

SURVEY DESIGN FOR 2D SEISMIC IMAGING EXERCISE

İKİ-BOYUTLU SİSMİK GÖRÜNTÜLEME ÇALIŞMALARI İÇİN ARAZİ TASARIMI

Cemal Erdemir ¹ (PhD.)

¹ Angora Geophysical Services and Consulting, Houston, TX, USA

www.agsc34.weebly.com,

Yayına Geliş (Received): 18.05.2017, Yayına Kabul (Accepted): 14.08.2017,

Basım (Published): Nisan/April 2018

*Sorumlu yazar/Corresponding author: cerdemir_2000@yahoo.com

Abstract:

This paper introduces a methodology to do a two-dimensional (2D) seismic forward modeling in a computer environment, process and image its synthetic data, and compare the final image to the input model to evaluate the imaging results. Also it discusses the importance of the pre-survey modeling for seismic data acquisition.

After a geological model was constructed, a finite difference modeling was successfully performed on the model. The obtained data was processed, and a final image was produced using a pre-stack depth migration. When the input model is compared to the pre-stack depth imaged result, an excellent match is obtained between the two which proved the accuracy of the methodology.

The maximum frequency of the data was 50 Hz. Final image was evaluated with respect to different maximum migration frequency. When the migration maximum frequency was lower than the optimum frequency, the image quality deteriorated, the image got fuzzier, the sections of the model with thin layers did not focus well. When the maximum frequency was too high, the final image began losing its quality again, some numerical noise was introduced, the background noise on the image was increased substantially creating artifacts on the image. These imaging tests indicated that the image quality depends on the frequency content. Determining and selecting correct imaging frequency is essential for accurate subsurface illumination.

The paper also shows that the synthetic data is useful to test different processing steps, algorithms and software(s). It could also be used for training.

Two acquisition geometries were simulated on the model, a surface seismic profile (SSP) and a vertical seismic profile (VSP). P-wave modes were generated only. Relationship between the surface seismic and the vertical seismic was discussed, and also shown how to use both data sets to tie each other for interpreting the surface seismic reflections. However only the surface seismic data was further processed and imaged and evaluated for seismic data acquisition parameters. It should be mentioned and noted that the parameter selection gets a lot more important and complicated for 3D seismic survey designs since the survey size is bigger and it gets more expensive to re-evaluate and re-select the wrong parameters used in 3D surveys.

Keywords: Seismic Model Building, Modeling, Synthetic Data Generation, Seismic Data Processing, Migration, Imaging, Survey Optimization

Özet

Jeolojik olarak çözümlenmesi zor olan bölgelerde sismik çalışması ve araştırması yapmak ya da sismik veri toplamak oldukça riskli bir iştir. Arazide karşılaşılabilecek zorluklar, jeolojik modellerin doğruluğu, bölgedeki tabakaların sismik özellikleri gibi parametreler toplanacak sismik verilerin yeterliliğine ve veri kalitesine etki edecektir. Araziye gitmeden önce ne tür bir sismik çalışması yapılacağına, uygulanacak veri toplama ve tasarım modellerinin seçimine, sismik veri-toplamada ne tür parametrelerin kullanılacağına araziye gitmeden önce karar vermek gerekir, bu karar

verme işlemi de bir matematiksel modelleme yardımıyla olmalıdır. Tasarlanan sismik dizaynın öngörülen jeolojik modeli görüntüleyebilmesinin mümkün olup olmayacağına araziye gitmeden önce kestirilmesi gerekmektedir. Ögleki tasarlanan sismik tasarım beklenen jeolojik görüntüyü vermeyebilir veya gereğinden fazla detaylı olduğu için çok masraflı olabilir. Bu belirsizlikleri ortadan kaldırabilmek için arazi öncesi sismik modelleme çalışması yapılması gereklidir ve bu işlem kuvvetlice tavsiye edilir. Arazide elde edilebilecek sismik veriler bilgisayar ortamında üretilerek nasıl bir jeofizik verisi elde edilebileceği görülebilir. Bu sentetik sismik veriler sismik veri-işlemden geçirildikten sonra elde edilen görüntüler incelenerek arazi sonuçlarının nasıl olabileceği hakkında bir fikir elde edilebilir.

Bu çalışmada bu tür sismik modelleme ve görüntüleme çalışmasının bir örneğini gösterilmiştir. Bir sismik model oluşturulmuş, bu jeolojiksel model bilgisayarda dijitize edilmiş (sayısallaştırılmış), sismik hızlar ve yoğunluklar tabakalara verilerek bir jeofiziksel sismik model yapılmıştır. Yüzeysel Sismik Profili ve Düşey Sismik Profili model üzerinde tasarlanmıştır. Akustik Sonlu Farklılık Modelleme (Acoustic Finite Difference Modeling) tekniği kullanılarak sentetik sismik veriler 31 kaynak lokasyonunda kaydedilmiştir. Kaynak mesafesi 100 m. olarak seçilmiştir. Sismik modelde yatay profil 3000 m. olup derinlik 1200 m. dir. Kullanılan sismik sinyalin hâkim frekansı 25 Hz. dir.

Bu çalışmada elde edilen tatmin edici sonuçlar, uygulanan yöntemin doğru ve geçerli olduğunu göstermiş, aynı zamanda bize birçok konuda bilgi ve öğreti vermiştir. Seçilen modele göre, araziden beklenen sismik verinin frekans içeriği sismik görüntüleme (migrasyon) için önemli bir parametredir. İnce tabakaların görüntülenmesi için yüksek frekanslara ihtiyaç duyulur. Eğer yüksek frekanslar mümkün değilse görüntülenebilecek tabaka detayları sınırlı olacaktır. Bu kavramın açıklanması için, görüntü kalitesinin maksimum migrasyon frekansına göre değişimi de incelenmiştir. Düşük frekansların görüntü kalitesini düşürdüğü, görüntü detaylarının kaybolmasına neden olduğu migrasyon sonuçlarında görülmüştür. Gereğinden fazla olan yüksek frekansların işlenmesinin görüntü kirliliğine neden olduğu, sayısal gürültü yaratarak sismik görüntü kalitesini düşürdüğü gözlemlenmiştir. Sismik kaynak istasyonlarının ve sismik alıcıların (jeofon, hidrofon) aralık mesafesi doğrudan sismik arazi masraflarını etkilediğinden optimum örneklem aralık mesafeleri de sismik görüntü kalitesine göre irdelenmelidir. Sismik kaynak ve alıcı adedini değiştirerek bu tür bir irdeleme modelleme yardımıyla kolaylıkla yapılabilir ve şiddetle de tavsiye edilir.

Sentetik sismik veriler veri-işlem şemalarının (data processing flows) kurulmasında, doğru ve geçerli veri-işlem parametrelerinin seçim ve testlerinde kullanılabilirliği açısından da oldukça yararlı ve kullanışlıdır. Ayrıca teknik personelin eğitiminde de bu tür veriler efektif olarak kullanılabilir.

Bu çalışmada sunulan modelleme işleminin ve işlem prosedürünün diğer çalışmalarda da kullanılması önemle tavsiye ediyoruz.

Anahtar Kelimeler: Sismik, Model Kurma, Modelleme, Veri İşlem, Migrasyon, Sismik Görüntüleme

WHY DO THIS, WHAT TO DO WITH THIS, FURTHER DETAILS

In a geophysical exploration, it is a big concern and a risky decision to make to go a field and acquire seismic data over a geologically difficult, challenging an unknown area. Before going to the field, it would be wise to have some answers for questions such as a) how the seismic data would look like from this area, what is the quality factor of this seismic data going to be after the acquisition, b) what is a suitable, efficient and cost effective seismic survey design would be for this survey, c) how is the image from the data of this area would look like, d) would the seismic data contain enough information from this area to characterize the area of interest, and so on. These are all difficult also vital questions and concerns which demand right answers. Each extra step in the survey would cause delay in the project which in turn would add extra cost to the budget if the survey is not done correctly. A worst case

scenario is to go back and shoot the survey again after the survey is finished. Or a wrong parameter selection would cause sacrifice in the quality of the seismic data. In order to avoid such undesired circumstances, a pre-survey seismic modeling should be performed before going to the field. It is shown here in this exercise that Acoustic Finite Difference Seismic Modeling (AFDM) technique is a quick, useful and powerful tool to do pre-survey seismic modeling to answer some of the questions and to remedy some of the concerns mentioned above.

We have in this paper that we are able to

- a) digitize a geological cross section, and construct a geological model from it,
- b) assign seismic properties to the model,
- c) plan and design a seismic survey that is suitable for the model,

d) produce synthetic seismic data sets using AFDM method on the model for surface seismic profile (SSP) as well as vertical seismic profile (VSP) geometries,

e) process the synthetic seismic data,

f) produce top quality and accurate seismic images from the pre-processed data using a pre-stack depth migration technique,

g) evaluate the seismic images with respect to different imaging parameters (such as maximum migration frequency, receiver and source intervals). And present the results of the modeling project in a completed report.

The synthetic data sets were generated on the constructed seismic model by acoustic finite difference modeling (AFDM) method. The modeling and imaging steps and works were done using Seismic UNIX (SU) processing package, FreeUSP processing package and some pro-priority software. The data processing were carried out in Linux Workstations. The model picks were obtained from the SU library, the model was rebuilt for this project. Other desired models can also be built with great accuracy with some efforts after digitizing the layer boundaries of the models.

INTRODUCTION

Seismic forward modeling is a method which transforms a geological section into a mathematical response by creating synthetic seismograms by using geological properties of velocity and density of the layers in the section. In the technique, the impedance response (product of density and velocity) variations and the depths of layers are converted to seismic record times and reflection amplitudes. These are all done in the computers before going to field or before data acquisition.

The modeling technique is a powerful tool and widely used for seismic survey analysis, it is usually done before the survey to aid in planning the seismic survey. In many cases, the modeling is also done after the field data is collected to help and facilitate interpretation of the acquired data. The reflections of the field data and the geologic interfaces are correlated to verify depths of layers and expected amplitudes with the help of the modeling.

In general there are two types of modeling techniques, one is ray technique which is based on ray tracing, and the other is wave technique which uses wave theory. The finite differencing modeling method which is used in this exercise is a wave technique where the wave equation is solved using a finite differencing approach. The modeling algorithm used in this exercise uses second order solution to both time and space components.

The modeling and imaging technique has been widely used in seismic exploration for optimum survey design and also for selecting optimum survey parameters. Many papers have been published in the geophysical community, such as Hornby et.al. 2006, Regone, 2006, Erdemir et.al. 2013, Anderson et.al, 2015, and others for seismic survey designs and their image responses.

Theory of the wave equation and solution to it using differencing approximations have been studied extensively. One analysis can be found in Crews Research Paper by Carrie et.al. 1999.

In our modeling, a velocity model was constructed where the velocity varied vertically and horizontally, $V(x, z)$, the density model was ignored where a constant density was used everywhere in the model. Absorbing boundary conditions were applied in the modeling, where reflections from all sides of the model were suppressed, so surface multiples were not allowed in the data. Thirty-one (31) shot locations were used with 100 m. shot intervals covering a 3000 m. horizontal span on the model.

Both a surface seismic array and a vertical seismic profiling array were located on the model, both data sets were created simultaneously. Both data sets were evaluated, and their relationships to each other studied. However, only the surface seismic data was further processed for imaging. The imaging was done using a pre-stack depth migration algorithm.

A pre-stack finite difference migration was used to migrate and image the synthetic surface seismic data. The final image is compared with the initial (or input) velocity model for accuracy. The comparison shows excellent match between the model and the image.

MODEL BUILDING AND SURVEY LAYOUTS

Two seismic models were built and used for this exercise, a density model and a velocity model. The

digitized picks were done earlier and were provided to us for this work. The density model was ignored for the time being by assigning a constant density value in the model. The velocity model of four layers were assigned different velocities to each layer, Figure 1 shows the velocity model. The model is 3150 m wide and 1200 m deep. The grids are 5 by 5 m in horizontal and vertical directions ($dx = dz = 5m$), the model size is 630 x 240 grids. Maximum velocity is 5000 m/s and minimum is 2000 m/s in the model.

Two types of surveys were planned in the modeling, a surface seismic profile, and a vertical seismic profile (VSP) configurations. The VSP borehole was placed at 1000 m. location from the left of the model. Figure 2 shows a schematic for the surface seismic layout, while the VSP layout is shown in Figure 3. In the Figures the rays are shown as straight rays for display purposes only. Fully bending rays/waves were used in the programs. The same sources were used for the data generation. The seismic data sets were generated and recorded simultaneously on both profiles.

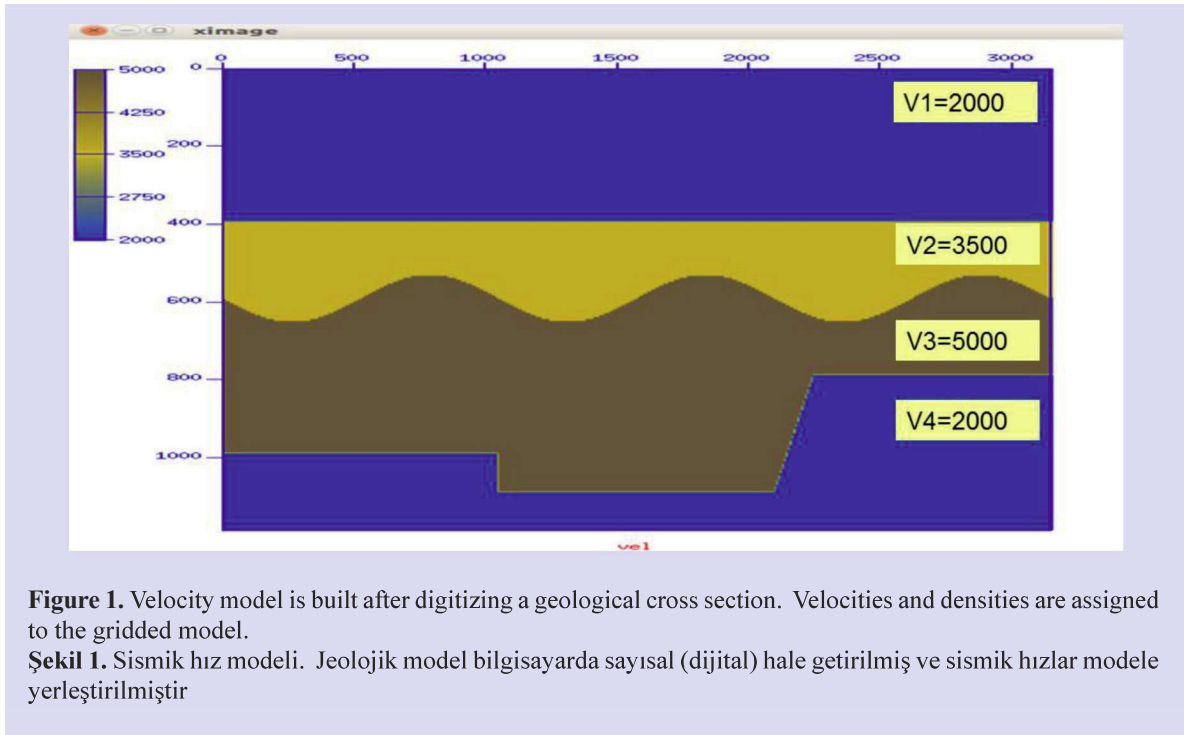


Figure 1. Velocity model is built after digitizing a geological cross section. Velocities and densities are assigned to the gridded model.

Şekil 1. Sismik hız modeli. Jeolojik model bilgisayarda sayısal (dijital) hale getirilmiş ve sismik hızlar modele yerleştirilmiştir

FINITE DIFFERENCE MODELING AND SYNTHETIC SEISMIC DATA GENERATION

The synthetic acoustic seismic data was generated using a second order finite difference solution to acoustic wave equation. A set of 31 sources were used for data generation with a source spacing of 100 m. The sources were located at 10 m. depth for numerical coupling. The receivers were at the grids and of 5 m. receiver spacing.

The software is versatile, different source and receiver spacing could be used at user's will.

Time sampling interval was 0.5 msec. It was later resampled to 2.0 msec. for processing the data. Record length was 2.0 sec. Source maximum frequency was 50 Hz. which yielded a peak signal frequency of 25 Hz.

Three shot gathers from surface seismic layout are shown in Figure 4. Also a single shot gather from the vertical seismic array is shown in Figure 5. The VSP gather is from the source near the borehole, source offset is 200 m.

Surface seismic shot gathers from all 31 shots are shown in Figure 6 in a combined format. All VSP shot gathers are shown in Figure 7. Combined such presentations are useful to check and control all shots at once all together, any outliers could be identified quickly on these plots if there is any. From Figure 6 and Figure 7, we see that the gathers behaved well. All gathers are in expected time and distance limits, nothing unusual is recognized here. This is an important quality control (QC) step since it builds confidence in the modeling procedure, also the data and the geometry are controlled early on in

the project before proceeding to the next step in the project. A sample subset of the source waveforms used in the modeling are shown in Figure 8. Five waveforms from five source locations are shown in the figure to see the repeatability of the waveforms, and they all look good. There were 31 shot locations so there are 31 source waveforms. Different source wavelets could be used in the modeling program, such as zero-phase, minimum phase, pressure source, explosion source wavelets. A default wavelet is used here.

SPECTRAL ANALYSIS OF DATA

Spectral analysis of data is done by means of Fourier transformation of data. In Figure 9 are shown a common shot gather from source S_1 and its corresponding F-X plot. The F-X means that each trace in the plot is Fourier transformed and its amplitude is plotted individually, the vertical axis is frequency and the horizontal axis is trace number or horizontal distance. The green color in F-X plot shows higher amplitudes which correspond to high amplitude sections of the data close to the source.

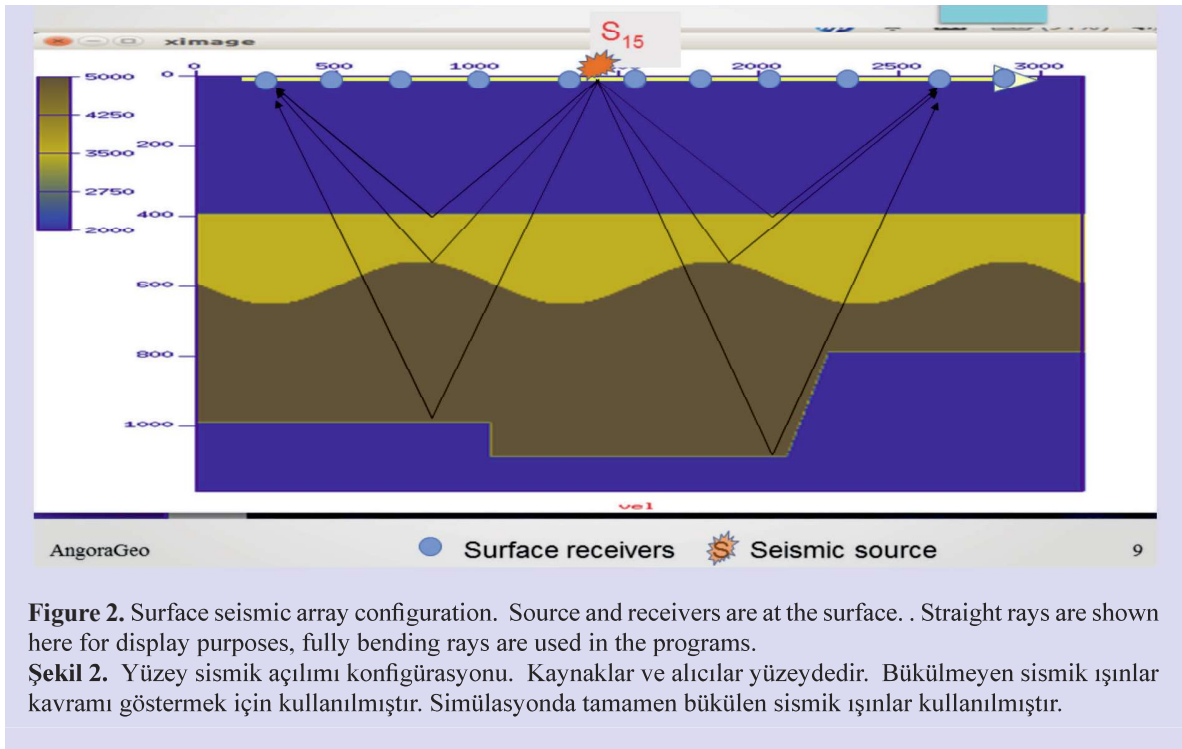


Figure 2. Surface seismic array configuration. Source and receivers are at the surface. . Straight rays are shown here for display purposes, fully bending rays are used in the programs.

Şekil 2. Yüzey sismik açılımı konfigürasyonu. Kaynaklar ve alıcılar yüzeydedir. Bükülmeyen sismik ışınlar kavramı göstermek için kullanılmıştır. Simülasyonda tamamen bükülen sismik ışınlar kullanılmıştır.

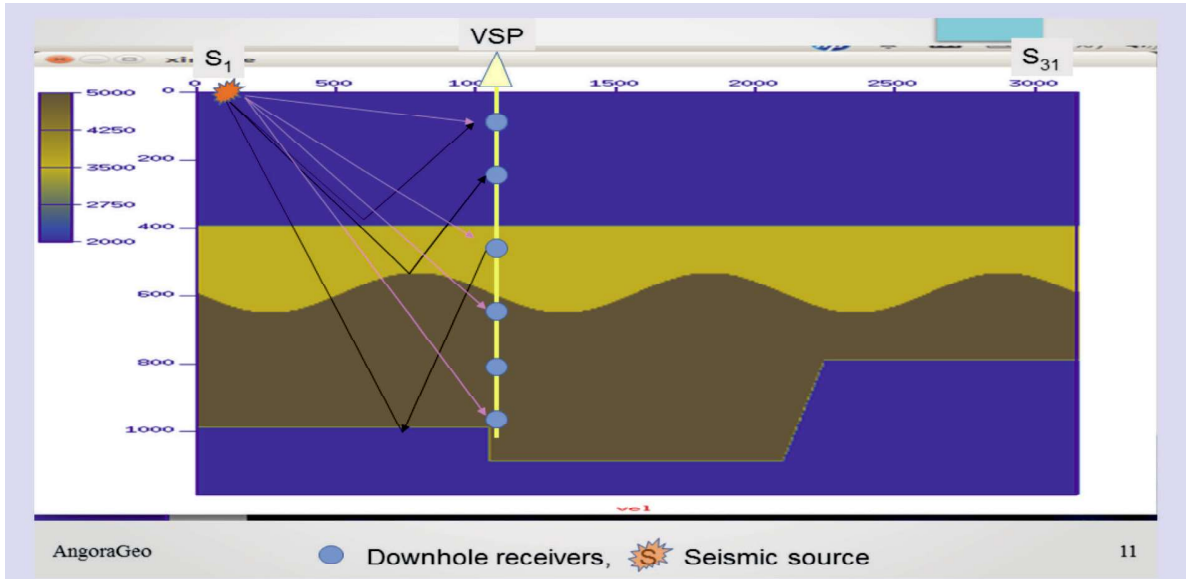


Figure 3. Vertical seismic profile (VSP) configuration, Source is at the surface, receivers are in a borehole. Straight rays are shown here for display purposes, fully bending rays are used in the programs.

Şekil 3. Düşey sismik profili (VSP) konfigürasyonu; sismik kaynak yüzeyde, sismik alıcılar kuyuda bulunmaktadır. Konsepti göstermek amacıyla resimde düzgün sismik ışınlar kullanılmıştır. Modelleme programında bükülen ışınlar kullanılmaktadır.

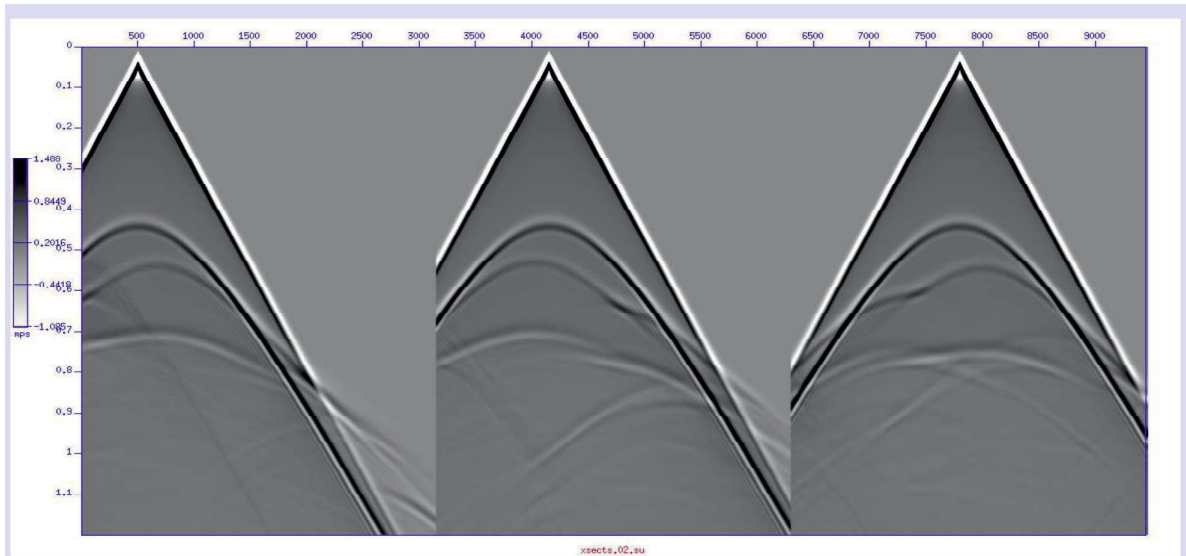


Figure 4. Sample three (3) sample shot gathers from surface seismic receivers, where source location is different for each shot case.

Şekil 4. Yüzey sismik seriminden elde edilen üç (3) sismik kesit verileri örnek olarak sunulmuştur. Burada alıcılar yerlerinde sabit olup sismik kaynak yer değiştirmektedir.



Figure 5. A single VSP shot gather. The source to VSP well offset is 200m.
Şekil 5. VSP verisi tek kaynaktan. Kaynağın VSP kuyusundan uzaklığı 200m

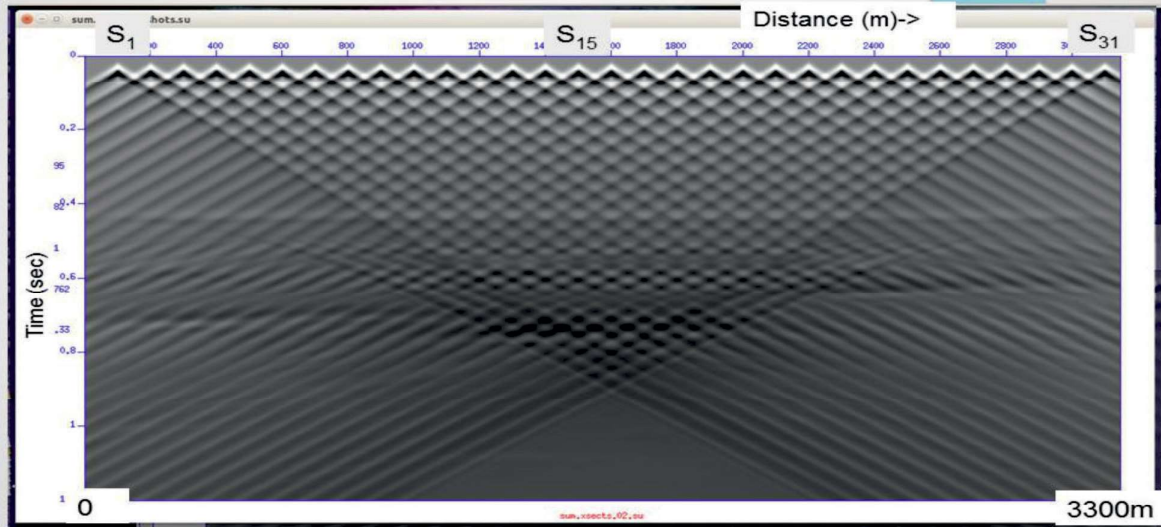
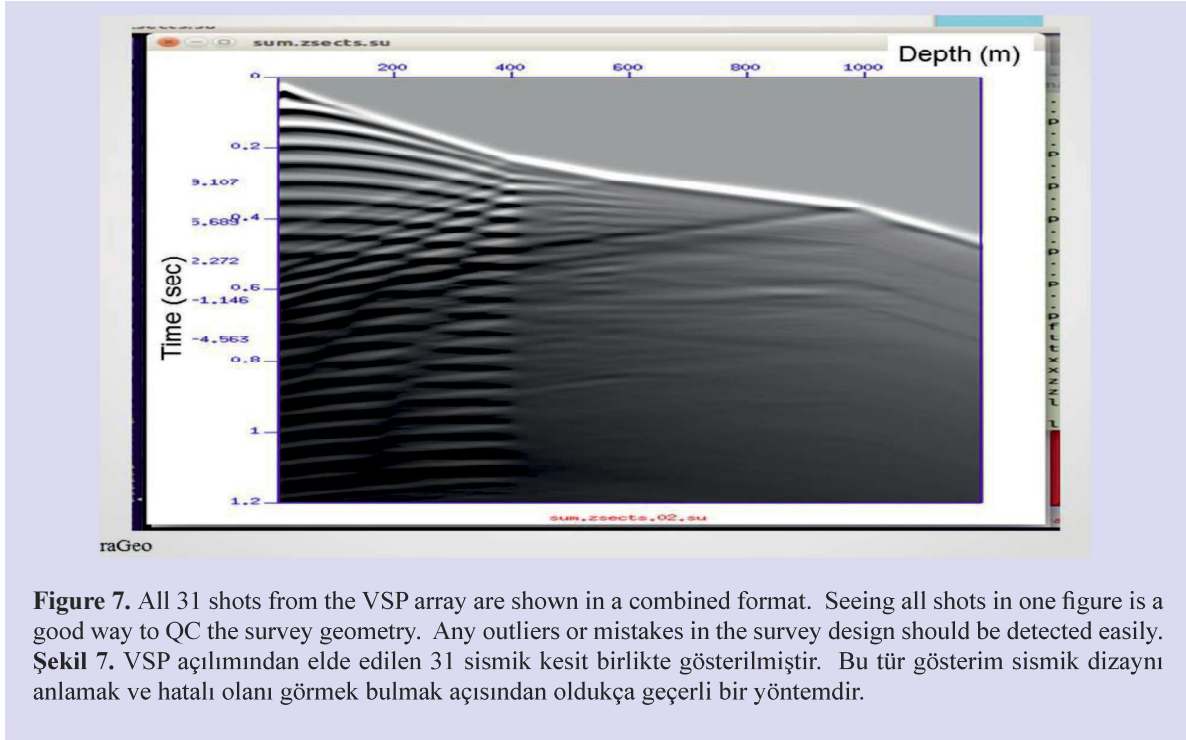
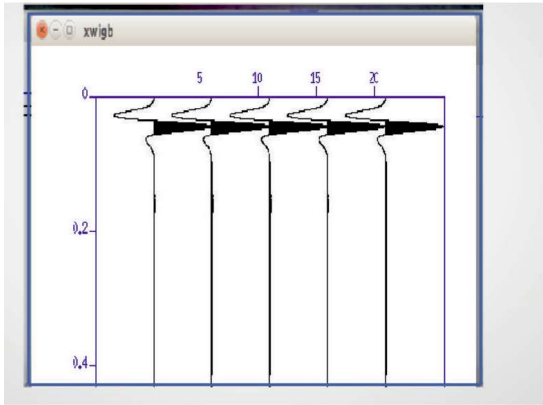


Figure 6. All 31 shots from the surface array are shown in a combined format. Seeing all shots in one figure is a good way for quality control of a survey geometry. Any outliers should be identified easily on this plot.
Şekil 6. Yüzeysel açımdan elde edilen 31 sismik kesit birlikte gösterilmiştir. Bu tür gösterim sismik dizaynı anlamak ve kontrol etme açısından oldukça geçerli bir yöntemdir. Hatalı olan kayıt hemen fark edilebilir.



The amplitudes on the F-X plot die out gradually after 50 Hz. This is exactly what was expected in the modeling, the maximum frequency was set to 50 Hz on the modeling software. Spectral analysis proved that the modeling was in good order. An average amplitude plot is shown in Figure 10, where the dominant frequency is seen about 25 Hz.



DATA ANALYSIS, EVENT IDENTIFICATION, AND DEPTH CONTROL OF REFLECTIONS

In this section, the shot gathers are examined more in detail to understand and analyze the seismic events on the gather. One shot gather (S_{10}) from the surface seismic profile is shown in Figure 11. This is a split spread type gather, source is near the middle of the receiver spread. First breaks are the clearly seen events in the gather, they arrive first from the source to the receivers, they have the strongest amplitudes, and they are indicated in the figure with arrows. The slope of the first arrivals should yield information about the velocity of the near surface, and the change in amplitudes with distance should produce near surface attenuation information.

Some other events are indicated with other arrows, they are determined as reflections. They all include information about the sub-surface, a geophysicist's duty here is first figure out what those seismic events are, where they are originated from, and what depths the reflectors are located at, in other words one should answer what those seismic events mean geologically, and to convert those seismic events to some meaningful geological information.

In addition to surface seismic array, a single offset VSP shot gather is displayed in Figure 12.

The gather is from a zero-offset VSP shots where the source offset is near the VSP borehole at the surface. The propagating wave field is recorded directly in the well below the source at this geometry. The VSP gives geophysicist some advantages as to directly observe and measure how the wave field changes with depth. It is a direct observation to see how the source waveform deforms with depth. Measurement of attenuation from the waveforms is performed often in seismic surveys, also the interval velocities are calculated directly from the first break travel times. The VSP is little unusual record which is quite different than the conventional seismic. Since in VSP the receivers are placed in the well or the borehole, the VSP shot gathers need special skills to understand and interpret its data. Some of the major events of Figure 12 are identified in the figure, where the vertical axis is time and the horizontal axis is depth or the receiver number.

How to process and interpret VSP data sets should be explained and presented later in a special

section of a different project. For now a comparison of surface seismic and VSP shot gathers is shown here in Figure 13. The reflections of surface shot gather are tied to reflections on the VSP gather via dashed arrows, the ties are done in travel time domains where both vertical axis are time. Notice the ties are done with high accuracy here. In a field work, if the 2D seismic line is close enough to the VSP borehole, the travel times should tie almost perfectly as it is done here. As the surface line is farther away from the borehole, the matching and tying get little tricky, expert opinions are recommended then. Once the reflections are identified on the VSP gather, the reflector depth locations are determined from the first breaks. The yellow circles and the yellow arrows in Figure 13 directly read the depths of the reflectors on the horizontal axis of the VSP data. This is a powerful and easy to use analogy, it is a commonly used technique in exploration seismic.

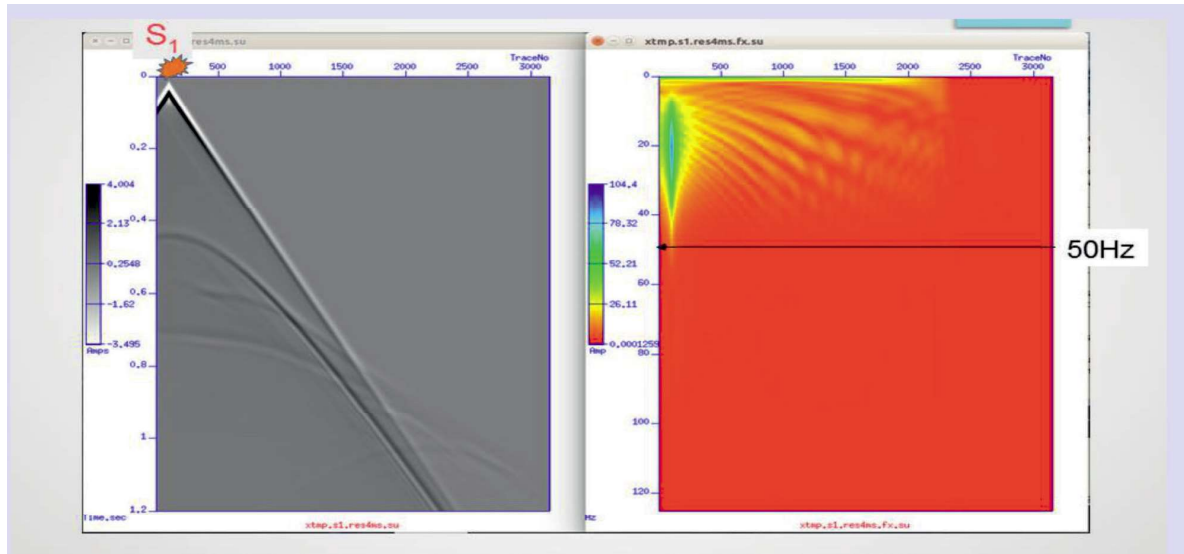


Figure 9. Raw shot gather (left) and its F-X frequency spectrum (right). Energy is seen up to 50 Hz. Notice the amplitude decay from trace to trace is clearly seen on both data plots.

Şekil 9. S1 kaynağından elde edilen toplam ham veri (solda). Verinin F-X frekans spektrumu (sağda). Spektrumda 50 Hz.e kadar enerji görülmektedir. Veri-işlem için sismik veriler önce 2 ms sonra 4 ms de örneklenmiştir. Sismik iz mesafesine bağlı genlik sönmesi her iki şekilde de görülmektedir.

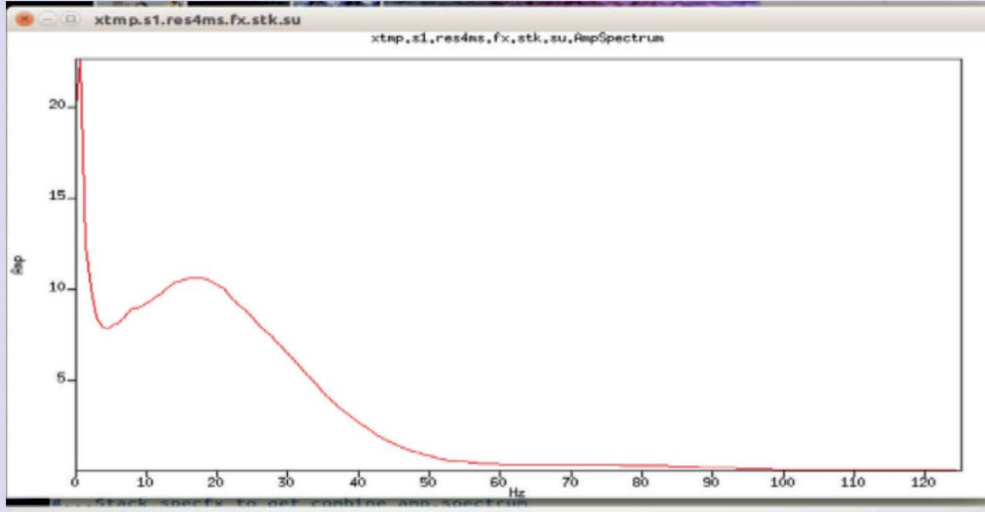


Figure 10. Amplitude spectrum of the raw data. The spectrum shows energy up to 50 Hz. with dominant frequency of about 25Hz.
Şekil 10. İşlenmemiş verinin genlik spektrumu. Spektrumda 50 Hz e kadar enerji olduğu görülmektedir. Hakim frekans 25Hz. civarındadır.

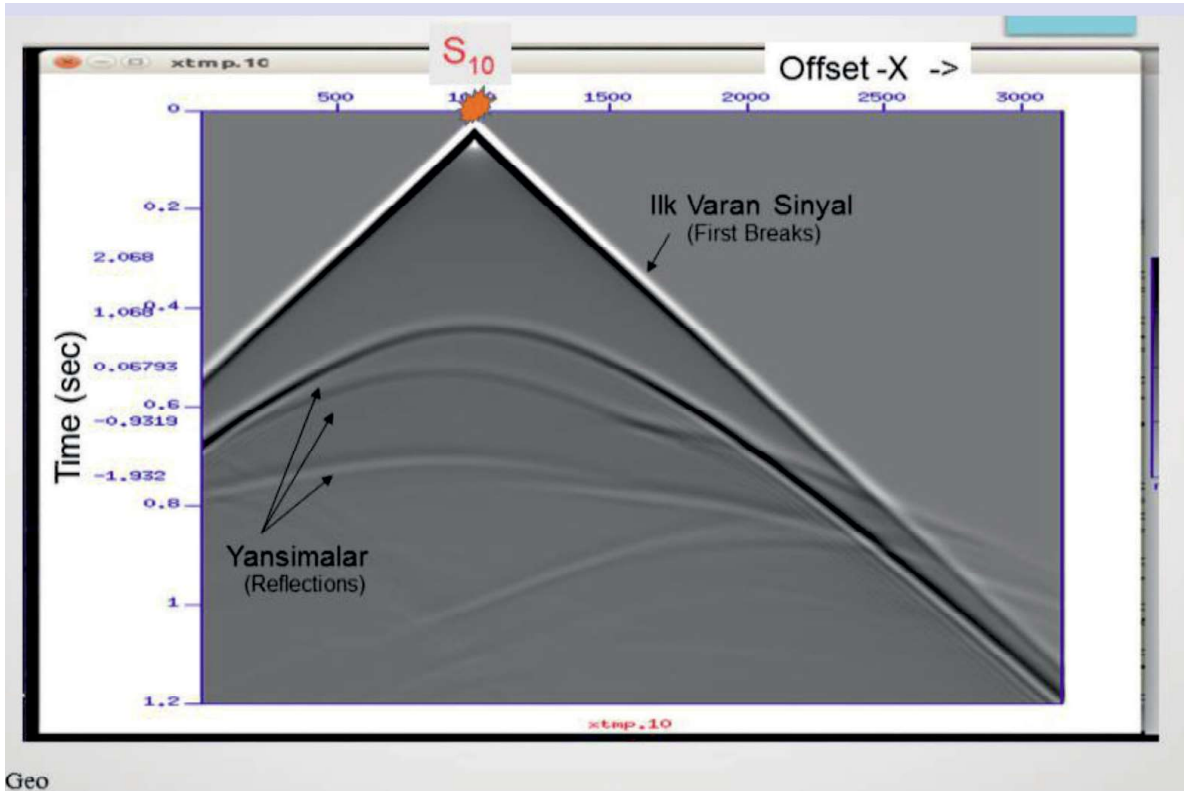


Figure 11. Single shot gather from the surface array. First breaks and some reflections are identified and indicated by the arrows. Source is S10 at 1000m location from left of the receiver array
Şekil 11. Tek kaynak verisi, yüzey açılımından. İlk varis sinyalleri ve bazı yansimalar oklarla gösterilmiştir.

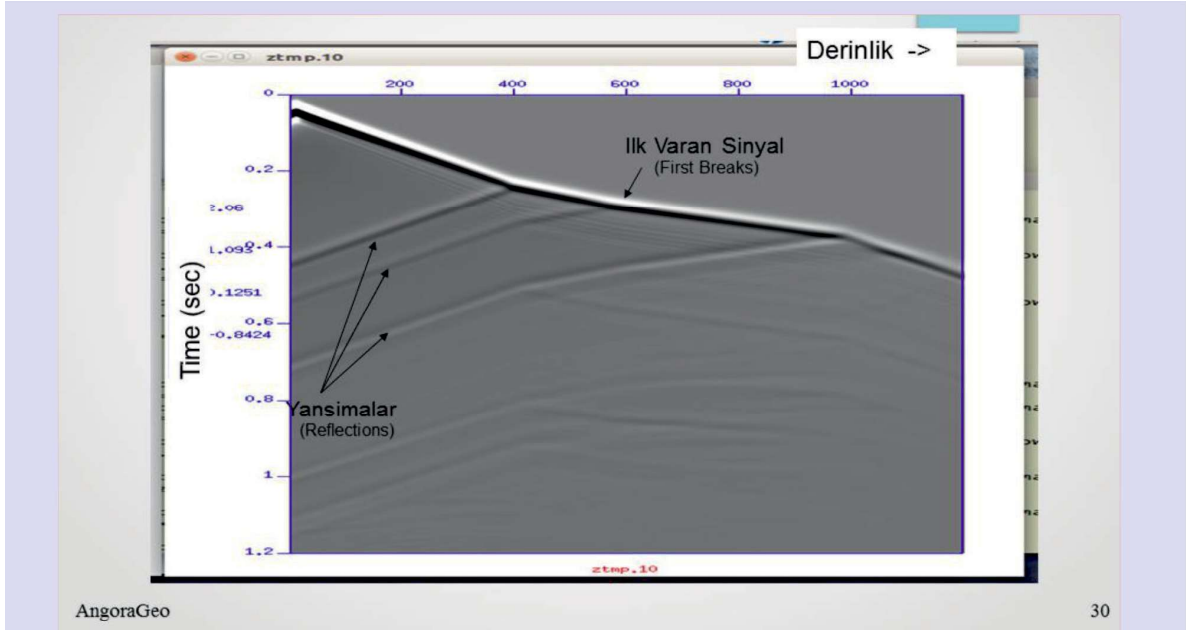


Figure 12. Zero offset VSP shot gather. Source to borehole offset is 100m. First breaks and reflections are identified and indicated by the arrows. Source location is at 1000 m. on the model.

Şekil 12. Yakın ofset VSP verisi, kaynak-kuyu uzaklığı 100 m. dir. İlk varış sinyalleri ve yansımalar oklarla gösterilmiştir. Modelde kullanılan kaynak mahalli 1000 m. dir

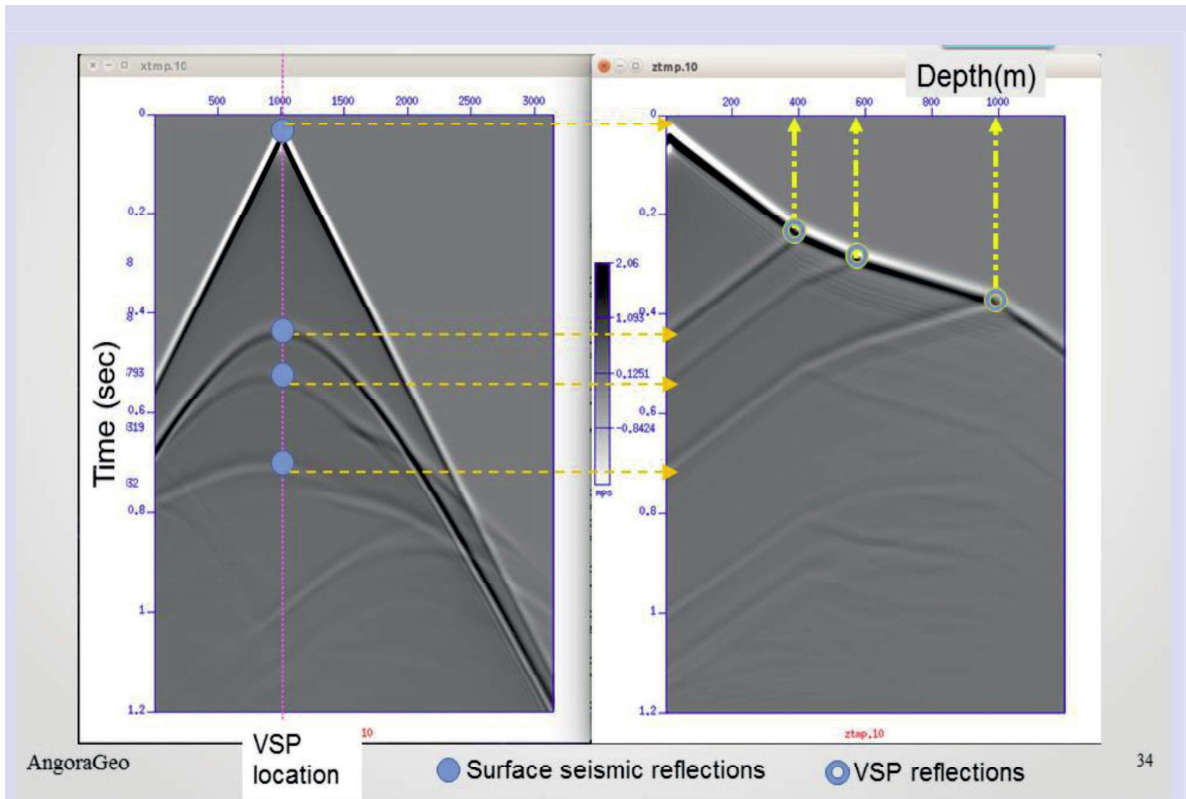


Figure 13. Surface and VSP data sets are shown together. First breaks and reflections are identified and tied to each other. VSP shows the depths of the reflections of surface seismic data.

Şekil 13. Yüzeysel sismik verisi ve VSP verisi, beraber gösterilmiştir. İlk gelen dalgalar (first breaks) ve yansımalar (refleksiyonlar) belirlenmiş ve birbirlerine bağlanmıştır, her iki veri setinde düşey eksen zamandır. Yüzeysel verisinde görülen yansımaların fiziksel derinlikleri VSP verisinde gösterilmiştir. VSP doğrudan derinlik tayinini göstermektedir.

DATA PROCESSING BEFORE MIGRATION

As mentioned before, only the surface seismic data is further processed in detail and migrated to image the subsurface. Main data processing for this exercise were a) mute the first arrivals, b) k1k2 filter to remove extra low frequencies, c) amplitude adjustment. Figure 14 shows the muting process on three shots; the top is the raw data, the

middle is the muted data, and the bottom is what is muted. A muted shot gather and its F-X spectrum are shown in Figure 15, where the amplitudes are seen more evenly distributed across the traces in the F-X spectrum plot.

An averaged amplitude spectrum plot is shown in Figure 16. Compare Figure 16 to Figure 10 to see the effect of muting process.

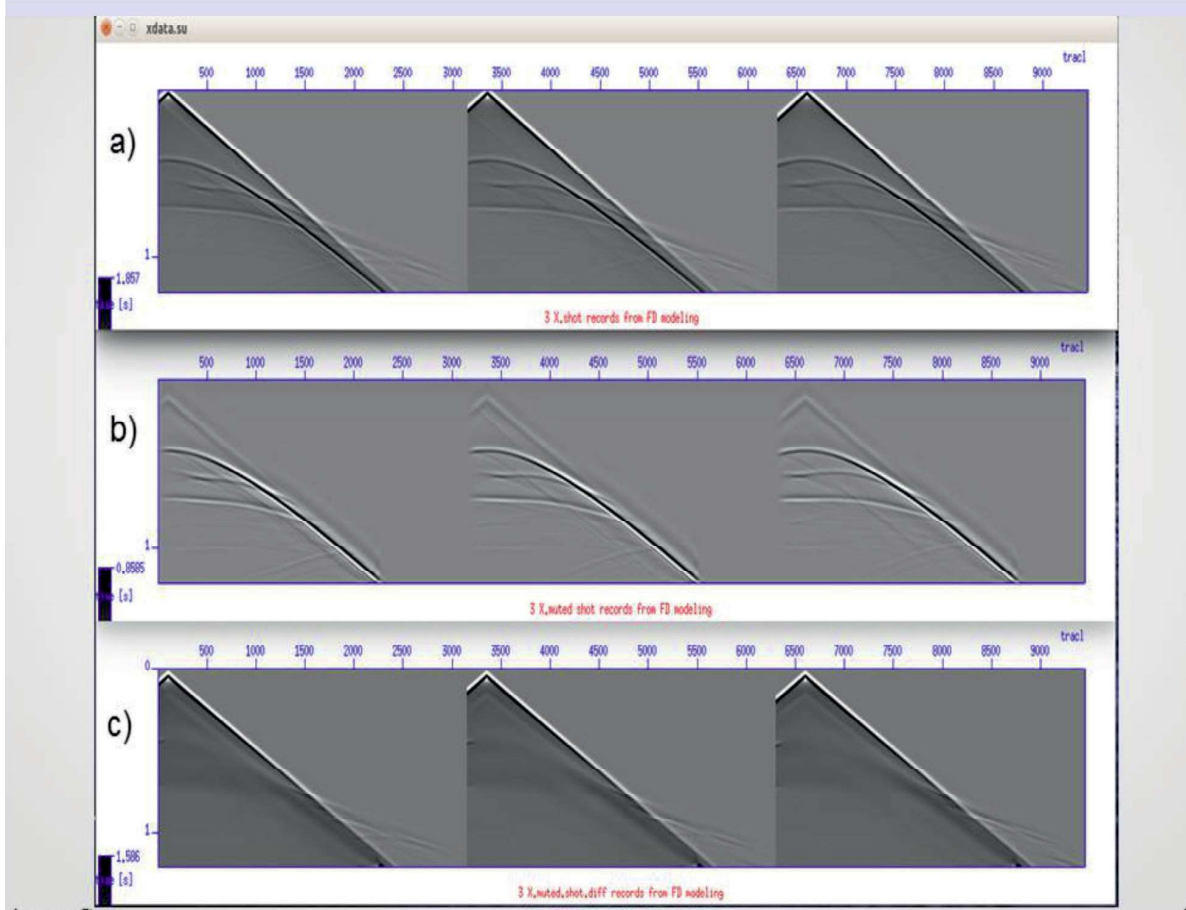


Figure 14. Data processing. Example three surface shot gathers, a) raw gathers, b) after mute of first breaks, c) what is muted. It seems that since the muting removed the first arrivals, the remaining data has more balanced amplitudes from trace to trace.

Şekil 14. Veri-ilem. Yüze sismik açılımdaki 3 kaynaktan veriler; a) ham veriler, b) ilk varan dalga sinyallerin giderilmesinden (mute) sonraki sinyal kısmı, c) ham sinyalden atılanlar. Genlikler daha **dengelenmiş** görünüyorlar (b) de.

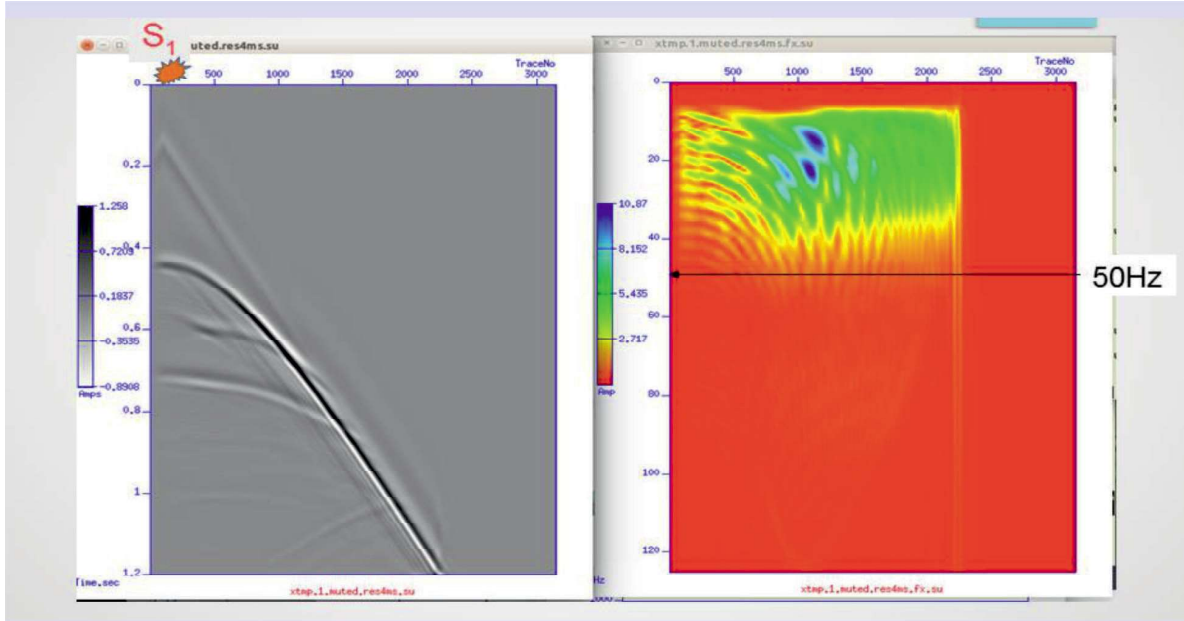


Figure 15. Muted shot gather and its F-X spectrum. The F-X plot of the muted gather shows uniform energy distribution across the traces. Compare this to Figure 9.

Şekil 15. İlk varan dalgalar giderilmiş haldeki (muted) sismik kesit ve onun F-X spektrumu. F-X'deki enerji dağılımının sismik izler üzerinde daha istikrarlı ve dengeli olduğu görülmektedir, Şekil 9 ile karşılaştırmız.

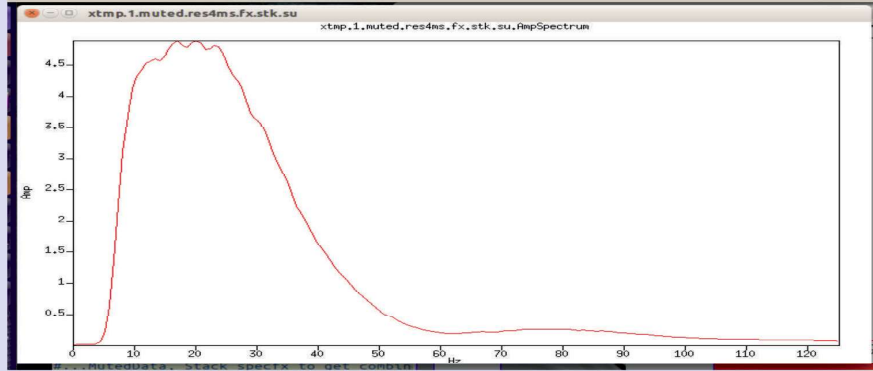


Figure 16. Average amplitude spectrum of the gather of the previous figure. Compare it to Figure 10.

Şekil 16. Genel genlik spektrumu, bir önceki şekilde sunulan sismik veriden elde edilmiştir. Şekil 10 ile karşılaştırmız.

PRE-STACK COMMON SHOT MIGRATION

The pre-processed 31 shot gathers are pre-stack migrated using a 2d pre-stack shot migration algorithm. Each shot is migrated separately, a final image is constructed after summing the individually migrated sections. The final image obtained from 50 Hz migration is shown in Figure 17. Different maximum frequencies were also tested in migration, best image is obtained with 50 Hz. The image in Figure 17 is after data was muted and amplitude compensated. Comparison of the image to the input model is done and is shown in Figure 18. The data before the pre-processing applied was also migrated, its final image is shown in Figure 19. Notice that the first arrivals imaged the source locations, indicated with the arrows, all 31 source locations are clearly imaged.

In fact the image from the raw data gets quite useful for checking and QC ing the accuracy of the imaging process. The source locations should be imaged at their correct source coordinates clearly as it is done here, if the source locations don't match then there has to be something wrong with the imaging process or the coordinates or the parameters. Our results are quite satisfactory here.

MIGRATION EVALUATION:

Effect of Maximum Migration Frequency on Pre-Stack Images

Effect of migration maximum frequency vs. image quality is discussed. Five different maximum frequencies of 25, 40, 50, 60 and 80 Hz. are tested. Final images from these frequencies are shown in the following figures, the input data had a dominant frequency of 25 Hz with maximum frequency of 50 Hz, see Figure 10. Final image from 25 Hz (Fmax.) migration is shown in Figure 20, as seen in the Figure, the image has rather low frequency effect, the layer boundaries are not so sharp, the bottom

image seems blurry and not clear and crisp. This is a typical case of not including enough seismic energy in the input data for the migration. An image from 40 Hz. Fmax. is shown in Figure 21. This image is better looking than the image of 25 Hz. Layer boundaries are imaged sharper. It looks like most of the seismic energy is migrated at 40 Hz, the background noise before the first layer at 400 m is still too high.

The 50 Hz image is shown in Figure 22, where the image looks quite good, the layer boundaries are imaged well, especially the bottom layer is imaged clearly, and the background noise seems less than the 40 Hz image case. The image from 60 Hz and 80 Hz are shown in Figure 23 and Figure 24 respectively. The 60 Hz image is somewhat comparable to 50 Hz image, however the background noise is more visible at 60 Hz. The 80 Hz image is questionable, the layers are imaged correctly but the background noise is elevated considerably, grid dispersion effects are dominating the image. Computer time for imaging gets longer as the frequency increases.

Frequency tests indicated that the image of optimum quality should be somewhere between 50 to 55 Hz.

RESULTS AND CONCLUSIONS

The results and learnings can be summarized as stated here. Based on the successful results obtained in this exercise it can be concluded that

a) a digitized and gridded seismic model from a given geological sketch can be constructed, and geological properties can be assigned to the seismic model. In our case the properties were seismic velocities and densities. In some other cases other earth parameters such as impedances, porosities etc. could be easily assigned to simulate other geophysical properties.

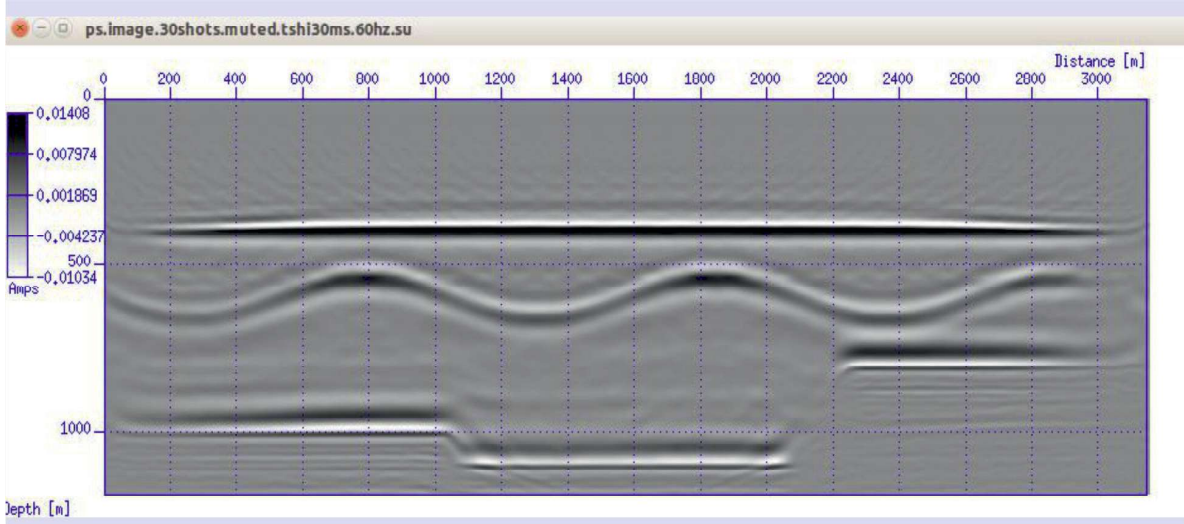


Figure 17. A final image from pre-stack with 50 Hz migration. The data is amplitude compensated.
Şekil 17. Sismik görüntü, 50 Hz kullanılarak pre-stack migrasyondan elde edilmiştir. Veri genlikleri derinliğe bağlı dengelenmiştir.

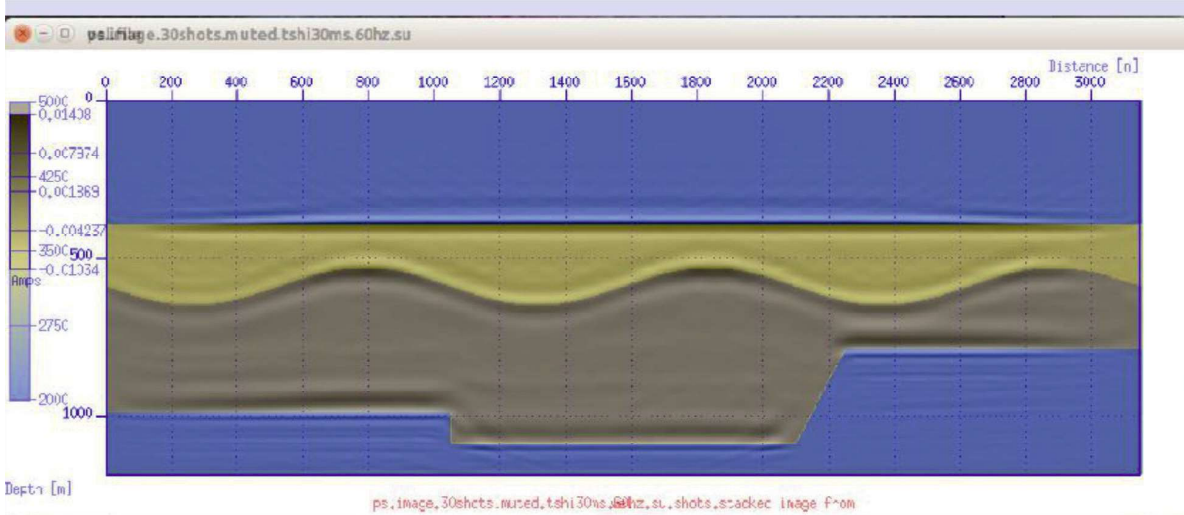


Figure 18. Final image of previous figure is compared with the input model. Image accuracy is good.
Şekil 18. Sismik görüntü ile hız modelinin karşılaştırılması. Elde edilen görüntünün oldukça iyi olduğu görülmektedir. Görüntünün hız modeliyle çakışma derecesi migrasyonun iyi yapıldığını göstermektedir.

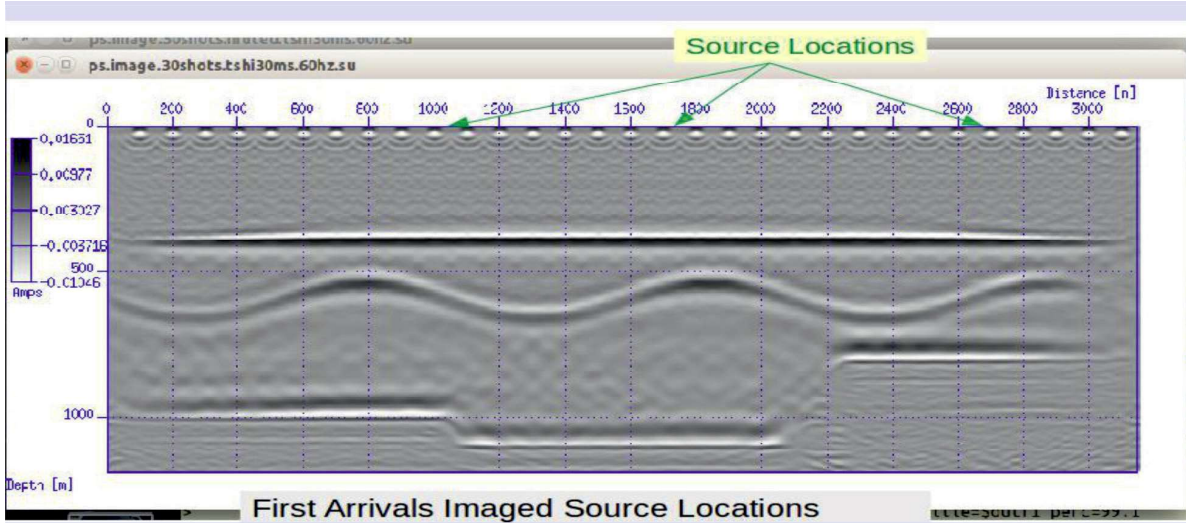


Figure 19. A final image from the raw data, no pre-processing was applied to input data prior to migration. The first arrivals imaged the source locations, arrows showed them. The background noise is higher on the image than the pre-processed image case of Figure 17.

Şekil 19. Son görüntü, ham veriler kullanılarak elde edilmiştir, migrasyon öncesi veri-işlem uygulanmamıştır. İlk varan dalgalar sismik kaynak lokasyonlarını göstermektedir, oklarla gösterilmiştir. Görüntüdeki sismik gürültü oranı veri-işlem uygulanıp elde edilen görüntüdekinden daha fazladır. (Şekil 17 ile karşılaştırır)

b) Given seismic survey parameters and target parameters, synthetic data shot gathers can be created using an acoustic finite difference modeling technique. Both surface seismic and vertical seismic data sets were created simultaneously here from 31 shot locations. Number of shots can be increased easily.

c) Surface seismic data can be processed for removal of first arrivals, noise reduction, time and space domain filtering, amplitude compensations, and attenuation coefficients.

d) The processed 31 shot gathers was pre-stack migrated. A stack final image was created and is presented. The Migration was repeated for maximum frequencies of 25, 40, 50, 60, and 80 Hz to show the dependency of image quality on the frequency. Optimum image quality is obtained at 50 Hz.

e) The final image is compared to the input model to quality control (QC) the results. The comparison is quite good (Figure 18).

f) The similarity between the final image and velocity model proves the accuracy of the modeling-imaging processes as well as the accuracy of the algorithms.

g) The VSP data has not yet been processed in this exercise. A full-blown VSP data processing should be done and its results should be displayed in a different project.

h) The accurate results obtained from this project tell us that the forward modeling - imaging methodology presented here should be applied in every possible geophysical cases before a seismic field work starts.

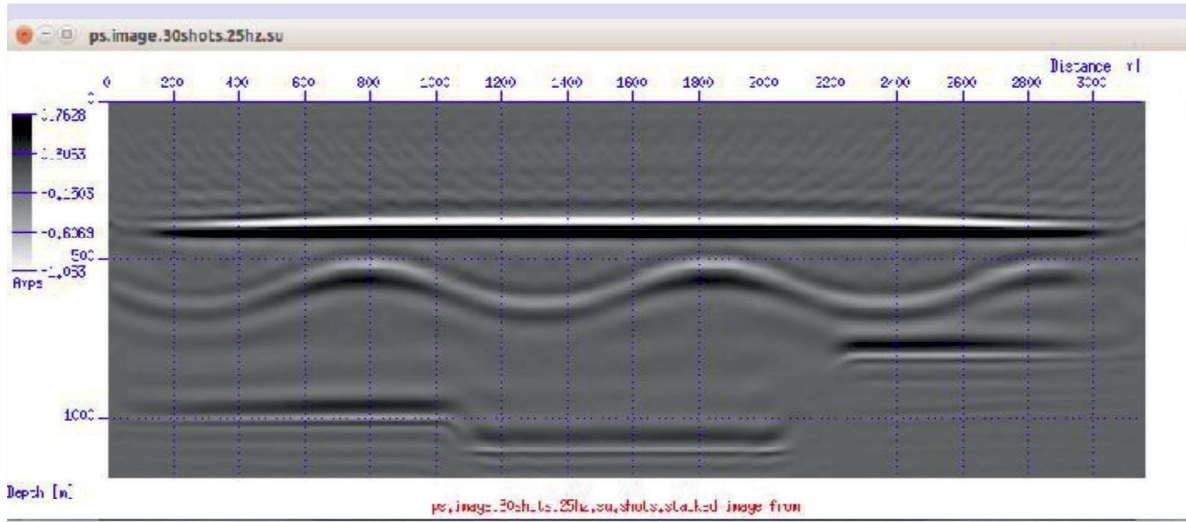


Figure 20. Final image from Fmax 25 Hz. Bottom layers are not imaged well. Notice seismic noise before the first layer.

Şekil 20. Maximum frekans 25 Hz. den elde edilen görüntü. Altta ki ince tabakalar bu frekansta yeterince çözümlenemiyor.

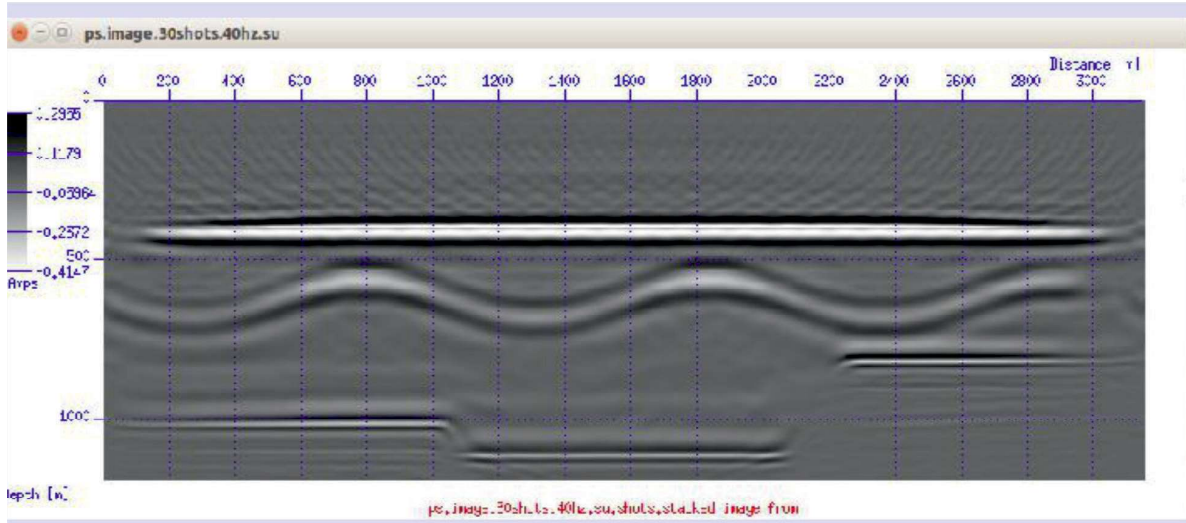


Figure 21. Final image from Fmax 40 Hz. Bottom layers are imaged better than 25 Hz. case.

Şekil 21. Maximum frekans 40 Hz. den elde edilen görüntü. Altta ki ince tabakalar bu frekansta daha iyi çözümlenmeye başladı.

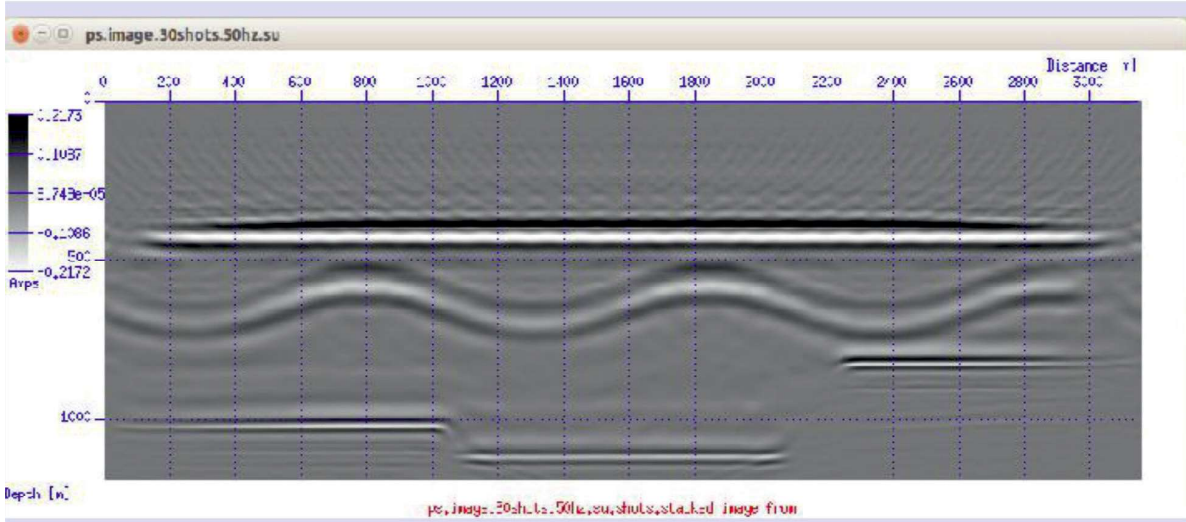


Figure 22. A final image from Fmax 50 Hz. The bottom thin layers are resolved well at this frequency.
Şekil 22. 50 Hz. den elde edilen sismik görüntü. Optimum migrasyon frekansı bu olabilir. Alt kısımdaki ince tabakalar iyi çözümlenmiş olarak görünüyor.

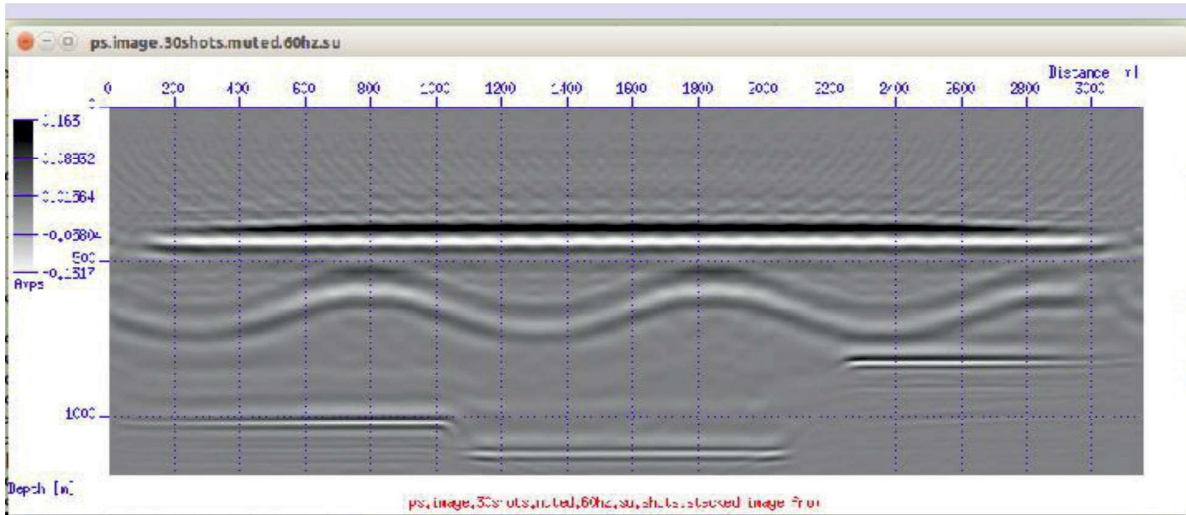


Figure 23. A final image from Fmax 60 Hz. The bottom thin layers are resolved well at this frequency, however some background noise seems to increase before and below the first layer.
Şekil 23. Fmax. 60 Hz. den elde edilen son görüntü. Çözünürlük güzel fakat arka plandaki sismik gürültüde artış var.

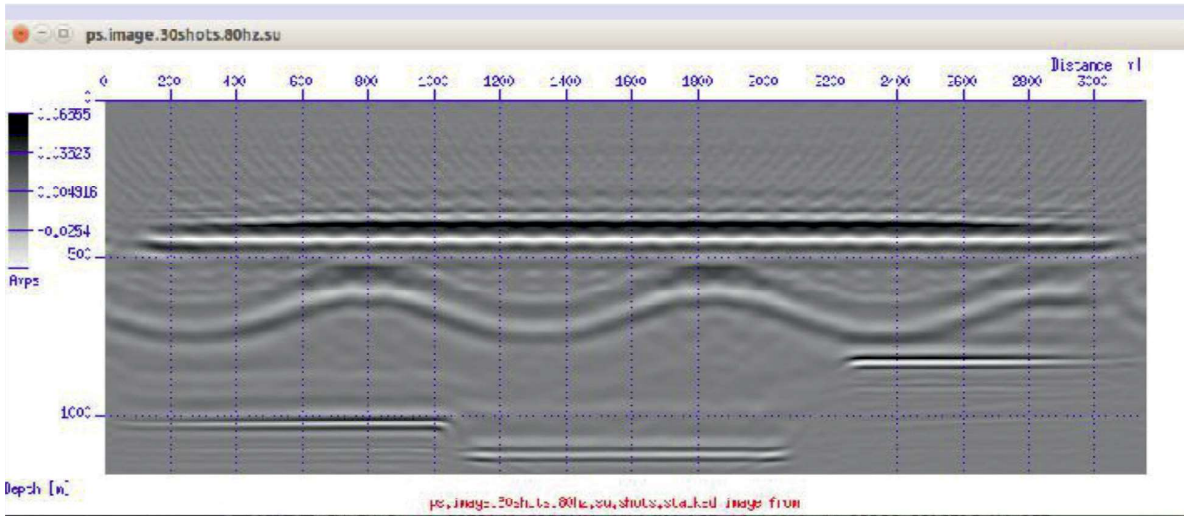


Figure 24. A final image from Fmax 80 Hz. Background noise is increased substantially, this could be due to numerical dispersion.

Şekil 24. Fmax 80 Hz. den elde edilen son görüntü. Sayısal gürültüde oldukça artış var bu frekansta.

ÖZET

Bu makalede jeofizik sismik yönteminde matematiksel ileri modelleme (forward modeling) yönteminin arazi çalışması için nasıl kullanıldığı örneklerle anlatılmıştır. Jeofiziksel model inşa edilmiş, model üzerinde sismik açılım tasarlanmış, sentetik sismik veriler bilgisayar ortamında üretilmiş, veri analizi ve veri - işlemler sentetik veriye uygulanmış, en son olarak da işlenmiş veriye migrasyon uygulanarak modelin sismik görüntüsü elde edilmiştir. Uygulanan işlemin doğruluğu ve sonuçların geçerliliği için sismik görüntü model ile karşılaştırılmıştır. Elde edilen sonuç oldukça yüksek kalitededir. Ayrıca sismik görüntüleme işleminde (migration) önemli parametrelerden biri olan maksimum frekansın görüntüleme kalitesine etkisinde irdelenmiştir. Çok düşük frekans ve çok yüksek frekans hallerinde görüntü çözünürlüğünün bozulduğu örneklerde gösterilmiştir.

Makalede çalışılan evreler şöyle sıralanabilir; a) model belirleme, model kurma, jeofiziksel sayısal model elde etme. b) ileri modelleme algoritmasının ve modelleme parametrelerinin seçimi, sentetik (yapay) veri üretimi. c) veri- analizi; yüzey ve kuyu sismik verilerinin karşılaştırılması. d) sentetik veri işlemi (data processing), frekans spektrum analizi. e) sismik görüntüleme, model ile karşılaştırma. f) sismik görüntüleme maksimum frekansı seçimi.

EVRELER

a) Model Kurumu - Genel Yaklaşım. Bu işlem yapılırken genelde sismik çalışmanın yapılacağı arazi şartları ile beklenen jeolojik ön bilgiler göz önünde bulundurulur. Bölgede daha önceden alınan kuyu logları anomalileri incelenir. Bölgedeki baskın tabakalar kaba hatlarıyla çizilir, bu tabakaların jeofiziksel özellikleri ve parametreleri belirlenir, örneğin sismik hızlar, yoğunluklar, poroziteler, tabaka kalınlıkları vb. gibi. Bu bilgiler harmanlanarak modelin bir kaba-taslağı çıkarılır, ölçümleri ve skalası (scale) konur. Böylelikle derinlik ve genişlik oranları ayarlanır. İlgi duyulan çözünürlükte istenen ince tabakalarda model üzerine eklenir. Modelde büyüklük ve ölçeklere dikkat edilmelidir.

Bu çalışmada daha önceden yapılmış olan hazır bir model kullanıldı. Modelin tabaka parametreleri olan uygun sismik hızlar ve yoğunluklar sonradan modele eklendi. Modelin genişlik ve derinliği 3150 m. ve 1200 m. olarak düzenlendi. Model karelaj (grid) aralığı 5m olarak ayarlandı, (bkz. Şekil 1). Düşey ve yatay karelaj büyüklüğü eşit olarak alındı.

b) Modelleme: Sentetik veri üretiminde modelleme algoritması olarak akustik sonlu farklar yöntemi kullanılmıştır. Akustik çalışma olduğu için, modellemede sadece skalar sismik dalga, yani tek tip dalga, olarak P-dalgaları üretilmiştir. Model yüzeyinden üretilen yüzey yansımaları (surface multiples) bastırılmıştır, istenirse veriye dâhil edilebilir.

Sentetik verinin hâkim frekansı 25 Hz. maksimum frekans 50 Hz. dir (bkz. Sekil 9 ve Sekil 10). Maksimum frekans seçiminde alias olayını önlemek için en düşük sismik hız ve karelaaj büyüklüğü göz önüne alınır. Kaynak sinyali olarak değişik tipte sinyal secimi mevcuttur. Burada minimum faz dalgası kullanılmıştır. Hem yüzey sismik profili (YSP) hem de düşey sismik profili (DSP) acilimi geometrileri kullanılarak iki tip sismik veri elde edilmiştir. Sismik kaynak aralığı 100 m, sismik alıcı aralığı 5 m. dir. Sadece yüzey sismik verileri veri-işlemden geçirilip sismik görüntüleme kullanılmıştır.

c) Data Analysis: Bu evrede yüzey sismik aciliminde elde edilen veriler incelenmiştir. Yansımalar sismik tabakalara göre karşılaştırılmış, yansıma sayısının tabaka sayısına eşit olmasına dikkat edilmiştir. Yüzey yansımalarının düşey sismik verileriyle karşılaştırılması yapılmış, düşey sismik (kuyu sismiği) verileri kullanılarak yüzey sismikte kaydedilen yansımaların derinlik bağlamaları yapılmıştır. Bu analizde kuyu derinliği önemlidir.

d) Veri-İşlem: Yüzey sismik verileri sismik görüntüleme kullanıldığından on veri-işleme tabii tutulmuştur. Verinin spektrum analizi yapılmış, beklendiği üzere hâkim ve maksimum frekansların 25 Hz ve 50 Hz olduğu gözlemlenmiştir. İlk gelen dalgaların varış zamanları bilgisayarda toplanmış, daha sonra bu zaman verileri kullanılarak bu dalgalar sönmülmüştür. k1-k2 ortamında veriler incelenmiş kaynak aralığı mesafesinin neden olabileceği alias değerleri gözlemlenmiş ve yumuşak k1-k2 süzgeç işlemi uygulanmıştır. Geometrik yayılım etkisinden doğan genlik sönmümesi t^{**2} ile telafi edilmiştir.

e) Sismik Görüntüleme (Migrasyon): Bu evrede sismik veriler, “kayıt zamanı - sismik iz” ortamından alınıp fiziksel ortama taşınarak jeolojik olarak yorumlanabilir hale getirilir. Bu transfer işlemiyle elde edilen sonuç ya zaman ortamında ya da derinlik ortamındadır. Bu çalışmada derinlik sismik görüntüleme yöntemi kullanılmıştır, elde edilen sonuç “*derinlik-yatay mesafe*” ortamındadır (bkz. Sekil 17). Elde edilen görüntünün doğruluğu model ile karşılaştırılarak yapılan işlemin kalite kontrolünün oldukça iyi olduğu gözlemlenmiştir (bk. Sekil 18).

Frekans içeriğinin sismik sinyalde önemli parametrelerden biri olduğu bilinir. Frekansın zenginliği (yüksek frekansların varlığı) sinyal içerisinde taşınan bilginin bolluğuyla doğru orantılıdır genelde. Hız-frekans ilişkisinde ($V=F*L$ denkleminde V hız, F frekans, L lamda yani dalga boyudur) görüldüğü gibi. Sabit hız (V) için, frekans (F) arttıkça dalga boyu (L) düşer, buda tabaka çözünürlüğünün artması demektir, yani hassasiyetin yükselmesi anlamına gelir. Bu açıklama esas alınarak, değişik maksimum frekanslardan sismik görüntüler elde edilmiştir. Verideki maksimum sinyal frekansı 50 Hz olduğundan optimum görüntüleme 50 Hz.de elde edilmiştir (bk. Sekil 17). Düşük frekansta (25 Hz) elde edilen görüntülerde netlik problemi olmuş, derin tabakalar detaylı çözümlenememiştir (Sekil 20). Yüksek frekansta (80 Hz) elde edilen görüntüde sayısal gürültüler oluşmaya başlamış, sanal görüntüler görünmeye başlamıştır. Frekans gereğinden fazla arttırmanın bir yararı olmamış aksine sismik görüntü sayısal olarak kirlenmeye başlamıştır. Seçilen frekansın sismik veri tarafından desteklenmesi gerekmektedir.

BU ÇALIŞMADAN NELER ÖĞRENDİK:

Bu çalışmadan öğrendiklerimiz şu başlıklar altında toplanabilir;

a) Tasarlanan bir jeolojik model ya da taslak bilgisayarda örnekleme yapılarak jeofiziksel model haline dönüştürülebilir. Elde edilen bu sayısal model karelaaj haline getirilerek istenen boyutta bir grid modeli oluşturulabilir. Jeofiziksel parametreler (sismik hızlar, yoğunluklar, empedans vb. gibi) modele girilerek her bir parametre için bir model elde edilebilir.

b) Kurulan model üzerinde jeofizik sismik ölçme tasarlanarak sentetik veri üretilebilir. Bu çalışmada akustik dalga denklemi kullanılarak P-dalgalarından çözüm üretilmiştir. Eğer istenirse sismik hız modeli değiştirilerek akustik S-dalga çözümü de üretilebilir.

c) Üretilen sentetik veriler veri-işlemden geçirilerek sonuçlar analiz edilebilir. Bu arada veri-işlem parametreleri de bu sentetik veri üzerinde test edilebilir. Eğer arazi verisi varsa, bu sentetik veriler arazi verileriyle karşılaştırılarak modelin doğruluğu kontrol edilebilir.

d) En son evrede sentetik veri, sismik “kayıt zamanı – sismik iz” ortamından alınıp fiziksel ortama transfer edilebilir. Burada derinlik transformasyonu (migrasyon) yapılmıştır.

e) Sismik kaynak sayısı, alıcıların yer ve adeti, sismik kaynak sinyalinin cinsi ve frekansı değiştirilerek farklı sismik ölçümler simülasyon edilebilir. Değişik senaryolardan elde edilen sismik görüntüler incelenerek hangi ölçüm kombinasyonun istenilen görüntüyü en ekonomik olarak verebileceği ve hangi tasarımın arazide uygulanması gerektiğine karar verilebilir. Böylece karar işlemi matematiksel bir esas üzerine oturtulmuş olur.

f) Sismik çalışmaların her birinde bu modelleme-görüntüleme çalışmasının kullanılması tavsiye edilir.

FUTURE WORK

As a continuation of 2D study it can be further done as

a) Image decimation study can also be done to see how many minimum number of receivers and/or sources should be needed to produce similar quality final image. This elimination study can save time and extra cost during the survey. Surface array length could be optimized as well.

b) The VSP data should be processed appropriately to produce corridor stacks from the zero-offset VSP data, and images from the walkaway VSP data.

c) It is strongly recommended that further research and applications should be performed for 3D seismic modeling and imaging.

ACKNOWLEDGEMENTS

I would like thank the Colorado School of Mines (CSM) group and the SU community for their help for setting up the processing software and providing the velocity model picks. Dr. Herman Jaramillo and Y. Doc. Dr. Tekin Yeken provided valuable opinions and discussions during the review of the results. Y. Doc. Dr. Fethi Ahmet Yuksel of Istanbul University encouraged me to prepare this paper for publication. My special gratitude is for Istanbul University for publishing this paper.

REFERENCES

- AAPG Wiki**, “Forward modeling of seismic data” http://wiki.aapg.org/Forward_modeling_of_seismic_data
- Amal Ray, Yan Quist, Zhou Yu, Hans Sugianto, Brian Hornby, 2005**, “Acquisition of 2D walkaway VSP data to improve imaging of Thunder Horse North Field, Gulf of Mexico”, *The Leading Edge* Apr 2005, Vol. 24, No. 4, pp. 430-432.
- Brian E. Hornby, Jianhua Yu, John A. Sharp, Amal Ray, Yan Quist, Carl Regone, 2006**, “VSP; Beyond time to depth”, *The Leading Edge*, Apr 2006, Vol. 25, No. 4, pp. 446-452
- Carl Regone, 2006**, “A modeling approach to wide-azimuth design for subsalt imaging”, *The Leading Edge*, Dec 2006, Vol. 25, No. 12, pp. 1467-1475
- Carrie F. Youzwishen and Gary F. Margrave, 1999**, “Finite difference modeling of acoustic waves in Matlab”, *CREWES Research Report — Volume 11*.
- Cemal Erdemir, Ashwani Dev, 2013**, *Subsalt Interferometric Imaging using walkaway VSP and offset free cable geometry: A modeling study*, *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2013*: 176-180.
- Erdemir, Cemal, 1992, MSc., T3844**, “Illumination Angle Determination and Its Application to Pre-stack Migration of P/S Converted Waves on Physical Elastic Model Data. Master Thesis, Colorado School of Mines,
- Erdemir Cemal, 1997, PhD., T5015**, “Interactive Polarization Filtering and Pre-stack Imaging of Nine-Component, Multiple-Offset VSP Data, Yucca Mountain, Nevada”. Doctoral Thesis, Colorado School of Mines,
- Neil L. Anderson, Dennis E. Hedke, Ralph W. Knapp, 2015**, “Forward Seismic Modeling – Applications and Utility”, *Kansas Geological Survey, Bulletin 237*, pp28-33.
- Oz Yilmaz, 2001**, “Seismic Data Analysis”, *SEG Publication, ISBN 978-1-56080-094-1*