



Demonstrações Financeiras Anuais

do exercício findo em 30 de Junho de 2015

Tradução



Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos, SA

Av. Julius Nyerere, nº 4003

Tel. 21 498257, 21 498260 – Fax: 21 498262

www.cmh.co.mz

Maputo, Moçambique

Demonstrações Financeiras Anuais
do exercício findo a 30 de Junho de 2015

Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos, S.A

ÍNDICE

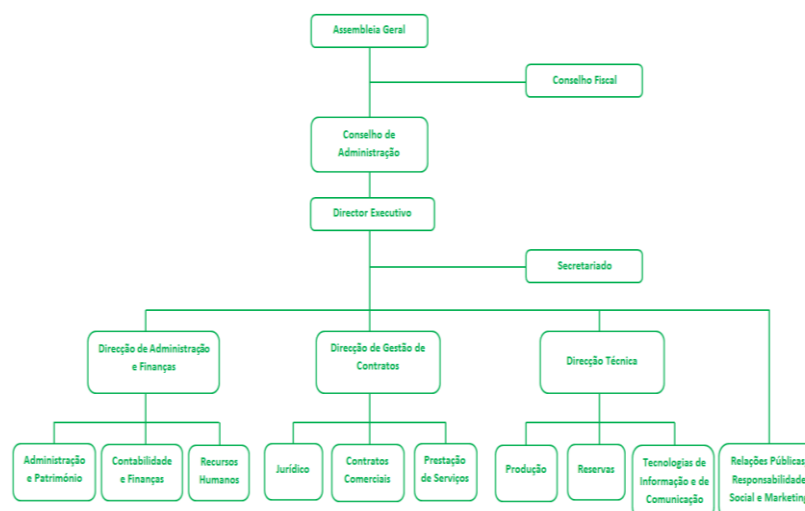
	PÁGINA
I. INFORMAÇÕES DA ENTIDADE	1
II. MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	2 - 5
III. RELATÓRIO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	6 - 30
IV. DECLARAÇÃO DE RESPONSABILIDADE DOS ADMINISTRADORES	31
V. RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES	32 - 33
VI. BALANÇO	34
VII. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS	35
VIII. DEMONSTRAÇÃO DE ALTERAÇÕES NO CAPITAL PRÓPRIO	36
IX. DEMONSTRAÇÃO DE FLUXOS DE CAIXA	37
X. NOTAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	38-74



I. INFORMAÇÕES DA ENTIDADE

Nome da Entidade:	Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos, SA (CMH,SA)
Número de Registo Comercial:	13 259
NUIT:	400 102 961
Conselho de Administração:	▪ Joaquim Ali Caronga (Presidente) ▪ Fernando Faustino (Administrador) ▪ Guilhermino Fortes (Administrador)
Accionistas:	▪ Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, EP (70%) ▪ Governo de Moçambique (20%) ▪ Investidores Privados Nacionais (10%)
Capital Social (30 de Junho de 2014):	MT 593 411 500 (USD 25 286 649)
Número de Acções:	5 934 115
Auditores:	KPMG Auditores e Consultores, SA Av. Julius Nyerere, n° 4003, Bairro Polana Caniço "A"
Endereço:	Maputo – Moçambique
	Maputo – Moçambique
País de Constituição:	A CMH, SA foi constituída de acordo com as Leis de Moçambique.
Visão da CMH:	Assegurar a óptima utilização do recurso gás natural, no presente e futuro, e sua infraestrutura, através da optimização das suas operações e assegurar/prover acesso de mais gás ao mercado Moçambicano.
Missão da CMH:	Maximizar o valor para os accionistas, resultante dos investimentos realizados na produção de gás natural, nos campos de Pande e Temane, em total cumprimento dos direitos e obrigações contratuais.

Estrutura da CMH:



II. MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Relatório do Conselho de Administração e as contas auditadas que apresentamos, são relativas ao exercício económico findo a 30 de Junho de 2015.

Não obstante ao atraso do início de fornecimento de cerca de 27MGJ/ano de gás destinado ao Mercado Moçambicano, este ano financeiro foi assegurado o fornecimento de volumes de gás dos contratos assinados para fornecimento ao mercado doméstico. Infelizmente estas acções aconteceram no momento em que os preços de petróleo no mercado internacional começaram a baixar, afectando deste modo os preços de gás praticados nos actuais contratos de fornecimento de gás natural.

A remoção dos tectos e bases do contrato inicial de venda de gás ao consumidor âncora, à “Sasol Gas” e, o aumento dos volumes de gás fornecidos ao mercado nacional, proporcionaram a CMH e os seus parceiros continuar neste exercício com bons resultados financeiros.

Durante o exercício económico em referência, os accionistas maioritários e os gestores da CMH, continuaram a discutir com os financiadores a possibilidade de redução de alguns condicionalismos dos financiamentos existentes e da política de distribuição de dividendos. Como resultado destas discussões, os financiadores da CMH concordaram com o pagamento até 75% do lucro líquido declarado no exercício fiscal de 2014, o que permitiu o pagamento de dividendos durante este exercício económico, no valor total de USD 30 milhões (trinta milhões de dólares americanos).

Os nossos accionistas estão agora a beneficiar de níveis adequados de pagamento de dividendos em conformidade com desempenho financeiro da Sociedade. Continua a fazer parte da nossa prioridade o aumento contínuo dos dividendos a serem pagos aos nossos accionistas, não obstante, o facto de a empresa continuar a enfrentar vários desafios nomeadamente a manutenção da actual capacidade de produção para garantir o fornecimento de gás aos contratos assinados bem como na diversificação da carteira de negócios da Sociedade.

Nós continuamos durante este exercício económico, a dar especial atenção a necessidade

de avaliação de reservas de gás, com vista a aumentar o volume de reservas provadas, para que se possa disponibilizar mais gás para outros projectos industriais em Moçambique que, actualmente procuram volumes adicionais de gás.

Podemos verificar pelas demonstrações financeiras que a CMH registou um lucro líquido recorde, de USD 52 919 586 (cinquenta e dois milhões, novecentos e dezanove mil, quinhentos e oitenta e seis dólares americanos), o que corresponde a um aumento de 40% comparado com o resultado do exercício económico findo a 30 de Junho de 2014.

Durante este exercício económico, a CMH pagou em impostos e taxas um valor total de USD 15 866 446 (quinze milhões, oitocentos e sessenta e seis mil, quatrocentos e quarenta e seis dólares americanos) ao Estado, sendo o maior peso o Imposto sobre o Rendimento de empresa (IRPC) que representa 92%, 1% representam retenções na fonte (IRPS e IRPC), 6% representam impostos sobre o rendimento dos trabalhadores (IRPS) e 1% representa contribuições para a segurança social (INSS).

Relativamente aos empréstimos, foi pago, um montante de USD 18 862 826 (dezoito milhões oitocentos e sessenta e dois mil oitocentos e sessenta e dois dólares americanos), que corresponde ao serviço da dívida, sendo USD 15 138 988 (quinze milhões, cento e trinta e oito mil, novecentos e oitenta e oito dólares americanos), em amortização do Capital e USD 3 723 838 (três milhões, setecentos e vinte e três mil, oitocentos e trinta e oito dólares americanos) em juros de empréstimo.

Durante este período, a CMH continuou com a política de realização de investimentos de curto prazo, através da utilização dos fundos actualmente mantidos nas contas “*offshore*” em forma de reservas dos financiamentos em vigor tendo auferido um montante de USD 572 799 (quinhentos e setenta e dois mil, setecentos e noventa e nove dólares americanos) de juros.

Em termos ambientais, apraz-nos informar que o Operador continua a registar bons indicadores de segurança, saúde e continua a implementar medidas para mitigar riscos ambientais. Os indicadores de desempenho dos programas de saúde ocupacional e higiene no trabalho são igualmente positivos.

Relativamente a responsabilidade social corporativa, a CMH continua a dar a sua contribuição em projectos sociais ao nível do Consórcio e também directamente apoiando projectos sociais.

Ao nível do Consórcio, a CMH contribuiu com um montante de USD 445 489 (25%) e de forma directa investiu um total de USD 769 009 (setecentos e sessenta e nove mil e nove dólares americanos), em projectos sociais com especial ênfase na educação das crianças e aumento do acesso as comunidades na utilização do gás natural como energia doméstica, contribuindo desta forma para a redução da utilização de lenha como energia e preservação da floresta. A implementação dos projectos sociais ao nível do consórcio melhorou bastante, mas reconhecemos que precisamos de melhorar cada vez mais.

Como forma de aumentar o número de pessoal qualificado moçambicano a trabalhar na planta de processamento em Temane, um complexo habitacional (do Consórcio) está em construção na cidade de Vilanculos, contendo todas as infra-estruturas sociais, por forma a promover-se a atracção e recrutamento de mão-de-obra moçambicana especializada. Alguns postos importantes na Central de processamento em Temane, já estão sendo ocupados por profissionais moçambicanos que irão viver nesse complexo habitacional com suas famílias.

Devido a queda de preços das matérias-primas ao nível internacional, há um sério risco de os indicadores de desempenho venham a cair no futuro. Se os preços no mercado internacional não melhorarem, teremos que estar preparados para tal eventualidade. Pelas razões referidas, o operador tem sido confrontado com a necessidade de reduzir custos operacionais.

A CMH continua a reforçar a sua estrutura organizacional. Foi criado um sector que se dedica a projectos de responsabilidade social e marketing para responder a crescente demanda da sociedade nesta área.

Em termos de formação, continuamos a dar muita atenção para necessidades de formação dos nossos colaboradores. Todos nossos colaboradores beneficiaram de cursos de formação no País e no estrangeiro, dando uma atenção especial a formação especializada em áreas relacionadas com petróleo e gás.

Estivemos e continuamos comprometidos com a transparência, integridade e com o combate a qualquer risco de negligência, fraude ou corrupção no nosso negócio. Todos os nossos relatórios de gestão e contas anuais são tornados públicos num dos jornais de maior circulação do país e na nossa página da Internet.

As nossas acções continuam a ser cotadas na Bolsa de Valores de Moçambique e registou-se uma variação positiva de 450 meticais para 650 Meticais por acção. Até 30 de Junho 2015, a CMH tinha 1241 accionistas dos quais 1239 eram privados.

Durante este ano fiscal, continuamos a honrar todos os nossos compromissos com empréstimos, impostos e outras despesas com os vários intervenientes numa base regular.

Em conclusão, queremos agradecer, a todos aqueles que sempre acreditaram na nossa empresa nos momentos mais difíceis, entre os quais, há a destacar os nossos accionistas, financiadores, parceiros e membros do Governo da República de Moçambique que sempre nos encorajaram a continuar com a nossa missão, de construir e consolidar esta empresa, como o veículo de participação dos moçambicanos no empreendimento de gás natural de Pande e Temane.

Maputo, 26 de Agosto de 2015



Joaquim Ali Caronga
Presidente do Conselho de Administração

III. RELATÓRIO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da CMH tem a honra de apresentar as Demonstrações Financeiras Auditadas e o Relatório do Conselho de Administração relativos ao exercício financeiro findo em 30 de Junho de 2015.

1. Natureza do Negócio e Actividades Principais

A Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos, SA (CMH) é a parceira Moçambicana no Consórcio (UJO- Unincorporated Joint Operation) do Projecto de Gás Natural de Pande e Temane (PGN). São parceiros do consórcio (UJO), a Sasol Petroleum Temane (SPT), Operadora nos campos de Pande e Temane, uma entidade Moçambicana subsidiária da Sasol Petroleum International (SPI), com participação de 70%. Os não-operadores são, a Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos (CMH), que é uma subsidiária da empresa pública, Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH), com participação de 25% e a Sociedade Financeira Internacional (IFC), membro do Grupo Banco Mundial, com participação de 5%.

O consórcio (UJO) está desenvolver os campos de gás natural de Pande e Temane, em Inhambane, Moçambique e construiu uma Central de Processamento (CPF). O gás natural e condensado são produzidos nos campos de Temane, desde Fevereiro de 2004, e Pande, desde Junho de 2009. Do CPF o gás é, então, transportado através dum gasoduto de 865 km de comprimento, de transmissão subterrânea transfronteiriço até a terminal da Sasol Gas em Secunda, na África do Sul e na porção moçambicana o gasoduto é compreendido por cinco pontos de abastecimento para o mercado doméstico.

No projecto inicial, o CPF havia sido projectado para produzir 120 MGJ/a para vender a Sasol Gas, cliente âncora, através do Primeiro Contrato de Venda de Gás (GSA 1). Em Março de 2007, os parceiros acordaram expandir a produção de Pande e Temane e do CPF em Temane para aumentar a capacidade existente de produção de gás e de vendas em 50% e aumentar a capacidade das instalações de produção de 120 MGJ/a para 183 MGJ/a. Da capacidade adicional de 63 MGJ/a, 27 MGJ/a foi atribuída a Sasol Gas, através do Segundo Contrato de Vendas de Gás (GSA 2), 27 MGJ/a foi atribuído aos seguintes projectos no mercado moçambicano: ENH KOGAS com 6 MGJ/ano, Central Térmica de Ressano Garcia

(CTRG) com 11 MGJ/ano, Matola Gas Company (MGC) com 8 MGJ/ano, em 2015 foi atribuída a ENH um adicional de 2 MGJ/ano e 9 MGJ/a foi reservado para os imposto sobre a produção de gás em espécie a ser pago ao Governo moçambicano. A produção de condensado é toda vendida a Petromoc no ponto de entrega do CPF e é transportado ao porto de Beira.

De modo a cumprir com as obrigações contratuais de fornecimento de gás, a capacidade de produção da planta do CPF será expandida de 183 para 197MGJ/ano). O projecto de armazenamento e produção de gás vai aumentar a sua capacidade de processamento de CPF com despesas adicionais mínimas de capital através de pequenas modificações na planta.

Adicionalmente, os parceiros do consórcio (UJO) foram abordadas pela Sasol Petroleum Moçambique Limitada (SPM) expressando interesse em processar o gás da área do PSA usando o CPF, isso irá aumentar a capacidade corrente de 183 para 244MGJ/ano. O projeto de desenvolvimento PSA requer um trem (train) adicional para acomodar os seus volumes de gás e líquidos e a haverá necessidade de construir um 5º Trem no CPF existente a ser financiado pelo projecto do PSA. Foi efectuada a avaliação comercial foi realizada e foi proposto que o PPA seria a proprietária e operadora a 5º Trem e será cobrada uma taxa de processamento ao PSA para recuperar o investimento.

2. Resultados e actividades no âmbito do Consórcio

2.1 Resultados da CMH

Os resultados operacionais da Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos (CMH) do exercício findo a 30 de Junho de 2015, pela sua participação no Consórcio de Pande e Temane (UJO - 25%) são de USD 99 781 950, conforme segue:

(USD)

Demonstração de Resultados - CMH 25%	AF15	AF14	Variância
	1 Julho a 30 Junho	1 Julho a 30 Junho	(%)
Receita bruta	110 947 130	93 986 416	18%
Vendas: Gás Natural	105 991 243	86 642 646	22%
Vendas: Condensado	4 955 887	7 343 770	(33%)
Royalties (Gás Natural e Condensado)	(1 211 333)	(1 843 455)	(35%)
Margem Bruta	109 735 798	92 142 961	19%
Despesas Operacionais	(9 953 848)	(12 937 191)	(23%)
Lucro Operacional	99 781 950	79 205 770	26%

O lucro operacional do período aumentou em 26% em relação o ano anterior (AF14) devido ao fornecimento de volumes adicionais de gás no âmbito dos contratos com a Matola Gas Company (MGC) e a Central Térmica do Ressano Garcia (CTRG).

O consórcio (UJO) foi contabilizado como uma operação conjunta no âmbito dos IFRS 11 nas demonstrações financeiras anuais separadas da CMH.

2.2 Produção e vendas de gás e condensado

2.2.1 Vendas de gás natural e condensado

O volume de Gás Natural e Condensado vendido no ano financeiro 2015 (AF15), findo em 30 de Junho de 2015, é o seguinte:

Volume de vendas da UJV (100%)	Unidade	AF15	AF14	Variação
		1 Julho a 30 Junho	1 Julho a 30 Junho	(%)
Gás Natural - GSA 1	MGJ	131.66	130.11	1.19
Gás Natural - GSA 2	MGJ	23.39	19.45	20.26
Aggreko - GSA 1	MGJ	(a)	10.25	-
ENH	MGJ	5.99	6.45	(7.12)
MGC	MGJ	7.38		-
CTRG	MGJ	4.21		-
GSA ENH 2mGj	MGJ	0.04		-
Cumulativo das vendas	MGJ	172.66	166.26	3.85
Condensado	Barris	464 787.32	368 329.81	26.19
Royalty	Unidade	AF15	AF14	Variação
		1 Julho a 30 Junho	1 Julho a 30 Junho	(%)
Gás levado em espécie	MGJ	6.37	3.83	66.23
Preço médio das vendas	Unidade	AF15	AF14	Variação
		1 Julho a 30 Junho	1 Julho a 30 Junho	(%)
Gás Natural - GSA 1	USD/GJ	2.52	1.91	32.15
Gás Natural - GSA 2	USD/GJ	2.51	2.93	(14.33)
Aggreko - GSA 1	USD/GJ	(a)	2.90	-
ENH	USD/GJ	1.87	1.84	1.60
MGC	USD/GJ	1.45		-
CTRG	USD/GJ	2.51		-
GSA ENH 2mGj	USD/GJ	2.20		-
Condensado	USD/Barril	43.01	79.75	(46.07)

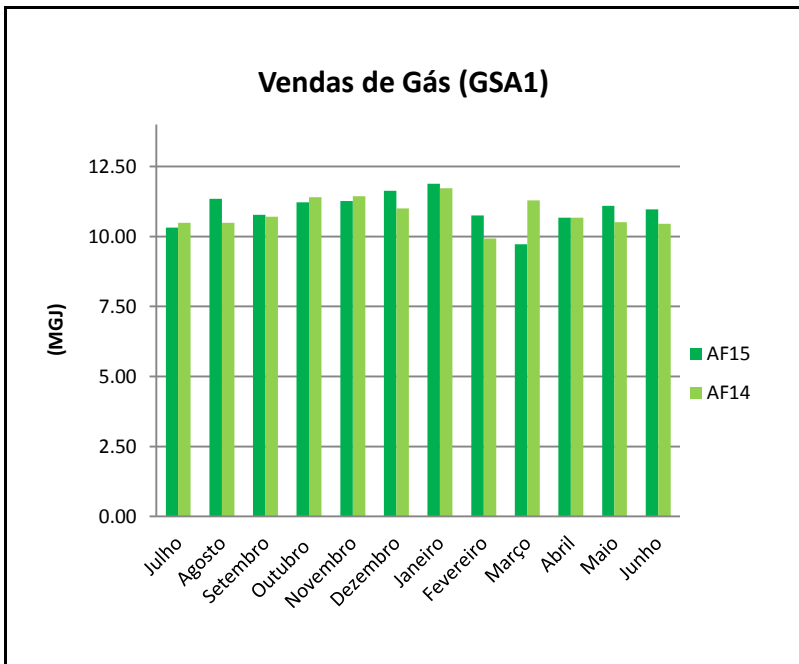
(a) Contrato de venda à Aggreko expirou nos finais de AF14.

O volume total de vendas de gás natural no ano financeiro 2015 (AF15) em média foi 3.85% superior em relação ao período anterior de 2014, devido as seguintes razões:

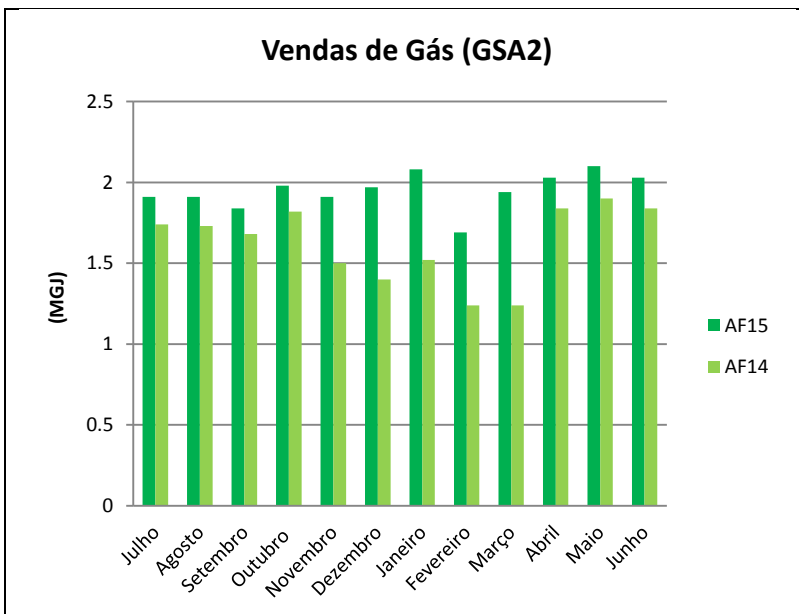
- Verificaram-se encomendas superiores por parte da compradora Sasol Gas comparativamente ao mesmo período do ano anterior AF14.
- MGC, CTRG e GSA ENH-2mGJ começaram a comprar gás durante o ano financeiro AF15, o que contribuiu para o aumento do volume de vendas para o período em apreço.

- A manutenção de rotina foi levada a cabo para minimizar avarias no equipamento de produção durante o período. Contudo, houve avarias de equipamento e paragens de produção mas que não resultaram em perdas de produção na Central de processamento (CP).

Os gráficos abaixo mostram a evolução da produção de gás e o preço durante os anos financeiros 2014 (AF14) e 2015 (AF15) tanto para o gás, como para o condensado.

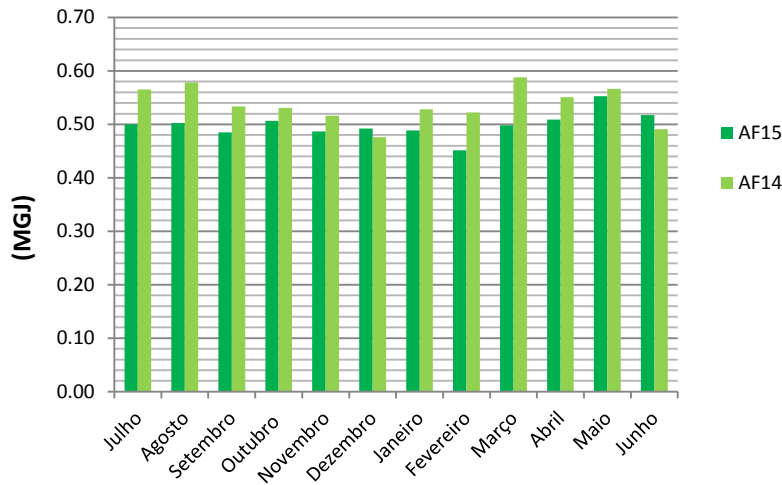


Pode-se ver que a partir de Julho 2014 até Junho 2015, houve vendas de volumes de gás maiores na ordem de 1.19% em termos do contrato GSA-1 em relação ao mesmo período do ano anterior 2014, devido a maiores encomendas de gás por parte da Sasol Gas.



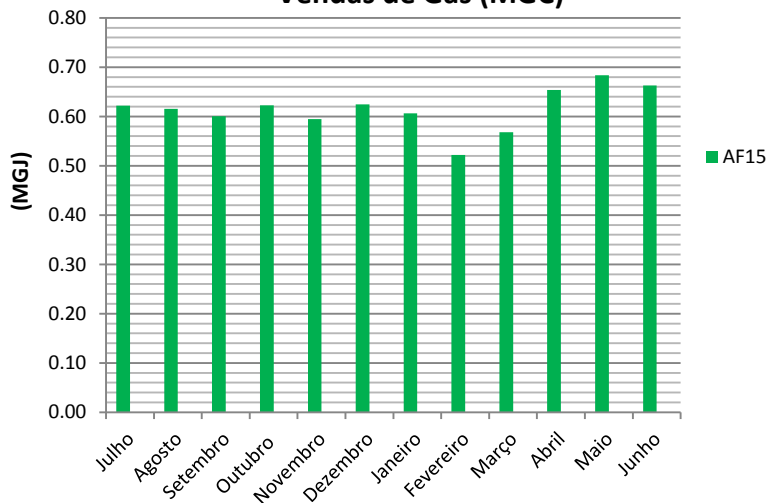
Volume de vendas nos termos do contrato GSA-2 de Julho de 2014 a Junho de 2015 foram 20.26% maiores em relação ao período anterior (AF14), devido a maiores encomendas de gás por parte da Sasol Gas.

Vendas de Gás (ENH)

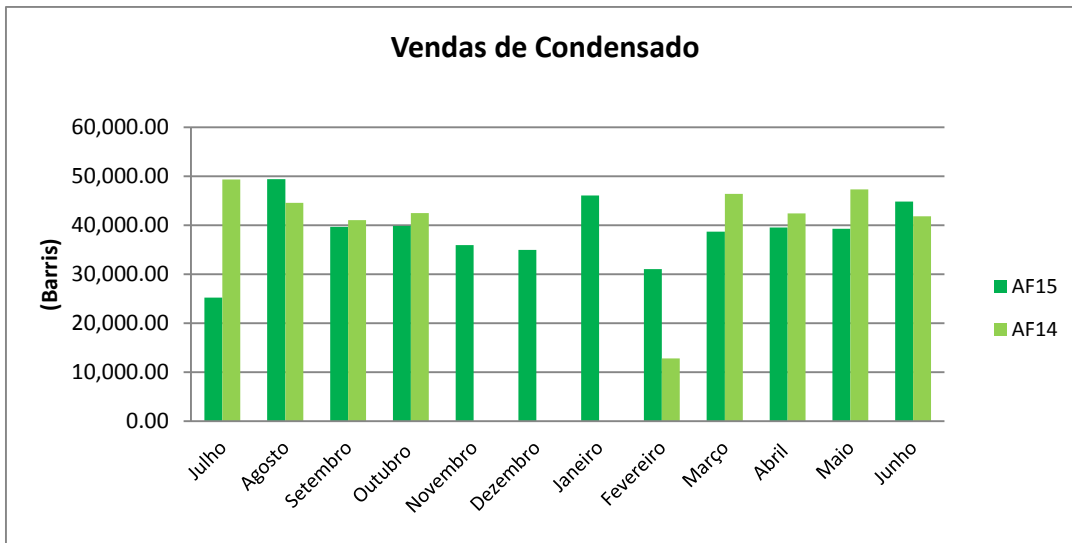


Volumes de vendas nos termos do contrato da ENH de Julho de 2014 a Junho de 2015 foram 7.12% inferiores em relação ao período anterior (AF14), devido a menores encomendas de gás por parte da ENH.

Vendas de Gás (MGC)



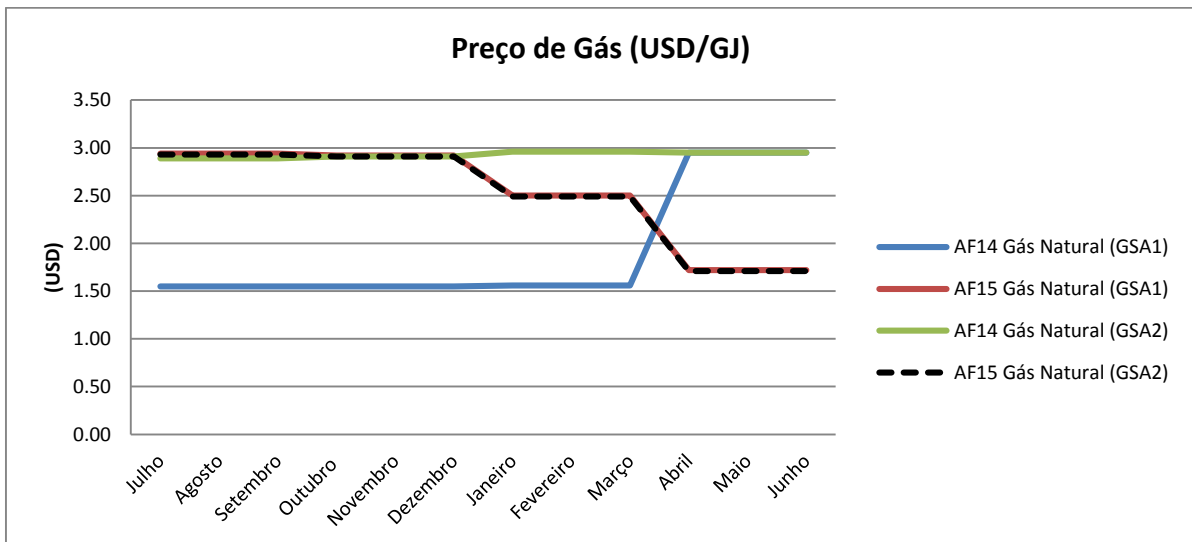
Como foi previamente mencionado, a MGC começou a comprar gás no AF15. As entregas foram com base nas quantidades contratuais diárias (QCD).



Em termos de condensado, registou-se um volume de vendas para o ano financeiro de 2015 de 26,19% maiores em relação ao período anterior de 2014 (AF14), devido a alta produção de gás natural.

2.2.2 Preço de Gás Natural e Condensado

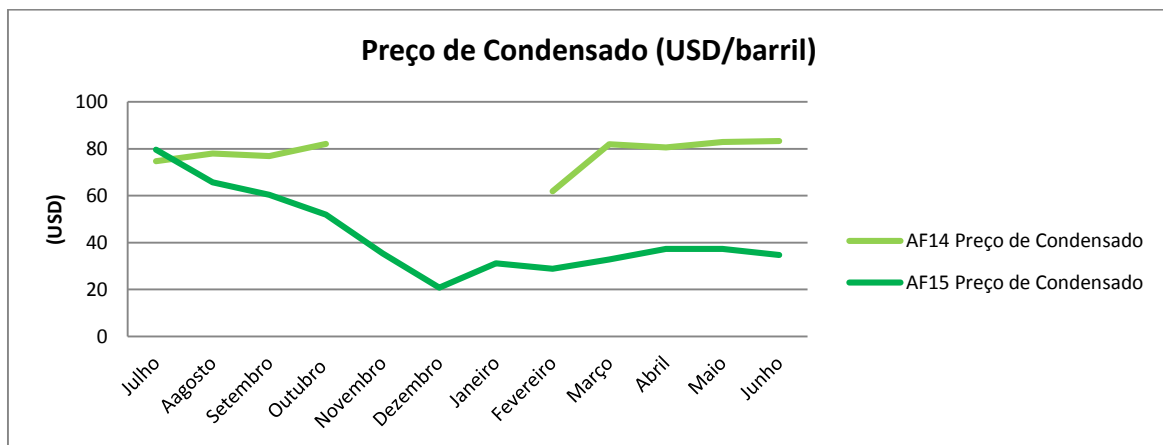
No geral, os preços do gás natural e condensado para os 12 meses findos em 30 de Junho 2015 foram inferiores comparativamente ao mesmo período anterior de 2014 (AF14), devido ao decréscimo do preço de petróleo no mercado internacional.



- A média ponderada do preço de gás natural para o contrato GSA-1 foi de USD2.52/GJ o que representa um acréscimo em 32.15% comparado com o período

anterior AF14 de USD 1.91/GJ devido principalmente, aplicação de multa de 15% do preço prevalecente sobre as quantidades em excesso encomendadas acima de 105% das quantidades contratuais diárias.

- A média ponderada do preço de gás para o contrato GSA-2 foi de USD2.51/GJ que é 14.33% menor em relação ao preço de gás do AF14 de USD 2.93/GJ devido à variação negativa nos principais indicadores de preços.
- A média ponderada do preço de gás para o contrato ENH incluindo aplicação de multa de 15% do preço prevalecente sobre quantidades em excesso encomendadas foi de USD1.87/GJ o que representa um acréscimo em 1.60% comparado com o período anterior AF14 de USD 1.84/GJ.
- A média ponderada do preço de gás para o contrato MGC incluindo aplicação de multa de 15% do preço prevalecente sobre quantidades em excesso encomendadas foi de USD 1.45/GJ.
- A média ponderada do preço de gás para o contrato CTRG incluindo aplicação de multa de 15% do preço prevalecente sobre quantidades em excesso encomendadas foi de USD 2.51/GJ



Note que, entre Outubro de 2013 a meados de Fevereiro de 2014 (AF14), o escoamento do condensado para Beira foi interrompido devido a instabilidade política que se fazia sentir neste troço da estrada nacional numero um (EN1).

A média ponderada do preço de gás de condensado no âmbito do Acordo de Venda de Condensado foi de USD 43.01 por barril, que é 46.07% inferior ao preço praticado no exercício anterior AF14 de USD 79.75 por barril, devido a queda dos preços do Petróleo Brent no mercado internacional.

2.3 Imposto sobre a produção de petróleo (Royalty)

O imposto sobre a produção do petróleo, levado em espécie pela Matola Gas Company (MGC) e pela Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH) a partir de Julho de 2014 a Junho de 2015 foi 66.23% superior do que o gás levado no período anterior de AF14. Isto deveu-se ao aumento do consumo do gás doméstico durante o período reportado.

2.4 Revisão das Operações

2.4.1 Operações nos campos de gás

A produção de gás e condensado desde o último relatório é a seguinte:

- A produção média de gás do PPA (Acordo de Partilha de Produção) no quarto trimestre do ano financeiro de 2015 (AF15) foi de 494 mmscf/d (Milhões de pés cúbicos por dia).
- A produção de gás aumentou em 18 mmscf/d no quarto trimestre comparativamente ao terceiro trimestre devido as altas nominações.
- A produção média do condensado no quarto trimestre foi de 1552 STB/d (Stock Tank Barril por dia).
- A produção de condensado aumentou em 340 STB/d no quarto trimestre comparativamente ao terceiro trimestre devido a alta produção de gás.

No geral, a produção média de gás foi de 465mmscf/d no ano financeiro de 2015 (AF15) comparado com ano anterior (AF14) que foi de 432mmscf/d, e aumentou em 33MMscf/d com um rácio médio de contribuição de 30% do campo de Temane e 70% do campo de Pande, devido maiores nominações.

A produção média de condensado foi de 1273 STB/d em 2015, que é 26% maior em relação ao período anterior (AF14) que foi de 1009 STB/d. A alta produção de condensado foi principalmente devido a alta produção de gás.

Fugas de gás detectadas no Pande-4

A presença contínua de fluidos no subsolo perto do furo Pande-4 ainda persiste. A Empresa "Wild Well Control", precisamente a equipa "well delivery", realizou uma pesquisa aero-electromagnética em 2014 para avaliar os riscos à superfície em torno de furo Pande-4. Os resultados dessa pesquisa mostraram existência de acumulação de água na superfície em

torno do furo Pande-4.

Para colmatar a situação, a equipa dos consultores da “Wild Well Control”, recomendou a aquisição de sísmica 3D por ter maior resolução que permitiria identificar a fonte dos fluidos.

A área de cobertura desse projecto da aquisição sísmica 3D é de 42 km² e prevê-se adquirir no terceiro ou quarto trimestre de 2015. O custo de aquisição sísmica 3D e processamento prevê-se em cerca de USD\$6MM.

Dependendo dos resultados de sísmica, a equipa “well delivery” irá desenvolver um plano de contingência que inclui a perfuração de um ou mais furos de alívio que possam intersectar-se de modo a isolar e evitar desse modo novas fugas de gás.

Avaliação do desempenho do reservatório

Fez-se intervenção nos furos T-7, T-9, T-14 e T-11 para melhorar o desempenho através da técnica de injeção de substâncias químicas (soap stick). Após a aplicação dessas substâncias, os furos T-9, T-14 e T-11 tiveram resultados satisfatórios e que actualmente estão de volta na produção. O furo T-7, não teve resultados satisfatórios e decidiu-se fechar porque ainda continuava a produzir água.

2.4.2 Operações na Central de Processamento (CP)

As encomendas globais diárias foram alcançadas ao longo do período sem exceder os 2% de excesso de entrega. Contudo, ao longo do período reportado, ocorreram os seguintes eventos:

- Permutadores de calor a gás nas Unidade 41, 42, 43 e 44 foram abertos para inspecção interna. Nenhuma anomalia foi detectada;
- Na unidade 52 (unidade de correcção do Ponto de Orvalho) foi descoberto um pequena fuga de gás, tendo por isso sido substituída a vedação mecânica desta unidade;
- No dia 12 Dezembro de 2014, a unidade 52 teve problemas de fluxo. Depois de uma investigação foi encontrado um hidratado, a unidade foi paralisada e aliviada a sua pressão por diversas vezes até a remoção do hidratado;

- A turbina na unidade do compressor 61 foi testada na sua capacidade máxima com sucesso, num período de 8000 horas;
- A calibração de padrão (ISO-sigla inglesa) e a inspecção do orifício do prato do medidor de gás foi feita. E nenhum desvio foi encontrado;
- Foi detectada uma fuga no tanque de condensado B e o tanque foi esvaziado e reparado com sucesso;
- A unidade 63 mostrou falhas de funcionamento durante o mês de Junho devido a níveis elevados sobre o filtro de gás combustível;
- A planta de tratamento de efluentes foi paralisada para efeitos de inspecção devido ao declínio no fluxo do caudal;
- Na unidade 64 mostrava falhas no sistema de vibração e a unidade foi interrompida de funcionamento. Fez-se substituição do cartão e verificou-se que o cabo que alimentava estava danificado;
- O tanque B de condensado foi reparado com sucesso após a fuga de líquidos;
- Foi retomado escoamento do condensado a partir do ponto de entrega na CP, após cerca de seis dias de paragem. Estas questões foram resolvidas e até então já não existem problemas de abastecimento;

No entanto, foram realizadas operações de manutenção para minimizar falhas e perdas de produção como se segue abaixo:

- Operações de manutenção anual programada para os campos e da CP foram realizadas durante o período em análise;
- Registou-se monitoramento semanal da pressão entre o revestimento e a de produção de gás durante o período em análise para minimizar os problemas relacionados com a produção de líquidos;
- Todos os filtros na unidade 60 (compressores de alta pressão) foram substituídos e as válvulas de alívio foram reparadas. A unidade já retomou as suas operações ;
- Na unidade 71 (unidade de estabilização do condensado), os filtros de alimentação da bomba foram sujeitas à intervenção de limpeza para melhorar o desempenho de funcionamento;
- Unidades 41 e 42 (unidades de desidratação de gás) mostravam falhas de funcionamento durante o mês de Junho, após investigações levadas acabo pela

equipa de manutenção foi detectado que os maçaricos estavam danificados. Fez-se reparação e já estão a funcionar normalmente.

2.4.3 Projecto de expansão

2.4.3.1 Questões pendentes com o fornecedor dos compressores de alta pressão da Man Diesel Turbine (MDT)

Progresso desde o último relatório foi o seguinte:

- O teste sobre o novo projecto da turbina foi concluído em cerca de 8 000 horas conforme o cronograma planificado. O ensaio do desempenho da unidade foi aceitável, embora tenha-se verificado na redução da temperatura que limita as condições de total operação da carga;
- Foi realizada jornada de escoamento seguida de inspecção, e posterior reinício do funcionamento da unidade sem detecção de erros nem falhas;
- Foram concluídos estudos de confiabilidade, disponibilidade e manutenção e os resultados indicam que não há possibilidade de negócios para projecto de substituição de compressores HP. O projecto foi suspenso;
- O contrato de manutenção das turbinas HP existentes foi negociado com a Man Diesel Turbine (MDT) para assegurar o desempenho sobre a vida do projecto.

2.4.3.2 Projecto de compressão de baixa pressão

Progresso desde o último relatório foi o seguinte:

- No geral, o projecto da EPCM (Engenharia, Procurement, Construção e Gestão) é de 96% contra os 99% planeados;
- O projecto de testes para funcionamento (RFC) está previsto para fins de Setembro de 2015;
- O benefício das perações (BO) está previsto para finais de Outubro de 2015.

2.4.3.3 Projecto de expansão 197 PJ/a (debottlenecking)

O objectivo de projeto de debottlenecking é de aumentar de capacidade de processamento da CP através de um capital mínimo fazendo pequenas modificações da planta. Esta solução tem sido vista como o melhor caminho a seguir para se cumprir as obrigações contratuais de fornecimento de gás e as pequenas alterações propostas são as seguintes:

- Substituição de válvulas de controle de nível de condensado e da desidratação de gás;
- Substituição dos separadores de baixa temperatura (LTS) e instalação de dispositivos de regulação de gás;
- Substituição da válvula de controle de nível de condensado nos permutadores de calor;
- Substituição das pás de separadores de produção com espirais e válvulas de controle de pressão em torno dos separadores de líquidos;
- O plano de desenvolvimento emendado para os 197PJ/ano foi submetido ao INP em abril de 2015 e aprovado nos finais Junho;
- O projecto concepção e Engenharia- FEED (*Front End Engineering Design*) está em curso e o capital de investimento previsto é de US\$ 6 MM;
- O benefício das operações (BO) do projecto está previsto para o ano Contratual 2016 que permitirá a produção máxima de 197 MGJ / ano.

2.4.4 Projecto de GPL (Gás de Petróleo Liquefeito) /Gás doméstico

Progresso desde o último relatório é o seguinte:

- O PPA-UJV solicitou a transferência das obrigações de produção do GPL para PSA por meio de uma carta ao Ministro dos Recursos Minerais;
- O INP (Instituto Nacional de Petróleo) confirmou a transferência deste pedido em Fevereiro de 2015. O compromisso de produção do GPL será executado pelo projecto do PSA.

2.4.5 Aspectos Legais

Durante o ano em análise, os parceiros da UJV (SPT, CMH e IFC) receberam uma notificação do Governo moçambicano, alocando à ENH os remanescentes 2MGJ de gás natural por ano destinados ao mercado moçambicano, em cumprimento do disposto na cláusula 6.3 (f) do PPA. Nesse sentido, a CMH e o IFC atribuíram mandato à SPT, para que, na qualidade de Operadora, iniciasse com as negociações, com a ENH, do contrato de venda de gás, considerando os mesmos termos e condições acordados no primeiro contrato de venda de 6MGJ de gás por ano à ENH, com a excepção do volume e do preço. Este contrato foi assinado no dia 1 de Junho de 2015 e entrou em vigor na mesma data.

No ano financeiro 2014, os parceiros da UJV receberam uma carta da ENH manifestando a intenção de ceder todos os seus direitos e obrigações, conferidos ao abrigo do Contrato de Venda de Gás natural, de 28 de Junho de 2013, assinado entre o Consórcio como vendedores e a ENH como compradora, para a ENH-Kogas. No dia 28 de Outubro de 2014, foi assinada a Cessão da Posição Contratual entre os Parceiros da UJV, a ENH e a ENH-Kogas, com efeitos a partir de 1 de Setembro de 2014.

O Contrato de Venda de Gás assinado a 8 de Fevereiro de 2013, entre os parceiros da UJV como vendedores e a Matola Gas Company como compradora, para a venda de 8MGJ de gás natural por ano, iniciou a 1 de Julho de 2014.

O Contrato de Venda de Gás assinado a 10 de Abril de 2013 entre os parceiros da UJV como vendedores e a Central Térmica de Ressano Garcia (CTRG) como compradora, para a venda, no mercado moçambicano, de 11MGJ de gás natural por ano, deveria ter iniciado até 31 de Agosto de 2014. Contudo, a 12 de Fevereiro de 2014, a CTRG enviou aos parceiros da UJV uma notificação de ocorrência de força maior, resultante do atraso na: (i) construção da instalação recepção do gás, ao abrigo do seu Contrato de Transporte de Gás; e (ii) conclusão da central eléctrica da CTRG, nos termos do Contrato de Engenharia, *Procurement* e Gestão. A situação de força maior durou até o início do ano em curso, tendo a central eléctrica da CTRG sido concluída a 26 de Fevereiro de 2015 e o Contrato de Venda de Gás iniciado a 27 de Fevereiro de 2015.

Na sequência do término do Contrato de Venda de Condensado entre os parceiros da UJV e a Temane Trading Lda, a 11 de Julho de 2014, foi assinado o Contrato de Venda de Hidrocarbonetos Líquidos entre os parceiros da UJV (vendedores) e a Trafigura PTE Ltd (compradora), para a venda de condensado da área do PPA e de hidrocarbonetos líquidos da área do PSA, com efeitos a partir de 1 de Julho de 2014 e válido pelo período de 1 ano (até 30 de Junho de 2015). Desse modo, foi lançado um concurso para a selecção de novo comprador do condensado da área do PPA, tendo para o efeito sido enviados os termos de referência a doze empresas. Em resposta, seis empresas submeteram as suas propostas, das quais quatro participantes foram apuradas. A Petromoc S.A foi a seleccionada entre as concorrentes, tendo começado a levantar o condensado no dia 23 de Julho de 2015.

Os parceiros da UJV e a Sasol Petroleum Mozambique (SPM) assinaram, a 14 de Julho de 2014, o Acordo Processamento de Hidrocarbonetos da área de PSA, com a duração de 1 ano. O referido acordo não chegou a entrar em vigor, tendo expirado a 13 de Julho de 2015.

Nos dias 23 de Fevereiro e 16 de Março de 2015, os Financiadores da CMH: DBSA e AFD, respectivamente, deram a sua não objecção à CMH para efectuar o pagamento de dividendos de até 30 milhões de dólares americanos, correspondentes a 75% do lucro líquido da CMH para o ano financeiro de 2014. O pagamento dos referidos dividendos ocorreu em Setembro de 2014 (USD 7 205 584) e em Abril de 2015 (USD 22 794 416).

Em Março de 2015, os parceiros da UJV e os compradores de gás natural nos termos dos Contratos de Venda de Gás 1 e 2 (Sasol Gas) e dos Contratos de Venda de Gás 3 (Matola Gas Company, Empresa Nacional de Hidrocarbonetos and Central Térmica de Ressano Garcia) assinaram um Acordo de Dispensa Temporária (*Temporary Waiver*) do Prémio pelo Gás em Excesso e pelo Gás em Falta, para o período de 14 a 28 de Março de 2015, com vista à realização da manutenção programada para a actualização do Sistema de Controlo de Distribuição da CPF.

A partir de 1 de Abril 2015, a Sasol Gas (SG) dispensou a SPT da sua obrigação de emitir garantias de vendedor exigidas ao abrigo do GSA1 e GSA2, considerando que as garantias da SG e SPT são emitidas pelo mesmo garante (Sasol Finance).

Relativamente à alteração legislativa, foi publicada a nova Lei de Petróleos que entrou em vigor a 18 de Agosto de 2014. O Regime Específico e de Benefícios Fiscais de Operações Petrolíferas (Lei nº27/2014, de 23 de Setembro) foi igualmente publicado, tendo entrado em vigor a 1 de Janeiro de 2015. Importa referir que tal legislação não tem impacto significativo no nosso projecto, devido à existência de artigos de estabilidade dos contratos existentes, contidos na referida legislação.

Não há litígios a reportar durante o período em análise.

2.4.6 Assuntos de Segurança, Saúde e Ambiente

Em geral, as iniciativas da implementação de boas práticas de segurança, saúde e ambiente (SSA) estão sendo mantidas.

Nenhum incidente significativo de saúde segurança e ambiente foi registado durante o período em revisão.

Foi conduzida uma auditoria na CP com o objectivo de apurar o cumprimento operacional da PGA (Plano de Gestão Ambiental) e as condições aprovadas da AIA (Avaliação do Impacto Ambiental), bem como avaliar a robustez do Sistema de Gestão Ambiental (SGA) da SPT. Nenhum incidente grave foi registado.

Em Julho de 2014 teve lugar uma auditoria interna de observância do Plano de Gestão Ambiental para o projecto do compressor de baixa pressão.

O Grupo da Sasol SSA SAP (Segurança, Saúde e Ambiente & Serviços de Apoio Profissional), conduziu uma auditoria interna de certificação em ISO 14001 e OSHAS 18001 em Setembro de 2014.

Os programas de gestão de saúde ocupacional continuam a ser bem geridos e foi evidente um notável progresso no alcance de indicadores de desempenho da segurança básica.

O consórcio tem implementado com sucesso o plano de gestão da malária. A estratégia de prevenção CCQ (Consciencialização, Controle de picadas e Quimioterapia) tem sido partilhada com os trabalhadores.

A malária prevalece como um risco significativo para o consórcio, uma vez que alcançou o pico na época chuvosa ocorrida durante o terceiro trimestre do ano 2015.

Os planos de acção para minimizar os efeitos da malária tem sido monitorados para esse propósito conforme segue:

- Dar continuidade com o programa de pulverização residual no campo e nas casas em Vilanculos;
- Levou-se a cabo a remoção da vegetação no lago, nas mediações do projecto residencial de Vilanculos;
- Foram distribuídas redes mosquiteiras pelos trabalhadores moçambicanos na CP;
- Foi intensificado o treinamento em medidas de prevenção aos trabalhadores da CP.

Sobre o desempenho ambiental, o progresso desde o último relatório financeiro é como segue:

- Em Março foi submetido aos Financiadores o Relatório Anual de Divulgação Integrada, para fins de divulgação pública;
- Foi submetido ao MICOA em Outubro, o Plano de Avaliação do Impacto Ambiental (AIA) do projecto de desenvolvimento do PSA e do LPG e teve a aprovação em Dezembro;
- Foi emitida única licença ambiental para a CP. A nova licença foi emitida para a SPT como operador e aos seus projectos de expansão (o projecto de 183 MGJ/ano e do melhoramento das infra-estruturas da CP) dos quais inclui o compressor de baixa pressão, de alta pressão e geradores de turbinas a gás GTG. A licença anterior da CP expirou em Agosto de 2014. A nova licença é válida por 5 anos e expira a 2 de Junho de 2019.

2.4.7 Responsabilidade Social Empresarial (RSE) da UJV

A Responsabilidade Social Empresarial (RSE) é parte integral da política dos parceiros do consórcio para o desenvolvimento sustentável das comunidades localizadas na província de Inhambane, onde realizam-se as actividades operacionais do Projecto de Gás Natural de Pande e Temane.

Para o ano financeiro 2014/2015 os parceiros da UJO aprovaram um montante de USD 2 255 000 para os seguintes projectos sociais: Construção e instalação de equipamento na escola primária de Mangarelane; Capacitação de professores na Província de Inhambane; Doação de carteiras escolares para diferentes escolas; Fornecimento de equipamento hospitalar para cuidados de saúde primários aos centros de saúde da província de Inhambane; Desenvolvimento de um sistema de abastecimento de água em Inhassoro; Melhoramento das condições da Escola Primária Mangungumete bem como, Ferramentas para avaliação e medição dos projectos de RSE.

No período de Junho de 2014 a Julho de 2015, o consórcio realizou projectos sociais que totalizam um montante de USD 1 781 955, dos quais 25% correspondem a comparticipação financeira da CMH.

Quanto ao projecto de capacitação de professores nas escolas da província de Inhambane, trinta e dois professores provenientes das escolas secundárias dos vários distritos da Província beneficiaram-se de treinamento adicional nas disciplinas de matemática, química e física. Esta iniciativa visa melhorar a qualidade do ensino e incutir nos estudantes o interesse nas carreiras relacionadas a área de ciências.

Com vista a melhorar as condições de ensino das escolas na província de Inhambane, os parceiros juntaram-se a iniciativa do Governo para cobrir o défice de carteiras escolares na Província através do fornecimento de cerca de 2000 carteiras escolares bem como secretárias para os professores, nos próximos três anos. Em Junho, um número de 600 carteiras escolares foi entregue a Escola Primaria de Temane no distrito de Inhassoro.

Em relação ao fornecimento de equipamento hospitalar, pelo segundo ano consecutivo, um montante de USD 395 866 (trezentos e noventa e cinco mil, oitocentos de sessenta e seis dólares Americanos) foi investido para suprir as necessidades dos diferentes centros de saúde na Província de Inhambane bem como, das clínicas recentemente construídas em Benzane, Pambara and Temane.

Quanto ao desenvolvimento de um sistema de água em Inhassoro, já foi assinado o acordo de entendimento com a ENH (Empresa Nacional de Hidrocarbonetos) e o Governo Provincial e o início da implementação do projecto está previsto para Agosto 2015.

No que concerne a manutenção de projectos de RSE existentes, a Escola Primária de Mangungumete passou por uma reabilitação que incluiu pintura do edifício escolar, incluindo as casas dos professores, reparação das portas e janelas bem como, colocação de vedação a volta da escola. Este projecto beneficiou 1017 estudantes.

Para permitir uma abordagem holística e prática na avaliação e mensuração dos projectos, investiu-se USD 205 000 na aquisição do *Financial Valuation Tool* e do *Asset Based Community Development Tool*. Estas ferramentas têm como objectivo medir e avaliar projectos de RSE actuais e futuros assim como, identificar projectos sustentáveis.

A construção e equipamento de uma escola primária na comunidade Mangarelane foi adiada para o próximo ano financeiro e o orçamento foi realocado para a reconstrução da clínica Pambara e fornecimento de equipamentos de saúde primários nas clínicas d recém-

construídas em Benzane, Temane e Pambara.

3. Actividades da CMH

3.1 Aspectos Legais

Durante o presente ano, a CMH esteve envolvida em negociações do Contrato de processamento de Gás, a ser assinado entre os parceiros da UJV e a SPM, relativo ao processamento de gás da área do PSA detida pela SPM. O Contrato de Processamento de Gás encontra-se presentemente pendente e aguardando pela proposta do PSA.

Relativamente à obrigação de produzir LPG, no âmbito do PPA, os parceiros da UJV submeteram, ao Governo, um pedido de dispensa de tal obrigação devido à capacidade reduzida de produzir LPG na área do PPA, o que tornou o projecto economicamente inviável.

No que diz respeito à legislação, a CMH fez comentários à Proposta de Regulamento para Implementação da Política de Responsabilidade Social Empresarial do Sector dos Recursos Minerais, tendo enviado os mesmos à SPT.

Na sequência da aprovação do novo Regime Específico e de Benefícios Fiscais de Operações Petrolíferas (Lei n°27/2014, de 23 de Setembro), a CMH analisou igualmente a Proposta do respectivo Regulamento e submeteu os seus comentários ao Instituto Nacional de Petróleos (INP).

Não há litígios a reportar para o período em análise.

3.2 CMH na Bolsa de Valores de Moçambique (BVM)

Durante o presente ano, foi registada uma variação positiva no valor das acções da CMH, de 450 para 650 Meticais por acção. Até 30 de Junho de 2015, a CMH detinha 1 241 accionistas, dos quais 1 239 eram accionistas privados.

3.3 Recursos Humanos

No exercício económico findo em Junho de 2015, a CMH contava com 25 trabalhadores, o mesmo que no ano transacto, dois quais 84% são quadros superiores.

Como parte do seu desenvolvimento estratégico e como forma de melhor enfrentar os desafios, em 2013 o Conselho de Administração da CMH aprovou uma nova estrutura orgânica. Assim durante o exercício findo foram nomeados três chefes de sector, um para o sector de reserva, um para o sector de contratos comerciais e um para o sector de recursos humanos.

A CMH continua a potenciar os seus colaboradores através da formação profissional. Durante o exercício findo, os quadros juniores assim como os séniores beneficiaram de formação, com especial atenção ao *secondment* de um engenheiro químico na planta de processamento de gás natural de Pande e Temane, no período de Setembro à Novembro de 2014. Importa, também, referir que a CMH em parceria com WTS Energy, uma empresa baseada na Holanda, organizou um curso “*in-house*”, denominado *Business Language*, na cidade de Maputo, de 23 de Fevereiro à 6 de Março de 2015. O curso foi ministrado pela empresa ABC International, uma empresa sul Africana especializada em ensino de Inglês para negócio. O montante total investido em actividades de formação foi de USD 402 517.

Como forma de cumprir com seu papel de responsabilidade social e contribuir para o desenvolvimento sócio-económico do país, a CMH iniciou um programa de estágios pré-profissionais. Assim, nos meses de Abril e Maio de 2015, um jurista, uma contabilista e um engenheiro químico foram admitidos para um estágio de duração de seis meses. Posteriormente, outros estudantes terão esta oportunidade como parte do programa.

Como forma de padronizar a política de remunerações do grupo ENH, o Conselho de Administração da CMH decidiu reduzir, em cerca de 25%, as remunerações dos quadros da Direcção e Chefia da CMH.

Em 2014 a CMH iniciou a implementação do software de gestão SAP Business 1 de modo a executar de melhor maneira as operações contabilísticas, financeiras e de recursos humanos. Hoje, as operações são efectuadas em menos tempo fazendo com que a informação seja acessível a qualquer momento, para análise e melhor tomada de decisão.

3.4 Responsabilidade Social Empresarial (RSE) da CMH

A CMH continua a investir directamente em projectos sociais com vista a contribuir para o

desenvolvimento das comunidades moçambicanas.

Durante o ano financeiro 2014/2015, a CMH investiu um montante de USD 769 009 em projectos de RSE com ênfase na educação da criança e aumento do acesso ao gás natural pelas comunidades.

Neste contexto, a CMH financiou a terceira fase do Projecto de Expansão da Rede de Distribuição de Gás Natural, que irá permitir o uso de gás canalizado nas residências de cerca de 400 famílias em Vilanculo, Inhassoro e Govuro. Este projecto tem como objectivo aliviar a pobreza nestas regiões visto que o gás é uma fonte de energia mais acessível comparando com o carvão e a lenha.

Na área da educação da criança, a CMH financiou a reabilitação da Escola Primária de Ntwananu que incluiu a electrificação e a substituição do tecto danificado das instalações da escola. Além disso, para comemorar o dia da criança, a empresa ofereceu um almoço e presentes às crianças. Este projecto beneficia cerca de 300 alunos de uma comunidade carente localizada na cidade de Maputo.

A CMH continuou a apoiar o projecto Xiquitsi através da aquisição de vários instrumentos musicais para os alunos da Escola Nacional de Música, dado que a maioria dos estudantes vêm de comunidades carentes e não podem adquirir os seus próprios instrumentos musicais. O projecto Xiquitsi dá às crianças e aos jovens uma oportunidade de mudarem as suas vidas através da música, proporcionando-lhes habilidades e conhecimentos essenciais para prosseguir uma possível carreira musical.

Quanto à educação, a CMH também patrocinou a produção de 10 000 livros de ensino de xadrez que serão distribuídos gratuitamente em 300 escolas primárias públicas a nível nacional no âmbito do projecto desenvolvido pela Academia de Xadrez da Matola que visa promover jogando xadrez nas escolas públicas do País.

No âmbito da cultura e desporto, apoiou igualmente a produção de álbuns de vários músicos moçambicanos e o clube de Futebol da ENH.

No âmbito das suas acções de solidariedade, a CMH apoiou as populações afectadas pelas cheias que ocorreram nas províncias da Zambézia e do Niassa. Esta acção de carácter social

que visa minimizar algumas das necessidades básicas das famílias que foram afectadas pelas enchentes envolveu os colaboradores da empresa que se voluntariaram a efectuar a entrega dos itens doados nos centros de reassentamento das províncias. Foi efectuada igualmente a doação de um televisor ao Hospital Psiquiátrico de Infulene, a fim de contribuir para a melhoria do bem-estar dos pacientes durante a sua estada no hospital.

A CMH patrocinou igualmente, actividades de várias organizações da sociedade civil e eventos relacionados à indústria extractiva e às áreas de actuação da sua Responsabilidade Social Empresarial.

No âmbito da valorização e bem-estar dos colaboradores, organizou eventos internos como forma de contemplar os colaboradores nas acções de responsabilidade social da empresa.

3.5 Empresa holding e participadas

A CMH é controlada pela Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, EP (ENH), empresa pública, que detém 70% das acções da CMH (série B); pelo Estado moçambicano, representado pelo Instituto de Gestão das Participações do Estado (IGEPE), que detém 20% das acções (série A); os restantes 10% das acções (série C) são detidos por pessoas singulares e colectivas nacionais.

3.6 Assembleia Geral

No dia 30 de Setembro de 2014, foi realizada uma Assembleia Geral Ordinária, onde foram aprovados o Relatório de Contas e de Gestão e para o ano findo a 30 de Junho de 2014, bem como a distribuição de dividendos. Na mesma reunião, foi homologado o Contrato de Venda de Hidrocarbonetos Líquidos assinados entre os parceiros da UJV e a Trafigura, para a venda de Condensado da área do PPA; foram igualmente eleitos, na mesma sessão, os membros do Conselho Fiscal.

3.7 Demonstrações financeiras preparadas de acordo com as normas de IFRS

As demonstrações financeiras foram preparadas em conformidade com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (NIRF) e as interpretações de Comitê de Interpretações sobre Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRIC), emitidas e em vigor em 30 de

Junho de 2015.

3.8 Gestão da dívida

3.8.1 Serviço da dívida

Durante este exercício findo em 30 de Junho de 2015, a CMH cumpriu as obrigações relacionadas com o serviço da dívida dos primeiros e segundos contratos de empréstimos. Um montante total de USD 18 862 826 foi pago como serviço da dívida durante este ano, sendo USD 15 138 988 relativos a amortização do capital e USD 3 723 838 relativos a juros, conforme demonstrado na tabela abaixo.

(USD)

	30-Sep-14		15-Dec-14		31-Mar-15		15-Jun-15		Total AF 15		Saldo da dívida
	Juros	Capital	Interest	Capital	Interest	Capital	Interest	Capital	Interest	Capital	
DBSA TRANCH A	287 101	1 388 889			227 500	1 388 889			514 601	2 777 778	5 555 556
DBSA TRANCH B			638 554	2.540 632			582 133	2 261 860	1 220 687	4 802 492	20 356 736
AFD LOAN A	274 500	1 336 778			228 456	1 336 778			502 956	2 673 556	4 010 333
AFD LOAN B			782 296	2.584 367			703 298	2 300 795	1 485 594	4 885 162	20 707 159
TOTAL	561 601	2 725 667	1 420 850	5 124 999	455 956	2 725 667	1 285 431	4 562 655	3 723 838	15 138 988	50 629 784

O saldo actual da dívida é de USD 50 629 784.

3.8.2 Rácios Financeiros

O acordo assinado com a AFD e DBSA em 20 de Maio 2010 permite a CMH pagar dividendos não excedendo 50% do lucro líquido, após o período de disponibilidade. O pagamento dos mesmos está sujeito a determinados rácios financeiros calculados numa base semestral, nomeadamente:

Ratios	30 de Junho de 2014	31 de Dezembro de 2014	30 de Junho de 2015	Dividends Level (AAP) ^a	Default Level (AAP)
Rácio de Projectão Anual de Cobertura do Serviço da Dívida	3.73	3.60	1.95	1.5	1.35
Rácio Histórico Anual de Cobertura do Serviço da Dívida	2.42	2.36	2.79	1.5	1.35
Rácio de Cobertura do Empréstimo	6.11	6.46	5.51	2.0	1.6
Rácio Dívida / Capital	26:74	20:80	19:81	N/A ^b	70:30

a. AAP – Após o período de disponibilidade

b. Não Aplicável

3.9 Investimento de curto prazo (Investimentos Permitidos)

3.9.1 Contas no estrangeiro (*Off-Shore*)

De acordo com os contratos de financiamento, os financiadores (AFD e DBSA) autorizaram a CMH a investir até 70% do saldo nas contas *offshore* (conta de Reserva do Serviço da Dívida, conta de Reserva de despesas de Investimento e conta de Receitas) em depósito a prazo no Standard Bank da África do Sul Lda.

Durante este exercício, um montante médio de USD 99 510 520 foi investido trimestralmente a uma taxa de juros média de 0,57% e o total de juros auferidos foi de USD 520 007.

3.9.2 Contas no país (*On-Shore*)

De modo a obter juros razoáveis nas contas correntes (on-shore) a CMH convidou vários bancos Moçambicanos a apresentarem propostas de termos e condições para remuneração dos depósitos correntes nessas contas.

A melhor proposta foi oferecida pelo Barclays Bank Moçambique, por um período de 12 meses. Desde 1 de Abril 2015, as seguintes taxas locais estão a ser aplicadas: 5% para conta em Meticais e 0,15% para conta em USD, sem obedecer qualquer condição de saldo mínimo.

3.10 Alteração de políticas contabilísticas

Não houve alterações das políticas contabilísticas no ano financeiro de 2015, excepto para os itens listados na nota 3, principais políticas contabilísticas.

3.11 Dividendos pagos e declarados

Não obstante da política de dividendos aprovada, os financiadores autorizaram a CMH distribuir até 75% do lucro líquido declarado para o Ano Financeiro de 2014 e CMH distribuiu USD 30 000 000, em 24 de Setembro de 2014 e em 15 de Abril de 2015. Os referidos dividendos eram referentes aos anos financeiros de 2012, 2013 e 2014, tendo o pagamento dos mesmos sido efectuado observando os rácios financeiros acordados.

O total de dividendos pagos até à data atingem o montante de USD 62 927 820, o que representa 69% dos dividendos declarados, como mostra a tabela abaixo:

								USD
Ano Financeiro	Data da Assembleia Geral	% Dividendos sobre os lucros	Total de dividendos declarados	Dividendos distribuídos	Dividendos pagos no AF14	Dividendos distribuídos (%)	Data de distribuição	Saldo declarado sujeita à aprovação dos financiadores para a distribuição
AF06*	14/12/2007	49%	6 427 076	2 217 820		35%	Jan-09	4 209 256
AF07*	19/06/2008	50%	2 911 101	-		0%	-	2 911 101
AF08**	11/12/2008	25%	5 253 297	5 253 297		100%	Ago-10, Mar-11, Set-11, Abr-12 e Nov-12	-
AF09**	26/11/2009	25%	4 427 978	4 427 978		100%	Nov-12	-
AF10**	11/11/2010	45%	4 171 003	4 171 003		100%	Dez-12	-
AF11**	29/11/2011	45%	10 420 453	10 420 453		100%	Abr-13, Set-13 & Dez-13	-
AF12**	27/11/2012	50%	14 340 592	6 437 269	7 205 584 697 739	100%	Apr-14, Sept-14 Abr-15	-
AF13**	20/11/2013	50%	14 701 320	-	14 701 320	100%	Abr-15	-
AF14**	30/09/2014	75%	28 385 507	-	7 395 357	26%	Abr-15	20 990 150
Total			91 038 327	32 927 820	30 000 000	69%		28 110 507

* Dividendos a distribuir entre os accionistas ENH (80%) e o Estado Moçambicano (20%)

** Dividendos a distribuir entre os accionistas ENH (70%), e o Estado Moçambicano (20%) e o Sector Privado (10%)

4. Eventos subsequentes

Após 30 de Junho de 2015 até a data, não ocorreram eventos significativos que necessitem de divulgação ou ajustamentos às demonstrações financeiras.

IV. DECLARAÇÃO DE RESPONSABILIDADE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Os administradores são responsáveis pela preparação e apresentação adequada das demonstrações financeiras anuais da Companhia Mocambicana de Hidrocarbonetos, SA, que compreendem o balanço em 30 de Junho de 2015 e a demonstração de resultados, demonstração de alterações no capital próprio e demonstração de fluxos de caixa do exercício findo naquela data, assim como as notas às demonstrações financeiras, as quais incluem um resumo das principais políticas contabilísticas e outras notas explicativas, de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro.

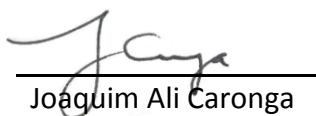
Os administradores são igualmente responsáveis por um sistema de controlo interno relevante para a preparação e apresentação apropriada destas demonstrações financeiras que estejam isentas de distorções materialmente relevantes, quer devidas por fraude, quer a erro, e pela manutenção de registos contabilísticos adequados e um sistema de gestão de risco eficaz, bem como a conformidade com as leis e regulamentos vigentes na República de Moçambique.

Os administradores fizeram uma avaliação da capacidade da entidade continuar a operar com a devida observância do pressuposto da continuidade, e não têm motivos para duvidar da capacidade da entidade poder continuar a operar segundo esse pressuposto no futuro próximo.

O auditor são responsável por reportar sobre se as demonstrações financeiras estão apresentadas de forma verdadeira e apropriada em conformidade com as Normas Internacionais de Relato Financeiro.

Aprovação das demonstrações financeiras

As demonstrações financeiras da Companhia Mocambicana de Hidrocarbonetos, SA, conforme mencionado no primeiro parágrafo, foram aprovadas pelo Conselho de Administração em 26 de Agosto de 2015 e foram assinadas em seu nome por:



Joaquim Ali Caronga

Presidente do Conselho de Administração



KPMG Auditores e Consultores, SA
Edifício HOLLARD
Rua 1.233, Nº 72 C
Maputo, Moçambique

Telefone: +258 (21) 355 200
Telefax: +258 (21) 313 358
Caixa Postal, 2451
Email: mz-fminformation@kpmg.com
Web: www.kpmg.co.mz

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Aos Accionistas da Companhia Mocambiçana de Hidrocarbonetos, SA

Auditámos as demonstrações financeiras da Companhia Mocambiçana de Hidrocarbonetos, SA, que compreendem o balanço em 30 de Junho de 2015 a demonstração de resultados, demonstração de alterações no capital próprio e demonstração de fluxos de caixa do exercício findo naquela data, assim como as notas às demonstrações financeiras, as quais incluem um resumo das principais políticas contabilísticas e outras notas explicativas, constantes das páginas 34 a 73.

Responsabilidade da administração em relação as demonstrações financeiras

Os administradores são responsáveis pela preparação e correcta apresentação destas demonstrações financeiras, de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro, assim como pela manutenção de um sistema de controlo interno que a gestão determinar como sendo pertinente para a preparação de demonstrações financeiras que estejam livres de distorções materiais, devido a fraude ou a erros.

Responsabilidade dos auditores

A nossa responsabilidade é expressar uma opinião sobre estas demonstrações financeiras com base na nossa auditoria. Executámos a nossa auditoria de acordo com as Normas Internacionais de Auditoria. Tais normas exigem, da nossa parte, o cumprimento de requisitos éticos pertinentes, bem como o planeamento e a execução da auditoria de forma a obter uma certeza razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorções materialmente relevantes.

Uma auditoria inclui a aplicação de procedimentos que nos permitam obter evidência de auditoria a respeito dos valores e divulgações apresentadas nas demonstrações financeiras. Os procedimentos seleccionados dependem do nosso julgamento, incluindo a avaliação dos riscos de distorções materiais das demonstrações financeiras, quer devidas a fraude ou erro. Ao procedermos à avaliação desses riscos, consideramos os controlos internos relevantes para a preparação e apresentação adequada das demonstrações financeiras pela entidade, de modo a permitir o desenho de procedimentos de auditoria que sejam, nas circunstâncias, apropriados, mas não com a finalidade de expressarmos uma opinião sobre a eficácia dos sistemas de controlo interno da entidade. Uma auditoria também inclui a avaliação da adequação dos princípios contabilísticos adoptados e a razoabilidade das estimativas contabilísticas feitas pela Administração, assim como uma avaliação da apresentação global das demonstrações financeiras.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e adequada para fornecer uma base razoável para a emissão da nossa opinião de auditoria.



Opinião

Em nossa opinião, estas demonstrações financeiras apresentam, de forma verdadeira e apropriada, em todos aspectos materiais, a situação financeira da Companhia Mocambiçana de Hidrocarbonetos, SA em 30 de Junho de 2015, e o seu desempenho financeiro e fluxos de caixa do exercício findo naquela data, em conformidade com as Normas Internacionais de Relato Financeiro.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'KPMG'.

KPMG

28 Agosto 2015

Maputo

VI. BALANÇO

(montantes em USD)	Notas	30 de Junho de 2015	30 de Junho de 2014
ACTIVO			
Activos não – correntes			
Propriedade instalações e equipamento	4	247 724 219	216 061 179
Activos intangíveis	5	9 131 606	9 736 030
Activos não – correntes		256 855 825	225 797 209
Activos correntes			
Inventários	6	1 058 825	1 232 740
Dívidas a receber entre empresas do grupo	7	-	215 543
Clientes e outros devedores	8	10 947 372	14 713 558
Caixa e equivalentes de caixa	9	140 608 705	133 702 961
Activos correntes		152 614 902	149 864 802
Total do activo		409 470 727	375 662 011
Capitais próprio			
Capital social	10	25 286 649	25 286 649
Capital suplementar	11	4 000 000	4 000 000
Reservas legais		5 057 330	5 057 330
Reservas de investimento		14 296 822	14 296 822
Resultados acumulados		162 548 828	139 629 242
Total de capitais próprios		211 189 629	188 270 043
PASSIVO			
Passivos não – correntes			
Empréstimos obtidos	12	36 052 881	50 629 525
Provisões	13	75 840 417	56 692 020
Fornecedores e outros credores	14	57 171	143 691
Impostos diferidos	18	57 542 248	51 191 497
Passivos não – correntes		169 492 717	158 656 733
Passivos correntes			
Empréstimos obtidos	12	14 576 903	15 139 247
Outros credores	14	4 698 927	5 675 710
Provisões	13	1 470 199	-
Imposto sobre o rendimento	18	8 009 354	7 901 883
Dívidas a pagar entre empresas do grupo	7	32 998	18 395
Passivos correntes		28 788 381	28 735 235
Total do passivo		198 281 098	187 391 968
Total de capitais próprios e passivo		409 470 727	375 662 011

VII. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

(montantes em USD)		30 de Junho de 2015	30 de Junho de 2014
	Notas		
Receitas	15	109 735 798	92 142 961
Outras receitas	15	56 213	-
Custos operacionais	16	(28 574 435)	(30 762 897)
		81 217 576	61 380 064
Despesas financeiras líquidas	17	(4 133 625)	(5 697 550)
Receitas financeiras		1 436 274	570 271
Despesas financeiras		(5 569 899)	(6 267 821)
Lucro antes do imposto		77 083 951	55 682 514
Imposto sobre o Rendimento	18	(24 164 365)	(17 835 172)
Lucro e resultado abrangente total do exercício		52 919 586	37 847 342
Ganhos por acção			
Ganhos básicos por acção	19	8.92	6.38
Ganhos diluídos por acção	19	8.92	6.38

VIII. DEMONSTRAÇÃO DE ALTERAÇÕES NO CAPITAL PRÓPRIO

(em USD)	Capital Social	Capital Suplementar	Reservas Legais (a)	Reservas de Investimento (b)	Lucro/(Prejuízos) Acumulados	Total de Capital
Saldo em 1 de Julho de 2013	25 286 649	4 000 000	5 057 330	14 296 822	113 731 900	162 372 701
Lucro do exercício	-	-	-	-	37 847 342	37 847 342
Dividendos	-	-	-	-	(11 950 000)	(11 950 000)
Saldo em 1 de Julho de 2014	25 286 649	4 000 000	5 057 330	14 296 822	139 629 242	188 270 043
Lucro do exercício	-	-	-	-	52 919 586	52 919 586
Dividendos	-	-	-	-	(30 000 000)	(30 000 000)
Saldo em 30 de Junho de 2015	25 286 649	4 000 000	5 057 330	14 296 822	162 548 828	211 189 629

- (a) Nos termos da legislação moçambicana, a empresa é obrigada a transferir 5% dos seus lucros líquidos anuais para uma reserva legal não-distribuível, até ao mínimo acumulado de 20% do capital social. Esta reserva pode ser utilizada para compensar prejuízos e emissão de acções. A empresa cumpriu com os requisitos legais na transferência para a reserva legal, visto que, o saldo da conta reserva legal atingiu 20% do capital social.
- (b) Trata-se de uma reserva específica estabelecida pelo accionista para fins de investimento. A transferência para reserva de investimento foi aprovada na Assembleia de Geral do dia 11 de Dezembro de 2008.

IX. DEMONSTRAÇÃO DE FLUXOS DE CAIXA

		30 de Junho de 2015	30 de Junho de 2014
(em USD)	Notas		
Fluxos de caixa de actividades operacionais			
Lucro líquido		52 919 586	37 847 342
Ajustamento para:			
Depreciação e amortização	16	12 254 836	12 975 919
Perdas cambiais não realizadas		(56 812)	180 396
Receitas de juros	17	(572 799)	(350 364)
Despesas de juros	17	5 561 610	6 267 821
Imposto sobre o rendimento	18	24 164 365	17 835 172
		94 270 786	74 756 286
Variação do capital corrente			
Saldo entre empresas do grupo		230 146	215 538
Clientes e outros devedores		3 766 186	(2 935 646)
Inventários		173 915	205 125
Fornecedores e outros credores		(1 006 491)	1 549 610
Caixa gerado de actividades operacionais		97 434 542	73 790 913
Juros recebidos		572 799	350 364
Juros pagos		(3 723 838)	(4 692 280)
Imposto pago	18	(17 706 143)	(5 622 503)
Caixa líquido utilizado em actividades operacionais		76 577 360	63 826 494
Fluxos de caixa de actividades de investimento			
Propriedade, instalações e equipamentos	4	(24 696 883)	(20 027 555)
Alienação de propriedade, instalações e equipamentos		50 673	135 000
Caixa líquido utilizado em actividades de investimento		(24 646 210)	(19 892 555)
Fluxos de caixa de actividades de financiamento			
Reembolso de empréstimos	12	(15 138 988)	(14 161 276)
Dividendos pagos	20	(30 000 000)	(11 950 000)
Caixa líquido de actividades de financiamento		(45 138 988)	(26 111 276)
Líquido de caixa e equivalentes de caixa		6 792 162	17 822 663
Caixa e equivalentes de caixa no início do ano		133 702 961	115 955 680

Efeitos cambiais sobre o caixa		113 582	(75 382)
Caixa e equivalentes de caixa no final do ano	9	140 608 705	133 702 961

X. NOTAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

1. Entidade a Reportar

A Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos, SA (“CMH” ou “Empresa”) é uma empresa de responsabilidade limitada, registada em Moçambique a 26 de Outubro de 2000, controlada pela Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, EP (ENH), que detém 70% das acções da empresa. A actividade operacional está relacionada com o desenvolvimento de operações petrolíferas como sua actividade principal.

A empresa foi indicada pela Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P (ENH) e pelo Governo de Moçambique, para juntamente com a Sasol Petroleum Temane, Lda. (SPT), conduzir as operações petrolíferas nas áreas dos campos de produção de Pande e Temane, por um período de 30 anos, ao abrigo do Acordo de Produção de Petróleo (PPA) assinado em Outubro de 2000. A CMH também faz parte do Acordo de Operações Conjuntas (JOA) assinado com a SPT em Dezembro de 2002, cobrindo os reservatórios dos campos de Pande e Temane.

A quota de participação atribuída à Empresa em relação aos direitos e obrigações derivados do Acordo de Produção de Petróleo e do Acordo de Operações Conjuntas era inicialmente de 30%, sendo os remanescentes 70% detidos pela Sasol Petroleum Temane (SPT). Como tal, a CMH teve o direito de adquirir um interesse participativo de 30% no projecto dos campos de gás de Pande e Temane, bem como na Central de Processamento (CPF). O projecto está actualmente operacional, com a SPT como operadora.

Um Acordo de arrendamento *Farm-Out* foi assinado em 2003, pela Empresa, que visa ceder à International Finance Corporation (IFC) uma quota de 5% no Acordo de Operações Conjuntas, que reduziu os 30% detidos pela Empresa no Projecto de Gás Natural de Pande e Temane. Tomando em consideração que todas as condições dos contratos assinados anteriormente com a Agência Francesa de Desenvolvimento (AFD), com o Banco Europeu de Investimento (BEI), e com o Development Bank of Southern Africa (DBSA), foram cumpridas, foram criadas condições para a CMH executar o seu direito de participação no Projecto de Gás Natural de Pande e Temane. Em Abril de 2006, foram assinados os seguintes documentos:

- i) O acordo de cessão do interesse participativo de 5% nos direitos e obrigações, nos termos

- do Acordo de Produção de Petróleo, entre o Governo da República de Moçambique, a ENH, a SPT, a CMH e a IFC;
- ii) O acordo de Novação entre a SPT, a CMH e a IFC, nos termos do qual a IFC assume o interesse participativo, incluindo todos os direitos e obrigações relativos ao seu interesse participativo e é obrigada, nos termos dos acordos do projecto, a exonerar a CMH de quaisquer responsabilidades emergentes dos interesses cedidos;
 - iii) O acordo de cessão e o compromisso de 5% do interesse participativo, nos termos do contrato de vendas de gás, assinado entre a Sasol Gas, a SPT, a CMH e a IFC, bem como o acordo feito para a Garantia de Desempenho (anexado ao acordo de vendas de gás assinado entre a Sasol Gas e a ENH);
 - iv) O acordo de cessão do interesse participativo de 5%, nos termos do Acordo de Operações Conjuntas, entre a CMH e a IFC.

Estes acordos tornaram-se efectivos a partir de Abril de 2006, na data do fecho financeiro, quando a empresa fez a sua contribuição, adquirindo o interesse participativo de 25% de componentes a montante do Projecto de Pande e Temane, em parceria com a SPT (70%) e a IFC (5%). Consequentemente, a partir de 1 de Abril de 2006, a CMH reconheceu a sua quota de activos e passivos controlados conjuntamente e a sua quota de receitas e despesas pelas quais é conjuntamente responsável.

Em Abril de 2009, o Governo de Moçambique aprovou a emenda ao Plano de Desenvolvimento, dando, assim, efeito ao projecto de expansão do Projecto de Gás Natural de Pande e Temane. A expansão vai aumentar a capacidade de produção do CPF, da capacidade de produção existente de 120 MGJ/ ano para 183MGJ/ano.

A empresa localiza-se na Av. Julius Nyerere nº4003, Bairro do Polana Caniço “A”. Maputo, Moçambique.

2. Base de Preparação

2.1 Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras foram preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (NIRF). As mesmas, foram aprovadas pelo Conselho de Administração no dia 26 de Agosto de 2015.

As transacções e os saldos relativos à quota da empresa nas operações do consórcio baseiam-se nas demonstrações de facturação e nas informações disponibilizadas pelo operador.

2.2 Moeda Funcional e de apresentação

As demonstrações financeiras são apresentadas em Dólares Norte Americanos, que constitui a moeda funcional da empresa. Todas as informações financeiras apresentadas em Dólares Norte Americanos foram arredondadas para a unidade do Dólar mais próximo.

2.3 Uso de Estimativas e Julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras em conformidade com as Normas Internacionais de Relato Financeiro requer que a equipa de gestão efectue julgamentos, estimativas e pressupostos que afectam a aplicação de políticas contabilísticas e os valores dos activos, passivos, proveitos e custos reportados. Os resultados actuais podem diferir destas estimativas. As estimativas e os pressupostos subjacentes são revistos numa base contínua. As revisões das estimativas contabilísticas são reconhecidas no período em que as estimativas são revistas e em quaisquer períodos futuros afectados. Em particular, informações sobre julgamentos críticos na aplicação de políticas contabilísticas que têm o efeito mais significativo nos valores reconhecidos nas demonstrações financeiras estão incluídas nas seguintes notas:

Nota 4 – Reconhecimento e Mensuração de activos tangíveis.

Nota 13 – Provisão para custo de encerramento e reabilitação ambiental.

Nota 18 – Imposto sobre o rendimento: Reconhecimento do imposto diferido

Mensuração do justo valor

Um número de políticas contabilísticas e divulgações da Entidade requer a mensuração do justo valor, para activos e passivos financeiros e não financeiros.

A Entidade estabeleceu uma estrutura de controlo respeitante a mensuração do justo valor. A Entidade revê regularmente dados não observáveis significativos e ajustamentos de avaliação.

Se a informação de terceiros, tais como cotações de correctoras ou serviços de fixação de preços,

é usada para mensurar o justo valor, em seguida, a equipa de avaliação avalia a evidência obtida a partir de terceiros para apoiar a conclusão de que tais avaliações cumpram com os requisitos da IFRS, incluindo o nível na hierarquia do justo valor em que essas avaliações devem ser classificados. Ao mensurar o justo valor de um activo ou um passivo, a Entidade usa dados observáveis de mercado, na medida do possível. O justo valor é classificado em diferentes níveis de hierarquia do justo valor com base nos insumos utilizados nas técnicas de avaliação, como segue.

- Nível 1: preços cotados (não ajustados) em mercados activos para activos ou passivos idênticos.
- Nível 2: dados que não sejam preços cotados incluídos no Nível 1 que são observáveis para activos ou passivos, directamente (como preços) ou indirectamente (derivado de preços).
- Nível 3: dados para activos ou passivos que não têm como base dados de mercados observáveis (dados não observáveis).

Se os dados usados para mensurar o justo valor de um activo ou passivo sejam categorizados em níveis diferentes da hierarquia do justo valor, então a mensuração do justo valor é categorizada na sua totalidade no mesmo nível da hierarquia de justo valor como dado de nível mais baixo que seja significativa para a mensuração.

A Entidade reconhece as transferências entre os níveis de hierarquia do justo valor no final do período de relato durante o período em que ocorreu a alteração.

Informação adicional sobre os pressupostos feitos ao mensurar os justos valores é incluídos na Nota 21 – instrumentos financeiros

3. Principais Políticas Contabilísticas

Exceptuando as alterações abaixo, as políticas contabilísticas estabelecidas do 3.1 a 3.17 foram consistentemente aplicadas a todos os períodos apresentados nestas demonstrações financeiras.

A entidade adoptou as seguintes novas normas e alterações de normas, incluindo as eventuais alterações decorrentes de outras normas com data de aplicação de 1 de Julho de 2013:

- a. IFRS 11 – Acordos Conjuntos
- b. IFRS 12 – Divulgação de Participação em outras Entidades
- c. IFRS 13 – Mensuração do justo valor
- d. Apresentação de itens de Outros resultados compreensivos (ORC) (emenda à IAS 1)

(a) Acordos Conjuntos

Como resultado de IFRS 11, a entidade alterou a suas políticas contabilísticas para os seus interesses

do empreendimento conjunto. Segundo a IFRS 11 a entidade classificou os seus interesses em empreendimentos de operações conjuntas.

Ao fazer esta avaliação, a entidade considerou a estrutura de acordos, a forma legal de quaisquer veículos separados, os termos do contrato do acordo e outros factos e circunstâncias. Não houve nenhum impacto sobre os activos, passivos e outros resultados compreensivos da entidade.

(b) Divulgação de participação em outras entidades

Como resultado da IFRS 12, a Entidade expandiu as suas divulgações respeitante a sua Participação em acordos conjuntos.

(c) Mensuração do justo valor

A IFRS 13 estabelece um quadro único para a mensuração do justo valor e fazendo divulgações sobre o justo valor, que tais medidas são necessárias ou permitidas por outras IFRS. Ela unifica a definição de justo valor como preço que seria o recebido para venda dum activo ou pago na transferência de um passivo numa transacção ordenada entre participantes do mercado na data da mensuração.

Ela substitui e amplia os requerimentos de divulgações sobre o justo valor de outras IFRS incluindo IFRS 7. A mudança não teve impacto significativo sobre a mensuração de activos e passivos da entidade.

(d) Apresentação dos itens (ORC)

Como resultado das alterações ao IAS 1, a entidade alterou a apresentação de itens de ORA na suas demonstrações de resultados, para apresentar separadamente os itens que seriam reclassificados para lucros ou prejuízos daqueles que nunca serão. A mudança não teve impacto significativo porque a entidade não tem nenhum ORC do exercício anterior e nem do exercício corrente.

3.1. Actividades de empreendimento conjunto

As operações nos campos de Pande e Temane foram estruturadas na forma de um Empreendimento conjunto não incorporado (UJO), nos termos da qual o empreendimento conjunto não é registado como uma empresa separada, mas cada parte da UJO, nos termos do Acordo de Operações Conjuntas, recebe a sua quota respectiva de activos, passivos e rendimentos líquidos das operações.

3.2. Operações em Moeda estrangeira

As transacções em moeda estrangeira são contabilizadas às taxas de câmbio em vigor à data da

transacção. Os activos e passivos monetários denominados em moedas estrangeiras à data do relato são reconvertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio do final de ano.

O ganho ou perda cambial é a diferença entre o custo na moeda funcional no início do ano, ajustado pela taxa efectiva de juro e pagamento durante o ano, e o custo em moeda estrangeira convertido à taxa de câmbio do final do ano.

Os activos e passivos não monetários que são mensurados pelo justo valor em moeda estrangeira, são convertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio na data em que o justo valor foi determinado. Os itens não-monetários que são mensurados com base no custo histórico na moeda estrangeira são convertidos à taxa de câmbio da data de transacção.

As diferenças de câmbio resultantes da reconversão da moeda são geralmente reconhecidas nos lucros ou prejuízos, como parte de proveitos financeiras ou custos financeiros.

3.3. Instrumentos Financeiros

Activos financeiros não-derivados

A empresa reconhece inicialmente os empréstimos e contas a receber na data em que são originados. Todos os outros activos financeiros são reconhecidos inicialmente na data da transacção na qual a empresa se torna parte das disposições contratuais do instrumento. A entidade não reconhece um activo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do activo expirarem ou quando forem transferidos os direitos de receber os fluxos de caixa contratuais do activo financeiro numa transacção em que todos os riscos e recompensas de propriedade do activo financeiro sejam, substancialmente, transferidos. Qualquer juro sobre os activos financeiros transferidos que seja criado ou retido pela Empresa é reconhecido como um activo ou passivo separado. Os activos e passivos financeiros são compensados e o montante líquido apresentado no balanço quando, e somente quando, a empresa tiver um direito legal de compensar os montantes e pretender liquidar numa base líquida ou realizar o activo e liquidar, simultaneamente, o passivo.

A entidade tem os seguintes activos financeiros não-derivados: empréstimos e contas a receber.

Empréstimos e devedores – Esses activos são reconhecidos inicialmente pelo justo valor mais todos os custos da transacção directamente atribuíveis. Subsequentemente ao reconhecimento inicial, os empréstimos e os devedores são mensurados ao custo amortizado, pelo método de juro efectivo menos quaisquer perdas por imparidade. Os empréstimos e devedores incluem clientes, empresas do grupo e devedores (ver a nota 7 e 8).

Caixa e equivalentes de caixa compreendem as notas e moedas em numerário e os depósitos, com maturidades iniciais de três meses ou inferiores. Os descobertos bancários reembolsáveis são parte integrante da gestão de caixa da Empresa e são incluídos como uma componente de caixa e equivalentes de caixa para efeitos de demonstração de fluxos de caixa.

Passivos financeiros não-derivados

A Empresa reconhece inicialmente as garantias de dívida emitidas e os passivos subordinados na data em que são originados. Todos os outros passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data da transacção em que a Empresa se torne parte das disposições do instrumento contratual. A Empresa não reconhece um passivo financeiro quando as suas obrigações contratuais são libertadas ou canceladas ou expiram. A Empresa tem os seguintes passivos financeiros não-derivados: empréstimos e credores os quais incluem credores entre empresas do grupo. Esses passivos financeiros são, inicialmente, reconhecidos pelo seu valor justo mais todos os custos de transacção directamente atribuíveis. Subsequentemente ao reconhecimento inicial, estes passivos financeiros são mensurados, usando-se o método da taxa de juro efectiva.

Capital Social

Acções ordinárias – As acções ordinárias são classificadas como capital social. Os custos adicionais directamente atribuíveis à emissão das acções ordinárias são reconhecidos como uma dedução do capital próprio, líquido de quaisquer efeitos fiscais.

3.4. Activos fixos tangíveis

Reconhecimento e mensuração

Os itens de activos fixos tangíveis são mensurados ao custo de aquisição menos a depreciação acumulada e as perdas por redução do valor recuperável.

O custo inclui todas as despesas directamente atribuíveis na aquisição do activo. O custo dos activos construídos pela própria empresa inclui os custos dos materiais e da mão-de-obra directa, todos os outros custos directamente atribuíveis para colocar o activo em condições de funcionamento para o seu uso pretendido e os custos de desmantelamento e remoção dos itens e de restauro do local no qual este está localizado.

Quando as partes de um item de activos fixos tangíveis tiverem vidas úteis diferentes, são contabilizadas como itens separados (componentes principais) dos activos fixos tangíveis.

Os ganhos e perdas na alienação de um item de activos fixos tangíveis são determinados pela comparação receitas de venda com quantia escriturada dos itens de activos fixos tangíveis e são reconhecidos em “outros proveitos” na demonstração de resultados.

Despesas subsequentes

O custo de substituição de parte de um item de activos fixos tangíveis é reconhecido no montante da quantia escriturada do item, se for provável que os benefícios económicos futuros incorporados nessa parte fluam para a Empresa e o custo possa ser medido com fiabilidade. A quantia escriturada da parte substituída é desconhecida. O custo de manutenção diária de propriedade, instalações e equipamento é reconhecido em ganhos e perdas, conforme incorrido.

Depreciação

Os activos não produtivos, as depreciações são registados em ganhos e perdas numa base de quotas constantes sobre as vidas úteis estimadas de cada item de activos fixos tangíveis. A terra e os imobilizados em curso não são depreciados.

As vidas úteis estimadas, são como seguem:

-Veículos motorizados	4 anos
-Equipamento	4 – 10 anos
-Edifício	50 anos

Os métodos de depreciação, vidas úteis e valores residuais são revistos no final de cada ano financeiro e ajustados, se apropriado.

3.5. Custos de Exploração, Avaliação e Desenvolvimento

O método de esforço bem-sucedido é usado para contabilizar a exploração de gás e as actividades de avaliação.

Os custos geológicos e geofísicos relativos a furos exploratórios secos e os custos de transporte e retenção de propriedades não desenvolvidas são reconhecidos nas demonstrações de resultados, conforme incorridos.

Após a conclusão de um furo exploratório, a entidade poderá ter encontrado reservas de petróleo e gás. Essas reservas são classificadas como provadas quando, após análise de dados geológicos e de engenharia, parecer com certeza razoável que estas reservas poderiam ser recuperáveis no futuro, nas condições económicas e operacionais existentes.

O custo de furos exploratórios, através dos quais reservas potenciais provadas de petróleo e gás foram descobertas, é capitalizado como activos minerais em activos fixos tangíveis. Estes custos permanecem capitalizados, pendentes da determinação das reservas de gás provadas serem encontradas, desde que tenham sido cumpridas as condições seguintes: (i) existam reservas de petróleo e gás suficientes para justificar o gasto de capital necessário para a conclusão do furo como furo de produção; (ii) a perfuração de furos exploratórios adicionais esteja em curso ou firmemente planeada para um futuro próximo; e (iii) progresso suficiente esteja a ser feito para avaliar as reservas de petróleo e gás e a viabilidade económica ou operacional da propriedade em desenvolvimento.

Se as condições acima não forem cumpridas, ou se as informações obtidas suscitarem dúvidas sobre a viabilidade económica ou operacional do projecto, os custos são reconhecidos nos lucros ou prejuízos. O progresso a este respeito é avaliado anualmente, pelo menos, para assegurar uma justificação suficiente para efectuar essa exploração e avaliar a despesa como um activo.

As actividades de desenvolvimento envolvem um plano ou desenho para a produção de produtos e processos novos ou substancialmente melhorados. A despesa de desenvolvimento é capitalizada somente se os custos de desenvolvimento puderem ser medidos de forma fiável, o produto ou o processo for técnica e comercialmente viável, os benefícios económicos futuros sejam prováveis e a Empresa pretenda e tenha recursos suficientes para completar o desenvolvimento e usar ou vender o activo. A despesa capitalizada inclui o custo de materiais, mão-de-obra directa e custos gerais que sejam directamente atribuíveis à preparação do activo para o seu uso pretendido. Os custos de empréstimos relativos ao desenvolvimento de activos qualificados são capitalizados ao custo do activo qualificado. Outra despesa de desenvolvimento é reconhecida em lucros ou prejuízos, conforme incorrida.

A despesa incorrida para perfurar e equipar furos em desenvolvimento em propriedades comprovadas é capitalizada como activos minerais em activos fixos tangíveis na data em que é comissionada.

A despesa de desenvolvimento capitalizada é medida ao custo menos a depreciação acumulada e qualquer perda por imparidade acumulada.

A depreciação dos activos de exploração e das despesas de desenvolvimento capitalizadas mais os custos de comissionamento é baseada no método de unidades de produção, numa base de campo-a-campo, calculada com utilização de uma estimativa das reservas comprovadas desenvolvidas de petróleo e gás. Estas reservas representam as reservas remanescentes no final do ano, de acordo com o Relatório dos Vendedores usado para cálculo retroactivo da depreciação no início de cada ano

financeiro.

3.6. Activos intangíveis

Os activos intangíveis são integrados ao custo menos a depreciação acumulada e qualquer perda por imparidade. Os activos intangíveis são reconhecidos se for provável que os benefícios económicos dos bens fluam para a empresa, e os custos dos activos possam ser mensurados de forma fiável. Os activos intangíveis consistem apenas de direitos de concessão para explorar e produzir gás nos campos de Pande e Temane, ao abrigo de um Contrato de Produção de Petróleo assinado em Outubro de 2000, que expira em 2033 (ver a nota 1). Este activo intangível é amortizado segundo o método quotas constantes ao longo do período de vida útil remanescente.

Despesas subsequentes

As despesas subsequentes são capitalizadas somente quando aumentarem os benefícios económicos futuros incorporados no activo específico ao qual se relacionem. Todas as outras despesas, incluindo as despesas de “goodwill” e marcas, geradas internamente, são reconhecidas nos lucros ou prejuízos, conforme incorridas.

3.7. Provisões

As provisões para restauro ambiental e qualquer acção judicial são reconhecidas quando: a empresa tem uma obrigação legal ou construtiva presente como resultado de eventos passados; é provável que uma drenagem de recursos seja necessária para pagar a obrigação; e o montante tenha sido estimado com confiança. As provisões não são reconhecidas para perdas operacionais futuras. A provisão para reabilitação do local das instalações é reconhecida como e quando o passivo de carácter ambiental surge.

Onde um passivo de carácter ambiental e de fecho resultem de actividades de desenvolvimento mineiro, os custos são capitalizados como parte do custo do activo associado. Quando esta mesma obrigação surgir de actividades de produção mineira, tal obrigação constitui gastos, as provisões são determinadas descontando os fluxos de caixa previstos, a uma taxa antes do efeito do imposto que reflecta as taxas de mercado correntes e os riscos específicos da obrigação. As alterações das provisões que foram capitalizadas aquando do reconhecimento inicial no custo do activo relacionado são adicionadas ou deduzidas da quantia escriturada do activo.

Onde houver um número de obrigações semelhantes, a probabilidade de e fluxo ser requerida para pagamento é determinada tendo em conta a classe das obrigações como um todo. Uma provisão é

reconhecida mesmo se a probabilidade de efluxo respeitante a qualquer item incluído na mesma classe de obrigações for pequena. As provisões são mensuradas ao valor presente das despesas previstas como necessárias para o pagamento da obrigação, usando-se uma taxa antes do efeito do imposto que reflecta as avaliações de mercado correntes do valor temporal do dinheiro e dos riscos específicos da obrigação. O acréscimo das provisões devido à passagem do tempo é reconhecido como uma despesa de juro.

3.8. Imparidade dos Activos

Activos não financeiros

A quantia escriturada dos activos da entidade, com excepção das existências, são revistos em cada data de relato para determinar se existe alguma indicação de imparidade. Se essa indicação existir, o valor recuperável do activo é estimado. Uma perda por imparidade é reconhecida sempre que a quantia escriturada de um activo ou da sua unidade geradora de caixa exceder o seu montante recuperável. As perdas por imparidade são reconhecidas nos lucros ou prejuízos.

O montante recuperável de um activo é o maior do seu valor líquido realizável e do seu valor em uso. Na avaliação do valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados do seu valor corrente, usando-se uma taxa de desconto antes do efeito do imposto que reflecta as avaliações de mercado correntes do valor temporal do dinheiro e os riscos específicos para o activo. Para um activo que não gere influxos de caixa que sejam em larga medida independentes das dos outros activos, o montante recuperável é determinado para a unidade geradora de caixa à qual o activo pertence.

Uma perda por imparidade é revertida caso se observe uma alteração nas estimativas usadas para determinar o valor recuperável. Uma perda por imparidade somente é revertida na medida em que o valor do activo não exceda o montante que teria sido determinado, líquido de depreciação, se nenhuma perda por imparidade tivesse sido reconhecida.

Activos financeiros não-derivados

Um activo financeiro não classificado ao justo valor através de lucros ou prejuízos, é avaliado a cada data de relato, para determinar se existe evidência objectiva de imparidade. Um activo financeiro encontra-se em situação de imparidade quando existe evidência objectiva de imparidade como resultado de um ou mais eventos ocorridos depois do reconhecimento inicial do activo e, que aquele evento (perda) teve impacto sobre os fluxos de caixa futuros estimados desse activo que pode ser estimado de forma fiável.

A evidência objectiva de que os activos financeiros estão em imparidade inclui incumprimento ou

dificuldade de pagamento do devedor, reestruturação de um montante devido à Entidade em condições de que a Entidade de outra forma não consideraria, indicação de que o devedor ou emitente entrará em falência, mudanças adversas na situação de pagamento dos mutuários ou emitentes, condições económicas relacionadas com incumprimento ou desaparecimento de um mercado activo e seguro. Contudo, para um investimento de títulos de acções, um declínio significativo ou prolongado do seu justo valor abaixo do seu custo é evidência objectiva de imparidade.

A entidade considera evidência de imparidade de activos financeiros mensurados pelo custo amortizado (empréstimos e contas a receber), quer para o activo específico e colectivo. Todos os activos financeiros que sejam individualmente significativos são avaliados quanto à sua imparidade específica. Aqueles activos que não se verificam com a imparidade específica são então avaliados colectivamente para qualquer imparidade que tenha sido incorrida, mas ainda não identificada. Os activos que não são individualmente significativos são avaliados colectivamente pelo agrupamento de activos com características de risco semelhantes.

Na avaliação colectiva de imparidade, a entidade utiliza tendências históricas de probabilidade de incumprimento, de prazo de recuperação e montantes dos prejuízos incorridos, ajustados pelo julgamento da administração sobre se as condições económicas actuais e de crédito são de tal ordem prejuízos reais maiores ou menores do que as seguidas pelas tendências históricas.

Uma perda por imparidade em relação a um activo financeiro mensurado pelo custo amortizado é calculada pela diferença entre a quantia escriturada e o valor presente dos fluxos de caixa futuros descontados à taxa de juro efectiva original do activo. As perdas são reconhecidas nos lucros ou prejuízos e reflectidas numa conta de provisão contra empréstimos e contas a receber. Os juros de activos em imparidade continuam a ser reconhecidos. Quando um evento ocorre depois de a imparidade ter sido reconhecida, a perda por imparidade é reduzida, a diminuição da perda de imparidade é revertida através de lucros ou prejuízos.

3.9. Imposto Sobre o Rendimento

O imposto sobre o rendimento compreende o imposto corrente e diferido. Os impostos correntes e impostos diferidos são reconhecidos nos lucros ou prejuízos. O imposto corrente é o imposto que se prevê pagar sobre o rendimento tributável do ano, utilizando as taxas de imposto legisladas ou substancialmente previstas à data do relatório, e todos os ajustamentos ao imposto a pagar

respeitantes aos exercícios anteriores.

O imposto diferido é reconhecido no respeitante às diferenças temporárias entre os valores contabilísticos dos activos e passivos para efeitos de demonstrações financeiras e dos montantes usados para efeitos de tributação.

O imposto diferido é medido às taxas de imposto que são previstas para aplicação às diferenças temporárias quando revertem, baseado nas leis que tiverem entrado em vigor, ou substancialmente entrado em vigor, à data de relatório. Os activos e passivos de impostos diferidos são compensados se houver um direito legal executável de compensar as obrigações e os bens de impostos correntes e se disserem respeito aos impostos de rendimento aplicados pela mesma autoridade fiscal sobre a mesma entidade fiscal, ou sobre entidades fiscais diferentes, mas que pretendam pagar as obrigações e os activos fiscais correntes numa base líquida ou que os seus bens e os seus passivos sejam realizados simultaneamente.

Um activo por imposto diferido é reconhecido para perdas fiscais não usadas, créditos fiscais e diferenças temporárias dedutíveis, na medida em que seja provável que os futuros lucros tributáveis estarão disponíveis, contra os quais possam ser utilizados. Os activos por impostos diferidos são revistos em cada data de relato e são reduzidos na medida em que já não seja provável que o benefício fiscal relacionado seja realizado.

3.10. Benefícios dos Trabalhadores

O custo dos benefícios a curto-prazo dos trabalhadores, tais como salários, direito dos trabalhadores a férias pagas, bónus, assistência médica e outras contribuições, é reconhecido durante o período em que o trabalhador presta o serviço relacionado. A Empresa reconhece o custo do bónus previsto, somente quando tem uma obrigação presente, legal ou construtiva de efectuar esse pagamento e uma estimativa fiável possa ser feita.

Plano de contribuição definida

Um plano de contribuição definida é um plano de benefícios pós-emprego sob o qual a entidade paga contribuições fixas a uma entidade separada e não terá obrigação legal ou construtiva de pagar contribuições adicionais. A obrigação para contribuições para o plano de contribuição definida é reconhecida como despesa de benefícios a trabalhadores no resultado do período em que os serviços relacionados são prestados pelo trabalhador. As contribuições pagas antecipadamente são reconhecidas como um activo na medida em que há restituição em dinheiro ou redução de pagamentos futuros. As contribuições para um plano de contribuição definida que são devidas e

superiores a 12 meses após o final do período em que os trabalhadores prestam serviços são descontados no seu valor actual.

As contribuições para o fundo do Instituto Nacional de Segurança Social (INSS), para o qual todas as empresas moçambicanas são obrigadas, por lei, a contribuir, baseiam-se numa percentagem dos salários e são registadas como despesas no período em que incorrerem.

Outros benefícios ao trabalhador a curto prazo

As obrigações de curto prazo referentes aos benefícios a pagar aos trabalhadores são mensuradas numa base não descontada e são registadas como despesas quando o respectivo serviço é prestado. Uma provisão é reconhecida pelo valor que se espera pagar, a curto prazo ao abrigo de um plano de pagamento de bónus se a entidade tiver obrigação legal ou construtiva de pagar esse valor por algum serviço que o trabalhador tenha prestado no passado, desde que essa obrigação possa ser estimada de forma fiável.

3.11. Existências

As existências são mensuradas pelo menor valor do custo de aquisição e pelo valor realizável líquido. O custo inclui as despesas incorridas na aquisição de activos, custos de produção ou de conversão e outros custos incorridos para conseguir reuni-las no mesmo local e condição.

O custo é determinado como segue:

- Gás natural Líquido - condensado (método de avaliação *first-in-first-out* – FIFO)
- Processamento, manutenção e outros materiais (preço do custo médio ponderado)

O valor líquido realizável é o preço de venda estimado no decurso normal do negócio menos o custo de despesas de conclusão e de vendas.

3.12. Reconhecimento de Receitas

A receita das vendas de gás natural e de gás natural líquido - condensado, no decurso das actividades ordinárias, é mensurada ao justo valor do pagamento recebido ou a receber, líquido de “royalties” pagas ao governo, retornos, impostos indirectos, descontos comerciais e de quantidades concedido pela entidade. A receita é reconhecida quando existir evidência persuasiva, na forma de contrato de vendas de gás executado, de que os riscos significativos e os prémios de propriedade foram transferidos para o comprador, que a recuperação do pagamento seja provável, os custos associados e o retorno possível dos bens podem ser estimados de forma fiável, de que não há nenhum envolvimento continuado da direcção com os bens e que o montante da receita possa ser mensurado de forma fiável. Na produção e venda de gás, a transferência de propriedade ocorre geralmente quando o gás ou o condensado são fisicamente transferidos para um navio, gasoduto ou qualquer

outro mecanismo de entrega.

O “royalty” a pagar é o imposto sobre o petróleo produzido no território moçambicano, a partir de um depósito de petróleo. A base do cálculo fiscal do “royalty” é o valor do petróleo produzido, incluindo as quantidades de petróleo perdidas como resultado de qualquer deficiência nas operações petrolíferas ou por negligência. O royalty (imposto) é cobrado em 5% do valor do gás natural e condensado produzido ou extraído e vendido, excluindo o custo de transporte, recolha e processamento.

3.13. Dividendos

Com base nos contractos de empréstimos da empresa, a CMH deverá distribuir dividendos ou fazer qualquer distribuição se:

- (i) Nenhum evento de incumprimento ou evento potencial de incumprimento tiver ocorrido e esteja continuado;
- (ii) A distribuição total não excede a 50% do lucro líquido da CMH, sujeito a disponibilidade de caixa.

Os seguintes rácios de distribuição tenham sido alcançados:

- (II.1) O RPACSD¹ não seja inferior a 1,5: 1;
- (II.2) O RHACSD² não seja inferior a 1,5: 1;
- (ii.3) O RCE³ não inferior a 2: 1.

A CMH só pode distribuir dividendos mediante o consentimento escrito dos Financiadores. Assim, a empresa considera que os dividendos aprovados pelos Financiadores e pagos serão deduzidos dos lucros acumulados.

3.14. Rendimentos Financeiros e custos financeiros

Os Rendimentos Financeiros incluem os juros recebidos sobre os fundos investidos. Os juros recebidos são reconhecidos à medida que forem crescendo nos lucros ou prejuízos, quando vencer, usando o método do juro efectivo.

¹ Rácio de Projectão Anual de Cobertura do Serviço da Dívida

² Rácio Histórico Anual de Cobertura do Serviço da Dívida

³ Rácio de Cobertura do Empréstimo

Os custos financeiros compreendem os encargos financeiros dos empréstimos, a anulação do desconto em provisões, perdas por imparidade reconhecidas em activos financeiros.

Os custos de empréstimos que não sejam directamente atribuíveis à aquisição, construção ou produção de um activo que se qualifica são reconhecidos nos lucros ou prejuízos usando o método da taxa de juro efectiva.

3.15. Relato por Segmentos

A Entidade tem apenas um segmento - as suas operações de gás natural e não existem outros segmentos.

3.16. Ganhos por acção

A Entidade apresenta dados relacionados com resultados por acção básicos e diluídos para as suas acções ordinárias. Os resultados por acção básicos são calculados dividindo o lucro ou prejuízo atribuível aos accionistas ordinários da Empresa pelo número médio ponderado de acções ordinárias pendentes durante o período. O cálculo dos resultados por acções diluídos é determinado ajustando o lucro ou prejuízo atribuível aos accionistas ordinários e o número médio ponderado de acções ordinárias pendentes, para efeitos de todas as potenciais acções ordinárias.

3.17. Novas normas e interpretações ainda não adoptadas

Existem novas normas, emendas às alterações e interpretações contabilísticas emitidas mas ainda não efectivas para o exercício findo em 30 de Junho de 2015 e não foram aplicadas na preparação das demonstrações financeiras:

Norma/Interpretação		Data de emissão pelo IASB	Data efectiva
NIRF 14	Contas regulamentares diferidas	Janeiro de 2014	1 de Janeiro 2016
NIC 16 e NIC 38	Esclarecimento de Métodos de Aceitação de Depreciação e Amortização	Maio de 2014	1 de Janeiro 2016
NIRF 15	Empreendimentos Conjuntos	Maio de 2014	1 de Janeiro de 2016
NIRF 9	Instrumentos Financeiros	Julho de 2014	1 de Janeiro de 2018
NIRF 10 e NIC 28	Venda ou Contribuição de Activos entre um Investidor e sua Associada ou Empreendimento Conjunto	Setembro de 2014	1 de Janeiro 2016
NIC 1	Iniciativa de Divulgação	Dezembro de 2014	1 Janeiro 2016
NIRF 11	Contabilização das aquisições de participação nas operações conjuntas	Março 2014	1 de Janeiro 2016

Não se espera que a aplicação das normas e interpretações acima referidas tenham um impacto significativo sobre estas demonstrações financeiras excepto nos seguintes casos:

Iniciativa de divulgação (Emenda à NIC 1)

As emendas fornecem orientações adicionais sobre a aplicação da materialidade e cálculo na preparação das demonstrações financeiras. As emendas são aplicáveis prospectivamente para períodos anuais com início em ou após 1 de Janeiro de 2016 e adopção antecipada permitida.

NIRF 15 Rédito de contratos com clientes

Esta norma substitui a NIC 11 *Contratos de Construção*, NIC 18 *Rédito*, IFRIC 13 *Programas de Fidelização de Clientes*, IFRIC 15 *Acordos para Construção de Imóveis*, IFRIC 18 *Transferência de Activos para Clientes* e SIC-31 *Rédito – Transacções de Troca Envolvendo Serviços de Publicidade*.

A norma contém um modelo único que se aplica a contratos com clientes e duas abordagens para reconhecimento da rédito: num momento ou ao longo do tempo. O modelo apresenta um contrato de análise de transacções com base em cinco etapas para determinar quanto e quando o rédito é reconhecido.

Esta nova norma terá provavelmente um impacto significativo sobre a Entidade, que irá incluir uma possível mudança no tempo de quando o rédito e o valor do rédito é reconhecido. A Entidade está actualmente no processo de execução de uma avaliação mais detalhada do impacto desta norma sobre a Entidade e irá fornecer mais informações nas demonstrações financeiras do exercício findo em 30 de Junho de 2016. A NIRF 15 é efectiva para períodos anuais com início em ou após 1 de Janeiro de 2018, com adopção antepada permitida de acordo com a NIRF.

4. Propriedade, instalações e equipamento

	Edifício - escritórios USD	Veículos e Equipamento USD	Activos de Mineração e CPF USD	Investimento em curso USD	Total USD
Custo					
Em 1 de Julho de 2013	2 078 836	848 508	234 573 670	5 451 301	242 952 315
Adições	-	715 460	7 036 832	19 731 165	27 483 457
Alienações	-	(320 000)	-	-	(320 000)
Transferências	-	-	-	-	-
Saldo em 30 de Junho de 2014	2 078 836	1 243 968	241 610 502	25 182 466	270 115 772
Em 1 de Julho de 2014	2 078 836	1 243 968	241 610 502	25 182 466	270 115 772
Adições	-	-	19 124 403	24 239 722	43 364 125
Alienações	-	(105 693)	-	-	(105 693)
Transferência	-	154 060	1 726 128	(1 969 478)	(89 020)
Saldo em 30 de Junho de 2015	2 078 836	1 292 335	262 461 033	47 452 710	313 284 914
Depreciação Acumulada					
Saldo em 1 de Julho de 2013	83 154	513 524	41 316 065	-	41 912 743
Adições	41 577	179 836	12 105 437	-	12 326 850
Alienações	-	(185 000)	-	-	(185 000)
Saldo em 30 de Junho de 2014	124 731	508 360	53 421 502	-	54 054 593
Saldo em 1 de Julho de 2014	124 731	508 360	53 421 502	-	54 054 593
Depreciação	41 577	292 525	11 227 020	-	11 561 122
Alienações	-	(55 020)	-	-	(55 020)
Saldo em 30 de Junho de 2015	166 308	745 865	64 648 522	-	65 560 695
Quantias escrituradas					
Em 1 de Julho de 2013	1 995 682	334 984	193 257 605	5 451 301	201 039 572
Em 1 de Julho de 2014	1 954 105	735 608	188 189 000	25 182 466	216 061 179
Em 30 de Junho de 2015	1 912 528	546 470	197 812 511	47 452 710	247 724 219

Divulgação Adicional

	Junho de 2015 USD	Junho de 2014 USD
Adições do exercício	43 364 125	27 483 457
Ajustamentos por itens não monetários – provisão ambiental	(18 667 242)	(7 455 902)
Pela demonstração do fluxo de caixa	24 696 883	20 027 555

A Central de Processamento incluída nos activos de mineração minerais é usada como garantia em relação a facilidade de empréstimos com a AFD e o DBSA que está divulgada na nota 12.

5. Activos Intangíveis

	Direitos de Concessão USD
Custo	
Em 1 de Julho de 2013	19 231 666
Saldo em 30 de Junho de 2014	19 231 666
Em 1 de Julho de 2014	19 231 666
Adições	89 290
Saldo em 30 de Junho de 2015	19 320 956
Amortização Acumulada	
Em 1 de Julho de 2013	8 846 567
Amortização do ano	649 069
Saldo em 30 de Junho de 2014	9 495 636
Em 1 de Julho de 2014	9 495 636
Amortização do ano	693 714
Saldo em 30 de Junho de 2015	10 189 350
Quantias escrituradas	
Em 1 de Julho de 2013	10 385 099
Em 1 de Julho de 2014	9 736 030
Em 30 de Junho de 2015	9 131 606

Os activos intangíveis compreendem os direitos de concessão transferidos pela ENH para o desenvolvimento do projecto de gás (campos de Pande e Temane).

6. Inventários

	Junho de 2015 USD	Junho de 2014 USD
Materiais de manutenção	1 058 825	1 232 740
	1 058 825	1 232 740

7. Saldos entre empresas do Grupo

	Junho de 2015 USD	Junho de 2014 USD
Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH)		
Devedores	-	215 543
Credores	(32 998)	(18 395)
	<u>(32 998)</u>	<u>197 148</u>

O montante a pagar à ENH é resultado dos serviços prestados pela ENH em conformidade com o Contrato de Gestão.

8. Clientes e outros devedores

	Junho de 2015 USD	Junho de 2014 USD
Interesse participativo sobre activos correntes do empreendimento de Operações Conjuntas Não-incorporado	10 101 775	13 389 721
Clientes	9 111 481	14 153 333
Imposto Sobre o Valor Acrescentado	990 294	(763 612)
Outros devedores	845 597	1 323 837
Trabalhadores devedores	15 393	-
Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA)	802 032	1 282 111
Antecipações Activas	28 172	41 726
	<u>10 947 372</u>	<u>14 713 558</u>

9. Caixa e Equivalentes de Caixa

	Junho de 2015 USD	Junho de 2014 USD
Dinheiro em caixa	330	325
Depósitos bancários	140 608 375	133 702 636
Conta On-shore da CMH (i)	3 895 313	1 070 217
Conta de Receitas (ii)	17 115 543	31 767 705
Conta de Reserva de Capex (iii)	4 362 336	7 060 570
Conta Off-Shore de Operações (iv)	25 494	25 494
Conta de Reserva para o serviço da dívida (v)	2 339 349	6 966 520
Depósito a Taxa Fixa (vi)	112 870 340	86 812 130
Caixa e Equivalentes de Caixa conforme fecho de Fluxo de Caixa	<u>140 608 705</u>	<u>133 702 961</u>

O mecanismo de pagamento e a prioridade de pagamento são determinados contratualmente por um Acordo de Contas. Este acordo foi assinado em 20 de Maio de 2010, entre a Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos (CMH), o Development Bank of Southern Africa (DBSA), a Agence Française de Development (AFD), o Standard Bank of South Africa Limited (a conta

9. Caixa e Equivalentes de Caixa (Continuação)

bancária off-shore) e o Barclays Bank Moçambique SA (a conta bancária on-shore). Foi acordado manter em nome da CMH, as seguintes contas:

- i. Conta Onshore da CMH (Conta Onshore em Meticais e Conta Onshore em Dólares) – a CMH deve transferir, das contas de receitas em quaisquer datas de pagamento, o montante dos custos administrativos previstos para pagamento em Moçambique durante um período de seis meses após a data de pagamento.
- ii. As Contas de Receitas – nesta conta serão depositadas as receitas de cada reembolso feito nos termos da Expansão de instalações, todas as receitas, incluindo qualquer montante a pagar à CMH nos termos dos documentos do projecto, todas as receitas de qualquer capital social, todas as receitas de seguros e qualquer montante em excesso a crédito da conta do Serviço da Dívida e da Conta de Reserva Capex.
- iii. A Conta de Reserva Capex – esta conta é usada como reserva para o montante igual ao agregado do custo operacional do projecto e das despesas de manutenção durante o período de 12 meses seguinte e o custo administrativo da CMH para o período de 6 meses seguinte.
Não obstante quaisquer outras disposições do presente Acordo, até 70% do saldo de crédito na Conta de Reserva Capex, pode de vez em quando ser investido em Investimentos Permitidos mediante o consentimento prévio e por escrito dos Mutuários da CMH.
- iv. A Conta Offshore – esta conta serve para satisfazer os custos operacionais do projecto denominados em Dólares Norte Americanos, e os custos administrativos da CMH a pagar fora de Moçambique.
- v. A Conta de Reserva do Serviço de Dívida – esta conta é usada como reserva para todos os pagamentos calendarizados de capital e de juros que serão devidos e pagos nas quatro seguintes datas de pagamento, em conformidade com as facilidades da CMH e é paga trimestralmente.
Não obstante quaisquer outras disposições do presente Acordo, até 70% dos fundos a crédito na Conta de Reserva do Serviço da Dívida, pode de vez em quando ser investido em Investimentos Permitidos mediante o consentimento prévio e por escrito dos Mutuários da CMH.
- vi. Depósitos a taxa fixa (Investimentos Permitidos) - conforme mencionado acima nos pontos (iii) e (v), os Mutuários (AFD e DBSA) concederam a autorização à CMH para investir 70% dos saldos de crédito das Contas *Off-shore* (Conta de Reserva do Serviço da Dívida, Conta de Reserva Capex e a Conta de Receitas) para depósitos a taxa fixa, para o período de 16 de Junho de 2015 a 29 de Setembro de 2015, a uma taxa de juro de 0,54%.

10. Capital Social

		Junho de 2015 USD		Junho de 2014 USD
	%		%	
4 153 880 acções ordinárias autorizadas detidas pela Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, EP (ENH), a um valor nominal de USD 4.26 por acção (Classe B)	70	17 700 654	70	17 700 654
1 186 823 acções ordinárias autorizadas detidas pelo Governo Moçambicano, a um valor nominal de USD 4.26 por acção (Classe A)	20	5 057 330	20	5 057 330
593 412 acções ordinárias detidas por 1 274 Accionistas privados, a um valor nominal de USD 4.26 por acção (Classe C)	10	2 528 665	10	2 528 665
Total do capital social autorizado, emitido e pago	100	25 286 649	100	25 286 649

A empresa não tem acções preferenciais.

- Acções de Classe “A” – não são livremente transaccionáveis, depende do consentimento da Assembleia Geral.
- Acções de Classe “B” – não são livremente transaccionáveis, depende do consentimento da Assembleia Geral.
- Acções de Classe “C” – são livremente transaccionáveis entre entidades nacionais através da Bolsa de Valores de Moçambique.

A classe de acções não restringe pagamento de dividendos.

11. Capital Suplementar

Nos termos dos acordos financeiros existentes assinados com a Agência Francesa de Desenvolvimento (AFD) e o Development Bank of Southern Africa (DBSA), a ENH comprometeu-se a efectuar a contribuição de capital requerida para cumprir o rácio dívida/capital e, em conformidade, os accionistas comprometeram-se a contribuir com USD 4 000 000 (Quatro milhões de Dólares Norte Americanos) de modo a cumprir esse requisito de rácio e, como resultado, a Escritura de Consentimento para o pagamento de USD 4 000 000 de Adiantamento do Empréstimo adicional foi assinada e o montante foi pago em Junho de 2008. Por conseguinte, em conformidade com o artigo seis dos Estatutos da CMH e com o artigo trezentos e três e o artigo seguinte do Código Comercial, a Assembleia Geral aprovou que o valor adicional de USD 4 000 000 fosse tratado como capital suplementar.

12. Empréstimos

	Junho de 2015 USD	Junho de 2014 USD
Não-corrente	36 052 881	50 629 525
Development Bank of South Africa - Tranche A (i)	2 777 777	5 555 556
Development Bank of South Africa- Tranche B (i)	15 833 017	20 356 736
Agence Française de Development Empréstimo A (ii)	1 336 778	4 010 333
Agence Française de Development Empréstimo B (ii)	16 105 309	20 706 900
Corrente	14 576 903	15 139 247
Development Bank of South Africa - Tranche A (i)	2 777 778	2 777 778
Development Bank of South Africa - Tranche B (i)	4 523 719	4 802 492
Agence Française de Development - Empréstimo A (ii)	2 673 556	2 673 556
Agence Française de Development - Empréstimo B (ii)	4 601 850	4 885 421
Total	50 629 784	65 768 772

i) A CMH e o Development Bank of Southern Africa (DBSA) celebraram um acordo de crédito, em 20 de Maio de 2010, com vista a:

(a) Converter o crédito subordinado do DBSA num crédito sénior (Tranche A), a um custo de conversão de USD 631 563 e com uma nova taxa de juro Libor de 6 meses acrescida de uma margem de 4,75%. Em relação ao Acordo de Empréstimo existente entre a CMH e o DBSA, em 11 de Abril de 2011, uma adenda ao acordo foi executada com a finalidade principal de fixar em 6.48% por ano. O empréstimo vencerá em 30 de Março de 2017.

(b) Garantir um crédito sénior posterior, nos termos do qual a CMH tem o direito de contrair empréstimos até o limite de USD 50 000 000, em 31 de Dezembro de 2012 como data de término de desembolsos e com a maturidade em 15 de Dezembro de 2019. Os montantes desembolsados estão sujeitos a uma taxa de compromisso de 0,5% por ano, cobradas a partir de 14 de Junho de 2010. Os montantes desembolsados e não reembolsados vencem juros à taxa Libor (6 meses) acrescida de uma margem de 4,75% (Tranche B). Um total de USD 31 678 705 foi desembolsado, em 14 de Junho de 2010, 30 de Setembro de 2010 e 31 de Março de 2011, e o valor remanescente de USD 18 321 295 foi cancelado em 27 de Março de 2012. Em Agosto, foi assinado uma adenda com novo plano de amortização. O reembolso de capital iniciou a 15 de Junho de 2013 (o reembolso inicia 36 meses depois da data do primeiro desembolso), com periodicidade bi-anual.

12. Empréstimos (Continuação)

Ambos os empréstimos estão agora garantidos pelos acordos de garantia seguintes: escritura de hipoteca da CPF para as acções da CMH na CPF (25%), penhora de bens móveis, cessão de direitos de seguros, cessão de direitos, cessão de posição contratual, penhora de contas bancárias e cessão de garantia de fundos.

- ii) (a) A CMH celebrou uma Facilidade de Crédito com a Agência Francesa de Desenvolvimento, em 9 de Dezembro de 2004, nos termos da qual a CMH tem o direito a contrair o empréstimo de fundos até ao equivalente a USD 24 062 000 com maturidade em 30 de Setembro de 2016. Um total de USD 22 725 000 foi retirado da facilidade. Os montantes desembolsados e não reembolsados vencem juros à taxa de 8,45% e são reembolsáveis a partir de 31 de Março de 2008 e com maturidade em 30 de Setembro de 2016, numa bi-anual. A garantia sobre o crédito foi alterada para reflectir os novos acordos de créditos e está agora garantida pelos acordos de garantia seguintes: escritura de hipoteca da CP para a quota da CMH na CP (25%), penhora sobre os bens móveis, cessão de direitos de seguros, cessão de direitos, cessão de posição contratual, penhora de contas bancárias e cessão de garantia de fundos.
- (b) A CMH celebrou um Acordo de facilidade de Crédito com a Agência Francesa de Desenvolvimento, em 20 de Maio de 2010, nos termos do qual a CMH tem o direito de contrair empréstimos de fundos até ao equivalente a USD 50 000 000, com a maturidade em 15 de Dezembro de 2019. Um total de USD 32 224 026 foi desembolsado, em 14 de Junho de 2010, 8 de Outubro de 2010 e 10 de Março de 2011, e o valor remanescente de USD 17 775 974 foi cancelado em 27 de Março de 2012. Os montantes desembolsados e não reembolsados vencem juros à taxa média de 6.05% por ano e o reembolso de capital iniciou a 15 de Junho de 2013 (36 meses após o primeiro desembolso), com periodicidade bi-anual. A garantia do empréstimo foi alterada para reflectir os novos contratos de empréstimos e agora é garantida para os seguintes acordos de garantia: a escritura de hipoteca da CP, para a quota da CMH na CP (25%), a penhora sobre os bens móveis, a cessão dos direitos de seguro, a cessão de direitos, a cessão de posição contratual, a penhora de contas bancárias e a cessão de garantia de fundos.

13. Provisão de Fecho e Custo de Reabilitação Ambiental

Longo Prazo	Junho de 2015 USD	Junho de 2014 USD
Saldo de abertura	56 692 020	47 555 564
Juro de referência	1 942 319	1 680 554
Capitalizado em activos fixos tangíveis (devido a alterações nas taxas de desconto e alterações no passivo ambiental)	17 206 078	7 455 902
Saldo de fecho	75 840 417	56 692 020
Curto Prazo	Junho de 2015 USD	Junho de 2014 USD
Saldo de abertura	-	-
Juro de referência	9 035	-
Capitalizado em activos fixos tangíveis (devido a alterações nas taxas de desconto e alterações no passivo ambiental)	1 461 164	-
Saldo de fecho	1 470 199	-
Total	77 310 616	56 692 020

O aumento do passivo bruto durante o ano é resultante do adicional do exigível sobre o furo do Pande-4. Em Fevereiro de 2014, foi detectado uma fuga de gás de gás com expressões superficiais de água e gás. Durante FY15 ainda continuou-se a observar um fluxo de fluidos no subsolo perto do furo de Pande-4. Realizou-se uma pesquisa aero-electromagnética em 2014 para avaliar os riscos à superfície em torno de furo Pande-4. Os resultados dessa pesquisa mostraram existência de acumulação de água na superfície em torno do furo Pande-4. Para colmatar a situação, a equipa dos consultores da “Wild Well Control, recomendou a aquisição de sísmica 3D por ter maior resolução que permitiria identificar a fonte dos fluidos.

14. Fornecedores e outros credores

	Junho de 2015 USD	Junho de 2014 USD
Corrente		
Passivos correntes da UJO	4 698 927	5 071 018
Fornecedores	1 167 546	1 345 013
Antecipações	3 531 381	3 726 005
Outros credores	-	604 692
Outros fornecedores	4 698 927	5 675 710
Contas a pagar do Pessoal – não-corrente	57 171	143 691

15. Receitas

	Junho de 2015 USD	Junho de 2014 USD
Receitas		
Gás Natural	105 045 238	85 164 702
Condensado	4 690 560	6 978 259
	109 735 798	92 142 961

16. Custos operacionais

	Nota	Junho de 2015 USD	Junho de 2014 USD
Custos com o pessoal		4 752 570	3 468 335
Remuneração dos trabalhadores		3 558 169	2 551 293
Remuneração dos órgãos sociais		681 655	559 443
Segurança Social		60 969	41 711
Formação		451 777	315 888
Amortização e depreciação		12 254 836	12 975 919
Outros custos operacionais	16.1	11 567 029	14 318 643
		28 574 435	30 762 897

16.1 Outros custos operacionais

Partilha de Custos Operacionais do UJO		9 953 848	12 937 191
Salários e custos relacionados		2 244 946	2 142 491
Contribuições para o INSS		220 674	847 024
Outros custos operacionais		7 488 228	9 947 676
Outras despesas administrativas da CMH		1 613 181	1 381 452
Serviços de Auditoria e Consultoria		757 099	242 152
Programa de responsabilidade social		394 201	735 686
Outros fornecedores e serviços		461 881	403 614
		11 567 029	14 318 643

17. Custos Financeiros Líquidos

	Junho de 2015 USD	Junho de 2014 USD
Custos Financeiros	5 569 899	6 267 821
Juros sobre empréstimos	3 610 256	4 578 532
Juros fictícios sobre provisões ambientais	1 951 354	1 680 553
Despesas de empréstimos	8 290	8 736
Receitas Financeiras	(1 436 274)	(570 271)
Juros recebidos	(572 799)	(350 364)
Outros juros recebidos	-	(8 850)
(Ganho)/prejuízo cambial	(863 475)	(211 057)
	4 133 625	5 697 550

18. Imposto Sobre o Rendimento

		Junho de 2015 USD		June de 2014 USD
18.1	Valores reconhecidos nos lucros e prejuízos			
	Imposto corrente			
	Ano em curso	17 813 614		12 292 078
	Imposto diferido			
	Origem e reversão de diferenças temporárias	6 350 751		5 543 094
		<u>24 164 365</u>		<u>17 835 172</u>
18.2	Reconciliação da taxa efectiva			
	Lucros antes do imposto	77 083 951		55 682 514
	Imposto usado alíquota da empresa	32% 24 666 864	32%	17 818 404
	Despesas não dedutíveis	-1% (502 499)	1%	16 768
		32% <u>24 164 365</u>	33%	<u>17 835 172</u>
18.3	Movimento dos saldos de impostos diferidos			
		Saldo líquido 30 Junho 2015	Reconhecido em lucros e perdas	Saldo líquido 1 Julho 2014
	Propriedade, instalações e equipamento	54 616 240	6 482 546	48 133 694
	Activos intangíveis	2 907 828	(207 702)	3 115 530
	Ganhos (Perdas) cambial não realizada	18 180	75 907	(57 727)
		<u>57 542 248</u>	<u>6 350 751</u>	<u>51 191 497</u>
18.4	Imposto sobre o rendimento a pagar			
	Saldo inicial	7 901 883		1 232 308
	Pagamento durante o ano	(17 706 143)		(5 622 503)
	Imposto corrente	17 813 614		12 292 078
		<u>8 009 354</u>		<u>7 901 883</u>

18. Imposto sobre o rendimento (continuação)

As autoridades fiscais em Moçambique não confirmam a aceitação das declarações de impostos avaliados por elas. Estas permanecem abertas e podem ser sujeitas a revisão e ajustamento por um período de 5 anos. O Conselho de Administração é de opinião que nenhuns ajustamentos significativos ou penalizações resultarão face aos anos em aberto se estes forem sujeitos a revisão pelas autoridades fiscais.

19. Ganhos por Acção

Os ganhos básicos por acção foram calculados com base no lucro após impostos de USD 52 919 586 (Junho de 2013: USD 37 847 342) dividido pelo número médio de acções emitidas de 5 934 115 (Junho de 2014: 5 934 115).

Os resultados por acção diluídos são iguais aos resultados básicos por acção tendo em conta que a empresa não tinha instrumentos financeiros diluídos à data de relato. A reconciliação da quantidade de acções não é necessário uma vez que não houve mudança nos números de base.

20. Dividendos pagos e declarados

Não obstante da política de dividendos aprovada, os financiadores autorizaram a CMH distribuir até 75% do lucro líquido declarado para o Ano Financeiro de 2014 e CMH distribuiu USD 30 000 000, em 24 de Setembro de 2014 e em 15 de Abril de 2015. Os referidos dividendos eram referentes aos anos financeiros de 2012, 2013 e 2014, tendo o pagamento dos mesmos sido efectuado observando os rácios financeiros acordados.

21. Instrumentos Financeiros e Gestão de Risco

Gestão de risco financeiro

A exposição ao risco cambial, crédito, liquidez e taxas de juro surge no decurso normal do negócio da Entidade. Os riscos da Entidade estão a ser monitorados continuamente. Os instrumentos financeiros, como demonstrados no balanço, incluem os recursos de caixa, clientes e outros devedores, fornecedores e outros credores e empréstimos.

Esta nota apresenta informações sobre a exposição da Entidade para cada um dos riscos acima mencionados, os objectivos da Entidade, as políticas e processos de mensuração e gestão de risco e gestão de capital da Entidade.

21. Instrumentos Financeiros e Gestão de Risco (Continuação)

O Conselho de Administração tem a responsabilidade particular de estabelecer e supervisionar a estrutura de gestão de risco da Entidade.

As políticas de gestão de risco da Entidade são estabelecidas para identificar e analisar os riscos enfrentados pela Entidade, para estabelecer os limites de risco apropriados e controlos e para monitorar os riscos e a aderência aos limites. Os sistemas e políticas de gestão de risco são revistos regularmente para reflectirem as alterações às condições de mercado e as actividades da Entidade. A Entidade, através das suas normas de gestão e formação, tem por objectivo desenvolver um ambiente disciplinado e construtivo de controlo, no qual todos os colaboradores compreendam os seus deveres e obrigações.

O Conselho de Administração da Entidade supervisiona como a direcção monitora o cumprimento dos procedimentos e políticas de gestão de risco e efectua a revisão da adequação da estrutura de gestão de risco em relação aos riscos enfrentados pela Entidade.

21.1 Risco de Mercado

O risco de mercado é o risco de surgirem possíveis alterações nos preços do mercado e impacto nos fluxos de caixa futuros do seu negócio. O movimento de preços de mercado que a entidade está exposta incluem taxas de câmbio em moeda estrangeira, taxas de juro e os preços de petróleo e gás natural (Risco de preço de valores de matérias-primas). A entidade desenvolveu políticas com o objectivo de monitorar a volatilidade inerente a essas exposições que são apresentadas abaixo:

21.1.1 Risco Cambial

A Entidade incorre aos riscos como resultado das aquisições efectuadas em moeda estrangeira. A moeda em que a Entidade realiza o seu negócio e que dá origem ao risco cambial é o Metical.

Exposição ao risco cambial

A exposição da Entidade ao risco cambial foi a seguinte, com base nos montantes em moeda nacional:

	Junho de 2015 MT	Junho de 2014 MT
Fornecedores	(11 432 883)	(2 024 504)
	<u>(11 432 883)</u>	<u>(2 024 504)</u>

21. Instrumentos Financeiros e Gestão de Risco (Continuação)

As taxas de câmbio significativas foram aplicadas durante o ano:

Data de Relato	Taxa média		Taxa à vista	
	30 de Junho 2015	30 de Junho 2014	30 de Junho 2015	30 de Junho 2014
MT por USD	32.76	30.33	39.13	30.75

Análise de sensibilidade

Uma diminuição ou aumento de 1% no valor denominado em moeda estrangeira contra o Dólar Norte-americano nas exposições da moeda estrangeira da Entidade, teria o efeito de aumentar ou diminuir o capital próprio dos accionistas, assim como o lucro antes de impostos no valor de USD 2 883 (2014: USD 443). Esta análise assume que todas as outras variáveis permanecem constantes.

21.1.2 Risco da taxa de juro

A Entidade está exposta às alterações da taxa de juro sobre os seus empréstimos. A Administração adopta a política de assegurar que os seus empréstimos apresentem taxas de mercado de referência para avaliar o risco da taxa de juro.

	Junho de 2015 USD	Junho de 2014 USD
Instrumentos de taxa fixa		
Depósitos a prazo	112 870 340	86 812 130
Passivos Financeiros	(30 273 048)	(40 609 544)
	<u>82 597 292</u>	<u>46 202 586</u>
Instrumentos de taxa variável		
Passivos Financeiros	(20 356 736)	(25 159 228)

Análise de Sensibilidade

Uma diminuição ou um aumento de 1% na taxa de juro sobre os instrumentos financeiros de taxa variável da entidade teria o efeito de acrescer ou decrescer o capital próprio dos accionistas, assim como o lucro antes de impostos no valor de USD1 583 (2014: 171 082). Esta análise assume que todas as outras variáveis permanecem constantes.

21. Instrumentos Financeiros e Gestão de Risco (Continuação)

21.2 Risco de Crédito

O risco de crédito é o risco da Entidade incorrer em perdas financeiras, no caso de um cliente ou contraparte de um instrumento financeiro não cumprir as suas obrigações contratuais, e for principalmente originado pelas contas a receber de clientes e os depósitos bancários mantidos com instituições financeiras.

A Administração segue uma política de crédito que lhe permite monitorar continuamente a exposição ao risco de crédito. A exposição ao crédito é limitada quando as contas a receber da Entidade são devidas somente pelo parceiro da entidade comum. As outras contas a receber dizem respeito às partes relacionadas. A exposição máxima ao risco de crédito é representada pela quantia escriturada de cada activo financeiro no balanço. A Administração trabalha com instituições financeiras com boa reputação para gerir o risco de crédito relacionado com os saldos bancários.

Exposição ao Risco de Crédito

A quantia escriturada dos activos financeiros representa a exposição máxima ao risco de crédito. A exposição máxima ao risco de crédito à data de relato:

	Junho de 2015 USD	Junho de 2014 USD
Devedores entre empresas do grupo	-	197 148
Clientes e outros devedores	9 111 481	14 153 333
Caixa e equivalentes de caixa	140 608 705	133 702 961
Exposição líquida	149 720 186	148 053 442

Os clientes acima mencionados incluíram as vendas ao cliente principal a Sasol Gas, uma subsidiária da Sasol Limited.

A idade de saldo dos clientes à data de relato era:

	Junho de 2015 USD	Junho de 2014 USD
Não vencido	9 111 481	14 153 333

Com base nas taxas de incumprimento históricas, a Empresa acredita não ser necessário criar provisão para imparidade de clientes. A Sasol Gas Limited representa 88% (2014: 81%) das receitas da Companhia e 58% (2014: 63%) dos clientes devedores em Junho 2015. A Sasol Gas limited tem mais de 10 anos de vendas com o consórcio.

21. Instrumentos Financeiros e Gestão de Risco (Continuação)

21.3 Risco de Liquidez

O risco de liquidez é o risco de uma Empresa vir a encontrar dificuldades para satisfazer as suas obrigações financeiras à medida que se vencem.

A abordagem da Empresa no que respeita à gestão de risco de liquidez é de assegurar, tanto quanto possível, que tenha sempre liquidez suficiente para cumprir as suas obrigações quando devidas, quer em condições normais ou de tensão, sem incorrer em perdas inaceitáveis ou criar danos à reputação da Empresa. O risco de liquidez é gerido de forma activa através de projecções do fluxo de caixa, de modo a assegurar a disponibilidade de fundos suficientes para qualquer investimento de curto e longo prazo.

Tipicamente, a Empresa assegura que dispõe de fundos suficientes para satisfazer as despesas operacionais previstas a curto prazo, incluindo o serviço de obrigações financeiras.

As maturidades contratuais dos passivos financeiros, incluindo as datas de pagamento estimadas são as seguintes:

	Quantia escriturada	Fluxo de Caixa Contratual	6 meses ou menos	06-12 Meses	1-2 anos	2-5 Anos	Mais de 5 anos
	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD
30 de Junho de 2015							
Passivos financeiros não derivados							
Empréstimos bancários com garantias	50 629 784	(56 715 318)	(8 721 485)	(8 504 084)	(23 978 068)	(15 511 681)	-
Cientes e outros devedores	4 789 096	(4 789 096)	(4 789 096)	-	-	-	-
	<u>55 418 880</u>	<u>(61 504 414)</u>	<u>(13 510 581)</u>	<u>(8 504 084)</u>	<u>(23 978 068)</u>	<u>(15 511 681)</u>	<u>-</u>
	Quantia escriturada	Fluxo de Caixa Contratual	6 meses ou menos	06-12 Meses	1-2 anos	2-5 Anos	Mais de 5 anos
	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD
30 de Junho de 2014							
Créditos bancários financeiros não- derivados	65 768 772	(75 578 143)	(9 423 899)	(9 011 301)	(19 181 707)	(33 271 375)	(4 689 861)
Empréstimos bancários com garantias							
Cientes e outros devedores	5 837 796	(5 837 796)	(5 837 796)	-	-	-	-
	<u>71 606 568</u>	<u>(81 415 939)</u>	<u>(15 261 695)</u>	<u>(9 011 301)</u>	<u>(19 181 707)</u>	<u>(33 271 375)</u>	<u>(4 689 861)</u>

21. Instrumentos Financeiros e Gestão de Risco (Continuação)

Justo Valor de Instrumentos Financeiros

21.4 Classificações Contabilísticas e justo valor

A tabela a seguir mostra os valores escriturados e os valores justos dos passivos financeiros, incluindo a sua hierarquia de justo valor. Não inclui informações sobre o justo valor dos passivos financeiros não mensurados ao justo valor, se o valor escriturado for uma aproximação razoável do justo valor.

30 de Junho 2015

Passivos financeiros não mensurados ao justo valor

	Nota	Quantia escriturada		Nível 1	Justo Valor		Total
		Outros Passivos Financeiros	Total		Nível 2	Nível 3	
Empréstimos Bancários	12	50 629 784	50 629 784	-	50 629 784	-	50 629 784
		<u>50 629 784</u>	<u>50 629 784</u>	<u>-</u>	<u>50 629 784</u>	<u>-</u>	<u>50 629 784</u>

21.5 Mensuração do justo valor

Tipo	Avaliação Técnica	Contribuições significativas não observáveis
Empréstimos bancários (Outros passivos financeiros)	Fluxos de Caixa descontados	Não aplicável

22. Transacções com partes relacionadas

A entidade é controlada pela Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, EP (ENH), que detém 70% das acções da CMH, 20% das acções são detidas pelo Governo de Moçambique e os restantes 10% pertencem aos accionistas privados. Foram efectuadas as transacções seguintes:

	Junho de 2015 USD	Junho de 2014 USD
i) Saldos no fim do ano resultantes de empréstimos e adiantamentos durante o ano		
Devedores entre empresas do grupo (Nota 7)		
Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, EP	(32 998)	197 148
ii) Montante a receber da Entidade Conjunta (UJO)		
Conta corrente com a Entidade Conjunta (Nota 8)		
Outros activos em Entidades Conjuntas não constituídas em sociedade (Nota 8)	10 101 775	13 389 721
iii) Saldos no final do ano emergentes durante o ano de compra de serviços, aluguer do escritório e pagamentos efectuados (custos operacionais e activos fixos)		
Montante a pagar a Entidade Conjunta		
Passivos Correntes – Entidades Conjuntas não constituídas em sociedade (Nota 14)	4 698 927	5 071 018
iv) Vendas em Entidades Conjuntas não constituídas em sociedade		
Gás e condensado (Nota 15)		
Sasol Petroleum Temane	109 735 792	93 986 416
v) Remuneração dos principais gestores		
Salários e outros benefícios dos empregados a curto prazo (Nota 16)	681 655	559 443

Todos saldos das partes relacionadas não apresentam garantias. Não foi registada nenhuma provisão de imparidade contra as contas a receber tendo em conta que estes são considerados recuperáveis.

23. Compromissos de Capital

Os compromissos de despesas de capital relativos a investimentos a realizar contratado e ainda não incorridos à data de relato, são os seguintes:

Junho 2015	Compromissos autorizados de capital bruto	Autorizados & contratados	Dentro de um ano, Autorizados & não contratados
	USD	USD	USD
Operações Conjuntas não-incorporadas (UJO)			
Projectos	33 988 202	12 646 697	23 530 833
LPG	13 039 424	-	13 039 424
Projecto de 183 MGJ e trabalhos nos furos	-	-	-
Compressor de baixa-pressão	5 817 080	2 905 798	2 911 283
Projecto de residências para os trabalhadores do CPF	5 800 357	4 359 874	1 440 482
Outros	9 331 342	3 191 697	6 139 644
Custos administrativos da CMH			
Por aquisição de activos fixos tangíveis	1 215 000	1 215 000	-
			-
 Junho 2014	 Compromissos autorizados de capital bruto	 Autorizados & contratados	 Dentro de um ano, Autorizados & não contratados
	USD	USD	USD
Operações Conjuntas não-incorporadas (UJO)			
Projectos	44 321 085	12 646 697	31 674 388
LPG	13 038 777	-	13 038 777
Projecto de 183 MGJ e trabalhos nos furos	567 217	243 127	324 090
Compressor de baixa-pressão	16 959 765	10 582 306	6 377 459
Projecto de residências para os trabalhadores do CPF	7 593 384	899 028	6 694 356
Outros	6 161 942	922 236	5 239 706
Custos administrativos da CMH			
Por aquisição de activos fixos tangíveis	86 768	86 768	-

Tempo estimado das despesas	Junho de 2015 USD	Junho de 2014 USD
Dentro de um ano	22 163 779	8 945 731
2 - 5 anos	13 039 423	35 462 122
	<u>35 203 202</u>	<u>44 407 853</u>

O saldo acima mencionado corresponde a 25% da despesa de capital de Empreendimento Conjuntos não constituídas em sociedade.

24. Eventos após a data do Balanço

Após 30 de Junho de 2015 até a data, não ocorreram eventos significativos que necessitem de divulgação ou ajustamentos às demonstrações financeiras.