

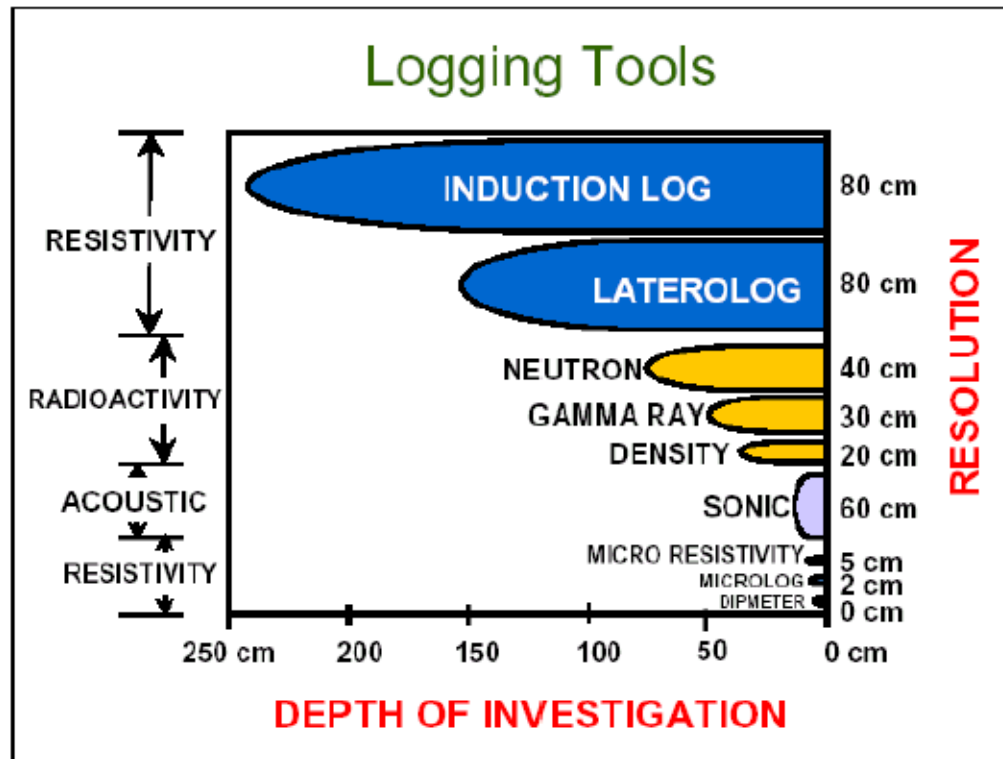
Perfil Sônico

- É um dos mais utilizados na pesquisa de hidrocarbonetos.
- Determina o tempo que uma onda sonora compressional leva para percorrer a distância de 1 pé na formação (Δt).
- Determina a porosidade da formação investigada;
- Calibra a seção sísmica;
- Correlaciona poços;
- Identifica fraturas ou falhas.

Principais utilizações do Perfil Sônico:

- Cálculo da porosidade total das rochas;
- Cálculo da velocidade compressional e das constantes elásticas das rochas;
- Calibração sísmica;
- Correlação de poços.

• Resolução Vertical e Raio de Investigação



(Soeiro, 2005)

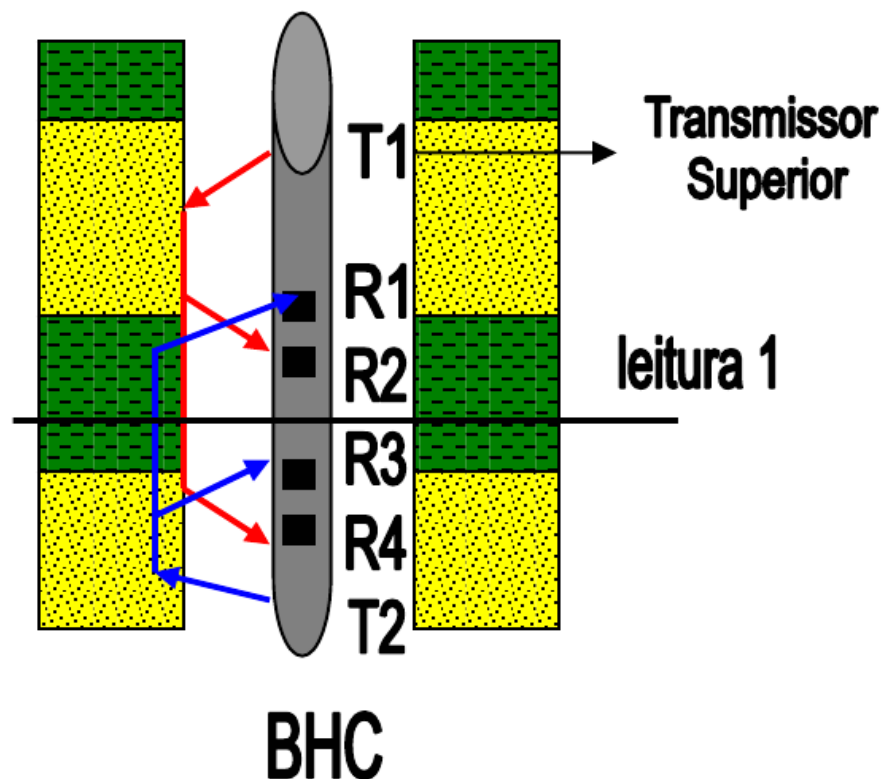
FERRAMENTAS SÔNICAS

*Perfis
Sônicos*

- **BOREHOLE COMPENSATED SONIC (BHC)**
 - Registra ondas compressoriais. Em geral é uma ferramenta de espaçamento curto entre transmissores e receptores.
- **LONG SPACED SONIC (LSS)**
 - Registra onda compressional. Espaçamento longo entre os transmissores e receptores. Isto diminui problemas de poço e há um ganho na profundidade de investigação.
- **ARRAY SONIC IMAGER (ASI)**
 - Registra: onda compressional, cisalhante (shear) e stoneley
- **DIPOLE SHEAR SONIC IMAGER (DSI)**
 - Registra: onda compressional, cisalhante (shear) e stoneley

Soeiro (2005)

Figura esauemática BHC

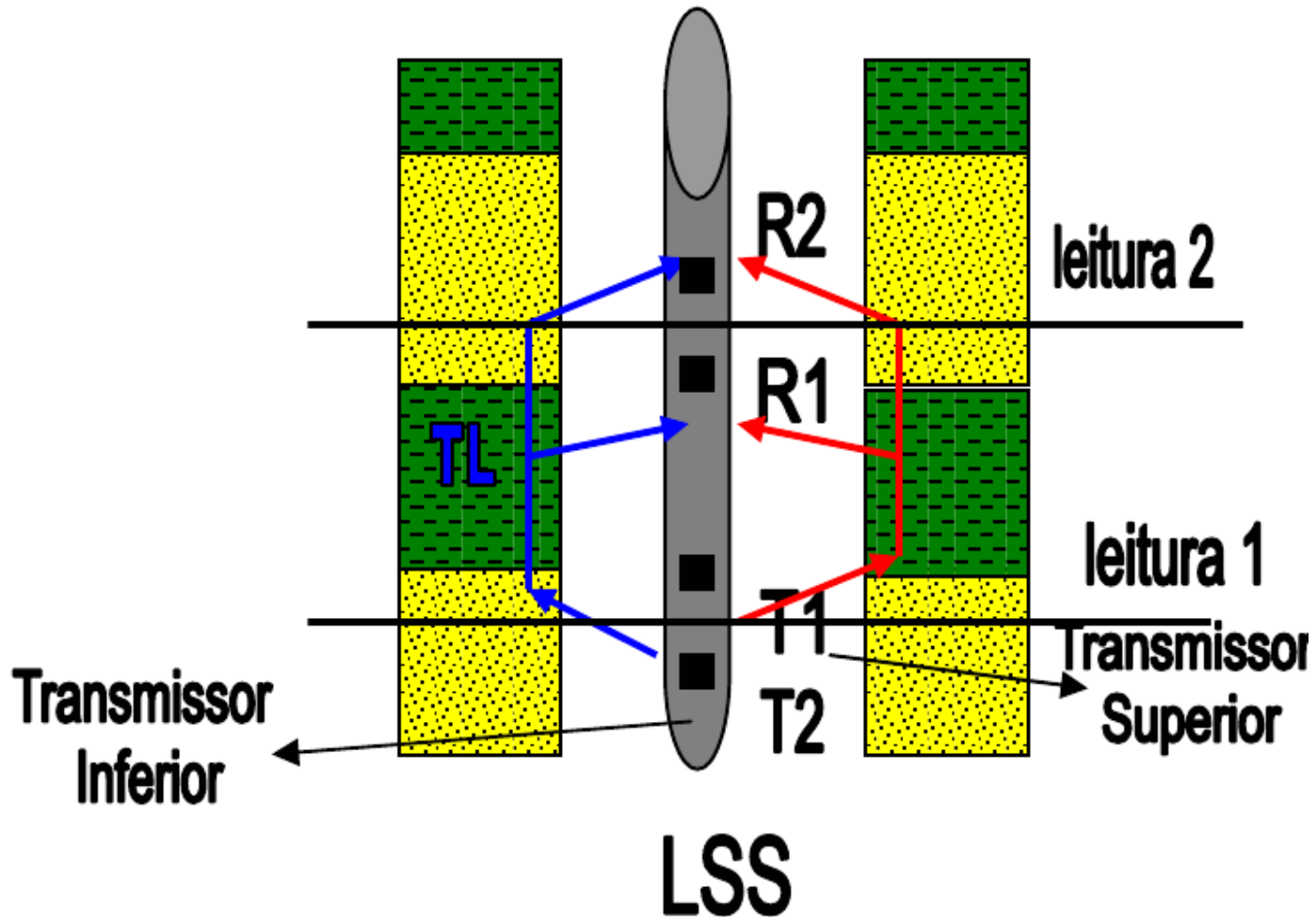


As ferramentas BHC (BoreHole Compensated) e BCS (BoreHole Compensated Sonic) possuem 2 transmissores e 4 receptores, arranjados em pares.

Este arranjo possibilita eliminar problemas de irregularidades do poço e inclinação da ferramenta.

O software utilizado fornece o TTI (Tempo de Trânsito Integrado) em milisegundos, localizado no lado esquerdo da pista 2.

Figura esquemática LSS



A ferramenta LSS (Sônico de espaçamento longo) também possui 2 transmissores e 2 receptores, porém com maiores espaçamentos entre eles (10 e 12 pés). Na ferramenta BHC/BCS os espaçamentos são de 3 e 5 pés.

Vantagem da LSS: fornece Δt a uma profundidade de investigação maior, minimizando o problema da leitura de lama em poços com grandes diâmetros ou cáliper excessivo.

Outra ferramenta, a sônico digital (SDT) representa um aperfeiçoamento da LSS, com um arranjo de 8 receptores, possibilitando a leitura de Δt com vários espaçamentos (3/5, 5/7, 8/10 e 10/12).

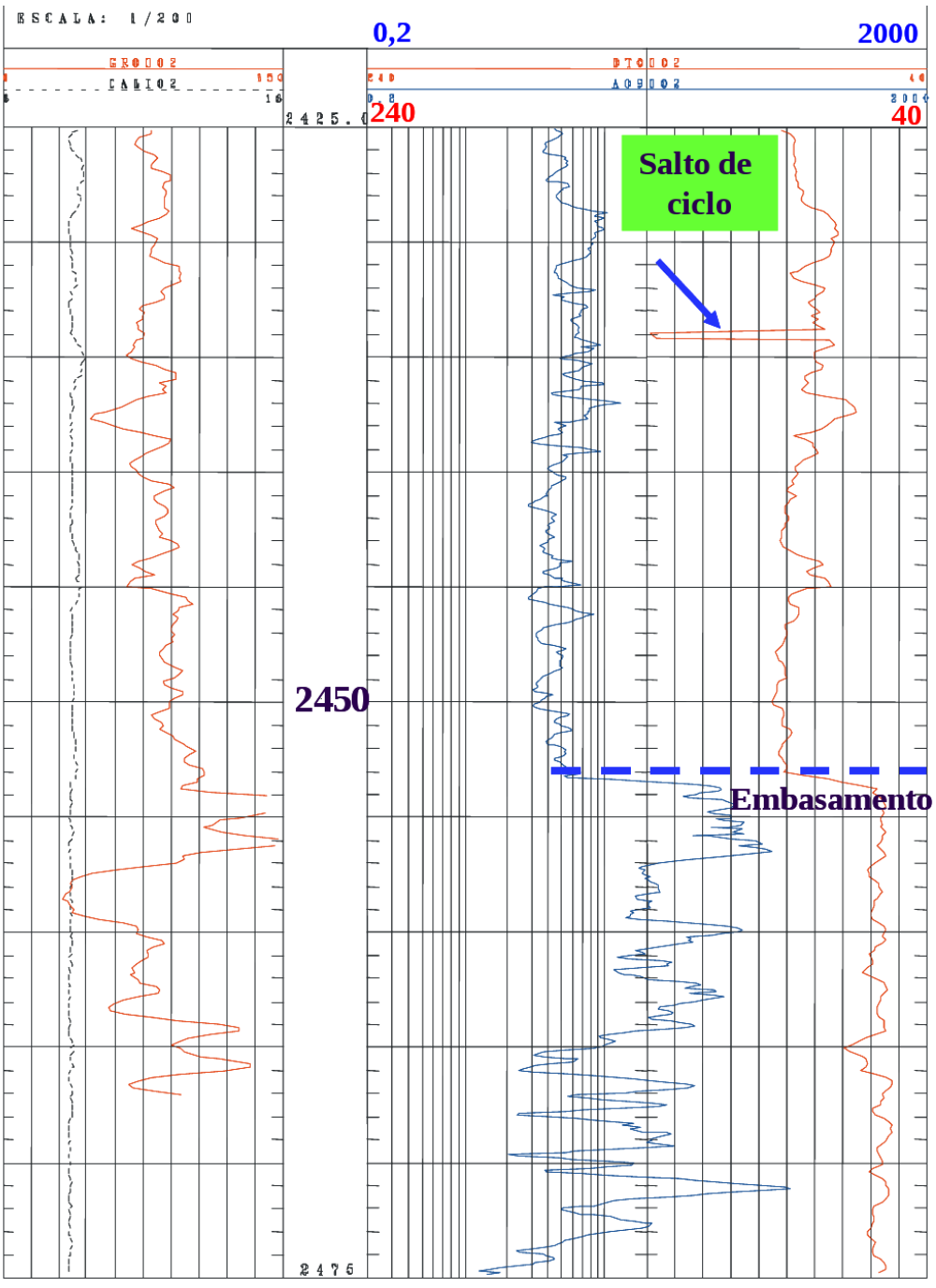
Este arranjo e a possibilidade de funcionamento em duas frequências (alta e baixa) permite o registro de ondas P e S (porém possível apenas em formações com altas velocidades ou $\Delta t < 100 \mu\text{sec/ft}$)

Efeitos que afetam as leituras do Tempo de Trânsito

Salto de Ciclo – São comuns em poços com caliper excessivo, zonas fraturadas e portadoras de gás. Ocorre pois os detectores não conseguem registrar a primeira chegada (devido à baixa amplitude da mesma); assim, será registrada a segunda ou terceira frente de onda e o Δt será maior que o real.

Ruídos – quando o detector recebe um sinal antes daquele produzido pelo transmissor. Ex: atrito dos centralizadores com as paredes do poço.

Diâmetro do poço – poços com diâmetros $> 24''$ é impraticável a utilização do sônico.



ESCALA: 1/200

0,2

2000

GR
CAL

BHC
AIT

GR0002 100
TAB102 10

B70002 40
A09002 3000

240

40

2450

2476

Salto de ciclo



Embasamento

Importante

Controle de qualidade – a leitura do Δt no revestimento deve ser igual a $57 \mu\text{seg/ft}$

Diâmetro do poço – poços com diâmetros $> 12 \frac{1}{4}$ ” o sônico deve correr descentralizado;

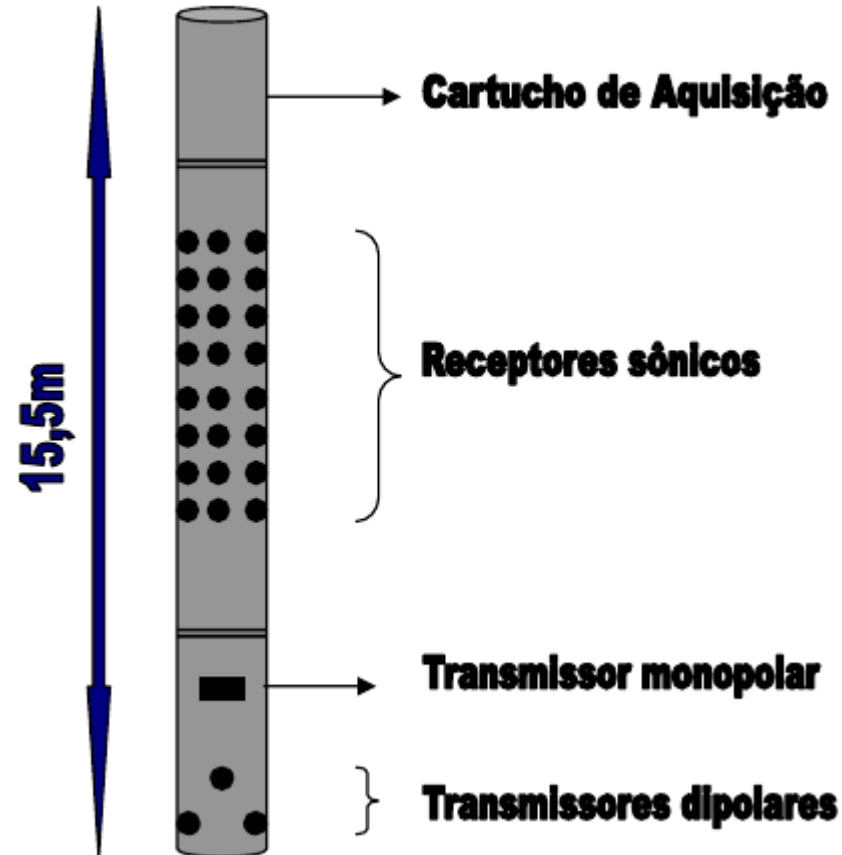
Valores Δt – Δt menor que $40 \mu\text{seg/ft}$ indicam mau funcionamento da ferramenta, pois não ocorrem em bacias sedimentares.

FERRAMENTAS SÔNICAS

- **BOREHOLE COMPENSATED SONIC (BHC)**
 - Registra ondas compressoriais. Em geral é uma ferramenta de espaçamento curto entre transmissores e receptores.
- **LONG SPACED SONIC (LSS)**
 - Registra onda compressional. Espaçamento longo entre os transmissores e receptores. Isto diminui problemas de poço e há um ganho na profundidade de investigação.
- **ARRAY SONIC IMAGER (ASI)**
 - Registra: onda compressional, cisalhante (shear) e stoneley
- **DIPOLE SHEAR SONIC IMAGER (DSI)**
 - Registra: onda compressional, cisalhante (shear) e stoneley

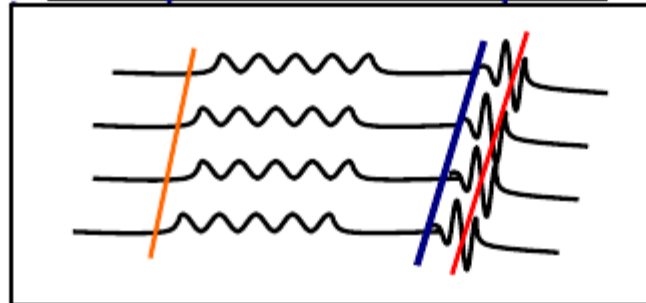
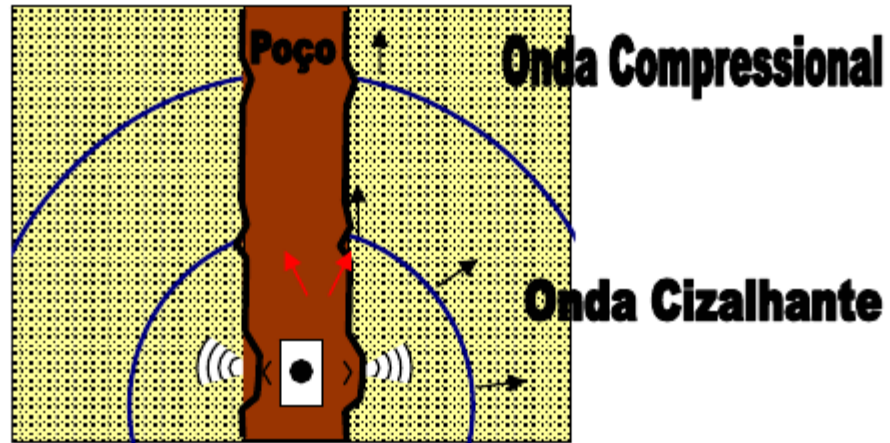
Sônico
Dipolar

Figura esquemática DSI



A ferramenta do Sônico Dipolar (DSI), bem como a monopolar (SDT), foram concebidas para registrar o Trem de Ondas, sendo possível individualizar as ondas P (compressional), S (cisalhante) e flexural (*stoneley*).

Comportamento das ondas



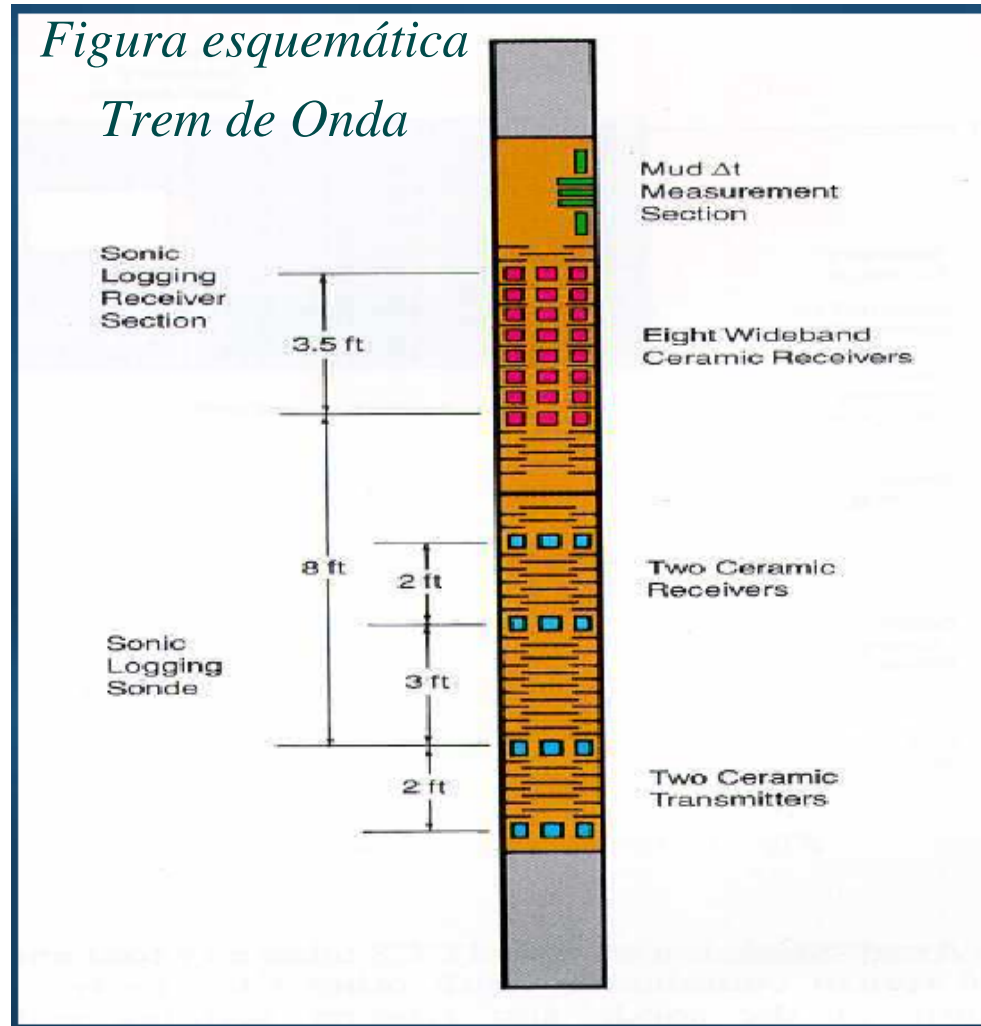
Onda Compressional

Onda Cizalhante

Onda Flexural

A vantagem da ferramenta DSI (sobre a SDT) é o registro da onda S em formações com baixas velocidades (pouco consolidadas), mesmo quando estas possuem valores de $\Delta t >$ que o fluido de perfuração.

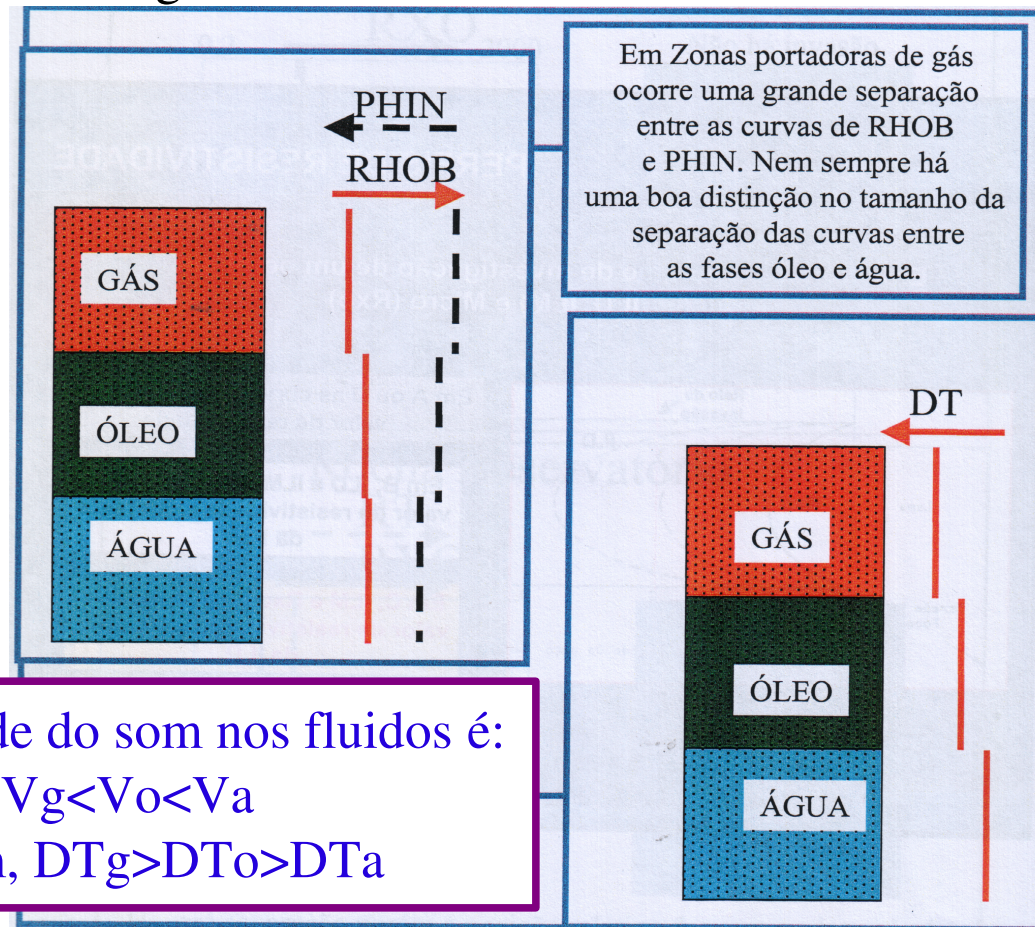
2 transmissores dipolares e um monopolar realizam a transmissão do sinal, e 8 estações (com 4 hidrofones cada) recebem o sinal.



Aplicação da ferramenta Sônico Dipolar (DSI)-

- **Avaliação de formações:** a ferramenta DSI analisa a Razão de Poisson (deformação lateral de um material, quando sujeito a uma pressão longitudinal).

A saturação do gás tende a reduzir a razão de Poisson (muitas vezes drasticamente). Assim, valores muito baixos de Δt podem indicar uma formação saturada em gás.



Aplicação da ferramenta Sônico Dipolar (DSI)-

- ***Interpretação Sísmica:*** a ferramenta DSI possibilita a elaboração de sismograma sintético e calibração de AVO (anomalia sísmica de amplitude X offset).
- ***Determinação da Propriedades Mecânicas da Rocha:*** usadas no cálculo da pressão de poros e estabilidade do poço.
- ***Identificação de Fraturas***

Perfis Sísmicos

Perfis Sísmicos-

- A sísmica de poço é uma técnica na qual um pulso sísmico é gerado próximo à superfície e recebido um geofone (posicionado por cabo em diferentes profundidades no poço).

Perfis Sísmicos-

- A sísmica de poço é uma técnica na qual um pulso sísmico é gerado próximo à superfície e recebido um geofone (posicionado por cabo em diferentes profundidades no poço).

Perfis Sísmicos-

- Os dados de tempo obtidos auxiliam a interpretação estrutural, estratigráfica e litológica dos registros sísmicos de superfície;
- Auxilia ao geofísico a determinar:
 - a) as velocidades sísmicas com precisão,
 - b) identificar camadas litológicas na seção sísmica,
 - c) controlar a qualidade dos dados sísmicos de superfície,
 - d) prever as situações geológicas abaixo do fundo do poço.

Técnicas de Sísmica de Poço-

- No Brasil aplicam-se 2 técnicas de Sísmica de Poço:

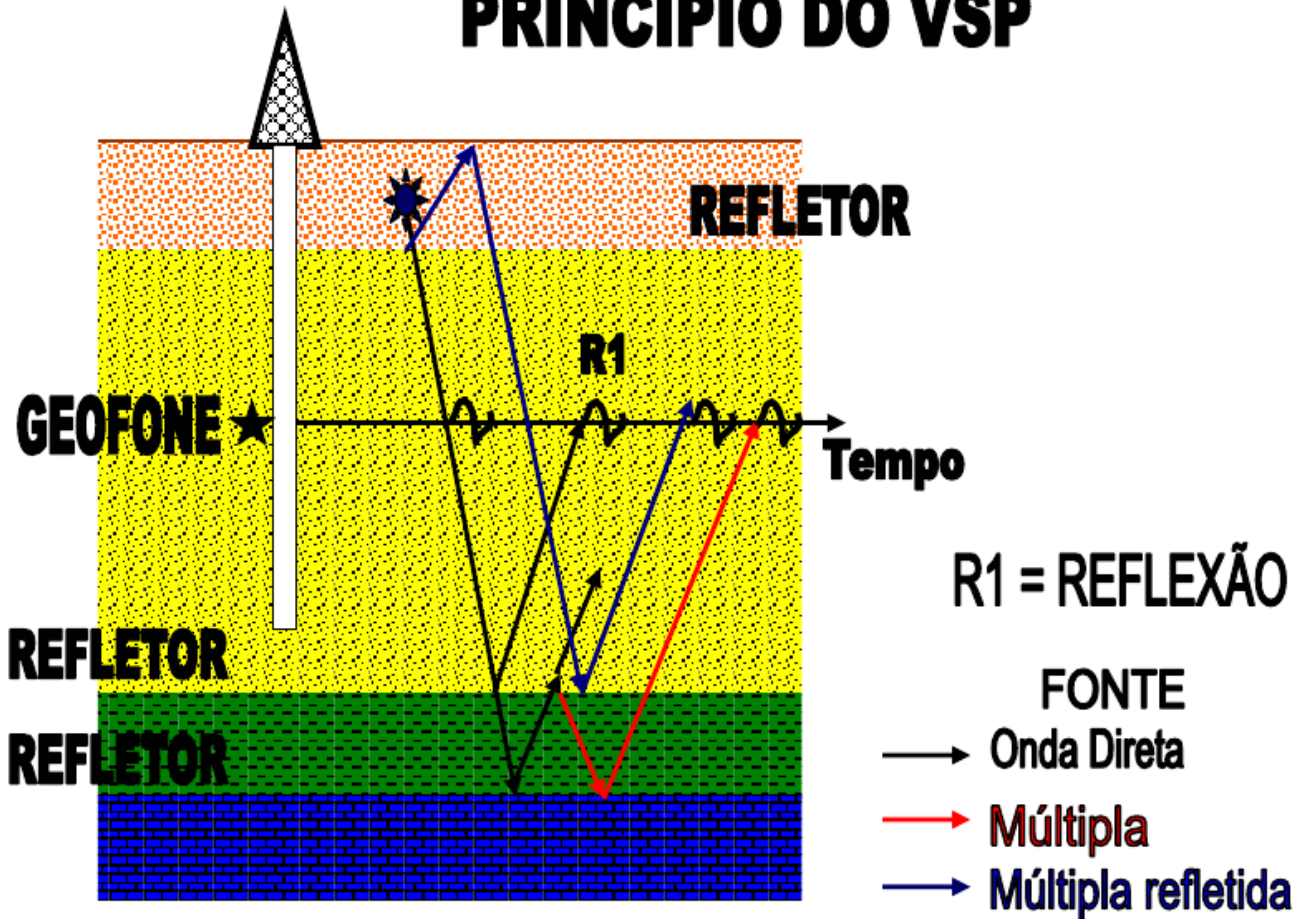
a) Perfil Sísmico Vertical (VSP)

b) Tiros de Controle ou Perfil Sísmico de Velocidade (*check shot*)

a) Perfil Sísmico Vertical (VSP)

- É uma técnica que permite estudar a resposta sísmica da coluna geológica acima e abaixo da posição do geofone no poço.
- Os geofones apresentam espaçamentos regulares (pré-determinados).
- Fornecem dados sísmicos de alta qualidade nas proximidades do poço;
- Apresentam melhor resolução e penetração que a sísmica de superfície;
- Auxilia a sísmica de superfície no seu reprocessamento, calibração e interpretação.

PRINCÍPIO DO VSP



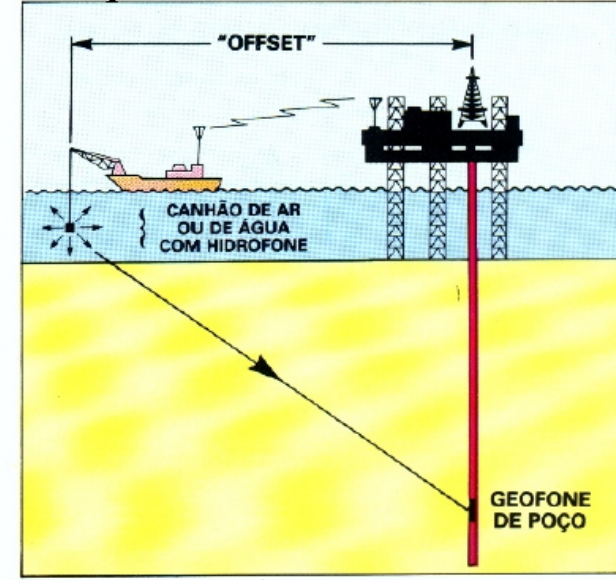
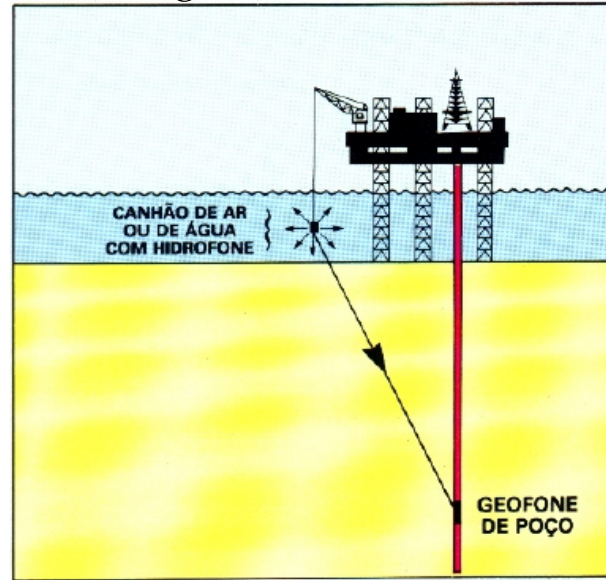
São registradas, em tempos distintos, 3 tipos de ondas

Funcionamento e Aquisição- Fontes geradoras do pulso sísmico:

a) Canhão de ar comprimido (*air gun*) – usado tanto no mar, quanto em terra.

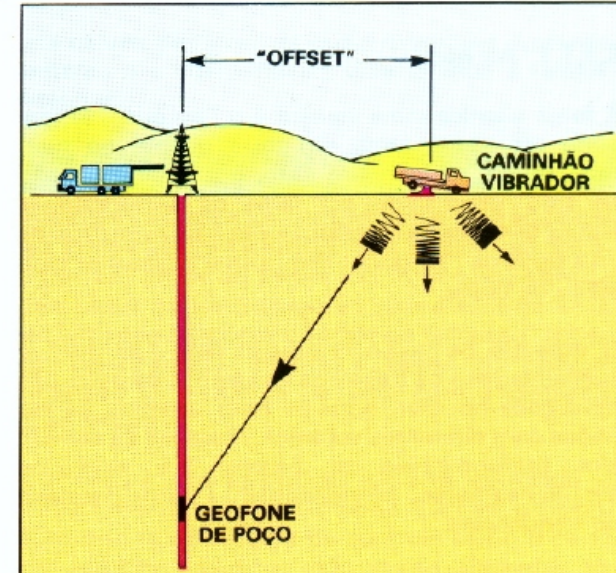
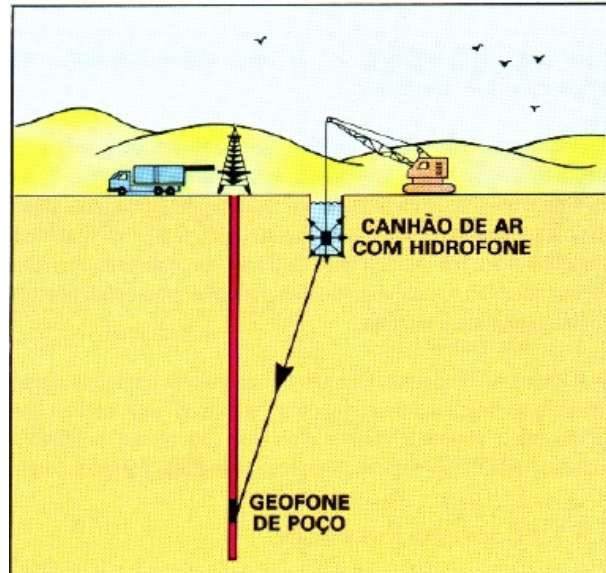
b) Dinamite

c) Caminhão vibrador.

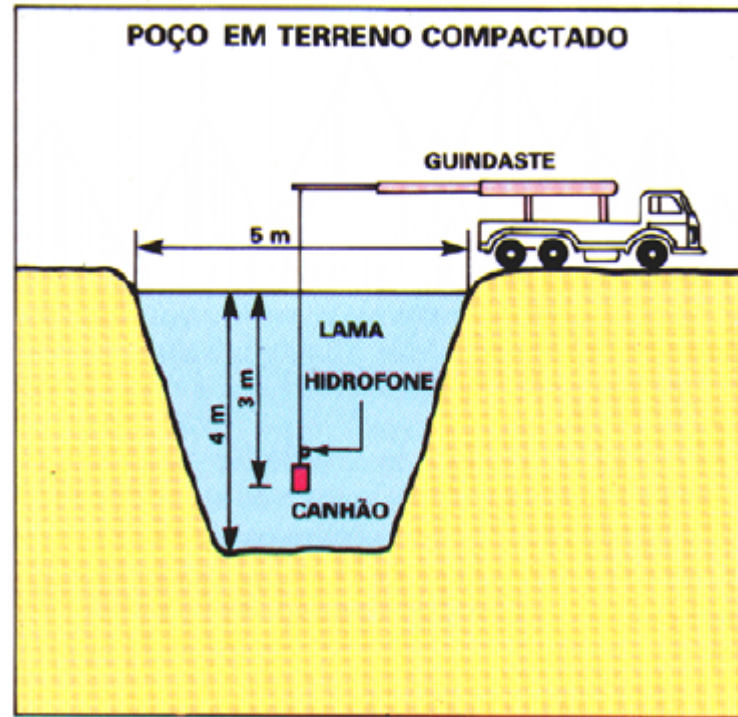


A escolha da localização da fonte deve ser feita em função da:

- geometria das camadas,
- velocidade média da coluna litológica estudada,
- da profundidade do intervalo a ser registrado,
- das características locais dos ruidos.



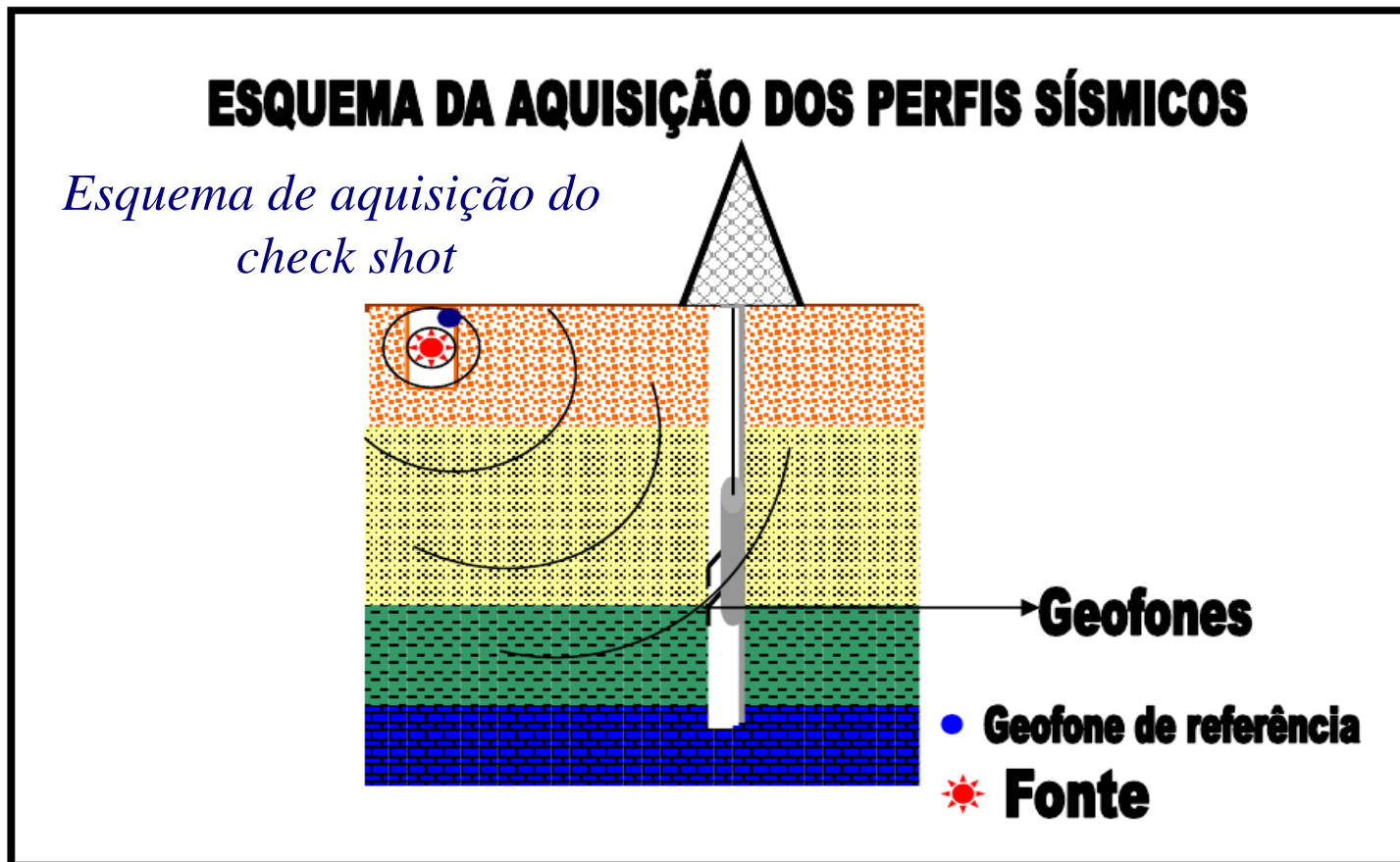
a) **Canhão de ar comprimido (*air gun*)** – quando usado em terra, o canhão é posicionado dentro de um poço previamente escavado, e completado com lama.



- o canhão é alimentado por um compressor de ar e é acionado para gerar um pulso sísmico.
- o pulso sísmico é captado tanto pelo geofone/hidrofone de superfície (posicionado próximo à fonte) quanto pelo geofone dentro do poço.
- o geofone/hidrofone de superfície marca o tempo de referência (tempo zero).
- Por fim, mede-se o tempo entre o sinal de referência e o geofone do poço.

b) Tiros de Controle ou Perfil Sísmico de Velocidade (check shot)

- Este perfil tem como objetivo medir o tempo que um pulso de onda sonora (gerada na superfície) leva para chegar ao geofone posicionado no poço.



Objetivos do Perfil de Referência Sísmica (check shot)

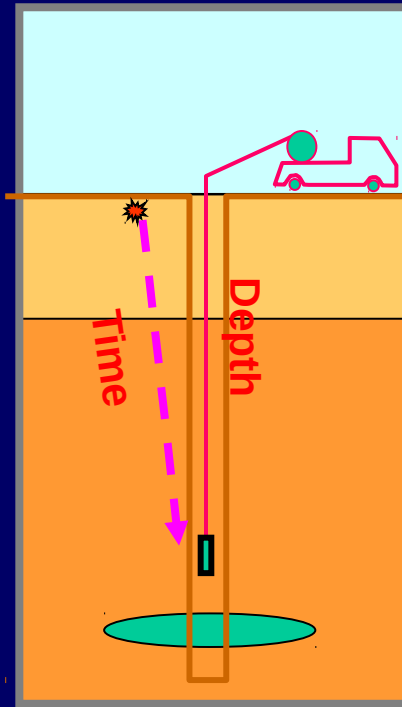
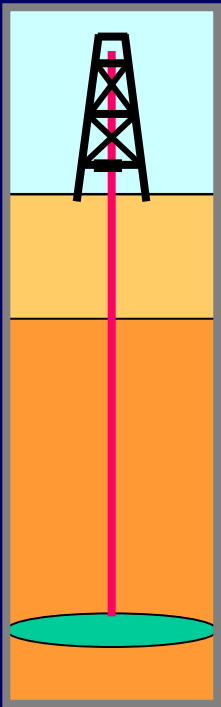
- São escolhidos pontos de interesse sismoestratigráfico:
 - a) topos de formações,
 - b) marcos elétricos e sísmicos,
 - c) reservatórios,
 - d) mudanças litológicas,
 - e) mudanças de características identificadas em outros perfis.
- Geralmente são corridos em perfilagens finais de poços exploratórios.
- Podem correr em poços revestidos.
- Difere do VPS no espaçamento dos pontos amostrados, registrando apenas a primeira chegada da onda (*first break*).

Aplicações do Perfil de Referência Sísmica:

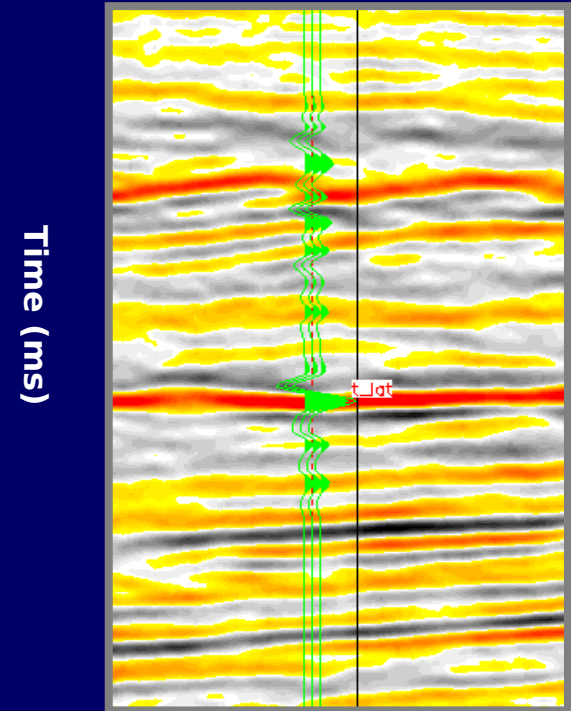
- Obtenção do tempo sônico dos horizontes litológicos, para checar os tempos utilizados na interpretação das seções sísmicas;
- Corrigir as velocidades intervalares da seções sísmicas;
- Calibração do perfil Sônico e confecção do sismograma sintético.

Lecture 7

Well-Seismic Ties



Synthetic Trace



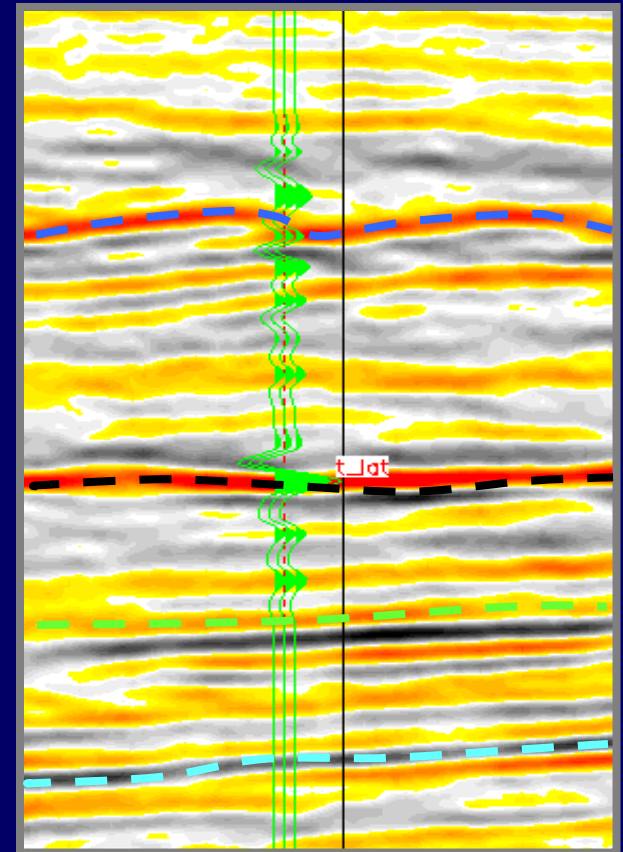
Outline

- **Objectives of the seismic - well tie**
- **What is a good well-seismic tie?**
- **Comparing well with seismic data**
- **Preparing well data**
- **Preparing seismic data**
- **How to tie synthetics to seismic data.**
- **Pitfalls**

Objectives of Well-Seismic Ties

- Well-seismic ties allow well data, measured in units of depth, to be compared to seismic data, measured in units of time
- This allows us to relate horizon tops identified in a well with specific reflections on the seismic section
- We use sonic and density well logs to generate a synthetic seismic trace
- The synthetic trace is compared to the real seismic data collected near the well location

Synthetic Trace

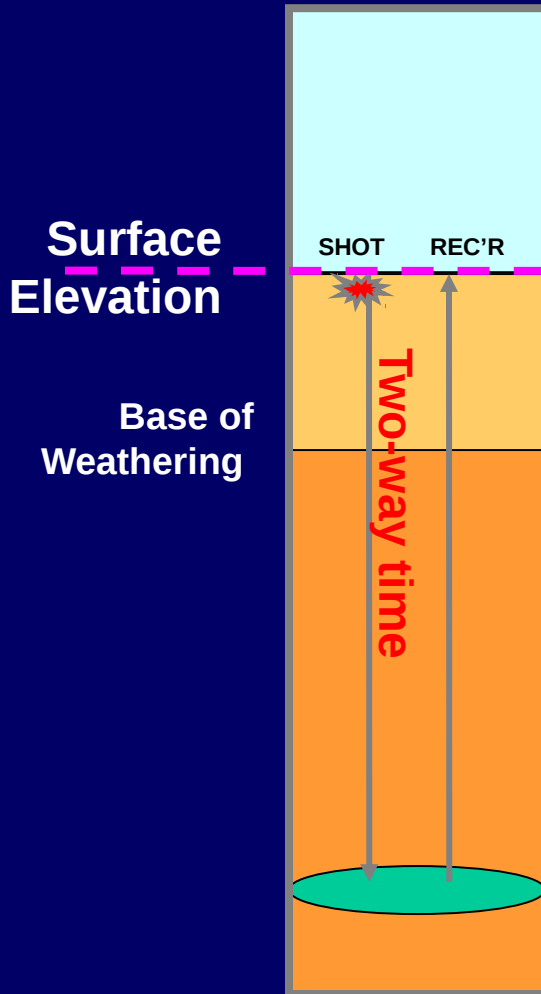


Purposes for Well-Seismic Ties & Quality

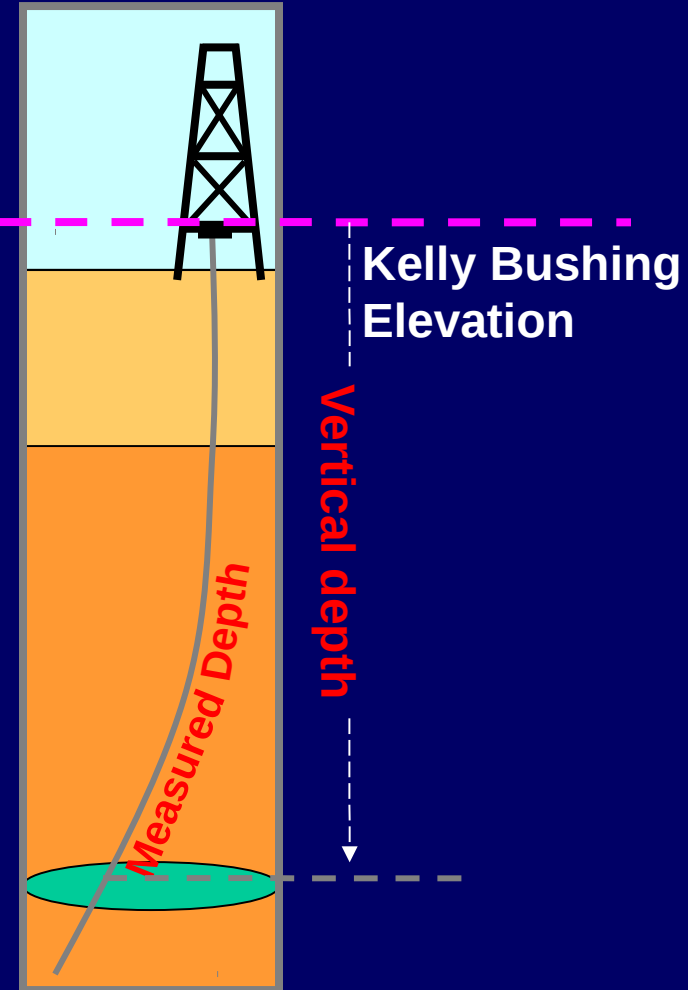
Business Stage	Accuracy Required	Seismic Quality Required	Example Application
Regional Mapping	Within a few cycles	Poor/fair	<ul style="list-style-type: none"> • Mapping and tying a regional flooding surface across a basin
Exploration	Within $\sim 1/2$ cycle	Good	<ul style="list-style-type: none"> • Comparing a lead to nearby wells
Exploitation	Wavelet character match	Very good	<ul style="list-style-type: none"> • Seismic attribute analysis • Inversion

Measurements In Time and In Depth

Seismic - Time Units



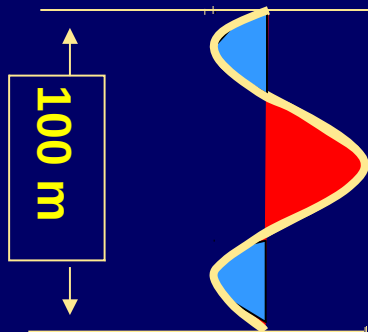
Log - Depth Units



Comparison of Seismic and Well Data

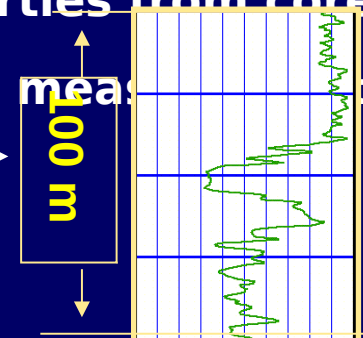
Seismic Data

- Samples area and volume
- Low frequency 5 - 60 Hz
- Vertical resolution 15 - 100 m
- Horizontal resolution 150 - 1000 m
- Measures seismic amplitude, phase, continuity, horizontal & vertical velocities
- Time measurement

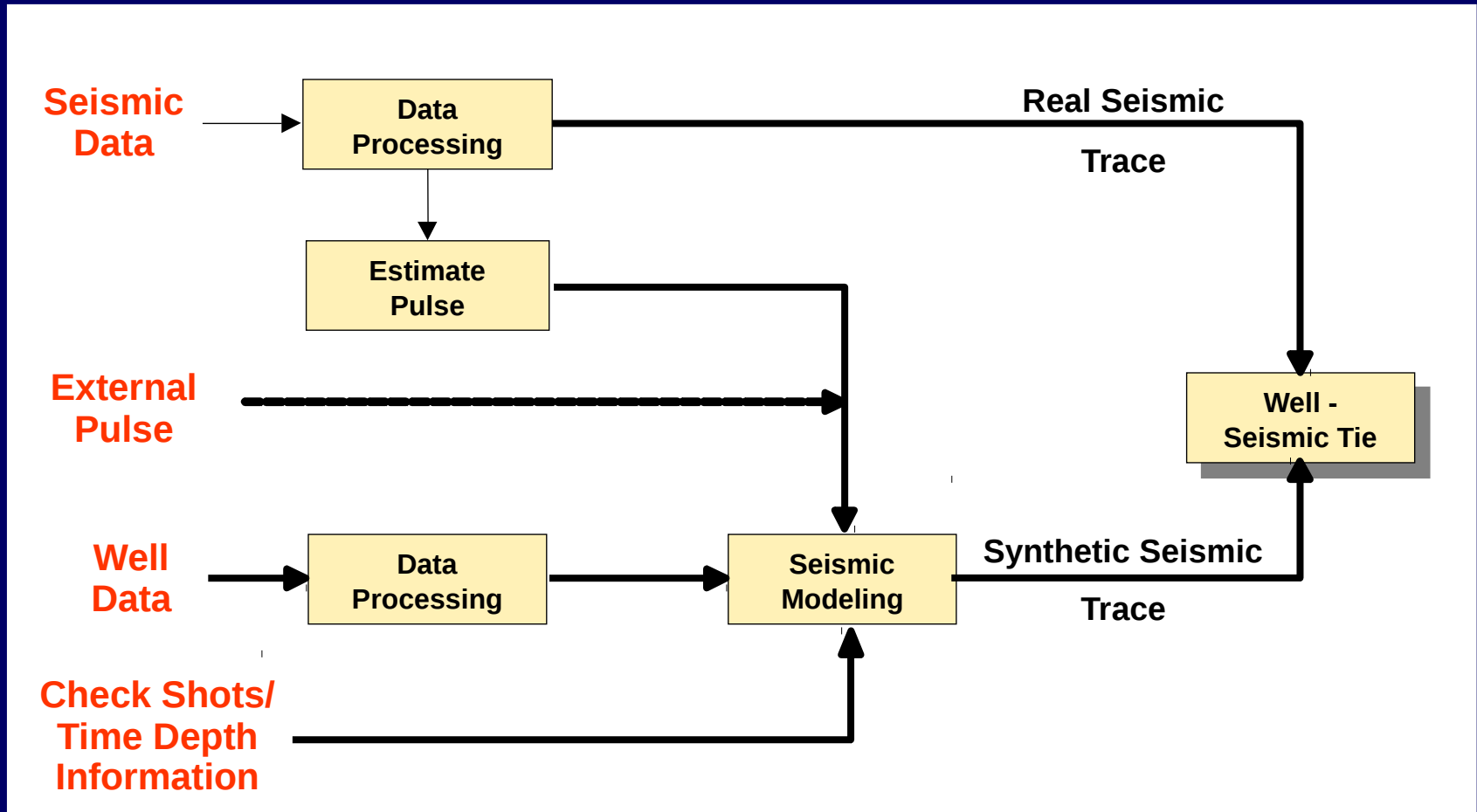


Well Data

- Samples point along well bore
- High frequency, 10,000 - 20,000 Hz
- Vertical resolution 2 cm - 2 m
- Horizontal resolution 0.5 cm - 6 m
- Measures vertical velocity, density, resistivity, radioactivity, SP, rock and fluid properties from cores
- Depth measurement



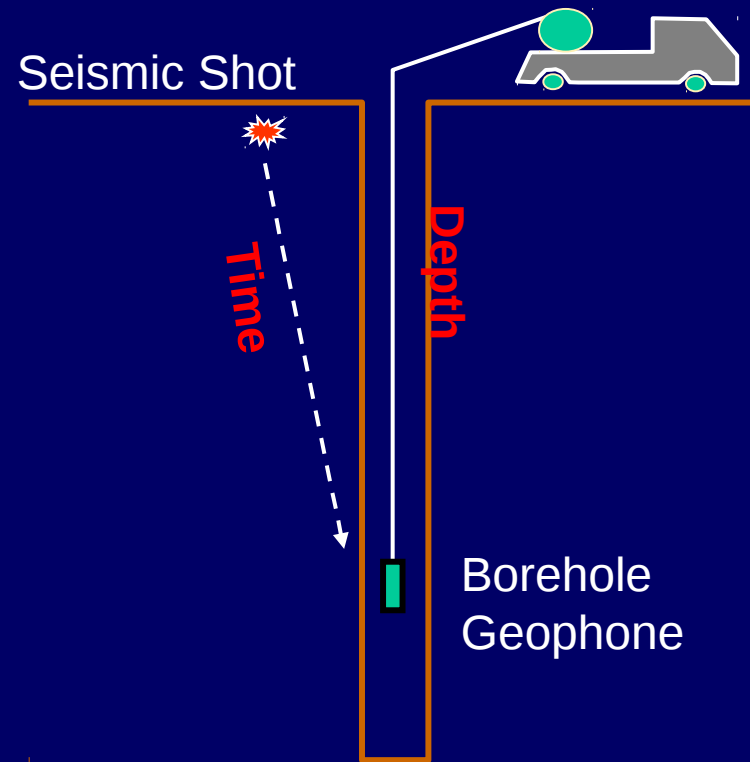
Seismic-Well Tie Flow-Chart



Check Shot Data

Check shots measure the vertical one-way time from surface to various depths (geophone positions) within the well

- Used to determine start time of top of well-log curves
- Used to calibrate the relationship between well depths and times calculated from a sonic log



Pulses Types

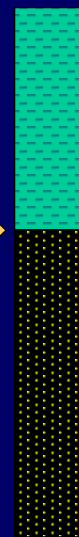
Two options for defining the pulse:

A. Use software that estimates the pulse based on a 'window' of the real seismic data at the well
(recommended)

A. Use a *standard pulse shape* specifying polarity, peak frequency, and phase:

- Minimum phase
- Zero phase
- Quadrature

Positive Reflection Coefficient



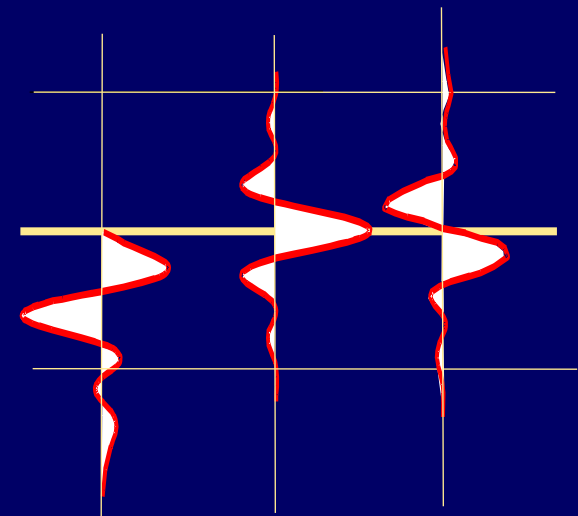
RC

Known Pulse Shapes

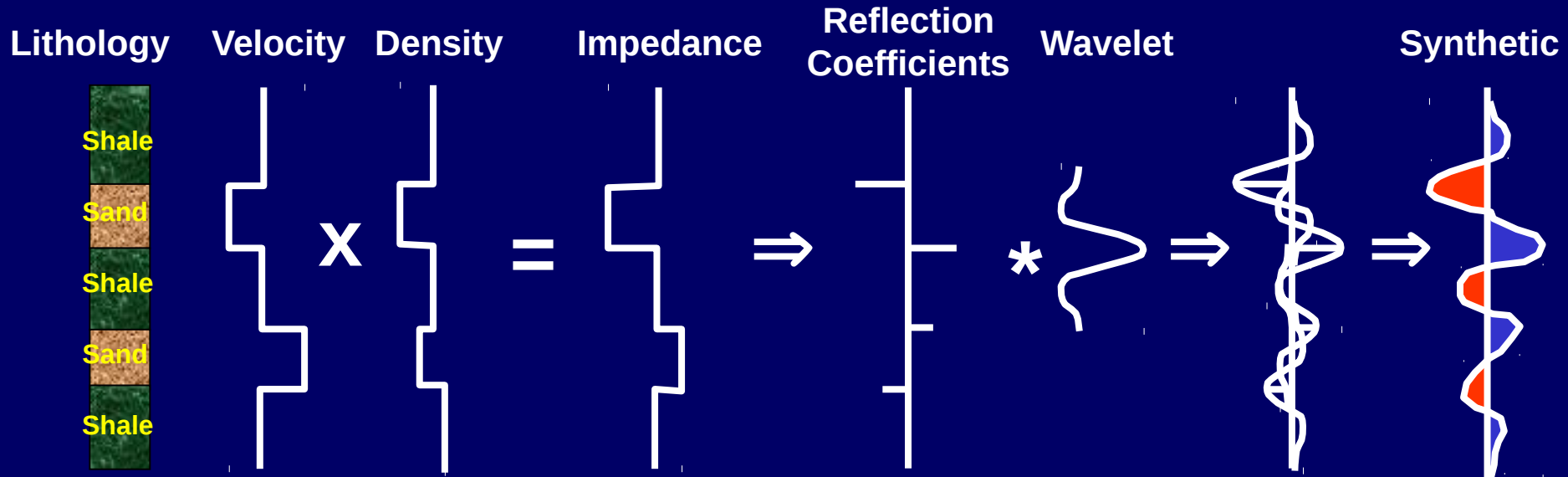
Minimum
Phase

Zero
Phase

Quadrature
Phase



The Modeling Process



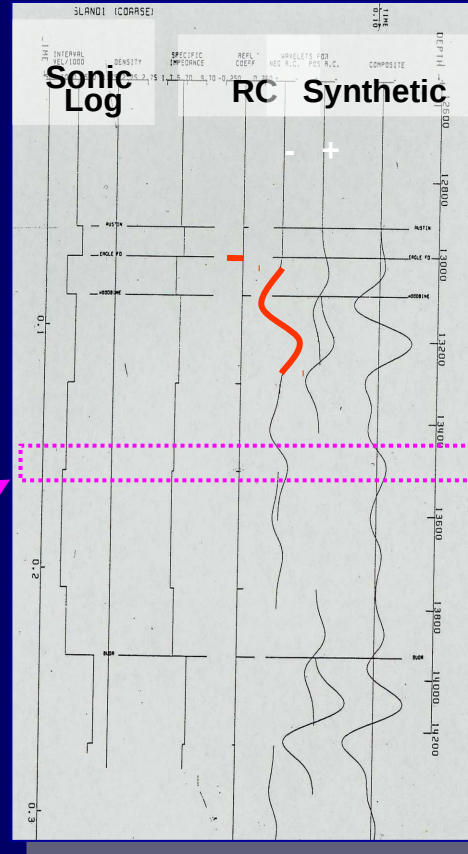
- We 'block' the velocity (sonic) and density logs and compute an impedance 'log'
- We calculate the reflection coefficients at the step-changes in impedance
- We convolve our pulse with the RC series to get individual wavelets
- Each RC generates a wavelet whose amplitude is proportional to the RC
- We sum the individual wavelets to get the synthetic seismic trace

Impact of Blocking

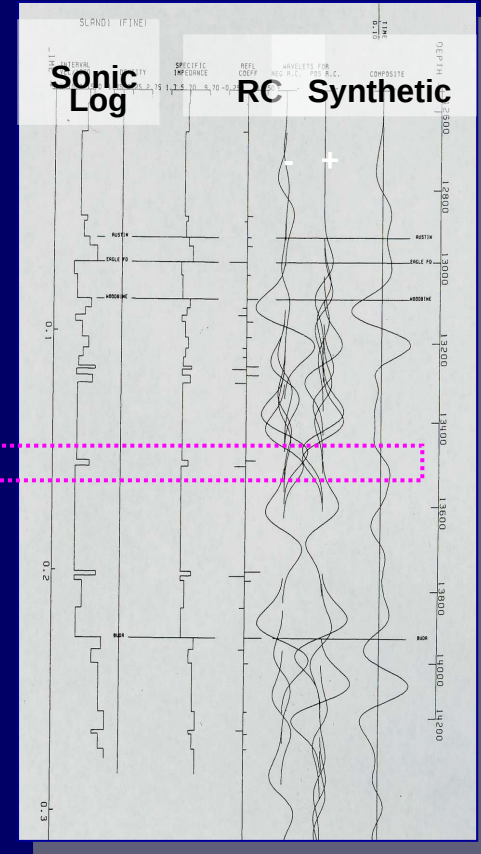
- For typical seismic data, blocking on the order of 3 m (10 ft) is the recommended minimum
- Using coarser blocking helps identify the major stratigraphic contributors to the peaks and troughs

Thin beds have almost no impact due to destructive interference

Time (sec)



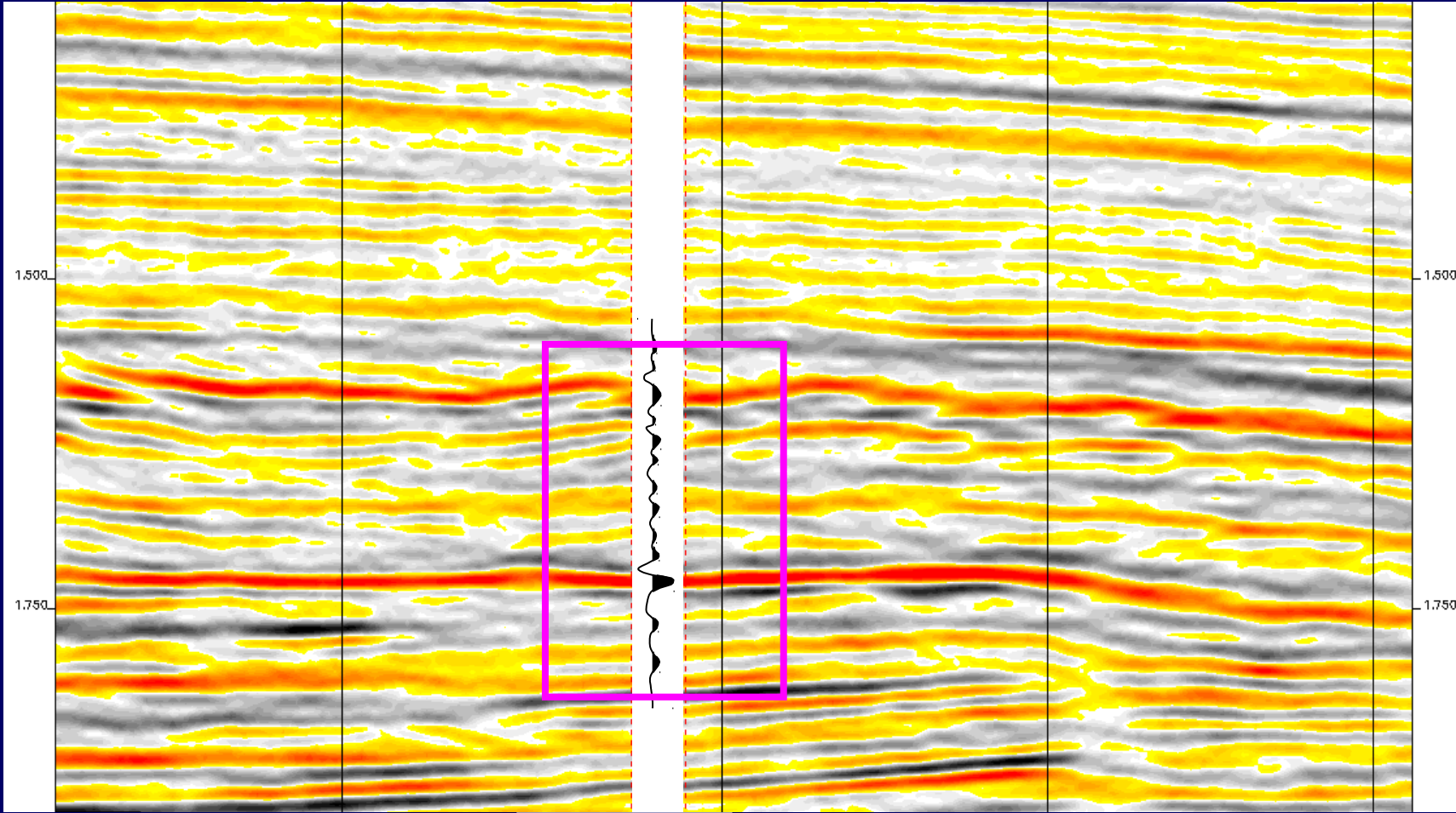
Coarse Blocking



Fine Blocking

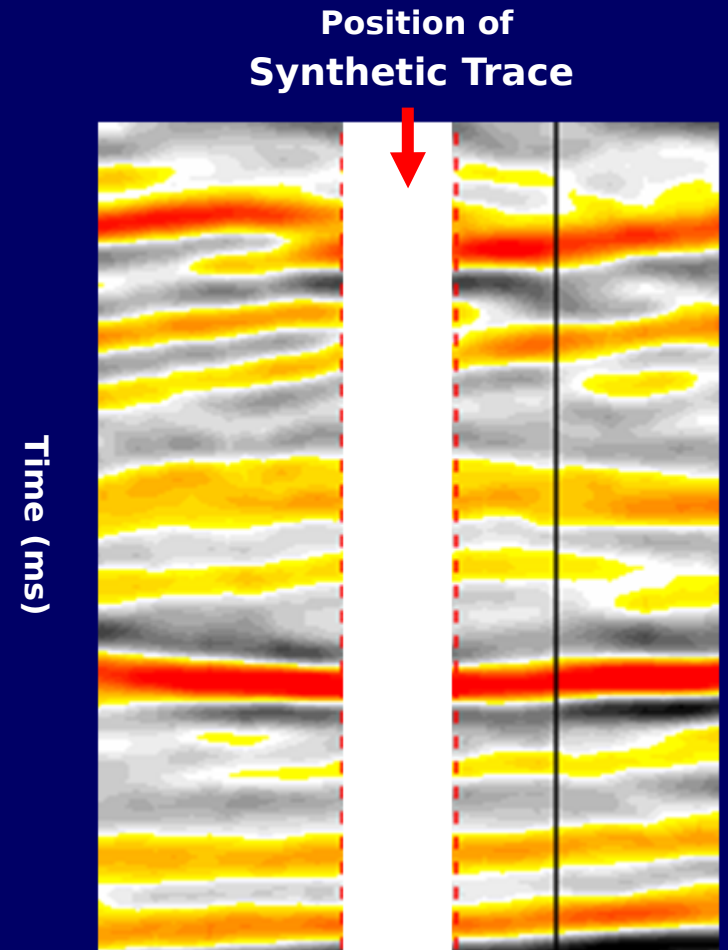
Our Example

Well A



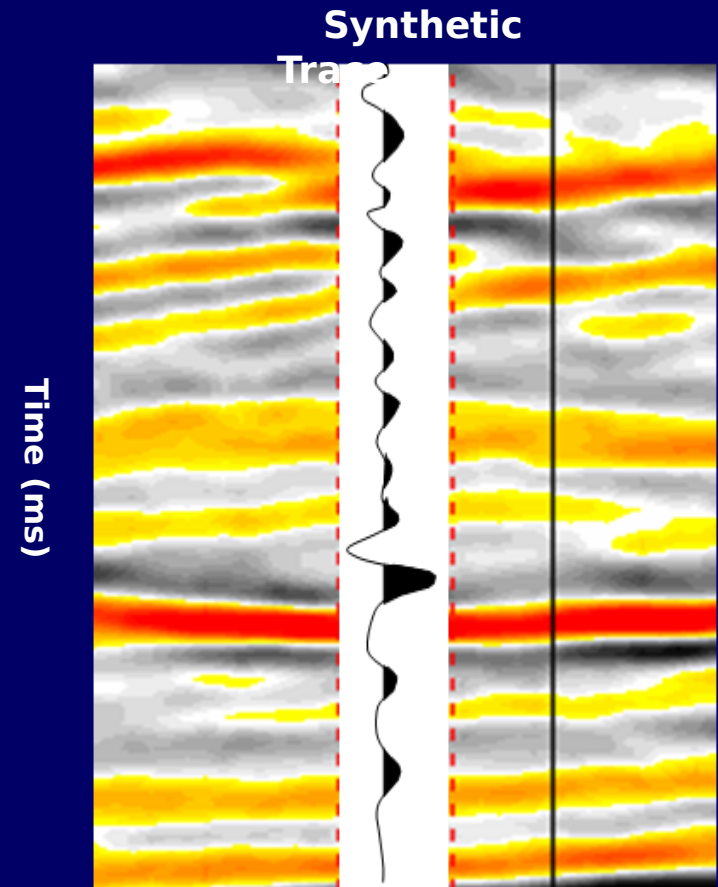
Tying Synthetic to Seismic Data

- Position synthetic trace on seismic line.
 - Project synthetic along structural or stratigraphic strike if well is off line



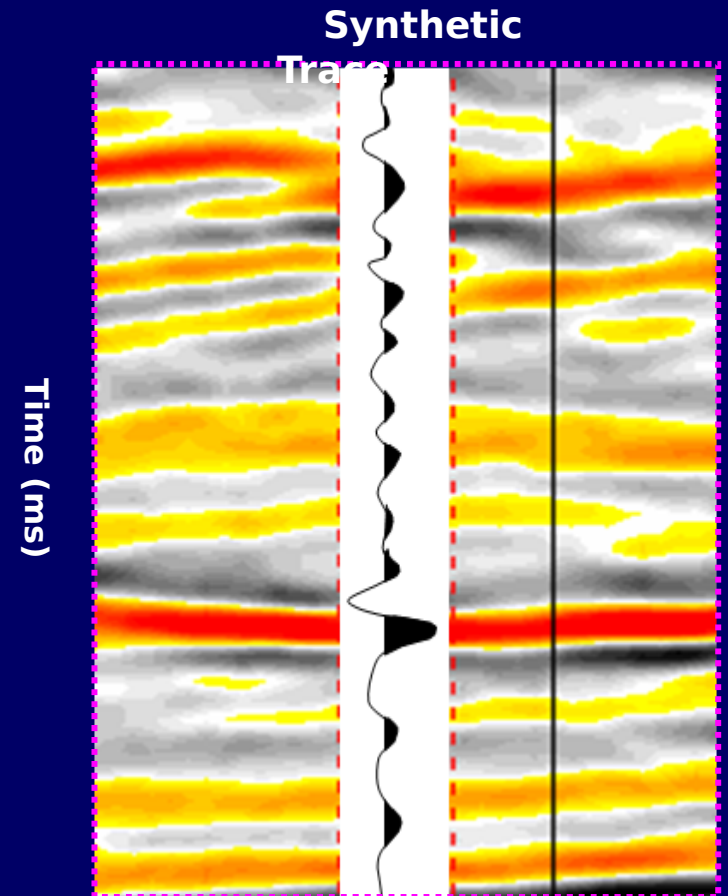
Tying Synthetic to Seismic Data

- Position synthetic trace on seismic line.
 - Project synthetic along structural or stratigraphic strike if well is off line
- Reference datum of synthetic to seismic data (usually ground level or seismic datum)
 - Without check shots estimate start time of first bed



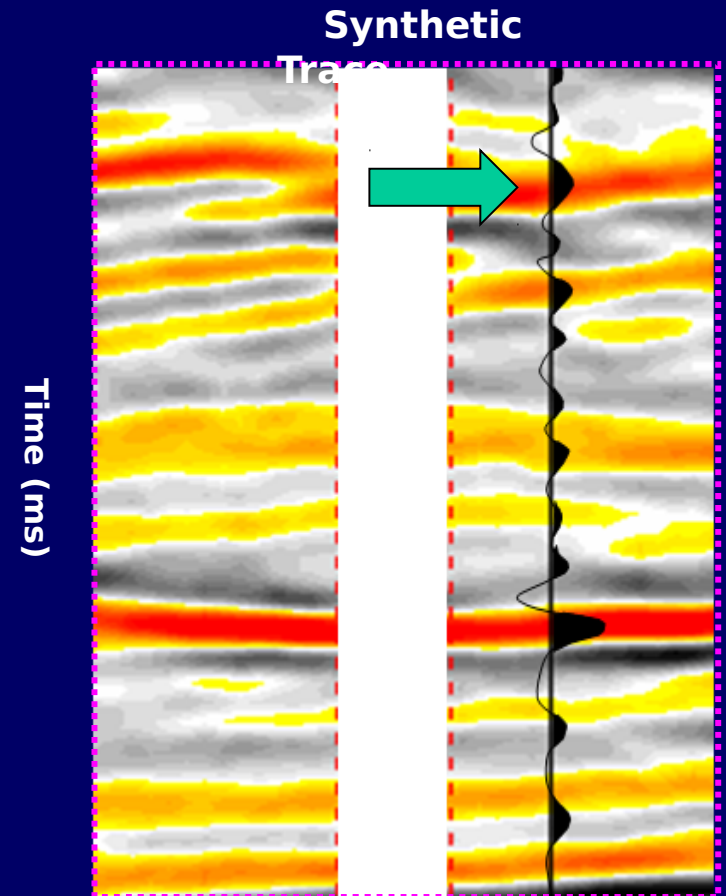
Tying Synthetic to Seismic Data

- Position synthetic trace on seismic line.
 - Project synthetic along structural or stratigraphic strike if well is off line
- Reference datum of synthetic to seismic data (usually ground level or seismic datum)
 - Without check shots estimate start time of first bed
- Shift synthetic in time to get the best character tie
 - Use stratigraphic info on detailed plot to help
 - determine the best fit.



Tying Synthetic to Seismic Data

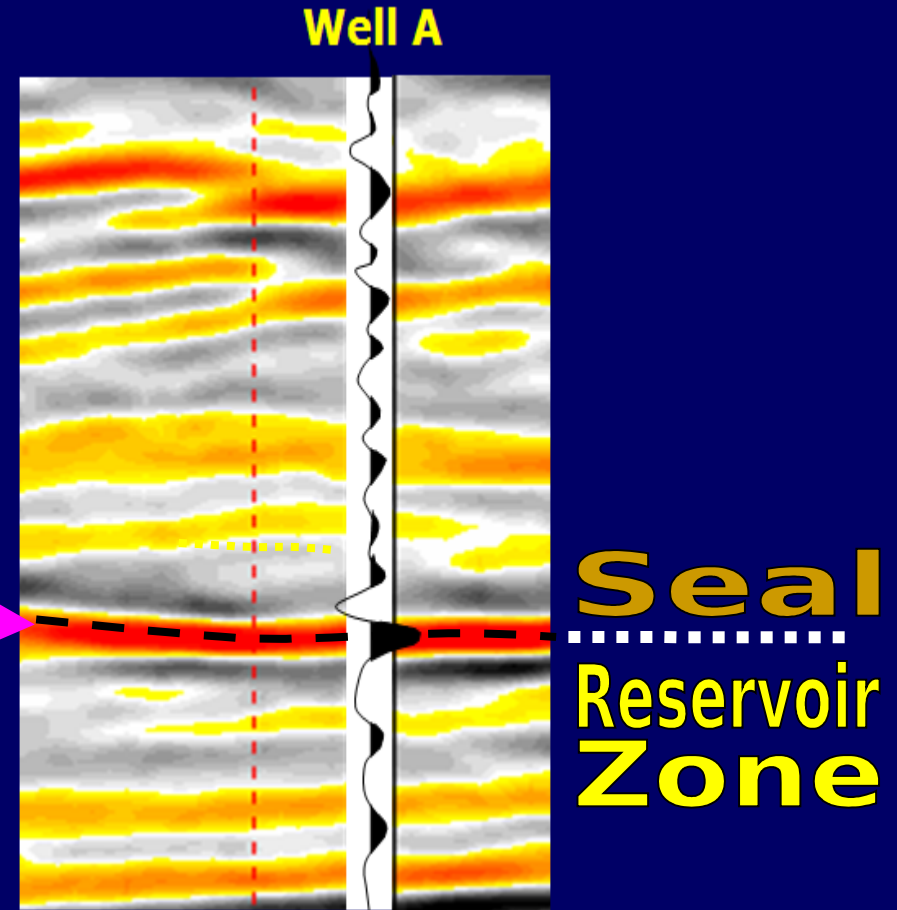
- If justified, shift synthetic laterally several traces to get the best character tie
- Character tie is more important than time tie
 - We can use a cross-correlation coefficient as a measure of the quality of the character tie



Tying Synthetic to Seismic Data

- Accept the tie that yields best character tie with least time shift in the zone of interest (reservoir)

The top of the reservoir should be mapped on this peak (red)



Assumptions for Synthetic Well Ties

Seismic Data

- Noise free
- No multiples
- Relative amplitudes are preserved
- Zero-offset section

Synthetic Seismograms

- Blocked logs representative of the earth sampled by the seismic data
- Normal incidence reflection coefficients
- Multiples ignored
- No transmission losses or absorption
- Isotropic medium (vertical and horizontal velocities are equal)

Common Pitfalls

- Error in well or seismic line location
- Log data quality
 - washout zones, drilling-fluid invasion effects
- Seismic data quality
 - noise, multiples, amplitude gain, migration, etc
- Incorrect pulse
 - Polarity, frequency, and phase
 - Try a different pulse; use extracted pulse
- Incorrect 1-D model
 - Blocked logs, checkshots need further editing
 - Incorrect start time or improper datuming
 - Amplitude-Versus-Offset effects
 - Bed tuning
- 3-D effects not fully captured by seismic or well data

Referências Bibliográficas

SOEIRO, P.A.S. 2005. Perfilagem de poços – programa USP 2005.

ASQUITH, G. And GIBSON, C. 1982. basic well log analysis for geologists.