



CÂMARA DOS DEPUTADOS
PRIMEIRA-SECRETARIA

Ofício 1^aSec/RI/I/nº

87/14

Brasília, 17 de janeiro de 2014.

Exmo. Senhor Deputado
JOÃO MAGALHÃES
Presidente da Comissão de Finanças e Tributação
Anexo II, Pav. Superior, Ala C, sala 136

Assunto: **resposta a Requerimento de Informação**

Senhor Deputado,

Encaminho a Vossa Excelência cópia do Aviso nº 20/MF, de 16 de janeiro de 2013, do Ministério da Fazenda, em resposta ao **Requerimento de Informação nº 3897/2013**, de sua autoria.

Atenciosamente,

Deputado MARCIO BITTAR
Primeiro-Secretário



PRIMEIRA SECRETARIA
RECEBIDO nesta Secretaria
Em 16/1/14 às 15/11 horas
Felipe 7415
Assinatura _____
Ponto _____

AVISO nº 20 /MF

Brasília, 16 de janeiro de 2014

A Sua Excelência o Senhor
Deputado MARCIO BITTAR
Primeiro-Secretário da Câmara dos Deputados

Assunto: Requerimento de Informação

Senhor Primeiro-Secretário,

Refiro-me ao Ofício 1ª Sec/RI/E/nº 1501/13, de 19.12.2013, dessa Primeira-Secretaria, por intermédio do qual foi remetida cópia do Requerimento de Informação nº 3897/2013, de autoria da COMISSÃO DE FINANÇAS E TRIBUTAÇÃO, sobre “a exploração de petróleo na Bacia de Campos/RJ”.

A propósito, encaminho a Vossa Excelência cópia do Ofício/CVM/PTE/nº 001/2014, de 07.01.2014, elaborado pela Comissão de Valores Mobiliários, em resposta aos itens de competência desta Pasta.

Atenciosamente,


DYOGO HENRIQUE DE OLIVEIRA
Ministro de Estado da Fazenda, Interino

Anexo: I





CVM Comissão de Valores Mobiliários
Protegendo quem investe no futuro do Brasil

OFÍCIO/CVM/PTE/Nº 001/2014

Rio de Janeiro, 07 de janeiro de 2014.

Ao Senhor
Demetrius Ferreira e Cruz
Assessor Especial do Ministro
Assessoria para Assuntos Parlamentares
Ministério da Fazenda
Esplanada dos Ministérios, Bloco P, 5º andar
Brasília-DF

Assunto: Ofício nº 595/AAP/GM-MF - Requerimento de Informações nº 3897, de 2013,
formulado pela Comissão de Finanças e Tributação da Câmara dos Deputados

Senhor Assessor,

Acusamos o recebimento do ofício em referência, que insta a Comissão de Valores Mobiliários a atender, dentro do âmbito de suas atribuições, as exigências contidas no Requerimento de Informações nº 3897, de 2013, formulado pela Comissão de Finanças e Tributação da Câmara dos Deputados.

A Comissão questionou, à CVM, o seguinte: a) “A OGX observou o disposto no §4º, art. 157, da Lei 6.404/76? Em caso negativo, que providências adotou a CVM para que a legislação fosse observada? b) Quais as providências adotadas pela CVM no sentido de referendar os dados técnicos que foram levados a milhares de acionistas que foram lesados”?

No que diz respeito a primeira indagação, foi instaurado no âmbito da autarquia o Processo CVM/RJ nº 2013-7307, o qual se encontra em fase de instrução e apura se houve uso de informação privilegiada em operações com títulos emitidos pela companhia ou neles referenciados. Não existe, ainda, conclusão sobre a existência de indícios de infração.

Sobre tal ilícito, esclarecemos que o art. 6º da Instrução CVM nº 358/02 – que dispõe sobre a divulgação e uso de informações sobre ato ou fato relevante relativo às companhias abertas - autoriza que tais notícias, excepcionalmente, deixem de ser divulgadas se os acionistas controladores ou os administradores entenderem que sua revelação porá em risco interesse legítimo da companhia.



CVM Comissão de Valores Mobiliários

Protegendo quem investe no futuro do Brasil

OFÍCIO/CVM/PTE/Nº 001/2014

2

No entanto, as pessoas mencionadas ficam obrigadas a, diretamente ou por meio do Diretor de Relações com Investidores, divulgar o ato ou fato relevante na hipótese da informação escapar ao controle ou se ocorrer oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos valores mobiliários. Assim, com o fito de apurar os elementos objetivos e subjetivos do ilícito comentado, esta Comissão de Valores Mobiliários já enviou mais de 60 (sessenta) ofícios a administradores, sociedades e terceiros relacionados à OGX.

No que diz respeito à veracidade de dados técnicos divulgados pela Companhia (segundo questionamento), foram remetidos os OFÍCIOS/CVM/SEP/GEA-3/Nº 436, 506 e 577-581/2013, cujas cópias seguem anexas. Adicionalmente, houve intercambio de informações com a Agência Nacional de Petróleo - ANP, cujos subsídios prestados a esta Autarquia constam do Memorando nº 175/SEP, de 18.07.2013, igualmente anexado ao presente ofício.

Sem mais pelo momento e colocando-nos à inteira disposição para esclarecimentos adicionais, despedimo-nos.

Atenciosamente,

Leonardo P. Gomes Pereira
PRESIDENTE



CVM Comissão de Valores Mobiliários
Protegendo quem investe no futuro do Brasil

OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-3/Nº 436/13

Rio de Janeiro, 04 de julho de 2013

Ao Senhor,
ROBERTO BERNARDES MONTEIRO
Diretor de Relações com Investidores da
OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.
Praça Mahatma Gandhi, 14, 19º andar – Centro
22031-100 – Rio de Janeiro - RJ
Tel./Fax: (21) 2163-5200 / 2163-5200
E-mail: ri@ogx.com.br

ASSUNTO: Solicitação de informações
OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.

Senhor Diretor,

Referimo-nos (i) ao fato relevante de 01.07.2013, (ii) aos fatos relevantes acerca de estimativas para a exploração e volume de reservas da Companhia, do período entre 09.11.2009 e 13.03.2013, (iii) ao Formulário de Referência de 2013, versão 10.0, de 02.07.2013; todos divulgados através do Sistema IPE pela OGX Petróleo e Gás Participações S.A. (“Companhia”).

A respeito do item (i), **solicitamos** o envio das seguintes informações:

- a) nomes e cargos das pessoas que tiveram acesso ao referido fato relevante antes de sua divulgação, inclusive a data em que tomaram conhecimento;
- b) descrição dos responsáveis pelas análises cujas conclusões levaram a Companhia a (i) suspender o desenvolvimento do campos de Tubarão Tigre, Tubarão Gato e Tubarão Areia, e (ii) divulgar que, quanto ao campo de Tubarão Azul, “os poços atualmente em operação poderão cessar de produzir ao longo do ano de 2014”;
- c) motivos que ensejaram a elaboração das citadas análises;
- d) cronologia da elaboração das análises; e
- e) nomes e cargos das pessoas que tiveram acesso a essas análises, inclusive a data em que tomaram conhecimento.

Acerca do item (ii), **solicitamos** o envio da documentação que embasou a divulgação dos fatos relevantes de 16.11.2009, 22.12.2009, 03.02.2010, 13.05.2010, 09.02.2011, 20.04.2011, 06.06.2011, 15.07.2011, 14.05.2012, 26.06.2012 e 13.03.2013.

Ainda no que tange ao item (ii), **solicitamos** o envio dos relatórios elaborados pela DeGolyer & MacNaughton, que subsidiaram a divulgação dos fatos relevantes de 09.11.2009 e 15.04.2011.



CVM Comissão de Valores Mobiliários
Protegendo quem investe no futuro do Brasil

OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-3/Nº 436/13

Além disso, quanto ao item (iii), **solicitamos** esclarecer, via Comunicado ao Mercado, tipo: Esclarecimentos Sobre Consultas CVM/BOVESPA, o motivo que levou a Companhia a reapresentar o referido formulário, informando que a reapresentação se deu por alteração, entre outros, no item 11 (projeções), sendo que esse item não foi atualizado com as informações divulgadas no fato relevante de 01.07.2013. Ressaltamos que conforme o artigo 24, inciso IX, da Instrução CVM nº 480/2009, a Companhia tem o prazo de 7 (sete) dias úteis, contados da divulgação do fato relevante, para atualizar essa informação no Formulário de Referência.

Cientificamos, para os devidos fins de direito, que o não atendimento (i) à solicitação do parágrafo anterior, até **05.07.2013**, ou (ii) às demais solicitações, até **11.07.2013**; sujeita a companhia à multa combinatória no valor de **R\$ 1.000,00** (mil reais), nos termos do art. 9º, II, da Lei nº 6.385/76, e da Instrução CVM nº **452/07**.

Atenciosamente,

EDUARDO PANTOJA ALBO

Gerente de Acompanhamento de Empresas 3
Em Exercício

GUSTAVO DOS SANTOS MULÉ

Superintendente de Relações com Empresas
Em Exercício



CVM Comissão de Valores Mobiliários
Protegendo quem investe no futuro do Brasil

OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-3/Nº 506/13

Rio de Janeiro, 08 de agosto de 2013

Ao Senhor,
ROBERTO BERNARDES MONTEIRO
Diretor de Relações com Investidores da
OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.
Praça Mahatma Gandhi, 14, 19º andar – Centro
22031-100 – Rio de Janeiro - RJ
Tel./Fax: (21) 2163-5200 / 2163-5200
E-mail: ri@ogx.com.br

ASSUNTO: Solicitação de informações
OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.

Senhor Diretor,

Referimo-nos ao expediente protocolizado em 05.08.2013, em resposta ao OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-3/Nº 436/13, de 04.07.2013 ("Ofício"), que apresentou esclarecimentos relacionados a fatos relevantes divulgados pela OGX Petróleo e Gás Participações S.A. ("OGX" ou "Companhia").

Inicialmente, **solicitamos** o envio de cópia do estudo apresentado pela gerência de reservatórios à diretoria da OGX em 21.06.2013, acompanhado da cronologia dos fatos relacionados ao estudo.

Além disso, uma vez que (i) o relatório da CGG Brasil começou a ser entregue à Companhia em 19.02.2013, e (ii) a partir desse relatório, “ficou evidente a intensa compartmentalização e descontinuidade, tanto do relatório de Tubarão Azul, quanto dos reservatórios das demais acumulações”; **solicitamos** informar os motivos pelos quais foi protocolada na ANP, em 11.03.2013, a declaração de comercialidade dos campos de Tubarão Areia, Tubarão Gato e Tubarão Tigre.

A respeito dos fatos relevantes divulgados em 09.11.2009 e 15.04.2011, referente aos relatórios elaborados pela consultoria DeGolyer & MacNaughton ("D&M"), **solicitamos**, à luz do art. 3º, §5º, da Instrução CVM nº 358/02, que sejam esclarecidas as razões pelas quais a Companhia:

- a) divulgou, em 09.11.2009, que o Relatório de Recursos Potenciais certificou os recursos potenciais riscados líquidos em 6,7 bilhões de *boe*, sendo que, aparentemente, (i) esse era o volume bruto de recursos potenciais riscados, e (ii) o volume líquido correspondia a, aproximadamente, 5,4 bilhões de *boe*;
- b) divulgou, em 09.11.2009, que o Relatório de Recursos Contingentes certificou recursos contingentes líquidos em 212 milhões de *boe* na Bacia do Parnaíba, sendo que, aparentemente, esse relatório concluiu que os recursos contingentes da Bacia de Parnaíba não poderiam ser considerados reservas;



- c) não divulgou, em 09.11.2009, o cenário utilizado para a divulgação dos volumes estimados, conforme o item “g”, adiante;
- d) divulgou, em 15.04.2011, que o cenário “*high estimate*” correspondia “ao caso base da Companhia”, acerca dos recursos de delineação da Bacia de Campos, sem maiores esclarecimentos a respeito do assunto;
- e) não divulgou, em 15.04.2011, que os “recursos contingentes – 3C” da Bacia de Campos correspondia ao cenário “*high estimate*”, tampouco explicitou a razão pela utilização desse cenário;
- f) não divulgou em ambas as datas que, conforme os ~~relatórios~~ da D&M, as citadas estimativas de volumes correspondem, ao que parece, ao volume potencialmente recuperável de acumulações **ainda não descobertas** de futuros projetos de desenvolvimento, incluindo as incertezas inerentes às estimativas; e
- g) não divulgou, em ambas as datas, que todos os ~~volumes~~ estimados pela D&M foram calculados de acordo com os cenários “*mean*”, “*low*”, “*best*” ou “*high*”, acrescido da descrição de cada cenário.

No que se refere aos comunicados ao mercado divulgados em 16.07.2010, 21.12.2010 e 11.01.2011, que informaram o fim de perfurações de poços sem a presença de hidrocarbonetos comerciais, **solicitamos** esclarecer (i) as razões que levaram a Companhia realizar tais divulgações na forma de comunicado ao mercado, e (ii) se existem outros poços da OGX em situação semelhante, porém ainda não divulgados através do Sistema IPE e, em caso afirmativo, enviar as informações referentes aos poços.

Adicionalmente, no que tange aos outros fatos relevantes citados no Ofício, **solicitamos** que a Companhia esclareça os motivos pelos quais **informou**:

- a) em **16.11.2009**, que, em referência ao poço OGX-2A, “o volume estimado de óleo recuperável nesses reservatórios é de 400 a 500 milhões ~~de barris~~”, tendo em vista que não há a referida informação na Notificação de Descoberta protocolada na ANP nessa data;
- b) em **22.12.2009**, que finalizou a perfuração do poço OGX-2A, o “volume total de óleo recuperável [foi] estimado entre 1 e 2 bilhões ~~de barris~~”, sendo que o relatório final desse poço, enviado à ANP apenas em 19.04.2010, aparentemente, não continha essa informação;
- c) em **03.02.2010**, que finalizou um teste de formação no poço OGX-3, que indicou “um potencial produtivo de 3.000 barris por dia” e “volume total de óleo recuperável estimado entre 500 e 900 milhões ~~de barris~~”, sendo que, ao que parece, o relatório do citado teste foi concluído apenas em 22.02.2010;



- e) em 13.05.2010, que concluiu a perfuração do poço OGX-6 e, a partir da conclusão, “estima um volume total de óleo recuperável para a acumulação formada entre os prospectos Pipeline e Etna (OGX-2A e OGX-6) de 1,4 a 2,6 bilhões de barris”, sendo que, aparentemente, o relatório final do poço OGX-6 foi concluído apenas em 26.11.2010;
- f) ainda em 13.05.2010, que também concluiu a perfuração do poço OGX-8 e, a partir da conclusão, “para a potencial estrutura formada entre os prospectos Waimea e Fuji (OGX-3 e OGX-8), estimamos um volume total de óleo recuperável de 600 a 1.100 milhões de barris”, sendo que, aparentemente, o relatório final do poço OGX-8 foi concluído apenas em 30.11.2010;
- g) em 09.02.2011, que um “teste de formação em poço horizontal confirma vazão potencial de 40.000 barris por dia” no poço OGX-26, sendo que, ao que parece, o relatório gerencial desse teste não contém a citada informação; e
- h) em 15.07.2011, que um “teste de formação indica capacidade de produção em torno de 10.000 barris por dia” no poço OGX-39, sendo que, aparentemente, o relatório gerencial desse teste não contém a citada informação.

Por fim, cientificamos, para os devidos fins de direito, que o não atendimento (i) à solicitação inicial até 12.08.2013, ou (ii) às demais solicitações até 23.08.2013; sujeita a companhia à multa cominatória no valor de R\$ 1.000,00 (mil reais), nos termos do art. 9º, II, da Lei nº 6.385/76, e da Instrução CVM nº 452/07.

Atenciosamente,

MARCO ANTONIO PAPERÀ MONTEIRO
Gerente de Acompanhamento de Empresas 3

FERNANDO SOARES VIEIRA
Superintendente de Relações com Empresas



CVM Comissão de Valores Mobiliários
Protegendo quem investe no futuro do Brasil

OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-3/Nº 578/13

Rio de Janeiro, 10 de setembro de 2013

Ao Senhor,
MARCELO FABER TORRES
Ex-Diretor da
OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.
Av. Paulista, 2313, 7º andar – Bela Vista
01311-300 – São Paulo - SP

ASSUNTO: Solicitação de informações
OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.

Prezado Senhor,

Referimo-nos (i) a fatos relevantes divulgados pela OGX Petróleo e Gás Participações S.A. (“OGX” ou “Companhia”) no período de 09.11.2009 até 15.07.2011 e (ii) às dificuldades encontradas na exploração do *Complexo Pipeline*.

Inicialmente, cabe registrar que, em resposta a solicitações da Superintendência de Relações com Empresas, a Companhia sugeriu que V.Sa. fosse contatado para esclarecimentos quanto ao uso e interpretação de dados que embasaram a divulgação dos referidos fatos relevantes.

A respeito dos fatos relevantes divulgados em 09.11.2009 e 15.04.2011, referente aos relatórios elaborados pela consultoria DeGolyer & MacNaughton (“D&M”), **solicitamos**, à luz do art. 3º, §5º, da Instrução CVM nº 358/02, que sejam esclarecidas as razões pelas quais a Companhia:

- a) divulgou, em 09.11.2009, que o Relatório de Recursos Potenciais certificou os recursos potenciais riscados líquidos em 6,7 bilhões de *boe*, sendo que, aparentemente, (i) esse era o volume bruto de recursos potenciais riscados, e (ii) o volume líquido correspondia a, aproximadamente, 5,4 bilhões de *boe*;
- b) divulgou, em 09.11.2009, que o Relatório de Recursos Contingentes certificou os recursos contingentes líquidos em 212 milhões de *boe* na Bacia do Parnaíba, sendo que, aparentemente, esse relatório concluiu que os recursos contingentes da Bacia de Parnaíba não poderiam ser considerados reservas;
- c) não divulgou, em 09.11.2009, o cenário utilizado para a divulgação dos volumes estimados, conforme o item “g”), adiante;
- d) divulgou, em 15.04.2011, que o cenário “*high estimate*” correspondia “ao caso base da Companhia”, acerca dos recursos de delineação da Bacia de Campos, sem maiores esclarecimentos a respeito do assunto;
- e) não divulgou, em 15.04.2011, que os “recursos contingentes – 3C” da Bacia de Campos correspondia ao cenário “*high estimate*”, tampouco explicitou a razão pela utilização desse cenário;



- f) não divulgou em ambas as datas que, conforme os relatórios da D&M, as citadas estimativas de volumes correspondem, ao que parece, ao volume potencialmente recuperável de acumulações **ainda não descobertas** de futuros projetos de desenvolvimento, incluindo as incertezas inerentes às estimativas; e
- g) não divulgou, em ambas as datas, que todos os volumes estimados pela D&M foram calculados de acordo com os cenários “*mean*”, “*low*”, “*best*” ou “*high*”, acrescido da descrição de cada cenário.

No que tange a outros fatos relevantes divulgados pela Companhia, **solicitamos** que V.Sa. esclareça os motivos pelos quais a Companhia informou:

- a) em **16.11.2009**, que, em referência ao poço OGX-2A, “o volume estimado de óleo recuperável nesses reservatórios é de 400 a 500 milhões de barris”, tendo em vista que não há a referida informação na Notificação de Descoberta protocolada na ANP nessa data;
- b) em **22.12.2009**, que finalizou a perfuração do poço OGX-2A, o “volume total de óleo recuperável [foi] estimado entre 1 e 2 bilhões de barris”, sendo que o relatório final desse poço, enviado à ANP apenas em 19.04.2010, aparentemente, não continha essa informação;
- c) em **03.02.2010**, que finalizou um teste de formação no poço OGX-3, que indicou “um potencial produtivo de 3.000 barris por dia” e “volume total de óleo recuperável estimado entre 500 e 900 milhões de barris”, sendo que, ao que parece, o relatório do citado teste foi concluído apenas em 22.02.2010;
- d) em **13.05.2010**, que concluiu a perfuração do poço OGX-6 e, a partir da conclusão, “estima um volume total de óleo recuperável para a acumulação formada entre os prospectos Pipeline e Etna (OGX-2A e OGX-6) de 1,4 a 2,6 bilhões de barris”, sendo que, aparentemente, o relatório final do poço OGX-6 foi concluído apenas em 26.11.2010;
- e) ainda em **13.05.2010**, que também concluiu a perfuração do poço OGX-8 e, a partir da conclusão, “para a potencial estrutura formada entre os prospectos Waimea e Fuji (OGX-3 e OGX-8), estimamos um volume total de óleo recuperável de 600 a 1.100 milhões de barris”, sendo que, aparentemente, o relatório final do poço OGX-8 foi concluído apenas em 30.11.2010;
- f) em **09.02.2011**, que um “teste de formação em poço horizontal confirma vazão potencial de 40.000 barris por dia” no poço OGX-26, sendo que, ao que parece, o relatório gerencial desse teste não contém a citada informação; e
- g) em **15.07.2011**, que um “teste de formação indica capacidade de produção em torno de 10.000 barris por dia” no poço OGX-39, sendo que, aparentemente, o relatório gerencial desse teste não contém a citada informação.



CVM Comissão de Valores Mobiliários
Protegendo quem investe no futuro do Brasil

OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-3/Nº 578/13

Além disso, **solicitamos** informar (i) quais indícios a Companhia já encontrava em meados de 2012 para concluir preliminarmente que o *Complexo Pipeline* era economicamente inviável, (ii) em que data V.Sa. tomou conhecimento desses fatos, e (iii) quais as medidas que a Companhia adotou para tentar viabilizar economicamente o complexo e superar seus riscos tecnológicos.

As respostas a esses questionamentos deverão ser complementadas com quaisquer informações que auxiliem a compreensão (i) da forma com que foram realizadas as citadas divulgações e (ii) das dificuldades enfrentadas na exploração do *Complexo Pipeline*.

Cientificamos, para os devidos fins de direito, que o não atendimento a essas solicitações até **27.09.2013** sujeita V.Sa. a multa combinatória no valor de R\$ 1.000,00 (mil reais), nos termos do art. 9º, II, da Lei nº 6.385/76, e da Instrução CVM nº 452/07.

Atenciosamente,



MARCO ANTONIO PÁPERA MONTEIRO
Gerente de Acompanhamento de Empresas 3



FERNANDO SOARES VIEIRA
Superintendente de Relações com Empresas

Ao Senhor,
MARCELO FABER TORRES
Ex-Diretor da
OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.
Av. Paulista, 2313, 7º andar – Bela Vista
01311-300 – São Paulo - SP
OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-3/Nº 578/13

Widclay Silva De Azevedo
Matr.: 8.913.137-1
Carteiro





CVM Comissão de Valores Mobiliários
Protegendo quem investe no futuro do Brasil

OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-3/Nº 579/13

Rio de Janeiro, 10 de setembro de 2013

Ao Senhor,
PAULO RICARDO DA SILVA DOS SANTOS
Ex-Diretor da
OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.
Rua João Lira, 28, apto. 401 – Leblon
22430-210 – Rio de Janeiro - RJ

ASSUNTO: Solicitação de informações
OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.

Prezado Senhor,

Referimo-nos (i) a fatos relevantes divulgados pela OGX Petróleo e Gás Participações S.A. (“OGX” ou “Companhia”) no período de 09.11.2009 até 15.07.2011 e (ii) às dificuldades encontradas na exploração do *Complexo Pipeline*.

Inicialmente, cabe registrar que, em resposta a solicitações da Superintendência de Relações com Empresas, a Companhia sugeriu que V.Sa. fosse contatado para esclarecimentos quanto ao uso e interpretação de dados que embasaram a divulgação dos referidos fatos relevantes.

A respeito dos fatos relevantes divulgados em 09.11.2009 e 15.04.2011, referente aos relatórios elaborados pela consultoria DeGolyer & MacNaughton (“D&M”), solicitamos, à luz do art. 3º, §5º, da Instrução CVM nº 358/02, que sejam esclarecidas as razões pelas quais a Companhia:

- a) divulgou, em 09.11.2009, que o Relatório de Recursos Potenciais certificou os recursos potenciais riscados líquidos em 6,7 bilhões de *boe*, sendo que, aparentemente, (i) esse era o volume bruto de recursos potenciais riscados, e (ii) o volume líquido correspondia a, aproximadamente, 5,4 bilhões de *boe*;
- b) divulgou, em 09.11.2009 que o Relatório de Recursos Contingentes certificou os recursos contingentes líquidos em 212 milhões de *boe* na Bacia do Parnaíba, sendo que, aparentemente, esse relatório concluiu que os recursos contingentes da Bacia de Parnaíba não poderiam ser considerados reservas;
- c) não divulgou, em 09.11.2009, o cenário utilizado para a divulgação dos volumes estimados, conforme o item “g)”, adiante;
- d) divulgou, em 15.04.2011, que o cenário “*high estimate*” correspondia “ao caso base da Companhia”, acerca dos recursos de delineação da Bacia de Campos, sem maiores esclarecimentos a respeito do assunto;
- e) não divulgou, em 15.04.2011, que os “recursos contingentes – 3C” da Bacia de Campos correspondia ao cenário “*high estimate*”, tampouco explicitou a razão pela utilização desse cenário;



- f) não divulgou em ambas as datas que, conforme os relatórios da D&M, as citadas estimativas de volumes correspondem, ao que parece, ao volume potencialmente recuperável de acumulações ainda não descobertas de futuros projetos de desenvolvimento, incluindo as incertezas inerentes às estimativas; e
- g) não divulgou, em ambas as datas, que todos os volumes estimados pela D&M foram calculados de acordo com os cenários “mean”, “low”, “best” ou “high”, acrescido da descrição de cada cenário.

No que tange a outros fatos relevantes divulgados pela Companhia, solicitamos que V.Sa. esclareça os motivos pelos quais a Companhia informou:

- a) em 16.11.2009, que, em referência ao poço OGX-2A, “o volume estimado de óleo recuperável nesses reservatórios é de 400 a 500 milhões de barris”, tendo em vista que não há a referida informação na Notificação de Descoberta protocolada na ANP nessa data;
- b) em 22.12.2009, que finalizou a perfuração do poço OGX-2A, o “volume total de óleo recuperável [foi] estimado entre 1 e 2 bilhões de barris”, sendo que o relatório final desse poço, enviado à ANP apenas em 19.04.2010, aparentemente, não continha essa informação;
- c) em 03.02.2010, que finalizou um teste de formação no poço OGX-3, que indicou “um potencial produtivo de 3.000 barris por dia” e “volume total de óleo recuperável estimado entre 500 e 900 milhões de barris”, sendo que, ao que parece, o relatório do citado teste foi concluído apenas em 22.02.2010;
- d) em 13.05.2010, que concluiu a perfuração do poço OGX-6 e, a partir da conclusão, “estima um volume total de óleo recuperável para a acumulação formada entre os prospectos Pipeline e Etna (OGX-2A e OGX-6) de 1,4 a 2,6 bilhões de barris”, sendo que, aparentemente, o relatório final do poço OGX-6 foi concluído apenas em 26.11.2010;
- e) ainda em 13.05.2010, que também concluiu a perfuração do poço OGX-8 e, a partir da conclusão, “para a potencial estrutura formada entre os prospectos Waimea e Fuji (OGX-3 e OGX-8), estimamos um volume total de óleo recuperável de 600 a 1.100 milhões de barris”, sendo que, aparentemente, o relatório final do poço OGX-8 foi concluído apenas em 30.11.2010;
- f) em 09.02.2011, que um “teste de formação em poço horizontal confirma vazão potencial de 40.000 barris por dia” no poço OGX-26, sendo que, ao que parece, o relatório gerencial desse teste não contém a citada informação; e
- g) em 15.07.2011, que um “teste de formação indica capacidade de produção em torno de 10.000 barris por dia” no poço OGX-39, sendo que, aparentemente, o relatório gerencial desse teste não contém a citada informação.



CVM Comissão de Valores Mobiliários
Protegendo quem investe no futuro do Brasil

OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-3/Nº 579/13

Além disso, solicitamos informar (i) quais indícios a Companhia já encontrava em meados de 2012 para concluir preliminarmente que o Complexo Pipeline era economicamente inviável, (ii) em que data V.Sa. tomou conhecimento desses fatos, e (iii) quais as medidas que a Companhia adotou para tentar viabilizar economicamente o complexo e superar seus riscos tecnológicos.

As respostas a esses questionamentos deverão ser complementadas com quaisquer informações que auxiliem a compreensão (i) da forma com que foram realizadas as citadas divulgações e (ii) das dificuldades enfrentadas na exploração do Complexo Pipeline.

Cientificamos, para os devidos fins de direito, que o não atendimento a essas solicitações até 27.09.2013 sujeita V.Sa. a multa combinatória no valor de R\$ 1.000,00 (mil reais), nos termos do art. 9º, II, da Lei nº 6.385/76, e da Instrução CVM nº 452/07.

Atenciosamente,

MARCO ANTONIO PAPERÀ MONTEIRO
Gerente de Acompanhamento de Empresas 3

FERNANDO SOARES VIEIRA
Superintendente de Relações com Empresas

Ao Senhor,
PAULO RICARDO DA SILVA DOS SANTOS
Ex-Diretor da
OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.
Rua João Lira, 28, apto. 401 – Leblon
22430-210 – Rio de Janeiro - RJ
OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-3/Nº 579/13

JOSE C. C. DE MELLO
MAT. 8954441-2



OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-3/Nº 580/13

Rio de Janeiro, 10 de setembro de 2013

Ao Senhor,
EDMUNDO JULIO JUNG MARQUES
Ex-Gerente da
OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.
Rua Colbert Coelho, 220 – Barra da Tijuca
22793-313 – Rio de Janeiro - RJ

ASSUNTO: Solicitação de informações
OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.

Prezado Senhor,

Referimo-nos (i) a fatos relevantes divulgados pela OGX Petróleo e Gás Participações S.A. (“OGX” ou “Companhia”) no período de 09.11.2009 até 15.07.2011 e (ii) às dificuldades encontradas na exploração do *Complexo Pipeline*.

Inicialmente, cabe registrar que, em resposta a solicitações da Superintendência de Relações com Empresas, a Companhia sugeriu que V.Sa. fosse contatado para esclarecimentos quanto ao uso e interpretação de dados que embasaram a divulgação dos referidos fatos relevantes.

A respeito dos fatos relevantes divulgados em 09.11.2009 e 15.04.2011, referente aos relatórios elaborados pela consultoria DeGolyer & MacNaughton (“D&M”), solicitamos, à luz do art. 3º, §5º, da Instrução CVM nº 358/02, que sejam esclarecidas as razões pelas quais a Companhia:

- a) divulgou, em 09.11.2009, que o Relatório de Recursos Potenciais certificou os recursos potenciais riscados líquidos em 6,7 bilhões de *boe*, sendo que, aparentemente, (i) esse era o volume bruto de recursos potenciais riscados, e (ii) o volume líquido correspondia a, aproximadamente, 5,4 bilhões de *boe*;
- b) divulgou, em 09.11.2009, que o Relatório de Recursos Contingentes certificou os recursos contingentes líquidos em 212 milhões de *boe* na Bacia do Parnaíba, sendo que, aparentemente, esse relatório concluiu que os recursos contingentes da Bacia de Parnaíba não poderiam ser considerados reservas;
- c) não divulgou, em 09.11.2009, o cenário utilizado para a divulgação dos volumes estimados, conforme o item “g”), adiante;
- d) divulgou, em 15.04.2011, que o cenário “*high estimate*” correspondia “ao caso base da Companhia”, acerca dos recursos de delineação da Bacia de Campos, sem maiores esclarecimentos a respeito do assunto;
- e) não divulgou, em 15.04.2011, que os “recursos contingentes – 3C” da Bacia de Campos correspondia ao cenário “*high estimate*”, tampouco explicitou a razão pela utilização desse cenário;



- f) não divulgou em ambas as datas que, conforme os relatórios da D&M, as citadas estimativas de volumes correspondem, ao que parece, ao volume potencialmente recuperável de acumulações **ainda não descobertas** de futuros projetos de desenvolvimento, incluindo as incertezas inerentes às estimativas; e
- g) não divulgou, em ambas as datas, que todos os volumes estimados pela D&M foram calculados de acordo com os cenários “*mean*”, “*low*”, “*best*” ou “*high*”, acrescido da descrição de cada cenário.

No que tange a outros fatos relevantes divulgados pela Companhia, solicitamos que V.Sa. esclareça os motivos pelos quais a Companhia informou:

- a) em 16.11.2009, que, em referência ao poço OGX-2A, “o volume estimado de óleo recuperável nesses reservatórios é de 400 a 500 milhões de barris”, tendo em vista que não há a referida informação na Notificação de Descoberta protocolada na ANP nessa data;
- b) em 22.12.2009, que finalizou a perfuração do poço OGX-2A, o “volume total de óleo recuperável [foi] estimado entre 1 e 2 bilhões de barris”, sendo que o relatório final desse poço, enviado à ANP apenas em 19.04.2010, aparentemente, não continha essa informação;
- c) em 03.02.2010, que finalizou um teste de formação no poço OGX-3, que indicou “um potencial produtivo de 3.000 barris por dia” e “volume total de óleo recuperável estimado entre 500 e 900 milhões de barris”, sendo que, ao que parece, o relatório do citado teste foi concluído apenas em 22.02.2010;
- d) em 13.05.2010, que concluiu a perfuração do poço OGX-6 e, a partir da conclusão, “estima um volume total de óleo recuperável para a acumulação formada entre os prospectos Pipeline e Etna (OGX-2A e OGX-6) de 1,4 a 2,6 bilhões de barris”, sendo que, aparentemente, o relatório final do poço OGX-6 foi concluído apenas em 26.11.2010;
- e) ainda em 13.05.2010, que também concluiu a perfuração do poço OGX-8 e, a partir da conclusão, “para a potencial estrutura formada entre os prospectos Waimea e Fuji (OGX-3 e OGX-8), estimamos um volume total de óleo recuperável de 600 a 1.100 milhões de barris”, sendo que, aparentemente, o relatório final do poço OGX-8 foi concluído apenas em 30.11.2010;
- f) em 09.02.2011, que um “teste de formação em poço horizontal confirma vazão potencial de 40.000 barris por dia” no poço OGX-26, sendo que, ao que parece, o relatório gerencial desse teste não contém a citada informação; e
- g) em 15.07.2011, que um “teste de formação indica capacidade de produção em torno de 10.000 barris por dia” no poço OGX-39, sendo que, aparentemente, o relatório gerencial desse teste não contém a citada informação.



CVM Comissão de Valores Mobiliários
Protegendo quem investe no futuro do Brasil

OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-3/Nº 580/13

Além disso, **solicitamos** informar (i) quais indícios a Companhia já encontrava em meados de 2012 para concluir preliminarmente que o *Complexo Pipeline* era economicamente inviável, (ii) em que data V.Sa. tomou conhecimento desses fatos, e (iii) quais as medidas que a Companhia adotou para tentar viabilizar economicamente o complexo e superar seus riscos tecnológicos.

As respostas a esses questionamentos deverão ser complementadas com quaisquer informações que auxiliem a compreensão (i) da forma com que foram realizadas as citadas divulgações e (ii) das dificuldades enfrentadas na exploração do *Complexo Pipeline*.

Cientificamos, para os devidos fins de direito, que o não atendimento a essas solicitações até **27.09.2013** sujeita V.Sa. a multa cominatória no valor de R\$ 1.000,00 (mil reais), nos termos do art. 9º, II, da Lei nº 6.385/76, e da Instrução CVM nº 452/07.

Atenciosamente,

MARCO ANTONIO PAPERÀ MONTEIRO
Gerente de Acompanhamento de Empresas 3

FERNANDO SOARES VIEIRA
Superintendente de Relações com Empresas

Ao Senhor,
EDMUNDO JULIO JUNG MARQUES
Ex-Gerente da
OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.
Rua Colbert Coelho, 220 – Barra da Tijuca
22793-313 – Rio de Janeiro - RJ
OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-3/Nº 580/13

CRÉDITO-78-7
8861300





CVM Comissão de Valores Mobiliários
Protegendo quem investe no futuro do Brasil

OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-3/Nº 581/13

Rio de Janeiro, 10 de setembro de 2013

Ao Senhor,
ROBERTO DE TOLEDO
Ex-Gerente da
OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.
Av. Alexandre Ferreira, 86, apto. 501 – Lagoa
22470-220 – Rio de Janeiro - RJ

ASSUNTO: Solicitação de informações
OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.

Prezado Senhor,

Referimo-nos (i) a fatos relevantes divulgados pela OGX Petróleo e Gás Participações S.A. (“OGX” ou “Companhia”) no período de 09.11.2009 até 15.07.2011 e (ii) às dificuldades encontradas na exploração do *Complexo Pipeline*.

Inicialmente, cabe registrar que, em resposta a solicitações da Superintendência de Relações com Empresas, a Companhia sugeriu que V.Sa. fosse contatado para esclarecimentos quanto ao uso e interpretação de dados que embasaram a divulgação dos referidos fatos relevantes.

A respeito dos fatos relevantes divulgados em 09.11.2009 e 15.04.2011, referente aos relatórios elaborados pela consultoria DeGolyer & MacNaughton (“D&M”), solicitamos, à luz do art. 3º, §5º, da Instrução CVM nº 358/02, que sejam esclarecidas as razões pelas quais a Companhia:

- a) divulgou, em 09.11.2009, que o Relatório de Recursos Potenciais certificou os recursos potenciais riscados líquidos em 6,7 bilhões de *boe*, sendo que, aparentemente, (i) esse era o volume bruto de recursos potenciais riscados, e (ii) o volume líquido correspondia a, aproximadamente, 5,4 bilhões de *boe*;
- b) divulgou, em 09.11.2009, que o Relatório de Recursos Contingentes certificou os recursos contingentes líquidos em 212 milhões de *boe* na Bacia do Parnaíba, sendo que, aparentemente, esse relatório concluiu que os recursos contingentes da Bacia de Parnaíba não poderiam ser considerados reservas;
- c) não divulgou, em 09.11.2009, o cenário utilizado para a divulgação dos volumes estimados, conforme o item “g”, adiante;
- d) divulgou, em 15.04.2011, que o cenário “*high estimate*” correspondia “ao caso base da Companhia”, acerca dos recursos de delineação da Bacia de Campos, sem maiores esclarecimentos a respeito do assunto;
- e) não divulgou, em 15.04.2011, que os “recursos contingentes – 3C” da Bacia de Campos correspondia ao cenário “*high estimate*”, tampouco explicitou a razão pela utilização desse cenário;



- f) não divulgou em ambas as datas que, conforme os relatórios da D&M, as citadas estimativas de volumes correspondem, ao que parece, ao volume potencialmente recuperável de acumulações **ainda não descobertas** de futuros projetos de desenvolvimento, incluindo as incertezas inerentes às estimativas; e
- g) não divulgou, em ambas as datas, que todos os volumes estimados pela D&M foram calculados de acordo com os cenários “*mean*”, “*low*”, “*best*” ou “*high*”, acrescido da descrição de cada cenário.

No que tange a outros fatos relevantes divulgados pela Companhia, solicitamos que V.Sa. esclareça os motivos pelos quais a Companhia informou:

- a) em **16.11.2009**, que, em referência ao poço OGX-2A, “o volume estimado de óleo recuperável nesses reservatórios é de 400 a 500 milhões de barris”, tendo em vista que não há a referida informação na Notificação de Descoberta protocolada na ANP nessa data;
- b) em **22.12.2009**, que finalizou a perfuração do poço OGX-2A, o “volume total de óleo recuperável [foi] estimado entre 1 e 2 bilhões de barris”, sendo que o relatório final desse poço, enviado à ANP apenas em 19.04.2010, aparentemente, não continha essa informação;
- c) em **03.02.2010**, que finalizou um teste de formação no poço OGX-3, que indicou “um potencial produtivo de 3.000 barris por dia” e “volume total de óleo recuperável estimado entre 500 e 900 milhões de barris”, sendo que, ao que parece, o relatório do citado teste foi concluído apenas em 22.02.2010;
- d) em **13.05.2010**, que concluiu a perfuração do poço OGX-6 e, a partir da conclusão, “estima um volume total de óleo recuperável para a acumulação formada entre os prospectos Pipeline e Etna (OGX-2A e OGX-6) de 1,4 a 2,6 bilhões de barris”, sendo que, aparentemente, o relatório final do poço OGX-6 foi concluído apenas em 26.11.2010;
- e) ainda em **13.05.2010**, que também concluiu a perfuração do poço OGX-8 e, a partir da conclusão, “para a potencial estrutura formada entre os prospectos Waimea e Fuji (OGX-3 e OGX-8), estimamos um volume total de óleo recuperável de 600 a 1.100 milhões de barris”, sendo que, aparentemente, o relatório final do poço OGX-8 foi concluído apenas em 30.11.2010;
- f) em **09.02.2011**, que um “teste de formação em poço horizontal confirma vazão potencial de 40.000 barris por dia” no poço OGX-26, sendo que, ao que parece, o relatório gerencial desse teste não contém a citada informação; e
- g) em **15.07.2011**, que um “teste de formação indica capacidade de produção em torno de 10.000 barris por dia” no poço OGX-39, sendo que, aparentemente, o relatório gerencial desse teste não contém a citada informação.



CVM Comissão de Valores Mobiliários
Protegendo quem investe no futuro do Brasil

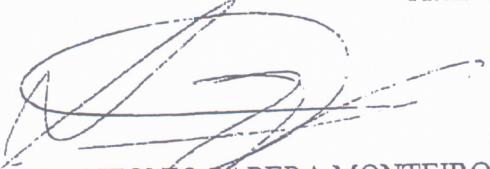
OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-3/Nº 581/13

Além disso, **solicitamos** informar (i) quais indícios a Companhia já encontrava em meados de 2012 para concluir preliminarmente que o *Complexo Pipeline* era economicamente inviável, (ii) em que data V.Sa. tomou conhecimento desses fatos, e (iii) quais as medidas que a Companhia adotou para tentar viabilizar economicamente o complexo e superar seus riscos tecnológicos.

As respostas a esses questionamentos deverão ser complementadas com quaisquer informações que auxiliem a compreensão (i) da forma com que foram realizadas as citadas divulgações e (ii) das dificuldades enfrentadas na exploração do *Complexo Pipeline*.

Cientificamos, para os devidos fins de direito, que o não atendimento a essas solicitações até **27.09.2013** sujeita V.Sa. a multa cominatória no valor de R\$ 1.000,00 (mil reais), nos termos do art. 9º, II, da Lei nº 6.385/76, e da Instrução CVM nº 452/07.

Atenciosamente,


MARCO ANTONIO PAPERÀ MONTEIRO
Gerente de Acompanhamento de Empresas 3


FERNANDO SOARES VIEIRA
Superintendente de Relações com Empresas

Ao Senhor,
ROBERTO DE TOLEDO
Ex-Gerente da
OGX PETRÓLEO E GÁS PARTICIPAÇÕES S.A.
Av. Alexandre Ferreira, 86, apto. 501 – Lagoa
22470-220 – Rio de Janeiro - RJ
OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-3/Nº 581/13

Ronato das Gracas 12.09.2013
OZIEL
8.952.247-8
CDD JD. BOTÂNICO



Memorando n.º 175/SEP

Em 18 de julho de 2013.

Ao: **Dr. Tiago do Monte Macedo – Procurador-Geral**

Assunto: **Respostas aos quesitos da SEP da CVM.**

Prezado Tiago,

conforme solicitação seguem as respostas aos questionamentos propostos pela CVM.

A - EXPLORAÇÃO

1 - Quais documentos o concessionário precisa enviar à ANP para declarar (i) indícios de hidrocarbonetos em poços, e (ii) a comercialidade de um campo exploratório?

Respostas.

(i) Para as ocorrências de indícios de hidrocarbonetos (HC) em poços o único documento existente é a Notificação de Descoberta.

A comercialidade de um campo exige que seja encaminhada à ANP uma Declaração de Comercialidade (DC).

A forma e o conteúdo desses documentos estão definidos em Resoluções e no Catálogo de E&P, disponíveis na página da ANP na internet.

A Notificação de Descoberta deve ser vista como uma indicação de ocorrência de HC e é devida sempre que ocorram duas situações dentre as a seguir relacionadas:

1º indícios em rocha (amostra de calha, amostra lateral ou testemunho) sendo fluorescência e contém ou indícios ao detector de gas;



(Continuação do memorando ANP N° 175/2013/SEP de 18/07/2013 – pag.: 02/07).

2º zonas de interesse por perfis LWD (logging while drilling) ou por perfis a cabo;

3º ameaça de kick, óleo na peneira, óleo ou gás em superfície;

-1º testes de formação (por tubulação ou a cabo)

(ii) A DC é devida assim que o operador decida pela comercialidade de um campo sendo a mesma de livre arbitrio do concessionário, é uma declaração unilateral garantida pelo Contrato de Concessão.

Faz parte da DC, conforme definido na Resolução 31/2011:

A Declaração de Comercialidade deverá conter o mapa apresentando os limites da área a ser declarada comercial, ou seja, da Área de Desenvolvimento, e deverá ser definido em função dos limites das jazidas efetivamente avaliadas, segundo os critérios definidos neste Regulamento e observando as disposições do Contrato de Concessão.

Os vértices da área de desenvolvimento devem ser definidos por coordenadas geográficas referenciadas ao datum adotado na norma oficial pertinente.

Deve ser fornecido um mapa com identificação do limite da(s) jazida(s) e limite do polígono que define a área de desenvolvimento.

O nome de campo e a sigla que o identifica devem ser propostos de acordo com a Portaria ANP nº 90/2000.

Para efeito de delimitação da área de desenvolvimento serão consideradas efetivamente avaliadas as jazidas que se enquadram em alguma das situações enumeradas a seguir:

a) A área de desenvolvimento será formada de porções do(s) reservatório(s) perfurado(s) cujos fluidos presentes sejam conhecidos a partir dos dados de rocha, perfis ou testes, e cujo potencial para produção comercial tenha sido constatado;

b) A área de desenvolvimento incluirá porções do(s) reservatório(s) não perfurado(s) que sejam lateralmente contíguas áquelas enquadradas na situação anterior, e porções entre poços, desde que possam ser consideradas comercialmente produtoras com elevado grau de certeza com base nos dados geológicos, geofísicos e de teste, e a critério da ANP, compreendendo:

• "amarração" ao dado sísmico a partir de sismogramas sintéticos, VSP, check-shot ou outros métodos ou;

• dados de impedância, coerência, AVO ou outros dados levantados.

c) Áreas de pequeno porte (upsides) que, a depender dos seus volumes estimados e das condições geológicas constatadas, poderão, a critério da ANP, ser incorporadas às áreas declaradas comerciais que comporão o campo.



(Continuação do memorando ANP Nº 175/2013/SEP de 18/07/2013 - pág.: 03/07).

As áreas consideradas para delimitação da área de desenvolvimento deverão estar devidamente mapeadas e seus volumes in situ e reservas de hidrocarbonetos estimados em P-10, P-50 e P-90.

2 - Quais os motivos para o concessionário declarar mais de um indício de hidrocarboneto, em datas diferentes, no mesmo poço?

Resposta.

Como visto acima a declaração de indícios é devida via ND e tem suas regras estabelecidas.

Ha duas razões básicas para um concessionário declarar mais de um indício de HC, em diferentes datas, no mesmo poço:

Primeira razão. A perfuração de um poço pode redundar desde nenhuma ND até várias, e significam as oportunidades em que ocorrem duas das condições estabelecidas para a apresentação de uma ND. É comum que vários intervalos de um poço atendam a essas condições redundando em várias ND (exemplo, em um mesmo poço: dois intervalos de arenitos do Eoceno, três intervalos em arenitos do Cretáceo, um intervalo em Carbonatos do Albiano, dois intervalos no pré-sal, um no SAG e um nas Coquinas).

Segunda razão. Como o operador tem 72 horas de prazo máximo para a apresentação de um ND e comum que com mais tempo e refinamento dos dados obtidos, como, por exemplo, uma perfilagem a cabo, acabe ocorrendo a apresentação de uma segunda ND para um mesmo intervalo, agora, revista em função de mais informações obtidas.

Uma perfilagem a cabo ou um teste de formação consomem vários dias ultrapassando às 72 horas definidas como prazo para a ND.

3 - No documento de presença de indício de hidrocarbonetos é possível haver estimativa de reservas, dada a exploração de um poço apenas? Essas estimativas podem ser feitas durante a perfuração ou é mais seguro após o final da perfuração do poço?

Resposta.

(i) Com o documento de presença de indício de hidrocarbonetos (ND) é impossível haver estimativa de reservas.

A segurança da estimativa é mais segura após a conclusão do poço e sua avaliação.

As estimativas dependem de outros fatores como a área de ocorrência, a espessura da ocorrência, a porosidade do reservatório, a saturação de HC no reservatório entre outras.

As estimativas de volumes de petróleo e ou gás (VOIP e VGIP) referem-se sempre a volumes in-place e nunca em reserva.

(ii) Existem várias estimativas informadas à ANP:



(Continuação do memorando ANP N° 175/2013/SEP de 18/07/2013 – pág.: 04/07).

1 - ao apresentar o prospecto de um poço o operador anexa a primeira estimativa de VOIP/ VGIP com base nas expectativas de área de ocorrência da estrutura, na espessura de reservatório e de uma estima preliminar dos demais parâmetros. Essa estimativa mais a avaliação econômica permitem ao concessionário decidir pela perfuração do poço.

2 - perfurado o poço os dados são aprimorados em função de espessura e saturação de HC, agora conhecidos em valores reais. Tem-se novo VOIP/ VGIP;

3 - para definir a área (extensão de jazida) é executado um Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) onde o operador estende o conhecimento em um ponto do reservatório, o poço, para um estudo em área com a perfuração de mais poços, refinamento da interpretação sismica, eventual aquisição nova sismica etc. Concluido o PAD o concessionário passa a ter uma melhoria nas informações conhecendo a extensão da jazida em área. Nesse momento consegue-se um VOIP/VGIP real. Com base nos testes de formação executados como programa de PAD vários outros dados são conhecidos, as propriedades do fluido a ser produzido. Neste momento é possível anexar aos cálculos às propriedades dos fluidos, chegar a um fator de recuperação previsto para o campo e, só então falar em reserva recuperável.

Como o próprio vernáculo define há uma avaliação que evolui com os conhecimentos disponíveis. Cada estimativa tem vida própria e, vencido o seu prazo outra lhe substitui, até a situação mais refinada possível, quando ocorre a DC

Definitivamente é impossível apenas com base em documento de presença de indício de hidrocarbonetos (ND) haver estimativa de reservas. Nesta fase dispõe-se apenas da estimativa de volumes in place (VOIP/VGIP) prevista no prospecto.

Durante a perfuração, de acordo com a qualidade da descoberta, um VOIP/VGIP pode ser aprimorado com informações de espessura e saturação de HC nos intervalos de descoberta.

4 - O que significa e o que se conclui de um teste de formação a poço revestido?

Resposta.

Teste de formação em poço revestido (TFR) significa que após revestir o poço com tubulação de aço, um TFR pode ser conduzido com a máxima segurança operacional e condições para a obtenção de apreciável volume de dados sobre o reservatório e sobre os fluidos nele contidos.

Um TFR pode ser considerado como uma completação provisória do poço o que significa conhecer qual seria o comportamento desse poço caso o mesmo fosse colocado em produção.

Para a execução de um TFR, São descidos no poço equipamentos com a capacidade de:

- (i) Correlacionar através de raios gama o posicionamento da ferramenta de teste em relação ao intervalo a testar, conseguindo um perfeito posicionamento;



(Continuação do memorando ANP Nº 175/2013/SEP de 18/07/2013 – pág.: 05/07).

- (ii) Canhonear o intervalo desejado, a saber, perfurar o revestimento de aço para colocar o reservatório em contato com a lama do poço;
- (iii) Utilizando obturadores de borracha (packers) isolar o peso da coluna de lama acima do intervalo a ser testado;
- (iv) Todo este equipamento é descido por uma coluna de tubos (coluna de teste) que desce vazia e quando os obturadores são assentados permite que o reservatório em teste no intervalo canhoneado possa fluir para dentro da coluna de teste fazendo com que os fluidos cheguem à superfície;
- (v) Os equipamentos permitem abrir ou fechar a coluna de teste. Quando aberto tem-se o registro de pressão de fluxo, com o poço em produção, e, quando fechado, o registro da pressão estática, sem fluxo, a saber, a pressão do reservatório;
- (vi) Existe ainda um registrador de fundo, descido acoplado à coluna de teste, que registra as pressões em equipamento especial;
- (vii) Toda a operação e o registro de pressões do TFR podem ser monitorados da superfície.

A interpretação de um TFR permite avaliar as condições de produção do reservatório (produtividade) bem como outros parâmetros, a saber, permeabilidade, transmissibilidade, dano gerado na formação, a presença de barreiras próximas ao poço (falhas, discordâncias, pinch out), razão gás/óleo, propriedades dos fluidos produzidos (viscosidade de petróleo em °API, salinidade de água etc além de informações passíveis de serem determinadas com análises laboratoriais do petróleo e do gás).

5 - O que são as seções aptiana, cocênica, albiana, barremiana, etc? A altura da coluna e o net pay refere-se a cada uma dessas seções do poço ou ao poço todo?

Resposta.

A coluna de rochas que se acumulam numa bacia sedimentar pode ser identificada por diferentes métodos segundo o que é definido como coluna estratigráfica. Os mais comuns são os modelos de tempo deposicional, geocronológicos (período, época e idade) e de rocha, litoestratigráficos (grupo, formação e membro).

As seções: aptiana, cocênica, albiana, barremiana, etc correspondem a pacotes de rochas classificadas conforme sua cronologia de deposição. Tem-se idade Aptiana, Albiana ou Barremiana ou, rochas de época Eocênica.

Na classificação por rocha (litoestratigráfica) tem-se Grupo Apodi, Formação Açu, Membro Redonda. (vide coluna estratigráfica da Bacia Potiguar, anexa.)

A altura (espessura) da coluna e o net pay referem-se a cada uma dessas seções (subdivisões) que ocorram no poço, nunca ao poço todo.



(Continuação do memorando ANP N° 175/2013/SEP de 18/07/2013 -- pág.: 06/07).

6 - Em que momento o concessionário deve enviar o PAD (Plano de Avaliação de Descoberta)?

Resposta.

O operador pode enviar o PAD a qualquer momento incluído no prazo previsto para a Fase de Exploração, Primeiro ou Segundo Períodos Exploratórios.

Cabe ao operador decidir pela apresentação de um PAD. Este é sempre discutido em reuniões técnicas com a Superintendência de Exploração e, após, submetidos via protocolo. Os PADs têm duração própria, devem obedecer a um cronograma de atividades, a um programa de investimentos e não exigem garantia financeira. Os PADs podem ser revistos em comum acordo com a ANP.

Os PADs são submetidos ao seguinte processo administrativo: avaliação técnica, avaliação jurídica e aprovação pela Diretoria Colegiada.

7 - Os documentos citados que foram protocolados na ANP são públicos? Se não, qual seria o procedimento necessário para que fossem encaminhados à SEP?

Resposta.

Os documentos encaminhados à ANP devem ser sempre protocolizados e têm um acompanhamento interno dentro da ANP através do programa SID.

Quanto a serem públicos depende de seu conteúdo segundo avaliação da Agência.

O relacionamento da SEP com os Operadores se dá via Internet pelo sistema i-SIGEP quando os operadores enviam os dados em forma digital e posteriormente em forma física. Quando não há previsão de envio via Internet ocorre somente em forma física.

Todo o relacionamento da SEP com os operadores se dá através das instruções do Catálogo de E&P e de reuniões técnicas.

Os processos administrativos são públicos a menos do conteúdo considerado confidencial.

8 - Após declarar a comercialidade de um campo, ele automaticamente encaixa-se como Desenvolvimento e Produção? Se não, quando?

Resposta.

O Contrato de Concessão compõe-se de duas etapas: a de Exploração e a de Desenvolvimento e Produção.



(Continuação do memorando ANP Nº 175/2013/SEP de 18/07/2013 – pág.: 07/07).

Assim que ocorre a DC de um campo o mesmo passa a fazer parte da etapa de Desenvolvimento e Produção e é gerenciado pela Superintendência de Produção (SDP)

B - DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO

1 - Em que momento o concessionário deve enviar o PD (Plano de Desenvolvimento)?

Resposta.

Em um prazo de até 180 dias após a DC.

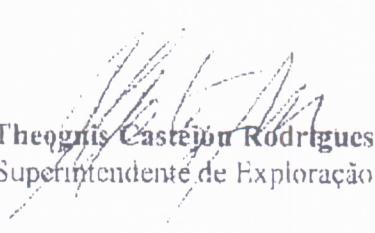
2 - Quais as razões para apenas o Campo Tubarão Martelo ter o sumário executivo (i) disponível no site da ANP, e (ii) aprovado pela Diretoria da ANP; sendo que o único campo produtor da OGX, na Bacia de Campos, atualmente, é o Tubarão Azul?

Resposta.

(i) O sumário executivo do PD somente é publicado no site quando da aprovação do PD pela Diretoria Colegiada.

(ii) O PD do Campo de Tubarão Azul não se encontra aprovado.

Atenciosamente,


Theognis Castejón Rodrigues
Superintendente de Exploração

PETROBRAS			BACIA POTIGUAR										OTAVIANO DA CRUZ FEGGIA NETO VIEIRA		
MA	GEOCRONOLOGIA			AMBIENTE DEPOSICIONAL	DISCORDÂNCIAS	LITOESTRATIGRAFIA			ESPESSURA MAIORA M	ESPESSURA SEGMENTO M					
	PERÍODO	ÉPOCA	IDADE			GRUPO	FORMAÇÃO	MEMBRO							
	PLEISTOCENO														
	PLIOCENO														
	NEO														
	CRETÁCEO			PALEOGENO			NEOGENO								
	(GAIICO)			PALEOGENO			NEOGENO								
	INQUÍSTICO (Q)			NEO			PALEOGENO								
	(SILHONIANO)			PALEOGENO			PALEOGENO								
	CAMBRIANO			PALEOGENO			PALEOGENO								
	SANTORIANO			PALEOGENO			PALEOGENO								
	CONODIANO			PALEOGENO			PALEOGENO								
	TURONIANO			PALEOGENO			PALEOGENO								
	CENOMANIANO			PALEOGENO			PALEOGENO								
	ALBIANO			PALEOGENO			PALEOGENO								
	FLUVIAL-LACUSTRE			PALEOGENO			PALEOGENO								
	CONTINENTAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	MARINHO TRANSGRESSIVO			PALEOGENO			PALEOGENO								
	FLUVIAL-DELTAICO			PALEOGENO			PALEOGENO								
	PLATAFORMA			PALEOGENO			PALEOGENO								
	FLUVIAL-PLATAFORMA TALUDA			PALEOGENO			PALEOGENO								
	TALUDA			PALEOGENO			PALEOGENO								
	Bacia			PALEOGENO			PALEOGENO								
	CONTINENTAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	FLUVIAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	LACUSTRE			PALEOGENO			PALEOGENO								
	TALUDA			PALEOGENO			PALEOGENO								
	Bacia			PALEOGENO			PALEOGENO								
	CONTINENTAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	FLUVIAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	LACUSTRE			PALEOGENO			PALEOGENO								
	TALUDA			PALEOGENO			PALEOGENO								
	Bacia			PALEOGENO			PALEOGENO								
	CONTINENTAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	FLUVIAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	LACUSTRE			PALEOGENO			PALEOGENO								
	TALUDA			PALEOGENO			PALEOGENO								
	Bacia			PALEOGENO			PALEOGENO								
	CONTINENTAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	FLUVIAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	LACUSTRE			PALEOGENO			PALEOGENO								
	TALUDA			PALEOGENO			PALEOGENO								
	Bacia			PALEOGENO			PALEOGENO								
	CONTINENTAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	FLUVIAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	LACUSTRE			PALEOGENO			PALEOGENO								
	TALUDA			PALEOGENO			PALEOGENO								
	Bacia			PALEOGENO			PALEOGENO								
	CONTINENTAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	FLUVIAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	LACUSTRE			PALEOGENO			PALEOGENO								
	TALUDA			PALEOGENO			PALEOGENO								
	Bacia			PALEOGENO			PALEOGENO								
	CONTINENTAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	FLUVIAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	LACUSTRE			PALEOGENO			PALEOGENO								
	TALUDA			PALEOGENO			PALEOGENO								
	Bacia			PALEOGENO			PALEOGENO								
	CONTINENTAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	FLUVIAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	LACUSTRE			PALEOGENO			PALEOGENO								
	TALUDA			PALEOGENO			PALEOGENO								
	Bacia			PALEOGENO			PALEOGENO								
	CONTINENTAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	FLUVIAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	LACUSTRE			PALEOGENO			PALEOGENO								
	TALUDA			PALEOGENO			PALEOGENO								
	Bacia			PALEOGENO			PALEOGENO								
	CONTINENTAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	FLUVIAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	LACUSTRE			PALEOGENO			PALEOGENO								
	TALUDA			PALEOGENO			PALEOGENO								
	Bacia			PALEOGENO			PALEOGENO								
	CONTINENTAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	FLUVIAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
	LACUSTRE			PALEOGENO			PALEOGENO								
	TALUDA			PALEOGENO			PALEOGENO								
	Bacia			PALEOGENO			PALEOGENO								
	CONTINENTAL			PALEOGENO			PALEOGENO								
</td															