

Monografia de Graduação

**Estudo de parâmetros hidrodinâmicos de
uma coluna de flotação utilizada para o
tratamento de águas produzidas de petróleo**

Antonio Alberto Ribeiro Patricio

Natal, junho de 2006

MONOGRAFIA DE GRADUAÇÃO

TÍTULO

Estudo de parâmetros hidrodinâmicos de uma coluna de flotação utilizada para o tratamento de águas produzidas de petróleo.

ALUNO

Antonio Alberto Ribeiro Patricio

ORIENTADORES

Prof. Dr. Eduardo Lins de Barros Neto

Prof. Dr. Afonso Avelino Dantas Neto

COLABORADOR

José Hilton da Silva

AGRADECIMENTOS

Ao Deus Uno e Trino.

À querida família.

À querida namorada.

Aos queridos amigos.

Aos meus mestres pelo ensino da ciência.

Ao Núcleo de Pesquisa em Petróleo e Gás Natural (NUPEG)

À Agência Nacional do Petróleo pelo apoio financeiro em parte da realização deste trabalho.

Sumário

1. INTRODUÇÃO	4
2. OBJETIVOS	7
3. ASPECTOS TEÓRICOS	9
3.1. FLOTAÇÃO	9
3.2. TENSOATIVOS	9
3.3. PROCESSO DE ADSORÇÃO	11
4. METODOLOGIA EXPERIMENTAL	14
4.1. SISTEMA DE FLOTAÇÃO	14
4.1.1. <i>Coluna de flotação</i>	14
4.1.2. <i>Compressor de ar</i>	15
4.1.3. <i>Fluxímetro</i>	15
4.1.4. <i>Filtros de ar</i>	15
4.1.5. <i>Coletor de amostras</i>	16
4.1.6. <i>Sistema de agitação</i>	16
4.2. PREPARAÇÃO DAS EMULSÕES DO TIPO ÓLEO/ÁGUA	16
4.3. ESTABILIDADE DAS EMULSÕES	17
4.4. DETERMINAÇÃO DA CONCENTRAÇÃO DE ÓLEO DENTRO DA COLUNA	17
4.5. DETERMINAÇÃO DO DIÂMETRO DAS BOLHAS DE AR	18
4.6. DETERMINAÇÃO DO NÚMERO DE BOLHAS DENTRO DA COLUNA	19
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES	21
5.1. OPERAÇÃO DA COLUNA	21
5.2. ESTUDO DA COALESCÊNCIA DAS BOLHAS DE AR NA COLISÃO	24
6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	28
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	30
ANEXO I - RELATÓRIO DE ESTÁGIO SUPERVISIONADO	31
ANEXO II - HISTÓRICO ESCOLAR	92

Capítulo 1

Introdução

1. Introdução

Durante o processo de produção de petróleo, é comum o aparecimento de água, proveniente do aquífero, localizado numa zona inferior à da formação produtora ou, então, do mecanismo de recuperação secundária por injeção de água. Essa água, denominada água de produção, por apresentar elevado teor de sal em sua composição e formar emulsões com viscosidades superiores a do petróleo desidratado, deve ser removida, pois afeta o dimensionamento do sistema de bombeio e transferência, compromete certas operações de processo nas refinarias, além de representar um volume ocioso na transferência e tancagem do petróleo, gerando problemas de incrustação e corrosão nos oleodutos de exportação. Como consequência, há a geração de altos volumes de água a serem jogados nos cursos d'água, causando impactos ambientais muitas vezes indesejáveis.

Atualmente, o tratamento dessa água residual é considerado altamente relevante, uma vez que traz benefícios ambientais e econômicos. Do ponto de vista ambiental, o tratamento tem como objetivo a diminuição dos custos com multas por violação das leis ambientais e também a diminuição dos impactos ambientais gerados pelo descarte inadequado. Do ponto de vista econômico, essa água poderá ser reutilizada em outros processos, minimizando custos com matéria-prima.

No Brasil, o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) estabelece em sua resolução N^o. 357/05 que o máximo nível de óleo ou graxa presente nas águas de produção para o descarte em cursos d'água é de 20 mg.L⁻¹. Devido a esse fato, muitas pesquisas têm sido desenvolvidas de forma a utilizar a extração líquido-líquido para remover esses componentes, que podem degradar o meio ambiente.

Os métodos de tratamento da água de produção dependem de muitos fatores, incluindo os volumes envolvidos, a concentração de poluentes, a localização do campo de produção e os limites impostos pelas leis ambientais, afinal, as tecnologias de tratamento devem apresentar baixos custos de capital e alta eficiência para serem viáveis.

Nesse contexto, insere-se a flotação, um processo de separação de misturas heterogêneas que explora as diferenças nas características de superfície entre as espécies presentes no sistema aquoso, baseado na “aderência” preferencial de um deles sobre a superfície de bolhas de um gás que permeia a suspensão. No caso específico da água de produção, o óleo presente, devido à alta imiscibilidade em água, aderir-se-á preferencialmente às bolhas de ar, facilitando seu processo de recuperação. No estudo do processo de flotação, verifica-se a influência de diversos parâmetros na eficiência do processo, dentre eles: a vazão

de gás, o perfil de velocidade de escoamento, o diâmetro das bolhas de ar e a coalescência das bolhas. Todos esses parâmetros fazem parte do estudo hidrodinâmico da coluna de flotação, fundamental para a caracterização e otimização do processo. Além disso, destaca-se a utilização dos tensoativos e suas propriedades no desenvolvimento de muitas pesquisas científicas, com aplicações em diversas áreas, tais como: processos de recuperação de petróleo, combustão, lubrificação, catálise enzimática, entre outras.

Capítulo 2

Objetivos

2. Objetivos

O processo de flotação é proposto neste trabalho com o objetivo de redução dos níveis de óleo em águas de produção de petróleo, com vistas à adequação da legislação vigente, diminuindo a poluição causada por esse efluente. Como enfoque específico desse trabalho, tem-se o estudo da influência de dois parâmetros hidrodinâmicos na remoção de óleo no processo de flotação:

- diâmetro das bolhas de ar
- vazão de borbulhamento

Para a realização desse estudo, serão realizadas as seguintes etapas:

- Estudo da eficiência de remoção do óleo como função do tempo
- Estimativa do diâmetro das bolhas de ar ao longo da coluna
- A coalescência das bolhas de ar dentro da coluna

Capítulo 3

Aspectos Teóricos

3. Aspectos teóricos

3.1. Flotação

O processo de flotação existe há mais de cem anos e resultou das observações empíricas conduzidas em processos minerais com o intuito de se alcançar uma separação seletiva. A maioria das pesquisas neste campo, portanto, tem sido conduzida com o objetivo de explicar o porque do bom funcionamento desse processo. Um aperfeiçoamento do existente processo de flotação demanda um entendimento mais profundo para permitir o design, a otimização e controle de processos a partir de princípios fundamentais.

A flotação, quando usada no processamento mineral, é geralmente utilizada para remover apenas as espécies selecionadas, os minerais de alto valor agregado, e portanto, a seletividade neste processo é crítica. A flotação se baseia na separação de partículas pela diferença de composição material entre as fases envolvidas. através da submissão de suas superfícies seletivamente hidrofóbicas a adequados solventes.

Atualmente, a flotação tem sido utilizada com outras finalidades que não a de separação de minerais. Como ela está relacionada com o fenômeno da fluidização, em que partículas gasosas, como bolhas de ar, dispersam-se em um meio líquido contínuo, esse processo pode ser utilizado para a extração de solutos, sejam líquidos ou sólidos, presentes nesse meio líquido. Essa extração ocorre devido as bolhas de ar, ao entrarem em contato com o meio líquido, promoverem o arraste desses contaminantes através de interações superficiais responsáveis pela sua adsorção na superfície da bolha, tendo como consequência, a separação do soluto do meio líquido.

3.2. Tensoativos

Os tensoativos podem ser definidos como moléculas cuja estrutura química contém grupos com afinidades distintas e interligadas, ou seja, uma cabeça polar ou hidrofílica ligada a uma cauda apolar ou hidrofóbica. Os tensoativos possuem propriedades, dentre as quais, destacam-se: capacidade de formar bolhas e espumas na superfície de um líquido e a se adsorver nas superfícies ou interfaces líquido-líquido, líquido-gás e sólido-líquido, promovendo a redução significativa da tensão superficial ou interfacial. A estrutura da molécula do tensoativo pode ser representada pela Figura 3.1:

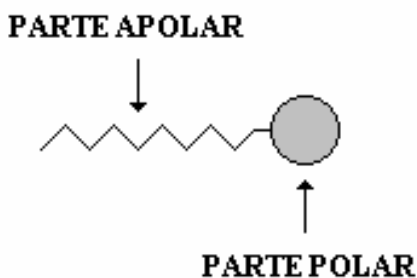


Fig. 3.1. Molécula do tensoativo.

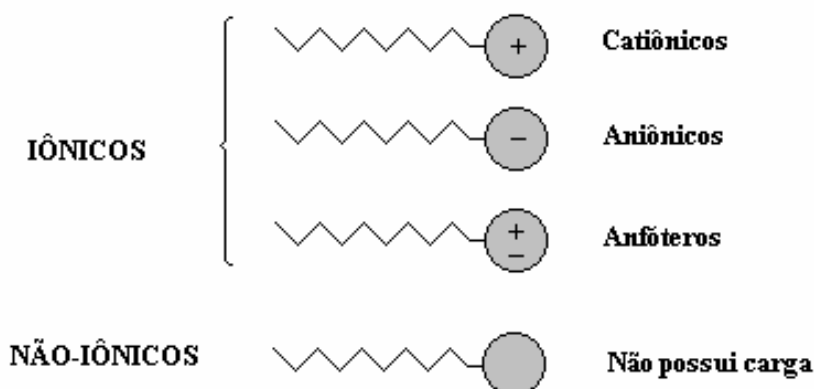


Fig. 3.2. Classificação dos tensoativos.

Os tensoativos podem ser classificados, conforme mostrado na Figura 3.2, de acordo com a região polar ou hidrofílica, em: tensoativos iônicos (catiônicos, aniônicos e anfóteros); tensoativos não-iônicos. O tensoativo a ser utilizado neste trabalho é classificado como aniônico, os quais possuem em solução aquosa, um ou vários grupos ionizáveis que produzem íons carregados negativamente na superfície ativa.

Dentre várias propriedades importantes, pode-se citar a micelização. As micelas são agregados moleculares, de tamanho coloidal, em equilíbrio com as moléculas de monômeros das quais são formadas.

Em soluções aquosas, os monômeros de tensoativos orientam-se preferencialmente na interface, de modo que as cabeças polares estejam direcionadas para a solução e as caudas apolares orientadas para o ar, reduzindo a tensão interfacial. À medida que se eleva a concentração de tensoativo no diluente, ocorre uma saturação da interface permitindo que os monômeros iniciem a formação espontânea das micelas, as quais se encontram em permanente equilíbrio dinâmico.

A concentração em que ocorre a micelização, numa dada temperatura, é denominada concentração micelar crítica ou simplesmente CMC que é uma característica de cada tensoativo.

A natureza do solvente, em que os tensoativos estão presentes, caracteriza a existência de dois tipos de micelas: as micelas diretas e as micelas inversas. As micelas diretas se formam na presença de solventes polares, onde a cabeça polar do tensoativo fica orientada para o meio polar, enquanto que a cauda apolar agrupa-se no interior da micela, evitando o contato com o diluente. Já as micelas inversas são formadas em solventes apolares com as cabeças hidrofílicas voltadas para o centro e cercadas pelas caudas hidrofóbicas.

Outra importante propriedade dos tensoativos é a de se adsorver as interfaces, ocasionando uma redução significativa da tensão interfacial. O fator responsável por essa propriedade é a existência de duas regiões com afinidades diferentes, as quais se direcionam segundo suas características.

O tensoativo utilizado neste trabalho foi o RCS. Ele foi obtido a partir de reações com óleos vegetais. O processo de síntese foi desenvolvido no Laboratório de Tecnologia de Tensoativo (LTT - UFRN). O RCS, por ser derivado de óleos vegetais, tem sua compatibilidade com o meio ambiente garantida, tornando-o não poluente.

3.3. Processo de adsorção

Neste trabalho, foi utilizado um processo de separação por adsorção das gotículas de óleo dispersas (adsorbato) às bolhas de ar (adsorvente), sem a formação de espuma. A adsorção é geralmente utilizada para reter as espécies dispersas em uma superfície sólida, mas este processo pode também acontecer na interface gás-líquido. Quando as bolhas gasosas passam através de uma coluna líquida, o soluto, adsorvido na interface líquido gás, é arrastado pelas bolhas em direção ao topo da coluna líquida, onde ele pode ser removido (Pombeiro, 1998). Este processo é chamado de sublação (Bryson et al). Em emulsões do tipo óleo em água, bem como em outros efluentes oleosos como a água de produção, esse processo resulta na remoção do óleo, promovendo o tratamento desses efluentes.

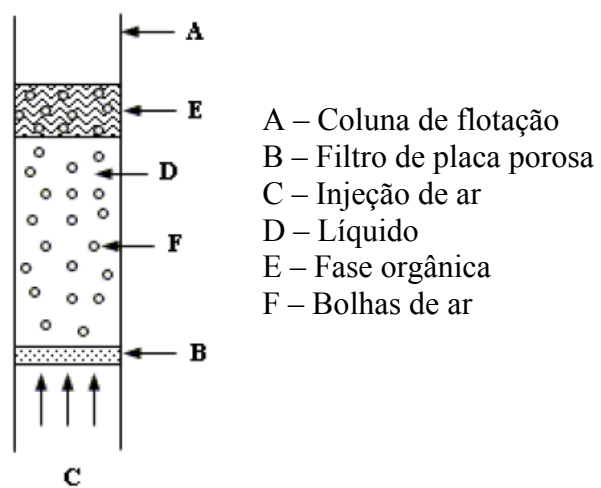


Figura 3.3. Processo de sublação.

Capítulo 4

Metodologia Experimental

4. Metodologia experimental

4.1. Sistema de flotação

O sistema de flotação utilizado no trabalho é constituído pela coluna de flotação, por um compressor de ar, um fluxímetro, um filtro de placa porosa, um coletor de amostras, além de um sistema de agitação.

4.1.1. Coluna de flotação

A coluna utilizada no desenvolvimento deste estudo (altura - 93 cm; diâmetro interno - 48 mm; diâmetro externo - 50 mm) foi construída com vidro borossilicato, é transparente, permitindo a visualização das bolhas de ar dentro da coluna para cada filtro poroso utilizado, bem como verificar a mudança de coloração da água produzida, em função da extração da fase orgânica, no decorrer do experimento.

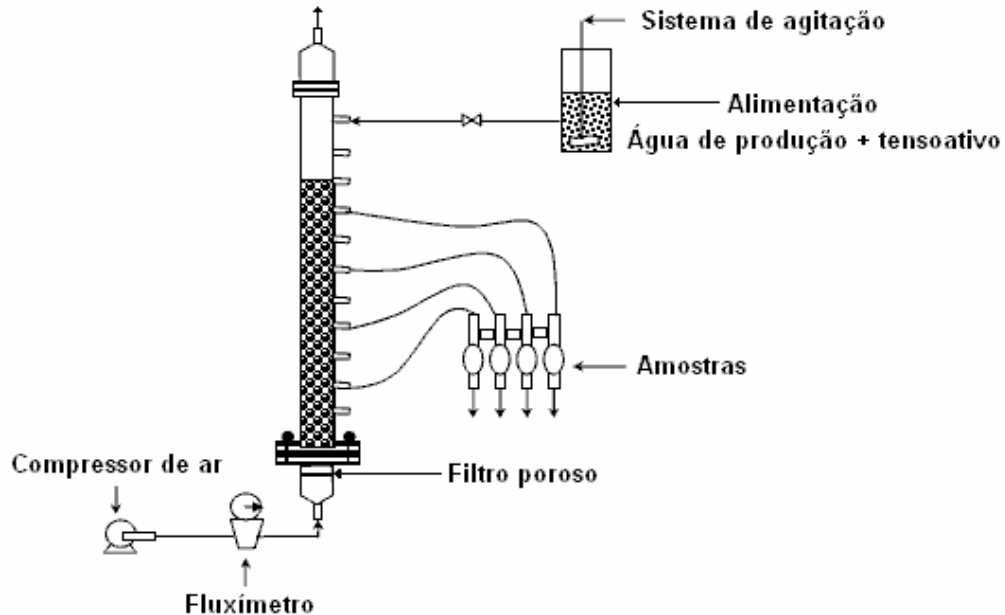


Figura 4.1. Configuração do sistema de flotação

4.1.2. Compressor de ar

O compressor de ar de 5 HP, utilizado no sistema de flotação, apresenta um sistema de filtros e purgas para a desumidificação do ar. O sistema de flotação dispõe de um manômetro que permite a regulação de pressão de ar que entra no sistema.

4.1.3. Fluxímetro

O fluxímetro utilizado no sistema de flotação é o VARIAN DIGITAL FLOW METER, que mede vazões de operação na faixa de 0 a 1000 $\text{cm}^3 \cdot \text{min}^{-1}$. No presente trabalho, as vazões de operação a serem utilizadas nos experimentos são 300, 500, 700 e 900 $\text{cm}^3 \cdot \text{min}^{-1}$. Esse fluxímetro é um instrumento do tipo medidor/indicador, apresentando um indicador com *display* digital, o que permite uma maior precisão na regulação de vazão.

4.1.4. Filtros de ar

Como a eficiência do processo de separação do óleo emulsificado está relacionada diretamente com os parâmetros hidrodinâmicos (Gu & Chiang, 1999), neste estudo serão avaliados três filtros com porosidades diferentes. O filtro poroso está representado na Figura 4.2. A injeção de ar na base da coluna proporcionará, para diferentes filtros porosos, diâmetros de bolhas distintas que serão relacionados com eficiência de remoção de óleo. A seguir, tem-se a especificação dos filtros porosos que foram utilizados neste trabalho.

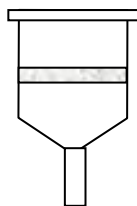


Figura 4.2. Filtro de placa porosa.

Na Tabela 4.1, estão especificados os filtros com diferentes porosidades que promoveram diferentes diâmetros de bolhas durante os experimentos.

Tabela 4.1. Especificação dos filtros.

Filtro (n°)	Mesh	Diâmetro (mm)	Capacidade (mL)	Porosidade (μm)
1	Média grossa	50	100	100 a 150
2	Média fina	50	100	40 a 100
3	Fina	50	100	16 a 40

4.1.5. Coletor de amostras

Com o intuito de se investigar a variação de concentração de óleo com o tempo de operação do processo de flotação, foi elaborado um sistema coletor de amostras que permite a coleta de 4 (quatro) amostras ao mesmo tempo. O número maior de amostras coletadas confere uma maior precisão na obtenção dos dados experimentais.

4.1.6. Sistema de agitação

O sistema de agitação tem como objetivo manter a homogeneização das emulsões preparadas em laboratório para a realização dos experimentos. Esse sistema de agitação apresenta um impelidor do tipo par plana e ele permanece acionado ao longo de todo o experimento.

4.2. Preparação das emulsões do tipo óleo/água

Para a realização dos experimentos, foram preparadas emulsões do tipo O/A (óleo em água) com uma concentração média de óleo de 100 ppm. Esta concentração foi escolhida para a realização dos experimentos dada a limitação visual para a captura das bolhas de ar dentro da coluna de flotação, isto é, para concentrações superiores a 100 ppm, evidenciou-se uma menor visualização das bolhas dentro do sistema dada a maior turbidez das emulsões mais concentradas. Para assegurar a concentração inicial do óleo em 100 ppm, eram realizadas análises espectrofotométricas para se avaliar a concentração inicial de óleo. Em caso de não conformidade, as emulsões eram concentradas ou diluídas, até se obter a concentração desejada.

As emulsões foram preparadas utilizando-se amostras de óleo cedidas pela PETROBRÁS. O seguinte procedimento para preparação era adotado: o óleo era adicionado a um volume de água de 2,2 L em um becker e submetido à agitação durante 10 minutos. A

quantidade de óleo adicionado não era precisa, em função de parte do óleo ficar retido no impelidor do sistema de agitação.

4.3. Estabilidade das emulsões

Ao se trabalhar com sistemas que envolvem emulsões de óleo em água ou água em óleo, é de interesse a investigação da estabilidade dessas emulsões para se avaliar a qualidade da amostra a ser utilizada nos experimentos. Neste trabalho, não foi realizado um estudo a cerca da estabilidade das emulsões preparadas em laboratório, entretanto, testes de decantação foram realizados com o intuito de avaliar, em média, quanto tempo a emulsão permanece com a concentração de óleo inalterada. Em todos os experimentos realizados, as emulsões permaneceram com as concentrações de óleo inalteradas por um período de 16 horas. Isso se deve ao fato do tensoativo estabilizar emulsões de óleo em água. Tendo em vista que os experimentos apresentavam a duração de 1 hora e 30 minutos, as emulsões foram consideradas de qualidade satisfatória para os experimentos.

4.4. Determinação da concentração de óleo dentro da coluna

Para estudar a influência dos parâmetros hidrodinâmicos na eficiência do processo, é importante avaliar a variação da concentração de óleo dentro da coluna como função do tempo. Em virtude disso, o sistema de flotação apresenta um coletor de amostras que permite a coleta simultânea de 4 amostras. O processo de flotação foi realizado com um tempo de operação de 90 minutos, no qual as amostras foram coletadas nos tempos 0, 5, 10, 20, 30, 45, 60 e 90 minutos, totalizando 32 amostras coletadas em cada experimento.

As análises das amostras coletadas nos experimentos foram realizadas da seguinte forma: a 10 mL de amostra, é adicionado 5 mL de clorofórmio; o sistema é submetido a agitação por um período de 10 minutos e, após a separação de fases, a fase solvente (clorofórmio) é removida. Esta fase é então centrifugada durante 2 minutos, sendo posteriormente analisada em um espectrofotômetro de absorção molecular (U-2000/Hitachi) na região do UV-visível no comprimento de onda 260,8 nm.

4.5. Determinação do diâmetro das bolhas de ar

Para calcular o diâmetro médio das bolhas de ar, foi utilizada uma câmera fotográfica de alta resolução para registrar as bolhas no momento em que eram coletadas amostras para determinar a concentração de óleo em um tempo t , possibilitando relacionar a eficiência do processo com os diâmetros das bolhas de ar. Ao longo dos 90 minutos do processo de flotação, as fotografias foram registradas na parte superior e inferior da coluna, nos tempos 0, 15, 30, 45, 60 e 90, totalizando 6 tempos. A Figura 4.3 apresenta uma foto que registrou as bolhas de ar durante o experimento.

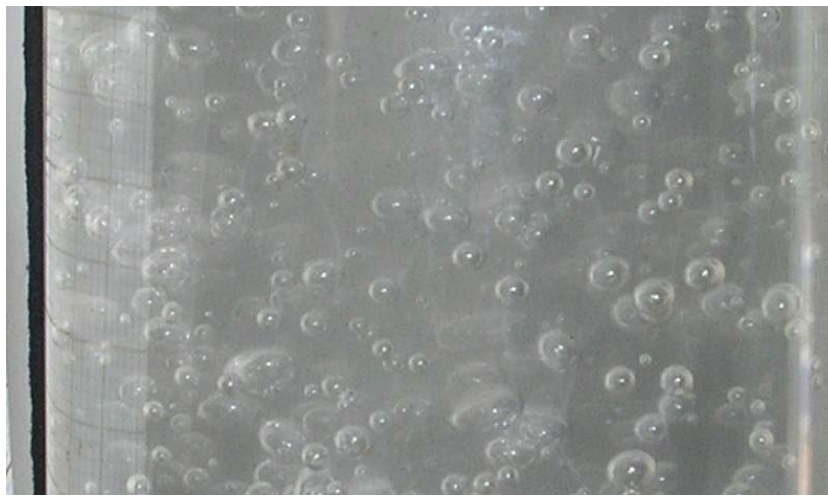


Figura 4.3. Foto do registro das bolhas de ar no experimento

O dimensionamento do diâmetro das bolhas de ar é realizado se utilizando um analisador de imagens digital (Nelson, 2005). Cada figura do experimento é tirada com um papel milimetrado ao lado para relacionar o tamanho das bolhas de ar com a escala real. Esta análise possibilita a obtenção da área geometricamente desenhada na tela, em pixels, possibilitando posteriormente a determinação do diâmetro. No caso das bolhas, foi utilizada uma geometria esférica, e para o papel milimetrado, a geometria quadrada. Baseado na hipótese do posicionamento aleatório da bolha no plano fotográfico, este diâmetro foi considerado equivalente a de uma esfera de mesmo volume. Um mínimo de 450 bolhas foi analisado para cada condição experimental com o intuito de garantir a significância estatística das distribuições de tamanho de bolhas determinadas (Colella et al., 1999).

4.6. Determinação do número de bolhas dentro da coluna

Com o intuito de se determinar o número de bolhas (Equação 2) dentro da coluna, mediu-se a expansão volumétrica em cada experimento, dividindo este valor, em seguida, pelo volume unitário das bolhas de ar, calculado pela Equação (1).

$$V_b = \frac{\pi(D_{bm})^3}{6} \quad (1)$$

$$\text{Número de bolhas} = \frac{\text{Expansão do volume}}{V_b} \quad (2)$$

Capítulo 5

Resultados e Discussões

5. Resultados e discussões

5.1. Operação da coluna

A coluna operou com quatro vazões de ar diferentes: 300, 500, 700 e 900 $\text{cm}^3 \cdot \text{min}^{-1}$, variando os filtros em cada experimento. Cada filtro apresentou um diferente comportamento, gerando bolhas com diferentes tamanhos devido às diferentes porosidades, como mostra a Tabela 5.1. A partir dos resultados do experimento, pode-se observar que tanto o diâmetro das bolhas de ar quanto a vazão de injeção de ar na base da coluna influenciam diretamente na recuperação de óleo.

Nas Figuras 5.1, 5.2 e 5.3, pode-se verificar como a eficiência do processo varia com o aumento da vazão. Em linhas gerais, à medida que se aumenta a vazão de ar a ser injetada na coluna, aumenta-se a eficiência de remoção do processo. Isto ocorre porque quando se aumenta a vazão de ar, aumenta-se o número de bolhas dentro da coluna, aumentando-se a área superficial de contato entre a bolha de ar e as gotículas de óleo dispersas, promovendo um maior arraste dessas gotículas, aumentando a eficiência de remoção.

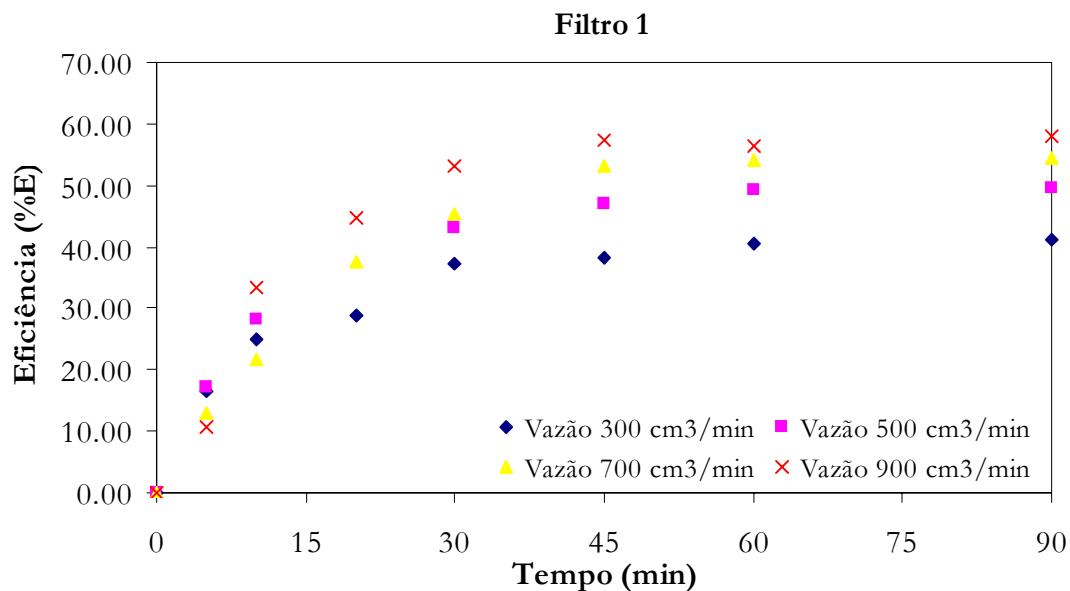


Figura 5.1. Eficiência de remoção versus tempo para o Filtro 1.

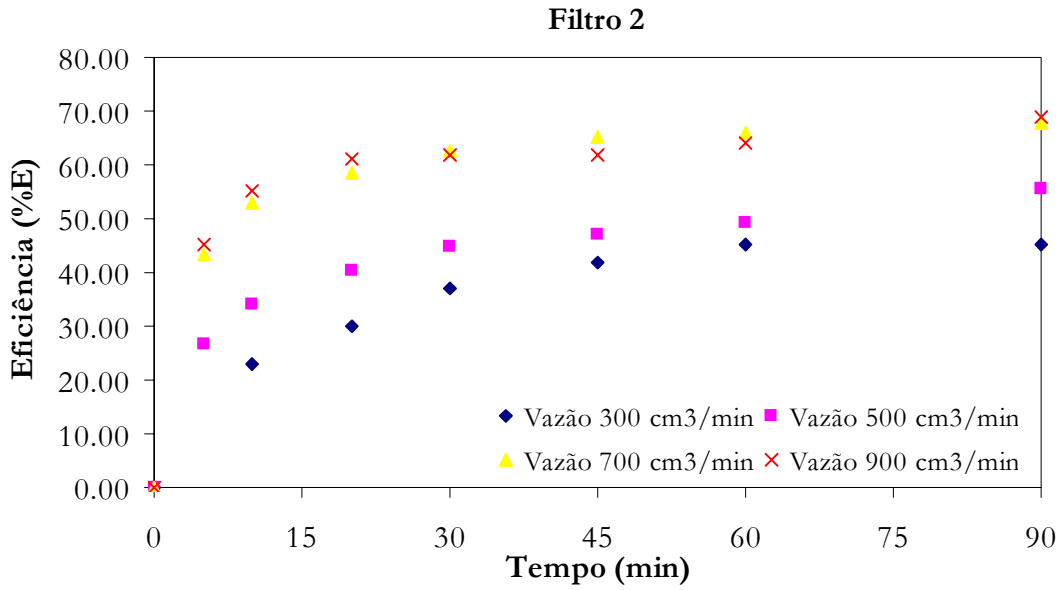


Figura 5.2. Eficiência de remoção com o tempo para o Filtro 2.

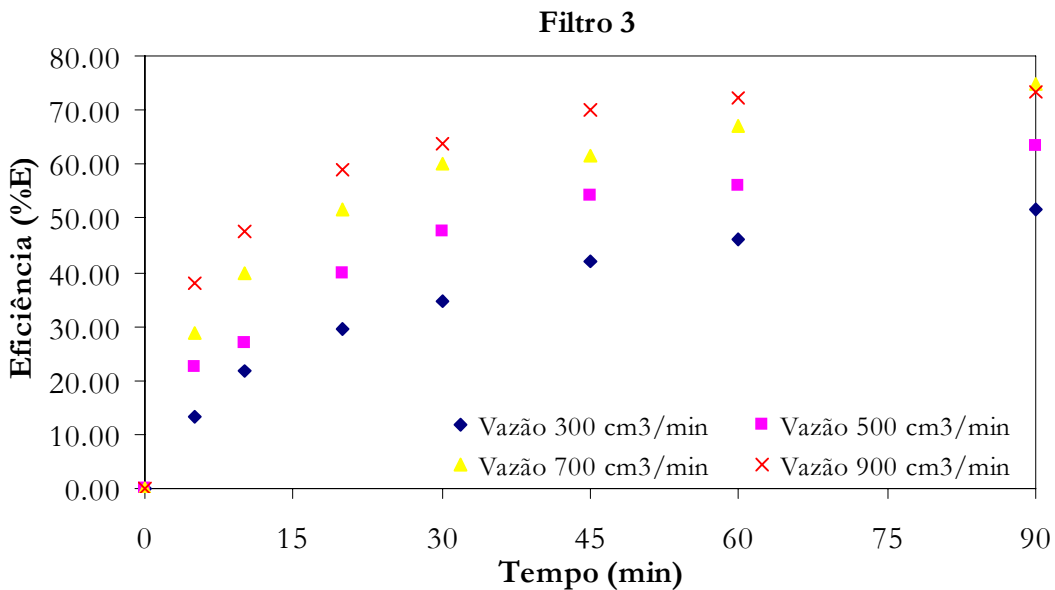


Figura 5.3. Eficiência de remoção com o tempo para o Filtro 3.

Devido a não-uniformidade do filtro de placa porosa, há uma diferença significativa entre as áreas das bolhas dentro do sistema, conseqüentemente indicando que há diferentes tamanhos de bolhas dentro da coluna. Em função disso, é importante se avaliar a distribuição dos tamanhos de bolhas de ar dentro do sistema para se entender como ocorre o mecanismo de remoção do óleo pelas bolhas de ar. Na Figura 5.4, tem-se, como exemplo, a distribuição gaussiana da ocorrência de diferentes diâmetros dentro da coluna, com destaque para o de maior frequência relativa.

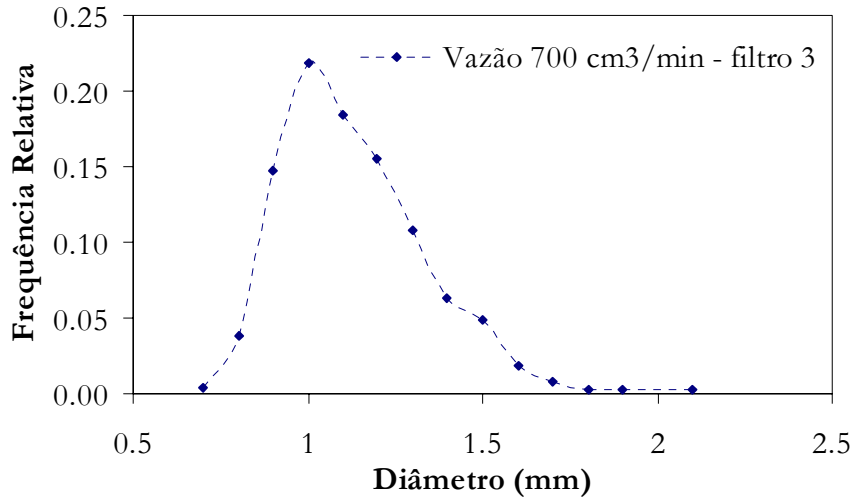


Figura 5.4. Distribuição do tamanho das bolhas de ar para o vazão 700 cm³.min⁻¹ e Filtro 3.

Com os dados de distribuição das bolhas de ar, pode-se calcular qualquer diâmetro de bolhas significativos usando a Equação (4) geral abaixo:

$$(d_{pq})^{p-q} = \frac{\sum_{i=1}^{NC} d_i^p \cdot H_i}{\sum_{i=1}^{NC} d_i^q \cdot H_i} \quad (4)$$

Especificamente, neste trabalho, três diâmetros de bolhas significativos foram calculados, nominalmente, diâmetro numérico significativo (d_{10}), diâmetro volumétrico significativo (d_{30}) e o diâmetro de Sauter (d_{32}), que representa a proporção entre o volume total de gás e a área interfacial em uma mistura bifásica (Ribeiro Jr & Lage, 2004). Este parâmetro é, usualmente, utilizado em estudos relacionados aos fenômenos interfaciais.

Na Tabela 5.1, de acordo com os resultados experimentais, verifica-se que o diâmetro das bolhas aumenta com o aumento da vazão de ar. Isto acontece porque quanto maior é a vazão de ar, maior é a pressão na base da coluna, portanto, haverá uma maior dificuldade em se formar a bolha com menor diâmetro devido ao arraste de ar pelos poros. Pode-se verificar ainda que o aumento do número de bolhas dentro da coluna e, por conseguinte, da área superficial total, aumenta a eficiência do processo, porque a remoção das gotículas de óleo dispersas na fase aquosa é feita pelo seu contato com as bolhas de ar. Além desses parâmetros, a porosidade equivalente da coluna também interfere no processo, porque uma maior porosidade implica em um decréscimo da espessura do filme entre as bolhas de ar, aumentando a eficiência do processo. Desta forma, como a área superficial total e a porosidade equivalente da coluna aumentam com o aumento do número de bolhas, verifica-se

o notório aumento da eficiência do processo para os filtros 2 e 3, devido as suas menores porosidades.

Tabela 5.1. Estimativa da eficiência do processo em função do diâmetro da bolha de ar.

Vazão de ar (cm ³ .min ⁻¹)	Filtro	D ₁₀ (mm)	D ₃₀ (mm)	D ₃₂ (mm)	Porosidade do Leito	N _B (bolhas)	A _T (cm ²)	Eficiência Máxima (%)
300	1	1.6	1.8	2.1	0.017	5225	723.8	41.05
	2	1.4	1.5	1.7	0.016	9144	830.3	45.00
	3	1.2	1.2	1.3	0.018	23595	1252.8	51.47
500	1	1.5	1.7	2.0	0.021	7344	922.9	49.63
	2	1.5	1.7	1.9	0.034	14108	1600.0	55.50
	3	1.2	1.3	1.4	0.033	34005	2093.9	63.31
700	1	1.7	1.9	2.0	0.031	11232	1411.5	54.60
	2	1.8	1.9	2.0	0.053	19008	2388.6	67.87
	3	1.3	1.3	1.3	0.066	86518	4593.5	75.00
900	1	1.9	2.1	2.3	0.045	10510	1746.6	58.11
	2	1.8	1.9	2.0	0.060	21600	2714.4	68.75
	3	1.3	1.3	1.4	0.087	90682	5583.8	73.20

D_{BM} – diâmetro médio das bolhas de ar; A_B – área superficial das bolhas de ar; N_B – número de bolhas dentro da coluna; A_T – área superficial total das bolhas (A_B x N_B)

Com o intuito de calcular a área superficial de uma única bolha, foi considerado que as bolhas apresentam uma geometria esférica ($A_B = \pi \times D_{BM}^2$). As eficiências máximas do processo foram estudadas em outro trabalho realizado paralelamente, utilizando-se a mesma amostra da água de produção de petróleo, de forma que os resultados das estimativas das bolhas de ar estão relacionados com os dados obtidos experimentalmente.

5.2. Estudo da coalescência das bolhas de ar na colisão

Ao longo dos experimentos, verificou-se que os diâmetros das bolhas de ar aumentam no decorrer do tempo. Isso ocorre em função de dois fatores. O primeiro é que a medida que a bolha ascende dentro da coluna, menor é a pressão hidrostática da coluna de líquido acima dela, o que pode aumentar o diâmetro das bolhas devido a uma menor resistência. Entretanto, este efeito seria preponderante em uma análise da coalescência em função da altura da coluna, e não em função do tempo, sendo portanto pouco significante. O segundo fator, por sua vez, é

evidenciado da seguinte forma: a medida que o óleo é removido pelas bolhas de ar, há uma menor resistência ao contato entre as bolhas de ar, podendo haver, conseqüentemente, mais colisões entre elas, formando agregados de diâmetros maiores, caracterizando assim o fenômeno da coalescência das bolhas de ar. Além disso, verifica-se também uma redução da concentração do tensoativo ao longo do tempo, o que aumenta a tensão superficial (ar-água), aumentando assim o tamanho da bolha formada, evidenciando a coalescência. Nas Figuras 5.5, 5.6 e 5.7, pode-se observar a variação dos diâmetros ao longo do experimento para os três filtros utilizados neste estudo.

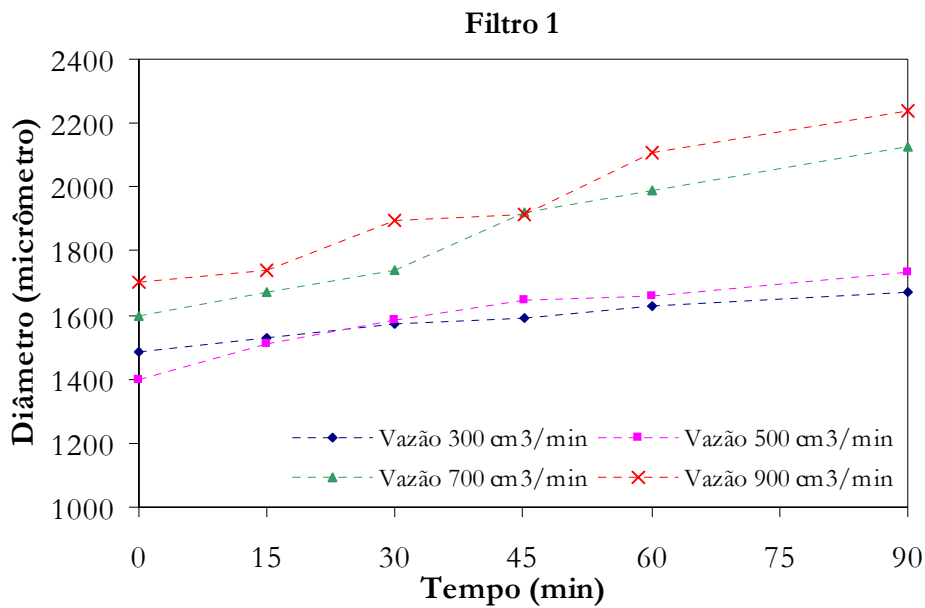


Figura 5.5. Variação do diâmetro das bolhas com o tempo para o Filtro 1.

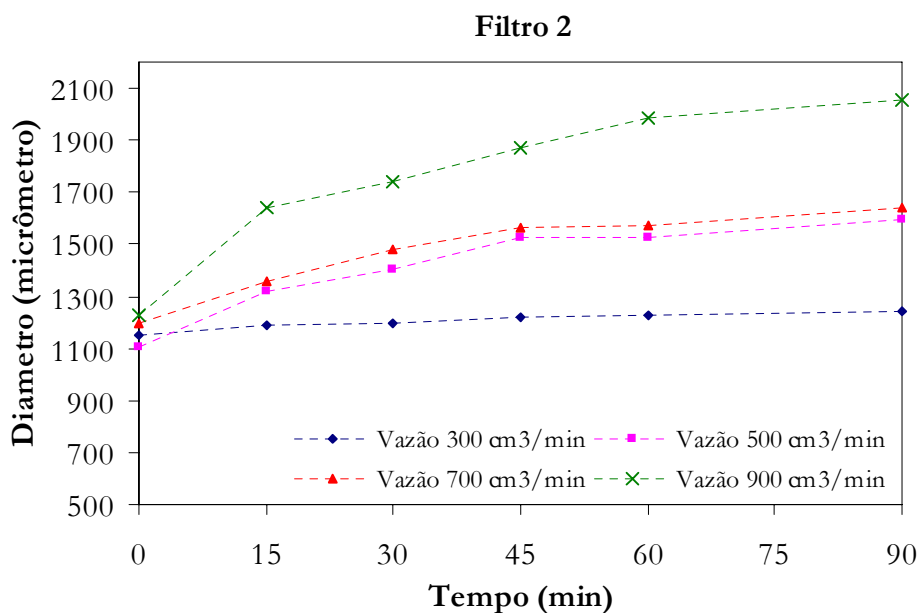


Figura 5.6. Variação do diâmetro das bolhas com o tempo para o Filtro 2.

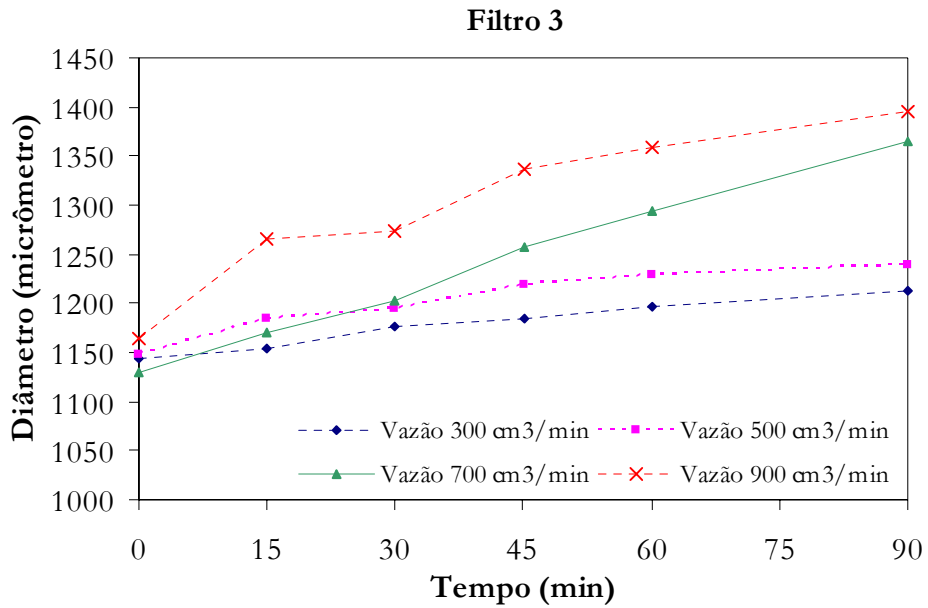


Figura 5.7. Variação do diâmetro das bolhas com o tempo para o Filtro 3.

Percebe-se que, para maiores vazões de borbulhamento (700 e $900 \text{ cm}^3 \cdot \text{min}^{-1}$), e consequentemente, uma maior quantidade de bolhas dentro da coluna de flotação, é verificada uma variação maior no diâmetro das bolhas ao longo do tempo. Isso evidencia o fato do aumento da quantidade de choques e interações entre as bolhas, aumentando como consequência, o diâmetro das mesmas ao longo do tempo.

Capítulo 6

Conclusões e Recomendações

6. Conclusões e Recomendações

A flotação é uma operação unitária utilizada para separar partículas líquidas ou sólidas de uma fase líquida. O processo de flotação está relacionado com o fenômeno da fluidização, em que uma fase gasosa é dispersa em um meio líquido contínuo, promovendo a extração de solutos através de interações superficiais entre eles e a fase gasosa.

Baseado na teoria descrita acima sobre flotação e nos resultados experimentais obtidos a partir da coluna em escala piloto, foi verificada que a eficiência do processo é influenciada por dois parâmetros hidrodinâmicos: a área superficial das bolhas de ar e a vazão de ar injetada no sistema. Quanto à vazão de ar, pode-se verificar que quanto maior é o seu valor, maior é o número de bolhas de ar dentro do sistema. Além disso, quanto menor é a porosidade do filtro (consequentemente pequenos diâmetros de bolhas), maior é a área superficial de contato disponível entre as bolhas de ar e a fase aquosa, para uma mesma vazão de ar. Desta forma, em ambos os casos, há um aumento na eficiência do processo devido a uma maior interação entre as bolhas de ar e as gotículas de óleo, facilitando a remoção da fase orgânica.

Quanto ao estudo da coalescência das bolhas de ar dentro da coluna de flotação, verificou-se que os diâmetros das bolhas de ar aumentam ao longo do tempo no processo de flotação. Isso ocorre devido ao fato das concentrações de óleo e de tensoativo diminuírem com o decorrer do processo. Com isso, tem-se um aumento da tensão superficial de contato, o que proporciona a formação de bolhas de ar com diâmetros maiores.

Vale ressaltar a importância em se pesquisar outros aspectos importantes da coluna de flotação, tais como o perfil de velocidade das bolhas, o estudo da transferência de massa dentro da coluna, o coeficiente de dispersão axial, entre outros.

Capítulo 7

Referências Bibliográficas

7. Referências Bibliográficas

BRYSON, B. G.; VALSARAJ, K.T. Solvent sublation for waste minimization in a process water stream – a pilot-scale study. *Journal of Hazardous Materials*, v.82, p.65-75, 2001.

COLELLA, D.; VINCI, D.; BAGATIN, R.; MASI, M.; BAKR, E.A., A Study on Coalescence and Breakage Mechanisms in Three Different Bubble Columns, *Chemical Engineering Science*, v. 54, n. 21, 4767 (1999).

GU, X.; CHIANG, S-H. A novel flotation column for oily water cleanup. *Elsevier Science Ltda.* v. 16, p. 193-203, 1999.

NELSON, T.J., Tnimage Scientific Image Analysis Software Transforming and Numeric Image Analysis System, <ftp://sunsite.unc.edu/pub/linux/apps/graphics/misc/> (Linux version) (2005).

POMBEIRO, A. J. L. *Técnicas e operações unitárias em química laboratorial*. 3. ed., Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian, p. 175 – 182, 1998.

RIBEIRO JR, C. P. ; LAGE, P. L. C. Experimental Study on bubble size distributions in a direct-contact evaporator. *Brazilian journal of chemical engineering*, vol. 21, p. 69-81, 2004.

RIBEIRO JR, C. P. ; LAGE, P. L. C. Direct-contact evaporation in the homogeneous and heterogeneous bubbling regimes. Part I: experimental analysis. *Elsevier Science Ltda*, v.47, p.3825-3840, 2004.

RULYOV, N. N. Turbulent microflotation: theory and experiment. *Elsevier Science Ltda*, v.192, p.73-91, 2001.

ANEXO I
RELATÓRIO DE ESTÁGIO
SUPERVISIONADO

RELATÓRIO DE ESTÁGIO SUPERVISIONADO

TÍTULO

Acompanhamento de um projeto de aquisição de dados sísmicos 3D terrestres no bloco POT-T-556-601-602

ALUNO

Antonio Alberto Ribeiro Patricio

EMPRESA

Petrogal Brasil Ltda.

ORIENTADORES

Prof. Dr. Afonso Avelino Dantas Neto

Msc. Marcelo José de Carvalho

AGRADECIMENTOS

Ao Deus Uno e Trino.

À querida família.

À querida namorada.

Aos queridos amigos.

Aos meus mestres pelo ensino da ciência.

Ao Núcleo de Pesquisa em Petróleo e Gás Natural (NUPEG)

À Agência Nacional do Petróleo pelo apoio financeiro em parte da realização deste trabalho.

Sumário

RESUMO.....	36
1. INTRODUÇÃO	38
1.1. A EMPRESA – PETROGAL BRASIL LTDA.	39
1.1.1. História da Empresa.....	39
1.1.2. Galp Energia.....	40
1.1.2.1. Exploração & Produção.....	41
1.1.2.1.a. Visão.....	41
1.1.2.1.b. Missão	42
1.1.2.1.c. Estratégia	42
2. IDENTIFICAÇÃO DO “ESTADO DA ARTE” DO MÉTODO SÍSMICO QUANTO ÀS SUAS APLICAÇÕES NA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO.....	44
2.1. A ORIGEM DA EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO	44
2.2. NASCE A GEOLOGIA DO PETRÓLEO	45
2.3. OS MÉTODOS GEOFÍSICOS	47
2.4. A SÍSMICA DE REFLEXÃO	48
3. SÍNTESE HISTÓRICA DAS ATIVIDADES RELATIVAS AO MÉTODO SÍSMICO APLICADO À EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL.....	52
3.1. A EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL	52
3.2. A GEOFÍSICA E O PETRÓLEO NO BRASIL	53
4. PROJETO SÍSMICO 3D TERRESTRE.....	57
4.1. OPERAÇÕES DE POSICIONAMENTO	57
4.1.1. Introdução.....	57
4.1.1.1. Localização do Projeto	57
4.1.1.2. Configuração dos grupos	57
4.1.1.3. Equipamentos	58
4.1.2. Configuração do Pré-plot.....	59
4.1.3. Operações	60
4.1.3.1. Abertura e localização das estações receptoras e fontes.....	60
4.1.3.2. Metodologia RTK.....	60
4.1.3.3. Deslocamento de estações do pré-plot.....	61
4.1.3.4. Processamento dos dados	61
4.1.3.5. Controle de qualidade.....	62
4.2. PERFURAÇÃO.....	63
4.2.1. Metodologia.....	63
4.2.1.1. Parâmetros da perfuração	64
4.2.1.2. Equipamentos	64
4.2.2. Produção.....	65
4.3. CARREGAMENTO	66
4.3.1. Metodologia.....	66
4.3.2. Produção.....	67
4.4. AQUISIÇÃO DOS DADOS	70
4.4.1. Metodologia.....	70
4.4.1.1. Técnica de registro	70
4.4.1.2. Resumo de parâmetros.....	70
4.4.1.3. Equipamento de Registro	71

4.4.1.4. Receptores	73
4.4.2. <i>Produção</i>	73
4.5. GARANTIA DE QUALIDADE E PROCESSAMENTO DE DADOS	74
4.5.1. <i>Desenho e Planejamento</i>	74
4.5.2. <i>Fluxo de Controle de Qualidade (CQ)</i>	76
4.5.2.1. Checagem da Geometria.....	76
4.5.3. <i>Qualidade dos Dados</i>	78
4.5.3.1. Dinamite	78
4.5.4. <i>Processamento de campo</i>	79
5. HSE – SAÚDE, SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE.....	82
5.1. ACAMPAMENTO BASE.....	82
5.2. VEÍCULOS.....	82
5.3. RISCOS IDENTIFICADOS DURANTE O PROJETO	83
5.4. GERENCIAMENTO DOS RISCOS.....	84
5.5. INDUÇÕES DE SAÚDE, SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE	84
5.6. REUNIÕES DE SEGURANÇA	85
5.7. PLANO DE CONTINGÊNCIA.....	86
5.7.1. <i>Planos de Ação de Emergência (PAE)</i>	86
5.7.2. <i>Recursos médicos</i>	86
6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	88
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	90
APÊNDICE	91

Resumo

Este relatório reporta o estágio realizado na Petrogal Brasil, no período de 06 de fevereiro a 15 de maio de 2006, com carga horária de 360 horas.

Neste período, foram realizadas as seguintes atividades: o acompanhamento de um projeto de aquisição de dados sísmicos em campo, na região de Apodi, no estado do Rio Grande do Norte, bem como a realização de estudos sísmicos no escritório, em Natal, cidade situada no mesmo estado.

Para a elaboração deste relatório, foi feita uma revisão bibliográfica para se inteirar sobre a prática da sísmica e sua contextualização nacional, bem como a sua importância para a atividade de exploração de petróleo. Além disso, foi realizado um pequeno levantamento sobre a história e a política adotada pela empresa Petrogal Brasil. Por fim, foram descritas as etapas que compõem a atividade sísmica de campo, destacando-se os procedimentos adotados para a realização, bem como a segurança envolvida nessas atividades.

Capítulo 1

Introdução

1. Introdução

A exploração do petróleo, tanto em terra como em mar, compreende basicamente três fases interdependentes e inter-relacionadas: a prospecção, a perfuração e a avaliação (NEIVA, 1983; THOMAS, 2001). A prospecção é a fase dos estudos preliminares para a localização de uma acumulação de petróleo. Para localizar um campo petrolífero em uma bacia sedimentar, é necessário analisar a subsuperfície da região, sendo para isso necessária a aplicação de conhecimentos específicos de geofísica e de geologia. O programa de pesquisa visa à elaboração um mapeamento geológico das estruturas favoráveis à existência do petróleo (prospecto exploratório), onde são escolhidos os pontos para a perfuração de poços exploratórios.

A promulgação da Lei 9.478, de 1997, flexibilizou o exercício do monopólio da União sobre as atividades de exploração e produção de petróleo, permitindo que outras empresas, além da Petrobras, pudessem exercer estas atividades no Brasil.

Assim, a partir de 1999, a Agência Nacional do Petróleo – ANP, também criada em 1997, com a finalidade de regular o setor, passou a realizar leilões anuais para a concessão de exploração de petróleo em áreas geograficamente definidas do território nacional. Em consequência, além da Petrobras, diversas empresas passaram a habilitar-se e a competir visando à obtenção de tais concessões (Projeto ONIPGEO). Dentre as informações essenciais para que os interessados na concessão de exploração possam avaliar o potencial de sucesso exploratório de cada área, destacam-se os dados de levantamentos de sísmica e de outras técnicas geofísicas. Assim, é de fundamental importância que estas informações estejam disponíveis na quantidade e qualidade adequadas à tomada de decisão pelos investidores.

A sísmica se destina fundamentalmente à medição do tempo de chegada de ondas provocadas por fontes sonoras artificiais até os dispositivos de recepção (Projeto ONIPGEO), podendo ser realizado a partir de dois métodos: o de refração e o de reflexão. A sísmica de reflexão é atualmente o principal método exploratório na investigação de reservatórios de petróleo.

Com a nova legislação do setor de 1997, multiplicaram-se as companhias de petróleo sediadas no Brasil com interesse em atuar no segmento de exploração e produção. O fato é que a Petrobrás e as demais grandes operadoras decidiram formar seus portfólios de exploração com foco quase que exclusivo nas bacias marítimas e, em especial, nas águas profundas, onde os extensivos levantamentos sísmicos não-exclusivos, realizados logo nos primeiros anos pós-abertura, permitiram prescindir da aquisição de dados adicionais. Na

realidade, após um verdadeiro pico das atividades de exploração, a sísmica nacional se encontra hoje em seu nível mais baixo dos últimos anos. A quase totalidade das bacias terrestres interiores, e mesmo das bacias costeiras e das regiões de águas rasas, permanecem na prática sem dispor de dados sísmicos utilizáveis.

Em face da atual situação, muitas empresas especializadas já desapareceram e outras estão para desaparecer. Isto acarreta a perda da capacitação brasileira, de numerosos postos de trabalho e do investimento nacional já realizado na qualificação dessa mão de obra.

A proposta de estágio tem como objetivo o acompanhamento de um projeto de aquisição de dados sísmicos 3D terrestre, utilizando-se o método de reflexão, levando-se em consideração os seus aspectos de relevância, a destacar: as operações de campo, a segurança, a saúde e o meio ambiente. Não será objeto de estudo desse trabalho, o processamento final dos dados sísmicos.

1.1. A Empresa – Petrogal Brasil Ltda.

A Petróleos de Portugal, EP - Petrogal foi criada em 1976, na seqüência da nacionalização, ocorrida em 1975, e subsequente fusão de quatro companhias petrolíferas: Sonap, Sacor, Cidla e Petrosul. Ao longo da sua história, muitos marcos importantes se fizeram presentes na vida desta empresa.

1.1.1. História da Empresa

A história da Petrogal se inicia no ano de 1933, no qual ocorre a constituição da Sonap, empresa de capital misto, de onde Manoel Bullosa assumiu uma posição majoritária. Desenvolvia atividade comercial e de distribuição no mercado nacional, e ainda em algumas ex-colônias (Angola, Moçambique, etc.).

Em 1938, dá-se a constituição da Sacor, empresa petrolífera de capital misto.

Em 1939, constitui-se da Cidla, uma subsidiária da Sacor, que tinha como principal objetivo a distribuição e comercialização de gás butano e propano.

Em 1940, entra em funcionamento a primeira Refinaria Nacional de Petróleos, em Cabo Ruivo (Lisboa), com uma capacidade de tratamento de 300 mil toneladas por ano. Dedicar-se a atividade de refino, sua comercialização e distribuição no mercado nacional, tendo um conjunto de afiliadas e subsidiárias nas ex-colônias.

Em 1969, entra em funcionamento a Refinaria do Porto, propriedade da Sacor. Esta infra-estrutura tinha uma capacidade de destilação de 1,5 milhões de toneladas por ano.

Passado apenas um ano sobre a sua entrada em funcionamento, foi autorizado o aumento da capacidade de destilação para 5 milhões de toneladas/ano.

Em 1972, dá-se a constituição da Petrosul, empresa de capital misto (grupo Sonap e grupo Mello), que tinha por missão desenvolver a atividade de refino. Neste sentido, foi-lhe adjudicada a terceira e maior refinaria a construir em Portugal: a refinaria do Complexo Industrial de Sines.

Em Março de 1975, dá-se a nacionalização do setor petrolífero, tal como aconteceu a outros setores.

Em Abril de 1976, constitui-se a Petrogal, EP, emergindo da fusão destas quatro empresas que então consubstanciavam a indústria petrolífera nacional.

Em 1978, houve a conclusão da construção da Refinaria de Sines e início dos trabalhos.

Em 1981, ocorre a construção e início do funcionamento da Fábrica de Aromáticos, inserida no complexo da Refinaria do Porto.

Em Maio de 1989, por decisão governamental, a Petrogal transforma-se em sociedade anónima, mantendo-se, contudo, o Estado Português como detentor da totalidade do capital.

Em 1992, por resolução do conselho de ministros, dá-se início a reprivatização desta empresa. Assim, o Estado ficou detentor de 75 por cento do capital, estando restantes 25 por cento na posse do consórcio privado Petrocontrol.

Em 1994, a Petrogal SA termina a reconversão do complexo de Sines com a entrada em funcionamento das Novas Unidades.

Em 1994, ocorre o fechamento a refinaria de Lisboa.

Em 1995, por Decreto-Lei 145-A/95, de 19 Junho, foi alterada a distribuição do capital da Petrogal, tendo os acionistas portugueses da Petrocontrol adquirido a participação da Total e mais 20 por cento do capital daquela que é a maior empresa portuguesa, ficando assim o Estado português com 55 por cento e os acionistas privados com 45 por cento.

Em 1999, dá-se a constituição do Grupo GALP – Petróleos e Gás de Portugal, SGPS, SA. Holding que detém 100% da Petrogal e 100% da GDP.

1.1.2. Galp Energia

Constituída em Abril de 1999, a Galp Energia é a holding responsável pela reestruturação do setor energético em Portugal, nas áreas do petróleo e do gás natural, detendo 100% da Petrogal (com atividade na produção e exploração de petróleo, e na refinação e comercialização de produtos petrolíferos) e 100% da GDP - Gás de Portugal (que se dedica à

importação e transmissão de gás natural, através da Transgás, e à distribuição de gás natural através de seis distribuidoras regionais).

O grupo Galp Energia tem como objetivo a construção de uma empresa nacional de petróleo e gás, organizada segundo moldes de modernidade internacional, capaz de desempenhar um papel importante na economia portuguesa, e de se afirmar no negócio internacional de energia, ganhando massa crítica, que lhe permita competir no mercado Ibérico e PALOP.

O compromisso da empresa é a conquista da preferência dos consumidores através de ofertas integradas de energia e serviços complementares em mercados onde a Galp Energia possa assegurar vantagens competitivas, criando valor para os acionistas, clientes e colaboradores.

1.1.2.1. Exploração & Produção

A Galp Exploração e Produção Petrolífera, Lda. é uma empresa do Grupo Galp Energia criada em 25 de Outubro de 1990, com a denominação inicial de Galp África - Exploração de Petróleos, Lda., tendo, em 2001, adotado a atual designação.

De acordo com o seu objetivo social, competem à empresa, a coordenação, supervisão, estudo e execução de todas as atividades relacionadas com a Prospecção, Pesquisa, Avaliação, Desenvolvimento, Produção e Comércio de Hidrocarbonetos, nos projetos em que a empresa está envolvida. Além disso, competem à empresa, identificar, analisar e promover novas oportunidades de desenvolvimento em novos projetos de exploração e produção petrolífera, com vista à consecução dos objetivos que conduziram à sua constituição.

1.1.2.1.a. Visão

A Galp Exploração, na qualidade de empresa do Grupo Galp Energia, tem como objetivo assegurar que o Grupo, à semelhança das outras empresas ou grupos com atividade integrada na Indústria Petrolífera, do upstream ao downstream, atinja um nível de reservas e de produção petrolífera próprias, que permita, a curto/médio prazo, garantir de forma sustentada uma parte significativa das necessidades próprias de petróleo para refinação e abastecimento do mercado. As participações atuais visam atingir esse objetivo, em conformidade com a estratégia definida, de modo a proporcionar ao Grupo Galp Energia um desenvolvimento harmonioso nas suas principais vertentes de atividade, Produção, Refinação e Distribuição/Comercialização.

1.1.2.1.b. Missão

Representar, no âmbito da Exploração e Produção - E&P - da Indústria Petrolífera, o Grupo Galp Energia. Desenvolver um programa de atividades de exploração petrolífera, criteriosamente diversificada, visando zonas de elevado potencial. Desenvolver uma maior operacionalidade e versatilidade necessárias ao desejável incremento da atividade através de participações em novos projetos.

1.1.2.1.c. Estratégia

Investir na Pesquisa e Produção de Petróleo em áreas com boas perspectivas petrolíferas, em associação com empresas de reconhecida idoneidade e capacidade técnica e financeira; Adquirir participações em campos já em produção ou em fase de desenvolvimento, desde que os correspondentes estudos técnico-econômicos demonstrem trazer mais valia para o Grupo Galp Energia.

Capítulo 2

Estado da arte

2. Identificação do “Estado da Arte” do método sísmico quanto às suas aplicações na exploração de petróleo.

2.1. A Origem da Exploração do Petróleo

Conhecido desde os primórdios da civilização, com seus usos variados, mas sempre limitados, o petróleo ingressou na era industrial já há cerca de um século e meio após a descoberta do Cel. Drake, em Titusville, na Pensilvânia em 1859. Quase que ao mesmo tempo, sua produção sistemática também se iniciou em algumas regiões do sul da Rússia e da Romênia.

Durante quase toda a segunda metade do Século XIX, foi amplamente utilizado como iluminante, lubrificante e óleo combustível para caldeiras. No início do século XX, após o significativo decréscimo do consumo do querosene iluminante, causado pela chegada da eletricidade, o petróleo passa a ser utilizado também como combustível para os recém descobertos motores a explosão. A partir daí, consolida-se como um dos insumos fundamentais da era industrial.

As primeiras descobertas de petróleo haviam sido feitas perfurando-se poços, geralmente rasos, em locais onde existiam indícios ou exsudações naturais de petróleo à superfície. O Cel. Drake havia perfurado seu poço na localidade Titusville, nas proximidades de um riacho denominado Oil Creek, que apresentava mancha de petróleo por sobre as águas. Na Rússia e na Romênia, alguns poços foram também locados em regiões como a de Baku onde, desde a antiguidade, eram conhecidas manifestações de petróleo na superfície.

Nascia assim, a técnica exploratória mais conhecida como “seepology” (em inglês, a palavra seep significa exsudação). Apesar de toda a evolução tecnológica, a seepology ainda funciona e constitui a base primordial da técnica de exploração por prospecção geoquímica de superfície. Entre os pioneiros do petróleo, logo se tornaria famosa a recomendação: “se quiser achar petróleo, fique perto de onde já se encontrou algum”. A recomendação valia para os indícios, exsudações, campos já descobertos, e para as bacias produtoras. Obviamente, procurar petróleo em áreas de novas fronteiras, onde não havia ainda sido visto, representava assumir riscos bem maiores. Aparentemente, essa mesma recomendação orienta a pesquisa mineral da maioria dos garimpeiros.

2.2. Nasce a Geologia do Petróleo

A partir de 1934 (McCollough), o termo anticlinal passou a ser substituído pelo termo “trapa” (ou armadilha), e seria bem mais correto fazer referência a Teoria da Trapa no lugar da Teoria do Anticlinal. De fato, durante muito tempo, a partir do início do Século XX, a exploração de petróleo em todo o mundo passaria basicamente a se empenhar na localização e na definição de boas trapas estruturais em subsuperfície. A indústria passou a mapear sistematicamente anticlinais, domos de sal, blocos elevados do embasamento ou outros altos estruturais de qualquer natureza, para local poços exploratórios geralmente bem sucedidos, dentro de uma média mundial da ordem de dez a quinze por cento de sucesso.

Mais tarde, ficou até certo ponto claro que não bastaria mapear e perfurar boas trapas. Existiam outros fatores e processos naturais essenciais para a formação de jazidas petrolíferas. Mais recentemente, os adeptos da análise dos sistemas petrolíferos passaram a definir os elementos e os processos fundamentais sem os quais as probabilidades de sucesso da exploração seriam nulas. Os elementos fundamentais seriam:

1. A existência de rochas geradoras dotadas de quantidade, qualidade e evolução térmica adequada da matéria orgânica que propicie a geração de volumes significativos de petróleo e/ou gás natural.
2. A presença de rochas reservatórios dotadas de um efetivo espaço termo-poroso capazes de propiciar a migração, o armazenamento e a produção de petróleo e/ou do gás natural.
3. A existência de rochas selantes recobrando as rochas reservatórios, que impossibilitem o escape do petróleo e/ou do gás natural para a superfície, preservando estes fluidos na jazida.
4. Trapas (ou armadilhas) com geometria especialmente configurada para permitir a acumulação e o aprisionamento do petróleo e/ou do gás natural.

Entre os processos, menciona-se apenas por essencial aquele da geração – migração – acumulação do petróleo e do gás natural desde a expulsão dos hidrocarbonetos das rochas geradoras, sua migração dentro de camadas porosas e permeáveis até se acumularem nas trapas sendo preservado e constituindo uma jazida. Obviamente, para efetividade desse processo, é essencial haver condições de sincronicidade e de adequada relação espacial dos mencionados elementos com este processo. Apenas para exemplificar, se ao tempo da

expulsão dos hidrocarbonetos das rochas geradoras ainda inexisterem as trapas e/ou os selos, não existirão as condições para a formação de jazidas.

Na moderna indústria do petróleo, efetuam-se simulações computacionais e probabilísticas para verificar as possibilidades da ocorrência dos mencionados elementos e processos. Com essas simulações, focalizam-se o processo exploratório, subsidia-se a locação dos poços e se avaliam os riscos envolvidos. Essas sofisticações tecnológicas eram consideradas até a algum tempo quase que desnecessárias para uma indústria de petróleo pragmática, que fundamentava sua ação num mapeamento de anomalias estruturais ou trapas, se possível em áreas e/ou bacias já produtoras ou portadoras de bons indícios de hidrocarboneto. Até certo ponto, este pragmatismo justificava-se pelos seguintes motivos:

1. Bons indícios de hidrocarbonetos ou, melhor ainda, a existência comprovada de jazidas, asseguravam da presença de efetivas rochas geradoras, assim como de um satisfatório processo de expulsão e de migração de hidrocarbonetos mesmo sem mais aprofundados estudos de modelagem geoquímica. Lembre-se, quanto a isso, que mesmo na Petrobrás, as técnicas de geoquímica orgânica só viriam a se consolidar por volta dos anos 70 e que as modelagens de processos são ainda mais recentes.
2. Raras são as bacias onde inexitem por completo os reservatórios e os selos, apesar da grande escala de variação das suas características. De uma maneira geral, pode-se assumir como certa a presença desses elementos na coluna estratigráfica da maioria das bacias sedimentarias e, mais ainda, naquelas que já se revelaram produtoras.
3. As bacias produtoras, ainda em fase juvenil ou em fase inicial de exploração, continham campos muito grandes ainda não descobertos, constituindo acumulações mais ou menos evidentes e de fácil localização. Assim, durante muito tempo, descobriram-se grandes províncias petrolíferas e grandes campos, mapeando-se apenas as mais evidentes trapas da subsuperfície. O principal problema da exploração se resumia em dispor de ferramentas adequadas para este mapeamento de trapas.

Durante muito tempo, em áreas e bacias onde há configuração geométrica das rochas aflorantes em superfície, refletiam ou denunciavam configurações análogas em subsuperfície, bastava conduzir mapeamentos topográficos e geológicos com utilização de técnicas expeditas, simples e elementares. De fato, até o advento das técnicas de geofísica, a ferramenta do mapeamento geológico de superfície foi utilizada na maioria das bacias emersas de todo o mundo, locando os poços pioneiros e fazendo muitas descobertas. As

equipes de geologia descobriram grandes reservas nos Estados Unidos, em outros países da América como, por exemplo, no Canadá, no México, na Venezuela, etc. Logo depois, turmas de geólogos nômades passaram a percorrer o mundo descobrindo a maioria das grandes províncias petrolíferas terrestres, incluindo as do Oriente Médio. Tudo isso aconteceu rapidamente, antes mesmo da eclosão da Segunda Guerra Mundial.

Estes nômades competentes e destemidos, que se assemelhavam à figura representada no cinema pelo Indiana Jones, descobriram quantidades inimagináveis de petróleo a baixo custo, quase que sozinhos, com seu próprio trabalho. Depois geralmente assumiam o comando do segmento de exploração e produção em suas respectivas companhias de petróleo, exercendo forte centralização de poder e uma certa aversão à utilização de ferramentas exploratórias alternativas, geralmente mais caras, mais sofisticadas e de resultados nem sempre evidentes. Estes mesmos geólogos de superfície tiveram, no entanto, que reconhecer a importância das técnicas geofísicas para explorar grandes áreas de bacias sedimentares recobertas por mantos mais recentes que mascaram a real geometria das camadas em subsuperfície. Este era o caso, entre outros da grande planície costeira da Costa do Golfo (Projeto ONIPGEO).

2.3. Os Métodos Geofísicos

A partir da década de 20, a gravimetria passou a ser utilizada largamente para o mapeamento dos domos de sal na Costa do Golfo. O sal possui densidade razoavelmente inferior a dos demais sedimentos. Desta forma, os domos de sal eram facilmente identificados como anomalias do campo gravitacional. O primeiro instrumento capaz de medir essas variações foi a balança de torção desenhada na Hungria, por Baron von Eotvoes, que só seria comercializada após a primeira guerra mundial. Esse instrumento foi utilizado com sucesso para mapear domos de sal na porção texana emersa da Bacia da Costa do Golfo. A primeira descoberta foi a do Domo de Nash, na Bratoria County, efetuada na primavera de 1924.

O pêndulo foi outro instrumento utilizado na exploração gravimétrica da Costa de Golfo. O instrumento, desenhado em 1930 por E.A. Eckhardt e R.D. Wycoff, levou à descoberta do Campo de Cleveland, na Liberty County, dentro de uma clara anomalia gravimétrica referente ao Domo Conroe. Os atuais gravímetros viriam substituir as balanças de torção e os pêndulos. Gravímetros haviam sido construídos desde 1899, mas só provaram ser úteis depois da descoberta do Campo de Tom O'Connor, efetuada no sul do Texas pela Humble Oil and Refining Company em 1934.

Nessa mesma época, os levantamentos de magnetometria passaram também a ser utilizados na exploração de petróleo. As rochas ígneas e metamórficas do embasamento ou de intrusões vulcânicas são altamente magnetizadas enquanto a maioria das rochas sedimentares não o é. Assim, a magnetometria pode ser útil para mapear grandes bacias sedimentares, ou a presença de corpos ígneos, ou de embasamento dentro das bacias sedimentares. Em 1927, no Texas, a magnetometria foi utilizada na descoberta do Campo de Yoast, em 1927. O campo é geologicamente associado a uma intrusão de rocha ígnea (serpentinito). Desde cedo, foram desenvolvidos magnetômetros para uso terrestre ou para aerolevantamentos.

Até hoje, tanto a gravimetria quanto a magnetometria são largamente utilizadas, essencialmente, no formato de aerolevantamentos, principalmente na definição de bacias sedimentares e das grandes feições estruturais regionais dentro dessas bacias.

Em condições muito especiais, esses métodos são também utilizados para o mapeamento de anomalias estruturais locais, para definir prospectos de locação de poços ou para suprir com dados complementares. Observa-se, no entanto, que uma vez estabelecido o arcabouço regional da bacia e selecionadas as áreas mais prospectáveis, a ferramenta exploratória a ser utilizada para a seleção de prospectos deverá ser, obrigatoriamente, a sísmica.

Os métodos elétricos surgiram também na década de 20. Baseados na medição de condutividade, resistividade e potencial espontâneo, tiveram larga aceitação, pois, teoricamente, seria possível distinguir reservatórios portadores de água salgada daqueles portadores de petróleo ou gás natural. Os resultados na exploração de petróleo não foram, no entanto, satisfatórios, e os métodos elétricos acabaram sendo mais utilizados para localização de minerais metálicos e de água. Entretanto, os perfis de poço “standard” na indústria do petróleo continuam sendo os perfis Schlumberger, desenvolvidos a partir do uso dos mesmos princípios elétricos em poços. Hoje, existe uma vasta gama de perfis de poço que podem ser agrupados como: (1) perfis elétricos; (2) perfis sônicos; e (3) perfis radioativos. Em seu conjunto, estas ferramentas são largamente utilizadas para definição das propriedades das rochas perfuradas em poços de petróleo, assim como para determinar a natureza dos fluidos contidos no espaço poroso dos reservatórios. Esses mesmos perfis também suprem a sísmica e a gravimetria com valiosas informações que permitem calibrar seus resultados.

2.4. A Sísmica de Reflexão

Há muito tempo, os homens vêm se preocupando com a ocorrência de terremotos e de suas conseqüências. Os terremotos, também conhecidos como sismos naturais, são

provocados pela ruptura e/ou deslocamento natural de rochas em profundidade variável provocando ondas sonoras que se propagam até grandes distâncias dentro da terra. Há muitos séculos, os chineses construíram um vaso redondo de cerâmica com uma série de cabeças de dragões, de boca aberta, ao redor do vaso. Na boca de cada dragão, colocava-se uma bilha numa delicada posição de equilíbrio. Caso ocorressem terremotos, pela observação das bilhas caídas, podiam-se constatar sua intensidade e direção predominante das ondas resultantes. Também são relativamente antigos, embora rudimentares, os sismógrafos convencionais construídos para medir, a partir de estações fixas, a intensidade dos terremotos.

A sísmica se destina fundamentalmente à medição do tempo de chegada de ondas provocadas por fontes sonoras artificiais até os dispositivos de recepção. Existem dois métodos sísmicos: (1) o de refração e (2) o de reflexão. Na refração, medem-se as primeiras chegadas das ondas acústicas geradas num receptor colocado a uma distância variável. Como a velocidade do som no embasamento é mais alta do que nos sedimentos, através da refração, é possível medir a espessura sedimentar total e ainda especular quanto à composição dessa coluna sedimentar. Como a velocidade do som no sal é também superior à velocidade do som nos demais sedimentos, é também possível utilizar a sísmica de refração para mapear os domos de sal.

A sísmica surgiu durante a Primeira Grande Guerra, quando o cientista alemão Ludger Mintrop utilizou um sismógrafo portátil desenhado especialmente para localizar com precisão a posição de fogo da artilharia aliada. Colocando-se três sismógrafos em pontos de coordenadas conhecidas, frente à artilharia inimiga, era possível, através de triangulações, estabelecer a posição desta artilharia. No entanto, cedo se descobriu a necessidade de introduzir correções nesses cálculos, dadas as diferentes velocidades do som em subsuperfície, provocadas por suas diferentes características geológicas locais. Assim, Mintrop descobriu que, além de localizar artilharias, o seu método poderia ser utilizado para estimar o comportamento das rochas em subsuperfície.

Após a guerra, em dezembro de 1919, Mintrop requereu na Alemanha uma patente por seu método de perfilagem por refração sísmica. A patente só foi registrada em 1927, inclusive nos Estados Unidos. Em abril de 1921, Mintrop fundou a companhia Seismos Gesellschaft e trabalhou em prospecção de petróleo na região da Costa do Golfo e no Leste do Texas entre 1923 e 1925.

Um grupo de cientistas da Universidade de Oklahoma, liderado por J.C. Karcher, reclama a primazia na invenção do método de refração sísmica. Os primeiros levantamentos teriam sido efetuados em Oklahoma City em 1921, mas infelizmente, não havia como

comprovar a eficiência do método. Das experiências em sísmica do grupo de Oklahoma, nasceria a Geophysical Research Corporation (GRC), fundada em 1925 por Karcher e DeGolyer. Dado os sucessos de Mintrop a GRC também começou a atuar em levantamentos de sísmica de refração para mapear domos de sal. Outras companhias ativas em sísmica de refração foram Gulf, Humble, Roxana (Shell), Pure and Louisiana Land and Exploration Company, Petty Burton, McCollum e Frank Rieber.

O método de sísmica de reflexão, desenvolvido posteriormente, baseia-se fundamentalmente no registro dos “ecos” provenientes da subsuperfície de ondas sonoras provocadas artificialmente em superfície. Nos EUA, a GRC iniciou as experiências com sísmica de reflexão em 1926 e, em 1929, já possuía equipes de reflexão operando comercialmente na Costa do Golfo. Em 1931, a Petty Geophysical Engineering Company, de San Antonio, inventou e implementou o método do perfil reverso de tiro, que viria a se tornar convencional na indústria.

Apenas para registro histórico, menciona-se que, em setembro de 1928, a companhia Amerada iniciou a perfuração do poço Hallum, na Pottawatomie County, em Oklahoma. Esse seria o primeiro poço locado em dados de sísmica de reflexão. Depois, este mesmo grupo acabou fundando a Geophysical Services Inc. (GSI), dedicada quase que exclusivamente à sísmica de reflexão para a indústria do petróleo.

Em 1933, a GSI tinha cerca de 40 equipes no campo. Em 1960, havia mais de 1.000 equipes de sísmica de reflexão de diferentes companhias espalhadas pelo mundo.

Capítulo 3

Síntese histórica

3. Síntese histórica das atividades relativas ao método sísmico aplicado à exploração de petróleo no Brasil.

3.1. A Exploração de Petróleo no Brasil

O primeiro poço profundo brasileiro para petróleo foi perfurado em 1897, na localidade de Bofete, em São Paulo. O poço, perfurado por iniciativa do Sr. Eugênio Ferreira de Camargo, teria chegado a 488 m de profundidade e dele teriam sido recuperados dois barris de petróleo. É digna de registro a atitude científica e profissional com que o Sr. Camargo conduziu a empreitada, contratando um geólogo belga para analisar a locação do poço e um sondador americano para operar a sonda.

Em 1907, as atividades referentes à exploração de petróleo ficaram a cargo do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB), órgão público do Governo Federal que permaneceria ativo até 1933, quando foi substituído pelo Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM). Por sua vez, o Conselho Nacional do Petróleo (CNP) assumiria os encargos referentes ao petróleo, depois, e finalmente, transferidos para a Petrobrás em 1953.

No tempo do SGMB e do DNPM, as iniciativas privadas brasileira e estrangeira também trabalharam nessas atividades sem chegar a nenhuma descoberta. Quanto aos geólogos estrangeiros, merece destaque os doutores I.C. White e L.G. Weeks. Ambos trabalharam na Bacia do Paraná a serviço de entidades governamentais e/ou a serviço da Standard Oil of New Jersey, chegando a conclusões bastante pessimistas quanto a prospectividade dessa bacia, apesar dos muitos bons indícios e exsudações de petróleo à superfície, vistos especialmente na região do Estado de São Paulo, nas proximidades de Bofete e Guareí.

Entre as várias empresas privadas brasileiras, que com maior ou menor seriedade, decidiram se dedicar à exploração de petróleo, merece destaque a Companhia de Petróleo Nacional S.A., fundada em 1931 pelo alagoano Edson de Carvalho e pelo paulista J.B. Monteiro Lobato, o mesmo escritor de livros infantis, incluindo-se o Poço do Visconde. A atuação da Companhia de Petróleo Nacional se caracterizou por uma mistura de comportamento empresarial, captador de recursos através do lançamento de ações, e formador de opinião pública através de inflamados discursos de mobilização nacional.

A descoberta de petróleo na Bahia foi cercada durante alguns anos por um intenso debate de opiniões. Os indícios de petróleo nas proximidades da cidade de Salvador já haviam

sido registrados desde 1859 pelo engenheiro inglês Allport, que observara exsudações de petróleo nos cortes da Ferrovia Leste Brasileiro. No início dos anos 30, os baianos Manuel Inácio Bastos e Oscar Cordeiro visitaram algumas cacimbas na localidade de Lobato, hoje subúrbio de Salvador, na cidade baixa, onde recolheram amostras de petróleo. Desde então, Oscar Cordeiro, que era presidente da Bolsa de Mercadorias de Salvador, vinha anunciando a descoberta de petróleo em Lobato e reclamando ação das autoridades do DNPM para confirmar a descoberta.

É preciso lembrar que a localidade de Lobato situa-se no bloco baixo da Falha de Salvador e a poucas centenas de metros da escarpa desta falha, onde afloram à superfície rochas do embasamento cristalino. Devido a esta circunstância, vários dos geólogos encaminhados pelo DNPM a Lobato, concluíram pela inexistência do petróleo, porque lá até mesmo inexistia uma bacia sedimentar. As interpretações mais acertadas foram do geólogo Othon Leonardos que, apesar da precariedade dos dados, concluiu que Lobato poderia se situar dentro da Bacia Sedimentar do Recôncavo Baiano.

Em meio à discussão, sugeriu-se pela execução de levantamentos sísmicos. Entretanto, estes levantamentos foram postos de lado, dado o “preço proibitivo” dos pontos designados para sondagem sísmica. Os geofísicos Irmack do Amaral e Décio Oddone, do DNPM, foram os primeiros a determinar em Camaçari a espessura em torno de 1.500 m de sedimentos, e a sugerir a perfuração de um poço exploratório profundo. Finalmente, Avelino Ignácio de Oliveira, então Diretor Geral do DNPM, decidiu enviar uma sonda para Lobato, onde ao perfurar o poço número 163, descobriu o petróleo em janeiro de 1939.

A partir dessa descoberta, o Conselho Nacional do Petróleo continuou trabalhando no Recôncavo Baiano, onde realizou muitas outras descobertas em Candeias, Dom João, Água Grande, etc. Praticamente todos esses campos foram descobertos com a utilização do mapeamento geológico de superfície sem contribuição importante da geofísica.

3.2 A Geofísica e o Petróleo no Brasil

A primeira entidade brasileira dedicada aos estudos da geofísica foi o Observatório Nacional que, desde o início do Século XX, dedicava-se ao estudo do campo magnético. As primeiras atividades de geofísica, efetivamente voltadas para a exploração de petróleo, foram contratadas pelo CNP a partir do início dos anos 30, e constaram fundamentalmente de medições gravimétricas, magnéticas e de sísmica de refração e de reflexão. Como visto anteriormente, a sísmica só viria a se afirmar como ferramenta exploratória para petróleo no

início dos anos 30, mas, nessa mesma época no Brasil, era praticamente desconhecida por aqueles que se dedicavam à exploração de petróleo.

O eminente geólogo de petróleo Pedro de Moura, em seu livro “Em Busca do Petróleo Brasileiro” (em co-autoria com Felisberto Carneiro), chega a afirmar que, com o advento dos métodos geofísicos nos Estados Unidos, nas décadas de 20 e de 30, chegou-se a admitir o fim da geologia de superfície, batida pelos processos de geofísica. Recordar-se, contudo, que o geólogo Pedro de Moura, assim como outros líderes da geologia de petróleo brasileira, fora ele mesmo um geólogo de superfície que sempre olhou, com um certo desdém, a aplicação dos métodos geofísicos à exploração de petróleo. Na fase final dos trabalhos em exploração de petróleo do DNPM e início das atividades do CNP, encontravam-se, em operação, as turmas da United Geophysical Co (UGC), tanto no Estado de Alagoas quanto na Bahia. O Sr. Denning era o chefe das equipes geofísicas contratadas e o engenheiro Décio Odonne respondia por esse serviço no CNP. Mesmo assim, o geólogo Pedro de Moura ainda observa que as equipes de geofísica devem obrigatoriamente ficar a reboque das turmas de mapeamento geológico de superfície, para comprovar a existência das anomalias mapeadas pela geologia ou para mapear estruturas naquelas áreas onde coberturas geológicas mais recentes impediam o mapeamento geológico de estruturas profundas. Pedro de Moura observa: “são os métodos geofísicos ferramentas penetrantes na caça, em áreas pré-determinadas pela geologia de superfície, a estruturas e anomalias capazes de acumular petróleo, sobretudo se rareiam os afloramentos; é o que acontece em múltiplos trechos do Recôncavo, particularmente naqueles onde mantos mais recentes de rochas terciárias caracterizam a expressão fisiográfica de tabuleiros, que obscurece com a sua capa arenosa a visão direta das rochas cretáceas, mais antigas”.

No Recôncavo, têm-se notícias que as equipes de geofísica perscrutaram as anomalias de Candeias, Aratu, Itaparica, Aliança, Pitanga, Mata de São João, Maracangalha e Camaçari. Pedro de Moura menciona os vários lugares onde a geofísica apresentou dados depois não constatados. Por exemplo, na localidade de Aliança, o embasamento surpreendeu com sua aparição a 900 m, em vez dos 2.500 m preditos pela geofísica.

No início dos anos 40, a exploração racional do Recôncavo foi prejudicada pela escassez de turmas de geologia. A geofísica, primeiramente, valeu-se de um mapa geológico-estrutural organizado por Moura; e depois recorreu quase que exclusivamente aos processos sísmicos para marcar as locações, sem a inarredável orientação prévia dos geólogos. Os resultados dessa inversão na ordem natural das coisas impeliram o chefe da geofísica Décio Odonne a prevenir que métodos onerosos de prospecção, como os sísmicos, não deviam ser

empregados se não precedidos de “justificadas indicações do serviço de geologia... Do contrário, rodaria o carro diante dos bois”. Essa situação só veio a ser contornada a partir de 1944 e 1945 com a contratação da consultoria da De Golyer and Macnaughton, quando em uma progressão tecnicamente dirigida, as atividades de exploração de petróleo na Bahia foram organizadas racionalmente.

Capítulo 4

Projeto sísmico 3D

4. Projeto sísmico 3D terrestre

4.1. Operações de posicionamento

4.1.1. Introdução

4.1.1.1. Localização do Projeto

O centro do projeto está localizado a 45 km a sudoeste do município de Mossoró e 22 km a noroeste do município de Governador Dix Sept Rosado, Rio Grande do Norte.



Figura 4.1. Mapa de localização do projeto.

4.1.1.2. Configuração dos grupos

As operações de campo foram iniciadas, utilizando-se a estação base TL01, integrante da rede de controle Grant implantada na região. Posteriormente, dando continuidade à expansão da rede, foram determinadas as estações de controle 3M (Três Marias), SJ (São João) e SB (Sítio Bela).

Os levantamentos de campo foram iniciados no dia 14 de Janeiro de 2006, finalizando-se as operações no dia 11 de Fevereiro de 2006. A tabela B-1 mostra a distribuição e quantidade de pessoal de escritório e campo.

Tabela 4.1. Distribuição e quantidade de pessoal.

Escritório		Campo	
3	Supervisores	15	Topógrafos
3	Processadores	90	Auxiliares
2	Coord. de Campo	18	Motoristas
		12	Tratoristas
		4	Pintores de estaca

4.1.1.3. Equipamentos

Os principais componentes dos equipamentos de levantamento usados aparecem nas listas que seguem. Além dos equipamentos utilizados nos levantamentos de campo, unidades adicionais de reserva estiveram à disposição da equipe a todo o momento.

Tabela 4.2. Quantidade dos equipamentos GPS.

Equipamentos GPS	Quantidade
Receptor GPS Trimble 4000SSI com acessórios	3
Receptor GPS Trimble 4400 com acessórios	4
Receptor GPS Sokkia com acessórios	5

Os receptores Trimble 4000SSI e 4400 de dupla frequência foram utilizados na execução dos levantamentos estáticos GPS para o estabelecimento da rede de controle para a realização do levantamento de campo (método RTK).

Tabela 4.3. Quantidade dos equipamentos Base RTK.

Equipamento Base RTK (Trimble)	Quantidade
Base GPS Trimble 4000SSI Dupla Frequência	1
Radio Base Pacific Crest modelo RFM96W (35 W) em frequência VHF	1
Amplificador de radio (25-50W)	1
Antena omnidirecional VHF	1

Na seqüência, apresenta-se uma lista dos equipamentos e softwares usados para transferência de dados, processamento, confecção de mapas e relatórios.

Tabela 4.4. Quantidade dos equipamentos de escritório.

Equipamento de escritório	Quantidade
Computador de processamento principal (Xeon 3.06 Ghz dual processor, 447 Gb HDD, 3.5 Gb RAM, 1 unidade de DVDR, LCD ViewSonic 15”)	1
Computador de mesa (Pentium 4, 2.8 Ghz, 80Gb HDD, 1.5Gb RAM, LCD ViewSonic 15”)	2
Ploter – Hewlett Packard DesignJet 500 Plus (20Mb RAM)	1
Impressora – Hewlett Packard Deskjet 9300C	1
Scanner Cannon N670U	1
Software de processamento e ajustamento SKI-Pro GPS Post-Processing	1
Software de gerenciamento e processamento de dados “GPSeismic 2005” (Dynamic Survey Solutions)	2
Software de transferência de dados e configuração (Trimble data Transfer)	2
Softwares de gerenciamento e mapeamento “Autocad e ArcView 9 ”	2

4.1.2. Configuração do Pré-plot

As linhas sísmicas consistem de estações receptoras consecutivas, separadas por uma distância de 65 m. A separação entre linhas receptoras é de 65 m, tendo orientação aproximada de 155° 18’ em relação ao norte de quadricula.

As estações fontes se localizam entre estações receptoras, a cada três estações na linha de abertura, separadas por uma distância de 195 m. A distância entre as linhas fontes é de 65 m; a orientação de “abertura” das linhas fonte é de 155° 18’, coincidente com a linha receptora.

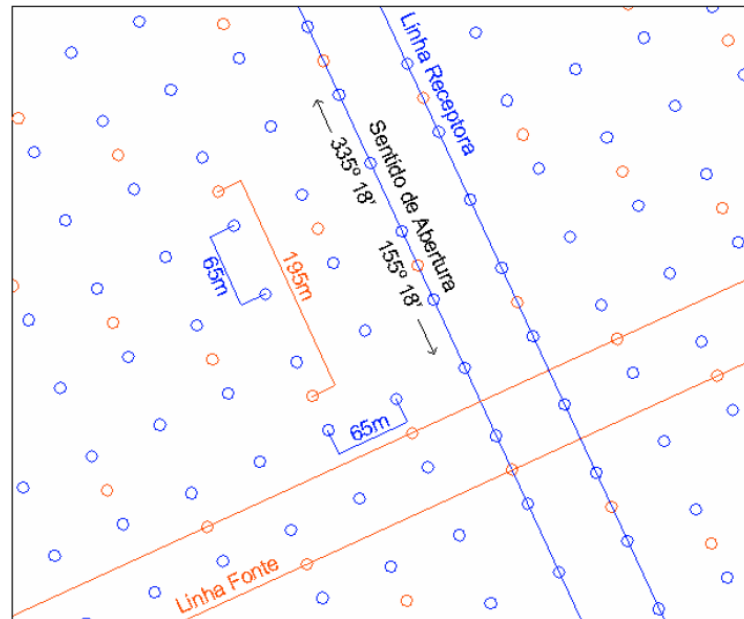


Figura 4.2. Configuração típica de pré-plot.

4.1.3. Operações

4.1.3.1. Abertura e localização das estações receptoras e fontes

Atendendo às normas de preservação ambiental, as lâminas dos tratores foram posicionadas de 20-30 cm de altura do solo, de maneira a ocasionar o menor impacto possível na vegetação. Além disso, as árvores de médio e grande porte eram preservadas, fazendo-se para isso, os desvios necessários com os tratores durante a abertura das linhas.

Devido ao tipo de vegetação encontrada na área do projeto (caatinga predominante e capoeira), foi adotada a metodologia de levantamento RTK.

4.1.3.2. Metodologia RTK

Cada uma das equipes de RTK era formada por um topógrafo, um capataz, um tratorista, dois motoristas e nove auxiliares.

Uma vez estabelecido o contato radial com a base RTK e as ambigüidades da linha de base resolvidas, os pontos eram locados tomando especial cuidado na altura do bastão telescópico da antena e no posicionamento das estações, buscando o menor deslocamento possível em relação ao pré-plot.

Todas as equipes usaram piquetes e estacas de madeira para marcar as estações e pontos de tiro, e indicar o número correspondente de cada uma delas. Placas de sinalização de

madeira também foram colocadas para indicar o começo e final das linhas, os acessos, e facilitar a movimentação de todo o pessoal dentro da área do projeto.

Todo o material foi posteriormente reutilizado ao longo do projeto, partir do início dos trabalhos dos grupos de limpeza de linhas, resultando com isso, uma menor quantidade de material a ser utilizado e maior comprometimento com as normas de preservação ambiental.

4.1.3.3. Deslocamento de estações do pré-plot

Em geral, as estações fontes e receptoras foram posicionadas na suas posições originais de pré-plot, porém, em alguns casos, isto não foi possível devido à presença de vilas, oleoduto, gasoduto, estradas, etc. As diretivas para o deslocamento das estações das posições de pré-plot foram determinadas para garantir que os disparos não provocassem danos na infraestrutura pública e privada e respeitassem as normas ambientais. Os limites de segurança estabelecidos pela Petrogal foram levados em consideração em cada caso. Na Figura B-7 mostra como foi realizado o deslocamento dos pontos.

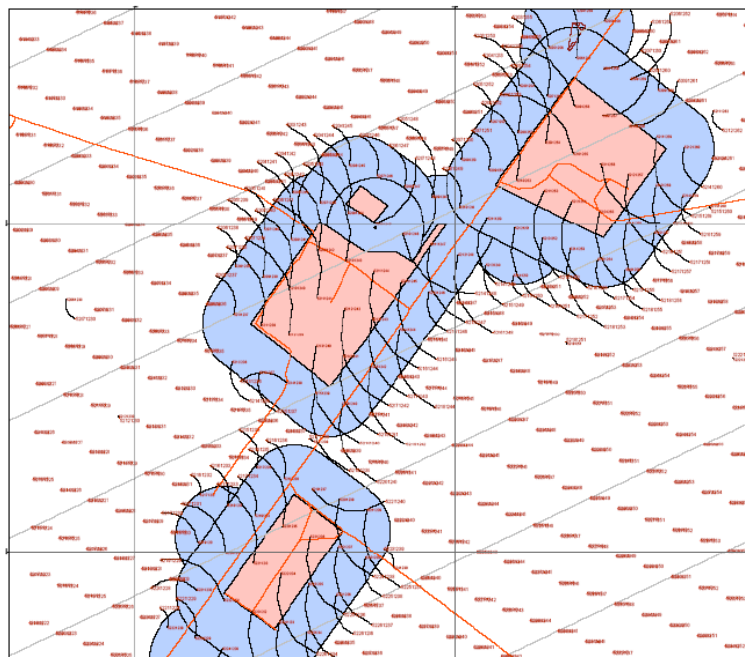


Figura 4.3. Deslocamento de pontos realizados na vila 3 Marias.

4.1.3.4. Processamento dos dados

Todo o processamento dos dados foi realizado no escritório do departamento topografia, localizado na Sub-Base em Governador Dix-Sept Rosado, RN. O software da

Leica Geosystems (SKI-Pro GPS Post-Processing Software – Versão 2.1) foi utilizado para o processamento de todos os dados estáticos GPS, coletados durante os levantamentos iniciais para a rede de controle. Este software permite realizar todo o processamento desde os dados brutos coletados, passando pela solução primária das linhas de base até o ajustamento final da rede. O pacote de software GPSeismic® Versão 2005 da empresa Dynamic Survey Solution foi usado para gerar todos os arquivos de pré-plot, as transformações de datum, processamento dos dados, controle de qualidade e para gerar todos os arquivos finais.

Os softwares AutoDesk Map 5® e ArcGIS® 9 foram usados para gerar os mapas e gerenciar as imagens raster.

4.1.3.5. Controle de qualidade

Diversos procedimentos de controle de qualidade foram adotados para todos os aspectos da operação, a fim de obter um produto da melhor qualidade. Todos os dados coletados foram processados imediatamente após sua produção, de forma a detectar e corrigir eventuais problemas no campo. Outros procedimentos foram adotados para detectar e isolar quaisquer dados de caráter duvidoso. Todos os levantamentos foram acompanhados com anotações de campo em papel, cuja consistência foi checada com os dados digitais.

Foram adotados controles de qualidade em todas as fases do levantamento, desde a indução de todo o grupo quanto às normas de segurança e meio ambiente, aos procedimentos de operações de campo, processamento e controle de qualidade final dos dados. Os equipamentos de campo foram regularmente inspecionados, realizando-se diariamente uma verificação das coordenadas nos “check points”, como mostrado na Figura B-8:



Figura 4.4. Verificação diária dos equipamentos GPS.

4.2. Perfuração

4.2.1. Metodologia

No Projeto 3D NO de Baixa de Algodão, foram utilizadas sondas mecânicas e compressores de ar de fabricação de Ingersoll Rand de 425 cfm, montados em carretões e tracionados por trator agrícola 4x4, para a perfuração de poços e carregamento de uma fonte explosiva de 2 kg de powergel a 6m de profundidade. As perfurações foram realizadas com brocas de arrasto e martelos pneumáticos, com diâmetro de 3 ¼ polegadas, para permitir a passagem dos explosivos de 2 polegadas de diâmetro. Na base inferior da mesa de perfuração a 0,4m do solo, foi ajustado um tapete de borracha para evitar que o material soprado do poço atingisse o corpo dos operadores. Para minimizar a poeira provocada pela perfuração, foi utilizado o sistema de aspersão de água da perfuratriz.



Figura 4.5. Sonda utilizada na perfuração de PTs na área do projeto.

4.2.1.1. Parâmetros da perfuração

Carga	1 x 2kg de Powergel
Espoletas elétricas/carga	1
Comprimento do fio da espoleta	3,5m
Intervalo entre PTs (LA)	195m
Profundidade do furo	6,5m
Número de furos/PT	1

4.2.1.2. Equipamentos

Sondas e compressores de ar Ingersoll Rand, de 425cfm montados em carretões.	10
Tratores agrícolas 4x4 para tracionar carretões.	11
Buggy com tanque de 3.000 L para transporte de água.	1
Trator agrícola 4x2 p/transportar óleo diesel na linha.	1

4.2.2. Produção

7.121 PTs foram perfurados em 22 dias pelos grupos de perfuração, no período de 20 de janeiro a 10 de fevereiro de 2006, com uma média diária de produção de 323,7 PTs ou 45,4 PTs/grupo/dia, em dois turnos de trabalho. A perfuração foi iniciada por 2 grupos de sonda e ampliada até 8 grupos, após a conclusão das manutenções preventivas dos equipamentos. Em média 7,1 grupos trabalharam por dia.

Todos os componentes dos grupos de perfuração e carregamentos possuem treinamentos em SSMA e específicos de trabalhos. Cada dois grupos no campo contou com um veículo tipo jipão, para transportar até 12 passageiros. A coordenação dos trabalhos no campo ficou a cargo de dois supervisores, que tinham a responsabilidade de planejar com antecedência as tarefas diárias dos grupos de sonda, acompanhar o desenvolvimento da produção, e lhes prestar todo tipo de apoio como fazer chegar em tempo equipamentos, alimentação, transportes e resolver os problemas operacionais surgidos durante o dia. Apoios volantes foram instalados em pontos estratégicos, sempre próximo às frentes de sondas, com um grupo de mecânicos atentos para as manutenções preventivas e corretivas diárias necessárias, bem como realizar os abastecimentos de combustíveis dos equipamentos motorizados. Uma borracharia foi instalada dentro da área do projeto, na Vila Três Marias, para atender rapidamente os casos freqüentes de pneus perfurados.

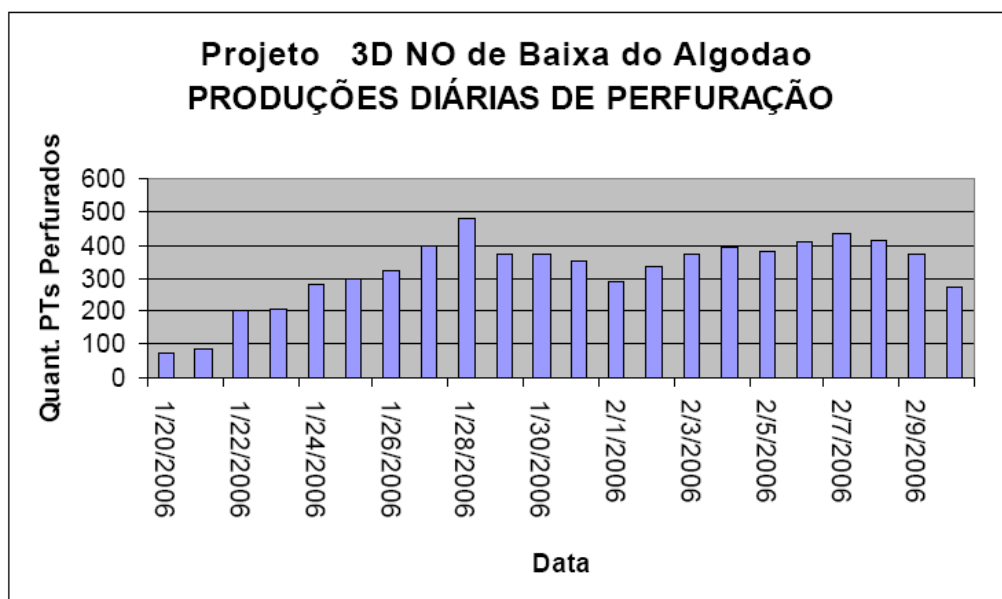


Figura 4.6. Gráfico de produções diárias da Perfuração.

No escritório, as atividades se concentraram principalmente, à noite, no planejamento operacional do dia seguinte, para o avanço harmônico das turmas de campo. Com os capatazes e supervisores, foram discutidos os problemas ocorridos e que tipo de perfuração deveriam executar no dia seguinte, dependendo da litologia e condições do terreno e operacionais que deveriam encontrar. Os relatórios de campo sempre eram analisados e discutidos, realizando-se também as atualizações de produções e verificações das posições dos PTs perfurados.

As principais dificuldades encontradas no projeto foram:

- Perfuração em áreas de ocorrências intercaladas de calcário e margas e/ou rochas carbonáticas alteradas, que obrigavam a alternância do uso de broca de arrasto e martelo pneumático na sondagem de um mesmo poço. Nas áreas de calcário fraturado, foi comum a queda no poço de pequenos matacões, que dificultaram a conclusão da perfuração.
- Muitas cercas na parte leste do projeto, com a necessidade de se realizar grandes contornos para se chegar ao local da perfuração.
- Grandes quantidades de pneus furados de tratores, carretões e veículos.
- Presença de abelhas
- Poeira excessiva gerada pela perfuração para o pessoal e equipamentos. Foi utilizado um sistema para injetar água por aspersão em pequena quantidade no furo para reduzir em até 30% a poeira causada pela perfuração.
- PTs em “offset” ao redor das vilas do município. O uso de GPS minimizou o tempo perdido para a localização desses PTs deslocados.

4.3. Carregamento

4.3.1. Metodologia

Os carregamentos dos PTs foram realizados por três grupos. Tiveram o apoio de duas Toyotas Baús, para transportar os explosivos dos armazéns para a área de trabalho, e três tratores agrícolas com carretas para fazer as distribuições das cargas de 4,5kg nas linhas, para carregamento dos PTs. As cargas foram previamente preparadas na área dos armazéns de explosivos. Para garantir que todo o explosivo powergel fosse detonado, foi utilizado cordel detonante unindo as cargas de 0,5 kg e 1,5 kg. O escorvamento foi realizado momento antes de baixar a carga em cada PT.

Depois de baixada a carga no poço, é testada a continuidade elétrica dos fios da espoleta e iniciado o processo de tamponamento. Finalizado o tamponamento, mais uma vez, é testada a carga com um galvanômetro para garantir que cada furo carregado esteja em perfeitas condições para a detonação. Cuidados especiais foram tomados para que os poços sempre ficassem bem tamponados, para garantir a boa qualidade dos registros.



Figura 4.7. Preparação de cargas de 2 kg de powergel na área do armazém de explosivos.

4.3.2. Produção

7421 PTs foram carregados no período de 27 de Janeiro a 13 de fevereiro de 2006, por 3 grupos. Todos os PTs foram carregados alguns dias após perfurados os poços. Aqueles que apresentaram desmoronamentos e que estavam a profundidades menores de 5,5m foram limpos com uma sonda, que ficou à disposição dos grupos de carregamentos. No total do projeto, foram 106 poços apresentaram desmoronamentos, correspondendo a 1,5% do total perfurado.

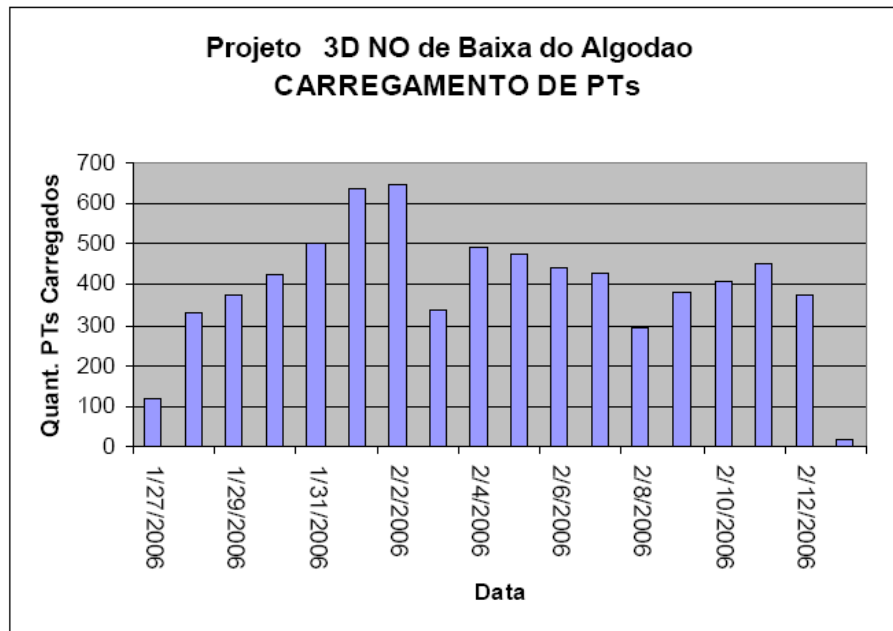


Figura 4.8. Gráfico das produções diárias do carregamento.



Figura 4.9. Carregamento de PT com carga de 2 kg de powergel.

Os depósitos para explosivos utilizados para o projeto estiveram localizados a 1km do acampamento base, localizado na Vila Rio Grande do Norte, município de Serra do Mel, em área isolada, cercada, sinalizada e com vigilância de 24 horas.



Figura 4.10. Depósito para explosivos com a capacidade de armazenamento de 26.000 kg de powergel e 15.000 m de cordel detonante.



Figura 4.11. Depósito para espoletas elétricas com capacidade autorizada para 25.000 unidades.

4.4. Aquisição dos dados

4.4.1. Metodologia

4.4.1.1. Técnica de registro

Dispositivo de registro com 12 linhas receptoras e 864 canais ativos em arranjo split spread, usando a técnica roll-on roll-off.

4.4.1.2. Resumo de parâmetros

IE	65 m
IPT	65 m
Nº de estações	21351
Nº de PTs	7121
Lanço	2340-32.5-0-32.5-2340 m
Multiplicidade	72
Nº canais por dispositivo	864
Arranjo de receptores	L-(12x1)/55,0 m (5,0 m entre elementos)
Arranjo de fonte	L-1x1/6m (2 kg-Power gel; 6 m de profundidade)
Taxa de amostragem	2 ms
Tempo de Registro	5 s

Configuração do PT do projeto 3D NO de Baixa do Algodão

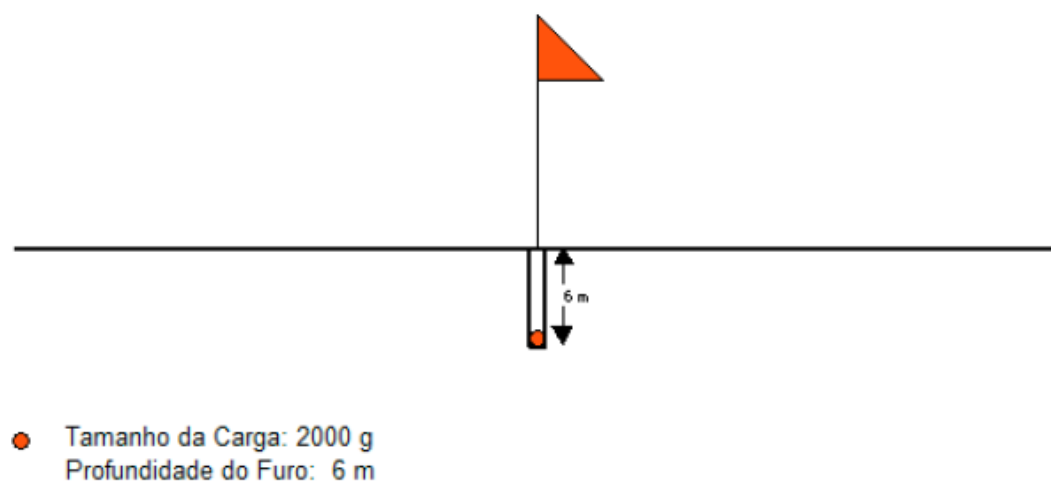


Figura 4.12. Arranjo de Fontes usado.

ARRANJO DOS 12 GEOFONES EM 65 M

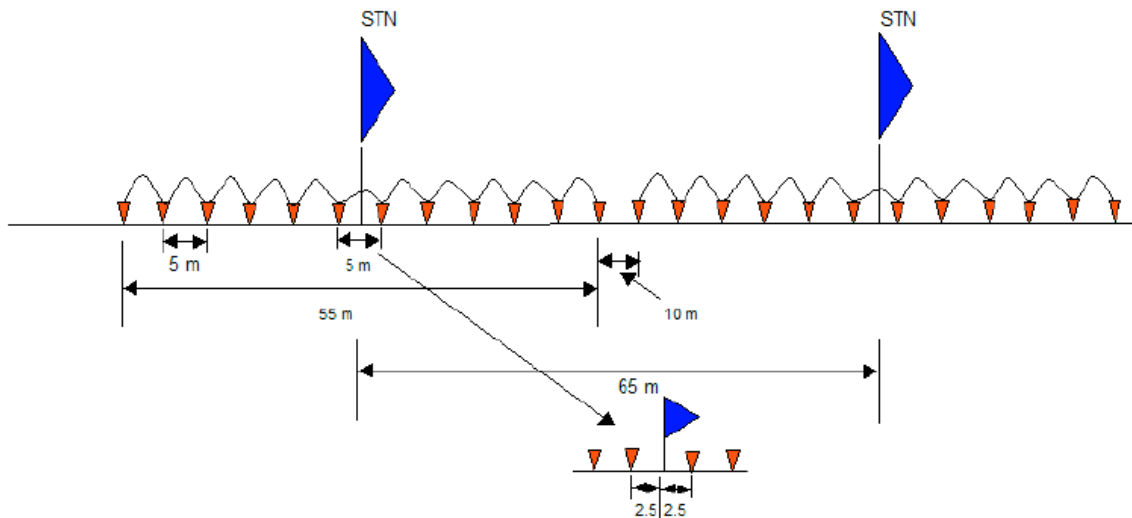


Figura 4.13. Arranjo de geofones usado.

4.4.1.3. Equipamento de Registro

Tipo de Instrumento	ARAM ARIES (Modelo SPM 084)
Filtro Corta Baixa	3 Hz, -3 dB, 24 dB/oitava
Filtro Corta Alta	205 Hz, -3 dB, 580 dB/ oitava
Filtro Notch	Não tem
Ganho Pré Amp	Offset \leq 400m: 12 dB, offset \geq 401m e \leq 1000m: 24 dB, offset \geq 1000m: 30 dB
Unid. de Linha(caixa)	RAM Mk-II e Aries
Monitor Dig. Campo	Vertex
Blaster	Pelton Shot Pro II e Shot Pro I
Tempo de Atraso	0 ms [T0 – Início do Dado]
Formato de Registro	SEG-Y (demultiplexado)
Fitas de Registro	LTO
Canal Auxiliar 1	PTB (Clock Time Break)
Canal Auxiliar 2	UHT (Uphole Time)
Canal Auxiliar 3	DECO (Confirmation Time Break)



Figura 4.14. Foto mostrando a Casabranca.



Figura 4.15. Foto mostrando o sismógrafo dentro do Casabranca.

4.4.1.4. Receptores

Tipo de Receptor	Geofone para terra (GEOSPACE/GS 30CT)
Detalhes do Receptor	12 geofones por grupo, 5m espaçamento, 55m no total
Espaçam. entre Receptores	65 m

4.4.2. Produção

No período compreendido entre 01 a 19 de fevereiro de 2006, foram obtidos 7.121 registros sísmicos, perfazendo um total de 90,259 Km². Em 19 dias de registro, a média obtida foi de 374,8 registros/dia, equivalente a 4,75 Km².

A escolha dos equipamentos adequados para todas as frentes de trabalho (picada, perfuração, registros, etc), contribuiu demasiadamente para o excelente desempenho e produção de todos os grupos.

Os principais obstáculos enfrentados no ato da aquisição dos dados foram:

- Dificuldades para trafegar com os veículos em diversas estradas vicinais, geralmente mal conservadas e com muita poeira. Este fato aumentou consideravelmente os riscos de acidentes.
- Nas áreas de caatinga, devido às linhas ser abertas com a lâmina do trator posicionadas a 30 cm de altura do solo, de modo a ocasionar pouco impacto na vegetação, os tratores e carroções, que eram utilizados para o transporte do material ao longo das linhas, sofriam muitos danos, quebrando e furando os pneus frequentemente. Pelo mesmo motivo, o pessoal que espalhava e recolhia o material sismográfico tinha dificuldades de caminhar ao longo das mesmas.
- Quando, por necessidade operacional, as turmas de espalhamento, recolhimento e da detonação trabalhavam no sentido oposto ao da abertura das linhas, os riscos de acidentes aumentavam e os cuidados para evitá-los eram redobrados.
- Condições adversas do clima que apresentava forte calor e sol intenso na maior parte dos dias, o que provocava maior desgaste no pessoal que espalhava, recolhiam e efetuavam a detonação dos Pts;
- Ruídos provocados por veículos locais que trafegavam nas diversas estradas que cruzavam as linhas sísmicas, ruídos estes monitorados.

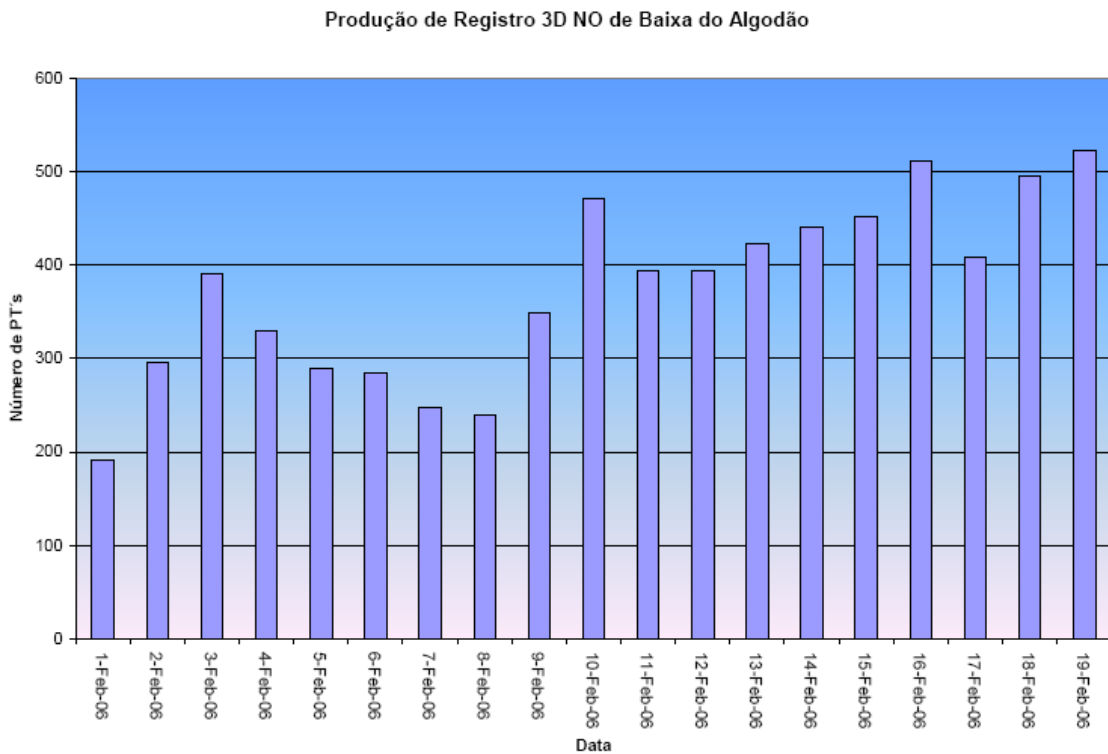


Figura 4.16. Produção de Registro.

4.5. Garantia de Qualidade e Processamento de Dados

O objetivo dos processos de controle de qualidade é fornecer dados ao centro de processamento, que estejam isentos de qualquer erro, dados que possam ser carregados diretamente no fluxo de processamento com confiança.

O departamento de Geofísica estava localizado na Vila Rio Grande do Norte/Serra do Mel, perto de Mossoró - RN. Os dados de campo eram enviados para a base no mesmo dia, assim que o registro era finalizado. A integridade da produção era imediatamente checada, e o processamento era iniciado logo em seguida. Um memorando foi gerado diariamente detalhando a operação de registro para o dia, e os problemas que eventualmente ocorreram, sendo distribuído posteriormente ao cliente, aos chefes de equipe e aos observadores.

4.5.1. Desenho e Planejamento

Uma licença do programa Mesa Pro 9.01 estava disponível na equipe para controlar o design e checar a cobertura, offsets e atributos azimutais. Os PT's foram deslocados seguindo as regras de segurança definidas com antecedência. Os outros PT's, nas outras áreas do

projeto, também foram deslocados devido a obstáculos como: estradas, gasoduto e oleoduto, linhas de alta tensão, vila de casas, etc.

Foi feito um planejamento especial nas áreas das vilas, onde algumas fontes foram deslocadas na direção perpendicular ou mesmo em linha, produzindo uma pequena redução na cobertura em algumas células, mas que mesmo assim, ficaram dentro das especificações técnicas.

A meta é manter o levantamento final o mais próximo possível do original. Pelas restrições ambientais, ficou definida a tabela de distâncias seguras em relação aos obstáculos presentes na área, e todos os PT's foram locados seguindo estas regras.

Os pontos deslocados no campo tiveram a sua numeração mudada conforme a sua nova posição. Nos scripts gerados para cada PT, a geometria para os pontos de tiro foi deixada simétrica a posição original, para preservar a distribuição de cobertura. Então, uma vez que o ponto era movido, a geometria de tal ponto era movida no sentido contrário. Os pontos que foram deslocados na direção crossline mantiveram a sua geometria original, o que originou algumas quedas na cobertura para poucas células. Isso foi feito, pois não era possível a mudança do arranjo na direção crossline, dado que não havia material de registro suficiente no campo, e também por que isso atrasaria o registro, pois o material teria que ficar espalhado nas linhas somente por causa de um ou dois tiros.

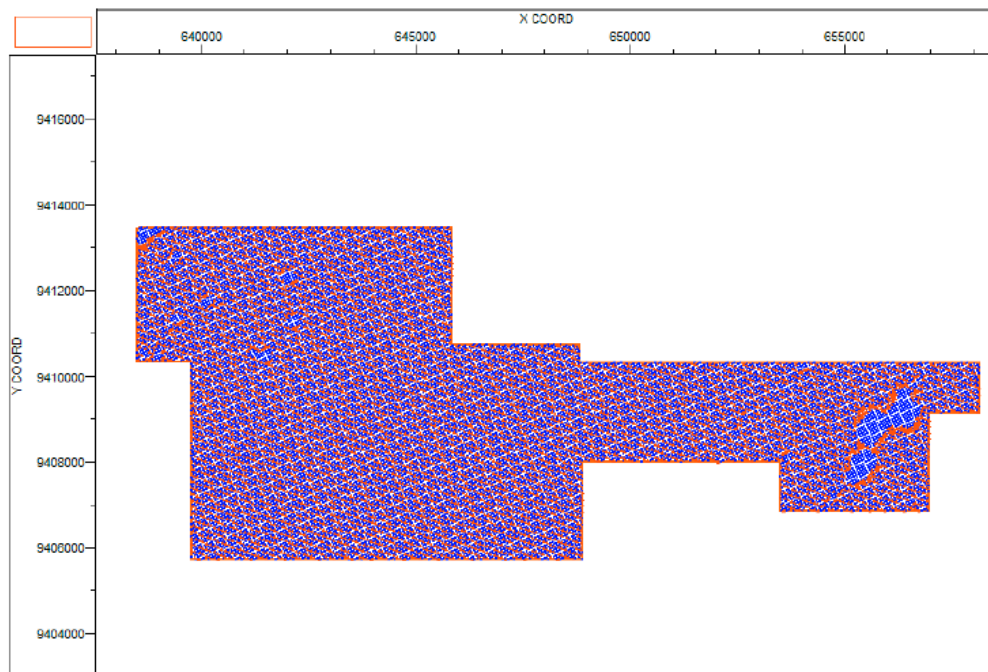


Figura 4.17. Posição final dos receptores e das fontes.

4.5.2. Fluxo de Controle de Qualidade (CQ)

4.5.2.1. Checagem da Geometria

O posicionamento dos pontos de tiro foi checado após aplicar a geometria mostrando os pontos na tela. Esta técnica é muito eficaz, mostrando claramente onde a geometria dos pontos de tiro não concorda com as coordenadas fornecidas pela Topografia.

Esta técnica verifica principalmente erros de cabeçalho, isto é, pontos atirados em um lugar diferente do informado na fita de campo e no relatório do observador. Uma possível razão para isto acontecer seria os detonadores estarem em um lugar diferente do pensado, ou erro de digitação dos observadores ou o ponto perfurado estar em outro lugar.

Uma vez que um ponto era considerado suspeito, uma posição estimada era dada mostrando-se o registro, e os offsets da topografia e da perfuração eram checados juntamente com o relatório do observador e os comentários diários. Se necessário, uma visita ao campo era feita para verificar a posição final. Os receptores estavam sempre nos locais planejados, com exceção de uns poucos que tiveram de ser deslocados um pouco da coordenada final pós-plot.

Quando novas coordenadas são definidas para um dado local, o banco de dados deve ser atualizado e toda a geometria do ProMAX deve ser aplicada novamente, carregando-se os arquivos SPS com as novas correções. Então, a geometria é checada novamente para garantir que os pontos na posição ruim tenham sido corrigidos; e a esta altura a geometria está pronta e as fitas destinadas ao processamento final podem ser geradas. Abaixo, pode-se ver um exemplo de checagem da geometria (figura F-23), onde é possível ver 3 pontos de tiro diferentes ao mesmo tempo. Na figura F-24 temos um exemplo com erro de geometria antes e depois de ser corrigido.

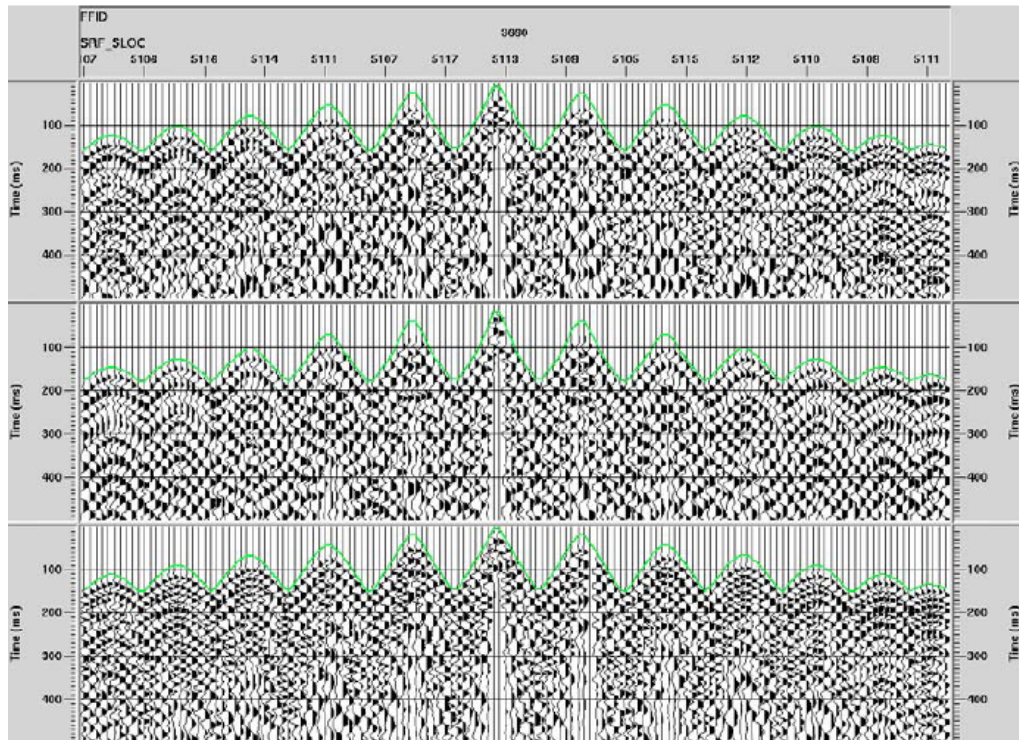


Figura 4.18. Exemplo de Checagem da geometria.

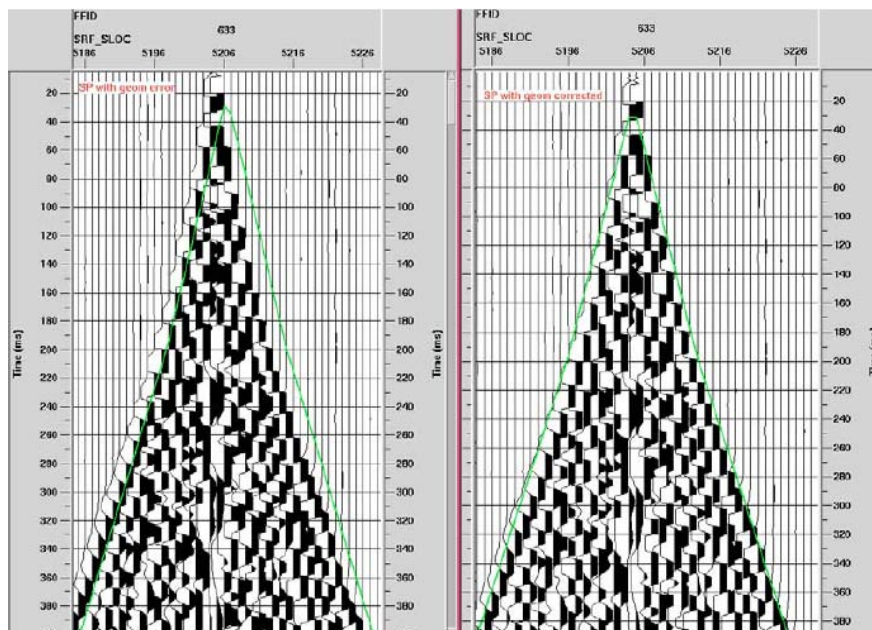


Figura 4.19. Ponto de tiro com erro de geometria e o mesmo ponto corrigido.

4.5.3. Qualidade dos Dados

Neste projeto, utilizou-se somente dinamite, e os pontos que ficaram dentro das vilas foram movidos ao redor das mesmas seguindo, as regras de deslocamento definidas no início do projeto.

4.5.3.1. Dinamite

Os pontos atirados em geral apresentam boa energia. Entretanto, o sinal é fortemente atenuado na Formação Barreiras, e por essa razão, as primeiras quebras são difíceis de ser visualizadas nos offsets mais longos, conforme pode ser visto na figura F-26. As reflexões são difíceis de serem vistas em meio ao ruído, principalmente o ground roll (ondas superficiais). As ondas superficiais têm frequência dominante entre 10 e 15 Hz, e as suas velocidades em torno de 500m/s (ver figura F-27).

Os 7120 pontos atirados foram todos com dinamite, como foi falado anteriormente. Em todas as estações receptoras foi usado o arranjo convencional.

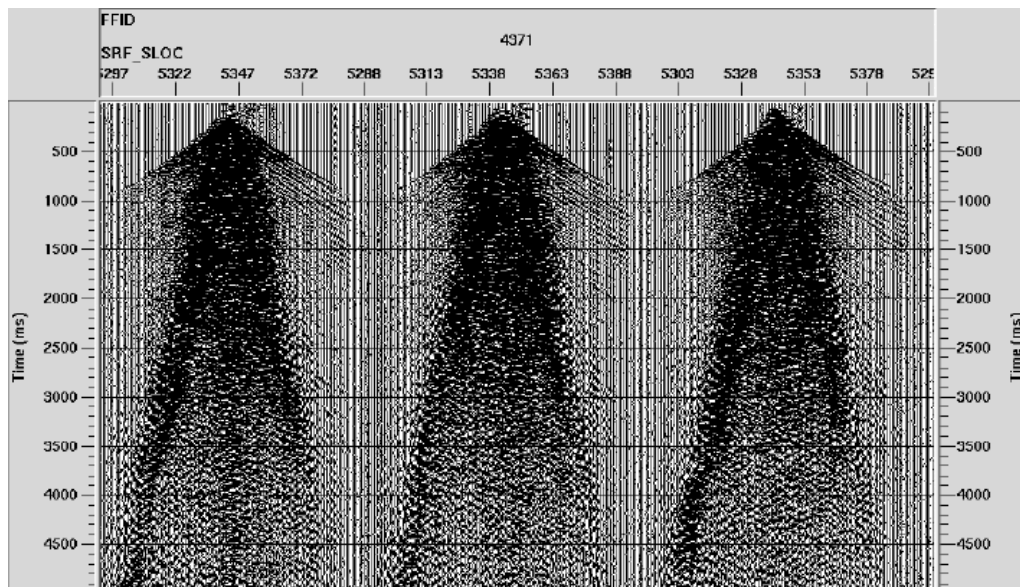


Figura 4.20. Exemplo de Registro do PT 53621317.

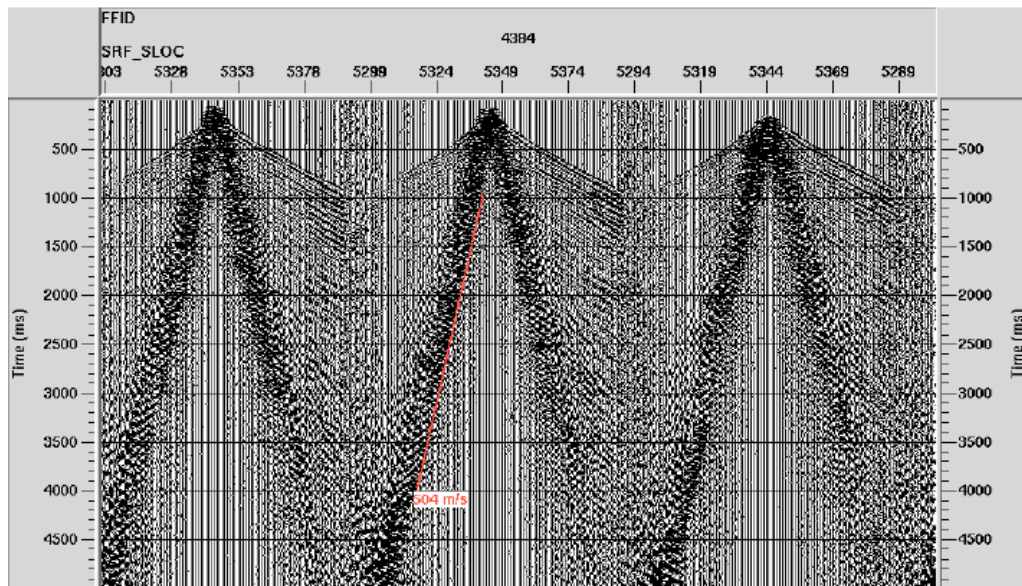


Figura 4.21. Velocidade média das ondas superficiais.

4.5.4. Processamento de campo

Uma seqüência básica de processamento foi seguida para conferir a qualidade dos dados, e verificar a geometria que foi enviada posteriormente para o centro de processamento. A seqüência básica no campo incluiu o seguinte:

- Checagem da geometria e criação do banco de dados
- Aplicação da geometria
- Recuperação da amplitude (TAR)
- Deconvolução
- Filtragem passa bandas (Bandpass filter)
- Empilhamento (Stacking)

São três os objetivos deste levantamento:

- Arenitos fluviais e estuarinos da Formação Açú que se encontram entre 500m e 700m (265 ms e 355 ms em tempo) e têm velocidades típicas em torno de 2700 m/s;
- Depósitos marinhos (folhelhos) e arenitos costeiros da Formação Alagamar que se encontram entre 1100m e 1400m (entre 650ms e 850ms) e têm velocidades típicas em torno de 3650ms;

- Depósitos de conglomerados proximais (borda de falhas), arenitos e folhelhos lacustres da Formação Pendências que se encontram entre 1200m e 1300m (entre 750ms e 1000ms) e têm velocidades típicas em torno de 3900 m/s.

Nas seções brutas de campo (ver figuras F-28 e F-29), pode-se observar um refletor sísmico entre 200 e 400 milisegundos (TWT - tempo duplo de viagem). Pode-se ver também um refletor em meio ao forte ruído, mas não tão contínuo, há aproximadamente 1500ms (TWT), que corresponde ao embasamento (entre 600ms e 2000ms) de acordo com as informações fornecidas pelo cliente. Este ruído é provavelmente devido a fortes reverberações associadas às camadas mais rasas de calcário, gerando assim muitos ruídos de tendências lineares associados a essas camadas. Entretanto, é difícil visualizar refletores mais profundos nas seções brutas de campo, uma vez que os offsets mais longos são seriamente afetados pela atenuação do sinal nas camadas superficiais intemperizadas da Formação Barreiras, a qual é composta por depósitos de leques aluviais e fluviais e por rochas siliciclásticas, como arenitos e conglomerados, e o topo da formação Jandaíra que, por sua vez, é composta basicamente por rochas carbonáticas. Devido a Formação Barreiras, ocorre a perda de sinal, e uma grande quantidade de energia é perdida na absorção e geração de “ground roll”.

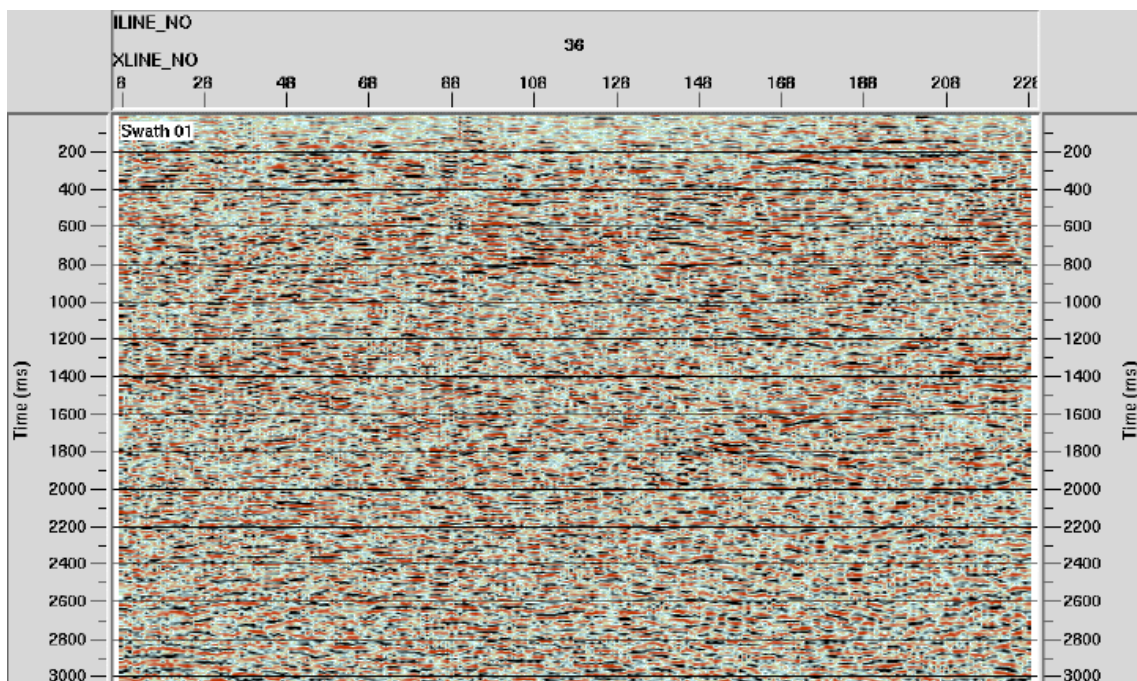


Figura 4.22. Seção bruta de campo – Swath 01.

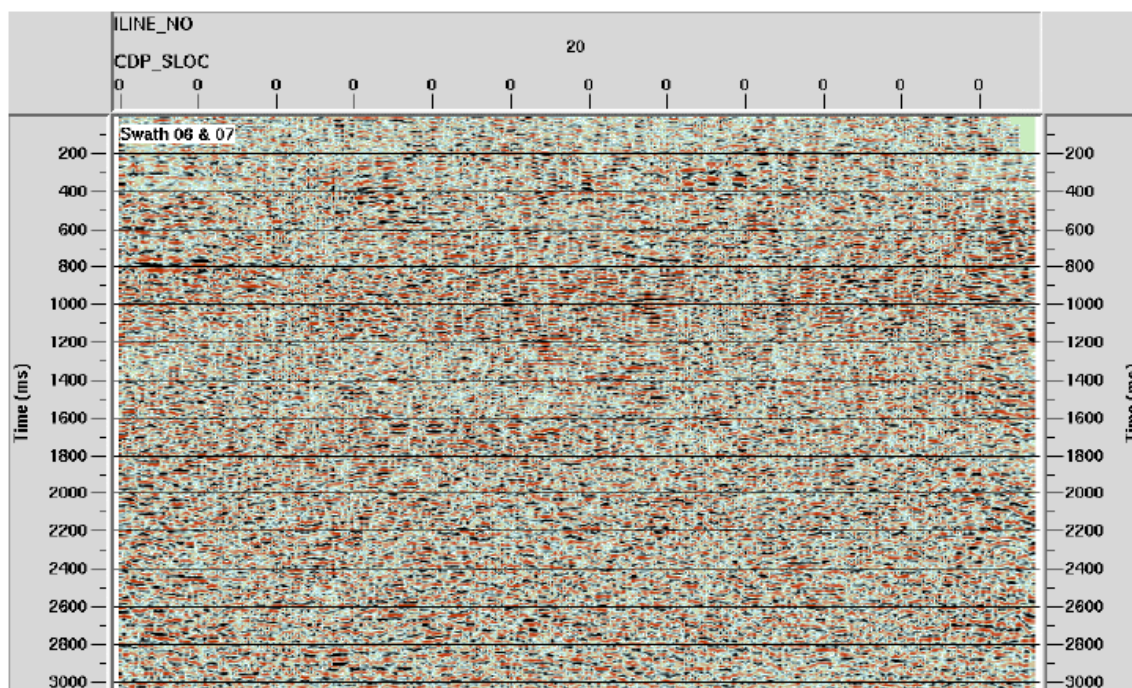


Figura 4.23. Seção bruta de campo – Swath 06 & 07.

5. HSE – Saúde, Segurança e Meio Ambiente

5.1. Acampamento base

O Acampamento Base contou com uma Equipe de Combate a Incêndio e um sistema de resposta a emergências com socorristas treinados, alarmes e extintores de incêndio estrategicamente posicionados, que davam cobertura a toda área do acampamento.

Toda a água potável, consumida pelos funcionários no acampamento Sub-base, era proveniente da rede pública do município de Gov. Dix Sept Rosado. Uma análise laboratorial na água foi realizada, obtendo-se resultado satisfatório. Água mineral foi usada na cozinha e nas casas alugadas para consumo, assim como na fabricação do gelo.

A cozinha e o restaurante no acampamento base seguiram padrões de higiene e limpeza, sempre assegurados através de Inspeções de SMS. Durante as reuniões matinais de segurança se incluíram temas relacionados com higiene pessoal, ressaltando-se que são medidas preventivas na prevenção de doenças.



Figura 5.1. Fachada do restaurante e cozinha na sub-base Governador.

5.2. Veículos

Toyotas alugadas foram usadas no transporte de equipamentos e pessoal para a área de trabalho.

Os seguintes veículos foram usados durante o projeto 3D Vila São Paulo.

51 – Toyotas Bandeirante

01 - Ambulância Land Rover

- 02 – Veículo de explosivos
- 01 – Caminhão Sismógrafo
- 13 – Tratores agrícolas
- 10 – Tratores de esteira

Todos os veículos de trabalho possuíam equipamentos de segurança, tais como; kits de Primeiros Socorros, extintores de incêndio, caixas de ferramentas. Cada veículo também foi dotado de equipamento de comunicação (Rádios MOTOROLA MOD. EM400) e sinalizações de segurança (ex: fitas refletivas na parte traseira, bandeirolas, etc.), além de Plano de Contingência para o Projeto 3D Vila São Paulo. Esses veículos percorreram ao longo do projeto um total aproximado de 222.000 Km.

5.3. Riscos identificados durante o projeto

Antes do início das atividades, os principais riscos para a operação foram identificados, além disso, um mapa de riscos foi gerado e periodicamente atualizado durante a execução do projeto.

Abaixo, os principais riscos identificados e que precisaram de maior atenção por parte do departamento de *HSE*:

- Presença de animais peçonhentos na área do prospecto.
- Intenso tráfego nos acessos à área do projeto, com estradas vicinais estreitas e sem sinalização, banco de areia e muitos animais soltos.
- A grande presença de abelhas na área de trabalho.
- Muitos buracos devido aos formigueiros eram riscos potenciais para os veículos e funcionários.
- Locais dentro da área do projeto apresentando grande dificuldade para evacuação em caso de incidente que necessitasse MEDEVAC.
- Possibilidade de incêndio nas áreas, devido a matas secas de caatinga.
- Exposição excessiva ao sol, desidratação, etc.
- Trabalhadores caminhando em linhas com muito cipós, tocos de madeira quebrados, dificultando a locomoção, e produzindo risco de luxação nos membros inferiores.
- Manipulação de explosivos.

5.4. Gerenciamento dos Riscos

Como parte do programa de Gerenciamento de Riscos, o constante treinamento do pessoal foi implementado, como medida preventiva contra incidentes envolvendo animais peçonhentos, riscos de incêndio na caatinga, e todos os maiores riscos identificados neste projeto. A equipe dispunha de soro antiofídico genérico para responder pronta e eficientemente a qualquer incidente ofídico que porventura ocorresse durante a operação.

Os riscos em potencial com eletricidade estática, envolvido no manuseio de espoletas e explosivos, foram discutidos e explicados a todos os funcionários durante a indução e as reuniões matinais de HSE. Medidas mitigadoras foram tomadas como forma de eliminar qualquer possibilidade de incidente envolvendo explosivos: uso de fitas que não geram energia estática, treinamento específico de todo pessoal envolvido na atividade de carregamento, etc., além de todas as recomendações fornecidas pelo Ministério do Exército para o armazenamento, transporte e manuseio de explosivos utilizados durante o projeto.

5.5. Induções de Saúde, Segurança e Meio Ambiente

Todo o contingente de funcionários que tomou parte nesta operação passou por orientações de SMS ao chegar à equipe. Foram utilizadas apresentações, versando sobre os procedimentos de Segurança, os maiores riscos da operação, e os planos de resposta às emergências, tais como: evacuação médica (MEDEVAC), derramamento de combustível e combate a incêndio. Enfatizou-se o cumprimento de práticas de trabalho seguras, além das diretrizes e políticas da empresa.

Todos tiveram Treinamento Ambiental, que enfatizou a sensibilidade da área do levantamento, o descarte adequado e eliminação dos resíduos gerados pela equipe.

Ao longo de toda a operação, foram feitos treinamentos de reciclagem em todas as frentes de trabalho, especialmente aqueles relacionados com Primeiros Socorros e Combate à Incêndio.

Treinamentos específicos também foram promovidos para os empregados envolvidos nos Programa de Gerenciamento de resíduos, Manuseio de explosivos “Blasters”, Perfuração e Ação Emergencial.

A Grant Geophysical, dentro de sua política convivência social positiva, que visa manter um bom relacionamento com as comunidades onde executa suas atividades, realizou nos assentamentos, que estiveram dentro do perímetro do projeto, reuniões de Comunicação

Social em que foram tiradas as dúvidas da comunidade sobre o trabalho sísmico, os cuidados com o material explosivo usado, e tópicos de segurança.

Um permissor da Petrogal sempre estava presente informando sobre procedimentos de indenização por danos às propriedades.

Todas as reuniões foram marcadas com antecedência junto aos líderes comunitários, e foram documentadas com lista de presença e fotos.



Figura 5.2. Reunião de comunicação social nas vilas que se encontraram dentro do projeto.

5.6. Reuniões de Segurança

As reuniões matinais de segurança ocorreram todos os dias no acampamento Base. Durante estas reuniões foram discutidas todas as observações de atos e condições inseguras, além dos quase-acidentes que ocorreram na equipe, além de tópicos de relacionados à Saúde e o Meio Ambiente.



Figura 5.3. Reuniões Matinais de HSE

5.7. Plano de Contingência

5.7.1. Planos de Ação de Emergência (PAE)

O PLANO DE EMERGÊNCIA da empresa visa prevenir a ocorrência de acidentes com um sistema de gerenciamento de *HSE* (SMS), que segue os padrões internacionais implantados pela *OGP* na indústria do petróleo. O objetivo maior é treinar, educar e prevenir. A Equipe se manteve preparada para reagir diante de qualquer evento indesejado com os Planos de Resposta às Emergências, tais como; Resposta a derramamentos, Primeiros Socorros/RCP, Combate à Incêndio e MEDEVAC. Antes de iniciar os trabalhos foram feitos cronogramas de treinamentos envolvendo funcionários.

O Plano de Ação Emergencial (PAE), elaborado para esta atividade, considerou as ações que deviam ser tomadas, em caso de ocorrência de uma emergência que pudesse causar impacto ao Meio Ambiente, ou a qualquer um dos funcionários envolvidos na operação. Em todas as viaturas e instalações, foram divulgados os planos de contingência. Todos os funcionários e visitantes receberam induções sobre o PAE.

5.7.2. Recursos médicos

Para este projeto, foi utilizada a assistência médica de clínicas e hospitais localizados em Mossoró, assim como, o Posto de Saúde de Gov.Dix Sept Rosado. A equipe também contou com uma ambulância preparada com os equipamentos necessários para Evacuações Médicas Emergenciais, além de uma enfermaria. O médico contratado pela equipe atendeu semanalmente os funcionários no acampamento.

Os paramédicos da equipe ficaram de prontidão 24 horas durante a operação. Dois enfermeiros se encontravam em sistema de revezamento. A maioria dos empregados teve treinamento básico em Primeiros Socorros.



Figura 5.4. Ambulância utilizada durante as atividades.

6. Conclusões e Recomendações

Com a abertura do setor de petróleo e a promulgação da Lei 9.478 em 1997, houve uma mudança de cenário no setor da indústria de petróleo brasileira, passando a Petrobras da condição de empresa monopolista para mais uma operadora do mercado. Esse fato foi muito importante uma vez que fomentou a expansão do setor, possibilitando o crescimento do número de companhias operadoras, sediadas no Brasil, com interesse em atuar no segmento de exploração e produção. Como consequência, houve o crescimento das atividades sísmicas marítimas e, ao mesmo tempo, um completo abandono da sísmica terrestre, que caiu muito abaixo dos níveis históricos.

Ao longo do tempo, foi evidenciada a evolução tecnológica na aquisição das informações sobre as estruturas geológicas, desde a utilização de técnicas obsoletas, como a gravimetria, no início dos processos exploratórios na década de 20, até os atuais métodos sísmicos, cuja tecnologia já se encontra bastante evidenciada, sendo, atualmente, a sísmica de reflexão, o método de prospecção mais utilizado na indústria de petróleo.

Quanto às atividades de campo, verificou-se que a aquisição de dados sísmicos é uma atividade bastante interessante no que diz respeito às ciências e técnicas utilizadas para sua realização. Desde a etapa de abertura da linha de picada até a aquisição dos dados, foram utilizadas técnicas bastante sofisticadas, como o método RTK, para o levantamento topográfico com alta precisão, além de softwares de última geração para o processamento primário dos dados levantados.

Quanto à segurança das atividades, nota-se a freqüente preocupação nos atuais com a segurança e, principalmente, o bem estar das equipes que realizam os trabalhos. Essa é uma política que vem sendo priorizada pelas grandes companhias que atuam na indústria de petróleo, estando a PETROGAL BRASIL LTDA e a GRANT GEOPHYSICAL, dentro deste grupo. Ao longo das atividades de campo, foram realizadas reuniões com a equipe HSE, em que eram relatadas as diversas dificuldades encontradas pelas equipes de campo em cada etapa do processo, além da discussão de procedimentos de segurança a serem adotados em situações especiais.

O processamento final dos dados sísmicos, que visa à elaboração de mapas de superfície e de subsuperfície, não foi realizado neste trabalho, sendo uma sugestão de estudo e acompanhamento de futuros trabalhos. Esse processamento dota de muita dificuldade, necessitando de muito estudo e tempo para ser realizado.

Enfim, é com imensa satisfação que concluo o meu estágio na Petrogal Brasil, onde pude adquirir muitos conhecimentos, tanto profissionais quanto técnicos, que, sem dúvida nenhuma, irão me ajudar no futuro.

7. Referências Bibliográficas

NEIVA, J., *Conheça o Petróleo e Outras Fontes de Energia*, Ao Livro Técnico, Rio de Janeiro, 1983.

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

LIMA, C. J. T., *Processo de tomada de decisão em projetos de exploração e produção de petróleo no Brasil: uma abordagem utilizando conjuntos nebulosos*. Dissertação de mestrado. Programa de pós-graduação de engenharia da UFRJ, Rio de Janeiro, 2003.

ONIP – Organização Nacional das Indústrias de Petróleo. Situação da sísmica terrestre no Brasil – PROJETO ONIPGEO, Rio de Janeiro.

ONIP – Nota técnica 004/2003. Consolidação da indústria sísmica no Brasil. Disponível na internet em: <www.onip.org.br/arquivos/?arquivo=nt20034.pdf>. Acessado em 02 de março de 2006.

Apêndice

Glossário de termos

EGM96 O EGM96 é um modelo matemático do potencial terrestre, completo em grau e ordem de até 360°, que permite converter as altitudes elipsoidais (sem significado físico real), obtidas de levantamentos GPS, em altitudes referidas a um Nível Médio do Mar. Na transformação, é usada a seguinte fórmula que relaciona as variáveis, H (altitude ortométrica ou Nível Médio do Mar), h (altitude sobre o elipsóide WGS84) e N (a ondulação geoidal, ou separação geóide-elipsóide),

$$N \cong h - H$$

GPS **NAVSTAR GPS.** O sistema de navegação global, de posicionamento com tempo e distâncias, comumente conhecido como GPS, é um sistema baseado em navegação através do sinal recebido de satélites. Este sistema provê informação precisa de posicionamento tridimensional, navegação e tempo aos usuários equipados com receptores adequados. O sistema funciona em forma global, em qualquer momento e condição meteorológica.

RTK **RTK** é o acrônimo de **Real Time Kinematic**, ou seja, Levantamento Dinâmico em Tempo Real. A Estação de Referência possui uma comunicação via rádio e retransmite os dados que recebe dos satélites.

O Receptor Móvel possui também uma comunicação de rádio e recebe o sinal transmitido da Estação de Referência, assim como recebe também diretamente o sinal dos satélites GPS, através da sua própria antena. Estes dois conjuntos de dados são processados pelo Receptor Móvel para resolver as ambigüidades e obter uma posição de alta precisão referida à Estação de Referência. Uma vez a Estação de Referência configurada e transmitindo os dados via rádio, o receptor Móvel é ativado e começa um processo de inicialização em tempo real.

Quando a inicialização foi completada, as ambigüidades são resolvidas e o Receptor Móvel pode gravar as coordenadas do ponto a ser medido. Neste estágio, a precisão das linhas de base com a Estação de Referência está no entorno de 1 a 5 cm.

ANEXO II
HISTÓRICO ESCOLAR