



Estudo de parametrização para aquisição híbrida utilizando *streamer* e *nodes* em áreas obstruídas

Paulo Barros*, Antonio J. Ortolan*, Ionildo M. Veras*, David Sarmento* e Neri Boz*, *E&P-Petrobras

Copyright 2015, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, August 3-6, 2015.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 14th 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.

Resumo

O objetivo deste trabalho foi buscar uma parametrização combinando a aquisição convencional *streamer* com a aquisição utilizando a tecnologia *nodes*. Os *nodes* são sensores autônomos e podem ser colocados de maneira quase “cirúrgica” no assoalho oceânico, possibilitando a aquisição de dados sísmicos que permitam imagear a região abaixo das obstruções e com isso tornar possível uma resposta sísmica 4D mais confiável, principalmente quando há ausência de dados *streamer* ou mesmo na presença de dados sísmicos obtidos com a técnica de *undershooting*. Foi utilizado o software de planejamento de aquisição sísmica SurvOPT™ para estimar a área sem contribuição *streamer* devido a presença de uma obstrução. Uma vez definida esta área foi possível fazer o estudo de iluminação, para um conjunto de *nodes*, com o pacote sísmico NORSAR3D™ que permite avaliar parâmetros tais como: cobertura, distribuição de offsets e azimutes, entre outros, em horizontes sísmicos no nível dos reservatórios.

Introdução

O monitoramento dos reservatórios durante as etapas de desenvolvimento e de produção dos campos de petróleo, usando métodos geofísicos, em particular a chamada sísmica 4D, trazem informações que ajudam nas tomadas de decisão possibilitando a redução dos riscos inerentes às diversas etapas da produção de petróleo.

Nas áreas onde aquisições sísmica 4D são realizadas, é muito comum a presença de obstruções como plataformas de produção de petróleo na área do levantamento. Este fato é um limitador para a eficiência do método sísmico, pois muitas vezes as obstruções impedem a realização das linhas de navegação idealizadas pelos estudos de iluminação conforme podemos observar na Figura 1.

Na aquisição marítima convencional é possível mitigar este problema utilizando a técnica conhecida como

detonação periférica, ou *undershooting*, onde a aquisição sísmica é realizada com dois navios, um arrastando cabos sísmicos e outro arrastando as fontes sísmicas, ambos navegando paralelamente em lados opostos às obstruções. Outra possibilidade é a colocação de sensores sísmicos diretamente no leito marinho, como por exemplo, as técnicas do tipo *Ocean Bottom Cable* (OBC), com sensores sísmicos localizados em cabos colocados no leito oceânico ou *Ocean Bottom Nodes* (OBN, ou *nodes*), unidades de sensores sísmicos autônomas, posicionadas no leito marinho com auxílio de veículos operados remotamente (ROV's).

Os dados sísmicos marítimos obtidos em áreas obstruídas com a técnica *undershooting*, de forma geral, possuem *common depth points* (*cdp's*) localizados embaixo da região de obstruções, porém estes dados comumente apresentam deficiência de *offsets* curtos e conseqüentemente problemas de degradação da imagem, principalmente nas porções mais rasas, podendo afetar partes mais profundas onde se localizam reservatórios importantes conforme podemos observar na Figura 2.

A técnica OBC consegue obter traços na região obstruída possibilitando até mesmo a aquisição dos *offsets* curtos (Johnston, 2013). Contudo esta técnica pode apresentar problemas de acoplamento dos sensores sísmicos dependendo do tipo do assoalho marinho e movimentação dos cabos sísmicos com as correntes de fundo, que acabam afetando a fidelidade vetorial. Além disso, a presença de equipamentos da produção no leito oceânico torna mais restrito o posicionamento dos receptores do OBC quando comparados com os *nodes*.

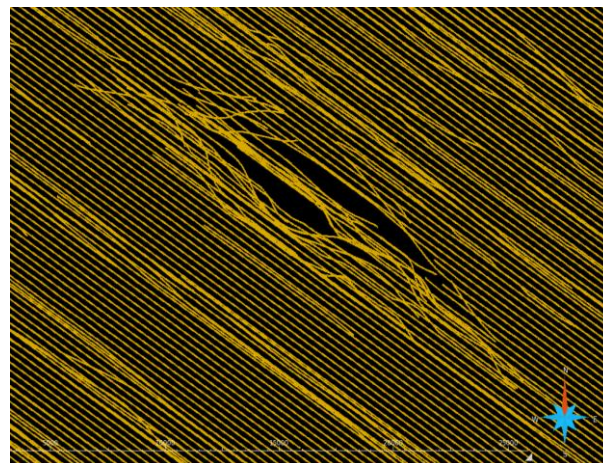


Figura 1 – Tracking da navegação do navio fonte com *streamer* na presença de duas obstruções.

A aquisição baseada em *nodes* apresenta vantagens em relação à aquisição do tipo OBC em função do melhor acoplamento, diminuição da movimentação dos sensores sísmicos e flexibilidade no posicionamento dos receptores no leito marinho. Devemos notar que o custo financeiro desta técnica é, em geral, maior que a aquisição OBC e significativamente maior que a aquisição sísmica convencional (*streamer*).

Uma forma de minimizar os custos de uma aquisição baseada apenas em *nodes* é posicioná-los cirurgicamente na região onde não é possível o imageamento sísmico e realizar a integração dos dados.

Todavia, a parametrização *nodes* não precisa estar limitada à qualidade do dado *streamer*, podendo obter, mesmo que localmente, dados sísmicos com qualidade superior para informações mais detalhadas no reservatório (maior riqueza azimutal, maior cobertura de *offsets* de dados e ondas convertidas) o que levaria a uma parametrização com uma maior cobertura de *nodes* (Boelle *et. al.*, 2012).

As configurações *streamer* e *nodes* são muito diferentes, tanto do ponto de vista da geometria de aquisição como operacionalmente. Para compatibilizar os dados, o processamento sísmico poderá escolher os traços dos *nodes* que são mais parecidos com os obtidos com a aquisição *streamer*, e utilizar a componente do campo descendente de ondas (*down-going wave*), levando em consideração apenas determinados conjuntos de azimute e *offset* mais próximos ao do dado *streamer* (Kristiansen *et. al.*, 2014).

Devido ao alto custo do *nodes*, esta solução pode se tornar muito onerosa caso a parametrização pretendida para a resposta sísmica 4D seja muito densa. Desta forma, devemos encontrar o ponto ótimo da relação custo/benefício. Para isso, procuramos obter a parametrização com menor custo possível e que atenda ao critério de gerar um dado que possa ser integrado ao dado *streamer*.

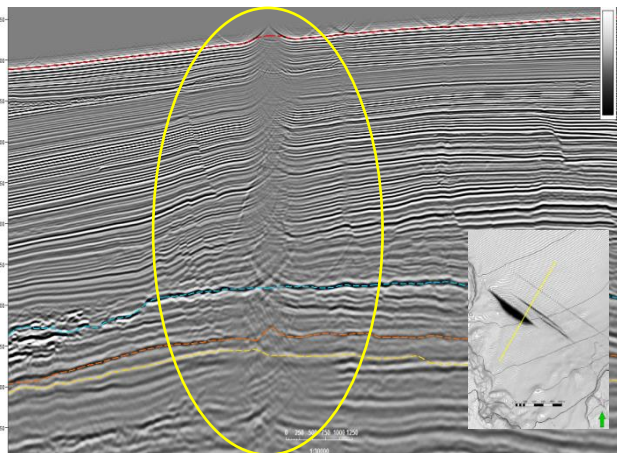


Figura 2 – Dado sísmico mostrando uma marca na região adquirida com a técnica de *undershooting*.

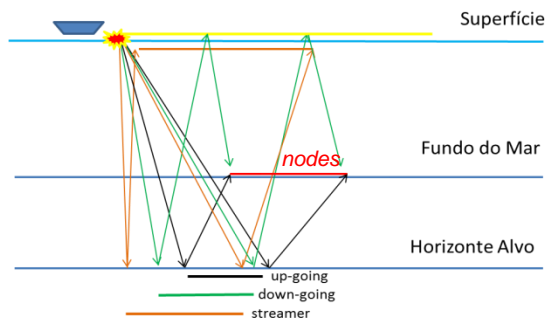


Figura 3 – Desenho esquemático mostrando que os caminhos dos raios no *down-going* do *nodes* são mais similares aos raios do *streamer* do que o *up-going*.

Impacto da obstrução no levantamento com *streamer*

Simulamos a aquisição sísmica em um campo onde existe a presença de uma obstrução (FPSO) de 260 m de comprimento e 40 m de largura na direção N-S. A parametrização *streamer* foi feita para um dado base para aquisição 4D (Figura 4).

Utilizando o software SurvOPT™ foi realizada uma simulação da aquisição *streamer* na presença de uma obstrução com raio de exclusão de 500 m (Figura 5).

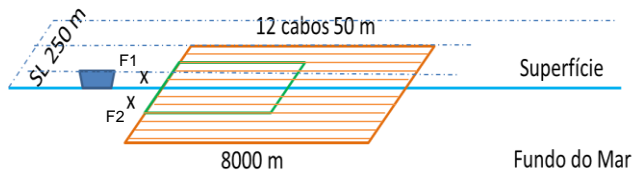


Figura 4 – Desenho esquemático da parametrização *streamer*.

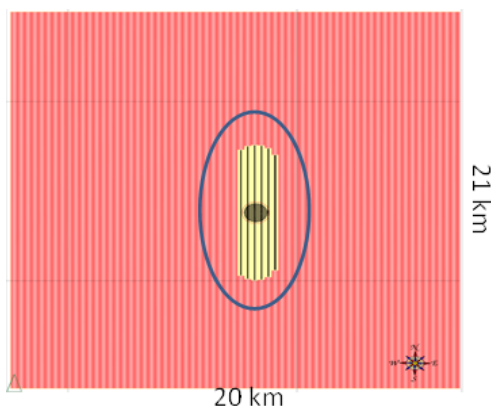


Figura 5 - Simulação no SurvOPT™ da aquisição *streamer* de onde é possível estimar a área de tiros perdidos (área em amarelo) devido a presença de obstrução pontual com raio de exclusão de 500m (escala não respeitada).

A partir dessa simulação, obtivemos o número de tiros perdidos e a respectiva área (Tabela 1). Podemos observar que seis linhas de navegação (*sail lines*) são afetadas pela presença da obstrução e que o formato da área afetada é aproximadamente uma elipse, de forma que cada linha tem um número diferente de tiros perdidos. (não consideramos que a trajetória dos cabos

seguiram um traçado mais natural devido ao arrasto ou a presença de correntes - em alguns softwares esta ferramenta chama-se *natural streamers*).

Tabela 1 – Tiros perdidos na presença de uma obstrução com raio de exclusão de 500m simulação no SurvOPT.

	FSP	LSP	metros	N de tiros	Área km ²
Linha completa	1001	2121	24994	1120	6,3
Linha 01	1337	1710	6993	373	2,10
Linha 02	1327	1721	7338	394	2,22
Linha 03	1323	1724	7519	401	2,26
Linha 04	1325	1723	7462	398	2,24
Linha 05	1333	1715	7162	382	2,15
Linha 06	1353	1695	6412	342	1,92
Total			42886	2290	12,88
Média			7148	382	2,15

A área de tiro pode ser aproximada por uma área retangular com as dimensões dos lados de 1800 m x 7150 m (Figura 6). Considerando o *spread* dos cabos de 550 m na *crossline* e o arranjo *flip-flop* teremos a área dos últimos *common midpoints* (*cmp*'s) um pouco menor que a área sem tiro.

A área de *nodes* deve ser suficiente para cobrir a área dos *cmp*'s sem registro do *streamer* e também devemos garantir nessa área traços com *offsets* variando dentro da faixa de *offsets* equivalente a do *streamer* e, por fim como o objetivo é a resposta 4D, é necessário uma região com sobreposição de dados de *nodes* e de *streamer* para permitir a integração dos traços no processamento sismico (Cooke *et. al.*, 2013)..

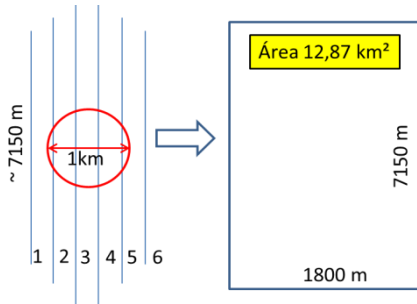


Figura 6 – Área aproximada da região sem contribuição de traços da aquisição *streamer*.

Espaçamento de tiros e cela

O tamanho da cela, no caso do *nodes*, definido pelo espaçamento entre tiros, é um dos fatores determinantes da resolução espacial. Não é economicamente viável espaçar os tiros da aquisição *nodes* para obter exatamente a mesma cela do *streamer*, dado que a componente *inline* da cela no *streamer* é definida pelo espaçamento entre estações de receptores. Na componente *crossline* podemos ter uma dimensão próxima, já que essa é definida pelo espaçamento entre os cabos e a separação entre fontes em uma aquisição tipo *flip-flop*.

Considerando o arranjo *flip-flop*, a configuração com intervalo de ponto de tiro (IPT, *inline*) de 37,5 m (o mesmo da configuração *streamer*) e espaçamento entre duas linhas de navegação adjacentes do navio fonte de 50 m foi avaliada como a mais adequada uma vez que se usarmos dois arranjos de fontes espaçados de 25 m teremos cela de 12,5 m x 12,5 m mantendo o mesmo número de linhas de uma configuração com uma única fonte (*single source*) com uma cela de 25 m x 25 m.

Área de tiro e offset

A área de tiro será controlada pelo máximo *offset* definido para a cela que se encontra na borda, e este *offset* depende da profundidade do objetivo.

O *offset* máximo considerado foi de 2000 m, desta forma deveremos estender em 2000 m cada lado do retângulo que forma a área de posicionamento dos *nodes* para obtermos a área de tiro.

Na configuração proposta de 37,5 m *flip-flop* o número de tiros é por volta de 115840. Se considerarmos o IPT na *inline* de 50 m *single source* teremos em torno de 87000 tiros. Caso a distância entre fontes do *flip-flop* for de 50 m teremos aproximadamente 58000 tiros com IPT de 37,5 m e 44000 tiros para IPT de 50 m.

Espaçamento entre nodes

O espaçamento entre os receptores exerce influência direta na resolução obtida e é um dos fatores que determina a densidade de traços. Foram realizadas simulações no pacote de software SeisRox da NORSAR™ que indicaram que o arranjo de *nodes* espaçado regularmente em 400 m apresenta resolução superior a do *streamer* em uma área equivalente a do *nodes*, mesmo nos horizontes rasos, como podemos observar na Figura 7, onde as *Point Spread Functions* (*PSF*'s) que a grosso modo representa as respostas impulsivas das configurações modeladas e indica uma maior resolução em c) do que em a). Maiores detalhes da análise a partir das *PSF*'s consultar Lecomte e Kjeller (2008).

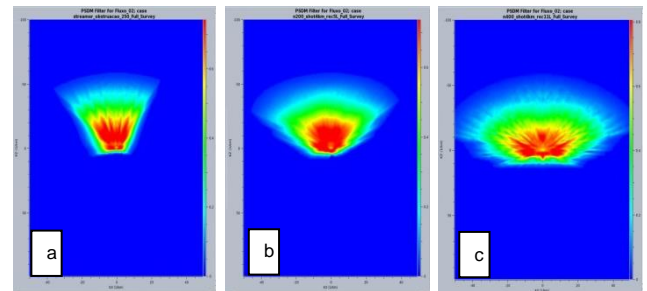


Figura 7 – *PSF* no horizonte a 1000 m de profundidade para as configurações de aquisições a) *streamer*; b) *nodes* com malha quadrada de 200 m de espaçamento e c) *nodes* com malha quadrada de 400 m de espaçamento.

Número de *nodes* e *fold*

Para se obter um dado compatível com *streamer*, consideramos que a razão sinal/ruído do dado obtido com *nodes* deva ser igual ou superior quando comparado ao dado *streamer*. O número de *nodes* controla a cobertura nominal, ou *fold*.

Para cobrir a área estimada sem contribuição do *streamer* é necessário pelo menos cinco linhas de *nodes* espaçadas de 400 m. Mas, além destas é necessário linhas de *nodes* adicionais para possibilitar uma melhor integração destes dados com aqueles oriundos do *streamer*. Outro objetivo é fornecer uma franja necessária para migração do dado *nodes* de forma independente (caso haja interesse). Consideramos o acréscimo de seis linhas de *nodes* na *crossline* e de seis *nodes* em cada linha na *inline*. Na configuração proposta o número de posições de *nodes* é de 275, 11 linhas com 25 posições de *nodes* cada. A área final de *nodes* pode ser vista na Figura 8.

No processamento conjunto do dado *nodes* com *streamer* deverá ocorrer a seleção dos traços do dado *nodes*, que são mais compatíveis (*streamer-like*) com os dados *streamer*, de modo que o *fold* efetivo do dado *nodes* será menor do que o *fold* nominal. Contudo o nível de ruído ambiental (*sweel noise*, *screw noise* e etc.) na técnica *nodes* é naturalmente menor podendo compensar em parte a queda na razão sinal/ruído devido à seleção de traços. Para a configuração proposta podemos ver, na Figura 9, que a área de cobertura completa (*full-fold*) tem 261 traços por cela (a configuração *streamer* tem 108).

Densidade de Traços

A densidade de traços depende da combinação dos fatores como *fold*, *cela* e *offset*. Pela geometria intrínseca de cada método as *celas* e o *fold* das aquisições *nodes* e *streamer* são bastante diferentes. A densidade de traços traz consigo informação destes dois parâmetros e pode ser usada para comparar a “qualidade” do arranjo de *nodes* em relação ao arranjo *streamer*. A configuração *nodes* proposta tem densidade de traços da mesma ordem de grandeza do arranjo *streamer* (por volta de um milhão de traços por km²).

Tempo e Custo da aquisição

O tempo de aquisição é a soma do tempo da implantação dos *nodes* no fundo oceânico, pelo navio ROV, o tempo necessário para os tiros, com o navio fonte, e finalmente o tempo para recolher todos os *nodes* lançados, com o navio ROV novamente. Como o tempo está associado ao custo este é um parâmetro que impacta diretamente na viabilidade econômico-financeira do projeto. Considerando a taxa de instalação dos *nodes* no assoalho marinho com uso de ROV's de 40 *nodes* por dia, o navio fonte navegando a uma velocidade média de 4.0 nó (*knot*) e 15 minutos de troca de linha, o tempo estimado é de 15 dias para o lançamento e recolhimento dos *nodes* e de 14 dias para o navio fonte cobrir toda área de tiro, resultando num tempo total de 29 dias.

O custo depende do número de embarcações, da mobilização e desmobilização, do mercado de aquisição e, principalmente, do tempo da aquisição levando em conta todos os parâmetros já citados. Para projetos com poucas obstruções, o custo de mobilização e desmobilização se torna elevado relativamente aos demais custos da operação. Obviamente haverá economia de escala conforme o aumento do número de obstruções a serem levantadas.

Área de *Nodes* (400 m x 400 m) com franja

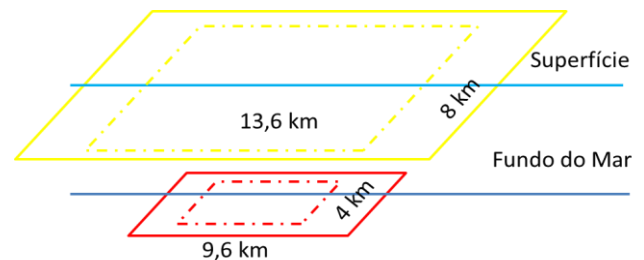


Figura 8 – Áreas de tiro (linha sólida em amarelo) e receptor (linha sólida em vermelho) para configuração *nodes* considerando seis linhas adicionais de posições de *nodes* (franja de migração).

Configuração final

De posse da configuração final foi realizado estudo de iluminação no NORSAR3D™ que apresentou satisfatória iluminação mesmo nos horizontes rasos (Figura 10) indicando que esta configuração responde de maneira ótima na região abaixo da obstrução.

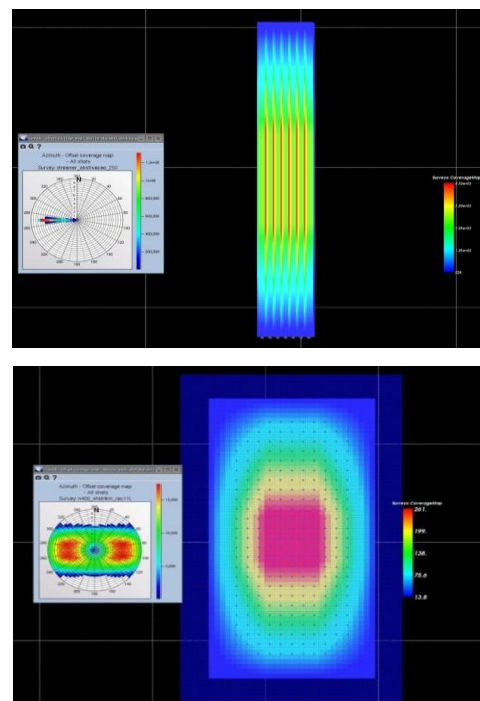


Figura 9 – Mapa de cobertura (*fold*) e distribuição azimutal para a configuração *streamer* na área obstruída (superior) e para a configuração *nodes* proposta (inferior).

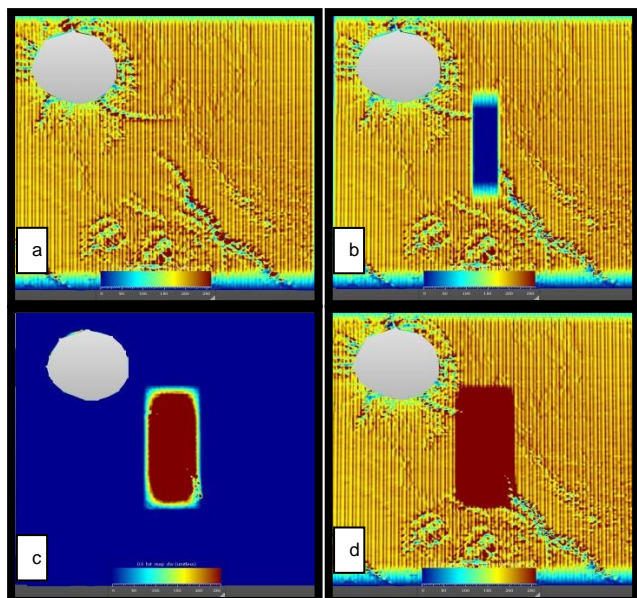


Figura 10 – *Hit Map* (quantidade de raios que chegam numa dada cela num avo definido) no horizonte alvo na porção mais rasa (1000 m) para a configuração *streamer* com 12 cabos navegando no *pre-plot* de 10 cabos. (a) *Hit Map streamer* sem a presença da obstrução. (b) *Hit Map streamer* com a presença da obstrução. (c) *Hit Map nodes*. (d) *Hit Map* resultante da soma (b)+(c). A escala tem valor máximo de 260 *hits* (vermelho) *fold* da configuração *nodes*. O buraco visto no horizonte na parte superior à esquerda é devido ao mesmo ser cortado por um domo de sal.

Conclusões

O estudo de iluminação indica que a configuração proposta, recupera informação sísmica na área abaixo da obstrução simulada de maneira satisfatória. A aquisição híbrida pode ser uma ferramenta a ser utilizada de forma sistemática nos campos *offshore* no Brasil, devido à presença de inúmeras obstruções e a necessidade de cobrir grandes áreas, que a princípio, teriam um custo proibitivo de serem levantadas com apenas a tecnologia *nodes*.

Agradecimentos

Agradecemos a Petrobras por possibilitar a publicação deste trabalho.

Referências

Boelle, J.-L., E. Brechet, E. Ceragioli, R Nawab, D. Lecerf, A. Lafram, 2012, A large-scale validation of OBN technology for time-lapse studies through a pilot test, deep offshore Angola: The Leading Edge, abril, p. 397-403.

Cooke, A., J., Monteiro, A. Gélio, J. N., Hounie, 2013, Integrating seabed and towed-streamer data to mitigate the effect of surface obstructions in deep-water Campos basin, 13th International Congress of The Brazilian Geophysical Society.

Johnston, D. H., 2013, Practical applications of time-lapse seismic data: 2013 Distinguished Instructor Series 16. SEG, Tulsa, USA.

Kristiansen, P., A. Ogunsakin, M. Esotu, O. Zdraveva, B. Hootman, E. Quadt, 2014, Deepwater OBN- Exploiting data-processing possibilities: SEG Denver 2014 Annual Meeting.

Lecomte, I, NORSAR, Kjeller, Norway, 2008, Resolution and illumination analyses in PSDM: a ray-based approach: The Leading Edge, may, p 650-663.