

XII Congreso Latinoamericano de Perforación

Proyectos Diferenciados para Perforación de Pozos em Lâminas de Água Ultra Profundas

**João Carlos da Luz
Antônio César de Santis
Ademar Takashi Sato,
Marcos Martins Ceciliano
Irineu Virgílio Tomasi**

Petrobras , Brasil

Projetos Diferenciados para Perfuração de Poços em Lâminas de Água Ultra Profundas

**João Carlos da Luz
Antônio César de Santis
Ademar Takashi Sato,
Marcos Martins Ceciliano
Irineu Virgílio Tomasi**

RESUMO

Com o objetivo de otimizar custos, diminuir tempo de perfuração e maximizar informações, é apresentado um projeto diferenciado de perfuração e aquisição de dados geológicos de poços para lâminas d'água profundas e ultra profundas, baseado em algumas medidas particulares tomadas e premissas adotadas.

**Poços perfurados em, no máximo, 3 fases.
Configuração de revestimento mais simples possível.
Concentração de todos os objetivos numa só fase.
LWD na fase onde não há retorno de amostras.
Coleta de amostra apenas na fase dos reservatórios.
Diâmetros de perfuração adequados para obter melhores taxas de perfuração.
Aprofundamento máximo da fase sem riser para obter melhor teste de absorção.
Fluidos de perfuração com características adequadas para atravessar zonas com rochas frágeis. Sentido de urgência.**

Até a confecção deste trabalho este tipo de projeto foi utilizado para os 4 poços, com lâminas d'água acima de 2400 m.

INTRODUÇÃO

Sem poder contar com tecnologia revolucionária na área do petróleo, e levando-se em conta que a maioria dos blocos da Bacia de Campos estão em águas profundas e ultra profundas, o que dificulta sobremaneira as operações, a GEAGEO e a GENPO vêm realizando projetos de poços no sentido de minimizar os custos e aprimorar a perfuração e aquisição dos dados geológicos, tentando compensar as dificuldades encontradas nestas lâminas de água.

Algumas das medidas utilizadas já vinham sendo aplicadas em poços anteriores, porém associadas a outras, simples mas eficientes, deram bons resultados nos poços exploratórios perfurados durante estes dois últimos anos.

Este trabalho é uma continuação de um com o mesmo nome, apresentado no III Seminário de Engenharia de Poço no âmbito da Petrobrás. Não pretende ser a palavra final sobre a perfuração em lâmina d'água ultra profunda pois novas experiências estão ocorrendo no dia a dia do litoral brasileiro e do mundo todo.

PETROBRAS - PETRÓLEO BRASILEIRO S.A
Av. Elias Agostinho nº 665, Imbetiba , Macaé - Zip/CEP 27.913-350 - RJ, BRAZIL
Phone: (55-24) 761-2644 Fax: (55-24) 761-2873
e-mail: luz@ep-bc.petrobras.com.br

PREMISSAS E MEDIDAS DO PROJETO

Poços Perfurados em, no Máximo, 3 Fases

Graças as características da Bacia de Campos e, mais especificamente, dos poços exploratórios em lâmina d'água ultra profunda, onde os objetivos principais são predominantemente os arenitos Formação

Carapebus de idade variando do Oligoceno ao Turoniano, e, com menos freqüência, os arenitos e calcarenitos da Formação Macaé de idade Albiano, pode-se idealizar poços com no máximo três fases.

O poço em três fases que hoje se faz com êxito, é fruto dos poços Slender, que é o resultado da experiência de perfuração adquirida ao longo do tempo nesta Bacia. Este projeto básico, proporcionou grande economia de tempo e dinheiro e serviu perfeitamente aos objetivos da exploração, dando respostas rápidas às necessidades da Geologia.

As 3 fases são:

Fase 01: Jateamento do revestimento de 30"

São jateados 3 tubos de 12,5 m cada, raramente 4 tubos. Com o tipo de sedimento que existe próximo do mud line, 3 tubos são suficientes para suportar as cargas de peso do próximo revestimento. Estudos também foram feitos pelo Cenpes para se garantir que somente o revestimento de 30" seria suficiente para suportar os esforços de momento provocados pelo BOP.

A composição de fundo do jateamento é basicamente: Broca 16" / motor de fundo 9 5/8" com camisa de 16" / STB 16"/dc 9 1/2" / STB 16"/ DC 9 1/2" / xo / Jet Cam / 2 DC 8" / LWD,MWD / DC's 8 / xo / DC's 6 3/4" / HW's / DP's

Fase 02: Perfuração sem retorno

Inicia-se a perfuração da fase seguinte logo após o jateamento do revestimento de 30". A perfuração é feita com broca de 16" devido a presença do LWD, que não teria bons resultados em diâmetro maior. A perfuração com este diâmetro pode trazer problemas para a descida do revestimento de 13 3/8". O ideal seria perfurar com 17 1/2" visando maior conforto para a descida do revestimento.

Após a perfuração da fase é descido o revestimento 13 3/8" com adaptação para o housing de 16 3/4" e a seguir o BOP.

Fase 03: Perfuração com retorno

A fase seguinte é perfurada com broca de 12 1/4". Esta é a fase em que se encontram as zonas de interesse.

Configuração de revestimento o mais Simples Possível

A simplicidade da composição de revestimentos visa agilizar não somente a descida do revestimento mas também uma considerável economia de material.

O total de peso de revestimento neste projeto é menor que nos projetos convencionais devido principalmente a eliminação do 20" .

Toda a movimentação e descida do revestimento de 13 3/8" também é mais simples e mais rápida que a do 20".

PETROBRAS - PETRÓLEO BRASILEIRO S.A
Av. Elias Agostinho nº 665, Imbetiba , Macaé - Zip/CEP 27.913-350 - RJ, BRAZIL
Phone: (55-24) 761-2644 Fax: (55-24) 761-2873
e-mail: luz@ep-bc.petrobras.com.br

O comprimento de revestimento de 13 3/8" é menor que nos poços convencionais, representando mais economia.

O revestimento de 9 5/8" é mais longo, porém ele só é descido em uma das seguintes situações:

- a) Ocorrência de zonas de interesse que possam ser testadas, ou
- b) Alternativa para ocorrência de imprevistos, isto é, isolamento de um determinado trecho do poço onde não haja mais controle entre a formação e a lama, tal como perdas, infiltrações, desmoronamentos, etc. Neste caso o restante do poço é perfurado com 8 1/2".

Para a primeira situação, tem-se uma grande economia de tempo e custo, levando-se em consideração que num projeto de poço convencional o 9 5/8" é descido obrigatoriamente, já que perfura-se a última fase com 8 1/2", e neste projeto diferenciado, ele só é descido após constatação da zona de interesse.

Para a segunda é uma garantia de que se pode perfurar adiante caso na fase de 12 1/4" ocorram problemas intransponíveis.

Concentração de Todos os Objetivos em uma Só Fase,

A concentração de todos os objetivos em uma só fase permite que se perfure as fases anteriores mais rapidamente e com menor custo, pois pode-se fazê-la sem retorno de amostras, sem riser, com água do mar e tampões viscosos.

Isto é o resultado do trabalho integrado com a geologia e a geofísica. Procura-se levar em conta quais as zonas que tem mais chance de apresentar óleo comercial. Elimina-se do prospecto, como zonas de interesse, as que tem possibilidades de conter óleo morto próximo à superfície., como as de formações mais recentes, ocorridos no poço DW-1 e DW-2.

Com o que se conhece da bacia de Campos estas zonas, mais próximas da superfície, em lâminas d'água profundas, estão associadas a óleos que não fluem e não tem gás, podendo ser atravessadas por perfuração com retorno para o fundo do mar sem risco de um acidente ecológico.

LWD na Fase Onde Não Há Retorno De Amostras (Sem Riser)

Esta foi a idéia adotada para se obter informações sobre zonas em que não seria possível a coleta de amostras ou a perfilagem convencional a cabo.

Inicialmente pensou-se em perfurar poço piloto de 12 1/4" para poder perfilar com LWD avaliando-se da existência de shallow gás.

Baseado em estudos preliminares da geologia, e correndo riscos calculados, aboliu-se o poço piloto para a avaliação de shallow gás, Não se queria perder mais de um dia com a perfuração deste poço, mesmo sabendo que iria atravessar zonas com probabilidade de encontrar hidrocarbonetos (óleo morto em formações jovens). Porém, eram necessários a obtenção dos dados geofísicos desta seção.

Uniu-se então a experiência de poços de 16" com a possibilidade de se correr o LWD nesses diâmetros. Desta maneira, o DW-1 foi o primeiro poço a se jatear o revestimento de 30" com broca de 16" e posterior perfuração com este diâmetro e realização de LWD. Logo em seguida a mesma operação foi realizada em um poço com 2000 m de lâmina d'água e no DW-2.

No DW-1 ocorreram várias intercalações duras, e uma das medidas adotadas para se conseguir descer o revestimento de 13 3/8" foi o alargamento do poço para 17 1/2". Após este problema, começou-se a investigar ferramentas de LWD que façam o serviço em poços de 17 1/2".

PETROBRAS - PETRÓLEO BRASILEIRO S.A
Av. Elias Agostinho nº 665, Imbetiba, Macaé - Zip/CEP 27.913-350 - RJ, BRAZIL
Phone: (55-24) 761-2644 Fax: (55-24) 761-2873
e-mail: luz@ep-bc.petrobras.com.br

A coleta de dados com o LWD/MWD tem sido satisfatória, dentro das possibilidades da ferramenta. Nos dois primeiros poços teve-se problemas operacionais com falha da ferramenta e até com quebra da coluna numa conexão não adequada para os diâmetros empregados. Já para o DW-2, baseados nos problemas anteriores, posicionou-se o LWD cerca de 50 m da broca. A operação transcorreu perfeitamente, porém a distância entre a broca e o LWD fez com que se posicionasse a sapata 13 3/8" sobre uma rocha não investigada. Verificou-se na fase seguinte que a sapata foi posicionada sobre um pacote de areia, onde ocorreu infiltração do fluido de perfuração logo após o início da perfuração.

Nos poços seguintes adotou-se um fluido de alta reologia desenvolvido pela Petrobras que para contornar o problema de perdas por infiltração em arenitos e fratura de formações mais frágeis dos quais falaremos adiante.

Coleta De Amostra Apenas Na Fase Dos Reservatórios

O fato de se concentrar as zonas de interesse em somente uma fase e como esta fase é exatamente a primeira que se perfura com retorno tem-se uma economia considerável já que para se propiciar a coleta de amostra em profundidades acima ter-se-ia os seguintes problemas:

O poço deveria estar com o BOP instalado, consequentemente dever-se-ia descer ao menos o revestimento de 20" ou descer o revestimento de 13 3/8" mais cedo.

O investimento em fluido seria maior, pois seria necessário fluido muito leve e por isto caro.

As taxas de perfuração utilizando fluido de perfuração e não água do mar também são piores. O filtrado controlado está sempre associado a taxas de penetração mais baixas.

Dever-se-ia controlar a taxa de penetração para se diminuir perdas de circulação que certamente ocorreriam.

Se perderia tempo com controle de perda de circulação deslocando tampões de perda e de cimento.

Ao abrir-se mão destas amostras o poço pode então ser reformulado e adequado para a coleta de amostras somente próximos às zonas de interesse.

Abriu-se mão de testemunhagens em poços pioneiros graças ao reconhecimento por parte da geologia do peso que ela representava no custo final do poço.

Não realizar a testemunhagem tem como objetivo principal a agilização do poço e consequentemente a economia do processo. Para ser realizada uma testemunhagem normalmente eram necessários no mínimo 3 dias de operações. Estes 3 dias tem um peso elevado, considerando que pode-se perfurar um poço slender em 15 dias.

Diâmetros De Perfuração Adequados Para Obter Melhores Taxas De Perfuração

Como foi dito inicialmente, o objetivo deste projeto de poço é proporcionar agilidade a operação. Com a eliminação do revestimento de 20" e aprofundamento da fase 2 ganha-se tempo com a melhora da taxa de penetração.

As taxas obtidas com broca de 17 1/2" ou 16" são superiores às obtidas com broca de 26" ainda que se leve em conta o controle de taxa, obrigatório ao se operar com LWD. Neste caso também contamos com a conivência da Geologia, que abre mão da perfilagem com LWD nos primeiros 500 m de poço onde obtemos taxas de perfuração mais elevadas devido às formações com baixa compactação.

PETROBRAS - PETRÓLEO BRASILEIRO S.A
Av. Elias Agostinho nº 665, Imbetiba, Macaé - Zip/CEP 27.913-350 - RJ, BRAZIL
Phone: (55-24) 761-2644 Fax: (55-24) 761-2873
e-mail: luz@ep-bc.petrobras.com.br

Este trecho do poço também não é de grande interesse para a geologia pois o resultado da perfilagem é bastante próximo do fluido de perfuração

A fase seguinte, no seu trecho inicial, perfurada com broca de 12 ¼" também apresenta taxas superiores as que se obteria caso fossem perfuradas com broca de 17 ½" , pois nos poços convencionais a fase de 17 ½" tinha comprimento superior.

Nos intervalos mais profundos da fase 3, eventualmente se pode perfurar com brocas de 8 ½". No caso de brocas tricônicas isto não representa um ganho de taxa, mas no caso de brocas de PDC, isto pode representar um ganho de vida média de broca, além de taxas de penetração superiores.

A idéia é sempre terminar o poço com broca de 12 ¼". A possibilidade de se descer o revestimento de 9 5/8" é deixada para o caso de se encontrar zonas de perda ou de alta infiltração nos arenitos abaixo da sapata do 13 3/8".

Aprofundamento máximo da fase sem riser para obter melhor teste de absorção

Este é o resultado de anos de experiência acumulados na perfuração da Bacia de Campos. Nos poços até 2000 m de lâmina d'água pode-se com bastante segurança, aprofundar a segunda fase para se chegar ao Cretáceo e encontrar folhelhos que suportam até 11,7 ppg em testes de absorção. Com este resultado no teste pode-se ir até a profundidade final do poço respeitando até critério de Kick Tolerance.

Nos dois poços primeiros poços perfurados com mais de 2400 m não se teve a mesma sorte Não se encontrou folhelhos que tivessem gradiente de absorção nesta ordem de grandeza. O que ocorreu nos dois poços foram perdas elevadas logo abaixo da sapata do 13 3/8" quando se iniciava a perfuração.

Os pesos de fluido que haviam sido programados para 9,6 e 9,7 ppg para respeitar critérios de margem de segurança do riser e margem de segurança de manobra, foram baixados para até 9,1 ppg. A alternativa para o prosseguimento da perfuração foi encontrar um folhelho do de formação mais antiga no DW-1 para descer o 9 5/8". Seguir perfurando e combatendo sistematicamente a perda foi a alternativa para o DW-2, já que toda a seção perfurada encontrava-se fraturada.

Neste poço foi necessário a descida de dois revestimentos não programados, 9 5/8" e liner de 7", perfurando-se a fase final com 6 1/8", tudo devido a constante perda de fluido de perfuração para a formação. Com problemas desta ordem ocorrendo começou-se a pensar em soluções. Daí encontrou-se a solução ao se testar o fluido de alta reologia. Desta maneira acrescentamos um item a mais a este trabalho.

Fluidos de perfuração com características adequadas para atravessar zonas com rochas frágeis.

Os fluidos de perfuração, que no passado sempre foram considerados os responsáveis pela maioria dos problemas ocorridos no poço, são agora a solução encontrada para atravessar as frágeis formações encontradas em lâmina d'água ultra profunda. Com características próprias de limite de escoamento, viscosidade plástica e géis iniciais e finais podemos atravessar formações com peso de fluido mais elevados que o resultado dos testes de absorção, sem registro de perdas de circulação, fato impensável até pouco tempo atrás.

Sentido de urgência.

As medidas tomadas no projeto destes poços teve sempre em vista o momento vivido pela Petrobras, onde a avaliação dos blocos que a Empresa dispõe deve ser efetuada num período de tempo relativamente curto.

Surgiu, então, a preocupação da maximização da obtenção de dados exploratórios, procurando-se perfurar poços no menor tempo possível e com menor custo, preservando informações vitais de caráter exploratório.

PETROBRAS - PETRÓLEO BRASILEIRO S.A
Av. Elias Agostinho nº 665, Imbetiba , Macaé - Zip/CEP 27.913-350 - RJ, BRAZIL
Phone: (55-24) 761-2644 Fax: (55-24) 761-2873
e-mail: luz@ep-bc.petrobras.com.br

CONCLUSÕES

Sobre os Poços Realizados, os Problemas Encontrados e as Soluções Adotadas

Foram estas as premissas que guiaram os projetos dos poços executados até agora. Ao se perfurar estes poços deparou-se com problemas mais sérios do que eram esperados.

Nos dois primeiros poços ocorreram perdas de circulação logo abaixo das sapatas de 13 3/8". E daí iniciou-se a pesquisa com fluidos de alta reologia.

Ao se iniciar a fase de 12 1/4", a primeira com retorno o peso de fluido de perfuração era de 9,8 ppg. Imediatamente após o corte da sapata de 13 3/8" houve perda total de fluido de perfuração.

Para se prosseguir a operação nos dois poços optou-se por reduzir o peso de fluido para 9,1 ppg e deslocar tampões de material de perda.

Nos dois poços a solução encontrada foi seguir a perfuração adiante com peso de lama inferior a margem de segurança do riser.

Ao se optar por seguir a perfuração com peso de fluido sem margem de segurança do riser o risco foi calculado. Perfurou-se adiante sempre se avaliando a possibilidade de a rocha perfurada ser capeadora. Em nenhum momento se atravessou larga faixa de folhelho. As formações atravessadas eram argilitos.

A perfuração com broca de 12 1/4" prosseguiu até uma profundidade em que a geologia confiava que não encontraria pressões de poros superiores a 8,7 ppg.

Nos dois poços parou-se dentro de formações que deveriam ser impermeáveis e providenciou-se a descida do revestimento de 9 5/8".

Os dois poços foram perfurados pela Sonda semi submersível Paul Wolf SS-53 que até o momento não dispõe da segunda gaveta cisalhante.

A idéia de se perfurar com duas gavetas cisalhantes visa possibilitar a perfuração sem margem de segurança do riser. Sem a margem de segurança do riser pode-se trabalhar com peso de lama bem mais baixo, aproximando-se das pressões de poros normais da bacia.

A instalação de uma segunda gaveta cisalhante implica em reformas no sistema de acionamento do BOP e mudanças no EDS.

Ocorreu uma desconexão de emergência no DW-1. Porém o EDS funcionou perfeitamente, isolando o poço. Normalmente em semi submersíveis não ocorrem desconexões. Isto fez com que o risco de não se empregar a margem de segurança do riser para o prosseguimento das operações fosse menor. Apesar de se trabalhar com uma sonda nova na área e com equipamentos de posicionamento e acionamento do BOP pouco testados.

O fluido de perfuração empregado nos dois poços era convencional e o material de perda foi acrescentado durante a perfuração, em forma de tampões.

Nos dois poços as formações encontradas tinham compactação inferior a esperada.

No DW-1 a fase 8 1/2" inicialmente foi perfurada com fluido 9,7 ppg quando se constatou perda dinâmica para formação de 300 bbl durante a perfuração de areias. Não foi detectada perda estática. Diante do fato, foi proposta a redução do peso do fluido para 9,3 ppg baseando-se em nova estimativa da pressão de poros: 8,7 ppg. Segundo a Geageo, esta nova estimativa seria ainda conservadora devido considerações de salinidade da água em laminais d'água profundas.

PETROBRAS - PETRÓLEO BRASILEIRO S.A
Av. Elias Agostinho nº 665, Imbetiba, Macaé - Zip/CEP 27.913-350 - RJ, BRAZIL
Phone: (55-24) 761-2644 Fax: (55-24) 761-2873
e-mail: luz@ep-bc.petrobras.com.br

Foi exposto, entretanto, que esta redução no peso do fluido implica em, apesar de satisfeita a margem de segurança de riser, na redução do kick tolerance, que torna-se praticamente nulo, da margem de segurança de manobra e da possibilidade de desmoronamentos, já que não se dispunha de uma estimativa da resistência ao colapso inferior fornecida pelo SEST

Foram recomendados cuidados mais extremos ao iniciar a perfuração das areias do Cretáceo no que concerne a prevenção de um kick, tais como: observar queda no tempo de penetração, flow check, circulação para detecção de hc, velocidade mais lenta na manobra para evitar-se pistoneio, etc.

Após a perfuração, constatou-se pressão de poros de 9,0 lb/gal no fundo do poço

As zonas pesquisadas não continham hidrocarbonetos.

No DW-2 o folhelho perfurado após descer o revestimento de 9 5/8" era fraturado e também apresentou perda de circulação durante a perfuração com broca de 8 1/2".

Com o LWD descido próximo da broca pode-se monitorar a resistividade do folhelho atravessado. A resistividade era muito baixa caracterizando um folhelho com muita água.

Para se prosseguir a perfuração foram deslocados tampões de calcita e mica, que foram efetivos, já que reduziram e mantiveram sob controle a perda de circulação.

A perfuração prosseguiu até encontrar uma rocha que a geologia caracterizou como capeadora. Desceu-se o liner de 7" e se prosseguiu com 6 1/8". Após cortar a sapata do liner de 7" realizou-se o teste de absorção obtendo-se 9,5 ppg. Este valor foi muito baixo para se atingir a profundidade final do poço, caso se quisesse respeitar o kick tolerance, mas foi o suficiente para se prosseguir por mais 250 m. E isto foi realizado.

No poço DW-4 os problemas encontrados foram de outra ordem. Foi o primeiro poço realizado pelo navio Peregrine IV. Consequentemente ocorreram problemas com equipamentos que normalmente não são esperados. O teste de absorção na sapata de 13 3/8" deu 9,7 ppg. Provavelmente por ter se utilizado o fluido de alta reologia que havia sido testado no DW-3.

Em todos os casos, ao se empregar os fluidos com alta reologia a perfuração seguiu sem perdas de circulação. Os pesos de fluido não foram além dos testes de absorção, mas considerando o ECD a absorção foi ultrapassada. Ainda é cedo para se dizer que dispomos de um método acabado para a perfuração em poços de lâmina d'água ultra profunda, mas estamos caminhando nesta direção.

As considerações sobre a segurança e o meio ambiente durante a perfuração neste cenário são os principais fatores que levam a Petrobras a investir na pesquisa de fluidos de perfuração e estabelecendo características para os BOP's que permitam enfrentar os novos desafios.

Com a capacitação da Petrobras para exploração em lâminas d'água de até 3000 m dispomos de uma área, na bacia de Campos, 150% maior para ser investigada que a que conhecemos até a lâmina de 2000 m. Trabalhamos na Bacia de Campos há 25 anos e esta área maior e tão promissora demandará tempo igual ou maior para ser conhecida.

Curriculum Vitae dos Autores

João Carlos da Luz

Formado em Engenharia Civil pela Universidade de Campinas em 1979. Entrou na Petrobras em 1980, onde fez curso de Engenharia de Petróleo (Perfuração). Trabalhou como Mud Logger de 1982 a 1986. Desde então Trabalha como Engenheiro de Campo na Bacia de Campos.

Antônio César de Santis

Formado em Geologia pela Faculdade de Ciências Geológicas da Universidade Estadual Paulista em 1982, Iniciou sua carreira no petróleo em 1983 trabalhando pela Brasgeo (Geoservices) como Mud Logger. Entrou na Petrobras em 1986 e desde então trabalha como Geólogo de Campo. Atualmente Coordenador de Poços Exploratórios e Mud Logging.

Ademar Takashi Sato,

Formado em Engenharia Civil pela Universidade de São Paulo em 1978. Entrou na Petrobras em 1979 onde fez o curso de Engenharia de Petróleo (Perfuração). Trabalhou como Engenheiro de Campo na Bacia de Campos de 1982 até 1989 passando a Engenheiro de Projetos até 1999, quando retornou ao trabalho de Engenheiro de Campo.

Marcos Martins Ceciliano

Formado em Engenharia Eletrônica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1987. Entrou na Petrobras em 1989 onde fez o curso de Engenharia de Petróleo (Completação /Avaliação) . Trabalha como Engenheiro de Campo na Bacia de Campos desde 1991.

Irineu Virgílio Tomasi

Formado em Engenharia Mecânica em 1981 pela Universidade Federal de Santa Catarina, Entrou na Petrobras em 1983, onde fez o curso de Engenharia de Petróleo (Completação / Avaliação) . Trabalhou como Engenheiro de Campo na Bacia Potiguar de 1984 a 1986, e na Bacia Amazônica de 1986 a 1995. Desde então trabalha como Engenheiro de Campo na Bacia de Campos.

PETROBRAS - PETRÓLEO BRASILEIRO S.A
Av. Elias Agostinho nº 665, Imbetiba , Macaé - Zip/CEP 27.913-350 - RJ, BRAZIL
Phone: (55-24) 761-2644 Fax: (55-24) 761-2873
e-mail: luz@ep-bc.petrobras.com.br