



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ**  
**INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**  
**FACULDADE GEOFÍSICA**

**LARYSSA BEATRIZ REIS DE OLIVEIRA**

**STIMMAP: NOVA METODOLOGIA PARA MONITORAMENTO DE**  
**FRATURAS EM POÇOS PRODUTORES**

**BELÉM**  
**2009**



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ**  
**INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**  
**FACULDADE GEOFÍSICA**

**LARYSSA BEATRIZ REIS DE OLIVEIRA**

**STIMMAP: NOVA METODOLOGIA PARA MONITORAMENTO DE FRATURAS EM  
POÇOS PRODUTORES**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado ao curso de Geofísica da  
Universidade Federal do Pará como  
requisito parcial à obtenção de grau de  
Bacharel em Geofísica.

Orientador: Prof. Dra. Ellen Souza Gomes

**BELÉM**

2009



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ**  
**INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**  
**FACULDADE GEOFÍSICA**

**STIMMAP: NOVA METODOLOGIA PARA MONITORAMENTO DE FRATURAS EM  
POÇOS PRODUTORES**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado ao curso de Geofísica da  
Universidade Federal do Pará – UFPA, em  
cumprimento às exigências para obtenção do  
grau de Bacharel em Geofísica.

Data da aprovação:    /    /

Conceito: \_\_\_\_\_

**BANCA EXAMINADORA:**

\_\_\_\_\_  
UFPA - Prof. Dra. Ellen Souza Gomes – Orientadora

\_\_\_\_\_  
UFPA - Prof. Dr. Jessé Carvalho Costa – Membro

\_\_\_\_\_  
UFPA - Prof. Dr. André Andrade – Membro

\_\_\_\_\_  
Coordenador do Curso de Graduação

À Deus, que me permitiu chegar até aqui...

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, A Deus, que está a todo o momento ao meu lado conduzindo todos os meus passos.

Aos meus pais, pelo amor, amparo e companheirismo dedicados ao longo desses vinte anos, apoiando incondicionalmente minhas decisões, sempre me mostrando a realidade vida e o verdadeiro valor das coisas.

Ao meu irmão, que sempre está comigo em todos os momentos, sejam de dificuldade ou felicidade e, com sua “infinita paciência” deu-me todo apoio que eu precisei.

Aos meus amigos e parentes, em especial, Carolina, Kauê e Roberta, pela amizade constante, por confiarem sempre no meu potencial e pela lealdade também confiada em todos os momentos de dificuldade.

À companhia Schlumberger e seus engenheiros de campo, que me oportunizaram a realização desse grande trabalho, disponibilizando-me todo suporte necessário para publicação desta monografia.

Ao Curso de Graduação em Geofísica da UFPA pelo suporte acadêmico para a elaboração deste trabalho.

A todo o corpo docente, discente e aos funcionários do Curso e do Departamento de Geofísica.

“A percepção do desconhecido é a mais fascinante das experiências. O homem que não tem os olhos abertos para o misterioso passará pela vida sem ver nada.”

Albert Einstein

## RESUMO

O presente Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) tem por objetivo abordar uma nova metodologia para monitoramento do processo de estimulação de poços produtores através de fraturamento hidráulico, está inserido no projeto de estágio financiado pela Companhia Schlumberger, realizado em julho de 2008. O projeto visa caracterizar e orientar as fraturas geradas pelo processo de estimulação através da captação de eventos microsísmicos originados pela grande liberação de energia produzida pelo faturamento, a fim de melhorar a produção e gestão de poços produtores na região de Carmópolis, no estado de Aracaju. Este trabalho está basicamente dividido em 3 etapas: (1) Visão ampla sobre os processos de estimulação e poços produtores e suas características, apresentação do perfil sônico e sua importância para o trabalho e por fim, noções e princípios do VSP (Vertical Seismic Profile), que também tem uma participação marcante no mesmo; (2) Geologia da região de Carmópolis, características e detalhes das etapas de aquisição dos dados; (3) Apresentação dos resultados. No geral, foram realizados 4 estágios de fraturamento, nos quais apenas dois destes estágios serão apresentados neste trabalho devido a questões de sigilo da PETROBRÁS, dona dos poços onde foi realizado o trabalho.

Palavras-chave: Estimulação. Fraturamento Hidráulico. Carmópolis. Perfil Sônico. VSP.

Estágios de fraturamento.

## **ABSTRACT**

The present Course Final Report (TCC) has as objective to address a new methodology for monitoring the process of stimulation of producing wells by hydraulic fracturing, and is in the internship project funded by the Schlumberger Company, held in July 2008. The project aims to identify and orient fractures generated by the process of stimulation through the capture of microseismic events generated by the large release of energy produced by the billing, to improve production and management of producing wells in the region of Carmópolis in the state of Aracaju. This work is basically divided into 3 steps: (1) View wide on the processes of stimulation and producing wells and their features, the sonic log presentation and their importance to the work and finally, notions and principles of the VSP (Vertical Seismic Profile), which also has a stake in the landmark, (2) Geology of the region of Carmópolis and characteristics and details of the stages of data acquisition, (3) Presentation of results. Overall, we achieved 4 stages of fracture, in which only two of these stages are presented in this work due to issues of Petrobras confidentiality, owner of the wells where was done the job.

Keywords: Estimulation. Hydraulic Fracturing. Carmópolis. Sonic Log. VSP. Fracturing Stages.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 Ilustração do processo de fraturamento hidráulico. Observe que a pressão faz com que o fluido penetre na formação gerando uma série de fraturas que promoveram o melhor escoamento de hidrocarbonetos do reservatório para o poço.

Figura 2 Ferramenta Sônica. É composta de um par de transmissores, estando cada um em uma extremidade (Rosa o superior e azul-claro o inferior) e dois pares de transmissores (dois azuis e dois vermelhos). O pulso gerado a partir do transmissor rosa, é captada pelo par de receptores vermelhos e a pulso gerado pelo transmissor azul-claro, é captada pelo outro par de receptores azul.

Figura 3 Esquema da ferramenta sônica para poços revestidos. É utilizado apenas um transmissor e um par de receptores para captar o pulso sísmico.

Figura 4 Esquema do processo de cimentação. Observe que nas áreas sem cimento, pode haver o colapso do casing.

Figura 5 Diferença entre perfil sísmico horizontal e vertical.

Figura 6 Testes de ensaio nos geofones realizados através da aplicação de pequenos impulsos gerados na parte exterior do geofone. O primeiro impulso, indicado por I, é dirigido ao longo do eixo longitudinal de um dos elementos micro sensores no interior do geofone. Esta figura mostra um geofone com um sistema de 3 coordenadas. Ele possui um sensor vertical V e dois sensores horizontais H1 e H2. No mínimo, três impulsos, IV, I1 e I2, devem ser aplicados ao longo do eixo de cada um desses sensores, e todos os três resultados registrados digitalmente para cada um desses impulsos.

Figura 7 O comportamento do primeiro evento registrado e amplitude das reflexões em função da profundidade. Estes dados são numericamente ajustados para que a amplitude de todos os eventos seja igual. Boas reflexões existem no dado, mas ele não poderia ser visto dessa maneira se os dados não fossem exibidos com um ajuste automático de ganho, como mostrado na figura.

Figura 8 Ganhos adequados e grande energia de entrada devem ser determinados como incrementos,  $H$ , de 300 a 500 metros quando o geofone está descendo no poço. Os dados de VSP são registrados quando o geofone está subindo o poço em direção à superfície.

Figura 9 Relação entre frequência, velocidade de propagação e comprimento de onda. O mínimo comprimento de onda ocorre quando a máxima componente de frequência de uma onda sísmica propaga através de certo intervalo de profundidade onde a velocidade de propagação tem um mínimo valor. Este mínimo comprimento de onda,  $\lambda$ , define o intervalo de amostragem como... Observa-se ainda que o dado está devidamente amostrado no espaço uma vez que existem quatro pontos dentro da amostra no mínimo comprimento de onda.

Figura 10 Relação entre intervalo de amostragem espacial,  $\Delta z$ , dados VSP e aliasing. Se a frequência máxima,  $f_{max}$ , de uma onda sísmica é fixada, a velocidade de propagação mínima para que não ocorra Aliasing para um particular valor de  $\Delta z$ , definindo assim a posição da linha de corte horizontal (ver equação 3). Esta velocidade mínima deve ser comparada com o registro do perfil sônico em um poço VSP a fim de evitar ao máximo o problema de aliasing espacial.

Figura 11 Dados registrados com um intervalo de amostragem em profundidade que viola o teorema de amostragem de Nyquist; no entanto, os dados ainda são úteis para fins de exploração. Note que a qualidade dos dados é deteriorada pelas diversas múltiplas geradas dentro do casing, melhorando apenas quando eles atingem a formação.

Figura 12 VSP (Vertical seismic profile) em terra. A fonte está na superfície próxima ao poço. O eixo horizontal corresponde aos receptores em profundidade e o eixo vertical corresponde o tempo de trânsito de zero a 1 segundo. Amplitudes com escala de  $t^{1.5}$ .

Figura 13 O mesmo dado da figura 12 com receptores em profundidades mais rasas. Amplitudes com escala de  $t^{1.5}$ .

Figura 14 Arranjo do StimMap.

Figura 15 Bombas de nitrogênio utilizadas no VSP.

Figura 16 Mapa da Bacia de Sergipe–Alagoas e localização dos campos já descobertos.

Figura 17 Seção sísmica na sub-bacia de Alagoas, mostrando seqüências estratigráficas afetadas por inversão de bacia e ocorrência de altos vulcânicos associados a zonas de fraturas transformantes.

Figura 18 Seção geológica na área do Campo de Carmópolis, Bacia de Sergipe–Alagoas (mod. de Piscetta e Michelli, 1988).

Figura 19 Resultado do Perfil Sônico (CBL- Cement Bond Logging)

Figura 20 Resposta do VSP (Perfil Sísmico Vertical). O eixo horizontal corresponde aos geofones em profundidade até 800 metros, e o eixo vertical o tempo de trânsito a partir de zero até 8 milisegundos.

Figura 21 Visualização geral do StimMap. O poço ilustrado em vermelho, representa o poço 7-CP-1696D-SE, no qual foi realizado o VSP e onde serão dispostos o arranjo de geofones que registrarão o evento do fraturamento. Já o poço ilustrado em verde, representa o poço tipo “Rigless” 7-CP-1727D-SE, onde forão realizados os quatro estágios de fraturamento, cada estágio está ilustrado na figura pelas cores vermelho, amarelo, azul e roxo, respectivamente.

Figura 22 Registro do primeiro estágio de fraturamento CPS-3B. O eixo vertical corresponde ao tempo de propagação dos eventos, enquanto o eixo horizontal corresponde à magnitude desses eventos.

Figura 23 Intervalo de profundidade no qual será disposto o conjunto de receptores.

Figura 24 Tiro de verificação entre o intervalo de profundidade de 740-737 m.

Figura 25 Tiro de verificação entre o intervalo de profundidade de 737-734.5 m.

Figura 26 Tiro de verificação entre o intervalo de profundidade de 734.5-732 m.

Figura 27 Registro de funcionamento da ferramenta receptora.

Figura 28 Registro do baixo nível de ruído apresentado antes do segundo estágio de FRAC.

Figura 29 Registro do momento da injeção de água na formação a 15 bpm.

Figura 30 Registro do momento da injeção de gel na formação.

Figura 31 Registro do segundo estágio de fraturamento CPS-3B. Novamente, O eixo vertical corresponde ao tempo de propagação dos eventos, enquanto o eixo horizontal corresponde à magnitude dos mesmos.

Figura 32 Geometria 2D da aquisição. O poço ilustrado em verde, representa o poço 7-CP-1696D-SE, no qual foi realizado o VSP e onde foram dispostos o arranjo de geofones que registraram o evento do fraturamento. Já o poço ilustrado em vermelho, representa o poço tipo “Rigless” 7-CP-1727D-SE, onde foram realizados os quatro estágios de fraturamento, cada estágio está ilustrado na figura pelas cores vermelho, amarelo, azul e roxo, respectivamente.

Figura 33 Segundo Estágio do Fraturamento. As miniesferas azuis indicam a magnitude dos eventos gerados no segundo estágio.

Figura 34 Terceiro Estágio do Fraturamento. As miniesferas verdes indicam a magnitude dos eventos gerados no terceiro estágio.

Figura 35 Quarto Estágio do Fraturamento. As miniesferas amarelas indicam a magnitude dos eventos gerados no terceiro estágio.

## SUMÁRIO

1	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	20
2	<b>ESTIMULAÇÃO DE POÇOS PRODUTORES</b> .....	21
	TUNÉIS DE PERFURAÇÃO E FRATURAS	21
2.2	FRATURAMENTO HIDRÁULICO	22
2.3	HISTÓRICO	22
2.4	METODOLOGIA	22
3	<b>O PERFIL SÔNICO</b> .....	25
3.1	PRINCÍPIO DA FERRAMENTA SÔNICA	25
3.2	O SÔNICO COMO UM INDICADOR DA QUALIDADE DO CIMENTO	27
3.2.1	<b>Papel da Cimentação</b>	27
3.2.1.1	<b>Cimentação Primária</b>	28
3.2.1.2	<b>Cimentação Secundária</b>	29
3.2.2	<b>Causas da Má Cimentação</b>	29
4	<b>VERTICAL SEISMIC PROFILE (VSP)</b> .....	31
4.1	INTRODUÇÃO	31
4.2	HISTÓRICO	32
4.3	PROCEDIMENTOS DE CAMPO DE UM VSP	32
4.4	TESTE NOS GEOFONES	33
4.5	MÚLTIPLOS REGISTROS PARA EMPILHAMENTO DE TRAÇOS	35
4.6	ENERGIA DE ENTRADA COMO UM REGISTRO DE PROFUNDIDADE	35
4.7	INTERVALO DE AMOSTRAGEM EM TEMPO	38
4.8	INTERVALO DE AMOSTRAGEM EM PROFUNDIDADE	39
4.9	ANALISANDO SISMOGRAMAS DE DADOS VSP	43
5	<b>STIMMAP</b> .....	46
5.1	INTRODUÇÃO	46
5.2	METODOLOGIA	46
5.3	CARACTERÍSTICAS	48
5.4	APLICAÇÕES E VANTAGENS	49
6	<b>LEVANTAMENTO</b> .....	50

6.1	LOCALIZAÇÃO	50
6.2	PERFIL SÔNICO	55
6.3	VSP	56
6.4	FRATURAMENTO HIDRÁULICO	56
7	<b>RESULTADOS</b> .....	58
7.1	PERFIL SÔNICO – CBL (CEMENT BOND LOG)	58
7.2	VSP	60
7.3	RESULTADOS DO FATURAMENTO	61
8	<b>CONCLUSÕES</b> .....	73
9	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	74

# 1 INTRODUÇÃO

Quando os eventos microsísmicos gerados nos campos petrolíferos devido as atividades produtivas são detectados, eles podem fornecer informações úteis para o desenvolvimento do reservatório e para as decisões de gestão. Uma das principais aplicações na indústria petrolífera e do gás das medições microsísmicas é o monitoramento de fraturas hidráulicas, que são induzidas na formação vizinhas ao poço pela injeção de fluido em alta pressão. A liberação de energia quando dá quebra da estrutura rochosa é a responsável pela geração dos microsismos.

StimMap é uma nova metodologia desenvolvida pela companhia Schlumberger, que realiza os registros e o acompanhamento em tempo real dos microsismos gerados durante o processo de fraturamento. As imagens computacionais resultantes são usadas para o mapeamento da geometria das fraturas. Estes mapas, os mapas são animados para mostrar o crescimento progressivo da região fraturada e as respostas subsuperficiais das variações de bombeamento.

Com o StimMap é possível a localização das fraturas, a caracterização da geometria do reservatório fraturado e as dimensões do sistema hidráulico de fraturas. Essas medidas podem ser usadas ainda, para produzir uma melhor locação das futuros procedimentos de fraturamento hidráulico necessários as melhorias do desenvolvimento do reservatório. Em última análise, este método torna possível otimizar a atividade produtora, integrando processos de estimulação com caracterização de reservatórios.

Este trabalho apresenta a aquisição e o processamento do StimMap exemplos dos resultados obtidos em um levantamento no município de Carmópolis, que foi realizado pela primeira vez na região nordeste, no estado de Sergipe. O campo de Carmópolis possui cerca de 2.000 poços perfurados e em atividade produtiva.

## 2 ESTIMULAÇÃO DE POÇOS PRODUTORES

O processo de estimulação de poços trata-se de uma intervenção realizada sobre um poço de petróleo ou gás para aumentar sua produção, melhorando o fluxo de hidrocarbonetos na área de drenagem que abrangem os poços.

### 2.1 POÇOS PRODUTORES DE PERFURAÇÃO E FRATURAS.

No estágio de completação dos poços revestidos, o canhoneio é destinado a produzir um contato hidráulico entre a rocha reservatório e o interior do poço. Em muitos casos, os canais criados pelo canhoneio não proporcionam uma superfície de drenagem adequada, tornando desejável a sua extensão. Isto, muitas vezes deve-se a ocorrência de danos na formação causados pelas operações de perfuração e completação (Yang, 2004), que podem ser irreversíveis, reduzindo a permeabilidade da rocha adjacentes ao poço. Isto significa que a capacidade de escoamento de fluidos ao longo dos canais existentes é limitada. A forma de aumentar a capacidade drenante ou o escoamento de fluidos é a indução de fraturas artificiais. O mesmo fenômeno poderia ser causado pelo declínio natural da produção de um reservatório, ou depleção, após um certo período de produção. Neste caso, o reservatório pode ainda apresentar uma baixa permeabilidade, e assim o aumento da extensão dos canais de fluxo para regiões mais afastadas do poço pode permitir o aumento da área de drenagem.

O processo de aumento da extensão dos canais de fluxo, é denominado como fraturamento. Ele funciona liberando fluidos em alta pressão dentro dos túneis de perfuração para geração de fraturas. Isto pode ser feito através da injeção de fluido hidráulico de superfície, um processo chamado fraturamento hidráulico ou utilizando um explosivo de alta velocidade para gerar um fluxo de gás, um processo chamado propulsor de estimulação.

## 2.2 FRATURAMENTO HIDRÁULICO

Faturamento hidráulico é um método utilizado para a criação de fraturas artificiais que se estenderão da parede do poço até regiões mais afastadas no interior da rocha reservatório, (Gidley, 1989). O método é informalmente chamado “fracing” ou “hydrofracing”. A técnica é utilizada para aumentar ou restabelecer a taxa de fluidos, tais como petróleo, gás ou água, que pode ser produzida a partir da formação. Ao criar ou restabelecer a taxa de produção de fluidos tais como petróleo gás ou água. Ao restabelecer as fraturas, a superfície do reservatório exposta a drenagem para o poço, é aumentada, pois a fratura gerar um novo sistema de caminhos de fluxo da formação em direção ao poço.

## 2.3 HISTÓRICO

O Fraturamento hidráulico, utilizado hoje na indústria petrolífera e do gás foi desenvolvido nos Estados Unidos em 1948. Foi utilizado comercialmente pela primeira vez em 1949, e devido ao seu sucesso no aumento da produção de poços petrolíferos foi rapidamente adotado, sendo hoje freqüentemente utilizado em milhares de poços de petróleo e gás. O primeiro uso industrial de fraturamento hidráulico foi em 1903 (Watson, 1910). Antes dessa data, fraturamento hidráulico era usado pela pedreira Mt. Airy, perto de Mt. Airy, Carolina do Norte, onde ele foi (e ainda é) utilizado para separar blocos rochosos de granito.

## 2.4 METODOLOGIA

Quando aplicado a estimulação de poços de água, ou poços de óleo / gás, o objetivo principal do fraturamento hidráulico é aumentar a superfície de exposição de um poço para o meio de constituição e fornecer um canal condutor através do qual o fluido possa fluir facilmente para o poço. Uma fratura hidráulica é gerada a partir do bombeamento de um determinado fluido no interior do poço a uma taxa suficiente alta para aumentar a pressão no fundo do poço, excedendo assim o gradiente de fratura da formação rochosa (Yew, 1997). A pressão, em

seguida, provoca a formação de um “crack” que permite que o fluido do fraturamento entre e alargue ainda mais o crack para a formação. A fim de manter a fratura aberta após encerrada a injeção, um material sólido é adicionado ao fluido de fraturamento. O material sólido, normalmente consiste de uma espécie de areia peneirada. Vários outros tipos de materiais sólidos podem ser utilizados, como areia revestida com resina ou cerâmicas artificiais, dependendo do tipo de permeabilidade ou pressão necessária. Areias radioativas às vezes são utilizadas para que os traços da fratura ao longo do poço possam ser medidos. Esta areia é selecionada para apresentar permeabilidade mais alta do que a das formações adjacentes, tornando posteriormente a fratura hidráulica em um duto de alta permeabilidade através do qual os fluidos da formação produzidos poderão percorrer até o poço. Os fluidos de fraturamento podem ser de inúmeros tipos, que vão desde água a géis, espumas, nitrogênio, ou até mesmo dióxido de carbono do ar, em alguns casos. O equipamento utilizado para gerar o fraturamento hidráulico em campos de petróleo, geralmente consiste de um chorume Blender, uma série de bombas de fraturamento (Normalmente um poderoso triplex, ou quintiplex de bombas) e uma unidade de acompanhamento. Associado aos equipamentos inclui tanques de fraturamento, tratamento de ferro de alta pressão, tubos de baixa pressão e manômetros para medir taxas de fluxo, densidade de fluidos e tratamento de pressão. Esse equipamento funciona através de um intervalo de pressão e taxas de injeção, e pode chegar até 100 MPa (15.000 psi) e 265 L / s (100 barris por hora).

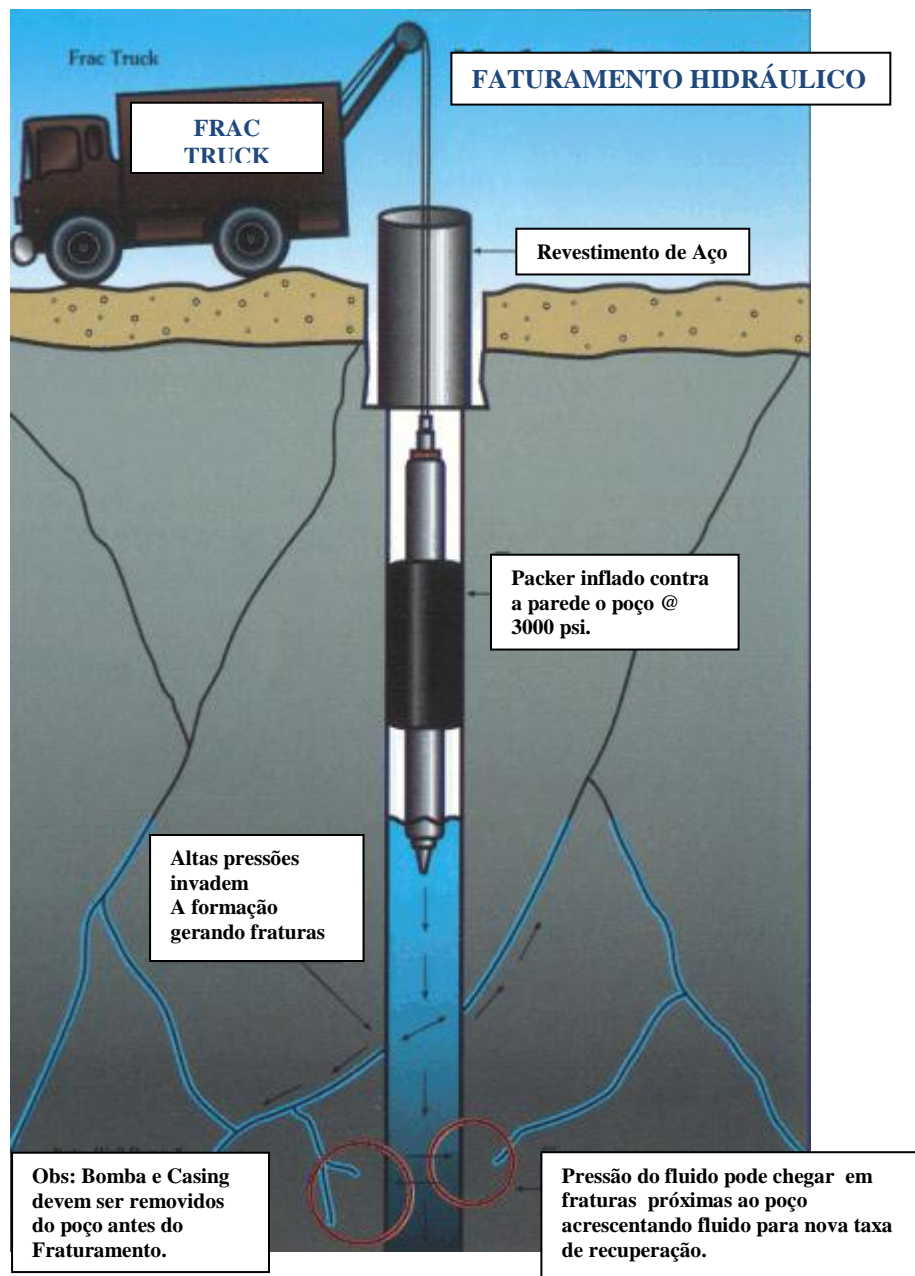


Figura 1 – Ilustração do processo de fraturamento hidráulico. Observe que a pressão faz com que o fluido penetre na formação gerando uma série de fraturas que promoveram o melhor escoamento de hidrocarbonetos do reservatório para o poço.

### 3 O PERFIL SÔNICO

A velocidade do som varia segundo o meio em que suas ondas se propagam. Ela é mais rápida nos sólidos que nos líquidos e gases.

O perfil sônico é produzido a partir da determinação do tempo gasto pela onda compressional para percorrer um determinado espaço de formação (Girão, 2004). Logo, o tempo gasto por uma onda sonora nos sólidos, para percorrer uma mesma distância fixa, é bem menor que nos líquidos e gases. A maior vantagem do perfil sônico provém da relação direta que existe entre o tempo de trânsito de uma onda sonora em uma rocha e sua porosidade, pois ao considerar duas rochas semelhantes, aquela que tiver maior quantidade de fluidos no seu espaço poroso (maior porosidade), apresentará um tempo de trânsito maior que aquela de menor volume fluido (menor porosidade).

#### 3.1 PRINCÍPIO DA FERRAMENTA SÔNICA

A ferramenta sônica convencional mede o tempo de trânsito das ondas compressonais, nas formações vizinhas ao poço, por meio de uma sonda composta por um transmissor e dois receptores.

O impulso sonoro emitido com uma frequência constante, pelo transmissor, propaga-se nas camadas até vir a ativar sucessivamente receptores localizados, a distâncias fixas e pré-determinadas, na sonda de perfilagem.

Dessa forma, mede-se o tempo gasto no percurso entre os receptores, e não o tempo gasto pelo som para atingir os mesmos. Em outras palavras, mede-se uma diferença de tempo de propagação (tempo de trânsito), que é expressa em microssegundos por pé de formação ( $\mu s / ft$ ).

Atualmente, existem ferramentas sônicas mais modernas, compostas por dois pares de receptores, na qual podem ser dispostos em arranjos diferentes de acordo com o objetivo do alvo a ser analisado na perfilagem, como é o caso da ferramenta sônica DSLT da companhia Schlumberger.

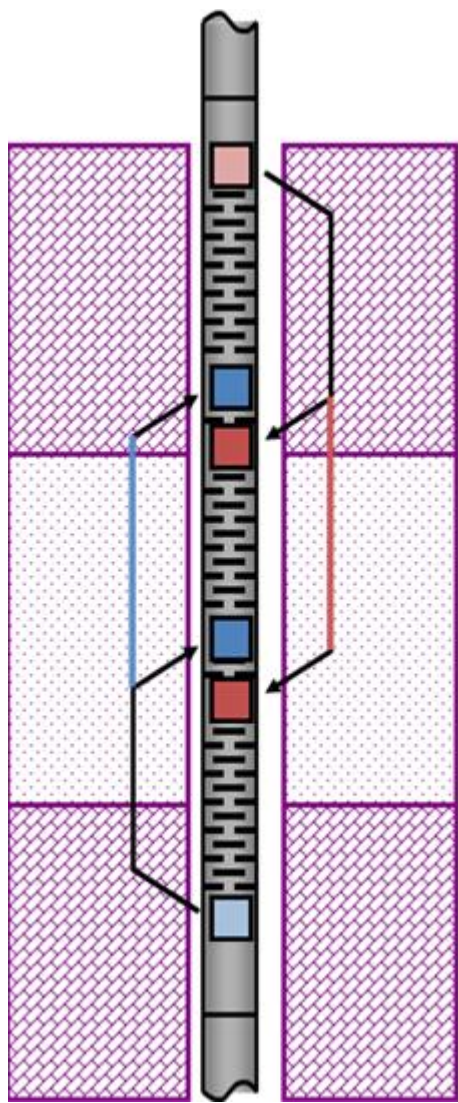


Figura 2 – Ferramenta Sônica. É composta de um par de transmissores, estando cada um em uma extremidade (Rosa o superior e azul-claro o inferior) e dois pares de transmissores (dois azuis e dois vermelhos). O pulso gerado a partir do transmissor rosa, é captada pelo par de receptores vermelhos e a pulso gerado pelo transmissor azul-claro, é captada pelo outro par de receptores azul.

Quando o poço for fechado ou revestido, a ferramenta sônica é usada pra avaliar a qualidade do cimento que está revestindo o poço, sendo o perfil comumente chamado de CBL-VDL (Cement Bond Logging) e neste caso ela conta somente com um transmissor e um par de receptores.

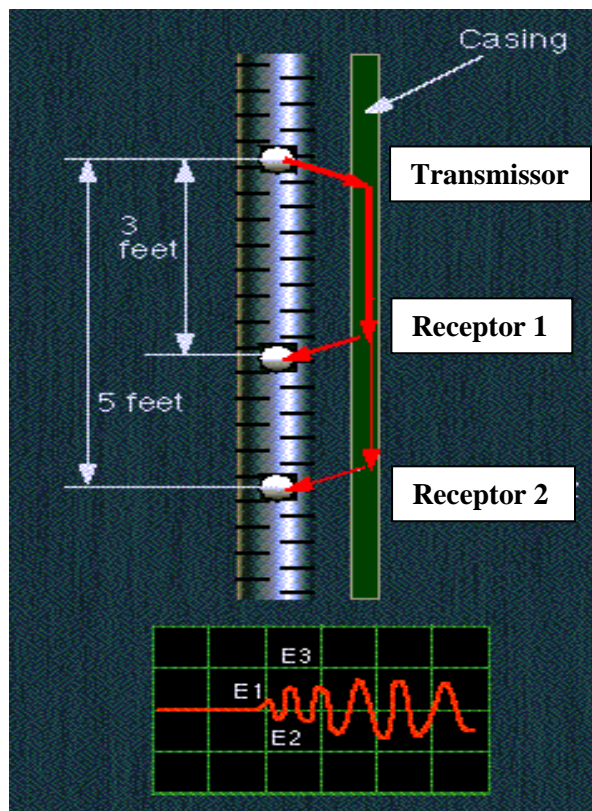


Figura 3 – Esquema da ferramenta sônica para poços revestidos. São utilizados apenas um transmissor e um par de receptores para captar o pulso sísmico.

O registro mais curto, de 3 pés, corresponde ao CBL (Cement Bond Logging), já a medida de 5 pés, é chamada de VDL (Variable Density Logging). O VDL apresenta profundidade de investigação maior que os 3pés do CBL, além de indicar a qualidade do cimento preenchido entre o casing e a formação.

### 3.2 O PERFIL SÔNICO COMO INDICADOR DE QUALIDADE DO CIMENTO

#### 3.2.1 O papel da cimentação

A cimentação basicamente consiste no preenchimento do espaço anular entre os tubos e a parede da formação e tem como principal finalidade a união da tubulação de revestimento com

a parede do poço, além do objetivo de formar um tampão de selo no fundo do poço ou para corrigir desvios do furo durante a perfuração (Gibson, 2003).

A falta de integridade do cimento pode comprometer a produção final do poço e causar uma comunicação não desejada entre as diferentes zonas do reservatório. Em alguns casos, isto pode até resultar em danos ecológicos, como por exemplo, a comunicação de uma zona de hidrocarbonetos com uma zona de água.

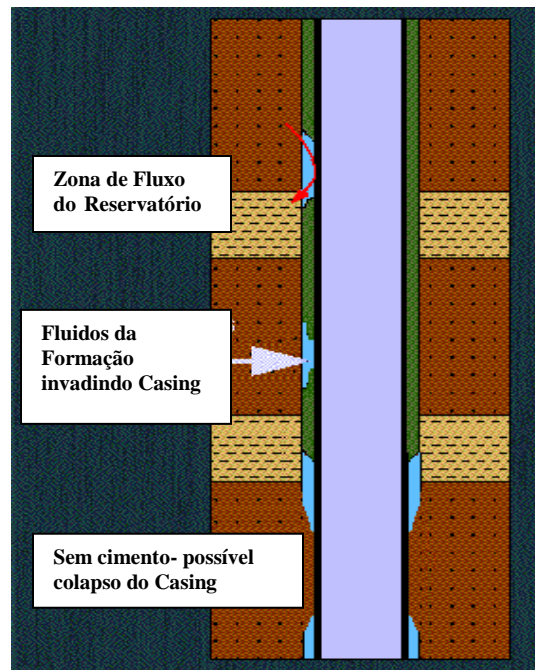


Figura 4 – Esquema do processo de cimentação. Observe que nas áreas sem cimento, pode haver o colapso do casing.

### 3.2.2.1 Cimentação Primária

Denomina-se cimentação primária à cimentação principal da coluna de revestimento. Seu objetivo básico é colocar a pasta de cimento não-contaminada (pasta de cimento sem contato com o fluido de perfuração) em uma posição pré-determinada do espaço anular entre o poço e a coluna de revestimento, de modo a se obter fixação e vedação eficiente e permanente deste anular. Estas operações são previstas no programa de perfuração e executadas em todas as fases do poço.

### 3.2.2.2 Cimentação Secundária

São assim denominadas as operações emergenciais de cimentação, que visam os defeitos deixados pela cimentação primária permitindo a continuidade das operações.

As cimentações secundárias são classificadas como:

*Tampão de cimento:* Consiste no bombeamento de determinado volume de pasta para o poço, visando tamponar um trecho deste. É aplicado nos casos de perda de circulação, abandono (total ou parcial) do poço, como base para desvios, etc.

*Recimentação:* É a correção da cimentação primária, quando o cimento não alcança a altura desejada no anular. O revestimento é canhoneado em dois pontos com profundidades distintas. A recimentação só é feita quando se consegue circulação pelo anular, através destes canhoneios (perfuração realizada no revestimento). Para possibilitar a circulação com retorno, a pasta é bombeada através de coluna de perfuração, dotada de obturador (Packer) que permite a pressurização necessária para a movimentação de pasta pelo anular.

*Compressão de cimento ou Squeeze:* Consiste na injeção forçada de cimento sob pressão, visando corrigir localmente a cimentação primária, sanar vazamentos no revestimento ou impedir a produção de zonas que passaram a produzir água.

### 3.2.2 Causas da má cimentação

- *Problemas Mecânicos*
  - Descentralização do revestimento;
  - Rugosidade do poço;
  - Resíduos de lama;
  - Falhas na injeção de cimento.
  
- \* *Problemas de Pressão*
  - Existência de fluxo do fluido da formação para o poço;
  - Perda de cimento na zona permeável;
  - Zonas Permeáveis, enfraquecidas ou com falta de cimento.

\* *Problemas no poço*

- Flexão do revestimento e contração de cimento;
- Alterações da pressão no interior revestimento;
- Aumento de pressão no poço após a etapa de cimentação;
- Ausência de isolamento nas zonas de gás.

## 4 VERTICAL SEISMIC PROFILE (VSP)

### 4.1 INTRODUÇÃO

As análises da sísmica de poço, também pode ser feita através do VSP (Vertical Seismic Profile), que são adquiridos através da fonte localizada na superfície e os receptores em profundidades no poço. A energia da fonte chega aos receptores, através de ondas diretas, e também através de reflexão nas formações abaixo do receptor. A diferença chave entre a sísmica de poço e a sísmica de superfície, consiste que a cobertura da sísmica de superfície é uma área maior, na ordem de diversos cem quilômetros quadrados, visto que a cobertura da sísmica de poço consiste apenas da vizinhança do poço, mas com definição mais elevada. Uma das funções da sísmica de poço é ajudar a encontrar a posição precisa da imagem 3D na subsuperfície, uma vez que esta é derivada dos dados sísmicos de superfície (Ykele, 2005).

O Perfil Sísmico Vertical (VSP) é um procedimento de investigação sísmica, em que um sinal sísmico gerado na subsuperfície da terra é registrado por geofones locados em varias profundidades nas paredes de um poço. A direção que os geofones estão **dispostos** durante a aquisição dos dados pode diferir de até 90° em relação ao próximo geofone quando o registro sísmico é realizado na superfície (Hardage, 1991). Esta diferença básica entre estes dois tipos de perfis sísmicos esta ilustrado na figura 5.

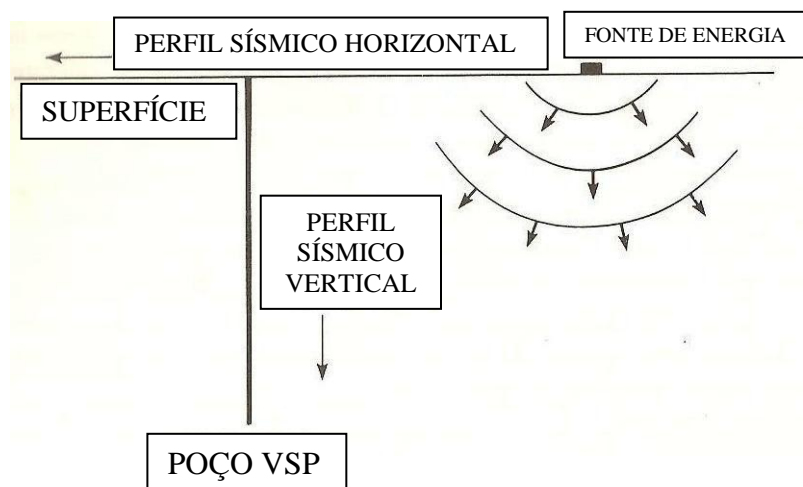


Figura 5 – Diferença entre perfil sísmico horizontal e vertical (Hardage, 1983).

## 4.2 HISTÓRICO

A efetiva utilidade do VSP foi desenvolvida pelos soviéticos nos anos 1960, fez o seu caminho para a Europa e, finalmente, chegou a sério nos Estados Unidos na década de 1970 (Brewer, 2000). O VSP foi uma sensação da indústria quando começou a ser usado no país devido ser considerado "um olhar à frente" por causa da alta capacidade de precisão, resolução e sua utilização como um auxílio na predição da profundidade a que uma formação alvo seria encontrado após ser realizada a perfuração.

## 4.3 PROCEDIMENTOS DE CAMPO DE VSP

A completa qualidade dos dados VSP é geralmente mais afetada por procedimentos realizados no campo enquanto está sendo feita a aquisição dos dados do que por qualquer outro fator. Algumas técnicas de campo cancelam o ruído, enquanto outras resultam na sua contaminação. É necessário reconhecer inapropriadas práticas de campo, pois sempre as mais sofisticadas tecnologias de processamento dos dados serão limitadas se os procedimentos de campo introduzem ruído excessivo nos dados ou se geram variações desconhecidas no registro da onda direta (Hardage, 1991). Algumas operações de campo são eficientes, mas outras consomem tempo e dinheiro. As eficientes operações de campo são essenciais, pois otimizam bastante o tempo de aquisição dos dados, uma vez que quanto mais longo um experimento VSP fica em duração, mais susceptível ele fica à falhas mecânicas no equipamento ou à deterioração do poço. Da mesma forma, procedimentos empregados para gerar bons dados em uma área, podem não desempenhar o mesmo efeito em outra área. Por estas razões, os profissionais responsáveis pela aquisição dos dados de VSP devem saber e usar uma ampla variedade de técnicas de campo para produzir um registro consistente de dados e com boa qualidade.

Os corretos procedimentos de campo devem começar e terminar com uma rigorosa série de testes instrumentais que confirmem que o sistema de registro completo não atenuar algumas frequências do sinal, não ignorem crossfeeds existentes entre os canais do dado, amplifique corretamente as frequências e que os ruídos elétricos externos não sejam introduzidos no registro. Outros testes também devem ser feitos para saber se quantidades suficientes de energia estão sendo captadas pelos geofones em todos os níveis de profundidade, se os registros de

profundidade estão exatamente locados e se os dados estão sendo registrados nas respectivas posições estratigráficas dentro do poço.

#### 4.4 TESTE NOS GEOFONES

Antes de dar-se início a qualquer trabalho de VSP, uma série de testes deve ser realizada nos receptores (geofones) antes destes serem disponibilizados para o trabalho. Esses testes devem ser feitos para verificar principalmente a polaridade que apresentará o geofone quando este se mover em uma determinada direção. Estes testes são indispensáveis quando são feitas as interpretações das medidas de VSP, pois estas dependem diretamente da polaridade da Wavelet, ou quando se estuda o movimento de partículas através do seu comportamento ortogonal, com uso de um geofone com um sistema de três coordenadas de direção. Esses testes também confirmam se todas essas componentes de direção dos geofones que serão utilizados em trabalhos de VSP estão funcionando antes de baixar o instrumento no poço. O fato da polaridade do sinal ser medida por uma bobina móvel que se desloca dependendo da sua direção de movimento é uma razão pela qual, sensíveis transdutores de velocidade são utilizados na gravação de dados de VSP. Para um determinado evento de compressão, a polaridade de um dispositivo sensível a pressão, como um hidrofone, é o mesmo, independentemente da direção de chegada do evento em que a localização do hidrofone. Conseqüentemente, um hidrofone com um sistema de três coordenadas, não pode ser usado para determinar a direção de chegada de eventos no subsolo em cada registro de profundidade, nem para analisar polaridade das ondas sísmicas. Além disso, a sensibilidade da maioria dos hidrofones é reduzida na alta pressão hidrostática encontrada em poços profundos.

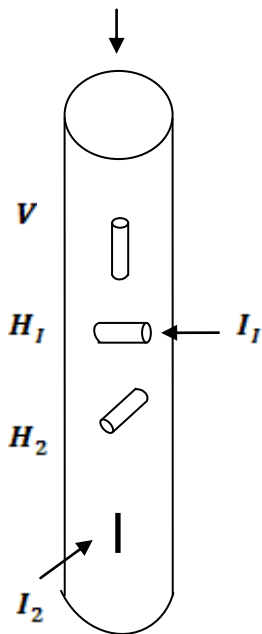


Figura 6 – Testes de ensaio nos geophones são realizados através da aplicação de pequenos impulsos gerados na parte exterior do geofone. O primeiro impulso, indicado por I, é dirigido ao longo do eixo longitudinal de um dos elementos micro sensores no interior do geofone. Esta figura mostra um geofone com um sistema de 3 coordenadas. Ele possui um sensor vertical V e dois sensores horizontais H1 e H2. No mínimo, três impulsos, IV, I1 e I2, devem ser aplicados ao longo do eixo de cada um desses sensores, e todos os três resultados registrados digitalmente para cada um desses impulsos. (Hardage, 1991).

A figura 6 é uma simplificada ilustração de testes realizados nos geofones. Os impulsos IV, I1 e I2 mostrados na figura, podem ser gerados tocando levemente a parte externa do geofone com uma pequena ferramenta de mão, por exemplo. A direção da ferramenta está em movimento quando ele atinge a superfície exterior do geofone que está preso no poço. Todos os canais de saída dos sensores devem ser gravados digitalmente para cada toque, a fim de determinar se o impulso em cada direção gera no uma resposta geofone orientada ortogonalmente a direção do impulso. O principal objetivo do teste é de responder à pergunta: "Se o geofone se move na direção A, o registro de saída do geofone está orientado na direção A representado por números positivos ou negativos no campo de dados da fita?"

Ao determinar a polaridade dos sensores ativada pelos impulsos na direção horizontal, é útil ter uma marca de referência sobre o exterior do geofone cuja posição é conhecida em relação a cada um dos sensores internos do geofone. As respostas poderão ser gravadas para impulsos horizontais que começam a esta marca de referência e se repetem nos incrementos angulares de 90 graus em torno do dispositivo. Novamente, o objetivo é determinar qual a direção que a terra apresenta para deslocar os sensores H1 e H2 mostrados na figura 6 para gerar resultados que são exibidos como números positivos na fita de registro.

#### MULTIPLoS REGISTROS PARA EMPILHAMENTO DE PROFUNDIDADE CONSTANTE

É aconselhável gravar vários disparos sísmicos em cada registro de profundidade e, em seguida, somar esses eventos em um único traço VSP. Este procedimento, geralmente permite aproveitar tiros de baixa energia nos dados de VSP, além do processo ser também um meio eficaz para cancelar ruídos aleatórios. O número de disparos que devem ser gerados por nível de profundidade deve apresentar um equilíbrio razoável entre custos econômicos e a razão sinal-ruído desejada nos dados. É essencial que esses tiros sejam registrados como registros individuais e, em seguida, somá-los durante o processamento de dados, em vez de somá-los em um campo gravador e perder os registros individuais de cada tiro. Este procedimento permite um intérprete qualificado, editar traços com vestígios de ruído e, assim, criar uma elevada qualidade aos traços compostos. Muitas fontes utilizadas em VSP geram repetitivas wavelets para que este processo somatório normalmente não induza ruído indesejável. O número de tiros por profundidade nível pode variar de 3 a 10 ou mais, dependendo da potência penetrante da fonte sísmica.

#### ENERGIA DE ENTRADA COMO UM REGISTRO DE PROFUNDIDADE

A diferença fundamental entre um VSP e a velocidade de investigação, consiste que a velocidade de investigação foca somente os primeiros eventos, já na investigação com VSP, as duas primeiras quebras são registradas, além dos subseqüentes eventos de incidência e reflexão. O princípio de energia de entrada pode ser completamente oposto para estes dois métodos. Na velocidade de investigação, as ondas incidentes devem ter um aumento contínuo de energia de acordo com o aumento da profundidade, a fim de ser mantida a amplitude do primeiro evento.

Essa abordagem também é pertinente em alguns casos de VSP, em que o aumento de energia é necessário, quando os geofones estão em profundidades rasas. Nesses casos, até as mais profundas reflexões podem ser detectadas. Esta energia exigida é mostrado, por exemplo, na figura 7.

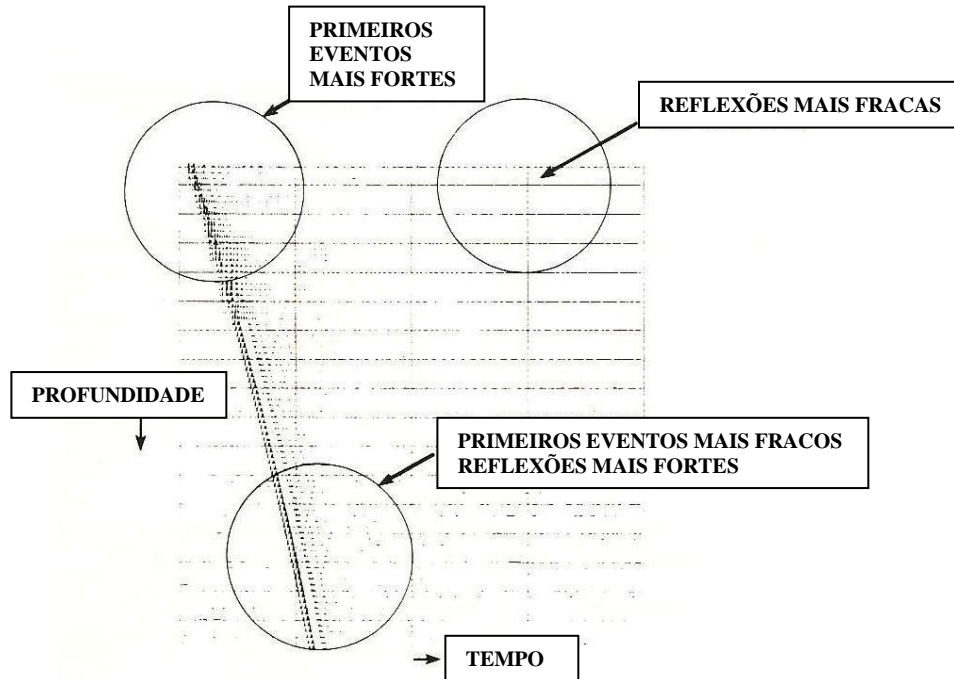


Figura 7 - O comportamento do primeiro evento registrado e a amplitude das reflexões em função da profundidade. Estes dados são numericamente ajustados para que a amplitude de todos os eventos seja igual. Boas reflexões existem no dado, mas ele não poderia ser visto dessa maneira se os dados não fossem exibidos com um ajuste automático de ganho, como mostrado na figura. (Hardage, 1991).

Se dados VSP de baixa profundidade são registrados usando somente o critério que os primeiros eventos têm amplitude adequada, então os eventos de reflexão mais profundos podem ser perdidos devido ao seu fraco sinal. Em alguns casos de trabalhos de VSP em baixa profundidade, a energia de entrada pode ser duas ou três vezes utilizada quando o geofone está no fundo de um poço. Este aumento da energia pode ser realizado através do aumento da potência sísmica de cada tiro, quando o geofone está nas porções rasas de uma seção estratigráfica, pela manutenção de energia e também aumentando do número de tiros por nível de profundidade. Esta

última opção é melhor, uma vez que o aumento da potência do tiro muitas vezes cria uma wavelet que têm caráter fundamentalmente diferente das wavelets já registradas. Além disso, essa necessidade de aumento da energia de entrada em dados de VSP de baixa profundidade deve ser equilibrada com a cautela, pois o excesso de energia nos dados pode prejudicar sua qualidade, criando um ou mais campos de onda incidente.

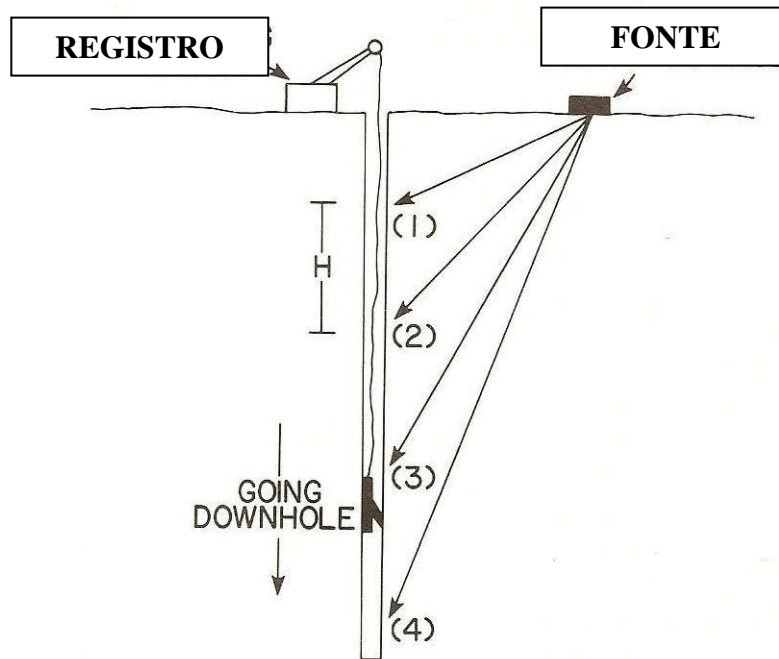


Figura 8 – Ganhos adequados e grande energia de entrada devem ser determinados como incrementos,  $H$ , de 300 a 500 metros quando o geofone está descendo no poço. Os dados de VSP são registrados quando o geofone está subindo o poço em direção à superfície. (Hardage, 1991).

Os dados VSP dados são registrados como um geofone que está sendo levantado a partir do fundo de um poço para a superfície. Por isso, um procedimento de campo é recomendado para fazer registros de dados exploratórios em intervalos de 300 a 500 metros como um VSP reduzido para um estudo a fundo de um poço, como mostrado na figura 8. Essas medidas permitem o controle da qualidade adequado para determinar o apropriado ganho a ser aplicado aos dados, a quantidade de energia necessária nas fontes, o número de tiros para somar os traços e obter dados com a menor razão sinal/ruído, e, esperamos, eles revelem alguns eventos de reflexão. Esses

procedimentos agilizam o registro dos dados de VSP no retorno à superfície. Este procedimento também obtém duas medidas sísmicas independentes, uma feita quando a ferramenta desce no poço, outra quando sobe, com respostas a vários níveis de profundidade que podem ser comparadas para a coerência dos dados. Além disso, um benefício adicional é que a precisão dos registros de profundidades podem muitas vezes ser controlados por determinadas marcas físicas ou magnéticas sobre o cabo de perfilagem que estão localizados no mesmo ponto de referência quando o cabo indica que o geophone está na mesma profundidade em seus eventos de incidência e reflexão.

## O INTERVALO DE AMOSTRAGEM EM TEMPO

O intervalo de amostragem,  $\Delta t$ , usado quando o tempo de registro do sinal do dado é variável, pode ser usualmente definido por

$$\Delta t \leq \frac{1}{2f_a}$$

Onde  $f_a$  é a maior frequência do sinal registrado. Intervalos de 1 e 2 ms são comumente usados em dados de sísmica de exploração (Vermeer, 1999). Já os intervalos de 4 ms são mais usados em registros de dados de VSP com exigência de uma larga banda de frequência. Experientes processadores de dados têm observado que alguns procedimentos numéricos, como aplicação de operadores de deconvolução, funcionam melhor se maiores taxas de amostragem são utilizadas para descrever as características da onda sísmica. Conseqüentemente, os dados gravados em uma taxa de amostragem 2 ms vezes apresenta resultados superiores àqueles obtidos com os dados registrados em 4 ms, embora a frequência dos dados seja a mesma em ambos os casos. Se o objetivo é o comportamento numérico da wavelet que está a ser estudado, por exemplo, pretende-se fazer uma estimativa da atenuação, então uma taxa de amostragem de 1 ms deve ser utilizada independentemente de ser ou não da banda da wavelet necessária para essa pequena taxa de amostragem.

## O INTERVALO DE AMOSTRAGEM DE PROFUNDIDADE

Quando os dados são amostrados, o intervalo de amostragem deve ser escolhido de modo a que, pelo menos, dois pontos da amostra situem-se dentro do menor comprimento de onda para este ser preservado nos dados, a fim de evitar aliasing. Em um perfil sísmico vertical, os dados devem ser coletados, não só no tempo, de modo a que todas as frequências sejam preservadas, mas também no espaço, para que todos os comprimentos de onda espaciais possam ser reconstruídos. A amostragem de profundidade é fundamental porque alguns atributos de um perfil vertical sísmica podem ser revelados apenas depois de que uma filtragem de velocidade bidimensional for realizada sobre os dados. Em particular, os filtros de velocidade são muitas vezes necessários, a fim de separar satisfatoriamente eventos de incidência e reflexão nos dados de VSP. Se os dados não são suficientemente amostrados em pequenos incrementos no espaço e no tempo, eles serão contaminados pelo efeito Aliasing e os filtros de velocidade não poderão separar módulos de energia com ótima resolução.

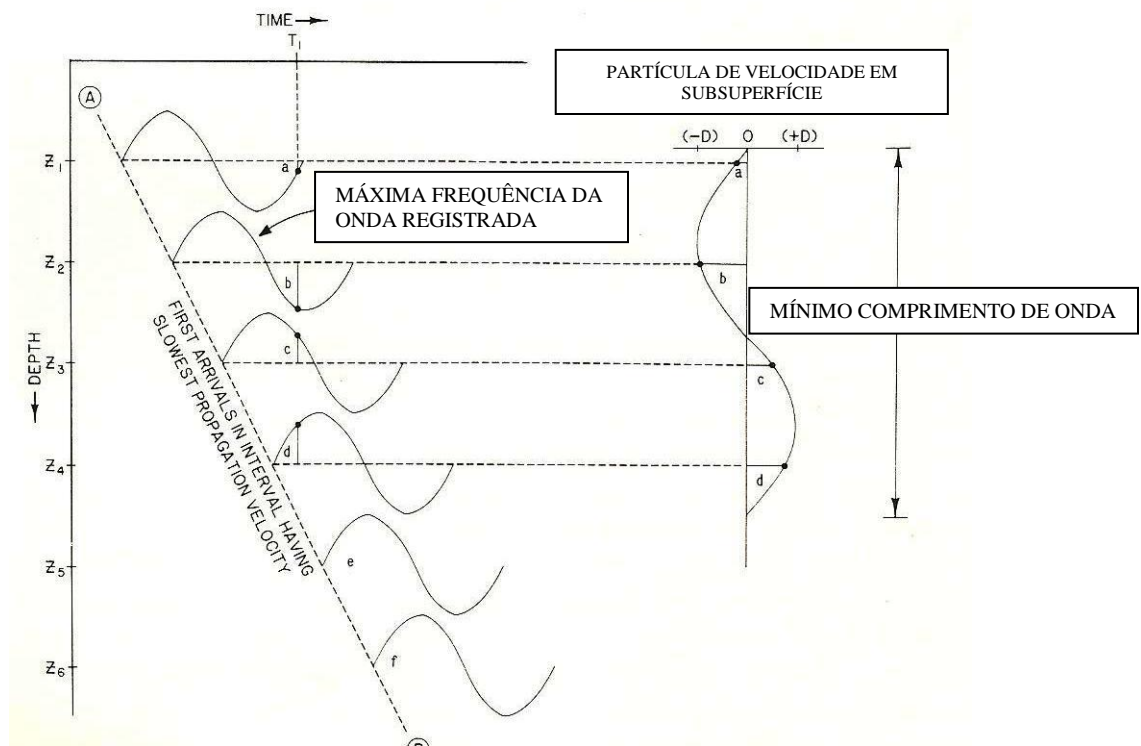


Figura 9 – Relação entre frequência, velocidade de propagação e comprimento de onda. O mínimo comprimento de onda ocorre quando a máxima componente de frequência de uma onda

sísmica propaga através de certo intervalo de profundidade onde a velocidade de propagação tem um mínimo valor. Este mínimo comprimento de onda,  $\lambda$ , define o intervalo de amostragem como ... Observa-se ainda que este dado está devidamente amostrados no espaço uma vez que existem quatro pontos dentro da amostra no mínimo comprimento de onda. (Hardage, 1991).

Geralmente não existem problemas na amostragem dados VSP corretamente no tempo, mas a escolha errada de intervalos de amostragem em profundidade é um erro operacional comum em trabalhos de VSP. A amplitude correta do intervalo de amostragem espacial pode ser determinada se são conhecidas as velocidades de propagação das ondas nas formações atravessadas pelo poço e o espectro de frequências de propagação da wavelet. Estas duas propriedades físicas definem o intervalo de amostragem de profundidade,  $\Delta z$ , como

$$\Delta z \leq \frac{V_{min}}{2f_{max}}$$

Onde  $V_{min}$  é a velocidade mínima nas formações penetrada pelo poço, e  $f_{max}$  é a frequência máxima na propagação de wavelet. Esta frequência máxima de amostragem é também chamada de frequência de Nyquist e está ilustrada na figura 9. Esta figura mostra apenas a componente de maior frequência contida em alguns dados hipotéticos de VSP. A linha AB indica o comportamento tempo-profundidade da propagação sísmica com velocidade mínima em uma determinada parte da seção estratigráfica onde, cada frequência máxima é posicionada no seu respectivo tempo de chegada o registro das profundidades Z1 a Z6. Estes traços podem ser amostrados como uma função da profundidade em um determinado registro de tempo a fim de ver se ocorre aliasing espacial. Neste exemplo, os dados são coletados ao longo de um registro de tempo, T1, para obter os valores espaciais a, b, c, e d. Uma vez que mais de duas amostras de profundidade situam-se dentro dos valores mínimos da onda mostrada à direita, não ocorre aliasing espacial.

Um perfil sônico feito em estudos VSP é uma medida física valiosa que pode ser utilizado antes de começar trabalho de campo de VSP para selecionar o intervalo de amostragem espacial VSP na qual os dados devem ser registrados. Um perfil sônico também pode ser utilizado após os dados VSP serem registrados para determinar quais intervalos de profundidade, se houverem, não foram devidamente amostrados espacialmente. Um perfil sônico a partir de um

estudo VSP é mostrado na figura 10. Para evitar completamente qualquer indício de aliasing espacial em dados VSP dados no poço, nenhum intervalo de profundidade do perfil sônico, onde VSP gravações são feitas deve cair abaixo da linha

$$\Delta t = \frac{1}{(2\Delta z)(f_{max})} = \frac{1}{V_{min}}$$

Onde  $\Delta z$  é o intervalo amostragem em profundidade escolhido em um trabalho de VSP. O limite de corte de velocidade é controlado pelas escolhas atribuídas a  $\Delta z$ , o incremento espacial de amostragem, e  $f_{max}$  que é a frequência máxima da wavelet. Como geralmente a frequência da wavelet não pode ou não deve ser ajustada, a fim de evitar aliasing, a única alternativa é a de ajustar a profundidade de amostragem intervalo,  $\Delta z$ , de modo que o limite da velocidade de corte ocorre a um nível aceitável.

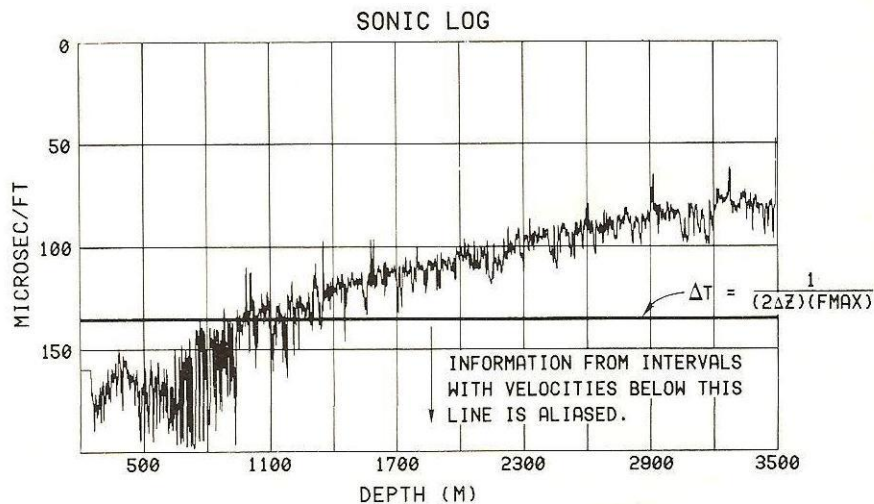


Figura 10 – Relação entre intervalo de amostragem espacial,  $\Delta z$ , dados VSP e aliasing. Se a frequência máxima,  $f_{max}$ , de uma onda sísmica é fixada, a velocidade de propagação mínima para que não ocorra Aliasing para um particular valor de  $\Delta z$ , definindo assim a posição da linha de corte horizontal (ver equação 3). Esta velocidade mínima deve ser comparada com o registro do perfil sônico em um poço VSP a fim de evitar ao máximo o problema de aliasing espacial.

Dados VSP são mostrados na figura 4-6. O intervalo de amostragem em profundidade foi fixado em 30 metros, neste caso. Não há nada na natureza dos dados mostrados, que implica

que um erro amostral ou qualquer problema de gravação existente, exceto no intervalo a partir da superfície para baixo, para cerca de 900 metros. Neste raso intervalo, a mudança no caráter de dados é um problema de ruído do poço causado pela rasa porção não-cimentada, onde está fixado o casing gerando assim muito ruído aos dados, não estando relacionado à aliasing. Não existe nenhuma explicação aparente para boa qualidade dos dados registrados na região de revestimento (cimentada) para quase 200 metros acima do medido topo de cimento em 1150 metros. Podemos ver eventos de reflexão em diversas profundidades (eg 1340 e 2150 metros), além de múltiplas mergulhando para baixo. Portanto, os dados fornecem informações valiosas para a base do comportamento de propagação sísmica das wavelets na área de estudo do poço, independentemente de serem ou não um intervalo correto de amostragem em profundidade ter sido utilizado para registrar os dados.

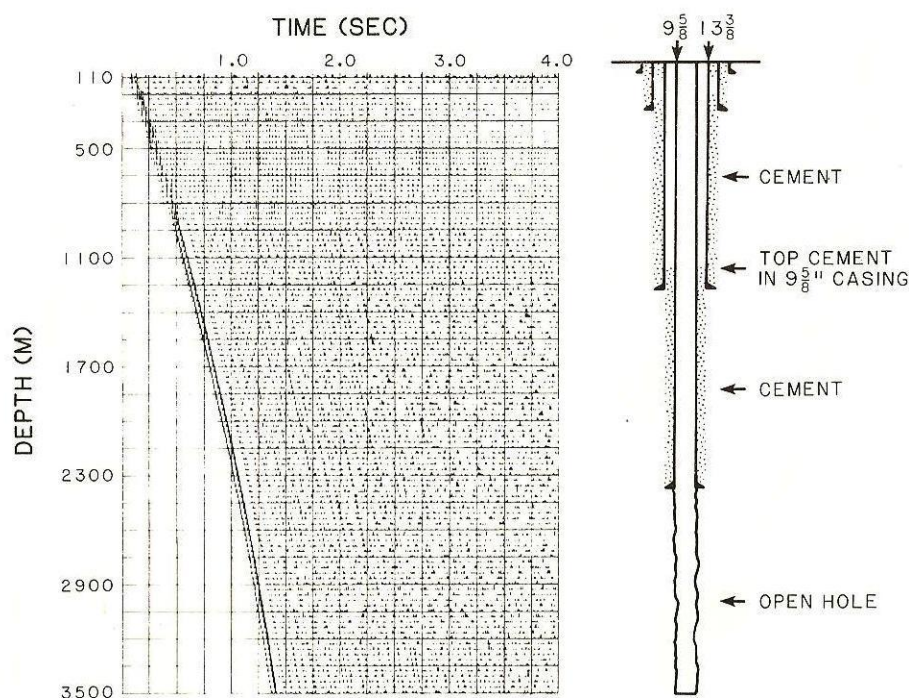


Figura 11 – Estes dados são registrados com um intervalo de amostragem em profundidade que viola o teorema de amostragem de Nyquist; no entanto, os dados ainda são úteis para fins de exploração. Note que a qualidade dos dados é deteriorada pelas diversas múltiplas geradas dentro do casing, melhorando apenas quando eles atingem a formação.

### 3.3 ANALISANDO RESULTADOS DE DADOS DE VSP

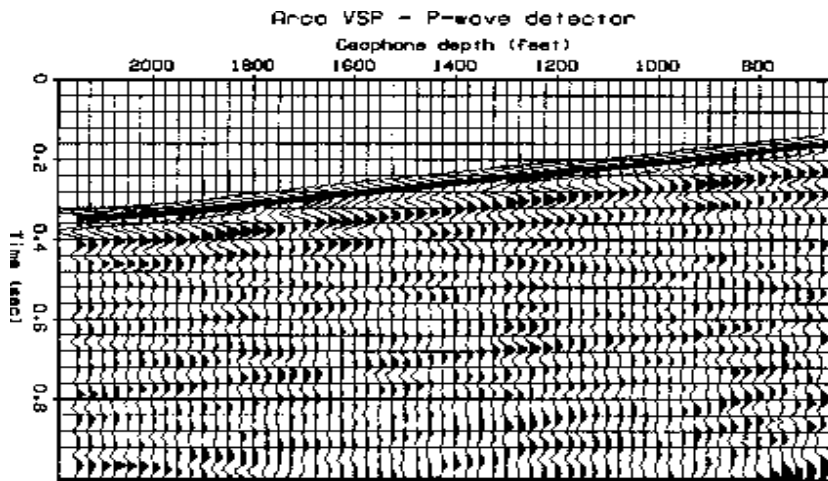


Figura 12 – VSP (Vertical seismic profile) em terra. A fonte está na superfície próxima ao poço. O eixo horizontal corresponde aos receptores em profundidade e o eixo vertical corresponde o tempo de trânsito de zero a 1 segundo. Amplitudes com escala de  $t^{1.5}$ . (Liberty, 1999).

A partir do sismograma acima, pode-se observa que as múltiplas reflexões não são tão acentuadas como nos dados marinhos adquiridos em superfície. O primeiro evento observado na figura 17 é a onda direta principal registrada. Ondas diretas aumentam o seu tempo de trânsito com a profundidade correspondendo à inclinação da e a chegada da componente da onda direta de baixa velocidade. Após a primeira onda direta, podem-se observar mais ondas diretas com a mesma velocidade. Ondas refletidas têm a encosta oposta do das ondas diretas. Estas são também visíveis na Figura 4.

Visualizando ainda a figura 12 observa-se que o pulso da onda direta é seguido por uma onda que é um pouco consistente em certas profundidades. O grau de coerência, não é fácil de ver por causa de interferência com a próxima onda. Tanto quanto eu posso dizer a partir da figura, os eventos de incidência que vagam em maiores profundidades são iguais aos que vagam nas menores profundidades.

Observe agora a figura 13.

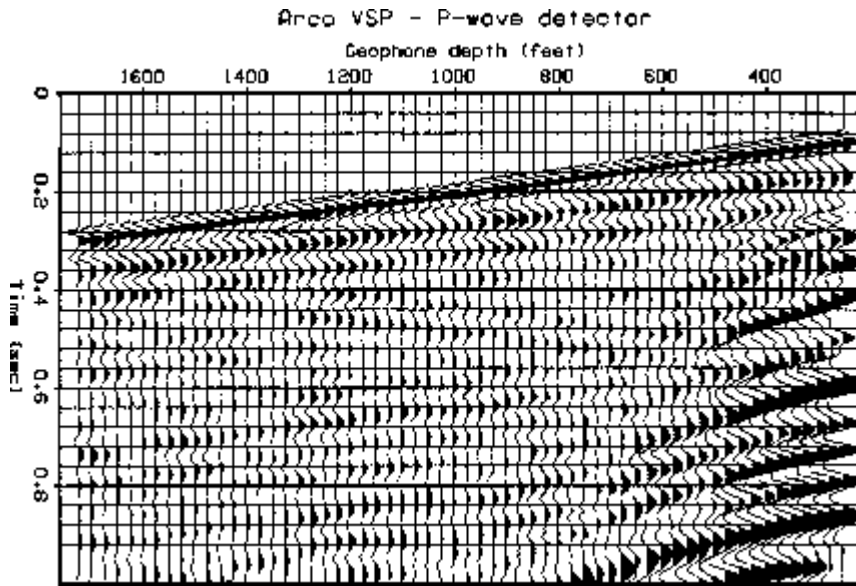


Figure 13 - O mesmo dado da figura 12 com receptores em profundidades mais rasas. Amplitudes com escala de  $t^{1.5}$ . (Liberty, 1999).

Você irá notar que as ondas incidentes já não parecem ser independentes da profundidade. Assim, podemos concluir que, como uma questão prática, as ondas incidentes podem ser principalmente um resultado da superfície de reverberação.

A energia do primeiro tiro na Figura 12 é aproximadamente comparável ao da restante energia nas demais profundidades. O restante da energia seria menor se os dados fossem exibidos sem uma escala de  $t^{1.5}$ , mas, desde a superfície reflexão os dados são normalmente apresentados com estas escalas (frequentemente  $t^2$ ), fazendo mais sentido falar-se estatisticamente sobre a energia dos eventos. Assim, a energia reverbera comparavelmente a energia dos primeiros eventos.

Abaixo da região perto a superfície, as ondas incidentes mudam lentamente com a profundidade. Agora nós devemos perguntar o quanto esses eventos iriam mudar se o experimento fosse movido lateralmente. É óbvio que o poço não vai mover lateralmente e vamos ser limitada aos dados em que apenas a fonte em superfície move-se lateralmente. Desde próximo a superfície variações frequentes ocorrem rapidamente na direção lateral, onde se supõe que a onda incidente também mude rapidamente de orientação com tiro localização. A reverberação perto um tiro é repetida do mesmo modo que em toda superfície do receptor. O composto resultante é convolução da reverberação gerada nas proximidades do tiro e a reverberação

também gerada nas adjacências do geofone. Portanto, para obter as informações necessárias é preciso deconvolver superfície dos dados sísmicos, a fim de eliminar todos esses efeitos desnecessários ao registro desejado.

Infelizmente tais dados de VSP raramente são disponíveis. Quando produção petróleo declina e cara recuperação secundária métodos são contempladas e o custo da VSP, não parece tão elevado. A produção perdida durante aquisição de VSP pode ser o fator que mais pesa para futuros ganhos.

Novamente, devemos pensar sobre o significado de “maus “dados. Dados sísmicos são geralmente repetitivos sempre que ele está acima do nível do ruído ambiente. Mas muitas vezes os sinais não fazem sentido. A correlação espacial não significa nada para nós. A maioria dos dados raramente se encaixa nessa descrição. Talvez o que está acontecendo é o seguinte: (1) A onda incidente está começando a percorrer uma longa trajetória; (2), a trajetória é uma função da superfície caótica local e (3), a energia na pista excede a energia do primeiro pulso. Assim, com tanta aleatoriedade na onda incidente, a próximo evento é necessariamente incompreensível.

Desde o início as ressonâncias são cada vês mais fracas de acordo com aumento do número de eventos. Os dados sísmicos são normalmente dimensionados para cima em relação ao tempo antes de serem exibidos. Não existe nenhum acordo universal em qualquer teoria ou prática que responda qual é o melhor escalonamento a ser aplicado aos dados. Normalmente tem-se encontrado escalas de  $t^2$  sendo satisfatória para a reflexão dados. A Figura 12 mostra que uma escala de  $t^{1.5}$  também mantém a primeiro evento a cerca de uma constante sobre a amplitude dos dados de VSP.

## **5 STIMMAP**

### **5.1 INTRODUÇÃO**

O StimMap trata-se de um método de monitoramento de fraturas em poços produtores, permitindo o mapeamento de dados, enquanto o processo de bombeamento de fluidos para produção de fraturas está sendo produzido, com menos de 30 segundos de tempo decorrido. A detecção e localização automática de eventos microsísmicos gerados a partir do processo de estimulação no reservatório, elimina a demora na obtenção de resultados, permitindo mudanças nas atividades de bombeamento (para produção de fraturas), a fim de melhorar a geometria final do fraturamento. Esta metodologia torna mais confiável o processo de fraturamento em tempo real, reduz custos e melhora os planos no campo de perfuração, permitindo mudanças nas decisões de perfuração e estratégias de desvio e otimização do poço.

### **5.2 METODOLOGIA**

O StimMap dispõe de dois poços produtores, dispostos em uma distância de no máximo 700 metros, onde em um deles será realizado o processo de estimulação do reservatório a partir da produção de fraturas dentro do poço, e no outro, serão dispostos o conjunto de geofones nos quais irão registrar os eventos sísmicos gerados pelo fraturamento, de acordo com a figura 14.



Figura 14 - Arranjo do StimMap.

No poço onde será disposto o conjunto de geofones, é comum ser feito um VSP antes da etapa de fraturamento, com objetivo de mapear e localizar exatamente o intervalo de profundidade do reservatório, a fim de dispor os geofones neste mesmo intervalo de profundidade.

O VSP contará com um tanque, de aproximadamente 4x4 m<sup>2</sup> de área, onde será colocada a fonte sísmica, que são bombas de ar comprimido, ilustradas na figura 15.



Figura 15 - Bombas de nitrogênio utilizadas no VSP.

O conjunto de geofones utilizados no Stimmap pode variar em número e intervalo de espaçamento, sendo esses critérios definidos de acordo com a geometria, estrutura do poço, geologia local, raio de influência do fraturamento e principalmente tamanho do reservatório, pois geralmente são no intervalo de profundidade do reservatório que serão dispostos os geofones no interior do poço.

### 5.3 CARACTERÍSTICAS

- Mede as três componentes dos eventos sísmicos durante a aquisição;
- Confirma possíveis zonas de fraturamento, através do comportamento das fraturas após o bombeamento e da canalização de fluidos;
- Calibra a modelagem das fraturas durante o processo de estimulação, através do controle do bombeamento de fluidos no interior do poço;
- Eventos microsísmicos gerados a partir do fraturamento, são detectados e localizados num espaço 3D em relação ao poço.

## 5.4 APLICAÇÕES E VANTAGENS

Aplicações:

- Mapeamento de fraturas em poços de exploração e desenvolvimento;
- Imageamento para definição de reservatório;
- Sistemas que requerem orientação das fraturas.

Vantagens:

- Otimiza custos e desenho das fraturas;
- Melhora o espaçamento do poço e sua locação;
- Melhora da produção do poço após o processo.

## 6 LEVANTAMENTO

### 6.1 LOCALIZAÇÃO

A aplicação do StimMap foi realizada pela primeira vez na região nordeste do Brasil, no município de Carmópolis, no estado de Sergipe.

O município de Carmópolis faz parte da famosa bacia de Sergipe-Alagoas, que na qual trataremos agora com mais detalhes.

### 6.2 BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

A Bacia de Sergipe tem sido alvo de diversos trabalhos e teses, devido a uma grande quantidade de dados adquiridos através de perfurações de aproximadamente 3.300 poços. Conseqüentemente, uma série de informações estratigráficas, geoquímicas e paleontológicas foi adquirida, além de mais de 100.000km de linhas sísmicas, levantamentos gravimétricos/magnetométricos etc. Entre todas as bacias brasileiras, a Bacia de Sergipe/Alagoas é a que provavelmente possui o mais completo registro tectono-sedimentar (MENDES, 1994).

Além de um vasto acervo de informações de poços (950 exploratórios, dos quais 500 são pioneiros, e 3.200 poços de lavra), a Bacia de Sergipe possui um grande número de afloramentos e a existência de muitos testemunhos ao longo de todo o empilhamento estratigráfico, o que contribui muito para um melhor entendimento de sua evolução. O maior número de estudos realizados na Bacia é direcionado aos principais intervalos produtores de óleo e gás, desde a seção paleozóica até a terciária, havendo reservas significativas no embasamento fraturado (Proterozóico), no campo de Carmópolis. Os principais sistemas petrolíferos da bacia são registrados na Formação Muribeca (Aptiano), Formação Penedo-Barra de Itiúba (Neocomiano-Barremiano) e Formação Calumbi (Neocretáceo-Terciário) (MENDES, 1994).

### LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA

A Bacia de Sergipe compreende a parte sul da Bacia de Sergipe-Alagoas no nordeste do Brasil (Fig.16), é uma bacia marginal estruturalmente alongada entre latitude 9° e 11°30S, e

longitude 37° e 35° 30W. A porção continental possui 16-50km de comprimento e 170km de largura, cobrindo uma área de 6.000km<sup>2</sup>, e a porção *offshore* compreende uma área de 5.000km<sup>2</sup> (FEIJÓ, 1994).

A Bacia Sergipe–Alagoas situa-se na margem continental do nordeste brasileiro, cobrindo cerca de 35.000 km<sup>2</sup>, dos quais dois terços estão em sua porção marítima (Fig. 16). De todas as bacias da margem continental brasileira, esta é a que registra a sucessão estratigráfica mais completa, incluindo remanescentes de uma sedimentação paleozóica, um pacote jurássico a eocretácico pré-rifte amplamente desenvolvido e as clássicas seqüências meso-cenozóicas sinrifte e pós-rifte. Os primeiros trabalhos exploratórios na bacia datam da década de 40. Hoje, os domínios de terra e de águas rasas da Bacia Sergipe–Alagoas constituem província petrolífera em avançado estágio exploratório. A reserva atual da bacia inclui 40 milhões de m<sup>3</sup> de óleo e 11,5 bilhões de m<sup>3</sup> de gás (ANP, 2001).



Figura 16 - Mapa da Bacia de Sergipe–Alagoas e localização dos campos já descobertos.

Das bacias da margem continental brasileira, esta bacia é a que apresenta a mais completa sucessão estratigráfica, sendo reconhecidas quatro megasseqüências (pré-rifte, sinrifte,

transicional e pós-rifte) com diferentes fases de desenvolvimento tectono-sedimentar (Cainelli e Mohriak, 1998). A megasseqüência pré-rifte (Paleozóico e Mesozóico), inclui rochas cambrianas (Formação Estância), depósitos glaciais do Carbonífero (Formação Batinga), depósitos de sabkha costeira do Permiano (Formação Aracaré) e os sedimentos flúviolacustrinos do Neo-Jurássico/Eo-Cretáceo (formações Candeeiros, Bananeiras, Serraria e Barra de Itiúba).

A fase sinrifte, também denominada sinrifte I, desenvolveuse entre o Neocomiano e o arremiano, sendo caracterizada pelo sistema siliciclástico das formações Rio Pitanga, Penedo e Barra de Itiúba. A megasseqüência transicional, localmente afetada por falhamentos, sendo designada de sinrifte II, abrange o Barremiano e Aptiano e inclui a Formação Poção, a Formação Coqueiro Seco e a Formação Maceió. Durante a fase transicional, no Aptiano, iniciaram-se as primeiras incursões marinhas, com deposição de duas seqüências evaporíticas na Formação Muribeca (Membro Paripueira e Membro Ibura), com destaque para os evaporitos do Membro Ibura (Feijó, 1994c).

A megasseqüência pós-rifte ou marinha, caracterizada por subsidência termal, inicia-se no Albiano, com a instalação de uma plataforma carbonática (Formação Riachuelo). A fase marinha transgressiva resultou na deposição, entre o Albiano e o Santoniano, de três faixas diferenciadas de sedimentos englobados na Formação Riachuelo, com arenitos proximais, carbonatos de plataforma e folhelhos distais (Membro Taquari e Membro Aracaju; Feijó, 1994c). Do Campaniano ao Recente, após um período ainda predominantemente transgressivo, iniciou-se uma forte regressão onde as fácies de menor energia (Formação Calumbi) passaram a ser recobertas por fácies de maior energia (carbonatos da Formação Mosqueiro e siliciclásticos da Formação Marituba), com o estabelecimento de um sistema de plataforma/talude/bacia profunda. Na parte terrestre os sedimentos continentais da Formação Barreiras recobrem todas as megasseqüências mais antigas.

A Bacia de Alagoas é caracterizada por uma espessa seção sedimentar da fase rifte na região continental e por feições associadas à transpressão na região da plataforma e talude. A Fig. 17 apresenta uma seção sísmica entre a região da plataforma continental e a região de águas profundas, onde ocorrem intrusões ígneas (Pontes *et al.* 1991).

Entre as sub-Bacias de Alagoas e Sergipe ocorrem feições diapíricas em águas profundas que podem estar relacionadas à tectônica de sal (Mohriak, 1995b). A Bacia de Sergipe é caracterizada por um espesso depocentro na região do Baixo de Mosqueiro, a sul de Aracaju, o

qual é controlado por falha da fase rifte (Vaza-Barris–Itaporanga) que apresenta reativações até o Cretáceo Superior (Cainelli e Mohriak, 1998).

A interpretação da seqüência rifte na região de águas profundas apresenta duas principais hipóteses opcionais (Mohriak *et al.* 2000): a) ocorrência de espessa seqüência aptiana, neocomiana e sedimentos pré-rifte até a região de álitos vulcânicos das zonas de fraturas (Pontes *et al.* 1991); e b) afinamento do rifte na região do talude e bacia profunda, com presença de *seaward-dipping reflectors* na transição para crosta oceânica (Mohriak *et al.* 1995a; Mohriak *et al.* 2000). A Fig. 17 apresenta uma linha sísmica na região sul da sub- Bacia de Sergipe, estendendo-se desde a plataforma até a região de águas profundas, e a Fig. 18 a interpretação da linha (Mohriak *et al.* 1998b).

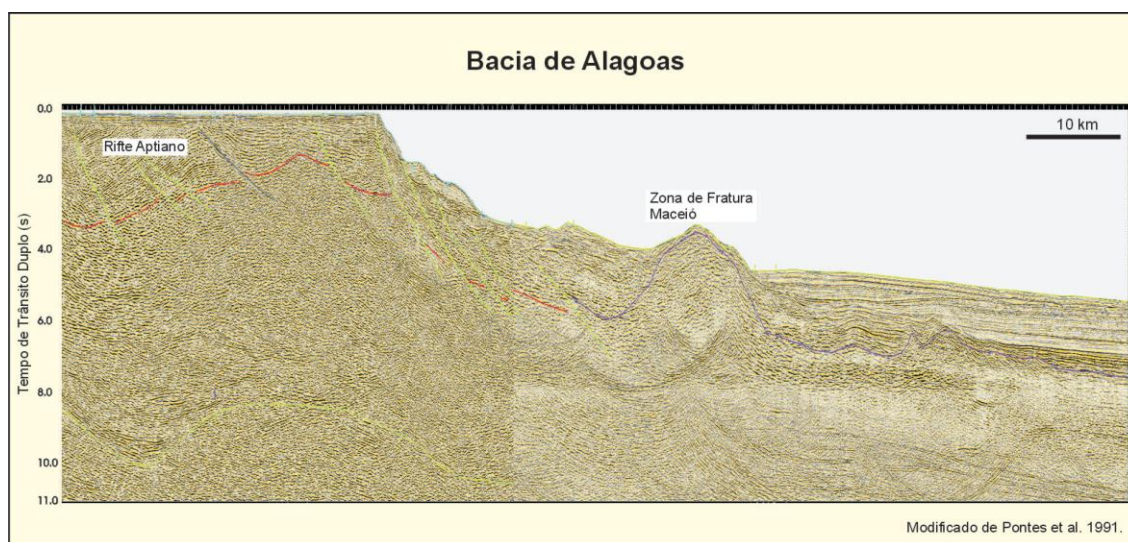


Figura 17 – Seção sísmica na sub-bacia de Alagoas, mostrando seqüências estratigráficas afetadas por inversão de bacia e ocorrência de altos vulcânicos associados a zonas de fraturas transformantes.

## CAMPO DE CARMÓPOLIS

A descoberta do Campo de Carmópolis (Fig. 18) deu-se em duas etapas: na primeira delas, em 1963, foi caracterizada a reserva na porção sedimentar da acumulação, pelo poço pioneiro 1-CP-1-SE. Em 1965, na perfuração do poço de desenvolvimento 7-CP-20-SE, foi

constatada a existência de petróleo também no embasamento fraturado da região, correspondente a uma área de 100 km<sup>2</sup>.

As rochas produtoras na área de embasamento são granadabiotita-xistos e muscovita-filitos pré-cambrianos, fraturados e cortados por veios de quartzo orientados preferencialmente na direção SW–NE (Piscetta e Michelli, 1988). O sistema permoporoso, de características muito heterogêneas e pouco previsíveis, é dado por fraturas, microfraturas e feições de dissolução nos veios de quartzo. Os mecanismos naturais de produção na área de embasamento fraturado de Carmópolis são por expansão da capa de gás e por empuxo de água estimulado por injeção de vapor. O óleo produzido em Carmópolis tem densidade entre 22o e 29o API.

Os reservatórios da Formação Muribeca–Membro Carmópolis apresentam grande variabilidade litológica e de parâmetros petrofísicos. Incluem fácies conglomeráticas, arenconglomeráticas e arenosas, a que se intercalam pacotes pelíticos. As fácies conglomeráticas, em questão, têm origem alúviofluvial, derivadas de áreas-fonte a oeste e noroeste. São pacotes maciços com 5 a 50 m de espessura individual e incluem lentes arenosas pobremente estratificadas; os clastos são predominantemente constituídos por filitos, rochas ígneas e carbonáticas.

Os arenitos conglomeráticos são pobremente selecionados e têm espessura entre 3 e 30 m; exibem acamamento planoparalelo e ciclos com granodecrescência ascendente. As fácies de arenito variam entre muito fino a grosso, têm composição quartzo-feldspática e apresentam estratificação planar e cruzada. A história diagenética dessas rochas inclui episódios de cimentação quartzosa e dolomítica e criação de porosidade secundária por dissolução de feldspatos.

O Campo de Carmópolis é gigante, guardando um volume de óleo *in place* da ordem de 1,6 bilhões de barris (Silva e Silva Filho, 1990). Entretanto, consideradas as complexidades estruturais e as características pouco favoráveis de suas rochas reservatório, o fator de recuperação primária é baixo, da ordem de 10%. A produção petrolífera do campo tem sido estimulada pela utilização de diversos recursos complementares, tais como injeção de água, injeção de vapor, injeção de polímeros e combustão *in situ*.

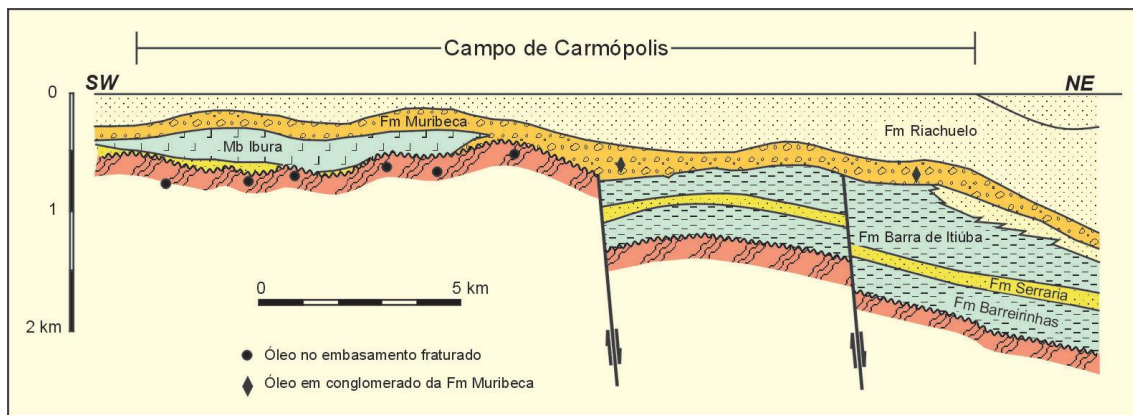


Figura 18 – Seção geológica na área do Campo de Carmópolis, Bacia de Sergipe–Alagoas (mod. de Piscetta e Michelli, 1988).

Antes do início dos processos de produção e monitoramento das fraturas, foram realizadas alguns procedimentos para verificar-se, por exemplo, qualidade do cimento do poço, onde serão dispostos o arranjo de geofones, a localização exata do intervalo de profundidade do reservatório deste mesmo poço e a constatação de que a ferramenta sônica está em perfeitas condições para detectar o fenômeno das fraturas.

## 7.2 PERFIL SÔNICO

A primeira etapa do projeto StimMap foi a corrida do perfil sônico foi realizado no dia 12 de julho de 2008, quase duas semanas antes do trabalho principal. Com objetivo de analisar a qualidade do cimento do poço produtor, no qual foi posteriormente dispostos o conjunto de geofones. Este perfil foi realizado com as ferramentas SLS-DSLTL de propriedade da companhia Schlumberger. O perfil sônico em poços revestidos destinados para avaliação do cimento é comumente chamado pela companhia de CBL (Cement Bond Log).

O poço apresentava profundidade de aproximadamente 850 metros, no qual era caracterizado principalmente pela presença de seqüências de arenitos e folhelhos alternados, sendo que ainda a área onde se encontra o poço está caracterizada como uma região de predominante falhamento e fraturamento.

### 7.3 VSP (VERTICAL SEISMIC PROFILE)

Após o uso do perfil sônico, foi necessário saber precisamente o intervalo de profundidade em que o reservatório encontrava-se no poço 7-CP-1696D-SE, para isso foi realizado nos dias 17 e 18 de julho de 2008, um VSP (Perfil Sísmico Vertical), onde o “pit” que se encontrava a fonte possuía aproximadamente 3x3 m<sup>2</sup>, estando menor que o tamanho mínimo admitido para execução do trabalho, sendo esse imprevisto dado pelo relevo bastante acidentado do local onde não permitia a construção de uma trincheira maior.

A ferramenta receptora utilizada para o registro dos eventos foi o VSI-8 (Versatile Seismic Image) cujo arranjo realiza registro nas três direções de propagação, como já foi citado no capítulo anterior.

Para realização do VSP, foram usados 7 geofones espaçados de 100 metros entre si, onde o primeiro foi colocado a profundidade de 100 metros do poço, assim estando o último a profundidade de 800 metros.

### 7.4 FRATURAMENTO

O fraturamento hidráulico do Stimmap foi realizado através da injeção de gel na formação do poço produtor. Esse gel foi injetado sob uma pressão suficientemente alta para causar a ruptura da rocha por tração. Desta forma, inicia-se uma fratura na rocha. Esta fratura continua se propagando, à medida que o gel fraturante continua sendo bombeado. Associado ao gel fraturante, é introduzido na fratura um material granular, de forma a mantê-la aberta quando for cessado o bombeio. Desta forma, cria-se um canal permanente, de alta permeabilidade, para o escoamento de hidrocarboneto da formação para o poço.

Os géis de fraturamento utilizado têm sua composição dada à base de tensoativos, por isso são considerados géis limpos por não formarem resíduos insolúveis na produção. Este tipo de fluido foi desenvolvido com o propósito de minimizar, ou eliminar, danos nas fraturas da rocha. Este gel deve formar um reboco nas faces da fratura para diminuir a perda de fluido e simultaneamente minimizar o dano (redução de permeabilidade) no pacote de agente de

sustentação e faces da fratura. A viscosidade deve ser baixa na coluna do poço para reduzir a perda de carga e deve ser alta durante a propagação e fechamento da fratura para evitar a decantação do agente de sustentação. Após o fechamento da fratura a viscosidade deve ser reduzida rapidamente para facilitar a limpeza do poço. O gel formulado tem como composição uma fase orgânica, uma fase aquosa, e um tensoativo, pois esta formulação permite a formação de sistemas microemulsionados.

## **8 RESULTADOS**

### **8.1 PERFIL SÔNICO – CBL (CEMENT BOND LOG)**

De acordo com o CBL, mostrado na figura 19, podemos observar pequenas variações do tempo do trânsito de propagação do pulso sísmico, principalmente entre os intervalos de 240-260 metros de profundidade, onde o tempo de trânsito apresenta uma constante queda ao longo do intervalo, ou seja, o pulso sísmico propaga-se mais rapidamente nesse intervalo de profundidade. Essa mesma observação pode ser ainda observada no perfil de VDL (Variable Density Log), onde essas regiões que apresentam tempo de trânsito menor apresentam maiores densidades, estando numa escala mais acentuada na figura.

No CBL, a medida do perfil que qualifica a sua qualidade (Bond Log), indica nessas áreas onde o perfil VDL indica maiores densidades e o CBL menor tempo de trânsito, melhor qualidade do perfil, ou seja, nessas áreas o cimento apresenta sua maior integridade física, apresentando nenhuma ou poucas regiões anulares que possam ser preenchidas por fluidos, estando mais bem conservado no poço. Esses eventos também são registrados nas profundidades de 30-40, 180-190 e 200-210 metros e em outros intervalos menores observados no perfil.

Observando ainda o registro de qualidade do perfil (Bond Log), nota-se a presença de áreas altamente atenuadas (preenchidas de preto no perfil), conseqüentemente indicando a baixa qualidade do cimento na região. A condição de baixa qualidade do cimento deve-se principalmente pela presença de micro-annulus, que são regiões anulares encontradas no cimento e geralmente preenchidas por fluidos. Esta área funciona como uma espécie de “bainha” do cimento, e aumenta de acordo com a idade do revestimento e atividade do poço.

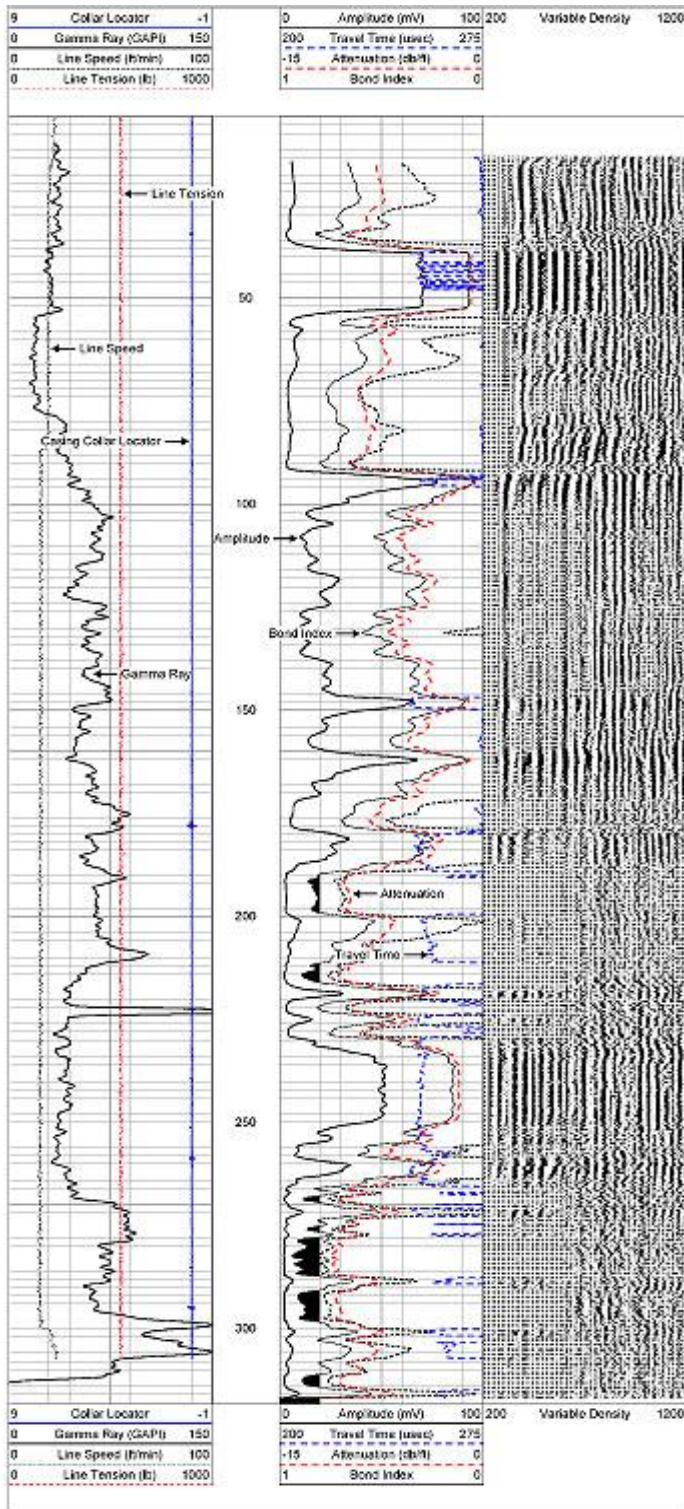


Figura 19 – Resultado do Perfil Sônico (CBL- Cement Bond Logging)

## 8.2 VSP ( VERTICAL SEISMIC PROFILE)

A partir do sismograma, mostrado na Figura 20, podem-se observar ondas incidentes apresentando mesma energia com o aumento da profundidade e eventos de reflexão apresentando diferentes amplitudes ao longo do registro. As reflexões que apresentam maiores amplitudes, situadas principalmente entre os intervalos de profundidade de 500 a 700 metros, correspondem à área do reservatório, a região mais adelgada da figura, uma vez que as velocidades intervalares obtidas através do VSP correspondem respectivamente às velocidades dos pacotes rochosos que compõem o reservatório, composto de rochas areníticas e folhelhos.

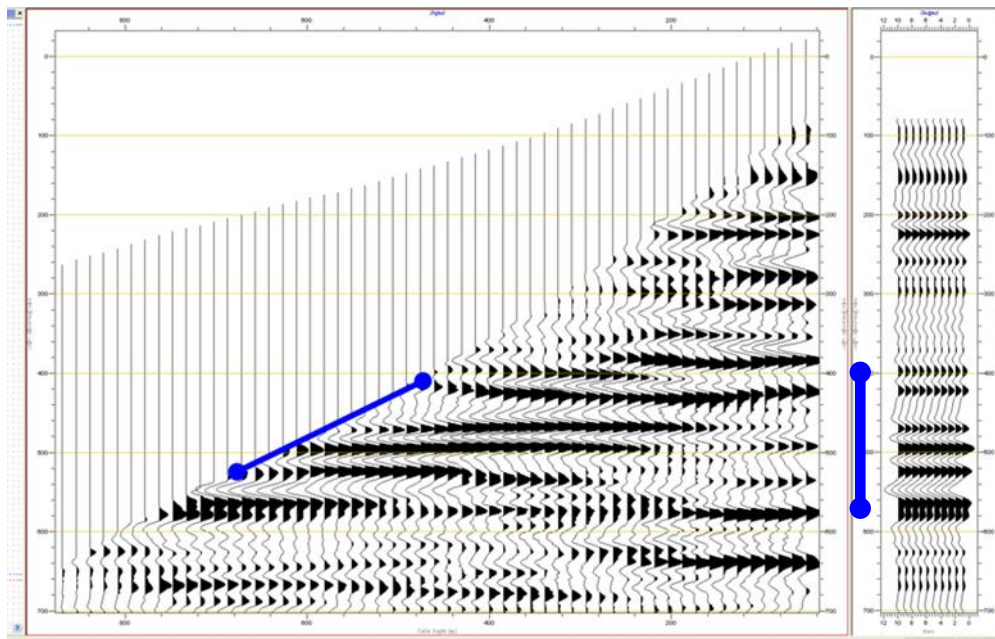


Figura 20 – Resposta do VSP (Perfil Sísmico Vertical). O eixo horizontal corresponde aos geofones em profundidade até 800 metros, e o eixo vertical o tempo de trânsito a partir de zero até 8 milisegundos.

### 8.3 RESULTADOS DO FRATURAMENTO

Primeiramente, apresentaremos uma visão geral do trabalho, a partir da disposição dos poços em subsuperfície e do intervalo onde foi disposto o conjunto de geofones no poço, de acordo com a Figura 21:

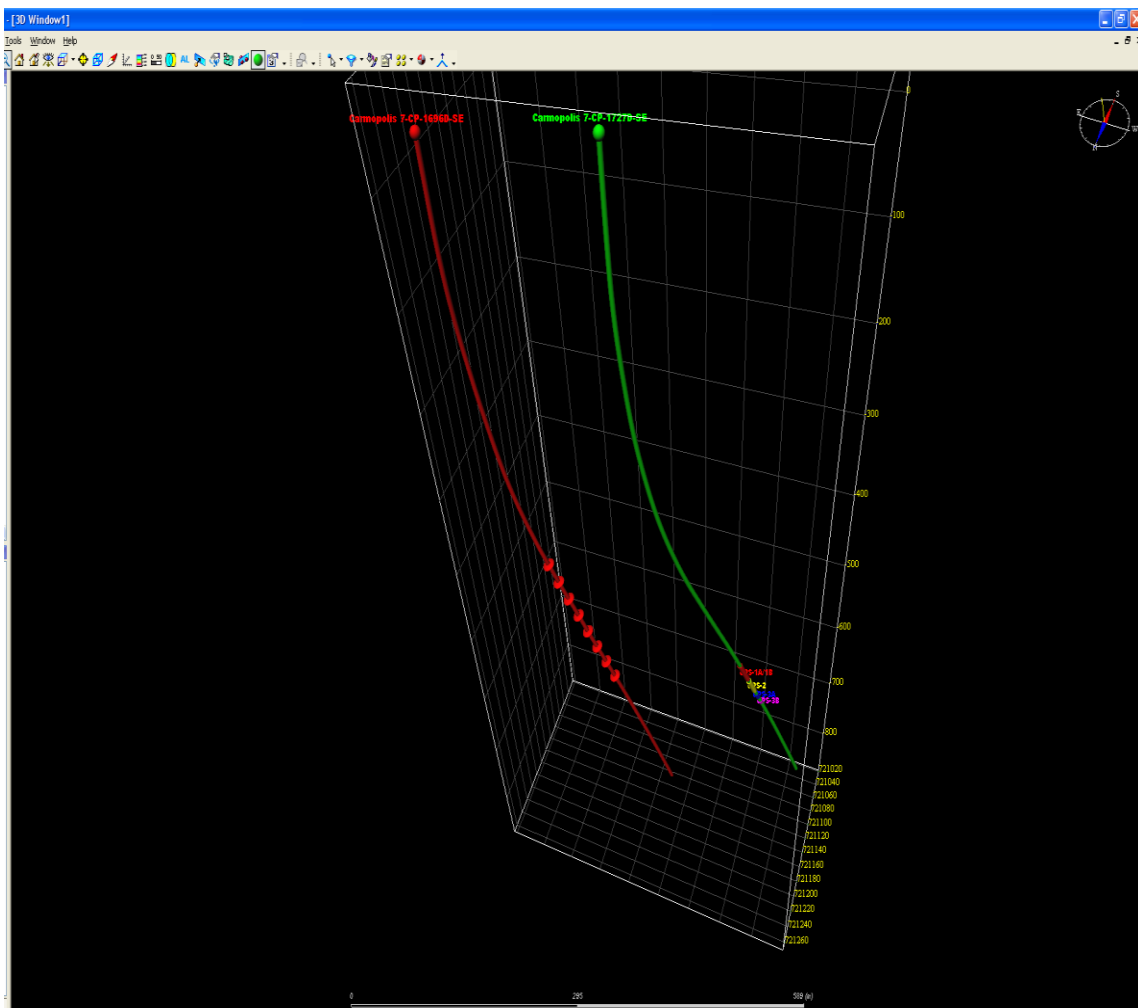


Figura 21 - Visualização geral do StimMap. O poço ilustrado em vermelho, representa o poço de monitoramento, no qual foi realizado o VSP e onde serão dispostos o arranjo de geofones que registrarão o evento do fraturamento. Já o poço ilustrado em verde, representa o poço produtor, onde foram realizados os quatro estágios de fraturamento, cada estágio está ilustrado na figura pelas cores vermelho, amarelo, azul e roxo, respectivamente.

## EVENTO 1 – PRIMEIRO ESTÁGIO DO FATURAMENTO – 22 JUL 2008 23:05:22

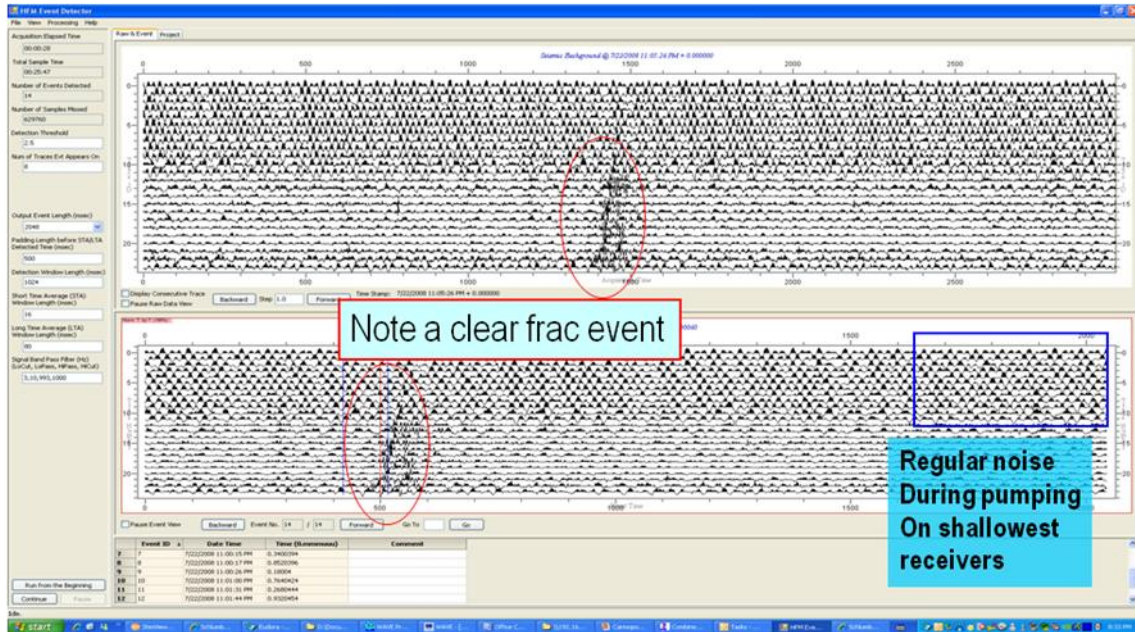


Figura 22 – Registro do primeiro estágio de fraturamento. O eixo vertical corresponde ao tempo de propagação dos eventos, enquanto o eixo vertical corresponde à magnitude desses eventos.

A partir do primeiro resultado, mostrado na Figura 22, observam-se ruídos de alta magnitude interferindo no evento de fraturamento, atrapalhando estes de serem vistos claramente.

Em função deste resultado, seguiu a dúvida da origem de ruídos de magnitude alta afetando o registro do alvo. Segundo dados da PETROBRÁS, a geologia local da região de Carmópolis, registra a ocorrência de uma série de falhas, onde grande parte dos reservatórios de hidrocarbonetos na região são produtos de armadilhas estruturais tipo falha. Inclusive ainda segundo a PETROBRÁS, na época em que o poço foi perfurado, desconfiaram este passaria por uma famosa falha marcante na região de Carmópolis.

Buscando-se uma melhor resposta na região de fraturamento hidráulico, moveu-se os equipamentos de medida para fora da zona no reservatório, no intervalo de profundidade abaixo do reservatório entre 630 – 820 metros, como mostrado pela linha em vermelho na figura 23.

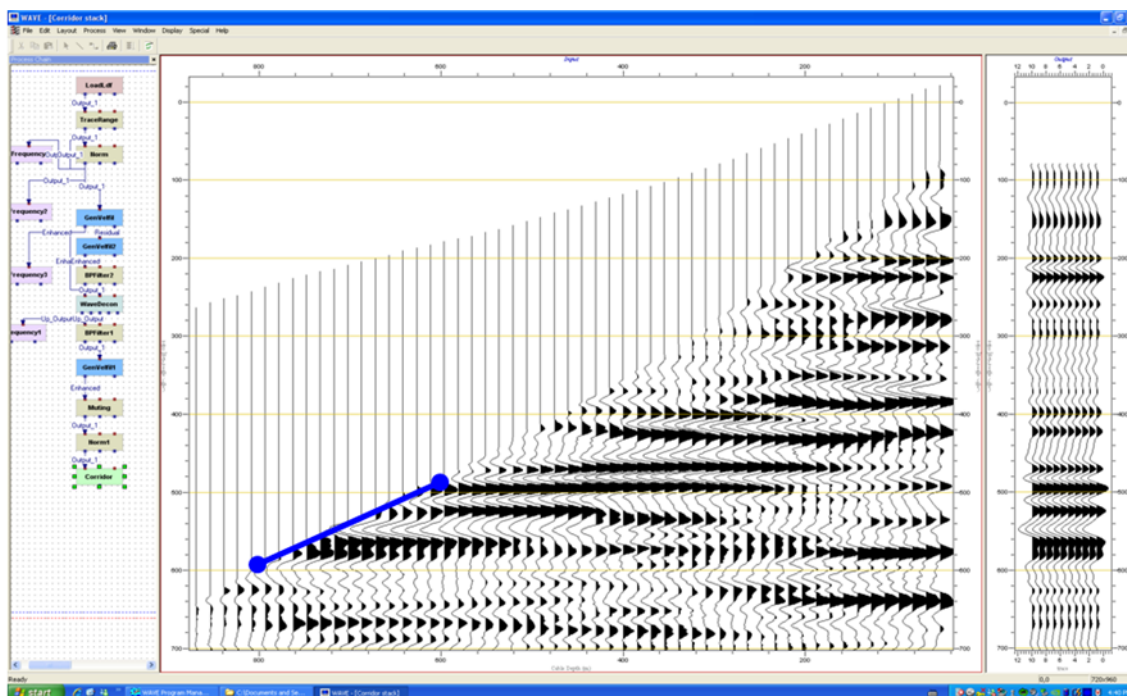


Figura 23 – Intervalo de profundidade no qual será disposto o conjunto de receptores.

O início do segundo estágio é marcado pela realização de alguns testes para garantir que os imprevistos encontrados no primeiro estágio não tinham nada a ver com a ferramenta de registro. Assim, foram realizados alguns tiros de verificação em diferentes intervalos de profundidade para verificar o desempenho da ferramenta e avaliar se todos os receptores estão em perfeitas condições.

Como apresentado na Figura 24, neste segundo estágio todos os receptores funcionam a contento e não se constata nenhuma interferência.

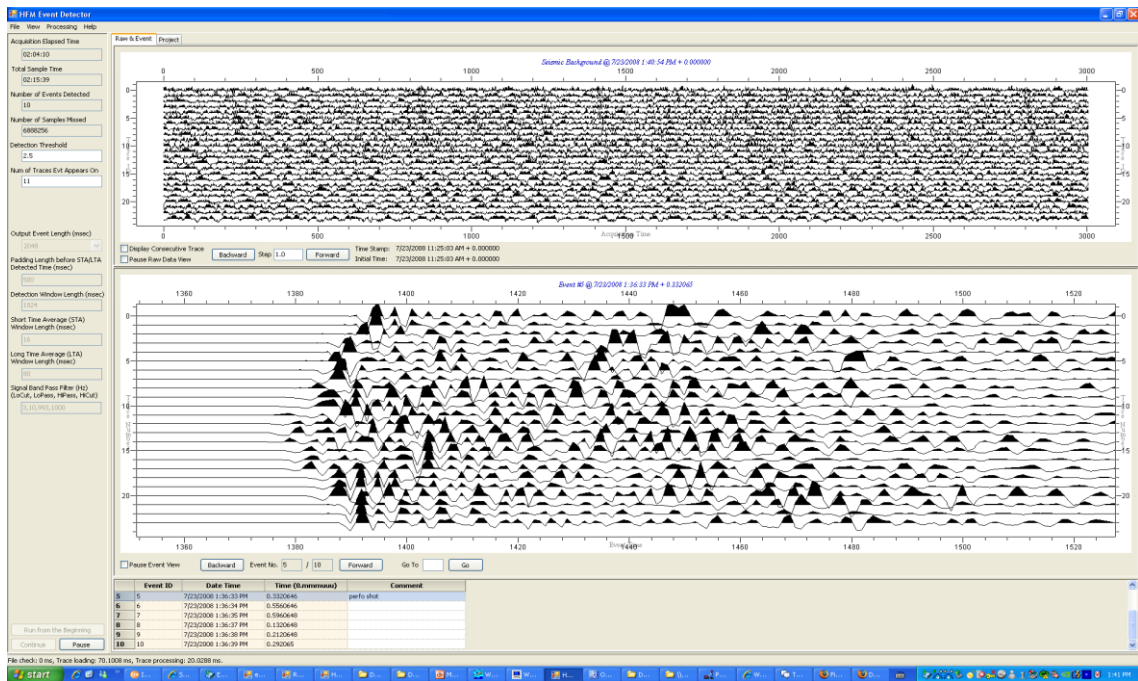


Figura 24 - Tiro de verificação entre o intervalo de profundidade de 740-737 m.

A Figura 25, mostra o registro dos geofones do segundo estágio, para a fonte sísmica representada pela injeção de água. Observa-se a redução do nível de ruído nos dados após a relocação dos receptores.

Quando mede-se os eventos microsísmicos produzidos pela injeção de gel, como mostrado na Figura 26, também observa-se a redução do ruído em comparação ao sismograma gerado com os receptores frente a zona produtora.

## BAIXO NÍVEL DE RUÍDO A PRIORI DO SEGUNTO ESTÁGIO

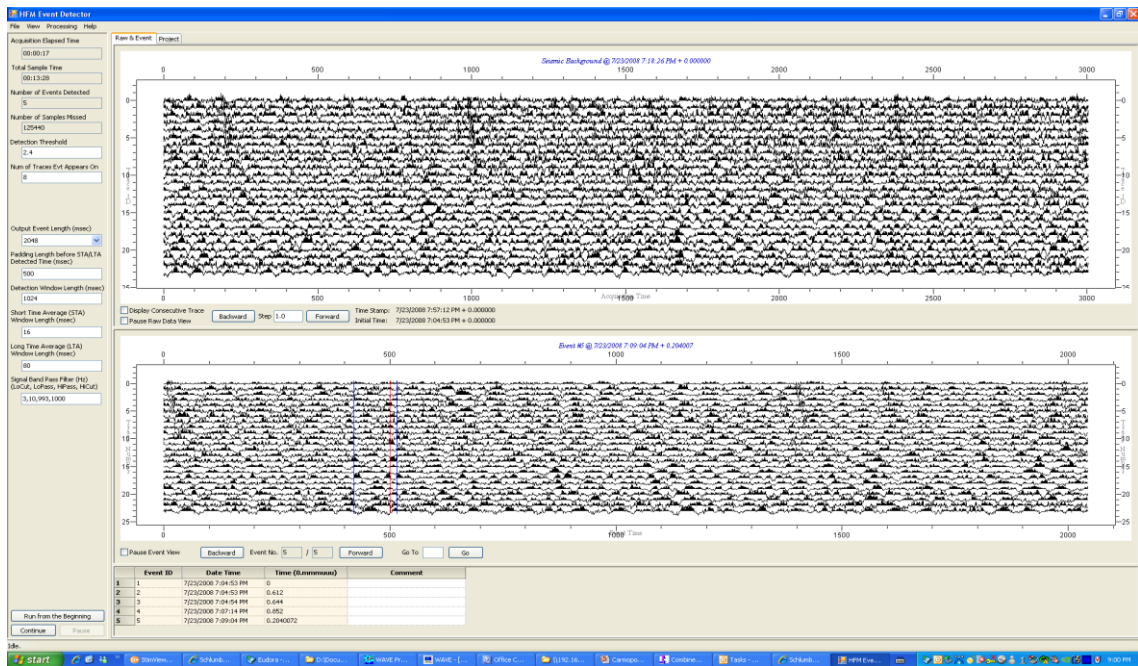


Figura 28 – Registro do baixo nível de ruído apresentado antes do segundo estágio de FRAC.

### PRE-FRAC SEGUNDO ESTÁGIO – INJEÇÃO DE ÁGUA 15 bpm

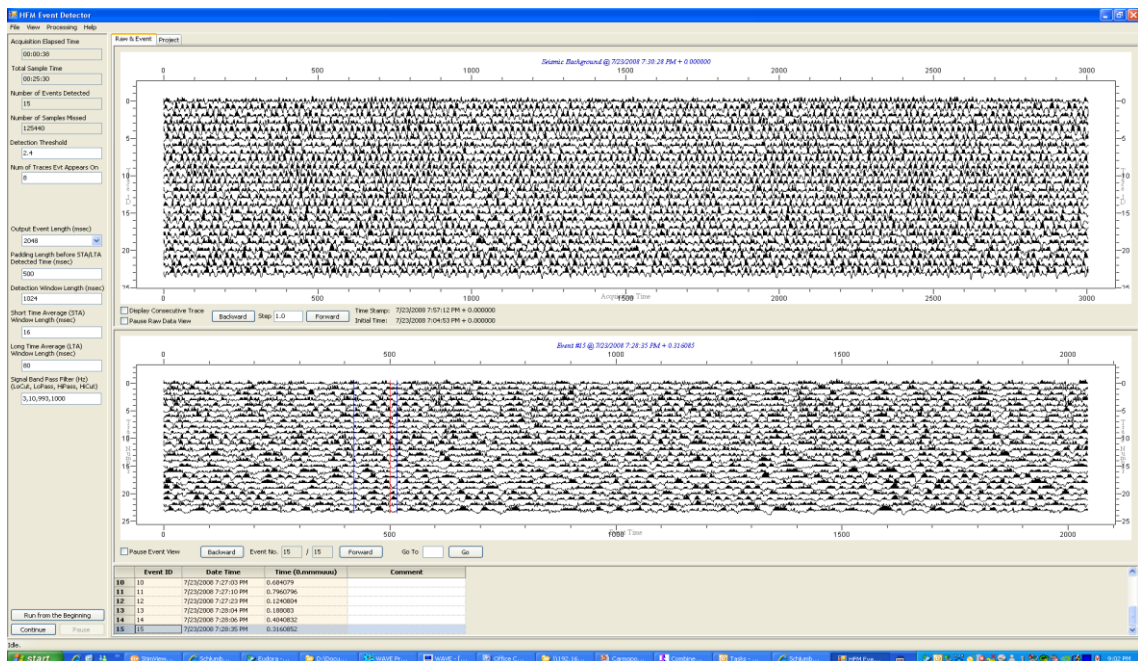


Figura 29 – Registro do momento da injeção de água na formação a 15 bpm.

### PRE-FRAC SEGUNDO ESTÁGIO – GEL NA FORMAÇÃO

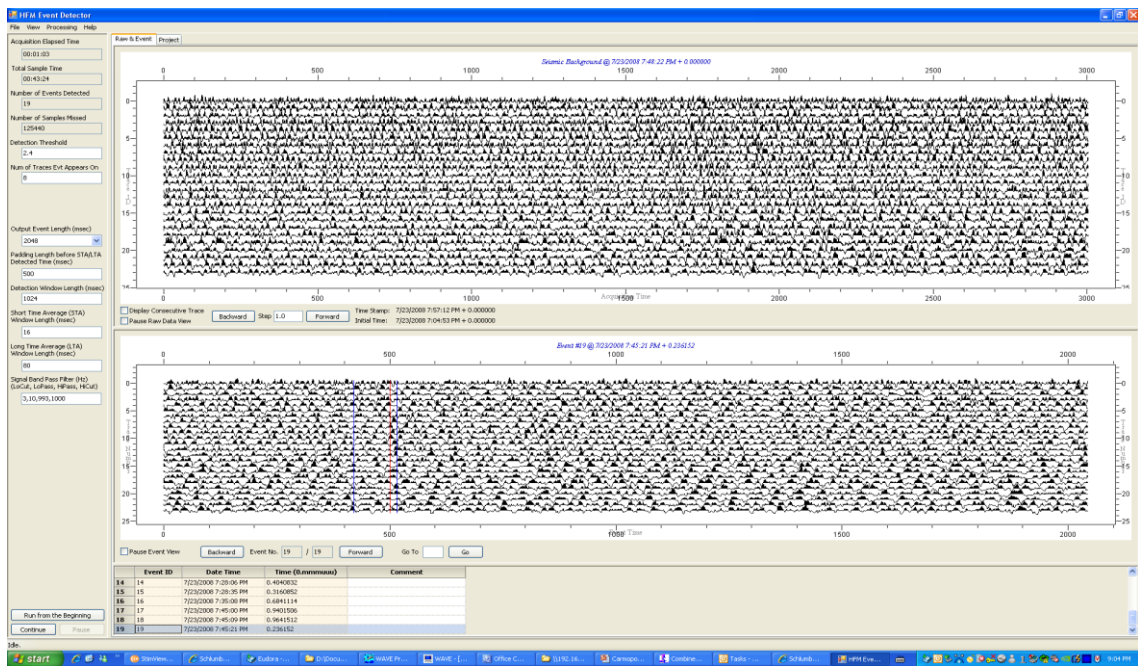


Figura 26 - Registro do momento da injeção de gel na formação.

Já no segundo estágio de fraturamento, mostrado na Figura 27, o evento sísmico pode ser claramente observado além de se prolongar por alguns segundos no sismograma.

A diminuição da magnitude dos ruídos é bastante perceptível em comparação com o primeiro estágio, reforçando a hipótese da dispersão de energia por um possível falhamento na primeira etapa.

## EVENTO 2 – SEGUNDO ESTÁGIO DO FATURAMENTO – 22 JUL 2008 23:05:22

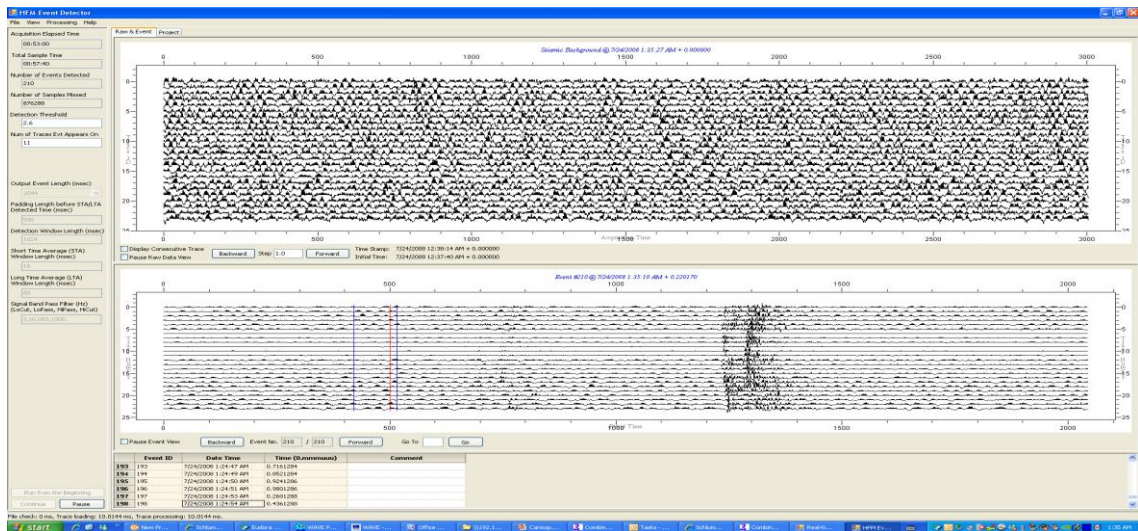


Figura 31 – Registro do segundo estágio de fraturamento. Novamente, O eixo vertical corresponde ao tempo de propagação dos eventos, enquanto o eixo vertical corresponde à magnitude dos mesmos.

RESULTADO FINAL:

## ESTÁGIO 1

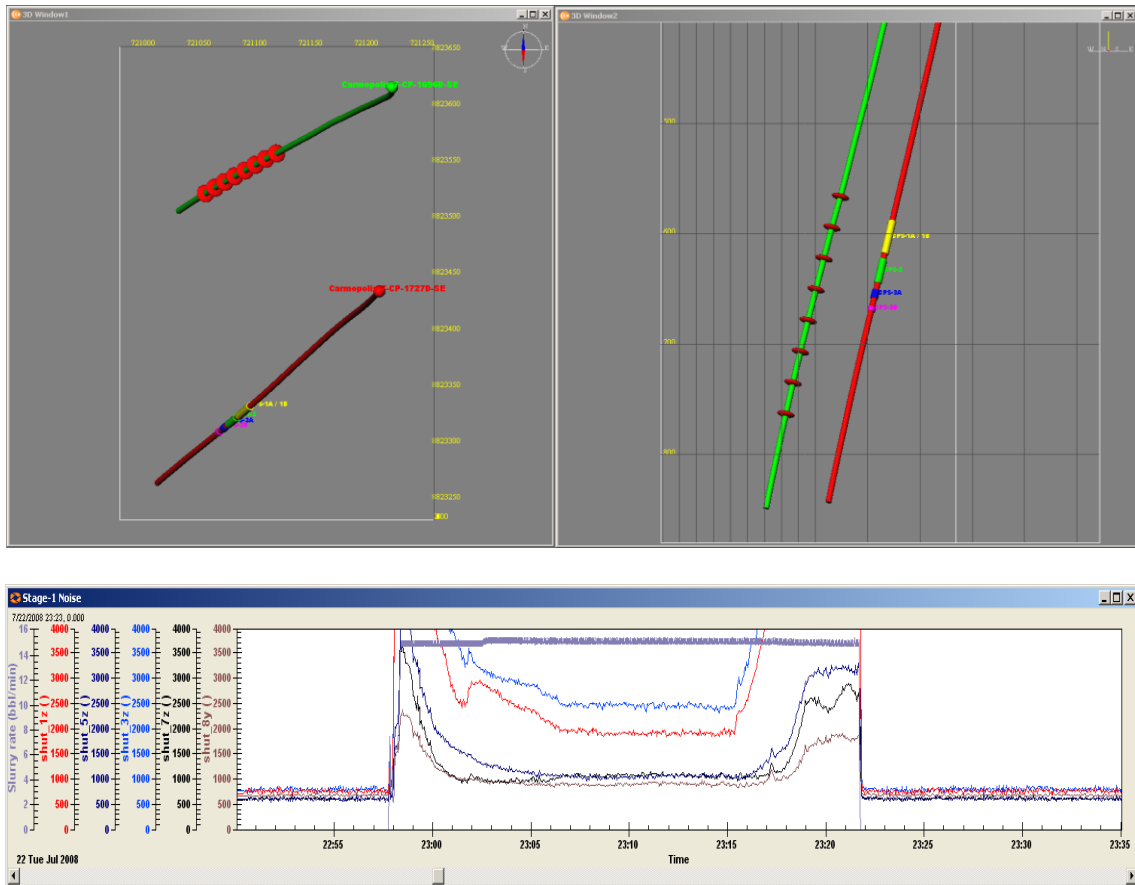


Figura 32 - Geometria 2D da aquisição. Primeiro estágio do Fraturamento. O poço ilustrado em verde, representa o poço 7-CP-1696D-SE, no qual foi realizado o VSP e onde foram dispostos o arranjo de geofones que registraram o evento do fraturamento. Já o poço ilustrado em vermelho, representa o poço tipo “Rigless” 7-CP-1727D-SE, onde foram realizados os quatro estágios de fraturamento, cada estágio está ilustrado na figura pelas cores vermelho, amarelo, azul e roxo, respectivamente.

## ESTÁGIO 2

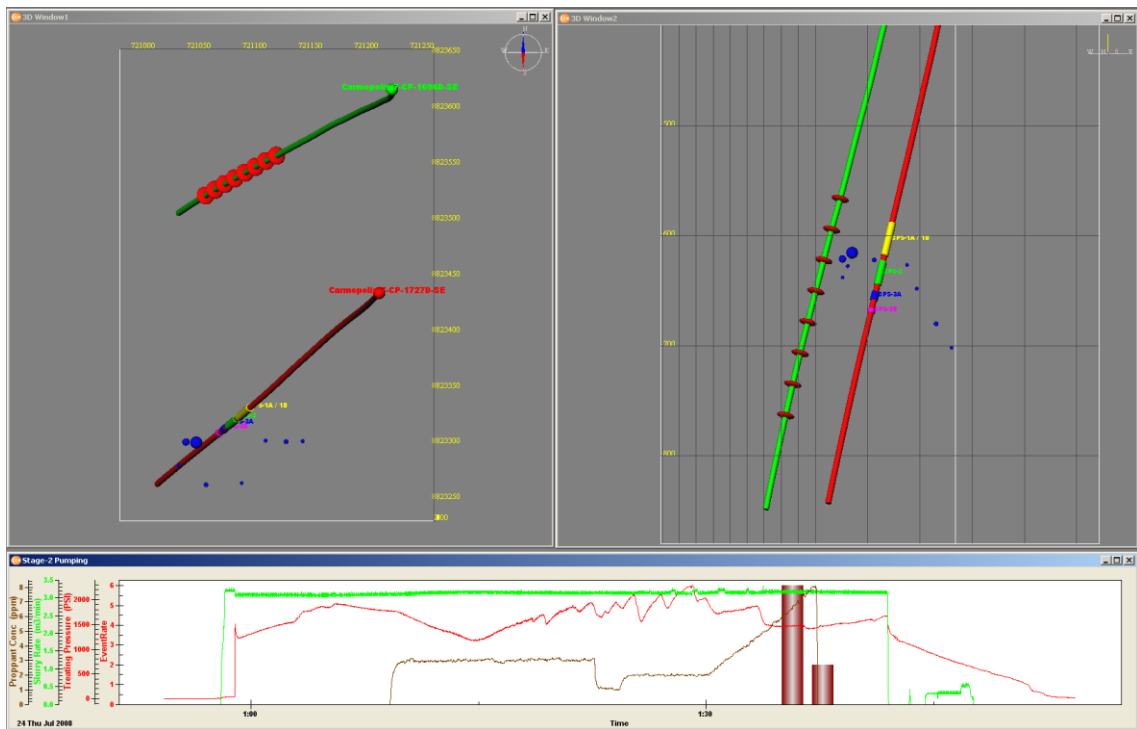


Figura 33 – Segundo Estágio do Fraturamento. As miniesferas azuis indicam a magnitude dos eventos gerados no segundo estágio.

### ESTÁGIO 3

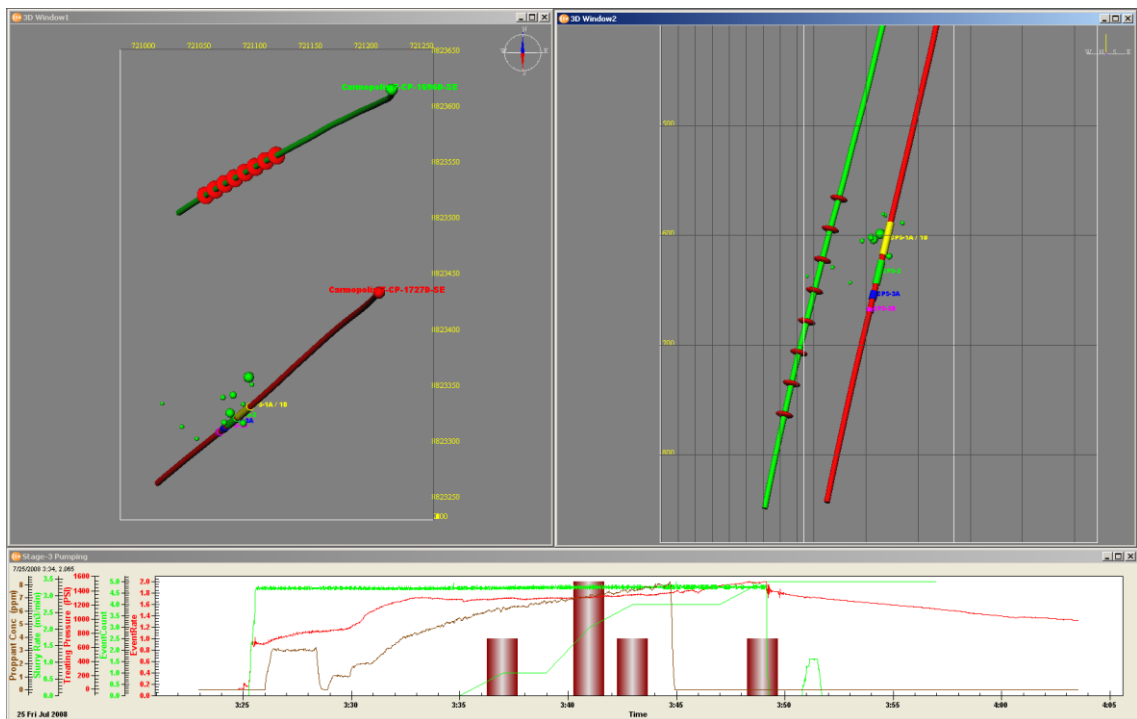


Figura 34- Terceiro Estágio do Fraturamento. As microesferas verdes indicam a magnitude dos eventos gerados no terceiro estágio.

#### ESTÁGIO 4

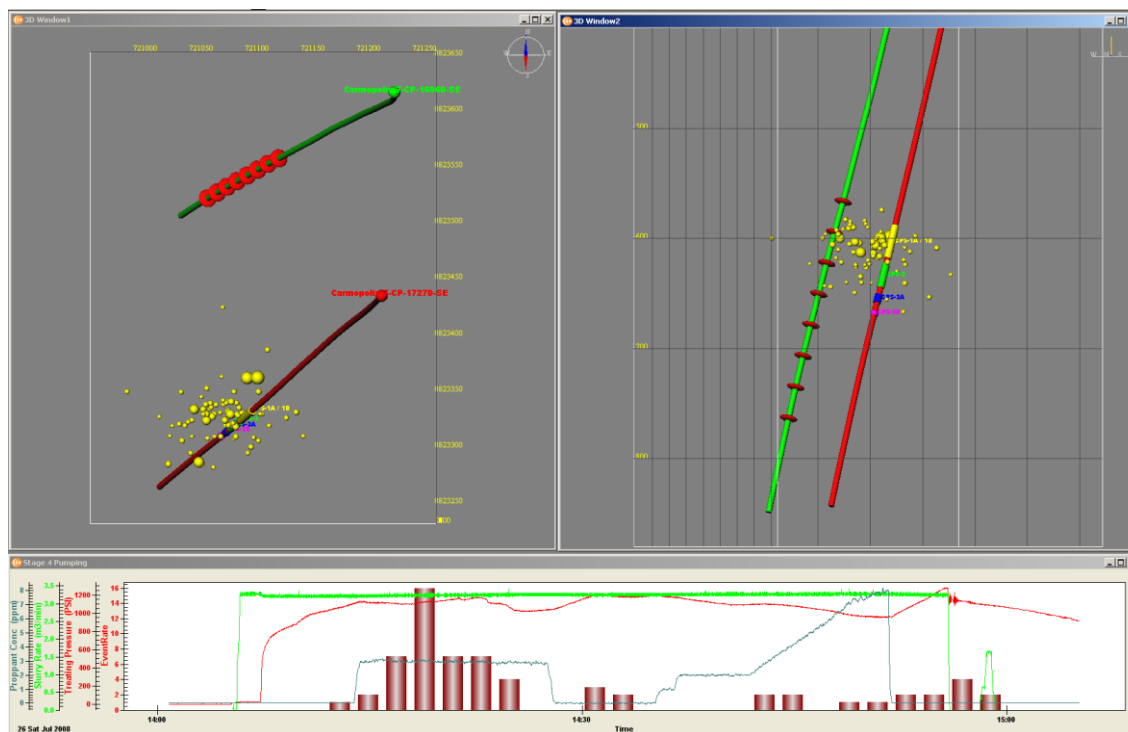


Figura 35 - Quarto Estágio do Fraturamento. As microesferas amarelas indicam a magnitude dos eventos gerados no terceiro estágio.

#### RESUMO DOS RESULTADOS

Uma operação bem sucedida para o primeiro uso do StimMap no Brasil – Metodologia comprovadamente eficiente para trabalhar em Campos como o de Carmopolis-SE.

- A boa qualidade dos dados e claro eventos em 3 das 4 etapas.

Alto ruído das bombas de fraturamento:

- Fracos eventos difícil de serem detectados devido o ruído gerado pela bomba.

Nenhum evento detectado na Fase-1:

- Ferramenta receptora (VSI) movida para maiores profundidades a fim de reduzir nível de ruído

Fase 2 & 3:

- 9 eventos microsísmicos detectados e localizado para cada fase
- Sinais relativamente fracos

Fase 4:

- 77 eventos microsísmicos detectados e localizados
- Boa qualidade e amplitude de dados

Distância máxima estimada do monitoramento~ 300m.

## 8 CONCLUSÕES

A ausência do registro de microsismos gerados no primeiro estágio, foi devido a dispersão da energia do fraturamento ao longo do sistema de falhas naturais que não propuseram resistência ao bombeio. Com isto, pode-se confirmar a informação geológica da ocorrência da presença de falhas cortando o eixo do poço e assim se o reservatório é produto de uma falha, grande parte da energia produzida pelo fraturamento, pode ter sido dissipada ao longo da falha, atenuando a magnitude da energia do fraturamento e ainda gerando ruídos de alta magnitude que interferiram no sucesso deste primeiro estágio.

A solução de campo de mudar a locação dos receptores, produziu informações relevantes sobre o fraturamento induzido e reforça a certeza da decisão de deslocar o conjunto de geofones para uma região abaixo do intervalo do reservatório, a qual não apresentava qualquer indício de falhas ou fraturas, evitando assim o risco de dispersão da energia a ser produzida no fraturamento e o adequado registro das falhamento induzido.

## 9 REFERÊNCIAS

GIDLEY, J.L. et al. (editors), **Recent Advances in Hydraulic Fracturing**, SPE Monograph, SPE, Richardson, Texas, 1989.

WATSON, T.L., **Granites of the southeastern Atlantic states**, U.S. Geological Survey Bulletin 426, 1910.

YANG Z.; LI Y.; ZHANG L.; XU X.; TANG S. **A New Fracturing Reservoir Simulation Model of Tight low Permeable Fractured Gas Reservoir**. Journal of Canadian Petroleum Technology, v. 43, n°10, pp. 57-61, 2004.

YEW, C.H. **Mechanics of Hydraulic Fracturing**. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1997.

GIRÃO G. N. **Perfilagem Geofísica**. HYDROLOG Serviços de Perfilagens Ltda. 2004

GIBSON, S. A. **A Cement System Offering Well Control with Formation Protection**. BJ Services Company Ltda, Bergen, 2003.

IKELLE, L. T., AMUNDSEN L. **Introduction to Petroleum Seismology**, SEG. 2005.

YILMAZ, Ö. **Seismic data processing**. Society of Exploration Geophysicist, Tulsa, 1987.

BREWER, R. J. **VSP Data in Comparison to other Borehole Seismic Data**. Halliburton Energy Services, Houston. 2000.

HARDAGE, B. **Vertical Seismic Profile. Part A: Principles Second Enlarged Edition**. Oklahoma: PERGAMON PRESS, v.14A, 1991.

VERMEER, G. **Seismic wavefield sampling: a wave number approach to acquisition fundamentals**. **Local**: Society of Exploration Geophysicists, v. 4, 1999.

LIBERTY, L. M.; CLEMENT, W. P.; KNOLL M. D. **Surface and Borehole Seismic Characterization**. Center for Geophysical Investigation of the Shallow Subsurface (CGISS). Boise State University, 1999.

BIZZI L. A.; SCHOBENHAUS C.; VIDOTTI R. M.; GONÇALVES J. H. **Geologia Tectônica e Recursos Minerais do Brasil 541**. CPRM, Brasília, 2003.

MENDES, J.M.C.. Revista de Geologia v.16, 1994.

FEIJÓ, B. **Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas**.

MOHRIAK, W. U. ; RABELO, J. H. ; BARROS, M. C. ; MATOS, R. D. M. . **Deep seismic reflection profiling of sedimentary basins offshore Brazil: geological objectives and preliminary results.** Journal Of Geodynamics, v. 20, n. 4, p. 515-539, 1995.

MOHRIAK, W.; BASSETO, M.; VIEIRA, I.S.; **Observações Sobre a Carta Estratigráfica e a Evolução Tectono-sedimentar das Bacias de Sergipe e Alagoas.** Petrobrás. Rio de Janeiro. 1998.

CAINELLI, C.; MOHRIAK, W. U. **Some remarks on the evolution of sedimentary basins along the Eastern Brazilian continental margin.** Episodes, v. 22, n. 3, p. 206-216, 1999.

PISCETTA, M.V.R.; MICHELLI, J.A.S. **Área do embasamento fraturado de Carmópolis: um desafio à exploração.** In: PETROBRAS, Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório, 3, Salvador, *Anais*, 145-156. 1988.

SILVA, A.W., SILVA FILHO, P. **Injeção de vapor no Campo de Carmópolis.** In: PETROBRAS, Seminário de geologia de desenvolvimento e reservatório, 4, Natal, *Anais*, 92-103. 1990.

SHERIFF, R. E.; GELDART, L. P. **Exploration seismology:** history, theory and data acquisition. Cambridge University Press, v. 6, 1985.

EIRAS, J. F.; KINOSHITA, E. M. Geology and petroleum perspectives of the takutu basin. In: RAJA GABAGLIA, G. P.; MILANI, E. J. **Origen and evolution of sedimentary basins.** [S. l.: s.n.], p. 97-220, 1990.

FERNANDEZ, P. D. **Técnicas de Estimulação: Aumentando a Produtividade de Poços de Petróleo.** Boletim BVEP, Ano I, nº 17, 2001.