

VSP : Teknologi Baru Untuk Eksplorasi

Oleh :
Suprajitno Munadi

CATATAN REDAKSI

Di dalam ilmu geometri terdapat kata garis vertikal dan garis horizontal. Istilah-istilah ini ternyata terpakai juga pada bidang eksplorasi, jelasnya Vertical Seismic Profiling (VSP) dan Horizontal Seismic Profiling. Pada naskah berikut ini, penulis akan menjelaskan apa sebenarnya teknologi VSP tersebut dan apa pula perbedaannya dengan HSP, manfaat serta limitasinya. Sebagai catatan tambahan penulis tidak melaksanakan penelitian ini di Indonesia, melainkan di Australia, sebuah negara yang tahap penelitian dan teknik manufacturingnya sudah begitu tinggi. Di negara ini selalu tersedia sarana atau kemudahan untuk bidang penelitian. Bantuan selalu diberikan oleh supervisor yang berperan juga sebagai andalan, dalam hal ini DR. Stewart Greenhalg.

1. PENDAHULUAN

VSP (Vertical Seismic Profiling) merupakan teknologi yang relatif baru untuk eksplorasi khususnya bagi ahli-ahli di dunia Barat. Ahli-ahli Uni Soviet ternyata telah lebih dahulu melakukan percobaan-percobaan lapangan semenjak tahun 1950-an. Baru setelah tahun 1974 teknologi ini menarik minat para ahli di Eropa dan Amerika dan popularitasnya ternyata meningkat demikian cepat dalam beberapa tahun belakangan ini.

Popularitas yang meningkat cepat tersebut sudah barang tentu ada sebabnya, yakni : orang mulai melihat potensinya yang begitu besar yang dalam kondisi teknologi sepuluh tahun yang lalu baru sedikit yang bisa direalisasikan. Saat ini banyak dari potensi itu mulai dimanfaatkan walaupun sebetulnya masih lebih banyak lagi yang bisa dikembangkan.

Pemanfaatan *VSP* dimasa mendatang sangat tergantung kepada hasil riset dan pengembangan teknologinya. Riset ibarat merintis jalan ke daerah-daerah baru, teknologi merubah jalan rintis itu menjadi jalan raya, dan daerah-daerah baru tadi menjadi depot sumber daya. "Teknologi itu merupakan istilah yang bagus dari ketrampilan", begitu pernah diucapkan oleh bapak Menteri Negara Riset dan Teknologi, B.J. Habibie ditahun 1979. Dari kehidupan sehari-hari kita mengamati bahwa ketrampilan manusia meningkat de-

ngan dipelajarinya ilmu pengetahuan dan dikembangkannya peralatan. Betapa susah menangkap ikan di laut ! Akan tetapi cobalah pakai kail dan umpan, tentu kita akan mendapat beberapa ikan. Belajarlah bagaimana memakai jaring, akan ternyata lebih banyak lagi ikan terjgiring. Jika dengan pukuk harimau yang rakus, mana bagian untuk nelayan-nelayan kecil yang tak pernah kursus ?

Tulisan ini bermaksud memberikan gambaran tentang apa itu *VSP* dan beberapa dari potensi yang terkandung didalamnya. Apakah *VSP* bisa membantu kita mengeksplorasi jebakan-jebakan minyak dan gas bumi ? Kita sering mendengar istilah-istilah baru diperkenalkan kepada dunia, tapi begitu kita mulai mengerti apa maksudnya, muncul seseorang menawarkan kepada kita untuk memakai atau membelinya. Seseorang pernah bertanya bagaimana mereka itu bisa datang ke negara ini dengan membawa dan memasarkan produk serta jasa teknologi yang demikian tinggi? Pertanyaan itu hanya dijawab dengan senyuman. Dalam hati mungkin mereka berkata : "Ya, sepuluh tahun bahkan dua puluh tahun yang lalu kami bergulat dengan berbagai kesukaran untuk menguasai dan mengembangkan teknologi yang kami bawa tersebut". "We were there, then we are here now".

2. VSP DAN HSP

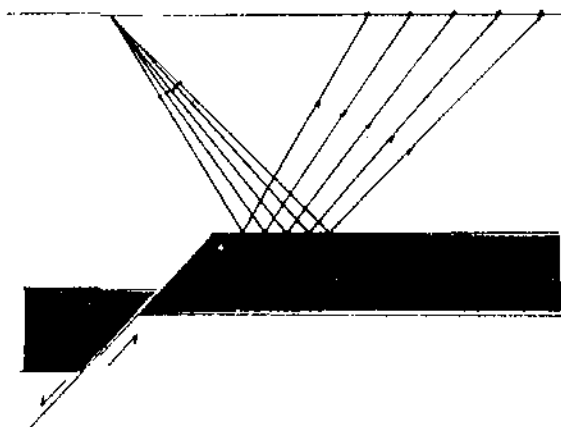
Data seismik mempunyai peranan yang cukup

menentukan dalam eksplorasi minyak dan gas bumi karena dapat menaikkan "success ratio". Statistik menunjukkan bahwa *success ratio* itu naik dari 1/10 menjadi 6/10. Bisa saja kita menemukan sumur-sumur minyak tanpa data seismik, tapi mungkin dari sepuluh pemboran eksplorasi yang kita kerjakan hanya satu yang berhasil. Kita menyebut data seismik jenis ini se-

bagai data seismik dari *HSP* (*Horizontal Seismic Profiling*) karena data itu didapat dengan cara menempatkan detektor dalam arah horizontal di permukaan bumi (lihat Gambar 1 a). Di atas kertas *VSP* hanyalah memutar *HSP* dengan sudut sebesar 90° . Dalam hal ini detektor diatur dalam arah vertikal sepanjang sumur pemboran (Gambar 1 b).

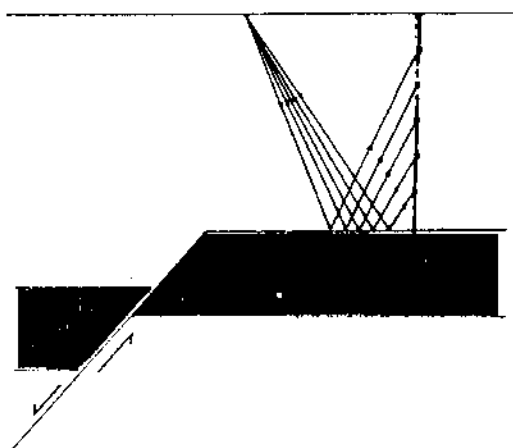
Seismic profiling :

horizontal



Gambar 1 a

vertical



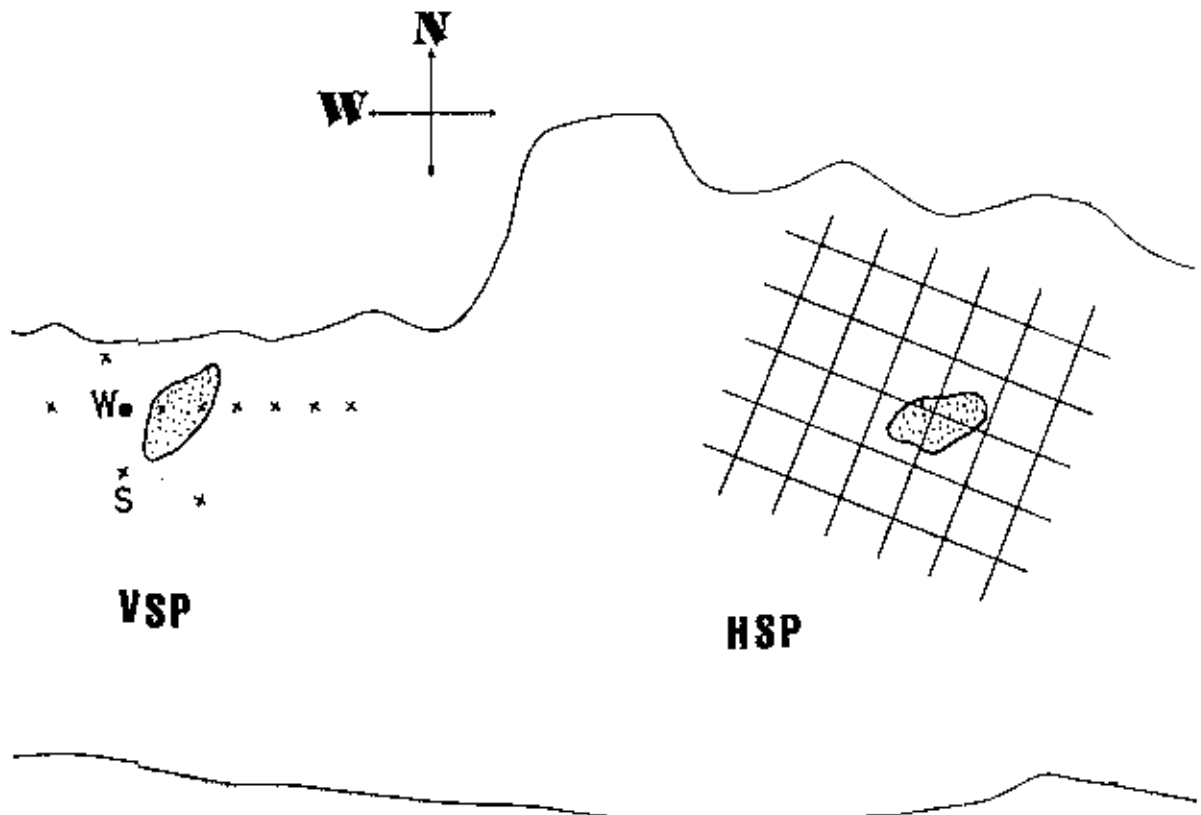
Gambar 1 b

Tentu ada kelemahan dan kelebihan dari masing-masing cara. Yang jelas kalau tidak ada sumur pemboran bagaimana *VSP* bisa dikerjakan? Memang betul! Tapi dari pada sumur-sumur yang kosong hanya ditutup begitu saja bukankah *VSP* bisa berperan? Kemungkinan melesetnya hanya beberapa puluh meter saja dari tempat di mana *reservoir* berada. Atau kita kurang dalam memornya? Dalam sub-bab 7.2. akan dijelaskan bagaimana *VSP* dapat menebak adanya horizon yang lebih dalam dari kedalaman sumur pemboran yang tersedia.

Perbedaan antara *VSP* dan *HSP* dalam cara mengeksplorasi lapangan dapat dilihat dalam Gambar 2 (a) dan (b). Dalam teknik *HSP*, tiap-tiap garis adalah lintasan seismik yang panjangnya bisa lebih dari 10 km. Detektor/*geophone* biasanya diatur dalam *group* dengan jarak antar *group* 50 – 100 meter. *Group geophone* ini sering disebut dengan istilah stasiun. Saat ini alat-alat perekam seismik yang baru (yang tidak memakai sistem telemetri) dapat menampung 48 sampai 96 stasiun. Jadi dapat dibayangkan berapa panjang

kabel harus direntang. Tidak hanya itu, mempersiapkan lintasan *HSP* seperti yang tampak dalam Gambar 2 a memerlukan regu perintis untuk meluruskan jalan dengan membat pohon-pohon yang menghalangi lintasan seismik. Apalagi kalau dipakai teknik "multiple coverage", posisi stasiun dan sumber ledakan setiap kali harus digeser dengan *interval* yang cukup rapat. Jadi dapat dibayangkan banyaknya pekerjaan yang harus diselesaikan di lapangan. Pada gilirannya, posisi alat perekam dengan segala perlengkapannya yang berat itupun harus dipindahkan beberapa kali dalam satu lintasan atau berulang kali selama *survey* berlangsung.

Dalam *VSP* (Gambar 2 b) alat perekam tetap saja dekat sumur pemboran. Sumber ledakan dapat bergerak dengan bebas asal posisi dan ketinggian terhadap sumur diketahui. Jumlah tenaga yang diperlukan menyusut dari beberapa ratus orang (dalam *HSP*) menjadi hanya beberapa orang saja. Perbandingan ini bukan dimaksudkan untuk memojokkan *HSP* dan menonjolkan *VSP*. Dalam praktek masing-masing teknik



Gambar 2 (a) dan (b)

mempunyai kelemahan dan keunggulannya sendiri.

3. TEKNIK LAPANGAN VSP

Andaikan sebuah sumur pemboran sudah ada dan kita mempunyai "borehole geophone" beserta seperangkat kecil alat perekam.

Kita minta seseorang untuk menurunkan borehole geophone itu ke dalam sumur pemboran tadi, misalnya sampai pada kedalaman 100 meter. Beberapa orang lagi kita minta untuk membor lubang kecil sedalam 5 - 10 meter pada jarak beberapa meter dari sumur. Kemudian setengah kilogram dinamit kita masukkan ke dalam lubang kecil itu dan kita ledakkan. Alat perekam kita tentu mencatat gelombang-gelombang yang diakibatkan oleh gempa buatan ini. Tapi apa artinya gelombang-gelombang gempa yang terekam pada situasi seperti itu ?

Kita minta lagi agar titik ledakan dipindahkan sejauh 50 meter dari tempat semula, di situ kita ledakkan lagi dinamit dan kita rekam gelombang-gelombang gempanya. Demikian seterusnya. Titik ledakan itu bisa kita gerakkan ke arah *lateral* (menjauhi sumur) atau

pun ke arah *radial* (melingkari sumur). Jadi pada posisi geophone yang tetap di dalam sumur pemboran, kita memperoleh banyak gelombang-gelombang terekam yang berasal dari titik ledakan yang mengembara (*walk away source*)

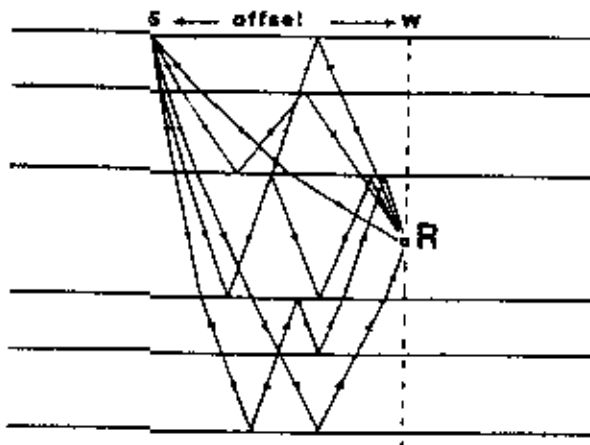
Situasi yang lain adalah sebagai berikut : titik ledakan kita usahakan tetap pada suatu jarak tembak (*offset*), misalnya 100 meter dari sumur. Kemudian posisi geophone dalam sumur kita pindah-pindah dengan *interval* 10 atau 20 meter dari posisi yang paling dalam sampai ke dekat permukaan. Pada setiap posisi geophone dalam sumur pemboran, 1 kilogram dinamit kita ledakkan pada jarak tembak tersebut di atas dan gelombang-gelombang gempanya kita rekam. Dari situasi ini kita memperoleh gelombang-gelombang yang jelas berbeda bila dibandingkan terhadap situasi yang pertama. Sebetulnya inilah yang mula-mula disebut *Vertical Seismic Profiling*.

Masalahnya adalah apa artinya gelombang-gelombang yang terekam pada situasi yang pertama dan apa pula yang terekam pada situasi yang ke dua ? Apakah ada hubungan antara keduanya ? Sebelum menjawab pertanyaan ini marilah kita pelajari sedikit

bagaimana gelombang-gelombang gempa buatan tadi merambat dalam situasi pengukuran seperti *VSP* itu.

4. PERAMBATAN GELOMBANG SEISMIK DALAM *VSP*

Teknik pengukuran *VSP* yang menempatkan *geophone* pada kedalaman tertentu dalam sumur pemboran menyebabkan rumitnya bentuk gelombang yang terekam. Pada posisi itu *geophone* kita menerima gelombang-gelombang gempa yang tidak hanya datang dari lapisan-lapisan dibawahnya akan tetapi juga gelombang-gelombang gempa yang mengalami pembiasan dan pantulan oleh lapisan-lapisan diatasnya (Gambar 3).



Gambar 3

Borehole *geophone* R tidak hanya menerima gelombang-gelombang yang dipantulkan oleh lapisan-lapisan dibawahnya, akan tetapi juga gelombang-gelombang yang dipantulkan dan dibiaskan oleh lapisan-lapisan diatasnya.

Bentuk gelombang yang terekam dalam *VSP* itu menjadi semakin rumit lagi oleh adanya pantulan-pantulan berulang (*surface multiple*, *internal multiple* + *pegleg multiple*) dan konversi gelombang dari *type longitudinal (P, compressional wave)* ke *type transversal (S, shear wave)* dan sebaliknya. Pantulan berulang dan pembiasan itu membentuk semacam proses berantai.

Yang sudah begitu rumit itu masih ditambah lagi oleh efek "*geometrical spreading*", "*absorption*", "*well-geophone coupling*", "*random noise*", "*tube wave noise*", dan "*inelastic attenuation*". Interferensi dari semuanya itu menghasilkan bentuk gelombang seperti yang terekam oleh alat perekam kita. Sudah tentu hal ini menyulitkan interpretasinya.

Interpretasi memang bersifat subyektif, akan tetapi sebetulnya pekerjaan itu selalu berdasar pada konsep-konsep yang sudah teruji kebenarannya yang melandasi cara kita berpikir. Umumnya konsep-konsep itu merupakan hasil lamunan para pemikir yang tidak kita jumpai secara langsung di tengah-tengah alam sekeliling kita. Kenapa? Karena sering konsep-konsep itu diturunkan dari keadaan yang murni dan idil. Interpretasi akhirnya merupakan ekstrapolasi dari keadaan yang kita jumpai mengarah kepada pola-pola yang diturunkan dari keadaan yang murni dan idil tadi. Jadi kita memerlukan pola tertentu sebagai pedoman untuk memulai interpretasi.

Marilah kita berkhayal sebagai berikut: misalkan batuan-batuan di bawah permukaan bumi ini terdiri atas lapisan-lapisan yang *homogen* (dalam penglihatan gelombang seismik) dan elastis sempurna. Masing-masing lapisan tadi boleh saja sifat-sifat elastisnya berbeda, jika tidak ada *noise*, absorpsi, dan gangguan-gangguan lainnya. Dalam kondisi yang murni dan idil seperti itu, secara matematik tentu kita dapat merumuskan bagaimana seharusnya bentuk gelombang yang terekam. Lebih-lebih kalau kita dapat memerintah komputer untuk mengerti perumusan kita itu, maka di mana saja *geophone* dan titik ledakan berada, bentuk gelombang yang kita harapkan bisa didapat dengan segera. Jadi ternyata, kita memerlukan sebuah "*numerical simulator*" untuk *VSP*.

5. SIMULASI NUMERIK

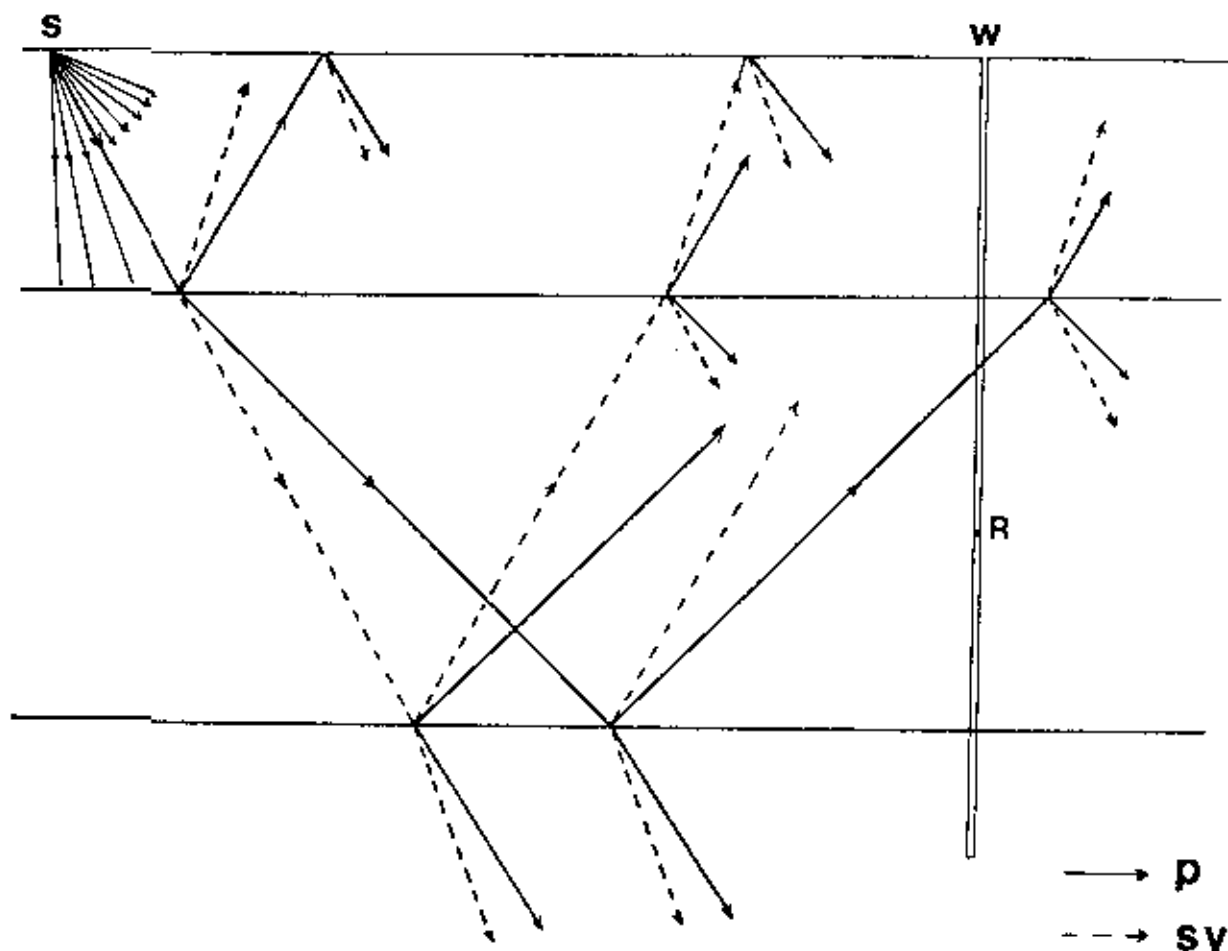
Simulasi numerik untuk *VSP* walaupun dihitung dalam kondisi murni dan idil, rupa-rupanya tidak muda. Hal ini terbukti dari sejarah *VSP* itu sendiri. Semenjak tahun 1954 - 1974, Gal'perin dan kawan-kawannya (para sarjana Rusia) lebih banyak melakukan pengukuran lapangan dan interpretasi kualitatif. Sewaktu *VSP* ini menarik minat ahli-ahli Eropa dan Amerika, penyelesaian simulasi numerik itupun tak segera terpecahkan. Dia baru muncul di awal tahun 1982 (lihat Wyatt, 1981) dan fenomena yang disimulir masih terbatas pada kasus "*normal incidence*". Konsep simulasi Wyatt berdasar atas teori *State Space Model* yang cukup dikenal di dunia teknik telekomunikasi.

Kasus *normal incidence* adalah suatu pengendalian bahwa sumber ledakan berimpit dengan puncak sumur. Atau dengan kata lain *offset* sama dengan nol

("zero offset"). Teknik-teknik simulasi *zero offset VSP* yang muncul setelah tahun 1982 umumnya memakai konsep yang berbeda dari konsep Wyatt, dan dimaksudkan untuk mempercepat proses perhitungannya. (lihat : Thybo, 1983; Ursen dan Artsen, 1983; Suprajitno dan Greenhalgh, 1983). Kenapa simulasi *zero offset* dahulu yang terpecahkan ?

Untuk menjawab pertanyaan itu cobalah kita amati apa yang terjadi kalau sebuah gelombang gempa menghantam bidang batas antar dua lapisan yang ber-

beda sifat elastiknya. Gambar 4 menunjukkan bahwa setiap gelombang P yang datang akan terpecah menjadi dua gelombang terpantul P dan S, dan dua gelombang terbias P dan S. Hal ini berlaku juga seandainya yang datang itu adalah gelombang S. Fenomena konversi gelombang ini terjadi secara simultan di setiap bidang batas antar media. Semua gelombang yang tersebut terakhir ini mengalami konversi lagi dan saling berinterferensi. Terjadilah semacam prosus berantai. Kesemuanya itu jelas menyulitkan perumusan maupun perhitungannya.



Gambar 4

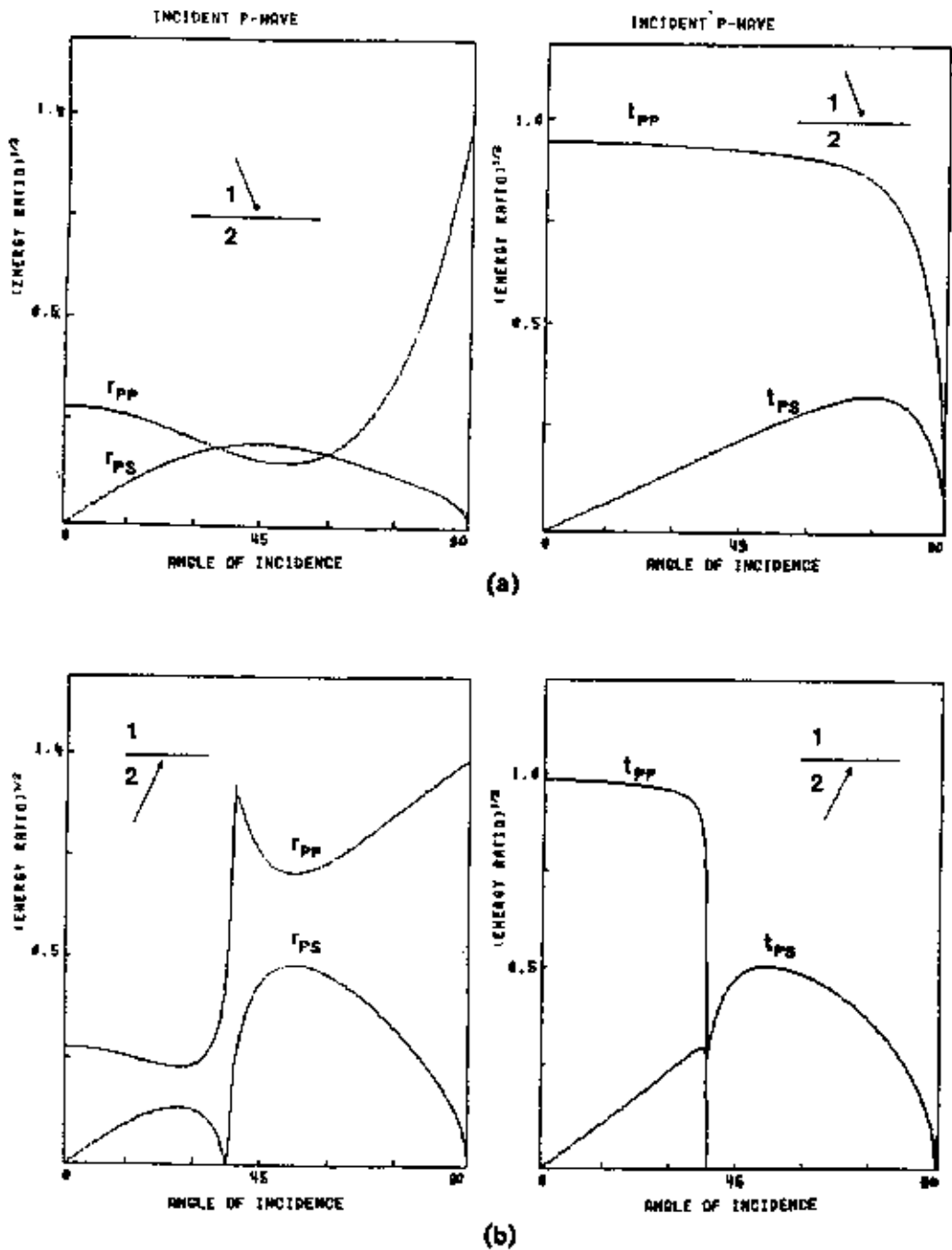
Satu titik ledakan menimbulkan ribuan gelombang bidang yang masing-masing mempunyai arah perambatan sendiri-sendiri. Gambar menunjukkan pantulan, pembiasan dan konversi gelombang yang dialami oleh setiap gelombang bidang tersebut bilamana dia menemui bidang batas antar lapisan yang berbeda sifat-sifat elastisnya.

Perbandingan antara tenaga gelombang yang datang (andaikan sama dengan satu) terhadap gelombang yang terpantul dan terbias dari satu bidang batas antar dua lapisan dapat dilihat pada Gambar 5 (a) dan (b). Diandaikan gelombang yang datang adalah gelombang

P. Gambar 5 (b) berasal dari model yang sama dengan Gambar 5 (a); bedanya adalah gelombang P datang dari bawah. Terlihat bahwa energi gelombang yang dipantulkan atau dibiaskan tergantung pada sudut datang ("angle of incidence").

$$\frac{\alpha_1 = 7.0 \quad \beta_1 = 4.0 \quad \rho_1 = 2.65}{\alpha_2 = 4.3 \quad \beta_2 = 2.6 \quad \rho_2 = 2.40}$$

(α dan β dalam km/s, ρ dalam kg/m³)



Gambar 5

Pantulan dan pembiasan pada satu bidang batas sebagai fungsi sudut datang
 Diagram (a) : gelombang P datang dari atas, Diagram (b) : gelombang P datang dari bawah
 (Dari Suprajitno, 1984)

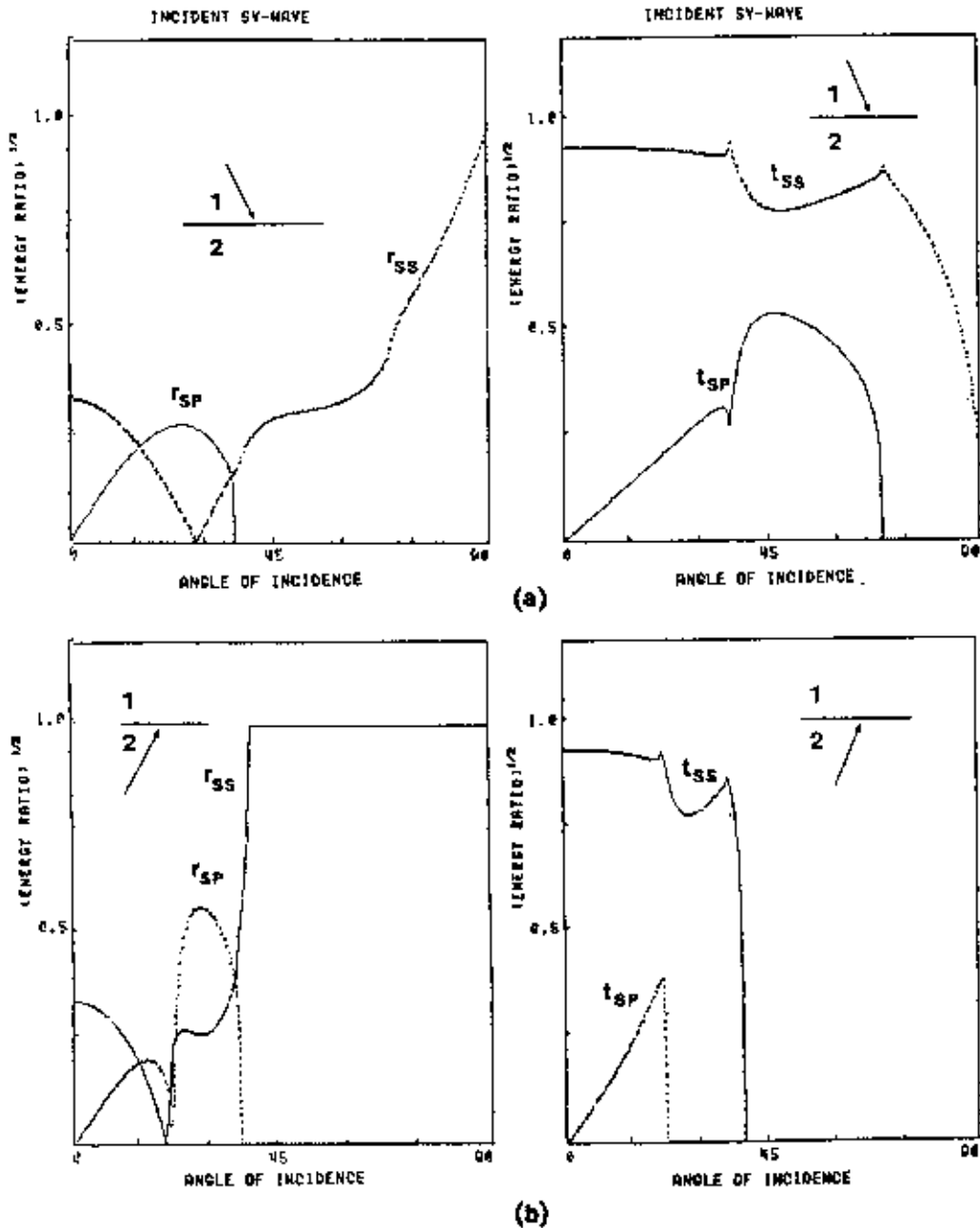
Walaupun titik ledakan kita membangkitkan gelombang-gelombang P, akan tetapi gelombang-gelombang S segera muncul begitu gelombang-gelombang P itu menghantam bidang batas. Pada gilirannya gelombang-gelombang S ini menghantam bidang batas yang

lain dan terpecah menjadi empat gelombang baru (terpantul S dan P, dan terbias S dan P). Gambar 6 (a) dan (b) menunjukkan perbandingan tenaga gelombang-gelombang S ini menghantam bidang batas yang lain dan terpecah menjadi empat gelombang baru (terpantul S dan P, dan terbias S dan P). Gambar 6 (a) dan (b) menunjukkan perbandingan tenaga gelombang-gelombang S ini menghantam bidang batas yang

Model :

$$\begin{array}{l} \alpha_1 = 4.6 \quad \beta_1 = 2.7 \quad \rho_1 = 2.4 \\ \alpha_2 = 2.9 \quad \beta_2 = 1.6 \quad \rho_2 = 1.9 \end{array}$$

(α dan β dalam km/s , ρ dalam kg/m³)



Gambar 6

Pantulan dan pembiasan pada satu bidang batas sebagai fungsi sudut datang
 Diagram (a) : gelombang SV datang dari atas, Diagram (b) : gelombang SV datang dari bawah
 (Dari Suprajitno, 1984)

bang-gelombang tersebut (diandaikan gelombang S datang dari atas). Dalam Gambar 6 (b) diandaikan gelombang S datang dari bawah.

Bagian-bagian kurva yang runcing dalam Gambar 5 dan 6 menunjukkan adanya sudut kritis. Secara matematis hal itu berarti : mulai dari sudut itu ke atas perhitungannya tidak bisa kita tangani secara biasa, kecuali kalau kita pandai memanfaatkan hilangan-bilangan kompleks. Secara fisis hal itu berarti sudut datang yang menyebabkan munculnya gelombang yang merambat sejajar dengan bidang batas (*head wave*). Selain itu juga mulai terjadinya perbedaan fasa antara gelombang yang terpantul atau terbias terhadap gelombang yang datang.

Gambar 5 (a dan b) dan 6 (a dan b) harus menunjukkan fenomena yang terjadi pada satu bidang batas. Persoalan teoritisnya akan menjadi betul-berul rumit kalau kita menghadapi "*multilayered media*". Menangani media berlapis N bukan berarti kita tinggal mengalikan "*energy ratio*" tiap bidang batas dengan N - 1, akan tetapi banyak hal lain yang lebih merumitkan perhitungannya, antara lain : perbedaan fasa antara gelombang-gelombang yang masuk di bidang batas pertama terhadap gelombang-gelombang yang ke luar dari bidang batas ke dua, ke tiga, dan seterusnya, pembiasan gelombang yang menyebabkan lintasannya berbelok, dan pantulan-pantulan berbilang yang simetris maupun asimetris (*peg-leg multiple*). Dan sudah tentu kerumitan bertambah dari proses berantai yang telah disebut di muka.

Sekarang, cobalah kita perhatikan Gambar 5 dan 6 (a dan b), apa yang terjadi kalau sudut datang sama dengan nol (yakni situasi *normal incidence* atau *zero offset*). Ingat bahwa sumber ledakan kita hanya membangkitkan gelombang-gelombang P. Terlihat bahwa dalam kasus ini tidak ada konversi gelombang. Ini berarti gelombang-gelombang P walaupun mengalami proses pemantulan dan pembiasan berkali-kali akan tetap sebagai P. Tidak hanya itu, dengan sudut datang nol, sudut biasnya juga nol. Artinya, lintasan gelombang tidak berbelok. Hal ini tentu memudahkan simulasi numeriknya. Itulah sebabnya, simulasi *zero offset VSP* jauh lebih sederhana dari pada *offset VSP*.

Simulasi numerik dari *offset VSP* walaupun sangat kompleks, akan tetapi merupakan suatu hal yang sangat kita perlukan. Dalam tingkat ilmu pengetahuan saat ini, ditambah dengan tersedianya komputer yang besar, realisasi dari simulasi yang rumit itu sudah masanya terpecahkan. Akhir-akhir ini muncul hampir

bersamaan beberapa teknik simulasi *offset VSP* yang memperhitungkan konversi-konversi gelombang tersebut di atas. Masing-masing teknik simulasi tadi ternyata memakai teori yang berlainan (lihat : Dietrich, Prange, dan Bouehon, 1984; Sullivan, 1984; Stephen, 1984; Cormier dan Mellen, 1984; Suprayitno dan Greenhalgh, 1984). Kalau ditanya, manakah yang paling jitu dari ke lima teknik simulasi *offset VSP* tersebut ? Jawabnya, tak satupun ! Masing-masing mempunyai kelemahan dan keunggulan sendiri-sendiri.

6. SINTETIK SEISMOGRAM VSP

Gelombang-gelombang yang terekam oleh alat perekam seismik di lapangan disebut seismogram. Berasal dari bahasa Yunani *seismos* (= gempa) dan *gram* (= berita). Yang dihasilkan oleh komputer setelah menyelesaikan proses simulasi numerik disebut sintetik seismogram.

Sintetik seismogram *VSP* banyak kegunaannya. Selain dia dapat memberikan pedoman kepada kita dalam menginterpretasi data yang sebenarnya, dia juga sangat berguna untuk perancangan proses data *VSP* itu sendiri. Kalau kita mempunyai kesempatan untuk merancang dan mengembangkan teknik-teknik proses, sintetik seismogram *VSP* dapat juga dipakai sebagai pedoman untuk menilai seberapa baik proses-proses yang kita borongkan kepada perusahaan pengolahan data. Lebih jauh dari pada itu, simulator numerik dapat juga dipakai untuk melatih orang menjadi lebih trampil dalam menghadapi problema lapangan. Strategi pengumpulan data yang optimum dapat dicoba dengan simulasi sehelum kita terjun ke lapangan. Bukankah hasil simulasi adalah keadaan idil dan data lapangan tak akan lebih baik dari pada keadaan idil itu ? Kalau menangani yang idil saja sudah salah langkah, bagaimana bisa diharapkan pekerjaan di lapangan akan berhasil ?

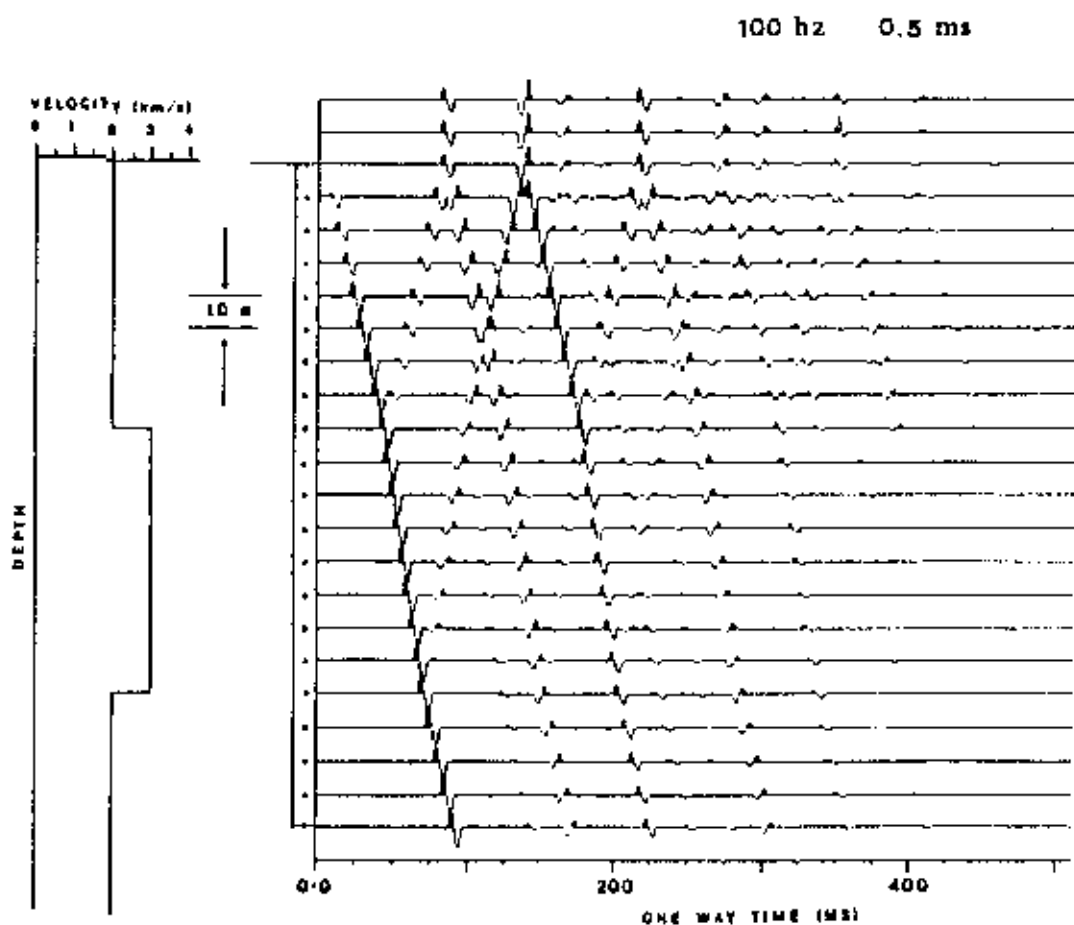
Berikut ini diberikan beberapa contoh dari sintetik seismogram *VSP* sebagai hasil dari simulasi numerik. Model sengaja dipilih yang sederhana supaya lebih mudah dipahami. Dalam praktek datanya diambil dari "*sonic log*". Dari *sonic log* kita dapat membaca distribusi cepat rambat gelombang seismik beserta rapat masa batuan di sepanjang sumur pemboran. Informasi dari *sonic log* hanya mencakup radius tidak lebih dari satu meter. Dengan *VSP* radius ini seolah-olah diperpanjang menjadi beberapa ratus meter atau bahkan lebih dari satu kilometer.

7.1. VSP OFFSET NOL/NORMAL INCIDENCE

Gambar 7 adalah contoh simulasi numerik dari *VSP offset nol*. Model sengaja dipilih sederhana supaya lebih informatif. Sifat-sifat elastis batuan diterjemahkan dalam bentuk cepat rambat gelombang seismik dan rapat masa batuan. Titik-titik sepanjang sumur menunjukkan posisi *borehole geophone*.

Terlihat bahwa di setiap posisi di dalam sumur, *geophone* kita menerima gelombang-gelombang yang menuju ke bawah (*downgoing waves*, sebut saja *DGW*) dan gelombang-gelombang yang menuju ke atas (*upgoing waves*, sebut saja *UGW*). Yang pertama kali terekam adalah gelombang-gelombang yang datang secara

langsung dari sumber ledakan ke *geophone*. Gelombang-gelombang yang baru sekali mengalami pantulan seolah-olah menjadi "sinar" terpantul. Titik potong antara keduanya menunjukkan kedalaman horizon pemantul. Pantulan berulang (*multiple*) dan interferensinya dapat kita amati dengan jelas. Yang lebih menarik adalah bahwa *multiple* itu bisa kita telusur asalnya. Tiga seismogram yang paling atas adalah sama. Mereka merupakan sintetik seismogram *VSP* yang dihitung pada kedalaman nol. Mereka tidak lain dari pada sintetik seismogram *HSP* yang sering dipakai untuk mengkalibrasi "seismic section". Terlihat bahwa sintetik seismogram *HSP* hanya merekam gelombang-gelombang yang terpantul ke atas (*UGW*).



Gambar 7

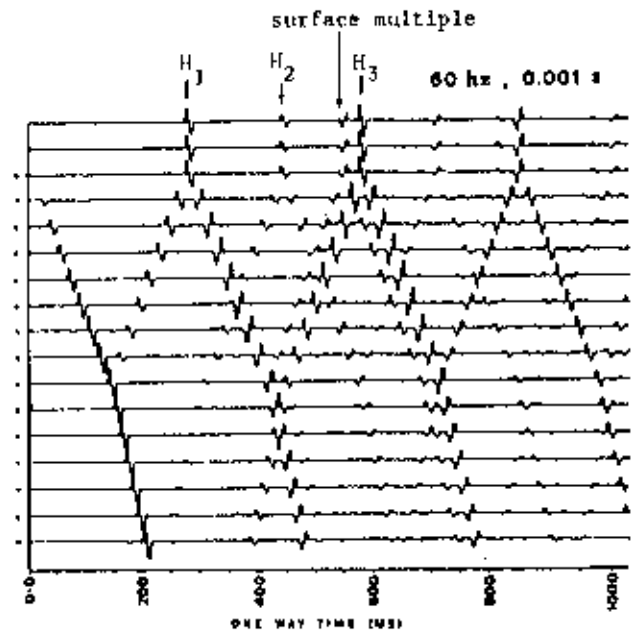
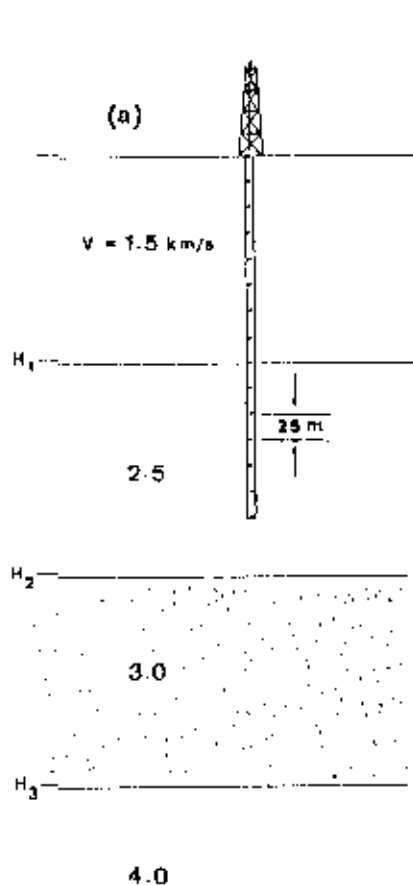
Di setiap bidang batas antar dua lapisan, gelombang-gelombang yang datang langsung dari titik ledakan ke *geophone* berpotongan dengan gelombang-gelombang yang terpantul ke atas. Titik potongnya menunjukkan kedalaman dari horizon pemantul. Perhatikan pantulan-pantulan berulang (*multiple*) dapat ditelusur asalnya.

7.2. MENDUGA HORISON DI BAWAH SUMUR

Andaikan kita mempunyai model seperti yang tampak pada Gambar 8 (a), dan titik ledakan kita tempatkan tidak jauh dari puncak sumur. Simulasi numerik dari model itu menghasilkan sintetik seismogram *VSP* seperti tampak pada gambar 8 (b).

Seperti yang telah disebutkan di muka, perpotongan antara gelombang-gelombang langsung yang menuju ke bawah dengan gelombang-gelombang yang

haru mengalami sekali pemantulan menunjukkan kedalaman di mana horison berada. Dalam gambar 8 (b) di bagian bawah, tidak semua gelombang yang dimaksud di atas sempat berpotongan. Hal ini menunjukkan bahwa horison pemantulnya terletak pada kedalaman yang lebih dalam dari pada sumur pemboran itu sendiri. Titik-titik pertemuannya bisa didapat dengan jalan mengekstrapolasi ke bawah. Djsitulah horison-horison yang belum tersentuh mata bor berada. Jadi data *VSP* mempunyai potensi dalam melakukan "*prediction ahead of the drill bit*".



Gambar 8 (a) dan (b)

Gelombang-gelombang terpantul ke atas yang tidak memotong gelombang-gelombang yang datang langsung dari titik ledakan ke geophone merupakan indikasi adanya horison pemantul yang lebih dalam dari pada kedalaman sumur pemboran yang tersedia.

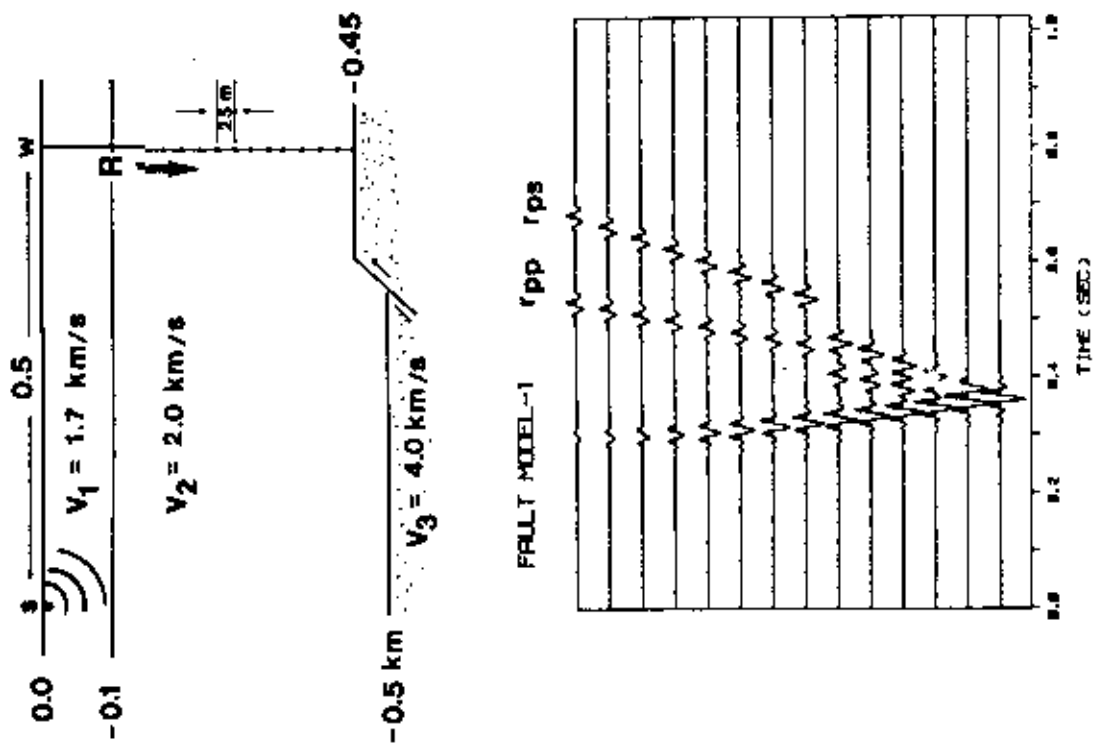
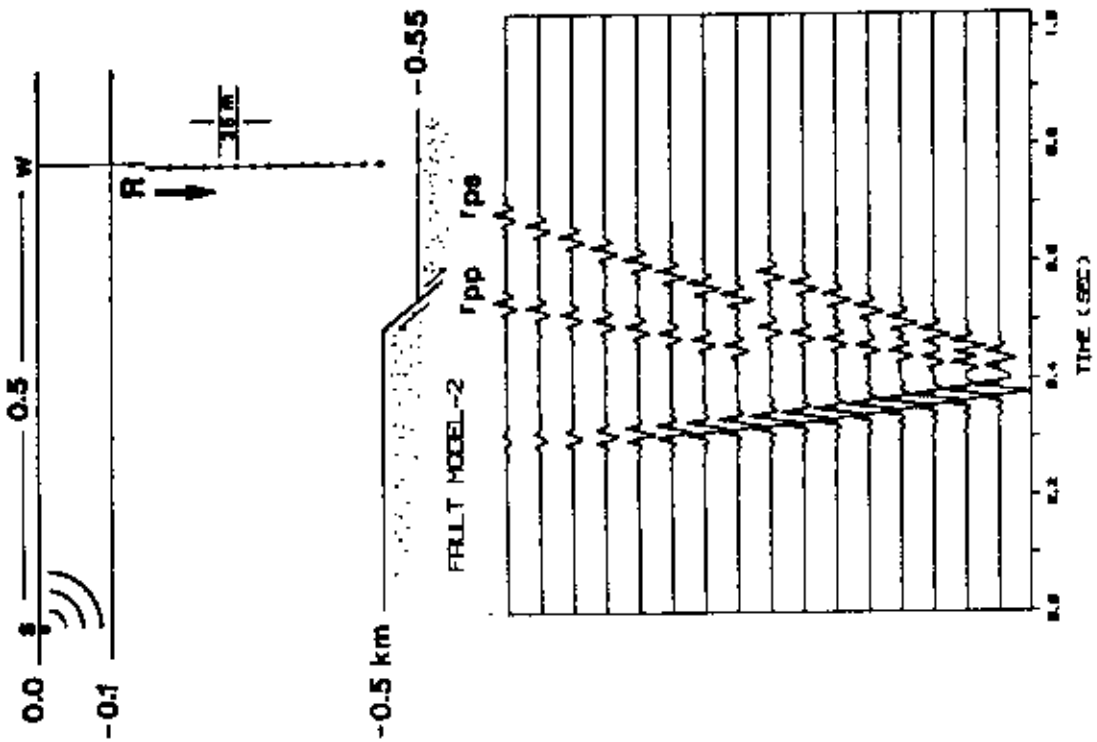
7.3. MELOKALISIR PATAHAN

Gambar 9 (a) dan (b) mendemonstrasikan potensi *VSP* dalam menunjukkan adanya patahan beberapa ratus meter dari sumur pemboran. Untuk memperlihatkan potensi ini, pantulan-pantulan berulang dan difraksi sengaja tidak disimulasi. Konversi gelombang diperhitungkan untuk menunjukkan kekuatan refleksinya relatif terhadap gelombang P. Terlihat bahwa patahan menjelma menjadi diskontinuitas da-

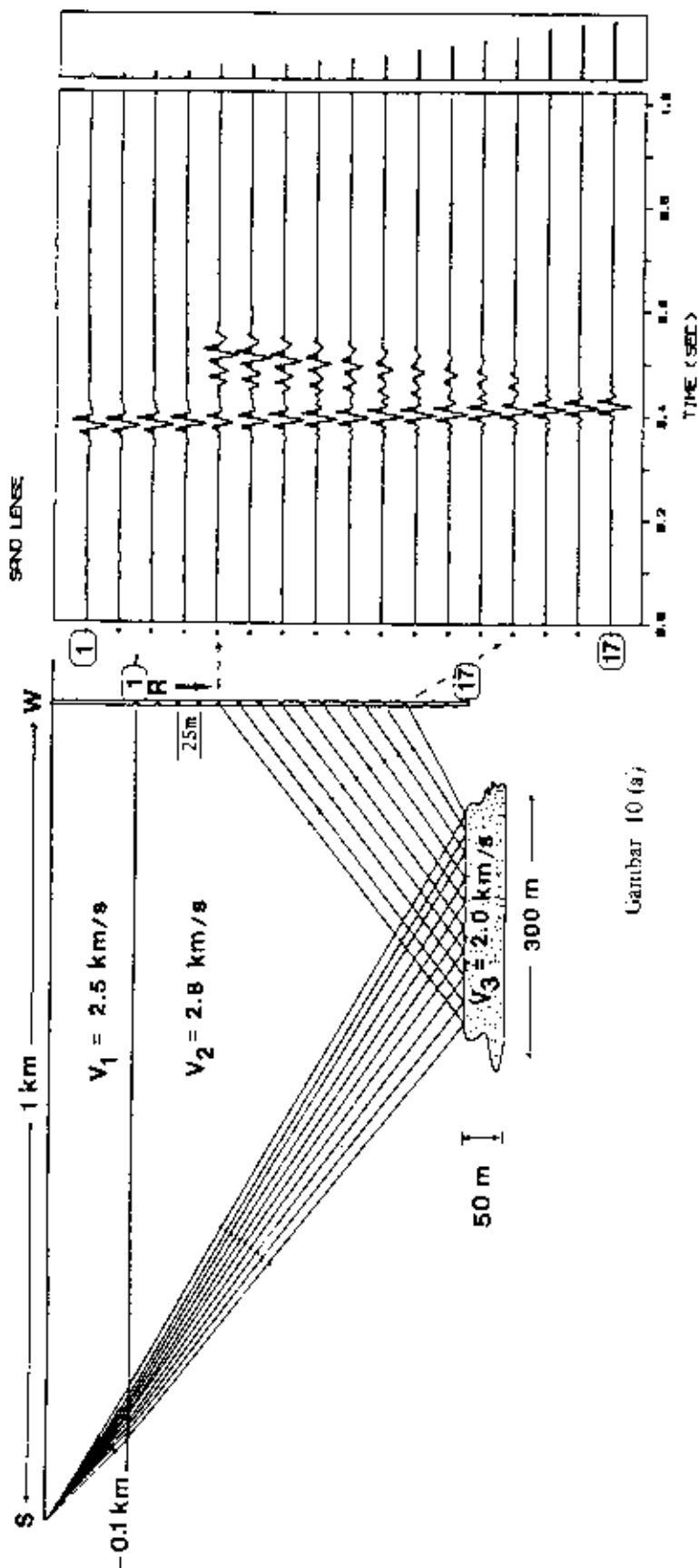
lam seismogram.

7.4. LENSA PASIR

Gambar 10 (a) dan (b) menunjukkan bagaimana lensa pasir setebal 50 m menampakkan dirinya dalam sintetik seismogram *VSP* yang memakai sinyal dengan frekuensi dominan sebesar 60 Hz. Dalam hal ini difraksi, *multiple* dan konversi gelombang sengaja tidak disimulasi.



Gambar 9 (a) dan (b)

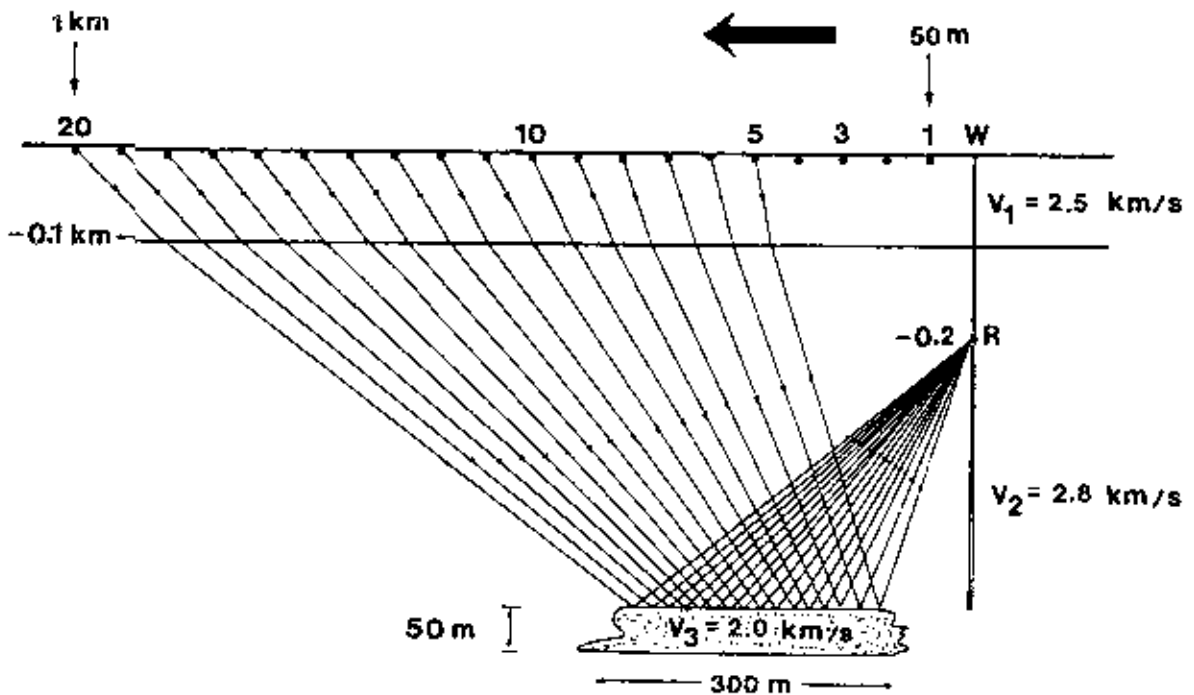
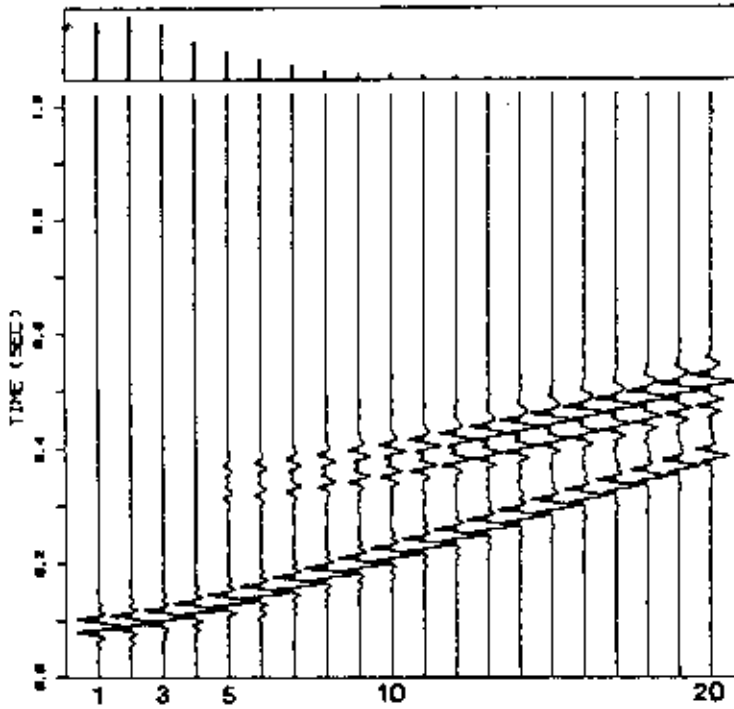


Gambar 10 (a)

Masing-masing seismogram dinormalisir terhadap amplitudo maksimum yang ada padanya. Histogram menunjukkan amplitudo maksimum dari trace ke trace. Trace no. 20 pada Gambar 10 (a) direkam pada geometri yang sama dengan trace no. 4 pada Gambar 10 (b). Jadi bentuk seismogram harus serupa. Hal ini dapat dipakai untuk mengidentifikasi gelombang-gelombang yang terekam dengan teknik "walkaway source VSP".

SAND LENSE : WALK AWAY SOURCE

L2



Gambar 10 (b)

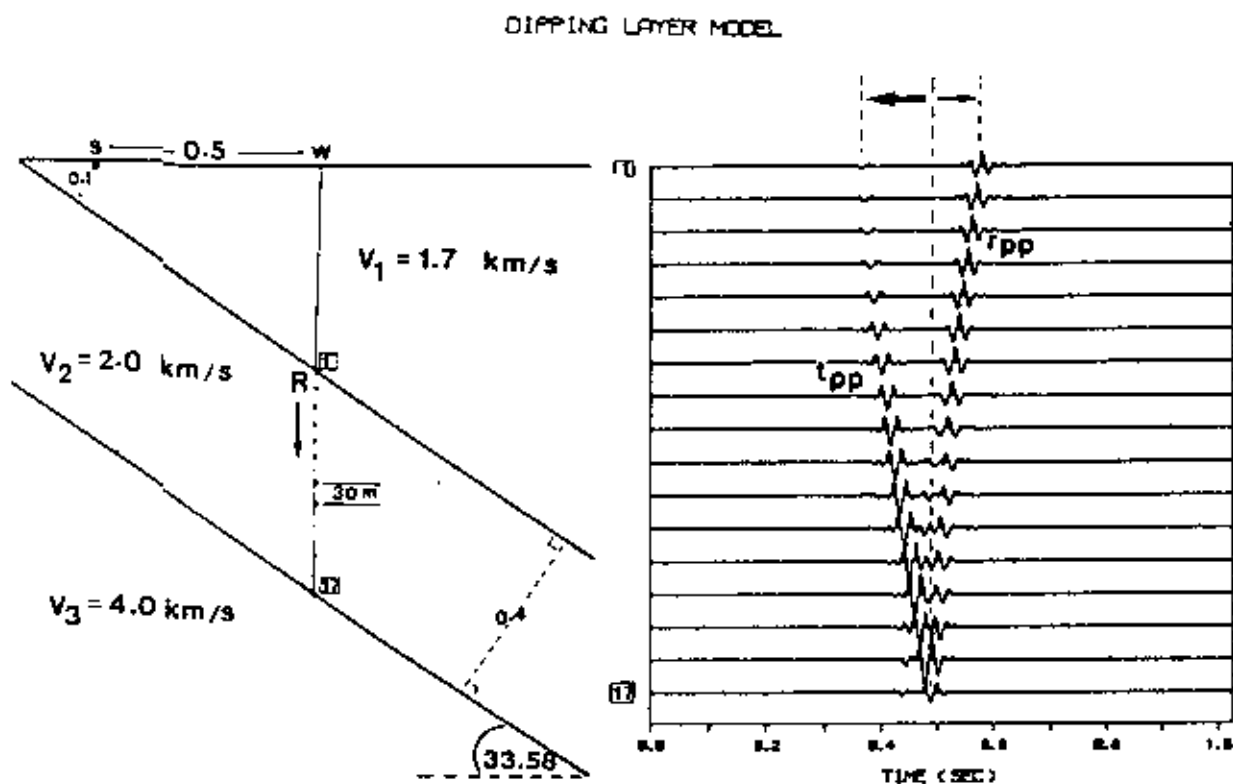
Terlihat bahwa batas kiri dan kanan lensa pasir menjelma menjadi gelombang terakhir yang terekam pada seismogram. Dengan teknik *walkaway source*

(Gambar 10-b), batas sebelah kiri tidak kelihatan karena untuk itu posisi *geophone* perlu dipindah pada kedalaman yang lebih dangkal.

7.5. HORISON MIRING

Gambar 11 menunjukkan sintetik seismogram yang didapat dari model dengan kemiringan lapisan $33^{\circ}58'$. Posisi *borehole geophone* dinyatakan dengan

titik-titik sepanjang sumur pemboran. Terlihat bahwa *UGW* dan *DGW* membentuk pola asimetris terhadap garis vertikal yang melewati titik potong keduanya. Dalam model ini, *multiple* dan konversi gelombang sengaja tidak disimulasi.



Gambar 11

8. CONTOH DENGAN DATA LAPANGAN

Kondisi lapisan-lapisan batuan di bawah permukaan bumi tentu saja tidak ideal. Walaupun demikian, andaikan kondisinya paling tidak 25% saja dari keadaan ideal itu, tentu kita akan dapat memanfaatkannya.

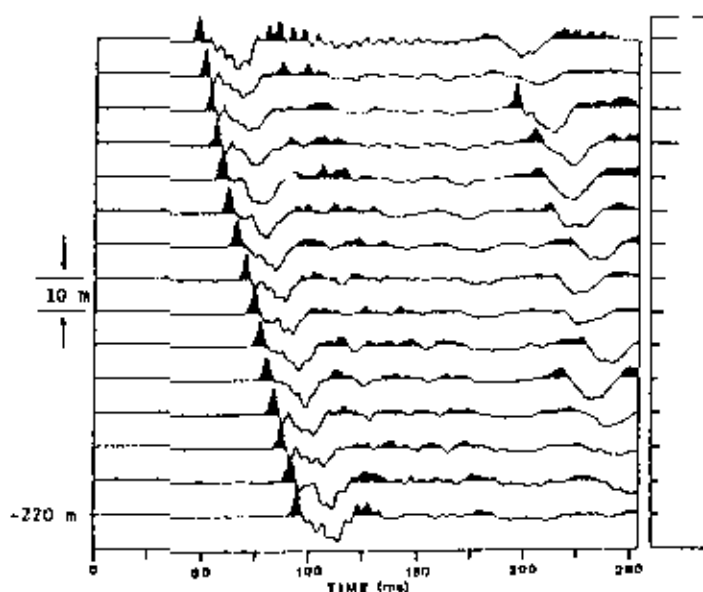
Percobaan pengukuran di lapangan dilakukan di beberapa sumur pemboran yang dangkal di daerah X. Di sumur Y, kedalaman sumur adalah 220 m. Pengukuran dilakukan dari kedalaman 220 m sampai dengan 80 m dengan interval pengukuran sedalam 10 m. Sumber ledakan yang dipakai berupa 0,2 kg dinamit dan diledakkan pada jarak 4 m dari puncak sumur. Pengukuran ini mendekati situasi *zero offset*. Rekam-an *VSP* yang diperoleh dapat dilihat pada Gambar 12.

Terlihat hanya gelombang-gelombang langsung

yang nampak jelas, gelombang-gelombang terpantul yang datang kemudian sukar dikenali. Walaupun demikian agak ke dasar rekaman tampak lambat-lambat adanya gelombang terpantul, terselubung oleh "*random noise*" maupun "*coherent noise*".

Langkah pertama yang dapat kita kerjakan adalah membuang *random noise* ini dengan proses filter frekuensi. Hasilnya diperlihatkan pada Gambar 13. Bentuk gelombang sudah mulai sederhana akan tetapi gelombang-gelombang terpantul masih saja tampak lambat-lambat. Hal ini diakibatkan oleh pengaruh interferensi yang kuat dari *coherence noise* yang dalam hal ini didominasi oleh *DGW* beserta *multiplennya*. Untuk menampakkan *UGW* kita memerlukan proses khusus yang dapat memisahkan *UGW* dan *DGW* dari rekaman *VSP*.

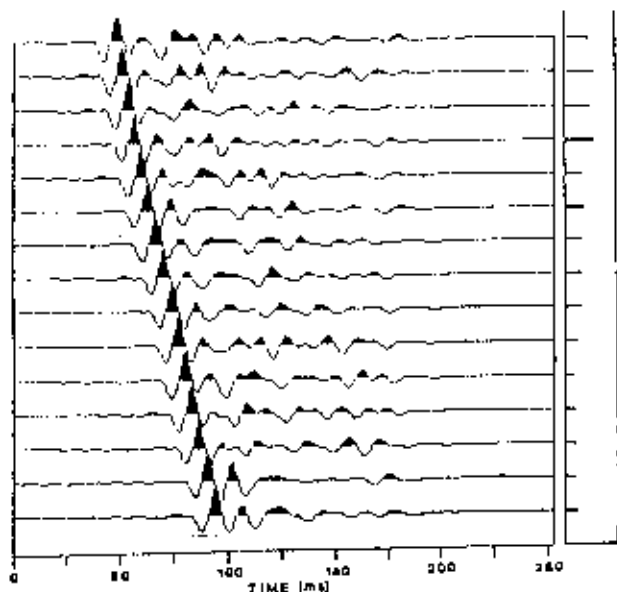
Hole - Y



Gambar 12

Contoh salah satu rekaman lapangan VSP. Masing-masing seismogram dinormalisir terhadap amplitudo maksimum yang ada padanya. Histogram menunjukkan amplitudo maksimum dari trace ke trace.

freq. filter :
60 - 120 Hz



Gambar 13

Rekaman lapangan Gambar 12 setelah mengalami proses filter frekuensi.

9. PEMISAHAN UGW DAN DGW

Pemisahan antara UGW dan DGW dapat dikerjakan dengan beberapa cara (lihat : Gaiser dan Di Siena, 1982; Seeman dan Horowicz, 1983; Roult, 1983).

Dalam Gambar 14 (a) dan (b) kita memakai teknik baru yang kita namakan "*contour-slice filtering*" (lihat Suprajitno dan Greenhalgh, 1984 a). Umumnya semua proses merusak bentuk sinyal yang asli. Dengan teknik *contour-slice filtering* pengrusakan itu ditekan seminimal mungkin.

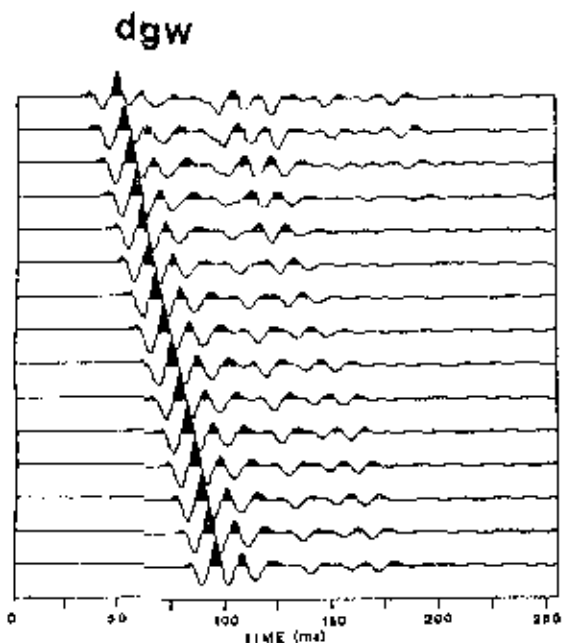
Dalam Gambar 14 (a) DGW dan *multiplennya* sudah dipisahkan dari UGW. Sebaliknya dalam Gambar 14 (b) UGW dan *multiplennya* sudah terpisah dari DGW. Untuk menonjolkan gelombang - gelombang yang terpantul ke atas ini proses kompensasi amplitudo telah dikerjakan. Gambar 16 (b) menunjukkan kepada kita kedalaman dari horison pemantul. Yakni kedalaman di mana garis yang menghubungkan waktu datang gelombang-gelombang langsung berpotongan dengan UGW. Pantulan yang paling bawah ternyata tidak memotong garis tadi. Jadi horison pemantulnya tentu berasal dari kedalaman yang lebih dalam dari kedalaman sumur itu sendiri.

10. DARI VSP KE HSP

Umumnya kita sudah terbiasa dengan penampilan data seismik dalam bentuk "*time section*" seperti yang didapat dari HSP. Ingat bahwa data HSP hanya menampung gelombang-gelombang yang menuju ke atas (UGW). Jadi UGW yang sudah terpisah (Gambar 14-b) diusahakan untuk diproses menjadi *time section* seperti HSP.

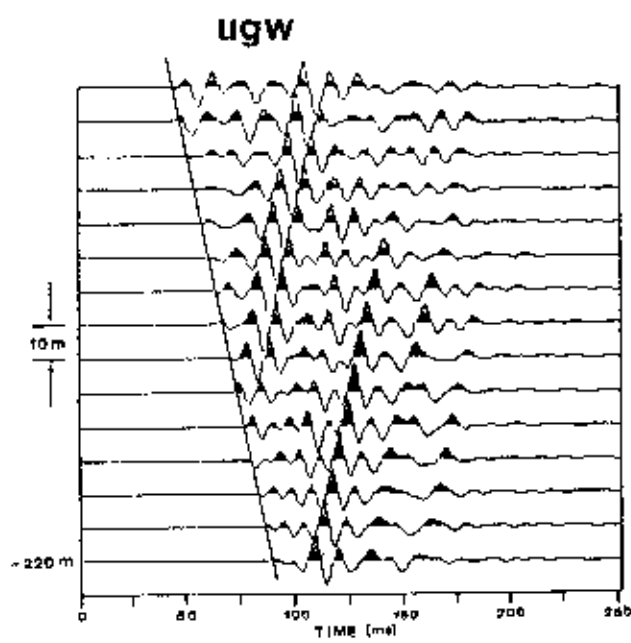
Dengan proses koreksi statistik, Gambar 14-b dapat kita rubah menjadi Gambar 15.

Penampilan data VSP dalam Gambar 15 tidak hanya semata-mata untuk menyerupai *time section* HSP tetapi juga mempunyai kegunaan yang lebih berarti dari pada itu. Yang pertama kita dapat memakainya untuk mengkalibrasi *time section* HSP karena umumnya kita lebih percaya kepada data yang berasal dari sumur pemboran. Yang ke dua, setelah kalibrasi tersebut, kita tahu dari kedalaman mana "*seismic horizon*" kita berasal. Terlihat adanya tiga group gelombang-gelombang terpantul. Masing-masing berasal dari formasi K, I dan L.



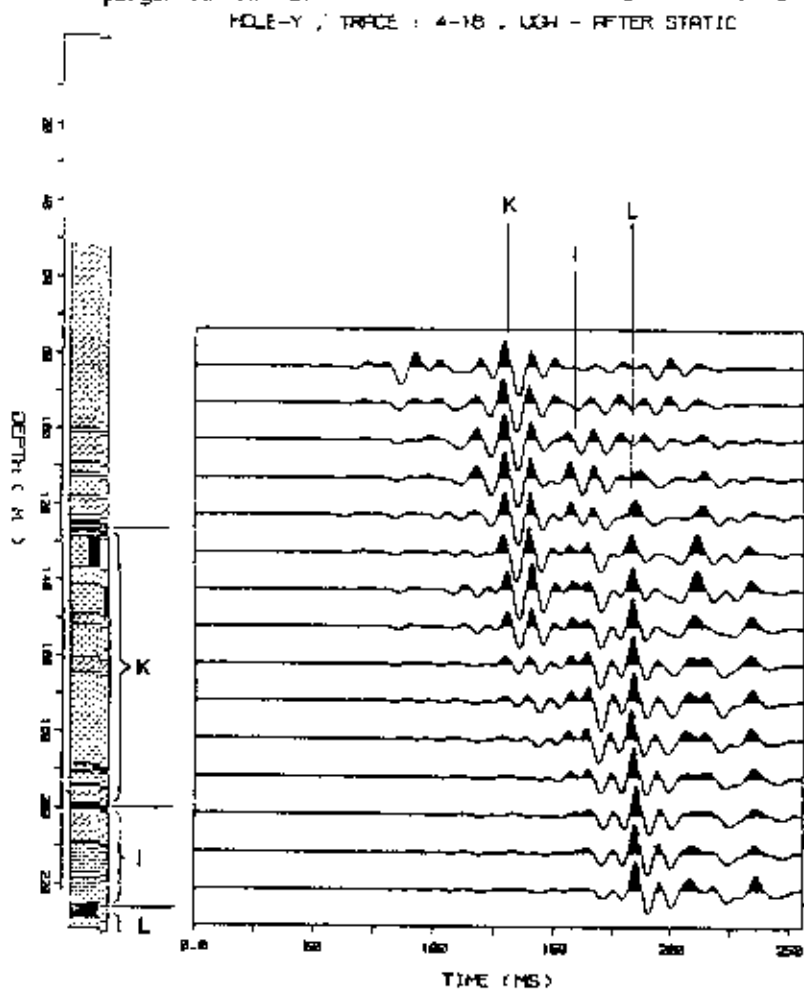
Gambar 14 (a)

Downgoing waves yang sudah dipisahkan dari *random noise* dan pengaruh *upgoing waves*. Bandingkan dengan data lapangan pada Gambar 12.



Gambar 14 (b)

Upgoing waves yang sudah dipisahkan dari pengaruh *random noise* dan *downgoing waves*. Bandingkan dengan data lapangan pada Gambar 12.



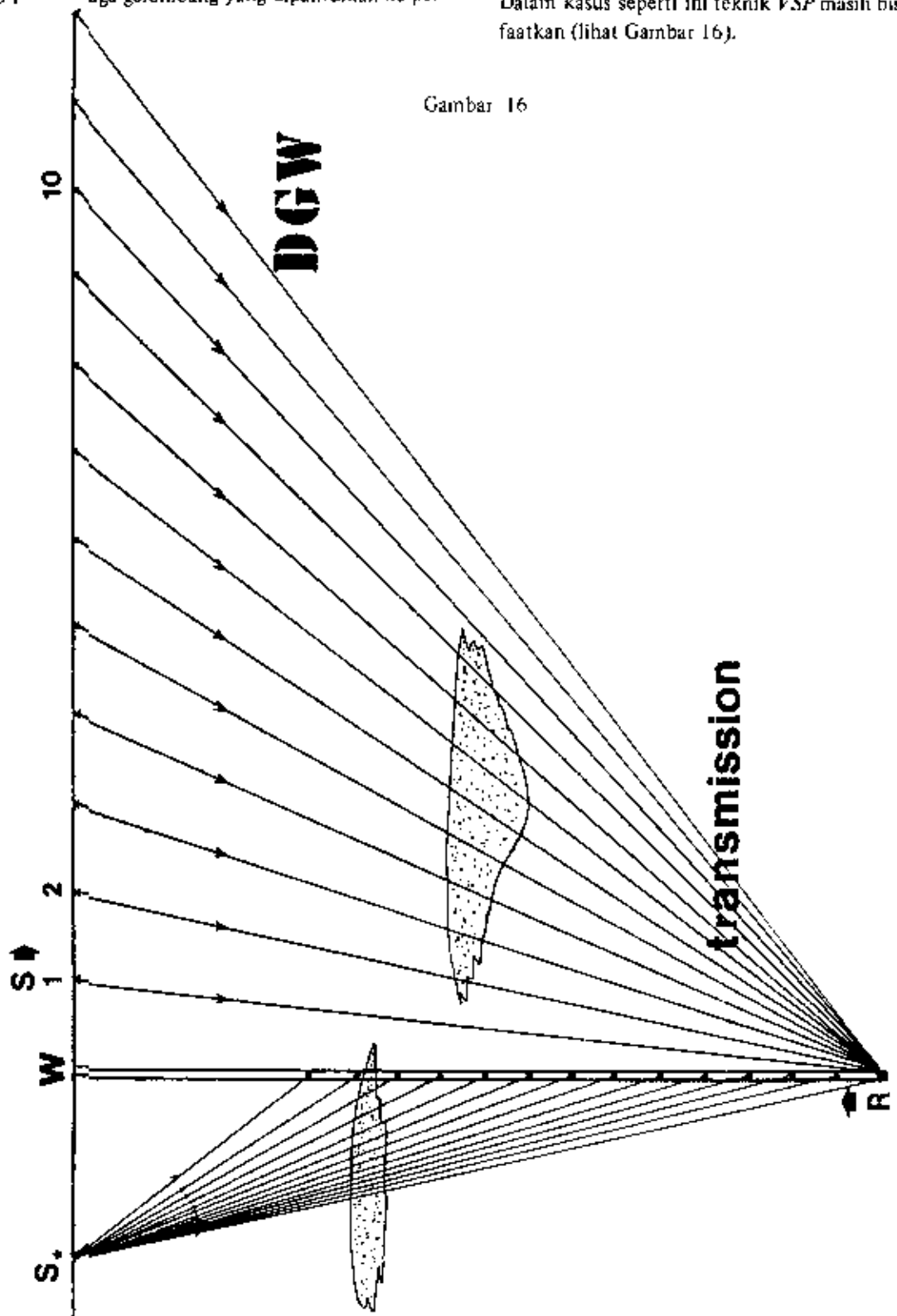
Gambar 15

11. ANALISA DGW

Dengan teknik *HSP* yang semata-mata tergantung pada tenaga gelombang yang dipantulkan ke per-

mukaan, sering kita jumpai daerah-daerah yang tidak memberikan refleksi sama sekali. Hal ini disebabkan karena hampir semua tenaga ditransmisikan ke bawah. Dalam kasus seperti ini teknik *VSP* masih bisa dimanfaatkan (lihat Gambar 16).

Gambar 16



Ada banyak informasi yang dapat kita peroleh dari menganalisa *DGW* saja. Misalnya : distribusi cepat rambat gelombang seismik di sekitar sumur pemboran yang dapat mencerminkan "*compaction*" dan porositas batuan, analisa "*attenuasi*" yang mencerminkan derajat saturasi fluida di dalam batuan, dan analisa *spectral*. Dikenal bahwa lapisan gas senang sekali menyerap frekuensi tinggi. Penurunan *spectral* yang menyolok antara gelombang-gelombang yang sempit melalui *reservoir gas* dan yang tidak dapat dijadikan indikasi adanya gas.

Apabila *geophone* kita mampu merekam tiga komponen getaran (x, y, z), hal itu memungkinkan kita untuk melakukan analisa polarisasi. Analisa polarisasi memberitahukan *type* gelombang yang terekam, P, SV (gelombang transversal yang terpolarisir secara vertikal) atau SH . Pengetahuan tentang *type* gelombang yang terekam ini cukup menarik karena kita tahu bahwa gelombang S tidak dapat melewati media cair atau gas. Menghilangnya gelombang S dengan tiba-tiba dalam rekaman kita dapat dijadikan indikasi adanya gas, minyak atau air.

Analisa cepat rambat gelombang-gelombang P dan S memungkinkan kita untuk menghitung "*Poisson ratio*". Dari nilai *Poisson ratio* itu kita dapat membedakan yang mana yang air dan yang mana yang minyak.

12. PENUTUP

Telah diutarakan beberapa di antara potensi yang terkandung dalam *VSP* sebagai teknologi baru untuk eksplorasi. Teori-teori ibarat cerita, dan hasil simulasi numerik ibarat peta. Peta hanyalah pedoman ke mana kita harus mengarahkan haluan untuk mencapai sasaran. Jalannya sendiri tertutup kabut. Apabila jalan itu dapat kita telusuri, maka kita bisa mengekstrapolir hal-hal yang kita ketahui dari sumur pemboran yang ada ke arah yang lebih dalam atau lebih jauh. Cerita tentang adanya potensi yang menarik di suatu tempat beserta peta untuk menuju ke tempat itu bukan jaminan keberhasilan. Karena, tempat itu tidak dapat disentuh dengan jari. Peralatan-peralatan khusus perlu diadakan dan ketrampilan untuk memanfaatkan peralatan itu perlu dikuasai. Keadaan ini mirip dengan ceritanya pioner-pioner bangsa Belanda jaman dulu kala.

Mereka ikut tertarik mendengar cerita orang bahwa nun jauh di sana, di timur, ada kepulauan yang kaya akan rempah-rempah. Peta menunjukkan bahwa

jalan menuju ke sana harus melingkari selatan Afrika. Maka kapal-kapal yang besarpun disiapkan. Tentu saja mereka takkan sampai ke kepulauan Nusantara ini kalau tak menguasai terlebih dahulu ketrampilan membuat kapal, ketrampilan mengemudikan kapal, membaca peta dan menerjang ombak. Beberapa di antara kapal-kapal itu malahan hanya terdampar di Tanjung Harapan. Dengan *VSP* pun begitu, akan banyak kesulitan teknis yang harus diatasi sebelum kita dapat menikmati potensi yang tersembunyi. Akan tetapi bahwa salah satu ujung dari pengembangan teknologi eksplorasi menjerok ke situ, sudah jelas dan pasti.

Pengumpulan data tidak hanya sekedar pergi ke lapangan, meledakkan dinamit dan merekam gelombang-gelombang gempanya. Akan tetapi jauh lebih sulit dari pada itu. Alam tidak menurut begitu saja apa yang kita mau. Tiga bulan pertama mungkin yang kita dapat hanya sampah belaka. Dia merupakan data yang tak bisa dianalisa. Intensitasnya hanya 1% dari keadaan ideal yang ditebak oleh simulasi kita, dibenam di dalam derau yang berintensitas 70% di luar yang kita duga. Tanpa teori yang baik, keadaannya akan berlaut-laut begitu. Dengan teori yang mencukupi kesalahan-kesalahan itu memberikan pengalaman yang kemudian mengkristal menjadi strategi. Teknik lapangan yang tepat akan dapat menaikkan yang 1% itu menjadi lebih dari 30%, dan menekan yang 70% menjadi 20% atau lebih.

Diwaktu mengolah data, ketrampilan kita untuk memerintah komputer merupakan suatu persyaratan yang tak bisa dielakkan, bukan hanya karena datanya yang banyak akan tetapi juga karena proses yang harus dilalui oleh data itu cukup kompleks dan rumit.

Pengembangan teknologi sering memerlukan peralatan-peralatan baru yang harus dirancang secara khusus karena peralatan-peralatan itu belum berodad di pasaran. Teknologi *VSP* ternyata telah maju cukup jauh. Kini, *borehole geophone* tersedia di pasaran, *portable seismic recorder* makin lama makin murah, dan komputer yang besar maupun kecil tersedia di sekeliling kita. Jadi apakah kita ingin memintas jalan ?

Andaikan peralatan-peralatan itu ingin diadakan, tentu ada toko yang menjualnya. Akan tetapi untuk memiliki team yang trampil dalam menangani "proyek-proyek" *VSP*, di toko mana kita bisa membelinya ? Akhirnya betul juga kata tuan-tuan itu : "*We were there, then we are here now*". Silahkan memintas jalan kalau mau. Kalau takur tersesat, panggil saja kami. "*We have the technology*". (Masa begitu terus !?).

DAFTAR PUSTAKA

1. Cormier, V.F., and Mellen, M.H., *Application of Asymptotic Ray Theory to Synthetic Vertical Seismic Profiling*, in Vertical Seismic Profiling Part B, Advance Concept, Edited by Toksoz M.N. and Stewart R.R., Geophysical Press, London, Amsterdam, 1984.
2. Dietrich, M., Prange, M., and Bouchon, M., *Synthetic Vertical Seismic Profile Using the Discrete Wavenumber Method*, in Vertical Seismic Profiling Part B, Advance Concept, Edited by Toksoz M.N. and Stewart R.R., Geophysical Press, London, Amsterdam, 1984.
3. Gaiser, J.E., and Di Siena, J.P., *VSP Fundamental that Improve CDP Data Interpretation*, Presented at the 52th Annual International Meeting of Society of Exploration Geophysicists, Dallas, Oct. 17-21, 1982.
4. Gal'perin, E.I., *Vertical Seismic Profiling*, English translation, Society of Exploration Geophysicist, Oklahoma, 1974.
5. Gal'perin, E.I., *The Polarization Method of Seismic Exploration*, D. Reidel Publ. Co., Lancaster, 1984.
6. Greenhalgh, S.A., and Suprajitno, M., *Vertical Seismic Profiling in Coal, Geophysical Prospecting*, European Association of Exploration (in press), 1984.
7. Hardage, B.A., *Vertical Seismic Profiling, Part 1, Principles*, Geophysical Press, London, Amsterdam, 1983.
8. Rault, J.J., *Separation of the Upgoing and Downgoing Waves of a VSP by a Deterministic Approach Based on Two Traces*, Presented at the 45th Meeting of European Association of Exploration Geophysicists, Oslo, June 14-17, 1983.
9. Seeman, B., and Horowics, L., *VSP : Separation of Upgoing and Downgoing Acoustic Waves in a Stratified Medium*, Geophysics 48, pp.555-568, 1983.
10. Stephen, R.A., *Synthetic Vertical Seismic Profiles by the Method of Finite Difference*, in Vertical Seismic Profiling, Part B, Advance Concepts, Edited by Toksoz, M.N. and Stewart R.R., Geophysical Press, London, Amsterdam, 1984.
11. Sullivan M.F., *Finite Element Modelling of VSP Data*, in Vertical Seismic Profiling Part B, Advance Concepts. Edited by Toksoz, M.N. and Stewart R.R., Geophysical Press, London, Amsterdam, 1984.
12. Suprajitno, M., *Numerical Simulation, Data Processing and Analysis*, in Vertical Seismic Profiling, Ph.D. thesis, Flinders University of South Australia (unpublished), 1984.
13. Suprajitno, M., and Greenhalgh, S.A., *VSP: Drawing Rays Beneath the Earth's Surface*, Presented at the 3rd Biennial Conference of the Australian Society of Exploration Geophysicists, Brisbane, Oct. 31 - Nov. 3, 1983.
14. Suprajitno, M., and Greenhalgh, S.A., *Separation of Upgoing and Downgoing Waves in VSP by Contour-slice Filtering*, Geophysics (USA), (in press), 1984-a.
15. Suprajitno, M., and Greenhalgh, S.A., *Offset VSP Seismogram Computation*, Geophysics (USA), (Submitted), 1984-b.
16. Thybo, H., *Fast Computation of Synthetic Vertical Seismic Profiles*, Presented at the 45th Meeting of the European Association of Exploration Geophysicists, Oslo, June 14-17, 1983.
17. Ursen, B., and Arntsen, B., *Computation of Zero Offset Vertical Seismic Profiles including Spherical Spreading and Absorption*, Presented at the 45th Meeting of the European Association of Exploration Geophysicists, Oslo, June 14-17, 1983.
18. Wyatt, K.D., *Synthetic Vertical Seismic Profile*, Geophysics 46, 880-891, 1981.