



RELATÓRIO TRIMESTRAL DE MARÇO DE 2013 E ANEXO 5B

Destaques – Operações da Empresa

- Descoberta de petróleo de grau API 42 no poço Kangaroo-1 na Bacia de Santos, Brasil.
- O poço exploratório Zephyros-1 na Bacia de Browse, Austrália, encontrou arenitos produtores de gás de boa qualidade no alvo primário, a Formação Plover.
- A Pacific Rubiales Energy Corp. exerceu sua opção de adquirir 35% de participação no Bloco S-M-1166 na Bacia de Santos. Como contrapartida pela aquisição da participação, a Pacific Rubiales vai financiar os US\$ 70 milhões iniciais em custos de perfuração e completação do poço exploratório Bilby-1, além de ser responsável por 35% de todos os custos a partir de então.
- O poço exploratório Emu-1 foi completado em março de 2013 mostrando indicações de hidrocarbonetos.
- Foi dado início à perfuração do poço exploratório Proteus-1 na Bacia de Browse, Austrália, em 25 de março de 2013.
- Deu-se continuidade aos preparativos para perfuração da Bacia de Tumbes, no Peru, com o pedido de itens com longo tempo de aprovisionamento (*long lead items*), aprovação de novos contratos de serviços e recebimento de ofertas de sondas de perfuração com disponibilidade a partir do final de 2013.
- Karoon se qualifica como Operadora A. O status de Operadora A habilita a Karoon a operar todas as explorações, independente da profundidade da água. A qualificação da Karoon como Operadora A é resultado da sua demonstração de competência nas operações de perfuração em águas brasileiras, como mostrado no atual programa de perfuração da Bacia de Santos.

Austrália

Bacia de Browse - Concessões WA-314-P, WA-315-P e WA-398-P

A Karoon adquiriu sua participação nas licenças de exploração WA-314-P e WA-315-P na Bacia de Browse em 2005, e incluiu a licença WA-398-P em 2007. As concessões estão localizadas na Bacia de Browse, em alto-mar, a 350 km da costa noroeste australiana. Juntas, elas totalizam uma

área bruta de 7.828 quilômetros quadrados.

Perfuração

No decorrer do trimestre, a plataforma de perfuração “*Transocean Legend*” finalizou as operações de perfuração e perfilagem no poço exploratório Zephyros-1 na concessão WA-398-P. O poço Zephyros-1 foi perfurado a uma profundidade vertical total de 5.372 metros, e 108 metros de testemunho foram cortados e recuperados à superfície para ajudar nos estudos de caracterização do reservatório. A perfilagem a cabo demonstrou arenitos produtores de gás de boa qualidade no alvo primário, na Formação Plover, e os dados de pressão desse intervalo indicam um possível contato gás-água profundo similar àquele interpretado em Kronos-1. O tamanho do reservatório e suas características foram considerados similares àqueles encontrados no poço exploratório Kronos-1, então o teste de formação foi considerado desnecessário.

Depois de concluir as operações em Zephyros-1, a “*Transocean Legend*” foi levada para a localização de Proteus-1, onde deu início à perfuração em 25 de março de 2013. Logo após o fim do trimestre, o poço Proteus-1 foi perfurado a uma profundidade de 2.690 metros, onde um revestimento 13-3/8” foi instalado e cimentado. A fase 12-1/2” foi então perfurada a 4.166 metros, onde o revestimento 9-5/8” foi instalado e cimentado. A perfuração da seção-alvo está prevista para acontecer durante o próximo trimestre. Proteus-1 está localizado na concessão WA-398-P em um grande bloco falhado inclinado a aproximadamente 14 quilômetros a sudeste do local da descoberta de gás Poseidon-1.

A segunda fase da campanha de perfuração da Bacia de Browse que inclui seis poços – com opção de um poço adicional – está prevista para continuar até o ano-calendário de 2014. A campanha é projetada para definir mais precisamente o tamanho e a qualidade do recurso de gás contingente, de modo a permitir que o empreendimento conjunto siga adiante com a escolha de um conceito de desenvolvimento e avance para um planejamento mais detalhado do projeto.

Participação Acionária

As participações nas concessões WA-315-P e WA-398-P são:

Karoon Gás Bacia de Browse Pty Ltda.	40%
ConocoPhillips (Bacia de Browse) Pty Ltda. (Operadora)	60%

As participações na concessão WA-314-P são:

Karoon Gás Bacia de Browse Pty Ltda.	90%
ConocoPhillips (Bacia de Browse) Pty Ltda. (Operadora)	10%

Bacia de North Carnarvon - Concessão WA-482-P

Durante o trimestre, deu-se continuidade ao trabalho para acelerar a exploração dessa concessão, inclusive com a preparação de documentos de referência ambiental para envio à agência reguladora australiana *National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority* (NOPSEMA, na sigla em inglês) e com o planejamento do programa sísmico para o segundo ano de concessão. As propostas para aquisição de 2.375 quilômetros quadrados de sísmica 3D já foram recebidas. A atual disponibilidade do navio de pesquisa sísmica garante que a nova aquisição poderá ser realizada durante o terceiro trimestre do ano-calendário 2013, desde que as aprovações sejam concedidas em breve.

Participação Acionária

Atualmente, a Karoon está completando o processo final de transferência de participação junto às autoridades responsáveis. Após o término desse processo - e estando sujeita ao cumprimento das obrigações de *farm-in* - a Karoon deterá 100% de participação na concessão WA-482-P.

Karoon Gás Austrália Ltda.

Brasil

Em março de 2008, foi concedido à Karoon 100% de participação em cinco blocos exploratórios em alto-mar: S-M-1037, S-M-1101, S-M-1102, S-M-1165 e S-M-1166 na Bacia de Santos, Brasil. Os cinco blocos totalizam uma área bruta de 865 km².

Em agosto de 2010, a Karoon assinou um acordo de empreendimento conjunto – sujeito à aprovação da Agência Nacional do Petróleo (ANP) – para adquirir 20% de participação no Bloco S-M-1352, sendo a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobrás) detentora dos 80% de participação restante.

Blocos da Bacia de Santos – S-M-1037, S-M-1101, S-M-1102, S-M-1165 e S-M-1166

Perfuração

A plataforma de perfuração “*Blackford Dolphin*” começou a perfurar o poço Kangaroo-1 em 28 de dezembro de 2012. Em janeiro de 2013, o poço Kangaroo-1 alcançou profundidade total de 3.049 metros e atingiu uma coluna de petróleo na seção do reservatório do período Eoceno a uma profundidade de 1.947 metros. Tal descoberta de petróleo da Karoon foi confirmada através da recuperação de petróleo de grau API 42, testemunhagem lateral, *mud log* (análise contínua da lama de perfuração), e dados de pressão das rochas do período Eoceno por análise petrofísica e Testador de Formação Modular Dinâmico (*Modular Formation Dynamic Tester - MDT*, em inglês). A interpretação dos dados de pressão comprovou a existência de uma coluna bruta de petróleo de 25 metros e de contato petróleo-água.

O poço Kangaroo-1 cruzou a seção do reservatório do período Eoceno a 300 metros de profundidade abaixo do topo da trapa, tal como interpretado no mapeamento sísmico. A Karoon estima que haja uma potencial coluna de hidrocarbonetos grossa de aproximadamente de 350 metros na trapa inteira, e está atualmente trabalhando para obter uma sonda para perfurar um poço de avaliação *up-dip* (em aclave, mergulho acima).

O poço Kangaroo-1 foi projetado para ser um poço direcional - e testar múltiplos alvos em diferentes localizações - com profundidade total prevista de 2.697 metros (profundidade medida – MD). Entretanto, ele foi perfurado a 3.049 metros.

Kangaroo-1 cruzou a seção Eocena do reservatório a aproximadamente 600 metros do topo da trapa na porção distal (*down-dip*), como interpretado no mapeamento sísmico pós-perfuração. Estima-se que a trapa inteira contenha uma potencial coluna bruta de hidrocarbonetos de aproximadamente 600 metros e que exista uma grande extensão de recurso contingente de 2 milhões de barris 1C, 73 mmbbls 2C e 337 mmbbls 3C. Será necessária perfuração adicional para definir o recurso e limitar essa extensão. A Karoon está atualmente trabalhando para obter uma sonda para perfurar um poço de avaliação na porção proximal (*up dip*).

O poço exploratório Emu-1 foi perfurado durante Fevereiro/Março de 2013 com uma profundidade total prevista de 4.520 metros. O poço encontrou intervalos de reservatório de boa qualidade, com algumas boas indicações de petróleo e gás. Entretanto, os dados de perfuração a cabo mostraram que há majoritariamente água nos reservatórios.

A perfuração do poço Bilby-1 começou no dia 7 de abril de 2013, com profundidade total prevista de 4.541 metros. O poço está sendo atualmente perfurado, e os resultados são esperados para o próximo trimestre.

Recursos Contingentes; aquelas quantidades de hidrocarbonetos estimadas - em determinada data - como acumulações conhecidas potencialmente recuperáveis através da aplicação de projetos de desenvolvimento, mas que não são atualmente consideradas comercialmente recuperáveis (já que a avaliação da acumulação é insuficiente para avaliar claramente sua comerciabilidade).

1C – Denota um cenário de baixa estimativa de recursos contingentes.

2C – Denota um cenário de melhor estimativa de recursos contingentes.

3C – Denota um cenário de alta estimativa de recursos contingentes.

Participação Acionária

Durante o trimestre, a Pacific Rubiales Energy Corp. (TSX: PRE, BVC: PREC, BOVESPA: PREB) exerceu sua opção de participar no poço exploratório Bilby-1 (Bloco S-M1166). O exercício dessa opção resulta em participação em todos os cinco Blocos e no financiamento dos primeiros US\$ 70 milhões em custos de perfuração e completação do poço Bilby-1 e 35% de todos os custos a partir de então.

Considerando que a ANP conceda todas as aprovações regulatórias, e estando sujeitas ao cumprimento das obrigações de *farm-in* pela Pacific Rubiales Energy Corp, as participações nos Blocos S-M-1037, S-M-1011, S-M-1102, S-M-1165 e S-M-1166 serão de:

Karoon Petróleo e Gás Ltda. (Operadora)	65%
Pacific Rubiales Energy Corp.	35%

Bacia de Santos – Bloco S-M-1352

A Karoon deu continuidade à sua avaliação dos resultados dos poços Marujá-1 e Marujá-2. A Petrobrás (operadora) está atualmente dando continuidade à sua avaliação comercial e técnica das descobertas Marujá enquanto trabalha com a ANP (agência governamental brasileira responsável pela regulação da indústria do petróleo) sobre o futuro do campo.

Participação Acionária

A Karoon Petróleo e Gás Ltda., subsidiária de propriedade total da Karoon, firmou um acordo com a Petrobrás para adquirir 20% de participação no Bloco S-M-1352, que é parte da Concessão BM-S-41. Essa aquisição está sujeita à aprovação regulatória da ANP. A Petrobrás está atualmente conversando com a ANP sobre a atual situação da Concessão BM-S-41 e sobre a participação de 20% da Karoon. A Karoon não participa das atuais negociações entre a Petrobrás e a ANP.

Considerando que a ANP conceda todas as aprovações regulatórias, as participações na Concessão BM-S-41/S-M-1352 serão:

Karoon Petróleo e Gás Ltda.	20%
Petróleo Brasileiro S.A. (Operadora)	80%

Peru

Bloco Z-38

Em janeiro de 2008, a Karoon assinou um contrato de *farm-in* para adquirir participação de 20% no Bloco Z-38, um bloco de 4.750 km² em alto-mar na Bacia de Tumbes, a 10 quilômetros da costa noroeste do Peru.

Em outubro de 2009, a Karoon foi aprovada pela agência regulatória como Operadora do Bloco e negociou o aumento de sua participação no Bloco Z-38 para 75%. O planejamento em andamento prevê uma campanha de perfuração exploratória de no mínimo dois poços para satisfazer os atuais compromissos de trabalho e as obrigações *farm-in*.

Interpretação Sísmica 3D

Os resultados da interpretação dos dados sísmicos 3D previamente adquiridos em uma área de 1.500 km² permitiram uma interpretação prospecto-orientada detalhada que indicou a presença de dezenove prospectos e *leads*.

A combinação entre os resultados da testemunhagem, os dados sísmicos 3D e as informações equiparáveis de poços adjacentes em campos próximos resultou no desenvolvimento de um modelo geológico que indica a existência de uma diversa gama de prospectos potencialmente grandes de petróleo e gás comercial, onde todos os elementos necessários a um sistema petrolífero foram encontrados.

Planejamento da Perfuração

A Karoon deu continuidade aos preparativos para a perfuração do Bloco Z-38. Esse processo incluiu ofertas para o suprimento de vários itens de perfuração e entrega dos itens com longo tempo de aprovisionamento (*long lead items*) em preparação para a campanha de perfuração exploratória do Bloco Z-38 na Bacia de Tumbes. O início da perfuração está atualmente previsto para acontecer no começo do ano-calendário 2014. A Karoon utilizará sua atual equipe de perfuração sul-americana nessa campanha de perfuração.

Participação Acionária

As participações acionárias no Bloco Z-38 são:

KEI (Peru Z38) Pty Ltda, Sucursal del Peru (Operadora)	75%*
Pitkin Petroleum Peru Z-38 SRL	25%

* A participação de 75% da Karoon está sujeita ao cumprimento de suas obrigações de *farm-in*.

Bloco 144

O Bloco 144 está localizado em terra na Bacia de Marañon no lado leste da cordilheira dos Andes no Peru. O Bloco foi concedido à Karoon em abril de 2009.

Durante o trimestre, a Karoon deu continuidade aos trabalhos geotécnicos, sociais e ambientais no Bloco e prosseguiu com a interpretação dos 1.000 km de dados sísmicos 2D existentes e com a interpretação das informações de poços equiparáveis em preparação para os estudos estratigráficos da região.

Reprocessamento Sísmico e Interpretação

A interpretação geofísica contínua de dados reprocessados identificou a existência de diversas estruturas com fechamento em declive em quatro direções na porção leste do Bloco além do fechamento na parte sul no Bloco.

A Karoon está dando prosseguimento aos trabalhos de aplicação da avaliação de impacto ambiental para adquirir 300 quilômetros de sísmica 2D. A pesquisa a ser feita vai ser concentrada nos prospectos da porção leste do Bloco. A concessão é atualmente caso de força maior enquanto são finalizados os programas de trabalho social e as introduções.

Participação Acionária

A Karoon tem 100% de participação no Bloco 144 no Peru.

Situação do Farm-out no Peru e na Austrália

Durante o trimestre, a Karoon continuou a trabalhar com as partes interessadas para a realização de *farm-out* de suas participações na Bacia de Tumbes (Peru) e nas concessões WA-314-P, WA-315-P e Karoon Gás Austrália Ltda.

WA-398-P na Bacia de Browse (Austrália).

Os sistemas de consulta de dados do *farm-out* peruiano e australiano receberam visitas durante o trimestre e a Karoon planeja concluir ambos os processos de *farm-out* antes da perfuração prevista.



**RELATÓRIO FINANCEIRO TRIMESTRAL DA BOLSA DE VALORES AUSTRALIANA
(ASX) PARA O TRIMESTRE ENCERRADO EM 31 DE MARÇO DE 2013**

**Anexo 5B
(não-auditado)**

Introduzido em 1/7/96. Origem: Anexo 8. Modificado em 1/07/97, 1/07/98, 30/09/01, 01/06/10, 7/12/10.

Nome da entidade

Karoon Gás Austrália Ltda.

ABN

53 107 001 338

Trimestre encerrado em ('Trimestre Atual')

31 de março de 2013

Demonstração consolidada dos fluxos de caixa

Fluxos de caixa relacionados a atividades operacionais	Trimestre Atual \$A'000	Acumulado no ano (9 meses) \$A'000
1.1 Receitas provenientes da venda de produtos e devedores associados	-	-
1.2 Pagamentos por:		
(a) exploração e avaliação	(87.778)	(160.116)
(b) desenvolvimento	-	-
(c) produção	-	-
(d) administração	(4.000)	(11.264)
1.3 Dividendos recebidos	-	-
1.4 Participação e outros itens de natureza similar recebidos	788	5.298
1.5 Participação e outros custos de financiamento pagos	(31)	(132)
1.6 Restituição do Imposto de renda	(782)	(455)
1.7 Outros – restituição do IVA (GST/VAT)	4	168
Fluxo de caixa operacional líquido	(91.799)	(166.501)
Fluxos de caixa relacionados a atividades de investimento		
1.8 Pagamento pelas aquisições de:		
(a) prospectos	-	(24)
(b) depósitos de garantia (líquido)	(66)	(3.949)
(c) outros ativos fixos	(69)	(424)
1.9 Lucros provenientes da venda de:		
(a) prospectos	-	-
(b) participação no capital social	-	-
(c) outros ativos fixos	-	-
1.10 Empréstimos a outras entidades	-	-
1.11 Empréstimos restituídos por outras entidades	-	-
1.12 Outros (farm-out no Brasil)	74.023	155.079
Fluxo de caixa de investimento líquido	73.888	150.682
1.13 Fluxos de caixa totais de operação e investimento (neto)	(17.911)	(15.819)

Karoon Gas Australia Ltd

	Trimestre Atual \$A'000	Acumulado no ano (9 meses) \$A'000
1.13 Fluxos de caixa totais de operação e investimento (transportado)	(17.911)	(15.819)
Fluxos de caixa relacionados a atividades de financiamento		
1.14 Lucro proveniente da emissão de ações, opções, etc.	-	-
1.15 Lucro proveniente da venda de ações caídas em comisso	-	-
1.16 Lucro proveniente de empréstimos	-	-
1.17 Restituição de empréstimos	-	-
1.18 Dividendos pagos	-	-
1.19 Outros – Custos de aumento do capital social	-	-
Fluxo de caixa de financiamento líquido	-	-
Aumento (redução) líquido em tesouraria	(17.911)	(15.819)
1.20 Disponível líquido no começo do Trimestre Atual/ Acumulado no ano	228.252	227.802
1.21 Ajustes de variação cambial ao item 1.20	10	(1.632)
1.22 Disponível líquido no final do Trimestre Atual	210.351	210.351

Pagamentos aos diretores das entidades e aos associados dos diretores
Pagamentos às instituições coligadas à entidade e aos associados dessas instituições coligadas

	Trimestre Atual \$A'000
1.23 Total de pagamentos às partes incluídas no item 1.2	466
1.24 Total de empréstimos às partes incluídas no item 1.10	Zero

1.25 Explicação necessária para o entendimento das transações

Remuneração dos diretores incluídos no item 1.23: \$406.274 Honorários de consultoria incluídos no item 1.23: \$59.364

Transações de investimento e financiamento que não envolvem caixa

2.1 Detalhamento de transações de investimento e financiamento que tiveram efeito material sobre ativos e passivos consolidados, mas não implicaram fluxo de caixa

Zero

2.2 Detalhamento dos gastos de outras entidades para instituir ou aumentar suas participações em projetos nos quais a entidade relatora tem participação.

Zero

Facilidades de financiamento disponíveis

Adicionar anotações conforme necessário para esclarecimento da posição.

	Total disponível \$A'000	Total utilizado \$A'000
3.1 Facilidades de empréstimo	Zero	Zero
3.2 Acordos de crédito <i>stand-by</i>	Zero	Zero

Estimativa de saída de caixa para o próximo trimestre

	\$A'000
4.1 Despesas com avaliação e exploração	74.700
4.2 Despesas com desenvolvimento	Zero
4.3 Despesas com produção	Zero
4.4 Despesas com administração	3.300
Total	78.000

Conciliação de caixa

A conciliação de caixa no final do trimestre (como mostrado na demonstração consolidada dos fluxos de caixa), de acordo com os itens relacionados na prestação de contas, é:

	Trimestra Atual \$A'000	Trimestre Anterior \$A'000
5.1 Dinheiro em caixa	104.542	98.891
5.2 Depósitos bancários em curto-prazo	105.809	129.361
5.3 Conta bancária a descoberto	-	-
5.4 Outros	-	-
Total: Disponível líquido no final do Trimestre Atual (item 1.22)	210.351	228.252

Alterações nas participações em concessões

	Referência da concessão	Natureza da participação (observação(2))	Participação no início do Trimestre Atual	Participação no final do Trimestre Atual
6.1 Participação em concessões abandonadas, reduzidas ou vencidas	Bloco S-M-1166, Brasil	Concessão de Exploração	100%	65%
6.2 Participação em concessões adquiridas ou prorrogadas	-	-	-	-

Emissão e Cotação de títulos no final do Trimestre Atual

A descrição inclui juros e qualquer direito de resgate ou conversão juntamente com os preços e datas.

	Número Total	Número cotado	Preço de emissão por título (ver observação 3) (centavos)	Total pago por título (ver observação 3) (centavos)
7.1 +Títulos preferenciais (tipo)				
7.2 Alterações durante o Trimestre Atual (a) Aumentos por emissões (b) Reduções por retornos de capital, recompra de ações, resgates				
7.3 +Ações ordinárias (totalmente integralizadas)	221.420.769	221.420.769		
7.4 Alterações durante o Trimestre Atual (a) Aumentos por emissões (b) Reduções por retorno de capital, recompra de ações				
7.5 +Títulos de dívida conversível (tipo)				
7.6 Alterações durante o Trimestre Atual (a) Aumentos por emissões (b) Reduções por títulos vencidos, convertidos				
7.7 Opções e Ações por Performance (tipo e fator de conversão)			<i>Preço de exercício</i>	<i>Data de validade</i>
	<u>Opções</u>			
	1.530.000		1407 centavos	12 de Nov. de 2013
	1.500.000		1150 centavos	18 de Nov. de 2013
	1.005.000		977 centavos	31 de Out. de 2014
	100.000		977 centavos	18 de Nov. de 2014
	500.000		948 centavos	18 de Nov. de 2014
	2.210.000		730 centavos	31 de Out. de 2015
	850.000		892 centavos	1 de Maio de 2014
	1.200.000		995 centavos	1 de Maio de 2015
	2.600.000		1098 centavos	1 de Maio de 2016
	1.438.999		685 centavos	29 de Nov. de 2016
	<u>Ações por performance</u>			
	259.469		zero	29 de Nov. de 2015
7.8 Emitido durante o Trimestre Atual				
7.9 Em exercício durante o Trimestre Atual				
7.10 Expirado/cancelado durante o Trimestre Atual	50.000 100.000		730 centavos 977 centavos	
7.11 Debêntures (somente totais)				
7.12 Títulos sem garantia (somente totais)				

Declaração de conformidade

- A. Esta declaração foi preparada de acordo com as políticas de contabilidade que obedecem as normas de contabilidade definidas na Legislação Societária (*Corporations Act*) ou outras normas aceitas pela ASX (ver observação 5).
- B. Esta declaração fornece visões justas e verdadeiras dos assuntos nela divulgados.

Assinado: Data: 30 de abril de 2013
(Secretário-Geral)
Nome: Scott Hosking

Observações:

- 1 O relatório trimestral é uma base de informação para o mercado que mostra como as atividades da entidade foram financiadas no último trimestre e o efeito disso sobre sua posição de caixa. Qualquer entidade disposta a divulgar informações adicionais é incentivada a fazê-lo através de nota ou notas anexadas a este relatório.
- 2 A “Natureza da participação” (itens 6.1 e 6.2) inclui opções relativas a participações em concessões adquiridas, usufruídas ou vencidas durante o período relatado. Se a entidade estiver envolvida em um acordo de empreendimento conjunto e houver pré-requisitos que acarretem alterações em sua porcentagem de participação em uma concessão, a entidade deve então divulgar tal diferença de porcentagem de participação e pré-requisitos na lista referente aos itens 6.1 e 6.2.
- 3 **Títulos emitidos e cotados.** As informações sobre o preço de emissão e total pago não são necessárias nos itens 7.1 e 7.3 para títulos totalmente integralizados
- 4 As definições e cláusulas presentes no *AASB 6 (Comitê de Normas de Contabilidade Australiano) “Exploração e Avaliação de Recursos Minerais”* e *AASB 107 “Declaração de Fluxos de Caixa”* se aplicam a este relatório.
- 5 **Normas de Contabilidade.** A ASX aceitará, por exemplo, o uso das normas internacionais de contabilidade (IFRS, na sigla em inglês) para empresas estrangeiras. Se o conjunto de normas não incluir determinado tópico, então as normas australianas sobre o tópico em questão (se houver alguma) deverão ser obedecidas.

====

Anexo 1

Relação das Participações do Grupo Karoon Gás Austrália Ltda. em 31 de março de 2013

<u>Concessão de</u> <u>Exploração</u>	<u>Bacia</u>	<u>Operadora</u>	<u>% de Participação</u>
WA-314-P	Browse, Austrália	ConocoPhillips	90 (1)
WA-315-P	Browse, Austrália	ConocoPhillips	40 (1)
WA-398-P	Browse, Austrália	ConocoPhillips	40
WA-482-P	North Carnarvon, Austrália	Karoon	100 (2)
Bloco S-M-1037	Santos, Brasil	Karoon	65 (3)
Bloco S-M-1101	Santos, Brasil	Karoon	65 (3)
Bloco S-M-1102	Santos, Brasil	Karoon	65 (3)
Bloco S-M-1165	Santos, Brasil	Karoon	65 (3)
Bloco S-M-1166	Santos, Brasil	Karoon	65 (3)
Bloco S-M-1352	Santos, Brasil	Petrobrás	20 (4)
Bloco 144	Marañón, Peru	Karoon	100
Bloco Z-38	Tumbes, Peru	Karoon	75 (5)

(1) 1,5% de royalties (*overriding royalties*) pelos primeiros cinco anos de produção, subindo a 2% a partir de então.

(2) Sujeito à aprovação regulatória e conclusão dos compromissos do programa de trabalho dos Anos 1 e 2. Após a conclusão do segundo ano do período de concessão, a Karoon tem direitos de saída sob o contrato de *farm-in* e seria retirada da posição após o Ano 2 e antes que o compromisso de poço do Ano 3 seja devido. Se a Karoon decidir adquirir a concessão, tal transferência será condicional à aprovação regulatória. A Liberty Petroleum Corporation tem direito a determinados bônus por etapa do projeto e royalties em caso de produção.

(3) Sujeito à aprovação regulatória da ANP e conclusão das obrigações de *farm-in* pela Pacific Rubiales Energy Corp. para aquisição de 35% de participação nesses Blocos.

(4) Os 20% de participação do Grupo no Bloco estão sujeitos ao cumprimento das obrigações de *farm-in* e à obtenção das aprovações regulatórias da ANP.

(5) Os 75% de participação do Grupo no Bloco estão sujeitos ao cumprimento das obrigações de *farm-in*.