

The background of the cover is a photograph of an offshore oil platform. The platform is a complex structure of steel beams, ladders, and walkways, situated in the middle of a dark blue sea. The sky is a pale, hazy blue. The platform's legs are visible, extending into the water. The overall tone is industrial and maritime.

MINISTÉRIO DOS PETRÓLEOS

**GABINETE DE ESTUDOS, PLANEAMENTO
E ESTATÍSTICA**

**RELATÓRIO DE ACTIVIDADES
DO SECTOR PETROLÍFERO,
RELATIVO AO ANO DE 2009**

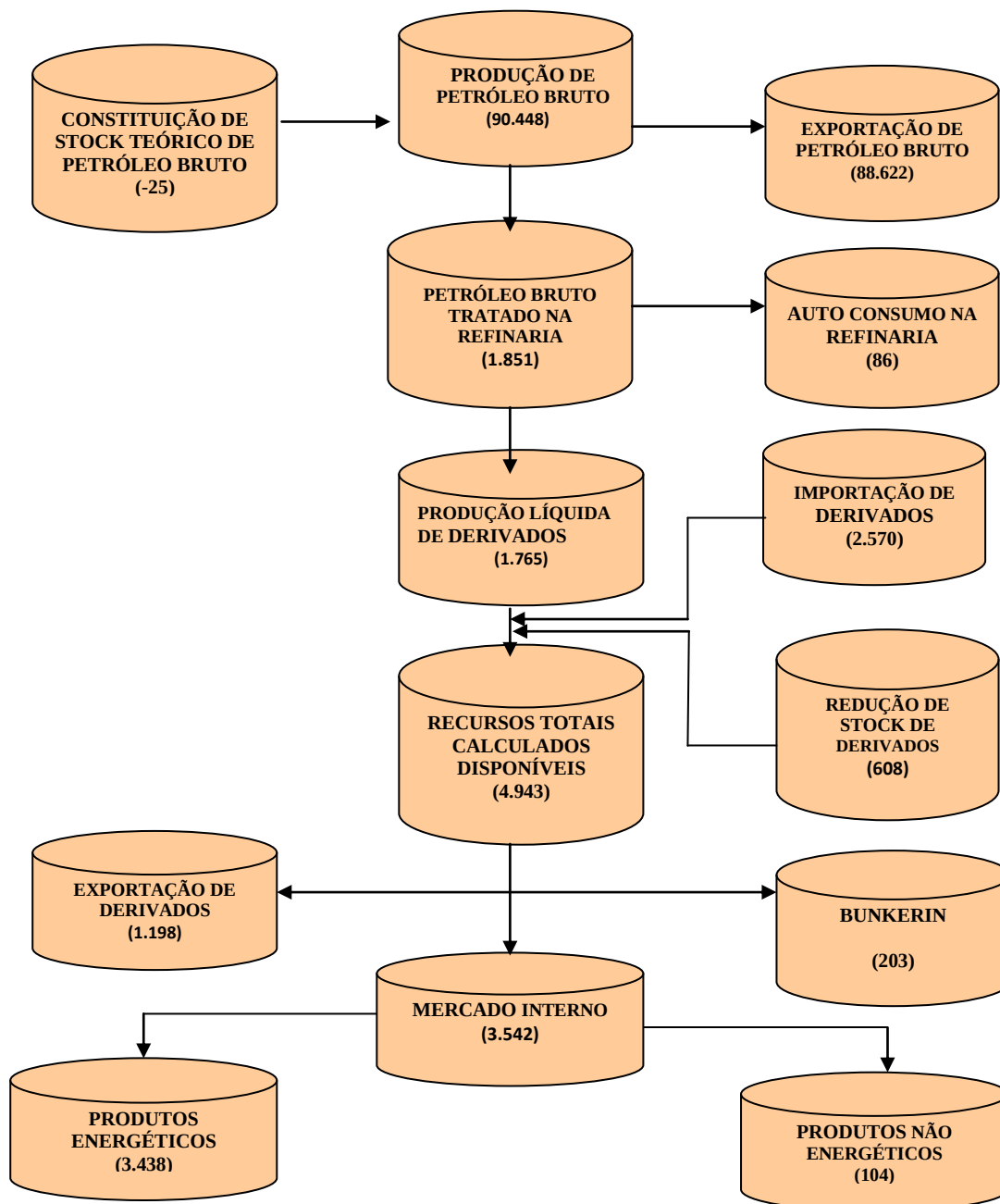
Luanda, Agosto de 2010

ÍNDICE

Balanço Petrolífero	01
Dados Chaves do Sector	02
Introdução	03
Capítulo I – Licenciamento e Exploração	06
Capítulo II – Produção	15
2.1. Produção de Petróleo Bruto	15
2.2. Produção de Gás de Petróleo Liquefeito	18
2.3. Refinação e Petroquímica	18
2.3.1. Refinaria de Luanda	18
2.3.2. Topping Plant de Cabinda	21
Capítulo III – Comercialização	22
3.1. Mercado Internacional de Petróleo Bruto	22
3.2. Exportação de Petróleo Bruto	25
3.3. Exportações de Derivados de Petróleo	32
3.4. Importações de Produtos Derivados	35
3.5. Vendas de Derivados de Petróleo ao Mercado Local	37
Capítulo IV – Finanças	42
Capítulo V – Investimentos	50
Capítulo VI – Ambiente	80
Capítulo VII – Legislação	82
Capítulo VIII – Intercâmbio Internacional	83
Capítulo IX – Recursos Humanos	85

BALANÇO PETROLÍFERO 2009

U.M. : Mil Toneladas Métricas



DADOS CHAVE DO SECTOR

	2005	2006	2007	2008	2009
Reservas de Petróleo Bruto de Angola (Biliões de barris) (*)	10,1	12,5	13.8	13.1	12,6
Reservas de Gás Natural (TCF)	12	12	12	12	12
Produção de Petróleo Bruto de Angola (Mil Barris)	454.891	514.609	619.827	695.708	660.273
Produção Méd. Diária Pet. Bruto de Angola (Mil Bopd)	1.246	1.410	1.698	1.901	1.800
Produção de petróleo Bruto Sonangol EP (Mil Barris)	140.480	193.333,00	258.282	296.872	249.660
Exportações de Petróleo bruto (MBBL)	438.742	495.919	605.482	675.024	646.938
Exportações de Petróleo bruto (M US\$)	22.308.407	30.393.320	42.357.156	62.401.503	39.219.541
Preço Médio de Petróleo Bruto (US\$/BBL)	50,85	61,29	69,96	92,35	60,62
Vendas de Petróleo Bruto à Refinaria (Mil barris)	13.700	13.232	13.781	13.491	13.509
Capacid. Instalada Actual Ref. de Luanda (Mil T..Met.)	2.750	2.750	2.750	2.750	2.750
Produção Total da Refinaria de Luanda (Mil Ton. Met.)	1.750	1.753	1.813	1.774	1.767
Produção de Lubrificante (MilTon.Met.)	13	16	17,8	18,7	19
Produção Total de LPG de Cabinda (Mil Barris)	1.535	7.241	7.920	7.920	7.243
Consumo de derivados (Mercado Interno) (Mil TM)	1.887	2.196	2.632	3.273	3.687
Venda de derivados mercado interno (bilhões de Kz.)	78	97	114	159	217
Exportações de produtos Refinados (Mil TM)	919	1.361	1.283	1.255	1.198
Exportações de produtos Refinados (MUS\$)	342.445	556.191	653.500	795.300	511.515
Importações de produtos Refinados (Mil TM)	784	1.364	1.702	2.270	2.570
Importações de produtos Refinados (MUS\$)	472.468	919.339	1.289.916	2.500.000	1664500
Investimentos totais (MM US\$)	7273,4	9058,6	10.843,2	12.935,2	16468
Impostos pagos pelas companhias (MM US\$)	10.145,1	17.319,5	22.209,8	37.429,4	17.802,9
Força de trabalho do Sector (**)	27.173	48.818	55.061	67.063	64.677

(*) Reservas Provadas e Prováveis.

Alguns indicadores económicos

	<u>Unidade</u>	<u>2009</u>
Crescimento do PIB Mundial	%	-0,6
Crescimento do PIB Angola – Real	%	2,4
Taxa de Cambio Angola	Kz	79,29
Taxa de inflação Angola	%	13,99
Participação do Sector petrolífero no Indicadores Económicos de Angola:		
PIB (real)	%	40,9
Exportações	%	97,3
Receitas fiscais	%	63,0

INTRODUÇÃO

O presente relatório reflecte os aspectos dominantes vividos pela actividade petrolífera ao longo do ano de 2009.

A economia angolana é, de momento, fortemente dependente do petróleo, cujo peso na estrutura do PIB (real) em 2009 foi de cerca de 40,9%, representando ainda 97,5% das exportações totais, e cerca de 63% das receitas totais do País.

Como consequência da crise financeira mundial, o ano de 2009 foi de muitas incertezas, com forte impacto na actividade petrolífera, caracterizando-se entretanto, pela recuperação dos preços das “*commodities*” que, no caso específico do petróleo, situou-se numa média anual entre 60 a 70 USD/barril, após ter chegado a um mínimo de USD 43 em Fevereiro. Porém, as incertezas no mercado petrolífero mundial não resultaram em timidez para a actividade de exploração em Angola, que criou capacidade de produção acima de 1,9 milhões de barris/dia, embora tenha produzido abaixo dessa capacidade em consequência dos cortes de produção determinados pela OPEP, para estabilização dos preços. De destacar como facto marcante, Angola ter assumido a presidência da OPEP ao longo do ano de 2009.

Das principais ocorrências em 2009, destacam-se:

A **produção de petróleo bruto** foi de 660,3 milhões de barris, correspondente a uma média diária de 1.8 milhões de barris. Do total da produção, a quota parte da Sonangol – EP cifrou-se na ordem dos 249,66 milhões de barris de petróleo bruto, cabendo à Sonangol Concessionária 75,2 % e 24,8% à Sonangol Associada.

As actividades de **sondagem e pesquisa** resultaram em perfuração de 27 poços dos quais 16 de pesquisa e 11 de avaliação. Do total de poços de pesquisa sondados 9 revelaram-se produtores de petróleo, correspondendo à uma taxa de sucesso da ordem dos 67%. Dos 11 poços de avaliação perfurados, 9 resultaram positivos.

As **reservas angolanas de Petróleo Bruto** atingiram os 12,6 biliões de barris, sendo este valor considerado a soma das reservas provadas, reservas prováveis bem como as reservas possíveis.

Foram entregues á **Refinaria de Luanda**, 13,5 milhões de barris de petróleo bruto, enquanto que para o Topping Plant do Malongo foram

canalizados 1,48 milhões de barris, tendo sido produzidos cerca de 1,77 milhões de toneladas métricas de produtos refinados.

A **produção de Gás Propano, Butano e LPG** foi de 7.242.929 barris, equivalentes a produção diária de 19.843 barris, sendo produzidos cerca de 42% pela Sonangol, 38,2% pela Chevron, 10% pela TOTAL e 9,8% pela ENI.

No mercado internacional, as cotações do Brent Datado, foram influenciados fortemente por diversas situações registadas na economia mundial. De uma forma geral os preços tiveram tendência de alta, variando em média os USD/BBL 43,070 e USD/BBL 76,655.

No período em referência as **exportações do Crude** atingiram os 649,9 milhões de barris, valorizados em 39,2 bilhões de dólares americanos. O preço médio praticado para as ramas angolanas foi de USD/BBL 60,623, contra preço médio previsto de USD/BBL 36,00, reflectindo um ganho de USD/BBL 24,623.

As **exportações de derivados** de petróleo bruto cifraram-se em 1,19 milhões de toneladas métricas, correspondentes ao valor de 511,5 milhões de dólares americanos.

As **importações de derivados** de petróleo bruto ascenderam a um total de 2,6 milhões de toneladas métricas, correspondentes a 1,6 bilhões de dólares americanos.

O Sector de **Distribuição e Vendas de combustíveis**, registou forte expansão da demanda em todo Território Nacional, fundamentalmente na região Norte, com particular relevância ao mercado de Luanda. É assim que em 2009 foram vendidas no mercado angolano 3,68 milhões de toneladas métricas, correspondentes a 217.196,3 milhões de kwanzas.

Relativamente a construção de **Postos de Abastecimento** tendo em vista a expansão da Rede, em 2009 foram construídos 12 e 39 encontram-se em fase de acabamento.

O Sector está a desenvolver o **Plano Director de Armazenagem (PDA)**, cujo objectivo é ampliar as capacidades de armazenagem de combustíveis e lubrificantes, para garantir a cobertura das necessidades conforme os consumos previstos, bem como a garantia da existência de reservas estratégicas.

Em termos de **Receitas Fiscais**, as companhias petrolíferas pagaram impostos no valor de AKZ 1.433.157,6 milhões, dos quais AKZ 850.848,12 milhões foram pagos pela Sonangol Concessionária Nacional.

Em 2009 os **Investimentos** realizados no Sector petrolífero ascenderam aos USD 16,5 biliões de USD, representando cerca 85% do valor orçamentado.

O **Projecto Angola LNG** encontra-se em fase avançada com um grau de execução na ordem de 47,3% até ao final do ano.

Relativamente ao **Projecto SONAREF**, em 2009 o Sector dedicou especial atenção à sua evolução, tendo Sua Excelência Senhor Ministro dos Petróleos visitado o local de construção da futura Refinaria do Lobito.

No âmbito do **Ambiente** foram desenvolvidas diversas acções direccionadas à preservação das condições ambientais nas áreas de actividade petrolífera.

No domínio do **Intercâmbio Internacional**, destacam-se as acções desenvolvidas a nível da OPEP e APPA, organismos internacionais de que Angola é membro de pleno direito, com realce para o facto de Angola ter assumido a presidência da OPEP ao longo do ano. Assim, a Direcção do Ministério dos Petróleos esteve presente em todas as actividades desenvolvidas pelos respectivos organismos. De destacar também a participação em várias actividades ligadas às Comissões Bilaterais e Acordos de Cooperação com os vários países, bem como em outras reuniões internacionais de importância para o Sector.

No **domínio legislativo** o Ministério dos petróleos deu continuidade aos trabalhos de regulamentação dos vários aspectos da lei das actividades petrolíferas, destacando-se a aprovação do instrumento legal e impulsionador para o recrutamento, integração, formação e desenvolvimento de pessoal angolano na indústria petrolífera, e a aprovação do novo Estatuto Orgânico do Ministério dos Petróleos, com a inserção de novas funções e atribuições.

No domínio do **capital humano** o sector petrolífero regista um total de 66.677 trabalhadores. Ao longo do ano, o Ministério dos Petróleos desenvolveu actividades de acompanhamento e monitorização dos Recursos Humanos do Sector, cuidando aspectos de recrutamento e desenvolvimento da mão-de-obra nacional, e do processo de angolanização.

CAPÍTULO I

LICENCIAMENTO E EXPLORAÇÃO

Licenciamento

Actividade de realce foi a mudança de operador no Bloco Cabinda Sul, localizado na parte terrestre da Bacia do Baixo Congo decorrente da cessão de interesses na qual a Roc Oil (Cabinda) Company cedeu a totalidade dos seus interesses participativos à Pusp petrol Angola Cooperation, fazendo desta o actual operador do referido bloco.

Exploração

Prospecção

Esta actividade cingiu-se na aquisição sísmica exclusiva/especulativa cujas produções resultaram em totais acumulados de 816 km, 4.657,28 km² e 748 km² de linhas sísmicas 2D, 3D e 4D, respectivamente.

Pesquisa

No âmbito da sondagem de pesquisa, foram perfurados 28 poços exploração dos quais 16 são de pesquisa e 12 de avaliação. Do total de poços de pesquisa perfurados 9 revelaram-se descobridores de petróleo, correspondendo a uma taxa de sucesso da ordem dos 56%. Dos 12 poços de avaliação perfurados, 9 tiveram resultados positivos.

Do grupo de operadores que contribuíram para o total de poços de exploração perfurados, a companhia petrolífera BP, com 6 poços de exploração perfurados, revelou-se como o operador mais activo.

O esforço exploratório empreendido pelas companhias petrolíferas do sector no período 2008 – 2009 está reflectido nos indicadores espelhados graficamente nas figuras 1 e 2.

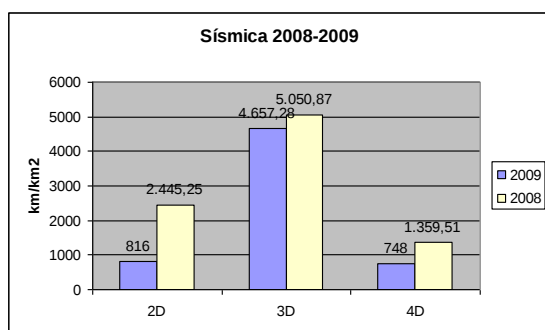


Figura 1: Aquisição Sísmica 200-2008

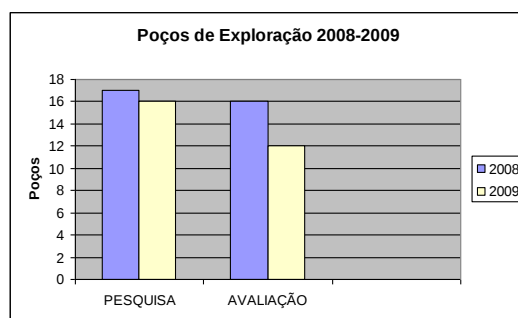


Figura 2: Perfuração exploratória 2008 – 2009

Comparativamente ao ano de 2008, registou-se um progresso em termos de poços perfurados na ordem dos 8%, e 50% nos poços produtores de petróleo, como consequência das recentes descobertas.

Do grupo de operadores que contribuíram para o total de poços perfurados em 2009, a companhia petrolífera BP, com 6 poços de pesquisa/avaliação perfurados, revelou-se como o operador mais activo.

Das principais actividades de pesquisa em 2009, destacam-se as seguintes realizações:

No Bloco 0, completou-se o poço de pesquisa 79-3x, e sondou-se o poço de avaliação 80-4x, cujo início dos trabalhos tiveram início em Outubro/09.

Prosseguem os estudos de desenvolvimento de novos campos SMAD, em preparação para passar para o FEED.

Todos os aspectos de Geologia e Geofísica, do Bloco 1/06, foram analisados e distribuídos. Os volumes de petróleo são considerados representativos das incertezas nos parâmetros de reservatórios.

Efectuaram-se contagens de perfis de produção e revistas pelo reservatório engenharia a fim de fornecer cenários de desenvolvimento ideal, o que reflecte a compreensão e previsão do comportamento actual do reservatório.

No Bloco 2/05 executaram-se as seguintes actividades na área de exploração:

- Aquisição e processamento da sísmica 3D
- Estudo Revisão dos campos maduros
- Estudo regional (Modelo de bacias)

No Bloco 6/06 foi utilizada a sísmica 3D, numa área de 1.216 km². Foi igualmente elaborado o estudo de geologia e geofísica para o programa de perfuração de 2 poços.

No Bloco 8, destacam-se as seguintes actividades:

- Em 2009 adquiriram-se dados de 38 poços na região da Bacia do Kwanza à Sonangol Concessionaria;
- Continuou-se com a interpretação regional para identificação de presença de reservatório nas mini bacias de sal
- Utilizou-se a sísmica 3D existente para avaliação de perigos inerentes durante a perfuração em zonas superficiais e a definição de se efectuar um processamento específico para complementar o referido estudo na área do poço de pesquisa
- Foi concluído o processamento sísmico (1200 km²) no domínio de tempo e profundidade PreSTM/PSDM.

- Deu-se início aos estudos de Impacto Ambiental de suporte a exploração do poço de pesquisa no bloco 8
- Estão em curso os trabalhos de concepção do perfil ideal do poço e planificação das operações de perfuração, i.e. incluindo a proposta de programa de perfuração do poço.

Relativamente ao Bloco 14, há a destacar os seguintes aspectos:

Lucapa DA: concluída a interpretação do prospecto Lucapa South rim.

Menongue PDA: calendário suspenso até clarificação da Zona de Interesse Comum (ZIC).

Malange PDA: Foi perfurado o poço de avaliação Malange 2. a Declaração Comercial foi prorrogada até Março de 2010.

Avaliação do Pinda: Completou-se a interpretação de quatro dos melhores prospectos. Deu-se continuidade aos estudos e análise sobre a estrutura, Estratigráfica e os Hidrocarbonetos. Deu-se início ao planeamento dos 3 melhores prospectos.

No Bloco 16, foram efectuados trabalhos de exploração em 5 poços, tendo-se perfurado 4 poços nomeadamente o Caiundo, Catumbela, Omba e Chissonga-1 e 1 poços de pesquisa o Chissonga-2.

Foram actualizados os modelos de sísmica em 3D do sistema petrolífero após análise dos resultados dos poços. Elaborada a integração dos resultados dos poços de pesquisa Chissonga-1, Omba-1, Caiundo-1 e Catumbela-1, avaliação da descoberta do chissonga.

No Bloco 23, destaca-se a solicitação do operador dirigida à Concessionaria Nacional, para a extensão do período de pesquisa. Ao longo do ano, deu-se continuidade às actividades de geologia e geofísica com a interpretação regional para a identificação de presença de reservatórios nas mini-bacias de sal, efectuando-se correlação e/ou integração de dados adquiridos à Sonangol.

- Adquiriram-se dados de 38 poços da região da bacia do kwanza à Sonangol Concessionaria;
- Foi concluído o processamento sísmico (3.000km²) no domínio de tempo e profundidade Pré - STM/PSDM;
- Utilizou-se a sísmica 3D existente para avaliação de perigos inerentes durante a perfuração em zonas superficiais e a definição de um

processamento específico para complementar o referido estudo na área do poço de pesquisa;

No Bloco 32, das actividades realizadas destaca-se a sequência de perfuração para um 2º pólo localizado na área central nomeadamente o Colorau 2, considerado como positivo. Apreciação e aquisição da sísmica WATS central, sujeita aos resultados do poço Manjerição 2 e aprovações. Foram concluídos 8 poços de pesquisa, dos quais 6 foram positivos, nomeadamente: Louro 1, Cominhos 1, Colorau 1, Alho 1, Açafrão 1 e Louro 2, e 2 negativos: Hortelã 1 e Coentros 1. Procedeu-se a aquisição da Sísmica 3D, e deu-se continuação aos estudos de pré-desenvolvimento do Hub CE.

Para o Bloco 33, os dados contratuais definem o período de pesquisa entre 12.03.2008 a 11.03.2013, devendo obter 750 km2 de sísmica 3D. Os poços da fase inicial da pesquisa são os seguintes: Funge 1, Calulu 1, Muteta 1, Jinguinga 1 e Muzongué.

No Bloco 34, destaca-se a conclusão do pré-processamento sísmico, conclusão do PSDM, interpretação sísmica dos diferentes horizontes do pré –sal, estudo do reservatório Toca e o início do estudo de reavaliação do pós-sal.

A nova operadora (Pluspetrol) executou todo o programa comissionado para o ano de 2009 no Bloco Sul de Cabinda. Apesar do poço Coco-1 ter sido uma descoberta de petróleo, os resultados dos testes provaram ser um poço não comercial.

O poço Castanha-1 é o primeiro poço de exploração perfurado pela Pluspetrol que tem como resultado uma descoberta comercial.

O programa para licitação de Sísmica a efectuar em 2010 foi realizado com sucesso

Projectos de Desenvolvimento

Bloco 0

Prosseguiram os trabalhos de optimização da injeção de água em vários campos.

Mamufeira Sul – anteriormente denominado como Desenvolvimento da Área A de Malongo Sul, passou a designar-se Mamufeira Sul com a retirada do escopo do Projecto de Kambala FEED. Os trabalhos do FEED tiveram início em Fevereiro de 2010, e o objectivo é cumprir o calendário de fornecimento de gás ao Projecto de LNG.

Mamufeira Norte – O projecto inclui o fabrico de uma plataforma para a cabeça do poço e de condutas para KWIP, bem como a sondagem de poços de

desenvolvimento. A montagem da plataforma e instalação das condutas foi concluída no 1º trimestre de 2009. Em Março tiveram início os trabalhos de sondagem de desenvolvimento (8 poços de produção e 1 de injeção foral perfurados. Está em curso a perfuração do 2º poço de injeção. A primeira produção de óleo ocorreu em 28 de Maio de 2009. Foram concluídas as modificações na KUIP (Brownfield).

Melhoria nas instalações do KWIP/Kungulo – Foi avaliada a oportunidade de um slot (espaço reservado para um poço) adicional para o campo Kungulo. Foi concluída a instalação do 4º gerador em KWIP. Foram concluídos os trabalhos de melhoria da infra-estrutura para a produção do Mamufeira. Foi também avaliada a possibilidade de expansão das infr-estruturas de Injecção de água para a zona Norte do Campo.

Greater Takula Área MCP's – CGP: concluídos os trabalhos de construção. Arranque previsto para Junho/Julho de 2010. FARM: primeira fase (Área de Takula) foi concluída em Junho. Foram reduzidos 55 MMSCFD dos volumes de queima.

Nemba ESR – visa a redução dos volumes de queima e as emissões de gases com efeito estufa e o aumento da recuperação de petróleo. Tiveram continuidade os trabalhos da fase 1: instalação do compressor de alta pressão no *South Nemba*. Para a fase 2, foram concluídos os Estudos de Engenharia (FFED) para a nova plataforma auxiliar do Sul de Nemba. Decorrem as negociações ligadas ao contrato EPCI com a empresa Dynamic Industry.

South N'Dola: Desenvolvimento do perímetro sul do campo N'Dola. Foi concluída a fase FEED. As propostas de EPCI foram recebidas em Março.

Oleoduto do Desfiladeiro do Rio Congo: Gasoduto do Bloco 0 para o Projecto Angola LNG. Foi concluída a fabricação das condutas, que foram enviadas para a Escócia para aplicação do revestimento contra corrosão. Prosseguem os trabalhos de instalação do gasoduto na costa e no mar. Foi assinado o memorando de entendimento entre a Cabgoc e a RDC para o ROW na parte da RDC. Os trabalhos do FEED para a Plataforma Sanha auxiliar encontra-se em fase de conclusão.

Grande Área de Vanza/Longui (GVLA): os poços de avaliação e pesquisa foram perfurados com sucesso. Antevê-se um desenvolvimento primário rico em gás para o LNG. Há sinergias com o prospecto de avaliação do Pré-Sal “80-I” previsto para ser furado em 2010.

Bloco 2/05

Na área de Desenvolvimento efectuaram-se trabalhos nos seguintes campos:

- Morsa West (início da produção, incorporação e actualização banco de dados e modelos geológico e dinâmico).
- Espadarte (estudos, conclusão modelos geológico, dinâmico e económico)

Bloco 3 – Kanuku

Durante o ano em referência foi elaborado o plano geral de abandono, executado em duas fases:

Fase 1. Remoção das linhas de produção e de injeção de água, de “gás lift” e a suspensão temporária dos poços.

Fase 2 Tamponamento definitivo dos poços e a recuperação das cabeças submarinas – 12 à 24 meses após o tamponamento temporário dos poços.

Blocos 3/85 e 3/91

Durante o ano alguns factos marcantes foram registados com a instalação do novo refeitório e da nova sala de reuniões no COB_P1, restauração geral da cadeia A de geração de energia, cujo arranque está para breve. Realizou-se uma actividade de pintura e acondicionamento dos tubos em todas as plataformas.

Bloco 14

BBLT “Benguela Belize”: foram enviados mais 61 Mmcfpd para o Malongo oeste para armazenamento e manutenção de pressão. Usado mais de 48 pés cúbicos de gás para gas *lift*. Obteve-se a 1ª produção do Belize North. Foi terminada a instalação WEMCO para tratamento de água produzida.

BBLT “Lobito Tomboco”: Foi adicionado o inibidor da escala aos poços LO3-CO1 (P2), LO3-CO2 (P3), TO6-AO3 (P1). Implantada a tecnologia MARS (Multiple Application Re-Injection System) para executar com sucesso o trabalho de inibição de escala em poços submarinos (redução de 5MM por trabalho, quando comparado a Sonda). Foram concluídos os poços de desenvolvimento do Lobito-Tomboco com algum atraso devido a problemas com a Sonda S701. O desenvolvimento de Lobito concluiu-se de acordo com o plano.

Tombwa Landana: Foi activado o sistema de processamento e activado o sistema submarino. A 19 de Agosto, foi produzido o 1º petróleo a partir da Torre Articulada. A Sonda assistida por barça chegou ao campo a 10 de Agosto de 2009, mas ficou pronta para a actividade de sondagem a 9 de Outubro devido a problemas com a obtenção com vistos de trabalho. Foram sondados e completados 5 poços submarinos e um poço injector de água.

Bloco 15

No bloco 15 registaram-se 17 descobertas, dos quais 9 poços em produção, 2 em desenvolvimento e 6 poços emergentes.

Continua a execução do projecto de Recolha de Gás. Concluiu-se a instalação e entrada em funcionamento do SURF de todos os gasodutos, continua a execução com o projecto de recolha de gás, concluídas as alterações aos módulos de convés e a rede submarina de distribuição de gás para entrega do gás produzido no Bloco 15 ao AnLNG. 62 km de condutas adutoras dentro do Bloco e uma outra de 124 km que vai do desde o Bloco 15 ao AnLNG e os trabalhos de fabricação no kizomba A e kizomba B.

Em termos de Pesquisa foi perfurado com sucesso o poço Mondo-4 foi encontrado no poço de avaliação Kakocha-2 condensado de gás comercial.

Em Sísmica, concluídos o processamento do M2 do Kizomba A, os levantamentos 4D do M1 do Kizomba B e o 3D na área a Sudoeste.

Bloco 15/06

Perfuração de poços que resultou em três descobertas de poços comerciais nomeadamente, “Cabaça Norte 1, Nzanza-1 e Cinguvu 1”. Os referidos poços encontram-se temporariamente suspensos com completação inferior “no lugar”

Nas actividades de Desenvolvimento do projecto ALNG, no geral o projecto está completado em cerca de 55%, com a continuidade das actividades de engenharia e aprovisionamento, tanto as actividades de engenharia assim como de as de aprovisionamento foram completadas em 100% e 87% respectivamente.

As actividades de construção dos “Pipelines” e as de “ perto da costa ” estão em curso conforme o plano para permitir o fornecimento do 1º gás a Bechtel em Janeiro de 2011 os testes dos equipamentos.

Bloco 17

O Projecto Rosa teve início da produção em Junho de 2007. Dos 25 poços previstos, 13 são produtores, 9 injectores e 3 opcionais (1 produtor e 2 injectores Foram actualizadas os modelos RM2: Rosa D`, Rosa SW, Rosa MPP e Sísmica 4D

O Desenvolvimento do Pólo Dália, teve o início da produção em Dezembro de 2006, até Janeiro de 2010 conta com 48 poços perfurados, dos quais 25 produtores conectados, 18 Injectores de agua conectados (+2 por conectar) e 3 injectores de gás. Devido a exportação de gás registou-se uma modificação no FPSO.

Quanto ao poço Dália Visco estão em curso os testes de injectividade e também os estudos de abandono de poço.

Projecto PAZFLOR, a sua primeira produção esta prevista para Outubro de 2011, afim de serem reduzidos os custos, foram introduzidas soluções inovadoras e tecnológica de separação submarina gás/liquido (miocênico) e bombas multifásicas e o esquema de desenvolvimento optimizado para a produção comum dos 4 campos (Perpetua, Hortênsia, Zinia) e do Oligocénico (Acácia) com uma produção diária estimada entre 200-220 mil bopd (kbopd), com 49 (25 P, 22 WI, 2 GI) poços submarinos.

O pólo Clov, com grandes potencialidades e capacidade independente de um FPSO está direccionado para produzir os campos Cravo, Lírio, Orquídea e Violeta, cuja produção de óleo prevê-se para 2013, com uma produção diária estimada em 160 mil bopd (kbopd), com 34 poços submarinos (19 Produtores + 15 injectores), cuja sanção do projecto está prevista para Abril 2010.

Relativamente a Gestão de Gás, cuja finalidade e a de evitar a queima de gás associado, o bloco 17 reinjectará este gás nos reservatórios do Girassol e do Dália, enquanto aguarda a sua exportação para a AnLNG previsto para 2012.

Bloco 18

Grande Plutónio – Foram feitos trabalhos de superfície e dos Poços, como consequência, desde o 1º trimestre de 2009 que todos os reservatórios foram desenvolvidos, tendo todos os campos poços de produção e injeção. A gestão de reservatório é sustentada pelo potencial de produção acima da capacidade do FPSO, devido ao grande potencial de produção instantânea, mas altamente dependente do suporte contínuo da pressão. A injeção de água é correspondente a produção em cada zona do reservatório, numa base semanal. O Gás de todos os campos continua a providenciar o suporte de produção para o reservatório principal do Plutónio.

No capítulo de Perfuração e Completação foram concluídos poços, conforme o plano para 2009.

Relativamente ao Projecto cério, destaca-se o Planeamento para a conclusão do poço combinado de avaliação/pesquisa/desenvolvimento. Em Outubro de 2009, teve início a perfuração do poço Cs-IA.

Platina-Chumbo – actividade de sub-superfície com aquisição de alta resolução e processamento em desenvolvimento. Nenhuma perfuração foi planeada para 2009. Relativamente as instalações e poços, decorreram os trabalhos para as disposições dos campos alternativos e tecnologias para ligações com o Grande Plutónio, aquecimento da conduta eléctrica e lançamento de tubos submarinos. Foi feito o levantamento de investigação geotécnica do local.

Bloco 18 GEL (Projecto do Gasoduto) - A fabricação do Gasoduto está concluída, tendo sido entregue em Leith, no Reino Unido. Durante o mês de Agosto desenvolveram-se trabalhos de engenharia contínua, aprovisionamento e entrega de conectores, afim de iniciar o arranque da fabricação. Em meados de Julho de 2009, foi adjudicado o contrato de engenharia para cobertura da conduta em Leith.

Bloco 31

Relativamente ao desempenho do desenvolvimento do Pólo PSVM, destaca-se a previsão do 1º óleo para 01/12/2011, sujeito entretanto à remoção de alguns riscos, entre os quais o atraso que regista a engenharia. Destaca-se ainda a realização das seguintes actividades:

- Nova base de referência do PSVM e análise do calendário concluídas, e acordados os marcos de controlo estratégicos.
- Início da fabricação dos módulos superiores do FPSO em Singapura.
- Foram concluídos e instalados os módulos superiores de perfuração.
- Foi iniciada a manufacturação da primeira árvore.
- Foram adjudicados os contratos de fabricação FTA/ITA.
- Foi iniciada a execução das válvulas submarinas.

Foi actualizada a área de exploração dos campos Tebe 1, Umbriel 1, Juliet, Mab e Leda 2. O campo Tebe 1 foi declarado comercial.

CAPÍTULO II

PRODUÇÃO

2.1 Produção de Petróleo Bruto

A produção de petróleo bruto em 2009 foi de 660,3 milhões de barris, correspondente a uma média diária de 1.8 milhões de barris. Da análise efectuada ao que foi inicialmente previsto, registou-se um cumprimento na ordem de 101%. Do total da produção, a quota-parte da Sonangol – EP cifrou-se na ordem dos 249,66 milhões de barris de petróleo bruto, cabendo à Sonangol Conssecionária 75,2 % e 24,8% à Sonangol Associada.

Foram entregues à Refinaria de Luanda, 13,5 milhões de barris de petróleo bruto, enquanto que para o Topping Plant do Malongo foram canalizados 1,48 milhões de barris.

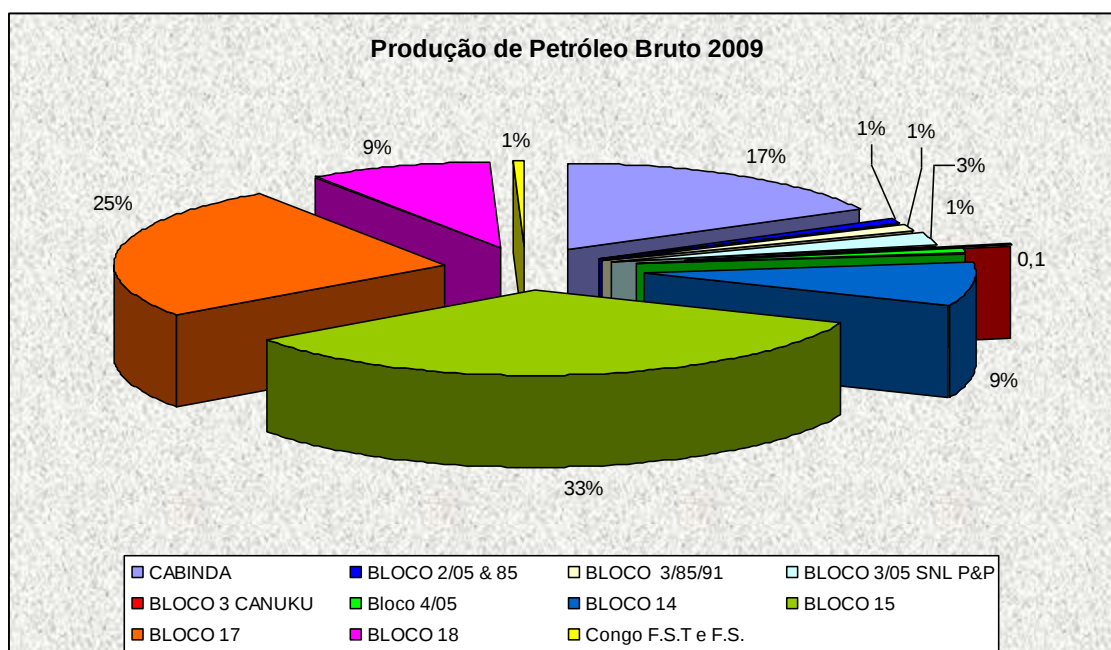
PRODUÇÃO DE PETRÓLEO BRUTO - 2009

Barris

ÁREAS	PREVISÃO	REAL	%
Cabinda	103.248.784	113.747.731	110,2
Bloco 2/05 & 85	6.099.902	6.215.871	101,9
Bloco 3/80/85/91	7.194.471	8.074.327	112,2
Bloco 3/05	17.616.155	17.478.979	99,2
Bloco 3 Canuku	349.068	433.270	124,1
Bloco 4/05	4.922.070	5.523.531	112,2
Bloco 14	59.313.019	56.581.466	95,4
Bloco 15	226.900.994	221.774.294	97,7
Bloco 17	162.193.691	167.698.200	103,4
Bloco 18	61.102.187	58.211.781	95,3
Congo FST	4.165.777	4.266.201	102,4
Congo FS	294.415	267.477	90,9
T o t a l	653.400.533	660.273.128	101,1



O gráfico abaixo mostra a produção de petróleo bruto realizada por áreas, realçando o Bloco 15 com maior índice de produção, tendo atingido os 33%, seguido do Bloco 17 com 25%, enquanto que a área de Cabinda/Bloco 0 participou com a quota de 17%, o Bloco 18 e Bloco 14, com 9% respectivamente.



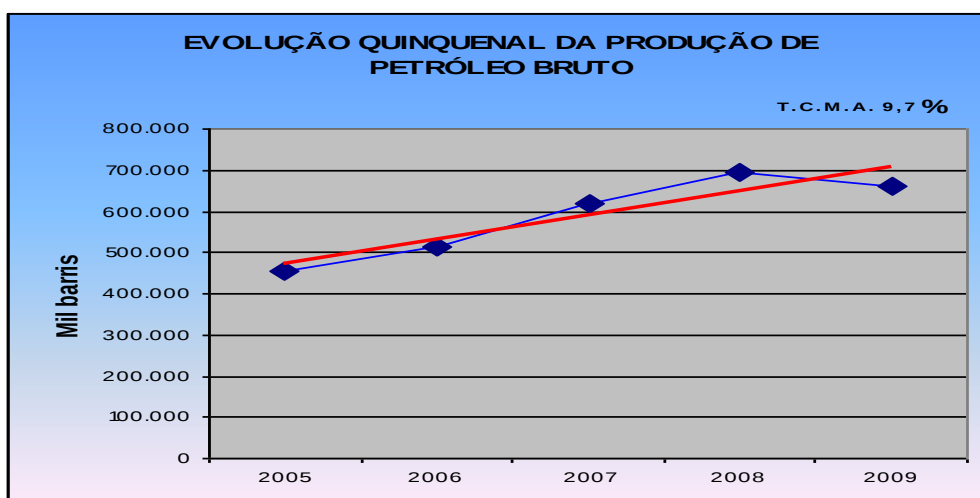
Comparativamente ao ano de 2008, verificamos um decréscimo da produção de petróleo bruto na ordem de aproximadamente 5%. Quanto ao quinquénio findo em 2009, a tendência de crescimento geral situa-se a volta de 9,75%.

Alguns factores justificam o índice atingido, nomeadamente, a cota de produção imposta pela OPEP e alguns problemas operacionais que levaram á paragem da produção por algumas horas, afectando assim o desempenho da produção.

Alguns projectos de desenvolvimento foram concluídos e consequentemente assistiu-se ao início de produção de novos campos: Morsa West no Bloco 2/05; Gimboa no Bloco 4/05; Tômbua-Lândana no Bloco 14; Mafumeira Norte no Bloco 0, Airopa no Bloco 2/05 e Solha no Bloco 2/05 .

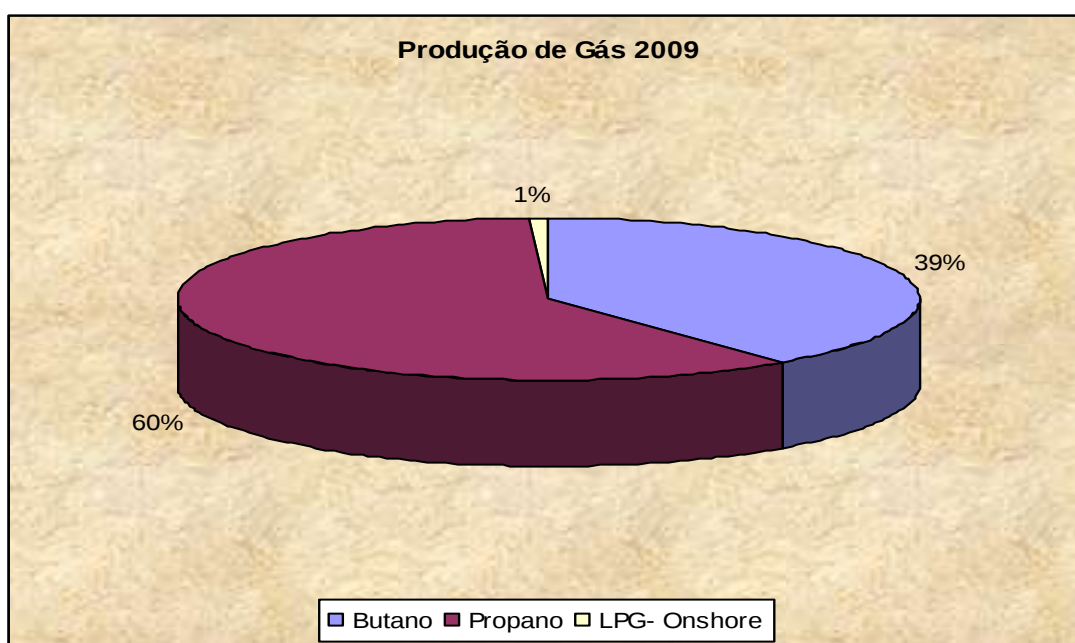
EVOLUÇÃO QUINQUENAL DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO BRUTO						
AREAS	U.M. : MIL BBLs					
	2005	2006	2007	2008	2009	T.C.M.A.
BLOCO 0	135.616	138.924	130.371	118.137	113.748	-4,30
BLOCO 2	11.005	7.909	6.759	5.237	6.216	-13,30
BLOCO 3	41.816	37.929	33.986	29.237	25.987	-11,20
BLOCO 4					5.524	-
BLOCO 14	20.410	38.421	69.099	61.307	56.581	29,00
BLOCO 15	152.000	206.450	194.020	235.248	221.774	9,90
BLOCO 17	88.983	79.961	170.818	186.226	167.698	17,10
BLOCO 18			9.597	55.417	58.212	-
CONGO FS/FST	5.063	5.015	5.176	4.899	4.534	-2,70
Total Geral	454.892	514.609	619.826	695.708	660.273	9,70

Em 2009, as reservas angolanas de Petróleo Bruto atingiram os 12,6 biliões de barris, sendo este valor considerado a soma das reservas provadas, reservas prováveis bem como as reservas possíveis.



2.2 Produção de Gás de Petróleo Liquefeito

A produção de Gás Propano, Butano e LPG foi de 7.242.929 barris, equivalentes a produção diária de 19.843 barris. O gráfico abaixo realça que o Propano e Butano tiveram maior peso relativamente ao total produzido, na ordem de 60% e 39% respectivamente:



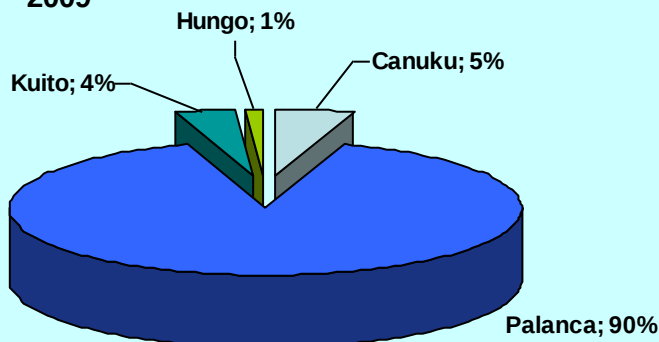
2.3 Refinação e Petroquímica

2.3.1 Refinaria de Luanda

Em 2009, a Refinaria de Luanda processou 1.850.532 toneladas métricas de petróleo bruto, representando um aumento de cerca de 0,56% em relação ao ano anterior. Saliente-se que do total de petróleo bruto entregue à Refinaria de Luanda, 90% foi proveniente do campo palanca, enquanto que o Canuku, Kuito e Hungo foram responsáveis por 5%, 4% e 1 % de óleo, respectivamente.

Registou-se um decréscimo no tratamento do petróleo proveniente do Canuku devido ao declínio natural da produção, enquanto que a diminuição da rama kuito foi compensada pelo surgimento da rama Hungo.

**Petróleo Bruto tratado na Refinaria
2009**



Apesar dos constrangimentos vividos pela Refinaria de Luanda, notou-se um cumprimento do que foi previsto, na ordem dos 100% relativamente ao petróleo bruto entregue e á produção de derivados.

**Balanço da Refinaria - 2009
Previsão Versus Realização**

	Previsto	Real	Mil Ton. Met. Cup. (%)
Petróleo Bruto Tratado	1.850	1.851,00	100,05
GPL	34	25,38	74,64
NAFTA	120	133,03	110,86
GASOLINA	92	42,24	45,91
JET - B	109	142,70	130,91
JET - A1	259	213,26	82,34
PETRÓLEO ILUM.	1	-0,96	-96,30
GASÓLEO	476	509,14	106,96
EXTRA HEAVY	98	65,38	66,71
ORDOIL	13	-0,31	-2,41
CUT BACK RC2	3	1,49	49,73
FUEL OIL EXPORT.	535	604,17	112,93
ASFALTO	28	29,08	103,87
Produção de Derivados	1.768	1.764,59	99,81

Assim, em 2009 foram produzidos 1.764.593 toneladas métricas de produtos refinados, reflectindo uma taxa de crescimento médio anual na ordem dos 0,2%, relativamente aos últimos 5 anos.

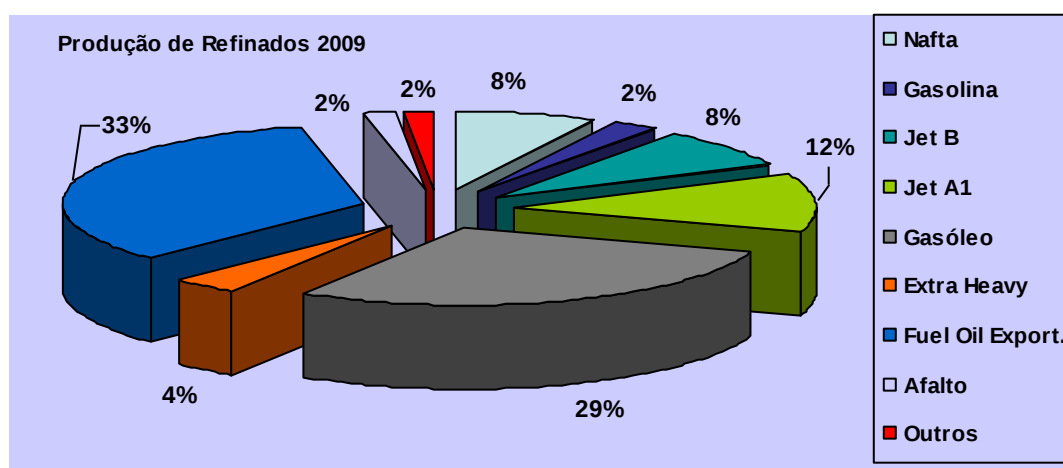
De realçar que a Refinaria de Luanda apresenta muitos factores de constrangimento de ordem operacional devido ao estado obsoleto dos equipamentos, pelo que no mês de Maio de 2010, efectuou-se o Shut down – paragem geral da Refinaria para trabalhos de manutenção geral.

EVOLUÇÃO QUINQUENAL DO BALANÇO DA PRODUÇÃO DA PRODUÇÃO DA REFINARIA

TON.MET.						
PETRÓLEO BRUTO TRATADO	2005	2006	2007	2008	2009	TCMA
CANUKU	323.272	249.599	178.571	157.085	83.588	-29,00
PALANCA	1.478.960	1.509.459	1.634.387	1.608.182	1.680.658	3,00
KUITO	16.764,95	53.541	74.786	74.899	67.125	41,00
HUNGO					19.161	
SLOPS				7.946		
TOTAL	1.818.997	1.812.599	1.887.744	1.848.112	1.850.532	0,40
PRODUÇÃO DE DERIVADOS	1.749.167	1.752.515	1.813.120	1.774.043	1.764.593	0,20
GPL	23.916	27.283	28.409	26.394	25.378	1,00
NAFTA	79.312	154.703	140.178	118.476	133.030	14,00
GASOLINA	134.344	83.707	55.710	68.068	42.237	-25,00
JET - B	58.094	45.164	95.452	110.225	142.696	25,00
JET - A1	232.066	268.110	255.548	214.959	213.263	-2,00
PETRÓLEO ILUMINANTE	31.477	-982	537	927	-963	-58,00
GASÓLEO	460.787	481.860	513.455	527.372	509.141	3,00
EXTRA HEAVY	74.117	68.268	65.154	65.632	65.380	-3,00
ORDOIL	38.538	15.933	25.654	15.360	-313	-70,00
CUT BACK RC2	658	1.263	2.774	3.378	1.492	28,00
FUEL OIL EXPORTAÇÃO	608.944	586.741	600.782	595.251	604.168	-0,10
ASFALTO	6.914	20.465	29.467	28.001	29.084	43,00

Relativamente aos produtos refinados, é de realçar a grande queda na produção de Gasolina (-37,95%) em relação ao ano de 2008 devido a problemas operacionais que afectaram a unidade de produção de gasolina “Platforming”.

Registou-se uma diminuição, na ordem dos 93% e 56% respectivamente na produção de Ordoil e Cutbuck, comparativamente ao ano de 2008, devido a falta de mercado interno para consumo dos mesmos produtos.



2.3.2 Unidade de Malongo – Produção do Topping Plant

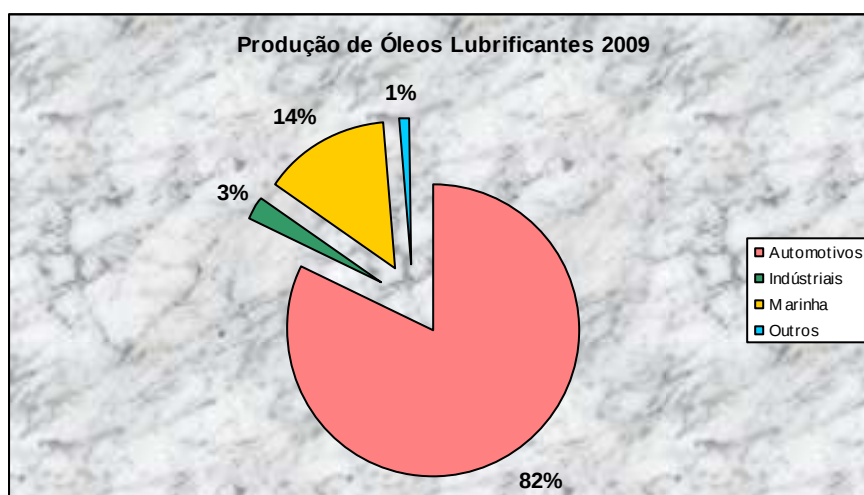
A Refinaria do Malongo apesar de processar 730.000 barris/ano, produz pequenas quantidades de produtos refinados, por forma a servir as actividades de pesquisa e produção em Cabinda, sendo os excedentes entregues á Sonangol para o consumo naquela província, respondendo assim aos objectivos a que foi dimensionada.

Produção do Topping do Malongo – 2009

PRODUTOS	TONELADAS METRICAS
R-GPL (Butano) & Sanha FPSO	
Butano	259.101,00
GPL Cabinda	5.206,00
Gasóleo	180.083,00
Kerozene	15.884,00
Jet (JP1)	6.912,00
Total	467.186,00

Produção de Óleos Lubrificantes

Durante o ano em referência, a produção de lubrificantes atingiu os 18.942,9 toneladas métricas, a um custo de 33.161.757,20 dólares americanos, tendo-se registado um aumento em termos físicos de cerca 1,24% em relação ao ano de 2008 e um cumprimento de 95%, relativamente ao que foi previsto. De salientar que existem alguns constrangimentos derivados à produção e a roptura de stocks de embalagens.



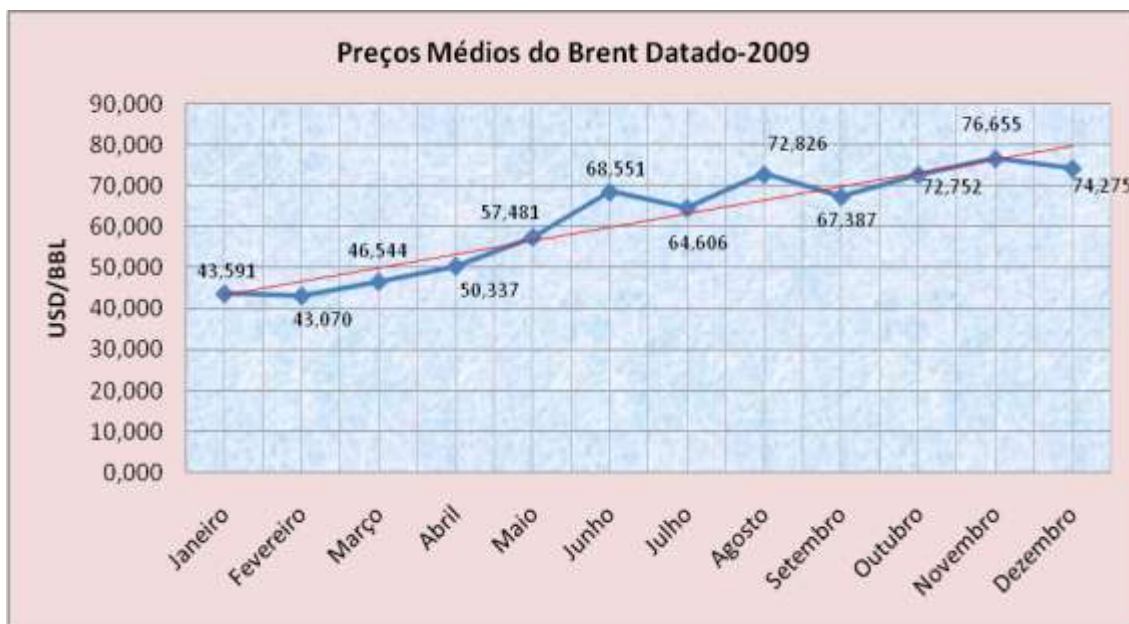
Verificamos que os óleos lubrificantes para automóveis representam 82%, devido ao aumento da frota, a produção de óleos para a marinha representa 14%, enquanto que os óleos para as indústrias e outros representam 3% e 15 respectivamente.

CAPÍTULO III

COMERCIALIZAÇÃO

3.1 Mercado Internacional de Petróleo Bruto

No decurso do ano de 2009 os preços do Brent Datado, no mercado internacional, foram influenciados fortemente por diversas situações vividas pela economia mundial, alcançando uma média mensal de USD 61,506/bbl. De forma geral os preços tiveram uma tendência de alta, tal como se ilustra no gráfico abaixo, variando em termos de médias mensais entre USD 43,070/bbl e USD 76,655/bbl.



Durante o 1º trimestre de 2009, os preços do Brent Datado oscilaram entre USD 39,0000/bbl e USD 45,0000/bbl, particularmente entre Janeiro e Fevereiro até meados de Março, altura em que excederam os USD 50,0000/bbl. Os cortes de produção da OPEP causaram alguma melhoria nos preços das ramas pesadas, mas o Brent Datado apenas melhorou ligeiramente, devido ao enfraquecimento do dólar norte-americano e influenciado fortemente pelas notícias económicas. Neste período a procura do petróleo bruto teria decrescido mais rapidamente do que a redução da oferta.

No início do 2º trimestre do ano de 2009, a situação económica mundial continuou a influenciar os preços do petróleo bruto. Apesar dos cortes de produção da OPEP, outros factores, como o nível de stocks e a natureza do mercado da gasolina nos EUA tiveram algum impacto. Neste período, os fundamentos do mercado não registaram melhorias e alguns analistas

continuaram a rever em baixa as previsões para a procura, mas o mercado físico de petróleo bruto esteve bem suportado. Os preços do Brent Datado oscilaram entre USD 46,445/bbl e USD 71,460/bbl. Este fortalecimento deveu-se particularmente a depreciação do dólar dos EUA e a percepção de que a economia mundial estava a progredir em virtude da melhoria do mercado bolsista.

No 3º trimestre o preço mais baixo foi de USD 58,590/bbl alcançado em meados de Julho, enquanto que o mais alto de USD 74,750/bbl alcançado em Agosto. Neste período os preços do petróleo foram muito mais altos do que os previstos pelos analistas, devido à fraqueza do dólar e a percepção de que as economias estavam a melhorar, fruto de um mercado bolsista mais forte.

No 4º trimestre os preços conservaram a tendência de alta, sendo que nos dois primeiros meses (Outubro e Novembro) oscilaram entre USD 65,525/bbl e USD 78,855/bbl. Este fortalecimento foi, uma vez mais, suportado pela depreciação do dólar norte-americano, bem como pelo fortalecimento da procura de petróleo bruto por parte do mercado Asiático, enquanto que a procura nos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), permaneceu relativamente enfraquecida.

Em resumo, no ano de 2009 a média mensal do Brent Datado fortaleceu em termos absolutos USD 33,585/bbl, passando de USD 43,070/bbl alcançado em Fevereiro para USD 76,655/bbl obtido em Novembro de 2009, devendo-se em parte ao crescimento da procura de petróleo pela China e Índia.

Comportamento das Ramas Angolanas

De forma geral o mercado das ramas angolanas teve bom desempenho. O mês de Fevereiro experimentou um mercado físico muito forte para os carregamentos de Abril, embora isso não tivesse um impacto nos preços do Brent, que continuaram a ser influenciados pelas notícias de uma economia fraca.

No 2º trimestre a situação foi óptima, porquanto os cortes de produção da OPEP teriam reduzido a oferta. Pela primeira vez na história da comercialização, a rama de Cabinda foi cotada em USD 0,450/bbl acima do Brent Datado.

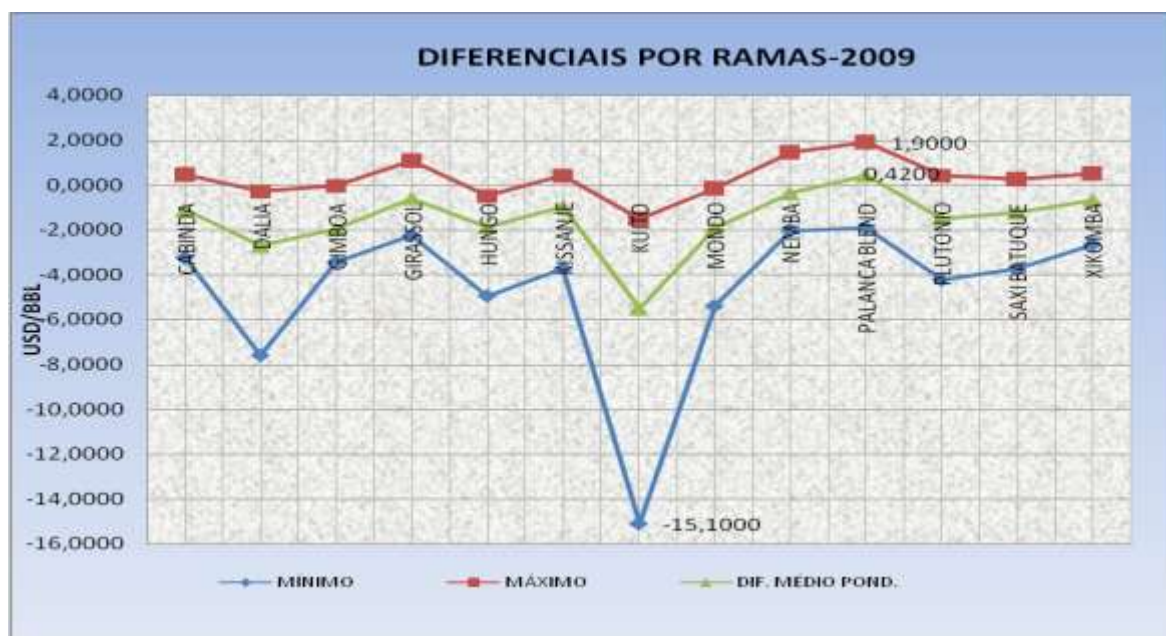
No 3º trimestre os diferenciais das ramas angolanas enfraqueceram relativamente em comparação com o 2º trimestre/09. Mas o bom desempenho voltou a verificar-se no 4º trimestre, particularmente no início do mês de Novembro, quando as ramas Kissanje e Girassol foram cotadas acima do Brent Datado.

Os diferenciais médios verificados por ramas, no ano de 2009 foram os seguintes:

Cabinda (-1,121), Dália (-2,7290), Gimboa (-1,9870), Girassol (-0,6020), Hungo (-1,8970), Kissanje (-0,9850), Kuito (-5,5100), Mondo (-1,9450), Nemba (-0,3720), Palanca Blend (0,4200), Plutónio (-1,5050), Saxi Batuque (-1,2190), Xikomba (-0,684).

O diferencial médio mais alto foi registado na rama Palanca Blend enquanto que o mais baixo foi observado na rama Kuito, tal como se mostra na tabela e gráfico abaixo.

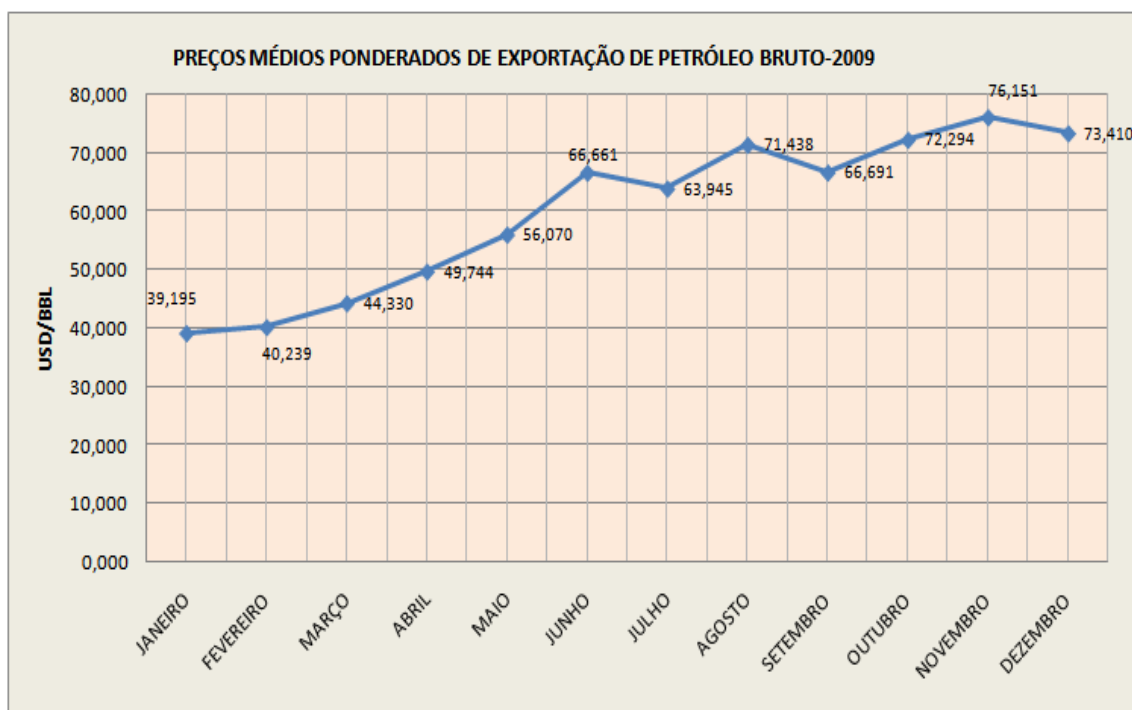
DIFERENCIAIS POR RAMAS - 2009			
			USD/BBL
	MÍNIMO	MÁXIMO	DIF. MÉDIO POND.
CABINDA	-3,2500	0,4500	-1,1210
DÁLIA	-7,6000	-0,3000	-2,7290
GIMBOA	-3,4500	-0,0500	-1,9870
GIRASSOL	-2,2400	1,0700	-0,6020
HUNGO	-4,9500	-0,5000	-1,8970
KISSANJE	-3,7300	0,4000	-0,9850
KUITO	-15,1000	-1,5150	-5,5100
MONDO	-5,4000	-0,1500	-1,9450
NEMBA	-2,0300	1,4500	-0,3720
PALANCA BLEND	-1,9200	1,9000	0,4200
PLUTÓNIO	-4,2300	0,4000	-1,5050
SAXI BATUQUE	-3,7500	0,2500	-1,2190
XIKOMBA	-2,6500	0,5000	-0,6840



Preços Médios de Exportação do Petróleo Angolano

Os preços médios de exportação de petróleo angolano mantiveram uma tendência de alta no decurso do ano de 2009, sendo o mês de Novembro o que registou o preço médio mais elevado de USD 76,151/bbl, justificado fundamentalmente pela desvalorização do dólar norte-americano e pela crescente procura do crude no mercado internacional, em especial na Ásia e Oriente Médio.

O gráfico abaixo mostra a evolução dos preços ao longo do ano.



3.2 Exportação de Petróleo Bruto

As exportações do petróleo bruto angolano cifraram-se em cerca de 647 milhões de barris valorizados em cerca de 39.219 milhões de dólares americanos. O preço médio ponderado alcançado pelas ramas angolanas foi de USD 60,623/BBL contra o preço médio previsto de USD 36,000/ BBL, reflectindo um ganho na ordem dos 24,623 USD por barril.

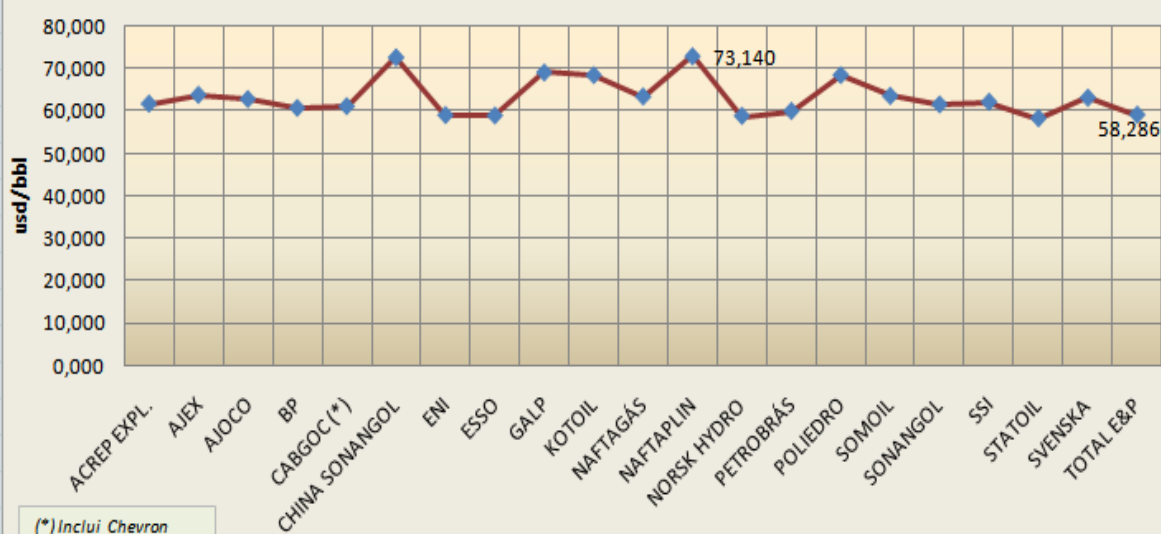
A taxa de crescimento médio anual situa-se na ordem dos 10%, nas exportações efectuadas durante os últimos cinco anos, embora as exportações de 2009 tivessem decrescido um 4,16% em relação ao ano anterior, devido a baixa produção em alguns blocos, por razões operacionais e pelos cortes orientados pela OPEP, tendo em vista a estabilização dos preços no mercado internacional.

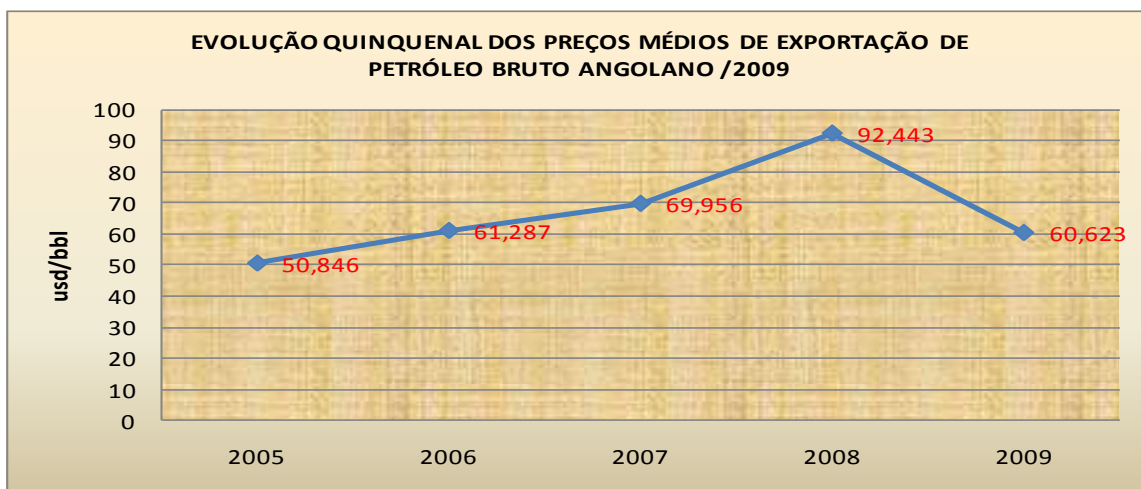
EVOLUÇÃO QUINQUENAL DAS EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO BRUTO

COMPANHIAS	2005		2006		2007		2008		2009		TCMA
	Mil BBLs	Mil Usd	Mil BBLs	Mil Usd	Mil BBLs	Mil Usd	Mil BBLs	Mil Usd	Mil BBLs	Mil Usd	%
ACREP EXPL.	-								626	38.664	
AJEX	509	27.310	210	14.025	250	17.353	180	14257	252	16.106	-16,11
AJOCO	1.700	89.887	2.300	148.467	2.615	184.348	1.952	164.541	2.166	136.191	6,24
BP	44.074	2.231.902	49.536	3.014.333	50.996	3.577.581	72.202	6.631.758	81.428	4.946.526	16,59
CABGOC (*)	60.341	3.106.841	63.804	3.981.642	69.332	4.894.221	59.053	5.567.025	55.663	3.404.065	-2,00
CHINA SONANG.			1.970	128.022	2.955	210.643	985	115.537	1.969	143.519	
ENI	41.885	2.133.552	53.065	3.215.331	47.349	3.289.533	39.933	3.712.417	48.316	2.852.304	3,64
ESSO	66.438	3.340.474	69.644	4.194.770	62.189	4.222.828	66.347	6.090.587	73.597	4.336.885	2,59
GALP	1.826	81.454	2.913	178.732	4.755	350.312	3.798	294.238	2.990	207.042	13,12
KOTOIL							125	5.278	100	6.864	
NAFTAGÁS	320	17.179	553	38.862	1.110	80.887	-	-	988	62.731	32,56
NAFTAPLIN	575	30.316	620	36.633	620	51.291	524	30.634	620	45.369	1,91
NORSK HYDRO	7.736	398.977	3.571	221.634	11.217	762.832	11.401	1.106.585	12.847	755.961	13,52
PETROBRÁS	1.456	75.727	1.082	67.985	659	49.985	392	47.838	574	34.437	-20,77
POLIEDRO							125	5.278	100	6.864	
SOMOIL	260	14.324	1.744	103.968	1.225	92.991	1.690	165.155	2.926	186.148	83,16
SONANGOL	128.944	6.598.368	180.076	11.103.294	244.485	17.314.118	291.291	26.959.789	239.666	14.763.138	16,76
SSI					3.924	339.664	25.581	2.430.181	25.851	1.607.896	
STATOIL	27.418	1.380.812	24.961	1.506.354	28.463	1.908.344	30.379	2.747.909	28.785	1.677.774	1,22
SVENSKA	325	17.420	253	16.722	291	19.944	215	16.877	272	17.207	-4,33
TOTAL E&P	54.935	2.763.865	39.617	2.422.547	73.048	4.990.278	68.852	6.295.617	67.201	3.973.850	5,17
Total geral	438.742	22.308.408	495.919	30.393.320	605.482	42.357.156	675.024	62.401.503	646.938	39.219.541	10,20

(*) Inclui Chevron

Preços Médios de Exportação de Petróleo Bruto Por Companhias/2009

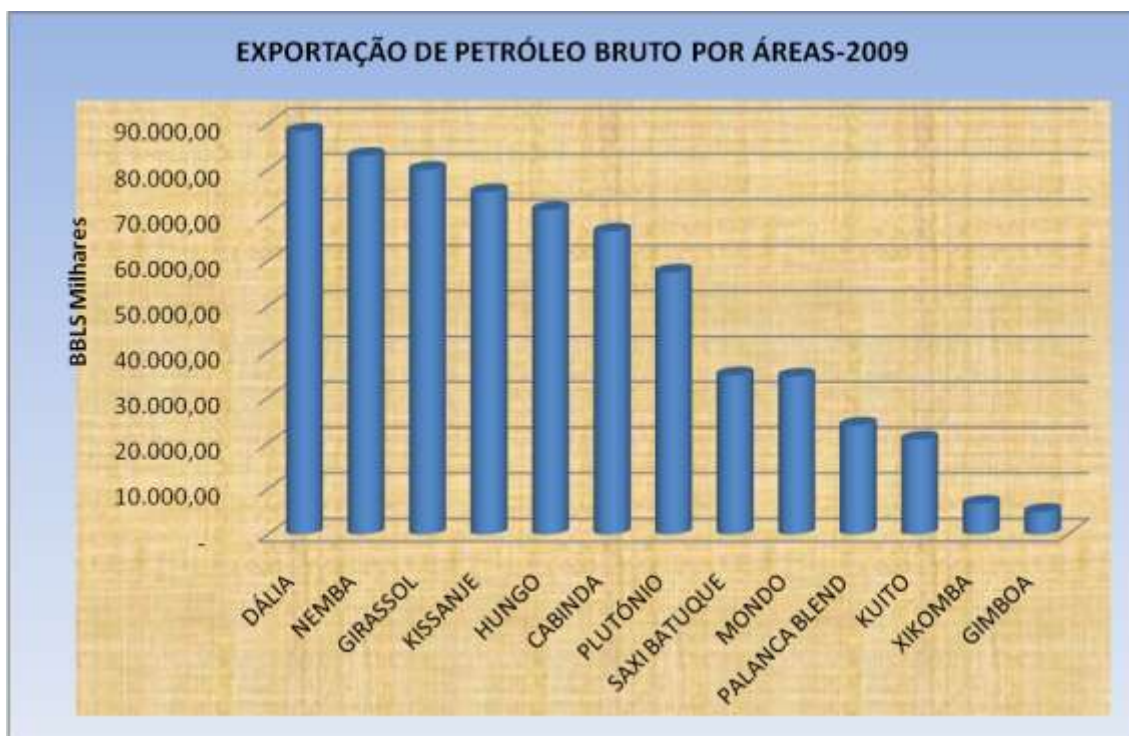




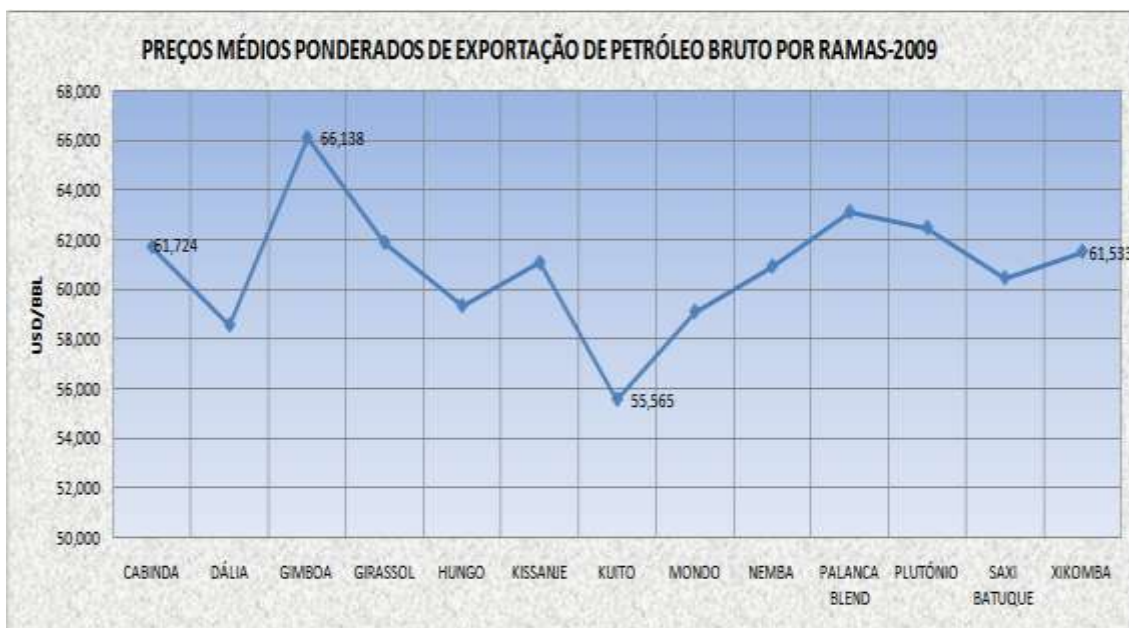
Exportação de petróleo bruto por áreas

Tal como se pode observar na tabela e gráfico abaixo, as exportações por áreas foram lideradas pela rama Dália (13,6%), seguindo-se Nemba (12,8%), Girassol (12,4%), Kissanje (11,6%), Hungo (11%) e Plutónio (8,9%).

EXPORTAÇÃO DE PETRÓLEO BRUTO POR ÁREAS-2009				
RAMAS	%	QUANT (BBLs)	USD/BBL	VALOR (USD)
CABINDA	10,26	66.380.603,00	61,724	4.097.294.693,79
DÁLIA	13,65	88.328.880,00	58,563	5.172.834.750,66
GIMBOA	0,76	4.931.388,00	66,138	326.153.523,56
GIRASSOL	12,35	79.908.137,00	61,894	4.945.799.516,77
HUNGO	11,00	71.141.035,00	59,345	4.221.829.706,78
KISSANJE	11,60	75.020.256,00	61,083	4.582.442.161,14
KUITO	3,21	20.791.309,00	55,565	1.155.272.841,65
MONDO	5,35	34.601.745,00	59,108	2.045.243.993,94
NEMBA	12,82	82.967.733,00	60,939	5.055.981.101,73
PALANCA BLEND	3,69	23.861.103,00	63,135	1.506.473.627,09
PLUTÓNIO	8,88	57.428.856,00	62,497	3.589.112.739,83
SAXI BATUQUE	5,39	34.875.804,00	60,465	2.108.771.534,10
XIKOMBA	1,04	6.700.924,00	61,533	412.330.435,36
Total geral	100	646.937.773,00	60,623	39.219.540.626,40



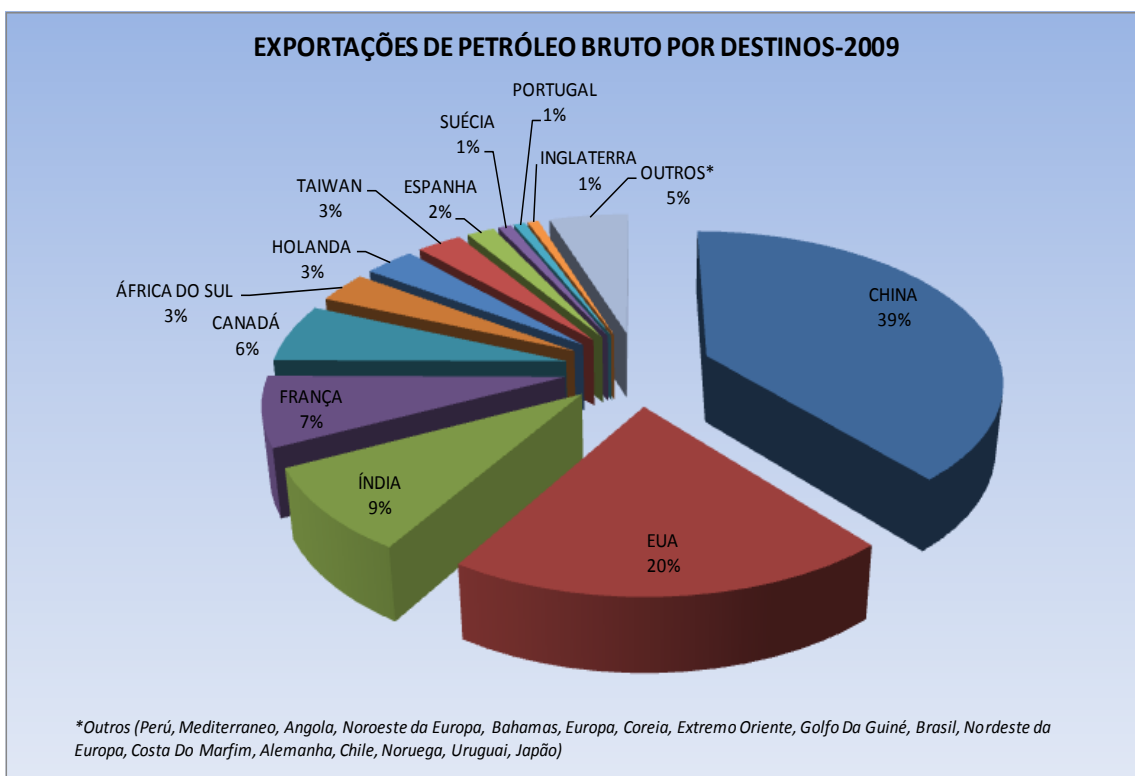
O preço médio mais alto foi registado na rama Gimboa (USD 66,138/BBL), enquanto que o mais baixo foi o da rama Kuito (USD 55,565/BBL).



Exportações de petróleo bruto por destino

Da análise às exportações por país de destino, observamos que a China revelou-se como o principal importador de petróleo bruto angolano, importando 39 % do total. Depois da China, encontramos os Estados Unidos da América, com um volume de importação na ordem dos 20%. Destacam-se ainda da mesma lista, a Índia, a França e o Canadá, com volumes de importação correspondentes à 9%, 7% e 6% respectivamente. Os restantes 20% foram exportados para diversos países.

O país africano que mais petróleo bruto importou de Angola foi a África de Sul com um volume de importação correspondente a 3 % do total do petróleo bruto exportado pelo país.



EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO BRUTO POR DESTINO - 2009			
	QUANT (BBLs)	PREÇO MÉDIO POND.	VALOR (USD)
CHINA	250.908.766	62,90	15.782.193.917,96
EUA	129.347.757	57,83	7.480.554.950,58
ÍNDIA	57.620.113	63,51	3.659.440.851,38
FRANÇA	48.053.325	62,25	2.991.355.886,27
CANADÁ	40.350.452	57,62	2.324.861.005,59
ÁFRICA DO SUL	21.433.625	61,99	1.328.690.110,93
HOLANDA	20.962.439	54,02	1.132.453.546,69
TAIWAN	18.813.818	61,37	1.154.653.223,13
ESPANHA	11.517.329	59,16	681.418.792,19
SUÉCIA	5.557.464	56,57	314.359.543,14
PORTUGAL	4.771.746	58,69	280.067.116,04
INGLATERRA	4.575.934	62,72	287.007.209,56
PERÚ	4.145.940	50,27	208.404.408,49
MEDITERRANEO	3.804.342	47,17	179.433.925,01
ANGOLA	3.258.306	69,59	226.748.981,50
NOROESTE DA EUROPA	2.847.711	55,61	158.350.961,16
BAHAMAS	2.759.856	39,21	108.214.936,12
EUROPA	2.424.147	42,83	103.832.767,25
COREIA	1.899.450	56,46	107.251.489,34
EXTREMO ORIENTE	1.886.091	50,88	95.973.346,25
GOLFO DA GUINÉ	1.854.496	68,52	127.072.112,14
BRASIL	1.854.027	72,76	134.902.361,83
NORDESTE DA EUROPA	952.945	75,55	71.994.994,75
COSTA DO MARFIM	950.090	36,07	34.269.746,30
ALEMANHA	949.761	68,06	64.643.582,94
CHILE	949.706	40,09	38.074.663,26
NORUEGA	905.203	64,55	58.427.232,84
URUGUAI	902.692	41,32	37.299.233,44
JAPÃO	680.242	69,96	47.589.730,32
Total geral	646.937.773	60,62	39.219.540.626,40

EVOLUÇÃO DAS EXPORTAÇÕES DO PETRÓLEO BRUTO POR DESTINO									
DESTINOS	2006		2007		2008		2009		T.C.M.A
	QUANT.BBLs	VALOR - USD	QUANT.BBLs	VALOR - USD	QUANT.BBLs	VALOR-USD	QUANT.BBLs	VALOR - USD	
ÁFRICA DO SUL	8.870.268	543.095.777	23.310.255	1.722.187,308	25.421.370	2.503.382.617,38	21.433.625,00	1.328.690.110,93	34,2
ALEMANHA	949.714	63.187.322			1.899.361	160.391.707,15	949.761,00	64.643.582,94	0,0
AMERICA DO SUL					949.735	119.896.445,87			
ANGOLA*	300.561	17.369.239,04	400.278	25.966,769	603.698	47.914.202,47	3.258.306,00	226.748.981,50	121,3
ARUBA					1.058.486	77.457.888,51			
BAHAMAS					5.479.552	375.612.948,22	2.759.856,00	108.214.936,12	
BRASIL	5.753.286	372.381.922	12.672.673	835.991,246	20.593.550	2.146.121.622,01	1.854.027,00	134.902.361,83	-31,4
CANADÁ	37.394.653	2.359.612.921	37.315.864	2.595.444,353	52.580.245	4.944.532.618,88	40.350.452,00	2.324.861.005,59	2,6
CARAIBAS									
CHILE	17.325.274	1.082.283.092	10.801.797	750.737,815	15.763.866	1.643.568.312,26	949.706,00	38.074.663,26	-62,0
CHINA	162.138.002	9.938.280.959	175.375.550	12.499.105,512	195.250.193	18.609.657.266,42	250.908.766,00	15.782.193.917,96	15,7
COREIA DO SUL	5.767.963	369.549.615	5.294.387	373.065,718	2.848.654	121.876.551,42	1.899.450,00	107.251.489,34	-30,9
COSTA DO MARFIM							950.090,00	34.269.746,30	
ESPANHA	6.902.930	411.467.170	9.711.207	636.136,906	18.778.345	1.502.193.593,67	11.517.329,00	681.418.792,19	18,6
EUROPA					12.867.665	1.076.217.072,83	2.424.147,00	103.832.767,25	
EXTREMO ORIENTE	13.911.237	776.142.996	14.424.264	1.081.769,656	13.246.905	1.253.077.305,65	1.886.091,00	95.973.346,25	-48,6
FRANÇA	22.015.031	1.388.617.025	35.189.952,00	2.483.310,094	36.651.201	3.333.256.107,00	48.053.325,00	2.991.355.886,27	29,7
GOLF DA GUINÉ							1.854.496,00	127.072.112,14	
HOLANDA	1.900.183	103.187.089	21.057.779	1.523.848,066	26.494.459	2.197.678.714,96	20.962.439,00	1.132.453.546,69	122,6
INDIA	9.963.086	602.633.022	33.085.236	2.340.868,737	33.184.414	2.703.225.072,37	57.620.113,00	3.659.440.851,38	79,5
INGLATERRA					5.900.690	466.042.419,48	4.575.934,00	287.007.209,56	
ISRAEL	949.207	49.293.269							
ITÁLIA	949.286	57.052.089	4.170.576	311.167,959	1.309.768	121.343.614,97			
JAPÃO	10.664.341	604.234.432	1.852.602	130.638,427	919.867	95.821.625,52	680.242,00	47.589.730,32	-60,0
MEDITERRÂNEO	1.441.966	81.408.894	994.630	85.279,576	1.887.096	180.691.854,40	3.804.342,00	179.433.925,01	38,2
NORDESTE DA EUROPA							952.945,00	71.994.994,75	
NOROESTE DA EUROPA							2.847.711,00	158.350.961,16	
NORUEGA							905.203,00	58.427.232,84	
NOVA ESCÓCIA			5.962.624	385.716,165					
PERÚ	1.982.255	116.821.032	3.286.903,00	258.042,378	5.786.941	641.086.878,92	4.145.940,00	208.404.408,49	27,9
PORTO RICO	619.999	36.632.640,92	985.012	59.864,104					-100,0
PORTUGAL	965.946	46.428.194	9.476.857	627.718,954	5.820.037	430.325.309,66	4.771.746,00	280.067.116,04	70,3
REINO UNIDO /FRANÇA			949.727	85.878,114	2.877.770	248.882.704,06			
SINGAPURA									
SUÉCIA					2.152.397	237.929.739,68	5.557.464,00	314.359.543,14	
TAILÂNDIA	1.998.999	113.533.373	989.769	57.534,282					
TAIWAN	25.159.095	1.566.125.603	25.210.286	1.779.097,564	18.271.911	1.773.450.418,60	18.813.818,00	1.154.653.223,13	-9,2
URUGUAI					2.896.199	195.627.216,52	902.692,00	37.299.233,44	
USA	157.995.462	9.693.982.088	158.823.443	10.703.275,134	163.529.497	15.194.241.035,94	129.347.757,00	7.480.554.950,58	-6,5
OUTROS			14.140.580	1.004.511,324					
TOTAL GERAL	495.918.744	30.393.319,764	605.482.251	42.357.156,161	675.023.872	62.401.502.954,82	646.937.773,00	39.219.540.626,40	9,3
* Entregas à Refinaria de Luanda									

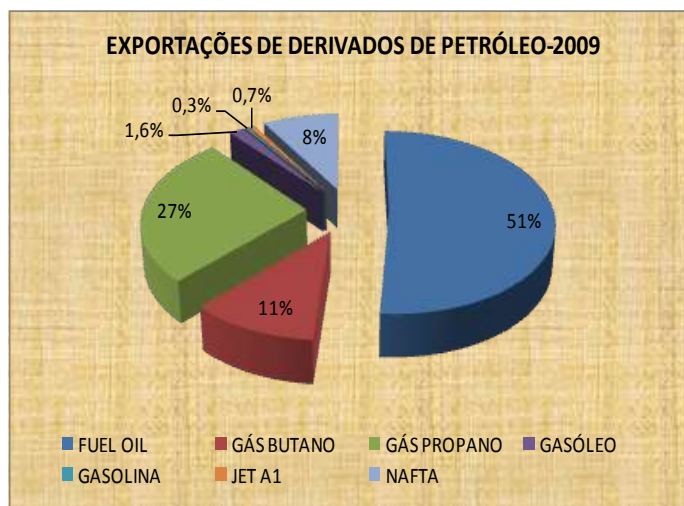
3.3 Exportações de derivados de Petróleo Bruto

O mercado de produtos refinados foi influenciado pelos mesmos factores do mercado do petróleo bruto.

Em 2009 as exportações de derivados de petróleo bruto cifraram-se em 1,19 milhões de toneladas métricas, correspondentes ao valor de 511,5 milhões de dólares.

EXPORTAÇÕES DE PRODUTOS DERIVADOS-2009			
	QUANTIDADE	PREÇO MÉDIO POND.	VALOR
	(T.M.)	(USD/T.M.)	(USD)
FUEL OIL	614.019,00	381,90	234.496.370,78
GÁS BUTANO	129.494,98	484,20	62.701.708,35
GÁS PROPANO	319.948,73	474,31	151.756.311,19
GASÓLEO	19.373,20	504,48	9.773.323,11
GASOLINA	3.816,07	585,97	2.236.096,04
JET A1	8.679,87	545,95	4.738.811,90
NAFTA	102.311,37	447,78	45.812.645,24
Total geral	1.197.643,23	427,10	511.515.266,61

Tal como se ilustra no gráfico, e a semelhança dos anos anteriores, o fuel oil foi o produto mais exportado, representando 51% do total. Destacam-se, também, as exportações do gás propano, do gás butano e do nafta, representando 27%, 11% e 8%, respectivamente, com relação ao total.

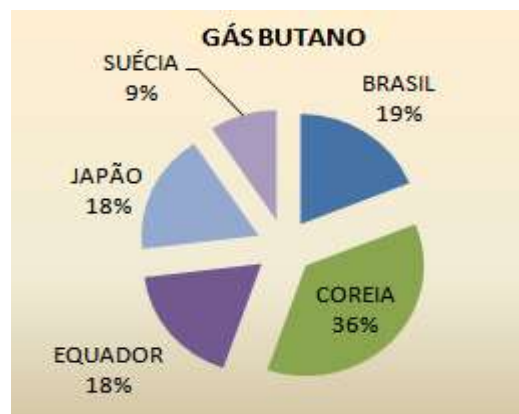
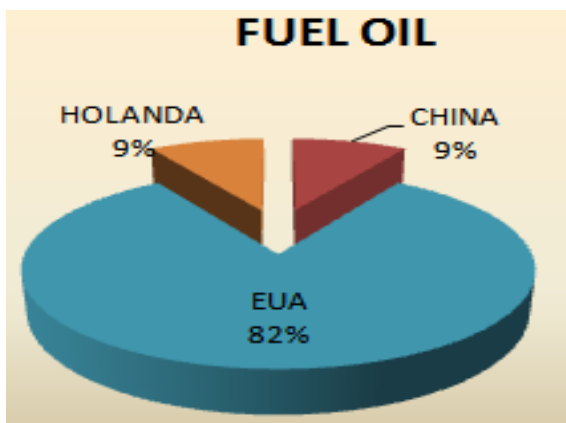


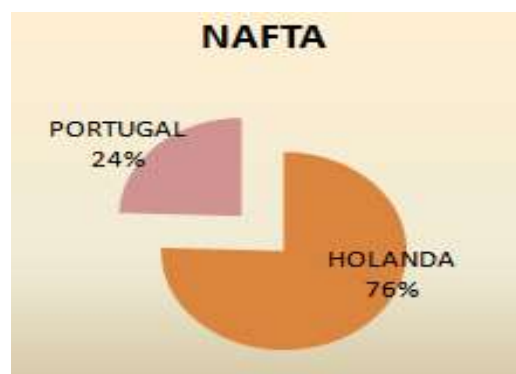
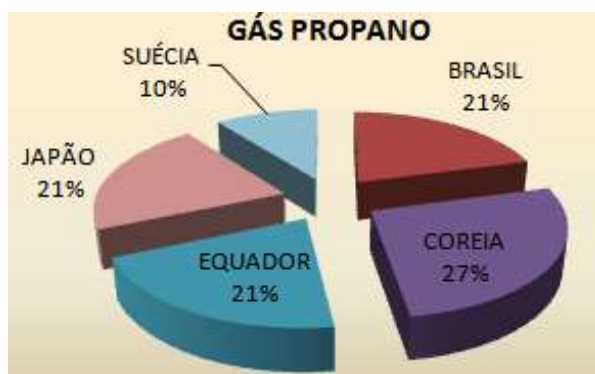
O grosso das exportações dos produtos derivados teve como destino os EUA, registando um 42% do total exportado. Os outros destinos destacáveis foram a Coreia e a Holanda, representando, em cada caso, 11% aproximado do total exportado.



Em relação aos tipos de produtos derivados, a situação observada foi a seguinte:

Do total do Fuel oil exportado, a maior quantidade teve como destino os EUA, numa quantidade que representa 82% do total exportado. Em relação ao Gás Butano, o destino principal foi a Coreia do Sul. O Gás Propano foi exportado para a Coreia, Equador, Brasil e Japão, quase nas mesmas proporções. A Nafta foi exportada maioritariamente para Holanda, enquanto que o Gasóleo, a Gasolina e o Jet A1 conheceram somente um único destino, S. Tomé e Príncipe.





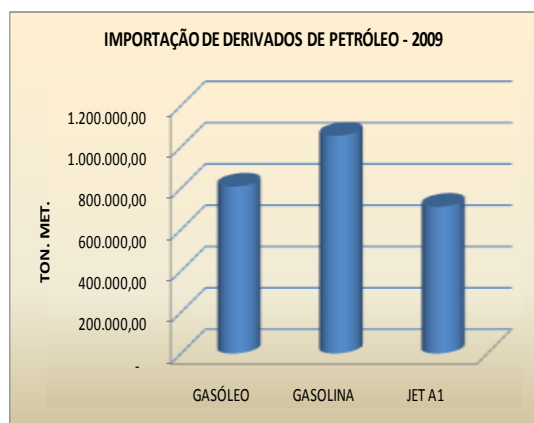
EXPORTAÇÕES DE DERIVADOS POR DESTINOS - 2009								UM: T.M.
	FUEL OIL	GÁS BUTANO	GÁS PROPANO	GASÓLEO	GASOLINA	JET A1	NAFTA	Total geral
BRASIL		24.487,75	66.340,74					90.828,49
CHINA	55.294,84							55.294,84
COREIA		47.150,00	86.421,00					133.571,00
EQUADOR		22.981,96	66.215,67					89.197,63
EUA	503.250,91							503.250,91
HOLANDA	55.473,25						77.259,26	132.732,50
JAPÃO		22.831,28	67.852,32					90.683,60
PORTUGAL							25.052,12	25.052,12
S.TOMÉ				19.373,20	3.816,07	8.679,87		31.869,15
SUÉCIA		12.044,00	33.119,00					45.163,00
Total geral	614.019,00	129.494,98	319.948,73	19.373,20	3.816,07	8.679,87	102.311,37	1.197.643,23

No decurso dos últimos 5 anos registou-se uma taxa de crescimento médio anual nas exportações de derivados, na ordem dos 7%. Em relação ao ano de 2008 verificou-se um declínio nas exportações dos derivados de petróleo de cerca de 4,5%, fruto das diferentes situações vividas pelo mercado internacional.

EVOLUÇÃO QUINQUENAL DAS EXPORTAÇÕES DE DERIVADOS DE PETRÓLEO BRUTO							UM: TON. MET.
PRODUTOS	2005	2006	2007	2008	2009	T.C.M.A.	
FUEL OIL	596.788	608.241	559.047	555.278	614.019	0,7	
GÁS BUTANO	53.630	193.920	176.271	180.696	129.495	24,7	
GÁS PROPANO	75.590	342.396	365.528	384.537	319.949	43,4	
GASÓLEO	25.602	36.514	15.265	12.307	19.373	-6,7	
GASOLINA	17.927	17.173	7.468	5.498	3.816	-32,1	
JET A1	15.830	14.505	5.041	7.811	8.680	-13,9	
NAFTA	85.775	147.790	150.602	105.289	102.311	4,5	
SLOPS			3.653				
KEROZENE				3.353			
LPG	48.168						
Total geral	919.310	1.360.538	1.282.874	1.254.769	1.197.643	6,8	

3.4 Importações de Produtos Derivados

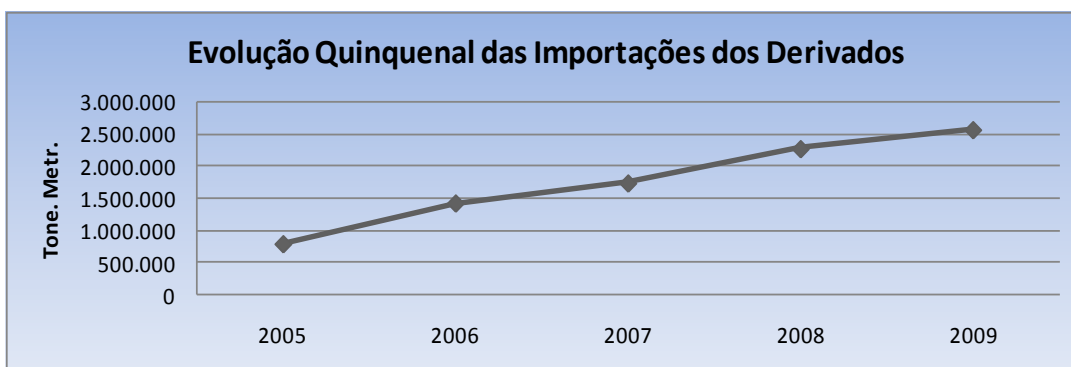
Ao longo do ano de 2009 as importações de produtos derivados do petróleo bruto atingiram um total de 2,6 milhões de T.M., correspondente a 1.664,5 milhões de dólares. A gasolina foi o produto mais importado, representando cerca de 40% do total das importações, seguido do gásóleo (29,7%) e do JET 1 (26%).



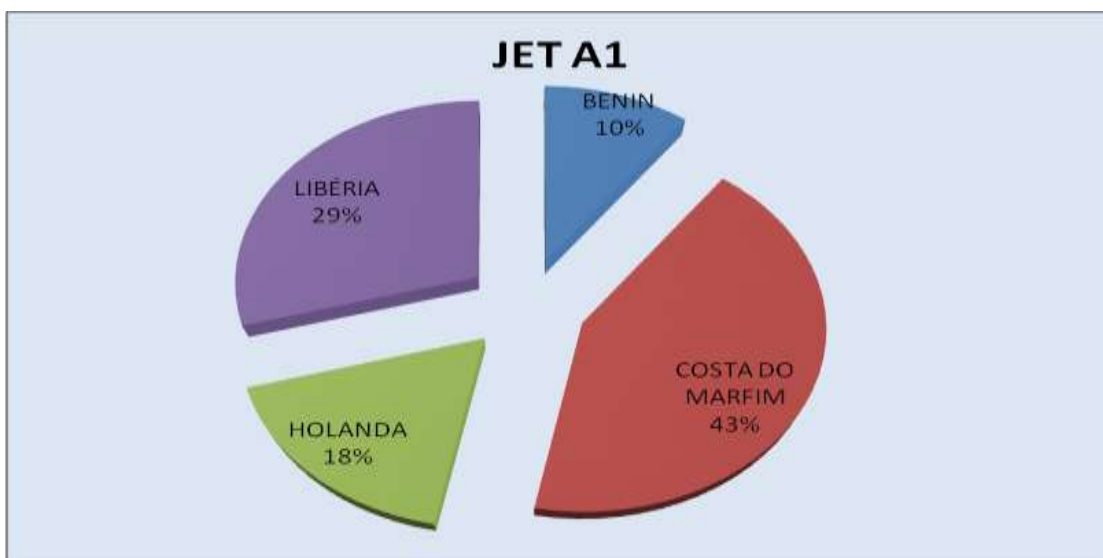
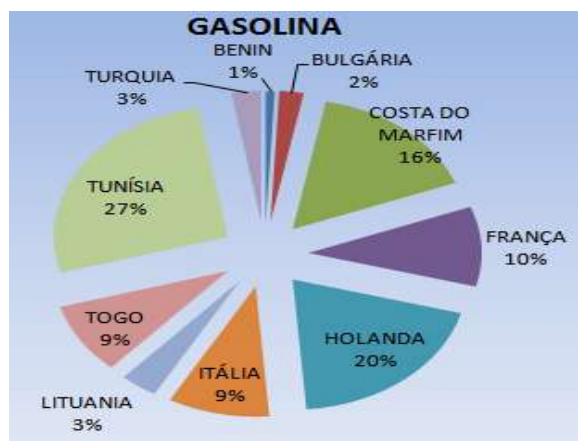
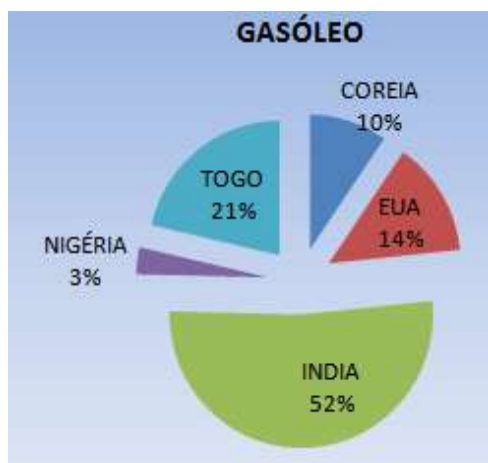
IMPORTAÇÕES DE PRODUTOS DERIVADOS		
Produto	QUANT (TON.METRI.)	VALOR (USD)
GÁSÓLEO	807.388,36	562.709.170,59
GASOLINA	1.053.434,63	642.299.215,01
JET A1	709.571,49	459.501.851,81
Total geral	2.570.394,47	1.664.510.237,41

Nos últimos 5 anos observou-se uma taxa de crescimento médio anual nas importações de produtos derivados, na ordem dos 34,6%. Comparativamente ao ano de 2008 o incremento registado foi de 13%, devido ao aumento nas importações de gasolina e Jet A1, tal como se ilustra no quadro seguinte.

EVOLUÇÃO QUINQUENAL DAS IMPORTAÇÕES DE DERIVADOS DE PETRÓLEO BRUTO						
UM: T.M.						
Produtos	2005	2006	2007	2008	2009	T.C.M.A.
Gasolina	215.250	251.209	413.977	750.117	1.053.435	48,7
Gasóleo	516.596	1.020.832	1.139.078	1.295.657	807.388	11,8
JETA1	15.768	33.157	116.278	227.308	709.571	159,0
LPG	36.504					
Outros						
Gasolina Aditivada		56.305	28.646			
Betume		2.029	4.232			
Fuel Oil						
TOTAL	784.118	1.363.533	1.702.211	2.273.083	2.570.394	34,6



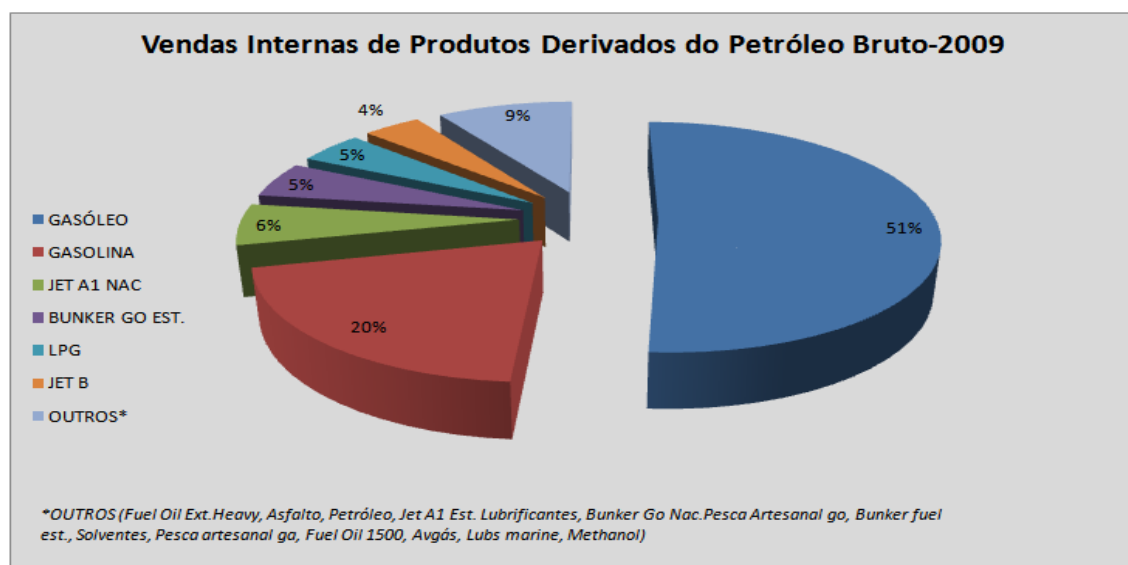
Quanto à origem dos produtos derivados importados em 2009, constata-se que a gasolina foi maioritariamente importada da Tunísia, Holanda e Costa de Marfim, respectivamente; o gasóleo teve como principal proveniência a Índia, enquanto que a maior quantidade do Jet A1 teve como origem a Costa do Marfim.



3.5 Vendas Internas de Produtos Derivados do Petróleo

No ano de 2009 as vendas internas dos produtos derivados de petróleo bruto cifraram-se num total de 3,68 milhões de toneladas métricas, o que corresponde a um valor de 217.196,3 milhões de Kwanzas. Os produtos mais vendidos foram o gásóleo e a gasolina na ordem dos 51% e 20%, respectivamente.

Vendas Internas de Produtos Derivados - 2009		
Produtos	Quantidades (T.M.)	Valor (AKZ)
LPG	164.627,50	9.009.180.521,76
GASOLINA	750.439,20	37.007.287.552,27
PETRÓLEO	63.129,70	1.767.035.903,73
GASÓLEO	1.883.459,70	60.510.704.626,68
FUEL OIL 1500	688,00	17.175.772,50
FUEL OIL EXT.HVY	101.131,00	1.719.220.200,00
ASFALTO	77.123,90	1.187.329.725,80
LUBRIFICANTES	24.464,40	4.889.587.633,46
SOLVENTES	1.937,00	66.156.160,00
METHANOL	25,50	580.500,00
AVGÁS	302,50	22.517.763,67
JET B	146.682,80	7.448.489.816,00
JET A1 NAC	213.072,10	17.741.795.732,07
JET A1 EST.	46.172,50	3.035.284.368,27
BUNKER GO NAC.	13.562,90	1.149.507.136,49
BUNKER GO EST.	184.603,70	70.785.164.173,50
BUNKER FUEL NAC.	0,00	0,00
BUNKER FUEL EST.	5.025,00	472.641.750,00
PESCA ARTESANAL GA	1.471,10	60.208.750,00
PESCA ARTESANAL GO	8.512,30	236.940.450,38
LUBS MARINE	252,40	69.511.676,79
TOTAL	3.686.683,20	217.196.320.213,37



Em relação às vendas internas de derivados de petróleo bruto por regiões territoriais, a região Luanda/Bengo é a que mais se destacou em 2009, com 53,3% em relação às vendas globais.

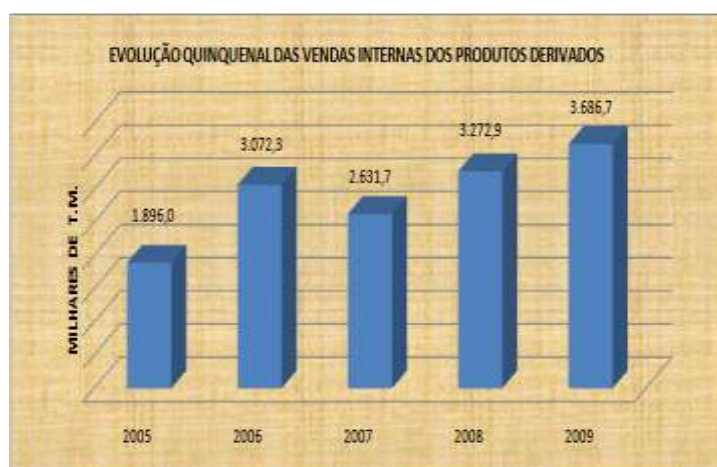
VENDAS INTERNAS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO POR REGIÕES TERRITORIAIS

	Toneladas métricas		
	2008	2009	Crescimento
LUANDA /BENGO	1.712.327,5	1.964.001,0	15%
NORTE	237.133,8	253.908,0	7%
OESTE	347.707,1	386.142,4	11%
SUL	216.720,9	268.905,4	24%
CABINDA	129.858,7	128.570,0	-1%
CENTRO LESTE	139.147,5	185.145,0	33%
NORDESTE	99.051,5	137.926,1	39%
GÁS (LUANDA)	102.810,3	116.979,0	14%
AVIAÇÃO (DAV)	288.170,3	245.106,3	-15%
TOTAL	3.272.927,6	3.686.683,2	12,6

Comparando com o ano de 2008 verifica-se um crescimento das vendas na ordem dos 12,6%, motivado, fundamentalmente, pelos seguintes factores:

- Aumento da rede de postos de abastecimento.
- Melhoria das vias rodoviárias.
- Demanda crescente do gasóleo e gasolina, devido ao aumento do parque automóvel e de motociclos e pela utilização de geradores domésticos e industriais, fruto da constante falta de energia.
- Aumento da frota de distribuição.
- Aumento da capacidade de enchimento de gás.

No período de 2005 a 2009 as vendas internas dos produtos derivados registaram uma taxa de crescimento médio na ordem dos 18%. O gráfico ao lado mostra os detalhes relativos à evolução quinquenal das vendas internas dos produtos derivados.



Por segmentos de negócios, o Consumo apresentou um crescimento em termos absolutos de aproximadamente 388.000 T.M. enquanto que o Retalho apresentou um crescimento absoluto de 96.000 T.M.

VENDAS DE DERIVADOS POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS

Toneladas metricas

	2008	2009	Crescimento
GÁS	140.315	164.628	17,30%
CONSUMO	1.108.064	1.495.882	35,00%
RETALHO	1.433.106	1.528.710	6,70%
AVIAÇÃO	302.176	259.573	-14,10%
MARINHA	265.209	213.175	-19,60%
LUBRIFICANTES	24.058	24.717	2,70%
TOTAL	3.272.928	3.686.683	12,60%

Relativamente ao programa de expansão e melhoria da rede de abastecimento, o sector está a desenvolver o PDR (Plano de Desenvolvimento da Rede de Distribuição) cuja implementação vai proporcionar condições operacionais consideravelmente melhoradas.

Em 2009 as realizações ficaram aquém do planificado, devido fundamentalmente a questões operacionais. Dos 51 postos previstos construir em 2009, consumaram-se 12, e 39 encontram-se em curso.

Construção de Postos de Abastecimento

Províncias	2008	2009		Em Curso
		Plano	Real	
Luanda	1	16	1	15
K.Norte	2	4	1	3
Zaire	1	1	1	0
Uíge	-	2	1	1
Bengo	-	2	-	2
Cabinda	1	4	2	2
Huambo	1	1	1	0
Bié	1	0	0	0
K. Kubango	1	1	0	1
Benguela	-	7	0	7
K. Sul	2	3	0	3
Huíla	-	5	2	3
Namibe	2	1	1	0
Cunene	2	0	0	0
Malange	1	1	1	0
L.Norte	-	1	-	1
L.Sul	-	1	-	1
Moxico	-	1	1	1
Total	15	51	12	39

REABILITAÇÃO DE POSTOS DE COMBUSTÍVEIS				
Províncias	2008	2009		Em
		Plano	Real	Curso
Luanda	1	0	0	0
Bengo	1	1	1	0
Zaire	1	0	0	1
Huambo	2	0	0	0
K.Norte	-	-	-	1
Bié	-	1	-	1
Huíla	-	0	-	-
Malange	2	0	0	0
L.Norte	-	0	-	-
L.Sul	1	0	0	0
Moxico	-	0	-	-
K. Sul	-	-	-	-
Cabinda	-	-	-	-
Namibe	-	-	-	-
total	8	2	1	3

LOGÍSTICA

O Sector está a desenvolver o Plano Director de Armazenagem (PDA), cujo objectivo é ampliar as capacidades de armazenagem de combustíveis e lubrificantes, para garantir a cobertura das necessidades conforme os consumos previstos, bem como a garantia da existência de reservas estratégicas.

Foram observados alguns constrangimentos, abaixo indicados, que estiveram na base de alguns incumprimentos:

- Insuficiente número de Empresas prestadoras de Serviços especializados.
- Dificuldade no desalfandegamento dos materiais importados.
- Deficiente/inexistência e interligação/coordenação de projectos intersectoriais.
- Dificuldade nas transferências cambiais por parte dos empreiteiros para aquisição dos materiais.

CAPACIDADES DE ARMAZENAGEM - TERRA - 2009

LOCAL	Terminais Instalações	Capacidade Existente M3	Capacidade Adicional m3 Plano	Real	Nº de tanques Adicionais		Prazo de Execução		Obs.
					Real	Plano	Início	Fim	
CABINDA	TOC	9.562	0	0	0	0	—	—	
SOYO	TOS	8.250	800	800	1	1	Mai-09	Nov-09	
LUANDA	IBV-1	36.250	0	0	0	0	—	—	a) b)
	IBV-5	51.350	6.000	0	2	0	Mai-09	—	
	TEMAR	40.912	10.000	0	3	0	Mar-09	—	
			16.000	15.000	3	3	Mar-09	Dez-09	
PORTO-AMBOIM	IFO	10.000	0	0	0	0	—	—	
	SONEFE	9.000	0	0	0	0	—	—	
PORTO-AMBOIM	TOPA	8.400	30.700	8.400	9	4	Mar-10	Ago-09	c)
LOBITO	TOL	80.199	0	0	0	0	—	—	
	KILEVA	9.000	0	0	0	0	—	—	
NAMIBE	TON	28.950	0	0	0	0	—	—	d)
LUBANGO	ICL-1	709	500	500	2	2	Mar-09	Nov-09	e)
	ICL-2	469	0	0	0	0	—	—	e)
HUAMBO	ICH	10.955	250	250	1	1	Mar-09	Dez-09	
MALANGE	ICM-1	320	0	0	0	0	—	—	
	ICM-K	5.000	0	0	0	0	—	—	
BIÉ	ICB	1.131	0	0	0	0	—	—	
LUCALA	ICKN	433	1.500	0	6	0	Mai-09	—	f)
	TOTAL	310.890	65.750	24.950	27	11			

a) Em reabilitação os tanques T303 -2.440 m3 e T305 – 3.600 m3;

b) Concluídos e entregues 3 TK's (15.000 m3); Por entregar no prazo, mais 3 TK's (11.000 m3)

c) Entregues 4 TK's (8.400 m3); Demolidos 4TK's (4.700 m3);

d) Diminuição das capacidades devido a diferença encontrada após calibração dos tanques;

e) Concluídos fora dos prazos devido ao atraso na aquisição dos materiais e acessórios;

f) Em curso interligação e pintura dos tanques.

Devido aos constrangimentos atrás apontados, a actividade desenvolvida em 2009, resultou num aumento das capacidade de armazenagem em terra, de apenas 8%, passando de 310.890 m3 para 335.840 m3. O Programa para o ano, previa um aumento de capacidade de 56.750 m3, tendo-se realizado apenas 37,9%, como resultado da instalação de apenas 40% de tanques adicionais em relação ao previsto.

CAPÍTULO IV

FINANÇAS

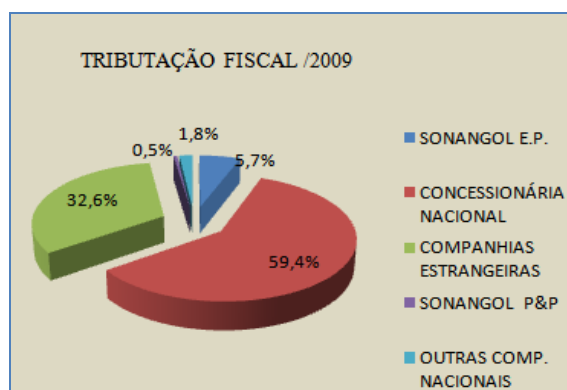
Execução Fiscal

Durante o ano económico de 2009 as companhias petrolíferas que operam na costa ocidental angolana pagaram impostos e taxas no valor de AKZ 1.433.157,6 Milhões, dos quais AKZ 850.848,12 Milhões foram pagos pela Sonangol como Concessionária Nacional.

As receitas fiscais foram distribuídas conforme o quadro a seguir:

	AKZ
SONANGOL E.P.	81.360.209.378,06
CONCESSIONÁRIA NACIONAL	850.848.117.976,24
COMPANHIAS ESTRANGEIRAS	467.740.754.406,30
SONANGOL P&P	7.168.289.036,61
OUTRAS COMP. NACIONAIS	26.040.229.543,01
TOTAL GERAL	1.433.157.600.340,22

O gráfico mostra o volume da tributação dos grandes contribuintes do sector petrolífero, sendo a Concessionária Nacional a que mais contribuiu com 59,4%, correspondente à receita de partilha da produção. Em seguida as Companhias Estrangeiras com 32,6%, a Sonangol E.P. com 5,7%, as Empresas Nacionais Privadas com 1,8% e finalmente a Sonangol P&P com 0,5%.



Relativamente aos tipos de tributo, o quadro seguinte mostra a receita arrecadada no período económico em análise:

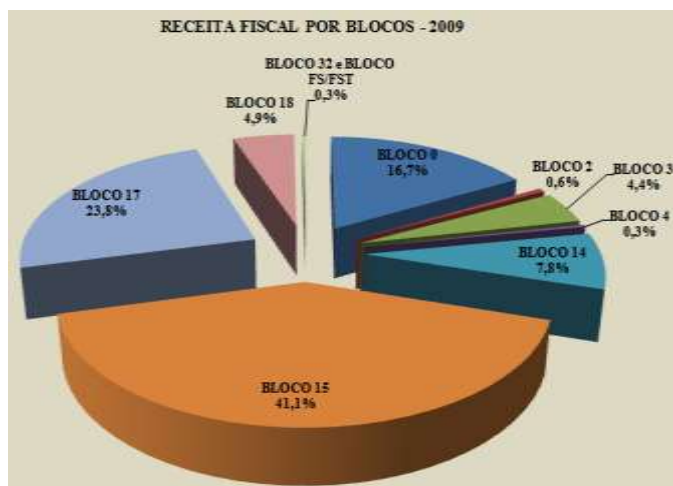
RECEITA POR TIPOS DE TRIBUTO - 2009	
	AKZ
Imp. Rendim. Petr. (I.R.P.)	433.215.633.980,63
Imp. Prod. Petrol. (I.P.P.)	108.482.887.153,90
Taxa de Trans. Petrol. (T.T.P.)	15.924.071.670,12
Pagament. Ext. E outros	24.686.889.559,33
Recebimentos da CONC. NAC.	850.848.117.976,24
TOTAL	1.433.157.600.340,22



Do total tributado pelo sector petrolífero o Imposto sobre o Rendimento de Petróleo (IRP), representa 30%, seguindo-se o Imposto sobre a Produção de Petróleo (IPP) com 7,6% e a Taxa de Transação de Petróleo (T.T.P.) com 1,1%. Tal proporção deve-se ao facto de que o IRP é pago por todas as companhias dos blocos em produção e o imposto sobre a produção de petróleo (IPP) é simplesmente cobrado ao Bloco 0 e a Associação FS/FST.

É de referir que da receita total arrecadada no exercício económico de 2009 incluiu-se o valor de 24.686,8 Milhões de Kwanzas referente aos pagamentos extraordinários deliberados nas Comissões de Fixação e Revisão dos anos anteriores e das taxas de superfícies.

Em relação às contribuições por Blocos, o Bloco 15 foi o que mais contribui com um 41,1%. Destacam-se também o Bloco 17 com 23,8%, o Bloco 0 com 16,7%, o Bloco 14 com 7,8%, o Bloco 18, com 4,9% e o Bloco 3 com uma contribuição que se cifrou na ordem dos 4,4%.

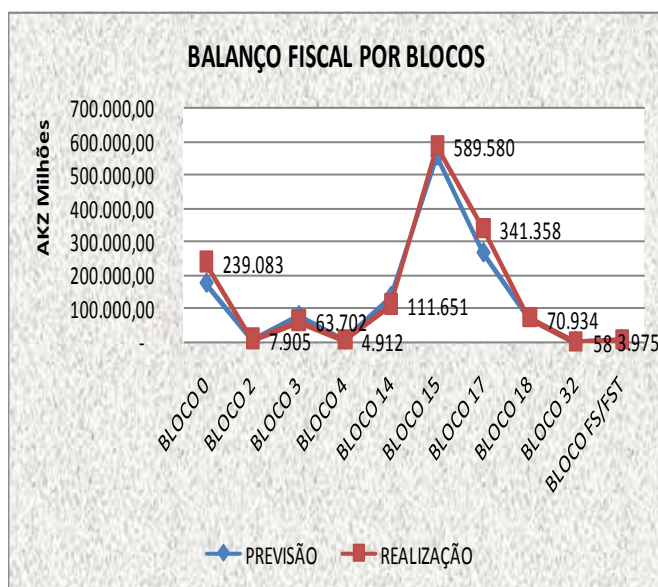


Por companhias, tal como se mostra no gráfico abaixo, a Cabgoc foi a empresa que mais contribuiu durante o exercício fiscal em referência, com uma participação de 8% do total da receita, a Sonangol E.P. com 5,68%, a BP com 5,65%, a ESSO com 5,63%, a TOTAL com 5,45%, e a ENI com 4,64%.



Previsão vs Realização

De acordo com os dados apresentados no gráfico e quadros abaixo, a realização fiscal superou de forma global o rendimento anual previsto em 10,53%, embora existam situações em que as receitas previstas encontrem-se acima das realizações. Portanto, concluímos que o grau do cumprimento do exercício fiscal no ano de 2009 foi satisfatório.



BALANÇO FISCAL POR BLOCOS-2009			
UM: AKZ MILHÕES			
BLOCOS	RENDIMENTO FISCAL ANUAL		
	PREVISÃO	REALIZAÇÃO	Desvio %
BLOCO 0	174.869	239.083	36,72
BLOCO 2	6.581	7.905	20,12
BLOCO 3	77.280	63.702	-17,57
BLOCO 4	4.484	4.912	9,56
BLOCO 14	135.016	111.651	-17,30
BLOCO 15	555.831	589.580	6,07
BLOCO 17	265.935	341.358	28,36
BLOCO 18	71.263	70.934	-0,46
BLOCO 32	-	58	-
BLOCO FS/FST	5.333	3.975	-25,46
TOTAL	1.296.591	1.433.158	10,53

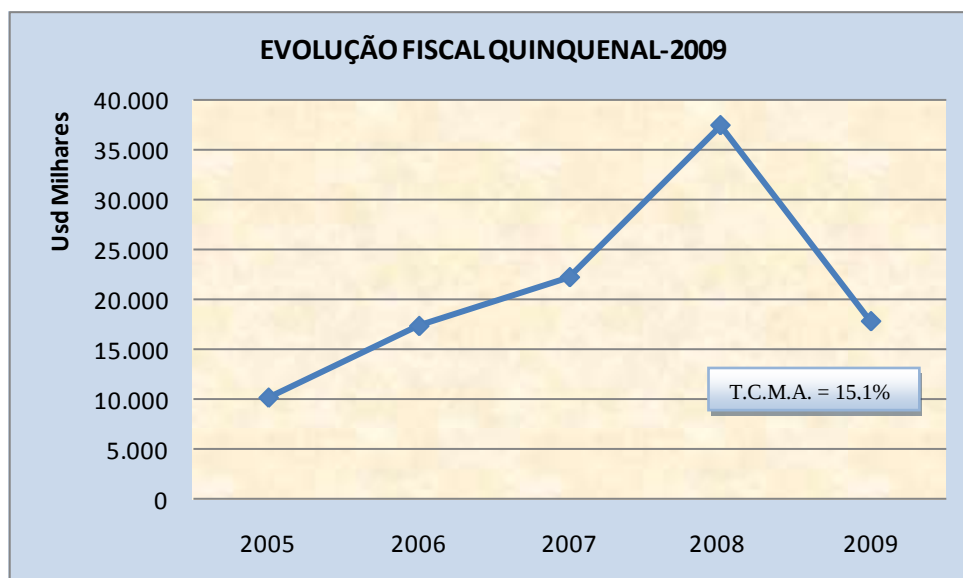
BALANÇO FISCAL POR COMPANHIAS - 2009			
UM: AKZ MILHÕES			
BLOCOS	RENDIMENTO FISCAL ANUAL		
	PREVISÃO	REALIZAÇÃO	Desvio %
ACREP	-	236	-
AJOCO (AJEX)	1.422	709	-50,16
BP	68.323	80.963	18,50
CABGOC (*)	119.718	117.768	-1,63
CHINA SNL	4.045	110	-97,28
CONC. NAC.	811.005	850.848	4,91
ENI	45.120	66.539	47,47
ESSO	50.986	80.636	58,15
GALP	3.929	2.252	-42,67
INA NAFTA	-	156	-
KOTOIL	82	43	-48,42
NAFTAGÁS	171	143	-16,76
NORSK HYDRO	9.012	10.019	11,17
PETROBRÁS	233	307	31,70
POLIEDRO	82	43	-48,42
SNGL. SIN. INT.	21.779	23.621	8,46
SOMOIL	3.640	1.988	-45,40
SNGL EP	37.927	81.360	114,52
SNGL P&P	25.373	7.168	-71,75
STATOIL	25.632	30.062	17,28
SVENSKA	232	59	-74,47
TOTAL	67.877	78.128	15,10
TOTAL GERAL	1.296.591	1.433.158	10,53

(*) Inclui Chevron

Evolução Fiscal Quinquenal

Durante o quinquênio 2005-2009, a receita petrolífera arrecadada através dos Impostos sobre o Rendimento de Petróleo (IRP), Imposto sobre a Produção de Petróleo, Taxa de Transação de Petróleo (T.T.P.), Recebimentos da Concessionária Nacional teve um crescimento médio anual na ordem dos 15,1%.

Entretanto, se comparamos a receita do exercício fiscal em análise com a do ano de 2008, observamos uma diminuição na ordem dos 52%. As razões deste decréscimo devem-se à factores de vária ordem, destacando-se fundamentalmente o facto do barril de petróleo ter sido comercializado a um preço médio muito inferior ao do ano de 2008, fruto da crise financeira internacional, a baixa produção devido às restrições impostas pela OPEP, assim como as perdas de produção por razões operacionais.



Evolução Fiscal Por Blocos

As perdas de produção observadas ao longo do ano de 2009 em alguns Blocos, assim como o declínio do preço médio do barril de petróleo marcaram significativamente o índice baixo das receitas arrecadadas no ano de 2009, comparativamente aos anos de 2008 e 2007.

EVOLUÇÃO QUINQUENAL DAS RECEITAS PETROLÍFERAS POR BLOCOS					UM: M USD
	2005	2006	2007	2008	2009
BLOCO 0	4.413.476	5.888.720	5.376.961,00	7.348.920	2.990.152
BLOCO 02	294.384	254.845	164.828,00	324.395	101.364
BLOCO 03	1.496.914	1.314.918	12.000.054,00	1.778.118	794.731
BLOCO 04	0	0	-	0	58.899.383
BLOCO 14	210.300	741.199	1.586.342,00	3.162.826	1.402.762
BLOCO 15	2.227.311	5.801.235	7.683.485,00	13.805.359	7.317.512
BLOCO 17	1.379.090	3.150.605	5.862.952,00	9.542.566	4.208.862
BLOCO 18	0	0	143.004,00	1.385.974	878.604
BLOCO 32	0	0	-	0	770
BLOCO FS/FST	123.572	168.897	192.208,00	81.264	49.290
TOTAL	10.145.946	17.319.520	22.209.835,00	37.429.421	17.802.946

Evolução Fiscal Por Companhias

A evolução da receita petrolífera por companhias no quinquênio 2005-2009 mostra-se na tabela abaixo:

EVOLUÇÃO QUINQUENAL DE IMPOSTOS POR COMPANHIAS					UM: M USD
	2005	2006	2007	2008	2009
COMPANHIAS ESTRANGEIRAS					
AJOCO/AJEX	19.159	16.519	21.168	13.738	9.268
BP EXPL. ANGOLA	407.378	989.497	904.351	2.043.199	1.010.151
CABGOC (*)	1.848.786	2.785.187	2.742.294	3.783.142	1.483.451
ENI ANGOLA	703.804	1.298.253	910.614	2.034.325	835.178
ESSO	611.197	1.473.761	1.051.469	2.143.138	1.004.944
INA NAFTA/ NAFTGÁS	15.075	6.567	14.447	14.446	3.623
NORSK HYDRO	65.501	86.889	251.372	403.080	125.271
PETROBRÁS	13.713	7.799	6.286	5.636	3.927
GALP-ENERGIA	8.729	18.860	55.650	123.241	27.702
STATOIL	237.308	515.983	538.511	996.926	378.222
SVENSKA	3.292	1.848	2.130	3.899	755
TOTAL	891.601	1.068.528	1.627.384	2.790.535	984.979
SUB-TOTAL	4.825.544	8.269.690	8.125.677	14.355.305	5.867.471
COMPANHIAS NACIONAIS					
SONANGOL	1.794.521	2.193.875	2.273.962	2.496.658	1.105.573
ACREP	0	0	0	-	2.879
CHINA SONANGOL	0	33.596	19.998	10.078	1.368
KOTOIL	0	0	0	-	548
POLIEDRO	0	0	0	-	548
SNGL. SINOPEC INT.	0	0	29.557	509.296	295.001
SOMOIL	0	6.272	12.551	25.947	24.568
SUB-TOTAL	1.794.521	2.233.743	2.336.068	3.041.978	1.430.485
CONCESSIONÁRIA NACIONAL					
CONC. NACIONAL	3.524.981	6.816.087	11.748.090	20.032.138	10.504.991
TOTAL	10.145.046	17.319.520	22.209.835	37.429.421	17.802.946

(*) Inclui Chevron

DADOS GERAIS SOBRE A RECEITA ARRECADADA EM 2009						
COMPANHIAS	IRP	IPP	T.T. P.	PAG. EXTR. E OUTR.	REC. CONC.	UM: AKZ
						TOTAL
BLOCO 0	98.882.924.585,10	107.134.573.506,87	15.924.071.670,12	17.141.101.399,00		239.082.671.161,08
CABGOC (Chevron)	44.222.547.536,41	41.352.072.225,08	8.691.525.051,27	12.996.725.522,00		107.262.870.334,76
CONCESSIONARIA NAC.						0,00
ENI ANGOLA	11.710.989.583,25	9.686.266.035,80	275.142.271,73	3.352.217.037,00		25.024.614.927,78
SONANGOL EP	32.613.551.724,01	45.484.818.413,03	3.261.839.241,02	0,00		81.360.209.378,06
TOTAL	10.335.835.741,42	10.611.416.832,96	3.695.565.106,10	792.158.840,00		25.434.976.520,48
BLOCO 02	1.116.351.046,78	0,00	0,00	137.642.386,66	6.650.828.441,59	7.904.821.875,03
CABGOC (Chevron)	193.458.870,28	0,00	0,00	87.892.942,66		281.351.812,94
CONCESSIONARIA NAC.					6.650.828.441,59	6.650.828.441,59
KOTOIL	42.535.662,00	0,00	0,00	0,00		42.535.662,00
PETROBRÁS	257.749.676,60	0,00	0,00	49.749.444,00		307.499.120,60
POLIEDRO	42.535.662,00	0,00	0,00	0,00		42.535.662,00
SOMOIL	66.836.084,28	0,00	0,00	0,00		66.836.084,28
SONANGOL P&P	513.235.091,62	0,00	0,00	0,00		513.235.091,62
BLOCO 03	5.293.206.462,51	0,00	0,00	29.694.728,41	58.378.906.790,47	63.701.807.981,40
AJEX (Ajoco)	19.894.297,93	0,00	0,00	0,00		19.894.297,93
AJOCO	688.873.863,86	0,00	0,00	0,00		688.873.863,86
CHINA SONANGOL	110.041.080,10	0,00	0,00	0,00		110.041.080,10
CONCESSIONARIA NAC.					58.378.906.790,47	58.378.906.790,47
ENI ANGOLA	739.648.607,05	0,00	0,00	0,00		739.648.607,05
INA NAFTA	155.050.358,00	0,00	0,00	1.136.942,93		156.187.300,93
NAFTAGÁS	118.675.240,25	0,00	0,00	23.951.399,49		142.626.639,74
SOMOIL	207.458.630,76	0,00	0,00	0,00		207.458.630,76
SONANGOL P&P	1.441.751.991,31	0,00	0,00	0,00		1.441.751.991,31
SVENSKA	54.575.439,00	0,00	0,00	4.606.386,00		59.181.825,00
TOTAL	1.757.236.954,25	0,00	0,00	0,00		1.757.236.954,25
BLOCO 04	2.931.390.915,71	0,00	0,00	611.485.797,00	1.369.132.135,01	4.912.008.847,72
ACREP	236.352.589,79	0,00	0,00	0,00		236.352.589,79
CONCESSIONARIA NAC.					1.369.132.135,01	1.369.132.135,01
NORSK HYDRO	1.494.599.767,69	0,00	0,00	0,00		1.494.599.767,69
SOMOIL	237.327.881,00	0,00	0,00	0,00		237.327.881,00
SONANGOL P&P	963.110.677,23	0,00	0,00	611.485.797,00		1.574.596.474,23
BLOCO 14	20.524.351.376,50	0,00	0,00	3.372.170.350,65	87.754.972.259,62	111.651.493.986,77
CABGOC (Chevron)	6.579.768.979,70	0,00	0,00	1.854.502.968,65		8.434.271.948,35
CONCESSIONARIA NAC.					87.754.972.259,62	87.754.972.259,62
ENI ANGOLA	5.939.794.815,65	0,00	0,00	769.530.787,00		6.709.325.602,65
GALP-ENERGIA	2.252.432.108,52	0,00	0,00	0,00		2.252.432.108,52
SONANGOL P&P	2.928.922.551,37	0,00	0,00	0,00		2.928.922.551,37
TOTAL	2.823.432.921,26	0,00	0,00	748.136.595,00		3.571.569.516,26
BLOCO 15	148.608.310.271,59	0,00	0,00	553.060.118,00	440.418.507.183,02	589.579.877.572,62
BP ANGOLA	38.229.564.075,70	0,00	0,00	241.923.025,00		38.471.487.100,70
CONCESSIONARIA NAC.					440.418.507.183,02	440.418.507.183,02
ENI ANGOLA	33.865.925.666,62	0,00	0,00	199.480.697,00		34.065.406.363,62
ESSO	59.767.264.951,90	0,00	0,00	111.656.396,00		59.878.921.347,90
SONANGOL P&P	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
STATOIL	16.745.555.577,37	0,00	0,00	0,00		16.745.555.577,37
BLOCO 17	104.486.573.957,25	0,00	0,00	2.745.188.692,57	234.126.548.019,53	341.358.310.669,34
BP ANGOLA	17.236.202.002,49	0,00	0,00	91.672.993,00		17.327.874.995,49
CONCESSIONARIA NAC.					234.126.548.019,53	234.126.548.019,53
ESSO	20.535.081.403,03	0,00	0,00	221.751.067,00		20.756.832.470,03
NORSK HYDRO	8.460.287.824,08	0,00	0,00	63.950.878,00		8.524.238.702,08
SONANGOL P&P	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
STATOIL	13.231.064.446,47	0,00	0,00	85.246.517,00		13.316.310.963,47
TOTAL	42.202.266.878,37	0,00	0,00	2.241.225.496,57		44.443.492.374,94
TOTAL EXPLORATION	2.821.671.402,79	0,00	0,00	41.341.741,00		2.863.013.143,79
BLOCO 18	48.784.389.753,19	0,00	0,00	0,00	22.149.223.147,00	70.933.612.900,18
BP ANGOLA	22.510.027.226,86	0,00	0,00	0,00		22.510.027.226,86
BP EXPLORATION	2.653.142.906,33	0,00	0,00	0,00		2.653.142.906,33
CONCESSIONARIA NAC.					22.149.223.147,00	22.149.223.147,00
SNGL. SINOPEC INT.	23.621.219.620,00	0,00	0,00	0,00		23.621.219.620,00
BLOCO 32	0,00	0,00	0,00	58.198.710,04		58.198.710,04
TOTAL	0,00	0,00	0,00	58.198.710,04		58.198.710,04
BLOCO FS/FST	2.588.135.612,01	1.348.313.647,03	0,00	38.347.377,00	0,00	3.974.796.636,04
CABGOC (Chevron)	1.067.984.290,97	682.759.706,92	0,00	38.347.377,00		1.789.091.374,88
CONCESSIONARIA NAC.						0,00
SOMOIL	1.014.107.731,78	461.814.601,31	0,00	0,00		1.475.922.333,09
SONANGOL EP	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
SONANGOL P&P	506.043.589,26	203.739.338,81	0,00	0,00		709.782.928,07
Total geral	433.215.633.980,63	108.482.887.153,90	15.924.071.670,12	24.686.889.559,33	850.848.117.976,24	1.433.157.600.340,22

DADOS GERAIS SOBRE A RECEITA ARRECADADA EM 2009						
UM: USD						
COMPANHIAS	IRP	IPP	T. T. P.	PAG. EXTR. E OUTR.	REC. CONC.	TOTAL
BLOCO 0	1.222.364.925,26	1.337.231.972,17	220.817.156,15	209.737.899,99	0,00	2.990.151.953,56
CABGOC (Chevron)	547.964.121,00	515.149.572,01	132.812.214,00	156.597.136,00		1.352.523.043,00
CONCESSIONARIA NAC.						0,00
ENI ANGOLA	143.732.842,00	119.834.461,00	3.312.959,00	43.191.993,99		310.072.255,99
SONANGOL EP	402.632.593,00	570.107.021,00	41.594.208,00	0,00		1.014.333.822,00
TOTAL	128.035.369,26	132.140.918,16	43.097.775,15	9.948.770,00		313.222.832,57
BLOCO 02	14.427.168,89	0,00		1.675.456,00	85.260.946,00	101.363.570,88
CABGOC (Chevron)	2.482.991,00	0,00		1.070.967,00		3.553.958,00
CONCESSIONARIA NAC.					85.260.946,00	85.260.946,00
KOTOIL	548.055,22			0,00		548.055,22
PETROBRÁS	3.322.335,00	0,00		604.489,00		3.926.824,00
POLIEDRO	548.055,22			0,00		548.055,22
SOMOIL	869.673,44	0,00		0,00		869.673,44
SONANGOL P&P	6.656.059,00	0,00		0,00		6.656.059,00
BLOCO 03	66.910.697,69	0,00		369.324,71	727.451.168,00	794.731.190,40
AJEX (Ajoco)	256.330,18	0,00		0,00		256.330,18
AJOCO	9.011.640,26	0,00		0,00		9.011.640,26
CHINA SONANGOL	1.368.253,00	0,00		0,00		1.368.253,00
CONCESSIONARIA NAC.					727.451.168,00	727.451.168,00
ENI ANGOLA	9.534.943,99	0,00		0,00		9.534.943,99
INA NAFTA	1.777.000,00	0,00		15.278,00		1.792.278,00
NAFTAGÁS	1.529.083,65	0,00		301.767,00		1.830.850,65
SOMOIL	2.630.577,45	0,00		0,00		2.630.577,45
SONANGOL P&P	18.646.704,00	0,00		0,00		18.646.704,00
SVENSKA	703.183,00	0,00		52.279,71		755.462,71
TOTAL	21.452.982,16	0,00		0,00		21.452.982,16
BLOCO 04	34.634.773,14	0,00		7.148.252,99	17.116.357,00	58.899.383,13
ACREP	2.879.244,00			0,00		2.879.244,00
CONCESSIONARIA NAC.					17.116.357,00	17.116.357,00
NORSK HYDRO	17.129.298,00			0,00		17.129.298,00
SOMOIL	2.879.146,14			0,00		2.879.146,14
SONANGOL P&P	11.747.085,00	0,00		7.148.252,99		18.895.337,99
BLOCO 14	270.619.177,82	0,00		39.405.854,19	1.092.736.975,00	1.402.762.007,01
CABGOC (Chevron)	83.166.616,10	0,00		22.251.061,19		105.417.677,29
CONCESSIONARIA NAC.					1.092.736.975,00	1.092.736.975,00
ENI ANGOLA	76.971.607,04	0,00		8.698.310,00		85.669.917,04
GALP-ENERGIA	27.702.086,00	0,00		0,00		27.702.086,00
SONANGOL P&P	37.895.365,00	0,00		0,00		37.895.365,00
TOTAL	44.883.503,68	0,00		8.456.483,00		53.339.986,68
BLOCO 15	1.860.956.524,57	0,00		6.285.081,00	5.450.270.309,00	7.317.511.914,57
BP ANGOLA	477.578.224,96	0,00		2.747.158,00		480.325.382,96
CONCESSIONARIA NAC.					5.450.270.309,00	5.450.270.309,00
ENI ANGOLA	427.645.670,00	0,00		2.254.809,00		429.900.479,00
ESSO	743.869.970,25	0,00		1.283.114,00		745.153.084,25
SONANGOL P&P	0,00	0,00		0,00		0,00
STATOIL	211.862.659,36	0,00		0,00		211.862.659,36
BLOCO 17	1.313.408.699,42	0,00		34.314.902,01	2.861.138.757,00	4.208.862.358,42
BP ANGOLA	216.202.936,27	0,00		1.036.215,00		217.239.151,27
CONCESSIONARIA NAC.					2.861.138.757,00	2.861.138.757,00
ESSO	257.239.692,00	0,00		2.550.829,01		259.790.521,01
NORSK HYDRO	107.418.467,71	0,00		722.862,00		108.141.329,71
SONANGOL P&P	0,00	0,00		0,00		0,00
STATOIL	165.396.067,67	0,00		963.575,00		166.359.642,67
TOTAL	532.816.131,33	0,00		28.574.119,00		561.390.250,33
TOTAL EXPLORATION	34.335.404,44			467.302,00		34.802.706,44
BLOCO 18	607.587.120,13	0,00		0,00	271.016.576,00	878.603.696,13
BP ANGOLA	281.295.834,80	0,00		0,00		281.295.834,80
BP EXPLORATION	31.290.376,33			0,00		31.290.376,33
CONCESSIONARIA NAC.					271.016.576,00	271.016.576,00
SNGL. SINOPEC INT.	295.000.909,00	0,00		0,00		295.000.909,00
BLOCO 32	0,00	0,00		770.292,29		770.292,29
TOTAL	0,00	0,00		770.292,29		770.292,29
BLOCO FS/FST	32.035.184,02	16.820.544,96		434.354,00	0,00	49.290.082,98
CABGOC (Chevron)	13.013.993,00	8.508.086,00		434.354,00		21.956.433,00
CONCESSIONARIA NAC.						0,00
SOMOIL	12.501.019,02	5.687.357,96		0,00		18.188.376,98
SONANGOL EP	0,00	0,00		0,00		0,00
SONANGOL P&P	6.520.172,00	2.625.101,00		0,00		9.145.273,00
Total geral	5.422.944.270,94	1.354.052.517,12	220.817.156,15	300.141.417,18	10.504.991.088,00	17.802.946.449,38

CAPITULO V

INVESTIMENTOS

Durante o ano de 2009, o total de investimentos realizados no Sector Petrolífero ascendeu aos 16,5 biliões de dólares, cerca de 85,1 % do valor previsto, conforme representado no mapa a seguir:

Mil USD				
Mil USD Áreas	Previsão 2009	realizações 2009	%	Custos Operacion.
Bloco 0	2.252.851,0	2.454.821,0	109,0	1.058.998,0
Bloco 1/06	3.032,8	2.124,1	70,0	
Bloco 3/85	16.838,0	13.605,0	80,8	40.865,0
Bloco 3/91	9.600,0	8.308,0	86,5	29.930,0
Bloco 5	7.759,0	2.731,0	35,2	
Bloco 6/06	65.951,0	16.330,0	24,8	
Bloco 8	11.596,9	5.613,1	48,4	
Bloco 14	1.367.690,0	1.053.083,0	77,0	393.471,0
Bloco 15	3.097.341,0	2.432.444,0	78,5	315.000,0
Bloco 15/06	301.539,0	259.535,4	86,1	
Bloco 16	408.299,0	355.522,0	87,1	
Bloco 17	4.293.475,0	3.781.176,0	88,1	687.566,0
Bloco 17/06	271.043,0	178.958,0	66,0	
Bloco 18	1.326.440,0	796.682,0	60,1	273.241,0
Bloco 18/06	209.595,0	196.355,0	93,7	
Bloco 23	13.390,9	6.021,0	45,0	
Bloco 26	22.034,0	11.718,0	53,2	
Bloco 31	2.929.303,0	2.255.950,0	77,0	103,0
Bloco 32	118.979,0	151.066,0	127,0	
Bloco 33	10.248,0	4.121,0	40,2	
FST	53.220,0	53.556,0	100,6	68.157,0
FS	417,0	0,0	0,0	3.802,0
Cabinda Sul	5.976,8	5.976,8	100,0	
Grupo Sonangol:				
- Sonangol E.P.	112.297,0	87.085,0	77,5	
- Cadeia Primária	2.104.688,0	1.833.604,6	87,1	811.726,0
- Cadeia Secundária	69.301,0	192.054,0	277,1	
- Cadeia Resp. Social	275.583,0	309.645,0	112,4	
T O T A L	19.358.488,4	16.468.085,0	85,1	3.682.859,0

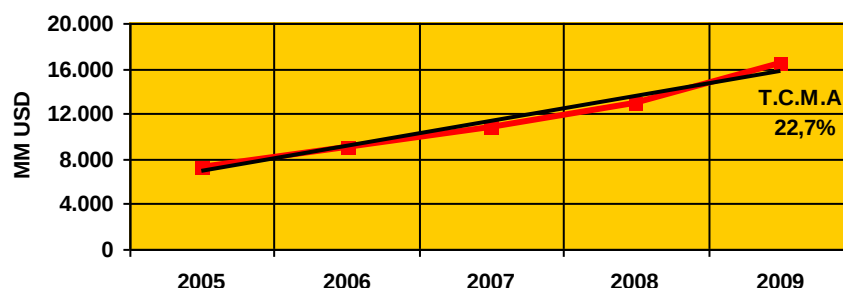
O investimento realizado em 2009 é 27,9% superior ao valor investido em 2008. Tal incremento está relacionado com o esforço financeiro dispendido com os programas de desenvolvimento dos campos, cujos custos foram de 11 biliões de USD, isto é, 66,7% do total investido, destacando-se:

- Bloco 17 – desenvolvimento do projecto PazFlor: 2,5 biliões de USD.
- Bloco 0 – desenvolvimento da área A: 1 bilião de USD.
- Bloco 15 – programa de desenvolvimento: 2,5 biliões de USD.
- Bloco 31 – desenvolvimento do Pólo PSVM: 1,6 biliões de USD.
- Bloco 14 – desenvolvimento do Tombwa-Landana: 0,6 biliões de USD e,
- Bloco 18 – programa de desenvolvimento: 0,7 biliões de USD.

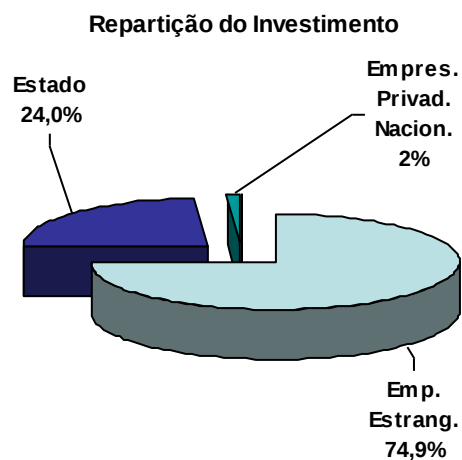
As actividades de pesquisa consumiram cerca de 15,8% do total, sendo o restante 17,5% distribuídos pelas seguintes actividades: Refinação, Distribuição, Logística, Gás Natural, Shipping, Actividades de Apoio e Responsabilidade Social.

Fazendo uma análise da evolução dos investimentos no Sector petrolífero nos últimos 5 anos, verifica-se uma taxa de crescimento médio anual na ordem dos 22,7%, justificados pelo desenvolvimento das áreas descobertas em anos recentes, que se traduzem na manutenção e aumento permanente das reservas de petróleo de Angola e, pelos vários investimentos realizados para as actividades de apoio ao Sector:

	MM USD				
	2005	2006	2007	2008	2009
Pesquisa	694,9	1.276,9	1.522,7	2.926,5	2.615,0
Desenvolvimento	5.490,8	6.976,9	7.997,6	9.315,5	11.035,9
A&S Cap.	125,8	182,3	208,8	223,3	394,7
Refinação	7,5	6,4	6,2	12,1	103,6
Distribuição	49,8	97,4	128,3	42,4	168,7
Outras Actividades	904,6	518,7	979,6	436,3	2.150,1
T o t a i s	7.273,4	9.058,6	10.843,2	12.956,1	16.468,0



Do total de investimentos realizados em 2009, 25,8% (4,2 bilhões) representam o investimento nacional, sendo o restante 74,2% investido por empresas estrangeiras. De realçar que o investimento nacional é representado pela Sonangol e outras empresas nacionais privadas. Assim, do total nacional, 4 bilhões de USD é investimento do Estado, e 211 milhões de USD é investimento de empresas nacionais privadas.



De destacar também as actividades desenvolvidas no âmbito da responsabilidade social das empresas envolvidas na actividade petrolífera nacional, cujos investimentos sociais totalizaram o montante de 45,7 Milhões de USD.

As páginas que seguem, apresentam de forma detalhada e por áreas de operações petrolíferas, os investimentos efectuados ao longo do ano de 2009.

Bloco 0

O Bloc O Bloco 0 situa-se na zona Marítima da Concessão de Cabinda, operado pela Cabinda Gulf Oil Company detentora de 39,2% de interesses, integrando os seguintes sócios: Sonangol 41%, Total E&P 10% e Agip 9,8%.

Em 2009 o total de investimentos ascendeu aos USD 2.454.8 milhões, representando um índice de realização de 109%, comparativamente ao valor orçamentado.

BLOCO 0

Mil USD

Designação	Orçamento	Realizações	%	Custos Operacionais
Exploração	321.814,0	364.968,0	113,4	
Geologia /Geofísica	198.500,0	192.246,0	96,85	
Perfuração e Testes	79.000,0	140.013,0	177,2	
Outros Custos Exploração	44.314,0	32.709,0	73,81	
Desenvolvimento	1.792.816,0	1.909.538,0	106,5	1.058.998,0
Area A	917.765,0	1.063.170,0	115,8	665.351,0
Area B	343.846,0	500.588,0	145,6	322.127,0
Custos Comuns	531.205,0	345.780,0	65,09	16.171,0
Fundos Dec. 17/09				55.349,0
Administ. & Serviços Cap.	138.221,0	180.315,0	130,5	
TOTAL	2.252.851,0	2.454.821,0	109	1.058.998,0

Os desvios aos orçamentos aprovados nas diferentes rubricas devem-se fundamentalmente, as seguintes razões:

Custos relacionados com perfuração e testes acima do previsto devido a custos transferidos do ano de 2008 e custos elevados no poço do GVLA 79-BX.

Os custos comuns estão abaixo do esperado do esperado devido a adiamentos no CRX pelo não direito de passagem da RDC.

Custos de desenvolvimento na área B estão acima do previsto devido a mudança inesperada no calendário da sonda que determinou o aumento dos custos em três poços no campo de Nemba.

A intensificação das actividades de construção no edifício na Chicala, reflectiu-se em aumento nos custos.

Bloco 1/06

O Bloco está localizado na bacia do Baixo Congo, tendo como operadora a Tullow Angola BV, que detém (50%) (Op), e os parceiros Sonangol P&P 20%, Prodoil 20% e Force Petroleum 10%.

Para o ano em referência, o orçamento de investimentos foi fixado em 3.032,8 mil USD, tendo e as realizações atingido 2.124,1 mil USD, correspondentes a um índice de realização de 70%.

BLOCO 1/06		Mil USD	
Designação	Orçamento	Realizações	%
Exploração	449,4	815,8	182
Geologia /Geofísica	449,4	654,3	146
Aquisição Sísmica	0,0	-0,2	
Processamento e Reproc.Sísmico	0,0	161,7	
ENGENHARIA E INSTALAÇÕES	967,8	261,7	27
Estudos de Engenharia	487,3	79,3	16,3
Modelagem de Reservatórios	50,0	0,0	0
Perfuração	416,5	83,7	20,1
Site Survey	0,0	2,7	
Overhead	14,0	27,3	195
E.I.A.	0,0	68,7	
Administ. & Serviços Capit.	1.615,6	1.046,6	61
TOTAL	3.032,8	2.124,1	70

Bloco 2/05

O bloco 2/05 está localizado na Bacia do Baixo Congo, constituído pelo seguinte grupo empreiteiro, Sonangol P&P (Op) com 25% de interesse participativo, Braspetro com 27,5%, Somoil com 9,3% e Kotoil com 9,1%. Os investimentos ascenderam aos USD 175,5 milhões.

Bloco 3/85 e 3/91

Encontram-se localizados na bacia do Baixo Congo, sendo operados pela empresa francesa Total E&P. Os grupos empreiteiros das referidas áreas, estão constiuídos conforme abaixo indicado:

Bloco 3/85		Bloco 3/91	
TOTAL E&P (Op)	25%	TOTAL E&P /Op)	50%
AGIO	15%	AGIP	15%
AJOCO	12,5%	AJOCO	12,5%
SONANGOL	6,25%	SONANGOL	6,25%
SVENSKA	5%	SVENSKA	6,25%
INAFTAPLIN	5%	INAFTAPLIN	5%
INAFTAGAS	5%	INAFTAGAS	5%

O total de investimentos realizados, ascenderam aos USD 21,9 milhões, contra os 26,4 previstos, conforme mostra o quadro a seguir:

Bloco 3		Mil USD		
Designação	Orçamento	Realizações	%	Custos Operacionais
Bloco 3/85				
Desenvolvimento	16.183,0	13.192,0	81,5	40.865,0
COBO	4.914,0	3.093,0	62,9	9.807,0
PAMBI	2.706,0	2.510,0	92,8	6.051,0
Custos Comuns	8.563,0	7.589,0	88,6	25.007,0
Administ. & Serviços Capit.	655,0	413,0	63,1	
Bloco 3/91				
Desenvolvimento	9.130,0	8.018,0	87,8	29.930,0
COBO	40,0	972,0	2430	6.929,0
Custos Comuns	9.090,0	7.046,0	77,5	23.001,0
Administ. & Serviços Capit.	470,0	290,0	61,7	
TOTAL	26.438,0	21.913,0	82,9	70.795,0

A metodologia de abandono e respectivos custos para estes blocos, foram já propostos aguardando-se pela sua aprovação.

Bloco 5/06

O Bloco 5/06 é constituído pelo seguinte grupo empreiteiro: VAALCO (Kwanza) (40%), (Op) INTER OIL (40%) e Sonangol P&P (20%). Está situado na Bacia do Kwanza próximo do Município do Ambriz.

Foram cumpridas as obrigações de aquisição e interpretação sísmica regional 3D, a aquisição sísmica 3D e a exploração de 2 poços, tendo no período os investimentos ascendido aos USD 2.731,0 mil contra os USD 77.59 mil programados.

Bloco 5		Mil USD	
Designação	Orçamento	Realizações	%
Sismica	7.559,0	2.731,0	36,1
Geologia & Geofísica	1.714,0	1.926,0	112
Perfuração e Testes	5.845,0	805,0	13,8
Administ. & Serviços Cap.	200,0	0,0	0
TOTAL	7.759,0	2.731,0	35,2

Bloco 6/06

O Bloco 6/06 está situado no offshore (águas rasas) da Bacia do Kwanzas, é operado pela Petrobrás que detém 40%, integrando ainda os seguintes sócios: InterOil 20%, Sonangol P&P 20%, Falcon Oil 10% e Initial Oil & Gás 10%.

Bloco 6/06		Mil USD	
Designação	Orçamento	Realizações	%
Sismica	56.730,0	10.577,0	19
Administ. & Serviços Capit.	9.221,0	5.753,0	62
TOTAL	65.951,0	16.330,0	25

As operações nesta área limitaram-se a actividades de sísmica, tendo sido investidos cerca de USD 16,3 milhões contra os USD 65,9 milhões inicialmente programados.

Bloco 8

O Bloco 8 está localizado no offshore da Bacia do Kwanza, sendo operado pela empresa Maersk que detém 50% de interesse participativo, sendo os restantes sócios a SVENSKA com 30% e a Sonangol P&P com 20%.

O operador solicitou à Concessionária Nacional a extensão do período de pesquisa.

Foi efectuada a interpretação sísmica regional 2D, tendo no período os investimentos ascendido aos USD 5,6 milhões contra os USD 11,6 milhões programados:

BLOCO 8		Mil USD	
Designação	Orçamento	Realizações	%
Sismica	2.096,5	2.043,2	97
Aquisição Sismica	0,0	341,1	0
Processamento	2.096,5	1.702,1	81
Estudos Geologicos & Geofisica	2.475,0	2.301,5	93
Perfuração	5.600,0	0,0	78
Long Lead Equipment	5.000,0	0,0	0
Suporte Operacional Luanda	500,0	0,0	0
Estudo de Impacto Ambiental (EIA)	100,0	0,0	0
Administ. & Serviços Capit.	1.425,4	1.268,3	93
TOTAL	11.596,9	5.613,1	86

Bloco 14

Localiza-se na bacia do Baixo Congo, sendo operado pela Chevron que detém 31% com os seguintes sócios: Sonangol P&P com 20%, Total E&P com 20%, Eni Angola Expl. Com 20% e Petrogal com 9%.

Os investimentos totais no ano atingiram os 1.058,08 milhões de USD, representando um índice de realização de 77% relativamente ao orçamento aprovado:

BLOCO 14		Mil USD		
Designação	Orçamento	Realizações	%	Custos Operacionais
Pesquisa				
Pré-Desenvolvimento	84.678,0	59.540,0	70,3	
Malange	73.208,0	-3.388,0	-4,6	
Lucapa	0,0	66.218,0		
South Congo Canyon	11.470,0	-3.290,0	-29	
Desenvolvimento	1.154.922,0	923.211,0	79,9	393.471,0
Kuito	124.304,0	85.741,0	69	129.929,0
BBLT	269.354,0	201.580,0	74,8	93.007,0
Tombua-Landana	628.624,0	602.718,0	95,9	10.899,0
Gabela	2.900,0	2.494,0	86	16.699,0
Negage	8.600,0	6.958,0	80,9	137.744,0
Lucapa Development	121.140,0	23.720,0	19,6	822,0
Desenvolvimento Comum	70.057,0	68.244,0	97,4	
Congo River Crossing	40.492,0	26.721,0	66	
Tank 120012	25.000,0	39.300,0	157	
Pinda	4.565,0	2.223,0	48,7	
Administ. & Serviços Cap.	58.033,0	2.087,0	3,6	
TOTAL	1.367.690,0	1.053.082,0	77	393.471,0

Os principais desvios ao orçamento derivam fundamentalmente dos seguintes aspectos:

Na actividade de Pesquisa, registou-se uma reclassificação dos custos do Desfiladeiro Sul do Congo, transitados de 2008 para Lucapa 2009.

Na actividade de Desenvolvimento: Kuito - foi adiada a compra do FPSO para 2010; BBLT - perfuraram menos poços em relação ao programado e no Tombua Landana verificou-se um atraso no programa de perfuração do West Setia.

Desenvolvimento dos Custos Comum: Tanque 120012, o projecto foi transferido do Bloco 0 incluindo US\$ 14MM de custos do ano anterior

Bloco 15

O Bloco 15 situa-se no offshore da Bacia do Congo, sendo operado pela empresa ESSO que detém 40% de interesse participativo, sendo os restantes sócios os seguintes: BP com 26,67%, ENI com 20% e SONANGOL P&P com 13,33%.

O total de investimentos realizados em 2009 foi de 2.432,4 milhões de USD contra os USD 3.097,3 milhões programados:

Mil USD			
Designação	Orçamento	Realizações	%
Exploração	153.155,0	133.296,0	87
Desenvolvimento	2.887.727,0	2.257.147,0	78
Custos Directos por área	2.097.756,0	1.608.147,0	77
Custos Comuns	789.971,0	649.000,0	82
Administ. & Serviços Cap.	56.459,0	42.001,0	74
Total	3.097.341,0	2.432.444,0	79

A actividade de exploração ficou ligeiramente abaixo da expectativa devido a atrasos de calendários da sísmica 3D (Mondo Sul, Kakocha e Bavuca).

As actividades de Desenvolvimento estiveram abaixo do previsto devido a atrasos de calendário nos Projectos de Recolha de Gás e dos Projectos Satélites Clochas/Mavacola.

Bloco 15/6

Localizado no offshore da Bacia do Congo, é constituído pelo seguinte grupo empreiteiro: ENI, empresa operadora com 35%, SSI com 20%, Sonangol P&P com 15%, TOTAL com 15%, FALCON com 0,5%, STAT OIL com 0,5% e

PETROBRAS 0,5%. Os investimentos previstos neste bloco foram de US\$ 301.539,0 mil tendo as realizações atingido US\$ 259.535,4 mil, conforme mostra o mapa a seguir:

Mil USD			
Designação	Orçamento	Realizações	%
Exploração	300.604,0	259.422,7	86
Geologia & Geofísica	14.930,0	15.520,0	104
Perfuração e Testes	275.974,0	232.870,0	84
Custos Pré-Desenvolv.	9.700,0	11.032,7	114
Administ. & Serviços Cap.	935,0	111,9	12
Total	301.539,0	259.534,6	86

As actividades estiveram concentradas na exploração, tendo consumido cerca de 86% do investimento realizado, destacando-se a perfuração e testes.

Em 2009 foi aprovado um contrato com a empresa Switzer Lda para o fornecimento de actividades de serviços marítimos auxiliares de suporte as operações.

Bloco 16

O bloco 16 está localizado no offshore profundo da Bacia do Congo, a 250 kms de Luanda, com uma profundidade de água variando de 250m a 1.500m. É operado pela empresa MAERSK OIL que detém 50%, incluindo os sócios Sonangol P&P com 20%, Odebrecht com 15% e Devon com 15%. O orçamento previsto para o ano foi de USD 400.106,0 mil tendo as realizações atingido os USD 348.392,0 mil:

Bloco 16		Mil USD	
Designação	Orçamento	Realizações	%
Estudos Geologia e Geofísica	7.000,0	6.632,0	95
T&A	6.000,0	6.514,0	109
Estudos de Exploração	1.000,0	118,0	12
Perfuração	388.666,0	333.789,0	86
Poço Chissonga 1	92.435,0	95.709,0	103
Poço Omba-1	79.998,0	66.839,0	84
Poço Caiundo 1	96.995,0	44.128,0	45
Poço Catumbela 1	97.238,0	49.542,0	51
Chissonga 2	0,0	83.599,0	0
Suporte Operacional Luanda	22.000,0	(6.026,0)	0
Administ. & Serviços Capit.	12.633,0	15.100,0	119
Total	408.299,0	355.521,0	87

As actividades tiveram maior realce em perfuração, tendo-se para tal alugado a plataforma “Deep Venture” para trabalhos nos poços Omba-1, Caiundo-1, Catumbela-1 e Chissonga 2.

Bloco 17

O bloco 17 localiza-se no offshore profundo do Baixo Congo, sendo operado pela francesa TOTAL detentora de 40% de interesse participativo, integrando ainda os seguintes sócios: StatoilHidro com 23,3%, ExxonMobil com 20% e BPAmoco com 16,7%.

Os investimentos realizados atingiram os 3.781,1 milhões de USD representando um índice de realização de 88% relativamente ao orçamento aprovado:

Bloco 17		Mil USD		
Designação	Orçamento	Realizações	%	Custos Operacion.
Exploração	472.528,0	183.582,0	38,9	
Perfuração e Testes	259.846,0	77.985,0	30	
Área Tulipa-Anturio	2.800,0	1.178,0	42,1	
Área Clov	209.882,0	104.419,0	49,8	
Desenvolvimento	3.753.913,0	3.510.768,0	93,5	
Girassol	388.194,0	254.504,0	65,6	232.823,0
Dália	646.816,0	602.477,0	93,1	231.806,0
Rosa	165.364,0	112.208,0	67,9	176.684,0
Pazflor	2.523.497,0	2.529.219,0	100	0,0
Custos Comuns	30.042,0	12.360,0	40,7	46.253,0
Admi. & Serviços Cap.	67.034,0	86.826,0	130	
Total	4.293.775,0	3.781.176,0	88,1	687.566,0

92% do total de investimentos realizados foram canalizados para as actividades de desenvolvimentos dos campos, destacando-se o Projecto Pazflor que consumiu cerca de 67% do investimento realizado.

A rubrica administração e serviços apresenta gastos 30% acima do previsto devido a alguns custos não previstos.

Bloco 17/06

Está localizado no offshore profundo do Baixo Congo, é operado pela empresa TOTAL que detém 30%, integrando as seguintes empresas: Sonangol P&P com 30%, SSI com 27,5%, Falcon com 5%, ACREP com 5% e Partex 2,5%.

As despesas de investimento em 2009 foram de 178,9 milhões de USD, contra os 217,0 milhões de USD previstos:

Bloco 17/06		Mil USD	
Designação	Orçamento	Realizações	%
Exploração	270.461,0	178.567,0	66
Geologia e Geofísica	16.336,0	9.283,0	57
Perfuração e Testes	254.125,0	169.283,0	67
Gardénia - 1	103.448,0	95.493,0	92
Violeta Norte 3 (*)	0,0	-5,0	
Begonia 1	78.573,0	65.913,0	84
Gerânio 1	72.104,0	0,0	0
Fuschia 1	0,0	7.882,0	0
Rodendro 1	0,0	0,0	0
Admin. & Serviços Cap.	582,0	391,0	67
Total	271.043,0	178.958,0	66

O período de pesquisa autorizado vai de Dezembro de 2006 a Dezembro de 2011, devendo serem perfurados 7 poços e adquirir-se 1500 km2 de sísmica 3D.

Bloco 18

Está situado no offshore profundo da Bacia do Baixo Congo, é operado pela BP que detém 50%, associada à Shell que detém os restantes 50%.

Os investimentos incorridos no período foram de USD 796.681,0 mil para um programa de cerca de USD 1.085.540,0. Os custos operacionais foram de USD 796.681,0 mil.

Bloco 18		Mil USD		
Designação	Orçamento	Realizações	%	Custos Operacion.
Exploração	98.980,0	74.809,0	75,6	
Perfuração e Testes - Césio	40.000,0	41.792,0	104,5	
Custos Pré Des. Platina Chumbo	49.225,0	32.172,0	65,4	
Custos Pré Desenv.- Cesio	9.755,0	844,0	8,7	
Desenvolvimento	1.154.330,0	706.565,0	61,2	273.241,0
Adm. & Serviços Capitalizáveis	73.130,0	15.308,0	20,9	
Total	1.326.440,0	796.682,0	60,0	273.241,0

O investimento realizado representa 60% do orçamento previsto. 88,7% do total investido foi direccionado à actividade de desenvolvimento dos campos.

Bloco 18/06

O Bloco 18/06, está situado no offshore profundo da Bacia do Kwanzas é operado pela Petrobras (30%). Integram ainda o grupo empreiteiro a SSI com 40%, Sonangol P&P com 20%, Geminas com 5% e Falcon Oil com 5%.

Bloco 18/06		Mil USD	
Designação	Orçamento	Realizações	%
Exploração	183.742,0	174.561,0	95
Administ. & Serviços Capital.	25.853,0	21.794,0	84
Total	209.595,0	196.355,0	94

Área em fase de exploração, tendo investido nesta actividade USD 196.355,0 mil contra os USD 209.595,0 mil orçamentados. Foi iniciada a campanha de perfuração exploratória com 2 poços concluídos, dos quais um descobridor de óleo (Manganês -01). Todo o bloco é coberto por sísmica 3D numa área de 4.200 km². Foi elaborado o estudo de Geologia e geofísica para o programa mínimo de trabalho de perfuração de 7+3 poços.

Bloco 23

O Bloco 23 está localizado na Bacia do Kwanza sendo operado pela empresa Maersk que detém 50% de interesse participativo. As restantes empresas que fazem parte do grupo empreiteiro são as seguintes: Svenska com 30%, e Sonangol P&P com 20%.

O orçamento previsto para o ano em referência foi de USD 12,9 milhões tendo-se realizado USD 6 milhões.

Do total investido, 41% foram para as actividades de estudos de geologia e geofísica, 37% foram para actividades de exploração e os restantes foram consumidos em Administração e serviços.

Foi adiada a actividade de perfuração.

Bloco 23		Mil USD	
Designação	Orçamento	Realizações	%
Exploração	2.964,0	2.230,9	75
Aquisição Sísmica	0,0	4.002,0	
Processamento	2.964,0	18.307,0	618
Estudos de Geologia e Geofísica	3.375,0	2.482,4	74
T&A (Time writing for G&G e Perfuração)	2.600,0	2.026,0	78
Interpret. dados geológ. e geof. Pre Perfuração	0,0	204,8	
Aquisição dados de poços	275,0	213,0	77
Estudos de Exploração	500,0	380,0	76
Perfuração	5.600,0	0,0	84
Long Lead Equipment	5.000,0	0,0	0
Suporte Operacional Luanda	500,0	0,0	0
Estudo de Impacto Ambiental (EIA)	100,0	0,0	0
Administ. & Serviços Cap.	1.451,9	1.307,6	97
Total	13.390,9	6.020,9	80

Bloco 26

O Bloco 26, está situado no offshore profundo da Bacia de Benguela, é operado pela Petrobras detentora de 80%, sendo os restantes 20% pertencentes à Sonangol P&P.

Mil USD			
Designação	Orçamento	Realizações	%
Exploração	17.782,0	5.667,0	31,8
Admi. & Serviços Cap.	4.252,0	6.051,0	142,3
Total	22.034,0	11.718,0	53,2

No período foram investidos cerca de USD 11,7 milhões contra os USD 22,0 milhões inicialmente programados.

Foram utilizadas sísmicas 2D/3D respectivamente numa área concedida com 4.838 km². Estão programados a perfuração de 2 poços a serem perfurados numa área de 1.000km² o primeiro programado para 2º semestre 2010.

Bloco 31

Está localizado no offshore ultra profundo (ultra deep water) da bacia do Baixo Congo. O Bloco tem como empresa operadora a BP, detentora de 26,67% de

interesses no bloco, completando o grupo empreiteiro as seguntes empresas e respectivas participações: Esso com 25,00%, Sonangol com 20,00%, MARATHON com 10,00%, TOTAL E&P com 5,00% e STATOIL com 13,33%.

No período em referência foram investidos cerca de USD **2.255.950,0** mil contra os USD **2.929.303,0** mil inicialmente programados. Do total investido, 70,28% foram direccionados para o programa de desenvolvimento do Pólo PSVM (Plutão Saturno, Vénus e Marte), justificados pelo bom desempenho verificado, registando um progresso geral de 31,2%, em comparação com 31,7% planeados.

Bloco 31		Mil USD		
Designação	Orçamento	Realizações	%	Custos Operacion.
Exploração	815.707,0	656.088,0	80,4	
Geologia & Geofísica	12.526,0	7.211,0	57,7	
Perfuração e Testes	418.700,0	363.329,0	86,8	
Pre-Desenvolv. South East & DOU	95.989,0	80.203,0	83,6	
Pre-Desenvolvimento West	217.815,0	198.525,0	91,1	
Pre-Desenv. Future Dev. Options	16.677,0	6.820,0	40,9	
Desenvolvimento - PSVM	2.063.276	1.585.678,0	76,9	103,0
Adm. & Serviços Cap.	50.320,0	14.184,0	28,2	
Total	2.929.303,0	2.255.950,0	77,0	103,0

Relativamente ao desempenho do desenvolvimento do Pólo PSVM, destaca-se a previsão do 1º óleo para 01/12/2011, sujeito entretanto à remoção de alguns riscos, entre os quais o atraso que regista a engenharia. Destaca-se ainda a realização das seguintes actividades:

Bloco 32

Está localizado no offshore ultra profundo da bacia do Baixo Congo, sendo operado pela empresa TOTAL & EP detentora de 30% do bloco, integrando ainda as seguintes empresas: Sonangol P&P com 40%, ExxonMobil com 15%, Marathon com 10% e Galp com 5%.

Os investimentos totais ascenderam aos USD 150.066,0 mil, valor superior em 27% ao valor orçamentado para o período:

Bloco 32		Mil USD	
Designação	Orçamento	Realizações	%
Exploração	118.414,0	150.647,0	127
Geologia & Geofísica	22.934,0	21.433,0	93
Perfuração e Testes	49.551,0	65.469,0	132
Custos Pre-Desenvolvimento	45.929,0	63.745,0	139
Adm. & Serviços Cap.	565,0	419,0	74
Total	118.979,0	151.066,0	127

As realizações concentraram-se nas actividades de exploração, destacando-se as actividades de perfuração e Testes, bem como o programa de Pré-Desenvolvimento, cujos valores estiveram acima das expectativas.

Bloco 33

Está localizado no offshore ultra profundo da bacia do Baixo Congo. O grupo empreiteiro é constituído pelas seguintes empresas: TOTAL & EP (Operadora) com interesse participativo de 58,67%, Sonangol P&P com 20%, Falcon com 16% e Galp com 5,33%.

Os investimentos realizados foram de 4.121 mil USD, envolvidos em actividades de Geologia e geofísica.

Mil USD			
Designação	Orçamento	Realizações	%
Exploração	10.194,0	4.066,0	39,9
Geologia & Geofísica	10.194,0	4.066,0	39,9
Perfuração e Testes	0,0	0,0	0
Adm. & Serviços Cap.	54,0	55,0	101,8
Total	10.248,0	4.121,0	40,2

Bloco 34

Está localizado no offshore ultra profundo da bacia do Baixo Congo, sendo operado pela empresa Sonangol P&P detentora de 20% de interesse participativo, integrando os seguintes sócios: Statoil Hydro com 50% e Petrobrás com 30%.

Os investimentos ascenderam aos 10.952,5 mil USD, dos quais 80,9% direccionados à actividade de Pesquisa.

Onshore

Bloco Cabinda Norte

O Bloco “Cabinda Norte” está situado na parte central da província de Cabinda, sendo o grupo empreiteiro constituído pela Sonangol P&P (operadora) detentora de 20% de interesse participativo, Teikoku Co, Limited com 17%, Soco Cabinda Limited com 17%, ACR - Angola E&P Company com 15%, Interoil E&P – ASA com 11%, ENI – Angola Exploration B.V. com 10% e Petrobras com 10%.

Os investimentos dispendidos totalizaram cerca de USD 17.609,8 mil.

Bloco Cabinda Sul

No Bloco da Zona Terrestre de Cabinda Sul registou-se uma mudança, o então operador ROC OIL foi substituído pelo operador Pluspetrol com 45%, sendo os restantes parceiros a Sonangol P&P com 20%, Force com 20%, Lucula Oil com 10% e Cupet com 5%.

Cabinda Sul		Mil USD	
Designação	Orçamento	Realizações	%
Exploração	5.974,9	5.974,9	100
Geologia & Geofísica	1.122,1	1.122,1	100
Testes e Perfuração	4.852,8	4.852,8	100
Administração e Serviços Capitalizáveis	1,9	1,9	100
Total	5.976,8	5.976,8	100

Os investimentos realizados foram de USD 7.968,9 mil, dispendidos em actividades de exploração.

Soyo

As Associações FST e FS do onshore do Soyo, na Bacia do Congo, constituem áreas já em declínio de produção. São operadas pela empresa Somoil, tendo a Sonangol P&P e Chevron como associadas. O total de investimentos realizados foi de USD 53.556,0 mil, direccionados para as actividades de desenvolvimento da Associação FST:

Mil USD				
Designação	Orçamento	Realizações	%	Custos Operacion.
FST	53.220,0	53.556,0	100,6	68.157,0
Desenvolvimento	52.882,0	53.556,0	101,2	
Adm. & Serviços Cap.	338,0	0,0	0,0	
FS	417,0	0,0	0,0	3.802,0
Desenvolvimento	400,0	0,0		
Adm. & Serviços Cap.	17,0	0,0	0,0	
Total	53.637,0	53.556,0	99,8	71.959,0

Sendo áreas antigas e em franco declínio de produção, requerem constante investimento devido ao estado dos equipamentos. A empresa operadora assumiu as operações de inspecção de todos os pipelines e equipamento obsoleto e danificado como consequência de guerra, decidindo pela substituição das principais linhas de produção através de novos corredores fora das zonas habitacionais, afim de se evitarem grandes riscos

Foram elaborados projectos, de a instalação à superfície de algumas linhas de produção de alta pressão.

Com vista a assegurar que as instalações a serem abandonadas deixarão de causar dano ao meio ambiente, a concessionaria e as associadas, assim como outras empresas petrolíferas deverão elaborar e pôr em pratica um plano de abandono e restauração do local das operações petrolíferas.

GRUPO SONANGOL

Ao longo de 2009 o total de Investimentos ascendeu aos 2.265,7 MM USD, dos quais 74% foram investidos na cadeia primária com realce para a Sonangol Pesquisa & Produção, seguindo-se a cadeia de responsabilidade social na qual foram investidos 13,7% do total, a cadeia secundária com 8,5% e por fim a Sonangol E.P.com 3,8%, conforme a seguir representado:

Mil USD			
	Orçamento	Realizações	%
GRUPO SONANGOL:			
SONANGO E.P.	112.297,0	87.085,0	77,5
- Actividades de Exploração	54.000,0	28.715,0	53,2
- Funções Corporativas e de Suporte	58.297,0	58.370,0	100,1
CADEIA PRIMÁRIA	2.104.688,0	1.833.604,6	87,1
- Sonangol P&P	n.d.	963.886,8	0,0
- Sonagás	498.917,0	464.216,0	93,0
- Sonangol Shipping	52.500,0	24.590,8	46,8
- Sonarel	75.377,0	14.201,0	18,8
- Sonangol Logística	599.650,0	108.611,0	18,1
- Sonangol Distribuidora	396.006,0	168.703,0	42,6
- Sonaref	482.238,0	89.396,0	18,5
CADEIA SECUNDÁRIA	69.301,0	192.054,0	277,1
- Essa	24.586,0	176,0	0,7
- Mstelcom	32.901,0	54.503,0	165,7
- Sonair	11.814,0	137.375,0	1.162,8
CADEIA DE RESPONSABIL. SOCIAL	275.583,0	309.645,0	112,4
- Clínica Girassol	8.721,0	4.958,0	56,9
- Centro Recreativo e de Lazer	24.538,0	53.545,0	218,2
- Universidade Ciências Tecnológicas	44000	43126	98,0
- Sonangol Imobiliária e Património	198.324,0	208.016,0	104,9
TOTAL GRUPO SONANGOL	2.561.869,0	2.422.388,6	94,6

Os Investimentos do Grupo Sonangol estão repartidos em 4 categorias, nomeadamente a Sonangol E.P. (funções corporativas e de suporte), Cadeia Primária de Valor (actividades do *core business* de Sonangol), Cadeia Complementar de Valor (áreas de suporte à actividade petrolífera), e Cadeia de Responsabilidade Social (investimentos para apoio social).

1. Sonangol E.P.

Os investimentos foram agrupados em duas categorias: Actividades de Exploração e Funções Corporativas e de Suporte, tendo as realizações ascendido aos 87 MM para a execução dos seguintes projectos:

Mil USD

SONANGOL EP	Orçamento	Realizações	%
Actividades de Exploração	54.000,0	28.715,0	53,2
Funções Corporativas e de Suporte:			
DTI			
Governança Avançada de TI	2.984	1.354	45,4
Disponibilização de Melhores Sistemas	2.800	1.419	50,7
Data Center Corporativo	6.713	5.663	84,4
Desenvolv. WEB Funcionalidade Corporativa	356	320	89,9
Sistema Inteligente de Negocios para Upstream	312	0	0,0
Estudo e Definição de Outros Edifícios	667	0	0,0
Aquisição de Equipamento para o Edifício Sede	2.395	725	30,3
Sistema Integrado de Comunicação	800	3.098	387,3
Laboratório			
Novos Laboratórios	1.474	3.855	261,5
Qualidade Saúde e Ambiente			
Plano de Contingência das Emergências Luanda	2.000	1.982	99,1
Recursos Humanos			
Capital Humano	37.796	39.954	105,7
TOTAL	112.297,0	87.085,0	77,5

2. Cadeia Primária:

Sonangol Pesquisa e Produção

É a subsidiária da Sonangol responsável pela exploração e produção de hidrocarbonetos líquidos. Opera blocos petrolíferos em Angola, e detém também interesses participativos em blocos no exterior do País.

Em 2009, os investimentos ascenderam aos 963,9 milhões de USD conforme o mapa que segue.

Mil USD

SONANGOL Pesquisa & Produção	Realizações	Custos Operacionais
Bloco 2/05	175.578,8	124.274,5
Bloco 2/85	11.206,3	160.944,2
Bloco 3/05	358.745,5	360.208,9
Bloco 4/05	134.710,8	166.298,4
Bloco 3/05A	98.445,9	0,0
Bloco On Shore Cabinda Norte	17.609,9	0,0
Bloco 34	10.952,6	0,0
Novas oportunidades	156.637,0	0,0
TOTAL	963.886,8	811.726,0

As novas oportunidades representam os investimentos no Brasil, Golfo do México e Iraque.

Sonagás

Empresa subsidiária do Grupo Sonangol constituída com o objectivo de explorar, avaliar, desenvolver, produzir e comercializar derivados de gás como o LNG, os NGL e outros condensados. Durante o ano de 2009, a Sonagás deu continuidade as suas actividades fundamentais, nomeadamente a Pesquisa de Gás, execução dos trabalhos relacionados com a construção da fábrica de LNG e a procura de novas oportunidades de utilização de gás.

Foram desembolsados 464 milhões de USD, correspondentes a uma taxa de realização de 93% relativamente ao valor orçamentado. Como resultado da aproximação da conclusão do projecto e o estágio inicial dos projectos de Pesquisa e de Desenvolvimento de Gás, verificou-se um decréscimo de 18% no grau de execução dos investimentos em relação a 2008.

Mil USD			
SONAGÁS	Orçamento	Realizações	%
Investimentos Estruturantes	492.515	460.080	93,4
Angola LNG	444.867	422.737	95,0
Projectos Pesquisa e Desenvolv.	34.448	37.343	108,4
Parque Industrial	13.200	0	0,0
Outros Investimentos	6.402	4.136	64,6
Iniciativa Estrategica	940	1.650	175,5
Investimentos Administrativos	3.262	2.442	74,9
Contingência	2.200	44	2,0
TOTAL	498.917	464.216	93,0

Projecto Angola LNG

A fábrica de LNG localiza-se numa área a sul do rio Congo, na província do Zaire, a oeste da cidade do Soyo. O Projecto Angola LNG é uma “joint-venture” entre as empresas da Chevron com 36,4%, Sonangol 36,4%, Total 13,6% e BP 13,6%. O Projecto prevê receber cerca de 1 bilião de pés cúbicos por dia de gás associado dos campos petrolíferos da zona marítima e produzir cerca de 5 milhões de toneladas métricas de LPG por ano.

O índice de execução das obras é bom, mantendo-se assim a previsão inicial da primeira exportação de gás ocorrer no 1º trimestre de 2011. Até ao final do ano de 2009, o Projecto ALNG encontrava-se em fase avançada com um grau de execução na ordem de 47,3%:

1. Ponto de situação do Calendário de Execução

AFE			% Ponderada	% Concluído	
				Planeado	Real
4200	Fábrica de LNG	Engenharia	6,0	97,7	97,0
		Processo	31,7	84,4	80,9
		Construção	36,9	18,8	20,4
		Activação	0,8	0,0	0,0
	SUBTOTAL LNG		75,4	53,3	51,7
4400	Infra-estrutura de Outros				
	Locais		1,0	56,7	56,2
4401	Dragagem e Recuperação de				
	Terrenos ao Mar		3,9	100,0	100,0
4300	Conduta NS/OS		14,2	0,0	0,0
4404	Estrada e Ponte		1,3	0,0	0,0
4402	Complexo Residencial				
	Permanente		3,4	0,0	0,0
4801	Projectos Especiais		0,8	0,0	0,0
	TOTAL		100	51,4	47,3

Sonangol Shipping

Subsidiária criada para fazer o transporte marítimo de petróleo bruto e derivados da Sonangol desde os locais de exploração até aos mercados internacionais. Os investimentos foram de 24,6 MM USD dispendidos na aquisição dos navios Welwitschia e Imbondeiro.

Refinaria de Luanda (Sonarel)

Aos 29 de Março de 2007, a Sonangol passou a ser a accionista maioritária de Refinaria de Luanda com 92,778% das suas acções, passando a integrar a cadeia de valor do grupo Sonangol.

Os investimentos na Sonangol Refinaria de Luanda ascenderam aos USD 14,2 milhões, montante correspondente a uma taxa de execução dos investimentos de apenas 19%.

O reduzido nível de execução dos investimentos nesta unidade produtiva deveu-se ao facto de não terem sido realizados os investimentos estruturantes programados, e em termos dos investimentos de manutenção apenas terem sido verificados despesas significativas com o SHUT DOWN.

Mil USD			
SONAREL	Orçamento	Realizações	%
INVESTIMENTOS ESTRUTURANTES	28.648,0	0,0	0,0
Projecto Expansão e Modernizaç. Refinaria Luanda	28.648,0	0,0	0,0
INVESTIMENTOS EM CURSO	43.429,0	13.640,0	31,4
Segurança e Ambiente	8.410,0	0,0	0,0
Projecto Reabilitaç. Funcional Refinaria de Luanda	21.519,0	893,0	4,1
Paragem Geral (Shut Down)	13.500,0	12.747,0	94,4
OUTROS INVESTIMENTOS	3.300,0	561,0	17,0
Projecto SAP	2.500,0	58,0	2,3
Projecto Sistema Integrado de Gestão	800,0	503,0	62,9
TOTAL	75.377	14.201	18,84

Sonangol Logística Lda.

Subsidiária da Sonangol cuja actividade principal é o armazenamento e o transporte primário (entre pontos de armazenagem) de derivados de hidrocarbonetos. Em 2009 foram investidos 108,6 milhões, representando uma taxa de execução de 18,1% relativamente ao valor orçamentado. Do total de investimentos realizados, 75,7% correspondem à execução dos projectos estruturantes relacionados com o aumento da capacidade de armazenagem:

Mil USD

SONANGOL LOGÍSTICA	Orçamento	Realizações	%
INVESTIMENTOS ESTRUTURANTES	416.511,0	82.260,0	19,7
Parque de Armazenagem dos Mulenvos	54.327,0	24.558,0	45,2
Novo Parque de Armazenagem do Lubango	68.768,0	898,0	1,3
Reabilitação geral da Instalação da TEMAR	74.394,0	15.065,0	20,3
Reparação geral da instalação de Porto Amboim	70.797,0	38.397,0	54,2
Terminal Oceanico do Lobito	59.578,0	3.039,0	5,1
Reconstrução e Ampliação Instalação Kinguila-Malange de acordo c/PDA	61.089,0	303,0	0,5
Terminal Oceanico do Namibe	27.558,0	0,0	0,0
OUTROS INVESTIMENTOS	183.139,0	26.351,0	14,4
Novo Parque de Armazenagem do Soyo	13.307,0	27,0	0,2
Terminal Oceanico do Soyo	40.160,0	0,0	0,0
Reconstrução da instalação do Lucala- Kwanza-Norte	26.835,0	5.787,0	21,6
Melhoramento tecnico Operacional da IBV 1	9.766,0	6.943,0	71,1
Aumento da capacidade do terminal Oceanico de Cabinda	22.749,0	3.084,0	13,6
Reconfiguração e Ampliação da rede de SI e da IBV 5	5.530,0	2.373,0	42,9
Instalação de combustivel do Huambo	22.502,0	734,0	3,3
Reparação da instalação da Matala	20.258,0	1.910,0	9,4
Aquisição de 20 vagoes cisterna	4.858,0	5.269,0	108,5
Reparação da instalação do Lubango-Huila	3.485,0	186,0	5,3
Montag. 3 pipes-lines 6"p/ carga e descarga de vagoes cisternas no CFL	4.060,0	0,0	0,0
Compra de 7 carros de incendios e 5 reboques	2.240,0	0,0	0,0
Reparação da Instalação do Kunge-Bié	1.800,0	0,0	0,0
Aquisição de vagoes cisterna de LPG	1.046,0	0,0	0,0
Estudo de impacto ambiental (IBV-1, IBV-5)	970,0	0,0	0,0
Remodelação do sistema CCTV	760,0	0,0	0,0
Montagem de contra litros(IFO, TOL, TON)	618,0	38,0	6,1
Fornec. e Montag. Raios (IBV-1, ICH, ICL, ICKN, MATALA, SOYO e BIÈ)	183,0	0,0	0,0
Montagem e modernização do sistema de medição	624,0	0,0	0,0
Inspecção e reparação dos vagoes cisterna	1.068,0	0,0	0,0
Aquisição de Lanchas para os terminais	320,0	0,0	0,0
TOTAL	599.650,0	108.611,0	18,1

Sonangol Distribuidora S.A.

Empresa subsidiária do Grupo Sonangol que responde pela distribuição de derivados de petróleo em território angolano. Em particular, faz a distribuição e detém, actualmente, a rede de retalho de combustíveis. Complementarmente produz e distribui lubrificantes.

O volume de investimentos em 2009 ascendeu aos 168,7 MM de USD representando uma execução 16,8% acima do valor orçamentado para o período. Tal facto deriva dos esforços desenvolvidos no sentido de expandir a Rede de Abastecimento, Programas de Armazenagem Intermédia e os Programas do Gás.

Desta forma, cerca de 97,9% do total de investimentos em 2009 foram direccionados a iniciativas de crescimento e melhorias no relacionamento com clientes.

Mil USD			
SONANGOL DISTRIBUIDORA	Orçamento	Realizações	%
Iniciativas Crescim. e Relacion. c/ Clientes	101.565,0	165.353,0	162,8
Programa de Expansão da Rede	57.103,0	87.683,0	153,6
Programa de Armazenagem Intermédia	14.154,0	40.526,0	286,3
Programa do Gás	9.607,0	31.788,0	330,9
Programa de Transportação Rodoviária	13.931,0	3.957,0	28,4
Programa de Melhoria do Serviços de Aviação	6.770,0	1.399,0	20,7
Iniciati. Voltadas p/ Excelencia Operacion.	5.591,0	73,0	1,3
Reorganização SNL/D	255,0	0,0	0,0
Sistema de Gestão de Qualidade	120,0	0,0	0,0
Desenvolvimento de Novos Produtos	503,0	0,0	0,0
Sistema de Apoio ao Negócio	2.740,0	0,0	0,0
Programa Massificação do Petroleo Iluminante	1.189,0	0,0	0,0
Projecto da Nova Fabrica de Lubrificantes	784,0	73,0	9,3
Iniciativas Desenvolvimento Organizacional	2.323,0	539,0	23,2
P.M.O.R.	2.003,0	539,0	26,9
Modelo de Governação Corporativa	160,0	0,0	0,0
Mudança Cultural	160,0	0,0	0,0
Grande Stocagem de Gás	34.939,0	2.738,0	7,8
Reabilitação da ICPN	1.750,0	2.738,0	156,5
Novo Enchimento de Gás do Soyo	2.375,0	0,0	0,0
Novo Enchimento de Gás dos Mulenvos	6.050,0	0,0	0,0
Novo Enchimento de Gas do Kinguila-Malange	4.445,0	0,0	0,0
Novo Enchimento do Gas do Lubango	6.465,0	0,0	0,0
Instalação de gás do Lobito	8.057,0	0,0	0,0
Instalação de gás do Huambo	685,0	0,0	0,0
Novo Enchimento de Gás do Namibe	5.112,0	0,0	0,0
TOTAL	144.418,0	168.703,0	116,8

Sonaref S.A.

Subsidiária criada para o exercício de refinação por meio da construção e operação da Refinaria do Lobito. Esta Refinaria, será concebida com a capacidade de processar 200 mil barris diários de ramas pesadas (API) com alto nível de acidez (TAN) e baixo nível de enxofre, com flexibilidade de processar também ramas de médio API com nível baixo de acidez e médio de enxofre.

Foi adoptada uma estratégia para construir a Refinaria em duas fases, com vista a dar-se maior celeridade ao projecto, decidindo-se por um sistema híbrido com a seguinte metodologia de contratação:

A construção da 1ª fase da Refinaria mediante a adjudicação directa à KBR que fará o papel de gestor das actividades de engenharia, Procurement e Construção (EPCm). No âmbito desta alternativa, a KBR será responsável pela engenharia de detalhe da fase inicial, pela contratação de todos os serviços, pela aquisição dos equipamentos e

suprimentos necessários à execução da obra, bem como pela gestão da construção e entrega da obra na data prevista.

A fase de construção será dividida em 6 grupos, por contrato de construção do tipo preço global cuja adjudicação será feita por concurso. Esta fase será feita pela contratação de um único responsável pelo prazo, custo e desempenho do projecto. O contrato vai prever penalidades por atrasos e mau desempenho, e os pagamentos serão feitos por eventos.

Das actividades desenvolvidas no período mereceram realce as seguintes:

- Assinados acordos de licenciamento tecnológicos das unidades de processamento.
- Assinatura do contrato de Assessoria na Gestão do Projecto entre a Sonangol e a Empresa Brasileira Cezar & Tavares.
- A Sonangol E.P. submeteu ao Ministério dos Petróleos para apreciação e posterior encaminhamento ao Poder Executivo, várias propostas de Diplomas Legais relacionados com o Projecto.
- Processo de contratação de uma empresa de engenharia para fazer a gestão dos vários EPCs para a fase 1 e contratação via concurso de uma empresa de engenharia encarregue pela Engenharia de detalhe, intervenção e construção da fase 2.
- Negociação de uma adenda ao contrato do FEED com a KBR, para o aumento do escopo dos serviços de Engenharia de detalhe e consecução da fase 1;
- Negociação de um contrato de Gestão da Construção com a KBR;
- Estratégia de Recursos Humanos.
- Adopção de critérios especiais para recrutamento massivo de pessoal.

Os investimentos ao longo do ano de 2009 foram de 89,4 milhões de USD relacionados com os trabalhos de preparação das condições para o arranque da construção da Refinaria.

3. Cadeia secundária

ESSA

Tem como missão garantir formação técnica e profissional no *upstream* e *dowstream* do sector petrolífero angolano, visando maximizar a rentabilidade e a produtividade das empresas que nele actuam. A empresa também é prestadora de serviços ao sector. Ao longo do ano Os investimentos da ESSA em 2009 foram de 176 mil USD. O baixo índice de realização deveu-se a paralisação dos investimentos em infra-estruturas no ano.

MSTelcom

Empresa cuja actividade inicial esteve ligada a criação de condições para que a Sonangol tivesse uma rede de telecomunicações ligada a todo o País. A empresa foi entretanto reorganizada com a definição de diversas áreas de intervenção, criando oportunidade de materialização do seu processo de expansão no mercado de telecomunicações com investimentos em fibra óptica. Com o propósito de ampliar a sua posição no mercado, em 2009 investiu em outras áreas de negócio especializadas (Net One, Mercury Prime e Mercury Wholesale).

A execução do orçamento de investimentos em 2009 foi de USD 54,5 milhões, montante superior em 65,7% em relação ao orçamento inicial. O desvio verificado deveu-se a necessidade de execução e/ou aceleração de projectos de carácter estruturante.

SONAIR

Empresa subsidiária do Grupo Sonangol com a missão de alavancar o transporte aéreo de apoio ao sector petrolífero em Angola e no Golfo da Guiné. Responde pelo transporte aéreo ao sector petrolífero e aviação comercial de transporte Charter executivo no mercado nacional e internacional, operando aeronaves próprio e de terceiros.

Durante o ano de 2009 foram investidos cerca de USD 137 milhões, valor onze vezes superior ao orçamento aprovado para o período. O desvio orçamental verificado deveu-se a necessidade de aquisição de bens de equipamento indispensáveis a funcionalidade da empresa.

4. Cadeia de Responsabilidade Social

Clínica Girassol

A Clínica Girassol foi construída pela Sonangol com o objectivo de prestar serviços de assistência médica.

Em 2009 foram realizados desembolsos de USD 4,9 milhões, o que corresponde a uma taxa de execução de 56,9% em relação ao orçamento aprovado para o ano.

Centro Recreativo e de Lazer

Foram investidos cerca de USD 53,5 milhões neste centro, montante que representa o dobro do valor orçamentado.

Universidade de Tecnologias e de Ciências

Dos USD 44 milhões orçamentados para o período, realizou desembolsos na ordem dos USD 43 milhões correspondendo a uma taxa de execução de 98%.

SONIP (Sonangol Imobiliária e Património)

Esta subsidiária concentrou todos os investimentos em construção civil realizados pela Sonangol E.P.

O montante de investimentos realizados foi de USD 208 milhões, valor correspondente a uma taxa de execução orçamental duas vezes superior ao previsto.

PROJECTOS SOCIAIS

No quadro da responsabilidade social, as empresas envolvidas na exploração petrolífera em Angola, têm desenvolvido vários projectos de carácter social junto das comunidades. Os referidos projectos, identificados em parceria com autoridades e comunidades, visam contribuir na criação do bem estar das populações, estando direccionados aos sectores de saúde, educação, programas agrícolas e de pescas, desenvolvimento de capacidades, etc., com particular atenção a projectos sustentáveis:

- Contribuição e execução de programas de saúde, para redução e prevenção de diversas doenças (malária, VIH/Sida, redução da mortalidade infantil e melhoria dos cuidados de saúde materna, etc.);
- Apoios à educação e desporto, com projectos de melhoramento e expansão do acesso à educação primaria, e elevação da qualidade do ensino, através de programas de construção e reparação de escolas e apetrechamento das bibliotecas; apoio a massificação desportiva;
- Promoção de projectos agrícolas e de pescas economicamente sustentáveis: apoio na criação de sistemas mais eficientes de produção

agrícola e pesqueira; reforço de capacidades das instituições governamentais e académicas ligadas aos sectores da agricultura e pescas.

- Programas de sensibilização e capacitação de varias instituições e comunidades no que toca às questões do meio ambiente;
- Apoios a lares da 3ª idade.
- Programas de apoio ao desenvolvimento de pequenas e médias empresas, através de melhorias de acesso ao micro-crédito, reforço da capacidade institucional e humana de associações e redes empresariais de pequenas e médias empresas;
- Etc.

De realçar também a ocorrência de diversas doações de carácter filantrópico.

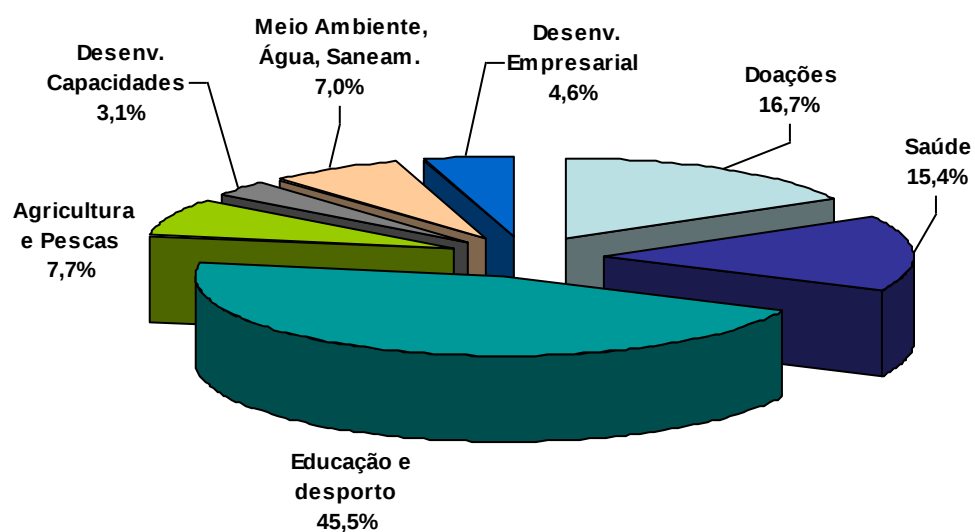
Ao longo do ano de 2009, os programas sociais promovidos pelo sector petrolífero ascenderam a um total de 45.791,7 milhões de USD, dos quais cerca de 45% foram direccionados aos Sector de Educação e Desportos, 16,7% constituíram doações filantrópicas, 7,7% foram para os sectores de Agricultura e Pescas, 7,3% para a Saúde, 7% para Educação Ambiental e contribuições para protecção do Ambiente, 4,6% para Desenvolvimento Empresarial e, 3,1% constituíram contribuições para projectos de Desenvolvimento de Capacidades.

O mapa e gráfico a seguir, ilustram a distribuição dos investimentos de responsabilidade social ao longo do ano de 2009:

Mil USD

	Doações	Saúde	Educação e Desporto	Agricult. e Pescas	Desenv. De Capacid.	Meio Ambiente, Água, Sanea.	Desenv. Empres.	Ação Social	Total
Assoc. Bloco 0	1.419,2	869,2	2.789,3	1.578,9	495,0	271,0			7.422,6
Associ.. bloco 14	809,9	612,2							1.422,1
Bonus Social	872,9	2,6		576,5					1.452,0
Contrib. Chevron	0,0	647,4	535,4	422,8	704,9	150,0			2.460,5
TOTAL e Assoc..		3.179,2	2.451,5			1.022,1			6.652,8
Contrib. TOTAL									11.961,9
Assoc.. Bloco 18			1.130,0		200,0	1.160,0	1.010,0		3.500,0
Contrib. BP			1.166,0			124,0			1.290,0
Assoc.. Bloco 31		250,0	1.119,0	325,0		180,0	890,0		2.764,0
Contrib. Sonangol			1.502,2						1.502,2
Assoc. FS e FST			870,0					1.600,0	2.470,0
Contrib. Somoil		2,0	22,0					63,6	87,6
Assoc. Bloco 15	245,0	1.500,0	1.500,0			300,0	200,0	1.850,0	5.595,0
Assoc. Bloco 1/06			1.186,0						1.186,0
Assoc.. Bloco 16			6.565,8	642,0				779,1	7.986,9
TOTAL	3.347,0	7.062,6	20.837,2	3.545,2	1.399,9	3.207,1	2.100,0	4.292,7	45.791,7

Responsabilidade Social - 2009



CAPÍTULO VI

AMBIENTE

Protecção Do Ambiente

Foram desenvolvidas diversas acções direccionadas à preservação das condições ambientais na indústria petrolífera, conforme discriminamos abaixo:

1- Implementação do Decreto 39/00 e Decretos Executivos

A implementação efectiva dos principais instrumentos de gestão do ambiente, foi uma das prioridades do Sector, com especial destaque:

- Actualização dos Planos de Prevenção e Respostas a Derrames dos Operadores;
- Planos de Abandono e Restauração do Local de Instalação e dos Regulamentos sobre a Gestão;
- Remoção e Tratamento dos Desperdícios;
- Gestão de Descargas Operacionais e Procedimentos sobre Notificações de Ocorrências de Derrames.

2 - Plano Nacional de Contingência

O Plano Nacional de Contingência Contra Derrames de Petróleo no Mar foi aprovado pelo Conselho de Ministros no dia 26 de Novembro de 2008 e em 2009 foram realizadas algumas actividades ao Nível do Comité Técnico Executivo, nomeadamente na Elaboração do Plano de Acção.

3-Verificação de ocorrências de incidentes em instalações petrolíferas

Foram realizadas várias visitas às instalações petrolíferas, sobretudo para verificação de ocorrências de derrames em onshore (Refinaria de Luanda e Soyo) e do estado de implementação de projectos de melhoramento ambiental, tais como, os projectos de substituição e colocação de tubagem nas operações do onshore Soyo, Angola LNG e no Takula (Bloco-0).

4-Avaliação de Estudos de Impacto Ambiental

Acompanhamento da avaliação do impacto ambiental de vários projectos do sector, com destaque para os projectos, Satélites do Bloco-15 e PSVM do Bloco 31.

5. Participação em Projectos e Programas

5.1-Regulamento sobre Saúde, Higiene e Segurança

O Regulamento aprovado pelo Decreto 38/09 de 14 de Agosto sobre Saúde, Higiene e Segurança encontra-se na sua fase de implementação pelo Ministério dos Petróleos.

5.2-Alterações Climáticas

Participação na Conferência de Barcelona e de Copenhaga sobre mudanças climáticas no âmbito da Estratégia Nacional de Implementação da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas e o Protocolo de Kyoto.

Participação nas reuniões e workshop da Primeira Comunicação Nacional sobre Gases de Efeito Estufa.

5.3-Programa BCC – Comissão da Corrente de Benguela

Participação na reunião regional e em grupos de trabalho sobre a implementação de vários projectos do Programa do BCC que é um programa de integração pesqueira e gestão da poluição do Grande Ecossistema da Corrente de Benguela, entre Angola, Namíbia e África do Sul.

5.4- Outras actividades

Destaca-se ainda a participação do Ministério dos Petróleos em várias actividades a nível multisectorial e interministerial, como seja:

- Dissertação de tema no workshop sobre “Petróleo, Pescas e Ambiente” no âmbito da cooperação com o NPD da Noruega;
- Participação nas reuniões de trabalho da Comissão Nacional de Protecção Civil;
- Participação da organização do workshop sobre Fiscalização de Actividades Petrolíferas;

- Participação nos trabalhos da Comissão Nacional sobre Produtos Orgânicos Persistentes.

CAPÍTULO VII

LEGISLAÇÃO

Em 2009, foi aprovado o novo Estatuto Orgânico do Ministério dos Petróleos, o Decreto-Lei nº 5/09, de 20 de Maio, com a inserção de novas funções e atribuições. O Ministério debruçou-se sobre a criação de condições para a sua implementação, tendo sido igualmente aprovado e publicado os regulamentos internos dos seus diferentes órgãos.

Foi aprovado o Decreto-Lei nº 17/09 de 26 Junho, que constitui o instrumento legal orientador para o recrutamento, integração, formação e desenvolvimento do pessoal angolano no sector petrolífero em todos os níveis, bem como a contratação de pessoal estrangeiro para a execução das operações petrolíferas.

A estratégia de liberalização do sector dos combustíveis em Angola bem como o cronograma de acções para a sua implementação foi aprovado pela Resolução nº 105/09, de 19 de Novembro.

Com aprovação da estratégia sobre os Biocombustíveis em Angola, (Resolução nº 122/09, de 23 de Dezembro), foi aprovado pelo Conselho de Ministros o Projecto de Lei das actividades de Biocombustíveis, tendo sido posteriormente remetido à Assembleia Nacional.

Relativamente a Cadeia de Fornecimento de Bens e Serviços ao Sector Petrolífero, está em curso a elaboração de um quadro regulador do Conteúdo Nacional, cujo objectivo é a criação de condições propícias à inserção e desenvolvimento de empresas nacionais no Sector Petrolífero.

Ainda neste ano foi aprovado e publicado em Diário da República o diploma que veio estabelecer e definir as normas e condições a observar nas operações petrolíferas, nos termos da Lei nº 10/04, de 12 de Novembro. O Regulamento sobre as Operações Petrolíferas foi aprovado pelo Decreto nº 1/09, de 27 de Janeiro. Foi também publicado o Decreto nº 38/09, de 14 de Agosto, sobre Segurança, Higiene e Saúde e que estabelece as regras e procedimentos que assegurem a realização das operações petrolíferas de forma segura.

Destaca-se ainda a participação do Sector na elaboração conjunta com a equipa económica da proposta de Lei sobre o Regime Cambial aplicável ao Sector Petrolífero.

CAPÍTULO VIII

INTERCÂMBIO INTERNACIONAL

No domínio da Cooperação Internacional foram desenvolvidas várias actividades concernentes às Comissões Bilaterais e Acordos de Cooperação com os vários países, bem como em outras reuniões internacionais de importância para o Sector.

De destacar as acções desenvolvidas a nível da OPEP e APPA, organismos internacionais de que Angola é membro de pleno direito, com realce para o facto de Angola ter exercido a presidência da OPEP ao longo do ano de 2009.

Cooperação Bilateral

No âmbito da Cooperação Bilateral, as actividades estiveram centradas na execução dos Acordos e Tratados de interesse para a actividade petrolífera, assinados com diversos países, tendo sido realizadas reuniões de trabalho diversas.

A 2ª Fase do Programa de Cooperação com a Noruega no domínio dos Petróleos (MINPET – NPD), prossegue com a implementação dos nove projectos identificados no Processo de Desenvolvimento Organizacional “Fast Track Projects.”

APPA

A nível da Associação do Países Produtores de Petróleo Africanos - APPA, o Ministério dos Petróleos participou em todas as actividades desenvolvidas pela organização ao longo do ano. De destacar a Reunião do Conselho de Ministros e a XXXV Reunião do Comité de Peritos, realizadas em Março de 2009 em Brazzaville – República do Congo.

Também em Março de 2009 realizou-se em Brazzaville a XXXVI Reunião Anual de Peritos e Ad-hoc de Juristas.

SADC

O Ministério dos Petróleos participou nas reuniões relacionadas com a criação do Sub -Comité de Petróleos, e da criação da Associação Regional de Petróleo, realizadas no Botswana e em Moçambique, respectivamente, bem como em todas as reuniões de trabalho sobre o Sub -Comité de Infra estruturas e Serviços da SADC.

OPEP

A nível da OPEP, destaca-se o cumprimento das obrigações de Angola na qualidade de presidente da organização dos Países Exportadores de Petróleos – OPEP, participando em todas as actividades programadas pela organização para o período. Destacam-se as seguintes actividades:

- 152ª Conferência Ordinária dos Ministros da OPEP, para avaliar o grau de implementação das decisões tomadas na Reunião Extraordinária na Argélia, sobre os cortes de produção dos Países membros.
- 4º Seminário Internacional da OPEP para troca de experiências entre os Países membros e participação das Companhias multinacionais e bancos.
- Workshop internacional OPEP-União Europeia, para avaliar o impacto do mercado financeiro e a volatilidade do preço do petróleo.
- 153ª Conferência Ordinária dos Ministros da OPEP, para avaliar o grau de implementação das decisões tomadas na Reunião anterior sobre os cortes de produção dos Países membros.
- Diálogo anual OPEP e União Europeia, para analisar o grau de cooperação entre a OPEP e a União Europeia no Sector Energético e Segurança Energética Mundial.
- 154ª Conferência Ordinária da OPEP, para análise do cumprimento das quotas de produção e o preço do petróleo no mercado internacional, e análise da estratégia a seguir.
- Reunião OPEP e Federação Russa, para avaliar o grau de cooperação no domínio Energético entre a Federação Russa e a OPEP.
- 15ª Conferência Anual de Abu Dhabi, para analisar aspectos ligados à geopolítica da segurança energética no Golfo, preços e energias limpas.
- 155ª Conferência extraordinária da OPEP, realizada em Luanda para analisar o grau de cumprimento das decisões da Conferência anterior, balanço das actividades da organização durante o ano de 2009, e passagem de testemunho da Presidência da OPEP para o Equador.

CAPÍTULO IX

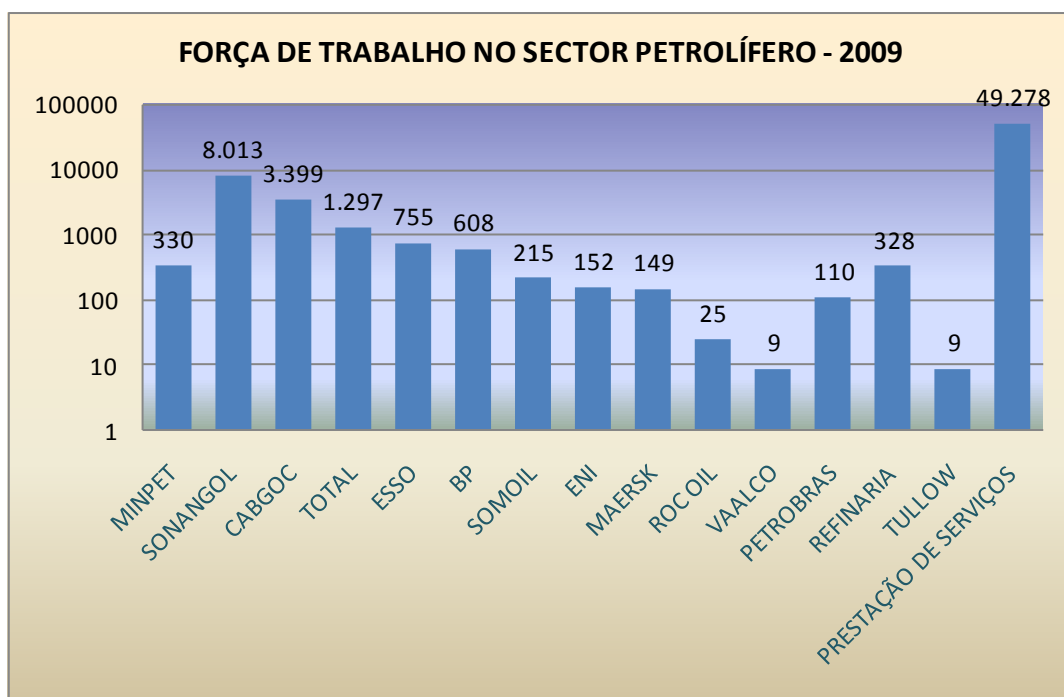
RECURSOS HUMANOS

No ano de 2009, foram desenvolvidas diversas actividades relativas à gestão dos Recursos Humanos no Sector Petrolífero, com realce para aspectos de política Salarial, Formação, Angolanização e a reestruturação do Instituto Nacional de Petróleos.

Destacam-se a elaboração do Projecto Organizacional que visa a criação de um Qualificador de Referência para o Sector Petrolífero nacional, que vai permitir a curto prazo maior regulação e harmonização do mercado de trabalho do sector, acelerar o processo de angolanização, a introdução de melhores formas de organização e desenvolvimento pessoal, e a eliminação das assimetrias decorrentes das diferentes práticas salariais dos investidores no sector petrolífero nacional. O referido Projecto conta com envolvimento das empresas operadoras em Angola, bem como a consultoria de uma empresa especializada na área de Recursos Humanos

O Decreto nº20/82 de 17 de Abril foi objecto de uma revisão, tendo em conta a evolução tecnológica verificada na indústria petrolífera, assim como as novas opções políticas de recursos humanos. Dessa revisão, resultou o Decreto-lei nº 17/09, de 26 de Junho, que define as regras e procedimentos a serem observados no recrutamento, integração, formação, desenvolvimento de pessoal angolano e na contratação de pessoal estrangeiro para a execução das operações petrolíferas.

O sector de petróleo conta com um total de 64.677 trabalhadores, dos quais 23,81% estão colocados no Ministério dos Petróleos, Sonangol e Companhias Operadoras, enquanto que 76,19% estão colocados nas empresas de prestação de serviços ao sector, onde a força de trabalho é maioritariamente concentrada.

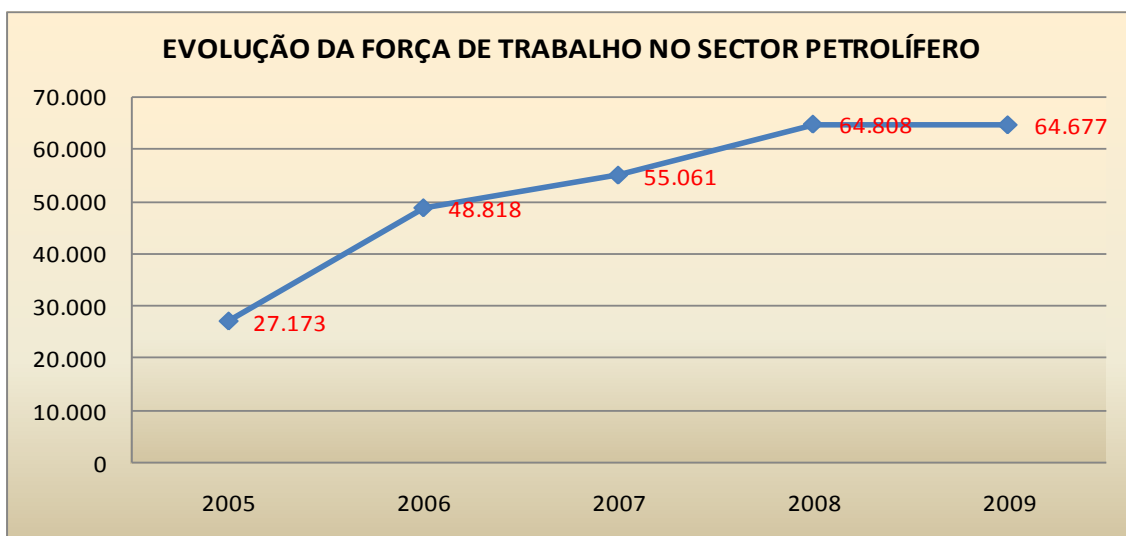


O quadro seguinte visualiza a evolução da força de trabalho no sector petrolífero.

EVOLUÇÃO DA FORÇA DE TRABALHO NO SECTOR PETROLÍFERO

EMPRESAS	2005	2006	2007	2008	2009	T.C.M.A.
MINPET	234	227	234	249	330	8,97
SONANGOL	7.506	7.326	8.041	7947	8.013	1,65
CABGOC	2.837	2.871	3.084	3.347	3.399	4,62
TOTAL	1.031	921	1.221	1.188	1.297	5,91
ESSO	654	644	706	648	755	3,66
BP	312	312	613	737	608	18,15
SOMOIL	100	133	154	333	215	21,09
ENI	73	70	119	136	152	20,12
MAERSK	16	16	18	24	149	74,69
ROC OIL	--	--	29	25	25	--
VAALCO	--	--	--	--	9	--
PETROBRAS	--	--	--	--	110	--
REFINARIA	306	314	314	322	328	1,75
TULLOW	--	--	--	--	9	--
SUB-TOTAL	13.069	12.834	14.533	14.956	15.399	4,19
PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS	14.104	35.984	40.528	49.852	49.278	36,72
TOTAL GERAL	27.173	48.818	55.061	64.808	64.677	24,21

As empresas de Prestação de Serviços no ano de 2009 contavam com 44.104 trabalhadores nacionais e 5.174 trabalhadores expatriados no seu quadro de pessoal, perfazendo um total de 49.278 trabalhadores, o que equivale a 89,50% de nacionais e 10,50% de expatriados.



Não obstante o ano de 2009 ter registado um decréscimo de 0,2% no total da força de trabalho comparativamente ao ano de 2008, como consequência da crise financeira mundial que originou em algumas demissões, o incremento da actividade petrolífera nacional, tem proporcionado um aumento considerável de prestadoras de serviço ao sector, criando oportunidades de trabalho, cuja evolução é representada por uma taxa de crescimento médio (T.C.M.A.) de 24,21%.

De salientar também a execução dos grandes projectos estruturantes de sector, nomeadamente a Construção da Nova Refinaria do Lobito e o Projecto Angola LNG, bem como outras novas infra-estruturas de apoio ao Sector, que têm contribuído para a criação de postos de trabalho.

Relativamente à evolução do processo de Angolanização ao nível do Sector Petrolífero, como resultado da aplicação das políticas legalmente definidas, nomeadamente o Decreto nº 20/82 de 17 de Abril, revogado pelo Decreto-Lei nº 17/09, de 26 de Junho, a avaliação efectuada em 2009, leva a concluir que o mesmo ronda os 58 % no geral.

O estado geral da Angolanização por famílias profissionais até Dezembro de 2009 é a seguir apresentado:

Nas Companhias operadoras:

	Angolanos	Expatriados
- Dirigentes	30%	70%
- Directores de Área	17%	83%
- Chefias Intermédias	23%	77%
- Supervisores	43%	57%
- Técnicos Superiores	78%	22%
- Técnicos Médios	93%	7%
- Administrativos	100%	0
- Auxiliares	100%	0

Nas Empresas Prestadoras de serviço:

	Angolanos	Expatriados
- Dirigentes	71%	29%
- Directores de Área	75%	25%
- Chefias Intermédias	82%	18%
- Supervisores	40%	60%
- Técnicos Superiores	64%	36%
- Técnicos Médios	78%	22%
- Administrativos	100%	0
- Auxiliares	100%	0

O Ministério dos Petróleos conta com um total de 330 trabalhadores, sendo 240 efectivos, 32 requisitados, 5 em comissão de serviço, 3 por regime de destacamento, 21 por contrato por tempo determinado, 15 empregados das residências e 14 escoltas. Foram reformados 6 trabalhadores.