betumes é o da construção de estradas. No entanto tem havido avanços tecnológicos no sentido de induzir melhorias técnicas aos produtos, bem como de assegurar uma mais fácil aplicação. Os betumes modificados foram introduzidos com o objectivo de melhorar a prestação dos betumes tradicionais face ao aumento do tráfego rodoviário, do aumento da carga por eixo, da pressão dos pneus. Além disso, a utilização de betumes modificados representa uma redução dos

custos de manutenção das rodovias. A figura 6.19 ilustra o melhor desempenho de um betume modificado num ensaio de ductilidade.

Os betumes modificados são produzidos pela adição de polímeros a betumes tradicionais. Estes betumes tradicionais têm normalmente baixos teores em asfaltenos e um elevado teor em aromáticos. A estes betumes é adicionado um copolímero que resulta da polimerização de 2 ou mais monómeros (plastómeros e elastómeros) exibindo os primeiros melhor comportamento a baixas temperaturas.

As alterações induzidas por polímeros nos betumes afectam as suas propriedades, que por sua vez, afectam as suas características em aplicação. Por exemplo, variações nos pontos de amolecimento e no ponto de fragilidade implicam uma menor susceptibilidade térmica e um maior intervalo de plasticidade melhorando a sua trabalhabilidade.

Altos valores do índice de RTFOT (volatilidade) imprimem uma maior resistência ao envelhecimento e maior durabilidade do produto; uma mais alta viscosidade permite uma melhor adesividade ao agregado mineral, um maior valor de elasticidade imprime uma maior capacidade resistente à deformação permanente e à fadiga.



Figura 6.19 – Pormenor de um ensaio de ductilidade em betumes

O campo de aplicações dos betumes modificados é cada vez maior nomeadamente:

- Camadas anti-fissurantes;
- Estruturas semi-rígidas (túneis, viadutos e barragens);
- Camadas de desgaste em:
 1. Microbetão betuminoso rugoso;

2. Betão betuminoso rugoso;
3. Betão betuminoso drenante;
4. Argamassa betuminosa;

Os betumes para fins rodoviários são produzidos em centrais nas quais o betume é aquecido e misturado com uma mistura mineral com granulometrias bem definidas e com litologia específica. Depois de um aquecimento da mistura mineral esta é misturada com o betume em altas temperaturas. Na figura 6.20 observa-se um esquema de uma central betuminosa descontínua.

Na especificação de um determinado betume têm de estar definidas a adesividade, a insensibilidade à água, a impermeabilidade e sua durabilidade. Além disso é importante estar caracterizada a condutividade térmica que é importante face à trabalhabilidade das misturas.

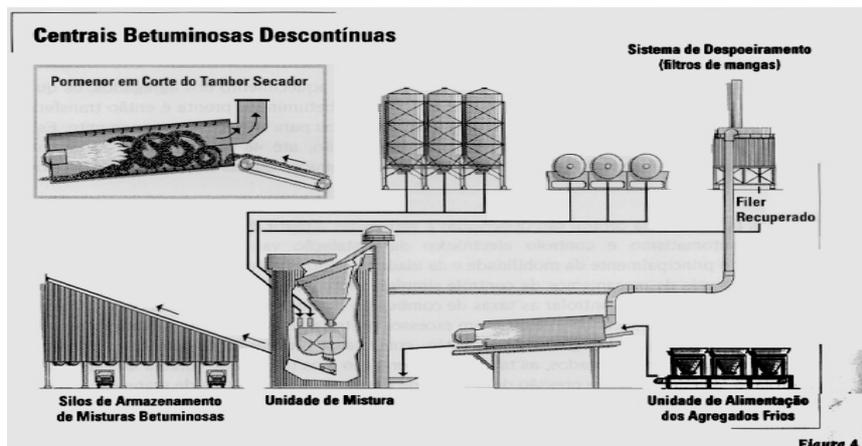


Figura 6.20 – Exemplo de uma central betuminosa descontínua (fonte EAPA; 1998)

6.8 Mercado de Gás

Gás Natural é um termo que designa um combustível fóssil constituído por uma mistura estável de hidrocarbonetos gasosos. Em Portugal, o Gás Natural começou a ser fornecido a partir do gasoduto interligado com Espanha — Marrocos — Argélia, sendo o gás inicialmente proveniente das jazidas argelinas de Hassi R' Mel.

Presentemente, encontram-se em desenvolvimento dois importantes reforços para a diversificação de fontes e para uma maior garantia da continuidade dos fornecimentos do sistema de gás natural estando a ser contratado uma diversificação da sua origem adicionando a Venezuela como nossa fornecedora além da Argélia e Nigéria. No ano 2008 cerca de metade do gás consumido em Portugal já foi recepcionado via navio metaneiro da Nigéria.

No desenvolvimento deste produto em Portugal temos como três pedras basilares a construção do terminal de gás natural liquefeito, em Sines (permitindo importação através de navios metaneiros), o desenvolvimento de cavernas para armazenamento de uma reserva de segurança dos abastecimentos no Carriço, perto de Pombal e o fornecimento a centrais de ciclo combinado para geração de electricidade.

O gás natural é um dos tipos de energia mais seguros, com índices de acidentes mais baixos comparados se com outras energias. A indústria do gás é também menos perigosa pois não opera sistemas de altas temperaturas como refinarias, os processos de limpeza do gás são simples e sem complexidade, e não aplica altas tensões ou correntes eléctricas.

Devido às características do gás, a sua comercialização envolve maiores investimentos do que o crude. Um dos processos de comercialização é via GNL havendo a sua conversão *in situ* em líquido mais facilmente transportável. Outro processo é através da construção de fábricas petroquímicas na fonte, havendo a criação de valor num bem mais facilmente transportável. É pouco viável a construção de estruturas de superfície em grande escala sendo frequente a utilização de cavernas ou campos abandonados como reservatório. Nos Estados Unidos é comum a utilização de campos petrolíferos esgotados para o armazenamento de gás. Aí, a produção de Gás Natural está concentrada nos estados do Sudoeste enquanto que os mercados estão no Nordeste. Desta forma os gasodutos trabalham em pleno no Inverno quando a procura por aquecimento aumenta.

As principais características físico-químicas que conferem segurança ao gás natural são a densidade, a sua não toxicidade, e as suas características de inflamabilidade e explosibilidade. A densidade relativa ao ar atmosférico é inferior à 1. Isto significa que o gás natural é mais leve que o ar. Assim, sempre que alguma quantidade de gás natural for colocada livre no meio ambiente esta subirá e ocupará as camadas superiores da atmosfera. Em ambientes internos o gás natural não provoca facilmente

acumulação nas zonas baixas, sendo suficiente para garantir sua dissipação a existência de orifícios superiores de ventilação e evacuação.

Ainda devido à sua densidade, o gás natural não provoca asfixia. A asfixia ocorre quando um gás qualquer ocupa o espaço do ar atmosférico no metabolismo humano, impedindo que este respire. O gás natural não é quimicamente tóxico, sendo que a sua ingestão ou inalação acidental não provoca danos à saúde. Substâncias como o monóxido de carbono presente nos gases industriais e subprodutos de combustão (CO), e o cloro (Cl), utilizado na indústria, possuem a propriedade de se ligar à hemoglobina e impedir o processo de respiração humana. As substâncias componentes do gás natural são inertes no corpo humano, não causando intoxicação. Ainda como o gás natural não se acumula nas camadas inferiores e se dissipa rapidamente, não oferece risco de asfixia quando há arejamento.

Como contaminantes do gás podemos considerar o ácido sulfídrico, o sulfureto de carbonilo e enxofre. Por questões de segurança, o gás é odorizado em Portugal com etilmercaptano ou tetrahidrotiofeno.

O Limite de Inflamabilidade Inferior é Alto. Isto significa que para atingir as condições de manutenção da combustão é necessária uma quantidade significativa de gás natural em relação à quantidade total de ar em um ambiente (criando a chamada atmosfera explosiva). Assim, na ocorrência de uma fuga de gás natural num ambiente fechado, as probabilidades de manutenção da combustão após a iniciação por uma fonte externa (interruptor de luz, etc..) são muito reduzidas. Isto porque o gás é leve e se dissipa, dificultando o alcance do limite de inflamabilidade inferior, e como também o limite inferior é elevado, afastam-se ainda mais a possibilidade de ser atingido.

Uma outra característica é o de ter uma faixa entre os limites de inflamabilidade inferior e superior curta. Isto significa que, embora seja difícil alcançar o limite inferior de inflamabilidade numa fuga de gás natural em ambiente fechado, caso isso ocorra, a condição de diluição da mistura ar - gás natural que permite a auto sustentação da combustão é rapidamente perdida, pois logo se atinge o limite superior de inflamabilidade e o gás natural torna-se diluente do ar. Assim, verifica-se que a promoção de uma mistura ar - gás natural nas condições adequadas à combustão autosustentada é difícil de ocorrer aleatoriamente e depende da intervenção humana para se realizar.

Admite-se que a diferença entre a combustão e a explosibilidade está na velocidade com que a mistura combustível é queimada, conseqüentemente no tempo que dura, e na intensidade com que a energia é liberada. A explosão é um processo de combustão de intensidade tal que a pressão gerada pela expansão dos gases é superior à resistência da estrutura que o comporta. Assim, considerando que o gás natural não se acumula em ambientes fechados, que as condições de inflamabilidade não são facilmente atingidas e que nestas condições a velocidade de propagação da combustão do gás natural é a menor entre os gases combustíveis, a ocorrência de explosões por fuga de gás é muito reduzida ou praticamente nula.

Não se pode deixar de considerar os processos de detonação, que ocorrem em ambientes fechados a altas pressões e a partir de uma onda de choque provocada, que podem ocorrer em tanques de armazenamento ou condutas de transporte. Como se trata de uma combustão, apenas em condições especiais, só pode ocorrer se a quantidade adequada de comburente estiver presente (motores de combustão interna alternativos a gás). Porém, tratando-se de gás natural que é sempre transportado e armazenado puro, sem contacto com o ar, a ocorrência de processos explosivos só é possível nas manobras de arranque e paragens dos sistemas quando ar está presente nas condutas e tanques. A aplicação de um gás inerte, como o azoto, para realizar a purga do ar é suficiente para eliminar os riscos de explosão.

Pelas diversas características apresentadas anteriormente não é previsível que ocorram catástrofes ecológicas com a destruição de um gasoduto ou de um navio metaneiro semelhantes ao que se passa com outros hidrocarbonetos. A contribuição do metano para o aquecimento global, como gás de efeito estufa, deve ser sempre considerada, e as descargas deste gás na atmosfera devem ser evitadas, uma vez que o metano é o principal e mais potente gás de estufa conhecido. Em poucos anos, o gás natural liquefeito converteu-se num produto de grande procura internacional, com uma reputação sólida de fonte de energia limpa. Apesar de ser também um combustível fóssil, e de normalmente ocorrer combinado com petróleo, existem grandes diferenças entre eles e entre os seus mercados.

O GNL é composto essencialmente por metano (CH_4) que ocupa muito espaço em condições ambientais normais, mas que submetido a condições criogénicas, comporta-se como líquido e ocupa um espaço 600 vezes menor, sendo facilmente manipulado e transportado. Cerca de metade das reservas de hidrocarbonetos são GNL. O seu impacte ambiental é baixíssimo, pois tem um elevado teor de hidrogénio

não gerando enxofre ou partículas (sendo um gás limpo). O GNL é uma fonte energética primária muito utilizada representando cerca de 25% do consumo. Estimam-se as reservas em cerca de 180 trilhões de m³ havendo um consumo de 2.700 milhões de m³ por ano.

As reservas mundiais de GNL estão mais pulverizadas do que as de petróleo, promovendo maior calma e estabilidade nos mercados. Cerca de 40% das reservas mundiais estão no médio oriente (contra mais de 60% das reservas de petróleo). Apesar de mover anualmente cerca de 177 mil milhões de m³, o comércio global de gás natural representa 6,6% do consumo final de gás e 30% dos movimentos por gasoduto. O mercado internacional de GNL teve maior desenvolvimento no final da década de sessenta, assente sobretudo numa decisão estratégica, inicialmente só do Japão, de diversificação das fontes energéticas. Os custos de transportes, liquefacção e regaseificação sempre foram um obstáculo ao maior desenvolvimento deste mercado, havendo esta barreira entre os produtores e os consumidores. Nos últimos anos, a tecnologia criogénica tem evoluído e algumas embarcações de grande calado têm entrado ao serviço, facilitando um maior crescimento do mercado, sobretudo na Ásia e Pacífico.

A tecnologia para a liquefacção do gás foi desenvolvida no início do século XX, para extrair hélio do ar. Nos anos 40, esta tecnologia foi adaptada pela indústria americana de gás natural, inicialmente para armazenar quantidades substanciais de gás em espaços confinados, tendo em vista as variações diárias e sazonais da procura. Em 1959, a primeira carga de gás natural liquefeito (GNL) foi transportada dos Estados Unidos para a Inglaterra num navio especialmente preparado. O sucesso deste empreendimento levou à criação da primeira fábrica de GNL na Argélia.

A produção argelina foi encaminhada inicialmente para o Reino Unido e França. De seguida, foi aberta uma unidade de produção no Alasca cuja produção era sobretudo encaminhada para o Japão. Este país rapidamente tornou-se o maior mercado mundial, chegando a atingir cerca de 60% do consumo mundial.

Este produto teve um crescimento lento mas constante no mundo ocidental, estabilizando, regra geral, nos 15% do consumo energético de cada país. No entanto, este desenvolvimento não se registou nos EUA, que até há pouco tempo mantiveram esta fonte energética nos 2% do seu consumo primário. Nos últimos anos têm sido feitos interessantes investimentos, prevendo-se um grande aumento de consumo para os próximos anos.

6.8.1 Aspectos operacionais

O transporte entre o produtor e o importador é feito em navios especiais. Cerca de 140 navios estão hoje em operação, e vários outros são actualmente em fase de construção, em todo o mundo. Há estimativas recentes de que a frota mundial de navios transportadores de GNL terá que ser duplicada no prazo de 5 a 7 anos. Na França e na Coreia do Sul há hoje navios em construção com capacidades até 153 mil m³ de GNL.

O gás natural liquefeito é transportado por navios metaneiros que normalmente tem uma capacidade entre 100.000 a 150.000 m³. Estes navios são normalmente contratados por 10 a 20 anos havendo um pagamento de verba fixa pelo uso do navio.

A produção, transporte e regaseificação do GNL são operações que exigem elevados investimentos. Há ainda que contar com perdas que podem variar entre os 10 e os 15% do gás durante o processo, muito mais que um transporte equivalente por gasoduto (perdas entre 1 e 2%).

Os processos de geração de GNL podem ser descritos sucintamente desde a produção, passando pela liquefacção, transporte e regaseificação e distribuição tal como apresentado na figura 6.21.



Figura 6.21 – Ciclo de vida do GNL

6.8.2 Produção

As reservas de gás para uma unidade de GNL terão que ser substanciais, pois estes investimentos são efectuados contra contratos de aprovisionamento de cerca de 20 anos o que viabiliza o elevado custo financeiro envolvido em cada projecto. Considerando que 1 mtpa (milhão de toneladas ano) de GNL requer cerca de 1400 milhões de metros cúbicos de gás (bm^3), então para 7 mtpa em 20 anos tem de ser considerado cerca de 200 bm^3 a serem consumidos exclusivamente no projecto o que representa uma reserva considerável.

Além da quantidade de gás suficiente para fazer face aos investimentos e à procura, o gás terá que ter um custo de exploração baixo que será função de uma situação geográfica adequada e da presença de um porto próximo e com logísticas de embarque operacionais. Além disso, é importante que o gás seja de qualidade, não tendo impurezas que incrementem os custos. As reservas de Natuna, na Indonésia, possuem cerca de 5.700 bm^3 , que ainda não foi explorada por conter cerca de 70% de dióxido de carbono (CO_2), o que incrementaria os custos da sua produção.

6.8.3 Liquefacção

O ponto crítico de uma unidade de GNL é a unidade de liquefacção a temperaturas de -160°C onde o gás se comporta como líquido reduzindo o seu volume em relação às condições atmosféricas em cerca de 600 vezes. Estas unidades compostas de unidades de tratamento, permutadores de calor e instalações de armazenagem, deverão ser construídas em Portos com calados mínimos de 14 metros. A figura 6.22 ilustra de forma sucinta uma unidade de liquefacção.

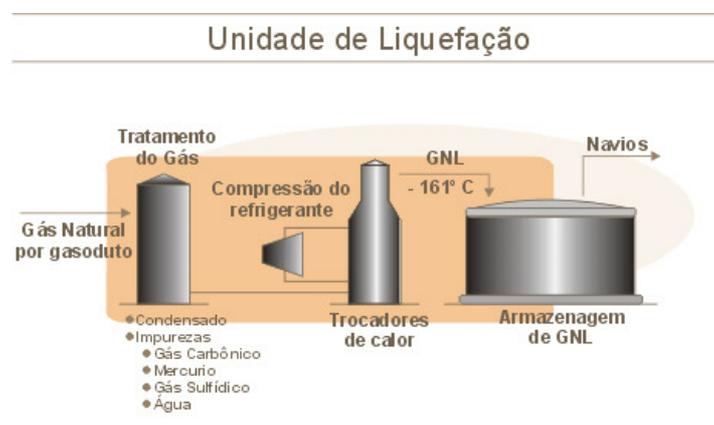


Figura 6.22 – Unidade de Liquefacção

Na unidade de tratamento do gás procede-se à remoção de impurezas (dióxido de carbono, enxofre, azoto, mercúrio ou água) além do próprio condensado. O processo inclui a separação do gás de petróleo liquefeito (GPL), composto essencialmente por propano e butano, que é vendido como produto final podendo também voltar a ser injectado no GNL.

Nos permutadores de calor é pressurizado um gás refrigerante (uma mistura de metano, etano e propano) expandindo-se de seguida através de uma válvula (efeito Joule-Thompson), extraíndo calor do gás natural que chega aos permutadores de calor. Há vários permutadores, mas quase todas as instalações dividem-se em conjuntos paralelos (LNG *trains*), capazes de liquefazer de 2 a 2,5 mtpa cada um. O GNL é a seguir armazenado em tanques criogénicos (-161^o C) até ser embarcado.

Os custos de uma unidade de liquefacção têm variado constantemente com inovações tecnológicas e as pressões de mercado. Hoje o investimento por tonelada de capacidade anual está na casa de US\$ 275, o que significa que a planta dada como exemplo, de 7 mtpa, custaria US\$ 1,92 mil milhões.

6.8.4 Transporte

Os navios de transporte de GNL das unidades de liquefacção aos pontos de regaseificação são compostos por reservatórios isolados, resistentes à temperatura do GNL durante a fase de transporte. Como já foi referido há perdas, que podem atingir cerca de 0,1 a 0,2% por dia. Além disso, estes navios consomem o GNL como combustível, não havendo no entanto arrefecimento dos tanques na fase de transporte.

Há dois tipos de navios de GNL. Há os que armazenam o gás em esferas tradicionais (o tipo Moss Rosenberg), e os que têm tanques nas posições convencionais de petroleiros (o tipo membrana, ou Technigaz). Não há grandes diferenças relativamente ao custo de construção ou de exploração de qualquer um dos tipos. A capacidade normal de um navio é de 125 mil m³ a 150 mil m³, que correspondem a 55 a 65 mil toneladas de GNL.

Inicialmente a produção destes tipos de navios era feita no Japão. Hoje em dia são produzidos na Coreia do Sul, Itália e França. A frota mundial excede hoje 140 navios em operação, e algumas dezenas em construção, a um custo por unidade da ordem de US\$ 175 milhões.

6.8.5 Regaseificação

Os terminais de recepção de GNL estão normalmente localizados perto dos mercados, em zonas portuárias com águas profundas. Aqui normalmente encontramos os regaseificadores e tanques de armazenagem entre outros equipamentos. Na figura 6.23 está ilustrado o esquema de um terminal de regaseificação.

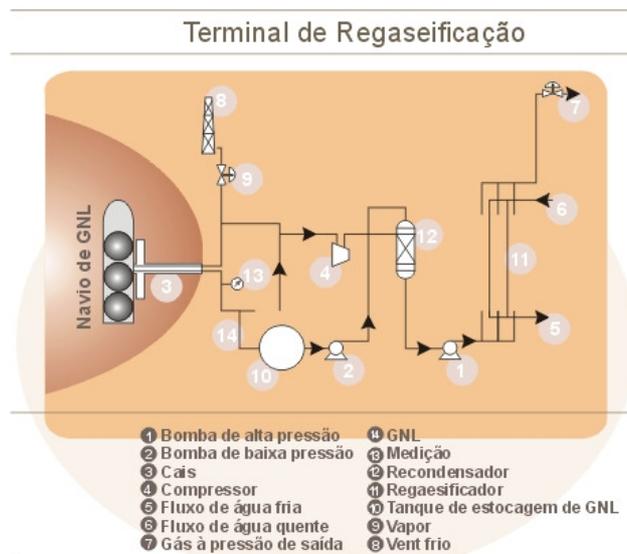


Figura 6.23 – Terminal de Regaseificação

A capacidade de armazenagem de uma instalação de regaseificação pode ser apenas um pouco maior do que a capacidade de um navio (caso de Huelva, em Espanha, com 160 mil m³ de armazenagem, para navios de 135 mil m³), ou equivalente a vários navios podendo então esta unidade servir de doseador dos picos de consumo ou de reserva estratégica (caso de Sodegaura no Japão, com capacidade de armazenar 2,6 milhões m³). O aquecimento do GNL super arrefecido é feito recorrendo a água do mar ou vapor de termoeléctricas.

Este tipo de instalações acarreta investimentos avultados que dependem do tipo de mercados a que estão destinados, do tipo de gás e do tipo de instalações portuárias. Estes projectos só podem ser validados mediante contratos de aprovisionamento de longo prazo (décadas) com entidades sólidas.

6.8.6 Mercados de destino

Ao nível global podem identificar-se 4 grandes blocos sujeitos a evoluções distintas nos últimos anos: Extremo Oriente, Europa, América do Sul e América do Norte. Os preços há 10 anos no Oriente eram 25% superiores aos da Europa e 50% superiores aos da América do Norte. Estas diferenças na composição do preço provêm da especificidade de qual é o mercado, qual a origem do gás e de como este é colocado no mercado.

O extremo oriente foi o primeiro mercado a aparecer liderado pelo Japão. A sua dependência energética, aliada às mais-valias em termos de área (entre o nuclear e o termoeléctrico a gás) associada a um menor impacte no ambiente favoreceram o crescimento desta energia nesta região que representa quase metade do consumo mundial. No entanto trata-se de um mercado maduro e os consumos têm-se mantido estáveis ou com um ligeiro decréscimo (acompanhando a economia nipónica) nos últimos anos.

A Coreia e a Formosa, o segundo e terceiro mercado asiáticos tem apresentado crescimentos de dois dígitos (cerca de 13%), a Índia e a China tem estabelecido importantes contratos de compra de GNL prevendo-se um crescimento de 30% até 2010.

O mercado Europeu tem-se desenvolvido de forma distinta. A existência de gasodutos, ligando o Norte de África e o leste Europeu, e a existência de algumas reservas no mar do norte promove a existência de competição entre os vários fornecedores permitindo preços mais baixos. No entanto, o mercado de gás europeu conta apenas com pouco mais de 12% de GNL havendo lugar para um crescimento gradual nos próximos anos.

O mercado Sul-americano está a dar os primeiros passos (Venezuela, Peru, Bolívia e Brasil) prevendo-se um desenvolvimento mais do lado da oferta (liquefacção) do que da procura (regaseificação).

O mercado Norte-americano foi inicialmente aquele com maior potencial, não tendo respondido de acordo com as expectativas. Cerca de 2% do mercado americano é fornecido por GNL. No entanto, nos últimos anos tem sido lançados dezenas de projectos de unidades de regaseificação na costa leste, nomeadamente projectos de liquefacção em Trinidad e Tobago com vista a poder fornecer os altos volumes esperados.

Em 2005 o preço estava estabilizado em 9 US\$ por BTU decompondo-se este valor em cerca de 3,6 US\$ devido aos custos de liquefacção; 2,25 US\$ devido aos custos de exploração e produção; 1,80 US\$ devido ao custo do transporte e 1.35 US\$ referente aos custos de regaseificação e armazenamento.

Há portanto muito espaço para crescer ganhando maiores eficiências com efeito de escala na liquefacção e transporte, sendo o crescimento anual nos últimos anos de cerca de 30% em volume.

6.8.7 O mercado português

Os problemas no abastecimento de electricidade têm servido de motor ao desenvolvimento do gás no mundo e também em Portugal. O tempo entre a decisão de construir uma central de ciclo combinado e a sua entrada em exploração é de cerca de dez anos. Este modelo de central é mais eficiente e sofisticado que uma central termoeléctrica tradicional.

O modelo de funcionamento destas centrais baseia-se na combinação de turbinas a gás e a vapor. O calor dos gases de escape da turbina a gás é convertido em vapor na caldeira de recuperação de calor. Este vapor acciona a turbina a vapor que irá gerar energia eléctrica adicional, sem necessidade de utilização de mais combustível.

Na geração do vapor são utilizadas caldeiras de recuperação de calor, sem queima adicional de qualquer combustível. Este processo garante uma eficiência global das instalações de cerca de 58%. Trata-se de um processo que incute melhorias ao nível da economia, ambiente e de carácter estratégico na produção de electricidade permitindo diversificar as origens desta *commodity*. O recurso ao gás natural permite avançar para a maturidade deste produto em Portugal, reconhecidamente mais limpo e mais económico. Para a produção de electricidade podemos considerar como vantagens do gás natural o facto de ter um menor impacto ambiental que o *fueloil* ou o carvão, produzindo menores emissões atmosféricas do que estes, não originando cinzas ou partículas. Além disso permite um abastecimento contínuo no local do consumo, sem necessidade de armazenamento e uma produção mais económica pois o seu uso como combustível em centrais de ciclo combinado (as de menor investimento por unidade de potência instalada) permite a produção competitiva de electricidade.

6.8.8 O mercado europeu

A questão dos abastecimentos de gás à Europa está hoje, mais do que nunca, na ordem do dia. A Rússia não se tem mostrado um parceiro fiável no fornecimento de energia por exercer uma diplomacia económica severa com os países da antiga esfera soviética que por vezes afecta o normal fornecimento à Europa (por exemplo, em Janeiro de 2009 com problemas de passagem na Ucrânia)..

Na génese dos problemas existentes está o facto de a Europa não ter uma política energética comum.

As maiores reservas do Mundo de gás estão na Arábia Saudita e Irão. No entanto, estes países ainda não investem muito neste produto e produzem por isso quantidades não compatíveis com as reservas que detêm. Na Europa existem hoje 3 grandes produtores/fornecedores: a Rússia, a Noruega e a Argélia que transaccionam directamente com os estados membros separadamente. Existe o interesse de na Europa haver uma rede de distribuição de gás gerida por uma empresa transnacional que faça a gestão de todos os gasodutos. No entanto, cada país insiste em definir a sua própria política energética. A Alemanha (através das empresas E.On e BASF), em 2006 celebrou com a Rússia a participação no projecto Northstream na qual os fornecimentos se desviam de território Polaco. A Rússia por seu lado tem um segundo caminho (Southstream) pela Bulgária e pelo Mar Negro com participação Italiana (ENI). Simultaneamente, a Europa tentou implementar o projecto Nabuco que visava trazer gás da Ásia Central. Este projecto perdeu o impacto pois a Rússia continua a comprar (como no passado o fez), o gás do Casaquistão, Turquemenistão e Uzbequistão “secando” as fontes alternativas à Europa. Existe uma terceira entrada de gás na Europa, pelo centro passando pela Ucrânia.

Na Europa vislumbra-se a possibilidade de, ou seguir o modelo actual de monopólio, no qual se tem de contratualizar com o fornecedor os abastecimentos, quantidades e tempo de fornecimento, ou um modelo mais aberto mais de encontro às ambições europeias.

Como alternativa à Rússia existe a ligação com a Noruega que fornece gás do Mar do Norte e do Mar de Barents. Esta produção está orientada para abastecer a Inglaterra, a Alemanha a França e a Dinamarca. A terceira alternativa é a ligação à Argélia via Itália (gasoduto Enriço Mattei) e a ligação a Espanha (via Marrocos).

6.8.9 O mercado Norte-americano

A história da indústria do gás natural remonta até aos primeiros dias da utilização de gasodutos. Até esta altura, o gás fluía livremente dos poços e era considerado um resíduo da exploração de petróleo. Nos Estados Unidos, aquando da construção dos gasodutos interestaduais nos anos 20 do século XX, começou a exploração de gás. A tecnologia de distribuição e capacidade de oferta foram sempre os factores limitativos da indústria do gás. Só muito recentemente o ocidente passou a ter uma rede de distribuição com capacidade de distribuir o gás de uma forma económica e em grande escala.

A história da indústria do gás é caracterizada por dificuldades de integração, ao contrário da indústria do petróleo, tendo-se desenvolvido de forma separada nas componentes de produção, gasodutos e distribuição. Nos Estados Unidos, a história da indústria do gás compreende 3 grandes fases. A primeira fase é a do desenvolvimento.

Na primeira metade do século XX os mercados de gás cresceram em bom ritmo, havendo uma oferta abundante bem servida por uma já razoável rede de distribuição. A tecnologia seguiu esta tendência desenvolvendo equipamento a gás que era bastante eficiente e limpo.

A segunda metade do século XX foi dominada na América por um grande grupo de produtores de gás que vendiam o seu produto a empresas exploradoras de gasodutos sob contratos de longo prazo com preços definidos pelo governo. As empresas detentoras dos gasodutos prosperaram cobrando as suas comissões e revendendo o produto aos distribuidores que depois forneciam os clientes finais (industriais e particulares). Este produto foi sempre bastante regulamentado quer no intuito dos estados assegurarem preços não muito altos (à indústria e agricultura), quer de assegurarem a estabilidade da oferta (sobretudo a particulares). Esta regulamentação era nos estados Unidos do campo federal havendo regulamentação dos *standarts* contabilísticos, tarifas de transporte ao abrigo da *Public Utility Holding Company Act* de 1935 e da *Natural Gas Act* de 1938. Nesta altura, a regulamentação foi sendo cada vez mais apertada dando origem à segunda fase da história da Indústria. Nesta fase, o excesso de regulamentação em parte devido à componente estratégica e por outro lado devido ao medo de esgotamento do produto, provocou preços artificialmente baixos levando a problemas de falta de oferta e na década de 80 preços demasiado

altos que levaram exactamente ao efeito inverso havendo excesso de produto (*the gas bubble*).

No início dos anos 90, a tendência desreguladora que de certa forma assumiu as tendências de vários sectores culminou com o *wellhead decontrol Act*, que liberalizou o mercado acabando com os preços máximos a partir de 1 de Janeiro de 1993.

Iniciou-se então a terceira fase na qual a concorrência é estimulada (mesmo face a outros combustíveis), em que vários operadores são forçados a fazer o *unbundling* de algumas das suas actividades de armazenamento, compressão e transporte.

6.8.10 GPL

Os gases de petróleo liquefeito são misturas comerciais de vários hidrocarbonetos compostos sobretudo por propano e butano (Brito; 2005). São gasosos no seu estado natural e podem ser liquidificados ocupando um volume 250 vezes menor do que no seu estado natural. São gerados normalmente em refinarias ou em instalações de gás natural. O seu poder calórico é superior aos demais gases comerciais. É sobretudo usado no segmento doméstico como aquecimento, combustível de cozinha, aquecimento de águas e como combustível automóvel. No segmento industrial a sua utilização é comum em agricultura de estufas, pecuárias e várias indústrias.

O mercado mundial de GPL esta a atravessar uma grande expansão sobretudo na América Latina, bacia do mediterrâneo e países emergentes.

O facto das suas aplicações variarem de país para país é função das necessidades energéticas de cada país. Além disso, a estrutura legal também desempenha um papel importante como as subvenções para a produção e o consumo de um produto ou o grau de liberalização desse mercado.

Assim, em países como o Peru é comum encontrarmos o GPL como fonte de calor nos lares. Na Europa o GPL é também usado como aquecimento, mas o seu consumo como combustível rodoviário não pode ser subestimado com 3 milhões de veículos ligeiros e cerca de 1 400 autocarros a utilizarem como combustível.

Este sector caracteriza-se por uma grande pulverização de pequenos operadores sendo os principais operadores mundiais e respectivas capacidades de produção indicados na figura 6.24.

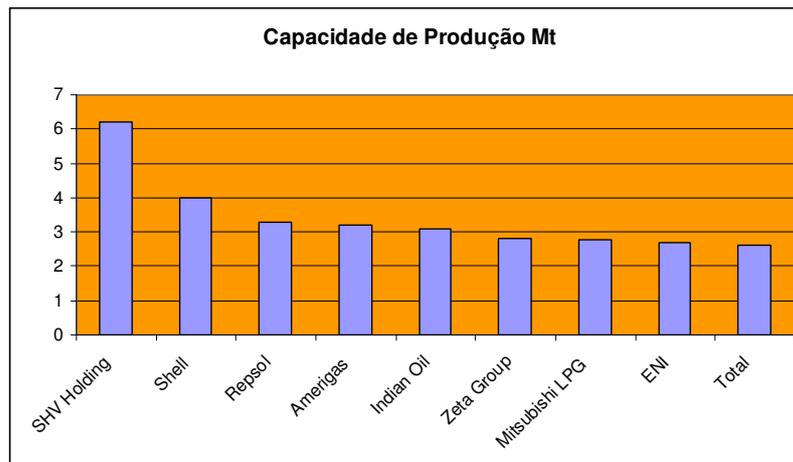


Figura 6.24 – Principais operadores mundiais

O preço do gás natural como *commodity* energética acompanhou sempre as variações do crude. No entanto, o gás tem cada vez mais assumido o seu papel como alternativa aos combustíveis derivados do crude. A pressão ambiental sobre os combustíveis fósseis catapultou o gás como grande alternativa disponível. Todavia, o ano de 2008 é um ponto de viragem importante, na medida em que os campos ingleses e holandeses se vão esgotando, e o consumo europeu tem crescido de forma sustentada a cerca de 3% ao ano nos últimos 30 anos. Isto significa que nos próximos 25 anos, poderemos estar a importar para a Europa cerca de 500 milhões de toneladas (de acordo com dados da Eurogas). A Europa hoje tenta de certa forma compreender de onde virão esses 500 milhões de toneladas de gás. A Rússia, acaba por ser um fornecedor natural pois tem as reservas, tem como as entregar e precisa de clientes. No entanto, a Rússia tem utilizado o seu gás natural como arma económica o que impele os governos europeus a tentar arranjar alternativas, que são sempre menos fiáveis (como, por exemplo, no Magrebe). Recentemente as paragens de fornecimento à Ucrânia com a respectiva repercussão nos abastecimentos à Europa (em Janeiro de 2009) voltou a levantar esta questão.

A Alemanha tem insistido no fornecedor russo com o qual participa no gasoduto NordStream com a E.On e com a BASF. A Itália aposta também na Rússia como fornecedor, tendo também participado no South Stream com a ENI.

A Europa também está preocupada com a possibilidade de nascimento de um cartel do Gás, à semelhança do que se passa com o petróleo (a partir do Gaz Exporting Countries Fórum) tendo visto o seu projecto Nabuco perder capacidade de se tornar

alternativo. Neste enquadramento, torna-se cada vez mais actual e importante saber de onde virá o gás que iremos consumir nos próximos 30 anos.

6.9 Caracterização dos Mercados

Os negócios de *Downstream* irão sofrer no futuro grandes pressões nas margens derivadas do baixo crescimento e da crescente exigência de segurança de qualidade ambiental. O valor das marcas sobreviventes será no entanto maior, havendo uma perspectiva de fusões, não se prevendo entradas de novos *players* para a área de refinação e *marketing*, numa altura em que os custos de entrada são muito grandes (altos capitais empregues) e numa envolvente de custos crescentes de operação e de crescentes restrições ambientais.

No entanto, numa perspectiva de futuro, deverá haver um mercado menos competitivo com a possibilidade de alguns grandes *players* poderem definir os preços no mercado. Dos vários estudos efectuados sobre a questão da concorrência em Portugal, emana também regularmente a mensagem de, a par do aumento de concorrentes, dever ser processado o *unbundling* entre a produção e a distribuição como factor de concorrência de preços. Este *unbundling* que teria um impacto relativamente baixo no preço (0,02 euros por litro de acordo com a Galp de acordo com a revista Visão de 25 de Setembro de 2008) mas permitiria a entrada de novos operadores.

6.9.1 Variação dos preços

A definição do preço (se não imposta pelo regulador) é função da experiência do passado e capacidade de avaliar o futuro. Basicamente aqui entram dois factores determinantes: as vendas reais e os pedidos de encomenda. A afectar o preço existe a produção e a procura. Pela experiência passada sabe-se que normalmente a oferta existe sempre, mesmo que a procura cresça muito. No entanto, estamos a falar de um bem finito e é expectável que o mercado não volte a estar com ofertas muito acima da procura. É pois previsível uma certa tensão, com a oferta apenas a cobrir a procura. Algumas previsões de preços do petróleo entraram no anedotário, pela forma como num curto espaço de tempo se tornaram obsoletas. Na figura 6.25 mostra-se a previsão de preços efectuada em 2005 pela *Annual Energy Outlook* (AEO) que previa para 2008 um mínimo de 40\$US por barril e um máximo de 80\$US por barril quando na verdade chegou aos 145\$US por barril.

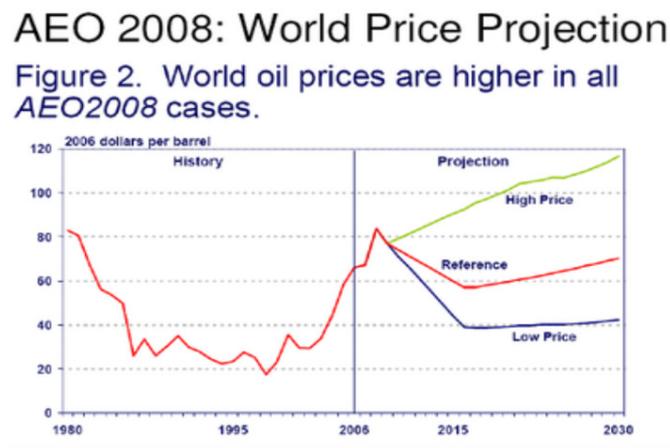


Figura 6.25 – Previsão da variação de preços do petróleo da AEO (2005)

Como referido, os dois grandes factores que definem o preço de um bem são as suas vendas reais e as encomendas futuras. A previsão dos preços futuros depende da expectativa que o avaliador tem das condições económicas a prazo, além das próprias características intrínsecas do produto (e respectivos factores de correcção). Ao preparar um projecto de investimento até ao início dos anos 70, contabilizava-se o preço naquela data e fixava-se o preço ao longo do tempo de vida do projecto. Hoje toma-se em consideração os *cash-flows*, e eventuais variações de preço, em função de factores de correcção. São várias as agências que definem preços médios no futuro do petróleo incluindo os próprios estados nos seus orçamentos de estado.

O NYMEX (*New York Mercantile Exchange*) tem uma secção de futuros de petróleo e gás. Estes mercados comportam-se em tudo como o mercado de acções gerindo expectativas e riscos. Este mercado publica, diariamente contratos de futuros de petróleo e gás, podendo-se adquirir petróleo a 3 anos e gás a 6 anos.

6.10 Política de Comunicação

Desde os tempos de Ivy Lee (relações publicas de Rockefeller) que normalmente no sector petrolífero notamos duas formas distintas de comunicar: Comunicação Institucional e Comunicação de Produto.

Algumas das maiores petrolíferas são empresas iconográficas na forma de comunicar os seus produtos. Há décadas que se dedicam ao marketing internacional, sendo familiares às pessoas e comunicando da mesma forma a públicos de todo o Mundo.

Desde os anos 20 que as empresas do sector do *downstream* tentam criar valor acrescentado no bem que vendem (que é uma *commodity*). Um dos mestres da publicidade nos anos 20 propunha às companhias petrolíferas que investissem na marca como forma de se destacarem de concorrentes. Nessa altura começou a desenvolver-se o conceito de serviço total. Um cliente ao parar numa estação de serviço era envolvido por um ambiente acolhedor, onde poderia tomar uma refeição enquanto lhe inspeccionavam a pressão dos pneus, atestavam o depósito e lhe limpavam o limpa pára-brisas. Por vezes era até feita uma mudança de óleo.

Os postos começaram a ser uniformizados (toda a imagem era coerente de posto para posto) desde o material de ponto de venda até ao fardamento dos empregados, atingindo a Shell a supremacia do fardamento tendo os seus funcionários laços ao pescoço como podemos ver na figura 6.26.



Figura 6.26 – Publicidade dos anos 30 (fonte: www.enjoyart.com/gasoline_tires_oil.htm)

Algumas companhias no passado usaram publicidade como forma de criar valor. Alguns desses slogans ainda hoje têm algum impacto entre os quais podemos referir os indicados nas figuras 6.27 e 6.28.



Figura 6.27 – Comunicação da Esso *put a tiger in your tank* (fonte: www.versacreations.net/images/Slogan/Slogan%20Esso%20Tiger%20Ad.jpg)



Figura 6.28 – Comunicação da Shell you can be sure of shell (fonte http://husk.org/misc/guyatt_real_men_shell.jpg)

O sector petrolífero privilegiou a comunicação BTL (*bellow the line*). A comunicação de produto recorre a um *mix* onde podemos encontrar:

- Promoções de Preço envolvendo um desconto na hora ou diferido, ou mais produto pelo mesmo preço (mais comum nos lubrificantes). Estas promoções deverão ser cuidadosamente definidas, pois poderão ter impacto na imagem e valor da marca. No desespero de aumentar vendas, muitas vezes a imagem de produto é incoerente com a imagem da marca (como, por exemplo, a Ferrari não faz descontos).
- Ofertas: A Philips Petroleum oferecia brinquedos às crianças aquando da abertura de uma nova estação de serviço.
- Cupões: Ferramenta muito em voga hoje, quando o preço percebido é um dos valores a comunicar. Na figura 6.29 está ilustrado o exemplo de um cupão de uma campanha entre a BP e o LIDL.



Figura 6.29 – Cupão de desconto da BP Portugal

- Jogos: A Shell iniciou no final dos anos 90 uma campanha de raspadinhas que alcançou um enorme sucesso face ao acolhimento que os consumidores fizeram do jogo. Na figura 6.30 podemos ver o exemplo de duas raspadinhas, uma delas por abrir e a outra premiada com um automóvel.



Figura 6.30 – Exemplo de cartão campanha “raspadinhas Shell”

- Esquemas de fidelização: Todos os operadores em Portugal têm o seu próprio programa de fidelização para clientes particulares. Estes programas são suportados em cartões, normalmente magnéticos, que registam as transacções e convertem litros abastecidos em pontos. Os pontos são então acumulados ao longo do tempo, podendo depois ser convertidos em artigos, combustíveis ou lavagens. Na figura 6.31 está ilustrado o sistema de fidelização por cartão da Galp – cartãofast.



Figura 6.31 – Exemplo de cartão de fidelização fast da Galp

Uma estratégia BTL usa meios directos de comunicação como *mailings*, promotores e venda, etc.. Este tipo de estratégia tem grande sucesso, quando o *target* (ou cliente) é muito bem definido.

Nos anos que se seguiram às crises petrolíferas dos anos setenta, ficaram sempre algumas acusações de comportamento irregular das grandes petrolíferas. Foram acusadas de cartelização e de manutenção de margens desproporcionais, particularmente em momentos de crise. Desde esse período que caiu um véu de desconfiança sobre as petrolíferas, a par da indústria do armamento e das farmacêuticas. Este acontecimento é a consequência do comportamento prepotente e de força, adoptado por muitas empresas de exploração na Europa e Estados Unidos durante as décadas de 50 e 60. Nesse período, os interesses das empresas eram defendidos pelo ocidente em prejuízo dos povos nativos das regiões de onde o produto era oriundo. Em cima deste facto, a maior consciencialização ambiental que surgiu na década de sessenta facilmente identificou a indústria como um mal na causa ambiental.

O sector demorou algum tempo a compreender as novas regras do jogo. Em 1995, desenrolou-se o processo da *Brent Spar*, em que a forma de comunicar das companhias mudou radicalmente.

A *Brent Spar* era um tanque de armazenamento de crude no campo Brent propriedade da Shell UK e da Esso. Aquando da conclusão de um oleoduto que ligava o Mar do Norte às ilhas Britânicas, a plataforma perdeu o seu interesse e foi proposto o seu afundamento em mar alto. A oposição de grupos ambientalistas foi tão intensa (incluindo ataques a estações de serviço na França e Alemanha), que a Shell decidiu não afundar a plataforma (solução tecnicamente melhor e menor impacto com um custo de cerca de 17 milhões de libras) e proceder ao seu desmantelamento em terra

(mais caro e perigoso com um custo de 41 milhões de libras). A partir deste ponto compreendeu-se que não bastava dizer a verdade e rapidamente (*tell it all and tell it fast*), mas era necessário gerir as percepções e as emoções dos grupos interessados.

A forma de comunicação das empresas do sector passou a ser de mais baixo perfil, comunicando as suas acções normalmente através de *press-release* sem afrontar a oposição, mas categoricamente rebatendo argumentos contrários. Adopta-se na indústria uma atitude não confrontacional, comunicando-se aquilo que as companhias querem salientar, como acções de patrocínio a actividades desportivas, apoio à inserção de deficientes no mercado de trabalho, novas descobertas de reservas e grandes investimentos. A forma de comunicação em situações de crise obedece normalmente a uma estrutura matricial, previamente acordada e definida de forma transversal a todos os negócios de forma internacional. Em situação de crise, faz-se normalmente uma matriz de probabilidade *versus* impacto, tal como apresentado na figura 6.32.

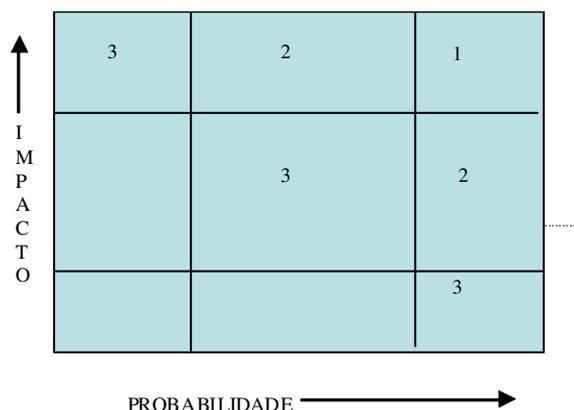


Figura 6.32 – Exemplo de uma matriz de comunicação de crise

Na matriz da figura 6.32, qualquer tipo de problema pode ser analisado numa perspectiva de impacto e probabilidade de ocorrência. A ordem de tratamento corresponderá à sequência de 1 para 2. Por exemplo, em Portugal poderá ser necessário reagir a um fenómeno de alta probabilidade e de alto impacto como alterações de legislação e da fiscalidade. Nesse sentido, a política de comunicação face a esse assunto deverá ser preparada para quando for necessário actuar, todos os procedimentos estarem já previstos (desde o tipo de comunicado ao texto a usar). No entanto, pela mesma matriz, podemos esperar um derrame num posto numa acção de trasfega de 5 000 litros de gasóleo. Aqui já o impacto é menor (somente ao nível da

rua ou da autarquia) e a probabilidade de um evento ocorrer, é também menor (existem equipamentos de modo a evitar esse tipo de ocorrência).

O passo seguinte da estrutura de comunicação para os dois eventos acima descritos é identificar os afectados e os envolvidos. No primeiro caso exemplificado, os afectados são a organização e o Estado, e os envolvidos são o consumidor em geral e os revendedores da companhia. Na segunda situação os afectados são os moradores e autarquia bem como a própria companhia; os envolvidos serão os clientes e transeuntes.

Uma vez identificados afectados e envolvidos, pode-se definir uma segunda matriz. Para a situação de alteração de legislação e fiscalidade a matriz poderia ser como a figura 6.33.

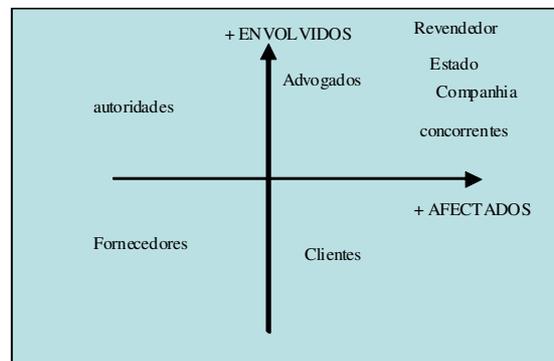


Figura 6.33 – Exemplo de uma matriz de comunicação de crise

A fase seguinte passa pela elaboração de planos de comunicação para as partes envolvidas e mais afectadas. Esse plano deverá ter grupos prioritários, e ter perfeitamente identificado os factos. Os factos são exactamente o que se passa e como isso vai afectar os *stakeholders*. De seguida deverá ser identificada a percepção que cada grupo tem dos mesmos factos. A compreensão dessas percepções irá dar-nos os *gaps*, que no fundo são as diferenças entre os factos como nós os entendemos e as percepções dos outros *stakeholders*. Da sistematização desta informação nasce a comunicação e o plano de acção.

Cada companhia tem manuais de actuação e comunicação em situação de crise que cobrem situações desde questões de concorrência, questões de acidentes até questões de políticas de preços. Nesses manuais existem minutas tipo dos *press-release* a lançar nos quais estão em branco os espaços referentes ao acontecimento em particular. Também está previsto nesses manuais os *timings* de comunicação

prevendo sempre a posição das companhias face ao acontecimento, aquilo que aconteceu, o que está sendo feito para minimizar os impactos e os envolvidos.

Um exemplo da forma de comunicar passou-se durante o Verão de 2008, quando surgiu uma grande pressão por parte da opinião pública, sobre o tema preços. Nesse período só os CEO's das companhias comunicaram a forma como as companhias definiam o preço. Mais tarde, a associação das empresas distribuidoras de combustíveis APETRO publicou um artigo no seu site, comparando preços antes de impostos na EU. Neste artigo foi afirmado que as acusações de cartelização e abuso de posição dominante eram falsas e sem cabimento e foram explicados os mecanismos de definição de preços em Portugal.

Em anos mais recentes, a Shell foi condenada pela autoridade britânica de *Standards* de Publicidade pela sugestão de que compensava as suas taxas de emissão de CO₂, cultivando flores. No mesmo ano (agora no Canadá) uma campanha foi banida, na qual se defendia a sustentabilidade ambiental das operações de areias betuminosas no Canadá. Estas dificuldades tão actuais, na forma como os destinatários recebem a mensagem de uma empresa petrolífera, têm origens nas crises petrolíferas dos anos 70. Como já indicado, existe sempre um grande grau de desconfiança e más vontades relacionadas com aquilo que as empresas petrolíferas comunicam.

A BP, por outro lado, comunica segurança nos abastecimentos (na ressaca da intervenção Russa na Geórgia) a providenciar a diversidade energética recorrendo a petróleo, gás, energia solar e eólica e biocombustíveis. Desta forma, embora o grosso seja o petróleo, a BP consegue comunicar a sua variabilidade e a vantagem para o consumidor da mesma.

A marca torna-se assim o activo a proteger pelas maiores companhias.

No gráfico da figura 6.34 pode-se situar as maiores companhias petrolíferas dentro do panorama mundial de marcas. Observa-se que as principais companhias aparecem no *ranking* apenas a partir da posição 70^ª (com a BP). Embora sejam companhias com elevadíssima notoriedade, a grande protecção que fazem das suas marcas e o perigo de eventuais associações negativas, fazem com que o *Brand Value* fique aquém do seu potencial embora signifique em termos globais um valor muito alto.

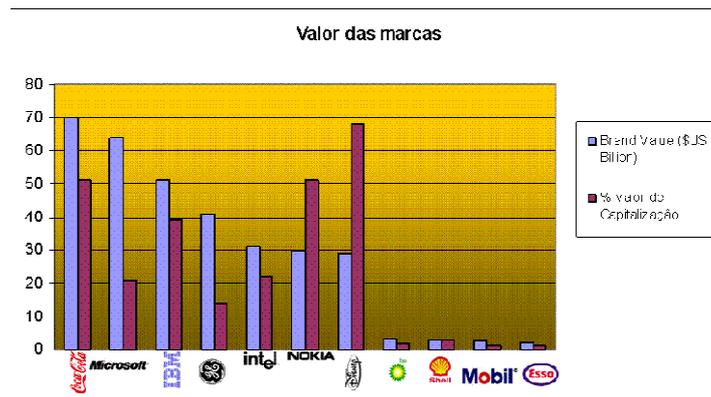


Figura 6.34 – Valor das marcas (fonte: Viera; 2005)

6.11 Cenários Económicos

Os anos 80 do século XX foram marcados por altos preços do petróleo e por recessão económica no início da década. Porém, o paradigma que definia as regras rapidamente foi substituído. O fim da guerra-fria, o colapso da União Soviética e a questão das alterações climáticas modificaram a forma de ver a energia. Estas alterações foram acompanhadas pela queda do preço da mesma nos anos 90. Simultaneamente, sentiram-se forças de globalização que promoveram desde o início dos anos 90, um rápido desenvolvimento económico de economias emergentes.

Ao longo dos anos 90, os fornecimentos de energia decorriam de forma suave, com matéria-prima abundante e a baixo preço. No jornal “The Economist” chegou-se a especular das consequências políticas de um Mundo com o barril de petróleo a 5 dólares por barril.

Na determinação do preço do petróleo é importante tentar identificar as variáveis mais relevantes para a sua composição. Assumindo um preço de cerca de 50 US\$, face aos mínimos de há dez anos, de cerca de 9 US\$ por barril e ao pico do verão de 2008 de 145 US\$, evidencia-se uma alteração estrutural nos mercados petrolíferos, certo que 75% do crescimento do consumo (indo provavelmente atingir cerca de 90% a curto prazo), pode ser atribuído aos países emergentes.

A principal variável que parece afectar os preços parece ser a procura extraordinária por parte destas economias também ditas emergentes. Estas economias, cujo crescimento motivado pela globalização provoca um grande aumento dos rendimentos

per capita aumentando com isso o consumo, resulta num agravar dos desequilíbrios entre a produção e os consumos a nível mundial.

A outra variável que explica o ímpeto dos consumos, mesmo com preços altos, é o elevado peso do sector transportes na procura de produtos petrolíferos. A gasolina nos Estados Unidos atingiu, em 2008, o máximo histórico de preços simultaneamente com os máximos históricos de consumos.

Porém ao analisar-se a procura e oferta de modo a projectar evoluções futuras, tem que ser tomado em consideração tanto a oferta (perspectivas de quantidade) de petróleos (e produtos refinados) como de eventuais alternativas.

No lado do crescimento da produção é certo que é cada vez mais difícil encontrar grandes reservas não conhecidas, além de que a produção nas reservas não exploradas será sempre mais cara no futuro (maiores profundidade e produtos menos trabalháveis e matérias primas mais caras associadas á utilização de métodos de recuperação secundária).

Estas envolventes apontam para subidas marginais de preços. A estas adiciona-se a um aumento generalizado dos custos imputáveis à exploração e produção dado o aumento generalizado dos preços de matérias-primas necessárias à exploração e produção. Na figura 6.35 mostra-se a variação de alguns dos custos de exploração e produção.

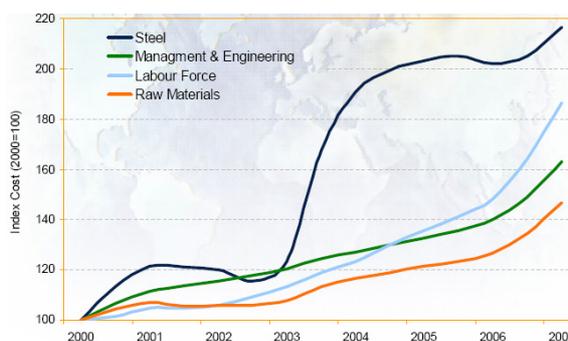


Figura 6.35 – Variação dos custos de produção e exploração (fonte: Private consultants and Economic Research Department Repsol YPF)

Os recursos petrolíferos estão a ser explorados a 90% de capacidade em países que limitam o investimento por partes de empresas petrolíferas privadas, historicamente as que investiram 2/3 dos totais em exploração e produção. O não haver investimentos suficientes pode motivar mais subidas de preços. Por outro lado, os preços altos promovem altas históricas de todas as matérias-primas (sobretudo metais) que são de

consumo intensivo na indústria petrolífera pressionando também a alta de preços (ver figura 6.35).

Como caminho para a baixa de preços, consideram-se algumas alternativas: i) novas tecnologias que aumentem muito a eficiência da produção (métodos terciários); ii) apresentação de fontes alternativas (biocombustíveis e renováveis); iii) maiores eficiências energéticas (coo-geração e híbridos).

No primeiro ponto focado, de maior eficiência da produção, bastaria recuperar 50% dos hidrocarbonetos *in situ*, face aos 35% de média actualmente realizados, para se poder duplicar as reservas confirmadas.

No segundo ponto, há ainda um longo caminho a percorrer. Os biocombustíveis permitem de certa forma “fechar o ciclo de carbono” e atacar o problema onde ele é mais grave – o sector dos transportes.

Como vantagem o *biodiesel* é facilmente adaptável aos veículos *diesel* em circulação (ao contrário do gás natural e do biogás) e permite uma redução das emissões de partículas e diminuição de gases de efeito de estufa. Com a perspectiva de altos preços de combustíveis aliado ao preço mais baixo de matéria-prima (sobretudo óleos vegetais), o biodiesel surge como um interessante aliado do petrodiesel. Os ganhos estão em definir uma cesta equilibrada entre um e outro com ganhos ao nível das emissões do CO₂ e da protecção ambiental dos ecossistemas. Os biocombustíveis são essencialmente produzidos a partir de cereais e óleos. A sua introdução no *diesel* gera menos dependência do fóssil e, por outro lado, permite um “fecho” do ciclo de CO₂ criando um círculo virtuoso, dado que da queima resulta CO₂ que foi retirado pela planta da atmosfera nos processos fotossintéticos. Os consumos de *diesel* estão em franco crescimento na Europa e América Latina, podendo uma incorporação de 10% a 20% reduzir em igual proporção a dependência externa do mesmo. Existem graves *deficits* de produção de *diesel*, sendo um combustível bem mais eficiente que a gasolina e menos poluente que a mesma ao nível de CO₂. Há ganhos adicionais, uma vez que com a procura crescente de matéria-prima (óleos e cereais) haverá subida de preços no produtor, servindo na Europa, como alavanca de um sector agrícola cada vez mais dependente de subvenções e protecções aduaneiras.

Os processos de produção do biodiesel são muito simples, havendo uma refinação dos óleos, gorduras e sementes, transformando-os em óleos refinados. De seguida procede-se à transesterificação, tendo como produtos o biodiesel e a glicerina.

Directivas comunitárias preconizam que em 2010 cerca de 5,75% dos combustíveis sejam biocombustíveis. Os limites a esta direcção prendem-se, por um lado, com o aspecto ético da utilização de alimentos como combustíveis, mas por outro lado com a dificuldade técnica em se poder aumentar a concentração do biocombustível acima dos 10%, uma vez que os motores têm evoluído no sentido de performances cada vez melhores, exigindo por um lado qualidades e homogeneidades apenas possíveis no petrodiesel. Esta solução é sempre uma solução provisória, dependente por um lado de preços baixos de matéria-prima (que dificilmente se perpetuarão) e por outro de uma manutenção de uma agricultura industrial e excedentária, com transportes baratos, baseada numa *Petroeconomia*.

Como resposta a estes pontos mais sensíveis espera-se poder gerar biodiesel de matéria-prima menos sensível para a alimentação humana, como palha e algas marinhas (projecto em desenvolvimento entre a HR Biopetroleum e a Shell). Estes novos biocombustíveis de segunda geração apresentam como vantagem adicional não usarem matéria-prima alimentar, o facto de requererem menos recursos para a sua produção (fertilizantes, adubos etc..) e não competirem com a área alimentar nos solos, pois são passíveis de servir como recuperadores de terrenos e solos sujeitos a erosão e servirem à mesma para fixar CO₂.

De momento, a existência do biodiesel só se torna possível através de subvenção estatal que permite que este seja comercializado com um custo semelhante ao do petrodiesel embora o seu custo de produção seja duas a três vezes maior. Assim, os Estados têm subvencionado os biocombustíveis com o interesse de apoiar a sua agricultura e promoverem a redução de emissões de CO₂ e diversificação do cabaz energético.

Em 2008, as refinarias portuguesas incorporaram cerca de 5% de biodiesel na sua distribuição de petrodiesel. Esta mistura implica a utilização de cerca de 243 000 toneladas de óleos vegetais. Os objectivos traçados pretendem para Portugal, antecipar a meta de 2020 para alcançar uma incorporação de 10% de óleos vegetais no biodiesel produzindo um combustível denominado B10.

Em 2007, em termos médios, foi distribuído um gasóleo com cerca de 4% de biodiesel. Nesse mesmo ano em Espanha, a fábrica de Babilafuente (da empresa Biocarburantes de Castilla e Leon) parou de produzir por não ser económico face aos preços da matéria-prima. Esta fábrica iniciou a sua actividade em 2006 e, mesmo num ano de alta histórica do preço do petrodiesel não foi possível competir.

Não se pode no entanto utilizar os óleos puros nos motores diesel devido ao risco de formação de depósitos, de maior desgaste dos motores e de emissões de acroleína (produto tóxico). Estes produtos, para poderem ser considerados biodiesel terão que ser sujeitos a um tratamento. No entanto, o produto final tem um número de cetano menor baixando o valor da mistura. Os fabricantes recomendam a não utilização do biodiesel em valores superiores a 30%, devendo a sua comercialização ficar confinada a misturas de 20% (B20). Na Europa o consumo duplicou entre 1998 e 2000 e continuou a crescer até hoje. Em 2010 espera-se na Europa a incorporação de cerca de 10% de biodiesel nos gasóleos rodoviários. Nos Estados Unidos existem já cerca de 1000 estações de serviço a comercializar o E85 (mistura de 85% de etanol com gasolina).

Porém, além do aspecto ético e moral da utilização de alimentos como combustível, há o facto de que os preços baixos que permitem aos biocombustíveis serem minimamente competitivos dever-se a conjunturas de apoios estatais e de barreiras à importação que poderão não se perpetuar no tempo. Além disso, os biocombustíveis resultam de ofertas abundantes de produtos derivados de uma agricultura industrial que existe devido ao baixo preço dos transportes, nutrientes, pesticidas e insecticidas. Com uma escalada de preço desta matéria-prima, a utilização de cereais como combustível poderá não ser possível. Este campo irá se desenvolver no futuro a partir de espécies vegetais não aptas para alimentação humana especialmente preparadas para cultivos em zonas onde este não é feito hoje (zonas secas com solos pouco desenvolvidos).

No que diz respeito às maiores eficiências energéticas, identificam-se 3 factores, ao nível global capazes de impor mudanças nos sistemas energéticos:

i) Escassez de recursos: acontece raramente ao nível global e representa uma situação de crescimento da procura superior à oferta. Nesta situação não se prevê que isto aconteça quer ao carvão ou ao petróleo (incluído gás) nas próximas décadas.

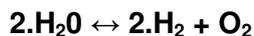
O nuclear continua pouco dinâmico, apesar das questões de carbono. Novas tecnologias irão definir qual o caminho escolhido por mais países se a geração de electricidade por gás ou por nuclear.

As fontes eólicas e solar, embora tenham a virtude de terem baixíssimas emissões de CO₂, tem a sua rentabilidade assegurada pelos estados apresentando ainda altos custos de exploração.

ii) Tecnologia inovadoras: a possibilidade de oferecer qualidades superiores ou mesmo novas, apesar de a alto custo, pode mudar radicalmente o sistema energético. A introdução da electricidade no início do século XX mudou a forma de viver das populações. Nas condições actuais perspectivam-se duas potenciais tecnologias com potencial de promover mudanças no sistema energético: a solar fotovoltaica que permite a utilização de uma energia ilimitada e abundante sem custos de emissão e as células de hidrogénio com energia disponível quando necessária, limpa e a partir de uma grande variedade de fontes.

iii) O hidrogénio é já hoje utilizado na indústria química e aeroespacial, além de nas próprias refinarias. A sua utilização em pilhas é um método eficaz de armazenar e transferir energia de forma limpa e sustentável. O problema do transporte e armazenagem do hidrogénio está parcialmente resolvido, havendo vários projectos já a antecipar estes problemas. A questão que no entanto ainda não foi resolvida é a da fonte deste hidrogénio.

O objectivo é produzir o hidrogénio através da pirólise:



A esta reacção é necessário fornecer energia, que pode ser de origem renovável. Outro método de produção de hidrogénio molecular é o do *Steam Reforming* que converte hidrocarbonetos (gás ou gasolinas) em hidrogénio e monóxido de carbono, não sendo um método eficiente de todo. Hoje em dia, a pesquisa de fontes de hidrogénio foca especialmente a produção a partir de certas espécies de algas que produzem hidrogénio em presença da luz solar. O hidrogénio pode ser armazenado como gás em garrafas cilíndricas sob pressão ou como um líquido (baixas temperaturas) sobre pressão. No entanto com as eficiências energéticas de hoje, e devido à limitada compressibilidade do hidrogénio, este não pode apresentar as qualidades ao nível de autonomia de outros combustíveis. Há neste campo, muito caminho a percorrer no sentido de se desenvolverem depósitos menores que permitem altíssimas pressões e motores eléctricos mais eficientes.

Para responder à questão de como se procede ao abastecimento de hidrogénio a veículos, a União Europeia desenvolveu os projectos CUTE/ECTOS com o objectivo de testar o hidrogénio como combustível em autocarros de passageiros e o projecto CUTYCELL onde se testa o abastecimento de hidrogénio num posto de abastecimento

urbano. Neste projecto participaram, em Espanha, a Air Liquide, a GasNatural e a Repsol YPF. Aqui, faz-se a produção de hidrogénio a partir de gás natural *on site*. Recorre-se a um reformador de gás natural que processa o hidrogénio através de um compressor para uma zona de armazenagem que por sua vez alimenta uma bomba abastecedora. O processo visa testar o abastecimento, e não necessariamente a produção *in situ* de hidrogénio.

6.12 Alternativas e Futuro

A energia é um bem essencial para o desenvolvimento económico e melhoria das condições de vida das populações. As alterações energéticas marcam as transformações nas sociedades à medida que estas progridem. Hoje em dia, existirão mais de mil milhões de pessoas que estão dependentes de combustíveis de biomassa. Nesta fase não se pode falar de rendimento nem de necessidades havendo meramente uma sobrevivência. Na fase seguinte da relação do indivíduo com a energia, passa a existir uma relação entre o rendimento e as necessidades energéticas (*Global Business Environment, Shell 2002*).

Observando o PIB *per capita* no tempo de algumas economias em desenvolvimento ou emergentes, pode-se notar que quando o PIB *per capita* está nos 3.000 US\$ há uma explosão industrial promovendo a mobilidade nas populações. À medida que o PIB *per capita* atinge os 10.000 US\$, a procura baixa e começa a maturação industrial. Até aos 20.000 US\$ há uma crescente diminuição da procura acompanhada pelo crescimento dos serviços havendo uma certa estabilização na procura de energia para uso doméstico. Dos 20.000 US\$ para cima, há pouco ou nenhum acréscimo energético para o crescimento económico. Isto porque assim que as necessidades básicas já são satisfeitas, as prioridades de consumos mudam para bens de menor peso energético (caso dos países da OCDE). Neste último nível já se atingiu o topo dos acessórios domésticos, o parque automóvel já supera a população e a procura de maiores espaços habitacionais é travada por considerações de qualidade de vida nas cidades e facilidade de acesso aos locais de trabalho.

Os países que experimentam este processo mais tardiamente irão beneficiar de melhores tecnologias não pagando os custos do pioneirismo, precisando por isso de menos energia em cada fase do que as nações predecessoras. Um exemplo desta situação pode ser apontada pela redução de 25% dos consumos de carvão no fim do século XVIII só através de uma maior eficácia dos motores a vapor.

A indústria petrolífera deverá crescer a um baixo ritmo entre 1,3% a 1,8%, ao ano, com baixo crescimento na Europa e Estados Unidos e um crescimento mais robusto na Ásia e América do Sul. Irá processar-se uma deslocação de uma indústria baseada no petróleo para uma indústria baseada no gás natural. No entanto, da observação do gráfico da figura 6.36, conclui-se que existem reservas abundantes de hidrocarbonetos, mas com crescentes custos de exploração e tratamento.

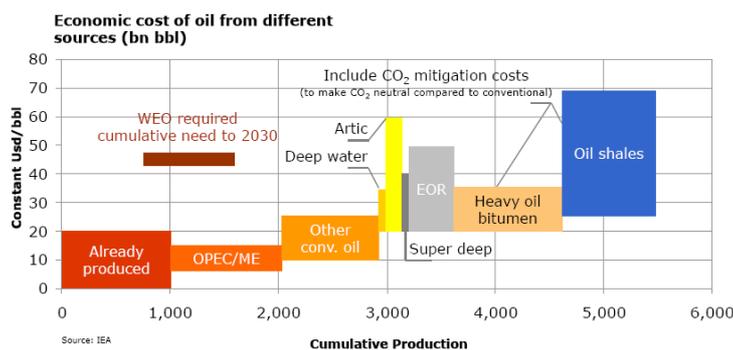


Figura 6.36 – Custos de produção de hidrocarbonetos por origem

O uso de gás natural é comum nos Estados Unidos há mais de quarenta anos, mas a sua introdução com escala na Europa tem uma década. O uso do gás terá uma crescente importância em todo o Mundo na geração de electricidade (sendo esta a fonte de 25% da electricidade gerada nos estados Unidos e apenas de 12% da electricidade gerada na Europa). Esta alteração provocará a descontinuação do uso de Carvão e Petróleos pesados.

Existe então um consenso obtido por razões de segurança e ambiente, aliado a questões de menor vulnerabilidade das fontes, não esquecendo o papel no crescimento das células de combustível num futuro mais distante.

7 CONCLUSÕES

O futuro da energia apresenta-se hoje uma grande incógnita. Porém, seja qual for o cenário futuro, podemos antecipar que o gás natural irá representar durante algumas décadas um papel de *bridge fuel* como fonte primária havendo sempre alguma tensão nos seus fluxos. O gás tem a virtude de poder ser uma boa *primary source* e além disso, pode ser convertido em múltiplos produtos passíveis de com a tecnologia de hoje, serem bons combustíveis. Processos como o Fischer-Tropsch (utilizado na Alemanha durante a II Guerra Mundial e na África do Sul durante o *apartheid*) permitem a produção de gasóleos e gasolinas a partir de gás e carvão. A tecnologia *gas to liquids* baseia-se na conversão de gás natural em gasóleo e nafta química (incolor), com altíssimo valor comercial e com enorme potencial de ser usado como combustível. Este processo de certa forma simplifica o transporte de gás convertendo-o em transporte de produto refinado pronto para o consumo.

Haverá uma tendência cada vez maior por parte da indústria de aumentar as produções de campos de petróleo e de gás de forma cada vez mais eficiente. Poder-se-á contar com técnicas cada vez mais sofisticadas de recuperação que poderão permitir a produção até em campos considerados esgotados no passado. No entanto as grandes descobertas são cada vez mais difíceis de serem realizadas e os custos médios de exploração são cada vez maiores à medida que onerosas técnicas de recuperação são aplicadas e à medida que se explora em zonas mais profundas ou inóspitas (caso da exploração profunda na América Central e do Sul ou Árctico).

Por outro lado espera-se que continue a haver algumas perturbações nos mercados petrolíferos pelo lado da oferta ao mesmo tempo que pelo lado da procura serão ensaiadas novas tecnologias de veículos (*Global Bussiness Environment, Shell 2001*). Além disso, a pressão das alterações climáticas provoca cada vez mais apoios políticos a formas de energia alternativa às fontes fósseis.

A leitura possível é a de continuação de moderação do consumo nos países desenvolvidos na sequência de políticas centradas na eficiência energética e na poupança. A par, poderão competir no futuro várias formas de energia em simultâneo no sector dos transportes desempenhando a fiscalidade um papel de árbitro na escolha desta ou daquela forma.

Como forma de energia primária espera-se que o carvão e o nuclear possam desempenhar papel complementar com o gás, contribuindo a energia hídrica e as energias renováveis com valores na ordem dos 20% a 30%.

A indústria petrolífera deverá continuar, nas próximas décadas, a sofisticação tecnológica, com ênfase na produção e desenvolvimento de matérias-primas e produtos petroquímicos.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Almeida, J.A. (1999), Use of Geostatistical Models to improve Reservoir Description and Flow Simulation in Heterogeneous Oil Fields. Tese de Doutorado, Universidade Técnica de Lisboa.
- Almeida, J.A. (2006), A influência da Geologia no petróleo. JORTEC 2006, 9as Jornadas Tecnológicas de Engenharia Química, FCT-UNL, 3 Abril 2006.
- Brito, J. (2005), Comercialização de Produtos Petrolíferos GPL in Curso Generalista sobre a Indústria do Petróleo, APETRO - Associação das Empresas Petrolíferas 2005.
- Cardoso, L. (2004), Logística do Petróleo, Transporte e Armazenamento, Editora Interciência.
- Carro, E. (2005), Exploracion y Produccion de Hidrocarburos in Curso Generalista sobre a Indústria do Petróleo, APETRO - Associação das Empresas Petrolíferas 2005.
- Conaway, Charles (1999), The Petroleum Industry, Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation.
- Corrêa, Oton (2003), Petróleo, Noções sobre exploração, perfuração, produção e microbiologia, Rio de Janeiro, Brasil: Editora Interciência.
- Costa e Silva, A. (2000), A Integração dos Dados e da Informação Existente na Construção de Modelos Descritivos de Reservatórios de Fluidos, Lisboa: IST-UTL.
- Darling, Toby (2005), Well logging and formation evaluation, Londres, Reino Unido: Elsevier.
- Dias, Jaime (2007), Wireline Engineering – Formation Evaluation and the Importance of Open Hole Logging, 13p, 17p, 125p, 163p. Tese de Mestrado, Universidade Técnica de Lisboa.
- Gardner, L.W e Gregory, A.R. (1974), Formation velocity and density – The diagnostic basics of stratigraphic traps, Geophysics 39, 770-780.
- Gomes, Jorge. e Alves, Fernando (2007), O Universo da Indústria Petrolífera, Lisboa, Portugal: Fundação Calouste Gulbenkian.
- Hunt, J.M. (1977), Distribution of carbon as hydrocarbons and asphaltic compounds in sedimentary rocks. AAPG Bull. 61, 100-116.
- Hyne, Norman (2001), Petroleum Geology, Exploration and Production, Tulsa Oklahoma: PennWell Corporation.
- Johnson Ibach, L.E. (1982), Relationship between sedimentation rate and total organic carbon content in ancient marine sediments. AAPG Bull. 66, 170-188.
- Kotler, Philip (2000), Administração de Marketing. São Paulo: Prentice Hall.
- Leffler, W (1985), Petroleum refining for the non technical person, 2nd ed. PennWell Publishing Company Tulsa, Oklahoma.
- Levorsen, A.I. (1967), Geology of Petroleum, San Francisco, USA, Freeman.
- Miller, Richard (2000), Petroleum Economics, Miller and associates, inc Huntington Beach California.
- Parrish, J. T. (1995), Paleogeography of Corg – rich rocks and the preservation *versus* productivity controversy. Stud. Geol. Tulsa, Oklahoma 40, 1-10.

Pederson, T.F., et Calvert, S.E. (1990). Anoxia *versus* productivity: What controls the formation of organic-carbon rich sediments and sedimentary rocks? AAPG Bull. 74, 454-466.

White, D.E. (1957), Magmatic, connate and metamorphic waters, Geol. Soc. Am. Bull. 68, 1659-1682

Picchi, Bernard (1993), Industry Analysis, Houston, Texas: Association for Investment Management and Research.

Santos, J. (2005), Mercado Energético in Curso Generalista sobre a Industria do Petróleo, APETRO - Associação das Empresas Petrolíferas 2005.

s.a. (2001), Energy needs, choices and possibilities – Scenarios to 2050. Global business environment. Londres, Reino Unido: Shell Center

s.a. (2002), Energy needs, choices and possibilities – Scenarios to 2020. Global business environment. Londres, Reino Unido: Shell Center

Selley, Richard (1998), Elements of Petroleum Geology, San Diego: Academic Press – Elsevier.

Szklo, Alexandre (2005), Fundamentos do Refino de Petróleo, Rio de Janeiro, Brasil: Editora Interciência,

Vieira, F. (2005), Comercialização de Produtos Petrolíferos in Curso Generalista sobre a Industria do Petróleo, APETRO - Associação das Empresas Petrolíferas 2005.

Yeomans, Matthew (2006), Oil, Lisboa: Dom Quixote.

8.1 Bibliografia electrónica (accedida no período de Março de 2007 a Janeiro de 2009)

wikipedia, “industria petrolífera”. Página consultada em 17 de Maio de 2008,
<<http://pt.wikipedia.org/wiki/Petróleo>>

Alden, M et al (2004) “Advancing downhole conveyance”. Oilfield review, Autumn 2004 consultado em 20 de Março de 2007
< <http://www.slb.com/content/services/resources/oilfieldreview/ors04/aut04.asp?>>

Costa, J e Xavier, C e Cardoso, (s.d.) SAS – Sistema de aquisição de sísmica com barramento de campo. Consultado em 12 de Janeiro de 2009,
< <http://www.ieeta.pt/~jaf/papers/Ano2003/CLME2003.pdf>>

Miranda, J e Luís, J e Costa, P e Santos, F (s.d.) “Fundamentos de geofísica”. Página consultada em 11 de outubro de 2008,
<[http://snig.igeo.pt/snig-educ/ficheiros/Diversos/Cap2_Sismologia_rev2007\[1\].pdf](http://snig.igeo.pt/snig-educ/ficheiros/Diversos/Cap2_Sismologia_rev2007[1].pdf)>