



Valor de Mercado

R\$ 268 Milhões

Cotação de Fechamento

13 de novembro de 2014

HRTP3 R\$ 9,00

Teleconferência 3T 14

14 de novembro de 2014

Webcast: www.hrt.com.br/ri

Português

11h00 (BRA)

Tel: +55 (11) 3193-1001

+55 (11) 2820-4001

Senha: HRT

Inglês

08h00 (NYC)

Tel: +1 (786) 924-6977

Toll Free (EUA): +1 (888) 700-0802

Senha: HRT

A teleconferência será realizada em português com tradução simultânea para inglês

Contatos de Relações com Investidores

www.hrt.com.br/ri

ri@hrt.com.br

+55 21 2105-9700

Eduardo Larangeira Jácome

Diretor de Gestão e de Relações com Investidores

Priscila Sarandy

Gerente Jurídico Societário e de Relações com Investidores

Tainah Costa

Especialista de Relações com Investidores



3T 14

Divulgação de Resultados

13 de novembro de 2014

HRT - RESULTADOS DO 3º TRIMESTRE DE 2014

Rio de Janeiro, 13 de novembro de 2014 – A HRT Participações em Petróleo S.A. – “HRT”, “HRTP” ou “Companhia” (BM&FBovespa: HRTP3 e TSX-V: HRP.V) anuncia os resultados referentes ao terceiro trimestre de 2014 (“3T 14”). As informações financeiras e operacionais descritas a seguir, exceto onde indicado o contrário, são apresentadas em bases consolidadas e em milhares de Reais (R\$) de acordo com os padrões internacionais de demonstrações contábeis (IFRS), e incluem as subsidiárias diretas da Companhia: HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda., HRT África Petróleo S.A., HRT América Inc. e suas respectivas subsidiárias e filiais.

DESTAQUES DO 3T 14 E PERÍODO SUBSEQUENTE

- Receita Líquida Acumulada de R\$ 405 milhões, Lucro Bruto de R\$ 105 milhões, EBITDA de R\$ 95 milhões com margem de 23% e Lucro Líquido de R\$ 21 milhões, em 2014;
- Receita Líquida de R\$ 127 milhões, Lucro Bruto de R\$ 28 milhões, EBITDA de R\$ 24 milhões com margem de 19% e Lucro Líquido de R\$ 10 milhões, no terceiro trimestre de 2014;
- Produção de 2,7 milhões de barris de óleo em Polvo, nos primeiros nove meses de 2014, produção média de 9,7 mil barris por dia (100%), no 3T 14, e produção média de 10,0 mil barris por dia (100%), no 9M14;
- Eficiência operacional de 98% no Campo de Polvo e execução, com êxito, de exercício simulado de respostas a emergências na modalidade *full deployment*, com o acompanhamento do Ibama;
- Revisão da vida útil do Campo de Polvo, tendo em vista a produção observada, até o final de 2017, considerando-se apenas os atuais poços produtores – reservas provadas e desenvolvidas;
- Atendimento das exigências da ANP em auditoria para verificação de conformidade ao Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional;
- Apresentação de proposta de extensão do prazo das licenças (*Petroleum Exploration Licenses – PELs*) ao Ministério de Minas e Energia da Namíbia;
- Venda do laboratório IPEX;
- Aprovação da 1ª Emissão de Debentures Conversíveis em Ações para o financiamento de novos investimentos no Campo de Polvo e aquisição de novos ativos de produção.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

A HRT concluiu o terceiro trimestre de 2014 com posição de caixa livre de R\$ 404 milhões, tendo apurado uma Receita Líquida Acumulada, nos nove meses, de R\$ 405 milhões, Lucro Bruto de R\$ 105 milhões, EBITDA de R\$ 95 milhões e Lucro Líquido de R\$ 21 milhões, sem empréstimos ou financiamentos ao final deste período.

O destaque do trimestre foi a produção no Campo de Polvo de 893 mil barris de óleo e 270 mil m³ de gás natural (100%), sem interrupções e com elevada eficiência operacional, de 11 pontos percentuais acima do observado no trimestre anterior. Nos nove meses do ano, já foram produzidos 2,7 milhões de barris (1,6 milhão de barris considerando os 60% correspondentes à participação da HRT). No terceiro trimestre foi realizada a 4ª venda de óleo de 577 mil barris e, no acumulado do ano, foram exportados 1,8 milhão de barris (referente à participação de 60%). O Campo de Polvo tem sido um divisor de águas na existência da HRT, tanto pelo comportamento da produção observada nestes primeiros 9 meses de operação, como pelas iniciativas de redução de custos que têm sido introduzidas e que, de certa forma, amenizam os efeitos da redução de preços do petróleo no mercado internacional e contribuem com as iniciativas de extensão da vida útil econômica do campo. Durante os nove meses de 2014, a HRT foi capaz de reduzir em 14% os custos da produção no Campo de Polvo, quando comparado com o ano de 2013.

O terceiro trimestre, por outro lado, foi também muito intenso nas relações da HRT com os órgãos reguladores, especificamente o Ibama e a ANP. A HRT executou, com o acompanhamento do Ibama, um exercício simulado de respostas à situações de emergência que transcorreu dentro da normalidade, sobretudo por conta da atuação perfeita das equipes a bordo do FPSO e da Plataforma Polvo A. Por outro lado, auditorias procedidas pela ANP na Sonda de Perfuração instalada na Plataforma Polvo A, assim como na própria plataforma, identificaram um conjunto de oportunidades de melhorias que estão sendo atendidas pela HRT, no prazo indicado pela agência.

Para o futuro, a HRT mantém seu planejamento de realizar intervenções em poços, bem como novas perfurações para desenvolvimento das reservas 1P e 2P, atividades estas que dependem da conclusão de investimentos na sonda, autorizações da ANP bem como a cessão da participação da Maersk no Campo de Polvo, para a qual a HRT apresentou recurso à ANP contra o indeferimento e espera que a cessão seja autorizada em breve.

Durante o trimestre, foram realizadas negociações com a Rosneft para a conclusão da transferência das operações na Bacia Sedimentar do Solimões, cuja aprovação foi concedida pela ANP em julho de 2014, assim como das quatro sondas de perfuração por ela adquiridas. Fatores que estão fora do controle da Rosneft afetaram a sua capacidade de cumprir com algumas partes da transação, razão do atraso em sua conclusão. A HRT e a Rosneft continuam trabalhando na condução das negociações e seguem confiantes que uma conclusão será atingida em breve.

Em relação às licenças na Namíbia, mesmo diante de um arrefecimento do mercado, seguimos buscando o *farm down*, com o intuito de atrair grandes companhias de petróleo para avaliarem nossos ativos e se associarem à HRT. Paralelamente, continuamos com os processos de renovação das licenças junto ao Governo Namibiano. Permanecemos confiantes de que a Companhia chegará a uma solução favorável até o final do exercício.

Finalmente, é importante ressaltar a continuidade das ações da HRT na redução de custos e otimização dos seus processos internos com o objetivo de ganhar eficiência. No Campo de Polvo, estão sendo revistos diversos contratos - das embarcações, das bases de apoio em Niterói e dos helicópteros - de modo que sejam obtidas reduções significativas de custos e incremento de qualidade nos serviços.

A HRT está preparada para o seu desenvolvimento, com uma equipe coesa e estimulada, na busca por novos horizontes e novos desafios, solidificando, cada vez mais, as bases para o seu crescimento por meio do desenvolvimento do Campo de Polvo e da aquisição dos novos ativos de produção de petróleo e gás.

Milton Romeu Franke
CEO da HRT

DESTAQUES DO 3T 14 E EVENTOS SUBSEQUENTES

GOVERNANÇA CORPORATIVA

Em 24 de outubro, o Conselho de Administração da HRT aprovou a sua 1ª Emissão de Debêntures Conversíveis em ações, totalizando até R\$ 90.000.000,00, por meio da emissão de até 4.500.000 Debêntures.

A Emissão de Debêntures tem por objetivo a captação de recursos que serão destinados ao desenvolvimento de reservas de petróleo já mapeadas no Campo de Polvo. Além disto, os recursos poderão ser destinados à aquisição de novos ativos de produção, inclusive na aquisição, pela subsidiária HRT O&G, da participação da Maersk Energia Ltda. ("Maersk") no Campo de Polvo.

As Debêntures serão conversíveis em ações ordinárias, em um prazo máximo de 5 anos, e renderão juros remuneratórios semestrais correspondentes à variação acumulada de 90% das taxas médias diárias dos DI - Depósitos Interfinanceiros de um dia, Over Extra-Grupo (Taxa DI), expressas na forma percentual ao ano, base 252 dias úteis, calculadas e divulgadas pela CETIP S.A. – Balcão Organizado de Ativos e Derivativos ("CETIP").

O número de ações a serem entregues aos Debenturistas na data de conversão das Debêntures será o resultado da divisão do Valor Nominal Unitário das Debêntures, de R\$ 20,00 por Debênture, e o menor dos seguintes valores: (i) a média ponderada, pelo volume diário, das cotações de fechamento das ações nos 10 últimos pregões na BM&FBOVESPA, anteriores ao dia 27 de outubro de 2014, aplicado um desconto de 25%; ou (ii) a média ponderada, pelo volume diário, das cotações de fechamento das ações nos últimos 10 pregões na BM&FBOVESPA anteriores à solicitação de conversão, aplicado um desconto de 25%. As ações objeto da conversão ficarão sujeitas a uma restrição de negociação e transferência pelo prazo de 12 meses, a contar da data de conversão.

O período para o exercício do direito de subscrição pelos acionistas teve início no dia 28 de outubro e se estenderá até o dia 26 de novembro de 2014.

SEGURANÇA, MEIO AMBIENTE, SAÚDE E RESPONSABILIDADE SOCIAL

A HRT prioriza as atividades, iniciativas e controles associados à Segurança, Saúde e Meio Ambiente em suas atividades de Exploração e Produção. A equipe de Segurança, Meio Ambiente, Saúde e Responsabilidade Social está sempre atenta aos treinamentos e procedimentos necessários para garantir o bom desempenho operacional e o respeito à legislação, em nossas operações no mar e em terra.

Parte essencial da política de segurança da HRT, e como parte fundamental para o atendimento aos condicionantes das licenças, os exercícios simulados com as equipes de operação são realizados continuamente para que a empresa e as equipes operacionais estejam sempre preparadas para responder às diversas situações de emergência que venham a ocorrer.

Seguindo seu planejamento anual, a HRT realizou, em agosto de 2014, um exercício simulado de respostas a emergências na modalidade *full deployment*, no qual ocorre a real mobilização de recursos, incluindo barcos, helicópteros, etc.

O cenário acidental hipotético desses exercícios pode incluir colisão de embarcações, queda de helicóptero, explosão, vazamento de gás tóxico e até um possível derramamento de óleo no mar.

O exercício contou com a presença de observadores da Coordenação Geral de Petróleo e Gás – CGPEG, da Diretoria de Licenciamento Ambiental – Dilic, do Ibama - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, que verificam e avaliam pessoalmente o desempenho da equipe ao responder às situações de emergência.

Ainda em agosto, a HRT contou com a vistoria da ANP, que esteve presente nas instalações da Companhia para verificação de conformidade ao Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional (SGSO). A vistoria contou com 2 dias de auditoria documental e dois dias de vistoria na Plataforma Polvo A.

A ANP emitiu relatório indicando algumas oportunidades de melhorias que já estão sendo implementadas.

AS EMPRESAS DO GRUPO HRT

HRT OIL & GAS

SOLIMÕES

■ DESTAQUES

Conforme divulgado no Release de Resultados do 2T 14, no início de julho de 2014, a ANP aprovou a transferência de 6% dos direitos de exploração, desenvolvimento e produção e da operação dos 18 blocos sob concessão na Bacia Sedimentar do Solimões (“Solimões”) da HRT O&G, que passou a deter 49% de participação, para a Rosneft Brasil (subsidiária brasileira da Rosneft Oil Company) (“Rosneft Brasil”), que passou a ser a operadora dos blocos, com 51% de participação.

O valor total da transação foi de US\$ 96 milhões, dos quais US\$ 54 milhões foram recebidos no 4T 13 e US\$ 18 milhões foram recebidos no 1T 14. O valor remanescente de US\$ 24 milhões será recebido mediante a conclusão da transação.

Ainda em julho, HRT, Rosneft Brasil e Petrobras assinaram um novo Memorando de Entendimento (“MoU” ou “*Memorandum of Understanding*”) para a segunda fase do Projeto de Monetização de Gás, referente ao estabelecimento de cooperação para a revisão dos sistemas de desenvolvimento para monetização de gás em áreas sob concessão da Petrobras e HRT O&G/Rosneft Brasil na Bacia Sedimentar do Solimões.

No 3T 14, HRT e Rosneft deram prosseguimento às negociações para conclusão da transferência das operações no Solimões e das quatro sondas terrestres de perfuração heli-transportáveis por ela adquiridas. Fatores externos impactaram a capacidade de conclusão de algumas partes da transação, entretanto, a HRT e a Rosneft continuam trabalhando para concluir essas negociações com brevidade.

Conforme divulgado anteriormente, no primeiro trimestre de 2014, a HRT havia dado entrada na ANP com o pedido de extensão da fase exploratória para os blocos SOL-T-148 e SOL-T-149. A Rosneft e a HRT ainda aguardam um posicionamento final da ANP sobre este último recurso.

POLVO

■ DESTAQUES

A HRT manteve ao longo deste terceiro trimestre um nível de eficiência operacional de 98% o que permitiu que fossem produzidos, no período, 893 mil barris de óleo (100%). A eficiência operacional no ano anterior foi da ordem de 80%.

A adoção de medidas preventivas e o constante monitoramento técnico trouxeram um perfil de produção mais estável ao campo, reduzindo, assim, o declínio da produção para o trimestre.

É importante destacar que desde que se tornou operadora do campo até o presente momento, a HRT foi responsável pela redução de 14% dos custos operacionais de Polvo, quando comparamos com igual período do ano anterior, de tal forma que corrobora o compromisso e empenho da Companhia na busca pela extensão da vida útil econômica do campo.

Até outubro deste ano foram produzidos 3.040 mil barris (100%). A produção média de gás natural no trimestre foi de 31 mil m³ por dia. Atualmente, 97% do gás produzido é aproveitado como combustível nas atividades do campo.

Ao final de setembro, a HRT efetuou a venda da 4ª carga no ano, com volume de aproximadamente 577 mil barris. Através dessa venda, a HRT reconheceu, no 3T 14, uma Receita Líquida de R\$ 123,4 milhões. A Companhia espera realizar a venda da 5ª carga, com volume de aproximadamente 500 mil barris, em Dezembro de 2014.

Como evento não recorrente, em agosto, a HRT efetuou a venda de 43 mil barris de *slops* (fluidos oriundos do período de exploração e armazenados para posterior descarte) gerando uma receita de R\$ 3,3 milhões.

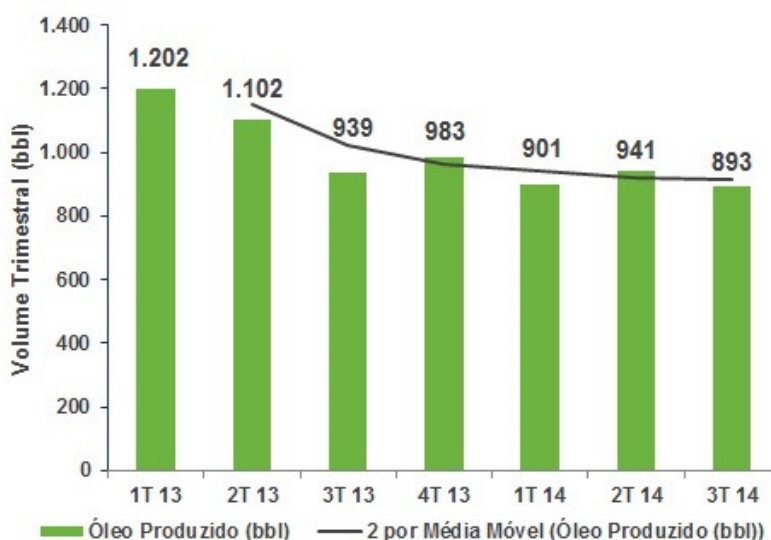
Atualmente, a HRT é a sétima maior empresa operadora de campos produtores de petróleo no Brasil, segundo ranking da ANP.

No terceiro trimestre, a equipe de Operações do Campo de Polvo implementou um estudo importante a respeito do perfil comportamental da produção do campo desde 2012 até o presente momento. Os resultados do estudo mostram que a produção, desde que a HRT passou a ser a operadora, adquiriu um perfil bem mais estável e com interrupções significativamente inferiores às registradas nos anos anteriores.

As observações trazem uma nova estimativa do comportamento da produção futura do campo, sendo 11,8% superior ao que havia sido inicialmente projetado. Considerando os atuais preços de mercado, o incremento da eficiência operacional e as iniciativas de redução dos custos de produção, foi possível concluir que a vida útil econômica do campo tem a capacidade de se estender por um ano a mais que o previsto inicialmente, até o final de 2017, considerando apenas os atuais poços produtores.

O gráfico a seguir mostra a produção trimestral, considerando 100% da produção do Campo de Polvo:

PRODUÇÃO DE ÓLEO (bbl) DO CAMPO DE POLVO (100%) – Trimestral - 2013 e 2014



(em milhares de bbl)

No início de julho, a HRT celebrou contrato de compra e venda com a Maersk para a aquisição de 40% nos direitos de exploração, desenvolvimento e produção na área do Campo de Polvo, situado na Bacia Sedimentar de Campos. Em outubro, a HRT recebeu correspondência da ANP informando a respeito do indeferimento ao pedido de transferência. A HRT prontamente apresentou recurso perante a Agência solicitando que a decisão fosse revista, apresentando os devidos esclarecimentos adicionais. Uma vez aprovada a operação, a HRT passará a deter 100% do Campo de Polvo.

Em meados de outubro, a HRT apresentou à Superintendência de Exploração – SDP da ANP pedido de acesso ao Processo Administrativo que contém os relatórios técnicos e o Plano de Desenvolvimento (“PD”) do Campo de Tubarão Martelo, em face das declarações da Óleo e Gás Participações S.A. – em Recuperação Judicial (“OGPar”) a respeito da real situação do Acordo para Individualização da Produção - AIP (“Unitização”) do Campo de Polvo, com o Campo de Tubarão Martelo, operado pela OGX Petróleo e Gás S.A. – em Recuperação Judicial (“OGX”), na qual a OGPar afirma discordar da avaliação da HRT sobre existência de conexão entre os campos de Tubarão Martelo e Polvo e, conseqüentemente, a respeito da necessidade de Unitização dos campos exigida pela Resolução ANP 25, de 08.07.2013.

Apesar de estudos conduzidos pela própria OGPar, em 2012, atestarem que um dos reservatórios do Campo de Tubarão Martelo avança pelo chamado *ring fence* do Campo de Polvo e da ANP ter condicionado formalmente a aprovação do PD do Campo de Tubarão Martelo, à apresentação, até 31.12.2014, “[da] formalização do Acordo de

Individualização da Produção – AIP relativo à extensão do reservatório para a área do Campo de Polvo”, até a presente data, a HRT ainda não recebeu os dados sísmicos e geológicos por parte da OGPPar.

No final de outubro, a ANP notificou a OGPPar a apresentar as informações necessária para que a HRT possa fazer as interpretações a respeito do processo de Unitização.

■ PRÓXIMAS ETAPAS

Conforme indicado no Release de Resultados do 2T 14, a equipe técnica da HRT já elaborou um Plano de Desenvolvimento, a ser apresentado para a ANP, contemplando novos investimentos para extensão de vida útil do Campo de Polvo que prevê, dentre outras medidas, o aumento da produção a partir de novos poços a serem perfurados nas reservas provadas e não desenvolvidas e prováveis (1P e 2P), além de alternativas que possam aumentar a eficiência de produção a partir de poços produtores existentes e de poços que já foram produtores, por meio de investimentos que podem atingir até US\$ 75 milhões.

HRT AFRICA

NAMÍBIA

■ DESTAQUES

Neste terceiro trimestre, a HRT prosseguiu com os estudos de modelagem 3D dos sistemas petrolíferos atuantes nas Bacias de Walvis e Orange, da costa da Namíbia, através da utilização dos dados que foram coletados nas rochas geradoras e reservatório a partir das três perfurações que foram realizadas. Os estudos evidenciam claramente o potencial petrolífero das bacias.

Ao mesmo tempo, a HRT deu continuidade ao processo de *farm down* das licenças que mantém na Namíbia através de reuniões com empresas interessadas assim como provendo acesso ao *data room*.

Ainda conforme destacado no Release de Resultados do 2T, representantes da Companhia permanecem comparecendo em eventos internacionais ocorridos na Namíbia e na África do Sul, para a realização de encontros com empresas interessadas nos ativos da HRT.

No início de novembro, a HRT deu entrada no Ministério de Minas e Energia da República da Namíbia (“MME”) solicitando a extensão do período exploratório de seus blocos, por adicionais 3 anos. A extensão do período exploratório permitirá que a HRT dê continuidade ao processo de *farm down*, além de contribuir na obtenção de novas parcerias para o desenvolvimento desta extensa área. A HRT espera receber uma resposta do MME nas próximas semanas.

PROGRAMA DE DESINVESTIMENTO

Em setembro a HRT celebrou Contrato de Compra e Venda com a Eurofins Scientific Group (“Eurofins”), para a venda de sua subsidiária Integrated Petroleum Expertise Company – Serviços em Petróleo Ltda (“IPEX”).

A transação de compra e venda entre a HRT e a Innolab do Brasil Ltda (“Innolab”), subsidiária da Eurofins no Brasil, foi concluída dias após a celebração do contrato e incluiu, além da transferência integral da participação da HRT no capital social da IPEX para a Innolab, a transferência de todos os equipamentos, contratos e funcionários.

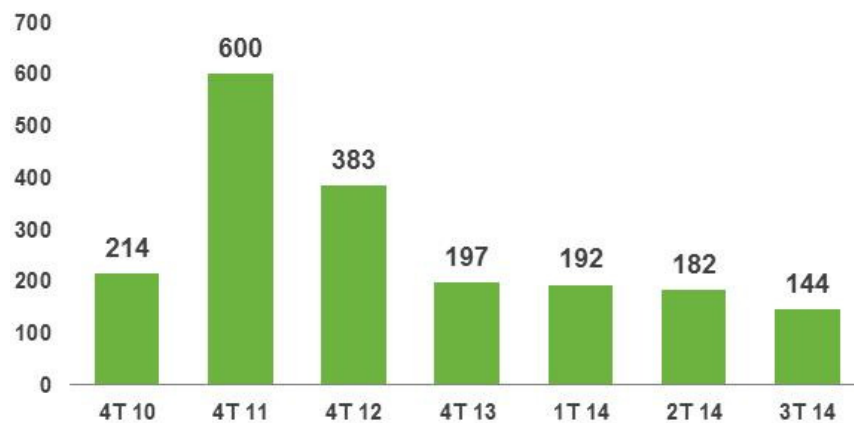
A celebração deste contrato foi mais uma importante iniciativa da HRT na implementação das medidas de redução dos custos corporativos e na continuidade do programa de desinvestimento de ativos não estratégicos, iniciado em 2013,

que possibilita que a Companhia esteja cada vez mais focada no seu *core business*.

A Eurofins é líder mundial em serviços bio-analíticos e oferece uma extensa gama de testes e ensaios para as áreas de análises de alimentos, farmacêutica, *agrosceince* e ambiental. A Eurofins conta com mais de 200 laboratórios localizados em mais de 36 países.

QUADRO DE PESSOAL

A seguir apresentamos a evolução do quadro de pessoal próprio da HRT:



No fechamento do terceiro trimestre, o quadro de pessoal da HRT foi reduzido em 38 funcionários, principalmente através reestruturações efetuadas na IPEX e no Projeto Solimões.

A evolução do quadro de pessoal demonstra o comprometimento da HRT com as iniciativas de redução e otimização de custos implementadas desde 2013.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO – 3T 14

Na tabela a seguir estão apresentados os resultados consolidados da Companhia, que incluem os resultados de suas subsidiárias diretas HRT O&G, HRT África, HRT América e suas respectivas subsidiárias e filiais.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS	3T 14	3T 13	3T 14 / 3T 13		9M 14	9M 13	9M 14 / 9M 13	
Receita Líquida	126.706	2.411	124.295	5155%	405.122	5.406	399.716	7394%
Custo de Produção	(59.505)	(731)	(58.774)	8040%	(194.308)	(1.832)	(192.476)	10506%
Amortização	(26.135)	-	(26.135)	-	(69.236)	-	(69.236)	-
Royalties	(12.962)	-	(12.962)	-	(37.075)	-	(37.075)	-
Lucro Bruto	28.104	1.680	26.424	1573%	104.503	3.574	100.929	2824%
Despesas Operacionais	(30.465)	(819.403)	788.938	-96%	(78.611)	(1.481.821)	1.403.210	-95%
Geologia e Geofísica	(1.306)	(19.508)	18.202	-93%	(5.026)	(46.480)	41.454	-89%
Pessoal	(8.305)	(14.379)	6.074	-42%	(26.193)	(135.438)	109.245	-81%
Gerais e Administrativas	(8.859)	(48.374)	39.515	-82%	(25.187)	(61.698)	36.511	-59%
Serviços de Terceiros	(16.045)	12.760	(28.805)	-226%	(46.257)	(23.192)	(23.065)	99%
Impostos e taxas	(387)	2.927	(3.314)	-113%	(3.338)	(5.387)	2.049	-38%
Baixa de poços secos	-	(133.908)	133.908	-100%	-	(584.146)	584.146	-100%
Provisão para impairment	-	(616.159)	616.159	-100%	-	(616.159)	616.159	-100%
Outras receitas (despesas) operacionais	1.281	(5.036)	6.317	-125%	24.234	(11.595)	35.829	-309%
Resultado na venda de participação acionária	3.156	2.274	882	39%	3.156	2.274	882	39%
EBITDA	23.774	(817.723)	841.497	-103%	95.128	(1.478.247)	1.573.375	-106%
Depreciação / Amortização	(2.500)	(682)	(1.818)	267%	(7.608)	(15.164)	7.556	-50%
EBIT	(4.861)	(818.405)	813.544	-99%	18.284	(1.493.411)	1.511.695	-101%
Receitas Financeiras	29.251	35.122	(5.871)	-17%	52.063	107.020	(54.957)	-51%
Despesas Financeiras	(8.382)	(32.076)	23.694	-74%	(39.951)	(73.151)	33.200	-45%
Lucro antes dos impostos	16.008	(815.359)	831.367	-102%	30.396	(1.459.542)	1.489.938	-102%
Impostos e Contribuições	(3.604)	91.115	(94.719)	-104%	(5.107)	90.059	(95.166)	-106%
Resultado das operações em continuidade	12.405	(724.244)	736.649	-102%	25.289	(1.369.483)	1.394.772	-102%
Resultado das operações descontinuadas	(2.869)	-	(2.869)	-	(4.311)	-	(4.311)	-
Lucro Líquido (Prejuízo)	9.536	(724.244)	733.780	-101%	20.978	(1.369.483)	1.390.461	-102%

(em milhares de R\$)

O EBITDA apurado no terceiro trimestre de 2014 foi de R\$ 24 milhões, sendo R\$ 841 milhões acima do apurado no mesmo período do ano anterior. Vale ressaltar a baixa de poços secos de R\$ 134 milhões e a provisão para *Impairment* (risco de realização) de R\$ 616 milhões, registradas no mesmo período de 2013, as quais impactaram também a variação das Despesas Operacionais, resultando em uma redução de 96% quando comparada ao período anterior. A margem EBITDA consolidada foi de 19%, explicada principalmente pela venda de óleo no período, representando um Lucro Bruto de R\$ 28 milhões. O Lucro Bruto consolidado representa o resultado puro da operação de produção do Campo de Polvo, sem a alocação de despesas corporativas (G&A) e despesas de geologia e geofísica (G&G). Se forem excluídos os custos com amortização do Lucro Bruto, verifica-se uma margem bruta sobre a Receita de 43% no 3T 14 e 9M14.

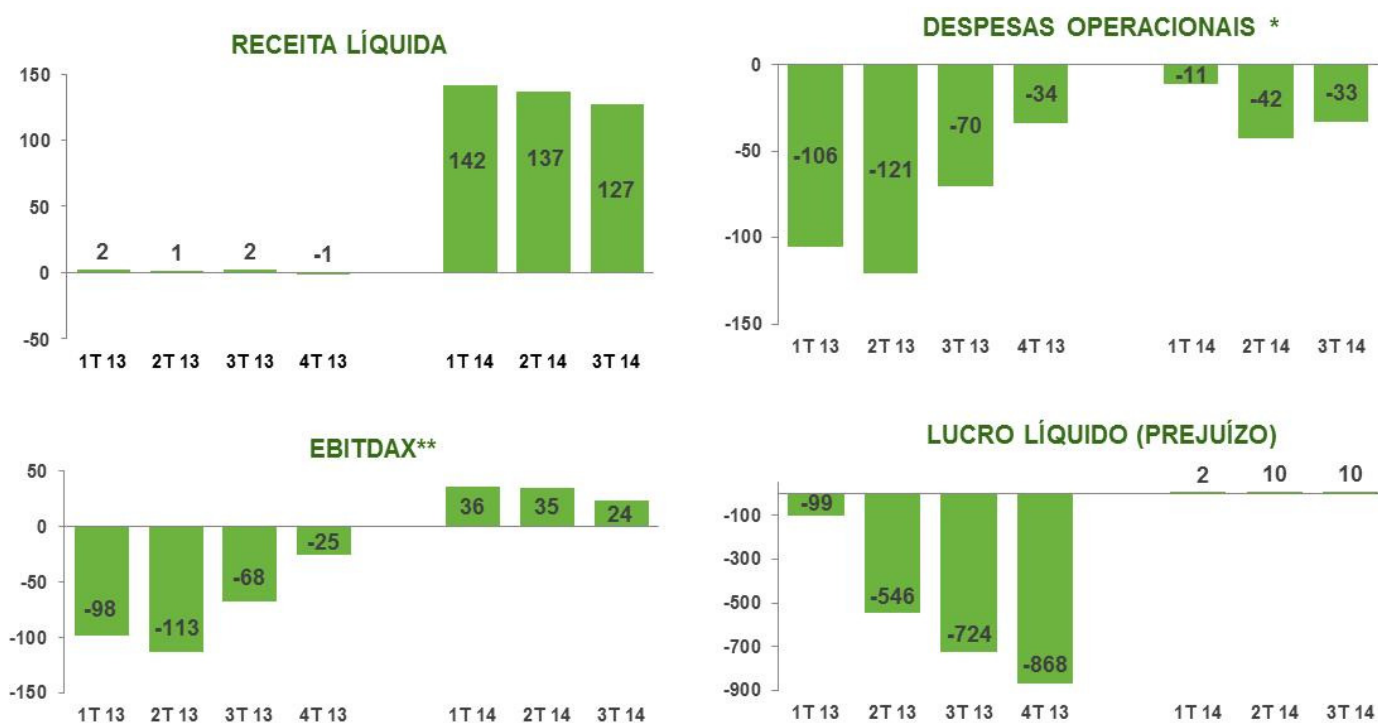
As despesas com pessoal próprio tiveram queda de 42%, devido à redução significativa no quadro de pessoal da Companhia em 34% quando comparado com o 3T13. As despesas com pessoal do terceiro trimestre de 2014 estão apresentadas de forma líquida do valor alocado aos projetos Polvo e Solimões e ressarcidos pelos parceiros na proporção de suas participações nestes projetos.

Como evidência dos esforços envidados para redução das despesas operacionais, principalmente nos custos oriundos da manutenção da estrutura no Solimões, as despesas gerais e administrativas somadas aos serviços de terceiros apresentaram redução de 30%. Importante destacar que, diferentemente de 2013, quando havia campanhas exploratórias de perfuração em andamento e conseqüentemente as despesas exploratórias eram alocadas no ativo intangível, as despesas de manutenção e dos contratos de operação da Namíbia e principalmente do Solimões estão alocadas diretamente no resultado de 2014.

A Depreciação/Amortização foi impactada pelo início da exploração do Campo de Polvo, por parte da HRT. Do total de R\$ 28 milhões de custos e despesas de depreciação e amortização consolidadas, R\$ 26 milhões referem-se à amortização dos valores alocados preliminarmente como bônus de assinatura e custos do abandono do Campo de Polvo (ARO).

Adicionalmente, no terceiro trimestre de 2014 a companhia concluiu a venda de sua subsidiária IPEX com efeito líquido positivo no resultado operacional de R\$ 3 milhões (receita da venda deduzido do valor residual do investimento baixado), demonstrados como venda de participação acionária. Os resultados desta empresa, tanto no trimestre atual quanto nos trimestres anteriores, foram transferidos para a rubrica de resultados de Operações Descontinuadas, conforme CPC 31 – Ativo Não Circulante Mantido para Venda e Operação Descontinuada.

A seguir estão apresentados gráficos, em milhões de reais, com as evoluções trimestrais dos principais grupos de contas da Demonstração de Resultado Consolidado da HRT.



(em milhões de R\$)

* Não inclui as despesas com baixa de poços secos e provisões para perda de valor (*Impairment*). Inclui despesas com depreciação e amortização.

** EBITDAX é uma medida usada no setor de petróleo e gás calculada da seguinte forma:

EBITDA + Retorno das despesas com baixa de poços secos e provisões para perda de valor (*Impairment*).

CAIXA TOTAL, EQUIVALENTES E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

A Companhia encerrou o terceiro trimestre de 2014 com posição de caixa consolidado de R\$ 404 milhões, apresentando aumento de 11% em comparação ao período imediatamente anterior.

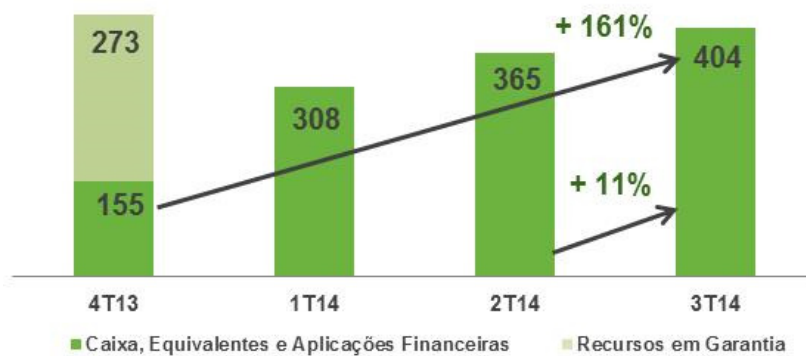
Vale destacar no 3T:

- Ingressos de R\$ 125,8 milhões provenientes das vendas de óleo e carregamento de 577 mil barris em setembro, referentes à produção do Campo de Polvo;
- Ingressos de R\$ 3,3 milhões provenientes da venda dos *slops*, correspondentes a aproximadamente 43 mil barris de fluídos, da produção do Campo de Polvo;

- Recebimento de R\$ 27 milhões de parceiros, referente aos *Cash Calls* de Campanhas de Exploração e Produção de petróleo (E&P);
- Recebimento de R\$ 7,2 milhões provenientes da venda da subsidiária IPEX;
- Recebimento de R\$ 2 milhões referentes a prestações de serviços com terceiros pelas controladas do grupo;
- Desembolso de R\$ 4,4 milhões para a Maersk referente ao adiantamento para aquisição de 40% de participação no Campo de Polvo.

A seguir está apresentada a evolução das disponibilidades consolidadas da Companhia desde o 4T13, bem como os valores que eram mantidos como garantias naquele período. A Companhia encontra-se, atualmente, livre de qualquer obrigação, decorrente de empréstimos e/ou financiamentos, assim como livre das garantias que restringiam sua liquidez.

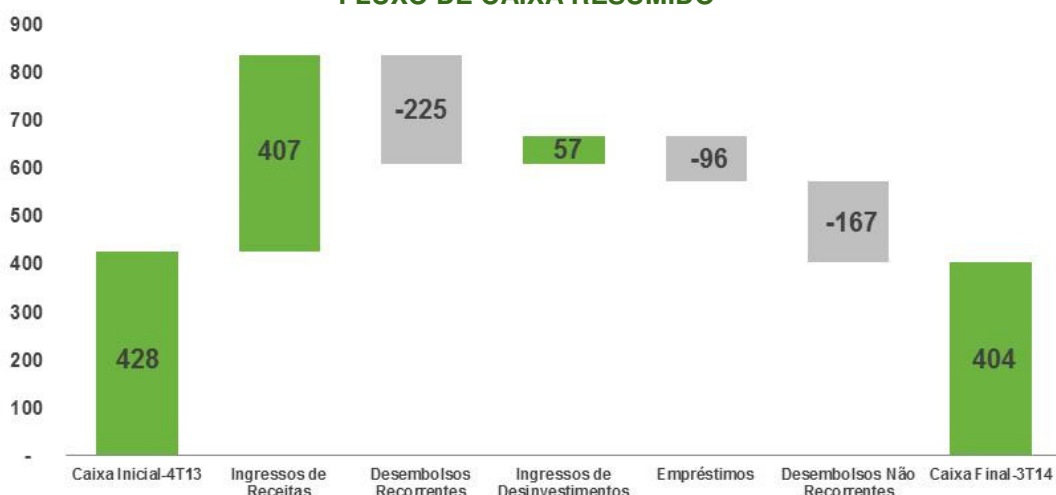
EVOLUÇÃO DAS DISPONIBILIDADES E DOS RECURSOS MANTIDOS EM GARANTIA



(em milhões de R\$)

No gráfico a seguir está apresentado, de forma resumida, o fluxo de caixa, demonstrando as principais movimentações financeiras dos primeiros nove meses de 2014, destacando os desembolsos, ingressos de receitas e ingressos de capital decorrentes de financiamentos.

FLUXO DE CAIXA RESUMIDO



(em milhões de R\$)

A seguir estão apresentadas as composições dos desembolsos registrados nos períodos de 9 meses findos em 30 de setembro de 2014 e 30 de setembro de 2013, por projetos, agrupados em desembolsos recorrentes e não recorrentes, destacando o recebimento de *Cash Call* de parceiros. É importante destacar que em 2014 demos início às operações do Campo de Polvo, em parceria com a Maersk. Em 2013, destacamos a operação na Bacia Sedimentar do Solimões, na qual foram realizadas 11 perfurações, em parceria com a Rosneft, bem como a campanha no *offshore* da Namíbia, que contou com 3 poços exploratórios, em parceria com a Galp.

DESEMBOLSOS CONSOLIDADOS – 9 Meses – 2013 e 2014

Detalhamento	olimõelamíbi; Polvo rporat				9M14	9M13	9M14/9M13
Recorrentes	77	14	130	4	225	643	-65,0%
Operação E&P	117	13	256	-	386	688	-43,9%
Sísmica (G&G)	3	4	4	-	11	92	-88,0%
G&A, Impostos & Despesas Financeiras	-	-	-	4	4	27	-85,2%
(-) Participação Parceiros (cash call)	(43)	(3)	(130)	-	(176)	(164)	7,3%
Não Recorrentes	2	-	261	-	263	39	574,4%
Ativo imobilizado (equipamentos)	-	-	-	-	-	10	-100,0%
Direitos Exploratórios e Aquisições	2	-	165	-	167	29	475,9%
Empréstimos e Financiamentos	-	-	96	-	96	-	-
Total Desembolsos Líquidos	79	14	391	4	488	682	-28,4%

(em milhões de R\$)

SOBRE A HRT

A HRT é uma das maiores empresas independentes de Exploração & Produção de óleo e gás natural do Brasil. Através de suas subsidiárias, detém 60% de participação e é também operadora do Campo de Polvo, localizado na porção sul da Bacia de Campos, a 100 km a leste da cidade de Cabo Frio, Rio de Janeiro. O Campo de Polvo possui a 7ª maior produção diária de barris de óleo equivalentes do país, com 20.3º API, por meio de três reservatórios produtores. A HRT é proprietária, através de suas subsidiárias, da plataforma fixa “Polvo A” e de uma sonda de perfuração de 3.000 HP que operam no campo, estando a plataforma interligada ao navio “FPSO Polvo” que tem capacidade para separação de hidrocarbonetos e tratamento de água, estocagem e transferência de óleo. A licença do Campo de Polvo cobre uma área de aproximadamente 134 km² com vários prospectos para futuras explorações. Adicionalmente, a HRT possui 55% de participação e é operadora em 18 blocos exploratórios localizados na Bacia do Solimões, sendo também operadora em dez blocos exploratórios na costa da Namíbia nas sub-Bacias de Orange e de Walvis. A HRT está comprometida em minimizar os possíveis impactos ambientais nos locais onde atua. O compromisso com as comunidades locais passa pela redução dos impactos das operações nas condições de saúde, segurança e qualidade de vida. Para mais informações acesse o site: www.hrt.com.br/ri.

Aviso legal

Este documento contém declarações acerca de eventos futuros. Todas as declarações exceto aquelas relativas a fatos históricos contidas neste documento são declarações acerca de eventos futuros, incluindo, mas não limitado a, declarações sobre planos de perfuração e aquisições sísmicas, custos operacionais, aquisição de equipamentos, expectativa de descobertas de óleo, a qualidade do óleo que esperamos produzir e nossos demais planos e objetivos. Os leitores podem identificar várias dessas declarações ao ler palavras como “estima”, “acredita”, “espera” e “fará” e palavras similares ou suas negativas. Apesar de a administração acreditar que as expectativas representadas em tais declarações são razoáveis, não pode assegurar que tais expectativas se confirmarão. Por sua natureza, declarações acerca de eventos futuros exigem que façamos suposições e, assim, tais declarações são sujeitas a riscos inerentes e incertezas. Nós alertamos os leitores desse documento a não depositarem confiança indevida nas nossas declarações de eventos futuros considerando que certos fatores podem causar futuras circunstâncias, resultados, condições, ações ou eventos que podem diferir significativamente dos planos, expectativas, estimativas ou intenções expressas nas declarações acerca de eventos futuros e as premissas que as suportam. Os seguintes fatores de risco podem afetar nossa operação: os relatórios de avaliação de recursos contingentes e prospectivos envolvendo um significativo grau de incerteza e sendo baseados em projeções que podem não ser precisas; riscos inerentes à exploração e produção de óleo e gás natural; histórico limitado da operação como uma empresa de exploração e produção de óleo e gás natural; perfuração e outros problemas operacionais; quebras ou falhas de equipamentos ou processos; erros de contratos ou operadores; falha de execução de terceiros contratados; disputas trabalhistas, interrupções ou declínio na produtividade; aumento em custos de materiais ou pessoal; inatividade de atrair pessoal suficiente; exigências de intensivo capital para investimento e despesas de manutenção que a HRT possa não estar apta a financiar; custos decorrentes de atrasos; exposição a flutuações da moeda e preços de commodity; condições econômicas na Namíbia e Brasil; leis complexas que possam afetar custos ou meio de conduzir o negócio; regulamentos relativos ao meio ambiente, segurança e saúde que possam se tornar mais rigorosos no futuro e levar a um aumento nos passivos e custos de capital, incluindo indenizações e penalidades por danos ao meio ambiente; término antecipado, não renovação e outras providências similares relativas aos contratos de concessão; e competição. Alertamos que essa lista de fatores não é completa e que, quando se basearem nas declarações acerca de eventos futuros para tomar decisões, investidores ou outros devem cuidadosamente considerar outras incertezas e eventos potenciais. As declarações acerca de eventos futuros aqui incluídas estão baseadas na premissa de que nossos planos e operação não serão afetadas por tais riscos, mas que, se nossos planos e operação forem afetadas por tais riscos, as declarações acerca de eventos futuros podem se tornar imprecisas.

As declarações acerca de eventos futuros incluídas neste documento são expressamente qualificadas em sua totalidade por este aviso legal. Tais declarações foram feitas na data deste documento. Não nos comprometemos a atualizar tais declarações acerca de eventos futuros, exceto quando exigido pela legislação de valores mobiliários aplicável.

BALANÇO PATRIMONIAL

(em milhares de R\$)

ATIVO

Circulante	31-dez-2013	30-set-2014
Caixa e equivalente de caixa	33.582	397.688
Títulos e Valores Mobiliários	120.957	6.212
Contas a receber	989	19.594
Ativo mantido para venda	155.540	152.403
Tributos a recuperar	42.523	47.029
Adiantamentos a Fornecedores	33.008	48.254
Despesas Antecipadas	3.057	6.144
Depositos em garantias	273.001	-
Estoque de óleo	-	7.988
Outros créditos	10.593	10.065
Total Ativo Circulante	673.250	695.377
Não circulante		
Realizável a longo prazo	31-dez-2013	30-set-2014
Depositos em garantias	4.590	4.978
Total Realizável a longo prazo	4.590	4.978
Permanente	31-dez-2013	30-set-2014
Imobilizado	139.124	138.041
Intangível	988.315	1.143.507
Total Permanente	1.127.439	1.281.548
Total Não circulante	1.132.029	1.286.526
Total do Ativo	1.805.279	1.981.903

BALANÇO PATRIMONIAL

(em milhares de R\$)

PASSIVO

Circulante	31-dez-2013	30-set-2014
Fornecedores	63.362	109.628
Adiantamento para alienação de ativo fixo	-	44.118
Empréstimos e financiamentos	70.380	-
Adiantamentos a parceiros	25.896	24.778
Obrigações trabalhistas	17.669	8.909
Tributos e contribuições sociais	26.301	27.016
Imposto de renda e contribuição social	65	3.672
Instrumentos financeiros	11.163	-
Outras obrigações	8.968	13.590
Total Passivo Circulante	223.804	231.711
Não circulante	31-dez-2013	30-set-2014
Provisão para abandono	-	85.333
Imposto de renda e contribuição social diferidos	126.877	149.673
Total Não circulante	126.877	235.006
Patrimônio líquido	31-dez-2013	30-set-2014
Capital social	3.821.205	3.821.206
Reserva de capital	416.914	416.914
Ajuste de Avaliação Patrimonial	190.955	230.564
Prejuízos acumulados	(736.606)	(2.974.476)
Resultado acumulado do período	(2.237.870)	20.978
	1.454.598	1.515.186
Total do passivo e patrimônio líquido	1.805.279	1.981.903

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS

(em milhares de R\$)

	3T13	3T14	9M 13	9M 14
Receita operacional líquida	2.411	126.706	5.406	405.122
Custo de produção	(731)	(59.505)	(1.832)	(194.308)
Amortização	-	(26.135)	-	(69.236)
Royalties	-	(12.962)	-	(37.075)
Resultado bruto	1.680	28.104	3.574	104.503
Receitas (despesas) operacionais				
Geologia e geofísica	(19.508)	(1.306)	(46.480)	(5.026)
Despesas com pessoal	(14.379)	(8.305)	(135.438)	(26.193)
Despesas gerais e administrativas	(48.374)	(8.859)	(61.698)	(25.187)
Despesas com serviços de terceiros	12.760	(16.045)	(23.192)	(46.257)
Impostos e taxas	2.927	(387)	(5.387)	(3.338)
Baixa de poço seco	(133.908)	-	(584.146)	-
Impairment	(616.159)	-	(616.159)	-
Outras receitas (despesas) operacionais	(5.036)	1.281	(11.595)	24.234
Resultado na venda de participação acionária	2.274	3.156	2.274	3.156
	(819.403)	(30.465)	(1.481.821)	(78.611)
EBITDA	(817.723)	23.774	(1.478.247)	95.128
Depreciação e amortização	(682)	(2.500)	(15.164)	(7.608)
Resultado financeiro	3.046	20.869	33.869	12.112
Resultado antes do I.R. e da C.S.	(815.359)	16.008	(1.459.542)	30.396
Imposto de renda e contribuição social				
Corrente / Diferido	91.115	(3.604)	90.059	(5.107)
	91.115	(3.604)	90.059	(5.107)
Resultado das operações em continuidade	(724.244)	12.405	(1.369.483)	25.289
Resultado das operações descontinuadas	-	(2.869)	-	(4.311)
Resultado líquido do exercício	(724.244)	9.536	(1.369.483)	20.978

DEMONSTRAÇÕES DO FLUXO DE CAIXA

(em milhares de R\$)

	3T13	3T14	9M 13	9M 14
Resultado líquido do período antes dos impostos	(815.359)	17.912	(1.459.542)	30.396
Ajustes por	-	-	-	-
Depreciações e amortizações	682	28.266	15.164	76.844
Resultado financeiro	(3.047)	(20.859)	(33.870)	(12.112)
Remuneração baseada em ações	1.854	394	26.970	468
IRPJ e CSLL diferidos	(90.059)	-	(90.059)	-
Provisão para Contingência	100	16.230	300	16.230
Baixa de Imobilizado	(7.220)	-	-	-
Baixa de poço seco e blocos descontinuados	133.908	-	584.146	-
Provisão para Impairment	616.159	-	616.159	-
Outras	-	(4.248)	-	(4.248)
Subtotal	(162.982)	37.694	(340.732)	107.578
(Aumento) redução dos ativos				
Contas a receber	309	1.269	1.906	(18.605)
Tributos a recuperar	12.122	6.732	9.347	(4.506)
Despesas antecipadas	1.830	2.632	(1.748)	(3.087)
Adiantamento a fornecedores	8.995	8.096	-	(5.851)
Depósitos judiciais	(5.208)	(31.476)	(5.208)	(31.476)
Estoque	(4.392)	8.256	(4.392)	-
Outros ativos	1.850	(4.889)	(3.561)	529
Subtotal	15.506	(9.380)	(3.656)	(62.996)
Aumento (redução) dos passivos				
Fornecedores	2.904	4.448	94.560	46.266
Obrigações trabalhistas	(939)	(3.630)	791	(8.760)
Tributos e contribuições sociais	(54.361)	18.205	(61.932)	22.011
Adiantamentos de parceiros em Operações de Oleo e Gas	(23.326)	(20.135)	(80.284)	(1.118)
Outras obrigações	10.461	(3.388)	11.292	4.621
Subtotal	(65.261)	(4.500)	(35.573)	63.020
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	(212.737)	23.814	(379.961)	107.602
Atividades de investimento				
Aplicação (resgate) de Títulos e Valores Mobiliários	185.000	38.511	456.715	166.808
Depósito em garantia	-	(165)	-	272.613
Compra de ativo mantido para venda	131.670	17.949	131.670	17.949
Adiantamento para alienação de ativo imobilizado	-	44.118	-	44.118
Venda (compra) de ativo imobilizado e intangível	(129.998)	(7.164)	(402.541)	(10.433)
(Compra) ativos do Polvo	-	(4.430)	-	(133.490)
Caixa líquido utilizado nas atividades de investimento	186.672	88.819	185.844	357.565
Atividades de financiamento				
Empréstimos e financiamento	(20.836)	(64.526)	147.665	(89.899)
Integralização de capital	-	-	4.075	1
Operação com derivativos	18.347	-	16.742	(11.163)
Caixa líquido utilizado nas atividades de financiamento	(2.489)	(64.526)	168.482	(101.061)
Aumento nas disponibilidades				
Saldo inicial de caixa	40.527	349.581	37.608	33.582
Saldo final de caixa	11.973	397.688	11.973	397.688
Varição no caixa	(28.554)	48.107	(25.635)	364.106