

Seismogram Sintetik dari Rekaman Geofisika Sumur

Oleh :

Suprajitno Munadi

Donitson Pahala Pasaribu

SARI

Seismogram sintetik merupakan sarana untuk mengidentifikasi horizon seismik sesuai dengan geologi bawah-permukaan yang diketahui dalam suatu sumur migas. Identifikasi puncak atau dasar formasi pada penampang seismik memungkinkan diikutinya kesinambungan formasi ke arah lateral dengan memanfaatkan data seismik.

Pembuatan seismogram sintetik memerlukan rekaman akustik rekaman densitas, rekaman kombinasi, data check shot survey dan beberapa data pelengkap seperti elevasi sumur dan lantai menara pengebor.

Rekaman akustik dan data seismik didapat dari peralatan yang dioperasikan pada frekuensi yang sangat berbeda. Dalam hal dampak dispersi medium tidak dapat diabaikan, untuk pembuatan seismogram sintetik rekaman akustik perlu dikalibrasi terlebih dahulu dengan memanfaatkan check shot survey.

Sebuah perangkat lunak untuk membuat seismogram sintetik telah dikembangkan dan hasilnya cukup memadai untuk keperluan industri migas.

ABSTRACT

Synthetic seismogram is a mean for geological identification of seismic horizon. The identification of the top or bottom of formation in seismic section enables one to follow the lateral continuity of the formation.

The generation of synthetic seismogram requires sonic log, density log, composite log, time-depth curve from check shot survey and other additional informations such as elevations of well and derrick floor.

Sonic log and seismic data are obtained from instruments which are operated at very big different frequency range. In case dispersion is not negligible, sonic log need to be calibrated with data from check shot survey.

A computer program has been developed to generate synthetic seismogram. The result appears to be adequate for oil industry.

I. PENDAHULUAN

Seismogram sintetik mempunyai peranan penting dalam interpretasi data seismik dan me-

rupakan alat untuk mengkalibrasi data seismik terhadap data sumur yang lebih dapat dipercaya ketepatan maupun kebenarannya. Dalam hal ini geologi di sepanjang/sekitar sumur diwakili oleh

sifat-sifat fisik batuan yang diterjemahkan dalam bentuk kurva-kurva gelombang yang menyerupai data seismik untuk memudahkan pembandingannya dengan data seismik.

Untuk keperluan pembuatan seismogram sintetik diperlukan informasi berikut ini: kedalaman puncak dan dasar dari suatu formasi, variasi cepat rambat gelombang akustik di sepanjang sumur, variasi rapat massa batuan di sepanjang sumur, data waktu perambatan gelombang seismic terhadap kedalaman dan beberapa data pelengkap seperti elevasi sumur dan ketinggian lantai menara pengebor. Informasi di atas berturut-turut dapat dibaca dari rekaman kombinasi, rekaman akustik, rekaman densitas dan *Check Shot/Well Velocity survey*.

Rekaman akustik peranannya sangat menentukan. Konversi besaran fisik dari kedalaman ke waktu secara teliti hanya dimungkinkan dengan memanfaatkan rekaman akustik. Rekaman akustik dalam skala waktu ini pada gilirannya perlu dikalibrasi terhadap check shot survey untuk menghilangkan pengaruh dispersif media tempat cepat rambat gelombang berubah dengan berubahnya frekuensi.

Tulisan ini mengutarakan teknik pembuatan seismogram sintetik dari rekaman geofisika sumur. Dijelaskan juga faktor-faktor yang dapat mempengaruhi ketelitian seismogram sintetik yang dihasilkan. Untuk memberikan gambaran yang lebih jelas tentang peranan data pembentuk seismogram sintetik, prinsip dari rekaman yang diperlukan akan ditinjau ulang secara singkat setelah teori tentang seismogram sintetik dibicarakan.

II. DASAR-DASAR TEORITIS

Kata seismogram berasal dari bahasa Latin yang terdiri atas *seismos* yang berarti gempa dan *gram* yang berarti berita. Jadi seismogram sintetik adalah berita gempa yang diwujudkan dalam bentuk kurva getaran/gelombang sebagai fungsi waktu, akan tetapi gempa yang dimaksud di sini bukan gempa alami, melainkan gempa yang dihitung dari model numerik. Ide pemakaian seismogram sintetik dalam geofisika muncul di tahun 1955 (lihat Peterson dan kawan-kawan, 1955) kemudian terus-menerus disempurnakan oleh banyak ahli geofisika (lihat Wuenchel,

1960; Baranov dan Kunetz, 1960; Trorey, 1962; Claerbout 1968; Nielsen, 1978; Mandel dan kawan-kawan, 1979; Choate, 1982).

Tinjau kasus gelombang bidang yang datang secara tegak lurus pada model lapisan mendatar berlapis banyak (Gambar-1). Setiap lapisan dianggap homogen sehingga berlaku persamaan gelombang 1 Dimensi.

$$\frac{\partial^2 \phi}{\partial z^2} = \frac{1}{V^2} \frac{\partial^2 \phi}{\partial t^2} \quad \dots\dots\dots (1)$$

dengan ketentuan :

ϕ adalah potensial pergeseran (*displacement*) partikel-partikel media.

V adalah cepat rambat gelombang seismic dalam lapisan yang ditinjau.

Penyelesaian persamaan gelombang tersebut di atas sudah dikenal secara luas yakni :

$$\phi = Af_1(kz - wt) + Bf_2(kz + wt) \dots\dots\dots (2)$$

dengan ketentuan A dan B adalah konstanta-konstanta yang harus dicari dari syarat-syarat batas dan syarat-syarat radiasi, k adalah bilangan gelombang, dan w adalah frekuensi sudut.

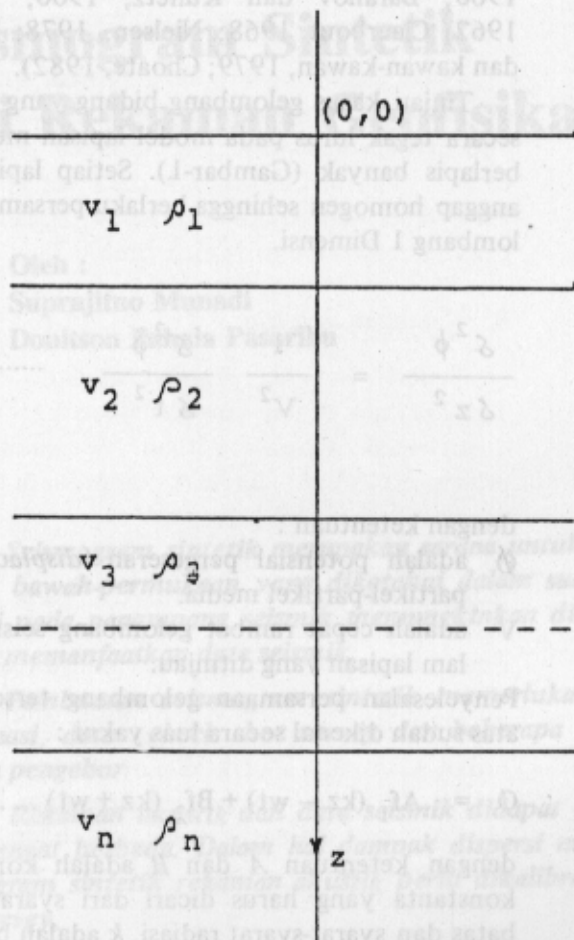
Syarat-syarat batas yang dimaksud adalah kontinuitas *stress* dan *displacement* setiap kali gelombang melintasi bidang batas antara dua lapisan. Sedangkan syarat radiasinya adalah tidak adanya sumber gelombang lain kecuali satu sumber yang terletak di titik (0,0). Untuk kasus ini hanya ada *normal stress*.

$$P_{zz} = (\lambda + 2\mu) \frac{\partial^2 \phi}{\partial z^2} \quad \dots\dots\dots (3)$$

$$\text{dan normal displacement } U_z = \frac{\partial \phi}{\partial z} \quad \dots\dots\dots (4)$$

dengan ketentuan T dan u adalah konstanta elastisitas media yang disebut sebagai konstanta-konstanta Lamé dan

$$V = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad \dots\dots\dots (5)$$



Gambar 1. (kiri)

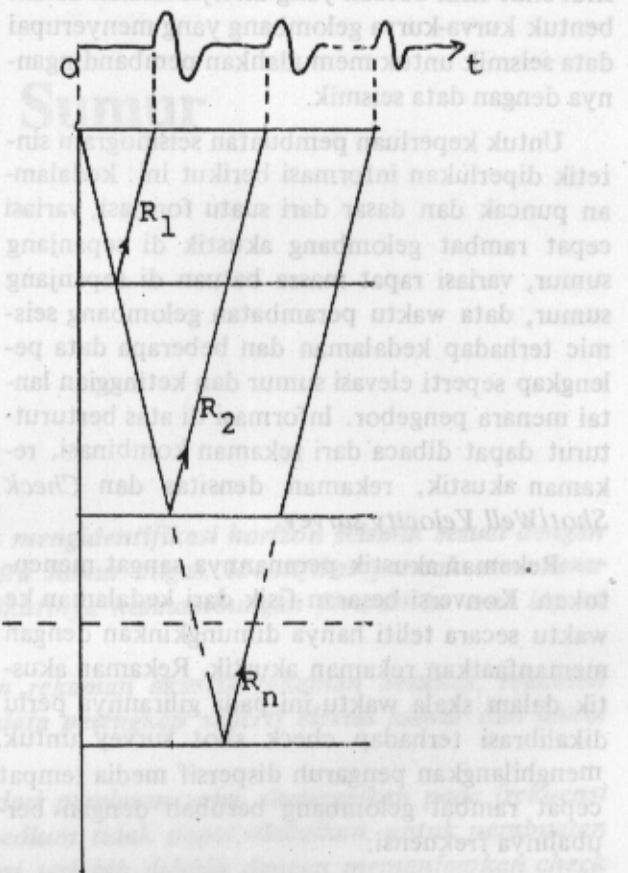
Model, medium berlapis horizontal dengan gelombang bidang merambat secara vertikal. Sinyal seismik dianggap dipancarkan dari titik (0,0).

Penerapan syarat-syarat batas dan syarat-syarat radiasi untuk gelombang satu dimensi yang melintasi bidang batas antara dua lapisan yang berbeda ρ dan V nya memberikan :

$$R_1 = \frac{\rho_1 V_1 - \rho_2 V_2}{\rho_1 V_1 + \rho_2 V_2} \dots\dots\dots (6)$$

$$\text{dan } T = \frac{2\rho_2 V_2}{\rho_1 V_1 + \rho_2 V_2} \dots\dots\dots (7)$$

dengan ketentuan R dan T adalah koefisien refleksi dan transmisi dari bidang batas antar lapisan (dalam hal ini diberikan contoh antara lapisan 1 dan 2). ρ adalah rapat massa batuan, V adalah



(kanan)

Seismogram sintetik merupakan hasil konvolusi antara deret koefisien refleksi (responsi impuls) dengan sinyal minyak seismik.

cepat rambat gelombang akustik dalam batuan dan $\rho.V$ lebih dikenal dengan nama impedansi akustik. Untuk kasus tanpa *multiple* (pantulan berulang), responsi impuls dari media berlapis banyak dapat dituliskan sebagai :

$$I(t) = \delta(t) + R_1 \delta(t-t_1) + R_2 \delta(t-t_2) + R_3 \delta(t-t_3) + \dots (8)$$

dengan ketentuan R_1, R_2, R_3 dan seterusnya adalah koefisien refleksi dari bidang batas antar lapisan.

t_1, t_2, t_3 , dan seterusnya adalah dua kali waktu rambat (TWT) dari bidang batas yang bersangkutan dihitung terhadap $t = 0$

$$S(t-t_1) = \begin{cases} 0 & \text{untuk } t \neq t_1 \\ 1 & \text{untuk } t = t_1 \end{cases}$$

Seismogram sintetik tanpa *multiple* dan tanpa memperhitungkan kehilangan tenaga waktu transmisi dapat didefinisikan sebagai :

$$\begin{aligned} X(t) &= \int_0^{\infty} I(t) \cdot S(t-t) dt \\ &= \sum_t I(t) \cdot S(t-t) \\ &= I(t) * S(t) \end{aligned} \quad (9)$$

dengan ketentuan $I(t)$ adalah responsi impuls yang diberikan oleh rumus (8).

$S(t)$ adalah sinyal seismik.

* menyatakan operasi matematik yakni integral konvolusi.

Jadi terlihat bahwa untuk pembuatan seismogram sintetik diperlukan data rapat massa batuan (ρ), data cepat rambat gelombang seismik (v) dan model sinyal seismik $S(t)$.

III. DATA REKAMAN SUMUR PEMBENTUK SEISMOGRAM SINTETIK

A. Rekaman akustik

Rekaman akustik mulai diperkenalkan ke dunia industri pada tahun 1950-an. Prinsip rekaman akustik dapat digambarkan dalam skema berikut (Gambar 2). Dari letak pemancar dan penerima gelombang akustik dapat terjadi tiga macam gelombang yakni satu gelombang langsung lewat lumpur (T-NEAR-FAR) dan dua gelombang terbias. Gelombang terbias yang pertama menjalar melewati formasi yang telah terpengaruh oleh alat pengeboran, sedangkan gelombang terbias yang kedua menjalar melewati formasi yang tidak rusak.

Hubungan antara *detector spacing* (jarak *near-far*) dengan waktu datang gelombang dapat dilihat pada Gambar 3. Tampak bahwa pada spacing yang pendek ($3' - 5'$) sulit dibedakan antara gelombang yang melewati formasi yang telah terpengaruh alat pengeboran dan formasi yang tidak rusak. Akan tetapi pada spacing yang panjang ($8' - 10'$) kedua gelombang itu lebih mudah dibedakan.

Rekaman akustik menghasilkan transit time yakni waktu dalam mikro detik yang diperlukan oleh gelombang akustik untuk menjalar melewati formasi setebal satu kaki.

Rekaman akustik disebut juga sebagai rekaman

kecepatan sinambung (Continuous Velocity Log).

Cepat rambat gelombang akustik adalah kebalikan dari transit time. Cepat rambat ini ditunjukkan oleh kemiringan garis dalam grafik spacing vs. waktu. Contoh dari rekaman kecepatan yang diberikan dalam Gambar 4, adalah merupakan kebalikan dari transit time.

B. Rekaman densitas

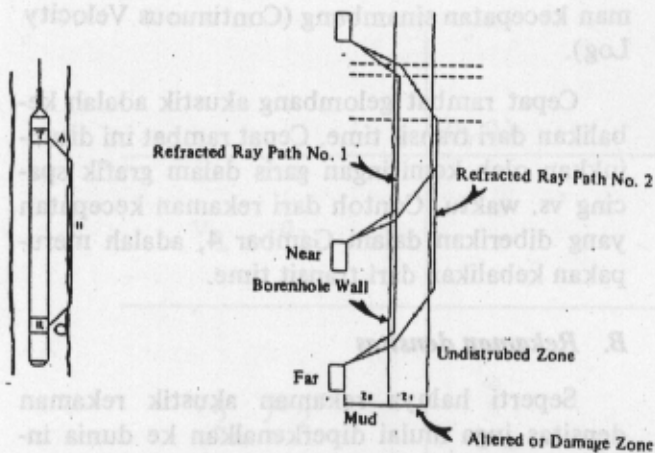
Seperti halnya rekaman akustik rekaman densitas juga mulai diperkenalkan ke dunia industri sejak tahun 1950-an. Secara skematis prinsip rekaman densitas diperlihatkan pada Gambar 5.

Rekaman densitas memanfaatkan sumber radioaktif misalnya Cesium-137 yang memancarkan sinar Gamma ke dalam formasi. Radiasi sinar Gamma ini berinteraksi dengan elektron-elektron dari atom-atom yang menyusun formasi. Proses interaksinya dikenal sebagai hamburan Compton dan efek foto listrik. Sebagai akibatnya terjadi penurunan flux sinar Gamma. Hal ini dapat diamati dengan cara menempatkan detektor-detektor yang berbeda spacing-nya (*short spacing* dan *long spacing*).

Penurunan flux sinar Gamma tersebut di atas berbanding lurus dengan kerapatan elektron dalam formasi. Kecepatan elektron ini ada hubungannya dengan rapat massa semu dari batuan (*apparent bulk density* dalam gram/cc) yang kemudian dapat dihubungkan dengan rapat massa sebenarnya dari batuan.

Dalam prinsip, nomor atom (Z) menunjukkan jumlah proton di dalam inti dan merupakan karakteristik dari setiap unsur. Nomor atom ini ekuivalent dengan jumlah elektron yang mengelilingi inti. Massa atom (A) dikandung oleh inti dan merupakan jumlah dari banyaknya proton dan neutron. Umumnya jumlah proton sama dengan jumlah neutron sehingga Z/A sama dengan satu. Karena jumlah elektron di dalam suatu atom sama dengan jumlah protonnya, kerapatan elektron yang terukur oleh rekaman densitas dapat dinyatakan dalam *apparent bulk density* dalam gram/cm³.

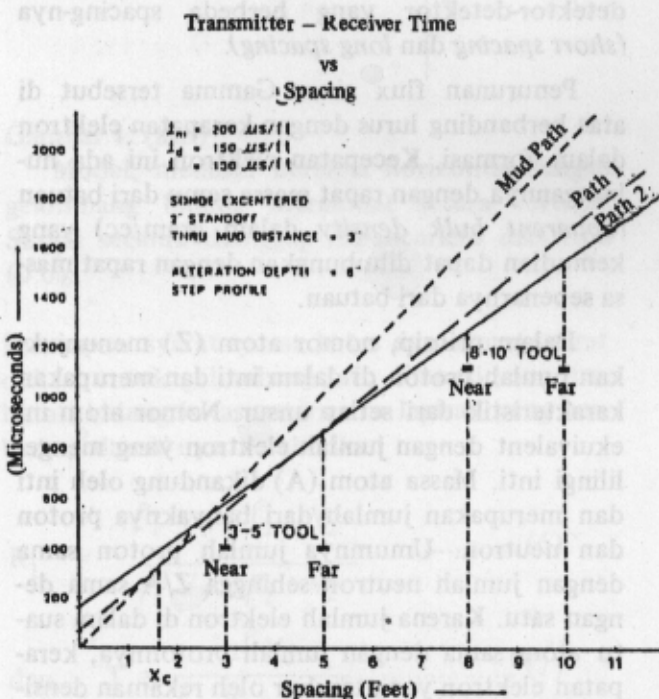
Rekaman densitas biasanya dinyatakan dalam grafik yang menyatakan hubungan antara



Gambar 2. Kiri :

Prinsip kerja rekaman akustik yang mula-mula dipakai di industri, yang diukur adalah waktu perambatan gelombang dari TABCR.

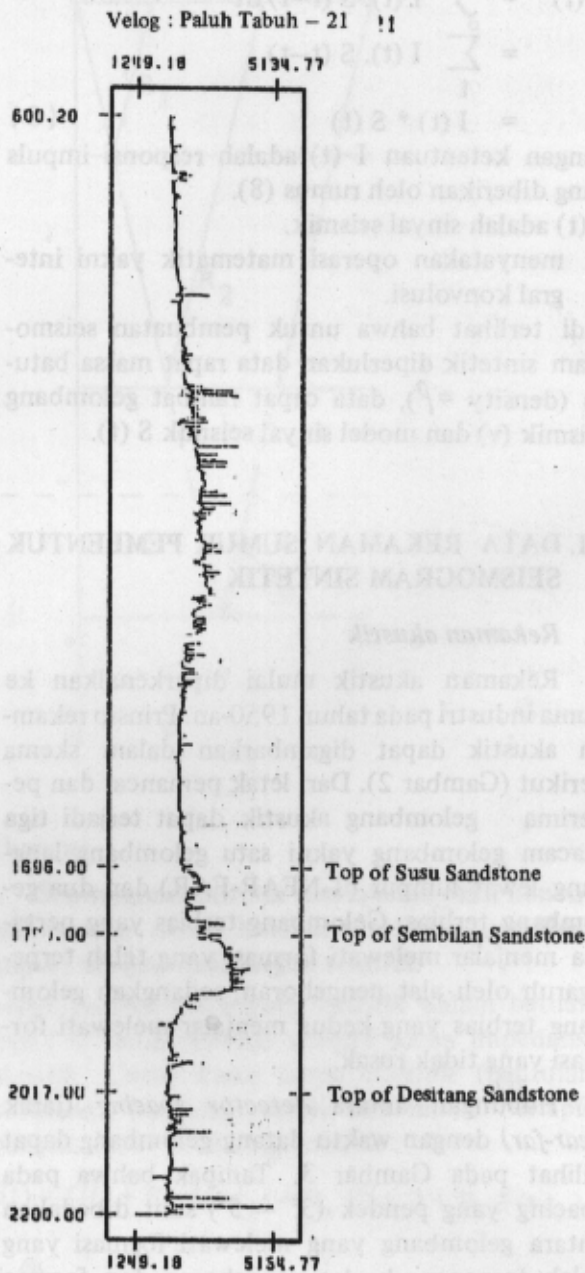
Gambar kanan adalah prinsip kerja rekaman akustik modern yang memperhitungkan adanya "formation alteration" (dari Goetz dan kawan-kawan, 1979). Ada tiga macam gelombang yang terekam, gelombang langsung lewat lumpur (bandingkan dengan Gambar 5) dan dua gelombang terbias.



Gambar 3.

Prinsip pengukuran transit time dengan rekaman akustik (menurut Goetz dan kawan-kawan 1979). Terlihat bahwa pada spacing 8"-10"

transit time dari formasi yang tidak rusak sudah terpisah dengan transit time dari formasi didalam lubang sumur yang rusak oleh alat pengeboran. Bandingkan dengan spacing 3"-5"



Gambar 4.

Contoh rekaman kecepatan dari sumur Paluh Tabuhan 21 yang merupakan kebalikan dari transit time. Sumbu vertikal menyatakan kedalaman (meter), sumbu horizontal menyatakan kecepatan (meter/detik).

apparent bulk density sebagai fungsi kedalaman (Gambar 6). Perubahan *apparent bulk density*

kedensitas sebenarnya dari sebagian besar unsur hanya merupakan koreksi kecil yang nilainya sudah dikenal secara teliti.

IV. CHECK SHOT SURVEY DAN VSP ZERO OFFSET

Check Shot Survey atau *Well Velocity Survey* merupakan suatu cara untuk mengukur cepat rambat gelombang seismik di sekitar sumur secara langsung. Skema cara pengukuran kecepatan dalam survei tersebut dilukiskan dalam Gambar 7.

Dari rekaman *check shot survey* yang diperoleh dapat dihitung :

- proyeksi waktu rambat gelombang dari sumber ke setiap posisi geofon.

$$t_{v1} = t_{m1} \cos \alpha_1 = \text{arctg} \frac{x}{D_1}$$

- kecepatan rata-rata :

$$V_{al} = \frac{D_1}{t_{v1}}$$

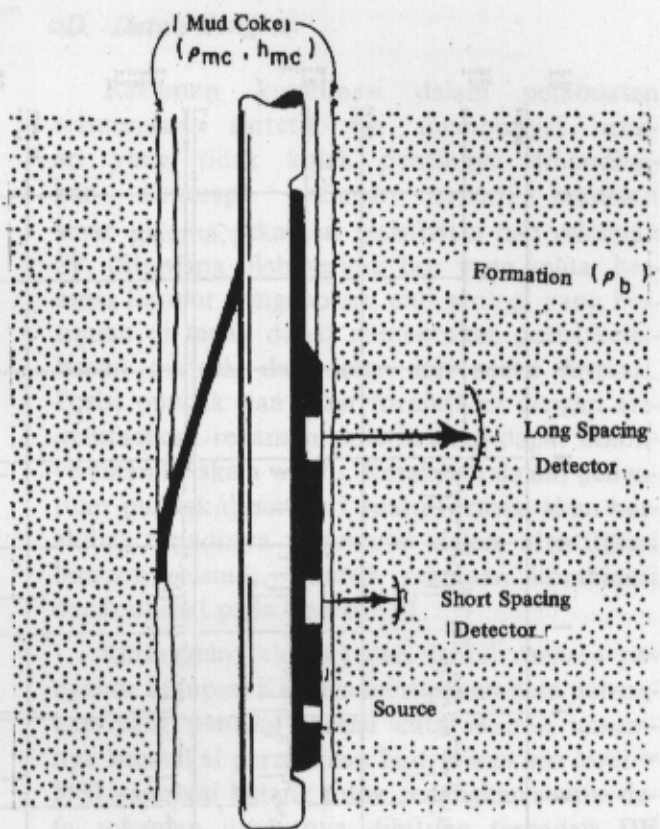
- kecepatan interval :

$$V = \frac{D_2 - D_1}{t_{v2} - t_{v1}}$$

Cara yang sama berlaku juga untuk geofon $G_2, G_3, G_4, \dots, G_5$.

Contoh grafik yang diperoleh dari survei ini dapat dilihat pada Gambar 8. Dalam pembuatan seismogram sintetik yang diperlukan adalah *Time Depth Curve*. Kurva itu berguna untuk merubah kedalaman dari mulai direkamnya rekaman akustik dari skala jarak ke skala waktu (TWO WAY TIME), selain itu juga untuk koreksi penyimpangan (lihat Bab V. c).

Teknik *check shot survey* tersebut di atas saat ini mulai digantikan oleh VSP (*Vertical Seismic Profiling*). Beda antara keduanya adalah bahwa pada *check shot survey* jarak antara G_2, G_3 dan seterusnya ditentukan oleh Well site Geologist atas dasar *interest*, sedang dalam VSP jarak G_1, G_2, G_3 dan seterusnya lebih rapat dan teratur menurut skala waktu ataupun kedalaman. Di samping itu VSP selain dapat menghasilkan grafik seperti Gambar 8, dapat juga diproses untuk menghasilkan sintetik VSP yakni sejenis seismogram sintetik yang ti-



Gambar 5. Prinsip rekaman densitas (dari Wahl dan kawan-kawan, 1964).

tidak memakai rekaman akustik dan rekaman densitas sebagai masukan akan tetapi dari gelombang arah ke atas yang diekstraksi dari data VSP.

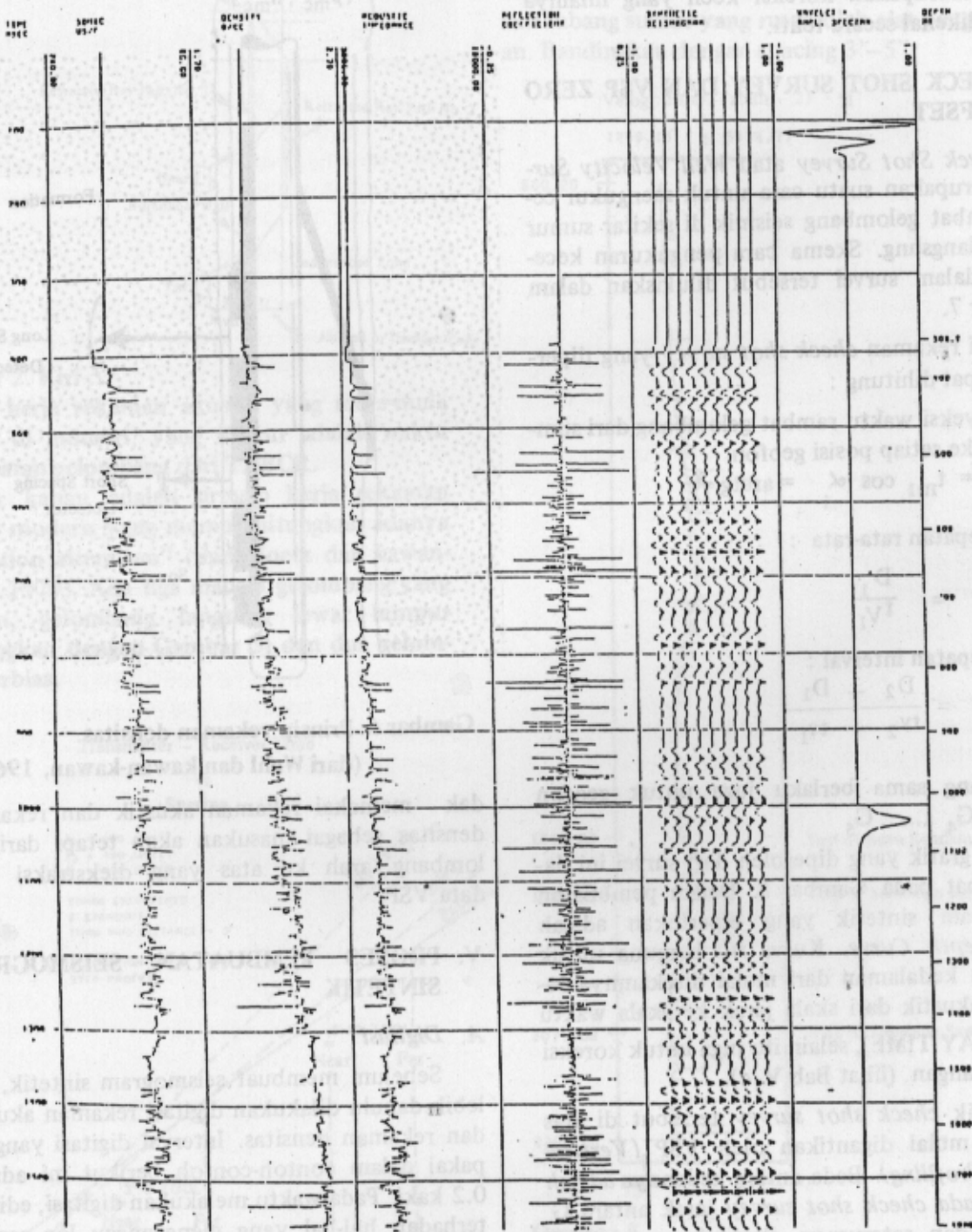
V. PROSES PEMBUATAN SEISMOGRAM SINTETIK

A. Digitasi

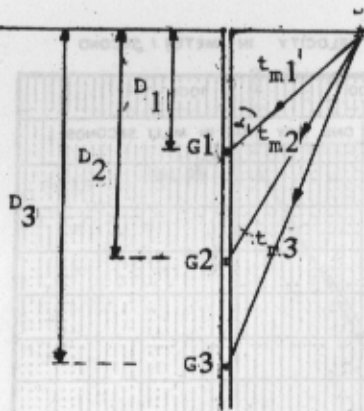
Sebelum membuat seismogram sintetik, terlebih dahulu dilakukan digitasi rekaman akustik dan rekaman densitas. Interval digitasi yang dipakai dalam contoh-contoh berikut ini adalah 0.2 kaki. Pada waktu melakukan digitasi, editing terhadap hal-hal yang mengganggu log seperti *spike* dan *cycle skipping* seharusnya dihilangkan.

B. Pemrograman komputer

Langkah selanjutnya adalah pembuatan program komputer. Dalam hal ini operasi matematika konvolusi dan pembuatan sinyal seismik sintetik, masing-masing dijadikan sebagai suatu su-



Gambar 6. Rekaman densitas dan rekaman akustik ditampilkan bersamaan supaya dapat dilihat kontribusinya dalam proses pembuatan seismogram sintetik.



Gambar 7.
Prinsip Check Shot/Well Velocity Survey

broutine tersendiri. Program konversi dari skala kedalaman ke skala waktu dilakukan dengan memanfaatkan rekaman akustik dengan jalan menjumlahkan waktu-waktu tempuh yang diperlukan untuk menempuh interval ke dalaman digital. Jumlah total dari waktu tempuh tersebut disebut *integrated time*.

C. Koreksi penyimpangan

Rekaman akustik memakai sinyal dengan frekuensi sekitar 25 kHz, data seismik mengandung frekuensi dominan antara 40–100 Hz, sedangkan *check shot survey* mengandung frekuensi dominan yang hanya sedikit lebih tinggi dari pada data seismik. Apabila lapisan batuan bawah permukaan tidak bersifat dispersif, maka cepat rambat gelombang seismik di dalam berbagai frekuensi akan sama. Dalam banyak tempat cepat rambat gelombang seismik itu berubah dengan berubahnya frekuensi; sehingga akan ada perbedaan antara *integrated time* dari rekaman akustik dengan kurva waktu terhadap kedalaman dari *check shot survey*. Perbedaan ini dinamakan *drift* (Gambar 9).

Untuk mendapatkan kesesuaian yang lebih baik antara seismogram sintetik dengan rekaman seismik, rekaman akustik yang dipakai sebaiknya dikalibrasi terhadap *check shot survey*; hal ini akan berakibat digesernya rekaman akustik tersebut ke kiri atau ke kanan, tergantung dari besarnya *drift* (Gambar 10). Pergeseran dilakukan sedemikian agar *integrated time* yang didapat dari rekaman akustik berimpit dengan kurva waktu vs. kedalaman yang didapat dari *check shot survey*.

D. Data pelengkap

Rekaman kombinasi dalam pembuatan seismogram sintetik ini mempunyai urunan yang tidak kalah pentingnya dibandingkan beberapa rekaman seperti rekaman sinar gamma, rekaman resistivitas dan rekaman SP, ditunjang oleh serbuk bor yang keluar bersama lumpur pengeboran, ahli geologi yang bertujuan di tapak dapat menentukan posisi/kedalaman puncak dan dasar dari suatu formasi. Posisi puncak dan dasar formasi ini dengan memanfaatkan rekaman akustik akan dapat dikonversikan ke skala waktu. Kesalahan dalam penentuan puncak/dasar dari suatu formasi akan berakibat terjadinya pergeseran dalam identifikasi horizon seismik. Contoh rekaman kombinasi dapat dilihat pada Gambar 11.

Ketinggian (elevasi) dari lantai menara pengebor ataupun KB juga merupakan data pelengkap yang penting karena data seismik umumnya memakai permukaan laut (*mean sea level = MSL*) sebagai bidang tolok sedangkan semua data rekaman umumnya dihitung terhadap DF atau KB. Jadi kedalaman sebenarnya dari puncak/dasar formasi adalah kedalaman yang ditunjukkan dalam rekaman dikurangi elevasi dari DF.

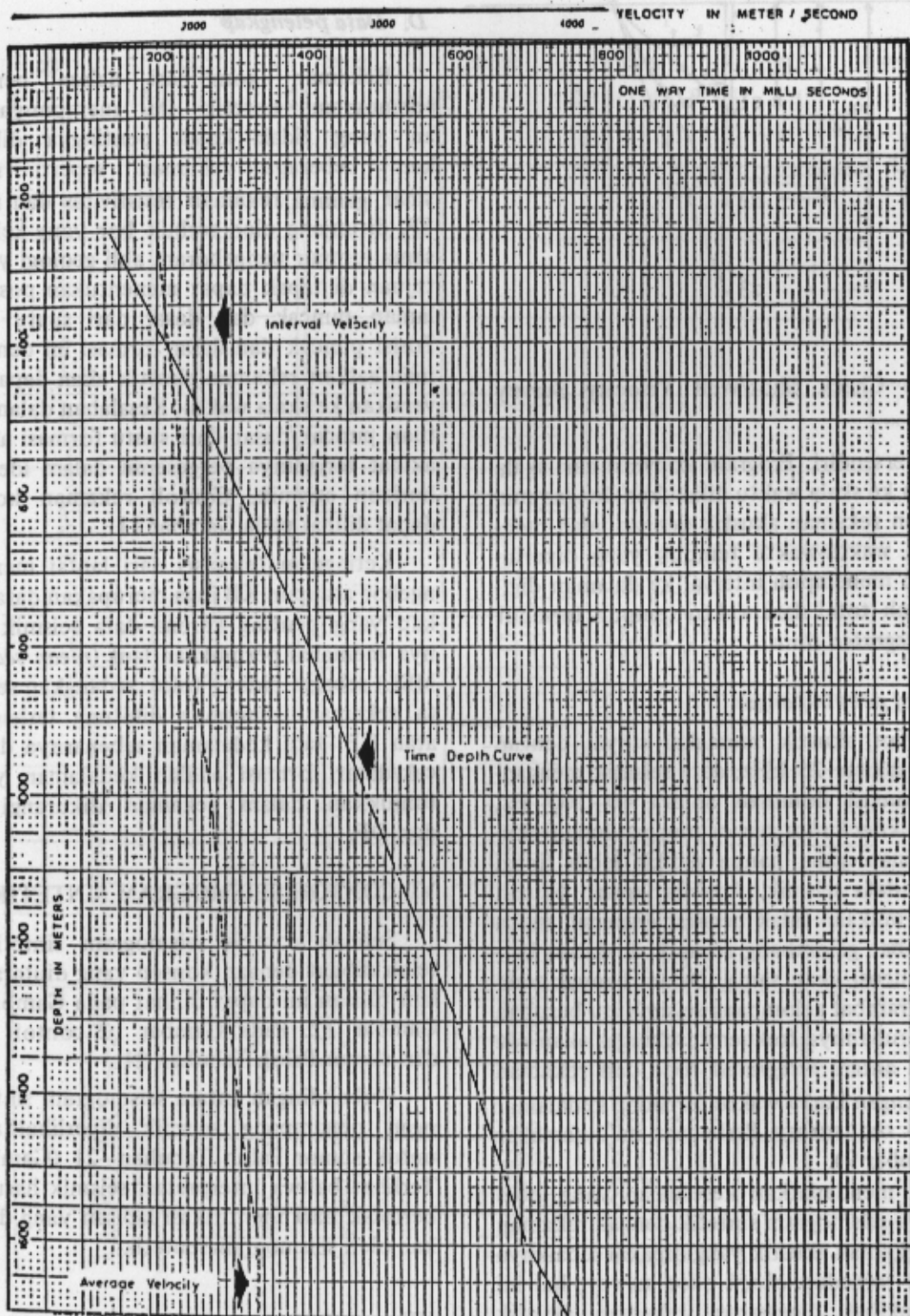
VI. CONTOH SEISMOGRAM SINTETIK

Sebuah contoh seismogram sintetik yang telah dibuat dengan konsep yang diutarakan dalam tulisan ini dapat dilihat pada Gambar 6 dan Gambar 12. Pada Gambar 12 contoh diambil dari sumur Paluh Tabuhan 21.

Perbandingan antara seismogram sintetik dengan penampang seismik diperlihatkan juga untuk sumur Paluh Tabuhan-21 (Gambar 12). Terlihat bahwa interpretasi seismik harus selalu bertolak dari identifikasi lapisan yang ditunjukkan oleh seismogram sintetik.

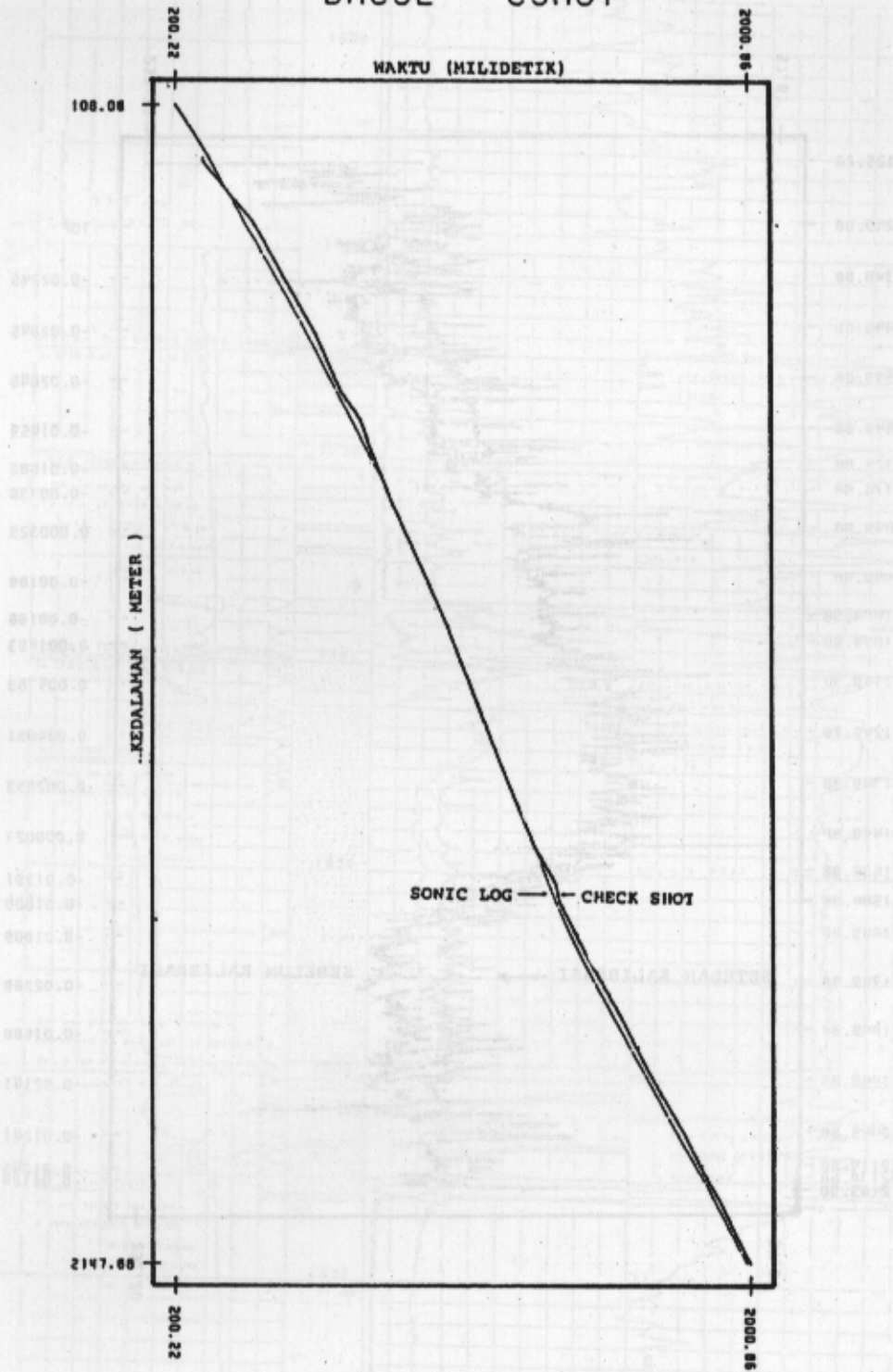
VII. KESIMPULAN

Seismogram sintetik merupakan alat untuk mengkalibrasi penampang seismik. Identifikasi lapisan secara teliti dalam penampang seismik hanya dimungkinkan dengan memakai seismogram sintetik.

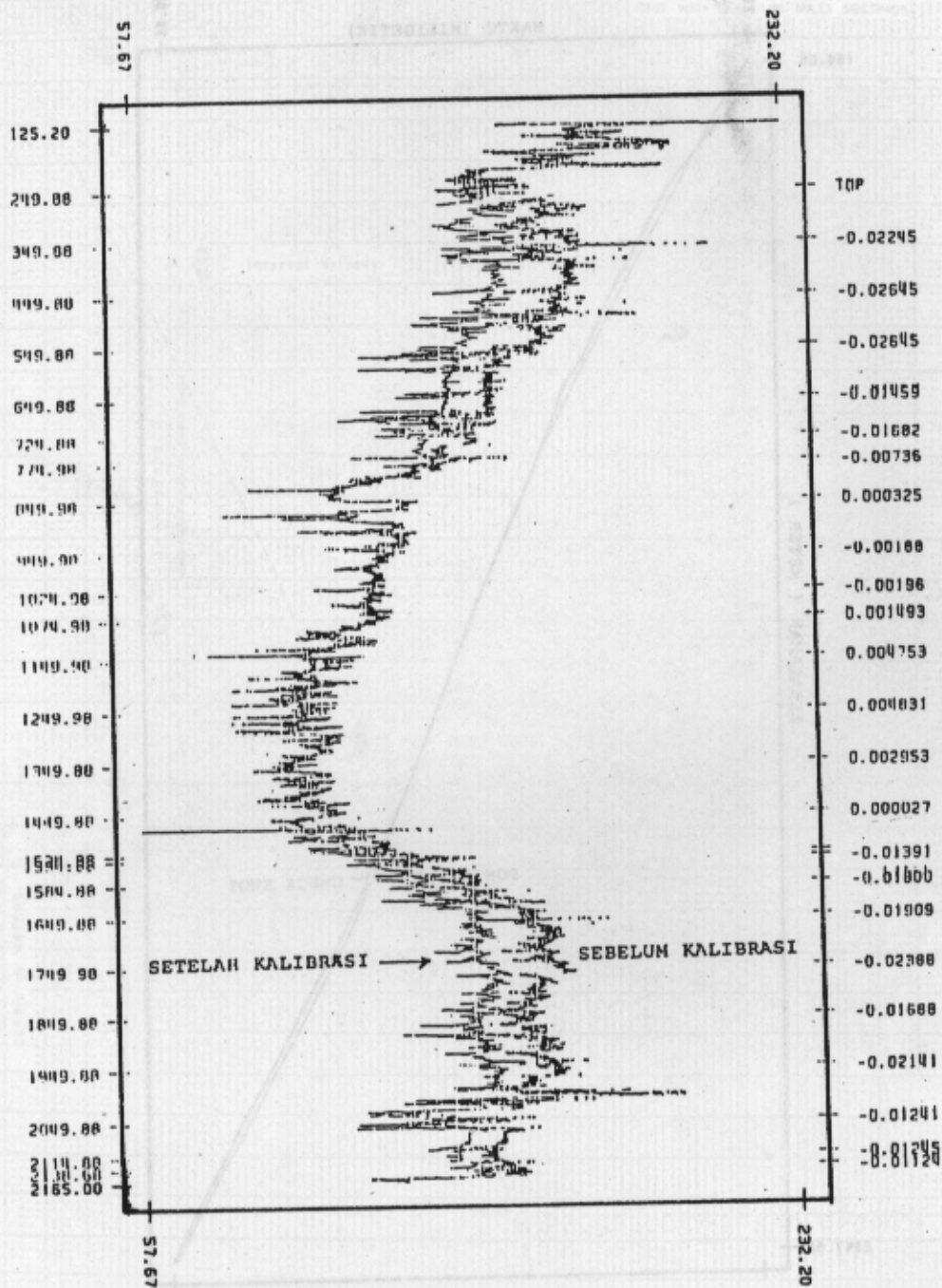


Gambar 8. Hasil yang diperoleh dari check shot/well velocity survey. Dalam pembuatan seismogram sentetik, Time Depth curve dipergunakan untuk kalibrasi sonic log.

BHCSL - CSHOT

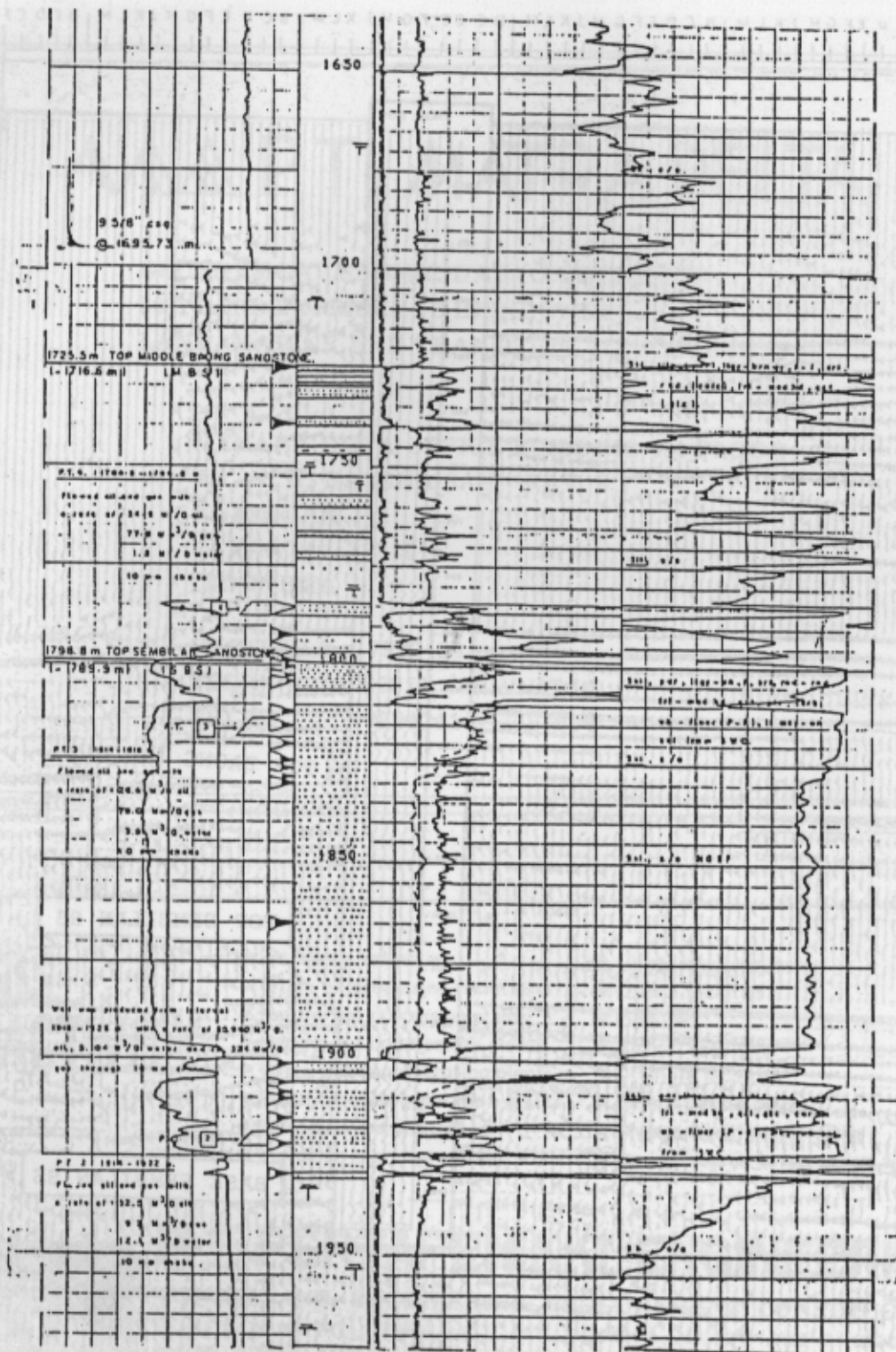


Gambar 9 : Perbedaan waktu (drift) antara integrated travel time dari sonic log dengan travel time dari check Shot/Well Velocity Survey dari sebuah sumur di Sumatra Utara.



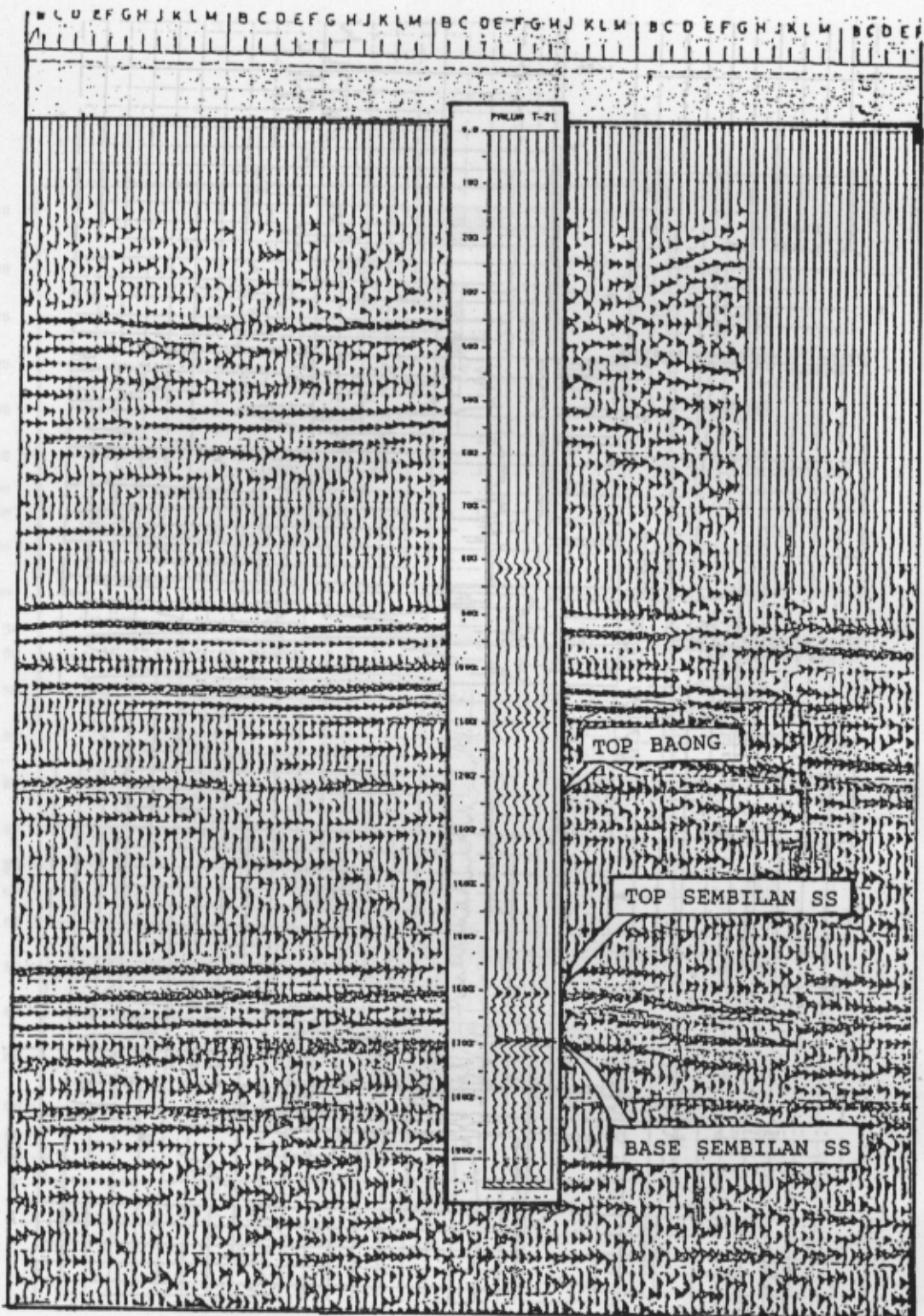
Gambar 10.

Sonic log setelah dan sebelum dikalibrasi terhadap Check Shot Survey. Hasil setelah dikalibrasi inilah yang sebaiknya dipakai untuk pembuatan sintetik seismogram agar kesesuaiannya dengan data seismik menjadi lebih baik.



Gambar 11.

Contoh dari informasi yang diambil dari rekaman kombinasi. Kedalaman puncak/dasar dari suatu formasi ataupun unit unit yang lebih tipis dari pada itu diambil sepenuhnya dari rekaman kombinasi.



Gambar 12.

Korelasi antara seismogram sintetik dengan data seismik yang melintasi sumur Paluh Tabuhan - 21. Identifikasi puncak-puncak formasi dalam data seismik, dimungkinkan dengan memakai seismogram sintetik.

Untuk mempertinggi tingkat korelasi antara seismogram sintetik dengan data seismik, maka rekaman akustik yang dipakai harus dikalibrasi terhadap *check shot/well velocity survey*.

Dalam pembuatan seismogram sintetik, selain rekaman akustik dan rekaman densitas diperlukan juga rekaman kombinasi untuk penentuan posisi puncak dan dasar dari suatu formasi. Elevasi lantai menara pengebor (*DF, derrick floor*) diperlukan untuk koreksi karena data seismik memakai bidang tolak permukaan laut (MSL) sedangkan kedalaman rekaman umumnya diukur terhadap DF.

Ucapan Terima Kasih.

Penulis mengucapkan terima kasih kepada pimpinan PPPTMGB "LEMIGAS" yang telah memberikan kesempatan kepada penulis untuk mengembangkan program-program komputer dalam menyelesaikan studi ini.

Terima kasih juga perlu disampaikan kepada Saudara Sigit Pudiarto yang telah membantu penulis dalam pembuatan program komputer.

Data rekaman yang dipakai dalam studi ini didapat bersamaan dengan proyek kerja sama LEMIGAS-PERTAMINA dalam studi prospek Middle Baong Sandstone di Sumatera Utara.

DAFTAR KEPUSTAKAAN

Baranov, V. and Kunetz, G., 1960, Film Syntetique avec reflexions multiples, theorie et

calcul pratique, *Geophysical Prospecting*, VIII (2), 315-325.

Choate, W.C., 1982, A fast algorithm for normal incidence seismogram, *Geophysics*, 47 (2) 196-202.

Clearbout, J.F., 1968, Synthesis of a layered medium from its acoustic transmission response, *Geophysics*, 33 (2), 264-269.

Goetz, J.F., Dupal, L. and Bowler, J., 1979, *An investigation into discrepancies between Sonic log and seismic check shot velocities*, Schlumberger Technical Report.

Mendel J.M., Nahi, N.E., and Chan, M., 1979, Synthetic seismograms using the state space approach, *Geophysics*, 44, (5), 880-895.

Nielsen P.H., 1978, Calculation of synthetic reflection seismograms in the frequency domain, *Geophysical Prospecting*, 26, 399-406.

Peterson, R.A., Fillippone, W.R., and Cokker, F.B., 1955 The synthesis of seismogram from well log data *Geophysics*, 30, (3) 516-538.

Trorey, A.W., 1962, Theoretical seismograms with frequency and depth dependent absorption, *Geophysics*, 27, (6), 766-785.

Wahl, J.S. Tittman, J., John Stone, C.W., and Alger R.P., 1964, The dual spacing formation density log, *J. Petrol. Tech.*, 16, (12), 1411-16.

Wuenchel, P.C., 1960, Seismogram Synthesis including multiples and transmission coefficients, *Geophysics*, 2, 106-129.