

*O futuro com mais energia*

# Relatório & Contas 2016



ACREP – Exploração Petrolífera, S.A.

Abril 2017

[info@acrepsa.com](mailto:info@acrepsa.com)

## Índice

Índice .....	1
Missão, Visão, Estratégia .....	2
Principais Indicadores.....	3
Perfil da Empresa.....	4
Mensagem do Presidente.....	6
Envolvente de Mercado .....	8
Pesquisa & Produção.....	13
Comercialização do Crude .....	16
Desempenho Financeiro.....	17
Governo Corporativo.....	20
<i>Estructura Accionista</i> .....	20
<i>Governança Corporativa</i> .....	20
<i>Órgãos e Corpos Sociais</i> .....	21
<i>Código de Ética</i> .....	22
Responsabilidade Social & Ambiental .....	23
Gestão de Risco .....	24
Proposta de Aplicação de Resultados .....	28
Carta de Responsabilidade da Administração.....	29
Parecer do Auditor Independente.....	31
Relatório e Parecer do Conselho Fiscal .....	32
Demonstrações Financeiras .....	33
Dados Financeiros do Últimos 5 Anos .....	52
Glossário .....	55
Informação de Contacto.....	63

## Missão, Visão, Estratégia

### MISSÃO

A ACREP é uma empresa petrolífera angolana orientada para a qualidade, inovação e responsabilidade sócio ambiental, gerindo de forma prudente e diligente os recursos disponíveis com critérios de competência profissional.

### VISÃO

Ser uma empresa petrolífera independente e de referência no sector de energia, cuja estratégia de desenvolvimento visa o crescimento sustentável a longo prazo e a garantia de retorno do investimento.

### ESTRATÉGIA

A estratégia da ACREP assenta na constituição de um portefólio balanceado e diversificado de recursos petrolíferos, a consolidação dos programas de actividades em curso nas actuais concessões *offshore* e *onshore*, e a mitigação dos riscos de gestão, através de parcerias cuja vantagem competitiva de investimento em activos atractivos facilite a angariação de investidores e a partilha de custos e riscos de pesquisa.



## Principais Indicadores

### Indicadores operacionais

Exploração	20	20
Aerogravimetria e Aeromagnetria (Km)	23 200	-
Sísmica 2D (Km)	-	-
Sísmica 3D (Km <sup>2</sup> )	-	-
Poços Perfurados	-	-
Poços de Pesquisa	-	-
Poços de Avaliação	-	-

Produção	20	20
Produção total (bbls)	471 658	471 658
Produção média working interest (kboepd)	1 369	
Produção média net entitlement (kboepd)	1 297	

Exploração	20	20
Reservas 2P net entitlement (Mboe)	20 286	-
Reservas 3P net entitlement (Mboe)	-	-
Recursos contingentes 3C (Mboe)	60 000	60 000

### Indicadores financeiros

USD (exceto indicação em contrário)	20	20
Vendas e prestações de serviços	20 794 940	21 394 626
Ebitda	(4 425 823)	3 653 318
Resultado operacional	(4 502 608)	3 575 778
Resultados financeiros	2 796 940	5 874 765
Resultado líquido	(1 736 349)	(4 471 126)
Free cash flow	-	-
Investimento	9 716 339	1 085 104
Capital próprio	46 896 232	42 425 106
Dívida líquida	15 651 784	18 834 206
Dívida líquida/Capital próprio	33%	44%
Dívida líquida/Ebitda	-3,5	5,2
ROA	-3%	-7%

## Perfil da Empresa

### Nossa História

Em 2003, o Eng. Carlos Amaral em sociedade com a Terra Energy Services, Limited constituíram a Angola Consulting Resources – Serviços de Consultoria, Limitada, com o intento de promover através da prestação de serviços actividades de pesquisa, avaliação e produção de hidrocarbonetos em campos marginais, em particular na região terrestre da Bacia do Kwanza. A história da ACREP coincide com processo de angolanização da indústria petrolífera, estabelecendo desde o início uma cultura de rigorosidade, responsabilidade, transparência e valorização das pessoas, decisiva para a consolidação da ACREP.



### Crescendo com Angola

Os anos 2000 testemunharam o período de maior crescimento na produção e receitas petrolíferas, com a entrada em produção de vários campos associados as descobertas de grande dimensão, assistindo-se a um aumento de produção média diária de 746.000 bbls/dia para 1,800,000 barris diários em 2010.

Em 2005 a ACREP reúne condições técnicas e financeiras que permitiram integrar o consórcio do Bloco 4/05 com uma participação de 15%, em associação com a Sonangol Pesquisa & Produção (Operador), a Norsk Hydro (mais tarde Statoil) e Somoil.

Em 2006 a ACREP participa com sucesso da 1ª licitação pública de concessões petrolíferas em Angola, submetidas a concurso pela Concessionária Nacional, associadas a contractos de partilha produção expirados e/ou devolvidos, aberta igualmente a empresas privadas nacionais, tendo a empresa integrando o grupo empreiteiro do Bloco 17/06, constituído para realizar um programa de exploração em águas profundas na plataforma continental de Angola, com uma participação de 5% formalizada através do Contrato de Partilha de Produção em parceria com a Total Angola (Operador), Sonangol Pesquisa & Produção, Sinopec Sonangol Internacional, Falcon Oil e Partex.

No ano de 2007 e no âmbito da estratégia de desenvolvimento empresarial, visando o incremento de reservas através da participação em activos de baixo risco de pesquisa, a ACREP subscreve o Contrato de Partilha de Produção do bloco terrestre de Cabinda Norte *onshore* com uma participação de 15%, conjuntamente com a Sonangol Pesquisa & Produção (operador), Inpex, Soco, Petropars e China Sonangol Internacional (CSI).

A procura de sinergias entre empresas angolanas detentoras de activos de baixo risco possibilita a assinatura em 2011 de um acordo com a sua congénere Initial Oil & Gas, para a aquisição indirecta, de uma participação de 10% no Bloco 6/06, concessão marítima em águas rasas da plataforma continental da Bacia do Kwanza.

Em Março de 2014, num primeiro ensaio de internacionalização e almejando tornar-se Operadora, a ACREP assina um contrato de *farm-in* nos blocos 1718 & 1818 no *onshore* Namibiano com uma participação de 70%, localizados na região fronteiriça da província do Cuando Cubango, tendo como parceiros com a Namcor, Premier Oil & Gas e Gravity Mining Investments.

No âmbito do apoio da Concessionaria ao empresariado Angolano, a ACREP SA integra o Consórcio aprovado para o G.E do Bloco 2-05, constituído exclusivamente por sociedades Angolanas, concessão que apesar dos mais de 30 anos de actividade de produção acumulada de 425 mm bbls, representa um activo de baixos risco e custos de exploração, e potencial reconhecidamente atractivo para um adicional e reservas a recuperar da ordem dos 150 mm bbls.

Finalmente e na sequência das démarches junto da Concessionaria, a ACREP foi convidada para fazer parte do Grupo Empreiteiro do Bloco 1-15, com uma participação de 10%, e em que terá como parceiro e Operador a empresa ENI, com previsão de início do programa de pesquisa em finais de 2017.

### **Exportações e Abertura de Capital**

Entre 2006 e 2008 a ACREP expande e consolida a sua capacidade financeira por via da abertura do capital social a accionistas de reconhecida idoneidade e robustez financeira, entre quais o Banco de Poupança e Crédito, a SLNI Internacional SGPS, a SOMOIL, e a Fénix – Sociedade Gestora de Fundos de Pensões.

Em Maio de 2009 a ACREP inicia a produção de petróleo na concessão do Bloco 4/05, tendo efectuado a sua primeira exportação no 2º semestre desse ano, colocando-se entre as primeiras empresas privadas Angolanas a participar com sucesso, directa e activamente, na prospecção e produção de hidrocarbonetos.

Em finais 2015 a quota-parte de produção da ACREP alcançou os 5,0 milhões de barris.

### **O futuro**

Os indicadores de gestão da ACREP deixam antever um grau de sustentabilidade comercial, que permitem promover com adequada confiança os desafios associados a actual crise financeira e de mercado de *commodities*, pois detêm participações relevantes, numa carteira diversificada de cinco activos em concessões *onshore* e *offshore* operados por empresas de reconhecida competência, com reservas provadas que ascendem a mais de 25 milhões de barris a serem produzidas e/ou desenvolvidas nos próximos cinco anos.

Em suma, ao longo desses anos e sustentada por uma actuação transparente, de rigorosa competência técnica e sempre fiel ao objectivo de criar valor por via do foco no desenvolvimento de recursos hidrocarbonetos previamente descobertos, a ACREP conquistou o reconhecimento e confiança dos seus parceiros e accionistas.

## Mensagem do Presidente

Senhores Accionistas,

Durante o ano de 2016, manteve-se, face ao contexto restritivo do sector petrolífero e consequente redução de investimentos, a adopção de programas prementes de contracções de custos, resultantes da revisão e adequação dos objectivos estratégicos da empresa.

Nesse contexto as actividades concentraram-se em programas susceptíveis de incrementar produção a curto prazo, preservando-se em simultâneo, a disponibilidade para analisar objectivos de pesquisa em áreas de reconhecido potencial.

Com data efectiva a Marco de 2016, ressaltamos a formalização da entrada da ACREP, S.A., no Grupo Empreiteiro do Bloco 2/05, que permitiu aumentar significativamente as reservas provadas comerciais da empresa e mais interessante, adicionar exportação adicional proveniente de um segundo Bloco em finais de 2016.

Ate finais do ano de 2016, não se concretizou a assinatura do PSA do Bloco 1/14, a ser operado pela ENI, cujo programa de pesquisa, se considera promissor e desafiante, pois poderá abrir oportunidades para participar em projectos de exploração de Gás Natural.

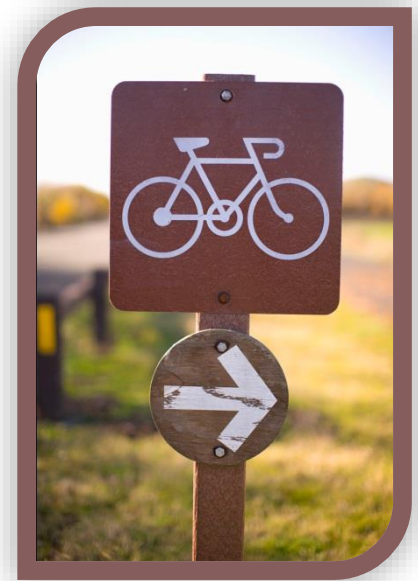
Durante o período em análise e no âmbito dos termos do Contracto de Petróleos dos Blocos 1718 & 1818 da Bacia do Okavango, na Republica da Namíbia, operados pela ACREP SA, foi lançado o programa de levantamento de sísmica 2D, com contratação da empresa CGG, cujos trabalhos de campo iniciaram em meados do 4º trimestre de 2016.

Relativamente a actividade mineira, através da subsidiária SOMIPA – Sociedade Mineira Privada de Angola, S.A., foram extraídos da Mina Aluvionar do Calonda, um total de 100.000 quilates durante ao ano, comercializados e exportados ao preço médio de USD 185 USD/qlt.

Os esforços a nível de redução de custos, não permitiram que a ACREP, apesar de um lucro operacional de USD 3,575,000.00, não tivesse registado um resultado negativo de USD 4,564,000.00, resultante da depleção natural do seu único activo produtivo e incapacidade em reduzir os custos associados ao um nível consentâneo com a drástica baixa do preço de petróleo durante ao ano, apesar da optimização do perfil de produção.

Durante o ano mantiveram-se como acções prioritárias, os estudos de avaliação de prospectos, opções de desenvolvimento e acompanhamento das actividades de pesquisa nos Blocos Cabinda Norte, Bloco 2/05, Bloco 1/14, Bloco 4/05, Bloco 6/06 e Bloco 17/06, este último no âmbito do contrato de serviços de gestão com a ACREP Bloco 17, S.A., procurando, entre outros:

- i) Optimizar a produção e estender a vida útil do Campo Gimboa, através da perfuração de um poço adicional e redução relevante dos custos de operação;



- ii) Promover a retoma da produção do Bloco 2/05, através da melhor selecção de poços a reabrir, instalações de produção e processamento afins, optimizando a exploração dos Campos localizados na zona central do Bloco;
- iii) Avaliar do potencial de recursos hidrocarbonetos líquidos e gasosos, e investimento a realizar com os programas de pesquisa e avaliação, do Bloco 1/14 e futuramente no Bloco 6;
- iv) Explorar, através de contactos com entidades diversas, sinergias para o angariamento de recursos visando o cumprimento das metas do Plano Negócios da ACREP, incluindo a abertura do seu capital a investidores preferenciais.

Relativamente as perspectivas para 2017, prosseguiremos a implementação do programa de investimentos com elevada disciplina financeira, de modo a garantir a consolidação da empresa, com recurso a extensão da vida útil do Campo Gimboa e incremento da produção do Bloco 2/05.

Aproveito para expressar o nosso reconhecimento pelo contributo das diversas entidades estatais, em particular dos Ministérios dos Petróleos e Finanças, Sonangol Concessionária, parceiros dos Grupos Empreiteiros dos Blocos em que a empresa participa e entidades bancárias que nos têm apoiado.

Aos nossos Accionistas reiteramos o agradecimento pela confiança e apoio incondicionais oferecidos.

Aos nossos colaboradores e prestadoras de serviços, não podemos deixar de sublinhar o apoio e dedicação na procura do cumprimento dos objectivos estabelecidos pelos Accionistas.

Por último, uma palavra de apreço aos membros dos órgãos sociais da ACREP pelo compromisso que têm demonstrado para com a empresa, a sua cultura e acima de tudo, para com a sua estratégia.

**Carlos José M. Amaral**  
**Presidente**



## Envolvente de Mercado

As políticas monetárias das principais economias mundiais continuam a ter um forte impacto no crescimento global e o recente esforço de reequilíbrio da procura e demanda de crude revelou-se contributivo a normalização das políticas monetárias dos principais bancos centrais devido a ocorrência de taxas de inflação mais saudáveis nestes países.

Durante o ano de 2016 os preços do petróleo mantiveram-se relativamente estáveis, tendo-se constatado que apesar dos esforços de contenção da produção por parte da OPEP, a produção de *shale oil* nos EUA consolidou seu papel e lugar no mercado mundial de hidrocarbonetos tendo parcialmente compensado a baixa de produção anunciada pelos outros países produtores.

A economia mundial continuou o seu crescimento a taxa de 3,0%, desde 2012 que a taxa de crescimento do PIB mundial ronda os 3%. Entretanto, alguns aspectos relevantes marcaram o crescimento ocorrido. A OCDE conseguiu acelerar o crescimento anual para 2%, porquanto a recuperação cíclica da zona Euro atingiu os 1,5% em muito condicionada pelos elevados níveis de desemprego, baixa inflação e um sector financeiro debilitado. Nas economias emergentes, a Índia registou um crescimento económico superior as expectativas, a taxa de 7,3%, e a China um crescimento moderado (6,9%), ao passo que a Rússia e o Brasil viveram contrações económicas, -3,7% e -3,8% respectivamente.

### Procura do Crude

Em 2016, a procura mundial de crude cresceu em média 1,32 mmbbls/dia atingindo a média de 94,62 mmbbls/dia. Este foi o segundo ano consecutivo de crescimento saudável da procura de crude, tendo registado demanda por acima das expectativas nos mercados da OECD e Ásia, particularmente nos sectores da petroquímica e transportes.

Para o ano de 2017 a OPEP estima que a procura cresça em 0,42 mmbbls/dia para uma média de 95,06 mmbbls/dia.

### Oferta de Crude

A produção de petróleo bruto foi incrementada em 2016, não obstante os baixos de investimento em pesquisa e desenvolvimento e a redução do opex comparativamente aos anos anteriores, alcançando uma média de 96,92 mmbbls/dia, crescimento de 0,7 mmbbls/dia na comparação ano-a-ano.

A principal fonte do excedente de crude no mercado foi proveniente do país produtores não membros da OPEC. Os países não OPEC produziram em média mais de 57,14 mmbbls/dia, uma contração de 0,71 mmbbls/dia, ocorrida em países como EUA, China, Brasil e Colombia.

A produção da OPEC para o ano de 2016 atingiu os 32,418 mmbbls/dia, um incremento 0,94 mmbbls/dia comparativamente a 2015.

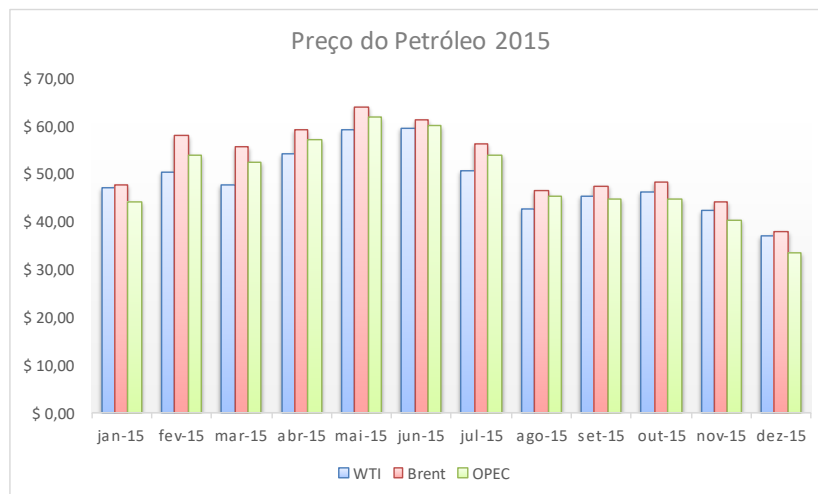


No geral registou-se um excedente de na ordem dos 2,1 mmbbls/dia. O excedente de crude no mercado ocasionou um crescendo nos *stocks* comerciais da região OCDE de um superavit de 87 mmbbls para mais de 350 mmbbls durante o ano.

### Preço do Crude

Em 2016 o preço médio do Brent foi de \$45,13/bbl, um incremento de 4,78% quando comparado com o ano de 2015. Entretanto o Brent encerrou ao ano nos \$54,92/bbl, sustentado pelas notícias de acordo histórico de cooperação entre a OPEP e por outros países produtores de petróleo.

No final 2016, o diferencial de preços entre o Brent e o WTI aumentou \$0,48/bbl face aos valores de 2015 para \$2,75/bbl. Este diferencial oscilou entre os USD 0,54 e os USD 8,07, tendo registado uma média de USD 3,67, reflectindo a procura das refinarias nos EUA por petróleo leve para produção de gasolina.



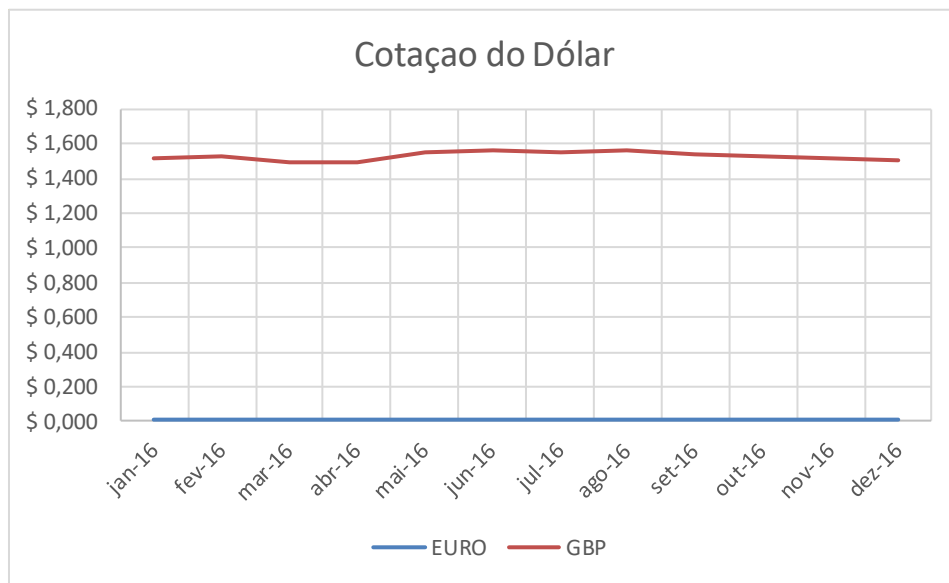
O preço de referência da OPEC rondou os USD 50/barril e o diferencial face ao Brent foi diminuindo ao longo do ano, como reflexo de uma maior disponibilidade de diferentes tipos de crude no mercado e demanda regional das refinarias face as margens dos diferentes produtos refinados.

Adicionalmente o preço do petróleo foi influenciado pelo fluxo financeiro resultante do comportamento de outros activos, nomeadamente pela valorização do dólar americano.

A prolongada depressão do preço do crude impôs ao sector a procurar alcançar uma maior eficiência operacional, a reavaliar a economicidade da carteira de projectos, especialmente dos campos marginais, e a um maior nível de integração.

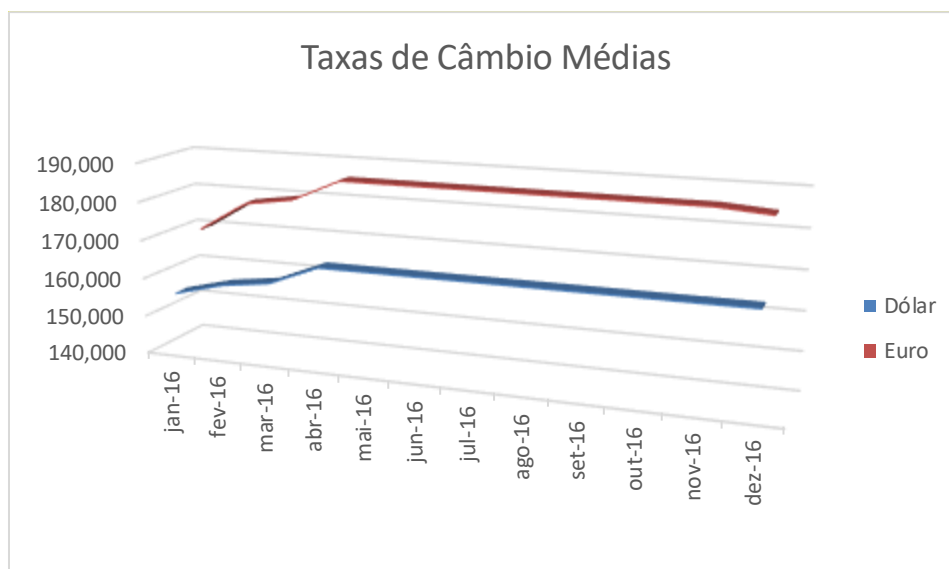
### Mercado Cambial

Em 2016 manteve-se a tendência de apreciação do dólar americano face as principais moedas internacionais motivada pela volta a normalidade das políticas monetárias nos EUA, bem como pela decisão do Banco da China em adoptar um mecanismo de determinação do Yuan mais próximo dos mecanismos de mercado livre.



Em média anual o dólar americanos apreciou 11,8% vis-vis o Euro, 4,8% face a libra esterlina, 2,2% comparado ao Yen, e 2% relativamente ao Franco Suiço. O Yuan depreciou 5,3% face ao dólar.

A moeda nacional prosseguiu a sua trajetória de desvalorização face a moeda norte americana, tendo a taxa câmbio fixado nos 165,903 e o Kwanza desvalorizado 6,61% face ao dólar americano ao longo do ano. A queda das receitas petrolíferas desde Junho de 2014, levou a uma substancial redução na quantidade de dólares em circulação na economia angolana, colocando pressão descendente no Kwanza, e aumentando o gap entre a taxa de câmbio no mercado oficial e no mercado informal.

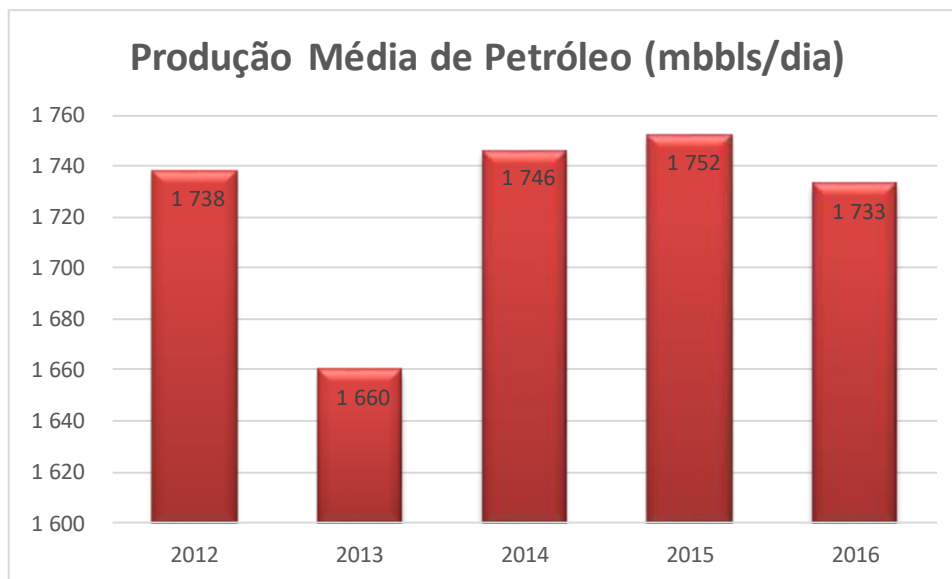


Neste contexto, as pressões inflacionistas intensificaram-se ao longo do ano. O Índice de Preços do Consumidor na cidade de Luanda, indicador que serve de referência à política monetária em Angola, manteve a tendência ascendente atingindo os 14,27%.

## Sector Petrolífero Nacional

A produção Angolana, muito dependente de campos de águas profundas, cujos custos de extracção são mais elevados, não permitiu a abertura a novas acções de exploração petrolífera durante o ano em curso e nem a aprovação de novos projectos, cuja avaliação económica assenta fundamentalmente nas expectativas do comportamento a médio prazo do preço do crude.

A produção média do País, atingiu os 1,733 mmbbls de petróleo por dia em 2016, uma diminuição comparativamente ao ano anterior.



A actual conjuntura do sector e da própria Sonangol, cujo Conselho de Administração foi substituído em meados do ano, terá certamente condicionado a evolução do processo de licitação de blocos petrolíferos terrestres nas bacias do Kwanza e Baixo Congo.

O Bloco 4/05 e o seu Campo Gimboa, único activo em produção da ACREP, cuja depleção natural e preço de mercado do crude, afectaram notoriamente os resultados da ACREP em 2016, devido não só a marginalidade da Jazida e não renegociação em tempo dos custos de produção.

Relativamente a Concessão do Bloco *Onshore* de Cabinda, cujo programa de actividades foi encerrado no final do 1º trimestre de 2015, aguarda-se assinatura do novo acordo de concessão, para dar continuidade aos trabalhos de pesquisa, mantendo-se como Operador a ENI.

A ACREP reiterou junto da Concessionária Nacional, do seu interesse em participar do futuro do Programa de Trabalhos de Exploração do Bloco 6/06.

Em Fevereiro de 2016 iniciou-se a abertura do poço Essungo A-3, do Campo Essungo do Bloco 2/05, com cerca de 1,000 bbls/dia, no âmbito do programa de retomada das actividades do Bloco, cujo projecto de desenvolvimento e recuperação da produção vem sendo negociado entre os membros do GE e Operador.

Os estudos desenvolvidos durante o ano, in house, no âmbito de uma análise mais detalhada, confirmam claramente que o potencial remanescente do Bloco eh bastante atractivo, mesmo numa conjuntura de preços conservadores nos anos vindouros.

O programa de trabalhos e assinatura do PCA para o Bloco 1/14, localizado em águas rasas do offshore Angolano, continuam em discussão, pelo que o processo devera ser concluído em 2017, mantendo-se contudo o princípio de a ENI vir a ser a operadora do referido GE.

Relativamente as actividades nos Blocos 1718 & 1818 na Bacia do Okavango, Republica da Namíbia, operados pela ACREP, no final do ano estavam criadas as condições para proceder ao arranque das actividades de levantamento dos primeiros 125 kms de sísmica 2D, realizados no âmbito do contrato de petróleo existente.

## Pesquisa & Produção

A consolidação da ACREP – Exploração Petrolífera, S.A. pressupõe o desenvolvimento otimizado do potencial de recursos afectos aos Blocos 4-05 e 2-05, resultantes das descobertas e campos existentes, no âmbito dos programas e projectos em análise com os parceiros dos referidos Grupos Empreiteiros.

A execução dos projectos a custos e prazos competitivos, bem como a maximização de sinergias através de desenvolvimentos integrando descobertas em Blocos vizinhos, são elementos fundamentais na valorização e retorno dos investimentos a realizar nesses activos.

As actividades de prospecção na bacia terrestre do Okavango representam para a ACREP um passo estratégico, nomeadamente na oportunidade para o estudo e avaliação, do potencial de hidrocarbonetos gasosos, impondo por conseguinte uma evolução cuidadosa e em estreita parceria da equipa de exploração da ACREP e as empresas detentoras competências geológicas, prestando serviços a projecto.



### Activos em Pesquisa

Em 2016 no Bloco Cabinda Norte foram despendidos cerca de USD xxxx,000.00, sendo que USD 0,xx milhões relativos ao financiamento das despesas de pesquisa atribuíveis ao interesse participativo da Sonangol P&P. Durante o ano e contrariamente ao expectável, não foi assinado o CPP do Bloco Cabinda Norte *Onshore*, prevendo-se que tenha lugar durante o 2º semestre de 2017.

Relativamente ao Bloco 1/14, mantiveram-se contactos exploratórios com o futuro operador, a ENI Spa., enquanto se aguarda pela assinatura do referido PSA.

### Bloco Cabinda Norte

Actualmente a ACREP apresenta parâmetros que vaticinam uma sustentabilidade e que lhe permitem enfrentar com confiança os desafios colocados pela actual crise financeira e do mercado de *commodities*, pois detêm uma carteira diversificada de cinco activos em concessões *onshore* e *offshore* operados por empresas com competência reconhecida, reservas provadas que ascendem a mais de 20 milhões de barris a serem produzidas e/ou desenvolvidas nos próximos cinco anos.

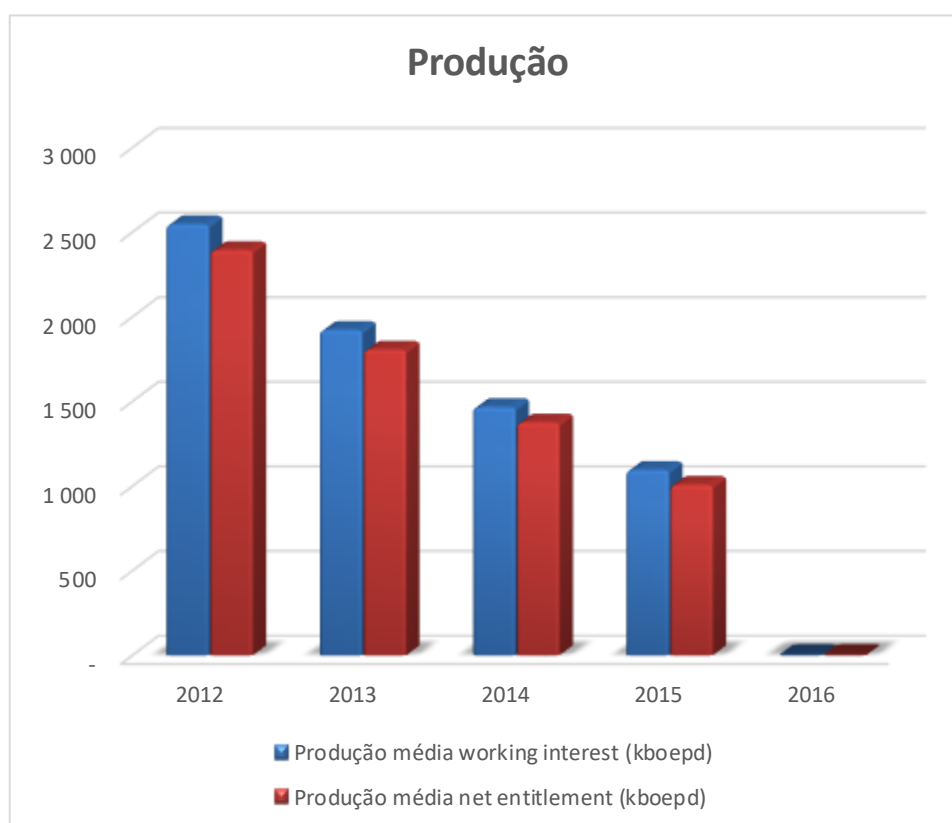
### Blocos 1718 & 181 Namíbia

Nos Blocos 1718 & 1818, foram despendidos em 2016 cerca de USD 485.104 em estudos de geologia e geofísica, interpretação dos dados resultantes do levantamento magnético e gravimétrico, bem como, no âmbito da assinatura com a empresa CGG do contracto para aquisição de 125 kms lineares de sísmica 2D, com início previsto para o 1º trimestre de 2017. Do total de gastos USD 485.955 dizem respeito a despesa de pesquisa propriamente ditas, cerca de USD 109.563,67 de despesas de Administração e Serviços (A&S), dos quais cerca de USD 152.365 relativos a despesas não recuperáveis.

### Activos em Produção

Decorrente da entrada no Bloco 2/05 a ACREP passou a deter dois activos produtivos, sendo a produção total anual atingiu os 512.587 bbls, um incremento de 40.992 barris (8,7%) comparativamente a 2015, e o segundo ano consecutivo de crescimento de produção.

Produção	2015	2016
Produção total (bbls)	471 658	512 595
Produção média working interest (kboepd)	1 369	
Produção média net entitlement (kboepd)	1 297	



#### Bloco 4/05

Em 2016 o Bloco 4/05 produziu um total de 2.774.358 barris e exportou 2.945.316 de barris, dos quais 478.576 foram atribuídos a ACREP.

Ressalve-se que em 2016 a ACREP atingiu no Bloco, a produção acumulada de 5,000,000 bbls.

No ano em análise a ACREP registou uma produção média *working interest* de 1,1 kboepd, representando uma redução de 24,87% face a 2015, resultado do declínio natural do Campo Gimboa.

A produção do *net entitlement* registou um aumento para 1,3 kboepd, cerca de 28,68% face ao ano de 2015.

#### Bloco 2/05

Em 2016 o Bloco 2/05 produziu um total de 331.625,8 barris, dos quais 34.010,3 foram atribuídos a ACREP.

No ano em análise a ACREP registou uma produção média *working interest* de 90,1 boepd, representando uma redução de 24,87% face a 2015, resultado do declínio natural do Campo Gimboa.

A produção do *net entitlement* registou um aumento para 89,5 boepd.

### Evolução das Reservas e Recursos

A revisão de reservas provadas e prováveis, alterou o seu total, se e quando comprado com os dados de 2015, decorrente dos estudos e novos activos, incluídos no património da empresa.

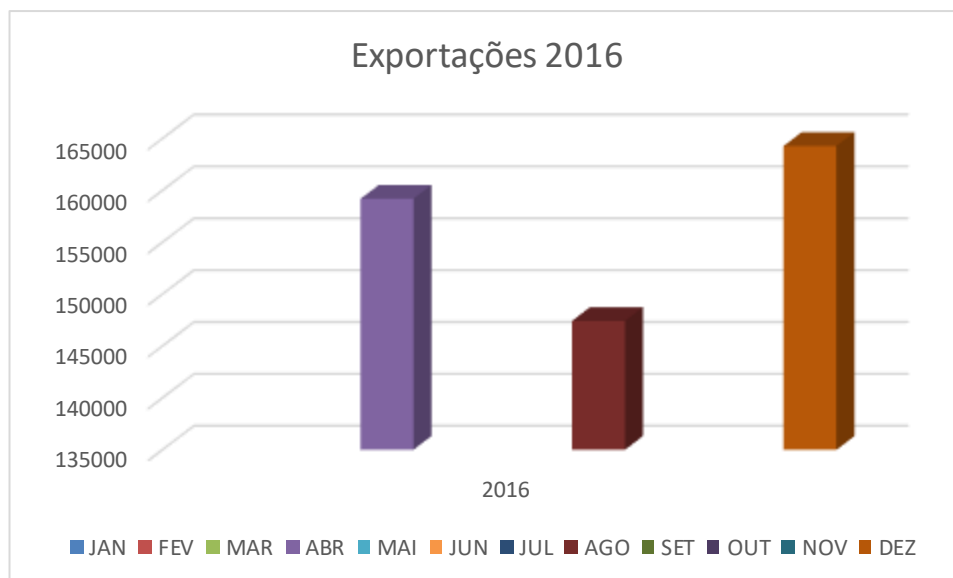
Unid: milhares de Barris	
<b>31 de dezembro 2015</b>	
Reservas provadas totais do ano anterior	24 461
Varição de reservas (excluindo produção)	(3 250)
Produção do ano	(425)
<b>Total de Reservas</b>	<b>20 786</b>
<b>31 de dezembro 2016</b>	
Reservas provadas totais do ano anterior	20 786
Varição de reservas (excluindo produção)	-
Produção do ano	(500)
<b>Total de Reservas</b>	<b>20 286</b>
<b>Varição</b>	<b>(500)</b>
<b>Varição %</b>	<b>-2,4%</b>



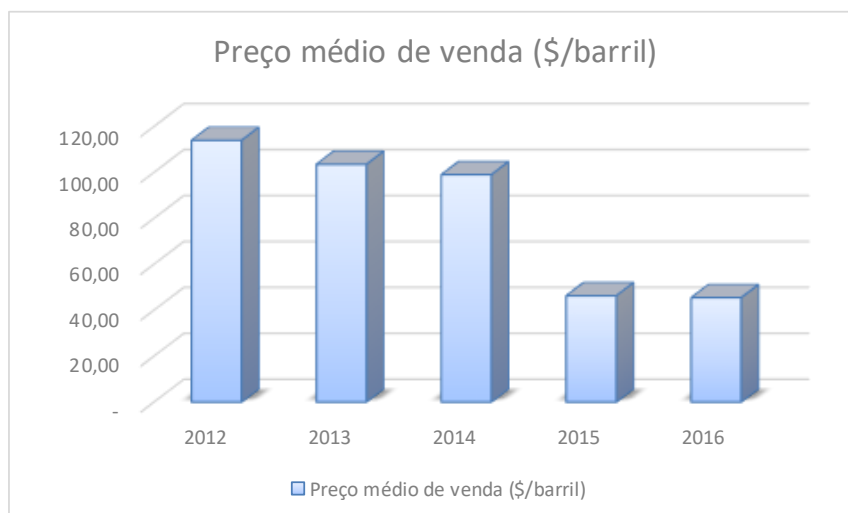


## Comercialização do Crude

Em 2016 foram vendidos 470.906 barris de crude, em três operações de carregamento e exportação, representando um acréscimo do volume comercializado de 4,74% face a 2015. A primeira dessas exportações ocorreu no primeiro semestre, Abril, tendo as demais ocorrido nos meses de Agosto e Dezembro, todas destinadas ao mercado asiático.



Registrou-se como preço médio de venda o valor de US\$45,43/bbl, com um diferencial de preço comparativamente ao referencial Brent, de menos US\$3,06.



## Desempenho Financeiro

A nível financeiro destaca-se:

- A produção *net entitlement* de petróleo aumentou cerca de 28,7%.
- Resultados líquidos negativos de USD 4,7 milhões.
- Activo total a 31 de Dezembro de 2016 era USD 177.808.989,00.
- O pagamento de impostos, em particular o Imposto de Rendimento de Petróleos que totalizou USD 837.181,00.
- Caixa e equivalentes no montante de USD 6,8 milhões.
- Dívida líquida de USD 18,8 milhões.



## Análise de Resultados

As vendas registaram um crescimento de 2,9%, comparativamente a 2015, perfazendo USD 21,4 milhões, em grande medida decorrente do facto de termos comercializado um volume superior em 4,74% face a 2015 e o preço médio ter sido superior em USD 1,05/bbl.

USD (exceto indicação em contrário)	20	20
Vendas e prestações de serviços	20 794 940	21 394 626
Ebitda	(4 425 823)	3 653 318
Resultado operacional	(4 502 608)	3 575 778
Resultados financeiros	2 796 940	5 874 765
Resultado líquido	(1 736 349)	(4 471 126)
Free cash flow	-	-
Investimento	2 087 576	845 104
Capital próprio	46 896 232	42 425 106
Dívida líquida	15 651 784	18 834 206
Dívida líquida/Capital próprio	33%	44%
Dívida líquida/Ebitda	-3,5	5,2
ROA	-3%	-7%

## Custos Operacionais

Os custos operacionais registaram uma redução de USD7,758 milhões, totalizando USD17, 8 milhões.

## EBITDA

O resultado medido pelo EBITDA em 2016 foi de USD 3,653 milhões, reflectindo uma maior eficiência operacional.

## Endividamento/Caixa Líquido

No final de 2016, a dívida financeira total era de USD 25,597 milhões, uma redução de USD274.597. O caixa líquido totalizava USD6,7 milhões.

### Investimentos

O ano de 2016 deu continuidade ao ciclo de baixo investimento. Tendo a ACREP investido apenas USD 845.104, tudo em actividades de pesquisa.

### Cash Flow

Em 2016, actividades operacionais geraram um cash flow negativo de USD 2.704.579.

### Estrutura do Capital

A 31 de Dezembro de 2016, o activo não corrente da ACREP ascendia a USD9.005.410, uma variação positiva de apenas USD 7.763, comparativamente ao ano anterior, que se explica pelo ínfimo nível de investimento em actividades petrolíferas.

<b>Situação financeira consolidada (USD, excepto indicação em contrário)</b>			
	<b>Dezembro 31, 2015</b>	<b>Dezembro 31, 2016</b>	<b>Varição</b>
Ativo não corrente	8 997 647	9 005 410	7 763
Imobilizado em curso	-	-	-
Stock estratégico	-	-	-
Outros activos (passivos)	-	-	-
Fundo de maneo	7 828 465	4 015 403	(3 813 062)
Dívida de curto prazo	2 955 476	-	(2 955 476)
Dívida de longo prazo	22 916 932	25 597 811	2 680 879
<b>Dívida total</b>	<b>25 872 408</b>	<b>25 597 811</b>	<b>(274 597)</b>
Disponibilidades	10 220 624	6 763 605	(3 457 019)
<b>Dívida líquida</b>	<b>15 651 784</b>	<b>18 834 206</b>	<b>3 182 422</b>
<b>Total do capital próprio</b>	<b>46 896 232</b>	<b>42 425 106</b>	<b>(4 471 126)</b>
<b>Capital empregue</b>	<b>16 826 112</b>	<b>13 020 813</b>	<b>(3 805 299)</b>
<b>Dívida líquida/Capital próprio</b>	<b>0,33</b>	<b>0,44</b>	<b>0,11</b>
<b>Dívida líquida/Ebitda</b>	<b>(3,5)</b>	<b>5,2</b>	<b>8,7</b>

O fundo de maneo reduziu drasticamente para USD 4 milhões no final de 2016. Esta redução de fundo de maneo de USD 3,8 milhões decorre essencialmente da redução ocorrida na rubrica de disponibilidades.

A dívida líquida ascendeu a USD 25, 6 milhões no final de 2016, um incremento de USD 3,1 Milhões face ao exercício anterior tendo por origem a redução das disponibilidades.

### Resultados Financeiros

Os resultados financeiros registaram um crescimento de 110,4%, comparativamente a 2015, para USD 5,875 milhões, decorrente de um aumento dos proveitos financeiros de para USD 7,2 milhões, i.e., superior em 44,52% face a 2015 e a redução dos custos financeiros em 39,8% para USD 1,344 milhões.

### Impostos

O Imposto sobre o Rendimento Petrolífero fixou-se em USD837.181 em 2016, um incremento de 2,90% face a 2015 e que resulta de um maior volume de vendas.

Rúbricas	abr-16	ago-16	dez-16	Total	Unidade
Petróleo bruto carregado	159 200	147 424	164 282	470 906	bbls
Petróleo para recuperação de custos	(138 435)	(128 195)	(142 854)	(409 483)	bbls
Petróleo lucro (em espécie)	20 765	19 229	21 428	61 423	bbls
Preço de vendas	40,070	43,057	52,762	45,43	USD/bbl
Petróleo lucro (em valor)	832 062	827 953	1 130 589	2 790 604	USD
Taxa de Imposto sobre o Rendimento de Petróleo	30%	30%	30%	30%	
<b>Valor entregue</b>	<b>249 619</b>	<b>248 386</b>	<b>339 177</b>	<b>837 181</b>	<b>USD</b>
<b>Imposto estimado</b>				<b>837181</b>	<b>USD</b>

### Resultados Extraordinários

Em 2016 a ACREP teve de reconhecer um Imposto sobre o Rendimento Petrolífero adicional referente ao exercício de 2009 e fixado em USD742.315. Este imposto incremental decorre da fixação da matéria colectável por parte do Ministério das Finanças após auditar as contas do Bloco 4/05 para o referido ano e identificar discrepâncias nos contratos aprovados pela concessionária e os reportados pelo Operador.

### Resultado Líquido

O ano de 2016 encerrou com o resultado líquido negativo de USD 4,471 milhões, um agravamento de 157,42% comparativamente ao ano anterior, decorrente do facto de termos comercializado um volume superior em 4,74% face a 2015 e não obstante ter registado uma melhoria no resultado operacional.

## Governo Corporativo

### Estructura Accionista

Em 2016, a estrutura societária da ACREP não sofreu qualquer alteração. Também não foram celebrados quaisquer acordos parassociais entre accionistas.

### Governança Corporativa

A ACREP rege a sua actuação por princípios de ética, transparência e consistência, tendo o modelo de governo societário e normas internas evoluído adequando continuamente aos novos contextos decorrentes da expansão e diversificação dos negócios.

O modelo de governação tradicional em vigor, compreende uma relação transparente entre os accionistas, representados pela Mesa da Assembleia Geral, o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal. Esta estrutura de fiscalização é ainda reforçada com a integração do Auditor Externo.

A Assembleia Geral de Accionistas compete eleger e substituir os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal.

Os actuais administradores e membros do Conselho Fiscal foram eleitos na Assembleia Geral de 30 de Abril de 2015 para o triénio 2015-2017.

Ao Conselho de Administração compete a elaboração da estratégia da empresa, o acompanhamento da execução da mesma e de questões estratégicas. Este modelo está num processo evolutivo com vista a constituição de uma comissão executiva, a quem serão delegadas pelo Conselho de Administração funções de carácter operacional na gestão corrente das unidades de negócio e da Sociedade. A Comissão Executiva em funcionamento é composta por dois membros.

Em 2015 foi revisto o Regulamento do Conselho de Administração e elaborada a proposta do Regulamento da Comissão Executiva para aprovação da sua constituição formal pela Assembleia Geral de Accionista sob proposta do Conselho de Administração.

A função de fiscalização da sociedade é exercida pelo Conselho Fiscal, coadjuvado por uma sociedade de Auditores Oficiais de Contas.

O Conselho Fiscal é composto por três membros efectivos, todos independentes e eleitos pela Assembleia Geral de accionistas. Compete ao Conselho Fiscal acompanhar a elaboração e a divulgação de informação financeira da ACREP – Exploração Petrolífera, S.A., bem como avaliar o auditor externo independente, fiscalizar a revisão dos documentos de prestação de contas.

O actual auditor externo da ACREP é a sociedade RCA Auditores e Consultores, Lda. Esta sociedade foi designada em 2016 para o triénio 2016-2018.



## Órgãos e Corpos Sociais

Os actuais membros dos órgãos sociais foram eleitos para um mandato que se iniciou em 2012 e terminará em 2017, aquando da realização da Assembleia Geral de Accionistas.

Assim a composição actual dos órgãos da ACREP – Exploração Petrolífera, S.A. é a que a seguir apresentamos:

### Conselho de Administração

#### **Presidente**

Carlos José Martins do Amaral

#### **Vogais**

António Moreira Barroso Mangueira

Ana da Conceição Nunes

Joaquim Manuel Nunes

António da Silva Inácio

### Comissão Executiva

Carlos José Martins do Amaral – Presidente

António Moreira Barroso Mangueira

### Conselho Fiscal

#### **Presidente**

Isabel Lopes

#### **Vogais**

João de Almeida Neto

João Viegas D'Abreu

### Mesa da Assembleia Geral

#### **Presidente**

Augusto Matos

#### **Secretário**

Júlio Sampaio

### Código de Ética

A ACREP homologou, em 2016, o Código de Conduta elaborado com base nos valores que caracterizam a identidade da empresa e alicerçando uma cultura corporativa que se pretende que seja orientada para o mérito, transparência, responsabilidade, desempenho e capaz de estabelecer confiança no relacionamento com os *stakeholders*.

O código é aplicado ao Grupo, órgãos sociais, colaboradores, clientes e fornecedores, e fundamentalmente é aplicado em tarefas de suporte e controlo da decisão de estabelecimento de relações comerciais com terceiros.

### Gestão de Risco

O actual momento de depressão prolongada do preço do petróleo veio realçar a importância para a adopção de um modelo que permita uma abordagem disciplinada a mitigação do conjunto de riscos corporativos numa empresa do sector petrolífero para a concretização exitosa dos objectivos estratégicos.

Decorrente desta realidade está em fase avançada de implementação uma iniciativa que visa identificar, categorizar e monitorizar os principais riscos e incertezas inerentes ao modelo de negócio: estratégico, financeiro, operacional e regulatório.

O modelo de gestão de risco deverá incorporar a informação de risco no processo de decisão e assegurar a:

- Condução das actividades de acordo com as prioridades de forma eficiente e ordenada;
- Salvaguarda dos activos;
- Garantia do risco;
- Fiabilidade do reporte financeiro.

Em análise estará a criação de um grupo empresarial transformando a ACREP, SA numa holding financeira, como forma a segregar os activos mitigando o risco de contaminação e o cumprimento das leis e regulamentos das várias jurisdições em que a empresa opere. Este modelo será submetido a validação por parte de uma entidade externa para atestar da sua robustez.

## Responsabilidade Social & Ambiental

A ACREP tem um programa de impacto social e ambiental intimamente ligado aos seus valores e ao seu compromisso para com a comunidade. Este programa implementado desde 2009, têm dado corpo a diversos projectos em torno de três grandes pilares: Educação, Solidariedade Social e Saúde.

### Educação

É a áreas em que mais temos contribuído para que um número cada vez maior de crianças e jovens estejam inscritos em estabelecimentos de ensino, na inclusão social.

### Solidariedade Social

Na vertente da solidariedade social

### Saúde

No âmbito da saúde apoiamos o melhoramento das condições de postos de saúde em apoio a comunidades menos favorecidas.



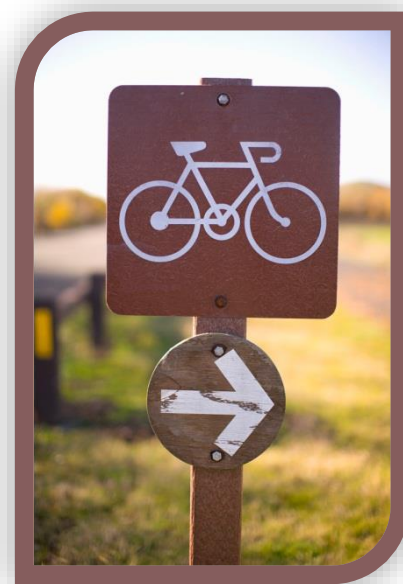


## Gestão de Risco

A ACREP está sujeita a um conjunto de riscos potenciais que poderiam ter um impacto substancial no desempenho da empresa ou ainda, a continuidade das operações. A estratégia da Empresa está centrada na avaliação, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos na região do sudoeste africano. Obviamente, existem riscos inerentes a avaliação, desenvolvimento e produção de reservas e recursos hidrocarbonetos.

A gestão do risco constitui uma responsabilidade colectiva do Conselho de Administração e está em curso o desenvolvimento um quadro regulamentar interno que permita uma abordagem sistemática a análise de riscos e as medidas de mitigação. Os procedimentos de controlo e a natureza dos riscos identificados são remetidos ao Conselho de Administração, e cabe a ele estabelecer o nível de risco que a ACREP está disposta a aceitar (o apetite ao risco e a tolerância ao risco), e por assegurar o alinhamento da estratégia com esse nível de risco.

Os principais riscos e incertezas inerentes ao modelo de negócio foram agrupados em quatro categorias: estratégico, financeiro, operacional e regulatório.



### Estratégico

RISCO OU INCERTEZA	DESCRIÇÃO E IMPACTO	MITIGAÇÃO
<b>Único activo produtivo no portefólio</b>	Os proveitos da Empresa estão 100% dependentes do único activo produtivo. A Empresa está condicionada em termos de recursos financeiros e capital humano.	A ACREP dispõem de um portefólio de activos excepcionais, e no presente o foco está no desenvolvimento e colocação em produção estes recursos. A mais, a Empresa activamente examina oportunidades para adquirir novos activos e repor o nível de reservas e recursos.
<b>Dependência de parceiros</b>	A quase totalidade dos projectos da ACREP são executados por parceiros e geridos em <i>joint ventures</i> . Nestes caso existe a probabilidade da Empresa ficar vulnerável a incapacidade para cumprir com as suas obrigações ou de aprovarem matérias sem o consentimento da ACREP.	Mesmos não sendo operadora, a ACREP está activamente envolvida na implementação dos projectos de P&P em que participa. A Empresa mantém uma equipa multidisciplinar que monitoriza diariamente a actividade de cada activo, e sempre que possível negocia a integração dos seus colaboradores nas equipas de projectos. A ACREP tem por objectivo continuar a desenvolver as suas competências na actividade de P&P para aumentar a sua capacidade de controlo, influência e independência.

<b>Captação e retenção de capital humano qualificado</b>	A execução exitosa da estratégia a ACREP depende da competência dos seus colaboradores e gestores.	A adopção de uma política de remuneração competitiva e proporcionar condições de trabalho de eleição é o ponto fulcral para recrutar talento de excepção.  O investimento na formação dos colaboradores é particularmente importante no que toca ao alargar da base de conhecimentos avançados nas áreas de gestão, exploração e produção de hidrocarbonetos para retenção de uma força de trabalho mais motivada.
--	--	--

## Financeiro

<b>RISCO OU INCERTEZA</b>	<b>DESCRIÇÃO E IMPACTO</b>	<b>MITIGAÇÃO</b>
<b>Volatilidade de preços e mercados</b>	Os proveitos da Empresa provem exclusivamente da venda de petróleo bruto. A volatilidade do preço do petróleo afectam adversamente a rentabilidade da ACREP e capacidade para implementar os seus projectos.	A administração monitora activamente oportunidades para alocação de recursos em actividades complementares e diversificar as fontes de receitas.
<b>Necessidades de financiamento e liquidez</b>	Na eventualidade da Empresa necessitar de fundos adicionais para outros projectos, não existe garantia de que as condições do mercado permitam a obtenção dos capitais necessários sejam por financiamento, emissão de novo capital ou o farm out de participações.	Em primeiro lugar a ACREP procura manter uma estrutura de capital resiliente, através de uma forte disciplina financeira.  A Administração aprova e revê o orçamento anual, e regularmente analisa as alterações nas projecções de fluxo de caixa.  Está em curso um leque de acções para melhoria do fluxo de caixa operacional, a reestruturação da maturidade e condições de crédito, e a diversificação das fontes de financiamento.
<b>Crédito</b>	O risco de uma contraparte não poder cumprir com as suas obrigações contratuais de pagamento.	O risco é gerido mediante a avaliação e análise do risco de contraparte e definição de limites por entidade. Monitorização da rentabilidade da entidade.

## Operacional

RISCO OU INCERTEZA	DESCRIÇÃO E IMPACTO	MITIGAÇÃO
<b>Derrapagem dos custos em campanhas de perfuração</b>	Os projectos podem ser aprovados com base em pressupostos incorrectos ou inadequados, poderão ainda ser executados com atraso ou ter baixos níveis de fiabilidade operacional e ultrapassar o orçamento.	O estabelecimento de uma estreita relação com o Operador permite o acompanhamento dos estudos prévios de concepção e desenho dos poços. Adicionalmente, a análise de lições aprendidas em campanhas anteriores complementadas com uma negociação acertada permitem a mitigação do risco.
<b>Risco geológico e de desenvolvimento de reservas e recursos</b>	Actividades de perfuração são especulativas e de capital intensivo e sujeitas um grande número de incertezas.	A maioria dos projectos da ACREP são em concessões com activos com recursos identificados e avaliados. Quando necessário efectuar campanhas especulativas, a Empresa recorre a avaliadores independentes e a um conjunto de técnicas geológicas para obter o <i>derisk</i> das reservas e recursos e no projecto de desenvolvimento de reservas.
<b>Falhas no sistema de informação</b>	As falhas de sistema, quer sejam acidentais ou resultem de acções intencionais podem ter impactos nefastos a vários níveis.	Um conjunto de medidas foram implementadas, incluindo, procedimentos de controlo, sistemas de <i>backup</i> , sistemas de protecção, tais como <i>firewalls</i> , <i>antivírus</i> , etc. Adicionalmente, está em curso a elaboração da política de segurança de informação.

## Regulatório

RISCO OU INCERTEZA	DESCRIÇÃO E IMPACTO	MITIGAÇÃO
<b>Fiscal</b>	A Empresa está sujeita em sede de vários impostos que estão sujeitos as alterações frequentes. Em ocasiões a legislação carece de clareza, aumentando o risco de multas por incumprimento.	A Empresa recorre a opinião de especialistas fiscais relativamente a implicações de alterações pelos legisladores ou eventuais mutações no negócio.
<b>Ambiente, Saúde e Relações Comunitárias</b>	As actividades de P&P são normalmente desenvolvidas em ambientes desafiadores, com potenciais riscos de falhas técnicas e catástrofes naturais poderão conduzir a ocorrência de acidentes com impacto adverso (saúde, social, ambiental) para os funcionários, prestadores de serviços comunidades e ambiente.	A ACREP tem aprovado um conjunto de directrizes de Qualidade, Saúde, Segurança e Ambiente que tem por objectivo a divulgação pública do seu compromisso de todos os seus colaboradores com as melhoras práticas nesta áreas e com as normas regulamentares aplicáveis. A ACREP monitoriza por forma a assegurar que o Operadora adquira as coberturas de seguro adequadas por forma a limitar a exposição financeira que resulte de um

		acidente ou evento adverso.
<b>Legislação laboral</b>	A actividade petrolífera está sujeita a diferentes regulamentos nas localizações em que opera e conta com distintos vínculos laborais.	Potenciais alterações introduzidas pelos reguladores são periodicamente e previamente analisadas por forma a assegurar que a ACREP cumpre com a legislação e regulamentos laborais adotados ao longo do tempo.

## Proposta de Aplicação de Resultados

1. A ACREP – Exploração Petrolífera, S.A. encerrou o exercício de 2016 com um resultado líquido negativo de USD 4.471.126, apurado em conformidade com o plano nacional de contas.
2. O Conselho de Administração propõe, nos termos legais, que o resultado líquido do exercício de 2016, no montante de USD 4.471.126, seja integralmente afecto a conta de Resultados Transitados.



## Carta de Responsabilidade da Administração

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da empresa e princípio com os princípios contabilísticos geralmente aceites em Angola e os critérios previstos na Lei sobre a Tributação das Actividades petrolíferas (Lei 13/04, de 24 de Dezembro).

Nesta conformidade, declaramos para os devidos fins que as informações utilizadas na elaboração das demonstrações financeira, obrigações acessórias, apuração da matéria colectável e arquivo electrónico, relativas ao período em análise, exigidas pela Administração Geral Tributária, Inspeção Geral do Trabalho e o Instituto de Segurança Social são fidedignas.

Também declaramos:

- a) Que os controles internos adoptados pela empresa são da responsabilidade da administração e estão adequados ao tipo de actividade e volume de transações;
- b) Que não realizamos nenhum tipo de operação que possa ser considerada ilegal, face a legislação vigente;
- c) Que todos os documentos e/ou informações que geramos e recebemos de nossos fornecedores, encaminhados para a elaboração da escrita contabilística e demais serviços contratados, estão revestidos de total idoneidade;
- d) Que as existências registadas em conta própria foram por nós contados e verificados e avaliados com base na política de mensuração de existências em vigor na empresa e perfazem a realidade do período encerrado a 31 de dezembro de 2016; e
- e) Que as informações registadas nos sistemas de gestão e controlo interno, denominado Primavera, são controladas e validadas com documentação de suporte adequada, sendo de nossa inteira responsabilidade todo o conteúdo da base de dados e arquivos electrónicos gerados.

Adicionalmente, declaramos que não existe quaisquer factos ocorridos no período em análise que afectam ou possam afectar as demonstrações contabilísticas ou, ainda, a continuidade das operações da empresa.

Também confirmamos que não houve:

- a) Fraude envolvendo a administração ou empregados em cargos de responsabilidade ou confiança;
- b) Fraude envolvendo terceiros que poderiam ter efeito material nas demonstrações contabilísticas; e
- c) Violação de leis, normas ou regulamentos cujos efeitos deveriam ser considerados para divulgação nas demonstrações contabilísticas, ou mesmo dar origem ao registo de provisões para contingências passivas.

Atenciosamente,

Carlos José M. Amaral  
Presidente

## Parecer do Auditor Independente

You can insert pictures. You can also use charts created in Microsoft Excel.

**Add a caption here**

You can use SmartArt to help make your point.



## Relatório e Parecer do Conselho Fiscal

You can insert pictures. You can also use charts created in Microsoft Excel.

**Add a caption here**

You can use SmartArt to help make your point.

## Demonstrações Financeiras

Balanço em 31 de dezembro de 2016 e em 31 de dezembro de 2015

(Montantes expressos em USD)

ACTIVO	Notas	Dezembro 2016	Dezembro 2015
<b>Activo não corrente:</b>			
Imobilizado corpóreo	4	76 128	98 310
Imobilizado incorpóreo	5	5 503 707	5 543 762
Investimentos em subsidiárias e associadas	6	3 135 575	3 135 575
Outros activos não correntes	9	290 000	220 000
Activos por impostos diferidos		-	-
Outros activos financeiros	7	-	-
<b>Total de activos não correntes:</b>		<b>9 005 410</b>	<b>8 997 647</b>
<b>Activo corrente:</b>			
Existências	8	4 307 157	1 051 843
Outras contas a receber	9	87 641 882	75 774 781
Outros activos correntes	11	70 090 935	80 549 871
Disponibilidades	10	6 763 605	10 220 624
<b>Total dos activos correntes:</b>		<b>168 803 579</b>	<b>167 597 119</b>
<b>Total do activo:</b>		<b>177 808 989</b>	<b>176 594 766</b>
<b>CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO</b>			
	Notas	Dezembro 2016	Dezembro 2015
<b>Capital próprio:</b>			
Capital social	12	5 000 000	5 000 000
Reservas	13	14 134 076	14 134 076
Resultados transitados	14	27 762 156	29 498 505
Resultado líquido do exercício		-4 471 126	-1 736 349
<b>Total do capital próprio:</b>		<b>42 425 106</b>	<b>46 896 232</b>
<b>Passivo:</b>			
<b>Passivo não corrente:</b>			
Empréstimos de Médio/Longo Prazo	15	25 597 811	22 916 932
Outras contas a pagar	19	45 865 659	45 865 659
Passivos por impostos diferidos		- #	-
Provisões para outros riscos e encargos	18	1 359 805	1 359 805
<b>Total do passivo não corrente:</b>		<b>72 823 275</b>	<b>70 142 396</b>
<b>Passivo corrente:</b>			
Empréstimos e descobertos bancários	20	-	-
Parte Corrente dos Empréstimos de Médio/Longo Prazo	15	-	2 955 476
Contas a pagar	19	25 599 567	20 444 035
Outros passivos correntes	21	36 961 041	36 156 628
Imposto corrente sobre o rendimento a pagar		-	-
<b>Total do passivo corrente:</b>		<b>62 560 608</b>	<b>59 556 139</b>
<b>Total do passivo:</b>		<b>135 383 883</b>	<b>129 698 535</b>
<b>Total do capital próprio e do passivo:</b>		<b>177 808 989</b>	<b>176 594 767</b>

As notas anexas fazem parte da balanço em 31 de dezembro de 2016

1

O TÉCNICO OFICIAL DE CONTAS

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

David Jasse

Eng. Carlos José M. Amaral

Dra. Ana Nunes

Dr. Joaquim Nunes

Dr. António Inácio

Eng. António Mangueira

## Demonstrações de resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015

(Montantes expressos em USD)

	Notas	Dezembro 2016	Dezembro 2015
<b>Proveitos operacionais:</b>			
Vendas	22	21 394 626	20 794 940
Prestação de serviços	23	0	0
Outros proveitos operacionais	24	0	279 768
<b>Total de proveitos operacionais:</b>		<b>21 394 626</b>	<b>21 074 708</b>
<b>Custos operacionais:</b>			
Custo das mercadorias vendidas e das matérias-primas e subsidiárias consumidas	27	0	0
Variação nos produtos acabados e produtos em vias de	25	-3 255 314	-341 014
Trabalhos na própria empresa	26	0	0
Custos com pessoal	28	1 966 103	2 043 744
Amortizações, depreciações e perdas por imparidades	29	77 540	76 785
Provisões e perdas por imparidade de contas a receber		0	0
Outros custos operacionais	30	19 030 518	23 797 801
<b>Total de custos operacionais:</b>		<b>17 818 848</b>	<b>25 577 316</b>
<b>Resultados operacionais:</b>		<b>3 575 778</b>	<b>-4 502 608</b>
Proveitos financeiros	31	5 874 765	2 796 940
Resultados de filiais e associadas	32	0	0
Rendimentos de instrumentos financeiros		0	0
Resultados não operacionais	33	-12 342 173	782 919
<b>Resultado antes de impostos:</b>		<b>-2 891 630</b>	<b>-922 749</b>
Imposto sobre o rendimento do petróleo	35	-837 181	-813 600
<b>Resultado líquido das actividades correntes</b>		<b>-3 728 811</b>	<b>-1 736 349</b>
Resultados extraordinários	34	-742 315	0
<b>Resultado líquido do exercício</b>		<b>-4 471 126</b>	<b>-1 736 349</b>

s notas anexas fazem parte integrante da demonstração de resultados para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016

**O TÉCNICO OFICIAL DE CONTAS**

David Jasse

**O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

Eng. Carlos José M. Amaral

Dra. Ana Nunes

Dr. Joaquim Nunes

Dr. António Inácio

Eng. António Mangueira

## Demonstrações dos fluxos de caixa para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015

(Montantes expressos em USD)

	Notas	Dezembro 2016	Dezembro 2015
<b>Actividades operacionais:</b>			
Recebimentos de clientes		13 601 654	17 398 702
Pagamentos a fornecedores		-14 340 130	-23 201 329
Pagamentos ao pessoal		-1 966 103	-2 043 744
Recebimentos relacionados com rubrica extraordinárias		0	0
(Pagamentos) relacionados com rubricas extraordinárias		0	0
(Pagamento)/recebimento do imposto sobre petróleo		0	0
(Pagamento)/recebimento do imposto sobre o rendimento		0	-5 714
Contribuições para o fundo de pensões		0	0
Pagamentos a reformados antecipadamente e pré-reformados		0	0
Pagamentos de despesas de seguro com os reformados		0	0
Outros (pagamentos)/recebimentos relativos à atividade operacional		0	0
<b>Fluxos das actividades operacionais (1)</b>		<b>-2 704 579</b>	<b>-7 852 085</b>
<b>Actividades de investimento:</b>			
Recebimentos provenientes de:			
Participações financeiras		0	0
Ativos tangíveis		0	0
Ativos intangíveis		0	0
Subsídios de investimento	45	0	0
Juros e proveitos similares		0	94 669
Dividendos		0	0
Empréstimos concedidos		0	0
		<b>0</b>	<b>94 669</b>
Pagamentos respeitantes a:			
Participações financeiras		0	0
Imobilizações corpóreas		0	0
Imobilizações incorpóreas		0	0
Empréstimos concedidos	46	0	0
		<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Fluxos das actividades de investimento (2)</b>		<b>0</b>	<b>94 669</b>
<b>Actividades de financiamento:</b>			
Recebimentos provenientes de:			
Empréstimos obtidos		-359 781	2 878 248
Juros e proveitos similares		0	0
Letras descontadas		0	0
		<b>-359 781</b>	<b>2 878 248</b>
Pagamentos respeitantes a:			
Empréstimos obtidos		0	-1 481 061
Juros de empréstimos obtidos		-218 198	0
Juros e custos similares		-198 599	0
Dividendos/distribuição de resultados		0	0
Reembolso de letras descontadas		0	0
Amortizações e juros de contratos de locação financeira		0	0
Juros de empréstimos obrigacionistas		0	0
		<b>-416 797</b>	<b>-1 481 061</b>
<b>Fluxos das actividades de financiamento (3)</b>		<b>-776 578</b>	<b>1 397 187</b>
Variação de caixa e seus equivalentes (4) = (1) + (2) + (3)		-3 481 156	-6 360 229
Efeito das diferenças de câmbio		0	0
Caixa e seus equivalentes no início do exercício	43,47	10 219 714	16 580 855
Caixa e seus equivalentes no fim do exercício	43,47	6 738 558	10 220 626

notas anexas fazem parte integrante da demonstração consolidada dos fluxos de caixa para o exercício findo em 31 de dezembro de 20

**O TÉCNICO OFICIAL DE CONTAS**

David Jasse

**O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

Eng. Carlos José M. Amaral

Dra. Ana Nunes

Dr. Joaquim Nunes

Dr. António Inácio

Eng. António Manguera

## Demonstrações Financeiras

Número de Contribuinte 540 109 9096

### 1. Nota Introdutória

A ACREP – Exploração Petrolífera, S.A., sociedade de direito angolano, registado na conservatória de registo comercial de Luanda sob o número 268-04, com sede em Luanda, Rua Rainha Ginga n.º 80, 3º andar, tem por objecto social principal a exploração petrolífera.

No exercício de 2005 assinou um Contrato de Partilha de Produção Petrolífera no Bloco 4/05 do *offshore* angolano. No ano de 2007 a empresa tomou uma posição de 15% no Grupo Empreiteiro para o Bloco Cabinda Norte, tendo alienado 5% em 2011 e passando a deter 10%.

O Bloco 4/05 é constituído por uma área de desenvolvimento do qual consta o Campo Gimboa, cujo período de produção é de 20 anos contados a partir da data da respectiva declaração de descoberta comercial, que foi 30 de Março de 2006. O volume de reservas comerciais provadas remanescentes do Campo Gimboa estima-se, a 31 de Dezembro de 2016, em aproximadamente 3 milhões de barris, dos quais 560 mil atribuíveis à ACREP. As reservas provadas e e prováveis da área de desenvolvimento ascendem a 60 milhões dos quais 11,25 milhões atribuíveis à ACREP.

Em 2014 a ACREP por via da subscrição de um acordo de *farm-in* adquiriu uma participação de 70% nos blocos 1718 & 1818 no *onshore* namibiano, tornando-se operador dos mesmos. A concessão foi atribuída mediante um contrato de pesquisa com vigência de 4 anos contados a partir de 2015.

Em virtude do cálculo da matéria colectável e a liquidação dos encargos fiscais sere, calculados com base em cada Área de Concessão de forma autónoma, foram elaborados relatórios e contas em separado para cada área de concessão para apresentação a Administração Tributária. Aqui apresentamos as contas globais da empresa.

As notas que se seguem respeitam a numeração sequencial definida no Plano Geral de Contabilidade. As notas cuja numeração é omissa ntes anexo não são aplicáveis à sociedade ou a sua apresentação não é relevante para a leituras das demonstrações financeiras anexas.

### 2. Principais Políticas Contabilísticas adoptadas na preparação das demonstrações de relato financeiro

#### 2.1. Base de apresentação das demonstrações financeiras

As demonstrações financeiras foram preparadas de acordo com o Plano Geral de Contabilidade (PGC) aprovado pelo Decreto n.º 82/01 de 16 de Novembro, e:

- i) Respeitam as características da relevância e fiabilidade;
- ii) Foram preparadas na base da continuidade e do acréscimo; e
- iii) Foram preparadas em obediência aos princípios contabilísticos da consistência, materialidade, não compensação de saldos e comparabilidade.

## 2.2. Base de valorimetria adoptadas na prepara das demonstração das demonstrações de relato financeiro

Foi adoptado o custo histórico com base de valorimetria na preparação das demonstrações financeiras.

### 2.2.1. Critério de reconhecimento e bases de valorimetria específicas:

#### i) Imobilizações Corpóreas.

As imobilizações corpóreas adquiridas até 31 de Dezembro de 2016 encontram-se registadas ao custo de aquisição. São imobilizadas os bens cujo valor individual são igual o superior a USD 500,00.

#### ii) Imobilizações Incorpóreas

As imobilizações incorpóreas. Que compreendem despesas com a constituição da empresa, encontram-se registadas ao custo de aquisição e são amortizadas pelo método das quotas contantes durante um período de três (3) anos.

#### iii) Contas a receber

As contas a receber são valorizadas ao custo histórico ou ao valor de realização, dos dois o mais baixo.

#### iv) Contas a pagar

As contas a pagar são valorizadas ao custo histórico.

#### v) Especialização do exercício

A empresa regista as receitas e despesas de acordo com o princípio da especialização de exercícios pelo qual as receitas são reconhecidas à medida que são geradas, independentemente do momento em que são recebidas e pagas.

#### vi) Taxas de câmbio usadas para a valorimetria dos activos e passivos em moeda estrangeira

Foram utilizadas as taxas de câmbio do dia para a conversão dos activos e passivos expressos noutras moedas.

#### 4. Imobilizações Corpóreas.

##### 4.1. Composição por critérios de valorimetria adoptados:

Rúbricas	Valor Bruto	Amortizações Acumuladas	Valor Líquido
Edifícios e outras construções	18 500	18 500	-
Equipamento de transporte	159 900	159 900	-
Equipamento administrativo	284 396	212 560	71 836
Outras imobilizações corpóreas	52 270	47 978	4 292
<b>Total</b>	<b>515 066</b>	<b>438 938</b>	<b>76 128</b>

##### 4.2. Movimentos ocorridos durante o exercício, no Valor Bruto:

Rúbricas	Valor Líquido		Total
	Custo Histórico	Valor de Reavaliação	
Edifícios e outras construções	18 500	-	18 500
Equipamento de transporte	159 900	-	159 900
Equipamento administrativo	284 396	-	284 396
Outras imobilizações corpóreas	52 270	-	52 270
<b>Total</b>	<b>515 066</b>	<b>-</b>	<b>515 066</b>

##### 4.3. Movimentos ocorridos durante o exercício, nas demonstrações acumuladas:

Rúbricas	Saldo Inicial	Reavaliações	Aumentos	Alienações	Abates	Saldo final
Edifícios e outras construções	18 500	-	-	-	-	18 500
Equipamento de transporte	159 900	-	-	-	-	159 900
Equipamento administrativo	269 091	-	15 305	-	-	284 396
Outras imobilizações corpóreas	52 270	-	-	-	-	52 270
<b>Total</b>	<b>499 761</b>	<b>-</b>	<b>15 305</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>515 066</b>

##### 4.4. Movimentos ocorridos durante o exercício nas amortizações acumuladas:

Rúbricas	Saldo Inicial	Reforço	Aumentos	Alienações	Abates	Saldo final
Edifícios e outras construções	18 500	-	-	-	-	18 500
Equipamento de transporte	159 898	2	-	-	-	159 900
Equipamento administrativo	178 565	33 995	-	-	-	212 560
Outras imobilizações corpóreas	44 488	3 490	-	-	-	47 978
<b>Total</b>	<b>401 451</b>	<b>37 487</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>438 938</b>

Os meios fixos estão a ser amortizados pelo método de quotas constantes de acordo com a Portaria n.º 755/72.

No exercício de 2016 não foram contabilizadas quaisquer reintegrações.

## 5. Imobilizado Incorpóreo

### 5.1. Composição:

Rúbricas	Valor Bruto	Amortizações	
		Acumuladas	Valor Líquido
Trespases	-	-	-
Despesas de desenvolvimento	112 348 595	112 273 434	75 161
Propriedade industrial e outros direitos e contratos	199 200	162 861	36 339
Despesas de constituição	131 527	131 527	-
Outras imobilizações incorpóreas	-	-	-
Imobilizado em curso	5 392 208	-	5 392 208
<b>Total</b>	<b>118 071 529</b>	<b>112 567 822</b>	<b>5 503 707</b>

### 5.2. Movimentos ocorridos durante o exercício, no Valor Bruto:

Rúbricas	Saldo Inicial	Aumentos	Alienações	Saldo final
Trespases	-	-	-	-
Despesas de desenvolvimento	112 348 595	-	-	112 348 595
Propriedade industrial e outros direitos e contratos	199 200	-	-	199 200
Despesas de constituição	131 527	-	-	131 527
Outras imobilizações incorpóreas	-	-	-	-
Imobilizado em curso	5 392 208	-	-	5 392 208
<b>Total</b>	<b>118 071 529</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>118 071 529</b>

### 5.3. Movimentos ocorridos durante o exercício, nas demonstrações acumuladas:

Rúbricas	Saldo Inicial	Aumentos	Alienações	Saldo final
Trespases	-	-	-	-
Despesas de desenvolvimento	112 273 434	-	-	112 273 434
Propriedade industrial e outros direitos e contratos	124 263	38 598	-	162 861
Despesas de constituição	130 071	1 456	-	131 527
Outras imobilizações incorpóreas	-	-	-	-
Imobilizado em curso	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>112 527 768</b>	<b>40 054</b>	<b>-</b>	<b>112 567 822</b>

## 6. Investimentos em Subsidiárias e Associadas

### 6.1. Composição:



Rúbricas	Valor Bruto	Provisões Acumuladas	Valor Líquido
<b>Subsidiárias:</b>			
Partes de capital (a)	10 575	-	10 575
Obrigações e outros títulos de participação	-	-	-
Empréstimos	-	-	-
Adiamentos por conta	-	-	-
<b>Associadas:</b>			
Partes de capital (b)	-	-	-
Obrigações e outros títulos de participação	3 125 000	-	3 125 000
Empréstimos	-	-	-
Adiamentos por conta	-	-	-
<b>Total</b>	<b>3 135 575</b>	<b>-</b>	<b>3 135 575</b>

## 6.2. Descrição por Subsidiária:

Rúbricas	Saldo Inicial	Resultado do Período	Participação	% de Votos Detidos	Valores Detidos	Quantia bruta registada
ACREP Moçambique, Lda.	11 132	n.d.	95,0%	95,0%	n.d.	10 575
ACREP Energy (Namibia) Pty	-	n.d.	100,0%	100,0%	n.d.	-
<b>Total</b>	<b>11 132</b>					<b>10 575</b>

## 6.3. Descrição por Associada:

Rúbricas	Saldo Inicial	Resultado do Período	Participação	% de Votos Detidos	Valores Detidos	Quantia bruta registada
SOMIPA, S.A.	3 125 000	n.d.	12,5%	12,5%	n.d.	3 125 000
<b>Total</b>	<b>3 125 000</b>					<b>3 125 000</b>

## 8. Existências

### 8.1. Composição:

Rúbricas	Valor Bruto	Amortizações Acumuladas	Valor Líquido
Matérias-primas	-	-	-
Produtos acabados e intermédios	4 307 157	-	4 307 157
Matérias-primas, mercadorias e matérias em trânsito	-	-	-
<b>Total</b>	<b>4 307 157</b>	<b>-</b>	<b>4 307 157</b>

## 9. Outros Activos Não Correntes e Contas a Receber

### 9.1. Composição:

A composição do valor da Rubrica Outros Devedores é a seguinte:

Rúbricas	Corrente	Não Corrente		Total
		Vencível até 5 anos	Vencível a mais de 5 anos	
Clientes correntes	8 667 847	-	-	-
Fornecedores - saldos devedores	40 419	-	-	-
Estado	602 987	-	-	-
Participantes e participadas	-	290 000	-	290 000
Pessoal	351 880	-	-	-
Devedores - Venda Imobilizado	39 700	-	-	-
Outros devedores	77 939 049	-	-	-
Provisões para cobranças duvidosas	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>87 641 882</b>	<b>290 000</b>	<b>-</b>	<b>290 000</b>

O Saldo da rubrica Sonangol P&P – Custos de Exploração Carry – Bloco Cabinda Norte no montante de USD7.313.768 corresponde ao financiamento da Sonangol Pesquisa & Produção, S.A. (20%) no Bloco, o qual será reembolsado através da partilha de óleo disponível para recuperação de custos atribuível a esta afiliada da concessionária.

Rúbricas	Dez-16	Dez-15
<b>Associada - Operadores:</b>		
Sonangol P&P - Bloco 4/05	-	-
Sonangol P&P - Bloco Cabinda Norte	-	-
Sonangol P&P - Custos de Exploração - Bloco Cabinda Norte	7 367 307	7 313 768
Blocos 1718 & 1818 - Custos de Exploração - Premier Oil & Gas	186 633	186 633
Blocos 1718 & 1818 - Custos de Exploração - Namcor	65 322	65 322
Blocos 1718 & 1818 - Custos de Exploração - Gravity Mining	27 995	27 995
<b>Subtotal</b>	<b>7 647 256</b>	<b>7 593 718</b>
<b>Outros Devedores (Associadas):</b>		
ACREP Bloco 17, S.A.	62 649 754	57 447 894
ACREP Bloco 6, S.A.	4 637 314	4 269 552
Blocos 1718 & 1818 (Nambíia)	1 748 854	1 126 137
Projecto Moçambique	376 944	376 944
Outros	125 096	204 603
<b>Subtotal</b>	<b>69 537 962</b>	<b>63 425 130</b>
Outros Devedores	753 831	861 191
<b>Total</b>	<b>77 939 049</b>	<b>71 880 039</b>

O montante de USD 62.649.754 na rubrica ACREP Bloco 17, S.A., respeita a pagamentos efectuados por conta desta entidade, nomeadamente o *cash call* do Bloco 17/06.

O montante da rubrica ACREP – Bloco 6, S.A., USD 4.637.314, que não sofreu alteração em 2016, corresponde a pagamentos efectuados por conta da IOG, nomeadamente *cash call* do Bloco 6/06 e a débito de juros resultante da aplicação de uma taxa de juros de 8,34% sobre o valor em dívida.

O Valor da rubrica de Outros Devedores, USD 753.831, inclui adiantamentos à SOMIPA – Sociedade Mineira de Angola, S.A. no montante de USD 738.249.

## 10. Disponibilidades

## 10.1. Composição:

Rúbricas	Dez-16	Dez-15
Títulos negociáveis	-	-
salDOS em bancos	6 734 509	10 216 327
Caixa	29 096	4 297
Provisões	-	-
<b>Total</b>	<b>6 763 605</b>	<b>10 220 624</b>

## 11. Outros Activos Correntes

## 11.1. Composição:

Rúbricas	Dez-16	Dez-15
Proveitos a facturar	-	-
Encargos a repartir por exercícios futuros		
Pagam Antecipados - Rendas	3 239	78 560
Comunicações	1 833	14 721
Seguros	68 183	43 305
Custos Diferidos - Exploração Petrolífera	70 017 680	80 413 286
Juros - Financiamento Investimento	-	-
Subtotal	70 090 935	80 549 872
<b>Total</b>	<b>70 090 935</b>	<b>80 549 872</b>

Rúbricas	Dez-16	Dez-15
<b>Custos recuperáveis - Bloco 4/05</b>		
Pesquisa	32 375 131	32 375 131
Administração e Serviços	5 602 730	4 906 799
<b>Subtotal</b>	<b>37 977 860</b>	<b>37 281 930</b>
<b>Custos não recuperáveis - Bloco 4/05</b>		
Administração e Serviços	50 385	1 792 867
Financeiros - Juros	0	10 336 352
<b>Subtotal</b>	<b>50 385</b>	<b>12 129 219</b>
<b>Subtotal do Bloco 4/05</b>	<b>38 028 245</b>	<b>49 411 149</b>
<b>Custos recuperáveis - Bloco Cabinda Norte</b>		
Pesquisa	22 015 097	21 986 076
Administração e Serviços	7 883 872	7 440 883
<b>Subtotal</b>	<b>29 898 969</b>	<b>29 426 959</b>
<b>Custos não recuperáveis - Bloco Cabinda Norte</b>		
Administração e Serviços	396	396
Financeiros - Juros	489 679	489 679
<b>Subtotal</b>	<b>490 075</b>	<b>490 075</b>
<b>Subtotal do Bloco Cabinda Norte</b>	<b>30 389 045</b>	<b>29 917 034</b>
<b>Custos recuperáveis - Blocos 1718 &amp; 1818</b>		
Pesquisa	224 745	224 745
Administração e Serviços	566 820	541 689
<b>Subtotal</b>	<b>791 565</b>	<b>766 434</b>
<b>Custos não recuperáveis - Blocos 1718 &amp; 1818</b>		
Administração e Serviços	318 670	318 670
Financeiros - Juros	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>318 670</b>	<b>318 670</b>
<b>Subtotal dos Blocos 1718 &amp; 1818</b>	<b>1 110 235</b>	<b>1 085 104</b>
<b>Custos recuperáveis - Bloco 2/05</b>		
Desenvolvimento	7 299	-
Administração e Serviços	482 857	-
<b>Subtotal</b>	<b>490 156</b>	<b>-</b>
<b>Custos não recuperáveis - Bloco 2/05</b>		
Administração e Serviços	318 670	-
Financeiros - Juros	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>318 670</b>	<b>-</b>
<b>Subtotal dos Bloco 2/05</b>	<b>808 826</b>	<b>-</b>
<b>Total</b>	<b>70 336 350</b>	<b>80 413 287</b>

## 12. Capital

### 12.1. Composição e movimento no período (em USD):

Rúbricas	Saldo Inicial	Aumentos	Diminuições	Saldo final
Capital	5 000 000	-	-	5 000 000
Acções próprias	-	-	-	-
Prémios de emissão	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>5 000 000</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5 000 000</b>

### 12.2.

Rúbricas	Saldo Inicial	Aumentos	Diminuições	Saldo final
Accionistas com participação superior a 20%:				
Mon Larama et All Serviços, S.A.	1 500 000	-	-	1 500 000
SOMOIL - Sociedade Petrolífera Angolana, S.A.	1 250 000			1 250 000
Galilei Internacional SGPS, S.A.	1 000 000			1 000 000
<b>Subtotal</b>	<b>3 750 000</b>	-	-	<b>3 750 000</b>
Outros accionistas	1 250 000	-		1 250 000
<b>Total</b>	<b>5 000 000</b>	-	-	<b>5 000 000</b>

### 13. Reservas

#### 13.1. Composição:

Rúbricas	Saldo Inicial	Aumentos	Diminuições	Saldo final
Reserva legal	1 000 000	-	-	1 000 000
Reservas de reavaliação	-	-	-	-
Reservas com fins especiais	-	-	-	-
Reservas livres	13 134 076	-		13 134 076
<b>Total</b>	<b>14 134 076</b>	-	-	<b>14 134 076</b>

### 14. Resultados Transitados

Rúbricas	Saldo Inicial	Aumentos	Diminuições	Saldo final
Saldo inicial	29 498 505			29 498 505
Movimentos no período:				
Transferência dos resultados do exercício anterior	-	(1 736 349)	-	(1 736 349)
Aplicação de resultados	-	-	-	-
Erros fundamentais	-	-	-	-
Alterações de políticas contabilísticas	-	-	-	-
Efeito de impostos por erros	-	-	-	-
Outros movimentos	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>29 498 505</b>	<b>(1 736 349)</b>	-	<b>27 762 156</b>

### 15. Empréstimos Correntes e Não Correntes

#### 15.1. Composição (em USD):

Rúbricas	Corrente	Não Corrente		Total
		Vencível até 5 anos	Vencível a mais de 5 anos	
Empréstimos bancários	-	20 018 467	-	20 018 467
Empréstimos por obrigações	-	-	-	-
Empréstimos por títulos de participação	-	-	-	-
Outros empréstimos	-	5 579 345	-	5 579 345
Saldos credores de depósitos à ordem	-	-	-	-
<b>Total</b>	-	<b>25 597 811</b>	-	<b>25 597 811</b>

#### 15.2. Os movimentos ocorridos durante o exercício:

Rúbricas	Saldo Inicial	Aumentos	Diminuições	Saldo final
Empréstimos bancários	20 378 248		(359 781)	20 018 467
Empréstimos por obrigações				
Empréstimos por títulos de participação	-	-	-	-
Outros empréstimos	5 494 158	85 187	-	5 579 345
Saldos credores de depósitos à ordem	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>25 872 406</b>	<b>85 187</b>	<b>(359 781)</b>	<b>25 597 812</b>

A composição de Empréstimos ocorridos correntes e não correntes é como segue:

Rúbricas	Dez-16	Dez-15
<b>Moeda Nacional</b>		
BPC	2 518 467	2 878 248
<b>Subtotal</b>	<b>2 518 467</b>	<b>2 878 248</b>
<b>Moeda Estrangeira</b>		
BPC - Empréstimos Curto Prazo	-	5 000 000
BPC - Empréstimos Médio/Longo Prazo	-	-
BPC	17 500 000	12 500 000
<b>Subtotal</b>	<b>17 500 000</b>	<b>17 500 000</b>
<b>Outros empréstimos obtidos</b>		
Sonangol, E.P.	121 927	121 927
Galilei Internacional SGPS, S.A.	5 457 418	5 372 231
<b>Subtotal</b>	<b>5 579 345</b>	<b>5 494 158</b>
<b>Total</b>	<b>25 597 811</b>	<b>25 872 405</b>

### 15.3. Condições de financiamento:

Rúbricas	Moeda	Taxa de Juro	Valor Contratado
<b>Empréstimos bancários</b>			
Banco de Poupança e Crédito, S.A.	USD	13,5%	3 000 000
Banco de Poupança e Crédito, S.A.	USD	6,5%	5 000 000
Banco de Poupança e Crédito, S.A.	USD	8,0%	12 500 000
<b>Outros empréstimos</b>			
SONANGOL E.P.	USD	5,0%	60 000 000
Galilei Internacional SGPS, S.A.	USD	Libor 3 M + 2,5%	20 000 000
<b>Total</b>			<b>100 500 000</b>

## 18. Provisões para Outros Riscos e Encargos

### 18.1. Provisões ocorridas durante o exercício, nestas provisões:

Rúbricas	Saldo Inicial	Aumentos	Diminuições	Saldo final
Provisões para processos judiciais em curso	-	-	-	-
Provisões para acidentes de trabalho	-	-	-	-
Provisões para garantias dadas a clientes	-	-	-	-
Provisões para outros riscos e encargos	1 359 805	-	-	1 359 805
<b>Total</b>	<b>1 359 805</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 359 805</b>

## 19. Outros Passivos Não Correntes e Contas a Pagar

### 19.1. Composição (em USD):

Rúbricas	Corrente	Não Corrente		Total
		Vencível até 5 anos	Vencível a mais de 5 anos	
Fornecedores - correntes	586 100	-	-	-
Fornecedores - títulos a pagar	-	-	-	-
Clientes - saldos credores	-	-	-	-
Adiantamentos de clientes	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-
Estado	602 987	-	-	-
Participantes e participadas	-	45 265 659	-	45 265 659
Pessoal	351 880	-	-	-
Credores - compras de imobilizado	6 695	600 000	-	600 000
Outros credores	24 051 905	-	-	-
<b>Total</b>	<b>25 599 567</b>	<b>45 865 659</b>	<b>-</b>	<b>45 865 659</b>

O valor apresentado na rubrica Estado tem a seguinte decomposição:

Rúbricas	Dez-16	Dez-15
Imposto sobre lucros	494 445	134 095
Adiantamentos	-	(679 505)
Retenções na fonte a terceiros (Lei 19/14)	-	-
Encargo do ano	494 445	813 600
Imposto de produção e consumo	9 926	4 345
Imposto de rendimento de trabalho	50 415	18 352
Segurança Social	18 688	16 194
Imposto retido a fornecedores	22 736	13 101
Outros impostos	6 777	14 106
<b>Total</b>	<b>602 987</b>	<b>200 193</b>

O saldo da rubrica Participantes e Participadas (USD 45.265.659) corresponde basicamente à prestações acessórias, isto é, empréstimos de accionistas. Têm a seguinte decomposição:

Rúbricas	Dez-16	Dez-15
<b>Empréstimos - Bloco 4/05</b>		
BPC - Banco de Poupança e Crédito, S.A.	9 626 878	9 626 878
Fénix - Sociedade Gestora de Fundos de Pensões, S.A.	7 942 016	7 942 016
SOMOIL - Sociedade Petrolífera Angolana, S.A.	23 456 857	23 456 857
<b>Subtotal</b>	<b>41 025 751</b>	<b>41 025 751</b>
<b>Empréstimos - Bloco Cabinda Norte</b>		
Galilei Internacional SGPS, S.A.	2 375 000	2 375 000
BPC - Banco de Poupança e Crédito, S.A.	320 366	320 366
Fénix - Sociedade Gestora de Fundos de Pensões, S.A.	232 037	232 037
SOMOIL - Sociedade Petrolífera Angolana, S.A.	1 312 505	1 312 505
<b>Subtotal</b>	<b>4 239 908</b>	<b>4 239 908</b>
<b>Total</b>	<b>45 265 659</b>	<b>45 265 659</b>

Estas prestações acessórias não foram objecto de contrato escrito, contudo o acordo estabelecido entre accionistas prevê que serão reembolsáveis num horizonte de 5 a 7 anos e vencerão juros à taxa de 3% ao ano, desde que a Administração entenda que há disponibilidade para tal.

Rúbricas	Dez-16	Dez-15
Outros credores - Trabalhadores independentes	26 471	6 966
Sonangol P&P - Bloco 4/05 Opex	8 923 680	3 403 021
Sonangol P&P - Bloco Cabinda Norte Opex	1 978 331	1 037 434
Outros Devedores/Credores (Associadas)	53 659	82 026
Projecto de Exploração - <i>Working Capital</i>	13 069 763	15 172 240
Projecto de Exploração	-	-
<b>Total</b>	<b>24 051 905</b>	<b>19 701 687</b>

## 21. Outros Passivos Correntes

### 21.1. Composição:

Rúbricas	Dez-16	Dez-15
Encargos a pagar		
Remunerações	178 230	173 672
Rendas	10 355	-
Juros	8 664 329	7 856 734
Encargos c/ serviços externos	62 880	61 385
Seguros	24 726	64 837
Donativos	13 457	-
Outros	7 065	-
<b>Subtotal</b>	<b>8 961 041</b>	<b>8 156 628</b>
Proveitos a repartir por exercícios futuros	28 000 000	28 000 000
Diferenças de câmbio favoráveis diferidas	-	-
<b>Total</b>	<b>36 961 041</b>	<b>36 156 628</b>

## 22. Vendas

### 22.1. Composição de Vendas por Mercados

Rúbricas	Dez-16	Dez-15
Mercado interno	-	-
Mercado externo	21 394 626	20 794 940
<b>Total</b>	<b>21 394 626</b>	<b>20 794 940</b>

O valor das vendas respeita às exportações de petróleo bruto ocorridas no exercício, i.e., 159,200 bbls a \$40,07 em Abril, 147,424 bbls a \$43,057 em Agosto e 164,282 bbls a \$52,762 em Dezembro, totalizando 470.906 bbls a um preço médio de USD 45,43/bbl. No ano anterior foram vendidos 449.600 bbls a um preço médio de USD 46,25/bbl.

## 24. Outros Proveitos Operacionais

### 24.1. Composição:

Rúbricas	Dez-16	Dez-15
Serviços suplementares		
Aluguer de equipamento	-	-
Estudos, projectos e assistência técnica	-	287 574
Outros proveitos e ganhos operacionais	-	(7 806)
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>279 768</b>

## 25. Variações nos Produtos Acabados e em Vias de Fabrico



Rúbricas	Existências Iniciais	Ofertas, perdas ou ganhos	Existências finais	Variação no ano
Produtos e trabalhos em curso	-	-	-	-
Produtos acabados e intermédios	1 051 843	-	4 407 157	3 355 314
Subprodutos, desperdício, resíduo e refugos	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>1 051 843</b>	<b>-</b>	<b>4 407 157</b>	<b>3 355 314</b>

## 28. Custos Com o Pessoal

Rúbricas	Dez-16	Dez-15
Remunerações dos corpos sociais	779 611	857 250
Remunerações do pessoal	899 120	875 217
Pensões	-	-
Prémios para pensões	-	-
Outras remunerações	-	-
Encargos sobre remunerações	80 778	92 144
Seguros acidente de trabalho e doenças prof.	46 751	57 203
Formação	18 434	16 725
Outras despesas com pessoal	141 408	145 205
<b>Total</b>	<b>1 966 103</b>	<b>2 043 744</b>

O valor dos custos com pessoal inclui os custos incorridos no ano de 2016 com subsídio de natal e subsídio de férias do exercício, pagáveis em 2017, cujo total é de USD.

Rúbricas	Dez-16	Dez-15
Número de empregados ao serviço da empresa	17	16

Durante 2016 a Empresa contou ao seu serviço com 17 empregados, mais um do que em 2015.

## 29. Amortizações

Rúbricas	Dez-16	Dez-15
Imobilizações corpóreas	37 486	37 133
Imobilizações incorpóreas	40 054	39 652
<b>Total</b>	<b>77 540</b>	<b>76 785</b>

## 30. Outros Custos e Perdas Operacionais

Rúbricas	Dez-16	Dez-15
Subcontratos	18 225 242	22 564 446
Fornecimentos e serviços de terceiros	667 379	914 019
Honorários e avenças	97 352	204 123
Rendas e alugueres	193 593	317 119
Trabalhos executados no exterior	255 402	240 974
Deslocações e estadas	4 073	15 879
Comunicação	17 948	23 855
Despesas de representação	4 532	4 532
Outros serviços	63 240	51 532
Conservação e reparação	8 088	12 893
Material de escritório	7 235	22 640
Outros fornecimentos	8 577	9 337
Livros e documentação técnica	399	5 015
Combustíveis	4 231	4 446
Electricidade	2 711	1 674
Impostos	78 062	93 514
Quotizações	285	285
Outros custos e perdas operacionais	59 549	179 968
<b>Total</b>	<b>19 030 518</b>	<b>23 752 232</b>

A rubrica Subcontratos, no montante de USD 18.225.244, respeita às despesas do Bloco 4/05 debitadas pelo Operador nos *billings* mensais e à manipulação dos custos de Administração e Serviços, de acordo com o SIOP – Sistema de Informação para o Controlo das Operações Petrolíferas.

### 31. Resultados Financeiros

Rúbricas	Dez-16	Dez-15
<b>Proveitos e ganhos financeiros</b>		
Juros		
Investimentos financeiros	6 986 336	100 125
Outros	158 137	4 800 399
Diferenças de câmbio favoráveis		
Realizadas	75 202	95 015
Não realizadas	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>7 219 675</b>	<b>4 995 539</b>
<b>Custos e perdas financeiras</b>		
Juros	1 304 468	925 395
Diferenças de câmbio desfavoráveis		
Realizadas	11 289	6 685
Não realizadas	-	218 164
Outros	29 154	427 425
<b>Subtotal</b>	<b>1 344 910</b>	<b>1 577 669</b>
<b>Total</b>	<b>5 874 765</b>	<b>3 417 870</b>

O montante da rubrica Proveitos com Juros, USD 6.986.336, decorre do reconhecimento de juros do financiamento da actividade da sociedade, ACREP - Bloco 17, S.A. e ACREP – Bloco 6, S.A.

O valor da rubrica Custos e Perdas Financeiras com Juros, USD 1.304.468, corresponde ao reconhecimento dos encargos com juros das prestações acessórias de accionistas.

### 33. Resultados Não Operacionais

Rúbricas	Dez-16	Dez-15
Proveitos e ganhos não operacionais		
Ganhos em imobilizações	-	-
Correções relativas a exercícios anteriores	-	-
Outros proveitos e ganhos não operacionais	-	-
<b>Subtotal</b>	-	-
Custos e perdas não operacionais		
Provisões:		
Cobranças duvidosas	-	-
Dívidas incobráveis	-	-
Multas e penalidades contratuais	-	-
Correções relativas a exercícios anteriores	-	-
Outros custos e perdas não operacionais	742 315	782 919
<b>Subtotal</b>	<b>742 315</b>	<b>782 919</b>
<b>Total</b>	<b>(742 315)</b>	<b>(782 919)</b>

O valor dos resultados não operacionais, no montante de USD 742.315,00, correspondem a correcção e fixação da matéria colectável do exercício de 2010 referente ao Bloco 4/05 de acordo com a Autoridade Geral Tributária (AGT).

### 35. Impostos Sobre o Rendimento Efectivo

A empresa está sujeita a tributação em sede de Imposto sobre o Rendimento do Petróleo (IRP), nos termos da Lei sobre a Tributação das Actividades Petrolíferas, Lei n.º 13/04, de 24 de Dezembro, e do Decreto Legislativo Presidencial n.º 3/12, de 16 de Março.

O Imposto sobre o Rendimento do Petróleo incide sobre a quota-parte do petróleo lucro de cada associada relativamente a cada Bloco onde a empresa esteja associada e é calculada à taxa nominal de 30%, (n.º 1 do Art.º. 4º desse Decreto).

O cálculo da matéria colectável e a liquidação dos encargos fiscais são relativos a cada área de desenvolvimento da concessão e baseia-se na provisão de receitas conforme estabelece o Art.º. N.º 58 da Lei n.º 13/04.

Assim, o IRP apurado pela ACREP no exercício de 2016 foi de USD 837.181, conforme detalhado no quadro que se segue:

Rúbricas	Dez-16	Dez-15
Resultado contabilístico	(4 471 126)	(1 736 349)
Correções para efeitos fiscais		
A somar:		
Outros custos e perdas não aceitáveis	-	-
A deduzir:		
Valor do <i>uplift</i> de 30% sobre o valor amortizado	-	-
Prejuízos fiscais de anos anteriores	-	-
Lucro tributável (prejuízo fiscal)	(4 471 126)	(1 736 349)
Taxa nominal de imposto	30%	30%
Imposto sobre os lucros	837 181	813 600
Taxa efectiva de imposto	-18,72%	-46,86%

### 36. Transações com Entidades Relacionadas

As referidas nas Notas 9 e 19. Projectos Bloco 4/05, Cabinda Norte *Onshore* e ACREP Bloco 17/06.

### 37. Reservas Petrolíferas

A informação relativa as reservas petrolífera da ACREP são objecto de avaliação independente por empresa devidamente qualificada e aprovada pelo concessionária, Sonangol, E.P., sendo a metodologia adoptada estabelecida de acordo com o Petroleum Resources Management System (PRMS), aprovado em Março de 2007 pela Society of Petroleum Engineers (SPE), o World Petroleum Council (WPC), American Association of Petroleum Geologists e a Society of Petroleum Evaluation Engineers.

### 38. Eventos Subsequentes

### 39. Aprovação das Demonstrações Financeiras

As demonstrações financeiras foram aprovadas pelo Conselho de Administração em 16 de Abril de 2017.

Contudo, as mesmas ainda estão sujeitas a aprovação da Assembleia Geral de Accionistas, nos termos do Código das Sociedades Comerciais em vigor em Angola. O Conselho de Administração entende que estas demonstrações financeiras reflectem de forma verdadeira e apropriada às operações da empresa, desempenho financeiro e fluxos de caixa.



## Dados Financeiros do Últimos 5 Anos

### BALANÇO

(Montantes expressos em USD)

ACTIVO	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Activo não corrente:</b>					
Imobilizado corpóreo	364 564	202 142	152 595	98 310	76 128
Imobilizado incorpóreo	56 451 886	29 107 630	1 407 993	5 543 762	5 503 707
Investimentos em subsidiárias e associadas	-	-	-	3 135 575	3 135 575
Outros activos não correntes	-	-	-	220 000	290 000
Activos por impostos diferidos	-	-	-	0	0
Outros activos financeiros	-	-	-	0	0
<b>Total de activos não correntes:</b>	<b>56 816 450</b>	<b>29 309 772</b>	<b>1 560 588</b>	<b>8 997 647</b>	<b>9 005 410</b>
<b>Activo corrente:</b>					
Existências	-	8 354 370	2 665 763	1 051 843	4 307 157
Outras contas a receber	44 470 691	38 673 996	50 715 771	75 774 781	87 641 882
Outros activos correntes	63 487 614	65 795 777	71 492 515	80 549 871	70 090 935
Imposto corrente sobre o rendimento a receber	-	-	-	10 220 624	6 763 605
Disponibilidades	10 264 527	33 711 394	46 075 686	0	0
<b>Total dos activos correntes:</b>	<b>118 222 832</b>	<b>146 535 537</b>	<b>170 949 735</b>	<b>167 597 119</b>	<b>168 803 579</b>
<b>Total do activo:</b>	<b>175 039 282</b>	<b>175 845 309</b>	<b>172 510 323</b>	<b>176 594 766</b>	<b>177 808 989</b>
<b>CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
<b>Capital próprio:</b>					
Capital social	5 000 000	5 000 000	5 000 000	5 000 000	5 000 000
Reservas	-	-	14 134 076	14 134 076	14 134 076
Resultados transitados	-8 176 841	-13 656 713	-	29 498 505	27 762 156
Resultado líquido do exercício	-5 479 872	27 790 789	16 732 613	-1 736 349	-4 471 126
<b>Total do capital próprio:</b>	<b>(8 656 713)</b>	<b>19 134 076</b>	<b>35 866 689</b>	<b>46 896 232</b>	<b>42 425 106</b>
<b>Passivo:</b>					
<b>Passivo não corrente:</b>					
Empréstimos	76 736 574	44 958 816	20 788 784	22 916 932	25 597 811
Outras contas a pagar	55 445 561	55 445 561	57 765 659	45 865 659	45 865 659
Passivos por impostos diferidos	-	-	-	-	-
Provisões para outros riscos e encargos	-	-	-	1 359 805	1 359 805
<b>Total do passivo não corrente:</b>	<b>132 182 135</b>	<b>100 404 377</b>	<b>78 554 443</b>	<b>70 142 396</b>	<b>72 823 275</b>
<b>Passivo corrente:</b>					
Empréstimos e descobertos bancários	452 330	57 165	-	-	-
Parte Corrente dos Empréstimos de Médio/Longo Prazo	21 431 382	26 526 895	22 601 539	2 955 476	-
Contas a pagar	25 852 001	3 601 548	7 024 719	20 444 035	25 599 567
Outros passivos correntes	3 778 147	26 121 248	28 462 933	36 156 628	36 961 041
Imposto corrente sobre o rendimento a pagar	-	-	-	-	-
<b>Total do passivo corrente:</b>	<b>51 513 860</b>	<b>56 306 856</b>	<b>58 089 191</b>	<b>59 556 139</b>	<b>62 560 608</b>
<b>Total do passivo:</b>	<b>183 695 995</b>	<b>156 711 233</b>	<b>136 643 634</b>	<b>129 698 535</b>	<b>135 383 883</b>
<b>Total do capital próprio e do passivo:</b>	<b>175 039 282</b>	<b>175 845 309</b>	<b>172 510 323</b>	<b>176 594 767</b>	<b>177 808 989</b>

## DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

(Montantes expressos em USD)

	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Proveitos operacionais:</b>					
Vendas	79 906 172	85 903 870	42 017 800	20 794 940	21 394 626
Prestação de serviços	-	-	-	-	-
Outros proveitos operacionais	595 160	939 561	1 018 899	279 768	-
<b>Total de proveitos operacionais:</b>	<b>80 501 332</b>	<b>86 843 431</b>	<b>43 036 699</b>	<b>21 074 708</b>	<b>21 394 626</b>
<b>Custos operacionais:</b>					
Custo das mercadorias vendidas e das matérias-primas e subsidiárias consumidas	-	-	-	-	-
Variação nos produtos acabados e produtos em vias de fabrico	-8 354 370	5 688 607	3 905 333	-341 014	(3 255 314)
Fornecimentos e serviços externos	-	-	-	0	-
Custos com pessoal	2 096 370	2 290 269	2 161 924	2 043 744	1 966 103
Amortizações, depreciações e perdas por imparidades	28 125 568	28 290 402	344 464	76 785	77 540
Provisões e perdas por imparidade de contas a receber	-	-	-	0	-
Outros custos operacionais	22 934 361	27 172 633	37 583 331	23 797 801	19 030 518
<b>Total de custos operacionais:</b>	<b>44 801 929</b>	<b>63 441 911</b>	<b>43 995 053</b>	<b>25 577 316</b>	<b>17 818 848</b>
<b>Resultados operacionais:</b>	<b>35 699 403</b>	<b>23 401 520</b>	<b>(958 353)</b>	<b>(4 502 608)</b>	<b>3 575 778</b>
Proveitos financeiros	-1 902 163	745 236	2 062 950	2 796 940	5 874 765
Custos financeiros	-	-	-	0	0
Ganhos (perdas) cambiais	-	-	-	0	0
Resultados relativos a participações financeiras em empresas associadas e entidades conjuntamente controladas	-	-	-2 099 613	782 919	-12 342 173
Rendimentos de instrumentos financeiros	-	-	-	0	0
Outros ganhos e perdas	-221 822	-1 038 608	0	0	0
<b>Resultado antes de impostos:</b>	<b>33 575 418</b>	<b>23 108 148</b>	<b>-995 016</b>	<b>-922 749</b>	<b>-2 891 630</b>
Imposto sobre o rendimento	-5 979 099	-5 784 529	-1 644 603	-813 600	-837 181
<b>Resultado líquidos das actividades correntes</b>	<b>27 596 319</b>	<b>17 323 619</b>	<b>-2 639 619</b>	<b>-1 736 349</b>	<b>-3 728 811</b>
Resultados extraordinários	-2 757	0	0	0	-742 315
<b>Resultado líquido consolidado do exercício</b>	<b>27 593 562</b>	<b>17 323 619</b>	<b>-2 639 619</b>	<b>-1 736 349</b>	<b>-4 471 126</b>

## FLUXO DE CAIXA

(Montantes expressos em USD)

	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Actividades operacionais:</b>					
Recebimentos de clientes	62 956 198	85 903 870	42 159 312	17 398 702	13 601 654
Pagamentos a fornecedores	-34 893 439	-27 172 633	-74 402 302	-23 201 329	-14 340 130
Pagamentos ao pessoal	-1 633 043	-2 290 269	-2 083 454	-2 043 744	-1 966 103
Recebimentos relacionados com rúbrica extraordinárias	17 093	0	0	0	0
(Pagamentos) relacionados com rúbricas extraordinárias	-19 850	0	0	0	0
(Pagamento)/recebimento do imposto sobre petróleo	-4 692 849	-6 375 534	0	0	0
Contribuições para o fundo de pensões	0	0	0	-5 714	0
Pagamentos de despesas de seguro com os reformados	0	0	0	0	0
Outros (pagamentos)/recebimentos relativos à actividade operacional	0	939 561	0	0	0
<b>Fluxos das actividades operacionais (1)</b>	<b>21 734 110</b>	<b>51 004 995</b>	<b>-34 326 444</b>	<b>-7 852 086</b>	<b>-2 704 579</b>
<b>Actividades de investimento:</b>					
Recebimentos provenientes de:					
Participações financeiras	0	0	0	0	0
Activos tangíveis	5 800	0	0	0	0
Activos intangíveis	0	62 968	0	0	0
Subsídios de investimento	0	0	0	0	0
Juros e proveitos similares	0	745 236	235 405	94 669	0
Dividendos	0	0	0	0	0
Empréstimos concedidos	0	0	0	0	0
	<b>5 800</b>	<b>808 204</b>	<b>235 405</b>	<b>94 669</b>	<b>0</b>
Pagamentos respeitantes a:					
Participações financeiras	0	0	0	0	0
Activos tangíveis	-191 011	-20 001	-3 458	0	0
Activos intangíveis	-3 750 170	-584 184	-773 311	0	0
Empréstimos concedidos	0	0	0	0	0
	<b>-3 941 181</b>	<b>-604 185</b>	<b>-776 769</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Fluxos das actividades de investimento (2)</b>	<b>-3 935 381</b>	<b>204 019</b>	<b>-541 364</b>	<b>94 669</b>	<b>0</b>
<b>Actividades de financiamento:</b>					
Recebimentos provenientes de:					
Empréstimos obtidos	78 115 870	1 591 915	10 000 000	2 878 248	-359 781
Juros e proveitos similares	0	0	0	0	0
Letras descontadas	0	0	0	0	0
	<b>78 115 870</b>	<b>1 591 915</b>	<b>10 000 000</b>	<b>2 878 248</b>	<b>-359 781</b>
Pagamentos respeitantes a:					
Empréstimos obtidos	-96 595 586	-29 687 304	0	-1 481 061	0
Juros de empréstimos obtidos	-20 891	0	0	0	-218 198
Juros e custos similares	-5 732 779	-1 038 608	0	0	-198 599
Dividendos/distribuição de resultados	0	0	0	0	0
Reembolso de letras descontadas	0	0	0	0	0
Amortizações e juros de contratos de locação financeira	0	0	0	0	0
Juros de empréstimos obrigacionistas	0	0	0	0	0
	<b>-102 349 256</b>	<b>-30 725 912</b>	<b>0</b>	<b>-1 481 061</b>	<b>-416 797</b>
<b>Fluxos das actividades de financiamento (3)</b>	<b>-24 233 386</b>	<b>-29 133 997</b>	<b>10 000 000</b>	<b>1 397 186</b>	<b>-776 578</b>
Varição de caixa e seus equivalentes (4) = (1) + (2) + (3)	-6 434 657	22 075 017	-24 867 808	-6 360 230	-3 481 156
Efeito das diferenças de câmbio	0	0	0	0	0
Caixa e seus equivalentes no início do exercício	9 812 198	33 711 394	41 448 663	16 580 855	10 219 714
Caixa e seus equivalentes no fim do exercício	3 377 541	55 786 411	16 580 855	10 220 625	6 738 558

## Glossário

### Abandono

Cessaçã ou paralisaçã dos trabalhos num poço que se tornou improdutivo, vedaçã do poço com *plugs* de cimento e aproveitamento de todo equipamento recuperável. Também utilizado no contexto de abandono do campo.

### Água produzida

A água extraída do subsolo com o petróleo bruto e o gás. Poderá incluir água a partir do reservatório, água que tenha sido injectada na formação, e quaisquer químicos adicionados durante o processo de produção/tratamento. Água produzida também chamada “*brine*” (e poderá conter altas concentrações de minerais ou sais) ou “água de formação”. Alguma da água produzida é água doce e pode ser utilizada em banhos de imersão do gado ou na irrigaçã (desde que permitido por Lei).

### Barril

Unidade de volume utilizada para mediçã do petróleo bruto e outros produtos derivados (7,3 barris = 1 tonelada; 6,29 barris = 1 metro cúbico).

### Bbl

Um barril de petróleo; 1 barril = 35 Galões imperiais (aprox.), ou 159 litros (aprox.); 7,3 barris = 1 tonelada (aprox.); 6,29 barris = 1 metro cúbico.

### Bcf

Mil milhões de pés cúbicos; 1 bcf = 0,83 milhões de toneladas de petróleo equivalente.

### Bcm

Mil milhões de metros cúbicos (1 metro cúbico = 35.31 pés cúbicos).

### Brent

Petróleo bruto leve do mar do norte que, desde Julho de 2006, incorpora as ramas Fortis e Oseberg. Este cabaz de ramas de crude tem uma densidade API média aproximada de 38,9º. É crude referência para o petróleo bruto transaccionado na Europa, África e médio oriente.

### Boepd

Barril de petróleo equivalente por dia.

### Cabeça de poço

O equipamento a superfície de um poço utilizado para controlar a pressão; o ponto a partir do qual os hidrocarbonetos e a água saiam do solo.

### Campo

Área geográfica sob a qual existe um reservatório de petróleo bruto ou de gás.

### Campo Comercial

Um campo de petróleo bruto e/ou gás com produçã economicamente viável, i.e., cujas projecções de rendimento justificam o seu desenvolvimento.



**Campo petrolífero**

Área geográfica sob a qual existe um reservatório petrolífero.

**Campo provado**

Um campo de petróleo bruto e/ou gás cuja extensão física e a estimativa de reservas tenha sido determinada.

**Capex**

Despesa de capital.

**Completação/Conclusão**

A instalação de equipamento permanente na cabeça do poço para a produção de petróleo e gás.

**Condensados**

Hidrocarbonetos que se encontram no estado gasoso quando sob as condições do reservatório e passam para o estado líquido quando sujeitos a menor temperatura ou pressão. Uma mistura de pentanos e hidrocarbonetos higher.

**Contractos Standard**

Anteriormente conhecidos como contractos CRINE, os contractos standards foram desenvolvidos pelo *Standard Contracts Committee* e são publicados pela LOGIC para uso na indústria entre clientes e os seus contractados, simplificando procedimentos e poupança de custos.

**Coring**

Retirada de amostras das paredes do poço já perfurado pela utilização de um dispositivo hidráulico ou tipo pistola.

**Cluster**

Um grupo de campos que tendo características similares, podem ser desenvolvidos ou operados economicamente em conjunto.

**Cost Oil**

Petróleo para recuperação de custos. A porção do petróleo produzido que é alocada anualmente para a recuperação de custos operacionais e de capital, conforme especificado no Contrato de Partilha de Produção.

**Crude****Petróleo bruto.****Dated Brent**

Preço de venda do Brent conforme anunciado pelas agências de fixação de preços. É o preço de referência para a grande maioria dos petróleos brutos vendidos na Europa, África e no Médio Oriente, e é uma das referências mais importantes para os preços do mercado *spot*.

**Day rate**

O custo diário do aluguer de equipamentos, bem como os custos associados com pessoal e consumíveis.

**Densidade API**

Densidade expressa em graus API, definida pelo *American Petroleum Institute*, pela seguinte fórmula:  $API^{\circ} = (141,5/g) - 131,5$ , em que g é a densidade do petróleo a 15,6 °C. É utilizada internacionalmente para determinar a densidade do petróleo bruto. Quanto maior for a densidade API, mais leve será o petróleo bruto.

**Downhole**

O termo utilizado para descrever ferramentas, equipamento, e instrumentos utilizados na cabeça do poço, ou condições e/ou técnicas aplicáveis à cabeça do poço.

**Downstream**

Quando aplicado a indústria de petróleo e gás, este termo refere-se aos sectores de refinação e comercialização.

**Drill cuttings**

Aparas da formação sob ataque da broca que voltam à superfície na lama circulante, sendo separadas na peneira oscilante. Pelo exame das aparas os geólogos obtêm informações sobre a formação que está sendo penetrada e elabora o seu registo.

**E&A**

Abreviatura de exploração e avaliação.

**E&P**

Abreviatura de exploração e produção. O sector 'upstream' da indústria de petróleo e gás.

**Enhanced oil recovery (EOR)**

Método mediante o qual o petróleo é recuperado de um reservatório que não a pressão natural. Refere-se a uma variedade de processos para incrementar o volume de petróleo retirado de um reservatório, tipicamente por via da injeção de líquidos (i.e., água, surfactante) ou gás (i.e., nitrogénio, dióxido de carbono).

**Factor de Recuperação**

Rácio da quantidade total da reserva de petróleo bruto ou gás recuperável em relação à estimativa de petróleo bruto e/ou gás existente no reservatório.

**Farm in**

Quando uma empresa adquire participação num bloco assumindo a totalidade ou parte das obrigações financeiras para perfuração de poços de exploração.

**Gás associado**

Gás natural produzido com petróleo bruto a partir do mesmo reservatório.

**Gás Não-associado**

Gás natural produzido a partir de um reservatório que não contenha quantidades significativas de petróleo bruto.

**Gás Natural**

Gás que ocorre naturalmente, e frequentemente encontrado associado ao petróleo bruto.

**Gás Natural Liquefeito (NGLs)**

A porção do gás de um reservatório que é liquefeita a superfície em separadores de instalações de campo, ou em unidades de processamento de gás. O NGL obtido a partir de fábricas de processamento de gás também é designado de gás de petróleo liquefeito (LPG).

**Gás seco**

Gás natural composto essencialmente de metano com menores concentrações de etano, propano e butano e pouco ou nenhuns hidrocarbonetos mais pesados, próximos a gasolina.

**Gás Wet**

Gás natural que contém quantidades significantes de hidrocarbonetos liquidificáveis.

**Lama**

Uma mistura de substância base e aditivos utilizados para lubrificar a broca de perfuração e contrapor a pressão natural da formação.

**Lifting**

Levantamento. O acto de levantamento de petróleo produzido por parte de um dos membros do grupo empreiteiro para comercialização.

**Midstream**

Termo utilizado para referenciar as actividades da indústria que se encontram entre a exploração e produção (*upstream*) e a refinação e comercialização (*downstream*). O termo é mais frequentemente aplicado a transportação de petróleo bruto e gás natural por condutas

**Mmboe**

Milhão de Barris de Petróleo Equivalente.

**Mmcfd**

Milhão de pés cúbicos de gás por dia.

**Mmscf**

Mil milhões de pés cúbicos (de gás).

**Oil in place**

An estimated measure of the total amount of oil contained in a reservoir, and, as such, a higher figure than the estimated recoverable reserves of oil.

**Operador**

A empresa que detém a autoridade legal para perfurar poços e realizar a actividade de produção de hidrocarbonetos. O operador normalmente faz parte de um consórcio e actua em representação desse consórcio.

**Opex**

Despesas operacionais.

**Petróleo bruto**

Uma mistura de hidrocarbonetos líquidos de diferentes massas moleculares.

**Poço de Desenvolvimento**

Um poço perfurado dentro de um campo com reservatório provado de petróleo ou gás até a profundidade do horizonte estratigráfico conhecido como sendo produtivo; poço perfurado num capo provado com o propósito de concluir o padrão de produção desejado.

**Poço de Exploração**

Perfuração realizada com o propósito de identificar a presença de hidrocarbonetos numa região ou estrutura específica. Também designado por '*wildcat well*'.

**Poço seco**

Qualquer poço de exploração ou de desenvolvimento em que não se encontram quantidades comerciais de hidrocarbonetos.

**Poço Suspenso**

Poço selado temporariamente.

**Produção *net entitlement***

Porcentagem da produção detida sobre os direitos de exploração e produção de determinada concessão, após o efeito dos contratos de partilha de produção.

**Produção *working interest***

Porcentagem da produção detida sobre os direitos de exploração e produção de determinada concessão, antes do efeito dos contratos de partilha de produção.

**Profit Oil**

Petróleo Lucro. A porção do petróleo produzido depois de recuperados os custos operacionais e de capital, a ser partilhado entre o governo e o grupo empreiteiro.

**Recuperação primária**

Recuperação de petróleo ou gás a partir de um reservatório simplesmente recorrendo a pressão natural do reservatório para forçar o petróleo ou gás a sair.

**Recuperação secundária**

Recuperação de petróleo ou gás a partir de um reservatório por via da manutenção ou incremento artificial da pressão do reservatório por intermédio da injeção de gás, água e outras substâncias na rocha do reservatório.

**Recursos Contingentes**

Quantidade de petróleo estimada, numa determinada data, como sendo potencialmente recuperáveis a partir de jazidas conhecidas, mas que ainda não são comercialmente recuperáveis. Os recursos contingentes 2C são aqueles calculados com base na melhor estimativa (*best estimate*),

enquanto os recursos contingentes 3C correspondem à mais elevada estimativa (*high estimate*), reflectindo, portanto, um maior grau de incerteza.

### **Recursos de Exploração**

Recursos de exploração referem-se a quantidades de petróleo estimadas, numa determinada data, como sendo potencialmente recuperáveis a partir de jazidas desconhecidas, pela aplicação de projectos de desenvolvimento futuro. A estimativa dos volumes de determinado prospecto está sujeita a incertezas comerciais e tecnológicas. Os recursos de exploração *mean estimate risked* têm subjacentes um maior grau de certeza que os recursos de exploração *mean unrisked estimate*. As quantidades classificadas nesta categoria não podem ser consideradas reservas, nem recursos contingentes.

### **Reservas Provadas (1P)**

De acordo com as definições aprovadas SPE (*Society of Petroleum Engineers*) e pelo WPC (*World Petroleum Council*), as reservas provadas são as quantidades de petróleo que, por análise dos dados geológicos e de engenharia, podem ser estimadas com certeza razoável como sendo, a partir de uma determinada data, comercialmente recuperáveis de jazidas conhecidas e nas actuais condições económicas, métodos operacionais e regulamentos governamentais. No caso de ser utilizada metodologia determinística, o termo “certeza razoável” destina-se a exprimir um elevado grau de confiança na recuperação de quantidades. No caso de ser utilizada metodologia probabilística, deverá existir uma probabilidade mínima de 90% de as quantidades recuperadas, serem, de facto, iguais à estimativa ou de a excederem.

### **Reservas Provadas e Prováveis (2P)**

As reservas 2P correspondem à soma das reservas provadas (1P) e prováveis. De acordo com as definições aprovadas SPE e pelo WPC, as reservas possíveis são uma categoria de reservas não provadas. As reservas não provadas baseiam-se em dados geológicos ou de engenharia semelhantes aos utilizados nos cálculos das reservas provadas, mas em relação as quais incertezas técnicas, contratuais, económicas ou reguladoras impedem que essas reservas sejam classificadas como provadas. As reservas prováveis, são as quantidades de petróleo que, por análise dos dados geológicos e de engenharia, têm menor probabilidade de ser recuperada do que as reservas provadas, mas maior probabilidade do que as reservas possíveis. No caso de ser utilizada metodologia probabilística, deverá existir uma probabilidade mínima de 50% de as quantidades recuperadas, serem, de facto, iguais à estimativa 2P ou de a excederem.

### **Reservas provadas, prováveis e possíveis (3P)**

As reservas 3P correspondem a soma das reservadas provadas, prováveis e possíveis. De acordo com as definições aprovadas SPE e pelo WPC, as reservas possíveis são uma categoria de reservas não provadas. As reservas não provadas baseiam-se em dados geológicos ou de engenharia semelhantes aos utilizados nos cálculos das reservas provadas, mas em relação as quais incertezas técnicas, contratuais, económicas ou reguladoras impedem que essas reservas sejam classificadas como provadas. As reservas possíveis têm uma probabilidade de recuperação menor do que as reservas prováveis. No caso de ser utilizada metodologia probabilística, deverá existir uma probabilidade mínima de 10% de as quantidades recuperadas, serem, de facto, iguais à estimativa 3P ou de a excederem.

### **Reservas Recuperáveis**

A proporção de petróleo bruto e/ou gás existente num reservatório que possa ser removida utilizando tecnologias actualmente disponíveis.

**Reservatório**

A formação subterrânea que permitiu a acumulação de petróleo bruto e/ou gás. O reservatório consiste de uma rocha porosa para reter o petróleo bruto e/ou o gás, e uma rocha impermeável sobreposta que impede a migração dos hidrocarbonetos.

**Royalty**

O termo utilizado para referir a percentagem do valor da produção proveniente de uma concessão que é paga ao detentor dos direitos de exploração dos recursos naturais minerais.

**Separação**

O processo de separação de hidrocarbonetos líquidos e gasosos e água. É tipicamente realizado num navio pressurizado a superfície, mas novas tecnologias em desenvolvimento permitirão que a separação ocorra na cabeça do poço sob determinadas condições.

**Shale Oil**

**Óleo de xisto, produzido a partir do xisto betuminoso. O óleo de xisto é um substituto para o petróleo convencional.**

**Shutdown**

Paralisação temporária da produção durante a qual trabalhos essenciais de manutenção são realizados na plataforma.

**SIOP**

Sistema de Informação para Controlo das Operações Petrolíferas.

**Sonda de perfuração**

Plataforma de perfuração que não está permanente fixa ao fundo do marinho, i.e., um navio de perfuração, a semi-submersível ou plataforma auto-elevatória. Também faz referência a torre de perfuração e a maquinaria associada.

**Spud-in**

A operação de perfurar a primeira parte de um novo poço.

**Tcf**

Triliões de pés cúbicos (de gás).

**Tool pusher**

O Segundo elemento da linha de comando de uma equipe de sondagem, subordinado ao superintendente de perfuração. Responsável pelo funcionamento diário da sonda e por assegurar que todo o equipamento necessário se encontra disponível.

**Tonelada Métrica**

Equivalente a 1.000 quilos, 2.204,61 lbs; 7,5 barris.

**Top Side**

A super-estrutura de uma plataforma.

**Upstream**

A componente exploração e produção da indústria de petróleo e gás.

**Well log**

O registo da formação geológica penetrada durante a perfuração, incluindo os detalhes técnicos da operação.

**Wildcat well**

O poço perfurado numa região sem histórico de prospecção de petróleo ou gás.

**Workover**

Trabalhos realizados num poço de produção com vista a restabelecer ou incrementar a produção. Workover poderá ser realizado para estimular o poço, remover areia ou cera do cabeçote do poço, para reparação mecânica do poço, ou por outros motivos.

**WTI**

*West Texas Intermediate*, um tipo de petróleo que é frequentemente utilizado como referenciador de preço para o petróleo bruto comercializado nos Estados Unidos da América.



## Informação de Contacto

[Company]

Rua Rainha Ginga n.º 80, 3º andar

Luanda - Angola

**Tel** +244 222 396 895

**Fax** +244 222 392 614

[Website]

