

Monografia de Graduação

Monitoramento das propriedades químicas e físicas dos fluidos de perfuração

Klismeryane Costa de Melo

Natal, janeiro de 2009

TÍTULO

Monitoramento das propriedades químicas
e físicas dos fluidos de perfuração

ALUNO DE GRADUAÇÃO

Klismeryane Costa de Melo

ORIENTADOR UFRN

Professor Dr. Everaldo Silvino

ORIENTADOR PETROBRAS

Marcos Túlio Antunes

PERÍODO

Natal/RN

Janeiro/2009

MELO, Klismeryane Costa de – Monitoramento das propriedades físicas e químicas dos fluido de perfuração. Monografia, UFRN, Departamento de Engenharia Química, Programa de Recursos Humanos – PRH 14/ANP. Área de concentração: Engenharia de Processos em Plantas de Petróleo e Gás Natural.

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Lins de Barros Neto

Orientador Petrobras: Marcos Túlio Antunes

RESUMO

RESUMO: Fluidos de perfuração são misturas de aditivos químicos utilizados em operações de perfuração de poço com a finalidade de carrear os cascalhos cortados pela broca, sustentar as paredes do poço etc. Estão classificados em fluido base óleo, ar ou água de acordo com sua fase dispersante. Os fluidos de perfuração base água são de tratamento mais simples e apresentam menos riscos de poluição. O tratamento desses fluidos é feito em campo através do monitoramento de suas propriedades físicas e químicas durante a circulação do fluido dentro do poço. Essas propriedades são a densidade, os parâmetros reológicos, força gel, os parâmetros de filtração, o teor de sólidos, pH, cloretos, alcalinidade etc. O objetivo deste trabalho é apresentar metodologias de análises de propriedades físicas e químicas, realizadas nas sondas de perfuração, para fluidos base água.

Palavras chaves: fluido de perfuração, propriedades de fluido de perfuração.

ABSTRACT

Drilling fluids are used in well bore drilling. They are blends of chemical additives used with the purpose to remove the drill cuttings. They are classified in accordance with the dispersed phase that can be air, oil or water. The water-based drilling fluids are fluids of more simple treatment and show small power of environmental pollution. The treatment of this fluids has been made in the field by analyzes of its chemical and physical properties during fluid circulation inside the well. These properties are density, rheological parameters, gel force, filtration parameters, solid content, pH, chlorides, alkalinity, etc. The objective of this work is to present methodologies for the analyses of physical and chemical properties of water-based drilling fluids to be used in drilling rigs.

Keywords: Drilling fluids, physical properties, chemical properties

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a *Deus*, pois sem Ele não teria conquistado nada em minha vida, Ele é a força que me conduz pelos lugares mais altos que eu possa imaginar, e que me segura e me ergue quando penso em fraquejar.

Agradeço a minha família que sempre me apoio em todos os meus projetos de vida, em especial a minha mãe, *Cícera* e meu irmão *Wellington*, que em nenhum momento mediram esforços para tornar esse projeto uma realidade. Aos meus amigos de faculdades que sempre me ajudaram e compartilharam tantos momentos felizes ao longo desses cinco anos, em especial a *Iléia* pelo esforço em conseguir esse estágio e dedicação ao longo deste para torná-lo viável. Sem esquecer *Nila*, claro, amiga de todas as horas.

Ao meu coordenador de estágio *Prof. Dr Everaldo Silvino* e ao meu Supervisor de estágio *Engenheiro Químico Marcos Túlio Antunes Bezerra* pela orientação e dedicação no desenvolvimento deste trabalho, contribuindo para minha formação acadêmica e profissional.

A todos do IP (Intervenção em Poços do Ativo de Produção do Alto do Rodrigues), principalmente para os mais próximos: *Assis, Eanes, Bacelar, Ironaldo, Jackelan, Rogério, Tássia, Cordeiro, Júlio, Arão, Gazel, Cícero, Evandro, Joaldo, Andréia, Teodósio, Ruy, Edfrance, Luna, Falcão, Walfredo, Ionaldo* o meu muito obrigado pelo incentivo, informações e conselho durante o desenvolvimento deste trabalho e é claro pela amizade e conhecimentos compartilhados durante a nossa convivência.

Aos motoristas, *Zeca, João, Soldado, Sinobaldo e Raniery*, pela alegria e respeito com que me conduziam.

Aos amigos encontrados nesta empresa que vou carregar em meu coração para o resto da vida: *Djacyr, Genigley, Geilson, Joanes, e Lincoln*.

À Estatal Petróleo Brasileiro S. A – PETROBRAS pela oportunidade dada.

Ao corpo docente do curso de Graduação em Engenharia Química, principalmente ao *Prof. Dr Eduardo Lins de Barros Neto*, pela amizade, dedicação, companheirismo e antes de tudo pelo profissional que é.

SUMÁRIO

1 – INTRODUÇÃO.....	10
2 – ASPECTOS TEÓRICOS.....	12
2.1– Perfuração de poços de petróleo.....	12
2.2- Fluidos de perfuração.....	13
2.3-Propriedades dos fluidos de perfuração.....	14
2.4-Classificação dos fluidos de perfuração.....	17
2.4-Controle de sólidos nos fluidos de perfuração.....	20
2.5-Equipamentos extratores de sólidos utilizados em sonda de perfuração do ATP-ARG....	21
4 – METODOLOGIA DE ANÁLISE.....	25
4.1-Métodos Físicos.....	25
4.1.1 Determinação da “VISCOSIDADE” MARSH.....	25
4.1.2 Determinação do teor de areia.....	26
4.1.2 Determinação da massa específica.....	27
4.1.4 Determinação dos parâmetros de filtração BTBP.....	28
4.1.5 Determinação do teor de líquidos e de sólidos.....	29
4.1.6 Determinação dos parâmetros reológicos e gelificantes.....	30
4.2 - MÉTODOS QUÍMICOS.....	32
4.2.1.- DETERMINAÇÃO DO pH COM PAPEL INDICADOR.....	32
4.2.2 DETERMINAÇÃO DAS ALCALINIDADES: P_m , P_f e M_f	32
6 - CONCLUSÃO.....	37
7 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	39

Lista de Figuras

Figura 2. 1-Ciclo simplificado de fluido de perfuração.....	21
Figura 4. 1- Funil Marsh. Fonte: www.fann.com	25
Figura 4. 2- Medidor de areia. Fonte: www.solotest.com.br	26
Figura 4. 3 - Balança densimétrica. Fonte: www.fann.com	27
Figura 4. 4: Filtro-prensa BTBP. Fonte: www.fann.com	28
Figura 4. 5 – Retorta. Fonte: www.fann.com	29
Figura 4. 6 - Viscosímetro rotativo de cilindros co-axiais Fann mod. 35-a. Fonte: : www.fann.com	30

Lista de Tabelas

Tabela 2. 1 – Tipo de fluidos utilizados no ATP/ARG	19
---	----

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO GERAL

1 – Introdução

Fluido de perfuração é usado como ferramenta essencial na perfuração de poços de petróleo. Sua importância se justifica pela função desempenhada durante a operação de perfuração. É competência dos fluidos de perfuração carrear os cascalhos cortados pela broca, sustentar a parede do poço, lubrificar a broca, controlar a pressão existente na formação etc. Essas funções são desempenhadas de acordo com as propriedades do fluido, que são previamente especificadas e formuladas de acordo com a formação. O controle dessas propriedades durante a operação é garantia de um bom desempenho do fluido dentro do poço. Esse controle é feito em campo por métodos de análises de parâmetros físicos e químicos.

Durante vários anos utilizou-se fluido a base de óleo diesel, devido à excelente performance proporcionada à perfuração, comparado ao fluido base água. Porém em alguns lugares as leis ambientais vigentes não permitem o uso deste tipo de fluido.

Nos campos de petróleo do Rio Grande do Norte, devido a exigências ambientais, o fluido de perfuração utilizado é base água. Este trabalho tem como objetivo apresentar uma visão geral sobre fluido de perfuração, bem como, as metodologias de análises para o monitoramento de algumas propriedades físicas e químicas de fluido de perfuração base água.

CAPÍTULO 2
ASPECTOS TEÓRICOS

2 - Aspectos Teóricos

2.1- Perfuração de poços de petróleo

O processo de exploração de petróleo envolve a pesquisa por formação de rochas associadas com óleo ou depósitos de gás natural e compreende etapas que vão desde a prospecção geofísica, passando pela perfuração exploratória, desenvolvimento do poço quando economicamente viável e a sua exploração se forem achados hidrocarbonetos em quantidades suficientes, caso contrário o poço poderá ser abandonado.

Em terra ou mar, a perfuração de um poço é um trabalho realizado sem interrupção, que só termina quando se atinge a profundidade programada ou o objetivo proposto para a perfuração. A perfuração em terra é feita com sonda de perfuração, constituída de estrutura metálica de mais de 40 metros de altura (torre) e de equipamentos especiais.

A torre sustenta um tubo vertical, a coluna de perfuração, em cuja extremidade é colocada uma broca. Por meio de movimentos de rotação e peso transmitido pela coluna à broca, as rochas são perfuradas. Para contrabalançar as pressões existentes na formação, resfriar a broca, carrear a rocha triturada (cascalhos de perfuração) até a superfície, além de evitar desmoronamento das paredes do poço, é circulado na coluna um fluido de perfuração. O fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração através da cabeça de injeção ou Swivel, e retorna à superfície através do espaço anular formado pelas paredes dos poços e a coluna. Ao atingir determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada do poço e uma coluna de revestimento de aço de diâmetro inferior ao da broca, é descida no poço.

O anular entre os tubos do revestimento e as paredes do poço é cimentado com finalidade de isolar as rochas atravessadas, permitindo então o avanço de perfuração com segurança. Após a operação de cimentação, a coluna de perfuração é novamente decida no poço, tendo na sua extremidade nova broca de diâmetro menor do que a do revestimento para o prosseguimento da perfuração.

Do exposto, percebe-se que um poço é perfurado em diversas fases, caracterizadas pelos diâmetros das brocas. No caso dos poços do Alto do Rodrigues e Fazenda Porcinho, a sua grande maioria é perfurada em duas fases.

A fase inicial ou fase “um” abrange os níveis mais superficiais do terreno, onde é utilizado um fluido mais simples, composto de apenas bentonita sódica e água. Num segundo estágio, fase “dois”, é usado um fluido mais elaborado cuja composição oferece

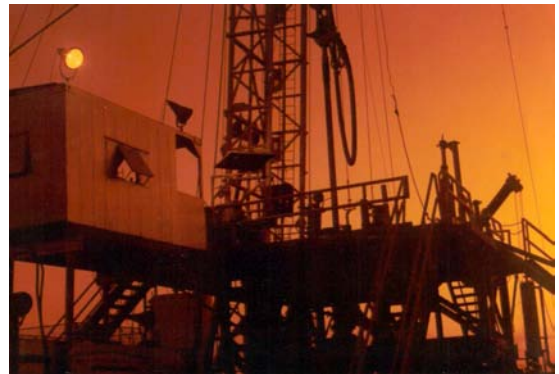
características que permitem uma obtenção de perfis geológicos, além de prover inibição físico-química dos argilo-minerais, reduzindo a interação rocha-fluido, entre outras.

2.2 Fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até gases. Do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes.

O fluido de perfuração tem que ser estável do ponto de vista químico, estabilizar as paredes do poço mecânica e quimicamente, facilitar a separação dos cascalhos na superfície, manter os sólidos em suspensão quando estiver em repouso, ser inerte em relação a danos às rochas produtoras, aceitar qualquer tratamento, físico e químico, ser bombeável, apresentar baixo grau de corrosão e de abrasão em relação à coluna de perfuração e demais equipamentos do sistema de circulação, facilitar as interpretações geológicas do material do poço e apresentar custo compatível com a operação.

O escoamento do fluido de perfuração para baixo, pela tubulação de perfuração, e para cima, pelo poço, algumas vezes é interrompido, ou por causa de um problema ou para elevar a tubulação de perfuração para cima e para fora do poço, permitindo a troca da broca. Quando a perfuração pára, os cortes em suspensão no fluido podem afundar no poço, prendendo a broca.



Os fluidos de perfuração são projetados com uma propriedade muito interessante que resolve esse problema. Sua espessura, ou viscosidade aumenta quando diminui o seu movimento. Quando o fluido pára de circular, ele forma um gel espesso que mantém os cortes de rocha em suspensão e evita que eles afundem no poço.

Quando o fluido começa a circular novamente, ele torna-se mais fino e volta à forma líquida anterior, essa propriedade do fluido garante ao transporte dos cascalhos para a superfície, limpando assim o fundo do poço.

O fluido também é responsável por exercer pressão hidrostática sobre as formações, evitando assim o influxo de fluidos indesejáveis (kick), e estabilizar as paredes do poço.

2.3 Propriedades dos fluidos de perfuração

As propriedades de controle dos fluidos podem ser físicas ou químicas. As físicas são mais genéricas, ou seja, são válidas para qualquer tipo de fluido. Já as químicas são específicas para cada tipo de fluido.

As propriedades físicas mais importantes e freqüentemente medidas nas sondas são as densidades, os parâmetros reológicos, as forças géis (inicial e final), os parâmetros de filtração e teor de sólidos.

As propriedades químicas mais freqüentemente determinadas nos laboratórios das sondas são o pH, os teores de cloreto e de bentonita e a alcalinidade. O excesso de cal (determinada nos fluidos tratados por cal hidratada), teor de cálcio e de magnésio, a concentração de H₂S e a concentração de potássio (testada nos fluidos inibidos por gesso).

✓ Densidade

Os limites de variação da densidade dos fluidos para perfurar uma determinada fase são definidos pela pressão atuante no fluido que se encontra no espaço poroso da rocha (limite mínimo) e pela pressão para qual a rocha se rompe (limite máximo) das formações expostas.

A baritina (BaSO₄) tem o poder de aumentar a densidade de um fluido. Este tem densidade de 4,25, enquanto a densidade dos sólidos perfurados é em torno de 2,6. Para reduzir a densidade dos fluidos à base de água, dilui-se com água (densidade 1,00) ou óleo diesel (densidade 0,82).

✓ Parâmetros reológicos e forças géis

O comportamento do fluxo de um fluido é definido pelos parâmetros reológicos. Para isto considera-se que o fluido é definido como um modelo reológico, cujos parâmetros vão influir diretamente no cálculo de perdas de cargas na tubulação e velocidade de transporte dos cascalhos.

O controle de propriedades reológicas é de vital importância nas operações de perfuração, pois elas são responsáveis pela remoção dos cascalhos perfurados. Além disso, influenciam no progresso da perfuração, que se chama de taxa de penetração.

O descontrole dessa propriedade, juntamente com o gel do fluido, ocasiona problemas sérios como: Obstrução do anular, formação de fundo falso, redução de taxa de penetração, alargamento do poço, prisão da coluna, perda de circulação, etc.

Para os fluidos de perfuração assume-se o modelo de Bingham, o qual postula que uma determinada tensão deve ser aplicada para iniciar o fluxo (limite de escoamento) e, acima dessa tensão, o fluido se comporta como Newtoniano, isto é, Tensão cisalhante (T) proporcional a taxa de cisalhamento (TC).

Alguns fluidos de perfuração são tixotrópicos, isto é, adquirem um estado semi-rígido quando estão em repouso e quando em movimentam apresentam fluidez. A força gel é um parâmetro de natureza reológica que indica o grau de gelificação devido à interação elétrica entre partículas dispersas.

A força gel inicial mede a resistência inicial para colocar o fluido em fluxo. A força gel final mede a resistência do fluido para reiniciar o fluxo quando este fica um certo tempo em repouso. A diferença entre elas indica o grau de tixotropia do fluido.

✓ Parâmetros de filtração

Devido à pressão da coluna de fluido ter que ser maior que a pressão de poro de formação, para evitar o influxo dos fluidos contido nas rochas, o fluido de perfuração deveria invadir continuamente as formações permeáveis, se não houvesse o depósito de um reboco, que é a capacidade do fluido de perfuração em formar uma camada de partículas sólidas úmidas, sobre as rochas permeáveis expostas pela broca, e é de fundamental importância para o sucesso da perfuração e da completação do poço.

Quando existem partículas sólidas com dimensões adequadas, a obstrução dos poros é rápida e somente a fase líquida do fluido de perfuração, denominada filtrado, invade a formação.

O controle do filtrado torna-se crítico em casos de formações de folhelhos sensíveis a água; esses folhelhos desenvolvem pressões devido ao inchamento pelo contato com a água, causando desmoronamento e alargamento do poço. Em formações permeáveis o depósito de um reboco muito espesso causa redução acentuada do diâmetro do poço, além do que, um reboco espesso facilita a prisão por pressão diferencial.

Para formar o reboco, deve haver o influxo da fase líquida do fluido do poço para a formação. Este processo é conhecido como filtração. É essencial que o fluido tenha uma

fração razoável de partículas com dimensões ligeiramente menores às dimensões dos poros das rochas expostas.

Quando existem partículas sólidas com dimensões adequadas, a obstrução dos poros é rápida e somente a fase líquida do fluido, o filtrado, invade a rocha.

O filtrado e a espessura de reboco são dois parâmetros medidos rotineiramente para definir o comportamento do fluido quanto à filtração.

✓ Teor de sólidos

O teor de sólidos, cujo valor deve ser mantido no mínimo possível, é uma propriedade que deve ser controlada com rigor porque o seu aumento implica aumento de várias outras propriedades (densidade, viscosidade e força gel) além de aumentar a ocorrência de problemas como desgaste dos equipamentos de circulação, fratura das formações devido à elevação das pressões de bombeio ou hidrostática, prisão da coluna e redução da taxa de penetração.

O tratamento do fluido para reduzir o teor de sólidos pode ser preventivo ou corretivo. O tratamento preventivo consiste em inibir o fluido, físico ou quimicamente, evitando-se a dispersão dos sólidos perfurados. No método corretivo pode-se fazer uso de equipamentos extratores de sólidos, tais como tanques de decantação, peneiras, hidrociclones e centrifugadores, ou diluir o fluido.

✓ Concentração Hidrogeniônica – pH

O controle químico de alguns sistemas de fluido de perfuração baseia-se na determinação do pH ($\text{pH} = -\log [\text{H}^+]$, onde $[\text{H}^+]$ é a concentração molar do íon H^+). O pH dos fluidos de perfuração é geralmente mantido no intervalo alcalino devido a fatores, tais como: reduzir a taxa de corrosão e aumentar a eficiência dos dispersantes, bem como aumentar o rendimento das bentonitas.

O pH dos fluidos de perfuração tem que ser mantido na faixa de 7 a 10, com o intuito de reduzir a taxa de corrosão dos equipamentos e evitar a dispersão das formações argilosas.

✓ Alcalinidades

A alcalinidade é determinada por métodos diretos de titulação volumétrica de neutralização, e esta leva em consideração as espécies carbonatos (CO_3^{2-}) e bicarbonatos HCO_3^- dissolvidos no fluido, além dos íons hidroxilas (OH^-) dissolvidos e não dissolvidos.

Se numa solução aquosa (no caso o filtrado do fluido) houver apenas OH^- , então só se mede Pf; não havendo CO_3^{2-} nem HCO_3^- , a viragem do metilorange se dá com a primeira gota de solução de H_2SO_4 N/50. A medida em que o Mf cresce, tornando-se maior do que o Pf, a alcalinidade passa a ser devido a $\text{OH}^- + \text{CO}_3^{2-}$, a $\text{CO}_3^{2-} + \text{HCO}_3^-$ e, por fim, somente a HCO_3^- , quando o Pf = O. Entre o Pf = Mf e Pf = O, várias relações entre o Pf e o Mf podem ser deduzida, cada uma sendo apropriada para fornecer a concentração de cada um dos radicais.

Esse teste identifica a alcalinidade parcial do filtrado, alcalinidade da lama e alcalinidade total do filtrado.

✓ Teor de cloretos ou salinidade

Este teste é feito por análise volumétrica de precipitação, por titulação dos íons cloretos.

Os resultados obtidos com esses testes no campo são utilizados para identificar o teor salino da água de preparo do fluido, controlar a salinidade de fluidos inibidos com sal, identificar influxos de água salgada e identificar a perfuração de uma rocha ou domo salino.

✓ Teor de bentonita ou de sólidos ativos

O teste do azul de metileno ou MBT é uma análise volumétrica por adsorção que serve como inibidor da quantidade de sólidos ativos ou bentoníticos no fluido de perfuração. Este mede a capacidade de troca de cátion (CTC) das argilas e sólidos ativos presentes.

2.4 Classificação dos fluidos de perfuração

O fluido de perfuração é classificado de acordo com a composição, baseado no constituinte principal da fase contínua ou dispersante e são eles: fluido a base de água, fluidos a base de óleo e fluidos a base de ar ou de gás, neste relatório vamos nos deter ao fluido de perfuração base água, que foi o trabalhado durante o estágio.

✓ Fluidos a base de água

A definição de um fluido a base água considera principalmente a natureza da água e os aditivos químicos empregados no preparo do fluido. A proporção entre os componentes básicos e as interações entre eles provoca sensíveis modificações nas propriedades físicas e químicas do fluido. Conseqüentemente, a composição é o principal fator a considerar no controle das suas propriedades.

A água é a fase contínua e o principal componente de qualquer fluido à base de água, podendo ser doce, dura ou salgada. A água doce não precisa de tratamento prévio, pois não afeta o desempenho dos aditivos empregados no preparo do fluido, sua salinidade é inferior a 1.000 ppm de NaCl equivalente.

A água dura tem a presença de sais de cálcio e magnésio dissolvido, onde estes apresentam concentrações capazes de alterar o desempenho dos aditivos do fluido de perfuração.

A água salgada possui salinidade superior a 1.000 ppm de NaCl equivalente e pode ser natural, como a água do mar, ou pode ser salgada com a adição de sais como NaCl, KCl ou CaCl_2 . A água tem a função de prover o meio de dispersão para os materiais coloidais, estes controlam a viscosidade, limite de escoamento, forças géis e filtrado em valores adequados para conferir ao fluido uma boa taxa de remoção dos sólidos perfurados e capacidade de estabilização das paredes do poço.

Os fatores a serem considerados na seleção da água de preparo são: disponibilidade, custo de transporte e de tratamento, tipos de formações geológicas a serem perfuradas, produtos químicos que compõem o fluido e equipamentos e técnicas a serem usados na avaliação das formações.

Os sólidos dispersos em meio aquoso podem ser ativos ou inertes. Os sólidos ativos são materiais argilosos, cuja função principal é aumentar a viscosidade do fluido. A argila mais usada é a bentonita.

Os sólidos inertes podem se originar da adição de materiais industrializados ou de detritos finos das rochas perfuradas. O adensante baritina é o sólido inerte mais comuns dentre os produtos comercializados. Os sólidos inertes oriundos das rochas perfuradas são areia, silte e calcário fino.

Os produtos químicos a serem adicionados ao fluido podem ser:

- alcalinizantes e controladores de pH, como soda cáustica, potassa cáustica e cal hidratada;
- dispersantes como o lignossulfonato, tanino, lignito e fosfato;
- redutores de filtrado, como amido;
- floculantes como a soda cáustica, cal e cloreto de sódio;
- polímeros de uso geral para viscosificar, desflocular ou reduzir filtrado;
- surfactantes para emulsificar e reduzir a tensão superficial;
- removedores de cálcio e magnésio, como carbonato e bicarbonato de sódio;
- inibidores de formação ativas, como cloreto de potássio, sódio e cálcio;
- bactericidas, como paraformaldeído, composto organoclorados, soda cáustica e cal;

Produtos químicos mais específicos, como anticorrosivos, traçadores químicos, antiespumantes, entre outros, também podem estar presentes.

A Tabela 2.1 abaixo apresenta a composição dos fluidos usado na Petrobrás (ATP-ARG/IP) com seus respectivos códigos.

CÓDIGO	Tipos de Fluido	CÓDIGO	Tipos de Fluido
1	Água do Mar	12	NaCl com Poliacrilamida
2	Convencional	13	Milk Mud
3	BTS	14	Espuma
4	Nativo	15	Convencional com Asfalto e LCM
5	NaCl com Polímeros	16	Base Óleo Mineral
6	Base Cal	17	Especiais para alta temperatura
7	Disperso	18	Biopolímero Saturado
8	KCL com Polímero	19	Catiônico
9	Saturado	20	KCl com Poliacrilamida
10	Aerado	21	Biopolímero com Carbonato
11	Base Óleo Diesel	22	Sintético (Éster ou Parafina)

Tabela 2.1 – Tipo de fluidos utilizados no ATP/ARG

Composição dos tipos de fluidos usados:

Tipo 2 : Água Industrial, argila ativada e soda cáustica.

Tipo 5 : Argila ativada, soda cáustica, amido, NaCl, CMC ADS, goma xantana e calcário

Tipo 19: Água Industrial, Óxido de Magnésio, Goma Xantana, CMC BBV ADS, Amido Comum, Cloreto de sódio, Polímero Catiônico, Calcário Fino, Lubrificante, Preventor de encrascamento e Bactericida.

2.4 Controle de sólidos nos fluidos de perfuração

O controle dos sólidos no fluido de perfuração é feito por um sistema de equipamentos extratores, buscando sempre manter o teor de sólidos adequados ao trabalho. Quando estes não são suficientes para esse controle, a ação corretiva implicará num custo adicional, pois uma nova formulação terá que ser feita, ou seja, um fluido novo será misturado para diluição. O não uso dos equipamentos ou a não correção do teor de sólidos implica na redução da taxa de penetração, problemas de ordem reológicas do fluido de perfuração, reboco de baixa qualidade, maior densidade equivalente de circulação, dano a formação, ameaça de prisão da coluna por diferencial de pressão elevado, desgaste de equipamentos, grande volume de resíduos gerados e maior custo global.

Existe algumas recomendações que se forem seguidas auxiliam na solução de problemas provocados por sólidos, são elas:

- Analisar os testes do fluido de perfuração, a fim de identificar a presença de um teor elevado de sólidos.
- Verificar se os equipamentos extratores de sólidos instalados na sonda operam eficientemente.
- Verificar se os equipamentos extratores de sólidos instalados na sonda operam em seqüência apropriada.
- Verificar se os equipamentos instalados na sonda têm capacidade suficiente para remover sólidos numa taxa que permita trabalhar na faixa aceitável de teor de sólidos no fluido de perfuração.
- Verificar qual o equipamento adicional necessário para resolver o problema provocado pelo teor elevado de sólidos.

- Determinar o custo diário proveniente do uso de um equipamento adicional extrator de sólidos.
- Determinar o custo diário proveniente do uso de um equipamento adicional extrator de sólidos.
- Determinar o custo da diluição necessária para resolver o problema, sem o uso de equipamento adicional.
- Comparar os custos determinados em nos dois itens anteriores.
- Recomendar, se necessário, a instalação de equipamento adicional extrator de sólidos.
- Caso seja instalado um equipamento adicional de sólidos, operá-lo por um período apropriado de tempo, repetir os testes com o fluido de perfuração e avaliar a eficiência do equipamento adicional instalado.

2.5 Equipamentos extratores de sólidos utilizados em sonda de perfuração do ATP-ARG

✓ Peneiras Vibratórias

A peneira vibratória é a primeira barreira na retenção dos sólidos do fluido de perfuração que retorna durante a saída de cada ciclo de circulação. Dessa etapa os sólidos mais grosseiros são retidos, já que é mais fácil removê-los antes de passar pelos hidrociclones e centrifugadores. Ao lado apresenta-se uma figura esquemática com o percurso simplificado do fluido no poço quando se está perfurando.

✓ Hidrociclones

A separação dos sólidos ocorre da seguinte forma: o líquido contendo a fração mais fina de partículas menores é descarregado através

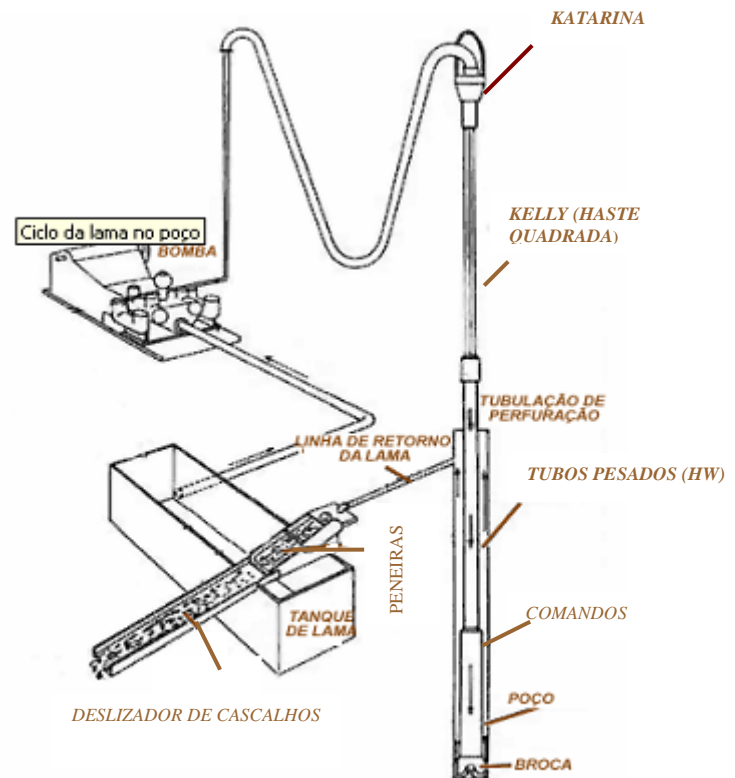


Figura 2. 1-Ciclo simplificado de fluido de perfuração

do tubo cilindro central (overflow), o líquido contendo os sólidos mais grossos, é descarregado pelo underflow.

Os cones hoje são feitos de poliuretano, este material quando expostos a altas temperaturas (150 e 175 ° F) amolecem, fazendo com que haja a necessidade de substituí-los.

A viscosidade do fluido, o teor de sólidos na alimentação, a pressão disponível na entrada do equipamento e o lay-out do percurso feito pelo fluido influencia de forma direta no desempenho do equipamento.

Quanto menor a viscosidade (dentro do possível), maior o desempenho do hidrociclone.

Uma grande concentração de sólidos na alimentação tem efeito negativo no desempenho. Com o hidrociclone trabalhando com descarga tipo “spray” o ponto de corte médio aumenta quando a carga de sólidos aumenta. Quando a carga de sólidos ultrapassa o ponto suportável pelo “underflow” o hidrociclone começa a descarregar em “forma de corda” e o ponto de corte médio aumenta drasticamente. A pressão recomendada pela maioria dos fabricantes e fornecedores de hidrociclones já está otimizada. A maioria dos hidrociclones no campo requer de 70 a 80 pés de fluido de pressão hidrostática. Os hidrociclones utilizados nas sondas são chamados de desareadores e dessiltadores.

✓ **Depuradores (MUD CLEANER)**

Este é composto por hidrociclones em série com uma tela fina que permite recuperar partículas, e é usado com fluidos de perfuração pesados. As partículas sólidas que esse equipamento remove são maiores que a baritina. Como ocorre no ciclone, parte do material é recuperada e parte é descartada, o recuperado retorna ao fluido reduzindo custos.

Monta-se uma cobertura onde a tela está colocada, fazendo com que todos os sólidos descarregados pelos dessiltadores são retornados para o sistema de circulação. No caso de baritina ser adicionada ao fluido a cobertura dá lugar a tela fina. Esse equipamento reduz a perda da baritina dos fluidos pesados, no intuito de recuperar fluidos caros e reduzir descarte de poluente ao meio ambiente.

✓ **Decantador Centrífugo**

A função deste equipamento é separar sólidos de líquidos, é formado por um tambor

cilíndrico-cônico, composto por uma seção cônica, que origina a chamada “praia” e uma ou várias seções cilíndricas conectadas, que origina a “piscina”. Um parafuso transportador que fica dentro do tambor rotativo.

É possível ajustar a profundidade do líquido no tambor, o nível da piscina terá um efeito sobre a eficiência de separação, pois ele afetará as áreas secas e molhadas da praia, bem como a secagem dos sólidos e a habilidade física do parafuso em transportar os sólidos para o tambor.

A medida do teor de areia num fluido nos dá um parâmetro de avaliação dos equipamentos extratores de sólidos da sonda, e serve como uma medida de abrasividade do fluido.

CAPÍTULO 4

METODOLOGIA DE ANÁLISES

4 - Metodologia de análise

O monitoramento das propriedades químicas e físicas dos fluidos de perfuração é feito de acordo com as metodologias descritas neste capítulo. Aqui serão descritos os métodos físicos e químicos para análises de fluido de perfuração base água.

As análises que serão descritas neste documento estão de acordo com o Manual de Laboratório de Fluido, Programa de Trainees Petrobras – 2002, Químico de Petróleo Junior.

4.1 Métodos Físicos

4.1.1 Determinação da “VISCOSIDADE” MARSH



Figura 4. 1- Funil Marsh. Fonte: www.fann.com

A Figura 4.1 mostra o funil Marsh que é um funil com as seguintes dimensões: 15,24 cm (6”) de diâmetro na parte superior, 30,48 cm (12”) de altura. A metade da abertura superior é coberta por uma peneira de malha nº 10. O orifício inferior tem 4,76 mm (3/16”) de diâmetro interno e 5,08 cm (2”) de comprimento. A capacidade do funil até a marca superior é de 1500 cm³.

PROCEDIMENTO DE ANÁLISE

- Se segura o funil em posição vertical, obstruindo o orifício de descarga com o dedo indicador;
- verta-se, através da peneira, a amostra de fluido tomada em qualquer ponto onde ela esteja em agitação, até que o nível da mesma fique rente à parte inferior da tela da peneira;
- imediatamente, retira-se o dedo do tubo de descarga e, com o auxílio de um cronômetro, observa-se o tempo, em segundos, necessário para que escoe um (01) litro de fluido para um recipiente graduado;
- a operação deve ser rápida para minimizar erros.
- registra-se a “Viscosidade” Marsh em segundos/1000 cm³ de fluido.

CALIBRAÇÃO

- Verifica-se a precisão do funil Marsh com 1500 cm³ de água doce a 21°C. O tempo de escoamento de 1000 cm³ de água deve ser de 28 ± 0,5 segundos.

4.1.2 Determinação do teor de areia



Figura 4. 2- Medidor de areia. Fonte: www.solotest.com.br

A Figura 4.2 mostra o conjunto que registra o conteúdo de areia, presente no fluido, em percentagem volumétrica, composto por um tubo de vidro graduado em percentual volumétrico (0-20% v), um cilindro cônico, um copo cilíndrico com uma tela de peneira (malha 200 mesh).

PROCEDIMENTO DE ANÁLISE

- Verta-se o fluido, previamente passado através da peneira do funil Marsh, no tubo de vidro graduado até a marca indicada e depois se adiciona água até a referência superior;
- obstrui-se a saída superior do tubo com o dedo e agita-se vigorosamente; Em seguida esvazia-se a amostra de fluido diluído através da peneira, lavando todo o resíduo no tubo com água. Lava-se a areia retida na peneira até eliminar os traços de fluido;
- coloca-se o funil sobre a peneira e inverte-se o conjunto lentamente. Faz-se retornar a areia da peneira para o interior do tubo, através de jatos d'água;
- após a deposição total da areia lê-se diretamente a percentagem em volume de areia.

4.1.2 Determinação da massa específica



Figura 4. 3 - Balança densimétrica. Fonte: www.fann.com

A Figura 4.3 apresenta a balança utilizada para medição de densidade de fluido de perfuração no campo. O equipamento consiste de uma base e braço graduado com copo para amostra, tampa, fiel, cursor e medidor de nível. Possui quatro escalas de leituras:

Densidade	0,72 - 2,88
Massa Específica	6-24(lbm/gal)
Massa Específica	45-180(lbm/ft ³)
Gradiente Hidrostático	310-1250 (“psi”/1000ft)

PROCEDIMENTO DE ANÁLISE

- Posiciona-se a base da balança em uma superfície lisa e nivelada;
- enche totalmente o copo da balança com o fluido a ser testado. Se o copo inicialmente estiver molhado, despeje a primeira porção de fluido e volte a enchê-lo. Deve ser eliminado as bolhas de ar trapeadas no fluido. Para tanto, basta que se dêem alguns golpes no copo, até que desapareçam;
- coloca-se a tampa enroscando-a, com um leve movimento de rotação, até que fique firmemente assentado no copo, certificando-se que uma pequena quantidade de fluido escape pelo orifício de purgação;
- lava-se e seca-se o exterior da balança;
- coloca-se a balança sobre a base e move-se o cursor até que a bolha do nível fique centralizada;
- lê-se a massa específica e/ou densidade no lado do cursor que estiver mais próximo do copo coletor.
- Registra-se a leitura da massa específica em lbm/gal ou de densidade com precisão de
- 0,05 ou 0,005, respectivamente.

CALIBRAÇÃO

- Deve ser feito a calibração do equipamento frequentemente com água doce até 21°C, que deverá dar uma leitura de densidade igual a 1,00. A aferição se faz retirando ou colocando esferas de chumbo no depósito especial que existe na extremidade do braço da balança.

4.1.4 Determinação dos parâmetros de filtração BTBP



Figura 4. 4: Filtro-prensa BTBP. Fonte: www.fann.com

O equipamento consiste de um reservatório de fluido com capacidade aproximada de 400 cm³, um meio filtrante (Papel de filtro Whatman nº 50 de 9 cm ou similar), um coletor de filtrado (proveta graduada) e uma fonte de pressão (cilindro contendo N₂ ou CO₂). O reservatório é constituído por uma célula, tampa superior fixada através de uma prensa, gaxetas, tela e uma base. A área exposta a filtração é de 7 pol². O controle de pressão é efetuado por uma válvula com registro (manômetro). A despressurização é feita através de uma válvula de escape.

PROCEDIMENTO DE ANÁLISE

- Assegura-se que todas as partes do filtro estejam limpas e secas e que as gaxetas não estejam gastas ou deformadas;
 - monta-se todas as peças da célula: a base, uma gaxeta, a tela, o papel-filtro, outra gaxeta e o corpo da célula;
 - preenche-se filtro com fluido até um centímetro da borda superior da célula e coloca-

se o conjunto sobre o suporte central. Assegura-se que a tampa superior da célula tenha a sua gaxeta e tampa-se a célula, apertando-a com o parafuso;

- com uma proveta graduada recolhe-se o filtrado na saída da célula.
- fecha-se a válvula de escape e ajusta-se o regulador de pressão até obter 100 psi em 30 segundos, no máximo. Marca-se o tempo e após 30 minutos, mede-se o volume de filtrado na proveta. Fecha-se a fonte de pressão. Elimina-se o gás confinado na célula através da válvula de escape, cuidadosamente;
- retira-se a célula do suporte, despeja o fluido, desarma a célula, recolhe-se o pepal de filtro com o reboco, lave o mesmo com um leve jato de água e mede-se a sua espessura em 1/32”.
- registra-se o volume de filtrado em cm³, com aproximação de 0,1 cm³;
- registra-se a espessura do reboco em 1/32” com aproximação de 1/64”.

CALIBRAÇÃO

- É necessário verificar, com freqüência, a exatidão dos manômetros.

4.1.5 Determinação do teor de líquidos e de sólidos



Figura 4. 5 – Retorta. Fonte: www.fann.com

A Retorta, mostrada na Figura 5.5, destina-se a determinação dos teores de sólidos e líquidos existentes num fluido, através da destilação de uma amostra do mesmo. É constituído de um copo para amostra com capacidade de 10 cm³, uma câmara de aquecimento, um forno e um condensador. O destilado é coletado numa proveta graduada. A retorta é regulada por um termostato que permite manter, com segurança, a temperatura necessária para completa destilação da amostra de fluido.

PROCEDIMENTO DE ANÁLISE

- Retira-se a retorta do bloco isolante. Usando a espátula como desarmador, desenrosca-se o depósito de fluido da retorta;
- introduz-se uma palha de aço na câmara de evaporação;
- coloca-se o depósito com o fluido a ser testado e coloca-se a tampa de aferição no depósito de fluido;
- limpa-se bem a tampa, a rosca e o corpo externo do depósito, sem derramar o fluido;
- enrosca-se o depósito na parte inferior da câmara de evaporação;
- coloca-se a retorta na câmara isolante e fecha-se a tampa da câmara isolante;
- coloca-se a proveta graduada sob a descarga do condensador;
- por meio de fio elétrico, liga-se o aparelho a uma tomada de 115 volts C.A. e fecha-se o circuito elétrico. Ao fazer isto a lâmpada piloto deverá acender;
- o tempo de destilação é de 35 minutos;
- abre-se o circuito elétrico. Ao fazer isto, a lâmpada piloto deverá apagar;
- deixa-se a retorta esfriar por 10 min. Após isso, retira-se a proveta e faz as leituras correspondentes aos volumes de água e óleo recuperados na proveta graduada.

Os resultados são obtidos em:

$$\% \text{ água} = \text{Volume de água} \times 10$$

$$\% \text{ óleo} = \text{Volume de óleo} \times 10$$

$$\% \text{ sólidos} = 100 - (\% \text{ água} + \% \text{ óleo})$$

4.1.6 – Determinação dos parâmetros reológicos e gelificantes

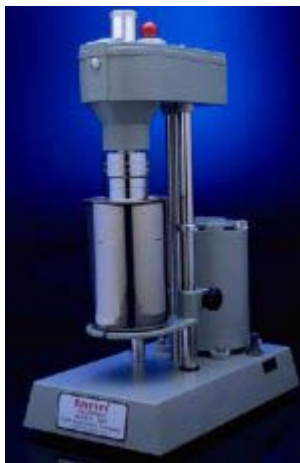


Figura 4. 6 - Viscosímetro rotativo de cilindros co-axiais Fann mod. 35-a. Fonte: : www.fann.com

A Figura 4.6 mostra um aparelho projetado para medir propriedades reológicas e gelificantes de líquidos. Este modelo possui 6 (seis) velocidades e é usado tanto em laboratório como em sondas de exploração. Possui um motor 50 Hz e 115 volts, uma combinação rotor-bob-mola de torção que permite medidas de taxa de cisalhamento da ordem de 5,11 a 1022 s⁻¹ e tensão de cisalhamento da ordem de zero a 1533 dynas/cm². Outras combinações permitem avaliações da ordem de 0,707 a 3252 s⁻¹ e de zero a 131.520 dynas/cm² de taxa de deformação e tensão de cisalhamento, respectivamente.

PROCEDIMENTO DE ANÁLISE

- Agita-se o fluido a ser testado no misturador Beach durante 5 min em velocidade alta (18.000 RPM);
- coloca-se o fluido no copo do viscosímetro até a sua marca e posiciona-se o mesmo na base do equipamento. Eleva-se o copo até que o nível do fluido coincida com a marca no rotor e fixa-se com o parafuso;
- liga-se o motor acionando o interruptor para a posição HIGH e certifica-se que o seletor de engrenagens esteja na posição inferior;
- faz-se a leitura que corresponde a 600 RPM, após 1 min de operação;
- procede-se conforme diagrama na parte superior do equipamento para seleção de velocidades e registra-se os valores de deflexão após 1 min de agitação para 300, 200, 100, 6 e 3 RPM;
- coloca-se o equipamento a 600 RPM por 2 minutos. Imediatamente muda-se a velocidade para 3 RPM; desliga-se o motor e após 10 segundos de repouso liga-se o aparelho a 3 RPM ao mesmo tempo em que observa-se o ponto máximo atingido pela escala, valor este denominado força gel inicial;
- repere-se os dois últimos itens, entretanto, para um tempo de repouso de 10 min. A deflexão máxima obtida para esta nova condição é denominada força gel final.
- registra-se os valores das deflexões, em graus, para cada velocidade do equipamento;
- registra-se os valores das forças géis, em aproximadamente 100 lbf/pe², seguindo o procedimento anteriormente descrito.

CALIBRAÇÃO

- O aparelho deve ser calibrado periodicamente, empregando-se uma mistura de glicerina e água pura na temperatura ambiente ou através do calibrador mecânico padronizado.

4.2 - MÉTODOS QUÍMICOS

4.2.1. - DETERMINAÇÃO DO pH COM PAPEL INDICADOR

MATERIAIS

Jogo de papel indicador com escala de cores variadas para comparação.

PROCEDIMENTO DE ANÁLISE

- Toma-se um papel indicador com escala apropriada;
- posiciona-se o papel na superfície do fluido ou umedece o mesmo com uma gota do filtrado do fluido;
- após um minuto, aproximadamente, a tira de papel deverá ter mudado de cor, afetada pela alcalinidade do fluido ou do filtrado;
- compara-se a cor do papel indicador com a carta colorimétrica correspondente;
- se a cor não corresponder à escala colorimétrica da série escolhida, dever-se-á repetir a operação com outra série.
- registre-se o pH aproximado a 0,5 ou a 0,2 unidades, conforme a escala do papel indicador usado.

Nota: O papel indicador dá resultados falsos em fluidos com alta concentração de sal. Para este caso, utiliza-se o método potenciométrico, quando o fluido contiver mais de 10,000 ppm Cl.

4.2.2 DETERMINAÇÃO DAS ALCALINIDADES: P_m , P_f e M_f

(Fluidos à Base Água)

A alcalinidade de um filtrado à base de água ou de uma água provém de um ou mais dos seguintes agentes químicos:

I – HO^- - Hidróxido

II – $CO_3^{=}$ - Carbonato

III - CO_3H^- - Bicarbonato (% Borato + Silicato, etc)

A medida da alcalinidade pelo pH fornece as concentrações dos sais dissolvidos porém não indica quanto de cada um dos radicais acima. Para isso, recorre-se à titulação com o ácido sulfúrico em meio contendo um indicador apropriado. Para a água incolor, os indicadores são: fenolftaleína e metilorange; se a água ou filtrado estiver corado, por exemplo, devido a

lignossulfonato, utiliza-se o azul de bromofenol em lugar de metilorange; em último caso, usa-se o vermelho de metila em lugar dele.

TIPOS DE ALCALINIDADES

Na prática, determinam-se as seguintes alcalinidades:

I – do filtrado à fenolftaleína – P_f

II – do filtrado ao metilorange – M_f

III – do fluido à fenolftaleína – P_m

Se numa água houver apenas HO^- , então só se mede P_f ; não havendo $CO_3^{=}$ nem CO_3H^- , a viragem ao metilorange se dá com a primeira gota de solução de H_2SO_4 N/50. A medida que o M_f cresce tornando-se maior que o P_f , a alcalinidade passa a ser devida a $HO^- + CO_3^{=}$, a $CO_3^{=} + CO_3H^-$ e, por fim, somente a CO_3H^- , quando o $P_f = 0$. Entre o $P_f = M_f$ e $P_f = 0$, várias relações entre o P_f e o M_f podem ser deduzidas, cada uma sendo apropriada para fornecer a concentração de cada um dos radicais.

As concentrações desses radicais são expressos em epm (equivalentes partes por milhão), ppm, mg/l e em g/l, conforme a conveniência. As alcalinidades geralmente são expressas em epm, usando-se cálcio como termo de comparação de equivalência. O peso atômico dele é 40 mol/g e o valor absoluto de sua valência é 2. Em termos de valências, $1Ca^{++} = 2HO^-$, $1Ca^{++} = 1CO_3^{=}$, $1Ca^{++} = 2CO_3H^-$, por conseguinte, o equivalente de HO^- em Ca^{++} é 20, o equivalente de $CO_3^{=}$ em Ca^{++} é 40, etc.

As combinações possíveis entre P_f e M_f estão no quadro 1. Os cálculos podem ser efetuados utilizando as fórmulas contidas no quadro 2.

Resultados de Medidas	Interpretação		
	HO^-	$CO_3^{=}$	CO_3H^-
$P_f = M_f$	P_f	0	0
$P_f < 1/2 M_f$	0	$2P_f$	$M_f - 2P_f$
$P_f = 1/2 M_f$	0	$2P_f$	0
$P_f > 1/2 M_f$	$2P_f - M_f$	$2(M_f - P_f)$	0
$P_f = 0$	0	0	M_f

Quadro 1

As fórmulas apresentadas no quadro 2 são baseadas em que :

- 1 epm HO^- = 17 ppm HO^-

- 1 epm $\text{CO}_3^{=}$ = 30 ppm $\text{CO}_3^{=}$
- 1 epm CO_3H^- = 61 ppm CO_3H^-

e nas equivalências estequiométricas entre Ca^{++} , HO^- , $\text{CO}_3^{=}$ e CO_3H^- , anteriormente apresentadas.

Resultados	Íon	Alcalinidade	e.p.m	Ppm
$P_f = M_f$	HO^-	P_f	$20P_f$	$340P_f$
$P_f < 1/2 M_f$	$\text{CO}_3^{=}$	$2P_f$	$40P_f$	$1200P_f$
	CO_3^-	$M_f - 2P_f$	$20(M_f - 2P_f)$	$1200(M_f - 2P_f)$
$P_f = 1/2 M_f$	$\text{CO}_3^{=}$	$2P_f$	$40P_f$	$1200P_f$
$P_f > 1/2 M_f$	HO^-	$2P_f - M_f$	$20(2P_f - M_f)$	$340(2P_f - M_f)$
	$\text{CO}_3^{=}$	$2(M_f - P_f)$	$40(M_f - P_f)$	$1200(M_f - P_f)$
$P_f = 0$	CO_3H^-	M_f	$20 M_f$	$1200 M_f$

MATERIAIS

- Cápsula de porcelana de 250 cm³;
- 2 pipetas graduadas, uma de 1 cm³ e outra de 10 cm³;
- Agitador de vidro;
- Bureta;
- Solução de H₂SO₄ N/50;
- Solução indicadora de fenolftaleína

PROCEDIMENTO

- Meça 1 cm³ de fluido e coloque-o em uma cápsula;
- Dilua com 50 cm³ de água destilada;
- Adicione 3 gotas de fenolftaleína;
- Titule com solução de ácido sulfúrico N/50, rapidamente;
- Agite, continuamente, até que a cor da amostra passe do vermelho à cor original do fluido;
- Ao volume da solução de ácido sulfúrico N/50, em cm³, se chama alcalinidade do fluido (P_m);
- A alcalinidade do filtrado (P_f) se determina seguindo-se o processo anterior, tomando-se 1 cm³ de filtrado

A determinação de “M_f” Alcalinidade do filtrado ao metilorange será feita do seguinte modo:

- Determinado o P_f, adicionar à solução 2 a 3 gotas de solução de metilorange;
- Continuar a titulação anterior com a solução de H₂SO₄ N/50 até viragem do amarelo-alaranjado para o róseo;
- Anotar o volume V_t de solução de ácido gasto na titulação, V_t em cm³;
- Calcular o M_f como segue:
- M_f=V_t, cm³ de H₂SO₄ N/50

NOTAS

1 – Se o filtrado se apresentar corado devido por exemplo, a tanino, a viragem em ambas as determinações pode ser afetada, particularmente no caso do metilorange. Neste caso, a determinação do ponto final poderá ser efetuada com um potenciômetro. O ponto final, para a determinação da alcalinidade P_f é tomado quando o potenciômetro acusar o pH 8,3; para o valor de M_f quando acusar o pH 4,3.

2 – Em lugar do metilorange como indicador para determinação do M_f, podem ser usados:

2.1 – azul de bromo-fenol a 0,1% em água destilada;

2.2 - indicador misto, cuja composição é a seguinte:

- Vermelho de metila.....0,02 g;
- Verde de bromo-cresol.....0,10 g;
- Álcool, q.s.p.....100.0 cm³.

Com estes indicadores, a viragem é nítida, pelo que dispensa o uso do potenciômetro. A restrição que se faz é que estes indicadores são oxidáveis em presença de certas substâncias, tal como o ácido nítrico.

Registrar-se as alcalinidades P_f e P_m, em cm³ de H₂SO₄ N/50.

PREPARO DE SOLUÇÕES E REATIVOS

Solução titulada de ácido sulfúrico N/50: Toma-se 1,2 cm³ de ácido sulfúrico concentrado e o dilui em matraz aferido (recipiente de vidro com um gargalo muito estreito e com marca de aferição) de 2000 cm³ com água destilada. Em seguida, titula-se com uma solução de NaOH 0,1N, usando fenolftaleína como indicador.

Solução Indicadora de Fenolftaleína: Pesa-se 0,4g de fenolftaleína q.p. Em seguida, dissolve-se em 60 cm³ de álcool etílico a 95%, diluindo-se até 100 cm³ com água destilada. Filtra-se, se formar resíduo.

CAPÍTULO 6
CONCLUSÃO

6 - Conclusão

As propriedades dos fluidos de perfuração mostram as condições do fluido dentro do poço e seu monitoramento é de vital importância para um bom desempenho do mesmo durante a operação de perfuração.

O monitoramento dessas propriedades é feito por metodologia de análises simples, de fácil realização e interpretação.

CAPÍTULO 7

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

7 - Referências Bibliográficas

ARAÚJO C. F.; *Processamento de Lamas de Perfuração*. Universidade Federal de Itajubá IEFG, 2003.

DARLEY, H.C.H.; GRAY, G.R. *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. Fifth Edition, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1988.

MACHADO, J. C. V. *Reologia e Escoamento de Fluidos - Ênfase na Indústria do Petróleo*, ed. Interciência, 2002a.

MACHADO, J. C. V. *Fluido de Perfuração. Programa Trainees Petrobras- UM-BA/ST/EP* 2002b.

PETROBRAS. *Manual de Fluidos de Perfuração*. Rio de Janeiro, CENPES, 1991.

THOMAS, J. E., organizador. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, PETROBRAS, 2001.

ANEXO

Universidade Federal do Rio Grande do Norte
Centro de Tecnologia
Departamento de Engenharia Química

Relatório de Estágio Supervisionado
Empresa:

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A
PETROBRAS

*“Monitoramento das propriedades químicas e físicas
dos fluidos de perfuração”*

Aluna

Klismeryane Costa de Melo

Orientador:

Prof^o Dr. Everaldo Silvino

Supervisor de Estágio:

Eng. Químico Marcos Túlio Antunes Bezerra

Agosto/2006.

Klismeryane Costa de Melo

Relatório de Estágio Supervisionado

Natal/RN

2006

Relatório de Estágio

Relatório apresentado junto ao Departamento de Engenharia Química da UFRN como pré-requisito para obtenção do conceito na disciplina DEQ0330 – Estágio Supervisionado, visando a conclusão do curso de graduação em Engenharia Química.

1. RESUMO

O presente relatório final contempla as atividades realizadas no estágio supervisionado da aluna Klismeryane Costa de Melo desenvolvido no período de 04 de outubro de 2005 a 04 de Agosto de 2006 na Empresa Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS, na Unidade de Exploração e Negócios Rio Grande do Norte – Ceará (UN-RNCE), no setor de Intervenção em Poços (IP) do Ativo de Produção do Alto do Rodrigues (ATP/ARG). O mesmo intitula-se “*Monitoramento das propriedades químicas e físicas dos fluidos de perfuração*”, e este engloba o acompanhamento do processo de perfuração dos poços de petróleo nas áreas de Alto do Rodrigues (ARG) e Fazenda Porcinho (FP). No decorrer do estágio foi possível acompanhar operações normais de perfuração de poço, como manobra e circulação, revestimento, cimentação, perfilagem, testemunhagem, bem como inspeções de SMS (Segurança, Meio Ambiente e Saúde), nas sondas de perfuração e completação. O relatório contempla principalmente o monitoramento das propriedades físicas e químicas do fluido de perfuração, através de testes feitos em laboratório. Após conhecer os parâmetros que influenciam as propriedades do fluido de perfuração, e dos seus aditivos torna-se possível monitorar e corrigir as propriedades adequadas do fluido. Foram analisadas as propriedades de fluido, tais como reológicas, gelificantes, viscosidade, filtrado, pH, alcalinidade, limite de escoamento, etc. O estágio foi supervisionado pelo Químico de Petróleo I Marcos Túlio Antunes Bezerra, Engenheiro da PETROBRAS e coordenado pelo Prof. Dr. Everaldo Silvino, professor do Departamento de Engenharia Química da UFRN, com uma carga horária de 750 horas. Este relatório é parte avaliativa da disciplina de Estágio Supervisionado, onde este tem um papel muito importante dentro da carreira acadêmica e profissional do aluno graduando, agindo de uma forma integradora entre aluno, empresa e universidade.

1. HISTÓRICO DA EMPRESA

A lei nº 2.004 assinada pelo presidente Getúlio Vargas em 1953 instituía o monopólio do petróleo com a criação da PETROBRAS encarregada de executar as atividades do setor petrolífero no Brasil em nome da União.

As atividades foram iniciadas com o acervo do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), e este era composto por:

- Campos de petróleo com capacidade para produzir 2.700 barris por dia (bpd);
- Bens da Comissão de Industrialização do Xisto Betuminoso;
- Refinaria de Mataripe-BA (atual RELAM), processando 5.000 bpd;
- Refinaria em fase de montagem, em Cubatão-SP (atual RPBC);
- Vinte petroleiros com capacidade para transportar 221 mil toneladas;
- Reservas recuperáveis de 15 milhões de barris;
- Consumo de derivados de 137.000 bpd;
- Fábrica de fertilizantes (Cubatão - SP).

Ao longo de cinco décadas, tornou-se líder em distribuição de derivados no País, num mercado competitivo fora do monopólio da União, colocando-se entre as quinze maiores empresas petrolíferas na avaliação internacional. Detentora de uma das tecnologias mais avançadas do mundo para a produção de petróleo em águas profundas e ultra-profundas.

Em 1997, o Brasil, através da PETROBRAS, ingressou no seletivo grupo de 16 países que produzia mais de 1 milhão de barris de óleo por dia. Nesse mesmo ano foi promulgada a Lei nº 9.478, que abriu as atividades da indústria petrolífera no Brasil à iniciativa privada.

Com a lei, foram criadas a Agência Nacional do Petróleo (ANP), encarregada de regular, contratar e fiscalizar as atividades do setor e o Conselho Nacional de Política Energética, um órgão formulador da política pública de energia.

O Sistema PETROBRAS inclui subsidiárias - empresas independentes com diretorias próprias, interligadas à Sede. São elas as principais:

- PETROBRAS Gás S.A - Gaspetro, subsidiária responsável pela comercialização do gás natural nacional e importado;
- PETROBRAS Química S.A - Petroquisa, que atua na indústria petroquímica;
- PETROBRAS Distribuidora S.A. - BR, na distribuição de derivados de petróleo;

- PETROBRAS Transporte S.A. - Transpetro, criada para executar as atividades de transporte marítimo e dutoviário da Companhia;
- PETROBRAS Negócios Eletrônicos S.A., participa no capital social de outras sociedades que tenham por objetivo, atividades realizadas pela Internet ou meios eletrônicos.
- PETROBRAS Comercializadora de Energia Ltda, que permite a atuação da Companhia nas novas atividades da indústria de energia elétrica no Brasil
- PETROBRAS International Finance Company – PIFCO, criada com o objetivo de facilitar a importação de óleo e produtos derivados de petróleo.

A Petrobras possui hoje 102 plataformas de produção, sendo 75 fixas e 27 flutuantes, 16 refinarias, mais ou menos 30.380 Km em dutos e mais de 6 mil postos de combustíveis ativos (dados referentes ao ano de 2006).

Com sede na cidade do Rio de Janeiro, possui escritórios e gerências de administração em importantes cidades brasileiras como Manaus, Salvador, Natal, Rio de Janeiro, Brasília e São Paulo.

A empresa funciona com quatro áreas de negócios E&P, Exploração e Produção, Abastecimento, Gás & Energia e Internacional e duas de apoio; Financeira e Serviços, e as unidades corporativas ligadas de forma direta ao presidente.

A empresa também atua em atividades no exterior como tecnologias, equipamentos, compra e venda de petróleo matérias e serviços, acompanhamento da economia americana e européia, operação financeira com bancos e bolsa de valores, recrutamento de pessoal especializado, afretamento de navios, apoio em eventos internacionais etc.

Além de estar presente em diversos países da América (Argentina, Bolívia, Colômbia , Estados Unidos, México, Venezuela e Equador) e África (Angola, Nigéria, Líbia e Tanzânia), a PETROBRAS conta ainda com o apoio de seus escritórios no exterior como em Nova Iorque (ESNOR), e na China .

Além disso, há o CENPES , o centro de pesquisas da PETROBRAS, que possui uma das mais avançadas tecnologias do mundo e é reconhecido internacionalmente pela sua grande competência.

3. A PRODUÇÃO DO RIO GRANDE DO NORTE

São 15 municípios produtores de petróleo e gás natural no Rio Grande do Norte, com um investimento, de bilhões de dólares e um plano de desenvolvimento “Petrobras 2010 – Crescimento, Rentabilidade e Responsabilidade Social”. Esses municípios são: Alto do

Rodrigues, Apodi, Areia Branca, Assú, Caraúbas, Carnaubais, Felipe Guerra, Governadora Dix Sept Rosado, Guamaré, Macau, Mossoró, Pendências, Porto do Mangue, Serra do Mel e Upanema.

Em 1943, tiveram início as pesquisas no Rio Grande do Norte. Alguns poços foram perfurados, mas mostraram apenas vestígios de óleo.

Em 1966, em Mossoró jorrou o primeiro poço de petróleo, e este serviu com combustível para lamparinas da população pobre.

Vinte anos depois, quando alguns estados já produziam petróleo com sucesso, foi descoberto o campo marítimo de Ubarana, em Macau-RN.

A revista VEJA, de 10 de abril de 1974, noticiou a descoberta oficial da jazida de Macau, “(...) recentemente localizada, poderá, sozinha, dobrar o volume de reservas nacionais conhecidas”. Foi dito ainda que o projeto seguinte da Petrobras era abrir mais 1.223 postos de serviços e 120 filiais, “o que lhe garante já o domínio de mais de 35% do mercado nacional”.

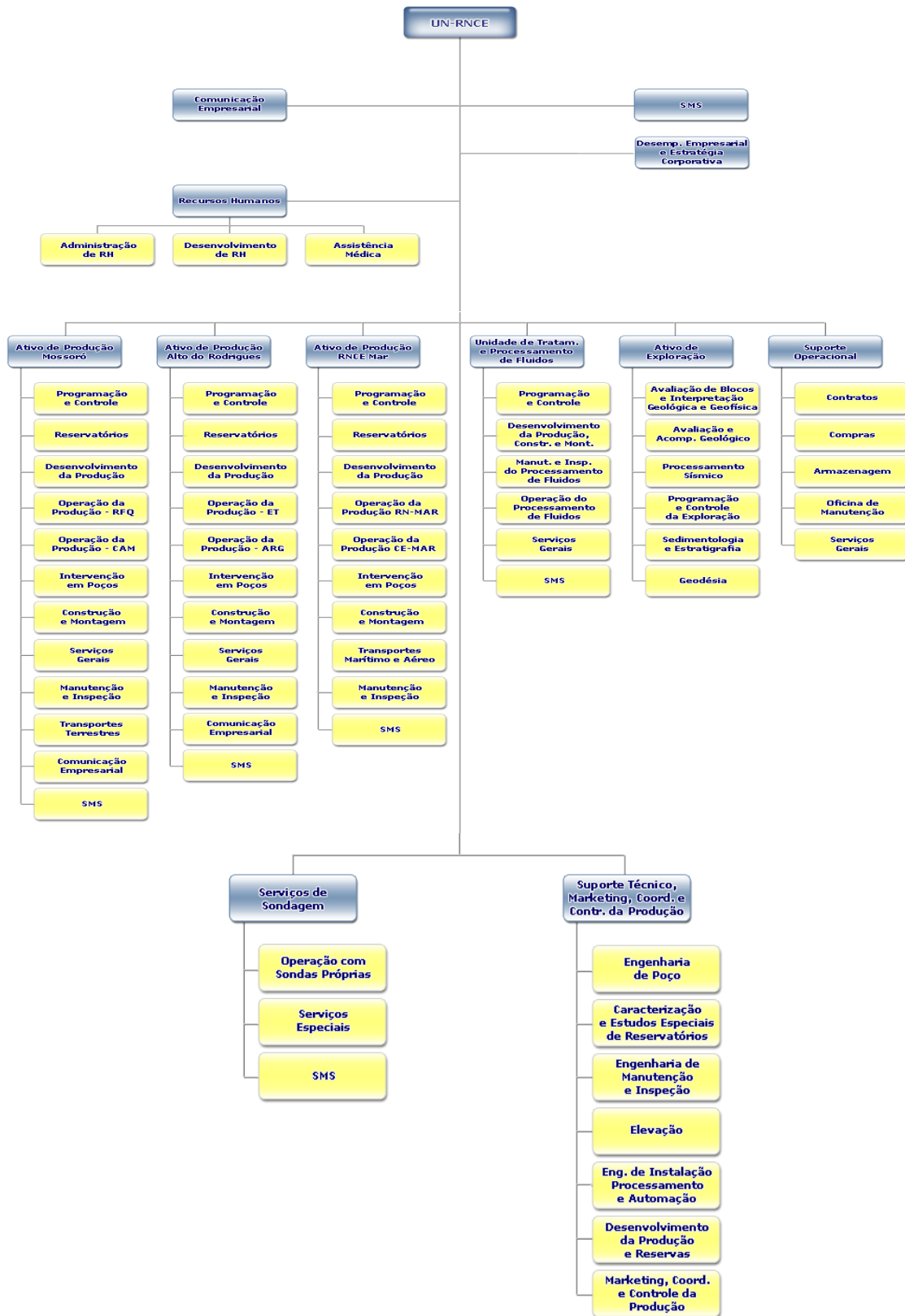
Em 1994 o Rio Grande do Norte atingiu a marca de 2º maior produtor de petróleo do Brasil; o 1º em produção terrestre.

O Rio Grande do Norte e Ceará produzem cerca de 103 mil barris de petróleo por dia, sendo 85% dessa produção dos campos terrestres. Quatro milhões de metros cúbicos por dia, é a marca da produção do gás natural, com previsão de elevação para 6 milhões m³/d; têm 556 quilômetros de oleodutos, 542 quilômetros de gasodutos e mais de 500 quilômetros de rede elétrica de alta tensão.

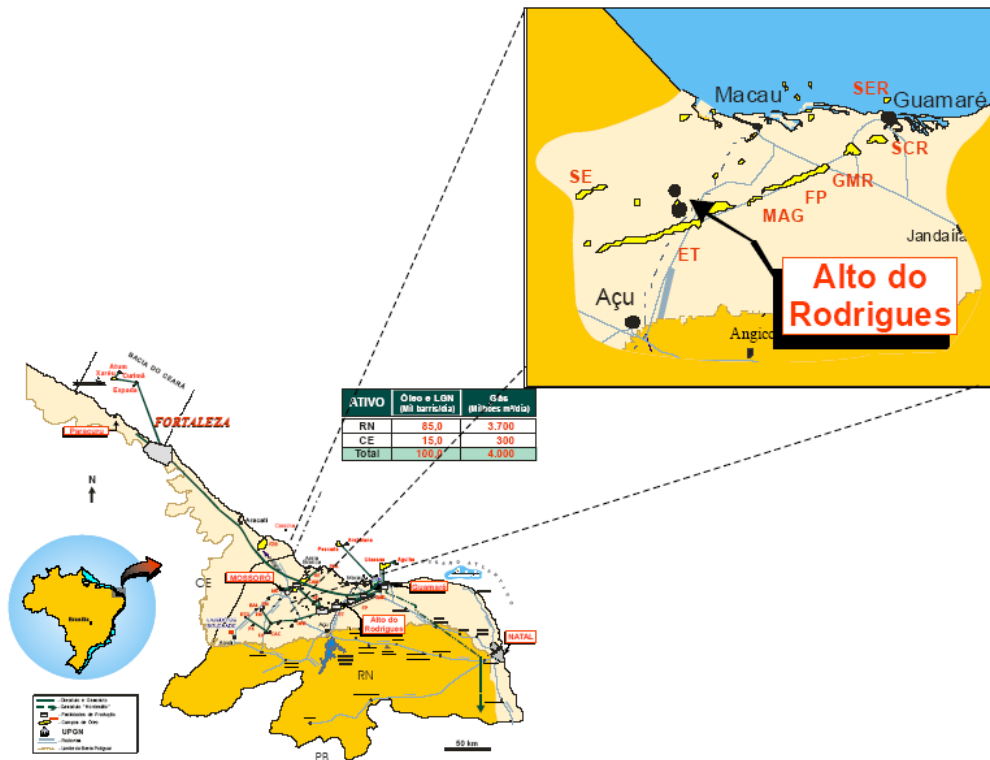
As reservas provadas no Rio Grande do Norte e Ceará são de 401,2 milhões de barris de petróleo e 16,4 milhões de metros cúbicos de gás. Nessa região, no ano 2000, havia mais de 4.000 poços perfurados em terra e mais de 200 no mar.

Os principais clientes do petróleo do Rio Grande do Norte são as refinarias existentes em outros Estados do Brasil. O gás natural, o óleo diesel, o QAV, o Biodiesel e o GLP são consumidos pelos estados do Rio Grande do Norte, Ceará, Paraíba e Pernambuco.

Unidade de Exploração e Negócios Rio Grande do Norte – Ceará (UN-RNCE)



5 ATIVO DE PRODUÇÃO DO ALTO DO RODRIGUES



O Ativo do Alto do Rodrigues tem como finalidade produzir petróleo de forma competitiva e rentável, buscando a melhoria contínua dos processos. As suas principais atribuições são:

- ✓ Operar poços, instalações de produção e sistemas de dutos e de utilidades;
- ✓ Controlar e melhorar continuamente o desempenho dos sistemas operacionais;
- ✓ Programar e executar os serviços de manutenção preventiva e corretiva de campo de inspeção de dutos e de equipamentos;
- ✓ Dimensionar sistemas de elevação;
- ✓ Executar a pré-operação e a partida de equipamentos;
- ✓ Especificar e gerenciar contratos relativos à sua área de atuação, bem como planejar o suprimento para garantir a continuidade operacional.
- ✓ Manter atualizados documentos legais relativos às instalações sob sua responsabilidade;
- ✓ Executar as atividades de SMS;
- ✓ Informar a realização da produção, injeção e descarte de fluidos.

6 INTERVENÇÃO EM POÇOS

O estágio foi desenvolvido na área correspondente ao setor de intervenção em poços (IP), do Ativo do Alto do Rodrigues. Cabe a gerência do IP, intervir junto aos poços de produção de petróleo com o objetivo de manter a produção ou eventualmente melhorar a produtividade. As intervenções podem ser feitas com ou sem a instalação de sondas, dentre as operações sem presença de sonda estão: substituição de válvula de gás lift, registro de pressão, abertura ou fechamento de sliding sleeves. Quando se faz necessária atuação de sonda, as intervenções visam corrigir falhas mecânicas na coluna de produção ou revestimento; restrições que ocasionam a redução da produtividade; produção excessiva de gás; produção excessiva de água; produção de areia e perfuração do poço para produção.

Estas intervenções são classificadas como: avaliação, recompletação, restauração, limpeza, estimulação, mudança do método de elevação e abandono.

Atividades desenvolvidas

7 PRINCIPAIS ATIVIDADES

Abaixo temos as atividades realizadas no período de 04 de Outubro de 2005 a 04 de Agosto de 2006, e estas foram desenvolvidas em dois setores da empresa, que foram eles: Intervenção em poços e Operação do Estreito. O acompanhamento das atividades realizou-se com a orientação e supervisão de um Engenheiro responsável na ocasião. A escala de trabalho foi de quatro dias trabalhando 10 horas e três dias de folga, totalizando 40 horas semanais.

- ✓ Reconhecimento de equipamentos utilizados em sonda de perfuração.
- ✓ Acompanhamento de cimentação de poço de petróleo.
- ✓ Acompanhamento de operações normais para se perfurar um poço, tais como: perfuração, conexão, manobra, circulação, revestimento, cimentação, perfilagem, movimentação da sonda (DTM).
- ✓ Acompanhamento de operações especiais, tais como; pescaria, testemunhagem.
- ✓ Acompanhamento de perfuração de poço direcional.
- ✓ Controle de fluido de perfuração.
- ✓ Controle de efluente de sonda de perfuração.
- ✓ Simulação de escoamento de óleo, utilizando o PIPESIM em dutos na região do Estreito.

Neste relatório, como já foi dito anteriormente, iremos nos deter nas análises para controle e monitoramento do fluido.

Durante a perfuração de um poço de petróleo, o fluido de perfuração tem que ser constantemente monitorado e controlado para preservar as propriedades dentro do que foi estabelecido no projeto (ver anexo). Esse monitoramento é feito com teste de laboratórios realizado em campo. Com base nos resultados obtidos o fluido recebe tratamento, a fim de retomar suas propriedades iniciais, garantindo assim um bom desempenho na perfuração, como já foi explicado anteriormente.

O projeto de perfuração do poço (Ver anexo), chega na sonda de perfuração com todos os parâmetros físico e químico especificado.

De acordo com a fase que se está perfurando temos um tipo de fluido envolvido e suas especificações determinadas.

Os testes de laboratório com metodologia já descrita neste documento são realizados rotineiramente no fluido e sempre que se nota alguma alteração em suas propriedades. De acordo com os resultados obtidos no laboratório da sonda se aplica o tratamento para correções das propriedades que apresentam valores fora da faixa determinada no projeto. Os dados são relatados em um DFP (Dados de Fluido de Perfuração) e arquivados para eventuais consultas.

Serão mostradas logo abaixo, de forma ilustrativa, resultados de testes feito em um fluido, bem como os produtos químicos adicionados neste fluido para correção das

TIPO	FASE I : NaCl com polímero					
COMPOSIÇÃO	un	FASE I				RECOMENDAÇÕES
		min.	máx.			
Argila ativada	lb/bbl	6,0	8,0			FASE I : 1. Iniciar a fase com a salinidade mínima aumentando até o máximo, ao atingir Fm. Aç. E o filtrado, no valor máximo diminuindo ao atingir a FM Aç. 2. Se ocorrer perda de circulação, optar pelo fluido Convencional com soda, para atender a contingência. 3. Má limpeza ou instabilidade do poço deslocar tampão viscoso. 4. Usar argila ativada seca, na concentração de 5 lb/bbl. 5. Aumentar a reologia com XCD. 6. Ao atingir os trechos dos objetivos produtores, as propriedades deverão estar todas ajustadas ao programa. 7. L3 >= ao mínimo programado, 8. Evitar circulações excessivas em um mesmo ponto, sem avanço. 9. Usar 3.0 lb/bbl de esponja de ferro, desde o topo da fm. Aç. Se detectar H2S aumentar p/ 5,0 ppb. 10. Atenção aos padrões de SMS de no PE-33-04907; PE-33-04931; PE-33-04937
Soda Cáustica	lb/bbl	0,5	1,0			
Amido	lb/bbl	6,0	8,0			
NaCl	lb/bbl	10,0	17,0			
CMC ADS	lb/bbl	1,5	2,5			
Goma xantana	lb/bbl	0,3	0,5			
Calcário	lb/bbl	10,0	15,0			
PROPRIEDADES	un	FASE I				
		min.	máx.			
Peso específico	lb/gal	9,0	9,5			
L600	-	45,0	60,0			
L300	-	30,0	40,0			
L200	-	22,0	30,0			
L100	-	18,0	24,0			
L6	-	7,0	12,0			
L3	-	6,0	8,0			
Gi	lb/100pe ²	7,0	10,0			
Gf	lb/100pe ²	15,0	30,0			
Filtrado API	ml	6,0	10,0			
pH	-	9,5	10,5			
Salinidade	1000mg/l	30,0	45,0			
Sólidos	% vol	4,0	8,0			

Tabela 02: Faixa de Propriedades Especificadas no Projeto

propriedades que se mostraram fora da faixa especificada no projeto;

Resultados obtidos em laboratório:

HORA	00:05	06:00	14:30
FASE	2	2	2
VAZÃO (gpm)	250	250	250
TIPO FLUIDO	5	5	5
PROFUNDIDADE (m)	96	150	275
P. ESPECIFICO (ppg)	9,4	9,5	9,5
V. MARSH (seg)	65	58	48
L 600	54	54	52
L 300	35	34	31
L 200	25	24	22
L 100	18	17	15*
L 6	8	8	5*
L 3	6	6	4*
GI/GF (lb/100pe²)	8/22	9/26	4*/13*
FILT. API (ml)	4,8*	5,1*	5,3*
pH \ Pf (ml)	11,5*/0,8	11*/0,6	11*/0,5
CÁLCIO (mg/l)	820	480	380
NaCl (mg/l)	49.500	46.200	42.900
SÓLIDOS N. C. (%)	7,0	8,0	8,0
ÁGUA (%)	93,0	92,0	92,0
AREIA (%)		0,3	0,3
VISC. PLASTICA (CP)	19	20	21
LIM. ESC. (Lb/100pe²)	16	14	10

Tabela 03: Resultados obtidos com os testes de fluido

Os valores que estão marcados com “*”, se apresentaram abaixo ou acima da faixa especificada no projeto.

Aditivos para tratamento;

<u>A D I T I V O S</u>
<u>CMC BV ADS TIPO 1</u>
<u>SODA CÁUSTICA</u>
<u>SAL FINO (NaCl)</u>
<u>SODA CÁUSTICA</u>
<u>CALCITA FINA</u>
<u>AMIDO</u>
<u>BARRILHA</u>
<u>ESP. DE MAGNETITA</u>
<u>BARITINA</u>

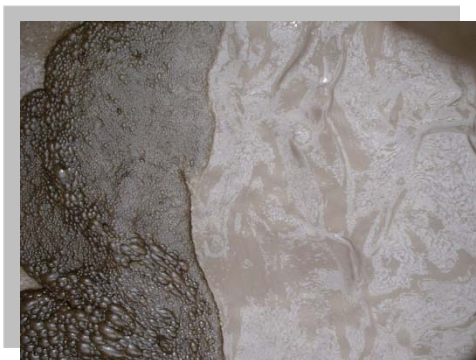
Tabela 04: Aditivos utilizados para correção das propriedades alteradas do fluido

OBS:

O amido funciona como controlador de filtrado, o CMC ADS (Carboxi Metil Celulose) funciona tanto como desfloculante do sistema como ajuda no controle do filtrado. A soda é alcalinizante, a barrilha serve como sequestrante de Ca⁺⁺. A esponja de magnetita sequestrante de H₂S (Ácido Sulfrídico). O sal dá o contraste necessário à água da formação durante a perfuração, pois, como esta água é doce, sua condutividade é aproximadamente igual a do óleo.

Abaixo temos uma situação de fluido antes e depois de receber tratamento com anti-espumantes.

Situação 1



Situação 2



Situação 1- Fluido apresentando espuma em sua superfície.

Situação 2- Fluido após receber tratamento com anti-espumantes.

Obs:

Esses resultados de testes descrito nas páginas 28,29 e 30 neste documento é só um de vários feitos rotineiramente no campo. Essa é uma atividade de monitoramento com isso faz-se necessário fazê-la com uma certa frequência, e estão sendo apresentados aqui de uma forma ilustrativa.

11. CONCLUSÕES GERAIS

O estágio foi de suma importância no que diz respeito a construção do caráter profissional do estagiário. A vivência dentro da PETROBRAS mostrou uma realidade prática proporcionando adquirir conhecimentos não encontrados em sala de aula.

A experiência de estar no campo foi ímpar, a área de atuação foi específica e podendo se adquirir novos conhecimentos dentro da Engenharia Química. A interação com profissionais tão bem capacitados proporcionou uma vasta gama de conhecimento no setor de petróleo.

As atividades desenvolvidas proporcionaram uma prática e uma maior sensibilidade no que diz respeito a fluido de perfuração, bem como o acompanhamento de operações normais que se faz necessário ao se perfurar um poço de petróleo, sempre com a supervisão e orientação de um profissional da área explicando todo o funcionamento garantindo assim um rendimento maior na absorção das informações dadas.

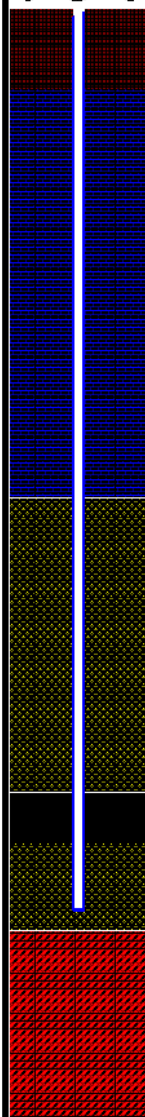
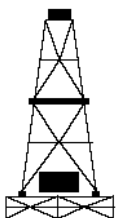
12. BIBLIOGRAFIA

- Manual de Fluidos de Perfuração; DEPER, Departamento de Perfuração; Petrobras, Petróleo Brasileiro S.A.
- Machado, José Carlos V. Reologia e Escoamento de Fluidos - Ênfase na Indústria de Petróleo; 2º Edição; Editora Interciência.
- Thomas, José Eduardo; Fundamentos de Engenharia de Petróleo; 2º Edição; Editora Interciência.
- Fox, Robert W., McDonald, Alan T.; Introdução à Mecânica dos Fluidos; 4º Edição; Editora LTC; Rio de Janeiro, 1995.
- XAVIER, Getúlio Moura. Um Rio Grande e Macau: cronologia da história geral. Natal, 2005.
- www.anp.gov.br
- www.petrobras.com.br
- www.petronet.com.br

Anexos



UN-RNCE
ST / EP



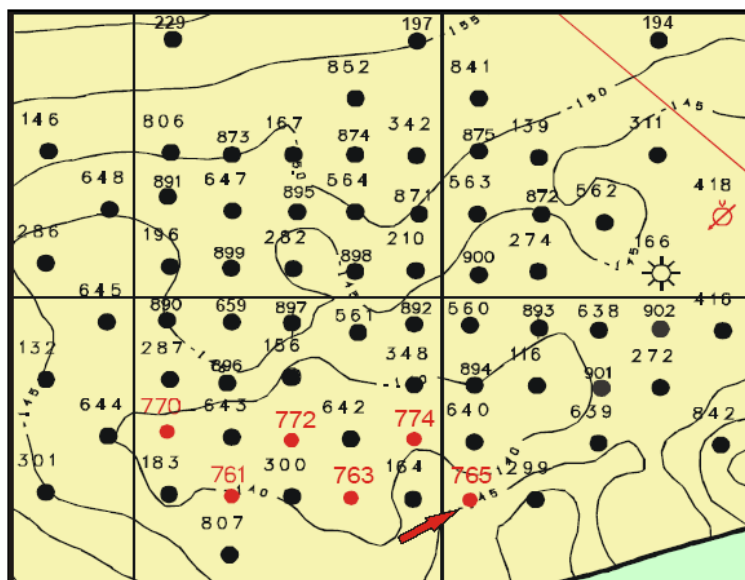
PROJETO DE PERFURAÇÃO

Poço : **7-ET-925-RN**

Quadrícula : ET-765-9402-731

Projeto : RC-1093A

Diagrama de Rede : IN-3411-04-006



Dados Gerais de Projeto

Locação	Poço	Sonda
ET-765-9402-731	7-ET-925-RN	SC-86
Cota Altimétrica		Profundidade Final
59 m	63 m	273 m
Coordenadas Geográficas	Coordenadas UTM (MC = 39°)	Coordenadas Retangulares
Latitude : 5° 24' 02,2" S	X = 9.402.649 m	4m S e 297m E do
Longitude : 36° 54' 37,5" O	Y = 731.553 m	7-ET-300-RN
Finalidade e Objetivos		
Objetivo principal	: Produção de óleo nas zonas 50, 60 e 100.	
Objetivo secundário	: Produção de óleo na zona 40.	

CUSTO DE PERFURAÇÃO			
US\$ PAN = R\$ 0,00		PREVISÕES	
US\$ PROJETO = R\$ 2,20		PAN	PROJETO
TEMPO (dias)			3,1
PROF. (m)			273
C	ATP-ARG (IP)		44,10
U	SOND		25,36
S	ATP-ARG (TT)		5,63
T	ATEX		9,86
O	ATP-ARG (CM)		25,30
S	SUBTOTAL		84,95
	CONTINGÊNCIA		8,50
(US\$ 1.000)	TOTAL		93,45
C	ATP-ARG (IP)		97,02
U	SOND		55,80
S	ATP-ARG (TT)		12,38
T	ATEX		21,69
O	ATP-ARG (CM)		55,66
S	SUBTOTAL		186,89
	CONTINGÊNCIA		18,69
(R\$ 1.000)	TOTAL		205,58
LICENÇA No. 2006-002722/TEC/LPPer-0068 IDEMA-RN AMBIENTAL : Validade : 15/05/07			

EP / PROJETO
ALIPIO MURATA

EP / CIMENTAÇÃO
VICENTE ABEL

EP / FLUIDOS
ALUISIO NASCIMENTO

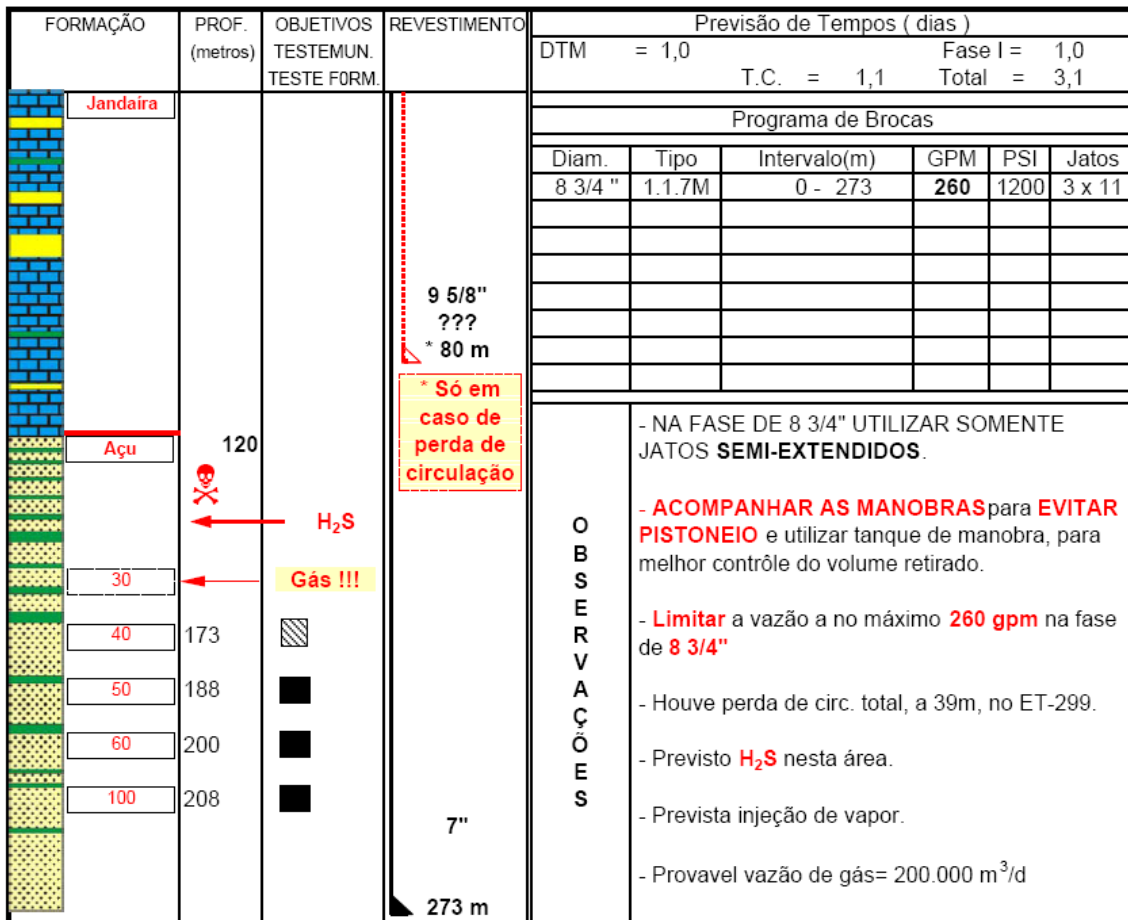
EP / COMPLETAÇÃO
FRANCISCO RICARTE

EP / SMS - MESA
JOSÉ FERNANDES

APROVAÇÃO	
_____ ENGENHARIA DE POÇO - ROMERO ARAÚJO	DATA DO PROJETO
	29/05/06
	DATA DO PROSPECTO
	25/05/06
CÓPIAS	EP/PROJETO - 1

3

ESQUEMA DE PERFURAÇÃO	7-ET-925-RN	SC-86
------------------------------	-------------	-------



R O T E I R O	<p>FASE I (8 3/4") :</p> <p>1 - Perfurar até o final da fase com coluna estabilizada: BR ; RR ; 1 DC 6 3/4" ; RR ; SS ; 8 DCs 6 3/4" ; 26 HWs 5" ; DP's ; DP's conforme o padrão PE-33-08254-0 (PERFURAÇÃO EM FASE ÚNICA NOS CAMPOS DE ESTREITO E ALTO DO RODRIGUES).</p> <p>2 - Fazer registro de inclinação e retirar a coluna.</p> <p>3 - Executar a perfilagem final.</p> <p>4 - Descer e cimentar o o revestimento de produção.</p> <p>CABEÇA DE POÇO:</p> <p>Posicionar o pino do último tubo do revestimento de produção ao nível da borda do antepoço.</p>
---------------------------------	---

REVESTIMENTO E CIMENTAÇÃO			7-ET-925-RN			SC-86			
REVESTIMENTO	INTERVALO (m)	OD	PESO(lb/pe)	GRAU	ROSCA				
*	0 - 80	9 5/8"	36,0	K-55	Buttress				
FASE I	0 - 273	7"	23,0	K-55	Buttress				
ACESSÓRIOS	*		FASE I						
	TIPO	PROF (m)	TIPO	PROF (m)					
SAPATA	Guia	80	Guia	273					
COLAR									
INSERTO	Diferencial		Diferencial	2 tubos acima					
PLUG	topo		topo e fundo						
CENTRALIZADOR	*		FASE I						
TIPO	M		S						
QUANTIDADE	3		a definir						
INTERVALO	próx. sap. e antepoço		a definir						
CIMENTAÇÃO	INTV. (m)	EXC.	PESO	REND. BPH	CaCl2	NaCl	SILICA	ÁGUA	COLCHÃO
*	0 - 80	50%	15,0	1,77	-	0,2%	-	40%	6,566 30 (água)
FASE I	0 - 273	20%	15,0	1,77	-	0,2%	-	40%	6,566 30 (água)

OBSERVAÇÕES:

- 1 - O pino do último tubo do revestimento de produção , deverá ficar posicionado no nível da borda do antepoço.
- 2 - Após a perfuração final o EP/CIMENTAÇÃO elaborará um programa de revestimento e cimentação , ou abandonado poço.
- 3 - Em caso de perda de circulação , seguir as instruções do EP/CIMENTAÇÃO.
- 4 - Centralizadores do revestimento de produção: 1 por tubo em frente as zonas de Interesse (50 m acima e 50 m abaixo).

* - Em caso de perda de circulação.

FLUIDO DE PERFURAÇÃO

TIPO	FASE I		: NaCl com polímero						
COMPOSIÇÃO	un	FASE I							RECOMENDAÇÕES
		min.	máx.						FASE I :
Argila ativada	lb/bbl	6,0	8,0						1.Iniciar a fase com a salinidade mínima, aumentando até o máximo, ao atingir a Fm. Açú. E o filtrado, no valor máximo, diminuindo ao atingir a FM Açú.
Soda Cáustica	lb/bbl	0,5	1,0						2. Se ocorrer perda de circulação, optar pelo fluido Convencional com soda, para atender a contingência.
Amido	lb/bbl	6,0	8,0						3.Mã limpeza ou instabilidade do poço, deslocar tampão viscoso.
NaCl	lb/bbl	10,0	17,0						4.Usar argila ativada seca, na concentração de 5 lb/bbl.
CMC ADS	lb/bbl	1,5	2,5						5.Aumentar a reologia com XCD.
Goma xantana	lb/bbl	0,3	0,5						6.Ao atingir os trechos dos objetivos produtores, as propriedades deverão estar todas ajustadas ao programa.
Calcário	lb/bbl	10,0	15,0						7. L3 >= ao mínimo programado.
PROPRIEDADES	un	FASE I							8.Evitar circulações excessivas em um mesmo ponto, sem avanço.
		min.	máx.						9.Usar 3,0 lb/bbl de esponja de ferro,desde o topo da fm. Açú. Se detectar H2S, aumentar p/ 5,0 ppb.
Peso específico	lb/gal	9,0	9,5						10.Atenção aos padrões de SMS de nos PE-33-04907; PE-33-04931;PE-33-04937.
L600	-	45,0	60,0						
L300	-	30,0	40,0						
L200	-	22,0	30,0						
L100	-	18,0	24,0						
L6	-	7,0	12,0						
L3	-	6,0	8,0						
Gi	lb/100pe ²	7,0	10,0						
Gf	lb/100pe ²	15,0	30,0						
Filtrado API	ml	6,0	10,0						
pH	-	9,5	10,5						
Salinidade	1000mg/l	30,0	45,0						
Sólidos	% vol	4,0	8,0						

PROSPECTO

7-ET-925-RN

SC-86

CAMPO		LOCAÇÃO/PROJ.		POÇO		MUNICÍPIO	
ESTREITO		ET-765-9402-731 RC1093A, IN-3411-04-006		7-ET-925-RN		ASSU	
COORDENADAS DE APROVAÇÃO							
UTM (39) ALVO (m)		GEOGRÁFICAS		RETANGULARES		UTM BASE DIREC.	
X= 9.402.649,00 Y= 731.553,00		LAT: 05 24' 02,18" S LONG: 36 54' 37,50" W		4m S 297m E do 7-ET-300-RN			
SONDA	BAP (m)	M. R (m)	R. T (m)	PROF. ALVO	PROF. FINAL	DOC. APROV. /DATA	
SC-86	58,78	63,00	10	(-145)	(-210)	ATP-ARG 0035/06,24/05/06	
LITOESTRATIGRAFIA PREVISTA				MAPA ESTRUTURAL DO TOPO DA ZONA AÇU100			
OBJETIVOS		ZONAS		LITOLOGIA		PROFUNDIDADE COTA (m)	
PRINCIPAL	SECUND.	GRUPO	FORMAÇÃO				
			JANDAIRA	ARENITO		Superf.	
				CALCARENITO			
				ARGILITO			
				CALCILUITO		Fm. AÇU (-57m)	
				ARGILITO		(-84m)	
				ARENITO		(-94m)	
				SILTITO		(-110m)	
				ARENITO		(-125m)	
				ARENITO		(-137m)	
				ARENITO		(-145m)	
				ARGILITO		PROF. FINAL (-210m)	
				ARENITO			
				FOLHELHO			
				ARENITO			
				CALCILUITO			
				FOLHELHO			
ALGAMAPAR							

OBSERVAÇÕES

- Objetivo principal: Produção de óleo na Zonas AÇU50/60, Zona AÇU100 e secundariamente na Zona AÇU40.
- Está prevista a ocorrência de H₂S durante a perfuração.
- Está prevista a ocorrência de Gás no topo da Fm. AÇU e na Zona AÇU30.
- Provável Vazão de Gás (AOF) = 200.000 m³/d.
- Coletar amostra de calha de 3 em 3 m, da sup. até o topo da Fm. Açu.
- Correr os seguintes perfis: MSFL e FDC/CNL/GR, até a sup. É dentro da Fm. Jand., correr o IEL.
- Está prevista injeção de vapor.
- Revestimento de produção: 7 "

Documento de Licença Ambiental	
Val.: 15/05/2007	2006-002722/TEC/LPper-0068 - IDEMA/RN
PAT	
Nº Ordem: 06	Ano de Referência: 2005

DISTRIBUIÇÃO	ANEXOS	ELABORAÇÃO/SETOR/RAMAL	DATA EMISSÃO
ATEX - AAG - 01	I PROG.AMOSTRAGEM E AVALIAÇÃO	ARMANDO/PINTO- ATP-ARG/RES	25/05/2006
ST - EP - 01	II PROG. DE PERFURAÇÃO	3474/3079	

DADOS DE FLUIDO DE PERFURAÇÃO					DFP N° 3				
POÇO	7-ET-925-RN		SONDA	SC-86	FASE	2	DATA	23/6/2006	
PROFUNDIDADE. (m)	279	AVANÇO (m)	174	TBF (h)	9,5	VAZÃO (GPM)	220		
REVESTIMENTO (POL)	7	SAPATA (m)	80	KT(PPG)	6,39	P. POROS (PPG)			
LINER. (POL)		SAPATA (m)		DIREÇÃO		INCLINAÇÃO (°)			
FLUIDO TIPO	NaCl COM POLÍMERO					CÓDIGO	05		
INFORMAÇÕES GERAIS									
DIÂMETRO DO POÇO	POL.	V. PLÁST.	22	CP.		V.AN.DP	PÉ/MIN.		
PROF. BROCA	M	LIM. ESC.	11	LBF/100PÉ*		V.CR.DP	PÉ/MIN.		
POÇO ABERTO	199	M	P. ESP.	9,6	LB/GAL	V.AN.DC.	PÉ/MIN.		
VOLUME ABAIXO BR	36	BBL	T. RET.		MIN.	V.CR.DC	PÉ/MIN.		
MRF.MAR.		M	T. CIRC.	34	MIN.	ECD SAP.	PPG.		
BHA		M	ABS SAP		PPG.	ECD FUN.	PPG.		
FLUIDO AMOSTRADO					VOLUMETRIA				
HORA		08:30	13:30	FASE	2	FASE	2		
FASE		1	2	ANTERIOR	176	POÇO	36		
VAZÃO (gpm)		215	220	FABRIC.	10	TQ ATIVO	140		
TIPO FLUIDO		5	5	INFLUXO		ANULAR			
PROFUNDIDADE (m)		279	279	RECEBIDO		RESERVA			
P. ESPECIFICO (ppg)		9,5	9,6	TRANSFER.		TANQUE	140		
V. MARSH (seg)		50	48	ATUAL	176	CIRCULAÇÃO	176		
L 600		48	55	ACUMULADO FASE	190	ANTERIOR FASE	180		
L 300		29	33	VOLUME FABRICADO					
L 200		22	24	ÁGUA MAR		ADITIVO			
L 100		13	15	ÁGUA IND.	10	PARAFINA			
L 6		5	5	VOLUME PERDIDO					
L 3		4	4	EQ. SUPERF.	2	FORM.			
GI/GF (lb/100pe²)		4/14	4/14	LIMPEZA TQ.		CONTA.			
FILT. API (ml)		5,2	4,8	EXCESSO		OUTROS	5		
FILT. ATAP (ml)				MANOBRA	3	TOTAL	10	0	
MBT (lb/bbl)				METRAGEM	REAL	279	METRA. ANTERIOR	105	
pH V/F (ml)		11,5/0,4	11/0,4	DA FASE	PREV.	273	METRA. RESTANTE	-6	
Pm \ Mf (ml)				CUSTOS (US\$)					
CÁLCIO (mg/l)		420	340	PREVISTO			ACUMULADO		
Ca + Mg (mg/l)							ATUAL	ANTERIOR	
NaCl (mg/l)		46.200	44.550	FASE			4.372,89	3.828,96	
KCl (mg/l)				POÇO (FLUIDO)			4.372,89	3.828,96	
FVSL (%)				CUSTO / M FASE			CUSTO / BBL FASE		
MAGNETITA (lb/bbl)				PREVISTO			DIÁRIO	54,39	
H2S FLUIDO (mg/l)				REALIZADO	15,67		ACUMULADO	23,02	
H2S FILTRADO (mg/l)				ESTOQUE DE LÍQUIDOS / GRANÉIS (m3/pe3)					
SÓLIDOS N. C. (%)		8,0	8,0	PARAFINA			BARITINA		
ÁGUA (%)		92,0	92,0	ÁGUA INDUSTRIAL			BENTONITA		
ÓLEO (%)				EXTRATORES					
R O/A				EQUIPAMENTOS		N° SEQ.	N° CONES	P. (P&I)	T. OPER.
AREIA (%)		0,3	0,3	DESAREADOR					
EST. ELÉTRICA (V)				DESSILTADOR 1		1	8	30	4,0
TEMPERATURA (°F)				CENTRÍFUGA	MARCA	N° SÉRIE	OPERANDO	REPARO	DISPON.
VISC. PLÁSTICA (CP)		19	22		GIUSTI	111	12		12
LIM. ESC. (Lb/100pe²)		10	11						24

