

XII Congreso Latinoamericano de Perforación

**Tecnologia de Fluidos Aplicada a Perfuração de Poços
em Lâmina D'água Ultra - Profunda :
PETROBRAS / Bacia de Campos**

**Atila Fernando Lima Aragão
Eliabe Moreira Moura**

Petrobras , Brasil

Resumo

A necessidade de explorar poços de petróleo em lâminas d'água cada vez mais profunda tem levado os diferentes segmentos que compõem a engenharia de poço à busca de alternativas para solucionar problemas típicos desta nova fronteira tecnológica. A PETROBRAS tem atuado de forma pioneira na perfuração de poços em lâmina d'água entre 2000 e 3000 m, superando gradativamente os desafios encontrados.

A estreita faixa limitada pelos gradientes de pressão de poros, colapso inferior, de fratura e colapso superior das formações a serem perfuradas neste cenário restringe drasticamente os valores admissíveis para o peso do fluido a ser usado. Da mesma forma, a pequena espessura de sedimentos comparada à extensão de lâmina d'água implica em alto potencial de ocorrência de formações frágeis passíveis de perda de circulação. Por outro lado, os critérios relativos à segurança operacional tais como Margem de segurança de Riser – MSR, Kick Tolerance - KT, Margem de Segurança de Manobra – MSM, dentre outros, indicam a necessidade de uso de peso de fluido nem sempre compatível com os valores observados na janela operacional encontrada.

Em decorrência dos requisitos impostos por esse cenário, uma abordagem diferenciada na concepção do projeto do fluido de perfuração é exigido. Parâmetros como capacidade de retenção do fluido frente a formações poro-permeáveis e/ou fraturadas, pressões dinâmicas desenvolvidas (ECD, surge e swab), limpeza de poço e potencial de formação de hidratos, dentre os usuais, tornam-se imperativos para o adequado dimensionamento do fluido e procedimentos operacionais.

Neste trabalho, são apresentadas as considerações básicas e os resultados obtidos do projeto dos fluidos e hidráulica de perfuração usados para viabilizar a perfuração de três poços em lâmina d'água ultra – profunda na Bacia de Campos, baseados nos conceitos de incremento da capacidade de retenção por otimização dos parâmetros viscoelásticos do fluido de perfuração, otimização hidráulica e adequação de procedimentos operacionais, culminando com o atual recorde mundial de perfuração em lâmina d'água ultra – profunda de 2777 m estabelecido pela PETROBRAS.

Introdução

A Petrobras iniciou seus trabalhos na Bacia de Campos em 1968, perfurando em lâmina d'água de 30m. Em 1974 o campo de Garoupa com lâmina d'água de 122m foi encontrado e outras descobertas ocorreram em lâminas d'água cada vez mais profundas.

Em 1985, o campo de Marlim, o maior pool de óleo no Brasil, foi descoberto em lâmina d'água de 853m, seguido por Marlim Leste (1260m) em 1986, Marlim Sul (1124m) em 1987, dentre outros.

Em 1996 o campo gigante de Roncador foi descoberto, em lâmina d'água de 1854m.

Através dos anos a Bacia de Campos tem oferecido à Petrobras desafios a serem ultrapassados, especialmente devido a maior parte das reservas de óleo estarem localizadas em águas profundas e ultra-profundas. Tal cenário impõe dificuldades como a presença de folhelhos instáveis, areias depletadas e inconsolidadas, baixa espessura de sedimentos, zonas de sal, altas pressões e temperaturas.

Desde 1985 a Petrobras perfurou mais de 250 poços em lâmina d'água profunda. Atualmente, além da continuidade de perfuração destes tipo de poços, é realidade a perfuração em cenário de águas ultra-profundas (2000 – 3000m) na Bacia de Campos.

Atualmente, a Petrobras detém o recorde mundial de perfuração em lâmina d'água ultra-profunda, com a conclusão da perfuração de um poço em março de 2000, em locação com 2777m de lâmina d'água.

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) 761-2689
e-mail: atila_aragao@ep-bc.petrobras.com.br

Este sucesso só tem sido possível pela aplicação de novas tecnologias de engenharia de poço que estão sendo desenvolvidas pela Petrobras , através de um programa de capacitação tecnológica denominado PROCAP 3000.

Neste trabalho enfatiza-se as bases de projeto e requisitos dos fluidos de perfuração para atender as condições de contorno nos poços exploratórios em lâmina d'água ultra-profunda na Bacia de Campos.

POÇOS EXPLORATÓRIOS TÍPICOS EM ÁGUAS PROFUNDAS E ULTRA-PROFUNDAS NA BACIA DE CAMPOS

O poço exploratório típico neste cenário possui três fases – Slender well – que é resultado da experiência adquirida ao longo da atividade de perfuração exploratória na Bacia de Campos. A idéia básica é realizar projetos de poços, visando minimizar custos, aprimorar a perfuração e maximizar a aquisição de dados geológicos, no sentido de compensar as inúmeras dificuldades e limitações encontradas em águas ultra-profundas.

Algumas premissas de projeto são impostas :

1. Poços perfurados em 3 fases;
2. Configuração de revestimento mais simples possível;
3. Concentração de todos os objetivos numa só fase;
4. Uso de LWD na fase onde não há retorno de amostras (sem riser);
5. Coleta de amostras apenas na fase dos reservatórios;
6. Diâmetros de perfuração adequados para maximizar taxas de perfuração;
7. Aprofundamento máximo da fase sem riser para obter melhor teste de absorção.

PROJETO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Com o avanço da perfuração rumo a lâminas d'água cada vez maiores e consequente decréscimo das espessuras de sedimentos sobre os reservatórios, chega-se a uma configuração do estado de tensões in situ que leva ao estreitamento da janela operacional para o fluido de perfuração, considerando-se os critérios de dimensionamento usuais. Este estreitamento é representado por um ligeiro acréscimo do colapso inferior, seguido de um elevado decréscimo do gradiente de fratura das formações. Neste novo cenário, o estudo da estabilidade mecânica do poço e os critérios de segurança do poço, a exemplo da margem de segurança do riser – MSR, kick tolerance – KT e margem de segurança de manobra – MSM ganharam maior relevância, pois podem determinar a inviabilidade do projeto de perfuração.

Neste trabalho, enfatizaremos as componentes de projeto de fluidos de perfuração cuja abordagem requer apropriações dirigidas e específicas para viabilizar projetos de perfuração no cenário UDW na Bacia de Campos – Brasil.

Obviamente, as demais componentes de projeto de fluidos são consideradas, embora não serão objeto foco deste trabalho.

Peso do Fluido : Análise Integrada de Segurança e Estabilidade do Poço

A análise dos aspectos relativos à segurança de poço durante as operações de perfuração estão diretamente relacionadas ao controle de pressões impostas ao poço pelo fluido de perfuração. Em cenário de lâminas d'água ultra-profundas, alguns conceitos tornam-se críticos em função da estreita janela operacional do peso de fluido :

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) 761-2689
e-mail: atila_aragao@ep-bc.petrobras.com.br

MSR – Margem de Segurança do Riser :

É o peso de fluido necessário, para perfurar determinada formação, para no caso de uma desconexão do riser, a pressão hidrostática da coluna de fluido somada a pressão hidrostática da coluna de água do mar, seja suficiente para amortecer as pressões dos reservatórios expostos nesta formação.

KT – Tolerância ao Kick :

Tolerância ao Kick é o gradiente máximo de peso de fluido de modo que, caso um kick ocorra a uma certa profundidade e com o fluido existente, o poço possa ser fechado sem que se frature a formação mais frágil.

Quando da perfuração de poços exploratórios, assumimos que a formação mais frágil, se encontra na última sapata de revestimento exposta.

MSM – Margem de Segurança de Manobra :

A margem de segurança de manobra – MSM é uma informação de projeto e quantifica o acréscimo ou decréscimo da pressão no fundo do poço (surge e swab) em consequência da movimentação axial da coluna de perfuração ou do revestimento. Esta movimentação gera forças viscosas e inerciais que se manifestam por acréscimo ou decréscimo no gradiente de pressão. Essa quantidade é normalmente expressa em termos de massa específica do fluido (ppg).

Nos modelos usualmente empregados para avaliar a MSM são desprezados efeitos inerciais e considerados apenas efeitos viscosos, posto que tais efeitos são assíncronos, ou seja, o efeito inercial é dominante no início da movimentação da coluna, quando o viscoso é pequeno, e torna-se pequeno à medida que a velocidade de movimentação da coluna aumenta, quando o efeito viscoso torna-se dominante, assim como também são desprezados a influência do comportamento reológico do fluido, dentre outros fatores.

As limitações impostas pela estreita janela operacional do peso do fluido, neste cenário impõem a necessidade de uma análise de sensibilidade mais elaborada dos valores de surge e swab a serem experimentados durante as operações de perfuração do poço. Para tanto, a PETROBRAS tem aperfeiçoado, continuamente, softwares mais robustos, incluindo fatores como efeitos inerciais, reologia do fluido, efeito do “heave” (por se tratar de unidades de perfuração offshore de posicionamento dinâmico), dentre outros, para, com base na análise de sensibilidade efetuada na etapa preliminar de projeto, definir e otimizar parâmetros operacionais como velocidade de manobra, propriedades reológicas do fluido de perfuração e procedimentos operacionais mais específicos envolvendo a movimentação da coluna.

A análise integrada de estabilidade de poço, baseada no simulador computacional desenvolvido pela Petrobras denominado SEST que utiliza dados de perfis elétricos e acústicos, e na capacidade de retenção e/ou selamento do fluido de perfuração empregado frente a formações frágeis, poro-permeáveis e fraturadas, com base no apropriado dimensionamento de suas características viscoelásticas e otimização de obturantes tem sido aplicada com sucesso nesses projetos.

O dimensionamento do peso do fluido de perfuração a ser empregado está condicionado às condições de contorno impostas pelos resultados das simulações obtidas da análise integrada de segurança e estabilidade do poço, associadas a dados de pressão de poros e fratura, colapso inferior e superior, absorção na sapata do último revestimento e capacidade de retenção / selamento viscoelástico do fluido de perfuração e otimização hidráulica.

A complexidade para definir o peso mínimo e máximo do fluido de perfuração neste cenário é elevada, devido a interdependência dos fatores mencionados o que gera uma janela operacional estreita e até inexistente em várias situações. Para superar tais desafios, a maximização da performance do fluido de perfuração e a revisão de conceitos de MSR tornaram-se imperativos para viabilizar os projetos de poços em lâmina d'água ultra-profunda na Bacia de Campos.

Nos casos históricos mencionados neste trabalho, pode-se ter uma visão clara da realidade dos valores dos parâmetros que determinaram o peso do fluido a ser empregado nas operações de perfuração.

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) 761-2689
e-mail: atila_aragao@ep-bc.petrobras.com.br

Viscoelasticidade do Fluido : Análise Integrada de Capacidade de Retenção e Limpeza de Poço

A caracterização de fluidos de perfuração como material viscoelástico possibilitou a geração de uma nova curva reológica que exprime, além da componente viscosa usualmente avaliada, a sua componente elástica que é decisiva nas propriedades exibidas pelo fluido de perfuração quanto à sua capacidade de transporte de cascalhos perfurados e seu poder de retenção frente a zonas poro-permeáveis e/ou fraturadas.

O aprofundamento da caracterização viscoelástica desses fluidos, com o uso de reômetros oscilatórios, tem permitido avanços significativos na apropriação de parâmetros do fluido para atender os requisitos impostos na perfuração de poços em águas ultra-profundas.

Uma abordagem viscoelástica foi usada para projetar o fluido de perfuração a ser empregado neste cenário. Para tanto, investigações viscoelásticas foram efetuadas com uso dos reômetros Haake RS-100 e Contraves LS-40, no Centro de Pesquisas da Petrobras – CENPES.

Os espectros de relaxação, curvas típicas reduzidas do módulo de armazenamento (G') e módulo de perda (G'') e análise de gel inicial e final, para diferentes composições de fluido e temperaturas, foram gerados. A disponibilização destes dados permitiu identificar e estabelecer correlações empíricas entre as características viscoelásticas destes fluidos e sua capacidade de retenção quando submetido a um diferencial de pressão frente a uma formação poro-permeável.

A capacidade de retenção e de carreamento do fluido são fatores decisivos no sucesso da perfuração onde a condição de circulação do fluido impõe valores de ECD (densidade equivalente de circulação) muitas vezes superiores aos limites de resistência à absorção e/ou fratura das formações, assim como as elevadas extensões de riser de largo diâmetro (superiores a 19 ¾ pol) tornam crítico as questões relativas a limpeza do poço, principalmente com as limitações de vazão a ser empregada devido ao máximo ECD permissível.

Os gráficos 1 e 2 mostram a comparação típica entre as propriedades viscoelásticas de fluidos convencionais e fluidos projetados para cenários de águas ultra-profundas.

A maior performance dos fluidos com maior gelificação em não penetrar em formações deve-se, provavelmente, a dois fatores : 1) à alta gelificação do sistema, o que pode ser verificado no gráfico 2 (G' e G'''), onde a estrutura mais rígida oferece maior resistência a movimentação e 2) à maior viscosidade do sistema uma vez que, em movimento, oferece maior resistência ao escoamento (ver gráfico 1). Em outras palavras, relevância para efeitos elásticos para processos tendendo à condição estática e relevância para efeitos viscosos para processos dinâmicos.

Interação Rocha-Fluido

As considerações quanto a capacidade inibitiva do fluido de perfuração para o cenário de lâmina d'água ultra-profunda continuam com relevância como nos demais cenários de perfuração de poços. Para otimizar as composições dos fluidos de perfuração usados/desenvolvidos pela Petrobras, foram conduzidos, ao longo dos últimos dois anos, análises no Simulador de Interação Rocha-Fluido Pressurizado – SIRFP, com aquisição de imagens tomográficas, em tempo real, permitindo mensurar o nível de invasão e interação do fluido na zona alterada.

A figura 1 apresenta um modelo esquemático do SIRFP. A figura 2 mostra um resultado típico para diferentes níveis de invasão / interação fluido folhelho, obtido com o uso do SIRFP.

Seleção de agentes obturantes

O conhecimento da distribuição do tamanho de partículas de agentes obturantes, associado ao conhecimento das características poro-permeáveis das formações a serem perfuradas permitem uma seleção mais precisa do tipo e concentração destes agentes, visando aumentar o poder de retenção ou

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) 761-2689
e-mail: atila_aragao@ep-bc.petrobras.com.br

capacidade não invasiva do fluido de perfuração, nos cenários onde as pressões dinâmicas observadas, muitas vezes, podem ser superiores à competência da rocha em termos de absorção e/ou fratura.

Para tanto, a Petrobras desenvolveu um programa computacional, denominado Winpack, que permitisse selecionar as composições de obturantes a partir de um banco de dados de distribuição de partículas de diferentes obturantes, bem como a distribuição da garganta de poros da formação. Paralelamente, uma nova abordagem em termos de simulação do meio filtrante foi empregada. Trata-se do uso de leitos de areia e/ou discos de material cerâmico sinterizado para simular as características das formações a serem perfuradas.

A associação dos efeitos viscoelásticos e a melhor seleção dos agentes obturantes, resultaram numa otimização da capacidade retenção / selante do fluido de perfuração, permitindo o convívio com pressões dinâmicas superiores às obtidas nos testes de absorção / fratura, sem a ocorrência de perda induzida de circulação.

Seleção dos Fluidos de Perfuração

Para selecionar os fluidos das diferentes fases, considera-se os conhecimentos adquiridos ao longo das atividades de perfuração na Bacia de Campos, principalmente no que se refere as fases de jateamento e sem retorno (Fases I e II). Entretanto, para a perfuração da Fase III e seguintes, a aplicação dos recursos anteriormente abordados neste trabalho torna –se imperativa.

Fase I

A Fase I consiste no jateamento do Revestimento de 30" (30 – 40 m). Durante o jateamento é realizado o bombeio de água do mar.

Fase II

A Fase II é perfurada com broca de 16 " ou 17 ½", bombeando-se água do mar, com retorno para o fundo do mar, com deslocamento periódico de tampões viscosos. Ao final da perfuração é deslocado fluido convencional (água + bentonita + floculante) para o poço. A coluna é retirada e descido o revestimento de 13 3/8".

Fase III

Antes do início desta Fase são descidos o BOP e o riser. Esta fase é perfurada com broca de 12 ¼" e retorno do fluido para a superfície. Nesta fase convivemos com probabilidade de perdas de circulação por infiltração, absorção e/ou fratura.

Tabela 1. Programa de Fluidos de Perfuração

Fase pol	Fluido de Perfuração
30	AGUA DO MAR
16	AGUA DO MAR / CONVENCIONAL
12 ¼"	BR - SEAL

Impactos da performance do fluido nas operações de perfuração / Casos Históricos

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) 761-2689
e-mail: atila_aragao@ep-bc.petrobras.com.br

Tabela 2. Dados Gerais de Poços em Lâminas d'água Ultra-profundas na Bacia de Campos

Poço	Dados Gerais			
	LA m	TVD m	Fase 12 1/4" m	Fluido
A	2604	4670	1273	Polímero
B	2777	5591	1001	BR-SEAL*
C	2662	4925	1425	MMH*

- Projetos diferenciados para perfuração em UDW

Tabela 3. Parâmetros observados em poços UDW

Poço	MW ppg	Pporos ppg	Absorção ppg	ECD max ppg
A	9,0-9,5	8,8	<9,2	9,6
B	9,1-9,4	8,7	9,7	9,7
C	9,1-9,4	8,8	9,0	9,7

Tabela 4. Parâmetros observados em poços UDW

Poço	Fluido	U\$ m	TPCP	TPCP U\$
A	Polímero	550	19,8	2,8 milhões
B	BR-SEAL	190	ZERO	ZERO
C	MMH	283	ZERO	ZERO

TPCP - Tempo perdido, em dias, associado a combate a perda de circulação.

Conclusões

Este trabalho ilustra como o uso dos mais modernos recursos na área de estabilidade de poços, viscoelasticidade e interação rocha-fluido permitiu à Petrobras adequar os projetos de fluidos de perfuração de poços em cenário de lâminas d'água ultra-profundas.

As simulações efetuadas, os resultados e as observações de campo indicaram que:

1. A análise integrada de segurança e estabilidade de poço é decisiva para viabilizar a perfuração de poços UDW. A experiência recente adquirida pela Petrobras na Bacia de Campos aponta para a necessidade de rever os critérios de segurança de poço, a exemplo de MSR, MSM e KT, no sentido de viabilizar a perfuração neste novo cenário em operações seguras;
2. A análise viscoelástica associada à capacidade de retenção das diferentes configurações de fluidos estudados, atrelada a otimização dos parâmetros de limpeza de poço e interação rocha-fluido permitiu o desenvolvimento de um fluido de perfuração pela Petrobras, denominado BR-SEAL, que exibe características extremamente desejáveis para aplicações em cenários de águas ultra-profundas.
3. A associação dos efeitos viscoelásticos e a melhor seleção dos agentes obturantes, resultaram numa otimização da capacidade retenção / selante do fluido de perfuração, permitindo o convívio com pressões dinâmicas superiores às obtidas nos testes de absorção / fratura, sem a ocorrência de perda induzida de circulação.
4. O uso do SIRFP permitiu adequar as características de inibição do fluido de perfuração, visando minimizar os problemas decorrentes da interação rocha-fluido;
5. Os testes realizados em laboratório bem como as simulações efetuadas no SIMCARR, possibilitaram a configuração de um fluido de perfuração, que propicia adequada limpeza do poço, mesmo em seu trecho mais crítico (riser), mediante aplicação de elevadas taxas de perfuração.
6. Apesar do sucesso obtido nas últimas experiências em exploração UDW, na Bacia de Campos, pela Petrobras, o contínuo desenvolvimento de novas tecnologias na atividade de engenharia de poço é a base para superar os desafios impostos por esta nova fronteira tecnológica.

Nomenclatura

ECD – Massa específica equiv. Circulação, Kg/l

TVD – Profundidade vertical

MW – Massa específica fluido de perfuração, Kg/l

TPCP - Tempo perdido, em dias, associado a combate a perda de circulação

UDW – Ultra deep water

BR-SEAL – Fluido de perfuração Petrobras para UDW

MMH – Fluido de perfuração à base de Mixed Metal Hydroxide

SIRFP – Simulador de interação rocha-fluido pressurizado

SIMCARR – Simulador de Carreamento de Cascalhos para Poços Verticais e de Trajetória Complexa

SEST – Simulador de Estabilidade de Poços

LWD – Logging while drilling

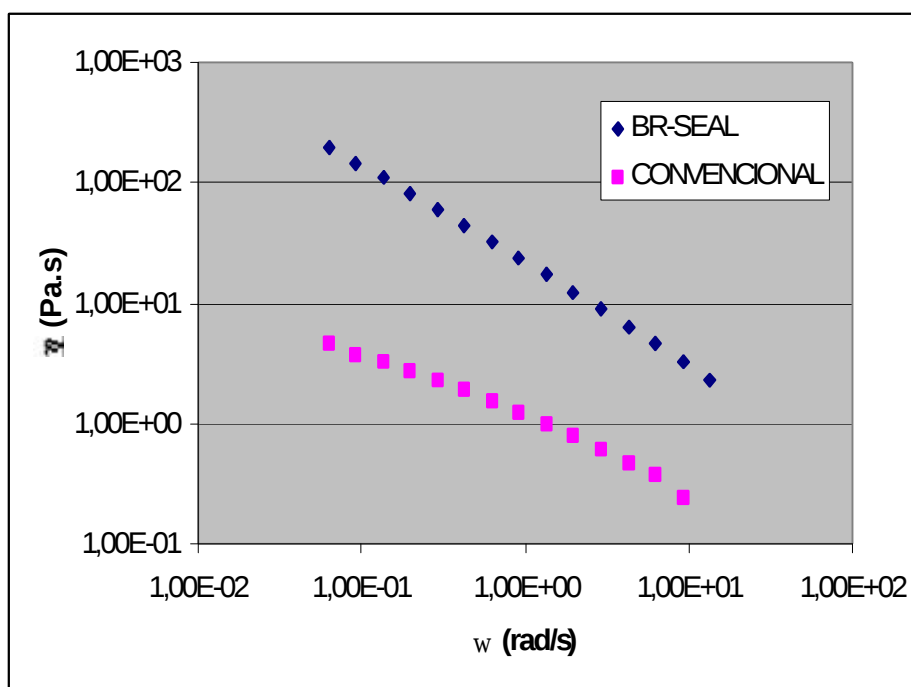
PROCAP – Programa de Capacitação em Águas Profundas

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) 761-2689
e-mail: atila_aragao@ep-bc.petrobras.com.br

Referências Bibliográficas

1. SIMCARR – Simulador de Carreamento de Cascalhos para poços verticais e inclinados - Martins, André Leibsohn, PETROBRAS/ CENPES
2. Segurança de Poço na Bacia de Campos – Martins, Francisco Stênio Bezerra - Santos, Otto Luis Alcântara – de Paula, Ivan Loredó –Petrobras
3. Avaliação dos Parâmetros de Resistência Mecânica das Rochas a partir dos Perfis de Poço – Soares, José Agnelo – Dillon, Lúcia Duarte – Fonseca, Carlos F. Humbert – Petrobras
4. Convivendo com a Instabilidade Mecânica do Poço: Um Risco Calculado em Águas Profundas – Fonseca, Carlos F. Humbert – Sá, Andréa Nicolino e outros – Petrobras
5. Estudo de Estabilidade de Poços em Formações com Pequena Espessura de Sedimentos – Relatório Parcial – PROCAP 2000
6. Caracterização Viscoelástica de Fluidos de Perfuração – Sá, Carlos Henrique M. – Petrobras

Gráfico 1. Curvas reológicas típicas para fluidos Poliméricos convencionais e BR-SEAL



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) 761-2689
e-mail: atila_aragao@ep-bc.petrobras.com.br

Gráfico 2. Módulos de armazenamento (G') e estocagem (G'') para fluidos Poliméricos convencionais e BR-SEAL

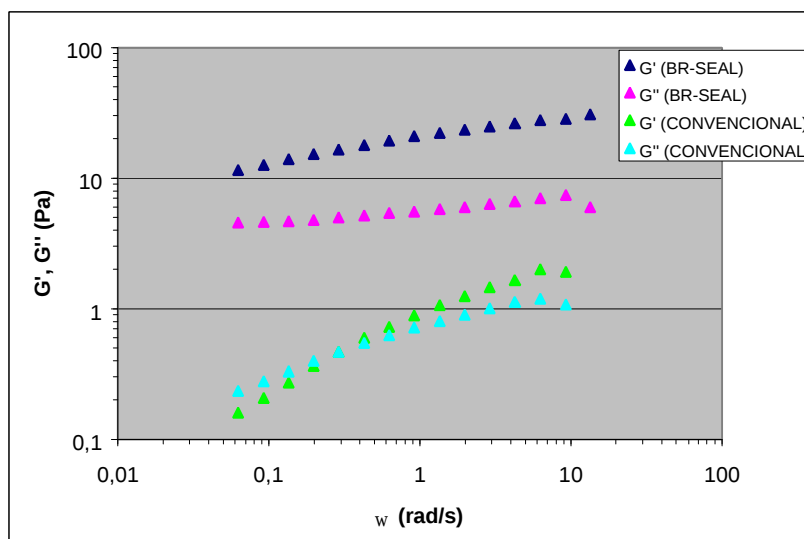
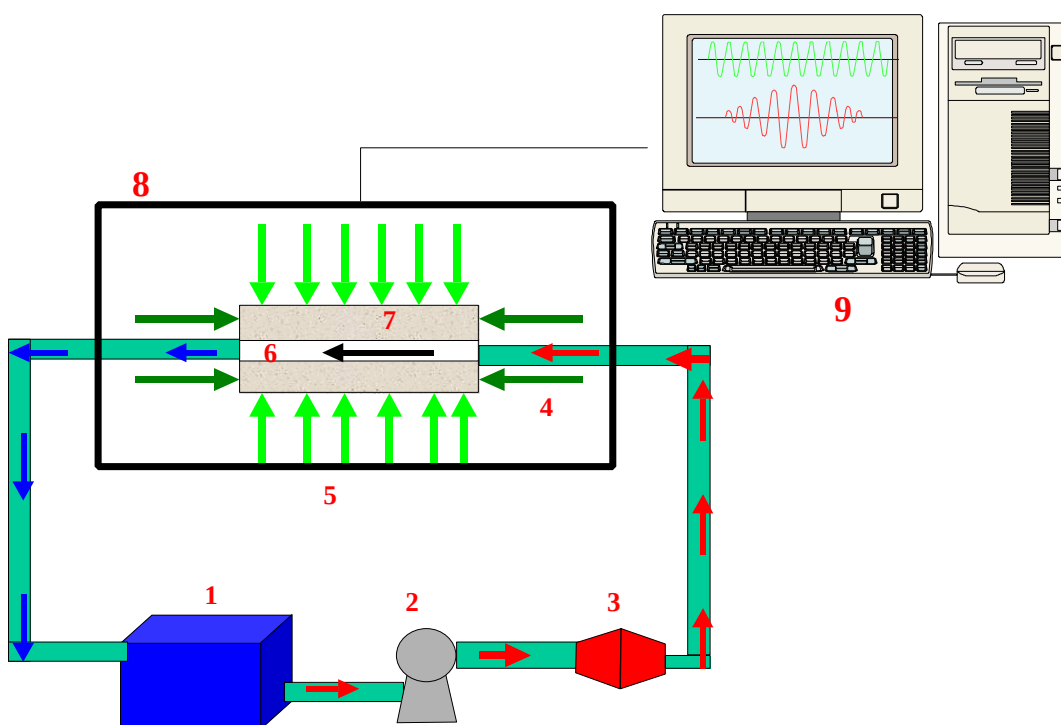
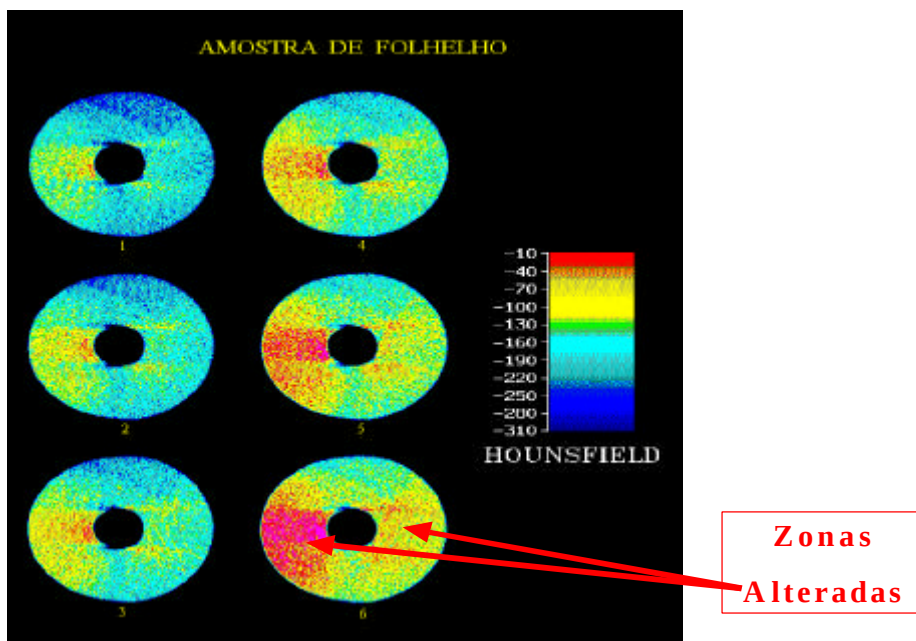


FIGURA 1. Esquema do SIRFP



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) 761-2689
 e-mail: atila_aragao@ep-bc.petrobras.com.br

FIGURA 2. Imagens Tomograficas tipicas SIRFP



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) 761-2689
e-mail: atila_aragao@ep-bc.petrobras.com.br

Curriculum Vitae dos Autores

Atila Fernando Lima Aragão, é Engenheiro Químico, graduado pela Universidade Federal da Bahia em 1986 e Bacharel em Ciências Matemáticas pela Universidade Católica do Salvador em 1990. Atua por mais de 20 anos na atividade de Engenharia de Poço, com ênfase em pesquisa, programação, acompanhamento e docência relativos à Fluidos de Perfuração e Completação na PETROBRAS. Atualmente, é Consultor Técnico na Atividade de Fluidos da Gerência de Engenharia de Poço na Bacia de Campos – PETROBRÁS - Brasil.

Eliabe Moreira Moura, é Técnico Químico, formado pela Escola Técnica Federal de Campos em 1980. Atua por 19 anos na atividade de Engenharia de Poço, com ênfase em programação, acompanhamento e docência relativos a fluidos de perfuração e completação na PETROBRAS. Atualmente está envolvido nas atividades UDW exploratórias da PETROBRAS, na programação e acompanhamento de fluidos de Perfuração e Completação.

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) 761-2689
e-mail: atila_aragao@ep-bc.petrobras.com.br