



Modelagem Física em um reservatório tipo “Wedge” com saturação bi-fásica

Marco Ceia & Roseane Misságia, LENEP/UENF

Copyright 2011, SBGF - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 12th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, August 15-18, 2011.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 12th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGF, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

This work aims to show some results obtained during experiments using seismic physical modeling techniques to image non-homogeneous, two phase distribution of fluids inside a cavity on a wedge model. Main goal is to verify how the seismic sections change as the fluid saturations varies. We hope that those studies can improve the understanding in mapping fluid distribution from seismic sections on wedge-type reservoirs.

Introdução

A remoção de hidrocarbonetos dos reservatórios durante os processos de produção acarreta variações na distribuição e na saturação de fluidos no espaço poroso e desta forma influencia a resposta sísmica. Levantamentos sísmicos repetidos num mesmo reservatório, durante diversos momentos ao longo do tempo de produção, podem então, exibir imagens da distribuição destes fluidos dentro do reservatório, revelando assim como estes fluidos se movimentam dentro de um reservatório em produção. Esta é a base, do Monitoramento Sísmico de Reservatórios, o qual é atualmente uma das mais importantes ferramentas utilizadas para nortear o gerenciamento de reservatórios de petróleo, de maneira a propor alterações no posicionamento dos poços injetores e de produção, bem como nos métodos de recuperação avançada a serem utilizados para maximizar o volume de óleo recuperável.

A questão chave para a observação da distribuição dos fluidos nas seções sísmicas é o contraste entre as propriedades físicas destes, principalmente a densidade. Fluidos com densidades parecidas acarretam um baixo contraste de impedâncias acústicas e, por conseguinte, baixos coeficientes de reflexão. Isto dificulta a observação da distribuição de fluidos nas seções sísmicas.

A modelagem física sísmica é uma técnica utilizada há mais de 80 anos, para reproduzir fenômenos físicos em laboratório. Ebram e McDonnald (1994) e Misságia et al. (2010) forneceram uma vasta revisão de trabalhos científicos com esta técnica.

O presente trabalho visa utilizar um modelo de reservatório do tipo “Wedge” (ou cunha), preenchido com água e óleo mineral em proporções iguais e verificar a resposta sísmica, de modo a observar se é possível distinguir a distribuição de fluidos dentro do reservatório.

Um bom exemplo de mapeamento ultra-sônico de saturações é o trabalho de Soucémariadin et al. (1989), no qual foram usadas caixas preenchidas com grãos de quartzo e bolas de vidro (“glass beads”), submetidas a fluxos de fluidos miscíveis e imiscíveis.

Sherlock et al. (2000) e Marschall & Sherlock (2002), utilizando modelos do tipo “caixa de areia” (“sandbox”), conseguiram observar a distribuição de fluidos (querosene e ar) injetados nos reservatórios saturados com água.

Mu & Cao (2002), utilizando modelos de camadas planas (transversalmente isotrópicos), no qual utilizaram acrílicos (Plexiglas), arenitos naturais e plásticos, também conseguiram observar a distribuição de fluidos (água, óleo diesel, CH₄ e CO₂).

O modelo tipo “Wedge” apresenta algumas particularidades que tornam a observação da distinção entre os fluidos na seção sísmica mais complicada do que nos modelos citados acima. Estas particularidades são decorrentes da geometria do modelo que resultam em fenômenos tais quais como, difração nas extremidades e “tunning” em partes do reservatório cujo comprimento seja menor que ¼ do comprimento de onda do sinal transmitido. Cooper et al. (2010) mostram uma excelente explanação acerca dos fenômenos derivados da propagação das ondas acústicas neste tipo de modelo.

Metodologia

O equipamento utilizado foi o Sistema de Modelagem Física instalado no Laboratório de Modelagem Integrada de Reservatório do LENEP/UENF. Este sistema, desenhado para simular levantamentos sísmicos em modelos geológicos reduzidos, consiste numa estrutura de aço, onde braços motorizados constituídos por um conjunto de correntes, polias e dois motores de passo, são controlados por um computador e fazem deslocar 2 transdutores (transmissor e receptor) nas 3 dimensões (x, y e z). Cada motor de passo pode combinar movimentos independentes para cada um dos transdutores e simular diferentes geometrias de aquisição.

A Figura 1A mostra uma ilustração do equipamento. Neste, o conjunto transmissor emite um sinal ultra-sônico que viaja através do modelo, até que o campo de onda refletido alcance o transdutor receptor. O sinal elétrico gerado no receptor é: amplificado, digitalizado e armazenado em um computador no formato SEG-Y, similar ao registro sísmico em escala de campo. Maiores detalhes sobre este equipamento foram relatados por Misságia et al. (2010).

O modelo utilizado é um modelo não-poroso, concebido através da colagem de 9 placas de Plexiglas, com velocidade de propagação de onda P ($V_{P_{plex}}$) medida de 2777 m/s. Após a colagem foi usinada uma cavidade no bloco resultante, conforme mostrado na Figura 2, de modo a simular a borda acunhada de um reservatório.

Dentro da cavidade, foi primeiramente colocada água de torneira ($V_{p_w}=1494$ m/s e densidade (ρ_w) igual a $0,993$ g/cm³), cerca de 140 ml para preencher completamente a cavidade, e depois esta foi lacrada com um pedaço de borracha e uma placa de alumínio, pressionadas por um grampo tipo C.

Numa etapa posterior, o reservatório foi esvaziado e depois preenchido com 70 ml de água e 70 ml de óleo mineral (óleo de motor), cujas propriedades são: $V_{p_o}=1384$ m/s e densidade (ρ_o) igual a $0,864$ g/cm³). Durante o preenchimento, o modelo teve que ser girado em 90° de modo a possibilitar o acesso a cavidade, depois de lacrado, o modelo foi girado novamente a sua posição inicial. Devido a diferença de densidade entre os fluidos, a água tende a ficar na parte inferior e o óleo na parte superior, porém a diferença de viscosidade entre estes mesmos fluidos possibilitou que a água escorregasse mais rapidamente fazendo com que na parte menos espessa do reservatório, o óleo ocupasse todo volume, enquanto que na parte mais espessa as 2 fases podiam ser observadas. Além disso, durante a movimentação houve a formação de bolsões de água circundados pelo óleo, acarretando uma saturação completamente heterogênea dentro do reservatório. Uma imagem desta distribuição é mostrada na Figura 3. Tal efeito, embora não pretendido, foi extremamente útil para a aplicação da metodologia proposta para monitoramento da distribuição de fluidos em reservatórios.

Os levantamentos efetuados em cada uma das etapas foram de 2 tipos: afastamento constante (CO - "constant offset") e CMP ("Common Mid-Point"). Nos levantamentos CO, foram feitas 19 seções com 151 traços, com espaçamento entre traços de 2mm e afastamento entre os transdutores de 40 mm. Já nos levantamentos CMP, o afastamento inicial entre os transdutores também era de 40mm, sendo este aumentado em incrementos de 2 mm. Para cada posição dos transdutores foram disparados 500 tiros.

A frequência utilizada foi de 500 KHz. A tabela 1 sumariza as características da forma de onda utilizada na fonte.

Frequência de amostragem do sinal injetado	4.000.000 c/s
Comprimento da amostra (sinal) transmitido	5000
Comprimento do sinal transmitido	1,25 ms
Tipo de sinal	Tone Burst
Janela de modulação do sinal transmitido	Bartlett
Frequência do "Tone Burst"	500 KHz
Fase inicial do "Tone Burst"	0 graus
Ciclos do "Tone Burst"	1
Atraso do início do sinal	0 ms

Tabela 1 – Parâmetros de configuração do sinal transmitido.

Durante a aquisição dos dados, o modelo ficou imerso num tanque com água, sendo que a distância entre os transdutores e o topo do modelo era de 100 mm. Supondo nosso experimento concebido com uma escala de 1:10.000, podemos dizer que tal distância representa uma lâmina d'água de 1000m, num levantamento real. Da mesma forma, a frequência utilizada representa uma frequência de 50 Hz num levantamento real.

Resultados

A Figura 3 mostra a posição de 3 linhas sísmicas adquiridas com a configuração CO.

A seção sísmica da linha 0 é mostrada na Figura 4, numa etapa em que havia apenas água no reservatório. Nesta figura podem ser observados vários eventos, por exemplo: o topo e base do modelo, o topo e a base do reservatório, o fundo da caixa (lembrar que o modelo está deitado em cima de ventosas). A figura 5 exibe uma imagem da seção sísmica da mesma linha 0, porém com o reservatório preenchido por água e óleo. Nesta linha a observação visual era de que havia somente óleo no início (parte mais estreita) do reservatório e no final (parte mais espessa), óleo em cima e água em baixo. Um bolsão de água foi notado entre os traços 79 e 100 (entre 156 mm e 198 mm do início da linha).

A Figura 6 exibe uma imagem da seção sísmica da linha 20 (registrada a uma distância de 20 mm em relação à linha 0 - Eixo y). Nesta linha podemos verificar (círculo azul) que há um bolsão de água entre os traços 79 e 100 (entre 156 mm e 198 mm do início da linha). Isto pode ser verificado pelo deslocamento vertical da base do reservatório, devido a maior velocidade de propagação na água. Tal efeito também acontece na linha 40, entre os traços 57 e 72 (entre 112 mm e 142 mm do início da linha), conforme pode ser observado na Figura 7 (círculo azul).

Discussão

A amostragem do sinal recebido foi de 0,1 μ s, desta forma o tempo de trânsito correspondente ao número de amostras exibidos nas seções sísmicas é aproximadamente a multiplicação da amostragem pelo tempo de trânsito correspondente. Analisando o traço 75, o qual corresponde a uma distância de 150 mm em relação ao ponto inicial de cada linha (meio do modelo), podemos verificar que na linha 0 (reservatório com água) a diferença entre os tempos de trânsitos entre o topo e a base do modelo é de cerca de 88,2 μ s. Isto corresponde a uma espessura do reservatório de aproximadamente de 7 mm, o qual é o valor real da espessura desta parte do reservatório. Na linha 0 (reservatório com óleo e água), a diferença entre os tempos de trânsito é um pouco maior, cerca de 92,1 μ s, devido ao atraso sofrido pela passagem da onda acústica no óleo.

O baixo contraste entre as impedâncias acústicas, não proporciona uma boa discriminação da interface água-óleo nestas seções sísmicas, porém a partir de alguns efeitos, por exemplo, o deslocamento da base do reservatório, devido aos bolsões d'água, podem indicar uma variação de fluidos. Uma análise mais

aprofundada do efeito de “tunning” deve ser realizada num trabalho posterior, haja visto que podem ser observadas interferências construtivas e destrutivas pertinentes às “wavelets” do sinal transmitido.

Conclusões

A discriminação da distribuição dos fluidos no interior do reservatório a partir da observação direta das seções sísmicas não se mostrou eficaz. Possivelmente, isto é devido ao baixo contraste de densidades entre os fluidos utilizados. Contudo, regiões onde existem bolsões d'água puderam ser observadas através do deslocamento da base do reservatório devido à velocidade de propagação ser maior na partes contendo apenas água do que em outras que contêm o óleo e água.

Este trabalho no início e terá prosseguimento com uma análise mais detalhada dos traços sísmicos tanto no tocante da diferença de tempo em função da variação da saturação dos fluidos, como no estudo das interferências construtivas e destrutivas observados no sinal registrado. Análises de velocidade a partir dos dados CMP também serão abordadas. Outros experimentos com fluidos cujo contraste de densidades sejam maiores, também estão planejados.

Agradecimentos

Os autores agradecem a PETROBRAS pela criação do Núcleo Regional de Competência em Campos Marítimos na UENF/LENP que financiou a implantação da infra-estrutura essencial à linha de pesquisa “Modelagem Integrada de Reservatório”.

Referências

Cooper, J. K, Lawton, D. C., Margrave G. F, 2010, The wedge model revisited: A physical modeling experiment: *Geophysics*, 75,T15-T21.

Ebrom, D.A. and McDonald, J.A., eds, 1994, *Seismic Physical Modeling:Geophysics reprint series No 51*, Soc. Expl. Geoph., Tulsa.

Marschall, R. & Sherlock. D. 2002. Some Aspects of 4D seismic reservoir monitoring. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. SPE 75150. Tulsa-OK. USA.

Misságia, R. M.; Ceia, M.A.R. & Pessanha, C. 2010. A Modelagem Física Sísmica na UENF/LENP: descrição e teste do sistema. IV Simpósio da Sociedade Brasileira de Geofísica. Brasília-DF.

Mu, Y.-G. & Cao, S.-Y. 2004. Seismic Physical Modelling and sandstone reservoir detection using absorption coefficients of seismic reflections. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 41. 159-167.

Sherlock, D.; Mckenna, J. & Evans, B. 2000. Seismic Physical Modelling of immiscible flow. International Congress of the Soc. Expl. Geophys. Expanded Abstract.

Soucémariadin, A.; Bourllon, M. & Lenormand, R. 1989. Ultrasonic Saturation Mapping in Porous Media. *SPE Reservoir Engineering*. May-1989. pp. 194-200.

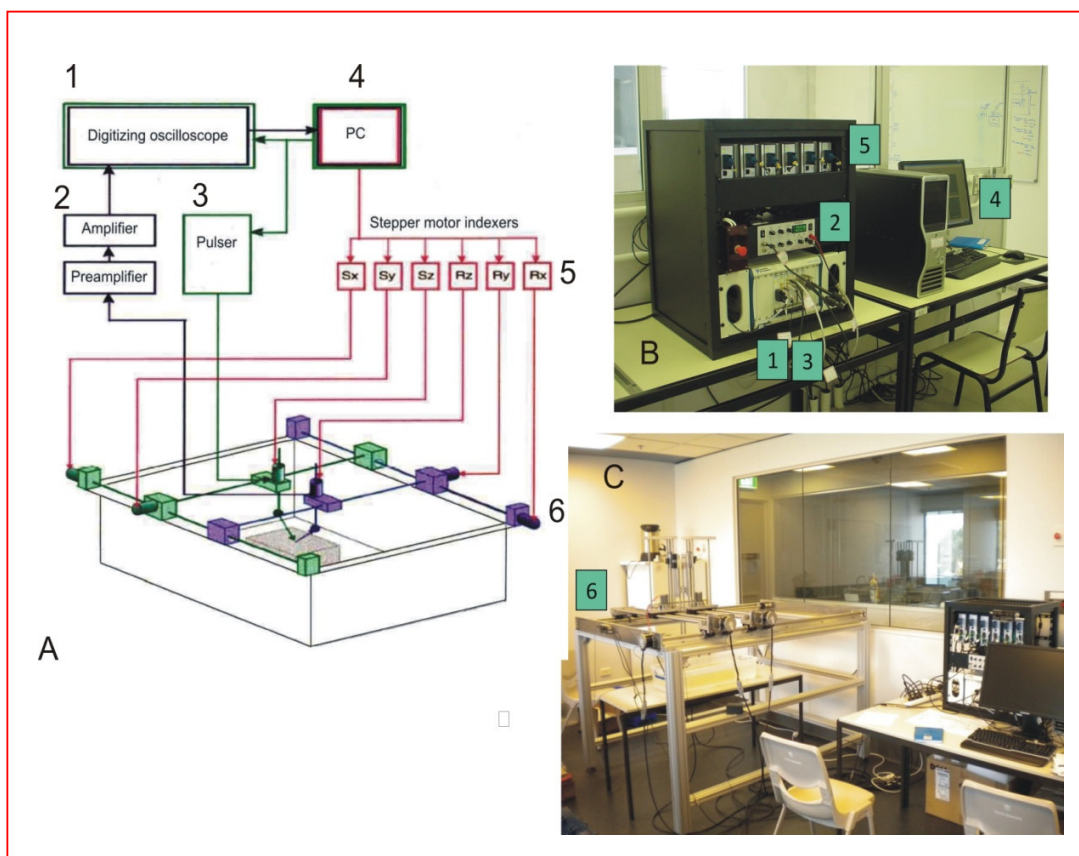


Figura 1 – (A) Esquema do sistema de modelagem sísmica física do LENEP/UENF. (B) Módulo de aquisição de dados. Os números em verde correspondem às posições dos componentes exibidos em A. (C) Foto da estrutura do sistema de modelagem sísmica física.

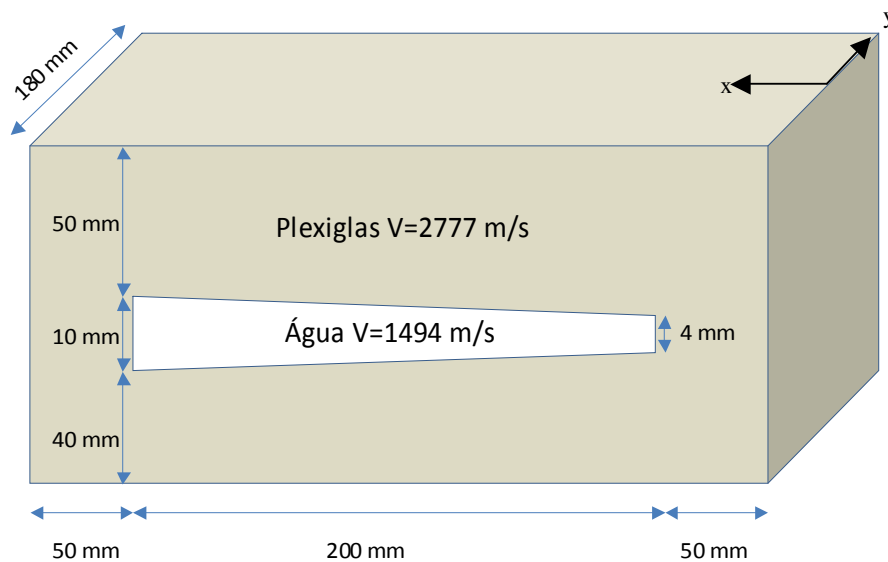


Figura 2 - Esquema do modelo utilizado. Nos experimentos este modelo ficou imerso num tanque com água, de modo a simular um levantamento marítimo. O sentido de aquisição dos dados seguiu a direção x assinalada no desenho.

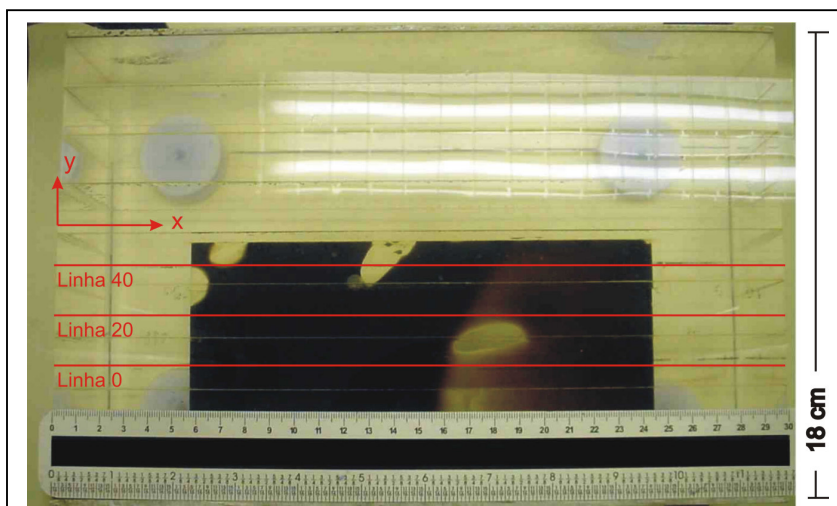


Figura 3 – Foto do modelo utilizado preenchido com óleo e água, e posicionamento das linhas sísmicas 0, 20 e 40. O sentido de aquisição dos dados seguiu a direção x , assinalada no desenho.

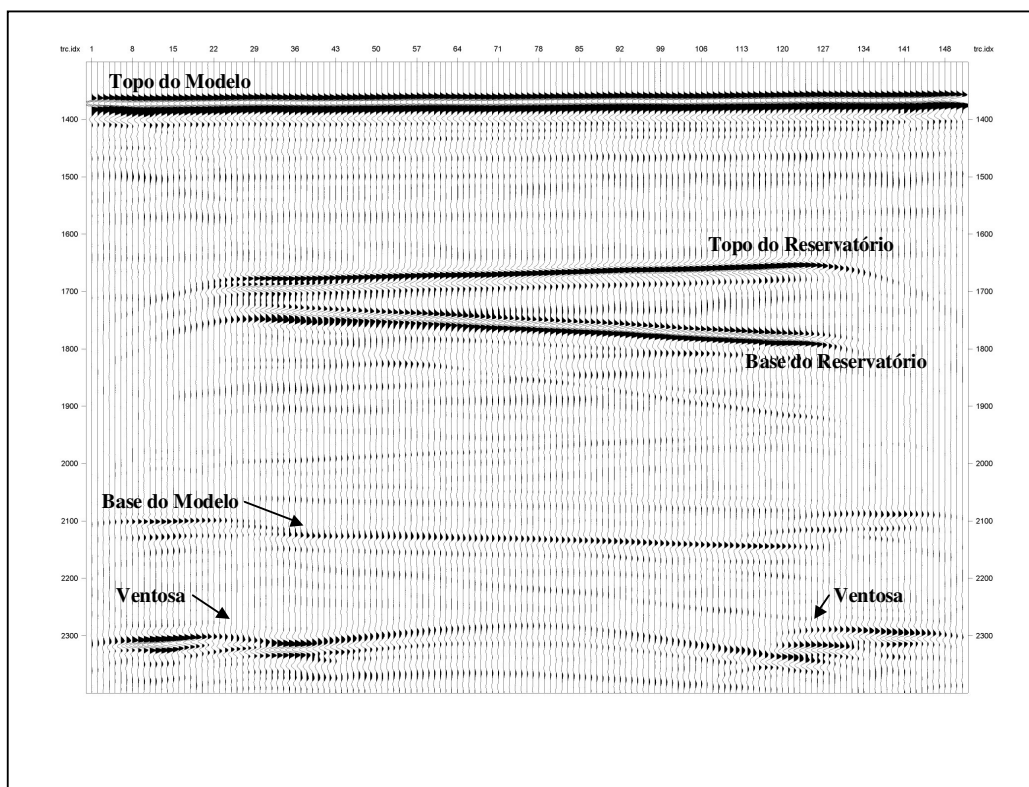


Figura 4 – Seção sísmica da linha 0 com o reservatório preenchido somente com água. O eixo horizontal exibe o número do traço, enquanto o eixo vertical mostra o número da amostra.

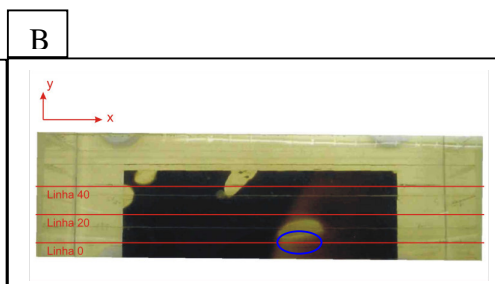
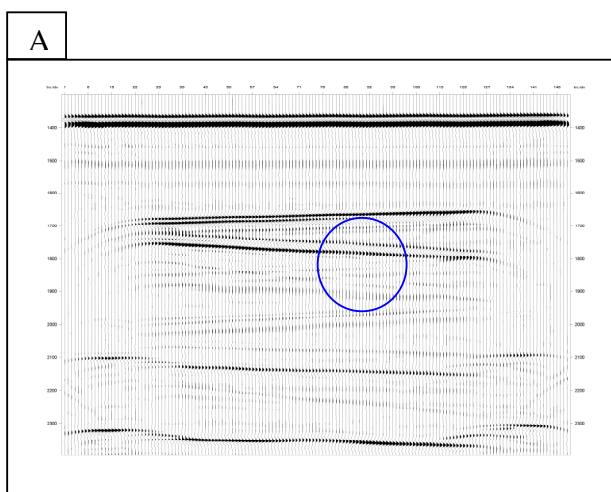


Figura 5 – (A) Seção sísmica da linha 0 com o reservatório preenchido com óleo e água. O eixo horizontal exibe o número do traço, enquanto o eixo vertical mostra o número da amostra. O círculo azul mostra o efeito do bolsão d'água na resposta sísmica. (B) Ilustração com o posicionamento das linhas. O círculo azul mostra a posição do bolsão d'água.

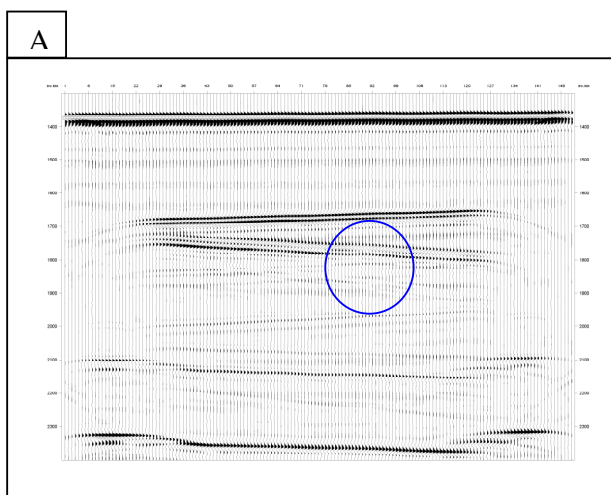


Figura 6 – (A) Seção sísmica da linha 20. O eixo horizontal exibe o número do traço, enquanto o eixo vertical mostra o número da amostra. O círculo azul mostra o efeito do bolsão d'água na resposta sísmica. (B) Ilustração com o posicionamento das linhas. O círculo azul mostra a posição do bolsão d'água.

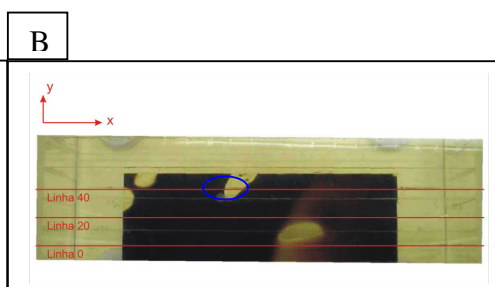
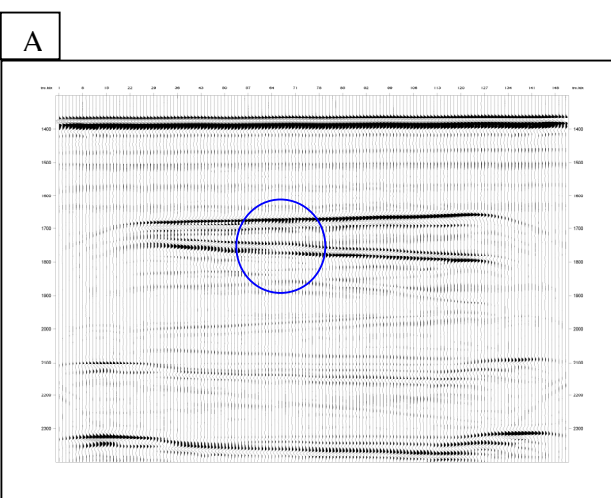


Figura 7 – (A) Seção sísmica da linha 40. O eixo horizontal exibe o número do traço, enquanto o eixo vertical mostra o número da amostra. O círculo azul mostra o efeito do bolsão d'água na resposta sísmica. (B) Ilustração com o posicionamento das linhas. O círculo azul mostra a posição do bolsão d'água.